



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

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2021-03 DU 18 MARS 2021 RELATIVE AUX PRINCIPES DE CALCUL DES FRAIS DE CONCLUSION ET DE GESTION DES CONTRATS D'ACHAT D'ELECTRICITE ET DE GAZ EN METROPOLE CONTINENTALE**

L'article L. 121-9 du code de l'énergie dispose que « *chaque année, la Commission de régulation de l'énergie évalue le montant des charges [de service public de l'énergie]* ». En application des articles L. 121-7 et L. 121-36 du code de l'énergie, les coûts de gestion supportés par les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat d'électricité et les acheteurs de biométhane font partie du périmètre de la compensation au titre des charges de service public de l'énergie, dans la mesure où la gestion des contrats est efficace.

Dans sa délibération du 22 juin 2017<sup>1</sup>, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a défini de premières modalités de compensation pour la prise en compte des coûts de mise sur le marché de l'électricité produite sous obligation d'achat. S'agissant de la compensation des coûts de gestion supportés par les acheteurs de biométhane, la CRE a défini un premier périmètre dans sa délibération du 9 octobre 2013<sup>2</sup>.

La CRE considère que la déclaration des coûts de gestion par les opérateurs est un exercice insuffisamment encadré et envisage donc de le compléter afin d'harmoniser les modalités de compensation et de donner de la visibilité aux opérateurs pour piloter leurs coûts de gestion en amont.

Les principales évolutions envisagées à ce stade par la CRE sont distinguées selon les composantes des frais de gestion :

- pour les frais de conclusion et de gestion administrative des contrats, la CRE envisage la mise en place d'un mécanisme de plafonnement de ces coûts ;
- pour les frais de mise sur le marché de l'énergie, la CRE considère que le fonctionnement du cadre défini dans sa délibération du 22 juin 2017 est satisfaisant pour les gestionnaires de contrat d'achat d'électricité et qu'un cadre similaire doit être mis en place pour les acheteurs de biométhane ;
- pour les frais liés à l'émission des garanties d'origine de biométhane, la CRE envisage une clarification du périmètre de compensation de ces coûts.

A l'issue de cette consultation publique, la CRE envisage de délibérer sur les modalités de compensation des coûts de gestion supportés pour l'achat d'électricité ainsi que pour l'achat de biométhane.

<sup>1</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat

<sup>2</sup> Annexe 3 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2013 portant proposition relative aux charges de service public liées à l'achat de biométhane et à la contribution unitaire pour 2014

Ces modalités ayant vocation à s'appliquer à un grand nombre d'opérateurs ayant des portefeuilles d'installations de tailles différentes, la CRE a cherché à proposer des solutions qui prennent en compte cette diversité tout en veillant à la simplicité de leur application.

Paris, le 18 mars 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

### **Répondre à la consultation**

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution au plus tard le 12 avril 2021 en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

**Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

**En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

# SOMMAIRE

<b>1. CADRE JURIDIQUE.....</b>	<b>4</b>
<b>2. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>5</b>
2.1 FONCTIONNEMENT ACTUEL DE LA COMPENSATION DES FRAIS DE GESTION .....	5
2.2 ENJEU DU CADRAGE ENVISAGE PAR LA CRE.....	5
2.3 ENJEU FINANCIER DES FRAIS DE GESTION .....	5
<b>3. FRAIS DE CONCLUSION ET DE GESTION ADMINISTRATIVE DES CONTRATS.....</b>	<b>6</b>
3.1 SUR LA MISE EN PLACE D'UN PLAFONNEMENT.....	6
3.2 SUR LE NIVEAU DU PLAFONNEMENT.....	6
3.2.1 Frais de gestion des contrats .....	6
3.2.1.1 Méthode utilisée.....	6
3.2.1.2 Plafonnement proposé pour les opérateurs en électricité.....	7
3.2.1.3 Plafonnement proposé pour les acheteurs de biométhane injecté .....	7
3.2.2 Frais de conclusion des contrats .....	8
3.2.2.1 Périmètre de compensation des frais de conclusion .....	8
3.2.2.2 Plafonnement des frais de conclusion .....	9
<b>4. FRAIS DE GESTION LIES A LA MISE SUR LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE ACHETÉE .....</b>	<b>9</b>
4.1 POUR LES CONTRATS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ GÉRÉS PAR LES ELD OU LES ORGANISMES AGRÉÉS.....	9
4.2 POUR LES CONTRATS DE BIOMÉTHANE GÉRÉS PAR LES ACHÉTEURS DE BIOMÉTHANE.....	10
4.2.1 Frais liés à la revente des volumes de gaz achetés dans le cadre du coût évité .....	10
4.2.2 Emission et valorisation des garanties d'origine .....	12
<b>5. MODALITÉS GÉNÉRALES.....</b>	<b>12</b>
5.1 JUSTIFICATION DES COÛTS.....	12
5.2 CALENDRIER D'APPLICATION .....	13
5.3 CAS PARTICULIER D'EDF.....	13
<b>6. QUESTIONS .....</b>	<b>14</b>

## 1. CADRE JURIDIQUE

L'article L. 121-9 du code de l'énergie dispose que « *chaque année, la Commission de régulation de l'énergie évalue le montant des charges [de service public de l'énergie]* ».

Pour ce faire, la CRE a défini la méthodologie d'évaluation du coût évité de l'obligation d'achat en métropole continentale dans huit délibérations des 25 juin 2009<sup>3</sup>, 9 octobre 2013<sup>4</sup>, 16 décembre 2014<sup>5</sup>, 25 mai 2016<sup>6</sup>, 14 décembre 2016<sup>7</sup>, 22 juin 2017<sup>8</sup>, 16 mai 2019<sup>9</sup> et 28 novembre 2019<sup>10</sup>. Ces délibérations peuvent être complétées et modifiées par la CRE en tant que de besoin.

En matière d'électricité, la loi de finances rectificative pour 2016 a introduit la compensation des coûts de gestion à compter du 1er janvier 2017. Ainsi, l'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que « *les charges imputables aux missions de service public comprennent : [...] 5° Les coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats mentionnés à l'article L. 121-27 et des contrats conclus en application des 1° et 2° de l'article L. 311-12 et des articles L. 314-1, L. 314-18 et L. 314-26 supportés par Electricité de France ou, le cas échéant, les entreprises locales de distribution, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 ou l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26, dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus* ».

Depuis le 1er janvier 2017, en application de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, ont la possibilité de récupérer la gestion de contrats d'obligation d'achat. Ce transfert de contrat depuis un acheteur obligé « historique » (EDF OA ou une ELD) vers l'organisme agréé est réalisé à la demande du producteur.

Dans sa délibération du 22 juin 2017 susmentionnée, la CRE a défini de premières modalités de compensation pour la prise en compte des coûts de mise sur le marché de l'électricité produite sous obligation d'achat pour les ELD et les organismes agréés.

S'agissant des coûts supportés au titre de l'obligation d'achat de biométhane injecté, le 3° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose notamment que la compensation des charges comprend « *les coûts de gestion supplémentaires directement induits par la mise en œuvre de l'obligation d'achat de biogaz* ». S'agissant par ailleurs des coûts relatifs à la mise en œuvre du complément de rémunération, le 5° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose que le périmètre de compensation des charges comprend « *les coûts associés à la mise en œuvre du complément de rémunération prévu à l'article L. 446-7, y compris les coûts directement induits par la gestion de ce dispositif dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait supportés* ».

Dans l'annexe 3 de sa délibération du 9 octobre 2013 susmentionnée, la CRE a défini un premier périmètre de compensation des coûts de gestion supportés par les fournisseurs de gaz naturel dans le cadre de la mise en œuvre du dispositif d'obligation d'achat de biométhane.

Au sein du présent document, le terme « opérateurs » désigne les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat d'électricité (les entreprises locales de distribution et les organismes agréés), ainsi que les acheteurs de biométhane (entreprises locales de distribution et fournisseurs de gaz naturel), en dehors d'EDF dont le cas particulier est explicité dans une partie dédiée.

<sup>3</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale

<sup>4</sup> Annexe 3 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2013 portant proposition relative aux charges de service public liées à l'achat de biométhane et à la contribution unitaire pour 2014

<sup>5</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

<sup>6</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mai 2016 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

<sup>7</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2016 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat

<sup>8</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat

<sup>9</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 mai 2019 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

<sup>10</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

## 2. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

### 2.1 Fonctionnement actuel de la compensation des frais de gestion

Lors de l'exercice annuel de déclaration des charges de service public de l'énergie, les opérateurs déclarent les coûts de gestion qu'ils ont supportés et qu'ils prévoient de supporter, conformément aux règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées chaque année par la CRE. La déclaration des coûts de gestion fait partie du périmètre de la certification qui doit être effectuée par les commissaires aux comptes pour tous les opérateurs. De plus, si la CRE en fait la demande, les opérateurs sont tenus de lui communiquer les pièces justifiant l'évaluation de leurs coûts de gestion (factures, bulletins de salaire, etc.). L'évaluation des frais de gestion retenue par la CRE pour être intégrée à la compensation versée aux opérateurs est établie à partir de l'ensemble de ces éléments.

L'analyse que mène la CRE conduit les opérateurs à réaliser un nombre important de corrections sur leurs déclarations, notamment afin de ne prendre en compte que les coûts liés à la mise en œuvre des dispositifs de soutien ou lorsque les montants déclarés sont manifestement trop élevés au regard de l'objectif d'efficacité. La CRE est aussi amenée à exclure les coûts ne reflétant pas une mise en œuvre efficace des dispositifs, en prenant des décisions au cas par cas.

Le périmètre des opérateurs pouvant bénéficier d'une compensation au titre des coûts de gestion n'est pas figé : de nouveaux organismes agréés pour l'achat d'électricité ou de nouveaux acheteurs de biométhane sont recensés chaque année. Pendant les premières années où un nouvel opérateur décide de développer une activité d'achat d'électricité ou de biométhane, les coûts de mise en œuvre des dispositifs peuvent être fortement renchérissés, sans perspective claire de maîtrise de ces coûts. Une autre difficulté rencontrée fréquemment est de parvenir à isoler les coûts de gestion liés à l'achat d'électricité ou de biométhane du reste des coûts générés par les activités commerciales des opérateurs.

### 2.2 Enjeu du cadrage envisagé par la CRE

Au vu du retour d'expérience des précédentes déclarations de charges de service public de l'énergie, la CRE considère que la déclaration des coûts de gestion par les opérateurs est un exercice insuffisamment encadré. Une forte hétérogénéité des coûts de gestion déclarés, à la fois de leur niveau et de leur constitution, subsiste parmi les opérateurs. En matière d'électricité, les règles définies par la CRE dans sa délibération du 22 juin 2017 doivent être complétées. S'agissant de l'achat de biométhane injecté, le cadre ébauché par la CRE dans sa délibération du 9 octobre 2013 doit être renforcé afin de clarifier le périmètre des coûts pouvant faire l'objet d'une compensation, et notamment la prise en compte des coûts liés à la revente de l'énergie produite.

La CRE envisage donc de mettre en place un cadre qui permette une harmonisation des modalités de compensation retenues au titre des coûts de gestion supportés par les différents opérateurs. Ce cadrage répond également à un besoin de visibilité pour les opérateurs qui auront ainsi un signal clair sur l'efficacité attendue dans la mise en œuvre des dispositifs afin d'optimiser et de piloter leurs coûts de gestion en amont.

Une distinction est effectuée entre les deux principales composantes des frais de gestion, selon les indicateurs pertinents pour juger de l'efficacité de ces frais : d'une part, les frais de conclusion et de gestion administrative des contrats (indicateur en €/contrat) et, d'autre part, les frais de mise sur le marché (indicateur en €/MWh).

### 2.3 Enjeu financier des frais de gestion

Dans sa délibération du 15 juillet 2020<sup>11</sup>, la CRE a évalué les charges de service public à financer en 2021 (qui s'appuient sur l'évaluation des charges constatées au titre de 2019 et prévisionnelles au titre de 2020 et 2021). Leur montant prévisionnel est de 9 135,4 M€, dont 5 685 M€ pour le soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale et 544 M€ pour le soutien à l'injection de biométhane. Le montant relatif aux frais de gestion s'élève à 58,5 M€ soit environ 1 % de ces montants.

Pour les charges prévisionnelles au titre de 2021, des coûts prévisionnels de gestion ont été déclarés à hauteur de 58,5 M€ et se décomposent comme suit entre les opérateurs :

- 55,2 M€ sont relatifs aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération dans le cadre du soutien à la production d'électricité (dont 51,2 M€ prévus par EDF, 3,4 M€ prévus par 74 entreprises locales de distribution, et 0,5 M€ prévus par cinq organismes agréés) ;
- 3,3 M€ sont prévus par les acheteurs de biométhane (dont 3,2 M€ prévus par 16 fournisseurs de gaz naturel et 0,06 M€ prévus par trois entreprises locales de distribution).

La grande majorité des frais de gestion sont supportés par EDF qui gère, en électricité, 95 % des contrats d'obligation d'achat et tous les contrats de complément de rémunération (cf. partie 5.3).

<sup>11</sup> Délibération de la CRE du 15 juillet 2020 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2021

### 3. FRAIS DE CONCLUSION ET DE GESTION ADMINISTRATIVE DES CONTRATS

#### 3.1 Sur la mise en place d'un plafonnement

Les coûts de conclusion et de gestion administrative des contrats comprennent principalement les coûts de personnel, environnés, pour mener à bien ces missions. Ils peuvent également intégrer des coûts de fonctionnement hors main-d'œuvre ou des coûts de prestations liés aux contrats d'obligation d'achat, notamment des développements d'outils SI (logiciels, etc...) visant à automatiser des tâches de gestion administrative des contrats. La conclusion des contrats d'achat comprend l'élaboration et la mise à jour des modèles de contrats, l'analyse des demandes de contrat d'achat, l'établissement des contrats et avenants et l'intégration de ceux-ci dans les bases de données de l'opérateur ou leur archivage. La gestion administrative des contrats d'achat correspond essentiellement aux activités de facturation (vérification des factures, saisies comptables et paiements) et au contrôle de ces opérations.

Afin de prendre en compte les coûts « *qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus* », comme en dispose le code de l'énergie, la CRE est favorable à la mise en place d'un mécanisme incitant les opérateurs à maîtriser ces coûts. Elle envisage deux solutions : soit une grille définissant les coûts de gestion compensés aux opérateurs indépendamment des coûts réellement supportés, soit un plafonnement des coûts de gestion supportés et déclarés à la CRE.

La CRE privilégie à ce stade la deuxième option, plus souple, dans la mesure où les coûts de gestion peuvent différer selon les opérateurs et en particulier selon la taille des opérateurs et selon le type de contrats qu'ils gèrent. Pour la réalisation des mêmes missions, il n'apparaît pas justifié que ces coûts dépassent certains niveaux, considérés comme raisonnables par la CRE.

Q1 : Partagez-vous le choix de privilégier la mise en place d'un plafonnement des coûts encourus plutôt que d'une grille forfaitaire ?

#### 3.2 Sur le niveau du plafonnement

##### 3.2.1 Frais de gestion des contrats

###### 3.2.1.1 Méthode utilisée

La CRE a analysé les frais de gestion déclarés par les opérateurs au cours des dernières années ainsi que les justifications apportées, afin de mieux comprendre les hypothèses sous-tendant les déclarations. Elle a ainsi pu identifier les principaux paramètres ayant un impact notable, à savoir le type de contrat géré et la taille des opérateurs, et apprécier les spécificités des déclarations.

Le nombre de ces paramètres doit être optimisé pour que le mécanisme de plafonnement qui en résulte soit suffisamment représentatif des situations des opérateurs, sans que sa mise en œuvre devienne trop complexe. Dans cet objectif, la CRE envisage un plafonnement des frais de gestion intégrant toutes ses composantes, dont l'amortissement des outils SI qui peuvent être nécessaires.

En construisant des niveaux de frais de gestion normatifs sur la base de l'analyse qu'elle a menée, la CRE propose ci-après les plafonds qui lui semblent raisonnables. La marge retenue entre les niveaux moyens constatés et les plafonds apparaît suffisante pour que certaines spécificités, une fois justifiées, puissent continuer à être compensées. Ce plafonnement a toutefois vocation à constituer une incitation forte à maîtriser ces coûts.

S'agissant de la dépendance à la taille des opérateurs :

- les petits opérateurs font face à des coûts de personnel plus importants en raison d'un traitement plus manuel ;
- les opérateurs de taille moyenne ont un coût de traitement manuel moindre mais potentiellement des coûts d'amortissement de développements SI à prendre en compte ;
- les opérateurs de plus grande taille disposent déjà de process robustes et amortis.

Une efficacité plus importante est observée pour les opérateurs entrant dans cette dernière catégorie, et c'est pourquoi une dégressivité des niveaux de plafonnement est envisagée par la CRE.

A ce stade, la CRE envisage donc de définir les niveaux de plafonnement sur la base de deux critères principaux : le nombre de contrats gérés et le type des contrats.

Q2 : Pensez-vous que les paramètres envisagés par la CRE pour fixer les plafonds (type de contrat et taille de l'opérateur) sont pertinents ?

### 3.2.1.2 Plafonnement proposé pour les opérateurs en électricité

Les plafonds de compensation proposés par la CRE sont détaillés dans le tableau suivant :

Type de contrats concernés	Plafond de compensation (€/an/contrat)	
	Opérateurs de petite ou moyenne taille	Opérateurs de grande taille
PV < 250 kW	100	50
PV > 250 kW et Eolien	500	
Autres filières	1500	

Les contrats PV de petite et moyenne puissance ont un rythme de facturation annuel ou semestriel qui justifie de les distinguer des autres contrats. Pour les contrats PV de plus de 250 kW ainsi que pour toutes les autres filières, le rythme de facturation est mensuel. Pour les filières regroupées sous l'appellation « Autres filières » – à savoir hydraulique, cogénération, biomasse et biogaz – l'établissement des factures est plus complexe car les contrats prévoient des primes, ce qui justifie une nouvelle segmentation.

Le seuil envisagé pour la catégorie « Opérateurs de grande taille » est la gestion de plus de 400 contrats. Pour ces opérateurs, le gain en efficacité est prépondérant pour la gestion des contrats PV à facturation annuelle ou semestrielle, tandis que le temps consacré à la gestion des contrats des autres filières ne semble pas systématiquement réduit étant donné la diversité des codes contrats recouverts.

Q3 : Quelles sont vos observations sur la distinction par type de contrat proposée et sur les niveaux de plafond envisagés pour les frais de gestion des contrats d'obligation d'achat en électricité ?

### 3.2.1.3 Plafonnement proposé pour les acheteurs de biométhane injecté

Les plafonds de compensation proposés par la CRE sont détaillés dans le tableau suivant :

	Plafond de compensation (€/an/contrat)	
	Opérateurs de petite ou moyenne taille	Opérateurs de grande taille
Biométhane injecté	1500	1000

Le nombre d'opérateurs plus important en électricité permet d'avoir une base de coûts plus fournie. Les missions qui leur sont confiées pour la conclusion et la gestion de contrats d'achat pour les filières biomasse ou biogaz sont similaires à celles des acheteurs de biométhane injecté dans la mesure où ces contrats présentent le même niveau de complexité. C'est pourquoi la CRE s'est appuyée sur les niveaux retenus en électricité pour établir les plafonds applicables au biométhane, notamment pour les opérateurs de petite et de moyenne taille.

Le seuil envisagé pour la catégorie « Opérateurs de grande taille » est la gestion de plus de 50 contrats. En effet, ce seuil paraît correspondre à la limite au-delà de laquelle la gestion automatisée des contrats au travers d'un outil SI semble plus à même de garantir l'efficacité de l'activité de gestion qu'un traitement manuel auquel auraient davantage recours les opérateurs avec un moindre volume de contrats d'achat. La CRE considère que le développement d'outils SI dédié à la gestion des contrats d'achat est de nature à entraîner un gain en efficacité se traduisant par une baisse du niveau de frais moyens de gestion supportés par contrat.

Q4 : Quelles sont vos observations sur le palier proposé pour la dégressivité et sur les niveaux de plafond envisagés pour les frais de gestion des contrats de biométhane injecté ? Partagez-vous l'analyse selon laquelle les activités de gestion de contrats de biométhane injecté ne diffèrent pas notablement de la gestion de contrats biomasse ou biogaz en électricité ?

### 3.2.2 Frais de conclusion des contrats

#### 3.2.2.1 Périmètre de compensation des frais de conclusion

La CRE est défavorable à ce stade à la compensation de coûts de conclusion pour des contrats relatifs à des installations n'étant pas encore entrées en service. En effet, le contrôle de la CRE pour ces contrats serait beaucoup plus complexe à opérer, car ils ne génèrent pas encore de charges et peuvent être transférés d'un opérateur à un autre après leur signature, rendant le suivi particulièrement complexe (du fait du croisement rendu nécessaire de bases de données de charges de différentes années).

Il existe également un risque non négligeable qu'une partie de ces coûts soient échoués, notamment dans le cas des installations qui ne verront jamais le jour.

Dans le cas des installations de biométhane injecté, le risque de coûts échoués a pu être plus élevé récemment du fait de la très forte hausse du nombre de demandes de contrats d'achat observée au cours des années 2019 et 2020. Cependant, la CRE note que les récentes évolutions réglementaires introduites par le décret<sup>12</sup> et l'arrêté du 23 novembre 2020<sup>13</sup>, dont le renforcement des conditions préalables à la signature des contrats d'obligation d'achat et l'introduction d'une dégressivité des tarifs est de nature à mieux réguler la dynamique d'évolution des demandes de contrats, et prévenir le risque de constitution de coûts échoués non négligeables liés à la défaillance de projets non matures.

La CRE rappelle que les coûts associés aux activités de démarchage commercial de la part d'opérateurs (organismes agréés ou fournisseurs de biométhane injecté) auprès des producteurs ne font pas l'objet de compensation au titre de charges de service public. Ces coûts ont été exclus du périmètre des frais de gestion compensés dès lors qu'ils étaient identifiés comme tels lors des précédents exercices de contrôle et de calcul de charges de service public de l'énergie. S'agissant des frais de conclusion directement induits par l'obligation d'achat de biométhane injecté, la CRE considère que ces frais sont de nature à être significativement réduits du fait de l'introduction récente de l'obligation pour les parties de se conformer aux modèles de contrats d'achat approuvés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

Dès lors, la CRE considère que le risque de coûts échoués pour les acheteurs est suffisamment maîtrisé pour les contrats d'obligation d'achat de biométhane injecté signés à partir de l'année 2021 pour que la compensation et la prise en compte de tels coûts soient traitées adéquatement par les niveaux de plafonnement proposés ci-après pour les frais de conclusion des contrats appliqués aux contrats mis en service uniquement.

Q5 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas couvrir les contrats concernant des installations non encore mises en service ? Le cas échéant, auriez-vous des propositions d'aménagements, répondant aux problématiques explicitées ci-dessus ? Indiquez, par exemple au cours des trois dernières années, la part des frais engagés pour la conclusion de contrats pour des projets s'étant révélés finalement défaillants par rapport aux frais totaux liés à la conclusion de contrats.

Q6 : Quelle différence faites-vous entre les niveaux des frais engagés pour la conclusion d'un contrat pour une installation mise en service, d'un contrat pour une installation non mise en service ou pour la signature d'un avenant à un contrat existant ?

<sup>12</sup> Décret n° 2020-1428 du 23 novembre 2020 portant diverses dispositions d'adaptation de l'obligation d'achat à un tarif réglementé du biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel

<sup>13</sup> Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

### 3.2.2.2 Plafonnement des frais de conclusion

L'arrêté du 30 mai 2016<sup>14</sup> présente les barèmes pour le remboursement, en cas de cession d'un contrat par EDF ou une ELD à un organisme agréé, des frais de signature et de gestion de ce contrat. Le barème comprend une part fixe représentative des frais de signature qui constitue une base intéressante pour fixer les niveaux de plafond applicables aux frais de conclusion des contrats. L'ordre de grandeur des coûts observés par la CRE lui est comparable. Pour plus de simplicité lors des déclarations et de leur contrôle, la CRE propose de réduire le nombre de catégories, en regroupant la plupart des filières électriques entre lesquelles les distinctions sont minimales.

Les plafonds de compensation proposés par la CRE sont détaillés dans le tableau suivant :

Type de contrats concernés	Plafond de compensation (€/contrat)
PV < 250 kW	50
Autres filières électriques	1000
Biométhane injecté	1200

Q7 : Quelles sont vos observations sur les niveaux de plafond envisagés pour les frais de conclusion des contrats ?

## 4. FRAIS DE GESTION LIES A LA MISE SUR LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE ACHETÉE

### 4.1 Pour les contrats d'achat d'électricité gérés par les ELD ou les Organismes agréés

La délibération de la CRE du 22 juin 2017 a fixé un cadre pour la prise en compte des coûts de mise sur le marché de l'électricité produite sous obligation d'achat pour les ELD et les organismes agréés. Elle prévoit que la gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat peut être déléguée à un tiers ou réalisée en interne par l'opérateur concerné, suivant le volume d'électricité produite par les installations sous obligation d'achat dont il a la gestion et que, dans tous les cas, les installations doivent être rattachées à un périmètre d'équilibre dédié à la gestion de la production d'électricité d'installations sous obligation d'achat.

Pour rappel, les coûts de mise sur le marché pour les opérateurs gérant un volume d'électricité produite sous obligation d'achat inférieur ou égal à 50 GWh ne sont compensés que s'ils sont mutualisés au sein d'un périmètre d'équilibre rassemblant au total plus de 50 GWh d'électricité produite sous obligation d'achat. Les opérateurs gérant un volume d'électricité produite sous obligation d'achat supérieur à 50 GWh n'ont pas l'obligation de mutualiser leur production au sein d'un groupement mais doivent justifier de l'optimisation de leurs coûts.

La CRE estime que ce fonctionnement est satisfaisant. La mise en place d'appels d'offres pour la gestion de l'énergie a permis une baisse notable du niveau de ces frais, dans un contexte où le métier d'agrégateur s'est fortement développé ces dernières années. Les ELD choisissant de vendre l'énergie sous obligation d'achat sur le marché se sont notamment regroupées pour choisir un prestataire ensemble, et ont ainsi bénéficié d'un effet d'échelle important. Des questionnements demeurent cependant sur le respect du critère d'efficacité lorsque ces missions sont réalisées en interne par les opérateurs, bien que le seuil de 50 GWh permette de les limiter.

La délibération susmentionnée comprend également des modalités relatives à la prise en compte du coût des écarts pour les certificats de capacité. Du fait de la temporalité du mécanisme de capacité, le retour d'expérience correspondant n'a pas encore été établi.

Q8 : Au regard du retour d'expérience des dernières années, avez-vous des suggestions d'évolution des dispositions relatives à la prise en compte des coûts de mise sur le marché de l'électricité ? En particulier, avez-vous des propositions relatives au respect du critère d'efficacité dans le cas où la mise sur le marché est réalisée par un opérateur en interne ?

Q9 : Bien que le retour d'expérience sur la prise en compte du coût des écarts pour les certificats de capacité soit très limité à ce stade, avez-vous déjà des commentaires ou des propositions à formuler à ce sujet ?

<sup>14</sup> Arrêté du 30 mai 2016 fixant le montant des frais dus par l'organisme agréé à l'acheteur au titre de la cession des contrats d'achat

## **4.2 Pour les contrats de biométhane gérés par les acheteurs de biométhane**

### **4.2.1 Frais liés à la revente des volumes de gaz achetés dans le cadre du coût évité**

La revente de la production sous obligation d'achat dans le cadre du coût évité se décompose en plusieurs activités : accès au marché du gaz, prévision de la production, ventes des volumes de gaz et gestion des écarts liés à l'équilibrage.

Les frais supportés par les opérateurs d'obligation d'achat de biométhane injecté au titre de la revente de la production sous obligation d'achat dans le cadre du coût évité peuvent ouvrir droit à une compensation en tant que coûts de gestion mentionnés au 3° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie, qui prévoit la compensation des « coûts [...] directement induits par la mise en œuvre de l'obligation d'achat de biogaz ».

La CRE envisage une compensation des frais liés à la revente des volumes d'obligation d'achat de biométhane, sous réserve que la preuve en soit apportée par les opérateurs :

- qu'ils sont bien imputables à la mise sur le marché des seuls volumes d'obligation d'achat. La mise en place de contrats d'acheminement dédiés à la revente des seuls flux liés l'obligation d'achat pourrait alors permettre une objectivation des frais supportés, et leur imputabilité aux activités de mise sur le marché des volumes d'obligation d'achat de biométhane ;
- que cette revente correspond à des activités gérées de manière à minimiser l'impact sur la dépense publique, et notamment les coûts liés à la gestion des écarts d'équilibrage. Dans cette optique, il convient de rechercher une maximisation du foisonnement des volumes de gaz revendus.

La CRE considère que ces deux critères sont de nature à garantir une compensation adéquate et justifiée, et un bon suivi des frais associés à une mise en œuvre efficace de la revente par les opérateurs des volumes de biométhane injecté dans le cadre du coût évité.

La CRE envisage à ce stade deux solutions permettant la compensation des coûts liés à la revente de l'énergie.

Une première solution consiste à instaurer un plafonnement des coûts permettant à la fois d'harmoniser les modalités de compensation des coûts de gestion supportés, et d'inciter les opérateurs à une gestion efficace des activités de mise sur le marché du biométhane, sans obligation pour les opérateurs de mise en place de contrats d'acheminement dédiés aux volumes d'obligation d'achat. Cette solution présente les inconvénients de ne pas permettre une objectivation des coûts liés à la revente des volumes d'obligation d'achat, et de rendre plus complexe le contrôle des frais de gestion de l'énergie dans la mesure où un tel plafonnement devra, pour être suffisamment incitatif et harmonisé, tenir compte de la proportion de volumes d'obligation d'achat de biométhane injecté au sein du volume global de fourniture de gaz géré par chaque opérateur.

La CRE est favorable à la seconde solution qui consiste à ne rendre éligibles à la compensation que les coûts relatifs à la mise en œuvre de contrats d'acheminement dédiés aux seuls flux de biométhane injecté. La CRE pointe que l'efficacité d'un tel dispositif est conditionnée à l'atteinte d'une taille critique pour ces flux suffisamment importante afin de garantir un niveau de foisonnement tel qu'il conduit à une minimisation des coûts liés à l'équilibrage. A ce titre, les opérateurs gérant un volume d'obligation d'achat de biométhane inférieur à cette taille critique pourraient mutualiser leurs volumes d'obligation d'achat afin de permettre de constituer des flux de biométhane de taille supérieure à cette taille critique, et en confier la gestion, dans le cadre d'un contrat d'acheminement dédié, à un acteur tiers sélectionné suite à une procédure de mise en concurrence.

Q10 : Etes-vous favorable à la solution « plafonnement des coûts » ou à la solution « mise en place de contrats d'acheminement dédiés aux seuls flux de biométhane injecté » ? S'agissant de cette seconde proposition de solution, auriez-vous des suggestions quant à la taille critique à retenir pour les flux d'injection afin de garantir l'efficacité du dispositif ?

Pour la mise en œuvre de cette seconde solution, la CRE considère deux principaux types de dispositifs pouvant permettre une compensation adaptée des frais liés à la revente des volumes achetés :

Méthode 1 : Mise sur le marché déléguée par l'opérateur à un tiers

Pour les opérateurs gérant un volume d'obligation d'achat de biométhane inférieur à une taille critique retenue par la CRE, il est proposé d'effectuer un regroupement de leurs volumes d'obligation d'achat de biométhane avec ceux d'opérateurs de taille semblable afin de constituer des flux de biométhane suffisamment importants dont les activités de gestion et de mise sur le marché seraient confiées à un tiers, dans le cadre d'un contrat d'acheminement dédié. Ce tiers serait désigné à la suite d'une procédure de mise en concurrence mise en œuvre, afin de ne compenser que les frais s'établissant au plus près des coûts réels liés à l'activité de gestion de l'énergie. La CRE relève par ailleurs que le recours à une telle sous-traitance est un choix souvent effectué par les opérateurs d'équilibre de petite taille.

La compensation des coûts des prestations réalisées par cet acteur tiers serait conditionnée à la mise en œuvre de cette procédure de concurrence, menée de manière à, autant que possible, regrouper les volumes d'obligation d'achat gérés par les opérateurs, dans le but d'accroître le foisonnement des flux de biométhane mutualisés et minimiser ainsi les frais d'équilibrage et la dépense publique. Afin de mettre en œuvre efficacement cette méthode, il convient donc de constituer des regroupements d'opérateurs. Sur cette base, l'intégralité des frais liés aux prestations de cet acteur tiers et facturés aux fournisseurs ferait l'objet de compensation au titre de charges de service public.

Méthode 2 : Mise sur le marché gérée directement par l'opérateur

Les opérateurs gérant un volume d'obligation d'achat supérieur à la taille critique susmentionnée n'auraient pas d'obligation de mutualiser leurs volumes avec d'autres opérateurs.

Pour les opérateurs qui pourraient préférer conserver une gestion interne de l'activité de mise sur le marché des volumes achetés, deux alternatives au choix pourraient être envisagées pour la compensation de leurs frais de gestion de l'énergie :

- Alternative 1 : Il convient de mettre en place un contrat d'acheminement dédié aux installations injectant du biométhane permettant de distinguer les frais liés à la vente et à l'équilibrage découlant de l'obligation d'achat de biométhane injecté du reste de l'activité de fourniture de l'opérateur.

Dans un tel schéma, les coûts relatifs à l'accès au marché, et à la vente de l'énergie peuvent être considérés comme des coûts de gestion éligibles à la compensation.

La CRE envisage de compenser les coûts communiqués au titre de la prévision de ventes s'il est démontré que le dimensionnement en matière de prévision permet d'aboutir à la minimisation de ces coûts. S'agissant du développement et de l'exploitation des modèles de prévision, la prise en compte des coûts y afférents sera partielle si ces activités peuvent être mises au service d'autres activités de l'opérateur.

- Alternative 2 : Dans le cas où il n'est pas mis en place de contrat d'acheminement dédié aux seuls volumes d'obligation d'achat, la CRE envisage d'introduire un niveau de plafonnement des frais supportés au titre de la revente du biométhane, qui ne pourra pas dépasser le niveau des offres retenues à la suite des procédures de mises en concurrence décrites dans la méthode n° 1.

Q11 : La mise sur le marché des volumes de biométhane est-elle actuellement gérée par vous-même ou avez-vous recours à un autre fournisseur (auquel cas, merci de préciser quelles prestations sont confiées à ce tiers) ?

Q12 : Les deux méthodes exposées ci-dessus vous semblent-elles de nature à permettre une prise en compte efficace des frais de gestion induits par la revente des volumes d'obligation d'achat ? Auriez-vous une suggestion de méthode alternative ?

Q13 : Par catégorie de sous-activité (listée ci-dessous), quels sont selon vous les niveaux moyens annuels des frais (en € ou en €/MWh selon qu'il s'agit de frais fixes ou variables) supportés au titre de l'activité de revente des volumes d'obligation d'achat ? (Merci de préciser quand ces prestations sont sous-traitées)

- L'accès au marché du gaz
- Prévisions et ventes des volumes, en amont et lors des journées gazières
- Gestion des écarts d'équilibrage

S'agissant des frais liés à la gestion des écarts, merci de transmettre le niveau moyen des frais liés aux écarts d'équilibrage supportés pour les trois dernières années (2018 à 2020), ainsi qu'un détail de ces frais à maille journalière.

#### 4.2.2 Emission et valorisation des garanties d'origine

La CRE s'interroge sur la pertinence de la compensation des frais de personnel supportés par les fournisseurs au titre de l'émission des garanties d'origine (« GO ») pour les contrats de biométhane injecté signés avant le 9 novembre 2020. En effet, ces contrats conservent le bénéfice du régime dans lequel les GO émises par l'acheteur donnent lieu à une valorisation au bénéfice de celui-ci dont seule une partie, en fonction de l'usage des GO, peut venir en déduction des charges de service public. Les GO de ces installations ne sont pas soumises au régime des enchères prévu par le décret du 24 décembre 2020. Il convient de rappeler que l'intégralité des frais de tenue de compte facturés aux fournisseurs par le gestionnaire du registre national des garanties d'origine (« RGO ») est compensée au titre de charges de service public de l'énergie, indépendamment du mode de valorisation du stock de garanties d'origine émises. La CRE considère que ces frais de tenue de compte sont de nature à traduire l'essentiel des coûts imputables à l'émission des garanties d'origine.

La CRE envisage à ce stade de ne retenir aucun coût de gestion en dehors du périmètre des coûts facturés par le gestionnaire du RGO aux détenteurs de compte, qui seront uniquement compensés sur la base de factures présentées à la CRE par les acheteurs.

Cette disposition viendrait préciser le cadre retenu dans la délibération de la CRE du 9 octobre 2013<sup>15</sup>, où la CRE considérait que les frais d'émission des garanties d'origine peuvent être compensés aux fournisseurs de gaz en tant que « *coûts de gestion supplémentaires directement induits par la mise en œuvre de l'obligation d'achat de biogaz* ».

Q14 : Etes-vous favorables à la proposition de la CRE de limiter le périmètre de compensation des coûts de gestion supportés au titre de l'émission des garanties d'origine aux seuls frais de tenue de compte facturés par le gestionnaire du RGO ? Auriez-vous des propositions à faire à la CRE afin d'améliorer le cadre de compensation de ces coûts ?

## 5. MODALITES GENERALES

### 5.1 Justification des coûts

Les modalités qui font l'objet de la présente consultation publique ont notamment pour but de simplifier et de fluidifier les échanges entre la CRE et les opérateurs lors de l'exercice annuel de déclaration des charges de service public de l'énergie. Toutefois, elles n'exempteront pas les opérateurs de tenir à disposition de la CRE l'intégralité des pièces permettant de justifier les coûts exposés.

Comme rappelé dans l'Annexe 3 de la délibération du 15 juillet 2020<sup>16</sup>, les *clés de répartition* nécessaires pour estimer les coûts supportés uniquement au titre de l'activité dédiée aux contrats d'obligation d'achat (par exemple la répartition du coût du matériel informatique entre cette activité et les autres activités de l'opérateur) doivent systématiquement fait l'objet d'un audit et d'une attestation des commissaires aux comptes dans le cadre des déclarations des charges.

Q15 : Quelles sont les éventuelles difficultés rencontrées dans la justification des coûts déclarés et dans la certification de ces coûts (notamment des clés de répartition) par les commissaires aux comptes ?

Q16 : Quel niveau de vérification est opéré par vos commissaires aux comptes sur les coûts de conclusion et de gestion des contrats ?

<sup>15</sup> Annexe 3 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2013 portant proposition relative aux charges de service public liées à l'achat de biométhane et à la contribution unitaire pour 2014.

<sup>16</sup> Délibération de la CRE du 15 juillet 2020 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2021

## **5.2 Calendrier d'application**

La délibération à venir définissant les modalités de compensation des coûts de gestion serait appliquée dès l'exercice de calcul des charges de service public de 2021.

## **5.3 Cas particulier d'EDF**

Les dispositions envisagées par la CRE et décrites dans la présente consultation publique n'ont pas vocation à s'appliquer à EDF.

En effet, EDF concentre la gestion de 95 % des contrats d'obligation d'achat et de tous les contrats de complément de rémunération, et les frais de gestion prévisionnels d'EDF au titre de l'année 2021 représentent 88 % des frais de gestion totaux (cf. paragraphe 2.3). A ce titre, la CRE effectue un suivi étroit des moyens mis en œuvre par EDF pour gérer ces contrats et l'énergie produite ainsi que des frais de gestion effectivement supportés par EDF.

La CRE s'assurera que l'efficacité d'EDF dans la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération reste substantiellement supérieure, étant donné les économies d'échelles qui peuvent être réalisées, à celle demandée aux opérateurs de grande taille en électricité définis au paragraphe 3.2.1.2.

## 6. QUESTIONS

### Frais de conclusion et de gestion administrative des contrats

Q1 : Partagez-vous le choix de privilégier la mise en place d'un plafonnement plutôt que d'une grille ?

Q2 : Pensez-vous que les paramètres envisagés par la CRE pour fixer les plafonds (type de contrat et taille de l'opérateur) sont pertinents ?

Q3 : Quelles sont vos observations sur la distinction par type de contrat proposée et sur les niveaux de plafond envisagés pour les frais de gestion des contrats d'obligation d'achat en électricité ?

Q4 : Quelles sont vos observations sur le palier proposé pour la dégressivité et sur les niveaux de plafond envisagés pour les frais de gestion des contrats de biométhane injecté ? Avez-vous des remarques sur le fait que les activités de gestion de contrats de biométhane injecté ne diffèrent pas notablement de la gestion de contrats biomasse ou biogaz en électricité ?

Q5 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas couvrir les contrats concernant des installations non encore mises en service ? Le cas échéant, auriez-vous des propositions d'aménagements, répondant aux problématiques explicitées ci-dessus ? Indiquez, par exemple au cours des trois dernières années, la part des frais engagés pour la conclusion de contrats pour des projets s'étant révélés finalement défaillants par rapport aux frais totaux liés à la conclusion de contrats.

Q6 : Quelle différence faites-vous entre les niveaux des frais engagés pour la conclusion d'un contrat pour une installation mise en service, d'un contrat pour une installation non mise en service ou pour la signature d'un avenant à un contrat existant ?

Q7 : Quelles sont vos observations sur les niveaux de plafond envisagés pour les frais de conclusion des contrats ?

### Frais de gestion liés à la mise sur le marché

Q8 : Au regard du retour d'expérience des dernières années, avez-vous des suggestions d'évolution des dispositions relatives à la prise en compte des coûts de mise sur le marché de l'électricité ? En particulier, avez-vous des propositions relatives au respect du critère d'efficacité dans le cas où la mise sur le marché est réalisée par un opérateur en interne ?

Q9 : Bien que le retour d'expérience sur la prise en compte du coût des écarts pour les certificats de capacité soit très limité à ce stade, avez-vous déjà des commentaires ou des propositions à formuler à ce sujet ?

Q10 : Êtes-vous favorable à la solution « plafonnement des coûts » ou à la solution « mise en place de contrats d'acheminement dédiés aux seuls flux de biométhane injecté » ? S'agissant de cette seconde proposition de solution, auriez-vous des suggestions quant à la taille critique à retenir pour les flux d'injection afin de garantir l'efficacité du dispositif ?

Q11 : La mise sur le marché des volumes de biométhane est-elle actuellement gérée par vous-même ou avez-vous recours à un autre fournisseur (auquel cas, merci de préciser quelles prestations sont confiées à ce tiers) ?

Q12 : Les deux méthodes exposées ci-dessus vous semblent-elles de nature à permettre une prise en compte efficace des frais de gestion induits par la revente des volumes d'obligation d'achat ? Auriez-vous une suggestion de méthode alternative ?

Q13 : Par catégorie de sous-activité (listée ci-dessous), quels sont selon vous les niveaux moyens annuels des frais (en € ou en €/MWh selon qu'il s'agit de frais fixes ou variables) supportés au titre de l'activité de revente des volumes d'obligation d'achat ? (Merci de préciser quand ces prestations sont sous-traitées)

- L'accès au marché du gaz
- Prévisions et ventes des volumes, en amont et lors des journées gazières
- Gestion des écarts d'équilibrage

S'agissant des frais liés à la gestion des écarts, merci de transmettre le niveau moyen des frais liés aux écarts d'équilibrage supportés pour les trois dernières années (2018 à 2020), ainsi qu'un détail de ces frais à maille journalière.

Q14 : Etes-vous favorables à la proposition de la CRE de limiter le périmètre de compensation des coûts de gestion supportés au titre de l'émission des garanties d'origine aux seuls frais de tenue de compte facturés par le gestionnaire du RGO ? Auriez-vous des propositions à faire à la CRE afin d'améliorer le cadre de compensation de ces coûts ?

**Modalités générales**

Q15 : Quelles sont les éventuelles difficultés rencontrées dans la justification des coûts déclarés et dans la certification de ces coûts (notamment des clés de répartition) par les commissaires aux comptes ?

Q16 : Quel niveau de vérification est opéré par vos commissaires aux comptes sur les coûts de conclusion et de gestion des contrats ?