

## Annexe 1

### Charges prévisionnelles au titre de l'année 2009 (CP'09)

L'évaluation du montant prévisionnel des charges de service public de l'électricité au titre de l'année 2009 a été réalisée à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs ayant supporté de telles charges en 2007, et à partir de données détaillées transmises par ceux prévoyant de supporter des charges en 2009.

Bien que cette prévision s'appuie en grande partie sur des données constatées en 2007, la CRE souhaite rappeler que les évaluations formulées ci-dessous comportent des incertitudes inhérentes à tout exercice de prévision, dont les principaux facteurs sont les suivants :

- coût des facteurs de production dans les zones non interconnectées, notamment les combustibles fossiles ;
- quantité d'électricité produite par les producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat ;
- nombre d'installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » ;
- niveau des prix à terme de l'électricité sur le marché de gros français, lié notamment à l'évolution de la consommation, à la disponibilité des moyens de production et au prix des combustibles ;
- nombre de clients ayant droit à la tarification spéciale « produit de première nécessité ».

#### A. Charges prévisionnelles supportées par EDF au titre de 2009.

##### 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 à la maîtrise de la demande d'électricité (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 2009<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 de 6,8 % entre 2007 et 2009 (inflexion de 1,6 point par rapport à la hausse entre 2006 et 2008, prévue en 2007). Elle tient compte également des dispositions introduites par l'arrêté du 23 mars 2006, qui prévoit une rémunération des capitaux employés de 11 % pour les nouveaux investissements de production (le taux de 7,25 % continuant à s'appliquer pour ceux réalisés antérieurement).

Sur ces bases, les coûts de production prévisionnels (incluant la fourniture des pertes et des services systèmes) s'élèvent à **1 107,3 M€**, répartis comme suit :

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

<sup>2</sup> qui intègre les recettes issues des tarifs réglementés de vente relatives à la commercialisation

Tableau 1.1 : coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2009

	Nature de coûts	Montant prévisionnel 2009	Montant 2007 retenu par la CRE	Variation 2007-2009
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	574,6	366,1	56,9%
	personnel, charges externes et autres achats	185,2	182,6	1,4%
	impôts et taxes	103,9	75,4	37,8%
	coûts de commercialisation	17,8	9,5	88,1%
Coûts fixes (M€)	charges financières	97,4	82,6	17,8%
	amortissements	70,7	68,5	3,2%
	frais de structure, de siège et prestations externes	57,7	56,6	1,9%
Coût total (M€)		1 107,3	841,3	31,6%

La forte augmentation des coûts de production prévisionnels pour 2009 dans les ZNI par rapport à ceux retenus en 2007 résulte principalement de la hausse attendue sur les achats de combustibles, imputable à la hausse de la consommation (+ 6,8 %), mais également à l'augmentation prévisionnelle du prix des produits pétroliers sur la période (+ 37,2 % en moyenne sur l'ensemble des produits). Cette dernière est évaluée à partir des données fournies par EDF sur ses couvertures de prix.

La forte hausse attendue des coûts de commercialisation résulte du renforcement des actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité dans l'ensemble des ZNI. La CRE se montrera attentive aux résultats de ces nouvelles actions de maîtrise de la demande.

La hausse des coûts liés à l'acquisition de quotas d'émission de CO<sub>2</sub>, fait suite à la mise en œuvre du PNAQ2<sup>3</sup> qui voit le nombre de quotas alloués gratuitement se réduire de façon significative. 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 2009 évalués entre le 1<sup>er</sup> janvier 2008 et le 31 décembre 2008 sur le marché boursier EEX (23,2 €/Tco<sub>2</sub> sur cette période contre 0,66 €/Tco<sub>2</sub> sur l'année 2007), le marché boursier BlueNext<sup>4</sup> ne traitant pas de produits à terme sur le CO<sub>2</sub>.

Les amortissements sont également en augmentation sensible. Cela est dû, en particulier, à la poursuite de la prise en compte d'amortissements accélérés.

Les charges financières sont en hausse, en raison de nouveaux investissements de production, notamment à La Réunion et en Corse (turbines à combustion).

A l'instar des remarques formulées dans le cadre des charges prévisionnelles au titre de 2008, la rémunération du capital déclarée par EDF au titre des investissements effectués pour la construction du barrage du Rizzanese ne peut être intégrée dans les charges prévisionnelles 2009 à compenser à EDF. En effet, conformément à la communication de la CRE du 16 mai 2002, EDF doit fournir à la CRE, pour tout nouvel investissement, un dossier technico-économique. Ce dossier n'a toujours pas été remis à la CRE à ce jour.

<sup>3</sup> Plan national d'allocation des quotas pour la période 2008-2012

<sup>4</sup> BlueNext a été créé le 21 décembre 2007

## 1.2. Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2009 sont établies à partir de celles constatées en 2007. Elles sont calculées à partir du chiffre d'affaires prévisionnel issu du tarif de vente réglementé alors 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).

Les recettes de production d'EDF dans les ZNI sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux et 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 6,8 % entre 2006 et 2008, la hausse dans chaque ZNI étant uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes moyen quasi constant entre 2007 et 2009, passant de 10,44 % à 10,48 % ;
- recettes réseau en augmentation suivant l'évolution de la consommation ;
- prise en compte du mouvement tarifaire national intervenu le 15 août 2008 (+ 2 % sur les tarifs bleus, + 6 % pour les tarifs jaunes et + 8 % sur les tarifs verts).

Sur ces bases, les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2009 s'élèvent à **314,5 M€**, réparties comme suit :

Tableau 1.2 : recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2009

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	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€)	156,2	156,6	55,3	127,4	209,5	3,9	0,6	709,5
recettes réseau (M€)	64,1	58,1	19,8	46,0	75,2	1,4	0,3	264,9
recettes gestion de la clientèle (M€)	7,2	6,9	1,8	5,8	10,1	0,1	0,1	31,9
recettes brutes de production <sup>(2)</sup> (M€)	85,0	91,6	33,7	75,6	124,2	2,4	0,3	412,8
part des recettes à considérer <sup>(3)</sup> (M€)	54,1	52,6	32,9	71,7	47,0	2,3	0,3	260,9
recettes de production totales <sup>(4)</sup> (M€)	69,1	64,7	37,6	80,1	60,2	2,5	0,4	314,5
part production du tarif de vente <sup>(5)</sup> (€/MWh)	48,14	52,74	48,65	53,17	52,90	56,48	38,59	-

<sup>(1)</sup> le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total déclaré par EDF, hors taxe, hors CTA (contribution tarifaire acheminement), hors rémanence de l'octroi de mer, y compris aux agents

<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 1 107,3 M€ et 314,5 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de 2009 dans les ZNI est égal à **792,9 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 2009 sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi du 10 février 2000) ;
- les contrats issus des appels d'offres (article 8 de la loi précitée) ;
- les contrats conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 (article 50 de la loi) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles 8, 10 et 50 de la loi précitée (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 précitée).

En application de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, 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 évalué à « *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)*

L'évaluation des quantités prévisionnelles qui seront achetées en 2009 est établie à partir des montants retenus au titre de 2007 et des évolutions prévues pour 2009, fournies et justifiées par EDF.

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

- pour la cogénération :
  - o pour tous les contrats, aussi bien antérieurs que postérieurs à la loi du 10 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 ;
  - o Vtarif STS au 1<sup>er</sup> janvier 2009 ;
  - o prise en compte des dispositions introduites par l'article 135 de la loi de finances rectificative pour 2008 du 30 décembre 2008, intégrant la taxe intérieure de consommation de gaz naturel dans la rémunération de l'électricité produite par les installations de cogénération ;
  - o nombre d'installations fonctionnant en mode « dispatchable » tenant compte des installations ayant quitté ce mode de fonctionnement et durée de fonctionnement moyenne de 240 heures ;
  - o pour les installations n'optant pas pour le mode « dispatchable », durée de fonctionnement moyenne équivalente à celle observée en 2007 (entre 3 000 et 3 460 heures pour les trois types de contrats) 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.
- évolution globale des coefficients d'indexation des tarifs d'achat de 2,5% pour l'ensemble des filières.

Pour la cogénération n'optant pas pour le mode « dispatchable », la CRE retient, pour 2009, un tarif d'achat prévisionnel équivalent de 119,7 €/MWh pour les contrats C97<sup>5</sup>, de 124,4 €/MWh pour les contrats C99<sup>5</sup> et de 125,3 €/MWh pour les contrats C01<sup>5</sup>. Ces tarifs sont établis sur la base du tarif effectivement constaté en 2007 (respectivement 99,6 €/MWh, 107,4 €/MWh et 103,9 €/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 (14,3 GWh sur les trois premiers mois d'hiver et 7,7 GWh sur les deux derniers). Le prix d'achat variable a été évalué à 225 €/MWh, en nette augmentation par rapport aux chiffres constatés en 2007 (+ 27 %) sous l'effet de l'augmentation du prix des produits pétroliers, qui représentent la quasi-totalité du prix variable.

Pour l'hydraulique, la CRE retient, pour chaque type de contrat, le prix moyen constaté sur 2007, augmenté d'un coefficient d'indexation de 2,5 %. Elle considère, par ailleurs, une durée de fonctionnement de 2 900 heures par an pour l'ensemble des contrats.

Pour la filière éolienne, la CRE prend en compte en 2009 :

- pour les contrats E01<sup>6</sup>, une puissance installée de 1 025 MW sans évolution ultérieure ;
- aucune évolution pour les contrats EOLE 2005<sup>6</sup>, par rapport à la puissance actuelle de 34 MW ;
- pour les contrats E06, une augmentation de la puissance installée de 55,5 MW par mois en 2009, à partir d'une puissance installée prévisionnelle de 2 063 MW au 1<sup>er</sup> janvier 2009<sup>7</sup> ;
- une durée moyenne d'utilisation d'environ 2 200 heures ;
- la mise en service des premières installations lauréates de l'appel d'offres de 2004 pour une puissance de 50 MW ;
- pour les installations existantes, indexation annuelle de 2,5 % des tarifs constatés en 2007 ;
- le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 87,7 €/MWh.

Pour les centrales d'incinération, la CRE a considéré un accroissement du parc de 20 MW sur l'année 2009. La durée de fonctionnement retenue est comprise entre 5 000 heures et 6 400 heures selon les filières, identique à celle constatée en 2007. Compte tenu des coefficients d'indexation applicables et du tarif d'achat observé en 2007, un tarif moyen de 54,1 €/MWh est considéré pour 2009.

Pour la filière biogaz, la CRE prend en compte, pour 2009, la mise en service de 12 MW aux conditions d'achat arrêtées le 10 juillet 2006.

Pour la filière biomasse, la CRE prend en compte, pour 2009, la mise en service de 12 MW, faisant suite aux 65 MW mis en service en 2007, dans le cadre des résultats à l'appel d'offres de fin décembre 2003.

Pour la filière photovoltaïque, la CRE retient la mise en service de 152 MW sur l'année 2009, aux conditions tarifaires précisées dans l'arrêté du 10 juillet 2006. Cette forte augmentation de la puissance installée est dans la continuité du développement observé en 2008, avec près de 80 MW de puissance installée sur cette année.

## **Prévisions**

Compte tenu de ce qui précède, les quantités et coûts d'achat prévisionnels pour 2009 évalués par la CRE en métropole continentale sont indiqués dans le tableau 1.3.

<sup>5</sup> Contrats de cogénération : les contrats de type C97 et C99 sont des contrats conclus ou négociés avant la loi. Les contrats C01 sont des contrats relevant de l'obligation d'achat

<sup>6</sup> Contrats éoliens : les contrats de type E01 et E06 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 le ministre chargé de l'énergie.

<sup>7</sup> L'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006 a été annulé par le Conseil d'Etat le 6 août 2008. L'arrêté du 17 novembre 2008, complété par celui du 23 décembre 2008, précise les nouvelles conditions de rachat de l'électricité produite par les installations éoliennes.

Tableau 1.3 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2009 (hors ZNI)

	Cogénération	Cogénération dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Photovoltaïque	Biogaz & biomasse	Autres <sup>(*)</sup>	TOTAL
Janvier	2 696,7	9,3	4,8	500,4	769,0	192,5	2,6	84,8	33,7	4 293,7
Février	2 694,9	9,3	4,8	456,4	661,8	193,2	5,0	84,5	33,7	4 143,6
Mars	2 697,4	9,3	4,8	485,1	673,3	194,0	8,8	84,5	33,7	4 190,9
Avril	0,0	0,0	0,0	550,2	592,7	194,7	13,2	84,5	34,2	1 469,5
Mai	0,0	0,0	0,0	633,1	522,3	195,4	16,4	84,5	33,7	1 485,4
Juin	0,0	0,0	0,0	577,3	442,5	196,1	19,4	84,5	33,7	1 353,5
Juillet	0,0	0,0	0,0	505,7	442,2	196,8	22,1	89,7	33,7	1 290,3
Août	0,0	0,0	0,0	403,6	449,1	197,6	20,6	89,7	33,7	1 194,4
Septembre	0,0	0,0	0,0	391,0	521,3	198,3	18,1	89,7	33,7	1 252,1
Octobre	0,0	0,0	0,0	480,9	683,7	199,0	16,2	89,7	34,2	1 503,7
Novembre	2 647,9	8,5	3,9	524,5	805,9	199,7	7,5	89,7	33,2	4 320,9
Décembre	2 628,4	8,5	3,9	566,1	931,5	200,4	5,9	89,7	33,2	4 467,8
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>13 365,3</b>	<b>45,0</b>	<b>22,0</b>	<b>6 074,3</b>	<b>7 495,3</b>	<b>2 357,7</b>	<b>155,8</b>	<b>1 045,6</b>	<b>404,5</b>	<b>30 965,7</b>
<i>Quantités retenues en 2007 (GWh)</i>	<i>14 021,4</i>	<i>292,0</i>	<i>40,9</i>	<i>5 950,7</i>	<i>3 986,5</i>	<i>2 249,9</i>	<i>4,9</i>	<i>683,7</i>	<i>440,4</i>	<i>27 670,4</i>
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>1 607,8</b>	<b>39,2</b>	<b>54,7</b>	<b>353,3</b>	<b>657,4</b>	<b>127,5</b>	<b>63,7</b>	<b>93,1</b>	<b>38,5</b>	<b>3 035,3</b>
<i>Coût d'achat retenu en 2007 (M€)</i>	<i>1 403,9</i>	<i>65,7</i>	<i>73,2</i>	<i>328,9</i>	<i>333,5</i>	<i>115,7</i>	<i>1,2</i>	<i>55,2</i>	<i>38,1</i>	<i>2 415,4</i>
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>120,3</b>	<b>871,0</b>	<b>2 485,7</b>	<b>58,2</b>	<b>87,7</b>	<b>54,1</b>	<b>409,1</b>	<b>89,0</b>	<b>95,2</b>	<b>98,0</b>
<i>Coût d'achat unitaire en 2007 (€/MWh)</i>	<i>100,1</i>	<i>224,9</i>	<i>1 789,1</i>	<i>55,3</i>	<i>83,7</i>	<i>51,4</i>	<i>247,8</i>	<i>80,7</i>	<i>86,5</i>	<i>87,3</i>

\* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

Le montant des achats de l'électricité produite par les installations de cogénération est en hausse malgré un repli de la production attendue, sous l'effet de l'augmentation du tarif STS entre 2007 et la valeur au 1<sup>er</sup> janvier 2009.

Les volumes prévisionnels d'achat à la filière hydraulique sont à peu près constants entre 2007 et 2009. Une valeur proche de la durée de fonctionnement observée en 2007 a été utilisée pour évaluer les volumes prévisionnels. Les montants sont en revanche en légère augmentation, due à l'indexation des tarifs d'achat et au développement des achats aux conditions tarifaires du 1<sup>er</sup> mars 2007.

La filière éolienne poursuit son fort développement avec une production estimée à 7,5 TWh, soit une augmentation de 88 % par rapport à 2007. Corrélativement, le montant d'achat double quasiment entre 2007 et 2009. La puissance installée fin 2009 devrait s'élever à près de 3,8 GW.

La très forte hausse des volumes (+ 53 % par rapport à 2007) et montants (+ 68,6 %) d'achats des filières biogaz et biomasse s'explique par :

- le fonctionnement en année pleine de 65 MW issus de l'appel d'offres biomasse de fin 2003, ainsi que la mise en service de 12 MW supplémentaires au cours de l'année 2009 ;
- la mise en service de nouvelles installations utilisant le biogaz pour une puissance de 12 MW, s'accompagnant de conditions tarifaires plus avantageuses (arrêté du 10 juillet 2006).

Quant à la filière photovoltaïque, la production est multipliée par plus de trente entre 2007 et 2009. Cette très forte augmentation est due à la multiplication de la puissance installée avec le développement de grandes installations de plusieurs MW. La puissance-crête installée devrait atteindre près de 240 MW à la fin de l'année 2009. Les nouvelles installations bénéficient des conditions tarifaires du 10 juillet 2006. Les montants d'achat augmentent donc très significativement entre 2007 et 2009.

### 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 2009 sont présentés dans le tableau 1.4.

Tableau 1.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2009

	Interconnexion (SARCO)	Hydraulique	Eolien	Bagasse/charbon	Incinération	Géothermie	Photovoltaïque	Autres	TOTAL
Corse	320,0	43,5	36,0	0,0	0,0	0,0	18,2	0,0	417,6
Guadeloupe	0,0	17,6	55,5	425,4	0,0	87,3	3,7	255,4	844,9
Martinique	0,0	0,0	1,1	0,0	31,6	0,0	6,0	42,0	80,7
Guyane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	8,2	18,2
La Réunion	0,0	5,0	12,1	1 540,3	0,0	0,0	46,2	18,6	1 622,2
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>320,0</b>	<b>66,0</b>	<b>105,5</b>	<b>1 965,7</b>	<b>31,6</b>	<b>87,3</b>	<b>84,2</b>	<b>324,1</b>	<b>2 984,4</b>
<i>Quantités retenues en 2007 (GWh)</i>	<i>259,1</i>	<i>52,3</i>	<i>88,5</i>	<i>1 893,5</i>	<i>31,6</i>	<i>94,7</i>	<i>8,5</i>	<i>328,3</i>	<i>2 756,5</i>
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>32,3</b>	<b>4,3</b>	<b>9,7</b>	<b>255,1</b>	<b>1,9</b>	<b>8,9</b>	<b>34,5</b>	<b>75,4</b>	<b>422,1</b>
<i>Coût d'achat retenu en 2007 (M€)</i>	<i>19,8</i>	<i>3,6</i>	<i>8,2</i>	<i>192</i>	<i>1,9</i>	<i>9,8</i>	<i>2,9</i>	<i>61,7</i>	<i>299,6</i>

La forte augmentation des volumes et des montants d'achats dans les ZNI par rapport à 2007 s'explique par :

- le très fort développement de la filière photovoltaïque, à l'image de ce qui est prévu en métropole (les nouvelles installations bénéficient, comme en métropole, de conditions tarifaires très intéressantes qui favorisent l'essor de la filière) ;
- l'augmentation de l'énergie soutirée sur l'interconnexion SARCO, par rapport à 2007, qui sera exploitée, en année pleine, à une puissance maximale de 80 MW et, également, l'augmentation des prix de marché sur la plaque italienne ;
- la mise en service d'installations de production d'électricité à partir de biomasse en Guyane (1,4 MW) et biogaz à la Réunion (3,6 MW) ;
- la forte augmentation des coûts d'achat à la filière bagasse-charbon due à l'augmentation des prix du charbon (la moyenne sur 2007 des prix *spot* du charbon vapeur s'est élevée à 63 €/t alors que la moyenne des prix à terme pour 2009, sur 2008, s'élève à 141 €/t).

### 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 2009, le montant de ce contrôle est identique à celui constaté en 2007, soit **0,12 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

La loi du 10 février 2000 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* ». La CRE retient comme référence de calcul du coût évité, pour chaque trimestre de l'année 2009, le prix du contrat à terme trimestriel pour l'année 2009 du marché boursier français Powernext. Les prix à terme trimestriels retenus correspondent à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués aux mois d'octobre, novembre et décembre 2008.

Tableau 1.5 : Prix de marché trimestriels pour 2009

Q1 2009	Q2 2009	Q3 2009	Q4 2009
86,0	56,6	58,2	82,3

Les prix de marché mensuels sur l'année 2009 sont calculés à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant.

Le coût évité obtenu s'élève à **2 263,4 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »). Ce montant est détaillé dans le tableau 1.6.

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantités (GWh)	Coût évité (M€)
janvier	86,13	4 101	353,2
février	87,20	3 922	342,0
mars	84,57	3 939	333,1
avril	57,96	1 292	74,9
mai	50,88	1 291	65,7
juin	61,01	1 161	70,8
juillet	62,12	1 162	72,2
août	50,76	1 088	55,2
septembre	61,79	1 187	73,4
octobre	81,00	1 431	115,9
novembre	87,51	4 234	370,5
décembre	78,49	4 287	336,5
<b>TOTAL</b>		<b>29 095</b>	<b>2 263,4</b>

prix moyen pondéré prévisionnel 2009 (€/MWh)	77,8
rappel prix moyen pondéré prévisionnel 2008 (€/MWh)	68,6
rappel prix moyen pondéré constaté 2007 (€/MWh)	45,3

Tableau 1.6 : prix de marché mensuels et coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2009

(hors contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

### 2.3.1.2. 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 2009, 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 2009 a augmenté, par kWh, par rapport à 2007, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2007 et 2009 (+ 71,6 %).

Le coût évité obtenu est ainsi estimé à **119,4 M€** (pour 1,80 TWh).

### 2.3.1.3. 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 2009, une puissance garantie de 550 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 22 GWh. Le contrat de mise à disposition de puissance par EDF au RTE, qui sert de référence de marché pour le calcul du coût fixe évité, n'a pas été reconduit après le 31 décembre 2007. Toutefois, dans le cadre de la prévision 2009, la prime fixe unitaire constatée en 2007 (34,8 €/kW/an) est utilisée pour évaluer le coût fixe évité par les installations « dispatchables ». Ce coût fixe évité est ainsi évalué à 19,1 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. augmentation dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2007 et 2009, soit + 71,6 %). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 7,1 M€<sup>8</sup>. Le coût évité total est, donc, de **26,2 M€**

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

Les installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » devraient représenter, en moyenne sur 2009, une puissance garantie de 190 MW, pour une production prévisionnelle estimée à 45 GWh. Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2009 est identique à celui adopté pour 2007 (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 6,6 M€. Le coût évité « énergie », supposé évoluer de façon identique à celui des contrats horosaisonnalisés et contrats de type « appel modulable », est évalué à 4,8 M€<sup>9</sup>. Le coût évité total est, donc, de **11,4 M€**

#### 2.3.1.5. 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 **2 420,4 M€** (2 263,4 M€ de coût évité classique + 119,4 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 26,2 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 11,4 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 à la loi du 10 février 2000, 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 **140,1 M€**, comme détaillé dans le tableau 1.7.

Tableau 1.7 : coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2009

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	417,6	844,9	18,2	80,7	1 622,2	0,8	0,0	2 984,4
Taux de pertes (%)	13,9%	10,7%	10,4%	8,5%	8,9%	6,5%	9,4%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	359,7	754,4	16,3	73,9	1 478,0	0,7	0,0	2 683,0
Part production du tarif de vente (€/MWh)	48,1	52,7	48,6	53,2	52,9	56,5	38,6	-
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	17,3	39,8	0,8	3,9	78,2	0,0	0,0	<b>140,1</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 2009 s'élèvent à :

- **615,0 M€** en métropole continentale (3 035,3 M€ de coût d'achat + 0,1 M€ de contrôle de cogénération – 2 420,4 M€ de coût évité) ;
- **282,1 M€** dans les ZNI (422,1 M€ de coût d'achat – 140,1 M€ de coût évité)

soit un total de **897,1 M€**

<sup>8</sup> 22 GWh prévisionnels 2009 contre 40,9 GWh en 2007 (pour un coût évité « énergie » 2007 évalué à 7,7 M€)

<sup>9</sup> 45 GWh prévisionnels 2009 contre 292 GWh en 2007 (pour un coût évité « énergie » 2007 évalué à 18,0 M€)

### 3. Charges dues aux dispositions sociales

La tarification spéciale « produit de première nécessité », appelée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2005. En outre, le décret du 26 juillet 2006 relatif aux services liés à la fourniture prévoit que les clients ayant souscrit le TPN bénéficient de la gratuité de la mise en service et d'une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les pertes de recettes et les frais supplémentaires induits doivent faire l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du TPN permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation au titre de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité. L'arrêté du 24 novembre 2005 fixe cette compensation à hauteur de 20 % des charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement.

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

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

Sur la base des éléments prévisionnels communiqués par EDF, la CRE a pu procéder à une estimation des pertes de recettes que l'entreprise est amenée à supporter en 2009 du fait du TPN. EDF estime à 730 000 le nombre de clients qui auront souscrit ce tarif fin 2008 et à 1 050 000 fin 2009 (contre 650 000 fin juin 2008), soit 920 000 clients bénéficiaires du TPN en moyenne sur l'année 2009. Cette évaluation tient compte de la hausse du plafond ouvrant droit à la tarification spéciale de l'électricité comme « produit de première nécessité » indiqué en annexe du décret du 8 avril 2004 et modifié par l'arrêté du 5 août 2008. La perte unitaire moyenne est évaluée à 58 €/client.

En conséquence, la CRE retient pour 2008 une perte de recettes prévisionnelles de **53,4 M€**

##### 3.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels

Les surcoûts de gestion prévisionnels sont évalués, pour 2009, à **8,0 M€**. Ils tiennent compte, en particulier, de l'augmentation des coûts liés à la progression du nombre de bénéficiaires (activité du centre d'appel, affranchissement des courriers).

##### 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 de recettes sont calculées à partir des pertes de recettes constatées en 2007 et de l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TPN mentionnée au paragraphe 3.1.1. Pour 2009, ces pertes sont évaluées par la CRE à **500 k€**

Au total, les charges prévisionnelles supportées par EDF du fait du « tarif de première nécessité » sont évaluées, pour 2009, à **61,9 M€**

#### 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 **12,4 M€** (20 % x 61,9 M€). Ce montant est inférieur aux 20,5 M€ de versements effectués par EDF en 2007 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 2009 s'élèvent à **74,2 M€**

## **B. Charges prévisionnelles supportées par les entreprises locales de distribution au titre de 2009**

Les charges prévisionnelles que les ELD supporteront au titre de 2009 sont :

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

Les ELD prévoyant de supporter en 2009 de telles charges ont transmis à la CRE les données nécessaires à leur évaluation, sous un format conforme aux indications fournies par la CRE.

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

Les types de contrat pour lesquels les ELD prévoient de supporter des charges en 2009 sont :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi du 10 février 2000) ;
- les contrats conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 (article 50).

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 2009 sont évalués à partir des prix des contrats à terme pour l'année 2009 (voir paragraphe A.2.3.1.1). En 2009, 7 ELD prévoient de se fournir sur le marché, en partie ou en totalité.

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2009 s'élève à **39,2 M€<sup>10</sup>**, soit 17,7 M€ de plus par rapport aux charges constatées pour l'année 2007. Cette progression est due à la forte augmentation des quantités achetées prévue en 2009 (800 GWh en 2009 contre 560 GWh en 2007, soit une augmentation de 43 % des quantités achetées). Les filières éolienne et photovoltaïque se développent particulièrement avec :

- une production photovoltaïque estimée à 6,6 GWh en 2009 contre seulement 464 MWh produits en 2007 ;
- une production éolienne estimée à 179,6 GWh en 2009 contre seulement 248 MWh produits en 2007.

Par ailleurs, pour la première fois, une ELD a annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat revendus à EDF.

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

Les charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales en 2009 s'élèvent à **1,6 M€**, en hausse de 17,7 % par rapport aux charges constatées en 2007. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TPN.

### **3. Charges prévisionnelles totales des ELD au titre de 2009**

Le montant prévisionnel des charges supportées par les ELD au titre de 2009 est de **40,8 M€**

Les éléments du calcul du surcoût pour les principales ELD concernées sont indiqués dans le tableau 2.1.

---

<sup>10</sup> Le surcoût calculé tient compte de l'augmentation moyenne de 8 % des tarifs de cession en application de l'arrêté du 12 août 2008.

Tableau 2.1 : charges prévisionnelles des ELD au titre de 2009

ELD	Charges dues aux contrats d'achats					Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2009 (PWX)
	quantité achetée	coût d'achat	coût évité	surplus	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€		
Electricité de Strasbourg <sup>1</sup>	186 575,0	18 211,3	7 535,5	0,0	10 675,9	472,7	11 148,6
Gaz et électricité de Grenoble <sup>1</sup>	137 528,4	15 966,1	5 977,8	0,0	9 988,3	98,3	10 086,6
S.I.C.A.P Phitiviers <sup>1</sup>	165 212,0	14 146,3	3 956,7	1 764,4	8 425,2	10,6	8 435,7
Sorégies	36 182,1	3 109,8	1 012,9	0,0	2 096,9	79,3	2 176,2
Usine d'électricité de Metz <sup>1</sup>	81 367,3	4 779,6	3 339,5	0,0	1 440,1	64,0	1 504,1
Energie Développement Services du Briançonnais	33 760,3	1 726,7	801,1	0,0	925,6	3,9	929,5
Energies services Creutzwald	11 877,0	1 400,6	564,3	0,0	836,4	21,7	858,1
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	10 408,0	1 189,2	428,2	0,0	761,0	13,4	774,5
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain	58 846,0	2 648,4	2 040,5	0,0	607,8	21,6	629,4
Energies services Occitans	7 400,0	956,6	353,1	0,0	603,5	18,6	622,0
UEM Neuf-Brisach	8 416,8	681,0	278,8	0,0	402,2	7,7	409,9
Usines municipales d'Erstein	5 657,9	507,8	194,6	0,0	313,2	3,0	316,2
Régie municipale d'électricité de La Bresse	7 003,6	493,0	265,6	0,0	227,3	1,3	228,6
Société des Régies de l'Arc	6 415,7	350,3	149,4	0,0	200,9	9,0	209,9
Régie de Villard Bonnot <sup>1</sup>	9 631,2	615,0	422,4	0,0	192,6	3,5	196,1
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	4 552,0	311,1	161,6	0,0	149,5	32,1	181,6
S.C.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	4 951,4	289,3	128,3	0,0	161,0	14,0	175,0
Régie municipale d'électricité de Tarascon sur Ariège	5 877,0	328,6	181,3	0,0	147,3	8,1	155,4
Autres ELD <sup>2</sup>	18 517	1 610	592,1	0,0	1 018	748,6	1 766
<b>TOTAL</b>	<b>800 179</b>	<b>69 320</b>	<b>28 384</b>	<b>1 764</b>	<b>39 172</b>	<b>1 631</b>	<b>40 804</b>

<sup>1</sup> ELD ayant exercé son éligibilité et s'approvisionnant en tout ou partie sur le marché

<sup>2</sup> Total pour 82 ELD ayant chacune prévu des charges d'un montant inférieur à 150 k€

## C. Charges prévisionnelles supportées par Electricité de Mayotte au titre de 2009

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 la loi du 10 février 2000 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 2009, à **72,9 M€**, dont plus de 76 % au titre des combustibles (55,5 M€). Ce montant est établi sur la base d'un prix du fioul domestique livré de 881 €/m<sup>3</sup> et d'une hausse de la consommation de 26 % par rapport à 2007. Ces coûts incluent les frais de commercialisation prévisionnels qu'EDM envisage d'engager au titre d'actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité. Un taux de pertes prévisionnel de 10,5 % a été retenu.

## 1.2. Recettes de production prévisionnelles

Les recettes de production prévisionnelles d'EDM en 2009 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).

A l'instar des remarques faites sur l'exercice 2007 (cf. paragraphe 2.1 du C de l'annexe 2), la non application du tarif d'utilisation des réseaux publics à Mayotte conduit à un système de subvention croisée. Pour 2009, cette subvention est évaluée à 2,2 M€.

Toutefois, l'application stricte de la loi conduit à retenir des recettes de distribution d'un montant égal à **10,3 M€**

Les recettes totales prévisionnelles d'EDM en 2009 s'élevant à 21,7 M€, les recettes de production prévisionnelles, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent à 12,2 M€ comme indiqué dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 : recettes de production au titre de 2009

Recettes prévisionnelles 2009 (+)	21,6 M€
Recettes théoriques agents EDM 2009 (+)	0,1 M€
<i>Recettes totales 2009 à considérer</i>	<i>21,7 M€</i>
Recettes de distribution 2009 (-)	10,3 M€
Recettes de gestion clientèle 2009 (-)	0,7 M€
Recettes de vente pertes et services systèmes (+)	1,7 M€
Part EDM dans la production	98,5 %
<b>Recettes de production 2009</b>	<b>12,2 M€</b>

## 1.3. Surcoûts de production prévisionnels

Les coûts et recettes prévisionnels d'EDM pour 2009 étant respectivement de 72,9 M€ et 12,2 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production d'EDM pour 2009 est donc estimé à **60,7 M€**

Compte tenu de l'importante augmentation de consommation prévue à Mayotte pour 2009 (+ 26 % par rapport à 2007, après une augmentation estimée de 23 % entre 2006 et 2008), dont les effets sur les charges de service public sont accentués par l'augmentation du prix des combustibles, la CRE, comme en 2007 et 2008, encourage 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 2008 s'est caractérisée par le développement des achats à la filière photovoltaïque et la mise en service de plusieurs installations, d'une puissance moyenne de plusieurs dizaines de kW. Cette tendance devrait s'accélérer en 2009.

La part production prévisionnelle dans les tarifs de vente 2009 étant estimée à 56,8 €/MWh, le surcoût prévisionnel imputable aux contrats d'achat est évalué à **1,4 M€** comme suit :

Coût d'achat 2009 (+)	1,6 M€
Quantités achetées en 2009	3,8 GWh
Taux de pertes 2009	10,5 %
Quantités achetées et consommées <sup>11</sup>	3,4 GWh
Part production du tarif de vente	56,8 €/MWh
Coût évité par les contrats d'achat (-)	0,2 M€
<b>Surcoût dû aux contrats d'achats en 2009</b>	<b>1,4 M€</b>

### 3. Charges totales prévisionnelles d'EDM au titre de 2009

Au total, les charges prévisionnelles d'EDM au titre de 2009 sont évaluées à **62,1 M€** (60,7 M€ au titre des surcoûts de production + 1,4 M€ au titre des contrats d'achat).

### D. Charges prévisionnelles de service public au titre de 2009

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2009 est évalué à **1 867,2 M€**, réparti comme suit :

	Charges prévisionnelles au titre de 2009 (M€)	Charges constatées au titre de 2007 (M€)	Principales justifications de la variation 2007-2009
<b>EDF</b>	<b>1 764,2</b>	<b>1 913,2</b>	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	615,0	1 127,1	Prix de marché moyen pondéré en forte augmentation (+ 71,6 %). Forte hausse néanmoins des volumes et montants d'achats
Surcoûts ZNI	1075,0	743,6	
<i>Surcoûts de production</i>	792,9	565,1	Hausse de la consommation, des amortissements et des prix des combustibles (+ 37 %)
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	282,1	178,5	Développement des charges liées à la filière photovoltaïque, augmentation des coûts d'achat aux filières bagasse-charbon (combustible)
Charges dispositions sociales	74,2	42,5	Poursuite de la mise en oeuvre du tarif de 1ère nécessité
<b>ELD</b>	<b>40,8</b>	<b>22,9</b>	Hausse des volumes (+ 43 %) et tarifs d'achat (+ 18,9 %)
<b>EDM</b>	<b>62,1</b>	<b>28,1</b>	Péréquation tarifaire aboutie. Forte hausse de la consommation (+ 26%)
<b>Total</b>	<b>1 867,2</b>	<b>1 964,1</b>	

<sup>11</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