

## **DELIBERATION N° 2022-59**

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 février 2022 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 : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL commissaires.

### **CONTEXTE ET COMPETENCES 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, dont les définitions sont données 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 contrats<sup>1</sup>, 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 de l'article 181 de la loi de finances pour 2022<sup>2</sup>, les pertes de recettes supportées par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel sous l'effet du gel des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel, constituent également des charges imputables aux obligations de service public de l'énergie.

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 précédente<sup>3</sup> ;
- 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.

<sup>1</sup> Alinéa 5 de l'article L. 121-7 du code de l'énergie en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2017

<sup>2</sup> LOI n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022

<sup>3</sup> 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 retenues en raison de justifications insuffisantes.

17 février 2022

La présente délibération détermine les règles de la comptabilité appropriée s'appliquant pour le calcul des charges supportées au titre des années 2021 et suivantes ainsi que le format de déclaration des charges prévisionnelles au titre des années 2022 et suivantes. Elle abroge les dispositions de la délibération de la CRE du 25 février 2021<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 février 2021 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

## **DECISION 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 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 de 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 ;
- Annexe D : déclaration des charges de service public liées au gel des tarifs règlementés de vente de gaz naturel ;
- Annexe E : déclaration des charges de service public liées au gel des tarifs règlementés de vente d'électricité.

### **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, C, D et E. 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](http://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.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie.

### **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. Ces situations sont d'autant plus susceptibles de se matérialiser dans le contexte actuel de forte hausse des prix de marché de gros de l'énergie.

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.

17 février 2022

S'agissant 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 comme prévu 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 positif.

**Délibéré à Paris, le 17 février 2022,  
Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le Président,**

**Jean-François CARENCO**

## ANNEXE A : DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE

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 de 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 surcoûts 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 (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.
- 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.

Pour ce qui concerne 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 en fonction des évolutions de ces modalités.

Pour ce qui concerne l'item d.2 de cette liste (ouvrages de stockage d'électricité dans les ZNI), les modalités d'appréciation des coûts sont définies dans une délibération spécifique de la CRE, publiée le 30 mars 2017<sup>5</sup>.

Pour ce qui concerne 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 2015<sup>6</sup> – 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 2 février 2017<sup>7</sup>.

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 2016<sup>8</sup>, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018. La loi énergie climat du 8 novembre 2019<sup>9</sup> 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 décret<sup>10</sup> paru le 20 mai 2021 précise les nouvelles modalités d'application de ce dispositif et un arrêté<sup>11</sup> 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	Complément de rémunération	Effacement	Péréquation tarifaire dans les ZNI <sup>12</sup>	Dispositifs sociaux
Électricité de France (EDF)	ü	ü		ü	ü
Électricité de Mayotte (EDM)	ü			ü	ü
Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF) <sup>13</sup>	ü			ü	
Autres opérateurs <sup>14</sup> porteurs de projets d'études en ZNI				ü	
Réseau de Transport d'Électricité (RTE)			ü		
Organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie <sup>15</sup>	ü				

<sup>5</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

<sup>8</sup> 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.

<sup>9</sup> Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

<sup>10</sup> 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

<sup>11</sup> 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

<sup>12</sup> Hors contrats d'achat

<sup>13</sup> Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

<sup>14</sup> Autres qu'EDF, EDM et EEWF

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



	Contrats d'achat	Complément de rémunération	Effacement	Péréquation tarifaire dans les ZNI <sup>12</sup>	Dispositifs sociaux
Acheteur de dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie <sup>16</sup>	ü				
Entreprises locales de distribution (ELD)	ü				ü
Autres fournisseurs <sup>17</sup> (AF)					ü

**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 en ZNI mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, la déclaration doit être transmise par 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 de 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](http://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.

<sup>16</sup> 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.  
<sup>17</sup> Autres qu'EDF, EDM, EEWF et les ELD



## **1. DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE CONSTATEES AU TITRE DE L'ANNEE PRECEDANT L'ANNEE DE DECLARATION**

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 projet d'études en ZNI mentionnés au e) 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](mailto:cspe@cre.fr)).

Les ELD, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, l'acheteur de 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](http://www.cspe.cre.fr)).

Les informations à transmettre pour évaluer les charges constatées au titre de l'année précédente d'EDF, d'EDM et d'EEWF sont décrites au paragraphe 1.1, celles concernant les autres opérateurs porteurs de projet d'études en ZNI mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie sont décrites au paragraphe 1.2, celles concernant les ELD, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, l'acheteur de dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code et les autres fournisseurs au paragraphe 1.3 et celles concernant le gestionnaire de réseau de transport au paragraphe 1.4.

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 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 et EEWf**

#### **1.1.1 Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts résultant des contrats d'achat ou 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<sup>er</sup> 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 et rémunération complémentaire<sup>18</sup> ;
- 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 horaires d'appels correspondants et pour les centrales de cogénération, le mode de fonctionnement choisi chaque mois d'hiver ;
- 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 ;
- pour les centrales 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<sup>er</sup> de l'arrêté du 7 janvier 2013 portant majoration des tarifs ;
- pour les installations *dispatchables*, le chiffre d'affaires généré, provenant de contrats ou protocoles conclus avec RTE pour la fourniture de réserves ou dans le cadre du mécanisme d'ajustement, minoré, le cas échéant, des charges afférentes à leur valorisation, ainsi que les jours et les plages horaires d'appels correspondants ;
- pour les centrales de cogénération fonctionnant au charbon ou à combustion hybride bagasse/charbon, les informations suivantes réparties par mois et, pour les centrales concernées, par mode de fonctionnement « charbon » et « 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 »<sup>19</sup>, 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 ;

<sup>18</sup> 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.

<sup>19</sup> La « prime bagasse » est l'objet de l'arrêté du 8 octobre 2015 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.

- 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, le stade de révision du tarif applicable (révision tarifaire initiale, mois de la suspension d'application du tarif initial et le mois de fin de suspension d'application du tarif initial et la révision tarifaire définitive) ainsi que le tarif applicable correspondant ;
- pour chaque contrat d'achat, les éventuelles pénalités dues à l'acheteur.

Pour les contrats d'achat en gré-à-gré passés avec des installations de production 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). 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 devra pouvoir être transmise à la CRE si celle-ci en fait la demande.

**Éléments à transmettre relatifs à la valorisation des certificats 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 :**

- 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, identifié par le code EIC attribué par RTE<sup>20</sup> ;
- 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.

<sup>20</sup> Voir la liste fournie sur le site de RTE ([http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca\\_capa/meca\\_capa\\_rpc.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa_rpc.jsp))

**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 certificats devant être pris en compte pour la valorisation de l'enchère concernée – à savoir le « volume de certificats vendu », 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 du 22 juin 2017<sup>21</sup>, 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 du 22 juin 2017 susmentionnée, pour les opérateurs qui gèrent un volume de certificats inférieur ou égal à 20 MW, seuls les éléments relatifs à la valorisation des certificats de capacité des contrats d'achat pour l'Année de Livraison (AL) correspondant à l'année suivant l'année de déclaration doivent être transmis.

**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 :**

- pour les coûts *directs* de gestion administrative des contrats :
  - o le nombre total de contrats ou d'avenants conclus au cours de l'année ;
  - o le nombre total de contrats gérés au cours de l'année ;
  - o le temps moyen consacré à la conclusion d'un contrat ;
  - o le temps moyen consacré à la gestion d'un contrat pendant une année ;
  - o les coûts de personnel induits par la conclusion et la gestion des contrats ;
  - o 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 :
  - o les coûts indirects totaux ;
  - o 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 :
  - o le coût total de mise sur le marché ;
  - o le volume total d'énergie concerné ;
  - o les coûts de déclaration REMIT pour les contrats d'obligation d'achat ;
- pour la gestion de la capacité :
  - 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 uniquement devront faire l'objet d'une attestation des commissaires aux comptes.

**Éléments à transmettre par EDF pour 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'achat<sup>22</sup>, la comptabilité appropriée d'EDF fait apparaître les éléments suivants :

<sup>21</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat

<sup>22</sup> Délibération de la CRE du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

- prévision, par filière et au pas demi-horaire, de la production sous obligation d'achat réalisée la veille du jour de production (échéance J-1) ;
- prévision, par filière et au pas demi-horaire, de la production sous obligation d'achat réalisée le jour même (échéance infra-journalière) ;
- production réalisée, par filière et au pas demi-horaire ;
- 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 ;
- 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.

**Eléments à transmettre par EDF 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<sup>22</sup>:**

- facturation à la suite de la régularisation du compte « ajustement/écarts » ;
- facturation du solde du processus de réconciliation temporelle.

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 par EDF pour la valorisation des volumes vendus à terme à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2017<sup>23</sup> :**

- 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 par EDF pour l'évaluation de l'efficacité des appels d'offres<sup>21</sup> :**

- 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 par EDF 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.

### 1.1.2 Éléments à fournir 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 ;

<sup>23</sup> Délibération n° 2017-156 de la CRE du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

- 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 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<sub>Air</sub> et P<sub>Fumées</sub> ;
- 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 ;
  - o 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 pour des montants de complément de rémunération négatifs qui n'ont pas encore été réglés ;
- 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 ;
- pour chaque producteur ayant demandé à bénéficier des modalités de l'achat de dernier recours, l'identification du contrat de complément de rémunération correspondant et la période de suspension dudit contrat.

**Concernant les coûts de conclusion et de gestion des contrats, et en application du 5° de l'article L.121-7 du code de l'énergie, les opérateurs concernés transmettent les éléments énumérés au paragraphe 1.1.1.**

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 en complément de rémunération uniquement devront faire l'objet d'une attestation des commissaires aux comptes.

### **1.1.3 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 1.1.3.1), des recettes de production provenant de la vente d'énergie électrique dans cette même zone (décrits au paragraphe 1.1.3.2), ainsi que les autres éléments nécessaires pour l'évaluation du surcoût de production (décrits au paragraphe 1.1.3.3).

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 explicitera les contraintes et événements ayant conduit l'opérateur – en tant que gestionnaire du réseau (GRD) de la ZNI considérée – à déroger à l'ordre de préséance économique de référence pour l'appel des moyens du parc, 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.

#### **1.1.3.1 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'analyse<sup>24</sup>, 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 production<sup>25</sup> 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 assiettes<sup>26</sup> auxquelles s'appliquent les différents taux de rémunération en vigueur ;
- le besoin en fonds de roulement calculé comme un douzième de la consommation annuelle de combustibles, des autres consommables et de pièces de rechange dans les conditions normales d'exploitation 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 ;
- 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

<sup>24</sup> 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.

<sup>25</sup> Les turbines à combustion et les groupes électrogènes sont considérés comme des centrales de production distinctes.

<sup>26</sup> Les subventions d'investissement et remises gratuites ne sont pas rémunérées et doivent être clairement indiquées.

- et les données relatives au mécanisme de couverture (en particulier les prix moyens des swaps, les prix moyens spot, et les montants des dénouements) ;
- les achats d'autres matières premières, fournitures et approvisionnements ;
  - les autres charges externes ;
  - les impôts, taxes et versements assimilés, dont l'octroi de mer ;
  - les frais de personnel, en faisant apparaître les impôts et taxes sur rémunération du personnel ;
  - les dotations aux amortissements industriels<sup>27</sup> linéaires et accélérés ;
  - 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 et clés de répartition doivent être exposées et dûment justifiées ;
  - le montant, par nature, des recettes de production perçues par l'opérateur au titre d'activités distinctes de la fourniture d'électricité<sup>28</sup>, 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.

### **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**

La comptabilité appropriée fait apparaître au sein de la zone considérée les caractéristiques de chaque protocole de cession interne de l'électricité et les montants de la compensation attendue qui résultent de l'exécution de ces protocoles en application de modalités de compensation prévues par la méthodologie et validées par les délibérations de la CRE correspondantes :

- nom de la centrale de production d'électricité concernée ;
- nom de la commune ;
- code postal ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- filière de production ;
- date d'entrée en vigueur et date d'échéance du protocole ;
- puissance active maximale délivrée à l'acheteur ;
- puissance garantie (pour les contrats concernés) ;

<sup>27</sup> Les amortissements fiscaux ne doivent pas être déclarés.

<sup>28</sup> 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.

- tension de raccordement ;
- nombre de kWh cédés par mois et montant de la compensation attendue décomposé entre prime fixe, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire ;
- 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 ;
- commentaire.

### **1.1.3.2 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 kVA, BT  $>$  36 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 vigueur<sup>29</sup>) ;
- 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.

### **1.1.3.3 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 ;
  - o 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 ;

<sup>29</sup> Y compris les recettes liées aux prestations de comptage, à la fourniture de l'énergie réactive et aux dépassements de puissance.

- 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.

#### **1.1.4 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 tels qu'ils sont définis dans la délibération de la CRE du 30 mars 2017<sup>30</sup> et 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.

<sup>30</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

### 1.1.5 Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts liés aux actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI

#### 1.1.5.1 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.

#### 1.1.5.2 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 2 février 2017 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 du 17 janvier 2019<sup>31</sup> précisent les petites actions de MDE dont la mise en œuvre peut être compensée ainsi que les conditions associées. Les opérateurs distinguent les actions standard<sup>32</sup> des actions non-standard<sup>33</sup>, telles qu'elles sont définies dans la délibération de la CRE du 2 février 2017.

#### 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 ;

<sup>31</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

<sup>32</sup> 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.

<sup>33</sup> 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.)

- 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 ;
- efficacité indicative<sup>34</sup> ;
- 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 ;
- pourcentage que représentent les actions engagées au cours de l'année par rapport aux actions réalisées au cours de cette même année ;
- montant – unitaire moyen et total – des primes MDE versées pour l'action considérée ;
- 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 ;
- 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.

<sup>34</sup> L'efficacité d'une action est définie dans la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

**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 2 février 2017.

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 »<sup>35</sup>. Les éléments à déclarer sont les suivants :

- le stock de CEE à la fin de l'année précédente<sup>36</sup> ;
- 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<sup>36</sup> ;
- 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 ;

<sup>35</sup> 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.

<sup>36</sup> En précisant pour EDF SEI les volumes de CEE par stade

- 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 :

- 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.

### **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 énergie<sup>37</sup> :

- 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.

#### **1.1.6.2 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<sup>er</sup> janvier de l'année considérée.

<sup>37</sup> 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.

### **1.1.6.3 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 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 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 coût supporté dans le cadre de la mise à disposition de ces données, 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 et 1.1.6.2 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 du fait de la réalisation d'études mentionnées 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.

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

**1.3.1 Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts supportés par les ELD résultant des contrats d'achat d'électricité ou protocoles de cession interne**

Ce paragraphe décrit les éléments de la comptabilité appropriée à transmettre par les ELD pour l'évaluation des surcoûts qu'elles supportent dans le cadre des articles L. 314-1, L. 311-12 ou L. 121-27 du code de l'énergie. Ces surcoûts peuvent résulter :

- des contrats d'achat d'électricité, qu'elles concluent en leur qualité d'acheteur obligé sur leur zone de desserte ;
- de l'exploitation de centrales leur appartenant qui entrent dans le cadre desdits articles. À cet effet, les ELD établissent des protocoles qui règlent les conditions de cession interne de l'électricité.

Ces surcoûts se calculent, pour une ELD, comme la différence entre :

- le coût de l'électricité acquise dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles de cession interne (voir paragraphe 1.3.1.1), 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 (voir paragraphe 1.3.1.1).

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.

La déclaration des surplus doit être réalisée par l'intermédiaire de la plateforme eCSPE sur un écran de saisie intitulé « Surplus » et accessible à partir de la partie « Annexe 1 : Charges liées à l'obligation d'achat ».

**1.3.1.1 Éléments relatifs au coût évité**

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 ELD d'effectuer les calculs du coût évité et du surcoût d'achat.

**1.3.1.2 Éléments à fournir pour le calcul du coût évité**

Les éléments qui suivent sont à renseigner via la plateforme eCSPE sur un écran de saisie intitulé « Éléments nécessaires au calcul du coût évité ».

Les données mensuelles à fournir sont 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 dépassements<sup>38</sup> ;
- volume d'électricité acheté sur le marché et à l'ARENH<sup>39</sup> ;
- volume vendu aux clients aux tarifs réglementés de vente ;

<sup>38</sup> 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.

<sup>39</sup> 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.



- volume vendu aux clients en offre de marché et au marché *spot*<sup>40</sup>.

### 1.3.1.3 Autres éléments à fournir

**Concernant la valorisation des certificats de capacité des installations bénéficiant d'un contrat 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, les opérateurs concernés transmettent les éléments mentionnés au paragraphe 1.1.1.**

Ces éléments sont à renseigner dans un fichier de déclaration au format « Excel » téléchargeable depuis la page « Valorisation des capacités » accessible à partir de la partie « Annexe 2 : Éléments pour le calcul des coûts évités » de la plateforme eCSPE.

En application de la délibération de la CRE du 28 novembre 2019<sup>41</sup>, 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 certificats de capacité des contrats d'achat.

**Concernant les coûts de conclusion et de gestion des contrats, et en application du 5° de l'article L.121-7 du code de l'énergie, les opérateurs concernés transmettent les éléments mentionnés au paragraphe 1.1.1.**

Ces éléments sont à renseigner par l'intermédiaire de la plateforme eCSPE sur un écran de saisie intitulé « Coûts de gestion » accessible à partir de la partie « Annexe 1 : Charges liées à l'obligation d'achat ».

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

La CRE appliquera les modalités de compensation des coûts de gestion et de conclusion des contrats établies dans sa délibération du 27 mai 2021<sup>42</sup>.

### 1.3.2 Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts résultant des contrats d'achat d'électricité supportés par les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie et l'acheteur de dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code

Les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie et l'acheteur de dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code transmettent les éléments mentionnés au paragraphe 1.1.1 s'agissant :

- des caractéristiques des contrats d'achat et des 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 1 : Charges liées à l'obligation d'achat » de la plateforme eCSPE.
- des coûts de conclusion et de gestion des contrats, en application du 5° de l'article L.121-7 du code de l'énergie : ces éléments sont à renseigner par l'intermédiaire de la plateforme eCSPE sur un écran de saisie intitulé « Coûts de gestion » accessible à partir de la partie « Annexe 1 : Charges liées à l'obligation d'achat ».
- de la valorisation des certificats de capacité : ces éléments sont à renseigner dans un fichier de déclaration au format « Excel » téléchargeable depuis la page « Valorisation des capacités » accessible à partir de la partie « Annexe 2 : Éléments pour le calcul des coûts évités » de la plateforme eCSPE.

### 1.3.3 Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts supportés par les ELD et les autres fournisseurs au titre des dispositifs sociaux

Les éléments qui suivent sont à renseigner par l'intermédiaire de la plateforme eCSPE sur un écran de saisie intitulé « Annexe 3 : Charges liées aux dispositions sociales ».

#### 1.3.3.1 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

Les éléments à transmettre correspondent aux éléments énumérés au paragraphe 1.1.6.1.

<sup>40</sup> La vente sur le marché *spot* peut être effectuée par un prestataire.

<sup>41</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

<sup>42</sup> Délibération de la CRE du 27 mai 2021 portant décision sur les principes de calcul des frais de conclusion et de gestion des contrats d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale

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

Les éléments à transmettre correspondent aux éléments énumérés au paragraphe 1.1.6.2.

**1.3.3.3 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 »**

Les éléments à transmettre correspondent aux éléments énumérés au paragraphe 1.1.6.3.

**1.3.3.4 Pièces justificatives**

En application du I de l'article R.121-30 du code de l'énergie, la déclaration des informations listées aux paragraphes 1.3.2.1 à 1.3.2.3 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.

**1.4 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. DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE PREVISIONNELLES AU TITRE DE L'ANNEE SUIVANT L'ANNEE DE DECLARATION ET DE LA MISE A JOUR DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE L'ANNEE 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 de 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](mailto: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 de 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](http://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 et EEWf sont décrites au paragraphe 0, celles concernant les autres opérateurs porteurs de projets d'études au paragraphe 2.2, celles concernant les ELD, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, l'acheteur de dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code et les autres fournisseurs au paragraphe 2.3 et celles concernant le gestionnaire de réseau de transport au paragraphe 2.4.

**2.1 Déclaration des charges prévisionnelles par EDF, EDM et EEWf****2.1.1 Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels résultant des contrats d'achat 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 installations dispatchables, la prévision de chiffre d'affaires généré provenant de contrats ou protocoles conclus avec RTE pour la fourniture de réserves ou dans le cadre du mécanisme d'ajustement, minoré, le cas échéant, des charges afférentes à leur valorisation, ainsi que les jours et les plages horaires d'appels correspondants ;
- pour les centrales de cogénération à combustion hybride bagasse/charbon, la prévision du nombre de kWh achetés et des composants de prix total d'acquisition de l'électricité répartis par mode de fonctionnement « charbon » et « bagasse » ;
- pour les contrats concernés, la prévision des recettes provenant des indemnités de résiliation anticipée de contrats d'achat dues à l'acheteur ;
- d 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.

**Concernant la valorisation des certificats de capacité des installations bénéficiant d'un contrat 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, les opérateurs concernés transmettent leur meilleure prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.1.**

S'agissant des éléments relatifs à l'état de la certification, au volume de certificats 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 du 22 juin 2017 susmentionnée, pour les opérateurs dont le volume de certificats est inférieur ou égal à 20 MW, seuls les éléments relatifs à la valorisation des certificats de capacité des contrats d'achat pour l'Année de Livraison (AL) correspondant à l'année suivant l'année de déclaration doivent être transmis.

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

**Concernant les coûts de conclusion et de gestion des contrats, et 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 1.1.1.**

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

**Éléments à transmettre par EDF pour la valorisation des volumes vendus à terme à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2017<sup>43</sup> :**

- 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 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 ;
- 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.

**Concernant les coûts de conclusion et de gestion des contrats, et 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 1.1.1.**

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

### **2.1.3 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.

<sup>43</sup> Délibération n° 2017-156 de la CRE du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

Pour chaque zone considérée l'opérateur transmet sa meilleure prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.3. 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<sup>44</sup>.

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.

### **2.1.4 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 tels qu'ils sont définis dans la délibération de la CRE du 30 mars 2017<sup>45</sup> et 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 1.1.4, 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.

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.

### **2.1.5 Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels liés aux actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI**

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 2 février 2017, 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 1.1.5. Pour les petites actions de MDE, cette prévision doit être fondée sur les cadres territoriaux de compensation publiés par la CRE le 17 janvier 2019. 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.

<sup>44</sup> 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.

<sup>45</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

### **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 2.1.6.1 à 2.1.6.3 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 du fait de la réalisation d'études mentionnées 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 prévisionnelles 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, 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 2016<sup>46</sup> ;

<sup>46</sup> 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.

- 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.

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

**2.3.1 Éléments à fournir par les ELD pour le calcul des surcoûts prévisionnels résultant des contrats d'achat d'électricité ou protocoles de cession interne**

**2.3.1.1 Éléments relatifs aux coûts d'achat prévisionnels**

Le modèle de déclaration est disponible en téléchargement sur la plateforme eCSPE. La déclaration des coûts prévisionnels résultant des contrats d'achat ou des protocoles de cession interne doit impérativement respecter ce modèle, qui comprend les mêmes éléments que ceux décrits au paragraphe 1.

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.

La déclaration des surplus doit être réalisée par l'intermédiaire de la plateforme eCSPE sur un écran de saisie intitulé « Surplus » et accessible à partir de la partie « Annexe 1 : Charges liées à l'obligation d'achat ».

**2.3.1.2 Éléments à fournir pour le calcul du coût évité prévisionnel**

Les éléments qui suivent sont à renseigner via la plateforme eCSPE sur un écran de saisie intitulé « Éléments nécessaires au calcul du coût évité ».

Les données mensuelles prévisionnelles à fournir sont 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 dépassements<sup>47</sup> ;
- volume d'électricité prévisionnel acheté sur le marché et à l'ARENH<sup>39</sup> ;
- volume prévisionnel vendu aux clients aux tarifs réglementés de vente ;
- volume prévisionnel vendu aux clients en offre de marché et au marché *spot*<sup>48</sup>.

**2.3.1.3 Autres éléments à fournir**

**Concernant la valorisation des certificats 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, les opérateurs concernés transmettent leur meilleure prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.**

Ces éléments sont à renseigner dans un fichier de déclaration au format « Excel » téléchargeable depuis la page « Valorisation des capacités » accessible à partir de la partie « Annexe 2 : Éléments pour le calcul des coûts évités » de la plateforme eCSPE.

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 du 28 novembre 2019<sup>49</sup>, 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 certificats de capacité des contrats d'achat.

**Concernant les coûts de conclusion et de gestion des contrats, et 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 1.1.1.**

Ces éléments sont à renseigner par l'intermédiaire de la plateforme eCSPE sur un écran de saisie intitulé « Coûts de gestion » accessible à partir de la partie « Annexe 1 : Charges liées à l'obligation d'achat ».

<sup>47</sup> Pour les mois où le tarif de cession n'est pas appliqué à l'ELD, ce dernier effectue, pour le volume mensuel acheté à son fournisseur, une simulation de la part variable qu'il aurait payée au tarif de cession.

<sup>48</sup> La vente au marché *spot* peut être effectuée par un prestataire.

<sup>49</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat



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

### **2.3.2 Éléments à fournir par les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie et l'acheteur de dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code pour le calcul des surcoûts prévisionnels résultant des contrats d'achat d'électricité**

Les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie et l'acheteur de dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 dudit code transmettent leur meilleure prévision des éléments mentionnés au paragraphe 1 s'agissant :

- des caractéristiques des contrats d'achat et des coûts d'achat prévisionnels 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 1 : Charges liées à l'obligation d'achat » de la plateforme eCSPE ;
- des coûts de conclusion et de gestion des contrats, en application du 5° de l'article L.121-7 du code de l'énergie : ces éléments sont à renseigner par l'intermédiaire de la plateforme eCSPE sur un écran de saisie intitulé « Coûts de gestion » accessible à partir de la partie « Annexe 1 : Charges liées à l'obligation d'achat » ;
- de la valorisation des certificats de capacité : ces éléments sont à renseigner dans un fichier de déclaration au format « Excel » téléchargeable depuis la page « Valorisation des capacités » accessible à partir de la partie « Annexe 2 : Éléments pour le calcul des coûts évités » de la plateforme eCSPE.

La déclaration de ces éléments doit être accompagnée d'éléments justificatifs précisant les hypothèses retenues.

### **2.3.3 Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels supportés au titre des dispositifs sociaux**

Les éléments qui suivent sont à renseigner par l'intermédiaire de la plateforme eCSPE sur un écran de saisie intitulé « Annexe 3 : Charges liées aux dispositions sociales ».

#### **2.3.3.1 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.

#### **2.3.3.2 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.

#### **2.3.3.3 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 à la prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.6.3.

#### **2.3.3.4 Documents à joindre à la déclaration**

La déclaration des informations listées aux paragraphes 2.3.2.1 à 2.3.2.4 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.

**2.4 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, le gestionnaire de réseau de transport transmet la prévision des éléments énumérés au 1.4 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.

## **ANNEXE B : DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC LIEES A LA FOURNITURE DE GAZ NATUREL AUX CLIENTS BENEFICIANT 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 2016<sup>8</sup>, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018. La loi énergie climat du 8 novembre 2019<sup>50</sup> 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 comptage<sup>51</sup>. Le montant unitaire maximal par ménage susmentionné doit toujours être fixé dans un arrêté du ministre chargé de l'énergie, dont la publication n'est pas intervenue à la date de publication de la présente délibération. Par conséquent, pour ce qui concerne cet item, la présente délibération précise uniquement les éléments à transmettre relatifs aux charges prévisionnelles au titre de l'année suivante et la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours. La liste de ces éléments sera mise à jour sur la base d'une meilleure connaissance des particularités technico-économiques de la mise en œuvre du dispositif d'affichage déporté et une fois que l'ensemble des modalités d'application sera connu.

### **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](mailto: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.

## **1. DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC LIEES A LA FOURNITURE DE GAZ NATUREL AUX CLIENTS BENEFICIANT DES DISPOSITIFS SOCIAUX CONSTATEES AU TITRE DE L'ANNEE PRECEDANT L'ANNEE DE DECLARATION**

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.

<sup>50</sup> Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

<sup>51</sup> 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.

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 dument 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 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 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 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. DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC LIEES A LA FOURNITURE DE GAZ NATUREL AUX CLIENTS BENEFICIAIRES DES DISPOSITIFS SOCIAUX PREVISIONNELLES AU TITRE DE L'ANNEE SUIVANTE A L'ANNEE DE DECLARATION ET DE LA MISE A JOUR LES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE L'ANNEE 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 dument rempli et transmis au format « Excel ».

### **2.1 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**

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 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 : DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC LIEES A L'ACHAT DE BIOMETHANE INJECTE DANS LES RESEAUX DE GAZ NATUREL

Les fournisseurs de gaz naturel, acheteurs obligés de biométhane, 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

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

A partir de l'exercice de déclaration des charges de service public débutant au 1<sup>er</sup> mars 2022, 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](http://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. DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC LIEES A L'OBLIGATION D'ACHAT DE BIOMETHANE CONSTATEES AU TITRE DE L'ANNEE PRECEDANT L'ANNEE DE DECLARATION

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 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 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 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 suivants<sup>52</sup> :
  - 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 m<sup>3</sup>/heure) par mois ;
- 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 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 ;
- 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.

<sup>52</sup> 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

## **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 ;
  - o une brève justification de la quote-part ;
- pour les coûts liés à la mise sur le marché de l'énergie achetée :
  - o les frais de personnel environnés liés à la vente de l'énergie, ainsi que la nature et le détail des frais déclarés ;
  - o les frais liés à l'accès au marché, ainsi que la nature et le détail des frais déclarés ;
  - o les frais liés à la gestion des écarts d'équilibrage ;
  - o 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) :
  - o les frais facturés au titre de l'inscription du compte fournisseur ;
  - o les frais facturés au titre d'une modification du compte fournisseur ;
  - o les frais facturés au titre de l'ajout de nouveaux sites d'injection ;
  - o le nombre de nouveaux sites d'injection ajoutés ;
  - o les frais facturés au titre de modification de sites ;
  - o le nombre de sites modifiés ;
  - o 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 Éléments 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'obligation 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 :

- 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 valorisation financière des garanties d'origine (par mois) ;
- nombre de garanties d'origine valorisées 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 (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 valorisation financière des garanties d'origine valorisées sous une forme autre que carburant pour des véhicules selon la forme de la valorisation (par mois).

## **2. DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC LIEES A L'OBLIGATION D'ACHAT PREVISIONNELLES AU TITRE DE L'ANNEE SUIVANT L'ANNEE DE DECLARATION ET MISE A JOUR DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE L'ANNEE 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.

## ANNEXE D : DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC LIEES AU GEL DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL

En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022, les pertes de recettes supportées par les fournisseurs de gaz naturel sous l'effet du gel des tarifs réglementés de vente, constituent des charges imputables aux obligations de service public, au sens des articles L. 121-35 et L. 121-36 du code de l'énergie.

### Définition des charges de service public liées au gel des tarifs réglementés de gaz naturel

Les charges imputables aux obligations de service public supportées par les fournisseurs en application du gel des tarifs réglementés de vente de gaz, sont constituées :

- a) Des pertes de recettes supportées par les fournisseurs de gaz naturel fournissant aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel
- b) Des pertes de recettes supportées par les fournisseurs de gaz naturel proposant des offres de marché aux clients mentionnés au 2° du V de l'article 63 de la loi no 2019-1147 du 8 novembre 2019, et dont les stipulations contractuelles relatives aux modalités de détermination du prix de la fourniture prévoient que celui-ci est directement indexé sur les tarifs réglementés de vente de gaz naturel

Ces pertes de recettes, supportées entre le 1<sup>er</sup> novembre 2021 et la fin de la période de gel tarifaire, sont calculées comme étant la différence entre les revenus provenant de l'application des tarifs réglementés qui auraient été appliqués en l'absence de gel tarifaire et les revenus provenant des tarifs effectivement appliqués en application du gel tarifaire.

Ces charges, sont diminuées des recettes supplémentaires perçues dans le cadre du rattrapage prévu au II de l'article 181 de la loi de finances pour 2022. D'autre part, elles sont compensées selon les modalités prévues aux articles L. 121-37 à L. 121-41 du code de l'énergie, en tenant compte de l'acompte versé par dérogation aux présents articles et dont les montants ont été approuvés par la délibération de la Commission de régulation de l'énergie le 27 janvier 2022. Enfin, ces charges de service public seront couvertes dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement effectivement supportés pour les clients concernés, selon le IV de l'article 181 de la loi de finances pour 2022.

Les contrats d'offre de marché indexés sur les tarifs réglementés de vente de gaz naturel, devront satisfaire les conditions du IV de l'article 181 de la loi de finances 2022.

Enfin, tout fournisseur ayant bénéficié d'un versement d'acompte de compensation de charges, au titre des dispositions dérogatoires de la loi de finances de 2022, devra déclarer de nouveau des charges de service public au titre de l'année précédant l'année de déclaration et au titre de l'année en cours.

### Modalités et format de déclaration

Pour les fournisseurs entrant dans la définition des charges de service public liées au gel des tarifs réglementés de gaz naturel, la déclaration doit être transmise par courrier, et également être fournie par voie électronique (à adresser à l'adresse « compensationgaz@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 sont décrites au paragraphe 1.

Les informations à transmettre pour évaluer les charges prévisionnelles au titre de l'année en cours sont décrites au paragraphe 2.

## 1. DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC LIEES AU GEL DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL CONSTATEES AU TITRE DE L'ANNEE PRECEDANT L'ANNEE DE DECLARATION

### 1.1 Déclaration de compensation de pertes de recettes supportées par les fournisseurs de gaz naturel fournissant aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel

La déclaration de pertes de recettes visée par l'article 181 de la loi de finances, devra être certifiée par le commissaire aux comptes de l'entreprise ou, le cas échéant, par leur comptable public. L'attestation devra veiller à valider les composantes suivantes :

- Vérifier l'éligibilité des contrats pris en compte dans le calcul des pertes de recettes 2021.
- Vérifier la méthode d'évaluation des volumes de gaz consommés sur la période par les clients visés par le dispositif.
- Vérifier la conformité des Tarifs Réglementés de vente de gaz naturel gelés et hors gel avec les barèmes publiés par la CRE.

**A des fins de contrôle par la CRE des charges de l'année précédant la déclaration, les informations suivantes devront impérativement être transmises au format « Excel » sur un pas de temps mensuel et couvrant la période du 1er novembre 2021 au 31 décembre 2021 :**

- L'évolution du portefeuille au TRVG par segment de consommation ;
- Les consommations par segment de consommation ;
- Les volumes et les coûts d'approvisionnement correspondant aux besoins du portefeuille résidentiel gaz éligible à la compensation du 1<sup>er</sup> novembre 2021 au 31 décembre 2021.

En complément, devront être communiqués :

- Les contrats d'approvisionnement sur le marché de gros (bourse, courtiers, contrats directs bilatéraux) pour la livraison de gaz naturel sur le dernier trimestre 2021 (Q4 2021) ;
- Une fiche synthétique explicitant la stratégie d'allocation des contrats d'approvisionnement par offre de fourniture, ainsi que tout autre élément susceptible d'attester cette répartition.

### **1.2 Déclaration de compensation de pertes de recettes supportées par les fournisseurs de gaz naturel fournissant en offres de marché directement indexées aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel**

La déclaration de pertes de recettes visée par l'article 181 de la loi de finances, devra être certifiée par le commissaire aux comptes de l'entreprise ou, le cas échéant, par leur comptable public. L'attestation devra veiller à valider les composantes suivantes :

- Vérifier l'éligibilité des contrats pris en compte dans le calcul des pertes de recettes 2021.
- Vérifier la méthode d'évaluation des volumes de gaz consommés sur la période par les clients visés par le dispositif.
- Vérifier la conformité des Tarifs Réglementés de vente de gaz naturel gelés et hors gel avec les barèmes publiés par la CRE.

**A des fins de contrôle par la CRE des charges de l'année précédant la déclaration, les informations suivantes devront impérativement être transmises au format « Excel » sur un pas de temps mensuel et couvrant la période du 1<sup>er</sup> novembre 2021 au 31 décembre 2021 :**

- Le nombre total de contrats par offre indexée, par zone tarifaire afférente (1 à 6), par segment de consommation (Base, B0, B1, B2I), et par réseau de distribution (GRDF, ELD) ;
- Les consommations correspondantes ;
- Les volumes et les coûts d'approvisionnement correspondant aux besoins du portefeuille résidentiel gaz éligible à la compensation du 1<sup>er</sup> novembre 2021 au 31 décembre 2021 ;
- La liste des offres indexées sur le TRV explicitant : la formule d'indexation et ses évolutions depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2021, la date de commercialisation de l'offre et le cas échéant la date de fin de commercialisation.

En complément, devront être communiqués :

- Les contrats d'approvisionnement sur le marché de gros (bourse, courtiers, contrats directs bilatéraux) pour la livraison de gaz naturel sur le dernier trimestre 2021 (Q4 2021) ;
- Une fiche synthétique explicitant la stratégie d'allocation des contrats d'approvisionnement par offre de fourniture, ainsi que tout autre élément susceptible d'attester cette répartition ;
- L'intégralité des fiches descriptives des offres de marché indexées sur le TRV ;
- Les conditions générales de vente des offres indexées sur le TRV.

## **2. DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC LIEES AU GEL DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL AU TITRE DE L'ANNEE SUIVANT L'ANNEE DE DECLARATION ET MISE A JOUR DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE L'ANNEE EN COURS**

### **2.1 Déclaration de compensation de pertes de recettes supportées par les fournisseurs de gaz naturel fournissant aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel**

La déclaration de pertes de recettes visée par l'article 181 de la loi de finances, devra être certifiée par le commissaire aux comptes de l'entreprise ou, le cas échéant, par leur comptable public. L'attestation devra veiller à valider les composantes suivantes :

- Vérifier l'éligibilité des contrats pris en compte dans le calcul des pertes de recettes 2022 sur la période connue.
- Vérifier la méthode d'évaluation des volumes de gaz consommés sur la période. Notamment, s'agissant des consommations prévisionnelles :
  - o Vérifier la méthode garantissant la concordance par Points de comptage et d'estimation (« PCE ») des informations suivantes : Point d'interface transport distribution (« PITD »), fréquence de relevé du compteur, profil et consommation annuelle de référence (« CAR ») – avec les données externes fournies par le gestionnaire de réseau.
  - o Vérifier la conformité du coefficient de saisonnalité et du coefficient d'ajustement climatique utilisés.
- Vérifier la conformité des Tarifs Réglementés de vente de gaz naturel gelés et hors gel avec les barèmes publiés par la CRE.

**A des fins de contrôle par la CRE des charges de l'année en cours de la déclaration, les informations suivantes devront impérativement être transmises au format « Excel » sur un pas de temps mensuel et couvrant la période du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 30 juin 2023 :**

- L'évolution prévisionnelle du portefeuille au TRVG par segment de consommation du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 30 juin 2023 ;
- Les consommations correspondantes par segment de consommation ;
- L'évolution prévisionnelle du tarif réglementé de vente de gaz du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 30 juin 2023 ;
- Les volumes et les coûts d'approvisionnement correspondant aux besoins du portefeuille résidentiel gaz éligible à la compensation, du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 30 juin 2023.

En complément, devront être communiqués :

- Les contrats d'approvisionnement sur le marché de gros (bourse, courtiers, contrats directs bilatéraux) pour la livraison de gaz naturel sur le Q1, Q2, Q3, Q4 2022 et Q1, Q2 2023 ;
- Une fiche synthétique explicitant la stratégie d'allocation des contrats d'approvisionnement par offre de fourniture, ainsi que tout autre élément susceptible d'attester cette répartition.

## **2.2 Déclaration de compensation de pertes de recettes supportées par les fournisseurs de gaz naturel fournissant en offres de marché directement indexées aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel**

La déclaration de pertes de recettes visée par l'article 181 de la loi de finances, devra être certifiée par le commissaire aux comptes de l'entreprise ou, le cas échéant, par leur comptable public. L'attestation devra veiller à valider les composantes suivantes :

- Vérifier l'éligibilité des contrats pris en compte dans le calcul des pertes de recettes 2022 sur la période connue.
- Vérifier la méthode d'évaluation des volumes de gaz consommés sur la période. Notamment, s'agissant des consommations prévisionnelles :
  - o Vérifier la méthode garantissant la concordance par Points de comptage et d'estimation (« PCE ») des informations suivantes : Point d'interface transport distribution (« PITD »), fréquence de relevé du compteur, profil et consommation annuelle de référence (« CAR ») – avec les données externes fournies par le gestionnaire de réseau.
  - o Vérifier la conformité du coefficient de saisonnalité et du coefficient d'ajustement climatique utilisés.
- Vérifier la conformité des Tarifs Réglementés de vente de gaz naturel gelés et hors gel avec les barèmes publiés par la CRE.

**Pour contrôler les charges prévisionnelles au titre de l'année en cours de la déclaration, les informations suivantes devront impérativement être transmises au format « Excel » sur un pas de temps mensuel et couvrant la période du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 30 juin 2023 :**

- L'évolution prévisionnelle du nombre total de contrats par offre indexée, par zone tarifaire afférente (1 à 6), par segment de consommation (Base, B0, B1, B2I), et par réseau de distribution (GRDF, ELD) ;
- Les consommations correspondantes ;
- L'évolution prévisionnelle du tarif réglementé de vente de gaz du 1er janvier 2022 au 30 juin 2023 ;
- Les volumes et les coûts d'approvisionnement correspondant aux besoins du portefeuille résidentiel gaz éligible à la compensation, du 1er janvier 2022 au 30 juin 2023 ;
- La liste des offres indexées sur le TRV explicitant : la formule d'indexation et ses évolutions depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2021, la date de commercialisation de l'offre et le cas échéant la date de fin de commercialisation.

En complément, devront être communiqués :

- Les contrats d'approvisionnement sur le marché de gros (bourse, courtiers, contrats directs bilatéraux) pour la livraison de gaz naturel sur le Q1, Q2, Q3, Q4 2022 et Q1, Q2 2023 ;
- Une fiche synthétique explicitant la stratégie d'allocation des contrats d'approvisionnement par offre de fourniture, ainsi que tout autre élément susceptible d'attester cette répartition ;
- L'intégralité des fiches descriptives des offres de marché indexées sur le TRV ;
- Les conditions générales de vente des offres indexées sur le TRV.

## **ANNEXE E : DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC LIEES AU GEL DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE**

### **Définition des charges de service public liées au gel des tarifs réglementés de vente d'électricité**

En vertu de la loi de finances pour 2022, le gouvernement a baissé la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité à son taux minimal, puis a rejeté la proposition tarifaire de la CRE et fixé, par arrêté, un barème des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) correspondant à une augmentation de 4 % TTC en moyenne.

En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022, les pertes de recettes supportées par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché à destination des clients résidentiels et par les fournisseurs d'électricité mentionnés à l'article L. 111-54 du code de l'énergie (entreprises locales de distribution, ci-après « ELD ») pour leurs offres aux tarifs réglementés de vente d'électricité à destination des clients résidentiels constituent des charges imputables aux obligations de service public. Ces pertes de recettes sont calculées par application d'un montant unitaire en euros par mégawattheure aux volumes livrés aux clients résidentiels en offre de marché par les fournisseurs d'électricité et aux volumes livrés aux clients résidentiels aux tarifs réglementés par les ELD entre l'entrée en vigueur des tarifs réglementés « bleus » résidentiels au 1er février 2022 et leur première évolution de l'année 2023.

Ce montant unitaire est calculé comme la différence, en euros par mégawattheure, entre :

- le prix moyen hors taxes résultant de l'application des tarifs « bleus » résidentiels en France métropolitaine continentale qui auraient été appliqués en 2022 en l'absence de gel tarifaire et ;
- le prix moyen hors taxes de ces mêmes tarifs effectivement appliqués en 2022.

Pour les fournisseurs d'électricité mentionnés à l'article L. 111-54 du code de l'énergie (ELD), les charges qui résultent de ces pertes de recettes sont diminuées des sommes résultant de l'application des tarifs de cession qui auraient été appliqués en l'absence de gel du tarif de cession et les tarifs de cession effectivement appliqués.

En contrepartie, les fournisseurs d'électricité proposant des offres de marché à destination des clients résidentiels et les ELD pour leurs offres aux tarifs réglementés de vente d'électricité sont redevables à l'Etat d'un versement calculé par application d'un montant unitaire en euros par mégawattheure appliqué aux volumes livrés aux clients résidentiels en offre de marché et aux clients résidentiels aux tarifs réglementés de vente d'électricité entre la première évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité de l'année 2023 et leur première évolution de l'année 2024.

Ce montant unitaire est calculé comme la différence, en euros par mégawattheure, entre :

- le prix moyen hors taxes des tarifs dits « bleus » résidentiels en France métropolitaine continentale qui seront appliqués en 2023 et qui intégreront une composante de rattrapage suite au gel tarifaire en 2022 et ;
- le prix moyen hors taxes des tarifs dits « bleus » résidentiels en France métropolitaine continentale tel qu'ils auraient dû être appliqués en 2023 s'il n'y avait pas eu de gel tarifaire en 2022.

Pour les fournisseurs d'électricité mentionnés à l'article L. 111-54 du code de l'énergie (ELD), ce versement est diminué des sommes résultant de l'application des tarifs de cession qui auraient été appliqués en l'absence de la composante de rattrapage intégrée aux tarifs de cession à la suite du gel de ces derniers et les tarifs de cession en application de la composante de rattrapage intégrée aux tarifs de cession à la suite du gel de ces derniers.

En outre, le X de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 introduit une disposition dérogatoire permettant aux fournisseurs d'électricité proposant des offres des marchés aux clients résidentiels et aux fournisseurs d'électricité mentionnés à l'article L. 111-54 du code de l'énergie, ayant moins d'un million de clients résidentiels, de bénéficier d'un versement compensant leurs pertes de recettes prévisionnelles avant le 1er mai 2022.

La différence entre, d'une part, la compensation des pertes de recettes prévisionnelles pour l'année 2022 en tenant compte du versement prévu au X de l'article 181 et, d'autre part, le versement dû à l'Etat, sera compensée à partir de 2023 selon les modalités de versement des charges de service public de l'énergie prévues par le code de l'énergie.

Enfin, tout fournisseur ayant bénéficié d'un versement de compensation de charges avant le 1er mai 2022, au titre des dispositions dérogatoires de la loi de finances pour 2022, devra déclarer de nouveau des charges de service public au titre de l'année en cours et de l'année suivant la déclaration.

**Modalités et format de déclaration**

Pour les fournisseurs et ELD supportant des charges de service public liées aux pertes de recettes pour leurs offres de marché à destination des clients résidentiels, la déclaration doit être transmise par courrier, et également être fournie par voie électronique (à adresser à l'adresse « compensationelectricite@cre.fr ») dans un format exploitable.

Les informations à transmettre pour évaluer les charges prévisionnelles au titre de l'année en cours et les charges prévisionnelles au titre de l'année suivant l'année de déclaration sont décrites au paragraphe 1.

**1. DECLARATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC LIEES AU GEL DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU TITRE DE L'ANNEE EN COURS ET AU TITRE DE L'ANNEE SUIVANT LA DECLARATION****1.1 Éléments relatifs aux pertes de recettes définies au VIII de l'article 181 de la loi de finances**

Au titre des pertes de recettes définies au VIII de l'article 181 de la loi de finances pour 2022, les éléments suivants devront être fournis avant le 30 avril 2022. Ces éléments devront porter sur la période comprise entre le 1er février 2022 et la première évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité « bleus » résidentiels de l'année 2023, soit par hypothèse le 1er février 2023 :

- La déclaration de pertes de recettes visée par l'article 181 de la loi de finances pour 2022 ;
- L'ensemble des éléments comptables et économiques ayant permis d'établir le montant de ces pertes notamment :

*Pour les fournisseurs proposant des offres de marché aux clients résidentiels :*

- L'évolution prévisionnelle du portefeuille de clients pour chacune des offres de marché proposées aux clients résidentiels sur la période considérée, en nombre de clients et en volumes ;
- Les volumes totaux prévisionnels de consommation estimée correspondants.

*Pour les fournisseurs d'électricité mentionnés à l'article L. 111-54 du code de l'énergie :*

- L'évolution prévisionnelle du portefeuille de clients résidentiels aux tarifs réglementés de vente d'électricité sur la période considérée, en nombre de clients et en volumes ;
- Les volumes totaux prévisionnels de consommation estimés correspondants.

La CRE se réserve le droit de revoir ces déclarations pour tenir compte notamment du montant unitaire défini au VIII de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 si celui-ci n'était pas publié au moment de la déclaration.

Pour rappel, la loi de finances pour 2022 a également introduit une disposition dérogatoire permettant aux fournisseurs d'électricité ayant moins d'un million de clients résidentiels, de bénéficier d'un versement anticipé compensant leurs pertes de recettes prévisionnelles avant 1<sup>er</sup> mai 2022.

**1.2 Éléments relatifs aux montants redevables à l'Etat définis au IX de l'article 181 de la loi de finances**

Au titre des montants redevables à l'Etat définis au IX de l'article 181 de la loi de finances pour 2022, les éléments suivants devront être fournis avant le 30 avril 2022. Ces éléments devront porter sur la période comprise entre la première évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité de l'année 2023, et leur première évolution de l'année 2024, soit par hypothèse, entre le 1er février 2023 et le 1er février 2024 :

*Pour les fournisseurs proposant des offres de marché aux clients résidentiels :*

- L'évolution prévisionnelle du portefeuille de clients pour chacune des offres de marché proposées aux clients résidentiels sur la période considérée, en nombre de clients et en volumes ;
- Les volumes correspondants de consommation prévisionnelle qui seront livrés aux clients résidentiels en offre de marché.

*Pour les fournisseurs d'électricité mentionnés à l'article L. 111-54 du code de l'énergie :*

- L'évolution prévisionnelle du portefeuille de clients résidentiels sur la période considérée, en nombre de clients et en volumes ;
- Les volumes correspondants de consommation prévisionnelle qui seront livrés aux clients résidentiels en offre de marché.