

# Annexe 1

## Charges prévisionnelles au titre de l'année 2007

(CP'<sub>07</sub>)

L'évaluation du montant prévisionnel des charges de service public de l'électricité au titre de l'année 2007 a été réalisée à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs ayant supporté de telles charges en 2005, et à partir de données détaillées transmises par ceux prévoyant de supporter des charges en 2007.

Bien que cette prévision s'appuie en grande partie sur des données constatées en 2005, la CRE souhaite rappeler que les évaluations formulées ci-dessous comportent des risques d'incertitude inhérents 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 2007

#### **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 surcoûts de production n'incluent pas les surcoûts de gestion de la clientèle dans les ZNI. Par ailleurs, les coûts de commercialisation, liés dans les ZNI essentiellement à la maîtrise de la demande d'électricité, sont pris en compte dans les coûts de production (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 2007.

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

La prévision est établie sur la base d'une hausse de la consommation de 8,2 % entre 2005 et 2007. Elle tient compte également des dispositions introduites par l'arrêté du 23 mars 2006, qui prévoit une

---

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

rémunération des capitaux employés de 11 % pour les nouveaux investissements de production (le taux de 7,25 % continuant à s'appliquer pour ceux effectués antérieurement).

Sur ces bases, les coûts de production prévisionnels (incluant la fourniture des pertes et des services systèmes) s'élèvent à **869,1 M€**, répartis comme suit :

*Tableau 1 : coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2007*

	nature de coûts	montant prévis. 2007 M€	montant 2005 retenu par la CRE M€	variation 2005-2007 %
coûts variables	achats de combustibles hors taxes	410,3	296,4	38,5%
	personnel, charges externes et autres achats	172,9	174,4	-0,8%
	impôts et taxes (dont quotas CO <sub>2</sub> )	80,7	71,7	12,6%
	coûts de commercialisation	12,4	7,6	64,2%
coûts fixes	charges financières *	87,5	69,3	26,4%
	amortissements	54,4	55,4	-1,8%
	frais de structure, de siège et prestations externes	50,8	49,0	3,7%
<b>coût total</b>		<b>869,1</b>	<b>723,6</b>	<b>20,1%</b>

\* taux de rémunération de 7,25% en 2007 (contre 6,5% en 2005) et de 11% pour les nouveaux investissements

La forte augmentation des coûts de production prévisionnels pour 2007 dans les ZNI par rapport à ceux retenus en 2005 résulte principalement de la hausse attendue sur les achats de combustibles imputable à l'augmentation du prix des produits pétroliers observée depuis le début de l'année 2005.

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.

## **1.2. Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI**

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2007 sont établies à partir de celles constatées en 2005. Elles sont calculées à partir du chiffre d'affaires prévisionnel issu du tarif de vente aux clients non éligibles 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.

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 8,2 % entre 2005 et 2007, la hausse dans chaque ZNI étant uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- baisse du taux de pertes moyen sur l'ensemble des ZNI de 0,6 % (en valeur absolue) entre 2005 et 2007 (la baisse étant distincte d'une ZNI à l'autre) ;

- prise en compte en 2007 du tarif d'acheminement entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006 ;
- prise en compte du mouvement tarifaire national intervenu le 15 août 2006 (+1,7 %).

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2007 s'élèvent à **307,6 M€**, réparties comme suit :

*Tableau 2 : recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2007*

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité* (M€)	159,9	146,9	53,0	121,7	193,6	3,6	0,6	679,4
recettes réseau (M€)	65,6	60,0	19,9	47,7	76,3	1,4	0,3	271,3
recettes de fourniture (M€)	94,3	86,9	33,1	74,0	117,2	2,2	0,4	408,0
recettes gestion de la clientèle (M€)	3,3	3,2	0,8	2,7	4,6	0,1	0,0	14,7
recettes de production pure** (M€)	91,0	83,7	32,3	71,2	112,7	2,1	0,4	393,4
part EDF dans les recettes*** (M€)	62,8	47,5	32,3	66,1	44,1	2,1	0,4	255,2
<b>recettes de production d'EDF**** (M€)</b>	<b>77,8</b>	<b>57,9</b>	<b>36,4</b>	<b>75,8</b>	<b>57,0</b>	<b>2,3</b>	<b>0,4</b>	<b>307,6</b>
part production du tarif de vente***** (€/MWh)	52,9	50,3	48,2	51,4	50,8	54,2	40,8	-

\* le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total déclaré par EDF, hors taxe et hors CSPE (cette dernière constituant depuis 2003 une contribution distincte des tarifs intégrés)

\*\* les recettes 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 (elles contiennent les recettes de commercialisation)

\*\*\* les recettes de production pure doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat ou ne donnant pas droit à compensation (liaison Corse-Italie)

\*\*\*\* incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes

\*\*\*\*\* 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 869,1 M€ et 307,6 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels en 2006 dans les ZNI est égal à **561,5 M€**.

## 2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

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

Les contrats d'achat générant pour EDF des surcoûts, et qui font l'objet d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, seront en 2007 :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi) ;
- 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 10 et 50 de la loi (article 4-V du décret du 28 janvier 2004) ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables » (article 48 de la loi) ;
- les contrats conclus à l'issue des appels d'offres (turbine à combustion en Martinique, biomasse/biogaz, éolien terrestre et éolien en mer) lancés par le ministre chargé de l'énergie en 2003 et 2004 en application de l'article 8 de la loi.

En application, respectivement de l'article 5 de la loi du 10 février 2000 et du décret du 28 janvier 2004, 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 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* » (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 2007 est établie à partir des montants retenus au titre de 2005 et des évolutions prévues pour 2007, fournies et justifiées par EDF.

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

- pour la cogénération :
  - o pour les contrats antérieurs 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, conformément aux avenants en cours de notification entre EDF (et les ELD) et les producteurs, dont le modèle a été approuvé par le ministre chargé de l'énergie début 2006 ;
  - o tarif STS identique à celui en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2006 ;
  - o pour les contrats postérieurs à la loi du 10 février 2000, application du tarif défini dans l'arrêté du 31 juillet 2001 ;
  - o prise en compte des dispositions introduites par l'article 81 de la loi du 30 décembre 2005 de finances rectificative pour 2005 exonérant les installations de production d'électricité de la taxe intérieure de consommation de gaz naturel (TICGN)<sup>2</sup> ;
  - o nombre d'installations fonctionnant en mode dispatchable identique à celui observé en 2005 et durée de fonctionnement moyenne de 1 500 heures ;

---

<sup>2</sup> la rémunération du gaz prise en compte dans le tarif d'achat cogénération est égale aux coûts d'approvisionnement en gaz du cycle combiné de référence (et non ceux de l'installation de cogénération). La TICGN, dont le cycle combiné est désormais exonéré, doit être exclue de la rémunération du gaz ainsi calculée.

- pour les installations n'optant pas pour le mode dispatchable, durée de fonctionnement moyenne équivalente à celle observée en 2005 (3 000 heures pour les contrats antérieurs à la loi, 2 500 heures pour les autres).
- évolution globale des coefficients d'indexation des tarifs d'achat conforme à la moyenne constatée ces dernières années (2 % pour l'éolien, 2,5 % pour les autres filières).

Pour la cogénération n'optant pas pour le mode dispatchable, la CRE retient pour 2007 un tarif d'achat prévisionnel équivalent de 105 €/MWh pour les contrats bénéficiant du relèvement du plafond de rémunération (contrats antérieurs à la loi) et de 94 €/MWh pour les autres. Ces tarifs sont établis sur la base du tarif effectivement constaté en 2005 (respectivement 95 €/MWh et 91 €/MWh) et des hypothèses exposées ci-dessus.

Pour les installations dispatchables, la CRE a retenu les hypothèses prises par EDF sur la durée de fonctionnement (6 GWh par mois sur la période hivernale) et sur le prix d'achat variable (165 €/MWh).

Pour l'hydraulique, la CRE retient un tarif d'achat prévisionnel de 55 €/MWh. Elle considère par ailleurs une durée de fonctionnement de 3 100 heures par an pour les contrats antérieurs à la loi et de 3 400 heures pour les autres<sup>3</sup>, conformément aux hypothèses prises par EDF.

Pour la filière éolienne, la CRE prend en compte en 2007 :

- un accroissement du parc de 750 MW, à partir d'une puissance installée prévisionnelle de 950 MW au 1<sup>er</sup> janvier 2007 ;
- une durée moyenne d'utilisation de 2 200 heures ;
- pour les nouvelles installations, un tarif d'achat moyen prévisionnel de 82 €/MWh, conformément aux nouvelles conditions tarifaires applicables à la filière éolienne prévues par l'arrêté du 10 juillet 2006 ;
- pour les installations existantes, indexation annuelle de 2 % des tarifs constatés en 2005<sup>4</sup>.

Les projets retenus dans le cadre des appels d'offres éolien en mer et éolien à terre lancés en 2004 sont supposés n'entrer en service qu'à compter de 2008 et ne sont donc pas considérés pour l'établissement de la présente prévision.

Pour les centrales d'incinération, la CRE a considéré un accroissement du parc de 25 MW sur la période 2005-2007. La durée de fonctionnement moyenne de 3 600 h constatée en 2005 est conservée pour 2007. Compte tenu des coefficients d'indexation applicables et du tarif d'achat observé en 2005 (48,5 €/MWh), un tarif moyen de 51 €/MWh est considéré pour 2007.

Pour la filière biogaz, la CRE a considéré en 2007, outre le projet biogaz retenu dans le cadre de l'appel d'offres biomasse/ biogaz lancé en 2003, le développement de 4 MW sous les nouvelles conditions d'achat arrêtées le 10 juillet 2006.

Pour la filière biomasse, la CRE prend en compte pour 2007 les projets à base de boue papetière et de liqueurs noires retenus dans le cadre de l'appel d'offres biomasse/ biogaz lancé en 2003 (les autres projets étant supposés mis en service progressivement en 2008 et 2009).

<sup>3</sup> les contrats hydrauliques bénéficiant de l'obligation d'achat correspondent majoritairement à des installations d'EDF situées sur des cours d'eau plus importants – donc moins sujets aux problèmes d'étiage – que ceux exploités par les producteurs indépendants

<sup>4</sup> quelques installations bénéficiant du tarif d'achat du 8 juin 2001 entreront courant 2007 dans leur 6<sup>e</sup> année d'exploitation et verront ainsi leur tarif ajusté en fonction de la durée moyenne effective de fonctionnement constatée lors des 5 années antérieures. Cependant, l'impact de cet ajustement sur le tarif moyen global 2007 de la filière éolienne devrait être infinitésimal et n'est pas pris en compte dans cette prévision.

### Prévisions

Compte tenu de ce qui précède, les quantités et coûts d'achat prévisionnels pour 2007 retenus par la CRE en métropole continentale sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2007 (hors ZNI)

	cogén	cogén dispatch.	dispatch.	hydro	éolien	incinération	biogaz, biomasse & PV	autres	TOTAL
janv-07	2 811	107	6	545	234	206	38	63	4 010
févr-07	2 528	88	6	497	234	183	38	60	3 634
mars-07	2 725	110	6	528	231	207	38	64	3 909
avr-07	47	0	0	598	243	156	38	59	1 141
mai-07	21	0	0	688	204	183	38	22	1 157
juin-07	18	0	0	627	196	161	38	16	1 056
juil-07	21	0	0	549	198	209	38	10	1 026
août-07	42	0	0	438	175	172	38	17	882
sept-07	42	0	0	424	228	171	38	16	920
oct-07	44	1	0	521	291	141	38	24	1 060
nov-07	2 655	54	6	568	327	186	38	54	3 888
déc-07	2 861	85	6	613	394	185	38	58	4 240
<b>quantités (GWh)</b>	<b>13 816</b>	<b>444</b>	<b>30</b>	<b>6 597</b>	<b>2 954</b>	<b>2 162</b>	<b>458</b>	<b>463</b>	<b>26 924</b>
quantités retenues en 2005 (GWh)	14 103	593	39	5 592	860	2 071	104	467	23 831
<b>coût d'achat (M€)</b>	<b>1 445</b>	<b>70</b>	<b>76</b>	<b>363</b>	<b>249</b>	<b>110</b>	<b>42</b>	<b>37</b>	<b>2 393</b>
coût d'achat retenu en 2005 (M€)	1 341	70	74	303	73	100	5	38	2 004
<b>coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>105</b>	<b>157</b>	<b>2 548</b>	<b>55</b>	<b>84</b>	<b>51</b>	<b>93</b>	<b>80</b>	<b>89</b>
coût d'achat unitaire 2005 (€/MWh)	95	118	1 874	54	85	49	46	81	84

PV = photovoltaïque

autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

La forte hausse des coûts d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération résulte de celle des tarifs d'achat due au relèvement du plafond de rémunération du gaz survenu fin 2005. Ce relèvement induit en effet, pour les contrats concernés et compte tenu des prix du gaz actuels, une hausse tarifaire d'environ 11 €/MWh<sub>c</sub> par rapport aux conditions de rémunération initialement prévues dans les contrats. La charge supplémentaire pour la collectivité due à ce relèvement est approximativement évaluée à 150 M€.

La forte hausse des volumes et des montants achetés en hydraulique (+ 20 % par rapport à 2005) s'explique principalement par le déficit d'hydraulicité observé en 2005 par rapport aux normales climatiques retenues par EDF pour l'établissement de la prévision 2007<sup>5</sup>.

Par ailleurs, le très fort développement attendu pour les autres filières renouvelables (éolien, biogaz, biomasse et photovoltaïque) bénéficiant des nouvelles conditions tarifaires arrêtées le 10 juillet 2006 pourrait se traduire, en 2007, par un montant total d'achat de près de 300 M€ (contre moins de 80 M€ en 2005) et un volume d'environ 3,4 TWh (contre moins d'1 TWh en 2005).

La baisse des quantités de la filière « autres » provient pour l'essentiel de l'arrivée à échéance d'une partie significative des contrats à fourniture partiellement garantie.

<sup>5</sup> 2 775 heures de fonctionnement constaté en 2005, contre 3 100 à 3 400 heures retenu pour 2007 suivant les contrats  
Annexe 1

## 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 2007 sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2007

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	TOTAL
quantités (GWh)	288,6	828,2	0,1	109,7	1 566,1	0,7	0,0	2 793,4
rappel quantités 2005 (GWh)	64,9	690,1	80,3	0,0	1 166,7	0,0	0,0	2 002,1
coût d'achat (M€)	20,8	85,2	0,1	21,5	142,6	0,1	0,0	270,2
rappel coût d'achat 2005 (M€)	4,2	73,8	7,5	0,0	104,1	0,0	0,0	189,6

La forte augmentation des achats dans certaines ZNI par rapport à 2005 s'explique par l'entrée en service :

- de l'interconnexion entre la Corse et la Sardaigne (début 2006) ;
- de la turbine à combustion du Galion en Martinique (début 2006) ;
- d'une nouvelle tranche à la centrale bagasse/charbon du Gol à La Réunion (fin 2006).

## 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 découlant de l'obligation d'achat, il doit être compensé.

Pour 2007, le montant de ce contrôle est pris identique à celui constaté en 2005, soit **0,075 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 2007, le prix du contrat à terme trimestriel pour l'année 2007 du marché boursier français Powernext. Les prix à terme trimestriels retenus correspondent à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués aux mois de juin, juillet et août 2006<sup>6</sup> :

Tableau 5.1 : Prix de marché trimestriels pour 2007

Q1 2007	Q2 2007	Q3 2007	Q4 2007
73,20	43,43	51,71	61,80

Les prix de marché mensuels sur l'année 2007 sont calculés à partir de la moyenne, sur les années précédentes, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant.

<sup>6</sup> les trois premiers trimestres de 2007 étant les seuls côtés, le prix retenu pour le dernier trimestre 2007 est tel que la moyenne pondérée des prix des trimestres est égale au prix du contrat à terme annuel 2007.

En théorie, il faudrait soustraire du coût évité le coût des écarts supportés par EDF du fait de l'imprévisibilité d'une partie de l'obligation d'achat. Mais l'étude de ces écarts a révélé que ceux-ci sont négligeables par rapport aux écarts liés à la consommation. Par conséquent, aucune décote liée à cette imprévisibilité n'est prise en compte pour l'année 2007.

Le coût évité obtenu s'élève à **1 575,0 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations dispatchables), comme détaillé dans le tableau ci dessous :

*Tableau 5.2 : prix de marché mensuels et coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2007 (hors contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations dispatchables)*

mois	prix mensuel (€/MWh)	quantité (GWh)	coût évité (M€)
janvier	73,01	3 686	269,1
février	74,19	3 351	248,6
mars	72,40	3 606	261,0
avril	43,90	901	39,5
mai	38,99	951	37,1
juin	47,41	934	44,3
juillet	51,84	952	49,3
août	49,20	824	40,5
septembre	54,10	863	46,7
octobre	61,27	986	60,4
novembre	62,47	3 711	231,8
décembre	61,67	3 997	246,5
<b>TOTAL</b>		<b>24 762</b>	<b>1 575,0</b>

prix moyen pondéré prévisionnel 2007 (€/MWh)	<b>63,6</b>
rappel prix moyen pondéré prévisionnel 2006 (€/MWh)	47,2
rappel prix moyen pondéré constaté 2005 (€/MWh)	50,5

### **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 correspondant 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 2007 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 2007 a augmenté dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2005 et 2007 (+ 26%).

Le coût évité obtenu est ainsi estimé à **101 M€** (pour 1,69 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 2007 une puissance installée de 840 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 30 GWh. Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2007 est identique à celui adopté pour 2005 (voir annexe 2 - A.2.2.1.3). Le coût fixe évité par les installations dispatchables (42,5 €/kW/an) est ainsi évalué à 35,7 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 2005 et 2007, soit + 26%). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations dispatchables est évalué à 5,0 M€<sup>7</sup>. Le coût évité total est donc de **40,7 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 2007 une puissance disponible annuelle de 296 MW, pour une production prévisionnelle estimée à 444 GWh. Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2007 est identique à celui adopté pour 2005 (voir annexe 2 - A.2.2.1.4). Le coût fixe évité par les installations de cogénération en mode dispatchable est ainsi évalué à 12,6 M€. Le coût évité « énergie », supposé évoluer identiquement à celui des contrats horosaisonnalisés et contrats de type « appel modulable », est évalué à 11,1 M€<sup>8</sup>. Le coût évité total est donc de **23,7 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 **1 740,4 M€** (1 575,0 M€ de coût évité classique + 101,0 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 40,7 M€ de coût évité par les installations dispatchables + 23,7 M€ de coût évité par les cogénérations fonctionnant en mode dispatchable).

### 2.3.2. Coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI (recettes de production)

Conformément à la loi du 3 janvier 2003, les surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI sont calculés en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles. Il s'élève à **110,2 M€**, comme détaillé ci-dessous :

Tableau 6 : coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2007

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
quantités achetées (GWh)	288,6	828,2	0,1	109,7	1 566,1	0,7	0,0	2 793,4
taux de pertes (%)	13,1	10,1	9,6	10,5	9,6	8,7	7,9	
quantités achetées et consommées (GWh) *	250,9	744,6	0,1	98,2	1 416,6	0,6	0,0	2 511,1
part production du tarif de vente (€/MWh)	52,9	50,3	48,2	51,4	50,8	54,2	40,8	
<b>coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>13,26</b>	<b>37,48</b>	<b>0,00</b>	<b>5,05</b>	<b>71,96</b>	<b>0,03</b>	<b>0,00</b>	<b>127,8</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

<sup>7</sup> 30 GWh prévisionnels 2007 contre 39,2 GWh en 2005 (pour un coût évité « énergie » 2005 évalué à 5,22 M€)

<sup>8</sup> 444 GWh prévisionnels 2007 contre 593 GWh en 2005 (pour un coût évité « énergie » 2005 évalué à 11,72 M€)

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

Les surcoûts prévisionnels supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2007 s'élèvent à :

- **652,7 M€** en métropole continentale (2 393 M€ de coût d'achat + 0,075 M€ de contrôle de cogénération – 1 740,4 M€ de coût évité) ;
- **142,4 M€** dans les ZNI (270,2 M€ de coût d'achat – 127,8 M€ de recettes de production) ;

soit un total de **795,1 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 2007 du fait du TPN. EDF estime à 500 000 le nombre de clients qui auront souscrit ce tarif au 1<sup>er</sup> janvier 2007 et à 700 000 d'ici fin 2007 (contre environ 400 000 mi 2006). Compte tenu de l'arrivée en cours d'année de nouveaux bénéficiaires, la perte globale unitaire en fin d'exercice est évaluée à 50 €/client (57 € en régime établi, i.e. pour un client bénéficiant du TPN dès le 1<sup>er</sup> janvier 2007).

En conséquence, la CRE retient pour 2007 une perte de recettes prévisionnelles de **34 M€**.

#### **3.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels**

Les surcoûts de gestion prévisionnel sont évalués pour 2007 à **7 M€**.

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

Les pertes de recettes prévisionnelles dues aux dispositions introduites par le décret du 26 juillet 2006 (abattement de 80 % du montant des déplacements pour défaut de paiement et gratuite de la mise en service et de l'enregistrement du contrat) sont établies sur la base d'un taux annuel de mises en service de 20 % et d'une proportion de clients au TPN de 30 % parmi les clients en défaut de paiement. Les prestations offertes ou faisant l'objet d'un abattement sont valorisées sur la base des prix figurant dans le catalogue des prestations du distributeur EDF du 1<sup>er</sup> avril 2006<sup>9</sup>. Cependant, seules les mises en service

---

<sup>9</sup> mise en service : 35,69 € ; déplacement pour impayé : 67,91€

nécessitant un déplacement (représentant environ 20 % du total) doivent être valorisées, dans la mesure où les autres sont effectuées gratuitement (énergie immédiate).

Les pertes de recettes dues aux réductions instaurées sur les services liés à la fourniture sont ainsi évaluées à **11 M€**.

Au total, les charges prévisionnelles supportées par EDF du fait du TPN sont évaluées pour 2007 à **52 M€**.

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

Sur la base des éléments communiqués par EDF, les charges prévisionnelles dues à la participation de l'entreprise au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité en 2007 sont les suivantes :

*Tableau 7 : charges prévisionnelles dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité en 2007*

	M€
<b>versements au fonds de solidarité</b>	<b>20,0</b>
<b>surcoûts de gestion de la clientèle démunie</b>	<b>57,6</b>
<i>frais de personnel supplémentaires dus à la gestion de la clientèle démunie</i>	30,3
<i>prestations : poses et déposes de SME et SMI</i>	65,8
<i>- montants d'aides au paiement des factures reçues (hors toutes taxes)</i>	-29,5
<i>- coût de gestion de référence (30 €/client bleu, 300 000 clients)</i>	-9,0
<b>total charges prévisionnelles 2007</b>	<b>77,6</b>

Le montant prévisionnel à compenser au titre de la participation d'EDF au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité en 2007 s'élève donc à **10,4 M€** (20 % x 52 M€).

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

Les charges prévisionnelles à compenser à EDF au titre des dispositions sociales en 2007 s'élèvent à **62,4 M€**.

## B. Charges prévisionnelles supportées par les entreprises locales de distribution au titre de 2007

Les charges prévisionnelles que les ELD supporteront au titre de 2007 sont :

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

Les ELD prévoyant de supporter en 2007 de telles charges ont transmis à la CRE les données nécessaires à leurs évaluations, 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 2007 sont :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi) ;
- 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 leur approvisionnement total. Les prix de marché pris en compte pour 2007 sont évalués à partir des prix des contrats à terme pour l'année 2007 (voir paragraphe A.2.3.1.1). En 2007, 5 ELD prévoient de se fournir en partie ou en totalité sur le marché.

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2007 s'élève à **14,9 M€**, soit 1,3 M€ de plus par rapport aux charges constatées pour l'année 2005. Cette progression est due à l'augmentation des quantités achetées prévue en 2007.

### 2. Charges dues aux dispositions sociales

Les charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales en 2007 s'élèvent à **1,9 M€**, en baisse d'environ 25 % par rapport à la prévision pour l'année 2006. Cette diminution est en grande partie due au fait que, depuis la mise en place du dispositif du tarif de première nécessité en 2005, les ELD ont une meilleure idée de la liste des clients susceptibles de bénéficier de tels tarifs.

### 3. Charges prévisionnelles totales des ELD au titre de 2007

Le montant prévisionnel des charges supportées par les ELD au titre de 2007 est de **16,8 M€**.

Les principaux éléments du calcul du surcoût pour chaque ELD concerné sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Tableau 8 : charges prévisionnelles des ELD au titre de 2007

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2007
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Gaz et électricité de Grenoble <sup>2</sup>	137 785	13 475	6 153	7 322	189	7 511
Electricité de Strasbourg <sup>2</sup>	201 242	13 381	12 583	799	541	1 339
Usine d'électricité de Metz <sup>2</sup>	71 341	3 978	2 637	1 341	96	1 436
Energies services Creutzwald	19 470	1 816	694	1 122	23	1 145
Energie Développement Services du Briançonnais	35 630	1 707	824	883	3	886
Sorégies <sup>2</sup>	11 886	1 003	361	642	69	712
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain <sup>2</sup>	57 574	2 438	1 776	662	23	686
Régie communale de Montataire	9 023	966	344	621	35	656
Usines municipales d'Erstein	5 507	415	153	262	12	275
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	4 785	331	125	206	13	219
Régie municipale d'électricité de La Bresse	6 954	459	255	204	2	206
Régie municipale d'électricité de Tarascon sur Ariège	5 263	221	37	184	10	194
S.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	2 438	183	61	122	11	133
Régie d'électricité de Saverdun	3 833	212	58	154	8	162
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	3 188	207	113	93	22	115
Energies services Lavaur	1 903	168	69	99	6	104
S.I.C.A.E de Precy Saint Martin	2 835	175	85	90	10	100
Régie d'électricité d'Elbeuf					94	94
Régie d'électricité de Loos					91	91
Vialis					82	82
Société d'électrification du Carmausin	1 504	113	47	65	1	67
S.I.C.A.E de l'Oise					65	65
Autres ELD <sup>3</sup>	2 961	142	91	52	462	513
<b>TOTAL</b>	<b>585 122</b>	<b>41 390</b>	<b>26 467</b>	<b>14 923</b>	<b>1 869</b>	<b>16 791</b>

<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

<sup>3</sup> Total pour 54 ELD ayant chacune déclaré des charges d'un montant inférieur à 50 k€

## C. Charges prévisionnelles supportées par Electricité de Mayotte au titre de 2007

Les charges prévisionnelles de service public de l'électricité supportées par Électricité de Mayotte (EDM) correspondent à des surcoûts de production consécutifs à l'initiation, en 2003, de la péréquation tarifaire à Mayotte 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.

Toutefois, à la différence de l'exercice de prévision 2006, EDM n'a déclaré pour 2007 aucun surcoût d'achat. En effet, selon EDM, le seul projet de production indépendant significatif susceptible d'aboutir ne devrait pas être mis en service avant 2008. Les prévisions de charges supportées par EDM au titre de 2007 se limitent donc à des surcoûts de production.

Les surcoûts de production sont égaux 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* ». L'alignement progressif des tarifs de vente mahorais sur ceux de la métropole prévu par l'ordonnance du 14 décembre 2002 s'est poursuivi en 2005 et 2006, l'année 2007 devant constituer l'aboutissement du processus. Les conditions d'alignement pour 2007 sont fixées respectivement par les articles 76 et 82 de la loi de programme du 13 juillet 2005 comme suit :

- au 1<sup>er</sup> janvier 2007 : alignement des tarifs de vente applicables à Mayotte sur ceux de la métropole ;
- jusqu'au 14 décembre 2007<sup>10</sup> : tarif d'utilisation des réseaux applicable à Mayotte couvrant les coûts complets prévisionnels de distribution supportés par l'entité distribution d'EDM en 2006.

### 1. Coûts de production prévisionnels

Le montant prévisionnel des coûts de production d'EDM est évalué pour 2007 à **34,4 M€**, dont près de 3/4 au titre des combustibles (25,2 M€). Ce montant est établi sur la base d'un prix du fioul domestique livré de 525 €/m<sup>3</sup> et d'une hausse de la consommation de 21 % par rapport à 2005. Ces coûts incluent les frais de commercialisation prévisionnels qu'EDM prévoit d'engager au titre d'actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité. Un taux de pertes prévisionnel de 10 % a été considéré sur la base du taux constaté en 2005 (9,76 %).

### 2. Recettes de production prévisionnelles

Les recettes de production prévisionnelles d'EDM en 2007 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs de vente 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).

---

<sup>10</sup> échéance prévue par l'ordonnance du 14 décembre 2002 pour l'aboutissement de la péréquation sur l'ensemble des tarifs

## 2.1 Recettes de distribution prévisionnelles

Les recettes de distribution prévisionnelles d'EDM en 2007 sont prises égales aux coûts complets de distribution prévisionnels pour 2007, conformément à l'article 82 de la loi du 13 juillet 2005. Ces derniers, incluant achat des pertes et des services système, sont évalués à **7,8 M€** et se répartissent ainsi :

- coûts de distribution « pure » (incluant une rémunération à 7,25 %) :	6,82 M€
- achat des services systèmes :	0,16 M€
- achat des pertes :	0,82 M€

## 2.2 Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes prévisionnelles de gestion de la clientèle perçues par EDM-fournisseur correspondent à la part relative à la gestion de la clientèle dans les tarifs de vente péréqués applicables en 2007. Cette part s'obtient en considérant qu'elle couvre partiellement les coûts complets prévisionnels (marge incluse) de gestion de la clientèle supportés par EDM-fournisseur, le déficit de couverture provenant de la baisse des tarifs engagée depuis 2003. Les recettes prévisionnelles de gestion de la clientèle d'EDM-fournisseur s'établissent ainsi pour 2007 à 0,3 M€.

## 2.3 Recettes de production prévisionnelles

Les recettes totales prévisionnelles d'EDM en 2007 s'élevant à 15,3 M€, les recettes de production prévisionnelles, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent à 8,5 M€ :

Recettes totales 2007	15,3 M€
- recettes distribution 2007	- 7,8 M€
	<hr/>
	= 7,5 M€
- recettes gestion de la clientèle 2007	- 0,3 M€
	<hr/>
	= 7,2 M€
 Part EDM dans les recettes de production	 7,2 M€
+ recettes vente pertes et services systèmes 2007	+ 1,0 M€
	<hr/>
<b>Recettes de production prévisionnelles 2006</b>	<b>= 8,2 M€</b>

## 3. Surcoûts de production prévisionnels

Les coûts et recettes prévisionnels d'EDM pour 2007 étant respectivement de 34,4 M€ et 8,2 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production d'EDM pour 2007 est donc estimé à **26,2 M€**.

Compte tenu de l'importante augmentation de consommation prévue à Mayotte pour 2007 (+ 20 % par rapport à 2005), dont les effets sur les charges de service public sont accentués par l'augmentation du prix des combustibles, la CRE invite EDM à poursuivre le développement de ses actions de maîtrise de la demande d'électricité engagé en 2005.

## D. Charges prévisionnelles de service public au titre de 2007

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2007 est évalué à **1 462,0 M€**, réparti comme suit :

	<b>Charges prévisionnelles au titre de 2007 (M€)</b>	Charges constatées au titre de 2005 (M€)	Principales justifications des variations 2005-2007
<b>EDF</b>	<b>1 419,0</b>	<b>1 337,0</b>	
surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	652,7	760,4	Hausse du tarif d'achat cogénération de 10 €/MWh et développement de l'éolien (+2,1 TWh), compensés par une hausse du prix de marché moyen pondéré de 13 €/MWh
surcoûts ZNI	703,9	554,4	Hausse de la consommation (+8,2 %)
<i>surcoûts de production</i>	561,5	446,4	Forte hausse du prix des combustibles (+38 %)
<i>surcoûts d'achat</i>	142,4	108	Mise en service de moyens de production indépendants
charges sociales	62,4	22,2	Développement du bénéfice du tarif de 1ère nécessité
<b>ELD</b>	<b>16,8</b>	<b>14,6</b>	
surcoûts contrats d'achat	14,9	13,4	Hausse des volumes d'achat et du tarif d'achat cogénération
charges sociales	1,9	1,2	Développement du bénéfice du tarif de 1ère nécessité
<b>EDM</b>	<b>26,2</b>	<b>10,4</b>	Aboutissement de la péréquation tarifaire - Hausse de 21% de la consommation
<b>Total</b>	<b>1 462,0</b>	<b>1 362,0</b>	