

ANNEXE 2

Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2016 (CP'16)

Le décret n° 2016-158 du 18 février 2016 a introduit le principe d'une mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles pour les opérateurs concernés au titre de l'année en cours.

Cette annexe présente la mise à jour des charges de service public de l'énergie au titre de l'année 2016¹ par les différents opérateurs concernés ou la prévision de ces charges pour ceux qui ne l'avaient pas faite auparavant. Les charges de services public sont présentées selon l'énergie – électricité ou gaz – qu'elles concernent, avant qu'une synthèse présente un récapitulatif de l'ensemble des charges.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2016 et à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz. Pour les opérateurs n'ayant pas envoyé de mise à jour de leur prévision pour l'année 2016, la prévision initiale a été reprise.

Les charges supportées par les opérateurs en métropole continentale sont séparées le cas échéant de celles supportées dans les zones non interconnectées. Est en outre précisée l'affectation des charges au compte d'affectation spécial (CAS) « Transition énergétique » ou au programme budgétaire « Service public de l'énergie » (budget général).

La notion des zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique de la métropole continentale couvre les territoires suivants : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre et Miquelon, Saint Martin, Saint Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.

Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI sont supportées par Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF) à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France (EDF), qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF.

Opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2016

Les différents opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2016 sont listés dans le tableau suivant, qui identifie les types de charges qui les concernent.

L'ordonnance n° 2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie organise la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire à partir de 2016. En conséquence, EEWF a transmis la prévision de ces charges à supporter au titre de 2016.

L'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précise que « *pour chaque opérateur, si le montant de la totalité des acomptes versés au titre d'une année est inférieur, respectivement supérieur, au montant constaté des charges mentionnées aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1, il en résulte une charge, respectivement un produit, qui porte intérêt à un taux fixé par décret. La charge ou le produit ainsi calculé est, respectivement, ajoutée ou retranché aux charges à compenser à cet opérateur pour les années suivantes* ».

En prenant en compte que l'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précité introduit une valorisation financière de l'écart entre les charges constatées et les sommes recouvrées, les erreurs de prévisions portent désormais intérêt.

Dans ces conditions, la CRE a calculé la prévision des charges mise à jour au titre de l'année 2016 à partir des déclarations transmises par les opérateurs après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

¹ Les charges initialement prévues font l'objet de l'annexe 1 des délibérations du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité, aux charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité et de la délibération du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public liées à l'achat de biométhane et à leurs contributions unitaires respectives pour 2016.

		EDF	EDM	EEWF	RTE	Organismes agréés ²	Acheteur de dernier recours ³	ELD ⁴	Autres fournisseurs ⁵
Électricité	Contrats d'achat	✓	✓	✓				✓	
	Complément de rémunération	✓							
	Primes cogén. sup. 12 MW	✓							
	Effacement								
	Péréquation tarifaire dans les ZNI ⁶	✓	✓	✓					
	Dispositifs sociaux	✓	✓						
Gaz	Obligation d'achat biométhane							✓	✓
	Dispositifs sociaux	✓						✓	✓

Avertissement

La CRE rappelle que les données indiquées dans cette annexe sont incertaines car prévisionnelles.

Tous les résultats sont arrondis à une décimale (la plus proche) dans le corps du document. Toutefois, les résultats finaux utilisent uniquement des valeurs intermédiaires exactes non arrondies. De ce fait, il peut parfois survenir un très léger écart entre la somme des valeurs intermédiaires et les valeurs finales.

² Organismes mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie agréés pour la reprise de contrats d'obligation d'achat signés par EDF ou une ELD en métropole continentale.

³ Acheteur mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie 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.

⁴ Entreprises locales de distribution

⁵ Autres qu'EDF, EDM, EEWF et les ELD.

⁶ Hors contrats d'achat

SOMMAIRE

A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ÉLECTRICITÉ	5
1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES EN DEHORS DES SURCOÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ET CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX	5
1.1 SURCOÛTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES	5
1.1.1 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2016.....	6
1.1.1.1 Coûts de production	6
1.1.1.2 Recettes de production	7
1.1.1.3 Surcoûts de production	8
1.1.2 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2016	8
1.1.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie prévus par EEWf pour 2016	8
1.1.3.1 Coûts	9
1.1.3.2 Recettes	9
1.1.3.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie	10
2. SURCOÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT	10
2.1 MISE À JOUR DES SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR EDF EN MÉTROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2016	10
2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat.....	10
2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels	10
2.1.1.2 Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz.....	12
2.1.1.3 Coûts liés à la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat	12
2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	12
2.1.2.1 Cas général	12
2.1.2.2 Coût évité par la production photovoltaïque.....	14
2.1.2.3 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé.....	14
2.1.2.4 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable ».....	14
2.1.2.5 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat	15
2.1.2.6 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat	15
2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2016.....	15
2.2 MISE À JOUR DES SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR LES ELD AU TITRE DE 2016.....	15
2.3 MISE À JOUR DES SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2016	15
2.3.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels.....	15
2.3.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	17
2.3.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI	17
2.4 SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR EDM AU TITRE DE 2016	17
2.5 SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR EEWf AU TITRE DE 2016.....	17
3. CHARGES LIÉES À LA REMUNÉRATION DE LA DISPONIBILITÉ DES COGÉNÉRATIONS DE PLUS DE 12 MW	18
4. COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION	18
5. CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	19
5.1 CHARGES LIÉES AU « TARIF DE PREMIÈRE NÉCESSITÉ ».....	20
5.1.1 Pertes de recettes liées au TPN	20
5.1.2 Surcoûts de gestion	21

5.1.3	Services liés à la fourniture.....	21
5.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	21
5.2	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS D’AFFICHAGE DÉPORTÉ.....	21
5.3	CHARGES LIÉES AU DISPOSITIF INSTITUÉ EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRÉCARITÉ.....	21
5.4	BILAN DES CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTÉES PAR OPÉRATEUR.....	21
B.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ	22
1.	CHARGES LIEES AUX CONTRATS D’ACHATS DE BIOMETHANE.....	22
1.1	MISE À JOUR DES COÛTS D’ACHAT PRÉVISIONNELS AU TITRE DE 2016.....	22
1.2	MISE À JOUR DES COÛTS ÉVITÉS PRÉVISIONNELS AU TITRE DE 2016.....	22
1.3	MISE À JOUR DES COÛTS PRÉVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMÉTHANE AU TITRE DE 2016	23
1.4	MISE À JOUR DE LA VALORISATION PRÉVISIONNELLE DES GARANTIES D’ORIGINES AU TITRE DE 2016	24
1.5	MISE À JOUR DES CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2016	24
2.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	25
2.1	MISE À JOUR DES PRÉVISIONS DE DÉDUCTIONS ET VERSEMENTS FORFAITAIRES	26
2.2	MISE À JOUR DE LA PRÉVISION DES SURCOÛTS DE GESTION.....	26
2.3	SERVICES LIÉS À LA FOURNITURE	26
2.4	BILAN DE LA MISE À JOUR DE LA PRÉVISION DES CHARGES LIÉES AU TSS	26
C.	SYNTHÈSE.....	27
1.	MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2016	27
2.	DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2016 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU’EDF, EDM, EEWf, RTE, ORGANISMES AGRÉÉS ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS	29

A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ÉLECTRICITÉ

1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES EN DEHORS DES SURCÔUTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ET CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Les charges de service public dans les ZNI, en dehors des surcoûts liés aux contrats d'achat de l'électricité et des charges liées aux dispositifs sociaux, correspondent :

- aux surcoûts de production d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et mentionnés au 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux 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 ;
- aux 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 ;
- aux coûts des 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.

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015⁷, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

- les projets d'infrastructure visant la MDE qui remplissent cumulativement les deux conditions suivantes :
 - Ils visent à réduire la consommation d'électricité dans les ZNI ;
 - 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.

Aucun opérateur n'a déclaré de charges au titre des projets d'infrastructure visant la MDE.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ainsi que les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité doivent être définies dans des délibérations spécifiques de la CRE, dont la publication n'est pas intervenue au moment de la déclaration des charges. En conséquence, aucun opérateur n'a déclaré des charges à ce titre. Cependant, dans l'attente de la publication desdites délibérations et à l'instar de traitement adopté les années précédentes, les coûts de développement des « petites » actions de MDE développées dans les ZNI par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM sont pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux.

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études dans les ZNI, les modalités d'application du e) du 2° de l'article L. 121-7 doivent être précisées dans des textes réglementaires dont la publication n'est pas intervenue au moment de la déclaration des charges. En conséquence, aucun opérateur n'a déclaré de charges à ce titre.

Ainsi, les paragraphes suivants de la présente section présentent uniquement les surcoûts de production d'électricité anticipés par EDF, EDM et EEWf pour l'électricité produite par les installations qu'ils exploitent.

1.1 Surcoûts de production dans les zones non interconnectées

En application du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie les surcoûts de production d'électricité supportés dans les ZNI sont définis comme étant ceux « *qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1* ».

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

Le 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise que le montant des surcoûts de production d'électricité est égal, pour chaque ZNI, à la différence entre « le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone » et « le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production ».

En conséquence, le calcul de la mise à jour des surcoûts de production nécessite de réévaluer, dans chaque ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2016 sur la base des éléments constatés au titre de 2015, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et de la mise à jour des hypothèses économiques retenues pour la prévision initiale au titre de 2016. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes.

1.1.1 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2016

1.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production mis à jour déclarés par EDF dans les ZNI s'élevaient, pour 2016, à **785,2 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le tableau 1 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2015 et prévisionnels pour 2016 dans le tableau 2.

Tableau 1 : Mise à jour des coûts de production dans les ZNI prévue par EDF pour 2016

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2016 reprév
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	51,4	38,3	64,2	70,0	0,8	10,8	1,3	236,8
	Personnel, charges externes et autres achats	36,1	28,2	33,5	43,2	19,4	6,3	1,6	168,3
	Impôts et taxes	13,9	11,0	7,4	19,3	13,8	0,0	0,1	65,6
	Coûts de commercialisation	7,6	8,8	8,0	3,9	13,1	0,1	0,0	41,4
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,7	0,7	1,9	1,6	0,0	0,2	0,0	6,1
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	41,5	14,7	15,4	33,2	18,1	7,2	0,2	130,4
	Amortissements	16,9	13,1	12,3	14,5	9,8	4,4	0,3	71,2
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,0	13,6	11,3	13,2	14,1	0,1	0,0	65,3
Coût total		182,0	128,5	153,9	198,8	89,2	29,0	3,6	785,2

Comme affiché dans le tableau 2, les coûts de production prévisionnels pour 2016 dans les ZNI sont en diminution par rapport à 2015 (- 37,6 M€) et en hausse par rapport à ceux initialement prévus (+27,7 M€).

Tableau 2 : Evolution des coûts de production prévisionnels dans les ZNI mis à jour par EDF pour 2016 par rapport aux coûts constatés au titre de 2015 et prévisionnels pour 2016

M€	Nature de coûts retenus	2016 reprév	2016 prév	Evolution		2015	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	236,8	191,9	44,9	23%	293,8	-57,0	-19%
	Personnel, charges externes et autres achats	168,3	182,6	-14,2	-8%	146,4	22,0	15%
	Impôts et taxes	65,6	64,5	1,1	2%	69,5	-3,9	-6%
	Coûts de commercialisation	41,4	30,9	10,6	34%	39,5	2,0	5%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	6,1	10,6	-4,5	-43%	8,9	-2,8	-32%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	130,4	134,0	-3,6	-3%	130,9	-0,5	0%
	Amortissements	71,2	75,2	-3,9	-5%	69,4	1,9	3%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	65,3	67,8	-2,6	-4%	64,4	0,8	1%
Coût total	785,2	757,5	27,7	4%	822,7	-37,6	-5%	

Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2015

Le principal facteur de diminution des coûts par rapport à l'année 2015 est la mise en service intégrale de la centrale de Jarry en Guadeloupe, exploitée⁸ par EDF Production Electrique Insulaire - EDF PEI⁹, en remplacement de la centrale thermique d'EDF SEI arrêtée en 2015 ce qui s'accompagne d'une baisse des coûts d'achat des combustibles et d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre pour EDF SEI et une augmentation des coûts d'achat (cf. section A.2.3).

En outre, la diminution des coûts d'achat des combustibles résulte de la baisse des prix à terme observés sur le marché de matières premières.

En application de l'ordonnance n° 2012-827 du 28 juin 2012 relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre pour la période 2013-2020, aucun quota n'est délivré gratuitement aux producteurs d'électricité. Par conséquent, EDF doit acheter des quotas de CO₂ pour couvrir l'ensemble de ses

⁸ La centrale du Port de la Réunion a été entièrement remplacée en 2013 et les centrales de Lucciana en Corse et Bellefontaine en Martinique en 2014.

⁹ EDF PEI est une filiale à 100 % du groupe EDF.

émissions. La valorisation prévisionnelle des quotas d'émission de CO₂ acquis sur le marché est réalisée par EDF à partir du prix à terme 2016 observé sur le marché boursier *ICE¹⁰ ECX EUA futures* fin mars 2016, soit 4,97 €/tCO₂ (-34 % par rapport au prix de 2015 : 7,5 €/tCO₂).

Les autres achats et charges externes prévisionnelles augmentent de l'inflation prévisionnelle et intègrent, par ailleurs, les coûts supplémentaires dus aux travaux de mise en sécurité des centrales en fin de vie et aux travaux de démantèlement.

L'augmentation des coûts de commercialisation de +2 M€ s'inscrit dans la tendance de croissance observée entre 2014 et 2015. EDF estime que le nouveau cadre réglementaire sur les projets d'infrastructure et sur les « petites » actions visant la maîtrise de la demande d'électricité doit permettre de multiplier ces actions.

Evolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2016

A l'exception de la Guyane, la production des moyens thermiques dans les ZNI a été revue à la baisse. En particulier, cela concerne la Corse où une forte hydraulité a été observée début 2016. Toutefois, la baisse des coûts d'achat de combustibles correspondant est compensée et dépassée par la hausse considérable de ces coûts en Guyane où une production thermique plus élevée est prévue pour compenser le niveau d'hydraulité moins bon qu'initialement envisagé pour 2016. Par ailleurs, EDF explique que la première prévision pour 2016 a sous-estimé les coûts d'achat de combustibles ne prenant pas en compte la totalité des composants de ce coût. L'exercice de mise à jour des coûts prévisionnels a permis de corriger la méthode d'EDF ce qui a accentué la hausse des coûts de combustibles correspondant par rapport à leur première prévision.

Les coûts d'achat des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont inférieurs à ceux prévus initialement en cohérence avec la baisse du prix à terme 2016 observé sur le marché boursier *ICE ECX EUA futures* (4,97 €/tCO₂ contre 8,42 €/tCO₂ prévu initialement).

Les hypothèses de croissance des autres coûts d'exploitation et des frais de commercialisation initialement prévus pour 2016 n'ont pas changé pour la mise à jour hormis l'actualisation du taux d'inflation prévisionnelle (0,4 % entre 2015 et 2016 contre 1,2 % entre 2014 et 2016). Ainsi, la variation de la prévision de ces coûts mise à jour par rapport à leur prévision initiale – à la hausse comme à la baisse – s'explique essentiellement par la variation des coûts constatés en 2015 par rapport à ceux constatés en 2014 servant respectivement de base de calcul pour la prévision de ces coûts et sa mise à jour.

Les actifs rémunérés ont été réévalués, sur la base des actifs déclarés en 2015, à un niveau inférieur à celui initialement prévu. Ce qui a conduit, par conséquence, à des plus faibles montants de rémunération des capitaux ainsi qu'à une baisse des dotations aux amortissements par rapport à la première prévision pour 2016.

1.1.1.2 Recettes de production

La prévision des recettes de production mise à jour dans les ZNI pour 2016 s'élèvent à **226,9 M€**, réparties comme indiqué dans le tableau 3.

Tableau 3 : Mise à jour des recettes de production prévues par EDF dans les ZNI pour 2016

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2016 reprév
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	198,5	197,6	153,5	82,0	285,9	5,0	0,8	923,4
Recettes réseau	80,9	74,2	56,0	28,1	103,7	1,1	0,3	344,2
Recettes gestion de la clientèle	9,9	10,1	8,1	2,9	15,9	0,1	0,1	47,0
Recettes brutes de production⁽²⁾	107,7	113,4	89,5	51,0	166,4	3,7	0,4	532,1
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	41,8	12,2	32,2	41,4	28,4	3,7	0,4	160,1
Recettes de production totales⁽⁴⁾	58,6	26,9	42,7	48,7	45,6	4,0	0,5	226,9
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	56,16	62,77	64,37	62,72	63,18	81,26	45,37	-

⁽¹⁾ le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total déclaré par EDF (y compris les ventes au tarif agent), hors taxe, hors CTA (contribution tarifaire acheminement), hors rémanence de l'octroi de mer

⁽²⁾ les recettes brutes de production s'obtiennent en minorant les recettes totales des recettes réseau et de la part des recettes de gestion de la clientèle affectée à l'activité de fourniture (les recettes brutes de production incluent les recettes de commercialisation)

⁽³⁾ les recettes brutes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section A.2.3

⁽⁴⁾ incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes

¹⁰ Intercontinental Exchange.

(5) la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (cf. section A.2.3.2)

L'évolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour par rapport aux recettes constatées au titre de 2015 et à celles initialement prévues pour 2016 est indiquée dans le tableau 4.

Tableau 4 : Evolution des recettes de production dans les ZNI prévisionnelles mises à jour par EDF pour 2016 par rapport aux recettes constatées au titre de 2015 et prévisionnelles pour 2016

	M€	2016 reprév	2016 prév	Evolution		2015	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité		923,4	938,5	-15,2	-2%	900,8	22,5	3%
Recettes réseau		344,2	346,8	-2,6	-1%	336,3	7,9	2%
Recettes gestion de la clientèle		47,0	48,2	-1,2	-3%	46,6	0,4	1%
Recettes brutes de production		532,1	543,5	-11,3	-2%	517,8	14,3	3%
Part des recettes à considérer		160,1	166,0	-5,9	-4%	158,0	2,1	1%
Recettes de production totales		226,9	234,4	-7,5	-3%	222,8	4,1	2%

Evolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2015

La mise à jour des recettes de production est établie sur la base des recettes constatées en 2015 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- hausse moyenne de la consommation de 0,7 % entre 2015 et 2016. La hausse dans chaque ZNI est uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes moyen relativement stable entre 2015 et 2016, autour de 10,7 % ;
- augmentation moyenne tarifaire de 1,7 % HT par rapport aux tarifs en vigueur en 2015 ;
- les recettes de distribution et recettes de gestion de la clientèle augmentent en corrélation avec la croissance prévisionnelle de la consommation et l'évolution tarifaire envisagée.

Evolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2016

Le montant des recettes mises à jour pour 2016 est inférieur à celui initialement prévu d'environ 3 % ce qui s'explique par la prévision d'une croissance de la consommation et d'une augmentation moyenne tarifaire moins importantes que prévues initialement.

1.1.1.3 Surcoûts de production

Les montants prévisionnels de coûts et de recettes de production mis à jour retenus par la CRE s'élèvent respectivement à 785,2 M€ et 226,9 M€, le montant des surcoûts de production mis à jour pour 2016 dans les ZNI est égal à **558,3 M€**. Leur décomposition par zone est présentée dans le tableau 5.

Tableau 5 : Surcoûts de production prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2016

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2016 reprév
Coût de production	182,0	128,5	153,9	198,8	89,2	29,0	3,6	785,2
Recettes de production	58,6	26,9	42,7	48,7	45,6	4,0	0,5	226,9
Surcoûts (M€)	123,5	101,6	111,2	150,2	43,7	25,1	3,2	558,3

Ce surcoût est affecté au budget général.

1.1.2 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2016

EDM a décidé de ne pas mettre à jour les charges qu'elle avait prévu à supporter au titre de 2016. De ce fait, le montant des surcoûts de production initialement prévu pour EDM pour 2016, soit **104,5 M€** reste inchangé.

1.1.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie prévus par EEFW pour 2016

L'ordonnance n° 2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie organise la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire à partir de

2016. En conséquence, EEWf a transmis la prévision de ses charges de service public de l'énergie à supporter au titre de 2016.

Les contraintes de temps associées à cette première année d'application de la péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna n'ont toutefois pas permis à EEWf de réaliser une déclaration au format complet de la comptabilité appropriée dans les délais impartis. Par conséquent, seule une analyse relativement sommaire des charges prévisionnelles supportées par EEWf au titre de 2016 a pu être réalisée sur la base des éléments transmis. A noter que l'acceptation de la déclaration de charges prévisionnelles d'EEWF ne préjuge en rien de la manière dont seront traitées ses déclarations de charges de services public ultérieures, notamment de charges constatées, pour lesquelles un niveau de justification conforme à celui prévu par les règles de la comptabilité appropriée est attendu.

Dans ce contexte de mise en place de la péréquation tarifaire, les éléments de coûts et recettes transmis par EEWf ne sont pas encore ventilés entre activités de production et de distribution. Cette assimilation n'est toutefois pas dommageable à ce stade pour le calcul des charges de service public de l'énergie, puisque l'ordonnance du 12 mai prévoit que la part acheminement des tarifs réglementés de vente dans les îles Wallis et Futuna est égale aux coûts d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité réellement supportés par EEWf, et ce jusqu'en 2020. Ainsi, la différence entre les coûts et les recettes d'EEWF correspond aux surcoûts de production et d'achat supportés par EEWf du fait de la péréquation tarifaire. Néanmoins la variation des coûts d'utilisation des réseaux supportés par EEWf se répercutera intégralement dans les charges de service public jusqu'à cette date.

L'arrêté du 29 juin 2016 relatif à la procédure et aux conditions d'alignement des tarifs réglementés de vente de l'électricité dans les îles Wallis et Futuna sur les tarifs réglementés de vente en vigueur en métropole précise notamment que la péréquation tarifaire est mise en place à partir du 1^{er} juillet 2016 pour les 50 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné. Au-delà du volume précité qui délimite le périmètre péréqué pour l'année 2016, les prix de l'énergie restent fixés par le cahier des charges de concession, et ce jusqu'au 1^{er} janvier 2020. Par conséquent, le calcul des charges de service public de l'énergie supportées par EEWf se limite au volume de kWh péréqué.

1.1.3.1 Coûts

Les coûts présentés sont calculés au prorata du volume péréqué sur la base des coûts totaux supportés par EEWf du fait de l'exploitation de son réseau de distribution, de son parc de production et des contrats d'achat conclus avec des producteurs tiers. L'intégralité des contrats d'achat d'énergie correspond aux contrats d'achat d'électricité photovoltaïque hors obligation d'achat.

Les coûts prévisionnels s'élèvent, pour 2016, à **0,69 M€**, dont 45 % au titre des combustibles (0,31 M€). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le tableau 6.

Tableau 6 : Coûts prévus par EEWf pour 2016

M€	Nature de coûts retenus	2016 prév périmètre péréqué
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	0,31
	Personnel, charges externes et autres achats	0,25
	Impôts et taxes	0,07
	Coûts de commercialisation	
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,03
	Amortissements	0,03
	Frais de structure, de siège et prestations externes	
Coût total hors achat d'énergie		0,69
Coût achat d'énergie		0,002
Coût total		0,69

1.1.3.2 Recettes

La prévision des recettes au périmètre péréqué s'élève à **0,23 M€** pour 2016.

1.1.3.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie

Les montants prévisionnels de coûts et de recettes retenus par la CRE s'élevant respectivement à 0,69 M€ et 0,23 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie pour 2016 est évalué à **0,46 M€** pour EEWf. Ce surcoût est affecté au budget général.

2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT

Les surcoûts d'achat prévus pour 2016, en métropole continentale et dans les ZNI, sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'appels d'offres (1° de l'article L. 311-12 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles L. 314-1, L. 311-12 et L. 121-27 du code précité (2° du I de l'article R. 121-28 du code précité), dits contrats de gré-à-gré ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables ».

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, le montant des surcoûts est égal à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et le coût évité par l'acquisition de cette électricité, qui est évalué de la manière suivante :

- en métropole continentale, 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* » ;
- dans les ZNI, les coûts évités sont calculés « *par rapport à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité* ».

Les sections suivantes présentent les résultats de la mise à jour de l'évaluation des surcoûts liés aux contrats d'achat en métropole continentale pour EDF et pour les ELD, et, dans les ZNI, pour EDF, EDM et EEWf.

2.1 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par EDF en métropole continentale au titre de 2016

2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat

2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités achetées en 2016 est établie par EDF à partir des montants constatés au titre de 2015 et au cours des mois de janvier à mars 2016, et des évolutions prévues pour le reste de l'année 2016. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces nouvelles prévisions.

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2016 sont présentés dans le tableau 7.

La mise à jour de la prévision pour 2016 réalisée par EDF aboutit à un volume total de **48,1 TWh** pour un coût d'achat de **6 630,4 M€**.

Tableau 7 : Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF pour 2016

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	1 178,0	0,0	0,1	505,0	2 718,4	190,6	147,9	195,1	249,0	22,7	5 206,9
Février	1 096,0	0,0	0,0	577,5	2 735,7	170,0	139,7	183,7	379,0	21,9	5 303,6
Mars	1 088,0	0,0	0,3	575,3	2 374,0	173,0	151,0	182,0	588,0	12,2	5 143,7
Avril	0,0	0,0	0,0	574,0	1 716,2	193,2	141,4	192,2	752,6	13,6	3 583,3
Mai	0,0	0,0	0,0	621,9	1 459,3	243,1	147,5	211,0	883,7	18,5	3 585,1
Juin	0,0	0,0	0,0	513,6	1 241,2	197,9	144,0	204,2	930,3	14,8	3 246,1
Juillet	0,0	0,0	0,0	361,7	1 226,1	217,8	150,2	211,0	970,1	10,8	3 147,8
Août	0,0	0,0	0,0	267,4	1 206,6	219,7	151,6	285,8	886,6	10,7	3 028,4
Septembre	0,0	0,0	0,0	233,1	1 460,0	197,5	148,0	276,6	711,1	15,7	3 041,9
Octobre	0,0	0,0	0,0	302,4	1 925,8	194,7	154,3	285,8	517,7	16,3	3 397,0
Novembre	960,3	0,0	0,0	338,9	2 191,7	196,2	150,6	289,3	290,2	27,2	4 444,5
Décembre	1 117,1	0,0	0,0	443,0	2 551,0	203,1	157,0	304,9	200,5	28,3	5 005,0
Quantités (GWh)	5 439,4	0,0	0,8	5 313,7	22 806,0	2 396,7	1 783,3	2 821,9	7 358,9	212,7	48 133,4
Prévision initiale pour 2016 (GWh)	5 874,5	0,0	0,5	5 546,5	21 674,7	2 239,6	1 769,6	3 547,8	7 581,1	0,0	48 234,3
Quantités retenues en 2015 (GWh)	1 767,3	3 464,7	0,4	4 746,7	20 089,3	2 164,9	1 602,5	1 965,4	6 715,7	1,4	42 518,3
Coût d'achat (M€)	662,0	0,0	4,9	393,4	2 037,5	129,4	277,2	399,4	2 706,4	20,3	6 630,4
Prévision initiale pour 2016 (M€)	772,8	20,1	3,9	410,3	1 951,2	125,7	207,6	529,8	2 642,6	0,0	6 663,9
Coût d'achat retenu en 2015 (M€)	217,8	463,6	7,1	351,0	1 779,6	125,3	194,4	268,9	2 511,4	0,1	5 919,2
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	121,7	-	6 491,9	74,0	89,3	54,0	155,4	141,5	367,8	95,6	137,8
Prévision initiale pour 2016 (€/MWh)	131,5	-	7 793,0	74,0	90,0	56,1	117,3	149,3	348,6	-	138,2
Coût d'achat unitaire en 2015 (€/MWh)	123,3	133,8	19 852,4	73,9	88,6	57,9	121,3	136,8	374,0	88,6	139,2

* Autres = petites installations et surplus des ELD (RS41)

Par rapport à l'année 2015, le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat en 2016 augmente de 13,2 %. Cette hausse est liée à la croissance en volume des filières éolienne (+2,7 TWh), biomasse (+0,9 TWh) et photovoltaïque (+0,6 TWh). Le coût d'achat unitaire moyen du MWh diminue de 1,1 % pour s'établir à 137,8 €/MWh. Le coût d'achat total progresse de 12 %, soit une hausse de 711 M€ entre 2015 et 2016.

La mise à jour de la prévision d'achat pour 2016 conduit à une légère baisse par rapport à la prévision initiale prise en compte pour l'évaluation des charges à compenser en 2016, qu'il s'agisse des volumes totaux achetés (-0,1 TWh soit -0,2 % de la prévision initiale) ou du coût d'achat total (-34 M€ soit -0,5 % de la prévision initiale). Les prévisions pour chaque filière peuvent toutefois connaître des évolutions plus marquées.

La mise à jour de la prévision de production pour la filière éolienne conduit à une augmentation des volumes retenus de 5,2 %, soit +1 131 GWh par rapport à la prévision initiale pour 2016, sous l'effet notamment d'une production exceptionnellement élevée constatée au cours du 1^{er} trimestre 2016, et à une augmentation équivalente des coûts d'achat (+86 M€ soit +4,4 % par rapport à la prévision initiale). La mise à jour de la prévision conduit ainsi à une augmentation significative des volumes et des coûts d'achat par rapport à l'année 2015 (respectivement +2,7 GWh et +258 M€), résultant du développement attendu de la filière.

S'agissant de la filière photovoltaïque, la prévision de volumes pour 2016 est revue à la baisse (-222 GWh par rapport à la prévision initiale), tandis que la prévision de coût d'achat évolue à la hausse (+64 M€), sous l'effet d'une hausse du coût d'achat moyen prévu. La nouvelle prévision 2016 s'établit à 2 706 M€, soit une hausse de 7,8 % par rapport au coût d'achat constaté en 2015.

La prévision de production de la filière cogénération est revue à la baisse de 7,4 %, en raison d'une reprévision à la baisse du flux entrant de nouveaux contrats d'achat pour l'année 2016. Le coût d'achat baisse dans des proportions supérieures (-14,3 %), en raison de la baisse attendue du coût unitaire d'achat sous l'effet de la baisse des prix du gaz. La nouvelle prévision pour l'année 2016 repose sur un volume de 5,4 TWh (+4 % par rapport à 2015) et un coût d'achat de 662 M€ (-2,9 % par rapport à 2015).

De manière similaire, la nouvelle anticipation de production de la filière biomasse est plus basse que la prévision précédente (-726 GWh soit -20,5 % par rapport à la prévision initiale), en raison du décalage de la date de mise en service d'une installation de taille importante de janvier à juillet 2016. Le coût d'achat est également revu à la baisse (-130 M€ soit -24,6 %). La nouvelle prévision 2016 s'établit ainsi à 2,8 TWh et 399 M€, en hausse de près de 50 % par rapport à l'année 2015.

La prévision de production pour la filière biogaz évolue peu (+0,8 %), mais le coût d'achat est fortement revu à la hausse (+33,5 %), en raison d'une estimation du coût unitaire d'achat en hausse de 32,5 % par rapport à la prévision initiale pour atteindre 155 €/MWh. La nouvelle prévision de coût d'achat pour 2016 est de 277 M€ (+28 % par rapport à 2015).

La mise à jour de la prévision pour la filière hydroélectrique sous obligation d'achat en 2016 repose sur un volume de 5,3 TWh et un coût d'achat de 393 M€, ce qui correspond à une hausse de l'ordre de 12 % par rapport à l'année 2015 mais à une baisse de l'ordre de 4 % par rapport à la prévision initiale.

Les volumes achetés à la filière incinération sont en augmentation de 7 % par rapport à la prévision initiale pour 2016, en raison d'un retour d'expérience montrant une meilleure disponibilité des installations que celle anticipée, et s'élèvent à 2,4 TWh. Les coûts d'achat sont estimés pour 2016 à 129 M€, soit +3,2 % par rapport à 2015.

Le parc des installations dispatchables continuera sa décroissance en 2016 avec 67 MW. Les volumes produits représentent 0,8 GWh en 2016 et les coûts d'achat s'élèvent à 4,9 M€.

Par ailleurs, EDF intègre à sa nouvelle prévision pour l'année 2016 une hypothèse relative à l'achat des surplus des ELD (contrats RS41), en raison du développement attendu des volumes associés. Pour 2016, la prévision représente un volume de 213 GWh et un coût d'achat de 20,3 M€.

2.1.1.2 Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz

Le contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz effectué par EDF permet de vérifier leur efficacité énergétique et l'application correcte de la rémunération complémentaire facturée par le producteur.

Pour 2016, le montant prévu est identique à celui constaté en 2015, soit 0,3 M€.

2.1.1.3 Coûts liés à la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat

EDF a déclaré au titre de l'année 2016 des coûts liés à la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat. Ces coûts ont trait aux frais de certification des installations sous obligation d'achat au titre du mécanisme de capacité (838 k€).

La CRE avait indiqué dans sa délibération de proposition des charges 2013¹¹ qu'elle ne pouvait, « en l'état de la rédaction des dispositions des articles L. 121-6 et suivants du code de l'énergie, inclure [les coûts de gestion attachés à la mise en œuvre de l'obligation d'achat] dans les charges à couvrir au titre des charges de service public de l'électricité. »

Les dispositions en question n'ayant pas, à la date de la présente délibération, été modifiées de sorte à permettre la compensation des coûts de gestion de l'obligation d'achat, l'analyse exposée dans la délibération du 9 octobre 2012 trouve à s'appliquer, et les coûts exposés par EDF au titre de la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat ne peuvent dès lors pas être intégrés au montant des charges à compenser.

2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

Le 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que les coûts évités à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale sont évalués « par référence aux prix de marché de l'électricité ».

2.1.2.1 Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours pour EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération de la CRE du 25 mai 2016¹². Dans le cas général des filières sous obligation d'achat, le coût évité à EDF distingue le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour les filières photovoltaïque, les filières dispatchables et les contrats dont la rémunération est horosaisonnalisée. Le coût évité de celles-ci est présenté dans les sections A.2.1.2.2 à A.2.1.2.5.

Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé par référence aux prix de marché à terme. Le coût évité par la production aléatoire est calculé pour les 5 premiers mois de l'année à partir des prix spot constatés, et pour les 7 derniers mois à partir des prix de marché à terme : cotation du produit M6 pour le mois de juin, et cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliqués des coefficients mensuels correspondants à la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre) pour les mois de juillet à décembre.

Le coût évité par la part aléatoire de la production éolienne est quant à lui évalué de manière à refléter les effets de corrélation entre ces production et les prix de marché. Un facteur correctif mensuel est ainsi appliqué aux références mensuelles de prix de marché retenues.

Le coût évité ainsi obtenu pour l'année 2016 s'élève à **1 295,6 M€** (hors contrats PV, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

Il est en baisse de 16 % par rapport à la prévision initiale pour l'année 2016, en raison de la baisse observée des prix de marché.

¹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013.

¹² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mai 2016 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2016 est indiquée dans le tableau 8.

Tableau 8 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2016

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 100
Surplus de production Q1 ¹³	2 400
Surplus de production M11	2 200
Surplus de production M12	2 200

Le coût évité par les blocs du ruban de base et du Q1 est évalué par référence aux prix de marché pour les produits correspondants. Le coût évité par les blocs des mois M11 et M12 est calculé selon la méthodologie retenue pour l'évaluation du coût évité mensuel par la part aléatoire (cf. *infra*). Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le tableau 9.

Tableau 9 : Prix de marché retenus pour 2016, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
40,25	45,58	33,88	32,24

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 18,1 TWh, est de **734,2 M€**.

Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

Le coût évité par la part aléatoire est évalué à partir des prix spot, des cotations du produit M6, et des cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliquées des facteurs fondés sur des données historiques de manière à établir une référence mensuelle.

Tableau 10 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2016, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle
Janvier	33,60
Février	25,53
Mars	27,08
Avril	25,48
Mai	24,27
Juin	24,96
Juillet	26,13
Août	23,58
Septembre	28,27
Octobre	34,73
Novembre	33,88
Décembre	32,24

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables ») s'élève à **561,4 M€**. Ce montant est détaillé dans le tableau 11.

¹³ Premier trimestre.

Tableau 11 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2016 (hors contrats PV, contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité hors éolien (GWh)	Prix mensuel éolien (€/MWh)	Quantité éolien (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	33,60	965,5	25,7	1 236,7	64,3
Février	25,53	965,7	23,1	1 349,6	55,8
Mars	27,08	886,6	18,2	892,3	40,2
Avril	25,48	669,1	24,5	1 197,3	46,4
Mai	24,27	773,2	22,8	923,2	39,8
Juin	24,96	647,3	23,0	722,4	32,8
Juillet	26,13	560,8	22,4	690,0	30,1
Août	23,58	572,6	21,8	670,5	28,1
Septembre	28,27	527,7	27,7	941,2	41,0
Octobre	34,73	580,5	33,3	1 389,7	66,5
Novembre	33,88	821,4	30,6	855,1	54,0
Décembre	32,24	1 063,7	24,4	1 152,6	62,4
Total 2016	28,3	9 034	24,8	12 021	561,4

2.1.2.2 Coût évité par la production photovoltaïque

Le calcul du coût évité par les installations photovoltaïques fait l'objet d'un traitement particulier. À la suite des préconisations inscrites dans le rapport Charpin-Trink issu de la concertation post-moratoire avec les acteurs de la filière, la CRE a mis en place une nouvelle méthode de calcul des coûts évités pour l'acheteur obligé, qui tient compte du profil de production de la filière.

La référence de coût évité pour la mise à jour de la prévision 2016 est calculée en appliquant aux prix de marché mensuels, dont le calcul est décrit dans la partie précédente, le rapport moyen des prix spot pondérés par les profils de production horosaisonniers du profil PRD3 (utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution) sur les prix spot mensuels. Cette méthode de calcul permet de déterminer un niveau de valorisation de l'électricité photovoltaïque en accord avec les périodes de production théorique, le photovoltaïque permettant de produire uniquement le jour, lorsque les prix spot sont les plus élevés sur le marché de gros.

Ainsi, le **coût évité total prévisionnel pour la filière photovoltaïque en 2016 est de 232,4 M€.**

2.1.2.3 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé

Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire, ce qui signifie que la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horosaisonnaires où le tarif est élevé correspondent sensiblement aux heures où le prix de marché est haut. Il existe, pour ces contrats, une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché. Le coût évité doit donc être calculé par poste horosaisonnier.

Ne pouvant prévoir, pour 2016, les prix de marché horaires et la répartition horaire des volumes achetés, on considère, en première approximation, que le coût évité par ces installations en 2016 a varié, par kWh, par rapport à 2015, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2015 et 2016. Le coût évité est ainsi estimé à **46,0 M€.**

2.1.2.4 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrat type « appel modulable », devraient représenter, fin 2016, une puissance garantie de 23 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 0,8 GWh. La moyenne des résultats des appels d'offres de RTE pour la mise à disposition de réserves complémentaires a été retenue pour l'évaluation du coût fixe évité à l'acheteur obligé. Le coût fixe évité prévisionnel est ainsi évalué à 1,5 M€.

La valorisation du coût évité « énergie » s'effectue, quant à elle, suivant la même méthode que celle retenue pour les contrats horosaisonnalisés décrite ci-dessus (i.e. variation dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2015 et 2016). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 0,08 M€. Le coût évité total est donc de **1,6 M€.**

2.1.2.5 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat

À la suite de la 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 continental, EDF a procédé à la création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat, au sein duquel les installations sous obligation d'achat ont été basculées au 1^{er} juillet 2015. En conséquence, l'évaluation des charges constatées en tient compte à compter de cette date.

EDF a estimé le coût résultant pour l'année 2016 à **14 M€**, en tenant comptes des volumes prévus pour chaque filière sous obligation d'achat, de leur contribution respective au volume total d'écart et des prix de marché à terme. Ce coût est à retrancher du coût évité par les contrats d'achat prévu au titre de 2016.

2.1.2.6 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2017 est évalué à **1 561,6 M€** (734,2 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 561,4 M€ de coût évité par la production aléatoire + 232,4 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 46,0 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 1,6 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » - 14 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat).

2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2016

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2016 s'élèvent à **5 069,1 M€** en métropole continentale (6 630,4 M€ de coût d'achat + 0,3 M€ de coût de contrôle des cogénérations - 1 561,6 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 581,4 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 487,7 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

La mise à jour de la prévision conduit à un montant de charges supérieur de 328 M€ à la prévision initiale pour 2016 (4 741 M€), résultant principalement de la baisse observée des prix de marché.

2.2 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les ELD au titre de 2016

Seule la régie du syndicat intercommunal SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS a transmis une mise à jour des prévisions de charges liées aux contrats d'achat au titre de 2016. Le surcoût résultant de cette mise à jour dû aux contrats d'achat en 2016 s'élève pour cette ELD à **45,9 M€**, soit une augmentation de 3,9 M€ par rapport aux charges initialement prévues. Cette progression s'explique par le rythme de mise en service des nouvelles installations sur le périmètre de gestion de cette ELD plus intense que prévu initialement. Par ailleurs, cette ELD a actualisé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

Par ailleurs, deux ELD ont déclaré leur fermeture à la CRE au cours de l'année 2016. Les prévisions initiales pour ces ELD sont donc annulées dans la nouvelle prévision (- 0,2 M€).

Pour les autres ELD, en l'absence de mise à jour, les éléments de la prévision initiale pour 2016 sont repris.

La mise à jour de la prévision conduit à retenir un surcoût total de **223,9 M€** pour 2016, contre une prévision initiale pour 2016 de 220,2 M€).

Ce montant se répartit par compte de financement budgétaire de la manière suivante :

- 217,8 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 6,0 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par ELD sont indiqués dans le tableau 26.

2.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2016

2.3.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités et des coûts d'achat d'EDF dans les ZNI pour l'année 2016 est présentée dans le tableau 12.

Tableau 12 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI en 2016

	Interconnexion*	Bagasse/ Charbon	Thermique	Bagasse/ Biomasse	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	638,1	0,0	463,8	0,0	30,7	59,2	0,0	0,0	16,0	0,0	159,9	1 367,7
Guadeloupe	0,0	583,8	1 006,5	0,0	49,5	22,8	0,0	78,5	0,0	0,0	101,4	1 842,6
Martinique	0,0	0,0	889,3	0,0	1,5	0,0	23,2	0,0	2,4	0,0	88,0	1 004,4
Guyane	0,0	0,0	74,9	0,0	0,0	24,8	0,0	0,0	0,0	12,1	63,7	175,4
La Réunion	0,0	1 454,2	680,3	0,0	15,2	1,3	0,0	0,0	16,1	0,0	267,7	2 434,8
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,013
Quantités (GWh)	638,1	2 038,1	3 114,7	0,0	96,9	108,1	23,2	78,5	34,6	12,0	680,7	6 824,9
Prévision 2016 (GWh)	692,0	2038,3	3070,1	0	102,3	97,9	26,2	79,3	34,9	11,9	688,2	6 841,1
Constatées en 2015 (GWh)	692,1	1901,0	3173,3	0	94,6	82,3	24,1	82,8	26,5	11,4	605,8	6 693,9
Coût d'achat (M€)	28,5	295,9	793,4	0,0	9,8	9,5	1,5	13,2	3,3	2,6	302,7	1 460,4
Prévision 2016 (M€)	34,5	300,9	737,3	0	10,7	8,9	1,9	9,2	3,3	2,8	308,4	1417,8
Constatées en 2015 (M€)	39,9	283,2	902,6	0	10,4	7,3	1,6	9,9	2,6	2,6	270,2	1530,1

* La Corse bénéficie de deux liaisons électriques avec l'Italie continentale et la Sardaigne : SACOI (Sardaigne-Corse-Italie) et SARCO (Sardaigne-Corse)

Evolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2015

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2016 sont relativement stables par rapport à 2015 (en hausse de 2,0 %). Dans le même temps, le coût d'achat – toutes filières confondues – devrait quant à lui baisser de 4,6 %.

L'évolution du volume et du coût d'achat de l'électricité produite est toutefois très hétérogène en fonction de la filière et du territoire considérés :

- L'année 2016 est marquée par une forte hydraulité en Corse (impliquant de moindres recours aux interconnexions et productions thermiques) et une faible hydraulité en Guyane (augmentant d'autant la production thermique).
- En 2016, près de la moitié de l'électricité achetée devrait toujours provenir de centrales thermiques et de groupes de secours (46 % des volumes achetés). Les centrales de PEI devraient fonctionner en régime nominal en 2016 avec la fin de la mise en service de tous les groupes en 2015. A noter que pour les centrales PEI, la rémunération prévisionnelle associée à la modulation et aux arrêts/démarrages a été prise en compte dans le calcul du coût d'achat. La diminution du coût d'achat de la filière thermique par rapport à 2015 (- 7 %) s'explique en partie par la baisse du prix des combustibles fossiles.
- Une augmentation de la production des installations fonctionnant à la bagasse et au charbon est attendue en 2016 après les problèmes techniques et sociaux qui ont affecté les installations guadeloupéennes au début de l'année 2015. La revalorisation de la prime bagasse à 14,5 €/t, introduite par l'arrêté du 8 octobre 2015, a par ailleurs été prise en compte dans le calcul du coût d'achat pour 2016. Pour les centrales concernées à la Réunion et en Guadeloupe, l'impact financier des avenants signés début 2016 liés aux travaux consécutifs à la « directive IED », à la gestion des effluents liquides et à celle des résidus solides a été pris en compte. Les installations bagasse/charbon devraient toujours constituer la deuxième source d'approvisionnement en 2016 (30 % des volumes achetés) et le troisième poste de charges ;
- La filière éolienne a été marquée fin 2015 par la fin du versement de la prime fixe aux installations sous contrats conclus à l'issue de l'appel d'offres EOLE2005 suite au dépassement des 15 ans de durée des contrats. En outre, une nouvelle installation devrait être mise en service en Guadeloupe en 2016 ;
- La filière photovoltaïque devrait quant à elle continuer à se développer (prévision d'une croissance de 12 % de la production et des coûts d'achat afférents entre 2015 et 2016) avec :
 - d'une part, la croissance à rythme ralenti de la puissance installée des nouvelles installations sans stockage ;
 - d'autre part, la mise en service progressive des centrales combinant production photovoltaïque et stockage, lauréates de l'appel d'offres de 2011.

L'électricité photovoltaïque devrait constituer en 2016 le deuxième poste de charges, juste devant la production d'électricité des installations fonctionnant à la bagasse et au charbon.

Evolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2016

Le volume d'achat total prévisionnel mis à jour pour 2016 demeure très stable (- 0,2 %) par rapport à la première prévision réalisée pour cette même année.

Toutefois, la mise à jour des données relatives à l'hydraulicité pour 2016 a permis la révision des prévisions, notamment en Corse où la forte hydraulicité attendue pour 2016 a conduit à la révision à la baisse des volumes d'achat à la filière thermique (- 6 %) et des imports (- 9 %) par rapport à l'estimation initiale.

Le coût d'achat total correspondant a quant à lui été sensiblement revu à la hausse (+ 3 %, soit +42,6 M€). Cela s'explique principalement par un coût d'achat de l'électricité d'origine thermique sensiblement plus élevé que prévu initialement (+56,1 M€). En particulier, EDF ne prenait pas en compte dans son estimation initiale les coûts liés aux arrêts/démarrage et à la modulation qui ont été intégrés dans la mise à jour de la prévision.

2.3.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente appliqués aux clients non éligibles. Celles-ci ont été réévaluées comme présenté en section A.1.1.1.2. Le coût évité s'élève à **377,6 M€**, comme détaillé dans le tableau 13.

Tableau 13 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2016

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2016 reprév
Quantités achetées (GWh)	1 367,7	1 842,6	1 004,4	175,4	2 434,8	0,0	0,013	6 824,9
Taux de pertes (%)	12,8%	11,2%	10,0%	11,4%	9,0%	5,7%	7,9%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 192,6	1 635,8	903,9	155,4	2 215,6	0,0	0,012	6 103,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	56,16	62,77	64,37	62,72	63,18	81,26	45,37	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	67,0	102,7	58,2	9,7	140,0	0,00	0,0005	377,6

* Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte au titre des surcoûts de production.

2.3.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels mis à jour d'EDF résultant des contrats d'achat en 2016 s'élèvent à **1 082,8 M€** dans les ZNI (1 460,4 M€ de coût d'achat - 377,6 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit par compte de financement budgétaire de la manière suivante :

- 275,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 807,5 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par compte de financement budgétaire est présentée dans le tableau 14.

Tableau 14 : Surcoûts d'achat prévisionnels mis à jour d'EDF dans les ZNI en 2016

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2016 reprév
Coût d'achat	244,7	398,0	256,9	50,1	510,7	0,0	0,008	1 460,4
Coût évité	67,0	102,7	58,2	9,7	140,0	0,0	0,001	377,6
Surcoûts	177,7	295,3	198,7	40,3	370,8	0,0	0,007	1 082,8
dont ENR OA affectées au CAS	62,4	41,4	32,9	27,4	111,2	0,0	0,007	275,3
dont ENR hors OA affectées au budget	0,0	8,8	0,0	1,9	0,0	0,0	0,000	10,7
dont autres contrats affectés au budget	115,3	245,1	165,8	11,0	259,5	0,0	0,000	796,8

2.4 Surcoûts d'achat prévus par EDM au titre de 2016

EDM a décidé de ne pas mettre à jour les charges qu'elle avait prévu à supporter au titre de 2016. De ce fait, le montant des surcoûts d'achat initialement prévu pour EDM pour 2016, soit **7,5 M€** reste inchangé. Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

2.5 Surcoûts d'achat prévus par EEFW au titre de 2016

Dans le contexte de la mise en place de la péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna et en prenant en compte les délais réduits pour EEFW pour la réalisation de sa déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2016, les surcoûts d'achat n'ont pas pu être distingués des surcoûts de production pour EEFW. Cette assimilation n'est toutefois pas dommageable à ce stade pour le calcul des charges de service public de l'énergie, car, d'une part il

s'agit du calcul des charges prévisionnelles et, d'autre part, les surcoûts d'achat et les surcoûts de production d'EWF relèvent tous deux du budget général. De ce fait, l'évaluation du surcoût d'achat a été intégrée dans le calcul du surcoût de production pour la prévision des charges au titre de 2016 (cf. section A.1.1.3). A noter que l'acceptation de la déclaration de charges prévisionnelles d'EWF ne préjuge en rien de la manière dont seront traitées ses déclarations de CSPE ultérieures, notamment en matière de charges constatées, pour lesquelles un niveau de justification conforme à celui prévu par les règles de comptabilité appropriée est attendu.

3. CHARGES LIEES A LA REMUNERATION DE LA DISPONIBILITE DES COGENERATIONS DE PLUS DE 12 MW

La loi n°2013-619 du 16 juillet 2013 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable a instauré une prime transitoire à la capacité pour les centrales de cogénération de plus de 12 MW. L'article L. 314-1-1 du code de l'énergie ainsi créé disposait que les centrales de cogénération de plus de 12 MW qui sont sorties de l'obligation d'achat peuvent signer un contrat avec EDF qui rémunère la disponibilité annuelle de leur capacité de production pendant une durée maximale de 3 ans qui se termine au plus tard le 31 décembre 2016.

Un arrêté du 19 décembre 2013 a fixé le montant maximal de la rémunération annuelle à 45 000 € par MWe de puissance garantie. Cette rémunération est composée d'une rémunération plancher de la puissance garantie en été et en hiver et de la prise en compte de l'amortissement des investissements de rénovation. La rémunération plancher peut être diminuée en cas d'économie d'énergie primaire Ep inférieure à l'Ep de référence ou en cas de mauvaise disponibilité de l'installation.

Ces dispositions ont été jugées contraires à la constitution par la décision 2014-410 QPC du 18 juillet 2014 du Conseil constitutionnel (société Roquette Frères). Cependant, le Conseil constitutionnel a jugé que la remise en cause, en cours d'année, de cette rémunération aurait des conséquences manifestement excessives. En conséquence, les rémunérations dues en vertu de contrats déjà conclus au titre des périodes antérieures au 1er janvier 2015 ne sont pas remises en cause.

Une disposition similaire a été réintroduite à l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie par la loi n°2014-1545 du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises. Un nouvel arrêté reprenant l'essentiel des modalités de l'arrêté du 19 décembre 2013 a été publié le 1^{er} juillet 2015.

Mise à jour du montant des charges prévisionnelles pour 2016

Dans sa mise à jour de sa prévision pour 2016, EDF retient qu'au sein du parc de centrales cogénérations, 1 360 MW de puissance garantie bénéficieront en moyenne de cette prime en 2016.

La mise à jour des charges prévisionnelles supportées par EDF au titre de la rémunération de la disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 MW s'élève à 68,2 M€. Elle est supérieure de 4 % à la prévision initiale.

4. COMPLEMENT DE RÉMUNÉRATION

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance a créé les articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie, qui instaurent un nouveau dispositif de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération : le complément de rémunération. L'introduction de ce mécanisme de soutien, qui prendra la forme d'une prime versée aux producteurs en complément de la valorisation de leur production sur les marchés, est rendue nécessaire par les lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement. Il sera formalisé par un contrat conclu avec EDF, qui sera dès lors responsable du paiement de la prime et supportera en conséquence les charges de service public correspondantes.

Les dispositions ont été précisées dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération¹⁴ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération¹⁵.

Les modalités d'application de ce dispositif doivent encore être déclinées par filière dans des arrêtés tarifaires. Des premières orientations sont toutefois déjà disponibles, s'agissant notamment du niveau de la prime.

¹⁴ Décret n°2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L. 314-21 du code de l'énergie.

¹⁵ Décret n°2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité

Mise à jour de la prévision pour 2016

EDF a mis à jour sa prévision de charges liées au complément de rémunération pour 2016. Compte tenu du retard pris dans la mise en œuvre de ce dispositif, celle-ci est plus faible que la prévision initiale. Seule la filière hydraulique est intégrée à cette prévision, alors que la prévision initiale tablait sur l'application du complément de rémunération aux filières cogénération et incinération en 2016.

La nouvelle prévision est détaillée dans le tableau 15.

Tableau 15 : Mise à jour de la prévision relative au complément de rémunération pour 2016

	Puissance installée (MW)	Energie produite (GWh)	Charges (M€)
Cogénération	0	0	0
Hydraulique	13	7	0,5
Photovoltaïque	0	0	0
TOTAL	13 MW	7 GWh	0,5 M€

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2016 s'élèvent à **0,5 M€**.

La mise à jour de la prévision conduit à un montant de charges inférieur de 16,6 M€ à la prévision initiale pour 2016 (17 M€), résultant d'une révision à la baisse de sa prévision par EDF en raison du retard pris dans la mise en œuvre du dispositif.

5. CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Le tarif de première nécessité

La tarification spéciale « produit de première nécessité » est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Elle a par la suite été renommée « tarif de première nécessité » (TPN).

En application des articles R. 337-1 à R. 337-3, deux catégories de clients bénéficiant du TPN sont distinguées :

- les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite ;
- et, depuis le 15 novembre 2013¹⁶, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de la construction et de l'habitation dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur d'électricité, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

L'article R. 337-13 du code de l'énergie prévoit en outre, pour les personnes physiques bénéficiaires de la tarification de première nécessité, la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés.

Les pertes de recettes et coûts de gestion supplémentaires liés à la mise en œuvre du TPN font l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. Les coûts de gestion supplémentaires supportés par les fournisseurs correspondent aux frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN (gestion d'un centre d'appel, envoi et traitement des attestations, affranchissement et retour par lettre T, développement d'outils informatiques, etc.).

Par ailleurs, en application de l'article L. 337-3-1 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients bénéficiant du TPN une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté d'affichage en temps réel. Les coûts correspondants sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté.

¹⁶ Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TPN a été introduite par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

Rappel sur l'historique récent du dispositif

Le dispositif du TPN a subi des modifications structurantes au cours des trois dernières années qui se sont traduites par une évolution du nombre de bénéficiaires et des charges supportées par les fournisseurs en conséquence.

Le chapitre Ier du décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 a modifié la procédure d'attribution du TPN aux ayants droit, rendant celle-ci automatique, sauf refus exprès de leur part. Précédemment, les ayants droit souhaitant bénéficier du dispositif devaient en faire la demande.

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a étendu les critères d'éligibilité des bénéficiaires du TPN en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droit est désormais établi à partir d'informations provenant des organismes de sécurité sociale et de l'administration fiscale. Cette extension des critères d'éligibilité a eu pour effet de permettre l'application du TPN à Mayotte, ce qui n'était pas possible auparavant en raison de l'absence d'organisme d'assurance maladie sur ce territoire. La loi prévoit en outre l'extension à tous les fournisseurs la mise en œuvre du TPN.

Le décret n° 2013-1031 du 15 novembre 2013 a revu en profondeur le mécanisme en mettant en place des déductions forfaitaires en fonction de la composition du foyer et de la puissance souscrite. Avant ce décret, l'aide consistait en une réduction sur l'abonnement et sur la consommation d'électricité des 100 premiers kWh.

Dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

Les charges supportées du fait du TPN permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation en cas de participation aux fonds de solidarité logement. Cette compensation peut s'élever jusqu'à 20 % des pertes de recettes et des coûts relatifs à la mise en œuvre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement¹⁷.

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie. L'article L. 124-1 du code de l'énergie définit le chèque énergie comme « *un titre spécial de paiement permettant aux ménages dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du ménage, inférieur à un plafond d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts.* »

Afin d'être généralisé au plus tard le 1^{er} janvier 2018, le chèque énergie est mis en place progressivement en commençant par le remplacement des tarifs sociaux dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes d'Armor et du Pas de Calais à compter de mai 2016. Les caractéristiques du chèque énergie, en tant que titre spécial de paiement, ont été déterminées par le décret n° 2016-555 du 6 mai 2016. Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

Par ailleurs, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie prévu à l'article L. 124-1 dudit code bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TPN, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Aucun coût n'a été prévu à ce titre pour 2016.

* * *

Au titre de l'année 2016, seule EDF a déclaré une mise à jour de sa prévision des charges liées aux dispositifs sociaux, en métropole continentale et en ZNI. Les éléments relatifs à la prévision initiale sont donc repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2016, à l'exception des deux ELD ayant déclaré leur fermeture à la CRE et pour lesquelles la prévision initiale pour 2016 est ramenée à 0.

5.1 Charges liées au « tarif de première nécessité »

5.1.1 Pertes de recettes liées au TPN

La mise à jour de la prévision d'EDF retient une légère baisse du nombre de foyers bénéficiant du TPN en 2016, en raison d'une révision à la hausse de l'estimation du nombre de foyers qui devraient en perdre le bénéfice au profit du chèque énergie.

¹⁷ Arrêté du 24 novembre 2005 fixant le pourcentage de prise en compte, dans les charges de service public de l'électricité, de la participation instituée en faveur des personnes en situation de précarité.

La mise à jour de la prévision 2016 repose ainsi sur une estimation d'un nombre de bénéficiaires à 3 279 000 (intégrant 80 000 logements dans des résidences sociales), soit une baisse de 1,2 % par rapport à la prévision initiale.

La mise à jour du montant des déductions et versements forfaitaires prévu pour 2016 s'établit à **269,3 M€**.

5.1.2 Surcoûts de gestion

La nouvelle révision des surcoûts prévisionnels pour 2016 est de **11,1 M€**, se décomposant en 4,3 M€ de frais de personnel et 6,8 M€ de frais de prestations externes. Elle est en baisse de 10 % par rapport à la prévision initiale pour 2016, en raison principalement de la révision à la baisse par EDF de sa prévision de dépenses externes.

5.1.3 Services liés à la fourniture

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN sont estimées pour l'année 2016 à **8,0 M€**. La forte hausse par rapport à la prévision initiale (+29 %) s'explique par la révision à la hausse par EDF de son anticipation de frais liés aux mises en service gratuites, expliquée par l'amélioration du processus visant à attribuer automatiquement la gratuité des mises en service en cas de déménagement.

5.1.4 Bilan des charges liées au TPN

La mise à jour du total des charges à compenser aux opérateurs en 2016 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **288,3 M€**, ZNI incluses (269,3 M€ + 11,1 M€ + 8,0 M€).

5.2 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

EDF a intégré à la mise à jour de sa prévision pour l'année 2016 des éléments relatifs au déploiement du dispositif d'affichage déporté. Le coût correspondant est estimé par EDF à **0,8 M€**. Il fera l'objet d'une régularisation le cas échéant une fois les coûts définitifs constatés, sur la base du plafond par ménage bénéficiaire qui doit être arrêté.

5.3 Charges liées au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

En application des dispositions réglementaires, la compensation des charges dues aux versements effectués aux fonds de solidarité logement au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque opérateur, à hauteur de 20 % de ses charges dues au titre du TPN.

La prévision pour 2016 actualisée de cette compensation s'élève à **28,6 M€** pour l'ensemble des opérateurs.

5.4 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportées par opérateur

La mise à jour de la prévision de charges à compenser aux opérateurs en 2016 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élève à **317,7 M€** (288,3 M€ + 0,8 M€ + 28,6 M€). Elle est inférieure de 1 % à la prévision initiale, en raison de la révision à la baisse par EDF de son estimation du nombre de foyers bénéficiaires du TPN.

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le tableau 16. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le tableau 26.

Tableau 16 : Mise à jour de la prévision de charges liées aux dispositifs sociaux au titre de 2016 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2015 et initialement prévues pour 2016

	Charges au titre du TPN			Afficheurs déportés	Charges retenues au titre du FSL	2016 actualisé	2015	2016 prévision initiale	
	Nombre de bénéficiaires en fin 2016	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre						Total retenu au titre du TPN
	M€	M€	M€						M€
EDF	2 850 000	243,8	9,4	253,2	0,8	23,6	277,6	256,4	280,8
EDF MC*	2 605 759	221,7	7,8	229,5	0,8	22,8	253,2	234,9	255,9
EDF ZNI	244 241	22,1	1,5	23,7	0,0	0,8	24,4	21,5	25,0
EDM	18 873	1,8	0	1,8	0,0	0,0	1,8	0,1	1,8
ELD	88 809	6,7	0,9	7,7	0,0	0,6	8,3	8,9	8,3
Autres fournisseurs	321 236	24,9	0,8	25,7	0,0	4,4	30,1	28,9	30,1
Total	3 278 918	277,2	11,1	288,3	0,8	28,6	317,7	294,3	321,0

* Les frais de prestation externes supportés par EDF ne sont pas distingués entre ceux relevant de la métropole et ceux relevant des ZNI

B. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ

1. CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMETHANE

L'obligation d'achat de biométhane injecté a été mise en place par l'article L. 446-2 du code de l'énergie. Le tarif d'achat est défini dans l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

L'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose que les charges imputables aux obligations de service public assignées aux fournisseurs de gaz naturel au titre de l'obligation d'achat du biométhane sont compensées.

Conformément à l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz doivent transmettre à la CRE leur mise à jour de volumes et de coût d'achat de biométhane au titre de l'année 2016.

1.1 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2016

Un fournisseur n'avait pas fait de déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2016 et, en conséquence de la mise en service d'un site, a déclaré des charges pour cette année. Trois fournisseurs ont mis à jour leur déclaration de charges prévisionnelles et trois autres ne l'ont pas modifiée.

Le tableau 17 détaille, dans le cadre de la prévision initiale pour 2016 et de sa mise à jour, le nombre d'installations injectant du biométhane, le volume de biométhane acheté et le coût d'achat.

Tableau 17 : Comparaison de la prévision initiale pour 2016 et de sa mise à jour relativement au nombre d'installations injectant du biométhane, volume de biométhane acheté et coût d'achat

Au titre de l'année 2016	Prévision initiale au titre de 2016	Mise à jour de la prévision pour 2016
Nombre d'installations	39	29
Quantité (MWh)	298 926	242 917
Coût d'achat (k€)	29 345	24 037

La révision à la baisse du nombre d'installations injectant du biométhane en 2016 est liée à un retard de la date de mise en service de certaines installations par rapport à la prévision initiale. La mise en service de la plupart de ces installations est reportée à 2017 et est déclarée par les fournisseurs au titre des charges prévisionnelles pour 2017.

1.2 Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2016

Le coût évité pour l'année 2016 est calculé à partir des informations disponibles au 31 mai 2016.

Le marché Powernext Gas permet d'échanger des produits au prix spot et des produits à terme à différents horizons temporels allant d'un mois à deux semestres. La CRE retient les références de prix suivantes :

- Pour les mois de janvier à mai, la moyenne mensuelle du prix constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage ;
- Pour le mois de juin, la moyenne des cotations du 16 mai au 31 mai 2016 du produit « June 2016 » pour le PEG Nord et la zone TRS ;

- Pour les mois de juillet à septembre :
 - Pour le PEG Nord : la moyenne des cotations du 16 mai au 31 mai 2016 des produits mensuels « July 2016 », « August 2016 » et « September 2016 » ;
 - Pour la zone TRS, les prix de référence retenus pour le PEG Nord augmentés des prix de la capacité Nord-Sud issus des enchères pour les produits trimestriels ;
- Pour les mois d'octobre à décembre :
 - Pour le PEG Nord : la moyenne des cotations du 16 mai 31 mai 2016 du produit « Q4 2016 » à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen du trimestre ;
 - Pour la zone TRS, les prix de référence retenus pour le PEG Nord augmentés des prix de la capacité Nord-Sud issus des enchères pour les produits trimestriels.

Tableau 18 : Référence de prix mensuelle retenue par zone d'équilibrage, en €/MWh

Année 2016	Cotation	Rapport par rapport au trimestre	Prix de référence PEG Nord	Coût de la capacité Nord-Sud	Prix de référence TRS
Janvier		-	14,11	-	14,42
Février		-	12,66	-	13,01
Mars		-	12,63	-	12,89
Avril		-	12,23	-	12,28
Mai		-	13,07	-	13,46
Juin		-	13,26	-	13,69
Juillet	13,39	-	13,39	0,57	13,96
Août	13,49	-	13,49	0,57	14,06
Septembre	13,67	-	13,67	0,57	14,24
Octobre	15,07	0,980	14,76	0,57	15,33
Novembre	15,07	0,997	15,03	0,57	15,60
Décembre	15,07	1,023	15,42	0,57	15,99

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité issu de la mise à jour des charges prévisionnelles pour 2016. Le surcoût d'achat pour chacune des zones est calculé comme la différence entre le coût d'achat et le coût évité. Les surcoûts d'achat liés à l'injection de biométhane s'élèvent donc à **20,6 M€** au titre de 2016.

Tableau 19 : Éléments de calcul du surcoût d'achat en 2016 décomposé par zone d'injection

	Quantité (MWh)	Coût d'achat (k€)	Coût évité (k€)	Surcoûts d'achat (k€)
PEG Nord	171 946	18 153	2 380	15 773
TRS	70 972	5 884	1 014	4 871
Total	242 917	24 037	3 394	20 644

L'écart entre les charges prévisionnelles calculées en 2015 et cette mise à jour s'élève à -2,4 M€. Cet écart s'explique principalement par la baisse du nombre d'installations injectant du biométhane en 2016 : les acheteurs en prévoient 29 contre 39 précédemment, et le coût d'achat du biométhane est en baisse de plus de 5 M€.

Cet effet est toutefois atténué par la baisse du prix de marché du gaz. En effet, alors que le coût évité unitaire moyen permettant le calcul des charges prévisionnelles au titre de 2016, basé sur les prix de marché à terme, était de 20,6 €/MWh, le coût évité unitaire moyen permettant de mettre à jour cette prévision, fondé en partie sur les prix de marché spot constatés début 2016 et en partie part sur les prix de marché à terme pour le reste de l'année, est de 14,0 €/MWh.

1.3 Mise à jour des coûts prévisionnels de gestion des acheteurs de biométhane au titre de 2016

Le tableau 20 détaille la somme des coûts de gestion prévisionnels pour 2016 des acheteurs de biométhane et les compare aux coûts de gestion constatés pour 2015 et initialement prévus pour 2016.

Tableau 20 : Évolution de la mise à jour des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2016 par rapport à ceux constatés pour 2015 et à ceux initialement prévus pour 2016

k€	Constaté 2015	Prévisionnel 2016	Mise à jour de la prévision
Frais de personnel	67	184	246
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes, etc.	1	14	81
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	14	40	46
Coûts de gestion	82	238	373

Bien que la prévision du nombre d'installations injectant du biométhane soit en baisse, les acheteurs ont revu à la hausse leurs frais de gestion pour 2016. La CRE vérifiera lors de l'exercice de charges constatées de l'année prochaine que les coûts de gestion sont effectivement liés à la mise en œuvre du dispositif.

1.4 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origines au titre de 2016

La mise à jour de la prévision de la réduction des charges résultant de la valorisation des garanties d'origine s'élève à **68 k€**, en baisse de 25 k€ par rapport à la prévision initiale (93 k€).

1.5 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2016

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2016 s'élève à **20,9 M€** et relève du CAS « transition énergétique ».

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le tableau 21 et leur évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2015 et prévisionnelles pour 2016 dans le tableau 22. La baisse de charges prévisionnelles mises à jour de près de 3 M€ par rapport aux charges prévisionnelles initialement calculées est dû majoritairement à la baisse de la prévision du nombre d'installations injectant du biométhane.

Tableau 21 : Mise à jour de la prévision des charges pour 2016

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Coûts de gestion (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Total charges (€)
Direct Energie	9 848 004	1 223 076	136 842	1 086 235	84 956	0	1 171 191
Engie	129 950 036	13 658 192	1 802 693	11 855 500	116 139	22 838	11 948 662
SAVE	7 623 046	861 255	107 217	754 038	82 510	2 859	833 689
SEGE	43 041 799	3 838 918	612 783	3 226 135	73 691	0	3 299 807
Terreal	31 600 000	2 054 000	444 849	1 609 151	10 578	0	1 619 729
Total Energie Gaz	13 354 440	1 460 575	182 199	1 278 376	2 560	40 000	1 240 936
GEG	7 499 997	941 400	107 175	834 225	2 250	2 490	833 985
TOTAL	242 917 322	24 037 416	3 393 757	20 643 659	372 684	68 187	20 947 999

Tableau 22 : Évolution des charges prévisionnelles mises à jour pour 2016 par rapport aux charges constatées au titre de 2015 et prévisionnelles pour 2016

k€	Constaté 2015	Prévisionnel 2016	Mise à jour prévisionnel 2016
Surcoûts d'achat constatés	7 144	23 184	20 644
Coûts de gestion constatés	82	238	373
Valorisation des GO	-94	-93	-68
Charges	7 132	23 329	20 948

2. CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Le tarif spécial de solidarité

Les fournisseurs de gaz naturel alimentant des clients en situation de précarité au tarif spécial de solidarité (TSS) 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.

En application de l'article R. 445-9 du code de l'énergie, trois catégories de clients bénéficiant du TSS sont distinguées :

- les clients titulaires d'un contrat individuel se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la consommation ;
- les clients résidant dans un logement chauffé collectivement perçoivent un versement forfaitaire dépendant du nombre d'unités de consommation du foyer ;
- et, depuis le 15 novembre 2013¹⁸, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de l'habitation et de la construction dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur de gaz naturel, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

De plus, les clients titulaires d'un contrat individuel peuvent prétendre à la gratuité des mises en service ainsi qu'à une réduction de 80 % sur les interventions pour impayés, à l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. section A.4).

Les pertes de recettes et coûts supplémentaires supportés par les fournisseurs du gaz naturel en raison de la mise en œuvre du TSS font l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés.

Par ailleurs, en application de l'article L. 445-6 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant du TSS une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté. Les coûts correspondants sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté. Aucun coût n'a été constaté à ce titre en 2015.

Rappel sur l'historique récent du dispositif

Le dispositif du TSS a subi des modifications structurantes au cours des trois dernières années qui se sont traduites par l'évolution du nombre de bénéficiaires et des charges supportées par les fournisseurs en conséquence.

Le chapitre Ier du décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 a modifié la procédure d'attribution du TSS aux ayants droit, rendant celle-ci automatique, sauf refus exprès de leur part.

Le décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel a prolongé la durée des droits au TSS de six mois au-delà du moment où le bénéficiaire ne respecte plus les critères d'attribution.

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes étend les critères d'éligibilité des bénéficiaires du TSS en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droit est désormais établi à partir d'information provenant des organismes d'assurance maladie et de l'administration fiscale.

En application de l'arrêté du 21 mars 2014 le niveau de déductions et versements forfaitaires a été revu à la hausse à partir du 1^{er} avril 2014 pour compenser en totalité l'instauration de la contribution climat énergie prévue à l'article 32 de la loi n° 2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014.

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie. L'article L. 124-1 du code de l'énergie définit le chèque énergie comme « *un titre spécial de paiement permettant aux ménages dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du ménage, inférieur à un plafond d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts.* »

¹⁸ Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TSS a été introduite par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

Afin d'être généralisé au plus tard le 1^{er} janvier 2018, le chèque énergie est mis en place progressivement en commençant par le remplacement des tarifs sociaux TPN et TSS dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes d'Armor et du Pas de Calais à compter de mai 2016. Les caractéristiques du chèque énergie, en tant que titre spécial de paiement, ont été déterminées par le décret n° 2016-555 du 6 mai 2016.

Par ailleurs, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie prévu à l'article L. 124-1 dudit code bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie.

* * *

Au titre de l'année 2016, deux fournisseurs, EDF et SAVE, ont déclaré la mise à jour de leurs charges prévisionnelles pour 2016. Les éléments relatifs à la prévision initiale sont donc repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2016.

2.1 Mise à jour des prévisions de déductions et versements forfaitaires

SAVE prévoit une croissance du nombre de bénéficiaires du TSS plus importante que prévue initialement (+58 % de bénéficiaires). La perte de recettes liée aux déductions et versements forfaitaires suit cette augmentation (+54 %, soit +0,05 M€).

En revanche EDF prévoit une diminution du nombre de bénéficiaires du TSS en prenant en compte l'état des lieux observé au début 2016 et le nombre de bénéficiaires concernés par la mise en œuvre de l'expérimentation du chèque énergie qui vise à remplacer le TSS. Le nombre de bénéficiaires et le montant de la perte de recettes liée aux déductions et versements forfaitaires sont ainsi revus à la baisse (-12 % et -2,1 M€).

La mise à jour de la prévision de la perte de recettes liée aux déductions et versements forfaitaires de ces deux fournisseurs, les prévisions des autres fournisseurs restant inchangées, conduit à retenir au titre de 2016 un montant de **93,6 M€**.

2.2 Mise à jour de la prévision des surcoûts de gestion

SAVE a actualisé son estimation de frais de gestion de +0,005 M€.

EDF a retenu le montant constaté au titre de 2015 ce qui diminue les frais initialement prévus de 0,2 M€.

La mise à jour de la prévision des surcoûts de gestion conduit à retenir au titre de 2016 un montant de **4,5 M€**,

2.3 Services liés à la fourniture

SAVE ne prévoyait pas de charges relatives aux services liés à la fourniture et n'en prévoit pas non plus dans sa mise à jour.

EDF retient l'hypothèse d'un nombre de prestations identique à celui réalisée en 2015 avec leur valorisation au prix du catalogue en vigueur au 1^{er} juillet 2015.

Le montant de la prévision de la perte de recettes liés à la fourniture mis à jour s'élève pour 2017 à **1,3 M€**, en hausse de 0,07 M€ par rapport à 2015.

2.4 Bilan de la mise à jour de la prévision des charges liées au TSS

La mise à jour de la prévision des charges liées au TSS conduit à retenir au titre de 2016 un montant de charges de **99,5 M€** (93,6 M€ + 4,5 M€ + 1,3 M€), supérieur de 4 % par rapport aux charges constatées en 2015 en lien avec la croissance prévue du nombre de bénéficiaires du TSS et inférieur de 2 % à la prévision initiale pour 2016 du fait de la prise en compte de l'effet du chèque énergie par EDF.

Ces charges relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ». Le détail de charges par type de fournisseur est indiqué dans le tableau 23. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le tableau 26.

Tableau 23 : Mise à jour de la prévision des charges liées au TSS au titre de 2016 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2015 et initialement prévues pour 2016

	2016 reprév	2016 prév	Evolution		2015	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
EDF	16,3	18,5	-2,2	-12%	15,0	1,3	9%
ELD	2,1	2,1	0,0	0%	2,2	-0,1	-4%
Autres fournisseurs	81,0	81,0	0,1	0%	78,5	2,5	3%
Total	99,5	101,6	-2,1	-2%	95,7	3,7	4%

C. SYNTHÈSE

1. MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2016

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité mises à jour au titre de 2016 est évalué à **7 553,3 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 5 103,5 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 449,8 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Le détail de la répartition par type de charges, par type d'opérateur, ainsi que de la distinction entre les charges relevant du CAS « transition énergétique » et du programme budgétaire « service public de l'énergie » est fournie dans le tableau 24.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2015 et prévues initialement au titre de 2016 est fournie dans le tableau 25.

Tableau 24 : Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévues pour 2016

	en M€	EDF			EDM	EEWF	RTE	Organismes agréés	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs	Charges prévues mises à jour au titre de 2016	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF									
Electricité	Contrats d'achat ⁽¹⁾	CAS	4 581,4	275,3	4 856,7	7,5				217,8		5 082,1	6 383,3
		Budget	487,7	807,5	1 295,2					6,0		1 301,2	
	Complément de rémunération	CAS	0,5		0,5							0,5	0,5
		Budget			0,0							0,0	
	Prime cogénération > 12 MW	Budget	68,2		68,2							68,2	68,2
	Effacement	CAS										0,0	0,0
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat ⁽²⁾	Budget		558,3	558,3	104,5	0,5					663,2	663,2
Dispositifs sociaux ⁽³⁾		Budget	253,2	24,4	277,6	1,8				8,3	30,1	317,7	317,7
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS								0,8	20,1	20,9	20,9
		Budget	16,3		16,3					2,1	81,0	99,5	99,5
Total		5 407,2	1 665,5	7 072,7	113,8	0,5	0,0	0,0	0,0	235,1	131,2	7 553,3	
	Electricité	5 390,9	1 665,5	7 056,4	113,8	0,5	0,0	0,0	0,0	232,2	30,1	7 432,9	
	Gaz	16,3	0,0	16,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	101,2	120,4	
	CAS	4 581,9	275,3	4 857,2	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	218,7	20,1	5 103,5	
	Budget	825,3	1 390,2	2 215,5	106,2	0,5	0,0	0,0	0,0	16,5	111,1	2 449,8	

⁽¹⁾ Les contrats d'achat dans les ZNI en plus aux contrats d'obligation d'achat intègrent les contrats négociés entre EDF SEI et les producteurs tiers.

⁽²⁾ Les charges liées à la péréquation tarifaires d'EEWF intègrent les surcoûts d'achat qui, exceptionnellement au titre de charges prévisionnelles 2016, étaient pris en compte dans le calcul de surcoût de production (cf. section A.1.1.3).

⁽³⁾ Les frais de prestation externes supportés par EDF ne sont pas distingués entre ceux relevant de la métropole et ceux relevant des ZNI.

Tableau 25 : Évolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles mises à jour pour 2016 par rapport aux charges constatées au titre de 2015 et initialement prévues pour 2016

		en M€	Mise à jour de la prévision 2016	Prévision initiale pour 2016	Evolution 2016reprév-2016prév		Charges constatées au titre de 2015	Evolution 2016reprév-2015	
					en M€	en %		en M€	en %
Electricité	Contrats d'achat	CAS	5 082,1	4 713,6	368,6	8%	4 198,8	883,3	21%
		Budget	1 301,2	1 290,1	11,1	1%	1 386,1	-84,9	-6%
	Complément de rémunération	CAS	0,5	1,2	-0,7	-60%	0,0	0,5	0%
		Budget	0,0	15,9	-15,9	-100%	0,0	0,0	0%
	Prime cogénérations > 12 MW	Budget	68,2	65,6	2,5	4%	32,3	35,8	111%
	Effacement	CAS	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget	663,2	627,6	35,6	6%	697,6	-34,4	-5%
Dispositifs sociaux		Budget	317,7	321,0	-3,2	-1%	294,3	23,5	8%
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	20,9	23,3	-2,4	-10%	7,1	13,8	194%
	Dispositifs sociaux	Budget	99,5	101,6	-2,1	-2%	95,7	3,7	4%
Total			7 553,3	7 159,8	393,6	5%	6 712,0	841,3	13%
Electricité			7 432,9	7 034,8	398,1	6%	6 609,1	823,8	12%
Gaz			120,4	124,9	-4,5	-4%	102,9	17,6	17%
CAS			5 103,5	4 738,1	365,5	8%	4 205,9	897,6	21%
Budget			2 449,8	2 421,7	28,1	1%	2 506,0	-56,3	-2%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2015

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2016 est plus élevé de 841,3 M€ que celui constaté en 2015.

Les principales explications de cette évolution sont suivantes :

- La hausse des charges liées aux contrats d'achat de 798,4 M€ s'explique essentiellement par les facteurs suivants :
 - En métropole continentale, la croissance attendue des charges liées aux contrats d'achat entre 2015 et 2016 est liée au développement attendu des filières bénéficiant des contrats d'achat, et notamment des filières éolien, biomasse et photovoltaïque, associé à la baisse des prix de marché de gros de l'électricité ;
 - Cette hausse est légèrement compensée par la baisse des coûts d'achat prévus dans les ZNI par EDF qui s'explique par la baisse du prix des combustibles fossiles, par une forte hydraulité prévue en Corse impliquant un moindre recours aux interconnexions et aux moyens de production thermique de ce territoire et par la fin du versement de la prime fixe aux installations éoliennes sous contrats conclus à l'issue de l'appel d'offres EOLE2005, ces contrats ayant plus de 15 ans.
- La baisse des charges liées à la péréquation tarifaires en ZNI (hors contrat d'achat) de 34,4 M€ est en lien avec la mise en service intégrale de la centrale de Jarry d'EDF PEI en remplacement de celle d'EDF SEI qui s'accompagne d'une baisse des coûts d'achat des combustibles et d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre. Elle s'explique également par la diminution des coûts d'achat des combustibles en raison de la baisse des prix à terme observés sur le marché des matières premières.
- Les charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz sont plus élevées de respectivement 8 % et de 4 % que les charges constatées en 2015 en lien avec la croissance prévue du nombre de bénéficiaires du TPN et du TSS.
- Le nombre d'installations injectant du biométhane est en expansion par rapport à 2015. En outre, le nombre de fournisseurs augmente : sept fournisseurs ont prévu d'acheter de biométhane en 2016, contre quatre en 2015.

Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2016

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2016 est plus élevé de 393,6 M€ que celui initialement prévu.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- La hausse des charges liées aux contrats d'achat de 379,7 M€ qui s'explique essentiellement par les facteurs suivants :
 - En métropole continentale, la révision à la hausse de la prévision de charges liées aux contrats d'achat est liée à la baisse des prix de marché de gros de l'électricité ;
 - Dans les ZNI, la hausse s'explique principalement par un coût d'achat de l'électricité d'origine thermique sensiblement plus élevé que prévu initialement. En outre, EDF a revu les hypothèses de prévision des charges en y intégrant des composantes de coûts qui n'étaient pas pris en compte dans son estimation initiale (coûts liés aux arrêts/démarrage, à la modulation, etc.)
- La révision à la baisse de la prévision de charges liées au complément de rémunération est en lien avec le retard observé dans la mise en œuvre du dispositif ;
- La hausse des charges liées à la péréquation tarifaires en ZNI (hors contrat d'achat) de 35,6 M€ s'explique essentiellement par les deux facteurs suivants :
 - une faible hydraulité observée par EDF en Guyane qui conduit EDF à anticiper un recours aux moyens de production thermiques plus important que prévu et augmente la prévision des coûts d'achat des combustibles ;
 - la prise en compte d'une prévision des charges d'EETF qui entre dans le champ de la péréquation tarifaire en application de l'ordonnance n° 2016-572 du 12 mai 2016.
- Les charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz sont inférieures de respectivement 1 % et de 2 % à la prévision initiale pour 2016 en raison de la révision à la baisse par EDF de son estimation du nombre de foyers bénéficiaires du TPN et du TSS du fait de son remplacement progressif par le chèque énergie.
- S'agissant du biométhane, la prévision de charges est revue à la baisse de 2,4 M€ essentiellement en raison d'une révision à la baisse de la prévision du nombre d'installations injectant du biométhane. La date de mise en service de plusieurs de ces installations est en effet reportée à 2017 et les charges correspondantes sont déclarées par les fournisseurs au titre des charges prévisionnelles pour 2017.

2. DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2016 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EETF, RTE, ORGANISMES AGRÉÉS ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le tableau 26 présente les détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2016 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EETF, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours.

Tableau 26 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2016 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EETF, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours

	Electricité						Gaz			Montant de la compensation			
	Quantité achetée	Charges dues aux contrats d'achats			Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Montant de la compensation					
		Coût d'achat	Coût évité	Surcoût d'achat				Budget	Budget	Total	dont CAS	dont Budget	
				Total									dont CAS
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€			
CALEO													
Centrale Electrique VONDERSCHIEER	44	20 060	1 791	18 269	18 269	0	1 156		27 024	27 024	0	27 024	
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	25 489	4 169 890	912 172	3 257 719	3 257 719	0	51 641			3 309 360	3 257 719	51 641	
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONGRES	41 253	9 057 776	1 585 148	7 472 628	7 472 628	0	60 960			7 533 588	7 472 628	60 960	
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	56	29 163	2 144	27 019	27 019	0	44 148			71 167	27 019	44 148	
DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	0	3 610 372	1 171 191	1 080 817	5 862 380	1 171 191	4 691 189	
ENERCOOP	0	0	0	0	0	0	141 576			141 576	0	141 576	
ENERGEM	0	0	0	0	0	0	3 200		3 000	6 200	0	6 200	
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	48 419	3 694 667	1 393 828	2 300 839	2 300 839	0	34 550			2 335 389	2 300 839	34 550	
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSEL (SAEML)	3 346	1 640 022	108 163	1 531 860	1 531 860	0	52 389	0		1 584 249	1 531 860	52 389	
Energies Services LANNEMEZAN	641	344 860	20 313	324 547	324 547	0	79 599		31 403	435 549	324 547	111 002	
ENGIE (ex-GDF SUEZ SA)	0	0	0	0	0	0	26 210 158	11 948 801	76 889 410	#####	11 948 801	#####	
ENI GAS & POWER France									1 643 821	1 643 821	0	1 643 821	
EDN France Energie Solutions SAS									158 765	158 765	0	158 765	
EPIC ENERGIES SERVICES LAVALUR - Pays de Coccagne	15 650	2 699 319	889 687	1 809 632	1 809 632	0	50 193		7 349	1 967 174	1 809 632	57 542	
ES ENERGIES STRASBOURG	152 904	44 109 290	4 929 217	39 180 073	37 955 716	1 224 357	2 005 841		587 443	41 773 357	37 955 716	3 817 641	
GAS NATURAL EUROPE (ex Gas Natural Commercialisation France SA)									15 707	15 707	0	15 707	
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR	2 725	1 213 383	105 869	1 107 515	1 107 515	0	18 816		10 632	1 136 962	1 107 515	29 447	

	Electricité						Gaz		Montant de la compensation			
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité	Charges dues aux contrats d'achats			Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
				Surcoût d'achat								
				Total	dont CAS	dont Budget						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€		
(ex Régies Municipales)												
GAZ DE BARR	140	59 328	4 108	55 220	55 220	0	20 517		24 897	100 634	55 220	45 414
Gaz de Bordeaux									1 010 146	1 010 146	0	1 010 146
Gaz de Paris									329 297	329 297	0	329 297
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	33 627	4 455 357	1 992 148	2 463 209	468 165	1 995 044	632 028	833 985	100 768	3 929 989	1 302 149	2 627 840
GAZELEO DE PERONNE	203	42 600	8 641	33 959	33 959	0	48 112		12 908	94 879	33 959	61 020
LAMPIRIS France									167 199	167 199	0	167 199
LES USINES MUNICIPALES DERSTEN	7 433	1 546 365	322 318	1 224 047	916 370	307 678	26 321			1 250 368	916 370	333 998
PLANETE OUI	0	0	0	0	0	0	65 034			65 034	0	65 034
PROXELIA	0	0	0	0	0	0	22 705			22 705	0	22 705
R.M.E.T. TALANGE	27	14 413	872	13 541	13 541	0	12 695			26 236	13 541	12 695
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBRIEUX	1 428	703 544	47 114	656 430	656 430	0	22 085			678 515	656 430	22 085
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	49	25 807	1 269	24 537	24 537	0	18 961			43 499	24 537	18 961
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	136	73 172	5 058	68 113	68 113	0	1 461			69 574	68 113	1 461
Régie Communale d'Electricité MONTAIRE	14 448	2 173 995	942 687	1 231 308	146 172	1 085 136	192 372			1 423 680	146 172	1 277 508
Régie Communale d'Electricité MONTANDIER	15 364	1 509 942	607 706	902 237	902 237	0	28 325			930 562	902 237	28 325
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	17	9 584	614	8 970	8 970	0	770			9 740	8 970	770
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	34	16 894	1 237	15 657	15 657	0	3 641			19 298	15 657	3 641
Régie Communale d'Electricité UCKANGE	801	141 200	39 872	101 328	32 518	68 810	27 060			128 388	32 518	95 870
Régie Communale Electrique SAULNES	12	6 500	552	5 948	5 948	0	3 500		18 660	9 448	5 948	3 500
Régie de Distribution d'Énergie Electrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	52	30 000	1 535	28 465	28 465	0	261			28 726	28 465	261
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	404	217 791	16 538	201 253	201 253	0	4 593			205 846	201 253	4 593
Régie d'Electricité BITCHE	61	33 612	2 121	31 491	31 491	0	21 740			53 231	31 491	21 740
Régie d'Electricité d'Ebeuf	118	56 029	4 140	51 889	51 889	0	192 201			244 090	51 889	192 201
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOIREES	418 070	67 582 726	14 027 490	53 555 236	53 555 236	0	402 528		18 660	53 976 424	53 555 236	421 188
Régie d'Electricité du Moral	41	23 144	1 546	21 598	21 598	0	419			22 017	21 598	419
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 006	1 255 560	110 449	1 145 112	1 145 112	0	21 445			1 166 557	1 145 112	21 445
Régie d'Electricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	9	4 179	573	3 606	3 606	0	620			4 225	3 606	620
Régie d'Electricité PINSOT	10	6 145	349	5 796	5 796	0	540			6 336	5 796	540
Régie d'Electricité SCHOENECK	67	37 698	2 046	35 652	35 652	0	4 349			40 001	35 652	4 349
Régie d'electricité TOURS EN SAVOIE	45	24 965	1 865	23 101	23 101	0	263			23 364	23 101	263
Régie d'Electricité U.E.M. NEUF BRISACH	20 305	4 023 550	1 666 134	2 357 416	2 357 416	0	55 060			2 412 476	2 357 416	55 060
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	220	118 736	12 428	106 309	106 309	0	51 886			158 195	106 309	51 886
Régie du Syndicat Electrique Intercommunal PAYS CHARTRAIN	69 693	4 547 625	2 730 661	1 816 965	1 816 965	0	146 648			1 962 612	1 816 965	146 648
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS	592 734	69 581 676	23 656 406	45 925 270	45 925 270	0	603 389			46 528 659	45 925 270	603 389
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLEE DE THONES	388	208 866	12 874	195 992	195 992	0	26 813			222 805	195 992	26 813
Régie Electrique ALGUEBLANCHE	91	51 358	2 924	48 434	48 434	0	2 858			51 292	48 434	2 858
Régie Electrique ALLEVARD	194	101 354	10 973	90 381	90 381	0	10 202			100 583	90 381	10 202
Régie Electrique AVRIEUX	7	4 160	378	3 782	3 782	0	203			3 981	3 782	203
Régie Electrique CARVERN LES BAINS	19	8 738	993	7 745	7 745	0	2 308			10 053	7 745	2 308
Régie Electrique Communale BOZEL	56	32 577	1 825	30 751	30 751	0	1 699			32 450	30 751	1 699
Régie Electrique DALOU	92	33 447	1 706	31 741	31 741	0	886			32 628	31 741	886
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	14	6 479	488	5 991	5 991	0	4 697			10 688	5 991	4 697
Régie Electrique GERVANS	92	53 944	3 802	50 142	50 142	0	0			50 142	50 142	0
Régie Electrique LA CABANASSE	15	7 491	605	6 886	6 886	0	316			7 202	6 886	316
Régie Electrique MERCUS GARRABET	11	5 829	462	5 367	5 367	0	2 260			7 627	5 367	2 260
Régie Electrique MONTVALEZAN	42	16 988	2 266	14 722	14 722	0	287			15 009	14 722	287
Régie Electrique Municipale LA CHAPELLE	26	10 300	1 355	8 945	8 945	0	500			9 445	8 945	500
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	3 003	224 600	110 360	114 240	114 240	0	4 362			118 602	114 240	4 362
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	14	10 000	603	9 397	9 397	0	21 374			30 771	9 397	21 374
Régie Electrique Municipale VILLARONER	1	750	63	687	687	0	152			839	687	152
Régie Electrique PETIT ODEUR	4	2 216	207	2 007	2 007	0	993			3 000	2 007	993
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTEISE	17	7 225	892	6 333	6 333	0	268			6 601	6 333	268
Régie Electrique TIGNES	218	23 460	6 847	16 613	16 613	0	2 314			18 927	16 613	2 314
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	22	10 720	597	10 123	10 123	0	0			10 123	10 123	0
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	176	81 300	8 043	73 257	73 257	0	31 021			104 278	73 257	31 021
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	591	316 689	17 709	298 980	298 980	0	7 054			306 033	298 980	7 054
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	25	13 690	716	12 974	12 974	0	5 047			18 021	12 974	5 047
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	40	23 432	1 574	21 858	21 858	0	12 700			34 558	21 858	12 700
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	13 227	989 746	655 256	334 490	334 490	0	13 646	4 779		352 915	334 490	18 425
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	19	10 248	716	9 532	9 532	0	7 407			16 939	9 532	7 407
Régie Municipale d'Electricité ALLEMONT	33	16 040	1 940	14 100	14 100	0	1 840			15 940	14 100	1 840
Régie Municipale d'Electricité ANNEVILLE	99	56 215	3 518	52 697	52 697	0	10 492			63 189	52 697	10 492
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	326	91 400	12 050	79 350	79 350	0	1 455			80 805	79 350	1 455
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	544	255 063	19 458	235 605	235 605	0	21 806	5 373		262 784	235 605	27 179
Régie Municipale d'Electricité CAZERES	625	295 995	23 787	272 208	272 208	0	23 566			296 774	272 208	23 566
Régie Municipale d'Electricité CIZOUS LES BEZIERES	227	122 953	9 677	113 276	113 276	0	18 195			131 471	113 276	18 195
Régie Municipale d'Electricité CREITZWALD	24 880	2 935 981	1 389 071	1 546 910	663 070	883 840	45 998			1 592 908	663 070	929 838
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AVRE	33	17 700	1 662	16 038	16 038	0	1 322			17 360	16 038	1 322
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRS UNION	40	15 011	1 575	13 436	13 436	0	18 122			31 558	13 436	18 122
Régie Municipale d'Electricité ERMIGIS SAINT-AVOLD	117	64 356	4 144	60 212	60 212	0	51 642	51 315		163 169	60 212	102 957
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENCO	8 626	1 241 200	463 109	778 091	321 818	456 273	89 155		47 500	914 746	321 818	592 928
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	40	23 800	1 512	22 288	22 288	0	24 036			46 325	22 288	24 036
Régie Municipale d'Electricité GANDRANGE BOUSSANGNE	18	9 481	588	8 893	8 893	0	1 421			10 314	8 893	1 421

	Electricité						Gaz			Montant de la compensation		
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité	Surcoût d'achat			Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
				Total	dont CAS	dont Budget						
				€	€	€						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€		
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	420	190 090	13 603	176 487	176 487	0	21 608			198 095	176 487	21 608
Régie Municipale d'Electricité HONBOURG HAUT	36	17 923	1 009	16 915	16 915	0	28 622			45 838	16 915	28 622
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	7 203	540 054	358 604	181 450	181 450	0	5 464			186 913	181 450	5 464
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	92	21 200	2 706	18 494	18 494	0	1 672			20 166	18 494	1 672
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	81	34 820	4 585	30 235	30 235	0	3 206			33 441	30 235	3 206
Régie Municipale d'Electricité LOOS	31	16 676	1 649	15 027	15 027	0	109 658			124 685	15 027	109 658
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	1 938	976 538	68 414	908 124	908 124	0	9 523			917 647	908 124	9 523
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	10	6 044	513	5 531	5 531	0	362			5 893	5 531	362
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE CONMINGS	95	38 645	3 587	35 058	35 058	0	3 351			38 409	35 058	3 351
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	17	8 389	710	7 678	7 678	0	9 321			16 999	7 678	9 321
Régie Municipale d'Electricité MOUTARET	18	9 491	1 027	8 464	8 464	0	406			8 869	8 464	406
Régie Municipale d'Electricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	18	9 809	764	9 045	9 045	0	0			9 045	9 045	0
Régie Municipale d'Electricité PRESLE	13	6 870	756	6 114	6 114	0	507			6 621	6 114	507
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	3	1 778	76	1 702	1 702	0	268			1 970	1 702	268
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	66	36 167	3 274	32 893	32 893	0	13 700			46 593	32 893	13 700
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILIERE	36	19 444	1 297	18 147	18 147	0	3 389			21 536	18 147	3 389
Régie Municipale d'Electricité SAINTE-MARIE DE QUINES	18	9 000	655	8 345	8 345	0	924			9 269	8 345	924
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOLIX	6	2 600	284	2 316	2 316	0	3 362			5 678	2 316	3 362
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PIERRE D'ALLIARD	90	53 006	4 969	48 037	48 037	0	4 685			52 722	48 037	4 685
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PIERRE LA MONTAGNE	35	21 029	1 139	19 890	19 890	0	1 210			21 100	19 890	1 210
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	60	32 811	2 627	30 184	30 184	0	19 987			50 171	30 184	19 987
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	229	119 600	10 130	109 470	109 470	0	35 435			144 905	109 470	35 435
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	5 072	1 376 660	339 543	1 037 117	1 037 117	0	29 767			1 066 884	1 037 117	29 767
Régie Municipale d'Electricité SCHILLENNE	27	11 923	1 520	10 403	10 403	0	1 026			11 429	10 403	1 026
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	5 170	301 829	208 579	93 250	93 250	0	16 541			109 791	93 250	16 541
Régie municipale d'Electricité VARIÈRES	1 245	640 117	50 830	589 287	589 287	0	9 959			599 246	589 287	9 959
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	11	6 345	422	5 924	5 924	0	731			6 654	5 924	731
Régie Municipale d'Electricité VINAY	131	48 570	7 302	41 268	41 268	0	8 746			50 013	41 268	8 746
Régie Municipale d'Electricité Électrique QUILLAN	5 812	649 760	211 346	438 414	438 414	0	21 639			460 053	438 414	21 639
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	27	13 223	1 109	12 114	12 114	0	3 023			15 137	12 114	3 023
Régie Municipale Électrique SAINT-LEONARD DE NOUBLAT	766	31 397	31 904	-507	-507	0	5 645			5 138	-507	5 645
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	24	10 787	947	9 840	9 840	0	16 528	9 970		36 338	9 840	26 499
S.A.I.C. PERS LOISINGES	77	45 831	4 296	41 535	41 535	0	1 149			42 684	41 535	1 149
S.A.I.C. CANTONS DE LA FERTÉ-AJAIS & LIMITROPHES	66	35 663	3 285	32 378	32 378	0	0			32 378	32 378	0
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-AJAIS & LIMITROPHES	338	172 375	11 336	161 040	161 040	0	8 129			169 169	161 040	8 129
S.I.C.A.E. CARNIN	49	16 531	1 672	14 859	14 859	0	1 344			16 203	14 859	1 344
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	7 010	1 866 495	223 648	1 642 847	1 642 847	0	10 167			1 653 013	1 642 847	10 167
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRÉSIS	113 553	10 879 839	4 268 572	6 611 266	6 611 266	0	178 824			6 790 090	6 611 266	178 824
S.I.C.A.E. E.L.Y. -REGION EURE & LOIR YVELINES	1 259	470 275	46 950	423 325	423 325	0	11 843			435 168	423 325	11 843
S.I.C.A.E. OISE	85 965	8 555 163	3 089 766	5 465 397	5 465 397	0	213 356			5 678 753	5 465 397	213 356
S.I.C.A.E. REGION DE PITHUIERS	150 221	14 132 067	4 905 554	9 226 513	9 226 513	0	134 679			9 361 192	9 226 513	134 679
S.I.C.A.E. VALLÉE DU SAUSSERON	85	39 998	3 282	36 716	36 716	0	29 828			66 544	36 716	29 828
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	1 749	166 475	79 583	86 892	86 892	0	1 914			88 806	86 892	1 914
S.I.V.U. d'Electricité LUIZ SAINT-SAUVEUR - ESQUIÈZE SÈRE - ESTERRE	168	17 004	5 406	11 598	11 598	0	1 674			13 272	11 598	1 674
SAEMIL UEM USINE D'ELECTRICITE DE MIETZ	125 303	16 886 576	5 535 673	11 350 903	11 350 903	0	1 162 711	75 000		12 513 614	11 350 903	1 237 711
SAEMIL HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	151	91 099	4 988	86 111	86 111	0	28 234			114 345	86 111	28 234
SAVE	0	0	0	0	0	0	1 240 936	152 789		1 393 725	1 240 936	152 789
SELLA	0	0	0	0	0	0	4 184			4 184	0	4 184
SEM BEAULVOIS DISTRELEC	42	19 169	1 449	17 720	17 720	0	7 514			25 234	17 720	7 514
SICAE de l'Isère	3 497	1 221 470	131 116	1 090 354	1 090 354	0	66 351			1 156 705	1 090 354	66 351
SICAE du CARMASIN	10 063	3 460 157	345 340	3 114 816	3 114 816	0	36 632			3 151 448	3 114 816	36 632
SICAE EST	11 207	2 133 412	397 247	1 736 165	1 736 165	0	68 276			1 804 441	1 736 165	68 276
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	56	28 722	1 732	26 990	26 990	0	222 663	0		249 652	26 990	222 663
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITROPHES	11 541	1 817 236	367 245	1 449 991	1 449 991	0	59 861			1 509 852	1 449 991	59 861
SOCIETE EUROPÉENNE DE GESTION DE L'ENERGIE SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17							3 299 825			3 299 825	3 299 825	0
SOREA	35 994	3 497 002	1 103 370	2 393 632	2 393 632	0	17 266			2 410 898	2 393 632	17 266
SOVEN								101 200		101 200	0	101 200
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	7 109	688 567	277 082	411 485	411 485	0	6 500			417 985	411 485	6 500
Terreal								833 690		833 690	0	833 690
Total Energie Gaz (Tegaz)								1 619 729	51 885	1 671 615	1 619 729	51 885
Veolia Eau REGIONGAZ									17 194	17 194	0	17 194
VIALIS - REGIE MUNICIPALE DE COLMAR	1 804	806 221	65 416	740 804	740 804	0	349 173			1 173 268	740 804	432 464
TOTAL	2 119 396	305 011 307	81 142 998	223 868 314	217 847 177	6 021 137	38 374 069	20 948 157	83 166 541	366 357 081	238 796 334	127 561 747