

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie pour avis le 24 septembre 2015 par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, de deux projets de décrets relatifs à la mise en œuvre du dispositif de complément de rémunération prévu à l'article L. 314-18 du code de l'énergie, et modifiant le régime de l'obligation d'achat. Ces deux projets de décret ont donné lieu à une saisine rectificative le 27 octobre 2015.

Le premier projet consiste en un décret simple définissant la liste et les caractéristiques des installations bénéficiant de l'obligation d'achat et des installations bénéficiant du complément de rémunération, tandis que le second est un décret en Conseil d'État fixant notamment les conditions et le régime du complément de rémunération et amendant celui de l'obligation d'achat.

### 1. Contexte

#### 1.1. Contexte européen

La Commission européenne a adopté, le 28 juin 2014, de nouvelles lignes directrices sur les aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement, entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2014. Ces lignes directrices, applicables pour la période 2014-2020, permettent d'évaluer la compatibilité des mesures d'aides avec le fonctionnement du marché intérieur, s'agissant notamment des aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

Les lignes directrices prévoient qu'« *afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, il importe que les bénéficiaires vendent leur électricité directement sur le marché et qu'ils soient soumis aux obligations du marché* ». À cette fin, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016, les régimes d'aides nationaux doivent respecter les conditions cumulatives suivantes pour être considérés comme des aides compatibles avec le marché intérieur au sens de l'article 107 du TFUE :

- prendre la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité ;
- soumettre les bénéficiaires à des responsabilités standard en matière d'équilibrage, sauf s'il n'existe pas de marchés d'équilibrage intrajournaliers concurrentiels ;
- prévoir des mesures afin que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs.

Le seuil en deçà duquel ces conditions ne s'appliquent pas est fixé à 500 kW pour l'ensemble des filières, à l'exception de la filière éolienne, pour laquelle il est porté à 3 MW ou 3 aérogénérateurs.

Les lignes directrices prévoient par ailleurs qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, les aides en faveur de

l'énergie produite à partir de sources renouvelables seront octroyées « à l'issue d'une procédure de mise en concurrence fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires » notamment pour les installations d'une puissance supérieure à 1 MW. .

## **1.2. Contexte national**

La loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015 introduit un nouveau mécanisme de soutien aux énergies renouvelables (ENR), le complément de rémunération (CR). Les articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie, créés par l'article 104 de la LTECV, définissent le régime général du complément de rémunération, qui sera applicable aux installations situées sur le territoire métropolitain continental dont les caractéristiques seront définies par décret.

Ce mécanisme de soutien sera matérialisé par un contrat administratif conclu entre un producteur et EDF. Il viendra compenser l'écart entre la rémunération tirée par le producteur de la valorisation de sa production sur les marchés et un niveau de rémunération de référence. Celui-ci sera arrêté pour chaque filière concernée par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE. Il sera établi en tenant compte des coûts et des recettes d'installations performantes représentatives de chaque filière dans le respect des dispositions de l'article L. 314-20 du code de l'énergie qui prévoit qu'il ne « *pourra conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités* ».

Les articles L. 314-19 et L. 314-21 du code de l'énergie consacrent le principe selon lequel une installation ne peut bénéficier qu'une seule fois d'un mécanisme de soutien. Ainsi, le bénéfice du complément de rémunération n'est pas ouvert aux installations ayant déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien. Ces articles introduisent toutefois des dérogations à ce principe, s'agissant notamment des installations amorties dont les coûts de fonctionnement sont supérieurs à leurs recettes, ou d'installations réalisant des investissements de rénovation. Lorsque de telles dérogations sont applicables, les conditions de rémunération de ces installations tiendront compte de leurs conditions économiques de fonctionnement.

L'article 104 de la LTECV modifie l'article L. 314-1 du code de l'énergie qui définit l'obligation d'achat, en renvoyant la définition précise des installations éligibles à un décret. De manière transitoire, les producteurs ayant demandé à bénéficier de l'obligation d'achat avant l'entrée en vigueur des décrets définissant les installations éligibles à l'obligation d'achat et celles éligibles au complément de rémunération peuvent en bénéficier dans les conditions en vigueur à la date de leur demande. Le même article crée par ailleurs l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, qui dispose que l'autorité administrative peut agréer des organismes pouvant se voir céder le contrat d'achat conclu entre un producteur et EDF ou une entreprise locale de distribution (ELD). Ces organismes reprennent alors le rôle d'acheteur obligé de cette production et sont compensés des surcoûts en résultant.

L'article 106 de la LTECV modifie quant à lui l'article L. 311-12 du code de l'énergie relatif à la procédure d'appel d'offres et introduit la possibilité pour les lauréats de bénéficier d'un contrat d'achat ou d'un contrat de complément de rémunération, en fonction des prescriptions du cahier des charges.

Ces dispositions législatives visent donc à permettre l'adaptation des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables aux lignes directrices de la Commission européenne.

## **2. Contenu du projet de décret simple**

Le projet de décret simple fixe, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016, la liste et les caractéristiques des installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables ou de récupération provenant de gaz de mine ou de cogénération à partir de gaz naturel pouvant bénéficier du dispositif de complément de rémunération ou du dispositif d'obligation d'achat. Il établit également la liste des installations bénéficiant d'un contrat d'achat autorisées à basculer dans le régime du complément de rémunération sur la durée résiduelle de leur contrat.

Les installations éligibles au complément de rémunération sont celles implantées en métropole

continentale pour les filières éolien terrestre, hydraulique, incinération de déchets ménagers, biogaz, géothermie et cogénération. Un seuil maximal de puissance est fixé à 12 MW pour ces filières, à l'exception des filières hydraulique et cogénération pour lesquelles il est fixé à 1 MW. Un seuil minimal de puissance est par ailleurs fixé pour la filière biogaz à 500 kW.

La liste des installations éligibles à l'obligation d'achat distingue dans certains cas les installations implantées sur le territoire national métropolitain de celles implantées dans les zones non interconnectées (ZNI), où le dispositif de complément de rémunération ne s'applique pas. Elle est synthétisée dans le tableau suivant, qui précise les éventuelles limitations prévues en termes de territoire d'implantation ou de puissance maximale installée.

Filière	Territoire d'implantation	Puissance maximale installée
Hydraulique	Territoire métropolitain continental	500 kW
	ZNI (installations non soumises au régime des concessions)	12 MW
Éolien à terre	-	-
Photovoltaïque sur bâtiment	-	100 kW
Biogaz	Territoire métropolitain continental	500 kW
	ZNI	12 MW
Énergies marines renouvelables : éolien en mer flottant, énergie houlomotrice, énergie hydrocinétique	Domaine public maritime métropolitain Zone économique exclusive métropolitaine	-
Cogénération	Territoire métropolitain continental	300 kW
Gaz de mine	Territoire métropolitain continental	12 MW
Biomasse issue de canne à sucre	DOM	-
Éolien avec stockage	Zones particulièrement exposées au risque cyclonique	-

Le basculement d'un régime de contrat d'achat vers un régime de complément de rémunération est autorisé pour la quasi-totalité des installations existantes d'une puissance installée supérieure à 250 kW, qu'elles bénéficient d'un contrat d'achat signé dans le cadre d'un arrêté tarifaire ou d'un appel d'offres, à l'exception des installations bénéficiant de certains contrats historiques et des installations éoliennes bénéficiant de l'arrêté tarifaire de 2006.

### 3. Contenu du projet de décret en Conseil d'État

Le projet de décret définit les conditions et modalités d'application du complément de rémunération applicables au dispositif de guichet ouvert prévu aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie et certaines modalités applicables aux contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres. Il modifie par ailleurs le décret n°2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat. Enfin, il organise la compensation des charges en résultant et définit les modalités transitoires.

#### 3.1. Complément de rémunération sous guichet ouvert

##### 3.1.1. Installations éligibles au complément de rémunération

Le projet de décret définit, au sein des filières éligibles au complément de rémunération, la nature des installations pouvant en bénéficier. Outre les installations nouvelles, sont également éligibles les installations existantes, sous certaines conditions :

- Installations bénéficiant d'un contrat d'achat conclu dans le cadre de l'obligation d'achat ou

d'un appel d'offres : le contrat de complément de rémunération est conclu pour la durée résiduelle du contrat d'achat, et, sauf disposition spécifique prévue par arrêté, à un niveau de tarif de référence égal au tarif d'achat dont bénéficiait l'installation ;

- Installations hydrauliques ou de cogénération réalisant un programme d'investissement de rénovation ;
- Installations dont les coûts d'exploitation sont supérieurs aux recettes, pour lesquelles le projet de décret précise que les conditions du complément de rémunération sont fondées sur les coûts d'exploitation d'une installation amortie, performante et représentative de la filière considérée ;
- Installations ayant bénéficié d'un contrat de complément de rémunération et dont les coûts d'exploitation sont supérieurs aux recettes : dans le cas de la filière hydraulique, le bénéfice d'un nouveau contrat de complément de rémunération est subordonné à la réalisation d'un programme d'investissement de rénovation. Les conditions de rémunération de ce nouveau contrat sont alors fondées sur les niveaux de coût d'investissement et d'exploitation d'une installation performante et représentative de la filière.

Ces dispositions doivent être précisées pour chaque filière dans l'arrêté tarifaire correspondant, s'agissant notamment, pour les filières concernées, des programmes d'investissement minimaux à réaliser et des conditions de rémunération correspondantes.

Les producteurs ayant demandé à rompre leur contrat d'achat pour bénéficier d'un contrat de complément de rémunération peuvent choisir de revenir à leur contrat d'achat initial, dans un délai de 3 ans à compter de la date de signature du contrat de complément de rémunération.

### 3.1.2. *Bénéfice du complément de rémunération*

Les dispositions spécifiques du complément de rémunération applicables à chaque filière éligible sont déterminées par arrêté des ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE. Elles doivent être revues périodiquement, afin de tenir compte notamment de l'évolution des coûts de production des filières en bénéficiant.

Les producteurs éligibles souhaitant bénéficier du complément de rémunération adressent une demande de contrat à EDF, dans les conditions définies par l'arrêté tarifaire applicable à la filière de laquelle relève l'installation de production concernée. Cette demande peut être modifiée par le producteur dans le cas d'un changement de l'identité du producteur ou d'une évolution de la puissance déclarée, dans la limite d'un seuil fixé à 30 %. En dehors de ces cas, une nouvelle demande doit être adressée à EDF.

La prise d'effet du contrat est conditionnée à l'achèvement de l'installation et à la fourniture par le producteur à EDF d'une attestation de conformité de l'installation à la réglementation et aux éléments déclarés dans la demande de contrat, établie par un organisme agréé. Jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2018, cette attestation est remplacée par une attestation sur l'honneur du producteur.

Le projet de décret prévoit par ailleurs que les clauses et conditions du contrat de complément de rémunération ainsi conclu s'imposent au nouveau producteur en cas de cession de l'installation.

Le contrat de complément de rémunération peut être suspendu ou résilié, par EDF en cas d'injonction de l'autorité administrative ou de non-respect par le producteur de ses obligations réglementaires ou contractuelles. La résiliation anticipée du contrat à l'initiative du producteur entraîne le reversement d'une indemnité égale à la somme actualisée des montants perçus depuis la date de prise d'effet de son contrat.

### 3.1.3. *Formule du complément de rémunération*

Le complément de rémunération prend la forme d'une prime, compensant pour chaque année du contrat l'écart constaté *ex post* entre un niveau de tarif de référence – équivalent d'un tarif d'obligation d'achat – et une rémunération de référence pour les producteurs sur les marchés de l'énergie et de la capacité. Il intègre également une prime de gestion proportionnelle à l'électricité produite.

Les paramètres du complément de rémunération présentés ci-après sont définis pour chaque filière dans les arrêtés tarifaires correspondants. Le cadre général est toutefois précisé par le projet de

décret et synthétisé dans la formule suivante :

$$CR = \underbrace{\sum_{i=1}^n E_i \cdot (\alpha T_e - M_{0i})}_{\text{Prime à l'électricité}} - \underbrace{(Nb_{capa} \cdot p_{réf, capa})}_{\text{Capacité}} + \underbrace{\sum_{i=1}^n E_i \cdot P_{gestion}}_{\text{Prime de gestion}}$$

Les paramètres de cette formule correspondent aux grandeurs suivantes :

- n représente le nombre de pas de temps considéré pour le calcul du complément de rémunération (le pas pouvant être mensuel, pluri-mensuel ou annuel) ;
- $T_e$  représente un niveau de tarif de référence. Il est établi à partir des coûts d'investissement et d'exploitation d'une installation performante et représentative de la filière considérée et prend en compte les aides financières ou fiscales auxquelles les installations visées sont éligibles. Le niveau du tarif applicable aux nouvelles installations peut faire l'objet d'un ajustement automatique, en fonction notamment du rythme de développement de la filière ;
- $\alpha$  représente un coefficient sans dimension qui traduit la variation du niveau du tarif de référence sur la durée du contrat de complément de rémunération. Il permet notamment d'introduire une dégressivité en fin de contrat, dans la limite toutefois d'une couverture des coûts indispensables au maintien en fonctionnement de l'installation. Cette dégressivité peut s'appliquer à des périodes calendaires ou à des volumes de production
- $E_i$  représente la production nette d'électricité de l'installation pendant la période i. Elle ne prend pas en compte la production des installations pendant les heures de prix négatif et peut être plafonnée dans des conditions fixées par les arrêtés tarifaires ;
- $M_{0i}$  correspond au prix de marché de référence de l'électricité pendant la période i. Il est défini soit comme la moyenne des prix *spot* positifs ou nuls définie pour la filière considérée, éventuellement pondérée par la production de la filière, soit comme une moyenne d'un panier de prix à terme, soit comme une combinaison de ces deux références. Ce paramètre est défini par filière dans les arrêtés tarifaires
- $Nb_{capa}$  correspond au nombre de garanties de capacité de l'installation pour une année de certification ;
- $p_{réf, capa}$  représente un prix de référence de la capacité sur l'année de certification ;
- $P_{gestion}$  correspond à une prime de gestion proportionnelle à l'électricité produite. Elle vise à couvrir le coût des écarts dans le cadre du dispositif de responsable d'équilibre, les coûts d'accès aux marchés de l'électricité et de la capacité et le coût des contrôles par les organismes agréés.

Par ailleurs, si le nombre annuel d'heures de prix négatifs dépasse un seuil, les producteurs n'ayant pas produit pendant ces heures peuvent recevoir une prime. Le seuil par filière et les modalités d'attribution de la prime sont définis dans les arrêtés tarifaires.

#### 3.1.4. Obligations des parties et modalités de versement du complément de rémunération

Le projet de décret définit les obligations respectives des parties dans le cadre du contrat de complément de rémunération. Il précise également le rôle des gestionnaires de réseau ainsi que les missions confiées à la CRE.

S'agissant du producteur, celui-ci s'engage notamment à ne pas demander l'émission de garantie d'origine (GO), ainsi qu'à faire réaliser les contrôles demandés par l'autorité administrative. Il doit par ailleurs tenir à disposition de la CRE et du ministre chargé de l'énergie le détail des coûts relatifs à son installation.

Les gestionnaires de réseau transmettent à EDF, pour chaque installation bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération, les données de production nécessaires à l'établissement des factures mensuelles de chaque producteur. Les gestionnaires de réseau de distribution peuvent mandater un autre gestionnaire de réseau ou une entité regroupant plusieurs gestionnaires de réseau pour réaliser cette opération.

Le gestionnaire de réseau de transport centralise les données de production par filière nécessaires au

calcul du prix de marché de référence lorsque celui-ci prévoit une pondération et les transmet à la CRE.

EDF transmet aux producteurs les données nécessaires à l'établissement de leurs factures après réception des données transmises par les gestionnaires de réseau. En cas de facture négative, le producteur verse le montant correspondant à EDF. EDF transmet par ailleurs de manière régulière à l'autorité administrative un bilan des contrats de complément de rémunération conclus ainsi que des demandes de contrat qui n'ont pas abouti.

Enfin, le projet de décret prévoit que la CRE est chargée de :

- la publication mensuelle des prix de référence pour chacune des filières et d'un bilan des heures de prix négatifs ;
- la publication annuelle du prix de référence des garanties de capacité, ainsi qu'un état récapitulatif des versements effectués par filière ;
- la réalisation d'audits annuels visant à s'assurer que les conditions du complément de rémunération n'ont pas évolué, la conduisant le cas échéant à en proposer des conditions révisées ;
- la remise, avant le 30 juin 2018, d'un rapport relatif à la mise en œuvre du complément de rémunération.

### 3.1.5. *Acheteur de dernier recours*

Le projet de décret définit les modalités de fonctionnement du dispositif d'acheteur de dernier recours prévu à l'article L. 314-26 du code de l'énergie. Celui-ci est désigné par le ministre chargé de l'énergie à l'issue d'une procédure de mise en concurrence.

L'acheteur de dernier recours est tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par les producteurs bénéficiant du complément de rémunération qui en font la demande, en cas d'impossibilité à contractualiser avec une contrepartie ou de défaillance de celle-ci. Le tarif d'achat qui leur est applicable est défini dans l'arrêté tarifaire de la filière correspondante dans la limite de 80 % du niveau de tarif de référence  $T_e$ . Lorsqu'un producteur demande à bénéficier d'un tel contrat d'achat, son contrat de complément de rémunération est suspendu. Les frais de gestion de l'acheteur de dernier recours sont intégrés aux charges de service public de l'électricité.

### **3.2. Complément de rémunération dans le cas d'un appel d'offres**

Le projet de décret prévoit des dispositions s'appliquant aux contrats conclus à l'issue d'un appel d'offres, qu'il s'agisse de contrats d'achat ou de contrats de complément de rémunération. Ces dispositions sont équivalentes à celles prévues dans le cadre du complément de rémunération sous forme de guichet ouvert.

La prise d'effet des contrats est soumise à la fourniture au co-contractant d'une attestation de conformité de l'installation aux éléments déclarés dans sa demande de contrat et aux prescriptions du cahier des charges. Le contrat peut être suspendu ou résilié, en cas d'injonction de l'autorité administrative ou de non-respect par le producteur de ses obligations réglementaires ou contractuelles. Les clauses et conditions des contrats ainsi conclus s'imposent au nouveau producteur en cas de cession de l'installation. La résiliation anticipée du contrat par le producteur donne lieu au versement d'indemnités de résiliation, calculées comme la somme actualisée des montants perçus depuis la prise d'effet de son contrat, dans la limite, dans le cas d'un contrat d'achat, des surcoûts de production.

Dans le cadre de ces contrats, le producteur s'engage à faire réaliser les contrôles demandés par l'autorité administrative et à tenir à disposition de la CRE et du ministre chargé de l'énergie le détail des coûts relatifs à son installation. Il s'engage par ailleurs, dans le cas d'un contrat de complément de rémunération, à ne pas demander l'émission de garantie d'origine.

Ces dispositions sont précisées, le cas échéant, par les cahiers des charges des appels d'offres.

### **3.3. Obligation d'achat**

Le projet de décret vient modifier le décret n°2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat. Les modalités d'obtention du bénéfice de l'obligation d'achat sont modifiées de manière similaire à celles prévues dans le cadre du complément de rémunération.

Ainsi, le bénéfice de l'obligation d'achat n'est plus soumis à la délivrance d'un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat (CODOA) par le préfet, toute référence à ce certificat étant supprimée du décret susmentionné. Désormais, un producteur souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat adresse directement sa demande à l'acheteur obligé, qui l'instruit et lui retourne un contrat d'achat dans un délai de trois mois. La prise d'effet de ce contrat est subordonnée à la fourniture par le producteur à l'acheteur d'une attestation de conformité de l'installation à la réglementation et aux éléments déclarés dans la demande de contrat établie par un organisme agréé.

Le contrat d'achat peut être suspendu ou résilié par l'acheteur obligé en cas d'injonction de l'autorité administrative ou de non-respect par le producteur de ses obligations réglementaires ou contractuelles. Le producteur s'engage notamment à faire réaliser les contrôles demandés par l'autorité administrative et à tenir à disposition de la CRE et du ministre chargé de l'énergie le détail des coûts relatifs à son installation.

En cas de résiliation du contrat par le producteur, celui-ci peut être amené, si son contrat le prévoit, à reverser une indemnité égale à la somme actualisée des surcoûts résultant pour l'acheteur obligé de l'exécution de son contrat depuis sa prise d'effet.

Par ailleurs, le projet de décret précise les conditions dans lesquelles une installation existante peut bénéficier une nouvelle fois d'un contrat d'achat. Cette possibilité est ouverte (i) à la filière hydroélectrique sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissement de rénovation et (ii) aux filières dont les coûts d'exploitation d'une installation amortie et performante sont supérieurs aux recettes, y compris les aides financières et fiscales auxquelles elle est éligible. Dans les deux cas, le niveau de rémunération de ces installations doit être adapté afin de tenir compte de leurs conditions économiques.

S'agissant de la compensation des charges résultant de l'obligation d'achat, le projet de décret modifie le décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité de manière à permettre la compensation des charges des organismes agréés se voyant céder des contrats d'obligation d'achat.

#### **4. Avis de la CRE sur les installations éligibles à l'obligation d'achat et au complément de rémunération**

##### ***La CRE est défavorable à la coexistence de plusieurs mécanismes de soutien pour la filière éolien terrestre et en particulier au maintien des tarifs d'obligation d'achat***

La filière éolien terrestre est éligible à l'obligation d'achat et au complément de rémunération, sans limitation en termes de puissance installée. La coexistence de ces deux mécanismes de soutien pour une même filière soulève d'importantes difficultés.

En premier lieu, la possibilité laissée aux producteurs de choisir entre plusieurs dispositifs pour une même installation les conduira à opter pour celui qui permet la plus forte rémunération, occasionnant ainsi une augmentation des charges de service public de l'électricité sans contrepartie. Cette mesure est par ailleurs discriminatoire à l'encontre des autres filières éligibles au complément de rémunération.

Au surplus, le tarif éolien en vigueur présente des imperfections significatives que la CRE, sur le fondement des analyses de son rapport sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables<sup>1</sup>, avait mises en évidence dans son avis sur l'arrêté tarifaire de 2014. Elle avait recommandé d'y porter remède en :

- revoyant la structure du tarif afin d'éviter la rentabilité excessive des installations bénéficiant

---

<sup>1</sup> Rapport d'analyse sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine.

- des meilleures conditions de vent ;
- adaptant la durée des contrats d'obligation d'achat à la durée de vie des installations ;
- modifiant le tarif à des échéances régulières, afin de tenir compte de l'évolution des coûts de la filière.

Faute pour le nouveau tarif d'avoir pris en compte ces éléments, la CRE avait rendu un avis défavorable au projet d'arrêté tarifaire.

En second lieu, la CRE estime que la mise en œuvre du complément de rémunération doit être l'occasion de réformer en profondeur le cadre du soutien à la filière éolien à terre, dans un souci de meilleure efficacité économique et de confrontation des producteurs au fonctionnement des marchés de l'électricité.

Dans la perspective d'une arrivée à échéance de nombreux contrats d'achat dans les prochaines années, il est nécessaire de confronter dès aujourd'hui les producteurs éoliens au fonctionnement des marchés de l'électricité afin de leur permettre d'acquérir les compétences nécessaires à la poursuite de l'exploitation de leurs parcs dans un cadre non subventionné. Par ailleurs, cette filière devrait représenter à horizon 2025 près de la moitié de la puissance totale du parc bénéficiant d'un dispositif de soutien et 41 % de l'électricité produite par celui-ci. La puissance installée et le rythme de développement attendu de cette filière, de l'ordre de 1 000 MW par an<sup>2</sup>, justifient que lui soient pleinement appliquées, dès à présent, les modalités du complément de rémunération.

Au regard du niveau de maturité de cette filière et de la concurrence susceptible de s'y exercer, la CRE estime que les appels d'offres constituent la voie de développement à privilégier pour assurer l'efficacité économique du soutien public, rejoignant en cela les prescriptions de la Commission européenne.

\*\*\*

En vertu de ce qui précède, la CRE émet un avis défavorable au maintien de l'éligibilité de l'éolien terrestre au régime de l'obligation d'achat. Elle demande que les installations ne puissent bénéficier que de contrats de complément de rémunération conclus dans le cadre d'appels d'offres.

***À l'exception des installations photovoltaïques de petite puissance, les appels d'offres doivent être préférés aux tarifs d'achat dans les ZNI***

Les dispositions du projet de décret prévoient que la plupart des filières ENR sont éligibles à des tarifs d'achat dans les ZNI. Or, l'hétérogénéité des coûts et la diversité des conditions d'exploitation (gisements disponibles, approvisionnement, etc.) de ces zones rendent délicat l'exercice de détermination d'un tarif d'achat par les pouvoirs publics et multiplient les risques de rentabilité excessive. La CRE recommande dès lors le recours systématique à des appels d'offres intégrant les spécificités des territoires concernés, qui permettent de révéler le niveau de soutien nécessaire à chaque installation si les conditions garantissant un niveau de concurrence satisfaisant sont réunies. A défaut, il doit être fait recours à un contrat d'achat conclu avec l'opérateur historique après analyse des coûts et évaluation de la compensation par la CRE.

Cette recommandation admet toutefois une exception s'agissant des installations photovoltaïques de petite puissance. Celles-ci présentent une relative homogénéité technico-économique et un rythme de développement à même de justifier leur éligibilité au tarif d'obligation d'achat. Une différenciation territoriale reste néanmoins nécessaire afin d'éviter que les installations développées dans les ZNI qui bénéficient des meilleures conditions d'ensoleillement ne dégagent des rentabilités excessives.

---

<sup>2</sup> Hypothèse retenue par la CRE pour l'évaluation prospective des charges de service public dans le cadre de son rapport sur la CSPE d'octobre 2014.



## 5. Avis de la CRE sur le dispositif de complément de rémunération

### 5.1. Éligibilité au complément de rémunération des installations ayant déjà bénéficié d'un dispositif de soutien

#### **La CRE est défavorable aux modalités prévues pour les installations basculant d'un contrat d'achat au complément de rémunération**

Les producteurs exploitant des installations bénéficiant d'un contrat d'achat, que ce soit dans le cadre de l'obligation d'achat ou d'un appel d'offres, peuvent demander à rompre leur contrat pour passer au régime du complément de rémunération. Ce choix est toutefois réversible pour une période de 3 ans, pendant laquelle un producteur étant passé au complément de rémunération peut demander la reprise de son contrat d'achat initial.

Un tel dispositif permet aux exploitants d'installations de production existantes d'arbitrer entre les deux mécanismes, les conduisant à opter pour le plus rémunérateur, et donc le plus coûteux du point de vue des charges de service public de l'électricité.

Le projet de décret prévoit au surplus que le tarif de référence peut être différent du tarif d'achat en vigueur pour ces installations. Une telle révision, si elle devait consister en une revalorisation du tarif de référence, engendrerait également un effet d'aubaine manifeste en tant qu'elle viendrait améliorer les conditions de rémunération offertes par l'obligation d'achat, lesquelles étaient déjà, par définition, suffisamment rémunératrices au moment de la décision d'investissement.

Cette disposition est particulièrement problématique dans le cas d'installations lauréates d'un appel d'offres, dans la mesure où le contrat d'achat dont elles bénéficient est fondé sur le niveau de rémunération demandé par le producteur lors de la remise de son offre.

Au surplus, ces installations percevraient, au titre des modalités du complément de rémunération, la prime de gestion ainsi que des gains supplémentaires tirés d'une optimisation de la commercialisation de leur production sur les marchés, comme l'explique le paragraphe 6.4 du présent avis.

\*\*\*

Pour ces motifs, la CRE émet un avis défavorable sur la possibilité offerte aux producteurs ayant souhaité passer au complément de rémunération de revenir sur ce choix. Elle émet par ailleurs un avis défavorable sur la possibilité prévue par le projet de décret de réviser le tarif de référence à l'occasion d'un changement de régime de subvention.

Elle demande en conséquence la suppression des dispositions correspondantes.

#### **Les conditions de rémunération des installations bénéficiant d'un renouvellement de leur soutien doivent être strictement encadrées**

Les installations qui ont déjà bénéficié d'un contrat d'achat et qui sont par ailleurs en capacité de rester en service à son échéance ont vocation à vendre l'électricité qu'elles produisent sur les marchés de l'électricité plutôt qu'à être maintenues dans un régime de subventions<sup>3</sup>. En effet, les conditions économiques dont elles ont bénéficié dans le cadre de ces contrats leur ont permis, par construction, d'amortir l'investissement initial.

Il pourrait toutefois s'avérer économiquement pertinent de maintenir un soutien aux installations même amorties pour lesquelles la vente de leur production sur les marchés ne serait pas rentable en raison de coûts d'exploitation supérieurs à leurs recettes, plutôt que de soutenir le développement de nouvelles.

Le cas échéant, les conditions du maintien des subventions devront être strictement encadrées, sur le fondement de données de coût objectives, afin d'éviter les dérives observées par le passé.

La CRE rappelle, à cet égard, que le dispositif de « rénovation » actuellement en vigueur pour plusieurs filières sous obligation d'achat<sup>4</sup> permet à des installations réalisant des investissements de

<sup>3</sup> Cette appréciation doit être adaptée au cas des zones non-interconnectées (ZNI), qui constituent des marchés entièrement régulés pour lesquels la notion de prix de marché de l'électricité n'existe pas.

<sup>4</sup> Notamment hydraulique et cogénération.

rénovation d'être considérées comme mises en service pour la première fois et de bénéficier à nouveau d'un tarif d'achat dans les mêmes conditions qu'une installation neuve. Cette disposition induit un effet d'aubaine manifeste pour les producteurs concernés, dans la mesure où le tarif dont ils bénéficient est celui qui s'applique à une installation neuve, alors que le niveau d'investissement de rénovation à consentir ne représente que la moitié des investissements nécessaires pour construire une installation neuve.

Les conditions technico-économiques de fonctionnement des centrales de référence considérées pour l'élaboration des conditions de rémunération de ces installations devront être précisées dans les arrêtés tarifaires. Celles-ci devront couvrir strictement l'écart entre les coûts d'exploitation d'une installation amortie et performante et ses recettes.

\*\*\*

La CRE recommande de compléter chacun des articles 16 et 17 par les dispositions suivantes : « *Les modalités de fonctionnement et les caractéristiques économiques de l'installation de référence considérées pour l'élaboration des conditions de rémunération sont précisées dans ces arrêtés* ».

## **5.2. Contrôle des installations**

Le contrôle de la conformité des installations aux dispositions réglementaires qui leur sont applicables constitue un enjeu majeur, s'agissant en particulier de la vérification des caractéristiques (technologie utilisée, puissance installée, etc.) qui conditionnent directement leur éligibilité à la subvention publique. Or, les dispositifs de contrôle des installations sous obligation d'achat actuellement en vigueur sont inefficaces voire inexistantes, alors même que de nombreuses fraudes ou possibilités de fraude ont d'ores et déjà été identifiées par la CRE et les pouvoirs publics. La CRE est donc favorable aux dispositions d'organisation des contrôles prévues aux articles 9 et 20 du projet de décret qui permettent de répondre à cet enjeu pour les nouvelles installations.

Pour les producteurs qui seront amenés à conclure un contrat de complément de rémunération lors de la période transitoire prévue jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2018, il est nécessaire de prévoir un contrôle *in situ* de leur installation dès que les organismes agréés auront été désignés.

La CRE recommande en conséquence de compléter l'article 62 de dispositions rédigées comme suit : « *Les producteurs ayant conclu un contrat sur la base d'une attestation sur l'honneur procèdent aux contrôles prévus au 1<sup>o</sup> de l'article 20 avant le 30 juin 2018.* »

## **5.3. Acheteur de dernier recours**

Le dispositif d'acheteur de dernier recours défini dans le projet de décret est un mécanisme de type assurantiel, qui permet de réduire le risque financier pour les producteurs lié aux cas de défaillance de leur contrepartie pour l'achat de l'électricité produite. À ce titre, il est susceptible d'améliorer les conditions de financement des projets et a dès lors vocation à être pris en compte dans l'évaluation de la rémunération normale des capitaux sous-jacente à l'élaboration des arrêtés tarifaires.

## **5.4. Garanties d'origine**

Le projet de décret prévoit que les producteurs bénéficiant du complément de rémunération ne peuvent pas demander l'émission de garanties d'origine (GO) pour leur production. Cette disposition soulève deux difficultés majeures.

D'une part, sa compatibilité avec la directive 2009/28/CE du Parlement européen du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables n'est pas garantie. Celle-ci, qui instaure le régime des garanties d'origine comme outil de traçabilité, prévoit notamment à son article 15 que « *les États membres font en sorte que l'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables puisse être garantie comme telle* ». Si la directive laisse la possibilité aux États membres de « *prévoir qu'aucune aide n'est accordée à un producteur lorsqu'il reçoit une garantie d'origine pour la même production d'énergie à partir de sources renouvelables* », le cas inverse ne semble pas expressément autorisé.

D'autre part, cette disposition restreint les possibilités de valorisation de l'électricité produite par ces installations. En l'absence de garanties d'origine, sa traçabilité ne peut en effet plus être assurée, et elle ne peut par conséquent pas être valorisée sur le marché de détail dans le cadre d'offres « vertes ».

\*\*\*

La CRE est défavorable aux modalités du projet de décret interdisant l'émission de GO par les producteurs bénéficiant du complément de rémunération et recommande, à l'inverse, qu'ils soient autorisés à les émettre et à les valoriser.

Cette source de revenus complémentaires devrait être prise en compte dans la formule du complément de rémunération, selon un mécanisme de régulation incitative par lequel les producteurs conserveraient une part de leur gain et rétrocéderaient la part restante. Un contrôle des GO effectivement émises par les producteurs bénéficiant du complément de rémunération devrait être mis en place à partir du registre tenu par Powernext.

### **5.5. Indemnités en cas de résiliation anticipée et modalités en cas de cession d'une installation**

Par construction, le niveau du complément de rémunération peut devenir négatif, dans le cas où la somme du tarif de référence  $T_e$  et de la prime de gestion serait inférieure au revenu marché de référence  $M_0$ . Si un producteur anticipait que cette situation devienne pérenne, il pourrait souhaiter résilier son contrat par anticipation, afin de maximiser ses revenus. Offrir une telle possibilité représenterait toutefois un effet d'aubaine manifeste.

En effet, le niveau du complément de rémunération est établi pour apporter une rentabilité normale aux producteurs en bénéficiant au travers de la garantie d'un revenu assuré sur le long terme, et ce indépendamment du niveau des prix de marché de l'électricité et de la capacité. En cas de prix de marché durablement supérieurs à ce niveau de tarif de référence, et donc de prime négative, la rémunération totale des producteurs ne serait pas altérée dans le cadre de leur contrat de complément de rémunération, alors que la sortie du contrat conduirait à augmenter leurs revenus et à dégager une rentabilité potentiellement excessive. À l'inverse, un niveau de prime négatif viendrait diminuer le niveau des charges de service public de l'électricité, au bénéfice du consommateur final<sup>5</sup>.

L'indemnité de résiliation prévue à l'article 11 du projet de décret répond à cet enjeu. Elle permet à un producteur de « rejouer » le choix du dispositif de soutien, tout en lui laissant la possibilité de s'intégrer pleinement au marché en sortant du cadre subventionné.

Les dispositions de l'article 19 viennent utilement compléter ce dispositif, afin d'éviter le cas où un producteur souhaiterait sortir du dispositif de complément de rémunération pour les raisons évoquées *supra* en cédant son installation.

\*\*\*

La CRE est favorable aux dispositions relatives aux conditions de renonciation sous réserve que leurs modalités d'application, s'agissant notamment de la formule de calcul des indemnités dues, soient précisées pour chaque filière dans les arrêtés tarifaires correspondants.

La CRE est également favorable aux dispositions prévues en cas de cession d'une installation.

### **5.6. Application aux contrats conclus à l'issue d'un appel d'offres**

Les modalités prévues par le projet de décret pour les contrats de complément de rémunération conclus à l'issue d'un appel d'offres sont équivalentes à celles prévues pour les contrats conclus dans le cadre du guichet ouvert, pour ce qui concerne le contrôle des installations, les cas de suspension ou de résiliation du contrat, les indemnités de résiliation anticipée et les conditions s'appliquant en cas de cession d'une installation, les obligations des parties et la valorisation des garanties d'origine.

---

<sup>5</sup> Un tel cas de figure s'est déjà présenté dans le cadre de l'OA en 2008 pour les filières les moins onéreuses, dans un contexte de prix de marché relativement élevés : les surcoûts pour les filières hydraulique et incinération se sont respectivement élevés à - 70 et - 30 M€, réduisant d'autant le niveau des charges à compenser par la CSPE.

Les observations formulées par la CRE dans le cadre du mécanisme de guichet ouvert trouvent dès lors à s'appliquer de la même manière.

## **6. Avis de la CRE sur la formule du complément de rémunération**

### **6.1. Prime à l'énergie**

#### ***Le principe retenu pour le calcul de la prime correspond aux préconisations de la CRE***

La prime à l'énergie prévue par le projet de décret peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence  $T_e$  et un revenu marché de référence  $M_0$ . Elle garantit aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence et les expose donc à un niveau de risque limité.

Cette conception est conforme aux préconisations que la CRE avait formulées en avril 2014 dans sa réponse à la consultation publique organisée par le ministère chargé de l'énergie sur l'évolution des mécanismes de soutien aux ENR. Elle y rappelait notamment que les dispositifs de soutien doivent permettre l'atteinte des objectifs politiques de développement des ENR en minimisant le coût pour la collectivité. En raison des structures de coût très capitalistiques des ENR, le niveau de soutien public permettant de déclencher la décision d'investissement dépend significativement du coût du capital auquel peuvent se financer les développeurs de projet. Un dispositif de soutien offrant la garantie d'un revenu fixe sur la durée de vie de l'installation réduit le niveau de risque et améliore ces conditions de financement, diminuant d'autant le coût pour la collectivité.

Pour autant, le fait que le niveau de la prime soit calculé par rapport à un prix de marché de référence, et non pas par rapport au revenu réel de chaque producteur, crée une incitation pour eux à réagir aux signaux de court terme des prix de marché, afin de maximiser leur revenu total.

#### ***Le prix de marché de référence $M_0$ doit être établi pour maximiser l'incitation du producteur***

Le prix de marché de référence  $M_0$  utilisé pour le calcul de la prime joue un rôle déterminant dans l'incitation des producteurs à réagir aux signaux de prix.

Le pas de temps retenu est à ce titre un paramètre central. L'incitation à produire au moment où le système électrique en a le plus besoin, c'est-à-dire au moment où les prix de marché sont les plus élevés, est d'autant plus forte que le pas de temps considéré est long<sup>6</sup>. À cet égard, seul un pas de temps annuel permet de refléter les variations saisonnières du marché.

S'agissant des filières fatales, pour lesquelles la production est soumise à un aléa significatif, un tel mécanisme peut avoir pour effet d'accroître le niveau d'incertitude sur les revenus perçus par l'installation. Toutefois, cette incertitude demeure largement marginale par rapport à celle qu'introduit la disponibilité de la ressource, laquelle est déjà supportée par le producteur dans le cadre de l'obligation d'achat. Par ailleurs, afin de refléter la réalité de la valorisation possible de la production de ces installations, une pondération du prix par les volumes produits peut être pertinente.

S'agissant des filières commandables, les prix de marché à terme constituent la référence pertinente à retenir pour le calcul de la prime.

\*\*\*

La CRE est favorable à la définition du paramètre  $M_0$  à un pas de temps annuel, ainsi qu'à la prise en compte des références de prix à terme pour les filières commandables.

#### ***Le niveau du tarif de référence doit s'ajuster automatiquement en fonction du rythme de développement de la filière***

Les arrêtés tarifaires par filière peuvent prévoir un ajustement automatique du niveau de tarif de référence applicable aux nouvelles installations. Un tel dispositif, qui est en place pour la filière photovoltaïque sous obligation d'achat depuis 2011, constitue un outil de régulation efficace en cas de développement brutal d'une filière, permis notamment par une baisse rapide de ses coûts de production.

---

<sup>6</sup> À l'extrême inverse, un pas de temps horaire reviendrait à l'équivalent d'un tarif d'achat.

La CRE est favorable à la mise en œuvre d'un ajustement automatique systématique du tarif de référence pour les nouvelles installations dans tous les arrêtés tarifaires.

Elle recommande que le dernier alinéa de l'article 27 soit rédigé de la manière suivante : « *Les arrêtés mentionnés à l'article 18 prévoient un ajustement automatique du tarif de référence applicable aux nouvelles demandes de contrat de complément de rémunération, qui dépendra du rythme de développement de la filière.* »

Les arrêtés tarifaires soumis à l'examen de la CRE qui ne feraient pas l'objet d'un ajustement automatique sont susceptibles de recueillir un avis défavorable pour ce seul motif.

### ***Un plafonnement de l'électricité rémunérée par la prime est nécessaire pour certaines filières***

L'application d'un plafonnement au volume d'électricité utilisé pour déterminer l'assiette de calcul du complément de rémunération est pertinente pour les filières dont la production électrique dépend fortement des conditions locales du site.

Dans le cas des filières éolienne et hydraulique notamment, il apparaît que les niveaux de production atteints par certaines installations existantes sous obligation d'achat s'écartent très significativement de la production moyenne de la filière, alors que c'est ce dernier paramètre qui dimensionne le niveau du soutien et la rentabilité sous-jacente. S'il est souhaitable d'inciter les développeurs de projets à localiser leurs installations dans les zones bénéficiant des meilleures ressources, il n'apparaît en revanche pas justifié qu'ils puissent bénéficier d'une rentabilité excessive à ce titre.

Le plafonnement de l'énergie produite permet de répondre à ces enjeux : au-delà d'un seuil exprimé en terme de productible, les producteurs ne bénéficient plus de soutien public, mais continuent à percevoir la rémunération tirée de la valorisation de leur électricité sur les marchés.

La CRE est favorable à ce que les arrêtés tarifaires pour les filières hydraulique et éolienne – s'il était décidé de soumettre cette dernière au cadre du complément de rémunération sous guichet ouvert – prévoient un plafonnement de l'électricité rémunérée au titre du complément de rémunération.

### ***Le coefficient de dégressivité $\alpha$ est peu pertinent***

Le coefficient  $\alpha$  introduit dans la formule du complément de rémunération permet de moduler le niveau de tarif de référence au cours de la durée d'un contrat, afin d'introduire, pour les filières qui seront concernées, une dégressivité de la rémunération.

Un tel dispositif peut permettre en théorie une amélioration des conditions de financement des projets bénéficiant du complément de rémunération, une augmentation des flux de trésorerie en début de période d'exploitation permettant un remboursement plus rapide des capitaux empruntés. Pour autant, cette modulation de la rémunération introduit une complexité supplémentaire dans le calcul du complément de rémunération, s'agissant notamment du respect du critère de rentabilité normale induite pour les producteurs.

Sa bonne application sur la totalité de la durée du contrat, et notamment en fin de période lorsqu'il est censé marquer cette décroissance, suscite des interrogations. Le retour d'expérience de la filière cogénération montre à cet égard que les mécanismes de plafonnement de la rémunération des producteurs bénéficiant d'un mécanisme de soutien ont justement fait l'objet d'une renégociation au moment où ils devaient produire leurs premiers effets.

Pour ces motifs, la CRE est défavorable à l'introduction du paramètre  $\alpha$  dans la formule du complément de rémunération et recommande sa suppression.

## ***6.2. Prise en compte des prix négatifs***

À titre liminaire, il convient de rappeler que les épisodes de prix négatifs restent aujourd'hui très rares en France, puisqu'ils n'ont représenté que 0,1 % des heures en 2012, 0,2 % en 2013 et 0,1 % en 2014. Ils résultent de la conjonction de plusieurs facteurs :

- une demande faible, observée notamment pendant les jours d'activité réduite ;
- une contribution des moyens de production peu flexibles, qui font face à des coûts d'arrêt-

démarrage significatifs et peuvent donc préférer proposer des enchères à prix négatifs plutôt que de suspendre leur production ;

- l'injection d'une production d'électricité d'origine renouvelable, décorrélée du signal prix du fait de mécanismes de soutien incitant à l'heure actuelle à produire à tout prix.

Les prix négatifs traduisent une situation particulière de l'équilibre offre-demande, dans laquelle les producteurs préfèrent payer pour écouler leur production. L'obligation d'achat favorise l'apparition de cette situation puisque les producteurs qui en bénéficient ne réagissent pas à ce signal.

Le mécanisme envisagé dans le cadre du complément de rémunération permet de remédier à cette situation, puisqu'il prévoit que les producteurs ne sont pas rémunérés pour leur production en cas de prix négatif. Dans un tel cas de figure, un producteur est pleinement exposé aux prix de marché et se voit donc économiquement incité à arrêter sa production.

Afin de contenir l'impact de ce mécanisme sur la rémunération des producteurs, il est prévu un plafond annuel de nombre d'heures de prix négatif au-delà duquel une installation n'ayant pas produit peut recevoir une prime. Cette disposition diminue le risque pour les acteurs, tout en maintenant l'incitation pour eux à ne pas produire.

En conséquence, la CRE est favorable aux dispositions relatives à la prise en compte des prix négatifs dans le cadre du complément de rémunération.

### **6.3. Prise en compte des revenus tirés de la vente des garanties de capacité**

Les modalités de prise en compte des revenus tirés de la vente des garanties de capacité par les producteurs, s'agissant du volume de garanties de capacité et du prix de référence de ces garanties, sont à définir dans les arrêtés tarifaires.

Une approche normative de la définition des garanties de capacité prises en compte présente l'avantage, au-delà de la simplicité de traitement, d'inciter les producteurs à optimiser la disponibilité de leur installation afin de maximiser leur revenu. Dans le cas des filières fatales, le régime normatif prévu par les règles du mécanisme de capacité constitue la référence pertinente.

De manière symétrique à ce qui est prévu pour la valorisation de l'électricité produite, la référence de prix retenue pour la valorisation des garanties de capacité devra être une référence de marché et présenter, par ailleurs, des propriétés de répliquabilité permettant aux producteurs, s'ils reproduisent exactement la référence de prix de la formule, de se couvrir intégralement des risques sur le niveau du complément de rémunération.

### **6.4. Prime de gestion**

La prime de gestion a pour objet de compenser les coûts de commercialisation de l'électricité et des garanties de capacité, ainsi que le coût des contrôles réalisés par les organismes agréés. Les coûts de commercialisation correspondent notamment aux frais d'accès aux marchés (frais de « *trading* ») de l'électricité et de la capacité ainsi qu'au coût des écarts facturés par RTE sur ces deux volets.

La prise en compte de ces coûts de gestion représente pour partie une nouveauté par rapport au système de l'obligation d'achat, dans la mesure où les frais de gestion administratifs et de commercialisation de l'électricité achetée ne sont à l'heure actuelle pas compensés aux acheteurs obligés. La CRE relevait à ce sujet dans sa délibération du 9 octobre 2012<sup>7</sup> qu'elle « *[n'avait] pu, en l'état de la rédaction des dispositions des articles L. 121-6 et suivants du code de l'énergie, inclure ces charges dans les charges à couvrir au titre des charges de service public de l'électricité.* » La CRE jugeait toutefois « *que la demande d'une prise en charge [...] des coûts de gestion attachés à l'obligation d'achat est dans son principe économiquement fondée, dans la mesure où ces charges sont inhérentes à la mise en œuvre des missions de service public assumées par EDF SA* ».

Dans le cadre de la commercialisation de leur électricité sur le marché, les producteurs bénéficiant du complément de rémunération devront désigner un responsable d'équilibre. Le volume global des écarts sur un périmètre d'équilibre donne lieu à un règlement financier selon les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre en vigueur,

---

<sup>7</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013.

dites « règles RE / MA ». Un producteur peut être son propre responsable d'équilibre, mais il peut également déléguer cette responsabilité à un agrégateur, qui se charge alors de la commercialisation et de l'équilibrage de la production. Dans les pays ayant mis en place un dispositif de soutien sous forme de prime comparable au complément de rémunération, les producteurs ont largement recours à cette seconde option.

Dans le cadre de la valorisation de ses garanties de capacité, un producteur doit désigner un responsable de périmètre de certification, auquel s'appliquera un règlement financier relatif à ses écarts. Cette activité devrait vraisemblablement être prise en charge par des agrégateurs dans le cadre d'une offre intégrée.

### ***Les agrégateurs disposent de marges d'optimisation de leurs revenus offertes par le complément de rémunération***

La conception du complément de rémunération et ses modalités de calcul ouvrent aux agrégateurs un espace économique susceptible de leur permettre de développer une activité pérenne.

D'une part, la définition normative de la valorisation sur les marchés de l'électricité et de la capacité leur permet de tirer des gains supplémentaires en cas de performance meilleure que la référence retenue dans la formule.

D'autre part, les agrégateurs peuvent limiter le coût de leurs écarts au titre du dispositif de responsable d'équilibre, au travers (i) de la qualité de prévision de la production des installations et (ii) du foisonnement des écarts au sein de leur périmètre d'équilibre.

- s'agissant des filières commandables, ces écarts peuvent être minimisés par la communication du producteur à l'agrégateur du programme de marche de l'installation.
- s'agissant des filières fatales, le développement de modèles mathématiques de prévision de la production en fonction des conditions météorologiques (ensoleillement, précipitations, conditions de vent) permet également de limiter ces écarts.

Dans tous les cas, le foisonnement des écarts au sein du portefeuille des agrégateurs – lequel peut inclure des installations qui ne bénéficient pas du complément de rémunération – permet de diminuer leur coût.

Les agrégateurs pourront au surplus disposer de revenus complémentaires dès lors qu'ils seront en mesure de faire participer les installations de leur périmètre au mécanisme d'ajustement.

Enfin, la valorisation du caractère « vert » de la production électrique à partir d'énergies renouvelables pourrait constituer une source de revenus complémentaires, si l'émission de garanties d'origine était autorisée dans le cadre du complément de rémunération comme le recommande la CRE.

### ***Au vu des éléments qui précèdent, la CRE est favorable à un dimensionnement de la prime de gestion strictement proportionné à son objet***

Plusieurs références pertinentes issues des retours d'expérience du fonctionnement des marchés de l'électricité permettent d'évaluer l'ordre de grandeur de la prime de gestion.

Le coût global des écarts générés par les installations sous obligation d'achat pour EDF OA constitue une première référence. Dans le cadre de l'élaboration de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014 relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat, le coût unitaire de ces écarts avait été évalué par EDF OA entre 0,5 et 1 €/MWh.

L'estimation des frais liés à la fourniture d'électricité dans le cadre des tarifs réglementés de vente (TRV) constitue une autre référence. Dans son rapport sur les TRV de juillet 2015, la CRE évalue, dans sa construction tarifaire par empilement, les coûts supportés par un opérateur alternatif pour fournir son portefeuille de clients, lesquels comprennent notamment une évaluation de coûts des écarts sur un portefeuille soumis à des aléas de thermosensibilité. Après analyse comparative des portefeuilles de plusieurs fournisseurs alternatifs, la CRE a retenu une approche majorante de ces frais, évaluant le coût des écarts à 0,5 €/MWh pour des portefeuilles de clients aux tarifs jaunes et verts et à 1 €/MWh pour des portefeuilles de clients aux tarifs bleus. La CRE a toutefois constaté, à

l'occasion de cet exercice, que certains fournisseurs étaient en mesure de réduire ces frais de 60 à 70 %.

***La CRE recommande par ailleurs que la prime de gestion soit fixée à un niveau commun à l'ensemble des filières et qu'elle soit dégressive pour refléter les effets d'apprentissage***

Afin d'inciter les agrégateurs à constituer des portefeuilles d'installation les plus diversifiés possibles, et de limiter ainsi, au travers du foisonnement, le volume global des écarts, un unique niveau de prime de gestion doit être défini pour toutes les filières bénéficiant du complément de rémunération.

Par ailleurs, le projet de décret prévoit que le niveau de la prime unitaire est fixé pour toute la durée de vie d'une installation et ne peut pas faire l'objet de diminution rétroactive. Si le principe d'accorder une telle visibilité aux producteurs peut paraître justifié, il ne doit toutefois pas s'opposer à l'idée d'une dégressivité du niveau de cette prime, afin de tenir compte de l'effet d'apprentissage et de l'amortissement des investissements nécessaires au développement de l'activité d'agrégation, notamment des outils de prévision de la production fatale. La CRE recommande ainsi que le niveau de la prime défini dans les arrêtés présente une dégressivité sur la durée du contrat de complément de rémunération.

## **7. Avis de la CRE sur les modalités de l'obligation d'achat**

***Les modalités de contrôle prévues pour les nouvelles installations doivent être complétées de dispositions pour les installations existantes***

Les dispositions prévues par le projet de décret s'agissant des modalités de contrôle des nouvelles installations sous obligation d'achat sont similaires à celles prévues dans le cadre du complément de rémunération. Les remarques formulées au paragraphe 5.2 du présent avis sont dès lors également valables dans le cas de l'obligation d'achat.

L'article 107 de la LTECV prévoit des modalités de contrôle et des sanctions en cas de non-conformité avérée, s'appliquant aux contrats d'obligation d'achat. Ces modalités doivent être précisées dans un décret en Conseil d'État pour être opérationnelles.

Étant donné l'enjeu financier que représentent les contrats sous obligation d'achat, et les interrogations existantes sur la conformité de certaines installations, la CRE recommande que ces modalités soient définies rapidement.

***Les indemnités de résiliation doivent être prévues de manière automatique***

L'application d'indemnités de résiliation en cas de résiliation anticipée de son contrat par un producteur est prévue de manière optionnelle et renvoyée aux modèles de contrat d'achat.

Sur le fondement des éléments présentés au paragraphe 5.5 du présent avis, la CRE estime que ces dispositions devraient être prévues de manière systématique, et définies dans les arrêtés tarifaires par filière.

La CRE recommande en conséquence de rédiger l'article 45 de la manière suivante : « *Les arrêtés tarifaires prévoient des modalités relatives aux indemnités dues en cas de résiliation du contrat d'achat par le producteur avant le terme prévu. Celles-ci sont égales aux sommes actualisées perçues et versées au titre de l'obligation d'achat depuis la date de prise d'effet du contrat jusqu'à sa résiliation dans la limite des surcoûts mentionnés au 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie en résultant.* »

***Les arrêtés tarifaires doivent prévoir un ajustement automatique systématique du tarif***

Le principe d'ajustement automatique des tarifs applicables aux nouvelles installations n'est pas prévu de manière systématique pour l'obligation d'achat. Comme précisé au paragraphe 6.1 du présent avis, la CRE est favorable à un tel dispositif.

Elle recommande dès lors de compléter l'article 48 par un alinéa ainsi rédigé : « *Ces arrêtés prévoient un ajustement automatique du tarif d'achat applicable aux nouvelles demandes de contrat de complément de rémunération, qui dépendra du rythme de développement de la filière.* »



## ***Les tarifs d'achat devraient être adaptés pour ne pas inciter les producteurs en bénéficiant à produire en période de prix négatif***

Comme exposé au paragraphe 6.2, le fait que les tarifs d'achat rémunèrent les producteurs qui en bénéficient indépendamment des besoins du système électrique favorise l'apparition de prix négatifs. Afin de pallier cette situation, la CRE recommande que des dispositifs conduisant à une moindre rémunération des producteurs pendant les heures de prix négatifs soient introduits dans le cadre de l'obligation d'achat, de manière similaire à ce qui est prévu pour le complément de rémunération.

### **8. Rôle de la CRE dans le dispositif**

#### ***8.1. Collecte des données de coût pour la réalisation d'audits annuels***

Le projet de décret confie de nouvelles missions à la CRE, notamment la réalisation d'audits annuels des conditions du complément de rémunération qui lui permettront d'apprécier l'efficacité du dispositif et, le cas échéant, d'en proposer les modalités de révision. À cette fin, les producteurs bénéficiant du complément de rémunération s'engagent à tenir à disposition de la CRE le détail des coûts de leur installation.

La CRE a déjà entrepris ce type d'analyse dans le cadre de l'obligation d'achat, sur le fondement des articles L. 134-18 du code de l'énergie. L'expérience a montré que les producteurs interrogés pouvaient faire preuve de réticence à transmettre les données demandées. Ainsi, faire de la transmission systématique de ces données une obligation réglementaire pour les producteurs bénéficiant du complément de rémunération serait de nature (i) à réduire l'impact de cette nouvelle mission sur les ressources de la CRE en faisant porter la responsabilité de la fourniture des données sur les producteurs et (ii) à faciliter ce travail d'analyse.

Une telle disposition répondrait par ailleurs à la recommandation formulée par la Cour des comptes dans son rapport sur *La politique de développement des énergies renouvelables*, à savoir la mise en place d'un dispositif centralisé de suivi statistique des coûts de production par filière.

Afin que ces données permettent de reconstituer sans ambiguïté la rentabilité dégagée, il convient que les producteurs transmettent la totalité des données économiques relatives à leur installation, et notamment leurs éventuelles recettes complémentaires<sup>8</sup>. Les documents permettant d'en attester devront également être transmis, le tout selon un format et des modalités définis par la CRE.

\*\*\*

La CRE est favorable à la transmission systématique par les producteurs de leurs données de coût, afin que la CRE puisse procéder aux analyses prévues par le projet de décret.

Elle recommande que le 4° de l'article 20, le 2° de l'article 47 et le 2° de l'article 55 soient rédigés de la manière suivante : « *Le producteur transmet chaque année à la Commission de régulation de l'énergie et tient à disposition du ministre chargé de l'énergie le détail des coûts et des recettes relatifs à son installation dans les conditions et dans un format définis par la Commission de régulation de l'énergie. Il tient à disposition de la Commission de régulation de l'énergie les documents contractuels et comptables justifiant ces données, qu'il lui transmet sur simple demande dans un délai d'un mois.* »

#### ***8.2. Avis sur les arrêtés tarifaires***

##### ***Le délai accordé à la CRE pour rendre un avis sur les arrêtés tarifaires devrait être assoupli***

Le projet de décret donne un délai d'un mois à la CRE pour rendre un avis sur les projets d'arrêtés tarifaires dans le cadre de l'obligation d'achat et du complément de rémunération, pouvant être porté à deux mois sur demande de la CRE, au-delà duquel l'avis est réputé favorable.

Ce délai est trop court au regard des délais incompressibles nécessaires à la CRE pour rendre un avis. Il mériterait par ailleurs d'être proportionné aux enjeux financiers attachés au dimensionnement d'un nouveau mécanisme de soutien.

La CRE demande que les derniers alinéas des articles 18 et 48 soient rédigés de la manière

---

<sup>8</sup> Par exemple dans le cas de la vente de chaleur.

suivante : « La Commission de régulation de l'énergie rend un avis sur ces projets d'arrêtés. A compter de la date à laquelle elle a été saisie d'un projet d'arrêté par le ministre en charge de l'énergie, elle dispose d'un délai de deux mois pour rendre son avis, délai qui peut être porté à quatre mois à la demande de la Commission et avec l'accord du ministre en charge de l'énergie. Passé ce délai, l'avis est réputé favorable. L'avis de la Commission de régulation de l'énergie est publié au Journal officiel de la République française en même temps que l'arrêté. »

### **Rappels sur la méthodologie d'évaluation du critère de rentabilité par la CRE**

Dans le cadre de ses avis sur les projets d'arrêtés tarifaires, la CRE calcule la rentabilité induite par le niveau de soutien envisagé afin d'évaluer le respect du critère de rémunération normale des capitaux investis prévu par le code de l'énergie. Cet examen est fondé sur une double analyse du taux de rentabilité interne du capital investi (TRI projet) et du taux de rentabilité des actionnaires (TRI fonds propres).

L'analyse de la CRE tiendra compte du faible niveau de risque supplémentaire engendré par le complément de rémunération par rapport à l'obligation d'achat et des possibilités de gain supplémentaires offertes par le dispositif.

## **9. Synthèse de l'avis de la CRE**

De manière générale, la CRE attend des bénéfices modérés de la transition de l'obligation d'achat vers le complément de rémunération, en termes notamment de maîtrise des charges de service public. Plus largement, la mise en place de ce nouveau mécanisme de soutien devrait avoir un impact limité sur le niveau des prix de marché : les modalités de traitement de la problématique des prix négatifs auraient pu être mises en œuvre dans le cadre de l'obligation d'achat. La principale vertu du mécanisme réside dans le fait qu'il organise la confrontation des producteurs d'ENR aux marchés de l'électricité et de la capacité, étape indispensable à la préparation de l'arrivée à échéance des contrats d'achat, voire de la suppression à terme des mécanismes de soutien.

À ce titre, la CRE demande que le complément de rémunération s'applique pleinement à la filière éolienne terrestre, en raison du développement soutenu attendu pour cette filière et de l'arrivée à échéance à moyen terme de nombreux contrats d'achat. S'agissant d'une filière mature et concurrentielle, l'organisation d'appels d'offres – sous complément de rémunération – est la voie la plus pertinente pour la développer au meilleur coût pour le consommateur, comme le préconise la Commission européenne. Dans tous les cas, le chevauchement de plusieurs mécanismes de soutien est à proscrire, étant donné les possibilités d'arbitrage qu'il engendre.

Concernant les appels d'offres, les lignes directrices de la Commission européenne offrent des possibilités de dérogation au principe de neutralité technologique, sous certaines conditions. La CRE est favorable à ce que ces possibilités soient exploitées, de manière à viser les filières matures et concurrentielles par des procédures d'appels d'offres adaptées à leurs spécificités.

S'agissant des ZNI, la CRE recommande le recours systématique à des appels d'offres intégrant les spécificités des territoires concernés, qui permettent de révéler le niveau de soutien nécessaire à chaque installation si les conditions garantissant un niveau de concurrence satisfaisant sont réunies. À défaut, il doit être fait recours à un contrat d'achat conclu avec l'opérateur historique, après analyse des coûts et évaluation de la compensation par la CRE.

La commercialisation de la production d'ENR sur les marchés devrait s'accompagner d'un développement du rôle des agrégateurs. Le modèle économique de ces acteurs doit être fondé sur l'optimisation de la valorisation de leur portefeuille d'installations, rendue possible par la définition des paramètres du complément de rémunération, et ne saurait reposer uniquement sur l'existence d'une prime de gestion. L'émission et la vente de garanties d'origine pourraient contribuer à cette valorisation alors qu'elles sont interdites par le projet de décret ; elles devraient à ce titre être autorisées voire encouragées. La définition d'un prix de référence de l'électricité sur une base annuelle dégage par ailleurs un espace économique plus large et incite davantage les producteurs à optimiser le fonctionnement de leurs installations.

Pour les installations existantes, et en particulier celles qui se sont développées à l'issue d'une

procédure d'appel d'offres, le passage de l'obligation d'achat au complément de rémunération ne doit en aucun cas s'accompagner d'une revalorisation du tarif dont elles bénéficient. À défaut, il y aurait un effet d'aubaine considérable pour le producteur à pouvoir bénéficier d'un tarif majoré par rapport à celui qui, par construction, lui assurait déjà une rentabilité suffisante et qu'il a lui-même jugée satisfaisante au moment de sa décision d'investissement.

La maîtrise du développement des filières bénéficiant d'un dispositif de soutien requiert un ajustement automatique du tarif applicable aux nouvelles installations qui doit être prévu de façon systématique par les arrêtés tarifaires. Les conditions du renouvellement du soutien public à des installations en ayant déjà bénéficié devront par ailleurs être strictement proportionnées aux objectifs recherchés et les hypothèses technico-économiques sous-jacentes à la définition de ces conditions explicitement précisées dans ces arrêtés.

Enfin, le projet de décret prévoit de nouvelles missions pour la CRE, et notamment l'organisation d'audits annuels dont les résultats sont susceptibles de donner lieu à la révision des conditions du soutien. La capacité de la CRE à répondre à cet enjeu sera conditionnée d'une part par un renforcement de ses moyens et d'autre part par la qualité et la complétude des données auxquelles elle aura accès. La fourniture de celles-ci doit dès lors constituer une obligation pour les producteurs, quel que soit le mécanisme de soutien dont ils bénéficient, et faire l'objet d'une transmission systématique, selon un format standard défini par la CRE. Par ailleurs, le délai laissé à la CRE pour rendre un avis sur les projets d'arrêtés tarifaires devrait être porté à deux mois.

Fait à Paris, le 9 décembre 2015

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Philippe de LADOUCKETTE