

Annexe 2

Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2007 (CC'07)

A. Charges supportées par EDF constatées au titre de 2007

1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées¹

L'article 5 de la loi du 10 février 2000 définit les surcoûts de production supportés par EDF dans les zones non interconnectées (ZNI) comme étant ceux « *qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité* ».

L'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 précise que le montant des surcoûts de production est égal, pour chaque ZNI, à la différence entre « *le coût de production normal et complet, pour le type d'installation de production considéré dans cette zone* » et « *le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production* ».

Les recettes de production issues des tarifs de vente dans les ZNI ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité d'EDF. Elles s'obtiennent en minorant les recettes totales aux tarifs de vente réglementés, de celles liées à l'acheminement, à la gestion de la clientèle et à la commercialisation.

Toutefois, l'activité de commercialisation dans les ZNI, qui correspond uniquement dans ces zones à des actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité, présente un coût unitaire (*i.e.* par kWh livré) nettement inférieur à celui observé en métropole, lequel couvre d'autres dépenses (marketing, publicité...). En conséquence, il est nécessaire de prendre en compte, dans les coûts de production, les coûts de commercialisation dans les ZNI et, dans les recettes de production, la part des recettes issues des tarifs relative à la commercialisation. On peut noter, par ailleurs, que les actions de maîtrise de la demande d'électricité résultent des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones.

En outre, à l'instar des constats effectués lors des exercices précédents, la CRE a observé que les recettes totales déclarées par EDF en 2007 ne résultaient pas de l'application stricte, à la quantité d'électricité vendue dans chaque ZNI, des tarifs de vente réglementés (ce qui était pourtant explicitement demandé par la CRE dans ses délibérations relatives au format de la comptabilité appropriée). En effet, les recettes déclarées sont celles effectivement perçues par l'entreprise, dont une partie provient de la fourniture aux clients bénéficiant du « tarif agent » (agents d'entreprise et organismes sociaux d'EDF). Or, ce tarif ne peut être assimilé à un tarif de vente aux clients non éligibles.

En conséquence, les recettes déclarées par EDF en 2007 doivent être majorées du chiffre d'affaires supplémentaire que l'entreprise aurait perçu auprès de ses clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs de vente réglementés. En contrepartie, les coûts de production d'EDF doivent être majorés de la part de ce chiffre d'affaires supplémentaire concernant les agents de l'entité production, le « tarif agent » constituant, *in fine*, un avantage en nature supporté par l'entreprise.

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

1.1. Coûts de production constatés dans les ZNI

1.1.1. Coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI

Selon la déclaration transmise par EDF le 31 mars 2008, les coûts de production constatés en 2007 dans les ZNI, incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation, s'élèvent à **856,9 millions d'euros (M€)**, hors impact des quotas d'émission de gaz à effet de serre (CO₂).

La décomposition par grands postes de coût et par ZNI se présente comme suit :

Tableau 1.1 : coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI en 2007
(hors impact des quotas CO₂)

	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM + îles bretonnes	Total 2007
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	95,9	110,9	102,7	31,0	32,3	8,7	381,5
	personnel, charges externes et autres achats	48,8	39,8	35,6	25,8	26,1	4,6	180,8
	impôts et taxes	7,8	13,6	18,4	23,0	14,7	0,0	77,5
	coûts de commercialisation	0,7	1,0	2,0	1,0	4,8	0,0	9,5
Coûts fixes (M€)	charges financières	16,4	9,7	12,4	26,6	16,9	0,6	82,6
	amortissements	10,4	17,3	19,3	10,0	10,6	0,9	68,5
	frais de structure, de siège et prestations externes	10,0	11,6	11,7	9,8	13,6	0,0	56,6
Coût total (M€)		189,9	203,8	202,1	127,2	118,9	14,8	856,9

L'augmentation des coûts de production déclarés par rapport à 2006 (+ 50 M€) provient principalement de trois facteurs :

- augmentation des coûts de combustible (+ 13,0 M€) liée en partie à la hausse de la consommation moyenne de 3,2 % entre 2006 et 2007 ;
- augmentation des amortissements (+ 14,8 M€) liée essentiellement aux amortissements accélérés pris en compte à la suite des décisions de déclassement d'installations anciennes avant leur fin de vie et de mise en service de nouvelles installations à partir de 2010² ;
- augmentation des charges externes et autres achats (+ 14,6 M€) liée essentiellement à la réparation de deux moteurs de la centrale de Lucciana (Corse) après l'incendie de septembre 2006 et à la déconstruction de la centrale de Jarry Sud en Guadeloupe.

1.1.2. Coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI

Les coûts de production déclarés par EDF au titre de l'année 2007 ont été établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par les commissaires aux comptes de l'entreprise, conformément aux dispositions de l'article 5 de la loi du 10 février 2000. Les coûts de production à retenir doivent :

- d'une part, tenir compte des éventuelles erreurs ou anomalies détectées lors du contrôle, ainsi que des réserves émises par les commissaires aux comptes sur les montants déclarés ;
- d'autre part, n'être liés qu'aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI.

² Arrêté du 7 juillet 2006 sur la programmation pluriannuelle des investissements

Par ailleurs, il est nécessaire de diminuer ces coûts de certaines recettes perçues par EDF, évaluées sur la base de sa déclaration.

1.1.2.1. Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts supportés par EDF au titre d'activités distinctes de la fourniture d'électricité et faisant l'objet de recettes non tarifaires doivent être exclus des coûts de production. Les recettes correspondantes, déclarées par EDF et contrôlées par les commissaires aux comptes, sont les suivantes :

- Corse : - 0,037 M€ (loyers perçus auprès d'agents d'entreprise et remboursement de frais de personnel) ;
- Guadeloupe : - 0,27 M€ (TVA fictive essentiellement) ;
- Martinique : - 1,02 M€ (TVA fictive essentiellement) ;
- Guyane : - 0,091 M€ (loyers perçus auprès d'agents d'entreprise et mise à disposition de combustibles) ;
- La Réunion : - 0,53 M€ (TVA fictive essentiellement).

Les coûts de production déclarés par EDF doivent, ainsi, être diminués de **1,9 M€**

1.1.2.2. Recettes afférentes aux excédents de quotas d'émissions de gaz à effet de serre

Dans le cadre du premier plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre (PNAQ1) approuvé le 25 février 2005, EDF s'est vu allouer gratuitement, à compter de l'exercice 2005 et jusqu'en 2007, des quotas d'émissions de dioxyde de carbone (CO₂) sur la majorité de ses moyens de production thermiques, notamment insulaires.

Les émissions de CO₂ impactent algébriquement les coûts de production, dans la mesure où un déficit de quotas par rapport aux émissions effectives des centrales concernées oblige l'exploitant à acquérir les quotas manquants sur les marchés d'échange prévus à cet effet (inversement, un excédent de quotas permet à l'exploitant de vendre celui-ci à un prix donné). Dans ce contexte, EDF a déclaré, au titre de 2007, un volume total d'émissions de CO₂ en ZNI de 3 millions de tonnes (Mt), pour une allocation initiale de 3,128 Mt. L'entreprise s'est donc trouvée en excédent de 128 kt par rapport à ses obligations, la valorisation de cet excédent devant venir en diminution des charges à compenser.

Le prix de référence à considérer doit refléter les échanges de quotas que les opérateurs sont susceptibles d'effectuer, à l'achat comme à la vente, tout au long de l'année et non simplement à un instant donné (ex : clôture d'exercice), la gestion de leur exposition au risque prix devant les inciter à lisser leurs achats – ou leurs ventes – sur une période la plus longue possible.

Comme pour l'exercice précédent, le prix de référence retenu pour 2007 est égal à la moyenne des prix *spot* observés sur la bourse française Powernext Carbon, soit 0,66 €/t. Cette faible valeur s'explique par l'effondrement du marché des quotas de CO₂ en 2007, dû principalement au fait que les allocations de quotas ont été supérieures aux émissions.

La référence de marché Powernext Carbon ayant été supprimée à la fin de l'année 2007, la référence de marché BlueNext sera utilisée pour les prochains exercices d'évaluation des charges de service public.

Compte tenu du mode de valorisation retenu, les recettes prises en compte au titre des excédents de quotas dont disposait d'EDF en ZNI au titre de 2007 sont évaluées à **0,08 M€**

1.1.2.3. Coûts liés à la gestion des moyens de production en ZNI

La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI, et non à une éventuelle mauvaise gestion de la production ou des systèmes électriques insulaires.

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2007 et a permis de mettre en évidence des surcoûts directement imputables à la sous-disponibilité relative de certaines unités de production par rapport à des valeurs normatives de référence, en Corse, Guadeloupe, Martinique et Guyane. Ces surcoûts doivent être exclus des coûts de production.

On notera, en revanche, la bonne disponibilité des groupes diesels installés à la Réunion, qui présentent un taux de disponibilité en énergie supérieur à 85 % sur 2007.

Corse

A l'instar de la situation observée en 2006, EDF a eu recours, en 2007, de manière massive, à des groupes électrogènes de secours pour assurer la fourniture de ses clients. L'incendie survenu en septembre 2006 à la centrale de Lucciana a conduit à l'indisponibilité de quatre moteurs (plus de 40 MW) sur les sept que compte la centrale. Seulement deux moteurs ont pu être réparés et leur remise en service est seulement intervenue avant le début de l'hiver 2007-2008, au début du mois de novembre 2007. Les groupes électrogènes ont donc dû pallier ce déficit de puissance pendant la majeure partie de l'année. De plus, des sous-disponibilités ont également été constatées sur les moyens de production en service.

Au regard de ces éléments, l'analyse du placement des moyens de production conduit à exclure **5,4 M€** des coûts de production présentés par EDF. Ce montant est en effet directement imputable à la disponibilité insuffisante des moyens de production.

Guadeloupe

D'importantes sous-disponibilités ont été constatées sur le parc de production thermique d'EDF, aussi bien sur les moyens de base (disponibilité mensuelle inférieure à 75 % pendant les trois quarts de l'année) que sur les moyens de pointe. Les coûts de production (coûts de combustible) à exclure au titre de 2007 s'élèvent à **7,3 M€**

Guyane

Des sous-disponibilités importantes des moyens de production ont également été constatées en Guyane en 2007 (taux de disponibilité annuel des installations diesel inférieur à 61 %). Toutefois, compte tenu de la prépondérance de la production hydraulique en Guyane, l'impact de ces sous-disponibilités sur les coûts de combustible est moins important que dans les zones insulaires précédemment traitées. Les coûts à exclure sont évalués, pour 2007, à **1,4 M€**

Martinique

Des sous-disponibilités ont également été observées, dans une moindre mesure, en Martinique. Les coûts de production à exclure à ce titre sont évalués à **1,2 M€**

Synthèse

Au total, les coûts à exclure au titre de la gestion par EDF de son parc de production en 2007 dans les ZNI sont évalués à **15,3 M€**

1.1.2.4. Coûts liés à l'application du tarif agent aux effectifs de l'entité production

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application en ZNI du « tarif agent » aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué, pour 2007, à **1,8 M€**

1.1.2.5. Coûts de production retenus dans les ZNI

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires exposés plus haut, la CRE retient un montant définitif des coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2007 de **841,3 M€** (856,9 M€ - 1,9 M€ - 0,08 M€ - 15,3 M€ + 1,8 M€). La décomposition par grands postes de coût est donnée dans le tableau 1.2.

Tableau 1.2 : coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2007

	Nature de coûts	Montant 2007	Montant 2006	Variation 2006-2007
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	366,1	364,6	0,4%
	personnel, charges externes et autres achats	182,6	152,8	19,5%
	impôts et taxes	75,4	70,2	7,4%
	coûts de commercialisation	9,5	8,0	18,6%
Coûts fixes (M€)	charges financières	82,6	80,7	2,3%
	amortissements	68,5	53,7	27,6%
	frais de structure, de siège et prestations externes	56,6	55,1	2,7%
Coût total (M€)		841,3	785,2	7,1%

Les coûts retenus par la CRE dans les ZNI au titre de l'année 2007 sont supérieurs de 56,1 M€ à ceux retenus pour 2006. Cette augmentation provient principalement des raisons évoquées au paragraphe 1.1.1 (coûts de combustibles, amortissements accélérés et charges externes) mais également d'ajustements dus à la gestion du parc de production inférieurs de 5 M€ à ceux effectuées au titre de 2006.

1.2. Recettes de production retenues dans les ZNI

Les recettes de production d'EDF dans les ZNI sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés et au « tarif agent », les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux, 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).

1.2.1. Chiffre d'affaires issu des tarifs réglementés de vente

1.2.1.1. Chiffre d'affaires déclaré par EDF

Le chiffre d'affaires déclaré par EDF en 2007 dans les ZNI est de **634,5 M€**. Ce montant est net de la rémanence d'octroi de mer et net de la contribution tarifaire acheminement (CTA) instaurée par la loi du 9 août 2004. Ce chiffre d'affaires est majoré de la perte de recettes due, en ZNI, à la tarification spéciale « produit de première nécessité », celle-ci étant compensée par ailleurs (cf. paragraphe 3).

Ce montant doit être majoré des recettes supplémentaires qu'EDF aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs de vente réglementés (cf. paragraphe 1.2.1.2).

1.2.1.2. Recettes supplémentaires des clients bénéficiant du « tarif agent »

En appliquant les tarifs réglementés de vente à la structure de consommation de la clientèle au « tarif agent » de chaque ZNI, on obtient les recettes qu'EDF aurait théoriquement perçues en 2007 auprès de cette clientèle. En comparant ces recettes théoriques à celles effectivement obtenues par l'entreprise, on en déduit le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de production. Pour 2007, ce supplément est évalué à **6,5 M€**.

Au final, le chiffre d'affaires 2007 à retenir au titre des recettes issues des tarifs de vente réglementés dans les ZNI est donc de **641,0 M€** (634,5 M€ + 6,5 M€).

1.2.2. Recettes de distribution

Les recettes de distribution dans les ZNI sont fournies par EDF dans sa comptabilité appropriée depuis 2003. Pour 2007, EDF a déclaré un montant de recettes de 246,3 M€ (hors Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes), en hausse de 1,5 % par rapport à celui déclaré au titre de 2006 (242,6 M€).

A l'instar des vérifications conduites lors des exercices de régularisation antérieurs, la CRE a tenu à s'assurer de la conformité aux textes en vigueur des montants déclarés par EDF. Pour ce faire, la CRE a procédé au calcul des recettes de distribution en appliquant le tarif national d'utilisation des réseaux en vigueur à la structure de clientèle de chaque ZNI (hors facturation des dépassements de puissance et d'énergie réactive, pour lesquels les montants déclarés par EDF ont été retenus). Le montant (hors Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes) ainsi obtenu est de 250,7 M€. L'optimisation annuelle du tarif d'acheminement mis en œuvre par EDF depuis mi-2006 est donc pleinement efficace en 2007.

Ainsi, pour 2007 et les années suivantes, la CRE retient désormais les recettes de distribution déclarées par EDF, majorées des recettes de distribution calculées par la CRE pour Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes. Pour 2007, les recettes de distribution s'élèvent à **247,9 M€**

1.2.3. Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF-fournisseur dans les ZNI s'obtiennent à partir de la part relative à la gestion de la clientèle dans les tarifs de vente réglementés. Cette part se calcule à partir des coûts de gestion de la clientèle supportés par EDF-fournisseur en métropole, qui sont égaux aux recettes de gestion de la clientèle.

Ces recettes peuvent s'établir à partir de celles perçues par le Distributeur au titre du tarif d'acheminement (TURP 2) entré en vigueur le 1^{er} janvier 2006, par décret du 23 septembre 2005, en tenant compte de la règle de répartition fixée entre EDF-fournisseur et EDF-distributeur dans le cadre de l'établissement de ce tarif³.

La composante annuelle de gestion (CG) prévue dans le tarif d'acheminement et servant de référence à l'établissement des recettes de gestion clientèle du distributeur EDF se présente comme suit (pour les clients ne disposant pas d'un contrat d'accès au réseau distinct de leur contrat de fourniture⁴) :

- 7,8 €/client BT ≤ 36 kVA
- 48 €/client BT > 36 kVA
- 60 €/client HTA > 250 kVA

Compte tenu de la règle de répartition des coûts de gestion de la clientèle applicable entre fourniture et acheminement, les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF-Fournisseur dans les ZNI en 2007 s'élèvent à **31,9 M€**

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2007 à **276,2 M€**, calculées comme suit :

³ répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80% / distributeur 20% »

⁴ cas applicable à l'ensemble de la clientèle des ZNI, aucun client n'ayant exercé son éligibilité dans ces zones

Tableau 1.3 : recettes de production d'EDF 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 aux tarifs de vente ⁽¹⁾ (M€)	138,3	142,7	50,6	115,3	189,9	3,6	0,6	641,0
recettes réseau (M€)	58,8	54,9	18,8	43,2	70,7	1,3	0,3	247,9
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 ⁽²⁾ (M€)	72,3	81,0	30,0	66,3	109,2	2,1	0,3	361,2
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	44,4	47,0	30,0	63,0	42,3	2,1	0,3	229,1
recettes de production totales ⁽⁴⁾ (M€)	56,4	58,4	34,3	70,7	53,9	2,3	0,3	276,2
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	44,73	49,40	45,76	49,81	49,55	53,13	35,88	-

(1) le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs intégrés, hors taxe, hors rémanence de l'octroi de mer et hors CTA, y compris aux agents

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

(3) les recettes brutes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités au chapitre 2, ou ne donnant pas droit à compensation (liaison Corse-Italie)

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

(5) la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (voir paragraphe A.2.2.2)

1.3. Surcoûts de production constatés dans les ZNI

Les coûts de production retenus par la CRE et les recettes de production d'EDF s'élevant respectivement à 841,3 M€ et 276,2 M€, le montant des surcoûts de production constatés dans les ZNI en 2007 est de **565,1 M€**

La forte hausse des surcoûts de production par rapport à 2006 (+ 53,6 M€) résulte à la fois de la hausse des coûts de combustible, de la hausse des amortissements et de travaux de réparation et déconstruction opérés sur plusieurs installations insulaires.

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par EDF en 2007 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 précitée) ;
- 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 l'électricité évalué à « la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ».

2.1. Coûts dus aux contrats d'achat

2.1.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat (hors ZNI)

2.1.1.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF (hors ZNI)

Les quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2007, établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par ses commissaires aux comptes, sont présentés dans le tableau 1.4.

Au titre de 2007, **27,7 TWh** ont été déclarés par EDF pour un montant de **2 415,7 M€**

Tableau 1.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2007 (hors ZNI)

	Cogénération	Cogénération dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz, biomasse & PV ^(*)	Autres ^(**)	TOTAL
Janvier	2 838,9	49,5	0,2	501,8	415,3	214,4	28,4	57,4	4 105,9
Février	2 565,2	30,9	1,4	542,0	350,0	187,6	36,7	56,4	3 770,2
Mars	2 829,3	30,8	0,1	676,2	339,6	204,4	51,9	66,2	4 198,5
Avril	55,9	0,0	0,1	662,6	180,8	159,8	60,7	36,7	1 156,5
Mai	3,4	0,0	2,0	743,9	347,3	171,2	61,3	19,9	1 349,0
Juin	16,9	0,1	1,3	718,1	231,3	161,8	61,5	10,0	1 200,9
Juillet	65,7	0,0	1,1	478,7	325,1	202,4	66,4	13,2	1 152,6
Août	12,8	0,0	0,1	378,0	279,8	176,8	62,7	15,9	926,2
Septembre	29,7	0,0	0,6	251,9	264,5	177,0	61,1	16,3	801,2
Octobre	105,1	1,2	14,4	274,9	273,5	157,4	67,4	44,4	938,3
Novembre	2 681,9	79,0	12,0	256,1	427,0	216,6	65,7	49,4	3 787,8
Décembre	2 816,7	100,5	7,8	471,0	552,2	220,4	64,9	54,5	4 287,8
Quantités (GWh)	14 021,4	292,0	40,9	5955,4	3986,5	2249,9	688,6	440,4	27 675,1
Quantités déclarées en 2006 (GWh)	14 051,9	489,4	43,0	5 828,3	2 117,8	1 986,1	194,1	505,8	25 216,4
Quantités déclarées en 2005 (GWh)	14 103,8	593,3	39,2	5 651,0	915,2	2 148,5	211,5	467,2	24 129,7
Coût d'achat (M€)	1 404,0	65,7	73,2	329,2	333,5	115,7	56,4	38,1	2 415,7
Coût d'achat déclaré en 2006 (M€)	1 490,8	76,1	73,0	321,4	178,9	100,1	10,8	42,4	2 293,4
Coût d'achat déclaré en 2005 (M€)	1 341,5	70,2	73,5	306,6	76,7	104,7	13,6	37,8	2 024,5

* PV = photovoltaïque

** Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

2.1.1.2. Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE (hors ZNI)

Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunérations proportionnelles, eu égard aux arrêtés tarifaires en vigueur) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé, ou si une incertitude demeure sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. En effet, compte tenu du nombre croissant de contrats traités (plus de 3 600 contrats en 2005, près de 4 000 en 2006 et plus de 4 500 en 2007), les différents éléments constitutifs du coût d'achat relatif à un contrat (prime fixe, rémunération variable, rémunération complémentaire,...) ne peuvent être pris en compte séparément, au cours d'exercices de régularisation de charges distincts, au fur et à mesure de la justification de chaque élément. Une telle méthode s'avérerait rapidement ingérable, tant pour EDF que pour la CRE. Une prise en compte partielle, une année donnée, des coûts relatifs à un contrat, qui ferait l'objet, les années ultérieures, éventuellement par étapes, de justifications sur les coûts non retenus initialement, risquerait de se traduire, du fait de la multiplicité des opérations de contrôle à réaliser, par des erreurs dans les coûts finalement retenus (ex : doublons ou oublis d'une des composantes du coût d'achat).

Cogénération

La CRE s'est assurée de la conformité des montants déclarés pour la filière cogénération, en particulier de la stricte application des modalités de rémunération du gaz applicables au cours de l'exercice 2007. Il s'agissait de vérifier, sur l'ensemble des contrats concernés :

- que le relèvement du plafond de rémunération du gaz, introduit rétroactivement au 1^{er} novembre 2005 par l'article 82 de la loi de finances pour 2006 du 31 décembre 2005⁵, avait bien été limité à 92,5 % du tarif de référence⁶ ;
- que les avenants modificatifs prévus à cet effet avaient bien été conclus ;
- que la rémunération du gaz s'était bien effectuée en conformité avec les dispositions introduites par l'article 81 de la loi de finances rectificative pour 2005 du 30 décembre 2005, qui exonère les installations de production d'électricité de la taxe intérieure de consommation de gaz naturel (TICGN) à compter du 1^{er} janvier 2006.

Le cycle combiné de référence⁷ étant exonéré de TICGN à partir du 1^{er} janvier 2006, le prix d'achat facturé à EDF ne doit plus inclure la TICGN. Or, sur le premier semestre 2007, les producteurs ont continué à répercuter la TICGN sur leurs factures adressées à EDF. EDF a dû par conséquent préciser, dans sa déclaration de charges 2007, le montant correspondant à la facturation de la TICGN, pour le déduire des montants d'achats effectivement réglés.

La TICGN étant proportionnelle au volume de gaz de référence consommé (1,19 €/MWh PCS de gaz), les volumes d'achat déclarés par EDF au titre de 2007 conduisent à diminuer les montants achetés aux installations de cogénération de 20,1 M€. Cette diminution tient compte des rendements applicables à chaque type de contrat⁸, ainsi que des taux de plafonnement applicables aux contrats concernés (i.e. 92,5 % pour les installations n'ayant pas opté pour le basculement en mode « dispatchable »). Cette diminution est déjà effective dans le tableau 1.4.

Autres filières

En dehors des contrôles effectués sur la filière cogénération, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 39 contrats sur un total de 4 541 contrats. Les réponses apportées par EDF ont permis de valider 37 contrats, deux ne pouvant, en revanche, être retenus pour le calcul des charges au titre de 2007 :

- un contrat hydraulique pour lequel la tarification appliquée n'est pas cohérente avec la puissance de l'installation ;
- comme en 2006, un contrat photovoltaïque entré en vigueur antérieurement à la publication de l'arrêté tarifaire du 13 mars 2002.

Le montant total non retenu s'élève à **329 k€**. Une fois corrigés par EDF, les achats de ces contrats pourront être pris en compte dans le calcul des charges de 2010.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2007 sont détaillés dans le tableau 1.5.

⁵ ce relèvement, initialement limité aux seuls contrats relevant de l'article 50 de la loi du 10 février 2000, a été étendu aux contrats relevant de l'article 10 par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

⁶ rémunération du gaz plafonnée à 92,5 % du prix de référence à considérer au titre des coûts d'approvisionnement en gaz du cycle combiné de référence de 650 MW au tarif STS en vigueur

⁷ La rémunération du gaz d'une installation de cogénération sous contrat d'achat est égale au coût du gaz (tarif STS + éventuelles taxes) supporté par le cycle combiné de référence (et non à celui de l'installation de cogénération)

⁸ 51 % pour les C97, 52,5 % pour les C99 et 54 % pour les C01

Tableau 1.5 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2007 (hors ZNI)

	Cogénération	Cogénération dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz, biomasse & PV(*)	Autres(**)	TOTAL
Janvier	2 838,9	49,5	0,2	501,5	415,3	214,4	28,4	57,4	4 105,6
Février	2 565,2	30,9	1,4	541,8	350,0	187,6	36,7	56,4	3 770,0
Mars	2 829,3	30,8	0,1	675,8	339,6	204,4	51,9	66,2	4 198,1
Avril	55,9	0,0	0,1	662,1	180,8	159,8	60,7	36,7	1 156,0
Mai	3,4	0,0	2,0	743,3	347,3	171,2	61,3	19,9	1 348,4
Juin	16,9	0,1	1,3	717,6	231,3	161,8	61,5	10,0	1 200,3
Juillet	65,7	0,0	1,1	478,2	325,1	202,4	66,4	13,2	1 152,1
Août	12,8	0,0	0,1	377,5	279,8	176,8	62,7	15,9	925,7
Septembre	29,7	0,0	0,6	251,6	264,5	177,0	61,1	16,3	800,9
Octobre	105,1	1,2	14,4	274,6	273,5	157,4	67,4	44,4	938,0
Novembre	2 681,9	79,0	12,0	255,9	427,0	216,6	65,7	49,4	3 787,7
Décembre	2 816,7	100,5	7,8	470,8	552,2	220,4	64,9	54,5	4 287,7
Quantités (GWh)	14 021,4	292,0	40,9	5 950,7	3 986,5	2 249,9	688,6	440,4	27 670,4
Quantités retenues en 2006*** (GWh)	14 062,9	489,4	43,0	5 821,1	2 117,8	1 993,4	261,6	444,0	25 235,2
Quantités retenues en 2005 (GWh)	14 103,9	593,3	39,2	5 592,3	860,4	2 076,5	140,9	467,2	23 873,7
Coût d'achat (M€)	1 403,9	65,7	73,2	328,9	333,5	115,7	56,4	38,1	2 415,4
Coût d'achat retenu en 2006 (M€)	1 458,3	74,8	74,0	320,9	179,2	100,8	14,6	38,3	2 260,9
Coût d'achat retenu en 2005 (M€)	1 351,6	70,2	73,5	303,2	73,1	100,7	6,6	37,8	2 016,7
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	100,1	224,9	1 789,1	55,3	83,7	51,4	81,9	86,5	87,3
Coût d'achat unitaire 2006 (€/MWh)	103,7	152,9	1 720,7	55,1	84,6	50,5	55,7	86,3	89,6
Coût d'achat unitaire 2005 (€/MWh)	95,8	118,3	1 873,9	54,2	85,0	48,5	46,9	81,0	84,5

* PV = photovoltaïque

** Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

*** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2005 et 2006 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Les volumes achetés en 2007 sont en hausse de 9,7 % par rapport à 2006. En revanche, les coûts d'achat sont en hausse de 6,8 % seulement. On constate ainsi un léger repli du tarif moyen d'achat à 87,3 €/MWh, contre 89,8 €/MWh en 2006.

Comme en 2006, l'augmentation des volumes et des coûts d'achat est essentiellement liée au développement de la filière éolienne. On notera en particulier que 2007 fut la première année pleine pour les installations entrées en service en 2006 et bénéficiant des conditions tarifaires du 10 juillet 2006. La puissance installée fin 2007 atteint 2,16 GW contre 1,39 GW fin 2006, soit une augmentation de 55,4 %. Les quantités achetées aux installations éoliennes sont en hausse de 88,2 % et les coûts d'achat de 86,1 %.

On constate également une augmentation des volumes et coûts d'achat pour la filière hydraulique. Les nouvelles conditions tarifaires du 1^{er} mars 2007 contribuent encore très modérément à cette augmentation.

Pour la filière cogénération, les volumes et coûts d'achat sont en légère baisse en 2007. Le coût d'achat unitaire est également en baisse de 3,6 €/MWh (- 3,5 %). Celle-ci s'explique par la baisse sensible constatée sur le tarif STS entre 2006 et 2007, et donc sur la rémunération du gaz.

2.1.2. Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus dans les ZNI

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat en ZNI, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF dans sa base de données modifiée, à l'exception du contrat relatif à la liaison à courant continu Sardaigne-Corse-Italie (SACOI) et d'un contrat de type Eole 2005 à Saint-Pierre et Miquelon.

A l'instar des remarques formulées les années précédentes, l'énergie transitant sur la liaison SACOI reliant l'Italie continentale à la Sardaigne via la Corse, qui permet de fournir les clients corses, est produite par EDF à partir de son propre parc de production continental. Elle ne peut donc donner lieu à compensation, les surcoûts à considérer dans les ZNI étant ceux liés « aux particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones ».

Un contrat de type Eole 2005 à Saint-Pierre et Miquelon n'a également pas été retenu dans la mesure où le malus prévu au contrat, qui aurait dû s'appliquer en 2007 compte tenu de la production de l'installation, n'a pas été appliqué au producteur par EDF.

Compte tenu de ce qui précède, les montants définitifs retenus au titre des contrats d'achat 2007 en ZNI sont les suivants :

Tableau 1.6 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2007

	Interconnexion (SARCO)	Hydraulique	Eolien	Bagasse/charbon	Incinération	Géothermie	Photovoltaïque	Autres	TOTAL
Corse	259,1	32,7	33,0	0,0	0,0	0,0	0,1	61,3	386,2
Guadeloupe	0,0	18,4	44,0	402,9	0,0	94,7	2,0	226,8	788,8
Martinique	0,0	0,0	1,3	0,0	31,6	0,0	2,7	40,2	75,8
Guyane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
La Réunion	0,0	1,2	10,1	1 490,6	0,0	0,0	3,8	0,0	1 505,7
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Quantités (GWh)	259,1	52,3	88,5	1 893,5	31,6	94,7	8,5	328,3	2 756,5
Quantités retenues en 2006 (GWh)*	137,0	61,3	74,9	1 665,9	30,3	78,1	3,7	296,6	2 347,8
Quantités retenues en 2005 (GWh)	-	58,6	52,2	1 483,7	28,9	95,3	1,3	282,2	2 002,2
Coût d'achat (M€)	19,8	3,6	8,2	191,7	1,9	9,8	2,9	61,7	299,6
Coût d'achat retenu en 2006 (M€)*	10,8	4,0	6,1	152,5	1,8	6,2	1,1	54,4	236,9
Coût d'achat retenu en 2005 (M€)	-	3,8	3,6	130	1,8	7,0	0,4	40,9	187,9

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2006 - cf. annexe 4

L'augmentation des montants achetés dans les ZNI par rapport à 2006 résulte de plusieurs facteurs, notamment :

- le fonctionnement de la liaison SARCO à une puissance de 80 MW au lieu de 50 MW, à partir du 1^{er} novembre 2007 ;
- le fonctionnement sur une année complète de la nouvelle tranche de 51 MW de la centrale bagasse/charbon du Gol à La Réunion, entrée en service en novembre 2006 ;
- l'utilisation soutenue de groupes électrogènes en Corse (61 GWh en 2007 contre 37 GWh en 2006), liée à l'indisponibilité de quatre moteurs de la centrale de Lucciana jusqu'en novembre 2007 ;
- le développement rapide de la filière photovoltaïque, lié aux conditions tarifaires du 10 juillet 2006, même si le coût total de cette filière reste faible.

2.1.3. 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 ces achats, il doit être compensé.

Les contrôles effectués au titre de l'année 2007 représentent **0,12 M€**

2.2. Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

2.2.1. Coût évité par les contrats d'achat hors ZNI

2.2.1.1. 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 ».

Dans sa communication du 25 janvier 2007, la CRE a informé EDF de la nouvelle méthode de calcul utilisée pour évaluer le prix de marché de référence. Cette méthode utilise les indices de Powernext, et abandonne la référence à EEX. Ce choix résulte d'une liquidité accrue sur la bourse Powernext, ainsi que de la mise en œuvre d'enchères à la frontière franco-allemande mi-2005, qui ont réduit la pertinence de la prise en compte d'un différentiel de prix entre Powernext et EEX.

La CRE retient donc la nouvelle méthode à compter du 30 janvier 2007, date de publication de sa communication.

Les prix de marché mensuels obtenus permettent de calculer, mois par mois, le coût évité à EDF par les contrats d'achat (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

Le coût évité obtenu s'élève à **1 157,8 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »), en diminution de 8,4 % par rapport à 2006 (1 255,5 M€) du fait des prix de marché bas sur les trois premiers trimestres.

Tableau 1.7 : coût évité à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale en 2007 (hors contrats horosaisonnalisés, « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	33,03	3 877	128,0
Février	30,38	3 530	107,3
Mars	27,02	3 929	106,2
Avril	29,55	978	28,9
Mai	30,19	1 152	34,8
Juin	28,28	1 007	28,5
Juillet	29,79	1 022	30,5
Août	27,08	819	22,2
Septembre	34,78	735	25,6
Octobre	62,18	850	52,9
Novembre	88,33	3 622	319,9
Décembre	68,11	4 011	273,2
Total 2007		25 534	1 157,8

Prix moyen pondéré 2007 (€/MWh)	45,3
Prix moyen pondéré 2006 (€/MWh)	55,1
Prix moyen pondéré 2005 (€/MWh)	49,3

2.2.1.2. 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, dans le cas de 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. Sont utilisés à cette fin les prix de marché horaires. Le coût évité correspondant est égal à **69,6 M€** (pour 1 803 GWh).

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

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrats type « appel modulable », représentent en 2007 une puissance garantie de 769 MW et ont produit 40,9 GWh. Le service rendu à EDF par ces installations est double : la mise à disposition de capacités de puissance permet à EDF de se couvrir contre le risque de défaillance, et l'énergie produite participe à la fourniture des clients en période de pointe. La valorisation de ces centrales doit, donc, tenir compte, non seulement de l'énergie produite, mais également de la capacité de puissance garantie.

La seule référence de marché disponible à ce jour pour la valorisation de la puissance garantie se trouve dans l'offre de mise à disposition de puissance faite par EDF sur la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Cette offre, retenue par RTE à la suite d'une procédure d'appel d'offres (qui constitue un mécanisme de marché, dans la mesure où le prix retenu résultait du jeu des offres des différents participants) prévoit, sur la période allant du 1^{er} avril 2006 au 31 décembre 2007, une prime fixe annuelle de 23,5 M€ pour une mise à disposition de 675 MW de puissance, soit une valorisation de 34,8 €/kW. Sur cette base, le coût fixe évité par les installations « dispatchables » est évalué à 26,6 M€⁹.

Le coût évité « énergie » se calcule en fonction de l'utilisation effective par EDF de l'énergie achetée. Les 39,3 GWh achetés aux installations « dispatchables » pour revente sur le mécanisme d'ajustement sont valorisés au prix des écarts à la baisse constaté sur le mécanisme d'ajustement pour chaque période d'appel considérée (soit un coût évité de 7,6 M€). Les 1,6 GWh complémentaires achetés pour une utilisation hors ajustement sont, quant à eux, valorisés, pour chaque mois de l'année 2007, sur la base d'une moyenne mensuelle des prix pointe journaliers (soit un coût évité de 0,09 M€). Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 7,7 M€.

Au total, le coût évité à EDF en 2007 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **34,2 M€**

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

A l'instar des contrats de type « appel modulable », le basculement en mode « dispatchable » d'un certain nombre d'installations de cogénération s'est traduit par une mise à disposition de capacité de puissance au bénéfice d'EDF. Les avenants de dispatchabilité conclus à cet effet stipulent que la mise à disposition s'effectue sur une période de 12 mois¹⁰.

Ces installations, une fois basculées, doivent être valorisées suivant les mêmes principes que ceux prévalant pour les contrats « appel modulable », le service rendu à EDF étant analogue : la mise à disposition de capacités de puissance permet à EDF de se couvrir contre le risque de défaillance et l'énergie produite participe à la fourniture des clients en période de pointe. Le calcul du coût évité par ces installations nécessite, donc, de distinguer les achats effectués avant et après passage en dispatchabilité.

Les installations de cogénération ayant fait l'objet, au cours de l'année 2007, d'un basculement en mode « dispatchable » – ou d'une reconduction de celui-ci – représentent une puissance garantie annuelle de 299 MW. Les achats effectués à ces installations s'élèvent à 292,0 GWh, pour un montant d'achat retenu de 65,7 M€ (i.e. hors TICGN).

Coût évité hors mode « dispatchable »

Le coût évité par les achats effectués aux installations de cogénération en dehors des périodes de dispatchabilité s'établit sur les mêmes bases que celles applicables aux contrats standard. Ce coût évité est, ainsi, évalué à 15,5 M€, pour un volume de 255,6 GWh.

Coût évité en mode « dispatchable »

Le coût évité par les achats effectués en mode « dispatchable » s'effectue suivant la même méthodologie que celle applicable aux centrales « dispatchables » et nécessite donc de déterminer un coût fixe évité et un coût évité « énergie ».

Le coût fixe évité s'établit sur la base du coût fixe annuel retenu pour les contrats « appels modulables » (34,8 €/kW/an) applicable sur la période de dispatchabilité considérée (i.e. à compter de la date de basculement, jusqu'à échéance de celle-ci en cas de non reconduction d'avenant).

⁹ 26,8 M€ de valorisation de la puissance garantie disponible en début d'année (769 MW), diminués de 0,2 M€ pour tenir compte d'un contrat dispatchable (6,85 MW) arrivé à échéance le 19 février 2007 et pour lequel le calcul du coût fixe évité doit être diminué des mois de 2007 où cette installation n'était plus mise à disposition du système électrique.

¹⁰ l'article 1 des modèles d'avenants des contrats C97, C99 et C01 établis en 2005 et 2006, relatifs aux engagements du producteur, stipule que « le producteur s'engage à mettre à disposition la totalité de la puissance garantie (...) entre le lendemain [de la date de mise à disposition] et le lendemain du 1er anniversaire de cette date de mise à disposition ».

Le coût fixe évité en 2007 est évalué à 8,8 M€ pour l'ensemble des installations considérées, tenant compte de celles pour lesquelles la dispatchabilité n'a pas été reconduite à l'échéance de l'avenant initial ou pour lesquelles le basculement en mode « dispatchable » s'est effectué en cours d'année.

Le calcul du coût évité « énergie », quant à lui, ne peut s'effectuer à partir du mécanisme d'ajustement, dans la mesure où les contraintes d'appel afférentes aux installations de cogénération (préavis, montée en charge, durée minimale d'appel) ne permettent pas à EDF d'utiliser ces dernières sur ce mécanisme. Le coût évité « énergie » doit s'établir, pour chacune de ces installations, à partir des prix de marché horaires moyens sur les jours d'appel correspondants. Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 2,5 M€ pour un volume de 36,4 GWh.

Au total, le coût évité à EDF en 2007 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **26,7 M€**

2.2.1.5. 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 continentale est de **1 288,4 M€** (1 157,8 M€ + 69,6 M€ + 34,2 M€ + 26,7 M€).

2.2.2. Coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI

Conformément au décret du 28 janvier 2004, les surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI sont calculés en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production calculée dans le tableau 1.3. Cette valorisation est évaluée à **121,1 M€**, comme détaillé dans le tableau 1.8.

Tableau 1.8 : coût 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)	386,2	788,8	0,0	75,8	1 505,7	0,0	0,0	2 756,5
Taux de pertes (%)	13,0	11,3	10,6	8,8	8,8	7,4	9,4	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	335,9	699,8	0,0	69,2	1 372,8	0,0	0,0	2 477,7
Part production du tarif de vente (€/MWh)	44,73	49,40	45,76	49,81	49,55	53,13	35,88	-
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	15,0	34,6	0,0	3,4	68,0	0,0	0,0	121,1

* 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

2.3. Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF

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

- **1 127,1 M€** en métropole continentale (2 415,4 M€ de coût d'achat + 0,1 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 1 288,4 M€ de coût évité) ;
- **178,5 M€** dans les ZNI (299,6 M€ de coût d'achat – 121,1 M€ de coût évité).

soit un total de **1 305,6 M€**

2. 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^{er} janvier 2005. En outre, le décret du 26 juillet 2006 relatif aux services liés à la fourniture prévoit que les clients concernés par 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 dues au TPN

Les pertes de recettes dues au TPN se sont élevées, en 2007, à 29,1 M€, contre 21,8 M€ en 2006. Cette augmentation reste inférieure à celle prévue, du fait d'un rythme de souscription du TPN plus lent qu'escompté. En effet, 630 000 clients avaient souscrit le TPN fin 2007 (contre 460 000 fin 2006), alors que la population éligible était initialement estimée à 1,5 million.

3.1.2. Surcoûts de gestion

Les frais spécifiques dus à la mise en œuvre de ce dispositif (gestion d'un centre d'appel, envoi et traitement des attestations, affranchissement et retour par lettre T), par rapport à ceux supportés pour une gestion « classique » de ces clients, se sont élevés en 2007 à 6,0 M€ (contre 5,9 M€ en 2006), dont 3,1 M€ de frais de personnel (contre 3,4 M€ en 2006). On constate donc une stabilité de ce poste malgré l'augmentation du nombre de bénéficiaires.

3.1.3. Services liés à la fourniture

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN prévus par le décret du 26 juillet 2006 se sont élevées, en 2007, à 261 k€.

3.1.4. Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser à EDF en 2007 au titre du TPN s'élève donc à **35,4 M€** (29,1 M€ + 6,0 M€ + 261 k€), ZNI incluses.

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 **7,1 M€** (20 % x 35,4 M€). Ce montant est inférieur aux 20,5 M€ de versements effectués par EDF en 2007 au fonds de solidarité pour le logement.

Au final, les charges à compenser à EDF en 2007 au titre des dispositions sociales s'élèvent à **42,5 M€**

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

Les ELD ayant supporté en 2007 des charges de service public ont transmis à la CRE leur déclaration de charges le 31 mars 2008, contrôlée par leur comptable public ou leur commissaire aux comptes, sous un format conforme aux règles établies par la CRE. Ces déclarations ont été vérifiées et corrigées par la CRE, en liaison avec les ELD concernées.

1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par les ELD en 2007 sont dus aux contrats :

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

La CRE s'est assurée, comme pour EDF, du respect par les ELD des conditions de dé plafonnement de rémunération du gaz dont ont pu bénéficier, à compter de novembre 2006, les installations de cogénération relevant de l'article 50 de la loi (voir paragraphe 2.1.1.2 ci-dessus).

Par ailleurs, les dispositions introduites par la loi du 30 décembre 2005 de finances rectificative pour 2005, qui exonèrent les installations de production d'électricité de la taxe intérieure de consommation de gaz naturel (TICGN)¹¹, ont conduit la CRE à diminuer les montants déclarés par certaines ELD au titre des coûts d'achat à la filière cogénération, certaines d'entre elles ayant encore déclaré, pour le premier semestre 2007, des achats incluant la TICGN dans la rémunération du gaz.

L'article 5 de la loi du 10 février 2000 modifiée disposant que « *les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ou, pour les distributeurs non nationalisés, par référence aux tarifs de cession mentionnés à l'article 4, à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total* », le calcul du coût évité aux ELD par les contrats d'achat doit s'effectuer à partir du tarif de cession et des prix de marché, en fonction de l'approvisionnement effectif des opérateurs.

En 2007, 7 ELD se sont approvisionnées à la fois au tarif de cession et sur le marché.

La CRE retient comme prix de marché la même référence que pour EDF (cf. paragraphe 2.2.1.1). Les surcoûts dus aux contrats d'achat s'élèvent ainsi en 2007 à **21,5 M€**, en hausse de 31 % par rapport à 2006. Cette hausse s'explique par une hausse des volumes achetés (+ 9 % entre 2006 et 2007) et des coûts d'achat (+ 6 %).

2. Charges dues aux dispositions sociales

L'entrée en vigueur, en 2005, de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN) induit, pour les ELD concernées, à supporter des pertes de recettes et des frais de mise en œuvre supplémentaires (par rapport à ceux supportés pour une gestion « classique » de ces clients), notamment des frais de personnel et des prestations externes.

Or, il s'avère que les frais de personnels déclarés par certaines ELD correspondent, non à des frais supplémentaires (comme cela était pourtant explicitement demandé par la CRE dans sa délibération du 7 décembre 2006 relative à la comptabilité appropriée), mais à des frais totaux. Dès lors, il est nécessaire, pour ces dernières, de rectifier les frais de mise en œuvre déclarés pour ne retenir que ceux relevant de la mise en place effective du dispositif ou inhérents au caractère particulier des clients bénéficiant de cette nouvelle tarification.

Pour ce faire, les frais de personnel déclarés par ces ELD et dépassant 100 € par client sont minorés de la composante de gestion de la clientèle des clients résidentiels bleus ≤ 36 kVA non affectée à l'acheminement (soit 31,2 €/client, cf. paragraphe 1.2.3)¹².

Du fait de ces corrections, les charges relatives à la tarification spéciale « produit de première nécessité » sont évaluées, pour 2007, à **1,2 M€**

Conformément à l'arrêté du 24 novembre 2005, la compensation des charges dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque ELD, à hauteur de 20 % des charges dues au TPN, dans la limite des versements effectués au fonds de solidarité pour le logement. Pour 2007, cette compensation s'élève à **0,2 M€** pour l'ensemble des ELD ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

3. Charges supportées par les ELD constatées au titre de 2007

¹¹ 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.

¹² Dans le cadre de l'établissement du tarif national d'utilisation des réseaux entré en vigueur le 1^{er} janvier 2006, les frais de gestion clientèle ont été répartis entre les activités de fourniture et d'acheminement suivant une clé 80 / 20. La composante gestion clientèle (CG) affectée à l'acheminement s'élevant à 7,8 €/an (clients ≤ 36 kVA en contrat unique), celle imputable à la fourniture est ainsi évaluée à 31,2 €/an (7,8 €/an x 80 / 20)

Le montant total des charges supportées par les ELD en 2007 s'élève à **22,9 M€**, dont 21,5 M€ dus aux contrats d'achat et 1,4 M€ aux dispositions sociales. Les principaux éléments de calcul sont indiqués dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1 : charges supportées par les ELD constatées au titre de 2007

ELD	Charges dues aux contrats d'achats					Charges sociales	Charges constatées au titre de 2007
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	Exclusion TICGN	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€		
Electricité de Strasbourg ²	187 888,0	14 074,4	5 807,6	0,0	8 266,8	447,6	8 714,4
Gaz et électricité de Grenoble ²	131 989,8	12 647,2	5 327,8	-181,7	7 137,7	77,4	7 215,1
Usine d'électricité de Metz ²	73 922,6	3 994,9	2 760,0	0,0	1 234,9	62,0	1 296,9
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain ²	59 878,0	2 595,4	1 707,4	0,0	888,0	22,3	910,2
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	10 408,0	1 164,2	398,8	0,0	765,5	10,9	776,3
Energie Développement Services du Briançonnais	26 395,7	1 295,3	589,8	0,0	705,5	2,0	707,5
Energies services Creutzwald	4 787,0	542,4	164,5	0,0	378,0	12,1	390,0
Usines municipales d'Erstein	5 657,9	524,4	181,9	-4,8	337,6	3,0	340,6
Régie municipale d'électricité de La Bresse	9 017,0	578,4	352,2	0,0	226,2	2,6	228,8
S.C.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	3 951,4	289,3	94,8	0,0	194,4	14,0	208,5
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	4 552,0	311,1	151,7	0,0	159,4	32,1	191,5
Régie municipale d'électricité de Tarascon sur Ariège	6 134,0	325,9	163,1	0,0	162,8	8,1	170,9
Régie de Villard Bonnot	9 272,0	521,3	362,0	0,0	159,3	3,4	162,7
Société des Régies de l'Arc (Valloire)	5 958,0	277,5	120,8	0,0	156,7	2,2	158,9
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	3 168,0	191,0	76,0	0,0	115,0	4,9	119,9
Régie d'électricité de Saverdun	2 944,0	174,5	57,7	0,0	116,7	2,9	119,6
Sorègès ²	611,0	51,3	15,3	0,0	36,0	79,3	115,3
Autres ELD ³	2 055	153	64,2	0,0	89	385,8	475
TOTAL	560 200	40 453	18 786	-187	21 480	1 386	22 866

¹ nette du surplus revendu à EDF

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

³ Total pour 70 ELD ayant chacune déclaré des charges d'un montant inférieur à 100 k€

C. Charges supportées par Electricité de Mayotte constatées au titre de 2007

Les charges de service public de l'électricité supportées par Electricité de Mayotte (EDM) correspondent aux surcoûts de production résultant de l'initiation, en 2003, de la péréquation tarifaire à Mayotte. Cette dernière s'est achevée le 1^{er} janvier 2007.

EDM n'a supporté en 2007 aucun surcoût d'achat.

Le calcul des surcoûts de production à compenser au titre de l'année 2007 se détermine comme la différence entre :

- les coûts de production supportés par EDM en 2007 et
- la part relative à la production dans les recettes perçues par EDM en 2007.

1. Coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDM au titre de l'année 2007 ont été établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par le commissaire aux comptes de l'entreprise. Ces coûts comprennent les frais de commercialisation supportés par EDM, qui correspondent aux frais liés aux actions conduites en faveur de la maîtrise de la demande d'électricité, à l'instar de la méthodologie appliquée pour EDF.

Les coûts de production déclarés et retenus s'élèvent, pour 2007, à **38,5 M€**. Ces coûts sont en augmentation de 12,7 % par rapport à ceux de 2006 (34,1 M€) du fait de la hausse de la consommation (+ 14,8 %), de l'aboutissement de la péréquation tarifaire et de l'augmentation, très modérée, du prix du fioul domestique livré à Mayotte (+ 1,9 %).

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2007 issues de la vente d'électricité aux clients non éligibles mahorais ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité d'EDM. Elles sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux clients non éligibles en 2007 (incluant les recettes qu'auraient perçues EDM si les agents payaient leur électricité aux tarifs de vente réglementés) les recettes de distribution (égales aux coûts de distribution, le tarif d'utilisation des réseaux ne s'appliquant pas à Mayotte) 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).

2.1. Recettes de distribution

L'article 54 de la loi du 7 décembre 2006 prévoit que la part réseau dans les tarifs réglementés de vente est égale aux coûts de réseau à Mayotte. Les coûts de réseau à Mayotte étant supérieurs à la part réseau calculée avec le TURP 2, cette disposition entraîne une diminution de la part production dans les tarifs réglementés de vente à Mayotte, celle-ci étant égale au tarif réglementé de vente, minoré de la part réseau et des recettes de gestion clientèle.

En alignant les seuls tarifs de vente mahorais sur les tarifs métropolitains et en imposant, à Mayotte, une diminution artificielle de la part production de ces tarifs métropolitains, les dispositions introduites établissent un système de subventions croisées à Mayotte entre activités de production et de distribution, au détriment de la CSPE. Le montant de cette subvention est évalué, pour 2007, à 0,7 M€.

L'application de ces dispositions au bénéfice d'EDM apparaît donc contraire aux principes de séparation comptable prévus par l'article 25 de la loi du 10 février 2000 (tenue de comptabilités séparées pour les opérateurs intégrés), ainsi qu'aux règles fixées par l'article 3 de la Directive européenne du 26 juin 2003 en matière de financement des obligations de service public (absence de discrimination).

Les surcoûts de réseaux d'EDM par rapport au TURP 2 (0,7 M€) devraient être pris en charge par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) et non par la CSPE.

Dans le strict cadre de la loi, les coûts de distribution supportés par EDM en 2007 s'élèvent à **7,7 M€** et se répartissent comme suit :

- coûts de distribution « pure » (incluant une rémunération à 7,25 %) : 6,3 M€
- achat des services systèmes : 0,2 M€
- achat des pertes : 1,2 M€

2.2. Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes de gestion clientèle d'EDM-fournisseur ont été calculées en tenant compte de la baisse des tarifs qui s'est achevée le 1^{er} janvier 2007 avec l'aboutissement de la péréquation tarifaire. Les tarifs ont ainsi baissé d'environ 60 % en moyenne, entraînant une diminution mécanique des recettes de gestion de la clientèle qui sont évaluées, pour 2007, à **0,25 M€**

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2007 (augmentées des recettes théoriques qu'EDM aurait perçues auprès de ses agents si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés) s'élevant à **16,9 M€**, les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent, pour 2006, à **10,4 M€** (cf. tableau 3.1)

Tableau 3.1 : recettes de production constatées par EDM au titre de 2007

Recettes constatées 2007 (+)	16,8 M€
Recettes théoriques agents EDM 2007 (+)	0,1 M€
<i>Recettes totales 2007 à considérer</i>	<i>16,9 M€</i>
Recettes de distribution 2007 (-)	7,7 M€
Recettes de gestion clientèle 2007 (-)	0,25 M€
Recettes de vente pertes et services systèmes (+)	1,4 M€
Recettes de production 2007	10,4 M€

3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE pour 2007 étant respectivement de 38,5 M€ et 10,4 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2007 s'élève à **28,1 M€**

D. Charges de service public constatées au titre de 2007

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2007 s'élève à **1 964,1 M€**. La répartition est fournie dans le tableau 4.1.

Tableau 4.1 : charges de service public constatées au titre de 2007

	Charges constatées au titre de 2007 (M€)	Charges constatées au titre de 2006 (M€) ⁽¹⁾	Charges constatées au titre de 2005 (M€) ⁽¹⁾	Principales justifications de la variation 2006-2007
EDF	1 913,2	1 509,8	1 385,8	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	1 127,1	826,6	801,7	Forte baisse du prix de marché (- 9,6 €/MWh) et hausse des achats en volume et en montants
Surcoûts ZNI	743,6	650,0	561,9	
<i>Surcoûts de production</i>	565,1	511,5	455,6	Hausse de la consommation, des amortissements et augmentation coûts liés aux réparations et travaux
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	178,5	138,5	106,3	Développement des producteurs indépendants
Charges dispositions sociales	42,5	33,2	22,2	Poursuite de la mise en oeuvre du tarif de 1ère nécessité
ELD	22,9	18,2	15,2	Hausse des volumes et tarifs d'achat
EDM	28,1	19,8	10,4	Finalisation de la mise en place de la péréquation tarifaire. Forte hausse de la consommation (+ 15%)
Total	1 964,1	1 547,8	1 411,4	

⁽¹⁾ montant corrigé conformément à l'annexe 4 de la présente proposition

L'écart entre les charges prévisionnelles et les charges constatées est dû essentiellement à la forte baisse des prix de marché constatés en 2007 par rapport à la prévision (- 18,3 €/MWh en prix de marché moyen pondéré). En effet, l'écart sur les surcoûts induits par l'obligation d'achat en métropole s'élève à 481,0 M€.

L'écart entre les charges constatées et les charges prévisionnelles au titre de 2007 est de **502,1 M€**