



DELIBERATION N° 2020-319

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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE et Ivan FAUCHEUX, commissaires.

1. CONTEXTE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE

Le caractère insulaire de la plupart des zones non interconnectées (ZNI), leurs caractéristiques géographiques (régions montagneuses et volcaniques notamment) et l'insuffisance relative de certaines de leurs infrastructures portuaires et routières justifient de recourir dans ces zones à des solutions technologiques adaptées, qui sont généralement différentes de celles développées en France métropolitaine. Elles sont à l'origine de surcoûts de production d'électricité, de sorte que le coût moyen du MWh produit dans les ZNI est supérieur à celui inclus dans l'empilement déterminant le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV) garantis par la péréquation tarifaire pour les consommateurs d'électricité résidant dans ces territoires.

Ces surcoûts de production d'électricité dans les ZNI comprennent les surcoûts de production des fournisseurs historiques et les surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité conclus entre un producteur tiers et le fournisseur historique de la zone.

Ces surcoûts sont compensés par l'Etat en application du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie qui inclut dans les charges imputables à la mission de service public spécifique à la production d'électricité dans les ZNI « *les surcoûts de production qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1 ; (...)* ».

S'agissant des surcoûts de production supportés par les fournisseurs historiques pour l'électricité qu'ils produisent et vendent, ces surcoûts sont calculés en application du a) du 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie comme l'écart entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone (CNC) et la part production du tarif réglementé de vente¹.

¹ Aux termes du a) du 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, lorsque les surcoûts « *supportés par un fournisseur d'électricité pour l'électricité produite par l'installation de production d'électricité qu'il exploite* », ils correspondent « *à la différence entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production* ».

Le b) du 1° du I du même article vise l'électricité produite par un fournisseur historique et vendue à un consommateur final d'électricité qui ne bénéficie pas des tarifs réglementés de vente. En absence de ce type de consommateurs dans les ZNI, les dispositions de ce point n'ont pas lieu à s'appliquer.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) évalue le coût de production normal et complet (CNC) à partir des éléments utiles de la comptabilité des fournisseurs historiques communiqués à la CRE².

S'agissant des surcoûts liés aux contrats d'achat, ces surcoûts sont calculés en application du c) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie comme l'écart entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée de la part production du tarif réglementé de vente³. La référence du prix d'acquisition dépend du type de contrat conclu entre le fournisseur historique et un producteur tiers et correspond :

- dans le cas des contrats d'obligation d'achat conclus dans le cadre des arrêtés tarifaires, aux tarifs prévus par lesdits arrêtés ;
- dans le cas des contrats conclus à l'issue d'appels d'offres, aux prix proposés dans les offres ;
- dans le cas des contrats de gré à gré, au CNC évalué *ex ante* par la CRE.

En ce qui concerne plus précisément les contrats de gré à gré, le a) du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie dispose que « *le projet de contrat d'achat d'électricité [entre le producteur tiers et le fournisseur historique] est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation [sous-entendu ici le prix d'acquisition]. (...) La Commission de régulation de l'énergie évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant le taux de rémunération du capital immobilisé fixé, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, par arrêté⁴ du ministre chargé de l'énergie en application de l'article L. 121-7. (...)* ». Le b) du II du même article précise que « *(...) la Commission de régulation de l'énergie notifie aux parties, dans les deux mois suivant la réception du dossier complet, le résultat de son évaluation, sur la base de laquelle est calculée la compensation.* »

2. OBJET DE LA PRESENTE DELIBERATION

Dans les 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 CRE a établi une méthodologie, qu'elle a adoptée le 23 avril 2015⁵ après consultation publique, visant à préciser, dans le respect du cadre législatif et réglementaire rappelé ci-dessus, les modalités de saisine, d'examen, de calcul du coût normal et complet, de compensation et plus largement de régulation des installations de production sous contrat d'achat de gré à gré.

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 applicable dans les ZNI⁶, il était nécessaire de revoir cette méthodologie. A cette fin, la CRE a recueilli les avis des différents acteurs au travers d'une consultation publique dont les réponses sont analysées ci-après et publiées, par la présente délibération, sa méthodologie révisée. Les évolutions permettent notamment de préciser :

- le champ d'application de la méthodologie et les critères d'éligibilité à un contrat de gré à gré afin de clarifier entre autres l'interaction avec les autres dispositifs de soutien et le cas des projets hybrides ;
- les modalités de saisine de la CRE pour accélérer l'instruction ;
- 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) du territoire concerné ;
- la mise en œuvre du nouvel arrêté relatif au taux de rémunération du capital investi dans des moyens de production en ZNI ;
- le traitement des actifs de production dont le capital est amorti ;
- la prise en compte des immobilisations en cours dans la rémunération du capital ;
- la prise en compte des aides à l'investissement ;

² Aux termes du b) du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie : « *dans les cas mentionnés aux a et b du 1° du I, le producteur communique les éléments utiles de sa comptabilité à la Commission de régulation de l'énergie, qui procède à l'évaluation de la compensation.* »

³ Aux termes du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie lorsque les surcoûts « *sont supportés par un fournisseur d'électricité pour l'électricité qu'il achète* », ils correspondent « *à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production* ».

Le b) du 2° du I du même article vise l'électricité acquise par un fournisseur historique et revendue à un consommateur final d'électricité qui ne bénéficie pas des tarifs réglementés de vente. En absence de ce type de consommateurs dans les ZNI, les dispositions de ce point n'ont pas lieu à s'appliquer.

⁴ 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

⁵ 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

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

- les incitations à la disponibilité et à la performance des installations ;
- le traitement des demandes de compensation pour démantèlement.

La CRE estime que l'application de la méthodologie pourrait être utilement couplée à des appels à projets lancés 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. La CRE se tient à disposition du gouvernement pour contribuer à la mise en place de tels appels à projets.

3. ANALYSE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE a mené entre le 7 mai et le 1^{er} juillet 2020 une consultation publique relative à la révision de la méthodologie d'examen des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production situés dans les ZNI⁷. Douze participants (notamment des producteurs, des gestionnaires de réseau et des associations professionnelles) y ont répondu. Cette partie de la délibération synthétise les réponses obtenues sur les principaux sujets de la consultation publique et présente l'analyse de la CRE des réponses apportées ainsi que les choix méthodologiques finalement retenus. Les réponses à la consultation, le cas échéant expurgées des parties confidentielles, sont publiées sur le site de la CRE.

3.1 Mise en œuvre de l'arrêté du 6 avril 2020 concernant la rémunération du capital immobilisé et des immobilisations en cours

3.1.1 Proposition d'une grille de taux

L'arrêté du 6 avril 2020 prévoit que la CRE propose à la ministre chargée de l'énergie une prime d'au maximum 300 points de base servant à déterminer le taux de rémunération applicable au projet dont elle a été saisie. L'arrêté prévoit que cette prime est déterminée au regard des risques du projet, de sa pertinence environnementale et de son caractère innovant. La CRE a proposé dans sa consultation publique une grille de référence contenant une fourchette de prime par technologie de manière à encadrer la prime pouvant être attribuée à chaque projet au regard de sa filière de production. L'objectif de cette démarche est de donner de la visibilité aux porteurs de projets sur le taux qui leur serait applicable.

La majorité des acteurs, et notamment les porteurs de projets d'installations de production, ont demandé à rehausser les bornes basse et haute des fourchettes de prime par technologie tout en demandant à en réduire l'amplitude. Ces demandes de rémunérations plus élevées ne sont toutefois pas accompagnées de justifications documentées. Un seul acteur considère que les fourchettes de primes proposées résulteraient en des rémunérations trop élevées.

Dans sa méthodologie révisée, la CRE a décidé de resserrer l'amplitude des fourchettes proposées initialement dans le cadre de la consultation publique pour les filières hydrauliques, biogaz, géothermie et bioliquide en rehaussant les bornes inférieures de 50 ou 100 points de base. En revanche, la CRE n'a pas rehaussé les bornes hautes des fourchettes.

3.1.2 Définition de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération

Dans la consultation publique, la CRE a détaillé l'assiette d'investissement prévisionnelle donnant lieu à rémunération. Il est en particulier précisé que toute provision pour aléas serait exclue de cette assiette. Les acteurs ont principalement réagi sur ce dernier point en demandant une prise en compte d'aléas (entre 5 et 10%), avec un éventuel reste à charge partiel pour le producteur. Un acteur a également proposé d'inclure des options dans les contrats pour prendre en compte des coûts supplémentaires dans l'enveloppe de rémunération.

Dans sa méthodologie révisée, la CRE a décidé de maintenir sa proposition et d'exclure la prise en compte d'aléas au sein de l'assiette de rémunération. En effet, pour couvrir ces risques (assurances, contrats, clé en main, etc.), la CRE considère que le contrat de gré à gré accorde déjà des leviers avec la clause de sauvegarde qui permet de couvrir les risques de surcoûts indépendants de la volonté du porteur de projets et le taux de rémunération du capital immobilisé qui rémunère justement les autres risques du projet. Elle a néanmoins retenu la possibilité d'inclure des mécanismes spécifiques pour couvrir les risques de surcoûts d'investissement lorsque ces derniers sont parfaitement identifiés et chiffrés.

3.1.3 Modalités de rémunération des IEC

L'arrêté du 6 avril 2020 a introduit une rémunération des immobilisations en cours (IEC) à hauteur de 30% du taux de rémunération de l'assiette d'investissement. La CRE a proposé dans la consultation que la mise en œuvre de

⁷ 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

cette rémunération repose principalement sur une compensation versée au producteur à la mise en service de l'installation, et une assiette de rémunération des IEC calculée au 31 décembre de l'année précédente.

Dans leur réponse, plusieurs acteurs demandent que les IEC soient rémunérées à hauteur de 100% du taux de rémunération. Un des acteurs relève qu'un calcul basé sur des montants immobilisés à des références temporelles figées et potentiellement sans lien avec la mise en service de l'installation serait imprécis et pourrait conduire à une mauvaise estimation de l'impact financier de ces immobilisations pour les porteurs de projet.

La CRE rappelle que le taux de rémunération des IEC est fixé par arrêté et que sa valeur n'était donc pas l'objet de la consultation publique. La CRE convient en revanche qu'une méthode de calcul des immobilisations basée sur la date de mise en service de l'installation peut permettre d'éviter des effets de bords liés à un calcul des IEC au 31 décembre de chaque année. Elle retient une assiette d'investissement définie sur des références calendaires par rapport à cette date de mise en service.

3.2 Incitations à la disponibilité et à la performance des installations de production

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de maintenir un mécanisme de bonus-malus lié à la disponibilité des installations de production, tel que celui mis en œuvre dans la méthodologie du 23 avril 2015 mentionnée ci-dessus. La CRE a présenté les modalités d'application d'un tel mécanisme en fonction du type d'installation visé (moyens de production pilotables ou dont la production revêt un caractère fatal notamment).

Les réactions des acteurs à cette disposition ont conduit la CRE à faire évoluer sa proposition initiale dans la méthodologie révisée notamment en introduisant, pour les installations à caractère fatal dont la disponibilité de la ressource n'est pas prévisible, un bonus en plus du malus initialement prévu dans un souci de rééquilibrage économique du mécanisme d'incitation. En outre, la CRE a décidé d'amender la définition de la disponibilité des installations pilotables (principal indicateur utilisé pour le calcul de ces primes à la performance) en excluant la prise en compte de la production réelle de ces installations, au profit d'un mécanisme de disponibilité incluant une plage de neutralité dont le niveau décroît progressivement, plus facilement applicable d'un point de vue contractuel.

Finalement, dans sa consultation publique, la CRE a indiqué vouloir mettre en place des dispositifs permettant de tester à tout moment la disponibilité effective d'un groupe de production pour les installations pilotables. Les réponses des participants à la consultation ont permis d'orienter techniquement ce contrôle vers l'utilisation d'un dispositif de télésignalisation. La CRE a donc décidé de retenir cette solution technique au sein de la méthodologie révisée. La CRE constate que toutes les installations de production actuellement en fonctionnement ne sont pas équipées d'un dispositif de télésignalisation mais qu'il n'existe pas de difficultés techniques à équiper les nouvelles centrales et éventuellement les principales centrales existantes.

3.3 Traitement des installations amorties

L'application de la méthodologie du 23 avril 2015 à un actif amorti conduit à ce que le producteur, bien que compensé de ses coûts fixes et variables d'exploitation, ne bénéficie que d'une rémunération très faible voire nulle pour son activité. De ce fait, le producteur n'est pas incité à poursuivre l'exploitation de son installation. Pour cette raison, la CRE a proposé dans la consultation publique d'établir un montant dont bénéficierait le producteur en plus de la couverture de ses coûts, et qui s'élèverait à un certain pourcentage des coûts fixes d'exploitation, ce pourcentage pouvant éventuellement être fixé en fonction du taux de rémunération du projet.

Si les acteurs ont accueilli favorablement ce mécanisme, certains souhaitent que ces marges soient établies au cas par cas pour tenir compte des spécificités du projet, et d'autres portent une position opposée visant à donner le plus de visibilité possible aux porteurs de projets.

Dans sa méthodologie révisée, la CRE retient le principe d'une marge d'exploitation définie au cas par cas selon les spécificités de fonctionnement de l'installation. Pour des installations et des types de contrats très similaires, la CRE pourrait néanmoins au moment voulu définir certaines marges d'exploitation communes (exemple : pour les installations photovoltaïques en sortie d'obligation d'achat). Par ailleurs, suite à un retour de la consultation publique, l'obligation d'étudier systématiquement l'opportunité d'une mise en conformité technique de l'installation a été ajoutée et de la réaliser dès lors que cette opération peut être pertinente pour la collectivité.

3.4 Prise en compte des aides à l'investissement

Afin d'inciter les porteurs de projets à obtenir des subventions européennes (FEDER par exemple), internationales ou privées, la CRE a proposé dans sa consultation publique de laisser au bénéfice du porteur de projet 3% des aides perçues.

Si l'esprit de ce dispositif a été accueilli favorablement par plusieurs acteurs, ces derniers ont indiqué que les modalités leur paraissaient insuffisantes pour inciter les développeurs à obtenir ce type de subventions. Les acteurs ont ainsi formulé des propositions consistant à conserver entre 5 et 20% des aides perçues.

Dans sa méthodologie révisée, la CRE a décidé de rehausser le niveau initialement envisagé à hauteur de 5%.

3.5 Conditions de révision de la compensation

La méthodologie du 23 avril 2015 prévoit qu'une analyse des coûts réels d'exploitation doit être menée tous les 5 ans. Si les coûts fixes (respectivement variables) d'exploitation réels s'avèrent inférieurs à la part de la compensation fixe (respectivement variable) qui les rémunère, cette dernière est alors revue à la baisse. Dans le cas contraire, les surcoûts restent à la charge du producteur. Dans sa consultation, la CRE a proposé de maintenir et renforcer cette disposition en demandant aux producteurs d'exposer annuellement à la CRE les charges et produits d'exploitation qu'ils supportent.

Les acteurs sont majoritairement défavorables au maintien de cette disposition et à son extension à une déclaration systématique des coûts, et pointent une asymétrie du dispositif. Certains acteurs ont proposé des évolutions de ce mécanisme si la CRE décidait de le maintenir, comme par exemple un traitement mutualisé des charges fixes et variables afin que le producteur ne soit pas pénalisé si son niveau de soutien est globalement insuffisant, malgré une compensation d'un type de charge (fixe ou variable) trop élevée.

Dans sa méthodologie révisée, la CRE maintient la conduite d'audits portant sur les coûts d'exploitation et la révision du niveau de compensation qui peut en découler. La CRE considère que ce mécanisme de révision est indispensable, pour pallier l'incertitude pouvant peser sur l'évaluation initiale de certains coûts, et qu'une révision à la hausse de la compensation n'est pas envisageable. Compte-tenu des retours de la consultation publique, les aménagements suivants sont néanmoins introduits :

- les charges fixes et variables peuvent être traitées de manière mutualisée ;
- si la compensation avait été baissée à la suite d'un premier audit, elle peut être revue à la hausse dans la limite de la compensation déterminée initialement ;
- des mécanismes incitatifs de partage des coûts portant sur certains postes ciblés peuvent être mis en œuvre ;
- le mécanisme n'est pas rétroactif.

Enfin, afin de ne pas faire peser sur les producteurs une charge administrative excessive, la CRE ne retient pas le mécanisme d'exposition annuelle des charges et produits d'exploitation dans sa méthodologie révisée.

3.6 Coûts de démantèlement et prise en compte du foncier

La méthodologie du 23 avril 2015 précise que les provisions pour démantèlement ne sont pas prises en compte dans le niveau de compensation versée durant l'exploitation d'une installation de production. Toutefois, les coûts de démantèlement peuvent faire l'objet d'une compensation versée au moment de la fin de vie de l'installation.

La consultation publique visait à préciser les modalités d'application de ces principes en indiquant le contenu des saisines pour démantèlement que les producteurs doivent formuler auprès de la CRE, le rythme du versement de la compensation ainsi que le traitement du foncier.

Les acteurs qui se sont exprimés sur le sujet du traitement comptable du foncier se sont pour la plupart positionnés en faveur d'une option consistant à déduire le coût d'acquisition initial du foncier de l'enveloppe de compensation pour démantèlement. La CRE retient ce traitement dans la méthodologie révisée.

Des acteurs ont par ailleurs souligné la difficulté d'anticiper avec précision certains coûts, estimables selon eux seulement une fois que les travaux de démantèlement sont engagés. Face à cette problématique, la CRE a ajouté dans sa méthodologie révisée la possibilité d'inclure dans l'enveloppe de démantèlement des clauses spécifiques pour couvrir des risques de surcoûts de démantèlement lorsque ces derniers sont identifiés et chiffrés.

DECISION DE LA CRE

Par la présente délibération, la CRE publie la méthodologie révisée applicable lors de l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation supportés par EDF SEI, EDM ou EEWf ou tout producteur tiers ayant conclu un contrat de gré à gré pour le développement des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI. Cette méthodologie remplace la précédente publiée le 23 avril 2015.

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

La CRE applique cette méthodologie à chaque projet de contrat, projet de protocole interne ou projet d'avenant faisant l'objet d'une délibération portant évaluation du coût normal et complet à compter de sa date de publication, soit à compter du 17 décembre 2020.

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

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

Délibéré à Paris, le 17 décembre 2020.

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,**

Jean-François CARENCO

METHODOLOGIE APPLICABLE A L'EXAMEN DES COÛTS D'INVESTISSEMENT ET D'EXPLOITATION DANS DES MOYENS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE SITUES DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES EN VUE D'EN DETERMINER LE NIVEAU DE COMPENSATION

Le présent document a pour objet d'exposer la méthodologie que la Commission de régulation de l'énergie (CRE) applique à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation d'un moyen de production d'électricité situé dans les zones non interconnectées (ZNI) en vue d'établir son « coût de production normal et complet » en application des dispositions de l'article R. 121-28 du code de l'énergie.

Cette méthodologie entre en vigueur le jour de sa publication, soit le 17 décembre 2020.

La CRE applique cette méthodologie à chaque projet de contrat, projet de protocole interne ou projet d'avenant faisant l'objet d'une délibération portant évaluation du coût normal et complet à compter de sa date de publication, soit à compter du 17 décembre 2020.

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

Elle s'applique aussi bien aux fournisseurs historiques, EDF Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM) et Eau et Electricité de Wallis-et-Futuna (EEWF), qu'aux producteurs tiers.

Dans chacun des cas d'application de la présente méthodologie (cf. § 1.2), le fournisseur historique saisit la CRE d'un dossier dont les modalités de transmission, le format, le contenu et les spécificités sont précisés dans le paragraphe 3. Pour être considéré comme complet, ce dossier doit respecter l'ensemble des indications de la présente méthodologie.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE.....	1
2. OBJET DE LA PRESENTE DELIBERATION	2
3. ANALYSE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE	3
3.1 MISE EN ŒUVRE DE L'ARRETE DU 6 AVRIL 2020 CONCERNANT LA REMUNERATION DU CAPITAL IMMOBILISE ET DES IMMOBILISATIONS EN COURS	3
3.1.1 Proposition d'une grille de taux	3
3.1.2 Définition de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération	3
3.1.3 Modalités de rémunération des IEC	3
3.2 INCITATIONS A LA DISPONIBILITE ET A LA PERFORMANCE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION.....	4
3.3 TRAITEMENT DES INSTALLATIONS AMORTIES	4
3.4 PRISE EN COMPTE DES AIDES A L'INVESTISSEMENT	4
3.5 CONDITIONS DE REVISION DE LA COMPENSATION	5
3.6 COUTS DE DEMANTELEMENT ET PRISE EN COMPTE DU FONCIER	5
1. CHAMP D'APPLICATION DE LA METHODOLOGIE ET CRITERES D'ELIGIBILITE A UN CONTRAT DE GRE A GRE.....	11
1.1 ARTICULATION DES MECANISMES DE CONTRACTUALISATION DE LA PRODUCTION ELECTRIQUE DANS LES ZNI	11
1.2 CHAMP D'APPLICATION DE LA METHODOLOGIE	11
1.3 CAS DES PROJETS HYBRIDES	11
1.3.1 Projet de production d'électricité incluant plusieurs technologies.....	11
1.3.2 Projet regroupant des installations de fonctions différentes.....	12
1.3.3 Possibilité d'un traitement du projet comme un unique actif de production : critères de dérogation	12
1.4 CAS DES PROJETS INNOVANTS	12
1.5 CAS DES PROJETS INTERROMPUS.....	12
2. DETERMINATION DU COUT NORMAL ET COMPLET	12
3. PROCEDURES APPLICABLES POUR LA SAISINE DE LA CRE.....	13
3.1 MODALITES GENERALES	13
3.2 TEMPORALITES DE LA SAISINE PAR RAPPORT A LA PERIODE DE FONCTIONNEMENT DE L'INSTALLATION ...	14
3.3 FORMAT DU DOSSIER	14
3.4 PIECES A FOURNIR DANS LE DOSSIER	15
3.4.1 Cas général	15
3.4.2 Cas des investissements portés par le fournisseur historique dans des centrales existantes	18
3.5 ANALYSE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU.....	18
4. DETERMINATION DU NIVEAU DE COMPENSATION	19
4.1 DETERMINATION DE LA PART FIXE.....	19
4.1.1 Rémunération du capital immobilisé.....	19
4.1.1.1 Assiette d'investissement donnant lieu à rémunération	19
4.1.1.2 Révision de l'assiette d'investissement.....	20
4.1.1.3 Taux de rémunération du capital immobilisé	21
4.1.2 Amortissement du capital	22
4.1.3 Rémunération du besoin en fonds de roulement.....	22

4.1.4 Coûts fixes d'exploitation	22
4.1.5 Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)	22
4.1.6 Cas des installations amorties.....	23
4.2 DETERMINATION DE LA PART VARIABLE	23
4.3 REMUNERATION DES IMMOBILISATIONS EN COURS (IEC).....	23
4.3.1 Assiette d'IEC donnant lieu à rémunération	23
4.3.2 Taux de rémunération des IEC.....	24
4.3.3 Révision de la rémunération des IEC.....	24
5. MODALITES COMPLEMENTAIRES LIEES A LA DETERMINATION DU NIVEAU DE COMPENSATION	25
5.1 PRISE EN COMPTE DES AIDES A L'INVESTISSEMENT	25
5.1.1 Prise en compte des aides à l'investissement dans les modalités de compensation définies au moment de la délibération	25
5.1.2 Révision de la prise en compte des aides à l'investissement	25
5.2 PRISE EN COMPTE DES RECETTES	26
5.3 DISPOSITIONS APPLICABLES PENDANT LA PHASE DE MISE EN SERVICE.....	26
5.4 REVISION DES INDICES.....	26
5.5 REVISION DE LA COMPENSATION	27
5.5.1 Révision de l'assiette d'investissement et révision de la rémunération des IEC	27
5.5.2 Révision de la compensation à la suite à un audit par la CRE des charges d'exploitation et des GER ...	27
5.5.2.1 Premier audit, révision à la baisse	27
5.5.2.2 Audits suivants, révision à la hausse ou à la baisse	28
5.5.3 Révision en cas de mise en œuvre d'une clause de sauvegarde.....	28
5.5.3.1 Cas général.....	28
5.5.3.2 Activation de la clause de sauvegarde dans le cas de la révision de l'assiette d'investissement et de la rémunération des IEC	28
6. INCITATION A LA DISPONIBILITE ET A LA PERFORMANCE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE	29
6.1 BONUS-MALUS DE L'INSTALLATION.....	29
6.1.1 Moyens de production à caractère fatal dont la ressource ne peut pas être pilotée.....	29
6.1.2 Moyens de production pilotables.....	30
6.1.3 Moyens de production à caractère fatal dont la disponibilité de la ressource n'est pas ou peu prévisible	30
6.2 SANCTIONS.....	31
6.3 MODALITES DE CONTROLE DE LA DISPONIBILITE DES INSTALLATIONS PAR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU	31
6.4 INDICATEURS DE PERFORMANCE.....	32
7. COMPENSATION POUR DEMANTELEMENT.....	32
7.1 CHAMP D'APPLICATION.....	32
7.2 MODALITES DE TRAITEMENT DES COUTS DE DEMANTELEMENT POUR LES INSTALLATIONS ELIGIBLES	33
7.3 INSTALLATIONS EXISTANTES DU FOURNISSEUR HISTORIQUE.....	34
ANNEXE 1 : GLOSSAIRE	36
ANNEXE 2 : EXTRAITS DES TEXTES APPLICABLES EN VIGUEUR A LA DATE DE PUBLICATION DE LA PRESENTE METHODOLOGIE	38
ANNEXE 3 : RENSEIGNEMENTS ADMINISTRATIF DU PROJET.....	43
ANNEXE 4 : CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DU PROJET DE PRODUCTION D'ELECTRICITE.....	44
ANNEXE 5 : MATRICE DES RISQUES.....	45

ANNEXE 6 : FORMULES DE CALCUL DU TARIF EQUIVALENT (EN €/MWH) D'UN PROJET	47
ANNEXE 7 : CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DU PROJET DE DEMANTELEMENT	48
ANNEXE 8 : CALCUL DE LA PART FIXE DE LA COMPENSATION.....	49

1. CHAMP D'APPLICATION DE LA METHODOLOGIE ET CRITERES D'ELIGIBILITE A UN CONTRAT DE GRE A GRE

Le champ d'application de la méthodologie et les critères d'éligibilité à un contrat de gré à gré dépendent de l'existence d'un mécanisme de soutien adapté sous la forme d'un arrêté tarifaire fixant un 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 sur une période déterminée ;
- Les appels d'offres, à l'issue desquels les porteurs de projet désignés lauréats 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.

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 référence⁸, l'arrêté tarifaire pour les installations de faible puissance et l'appel d'offres au-delà.

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 portant sur de nouveaux coûts ou recettes ou sur de nouvelles dispositions contractuelles de toute installation ayant déjà fait l'objet d'une délibération de la CRE⁹ ;
- 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, à la place 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.

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).

Pour les investissements réalisés pour assurer la sécurité d'approvisionnement d'un territoire (dans des nouveaux moyens ou dans des moyens existants), notamment dans les cas où les projets prévus par PPE seraient en retard et imposeraient ces investissements, la CRE pourra déroger à certains principes exposés dans cette méthodologie, notamment la comparaison des coûts avec une installation neuve lors d'une poursuite d'exploitation ou la nécessité de répondre à un objectif PPE (cf. § 2).

1.3 Cas des projets hybrides

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 :

⁸ 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.

⁹ Dans ce cas, l'évaluation porte uniquement sur les nouveaux investissements ou les recettes.

- D'une note de présentation du projet dans son ensemble qui explicite en particulier les synergies, la valeur ajoutée qui leur sont inhérentes, 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 fonctions différentes

Le traitement d'un projet impliquant des installations ayant des fonctions différentes (production d'électricité et stockage d'énergie ou maîtrise de la demande en électricité par exemple) relève de méthodologies spécifiques, déjà publiées par la CRE¹⁰.

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

Si le développement d'une 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, la CRE pourra déroger aux principes exposés dans les sections 1.3.1 et 1.3.2 et examiner le projet comme un unique actif de production.

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. Dans le cas où une solution technique plus mature permet de répondre à l'objectif visé de la PPE, les surcoûts du projet liés à son caractère innovant par rapport à cette solution de référence 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. § 2 et 4). Ces surcoûts ne peuvent pas être compensés, sauf mention explicite du projet dans la PPE.

1.5 Cas des projets interrompus

Dans le cas où un projet n'est pas réalisé, c'est-à-dire lorsqu'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'énergie. Ainsi, seul le coût des études identifiées dans le décret relatif à la PPE et dont la compensation relève de l'application du 2° de l'article L.121-27 du code de l'énergie est compensé à ce titre que le projet se concrétise ou non.

2. DETERMINATION DU COUT 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.

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 performante¹¹ et adaptée aux spécificités du système électrique.

Le dimensionnement de la nouvelle installation de production, son mode de fonctionnement et les services qu'elle rend 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.

¹⁰ 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

¹¹ Pour les moyens de production à caractère fatal, le critère de performance correspond notamment au productible de l'installation.

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 entretien et de renouvellement d'une installation efficace, éventuellement majorés d'une marge d'exploitation (cf. section 4.1.6). Il ne peut pas, en tout état de cause, excéder le CNC d'une installation neuve répondant au même objectif de la PPE.

Pour les installations neuves comme existantes, le CNC tient compte des spécificités du projet 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 qui n'instruirait alors pas le dossier.

3. PROCEDURES APPLICABLES POUR LA SAISINE DE LA CRE

Il est rappelé, à titre liminaire, que pour faire l'objet d'une instruction par la CRE, tout dossier de saisine doit être complet et respecter les dispositions de la présente méthodologie, notamment s'agissant de l'ensemble des pièces à fournir.

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

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

3.1 Modalités générales

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 au fil de l'eau par les fournisseurs historiques.

Cependant, la CRE pourra, si elle le juge nécessaire, mettre en place des fenêtres de saisine spécifiques pour certains types de projets¹². Dans ce cas, la CRE communiquera en amont les modalités particulières de cette saisine, notamment la date limite à laquelle les documents nécessaires à l'établissement d'un contrat devront être remis au fournisseur historique, afin qu'il soit en mesure de transmettre à la CRE le dossier de saisine avant la date de clôture qu'elle a préalablement fixée. A l'ouverture de la fenêtre de saisine, la CRE annoncera, le cas échéant, le taux de rémunération maximal applicable à l'ensemble des projets concernés (cf. section 4.1.1.3). Si les projets déposés au cours d'une fenêtre de saisine ont pour effet d'excéder les objectifs de la PPE, la CRE procédera à un interclassement des projets dans le but de minimiser les charges de service public de l'énergie.

Dans le cadre d'une saisine classique, le fournisseur historique saisit la CRE d'un dossier préparé avec le porteur de projet lui permettant d'en évaluer le coût normal et complet et d'un projet de contrat ou d'avenant élaboré entre le producteur et le fournisseur historique¹³. Le format et le contenu exigés pour le dossier de saisine sont précisés aux paragraphes 3.3 et 3.4. Pour les projets de technologie mature et de puissance installée inférieure à 1 MW (sauf dans les îles du Ponant, à Saint-Pierre-et-Miquelon, à Wallis-et-Futuna et dans les communes non raccordées au réseau électrique du littoral de la Guyane où le seuil est réduit à 100 kWc), le porteur du projet peut préparer un dossier contenant les mêmes pièces mais dont le niveau de détail et de justification est allégé.

S'agissant d'un nouveau projet d'investissement dans un moyen de production d'électricité dans les ZNI n'ayant pas encore fait l'objet d'une évaluation par la CRE, toutes les pièces de [1] à [9] sont exigées. La note produite par le gestionnaire de réseau de la zone (cf. § 3.5) est jointe au dossier.

S'agissant d'un dossier de révision de l'assiette d'investissement et de révision de la rémunération des IEC, seules les pièces [1] et [7] sont exigées.

S'agissant d'une demande de révision du prix de l'électricité produite (par exemple, dans le cadre d'une mise aux normes de l'installation en application de la clause de sauvegarde), seules les pièces [1], [6], [7] et [8] sont exigées. La pièce [5] est à fournir si l'installation fait l'objet de nouveaux investissements ciblés par l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020. En outre, le dossier justifie la demande de révision du prix de l'électricité produite (justification de l'activation de clause de sauvegarde, transmission des textes réglementaires imposant une mise aux normes, etc.) et est accompagné en cas de besoin d'une note produite par le gestionnaire de réseau de la zone mentionnée au paragraphe 3.5.

¹² Cela pourrait par exemple être le cas pour la prolongation de l'exploitation d'installations photovoltaïques dont le contrat d'obligation d'achat arriverait à échéance, si aucun dispositif autre que le contrat de gré à gré n'est mis en place.

¹³ Dans le cas d'un projet porté par le fournisseur historique, celui-ci joint au dossier le projet de protocole interne ou d'avenant.

S'agissant d'un moyen de production existant dont le contrat de gré à gré ou le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance, toutes les pièces [1] à [9] sont exigées sauf la pièce [3]. Les pièces [5] et [7] sont à fournir uniquement si l'installation fait l'objet de réinvestissements. Enfin, les pièces [2] et [4] doivent être adaptées au cas de la prolongation d'exploitation.

S'agissant d'une demande de compensation des coûts de démantèlement, les modalités spécifiques et les pièces exigées sont précisées dans le paragraphe 7.

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

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

3.2 Temporalités 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 centrale¹⁴. 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 de révision de l'assiette d'investissement et de révision de la rémunération des IEC, la CRE doit être saisie dans un délai maximal de 12 mois après la date de mise en service de l'installation.

Enfin, dans le cas d'un dossier relatif au démantèlement d'une installation (cf. § 7), la CRE doit être saisie au plus tard 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.

3.3 Format du dossier

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

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

Les pièces demandées au paragraphe 3.4 et le projet de contrat ou d'avenant sont fournis en version papier au format A4, à l'exception des cartes, plans et documents assimilés de dimension supérieure.

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

- les pièces demandées au paragraphe 3.4 sont fournies au format « Word » ou « PDF » ;
- le plan d'affaires prévisionnel est fourni au format « Excel » avec liens et formules apparents pour les données de calcul. Il ne comporte aucun mot de passe, ni feuille, cellule, colonne ou ligne masquées ;
- le projet de contrat, de protocole interne ou d'avenant est fourni au format « Word ».

L'envoi en version en papier des pièces justificatives annexées au dossier n'est pas obligatoire. Elles peuvent donc être transmises uniquement par la voie électronique.

Le porteur du projet est informé que dans le cas où son projet n'aboutit pas à la mise en service de l'installation de production, il n'aura droit à aucune indemnité pour les frais qu'il aura pu exposer au titre de l'élaboration de son dossier.

¹⁴ 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.

3.4 Pièces à fournir dans le dossier

3.4.1 Cas général

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

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. Pour les moyens de production dont la durée de vie est inférieure à 30 ans, la durée du contrat (ou du protocole interne) est alignée sur la durée de vie prévisionnelle de l'installation¹⁵.

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

[1] Données clés du projet

Chaque dossier doit débiter par les :

- renseignements administratifs (cf. annexe 3)
- caractéristiques principales du projet (cf. annexe 4)

[2] Présentation générale du projet et description technique

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

- technologie, puissance nominale (brute et nette), nombre de tranches ;
- justification du choix technologique et économique du projet au regard des particularités locales et du besoin à satisfaire ;
- adéquation du projet avec les objectifs prévus par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ;
- état des lieux et synthèse des différentes démarches d'autorisation (permis de construire, autorisation environnementale, autorisation d'exploiter, etc.) ;
- type d'installation (par rapport aux 3 types décrits au paragraphe 6.1) ;
- nature du combustible utilisé, provenance et filière d'approvisionnement permettant d'en garantir la disponibilité en toutes circonstances ;
- contrat d'approvisionnement pour le combustible envisagé, ou engagement commercial ;
- caractéristiques des liaisons électriques au sein de l'installation jusqu'au(x) poste(s) électrique(s) de livraison, et conditions particulières d'implantation de ces liaisons ;
- caractéristiques du (des) poste(s) électrique(s) de livraison ;
- solution de raccordement retenue dans la Proposition technique et financière (PTF) ;
- date de mise en service envisagée et calendrier prévisionnel des procédures administratives nécessaires à la construction et à l'exploitation de l'installation, des étapes de réalisation et de mise en service de l'installation.
- pour les installations non pilotables : courbe de charge prévisionnelle de production, nombre d'heures prévisionnel de fonctionnement par an en équivalent pleine puissance et rendement global estimé (en détaillant les étapes du calcul et toutes les hypothèses qui s'y rapportent) ;

Le dimensionnement de l'installation, son fonctionnement et les services qu'elle rend doivent être définis conjointement avec le fournisseur historique, en prenant en compte les besoins du gestionnaire de réseau, de façon à rechercher une optimisation collective des coûts de fonctionnement du système électrique du territoire.

[3] Site d'implantation envisagé

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

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

[4] Evaluation du productible ou de la disponibilité du projet

De manière à ce qu'un objectif de disponibilité ou de production puisse être fixé par année, le porteur de projet fournit, selon le type d'installation, une évaluation précise de la ressource disponible, du productible (la fonction de

¹⁵ Pour les moyens de production dont la durée de vie est supérieure à 30 ans, la durée du contrat est limitée à 30 ans.

transfert optimale entre la ressource et la quantité d'électricité produite doit être fournie), des indisponibilités pour maintenance et des indisponibilités fortuites.

Dans le cas d'un moyen de production non pilotable, le producteur et le gestionnaire de réseau proposent conjointement des modalités adaptées au projet permettant d'estimer la quantité d'électricité perdue pendant les périodes d'indisponibilité du réseau ou de déconnexions ou limitations demandées par le GR (par exemple envoi par le producteur de prévisions de production et utilisation de ces prévisions pour estimer le productible perdu avec coefficient d'abattement si les prévisions ne sont pas de qualité, ou mise en place d'une mesure fiable permanente de la ressource (vitesse de vent, irradiation, débit et hauteur de chute) et utilisation de ces données pour estimer le productible perdu).

Les différents éléments, en particulier la disponibilité de la ressource, doivent être justifiés par des études d'entreprises externes indépendantes (cf. § 6.1).

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

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

Le porteur de projet transmet par ailleurs une note dans laquelle il propose une valeur pour la prime couvrant les risques du projet, sa pertinence environnementale et son caractère innovant, conformément aux modalités fixées par l'arrêté du 6 avril 2020 et par la présente méthodologie (cf. section 4.1.1.3). Il justifie précisément cette proposition.

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.

En annexe 5, la CRE propose une matrice des risques que le porteur de projet doit utiliser et éventuellement compléter pour présenter les risques identifiés pour son projet.

[6] Plan d'affaires et montage financier

Le porteur du projet fournit une présentation de la structure qui développera le projet et assurera la livraison de l'électricité. Cette présentation comporte la structure juridique, la composition de l'actionnariat, la liste des partenaires impliqués, leurs rôles et la nature de leurs liens avec le porteur du projet.

Les éléments du montage financier du projet doivent être précisés : fonds propres, endettement, etc.

A partir du modèle de plan d'affaires mis à disposition par la CRE sur son site internet¹⁶, le porteur du projet fournit le plan d'affaires exhaustif, sur la durée contractuelle, en mettant en évidence les flux de trésorerie annuels prévisionnels et la rentabilité attendue. Il détaille les montants prévisionnels des coûts de construction, des coûts d'exploitation fixes et variables, le cas échéant des coûts de combustible, des éventuelles recettes, ainsi que l'évolution du chiffre d'affaires et des flux de trésorerie du projet avant impôts. Le plan d'affaires permet en outre de calculer le tarif équivalent en €/MWh pour le projet en question selon les formules explicitées dans l'annexe 6.

Les principales hypothèses du plan d'affaires sont :

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

Taux d'inflation

Pour un projet donné, le taux d'inflation annuel à utiliser dans le plan d'affaires correspond à la moyenne arithmétique des valeurs suivantes (le nombre de valeurs correspond à la durée du contrat) :

¹⁶ www.cre.fr

- Les 4 dernières valeurs annuelles réalisées avant la saisine de la CRE du taux d'inflation annuel¹⁷ ;
- La valeur estimée du taux d'inflation pour l'année de saisine ;
- Pour les valeurs restantes, le taux de 2 % correspondant à l'objectif long-terme de la Banque centrale européenne.

[7] Coûts d'investissement

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

Il doit démontrer que les fournisseurs et prestataires retenus ont été sélectionnés après une mise en concurrence en bonne et due forme. Les principaux critères de sélection doivent être exposés, les offres de l'ensemble des candidats transmises en annexe et synthétisées dans une note, et le choix des lauréats explicité.

Le porteur du projet fournit en outre une note détaillant les différents postes d'investissement du projet accompagnée d'un tableau de synthèse. Dans cette note sont précisés les montants qui constituent des engagements fermes. Le projet d'investissement présenté à la CRE doit être à un stade suffisamment avancé de développement pour que les coûts prévisionnels soient établis sur la base de propositions commerciales ou de devis. Les dépenses ne pouvant être justifiées sur la base de tels documents, en particulier les frais de maîtrise d'ouvrage, doivent être clairement identifiées et leur estimation doit être justifiée (nombre d'ETP, salaire par type d'ETP, part des dépenses d'investissement, etc...).

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

Les éléments suivants doivent être précisés dans la note :

- le montant de l'investissement détaillé (la décomposition retenue par le porteur du projet devra couvrir l'ensemble des dépenses d'investissement du projet) : études, génie civil, frais de maîtrise d'ouvrage, frais de maîtrise d'œuvre, achat des machines et composants, travaux de construction, raccordement au réseau électrique (justifié par la PTF), sous-traitance (nature et coûts), etc. ;
- le cas échéant, les démarches effectuées pour obtenir des aides à l'investissement, la nature de ces aides (subvention, défiscalisation, avances remboursables, etc.), les dates prévisionnelles de perception, les montants d'aides obtenus ou estimés, ainsi que le traitement comptable envisagé selon le type d'aide ;
- les coûts qui ne peuvent pas être identifiés de manière *ex ante* avec précision. Ces coûts devront être dûment détaillés et justifiés ;
- la chronique prévisionnelle de décaissement des investissements au pas annuel¹⁸ ;
- le régime fiscal et le niveau d'imposition (défiscalisation, etc.) ;
- le montant des taxes et leur ventilation par grands postes ;
- le coût d'acquisition du terrain sur lequel l'installation est prévue d'être construite. Si le terrain est loué, les charges afférentes sont indiquées comme des charges fixes d'exploitation ;
- les assurances prévues pour le projet pendant la phase de construction et les coûts associés.

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

Dans le cas d'un dossier de révision de l'assiette d'investissement et de révision de la rémunération des IEC, le dossier contient un fichier Excel qui présente :

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

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

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

¹⁷ Le taux d'inflation réalisé est calculé sur la période de décembre à décembre à partir de l'indice des prix à la consommation hors tabac tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages (référence n° 001763852). Le taux d'inflation estimé est calculé de la même manière en projetant en décembre la dernière valeur mensuelle connue.

¹⁸ Les années sont des années calendaires basées sur la date prévisionnelle de mise en service de l'installation.

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

Dans le cas d'une prolongation de la durée d'exploitation d'un moyen de production, l'opportunité d'une mise en conformité technique de l'installation par rapport au référentiel en vigueur à date doit être systématiquement étudiée. Dès lors que le coût de cette mise en conformité ramené à la durée résiduelle de vie de l'installation rend l'opération pertinente pour la collectivité, celle-ci doit être réalisée. Le porteur du projet présente cette analyse dans son dossier de saisine et expose le cas échéant les coûts de la rénovation.

[8] Coûts et recettes d'exploitation

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

- les dépenses d'exploitation avec une décomposition entre coûts fixes et coûts variables, et leur ventilation par grands postes ;
- le cas échéant, la stratégie d'approvisionnement en combustible, les modalités mises en œuvre pour s'assurer d'obtenir le prix le plus compétitif possible, les coûts prévisionnels liés à cet approvisionnement en détaillant par poste (matière, transport, stockage, etc.)
- les emplois (en Equivalent Temps Plein annuel) en précisant la ventilation fonctionnelle et le cas échéant l'application du statut IEG (Industries Électriques et Gazières) ou de toute autre convention collective ;
- le coût de la location du terrain le cas échéant ;
- le détail du plan d'exploitation et de maintenance (moyens mis en œuvre, principes et modalités d'intervention, dépenses) ;
- le détail du plan de gros entretien et renouvellement (moyens mis en œuvre, principes et modalités d'intervention) ;
- le besoin en fonds de roulement dans la limite d'un stock stratégique de combustible, pièces de rechange et consommables ;
- les recettes complémentaires prévisionnelles comme la vente de la chaleur issue d'une cogénération à un réseau de chaleur ou valorisation des cendres (principes, modalités, montants).

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

[9] Démantèlement de l'installation

Le porteur de projet joint une note présentant les mesures envisagées pour le démantèlement de l'installation et la remise en état du site à la suite de la mise à l'arrêt de la centrale, ainsi que les coûts prévisionnels pour le démantèlement de l'installation associés à ces travaux (cf. § 7).

3.4.2 Cas des investissements portés par le fournisseur historique dans des centrales existantes

Pour toutes ses centrales existantes qui ne font pas l'objet d'un protocole interne, le fournisseur historique fournit chaque année à la CRE, au plus tard à la date butoir définie ci-dessous par opérateur, son programme de réinvestissement sur les 5 prochaines années (ou plus si les travaux prévus durent davantage) en précisant la nature des investissements, les montants prévisionnels et les années pendant lesquelles les travaux sont prévus. 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.

Les dates butoirs de transmission sont le 31 octobre pour EDF SEI, le 31 décembre pour EDM et pour EEFW.

3.5 Analyse du gestionnaire de réseau

Pour chaque dossier de saisine, le gestionnaire de réseau fournit à la CRE une note d'analyse technique relative au projet précisant :

- la pertinence du projet (technologie, dimensionnement, etc.) au regard des besoins du système électrique identifiés ;
- les services additionnels aux prescriptions techniques et aux exigences réglementaires que pourra rendre l'installation au système électrique ;
- les particularités d'intégration et l'impact de l'installation sur le système électrique considéré ;
- la manière dont il envisage *a priori* de solliciter l'installation compte tenu de ses spécifications techniques ;
- le cas échéant, la gestion des limitations de la production de l'installation ;
- l'estimation des éventuels coûts évités de construction et de renouvellement du réseau grâce à la réalisation du projet étudié.

- pour les installations pilotables : utilisation prévisionnelle du moyen (nombre d'heures prévisionnel de fonctionnement par an en équivalent pleine puissance)

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

4. DÉTERMINATION DU NIVEAU DE COMPENSATION

La compensation est déterminée directement à partir du CNC. Elle comporte dans le cas général :

- une part fixe, couvrant les charges de capital et les charges fixes d'exploitation (cf. § 4.1) ;
- une part proportionnelle à l'électricité produite, couvrant les charges variables d'exploitation (cf. § 4.2).

Elle est complétée d'une rémunération des immobilisations en cours (IEC) supportées pendant la phase de développement et de construction. Cette rémunération est versée en une fois après la mise en service de l'installation (cf. § 4.3).

En outre, le montant de la compensation est accompagné :

- de clauses d'ajustement et de révision du prix d'acquisition notamment destinées à inciter le porteur de projet à négocier au mieux ses contrats de sous-traitance.
- d'un régime de « Bonus-Malus » et de pénalités, incitant le producteur à se conformer aux objectifs contractuels en termes de productible ou de disponibilité de l'installation (cf. § 6).

4.1 Détermination de la part fixe

La part fixe de la compensation comporte cinq composantes : la rémunération du capital immobilisé – hormis la rémunération des IEC qui est traitée à part (cf. § 4.3), l'amortissement du capital, la rémunération de l'éventuel besoin en fonds de roulement (BFR), les coûts fixes d'exploitation – différenciés entre coûts fixes de personnel et hors personnel – et les dépenses de Gros Entretien Renouvellement (GER).

Le cas des installations dont le capital est déjà amorti est traité dans la section 4.1.6.

4.1.1 Rémunération du capital immobilisé

Avant la mise en service de l'installation, les immobilisations en cours sont rémunérées selon les dispositions décrites dans le paragraphe 4.3.

A partir de la mise en service, l'assiette d'investissement telle que définie à la section 4.1.1.1, révisée selon les modalités décrites dans la section 4.1.1.2 et nette des amortissements est rémunérée au taux arrêté par le ministre en charge de l'énergie après transmission par la CRE de sa proposition de prime (cf. section 4.1.1.3).

4.1.1.1 Assiette d'investissement donnant lieu à rémunération

L'assiette d'investissement à amortir et donnant lieu à rémunération est déterminée comme la somme des coûts d'investissement du projet non actualisés, raccordement compris¹⁹, nette :

- de la TVA et de l'octroi de mer ;
- de toute provision pour aléas ;
- de tous frais financiers, notamment les intérêts²⁰ ;
- des aides à l'investissement perçues (avantages fiscaux et subventions notamment) dont le traitement est présenté dans le paragraphe 5.1 ;
- du coût des études dès lors qu'elles sont identifiées dans le décret relatif à la PPE car leur compensation relève alors de l'application du e du 2° de l'article L.121-7 du code de l'énergie²¹ ;
- des frais de développement et d'étude qui ne seraient pas directement liés au projet ;
- des coûts de pré-exploitation²².

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 5.3.

Aléas sur les dépenses d'investissement

¹⁹ 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.

²⁰ Les immobilisations en cours faisant l'objet d'un traitement spécifique présenté dans le paragraphe 4.3, les intérêts intercalaires sont exclus de l'assiette d'investissement.

²¹ En effet, 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, peuvent compensées à l'euro-l'euro selon les modalités prévues à l'article R121-29 du code de l'énergie et dans la limite du montant délibéré 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.

²² La compensation des charges supportées pendant la phase de pré-exploitation (période d'essai et marche probatoire) est explicitée dans le paragraphe 5.3.

Le porteur du projet présente dans son dossier de saisine les risques inhérents à son projet pouvant entraîner des dépenses supplémentaires d'investissement (cf. § 3.4).

Aucune provision ou marge pour aléas n'est incluse dans l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération. Pour couvrir ces risques²³, outre les instruments à la main du porteur de projet (assurances, contrats clé en main, etc.)²⁴, le contrat de gré à gré accorde trois leviers :

- La clause de sauvegarde (cf. section 5.5.3) permet de couvrir les risques de surcoûts indépendants de la volonté du porteur de projet, qui ne pouvaient faire l'objet d'une couverture au moment de la signature du contrat et qui affectent significativement l'équilibre économique du projet ;
- Des clauses spécifiques peuvent permettre de couvrir les risques de surcoûts d'investissement parfaitement identifiés et chiffrés (cf. § ci-dessous) ;
- Le taux de rémunération du capital immobilisé (cf. section 4.1.1.3) rémunère les autres risques du projet.

Les risques dont le surcoût peut faire l'objet d'un chiffrage précis au travers d'un devis ou d'une option dans un des contrats avec les fournisseurs et dont la survenance peut être démontrée et justifiée²⁵, peuvent être couverts dans le contrat de gré à gré par le biais d'une clause spécifique permettant l'intégration de ce surcoût – dans la limite du surcoût estimé – dans l'assiette d'investissement lors de la révision de cette dernière après la mise en service de la centrale²⁶. Pour que ce surcoût soit intégré lors de la révision de l'assiette d'investissement, l'ensemble des éléments justificatifs devront être transmis par le porteur de projet à la CRE (devis, factures, justification de la survenance du fait générateur du surcoût, démonstration des moyens mis en œuvre pour limiter ce surcoût).

4.1.1.2 Révision de l'assiette d'investissement

L'assiette d'investissement donnant lieu à amortissement et rémunération fait l'objet d'une révision au cours de l'année suivant la MSI de l'installation. Avant la fin de cette année, le porteur de projet, par l'intermédiaire du fournisseur historique, transmet à la CRE les montants prévisionnels d'investissement et leur chronique de décaissement, les montants réels et leur chronique ainsi que les éléments justifiant les écarts constatés.

La CRE effectue une comparaison entre la somme non actualisée des décaissements des investissements réels hors raccordement notée I_r (respectivement des décaissements réels de raccordement notée R_r) et la somme non actualisée des décaissements des investissements prévisionnels hors raccordement notée I_p (respectivement des décaissements prévisionnels de raccordement notée R_p).

Le coût d'investissement (hors raccordement) et le coût de raccordement retenus dans l'assiette d'investissement donnant lieu à amortissement et rémunération se définissent alors selon les modalités suivantes :

Coût réel d'investissement	Coût d'investissement retenu
$I_r < 95 \% * I_p$	I_r
$95 \% * I_p \leq I_r < I_p$	$\left(0,95 + \left[0,05^2 - \left(\frac{I_r}{I_p} - 1 \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \right) \times I_p$
$I_r \geq I_p$	I_p

Coût réel de raccordement	Coût de raccordement retenu
$R_r \leq 115 \% * R_p$	R_r
$R_r > 115 \% * R_p$	$115 \% * R_p$

Dans le cas où le coût de raccordement réel excéderait 1,15 fois le coût de raccordement prévisionnel, le surcoût, dû à une mauvaise estimation du gestionnaire de réseau (GRD), restera à la charge de ce dernier.

²³ En dehors du risque de force majeure couvert par la clause du même nom prévue dans le contrat de gré à gré.

²⁴ La fixation de la prime du taux de rémunération relative à la nature du projet tiendra compte de l'inclusion ou non dans l'assiette d'investissements des coûts liés à la mise en œuvre de ces instruments à la main du porteur de projet.

²⁵ Par exemple, un risque géotechnique lors de la réalisation des travaux de génie civil

²⁶ La part fixe de la compensation définie dans la délibération de la CRE intervenant avant la mise en service de la centrale n'intègre pas ce surcoût. Celui-ci peut être intégré uniquement lors de la révision de l'assiette d'investissement selon les modalités prévues ci-dessus.



Si les éventuels surcoûts relèvent de la clause de sauvegarde (cf. section 5.5.3) ou de clauses spécifiques du contrat de gré à gré, ils peuvent donner lieu à une révision de l'assiette d'investissement selon les modalités prévues par celle-ci.

4.1.1.3 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 du ministre chargé de l'énergie.

Après avis de la CRE²⁷, le ministère chargé de l'énergie a pris le 6 avril 2020 un nouvel arrêté²⁸ 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 fixé pour chaque projet par arrêté du ministre comme étant la somme :

- i. d'une estimation du taux sans risque : le maximum entre une prime de 100 points de base et la moyenne du taux moyen d'Etat (TME) sur l'année civile précédant la délibération de la CRE évaluant le coût normal et complet de l'installation ;
- ii. d'une prime fixe de 400 points de base ;
- iii. d'une prime de 100, 200, 300 et 400 points de base selon le territoire²⁹ ;
- iv. d'une prime d'au maximum 300 points de base, déterminée par la CRE, selon la nature du projet, notamment de sa pertinence environnementale et de son caractère innovant, et le risque de développement, de construction et d'exploitation propre à la technologie mobilisée.

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

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

Afin de donner de la visibilité aux porteurs de projets sur le taux qui serait effectivement applicable à leur projet, la CRE présente ci-dessous la grille qu'elle compte appliquer pour déterminer la prime relative à la nature du projet 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. A moins que des circonstances exceptionnelles propres au projet justifient qu'il y soit dérogé, la CRE applique les valeurs présentées dans le Tableau 1. En tout état de cause, l'effet de ces circonstances resterait encadré par les bornes définies par l'arrêté (de 0 à 300 points de base).

Tableau 1 : Grille de détermination de la prime relative à la nature et aux risques propres des projets de 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	50 - 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 ³⁰	0 - 100
Biogaz hors ISDND	100 - 200
Géothermie	100 - 300
Energies fossiles	0 - 100
Bioliquides	50 - 150

²⁷ 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

²⁸ 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

²⁹ 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.

³⁰ Installations de stockage de déchets non dangereux



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

Pour que la CRE retienne une prime strictement supérieure à la borne inférieure de la fourchette, le porteur de projet devra démontrer dans son dossier de saisine les risques particuliers du projet relatifs à la technologie employée (cf. § 3.4).

4.1.2 Amortissement du capital

L'amortissement du capital est calculé de telle sorte qu'à la fin de la durée du contrat la valeur du capital résiduel soit nulle. Cet amortissement est linéaire.

4.1.3 Rémunération du besoin en fonds de roulement

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

Le taux de rémunération du BFR est égal au taux de rémunération du capital immobilisé et s'applique pendant toute la durée du contrat.

Le BFR est indexé chaque année sur la base de l'évolution d'un panier d'indices reflétant la nature des coûts de ses composantes.

4.1.4 Coûts fixes d'exploitation

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

Selon les spécificités des projets, la CRE pourra être amenée à mettre en place des dispositifs dans le but d'inciter le producteur à faire ses meilleurs efforts pour réduire certains coûts fixes d'exploitation et ainsi optimiser la dépense budgétaire au titre des charges de SPE de manière ciblée et pour des postes de coûts particuliers. Dans ce cas la réalisation d'économies par rapport aux dépenses prévisionnelles pourrait conduire à un partage des gains entre le producteur et les charges de SPE

Coûts fixes d'exploitation hors personnel

La composante de la part fixe se rapportant aux coûts fixes d'exploitation hors personnel est indexée sur l'indice INSEE du prix de la production de l'industrie française pour le marché français³¹.

Coûts fixes de personnel

La composante de la part fixe se rapportant aux coûts fixes de personnel est indexée sur l'indice INSEE du coût horaire du travail révisé³².

4.1.5 Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)

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

Les dépenses de GER sont déterminées par le porteur de projet à partir de sa meilleure connaissance des coûts de ces travaux aux dates futures envisagées. La baisse prévisionnelle des coûts de certaines technologies doit notamment être prise en compte. En l'absence de données prévisionnelles de coûts étayées, les coûts à la date de référence majorés de l'inflation seront considérés³³.

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.

³¹ Indice FMOABE0000 (« Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français - A10 BE - Ensemble de l'industrie »).

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

³³ Une décote pourra le cas échéant être introduite par la CRE pour en compte la baisse prévisionnelle de coûts pour certaines technologies.

4.1.6 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 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. Ainsi, le producteur, bien que compensé de ses coûts fixes et variables d'exploitation, ne bénéficie pas, ou quasiment pas, d'incitation économique à prolonger l'exploitation de son installation.

Dès lors que le maintien en exploitation d'un actif au-delà de sa durée de vie comptable répond à un objectif de la PPE et que des risques d'exploitation, non couverts par la compensation et par les clauses contractuelles, existent, une marge d'exploitation pourra être incluse dans la compensation du producteur. Celle-ci sera définie au cas par cas selon les spécificités de fonctionnement de l'installation.

Dans le cas d'un actif amorti, le bonus-malus (cf. § 6.1) est calculé sur la base de la part fixe majorée de l'éventuelle marge.

4.2 Détermination de la part variable

La part variable de la compensation, proportionnelle au MWh d'électricité produite, comprend les charges liées à l'achat des combustibles ainsi que les divers frais d'exploitation proportionnels au volume d'électricité produite. Elle est définie sur la base d'une évaluation *ex ante* de ses composantes et est indexée sur un panier d'indices INSEE.

Selon les spécificités des projets, la CRE pourra être amenée à mettre en place des dispositifs dans le but d'inciter le producteur à faire ses meilleurs efforts pour réduire certains coûts variables d'exploitation (par exemple, les coûts d'approvisionnement en combustible) et ainsi optimiser la dépense budgétaire au titre des charges de SPE de manière ciblée et pour des postes de coûts particuliers. Dans ce cas, la réalisation d'économies par rapport aux dépenses prévisionnelles pourrait conduire à un partage des gains entre le producteur et les charges de SPE

4.3 Rémunération des immobilisations en cours (IEC)

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

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

4.3.1 Assiette d'IEC donnant lieu à rémunération

Les IEC correspondent aux dépenses d'investissement spécifiques au projet (développement, construction, raccordement, foncier, maîtrise d'œuvre, etc.) qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs. Comme pour la définition de l'assiette d'investissement (cf. section 4.1.1.1), 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. § 5.1) ;
- 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 ;
- des coûts de pré-exploitation³⁴.

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

L'assiette de rémunération des IEC pour une année calendaire donnée correspond à la valeur des IEC à la fin de l'année calendaire précédente³⁵.

³⁴ La compensation des charges supportées pendant la phase de pré-exploitation (période d'essai et marche probatoire) est explicitée dans le paragraphe 5.3.

³⁵ L'année 0 correspond à l'année calendaire qui débute à la date de mise en service de l'installation. L'année -1 correspond aux 12 mois précédant la mise en service. L'année -2 correspond aux mois M-24 à M-13 avant la mise en service, etc.

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

4.3.2 Taux de rémunération des IEC

En application de l'arrêté du 6 avril 2020, le taux de rémunération applicable aux IEC correspond à 30 % du taux de rémunération du capital immobilisé défini dans la section 4.1.1.3 et fixé par arrêté du ministre en charge de l'énergie.

La compensation annuelle des IEC correspond à l'application du taux de rémunération des IEC à l'assiette définie dans le paragraphe précédent. La totalité de la rémunération prévisionnelle des IEC³⁶ (sur la base des montants, de la durée, et de la chronique prévisionnels), notée $R_{IEC,p}$, est versée au producteur lors de la première facturation intervenant après la mise en service de l'installation, avant son éventuelle révision.

4.3.3 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 est régularisé lors de la première facturation intervenant après la délibération de la CRE relative à cette révision.

Cet écart de compensation correspond à la différence entre la rémunération des IEC retenue selon les modalités décrites ci-dessous et la rémunération prévisionnelle $R_{IEC,p}$ versée au moment de la mise en service de l'installation.

Pour déterminer la rémunération des IEC à retenir, deux termes sont calculés selon les principes établis aux paragraphes 4.3.1 et 4.3.2 : la rémunération réelle des IEC, $R_{IEC,r}$, et la rémunération prévisionnelle des IEC mise à jour $R_{IEC,p}'$.

La rémunération réelle des IEC, $R_{IEC,r}$, est calculée à partir des montants réels d'investissement, selon la durée et la chronique réelles des décaissements.

La rémunération prévisionnelle des IEC mise à jour à partir de la chronique réelle des décaissements, $R_{IEC,p}'$ est calculée de la manière suivante selon la situation :

- Premier cas : la mise en service de la centrale respecte la date prévisionnelle de mise en service industriel de l'Installation (MSI)³⁷. Dans ce cas, $R_{IEC,p}'$ est calculée sur la base des montants prévisionnels d'investissement majorés le cas échéants des montants retenus en application de l'article 4.1.1.1. **affectés selon la durée réelle des travaux** et chronique réelles des décaissements.
- Deuxième cas : la mise en service de la centrale intervient après la date prévisionnelle de MSI. Dans ce cas, $R_{IEC,p}'$ est calculée sur la base des montants prévisionnels d'investissement majorés le cas échéants des montants retenus en application de l'article 4.1.1.1. **affectés sur la durée prévisionnelle des travaux** et selon la chronique réelle des décaissements³⁸.

La rémunération des IEC retenue correspond alors au minimum entre la rémunération réelle $R_{IEC,r}$ et la rémunération prévisionnelle mise à jour $R_{IEC,p}'$.

Le Tableau 2 synthétise les hypothèses de calcul des différents termes.

Tableau 2 : Hypothèses de calcul des différents termes R_{IEC}

Terme R_{IEC}	Hypothèses de calcul relatives à l'investissement
$R_{IEC,p}$	Montants prévisionnels Durée prévisionnelle Chronique prévisionnelle
$R_{IEC,p}'$	Montants prévisionnels Durée réelle si la date de MSI réelle intervient avant la date de MSI prévisionnelle, sinon durée prévisionnelle Chronique réelle
$R_{IEC,r}$	Montants réels Durée réelle Chronique réelle

³⁶ La totalité de la compensation au titre de la rémunération des IEC correspond à la somme des compensations annuelles sur la période d'investissement.

³⁷ C'est-à-dire que la date réelle de MSI intervient avant ou conformément à la date prévisionnelle de mise en service indiquée dans le dossier de saisine, et repris dans le contrat d'achat signé

³⁸ Exemple illustratif pour un projet dont la durée prévisionnelle des travaux est de 3 ans et le capex prévisionnel de 20 M€ : si la durée réelle des travaux est de 5 ans (retard de 2 ans sur la mise en service), alors $R_{IEC,p}'$ est calculée à partir du montant prévisionnel d'investissement, soit 20 M€, de la chronique réelle de dépense exprimée en pourcentage et ramenée à la durée prévisionnelle des travaux, soit 3 ans.

La section 5.5.3.2 précise les modalités de révision de la rémunération des IEC en cas de recours à la clause de sauvegarde.

5. MODALITES COMPLEMENTAIRES LIEES A LA DETERMINATION DU NIVEAU DE COMPENSATION

5.1 Prise en compte des aides à l'investissement

La section 5.1.1 précise le principe de traitement des aides à l'investissement, qu'il s'agisse d'aides fiscales, de subventions ou d'avances 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 section 5.1.2 présente quant à elle les modalités de révision.

5.1.1 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

Une aide à l'investissement dont la perception est prévue avant la MSI réduit :

- pour le calcul de la rémunération des IEC : la valeur des dépenses d'investissement l'année prévisionnelle de perception de l'aide (cf. § 4.3) ;
- pour le calcul de la rémunération du capital immobilisé : l'assiette d'investissement donnant lieu à amortissement et rémunération (cf. § 4.1.1).

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 négative³⁹ qui s'applique à partir de la date prévisionnelle de perception de l'aide et ce jusqu'à la fin du contrat. Le montant annuel de la prime fixe négative est calculé selon les mêmes principes que ceux appliqués pour la rémunération de l'investissement (cf. § 4.1) 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, déduction faite des amortissements, selon le taux retenu pour la rémunération des capitaux immobilisés.

Ce montant vient en déduction de la rémunération du capital telle que définie dans le paragraphe 4.1.

Le mécanisme de bonus-malus (cf. § 6.1) s'applique sur la base de la part fixe de la compensation du projet après prise en compte des éventuelles primes fixes négatives.

Mécanisme incitatif pour les subventions européennes, internationales ou privées

Afin d'inciter les porteurs de projets à obtenir des aides à l'investissement qui ne relèvent pas directement ou indirectement du budget de l'Etat ou des collectivités territoriales (FEDER par exemple), une part de ces aides est laissée au bénéficiaire des porteurs de projet lorsqu'ils arrivent à en obtenir. Ce montant leur permet 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, seulement 95 % de celle-ci est prise en compte pour évaluer la compensation au titre des charges de SPE.

5.1.2 Révision de la prise en compte des aides à l'investissement

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 au moment de la révision des capex (cf. section 4.1.1.2) puis, pour les aides perçues ultérieurement, dès que le propriétaire de l'installation a connaissance des montants qui lui sont effectivement versés et de leur date de versement. Dans ce deuxième cas, la saisine de la CRE pour révision de la compensation intervient au plus tard 6 mois après la date réelle de perception.

En application des principes décrits dans les paragraphes 4.1, 4.3 et 5.1.1, et sur la base des montants réels des aides et des dates effectives de perception, sont révisées selon le cas :

- l'assiette d'investissement rémunérée et amortie ;
- la rémunération des IEC ;
- la prime fixe négative relative à l'aide à l'investissement.

Ces révisions sont rétroactives.

³⁹ Prime fixe qui réduit la compensation totale versée au producteur.

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. section 5.5.3.2), 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'une délibération de la CRE et 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 accepte de prendre en charge une partie des risques 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. section 4.1.1.2), 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.

5.2 Prise en compte des recettes

Les recettes annexes à la production d'électricité sont prises en compte au cas par cas au moment de l'analyse du projet par la CRE. Afin d'inciter le producteur à mettre en place des solutions permettant au projet de bénéficier de recettes annexes, qu'elles soient régulières ou exceptionnelles, un mécanisme de partage peut être mis en œuvre et décrit dans le contrat élaboré entre le producteur et le fournisseur. Ainsi, si l'obtention de ces recettes résulte d'une démarche spécifique et volontariste du porteur de projet, seule une part de ces recettes est prise en compte dans l'évaluation de la compensation.

Dans le cas où le producteur prévoit de mettre en place un nouveau dispositif permettant de générer des recettes annexes à la production d'électricité, un avenant, après saisine et délibération de la CRE, doit être établi afin de les prendre en compte dans le niveau de compensation avec un éventuel mécanisme de partage. Tout retard dans la déclaration à la CRE de ces recettes donnera lieu à une révision rétroactive de la compensation, sans mécanisme de partage et avec l'application d'un taux d'intérêt de 1,72 %⁴⁰.

5.3 Dispositions applicables pendant la phase de mise en service

Pour la période d'essais⁴¹ et la période de marche probatoire⁴², les composantes suivantes de la rémunération sont payées au producteur pour l'électricité injectée pendant ces périodes⁴³ :

- la part variable ;
- la quote-part de la part fixe relative à la compensation des coûts fixes d'exploitation⁴⁴ ;
- la quote-part de la part fixe relative à la rémunération du BFR.

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

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

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

5.4 Révision des indices

Si l'un des indices retenus dans les formules d'indexation de la part fixe et de la part variable venait à disparaître ou ne pouvait plus être calculé et n'était pas remplacé par un indice de substitution légal :

- dans le cas d'un protocole interne, le fournisseur historique propose un nouvel indice, le plus proche possible de l'indice utilisé antérieurement ;
- dans le cas d'un contrat de gré à gré, le fournisseur historique et le producteur tiers choisissent d'un commun accord un nouvel indice, le plus proche possible de l'indice utilisé antérieurement.

⁴⁰ Taux d'intérêt appliqué dans l'évaluation des charges de SPE en application de l'article R121-31 du code de l'énergie.

⁴¹ 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.

⁴² 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.

⁴³ 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.

⁴⁴ Coûts fixes de personnel et coûts fixes d'exploitation hors personnel

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

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

5.5 Révision de la compensation

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

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

Lorsqu'un producteur tiers ou un fournisseur historique envisage de se prévaloir d'une clause du contrat de gré à gré ou du protocole interne, autre que celles mentionnées dans les paragraphes suivants, susceptible d'influer sur le niveau de compensation déterminé par la CRE selon les modalités décrites dans la section 4, le fournisseur historique en informe la CRE dans un délai raisonnable avant sa mise en œuvre.

5.5.1 Révision de l'assiette d'investissement et révision de la rémunération des IEC

Dans l'année suivant la mise en service de l'installation de production, l'assiette d'investissement rémunérée et amortie sur la durée du contrat est révisée sur la base des dépenses réelles d'investissement selon les modalités présentées dans la section 4.1.1.2.

Dans le même temps, la rémunération des IEC est révisée selon les modalités présentées dans la section 4.3.3.

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

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

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

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

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

5.5.2.1 Premier audit, révision à la baisse

Charges et produits d'exploitation

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

- (1) Les montants perçus au titre de la compensation de l'installation et relatifs aux charges d'exploitation, c'est-à-dire : la part variable de la compensation, la part fixe de la compensation relative aux opex⁴⁵ et toutes les compensations versées sur factures. Les éventuels bonus-malus et pénalités facturés ne sont pas pris en compte.
- (2) Les coûts d'exploitation supportés par le producteur et les éventuelles recettes d'exploitation dont il bénéficie⁴⁶.

⁴⁵ Ne sont ainsi pas pris en compte : la rémunération de l'investissement, l'amortissement de l'investissement, la rémunération du BFR et la provision pour GER.

⁴⁶ Si un partage des recettes a été défini dans le contrat de gré à gré, seule la part des recettes retenue pour établir la compensation au titre de charges de SPE est prise en compte dans cette analyse.

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

Si cet écart est positif et significatif, c'est-à-dire si les montants perçus au titre de la compensation sont plus élevés que les coûts d'exploitation nets des recettes, alors la part variable de la compensation et la part fixe relative aux opex sont toutes deux révisées de façon indépendante, sur la base de la moyenne observée sur les 5 années passées⁴⁷ et de la valeur constatée des indices d'indexation, de manière à rétablir la compensation des charges d'exploitation au niveau des charges réelles.

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

Cette analyse doit prendre en compte les éventuels mécanismes incitatifs mis en place décrits aux 4.1.4 et 4.2.

Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)

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

5.5.2.2 Audits suivants, révision à la hausse ou à la baisse

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

Si le producteur constate un écart significatif entre ses dépenses et les montants qu'il perçoit en application du contrat d'achat d'électricité, il peut saisir la CRE pour un nouvel audit après un délai minimal de 5 ans suivant le précédent audit. Dans ce cas, le producteur motive sa demande et transmet à la CRE l'ensemble des documents nécessaires afin que celle-ci puisse réaliser l'audit.

De même que pour le premier audit, l'écart entre la somme sur les 5 dernières années des montants perçus et la somme sur la même période des coûts d'exploitation nets des recettes est calculé.

Si cet écart est positif, c'est-à-dire si les montants perçus au titre de la compensation sont plus élevés que les coûts d'exploitation nets des recettes, alors la part variable de la compensation et la part fixe relative aux Opex sont toutes deux révisées de façon indépendante, selon les principes établis dans la section 5.5.2.1.

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

5.5.3 Révision en cas de mise en œuvre d'une clause de sauvegarde

5.5.3.1 Cas général

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

Les conditions de mise en œuvre de la clause de sauvegarde pour révision de la compensation sont décrites dans le contrat de gré à gré ou dans le protocole interne.

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

5.5.3.2 Activation de la clause de sauvegarde dans le cas de la révision de l'assiette d'investissement et de la rémunération des IEC

La clause de sauvegarde présentée dans le paragraphe ci-dessus peut être activée dans le cadre de la révision de l'assiette d'investissement (cf. section 4.1.1.2) et de la révision de la compensation au titre de la rémunération des IEC (cf. section 4.3.3).

⁴⁷ Les postes de dépenses pour lesquels la moyenne passée ne peut pas refléter les dépenses futures sont traités au cas par cas. Ces postes doivent être identifiés précisément dès l'évaluation initiale de la compensation et l'établissement du contrat de gré à gré.

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

Si les coûts réels d'investissement, hors surcoûts « non justifiés », selon la chronique réelle de décaissement, hors retards « non justifiés », affectent de manière significative l'équilibre économique du projet, la clause de sauvegarde peut être activée. Seuls les surcoûts d'investissement et les retards « 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 4.3 et 5.1.2 sur la base de l'assiette d'investissement retenue après application de la clause de sauvegarde et des chroniques et durée prévisionnelles des dépenses modifiées de manière à prendre en compte les retards justifiés et leur effet sur l'ensemble de la chronique et de la durée prévisionnelles, pour le calcul de $R_{IEC,p}$.

6. INCITATION A LA DISPONIBILITE ET A LA PERFORMANCE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

Pour les moyens de production d'électricité exploités par les producteurs tiers dans le cadre d'un contrat de gré à gré et par le fournisseur historique dans le cadre d'un protocole interne, le montant de la compensation (parts fixe et variable) est accompagné de mécanismes incitatifs portant, en fonction du type d'installation, sur sa disponibilité ou sa production, et prenant la forme :

- i. d'un régime de bonus-malus incitant les producteurs à respecter leur objectif de disponibilité ou de production ;
- ii. de sanctions destinées à assurer une exploitation des installations concourant à la sûreté du système électrique et à l'équilibre offre-demande au moindre coût.

Les contrôles effectués par le gestionnaire de réseau ainsi que le suivi d'indicateurs de performance permettent également de s'assurer d'un fonctionnement efficace des installations de production d'électricité.

Les dispositions présentées dans cette section 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.

6.1 Bonus-malus 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, selon le type d'installation, la disponibilité ou le productible de celle-ci.

Les modalités de calcul du bonus-malus sont spécifiées dans les paragraphes suivants selon le type d'installation de production.

Le malus annuel n'est pas plafonné. Il peut donc représenter 100 % de la part fixe annuelle indexée.

Pour les moyens développés spécifiquement pour assurer la sécurité d'approvisionnement et fonctionnant en pointe (exemple : turbine à combustion), un mécanisme complémentaire d'incitation sur la disponibilité pourra être mis en place afin d'assurer le bon fonctionnement du moyen aux heures de fortes tensions.

6.1.1 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 établi sur la base de l'étude mentionnée au paragraphe 3.4, des spécificités de l'installation et des éventuels services contractualisés. Cet objectif est entériné par la délibération de la CRE relative à la compensation du projet. Il peut être décliné par année, ou par plage d'années, 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 et la disponibilité de l'installation (arrêts annuels pour maintenance et entretien, 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 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 annuel 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 part fixe de la compensation mais correspond à un forfait en €/MWh. Ce forfait est fixé dans la délibération de la CRE et permet d'inciter l'exploitant à maintenir son installation en état de production à moindre coût.

L'objectif de production, la bande de tolérance ainsi que le seuil de production annuel sont définis sur la base de l'étude de productible demandée dans le dossier de saisine (cf. § 3.4).

Chaque année, l'objectif de production annuel est corrigé des indisponibilités du réseau et des éventuelles déconnexions ou limitations demandées par le gestionnaire de réseau. A cette fin, sur la base de la proposition formulée par le producteur dans son dossier de saisine, le projet de contrat (ou de protocole interne) prévoit les modalités permettant d'estimer l'énergie qui aurait été injectée pendant ces périodes. A défaut de modalités permettant d'estimer finement cette énergie et adaptées aux besoins du gestionnaire de réseau, le projet de contrat prévoit que celle-ci soit estimée à partir du facteur de charge moyen de l'installation défini dans l'étude de productible⁴⁸.

Si l'étude mentionnée au 3.4 ne permet pas d'estimer avec un niveau de probabilité satisfaisant le productible de l'installation (par exemple incertitudes sur la disponibilité de la ressource ou sur la technologie), une modalité permettant de réviser l'objectif de production annuel au cours de la durée du contrat est prévue. Cet objectif ne peut être revu qu'à la hausse⁴⁹. Le nouvel objectif est défini sur la base de la moyenne de production des années passées en supprimant l'année de plus forte production et l'année de plus faible production. Si l'objectif de production avait été défini comme étant décroissant dans le temps, ce paramètre est pris en compte dans le calcul de la moyenne et dans la fixation des nouveaux objectifs annuels de production.

6.1.2 Moyens de production pilotables

Pour tous les moyens de production pilotables⁵⁰, 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 disponibilité fournie en pièce 4 dans le dossier de saisine (cf. section 3.4.1). Cet objectif est décliné par année, ou par plage d'années, pour prendre en compte les performances supérieures (respectivement inférieures) et les moindres besoins (respectivement besoins supplémentaires) en maintenance en début (respectivement fin) de vie.

Cet objectif de disponibilité peut être assorti d'une bande de tolérance ne pouvant excéder 250 points de base. 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 appliqué à l'installation si la disponibilité réelle annuelle se trouve au sein de la plage de tolérance. Par contre, si la disponibilité réelle est supérieure (respectivement inférieure) 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 de l'année en question et à l'écart entre la disponibilité réelle et la borne supérieure de la plage (respectivement la borne inférieure).

6.1.3 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.

⁴⁸ Le projet de contrat précise la périodicité du facteur de charge (facteur de charge mensuel, trimestriel, semestriel, ou annuel).

⁴⁹ 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.

⁵⁰ 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.

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 :

- Un objectif de disponibilité de l'installation décliné par année, ou par plage d'années, 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 délibération de la CRE relative au projet fixe 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 supérieure (respectivement moindre), la compensation du producteur est affectée d'un bonus (respectivement d'un malus).

Enfin, les modalités contractuelles doivent permettre d'ajuster au début de la période du contrat, et si besoin tout au long de celle-ci, 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. L'ajustement de la fonction de transfert ne peut conduire qu'à une hausse du productible pour une même quantité de ressource.

6.2 Sanctions

Le projet de contrat entre le producteur et le fournisseur historique prévoit un régime de sanctions lorsque le fonctionnement de l'installation de production est en écart avec le fonctionnement attendu. Ces sanctions s'appliquent notamment en cas d'indisponibilité non programmée ou programmée tardivement, de non-respect des puissances de consigne, de déclenchement de tout ou partie de l'installation, et de non atteinte des performances prévues au contrat ou des exigences techniques décrites dans la documentation technique de référence (DTR) du gestionnaire de réseau (échec d'un ilotage, contribution au réglage de fréquence ou de tension, tenue aux creux de fréquence ou de tension, etc.).

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

Le régime de sanctions s'applique également aux fournisseurs historiques pour leurs propres installations selon les modalités établies dans les protocoles internes.

6.3 Modalités de contrôle de la disponibilité des installations 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 (cf. § 6.2).

Afin que le gestionnaire de réseau puisse connaître en temps réel la disponibilité de chaque installation de production, les exploitants sont tenus de mettre en place des outils de TéléSignalisation à une maille définie par le gestionnaire de réseau cohérente avec le contrat d'achat et les dispositifs de programmation et d'appel du moyen de production (par exemple pour chacun des groupes composant l'installation). Ces outils doivent permettre de transmettre en temps réel des informations sur l'état de fonctionnement de l'installation sur la base de mesure *in situ* (par exemple l'état du disjoncteur d'un groupe).

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

6.4 Indicateurs de performance

Indicateurs de performance suivis

La collecte d'indicateurs de performance a pour but de permettre le 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 puissance⁵¹ 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 glossaire à la fin du présent document précise la définition des différents termes utilisés.

Données permettant d'établir les indicateurs de performance

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 de plus de 1 MW exploités par des producteurs tiers ou le 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) pour les moyens de production à caractère fatal
- la durée des indisponibilités du réseau ;
- le productible maximal annuel sans correction et avec correction des limitations de puissance et des indisponibilités du réseau ;
- 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 consommée par les auxiliaires lorsqu'elle est mesurée (auxiliaires HTA pour les installations HTB) et les consommations d'électricité soutirées sur le réseau par l'installation lorsqu'elle est à l'arrêt.

Les producteurs doivent transmettre ces informations au fournisseur historique annuellement, en amont de la déclaration de comptabilité appropriée.

7. COMPENSATION POUR DEMANTELEMENT

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 historique⁵²) ont la possibilité de constituer un dossier de saisine pour l'évaluation par la CRE de la compensation des coûts de démantèlement⁵³.

⁵¹ Les limitations de puissance incluent les demandes déconnexions.

⁵² Le démantèlement des installations exploitées par le fournisseur historique et ne disposant pas d'un protocole interne est traité selon les dispositions du paragraphe 7.3.

⁵³ Sauf si le contrat de gré à gré ou le protocole interne en vigueur fait déjà état du traitement des coûts de démantèlement.

Une installation de production ayant préalablement bénéficié du dispositif 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.

Les coûts de démantèlement s'ajoutent au CNC d'une installation de production d'électricité dès lors que celle-ci est exploitée sur toute la durée du contrat de gré à gré⁵⁴. Ainsi, si l'installation n'est pas exploitée jusqu'à la fin du contrat, sauf dans le cas d'une mise à l'arrêt indépendante de la volonté du producteur, les coûts de démantèlement ne peuvent pas faire l'objet d'une compensation au titre des charges de SPE.

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 (cf. § 3.4.1). 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 que le producteur ne pouvait anticiper et indépendante de sa volonté.

Les pièces constitutives de ce dossier de saisine sont précisées ci-dessous. En complément, le porteur du projet peut joindre, en annexe de son dossier, tout document qu'il juge utile à l'évaluation de son projet.

[1] Données clés du projet

Chaque dossier doit débiter par les :

- renseignements administratifs (cf. annexe 3)
- caractéristiques principales du projet (cf. annexe 7)

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

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

- installation à démanteler (technologie, puissance installée, nombre de tranches, etc.) ;
- justification de la mise à l'arrêt de l'installation et de son démantèlement ;
- plan de démantèlement de l'installation selon les différentes phases⁵⁵ ;
- calendrier prévisionnel des travaux.

[3] Remise en état du site d'implantation

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

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

[4] Programme industriel

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

[5] Plan d'affaires

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

⁵⁴ Sauf si le contrat précise explicitement que les coûts de démantèlement ne peuvent donner lieu à compensation au titre des charges de SPE ou qu'il conditionne la compensation de ces coûts (par exemple à une durée minimale d'exploitation supérieure à la durée du contrat).

⁵⁵ Par exemple : mise en sécurité du site, traitement des combustibles, dépollution de l'installation, préparation de la déconstruction, déconstruction, désamiantage, dépollution des sols.

[6] Coûts des travaux

Le porteur du projet fournit une note détaillant les différents postes de dépense. Dans cette note sont précisés les montants qui constituent des engagements fermes. Le projet de démantèlement présenté à la CRE doit être à un stade suffisamment avancé de développement pour que la majorité des coûts soit établie sur la base de propositions commerciales ou de devis, et que les autres coûts soient au minimum identifiés et estimés.

Le porteur de projet devra démontrer que les fournisseurs et prestataires retenus ont été sélectionnés après une mise en concurrence en bonne et due forme. Les principaux critères de sélection devront être exposés, les réponses des candidats synthétisées et le choix des lauréats explicité.

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

Le mécanisme décrit au 4.1.1.1 (activation de clauses spécifiques permettant de couvrir des risques de surcoûts supplémentaires) peut être répliqué pour l'estimation de l'enveloppe de coûts de démantèlement, dans le cas où certains diagnostics ne peuvent être effectués qu'après réalisation d'une partie des travaux de déconstruction. Des clauses spécifiques pourront alors être proposées par le porteur de projet dans sa note, permettant d'ajouter à l'enveloppe de compensation pour démantèlement des surcoûts préalablement identifiés, suite à la survenance de risques ciblés. [7] Valorisation d'équipement ou de matériaux et recettes associées

Le porteur du projet fournit une note détaillant le plan de recyclage et de valorisation des équipements et matériaux issus du démantèlement de l'installation. Il expose les recettes prévisionnelles associées.

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 compensation⁵⁶. 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 démantèlement⁵⁷ 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

Pour les installations de production d'électricité pour lesquelles un coût d'achat de terrains a été pris en compte dans l'assiette d'investissement rémunérée et amortie⁵⁸, la compensation au titre du démantèlement est diminuée de la somme des amortissements couverts et financés par les charges de SPE pendant la période de fonctionnement de l'installation.

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 modalités que décrites au 7.2.

Chaque année pendant la durée des travaux et lors de la déclaration des charges constatées, le fournisseur historique expose les coûts et recettes réels supportés l'année précédente. Les coûts justifiés, nets des recettes, sont pris en compte dans le calcul de la compensation du fournisseur historique au titre des charges de SPE dans la limite du budget prévisionnel relatif au démantèlement de l'installation.

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 et recettes réels et justifie les écarts constatés. Si le total des coûts réels retenus, nets des recettes réelles, est inférieur au budget prévisionnel relatif au démantèlement, la compensation du fournisseur historique au titre des charges de SPE n'est pas révisée. Si le total des coûts réels, nets des recettes réelles, est supérieur au budget prévisionnel, seuls les surcoûts justifiés,

⁵⁶ 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.

⁵⁷ Les coûts réels de démantèlement doivent être dûment justifiés avec à l'appui, la comptabilité de l'opérateur et les factures des prestataires.

⁵⁸ Les installations pour lesquelles la maîtrise foncière passe par un contrat de bail ne sont donc pas concernées.

indépendants de la volonté du fournisseur historique et qui ne pouvaient être anticipés au moment de l'établissement du budget prévisionnel sont pris en compte pour réviser le montant de compensation du fournisseur historique au titre des charges de SPE.

ANNEXE 1 : 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 pour une raison qui relève de la responsabilité du producteur (maintenance, fortuits).
Fournisseur historique	EDF Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM) et Eau et Electricité de Wallis-et-Futuna (EEWF), gestionnaires des réseaux électriques locaux et des installations de leur propre parc de production, acheteurs de l'électricité produite par les installations des producteurs tiers et fournisseurs d'électricité auprès des consommateurs.
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 installation de production d'électricité en ZNI.
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
Producteur	Producteur tiers ou fournisseur historique qui exploite une installation 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	<p>Dans le cas d'une installation non pilotable, le productible effectif correspond à l'énergie électrique nette livrée au réseau sur une année.</p> <p>Dans le cas d'une installation pilotable, le productible effectif correspond à l'énergie électrique nette livrable au réseau sur une année en supposant un fonctionnement permanent à la PCN déduction faite de l'énergie indisponible.</p>

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 les modalités de compensation du fournisseur historique et les critères de performance de l'installation, dans le cas où celui-ci porte lui-même 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.
Saisine de la CRE	Démarche formelle d'envoi par le fournisseur historique d'une lettre adressée au Président de la CRE demandant l'évaluation de la compensation associée à une installation de production d'électricité. Cette lettre est accompagnée du dossier de saisine.
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, de Saint-Nicolas des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes de Polynésie française et de Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.

ANNEXE 2 : EXTRAITS DES TEXTES APPLICABLES EN VIGUEUR A LA DATE DE PUBLICATION DE LA PRESENTE METHODOLOGIE

Code de l'énergie

Article L. 121-1 du code de l'énergie :

Le service public de l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national.

Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Article L121-6 du code de l'énergie :

Les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques définies aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 sont intégralement compensées par l'Etat.

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

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

1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en œuvre des articles L. 311-10 à L. 311-13-5 dans le cadre des contrats conclus en application du 1° de l'article L. 311-12, des articles L. 314-1 à L. 314-13 et des articles L. 314-26 et L. 314-31 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux entreprises locales de distribution, aux organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 qui seraient concernés ou à l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26, ainsi que les surcoûts qui résultent des primes et avantages consentis aux producteurs dans le cadre de ces dispositions. Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs. Les mêmes valeurs de coûts évités servent de références pour déterminer les surcoûts compensés lorsque les installations concernées sont exploitées par Electricité de France ou par une entreprise locale de distribution. Lorsque l'objet des contrats est l'achat de l'électricité produite par une installation de production implantée dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental, les surcoûts sont calculés par rapport à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ;

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

a) Les surcoûts de production qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1 ;

b) Les coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;

c) Les surcoûts d'achats d'électricité, hors ceux mentionnés au a, qui, en raison des particularités des sources d'approvisionnement considérées, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité. Ces surcoûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;

d) Les coûts supportés en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité par les fournisseurs d'électricité et, le cas échéant, par les collectivités et les opérateurs publics pouvant les mettre en œuvre dans les conditions prévues au 3° du II de l'article L. 141-5. Ces coûts, diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions, sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;

e) Les coûts d'études en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionné au premier alinéa du III de l'article L. 141-5, supportés par un producteur ou un fournisseur ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau, et conduisant à un surcoût de production au titre du a du présent 2° ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c, même si le projet n'est pas mené à son terme. Les modalités de la prise en compte de ces coûts sont soumises à l'évaluation préalable de la Commission de régulation de l'énergie.

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

Un décret en Conseil d'Etat pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie précise les modalités d'application des a à e.

3° La rémunération versée par Electricité de France aux installations de cogénération dans le cadre des contrats transitoires, en application de l'article L. 314-1-1.

4° Les coûts résultant de la mise en œuvre des articles L. 314-18 à L. 314-27 et des articles L. 311-10 à L. 311-13-5 dans le cadre des contrats conclus en application du 2° de l'article L. 311-12.

5° Les coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats mentionnés à l'article L. 121-27 et des contrats conclus en application des 1° et 2° de l'article L. 311-12 et des articles L. 314-1, L. 314-18 et L. 314-26 supportés par Electricité de France ou, le cas échéant, les entreprises locales de distribution, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 ou l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26, dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus.

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

Le ministre chargé de l'énergie arrête chaque année le montant des charges, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. A défaut d'un arrêté fixant le montant des charges avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la Commission de régulation de l'énergie entre en vigueur le 1er janvier.

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

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

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

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

Article L.362-4 du code de l'énergie :

Le taux de rémunération du capital immobilisé dans des moyens de production d'électricité, mentionné à l'article L. 121-7, est déterminé de façon à favoriser le développement du système électrique.

Les tarifs de vente de l'électricité sont identiques à ceux pratiqués en métropole.

Article R121-25 du code de l'énergie :

Les charges imputables aux missions de service public donnant lieu à une compensation intégrale sont déterminées dans les conditions fixées aux articles R. 121-26 à R. 121-29.

Article R121-28 du code de l'énergie :

I.-Dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental et hors les cas définis au I et au II de l'article R. 121-27 :

1° Les surcoûts supportés par un fournisseur d'électricité pour l'électricité produite par l'installation de production d'électricité qu'il exploite correspondent, pour une année donnée :

a) Lorsque cette électricité est vendue à un consommateur final bénéficiant des tarifs réglementés de vente de l'électricité mentionnés à l'article L. 337-8 ou cédée à un organisme de distribution électrique, à la différence entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production ;

b) Lorsque cette électricité est vendue à un consommateur final ne bénéficiant pas des tarifs réglementés de vente de l'électricité, à la différence entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu à l'article L. 337-1 ;

2° Les surcoûts résultant des contrats d'achat de l'électricité supportés par un fournisseur d'électricité pour l'électricité qu'il achète correspondent, pour une année donnée :

a) Lorsque cette électricité est revendue à un consommateur final bénéficiant des tarifs réglementés de vente de l'électricité mentionnés à l'article L. 337-8, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production ;

b) Lorsque cette électricité est revendue à un consommateur final ne bénéficiant pas des tarifs réglementés de vente de l'électricité, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu à l'article L. 337-1.

II.-a) Dans les cas mentionnés aux a et b du 2° du I, le projet de contrat d'achat d'électricité est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation.

Lorsque le contrat d'achat porte sur de l'électricité produite par une installation de production située sur le territoire d'une zone non interconnectée, la Commission de régulation de l'énergie évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant le taux de rémunération du capital immobilisé fixé, après avis de cette Commission, par arrêté du ministre chargé de l'énergie en application de l'article L. 121-7.

Lorsque le contrat d'achat porte sur de l'électricité produite par une installation de production située hors du territoire français, la Commission de régulation de l'énergie évalue la différence entre le coût d'achat de l'électricité importée et le coût de production normal et complet évité dans la zone non interconnectée d'importation sur toute la durée du contrat. Les charges imputables aux missions de service public liées aux surcoûts d'achat ne peuvent pas excéder les surcoûts de production évités. L'acheteur communique à la Commission de régulation de l'énergie les éléments utiles pour procéder à l'évaluation du coût d'achat de l'électricité importée ;

b) Dans les cas mentionnés aux a et b du 1° du I, le producteur communique les éléments utiles de sa comptabilité à la Commission de régulation de l'énergie, qui procède à l'évaluation de la compensation.

Dans tous les cas ci-dessus, la Commission de régulation de l'énergie notifie aux parties, dans les deux mois suivant la réception du dossier complet, le résultat de son évaluation, sur la base de laquelle est calculée la compensation.

III.-Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le dossier des projets d'ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique, à l'exception de ceux qui ont été retenus à l'issue d'un appel d'offres, est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie ; il contient les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. Lorsque l'ouvrage de stockage n'appartient pas au gestionnaire de réseau, le dossier est accompagné d'un projet de contrat entre ce dernier et le propriétaire de l'ouvrage.

La Commission de régulation de l'énergie évalue le coût normal et complet de l'installation de stockage dans la zone considérée en appliquant un taux de rémunération du capital immobilisé qu'elle fixe. Ce taux est compris entre une valeur plancher et une valeur plafond arrêtées par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, en application de l'avant-dernier alinéa du 2° de l'article L. 121-7. La Commission peut faire appel, pour l'évaluation, à l'expertise technique de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

Les charges imputables aux missions de service public liées à l'installation, qui sont calculées par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du coût normal et complet, diminué des éventuelles recettes et subventions dont bénéficie par ailleurs l'installation, ne peuvent excéder les surcoûts de production évités du fait de l'installation sur l'ensemble de sa durée de vie.

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

IV.-Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le dossier des actions de maîtrise de la demande d'électricité entreprises par un fournisseur ou par un tiers avec lequel il contracte est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie. Lorsque l'action est portée par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat. Ce dossier contient les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation ainsi que ceux qui justifient que la solution technique envisagée pour l'action de maîtrise de la demande considérée soit parmi les meilleures techniques disponibles au regard à la fois du nombre de kilowattheures évités, du coût par kilowattheure évité et de la durée de l'action envisagée.

La Commission de régulation de l'énergie évalue le coût normal et complet de l'action dans la zone considérée en appliquant, le cas échéant, un taux de rémunération du capital immobilisé qu'elle fixe. Ce taux est compris entre une valeur plancher et une valeur plafond arrêtées par le ministre chargé de l'énergie après avis de cette Commission en application de l'avant-dernier alinéa du 2° de l'article L. 121-7. La Commission peut faire appel, pour l'évaluation, à l'expertise technique de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

Les charges imputables aux missions de service public liées à l'action, qui sont calculées par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du coût normal et complet, diminué des recettes et subventions éventuellement perçues au titre de cette action de maîtrise de la demande, ne peuvent excéder les surcoûts de production évités du fait de l'action sur l'ensemble de sa durée.

La Commission notifie aux parties le résultat de son évaluation et les modalités de contrôle à mettre en œuvre dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet.

V.-Le plafond prévu au troisième alinéa du a du II, au III et au IV s'impose à la somme des coûts calculés, pour une action donnée, sur la durée du contrat et actualisés selon un taux de référence ; il est déterminé par rapport à la somme des surcoûts de production évités sur la durée du contrat et actualisés selon un taux d'actualisation de référence majoré destiné à tenir compte des incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs.

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

Article R121-29 du code de l'énergie :

Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, lorsqu'une personne souhaite engager une étude en vue de la réalisation d'un projet d'approvisionnement électrique identifié dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et pour lequel cette programmation prévoit la possibilité d'appliquer la compensation mentionnée au e du 2° de l'article L. 121-7, et que cette personne souhaite bénéficier de la compensation mentionnée ci-dessus, elle adresse à la Commission de régulation de l'énergie et au ministre chargé de l'énergie un dossier présentant le cahier des charges et l'évaluation des coûts de son étude ainsi que les éléments attestant de sa capacité technique et financière à mener le projet considéré.

Le ministre chargé de l'énergie vérifie que l'étude proposée est nécessaire à la réalisation du projet mentionné dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et en valide le cahier des charges. La Commission de régulation de l'énergie vérifie que ce projet constitue un projet d'approvisionnement électrique conduisant à un surcoût de production au titre du a du 2° de l'article L. 121-7. Elle procède au contrôle de l'évaluation des coûts présentée par la personne et détermine le montant des coûts à compenser.

Dans le cas où la personne renonce à poursuivre l'étude ou à engager la réalisation du projet, l'étude dont les coûts ont été compensés par les charges de service public de l'électricité est transmise, dans une version respectant le secret des affaires, à la Commission de régulation de l'énergie, qui la publie.

Les charges imputables aux missions de service public allouées à la compensation de l'ensemble des études relatives à un même projet ne peuvent excéder un plafond, défini par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

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

Article 1

En application des articles L. 121-7 et L. 362-4 du code de l'énergie, le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements est fixé pour chaque projet par arrêté du ministre en charge de l'énergie comme étant la somme de :

- une prime représentant la moyenne du taux moyen d'Etat (TME) sur l'année civile précédent la délibération de la CRE évaluant le coût normal et complet de l'installation. Cette prime ne peut être inférieure à 100 points ;

- une prime fixe de 400 points de base ;
- une prime fixe respectivement de 100, 200, 300 et 400 points de base pour les territoires relevant respectivement des groupes 1, 2, 3 et 4 tels que définis à l'article 3 pour tenir compte de l'éloignement géographique, de la dynamique démographique et économique et de l'état du réseau électrique ;
- une prime d'au maximum 300 points de base, déterminée par la CRE, en fonction de l'analyse des risques du projet, de sa pertinence environnementale et de son caractère innovant.

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements est fixé pour chaque projet par arrêté du ministre en charge de l'énergie, pris dans les deux mois suivant la transmission par la Commission de régulation de l'énergie de sa proposition de prime au ministre en charge de l'énergie.

Article 2

Le taux de rémunération défini à l'article 1er s'applique, à partir de la mise en service de l'installation, à la rémunération du capital immobilisé dans les investissements pour les moyens de production électrique, pour les actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et pour les ouvrages de stockage gérés par le gestionnaire de réseau respectivement visés au a, au d et au b de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, s'agissant notamment de :

- la création de nouvelles installations ;
- l'augmentation de capacités d'installations existantes ;
- la mise aux normes environnementales de capacités de production existantes ;
- la rénovation d'installations existantes, en particulier pour prolonger leur durée de vie, adapter leur fonctionnement aux évolutions des contraintes du système électrique et s'agissant des moyens de production pour les convertir à l'usage d'un nouveau combustible.

Les immobilisations en cours supportées en phase de construction sont rémunérées à hauteur de 30 % du taux de rémunération défini à l'article 1er. Cette rémunération est versée au porteur de projet après la mise en service de l'installation.

Article 3

Le taux de rémunération défini à l'article 1er s'applique pour les investissements réalisés dans les territoires suivants, classés en quatre groupes :

- groupe 1 : îles d'Ouessant, de Sein, de Molène, des Glénan et de Chausey ;
- groupe 2 : Corse, Guadeloupe, Martinique, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon ;
- groupe 3 : Mayotte et les territoires de la Guyane connectés au réseau électrique du littoral ;
- groupe 4 : les îles Wallis et Futuna et les territoires guyanais non connectés au réseau électrique du littoral.

Article 4

L'arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées et l'article 1er de l'arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées sont abrogés.

Article 5

La Commission de régulation de l'énergie établit un rapport de mise en œuvre de ces dispositions tous les cinq ans à partir de 2023

ANNEXE 3 : RENSEIGNEMENTS ADMINISTRATIF DU PROJET

Renseignements administratifs :

Nom du producteur (personne physique)	
ou raison sociale (personne morale)	
Numéro SIREN ou SIRET*	
Adresse	
Nom du représentant légal (tel que désigné par les statuts)	
Titre du représentant légal	

* information à fournir uniquement par les personnes morales déjà constituées.

Interlocuteurs sur le dossier :

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

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

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

ANNEXE 4 : CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DU PROJET DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Nom du projet	
Région	
Adresse du site de production	
Tension de livraison	
Technologie de production d'électricité	
Puissance électrique installée brute	MW
Puissance électrique installée nette	MW
Pour un moyen de production non pilotable : productible annuel prévu en MWh et facteur de charge en heures équivalent pleine puissance (hepp)	MWh hepp/an
Pour un moyen de production pilotable ; disponibilité annuelle en %	%
Date de mise en service industrielle attendue (jj/mm/aaaa)	
Durée de vie de référence de l'installation	ans

Le tableau doit être rempli au format et dans les unités précisées, sans surcharge. Les arrondis sont admis. Dans ce cas, les valeurs sont données avec, au minimum, trois chiffres significatifs.

ANNEXE 5 : MATRICE DES RISQUES

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

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

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

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

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

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

Tableau 3 : Matrice des risques pour un projet de production d'électricité en gré à gré dans les ZNI

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

Social	Mouvements sociaux contraignant la réalisation des activités d'exploitation et de maintenance
Approvisionnement	Qualité du combustible en dehors des standards Rupture de l'approvisionnement en combustible
Parties prenantes (projet dépendant de parties prenantes externes)	Abandon d'une partie prenante impactant le développement du projet, sa construction et/ou son exploitation

Il est à noter que l'arrêté du 6 avril 2020⁵⁹ incluant une prime de 100 à 400 points de base dans le taux de rémunération du capital immobilisé selon le territoire, les risques de type « politique » ou « pays » sont couverts par cette part du taux de rémunération.

⁵⁹ 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

ANNEXE 6 : FORMULES DE CALCUL DU TARIF EQUIVALENT (EN €/MWH) D'UN PROJET

Comme pour les tarifs d'achat, le tarif équivalent (TE), exprimé en €/MWh, est constitué de deux composantes :

- une part constante (PC), non indexée, rémunérant les coûts d'investissement (initiaux et GER) ;
- une part indexée (PI), compensant les charges fixes et variables, le coût du CO2 et la rémunération du BFR.

$$TE_n = PC + PI_n$$

$$TE_n = PC + PI_{MSI} * (1 + inflation^n)$$

n désigne l'année de fonctionnement de la centrale (n=0 pour la première année).

Le tarif équivalent évolue donc en fonction de l'inflation. Le tarif à la mise en service TE_0 est celui qui est affiché dans le plan d'affaire du porteur de projet

Pour la part constante

La part constante est définie de la manière suivante :

$$PC = \frac{I}{\sum_{k=1}^N \frac{P}{(1+\tau)^k}} + \frac{GER}{P} + \frac{IEC}{P} = \frac{I \cdot \tau}{P \cdot (1 - (\frac{1}{1+\tau})^N)} + \frac{GER}{P} + \frac{IEC}{P}$$

I désigne l'assiette d'investissement et de raccordement non actualisée donnant lieu à rémunération, en €

P désigne la production annuelle⁶⁰, en MWh

τ désigne le taux de rémunération de l'installation, en %, fixé par arrêté pour chaque projet

N désigne la durée de vie de l'installation

GER désigne la valeur de la compensation annuelle en k€ courant

IEC désigne la compensation liée au IEC versée à la mise en service

Autrement formulé⁶¹ :

$$PC = \frac{\sum_{k=0}^{N-1} \frac{Rem_k + A}{(1+\tau)^k}}{\sum_{k=0}^{N-1} \frac{P}{(1+\tau)^k}} + \frac{GER}{P} + \frac{IEC}{P}$$

Rem_k désigne la rémunération versée à l'année k, en € : $Rem_k = I * (1 - \frac{k}{N}) * \tau$

A désigne la dotation annuelle aux amortissements, en € : $A = \frac{I}{N}$

Ainsi, la part constante du tarif équivalent correspond au LCOE de la composante capex de la prime fixe (LCOE de la rémunération de l'investissement et de l'amortissement).

Pour la part indexée

La part indexée est définie de la manière suivante :

$$PI_{MS} = PPE_{MSI} + \frac{CF_{MSI}}{P} + \frac{BFR_{MSI} \cdot \tau}{P} + e_{CO2} \cdot p_{CO2,MSI}$$

PPE_{MSI} désigne la part variable définie dans le contrat pour l'année de mise en service (combustible, maintenance variable, etc.), en €/MWh

CF_{MSI} désigne les coûts fixes définis dans le plan d'affaire pour l'année de mise en service (frais de personnel, maintenance fixe, etc.), en €, auxquels on déduit les éventuelles recettes perçues par l'installation

BFR_{MSI} désigne la valeur du BFR à la mise en service de l'installation, en €

e_{CO2} désigne le facteur d'émission de l'outil de production, en t_{CO2} / MWh

$p_{CO2,MSI}$ désigne la dernière moyenne annuelle des prix du CO₂ inflatée à la mise en service, en €/t_{CO2}

⁶⁰ Le cas échéant, la formule pourra être revue afin de prendre en compte des productions annuelles décroissantes.

⁶¹ Pour plus de lisibilité, la démonstration mathématique n'est pas explicitée dans la présente note.

ANNEXE 7 : CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DU PROJET DE DEMANTELEMENT

Nom du projet	
Région	
Adresse du site de production	
Technologie de production d'électricité	
Puissance électrique installée brute	MW
Puissance électrique installée nette	MW
Durée de vie technique de l'installation au moment du démantèlement	ans
Date de début des travaux	
Durée des travaux	mois
Nature des travaux	

Le tableau doit être rempli au format et dans les unités précisées, sans surcharge.

ANNEXE 8 : CALCUL DE LA PART FIXE DE LA COMPENSATION

La part fixe constitue la principale composante de la compensation du producteur. Elle compense les charges de capital et les charges fixes d'exploitation.

Etablissement de la valeur de référence de la part fixe de la compensation

La valeur de référence est déterminée sur la base des coûts d'investissement (y compris les coûts de raccordement) prévisionnels et des coûts fixes d'exploitation estimés par le porteur du projet pour l'année de référence. Elle est calculée à partir du taux de rémunération fixé par arrêté pour le projet.

Part fixe de référence de la compensation, PF_0

$$PF_0 = I * Tx + A + CF + P + GER + BFR * Tx$$

où

I désigne le montant de l'assiette d'investissement

Tx le taux de rémunération du moyen de production fixé par arrêté

A la dotation aux amortissements ($A = \frac{I}{N}$ avec N le nombre total d'années d'amortissement considérées)

CF les coûts fixes d'exploitation autres que les charges de personnel

P les charges fixes de personnel

GER la provision pour les dépenses de gros entretien et de renouvellement

BFR le besoin en fonds de roulement

Etablissement du système d'indexation de la part fixe

Afin de prendre en compte l'évolution de ses composantes, la part fixe de la compensation est indexée.. Cette indexation reflète :

- l'amortissement linéaire de l'assiette initiale d'investissement ;
- la décroissance annuelle de l'assiette d'investissement rémunérée en lien avec l'amortissement de celle-ci ;
- la répartition des coûts fixes d'exploitation entre coûts de personnel et autres coûts fixes ;
- les provisions lissées constantes pour les dépenses de gros entretien et renouvellement ;
- la rémunération du besoin en fonds de roulement .

La formule d'indexation est la suivante :

$$PF_{nm} = \frac{PF_0}{12} * (a * (1 - \frac{x}{N}) + b + c * \frac{FMOABE000_n}{FMOABE000_0} + d * \frac{ICHTrev - TS_n}{ICHTrev - TS_0} + e * \frac{Ind_n}{Ind_0})$$

où

PF_0	représente le montant de référence de la part fixe de la compensation
PF_{nm}	représente le montant de la part fixe de la compensation le mois m de l'année n
n	représente l'année civile (1 ^{er} janvier - 31 décembre) anniversaire depuis l'année de mise en service de l'installation
m	représente le mois m de l'année n
x	représente l'année d'amortissement considérée (correspondant à l'année calendaire qui commence le mois entier de la date anniversaire de mise en service et se termine douze mois plus tard) x = 0 à l'année de mise en service de l'installation
N	nombre total d'années d'amortissement considérées
a	coefficient économique qui représente le poids de la rémunération de l'investissement initial dans PF_0 : $a = \frac{I * Tx}{PF_0}$

b	coefficient économique qui représente le poids de l'amortissement et de la provision pour GER dans PF_0 : $b = \frac{A+GER}{PF_0}$
c	coefficient économique qui représente de poids des charges fixes d'exploitation hors personnel dans PF_0 : $c = \frac{CF}{PF_0}$
d	coefficient économique qui représente le poids des charges de personnel dans PF_0 : $d = \frac{P}{PF_0}$
e	coefficient économique qui représente le poids de la rémunération du BFR dans PF_0 : $e = \frac{BFR * Tx}{PF_0}$
$FMOABE0000_n$	dernière valeur définitive connue au 1 ^{er} janvier de l'année n de l'indice FMOABE0000
$FMOABE0000_0$	dernière valeur définitive connue de l'indice FMOABE0000 à la date de référence
$ICHTrev-TS_n$	dernière valeur définitive connue au 1 ^{er} janvier de l'année n de l'indice ICHTrev-TS
$ICHTrev-TS_0$	dernière valeur définitive connue de l'indice ICHTrev-TS à la date de référence
Ind_n	dernière valeur définitive connue au 1 ^{er} janvier de l'année n de la moyenne pondérée des indices reflétant la composition du BFR
Ind_0	dernière valeur définitive connue de la moyenne pondérée des indices reflétant la composition du BFR à la date de référence

Les coefficients économiques sont exprimés avec 4 chiffres significatifs.

Les valeurs de la part fixe de référence PF_0 et des indices a, b, c, d et e sont ajustées lors de la révision de l'assiette d'investissement rémunérée (cf. section 4.1.1.2).

Pour le premier mois intégrant la date de mise en service de l'installation, la valeur mensuelle de la part fixe est intégralement versée au producteur quel que soit le jour de la mise en service à l'intérieur du mois.

Pour le dernier mois du contrat pendant lequel l'installation est en état de fonctionnement, aucune part fixe n'est versée.

Le montant annuel de la part fixe correspond à la somme des parts fixes mensuelles :

$$PF_n = \sum_{m=1}^{12} PF_{nm}$$