



## DELIBERATION N° 2018-034

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 février 2018 relative aux règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et au format de déclaration des charges prévisionnelles

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

### 1. 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 du I 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>2</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 du même article, la déclaration relative aux charges supportées au titre de l'année précédente est établie sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent, dont les règles sont établies par la CRE.

La présente délibération détermine les règles de la comptabilité appropriée s'appliquant pour le calcul des charges supportées au titre des années 2017 et suivantes ainsi que le format de déclaration des charges prévisionnelles au titre des années 2018 et suivantes, et abroge les dispositions des délibérations de la CRE du 2 mars 2017<sup>3</sup>.

### 2. DISPOSITIONS DELIBERATIVES

<sup>1</sup> Alinéa 5 de l'article L121-7 du code de l'énergie en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2017

<sup>2</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.

<sup>3</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 mars 2017 relative aux règles de la comptabilité appropriée applicables aux fournisseurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et au format de déclaration des charges prévisionnelles.

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.

Les modalités d'application de certains dispositifs dont la compensation des coûts est prévue par les articles L. 121-7 à L. 121-8-1 et à l'article L. 121-36 du code de l'énergie n'étant pas connues à la date de publication de la présente délibération, celle-ci ne décline pas les modalités de déclarations des charges correspondantes. Elle sera mise à jour en tant que de besoin une fois ces modalités connues.

#### **Format des pièces à transmettre**

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

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

Délibéré à Paris, le 22 février 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

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

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 article L. 314-1-1 relatif aux contrats de rémunération transitoire des installations de cogénération d'une puissance supérieure à 12 mégawatts électriques ;
    - o 1° de l'article L. 311-12 relatif aux contrats d'achat conclus à l'issue d'un appel d'offres<sup>4</sup> ;
    - 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 gérés 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 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 et les coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN) prévu à l'article L.337-3 du code de l'énergie et de l'extension des dispositions protectrices mentionnées à l'article R. 124-16 du code de l'énergie pour les bénéficiaires du TPN jusqu'au 30 avril 2018 ;
  - 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. ;

<sup>4</sup> Sous-entendu la procédure de l'appel d'offres existant avant XXX et la procédure de mise en concurrence actuellement en vigueur.

- e.3 - 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.4 - 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 respectivement à l'article L. 337-3-1 du code de l'énergie relatif à l'affichage déporté des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant du TPN et, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, à l'article L. 124-5 du même code relatif à l'affichage déporté 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 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>.

Les modalités d'application de l'item e.4 (coûts liés à la mise à disposition d'un dispositif d'affichage déporté pour les bénéficiaires du TPN et, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, pour les bénéficiaires du dispositif d'aide « chèque énergie ») sont définies par le décret n° 2016-1618 du 29 novembre 2016<sup>6</sup>, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Le montant unitaire maximal par ménage susmentionné doit 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 e.4, 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.

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>7</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>8</sup>.

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 jour à chaque fois que ces modalités auront été amenées à évoluer.

### **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.

<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> 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>7</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>8</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.

	Contrats d'achat	Complément de rémunération	Effacement	Péréquation tarifaire dans les ZNI <sup>9</sup>	Dispositifs sociaux
Électricité de France (EDF)	✓	✓		✓	✓
Électricité de Mayotte (EDM)	✓			✓	✓
Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF) <sup>10</sup>	✓			✓	
Autres opérateurs <sup>11</sup> porteurs de projets d'études en ZNI				✓	
Réseau de Transport d'Électricité (RTE)			✓		
Organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie <sup>12</sup>	✓				
Acheteur de dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie <sup>13</sup>	✓				
Entreprises locales de distribution (ELD)	✓				✓
Autres fournisseurs <sup>14</sup> (AF)					✓

**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 projet 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.

La déclaration des charges de service public de l'électricité pour 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 doit être effectuée à partir des formulaires de déclaration électroniques mis à leur disposition par la CRE. Ces éléments, accompagnés de l'attestation du contrôle par les commissaires aux comptes, doivent être adressés à la CRE à l'adresse générique [cspe@cre.fr](mailto:cspe@cre.fr). L'attestation du contrôle par les commissaires aux comptes ainsi qu'une synthèse de la déclaration doit également être transmises par courrier. Des éléments complémentaires pourront, à la demande de la CRE, être envoyés dans un format électronique exploitable.

Les entreprises locales de distribution (ELD) 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 paragraphe 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 paragraphe 2.

<sup>9</sup> Hors contrats d'achat.

<sup>10</sup> Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

<sup>11</sup> Autres qu'EDF, EDM et EEWF.

<sup>12</sup> Organismes agréés pour la reprise de contrats d'obligation d'achat signés par EDF ou une ELD en métropole continentale.

<sup>13</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>14</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, 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, le gestionnaire de réseau de transport 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 adresser à l'adresse générique cspe@cre.fr).

Les ELD et les autres fournisseurs doivent transmettre l'attestation du contrôle par les commissaires aux comptes ou par leur comptable public via la plateforme dédiée (plateforme eCSPE, www.cspe.cre.fr).

Les informations à transmettre pour évaluer les charges constatées au titre de l'année précédente d'EDF, d'EDM et d'EEWF, 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 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 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, EEWf, 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**

#### **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<sup>15</sup> 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 ;

<sup>15</sup> Utiliser impérativement le formulaire 1 de cette délibération.

- 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 ;
- 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>16</sup> ;
- commentaire.

La comptabilité appropriée indique également<sup>17</sup> :

- 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'effluent d'élevage initiaux ;
- 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 répartis par nature en précisant notamment les coûts liés à la facturation de la prime dite « prime bagasse »<sup>18</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>16</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 vente de l'électricité.

<sup>17</sup> À transmettre dans un fichier différent du formulaire 1 de cette délibération.

<sup>18</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.

- en ce qui concerne les garanties d'origine :
  - o le nombre de garanties d'origine délivrées dans le cadre d'un contrat ou protocole d'achat imputables aux installations de cogénération, d'une part, et aux énergies renouvelables, d'autre part ;
  - o le montant de la valorisation financière des garanties d'origine délivrées dans le cadre d'un contrat ou protocole d'achat imputables à la cogénération, d'une part, et aux énergies renouvelables, d'autre part ;
  - o le nombre de garanties d'origine « cogénération » et « énergies renouvelables » délivrées à l'opérateur pour le reste de sa propre production ;
  - o le montant total de la valorisation financière des garanties d'origine délivrées à l'opérateur, en distinguant le montant imputable à la cogénération de celui afférent aux énergies renouvelables et la forme de la valorisation (vente, intégration à une offre commerciale...) ;
  - o les frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine délivrées ;
- pour chaque contrat concerné, les recettes provenant des indemnités de résiliation anticipée de contrats d'achat dues à l'acheteur ;
- pour chaque contrat d'achat, les éventuelles pénalités dues à l'acheteur.

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>19</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

**Pour 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>20</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 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.

<sup>19</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))

<sup>20</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



Pour la déclaration des charges constatées au titre de l'année 2017, les années de livraison concernées sont les AL 2017 et AL 2018 pour l'ensemble des opérateurs et l'AL 2019 seulement pour les opérateurs dont le volume de certificats est supérieur à 20 MW.

**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.

**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>21</sup>, la comptabilité appropriée d'EDF fait apparaître les éléments suivants :

- 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 ;
- 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-bénéfices des améliorations à apporter aux modèles de prévision utilisés.

**Éléments 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>21</sup>:**

<sup>21</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.

- facturation suite à 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.

**Éléments à transmettre par EDF pour la valorisation des volumes vendus à terme à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2017<sup>22</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 ;

**Éléments 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'offre ;
- le volume cumulé des offres reçues.

**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 ;
- nom de la commune ;
- code postal ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- filière de production ;
- type de contrat dont bénéficie l'installation ;
- date d'entrée en vigueur et date d'échéance du contrat ;
- le cas échéant, la date permettant la détermination du tarif (date de demande complète de contrat ou date de demande complète de raccordement selon les filières) ;
- les caractéristiques des installations permettant de déterminer le calcul du tarif non indexé<sup>23</sup> (à titre exemplatif : le diamètre des pales pour la filière éolienne, l'efficacité énergétique pour la cogénération, les taux d'effluents d'élevage pour la filière méthanisation, propriétés du gisement et niveaux d'investissements le cas échéant pour la filière hydraulique) ;
- puissance active maximale délivrée à l'acheteur ;
- puissance garantie (pour les contrats concernés) ;
- tension de raccordement ;
- production mensuelle rémunérée exprimée en kWh et rémunération totale versée, 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 ;
- régularisation annuelle<sup>24</sup> du complément de rémunération, distinguant les différents termes qui la composent (notamment le nombre de garanties de capacités de chaque installation). L'établissement de cette régularisation pourra être déclaré en tant que reliquat ;

<sup>22</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.

<sup>23</sup> A transmettre dans un fichier différent du formulaire 1 de cette délibération.

- nombre d'heures de prix négatifs ayant donné lieu au versement d'une prime et montant de la prime correspondante ;
- commentaire.

La comptabilité appropriée indique également<sup>24</sup> :

- les recettes provenant du versement dû par les producteurs à EDF du complément de rémunération quand celui-ci est négatif ;
- les recettes provenant des indemnités de résiliation anticipée de contrats de complément de rémunération dues à EDF ;
- pour chaque contrat d'achat, 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.

### **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>25</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>26</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 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 montants auxquels elles s'appliquent, sont dûment explicités et justifiés dans la comptabilité appropriée mentionnant les

<sup>24</sup> A transmettre dans un fichier différent du formulaire 1 de cette délibération.

<sup>25</sup> Délibération de la CRE du 23 avril 2015 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.

<sup>26</sup> Les turbines à combustion et les groupes électrogènes sont considérées comme des centrales de production distinctes.

comptes ou sous-comptes dans lesquels ces charges sont comptabilisées. Les extraits des comptes de résultat de l'année considérée devront pouvoir être transmise 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>27</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 rechanges 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 ;
  - o les achats d'autres matières premières, fournitures et approvisionnements ;
  - o les autres charges externes ;
  - o les impôts, taxes et versements assimilés, et notamment l'octroi de mer non récupérable ;
  - o les frais de personnel, en faisant apparaître les impôts et taxes sur rémunération du personnel ;
  - o les dotations aux amortissements industriels<sup>28</sup> linéaires et accélérés ;
  - o en ce qui concerne les quotas de gaz à effet de serre :
    - les excédents ou déficits de quotas de gaz à effet de serre alloués par rapport aux volumes émis sur l'année ;
    - les achats ou les reventes respectivement de déficits ou excédents de quotas de gaz à effet de serre ;
    - les volumes de quotas de gaz à effet de serre échangés répartis, le cas échéant, par contrepartie et précisant, pour chacun d'entre eux, la nature de l'échange effectué (acquisition ou cession) ;
    - la valorisation des excédents ou déficits de quotas de gaz à effet de serre résiduels à l'issue des échanges mentionnés ci-dessus en précisant le prix de référence retenu.
- le montant, par nature, des charges qui ne peuvent pas être directement affectées à l'activité de production, notamment les frais communs, les frais de support et les frais de direction ;
- le montant, par nature, des recettes de production perçues par l'opérateur au titre d'activités distinctes de la fourniture d'électricité<sup>29</sup>, faisant apparaître la marge réalisée sur les opérations concernées.

Lorsque la centrale de production est à l'arrêt et doit être démantelée, l'opérateur fait explicitement apparaître les charges et les recettes directes et indirectes liées à la mise en sécurité du site, déconstruction de la centrale et éventuelle dépollution du site.

#### **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) ;

<sup>27</sup> Les subventions d'investissement et remises gratuites ne sont pas rémunérées et doivent être clairement indiquées.

<sup>28</sup> Les amortissements fiscaux ne doivent pas être déclarés.

<sup>29</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.

- 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) ;
- tension de raccordement ;
- nombre de kWh cédés par mois et montant de la compensation attendue décomposé entre prime fixe, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire ;
- 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 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 famille tarifaire (bleu, jaune et vert) :
  - 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>30</sup>) ;
- les recettes relatives à la gestion de la clientèle répartie, le cas échéant, par famille de puissance souscrite.

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 équivalent 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 énergétique 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 ;
- le taux de disponibilité en énergie des centrales de production d'électricité exploitées par l'opérateur ;

<sup>30</sup> Y compris les recettes liées aux prestations de comptage, à la fourniture de l'énergie réactive et aux dépassements de puissance.

- les règles de dispatching employées ;
- le programme prévisionnel d'indisponibilités programmées et l'explication des écarts par rapport aux indisponibilités constatées ;
- la courbe de la demande en électricité par pas horaire.

#### **1.1.4 Éléments 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 fournisseurs d'électricité 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>31</sup> et mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

Chaque fournisseur 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) ;
- durée maximale d'injection à pleine puissance ;
- durée maximale de soutirage à pleine puissance ;
- rendement global ;
- disponibilité, 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 et, le cas échéant, autres montants ;
- commentaires.

#### **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 surcoûts supportés par les fournisseurs d'électricité 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<sup>32</sup> et mentionnés au d) du 2° de l'article L.121-7 du code de l'énergie.

<sup>31</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>32</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

Chaque fournisseur supportant ces surcoûts 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 la centrale de production d'électricité 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 d'un 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 ;
- commentaire.

La déclaration des éléments permettant l'évaluation des surcoûts 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 surcoûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre de petites actions de MDE tels qu'elles sont définies dans la délibération de la CRE du 2 février 2017<sup>33</sup> et mentionnées au d) du 2° de l'article L.121-7 du code de l'énergie. Il distingue les actions standard<sup>34</sup> des actions non-standard<sup>35</sup>, telles qu'elles sont définies dans la délibération de la CRE du 2 février 2017<sup>8</sup>.

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

- nom de l'action ;
- usage concerné ;
- technologie employée ;
- raison sociale du porteur de projet ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) du porteur de projet ;
- raison sociale de l'entité au sein de laquelle a été mise en œuvre l'action ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) de l'entité au sein de laquelle a été mise en œuvre l'action ;
- nom du site où a été mise en œuvre l'action ;
- nom de la commune ;
- code postal ;
- durée de vie de référence de l'action ;
- date de signature du contrat avec le porteur de projet (ou du protocole interne) ;
- date de la mise en œuvre de l'action et date prévisionnelle de fin de vie ;
- volume indicatif de kWh évités sur la durée de vie ;

<sup>33</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>34</sup> Action de MDE dite « *Mass Market* », caractérisée par le déploiement massif de dispositifs standardisés (vente de LED, installation de chauffe-eaux solaires, etc.). Le terme « action standard » désigne l'ensemble des dispositifs déployés et non chaque dispositif pris individuellement.

<sup>35</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.)

- surcoûts de production évités indicatifs sur la durée de vie ;
- montant de la compensation versée au porteur de projet ;
- autres charges supportées par le fournisseur d'électricité en faisant la distinction entre les charges directes et indirectes ;
- en ce qui concerne les certificats d'économies d'énergie (CEE) :
  - o volume de CEE auquel est éligible l'action et valeur de marché (définie ci-après) correspondante ;
  - o volume de CEE effectivement perçus par le fournisseur d'électricité et valeur de marché correspondante ;
  - o frais liés à l'enregistrement de ces certificats sur le registre national des CEE ;
  - o s'agissant des CEE perçus par le fournisseur d'électricité dont la valeur vient en déduction de la compensation :
    - volume de ces CEE ;
    - valeur de marché de ces CEE ;
- autres montants (recettes, subventions, etc.) perçus par le fournisseur d'électricité 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>36</sup> ;
- commentaire.

### Actions standard

S'agissant des petites actions de MDE standard, chaque fournisseur supportant ces surcoûts 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 ;
- date de signature du contrat avec le porteur de projet (ou du protocole interne) ;
- durée de vie de référence d'un dispositif<sup>37</sup> mis en œuvre dans le cadre de l'action ;
- nombre de dispositif déployés par le porteur de projet l'année considérée ;
- volume indicatif unitaire<sup>38</sup> et total<sup>39</sup> de kWh évités sur la durée de vie ;
- surcoûts de production évités indicatifs sur la durée de vie, unitaires et totaux ;
- montant – unitaire et total – de la compensation versée au porteur de projet ;
- autres charges en faisant la distinction entre les charges directes et indirectes – unitaires et totales – supportées par le fournisseur d'électricité ;
- en ce qui concerne les certificats d'économies d'énergie (CEE) :
  - o volume – unitaire et total – de CEE auquel est éligible l'action et valeur de marché (définie ci-après) correspondante ;

<sup>36</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.

<sup>37</sup> Une action de MDE standard consiste en la vente ou l'installation d'un ou plusieurs dispositifs. Un dispositif peut par exemple être une LED, une climatisation performante ou un processus de froid industriel optimisé.

<sup>38</sup> Par dispositif mis en œuvre par le porteur de projet l'année considérée.

<sup>39</sup> Pour l'ensemble des dispositifs mis en œuvre par le porteur de projet l'année considérée.



- volume de CEE – unitaire et total – effectivement perçus par le fournisseur d'électricité et valeur de marché correspondante ;
- frais – unitaires et totaux – liés à l'enregistrement de ces certificats sur registre national des CEE ;
- s'agissant des CEE perçus par le fournisseur d'électricité dont la valeur vient en déduction de la compensation (explicité ci-après) :
  - volume – unitaire et total – de ces CEE ;
  - valeur de marché – unitaire et totale – de ces CEE ;
- autres montants (recettes, subventions, etc.) – 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 ;
- efficacité indicative<sup>40</sup> ;
- commentaire.

### **Descriptif succinct des actions**

La déclaration des éléments permettant l'évaluation des surcoûts liés aux petites actions de MDE doit être accompagnée d'une note décrivant succinctement les différentes actions, 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.).

### **Justification des charges supportées par le fournisseur d'électricité pour accompagner le déploiement des actions**

La déclaration des éléments permettant l'évaluation des surcoûts liés aux petites actions de MDE doit être accompagnée :

- d'une fiche synthétique justifiant les frais de personnel du fournisseur, 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 ;
- d'une fiche synthétique justifiant les frais de prestations externes supportés par le fournisseur en faisant apparaître le coût et la nature de chaque prestation, ainsi que le nom du prestataire. Une copie des factures des prestations externes devra pouvoir être transmise à la CRE si celle-ci en fait la demande ;
- d'une fiche synthétique justifiant les autres charges directes et indirectes supportées par le fournisseur ;
- d'une fiche synthétique détaillant les différentes recettes et subventions perçues par le fournisseur ;
- d'une fiche synthétique justifiant les clefs de répartition utilisées pour ventiler ces diverses charges, recettes et subventions entre les différentes actions standard et non-standard.

### **CEE perçus par le fournisseur d'électricité au titre des actions de MDE**

Les modalités de prise en compte des CEE – « classiques » et « précarité »<sup>41</sup> – délivrés au fournisseur sont les suivantes :

- S'il est un acteur obligé, la valeur de marché<sup>42</sup> du volume de CEE perçus qui excède la part de son obligation imputable à la vente d'électricité en ZNI est déduite de la compensation ;
- S'il est un acteur non-obligé, la valeur de marché<sup>43</sup> de l'intégralité des CEE perçus vient en déduction de la compensation.

La valeur de marché retenue pour l'année considérée est la moyenne des prix moyens mensuels de cession des CEE, pondérée par les volumes totaux mensuels de CEE échangés, tels que publiés par le teneur du registre national des CEE<sup>44</sup>.

A cet égard, la déclaration des éléments permettant l'évaluation des surcoûts liés aux petites actions de MDE doit être accompagnée :

<sup>40</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.

<sup>41</sup> Dans la suite, cette distinction entre CEE « classiques » et CEE « précarité » est sous-entendue.

<sup>42</sup> La valeur de marché retenue est définie ci-après.

<sup>43</sup> La valeur de marché retenue est définie ci-après.

<sup>44</sup> Le teneur du registre national des CEE met ces données à disposition du public sur [Emmy - Données mensuelles](#).

- d'une fiche synthétique justifiant le volume de CEE délivrés au fournisseur d'électricité au titre des actions de MDE, ainsi que les frais afférents à l'enregistrement de ces certificats.
- d'une fiche synthétique justifiant si le fournisseur est un acteur obligé du dispositif des CEE ou non ;
- d'une fiche synthétique justifiant :
  - o pour les acteurs obligés, la part de l'obligation de CEE imputable à la vente d'électricité en ZNI, le volume de CEE excédant celle-ci et sa valeur de marché ;
  - o pour les acteurs non-obligés, la valeur de marché des CEE perçus au titre des actions de MDE.

### **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, e.2 et e.3 du paragraphe de définition des charges de service public de l'électricité.

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

#### **1.1.6.1 Éléments relatifs aux pertes de recettes et coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre du TPN**

Au titre des pertes de recettes liées aux déductions forfaitaires :

- le nombre de clients bénéficiant du TPN à la fin de l'année considérée réparti selon la puissance souscrite et le nombre d'unités de consommation composant le foyer ;
- le montant des déductions forfaitaires effectuées par l'opérateur au titre de la vente d'électricité aux clients bénéficiant du TPN mentionnés ci-dessus, ventilés selon la même grille ;
- le montant des déductions forfaitaires pour les clients bénéficiant du TPN logés dans des résidences sociales qui n'ont pas de contrats individuels de fourniture, ainsi que le nombre de logements concernés à la fin de l'année considérée.

Au titre des pertes de recettes pour certains services liés à la fourniture d'électricité<sup>45</sup> :

- 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 TPN 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 TPN au titre des interventions pour impayés, en l'absence des réductions prévues sur ces prestations.

Au titre des coûts supplémentaires supportés par l'opérateur :

- les frais de personnel supplémentaires induits par la mise en œuvre du TPN ainsi que l'effectif supplémentaire correspondant (en emplois équivalents temps plein) ;
- les frais de prestations externes supplémentaires occasionnés par la mise en œuvre du TPN et coûts du service rendu par les organismes d'assurance maladie ;
- les coûts du service fourni par les organismes d'assurance maladie prévus à l'article R. 337-17 du code de l'énergie.

Les coûts supplémentaires listés ci-dessus se calculent par rapport aux coûts que l'opérateur aurait supportés pour la gestion de ces clients en l'absence de dispositif du TPN.

#### **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 :

- Les versements effectués au titre de ce dispositif aux Fonds de Solidarité Logement, ventilés par type d'action et d'aide ;

<sup>45</sup> En application de l'article R. 337-13 du code de l'énergie, les clients bénéficiaires du TPN bénéficient également de la gratuité de la mise en service et de l'enregistrement du contrat, 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.

- Le nombre de bénéficiaires ou clients concernés.

### **1.1.6.3 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>46</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.

### **1.1.6.4 Pièces justificatives**

En application du I de l'article R.121-30 du code de l'énergie, la déclaration des informations listées aux paragraphes 1.1.5.1 à 1.1.5.3 est accompagnée :

- d'une fiche synthétique justifiant l'évaluation des différentes pertes de recettes ;
- pour les coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre du TPN, d'une fiche synthétique justifiant des frais de personnel supplémentaires faisant apparaître l'effectif consacré à la mise en œuvre du TPN, la nature de sa mission, le temps consacré au TPN et le coût horaire de la main d'œuvre.

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 par un fournisseur ou un producteur 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 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).

<sup>46</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.

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 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 1.3.1.2).

##### **1.3.1.1 Éléments relatifs aux coûts d'achat**

Le modèle de déclaration est disponible en téléchargement sur la plateforme eCSPE. La déclaration des coûts résultant des contrats d'achat ou du protocole de cession interne doit impérativement respecter ce modèle, qui comprend les mêmes éléments que ceux décrits au paragraphe 1.1.1.

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.

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 ».

##### **1.3.1.2 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.

##### **1.3.1.3 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>47</sup> ;
- volume d'électricité acheté sur le marché et à l'ARENH<sup>48</sup> ;
- volume vendu aux clients aux tarifs réglementés de vente ;
- volume vendu aux clients en offre de marché et au marché *spot*<sup>49</sup>.

Les données annuelles à fournir sont les suivantes :

- puissance souscrite aux tarifs de cession en présence des contrats d'achat ou protocoles<sup>50</sup> ;
- prime fixe annuelle payée en présence des contrats d'achat ou protocoles<sup>51</sup> ;
- puissance qui serait souscrite aux tarifs de cession en l'absence des contrats d'achat ou protocoles (tient compte du « pas d'optimisation » de puissance souscrite imposé par le fournisseur dans le contrat aux tarifs de cession) ;
- prime fixe annuelle qui serait payée en l'absence des contrats d'achat ou protocoles.

La différence entre la puissance qui serait souscrite aux tarifs de cession, en l'absence des contrats d'achat ou protocoles, et celle souscrite aux tarifs de cession en leur présence peut être différente de la puissance garantie totale apportée par les contrats d'achat ou protocole, du fait de la disponibilité prévisionnelle des installations, du « pas d'optimisation » de puissance souscrite imposé par le fournisseur dans le contrat aux tarifs de cession et des contraintes relatives aux modalités de modification de puissance.

Il est également demandé d'indiquer l'option/version des tarifs de cession effectivement contractée.

#### **1.3.1.4 Autres éléments à fournir**

**Concernant la valorisation des garanties d'origine, les opérateurs concernés transmettent les éléments énumérés au paragraphe 1.1.1.**

Ces éléments sont à adresser sous la forme d'un fichier au format « Excel » à l'adresse générique [cspe@cre.fr](mailto:cspe@cre.fr).

**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 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.

**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.

#### **1.3.2 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 ».

##### **1.3.2.1 Éléments relatifs aux pertes de recettes et coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre du TPN**

Les éléments à transmettre correspondent aux éléments énumérés au paragraphe 1.1.5.1.

<sup>47</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>48</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.

<sup>49</sup> La vente sur le marché *spot* peut être effectuée par un prestataire.

<sup>50</sup> En cas de modification de version tarifaire ou de puissance souscrite en cours d'année, la puissance annuelle à renseigner est égale à la moyenne des puissances avant et après modification, au prorata de leur durée d'application sur l'exercice considéré.

<sup>51</sup> En cas de modification de version tarifaire ou de puissance souscrite en cours d'année, la prime fixe annuelle est égale à la somme des primes fixes payées avant et après modification.

**1.3.2.2 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 1.1.5.2.

**1.3.2.3 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 1.1.5.3.

**1.3.2.4 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 ;
- pour les coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre du TPN, d'une fiche synthétique justifiant des frais de personnel supplémentaires faisant apparaître l'effectif consacré à la mise en œuvre du TPN, la nature de sa mission, le temps consacré au TPN et le coût horaire de la main d'œuvre.

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 accompagnées 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.

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, à l'exception des ELD, 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 adresser à l'adresse générique [cspe@cre.fr](mailto:cspe@cre.fr)), comportant tout ou partie des éléments listés dans cette section. Pour les ELD, la mise à jour des charges prévisionnelles s'effectuent 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, 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, EDM et EEFW sont décrites au paragraphe 2.1, celles concernant les autres opérateurs porteurs de projets d'études au paragraphe 2.2, celles concernant les ELD 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, EEFW, 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

#### 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<sup>16</sup> 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 » ;
- en ce qui concerne les garanties d'origine :
  - o le nombre prévisionnel de garanties d'origine délivrées dans le cadre d'un contrat ou protocole d'achat imputables aux installations de cogénération, d'une part, et aux énergies renouvelables, d'autre part;
  - o le montant prévisionnel de la valorisation financière des garanties d'origine délivrées dans le cadre d'un contrat ou protocole d'achat imputables à la cogénération, d'une part, et aux énergies renouvelables, d'autre part ;
  - o le nombre prévisionnel de garanties d'origine « cogénération » et « énergies renouvelables » délivrées à l'opérateur pour le reste de sa propre production ;
  - o le montant prévisionnel total de la valorisation financière des garanties d'origine délivrées à l'opérateur, en distinguant le montant imputable à la cogénération de celui afférent aux énergies renouvelables et la forme de la valorisation (vente, intégration à une offre commerciale...) ;
  - o les frais prévisionnels supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine délivrées ;
- pour les contrats concernés, la prévision des recettes provenant des indemnités de résiliation anticipée de contrats d'achat dues à l'acheteur ;
- pour les contrats concernés, la prévision de pénalités éventuelles dues à l'acheteur.

Ces données seront transmises selon les modalités suivantes :

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

**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 1.1.1.**

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.

Pour la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année 2018, les années de livraison concernées sont les AL 2017, 2018 et 2019 pour l'ensemble des opérateurs et les AL 2020, 2021 et 2022 seulement pour les opérateurs dont le volume de certificats est supérieur à 20 MW.

Pour la déclaration des charges prévisionnelles au titre de l'année 2019 les années de livraison concernées sont les AL 2018, 2019 et 2020 pour l'ensemble des opérateurs et les AL 2021, 2022 et 2023 seulement pour les opérateurs dont le volume de certificats est supérieur à 20 MW.

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>52</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) ;
- tension de raccordement ;
- production mensuelle prévisionnelle et prévision de la rémunération totale à verser, 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 :

- les prévisions de recettes dues par les producteurs à EDF provenant du versement par les producteurs du complément de rémunération quand celui-ci est négatif ;
- 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**

<sup>52</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.

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

Pour chaque zone considérée l'opérateur transmet sa meilleure prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.3. 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.

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'achats 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 fournisseurs d'électricité 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>53</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. Pour la prévision de ces éléments les opérateurs s'appuient sur les données communiquées à la CRE dans leur déclaration de charges constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration. Certains éléments de prévision peuvent être, le cas échéant, présentés de manière agrégée par famille de coûts ou de recettes de la même nature.

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

### **2.1.5 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 fournisseurs d'électricité 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<sup>54</sup> et des petites actions de MDE telles qu'elles sont définies dans la délibération de la CRE du 2 février 2017<sup>55</sup>, 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 la prévision de ces éléments les opérateurs s'appuient sur les données communiquées à la CRE dans leur déclaration de charges constatées au titre de l'année précédant l'année de déclaration. Certains éléments de prévision peuvent être, le cas échéant, présentés de manière agrégée par famille de coûts ou de recettes de la même nature.

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

### **2.1.6 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.

<sup>53</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>54</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>55</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

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

#### **2.1.6.1 Éléments relatifs à la prévision des pertes de recettes et coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre du TPN**

Les éléments à transmettre correspondent à la prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.5.1.

#### **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 1.1.5.2.

#### **2.1.6.3 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 1.1.5.3.

#### **2.1.6.4 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 suivants :

- le nombre de dispositifs fabriqués ;
- le nombre de clients bénéficiant du TPN ou, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, du dispositif d'aide « chèque énergie », concernés par l'installation du dispositif au titre de l'année considérée ;
- le coût supporté par les fournisseurs dans le cadre de la mise en œuvre de ces dispositifs en faisant apparaître ses composantes par nature (coûts de développement des dispositifs, 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).

#### **2.1.6.5 Pièces justificatives**

La déclaration des informations listées aux paragraphes 2.1.5.1 à 2.1.5.4 est accompagnée :

- d'une fiche synthétique expliquant les hypothèses d'évolution retenues pour l'établissement de la prévision des différentes pertes de recettes ;
- pour les coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre du TPN, d'une fiche synthétique expliquant les hypothèses d'évolution retenues pour l'établissement de la prévision des frais de personnel supplémentaires, faisant apparaître l'effectif consacré à la mise en œuvre du TPN, la nature de sa mission, le temps consacré au TPN et le coût horaire de la main d'œuvre ;
- 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 en œuvre du dispositif relatif à l'affichage déporté 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 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>56</sup> ;
- 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 et les autres fournisseurs**

#### **2.3.1 Éléments à fournir pour le calcul des surcoûts prévisionnels résultant des contrats d'achat d'électricité**

##### **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 2.1.1.

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>57</sup> ;
- volume d'électricité prévisionnel acheté sur le marché et à l'ARENH<sup>48</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>58</sup>

Les données annuelles à fournir sont les suivantes :

- puissance prévisionnelle souscrite aux tarifs de cession en présence des contrats d'achat ou protocoles<sup>50</sup> ;
- prime fixe annuelle prévisionnelle payée en présence des contrats d'achat ou protocoles<sup>51</sup> ;
- puissance prévisionnelle qui serait souscrite aux tarifs de cession en l'absence des contrats d'achat ou protocoles (tient compte du « pas d'optimisation » de puissance souscrite imposé par le fournisseur dans le contrat aux tarifs de cession) ;
- prime fixe annuelle prévisionnelle qui serait payée en l'absence des contrats d'achat ou protocoles.

Il est également demandé d'indiquer l'option/version des tarifs de cession effectivement contractée.

##### **2.3.1.3 Autres éléments à fournir**

**Concernant la valorisation des garanties d'origine, les opérateurs concernés transmettent les éléments énumérés au paragraphe 1.1.1.**

Ces éléments sont à adresser sous la forme d'un fichier au format « Excel » à l'adresse générique [cspe@cre.fr](mailto:cspe@cre.fr).

<sup>56</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.

<sup>57</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>58</sup> La vente au marché *spot* peut être effectuée par un prestataire.

**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 2.1.1.**

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.

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.**

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

### **2.3.2 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 ».

#### **2.3.2.1 Éléments relatifs à la prévision des pertes de recettes et coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre du TPN**

Les éléments à transmettre correspondent à la prévision des éléments énumérés au paragraphe 1.1.5.1.

#### **2.3.2.2 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 1.1.5.2.

#### **2.3.2.3 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 1.1.5.3.

#### **2.3.2.4 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 2.1.5.4.

#### **2.3.2.5 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 ;
- pour les coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre du TPN, d'une fiche synthétique expliquant les hypothèses d'évolution retenues pour l'établissement de la prévision des frais de personnel supplémentaires, faisant apparaître l'effectif consacré à la mise en œuvre du TPN, la nature de sa mission, le temps consacré au TPN et le coût horaire de la main d'œuvre ;
- 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 en œuvre du dispositif relatif à l'affichage déporté 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 BENEFICIAIRES 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 et des coûts supplémentaires supportés par les fournisseurs de gaz naturel en raison de la mise en œuvre du « tarif spécial de solidarité » (TSS) mentionné à l'article L. 445-5 et de l'extension des dispositions protectrices mentionnées à l'article R. 124-16 du code de l'énergie pour les bénéficiaires du TSS jusqu'au 30 avril 2018;
- des pertes de recettes dues aux réductions sur les services liés à la fourniture de gaz accordées 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 respectivement à l'article L. 445-6 du code de l'énergie relatif à l'affichage déporté des données de comptage pour les consommateurs domestiques bénéficiant du TSS et, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, à l'article L. 124-5 du même code relatif à l'affichage déporté 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.

Les modalités d'application du dernier item de cette liste (mise à disposition d'un dispositif d'affichage déporté pour les bénéficiaires du TSS et, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, pour les bénéficiaires du dispositif d'aide « chèque énergie ») sont définies par le décret n° 2016-1618 du 29 novembre 2016<sup>6</sup> qui entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Le montant unitaire maximal par ménage susmentionné doit 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 BENEFICIAIRES 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.

Les informations à transmettre pour évaluer les charges constatées au titre de l'année précédente sont décrites aux paragraphes 1.1 à 1.4. La déclaration doit respecter impérativement le format du formulaire 2 de cette délibération qui doit être dûment rempli et transmis au format « Excel ».

Lorsqu'un opérateur a supporté de charges 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, 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 liées à la mise en œuvre du TSS**

Au titre des pertes de recettes liées aux déductions et aux versements forfaitaires, la comptabilité appropriée fait apparaître :

- le nombre de clients détenteurs d'un contrat individuel de fourniture de gaz bénéficiant du TSS et le montant des déductions forfaitaires à la fin de l'année considérée repartis par plage de consommation, selon leur consommation annuelle de référence et le nombre d'unités de consommation composant le foyer ;
- le nombre de clients chauffés collectivement bénéficiant du TSS et le montant des versements forfaitaires à la fin de l'année considérée repartis par nombre d'unités de consommation composant le foyer ;
- le montant des déductions forfaitaires pour les clients logés dans des résidences sociales qui n'ont pas de contrats individuels de fourniture et le nombre de logements concernés à la fin de l'année considérée.

Au titre des pertes de recettes liées à certains services liés à la fourniture de gaz<sup>59</sup>, la comptabilité appropriée fait apparaître :

- 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 TSS 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 TSS au titre des interventions pour impayés, en l'absence des réductions prévues sur ces prestations.

### **1.2 Éléments relatifs aux coûts supplémentaires induits pour le fournisseur par la mise en œuvre du TSS**

Au titre des coûts supplémentaires supportés par le fournisseur, la comptabilité appropriée fait apparaître :

- les frais de personnel supplémentaires induits par la mise en œuvre du TSS, ainsi que l'effectif supplémentaire correspondant en emplois équivalents temps plein ;
- les frais de gestion supplémentaires occasionnés par la mise en œuvre du TSS, hors frais de personnel et coûts du service rendu par les organismes d'assurance maladie ;
- les coûts du service fourni par les organismes d'assurance maladie prévus à l'article R.445-22 du code de l'énergie.

Les coûts supplémentaires listés ci-dessus se calculent par rapport aux coûts que l'opérateur aurait supportés pour la gestion de ces clients en l'absence de dispositif du TSS.

### **1.3 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>46</sup> :

- le nombre de clients à la fin de l'année considérée bénéficiant du dispositif d'aide chèque énergie ;

<sup>59</sup> En application de l'article R.445-18 du code de l'énergie, les clients bénéficiaires du TSS bénéficient également de la gratuité de la mise en service et un abattement de 80 % du montant facturé au titre des déplacements pour impayés.



- 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.

#### **1.4 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, 1.2 et 1.3 sera accompagnée :

- d'une fiche synthétique justifiant l'évaluation des différentes pertes de recettes ;
- d'une fiche synthétique justifiant des frais de gestion supplémentaires faisant apparaître l'effectif consacré à la mise en œuvre du TSS, la nature de sa mission, le temps consacré au TSS et le coût horaire de la main d'œuvre ;
- d'une copie des factures des prestations externes et du service fourni par les organismes d'assurance maladie.

Les fiches synthétiques mentionnées dans les deux premiers items de cette liste sont réalisées au format « Excel » ou, le cas échéant, sont accompagnées 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 BENEFICIANT 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 formulaire 2 de cette délibération qui doit être dûment rempli et transmis au format « Excel ».

### **2.1 Éléments relatifs aux pertes de recettes prévisionnelles liées à la mise en œuvre du TSS, à la prévision des coûts supplémentaires induits pour le fournisseur par la mise en œuvre du TSS et 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 aux paragraphes 1.1, 1.2 et 1.3 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 nombre de dispositifs fabriqués ;

- le nombre de clients bénéficiant du TSS ou, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, du dispositif d'aide « chèque énergie » concerné par l'installation du dispositif au titre de l'année considérée ;
- le coût supporté par les fournisseurs dans le cadre de la mise en œuvre de dispositif en faisant apparaître ses composants par nature (coûts de développement des dispositifs, 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 la prévision des frais de gestion supplémentaires faisant apparaître l'effectif consacré à la mise en œuvre du TSS, la nature de sa mission, le temps consacré au TSS et le coût horaire de la main d'œuvre ;
- d'une fiche synthétique expliquant les hypothèses d'évolution retenues pour l'établissement de la prévision pour les charges 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 ;
- 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 dans les trois premiers 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 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

Pour les fournisseurs supportant les charges de service public liées à l'obligation d'achat de biométhane, la déclaration doit être transmise par courrier, et également être fournie par voie électronique (à adresser à l'adresse générique [biomethane@cre.fr](mailto:biomethane@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 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 par courrier et également par voie électronique en même temps que la déclaration des charges constatées.

Les informations à transmettre pour évaluer les charges constatées au titre de l'année précédente sont décrites aux paragraphes 1.1, 1.2 et 1.3. La déclaration doit respecter impérativement le format du formulaire 3 de cette délibération qui doit être dûment rempli et transmis au format « Excel ».

Lorsqu'un opérateur a supporté de charges 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, 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 éléments à transmettre pour chaque contrat d'achat sont les suivants :

- Raison sociale de l'exploitant ;
- Nom de la commune et code postal ;
- N° de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- 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<sup>60</sup> ;
- la capacité maximale de production (en m3/heure) ;
- le point d'échange de gaz<sup>61</sup> ;
- 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 ;
- 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 agroindustries dans l'approvisionnement total en intrants de l'installation, calculée sur une base annuelle ;
- la proportion (en tonnage) des matières résultant du traitement des eaux usées (hors déchets ou résidus de l'industrie agroalimentaire ou des autres agroindustries), traitées en digesteur, dans l'approvisionnement total en intrants de l'installation, calculée sur une base annuelle ;
- le nombre de kWh PCS de biométhane achetés par mois dans la limite de la capacité maximale de production ;
- le coût d'achat du biométhane par mois pour l'énergie achetée dans la limite de la capacité maximale de production ;
- commentaire.

### **1.2 Eléments relatifs aux coûts supplémentaires de gestion**

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

- les frais de personnel supplémentaires induits par la mise en œuvre du dispositif d'obligation d'achat ainsi que le nombre d'emplois équivalents temps plein correspondant ;
- les frais de gestion occasionnés par la mise en œuvre du dispositif d'obligation d'achat hors frais de personnel.

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

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

Les 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) ;
- frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine (par an).

### **1.4 Eléments relatifs à l'énergie achetée au-dessus de la capacité maximale de production**

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

<sup>60</sup> « Installation de stockage de déchets non dangereux », « Station d'épuration » ou « Autre ».

<sup>61</sup> « PEG Nord » ou « Trading Region South ».

- Raison sociale de l'exploitant ;
- Nom de la commune et code postal ;
- N° de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- le nombre de kWh PCS de biométhane achetés par mois au-delà de la capacité maximale de production ;
- le coût d'achat du biométhane par mois pour l'énergie achetée au-delà de la capacité maximale de production.

## **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.

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 formulaire 3 de cette délibération qui doit être dûment rempli et transmis au format « Excel ».

### **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 et 1.4 de la présente annexe.

### **2.2 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 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 deux premiers et au dernier des 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.