



DELIBERATION N° 2017-169

13 juillet 2017

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

SYNTHESE, PERSPECTIVES ET RECOMMANDATIONS

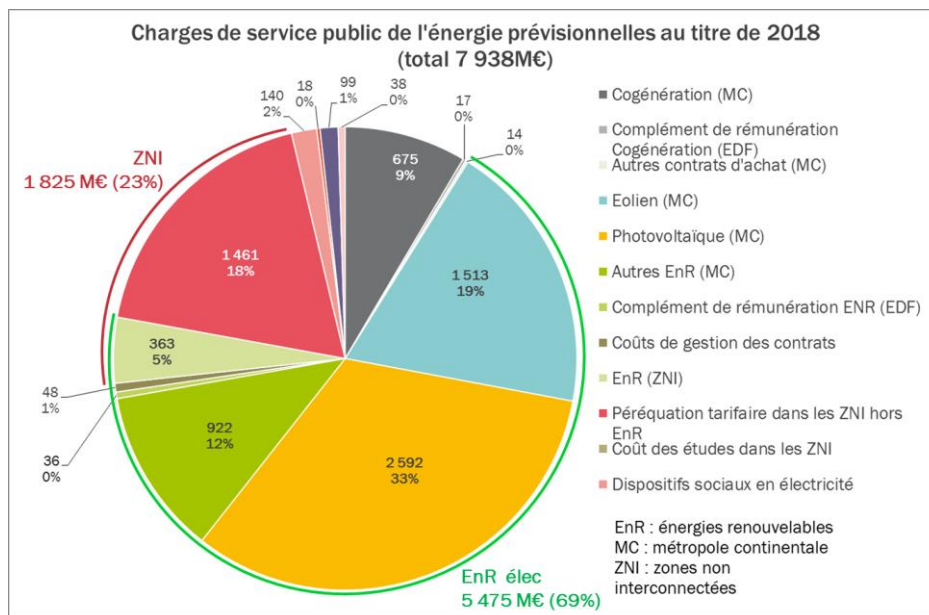
Charges à financer en 2018

Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie s'élève à **7 938 M€** au titre de l'année 2018, soit 17 % de plus que le montant constaté des charges au titre de l'année 2016 (6 796 M€). Cette hausse de 1,1 Md€ résulte principalement :

- (i) d'une poursuite du développement des filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (ENR) et de cogénération dans le cadre de l'obligation d'achat ou désormais du complément de rémunération, associée à une baisse des prix de marché de gros de l'électricité – une baisse de 1 €/MWh des prix de marché de gros se traduisant par une hausse des surcoûts de plus de 50 M€ ;
- (ii) de l'augmentation des surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées en raison de la hausse des prix à terme observés sur le marché des matières premières et de la mise en service de nouveaux moyens de production renouvelables dans ces territoires ;
- (iii) d'une multiplication par près de six du volume de biométhane injecté ;

contrebalancées :

- (iv) par la diminution des charges liées aux dispositifs sociaux du fait de la substitution du tarif première nécessité (TPN) et du tarif spécial de solidarité (TSS) par le chèque énergie qui n'entre pas dans le périmètre des charges de service public de l'énergie ;
- (v) et par l'arrêt du dispositif de soutien aux cogénérations de plus de 12 MW.



Le soutien aux ENR électriques représente 69 % des charges de service public de l'énergie au titre de 2018, la péréquation tarifaire hors ENR 18 % (23 % avec ENR), le soutien à la cogénération 9 %, les dispositifs sociaux 2 % et le soutien à l'injection de biométhane 1 %.

La mise à jour de la prévision des charges au titre de l'année 2017 conduit à une diminution de **784 M€** par rapport aux prévisions initiales qui résulte de la hausse observée des prix de marché de gros de l'électricité, de la prise en compte de la valeur capacitaire de la production sous obligation d'achat et d'une surestimation du coût d'achat moyen pour la production photovoltaïque par les opérateurs. Cet écart diminue les charges pour 2018.

Les charges constatées au titre de 2016 sont inférieures de **757 M€** par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée au titre de cette même année, les charges liées aux ENR étant moins importantes que prévu sous l'effet conjugué de la hausse observée des prix de marché de gros de l'électricité et de la baisse du coût d'achat total pour les filières éolienne, photovoltaïque et biomasse. Cet écart diminue les charges pour 2018.

Le montant total du déficit de compensation d'EDF accumulé par le mécanisme de la contribution au service public de l'électricité représente 5 879 M€ au 31 décembre 2015. La prise en compte de l'échéancier de remboursement de ce déficit conduit à n'intégrer à l'évaluation des charges d'EDF qu'une fraction du déficit et des intérêts y afférents pour un montant total de **1 709 M€**.

En prenant en compte ces éléments ainsi que les éléments de régularisation sur les années antérieures à 2016 (reliquats) et les frais financiers, le montant total des charges de service public de l'énergie à compenser en 2018 s'élève à **8 453,4 M€**.

Perspectives d'évolution des charges

Charges induites par le soutien aux ENR électriques et à la cogénération en métropole continentale

Les appels d'offres lancés depuis 2011 devraient représenter 65,4 Md€ de charges sur l'ensemble de la durée de vie des contrats, dont 49,1 Md€ d'ores et déjà engagés au titre de la part attribuée ou en cours d'attribution. Sur les cinq années à venir, ces appels d'offres représenteront 3,1 Md€, dont 2,5 Md€ déjà engagés.

Pour chacun des appels d'offres lancés depuis 2011, le graphique ci-dessous présente leurs effets en termes de charges totales et de charges effectivement engagées, et leur traduction sur les cinq prochaines années¹.

¹ La colonne « Total » donne les charges totales générées par le dispositif sur la durée de vie des contrats de soutien. La colonne « 5 ans » donne les charges de service public engendrées par le dispositif pour les cinq prochaines années. Les chiffres entre parenthèses donnent les charges effectivement engagées pour les appels d'offres attribués ou en cours d'attribution. Les appels d'offres marqués d'une étoile n'ont à ce jour pas été lancés.

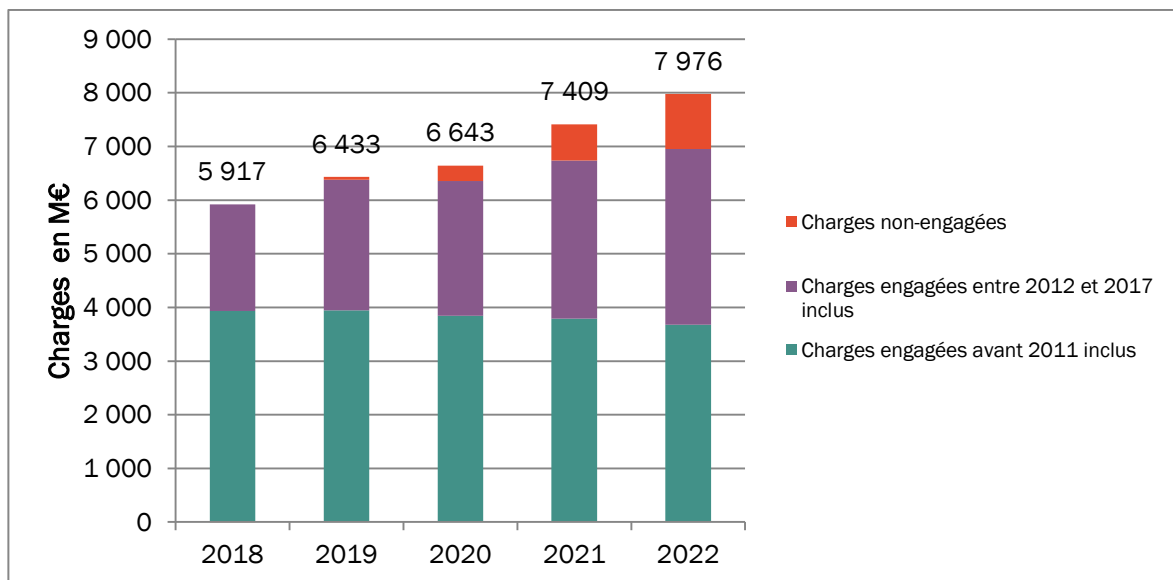
Graphique 1 : Charges engendrées par les appels d'offres (en M€)

		2011		2013		2014		2016				2017			
Appels d'offres	Eolien offshore AO 2011		PV AO 100-250 2013		PV AO 100-250 2014		PV AO « Bâtiments »		Autoconso AO 2016		PV AO « Innovant »		Autoconso AO 2017		
	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	
	26 450	940	340	80	560	150	1 950 (710)	320 (150)	20	10	500 (170)	80 (40)	150 (60)	50 (20)	
	Eolien offshore AO 250+ 2013		PV AO 250+ 2014		PV AO 250+ 2014		PV AO « Sol »		Eolien offshore DC Dunkerque		PV / Eolien terr. AO « neutre »*		Eolien terrestre AO 2017		
	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	
	890	220	990	270	1 960 (750)	350 (170)	4 690 (0)	- (-)	180 (0)	30 (0)	3 820 (1 350)	210 (140)			
	Eolien offshore AO 2013		Hydraulique AO 2016		Biomasse/biogaz AO biomasse 2016		Eolien offshore DC Oléron*		Hydraulique AO 2017						
	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	
	14 270	-	140	10	2 390 (1 560)	220 (180)	4 680 (0)	- (-)	530 (180)	20 (10)					
	Biomasse AO cogé-biomasse		Biomasse AO cogé-biogaz*												
Total	5 ans	Total	5 ans												
720	60	180 (0)	140 (0)												

S'agissant des tarifs en vigueur, sur la base d'une poursuite du développement des filières comparable à celle actuellement observée, 21,7 Md€ de charges sont susceptibles d'être engagés sur la durée de vie des contrats, dont 1,3 Md€ se concrétiseront dans les cinq prochaines années. Pour l'éolien terrestre, ces chiffres s'élèvent à 7,6 Md€ et 0,2 Md€ et pour le biométhane à 3,1 Md€ et 0,3 Md€.

Pour les cinq prochaines années, les charges prévisionnelles en matière d'énergie renouvelables et de cogénération représentent 34,4 Md€ dont 94 % sont d'ores et déjà engagées. Près de la moitié du montant des charges 2022 relève de dépenses engagées avant 2011.

Graphique 2 : Prévion d'évolution des charges liées aux ENR et à la cogénération en métropole continentale à horizon 5 ans²



Péréquation tarifaire avec les zones non interconnectées

Les cinq dernières années ont été marquées par le remplacement des moyens de production thermique d'EDF SEI par des centrales d'EDF PEI et la mise en conformité aux normes environnementales des centrales d'Albioma. Les années à venir seront marquées par la concrétisation des objectifs définis dans les Programmes pluriannuels de l'énergie (PPE). Certains projets novateurs (comme l'énergie thermique des mers ou le raccordement

² Les sommes liées à l'appel d'offres éolien offshore de 2011 sont comptabilisées dans la catégorie « charges induites entre 2012 et 2017 » en prenant en compte la date de désignation des lauréats.



de la Corse au gaz naturel) feront l'objet d'une vigilance particulière de la CRE eu égard à leurs effets potentiels sur les charges de service public.

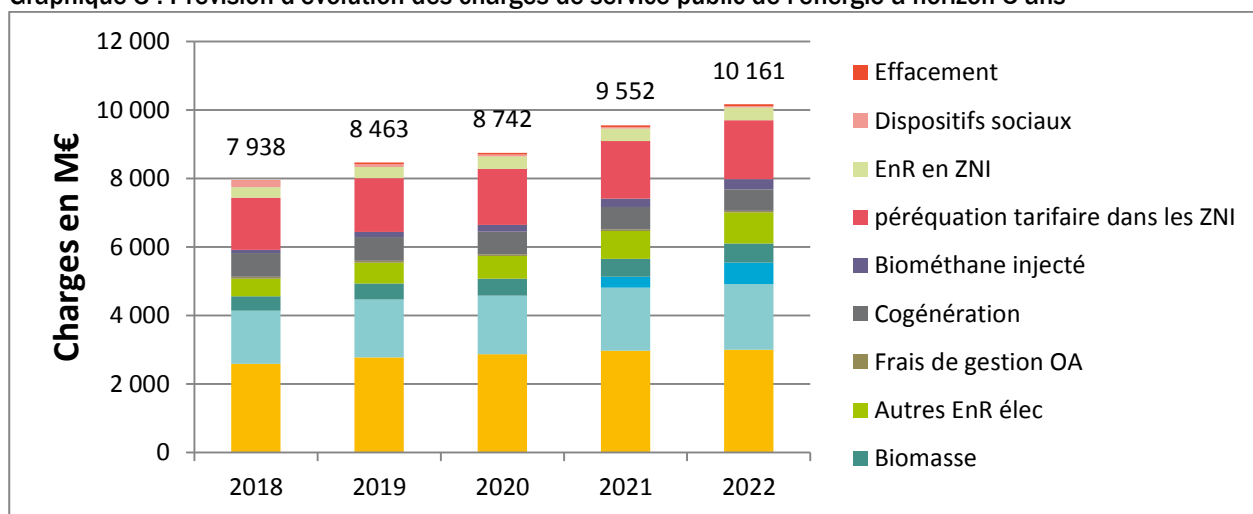
Les principaux postes de charges sont aujourd'hui les suivants : contrats d'achat hors énergie renouvelables (49 %), production des fournisseurs historiques (38 %), contrat d'achat ENR (13 %). Le parc de production des opérateurs historiques étant en grande partie amorti, les coûts de capital ne représentent plus que 6 % des charges relatives à la péréquation dans les ZNI quand les coûts variables (essentiellement des coûts de combustibles) en constituent 15 %. Pour les contrats d'achat au contraire, les primes fixes et variables (qui couvrent pour l'essentiel respectivement l'amortissement et la rémunération des capitaux d'une part, et l'achat des combustibles d'autre part) font jeu égal et représentent chacune environ 22 % des charges relatives à la péréquation dans les ZNI. Etant donnée la part importante que représentent les coûts de combustible dans les charges, les variations de prix et de volume de production fossile – qui s'ajuste d'une année sur l'autre en fonction notamment du niveau d'hydraulicité – ont un impact majeur sur les charges liées aux ZNI.

Prospective des charges à cinq ans

En intégrant l'ensemble des éléments constitutifs des charges de service public de l'énergie, la CRE a établi une projection pour les cinq années à venir. Cette projection se fonde sur les hypothèses décrites *supra* pour les ENR et, pour les charges relatives aux ZNI, sur les évolutions du mix énergétique induites par les projets en cours de développement et qui seront effectivement mis en service d'ici 2022³.

Le total des charges sur cinq ans s'élève à 44,9 Md€. Il se décompose de la manière suivante : 30,1 Md€ (67 %) pour les énergies renouvelables électriques en métropole continentale dont 14,2 Md€ (32 %) pour le photovoltaïque et 8,7 Md€ (19,3%) pour l'éolien, 9,9 Md€ (22%) pour les charges de péréquation tarifaire – énergies renouvelables incluses, 3,3 Md€ (7,4 %) pour le soutien à la cogénération, 1 Md€ (2,2 %) pour le soutien à l'injection de biométhane. Les remboursements du déficit de compensation accumulé par EDF au 31 décembre 2015 en application de l'échéancier défini par l'État s'ajoutent à ces montants.

Graphique 3 : Prévion d'évolution des charges de service public de l'énergie à horizon 5 ans



Recommandations en termes de gouvernance et de maîtrise des charges de service public

La CRE a publié en octobre 2014 un rapport ayant pour ambition de donner une vision d'ensemble sur les charges de service public, en s'intéressant à l'historique des charges et aux charges à supporter pour les années suivantes au regard du poids du passé et des perspectives de développement des filières⁴. Ce rapport visait notamment à éclairer le Parlement sur l'impact para-budgétaire des choix politiques en matière de développement des énergies renouvelables, de mix énergétique dans les ZNI et de mécanisme de soutien aux consommateurs précaires.

³ Ces hypothèses tendanciennes peuvent donc conduire à des écarts par rapport aux objectifs définis dans les PPE des différents territoires.

⁴ La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective, octobre 2014 :

<http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/rapport-sur-la-cspe-mecanisme-historique-et-prospective>



Dans le prolongement de ces travaux, la CRE formule les cinq recommandations suivantes :

- les dispositifs de soutien en matière de développement des énergies renouvelables et de rémunération des investissements de production dans les ZNI engagent l'Etat sur des contrats de longue durée – de 20 à 25 ans pour la plupart – sans que le Parlement n'ait pu prendre une décision *ex ante* sur le financement correspondant. Eu égard à l'importance des sommes engagées, une refonte des mécanismes d'autorisation d'engagement pourrait être envisagée afin de donner toute la légitimité requise aux choix faits en la matière.
- Afin d'assurer la maîtrise des charges de service public et de permettre un développement efficace des énergies renouvelables, la CRE recommande la généralisation des appels d'offres à l'ensemble des filières matures pour lesquelles le niveau de concurrence est satisfaisant. Les appels d'offres permettent en effet d'allouer à chaque installation un niveau de soutien adapté en limitant les effets d'aubaine inhérents à l'attribution d'un tarif défini par arrêté dont les différenciations ne peuvent être illimitées.
- À l'inverse, pour les filières pour lesquelles le niveau de concurrence ne permet pas de garantir l'efficacité d'un appel d'offres, et notamment pour la plupart des filières dans les ZNI, la CRE préconise la généralisation d'une étude au cas par cas des projets et d'une définition d'un niveau de soutien sur mesure.
- Si l'introduction de la procédure de contrôle des installations de production à partir d'énergie renouvelable introduite par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) constitue une avancée importante afin de s'assurer de l'attribution d'un soutien public à des installations qui en respectent l'ensemble des conditions d'éligibilité, l'effectivité des contrôles – et le cas échéant des sanctions – est déterminante pour l'efficacité du dispositif et la maîtrise des charges de service public. La CRE appelle dès lors à la mise en œuvre de ceux-ci dans les plus brefs délais.
- Enfin, dans les ZNI, la CRE appelle à la vigilance concernant l'adéquation des objectifs de développement de nouveaux moyens de production avec l'état du parc existant et l'évolution de la consommation afin d'éviter des situations de surcapacité dans lesquelles les charges de service public pourraient se voir grevées d'importants coûts échoués. Elle recommande également que le taux de rémunération des capitaux – qui n'a pas été revu depuis 2006 où il a été fixé à 11 % – puisse être révisé à la baisse pour l'avenir et différencié par territoire.

SOMMAIRE

SYNTHESE, PERSPECTIVES ET RECOMMANDATIONS.....	1
CHARGES A FINANCER EN 2018	1
PERSPECTIVES D'EVOLUTION DES CHARGES.....	2
RECOMMANDATIONS EN TERMES DE GOUVERNANCE ET DE MAITRISE DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC	4
1. CADRE JURIDIQUE	7
1.1 PERIMETRE DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE	7
1.2 PERIMETRE DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE	7
1.3 ÉVALUATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE	8
2. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE CONSTATEES AU TITRE DE 2016.....	9
3. MISE A JOUR DE LA PREVISION DE CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE AU TITRE DE 2017	11
4. PREVISION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE AU TITRE DE 2018	13
5. DEFICIT DE COMPENSATION D'EDF ET PRISE EN COMPTE DE L'ECHEANCIER DE REMBOURSEMENT..	14
6. MONTANT TOTAL DES CHARGES A COMPENSER EN 2018	14

1. CADRE JURIDIQUE

1.1 Périmètre des charges de service public de l'énergie

Les obligations de service public assignées aux entreprises du secteur de l'électricité et du gaz par le code de l'énergie les conduisent à supporter des charges compensées par l'État :

- en électricité : les charges de service public, définies aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 du code de l'énergie, regroupent les surcoûts résultant des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, les surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI), les surcoûts liés aux dispositifs sociaux bénéficiant aux ménages en situation de précarité et les surcoûts liés au soutien à l'effacement ;
- en gaz, les charges de service public, définies à l'article L. 121-36 du code de l'énergie, regroupent les surcoûts liés aux dispositifs sociaux bénéficiant aux clients en situation de précarité et les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

La loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 (LFR 2015) a introduit une réforme de la fiscalité énergétique, portant notamment sur le financement des charges de service public de l'électricité et du gaz.

Celles-ci sont regroupées sous la dénomination de charges de service public de l'énergie et sont intégrées au budget de l'État, où elles sont distinguées entre un compte d'affectation spécial (CAS) « Transition énergétique » et un programme budgétaire « Service public de l'énergie » selon la répartition suivante :

- le CAS « Transition énergétique », créé par l'article 5 de la LFR 2015, regroupe les charges liées au soutien aux énergies renouvelables – en électricité ou en gaz – et à l'effacement, ainsi que le remboursement aux opérateurs du déficit de compensation de leurs charges de service public de l'électricité accumulé au 31 décembre 2015 ;
- le programme budgétaire « Service public de l'énergie » regroupe les charges de service public de l'énergie qui ne sont pas intégrées au CAS⁵, soit les charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors soutien aux ENR dans ces territoires au titre de l'obligation d'achat), au soutien à la cogénération et aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz ainsi que les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

Le périmètre des charges de service public de l'électricité a fait l'objet de récentes évolutions, puisqu'il intègre désormais les coûts liés à l'application de la péréquation tarifaire à Wallis-et-Futuna dont la mise en œuvre progressive a été introduite par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), tandis que les charges liées au dispositif de chèque énergie (hormis celles liées aux réductions sur les services de fourniture) ainsi que le budget du médiateur national de l'énergie n'y sont plus comptabilisés. En outre, la loi n° 2016-1918 du 29 décembre 2016 de finances rectificative pour 2016 a introduit la compensation au titre des charges de service public des frais de gestion liés aux contrats d'obligation d'achat ou du complément de rémunération. De plus, depuis la LTECV, de nouveaux opérateurs, les organismes agréés, peuvent être acheteurs obligés d'énergie renouvelable ou de cogénération. Les modalités de calcul des charges relatives à l'obligation d'achat, et en particulier du coût évité par celle-ci aux opérateurs concernés, ont été amenées à évoluer afin de prendre en compte ces nouveaux opérateurs et le démarrage du mécanisme de capacité⁶.

1.2 Périmètre des charges de service public de l'énergie

La contribution au service public de l'électricité (CSPE), la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS) et la contribution biométhane ont été supprimées pour les consommations postérieures au 31 décembre 2015. Ces suppressions ont été compensées en 2016 par une redéfinition de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) et une augmentation de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN).

S'agissant de la TICFE, renommée « contribution au service public de l'électricité », son taux a été fixé à 22,5 €/MWh pour l'année 2016, correspondant au niveau qui aurait été celui de la CSPE pour 2016 en l'absence de réforme et en l'absence d'arrêté fixant le niveau de la contribution unitaire à une valeur différente de celle calculée par la CRE dans sa délibération du 15 octobre 2015⁷. La TICFE a été étendue à l'ensemble des con-

⁵ Ce programme budgétaire doit également financer le coût du dispositif de chèque énergie et le budget du Médiateur national de l'énergie, qui ne font pas partie des charges de service public.

⁶ Délibérations de la CRE du 14 décembre 2016 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat et 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.

⁷ Délibération de la CRE du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016.

sommations d'électricité⁸, les électro-intensifs bénéficiant toutefois de taux réduits. Son produit, diminué pour 2016 de 2 043 M€ reversés au budget général de l'État, est affecté au CAS « transition énergétique ».

Le taux de la TICGN a été fixé à 4,34 €/MWh_{PCS} en 2016, une fraction (2,16 % pour 2016) de son produit étant affectée au CAS.

Pour l'année 2017, le taux de la nouvelle CSPE a été maintenu à 22,5 €/MWh. Son produit n'est en revanche plus affecté au CAS. Le financement de celui-ci est assuré par une part de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE), qui porte sur les produits pétroliers, et de la taxe intérieure sur la consommation de charbon (TICC).

Ces taxes sont recouvrées par les Douanes et reversées sur le CAS ou au budget général de l'État, lequel, en lien avec la CDC, assure les versements de compensation aux opérateurs supportant des charges. La CRE n'intervient donc plus dans les opérations de recouvrement et de compensation des opérateurs, exception faite des opérations relatives aux consommations antérieures au 31 décembre 2015.

1.3 Évaluation des charges de service public de l'énergie

En application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, la CRE est chargée de l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie, objet de la présente délibération.

Les articles R. 121-25 et suivants du code de l'énergie précisent la définition des charges de service public de l'énergie. Les articles R. 121-30 et suivants du code de l'énergie définissent les modalités d'évaluation des charges de service public de l'énergie par la CRE.

Le I de l'article R. 121-30 précise les dates avant lesquelles les opérateurs supportant des charges de service public doivent adresser leurs déclarations, soit le 31 mars pour les charges constatées au titre de l'année écoulée, et le 30 avril pour la mise à jour des prévisions au titre de l'année en cours ou des prévisions au titre de l'année à venir.

Le II de l'article R. 121-31 du code de l'énergie prévoit que la CRE adresse son évaluation du montant des charges de service public de l'énergie au ministre chargé de l'énergie avant le 15 juillet de chaque année. En application du I du même article, la CRE distingue le montant des charges relevant du compte « Transition énergétique » et celles relevant du compte « Service public de l'énergie ».

La réduction de près de la moitié du délai imparti⁹ à la CRE pour procéder à cette évaluation, conjuguée à un degré de complexité accru qu'engendrent (i) la diversification des types de charges de service public à contrôler, (ii) l'analyse des mises à jour des prévisions de charges pour l'année en cours et (iii) l'affectation des charges à l'un ou l'autre des comptes budgétaires conduit la CRE à adopter une approche d'autant plus stricte en matière de respect des délais de déclaration.

En application des dispositions de l'article R. 121-31 du code de l'énergie, le montant des charges à compenser au cours de l'année 2018 correspond :

- Au montant prévisionnel des charges au titre de l'année 2018 (annexe 1) ;
- Augmenté ou diminué de la régularisation de l'année 2016, correspondant à :
 - L'écart entre les charges constatées au titre de 2016 (annexe 3) et les charges prévisionnelles au titre de cette même année¹⁰ ;
 - L'écart entre les charges prévisionnelles 2016 notifiées aux opérateurs et les contributions recouvrées au titre de 2016 (annexe 5) – le même article prévoit que la CRE tient compte de l'échéancier prévisionnel de compensation du déficit mentionné au c du 2° du I de l'article 5 de la LFR 2015 c'est-à-dire du « déficit de compensation accumulé par le mécanisme de la contribution au service public de l'électricité au 31 décembre 2015 » et des intérêts correspondants prévus à l'article L. 121-19-1 du code de l'énergie, fixé par arrêté ;

⁸ La TICFE ne s'appliquait précédemment que pour les consommations d'électricité sous une puissance souscrite supérieure à 250 kVA.

⁹ Avant la réforme introduite par la LFR 2015, la CRE devait adresser son évaluation du montant des charges de service public de l'électricité et du gaz naturel au ministre chargé de l'énergie avant le 15 octobre.

¹⁰ Objet des délibérations de la CRE du 15 octobre 2015 portant proposition relative à la CSPE, CTSS et à la contribution au titre du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour 2016

- Augmenté ou diminué de la mise à jour de la prévision de l'année 2017, correspondant à :
 - L'écart entre la mise à jour de la prévision de charges au titre de l'année 2017 (annexe 2) et les charges initialement prévues au titre de cette même année¹¹ ;
 - L'écart entre les charges prévisionnelles 2017 notifiées aux opérateurs et la prévision de recouvrement au titre de 2017 (annexe 5) ;
- Augmenté du montant prévisionnel des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations, au vu de la déclaration prévue au III de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, ce montant comprenant l'écart constaté entre les frais prévisionnels et les frais effectivement exposés au titre de l'année 2016 ;
- Réduit du montant des produits financiers dégagés de la gestion des fonds perçus par la Caisse des dépôts et consignations ;
- Réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine délivrées, en application des articles L. 446-3 et L. 446-4 du code de l'énergie ;
- Réduit du montant de la valorisation financière des garanties d'origine mises aux enchères en application de l'article L. 314-14-1 du code de l'énergie pour l'électricité produite par des installations bénéficiant de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération ;
- Augmenté ou diminué des intérêts prévus aux articles L. 121-19-1 et L. 121-41 du code de l'énergie, calculés opérateur par opérateur, par application, à la moyenne du déficit ou de l'excédent de compensation constaté l'année précédente, du taux de 1,72 % (annexe 6).

Les sections suivantes présentent successivement l'évaluation des charges constatées au titre de 2016, de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2017 et des charges prévisionnelles au titre de 2018, puis la prise en compte de l'échéancier de remboursement du déficit de compensation accumulé par la CSPE au 31 décembre 2015 avant de présenter la synthèse du montant des charges à compenser en 2018.

Les charges de service public de l'électricité correspondent aux surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération relevant de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération conclus en application d'un arrêté tarifaire ou à l'issue d'un appel d'offres – y compris les coûts de gestion, aux surcoûts de production et d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) ainsi qu'aux surcoûts liés aux projets de maîtrise de la demande de l'électricité ou de stockage dans ces territoires et des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, à la rémunération versée aux installations de cogénération de plus de 12 MW dans le cadre des contrats transitoires de rémunération de la capacité, aux coûts liés aux dispositifs sociaux (tarif de première nécessité, afficheurs déportés, réductions sur les services de fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie et participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité - FSL) et aux coûts résultant des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation. Elles sont supportées par Électricité de France (EDF), Électricité de Mayotte (EDM), Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), EDF PEI, les entreprises locales de distribution (ELD), les autres fournisseurs d'électricité, RTE et les organismes agréés.

Les charges de service public en gaz correspondent aux surcoûts liés aux dispositifs de soutien au biométhane injecté et aux coûts liés aux dispositifs sociaux (tarif spécial de solidarité, réductions sur les services de fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie et afficheurs déportés). Elles sont supportées par les fournisseurs de gaz naturel.

2. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE CONSTATEES AU TITRE DE 2016

Les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2016 ont été évaluées par la CRE à partir des déclarations effectuées par EDF, les ELD, EDM, EEWF et certains autres fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. Ces déclarations ont été établies conformément aux règles de la comptabilité appropriée fixées par la CRE dans sa délibération du 2 mars 2017. Elles ont été contrôlées par les commissaires aux comptes des opérateurs, ou pour les régies, par leur comptable public.

La CRE a opéré des contrôles automatiques et des contrôles par échantillonnage des charges déclarées. Ces contrôles, et les demandes de justifications supplémentaires ont conduit les opérateurs à procéder à des déclarations rectificatives en tant que de besoin.

L'an prochain, à l'occasion de son contrôle des charges constatées au titre de 2017, la CRE portera une attention particulière à l'application du système de bonus-malus sur la disponibilité des centrales en ZNI. D'ici là, elle enga-

¹¹ Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017

gera des travaux avec les fournisseurs historiques concernés afin d'améliorer les processus de contrôle des disponibilités déclarées par les producteurs.

Concernant les surcoûts liés à l'obligation d'achat en métropole, la CRE examinera en détail les coûts qui lui seront présentés par l'ensemble des opérateurs au titre des frais de conclusion et de gestion des contrats afin de s'assurer qu'ils n'excèdent pas la « limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus » prévue par la loi. Sur le volet obligation d'achat, la CRE a constaté de nombreuses insuffisances dans les déclarations des opérateurs, qui s'expliquent notamment par la nouveauté de certains éléments à déclarer parmi lesquels ceux relatifs aux coûts de gestion et à la valorisation des capacités. La CRE rappelle qu'à défaut de réception de l'ensemble des éléments et des justifications complémentaires dans les délais définis par le cadre réglementaire, elle est fondée à ne pas retenir les déclarations des opérateurs.

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2016 s'élève à **6 796 M€**. Le tableau 1 compare ce montant avec la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2016 établies par la CRE en juillet 2016. Le détail de l'évaluation de ce montant est donné en annexe 3.

Tableau 1 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2016

			Mise à jour de la prévision au titre de 2016	Charges constatées au titre de 2016	Ecart en M€	Ecart en %	
en M€							
Electricité	Contrats d'achat	Eolien (MC)	CAS	1 361,8	1 004,0	-357,8	-26%
		Eolien (ZNI)	CAS	4,6	4,7	0,1	3%
		Photovoltaïque (MC)	CAS	2 605,0	2 444,9	-160,1	-6%
		Photovoltaïque (ZNI)	CAS	272,7	249,1	-23,6	-9%
		Autres EnR (MC)	CAS	832,4	660,0	-172,4	-21%
		Autres EnR OA (ZNI)	CAS	5,6	6,2	0,6	11%
		Autres EnR hors OA (ZNI)	Budget	10,7	11,6	0,9	8%
		Total EnR		5 092,8	4 380,6	-712,3	-14%
		Cogénération (MC)	Budget	476,3	445,6	-30,7	-6%
		Autres (MC)	Budget	17,5	3,5	-14,0	-80%
		Autres (ZNI)	Budget	796,8	863,2	66,4	8%
		Total hors EnR		1 290,5	1 312,2	21,8	2%
		Complément de rémunération	Total EnR	CAS	0,5	0,0	-0,5
	Total hors EnR		Budget	0,0	0,0	0,0	0%
Prime cogénérations > 12 MW		Budget	68,2	51,9	-16,3	-24%	
Effacement		CAS	0,0	0,0	0,0	0%	
Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat		Budget	663,2	617,6	-45,6	-7%	
Dispositifs sociaux		Budget	317,7	304,7	-13,0	-4%	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	20,9	18,6	-2,4	-11%	
	Dispositifs sociaux	Budget	99,5	110,6	11,2	11%	
Total				7 553,3	6 796,2	-757,1	-10%
			Electricité	7 432,9	6 667,0	-765,9	-10%
			Gaz	120,4	129,2	8,8	7%
			CAS	5 103,5	4 387,6	-716,0	-14%
			Budget	2 449,8	2 408,6	-41,2	-2%

MC : métropole continentale

ZNI : zones non interconnectées

EnR: énergies renouvelables

OA : contrats relevant de l'obligation d'achat

Les charges constatées au titre de 2016 sont inférieures de 757 M€ par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée au titre de cette même année et de 114 par rapport à la prévision initiale établie en 2015. Outre les réserves qu'elle avait émises quant à l'intérêt d'une reprévision eu égard notamment à la dégradation de la lisibilité d'un mécanisme qui présente déjà un important niveau de complexité et à la charge de travail supplémentaire qu'elle représente alors que les délais dont elle dispose pour évaluer les charges ont été divisés par deux afin de pouvoir être intégré dans le calendrier budgétaire, la CRE note d'une part que la mise à jour de la prévision 2016 n'a pas été utilisée pour définir le budget 2017 et qu'elle s'est en outre avérée être plus éloignée de la réalité que la prévision initiale.

Les principaux sous-jacents de l'important écart entre les charges constatées au titre de 2016 et la mise à jour de la prévision au titre de cette même année sont les suivants :

- Les charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole sont en baisse, résultant :
 - de la hausse observée des prix de marché de gros de l'électricité notamment sur les derniers mois de l'année ;
 - de la baisse du coût d'achat total notamment pour les filières éolienne (production moins importante que prévue du fait de conditions climatiques défavorables), photovoltaïque (baisse du coût d'achat moyen plus importante qu'anticipée par les opérateurs) et biomasse (décalage de la mise en service d'installations) ;
 - ainsi que de la déduction de la valorisation des certificats de capacité liés aux installations sous obligation d'achat.
- S'agissant de la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors contrat d'achat), la baisse est principalement liée à l'évaluation de la part production des recettes d'EDM dont le mécanisme de calcul a été modifié : les surcoûts de réseau ne sont plus péréqués au travers des charges de service public mais via les dotations du Fonds de péréquation de l'électricité.

3. MISE A JOUR DE LA PREVISION DE CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE AU TITRE DE 2017

Le principe d'une mise à jour de la prévision du montant des charges au titre de l'année en cours a été introduit par la réforme décrite à la section 2.

La mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2017 a été réalisée par la CRE d'une part à partir des éléments transmis par les opérateurs ayant souhaité actualiser leur prévision ou la faisant pour la première fois et d'autre part sur la base des données de prix de marché les plus récentes¹². Dans la mesure où les opérateurs sont responsabilisés financièrement sur la qualité de ces prévisions, puisque les écarts portent intérêt au taux de 1,72 %, la CRE a repris les éléments transmis, après avoir attiré, le cas échéant, l'attention des opérateurs sur d'éventuelles erreurs manifestes.

Pour les opérateurs n'ayant pas transmis d'éléments mis à jour, la prévision initiale pour 2017 a été reprise. Elle a été annulée pour ceux ayant cessé leur activité.

La mise à jour du montant total des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2017 s'élève à **7 221 M€**. Le détail de l'évaluation de ce montant est donné en annexe 2. Le tableau 2 compare ce montant avec le montant des charges initialement prévues au titre de 2017 (8 005 M€). L'écart entre cette nouvelle prévision et la prévision initiale, soit - 784 M€, est intégré à l'évaluation des charges de service public à compenser en 2018.

¹² Les prix de marché de gros de l'électricité et du gaz servent de référence au calcul des coûts évités par l'obligation d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale (à l'exception des ELD pour ce qui concerne l'électricité).

Tableau 2 : Mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2017

en M€			Prévision initiale au titre de 2017 (M€)	Mise à jour de la prévision au titre de 2017 (M€)	Ecart (M€)	Ecart en %	
Electricité	Contrats d'achat	Eolien (MC)	CAS	1 500,6	1 284,5	-216,1	-14%
		Eolien (ZNI)	CAS	6,4	5,8	-0,6	-9%
		Photovoltaïque (MC)	CAS	2 813,9	2 432,1	-381,8	-14%
		Photovoltaïque (ZNI)	CAS	286,6	264,9	-21,7	-8%
		Autres EnR (MC)	CAS	1 011,2	750,6	-260,6	-26%
		Autres EnR OA (ZNI)	CAS	5,1	8,1	3,0	60%
		Autres EnR hors OA (ZNI)	Budget	26,6	20,1	-6,5	-24%
		Total EnR		5 650,5	4 766,2	-884,3	-16%
		Cogénération (MC)	Budget	483,3	556,7	73,4	15%
		Autres (MC)	Budget	22,1	14,8	-7,2	-33%
		Autres (ZNI)	Budget	720,0	773,0	53,0	7%
		Total hors EnR		1 225,3	1 344,5	119,2	10%
	Complément de rémunération	Total EnR	CAS	5,5	0,1	-5,4	-99%
		Total hors EnR	Budget	0,2	0,2	0,0	27%
	Prime cogénérations > 12 MW		Budget	0,0	0,0	0,0	0%
Coûts de gestion des contrats		CAS	0,0	47,9	47,9	0%	
Effacement		CAS	0,0	0,0	0,0	0%	
Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat		Budget	633,7	606,0	-27,8	-4%	
Coût des études dans les ZNI		Budget	0,0	0,2	0,2	0%	
Dispositifs sociaux		Budget	331,5	309,5	-22,0	-7%	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	49,9	37,3	-12,6	-25%	
	Dispositifs sociaux	Budget	108,7	109,4	0,7	1%	
Total			8 005,3	7 221,1	-784,2	-10%	
Electricité			7 846,7	7 074,5	-772,2	-10%	
Gaz			158,6	146,6	-12,0	-8%	
CAS			5 679,2	4 831,3	-847,9	-15%	
Budget			2 326,1	2 389,8	63,8	3%	

MC : métropole continentale

ZNI : zones non interconnectées

EnR: énergies renouvelables

OA : contrats relevant de l'obligation d'achat

Cet écart représente une diminution de 10 % par rapport aux charges initialement prévues. Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- Les charges liées aux contrats d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale sont fortement revues à la baisse en lien avec la hausse des prix de marchés de gros de l'électricité et la valorisation des capacités. Les coûts d'achat prévisionnels des filières photovoltaïque, biomasse et biogaz ont également été revus à la baisse, bien que cette tendance soit atténuée par la hausse des coûts d'achat prévisionnels pour la filière cogénération. Le volume de contrats de complément de rémunération en vigueur en 2017 a lui aussi été revu à la baisse du fait des décalages dans la mise en œuvre de ce nouveau mécanisme de soutien.
- Les charges liées aux ZNI sont marquées d'une part par la hausse des surcoûts d'achat principalement du fait d'un coût d'achat de l'électricité d'origine thermique plus élevé qu'initialement prévu et, d'autre part, par la baisse qu'entraîne la fin de la couverture des surcoûts de réseau à Mayotte par les charges de service public de l'énergie.
- Si les charges liées aux dispositifs sociaux en gaz sont presque équivalentes à leur prévision initiale, en électricité la mise à jour de la prévision est inférieure de 7 % à la prévision initiale en raison de la révision à la baisse par EDF de son estimation du nombre de foyers bénéficiaires du TPN et de la baisse anticipée des frais de mise en œuvre.
- La prévision de charges liées au biométhane est revue à la baisse en raison du retard de mise en service d'une vingtaine d'installations et de la hausse du prix de marché du gaz, qui est la référence de calcul pour le coût évité correspondant.

4. PREVISION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE AU TITRE DE 2018

La prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2018 a été réalisée par la CRE à partir des prévisions transmises par les opérateurs concernés. Dans la mesure où les opérateurs sont responsabilisés financièrement sur la qualité de ces prévisions, puisque les écarts portent intérêt au taux de 1,72 %, la CRE a repris les éléments transmis, après avoir attiré, le cas échéant, l'attention des opérateurs sur d'éventuelles erreurs manifestes.

Le montant total des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2018 s'élève à **7 938 M€**. Le tableau 3 compare ce montant avec les charges constatées au titre de 2016 et avec la mise à jour de la prévision au titre de 2017. Le détail de l'évaluation de ce montant est donné en annexe 1.

Tableau 3 : Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2018

		Charges constatées au titre de 2016 (M€/part du total)		Mise à jour de la prévision au titre de 2017 (M€/part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2018 (M€/part du total)			
		en M€							
Electricité	Contrats d'achat	Eolien (MC)	CAS	1 004,0	14,8%	1 284,5	17,8%	1 513,2	19,1%
		Eolien (ZNI)	CAS	4,7	0,1%	5,8	0,1%	9,4	0,1%
		Photovoltaïque (MC)	CAS	2 444,9	36,0%	2 432,1	33,7%	2 592,3	32,7%
		Photovoltaïque (ZNI)	CAS	249,1	3,7%	264,9	3,7%	289,3	3,6%
		Autres EnR (MC)	CAS	660,0	9,7%	750,6	10,4%	922,1	11,6%
		Autres EnR OA (ZNI)	CAS	6,2	0,1%	8,1	0,1%	9,1	0,1%
		Autres EnR hors OA (ZNI)	Budget	11,6	0,2%	20,1	0,3%	55,4	0,7%
		Total EnR		4 380,6	64,5%	4 766,2	66,0%	5 390,9	67,9%
		Cogénération (MC)	Budget	445,6	6,6%	556,7	7,7%	674,8	8,5%
		Autres (MC)	Budget	3,5	0,1%	14,8	0,2%	13,7	0,2%
	Autres (ZNI)	Budget	863,2	12,7%	773,0	10,7%	804,7	10,1%	
	Total hors EnR		1 312,2	19,3%	1 344,5	18,6%	1 493,1	18,8%	
	Complément de rémunération	Total EnR	CAS	0,0	0,0%	0,1	0,0%	36,4	0,5%
		Total hors EnR	Budget	0,0	0,0%	0,2	0,0%	17,1	0,2%
Prime cogénérations > 12 MW		Budget	51,9	0,8%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
Coûts de gestion des contrats		CAS	0,0	0,0%	47,9	0,7%	48,1	0,6%	
Effacement		CAS	0,0	0,0%	0,0	0,0%	17,9	0,2%	
Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat		Budget	617,6	9,1%	606,0	8,4%	656,6	8,3%	
Coût des études dans les ZNI		Budget	0,0	0,0%	0,2	0,0%	0,0	0,0%	
Dispositifs sociaux		Budget	304,7	4,5%	309,5	4,3%	140,1	1,8%	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	18,6	0,3%	37,3	0,5%	99,5	1,3%	
	Dispositifs sociaux	Budget	110,6	1,6%	109,4	1,5%	38,4	0,5%	
Total			6 796,2			7 221,1		7 938,1	
		Electricité	6 667,0	98,1%	7 074,5	98,0%	7 800,2	98,3%	
		Gaz	129,2	1,9%	146,6	2,0%	137,9	1,7%	
		CAS	4 387,6	64,6%	4 831,3	66,9%	5 537,3	69,8%	
		Budget	2 408,6	35,4%	2 389,8	33,1%	2 400,8	30,2%	

MC : métropole continentale

ZNI : zones non interconnectées

EnR: énergies renouvelables

OA : contrats relevant de l'obligation d'achat

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2018 est plus élevé de 717 M€ que le montant des charges prévisionnelles au titre de 2017 résultant de la mise à jour présentée à la section précédente, soit une hausse de 10 %. Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- Les charges liées aux énergies renouvelables et à la cogénération présentent une hausse importante s'expliquant d'une part par le rythme de développement anticipé des filières éolien, photovoltaïque, biomasse et cogénération – aussi bien par le biais de l'obligation d'achat que du complément de rémunération – et, d'autre part, par la baisse des prix de marché de gros.
- Les charges liées aux ZNI sont marquées par la hausse conjuguée :
 - des surcoûts d'achat de l'électricité produite par de nouvelles installations (bagasse/biomasse, TAC fonctionnant à partir de bioéthanol, installations photovoltaïques avec un moyen de stockage), ainsi que par l'augmentation du coût de production de la filière bagasse/charbon suite aux mises en conformité des installations ;
 - des surcoûts de production qui s'explique principalement par la prise en compte d'une hypothèse d'hydraulicité normale par rapport au niveau élevé prévu pour 2017, ce qui a pour conséquence un recours relativement plus élevé aux moyens thermiques de production et une

augmentation des coûts d'achat des combustibles et des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

- Les charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz sont en forte baisse de 169 % et 71 % respectivement par rapport à la prévision mise à jour pour 2017 en lien avec l'abrogation du TPN et du TSS au profit du chèque énergie.
- La hausse de 62 M€ des charges liées à l'achat du biométhane injecté s'inscrit dans la trajectoire de hausse soutenue du nombre d'installations raccordées et des quantités injectées.

5. DEFICIT DE COMPENSATION D'EDF ET PRISE EN COMPTE DE L'ECHEANCIER DE REMBOURSEMENT

Compte tenu de l'historique du mécanisme de compensation des charges de service public de l'électricité, EDF supporte un déficit de compensation, qui doit être remboursé dans le cadre d'un échéancier arrêté par les ministres chargés des finances et de l'énergie. Cet échéancier définit les modalités de remboursement du déficit de compensation accumulé par EDF au 31 décembre 2015.

La prise en compte de cet échéancier pour l'évaluation des charges à compenser en 2018 conduit à exclure les éléments de régularisation au titre des années 2014 et antérieures du calcul des charges pour EDF, ainsi que les intérêts liés au déficit de compensation accumulé par EDF au 31 décembre 2015, et à inclure les montants prévus par l'échéancier au titre du remboursement du déficit précité et des intérêts associés, soit respectivement 1 622 M€ et 87,2 M€. Le détail du calcul des charges à compenser à EDF figure à l'annexe 6.

6. MONTANT TOTAL DES CHARGES A COMPENSER EN 2018

Compte tenu de ce qui précède et des frais de gestion déclarés par la CDC, le montant total des charges de service public de l'énergie à compenser en 2018 s'élève à **8 453 M€**. La répartition de ce montant par type d'opérateur est donnée dans le tableau 4, tandis que le détail par opérateur figure à l'annexe 6.

Tableau 4 : Montant des charges de service public de l'énergie à compenser en 2018

M€	Charges prévisionnelles au titre de 2018 (annexe 1)	Mise à jour de la prévision au titre de 2017 (annexe 2)	Prévision initiale au titre de 2017	Charges constatées au titre de 2016 (annexe 3)	Mise à jour de la prévision au titre de 2016	Charges prévisionnelles 2016 corrigées de l'échéancier de recouvrement	Contributions recouvrées 2016 (annexe 5)	Reliquats antérieurs à 2016 (annexe 4)	Frais financiers 2016 (annexe 6)	Charges prévisionnelles 2018 avant la prise en compte de l'échéancier	Correction au titre de l'échéancier de recouvrement (annexe 6)	Charges prévisionnelles 2018
	CP ¹⁸	CP ¹⁷	CP ¹⁷	CC ¹⁶	CP ¹⁶	CP ¹⁶	CR ¹⁶	Reliquat 06 à 16	FF ¹⁶	CP ¹⁸ avant Ech	Ech ¹⁸	CP ¹⁸
EDF	7 389,6	6 697,7	7 430,9	6 344,6	7 072,7	6 975,2	6 656,5	31,9	0,1	6 277,0	1 709,2	7 986,2
Électricité de Mayotte	98,1	96,2	118,4	92,0	113,8	106,4	106,4	-0,6	-0,3	53,1		53,1
Entreprises locales de distribution	279,5	264,0	279,8	217,5	235,1	202,6	203,3	1,0	-0,9	245,6		245,6
Autres fournisseurs dont Organismes agréés	150,1	161,2	173,9	141,7	131,2	115,7	115,7	0,0	0,1	148,1		148,1
Électricité à Eau de Wallis-et-Futuna	2,9	1,9	2,3	0,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,003	2,3		2,3
EDF PEI	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2		0,2
RTE	17,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,9		17,9
Total	7 938,1	7 221,1	8 005,3	6 796,2	7 553,3	7 399,9	7 063,9	32,3	-1,0	6 744,2	1 709,2	8 453,4
										Frais de gestion CDC 2018 ⁽¹⁾		0,039
										Total charges prévisionnelles 2018		8 453,4

(1) Intègre -34,5 k€ d'écart entre les frais de gestion constatés et prévisionnels 2016

Le montant des charges à compenser en 2018 se répartit de la manière suivante :

- **5 917,0 M€** au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- **2 536,4 M€** au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

La présente délibération sera transmise au ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'économie et au ministre des Outre-Mer. Elle sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 13 juillet 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

