

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations de cogénération

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Catherine EDWIGE, Hélène GASSINET Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Sur le fondement des articles L. 314-4 et L. 314-20, 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 7 décembre 2015 d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel implantées sur le territoire métropolitain continental et présentant une efficacité énergétique particulière.

### 1. Contexte

Les installations de cogénération d'une puissance inférieure à 12 MW bénéficient à l'heure actuelle d'un tarif d'obligation d'achat, fixé dans un arrêté de 2001 modifié en 2013<sup>1</sup>. Peuvent bénéficier de ce tarif les installations nouvelles mais aussi les installations existantes, qui sont considérées comme étant mises en service pour la première fois sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissement de rénovation<sup>2</sup>. Les installations de plus de 12 MW bénéficient quant à elles d'une prime transitoire à la capacité jusqu'à fin 2016.

Les modalités de soutien à cette filière doivent être revues, en cohérence avec les lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement. Un nouveau mécanisme de soutien, le complément de rémunération, a été introduit par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Les modalités d'application de ce dispositif doivent être précisées par un décret, sur lequel la CRE a rendu un avis en décembre 2015<sup>3</sup>. Le projet d'arrêté soumis pour avis à la CRE décline ces nouvelles modalités de soutien pour la filière cogénération, et modifie les conditions de l'obligation d'achat qui lui sont applicables.

---

<sup>1</sup> Arrêté du 11 octobre 2013 modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération.

<sup>2</sup> Arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée telles que visées à l'article 3 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

<sup>3</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.

## 2. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté définit les conditions de l'obligation d'achat pour les nouvelles installations d'une puissance inférieure à 300 kW et les conditions du complément de rémunération pour les nouvelles installations de moins de 1 MW et pour les installations existantes de moins de 1 MW n'ayant jamais bénéficié d'un contrat de complément de rémunération et réalisant des investissements de rénovation.

Pour pouvoir bénéficier d'un mécanisme de soutien, les installations doivent justifier d'une économie relative d'énergie primaire, évaluée conformément à la directive 2012/27/UE du Parlement européen par rapport à des installations de production électrique et thermique séparées, d'au moins 10 %.

L'énergie thermique produite par l'installation doit par ailleurs faire l'objet d'une utilisation effective et vérifiable, les modalités de vérification et de pénalités financières en cas d'absence effective étant fixées dans les modèles de contrat.

### 2.1. Tarif d'obligation d'achat

Le tarif d'achat envisagé rémunère, sur une durée de 15 ans, la production électrique des installations visées au cours de l'hiver contractuel défini comme la période entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars. Le tarif envisagé est défini comme la somme de trois termes :

- Une rémunération proportionnelle de 54 €/MWh ;
- Une rémunération fonction du prix du gaz, définie par la formule  $1,26 \cdot P_{\text{réf, gaz}}$  ;
- Une rémunération fonction de l'économie d'énergie primaire définie par la formule  $130 \cdot (E_p - 0,1)$ .

Où :

- $P_{\text{réf, gaz}}$  correspond à la moyenne mensuelle du tarif réglementé B1 pour une installation située en zone tarifaire 3 ;
- $E_p$  correspond à l'économie d'énergie primaire, définie conformément à la directive 2012/27/UE du Parlement européen.

La production électrique sur la période d'été tarifaire, du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre, est rémunérée au prix de règlement des écarts positifs, à condition que le producteur respecte les délais de prévenance qui seront fixés dans son contrat d'achat.

Le tarif applicable pour un nouveau contrat dépend de l'année de demande complète de contrat : les niveaux de la rémunération proportionnelle et de la rémunération fonction de l'économie d'énergie primaire sont indexés annuellement afin de tenir compte de l'évolution du coût du travail et des prix à la production de l'industrie. Une indexation de ces termes en cours de contrat, en fonction de l'évolution de ces mêmes paramètres, est également prévue.

### 2.2. Complément de rémunération

#### 2.2.1. Formule générale du complément de rémunération

Le tarif de complément de rémunération envisagé rémunère, sur une durée de 15 ans, la production électrique des installations visées au cours de l'hiver contractuel défini comme la période entre le 1<sup>er</sup> octobre et le 30 avril.

La formule du complément de rémunération applicable pendant l'hiver contractuelle est la suivante :

$$CR = E \cdot (T_e - M_0 + P_{\text{gestion}}) - Nb_{\text{capa}} \cdot P_{\text{réf, capa}} \text{ Où :}$$

- E est la somme sur les heures à prix spot positif ou nul des volumes d'électricité affectés au périmètre d'équilibre désigné par le producteur pendant les 3 624 premières heures de fonctionnement pleine puissance de l'hiver contractuel, nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation ;
- $T_e$  est le tarif de référence défini *infra* ;

- $M_0$  est le prix de marché de référence, égal à la moyenne des prix spot positifs ou nuls sur la période d'hiver contractuel ;
- $P_{\text{gestion}}$  est la prime unitaire de gestion, fixée à 1 €/MWh ;
- $Nb_{\text{capa}}$  est le nombre normatif de garanties de capacité, défini comme 80 % de la puissance maximale de l'installation;
- $P_{\text{réf, capa}}$  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 précédant l'année de livraison<sup>4</sup>.

Le tarif de référence  $T_e$  est composé de trois termes, selon une structure similaire à celle du tarif d'achat :

- Une rémunération proportionnelle de 47 €/MWh ;
- Une rémunération fonction du prix du gaz, définie par la formule  $1,37 * P_{\text{réf, gaz}}$ , où  $P_{\text{réf, gaz}}$  correspond à la somme des éléments suivants :
  - o La moyenne mensuelle des prix PEG Nord ou Sud, en fonction de la zone où est située l'installation ;
  - o Le coût d'acheminement du gaz, en supposant un niveau de tarif régional (NTR) de 4 et un abonnement au tarif T4 si l'installation de production est raccordée au réseau de distribution ;
  - o Les taxes et contributions applicables à l'achat de gaz au 1<sup>er</sup> janvier de l'année en cours, ainsi que le coût du carbone effectivement supporté par les installations assujetties au régime de quotas d'émissions.
- Une rémunération fonction de l'économie d'énergie primaire définie par la formule  $130 * (E_p - 0,1)$ .

Le producteur ne touche pas de complément de rémunération pour sa production en dehors de la période d'hiver contractuel.

Dans le cas d'une installation rénovée, la formule précédente s'applique, en prenant en compte pour le tarif de référence une rémunération proportionnelle dont le niveau dépend du montant d'investissements de rénovation réalisés, selon la grille suivante :

	Montant minimal d'investissement de rénovation	Rémunération proportionnelle
Catégorie 1	380 €/kW	14 €/MWh
Catégorie 2	630 €/kW	23 €/MWh

Le tarif applicable pour un nouveau contrat dépend de l'année de demande complète de contrat : les niveaux de la rémunération proportionnelle, de la rémunération fonction de l'économie d'énergie primaire et de la prime de gestion sont indexés annuellement afin de tenir compte de l'évolution du coût du travail et des prix à la production de l'industrie. Une indexation de ces termes en cours de contrat, en fonction de l'évolution de ces mêmes paramètres, est également prévue.

### 2.2.2. Rémunération en cas de prix négatifs

L'électricité produite en période de prix *spot* négatif n'est pas prise en compte pour le calcul du complément de rémunération. Toutefois, au-delà d'un seuil fixé à 70 heures de prix négatif par an, une installation ne produisant pas pendant les heures de prix négatifs reçoit une prime correspondant à la rémunération du nombre d'heures de prix négatifs annuel au-delà du seuil à un tarif égal au tarif de référence applicable.

### 2.2.3. Recours à l'acheteur de dernier recours

Un producteur demandant à conclure un contrat d'achat avec l'acheteur de dernier recours désigné par le ministre chargé de l'énergie bénéficie d'une rémunération égale à 80 % du tarif de référence qui lui est applicable, déduction faite de la valeur des garanties de capacité prévue dans le cas général, la valorisation de celles-ci restant de sa responsabilité.

<sup>4</sup> Par exception,  $P_{\text{réf, capa}}$  est nul pour la première année civile partielle du contrat et égal au prix observé lors de la dernière session d'enchères organisée pendant l'année civile précédant l'année de livraison pour la deuxième année civile du contrat.

### **2.3. Évolutions des conditions du soutien par rapport aux dispositions en vigueur**

Le projet d'arrêté fait évoluer de manière significative les modalités de soutien à la filière cogénération par rapport aux dispositions précédentes. Outre la durée du contrat, qui passe de 12 à 15 ans et reflète ainsi mieux la durée de vie technique des équipements de production, le principe de construction des tarifs est également révisé : là où les tarifs précédents étaient fondés sur la référence aux coûts d'une centrale combiné gaz (CCG) évités, le présent projet d'arrêté tarifaire retient une approche fondée sur les coûts de production des installations de cogénération, déduction faite de la valeur de la chaleur produite. Cette valeur est prise en compte dans le terme proportionnel au prix du gaz au travers du coefficient appliqué au prix du gaz, qui prend en compte de manière implicite le rendement d'une chaudière permettant la même production de chaleur.

Le principe de renouvellement du soutien aux installations existantes est par ailleurs revu, avec un niveau de rémunération pour ces installations qui dépend désormais du montant d'investissement réalisé, là où elles bénéficiaient auparavant des tarifs applicables aux installations nouvelles sous réserve de la réalisation d'investissements de rénovation à hauteur de 350 €/kW.

## **3. Analyse de rentabilité**

### **3.1. Évaluation de la rentabilité induite par le dispositif de soutien**

L'article L. 314-7 du code de l'énergie dispose que le niveau d'un tarif d'achat « *ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé* ».

De manière équivalente, l'article L. 314-20 du code de l'énergie dispose que le niveau du 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, au travers de la modélisation de plans d'affaires d'installations bénéficiant du tarif d'achat et du complément de rémunération envisagés, à l'évaluation du taux de rentabilité interne avant impôts (TRI projet) et du taux de rentabilité interne du capital investi après paiement du service de la dette et après impôts (TRI actionnaire) induits par les dispositifs de soutien. Le TRI projet est comparé à un « *taux de rémunération de référence* » cible de 8 % avant impôts.

### **3.1. Source des données utilisées**

La CRE a entrepris au cours de l'année 2015 une analyse des coûts de production de la filière cogénération. À cette fin, elle a interrogé 29 exploitants d'installations de production récentes, en leur demandant de fournir le détail de leurs coûts, ainsi que tout document contractuel ou comptable permettant de reconstituer le coût de l'électricité produite.

L'incomplétude des éléments transmis ne permet pas à la CRE de disposer de données sur un panel suffisamment représentatif du type d'installations visées par le projet d'arrêté.

Pour procéder à l'analyse de rentabilité explicitée *supra*, la CRE s'est appuyée sur une étude réalisée par le club cogénération de l'ATEE<sup>5</sup> dans le cadre d'un groupe de travail organisé par la DGEC<sup>6</sup> en 2015. Cette étude, qui repose sur des données de coût déclaratives, présente les conditions technico-économiques de fonctionnement des installations de cogénération de moins de 1 MW telles qu'appréhendées par la profession.

---

<sup>5</sup> Association Technique Énergie Environnement.

<sup>6</sup> Direction générale de l'énergie et du climat.

### 3.2. Scénarios technico-économiques étudiés

Les installations de cogénération visées par le projet d'arrêté sont supposées être de petites installations produisant de la chaleur à usage collectif (chaufferie collective ou réseau de chaleur), fonctionnant en base pendant 5 mois d'hiver, soit un productible annuel moyen retenu de 3 624 heures de fonctionnement à pleine puissance.

L'étude de rentabilité réalisée par la CRE repose sur les données de l'étude ATEE s'agissant des coûts d'investissement (CAPEX) et des coûts d'exploitation (OPEX) hors approvisionnement en gaz. Les prix du gaz pris en compte pour les deux types d'installation correspondent aux valeurs des références retenues par le projet d'arrêté pour janvier 2016.

Les données utilisées pour les deux catégories d'installation visées par le projet d'arrêté sont synthétisées dans le tableau suivant.

	Obligation d'achat [0-300 kW]	Complément de rémunération [0 -1 MW]
Rendement électrique (%)	33,5	37
Rendement chaleur (%)	55,9	49
Économie d'énergie primaire (%)	23,4	22,1
CAPEX (€/kW)	1 370	1 300
OPEX hors approvisionnement en gaz (€/MWh)	36,4	32,7

Dans le cas du renouvellement de soutien à une installation existante, l'étude de rentabilité s'affranchit de la question des coûts d'investissement, dans la mesure où ceux-ci découlent des niveaux d'investissement de rénovation prévus par la grille tarifaire. Les coûts d'exploitation retenus correspondent à ceux d'une installation neuve.

Les coûts relatifs à la commercialisation de l'électricité pour les installations bénéficiant du complément de rémunération sont analysés dans le cadre de l'évaluation du niveau de la prime de gestion détaillée au 4.1, et ne sont pas intégrés au périmètre de l'étude de rentabilité.

Les coûts d'exploitation hors approvisionnement en gaz retenus dans ce scénario apparaissent supérieurs aux valeurs présentes dans d'autres études, telles que le rapport d'*Analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement* publié par la DGEC en 2010, qui retient une valeur de l'ordre de 20 €/MWh pour les centrales de cogénération de moins de 1 MW<sup>7</sup>. La sensibilité des résultats à ce paramètre est étudiée dans le cadre de l'étude de rentabilité.

### 3.3. Résultats

Les résultats de l'étude de rentabilité dans le scénario retenu par la CRE sont présentés dans le tableau ci-dessous.

	Installations nouvelles		Installations rénovées	
	Obligation d'achat [0-300 kW]	Complément de rémunération [0-1 MW]	Catégorie 1	Catégorie 2
TRI projet (%)	7,7	7,3	5,8	7,9
TRI actionnaire (%)	12,5	11,3	8,4	13,0

Les rentabilités induites par les niveaux de soutien envisagés, évalués sur la base du scénario technico-économique découlant de l'étude de l'ATEE, apparaissent en ligne ou inférieures à la référence retenue par la CRE.

<sup>7</sup> Soit de l'ordre de 21,5 €/MWh en valeur 2015.

En prenant en compte les coûts d'exploitation présentés dans le rapport cité *supra*, les rentabilités induites par les dispositifs de soutien augmentent nettement et excèdent la référence de 8 % retenue par la CRE. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous.

	Installations nouvelles		Installations rénovées	
	Obligation d'achat [0-300 kW]	Complément de rémunération [0-1 MW]	Catégorie 1	Catégorie 2
TRI projet (%)	13,2	11,8	14,2	12,9
TRI actionnaire (%)	25,0	19,8	27,4	23,8

La sensibilité des résultats est particulièrement marquée dans le cas des installations rénovées de catégorie 1, en raison du poids relatif plus important des coûts d'exploitation dans l'équilibre économique du projet.

#### 4. Autres observations sur le projet d'arrêté

##### 4.1. Prime de gestion

Dans son avis sur le projet de décret organisant le complément de rémunération, la CRE a synthétisé les principes à respecter dans la définition de la prime de gestion : un dimensionnement strictement proportionné à son objet, une dégressivité sur la durée contractuelle et un niveau unique pour l'ensemble des filières bénéficiant du complément de rémunération sous forme de guichet ouvert.

La prime de gestion a pour objet de 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* ») et au coût d'équilibrage.

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. 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 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.

Ainsi, la prime de gestion payée au producteur dans le cadre du complément de rémunération 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.



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.

À défaut de disposer d'informations plus précises sur le niveau des coûts d'équilibrage, la CRE considère que le niveau prévu pour la filière cogénération est compatible avec cette approche.

#### **4.2. Prix de marché de référence $M_0$**

Les installations de cogénération 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 trimestrielle (produits *quarter*) et mensuelle (produits *monthly*).

#### **4.3. Référence retenue pour le prix du gaz**

Le projet d'arrêté retient une référence normative pour ce qui concerne les termes relatifs à l'acheminement dans le prix de référence du gaz, qu'il s'agisse de la zone tarifaire pour le tarif réglementé dans le cas de l'obligation d'achat ou du NTR pour le coût d'acheminement dans le cas du complément de rémunération.

Compte tenu de la grande variété observée sur la localisation des installations de cogénération en service, et de la faible incitation en termes de localisation qu'il est possible de transmettre à des installations visant en priorité à répondre à un besoin de chaleur local, la CRE est favorable à ce que le niveau de rémunération de chaque installation soit fondé sur ses conditions réelles d'approvisionnement en gaz.

L'information relative à la zone tarifaire ou au NTR devrait alors être transmise par le producteur à l'occasion de sa demande de contrat.

#### **4.4. Ajustement automatique du niveau de soutien en fonction du développement de la filière**

Le projet d'arrêté ne prévoit pas d'ajustement automatique du niveau du soutien applicable aux nouvelles installations en fonction du développement de la filière.

La CRE est favorable à ce que les niveaux des tarifs d'achat et des tarifs de référence soient ajustés périodiquement de manière automatique en fonction du développement de la filière constatée sur la période précédente.

#### **4.5. Transmission des données de coût**

Le projet d'arrêté soumis pour avis ne prévoit pas de disposition relative à la transmission à la CRE par le producteur de ses données de coûts et des documents permettant de les justifier.

L'accès à ces éléments est indispensable à la CRE pour pouvoir réaliser le travail d'audit annuel des conditions du complément de rémunération prévu par le projet de décret. Afin de le faciliter, et de réduire

son impact sur les ressources de la CRE, l'ensemble des éléments permettant d'apprécier le contexte économique de fonctionnement de son installation – plan d'affaires et pièces permettant de justifier ses coûts d'investissements et d'exploitation et ses revenus – devraient être transmis de manière automatique et spontanée par les producteurs, selon un format et des modalités définis par la CRE.

#### **4.6. Contrat d'achat et transmission d'information à l'acheteur obligé**

Un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat a été mis en place en juillet 2015. Les coûts des écarts de ce périmètre géré par une entité spécifique d'EDF sont pris en charge par la CSPE sauf « *en cas de dérive significative dans la qualité des prévisions de la production sous OA conduisant à des écarts excessifs au regard des performances attendues de la part d'un responsable d'équilibre efficace, [auquel cas] la CRE réduira la compensation du coût des écarts dans le calcul des charges de service public selon les modalités définies à la section 2.3* »<sup>8</sup>.

Afin de minimiser les coûts des écarts relatifs à ce périmètre, la CRE recommande que les producteurs bénéficiant de nouveaux contrats d'achat aient une obligation d'information minimale à l'égard de l'acheteur obligé lui permettant d'améliorer la qualité des prévisions. Le producteur devrait notamment être tenu d'informer l'acheteur obligé, dans les meilleurs délais, de toute indisponibilité fortuite ou programmée de l'installation d'une durée prévisionnelle ou constatée supérieure à 48 h. Pour les installations les plus puissantes, le producteur devrait adresser à l'acheteur obligé un programme prévisionnel de production.

Le manquement à ces obligations doit faire l'objet d'une pénalité.

### **5. Avis**

Compte tenu des délais d'instruction qui lui étaient impartis pour rendre son avis et de l'absence de base de données fiable, faute de réponses suffisantes des acteurs de la filière cogénération à ses sollicitations, la CRE s'est fondée sur des informations issues d'une étude réalisée par les acteurs de la filière pour analyser les rentabilités induites par les conditions de rémunération prévues par le projet d'arrêté objet du présent avis.

Les résultats de ces analyses, reposant intégralement sur des données de coûts déclaratives, font apparaître des rentabilités qui sont en ligne ou légèrement inférieures au taux de rentabilité de référence retenu par la CRE. Ces résultats sont très sensibles aux hypothèses de coûts retenus, s'agissant notamment des coûts d'exploitation hors approvisionnement en gaz. S'agissant de la référence retenue pour le prix du gaz, la CRE recommande qu'elle soit fondée sur les conditions réelles d'approvisionnement en gaz de chaque installation plutôt que sur une référence normative nécessairement imparfaite.

\*\*\*

Pour objectiver les coûts d'investissement et d'exploitation des installations de cogénération de petite puissance, la CRE procédera, en application des dispositions de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, et des dispositions de l'article 36 du projet de décret sur lequel elle a rendu son avis le 9 décembre 2015 à une analyse de leurs conditions économiques de fonctionnement. Elle sollicitera, pour ce faire, les exploitants des installations en fonctionnement.

Afin de faciliter ce travail d'analyse, la CRE recommande que le projet d'arrêté prévoie explicitement une obligation pour les producteurs bénéficiant d'un mécanisme de soutien de transmettre spontanément l'ensemble des éléments permettant d'apprécier le contexte économique de fonctionnement de leurs installations – plan d'affaires et pièces permettant de justifier des coûts d'investissements et d'exploitation et des revenus.

Les résultats de cette analyse et les recommandations qui pourraient en découler feront l'objet d'un rapport public.

\*\*\*

---

<sup>8</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.



La CRE recommande que la formule du prix de marché de référence retenu pour le calcul du complément de rémunération prenne en compte les prix à terme de l'électricité, de manière à refléter les possibilités de valorisation de l'électricité produite par les installations en bénéficiant, lesquelles sont supposées produire en base pendant la période d'hiver contractuel.

\*\*\*

Sur le fondement des éléments qui précèdent et sous réserve de la prise en compte des observations formulées ci-dessus, la CRE émet un avis favorable au projet d'arrêté qui lui est soumis.

Fait à Paris, le 10 mars 2016

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président,

Philippe de LADOUCKETTE