

DELIBERATION N° 2023-177

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 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 COMPETENCE DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE

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 sont définies dans le code de l'énergie¹. Différents types d'opérateurs peuvent ainsi être amenés à supporter des charges de service public de l'énergie en métropole continentale² :

- 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 recours³. 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.

Dans ce contexte, la Commission de régulation de l'énergie (ci-après la « CRE ») a défini la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale dans plusieurs délibérations :

- la délibération du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale ;
- la délibération du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale ;
- la délibération du 25 mai 2016 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale ;
- la délibération du 14 décembre 2016 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat ;

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 présente 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.

- la délibération du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat ;
- la délibération du 16 mai 2019 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat ;
- la délibération du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat ;
- la délibération 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 ;
- la délibération du 16 juin 2022 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat ;
- les délibérations annuelles successives d'évaluation des charges de service public de l'énergie ont également défini des points de méthodologie, notamment s'agissant de la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie supportées par les acheteurs de biométhane injecté.

Ces délibérations constituent des lignes directrices opposables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie. La CRE applique ces lignes directrices méthodologiques 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.

2. OBJET DE LA PRESENTE DELIBERATION

2.1 Refonte du corpus antérieur

L'objet de la présente délibération est d'adopter la méthodologie portée en annexe, qui réunit l'ensemble des lignes directrices employées par la CRE dans le cadre de son évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale, s'agissant de :

- la valorisation de l'énergie produite par les installations de production d'électricité ou de biométhane injecté sous obligation d'achat (ci-après « OA ») ;
- la valorisation des garanties de capacité attachées aux installations de production d'électricité sous OA ;
- la prise en compte des coûts de mise sur le marché de la production sous OA et des frais de conclusion et de gestion administrative des contrats d'OA et de complément de rémunération ;
- la prise en compte des frais liés aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz.

Cette méthodologie est en premier lieu une reprise et une concaténation de l'ensemble du corpus méthodologique existant, auquel la CRE pourra se référer, le cas échéant, lorsque cela s'avère nécessaire au cours de sa pratique décisionnelle. Afin de disposer d'une méthodologie exhaustive et représentative, celui-ci peut être complété et précisé par les choix méthodologiques effectués par la CRE dans ses délibérations annuelles d'évaluation des charges de service public de l'énergie.

Les changements de fond que la CRE apporte, par la présente délibération, à la méthodologie employée jusqu'à présent sont présentés ci-après. Ceux-ci sont applicables dès la parution de la présente délibération, sauf mention contraire.

L'annexe méthodologique ainsi établie 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. Elle est susceptible d'être mise à jour, notamment au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

2.2 Modifications portant sur la méthodologie de valorisation de l'énergie pour la production sous obligation d'achat

2.2.1 Modification de la période de cotation pour l'évaluation des charges prévisionnelles

S'agissant de la mise à jour de l'évaluation des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours et de l'évaluation des charges prévisionnelles au titre de l'année suivante, la méthodologie d'évaluation du coût évité s'appuie sur des références de marché cotées sur une période donnée. Elle permet ainsi la valorisation prévisionnelle :

- de l'électricité produite par les installations sous OA pour les ELD, les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours, ainsi que pour EDF OA en distinguant, pour ce dernier, le coût évité de la part quasi-certaine et de la part aléatoire de la production sous OA ;
- du biométhane injecté produit par les installations sous OA pour les acheteurs de biométhane.

Dans un premier temps, la CRE avait défini la période de cotation comme la période du 15 au 31 mai, en retenant, dans un souci de représentativité, la période la plus tardive permettant de finaliser son évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie dans le délai qui lui est imparti, c'est-à-dire avant le 15 juillet, conformément à l'article R. 121-31 du code de l'énergie. Par sa délibération du 16 mai 2019 susmentionnée, elle avait avancé cette période du 15 au 30 avril, afin de fiabiliser les premières estimations de charges de service public de l'énergie transmises aux services des ministères chargés de l'énergie et du budget. Dans un contexte de forte variabilité des prix de gros, il convient de prioriser la représentativité des charges prévisionnelles calculées : la CRE utilise donc à nouveau une période de cotation plus tardive, allant du 15 au 31 mai.

La période de cotation retenue pour l'établissement des charges prévisionnelles liées au dispositif d'obligation d'achat est ainsi la période du 15 au 31 mai dans les paragraphes 2.2.4, 2.2.5, 2.3.3, 2.3.4, 2.4.2 et 2.4.3 de la méthodologie présentée en annexe.

2.2.2 Prise en compte du coût prévisionnel des achats au prix spot pour EDF OA

L'évolution de la méthodologie d'établissement de la puissance quasi-certaine dans la délibération de la CRE du 28 novembre 2019 a conduit à un quasi-doublement du niveau des blocs de puissance quasi-certaine vendus à terme. La première année concernée par cette évolution était l'année 2022. Or, l'effet conjoncturel des résiliations anticipées de nombreux contrats d'OA au cours du second semestre 2022⁴, dans un contexte de prix de gros élevés, a conduit à une production du parc sous OA moindre que celle anticipée lors de la détermination des blocs de puissance quasi-certaine. Si les modalités d'établissement par la CRE des niveaux de puissance quasi-certaine, en considérant des taux de charge historiques, devait permettre qu'EDF OA soit vendeur sur environ 90 % des pas de temps demi-horaires, celui-ci a *in fine* été vendeur sur environ 80 % des pas de temps en 2022. Les volumes achetés au prix spot ont ainsi représenté environ 4 % de la production totale du parc sous OA⁵.

La CRE anticipe qu'en 2023 les achats au prix spot devraient également représenter un volume du même ordre, dans la mesure où les ventes à terme étaient déjà finalisées pour la plupart des produits relatifs à l'année 2023 vendus par EDF OA lorsque la CRE a procédé, en décembre 2022, à la réévaluation annuelle des valeurs de puissance quasi-certaine⁶. En revanche, le volume des achats au prix spot devrait être plus réduit au cours de l'année 2024, pour laquelle les niveaux de puissance quasi-certaine ont pu être redéfinis dans la délibération précitée, à l'aune des résiliations anticipées constatées⁷.

⁴ Voir délibération n° 2022-272 de la CRE du 3 novembre 2022 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

⁵ Les achats au prix spot correspondent à des situations où la couverture à terme d'EDF OA est supérieure à la production réalisée du parc.

⁶ Délibération n° 2022-359 de la CRE du 15 décembre 2022 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.

⁷ L'ampleur des nouvelles résiliations anticipées est par ailleurs moindre étant donné la baisse relative des niveaux des prix de gros en 2023 et l'introduction, dans la loi n° 2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023, d'une mesure de taxation des rentes infra-marginales.

Si la composante du coût évité que représentent les achats au prix spot est déjà prise en charge par la méthodologie actuelle de calcul des charges constatées, elle n'est cependant pas intégrée dans l'évaluation des charges prévisionnelles. La CRE calcule actuellement le volume aléatoire prévisionnel, qui est considéré comme pouvant faire l'objet d'une valorisation au prix court terme prévisionnel, comme la différence entre la production prévisionnelle totale du parc sous OA et le volume valorisé à terme, au pas mensuel. Ainsi, le pas de temps mensuel utilisé dans le cadre des prévisions (en cohérence avec l'estimation mensuelle des prix) ne fait pas apparaître le fait que le volume aléatoire sera *in fine*, avec la courbe de charge réelle du parc, la somme de volumes vendus et achetés sur les marchés sur des pas de temps horaires. Or, on observe que ces achats peuvent représenter un coût prévisionnel dans la mesure où il y a un écart entre le prix d'achat et le prix de vente qui peuvent être captés par la production aléatoire. Cela peut s'expliquer par le fait qu'EDF OA est en position acheteur et non vendeur en J-1 quand il prévoit une production inférieure au volume valorisé à terme, ce qui correspond donc à des périodes où la production d'énergies renouvelables – à coût marginal nul – est comparativement plus faible, donc à des périodes où les prix spot sont comparativement plus élevés.

Le coût prévisionnel lié aux achats effectués au prix spot est ainsi 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. La prise en compte de ce coût prévisionnel est ajoutée dans l'annexe méthodologique aux paragraphes 2.2.4.2 et 2.2.5.2.

Pour 2023, les composantes du calcul du coût prévisionnel lié aux achats effectués au prix spot sont établies sur la base de l'historique d'une année glissante (entre juin 2022 et mai 2023). Cela conduit à retenir un volume d'achats au prix spot prévisionnel de 4,2 % pour 2023. Un volume d'achat moindre, de 2 % est retenu pour 2024.

2.3 Modifications portant sur la méthodologie de valorisation des garanties de capacité attachées à la production d'électricité sous OA

La CRE apporte des précisions, au paragraphe 3.6 de l'annexe méthodologique, sur les conséquences, sur la valorisation des garanties de capacité, du transfert de contrats d'OA entre deux opérateurs.

2.4 Modifications portant sur la compensation des frais de gestion pour les ELD, les organismes agréés, l'acheteur en dernier recours et les acheteurs de biométhane

La CRE reprend, au paragraphe 4 de l'annexe méthodologique, les modalités de compensation décrites dans la délibération du 27 mai 2021 susmentionnée.

Les modalités de plafonnement des frais de gestion et de conclusion administrative des contrats sont actuellement appliquées pour les charges constatées au titre de l'année précédente uniquement. Elles seront également applicables aux charges prévisionnelles, dès l'évaluation par la CRE des charges prévisionnelles au titre de 2025 et mises à jour au titre de 2024, lors du prochain exercice effectué en 2024.

2.5 Modifications portant sur la compensation des frais liés aux dispositifs sociaux

La CRE apporte, au paragraphe 5.2 de l'annexe méthodologique, des précisions sur les modalités de compensation des charges liées à la mise à disposition des données de consommation d'électricité et de gaz naturel, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie et du décret n° 2021-608 du 19 mai 2021⁸.

⁸ 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.

DECISION DE LA CRE

La 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 à la ministre de la transition énergétique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

Délibéré à Paris, le 29 juin 2023

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..... | 8 |
| 2. VALORISATION DE L'ENERGIE DES INSTALLATIONS SOUS OBLIGATION D'ACHAT ACQUISE EN METROPOLE CONTINENTALE..... | 8 |
| 2.1 MODALITES GENERALES | 8 |
| 2.2 PERIMETRE D'EDF OA..... | 9 |
| 2.2.1 Distinction entre la part quasi-certaine et la part aléatoire au sein du périmètre d'équilibre dédié à l'OA | 9 |
| 2.2.2 Gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'OA et qualité de prévision..... | 10 |
| 2.2.3 Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente | 10 |
| 2.2.4 Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours | 12 |
| 2.2.5 Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante | 13 |
| 2.3 PERIMETRE DES ELD, DES ORGANISMES AGREES ET DE L'ACHETEUR EN DERNIER RECOURS..... | 14 |
| 2.3.1 Rappel relatif à la notion de coût évité pour ces opérateurs..... | 14 |
| 2.3.2 Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente | 15 |
| 2.3.3 Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours | 15 |
| 2.3.4 Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante | 16 |
| 2.4 PERIMETRE DES ACHETEURS DE BIOMETHANE | 17 |
| 2.4.1 Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente | 17 |
| 2.4.2 Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours | 17 |
| 2.4.3 Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante | 18 |
| 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)..... | 18 |
| 3. VALORISATION DES GARANTIES DE CAPACITE ATTACHEES AUX INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE SOUS OA | 19 |
| 3.1 VALORISATION DES GARANTIES DE CAPACITE ISSUES DE LA CERTIFICATION DES INSTALLATIONS DONT LA PRODUCTION EST VALORISEE EN REFERENCE AUX TARIFS DE CESSION (CAS DE CERTAINES ELD) | 19 |
| 3.2 VALORISATION DES GARANTIES DE CAPACITE ISSUES DE LA CERTIFICATION DES INSTALLATIONS DONT LA PRODUCTION EST VALORISEE EN REFERENCE AUX PRIX DE MARCHÉ DE GROS (CAS D'EDF OA, DE CERTAINES ELD, DES ORGANISMES AGREES ET DE L'ACHETEUR EN DERNIER RECOURS)..... | 19 |
| 3.2.1 Valorisation des garanties de capacité pour les opérateurs dont le volume de garanties est supérieur à 20 MW pour une Année de Livraison..... | 19 |
| 3.2.2 Valorisation des garanties de capacités pour les opérateurs dont le volume de garanties est inférieur ou égal à 20 MW pour une Année de Livraison | 20 |
| 3.3 PRISE EN COMPTE DU REEQUILIBRAGE | 21 |
| 3.4 PRISE EN COMPTE DU COUT DES ECARTS POUR LES GARANTIES DE CAPACITE | 22 |
| 3.4.1 Principes de valorisation | 22 |
| 3.4.2 Conditions de prise en compte des écarts capacitaires | 22 |
| 3.5 PRISE EN COMPTE D'UNE INCITATION A LA CERTIFICATION | 22 |

3.6 VALORISATION DES GARANTIES DE CAPACITE DANS LE CAS DE LA CESSION D'UN CONTRAT D'OA 22

4. PRISE EN COMPTE DES FRAIS DE CONCLUSION ET DE GESTION DES CONTRATS DE SOUTIEN, AINSI QUE DES FRAIS DE MISE SUR LE MARCHE DE LA PRODUCTION SOUS OA 23

4.1 FRAIS DE CONCLUSION ET DE GESTION ADMINISTRATIVE DES CONTRATS D'OA ET DE COMPLEMENT DE REMUNERATION ET FRAIS DE MISE SUR LE MARCHE DE LA PRODUCTION SOUS OA POUR EDF OA 23

4.2 FRAIS DE CONCLUSION ET DE GESTION ADMINISTRATIVE DES CONTRATS D'OA POUR LES ELD, LES ORGANISMES AGREES, LES ACHETEURS DE BIOMETHANE ET L'ACHETEUR EN DERNIER RECOURS 23

4.2.1 Plafonnement des frais de gestion administrative des contrats 24

4.2.2 Plafonnement des frais de conclusion des contrats 24

4.3 FRAIS DE MISE SUR LE MARCHE DE L'ENERGIE POUR LES OPERATEURS SUPPORTANT DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN MATIERE D'ELECTRICITE (ELD, ORGANISMES AGREES ET ACHETEUR EN DERNIER RECOURS) 24

4.4 FRAIS DE MISE SUR LE MARCHE DE L'ENERGIE POUR LES ACHETEURS DE BIOMETHANE 25

4.4.1 Frais liés à la revente sur les marchés des volumes de biométhane injecté achetés 25

4.4.2 Frais liés à l'émission et à la valorisation des garanties d'origine 25

5. PRISE EN COMPTE DES FRAIS LIES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX EN METROPOLE CONTINENTALE 26

5.1 DISPOSITIONS APPLICABLES AUX BENEFICIAIRES D'UNE COMPENSATION EN CAS DE PARTICIPATION AU FONDS DE SOLIDARITE LOGEMENT 26

5.2 DISPOSITIONS APPLICABLES AUX BENEFICIAIRES DU CHEQUE ENERGIE 26

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 recours⁹. 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'ENERGIE DES INSTALLATIONS SOUS OBLIGATION D'ACHAT ACQUISE EN METROPOLE 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 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. 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 3.3.1.

⁹ 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.

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 courts 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.

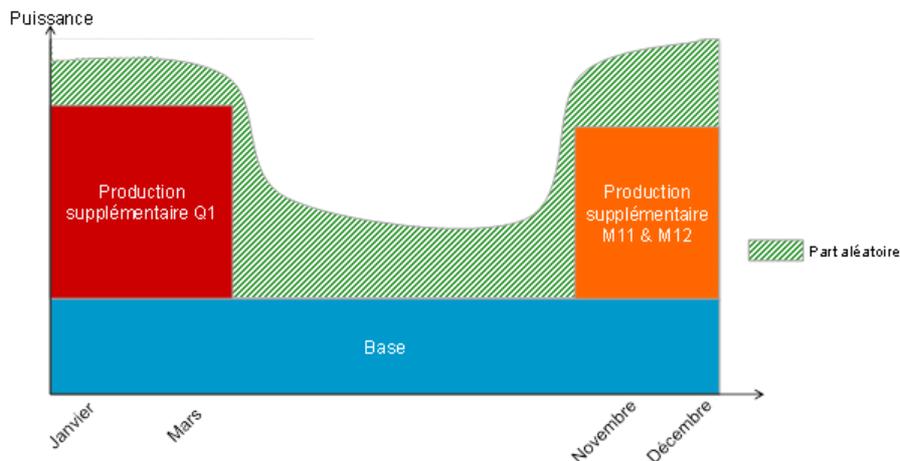
2.2 Périmètre d'EDF OA

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 1^{er} janvier de l'année N-2 et la fin de l'année N-1 ;
- pour le produit « premier trimestre », entre le 1^{er} janvier de l'année N-1 et la fin de l'année N-1 ;
- pour les produits mensuels « M11 » et « M12 », respectivement entre le 1^{er} septembre de l'année N et le 31 octobre de l'année N et entre le 1^{er} octobre de l'année N et le 30 novembre de l'année N.

En effet, depuis le 1^{er} 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

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 (intrajournalier 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.

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.

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'induit 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 « coûts-bénéfices ». 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 2.2.3.2.

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 résultants 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 $P_{\text{court terme}}$ 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 :

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

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 publié par EPEX Spot. |
| | I_{IJ} | Indice de prix moyen pondéré infra-journalier publié par EPEX Spot. |
| | 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 ¹⁰ . |
| | Q_{IJ} | Volume d'électricité ayant pu faire l'objet d'une transaction en IJ suite aux prévisions de la production sous OA ¹¹ . |
| | $Q_{\text{écart}}$ | Volume d'écart constaté par RTE sur le PE-OA. |
| | $Q_{\text{quasi-certain}}$ | Volume d'énergie quasi-certain arrêté par la CRE. |
| | $Q_{\text{réalisée}}$ | Quantité d'énergie totale produite par les installations rattachées au PE-OA ($Q_{\text{réalisée}} = Q_{\text{quasi-certain}} + Q_{J-1} + Q_{IJ} + Q_{\text{écart}}$). |
| Coefficient | η | Facteur correctif retenu par la CRE au regard de la qualité de la prévision de la production, tel que $P_{\text{court terme, corrigé}} \geq P_{\text{court terme}}$. |

Dans le cas général, le coût évité par la part aléatoire est évalué par référence à la moyenne mensuelle arithmétique des prix de court terme.

La méthodologie de calcul du coût évité est adaptée pour les filières suivantes, afin de tenir compte de leurs caractéristiques particulières :

- la référence de coût évité pour la production photovoltaïque (ci-après « PV ») correspond à un prix de marché profilé au pas horaire, calculé en appliquant aux prix de court terme les coefficients du profil PRD3¹² pour la part aléatoire ;
 - pour la production annuelle dont la date d'échéance de facturation est incluse dans le mois N de l'année A, le prix de référence sera calculé comme la moyenne des prix de court terme du 16^e jour (inclus) du mois N de l'année A-1 au 15^{ème} jour (inclus) du mois N de l'année A pondérés par le profil PRD3 pour la part aléatoire ;
 - pour la production semestrielle dont la date d'échéance de facturation est incluse dans le mois N de l'année A, le prix de référence sera calculé comme la moyenne des prix de court terme du 16^e jour (inclus) du mois N-6 de l'année A (ou du mois N+6 de l'année A-1) au 15^{ème} jour (inclus) du mois N de l'année A pondérés par le profil PRD3 pour la part aléatoire ;
- la référence de coût évité pour la production éolienne (à terre et en mer) correspond à la moyenne des prix de court terme pondérée au pas horaire par la part aléatoire des volumes éoliens produits sur le même pas de temps¹³ ;
- pour la production hydraulique, dont le tarif d'achat est horosaisonnalisé, le coût évité est calculé comme la moyenne des prix de court terme pour chaque poste horosaisonnier, pondéré par le volume aléatoire ;

¹⁰ Il s'agit de la prévision de production réalisée en J-1 de laquelle est retranchée la part quasi-certaine de la production correspondante.

¹¹ 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.

¹² Profil normatif PRD3 « ajusté » utilisé par les gestionnaires de réseau pour reconstituer la production PV.

¹³ Les données de production utilisées à cette fin sont celles publiées par RTE sur son site [eco2mix](https://www.rte-france.com/eco2mix) (<https://www.rte-france.com/eco2mix>).



- la référence de coût évité de la production des installations de cogénération en mode « dispatchable » est calculé à partir des prix de court terme constatés sur les périodes d'appel par l'acheteur obligé ou les périodes de production hors appel faisant l'objet d'un préavis du producteur, pondéré par le volume aléatoire.

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

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 <i>spot</i> moyen du mois concerné sur le prix <i>spot</i> 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 <i>spot</i> publiés par EPEX 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 <i>spot</i> moyen du mois concerné sur le prix <i>spot</i> 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 <i>spot</i> moyen du mois concerné sur le prix <i>spot</i> moyen du trimestre. |

Les principes de calcul spécifiques aux filières photovoltaïque et éolienne visés au 3.2.3.2 sont transposés pour l'évaluation du coût évité prévisionnel.

La CRE prend également en compte :

- Le coût prévisionnel lié à l'imprévisibilité d'une partie de la production du périmètre d'OA. Il est calculé à partir des volumes d'écart 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 aux prix spot¹⁴. Il est 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.

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 <i>Calendar</i> « 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 <i>Calendar</i> 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 <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> 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 <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> 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 |

¹⁴ Les achats au prix spot correspondent à des situations où la couverture à terme d'EDF OA est supérieure à la production réalisée du parc.



| Pour une année N | Références de marché et périodes de cotations retenues |
|--------------------|---|
| | laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen du trimestre. |
| Juillet à décembre | <p>On détermine une référence de prix à terme pour le second semestre de l'année N+1 à partir de la cotation du produit <i>Calendar</i> et des cotations des deux premiers trimestres Q1 « France » et Q2 « France » observées entre le 15 et le 31 mai de l'année N.</p> <p>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 <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen du semestre.</p> |

Les principes de calcul spécifiques aux filières photovoltaïque et éolienne visés au 3.2.3.2 sont transposés pour l'évaluation du coût évité prévisionnel.

La CRE prend également en compte :

- Le coût prévisionnel lié à l'imprévisibilité d'une partie de la production du périmètre d'OA. Il est calculé à partir des volumes d'écart 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 aux prix spot¹⁴. Il est 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.

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

2.3.1 Rappel relatif 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 1^{er} 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) :

$$\text{coût évité}_{\text{mois } i} = \frac{\sum_{\text{heure } h \text{ mois } i} \text{Prix Court Terme}_h \times \text{Production}_h}{\sum_{\text{heure } h \text{ mois } i} \text{Production}_h}$$

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 opérateur¹⁵.

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.

Cette définition est applicable à partir de l'évaluation des charges constatées au titre de 2023, réalisée en 2024 lors de l'exercice annuel d'évaluation des charges de service public. La transmission des données de production (issues des BGC) sera dès lors obligatoire.

Pour l'exercice annuel d'évaluation des charges de service public réalisé en 2023, la méthodologie qui s'applique est celle définie par la CRE dans ses délibérations méthodologiques précédentes.

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'obligation d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession est calculée par référence à ces tarifs au pas mensuel.

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 publiés par EPEX 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 calculés 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. |

¹⁵ 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.



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.
- 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.

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.

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 <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> 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 <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> 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 <i>Calendar</i> 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 <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> 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 PEG¹⁶, publiés par EPEX Spot.

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 EPEX Spot 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 calculés 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.

¹⁶ 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 <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen du trimestre. |
| Avril à juin | Les prix de marché mensuels pour l'année N+1 sont calculées 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 <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen du trimestre. |
| Juillet à septembre | Les prix de marché mensuels pour l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit <i>Summer</i> « 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 <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen de la période <i>Summer</i> (avril à septembre). |
| Octobre à décembre | Les prix de marché mensuels pour l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit <i>Winter</i> « 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 <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen de la période <i>Winter</i> (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 pour l'année précédente (charges constatées), ainsi que l'année en cours et l'année suivante (charges prévisionnelles)

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 2011¹⁷, fixe cette part de réversion du montant de la valorisation des garanties d'origine à 75 % et à 0 % lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant pour véhicules.

La réversion du montant des garanties d'origine est calculée :

- par rapport à la valorisation mensuelle effective des garanties d'origines par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA pour l'année précédente ;
- par rapport aux prévisions de valorisation mensuelles des garanties d'origines pour l'année en cours et pour l'année suivante.

¹⁷ 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.



3. VALORISATION DES GARANTIES DE CAPACITE ATTACHEES AUX INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE SOUS OA

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 capacité¹⁸ associées, la valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations sous OA n'est pas déduite des charges de service public de l'énergie 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 opérateurs dont le volume de garanties est supérieur à 20 MW pour une Année de Livraison

Pour les opérateurs dont le volume de garanties de capacité pour une Année de Livraison (ci-après « AL ») est supérieur à 20 MW¹⁹, 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 ces opérateurs 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 que les opérateurs n'aient 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, les acteurs concernés déclareront 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.

Dans le cas où un opérateur gère les garanties de capacité liées à la production d'installations sous OA pour le compte d'autres opérateurs²⁰, 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.

¹⁸ 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.

¹⁹ Ce seuil est *in fine* attesté lors de l'évaluation des charges constatées.

²⁰ Cas de regroupement d'opérateur 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).

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. paragraphe 11.1.3.2 des 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, l'opérateur 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 :

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

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, s'agissant d'EDF OA, il 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 vendus 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, l'opérateur 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 l'opérateur 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 (inclue) ; 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, l'opérateur 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 **Erreur ! Signet non défini.**, 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.

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 les opérateurs dont le volume de garanties est inférieur ou égal à 20 MW pour une Année de Livraison

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 opérateurs²¹, 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 :

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

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.

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 du rééquilibrage

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+1²² ; 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.

²¹ Cas de regroupement d'opérateur 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).

²² Paragraphe XX des règles en vigueur du mécanisme de capacité.

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 certification²³. Le RPC se voit notifié 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.

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 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 « p » 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.

²³ Pour les installations dont la production est fatale et dépend des conditions météorologiques, la capacité effective est déterminée à partir de leur disponibilité constatée.

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 tripartite²⁴ 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 4.2. 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 services public de l'énergie, et valorisera les éventuelles garanties de capacité restantes selon la méthodologie de valorisation qui lui incombe (cf. 4.2).

4. 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

4.1 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.

4.2 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'énergie²⁵, 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 2021²⁶. 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.

Les plafonds ne s'appliquent que pour les charges constatées au titre de l'année précédente lors de l'exercice annuel d'évaluation des charges de service public de l'énergie mené en 2023. Ils s'appliqueront 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 à partir de l'exercice annuel d'évaluation des charges mené en 2024.

²⁴ Cet avenant est signé par le producteur, l'opérateur historique et le nouvel opérateur.

²⁵ Article L. 121-7 du code de l'énergie.

²⁶ 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.

4.2.1 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 |

4.2.2 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 |

4.3 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.

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

Les plafonds définis ci-dessous ne s'appliquent que pour les charges constatées au titre de l'année précédente lors de l'exercice annuel d'évaluation des charges de service public de l'énergie mené en 2023. Ils s'appliqueront 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 à partir de l'exercice annuel d'évaluation des charges mené en 2024.

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

Dans le cadre de sa délibération du 27 mai 2021 susmentionnée²⁷, 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 €) |

4.4.2 Frais liés à l'émission et à la valorisation des garanties d'origine

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

En revanche, la CRE considère que l'exécution des tâches d'inscription des garanties d'origine est de nature à engendrer des coûts de personnel limités et qui, en outre, ont pu être anticipés par les acheteurs de biométhane dans le montant de valorisation de leurs garanties d'origine. Ainsi, la CRE a également mis en place un mécanisme de plafonnement des frais de personnels liés à l'émission des garanties d'origine. Les plafonds dépendent du nombre de sites de production émettant des garanties d'origine et tient 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 garanties d'origine |
|--------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|
| | 30 €/site créé | 60 /site de production/an |

²⁷ 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.



5. PRISE EN COMPTE DES FRAIS LIÉS AUX DISPOSITIFS SOCIAUX EN METROPOLE CONTINENTALE

5.1 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 1^{er} 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.

5.2 Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La tarification spéciale « produit de première nécessité », entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), a été abrogée à partir du 1^{er} 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 TPN²⁸, 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 2021²⁹ 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 dispositif 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 2021³⁰, 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 |

²⁸ En application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie.

²⁹ 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.

³⁰ 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) |
|---|------------------------------------|
| 1 ^{er} ménage | 1 000 |
| à partir du 2 ^{ème} 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.