RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

DÉLIBÉRATION N°2025-114

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

1. Contexte et compétence de la Commission de régulation de l'énergie

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] ».

Les charges faisant l'objet d'une compensation au titre des charges de service public de l'énergie (ci-après « CSPE ») sont définies dans le code de l'énergie[1]. Différents types d'opérateurs peuvent ainsi être amenés à supporter des CSPE en métropole continentale[2] :

- s'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale : EDF Obligation d'Achat (ci-après « EDF OA »), les entreprises locales de distribution (ci-après « ELD »), les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours[3]. Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés ;
- s'agissant du soutien à l'injection de biométhane : les acheteurs de biométhane injecté. Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés ;
- les fournisseurs d'électricité et de gaz peuvent supporter des charges liées aux dispositifs sociaux.

Dans ce contexte, la Commission de régulation de l'énergie (ci-après la « CRE ») a défini la méthodologie consolidée d'évaluation des CSPE en métropole continentale dans sa délibération du 25 janvier 2024[4]. Cette délibération constitue des lignes directrices opposables aux opérateurs supportant des CSPE. La CRE applique cette méthodologie chaque fois qu'elle procède à l'évaluation du montant des charges imputables aux missions de service public de l'énergie, sous réserve qu'aucune circonstance particulière ou aucune considération d'intérêt général ne justifie qu'il y soit dérogé. La méthodologie est susceptible d'être mise à jour, notamment en cas d'évolution de la règlementation ou de la pratique décisionnelle de la CRE.

---

[1] Articles L. 121-7 et suivants du code de l'énergie. Les modalités réglementaires sont définies aux articles R. 121-25 et suivants du même code.

[2] En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022, de l'article 37 de la loi de finances rectificative pour 2022 et de l'article 181 de la loi de finances pour 2023, les pertes de recettes supportées par les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel du fait du gel des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel constituent également des charges de service public de l'énergie ouvrant droit à compensation pour les opérateurs qui les supportent. La présente délibération et son annexe présentent la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale à l'exception des charges liées au gel tarifaire.

[3] Tel que prévu à l'article L. 314-26 du code de l'énergie : il s'agit de l'acheteur tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par une installation sous complément de rémunération dans le cas où le producteur est dans l'incapacité de vendre sa production.

[4] Délibération n°2024-20 de la CRE du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale

2. Modifications apportées par la présente délibération

La présente délibération vient modifier ou compléter la méthodologie définie dans la délibération du 25 janvier 2024, s'agissant :

- du calcul du coût évité relatif à la vente des garanties d'origine (ci-après « GO ») de biométhane ;
- de l'allongement de la durée de vente pour la puissance quasi-certaine vendue par EDF OA ;
- de la prise en compte des achats sur le marché J-1 et de l'imprévisibilité dans les charges prévisionnelles d'EDF OA ;
- de la restructuration du carnet d'ordre d'EDF OA sur le marché J-1, du fait de la vente à prix conditionnel d'une partie de la production des parcs sous obligation d'achat (ci-après « OA ») ;
- des références de prix utilisées pour le calcul du coût évité pour les installations sous OA.

L'ensemble de la méthodologie applicable est accessible en annexe de cette délibération. Les modifications apportées par la présente délibération sont surlignées, afin d'être facilement identifiables.

2.1. Modifications de la méthodologie de valorisation des garanties d'origine pour les acheteurs de biométhane injecté

2.1.1. Contexte

Pour les contrats d'achat conclus avant le 9 novembre 2020, le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel peut bénéficier d'une attestation de garantie d'origine (ci-après « GO ») à la demande de l'acheteur de biométhane[5]. Ce dernier a la possibilité de valoriser les GO sous différentes formes (vente directe, offre de fourniture de gaz vert, carburant pour des véhicules, autoconsommation…). Pour les contrats conclus après le 9 novembre 2020, les GO sont émises directement au bénéfice de l'Etat, qui peut en valoriser tout ou partie dans le cadre d'enchères trimestrielles organisées par la plateforme EEX.

S'agissant des contrats d'achat conclus avant le 9 novembre 2020, l'article R. 121-31 du code de l'énergie précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et incombant aux fournisseurs de gaz naturel acheteurs de biométhane est « *réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine* ». L'arrêté du 23 novembre 2011[6] fixe la part de réversion à l'Etat du montant de la valorisation des GO à 75 % dans le cas général, et à 0 % lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant pour véhicules.

Au cours des derniers exercices de contrôle des déclarations de CSPE, la CRE a constaté que :

i. certains acheteurs de biométhane déclaraient un prix de cession faible voire nul pour les transferts de leurs GO à des entités appartenant au même groupe de sociétés au sens de l'Insee (« valorisation intermédiaire »), ces entités pouvant ensuite les valoriser sous une autre forme ou à un montant plus élevé (« valorisation finale »), informations que la CRE a eu des difficultés à obtenir ;

ii. plus généralement, certains opérateurs déclaraient des valorisations de GO à un prix très faible, voire nul, notamment en cas d'autoconsommation.

Or, toute GO a nécessairement une valeur intrinsèque, qui ne peut en aucun cas être nulle, dès lors que la valorisation des GO, quelle que soit sa forme, constitue pour les acheteurs de biométhane un coût évité. La valorisation de ce coût évité doit être cohérente avec la valeur économique réelle des GO dans le cadre d'un dispositif ayant un impact important sur les finances publiques.

[5] Article 4 du décret n°2020-1701 du 24 décembre 2020 (anciennement article 1 du décret n° 2011-1596 du 21 novembre 2011).

[6] Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

Ainsi, et dans la mesure où les déclarations présentaient des niveaux de valorisation particulièrement hétérogènes, plusieurs déclarations correctives ont été exigées par la CRE lors de l'exercice de contrôle des déclarations de CSPE mené en 2024, au titre des années 2023, 2024 et 2025.

La CRE a annoncé en juillet 2024, dans sa délibération relative à l'évaluation des CSPE pour 2025 et à la réévaluation des CSPE pour 2024[7], son intention de faire évoluer sa méthodologie de calcul de la réversion à l'Etat sur les GO de biométhane. Elle estimait indispensable de garantir l'intégration dans le calcul des CSPE d'un niveau pertinent de valorisation des GO, en phase avec leur valeur économique, et permettant :

- d'assurer un traitement équitable pour tous les opérateurs, notamment s'agissant de ceux n'ayant pas accès à des contractualisations portant sur des installations pré-réforme de 2020 sur la valorisation des GO, et donc devant acquérir des GO, notamment dans le cadre des mécanismes de marché ;
- de faciliter le travail de déclaration et de contrôle des CSPE.

2.1.2. Consultation des acheteurs de biométhane, menée par la CRE en 2025

Fin janvier 2025, la CRE a consulté informellement l'ensemble des acheteurs de biométhane dont la production est soutenue via un contrat d'achat sur l'évolution de la méthodologie de calcul de la réversion sur les GO. Les retours de dix acheteurs de biométhane[8], d'une association et d'un syndicat professionnel ont été réceptionnés. Un groupe de travail s'est ensuite tenu le 14 mars 2025. Une seconde réunion a été organisée par la CRE le 25 avril 2025.

Dans le cadre de cette consultation, la CRE a proposé de définir une valeur plancher normative du prix de valorisation des GO retenu dans le cadre du calcul des CSPE. Cette valeur plancher normative serait fondée sur des données de marché, à savoir le prix des enchères en France portant sur les GO de biométhane émises par les installations bénéficiant de contrats d'achat signés après le 9 novembre 2020, organisées par EEX depuis 2024. Cela permettrait notamment d'éviter une distorsion de concurrence sur le marché de la fourniture d'offres vertes entre les acheteurs de biométhane bénéficiant des GO au titre des contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020 et les autres acteurs du marché des GO de biométhane. La CRE a proposé d'appliquer cette évolution à partir des charges constatées au titre de 2025, pour tous les contrats.

Dans leurs réponses à la consultation et au cours des ateliers de travail, les principales observations des acheteurs de biométhane ont été les suivantes :

i. la nouvelle méthodologie ne doit pas s'appliquer aux contrats de revente de GO signés antérieurement à la réforme méthodologique et toujours en cours ;

ii. les enchères de GO de biométhane ne sont à ce stade pas suffisamment représentatives en raison du faible volume de GO qui y est actuellement échangé. En outre, l'impossibilité de participer en tant que vendeur aux enchères limite la possibilité pour les acheteurs de biométhane de se couvrir contre les évolutions de prix des GO issus des enchères. Enfin, il existe un risque de manipulation du prix des enchères, par exemple dans le cas où un seul acheteur achèterait tout le volume à un prix particulièrement élevé ;

iii. les utilisateurs de GO de biométhane souhaitent avoir de la visibilité sur leur prix et donc pouvoir sécuriser un prix fixe lors de la signature du contrat de revente de GO sur plusieurs années éventuellement.

[7] Délibération n°2024-139 de la CRE du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024

[8] 25 acheteurs de biométhane, détenteurs de contrats d'achat de biométhane injecté, ont été consultés.

2.1.3. Analyse de la CRE

La méthodologie de valorisation des GO biométhane pour le calcul de la réversion à l'Etat doit, d'une part préserver les finances publiques de toute sous-valorisation des GO et, d'autre part, éviter les distorsions de concurrence entre les acheteurs de biométhane cocontractants de contrats d'achat préréforme de 2020 et les autres fournisseurs de gaz.

La CRE considère que la définition d'un prix plancher normatif de la valeur des GO est indispensable à l'atteinte de ces deux objectifs.

Pour autant, la CRE juge nécessaire de tenir compte du cas spécifique des contrats de revente de biométhane en cours, comme demandé par les acheteurs de biométhane : le prix plancher normatif ne s'appliquera qu'aux contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation à compter du 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) à compter du 6 mai 2025.

S'agissant du risque que les enchères EEX ne soient pas représentatives de la valeur de marché des GO biométhane, la CRE observe que les volumes de GO valorisées dans le cadre des premières enchères organisées par EEX sont déjà significatifs et qu'ils ont vocation à augmenter au fur et à mesure de la mise en service des installations bénéficiant de contrats d'achats signés après le 9 novembre 2020. En outre, le prix des enchères par EEX est la meilleure référence de prix de marché disponible.

S'agissant du besoin de visibilité exprimé par certains acheteurs de biométhane, la CRE retient les enchères s'étant tenues au cours de l'année précédant l'année au titre de laquelle les charges sont déclarées. Cela contribuera à donner de la visibilité aux acheteurs de biométhane en amont de la période de valorisation. Enfin, même si la CRE estime qu'il appartient aux utilisateurs des GO biométhane de gérer avec leurs clients le risque lié à l'évolution de la valeur marché des GO s'agissant des futures valorisations de GO, le cadre des nouveaux contrats pluriannuels (conclus après le 6 mai 2025) doit faire l'objet d'une analyse complémentaire par la CRE.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE retient, à partir des CSPE déclarées au titre de l'année 2025, une nouvelle méthode de calcul de la réversion du montant des GO de biométhane, en introduisant une valeur plancher normative du montant de valorisation des GO fondée sur le prix des enchères en France portant sur les GO de biométhane organisées par EEX susmentionnées.

La méthodologie applicable pour l'exercice d'évaluation des charges mené par la CRE en 2025 (évaluation des charges à compenser en 2026) est la suivante :

- Toute valorisation nulle des GO sera écartée ;
- pour les charges constatées au titre de 2024, la méthode de calcul de la réversion n'est pas modifiée. Les déclarations feront l'objet d'un contrôle approfondi par la CRE, et il appartiendra aux acheteurs de biométhane de fournir les pièces justificatives du niveau de valorisation des GO à la demande de la CRE. Comme lors de l'exercice d'évaluation des charges mené par la CRE en 2024, certaines déclarations pourront nécessiter d'être revues à la suite d'échanges avec la CRE ;
- pour les charges prévisionnelles au titre de 2025 (mise à jour de la prévision) et au titre de 2026, si le niveau de valorisation déclarée des GO n'est pas jugé cohérent avec les conditions de marché en ce qu'il s'écarte de la valeur plancher normative, il appartiendra aux acheteurs de biométhane de fournir des pièces justificatives du niveau de valorisation des GO. Si les documents fournis ne permettent pas de justifier de la cohérence du niveau de valorisation déclaré avec les conditions de marché, la valeur plancher normative sera appliquée le cas échéant par la CRE ;
- à titre exceptionnel, la valeur plancher normative correspond à la moyenne arithmétique des prix de référence des enchères portant sur les GO de biométhane organisées en France par EEX, calculée en considérant (i) les enchères s'étant tenues en 2024 et au premier semestre de 2025 pour les charges prévisionnelles au titre de 2025 ; (ii) les enchères s'étant tenues au premier semestre de 2025 pour les charges prévisionnelles au titre de 2026.

La méthodologie applicable à partir de l'exercice d'évaluation des charges mené en 2026 par la CRE (évaluation des charges à compenser en 2027) est la suivante :

- pour les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation à compter du 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) à compter du 6 mai 2025, la réversion du montant des GO est calculée en tenant compte d'une valeur plancher normative. Celle-ci est définie comme la moyenne arithmétique des prix moyens pondérés des enchères[9] portant sur les GO de biométhane organisées par EEX[10] en France s'étant tenues au cours de l'année précédant l'année au titre de laquelle les charges sont déclarées[11] ;
- pour les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation avant le 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) avant le 6 mai 2025, toute déclaration de valorisation nulle des GO sera écartée. En outre, si le niveau de valorisation déclaré des GO n'est pas jugé cohérent avec les conditions de marché en ce qu'il s'écarte de la valeur plancher normative telle que définie ci-dessus, il appartient aux acheteurs de biométhane de fournir des pièces justificatives du niveau de valorisation des GO. Si les documents fournis ne permettent pas de justifier de la cohérence du niveau de valorisation déclaré avec les conditions de marché, la valeur plancher normative telle que définie ci-dessus sera appliquée le cas échéant.

Par ailleurs, dans tous les cas, lorsque les GO sont valorisées sous forme de vente directe à des entités appartenant au même groupe de sociétés que l'acheteur de biométhane (au sens de l'Insee), la valorisation des GO qui doit être déclarée est celle de la dernière transaction réalisée entre l'entité appartenant au même groupe de société susmentionnée et l'acheteur externe à cette entité susmentionnée.

Comme précisé *supra*, la CRE se réserve la possibilité de modifier la présente méthodologie, après analyse complémentaire, s'agissant du cas des nouvelles contractualisations pluriannuelles à prix fixe de vente de GO.

2.2. Modifications de la méthodologie de valorisation de l'énergie pour la production sous OA du périmètre d'EDF OA

2.2.1. Allongement de la durée de vente de la puissance quasi-certaine

A la suite d'une consultation publique menée en octobre 2024[12], la CRE a annoncé dans sa délibération annuelle relative aux valeurs de la puissance quasi-certaine[13] l'allongement de 2 à 3 ans de la durée de vente du produit « ruban de base ». Ainsi, au paragraphe 2.2.1 de la méthodologie, la durée de vente du produit « ruban de base » est modifiée, afin de prendre en compte la vente, à partir du 1er septembre 2025, d'un produit « ruban de base N-3 », qui permettra un lissage de la vente de la puissance quasi-certaine sur trois années.

La CRE précise que pour les charges au titre de l'année 2028, le produit « ruban de base » sera mis en vente entre le 1er septembre 2025 et la fin de l'année 2027. Pour les charges au titre des années postérieures à 2028, le produit « ruban de base » sera mis en vente entre le 1er janvier de l'année N-3 et la fin de l'année N-1.

---

[9] Cela correspond au prix de référence publié par EEX lors de la tenue de chaque enchère.

[10] https://www.eex.com/en/markets/energy-certificates/encheres-de-garanties-dorigine-de-biogaz

[11] Ainsi, un contrôle des charges au titre de l'année N implique de retenir le prix moyen des enchères s'étant tenues sur l'année N-1. S'agissant des charges prévisionnelles au titre de l'année suivante, cela inclut les enchères ayant eu lieu au moment de l'exercice d'évaluation des charges par la CRE.

[12] Consultation publique n°2024-17 de la CRE du 16 octobre 2024 relative à la valorisation à terme de l'électricité produite par les installations soutenues via les régimes de l'obligation d'achat et du complément de rémunération en métropole continentale

[13] Délibération n°2024-224 de la CRE du 12 décembre 2024 portant décision relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale

2.2.2. Prise en compte des achats au prix Spot et de l'imprévisibilité dans les charges prévisionnelles d'EDF OA

Avant la délibération du 25 janvier 2024, pour le calcul du coût évité prévisionnel d'EDF OA, la CRE utilisait directement les références de prix telles que définies aux paragraphes 2.2.4 et 2.2.5 de la méthodologie ; un profilage normatif était ainsi appliqué pour les filières éolienne (à terre et en mer) et photovoltaïque. Afin de répliquer l'ensemble des composantes du coût évité constaté, la méthodologie intégrait aussi, pour le calcul du coût évité prévisionnel :

- le coût prévisionnel lié à l'imprévisibilité d'une partie de la production du périmètre d'OA, calculé à partir des volumes d'écarts prévus en valeur absolue par EDF OA et de la décote observée en moyenne entre le prix des écarts et le prix Spot ;
- le coût prévisionnel lié aux achats qui seraient effectués par EDF OA au prix Spot[14], calculé comme le produit du volume prévisionnel d'achats et de l'écart observé entre le prix d'achat et le prix de vente qui peuvent être captés par la production aléatoire (production valorisée sur les marchés de court terme, égale à la production totale du parc diminuée de la part de la production vendue à terme).

La méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel d'EDF OA a été modifiée par la délibération du 25 janvier 2024, afin de prendre en compte un profilage des références de prix prévisionnelles sur la base de l'historique des prix captés par le profil de production réalisé du parc sous OA pour l'ensemble du parc et non plus par des profils normatifs appliqués uniquement pour les filières éolienne et photovoltaïque. Ce changement de profilage a été appliqué dès juillet 2024 pour l'évaluation des charges prévisionnelles au titre de 2025, et la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2024.

L'utilisation de l'historique des prix captés pour le profilage permet d'imputer directement aux références de prix retenues pour le calcul du coût évité prévisionnel la prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production du périmètre d'OA, ainsi que le coût lié aux achats effectués aux prix Spot. De ce fait, ces deux termes disparaissent de la méthodologie d'évaluation des charges prévisionnelles.

2.2.3. Modification des ordres d'achat/vente d'EDF OA sur le marché Spot afin de prendre en compte les dispositions de la loi de finances pour 2025 relatives aux prix négatifs

La loi de finances pour 2025[15] prévoit, dans son article 175, que les acheteurs obligés peuvent demander l'arrêt de la production de certaines installations de production[16] lorsque cela permet de réduire les surcoûts supportés par ces acheteurs (c'est-à-dire lorsque le prix sur le marché Spot est négatif).

Afin de permettre ces arrêts lors des périodes de prix Spot négatifs, EDF OA modifie son carnet d'ordre sur le marché Spot, afin de vendre à tout prix l'ensemble de sa prévision de production aléatoire sur le marché Spot, et de racheter, à un certain niveau de prix Spot, la part de la prévision relative aux parcs sous OA modulant leur production à la baisse lorsque le prix Spot est négatif. L'ordre d'achat est conditionné à un prix Spot inférieur ou égal à -0,11 €/MWh[17]. Ces conditions sont détaillées au paragraphe 2.2.2 de la méthodologie.

Par ailleurs, la définition du terme Q_{J-1} au paragraphe 0 de la méthodologie est modifiée pour tenir compte de ces nouvelles modalités.

[14] Les achats au prix spot sont réalisés lorsque la puissance quasi-certaine définie pour le périmètre d'EDF OA est supérieure à la production réalisée du parc.

[15] LOI n°2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

[16] Il est notamment prévu que seules les installations de plus de 10 MW sont concernées.

[17] Ce niveau a été fixé afin de s'assurer qu'en cas de prix Spot négatifs, les contrats de complément de rémunération, qui doivent nécessairement s'arrêter pour toucher la prime de prix négatifs, sont arrêtés en priorité.

2.2.4. Modification de la définition des références de prix utilisées pour le calcul du coût évité énergie

Le paragraphe 2.2 de la méthodologie retenait jusqu'à présent, comme indices de prix, les prix Spot publiés par EPEX Spot ainsi que l'indice de prix moyen pondéré infra-journalier publié par EPEX Spot.

Dans la présente délibération, ces indices de prix sont remplacés par le prix Spot et l'indice de prix moyen pondéré infra-journalier publiés par la plateforme de marché[18] utilisée par EDF OA. Cette information est déclarée annuellement par EDF OA dans le cadre de sa déclaration de charges.

2.3. Modifications de la méthodologie de valorisation de l'énergie pour la production sous OA du périmètre des ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours

2.3.1. Modification de la définition des références de prix utilisées pour le calcul du coût évité

Les paragraphes 2.3.2.1 et 2.3.3.1 de la méthodologie retenaient jusqu'à présent comme indices de prix, les prix Spot publiés par EPEX Spot.

Dans la présente délibération, ces indices de prix sont remplacés par les prix Spot publiés par la plateforme de marché utilisée par chaque opérateur et indiquée annuellement dans la déclaration de charges de chaque opérateur. Si un opérateur n'indique pas la plateforme de marché qu'il utilise, le prix Spot correspondra à celui résultant du couplage du marché européen ou à la moyenne pondérée par les volumes échangés du prix des différentes plateformes de marché actives sur le marché français dans le cas où aucune d'entre elles ne participe au couplage européen journalier.

[18] Opérateurs désignés du marché de l'électricité ou NEMO (« *Nominated Electricity Market Operator* »).

Décision de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) adopte la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale portée en annexe de la présente délibération.

Cette méthodologie a vocation à être appliquée chaque fois que la CRE procède à l'évaluation du montant des charges de service public de l'énergie en métropole continentale, sous réserve qu'aucune circonstance particulière ou aucune considération d'intérêt général ne justifie qu'il y soit dérogé.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise au ministre chargé de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 30 avril 2025.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON

Annexe : Méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale

Sommaire

1. Contexte 12

2. Valorisation de l'énergie des installations sous obligation d'achat acquise en métropole continentale 12

2.1. Modalités générales 12

2.2. Périmètre d'EDF OA 13

2.2.1. Distinction entre la part quasi certaine et la part aléatoire au sein du périmètre d'équilibre dédié à l'OA 13

2.2.2. Gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'OA et qualité de prévision 14

2.2.3. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente 15

2.2.4. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours 17

2.2.5. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante 18

2.3. Périmètre des ELD, des organismes agréés et de l'Acheteur en dernier recours 19

2.3.1. Rappel relatif à la notion de coût évité pour ces opérateurs 19

2.3.2. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente 20

2.3.3. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours 21

2.3.4. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante 23

2.4. Périmètre des acheteurs de biométhane 24

2.4.1. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente 24

2.4.2. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours 24

2.4.3. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante 25

2.4.4. Réversion des garanties d'origines pour l'année précédente (charges constatées), ainsi que l'année en cours et l'année suivante (charges prévisionnelles) 25

3. Valorisation des garanties de capacité attachées aux installations de production d'électricité sous OA 28

3.1. Valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations dont la production est valorisée en référence aux tarifs de cession (cas de certaines ELD) 28
3.2. Valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations dont la production est valorisée en référence aux prix de marché de gros (cas d'EDF OA, de certaines ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours) 28
3.2.1. Valorisation des garanties de capacité pour les installations au périmètre d'EDF OA 28
3.2.2. Valorisation des garanties de capacités pour une année de livraison donnée pour les installations au périmètre des ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours 30
3.3. Prise en compte du rééquilibrage 31
3.4. Prise en compte du coût des écarts pour les garanties de capacité 31
3.4.1. Principes de valorisation 31
3.4.2. Conditions de prise en compte des écarts capacitaires 32
3.5. Prise en compte d'une incitation à la certification 32
3.6. Valorisation des garanties de capacité dans le cas de la cession d'un contrat d'OA 32
4. Charges supportées par EDF OA associées à la gestion des contrats de complément de rémunération 33
5. Prise en compte des frais de conclusion et de gestion des contrats de soutien, ainsi que des frais de mise sur le marché de la production sous OA 33
5.1. Frais de conclusion et de gestion administrative des contrats d'OA et de complément de rémunération et frais de mise sur le marché de la production sous OA pour EDF OA 33
5.2. Frais de conclusion et de gestion administrative des contrats d'OA pour les ELD, les organismes agréés, les acheteurs de biométhane et l'acheteur en dernier recours 34
5.2.1. Plafonnement des frais de gestion administrative des contrats 34
5.2.2. Plafonnement des frais de conclusion des contrats 35
5.3. Frais de mise sur le marché de l'énergie pour les opérateurs supportant des charges de service public en matière d'électricité (ELD, organismes agréés et acheteur en dernier recours) 35
5.4. Frais de mise sur le marché de l'énergie pour les acheteurs de biométhane 36
5.4.1. Frais liés à la revente sur les marchés des volumes de biométhane injecté achetés 36
5.4.2. Frais liés à l'émission et à la valorisation des garanties d'origine 36

6. Prise en compte des frais liés aux dispositifs sociaux en métropole continentale 36

6.1. Dispositions applicables aux bénéficiaires d'une compensation en cas de participation au fonds de solidarité logement 36

6.2. Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie 37

1. Contexte

Différents types d'opérateurs peuvent être amenés à supporter des charges de service public de l'énergie en métropole continentale :

- S'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale : EDF Obligation d'Achat (ci-après « EDF OA »), les entreprises locales de distribution (ci-après « ELD »), les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours[19]. Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés.
- S'agissant du soutien à l'injection de biométhane : les fournisseurs de gaz ou les ELD. Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés.
- Les fournisseurs d'électricité et de gaz peuvent supporter des charges liées aux dispositifs sociaux.

La CRE évalue annuellement les charges de service public de l'énergie au titre de différentes années :

- les charges constatées au titre de l'année précédente, ainsi que les reliquats au titre des années antérieures ;
- les charges prévisionnelles mises à jour au titre de l'année en cours ;
- les charges prévisionnelles au titre de l'année suivante.

Les opérateurs transmettent chaque année à la CRE leur déclaration de charges constatées avant le 31 mars et leurs déclarations de charges prévisionnelles avant le 30 avril. Ces déclarations sont établies en conformité avec la délibération annuelle de la CRE portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles. La CRE calcule sur cette base les charges devant être compensées à l'opérateur par l'Etat ou reversées par l'opérateur pour l'année suivante.

2. Valorisation de l'énergie des installations sous obligation d'achat acquise en métropole continentale

2.1. Modalités générales

En application des articles L. 121-7 et L.121-36 du code de l'énergie, le montant des surcoûts compensés résultant de l'obligation d'achat (ci-après « OA ») pour un ensemble donné d'installations de production électrique ou pour un ensemble d'installations de production de biométhane injecté est égal à la différence entre :

- le prix d'acquisition de l'électricité ou du biométhane injecté produit[20] par l'ensemble d'installations concernées, payé en exécution des contrats d'OA portant sur ces installations (« coût d'achat ») ;
- la somme du coût évité par l'acquisition de cette électricité ou de ce biométhane injecté (« coût évité énergie ») et :
    - dans le cas des installations électriques, du coût évité par la valorisation des garanties de capacité (coût évité « capacité ») associées aux installations concernées ;
    - dans le cas des installations de production de biométhane injecté, du coût évité par la valorisation des éventuelles garanties d'origine.

Selon la typologie d'acteurs et, le cas échéant, selon l'utilisation qui est faite de l'énergie sous OA, la CRE définit dans la présente méthodologie le mode de calcul de la valorisation de l'énergie acquise.

[19] Tel que prévu à l'article L. 314-26 du code de l'énergie : il s'agit de l'acheteur tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par une installation sous complément de rémunération dans le cas où le producteur est dans l'incapacité de vendre sa production.

[20] Est considéré comme « produit » le volume d'énergie affecté par les gestionnaires de réseau aux installations concernés.

Elle s'appuie sur la détermination de l'indice de coût évité « énergie » mensuel correspondant (en €/MWh), selon une méthode en partie normative, qui est ensuite appliqué aux volumes facturés mensuellement (en MWh).

La distinction en fonction de l'utilisation qui est faite de l'énergie sous OA est opérée uniquement pour les ELD, conformément à l'article L. 121-7 du code de l'énergie et comme explicité au paragraphe 2.3.1.

Hormis ce cas particulier, la valorisation de l'énergie, et donc la détermination de l'indice de coût évité « énergie », est effectuée par référence aux prix de marché, de l'électricité ou du gaz naturel :

- Pour les ELD, organismes agréés, acheteurs de biométhane et l'éventuel acheteur en dernier recours, la valorisation de l'énergie acquise se fait de façon privilégiée sur les marchés de court terme, dans la mesure où les volumes gérés restent limités. La CRE retient donc des indices de coût évité « énergie » fondés sur des prix de marché de court terme.
- Pour EDF OA, qui gère un périmètre d'installations sous OA beaucoup plus conséquent, la CRE distingue une part quasi certaine de la production des installations, dont la valorisation est fondée sur des prix de marché à terme, et une part dite aléatoire, dont la valorisation se fonde sur des prix de marché de court terme.

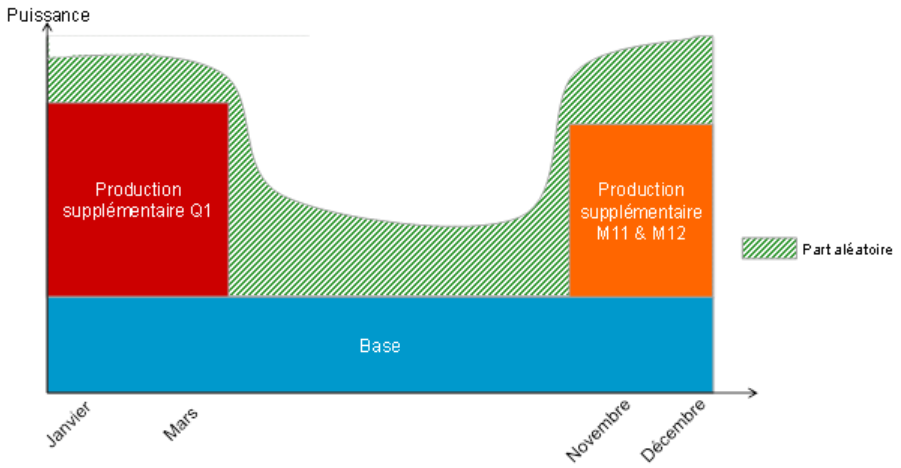
2.2. Périmètre d'EDF OA

2.2.1. Distinction entre la part quasi certaine et la part aléatoire au sein du périmètre d'équilibre dédié à l'OA

En cohérence avec le profil agrégé de la production annuelle des installations sous OA (et notamment des installations de cogénération qui produisent principalement en hiver), la part quasi certaine est composée :

- d'un ruban de base ;
- d'un bloc correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre (Q1) ;
- de deux blocs correspondant aux surplus de production hivernaux des mois de novembre (M11) et décembre (M12).

La part aléatoire correspond à la différence entre la production effective des installations sur le périmètre d'EDF OA et la production quasi certaine.



Représentation de la répartition entre part quasi certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité

Une délibération prise par la CRE, a minima annuellement, définit le niveau des blocs de puissance quasi certaine selon une méthodologie dédiée, en fonction des prévisions de parc installé et du retour d'expérience sur la disponibilité du parc. Elle indique également le calendrier de vente par EDF OA de ces produits. Pour une année N, les différents produits sont ainsi mis en vente selon le calendrier suivant :

- pour le produit « ruban de base » :
  - entre le 1er janvier de l'année N-2 et la fin de l'année N-1 pour les charges au titre des années 2027 et précédentes ;
  - entre le 1er septembre 2025 et la fin de l'année 2027 pour les charges au titre de 2028 ;
  - entre le 1er janvier de l'année N-3 et la fin de l'année N-1 pour les charges au titre des années postérieures à 2028 ;
- pour le produit « premier trimestre », entre le 1er janvier de l'année N-1 et la fin de l'année N-1 ;
- pour les produits mensuels « M11 » et « M12 », respectivement entre le 1er septembre de l'année N et le 31 octobre de l'année N et entre le 1er octobre de l'année N et le 30 novembre de l'année N.

En effet, depuis le 1er janvier 2016, EDF OA est chargé d'organiser des appels d'offres afin de commercialiser les volumes d'énergie sous OA correspondant aux différents blocs de puissance quasi certaine. Les modalités de ces appels d'offres doivent permettre un accès transparent et non discriminatoire des acteurs de marché aux volumes vendus. Au titre de la surveillance des marchés et en application des dispositions du code de l'énergie, la CRE peut accéder à l'ensemble des données relatives à ces appels d'offres. Le cas échéant, EDF informe la CRE des évolutions des modalités d'organisation de ces appels d'offres par courrier avant leur mise en application.

2.2.2. Gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'OA et qualité de prévision

2.2.2.1. Principe de la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'OA

EDF OA regroupe l'énergie produite par les installations sous OA au sein d'un périmètre d'équilibre dédié (ci-après « PE-OA »), comportant en injection les volumes produits par les installations sous OA et en soutirage les prévisions de production pour l'OA. Ces prévisions, réalisées par le gestionnaire du PE-OA la veille du jour de production (J-1), peuvent être affinées le jour même (infra-journalier ou IJ), en prenant notamment en compte les prévisions météorologiques les plus récentes et les données de production publiées en temps réel par RTE.

Les écarts calculés par RTE sur le PE-OA correspondent, à l'écart entre l'injection totale et le soutirage total, soit l'écart entre la production réalisée et la prévision de la production sous OA au plus près du temps réel. Le coût des écarts résiduels reflète donc le caractère partiellement imprévisible de la production sous OA.

EDF OA propose à la vente à tout prix sur le marché Spot l'ensemble des prévisions de production pour les installations sous OA de son périmètre, diminué de la puissance quasi-certaine déjà valorisée. Par ailleurs, EDF OA soumet un ordre d'achat conditionné à un prix Spot inférieur ou égal à -0,11 €/MWh, pour un volume correspondant à la prévision de volume de modulation à la baisse des parcs sous OA lors des épisodes de prix Spot négatifs.

2.2.2.2. Transparence et publication des prévisions par EDF OA

Afin de garantir la transparence du dispositif vis-à-vis des acteurs de marché, les prévisions de production réalisées par EDF OA en J-1 sont publiées une heure avant l'heure limite de fixing pour le marché spot. Les reprévisions infra-journalières sont également publiées, dans un délai raisonnable à la suite de leur réalisation par EDF OA. Les données publiées correspondent à la prévision de production a minima au pas de règlement des écarts en vigueur sur l'ensemble du PE-OA, représentant la meilleure estimation d'EDF OA au moment de la réalisation de la prévision. Ces données sont les mêmes que celles utilisées par EDF OA dans le cadre de ses interventions sur les marchés et pour la gestion de son parc de production propre.

Le détail du parc sous OA rattaché au PE-OA est publié et mis à jour à une fréquence mensuelle. Il comporte, pour chaque filière de production, la puissance totale des installations rattachées au PE-OA à la maille départementale et distinguée par réseau de raccordement. Ces informations sont transmises par EDF OA à RTE et publiées sur la plateforme internet de transparence gérée par RTE.

EDF OA transmet également à RTE le détail des prévisions réalisées par filière de production. Ces données peuvent servir à RTE à publier des prévisions agrégées par filière pour la totalité du périmètre métropolitain, afin d'améliorer le niveau d'information disponible des acteurs du marché et de contribuer ainsi à la transparence du système.

2.2.2.3. Qualité de prévision de la production sous OA

La CRE assure un suivi régulier de la qualité des prévisions de la production sous OA, afin de garantir que la prise en compte dans la compensation des charges de service public de l'énergie du coût des écarts constatés sur le PE-OA n'induise pas de dérive de la part de l'opérateur dans la qualité de ses prévisions. En particulier, EDF OA transmet chaque année un bilan annuel de la gestion du PE-OA, présentant la qualité des prévisions de la production sous OA et les écarts avec la production réalisée.

Les améliorations à apporter aux modèles de prévision utilisés par EDF OA sont notamment déterminées sur la base de ces éléments et d'une analyse « coût-bénéfice ». Par ailleurs, EDF OA s'appuie sur ses échanges avec les producteurs, portant notamment sur la disponibilité des installations sous OA et l'évolution des caractéristiques techniques des nouvelles installations sous OA, afin d'améliorer la qualité de ses prévisions.

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, la CRE peut être amenée à réduire la compensation du coût des écarts dans le calcul des charges de service public selon les modalités définies à la section 0.

2.2.3. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente

2.2.3.1. Pour la part quasi certaine

Pour le calcul du coût évité, les blocs de puissance quasi certaine sont valorisés aux prix moyens pondérés des ventes résultantes des appels d'offres organisés par EDF OA pour les produits correspondants (ruban de base, Q1, M11 et M12).

Au regard de l'efficacité des appels d'offres tenus par EDF OA, la CRE appliquera un coefficient « γ » afin de corriger le cas échéant le niveau de coût évité. Ce coefficient sera apprécié annuellement par la CRE en fonction, pour chacun des produits à terme concernés, de :

- l'écart entre le prix pondéré moyen constaté aux appels d'offres et les cotations moyennes observées sur EEX pendant les périodes suivantes : 2 ans en amont jusqu'à échéance pour le produit ruban de base, un an en amont jusqu'à échéance pour le produit trimestriel et 2 mois en amont jusqu'à échéance pour les produits trimestriels ;
- l'écart entre le prix constaté de chaque appel d'offres et le niveau instantané du marché à terme lors de la tenue de cet appel d'offres ;
- l'écart de prix entre la première et la dernière offre retenue lors de chaque appel d'offres ;
- l'intensité de la concurrence constatée et notamment la comparaison entre le volume proposé à la vente et le volume cumulé des offres reçues ;
- l'adéquation entre les volumes des produits achetés pendant les appels d'offres et les volumes constatés usuellement sur le marché à terme.

2.2.3.2. Pour la part aléatoire

Le coût évité de la part aléatoire est évalué par référence à un prix de marché de court terme $P_{court\ terme}$ calculé par pas demi-horaire comme la moyenne pondérée des prix *spot*, de l'indice de prix moyen pondéré horaire pour les échanges infra-journaliers et du prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE au gestionnaire du périmètre d'équilibre d'EDF OA par les volumes correspondants, soit :

$$P_{court\ terme} = [P_{spot} \times Q_{J-1} + I_{IJ} \times Q_{IJ} + \eta \times PRE \times Q_{écart}] / [Q_{réalisée} - Q_{quasi\text{-}certain}]$$

Les différents termes de la formule sont explicités dans le tableau suivant. Ils correspondent aux valeurs pour le pas demi-horaire correspondant.

Indice de prix	P_{spot}	Prix spot publiés par la plateforme de marché utilisée par EDF OA
	I_{IJ}	Indice de prix moyen pondéré infra-journalier publié par la plateforme de marché utilisée par EDF OA.
	PRE	Prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE.
Volumes d'énergie	Q_{J-1}	Volume d'électricité ayant pu faire l'objet d'une transaction en J-1[21].
	Q_{IJ}	Volume d'électricité ayant pu faire l'objet d'une transaction en IJ suite aux reprévisions de la production sous OA[22].
	$Q_{écart}$	Volume d'écart constaté par RTE sur le PE-OA.
	$Q_{quasi\text{-}certain}$	Volume d'énergie quasi certaine arrêté par la CRE.
	$Q_{réalisée}$	Quantité d'énergie totale produite par les installations rattachées au PE-OA ($Q_{réalisée} = Q_{quasi\text{-}certain} + Q_{J-1} + Q_{IJ} + Q_{écart}$).
Coefficient	η	Facteur correctif retenu par la CRE au regard de la qualité de la prévision de la production, tel que $P_{court\ terme,\ corrigé} \geq P_{court\ terme}$.

Pour la majorité des contrats d'achats prévoyant un rythme de facturation mensuel, afin de tenir compte du profil de production propre au parc sous OA, pour chaque filière de production, le coût évité par la part aléatoire est évalué par référence à la moyenne mensuelle des prix court-terme définis précédemment, pondérée au pas demi-horaire par le profil de production de la part aléatoire[23] de la filière au sein du périmètre d'équilibre dédié à l'OA géré par EDF OA.

Certains contrats d'achat portant sur des installations photovoltaïques prévoient un rythme de facturation semestriel ou annuel. La temporalité de la pondération réalisée est alors adaptée comme suit :

- pour la production annuelle, dont la date d'échéance de facturation est incluse dans le mois N de l'année A, la pondération des prix court-terme par le profil de production de la part aléatoire de la filière est effectuée du 16e jour (inclus) du mois N de l'année A-1 au 15e jour (inclus) du mois N de l'année A ;
- pour la production semestrielle, dont la date d'échéance de facturation est incluse dans le mois N de l'année A, la pondération des prix court-terme par le profil de production de la part aléatoire de la filière est effectuée du 16e jour (inclus) du mois N-6 de l'année A (ou du mois N+6 de l'année A-1) au 15e jour (inclus) du mois N de l'année A.

Enfin, un traitement *ad hoc* sera adopté pour prendre en compte, le cas échéant, l'écrêtement des volumes d'énergie qui pourrait intervenir.

[21] Il s'agit de la prévision de production réalisée en J-1 de laquelle est retranchée 1) la part quasi certaine de la production correspondante et 2) en cas de prix Spot négatif, la prévision de volume de modulation à la baisse des parcs sous OA.

[22] Il s'agit de la prévision de production réalisée en IJ de laquelle est retranché Q_{J-1} et la part quasi certaine de la production correspondante.

[23] Comme précisé dans le paragraphe 2.2.1, la part aléatoire de la production sous OA correspond, à chaque pas de temps, à la production du parc sous OA à laquelle sont retranchés les volumes quasi certains vendus par EDF OA.

Ces indices sont ensuite appliqués, en fonction du rythme de facturation prévu dans les conditions d'achat du contrat, aux volumes facturés semestriellement ou annuellement.

2.2.4. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours

2.2.4.1. Pour la part quasi certaine

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les blocs de puissance quasi certaine sont valorisés de la manière suivante pour la mise jour du calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours :

Produit pour une année N	**Volume pris en compte**	**Prix retenu**
Ruban de base	Totalité du volume quasi certain à valoriser	Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA
Surplus de production Q1	Totalité du volume quasi certain à valoriser	Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA
Surplus de production M11 et M12	Totalité du volume quasi certain à valoriser	Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q4 « France » observés sur la plateforme EEX du 15 au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen du mois concerné sur le prix Spot moyen du trimestre.

2.2.4.2. Pour la part aléatoire

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, le coût évité par la part aléatoire est calculé à partir des références de prix suivantes pour la mise à jour du calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours :

Pour une année N	**Références de marché et périodes de cotations retenues**
Janvier à mai	Moyenne arithmétique des prix Spot publiés par la plateforme de marché utilisée par EDF OA pour chacun des mois considérés.
Juin	Moyenne arithmétique des prix du produit M6 « France » observés sur EEX du 15 au 31 mai de l'année N.
Juillet à septembre	Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q3 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen du mois concerné sur le prix Spot moyen du trimestre.
Octobre à décembre	Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q4 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen du mois concerné sur le prix Spot moyen du trimestre.

Les principes de calcul visés au paragraphe 2.2.3.2 sont transposés pour l'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours. Les références de prix de marché mensuelles sont pondérées par la moyenne, sur le mois considéré et sur cinq années d'historique, du prix court terme capté par la

part aléatoire prévisionnelle de l'ensemble du parc sous OA, en se basant sur les données de production constatées au sein du périmètre d'équilibre dédié géré par EDF OA.

2.2.5. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante

2.2.5.1. Pour la part quasi certaine

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les blocs de puissance quasi certaine sont valorisés de la manière suivante pour le calcul du coût prévisionnel au titre de l'année à venir :

Produit pour une année N	**Volume à prendre en compte**	**Prix retenu**
Ruban de base	Volume vendu lors des appels d'offres déjà tenus par EDF OA	Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA
	Volume résultant de la différence entre le volume quasi certain total à valoriser et le volume vendu lors des appels d'offres déjà tenus par EDF OA	Moyenne arithmétique des prix du produit *Calendar* « France » observés sur EEX entre le 15 et le 31 mai de l'année N
Surplus de production Q1	Volume vendu lors des appels d'offres déjà tenus par EDF OA	Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA
	Volume résultant de la différence entre le volume quasi certain total à valoriser et le volume vendu lors des appels d'offres déjà tenus par EDF OA	Moyenne arithmétique des prix du produit *Q1* « France » observés sur EEX entre le 15 et le 31 mai de l'année N
Surplus de production M11 et M12	Totalité du volume quasi certain à valoriser	On détermine une référence de prix à terme pour le second semestre de l'année N à partir de la cotation du produit *Calendar* et des cotations des deux premiers trimestres Q1 « France » et Q2 « France » observées entre le 15 et le 31 mai de l'année N-1. Les références de prix de marché mensuelles pour le second semestre sont ensuite calculées à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du semestre.

2.2.5.2. Pour la part aléatoire

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, le coût évité par la part aléatoire est calculé à partir des références de prix suivantes pour la mise à jour du calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours :

Pour une année N	Références de marché et périodes de cotations retenues
Janvier à mars	Les références de prix de marché mensuelles pour l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q1 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.
Avril à juin	Les références de prix de marché mensuelles pour l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q2 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.
Juillet à décembre	On détermine une référence de prix à terme pour le second semestre de l'année N+1 à partir de la cotation du produit *Calendar* et des cotations des deux premiers trimestres Q1 « France » et Q2 « France » observées entre le 15 et le 31 mai de l'année N. Les références de prix de marché mensuelles pour le second semestre sont ensuite calculées à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du semestre.

Les principes de calcul visés au paragraphe 0sont transposés pour l'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante. Les références de prix de marché mensuelles sont pondérées par la moyenne, sur le mois considéré et sur cinq années d'historique, du prix court terme capté par la part aléatoire prévisionnelle de l'ensemble du parc sous OA, en se basant sur les données de production constatées au sein du périmètre d'équilibre dédié géré par EDF OA.

2.3. Périmètre des ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours

2.3.1. Rappels relatifs à la notion de coût évité pour ces opérateurs

Les ELD ont la possibilité d'utiliser la production sous OA afin d'approvisionner leurs clients :

- pour les clients bénéficiant des TRV, la production sous OA vient alors en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession ;
- pour les clients en « offre de marché », la production sous OA vient alors en substitution d'un approvisionnement sur les marchés de gros de l'électricité.

Ainsi, pour les ELD, le coût évité dépend de l'usage qui est fait des volumes produits par les installations sous OA :

- pour les ELD dont les quantités acquises au titre de l'OA se substituent aux quantités d'électricité acquises au tarif de cession, les coûts évités « énergie » sont calculés par référence à ces tarifs ;

- pour les ELD qui ont choisi de vendre l'électricité issue de l'OA sur les marchés de gros ou de l'utiliser pour approvisionner des clients en offre de marché, ces coûts évités « énergie » sont calculés par référence aux prix de marché Spot (J-1).

Depuis le 1er janvier 2017, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie ont la possibilité de prendre la responsabilité de la gestion de contrats d'OA. Le transfert de contrat est réalisé à la demande du producteur. Les coûts évités « énergie » pour ces acteurs sont calculés par référence aux prix de marché Spot (J-1). C'est également le cas pour l'acheteur en dernier recours.

Ainsi, dans le cas où l'énergie produite par les installations sous OA et les garanties de capacité associées à ces installations sont directement valorisées sur le marché de l'énergie et le marché de capacité, le « coût évité » a vocation à représenter la valorisation qui peut en être tirée.

2.3.2. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente

2.3.2.1. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux prix de marché de gros

S'agissant de la production des installations sous OA valorisée sur le marché de gros de l'électricité et intégrée au sein d'un périmètre d'équilibre dédié à l'OA, l'indice de coût évité constaté est calculé mensuellement selon la formule suivante (en €/MWh) :

$$coût\ évité_{mois\ i} = \frac{\sum_{heure\ h\ mois\ i} Prix\ Court\ Terme_h \times Production_h}{\sum_{heure\ h\ mois\ i} Production_h}$$

Dans cette formule :

- le *Prix Court Terme_h* est basé sur le prix Spot (J-1) ~~publié par EPEX SPOT~~ ;
- la *Production_h* est basée sur le volume de production horaire affecté par les gestionnaires de réseau aux sites sous OA, à la maille de chaque opérateur[24].

Pour chaque opérateur, le prix Spot retenu est celui publié par la plateforme de marché utilisée par l'opérateur et indiquée dans sa déclaration annuelle de charges. Si l'opérateur n'indique pas la plateforme qu'il utilise, le prix Spot correspond (i) à celui résultant du couplage des marchés européens dans le cas où au moins l'un des NEMO (opérateurs désignés du marché de l'électricité, en anglais « *Nominated Electricity Market Operator* ») actifs sur le marché français participe au couplage européen journalier ; ou (ii) à la moyenne du prix résultant des enchères organisées par les différents NEMO actifs sur le marché français pondérée par les volumes échangés sur chaque plateforme dans le cas où aucun NEMO actif en France ne participe au couplage européen journalier.

Pour calculer le coût évité « énergie », cet indice est appliqué aux volumes facturés mensuellement par les producteurs à l'opérateur en charge de la gestion des contrats d'OA.

2.3.2.2. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux tarifs de cession

La valorisation des quantités d'électricité acquises au titre de l'OA se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession est calculée par référence à ces tarifs au pas mensuel.

[24] Issu du Bilan Global de Consommation (BGC) : pour chaque périmètre d'équilibre, le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) envoie mensuellement un Bilan Global de Consommation (BGC), c'est-à-dire la courbe de charge faisant état des productions des sites raccordés au réseau du GRD et présents dans ce périmètre d'équilibre.

2.3.2.3. Cas particulier des contrats d'OA portant sur des installations photovoltaïques à facturation annuelle ou semestrielle

Certains contrats d'achat portant sur des installations photovoltaïques prévoient un rythme de facturation semestriel ou annuel. Pour ces contrats, la référence de prix pour le calcul du coût évité « énergie » est définie comme suit :

- pour la production annuelle, dont la date d'échéance de facturation est incluse dans le mois N de l'année A, l'indice de coût évité constaté sera calculé comme la moyenne des indices de coûts évités mensuels entre le mois N de l'année A-1 et le mois N-1 de l'année A, pondérée par la moyenne mensuelle des coefficients du profil PRD3[25] ;
- pour la production semestrielle, dont la date d'échéance de facturation est incluse dans le mois N de l'année A , l'indice de coût évité constaté sera calculé comme la moyenne des indices de coûts évités mensuels entre le mois N-6 de l'année A (ou le mois N+6 de l'année A-1) et le mois N-1 de l'année A, pondérée par la moyenne mensuelle des coefficients du profil PRD3.

Ces indices sont ensuite appliqués, en fonction du rythme de facturation prévu dans les conditions d'achat du contrat, aux volumes facturés semestriellement ou annuellement.

2.3.3. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours

2.3.3.1. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux prix de marché de gros

S'agissant de la production des installations sous OA valorisée sur le marché de gros de l'électricité, compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les produits et périodes de cotation suivants sont retenus pour la mise à jour de l'évaluation du coût évité prévisionnel pour l'année en cours :

Pour une année N	Références de marché et périodes de cotations retenues
Janvier à mai	Moyenne arithmétique des prix Spot pour chacun des mois considérés.
Juin	Moyenne arithmétique des prix du produit M6 « France » observés sur EEX du 15 au 31 mai de l'année N.
Juillet à septembre	Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q3 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.
Octobre à décembre	Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q4 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.

[25] Profil normatif PRD3 « ajusté » utilisé par les gestionnaires de réseau pour reconstituer la production photovoltaïque.

S'agissant des prix Spot retenus pour la période de janvier à mai, pour chaque opérateur, le prix Spot retenu est celui publié par la plateforme de marché utilisée par l'opérateur et indiquée dans sa déclaration annuelle de charges. Si l'opérateur n'indique pas la plateforme qu'il utilise, le prix Spot correspond (i) à celui résultant du couplage des marchés européens dans le cas où au moins l'un des NEMO (opérateurs désignés du marché de l'électricité, en anglais « *Nominated Electricity Market Operator* ») actifs sur le marché français participe au couplage européen journalier ; ou (ii) à la moyenne du prix résultant des enchères organisées par les différents NEMO actifs sur le marché français pondérée par les volumes échangés sur chaque plateforme dans le cas où aucun NEMO actif en France ne participe au couplage européen journalier.

L'indice de coût évité prévisionnel est ensuite calculé pour chaque mois de manière distincte pour certaines filières de production :

- Pour la filière éolienne : de janvier à mai, les références de prix de marché mensuelles sont pondérées au pas horaire par la production de l'ensemble des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent en France métropolitaine. De juin à décembre, les références de marché mensuelles sont pondérées par la moyenne mensuelle, sur les cinq dernières années, de la part de prix spot captée par l'ensemble de la filière, en se basant sur les profils éco2mix[26].
- Pour la filière photovoltaïque : de janvier à mai, les références de marché mensuelles sont pondérées au pas horaire par la production de l'ensemble des installations de production d'électricité d'origine photovoltaïque de puissance supérieure à 250 kWc en France métropolitaine. De juin à décembre, les références de marché mensuelles sont pondérées par la moyenne mensuelle, sur les cinq dernières années, de la part de prix spot captée par l'ensemble de la filière, en se basant sur les profils éco2mix.

Pour mettre à jour l'évaluation du coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année en cours, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA, dans le cadre de la mise à jour de leur prévision.

Pour les opérateurs ne déclarant pas à la CRE de mise à jour de leur prévision au titre de l'année en cours, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs l'année précédente, dans le cadre de leur déclaration de charges prévisionnelles au titre de l'année suivante.

2.3.3.2. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux tarifs de cession

S'agissant de la production des installations sous obligation d'achat se substituant aux quantités achetées au tarif de cession, l'indice de coût évité prévisionnel retenu est égal aux tarifs de cession mensuels prévisionnels déclarés par les opérateurs.

De même, pour mettre à jour l'évaluation du coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année en cours, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA, dans le cadre de la mise à jour de leur prévision.

[26] Les données de production utilisées à cette fin sont celles publiées par RTE sur son site éCO$_2$mix (https://www.rte-france.com/eco2mix).

2.3.4. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante

2.3.4.1. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux prix de marché

S'agissant de la production des installations sous OA valorisée sur le marché de gros de l'électricité, compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les produits et périodes de cotation suivants sont retenus pour l'évaluation du coût évité prévisionnel pour l'année suivante :

Pour une année N	Références de marché et périodes de cotations retenues
Janvier à mars	Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q1 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix *spot* moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.
Avril à juin	Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q2 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.
Juillet à décembre	On détermine une référence de prix à terme pour le second semestre de l'année à partir de la cotation du produit *Calendar* et des cotations des deux premiers trimestres Q1 « France » et Q2 « France » observées entre le 15 et le 31 mai de l'année N. Les références de prix de marché mensuelles pour le second semestre sont calculées à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du semestre.

L'indice de coût évité prévisionnel est ensuite calculé pour chaque mois de manière distincte pour certaines filières de production :

- Pour la filière éolienne : les références de prix de marché mensuelles sont pondérées par la moyenne mensuelle, sur les cinq dernières années, de la part de prix spot captée par l'ensemble de la filière, en se basant sur les profils éco2mix.
- Pour la filière photovoltaïque : les références de prix de marché mensuelles sont pondérées par la moyenne mensuelle, sur les cinq dernières années, de la part de prix spot captée par l'ensemble de la filière, en se basant sur les profils éco2mix.

Pour évaluer le coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année suivante, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA.

2.3.4.2. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux tarifs de cession

S'agissant de la production des installations sous OA se substituant aux quantités achetées au tarif de cession, l'indice de coût évité prévisionnel retenu est égal aux tarifs de cession mensuels prévisionnels déclarés par les opérateurs.

De même, pour évaluer le coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année suivante, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA.

2.4. Périmètre des acheteurs de biométhane

2.4.1. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente

L'article R. 121-27 du code de l'énergie précise que la compensation des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté comprend les surcoûts supportés par les fournisseurs de gaz naturel en charge de l'obligation d'achat. Ces surcoûts correspondent « *à la différence entre le prix d'acquisition du biométhane payé en exécution des contrats en cause et le prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage concernée* ».

Pour les acheteurs de biométhane, l'indice de coût évité constaté est calculé pour chaque mois à partir de la moyenne mensuelle arithmétique des prix *Powernext Gas Spot Daily Average* (en €/MWh) du PEG[27], publiés par EEX.

Pour calculer le coût évité, cet indice est appliqué aux volumes facturés mensuellement par les producteurs à l'opérateur en charge de la gestion des contrats d'OA. Les volumes pris en compte dans le calcul de la compensation CPSE sont les volumes ne conduisant pas au dépassement de la capacité maximale de production des installations de production de biométhane.

2.4.2. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les produits et périodes de cotation suivants sont retenus pour la mise à jour de l'évaluation du coût évité prévisionnel pour l'année en cours :

Pour une année N	Références de marché et périodes de cotations retenues
Janvier à mai	Moyenne arithmétique des prix Spot publiés par EEX pour chacun des mois considérés.
Juin	Moyenne arithmétique des prix du produit M6 « PEG » observés sur EEX du 15 au 31 mai de l'année N.
Juillet à septembre	Les références de prix de marché mensuelles pour l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q3 « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.
Octobre à décembre	Les références de prix de marché mensuelles pour l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q4 « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.

Pour mettre à jour l'évaluation du coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année en cours, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA.

[27] Le PEG, ou Point d'Echange Gaz, est la zone d'échange entre les fournisseurs de gaz naturel et le gestionnaire de réseau de transport du gaz. Ce point d'échange permet de faire le lien entre l'offre et la demande de gaz (marché de gros) et régule le volume entrant dans le réseau par rapport au volume injecté dans les réseaux de distribution (équilibre du réseau).

A noter que depuis le 1er novembre 2018, les deux places de marché du gaz en France, le PEG Nord et TRS (Trading Region South) ont fusionné pour créer une zone d'échange unique au territoire métropolitain.

2.4.3. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les produits et périodes de cotation suivants sont retenus pour l'évaluation du coût évité prévisionnel pour l'année suivante :

Pour une année N	Références de marché et périodes de cotations retenues
Janvier à mars	Les références de prix de marché mensuelles pour l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q1 « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.
Avril à juin	Les prix de marché mensuels pour l'année N+1 sont calculés à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q2 « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.
Juillet à septembre	Les prix de marché mensuels pour l'année N+1 sont calculés à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit *Summer* « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen de la période *Summer* (avril à septembre).
Octobre à décembre	Les prix de marché mensuels pour l'année N+1 sont calculés à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit *Winter* « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen de la période *Winter* (octobre à mars).

Pour mettre à jour l'évaluation du coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année suivante, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA.

2.4.4. Réversion des garanties d'origines de biométhane pour l'année précédente (charges constatées), ainsi que pour l'année en cours et l'année suivante (charges prévisionnelles)

Pour les contrats d'achat conclus avant le 9 novembre 2020, le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel peut bénéficier d'une attestation de garantie d'origine (ci-après « GO ») à la demande de l'acheteur de biométhane[28]. Ces derniers ont la possibilité de valoriser les GO sous différentes formes (vente directe, offre de fourniture de gaz vert, carburant pour des véhicules, autoconsommation, autres). Pour les contrats conclus après le 9 novembre 2020, les GO sont émises directement au bénéfice de l'Etat, qui peut en valoriser tout ou partie dans le cadre d'une enchère trimestrielle organisée par la plateforme EEX.

[28] Article 4 du décret n°2020-1701 du 24 décembre 2020 (anciennement article 1 du décret n° 2011-1596 du 21 novembre 2011).

S'agissant des contrats d'achat conclus avant le 9 novembre 2020, l'article R. 121-31 du code de l'énergie précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et incombant aux fournisseurs de gaz naturel acheteurs de biométhane est « *réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine* ». L'arrêté du 23 novembre 2011[29] fixe cette part de réversion du montant de la valorisation des GO à 75 % (et à 0 % lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant pour véhicules).

2.4.4.1. Calcul de la réversion des GO de biométhane issues des contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020 s'agissant des valorisations effectuées à compter du 6 mai 2025

Pour les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation à compter du 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) à compter du 6 mai 2025, la réversion du montant des GO est calculée en tenant compte d'une valeur plancher normative. Celle-ci est définie comme la moyenne arithmétique des prix moyens pondérés des enchères[30] portant sur les GO de biométhane organisées par EEX[31] en France s'étant tenues au cours de l'année précédant l'année au titre de laquelle les charges sont déclarées[32].

A titre exceptionnel, la valeur plancher normative qui s'applique aux charges constatées au titre de 2025 correspond à la moyenne arithmétique des prix de référence des enchères en France portant sur les GO de biométhane organisées par EEX, calculée en considérant les enchères s'étant tenues en 2024 et au premier semestre de 2025.

La réversion du montant des GO est calculée, pour chaque forme de valorisation des GO :

- par rapport à la valorisation effective des GO par les acheteurs de biométhane pour l'année précédente (charges constatées) si le prix moyen annuel de la GO déclaré, calculé comme le rapport entre la valorisation financière des GO sur l'année et le nombre de GO valorisées sur l'année, est supérieur à la valeur plancher normative ; sinon par rapport à la valeur plancher normative multipliée par le nombre de GO valorisées sur l'année ;
- par rapport aux prévisions de valorisation des GO pour l'année en cours et pour l'année suivante (charges prévisionnelles) si le prix moyen annuel de GO déclaré, calculé comme le rapport entre la valorisation financière des GO sur l'année et le nombre de GO valorisées sur l'année, est supérieur à la valeur plancher normative ; sinon par rapport à la valeur plancher normative multipliée par le nombre de GO valorisées sur l'année.

Dans le cas où les GO sont valorisées sous forme de vente directe à des entités appartenant au même groupe de sociétés que l'acheteur de biométhane (au sens de l'Insee), la valorisation des GO qui doit être déclarée est celle de la dernière transaction réalisée entre l'entité appartenant au même groupe de société susmentionnée et l'acheteur externe à cette entité susmentionnée.

2.4.4.2. Calcul de la réversion des GO de biométhane issues des contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020 s'agissant des valorisations effectuées avant le 6 mai 2025

Pour les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation avant le 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) avant le 6 mai 2025, toute déclaration de valorisation nulle des GO sera écartée.

---

[29] Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

[30] Cela correspond au prix de référence publié par EEX lors de la tenue de chaque enchère.

[31] https://www.eex.com/en/markets/energy-certificates/encheres-de-garanties-dorigine-de-biogaz

[32] Ainsi, un contrôle des charges au titre de l'année N implique de retenir le prix moyen des enchères s'étant tenues sur l'année N-1. S'agissant des charges prévisionnelles au titre de l'année suivante, cela inclut les enchères ayant eu lieu au moment de l'exercice d'évaluation des charges par la CRE.

En outre, si le niveau de valorisation déclaré des GO n'est pas jugé cohérent avec les conditions de marché en ce qu'il s'écarte de la valeur plancher normative telle que définie au paragraphe 2.4.4.1, il appartient aux acheteurs de biométhane de fournir des pièces justificatives du niveau de valorisation des GO. Si les documents fournis ne permettent pas de justifier de la cohérence du niveau de valorisation déclaré avec les conditions de marché, la valeur plancher normative telle que définie au paragraphe 2.4.4.1 sera appliquée le cas échéant.

Dans le cas où les GO sont valorisées sous forme de vente directe à des entités appartenant au même groupe de sociétés que l'acheteur de biométhane (au sens de l'Insee), la valorisation des GO qui doit être déclarée est celle de la dernière transaction réalisée entre l'entité appartenant au même groupe de société susmentionnée et l'acheteur externe à cette entité susmentionnée.

2.4.4.3. Cas spécifique de l'exercice d'évaluation des charges à compenser en 2026 mené par la CRE en 2025

Toute valorisation nulle des GO sera écartée.

Pour les charges constatées au titre de 2024, la méthode de calcul de la réversion n'est pas modifiée. Les déclarations feront l'objet d'un contrôle approfondi par la CRE, et il appartiendra aux acheteurs de biométhane de fournir les pièces justificatives du niveau de valorisation des GO à la demande de la CRE. Comme lors de l'exercice d'évaluation des charges mené par la CRE en 2024, certaines déclarations pourront nécessiter d'être corrigées à la suite d'échanges avec la CRE.

Pour les charges prévisionnelles au titre de 2025 (mise à jour de la prévision) et au titre de 2026, si le niveau de valorisation déclarée des GO n'est pas jugé cohérent avec les conditions de marché en ce qu'il s'écarte de la valeur plancher normative, il appartiendra aux acheteurs de biométhane de fournir des pièces justificatives du niveau de valorisation des GO. Si les documents fournis ne permettent pas de justifier de la cohérence du niveau de valorisation déclaré avec les conditions de marché, la valeur plancher normative sera appliquée le cas échéant par la CRE.

La publication de la présente délibération étant ultérieure au 30 avril 2025, date de la fin de la période de déclaration des charges prévisionnelles au titre de 2025 et 2026, les acheteurs de biométhane ont la possibilité de modifier leur Annexe 5, soit la partie de la déclaration CSPE concernant la valorisation des GO, jusqu'au 23 mai 2025.

A titre exceptionnel, la valeur plancher normative correspond à la moyenne arithmétique des prix de référence des enchères en France portant sur GO de biométhane organisées par EEX, calculée :

- en considérant les enchères s'étant tenues en 2024 et au premier semestre de 2025 pour les charges prévisionnelles au titre de 2025 ;
- en considérant les enchères s'étant tenues au premier semestre de 2025 pour les charges prévisionnelles au titre de 2026.

Dans le cas où les GO sont valorisées sous forme de vente directe à des entités appartenant au même groupe de sociétés que l'acheteur de biométhane (au sens de l'Insee), la valorisation des GO qui doit être déclarée est celle de la dernière transaction réalisée entre l'entité appartenant au même groupe de société susmentionnée et l'acheteur externe à cette entité susmentionnée.

Dans le cadre des exercices d'évaluation des charges menés à partir de 2026, la méthodologie décrite aux paragraphes 2.4.4.1 et 2.4.4.2 s'appliquera, y compris pour les charges déclarées au titre de 2025 et 2026.

3. Valorisation des garanties de capacité attachées aux installations de production d'électricité sous OA[33]

3.1. Valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations dont la production est valorisée en référence aux tarifs de cession (cas de certaines ELD)

Lorsqu'une part de la production sous OA vient en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession, lequel inclut non seulement la valeur de l'énergie, mais également la valeur des garanties de capacité[34] associées, la valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations sous OA n'est pas déduite des CSPE pour la part de la production sous OA venant en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession. Ces garanties de capacité peuvent ainsi contribuer à couvrir l'obligation de capacité liée à la fourniture des clients au TRV.

3.2. Valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations dont la production est valorisée en référence aux prix de marché de gros (cas d'EDF OA, de certaines ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours)

3.2.1. Valorisation des garanties de capacité pour les installations au périmètre d'EDF OA

Pour EDF OA la CRE définit un mode de valorisation qui est adapté au rythme de l'intégralité des enchères organisées, mais également aux évolutions dynamiques des volumes certifiées. En effet, en application des règles du mécanisme de capacité, il est obligatoire pour les responsables de périmètre de certification (ci-après « RPC ») des installations sous OA de mettre à jour « *a minima tous les deux mois* » les paramètres techniques et les éventuelles modifications de leur périmètre. Cette prescription, spécifique aux installations sous OA, permet de prendre en compte le volume parfois très important de contrats et de traiter leurs évolutions (notamment les débuts et fins de contrats d'achat).

La valeur des garanties de capacité retenue au titre d'une année N pour EDF OA prend ainsi en compte l'intégralité des enchères qui sont organisées par EPEX Spot pendant cette année et portant sur différentes années de livraison (ci-après « AL »). Pour rappel, les règles du mécanisme de capacité prévoient actuellement, en régime « normal », le rythme d'enchères suivant :

- une enchère pour l'AL N+4 ;
- quatre enchères pour l'AL N+3 ;
- quatre enchères pour l'AL N+2 ;
- six enchères pour l'AL N+1.

La CRE adaptera la valorisation pour chaque AL en fonction du calendrier effectif de tenue des enchères.

Si le prix obtenu pour une enchère est égal à 0, il est possible qu'EDF OA n'ait pas pu réaliser en intégralité la vente prévue. Afin de prendre en compte ces situations de mévente et de capter l'intégralité des revenus liés à la capacité, il déclarera à la CRE cette situation afin de permettre la prise en compte des volumes correspondants qui seront valorisés aux enchères suivantes. Les volumes de mévente sont intégrés au « Volume de Référence de Vente » de l'enchère suivante.

[33] Pour rappel, comme indiqué dans la délibération 2024-20 du 25 janvier 2024, la méthodologie définie dans cette partie s'applique à partir de l'évaluation des charges constatées au titre de 2024.

[34] Délibération de la CRE du 13 avril 2017 portant proposition concernant les conditions dans lesquelles les garanties de capacité sont prises en compte dans les tarifs de cession.

En application des règles du mécanisme de capacité, EDF OA, au regard du volume considérable d'installations dans son périmètre d'OA, peut se trouver dans la configuration où il doit prendre en compte des « contraintes d'offres » et mettre en vente chaque année une certaine quantité des garanties de capacités qu'il a certifiées (cf. règles du mécanisme de capacité). La CRE adaptera en conséquence le calcul du volume devant être mis en vente à chaque enchère.

3.2.1.1. Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » constaté au titre de l'année précédente

Pour chaque enchère qui s'est tenue pendant l'année précédente et pour chaque AL concernée par l'enchère, EDF OA déclare à la CRE le niveau de capacités certifiées (ci-après « NCC ») dont il dispose 15 jours ouvrés en amont de l'enchère. La CRE calcule ensuite un « Volume de Référence de Vente » (ci-après « VRV ») qui est défini pour chaque enchère comme le niveau de NCC pour cette enchère, diminué du volume déjà valorisé et divisé par le nombre d'enchères restantes pour cette AL.

Il est calculé par la formule suivante, pour l'enchère i sur n enchères :

$$VRV(i) = arrondi.\sup\left(\frac{NCC(i) - \sum_{1}^{i-1} VRV(k)}{n - i + 1}\right)$$

La CRE calcule la valorisation pour chaque enchère comme le produit du VRV pour cette enchère par le prix résultant de l'enchère. La valorisation retenue au titre de l'année précédente est la somme des valorisations des enchères ayant eu lieu lors de l'année précédente.

Par ailleurs, EDF OA transmet, pour chaque enchère qui s'est tenue pendant l'année précédente et chaque AL concernée par cette enchère, le volume de garanties de capacité réellement vendu à titre informatif.

3.2.1.2. Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année en cours

Pour chaque AL concernée par une ou plusieurs enchères qui se tiendront pendant l'année en cours, EDF OA déclare à la CRE sa meilleure estimation du niveau final de garanties de capacité pour cette AL. Compte tenu des obligations de certification pour les capacités existantes en service il connaît ce volume avec une certaine précision.

La CRE prend en compte ce volume, diminué du volume de garanties de capacité déjà vendues pour cette AL, multiplié par le ratio entre le nombre d'enchères qui se tiendront pour cette AL pendant l'année en cours et le nombre d'enchères pour cette AL à compter de l'année en cours (incluse) ; ainsi si aucune enchère pour cette AL n'est prévue pendant l'année en cours, aucune valorisation n'est retenue.

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette AL. Si, pour une AL donnée, aucune enchère n'a eu lieu, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente est utilisée.

3.2.1.3. Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année suivante

Pour chaque AL concernée par une ou plusieurs enchères qui se tiendront pendant l'année à venir, EDF OA déclare à la CRE sa meilleure estimation du niveau final de garanties de capacité obtenu pour cette AL. Compte tenu des obligations de certification pour les capacités existantes en service, il connaît ce volume avec une certaine précision. L'incertitude porte principalement sur d'éventuelles modifications de périmètre, par exemple l'ajout de nouvelles capacités.

La CRE prend en compte ce volume, diminué du volume de garanties de capacité dont la valorisation antérieure à l'année à venir est déjà prise en compte pour cette AL, multiplié par le ratio entre le nombre d'enchères qui se tiendront pour cette AL pendant l'année à venir et le nombre d'enchères pour cette AL à compter de l'année à venir (inclue).

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette AL. Si, pour une AL donnée, aucune enchère n'a eu lieu, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente est utilisée.

3.2.2. Valorisation des garanties de capacités pour une année de livraison donnée pour les installations au périmètre des ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours

Pour les charges au titre d'une année N donnée, seule la valorisation des garanties de capacités pour l'AL correspondant à l'année suivante (N+1) est prise en compte.

Dans le cas où la puissance de l'ensemble des installations sous OA gérées par l'opérateur ne lui permet pas de disposer de garanties de capacités, l'opérateur est tenu de déclarer cette situation à la CRE. La valorisation prise en compte sera nulle.

Dans le cas où un opérateur gère les garanties de capacité liées à la production d'installations sous OA pour le compte d'autres opérateurs[35], une unique déclaration de la valorisation liée à ces garanties de capacité est alors transmise à la CRE par cet opérateur. Celui-ci indique également à la CRE la liste des opérateurs pour le compte desquels il procède à cette déclaration, afin que la CRE puisse évaluer le coût évité « capacité » correspondant au regard des modalités décrites au paragraphe 4.1 (non prise en compte d'un coût évité « capacité pour la part de la production sous OA venant en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession). L'ensemble du coût évité « capacité » est porté par l'opérateur effectuant la déclaration.

3.2.2.1. Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » constaté au titre de l'année précédente

Pour l'évaluation des charges constatées au titre d'une année N, pour chaque enchère de l'année N portant sur l'AL N+1, l'opérateur déclare à la CRE le niveau de capacités certifiées (NCC) dont il dispose 15 jours ouvrés en amont de l'enchère. La CRE calcule ensuite un « Volume de Référence de Vente » (VRV), qui est défini pour chaque enchère comme le niveau de NCC pour cette enchère, diminué du volume déjà valorisé et divisé par le nombre d'enchères restantes pour cette AL.

Il est calculé par la formule suivante, pour l'enchère i sur n enchères :

$$VRV(i) = arrondi.\sup\left(\frac{NCC(i) - \sum_1^{i-1} VRV(k)}{n - i + 1}\right)$$

La CRE calcule la valorisation pour chaque enchère comme le produit du VRV pour cette enchère par le prix résultant de l'enchère. La valorisation retenue au titre de l'année N est la somme des valorisations des enchères de l'AL N+1.

3.2.2.2. Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année en cours

Pour la reprévision des charges au titre de l'année en cours, l'opérateur déclare à la CRE sa meilleure prévision du volume final de garanties de capacité obtenu pour l'AL suivant l'année en cours. Compte tenu des obligations de certification pour les capacités existantes en service l'opérateur connaît ce volume avec une certaine précision.

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette AL. Dans le cas où aucune enchère n'a encore eu lieu pour l'AL suivant l'année en cours, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente est, par conséquent, utilisée.

[35] Cas de regroupement d'opérateurs pour la certification des garanties de capacités au sein d'entités de certification (EDC) (notamment des EDC « multi GR » dans la mesure où les installations sous OA sont gérées par différents gestionnaires de réseau).

3.2.2.3. Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année à venir

Pour la prévision des charges au titre de l'année à venir, l'opérateur déclare à la CRE sa meilleure prévision du volume final de garanties de capacité obtenu pour l'AL suivant l'année à venir. Compte tenu des obligations de certification pour les capacités existantes en service, l'opérateur connaît ce volume avec une certaine précision. L'incertitude porte principalement sur d'éventuelles modifications de périmètre, par exemple l'ajout de nouvelles capacités.

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette AL. Dans le cas où aucune enchère n'a pas encore eu lieu pour l'AL suivant l'année à venir, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente est, par conséquent, utilisée.

3.3. Prise en compte des rééquilibrages

Un RPC peut procéder à un « rééquilibrage » (au sens des règles du mécanisme de capacité) des entités de certification (ci-après « EDC ») rattachées à son périmètre de certification jusqu'au 30 septembre de l'année AL+1[36] ; il déclare alors de nouveaux paramètres de certification.

Si le volume de garanties de capacité détenu par un opérateur est modifié à la suite d'un rééquilibrage, il déclare à la CRE, en le justifiant, le volume (positif ou négatif) de garanties de capacité correspondant. Ce volume sera valorisé au prix de la première enchère tenue par EPEX Spot pour l'AL considérée intervenant 15 jours ouvrés après cette opération de rééquilibrage.

Cette valorisation sera prise en compte au titre de l'année civile pendant laquelle se tient cette enchère.

3.4. Prise en compte du coût des écarts pour les garanties de capacité

3.4.1. Principes de valorisation

A l'issue d'une AL, le Gestionnaire de Réseau notifie à chaque RPC le niveau de capacité effectif (« NCE ») pour chaque EDC de son périmètre de certification[37]. Le RPC se voit notifier un volume d'écart provisoire qui correspond à la différence entre les niveaux de capacité certifiés (« NCC ») et les NCE observés. Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume, s'il est justifié et indépendant d'une mauvaise valorisation antérieure des garanties de capacité par l'opérateur, est le prix de la première enchère portant sur l'AL accessible 15 jours ouvrés à compter de la notification des NCE par le Gestionnaire de Réseau au RPC concerné.

Après participation aux enchères postérieures à cette notification, le RPC est pénalisé à hauteur de ses écarts résiduels selon le mécanisme de règlement financier des écarts défini au sein des règles du mécanisme de capacité. Les écarts résiduels ne seront compensés que dans la mesure où ils ne résultent pas d'un oubli de certification de la part de l'opérateur et où ce dernier démontre l'impossibilité de se rééquilibrer dans le cadre des enchères postérieures à la notification des NCE.

[36] Paragraphe 5.3.3 des règles en vigueur du mécanisme de capacité.

[37] Pour les installations dont la production est fatale et dépend des conditions météorologiques, la capacité effective est déterminée à partir de leur disponibilité constatée.

3.4.2. Conditions de prise en compte des écarts capacitaires

De manière analogue à la prise en compte des écarts liés à la mise sur le marché de l'énergie produite (cf. paragraphe 5.3 de la présente délibération), les écarts provisoires ou résiduels ne peuvent donner lieu à une compensation de l'opérateur que si les EDC contenant les installations sous OA sont rattachées à un périmètre de certification regroupant un volume total de garanties de capacité supérieur à 20 MW pour l'AL concernée, et que ce périmètre est uniquement composé d'EDC rassemblant des installations sous OA. Un tel périmètre de certification peut être créé par le regroupement de plusieurs opérateurs. Toutefois, un opérateur doit justifier de l'efficacité de son choix du périmètre de certification pour ce qui est de la minimisation des coûts induits, par exemple à travers une procédure de mise en concurrence.

3.5. Prise en compte d'une incitation à la certification

Le volume de garanties de capacité obtenues par un opérateur dépend des actions de certification qui ont été menées, consistant notamment à certifier les capacités dans les délais imposés par les règles du mécanisme de capacité, à optimiser le NCC des EDC en en maximisant la taille dans le respect des règles et, s'agissant du mode de certification basé sur le réalisé, à demander un niveau de certification cohérent avec le profil de fonctionnement de l'installation. La CRE s'assure que les actions de certification ont effectivement permis de maximiser le volume de garanties de capacités obtenues, dont la valorisation vient en déduction des charges de service public de l'énergie.

Cette opération s'effectue notamment par l'analyse de l'écart provisoire de chaque opérateur. Pour chaque opérateur, la CRE peut déterminer un coefficient « ρ » permettant de corriger la valorisation des garanties de capacités venant en déduction de la compensation reçue par cet opérateur au titre des charges de service public de l'énergie. Ce coefficient sera égal à 1 si la certification peut être considérée comme optimale, et supérieur à 1 sinon.

3.6. Valorisation des garanties de capacité dans le cas de la cession d'un contrat d'OA

La cession d'un contrat d'OA, notamment le transfert de sa gestion depuis un ancien opérateur vers un nouvel opérateur, donnera lieu à un changement de titulaire d'EDC. Dans cette configuration, la valorisation des garanties de capacité de l'installation se fait au travers de deux acteurs :

- l'ancien opérateur, qui a réalisé la certification initiale et a commencé à valoriser les garanties de capacité au rythme des enchères qui se sont tenues jusqu'à la date de cession du contrat d'OA ;
- le nouvel opérateur du contrat d'OA qui a la responsabilité de la certification et de la valorisation des garanties de capacité à compter de la date de cession du contrat.

Au moment de la cession du contrat d'OA, le nouvel opérateur certifie l'installation dans son portefeuille, en l'intégrant à une EDC dédiée à l'OA.

Afin que l'ancien opérateur ne se retrouve pas en situation d'écart capacitaire à la suite de la sortie de cette installation de son périmètre de certification, et afin que cette opération soit neutre du point de vue des charges de service public de l'énergie, une vente de garanties de capacité de l'ancien opérateur vers le nouvel opérateur doit être prévue au sein de l'avenant tripartite[38] prévoyant la cession du contrat d'OA. Le volume et le prix de cette transaction doivent être établis en accord avec la méthodologie de valorisation qui incombe à l'ancien opérateur telle que définie au paragraphe 3.2. L'ancien opérateur justifiera le volume et le prix de cette opération dans le cadre de sa déclaration de charges.

Le nouvel opérateur du contrat d'OA déclare cette vente pour le calcul de compensation des charges de service public de l'énergie, et valorisera les éventuelles garanties de capacité restantes selon la méthodologie de valorisation qui lui incombe (cf. 3.2).

[38] Cet avenant est signé par le producteur, l'opérateur historique et le nouvel opérateur.

4. Charges supportées par EDF OA associées à la gestion des contrats de complément de rémunération

En tant qu'unique co-contractant dans le cadre du mécanisme de complément de rémunération (ci-après « CR »), EDF OA supporte chaque année des charges liées à la gestion des contrats de CR. Ces charges sont calculées comme la somme de plusieurs composantes, notamment :

- les montants de CR mensuels, résultant de la différence entre le tarif de référence de chaque installation et le prix de marché de référence (M_0) applicable à l'installation ;
- les éventuelles primes prévues par les contrats de CR (prime de gestion, prime de non-production lors des périodes de prix Spot négatifs…) ;
- l'éventuel retraitement de la valorisation des garanties de capacité.

De même que pour les contrats d'OA, EDF OA déclare les charges constatées au titre de l'année précédente (ainsi que les éventuels reliquats au titre des années antérieures) ainsi que sa meilleure prévision des charges au titre de l'année en cours et de l'année suivante.

La déclaration de ces charges par EDF OA fait l'objet d'un contrôle de la part de la CRE afin de s'assurer de l'exactitude des calculs effectués et des montants versés ou perçus par EDF OA. La compensation versée à EDF OA à ce titre se base directement sur les montants déclarés et contrôlés.

Pour la déclaration des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours et de l'année suivante, EDF OA doit retenir :

- des hypothèses de prix de marché prévisionnels selon les mêmes principes que ceux appliqués au calcul du coût évité pour la part aléatoire sous OA (cf. paragraphes 2.2.4.2 et 0) : en particulier, celles-ci sont basées sur les mêmes cotations que celles utilisées par la CRE, à savoir les cotations de la deuxième quinzaine du mois de mai ;
- un coefficient de profilage appliqué aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque : il est calculé mensuellement comme la moyenne, sur les cinq dernières années, du rapport entre le prix de marché de référence mensuel applicable pour les contrats de la filière concernée (M_0 pondéré) et la moyenne mensuelle des prix spots positifs ou nuls (M_0 non pondéré).

5. Prise en compte des frais de conclusion et de gestion des contrats de soutien, ainsi que des frais de mise sur le marché de la production sous OA

5.1. Frais de conclusion et de gestion administrative des contrats d'OA et de complément de rémunération et frais de mise sur le marché de la production sous OA pour EDF OA

S'agissant de la production d'électricité, EDF concentre actuellement la gestion d'environ 95 % des contrats d'OA et tous les contrats de complément de rémunération (ci-après « CR »). En vertu de cette situation particulière, la CRE effectue un suivi *ad hoc* des moyens mis en œuvre par EDF OA pour gérer les contrats d'OA et de CR, la mise sur le marché de l'énergie sous OA ainsi que des frais de gestion effectivement supportés par EDF OA. Plus particulièrement, la CRE s'assure que l'efficacité d'EDF OA dans la gestion des contrats d'OA et de CR reste substantiellement supérieure, étant donné les économies d'échelles pouvant être réalisées, à celle demandée aux autres opérateurs d'électricité.

Pour la mise sur le marché de l'énergie, les principes explicités au paragraphe 5.3 sont appliqués.

5.2. Frais de conclusion et de gestion administrative des contrats d'OA pour les ELD, les organismes agréés, les acheteurs de biométhane et l'acheteur en dernier recours

Les coûts de conclusion et de gestion administrative des contrats d'OA 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, notamment des développements d'outils SI (logiciels, etc.) visant à automatiser des tâches de gestion administrative des contrats.

La conclusion des contrats comprend l'élaboration et la mise à jour des modèles de contrats, l'analyse des demandes de contrat, 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 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[39], la CRE a mis en place un mécanisme de plafonnement des frais de conclusion et de gestion administrative des contrats depuis l'exercice annuel d'évaluation des charges de service public de l'énergie effectué en 2021[40]. Les plafonds dépendent du type et du nombre de contrats concernés.

Les niveaux de plafond 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.

5.2.1. Plafonnement des frais de gestion administrative des contrats

Les plafonds de compensation des frais de gestion des contrats d'achat d'électricité pour les ELD, les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours 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	

Les plafonds de compensation des frais de gestion des contrats pour les acheteurs de biométhane injecté sont détaillés dans le tableau suivant :

Plafond de compensation (€/an/contrat)	Pour les 50 premiers contrats	Au-delà de 50 contrats
	2 500	1 000

[39] Article L. 121-7 du code de l'énergie.

[40] Délibération de la CRE 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.

5.2.2. Plafonnement des frais de conclusion des contrats

S'agissant des frais de conclusion des contrats, 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.

Les plafonds de compensation des frais de conclusion des contrats d'achat d'électricité pour les ELD, les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours sont détaillés dans le tableau suivant :

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

Les plafonds de compensation des frais de conclusion des contrats pour les acheteurs biométhane sont détaillés dans le tableau suivant :

Plafond de compensation (€/an/contrat)	Pour les 100 premières signatures annuelles	Au-delà de 100 signatures
	1 200	600

5.3. Frais de mise sur le marché de l'énergie pour les opérateurs supportant des charges de service public en matière d'électricité (ELD, organismes agréés et acheteur en dernier recours)

La mise sur le marché de la production sous OA est une activité qui peut être décomposée en plusieurs sous-activités : prévision de la production, vente sur les marchés de gros et gestion des éventuels écarts. Cette gestion peut être déléguée à un tiers ou être réalisée en interne par l'opérateur suivant le volume
d'électricité produite par les installations sous obligation d'achat dont il a la gestion. Dans ces deux configurations, les coûts de commercialisation ne sont compensés que si les installations sont rattachées à un Périmètre d'Equilibre dédié à la gestion de la production d'électricité d'installations sous OA, ceci afin d'éviter que l'opérateur ou le tiers bénéficie des effets de foisonnement des écarts liés aux contrats d'OA sur l'ensemble de son portefeuille d'activité.

En application du 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, afin que les coûts liés à cette activité restent ceux « *qu'une entreprise moyenne […] aurait encourus* », la CRE retient la distinction suivante :

- pour les opérateurs gérant un volume d'électricité produite sous OA inférieur ou égal à 50 GWh, les coûts de mise sur le marché ne sont compensés que s'ils sont mutualisés au sein d'un Périmètre d'Equilibre rassemblant au total plus de 50 GWh d'électricité produite sur une année sous OA. Toutefois, un opérateur doit justifier l'efficacité de son choix de Responsable d'Equilibre pour ce qui est de la minimisation des coûts induits, par exemple à travers une procédure de mise en concurrence. Dans le cas contraire, les coûts correspondants ne feront pas l'objet d'une compensation ;
- les opérateurs gérant un volume d'électricité produite sous OA supérieur à 50 GWh n'ont pas l'obligation de mutualiser leur production au sein d'un groupement pour que les coûts de commercialisation soient pris en compte. Si un opérateur souhaite conserver en interne cette activité, il ne sera compensé que si un Périmètre d'Equilibre dédié aux OA est créé. Cet opérateur peut également participer à un groupement afin de mutualiser ses coûts de mise sur le marché.

La CRE compensera les coûts communiqués au titre de la prévision et des écarts, dans la mesure où il sera démontré que le dimensionnement en matière de prévision permet d'aboutir à leur minimisation conjointe.

S'agissant du développement et de l'exploitation de modèles de prévision, la prise en compte des coûts y afférents sera partielle si ces activités peuvent être mises au service via d'autres activités de l'opérateur.

5.4. Frais de mise sur le marché de l'énergie pour les acheteurs de biométhane

Les plafonds définis ci-dessous s'appliquent à la fois pour les charges constatées au titre de l'année précédente et pour les charges prévisionnelles au titre de l'année en cours et de l'année suivante.

5.4.1. Frais liés à la revente sur les marchés des volumes de biométhane injecté achetés

Dans le cadre de sa délibération du 27 mai 2021 susmentionnée[41], la CRE a mis en place un mécanisme de plafonnement des frais de gestion liés à la revente sur les marchés des volumes de biométhane achetés. Les plafonds dépendent du volume d'énergie injectée annuellement ; ils sont détaillés dans le tableau suivant :

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 €)

5.4.2. Frais liés à l'émission et à la valorisation des GO de biométhane

S'agissant des frais de gestion liés à l'émission et la valorisation des GO attachées à la production de biométhane injecté, l'intégralité des frais de tenue de compte facturés par le gestionnaire national du registre des GO sont compensés aux différents acheteurs de biométhane.

En revanche, la CRE considère que l'exécution des tâches d'inscription des GO est de nature à engendrer des coûts de personnel limités et qui, en outre, ont pu être anticipés par les acheteurs de biométhane dans le montant de valorisation de leurs GO. Ainsi, la CRE a également mis en place un mécanisme de plafonnement des frais de personnels liés à l'émission des GO. Les plafonds dépendent du nombre de sites de production émettant des garanties d'origine et tiennent compte de l'inscription de nouveaux sites. Ces plafonds sont détaillés dans le tableau suivant :

Plafond de compensation (en €)	Inscription de sites de production	Déclaration des GO
	30 €/site créé	60 /site de production/an

6. Prise en compte des frais liés aux dispositifs sociaux en métropole continentale

6.1. Dispositions applicables aux bénéficiaires d'une compensation en cas de participation au fonds de solidarité logement

En application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité peuvent bénéficier d'une compensation en cas de participation aux fonds de solidarité logement.

En application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité aux fonds de solidarité logement à partir du 1er janvier 2018, la compensation des versements aux fonds de solidarité pour le logement est désormais fixée à 1 € par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kVA, dans la limite de 90 % du montant versé.

[41] Délibération n°2021-144 de la CRE 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.

6.2. Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La tarification spéciale « produit de première nécessité », entrée en vigueur le 1er janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), a été abrogée à partir du 1er janvier 2018 au profit du dispositif d'aide « chèque énergie ». La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie.

L'article L. 124-1 du code de l'énergie définit le chèque énergie comme « *un titre spécial de paiement permettant aux ménages dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du ménage, inférieur à un plafond d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts.* »

Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie. Cependant, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TPN[42], à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs de gaz et d'électricité à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie.

Par ailleurs, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité et de gaz doivent proposer à leurs clients domestiques bénéficiant du chèque énergie la mise à disposition des données de consommation, exprimées en euros, en temps réel. Le décret n°2021-608 du 19 mai 2021[43] précise les modalités de mise en œuvre du dispositif relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires. Ainsi, les opérateurs déclarent chaque année les frais engagés au titre de ce dispositif, ainsi que le nombre de dispositifs déployés au cours de l'année considérée et le nombre total de dispositifs mis à disposition toutes années confondues.

Conformément à l'arrêté du 19 mai 2021[44], le nombre de dispositifs déployés fixe le montant unitaire maximal pouvant être compensé, conformément au tableau suivant :

Nombre de dispositifs effectivement mis à disposition	Plafond de compensation (€/ménage)
0 – 1 000	64
1 001 – 10 000	54
10 001 – 150 000	49
150 001 et plus	40

[42] En application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie.

[43] Décret n° 2021-608 du 19 mai 2021 relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires publié au Journal officiel le 20/05/2021.

[44] Arrêté du 19 mai 2021 relatif aux plafonds de compensation par ménage des fournisseurs d'électricité et de gaz dans le cadre de l'offre de transmission de leurs données de consommation aux consommateurs en situation de précarité.

Dans les cas où les fournisseurs d'électricité et de gaz attestent sur justificatifs que les coûts de développement du dispositif ne seraient pas couverts par ce montant unitaire, un second plafond s'applique sur les coûts de développement. Ce plafond dépend du nombre de ménages bénéficiaires du chèque énergie dans la limite d'un plafond global de 200 000 € par fournisseur. Il est rappelé dans le tableau suivant :

Nombre de ménages bénéficiaires du chèque énergie	Plafond de compensation (€/ménage)
1er ménage	1 000
à partir du 2ème ménage	10

Pour la compensation des charges constatées au titre de l'année précédente, tant que la somme de ce que l'opérateur a déjà perçu au titre de la compensation de ce dispositif et des frais engagés dans l'année ne dépasse pas les plafonds définis ci-dessus, l'opérateur est compensé de ces frais. Dans le cas contraire, il est compensé dans la limite des plafonds susmentionnés.

Pour la compensation des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours et de l'année suivante, l'opérateur est compensé de ses frais prévisionnels sans application d'un plafonnement.