

DÉLIBÉRATION N°2026-53

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 février 2026 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

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER et Nadia FAURE, commissaires.

Contexte et compétences de la CRE

Les obligations assignées aux entreprises du secteur de l'électricité et du gaz par le code de l'énergie les conduisent à supporter des charges de service public, définies aux articles L. 121-7 à L. 121-8-1 et à l'article L. 121-36 du code de l'énergie. Ces charges comprennent :

- en électricité : les surcoûts résultant des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (ENR) et à la cogénération y compris les coûts directement induits par la conclusion et la gestion de ces contrats¹, les surcoûts résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation, les surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI) et les surcoûts supportés au titre des dispositifs sociaux applicables aux ménages en situation de précarité ;
- en gaz : les surcoûts supportés au titre des dispositifs sociaux applicables aux ménages en situation de précarité et les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

En application des dispositions de l'article L. 121-9 et de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les opérateurs qui supportent des charges imputables aux missions de service public de l'énergie adressent chaque année à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) :

- avant le 31 mars, une déclaration relative aux charges qu'ils ont supportées au titre de l'année précédente² ;
- avant le 30 avril, une déclaration relative aux charges prévisionnelles au titre de l'année suivante ainsi qu'à la mise à jour de la prévision des charges au titre de l'année en cours.

En application des dispositions de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, la déclaration relative aux charges supportées au titre de l'année précédente est établie sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent, dont les règles sont établies par la CRE.

La présente délibération détermine les règles de la comptabilité appropriée s'appliquant pour le calcul des charges supportées au titre des années 2025 et précédentes, ainsi que le format de déclaration

¹ Alinéa 5 de l'article L. 121-7 du code de l'énergie en vigueur au 1^{er} janvier 2017.

² Cette déclaration peut inclure des éléments au titre d'années antérieures (« reliquats ») qui n'avaient pas été déclarés pendant l'exercice d'évaluation des charges de l'année considérée ou qui n'avaient pas été retenus en raison de justifications insuffisantes.

des charges prévisionnelles au titre des années 2026 et suivantes. Elle remplace les dispositions de la délibération de la CRE du 13 février 2025³.

Modifications apportées par la présente délibération

Les éléments constitutifs de la comptabilité appropriée pour la déclaration des charges de service public de l'énergie constatées, le format de déclaration des charges prévisionnelles, ainsi que les modalités de leur déclaration figurent en annexes à la présente délibération.

Cette délibération introduit certains éléments supplémentaires permettant de mieux contrôler l'application des contrats d'achat dans l'annexe relative à la déclaration des charges de service public d'électricité (annexe A). Les principales modifications concernent, pour la métropole :

- les arrêts de certaines installations sous obligation d'achat lors d'épisodes de prix de gros négatifs (ces éléments concernent uniquement EDF OA) ;
- les éléments attendus dans le cadre de la refonte du mécanisme de capacité. A des fins de visibilité pour les opérateurs, la CRE précise également la méthode de certification qui doit être employée par les entreprises locales de distribution (ELD) et par les organismes agréés ;
- des éléments supplémentaires à transmettre par EDF OA relatifs aux coûts de conclusions et de gestion des contrats de soutien.

S'agissant des ZNI, des informations complémentaires sont demandées sur les cadres maîtrise de la demande en électricité en lien avec leur renouvellement, sur la gestion des contrats d'achat et de stockage ainsi que sur la gestion de l'équilibre offre demande par le GRD.

Enfin, dans l'annexe relative à la déclaration des charges de service public liées à l'achat de biométhane (annexe C), des précisions sont apportées sur les éléments à déclarer en ce qui concerne la valorisation des garanties d'origine de biométhane.

Les modifications apportées par cette délibération par rapport à la version de l'année précédente⁴ sont surlignées en jaune.

³ Délibération n°2025-51 de la CRE du 13 février 2025 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.

⁴ Délibération n°2025-51 de la CRE du 13 février 2025 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.

Décision de la CRE

En application des dispositions de l'article L. 121-9 et du I de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les charges imputables aux missions de service public sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent et dont les règles sont établies par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

La comptabilité appropriée est constituée de l'ensemble des éléments de nature comptable et technique nécessaires au calcul des charges de service public de l'énergie. Le respect des règles de la comptabilité appropriée par les opérateurs permet à la CRE de disposer des informations nécessaires à l'évaluation de la compensation de leurs charges.

Les éléments constitutifs de la comptabilité appropriée pour la déclaration des charges de service public de l'énergie constatées, le format de déclaration des charges prévisionnelles, ainsi que les modalités de leur déclaration figurent en annexes à la présente délibération :

- Annexe A : déclaration des charges de service public d'électricité ;
- Annexe B : déclaration des charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel aux clients bénéficiant des dispositifs sociaux ;
- Annexe C : déclaration des charges de service public liées à l'achat de biométhane.

Modifications apportées par la présente délibération

Cette délibération introduit, s'agissant de la métropole :

- certains éléments supplémentaires permettant de mieux contrôler l'application des contrats d'achat dans l'annexe A, notamment s'agissant des arrêts de certaines installations sous obligation d'achat lors d'épisodes de prix de gros négatifs ;
- des précisions s'agissant des éléments attendus dans le cadre de la refonte du mécanisme de capacité ;
- des précisions sur les éléments à déclarer en ce qui concerne la valorisation des garanties d'origine de biométhane.

S'agissant des ZNI, des informations complémentaires sont demandées sur les cadres MDE en lien avec leur renouvellement, sur la gestion des contrats d'achat et de stockage ainsi que la gestion de l'équilibre offre demande par le GRD.

Format des pièces à transmettre

Tous les éléments et pièces justificatifs à transmettre dans les déclarations des charges de service public de l'énergie constatées et prévisionnelles doivent impérativement respecter le format et les conditions explicitées dans les annexes A, B et C. Dans le cas contraire, la déclaration est déclarée incomplète et n'est pas instruite.

Les éléments de déclaration respectent, en cas de besoin, les formats « Word », « PDF », « Excel » ou le format électronique de la plateforme dédiée (plateforme eCSPE, www.cspe.cre.fr).

Les fichiers au format « Excel » doivent conserver les liens et les formules apparents. Ils ne doivent comporter aucun mot de passe, ni feuille, cellule, colonne ou ligne cachées. Lorsque le fichier au format « Excel » comporte un format de déclaration prédéfini, il ne doit pas être modifié (ne pas fusionner de cellules ni insérer/supprimer de lignes/colonnes).

Les documents demandés sont transmis par voie électronique ou par courrier papier, selon les modalités prévues dans les annexes. Ces documents ainsi que les explications les accompagnant sont rédigés en français. Les documents spécifiques sont transmis dans leur langue d'origine. Ils seront le cas échéant traduits à la demande de la CRE.

Temps de conservation des données par les opérateurs supportant des charges

Les opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie conservent pendant une période de six ans suivant l'année considérée et tiennent à la disposition de la CRE ou de tout organisme qu'elle désigne l'ensemble des éléments permettant de justifier les données transmises lors de leurs déclarations.

Rappel concernant l'obligation de déclaration et le calcul des charges

La CRE rappelle qu'elle peut être amenée à calculer des montants de charges négatifs pour les différents postes de charges et que, le cas échéant, si le montant total de leurs charges est négatif, les opérateurs concernés sont tenus de reverser les montants correspondants à l'Etat.

Dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat d'électricité ou de biométhane, les surcoûts associés aux contrats d'achat, calculés par la CRE comme la différence entre les coûts d'achat et les coûts évités en application de l'article R.121-27 du code de l'énergie, peuvent être négatifs.

Dans le cadre du dispositif de complément de rémunération, il est prévu que ce complément de rémunération puisse être négatif, auquel cas les producteurs d'électricité concernés reversent les montants associés à EDF OA, qui les déclare dans le cadre de la présente comptabilité appropriée. Ces flux sont pris en compte pour établir les charges d'EDF OA au même titre que le versement des compléments de rémunérations positifs.

Enfin, la CRE rappelle que dans le cas où les charges constatées au titre de l'année 2025, telles qu'elles seront établies avant le 15 juillet 2026, sont inférieures aux charges prévisionnelles au titre de l'année 2025 telles qu'estimées par la délibération 2025-180 du 10 juillet 2025, l'opérateur sera également tenu de reverser le solde correspondant à l'Etat.

Evolutions à venir de la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale

Avant la délibération annuelle de juillet 2026, la CRE mettra à jour la délibération portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale⁵. Cette mise à jour permettra de clarifier plusieurs points de méthodologie de calcul des charges, notamment s'agissant de la prise en compte de la refonte du mécanisme de capacité à partir de l'hiver 2026-2027 et de la mise en œuvre des dispositions de l'article 175 de la loi de finances pour 2025⁶.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 26 février 2026.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON

⁵ Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

⁶ Loi n°2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

Annexe A : Déclaration des charges de service public de l'électricité 8

1. Déclaration des charges de service public de l'électricité constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration 12

1.1. Déclaration des charges supportées par EDF, EDM, EEWf, les ELD, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code et les autres fournisseurs 12

1.1.1. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts résultant des contrats d'achat ou protocoles de cession interne d'électricité..... 12

1.1.2. Éléments à fournir par EDF OA pour le calcul des surcoûts résultant des contrats de complément de rémunération 20

1.1.3. Éléments à transmettre relatifs aux coûts de conclusion et de gestion des contrats 21

1.1.4. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts de production d'électricité dans les ZNI 22

1.1.5. Éléments à fournir pour le calcul des coûts liés aux ouvrages de stockage d'électricité dans les ZNI 26

1.1.6. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts supportés au titre des dispositifs sociaux 27

1.2. Déclaration des charges supportées dans les ZNI en raison de la mise en œuvre d'actions de MDE, de projets d'études, ou de projets d'approvisionnement en électricité, mentionnés respectivement au d), au e) et au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie 28

1.2.1. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts liés aux actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI supportés par les fournisseurs d'électricité, les collectivités et les opérateurs publics et mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie 29

1.2.2. Éléments à fournir pour le calcul des coûts d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie 33

1.2.3. Éléments à fournir pour le calcul des coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie 33

1.2.4. Déclaration des surcoûts résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 121-8-1 du code de l'énergie 34

2. Déclaration des charges de service public de l'électricité prévisionnelles au titre de l'année suivant l'année de déclaration et de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours 35

2.1. Déclaration des charges prévisionnelles par EDF, EDM, EEWf, les ELD, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code et les autres fournisseurs	35
2.1.1. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels résultant des contrats d'achat d'électricité ou protocoles de cession interne d'électricité	35
2.1.2. Éléments à fournir par EDF pour le calcul des surcoûts prévisionnels résultant des contrats de complément de rémunération.....	38
2.1.3. Éléments à transmettre relatifs aux coûts de conclusion et de gestion des contrats.....	39
2.1.4. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels de production d'électricité dans les ZNI	39
2.1.5. Éléments à fournir pour le calcul des coûts prévisionnels liés aux ouvrages de stockage d'électricité dans les ZNI	40
2.1.6. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels supportés au titre des dispositifs sociaux	40
2.2. Déclaration des charges prévisionnelles supportées dans les ZNI en raison de la mise en œuvre d'actions de MDE, de projets d'études, ou de projets d'approvisionnement en électricité, mentionnés respectivement au d), au e) et au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.....	41
2.2.1. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels liés aux actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI supportés par les fournisseurs d'électricité, les collectivités et les opérateurs publics et mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie	41
2.2.2. Éléments à fournir pour le calcul des coûts prévisionnels d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.....	41
2.2.3. Éléments à fournir pour le calcul des coûts prévisionnels liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité mentionnées au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie	42
2.3. Déclaration des surcoûts résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 121-8-1 du code de l'énergie.....	42

Annexe B : Déclaration des charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel aux clients bénéficiant des dispositifs sociaux 43

1. Déclaration des charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel aux clients bénéficiant des dispositifs sociaux constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration..... 44

1.1. Éléments relatifs aux pertes de recettes pour certains services liés à la fourniture de gaz naturel pour les clients bénéficiant du dispositif d'aide chèque énergie	44
---	----

1.2. Éléments relatifs aux charges à compenser pour la mise à disposition des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie »	44
--	----

1.3. Pièces justificatives	45
----------------------------------	----

2. Déclaration des charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel aux clients bénéficiant des dispositifs sociaux prévisionnelles au titre de l'année suivante à l'année de déclaration et de la mise à jour les charges prévisionnelles au titre de l'année en cours	46
--	-----------

2.1. Éléments relatifs aux pertes de recettes pour certains services liés à la fourniture de gaz naturel pour les clients bénéficiant du dispositif d'aide chèque énergie	46
---	----

2.2. Éléments relatifs à la prévision des coûts supportés à l'occasion de la mise en œuvre du dispositif relatif à l'affichage déporté des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant des dispositifs sociaux	46
---	----

2.3. Documents à joindre à la déclaration	46
---	----

Annexe C : Déclaration des charges de service public liées à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel	48
---	-----------

1. Déclaration des charges de service public liées à l'obligation d'achat de biométhane injecté constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration	49
--	-----------

1.1. Éléments relatifs aux contrats d'achat de biométhane	49
---	----

1.2. Éléments relatifs aux coûts supplémentaires liés à la gestion administrative et à la conclusion des contrats d'achat	51
---	----

1.3. Éléments relatifs à la valorisation financière des garanties d'origine	52
---	----

2. Déclaration des charges de service public liées à l'obligation d'achat prévisionnelles au titre de l'année suivant l'année de déclaration et mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours	54
---	-----------

2.1. Éléments relatifs aux contrats d'achat de biométhane, aux coûts supplémentaires de gestion et à la valorisation financière des garanties d'origine	54
---	----

2.2. Documents à joindre à la déclaration	54
---	----

Annexe A : Déclaration des charges de service public de l'électricité

Les opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité bénéficient de la compensation de ces charges, en application de l'article L.121-6 du code de l'énergie.

Définition des charges de service public de l'électricité

Les charges de service public de l'électricité sont constituées :

- a) des surcoûts résultant des contrats d'achat ou protocoles de cession interne d'électricité conclus :
 - a.1 - en métropole continentale et dans les ZNI en application des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération prévus aux articles suivants du code de l'énergie :
 - o article L. 314-1 relatif aux contrats conclus en application de l'obligation d'achat ;
 - o article L. 314-6-1 relatif à la cession des contrats d'obligation d'achat à des organismes agréés ;
 - o 1° de l'article L. 311-12 relatif aux contrats d'achat conclus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence ;
 - o article L. 314-26 relatif à l'acheteur en dernier recours dans le cadre du complément de rémunération ;
 - o article L. 121-27 relatif aux contrats d'achat d'électricité conclus ou négociés avant le 11 février 2000 ;
 - a.2 - dans les ZNI, en dehors des contrats énumérés à l'item précédent, les contrats décrits au 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- b) des surcoûts résultant des contrats de complément de rémunération conclus en métropole continentale en application de l'article L. 314-18 et du 2° de l'article L. 311-12 du code de l'énergie ;
- c) des surcoûts résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 121-8-1 du code de l'énergie ;
- d) des surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les ZNI, en dehors des surcoûts liés aux contrats d'achat de l'électricité mentionnés supra :
 - d.1 - des surcoûts de production d'électricité supportés par un opérateur pour l'électricité produite par l'installation qu'il exploite mentionnés au 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
 - d.2 - des coûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
 - d.3 - des surcoûts supportés par les fournisseurs d'électricité et, le cas échéant, par les collectivités et les opérateurs publics en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique (MDE) mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
 - d.4 - des coûts d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionné au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 du code de l'énergie et conduisant à un surcoût de production au titre du a) du 2° de l'article L. 121-7 dudit code, même si le projet n'est pas mené à son terme ;
 - d.5 - des coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public et nécessaires à la sécurité d'approvisionnement,

mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, supportés en phase de développement et de construction par un producteur, un fournisseur ou le gestionnaire de réseau et devant conduire à un surcoût de production au titre du a du 2° ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, même si le projet n'est pas mené à son terme.

- e) des surcoûts supportés au titre des dispositifs sociaux mentionnés à l'article L. 121-8 du code de l'énergie :
- e.1 - les pertes de recettes dues aux réductions sur les services liés à la fourniture d'électricité pour les clients bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » prévu à l'article L. 124-1 du code de l'énergie ;
 - e.2 - les coûts supportés au titre de la participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité mentionné à l'article L. 122-6 du code de l'énergie, dont la compensation peut être totale ou partielle et est définie selon des modalités fixées par le ministre chargé de l'énergie ;
 - e.3 - les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité à l'occasion de la mise en œuvre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité mentionné à l'article L. 124-5 du code de l'énergie relatif à la mise à disposition des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie », dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par un arrêté du ministre chargé de l'énergie.

S'agissant de l'item a.1 (contrats d'achat) en métropole continentale, la CRE définit les modalités de calcul du coût évité. La présente délibération sera mise à jour en fonction des évolutions de ces modalités.

S'agissant de l'item d.3 (actions de MDE dans les ZNI), la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

- les projets d'infrastructure visant la MDE – dont les modalités d'appréciation des surcoûts sont définies dans la délibération du 10 juin 2015⁷ – qui remplissent cumulativement les deux conditions suivantes :
 - o Ils visent à réduire la consommation d'électricité dans les ZNI ;
 - o Ils développent une infrastructure nécessitant une dépense d'investissement d'au moins un million d'euros.
- les « petites » actions de MDE, comme par exemple le remplacement des ampoules par des ampoules basse consommation, ou le remplacement d'un parc de chauffe-eau électriques par des chauffe-eau solaires, etc. Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE sont définies dans une délibération spécifique de la CRE, publiée le 19 décembre 2024⁸.

L'item e.3 (coûts liés à la mise à disposition des données de comptage pour les bénéficiaires du dispositif d'aide « chèque énergie ») portait initialement sur la mise à disposition d'un dispositif d'affichage déporté, dont les modalités d'application sont définies par le décret n° 2016-1618 du 29 novembre 2016⁹, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2018. La loi énergie climat du 8 novembre 2019¹⁰ a modifié l'article L. 124-5 du code de l'énergie qui ne précise plus le moyen par lequel les fournisseurs d'électricité doivent mettre à disposition les données de comptage. Un décret¹¹ paru le 20 mai 2021

⁷ Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI.

⁸ Délibération de la CRE n°2024-236 du 19 décembre 2024 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen des projets de petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité ou les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique dans les zones non interconnectées.

⁹ Décret n° 2016-1618 du 29 novembre 2016 relatif à l'offre, par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel, de transmission des données de consommation exprimées en euros au moyen d'un dispositif déporté.

¹⁰ Loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

¹¹ 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.

précise les nouvelles modalités d'application de ce dispositif et un arrêté¹² paru le 19 mai 2021 fixe les plafonds de compensation des fournisseurs d'électricité et de gaz pour sa mise en œuvre.

Opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité

Les différents opérateurs qui supportent des charges de service public de l'électricité sont listés dans le tableau suivant, qui identifie les types de charges qu'ils sont susceptibles de supporter et qui doivent, à ce titre, être déclarées à la CRE.

	Contrats d'achat	Contrats de complément de rémunération	Effacement	Péréquation tarifaire dans les ZNI ¹³	Dispositifs sociaux
Électricité de France (EDF)	X	X		X	X
Électricité de Mayotte (EDM)	X			X	X
Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF) ¹⁴	X			X	
Autres opérateurs porteurs de projets d'études, de projets d'approvisionnement en électricité, ou supportant des coûts liés à la mise en œuvre d'actions de MDE en ZNI				X	
Réseau de Transport d'Électricité (RTE)			X		
Organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie ¹⁵	X				
Acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie ¹⁶	X				
Entreprises locales de distribution (ELD)	X				X
Autres fournisseurs ¹⁷ (AF)					X
Organismes chargés de valoriser sur les marchés à terme des volumes soutenus par le régime du complément de rémunération, tels que mentionnés à l'article R. 121-27 du code de l'énergie ¹⁸		X			

Modalités et format de déclaration des charges de service public de l'électricité

Pour Électricité de France (EDF), Électricité de Mayotte (EDM), Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), le gestionnaire de réseau de transport et les autres opérateurs porteurs de projets d'études, de projets d'approvisionnement en électricité, ou d'actions de MDE en ZNI mentionnés respectivement au e), au f) et au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, la déclaration doit être transmise par

¹² 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.

¹³ Hors contrats d'achat.

¹⁴ Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

¹⁵ Organismes agréés pour la reprise de contrats d'obligation d'achat signés par EDF ou une ELD en métropole continentale.

¹⁶ Acheteur désigné par l'autorité administrative, tenu de signer un contrat d'achat avec les producteurs bénéficiant du complément de rémunération qui en font la demande et qui justifient l'impossibilité de vendre leur électricité. **Un tel acheteur n'a pas été désigné à date.**

¹⁷ Autres qu'EDF, EDM, EEWF et les ELD.

¹⁸ **De tels organismes n'ont pas été désignés à date.**

courrier et également être fournie dans un format électronique exploitable, dont le format est précisé ci-dessous.

Les entreprises locales de distribution (ELD), les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code et les autres fournisseurs (AF) supportant des charges au titre de l'application d'une tarification spéciale aux ménages en situation de précarité doivent déclarer les éléments de leur déclaration sur la plateforme dédiée (plateforme eCSPE, www.cspe.cre.fr).

Des éléments complémentaires pourront à la demande de la CRE être envoyés dans un format électronique exploitable.

Les informations à transmettre pour évaluer les charges constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration et éventuellement les reliquats des années antérieures sont décrites au chapitre 1.

Les informations à transmettre pour évaluer les charges prévisionnelles au titre de l'année suivant l'année de déclaration et la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours sont décrites au chapitre 2.

1. Déclaration des charges de service public de l'électricité constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration

En application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie la déclaration des charges de service public d'électricité constatées au titre de l'année précédente est établie sur la base des règles de la comptabilité appropriée définies dans le présent paragraphe et contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public.

L'attestation de contrôle du commissaire aux comptes ou du comptable public du fournisseur devra être transmise en même temps que la déclaration des charges constatées.

Pour EDF, EDM, EEWf et les autres opérateurs porteurs de projets d'études, de projets d'approvisionnement en électricité, ou d'actions de MDE en ZNI mentionnés respectivement au e), au f) et au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, l'attestation du contrôle par les commissaires aux comptes doit être transmise par courrier et également être fournie par voie électronique (à l'adresse générique cspe@cre.fr).

Les ELD, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code et les autres fournisseurs doivent transmettre l'attestation du contrôle par les commissaires aux comptes ou par leur comptable public via la plateforme dédiée (plateforme eCSPE, www.cspe.cre.fr).

Les informations à transmettre pour évaluer les charges constatées au titre de l'année précédente d'EDF, d'EDM, d'EEWF, des ELD, des organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, de l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code et des autres fournisseurs sont décrites au paragraphe 1.1, celles concernant les opérateurs qui supportent des coûts en raison de la mise en œuvre d'actions de MDE, de projet d'études, ou de projets d'approvisionnement en électricité en ZNI mentionnés au d), au e) et au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie sont décrites au paragraphe 1.2 et celles concernant le gestionnaire de réseau de transport au paragraphe 1.2.4.

Lorsqu'un opérateur a supporté des charges au titre d'années antérieures (« reliquats ») qui n'avaient pas pu être déclarées lors de l'exercice d'évaluation des charges de l'année considérée ou qui n'avaient pas été retenues en raison de justifications insuffisantes, il les déclare en même temps que la déclaration des charges constatées. La déclaration de reliquats doit respecter le même format et comporter les mêmes éléments demandés que la déclaration de charges constatées et doit être clairement distinguée de cette dernière pour chaque année concernée.

1.1. Déclaration des charges supportées par EDF, EDM, EEWf, les ELD, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code et les autres fournisseurs

1.1.1. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts résultant des contrats d'achat ou protocoles de cession interne d'électricité

1.1.1.1. Éléments à fournir relatifs aux contrats d'achat ou aux protocoles de cession interne d'électricité

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre par les opérateurs concernés pour l'évaluation des surcoûts résultant des contrats d'achat ou protocoles de cession interne d'électricité énumérés aux points a.1 et a.2 du paragraphe de définition des charges de service public de l'électricité.

La comptabilité appropriée fait apparaître les caractéristiques de chaque contrat d'achat ou protocole de cession interne de l'électricité respectant, selon les cas, les conditions prévues par les articles du code de l'énergie précédemment mentionnés :

- raison sociale de l'exploitant ou, le cas échéant, nom de la centrale de production d'électricité concernée ;

- zone concernée lorsque le contrat concerne les installations situées en dehors de la métropole continentale ;
- nom de la commune ;
- code postal ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- filière de production ;
- type de contrat ou protocole dont bénéficie l'installation ;
- date d'entrée en vigueur et date d'échéance du contrat ou protocole ;
- le cas échéant, pour les installations mises en service à compter du 1^{er} janvier 2014, la date permettant la détermination du tarif (date de demande complète de contrat d'achat ou date de demande complète de raccordement selon les filières) ;
- puissance active maximale délivrée à l'acheteur ;
- puissance garantie (pour les contrats concernés) ;
- tension de raccordement, si disponible ;
- horosaisonnalité éventuelle du contrat ou protocole (nombre de postes) ;
- nombre de kWh achetés par mois (répartis par poste horosaisonnier pour les contrats concernés) et prix total d'acquisition de l'électricité, décomposé entre prime fixe, rémunération proportionnelle liée aux kWh produits et rémunération complémentaire¹⁹. Lorsque l'installation est soumise à des demandes d'arrêts en cas de prix négatifs sur les marchés de gros²⁰, la comptabilité appropriée fait apparaître les montants versés au titre de la compensation lors de ces arrêts ;
- la fréquence de facturation du contrat (mensuelle, semestrielle ou annuelle) ;
- commentaire.

La comptabilité appropriée indique également :

- pour chaque contrat concerné, le coût supporté au titre du contrôle de l'efficacité énergétique de l'installation ;
- pour chaque contrat concerné, le coût supporté au titre de la certification de la disponibilité des installations de cogénération bénéficiant de la prime prévue à l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie ;
- pour chaque centrale de cogénération passée en mode *dispatchable* et chaque contrat de type « appel modulable », les parts de primes fixes et de rémunérations proportionnelles, ainsi que les jours et les plages temporelles d'appels correspondants ;
- pour les centrales de cogénération concernées, les dates de début et de fin d'hiver tarifaire choisies et le mode de fonctionnement choisi pour chaque mois de l'hiver tarifaire ;
- pour les centrales de cogénération concernées, les volumes de production par jour hors période d'appel ;
- pour les centrales hydrauliques concernées, le taux de majoration de qualité ;
- pour les centrales éoliennes concernées, la durée annuelle de fonctionnement de référence ;

¹⁹ Lorsque le contrat d'achat porte sur l'électricité importée ou achetée aux producteurs situés hors du territoire français, la comptabilité appropriée fait apparaître séparément le nombre de kWh et le prix total correspondant à l'achat et à la revente de l'électricité.

²⁰ Seules les installations au périmètre d'EDF Obligation d'Achat peuvent à ce stade être soumises à des demandes d'arrêts.

- pour les centrales de production d'électricité à partir de biogaz concernées par l'indexation rétroactive de leur tarif d'achat par un coefficient d'indexation J sur la période du 1^{er} juillet 2022 au 31 décembre 2023²¹, les montants résultant de la régularisation rétroactive du tarif ;
- pour les centrales de production d'électricité à partir de biogaz concernées, l'éligibilité de l'installation à la prime à l'efficacité énergétique, à la prime à la méthanisation et à la prime pour le traitement d'effluents d'élevage, ainsi que la dernière valeur connue du taux d'efficacité énergétique et de la proportion d'effluents d'élevage initiaux ;
- pour les centrales photovoltaïques concernées :
 - o le montant total des cautions perçues ainsi que le montant total des cautions restituées aux producteurs ;
 - o la puissance crête de l'ensemble des installations raccordées ou en projet sur le même bâtiment ou la même parcelle cadastrale ;
 - o le détail du type d'implantation (au sol, intégré au bâti, etc.) pour les installations mixtes ;
 - o la majoration s'appliquant au tarif d'achat d'électricité dans les conditions de l'article 1^{er} de l'arrêté du 7 janvier 2013 portant majoration des tarifs ;
- pour les centrales de cogénération fonctionnant au charbon ou à combustion hybride bagasse/charbon ou bagasse/biomasse, les informations suivantes réparties par mois et, pour les centrales concernées, par mode de fonctionnement « bagasse » et « charbon » ou « biomasse (hors bagasse) » :
 - o le nombre de kWh achetés ;
 - o la part de prix total d'acquisition de l'électricité correspondant à la rémunération proportionnelle ;
 - o la part de prix total d'acquisition de l'électricité correspondant à la prime ;
 - o la part de prix total d'acquisition de l'électricité correspondant à la rémunération complémentaire répartie par nature en précisant notamment les coûts liés à la facturation de la prime dite « prime bagasse »²², les coûts liés aux achats de quotas de gaz à effet de serre, les coûts liés à la facturation des services supplémentaires de modulation et les autres coûts facturés, mais non identifiés dans les catégories listées précédemment, et accompagnés de la précision de leur nature ;
- pour les centrales éoliennes en mer, le contrat cadre applicable par tranche mise en service dans l'année ;
- pour chaque contrat concerné, les recettes provenant des indemnités de résiliation anticipée de contrats d'achat dues à l'acheteur ;
- pour les contrats photovoltaïques concernés par la révision tarifaire, en commentaire, l'application ou non d'une révision du tarif historique, les dates de changements tarifaires²³ le cas échéant ainsi que les niveaux de tarifs correspondants sur les différentes périodes ;
- pour chaque contrat d'achat, les éventuelles pénalités dues à l'acheteur ;
- pour chaque contrat concerné par des demandes d'arrêts lors d'épisodes de prix négatifs sur les marchés de gros :

²¹ Conformément aux dispositions de l'arrêté du 3 décembre 2024 relatif aux installations titulaires d'un contrat conclu en application de l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visées au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

²² La « prime bagasse » est l'objet de l'arrêté du 27 mars 2023 modifiant l'arrêté du 20 novembre 2009 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de biomasse issue de la canne à sucre par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat dans les départements d'outre-mer et à Mayotte.

²³ En conséquence de la décision n° 458991 du 27 janvier 2023 du Conseil d'Etat.

- pour chaque épisode concerné :
 - l'énergie affectée à cet épisode ;
 - le statut de validation de l'épisode²⁴ ;
 - l'éventuelle production effective de l'installation au cours de l'épisode ;
- le nombre total d'épisodes non validés dans l'année ;
- pour les contrats concernés, le nombre P de quart d'heures à affecter à l'épisode ;
- le montant des éventuelles régularisations annuelles²⁵.

En outre, l'opérateur transmet à la CRE le bilan des demandes de résiliations anticipées de contrats d'obligation d'achat enregistrées.

Pour les contrats d'achat en gré à gré passés avec des installations de production d'électricité en ZNI de plus de 1 MW, l'opérateur transmet à la CRE toutes les données permettant le calcul des montants de compensation (valeurs des primes fixes, des primes variables, indices utilisés, détail de l'éventuelle compensation complémentaire) et le calcul des montants des pénalités et des bonus/malus (justification à partir des disponibilités ou de la production réalisée).

Il transmet également une note recensant les événements marquants de l'année, en mettant en évidence notamment tout coût d'achat lié à des circonstances exceptionnelles.

Par ailleurs, l'opérateur transmet les données permettant le suivi des indicateurs de performance suivants : le coefficient de disponibilité, le taux de fortuit, le planning de maintenance programmée, le facteur de charge, le nombre d'heures de fonctionnement, le ratio entre la consommation propre et la production totale. Les données nécessaires sont les suivantes :

- puissance continue nette, c'est-à-dire la puissance installée de l'installation nette de la puissance des auxiliaires ;
- durée des périodes de limitation de puissance (ainsi que le niveau de la limitation) pour les moyens de production à caractère fatal ;
- durée des indisponibilités du réseau ;
- productible maximal annuel sans correction et avec correction des limitations de puissance et des indisponibilités du réseau ;
- énergie indisponible liée à des fortuits et l'énergie indisponible programmée, au pas horaire ;
- productible effectif ;
- énergie annuelle réelle nette injectée sur le réseau, au pas horaire ;
- nombre d'heures de production équivalentes pleine puissance ;
- nombre d'heures de fonctionnement de chacun des groupes de production de l'installation ;
- énergie annuelle consommée par les auxiliaires lorsqu'elle est mesurée (auxiliaires HTA pour les installations HTB) et les consommations d'électricité soutirées sur le réseau par l'installation lorsqu'elle est à l'arrêt.

Une copie de chaque contrat d'achat ou du protocole de cession interne d'électricité sera transmise à la CRE.

²⁴ Tel que défini dans l'arrêté du 22 décembre 2025 relatif à l'application des II et IV C de l'article 175 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

²⁵ Telles que définies dans l'arrêté du 22 décembre 2025 relatif à l'application des II et IV C de l'article 175 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

1.1.1.2. Éléments à transmettre relatifs à la valorisation des garanties de capacité des contrats d'achat

Pour les Années de Livraison (AL) pour lesquelles au moins une enchère a eu lieu au cours de l'année précédant l'année de déclaration le déclarant transmet :

- la liste des Entités De Certification (EDC) utilisées pour la certification des capacités sous obligation d'achat. Ces EDC seront identifiées par leur code attribué par RTE et celui attribué par le gestionnaire de réseau de distribution le cas échéant.

Pour chaque EDC :

- l'entité Gestionnaire de Réseau ;
- le titulaire de l'EDC ;
- le Responsable du Périmètre de Certification (RPC), identifié par le code EIC attribué par RTE²⁶ ;
- la filière déclarée pour la demande de certification au sens des Règles du Mécanisme de Capacité ;
- la méthode de certification (basée sur le réalisé ou normative) ;
- la valeur de NCC (Niveau de Capacité Certifiée) demandée auprès du Gestionnaire de Réseau (dans le cas d'une méthode de certification basée sur le réalisé) ;
- la liste des codes contrat d'obligation d'achat constituant l'EDC.

Pour chaque EDC et chaque enchère ayant eu lieu au cours de l'année précédant l'année de déclaration, les opérateurs transmettent :

- l'état de la certification (Niveau de Capacité Certifié) en vue de l'enchère concernée ;
- le volume de garanties de capacité devant être pris en compte pour la valorisation de l'enchère concernée – à savoir le « volume de garanties vendues » ou le « volume de garanties achetées » dans le cas d'un rééquilibrage²⁷, pour les enchères portant sur une année de livraison correspondant à l'année en cours ou à une année passée, et le « Volume de Référence de Vente » tel que défini dans la délibération de la CRE portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale en vigueur²⁸, pour les enchères portant sur les années de livraison futures ;
- la somme de la puissance maximale des installations par code contrat d'obligation d'achat en vue de l'enchère concernée.

En application de la délibération de la CRE portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale en vigueur, les ELD vendant toute leur électricité aux tarifs réglementés de vente et s'approvisionnant uniquement au tarif de cession ne fournissent pas les données relatives à la valorisation des garanties de capacité des contrats d'achat.

Dans le cas de cessions de contrats d'un opérateur vers un organisme agréé, l'opérateur indique le montant de garanties de capacité rachetées à l'organisme agréé, ainsi que le montant de ce rachat. L'organisme agréé concerné indique également le montant de garanties de capacité qui lui ont été rachetées, ainsi que le montant de ce rachat.

En application de la délibération de la CRE portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale en vigueur, pour les opérateurs qui gèrent un volume de garanties de capacité inférieur ou égal à 20 MW, seuls les éléments relatifs à la valorisation des garanties de capacité des contrats d'achat pour l'Année de Livraison (AL) correspondant à l'année suivant l'année de déclaration doivent être transmis.

²⁶ Voir la liste fournie sur le site de RTE (http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa_rpc.jsp)

²⁷ Notamment du fait de l'impact des résiliations anticipées.

²⁸ Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

1.1.1.3. Éléments à transmettre par les ELD, les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours pour le calcul du coût évité

Les surcoûts supportés par les ELD se calculent comme la différence entre :

- le coût de l'électricité acquise dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles de cession interne, net des recettes que l'ELD perçoit lors de la vente à EDF de la part de cette électricité qu'elle ne peut pas écouler sur sa zone de desserte (dite « surplus ») ;
- le coût évité à l'ELD, égal au coût d'achat d'électricité supplémentaire qu'elle aurait supporté en l'absence de contrats d'achat ou protocoles.

Les surcoûts supportés par les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours se calculent comme la différence entre :

- le coût de l'électricité acquise dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles de cession interne ;
- le coût évité à l'opérateur, égal au coût d'achat d'électricité supplémentaire qu'il aurait supporté en l'absence de contrats d'achat ou protocoles.

Éléments à transmettre

L'article L.121-7 du code de l'énergie dispose que « les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs ». Ainsi, le coût évité est calculé :

- pour les ELD vendant toute leur électricité aux tarifs réglementés de vente, sur la seule base des tarifs de cession ; pour les ELD vendant de l'électricité dans des conditions de marché, à partir des prix de marché et des tarifs de cession, à proportion de la part de l'électricité injectée respectivement dans les périmètres de vente en offre de marché et aux tarifs réglementés.

Les éléments demandés ci-dessous permettent à la CRE de calculer le coût évité. Il n'est pas demandé aux opérateurs d'effectuer les calculs du coût évité et du surcoût d'achat.

Pour les ELD utilisant l'intégralité de l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat dont elles sont le cocontractant pour approvisionner leurs clients aux tarifs réglementés de vente, elles l'indiquent en cochant la case correspondante, et les données mensuelles à fournir sont alors les suivantes :

- volume d'électricité acheté aux tarifs de cession hors couverture des pertes ;
- coût d'achat correspondant, part variable de la facture uniquement, hors dépassements²⁹ ;

Les organismes agréés, l'acheteur en dernier recours et les ELD valorisant l'intégralité de l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat dont elles sont le cocontractant dans des conditions de marché, indiquent qu'ils valorisent l'intégralité de l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat dont ils sont le cocontractant dans des conditions de marché, en cochant la case correspondante, et déclarent la production totale au pas de temps du marché *spot*³⁰ affectée par les gestionnaires de réseau à leurs installations bénéficiant d'un contrat d'achat, en respectant le modèle de déclaration disponible en téléchargement sur la plateforme eCSPE. Ils déclarent en outre la plateforme de marché³¹ utilisée lors de l'année considérée pour valoriser l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat sur le marché *spot*.

²⁹ Pour les mois où le tarif de cession n'est pas appliqué à l'ELD, cette dernière effectue, pour le volume mensuel acheté à son fournisseur, une simulation de la part variable qu'il aurait payée au tarif de cession.

³⁰ Soit un pas de temps d'une heure jusqu'au 30 septembre 2025, puis de 15 minutes à partir du 1^{er} octobre 2025.

³¹ Opérateurs désignés du marché de l'électricité ou NEMO (« Nominated Electricity Market Operator »).

Pour les ELD valorisant une partie de l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat dont elles sont le cocontractant aux tarifs réglementés de vente et une partie dans des conditions de marché, elles l'indiquent en cochant la case correspondante et les données mensuelles à fournir sont alors les suivantes :

- volume d'électricité acheté aux tarifs de cession hors couverture des pertes ;
- coût d'achat correspondant, part variable de la facture uniquement, hors dépassements³² ;
- volume d'électricité acheté sur le marché et à l'ARENH³³ ;
- volume vendu aux clients aux tarifs réglementés de vente ;
- volume vendu aux clients en offre de marché et au marché *spot*³⁴.

Elles doivent en outre déclarer la production totale au pas **de temps du marché *spot*** affectée par les gestionnaires de réseau à leurs installations bénéficiant d'un contrat d'achat, en respectant le modèle de déclaration disponible en téléchargement sur la plateforme eCSPE. Enfin, elles déclarent la plateforme de marché utilisée lors de l'année considérée pour valoriser l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat sur le marché *spot*.

Des éléments complémentaires pourront, à la demande de la CRE, être envoyés dans un format électronique exploitable.

Déclaration relative à la vente des surplus à EDF par les ELD

Les recettes issues de la vente à EDF de la quantité d'électricité que l'ELD ne peut pas écouler sur sa zone de desserte (surplus) doivent également être déclarées. Ce surplus se définit, à un instant donné, comme l'excédent d'énergie achetée dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles, par rapport à la consommation totale des clients situés dans la zone de desserte de l'ELD, pertes incluses. La valorisation de ce surplus s'effectue à un tarif égal à la moyenne des tarifs d'achat unitaires de chacune des filières concernées, pondérée par les volumes produits par chacune d'entre elles sur la période considérée.

1.1.1.4. Éléments à transmettre par EDF OA pour le calcul du coût évité

Éléments à transmettre pour la prise en compte de la valorisation des volumes aléatoires et l'évaluation de la qualité de prévision de la production sous obligation d'achat

Pour l'évaluation de la qualité des prévisions de la production sous obligation d'achat prévue par la délibération de la CRE relative au périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat³⁵, la comptabilité appropriée d'EDF fait apparaître les éléments suivants :

- prévision, par filière et au pas **de temps du marché *spot***, de la production sous obligation d'achat réalisée la veille du jour de production (échéance J-1) ;
- prévision, par filière et au pas **de temps du marché *spot***, de la production sous obligation d'achat réalisée le jour même (échéance intrajournalière) ;
- production réalisée, par filière et au pas **de temps du marché *spot*** ;
- écarts constatés sur le périmètre d'équilibre dédié et P&L associé ;
- prix de règlement des écarts appliqué ;
- analyse des écarts par filière et de leur distribution ;

³² Pour les mois où le tarif de cession n'est pas appliqué à l'ELD, cette dernière effectue, pour le volume mensuel acheté à son fournisseur, une simulation de la part variable qu'il aurait payée au tarif de cession.

³³ Seul le volume net est renseigné. Dans le cas où l'ELD n'a pas vendu toute l'ARENH souscrite, elle renseigne les volumes d'ARENH effectivement livrés aux clients en offre de marché.

³⁴ La vente sur le marché *spot* peut être effectuée par un prestataire.

- analyse de l'état de l'art en matière de modèles de prévision et analyse coût-bénéfice des améliorations à apporter aux modèles de prévision utilisés ;
- coûts engagés durant l'année considérée relatifs à des créations ou améliorations de système SI, détaillés par système SI ;
- si applicable à l'année considérée, analyse des écarts au processus nominal³⁶ ayant eu lieu durant l'année (explication de la nature de l'écart, chiffrage de l'impact et actions mises en place a posteriori) ;
- la plateforme de marché³⁷ utilisée lors de l'année considérée pour valoriser l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat sur le marché *spot*.

Eléments à transmettre pour la prise en compte des effets de régularisation de la facturation des écarts sur le périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat :

- facturation à la suite des recalculs des écarts ;
- facturation du solde du processus de réconciliation temporelle pour les périodes applicables.

Compte-tenu des processus de calcul des deux éléments ci-dessus par le gestionnaire de réseau de transport, ces éventuels éléments sont déclarés en tant que reliquats.

Eléments à transmettre pour la prise en compte de la facturation de l'énergie non injectée et de l'énergie non évacuée par les gestionnaires de réseau de distribution et de transport d'électricité :

- facturation de l'énergie non-évacuée ;
- facturation de l'énergie non-injectée.

Eléments à transmettre pour la prise en compte de la valorisation des volumes vendus à terme :

- le calendrier des appels d'offres organisés par EDF pour la vente des produits *Calendar* (ou « ruban de base »), Q1, M11 et M12 de l'année précédant l'année de déclaration ;
- pour chaque appel d'offres, le volume mis en vente pour chaque produit, le volume finalement vendu et le prix moyen pondéré résultant de cette vente.

Eléments à transmettre pour l'évaluation de l'efficacité des appels d'offres³⁵ :

- l'écart entre le prix moyen pondéré constaté pour chaque produit 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 ;
- le volume cumulé des offres reçues.

Eléments à transmettre pour la régularisation des provisions :

EDF transmet la base actualisée présentant les charges effectivement facturées en année N-3, sur le modèle de la déclaration des charges constatées en année N-1.

³⁶ Il s'agit du processus de vente de l'énergie sous OA sur les marchés court-terme par EDF.

³⁷ Opérateurs désignés du marché de l'électricité ou NEMO (« Nominated Electricity Market Operator »)

1.1.2. Éléments à fournir par EDF OA pour le calcul des surcoûts résultant des contrats de complément de rémunération

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre par EDF pour l'évaluation de ses charges résultant des contrats de complément de rémunération mentionnés au point b) du paragraphe de définition des charges de service public de l'électricité.

La comptabilité appropriée fait apparaître les caractéristiques de chaque contrat de complément de rémunération respectant, selon les cas, les conditions prévues par les articles du code de l'énergie précédemment mentionnés :

- raison sociale de l'exploitant ou, le cas échéant, nom de la centrale de production d'électricité concernée ;
- nom de la commune ;
- code postal ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- filière de production ;
- type de contrat dont bénéficie l'installation ;
- code tarif applicable à l'installation ;
- date d'entrée en vigueur et date d'échéance du contrat ;
- le cas échéant, la date permettant la détermination du tarif (date de demande complète de contrat ou date de demande complète de raccordement selon les filières) ;
- puissance active maximale délivrée à l'acheteur ;
- tension de raccordement ;
- production mensuelle rémunérée exprimée en kWh et rémunération totale versée ou perçue, distinguant prime à l'énergie et en particulier le tarif de référence et le prix marché de référence appliqués, et prime de gestion ;
 - o la part non exigible en cas de rémunération négative plafonnée, pour le mois de franchissement du plafond, est également explicitée ;
 - o la rémunération mensuelle totale pouvant être positive ou négative, la pièce comptable associée est respectivement la facture ou l'avoir émis par le producteur concerné ;
- les caractéristiques des installations permettant de déterminer le calcul du tarif non indexé, en particulier, la comptabilité appropriée indique également :
 - o pour les installations éoliennes concernées : le diamètre des rotors de chaque aérogénérateur ;
 - o pour les installations hydrauliques concernées : les propriétés du gisement et niveaux d'investissements (réalisé et niveaux seuils indexés) ;
 - o pour les installations en autoconsommation : les volumes mensuels d'énergie autoconsommée et injectée ;
 - o pour les installations de cogénération concernées : le coefficient d'économie d'énergie primaire ;
 - o pour les installations de production d'électricité à partir de biomasse concernées : les caractéristiques de l'installation (puissance de l'installation et du projet, production annuelle nette prévue), l'éligibilité à la prime pour le traitement d'effluents d'élevage, détaillant la proportion d'effluents d'élevages utilisée, et l'éligibilité aux primes P_{Air} et $P_{Fumées}$;
- pour les installations retenues lors d'appels d'offres :
 - o la référence CRE à l'appel d'offres, et, lorsque pertinent, la période et la famille de l'appel d'offres ;

- les informations relatives à l'engagement à l'investissement/au financement participatif de l'installation, et au respect de ces engagements ;
- régularisation annuelle du complément de rémunération, distinguant les différents termes qui la composent (notamment le volume d'énergie régularisé et le nombre de garanties de capacités de chaque installation). L'établissement de cette régularisation pourra être déclaré en tant que reliquat ;
- nombre d'heures de prix négatifs ayant donné lieu au versement d'une prime et montant de la prime correspondante ;
- type de plafonnement applicable aux sommes reversées par les producteurs dans le cas de complément de rémunération négatif ;
- le cas échéant, valeur mensuelle du plafond applicable, calculé comme la somme des montants totaux perçus et versés depuis le début du contrat ;
- commentaire.

La comptabilité appropriée indique également :

- la liste des avoirs émis par les producteurs, ou des factures émises par EDF, pour des montants de complément de rémunération négatifs qui n'ont pas encore été réglés ;
- la liste des avoirs émis par les producteurs, ou des factures émises par EDF, pour des montants de complément de rémunération négatifs qui n'avaient pas été réglés lors du précédent exercice annuel de déclaration de charges, et qui ont été réglés depuis ;
- les recettes provenant des indemnités de résiliation anticipée de contrats de complément de rémunération dues à EDF ;
- pour chaque contrat de complément de rémunération, les éventuelles pénalités dues à EDF, ainsi que les frais d'établissement de facture par EDF ;
- pour chaque producteur ayant demandé à bénéficier des modalités de l'achat en dernier recours, l'identification du contrat de complément de rémunération correspondant et la période de suspension dudit contrat.

En outre, EDF transmet à la CRE le bilan des demandes de résiliations anticipées de contrats de complément de rémunération enregistrées.

1.1.3. Éléments à transmettre relatifs aux coûts de conclusion et de gestion des contrats

En application du 5° de l'article L.121-7 du code de l'énergie, les opérateurs concernés transmettent les éléments suivants s'agissant des coûts de conclusion et de gestion des contrats :

Pour les coûts *directs* de gestion administrative des contrats :

- le nombre total de contrats ou d'avenants conclus au cours de l'année ;
- le nombre total de contrats gérés au cours de l'année ;
 - le temps moyen consacré à la conclusion d'un contrat ;
 - le temps moyen consacré à la gestion d'un contrat pendant une année ;
 - les coûts de personnel induits par la conclusion et la gestion des contrats ;
 - les coûts de fonctionnement hors main-d'œuvre induits par la conclusion et la gestion des contrats ;
- pour les coûts *indirects* (ou *environnés*) de gestion administrative des contrats :
 - les coûts indirects totaux ;
 - les coûts indirects affectés aux contrats d'obligation d'achat ;

- pour les prestations externes liées à la gestion administrative des contrats :
 - o les coûts de prestations liés aux contrats d'obligation d'achat ;
- pour la gestion de l'énergie (contrats d'achat) :
 - o le coût total de mise sur le marché ;
 - o le volume total d'énergie concerné ;
 - o les coûts de déclaration REMIT ;
- pour la gestion de la capacité (contrats d'achat) :
 - o le coût total de certification et de mise sur le marché ;
 - o le volume total de capacité concerné.

La déclaration des coûts de conclusion et de gestion des contrats doit être accompagnée d'éléments justificatifs précisant les hypothèses retenues.

Au surplus, les clés de répartition nécessaires à l'estimation des coûts supportés au titre de l'activité dédiée aux contrats d'obligation d'achat d'une part et aux contrats de complément de rémunération d'autre part devront faire l'objet d'une attestation des commissaires aux comptes.

Éléments supplémentaires à transmettre par EDF OA relatifs aux coûts de conclusions et de gestion des contrats de soutien.

EDF OA transmet les éléments supplémentaires suivants :

- une justification des évolutions de coûts inclus dans la part des charges imputées à EDF OA liées aux charges centrales du groupe EDF ;
- pour chaque sous-poste de coût subissant une évolution de plus ou moins 10 % par rapport à l'année précédente, une justification de cette évolution ;
- s'agissant des frais de fonctionnement du périmètre d'équilibre, la répartition entre coûts fixes et coûts variables ;
- s'agissant des coûts de gestion hors main d'œuvre, une décomposition des principaux sous-postes de dépense ;
- une justification des évolutions des coefficients de quote-part des coûts des prestations internes de la direction des services tertiaires pour chaque centre de services partagés.

1.1.4. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts de production d'électricité dans les ZNI

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre pour l'évaluation des surcoûts de production d'électricité supportés par un opérateur pour l'électricité produite par l'installation qu'il exploite mentionnés au point d.1 du paragraphe de définition des charges de service public de l'électricité.

Chaque opérateur supportant des surcoûts de production d'électricité dans les ZNI tient une comptabilité appropriée, par zone non interconnectée, qui retrace les éléments permettant le calcul du coût complet de production de chaque centrale de production d'électricité qu'il exploite dans cette zone (décrits au paragraphe 1.1.4.1), des recettes de production provenant de la vente d'énergie électrique dans cette même zone (décrits au paragraphe 1.1.4.2), ainsi que les autres éléments nécessaires pour l'évaluation du surcoût de production (décrits au paragraphe 1.1.4.3).

La déclaration des éléments permettant l'évaluation des surcoûts de production de l'opérateur doit être accompagnée d'une note synthétisant les principaux événements ayant marqué l'exploitation du parc de chaque zone et l'évolution des coûts et des recettes de l'opérateur pendant l'année considérée. Un volet spécifique de cette note justifiera du respect de l'ordre de préséance économique par l'opérateur – en tant que gestionnaire du réseau (GRD) de la ZNI considérée. En cas d'écart avec l'appel de

référence, l'opérateur explicitera les principales contraintes dans l'exploitation normale ainsi que les événements exceptionnels l'ayant conduit à y déroger, notamment afin d'assurer la sûreté du système électrique. L'opérateur précise la cause de ces contraintes et événements. Dans la mesure du possible, l'opérateur quantifie les surcoûts de production et d'achat induits par ces événements et contraintes, et précise les hypothèses retenues pour le calcul. En cas de phénomènes extraordinaires tels que des catastrophes naturelles, des black-out ou délestages importants, l'opérateur détaille également la gestion de ces événements et les raisons ayant conduit à des délestages et mentionne les enseignements tirés de ces expériences.

1.1.4.1. Éléments à fournir pour le calcul des coûts de production

Lorsque les investissements dans les moyens de production de l'opérateur ont été examinés et validés par la CRE en application de sa méthodologie d'analyse³⁸, les opérateurs établissent des protocoles qui règlent les conditions de cession interne de l'électricité. Les conditions de durée et d'équivalent de prix y figurant sont conformes aux engagements pris par l'entreprise lors de la saisine de la CRE et aux modalités de compensation approuvées par la délibération prise en application de la méthodologie en vigueur.

Éléments à fournir pour chaque centrale de production d'électricité au sein de la zone considérée pour les coûts ne faisant pas l'objet de protocoles de cession interne

La comptabilité appropriée fait apparaître pour chaque centrale de production³⁹ d'électricité au sein de la zone considérée les charges directes et indirectes (décrites ci-dessous) constituant le coût complet de production de la centrale considérée. Les opérateurs doivent démontrer l'exhaustivité des charges et produits exposés en comptabilité appropriée. Les charges indirectes sont affectées à chaque centrale de production d'électricité en application de clefs de répartition les plus représentatives des inducteurs de coûts. Ces clefs, ainsi que les assiettes auxquelles elles s'appliquent, sont dûment explicitées et justifiées dans la comptabilité appropriée mentionnant les comptes ou sous-comptes dans lesquels ces charges sont comptabilisées. Les extraits des comptes de résultat de l'année considérée devront pouvoir être transmis à la CRE si celle-ci en fait la demande.

Pour chaque centrale de production au sein de la zone considérée l'opérateur transmet les éléments suivants :

- les valeurs brutes et nettes des immobilisations affectées directement à l'activité de production ;
- les charges de rémunération du capital, faisant apparaître explicitement, pour chaque centrale, les assiettes⁴⁰ auxquelles s'appliquent les différents taux de rémunération en vigueur ;
- le besoin en fonds de roulement relatif à la production calculé comme un douzième de la consommation annuelle de combustibles, des autres consommables ainsi qu'un stock minimal de pièces de rechange, dûment documenté et justifié, permettant d'assurer la continuité d'exploitation dans des conditions normales de chaque installation de production. Toute dérogation à cette règle générale devra être justifiée auprès de la CRE en amont de l'envoi des éléments de la comptabilité appropriée ;
- l'état d'inventaire annuel, en distinguant le stock classique des pièces de rechange ;
- l'état des créances clients et de dettes fournisseurs à chaque clôture mensuelle de l'année considérée ; les dettes seront différenciées selon qu'elles concernent les activités de production, d'achat d'énergie ou de gestion de clientèle ;

³⁸ Délibération de la CRE du 17 décembre 2020 portant communication relative à la méthodologie modifiée appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte. Pour les contrats signés avant cette date, c'est la méthodologie issue de la délibération du 23 avril 2015 qui s'applique.

³⁹ Les turbines à combustion et les groupes électrogènes sont considérés comme des centrales de production distinctes.

⁴⁰ Les subventions d'investissement et remises gratuites ne sont pas rémunérées et doivent être clairement indiquées.

- le montant, par nature, des dépenses d'exploitation directement imputables à la production, notamment :
 - o les achats de combustibles hors éventuelle couverture d'une part et couverture comprise d'autre part, en faisant apparaître les quantités consommées par nature du combustible et par territoire et les données relatives au mécanisme de couverture (en particulier les prix moyens des swaps, les prix moyens spot, et les montants des dénouements) ;
 - o les achats d'autres matières premières, fournitures et approvisionnements ;
 - o les autres charges externes ;
 - o les impôts, taxes et versements assimilés, dont l'octroi de mer ;
 - o les frais de personnel, en faisant apparaître les impôts et taxes sur rémunération du personnel ;
 - o les dotations aux amortissements industriels⁴¹ linéaires et accélérés ;
 - o en ce qui concerne les quotas de gaz à effet de serre :
 - les excédents ou déficits de quotas de gaz à effet de serre alloués par rapport aux volumes émis sur l'année ;
 - les achats ou les reventes respectivement de déficits ou excédents de quotas de gaz à effet de serre ;
 - les volumes de quotas de gaz à effet de serre échangés répartis, le cas échéant, par contrepartie et précisant, pour chacun d'entre eux, la nature de l'échange effectué (acquisition ou cession) ;
 - la valorisation des excédents ou déficits de quotas de gaz à effet de serre résiduels à l'issue des échanges mentionnés ci-dessus en précisant le prix de référence retenu.
- le montant, par nature, des charges qui ne peuvent pas être directement affectées à l'activité de production, notamment les frais communs, les frais de support et les frais de direction. Les assiettes, clés de répartition doivent être exposées et dûment justifiées. L'opérateur EDF SEI transmettra également une revue analytique présentant les frais liés aux projets SI en cours et à venir avec le détail des affectations selon les activités ;
- le montant, par nature, des recettes de production perçues par l'opérateur au titre d'activités distinctes de la fourniture d'électricité⁴², faisant apparaître la marge réalisée sur les opérations concernées. Ces recettes doivent être réparties par grand poste de coût (combustible, frais de personne, etc.) ;
- les données permettant le suivi des indicateurs de performance suivants : le coefficient de disponibilité, le taux de fortuit, le planning de maintenance programmée, le facteur de charge, le nombre d'heures de fonctionnement, le ratio entre la consommation propre et la production totale.

Dans le cas d'une mise à l'arrêt d'une installation de production du fournisseur historique, celui-ci fait explicitement apparaître dans la déclaration des charges constatées, les charges et les recettes directes et indirectes liées à la mise en sécurité du site, à la déconstruction de la centrale et à l'éventuelle dépollution du site en rappelant, d'une part, le budget prévisionnel année par année, et d'autre part, les charges et recettes réelles supportées les années passées au titre du démantèlement de l'installation. Enfin, lors de la déclaration des charges constatées suivant la fin des opérations de démantèlement, l'opérateur transmet à la CRE un bilan des coûts réels et justifie les écarts constatés avec le budget prévisionnel.

⁴¹ Les amortissements fiscaux ne doivent pas être déclarés.

⁴² Par exemple, les prestations de mise à disposition du personnel ou de vente de matières premières, de travaux ou de services effectués pour le compte d'un tiers ou les indemnités éventuellement perçues, etc.

Éléments à fournir pour chaque centrale de production d'électricité au sein de la zone considérée pour les coûts faisant l'objet des protocoles de cession interne

Les éléments à transmettre pour les protocoles de cession interne de l'électricité sont précisés en paragraphe 1.1.1.

1.1.4.2. Éléments à fournir pour le calcul des recettes de production

Pour chaque zone considérée et pour la clientèle n'ayant pas fait jouer son éligibilité l'opérateur transmet les éléments suivants en faisant apparaître, pour chaque item listé ci-dessous, la part imputable aux clients bénéficiant de la facturation au tarif préférentiel (dit « tarif agent ») :

- répartis par option tarifaire :
 - o le nombre de clients ;
 - o la quantité d'électricité livrée répartie, le cas échéant, par poste horosaisonnier ;
 - o la somme des puissances souscrites réparties, le cas échéant, par poste horosaisonnier ;
- répartis par puissance souscrite ($BT \leq 36 \text{ kVA}$, $BT > 36 \text{ kVA}$ et HTA) :
 - o le chiffre d'affaires déterminé par application du tarif intégré en vigueur (hors rémanence d'octroi de mer et hors contribution tarifaire d'acheminement), en distinguant la part imputable à l'abonnement de celle relative au prix de l'énergie et faisant apparaître la part liée à « l'énergie en compteur » ;
 - o les recettes rétrocédées à l'entité distribution (déterminées le cas échéant par application du tarif d'utilisation des réseaux publics en vigueur⁴³) ;
- les recettes relatives à la gestion de la clientèle répartie, le cas échéant, par famille de puissance souscrite, ainsi que le montant de la recette du fournisseur liée au commissionnement.

Pour chaque zone considérée et pour la clientèle ayant fait jouer son éligibilité, l'opérateur transmet le nombre de clients concernés, le montant du chiffre d'affaires correspondant à la fourniture d'électricité et la quantité d'électricité correspondante.

1.1.4.3. Éléments divers à fournir pour le calcul des surcoûts de production

Pour chaque zone considérée l'opérateur transmet les éléments suivants :

- l'effectif total en équivalents emplois à temps plein reparti selon la nature des activités, l'effectif affecté à l'activité de production en précisant les clés d'affectation pour les agents n'exerçant pas directement les activités de production et en précisant la répartition entre les agents statutaires et non statutaires ;
- le ratio entre les agents inactifs et actifs ;
- la quantité d'électricité produite par les installations de l'opérateur en distinguant les quantités produites et injectées sur le réseau ;
- le bilan électrique accompagné de :
 - o la répartition par filière de production ou, le cas échéant, par site, de la quantité d'électricité produite par les installations de l'opérateur, achetée à d'autres producteurs ou importée (nette de l'électricité revendue) ;
 - o la quantité d'électricité correspondant aux pertes techniques et non techniques ;

⁴³ Y compris les recettes liées aux prestations de comptage, à la fourniture de l'énergie réactive et aux dépassements de puissance.

- l'explication des écarts principaux entre les kWh produits et achetés d'une part, et les kWh consommés et vendus d'autre part ;
- pour chaque centrale de production ou, en cas de besoin, par filière de production la courbe de charge annuelle par pas horaire (avec une distinction pour l'énergie déconnectée pour les filières concernées) ;
- le taux de disponibilité en énergie des centrales de production d'électricité exploitées par l'opérateur ;
- les règles de dispatching employées ;
- le programme prévisionnel d'indisponibilités programmées et l'explication des écarts par rapport aux indisponibilités constatées ;
- la courbe de la demande en électricité par pas horaire.

La CRE pourra être amenée à demander d'autres données aux opérateurs afin d'être en mesure de vérifier le caractère optimal de l'ordre d'appel par le GRD des moyens de production pilotables.

1.1.5. Eléments à fournir pour le calcul des coûts liés aux ouvrages de stockage d'électricité dans les ZNI

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre pour l'évaluation des coûts supportés par les opérateurs en raison de la mise en œuvre des projets d'ouvrages de stockage d'électricité mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

Chaque opérateur supportant ces surcoûts tient une comptabilité appropriée, par zone non interconnectée et pour chaque projet de stockage qui fait apparaître les éléments suivants :

- raison sociale de l'exploitant ou, le cas échéant, nom de l'ouvrage de stockage d'électricité concernée ;
- nom de la commune ;
- code postal ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- date d'entrée en vigueur et date d'échéance du contrat ou protocole ;
- type de contrat ou protocole dont bénéficie l'installation ;
- technologie de stockage d'électricité ;
- service(s) rendu(s) ;
- tension de raccordement ;
- capacité énergétique totale du stockage ;
- capacité énergétique utile du stockage ;
- puissance électrique brute (en injection) ;
- puissance électrique nette (en injection) ;
- puissance électrique brute (en soutirage) ;
- puissance électrique nette (en soutirage) ;
- puissance maximale des auxiliaires ;
- durée maximale d'injection à pleine puissance ;
- durée maximale de soutirage à pleine puissance ;
- rendement global, détail de la consommation annuelle des auxiliaires et de l'éventuelle pénalité pour consommation annuelle excessive ;
- détail de la disponibilité et des bonus-malus associés ;

- nombre de kWh soutirés et injectés par mois et prix mensuel résultant de l'application du contrat conclu avec l'opérateur (ou d'un protocole interne lorsque le projet est porté par l'opérateur) décomposé entre les montants relatifs à la prime fixe, au prix proportionnel, à la prime d'achat d'Electricité, aux pénalités et, le cas échéant, autres montants ;
- commentaire.

L'opérateur transmet également une note comprenant : un bilan de l'appel de chacun des ouvrages de stockage en service sur l'année écoulée comprenant pour chaque ouvrage : synthèse des sollicitations, détail des services rendus au système électrique et quantification de ces derniers (par exemple nombre de déclenchement pour fourniture de réserve, courbe de fonctionnement en arbitrage), ainsi qu'un bilan par territoire de l'impact de ces ouvrages sur l'appel des autres moyens de production et des conséquences sur les charges de SPE. Enfin, au regard de ces éléments, l'opérateur examinera (i) la pertinence des modalités d'appel en vigueur et le besoin éventuel de modifier ces dernières, et (ii) la pertinence des prescriptions techniques applicables et le besoin éventuel de les faire évoluer pour les futurs ouvrages.

1.1.6. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts supportés au titre des dispositifs sociaux

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre pour l'évaluation des surcoûts supportés par les fournisseurs d'électricité au titre des dispositifs mentionnés aux points e.1 et e.2 du paragraphe de définition des charges de service public de l'électricité.

Lorsqu'un opérateur fournit des clients bénéficiant de dispositifs sociaux dans les ZNI, ces éléments sont distingués de ceux afférents à la métropole continentale et sont déclarés zone par zone.

Des dispositions spécifiques étant en vigueur dans les territoires de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, EDF SEI continue de transmettre à la CRE les informations nécessaires à l'évaluation des pertes de recettes et coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre du TPN.

1.1.6.1. Éléments relatifs aux pertes de recettes pour certains services liés à la fourniture d'électricité pour les clients bénéficiant du dispositif d'aide chèque énergie

Au titre des pertes de recettes pour certains services liés à la fourniture d'électricité pour les clients bénéficiant du dispositif d'aide chèque énergie⁴⁴ :

- le nombre de clients à la fin de l'année considérée bénéficiant du dispositif d'aide chèque énergie ;
- pour les clients concernés, le nombre de mises en service effectuées gratuitement et leur répartition par nature, ainsi que le chiffre d'affaires théorique que l'opérateur aurait réalisé au titre de l'ensemble des mises en service en l'absence de cette gratuité ;
- les recettes perçues par l'opérateur auprès des clients bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » au titre des interventions pour impayés, en précisant le nombre de prestations effectuées et leur répartition par nature ;
- les recettes théoriques que l'opérateur aurait perçues auprès des clients bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » au titre des interventions pour impayés, en l'absence des réductions prévues sur ces prestations.

⁴⁴ En application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les clients bénéficiaires du chèque énergie bénéficient également de la gratuité de la mise en service et de l'enregistrement de leur contrat de fourniture d'électricité, ainsi que d'un abattement de 80 % sur la facturation d'un déplacement en raison d'une interruption de fourniture imputable à un défaut de règlement.

1.1.6.2. Éléments relatifs aux charges à compenser au titre de la mise en œuvre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

La comptabilité appropriée fait apparaître, en explicitant au titre de quelle année les déclarations sont fournies :

- les versements effectués au titre de ce dispositif aux Fonds de Solidarité Logement, ventilés par type d'action et d'aide ;
- le nombre de bénéficiaires ou clients concernés ;
- le nombre de clients résidentiels titulaires d'un contrat de fourniture dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kilovoltampères au 1^{er} janvier de l'année considérée.

1.1.6.3. Éléments relatifs aux charges à compenser pour la mise à disposition des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie »

Dès lors qu'il y a eu des courriers de sollicitations envoyés ou bien des déploiements effectifs de dispositifs de mise à disposition des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie », la comptabilité appropriée fait apparaître :

- le nombre de courrier de sollicitation envoyés ;
- le coût total des courriers de sollicitation ;
- le détail des moyens choisis pour mettre à disposition des consommateurs concernés leurs données de comptage ;
- le nombre de clients bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » concernés par la mise à disposition des données de comptage au titre de l'année considérée ;
- le nombre de clients bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » concernés par la mise à disposition des données de comptage au total ;
- le nombre de dispositifs déployés au cours de l'année ;
- le nombre total de dispositifs déployés ;
- le coût supporté dans le cadre de la mise à disposition de ces données au titre de l'année considérée, en faisant apparaître ses composantes par nature (coûts de développement, de fabrication, de mise à disposition et, le cas échéant, d'accompagnement du consommateur, de maintenance et de prise en charge en fin de vie).

1.1.6.4. Pièces justificatives

En application du I de l'article R.121-30 du code de l'énergie, la déclaration des informations listées aux paragraphes 1.1.6.1, 1.1.6.2 et 1.1.6.3 est accompagnée d'une fiche synthétique justifiant l'évaluation des différentes pertes de recettes.

Une copie des factures des prestations externes et du service fourni par les organismes d'assurance maladie, ainsi qu'un justificatif des versements effectués au titre du dispositif en faveur des personnes en situation de précarité, devront pouvoir être transmis à la CRE si celle-ci en fait la demande.

1.2. Déclaration des charges supportées dans les ZNI en raison de la mise en œuvre d'actions de MDE, de projets d'études, ou de projets d'approvisionnement en électricité, mentionnés respectivement au d), au e) et au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie

1.2.1. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts liés aux actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI supportés par les fournisseurs d'électricité, les collectivités et les opérateurs publics et mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie

1.2.1.1. Projets d'infrastructure visant la MDE

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre pour l'évaluation des coûts supportés par les opérateurs en raison de la mise en œuvre des projets d'infrastructure visant la MDE tels qu'ils sont définis dans la délibération de la CRE du 10 juin 2015 et mentionnés au d) du 2° de l'article L.121-7 du code de l'énergie. **Chaque opérateur supportant ces coûts tient une comptabilité appropriée, par zone non interconnectée et pour chaque projet de MDE qui fait apparaître les éléments suivants :**

- raison sociale de l'exploitant ou, le cas échéant, nom de l'infrastructure de MDE concernée ;
- nom de la commune ;
- code postal ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- date de la mise en œuvre du projet et date prévisionnelle de la fin d'exploitation ;
- nombre de kWh évités par mois et sa chronique d'évolution par an par pas horaire correspondante ;
- le prix mensuel résultant de l'application du contrat conclu avec l'opérateur de la zone considérée (ou d'un protocole interne lorsque le projet est porté par l'opérateur) décomposé entre les montants relatifs à la prime fixe, au prix proportionnel et, le cas échéant, autres montants ;
- montants des recettes éventuellement perçues au titre de ce projet de MDE ;
- montants liés à la mise en œuvre des mesures de suivi et de contrôle des kWh effectivement évités par le projet ;
- tout commentaire jugé pertinent.

La déclaration des éléments permettant l'évaluation des coûts liés aux projets d'infrastructure visant la MDE de l'opérateur doit être accompagnée par une note synthétisant les principaux événements ayant marqué le fonctionnement de ces projets et l'évolution des coûts et des recettes au titre de ce projet pendant l'année considérée.

1.2.1.2. Petites actions de MDE

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre pour l'évaluation des coûts supportés par les fournisseurs d'électricité et, le cas échéant, par les collectivités et les opérateurs publics en raison de la mise en œuvre de petites actions de MDE telles qu'elles sont définies dans la délibération de la CRE du 19 décembre 2024 et mentionnés au d) du 2° de l'article L.121-7 du code de l'énergie. Les cadres territoriaux de compensation adoptés par la délibération de la CRE ainsi que leurs mises à jour⁴⁵ précisent les petites actions de MDE dont la mise en œuvre peut être compensée ainsi que les conditions associées. Les opérateurs distinguent les actions standard⁴⁶ des actions non standard⁴⁷, telles qu'elles sont définies dans la délibération de la CRE du 19 décembre 2024.

⁴⁵ Délibération de la CRE du 19 décembre 2024 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon

⁴⁶ Action de MDE dite « *Mass Market* », caractérisée par le déploiement massif de dispositifs standardisés (vente de LED, installation de chauffe-eau solaires, etc.). Le terme « action standard » désigne l'ensemble des dispositifs déployés et non chaque dispositif pris individuellement.

⁴⁷ Action de MDE caractérisée par un niveau élevé de dépendance au site d'implantation (rénovation de l'isolation d'un logement collectif, d'un système de climatisation, d'un process industriel, etc.)

Les opérateurs distinguent également les actions validées au titre du cadre de compensation portant sur les années 2019-2024 de celles validées par le nouveau cadre de compensation (à partir de 2025).

Actions non standard

S'agissant des actions non standard, chaque opérateur supportant ces coûts tient une comptabilité appropriée par zone non interconnectée qui fait apparaître les éléments suivants pour chaque contrat signé avec un porteur de projet tiers et chaque protocole interne au fournisseur :

- nom de l'action ;
- usage concerné ;
- technologie employée ;
- raison sociale du porteur de projet ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) du porteur de projet ;
- raison sociale de l'entité au sein de laquelle a été mise en œuvre l'action ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) de l'entité au sein de laquelle a été mise en œuvre l'action ;
- nom du site où a été mise en œuvre l'action ;
- nom de la commune ;
- code postal ;
- durée de vie de référence de l'action ;
- date de signature du contrat avec le porteur de projet (ou du protocole interne) ;
- date de la mise en œuvre de l'action et date prévisionnelle de fin de vie ;
- volume indicatif de kWh évités sur la durée de vie ;
- surcoûts de production évités indicatifs sur la durée de vie ;
- montant de la compensation versée au porteur de projet ;
- si l'action est éligible aux certificats d'économies d'énergie (CEE) :
 - o le volume de CEE déposable, en distinguant CEE classique et CEE précarité
 - o le volume de CEE attribuable, en distinguant CEE classique et CEE précarité
- autres montants (recettes, subventions, etc.) perçus par l'opérateur et venant en déduction de la compensation ;
- montant total de la compensation attendue au titre des charges de service public de l'énergie ;
- efficience indicative⁴⁸ ;
- commentaire.

Actions standard

S'agissant des petites actions de MDE standard, chaque opérateur supportant ces coûts tient une comptabilité appropriée par zone non interconnectée qui fait apparaître les éléments suivants pour chaque action :

- nom de l'action ;
- type de clients concernés (particuliers, particuliers précaires, entreprises, collectivités, etc.) ;
- sur l'année considérée, nombre de dispositifs pour lesquels une prime MDE a été versée ;

⁴⁸ L'efficience d'une action est définie dans la délibération de la CRE du 19 décembre 2024 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen des projets de petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité ou les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique dans les zones non interconnectées

- montant – unitaire moyen et total – des primes MDE versées pour l'action considérée ;
- si l'action est éligible aux certificats d'économies d'énergie (CEE) :
 - o le volume total de CEE déposable, en distinguant CEE classique et CEE précarité le volume total de CEE déposé, en distinguant CEE classique et CEE précarité
 - o Si l'action peut être déployée sans CEE avec une prime réduite,
 - les placements « avec CEE et prime normale » et ceux « sans CEE avec prime réduite »
 - le volumes de CEE n'ayant pas été récupéré sur les placements « sans CEE avec prime réduite »
- autres montants hors CEE (subventions par exemple) – unitaires et totaux – perçus par l'opérateur et venant en déduction de la compensation ;
- montant de la compensation attendue – unitaire et totale – au titre des charges de service public de l'énergie ;
- **surcoûts de production évités actualisés ;**
- commentaire.

Programme CEE

S'agissant des programmes CEE, chaque opérateur supportant ces coûts tient une comptabilité appropriée par zone non interconnectée qui fait apparaître les éléments suivants pour chaque programme mis en œuvre :

- nom du programme ;
- sur l'année considérée, montant versé au titre du programme ;
- autres montants (subventions par exemple) – unitaires et totaux – perçus par le fournisseur d'électricité et venant en déduction de la compensation ;
- montant de la compensation attendue – unitaire et totale – au titre des charges de service public de l'énergie ;
- volume de CEE attribuable, en distinguant CEE classique et CEE précarité ;
- commentaire.

Descriptif succinct des actions

La déclaration des éléments permettant l'évaluation des coûts liés aux petites actions de MDE doit être accompagnée d'une note décrivant succinctement les différents actions et programmes, explicitant leurs principales caractéristiques (niveau de compensation du porteur de projet notamment), et rappelant brièvement leur historique et les principaux événements qui ont caractérisé ces actions, notamment les éventuels manquements et effets indésirables constatés (aubaine, éviction, malfaçon, rebond de consommation, etc.). Cette note pourra être remplacée par les bilans annuels des cadres de compensation tels que définis dans la délibération du 19 décembre 2024.

Le montant des primes versées par action, par ailleurs fourni dans les bilans annuels des cadres de compensation, sera précisé dans la déclaration de comptabilité appropriée.

Charges supportées par les opérateurs pour accompagner le déploiement des actions

Chaque opérateur supportant des coûts liés à la mise en œuvre des actions de MDE, standard et non standard, et des programmes CEE doit déclarer les charges qu'il supporte en les détaillant par type de dépenses (frais de personnel, de communication, de contrôle, d'étude etc.) et en faisant la distinction entre les charges directes et indirectes. Dans la mesure du possible, il est demandé à l'opérateur d'exposer ces charges par type d'action et segment de clients.

Parmi ces charges, l'opérateur doit distinguer celles qui relèvent de son activité propre (exemple : frais de communication promotionnelle sur les actions de MDE) et celles qui relèvent de l'activité du comité

MDE du territoire (exemple : participation de l'opérateur aux frais d'études ou de communication institutionnelle).

La déclaration doit être accompagnée d'une fiche synthétique détaillant et justifiant :

- les frais de personnel de l'opérateur en faisant apparaître l'effectif consacré à la MDE, la nature de sa mission, le temps consacré à la MDE et le coût horaire de la main-d'œuvre ;
- les frais de prestations externes supportés par l'opérateur en faisant apparaître le détail des coûts et la nature de chaque prestation, ainsi que le nom du prestataire ;
- les autres charges directes et indirectes supportées par l'opérateur, parmi lesquelles seront explicités les différents postes, et en particulier les dépenses de recherche et développement (R&D) le cas échéant ;
- les différentes recettes et subventions perçues par l'opérateur ;
- les frais engendrés par la mise en place des mesures de communication, de sensibilisation et d'accompagnement à la MDE ;
- les coûts supportés par l'opérateur dans la mise en place de contrôle de la qualité des actions standards ;
- les clefs de répartition utilisées pour ventiler ces diverses charges, recettes et subventions entre les différentes actions standard et non standard.

CEE perçus par l'opérateur au titre des actions de MDE

Chaque opérateur supportant des coûts liés à la mise en œuvre des actions de MDE, standard et non standard, et au financement de programmes doit déclarer, pour chaque territoire, les éléments relatifs aux certificats d'économies d'énergie (CEE) en distinguant, pour chaque item, les CEE « classique » et « précarité »⁴⁹. Les éléments à déclarer sont les suivants :

- le stock de CEE à la fin de l'année précédente⁵⁰ ;
- les CEE sortis du stock au cours de l'année pour répondre à l'obligation ;
- pour l'année considérée, les recettes réalisées de vente de CEE en indiquant : le volume de CEE vendus, leur prix de vente unitaire, et les recettes totales de vente ;
- pour l'année considérée, les dépenses d'achat de CEE en indiquant : le volume de CEE achetés, leur prix unitaire d'achat, les dépenses totales d'achat ;
- les CEE entrés dans le stock au cours de l'année ;
- les CEE sortis du stock au cours de l'année ;
- le stock de CEE à la fin de l'année en question^{Erreur ! Signet non défini.} ;
- les volumes de CEE déposables et attribuables pour les actions de MDE réalisées dans l'année qui relèvent de la mise en œuvre des cadres territoriaux de compensation **avec une répartition entre ceux issus du cadre 19-24 et ceux issus du cadre 25-28** ;
- le prix spot moyen des CEE pour l'année en question en €/MWhc ;
- pour l'année considérée, les frais – unitaires et totaux – liés à l'enregistrement des certificats sur le registre national des CEE ;
- pour les acteurs obligés et pour l'année considérée, l'obligation de CEE et l'attestation afférente des CAC ;

La déclaration des éléments permettant l'évaluation des coûts liés aux petites actions de MDE doit être accompagnée d'une fiche synthétique justifiant :

⁴⁹ Si certains CEE sont obtenus par le biais d'actions non inscrites dans le cadre de compensation, le fournisseur doit déclarer ces CEE de manière distincte.

⁵⁰ En précisant pour EDF SEI les volumes de CEE par stade.

- si l'opérateur est un acteur obligé du dispositif des CEE ou non ;
- les règles de gestion des CEE appliquées ;
- le volume de CEE délivrés à l'opérateur au titre des actions de MDE, ainsi que les frais afférents à l'enregistrement de ces certificats ;
- pour les acteurs obligés, la part de l'obligation de CEE imputable à la vente d'électricité en ZNI.

Chaque opérateur doit faire apparaître par territoire le calcul permettant de vérifier le respect de l'enveloppe budgétaire relative au cadre de compensation 25-28.

1.2.2. Éléments à fournir pour le calcul des coûts d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre pour l'évaluation des coûts d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionné au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 du code de l'énergie.

Pour chaque projet dont l'opérateur demande la compensation du coût des études afférentes, il transmet les éléments suivants :

- raison sociale du porteur de l'étude ;
- nom de projet d'approvisionnement électrique concerné ;
- territoire concerné ;
- nom de la commune ;
- code postal ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- filière de production ;
- puissance active maximale envisagée pour le projet d'approvisionnement concerné ;
- montant de la compensation attendue (d'après la délibération de la CRE relative à la compensation du coût des études réalisées).

Une copie des factures de règlement des études ou tout autre justificatif des paiements effectués au titre de leur réalisation devront pouvoir être transmis à la CRE si celle-ci en fait la demande.

1.2.3. Éléments à fournir pour le calcul des coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre pour l'évaluation des coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public et nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, supportés en phase de développement et de construction par un producteur, un fournisseur ou le gestionnaire de réseau et devant conduire à un surcoût de production au titre du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c, même si le projet n'est pas mené à son terme. Ces coûts sont mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Les charges imputables aux missions de service public allouées à la compensation de l'ensemble des coûts relatifs à un même projet ne peuvent excéder un plafond. La liste des projets dont les coûts peuvent être compensés et le plafond de compensation de ces coûts sont définis par arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du budget, après avis de la CRE. Pour chaque projet dont l'opérateur demande la compensation des coûts supportés il transmet les éléments suivants :

- raison sociale du porteur du projet d'approvisionnement ;
- nom du projet d'approvisionnement en électricité concerné ;
- territoire concerné ;
- nom de la commune ;
- code postal ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- montant de la compensation attendue au titre de l'année précédant l'année de déclaration accompagné du détail des coûts selon les grands postes de dépense ;
- somme des montants compensés pour les années antérieures à l'année précédant l'année de déclaration accompagnée pour chaque année du détail des coûts selon les grands postes de dépense ;
- montant du plafond fixé dans l'arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du budget.

Une copie des factures de règlement des coûts supportés ou tout autre justificatif des paiements effectués à ce titre seront transmis à la CRE lorsque celle-ci en fait la demande.

1.2.4. Déclaration des surcoûts résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 121-8-1 du code de l'énergie

En application de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, la déclaration de charges effectuée par le gestionnaire du réseau de transport résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation doit être accompagnée des pièces justificatives suivantes :

- pour chaque lot prévu par la procédure d'appel d'offres : les caractéristiques techniques et financières des offres déposées et retenues ;
- le montant de la prime versée pour chaque offre retenue ;
- les éventuelles régularisations des primes versées (par exemple en cas de pénalités), celles-ci pouvant être déclarées en tant que reliquats.

2. Déclaration des charges de service public de l'électricité prévisionnelles au titre de l'année suivant l'année de déclaration et de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours

Les opérateurs doivent déclarer les charges prévisionnelles au titre de l'année suivante selon les modalités décrites dans cette section.

À l'exception des ELD, des organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie et de l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code, les opérateurs qui souhaitent mettre à jour leurs charges prévisionnelles au titre de l'année en cours doivent adresser une déclaration distincte selon ce même format par voie électronique (à l'adresse générique cspe@cre.fr), comportant tout ou partie des éléments listés dans cette section. Pour les ELD, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie et l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code, la mise à jour des charges prévisionnelles s'effectue sur la plateforme dédiée (eCSPE, www.cspe.cre.fr).

Aucune attestation de commissaires aux comptes ou de comptable public n'est nécessaire pour accompagner ces déclarations.

Les informations à transmettre par EDF, EDM, EEWf, les ELD, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code et les autres fournisseurs sont décrites au paragraphe 2.1, celles concernant les opérateurs qui supportent des coûts en raison de la mise en œuvre d'actions de MDE, de projets d'études, ou de projets d'approvisionnement en électricité en ZNI sont décrites au paragraphe 2.2 et celles concernant le gestionnaire de réseau de transport au paragraphe 2.3.

2.1. Déclaration des charges prévisionnelles par EDF, EDM, EEWf, les ELD, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code et les autres fournisseurs

2.1.1. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels résultant des contrats d'achat d'électricité ou protocoles de cession interne d'électricité

2.1.1.1. Éléments à fournir relatifs aux contrats d'achat d'électricité ou protocoles de cession interne d'électricité

Ce paragraphe décrit les éléments à transmettre par les opérateurs concernés pour l'évaluation des surcoûts prévisionnels résultant des contrats d'achat ou protocoles de cession interne d'électricité énumérés aux points a.1 et a.2 du paragraphe de définition des charges de service public de l'électricité. La déclaration fait apparaître, pour chaque type de contrat d'achat et, pour les contrats mentionnés au a.2 du paragraphe de définition des charges de service public de l'électricité, par contrat, les informations suivantes : entité gestionnaire du réseau dans le cas des ZNI ; filière de production ; type de contrat dont bénéficie l'installation ;

- puissance cumulée active maximale délivrée à l'acheteur ;
- puissance cumulée garantie (pour les contrats concernés) ;
- nombre prévisionnel de kWh achetés par mois et la prévision du prix total d'acquisition de l'électricité, décomposé entre prime fixe, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire réparties par mois ;
- commentaire.

La déclaration indique également :

- pour les contrats concernés, la prévision du coût supporté au titre du contrôle de l'efficacité énergétique de l'installation ;

- pour les contrats concernés, le coût supporté au titre de la certification de la disponibilité des installations de cogénération bénéficiant de la prime prévue à l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie ;
- pour les centrales de cogénération à combustion hybride bagasse/charbon ou bagasse/biomasse, la prévision du nombre de kWh achetés et des composants de prix total d'acquisition de l'électricité répartis par mode de fonctionnement « bagasse » et « charbon » ou « biomasse hors bagasse » ;
- pour les contrats concernés, la prévision des recettes provenant des indemnités de résiliation anticipée de contrats d'achat dues à l'acheteur ;
- pour les contrats concernés, la prévision de pénalités éventuelles dues à l'acheteur.

Ces données seront transmises selon les modalités suivantes :

- pour les installations existantes dont les conditions d'achat ne changeront pas par rapport à l'année précédente de déclaration, les chiffres communiqués devront être fondés sur les résultats constatés les années précédentes, et les éventuelles variations devront être justifiées ;
- dans le cas d'installations existantes dont les conditions d'achat changeraient par rapport à l'année précédente de déclaration, les chiffres communiqués devront être accompagnés des éléments d'explication appropriés ;
- dans le cas d'installations qui bénéficieraient pour la première fois d'un contrat d'achat pour l'année de déclaration, un calendrier de mise en service sera joint, accompagné des éléments d'explication appropriés.

2.1.1.2. Éléments à transmettre relatifs à la valorisation de la capacité des contrats d'achat

Mécanisme de capacité en vigueur pour des périodes de livraison jusqu'au 31 mars 2026

Concernant la valorisation des garanties de capacité des installations bénéficiant d'un contrat d'achat pour les Années de Livraison (AL) pour lesquelles au moins une enchère aura lieu au cours de l'année concernée par la prévision, les opérateurs concernés transmettent leur meilleure prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.1.2.

S'agissant des éléments relatifs à l'état de la certification, au volume de garanties de capacité devant être pris en compte pour la valorisation des enchères et à la somme de la puissance maximale des installations par code contrat d'obligation d'achat, les données doivent être transmises moyennées sur l'ensemble des enchères ayant lieu au cours de l'année pour chaque année de livraison considérée.

En application de la délibération de la CRE portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale en vigueur, pour tous les opérateurs hors EDF OA, seuls les éléments relatifs à la valorisation des garanties de capacité des contrats d'achat pour l'Année de Livraison (AL) correspondant à l'année précédant l'année concernée par la prévision doivent être transmis. La déclaration devra être accompagnée d'éléments justificatifs précisant les hypothèses retenues pour l'établissement de la prévision.

En application de la délibération de la CRE portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale en vigueur, les ELD vendant toute leur électricité aux tarifs réglementés de vente et s'approvisionnant uniquement au tarif de cession ne fournissent pas les données relatives à la valorisation des garanties de capacité des contrats d'achat.

La déclaration devra être accompagnée d'éléments justificatifs précisant les hypothèses retenues pour l'établissement de la prévision.

Mécanisme de capacité en vigueur pour de la production électrique du 1^{er} novembre 2026 au 31 mars 2036

La première période de livraison (PL) de ce nouveau mécanisme se déroulera du 1^{er} novembre 2026 au 31 mars 2027.

Pour la PL débutant le 1^{er} novembre 2026, le déclarant transmet sa meilleure prévision de :

- la liste des Entités De Certification (EDC) utilisées pour la certification des capacités sous obligation d'achat. Ces EDC seront identifiées par leur code attribué par RTE et celui attribué par le gestionnaire de réseau de distribution le cas échéant.

Pour chaque EDC :

- l'entité Gestionnaire de Réseau ;
- le Titulaire du Périmètre de Certification (TPC), identifié par le code EIC attribué par RTE⁵¹ ;
- la filière déclarée pour la demande de certification au sens des Règles du Mécanisme de Capacité ;
- la méthode de certification⁵² ;
- le volume certifié par le Gestionnaire de Réseau;
- la liste des codes contrat d'obligation d'achat constituant l'EDC ;
- l'encadrement de rémunération de l'EDC, si applicable ;
- le caractère « en service » ou « en projet » de l'EDC⁵³.

Les ELD vendant l'intégralité de leur électricité aux tarifs réglementés de vente et s'approvisionnant uniquement au tarif de cession ne fournissent pas les données relatives à la certification des installations sous obligation d'achat.

Dans le cas de cessions de contrats d'un opérateur vers un organisme agréé, l'opérateur indique le volume contractualisé racheté à l'organisme agréé, ainsi que le montant de ce rachat. L'organisme agréé concerné indique également le montant volumes contractualisés qui lui ont été rachetés, ainsi que le montant de ce rachat.

2.1.1.3. Éléments à transmettre par les ELD, les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours pour le calcul du coût évité

Déclaration relative à la vente des surplus à EDF par les ELD

Les recettes prévisionnelles issues de la vente à EDF de la quantité d'électricité que l'ELD ne pourrait pas écouler sur sa zone de desserte (surplus) doivent également être déclarées. Ce surplus se définit, à un instant donné, comme l'excédent d'énergie achetée dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles, par rapport à la consommation totale des clients situés dans la zone de desserte de l'ELD, pertes incluses. La valorisation de ce surplus s'effectue à un tarif égal à la moyenne des tarifs d'achat unitaires de chacune des filières concernées, pondérée par les volumes produits par chacune d'entre elles sur la période considérée.

Autres éléments à fournir

Pour les ELD prévoyant d'utiliser l'intégralité de l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat pour approvisionner leurs clients aux tarifs réglementés de vente, elles l'indiquent en cochant la case correspondante, et les données mensuelles prévisionnelles à fournir sont alors les suivantes :

- volume d'électricité prévisionnel acheté aux tarifs de cession hors couverture des pertes ;

⁵¹ Voir la liste fournie sur le site de RTE (http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa_rpc.jsp)

⁵² S'agissant des opérateurs hors EDF OA, La méthode appliquée devra être la méthode normative : ce point sera précisé très prochainement dans le cadre d'une prochaine délibération méthodologique de la CRE.

⁵³ S'agissant des opérateurs hors EDF OA, seules des EDC en service devront être déclarées : ce point sera précisé très prochainement dans le cadre d'une délibération méthodologique de la CRE.

- coût d'achat prévisionnel correspondant, part variable de la facture uniquement, hors dépassements⁵⁴.

Les organismes agréés, l'acheteur en dernier recours et les ELD prévoyant de valoriser l'intégralité de l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat dans des conditions de marché, indiquent qu'ils valorisent l'intégralité de l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat dont ils sont le cocontractant dans des conditions de marché, en cochant la case correspondante, et n'ont pas de données complémentaires à fournir.

Pour les ELD prévoyant de valoriser une partie de l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat aux tarifs réglementés de vente et une partie dans des conditions de marché, elles l'indiquent en cochant la case correspondante, et les données mensuelles prévisionnelles à fournir sont alors les suivantes :

- volume d'électricité prévisionnel acheté aux tarifs de cession hors couverture des pertes ;
- coût d'achat prévisionnel correspondant, part variable de la facture uniquement, hors dépassements⁵⁵ ;
- volume prévisionnel vendu aux clients aux tarifs réglementés de vente ;
- volume d'électricité prévisionnel acheté sur le marché ;
- volume prévisionnel vendu aux clients en offre de marché et au marché *spot*⁵⁶.

2.1.1.4. Éléments à transmettre par EDF pour le calcul du coût évité

Éléments à transmettre pour la valorisation des volumes vendus à terme :

- le calendrier des appels d'offres organisés par EDF pour la vente des produits *Calendar* (ou « ruban de base ») et Q1 pour l'année suivant l'année de déclaration ainsi que l'année en cours ;
- pour chaque appel d'offres, le volume mis en vente pour chaque produit, le volume finalement vendu et le prix moyen pondéré résultant de cette vente.

2.1.2. Éléments à fournir par EDF pour le calcul des surcoûts prévisionnels résultant des contrats de complément de rémunération

Ce paragraphe décrit les éléments à transmettre par EDF pour l'évaluation des charges prévisionnelles résultant des contrats de complément de rémunération mentionnés au point b) du paragraphe de définition des charges de service public de l'électricité.

La déclaration fait apparaître, pour chaque type de contrat de complément de rémunération, les informations suivantes :

- filière de production ;
- type de contrat dont bénéficie l'installation ;
- puissance active maximale délivrée à l'acheteur ;
- puissance garantie (pour les contrats concernés) ;
- production mensuelle prévisionnelle et prévision de la rémunération totale à verser ou à percevoir, distinguant la prime à l'énergie et en particulier le tarif de référence et le prix marché de référence appliqués, le versement de la prime de gestion et le terme capacitaire ;

⁵⁴ Pour les mois où le tarif de cession n'est pas appliqué à l'ELD, cette dernière effectue, pour le volume mensuel acheté à son fournisseur, une simulation de la part variable qu'il aurait payée au tarif de cession.

⁵⁵ Pour les mois où le tarif de cession n'est pas appliqué à l'ELD, cette dernière effectue, pour le volume mensuel acheté à son fournisseur, une simulation de la part variable qu'il aurait payée au tarif de cession.

- les hypothèses sur les caractéristiques des installations permettant de déterminer le calcul du tarif non indexé ;
- prévision de la régularisation annuelle du complément de rémunération, distinguant les différents termes qui la composent ;
- prévision du nombre d'heures de prix négatifs donnant lieu au versement d'une prime et montant prévisionnel de la prime correspondante ;
- commentaire.

La déclaration indique également :

- le produit global des tarifs de référence (et autres composantes de la rémunération) appliqués aux productions prévisionnelles mensuelles, à la maille des différentes filières renouvelables ;
- les prévisions de recettes provenant des indemnités de résiliation anticipée de contrats de complément de rémunération dues à EDF.

2.1.3. Éléments à transmettre relatifs aux coûts de conclusion et de gestion des contrats

En application du 5° de l'article L.121-7 du code de l'énergie, les opérateurs concernés transmettent leur meilleure prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.3.

Pour les ELD, les organismes agréés, l'acheteur en dernier recours et les autres fournisseurs, la CRE appliquera les modalités de compensation des coûts de gestion et de conclusion des contrats établies dans sa délibération portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale en vigueur.

La déclaration des coûts prévisionnels de conclusion et de gestion des contrats doit être accompagnée d'éléments justificatifs précisant les hypothèses retenues.

2.1.4. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels de production d'électricité dans les ZNI

Ce paragraphe décrit les éléments à transmettre par un opérateur pour l'évaluation des surcoûts prévisionnels de production d'électricité pour l'électricité produite par l'installation qu'il exploite mentionnés au point d.1 du paragraphe de définition des charges de service public de l'électricité.

Pour chaque zone considérée l'opérateur transmet sa meilleure prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.4. Pour la prévision de ces éléments les opérateurs s'appuient sur les données communiquées à la CRE dans leur déclaration de charges constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration. Certains éléments de prévision peuvent être, le cas échéant, présentés de manière agrégée par famille de coûts ou de recettes de la même nature⁵⁷.

La déclaration de ces éléments doit être accompagnée d'une note synthétisant les hypothèses retenues et justifiant les variations entre les éléments de charges constatées pour l'année précédant l'année de déclaration et la prévision de ces éléments pour les charges prévisionnelles.

Lorsque l'opérateur prévoit la mise en œuvre de mécanismes d'achat à terme pour les achats de combustibles, il fournit un descriptif de la méthode employée et fait apparaître les prix de référence considérés pour chaque type de combustible.

⁵⁷ Tous les éléments ne doivent cependant pas être agrégés. Ainsi, de manière non exhaustive, il est nécessaire que l'opérateur déclare ses prévisions de charges en distinguant : les amortissements linéaires et les amortissements accélérés, la rémunération des capitaux selon le taux de rémunération appliqué, les volumes de combustibles par type de combustible, le coût d'achat des combustibles par type de combustible, les volumes de CO2 émis par territoire.

2.1.5. Éléments à fournir pour le calcul des coûts prévisionnels liés aux ouvrages de stockage d'électricité dans les ZNI

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre pour l'évaluation des coûts prévisionnels portés par les opérateurs en raison de la mise en œuvre des projets d'ouvrages de stockage d'électricité mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Pour chaque zone considérée, l'opérateur transmet sa meilleure prévision des éléments énumérés au paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, sur la base des coûts des projets retenus dans le cadre des guichets stockage de la CRE. Pour la prévision de ces éléments les opérateurs s'appuient sur les données communiquées à la CRE dans leur déclaration de charges constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration. Certains éléments de prévision peuvent être, le cas échéant, présentés de manière agrégée par famille de coûts ou de recettes de la même nature. La déclaration de ces éléments doit être accompagnée d'une note synthétisant les hypothèses retenues et justifiant les variations entre les éléments de charges constatées pour l'année précédant l'année de déclaration et la prévision de ces éléments pour les charges prévisionnelles. Dans le but de justifier les hypothèses, l'opérateur s'appuie sur le bilan de l'appel de chacun des ouvrages de stockage en service sur l'année écoulée (cf. 1.1.5) en précisant notamment toutes modifications des modalités d'appel opérationnelles. Les coûts prévisionnels des ouvrages de stockage ne peuvent être présentés que si leur effet est pris en compte dans la répartition prévisionnelle de la production entre les différents moyens du parc.

2.1.6. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels supportés au titre des dispositifs sociaux

Ce paragraphe décrit les éléments à transmettre pour l'évaluation des surcoûts prévisionnels supportés par les fournisseurs d'électricité au titre des dispositifs mentionnés au point e) du paragraphe de définition des charges de service public de l'électricité.

Lorsqu'un opérateur fournit des clients bénéficiant de dispositifs sociaux dans les ZNI, ces éléments sont distingués de ceux afférents à la métropole continentale et sont déclarés zone par zone.

Des dispositions spécifiques étant en vigueur dans les territoires de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, EDF SEI continue de transmettre à la CRE les informations nécessaires à l'évaluation des pertes de recettes et coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre du TPN.

2.1.6.1. Éléments relatifs à la prévision des pertes de recettes pour certains services liés à la fourniture d'électricité pour les clients bénéficiant du dispositif d'aide chèque énergie

Les éléments à transmettre correspondent à la prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.6.1.

2.1.6.2. Éléments relatifs à la prévision des charges à compenser au titre de la mise en œuvre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

Les éléments à transmettre correspondent à la prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.6.2.

2.1.6.3. Éléments relatifs à la prévision des coûts supportés à l'occasion de la mise à disposition des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant des dispositifs sociaux

Les éléments à transmettre correspondent à la prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.6.3.

2.1.6.4. Pièces justificatives

La déclaration des informations listées aux paragraphes 1.1.6.1 à 1.1.6.3 est accompagnée :

- d'une fiche synthétique expliquant les hypothèses d'évolution retenues pour l'établissement de la prévision des différentes pertes de recettes ;
- d'une fiche synthétique expliquant les hypothèses d'évolution retenues pour l'établissement de la prévision des frais de prestations externes et du service fourni par les organismes d'assurance maladie ;
- d'une fiche synthétique expliquant les hypothèses d'évolution retenues pour l'établissement du montant prévisionnel de versements liés au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité ;
- d'une fiche synthétique expliquant les hypothèses d'évolution retenues pour l'établissement de la prévision des charges supportés à l'occasion de la mise à disposition des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant des dispositifs sociaux.

2.2. Déclaration des charges prévisionnelles supportées dans les ZNI en raison de la mise en œuvre d'actions de MDE, de projets d'études, ou de projets d'approvisionnement en électricité, mentionnés respectivement au d), au e) et au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie

2.2.1. Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels liés aux actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI supportés par les fournisseurs d'électricité, les collectivités et les opérateurs publics et mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie

Ce paragraphe décrit les éléments à transmettre par les opérateurs pour l'évaluation des surcoûts prévisionnels liés à la mise en œuvre des projets d'infrastructure visant la MDE tels qu'ils sont définis dans la délibération de la CRE du 10 juin 2015 et des petites actions de MDE telles qu'elles sont définies dans la délibération de la CRE du 19 décembre 2024, et mentionnés au d) du 2° de l'article L.121-7 du code de l'énergie.

Pour chaque zone considérée, l'opérateur transmet sa meilleure prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.2.1. Pour les petites actions de MDE, cette prévision doit être fondée sur les cadres territoriaux de compensation publiés par la CRE. Pour la prévision de ces éléments les opérateurs s'appuient sur les données communiquées à la CRE dans leur déclaration de charges constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration. Certains éléments de prévision peuvent être, le cas échéant, présentés de manière agrégée par famille de coûts ou de recettes de la même nature.

La déclaration de ces éléments doit être accompagnée d'une note synthétisant les hypothèses retenues et justifiant les variations entre les éléments de charges constatées pour l'année précédant l'année de déclaration et la prévision de ces éléments pour les charges prévisionnelles.

2.2.2. Éléments à fournir pour le calcul des coûts prévisionnels d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre pour l'évaluation des coûts d'études prévisionnels mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionné au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 du code de l'énergie.

Pour chaque zone considérée l'opérateur transmet sa meilleure prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.2.2, ainsi qu'un dossier comportant :

- le cahier des charges validé par le ministre chargé de l'énergie ;
- une note détaillant et justifiant les coûts prévisionnels pour la réalisation des études, ainsi que les éventuelles recettes et subventions perçues ;

- une note relative au plafond de compensation applicable selon les modalités fixées par l'arrêté du 20 septembre 2016⁵⁸ ;
- une note démontrant la capacité technique et financière du porteur de projet à réaliser le projet visé par l'étude, comme explicité dans l'article R.121-29 du code de l'énergie.

2.2.3. Éléments à fournir pour le calcul des coûts prévisionnels liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité mentionnées au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre pour l'évaluation des coûts prévisionnels liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public et nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, supportés en phase de développement et de construction par un producteur, un fournisseur ou le gestionnaire de réseau et devant conduire à un surcoût de production au titre du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c, même si le projet n'est pas mené à son terme. Ces coûts sont mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Les charges imputables aux missions de service public allouées à la compensation de l'ensemble des coûts relatifs à un même projet ne peuvent excéder un plafond. La liste des projets dont les coûts peuvent être compensés et le plafond de compensation de ces coûts sont définis par arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du budget, après avis de la CRE.

Pour chaque projet considéré, l'opérateur transmet sa meilleure prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.2.3, ainsi qu'un dossier comportant :

- l'arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du budget ciblant le projet d'approvisionnement et fixant le plafond de compensation ;
une note détaillant et justifiant les coûts prévisionnels pour la réalisation du projet d'approvisionnement et précisant l'état d'avancement du projet.

2.3. Déclaration des surcoûts résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 121-8-1 du code de l'énergie

En application de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, le gestionnaire de réseau de transport transmet la prévision des éléments énumérés au 1.2.4 pour sa prévision de charges liées à la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation.

Celle-ci doit être accompagnée des hypothèses d'évolution retenues.

⁵⁸ Arrêté du 20 septembre 2016 pris en application de l'article R. 121-29 fixant le plafond de la compensation du coût des études relatives aux projets d'approvisionnement électrique identifiés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie dans les zones non interconnectées.

Annexe B : Déclaration des charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel aux clients bénéficiant des dispositifs sociaux

Les fournisseurs de gaz naturel alimentant des clients en situation de précarité bénéficient de la compensation des charges imputables aux missions de service public, en application de l'article L.121-35 du code de l'énergie.

Définition des charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel aux clients bénéficiant des dispositifs sociaux

Ces charges sont constituées :

- des pertes de recettes dues aux réductions sur les services liés à la fourniture de gaz accordés aux consommateurs d'énergie bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » prévu à l'article L. 124-1 du code de l'énergie ;
- des coûts supportés par les fournisseurs de gaz naturel à l'occasion de la mise en œuvre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité mentionné à l'article L. 124-5 du code de l'énergie relatif à la mise à disposition des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie », dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par un arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Ce second item (coûts liés à la mise à disposition des données de comptage pour les bénéficiaires du dispositif d'aide « chèque énergie ») portait initialement sur la mise à disposition d'un dispositif d'affichage déporté, dont les modalités d'application sont définies par le décret n°2016-1618 du 29 novembre 2016⁵⁹, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2018. La loi énergie climat du 8 novembre 2019⁵⁹ a modifié l'article L. 124-5 du code de l'énergie qui ne précise plus le moyen par lequel les fournisseurs de gaz naturel doivent mettre à disposition les données de comptage⁶⁰. Un décret⁶¹ paru le 20 mai 2021 précise les nouvelles modalités d'application de ce dispositif et un arrêté⁶² paru le 19 mai 2021 fixe les plafonds de compensation des fournisseurs d'électricité et de gaz pour sa mise en œuvre.

Modalités et format de déclaration

Pour les fournisseurs supportant les charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel aux clients bénéficiant des dispositifs sociaux, la déclaration doit être transmise par courrier, et également être fournie par voie électronique (à adresser à l'adresse générique ctssg@cre.fr) dans un format exploitable.

Les informations à transmettre pour évaluer les charges constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration et éventuellement les reliquats des années antérieures sont décrites au paragraphe 1.

Les informations à transmettre pour évaluer les charges prévisionnelles au titre de l'année suivant l'année de déclaration et de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours sont décrites au paragraphe 2.

⁵⁹ Loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

⁶⁰ L'exposé des motifs précise que les consommateurs vulnérables équipés de smartphones pourraient y consulter l'affichage en temps réel de leurs données de consommations.

⁶¹ 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.

⁶² 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.

1. Déclaration des charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel aux clients bénéficiant des dispositifs sociaux constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration

En application de l'article L. 121-37 du code de l'énergie la déclaration des charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel aux clients bénéficiant des dispositifs sociaux constatées au titre de l'année précédente est établie sur la base des règles de la comptabilité appropriée définies dans le présent paragraphe et est contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public.

L'attestation de contrôle du commissaire aux comptes ou du comptable public du fournisseur devra être transmise par courrier et également par voie électronique en même temps que la déclaration des charges constatées.

Les informations à transmettre pour évaluer les charges constatées au titre de l'année précédente sont décrites aux paragraphes 1.1 et 1.2. La déclaration doit respecter impérativement le format du fichier de déclaration communiqué par la CRE qui doit être dûment rempli et transmis au format « Excel ».

Lorsqu'un opérateur a supporté des charges au titre d'années antérieures (« reliquats ») qui n'avaient pas été déclarées pendant l'exercice d'évaluation des charges de l'année considérée ou qui n'avaient pas été retenues en raison de justifications insuffisantes, il peut les déclarer en même temps que la déclaration des charges constatées. La déclaration des reliquats doit respecter le même format et comporter les mêmes éléments demandés que la déclaration de charges constatées et doit être clairement distinguée de cette dernière pour chaque année concernée.

1.1. Éléments relatifs aux pertes de recettes pour certains services liés à la fourniture de gaz naturel pour les clients bénéficiant du dispositif d'aide chèque énergie

Au titre des pertes de recettes pour certains services liés à la fourniture de gaz naturel pour les clients bénéficiant du dispositif d'aide chèque énergie :

- le nombre de clients à la fin de l'année considérée bénéficiant du dispositif d'aide chèque énergie ;
- pour les clients concernés, le nombre de mises en service effectuées gratuitement et leur répartition par nature, ainsi que le chiffre d'affaires théorique que l'opérateur aurait réalisé au titre de l'ensemble des mises en service en l'absence de cette gratuité ;
- les recettes perçues par l'opérateur auprès des clients bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » au titre des interventions pour impayés, en précisant le nombre de prestations effectuées et leur répartition par nature ;
- les recettes théoriques que l'opérateur aurait perçues auprès des clients bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » au titre des interventions pour impayés, en l'absence des réductions prévues sur ces prestations.

1.2. Éléments relatifs aux charges à compenser pour la mise à disposition des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie »

Dès lors qu'il y a eu des courriers de sollicitations envoyés ou bien des déploiements effectifs de dispositifs de mise à disposition des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie », la comptabilité appropriée fait apparaître :

- le nombre de courriers de sollicitation envoyés ;
- le coût total des courriers de sollicitation ;

- le détail des moyens choisis pour mettre à disposition des consommateurs concernés leurs données de comptage ;
- le nombre de clients bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » concernés par la mise à disposition des données de comptage au titre de l'année considérée ;
- le nombre de clients bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » concernés par la mise à disposition des données de comptage au total ;
- le nombre de dispositifs déployés au cours de l'année ;
- le nombre total de dispositifs déployés ;
- le coût supporté dans le cadre de la mise à disposition de ces données au titre de l'année considérée, en faisant apparaître ses composantes par nature (coûts de développement, de fabrication, de mise à disposition et, le cas échéant, d'accompagnement du consommateur, de maintenance et de prise en charge en fin de vie).

1.3. Pièces justificatives

En application du I de l'article R.121-30 du code de l'énergie, la déclaration des informations listées au paragraphe 1.1 sera accompagnée :

- d'une fiche synthétique justifiant l'évaluation des différentes pertes de recettes ;
- d'une copie des factures des prestations externes et du service fourni par les organismes d'assurance maladie.

La fiche synthétique mentionnée est réalisée au format « Excel » ou, le cas échéant, est accompagnée d'un fichier au format « Excel » explicitant les calculs éventuels.

2. Déclaration des charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel aux clients bénéficiant des dispositifs sociaux prévisionnelles au titre de l'année suivante à l'année de déclaration et de la mise à jour les charges prévisionnelles au titre de l'année en cours

Les opérateurs doivent déclarer les charges prévisionnelles au titre de l'année suivante selon les modalités décrites dans cette section.

Lorsque l'opérateur a déclaré les charges au titre de l'année précédente, il peut demander à la CRE de reprendre le montant des charges constatées au titre de l'année précédente pour la prévision de charges au titre de l'année suivante.

Les opérateurs qui souhaitent mettre à jour leurs charges prévisionnelles au titre de l'année en cours doivent adresser une déclaration distincte selon ce même format, comportant tout ou partie des éléments listés dans cette section.

Aucune attestation de commissaires aux comptes ou de comptable public n'est nécessaire pour accompagner ces déclarations.

Ces déclarations doivent respecter impérativement le format du fichier de déclaration communiqué par la CRE qui doit être dûment rempli et transmis au format « Excel ».

2.1. Éléments relatifs aux pertes de recettes pour certains services liés à la fourniture de gaz naturel pour les clients bénéficiant du dispositif d'aide chèque énergie

Les éléments à transmettre correspondent aux prévisions des éléments énumérés au paragraphe 1.1 de la présente annexe.

2.2. Éléments relatifs à la prévision des coûts supportés à l'occasion de la mise en œuvre du dispositif relatif à l'affichage déporté des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant des dispositifs sociaux

Les éléments à transmettre correspondent aux prévisions des éléments suivants :

- le détail des moyens choisis pour mettre leurs données de comptage à disposition des consommateurs domestiques ;
- le nombre de clients bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » concerné par la mise à disposition des données de comptage au titre de l'année considérée ;
- le nombre de clients bénéficiant du dispositif d'aide « chèque énergie » concernés par la mise à disposition des données de comptage au total ;
- le coût supporté par les fournisseurs dans le cadre de la mise à disposition de ces données en faisant apparaître ses composants par nature (coûts de développement, de fabrication, de mise à disposition et, le cas échéant, d'accompagnement du consommateur, de maintenance et de prise en charge en fin de vie).

2.3. Documents à joindre à la déclaration

La déclaration des informations mentionnées au paragraphe 2.1 sera accompagnée :

- d'une fiche synthétique expliquant l'évaluation des différentes pertes de recettes prévisionnelles ;

- d'une fiche synthétique expliquant les hypothèses d'évolution retenues pour l'établissement de la prévision pour les charges supportées à l'occasion de la mise à disposition des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant des dispositifs sociaux ;
- d'une fiche synthétique expliquant la prévision des coûts prévisionnels des prestations externes et du service fourni par les organismes d'assurance maladie.

Les fiches synthétiques mentionnées sont réalisées au format « Excel » ou, le cas échéant, sont accompagnées par un fichier au format « Excel » explicitant les calculs éventuels.

Annexe C : Déclaration des charges de service public liées à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

Les fournisseurs de gaz naturel, acheteurs obligés de biométhane injecté, bénéficient de la compensation des charges imputables aux missions de service public, en application de l'article L.121-35 du code de l'énergie.

Définition des charges de service public liées à l'obligation d'achat de biométhane injecté

Ces charges sont constituées :

- des surcoûts liés à l'achat du biogaz par rapport au coût d'approvisionnement en gaz naturel ;
- et des coûts de gestion supplémentaires directement induits par la mise en œuvre de l'obligation d'achat de biogaz ;
- diminués d'une part du montant de la valorisation financière des garanties d'origine.

Modalités et format de déclaration

Pour l'exercice de déclaration des charges de service public débutant au 1^{er} mars 2026 les fournisseurs supportant les charges de service public liées à l'obligation d'achat de biométhane devront soumettre les éléments de leurs déclarations sur la plateforme dédiée (plateforme eCSPE, www.cspe.cre.fr).

Des éléments complémentaires pourront, à la demande de la CRE, être envoyés dans un format électronique exploitable.

Les informations à transmettre pour l'évaluation des charges constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration et éventuellement des reliquats des années antérieures sont décrites en partie 1.

Les informations à transmettre pour l'évaluation des charges prévisionnelles au titre de l'année suivant l'année de déclaration et de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours sont décrites en partie 2.

1. Déclaration des charges de service public liées à l'obligation d'achat de biométhane injecté constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration

En application de l'article L. 121-37 du code de l'énergie la déclaration des charges de service public liées à l'obligation d'achat de biométhane injecté constatées au titre de l'année précédente est établie sur la base des règles de la comptabilité appropriée définies dans le présent paragraphe et est contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public.

L'attestation de contrôle du commissaire aux comptes ou du comptable public du fournisseur devra être transmise sur la plateforme eCSPE mentionnée plus haut, en même temps que la déclaration des charges constatées.

Les informations à transmettre pour évaluer les charges constatées au titre de l'année précédente sont décrites aux paragraphes 1.1, 1.2, 1.3.

Lorsqu'un opérateur a supporté des charges au titre d'années antérieures (« reliquats ») qui n'avaient pas pu être déclarées lors de l'exercice d'évaluation des charges de l'année considérée ou qui n'avaient pas été retenues en raison de justifications insuffisantes, il les déclare en même temps que la déclaration des charges constatées. La déclaration des reliquats doit respecter le même format et comporter les mêmes éléments demandés que la déclaration de charges constatées et doit être clairement distinguée de cette dernière pour chaque année concernée.

1.1. Eléments relatifs aux contrats d'achat de biométhane

Les acheteurs de biométhane injecté transmettent les caractéristiques des contrats d'achat, ainsi que les volumes et coûts d'achat associés : ces éléments sont à renseigner dans un fichier de déclaration au format « Excel » téléchargeable depuis la page « Etat récapitulatif des charges » accessible à partir de la partie « Annexe 4 : Déclaration des charges biométhane » de la plateforme eCSPE.

Les éléments à transmettre pour chaque contrat d'achat sont les suivants :

- raison sociale de l'acheteur de biométhane ;
- raison sociale de l'exploitant ;
- identifiant unique de l'installation, le cas échéant ;
- nom de la commune et code postal ;
- n° de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- la date de signature du contrat d'achat ;
- les coefficients suivants⁶³ :
 - o le coefficient d'indexation K à la date de signature du contrat ;
 - o le coefficient S s'appliquant éventuellement ;
- la date d'entrée en vigueur et la date d'échéance du contrat d'achat ;
- le nombre d'années entières comprises entre la date de mise en service de l'installation ou de l'élément principal ayant déjà servi à produire ou permis une valorisation de biogaz le plus ancien et la date de signature du contrat d'achat ;
- le type d'installation ainsi que l'identifiant de l'arrêté tarifaire concerné ;
- le cas échéant, la capacité maximale de production (en m³/heure) par mois ;

⁶³ Coefficients S et K tels que définis par les arrêtés tarifaires fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

- le cas échéant, la production annuelle prévisionnelle déclarée pour l'installation (en GWh PCS par an) ;
- le cas échéant, la proportion (en tonnage) de déchets des collectivités (hors matière résultant du traitement des eaux usées), déchets des ménages et assimilés ou déchets de la restauration hors foyer dans l'approvisionnement total en intrants de l'installation, calculée sur une base annuelle ;
- le cas échéant, la proportion (en tonnage) des produits issus de cultures intercalaires à vocation énergétique et des déchets ou résidus provenant de l'agriculture, de la sylviculture, de l'industrie agroalimentaire ou des autres agro-industries dans l'approvisionnement total en intrants de l'installation, calculée sur une base annuelle ;
- le cas échéant, la proportion (en tonnage) des matières résultant du traitement des eaux usées (hors déchets ou résidus de l'industrie agroalimentaire ou des autres agro-industries), traitées en digesteur, dans l'approvisionnement total en intrants de l'installation, calculée sur une base annuelle ;
- le cas échéant, la proportion (en tonnage) des effluents d'élevage calculés sur une base annuelle ;
- le cas échéant, l'éligibilité ou non à la prime pour non-réfaction des coûts de raccordement ;
- le cas échéant, la proportion (ratio) des matières issues des eaux usées ;
- le cas échéant, l'éligibilité ou non de l'installation à une aide à l'investissement de l'ADEME ;
- le cas échéant, la date à partir de laquelle une modification du régime d'intrants est survenue dans l'année ;
- le cas échéant, les nouvelles proportions d'intrants introduites ;
- le cas échéant, la quantité de biogaz autoconsommé et mesurée par un dispositif de comptage en GWh PCS ;
- le cas échéant, la consommation d'électricité soutirée sur le réseau public d'électricité de l'installation par rapport à la production de biométhane injecté, en MWh d'électricité par MWh PCS de biométhane injecté au cours de l'année civile ;
- le cas échéant, la date de signature de l'avenant remplaçant les dispositions relatives à l'indexation du tarif à partir de la prise d'effet du contrat, en application de l'arrêté du 10 juin 2023⁶⁴ ;
- le cas échéant, la date de prise d'effet de l'avenant remplaçant les dispositions relatives à l'indexation du tarif à partir de la prise d'effet du contrat, en application de l'arrêté du 10 juin 2023 ;
- le cas échéant, la date de signature de l'avenant remplaçant les modalités de contrôle de la capacité maximale de production, en application de l'arrêté du 10 juin 2023 ;
- le cas échéant, la date de prise d'effet de l'avenant remplaçant les modalités de contrôle de la capacité maximale de production, en application de l'arrêté du 10 juin 2023 ;
- le cas échéant, la date de signature de l'avenant remplaçant les exigences en termes d'efficacité énergétique et environnementale devant être respectées par l'installation, en application de l'arrêté du 10 juin 2023 ;
- le cas échéant, la date de prise d'effet de l'avenant remplaçant les exigences en termes d'efficacité énergétique et environnementale devant être respectées par l'installation, en application de l'arrêté du 10 juin 2023 ;
- le nombre de kWh PCS de biométhane achetés par mois dans la limite de la capacité maximale de production ou dans la limite de la production annuelle prévisionnelle le cas échéant ;

⁶⁴ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

- le nombre de kWh PCS de biométhane achetés par mois au-delà de la capacité maximale de production ou de la production annuelle prévisionnelle le cas échéant ;
- le coût d'achat du biométhane par mois pour l'énergie achetée dans la limite de la capacité maximale de production ou dans la limite de la production annuelle prévisionnelle le cas échéant ;
- le coût d'achat du biométhane par mois pour l'énergie achetée au-delà de la capacité maximale de production, ou de la limite de la production annuelle prévisionnelle le cas échéant.
- commentaire.

En outre, les acheteurs de biométhane injecté transmettent à la CRE le bilan des demandes de résiliations anticipées de contrats d'achat enregistrées ainsi que le montant des indemnités de résiliations versées par les producteurs.

Des éléments supplémentaires concernant la consommation d'électricité et le volume annuel autoconsommé peuvent être demandés par la CRE aux acheteurs de biométhane injecté.

En outre, les acheteurs de biométhane injecté transmettent à la CRE sur demande une copie des avenants signés.

1.2. Eléments relatifs aux coûts supplémentaires liés à la gestion administrative et à la conclusion des contrats d'achat

Les acheteurs de biométhane injecté transmettent les coûts de conclusion et de gestion des contrats, en application du 3° de l'article L.121-36 du code de l'énergie : ces éléments sont à renseigner par l'intermédiaire de la plateforme eCSPE sur un écran de saisie relatif aux frais de gestion accessible à partir de la partie « Annexe 4 : Déclaration des charges biométhane ».

Les éléments à transmettre relatifs aux coûts supplémentaires de gestion des contrats d'achat induits par la mise en œuvre du dispositif sont les suivants :

- pour les coûts de gestion administrative des contrats d'achat :
 - o le nombre total de contrats gérés au cours de l'année ;
 - o les frais de personnel environnés liés à la gestion des contrats (facturation, etc...) ;
 - dont frais de personnel interne ;
 - dont prestations externes ;
 - o le temps moyen consacré à la gestion d'un contrat pendant une année ;
- pour les coûts liés à la conclusion des contrats d'achat :
 - o le nombre total de contrats conclus au cours de l'année ;
 - o les frais de personnel environnés liés à la conclusion des contrats :
 - dont frais de personnel interne ;
 - dont prestations externes ;
 - o le temps moyen consacré à la conclusion d'un contrat ;
- pour les frais de fonctionnement hors main-d'œuvre liés à la gestion administrative ou à la conclusion des contrats d'achat :
 - o une brève description de l'outil SI le cas échéant ;
 - o les frais totaux, en euros ;
 - o la quote-part (en %) de la prestation imputable à l'obligation d'achat de biométhane injecté ;
 - o les frais, en euros, pouvant être affectés à l'activité d'obligation d'achat ;

- une brève justification de la quote-part ;
- pour les coûts liés à la mise sur le marché de l'énergie achetée :
 - les frais de personnel environnés liés à la vente de l'énergie, ainsi que la nature et le détail des frais déclarés ;
 - taux horaire applicable par salarié intervenant dans l'activité de revente sur le marché du biométhane ;
 - volume horaire par salarié ;
 - détail et nature des missions effectuées par salarié ;
 - les frais liés à l'accès au marché, ainsi que la nature et le détail des frais déclarés ;
 - les frais liés à la gestion des écarts d'équilibrage ainsi que le détail des frais déclarés ;
 - détail au pas journalier des volumes en écart (en kWh) ;
 - détail au pas journalier du prix de règlement des écarts (€/MWh) ;
 - détail au pas journalier des coûts d'équilibrage (en €/MWh) ;
 - les volumes d'énergie valorisés ;
 - dont part de l'énergie livrée au PEG ;
 - dont part de l'énergie approvisionnant directement des clients finaux ;
- pour les coûts liés à la valorisation des garanties d'origine (pour les contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020) et facturés par le gestionnaire du registre national des garanties d'origine (RGO) :
 - les frais facturés au titre de l'inscription du compte fournisseur ;
 - les frais facturés au titre d'une modification du compte fournisseur ;
 - les frais facturés au titre de l'ajout de nouveaux sites d'injection ;
 - le nombre de nouveaux sites d'injection ajoutés ;
 - les frais facturés au titre de modification de sites ;
 - le nombre de sites modifiés ;
 - le nombre de modifications de sites ;
 - les frais facturés au titre de l'émission de Garanties d'Origine ;
 - le nombre de Garanties d'Origine émises ;
- pour les autres frais liés à la valorisation des Garanties d'Origine :
 - les frais de personnel liés aux ajouts de nouveaux sites de production sur le RGO ;
 - le nombre de sites de production émettant des Garanties d'Origine ;
 - les frais de personnel liés à la déclaration des Garanties d'Origine sur le RGO.

Ces éléments pourront être accompagnés d'une fiche synthétique justifiant leur évaluation. Une copie des factures des prestations externes, ou de certains coûts de fonctionnement hors main-d'œuvre pourra être demandée par la CRE. La fiche synthétique est réalisée au format « Excel » ou, le cas échéant, est accompagnée d'un fichier au format « Excel » explicitant les calculs éventuels.

1.3. Eléments relatifs à la valorisation financière des garanties d'origine

Les acheteurs de biométhane injecté transmettent les éléments relatifs à la valorisation financière des garanties d'origine pour les contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020. Ces éléments sont à

renseigner dans un fichier de déclaration au format « Excel » téléchargeable depuis la page « Annexe 5 : Déclaration des garanties d'origine » de la plateforme eCSPE.

Les éléments à transmettre relatifs à la valorisation des garanties d'origine sont les suivants, en distinguant entre :

- i) les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation⁶⁵ **avant le 6 mai 2025** et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) **avant le 6 mai 2025** ;
 - ii) les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation **à compter du 6 mai 2025** et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) **à compter du 6 mai 2025**, pluriannuels à prix fixe ;
 - iii) les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation **à compter du 6 mai 2025** et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) **à compter du 6 mai 2025**, non pluriannuels à prix fixe ;
- nombre de garanties d'origine certifiables (par mois) ;
 - nombre de garanties d'origine certifiées (par mois) ;
 - nombre de garanties d'origine valorisées (par mois) ;
 - montant de la dernière valorisation financière des garanties d'origine (par mois) ;
 - montant de la valorisation financière des garanties d'origine pour l'ensemble des valorisations intermédiaires réalisées et connues par l'acheteur obligé jusqu'à la dernière valorisation (par mois) ;
 - nombre de garanties d'origine valorisées sous forme de carburant pour des véhicules (par mois) ;
 - montant de la dernière valorisation financière des garanties d'origine sous forme de carburant pour des véhicules (par mois) ;
 - montant de la valorisation financière des garanties d'origine sous forme de carburant pour des véhicules pour l'ensemble des valorisations intermédiaires réalisées et connues par l'acheteur obligé jusqu'à la dernière valorisation (par mois) ;
 - nombre de garanties d'origine valorisées sous une forme autre que carburant pour des véhicules distingués selon la forme de la valorisation (vente, intégration à une offre...) (par mois) ;
 - montant de la dernière valorisation financière des garanties d'origine valorisées sous une forme autre que carburant pour des véhicules selon la forme de la valorisation (par mois) ;
 - montant de la valorisation financière des garanties d'origine valorisées sous une forme autre que le carburant pour véhicule selon la forme de la valorisation pour l'ensemble des valorisations intermédiaires réalisées et connues par l'acheteur jusqu'à la dernière valorisation (par mois) ;
 - documents justifiant le niveau de valorisation des garanties d'origine si le niveau de valorisation déclaré des GO est inférieur à la valeur plancher normative, telle que définie dans la version en vigueur de la délibération portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale⁶⁶, dans le cas particulier des contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation avant le 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes

⁶⁵ L'évènement le plus tardif (conclusion du contrat, dernière modification du contrat par avenant) est pris en compte pour cette classification.

⁶⁶ Délibération de la CRE du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) avant le 6 mai 2025, à envoyer par voie électronique à l'adresse cspe.biomethane@cre.fr.

Dans le cas où les GO sont valorisées sous forme de vente directe à des entités appartenant au même groupe de sociétés que l'acheteur de biométhane (au sens de l'Insee), la valorisation des GO qui doit être déclarée dans l'annexe 5 est celle de la dernière transaction réalisée entre l'entité appartenant au même groupe de société susmentionnée et l'acheteur externe à cette entité susmentionnée.

La CRE se réserve le droit de demander par ailleurs tous types de documents justificatifs qu'elle estimera nécessaires pour vérifier le niveau de valorisation des garanties d'origine qui a été déclaré.

2. Déclaration des charges de service public liées à l'obligation d'achat prévisionnelles au titre de l'année suivant l'année de déclaration et mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours

Les opérateurs doivent déclarer les charges prévisionnelles au titre de l'année suivante, selon les modalités décrites dans cette section.

Les opérateurs qui souhaitent mettre à jour leurs charges prévisionnelles au titre de l'année en cours doivent adresser une déclaration distincte selon ce même format, comportant tout ou partie des éléments listés dans cette section.

Aucune attestation de commissaires aux comptes ou de comptable public n'est nécessaire pour accompagner ces déclarations.

Ces déclarations doivent respecter impérativement les formats de déclaration communiqués par la CRE sur la plateforme eCSPE.

2.1. Éléments relatifs aux contrats d'achat de biométhane, aux coûts supplémentaires de gestion et à la valorisation financière des garanties d'origine

Les éléments à transmettre correspondent aux prévisions des éléments énumérés aux paragraphes 1.1, 1.2, 1.3 de la présente annexe.

2.2. Documents à joindre à la déclaration

La déclaration des informations mentionnées au paragraphe 2.1 sera accompagnée sur demande de la CRE :

- d'une fiche synthétique expliquant l'évaluation des coûts d'achat ;
- d'une fiche synthétique expliquant la prévision des frais de gestion supplémentaires faisant apparaître l'effectif consacré à la mise en œuvre de l'obligation d'achat de biométhane, la nature de sa mission, le temps consacré et le coût horaire de la main-d'œuvre ;
- d'une fiche synthétique expliquant la prévision des coûts prévisionnels des éventuels autres frais de gestion ;
- d'une fiche synthétique expliquant la prévision des valorisations financières des garanties d'origine.

Les fiches synthétiques mentionnées dans les items de cette liste sont réalisées au format « Excel » ou, le cas échéant, sont accompagnées par un fichier au format « Excel » explicitant les calculs éventuels.