



DELIBERATION N° 2021-144

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 mai 2021 portant décision sur les principes de calcul des frais de conclusion et de gestion des contrats d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale

Participaient à la séance : Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

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 2009¹, 9 octobre 2013², 16 décembre 2014³, 25 mai 2016⁴, 14 décembre 2016⁵, 22 juin 2017⁶, 16 mai 2019⁷ et 28 novembre 2019⁸, qui viennent successivement se compléter et se modifier.

En matière d'électricité, la loi de finances rectificative pour 2016 a introduit la compensation des coûts de gestion à compter du 1^{er} 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 1^{er} 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 se voir céder des contrats d'obligation d'achat. Le transfert de contrat depuis un acheteur obligé « historique » (EDF OA ou une entreprise locale de distribution (ELD)) vers l'organisme agréé est réalisé à la demande du producteur.

¹ 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

² 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

³ 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

⁴ 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

⁵ 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

⁶ 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

⁷ 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

⁸ 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

Dans sa délibération du 22 juin 2017⁹, la CRE a défini les modalités de compensation 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 le 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 ELD et organismes agréés), ainsi que les acheteurs de biométhane (ELD et fournisseurs de gaz naturel), en dehors d'EDF dont le cas particulier est détaillé dans une partie dédiée.

2. CONTEXTE ET OBJET DE LA PRESENTE DELIBERATION

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 publiées 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.). Le montant des frais de gestion retenu par la CRE pour être intégré à la compensation versée aux opérateurs est établi 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. Il peut par ailleurs s'avérer difficile d'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 mis en place 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 mis en place 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.

Dans la présente délibération, la CRE établit un cadre harmonisant les modalités de compensation retenues au titre des coûts de gestion supportés par les différents opérateurs. Ce nouveau cadre répond également à un besoin de visibilité pour les opérateurs, qui disposeront ainsi d'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.

⁹ 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

Ce cadre n'a néanmoins pas vocation à s'appliquer à EDF. En effet, s'agissant de la production d'électricité, EDF concentre la gestion de 95 % des contrats d'obligation d'achat et 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. A ce titre, la CRE effectue un suivi étroit des moyens mis en œuvre par EDF pour gérer ces contrats et la mise sur le marché de l'énergie produite ainsi que des frais de gestion effectivement supportés par EDF. Plus particulièrement, la CRE continuera à s'assurer 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 pouvant être réalisées, à celle demandée aux opérateurs d'électricité.

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 de l'énergie achetée (indicateur en €/MWh).

2.3 Enjeu financier des frais de gestion

Dans sa délibération du 15 juillet 2020¹⁰, 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 en 2021 aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale et 544 M€ pour le soutien en 2021 à l'injection de biométhane. Le montant relatif aux frais de gestion s'élève à 58,5 M€ soit près de 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.

2.4 Consultation publique menée par la CRE

La CRE a mené entre le 18 mars et le 12 avril 2021 une consultation publique relative aux principes de calcul des frais de conclusion et de gestion des contrats d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale¹¹. Treize participants (des fournisseurs, des gestionnaires de réseau et des associations professionnelles) y ont répondu. Dans la suite de la présente délibération, la CRE présente la synthèse des contributions reçues sur les principaux sujets de la consultation publique, leur analyse, et les principes de calcul finalement retenus. Les réponses à la consultation, le cas échéant expurgées des parties confidentielles, sont publiées sur le site de la CRE.

3. FRAIS DE CONCLUSION ET DE GESTION ADMINISTRATIVE DES CONTRATS

3.1 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 met en place un mécanisme incitant les opérateurs à maîtriser ces coûts. Elle a interrogé les acteurs sur les deux solutions proposées : 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.

¹⁰ Délibération de la CRE du 15 juillet 2020 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2021

¹¹ <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/consultation-publique-relative-aux-principes-de-calcul-des-frais-de-conclusion-et-de-gestion-des-contrats-d-achat-d-electricite-et-de-gaz-en-metrop>

Les acteurs sont partagés sur ce point. Certains se sont prononcés en faveur de la mise en place d'une grille au motif que cette solution amène les opérateurs à réduire le temps nécessaire à la justification et au contrôle des frais de gestion, et que le mécanisme de plafonnement ne semble pas équitable en raison de l'hétérogénéité des coûts. D'autres acteurs sont plutôt favorables à l'établissement d'un plafonnement, qui permet de mieux refléter la diversité des situations, et présente une plus grande simplicité.

La CRE a analysé les diverses positions et réserves exprimées par les acteurs ayant répondu à la consultation. Elle retient *in fine* la solution du plafonnement des coûts, couplée à une dégressivité des plafonds, qui présente une plus grande souplesse et permet de prendre en compte l'hétérogénéité des situations des opérateurs tout en restant adossée aux coûts réellement supportés par les opérateurs. Ce mécanisme de plafonnement a également vocation à alléger notablement les échanges avec les opérateurs lors du contrôle par la CRE des frais de conclusion et de gestion déclarés.

Les niveaux de plafond retenus dans la présente délibération sont exposés de manière séparée pour les activités de conclusion des contrats d'une part, et de gestion administrative de ceux-ci d'autre part. Toutefois, le plafonnement des coûts sera contrôlé et appliqué aux frais déclarés par chaque opérateur pour les activités de conclusion et de gestion administrative des contrats d'obligation d'achat de manière globale, ce qui permettra un report éventuel du gain en efficacité entre les différentes activités.

3.2 Caractéristiques du plafonnement

Lors de la consultation publique, la CRE a exposé les principaux paramètres qu'elle envisageait de prendre en compte pour définir le mécanisme de plafonnement, à savoir le type de contrats gérés et la taille des opérateurs en fonction du nombre de contrats gérés.

Les participants à la consultation publique sont favorables à la prise en compte de ces deux paramètres. Certains signalent également d'autres paramètres qui jouent sur le niveau des frais de conclusion ou de gestion des contrats :

- la taille des opérateurs, en fonction de leur activité hors obligation d'achat ;
- le type de réseau d'injection du site, certains réseaux pouvant générer des surcoûts liés au traitement des données de flux d'injection provenant de ceux-ci.

Après analyse, la CRE ne retient pas ces paramètres dans le mécanisme de plafonnement car ils apporteraient une complexité supplémentaire dans la mise en œuvre, pour un effet qui reste limité et est peu documenté dans les contributions. En particulier, l'impact de la taille des opérateurs au-delà de l'activité d'obligation d'achat est difficilement appréciable.

Sur la base de l'analyse des frais de gestion déclarés par les opérateurs au cours des dernières années ainsi que des justifications apportées, la CRE a construit des niveaux de frais de gestion normatifs et a proposé lors de la consultation publique les plafonds qu'elle considérait comme raisonnables. Une marge était retenue entre les niveaux moyens constatés et les plafonds pour que certaines spécificités, une fois justifiées, puissent continuer à être compensées. Les contributions reçues conduisent à réviser dans une certaine mesure les plafonds initialement proposés afin d'assurer une compensation suffisante de ces frais de gestion tout en conservant une incitation forte à maîtriser ces coûts.

En particulier, un grand nombre des participants ont fait part de leur préférence pour un mécanisme où la dégressivité des plafonds s'applique de façon marginale. La CRE retient cette proposition, qui permet d'éviter les effets de seuils.

L'un des participants propose d'indexer le niveau des plafonds. L'effet de l'indexation est considéré par la CRE comme négligeable au regard de la marge laissée par les plafonds retenus. Ces derniers pourront être révisés si nécessaire en fonction des déclarations effectuées par les opérateurs au cours des prochaines années, s'il s'avère qu'ils ne sont plus en adéquation avec les frais réels.

3.3 Mécanisme de plafonnement retenu

3.3.1 Frais de gestion des contrats

3.3.1.1 Plafonnement des frais de gestion retenu pour les opérateurs en électricité

Pour les frais de gestion des contrats d'achat pour des installations de production d'électricité, les participants à la consultation publique estiment que le plafond proposé pour la gestion des contrats photovoltaïques de moins de 250 kW, de 100 €/an/contrat, est insuffisant. L'un d'entre eux s'interroge sur l'écart important entre le plafonnement prévu pour ces contrats et celui prévu pour les autres filières.

La CRE considère que les frais de gestion sont directement corrélés au rythme de facturation, qui est bien moindre pour ces contrats à facturation annuelle ou semestrielle, ainsi qu'à la complexité et à la diversité des arrêtés tarifaires, ce qui explique cet écart. Elle retient un plafond réhaussé à 120 €/an/contrat pour les 400 premiers contrats, ce qui correspond au critère d'efficacité poursuivi tout en laissant une marge suffisante pour compenser notamment les développements SI, sur la base de l'amortissement des investissements réalisés.

Le choix de faire évoluer le seuil vers un mécanisme à tranche marginal atténuée de fait l'impact du plafonnement pour les opérateurs gérant plus de 400 contrats. La CRE n'estime donc pas nécessaire de faire évoluer le niveau de plafonnement prévu, de 50 €/an/contrat, au-delà de 400 contrats.

S'agissant du niveau du seuil, fixé à 400 contrats, un participant demande la prise en compte « des investissements réalisés dans l'automatisation des process ou bien des capacités d'investissements ». Si ces paramètres peuvent permettre d'affiner le seuil en fonction des situations réelles des opérateurs, ils semblent difficilement objectivables et réalistes opérationnellement. La CRE privilégie donc une approche normative. L'analyse des frais de gestion déclarés par les opérateurs montre un effet d'échelle dès la gestion de plusieurs centaines de contrats, ce qu'une dégressivité du plafond au-delà de 400 contrats reflète, tandis que rehausser ce seuil à 1 000 contrats, comme le propose un participant, ne permettrait pas de traduire et d'inciter à ces gains en efficacité.

Par ailleurs, un participant propose d'établir un seuil par type de contrat et non tous contrats confondus en indiquant que l'effet d'échelle ne peut être apprécié que pour la gestion d'un même type de contrat. La CRE considère que la proposition initiale répond déjà à cette problématique puisqu'il n'y a pas de dégressivité introduite pour les contrats autres que le PV < 250 kW, l'effet d'échelle est négligé pour les autres filières puisque les opérateurs n'ont que peu de contrats du même type.

Enfin, la CRE note qu'il n'y a pas eu de remarques sur les plafonds proposés pour les autres filières et conserve donc les niveaux proposés au stade de la consultation publique.

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

Type de contrats concernés	Plafond de compensation (€/an/contrat)	
	Pour les 400 premiers contrats	Au-delà de 400 contrats
PV < 250 kW	120	50
PV > 250 kW et Eolien	500	
Autres filières	1500	

3.3.1.2 Plafonnement des frais de gestion retenu pour les acheteurs de biométhane injecté

S'agissant des frais de gestion des contrats d'achat pour l'injection de biométhane, les participants à la consultation publique se sont prononcés en faveur du niveau de seuil de dégressivité proposé par la CRE tout en proposant une évolution du plafonnement proposé vers un mécanisme à tranche marginale.

Dans sa consultation publique, la CRE proposait une compensation des frais de gestion dans la limite du plafond de 1 500 €/contrat/an pour les opérateurs gérant moins de 50 contrats, et du plafond de 1 000 €/contrat au-dessus de ce seuil. Les participants estiment que ces plafonds sont insuffisants, et qu'ils ne prennent pas suffisamment en compte la plus faible maturité de la filière de l'injection de biométhane en comparaison de celle de la filière cogénération à partir de biogaz. Les participants mettent en avant notamment un contexte de modifications réglementaires à l'origine d'un accroissement du temps passé à l'accompagnement des producteurs de biométhane.

La CRE considère que rehausser le plafond pour les opérateurs gérant moins de 50 contrats à 2 500 €/contrat/an permet à la fois de prendre en compte dans une certaine mesure la particularité de ce contexte, de traduire le critère d'efficacité attendu pour la gestion des contrats tout en laissant suffisamment de marge pour la prise en compte de l'amortissement des investissements consentis pour les développements SI, la gestion des avenants ainsi que des surcoûts spécifiques pouvant être liés à la gestion de certains contrats comme l'exploitation des flux informatiques propres à certains réseaux d'injection. Le niveau de plafond retenu par la CRE correspond ainsi globalement à une fourchette haute des niveaux de plafond proposés par les participants à la consultation.

Le choix, retenu par la CRE, de faire évoluer le seuil vers un mécanisme à tranche marginale atténuée de fait l'impact du plafonnement pour les opérateurs gérant plus de 50 contrats, la CRE n'estime donc pas nécessaire de faire évoluer le niveau de plafonnement prévu, de 1 000 €/an/contrat, au-delà du seuil de 50 contrats.



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

Plafond de compensation (€/an/contrat)	Pour les 50 premiers contrats	Au-delà de 50 contrats
		2 500

3.3.2 Frais de conclusion des contrats

3.3.2.1 Périmètre de compensation des frais de conclusion

Afin de faciliter le suivi et le contrôle des frais supportés par les opérateurs pour la signature de contrats d'achat, la CRE a consulté les opérateurs sur sa proposition de ne compenser les frais de conclusion des contrats que lorsque les installations concernées sont effectivement mises en service. Certains participants à la consultation publique se sont prononcés en faveur d'une compensation des frais de conclusion des contrats après la mise en service des installations tout en demandant que soient également compensés les frais de contractualisation concernant des installations se révélant finalement défaillantes en raison d'une insuffisance de maturité des projets lors de la demande de contrat d'achat. Les participants jugent par ailleurs très faible le risque de défaillance des contrats observé jusque-là. D'autres participants sont défavorables à la proposition de la CRE au motif que les coûts de contractualisation sont effectivement supportés très en amont de la mise en service effective des installations, que le contrôle des commissaires aux comptes sur ces frais en devient par ailleurs plus complexe, et que cette proposition conduit à un décalage de compensation en trésorerie.

Au regard des inconvénients susmentionnés que pourrait engendrer l'application de la proposition initiale de la CRE et qui pourraient avoir des effets en trésorerie conséquents notamment pour des opérateurs de taille relativement petite dans le cas de mises en service retardées, la CRE retient le principe de compensation des coûts de contractualisation en amont des mises en service effectives des installations, sous réserve que le processus de ces contractualisations soit dûment finalisé.

3.3.2.2 Plafonnement des frais de conclusion retenu pour les opérateurs en électricité

Lors de la consultation publique, la CRE a proposé des plafonds de compensation en s'appuyant notamment sur les barèmes prévus par l'arrêté du 30 mai 2016¹² pour le remboursement, en cas de cession par le producteur d'un contrat conclu par EDF ou une ELD à un organisme agréé, des frais de signature et de gestion de ce contrat. Les contributions reçues pointent l'insuffisance du niveau envisagé pour les installations photovoltaïques de moins de 250 kW, de 50 €/contrat, un niveau de 3 à 4 fois supérieur étant recommandé. La CRE retient la fourchette basse des propositions effectuées pour rehausser le plafond correspondant, dans la mesure où, en parallèle, le périmètre de contrats auquel il s'applique est élargi.

La CRE note qu'il n'y a pas eu de remarques sur les plafonds proposés pour les autres filières et conserve donc les niveaux proposés au stade de la consultation publique.

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

Type de contrats concernés	Plafond de compensation (€/contrat)
PV < 250 kW	150
Autres filières	1000

3.3.2.3 Plafonnement des frais de conclusion retenu pour les acheteurs de biométhane injecté

Pour les frais de conclusion des contrats d'achat pour l'injection de biométhane, deux participants à la consultation publique mettent en avant des frais de conclusion de l'ordre de 2 à 3 fois supérieurs au niveau de plafond proposé par la CRE, tout en proposant que ces niveaux soient revus à la baisse après la stabilisation du cadre réglementaire régissant le soutien à la filière. Trois autres participants considèrent des niveaux de plafonds relativement proches de celui que la CRE envisageait de retenir dans sa consultation publique, soit un montant de 1 200 €/contrat, un de ces trois participants estime par ailleurs adapté d'introduire un seuil de dégressivité à tranche marginale fixé à 50 contrats gérés.

Les participants pointent de manière générale des procédures de mise en concurrence et de négociations longues avec les producteurs de biométhane afin de pouvoir bénéficier des garanties d'origine émises, conduisant à une surenchère des frais de conclusion des contrats.

¹² 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

La CRE considère, comme elle l'avait rappelé dans sa consultation publique, 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 d'une compensation au titre de charges de service public. La CRE a exclu du périmètre des frais de gestion compensés ce type de frais 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.

En outre, les frais de conclusion des contrats d'achat de biométhane injecté sont de nature à être significativement réduits pour les contractualisations futures 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.

Enfin, le niveau de plafond proposé dans la consultation publique est manifestement cohérent avec les déclarations de frais de gestion effectuées par les opérateurs au titre des charges constatées de service public pour l'année 2020.

En conséquence, la CRE retient le niveau de plafonnement proposé dans la consultation publique. Elle relève par ailleurs un effet d'échelle marqué entre les opérateurs ayant procédé à la contractualisation de plus de 100 contrats sur une année, et les opérateurs en ayant signé un nombre inférieur. La CRE introduit par conséquent un seuil de dégressivité à tranche marginale à 100 signatures de contrats, et une réduction par 2 du niveau de plafonnement au-delà de ce seuil.

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

Plafond de compensation (€/contrat)	Pour les 100 premières signatures annuelles	Au-delà de 100 signatures
		1 200

4. FRAIS DE GESTION LIES A LA MISE SUR LE MARCHÉ DE L'ENERGIE ACHETEE

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, en fonction du volume d'électricité produite par les installations sous obligation d'achat dont il a la gestion et à la condition que, dans tous les cas, les installations soient 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 commun, et ont ainsi bénéficié d'un effet d'échelle important.

Les participants à la consultation publique constatent également cette baisse et partagent l'avis de la CRE quant à l'efficacité de ce mécanisme, l'un d'entre eux s'interrogeant sur l'opportunité de relever ce seuil de 50 GWh. S'agissant de la prise en compte du coût des écarts pour les certificats de capacité, aucune tendance claire ne se dégage des réponses à la consultation publique.

Au vu de ces éléments, la CRE conserve la méthodologie établie dans sa délibération du 22 juin 2017.

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 CRE a consulté les acteurs sur les modalités de compensation des coûts imputables à la revente des volumes de gaz achetés dans le cadre de la mise en œuvre de l'obligation d'achat de biométhane injecté. Elle a proposé deux solutions dans sa consultation publique, pouvant permettre une compensation adaptée des coûts de gestion liés à la revente de l'énergie conçues de manière à minimiser l'impact sur la dépense publique, à savoir :

- la mise en œuvre de contrats d'acheminement de l'énergie avec les gestionnaires de réseaux de transport dédiés aux volumes d'obligation d'achat permettant d'isoler les frais inhérents à l'activité d'obligation d'achat, et suffisamment mutualisés le cas échéant pour les opérateurs gérant des volumes de biométhane relativement restreints de manière à permettre le foisonnement nécessaire à la minimisation des écarts d'équilibrage ;
- le plafonnement des frais imputables à l'obligation d'achat permettant d'harmoniser la compensation des frais de gestion déclarés, sans obligation pour les opérateurs de recourir à un contrat d'acheminement de l'énergie dédié aux volumes de biométhane.

La CRE retient la seconde solution, qui bénéficie majoritairement d'un avis favorable des acteurs consultés en raison d'une plus grande simplicité de mise en œuvre et d'une meilleure garantie du foisonnement des volumes.

L'analyse conjointe des réponses des contributeurs ainsi que des déclarations des charges de service public constatées pour l'année 2020 effectuées par l'ensemble des acheteurs de biométhane conduit la CRE à retenir les niveaux de plafonds de compensation suivants, s'appliquant à l'énergie totale annuelle achetée :

Energie totale annuelle injectée (GWh) E	Plafond de compensation
E > 200	Maximum (5 cts/MWh ; 20 000 €)
E ≤ 200	Maximum (10 cts/MWh ; 10 000 €)

Certains opérateurs gérant un périmètre d'obligation d'achat de taille réduite, ne souhaitant pas mener une gestion interne de la revente des volumes de gaz sur le marché, confient cette activité à des acteurs tiers désignés à la suite de procédures de mise en concurrence au travers de contrats de gré à gré. La CRE relève que les niveaux des prix retenus dans le cadre de ces contrats de rachat du biométhane peuvent excéder de manière importante le niveau de frais pouvant raisonnablement être attendu pour ces prestations, et engendrent dès lors des frais supérieurs aux niveaux de plafonnement exposés ci-dessus. La CRE considère que ces frais ne correspondent pas à une mise en œuvre efficace du dispositif d'obligation d'achat, et qu'à ce titre, ils ne peuvent être intégralement compensés par les charges de service public de l'énergie. Dès lors, seuls les montants de coûts se situant en dessous des niveaux de plafonds retenus seront compensés.

4.2.2 Emission et valorisation des garanties d'origine

La CRE a proposé dans la consultation publique de ne retenir aucun coût de gestion en dehors des frais de tenue de compte facturés par le gestionnaire national du registre des garanties d'origine, considérant que ces frais suffisent à traduire l'essentiel des coûts imputables à l'émission des GOs. Elle considère en particulier que l'exécution des tâches d'inscription des garanties d'origine est de nature à engendrer des coûts de personnel limités, et qui en outre ont pu être anticipés par les fournisseurs dans le montant de valorisation de leurs GOs.

Les acteurs consultés ont majoritairement pointé la faible ergonomie du site du registre national de GOs, qui conduirait à un accroissement du temps de personnel lié à son utilisation. Les participants ont également mis en avant l'augmentation de la fréquence de déclaration des GOs consécutive aux récentes évolutions réglementaires introduites dans le dispositif d'émission des GOs.

Seul un acteur donne une estimation du niveau des coûts d'émission des GOs, qu'il évalue à environ 3 euros par producteur par mois.

Au vu de ces éléments, la CRE retient les plafonds de compensation de frais de personnel liés à l'émission des GOs suivants :

Plafond de compensation (en €)	Inscription de sites de production	Déclaration des GOs
		30 €/site créé



DECISION DE LA CRE

Dans sa délibération du 22 juin 2017, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a défini les modalités de compensation des coûts de gestion 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 le périmètre pertinent dans sa délibération du 9 octobre 2013.

La présente délibération met en place un cadrage complet de l'exercice de déclaration des coûts de conclusion et de gestion des contrats d'achat d'électricité et de biométhane en métropole continentale, afin notamment d'harmoniser les modalités de compensation et de donner de la visibilité aux opérateurs pour piloter leurs coûts de gestion en amont. Elle s'appuie sur les réponses à une consultation publique menée par la CRE du 18 mars au 12 avril 2021.

Le cadrage mis en place par la CRE diffère selon les composantes des frais de gestion et les opérateurs concernés :

- pour les frais de conclusion et de gestion administrative des contrats, la CRE met en place un mécanisme de plafonnement de ces coûts en fonction du type et du nombre de contrats concernés, selon les modalités définies dans la partie 3 de la présente délibération ;
- pour les frais de mise sur le marché de l'énergie :
 - o pour les gestionnaires de contrat d'achat d'électricité, la CRE laisse inchangé le cadre défini dans sa délibération du 22 juin 2017 qui apporte satisfaction ;
 - o pour les acheteurs de biométhane injecté, la CRE met en place un mécanisme de plafonnement de ces coûts, y compris pour les coûts d'émission des garanties d'origine, selon les modalités définies dans la partie 4.2 de la présente délibération.

Les modalités de compensation des coûts de gestion et de conclusion des contrats établies dans la présente délibération seront appliquées dès l'exercice de calcul des charges de service public de 2021.

La présente délibération sera transmise à la ministre de la transition écologique et au ministre de l'économie, des finances et de la relance. Elle sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 27 mai 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Une Commissaire,

Catherine EDWIGE