

## Annexe 1

### Charges prévisionnelles au titre de l'année 2012 (CP'<sub>12</sub>)

L'évaluation du montant prévisionnel des charges de service public de l'électricité au titre de l'année 2012 a été réalisée à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs ayant supporté de telles charges en 2010, et à partir des données détaillées transmises par ceux prévoyant d'en supporter en 2012.

La CRE rappelle que les évaluations formulées ci-dessous comportent des incertitudes inhérentes à tout exercice de prévision.

#### 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 2012

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

Le décret 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).

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 2012<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 5,9 % entre 2010 et 2012. 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 (le taux de 7,25 % continuant à s'appliquer pour ceux réalisés antérieurement).

##### 1.1.1. Coût de production lié à l'ouvrage hydraulique du Rizzanèse

L'assiette prévisionnelle des investissements pour l'ouvrage hydraulique du Rizzanèse est évaluée par EDF à 184 M€, soit 173 M€ en valeur économique 2008. Dans sa délibération du 8 octobre 2009 relative à la CSPE 2010<sup>3</sup>, la CRE avait pris la décision de plafonner les coûts d'investissement pris en compte pour évaluer la compensation à hauteur de 167 M€<sub>2008</sub>, dans l'attente d'un dossier d'EDF justifiant de manière précise les coûts d'investissement prévus. Après plusieurs échanges avec les services de la CRE, EDF n'a transmis ce dossier que début octobre 2011.

---

<sup>1</sup> Corse, DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes des Glénans, Ouessant, Molène et Sein

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

<sup>3</sup> Délibération du 8 octobre 2009, annexe 2, article A-1.1.2.6.

Le choix d'un ouvrage hydroélectrique pour répondre au besoin de production de pointe en Corse apparaît globalement pertinent sur le long terme. Toutefois, sur la base du dossier fourni, la CRE s'interroge notamment sur le montant des provisions pour risques prises en compte par EDF dans le montant d'investissement prévisionnel exposé. En effet, en application du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004, la CRE ne peut prendre en compte dans les surcoûts de production à compenser à EDF que ceux qui résultent de « *coûts de production normaux pour le type d'installation de production considéré* ».

Aussi, la CRE maintient pour 2012 le plafonnement du montant de l'investissement à 167 M€<sub>2008</sub>, soit un montant environ 30% supérieur à la valeur haute estimée par l'Agence internationale de l'énergie. Le coût de production à exclure du fait de ce plafonnement est évalué à **0,7 M€**

Cette décision de plafonner le montant prévisionnel d'investissement ne préjuge pas des montants qui seront retenus par la CRE pour l'évaluation des charges constatées au titre de 2012. Toutefois, tout dépassement du plafond ci-dessus devra résulter de particularités liées à l'installation et dûment justifiées par EDF. En particulier, la justification apportée devra se fonder sur des coûts normaux et non s'appuyer uniquement sur une comparaison locale avec d'autres installations hydrauliques.

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

Les coûts de production prévisionnels (incluant la fourniture des pertes et des services systèmes) s'élèvent à **1 137,8 M€** répartis comme suit :

Tableau 1.1 : coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2012

	Nature de coûts (M€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2012	Total 2010	Evolution 2010-2012 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	149,4	141,6	177,4	54,5	33,7	8,6	2,1	567,2	491,1	15,5%
	personnel, charges externes et autres achats	41,6	43,9	43,1	34,0	28,4	5,1	0,2	196,2	182,1	7,7%
	impôts et taxes	12,8	9,0	9,7	23,6	14,5	0,0	0,2	69,7	39,5	76,4%
	coûts de commercialisation	2,6	4,1	4,4	1,6	7,7	0,0	0,1	20,5	15,3	34,1%
	coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	5,6	2,6	5,3	2,8	-0,9	0,0	0,0	15,4	19,6	-21,5%
Coûts fixes (M€)	charges financières	41,1	15,7	15,2	30,4	19,2	2,2	0,3	124,1	108,5	14,4%
	amortissements	13,5	17,3	20,8	9,9	11,4	0,9	0,3	74,0	85,6	-13,5%
	frais de structure, de siège et support	12,6	14,7	14,2	12,1	16,9	0,1	0,2	70,7	63,9	10,6%
Coût total (M€)		279,1	248,8	290,1	168,7	130,9	16,8	3,3	1 137,8	1 005,6	13,1%

Les coûts de production prévisionnels pour 2012 dans les ZNI sont en hausse par rapport à 2010 (+ 132,2 M€).

Les achats de combustibles constituent le principal poste de dépenses. La hausse importante des prix des combustibles en 2011 a entraîné une augmentation du coût de la couverture par rapport aux exercices antérieurs.

Le remboursement important de plusieurs années de la taxe intérieure sur les produits pétroliers en 2010 versée au centre d'EDF en Corse explique la hausse du poste impôts et taxes.

Le portefeuille d'offres relatives à la maîtrise de la demande d'électricité dans l'ensemble des ZNI se stabilise. Dans le même temps, la commercialisation de ces offres s'accroît, ce qui génère des coûts commerciaux supplémentaires.

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 2012 évalués entre le 1<sup>er</sup> janvier 2011 et le 9 mai 2011 inclus, sur le marché boursier *BlueNext* (16,48 €/tCO<sub>2</sub> sur cette période).

Les charges financières sont en hausse, en raison de nouveaux investissements de production, notamment en Corse et à Saint-Barthélemy.

## 1.2. Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2012 sont établies à partir du chiffre d'affaires prévisionnel issu du tarif de vente réglementé 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 (qui tiennent compte du nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2010) 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 5,9 % entre 2010 et 2012, la hausse dans chaque ZNI étant uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes moyen quasi constant entre 2010 et 2012, passant de 10,8 % à 10,7 % ;
- recettes réseau en augmentation suivant le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2010 ;
- prise en compte du mouvement tarifaire national intervenu le 28 juin 2011 (en moyenne, + 1,7 % sur les tarifs bleus, + 3,2 % pour les tarifs jaunes et + 3,2 % sur les tarifs verts).

Sur ces bases, les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2012 s'élèvent à **314,5 M€**, réparties comme suit :

Tableau 1.2 : recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2012

	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€)	180,3	178,5	144,0	72,6	246,1	4,4	0,8	<b>826,8</b>
recettes réseau (M€)	72,3	74,9	57,2	28,4	104,0	1,7	0,3	<b>338,9</b>
recettes gestion de la clientèle (M€)	7,8	7,6	6,3	2,0	11,3	0,1	0,1	<b>35,1</b>
recettes brutes de production <sup>(2)</sup> (M€)	100,2	96,0	80,5	42,2	130,8	2,6	0,4	<b>452,8</b>
part des recettes à considérer <sup>(3)</sup> (M€)	61,1	45,3	69,7	38,5	37,4	2,5	0,4	<b>254,9</b>
<b>recettes de production totales<sup>(4)</sup> (M€)</b>	<b>79,4</b>	<b>58,6</b>	<b>78,9</b>	<b>44,0</b>	<b>50,5</b>	<b>2,7</b>	<b>0,5</b>	<b>314,5</b>
part production du tarif de vente <sup>(5)</sup> (€/MWh)	51,38	51,49	53,44	51,50	50,81	59,90	42,31	-

<sup>(1)</sup> le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total déclaré par EDF (y compris les ventes aux agents), 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, ou ne donnant pas droit à compensation (liaison Corse-Italie)

<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'élevant respectivement à 1 137,8 M€ et 314,5 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de 2012 dans les ZNI est égal à **823,3 M€**

## **2. Surcoûts dus aux contrats d'achat**

### **2.1. Surcoûts dus aux contrats d'achat**

Les surcoûts d'achat prévisionnels supportés par EDF en 2012 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 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 du 28 janvier 2004) ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables » (article 48 de la loi du 10 février 2000, abrogé par l'ordonnance du 4 juin 2011 et non repris dans le code de l'énergie).

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 2012 est établie à partir des montants retenus au titre de 2010 et des évolutions prévues en 2012, fournies et justifiées par EDF.

L'évaluation prévisionnelle des tarifs d'achat se fonde sur les hypothèses suivantes :

- pour la cogénération :
  - pour tous les contrats, aussi bien antérieurs que postérieurs au 11 février 2000, rémunération du gaz plafonnée à 92,5 % du prix de référence à considérer au titre des coûts d'approvisionnement en gaz d'un cycle combiné de 650 MW au tarif STS en vigueur ;
  - tarif STS, incluant la TICGN, résultant de l'application de la formule de GDF Suez ;
  - nombre d'installations fonctionnant en mode « dispatchable » tenant compte des installations ayant quitté ce mode de fonctionnement et durée de fonctionnement moyenne de 237 heures ;
  - pour les installations n'optant pas pour le mode « dispatchable », durée de fonctionnement moyenne équivalente à 3 443 heures (correspondant à une disponibilité de 95 %) et prise en compte des contrats arrivant à échéance ainsi que des dispositions de l'arrêté du 14 décembre 2006 qui permet, sous réserve de travaux de rénovation, de bénéficier des tarifs d'obligation d'achat définis à l'annexe 1 de l'arrêté du 31 juillet 2001 ou des dispositions correspondantes.
- Indexation de 2,5 % par an par rapport aux tarifs de 2010.

Pour la cogénération n'optant pas pour le mode « dispatchable », la CRE retient, pour 2012, un tarif d'achat prévisionnel de 130,5 €/MWh pour les contrats C97<sup>4</sup>, de 139,5 €/MWh pour les contrats C99<sup>5</sup> et de 131,0 €/MWh pour les contrats C01<sup>5</sup>. Ces tarifs sont établis sur la base du tarif effectivement constaté en 2010 (respectivement 112,0 €/MWh, 119,4 €/MWh et 116,3 €/MWh) et des hypothèses exposées ci-dessus.

Pour les installations de type diesels « dispatchables », la CRE a retenu les hypothèses prises par EDF sur la durée de fonctionnement (1,7 GWh sur les deux premiers mois de l'année et 2,3 GWh sur la période octobre-décembre). Le prix d'achat variable a été évalué à 222 €/MWh, en nette augmentation par rapport aux valeurs constatées en 2010 (+ 40,4 %) sous l'effet d'une augmentation du prix des produits pétroliers dont le coût représente une part prépondérante du prix variable de ces installations.

Pour l'hydraulique, la CRE retient, pour chaque type de contrat, le tarif moyen constaté sur 2010 indexé ainsi qu'une durée de fonctionnement normative, supérieure à celle observée en moyenne en 2010.

Pour la filière éolienne, la CRE retient pour 2012 :

- pour les contrats E01<sup>5</sup> et EOLE 2005<sup>6</sup>, des puissances installées respectivement de 1 026 MW et de 33 MW sans évolution ultérieure ;
- aucune évolution pour les contrats E06 par rapport à la puissance actuelle de 1 460 MW ;
- le développement de nouvelles installations dans le cadre du contrat E08 introduit à la suite de l'arrêté du 17 novembre 2008 complété par l'arrêté du 23 décembre 2008. La CRE retient un flux de mises en service d'environ 96 MW par mois, soit une puissance estimée à fin 2012 de 5 395 MW ;
- l'hypothèse d'EDF concernant durée moyenne de production, soit 2 094 heures ;
- aucune évolution du parc bénéficiant d'un contrat conclu à la suite de l'appel d'offres de 2004 (52 MW) ;
- pour les installations existantes, les tarifs moyens constatés sur 2010 indexés de 2 % par an ;
- le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 87,1 €/MWh.

Pour les centrales d'incinération, la CRE a considéré un accroissement du parc de 19 MW au cours de l'année 2012. La durée de fonctionnement est celle observée en 2010. Le tarif moyen d'achat retenu pour 2012 est de 55,2 €/MWh.

Pour la filière biogaz, la CRE prend en compte, pour 2012, la mise en service de 42 MW aux conditions d'achat arrêtées le 19 mai 2011. De plus, les deux derniers contrats issus de l'appel d'offres de 1998 arrivent à échéance au cours de l'année 2011 (- 7,8 MW).

Pour la filière biomasse, la CRE considère que 23 MW seront mis en service d'ici 2012 par les candidats retenus à l'issue de l'appel d'offres de 2006. L'appel d'offres de 2009 ainsi que les arrêtés tarifaires du 28 décembre 2009 et du 27 janvier 2011 n'auront pas d'effet avant l'année 2013 compte tenu des délais de réalisation et de mise en service des installations estimés à 3 ans. La puissance installée pour cette filière devrait atteindre 191 MW à la fin 2012.

La puissance des installations photovoltaïques raccordées au réseau d'ERDF et de RTE devrait atteindre 3,1 GW fin 2012 (contre 810 MW environ fin 2010 et 2 140 MW prévus d'être installés fin 2011). Cette puissance résulte de la résorption de la file d'attente des projets non suspendus par le décret du 2 décembre 2010 et de la mise en service de nouvelles installations bénéficiant des conditions tarifaires de l'arrêté du 4 mars 2011. Sur les 3,1 GW, plus de 1,2 GW devrait bénéficier des conditions de l'arrêté du 10 juillet 2006, 0,8 GW des conditions de l'arrêté du 12 janvier 2010, 650 MW des conditions de l'arrêté du 31 août 2010 et 330 MW de celles de l'arrêté du 4 mars 2011.

---

<sup>4</sup> Contrats de cogénération : les contrats de type C97 et C99 sont des contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000. Les contrats C01 sont des contrats relevant de l'obligation d'achat

<sup>5</sup> Contrats éoliens : les contrats de type E01, E06 et E08 relèvent de l'obligation d'achat. Les contrats de type EOLE 2005 ont été conclus à l'issue d'un appel d'offres lancé par EDF.

## Prévisions

Compte tenu de ce qui précède, les quantités et les coûts d'achat prévisionnels pour 2012 évalués par la CRE en métropole continentale sont indiqués dans le tableau 1.3.

Tableau 1.3 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2012 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	2 077,9	11,1	0,9	683,7	1 676,0	240,2	65,4	100,3	80,5	30,6	4 966,6
Février	2 069,4	10,2	0,9	503,7	1 418,4	215,7	64,8	83,3	129,2	27,8	4 523,3
Mars	2 058,1	10,8	0,0	651,2	1 430,6	264,7	73,5	102,0	226,2	31,0	4 848,2
Avril	32,0	0,0	0,0	800,1	1 247,9	186,4	74,6	115,8	295,6	27,6	2 780,0
Mai	8,0	0,0	0,0	762,3	1 067,2	230,2	76,6	113,4	359,5	12,2	2 629,3
Juin	8,0	0,0	0,0	715,7	910,9	211,1	78,5	107,2	391,2	6,8	2 429,3
Juillet	8,0	0,0	0,0	428,7	907,7	223,3	81,2	115,6	411,5	7,0	2 183,0
Août	8,0	0,0	0,0	267,4	896,5	242,3	83,2	115,2	382,8	8,1	2 003,6
Septembre	8,0	0,0	0,0	276,1	1 084,8	190,9	84,5	108,2	311,8	5,8	2 070,1
Octobre	88,0	0,0	0,8	244,1	1 425,5	193,0	83,4	111,6	225,3	1,2	2 372,7
Novembre	1 760,0	8,8	0,8	486,9	1 624,4	258,8	86,2	105,0	125,5	0,0	4 456,5
Décembre	1 738,0	9,3	0,8	558,6	1 899,6	263,6	92,9	117,2	86,2	0,0	4 766,1
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>9 863,4</b>	<b>50,3</b>	<b>4,0</b>	<b>6 378,6</b>	<b>15 589,5</b>	<b>2 720,1</b>	<b>944,9</b>	<b>1 294,7</b>	<b>3 025,2</b>	<b>158,1</b>	<b>40 028,9</b>
<i>Quantités retenus en 2010 (GWh)</i>	<i>12 797,0</i>	<i>493,5</i>	<i>19,0</i>	<i>6 394,2</i>	<i>9 419,6</i>	<i>2 635,1</i>	<i>722,0</i>	<i>595,9</i>	<i>380,4</i>	<i>343,7</i>	<i>33 800,4</i>
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>1 292,0</b>	<b>40,3</b>	<b>9,8</b>	<b>406,5</b>	<b>1 358,4</b>	<b>150,1</b>	<b>90,2</b>	<b>152,3</b>	<b>1 474,9</b>	<b>23,4</b>	<b>4 998,1</b>
<i>Coût d'achat retenu en 2010 (M€)</i>	<i>1 444,9</i>	<i>85,0</i>	<i>38,7</i>	<i>384,8</i>	<i>792,4</i>	<i>138,9</i>	<i>62,0</i>	<i>58,6</i>	<i>204,5</i>	<i>34,4</i>	<i>3 244,1</i>
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>131,0</b>	<b>800,8</b>	<b>2 428,7</b>	<b>63,7</b>	<b>87,1</b>	<b>55,2</b>	<b>95,5</b>	<b>117,6</b>	<b>487,5</b>	<b>147,8</b>	<b>124,9</b>
<i>Coût d'achat unitaire en 2010 (€/MWh)</i>	<i>112,9</i>	<i>172,2</i>	<i>2 034,5</i>	<i>60,2</i>	<i>84,1</i>	<i>52,7</i>	<i>85,9</i>	<i>98,4</i>	<i>537,5</i>	<i>100,1</i>	<i>96,0</i>

\* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

Le montant des achats de l'électricité produite par les installations de cogénération est en diminution, en raison d'un repli de la production. Il est également prévu un moindre recours à des installations dispatchables en 2012.

La filière hydraulique devrait connaître une relative stabilité en 2012. Seul son coût d'achat unitaire augmente légèrement, conséquence de la rénovation d'installations changeant alors de régime tarifaire.

La filière éolienne poursuit son fort développement avec une production estimée à 15,6 TWh, soit une augmentation de 65% par rapport à 2010. Le coût d'achat unitaire augmente très légèrement car les tarifs des obligations d'achats récentes sont plus attractifs.

Les filières biomasse et biogaz se développent également significativement :

- biomasse : les volumes devraient plus que doubler entre 2010 et 2012 et les montants d'achat augmenter dans les mêmes proportions. Les candidats retenus lors de l'appel d'offre lancé en 2010 ne devraient pas être en activité dès 2012 ;
- biogaz : après une croissance plus forte en 2011, les volumes devraient augmenter de 31% en 2012 par rapport à 2010.

Malgré le moratoire institué par le décret de décembre 2010, les volumes d'énergie de la filière photovoltaïque devraient être multipliés par 10 entre fin 2010 et 2012. Cette croissance est notamment due à la résorption de la file d'attente de raccordement. Lors de la fin de l'arrêté tarifaire de 2006, en décembre 2009, de nombreuses demandes de raccordement ont été déposées afin de profiter du tarif 2006 plus avantageux. Les installations concernées par ces contrats devraient toutes être en fonctionnement à partir de fin 2011 pour représenter une puissance installée de 1,2GW environ.

Si l'énergie achetée à la filière photovoltaïque devrait représenter en 2012 une part très minoritaire du total présenté à la compensation, avec 3TWh sur un total de 40 TWh, le coût d'achat bondira probablement à 1475M€, contre 205M€ en 2010. Il sera comparable à celui des filières éolienne ou cogénération, mais pour des volumes achetés trois à cinq fois inférieurs.

## 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 2012 sont présentés dans le tableau 1.4.

Tableau 1.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2012

	Interconnexion (SARCO)	Hydraulique	Eolien	Bagasse/charbon	Incinération	Géothermie	Photovoltaïque	Biogaz	Biomasse	Thermique	TOTAL
Corse	339,0	44,0	34,0	0,0	0,0	0,0	46,7	12,0	0,0	0,0	475,7
Guadeloupe	0,0	21,7	52,4	646,2	0,0	84,0	68,1	0,4	0,1	244,1	1 116,9
Martinique	0,0	0,0	1,4	0,0	30,7	0,0	52,5	0,0	0,0	122,3	206,9
Guyane	0,0	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,1	0,0	13,2	0,0	75,3
La Réunion	0,0	7,2	16,8	1 610,0	0,0	0,0	175,4	10,8	0,0	212,0	2 032,2
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>339,0</b>	<b>96,9</b>	<b>105,9</b>	<b>2 256,2</b>	<b>30,7</b>	<b>84,0</b>	<b>380,7</b>	<b>23,2</b>	<b>13,3</b>	<b>578,4</b>	<b>3 908,2</b>
Quantités retenues en 2010 (GWh)	338,6	67,5	86,1	1925	24,1	14,7	99,6	16,4	0,0	356,7	2 928,8
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>30,5</b>	<b>7,4</b>	<b>10,8</b>	<b>313,6</b>	<b>1,9</b>	<b>9,8</b>	<b>164,6</b>	<b>2,1</b>	<b>2,0</b>	<b>111,3</b>	<b>654,0</b>
Coût d'achat retenu en 2010 (M€)	24,6	5,1	7,6	259	1,6	1,0	43,7	1,5	0,0	82,9	426,7

Les volumes d'achat prévus en 2012 sont en hausse de 33,4 % par rapport aux volumes achetés en 2010 et les coûts d'achat correspondant croissent de 53,3 %.

La très grosse majorité de l'électricité achetée est produite par les installations fonctionnant à la bagasse et au charbon (58 % des volumes achetés). La mise en service (fin 2010) d'une nouvelle tranche fonctionnant à la bagasse et au charbon en Guadeloupe, ainsi que la production supplémentaire prévisionnelle des centrales conduit à une augmentation du coût d'achat de 21 % (+ 54,9 M€) pour cette filière.

Les groupes de secours et les centrales thermiques constituent la 2<sup>ème</sup> source d'approvisionnement (15 % du total des achats). La mise en service des nouvelles unités de production diesel en Martinique et à La Réunion augmente le volume d'électricité prévisionnel de 62 % (+ 221,7 GWh) et génère une augmentation du coût d'achat de 34 % (+ 28,4 M€).

La filière photovoltaïque poursuit son développement, avec une multiplication par près de quatre de la production et des coûts d'achat. Les volumes achetés (10 % du total) sont équivalents à ceux provenant du câble reliant la Corse et la Sardaigne (9%).

Après une avarie importante qui a limité la production en 2010, le fonctionnement normal de l'installation géothermique de Bouillante en Guadeloupe est prévu en 2012.

## 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 supporté par EDF au titre de ce contrôle doit être compensé, dès lors qu'il découle de l'obligation d'achat.

Pour 2012, le montant de ce contrôle est identique à celui constaté en 2010, soit **0,2 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<sup>o</sup> 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'achats pour la filière photovoltaïque font 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 continue d'être calculé en référence aux prix de marché *day-ahead* ou, pour une prévision, en référence à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués aux mois de juin, juillet et août 2010.

Coût évité par la production quasi-certaine :

Tableau 1.5 : puissance quasi-certaine de référence

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	700
Surplus de production Q1 <sup>6</sup>	3 600
Surplus de production M11/M12 <sup>7</sup>	3 600

Les puissances quasi-certaines des mois de novembre et décembre 2012 ont été réévaluées en fonction des évolutions de puissance installée des différentes filières et conformément aux possibilités offertes par la délibération du 25 juin 2009 (cf. paragraphe 2.1.1). Le surplus de production retenu pour les mois de novembre et décembre a été fixé, en accord avec EDF, à **3 300 MW**.

Tableau 1.6 : puissance quasi-certaine retenue pour 2012

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	700
Surplus de production Q1	3 600
Surplus de production M11/M12	3 300

Les cotations des produits à terme utilisés 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 1.7 : Prix de marché retenus pour 2012

Ruban	Q1	M11	M12
55,05	65,56	62,36	60,36

**Le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 18,8 TWh, est de 1 150,3 M€**

Coût évité par la production aléatoire :

Les prix à terme trimestriels retenus correspondent à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués aux mois de juin, juillet et août 2010.

Tableau 1.8 : Prix de marché trimestriels pour 2011

Q1	Q2	Q3	Q4
66,01	47,63	50,54	62,44

Les prix de marché mensuels sur l'année 2012 sont calculés à partir de la moyenne, depuis 2002, des 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 1 109,3 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »).

<sup>6</sup> Premier trimestre

<sup>7</sup> M11 : novembre. M12 : décembre

Tableau 1.9 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2012 (hors contrats horosaisonnalisés, « modulables » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	69,69	1 458,8	101,7
Février	65,86	1 231,1	81,1
Mars	62,48	1 206,4	75,4
Avril	48,44	1 727,9	83,7
Mai	43,92	1 508,6	66,3
Juin	50,54	1 308,5	66,1
Juillet	52,76	1 115,6	58,9
Août	45,45	1 015,7	46,2
Septembre	53,42	1 167,3	62,4
Octobre	64,60	1 542,1	99,6
Novembre	62,36	1 274,4	79,5
Décembre	60,36	1 501,8	90,7
<b>Total 2012</b>	<b>56,8</b>	<b>16 058</b>	<b>911,3</b>

prix moyen pondéré prévisionnel 2012 (€/MWh)	<b>56,8</b>
rappel prix moyen pondéré prévisionnel 2011 (€/MWh)	54,6
rappel prix moyen pondéré constaté 2010 (€/MWh)	47,9

### 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, pour la première fois, 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.

Les coûts évités par l'électricité photovoltaïque sont actuellement calculés à partir d'une moyenne arithmétique mensuelle du prix spot sur le marché de gros de l'électricité. Cette moyenne mensuelle est ensuite multipliée par la production d'électricité photovoltaïque achetée pendant cette période afin de déterminer le coût évité lors du mois correspondant.

Afin de mieux prendre en compte les profils de production des producteurs d'électricité photovoltaïque, la CRE utilisera pour le calcul des coûts évités de l'année 2012 un prix moyen mensuel de l'électricité. Il sera basé sur les prix spot horaires du marché de gros pondérés par les profils de production horo-saisonniers du profil PRD3 (utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution). Cette nouvelle 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.

En raison d'un exercice comptable 2011 déjà très avancé pour les acheteurs obligés, la nouvelle méthode de calcul sera appliquée à partir de l'exercice 2012, aussi bien pour le calcul des charges prévisionnelles que pour celui des charges constatées. De plus, le changement du profil de production appliqué à l'électricité photovoltaïque par les opérateurs de réseau au 1<sup>er</sup> juillet 2010 rendrait approximatif le calcul des charges de CSPE dans le cas d'une application de la nouvelle méthode pour les charges constatées des années 2010 ou 2011.

Ainsi, le **coût évité total prévisionnel pour la filière photovoltaïque est de 198,0 M€**, dont 89,4 M€ pour les contrats correspondant à l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006.

#### 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 2012, 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 2012 a augmenté, par kWh, par rapport à 2010, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2010 et 2012 (+18,5%).

Le coût évité obtenu est ainsi estimé à **106,7 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, en moyenne sur 2012, une puissance garantie de 96 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 4,0 GWh. Le contrat de mise à disposition de réserves complémentaires par EDF au RTE a été retenu par la CRE comme référence prévisionnelle pour le calcul du coût fixe évité. Cette référence est toutefois amenée à évoluer avec les résultats des appels d'offres de RTE pour la mise à disposition de réserves rapides ou complémentaires.

Le coût fixe évité prévisionnel est ainsi évalué à 3,6 M€, contre 9,6 M€ pour 475 MW de puissance installée en 2010. La prime fixe unitaire est ainsi en légère hausse, dans un contexte de forte diminution de la puissance installée.

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. augmentation dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2010 et 2012). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 0,5 M€. Le coût évité total est donc de **4,1 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 2012, une puissance garantie de 190 MW, pour une production prévisionnelle estimée à 50,3 GWh.

Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2012 est identique à celui adopté pour 2010 (voir annexe 2 - A.2.2.1.4 et paragraphe 2.3.1.3). Le coût fixe évité par les installations de cogénération en mode « dispatchable » est, ainsi, évalué à 7,5 M€. Le coût évité « énergie », supposé évoluer de façon identique à celui des contrats horosaisonnalisés et contrats de type « appel modulable », est évalué à 3,0M€. Le coût évité total est, donc, de **10,5 M€**

#### 2.3.1.6. 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 **2 381,1 M€** (2 260,0 M€ de coût évité classique + 106,7 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 4,1 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 10,5 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 contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles. Il s'élève à **180,0 M€**, comme détaillé dans le tableau 1.10.

Tableau 1.10 : coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2012

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	475,7	1 116,9	206,9	75,3	2 032,2	1,3	0,0	3 908,2
Taux de pertes (%)	14,4%	11,3%	9,0%	10,2%	8,6%	6,3%	6,3%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	407,2	990,8	188,3	67,6	1 858,1	1,2	0,0	3 513,2
Part production du tarif de vente (€/MWh)	51,4	51,5	53,4	51,5	50,8	59,9	42,3	
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>20,9</b>	<b>51,0</b>	<b>10,1</b>	<b>3,5</b>	<b>94,4</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>180,0</b>

\* les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le chapitre sur les 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 2012 s'élèvent à :

- **2 617,2 M€** en métropole continentale (4 998,1 M€ de coût d'achat + 0,2 M€ de contrôle de cogénération – 2 381,1 M€ de coût évité) ;
- **474,0 M€** dans les ZNI (654,0 M€ de coût d'achat – 180,0 M€ de coût évité) ;

soit un total de **3 091,2 M€**

### 3. 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. Un décret du 26 juillet 2006 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.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du Tarif de Première Nécessité 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 charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement (arrêté du 24 novembre 2005).

#### 3.1. Charges dues au « tarif de première nécessité »

##### 3.1.1. Pertes de recettes prévisionnelles dues au TPN

Si auparavant les bénéficiaires du TPN devaient faire la demande de cette prestation sociale, cela devrait ne plus être le cas en 2012. Le bénéfice du tarif de première nécessité, pourrait, par décret, être étendu de manière automatique à tous les bénéficiaires de la CMU Complémentaire. La CRE a retenu pour ses prévisions cette évolution législative.

Par conséquent, le nombre (prévisionnel) moyen de clients au tarif de première nécessité pour 2012 s'élèvera à 1 022 000 environ, contre 777 500 en 2010 en moyenne. Cette hausse de 31 % explique l'essentiel de la hausse de la perte de recette pour EDF. En outre l'arrêté du 23 décembre 2010 a modifié le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 et a revu à la hausse le niveau de réductions et versements forfaitaires. En conséquence, la perte de recette pour EDF en 2012 est évaluée à **73,1 M€ contre 42,8 M€ en 2010**.

### 3.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels

Les surcoûts de gestion prévisionnels sont évalués, pour 2012, à **6,4 M€**. Ces surcoûts de gestion se décomposent en frais de personnel pour 3,4 M€ et en frais externes pour 3,0 M€. Ils sont quasiment stables par rapport à 2010 (6,4 M€).

Ceci s'explique par un double mouvement : l'automatisation du bénéfice du TPN va obliger EDF à déléguer à un prestataire extérieur de lourdes refontes de son système de gestion. Par conséquent, les frais externes sont en hausse de 2,2 M€ à 3,0 M€. En revanche, l'automatisation du bénéfice va diminuer la charge de travail pour EDF, dans la mesure où le nombre de dossiers à traiter « artisanalement » va chuter. Par conséquent, les frais de personnel sont en diminution, de 4,1 M€ à 3,4 M€ pour l'ensemble de la métropole et des ZNI.

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

Les dispositions introduites par le décret du 26 juillet 2006 (abattement de 80 % du montant des déplacements pour défaut de paiement et gratuité de la mise en service et de l'enregistrement du contrat) entraînent des pertes de recettes pour EDF. Ces pertes sont évaluées, pour 2012, à **0,7 M€**.

Au total, les charges prévisionnelles supportées par EDF du fait du « tarif de première nécessité » sont évaluées, pour 2012, à **80,2M€**.

### 3.2. 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 **16 M€** (20 % x 80,2 M€). Ce montant est inférieur aux 23 M€ de versements qu'EDF prévoit d'effectuer en 2012 au fonds de solidarité pour le logement.

### 3.3. Charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales

Les charges prévisionnelles à compenser à EDF au titre des dispositions sociales en 2012 s'élèvent à **96,3M€**, contre **46,4M€** de charges prévisionnelles en 2011 et **59,7M€** de charges constatées en 2010. Les charges prévisionnelles sont en hausse de 107 % pour 2012. Leur montant est également supérieur de 61 % aux charges constatées en 2010.

## B. Charges prévisionnelles supportées par les entreprises locales de distribution au titre de 2012

Les charges prévisionnelles que les ELD supporteront au titre de 2012 sont :

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

Les ELD prévoyant de supporter en 2012 de telles charges ont transmis à la CRE les données nécessaires à leur évaluation, sous un format conforme aux indications fournies par la CRE. Si la plupart des établissements se conforment aux indications de la CRE, il est cependant à noter qu'une fraction significative, notamment les plus petits établissements, ne transmet pas, dans un premier temps, les données requises, ou dans un format inadapté.

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

Les types de contrat pour lesquels les ELD prévoient de supporter des charges en 2012 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).

Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ou par référence aux tarifs de cession, à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans l'approvisionnement total des ELD. Les prix de marché pris en compte pour 2012 sont évalués à partir des prix des contrats à terme pour l'année 2010 (voir paragraphe A.2.3.1.1 – production aléatoire). En 2012, 9 ELD prévoient de se fournir sur le marché. Pour les fournisseurs qui prévoient s'approvisionner au marché le calcul du coût évité a été développé suivant la même méthode que pour EDF (voir article A 2.3.1.2.).

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2012 s'élève à **156,2 M€<sup>8</sup>**, soit 93,9 M€ de plus par rapport aux charges constatées pour l'année 2010. Cette progression est due à la forte augmentation des quantités achetées : + 72%, soit + 0,7 TWh. Les filières éolienne et photovoltaïque se développent particulièrement avec :

- une production photovoltaïque estimée à 194,3 GWh en 2012 (respectivement 40,9 GWh en 2010) et un surcoût évalué à 95,5 M€ (respectivement 22,8 M€) ;
- une production éolienne estimée à 866,4 GWh en 2012 (respectivement 271,0 GWh en 2010) pour un surcoût évalué à 30,1 M€ (respectivement 15,2 M€).

Par ailleurs, trois 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 2012 s'élèvent à **2,2 M€**

## 3. Charges prévisionnelles totales des ELD au titre de 2012

Le montant prévisionnel des charges supportées par les ELD au titre de 2012 est de **158,3 M€**

Les éléments du calcul du surcoût pour les ELD concernées sont indiqués dans le tableau 1.11.

Tableau 1.11 : charges prévisionnelles des ELD au titre de 2012

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2012
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
<b>ES Energies Strasbourg<sup>2</sup></b>	241 345,0	45 851,0	8 366,0	37 485,0	605,8	38 090,8
<b>Séolis</b>	361 638,7	41 669,9	10 970,9	30 699,0	108,9	30 807,9
<b>Sorégies</b>	99 090,0	27 617,3	3 129,4	24 487,9	113,3	24 601,1
<b>Gaz et électricité de Grenoble<sup>2</sup></b>	120 939,9	15 134,2	6 513,9	8 620,4	104,2	8 724,6
<b>S.I.C.A.E de la Somme et du Cambrasis</b>	106 996,1	9 560,6	3 462,1	6 098,6	34,4	6 133,0
<b>Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres</b>	17 572,0	5 601,7	664,4	4 937,3	47,8	4 985,1
<b>Usine d'électricité de Metz<sup>2</sup></b>	95 451,1	8 600,3	4 166,6	4 433,7	182,0	4 615,7
<b>S.I.C.A.P Pithiviers</b>	206 057,7	18 571,7	14 093,4	4 478,3	13,8	4 492,1
<b>Société d'électrification rurale du Carmausin</b>	7 629,8	2 927,7	320,6	2 607,1	8,6	2 615,6
<b>Energies et services de Seyssel</b>	11 889,6	2 937,2	380,9	2 556,4	13,7	2 570,1

<sup>8</sup> Le surcoût calculé tient compte de l'augmentation moyenne de 5 % des tarifs de cession en application de l'arrêté du 12 août 2010.

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2012
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Energies services Creutzwald	33 097,3	3 514,6	1 213,4	2 301,2	13,4	2 314,6
UEM Neuf-Brisach	13 994,8	2 518,6	699,0	1 819,5	7,3	1 826,9
SOREA	30 523,0	2 688,0	898,5	1 789,5	15,1	1 804,6
Gascogne Energies Services	3 324,4	1 939,6	142,4	1 797,2	3,2	1 800,4
Energies services Lavaur	9 816,1	1 888,2	293,2	1 595,0	15,2	1 610,2
S.I.C.A.E de Precy Saint Martin	5 581,5	1 524,6	179,5	1 345,1	3,1	1 348,2
Régie communale de Montdidier	17 954,0	1 715,3	414,9	1 300,4	5,7	1 306,1
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain	62 269,4	3 812,5	2 537,3	1 275,3	29,3	1 304,5
Energie Développement Services du Briançonnais	32 650,9	2 149,9	879,0	1 270,8	5,6	1 276,4
Régie de Sud-de-La Réole	2 401,9	1 341,0	85,4	1 255,6	4,3	1 259,9
S.C.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	6 825,2	1 437,0	207,9	1 229,0	21,4	1 250,4
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	13 968,1	1 860,2	663,9	1 196,3	52,4	1 248,8
S.I.C.A.E de l'Oise	2 091,1	1 208,6	56,1	1 152,5	45,6	1 198,1
Société d'électricité régionale de Lassigny	6 249,8	1 338,8	223,9	1 114,8	11,9	1 126,7
Régie municipale d'électricité de Mazères	1 577,7	906,6	45,4	861,2	6,0	867,2
Ene'O	7 565,4	1 049,3	415,4	633,9	15,2	649,1
Vialis <sup>2</sup>	1 058,3	599,7	45,7	554,0	77,4	631,4
R.S.E. d'Amberieux en Dombes	1 072,1	602,5	31,6	570,9	12,2	583,1
Elektra Birseck	988,3	571,6	37,5	534,1	12,2	546,3
Régie municipale d'électricité de Bitche	1 310,6	558,8	37,4	521,3	6,7	528,0
Energies Services Lannemezan	842,7	501,9	38,9	462,9	4,0	467,0
SICAE-ELY	1 340,1	504,4	51,5	453,0	4,9	457,9
Régie d'électricité de Saverdun	4 014,0	558,6	198,5	360,1	15,1	375,2
Régie intercommunale d'Electricité et de Téléservices de Niederbronn-Reichshoffen	577,3	314,9	16,2	298,8	5,5	304,3
Régie municipale de Bazas	684,0	336,6	44,4	292,2	4,2	296,5
Régie d'électricité de Thônes	479,1	267,8	13,1	254,7	6,8	261,5

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2012
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie d'électricité d'Elbeuf	167,1	74,1	6,5	67,6	137,4	205,0
Régie d'électricité de Saint-Quirc	360,1	216,5	15,6	200,9	2,7	203,6
Régie municipale de Gignac	383,1	183,8	11,9	171,9	9,8	181,7
Régie municipale d'électricité de La Bresse	7 955,9	527,2	365,1	162,1	1,8	163,9
Régie de Saint-Martin La Porte	275,6	164,7	7,2	157,5	0,0	157,5
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	726,7	165,9	23,1	142,8	10,5	153,3
SICAE de la Ferté-Alais	255,1	146,5	7,8	138,7	0,7	139,4
Régie municipale d'électricité de Tarascon sur Ariège	6 501,3	361,2	230,1	131,2	8,0	139,2
Régie de Villard Bonnot <sup>2</sup>	7 732,6	470,6	346,9	123,7	4,9	128,6
Régie de Saint Marcellin <sup>2</sup>	199,1	119,6	10,2	109,4	13,4	122,8
Régie municipale d'électricité de Varilhes	205,7	120,3	7,4	112,9	6,7	119,7
Régie municipale de Cazouls	208,1	120,1	10,6	109,5	7,6	117,1
Régie communale d'électricité d'Uckange	784,6	137,1	39,8	97,3	12,1	109,4
Usines municipales d'Erstein	291,1	101,4	7,4	94,0	9,1	103,0
Régie électrique municipale de Prats de Mollo	1 538,0	175,5	76,0	99,5	0,8	100,3
Régie municipale de Montesquieu Volvestre	160,9	99,1	4,6	94,4	0,0	94,4
Régie gaz-électricité de Sallanches	162,7	91,4	4,2	87,2	4,2	91,4
Hunélec <sup>2</sup>	127,7	76,3	4,8	71,4	12,5	83,9
Régie municipale de Cazères	132,9	79,6	4,4	75,2	0,0	75,2
Régie municipale d'électricité et de télédistribution d'Amnéville	122,6	65,6	5,6	60,0	5,6	65,6
Régie d'électricité de Loos	11,0	6,4	0,6	5,8	59,4	65,2
Régie d'Allevard	107,3	63,9	5,4	58,6	2,8	61,3
Régie municipale - Energis	82,1	48,2	2,5	45,8	13,7	59,5
Régie municipale de Gervans	104,6	62,1	3,2	58,9	0,0	58,9

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2012
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Syndicat intercommunal d'électricité de Labergement Ste-Marie	1 594,5	124,2	72,5	51,7	1,3	53,0
Régie de Saint Pierre d'Alleverd	96,0	56,2	4,9	51,3	1,5	52,9
Gédia	0,0	0,0	0,0	0,0	47,9	47,9
Régie d'Aigueblanche	92,2	51,4	4,5	46,9	0,8	47,7
Gazelec de Péronne	29,0	16,9	1,0	15,9	31,1	47,0
Régie gaz-électricité de Bonneville	77,8	44,7	2,0	42,7	4,2	46,9
Régie d'électricité de Saint-Michel de Maurienne	79,0	43,6	2,1	41,5	0,8	42,3
Régie d'électricité de Rombas	55,7	33,5	2,5	31,0	9,6	40,6
Gaz de Barr	86,4	34,8	2,4	32,5	7,7	40,1
Energies services Schoeneck	69,8	40,1	1,8	38,2	1,5	39,8
S.I.C.A.E Vallée du Sausseron	73,7	34,7	2,3	32,4	2,7	35,1
Régie de Bozel	64,0	35,5	3,1	32,5	0,7	33,1
S.A.I.C. Pers-Loisings	60,8	35,3	2,7	32,6	0,0	32,6
Régie Municipale d'Electricité d'Arignac	56,8	34,3	1,9	32,4	0,0	32,4
Régie municipale d'électricité de Salins les Bains	38,4	23,5	1,4	22,1	7,4	29,5
Régie électrique de Saint-Martin sur La Chambre	54,3	30,5	1,3	29,2	0,0	29,2
Régie communale de distribution d'eau et d'électricité de Mitry-Mory	43,8	24,6	1,0	23,6	5,0	28,6
Régie de Beauvois en Cambresis	46,5	27,0	1,4	25,6	2,6	28,3
Régie de Miramont de Comminges	44,4	26,8	2,3	24,4	2,8	27,3
Régie municipale d'électricité de Gattières	45,1	26,3	1,4	24,9	1,1	26,0
Régie municipale d'électricité de Tours-en-Savoie	48,8	27,8	2,4	25,4	0,3	25,7
Régie municipale de distribution d'électricité et de télédistribution de la Ville d'Hagondange	41,4	24,3	1,5	22,8	2,6	25,3
Régie municipale électrique de Laruns	54,0	24,5	1,9	22,6	0,7	23,3

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2012
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale d'électricité de Saint-Privat-la-Montagne	40,0	23,6	1,1	22,5	0,6	23,1
Energies services Hombourg-Haut	26,6	15,0	0,9	14,1	8,2	22,3
Régie municipale d'électricité de Marange-Silvange-Ternel	18,5	11,0	0,7	10,4	11,2	21,6
Régie du Morel	40,9	22,7	2,0	20,7	0,2	20,9
Régie d'électricité de Roquebillière	38,0	19,0	1,4	17,6	1,7	19,3
Régie municipale de Saint-Avre	30,8	18,1	1,4	16,7	0,1	16,7
Régie municipale d'électricité de Sarre-Union	16,9	10,0	0,5	9,5	6,1	15,6
Régie municipale de La Réole	9,2	5,5	0,3	5,1	9,8	14,9
Régie d'Electricité et Service des Eaux Montvalezan - La Rosière	70,0	18,0	3,5	14,5	0,0	14,5
Régie municipale d'électricité et de télédistribution de Clouange	19,2	11,6	1,2	10,4	4,0	14,4
Régie municipale électrique Les Houches	26,1	13,6	1,0	12,6	1,8	14,4
Coopérative d'électricité de Villiers sur Marne	12,7	7,5	0,3	7,2	6,1	13,3
Régie communale electricité de Sainte-Marie aux Chênes	18,0	10,4	0,5	9,9	3,3	13,2
Régie municipale d'Orelle	22,4	13,3	0,4	12,9	0,0	12,9
Régie municipale d'électricité de Dalou	21,1	12,7	0,8	11,9	1,0	12,9
Régie municipale de Rédange	19,0	11,2	0,9	10,3	0,0	10,3
Régie électrique de Fontaine-au-Pire	12,5	7,2	0,4	6,9	2,2	9,0
RME de Sainte-Marie de Cuines	17,8	9,3	0,5	8,8	0,0	8,8
Régie municipale de Martres Tolosane	14,8	8,7	0,4	8,3	0,0	8,3
Régie municipale électrique St Leonard de Noblat	912,5	40,4	34,4	6,1	1,6	7,7
Régie de Capvern	11,7	7,0	0,6	6,4	1,1	7,5
Régie d'électricité de Pierrevilliers	13,3	7,9	0,6	7,3	0,2	7,5
Régie du Moutaret	13,2	7,8	0,6	7,3	0,1	7,3

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2012
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale d'électricité de Merens les Vals	13,3	7,7	0,6	7,1	0,1	7,2
Régie de Séchillienne	12,3	7,2	0,6	6,6	0,3	6,8
Régie de Pinsot	12,5	7,3	0,7	6,6	0,2	6,8
Régie communale d'électricité de Saulnes	8,8	5,1	0,3	4,8	1,7	6,5
Régie municipale d'électricité de Vinay <sup>2</sup>	10,3	5,5	0,4	5,1	1,4	6,5
Régie municipale de Villarodin-Bourget	10,8	6,5	0,2	6,2	0,0	6,2
Régie communale d'électricité de Montois la Montagne	10,9	6,3	0,3	6,0	0,0	6,0
Régie municipale d'électricité de Presle	10,4	6,1	0,5	5,6	0,2	5,7
Régie d'électricité de Valmeinier	9,6	5,7	0,3	5,4	0,1	5,5
Régie municipale de La Chambre	10,3	5,8	0,4	5,4	0,1	5,5
Régie d'Erome	7,9	4,8	0,4	4,4	0,6	5,0
Régie municipale de La Chapelle	8,7	5,0	0,2	4,8	0,0	4,8
Régie de La Ferrière	8,0	4,9	0,4	4,5	0,2	4,7
Régie d'Allemont	7,0	4,3	0,4	3,9	0,5	4,4
Régie électrique de la Cabanasse	7,1	4,2	0,3	3,8	0,6	4,4
Régie municipale de Saint-Paul Cap de Joux	6,3	3,7	0,3	3,4	0,4	3,8
Régie municipale de Moyeuve-Petite	8,9	4,1	0,4	3,7	0,0	3,7
Régie municipale de Sainte-Foy en Tarentaise	6,0	3,5	0,4	3,1	0,1	3,2
Régie électrique d'Avrieux	5,0	2,9	0,2	2,7	0,0	2,7
Régie municipale d'électricité de Quié	3,5	2,0	0,1	1,9	0,0	1,9
Régie municipale de Villaroger	2,8	1,6	0,2	1,4	0,1	1,6
Régie électrique de Tignes <sup>2</sup>	2,5	1,5	0,1	1,4	0,0	1,4
Régie municipale de Videssos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6
Régie d'électricité de Le Thyl	3,1	0,5	0,2	0,3	0,0	0,3

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

<sup>2</sup> ELD ayant exercé son éligibilité et s'approvisionnant en tout ou partie sur le marché

## C. Charges prévisionnelles supportées par Electricité de Mayotte au titre de 2012

Les charges prévisionnelles 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) et à des surcoûts d'achat imputables au développement de projets de production indépendants. Les dispositions sociales prévues par le code de l'énergie ne sont, quant à elles, pas applicables à Mayotte.

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 évalué, pour 2012, à **90,8 M€**, dont plus de 70 % au titre des combustibles (66,5 M€). Pour la première fois, EDM met en place un mécanisme de couverture, basé essentiellement sur le prix du gasoil, pour son approvisionnement en combustible. Les coûts de production augmentent à due proportion de la croissance des volumes produits. Ils sont par ailleurs grevés par l'augmentation des coûts de distribution locale. Ces coûts 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 (0,6 M€). Un taux de pertes prévisionnel de 8,5 % a été retenu.

#### 1.2. Recettes de production prévisionnelles

Les recettes de production prévisionnelles d'EDM en 2012 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs de vente réglementés aux clients non éligibles, 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 s'élèvent à **13,1 M€**

Les recettes totales prévisionnelles d'EDM en 2012 s'élevant à 27,1 M€, les recettes de production prévisionnelles, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent à 13,1 M€ comme indiqué dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 : recettes de production prévisionnelles au titre de 2012

Recettes prévisionnelles 2012 (+)	27,0 M€
Recettes théoriques agents EDM 2012 (+)	0,1 M€
<i>Recettes totales 2012 à considérer</i>	<i>27,1 M€</i>
Recettes de distribution 2012 (-)	12,2 M€
Recettes de gestion clientèle 2012 (-)	1,0 M€
Recettes de vente pertes et services systèmes (+)	1,2 M€
Part d'EDM dans les recettes	94,1 %
<b>Recettes de production 2012</b>	<b>13,1 M€</b>

#### 1.3. Surcoûts de production prévisionnels

Les coûts et recettes prévisionnels d'EDM pour 2012 étant respectivement de 90,8 M€ et 13,1 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production d'EDM pour 2012 est donc estimé à **77,7 M€**

Compte tenu de l'importante augmentation de la consommation électrique prévue à Mayotte pour 2012 (+ 16,5 % par rapport à 2010, après une augmentation d'un peu plus de 20 % entre 2009 et 2011), dont les effets sur les charges de service public en 2012 sont amplifiés par la hausse des coûts des combustibles, la CRE, comme les années précédentes, appelle EDM à poursuivre et intensifier ses actions de maîtrise de la demande d'électricité engagées en 2005.

## 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 ».

L'année 2012 verra encore un fort développement des achats à la filière photovoltaïque.

La part production prévisionnelle dans les tarifs de vente 2012 étant estimée à 47,34 €/MWh, le surcoût prévisionnel imputable aux contrats d'achat est évalué à **6,9 M€**, comme suit :

Coût d'achat 2012 (+)	7,7 M€
Quantités achetées en 2012	17,9 GWh
Taux de pertes 2012	8,5 %
Quantités achetées et consommées <sup>9</sup>	16,3 GWh
Part production du tarif de vente	47,34 €/MWh
Coût évité par les contrats d'achat (-)	0,8 M€
<b>Surcoût dû aux contrats d'achats en 2012</b>	<b>6,9 M€</b>

## 3. Charges totales prévisionnelles d'EDM au titre de 2012

Au total, les charges prévisionnelles d'EDM au titre de 2012 sont évaluées à **84,6 M€** (77,7 M€ au titre des surcoûts de production + 6,9 M€ au titre des contrats d'achat).

---

<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

#### D. Charges prévisionnelles de service public au titre de 2012

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2012 est évalué à **4 253,7M€**, réparti comme suit :

	Charges prévisionnelles au titre de 2012 (M€)	Charges constatées au titre de 2010 (M€)	Principales justifications de la variation 2010-2012
<b>EDF</b>	<b>4 010,8</b>	<b>2 539,2</b>	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	2 617,2	1 511,5	Malgré une hausse du prix de marché moyen pondéré par rapport à 2010, la très forte augmentation des volumes et montants d'achat, particulièrement pour la filière photovoltaïque (x 7), conduit à des charges en très nette hausse (+ 73 %)
Surcoûts ZNI	1297,3	968,0	
<i>Surcoûts de production</i>	823,3	675,9	Augmentation du prix des combustibles
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	474,0	292,0	Développement des charges liées à la filière photovoltaïque, bagasse-charbon et thermique
Charges dispositions sociales	96,3	59,7	Forte hausse du nombre de bénéficiaires suite au développement du dispositif
<b>ELD</b>	<b>158,3</b>	<b>64,3</b>	Hausse des volumes (x 2) et montants d'achats (x 2) tout particulièrement le photovoltaïque
<b>EDM</b>	<b>84,6</b>	<b>50,4</b>	Forte hausse de la consommation (+16%) couplé à la hausse des coûts de combustibles. Développement des achats à la filière photovoltaïque
<b>Total</b>	<b>4 253,7</b>	<b>2 653,8</b>	