



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2020-09 DU 7 MAI 2020 RELATIVE À LA RÉVISION DE LA MÉTHODOLOGIE D'EXAMEN DES COÛTS D'INVESTISSEMENT ET D'EXPLOITATION DANS DES MOYENS DE PRODUCTION SITUÉS DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES

Contexte et objet de la consultation publique

Dans les zones non-interconnectées au territoire métropolitain (ZNI), une partie significative des actifs de production d'électricité se développe dans le cadre d'un contrat de gré à gré conclu entre le producteur et le fournisseur historique de la zone.

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 23 avril 2015¹ 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 installations. La CRE applique cette méthodologie 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.

Après cinq années d'application marquées par la diversification des projets de production d'électricité, l'arrivée à échéance des premiers contrats d'obligation d'achat dans les ZNI, ainsi que la publication du nouvel arrêté relatif au taux de rémunération dans les ZNI², il apparaît nécessaire de revoir cette méthodologie sur plusieurs points :

- le champ d'application de la méthodologie et les critères d'éligibilité à un contrat de gré à gré afin de préciser entre autres l'interaction avec les autres dispositifs de soutien et le cas des projets hybrides ;
- les modalités de saisine de la CRE pour fluidifier l'instruction, notamment pour les projets de petite puissance ;
- l'évaluation du coût de production normal et complet d'un projet eu égard notamment aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ;
- la mise en œuvre du nouvel arrêté relatif au taux de rémunération du capital investi dans des moyens de production en ZNI ;
- la prise en compte des immobilisations en cours dans la rémunération du capital ;
- la prise en compte des aides à l'investissement ;
- le traitement des demandes de compensation pour démantèlement ;
- les incitations à la disponibilité et à la performance des installations ;
- le traitement des actifs de production dont le capital est amorti ;
- certaines modalités contractuelles spécifiques.

¹ Délibération de la CRE du 23 avril 2015 portant communication relative à la méthodologie modifiée appliquée 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 ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte

² 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

Paris, le 7 mai 2020.

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 coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés 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^{er} juillet 2020 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 coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production 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

1. CHAMP D'APPLICATION DE LA MÉTHODOLOGIE ET CRITÈRES D'ÉLIGIBILITÉ À UN CONTRAT DE GRÉ À GRÉ 5	
1.1	ARTICULATION DES MÉCANISMES DE CONTRACTUALISATION DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE DANS LES ZNI 5
1.2	CHAMP D'APPLICATION DE LA MÉTHODOLOGIE5
1.3	CAS DES PROJETS HYBRIDES.....6
1.3.1	Projet de production d'électricité incluant plusieurs technologies.....6
1.3.2	Projet regroupant des installations de fonction différente.....6
1.3.3	Possibilité d'un traitement du projet comme un unique actif de production : critères de dérogation ...6
1.4	CAS DES PROJETS INNOVANTS6
1.5	CAS DES PROJETS INTERROMPUS.....6
2. MODALITÉS DE SAISINE DE LA CRE 7	
2.1	GUICHET OUVERT OU FENÊTRES DE SAISINE7
2.2	TEMPORALITÉ DE LA SAISINE PAR RAPPORT À LA PÉRIODE DE FONCTIONNEMENT DE L'INSTALLATION 7
2.3	MODALITÉS DES ÉCHANGES AVEC LA CRE7
2.4	CONTENU DU DOSSIER DE SAISINE : CAS GÉNÉRAL ET CAS SIMPLIFIÉ.....8
2.4.1	Cas général8
2.4.2	Dossier simplifié pour les projets de petite taille.....9
3. DÉTERMINATION DU COÛT NORMAL ET COMPLET..... 10	
4. RÉMUNÉRATION DU CAPITAL IMMOBILISÉ ET MISE EN ŒUVRE DE L'ARRÊTÉ FIXANT LES TAUX DE RÉMUNÉRATION DES ACTIFS DE PRODUCTION 11	
4.1	ASSIETTE D'INVESTISSEMENT DONNANT LIEU À RÉMUNÉRATION 11
4.2	TAUX DE RÉMUNÉRATION DU CAPITAL IMMOBILISÉ 11
4.3	CALCUL DES COMPOSANTES DE LA COMPENSATION FAISANT INTERVENIR LE TAUX DE RÉMUNÉRATION 13
4.4	CAS PARTICULIERS..... 13
5. ÉVOLUTION DE LA PRISE EN COMPTE DES IMMOBILISATIONS EN COURS 15	
5.1	ASSIETTE DE RÉMUNÉRATION DES IEC..... 15
5.2	RÉMUNÉRATION DES IEC..... 15
5.3	RÉVISION DE LA RÉMUNÉRATION DES IEC..... 15
6. ÉVOLUTION DE LA PRISE EN COMPTE DES AIDES À L'INVESTISSEMENT 17	
6.1	PRISE EN COMPTE DES AIDES À L'INVESTISSEMENT DANS LES MODALITÉS DE COMPENSATION DÉFINIES AU MOMENT DE LA DÉLIBÉRATION 17
6.2	RÉVISION DE LA PRISE EN COMPTE DES AIDES À L'INVESTISSEMENT AU COURS DE LA VIE DU PROJET 17
7. CLARIFICATION DU TRAITEMENT DES DEMANDES DE COMPENSATION POUR DÉMANTÈLEMENT..... 19	
7.1	CHAMP D'APPLICATION..... 19
7.2	MODALITÉS DE TRAITEMENT DES COÛTS DE DÉMANTÈLEMENT POUR LES INSTALLATIONS ÉLIGIBLES 19
7.3	INSTALLATIONS EXISTANTES DU FOURNISSEUR HISTORIQUE..... 20
8. INCITATION À LA DISPONIBILITÉ ET À LA PERFORMANCE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ 21	
8.1	BONUS-MALUS INCITANT À LA DISPONIBILITÉ DE L'INSTALLATION..... 21
8.1.1	Moyens de production à caractère fatal dont la ressource ne peut pas être pilotée..... 21

8.1.2	Moyens de production pilotables.....	22
8.1.3	Moyens de production à caractère fatal dont la disponibilité de la ressource n'est pas ou peu prévisible.....	22
8.2	MODALITÉS DE CONTRÔLE PAR LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU	23
8.3	INDICATEURS DE PERFORMANCE.....	23
9.	CAS DES INSTALLATIONS AMORTIES	25
10.	AUTRES MODALITÉS CONTRACTUELLES	26
10.1	DISPOSITIONS APPLICABLES PENDANT LA PHASE DE MISE EN SERVICE.....	26
10.2	PRISE EN COMPTE DES RECETTES	26
10.3	RÉVISION DE LA COMPENSATION	26
10.4	MÉCANISME INCITANT AU RESPECT DE LA DURÉE DU CONTRAT.....	27
10.5	DÉCLARATION ANNUELLE PAR LES PRODUCTEURS DE LEURS COÛTS D'EXPLOITATION ET DE GER	27
10.6	RÉGULATION INCITATIVE DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN COMBUSTIBLE.....	28
	GLOSSAIRE.....	29

1. CHAMP D'APPLICATION DE LA MÉTHODOLOGIE ET CRITÈRES D'ÉLIGIBILITÉ À UN CONTRAT DE GRÉ À GRÉ

La présente partie vise à recueillir les observations des acteurs sur le champ d'application de la méthodologie et les critères d'éligibilité à un contrat de gré à gré qui dépendent de l'existence d'un mécanisme de soutien adapté sous la forme d'un guichet ouvert (tarif d'achat) ou d'un appel d'offres et de la nature du projet.

1.1 Articulation des mécanismes de contractualisation de la production électrique dans les ZNI

Trois mécanismes permettent la contractualisation de la production d'électricité injectée sur le réseau dans les ZNI :

- L'obligation d'achat, définie par arrêtés tarifaires, grâce à laquelle les producteurs d'énergie renouvelable bénéficient d'un tarif d'achat garanti sur une période prédéterminée ;
- Les appels d'offres, à l'issue desquels les porteurs de projet retenus bénéficient d'un contrat d'achat de leur production sur une durée définie et au prix proposé dans leur offre ;
- Les contrats de gré à gré qui sont des contrats permettant à l'exploitant d'une centrale de vendre sa production d'électricité au fournisseur historique à un prix défini après une analyse approfondie par la CRE des coûts d'investissement et des coûts d'exploitation du projet.

La CRE entend expliciter les règles qu'elle appliquera pour qu'un projet de production d'électricité puisse bénéficier d'un contrat de gré à gré.

Un projet n'est pas éligible à un contrat de gré à gré s'il existe un mécanisme de soutien de référence – arrêté tarifaire ou appel d'offres – pour la catégorie de projet concernée. C'est en particulier le cas pour le développement de toute nouvelle installation photovoltaïque dont le soutien est organisé au travers de deux mécanismes de référence³, l'arrêté tarifaire jusqu'à 100 kWc et l'appel d'offres au-delà⁴.

1.2 Champ d'application de la méthodologie

Pour les installations éligibles au contrat de gré à gré, la méthodologie d'examen des coûts d'investissement et d'exploitation d'un moyen de production d'électricité dans les ZNI s'applique :

- A tout nouveau projet d'investissement dont le montant de la compensation n'a pas encore fait l'objet d'une délibération de la CRE ;
- A l'occasion d'une demande de révision de la compensation de toute installation ayant déjà fait l'objet d'une délibération de la CRE ;
- A tout moyen de production existant dont le contrat de gré à gré ou le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance.

Pour les projets concernés, la méthodologie s'applique aussi bien aux producteurs tiers qu'aux fournisseurs historiques. Dans les cas où le projet serait porté par un fournisseur historique, au lieu d'un contrat de gré à gré, un protocole interne est établi. Ce document précise notamment les modalités de compensation du fournisseur historique et les critères de performance de l'installation.

En outre, pour toutes ses centrales existantes qui ne font pas l'objet d'un protocole interne, le fournisseur historique fournit chaque année à la CRE son programme de réinvestissement sur les 5 prochaines années (ou plus si les travaux prévus durent davantage). Pour les investissements que la CRE juge significatifs, le fournisseur historique transmet une note présentant les travaux et détaillant les coûts prévisionnels. Ces montants seront soumis à la révision des capex selon les mêmes principes que ceux appliqués dans le cadre des contrats de gré à gré.

La méthodologie s'applique également, au travers de modalités spécifiques, aux demandes de compensation pour les opérations de démantèlement d'installations de production ayant bénéficié d'un contrat de gré à gré (cf. § 7).

S'agissant des opérations de *repowering*, notamment éolien, l'octroi d'un contrat de gré à gré à une nouvelle installation venant en remplacement d'une installation existante ne sera possible qu'une fois une durée de 20 ans révolue depuis la mise en service de la première installation. Des exceptions seront envisageables s'il était démontré que (i) la durée de vie de certaines générations d'aérogénérateurs plafonne effectivement à 15 ans ou que (ii) leur prolongement ne peut pas se faire dans des conditions économiques et industrielles satisfaisantes – si la production des pièces d'une gamme d'éoliennes a été arrêtée ou que les coûts de maintien en exploitation sont prohibitifs. Entre la fin de son contrat d'obligation d'achat et son démantèlement, l'installation pourra bénéficier d'un contrat de gré à gré visant essentiellement à couvrir les coûts d'exploitation (cf. § 9).

³ Sauf, à ce jour, pour les projets photovoltaïques dans certains territoires comme dans les îles du Ponant et celles de Wallis-et-Futuna qui peuvent bénéficier d'un contrat de gré à gré en l'absence de mécanisme de soutien de référence.

⁴ Pour les projets photovoltaïques, la puissance unitaire maximale aujourd'hui admissible dans l'appel d'offre en ZNI est de 5 MWc. Si l'atteinte des objectifs des PPE repose sur des projets de puissance unitaire plus importante, il convient que le gouvernement adapte l'appel d'offres en conséquence.

1.3 Cas des projets hybrides

Les paragraphes 1.3.1 et 1.3.2 présentent les modalités de traitement de référence envisagées pour les projets de nature hybride. Le paragraphe 1.3.3 expose quant à lui les critères pour y déroger.

1.3.1 Projet de production d'électricité incluant plusieurs technologies

Lorsqu'un projet comporte des installations de production d'électricité de technologies différentes (par exemple : éoliennes, moteurs thermiques, centrale biomasse, etc.), la présente méthodologie est appliquée technologie par technologie. Par conséquent, le porteur de projet est tenu de préparer un dossier de saisine pour chaque technologie avec des projets de contrat distincts.

Dans le cas de fortes synergies entre les différentes technologies, la CRE est saisie au moyen :

- D'une note de présentation du projet dans son ensemble qui explicite en particulier les synergies et les éventuelles répartitions de coûts et recettes entre les technologies (en cas d'utilisation de clefs de répartition, celles-ci devront être fournies et dûment justifiées) ;
- D'un dossier de saisine complet par technologie ;
- D'un projet de contrat par technologie.

1.3.2 Projet regroupant des installations de fonction différente

Le traitement d'un projet impliquant des installations ayant des fonctions de nature différente (production d'électricité et stockage d'énergie ou maîtrise de la demande en électricité par exemple) relève de méthodologies spécifiques, déjà publiées par la CRE⁵.

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. 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.

1.3.3 Possibilité d'un traitement du projet comme un unique actif de production : critères de dérogation

La CRE envisage d'accepter de déroger aux principes exposés aux paragraphes 1.3.1 et 1.3.2 et d'examiner un projet comme un unique actif de production si le développement de l'installation hybride répond à un besoin identifié dans le décret relatif à la 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 mécanismes de soutien de référence.

1.4 Cas des projets innovants

Les démonstrateurs et les technologies de production d'électricité peu matures peuvent faire l'objet d'un contrat de gré à gré s'ils relèvent du champ d'application de la méthodologie. Le cas échéant, les coûts spécifiques liés au caractère innovant du projet ne sont pas intégrés dans le coût normal et complet défini par la CRE et servant de base à l'évaluation du niveau de compensation (cf. § 3 et 4).

1.5 Cas des projets interrompus

Dans le cas où un projet n'est pas réalisé, c'est-à-dire qu'il n'aboutit pas à la mise en service industrielle de l'installation, et sauf disposition contraire explicitement prévue par les textes législatifs ou réglementaires, les coûts engagés par le porteur de projet restent à sa charge et ne font l'objet d'aucune compensation au titre des charges de service public de l'énergie⁶.

Q1 : Ces dispositions vous semblent-elles adaptées et suffisantes pour expliciter le cadre d'application du mécanisme de contrat de gré à gré et de la méthodologie d'examen des coûts d'investissement et d'exploitation pour des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI ?

⁵ Stockage : 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

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

⁶ Le coût des études identifiées dans le décret relatif à la PPE et dont la compensation relève de l'application du e du 2° de l'article L.121-7 du code de l'énergie sont compensées à ce titre que le projet se concrétise ou non.

2. MODALITÉS DE SAISINE DE LA CRE

La CRE envisage d'apporter les évolutions suivantes aux modalités de saisine prévues dans la méthodologie :

- la possibilité de mettre en place des fenêtres temporelles de saisine ;
- la temporalité de la saisine par rapport à la date de mise en service de l'installation (ou de mise à l'arrêt de celle-ci dans le cas d'une saisine relative au démantèlement) ;
- les modalités d'échanges avec la CRE, s'agissant notamment des informations commercialement sensibles ;
- l'évolution du dossier standard de saisine et la définition d'un dossier simplifié pour les petits projets.

2.1 Guichet ouvert ou fenêtres de saisine

La saisine de la CRE pour l'instruction d'un projet de production ou pour la révision d'un contrat ou d'un protocole interne s'effectue en guichet ouvert. Cependant, la CRE pourra, si elle le juge nécessaire, mettre en place des fenêtres de saisine spécifiques pour certains types de projets.

Dans ce cas, il convient que le fournisseur historique définisse une date limite 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 qu'elle aura préalablement fixée. A l'ouverture de la fenêtre de saisine, la CRE pourrait annoncer le taux de rémunération maximal applicable à l'ensemble des projets concernés (cf. § 4.2).

Si les projets déposés au cours d'une fenêtre de saisine avaient pour effet d'excéder les objectifs de la PPE, la CRE procéderait à un interclassement des projets dans le but de minimiser les charges de service public de l'énergie.

En outre, la CRE estime que l'application de la méthodologie pourrait être couplée à un appel à projets lancé par le ministre en charge de l'énergie pour répondre à un objectif identifié dans la PPE, à condition toutefois qu'il y ait une concurrence suffisante. Ce couplage se déroulerait de la manière suivante :

1. Le ministre en charge de l'énergie organise un appel à candidatures pour répondre à un objectif identifié dans la PPE, le cas échéant après en avoir précisé les contours, notamment en termes de spécifications techniques en faisant appel à l'expertise du gestionnaire de réseau (GR) ;
2. Les candidats sélectionnés sur le fondement de critères relatifs à leur solidité technique et financière ou à la compatibilité du projet envisagé avec l'objectif dialoguent pour établir un cahier des charges sous l'égide du ministère qui y associe la collectivité territoriale ;
3. Les candidats soumettent leurs offres sur la base desquelles la CRE classe les projets selon les critères définis dans le cahier des charges ;
4. Les projets qui, dans l'ordre du classement, permettent d'atteindre l'objectif de la PPE sont soumis à l'examen de leurs coûts prévisionnels par la CRE, au cours duquel ces coûts ne peuvent pas être revus à la hausse.
5. La CRE délibère, selon la méthodologie, sur le niveau de compensation du (ou des) projet(s) lauréat(s).

2.2 Temporalité de la saisine par rapport à la période de fonctionnement de l'installation

Pour un nouveau moyen de production, le producteur et le fournisseur historique sont tenus respectivement d'élaborer le dossier de saisine et de saisir la CRE en amont de la construction de la centrale⁷. Pour un moyen de production existant dont le contrat de gré à gré ou le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance, ils sont tenus de le faire entre 6 et 18 mois avant l'échéance du contrat.

Pour les projets qui présentent des montages financiers particuliers nécessitant l'interaction de plusieurs acteurs, les relations avec la CRE doivent être anticipées afin de s'assurer de la parfaite articulation des différents financements et contrats.

Dans le cas d'un dossier relatif au démantèlement d'une installation (cf. § 7), la CRE doit être saisie entre 6 et 18 mois avant la mise à l'arrêt de celle-ci. Ce délai peut être réduit dans le cas d'une mise à l'arrêt de l'installation non anticipable par le producteur.

2.3 Modalités des échanges avec la CRE

Le fournisseur historique saisit la CRE d'un dossier préparé par le porteur de projet lui permettant d'en évaluer le coût normal et complet et d'un projet de contrat élaboré entre le producteur et le fournisseur historique. Le contenu du dossier de saisine est présenté dans le paragraphe 2.4.

Le producteur tiers peut, s'il le juge nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'il considère sensibles au regard de leur contenu économique ou technologique. Il est toutefois rappelé que la négociation du contrat avec le fournisseur historique préalable à la saisine de la CRE nécessite que ce dernier ait un niveau de

⁷ Dans le cas d'un avenant relatif à un réinvestissement dans un moyen de production existant, le producteur et le fournisseur historique sont tenus respectivement d'élaborer le dossier de saisine et de saisir la CRE en amont des travaux concernés.

connaissance suffisant des performances de l'installation pour permettre l'insertion la plus efficace du projet dans le système électrique. Par ailleurs, après délibération de la CRE et afin de mettre en œuvre le contrat, le fournisseur historique disposera des composantes de rémunération du projet et de l'ensemble des autres éléments nécessaires à l'exécution du contrat.

2.4 Contenu du dossier de saisine : cas général et cas simplifié

Pour faire l'objet d'une instruction par la CRE, tout dossier de saisine doit être complet et respecter les prescriptions de la méthodologie, notamment s'agissant de l'ensemble des pièces à fournir. Par rapport à la méthodologie du 23 avril 2015, la CRE propose d'ajouter trois pièces dans le dossier standard de saisine et de définir un dossier simplifié pour les petits projets.

2.4.1 Cas général

Selon la méthodologie du 23 avril 2015, le porteur de projet prépare un dossier comportant les pièces suivantes :

1. Une présentation des données clés du projet (renseignements administratifs, caractéristiques principales du projet, etc.) ;
2. Une description technique (adéquation du projet avec les objectifs de la PPE, justification du choix technologique retenu, rendement et disponibilité attendus de l'installation, modalités de fonctionnement, approvisionnement pour le combustible envisagé, etc.) ;
3. Une présentation du site d'implantation envisagé (critères de choix du site notamment) ;
4. Une note relative à l'intégration locale (conflits d'usage, activités préexistantes et futures sur la zone, etc.) ;
5. Une note relative à l'expérience technique du porteur de projet et de ses partenaires, et au programme industriel (organisation du projet, fournisseurs, partenaires industriels et commerciaux, expérience du porteur de projet, etc.) ;
6. Un plan d'affaires et une description du montage financier envisagé ;
7. Une note détaillant les coûts d'investissement (en particulier, justification de la mise en concurrence des fournisseurs et prestataires et justification du choix retenu) et, le cas échéant, les montants des aides financières envisagées ;
8. Une note détaillant les différents coûts et recettes d'exploitation, fixes et variables, ainsi que les éventuelles dispositions d'indexation (exemple : contrat de maintenance passé avec un tiers).

Si le projet est porté par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat entre le fournisseur historique et le producteur. Si le projet est porté par le fournisseur historique, le dossier est accompagné d'un projet de protocole interne.

Dans tous les cas, le GR joint son analyse technique relative au projet (pertinence du choix technologique retenu compte tenu des services pouvant être fournis par l'installation par rapport aux services attendus par le GR, etc.). En outre, le GR précise et justifie la manière dont il envisage *a priori* d'optimiser le pilotage de l'installation compte tenu de ses spécifications techniques.

La CRE envisage de compléter cette liste en demandant :

- 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 au sein de la grille de référence publiée par la CRE pour la prime de 0 à 300 points. 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. § 4.2) ;
- Une note permettant d'évaluer précisément, selon le type d'installation : la ressource disponible, le productible (la fonction de transfert optimale entre la ressource et la quantité d'électricité produite doit être fournie), les indisponibilités pour maintenance et les indisponibilités pour fortuit. Le but est de disposer d'éléments objectifs permettant de définir l'objectif de disponibilité ou de production par année. Les différents éléments, en particulier la disponibilité de la ressource, doivent être, dans la mesure du possible, justifiés par des études d'entreprises externes indépendantes (cf. § 8) ;
- Une note détaillant les coûts prévisionnels pour le démantèlement de l'installation (cf. § 7).

La pièce n° 7 serait quant à elle complétée afin de disposer d'une information accrue en matière d'aides à l'investissement (démarches effectuées, justifications, dates prévisionnelles de versement, montant des aides, spécification de la nature et du traitement comptable de chaque aide perçue). Eu égard à l'évolution envisagée pour le traitement des immobilisations en cours (cf. § 5), le porteur de projet devra également fournir dans cette note et dans le plan d'affaires la chronique des dépenses d'investissement par période de 6 mois.

2.4.2 Dossier simplifié pour les projets de petite taille

Pour les petits projets⁸, et notamment pour les projets photovoltaïques de puissance inférieure à 100 kWc dans les îles du Ponant et à Wallis et Futuna, le porteur de projet prépare un dossier simplifié avec les pièces suivantes :

1. Une présentation des données clés du projet (renseignements administratifs, rôle des différents acteurs du projet, caractéristiques principales du projet, etc.) ;
2. Une description technique succincte (adéquation du projet avec les objectifs de la PPE, justification du choix technologique retenu, rendement et disponibilité attendus de l'installation, approvisionnement pour le combustible envisagé, etc.) ;
3. Une présentation du site d'implantation envisagé ;
4. Un plan d'affaires simplifié détaillant les principaux postes de coûts d'investissement et de coûts d'exploitation.

Comme dans le cas général, si le projet est porté par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat entre le fournisseur historique et le propriétaire de l'installation. Si le projet est porté par le fournisseur historique, le dossier est accompagné d'un projet de protocole interne.

Q2 : Les différentes modalités de saisine exposées vous semblent-elles appropriées ? Proposez, le cas échéant, des aménagements.

Q3 : Que pensez-vous de l'opportunité de mettre en place des appels à projets lancés par le ministre en charge de l'énergie ? Pour quels objectifs ou quels projets des PPE actuelles ou en discussion, le recours à une telle procédure vous semblerait pertinent ?

Q4 : Les éléments constitutifs du dossier de saisine vous semblent-ils adaptés pour permettre l'évaluation du coût normal et complet, de l'objectif de production ou de disponibilité, des recettes et des aides financières pour tous les projets concernés par la méthodologie ? Proposez, le cas échéant, des amendements au dossier envisagé.

Q5 : Identifiez-vous d'autres pistes permettant de simplifier l'instruction d'un contrat de gré à gré pour un projet de petite taille ? Selon vous, quels projets devraient bénéficier des modalités de saisine simplifiées ?

⁸ Dans les principales ZNI, les petits projets pourraient être définis comme les projets de puissance inférieure à 1 MW.

3. DÉTERMINATION DU COÛT NORMAL ET COMPLET

Pour chacun des cas d'application de la méthodologie, la CRE évalue le coût de production normal et complet (CNC) mentionné à l'article R. 121-28 du code de l'énergie afin d'établir le niveau de la compensation dont peut bénéficier le projet. La définition du CNC nécessite un ajustement pour assurer sa bonne articulation avec le respect des objectifs définis par les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE).

Dans le cas d'une nouvelle installation de production qui répond à un objectif de politique énergétique prévu par la PPE pour sa filière, le CNC correspond aux seuls coûts nécessaires à la construction et à l'exploitation d'une telle installation performante et adaptée aux spécificités du système électrique. Le dimensionnement de la nouvelle installation de production et son mode de fonctionnement doivent être en adéquation avec les caractéristiques et les besoins du système électrique du territoire. Dans l'éventualité contraire, une décote pourra être appliquée pour définir le CNC au regard du coût normal d'un moyen de production adapté au système électrique du territoire.

Dans le cas d'une installation de production existante dont la poursuite de l'exploitation répond à un objectif de politique énergétique prévu par la PPE pour sa filière, le CNC correspond aux seuls coûts d'exploitation, de gros entretiens et de renouvellement d'une installation efficace. Il ne peut en tout état de cause pas excéder le CNC d'une installation neuve répondant au même objectif de la PPE.

Pour les installations neuves comme existantes, le CNC d'une installation prend en compte certaines spécificités dont la qualification et l'appréciation relèvent des caractéristiques propres à la zone d'implantation.

Un projet de mise en service ou de prolongation d'exploitation d'un moyen de production qui ne répondrait pas à un objectif de la PPE ne pourrait donner lieu à l'établissement d'un CNC par la CRE.

Q6 : La définition du coût normal et complet d'un projet au regard des objectifs de la PPE et des besoins du système électrique appelle-t-elle des remarques de votre part ?

4. RÉMUNÉRATION DU CAPITAL IMMOBILISÉ ET MISE EN ŒUVRE DE L'ARRÊTÉ FIXANT LES TAUX DE RÉMUNÉRATION DES ACTIFS DE PRODUCTION

Pour la mise en œuvre de l'arrêté du 6 avril 2020 fixant les taux de rémunération⁹, cette section vise à adapter la définition de l'assiette d'investissement retenue (§ 4.1), à préciser les modalités de mise en œuvre du nouvel arrêté (§ 4.2) avant de rappeler les modalités de calcul de la rémunération annuelle (§ 4.3) et de faire état du traitement des transferts d'actif (§ 4.4).

4.1 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 compris¹⁰, nette :

- de la TVA et de l'octroi de mer ;
- de toute provision pour aléas ;
- de tous frais financiers, notamment les intérêts ; les immobilisations en cours faisant l'objet d'un traitement spécifique présenté dans la partie 5, les intérêts intercalaires sont exclus de l'assiette d'investissement ;
- des aides à l'investissement perçues (avantages fiscaux et subventions notamment) dont le traitement est présenté dans la partie 6 ;
- du coût des études identifiées dans le décret relatif à la PPE et dont la compensation relève de 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.

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 10.1.

Cette définition de l'assiette présente deux évolutions par rapport à celle de la méthodologie du 23 avril 2015 :

- d'une part, la somme des investissements n'est plus actualisée selon la chronique de décaissement, en lien avec la proposition d'une nouvelle méthode de traitement des immobilisations en cours, permettant un traitement plus homogène des différentes technologies ;
- d'autre part, dans la mesure où les études, dont la compensation est prévue par la PPE au titre du e du 2° de l'article L.121-7 du code de l'énergie, sont compensées à l'euro-l'euro dans la limite du montant délégué par la CRE après mise en concurrence organisée sur la base d'un cahier des charges l'année suivant la finalisation de l'étude, le coût afférant n'est pas intégré à l'assiette de rémunération.

Les modalités de révision de l'assiette d'investissement prévues par la méthodologie du 23 avril 2015 ne sont pas modifiées, à ceci près que les décaissements ne sont plus actualisés, en lien avec le nouveau traitement proposé pour les immobilisations en cours. Le paragraphe 10.3 précise les modalités en cas d'activation de la clause de sauvegarde lors de la révision de l'assiette d'investissement.

4.2 Taux de rémunération du capital immobilisé

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production d'électricité dans les ZNI est fixé par arrêté.

Après avis de la CRE¹¹, le ministère de l'énergie a pris le 6 avril 2020 un nouvel arrêté¹² permettant de définir un taux de rémunération adapté à chaque projet en tenant compte de ses spécificités (technologie, territoire, etc.). Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans des investissements est désormais 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 ;

⁹ 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

¹⁰ Le coût prévisionnel du raccordement considéré est le prix hors taxe indiqué dans la Proposition Technique et Financière (PTF) après application le cas échéant du taux de réfaction.

¹¹ 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

¹² 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

- iii. d'une prime de 100, 200, 300 et 400 points de base selon le territoire¹³ ;
- 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 prévoit d'introduire dans sa méthodologie la grille qu'elle compte appliquer pour déterminer la prime relative à la nature du projet et à la technologie employée.

Grille de détermination de la prime relative à la nature du projet et aux risques propres 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 notamment pour prendre en compte les risques inhérents à la technologie du projet. A moins que des circonstances exceptionnelles propres au projet justifient qu'il y soit dérogé, la CRE prévoit d'appliquer 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 production d'électricité dans les ZNI

Filière	Fourchette de la prime relative à la nature du projet (en points de base supplémentaires)
Photovoltaïque et éolien (terrestre et en mer)	0 - 100
Hydraulique	0 - 150
Biomasse et combustion de déchets	0 - 100, jusqu'à 200 pour les projets présentant un approvisionnement local en biomasse présentant des risques d'exploitation particuliers
Biogaz issu d'ISDND ¹⁴	0 - 100
Biogaz hors ISDND	0 - 200
Géothermie	0 - 300
Energies fossiles*	0 - 100
Biocarburants	0 - 150
Autres technologies	La CRE se prononcera sur le taux au cas par cas.
Stockage électrochimique	0 - 100
Autres moyens de stockage	0 - 300
Infrastructure de MDE	0 - 300

* Seuls les projets de production d'électricité à partir d'énergies fossiles inscrits dans les décrets de PPE et indispensables à la sécurité d'approvisionnement des territoires pourront, à titre exceptionnel, être instruits par la CRE en vue de bénéficier d'un contrat de gré à gré.

Pour que la CRE retienne une prime strictement supérieure à 0, le porteur de projet devra démontrer dans son dossier de saisine les risques particuliers du projet relatifs à la technologie employée.

Si la connaissance du taux de rémunération minimal défini en application de l'arrêté n'était pas de nature à permettre au porteur de projet d'initier le développement du projet, celui-ci aurait la possibilité de saisir la CRE par l'intermédiaire du fournisseur historique afin qu'une fourchette plus fine de la prime relative à la nature du projet et à sa technologie soit définie (+/- 25 points de base). Cette saisine anticipée ne pourrait intervenir qu'à condition que le projet soit suffisamment mature pour que les risques spécifiques puissent d'ores et déjà être mis en évidence. En outre, la CRE déterminera la prime qui sera proposée au ministre en charge de l'énergie en application

¹³ 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.

¹⁴ Installations de stockage de déchets non dangereux

de cette fourchette resserrée sous réserve que les conditions qui ont présidé à sa fixation n'évoluent pas notablement. Les documents attendus dans le dossier d'une saisine anticipée relative au taux de rémunération seraient les suivants :

- la présentation des données clés du projet ;
- la description technique (technologie, plan d'approvisionnement, pertinence environnementale, caractère innovant, etc.) ;
- la présentation du site d'implantation si celui-ci a un impact sur les risques inhérents au projet ;
- le plan d'affaires et la présentation du montage financier envisagé ;
- la matrice des risques du projet accompagnée d'une étude quantifiant la probabilité et l'impact de chaque risque ;
- les données relatives à la disponibilité de la ressource (le cas échéant), au productible estimé et aux indisponibilités pour maintenance et fortuits.

4.3 Calcul des composantes de la compensation faisant intervenir le taux de rémunération

Trois composantes de la compensation dépendent du taux de rémunération : la rémunération des capitaux immobilisés (modifications méthodologiques explicitées dans la partie 4.1 pour le calcul de l'assiette et dans la partie 5 pour le traitement des IEC), la rémunération du Besoin en Fonds de Roulement (BFR) et la rémunération des dépenses de Gros Entretien et de Renouvellement (GER) (pas d'évolution envisagée par rapport à la méthodologie en vigueur). L'amortissement linéaire du capital investi, indépendant du taux de rémunération, s'ajoute à ces composantes.

Rémunération des capitaux immobilisés

Avant la mise en service de l'installation, les immobilisations en cours sont rémunérées selon les dispositions décrites dans la partie 5.

A partir de la mise en service, l'assiette d'investissement telle que définie à la section 4.1 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.

Rémunération du besoin en fonds de roulement (BFR)

Seule la partie du BFR correspondant aux stocks stratégiques de combustible, de pièces de rechanges et de consommables est éligible à rémunération. Le taux de rémunération du BFR est égal au taux de rémunération du capital immobilisé et s'applique pendant toute la durée du contrat.

Rémunération des dépenses de Gros Entretien et de Renouvellement (GER)

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

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 annuelles prévisionnelles de GER de la chronique fournie par le porteur de projet actualisées au même taux.

4.4 Cas particuliers

Dans le cas d'un transfert d'actif, le taux de rémunération du nouveau producteur appliqué à l'actif transféré est déterminé par la CRE en fonction de l'ancienneté des équipements constituant l'actif et des taux applicables au moment des investissements dans l'actif objet du transfert.

Dans le cas d'un désinvestissement – par exemple dans le cas d'un actif rendu inutile par l'évolution de l'installation – et sous réserve de la justification de la pertinence de celui-ci, la VNC résiduelle de cet actif est compensée en une fois.

Q7 : Les modalités d'application de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération et de calcul de la rémunération du capital immobilisé (en dehors des aspects relatifs aux immobilisations en cours et aux aides

à l'investissement qui sont traités respectivement dans les sections 5 et 6) vous semblent-elles adaptées ?
Proposez, le cas échéant, des aménagements.

Q8 : Identifiez-vous d'autres cas particuliers relatifs à la rémunération du capital immobilisé dont le traitement mériterait d'être précisé dans la méthodologie ?

5. EVOLUTION DE LA PRISE EN COMPTE DES IMMOBILISATIONS EN COURS

Dans le cadre de la méthodologie du 23 avril 2015, les frais financiers supportés pendant les phases de développement et de construction étaient pris en compte par le biais de l'actualisation des décaissements au taux des OAT¹⁵. L'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020 prévoit désormais que « *Les immobilisations en cours supportées en phase de construction sont rémunérées à hauteur de 30 % du taux de rémunération défini à l'article 1^{er}. Cette rémunération est versée au porteur de projet après la mise en service de l'installation* ». L'évolution de la méthodologie vise à mettre en œuvre cette nouvelle modalité de rémunération des immobilisations en cours (IEC). L'assiette et le taux de cette rémunération sont respectivement l'objet des parties 5.1 et 5.2. La partie 5.3 aborde quant à elle les modalités spécifiques de révision de cette rémunération.

En parallèle de cette modification, et comme présenté au paragraphe 4.1, l'assiette de rémunération de l'investissement devient une somme algébrique des coûts d'investissement nets des frais financiers.

Les projets dont la période d'investissement (hors frais d'étude et de développement) est inférieure à une année ne sont pas éligibles à la rémunération des IEC décrite dans les paragraphes suivants.

5.1 Assiette de rémunération des IEC

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. Comme pour la définition de l'assiette d'investissement (cf. § 4.1), le montant des IEC est net :

- de la TVA et de l'octroi de mer ;
- de toute provision pour aléas ;
- de tous frais financiers, notamment les intérêts ;
- des aides à l'investissement dont la perception est prévue avant la date de mise en service de l'installation (cf. § 6) ;
- du coût des études identifiées dans le décret relatif à la PPE et dont la compensation relève de l'application du e du 2° de l'article L.121-7 du code de l'énergie ;
- des frais de développement qui ne seraient pas directement liés au projet.

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

5.2 Rémunération des IEC

En application de l'arrêté du 6 avril 2020, le taux de rémunération des IEC vaut 30 % du taux de rémunération du capital immobilisé défini dans le paragraphe 4.2 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.

Bien que cette compensation soit calculée annuellement, la totalité de la rémunération des IEC¹⁶ sur la base des montants prévisionnels, notée $R_{IEC,p}$, est versée au producteur après la mise en service de l'installation lors de la première facturation, avant son éventuelle révision.

5.3 Révision de la rémunération des IEC

La révision de la compensation au titre de la rémunération des IEC est effectuée en même temps que la révision de l'assiette d'investissement, soit au cours de l'année suivant la mise en service de l'installation. L'écart de compensation (à la hausse ou à la baisse) est facturé lors de la première facturation intervenant après la délibération de la CRE relative à cette révision.

La totalité de la rémunération des IEC sur la base des montants réels d'investissement, notée $R_{IEC,r}$, est calculée de la même manière que la rémunération prévisionnelle selon les principes établis aux paragraphes 5.1 et 5.2. Le montant définitif de compensation retenu au titre de la rémunération des IEC se définit alors selon les modalités suivantes :

¹⁵ Moyenne observée sur les 5 années précédant la saisine de la CRE du taux des OAT (Obligations assimilables du Trésor Français) de maturité 5 ans.

¹⁶ La totalité de la compensation au titre de la rémunération des IEC correspond à la somme des compensations annuelles sur la période d'investissement.

	Compensation retenue
$R_{IEC,r} < R_{IEC,p}$	$R_{IEC,r}$
$R_{IEC,r} \geq R_{IEC,p}$	$R_{IEC,p}$ ¹⁷

Le paragraphe 10.3 précise les modalités en cas d'activation de la clause de sauvegarde lors de la révision de la compensation au titre de la rémunération des IEC.

Q9 : Les modalités de calcul de la rémunération des IEC, sur la base du taux fixé par l'arrêté, vous paraissent-elles satisfaisantes ? Proposez le cas échéant des aménagements.

Q10 : Le mécanisme de révision de la compensation au titre de la rémunération des IEC vous semble-t-il adapté pour répondre à l'objectif d'inciter le porteur de projet à faire ses meilleurs efforts pour maîtriser les coûts d'investissement et respecter le calendrier de mise en service ?

¹⁷ En cas d'activation de la clause de sauvegarde, il est possible que la compensation retenue soit supérieure à la compensation prévisionnelle.

6. EVOLUTION DE LA PRISE EN COMPTE DES AIDES À L'INVESTISSEMENT

Dans la méthodologie du 23 avril 2015, la somme algébrique des aides financières perçues était déduite de l'assiette d'investissement. La date réelle de perception des aides avait dès lors un effet à la hausse ou à la baisse sur la rentabilité effective du projet. L'évolution proposée a pour but de neutraliser ces effets. Dans le cas particulier des subventions européennes, internationales ou privées, un mécanisme incitatif est envisagé.

La partie 6.1 précise le principe de traitement des aides à l'investissement, qu'il s'agisse d'aides fiscales, de subventions ou d'avance remboursables, en distinguant les aides dont la perception est prévue avant la mise en service industrielle (MSI) de celle dont la perception est prévue après la MSI. La partie 6.2 présente quant à elle les modalités de révision.

6.1 Prise en compte des aides à l'investissement dans les modalités de compensation définies au moment de la délibération

Aide à l'investissement dont la perception est prévue avant la MSI

Un aide dont la perception est prévue avant la MSI réduit :

- la valeur des IEC de l'année prévisionnelle de perception ;
- l'assiette d'investissement donnant lieu à amortissement et rémunération.

Aide à l'investissement dont la perception est prévue après la MSI

Une aide à l'investissement dont la perception est prévue après la MSI est prise en compte sous la forme d'une prime fixe négative¹⁸ dont la mise en paiement démarre à l'échéance de facturation suivant la date prévisionnelle de perception. Le montant annuel de la prime fixe négative est calculé selon les mêmes principes que ceux appliqués pour la rémunération de l'investissement (cf. § 4.3) et comporte deux éléments :

- l'amortissement du montant de l'aide sur la durée résiduelle de contrat ;
- la rémunération du capital à hauteur du montant de l'aide selon le taux retenu pour la rémunération des capitaux immobilisés.

Ce montant vient en déduction de la rémunération du capital telle que définie dans la partie 4.

Le mécanisme de bonus-malus (cf. § 8.1) s'applique sur la base de la part fixe de la compensation du projet après prise en compte des éventuelles primes fixes négatives.

Cas particulier des avances remboursables

Les aides à l'investissement sous la forme d'avances remboursables sont traitées de la même manière que les subventions ou les aides fiscales. Le montant des avances remboursables vient ainsi réduire l'assiette d'investissement rémunérée et, le cas échéant, l'assiette des IEC rémunérée.

L'éventuel remboursement des avances remboursables n'est pas pris en compte dans l'évaluation initiale de la compensation au titre des charges de SPE et ne donne pas lieu à une révision à la hausse de celle-ci.

Mécanisme incitatif pour les subventions européennes, internationales ou privées

Afin d'inciter les porteurs de projets à obtenir des subventions européennes (FEDER par exemple), internationales ou privées, la CRE envisage de laisser au bénéfice de ceux-ci une part des aides à l'investissement qui ne relèvent pas directement ou indirectement du budget de l'Etat ou des collectivités territoriales. Ce montant permet aux porteurs de projets de couvrir les coûts générés par les démarches de recherche de subvention.

D'une manière pratique, si un porteur de projet bénéficie d'une telle aide, 3 % de celle-ci, n'est pas retranchée de l'investissement pour évaluer la compensation au titre des charges de SPE.

6.2 Révision de la prise en compte des aides à l'investissement au cours de la vie du projet

Pour les moyens de production qui bénéficient d'un contrat de gré à gré ou d'un protocole interne, le montant et la date de perception des aides à l'investissement prévisionnelles sont modifiés dès que le propriétaire de l'installation a connaissance des montants qui lui sont effectivement versés et de leur date de versement. Selon les principes décrits dans le paragraphe 6.1 et sur la base des montants réels des aides et des dates effectives de perception :

- La rémunération et l'amortissement de l'assiette d'investissement sont réévalués en application des dispositions décrites dans la partie 4 ;
- La rémunération des IEC est réévaluée en application des dispositions décrites dans la partie 5.

¹⁸ Prime fixe qui réduit la compensation totale versée au producteur.

Ces révisions sont rétroactives.

Si le montant de l'aide finalement accordé s'avère plus faible que le montant prévisionnel, ou que la date réelle de perception est ultérieure à la date prévisionnelle, le montant réel et/ou la date réelle ne seront pris en compte dans la révision de la compensation qu'à condition que le producteur fournisse à la CRE les preuves des démarches qu'il a conduites auprès des organismes concernés pour obtenir le montant initialement envisagé dans les délais prévus. Dans une telle situation, il est possible, sans activation de la clause de sauvegarde (cf. § 10.3), que l'assiette d'investissement retenue soit supérieure à l'assiette prévisionnelle ou que la compensation réelle relative à la rémunération des IEC soit supérieure à la compensation prévisionnelle.

Cette révision de la compensation fait l'objet d'un avenant au contrat.

Cas particulier des aides proportionnelles au montant d'investissement

Dans le cas d'une aide proportionnelle au montant d'investissement – c'est-à-dire que le bailleur de cette aide acceptait de prendre une partie de risque de dérive des coûts – et dans le cas où le projet présenterait des surcoûts d'investissement non retenus dans l'assiette de rémunération révisée (cf. § 4.1), alors le montant de l'aide retenu pour la révision de la compensation est calculé sur la base du coût d'investissement retenu par la CRE pour mettre à jour la compensation.

Q11 : Les principes et les modalités proposés pour le traitement des aides à l'investissement vous paraissent-ils pertinents ? Proposez, le cas échéant, des aménagements.

7. CLARIFICATION DU TRAITEMENT DES DEMANDES DE COMPENSATION POUR DÉMANTÈLEMENT

La méthodologie du 23 avril 2015 prévoit la possibilité de saisir la CRE d'une demande de compensation pour les opérations de démantèlement¹⁹ d'installation ou groupe de production. L'objet de cette section est d'en clarifier le champ d'application (§ 7.1) et les modalités (§ 7.2).

7.1 Champ d'application

Seules les installations de production d'électricité bénéficiant d'un contrat de gré à gré (ou d'un protocole interne si l'installation est exploitée par le fournisseur historique) ont la possibilité de constituer un dossier de saisine pour l'évaluation par la CRE de la compensation des coûts de démantèlement²⁰.

Une installation de production ayant préalablement bénéficié du cadre de l'obligation d'achat (arrêté tarifaire ou appel d'offres), même si elle a par la suite fait l'objet d'un contrat de gré à gré, n'est pas éligible à la compensation des coûts de démantèlement dans le cadre de la présente méthodologie. Ce n'est que si elle a fait l'objet de réinvestissements dans le cadre d'un contrat de gré à gré, et au maximum sur le périmètre de ces derniers, qu'elle pourra y être éligible.

7.2 Modalités de traitement des coûts de démantèlement pour les installations éligibles

Les provisions pour démantèlement ne sont pas prises en compte dans l'évaluation de la compensation afférente à la période de fonctionnement de l'installation.

Si le porteur de projet prévoit de démanteler son installation à la fin de la durée du contrat, il expose les coûts et les recettes prévisionnels de démantèlement au moment de la saisine initiale. Ce budget est donné à titre indicatif. A défaut d'un démantèlement, il explique quel sera l'avenir de l'installation à l'échéance du contrat.

Lorsque la mise à l'arrêt de l'installation approche, le producteur prépare un dossier de saisine relatif à son démantèlement. Entre 6 et 18 mois avant la mise à l'arrêt, le fournisseur historique saisit la CRE de ce dossier accompagné d'un contrat ou d'un protocole interne. Ce délai peut être réduit dans le cas d'une mise à l'arrêt de l'installation non anticipable par le producteur.

Les pièces constitutives de ce dossier de saisine seront précisées dans la méthodologie révisée de la CRE. Elles doivent permettre d'exposer et de justifier de manière détaillée :

- Les coûts prévisionnels des travaux de démantèlement par poste ;
- Les recettes prévisionnelles issues de la valorisation des pièces et des matériaux récupérables ;
- Le devenir du terrain et son éventuelle valorisation (vente, mise en location, etc.).

Sur la base de ces éléments, la CRE évalue le niveau prévisionnel de compensation qui fait l'objet d'une délibération et d'un contrat avec le fournisseur historique ou d'un protocole interne. Seuls les coûts de démantèlement qui correspondent à une exploitation de l'ouvrage selon les règles de l'art sont pris en compte dans l'évaluation de la compensation²¹. Cette compensation prévisionnelle est versée au propriétaire de l'ouvrage selon le franchissement de jalons dans la réalisation des travaux en lien avec le rythme d'engagement des sommes.

En tout état de cause, le dernier versement de la compensation prévisionnelle représente au minimum 20 % de la somme totale prévisionnelle. Il n'est versé qu'après délibération de la CRE relative aux coûts réels de démantèlement²² retenus à la compensation sur la base d'une saisine effectuée au plus tard 6 mois après la fin des opérations de déconstruction et de remise en état du site. Si les coûts réels retenus sont inférieurs aux coûts prévisionnels, ce dernier versement est ajusté à la baisse et, le cas échéant, le producteur rembourse le trop-perçu. Si les coûts réels sont supérieurs aux coûts prévisionnels, le producteur peut faire usage de la clause de sauvegarde. Cette révision de la compensation au titre du démantèlement donne lieu à un avenant au contrat.

Cas particulier du terrain

Dans le cas particulier où les charges de capital liées au foncier de l'installation (rémunération et amortissement) ont été supportées par les charges de SPE au travers de la compensation du projet – ce qui est le cas pour les contrats de gré à gré signés en application de la méthodologie du 23 avril 2015, la CRE envisage de déduire de la compensation au titre du démantèlement la somme des amortissements couverts et financés par les charges de SPE pendant la période de fonctionnement de l'installation.

¹⁹ Le terme de démantèlement dans le présent document désigne au sens large toutes les opérations de démantèlement, de déconstruction et de remise en état.

²⁰ Sauf si le contrat de gré à gré ou le protocole interne en vigueur fait déjà état du traitement des coûts de démantèlement.

²¹ A titre d'illustration, les coûts de dépollution du terrain ne seront pas compensés si la pollution de celui-ci relève de mauvaises pratiques d'exploitation.

²² Les coûts réels de démantèlement doivent être dûment justifiés avec à l'appui, la comptabilité de l'opérateur.

Cette disposition ne s'appliquerait pas si le terrain est immédiatement utilisé pour construire une nouvelle installation de production d'électricité dans le cadre d'un contrat de gré à gré.

Une solution alternative envisagée pour les nouveaux contrats est, pendant la période de fonctionnement de l'installation, de ne pas compenser l'amortissement du coût d'investissement lié à l'achat du terrain. Les charges de capital résultant des capex liés au foncier sont alors uniquement composées de la partie rémunération. Dans ce cas, aucun montant lié à la valorisation du terrain n'est déduit de la compensation liée au démantèlement.

7.3 Installations existantes du fournisseur historique

S'agissant de ses installations existantes qui ne font pas l'objet d'un protocole interne, le fournisseur historique doit fournir à la CRE un budget prévisionnel relatif au démantèlement dans les mêmes délais que décrits *supra*.

Lors de la déclaration des charges constatées suivant la fin des opérations de démantèlement, le fournisseur historique transmet à la CRE, sur la base de sa comptabilité, un bilan des coûts réels et justifie les écarts constatés. La compensation de celui-ci au titre des charges SPE est dès lors révisée selon les principes décrits au paragraphe 7.2.

Q12 : En dehors du sujet spécifique des terrains d'implantation, les modalités de traitement et de couverture des coûts de démantèlement appellent-elles des remarques de votre part ?

Q13 : La CRE envisage deux solutions concernant le traitement des coûts d'achat des terrains :

- Amortir et rémunérer ces coûts, puis au moment du démantèlement, déduire de la compensation la somme des amortissements financés par les charges de SPE.
- Ne pas amortir ces coûts et les rémunérer sur la durée du projet.

Quelle solution vous semble la plus pertinente ? Pourquoi ?

8. INCITATION À LA DISPONIBILITÉ ET À LA PERFORMANCE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

La méthodologie prévoit plusieurs mécanismes d'incitation à une exploitation concourant à la sûreté du système électrique et à l'équilibre offre-demande au moindre coût et dans le respect des critères politiques. Les paragraphes suivants visent à préciser les conditions de mise en œuvre du système de bonus-malus incitant à la disponibilité (§ 8.1), les modalités des contrôles de celle-ci (§ 8.2) et plus généralement à mettre en place une démarche permettant un suivi des performances des installations (§ 8.3).

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.

8.1 Bonus-malus incitant à la disponibilité de l'installation

Pour les investissements réalisés par les producteurs tiers comme pour ceux des fournisseurs historiques dans le cadre d'un protocole interne, la compensation est accompagnée d'un mécanisme de bonus-malus portant sur le productible de l'installation afin d'inciter le producteur à faire ses meilleurs efforts pour assurer la disponibilité de celle-ci.

L'objet de la présente section est de spécifier les principes et les modalités de calcul du bonus-malus selon le type d'installation de production.

8.1.1 Moyens de production à caractère fatal dont la ressource ne peut pas être pilotée

Pour les installations à caractère fatal dont la production d'électricité est dépendante d'une ressource qui ne peut pas être pilotée (éolien, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau en particulier), un objectif de production annuel (en MWh) est fixé par la délibération de la CRE relative à la compensation du projet et est repris dans le contrat de gré à gré (ou le protocole interne). Cet objectif est décliné par année pour prendre en compte les performances supérieures et les moindres besoins en maintenance en début de vie. Il correspond à la meilleure estimation possible de la quantité d'électricité que devrait produire l'installation en prenant en compte la disponibilité de la ressource, les arrêts annuels pour maintenance et entretien ainsi que les éventuels fortuits.

Cet objectif de production est assorti d'une bande de tolérance représentative de la distribution de la disponibilité de la ressource. La plage de tolérance se définit alors comme l'intervalle entre l'objectif de production minorée de la largeur de la bande de tolérance et l'objectif majoré de la largeur de la bande.

Aucun bonus-malus n'est facturé à l'installation si la production réelle annuelle se trouve au sein de la plage de tolérance. Par contre, si la production réelle est en excédent (respectivement en déficit) par rapport à la borne supérieure de la plage de tolérance (respectivement à la borne inférieure), alors un bonus (respectivement un malus) est affecté à la compensation. Le bonus (respectivement le malus) est proportionnel à la part fixe de la compensation (la PPG²³) de l'année en question et à l'écart entre la production réelle et la borne supérieure de la plage (respectivement la borne inférieure).

Au-delà d'un certain seuil de production (fixé dans la délibération de la CRE relative à la compensation du projet et dans le contrat), le bonus versé pour l'énergie supplémentaire n'est plus proportionnel à la PPG mais correspond à un forfait en €/MWh. Ce forfait, relativement faible, est fixé dans la délibération de la CRE et permet d'inciter l'exploitant à maintenir son installation en état de production.

L'objectif de production, la bande de tolérance ainsi que le plafond du bonus sont définis sur la base de l'étude de productible demandée dans le dossier de saisine (cf. § 2.4.1).

Chaque année, l'objectif de production est corrigé des indisponibilités du réseau et des éventuelles déconnexions ou limitations demandées par le GR. Pour une installation donnée, à défaut de pouvoir estimer finement l'énergie qui aurait été injectée pendant ces périodes, la CRE suggère que cette énergie soit estimée sur la base du facteur de charge moyen de l'installation définie dans l'étude de productible.

La CRE envisage d'ajouter une modalité permettant de réviser, au cours de la durée de vie l'installation, l'objectif de production. Cet objectif ne pourrait être revu qu'à la hausse²⁴. La révision interviendrait au bout d'une certaine période qui serait fixée par technologie dans la méthodologie (par exemple au bout de 10 ans pour un parc éolien et au bout de 5 ans pour une centrale photovoltaïque). Le nouvel objectif serait défini sur la base de la moyenne de

²³ Prime de Puissance Garantie

²⁴ En effet, une faible production de l'installation sur plusieurs années ne reflète pas forcément que l'objectif de production a été mal déterminé. Il peut s'agir de mauvaises performances de l'installation. Dans le cadre d'une forte baisse de la production suite à un événement indépendant du producteur, le producteur pourra faire appel à la clause de sauvegarde pour demander une révision de son objectif de production.

production des années passées en supprimant l'année de plus forte production et l'année de plus faible production²⁵.

8.1.2 Moyens de production pilotables

Pour tous les moyens de production pilotables²⁶, la délibération de la CRE relative à la compensation du projet et le contrat définissent un objectif de disponibilité, sur la base de l'étude de productible fournie dans le dossier de saisine (cf. section 2.4.1). Cet objectif est décliné par année pour prendre en compte les performances supérieures et les moindres besoins en maintenance en début de vie. Il distingue les indisponibilités programmées (maintenance de l'installation) et les indisponibilités non programmées (fortuits).

La CRE envisage d'assortir cet objectif prévisionnel de disponibilité de lois permettant au cours de la durée de vie du projet de l'ajuster en fonction du fonctionnement réel de l'installation. En effet, une installation qui serait par exemple moins sollicitée que ce qui était envisagé initialement nécessitera moins de maintenance et présentera moins de fortuits. L'objectif de disponibilité devrait par conséquent être revu à la hausse.

Chaque année, l'objectif de disponibilité serait déterminé sur la base des lois définies préalablement et du fonctionnement réel de l'installation. A la fin de l'année, cet objectif serait corrigé des indisponibilités du réseau et des éventuelles déconnexions ou limitations demandées par le GR et la disponibilité réelle de l'installation serait comparée à cet objectif. Si elle s'avérait supérieure (respectivement inférieure), la compensation serait affectée d'un bonus (respectivement d'un malus) calculé à partir de l'écart constaté valorisé au niveau de la PPG de l'année en question.

8.1.3 Moyens de production à caractère fatal dont la disponibilité de la ressource n'est pas ou peu prévisible

Quelques projets de production d'électricité, à caractère fatal et bénéficiant de la priorité d'injection (quand la ressource est disponible, celle-ci doit être rapidement consommée pour produire l'électricité), dépendent d'une ressource dont la disponibilité est peu prévisible sur le long terme et dont les variations peuvent dépendre de facteurs exogènes. Ce n'est pas le cas de l'éolien, du photovoltaïque ou de l'hydraulique au fil de l'eau. Cela peut par contre être le cas pour une installation de cogénération dont le combustible est un coproduit d'une industrie. La ressource dépend alors de l'activité industrielle du site.

Si la ressource peut être stockée en grande quantité et sans contrainte de durée, le moyen de production doit alors être considéré comme pilotable et le mécanisme appliqué est celui défini dans le paragraphe précédent.

Pour les moyens de production visés dans la présente section, la délibération de la CRE relative au projet et le contrat d'achat définissent, sur la base de l'étude de productible fournie dans le dossier de saisine (cf. § 2.4.1) :

- Un objectif de disponibilité décliné par année pour prendre en compte les performances supérieures et les moindres besoins en maintenance en début de vie ;
- Et une fonction de transfert entre la ressource et la quantité d'électricité produite.

En début de chaque année, le fournisseur historique et le producteur définissent un objectif prévisionnel de production en MWh sur la base des meilleures estimations de disponibilité de la ressource, de l'objectif contractuel de disponibilité de l'année et de la fonction de transfert. A la fin de l'année, l'objectif de production est recalculé à partir de la disponibilité réelle de la ressource.

Afin d'assurer que l'investissement dans le moyen de production n'est pas sous-utilisé, la CRE pourra fixer dans sa délibération un seuil minimal pour l'objectif de production (par année et/ou sur une certaine durée).

L'objectif de production est également corrigé des indisponibilités du réseau et des éventuelles déconnexions ou limitations demandées par le GR.

La quantité réelle d'électricité injectée sur le réseau au cours de l'année est alors comparée à l'objectif de production révisé. Si elle s'avère moindre, la compensation du producteur est affectée d'un malus. En effet, puisque l'objectif de production est révisé sur la base de la disponibilité réelle de la ressource, une production réelle inférieure à l'objectif signifie que les performances de l'installation ont été plus faibles que les performances contractuelles (moindre rendement, nombre de fortuits plus important, etc.). Le montant du malus correspond à l'écart entre l'objectif de production révisé et la production réelle valorisé à la PPG de l'année en question.

Le producteur étant insensibilisé à la disponibilité de la ressource, aucun bonus ne peut être appliqué ; le PPE restant dans tous les cas versé pour chaque MWh injecté sur le réseau.

²⁵ Si l'objectif de production avait été défini comme étant décroissant dans le temps, ce paramètre sera pris en compte dans le calcul de la moyenne et dans la fixation des nouveaux objectifs annuels de production.

²⁶ Un moyen de production est pilotable s'il peut, sur demande, être mis en marche et arrêté, et si la puissance qu'il produit peut être fixée à tout moment à une valeur comprise entre une puissance minimale et une puissance maximale, définies par les caractéristiques techniques du moyen.

Enfin, les modalités contractuelles devront permettre d'ajuster au début de la durée de vie du projet la fonction de transfert entre la ressource et le productible, en particulier après quelques années d'exploitation pour les projets peu matures dont la fonction de transfert ne pouvait pas être parfaitement calée avant la mise en service de l'installation.

8.2 Modalités de contrôle par le gestionnaire de réseau

Les indisponibilités d'une installation de production sont de deux natures : les indisponibilités programmées (maintenances planifiées par le producteur, 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 producteur 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.

A l'heure actuelle, le fournisseur historique n'a pas la possibilité de contrôler que le producteur déclare bien toutes ses indisponibilités. De la même manière, si un moyen de production n'est pas appelé, le fournisseur historique ne peut pas s'assurer de la bonne disponibilité de celui-ci²⁷.

Afin de remédier à cette problématique de manque de contrôle et de pouvoir vérifier la disponibilité des moyens de production pilotables, la CRE souhaiterait que les fournisseurs historiques mettent en place un dispositif permettant à tout moment de tester la bonne disponibilité des différents groupes d'une installation. Les règles d'application de ce dispositif devront permettre de s'assurer que les surcoûts liés à la désoptimisation du *merit order* due à ces tests restent limités. Ces règles devront être préalablement approuvées par la CRE. Les surcoûts engendrés seront alors compensés au titre des charges de SPE.

8.3 Indicateurs de performance

La mise en place d'indicateurs de performance a pour but de permettre un meilleur suivi de la performance des installations de production d'électricité dans les ZNI.

Pour tous les moyens de production, nouveaux ou existants, de plus de 1 MW et hors obligation d'achat, les producteurs tiers et les fournisseurs historiques sont tenus de suivre les indicateurs de performance suivants : le coefficient de disponibilité (Kd), le taux de fortuit, le planning de maintenance programmée, le facteur de charge, le nombre d'heures de fonctionnement, le ratio entre la consommation propre et la production totale.

Le coefficient de disponibilité correspond au ratio entre le productible effectif et le productible maximal annuel corrigé des limitations de puissance²⁸ et des indisponibilités du réseau.

Le taux de fortuit correspond au ratio entre l'énergie indisponible sur une année hors énergie indisponible programmée et le productible maximal annuel corrigé des limitations de puissance et des indisponibilités du réseau.

Le planning de maintenance programmé correspond à la répartition des maintenances programmées dans l'année (date, heure, durée).

Le facteur de charge correspond au ratio entre l'énergie annuelle nette injectée sur le réseau et le productible maximal net annuel.

Pour le nombre d'heures de fonctionnement d'une installation de production, une heure est comptabilisée dès lors que le moyen de production injecte de l'électricité sur le réseau quelle que soit la puissance de production. Cet indicateur doit être suivi par groupe de production (par exemple moteur par moteur).

Le ratio entre la consommation propre et la production correspond au rapport entre les consommations annuelles de l'installation (autoconsommation pour les auxiliaires et consommations soutirées sur le réseau) et l'énergie annuelle brute injectée sur le réseau.

Le glossaire à la fin du présent document précise la définition des différents termes utilisés.

Afin d'établir ces indicateurs, l'ensemble des données listées ci-dessous doivent être transmises annuellement à la CRE par le fournisseur historique dans le cadre de la déclaration de la comptabilité appropriée pour tous les moyens de production en gré à gré et pour les centrales du fournisseur historique :

- la puissance continue nette, c'est-à-dire la puissance installée de l'installation nette de la puissance des auxiliaires ;
- la durée des périodes de limitation de puissance (ainsi que le niveau de la limitation) et des indisponibilités du réseau ;
- le productible maximal annuel sans correction et avec correction des limitations de puissance et des indisponibilités du réseau ;

²⁷ Il peut dans certains cas exister des solutions de TeleSignalisation qui indiquent au GR si l'installation est déclarée disponible ou non.

²⁸ Les limitations de puissance incluent les demandes déconnexions.

- l'énergie indisponible liée à des fortuits et l'énergie indisponible programmée, au pas horaire ;
- le productible effectif ;
- l'énergie annuelle réelle nette injectée sur le réseau, au pas horaire ;
- le nombre d'heures de production équivalentes pleine puissance ;
- le nombre d'heures de fonctionnement de chacun des groupes de production de l'installation ;
- l'énergie annuelle autoconsommée par les auxiliaires et les consommations d'électricité soutirées sur le réseau par l'installation.

Q14 : La distinction de trois types de moyens de production selon leur pilotabilité pour le mécanisme de bonus-malus vous paraît-elle adaptée ?

Q15 : Les mécanismes incitatifs envisagés pour les différents types de moyens de production vous paraissent-ils adaptés pour inciter le producteur à faire ses meilleurs efforts pour assurer la disponibilité de son installation jusqu'au terme du contrat ? Proposez, le cas échéant, des aménagements aux modalités envisagées.

Q16 : Pour les installations à caractère fatal dont la production d'électricité est dépendante d'une ressource qui ne peut pas être pilotée, à défaut de pouvoir estimer finement l'énergie qui n'a pas pu être injectée (indisponibilité réseau, impossibilité pour l'acheteur d'enlever la production), la CRE suggère d'estimer cette énergie sur la base du facteur de charge moyen de l'installation. Qu'en pensez-vous ? Auriez-vous des propositions, simples à mettre en œuvre, permettant d'estimer plus précisément cette production ?

Q17 : Pour les installations à caractère fatal dont la production d'électricité est dépendante d'une ressource qui ne peut pas être pilotée, pour chaque technologie, quelle devrait être selon vous la durée avant la révision de l'objectif de production ?

Q18 : Pour les moyens de production pilotables, vous semble-t-il possible de recalculer chaque année l'objectif de production en fonction du fonctionnement réel de l'installation pour ajuster le taux d'indisponibilité programmée et le taux d'indisponibilité non programmée ? Si oui, auriez-vous des propositions pour mettre en œuvre ce mécanisme ?

Q19 : La mise en place d'un dispositif permettant de tester à tout moment la bonne disponibilité d'un groupe de production d'une installation pilotable appelle-t-elle des remarques de votre part ?

Q20 : La mise en place d'indicateurs de performance, leur définition ainsi que leur suivi régulier vous paraissent-ils adaptés ? Auriez-vous d'autres suggestions d'indicateurs à suivre ?

9. CAS DES INSTALLATIONS AMORTIES

L'application de la méthodologie à un actif amorti, en totalité ou en grande partie, conduit à une part fixe de la compensation (la PPG) beaucoup plus faible que pour une installation neuve. En effet, la part fixe se limite alors à la compensation des coûts fixes d'exploitation, la rémunération du BFR et d'éventuels GER. Si l'installation a fait l'objet de réinvestissements, sont à ajouter leur amortissement et leur rémunération. Dès lors, le producteur, bien que compensé de ses coûts fixes et variables d'exploitation, ne bénéficie pas, ou quasiment pas, de rémunération.

Dans la mesure où d'une part, la CRE partage l'objectif de maintenir en exploitation les actifs au-delà de leur durée de vie comptable dès lors que cela permet de minimiser les coûts du système électrique, et d'autre part que des risques d'exploitation, non couverts par la compensation et par les clauses contractuelles, existent, la CRE envisage de définir dans sa méthodologie révisée une marge d'exploitation qui serait versée au producteur en plus de la couverture des coûts fixes et variables d'exploitation.

A cette fin, un montant cible de marge en euro par an, égal à un certain pourcentage des coûts fixes d'exploitation, serait fixé. Le pourcentage utilisé pourrait éventuellement être dépendant du taux de rémunération appliqué à ce type d'installation afin de prendre en compte les risques spécifiques associés à la technologie et au territoire. Si la part de la rémunération du capital²⁹ dans la PPG dépasse ce montant cible, aucune marge d'exploitation ne serait versée au producteur. Par contre, si la part de la rémunération du capital est nulle ou strictement inférieure à ce montant cible, alors une marge d'exploitation correspondant à l'écart entre cette rémunération et le montant cible serait versée.

Dans le cas d'un actif amorti, le bonus-malus (cf. § 8.1) serait calculé sur la base de la PPG majorée de l'éventuelle marge.

Q21 : Dans le cas d'un actif amorti, quels risques d'exploitation, non couverts par la méthodologie actuelle (qui prévoit déjà par exemple des clauses de sauvegarde et de force majeure, ainsi qu'une possible indexation sur le prix des combustibles), identifiez-vous ? Si besoin, les risques peuvent être présentés selon les technologies et les territoires.

Q22 : Seriez-vous en mesure de quantifier l'impact de ces risques ? Par exemple en €/MW/an ou en €/MWh. Si oui, pouvez-vous expliciter les méthodes utilisées pour les quantifier ?

Q23 : Quel devrait être selon vous le montant cible de marge pour un projet donné (préciser la situation : technologie, territoire, etc.) ?

Q24 : Auriez-vous une proposition de méthode pour déterminer le montant cible de marge à partir des coûts d'exploitation et éventuellement du taux de rémunération ?

Q25 : Identifiez-vous d'autres modalités de rémunération d'un actif de production dont l'investissement (ou la quasi-totalité de l'investissement) est déjà amorti ?

²⁹ Rémunération de la valeur de l'actif + provision pour GER + rémunération du BFR

10. AUTRES MODALITÉS CONTRACTUELLES

Les paragraphes suivants visent à détailler les attentes de la CRE s'agissant de plusieurs stipulations contractuelles. Les paragraphes 10.1 à 10.3 apportent des précisions sur des mécanismes existants (modalités de compensation pendant la phase de mise en service, traitement des recettes et modalités de révision de la compensation). Dans les trois paragraphes suivants, la CRE expose les nouveaux dispositifs qu'elle souhaite inscrire dans la méthodologie révisée : une incitation à respecter la durée du contrat via une pénalité de résiliation (§ 10.4), une obligation de déclaration annuelle des charges d'exploitation et des GER constatés pour l'année passée (§ 10.5) et un mécanisme de régulation incitative des coûts d'approvisionnement en combustible (§ 10.6).

10.1 Dispositions applicables pendant la phase de mise en service

Seule la part variable de la compensation est versée au producteur pour l'électricité injectée pendant la période d'essais³⁰.

Pendant la période de marche probatoire³¹, la méthodologie du 23 avril 2015 prévoyait que la compensation soit versée sous réserve d'un abattement de 50 % sur la part fixe. Afin de compenser au plus juste les coûts d'exploitation pendant cette période, la CRE envisage de modifier la méthodologie de manière à ce que la part variable et la quote-part de la part fixe relative à la compensation des coûts fixes d'exploitation soient payées au producteur pour l'électricité injectée pendant cette période³².

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.

10.2 Prise en compte des recettes

Ce paragraphe précise le traitement des recettes dans le cadre d'un contrat de gré à gré.

Les recettes annexes à la production d'électricité viennent en déduction de la compensation. Elles sont prises en compte au cas par cas au moment de l'analyse du projet d'investissement par la CRE.

Dans le cas où des recettes n'ont pas été anticipées au moment de la saisine de la CRE et de la signature du contrat :

- Si ces recettes sont régulières, un avenant au contrat, après saisine et délibération de la CRE, doit être établi afin de les prendre en compte dans la rémunération.
- Si ces recettes sont exceptionnelles, celles-ci doivent être notifiées au fournisseur historique et à la CRE afin d'être déduites de la compensation de l'année où elles sont perçues.

La CRE estime indispensable l'introduction de ces deux dispositions dans le contrat ou le protocole interne.

En cas d'absence de saisine de la CRE pour des recettes régulières ou de notification de la CRE pour des recettes exceptionnelles, ou en cas de saisine ou notification tardive, la CRE pourra appliquer une pénalité au producteur.

10.3 Révision de la compensation

L'examen des projets repose sur leurs coûts prévisionnels, qui sont susceptibles d'évolution tout au long des phases de construction et d'exploitation. Dès lors, la méthodologie prévoit la possibilité de réviser à la hausse la compensation dans le cas où surviendrait un événement indépendant de la volonté du porteur de projet, qui ne pouvait pas faire l'objet d'une couverture, notamment par un contrat d'assurance, et qui entraîne une modification substantielle de l'équilibre économique du contrat.

Cette possibilité est transcrite dans les contrats de gré à gré (et dans les protocoles internes) par la clause de sauvegarde.

L'objet de ce paragraphe est de préciser l'application de cette clause dans le cadre de la révision de l'assiette d'investissement (cf. § 4.1) et de la révision de la compensation au titre de la rémunération des IEC (cf. § 5.3).

³⁰ 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.

³¹ 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.

³² 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.

En cas de survenance d'un événement qui relève de la clause de sauvegarde, les surcoûts d'investissement et les décalages temporels « justifiés » et « non justifiés » sont précisément identifiés. Les surcoûts et décalages « justifiés » sont ceux indépendants de la volonté du porteur de projet et qui ne pouvaient pas faire l'objet d'une couverture, alors que les surcoûts et décalages « non justifiés » relèvent de la responsabilité du producteur.

Si les coûts réels d'investissement, hors surcoûts « non justifiés », selon la chronique réelle de décaissement, hors décalage temporel « non justifiés », remettent en cause, de manière substantielle, l'équilibre économique du projet, la clause de sauvegarde peut être activée. Seuls les surcoûts d'investissement et les décalages temporels « justifiés », sont pris en compte pour réviser la compensation selon les deux étapes suivantes :

1. Révision de l'assiette d'investissement : les surcoûts d'investissement justifiés sont intégrés dans l'assiette retenue qui peut par conséquent être supérieure à l'assiette prévisionnelle.
2. Révision de la compensation au titre de la rémunération des IEC : la compensation retenue est calculée selon les principes décrits aux paragraphes 5.1 et 5.2 sur la base de l'assiette d'investissement retenue après application de la clause de sauvegarde et de la chronique prévisionnelle des dépenses modifiée de manière à prendre en compte les décalages temporels justifiés.

10.4 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 important en fin de vie de l'installation). Un arbitrage économique pourrait conduire le producteur à vouloir mettre à l'arrêt son installation avant la fin de contrat.

Afin d'éviter cette situation la CRE envisage d'introduire une disposition incitant financièrement les producteurs à exploiter leur installation sur la durée du contrat.

Le producteur qui décide de résilier son contrat avant sa date de fin serait facturé d'une pénalité. Le montant de la pénalité pourrait par exemple être défini à partir des provisions pour GER non consommées et de la rémunération versée en début de vie au-delà de la rémunération qui aurait été versée via une prime fixe constante sur toute la durée du projet permettant d'atteindre un même TRI. Une autre possibilité pourrait être de définir la pénalité comme la somme des malus adressés au producteur si celui maintenait le contrat mais n'injectait aucune énergie sur le réseau, de la date de résiliation à la date de fin de contrat prévue initialement.

Le producteur qui demande la résiliation de son contrat à la suite de l'arrêt définitif de son installation indépendant de sa volonté n'est pas tenu de verser la pénalité de résiliation, sous réserve qu'il respecte les prescriptions relatives à la mise à l'arrêt définitif ou au démantèlement de son installation.

10.5 Déclaration annuelle par les producteurs de leurs coûts d'exploitation et de GER

La méthodologie du 23 avril 2015 prévoit en son paragraphe 1.5 la possibilité pour la CRE de conduire un audit quinquennal des coûts d'exploitation pouvant aboutir, le cas échéant, à une révision à la baisse de la compensation. La CRE prévoit de maintenir cette disposition dans la méthodologie révisée tout en précisant que le principe d'une telle révision sur la base de l'audit conduit par la CRE a vocation à être prévue dans l'ensemble des contrats. Afin de permettre à la CRE de cibler les installations sur lesquelles elle mènerait en priorité ces audits, la CRE envisage de demander aux producteurs d'exposer annuellement à la CRE les charges et produits d'exploitation qu'ils supportent ainsi que les dépenses de GER effectuées.

En pratique, les producteurs devraient transmettre au fournisseur historique, au plus tard le 28 février, un fichier excel détaillant l'ensemble des charges et produits d'exploitation supportés l'année précédente ainsi que les montants des GER sur cette même année. Ce document excel devrait être accompagné d'une note expliquant les principaux coûts. Le fournisseur historique transmettrait alors ces documents à la CRE, au plus tard le 31 mars suivant, dans le cadre de la comptabilité appropriée.

Les montants exposés à la CRE dans ce cadre devraient faire l'objet d'un contrôle par les Commissaires aux Comptes du producteur qui transmettrait à la CRE leur attestation.

Seules les installations les plus importantes seraient concernées par cette obligation de transmission³³. Le seuil pour définir les installations visées pourrait être un seuil en puissance installée ou un seuil en niveau de charges d'exploitation retenues dans la compensation.

Si cette obligation était retenue dans la méthodologie révisée, la CRE estime indispensable l'introduction de celle-ci dans le contrat ou le protocole interne.

³³ La CRE pourrait cependant être amenée à demander ponctuellement ces informations pour d'autres installations.

Les producteurs tiers peuvent, s'ils le jugent nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'ils considèrent sensibles au regard de leur contenu économique ou technologique, à condition que la CRE dispose de l'ensemble des éléments au plus tard le 31 mars de l'année suivante.

10.6 Régulation incitative des coûts d'approvisionnement en combustible

Aujourd'hui, pour un grand nombre de moyens de production bénéficiant d'un contrat de gré à gré, les coûts d'approvisionnement en combustible sont compensés exactement à l'euro-l'euro sur la base des factures. Ce mécanisme, sécurisant pour le producteur, n'incite pas ce dernier à obtenir des prix de combustibles et de transport les plus faibles possible.

Dans une logique d'optimisation de la dépense budgétaire au titre des charges de SPE, la CRE réfléchit à l'opportunité de mettre en place un mécanisme incitatif sur les coûts d'approvisionnement en combustible. Ce mécanisme ne s'appliquerait que pour les projets dont la filière d'approvisionnement est suffisamment structurée et mature.

Q26 : Quels sont les coûts supportés par les producteurs (éventuellement selon le type de projet) pendant les périodes d'essais et de marche probatoire ? Les dispositions envisagées pour la compensation des coûts supportés lors de la période d'essais et de la marche probatoire vous semblent-elles opérantes ? Proposez le cas échéant des aménagements.

Q27 : Les modalités pour le traitement des recettes appellent-elles des remarques de votre part ?

Q28 : Les modalités d'application de la clause de sauvegarde dans le cadre de la révision de l'assiette d'investissement et de la révision de la compensation au titre de la rémunération des IEC vont-elles pouvoir traiter à la fois les problématiques économiques (surcoût d'investissement) et les problématiques temporelles (retard par exemple) ? Proposez le cas échéant des adaptations.

Q29 : Quelles seraient vos propositions pour inciter le producteur à exploiter son installation sur l'ensemble de la durée du contrat ?

Q30 : Quel pourrait être selon vous le seuil à partir duquel une centrale est concernée par l'obligation de déclarer ses charges et recettes d'exploitation ainsi que ses GER pour l'année passée ?

Q31 : Auriez-vous des propositions de mécanisme incitatif portant sur les coûts d'approvisionnement en combustible pour les projets dont la filière d'approvisionnement est structurée et mature ?

Q32 : Auriez-vous d'autres remarques ou propositions d'évolutions méthodologiques relatives à la mise en œuvre du mécanisme de contrat de gré à gré dans les ZNI ?

GLOSSAIRE

Contrat de gré à gré	<p>Contrat signé entre un fournisseur historique et un producteur tiers pour l'achat de l'électricité produite par une installation de production d'électricité. Ce contrat fixe notamment le prix d'acquisition de l'électricité payé par le fournisseur historique et les modalités de fonctionnement de l'installation.</p> <p>Dans le cas où le projet d'installation de production est porté par le fournisseur historique, un protocole interne est établi.</p>
CAPEX	Dépenses d'investissement
CNC	Coût de production normal et complet
Compensation	<p>La compensation relative à une installation de production correspond au montant affecté aux charges de SPE au titre de l'installation considérée. Ce montant est déterminé à partir du CNC évalué par la CRE en application de sa méthodologie.</p> <p>Dans le cas d'un investissement porté par un producteur tiers, ce montant détermine le prix d'acquisition payé par le fournisseur historique au producteur tiers dans le cadre d'un contrat de gré à gré.</p> <p>Dans le cas d'un investissement porté par un fournisseur historique, ce montant détermine le montant des coûts au titre de l'installation considérée que le fournisseur historique doit faire figurer dans sa comptabilité appropriée.</p>
CRE	Commission de régulation de l'énergie
Dossier de saisine	Dossier transmis par le fournisseur historique à la CRE comportant tous les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation associée à une installation de production d'électricité.
Energie indisponible	Energie totale indisponible sur une année dont l'origine est de la responsabilité du producteur (maintenance, fortuits).
Fournisseur historique	EDF Systèmes Electriques Insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM) et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), gestionnaires des réseaux électriques locaux et des installations de leur propre parc de production et acheteurs de l'électricité produite par les installations des producteurs tiers.
kW / MW	Kilowatt / Mégawatt : unité de puissance
kWh / MWh	Kilowattheure électrique / Mégawattheure électrique : unité d'énergie
MDE	Maitrise de la demande en énergie
MSI	Mise en service industrielle de l'installation
OPEX	Dépenses d'exploitation
Porteur de projet	Acteur qui envisage de réaliser un investissement dans une unité de production d'électricité en ZNI.
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
Producteur	Producteur tiers ou fournisseur historique qui exploite une unité de production d'électricité en ZNI.
Producteur tiers	Société ou groupement de sociétés souhaitant vendre à EDF SEI, EDM ou EEWF, dans le cadre d'un contrat de gré à gré, l'électricité produite à partir d'une installation située en ZNI qu'il détient et qu'il exploite (ou dont il a délégué l'exploitation à un tiers).
Productible effectif	Energie électrique nette livrable au réseau sur une année en supposant un fonctionnement permanent à la PCN déduction faite de l'énergie indisponible.
Productible maximal annuel (PMA)	Energie électrique nette maximum théorique livrable au réseau sur une année en supposant un fonctionnement permanent à la PCN, en l'absence d'indisponibilité réseau.
Protocole interne	Document précisant notamment les modalités de compensation du fournisseur historique et les critères de performance de l'installation, dans le cas où il porte le projet de production d'électricité.

PTF	Proposition Technique et Financière pour le raccordement d'une installation de production d'électricité
Puissance Continue Nette (PCN)	Puissance électrique active nette maximum livrable au réseau de façon permanente dans des conditions locales normales d'exploitation. Il s'agit de la valeur nette de la puissance, correspondant à la puissance brute déduction faite de la puissance des auxiliaires et des pertes.
SPE	Service public de l'énergie
ZNI	Zones non interconnectées, à savoir : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.