

## Annexe 1

### Charges prévisionnelles au titre de l'année 2015 (CP'<sub>15</sub>)

L'article 59 de la loi n°2013-1279 du 29 décembre 2013 est venu modifier l'article L.121-13 du code de l'énergie en incluant dans les charges couvertes par la contribution unitaire, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, les frais financiers éventuellement exposés par les opérateurs qui supportent des charges de service public.

L'article L.121-19-1 vient préciser la nature de ces frais : « *Pour chaque opérateur, si le montant de la compensation effectivement perçue au titre de l'article L. 121-10 est inférieur, respectivement supérieur, au montant constaté des charges mentionnées aux articles L. 121-7 et L. 121-8, 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* ».

Jusqu'à présent les charges prévisionnelles étaient calculées par la CRE à partir des charges constatées de l'année N-1 et des prévisions d'évolution de leur parc de production transmises par les opérateurs.

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

Dans ces conditions, la CRE a calculé les charges prévisionnelles au titre de l'année 2015 à partir des prévisions transmises par les opérateurs après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

La CRE rappelle que les données indiquées ci-après sont incertaines car prévisionnelles.

#### **Avertissement**

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.

### **A. Charges prévisionnelles supportées par EDF au titre de 2015**

#### **1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées<sup>1</sup>**

Le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 prévoit que le montant des surcoûts de production dans les zones non interconnectées (ZNI) est égal, pour chaque ZNI, à la différence entre « *le coût de production normal et complet, pour le type d'installation de production considéré* » et « *le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles* ». Les coûts de production n'incluent pas les coûts de gestion de la clientèle dans les ZNI, mais prennent en compte les coûts de commercialisation, liés essentiellement dans les ZNI aux actions de maîtrise de la demande d'électricité engagées par les fournisseurs (voir annexe 2-A.1).

La gestion des systèmes électriques des zones non interconnectées est assurée par la direction Système énergétiques insulaires du groupe EDF, qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF.

Le calcul prévisionnel des surcoûts de production nécessite donc d'évaluer, dans les ZNI, les coûts de production d'EDF et la part relative à la production dans les recettes d'EDF pour 2015<sup>2</sup>.

#### **1.1. Coûts de production prévisionnels dans les ZNI**

La prévision est établie sur la base d'une hausse moyenne de la consommation électrique de 1,7 % entre 2013 et 2015. Elle tient compte également des dispositions introduites par l'arrêté du 23 mars 2006, qui prévoit une rémunération des capitaux de 11 % pour les nouveaux investissements de production réalisés

<sup>1</sup> Corse, DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre et Miquelon, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey.

<sup>2</sup> Les recettes d'EDF SEI, issues des tarifs réglementés de vente, rémunèrent la production, la distribution et la commercialisation.

en Corse, dans les DOM, à Saint-Martin, Saint-Barthélemy et Saint-Pierre-et-Miquelon (le taux de 7,25 % continuant à s'appliquer pour ceux réalisés antérieurement).

### 1.1.1. Coûts de production retenus dans les ZNI

Les coûts de production prévisionnels (incluant la fourniture des pertes et des services systèmes) s'élèvent à **850,5 M€**, répartis comme suit :

Tableau 1.1 : coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2015

	Nature de coûts (M€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2015	Total 2013	Evolution 2013-2015 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	68,5	50,8	72,5	66,9	3,6	13,6	2,4	278,5	571,7	-51,3%
	personnel, charges externes et autres achats	43,0	39,0	34,7	39,5	21,0	6,0	1,1	184,3	199,2	-7,5%
	impôts et taxes	15,7	13,7	8,3	21,4	16,1	0,0	0,1	75,3	78,5	-4,1%
	coûts de commercialisation	4,0	5,7	6,5	3,8	11,1	0,0	0,1	31,1	22,0	41,5%
	coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	2,6	1,3	2,3	1,5	0,1	0,0	0,0	7,8	12,3	-36,6%
Coûts fixes (M€)	charges financières	42,1	16,5	15,8	34,1	17,9	7,4	0,3	134,0	130,7	2,6%
	amortissements	17,7	16,5	13,0	12,0	8,9	0,7	0,3	69,1	82,3	-16,0%
	frais de structure, de siège et support	14,0	14,4	12,5	12,6	16,8	0,0	0,0	70,4	66,1	6,4%
Coût total (M€)		207,6	158,0	165,7	191,8	95,3	27,7	4,4	850,5	1 162,7	-26,9%

Les coûts de production prévisionnels pour 2015 dans les ZNI sont en diminution par rapport à 2013 (- 312,2 M€).

Les achats de combustibles constituent le principal poste de dépenses. La diminution de ce poste de 51,3 % par rapport à l'année 2013 s'explique par la mise en service de nouveaux moyens de production thermiques en Corse, en Martinique, en Guadeloupe, exploités<sup>3</sup> par EDF Production Electrique Insulaire - EDF PEI, en remplacement des centrales thermiques du parc d'EDF. Les coûts en résultant sont intégrés dans les coûts d'achat (2.2.2), EDF PEI étant une filiale à 100 % du groupe EDF.

Les dépenses liées aux autres achats et charges externes, ainsi que les frais de personnel sont en baisse du fait de l'arrêt des centrales exploitées par EDF SEI. Les charges pour 2015 comprennent cependant les coûts liés à leur démantèlement.

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 devra acheter des quotas de CO<sub>2</sub> pour couvrir l'ensemble de ses émissions.

La valorisation prévisionnelle des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> acquis par EDF sur le marché est réalisée à partir de la moyenne des prix à terme 2015 évaluée entre le 1<sup>er</sup> janvier 2014 et le 3 septembre 2014 inclus, sur le marché boursier ICE<sup>4</sup> ECX EUA futures (5,97 €/tCO<sub>2</sub> sur cette période). La hausse du prix d'achat des quotas de +30% par rapport au prix de 2013 (4,6 €/tCO<sub>2</sub>) est compensée par la diminution des volumes d'émissions prévisionnels du fait de l'arrêt des anciennes centrales thermiques.

EDF privilégie les actions de commercialisation relatives à la maîtrise de la demande en électricité dont des gains énergétiques potentiels sont les plus élevés. Les actions proposées sont adaptées aux besoins des grands clients industriels et tertiaires. Dans le même temps, EDF consolide ses offres « classiques » à destination des clients particuliers et cherche notamment à dynamiser ses ventes grâce à Internet.

Les charges financières sont relativement stables par rapport à l'année 2013. Par ailleurs, l'année 2015 sera marquée par un amortissement accéléré des derniers investissements des centrales thermiques arrêtées.

<sup>3</sup> La centrale du Port de La Réunion a été entièrement remplacée en 2013.

<sup>4</sup> Intercontinental Exchange.

## 1.2. Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI

Les recettes de production dans les ZNI en 2015 sont établies à partir du chiffre d'affaires prévisionnel issu du tarif réglementé de vente en vigueur (corrigé des recettes imputables au « tarif agent »), sans tenir compte de la tarification spéciale « produit de première nécessité », les charges liées à celle-ci étant prises en compte par ailleurs (cf. paragraphe A.3). Elles sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux ainsi que les recettes relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

Les principales évolutions et hypothèses retenues pour le calcul des recettes sont les suivantes :

- hausse moyenne de la consommation de 1,7 % entre 2013 et 2015. La hausse dans chaque ZNI est uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes moyen en légère diminution entre 2013 et 2015, passant de 11,0 % à 10,7 % ;
- augmentation moyenne tarifaire de 5% HT par rapport aux tarifs en vigueur.

Sur ces bases, les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2015 s'élèvent à **242,3 M€**, réparties comme suit :

Tableau 1.2 : recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2015

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité aux tarifs de vente <sup>(1)</sup> (M€)	203,2	195,5	157,7	79,1	282,4	4,9	0,9	<b>923,6</b>
recettes réseau (M€)	81,5	73,4	57,1	27,0	100,2	1,4	0,4	<b>341,0</b>
recettes gestion de la clientèle (M€)	9,5	9,2	8,0	2,7	15,5	0,1	0,1	<b>45,1</b>
recettes brutes de production <sup>(2)</sup> (M€)	112,2	112,8	92,6	49,5	166,7	3,3	0,5	<b>537,5</b>
part des recettes à considérer <sup>(3)</sup> (M€)	49,1	11,9	33,8	44,4	31,8	3,3	0,5	<b>174,9</b>
<b>recettes de production totales<sup>(4)</sup> (M€)</b>	<b>67,9</b>	<b>26,7</b>	<b>43,9</b>	<b>50,6</b>	<b>49,0</b>	<b>3,6</b>	<b>0,5</b>	<b>242,3</b>
part production du tarif de vente <sup>(5)</sup> (€/MWh)	57,92	63,34	64,87	63,02	64,98	73,70	46,54	-

<sup>(1)</sup> 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

<sup>(2)</sup> 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)

<sup>(3)</sup> 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 au chapitre 2

<sup>(4)</sup> incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes

<sup>(5)</sup> la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI

## 1.3. Surcoûts de production prévisionnels supportés par EDF dans les ZNI

Les coûts de production prévisionnels retenus par la CRE et la part production dans les recettes prévisionnelles d'EDF s'élèvent respectivement à 850,5 M€ et 242,3 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de 2015 dans les ZNI est égal à **608,2 M€**

## 2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

### 2.1. Définition

Les surcoûts d'achat prévisionnels supportés par EDF en 2015 sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code de l'énergie) ;
- les contrats issus des appels d'offres (article L. 311-10 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. 311-10 et L. 121-27 du code précité (V de l'article 4 du décret n° 2004-90) ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables ».

En application du 1° 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 :

- en métropole continentale, « *les coûts évités à EDF, (...) calculés par référence aux prix de marché de l'électricité* » ;
- dans les ZNI, le prix de cette électricité calculé comme « *la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité* » (soit sur la même base que pour les surcoûts de production établis au chapitre précédent).

## **2.2. Coûts dus aux contrats d'achat**

### **2.2.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels (hors ZNI)**

La prévision des quantités achetées en 2015 est établie à partir des montants retenus au titre de 2013 et des évolutions prévues en 2014 et 2015, fournies et justifiées par EDF. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces prévisions.

L'évaluation des coûts d'achat, faite par EDF et partagée par la CRE, se fonde sur les hypothèses suivantes :

- pour la cogénération (installations <12 MW) :
  - basculement des installations vers les conditions tarifaires prévues par l'arrêté de 2013 ;
  - nombre d'installations fonctionnant en mode « dispatchable » calculé à partir de la proportion constatée d'installations ayant opté pour le mode dispatchable en 2013 ;
  - Indexation des tarifs par rapport aux tarifs de 2013.

Le parc de cogénération est globalement stabilisé en fin d'année 2013, mais quelques installations verront leur contrat arriver à échéance en 2014 et 2015. Les centrales de cogénération d'une puissance inférieure à 12MW peuvent bénéficier d'un nouveau contrat d'obligation d'achat sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissements de jeunesse. EDF fait l'hypothèse que 10 % de ces contrats arrivant à échéance (au sens de la puissance garantie) sont remis en service sans interruption et que 50 % sont remis en service à l'hiver suivant (la production redémarre au 1<sup>er</sup> novembre). EDF prévoit par ailleurs que le parc se développe par la mise en service de nouvelles installations à un rythme de 35 MW par an.

La filière diesels « dispatchables » est en extinction progressive. Sa puissance installée future est précisément connue.

Pour l'hydraulique, EDF retient une hypothèse d'un développement du parc à un rythme de 12 MW par an, et du maintien sous obligation d'achat de 80 % des installations dont le contrat arrive à échéance, bénéficiant de l'arrêté « rénovation ». Une hypothèse d'hydraulicité normale est retenue pour le calcul du productible.

Pour la filière éolienne, EDF retient une hypothèse de développement du parc installé de 90 MW par mois, et une durée moyenne de fonctionnement de 2 094 heures. Le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 90,6 €/MWh.

Pour les centrales d'incinération, EDF prend l'hypothèse d'un accroissement du parc de 29 MW au cours de l'année 2014 et de 15,5 MW au cours de l'année 2015. Cette croissance est uniquement due à la reconduction sous obligation achat de centrales rénovées. La durée de fonctionnement retenue est de 6 094 heures, et le tarif moyen d'achat est de 59,3 €/MWh.

Pour la filière biogaz, EDF fait l'hypothèse que 36 MW de nouvelles installations sous le régime tarifaire de l'arrêté du 19 mai 2011 seront mis en service annuellement. Le prix unitaire moyen est estimé à 115,1 €/MWh.

Pour la filière biomasse, EDF considère que 250 MW seront mis en service d'ici 2015 par les candidats retenus à l'issue des appels d'offres de 2009 et 2010. Un développement du parc de 5 MW par trimestre, sous l'effet de l'arrêté tarifaire du 27 janvier 2011, est également attendu. Le coût unitaire d'achat pour la filière est de 140,5 €/MWh.

Le développement de la filière photovoltaïque en 2014 et 2015 se fera sous le régime tarifaire de 2011 (+400 MW par an) et sous le régime des appels d'offres de 2011 et 2013 (+372 MW en 2015). Le prix d'achat prévisionnel moyen du photovoltaïque s'établit à 390,6 €/MWh, en baisse par rapport à la prévision 2014 en raison de l'entrée en vigueur de nouveaux contrats dont les prix d'achat sont moins chers.

## Prévisions

Compte tenu de ce qui précède, les quantités et les coûts d'achat prévisionnels pour 2015 sont indiqués dans le tableau 1.3.

Tableau 1.3 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2015 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	1 100,9	0,0	0,2	497,4	2 104,7	230,8	125,7	163,7	189,7	0,0	4 413,0
Février	979,3	0,0	0,2	494,4	1 771,9	205,9	123,3	158,4	292,5	0,0	4 026,0
Mars	991,4	0,0	0,1	542,7	1 783,8	228,0	129,0	163,7	495,2	0,0	4 333,9
Avril	0,0	0,0	0,0	579,5	1 551,7	155,8	126,5	171,5	627,6	0,0	3 212,6
Mai	0,0	0,0	0,0	616,4	1 322,6	156,5	132,4	177,2	739,9	0,0	3 145,0
Juin	0,0	0,0	0,0	522,3	1 129,7	149,5	129,7	228,5	782,1	0,0	2 941,8
Juillet	0,0	0,0	0,0	366,7	1 119,2	154,5	135,7	249,7	815,2	0,0	2 840,9
Août	0,0	0,0	0,0	269,0	1 102,6	154,5	137,4	249,7	744,3	0,0	2 657,5
Septembre	0,0	0,0	0,0	225,9	1 324,0	149,5	134,6	241,6	596,4	0,0	2 672,0
Octobre	0,0	0,0	0,0	322,5	1 741,3	154,5	140,7	263,2	434,0	0,0	3 056,2
Novembre	985,3	0,0	0,1	394,3	1 982,3	213,8	137,8	254,7	243,1	0,0	4 211,3
Décembre	1 072,4	0,0	0,1	449,5	2 307,5	220,9	144,1	263,2	167,6	0,0	4 625,2
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>5 129,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>	<b>5 280,5</b>	<b>19 241,3</b>	<b>2 174,0</b>	<b>1 596,8</b>	<b>2 585,0</b>	<b>6 127,6</b>	<b>0,0</b>	<b>42 135,3</b>
Quantités retenues en 2013 (GWh)	6 288,7	282,7	0,6	5 566,8	15 207,3	2 774,9	1 185,6	1 368,8	4 213,8	1,3	36 890,4
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>690,4</b>	<b>17,3</b>	<b>6,5</b>	<b>329,7</b>	<b>1 743,1</b>	<b>128,8</b>	<b>183,8</b>	<b>363,2</b>	<b>2 393,6</b>	<b>0,0</b>	<b>5 856,5</b>
Coût d'achat retenu en 2013 (M€)	836,8	61,8	8,9	375,9	1 341,2	157,0	127,5	176,4	2 003,0	0,1	5 088,6
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>134,6</b>	<b>-</b>	<b>8 524,7</b>	<b>62,4</b>	<b>90,6</b>	<b>59,3</b>	<b>115,1</b>	<b>140,5</b>	<b>390,6</b>	<b>-</b>	<b>139,0</b>
Coût d'achat unitaire en 2013 (€/MWh)	133,1	218,7	16 209,3	67,5	88,2	56,6	107,5	128,9	475,3	83,1	137,9

\* Autres = petites installations

Le montant des achats de l'électricité produite par les installations de cogénération est en diminution, principalement à cause de la diminution de la taille du parc et du non-renouvellement de l'obligation d'achat pour les installations de plus de 12 MW. EDF ne prévoit pas d'appel pour les installations de cogénération en mode dispatchable.

La diminution prévue des quantités achetées à la filière hydraulique s'explique par les conditions météorologiques très favorables de l'année 2013.

La filière éolienne poursuit son développement avec une production estimée à 19,2 TWh, soit une augmentation de 26,5 % par rapport à 2013. Le coût d'achat unitaire augmente avec l'inflation.

Les filières biomasse et biogaz se développent également significativement :

- biomasse : la croissance de cette filière résulte de la mise en service d'installations issues d'appels d'offres et par quelques installations bénéficiant de l'arrêté tarifaire de 2011 ;
- biogaz : les volumes et les coûts d'achat unitaires devraient croître sensiblement sous l'effet de l'arrêté tarifaire publié en novembre 2011.

Les volumes d'énergie de la filière photovoltaïque augmentent de 45 % par rapport à 2013, sous l'effet du développement du parc. Cette croissance soutenue du parc conduit à une hausse des volumes d'énergie, mais surtout du coût d'achat en 2015. Le photovoltaïque représentera 41 % du coût de l'obligation d'achat en métropole, pour 14,5 % de l'énergie produite.

### 2.2.2 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels dans les ZNI

Les quantités et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI pour l'année 2015 sont présentés dans le tableau 1.4.

Tableau 1.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2015

	Interconnexion (SARCO et SACO)	Hydraulique	Eolien	Bagasse/ charbon	Incinération	Géothermie	Photovoltaïque	Biogaz	Biomasse	Thermique	TOTAL
Corse	691,0	50,0	42,0	0,0	0,0	0,0	164,0	12,0	0,0	322,0	1 281,0
Guadeloupe	0,0	16,9	55,6	571,8	0,0	73,9	101,6	0,0	0,0	1 002,2	1 822,0
Martinique	0,0	0,0	1,4	0,0	27,7	0,0	85,8	0,0	0,0	898,1	1 013,1
Guyane	0,0	16,9	0,0	0,0	0,0	0,0	60,6	0,0	13,7	0,0	91,2
La Réunion	0,0	0,9	15,6	1 562,9	0,0	0,0	246,2	15,8	0,0	472,0	2 313,4
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
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Quantités (GWh)	691,0	84,7	114,6	2 134,7	27,7	73,9	658,3	27,8	13,7	2 694,3	6 520,7
Quantités retenues en 2013 (GWh)	650,2	98,9	94,3	2 105	15,8	80,8	539,2	25,6	12,8	906,5	4 528,8
Coût d'achat (M€)	37,4	7,9	13,6	323,8	1,7	9,5	300,0	2,7	3,1	727,5	1 427,0
Coût d'achat retenu en 2013 (M€)	48,1	8,6	10,4	310	1,0	10,1	244,4	2,4	2,8	311,0	949,0

Les volumes d'achat prévus en 2015 sont en hausse de 44,5 % par rapport aux volumes achetés en 2013 et les coûts d'achat correspondant croissent de 50,4 % du fait du remplacement des centrales d'EDF SEI par des installations exploitées par EDF PEI. L'installation du Port située sur l'île de la Réunion a été intégralement remplacée en 2013. En 2015, il est envisagé la mise en service complète des centrales de Lucciana en Corse et de Bellefontaine en Martinique, ainsi qu'une mise en service partielle de Jarry Nord en Guadeloupe.

Plus d'un tiers de l'électricité achetée provient de centrales thermiques et de groupes de secours (41% du total des achats).

Les installations fonctionnant à la bagasse et au charbon constituent la deuxième source d'approvisionnement (33 % des volumes achetés).

La filière photovoltaïque continue à se développer mais à un rythme ralenti (prévision d'une croissance de 22% de la production et des coûts d'achat afférents en 2013 et 2015 contre une prévision de croissance de 30% entre 2012 et 2014). Les premières installations avec stockage sélectionnées à l'issue de l'appel d'offres de 2011 sont mises en service. L'électricité photovoltaïque représente le troisième poste de charges. Les coûts d'achat de cette filière sont proches de ceux des installations fonctionnant à la bagasse et au charbon.

### 2.2.3. Coût du contrôle des installations de cogénération

Le contrôle des installations de cogénération effectué par EDF permet de vérifier leur efficacité énergétique et la correcte application de la rémunération complémentaire facturée par le producteur. Le coût de ce contrôle est compensé, car il est un élément de détermination du coût d'achat pour les installations de cogénération.

Pour 2015, le montant prévu est identique à celui constaté en 2013, soit **0,3 M€**

## 2.3. Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

### 2.3.1 Coût évité par les contrats d'achat hors ZNI

#### 2.3.1.1. Cas général

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 ».

Dans sa délibération du 25 juin 2009, la CRE a fixé de nouveaux principes de calcul du coût évité par les contrats d'achat en distinguant la production considérée comme quasi-certaine de la production aléatoire.

Les contrats d'achat pour la filière photovoltaïque font quant à eux l'objet d'un traitement particulier détaillé dans la prochaine section.

Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé en utilisant les prix de marché à terme observés sur *EEX Power Derivatives*. Le coût évité par la production aléatoire est calculé, pour une prévision, en référence à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués entre le 1<sup>er</sup> janvier 2013 et le 31 août 2014.

Le coût évité ainsi obtenu s'élève pour l'année 2015 à **1 512,4 M€** (hors contrats PV, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

## Coût évité par la production quasi-certaine

Tableau 1.5 : puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2015

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 000
Surplus de production Q1 <sup>5</sup>	2 200
Surplus de production M11/M12 <sup>6</sup>	2 400

Les cotations des produits à terme utilisés lors du calcul des charges constatées pour calculer le coût évité par le surplus de production observé sur les mois de novembre et décembre étant indisponibles lors de la prévision de charges, le coût évité par cette production quasi-certaine est calculé de la même manière que le coût évité par la production aléatoire.

Tableau 1.6 : Prix de marché retenus pour 2015

Ruban	Q1	M11	M12
42,87	52,09	48,11	45,74

**Le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 17,1 TWh, est de 791,7 M€**

Coût évité par la production aléatoire :

Tableau 1.7 : Prix de marché trimestriels pour 2015

Q1	Q2	Q3	Q4
51,20	33,09	36,89	47,59

Tableau 1.8 : Coût aléatoire prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2015 (hors contrats PV, contrats horosaisonnalisés, « modulables » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	51,82	1 653,3	85,7
Février	53,16	1 318,2	70,1
Mars	48,62	1 251,6	60,9
Avril	34,82	1 644,7	57,3
Mai	31,05	1 426,8	44,3
Juin	33,38	1 241,2	41,4
Juillet	37,26	1 142,4	42,6
Août	33,83	1 066,9	36,1
Septembre	39,57	1 269,7	50,2
Octobre	48,91	1 755,7	85,9
Novembre	48,11	1 370,3	65,9
Décembre	45,74	1 757,1	80,4
<b>Total 2015</b>	<b>42,6</b>	<b>16 898</b>	<b>720,7</b>

prix moyen pondéré prévisionnel 2015 (€/MWh)	<b>42,6</b>
prix moyen pondéré prévisionnel 2014 (€/MWh)	41,9

Les prix de marché mensuels sur l'année 2015 sont calculés à partir de la moyenne, depuis 2002, des

<sup>5</sup> Premier trimestre

<sup>6</sup> M11 : novembre ; M12 : décembre

rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre).

**Le coût évité par la production aléatoire s'élève à 720,7 M€** (hors contrats PV, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »).

#### 2.3.1.2. Coût évité par les contrats d'achat photovoltaïques (hors ZNI)

Le calcul du coût évité par les installations photovoltaïques fait l'objet d'un traitement particulier. A 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 prévision 2015 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 2015 est de 285,3 M€**

#### 2.3.1.3. 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 2015, 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 2015 a varié, par kWh, par rapport à 2013, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2013 et 2015. Ce prix de marché pondéré est en baisse de 5,1 %. Les volumes achetés sont eux en hausse, ce qui permet d'obtenir une estimation du coût évité de **84,5 M€**

#### 2.3.1.4. 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 2015, une puissance garantie de 52 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 2013 et 2015). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 0,1 M€. Le coût évité total est donc de **1,6 M€**

#### 2.3.1.5. Cas particulier des installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable »

Les installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » devraient représenter, en moyenne sur la période hivernale de 2015, une puissance garantie de 94 MW, pour une production prévisionnelle sur appel estimée à 0 GWh par EDF. La production hors appel a été intégrée au calcul du coût évité du cas général.

Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2015 est identique à celui adopté pour 2013 (*cf.* annexe 2 - A.2.2.1.5). Le coût fixe évité par les installations de cogénération en mode « dispatchable » est, ainsi, évalué à 1,3 M€. Le coût évité « énergie » pour la production sur appel est de 0 M€. Le coût évité total est donc de **1,3 M€**

#### 2.3.1.6. Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat

La CRE précisait dans sa délibération du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013 que l'imprévisibilité d'une partie de la production

sous obligation d'achat induisait un surcoût pour EDF, qu'il faudrait en théorie retrancher du coût évité par les contrats d'achat. En effet, les installations sous obligation d'achat sont rattachées au périmètre d'équilibre d'EDF, et contribuent donc aux écarts globaux sur ce périmètre, qui sont ensuite facturés à EDF par RTE au titre du mécanisme d'ajustement.

Le 9 septembre 2014, la CRE a lancé une consultation publique sur les modalités de gestion de l'obligation d'achat en métropole continentale, qui visait à recueillir l'avis des parties intéressées quant à la création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat (PE-OA), permettant l'identification de ces écarts et des coûts associés. Un autre volet de cette consultation étudiait l'opportunité de vendre les volumes issus de l'obligation d'achat sur les marchés de l'électricité, selon des modalités reflétant la formule de coût évité. Cette évolution permettrait une mise à disposition de ces volumes à l'ensemble des acteurs, ainsi qu'une meilleure adéquation entre leur valorisation effective et celle retenue dans la formule de calcul du coût évité.

La CRE a reçu 16 réponses à cette consultation publique. Si les participants à cette consultation publique s'accordent dans leur grande majorité sur la pertinence de la création d'un PE-OA aux fins d'explicitier les coûts liés à l'imprévisibilité, les modalités de création et de gestion de ce périmètre et celles de la vente des volumes issus de l'obligation d'achat suscitent quant à elles de nombreuses propositions différentes. Des travaux complémentaires, sous l'égide de la CRE, associant l'ensemble des participants, seront menés au cours du 4<sup>ème</sup> trimestre de l'année 2014.

En conséquence, les surcoûts de l'imprévisibilité n'ont pas été intégrés dans le calcul du coût évité 2015.

### 2.3.1.7. Coût total évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI)

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole est évalué à **1 885,0 M€** (791,7 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 720,7 M€ de coût évité par la production aléatoire + 285,3 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 84,5 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 1,6 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 1,3 M€ de coût évité par les cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

### 2.3.2. Coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI

Conformément au 2° de l'article L. 121-7 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. Il s'élève à **368,0 M€**, comme détaillé dans le tableau 1.9.

Tableau 1.9 : coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2015

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	1 281,0	1 822,0	1 013,1	91,2	2 313,4	0,0	0,0	6 520,7
Taux de pertes (%)	13,7%	11,3%	9,3%	10,1%	9,0%	6,0%	11,4%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 106,1	1 616,2	918,9	82,0	2 105,2	0,0	0,0	5 828,4
Part production du tarif de vente (€/MWh)	57,9	63,3	64,9	63,0	65,0	73,7	46,5	
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>64,1</b>	<b>102,4</b>	<b>59,6</b>	<b>5,2</b>	<b>136,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>368,0</b>

\* 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.

#### **2.4. Surcoûts prévisionnels dus aux contrats d'achat supportés par EDF**

Les surcoûts prévisionnels supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2015 s'élèvent à :

- **3 971,8 M€** en métropole continentale (5 856,5 M€ de coût d'achat + 0,3 M€ de contrôle de cogénération – 1 885,0 M€ de coût évité) ;
- **1 059,0 M€** dans les ZNI (1 427,0 M€ de coût d'achat – 368,0 M€ de coût évité) ;

soit un total de **5 030,8 M€**

### **3. Charges dues à la rémunération de la disponibilité des cogénérations de plus de 12 MW**

#### **3.1. Contexte**

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.

Un arrêté du 19 décembre 2013<sup>7</sup> a fixé le montant maximal de la rémunération annuelle à 45 000 € par MWe de puissance garantie en hiver.

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 1<sup>er</sup> janvier 2015 ne sont pas remises en cause.

Un amendement au projet de loi relatif à la simplification de la vie des entreprises adopté le 22 juillet 2014 par l'Assemblée nationale envisage de « rétablir le dispositif introduit par l'article L. 314-1-1 du Code de l'énergie ». Cette loi n'a toutefois pas été adoptée par le Parlement à la date du 15 octobre 2014. Par conséquent, il n'existe pas à ce jour de disposition législative prévoyant le versement de cette prime au-delà du 31 décembre 2014.

#### **3.2. Montant des charges prévisionnelles**

Le niveau maximal de la prime a été fixé à 45 k€/MW par un arrêté du 19 décembre 2013. EDF prévoit que 1 440 MW de puissance garantie le parc de centrales cogénérations bénéficieront de cette prime en 2015, induisant un versement total anticipé à 64,8 M€ en 2015.

Dans la mesure où la loi réintroduisant ces dispositions à la suite de la décision du Conseil constitutionnel n'a pas été adoptée à la date du 15 octobre 2014, ce montant n'est pas retenu pour le calcul des charges prévisionnelles au titre de l'année 2015.

### **4. Charges dues aux dispositions sociales**

La tarification spéciale « produit de première nécessité » est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2005. Elle a par la suite été rebaptisée « tarif de première nécessité » (TPN). L'arrêté du 5 août 2008 fixe le plafond de ressources pour en bénéficier au plafond d'ouverture des droits à la couverture maladie universelle complémentaire. L'article 4-1 du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité prévoit en outre, pour les clients concernés par la tarification de première nécessité, la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Ces pertes de recettes et frais supplémentaires doivent faire l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. L'arrêté du 23 décembre 2010 a modifié l'annexe du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 et a revu à la hausse de 10 % le niveau des réductions et des versements forfaitaires. Le chapitre I<sup>er</sup> 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.

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 sera désormais établi à partir d'information provenant des organismes de sécurité sociale et de l'administration fiscale. La loi prévoit en outre l'extension du TPN aux gestionnaires de résidences sociales, au sens de l'article L.633-1 du code de l'habitation et de la construction. Elle étend aussi à tous les

<sup>7</sup> Arrêté du 19 décembre 2013 pris en application de l'article L 314-1-1 du code de l'énergie relatif à la prime rémunérant les disponibilités des installations de cogénération supérieures à 12 MW et ayant bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat.

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 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.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du TPN permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation en cas de participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité. 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 logement (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).

#### **4.1. Charges dues au « tarif de première nécessité »**

##### *4.1.1. Pertes de recettes prévisionnelles dues au TPN*

L'automatisation de la procédure d'application du TPN a produit ses premiers effets dès 2012 : le nombre de bénéficiaires a doublé, soit 1,2 millions de personnes concernées à la fin de l'année. Il s'élève à 1,6 millions à fin 2013.

Les nouvelles dispositions introduites par le décret n°2013-1031 du 15 novembre 2013 modifiant le décret n°2004-325 élargissent l'assiette des ayants droit pour atteindre 4 millions de foyers bénéficiaires à fin 2015. En tenant compte de la montée en puissance du dispositif au cours de l'année et de la part de bénéficiaires fournis par des ELD ou des fournisseurs alternatifs, EDF estime à 3,25 millions le nombre moyen de clients d'EDF qui bénéficieront du TPN en 2015 (métropole et Outre-mer).

Par ailleurs, EDF estime à 1 500 le nombre de résidences sociales susceptibles de bénéficier du TPN en 2015.

La perte de recette d'EDF prévue pour 2015 s'élève à **278,6 M€** contre 98,7 M€ en 2013.

##### *4.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels*

Les surcoûts de gestion prévisionnels sont évalués, pour 2015, à **13,4 M€**. Ces surcoûts de gestion se décomposent en frais de personnel pour 4,3 M€ et en frais externes pour 9,1 M€. Ils sont en hausse par rapport à 2013 (7,4 M€). L'augmentation de ces frais est principalement due à l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TPN. Les frais de personnel prévus par EDF sont également en hausse par rapport à 2013.

##### *4.1.3. Pertes de recettes dues aux réductions instaurées sur les services liés à la fourniture*

Les dispositions introduites par le décret n° 2006-924 (abattement de 80 % sur la facturation d'un déplacement en raison d'une interruption de fourniture imputable à un défaut de règlement et gratuité de la mise en service et de l'enregistrement du contrat) entraînent des pertes de recettes pour EDF. Elles sont évaluées, pour 2015, à **5,8 M€**.

Au total, les charges prévisionnelles supportées par EDF du fait du « tarif de première nécessité » sont évaluées, pour 2015, à **297,9 M€**.

#### **4.2. Charges dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité**

Compte tenu du montant de charges supportées au titre du TPN et des dispositions prévues par l'arrêté du 24 novembre 2005, la compensation à accorder à EDF au titre de sa participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité est de **23,3 M€**. L'intégralité des versements qu'EDF prévoit d'effectuer en 2015 aux fonds de solidarité pour le logement est prise en compte, car inférieur au seuil de 20 % des charges liées au TPN.

#### **4.3. Charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales**

Les charges prévisionnelles à compenser à EDF au titre des dispositions sociales en 2015 s'élèvent à **321,2 M€** contre 130,3 M€ de charges constatées en 2013.

## B. Charges prévisionnelles supportées par les entreprises locales de distribution au titre de 2015

Les charges prévisionnelles que les ELD supporteront au titre de 2015 sont :

- les surcoûts dus aux contrats d'achat ;
- les charges dues aux dispositions sociales (TPN, dispositif précarité).

Les ELD prévoyant de supporter en 2015 de telles charges ont transmis à la CRE les données nécessaires à leur évaluation.

Pour les ELD n'ayant pas transmis de prévisions d'évolution de leurs charges pour 2015, les charges constatées au titre de l'année 2013 ont été retenues pour 2015, comme elles en avaient été informées.

### 1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les types de contrat pour lesquels les ELD prévoient de supporter des charges en 2015 sont :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L.314-1 du code de l'énergie) ;
- les contrats issus des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie (article L.311-10 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L.121-7 du code précité).

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011, les coûts évités sont calculés par référence aux tarifs de cession pour le volume d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises à ces tarifs et aux prix de marché de l'électricité pour le volume restant.

Ainsi la CRE doit désormais vérifier, pour les ELD s'approvisionnant en partie sur le marché, dans quel périmètre a été injectée l'énergie issue des contrats d'achat ci-dessus. Pour la part de cette énergie injectée dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, le coût évité est calculé en référence aux tarifs de cession ; pour la part injectée dans le périmètre de vente en offre de marché, le coût évité est calculé en référence aux prix de marché (les achats au tarif de cession ne pouvant être revendus en offre de marché).

Cinq ELD prévoient de s'approvisionner à la fois aux tarifs de cession et sur le marché en 2015. Cependant, elles anticipent que tous les volumes d'énergie qui seront achetés dans le cadre des contrats d'achat seront injectés dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés. De ce fait, le calcul du coût évité au titre de l'année 2015 a été effectué à partir du tarif de cession pour l'ensemble de ces ELD.

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2015 s'élève à **257,3 M€**, soit 80,7 M€ de plus par rapport aux charges constatées pour l'année 2013. Cette progression est due à la forte augmentation des quantités achetées : + 63 %, soit + 0,9 TWh. Les filières éolienne et photovoltaïque se développent particulièrement avec :

- une production photovoltaïque estimée à 344 GWh en 2015 (respectivement 210 GWh en 2013) et un surcoût évalué à 133 M€ (respectivement 106 M€) ;
- une production éolienne estimée à 1 436 GWh en 2015 (respectivement 696 GWh en 2013) pour un surcoût évalué à 80 M€ (respectivement 38 M€).

Par ailleurs, huit ELD ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

### 2. Charges dues aux dispositions sociales

Les charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales en 2015 s'élèvent à **6,1 M€**, en nette hausse par rapport à 2013 (+ 100 %). Cette situation s'explique par la croissance du nombre de bénéficiaires<sup>8</sup>. Le nombre de bénéficiaires du TPN fournis par des ELD est estimé à 55 215 en 2015.

### 3. Charges prévisionnelles totales des ELD au titre de 2015

Le montant prévisionnel des charges supportées par les ELD au titre de 2015 est de **250,9 M€**. Les éléments du calcul du surcoût pour les ELD concernées sont indiqués dans le tableau 1.10.

---

<sup>8</sup> Cf. paragraphe A.3.1.1.

Tableau 1.10 : charges prévisionnelles des ELD au titre de 2015

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2015
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	433 938,3	71 368,6	14 694,3	56 674,2	270,4	56 944,7
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS	598 868,2	72 005,6	19 991,0	52 014,5	590,4	52 604,9
ES ENERGIES STRASBOURG	196 677,6	48 878,7	6 617,0	42 261,7	1 736,0	43 997,7
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	223 277,2	21 042,5	7 237,2	13 805,3	54,5	13 859,9
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	121 637,0	16 658,4	5 070,3	11 588,1	574,2	12 162,3
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	145 827,6	13 539,5	5 504,4	8 035,1	164,7	8 199,8
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	41 584,7	9 046,4	1 540,6	7 505,8	61,0	7 566,8
S.I.C.A.E. OISE	74 172,4	7 457,2	1 942,0	5 515,2	139,7	5 654,9
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	1 969,7	4 459,5	60,1	4 399,4	18,8	4 418,1
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	35 158,2	5 257,3	2 054,7	3 202,6	417,9	3 620,5
Régie d'Électricité U.E.M. NEUF BRISACH	17 237,9	3 463,2	556,9	2 906,2	26,4	2 932,6
SICAE du CARMAUSIN	9 696,7	3 266,5	422,3	2 844,1	19,1	2 863,2
SOREA	39 005,9	3 668,4	1 182,6	2 485,9	18,9	2 504,7
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	31 052,3	3 599,0	1 184,5	2 414,5	23,5	2 438,0
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSEL (SAEML)	3 864,1	1 934,2	122,4	1 811,8	32,1	1 843,9
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAU - Pays de Cogne	14 117,0	2 374,1	643,8	1 730,4	32,9	1 763,3
SICAE EST	10 213,5	1 919,3	335,1	1 584,2	58,5	1 642,7
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	48 560,5	3 508,9	1 999,8	1 509,0	36,2	1 545,3
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	6 655,5	1 717,2	210,0	1 507,2	7,3	1 514,5

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales k€	Charges prévisionnelles au titre de 2015 k€
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	10 030,8	1 869,8	485,8	1 384,0	80,4	1 464,4
Régie du Syndicat Électrique Intercommunal PAYS CHARTRAIN	59 336,8	3 696,2	2 360,3	1 335,9	107,5	1 443,4
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	13 925,2	2 097,1	822,3	1 274,8	77,6	1 352,4
LES USINES MUNICIPALES D'ERSTEIN	7 167,1	1 489,4	308,8	1 180,6	26,0	1 206,7
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	2 945,4	1 292,0	104,4	1 187,6	15,6	1 203,3
SICAE de l'Aisne	3 928,2	1 249,7	179,4	1 070,2	68,7	1 139,0
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	6 063,7	1 450,6	355,4	1 095,2	21,0	1 116,2
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 622,4	1 196,1	93,7	1 102,4	8,2	1 110,6
VIALIS - REGIE MUNICIPALE DE COLMAR	1 732,0	824,4	60,6	763,7	303,3	1 067,0
Régie Municipale d'Électricité MAZERES	1 784,3	946,0	59,4	886,5	3,4	889,9
Société d'Électricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITROPHES	6 301,7	1 037,5	203,6	833,9	33,1	867,1
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	15 784,5	1 714,1	893,1	820,9	14,9	835,9
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 316,1	651,3	42,5	608,8	9,7	618,5
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 244,5	640,1	40,9	599,2	5,9	605,2
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	8 898,7	808,2	264,2	544,0	3,2	547,2
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	13 633,8	1 046,3	567,6	478,6	13,5	492,2
Energies Services LANNEMEZAN	644,0	368,2	18,0	350,2	78,6	428,8
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 218,9	455,2	48,2	407,0	5,7	412,7

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales k€	Charges prévisionnelles au titre de 2015 k€
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILLAN	6 014,8	577,7	193,1	384,6	13,9	398,5
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	551,0	297,0	17,7	279,3	7,8	287,2
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLEE DE THONES	448,7	267,1	14,6	252,5	16,3	268,8
Régie Municipale d'Électricité CAZERES	559,2	274,3	22,6	251,7	10,8	262,5
Régie Municipale d'Électricité BAZAS	611,3	271,3	18,8	252,5	6,6	259,1
Régie municipale d'Électricité TARASCON	8 458,2	548,5	334,4	214,1	13,6	227,7
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	435,7	235,4	16,0	219,5	3,9	223,4
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	381,5	189,7	14,2	175,5	20,9	196,4
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	277,7	141,6	14,9	126,7	57,6	184,3
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITOPHES	324,2	169,0	10,7	158,3	5,2	163,5
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 634,0	226,8	69,2	157,6	2,6	160,2
Régie Municipale d'Électricité MONTESQUIEU VOLVESTRE	337,4	163,1	11,2	151,9	6,5	158,4
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	7 549,8	520,3	376,3	144,0	3,0	147,0
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	52,8	27,5	1,5	25,9	118,1	144,1
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LES BEZIERS	228,9	133,1	9,0	124,1	13,4	137,5
Régie d'Électricité d'Elbeuf	103,3	51,4	3,4	48,0	84,8	132,8
Régie Communale d'Électricité UCKANGE	793,0	144,3	34,9	109,4	18,4	127,9
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	226,4	117,0	10,2	106,9	19,0	125,9

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales k€	Charges prévisionnelles au titre de 2015 k€
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
<b>SAEML HUNELEC</b> Service de Distribution Public HUNELEC	147,0	88,5	4,8	83,7	24,2	107,9
Régie Municipale d'Électricité LOOS	36,2	19,4	1,9	17,5	88,0	105,5
<b>S.I.V.U. LABERGEMENT</b> <b>SAINTE-MARIE</b>	2 263,5	196,9	98,1	98,8	4,0	102,7
Régie Électrique ALLEVARD	200,5	98,6	10,6	88,0	13,5	101,5
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	167,5	78,1	7,7	70,4	25,6	95,9
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	109,7	59,9	3,8	56,1	26,6	82,7
<b>GAZELEC DE PERONNE</b>	165,0	45,4	4,5	40,9	34,0	74,8
<b>GAZ DE BARR</b>	140,2	63,6	4,1	59,5	10,7	70,2
Régie Communale d'Électricité GATTIERES	128,8	70,8	5,2	65,6	1,5	67,1
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	120,2	61,3	6,3	55,0	5,4	60,5
Régie Municipale d'Électricité VINAY	167,0	57,2	9,0	48,1	11,4	59,5
Régie Municipale d'Électricité AMNEVILLE	86,5	50,6	3,2	47,4	4,7	52,2
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	147,8	54,0	5,0	48,9	0,5	49,4
Régie Communale de Distribution d'Électricité MITRY MORY	54,7	30,2	1,4	28,8	20,0	48,8
Régie Électrique AIGUEBLANCHE	89,0	49,8	2,7	47,1	0,8	47,9
Régie d'Électricité BITCHE	60,6	34,4	2,0	32,4	14,8	47,2
Régie Électrique GERVANS	88,5	49,5	2,8	46,7	-	46,7
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	38,8	19,5	1,1	18,4	26,0	44,4
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	39,8	23,8	1,5	22,3	21,0	43,2
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	64,6	35,7	2,7	33,0	8,3	41,4

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales k€	Charges prévisionnelles au titre de 2015 k€
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	1 301,2	51,6	11,7	39,9	1,4	41,3
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	58,0	32,2	2,4	29,8	10,9	40,6
Régie d'Électricité SCHOENECK	63,3	36,7	1,8	34,9	3,7	38,6
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	75,1	35,7	2,8	32,9	4,2	37,1
Régie SDED EROME	67,5	35,9	3,6	32,3	2,3	34,6
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	66,2	23,8	2,7	21,0	13,2	34,3
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	77,1	32,9	2,8	30,1	2,9	33,0
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	79,9	34,4	3,9	30,5	2,4	32,9
Régie Électrique DALOU	91,6	33,4	2,3	31,1	0,6	31,7
Régie Municipale d'Électricité HOMBURG HAUT	23,6	12,6	0,6	12,0	19,3	31,3
Régie Électrique Communale BOZEL	54,6	32,2	1,6	30,6	0,5	31,1
S.A.I.C. PERS LOISINGES	58,0	32,5	2,1	30,4	-	30,4
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	43,0	23,6	1,4	22,1	6,4	28,5
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	27,5	12,5	1,1	11,3	16,7	28,1
R.M.E.T. TALANGE	37,5	21,2	1,3	20,0	7,6	27,6
Régie de Distribution d'Énergie Électrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	51,2	28,4	1,4	27,0	0,2	27,1
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	42,1	19,2	-	19,2	7,2	26,4
Régie d'électricité TOURS EN SAVOIE	46,0	25,5	1,8	23,7	0,2	23,9
Régie d'Electricité du Morel	40,4	23,6	1,4	22,2	0,1	22,2
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PRIVAT LA MONTAGNE	36,3	21,2	0,9	20,4	0,9	21,2

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales k€	Charges prévisionnelles au titre de 2015 k€
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Centrale Électrique VONDERSCHEER	37,4	20,3	1,0	19,2	1,2	20,4
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	35,6	19,1	1,0	18,1	1,4	19,4
Régie Municipale d'Électricité LA CHAMBRE	101,4	23,4	5,0	18,3	0,8	19,1
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	32,8	16,6	1,1	15,5	2,5	17,9
Régie Électrique TIGNES	233,0	24,0	9,1	14,9	2,8	17,8
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	31,2	13,5	1,0	12,6	4,4	17,0
Régie Municipale d'Électricité SECHILLENNE	48,7	18,1	2,6	15,5	1,4	16,9
Régie Municipale d'Électricité de SAINT-AVRE	32,2	17,6	1,6	16,0	0,8	16,7
S.I.C.A.E. CARNIN	49,5	16,6	1,6	15,0	1,1	16,1
Régie Municipale d'Électricité ALLEMONT	32,8	15,1	1,7	13,3	2,2	15,5
Régie Électrique MONTVALEZAN	43,0	17,0	2,2	14,8	0,1	14,8
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	21,1	12,0	0,6	11,5	3,2	14,7
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	12,8	8,1	0,6	7,5	7,0	14,5
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	14,2	7,5	0,5	7,0	7,4	14,4
S.I.V.U. d'Électricité LUZ SAINT-SAUVEUR - ESQUIEZE SERE - ESTERRE	195,3	18,7	6,5	12,2	1,2	13,4
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	25,1	12,3	1,1	11,2	1,9	13,2
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	20,1	10,7	0,5	10,1	0,2	10,4
Régie Communale Électrique SAULNES	12,0	6,5	0,5	6,0	3,9	9,9
Régie Municipale d'Électricité GANDRANGE BOUSSANGE	14,3	8,1	0,4	7,7	1,5	9,2

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales k€	Charges prévisionnelles au titre de 2015 k€
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale d'Électricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	18,0	9,8	0,7	9,2	-	9,2
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	14,6	7,6	0,7	6,9	2,2	9,1
Régie Électrique FONTAINE AU PIRE	11,1	4,7	0,4	4,3	4,2	8,5
Régie Municipale d'Électricité SAINTE-MARIE DE CUINES	17,6	8,7	0,6	8,1	0,2	8,3
Régie Municipale d'Électricité MOUTARET	17,7	8,9	0,9	7,9	0,4	8,3
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	13,4	8,2	0,5	7,7	0,6	8,3
Régie Électrique Municipale LA CHAPELLE	21,1	8,9	1,0	7,8	0,4	8,3
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTOISE	18,8	8,0	1,0	7,0	0,6	7,6
Régie Électrique MERCUS GARRABET	10,2	5,5	0,4	5,1	2,3	7,4
Régie d'Électricité VALMEINIER	15,7	7,8	0,5	7,2	0,1	7,3
Régie d'Électricité PINSOT	11,6	6,7	0,6	6,1	1,2	7,3
Régie Électrique LA CABANASSE	14,3	7,2	0,6	6,6	0,3	6,9
Régie Municipale d'Électricité PRESLE	13,1	6,8	0,7	6,1	0,8	6,9
Régie d'Électricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	12,5	5,0	0,7	4,3	0,9	5,2
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	8,6	5,1	0,4	4,6	0,2	4,8
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	4,8	2,0	0,1	1,9	2,7	4,6
Régie Municipale Électrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	765,7	31,4	32,6	-1	5,3	4,1
Régie Électrique AVRIEUX	6,9	4,1	0,4	3,7	-	3,7
Régie municipale d'Électricité QUIE	3,1	1,8	0,1	1,7	0,3	2,0

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales k€	Charges prévisionnelles au titre de 2015 k€
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Électrique Municipale VILLAROGER	1,8	1,1	0,1	1,0	0,1	1,0
Régie Municipale d'Électricité L'HOSPITALET	-	-	-	-	0,3	0,3

<sup>1</sup> nette du surplus revendu à EDF

### C. Charges prévisionnelles supportées par les fournisseurs alternatifs au titre de 2015

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 la mission de mise en œuvre du TPN à l'ensemble des fournisseurs d'électricité. Les fournisseurs alternatifs peuvent donc proposer le TPN à leurs clients, et être compensés des surcoûts en résultant, dans les conditions définies à l'article L.121-8 du code de l'énergie.

Sur l'ensemble des fournisseurs alternatifs interrogés par la CRE, quatre prévoient de supporter des charges en 2015 au titre de la mise en œuvre du TPN, pour 233 695 bénéficiaires. Le détail est donné dans le tableau suivant.

	Nombre de bénéficiaires	Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2015
	-	M€	M€
GDF Suez	160 000	14,5	14,5
Direct Energie	73 500	6,6	6,6
Proxelia	155	0,3	0,3
Selia	40	0,04	0,04

Les charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales en 2015 s'élèvent à **21,2 M€** pour les fournisseurs alternatifs.

### D. Charges prévisionnelles supportées par Electricité de Mayotte au titre de 2015

Les charges de service public de l'électricité supportées par Électricité de Mayotte (EDM) correspondent à :

- des surcoûts de production liés à la péréquation tarifaire à Mayotte (la transition des tarifs mahorais aux tarifs réglementés s'est achevée le 1<sup>er</sup> janvier 2007) ;
- des surcoûts d'achat imputables au développement de projets de production indépendants ;
- des charges dues au tarif de première nécessité.

Les surcoûts de production sont égaux, comme dans les autres zones non interconnectées, à la différence entre « le coût de production normal et complet, pour le type d'installation de production considéré » et « le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles ».

#### 1. Surcoûts de production à Mayotte

### 1.1. Coûts de production

Le montant prévisionnel des coûts de production d'EDM est établi sur la base d'un prix de la couverture financière du fioul domestique et d'une hausse de la consommation électrique de 9,1 % par rapport à 2013. Un taux de pertes prévisionnel de 8,5 % a été retenu.

Les coûts de production tiennent compte également des dispositions introduites par l'arrêté du 23 mars 2006, qui prévoit une rémunération des capitaux de 11 % pour les nouveaux investissements de production (le taux de 7,25 % continuant à s'appliquer pour ceux réalisés antérieurement).

Les coûts de production tiennent compte des coûts prévisionnels d'achat des quotas CO<sub>2</sub>. Le coût d'achat de 1,2 M€ a été estimé avec l'hypothèse du prix retenue par EDM de 6,18 €/tCO<sub>2</sub>.

Les coûts de production incluent par ailleurs les frais de commercialisation prévisionnels qu'EDM envisage d'engager au titre d'actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité (1,2 M€).

Le montant total prévisionnel des coûts de production d'EDM est évalué, pour 2015, à **108,3 M€**, dont 62 % au titre des combustibles (67,4 M€).

### 1.2. Recettes de production prévisionnelles

Les recettes de production d'EDM en 2015 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés de vente, les recettes de distribution prévisionnelles et les recettes prévisionnelles relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes prévisionnelles liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

Les recettes de distribution, égales aux coûts de distribution prévisionnels pour 2015, conformément à l'article L. 362-4 du code de l'énergie, s'élèvent à **18,6 M€**

Les recettes totales prévisionnelles d'EDM en 2015 s'élevant à 29,0 M€, les recettes de production prévisionnelles, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent à 9,0 M€ comme indiqué dans le tableau 1.11.

Tableau 1.11 : recettes de production prévisionnelles au titre de 2015

(+) Recettes prévisionnelles 2015	28,7 M€
(+) Recettes théoriques tarif agents EDM 2015	0,2 M€
<b>Recettes totales 2015 à considérer</b>	<b>29,0 M€</b>
(-) Recettes de distribution 2015	19,6 M€
(-) Recettes de gestion clientèle 2015	1,3 M€
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,0 M€
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>9,0 M€</b>
<b>Recettes de production 2015*</b>	<b>8,5 M€</b>

\* 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 au chapitre C.2.

### 1.3. Surcoûts de production prévisionnels

Les coûts et recettes prévisionnels d'EDM pour 2015 étant respectivement de 108,2 M€ et 8,5 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production d'EDM pour 2015 est donc estimé à **99,7 M€**. Il est en augmentation de 14% par rapport à 2013 (75,2 M€).

## 2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts dus aux contrats d'achat sont égaux à la différence entre « le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat » et « le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles ».

Le développement de la filière photovoltaïque ralentit. EDM prévoit l'installation de 2 MW supplémentaires par rapport au parc en fonctionnement à fin 2013. Les volumes d'achat prévisionnels pour 2015 sont de

17,5 GWh pour un montant de 7,7 M€

La part production dans les tarifs de vente 2015 étant estimée à 28,89 €/MWh, le surcoût prévisionnel imputable aux contrats d'achat est évalué à **7,2 M€**, comme détaillé dans le tableau 1.12.

Tableau 1.12 : surcoûts prévisionnels dus aux contrats d'achat supportés par EDM au titre de 2015

(+) Coût d'achat 2015	7,7 M€
Quantités achetées en 2015	17,5 GWh
Taux de pertes 2015	8,5 %
Quantités achetées et consommées <sup>9</sup>	16,0 GWh
Part production du tarif de vente	28,89 €/MWh
(-) Coût évité par les contrats d'achat	0,5 M€
<b>Surcoût dû aux contrats d'achats en 2015</b>	<b>7,2 M€</b>

### 3. Charges dues aux dispositions sociales

EDM estime que 50% de la clientèle domestique sera concernée par ce tarif, soit environ 18 160 clients. La perte de recette due à l'application du tarif de la première nécessité est évaluée pour 2015 à **1,7 M€**

### 4. Charges totales prévisionnelles d'EDM au titre de 2015

Au total, les charges prévisionnelles d'EDM au titre de 2015 sont évaluées à **108,6 M€** (99,7 M€ au titre des surcoûts de production + 7,2 M€ au titre des contrats d'achat + 1,7 M€ au titre des dispositions sociales).

### E. Charges prévisionnelles de service public au titre de 2015

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2015 est évalué à **6 340,9 M€**, réparti comme indiqué dans le tableau 1.13.

<sup>9</sup> Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production.

Tableau 1.13 : Décomposition des charges prévisionnelles au titre de 2015

	Charges prévisionnelles au titre de 2015 (M€)	Charges constatées au titre de 2013 (M€)	Principales justifications de la variation 2013-2015
<b>EDF</b>	<b>5 960,2</b>	<b>4 990,5</b>	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	3 971,8	3 290,7	Hausse des volumes achetés, en particulier pour le photovoltaïque et l'éolien. Baisse du prix de marché de référence (et donc du coût évité).
Surcoûts ZNI	1 667,2	1 569,8	
<i>Surcoûts de production</i>	608,2	851,3	Diminution du coût d'achat des combustibles, des quotas CO <sub>2</sub> , des coûts du personnel et des autres achats liée au remplacement des centrales de production thermiques du parc d'EDF par des centrales d'un producteur tiers
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	1 059,0	718,5	Entrée en service de nouvelles centrales thermiques exploitées par EDF PEI. Mise en service des premières installations photovoltaïques avec stockage.
Disponibilité des centrales de cogénérations de plus de 12 MW	0,0	0,0	La loi réintégrant la prime transitoire visant à rémunérer la disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 MW n'a pas été votée à la date du calcul des charges.
Charges dispositions sociales	321,2	130,0	Augmentation forte du nombre de bénéficiaires.
<b>ELD</b>	<b>250,9</b>	<b>179,9</b>	Hausse des volumes et montants d'achat, en particulier photovoltaïque
<b>Fournisseurs alternatifs</b>	<b>21,2</b>	<b>0,0</b>	Elargissement du TPN à l'ensemble des fournisseurs d'électricité.
<b>EDM</b>	<b>108,6</b>	<b>95,2</b>	
<i>Surcoûts de production</i>	99,7	88,4	Hausse de la consommation (+9%) couplée à la hausse des coûts de combustibles
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	7,2	6,8	Développement des achats à la filière photovoltaïque.
<i>Charges dispositions sociales</i>	1,7	0,0	Fourniture des clients au TPN qui n'était pas mis en œuvre en 2013
<b>Total</b>	<b>6 340,9</b>	<b>5 265,7</b>	