

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 mars 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par traitement thermique de déchets ménagers ou assimilés

Participaient à la séance : Catherine EDWIGE, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie le 2 novembre 2015 d'un projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par traitement thermique de déchets ménagers ou assimilés (usines d'incinération d'ordures ménagères, UIOM).

### 1. Contexte

Le projet d'arrêté objet du présent avis abroge les arrêtés de 2001 et 2006 instaurant un contrat d'achat pour les UIOM<sup>1</sup> et établit un mécanisme de soutien sous la forme de complément de rémunération.

#### 1.1 Cadre juridique

L'article L. 314-20 du code de l'énergie prévoit que « [...] les conditions du complément de rémunération font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts des installations bénéficiant de cette rémunération.

*Les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'énergie et de l'économie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les conditions du complément de rémunération pour les installations mentionnées à l'article L. 314-18 sont précisées par le décret prévu à l'article L. 314-27 ».*

Un projet de décret pris en application de l'article L. 314-27 du code de l'énergie et modifiant le décret codifié aux articles R. 314-1 à R. 314-23 du code de l'énergie, a été soumis à la CRE pour avis, qui en a délibéré le 9 décembre 2015<sup>2</sup>. Bien que ce texte n'ait pas encore été publié, la CRE se fonde sur les dispositions qu'il contient pour établir le présent avis.

---

<sup>1</sup> Arrêté du 2 octobre 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent les déchets ménagers ou assimilés, à l'exception des installations utilisant le biogaz et arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés, à l'exception des installations qui valorisent le biogaz

<sup>2</sup> 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.

## 1.2 État des lieux de la filière production d'électricité à partir de l'incinération d'ordures ménagères

Les installations de production d'électricité à partir de l'incinération d'ordures ménagères se sont développées à partir de 1999 sur la base d'un contrat d'achat approuvé par les pouvoirs publics (appelé « contrat DM ») puis, à partir de 2001, sur la base de l'arrêté susmentionné. Ces contrats ont une durée de 15 ans et leur rémunération repose sur :

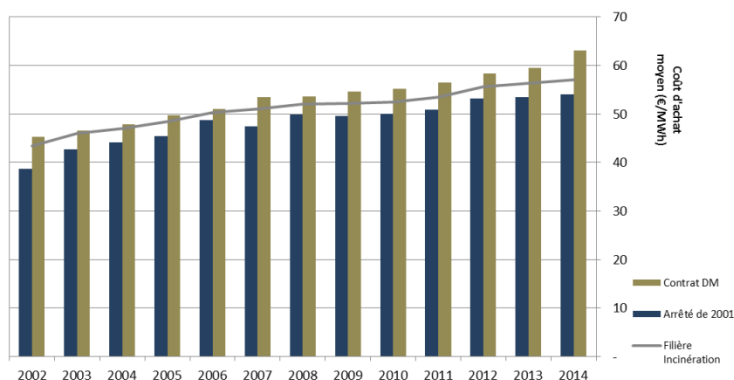
- une prime fixe, modulée en fonction de la disponibilité de l'installation en hiver ;
- une rémunération de l'électricité produite fonction de la saison et de la tension de raccordement de l'installation ;
- pour les contrats conclus en application de l'arrêté de 2001, d'une prime à l'efficacité énergétique.

L'arrêté du 14 décembre 2006 (dit arrêté « rénovation ») définit les conditions selon lesquelles une installation d'incinération d'ordures ménagères peut être considérée comme mise en service pour la première fois et bénéficier d'un nouveau contrat d'achat en application de l'arrêté de 2001. Le montant minimum des investissements de rénovation à réaliser sur une période de 3 ans est fixé à 720 €/kW.

Les installations se sont développées progressivement de 1999 à 2010 jusqu'à atteindre une puissance installée de 900 MW. Un nombre important de contrats « DM », représentant une puissance installée supérieure à 300 MW, ont échu au cours de l'année 2014 de sorte que le parc installé sous obligation d'achat à la fin de cette année ne représentait plus que 690 MW.

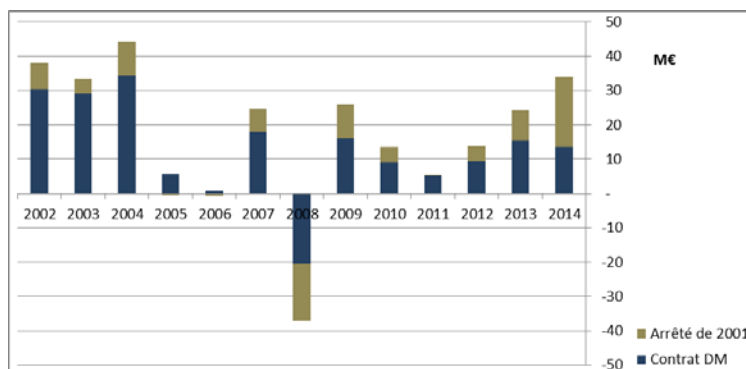
Plusieurs installations sorties de l'obligation d'achat ont choisi de vendre leur électricité sur le marché et bénéficient d'un prix de vente du même ordre de grandeur que celui issu de l'obligation d'achat.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution pour chaque type de contrat du coût d'achat moyen de l'électricité de la filière entre 2002 et 2014.



Le coût d'achat moyen croît régulièrement entre 2002 et 2014 sous l'effet de l'indexation, il s'élève au cours de l'année 2014 à 63 €/MWh pour les contrats « DM » et à 54 €/MWh pour les contrats signés en application de l'arrêté de 2001, primes comprises.

La figure ci-dessous présente l'évolution des surcoûts liés à la filière incinération entre 2002 et 2014.



Les surcoûts de production imputables à la filière incinération représentent un montant annuel inférieur à 50 M€ depuis 2002. Ils sont négatifs pour l'année 2008 en raison de l'augmentation du coût évité unitaire, qui dépasse le coût d'achat de la filière.

La rémunération totale cumulée perçue par les exploitants d'installations d'incinération entre 2002 et 2014 s'élève à 1,66 milliards d'euros courants, dont 225 millions de surcoûts financés par la CSPE.

## 2. Description du projet d'arrêté

Seules les installations situées en métropole continentale peuvent bénéficier des dispositions du projet d'arrêté.

### 2.1 Conditions de rémunération

#### 2.1.1 Complément de rémunération

Le complément de rémunération proposé, applicable sur 15 ans, vise les installations de production d'électricité produite par incinération des déchets ménagers. Il est défini pour une année civile comme suit :

$$CR = E_{elec}(T - M_0 + P_{gestion}) - Nb_{capa}Pref_{capa}$$

Formule dans laquelle :

- $E_{elec}$  est l'électricité livrée sur le réseau pendant les heures où le prix est positif ou nul sur la bourse EPEX Spot SE pour la zone France.
- $T$  est le tarif de référence, fixé à 58 €/MWh. Il est indexé selon une formule prenant en compte le coût horaire du travail révisé dans les industries mécaniques et électriques et l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français.
- $M_0$  est le prix de de marché de référence, il est égal à la moyenne arithmétique sur l'année civile des prix spots horaires positifs ou nuls pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France.
- $P_{gestion}$  est la prime unitaire de gestion, fixée à 2 €/MWh sur la durée du contrat.
- $Nb_{capa}$  est le nombre normatif de garanties de capacités, défini comme 80% de la puissance maximale de l'installation.
- $Pref_{capa}$  est le prix de marché de la capacité, défini comme la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédent l'année de livraison.

#### 2.1.2 Prime si l'installation ne produit pas pendant les heures de prix négatif

Pendant les heures de prix négatifs, une installation bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération n'est pas rémunérée. Toutefois, au-delà de 70 heures de prix négatifs, une installation n'ayant pas injecté d'électricité sur le réseau pendant ces heures reçoit la prime définie ci-dessous.

$$Prime_{prix\ négatifs} = P \times T \times n_{prix\ négatifs}$$

Formule dans laquelle :

- $P$  est la puissance de l'installation.
- $T$  est le tarif de référence défini au paragraphe 2.1.1.
- $n_{prix\ négatifs}$  est le nombre d'heures pendant lesquelles les prix spots ont été strictement négatifs au-delà des 70 premières heures, et pendant lesquelles l'installation n'a pas injecté d'électricité sur le réseau.

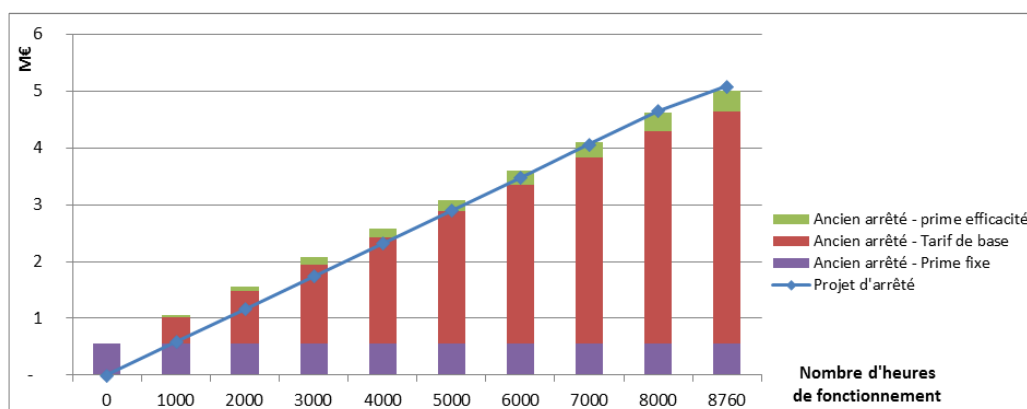
#### 2.1.3 Acheteur de dernier recours

Si un producteur bénéficiant d'un contrat complément de rémunération est dans l'impossibilité de contractualiser avec un agrégateur ou en cas de défaillance de celui-ci, il peut bénéficier temporairement d'un contrat d'achat de l'électricité qu'il produit avec l'acheteur de dernier recours désigné par le ministre en charge de l'énergie en application de l'article L. 314-26 du code de l'énergie. Le cas échéant, le producteur perçoit une rémunération de l'électricité livrée sur le réseau à un tarif égal à 80 % du tarif défini au paragraphe 2.1.1.

## 2.2 Évolution par rapport au mécanisme de soutien en vigueur

La figure ci-dessous représente les rémunérations perçues par une installation de 10 MW dans les conditions (i) du projet d'arrêté et (ii) de l'arrêté de 2001, avec les hypothèses suivantes :

- La production se répartit à parts égales entre été et hiver ;
- L'efficacité énergétique de l'installation est supérieure à 60 % ;
- La prime fixe correspond à la prime fixe moyenne par kW payée aux installations du parc sous obligation d'achat constatée par la CRE dans son analyse des charges de service public, soit 55 €/kW.



Le tarif de référence prévu par le projet d'arrêté garantit une rémunération équivalente au tarif de l'arrêté de 2011 dès lors que l'installation fonctionne plus de 7000 heures par an.

## 3. Analyse de rentabilité

L'article L. 314-20 du code de l'énergie dispose que « le niveau de ce complément de rémunération ne peut 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 ».

Afin de vérifier la conformité du présent projet d'arrêté avec les dispositions précitées, la CRE a procédé, par la modélisation de plans d'affaires d'installations bénéficiant du complément de rémunération envisagé, à l'évaluation :

- du taux de rentabilité interne (TRI) avant impôts d'un projet d'UIOM ;
- du TRI du capital investi après paiement du service de la dette et après impôts (TRI fonds propres).

La CRE procède à une comparaison du TRI projet avant impôt avec un « taux de rémunération de référence » cible de 8 % avant impôts.

### 3.1 Données utilisées

La CRE fonde son analyse sur les données déclaratives portant sur quatre installations et transmises par la profession dans le cadre du groupe de travail organisé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) en vue de l'élaboration de l'arrêté tarifaire objet du présent avis. Elle a en outre auditionné le 24 février 2016 les représentants de la filière pour confirmer la pertinence des hypothèses explicitées ci-après, lesquelles ont dès lors vocation à traduire les conditions technico-économiques de fonctionnement des UIOM telle qu'elles sont appréhendées par la profession.

### 3.2 Hypothèses technico-économiques du scénario de référence

#### Coûts d'investissement

Seuls les investissements nécessaires à la production d'électricité ont vocation à être financés par les charges de service public de l'énergie. Or, s'agissant des UIOM, ce périmètre est difficile à identifier. Si les investissements dans le groupe turbo-alternateur ou le raccordement au réseau électrique en

relèvent clairement, les surcoûts d'investissement liés aux adaptations de certains équipements pour permettre de produire de l'électricité, au premier rang desquels la chaudière, sont plus difficiles à discriminer. La CRE retient pour ce poste la valeur déclarée à la DGEC faute d'avoir pu expertiser, dans les délais impartis, les hypothèses permettant d'aboutir à ce surcoût. Le coût global d'investissement retenu par la CRE sur l'ensemble du périmètre s'établit à 2580 €/kW.

Par ailleurs, il ressort des résultats d'une enquête de l'AMORCE<sup>3</sup> parue en novembre 2011<sup>4</sup>, que le niveau moyen des subventions attribuées à cette filière pouvait atteindre 15 % du coût d'investissement. En conséquence, la CRE effectue un calcul de sensibilité de la rentabilité en fonction du niveau de subvention.

### **Prise en compte de la valorisation de la chaleur par cogénération**

Le groupe turbo-alternateur d'une UIOM produit de la chaleur résiduelle susceptible d'être valorisée dès lors qu'elle permet de satisfaire, en parallèle, un besoin de chauffage industriel ou résidentiel, et ce moyennant la réalisation d'investissements. Traitant des déchets ménagers, les UIOM sont installées à proximité des centres urbains et, par conséquent sont en majorité connectées à des réseaux de chaleur résidentiels ou industriels.

Les investissements nécessaires à la production de chaleur n'ont toutefois pas vocation à être financés par les charges de service public de l'énergie. En conséquence, la CRE exclut la valorisation de la chaleur résiduelle du périmètre de ses analyses de rentabilité, ce qui se traduit par :

- Le retraitement de l'assiette d'investissements initiale des coûts liés à la mise en œuvre de cette valorisation – les données déclarées à la DGEC ont été retraitées en ce sens par les producteurs. Ce retraitement emporte les mêmes difficultés qu'exposées précédemment.
- La non-prise en compte des recettes correspondantes.

### **Coûts d'exploitation**

Les coûts d'exploitation retenus, de 71 €/kW, correspondent aux coûts déclarés par la profession.

### **Productible**

Une installation d'incinération d'ordures ménagères est susceptible de produire de l'électricité tout au long de l'année à une puissance proche de sa puissance installée. Les UIOM dotées de cogénération arbitrent entre faire fonctionner le groupe turbo-alternateur pour produire de l'électricité ou soutirer la chaleur pour en fournir le maximum au réseau. Pendant les périodes de forte demande de chaleur, certaines UIOM peuvent être amenées à arrêter volontairement leur groupe turbo-alternateur.

L'étude de rentabilité a été réalisée pour deux valeurs de productible correspondant aux données déclarées par la profession. Ils sont équivalents à la production électrique du groupe turbo-alternateur durant 6000 et 6500 heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance.

### **Autoconsommation**

Le tarif de référence étant inférieur au prix auquel les UIOM achètent l'électricité auprès de leur fournisseur pour le fonctionnement de l'ensemble du processus, les UIOM trouvent un intérêt économique à consommer l'électricité qu'elles produisent. La CRE retient comme référence de prix d'achat de l'électricité le niveau du tarif réglementé de vente ainsi que le taux d'autoconsommation de 25 % déclaré par la profession.

---

<sup>3</sup> AMORCE est une association nationale rassemblant des collectivités, des associations et des entreprises pour la gestion des déchets, de l'énergie et des réseaux de chaleur.

<sup>4</sup> Performances et recettes des unités de valorisation énergétique des ordures ménagères (UVE) ; Série Economique RCE 13 et Série Technique DT40, octobre 2011 ; AMORCE.

## Dispositifs fiscaux

La CRE a pris en compte les niveaux de taxes (cotisation foncière des entreprises, cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises, taxe foncière) déclarés par la profession ainsi les dispositions de droit commun de l'impôt sur les sociétés, à savoir un taux de 15 % sur les 38 120 premiers euros de bénéfice, puis un taux de 33 % sur le reste des bénéfices.

## Hypothèse de financement

Le TRI fonds propres est calculé selon l'hypothèse d'un financement de l'investissement net des subventions, en recourant pour 80 % à l'endettement à un taux d'emprunt de 4 % sur 12 ans. Cette hypothèse correspond à des valeurs usuelles dans le secteur des énergies renouvelables pour un contrat d'une durée de 15 ans.

### 3.3 Résultats

Le tableau suivant présente les rentabilités associées aux tarifs envisagés pour les UIOM.

	Hors subvention		Avec subvention	
Nombre d'heures de fonctionnement	6000	6500	6000	6500
TRI projet avant impôts	8,1 %	9,7 %	10,9 %	12,7 %
TRI fonds propres	12,2 %	16,2 %	19,0 %	23,7 %

La rentabilité des installations peut être qualifiée de normale dès lors qu'elles fonctionnent 6000 heures par an et qu'elles ne bénéficient pas de subvention. Elle est en revanche excessive dans tous les autres cas.

Par ailleurs, lors de leur audition, les représentants de la filière ont indiqué chercher à atteindre un productible de 8000 heures en équivalent pleine puissance pour leurs installations, ce qui nécessite de leur part une amélioration du dimensionnement du groupe turbo-alternateur et de la gestion des maintenances. Les installations parvenant à atteindre un tel objectif bénéficieraient alors d'un TRI projet avant impôt de 14,4 %.

### 3.4 Analyse

#### Durée du contrat

La durée de 15 ans prévue pour le contrat de complément de rémunération n'est pas cohérente avec les durées d'exploitation usuelles de ce type d'installation, ce que les représentants de la filière ont confirmé lors de leur audition, en indiquant que la durée d'amortissement de leur installation était de l'ordre de 20 ans. La CRE propose dès lors d'ajuster la durée du contrat en conséquence, ce qui s'accompagne d'une diminution du niveau du tarif.

#### Niveau du tarif de référence

Le tableau suivant présente le niveau du tarif de référence qui permet d'atteindre un TRI avant impôts de 8% avec un contrat de 20 ans, hors subvention.

Heures de fonctionnement	6000 heures	6500 heures
Niveau du tarif de référence	49 €/MWh	43,5 €/MWh

La CRE recommande de fixer le tarif de référence du projet d'arrêté à 49 €/MWh.

Par ailleurs, compte tenu de la forte corrélation liant la rentabilité des installations à leur productible, mise en évidence dans les analyses du paragraphe 3.3 du présent avis, la CRE recommande l'introduction d'un plafond de production rémunérée de 6 000 heures en équivalent pleine puissance, au-delà duquel l'installation ne bénéficiera plus du complément de rémunération.

Enfin, les UIOIM sont susceptibles de percevoir des subventions à l'investissement ou de capter une partie des avantages fiscaux auxquels ouvre droit cette forme de valorisation notamment la diminution du taux de TVA<sup>5</sup> pour la vente de chaleur aux administrés ou la diminution du taux de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP)<sup>6</sup>. Le cas échéant, le tarif devra être adapté pour en tenir compte.

## 4. Autres dispositions

### 4.1 Prime de gestion

La prime de gestion a vocation à compenser aux producteurs les coûts qu'ils supportent pour la valorisation de la production et de la capacité de leur installation, lesquels correspondent notamment aux frais d'accès aux marchés (frais de « *trading* »), aux frais de certification de la capacité et au coût d'équilibrage.

Dans le cadre de la commercialisation de leur électricité sur le marché, les producteurs bénéficiant du complément de rémunération doivent désigner un responsable d'équilibre. S'ils peuvent être leur propre responsable d'équilibre, ils peuvent également déléguer cette responsabilité à un agrégateur, qui se charge alors de la commercialisation et de l'équilibrage du périmètre. 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.

Ainsi, la prime de gestion payée au producteur a vocation à rémunérer la prestation réalisée par un agrégateur.

Les frais de *trading* et de certification peuvent être objectivés à partir des grilles tarifaires des opérateurs boursiers et des frais inclus dans les règles du mécanisme de capacité. Les agrégateurs devant s'acquitter des frais fixes de *trading* indépendamment de l'existence du complément de rémunération, ces derniers n'ont pas vocation à être compensés dans la prime de gestion. La CRE retient un majorant de 0,1 €/MWh pour ces frais de trading et de certification.

Les écarts constatés sur le périmètre d'un responsable d'équilibre font l'objet d'un règlement financier. Dans le cas d'un portefeuille constitué uniquement d'installations de production, ces écarts correspondent à la différence entre la meilleure prévision de la production de ces installations, au plus près du temps réel, et la production réalisée. Pour limiter le coût de ces écarts, les agrégateurs peuvent donc améliorer la qualité de cette prévision :

- 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. Afin de les inciter à constituer des portefeuilles d'installation les plus diversifiés possibles, une référence unique doit être retenue pour toutes les filières bénéficiant du complément de rémunération.

---

<sup>5</sup> L'article 278-0 bis du code général des impôts dispose que « la taxe sur la valeur ajoutée est perçue au taux réduit de 5,5 % en ce qui concerne [...] B.- les abonnements relatifs aux livraisons [...] d'énergie calorifique [...], distribués par réseaux, ainsi que la fourniture de chaleur lorsqu'elle est produite au moins à 50 % à partir de la biomasse, de la géothermie, des déchets et d'énergie de récupération ».

<sup>6</sup> Les taux de TGAP applicables pour les installations de traitement thermique de déchets sont inférieurs à ceux pour les installations de stockage de déchets. Voir article 266 nonies du code des Douanes.

Aux fins d'évaluer le coût d'équilibrage à prendre en compte dans la prime de gestion, le coût global des écarts générés par les installations sous obligation d'achat pour EDF OA constitue une première référence. Ce coût est 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 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. 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. Elle a toutefois constaté, à l'occasion de cet exercice, que certains fournisseurs particulièrement efficaces étaient en mesure de réduire ces frais de 60 à 70 %.

La CRE considère que la prime de gestion ne doit pas excéder le niveau strictement nécessaire à la couverture des coûts d'un opérateur efficace. Sur le fondement des éléments qui précèdent, elle estime que le montant à intégrer à la prime de gestion au titre des coûts d'équilibrage ne doit pas dépasser 1 €/MWh. En outre, l'agrégateur pourra obtenir des revenus supplémentaires en permettant, pour les installations commandables dont il a la charge de commercialiser l'électricité, (i) d'optimiser la production en vendant mieux que la référence de prix  $M_0$  ou (ii) en les faisant participer au mécanisme d'ajustement. Pour ces motifs, une prime de gestion de 1,1 €/MWh apparaît comme un majorant.

En conséquence, la CRE est défavorable à une prime de gestion de 2 €/MWh.

#### **4.2 Prix du marché de référence**

Les UIOM sont des installations commandables et en mesure, dès lors, de valoriser une part importante de leur production à terme. La formule de calcul du prix de marché de référence ( $M_0$ ) doit donc être modifiée pour prendre en compte des prix à terme de différentes maturités, notamment annuelle (produits *calendar*) et mensuelle (produits *monthly*).

#### **4.3 Conformité de l'installation aux conditions prévues par le projet d'arrêté**

L'article 4 du projet d'arrêté prévoit que le producteur adresse une attestation sur l'honneur de conformité de son installation avec les données déclarées à l'acheteur.

Cette disposition ne saurait revêtir un caractère pérenne et doit être remplacée par un contrôle effectué par un organisme agréé à la mise en service de l'installation tel que prévu par les dispositions de l'article 104 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte codifiées à l'article L. 314-7-1 du code de l'énergie. Ce contrôle porterait sur la conformité de l'installation aux dispositions de l'arrêté, du contrat de complément de rémunération et à toute autre obligation réglementaire applicable. Les modalités de ce contrôle doivent encore être précisées par un décret en Conseil d'Etat dont la CRE appelle l'adoption dans les meilleurs délais.

Le projet de décret sur lequel la CRE a rendu son avis le 9 décembre 2015 prévoit que le recours à une attestation sur l'honneur ne soit que transitoire, jusqu'en 2018. La CRE considère qu'il est nécessaire (i) de décliner ces dispositions dans l'arrêté objet du présent avis et (ii) de prévoir un contrôle *in situ* des installations dès que les organismes agréés auront été désignés.

#### **4.4 Transmission des données à la CRE**

Le point 4 de l'annexe du présent projet d'arrêté prévoit que le producteur tienne à la disposition de la CRE tous les éléments relatifs aux coûts d'investissement et d'exploitation de son installation. Il conviendrait de compléter cette annexe en y incluant le plan d'affaires et les éléments justifiant des revenus de l'installation. Comme exprimé dans son avis rendu le 9 décembre 2015, la CRE est favorable à ce que les producteurs lui transmettent annuellement, spontanément, l'ensemble des coûts et les éléments en justifiant. L'arrêté devrait être clarifié pour préciser cette obligation.



## 5. Avis

Pour réaliser les études de rentabilité et statuer sur le niveau de la rémunération qu'induirait le complément de rémunération objet du présent avis, la CRE s'est fondée sur les informations économiques issues des déclarations des acteurs de la filière à la DGEC portant sur quatre installations.

Pour objectiver les coûts d'investissement – et en particulier les coûts d'adaptation de la chaudière – nécessaires à la production d'électricité à partir d'une UIOM à la lumière d'éléments justificatifs, tels que notamment factures, copies de contrat, documents comptables, la CRE procédera, en application des dispositions de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, des dispositions de l'article 36 du projet de décret sur lequel elle a rendu son avis le 9 décembre 2015 et des dispositions du IV de l'annexe du présent projet d'arrêté, à une analyse des conditions économiques de fonctionnement des UIOM. Elle sollicitera, pour ce faire, les exploitants des installations en fonctionnement. Les résultats de cette analyse et les recommandations qui pourraient s'en déduire feront l'objet d'un rapport public.

\*\*\*

Le niveau de 2 €/MWh proposé par le projet d'arrêté tarifaire pour la prime de gestion excède le niveau nécessaire à la couverture des coûts d'un opérateur efficace. En conséquence, la CRE émet un avis défavorable en ce qui concerne le niveau de la prime de gestion.

L'étude économique fait apparaître que la rentabilité induite par le niveau du tarif proposé est normale sous l'hypothèse d'un productible de 6000 heures ; au-delà, elle croit rapidement pour atteindre un niveau excessif. Un tel cas de figure n'est pas à exclure au regard des objectifs d'amélioration de productible déclarés par la filière.

La CRE émet un avis favorable sur les autres dispositions du projet d'arrêté qui lui est soumis sous réserve :

- qu'un plafond de production rémunérée de 6000 heures en équivalent pleine puissance soit mis en place ;
- que la durée des contrats soit portée à 20 ans en cohérence avec les durées d'amortissement et d'exploitation de ces installations et d'ajuster le niveau du tarif en conséquence ;
- que des références de prix à terme de l'électricité soient introduites dans la formule du complément de rémunération.

\*\*\*

La CRE n'a pas été en mesure, dans le temps qui lui a été imparti, d'expertiser les conséquences de l'application de l'ensemble des subventions directes et indirectes dont pourraient bénéficier les UIOM. Elle rappelle, à cet égard, l'importance d'une bonne articulation entre les dispositifs de contrats d'achat ou de complément de rémunération et les autres dispositifs de subvention, afin d'éviter que le cumul de ces soutiens n'aboutisse à une rémunération excessive.

Fait à Paris, le 3 mars 2016

Pour la Commission de régulation de  
l'énergie,

Un commissaire,

Jean-Pierre SOTURA