

Annexe 2

Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2005 (CC'05)

A. Charges supportées par EDF constatées au titre de 2005

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 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 de vente aux clients non éligibles* ».

Le décret du 28 janvier 2004 modifié 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, aux clients non éligibles* ».

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 2005, 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 sa délibération relative 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 2005 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 2006, les coûts de production constatés en 2005 dans les ZNI, incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation, s'élèvent à **766,3 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 2005 (hors impact des quotas de CO₂)

	nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM + îles bretonnes	Total 2005
coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	96,54	67,69	73,77	20,14	47,89	7,84	313,9
	personnel, charges externes et autres achats	46,21	37,61	36,06	30,02	25,57	3,49	178,9
	impôts et taxes	8,34	12,40	18,32	19,85	13,77	0,10	72,8
	coûts de commercialisation	0,69	1,67	1,96	0,42	2,83	0,00	7,6
coûts fixes (M€)	charges financières	12,42	10,04	10,84	25,15	14,45	0,51	73,4
	amortissements	8,00	12,82	14,66	10,64	8,62	0,65	55,4
	frais de structure, de siège et prestations externes	11,82	12,86	14,29	11,84	13,58	0,01	64,4
coût total (M€)		184,01	155,07	169,90	118,04	126,70	12,60	766,3

La forte augmentation des coûts de production déclarés par rapport à 2004 (+136 M€) provient essentiellement de celle observée sur les achats de combustibles (+104 M€). Celle-ci résulte principalement de la hausse importante du prix des combustibles fossiles (+39 %), dont les effets ont été amplifiés par la hausse de la demande (+4,6 %) et par les dysfonctionnements majeurs survenus en Corse et, dans une moindre mesure, en Martinique (les turbines à combustion fonctionnant au fioul domestique ayant été fortement sollicitées du fait de problèmes de disponibilités des centrales diesel combinés, en Corse, à l'épuisement des réserves hydrauliques).

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 2005 ont été établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par les commissaires aux comptes de l'entreprise, conformément aux dispositions prévues par 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.

Or, il ressort des contrôles comptables et de l'examen détaillé des coûts déclarés que certains d'entre eux ne peuvent être retenus pour le calcul des surcoûts de production.

1.1.2.1. Contrôles comptables effectués sur les montants déclarés

En complément du contrôle de la comptabilité appropriée effectué par les commissaires aux comptes, la CRE a vérifié la conformité des montants déclarés par EDF aux règles comptables prévalant pour les opérateurs intégrés. Les vérifications entreprises ont mis en exergue certains postes de coûts pour lesquels des corrections s'avèrent nécessaires pour une compensation au titre des surcoûts 2005. Le montant total de ces corrections s'élève à **19,54 M€**, réparti comme suit :

- charges financières : - 4,14 M€ correspondant à la rémunération de provisions pour démantèlement de centrales non éligibles à la compensation ;
- charges centrales : - 1,86 M€ correspondant à l'offre réservée aux salariés d'EDF dans le cadre de l'ouverture du capital de l'entreprise ;
- 13,54 M€ de dotations aux provisions comptabilisées au titre des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

1.1.2.2. 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 : - 0,001 M€ (loyers perçus auprès d'agents d'entreprise) ;
- Guadeloupe : - 0,994 M€ (TVA fictive) ;
- Martinique : - 0,692 M€ (location d'un terrain, loyers perçus et TVA fictive) ;
- Guyane : - 0,053 M€ (loyers perçus auprès d'agents d'entreprise) ;
- La Réunion : - 0,245 M€ (locations de terrains, loyers perçus et TVA fictive).

Les coûts de production déclarés par EDF doivent ainsi être diminués de **1,99 M€**.

1.1.2.3. Coûts (recettes) afférent(e)s aux déficits (excédents) de quotas d'émissions de gaz à effet de serre

Dans le cadre du plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre approuvé le 25 février 2005, EDF s'est vu allouer gratuitement, à compter de l'exercice 2005, des quotas 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 2005, un volume total d'émissions de CO₂ en ZNI de 3,415 millions de tonnes (Mt), pour une allocation initiale de 3,128 Mt. L'entreprise a donc dû acquérir 0,287 Mt supplémentaire pour remplir ses obligations. A cette fin, EDF a déclaré un coût d'acquisition de 6,22 M€, sur la base d'un prix de la tonne de CO₂ de 21,7 €/t (cours au 30 décembre 2005 constaté sur la bourse européenne European Climate Exchange (ECX) du produit à terme décembre 2006).

Outre l'impact de la gestion des moyens de production sur les émissions de CO₂ à prendre en compte pour la compensation des surcoûts (voir chapitre 1.1.2.4 ci-après), il convient de déterminer le mode de valorisation adéquat de la tonne de CO₂ acquise, de telle sorte que celui-ci épouse au mieux la réalité économique des acteurs concernés.

Pour ce faire, 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). Il apparaît que la bourse française Powernext Carbon, premier marché au comptant de quotas de CO₂ d'Europe en terme de liquidité, constitue une référence pertinente.

C'est pourquoi la CRE choisit comme mode de valorisation de la tonne de CO₂ la moyenne des prix journaliers observés sur la bourse française sur 2005, soit 18,07 €/t. Les coûts pris en compte au titre des dépassements de quotas des centrales d'EDF en ZNI s'élèvent ainsi pour 2005 à **5,18 M€**.

1.1.2.4. 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 gestion dégradée de la production ou des systèmes électriques insulaires.

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a ainsi été reconduite sur l'exercice 2005 et a permis de mettre en évidence **28,1 M€** de surcoûts directement imputables à la sous-disponibilité de certaines unités de production par rapport à des valeurs normales (pour le type d'installation considéré), répartis majoritairement entre la Corse et la Martinique. Ce montant doit être exclu des coûts de production.

Corse

D'importantes sous-disponibilités ont été constatées sur le parc de production thermique d'EDF, notamment sur les moyens de base. L'analyse du placement des moyens de production corses révèle que ces dysfonctionnements ont conduit à un déficit de puissance disponible d'environ 40 MW et à des surconsommations en combustible évaluées *a minima* à **8,0 M€**.

Par ailleurs, le fonctionnement du parc de production d'EDF en Corse pose la question des coûts à considérer au titre des dépassements de quotas de CO₂. L'article 4 du décret du 19 août 2004 relatif au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dispose qu'un exploitant peut demander à bénéficier de quotas supplémentaires, lorsqu'il constate une forte augmentation de la production de son installation entraînant un accroissement de ses émissions.

Or, tel est le cas de la centrale diesel de Lucciana, dans la mesure où la perte du moteur n°1 du Vazzio (20 MW) en mai 2004 induit mécaniquement un accroissement substantiel de la sollicitation de la centrale de Lucciana.

En conséquence, EDF aurait dû anticiper la modification du fonctionnement de cette centrale et demander, à ce titre, à bénéficier de quotas supplémentaires pour le site de Lucciana (les quotas alloués à ce site regroupant les groupes diesel et les turbines à combustion attenantes).

C'est pourquoi les coûts déclarés par EDF au titre des dépassements de quotas de CO₂ sur le site de Lucciana (4,61 M€ sur les 5,18 M€ considérés sur l'ensemble des ZNI pour 2005) n'ont pas lieu d'être et doivent être exclus de la compensation.

Au final, les charges à exclure s'élèvent à **12,6 M€**.

La Réunion

D'importantes sous-disponibilités ont été constatées sur le parc de production thermique d'EDF, notamment sur les moyens de pointe. L'analyse du placement des moyens de production réunionnais révèle que ces dysfonctionnements ont conduit à un déficit de puissance disponible d'environ 20 MW et à des surconsommations en combustible évaluées *a minima* à 1,2 M€.

Ces résultats montrent que la nécessité du recours aux groupes de secours mobilisés par EDF (dans le cadre d'un contrat d'achat négocié avec un producteur indépendant) provient des dysfonctionnements observés sur le parc de production. Dès lors, les charges imputables à ce contrat, nettes des coûts supplémentaires qu'EDF aurait supportés en produisant par elle-même les kWh achetés, ne peuvent être retenues (soit une diminution de 2,6 M€).

Au total les charges à exclure sur 2005 à La Réunion s'élèvent à **3,8 M€**.

Martinique

Des dysfonctionnements majeurs, notamment sur les moyens de base², ont été constatés sur le parc de production d'EDF. L'analyse du placement des moyens de production martiniquais révèle que le déficit de disponibilité résultant s'est traduit par une perte de puissance disponible d'environ 50 MW et des surconsommations en combustible évaluées *a minima* à 3,2 M€.

Ces résultats montrent que la nécessité du recours aux groupes de secours mobilisés par EDF (dans le cadre d'un contrat d'achat négocié avec un producteur indépendant) provient des dysfonctionnements observés sur le parc de production. Dès lors, les charges imputables à ce contrat (3,45 M€, hors combustibles) ne peuvent être retenues. De même, les frais de combustibles relatifs à ces groupes et pris en charge par EDF doivent être exclus (soit un montant net à déduire de 1,55 M€, tenant compte des coûts supplémentaires qu'EDF aurait supportés en produisant par elle-même les kWh correspondants).

Au total, les charges à exclure sur 2005 en Martinique s'élèvent à **8,2 M€**.

Guadeloupe et Guyane

Les sous-disponibilités des parcs de production guadeloupéens et guyanais ont entraîné des surconsommations de combustible. Les surcoûts induits et devant être exclus sont évalués respectivement à **2,8 M€** et **0,7 M€**.

Synthèse

Au total, les coûts à exclure au titre de la gestion par EDF de son parc de production en ZNI sont évalués à **28,1 M€** (12,6 M€ + 3,8 M€ + 8,2 M€ + 2,8 M€ + 0,7 M€).

1.1.2.5. 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 2005 à 1,8 M€.

1.1.2.6. 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 2005 de **723,6 M€** (766,3 M€ - 19,54 M€ - 1,99 M€ + 5,18 M€ - 28,1 M€ + 1,8 M€). La décomposition par grands postes de coût est la suivante :

² Indisponibilité prolongée d'un des 2 groupes diesel de la centrale de Pointe des Carrières

Tableau 1.2 : coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2005

	nature de coûts	montant 2005	montant 2004*	variation 2004-2005 (%)
coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	296,4	203,5	45,7%
	personnel, charges externes et autres achats	174,4	163,0	7,0%
	impôts et taxes (dont quotas CO ₂)	71,7	67,7	5,9%
	coûts de commercialisation	7,6	6,3	19,2%
coûts fixes (M€)	charges financières	69,3	71,6	-3,2%
	amortissements	55,4	54,5	1,7%
	frais de structure, de siège et prestations externes	49,0	45,3	8,2%
coût total (M€)		723,6	611,8	18,3%

* corrigé conformément à l'annexe 4

Les coûts retenus par la CRE pour compensation dans les ZNI au titre de l'année 2005 sont supérieurs de plus de 110 M€ à ceux retenus pour 2004 (coûts 2004 corrigés conformément à l'annexe 4). Cette augmentation provient, pour l'essentiel, de la très forte hausse du prix des combustibles fossiles dans les ZNI (+39 % entre 2004 et 2005), associée à la hausse de la consommation finale (+4,6 %).

La hausse des impôts et taxes est due à l'augmentation de consommation en combustibles fossiles (ceux-ci étant assujettis à la taxe générale sur les activités polluantes et, dans certaines ZNI, à des taxes spéciales) et, dans une moindre mesure, à l'entrée en vigueur du dispositif national de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

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, aux clients non éligibles et à ceux bénéficiant du « 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 de vente réglementés

Le chiffre d'affaires constaté par EDF en 2005 dans les ZNI est de **601,0 M€** en hausse de 4 % par rapport à 2004 du fait de la croissance de la consommation. 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. chapitre 3). Il 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, ainsi que des remises commerciales accordées par EDF à l'ensemble de la clientèle en Corse en dédommagement des délestages subis lors du 1^{er} trimestre 2005.

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

En appliquant à la structure de consommation de la clientèle au « tarif agent » de chaque ZNI les tarifs de vente réglementés, on obtient la recette qu'EDF aurait théoriquement perçue en 2005 auprès de cette clientèle. En comparant cette recette théorique à celle effectivement obtenue par l'entreprise, on en déduit

le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de production. Pour 2005, ce supplément est évalué à **6,5 M€**.

1.2.1.2. Remises commerciales accordées aux clients corses

En dédommagement des coupures subies par les consommateurs au cours du 1^{er} trimestre 2005, EDF a offert un trimestre d'abonnement à l'ensemble de ses clients corses bénéficiant des tarifs réglementés. Dès lors, et ce indépendamment des raisons ayant motivé cette décision, les recettes déclarées pour 2005 au titre de l'abonnement (28,67 M€) doivent être majorées d'un tiers, soit **9,56 M€**, afin de respecter les modalités de calcul des surcoûts de production prévues par la loi.

Au final, le chiffre d'affaires 2005 à retenir au titre des recettes issues des tarifs de vente réglementés dans les ZNI est donc de **617,1 M€** (601,0 M€ + 6,5 M€ + 9,56 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 2005, EDF a déclaré un montant de recettes de 272,3 M€ puis, suite à une observation de la CRE³, a corrigé celui-ci à 287,2 M€.

Toutefois, à 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 et corrigés par EDF. Pour ce faire, la CRE a procédé au calcul des recettes de distribution en appliquant le tarif national d'utilisation des réseaux à la structure de clientèle de chaque ZNI (hors frais de comptage, facturation des dépassements de puissance et d'énergie réactive, pour lesquels les montants déclarés par EDF ont été retenus)⁴. Le montant total ainsi obtenu au titre de 2005 est de **278,5 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 continentale, qui sont égaux aux recettes de gestion de la clientèle.

EDF-fournisseur supportait en 2005, du fait de la règle de répartition de ces coûts entre EDF-fournisseur et EDF-distributeur⁵, les mêmes coûts de gestion que ce dernier. Pour 2005, les coûts unitaires de gestion clientèle du distributeur EDF sont pris identiques à ceux de 2004, soit :

- 14,5 €/client BT ≤ 36 kVA
- 163 €/client BT > 36 kVA
- 179 €/client HTA ≤ 250 kVA
- 200 €/client HTA > 250 kVA

L'application de ces coûts unitaires de référence, correspondant à la part gestion de la clientèle des tarifs de vente, à la structure de clientèle de chaque ZNI, permet alors d'obtenir les recettes de gestion de la clientèle par ZNI. Au total, les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF-Fournisseur dans les ZNI en 2005 s'élèvent à **14,7 M€**.

³ EDF avait initialement inclus, dans le calcul des recettes de distribution, des rétrocessions au titre de la contribution tarifaire agent (CTA) qui n'avaient pas lieu d'être.

⁴ Le tarif prévu par le décret du 19 juillet 2002 reste applicable sur l'exercice 2005, le nouveau tarif n'étant entré en vigueur que le 1^{er} janvier 2006

⁵ répartition de type « 50%/50 % », la répartition « 80%/20% » n'étant applicable qu'à compter du 1^{er} janvier 2006 dans le cadre du nouveau tarif d'utilisation des réseaux

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2005 à **277,2 M€**, calculées comme suit :

Tableau 2 : recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2005

	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 * (M€)	145,5	133,5	49,5	110,8	173,8	3,5	0,6	617,1
recettes réseau (M€)	67,5	61,6	21,0	49,1	77,5	1,6	0,3	278,5
recettes de fourniture (M€)	78,0	71,9	28,5	61,7	96,3	2,0	0,3	338,6
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 ** (M€)	74,7	68,7	27,7	58,9	91,8	1,9	0,3	324,0
part EDF dans les recettes*** (M€)	58,0	41,6	27,7	56,6	44,6	1,9	0,3	230,7
recettes de production d'EDF**** (M€)	73,1	51,0	31,3	64,4	55,2	2,0	0,3	277,2
part production du tarif de vente***** (€/MWh)	47,01	44,79	43,62	46,08	45,42	48,68	35,97	-

* 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 CSPE

** 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 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 (voir paragraphe A.2.2.2)

La hausse des recettes de production 2005 par rapport à celles de 2004 (277,2 M€ contre 268,8 M€, soit +3,1%) est due à celle de la consommation.

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 723,6 M€ et 277,2 M€, le montant des surcoûts de production constatés dans les ZNI en 2005 est de **446,4 M€**.

La forte hausse des surcoûts de production résulte principalement de la très forte augmentation du prix des combustibles fossiles dans les ZNI (+39% par rapport à 2004) associée à celle de la consommation finale (+4,6%).

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les contrats d'achat générant pour EDF des surcoûts et faisant l'objet d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la loi du 10 février 2000 sont en 2005 :

- 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).

En application 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 coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de vente appliqué, 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).

2.1. 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 2005, établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par ses commissaires aux comptes, sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3.1 : quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2005 (hors ZNI)

	cogén	cogén dispatch.	dispatch.	hydro	éolien	incinération	biogaz, biomasse & PV	autres	TOTAL
janv-05	2 870	145	0,08	565	98	209	14	72	3 973
févr-05	2 581	120	1,51	507	79	185	13	71	3 557
mars-05	2 782	147	18,92	585	64	209	16	68	3 889
avr-05	48	0	6,25	762	64	156	16	57	1 108
mai-05	22	0	0,05	771	67	184	16	21	1 081
juin-05	18	0	2,52	512	49	162	19	14	776
juil-05	21	0	0,03	317	68	208	18	10	641
août-05	43	0	0,04	247	70	171	20	13	565
sept-05	43	0	0,03	252	54	169	17	13	549
oct-05	45	1	0,10	299	93	139	22	17	616
nov-05	2 710	70	3,78	389	92	179	20	54	3 518
déc-05	2 921	111	5,93	445	118	178	20	58	3 857
quantités (GWh)	14 104	593	39,2	5 651	915	2 148	211	467	24 130
quantités déclarées en 2004 (GWh)	17 019	0,0	66,5	4 520	577	2 215	147	630	25 175
coût d'achat (M€)	1 341,5	70,2	73,5	306,6	76,7	104,7	13,6	37,8	2 024,5
coût d'achat déclaré en 2004 (M€)	1 317,2	0,0	74,3	251,0	46,3	104,7	8,7	42,4	1 844,7

PV = photovoltaïque

autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

En complément de sa déclaration, EDF a également présenté des corrections sur quelques contrats, ainsi qu'une provision globale de 7,1 M€ pour la filière cogénération au titre d'avenants de déplafonnement de rémunération du gaz non encore signés.

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 et rémunérations proportionnelles, eu égard aux arrêtés tarifaires en vigueur) sur l'ensemble des contrats déclarés.

Outre l'examen des corrections présentées par EDF en complément de sa déclaration, la CRE s'est notamment assurée de la conformité des montants déclarés pour la filière cogénération, et en particulier de la stricte application des modalités de rémunération du gaz applicables au cours de l'exercice 2005. 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 du 31 décembre 2005 pour 2006⁶, avait bien été limité, d'une part, à 92,5 % du tarif de référence et, d'autre part, aux seuls contrats relevant de l'article 50 de la loi du 10 février 2000 (i.e. conclus ou négociés avant la loi) et pour lesquels des avenants modificatifs avaient été bien été conclus⁷ ;
- que la rémunération du gaz s'était bien effectuée, jusqu'en octobre 2005, dans les conditions de plafonnement applicables initialement (notamment lors du 1^{er} trimestre 2005, période au cours de laquelle le prix de référence du gaz a dépassé le plafond de rémunération prévu, y compris pour une durée de fonctionnement estivale nulle).

Les justificatifs détaillés fournis par EDF à la demande de la CRE ont permis de s'assurer de la correcte application par EDF des conditions de rémunération applicables aux contrats cogénération. En revanche, les montants provisionnés par EDF relatifs à des contrats cogénération pour lesquels les avenants modificatifs n'ont pas été conclus à la date de la déclaration ne peuvent être compensés au titre du présent exercice de régularisation. En effet, la compensation des surcoûts induits par le relèvement du plafond de rémunération du gaz ne peut s'effectuer que si les contrats ont été modifiés par avenant. C'est pourquoi la provision de 7,1 M€ présentée par EDF en complément de sa déclaration ne peut être retenue aujourd'hui. Celle-ci pourra l'être lors du prochain exercice de régularisation, si les avenants modificatifs sont signés.

En dehors des contrôles effectués sur la filière cogénération, l'analyse effectuée a permis d'identifier 161 contrats insuffisamment renseignés ou comportant une ou plusieurs anomalies potentielles, sur un total de 3 621 contrats. Pour ces contrats, les services de la CRE ont demandé à EDF de rectifier les erreurs détectées et de compléter les données manquantes, ou de joindre un justificatif prouvant le droit à compensation. Les corrections apportées par EDF ont conduit à une diminution des coûts d'achat de 1,7 M€ (tenant compte des corrections effectuées sur certains contrats et présentées en complément de la déclaration initiale).

L'examen final par la CRE de la base de données modifiée a révélé 49 contrats dont la prise en compte pour la compensation reste problématique pour les raisons suivantes :

- contrats hydrauliques pour lesquels l'énergie achetée est écartée, sur un ou plusieurs mois de l'année 2005, au productible mensuel maximum théorique, du fait d'une augmentation de puissance non formalisée par un avenant au contrat d'achat. Or, dans ces conditions, une partie de l'énergie « acceptée » dans les limites du contrat en vigueur est susceptible d'être imputable à l'augmentation de puissance non contractualisée ;
- contrats hydrauliques présentant des productibles mensuels très élevés et pour lesquels des avenants modificatifs de puissance sont envisagés mais ne sont pas signés ;

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 les contrats relevant de l'article 10 de la loi du 10 février 2000 (i.e. conclus et négociés postérieurement à celle-ci) ne peuvent faire l'objet d'un avenant tant que l'arrêté tarifaire du 31 juillet 2001 n'est pas été modifié.

- contrats éoliens ou biogaz pour lesquels les boni/mali prévus n'ont pas été appliqués au producteur ou font l'objet d'un différend suite auquel EDF a décidé de suspendre le paiement des factures au producteur ;
- contrat relatif à une installation biogaz composée partiellement de machines d'occasion et potentiellement non éligible au tarif obligation d'achat ;
- contrats hydrauliques ou photovoltaïques présentant des productibles mensuels ou annuels anormalement élevés ;
- contrats « déchets ménagers » présentant des primes fixes anormalement élevées eu égard aux tarifs applicables et non vérifiées par EDF.

La CRE a ainsi décidé de ne pas retenir les achats de ces contrats pour le calcul des charges de 2005. Le montant total non retenu s'élève à **18,4 M€**. Une fois corrigés par EDF, les achats de ces contrats pourront être pris en compte dans le calcul des charges de 2008.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2005 sont détaillés dans le tableau suivant :

Tableau 3.2 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2005 (hors ZNI)

	cogén	cogén dispatch.	dispatch.	hydro	éolien	incinération	biogaz, biomasse & PV	autres	TOTAL
janv-05	2 870	145	0	560	90	197	7	72	3 941
févr-05	2 581	120	2	503	73	175	7	71	3 530
mars-05	2 782	147	19	579	59	200	9	68	3 862
avr-05	48	0	6	755	60	150	9	57	1 084
mai-05	22	0	0	761	63	176	9	21	1 052
juin-05	18	0	3	506	46	153	8	14	748
juil-05	21	0	0	314	63	201	8	10	618
août-05	43	0	0	245	66	166	10	13	543
sept-05	43	0	0	249	51	165	9	13	530
oct-05	45	1	0	295	88	135	12	17	594
nov-05	2 710	70	4	384	87	177	9	54	3 496
déc-05	2 920	111	6	441	113	176	9	58	3 833
quantités (GWh)	14 103	593,3	39,2	5 592	860	2 071	104	467	23 831
quantités retenues en 2004 (GWh) ⁽¹⁾	17 019	0	66,4	4 511	577	2 219	147	627	25 167
coût d'achat (M€)	1 341,4	70,2	73,5	303,1	73,1	100,5	4,8	37,8	2 004,5
coût d'achat retenu en 2004 (M€) ⁽¹⁾	1 317,2	0,0	74,3	250,4	46,3	104,4	8,7	42,3	1 843,7
coût d'achat unitaire (€/MWh)	95,1	118,3	1 874	54,2	85,0	48,5	46,4	81,0	84,1
coût d'achat unitaire 2004 (€/MWh) ⁽¹⁾	77,4	-	1 119	55,5	80,4	47,0	59,0	67,6	73,3

PV = photovoltaïque

autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

⁽¹⁾ montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2004 - cf. annexe 4

Par rapport aux quantités retenues en 2004, on constate une baisse des volumes achetés et une hausse des coûts d'achat, traduisant un renchérissement global des tarifs d'achat (84,1 €/MWh pour l'ensemble des contrats, contre 73,3 €/MWh en 2004).

Cette augmentation résulte principalement de l'évolution des tarifs d'achat à la filière cogénération. Pour cette filière, les tarifs se sont en effet considérablement accrus du fait de l'augmentation du prix du gaz, ce dernier constituant une composante de la part variable des tarifs. Le plafond de rémunération du gaz prévu dans les conditions tarifaires a été atteint dès janvier 2005, incitant les exploitants à limiter strictement la production à la seule période hivernale (le plafond s'abaissant suivant la durée de fonctionnement estivale) et poussant une minorité d'entre eux à opter pour le basculement en mode dispatchable (24 installations sur 696). Le taux de basculement a cependant été très limité du fait du relèvement, au 1^{er} novembre 2005, du plafond de rémunération du gaz introduit par l'article 82 de la loi de finances pour 2006.

Pour les cogénérations ayant continué à fonctionner au prix plafonné (i.e. hors fonctionnement dispatchable), le tarif d'achat a ainsi considérablement augmenté pour s'établir, en 2005, à 95,1 €/MWh (contre 77,4 €/MWh en 2004), soit une augmentation de plus de 20 %. Cette forte hausse résulte, d'une part, de l'effet combiné de l'augmentation du prix du gaz et de la hausse du plafond de rémunération (l'impact sur les tarifs d'achat de ces facteurs étant estimé à 10 €/MWh) et, d'autre part, de la diminution de la durée moyenne de fonctionnement des centrales⁸ (qui tend à augmenter le poids de la prime fixe dans le tarif d'achat). Pour les cogénérations ayant basculé en mode dispatchable, le tarif d'achat s'établit à 118,3 €/MWh, la durée de fonctionnement ayant toutefois été limitée à 2 000 h.

La forte baisse des volumes achetés aux installations dispatchables ne génère qu'une très faible baisse des coûts d'achat du fait du poids prépondérant (> 90 %) de la prime fixe dans le prix d'achat.

La hausse significative des achats effectués à la filière hydraulique s'explique par l'aboutissement, en 2004, du processus d'inclusion des centrales d'EDF dans le périmètre de l'obligation d'achat, dont les effets se font pleinement ressentir en régime établi en 2005.

Pour l'éolien, la hausse des volumes et montants d'achat est imputable à l'accroissement du parc de production (646 MW de puissance contractuelle à fin 2005 contre 338 MW à fin 2004). Cette hausse est cependant atténuée par l'exclusion temporaire des contrats éoliens non retenus à ce jour (non application des boni/mali prévus dans les conditions contractuelles).

De même, la diminution des achats relatifs aux filières « biogaz-biomasse-photovoltaïque » s'explique par l'exclusion temporaire de contrats biogaz non retenus à ce jour. Cette diminution masque par ailleurs le fort développement du photovoltaïque raccordé au réseau amorcé en 2004 (857 contrats à fin 2005 retenus pour compensation).

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

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF pour les ZNI dans sa base de données modifiée, à l'exception d'un contrat éolien EOLE 2005 à Saint-Pierre et Miquelon pour lequel EDF n'a pas appliqué le système de bonus/malus prévu lors de la 6^e année de fonctionnement.

Ces montants comprennent ceux afférents aux contrats de secours négociés entre EDF et des exploitants de groupes électrogènes en Martinique et à La Réunion. Ces contrats ont conclus à des fins de garantie de fourniture suite à des dysfonctionnements survenus sur le parc de production, notamment en Martinique.

Les montants définitifs retenus pour 2005 sont les suivants :

Tableau 4 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2005

	cogén	hydro	éolien	bagasse/charbon	incinération	géothermie & PV	autres	TOTAL
Corse		38,5	26,4			0,0	0,0	64,9
Guadeloupe		20,1	24,6	325,6		95,6	224,2	690,1
Martinique			0,6		28,9	0,5	50,2	80,3
Guyane							0,0	0,0
La Réunion			0,4	1 158,1		0,5	7,8	1 166,7
St Pierre et Miquelon								0,0
Iles bretonnes								0,0
quantités (GWh)	0,0	58,6	52,2	1 483,7	28,9	96,5	282,2	2 002,1
<i>quantités retenues en 2004 (GWh)</i>	<i>0</i>	<i>67,3</i>	<i>64,5</i>	<i>1 233,9</i>	<i>27,9</i>	<i>29,3</i>	<i>256,6</i>	<i>1 679,6</i>
coût d'achat (M€)	0	3,8	3,7	132,2	1,7	7,3	40,9	189,6
<i>coût d'achat retenu en 2004 (M€)</i> ⁽¹⁾	<i>0</i>	<i>4,4</i>	<i>5,4</i>	<i>106,0</i>	<i>1,5</i>	<i>1,5</i>	<i>28,9</i>	<i>147,8</i>

⁽¹⁾ montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2004 - cf. annexe 4

⁸ 3 040 heures équivalent pleine puissance en 2005, contre 3 660 heures en 2004

La forte augmentation des montants achetés dans les ZNI par rapport à 2004 résulte principalement de la mise en service de nouvelles tranches à la centrale bagasse-charbon de Bois-Rouge (Réunion) et sur le site géothermique de Bouillante (Guadeloupe) et, dans une moindre mesure, de l'augmentation du prix des combustibles fossiles (certains contrats relatifs à des centrales thermiques étant indexés sur le prix des produits pétroliers). En outre, les achats effectués dans le cadre des contrats de secours conclus en Martinique et à la Réunion représentent 24 GWh et 6,1 M€, le contrat conclu en Martinique ne comprenant pas le coût de combustible (2,4 M€) pris en charge par EDF et déclaré à ce titre dans ses coûts de production (voir chapitre 1.1).

Par ailleurs, la baisse des coûts d'achat à la filière éolienne provient, outre de la baisse du productible moyen (1 168 h en 2005 contre 1 426 h en 2004), de l'application des boni/mali aux contrats EOLE 2005 entrant dans leur 6^e année de fonctionnement.

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 2005 représentent **0,075 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* ».

La CRE retient comme prix de marché, pour chaque mois de l'année 2005, une moyenne, sur ce mois, des prix de marché journaliers de la bourse française Powernext. 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).

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 à ceux liés à la consommation. Par conséquent, aucune décote liée à cette imprévisibilité n'est prise en compte pour l'année 2005.

Le coût évité obtenu s'élève à **1 086,1 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode dispatchable), en hausse de 403,2 M€ par rapport à 2004 (682,9 M€) du fait de la très forte hausse des prix de marché.

Tableau 5 : coût évité à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale en 2005
(hors contrats horosaisonnalisés, « appel modulable » et cogénérations dispatchables)

mois	prix mensuel (€/MWh)	quantité (GWh)	coût évité (M€)
janvier	31,46	3 585	112,8
février	40,21	3 220	129,5
mars	50,34	3 509	176,6
avril	40,26	837	33,7
mai	36,29	846	30,7
juin	45,89	624	28,6
juillet	45,61	544	24,8
août	35,88	485	17,4
septembre	46,14	474	21,9
octobre	46,48	520	24,1
novembre	68,19	3 305	225,3
décembre	73,14	3 563	260,6
total 2005		21 511	1 086,1

prix moyen pondéré 2005 (€/MWh)	50,5
prix moyen pondéré 2004 (€/MWh)	28,6

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 de la bourse Powernext. Le coût évité correspondant est égal à **80,2 M€** (pour 1 687 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 2005 une puissance garantie de 842 MW et ont produit 39,2 GWh. Le service rendu à EDF par ces installations est double : la mise à disposition de capacité 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 suite à 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 2004-2006, une prime fixe annuelle de 28,7 M€ pour une mise à disposition de 675 MW de puissance, soit une valorisation de 42,5 €/kW. Sur cette base, le coût fixe évité par les installations dispatchables est évalué à 35,8 M€.

Le coût évité « énergie » se calcule en fonction de l'utilisation effective par EDF de l'énergie achetée. Les 28,8 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 4,5 M€). Les 10,4 GWh complémentaires achetés pour une utilisation hors ajustement sont, quant à eux, valorisés pour chaque mois de l'année 2005, sur la base

d'une moyenne mensuelle des prix pointe journaliers observés sur Powernext (soit un coût évité de 0,7 M€). Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 5,2 M€.

Au total, le coût évité à EDF en 2005 par les installations dispatchables bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **41,0 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. Dès lors, 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 capacité 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 2005, d'un basculement en mode dispatchable représentent une puissance garantie annuelle équivalente de 296 MW. Les achats effectués à ces installations s'élèvent à 593 GWh, pour un montant d'achat de 70,16 M€.

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 standards (i.e. moyenne des prix de marché journaliers observés sur Powernext). Ce coût évité est ainsi évalué à 20,06 M€.

Le coût évité par les achats effectués sous 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 donc sur la base du coût fixe annuel retenu pour les contrats « appels modulables » (42,5 €/kW/an), applicable sur la période de dispatchabilité à compter de la date de basculement. Le coût fixe évité en 2005 est ainsi évalué à 5,05 M€ pour l'ensemble des installations considérées. En revanche, le calcul du coût évité « énergie » 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 horaires constatés sur la bourse française Powernext sur les jours d'appel correspondants. Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 11,72 M€.

Au total, le coût évité à EDF en 2005 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement en mode dispatchable est de **36,9 M€** (20,1 M€ pour les achats hors dispatchabilité et 16,8 M€ pour ceux en mode dispatchable).

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 **1 244,2 M€** (1 086,1 M€ + 80,2 M€ + 41,0 M€ + 36,9 M€).

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

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 2. Cette valorisation est évaluée à **81,6 M€**, comme détaillé ci-dessous :

Tableau 6 : coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2005

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
quantités achetées (GWh)	64,9	690,1	0,0	80,3	1 166,7	0,0	0,0	2 002,1
taux de pertes (%)	15,5	10,8	9,7	9,9	9,3	6,8	8,4	
quantités achetées et consommées (GWh) *	54,9	615,9	0,0	72,4	1 057,9	0,0	0,0	1 801,1
part production du tarif de vente (€/MWh)	47,01	44,79	43,62	46,08	45,42	48,68	35,97	
coût évité par les contrats d'achat (M€)	2,6	27,6	0,0	3,3	48,0	0,0	0,0	81,6

* 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 2005 s'élèvent à :

- **760,4 M€** en métropole (2 004,5 M€ de coût d'achat + 0,075 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 1 244,2 M€ de coût évité) ;
- **108,0 M€** dans les ZNI (189,6 M€ de coût d'achat – 81,6 M€ de coût évité).

soit un total de **868,4 M€**.

3. Charges dues aux dispositions sociales

L'article 5 de la loi du 10 février 2000 dispose que les opérateurs sont compensés des pertes de recettes et des coûts supportés en raison de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité », appelée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN). La loi dispose en outre que les opérateurs sont également compensés des coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité. L'arrêté du 24 novembre 2005 précise que cette compensation est égale à 20 % de la charge supportée au titre du TPN, dans la limite des versements effectués par l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement.

3.1. Charges dues au « tarif de première nécessité »

Le « tarif de première nécessité » est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2005, conformément au décret du 8 avril 2004. EDF a ainsi supporté des pertes de recettes inhérentes à la réduction tarifaire accordée aux ayant-droits, ainsi que des frais spécifiques dus à la mise en œuvre de ce dispositif (mise en place et gestion d'un centre d'appel, traitement d'attestations, édition de pré-imprimés, affranchissement et envoi d'attestations). Ces frais supplémentaires (par rapport à ceux supportés pour une gestion « classique » de ces clients) se sont élevés en 2005 à 4,7 M€, dont 1 M€ au titre de frais de personnel. Les pertes de recettes s'élèvent, quant à elles, à 13,8 M€.

Le total des charges à compenser à EDF en 2005 au titre du TPN s'élève donc à **18,5 M€** (ZNI incluses). Ce montant s'avère nettement inférieur aux 80 M€ prévisionnels estimés fin 2004. Cet écart provient d'un rythme de souscription du TPN bien plus lent qu'escompté : fin 2005, seuls 360 000 clients avaient souscrit le TPN, contre 1,5 million initialement prévu.

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 **3,7 M€** (20 % x 18,5 M€). Ce montant est inférieur aux 19,4 M€ de versements effectués par EDF en 2005 au fonds de solidarité pour le logement.

Au final, les charges à compenser à EDF en 2005 au titre des dispositions sociales s'élèvent à **22,2 M€**.

B. Charges supportées par les entreprises locales de distribution constatées au titre de 2005

Les ELD ayant supporté en 2005 des charges de service public ont transmis à la CRE le 31 mars 2006 leur comptabilité appropriée, contrôlée par leur comptable public ou leur commissaire aux comptes, sous un format conforme aux règles établies par la CRE. Les comptabilités appropriées ont été vérifiées et corrigées par la CRE, en liaison avec les ELD concernées.

1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les contrats d'achat générant pour les entreprises locales de distribution (ELD) des surcoûts qui font l'objet d'une compensation, dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, sont en 2005 :

- 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).

La CRE s'est assurée, comme pour EDF, du respect par les ELD des conditions de déplafonnement de rémunération du gaz dont ont pu bénéficier à compter de novembre 2005 les installations de cogénération relevant de l'article 50 de la loi (voir paragraphe 2.1.1.2 ci-dessus).

En outre, l'article 55 de la loi de programme du 13 juillet 2005 a modifié l'article 5 de la loi du 10 février 2000, pour aboutir à la disposition suivante : « *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 tarif de cession défini par le décret n°2005-63 du 27 janvier 2005 est entré en vigueur début 2005, la date de souscription de ce tarif pouvant varier d'une ELD à l'autre. Pour les mois de l'exercice 2005 où le tarif de cession n'était pas encore appliqué, les ELD ont effectué une simulation de leur facture au tarif de cession. En 2005, 4 ELD se sont approvisionnées à la fois au tarif de cession et sur le marché. Une ELD s'est approvisionnée en totalité sur le marché.

La CRE retient comme prix de marché, pour chaque mois de l'année 2005, la moyenne sur ce mois des indices quotidiens de la bourse française Powernext (voir paragraphe 2.2.1.1).

Du fait de ces considérations, les surcoûts dus aux contrats d'achat s'élèvent en 2005 à **13,4 M€**, en baisse de 2,8 M€ par rapport à 2004, l'augmentation des prix de marché ayant plus que compensé celle des quantités achetées par l'ensemble des ELD.

2. Charges dues aux dispositions sociales

La tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN) est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005, conformément au décret du 8 avril 2004. Les ELD concernées ont ainsi supporté 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 2 décembre 2005 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 des coûts de gestion de clientèle normatifs observés pour les clients résidentiels bleus (29 €/client, cf. paragraphe 1.2.3).

Du fait de ces corrections, les charges relatives à la tarification spéciale « produit de première nécessité » sont évaluées pour 2005 à **1,1 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 à hauteur de 20 % des charges dues au TPN, dans la limite des versements effectués au fonds de solidarité pour le logement. Pour 2005, cette compensation s'élève à **0,1 M€** pour l'ensemble des ELD ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

3. Charges supportées par les ELD constatées au titre de 2005

Le montant total des charges supportées par les ELD en 2005 s'élève à 14,6 M€, dont 13,4 M€ dus aux contrats d'achat et 1,2 M€ aux dispositions sociales. Les principaux éléments de calcul sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Tableau 7 : charges supportées par les ELD constatées au titre de 2005

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2005
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Gaz et électricité de Grenoble ²	134 076	11 744	5 400	6 343	103	6 446
Electricité de Strasbourg ²	197 969	13 228	9 829	3 399	335	3 734
Usine d'électricité de Metz ²	65 313	3 456	2 517	939	90	1 030
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain ²	57 521	2 437	1 859	578	23	602
Régie communale de Montataire	9 769	990	373	617	42	659
Energie Développement Services du Briançonnais	25 074	1 204	598	606	2	609
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	4 785	331	125	206	8	214
Régie municipale d'électricité de La Bresse	5 553	366	207	159	3	162
S.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	2 438	183	61	122	14	136
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	3 188	207	113	93	26	119
Energies services Lavour	1 903	168	70	98	5	103
Usines municipales d'Erstein	2 786	166	73	92	3	95
Sorégies ²	330	21	9	11	77	88
Régie d'électricité de Loos					77	77
S.I.C.A.E de Precy Saint Martin	2 286	132	72	60	8	68
S.I.C.A.E de l'Oise					63	63
S.I.C.A.E de la Somme et du Cambrasis					43	43
Régie d'électricité de Saverdun	1 495	89	49	40	2	42
Régie municipale de La Réole					32	32
Syndicat intercommunal d'électricité de Labergement Ste-Marie	1 854	88	64	24	1	25
Autres ELD ³	1 685	80	50,4	29	225	254
TOTAL	518 025	34 889	21 471	13 418	1 184	14 601

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 55 ELD ayant chacune déclaré des charges d'un montant inférieur à 20 k€

C. Charges supportées par Electricité de Mayotte constatées au titre de 2005

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 péréquation s'est poursuivie en 2005 par une nouvelle diminution des tarifs⁹ – hors tarif « petites fournitures » déjà aligné sur le tarif métropolitain 3 kVA – applicable au 1^{er} août 2005.

Le calcul des surcoûts de production à compenser au titre de l'année 2005 nécessite de déterminer :

- les coûts de production supportés par EDM en 2005 ;
- la part relative à la production dans les recettes perçues par EDM en 2005.

1. Coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDM au titre de l'année 2005 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 à partir de l'exercice 2005 du fait de la création, au 1^{er} septembre 2005, d'une cellule dédiée à la maîtrise de la demande d'énergie. A l'instar des actions conduites en la matière par EDF en Corse et dans les DOM, cette cellule devra notamment permettre à EDM de limiter la croissance de la consommation d'électricité à Mayotte, celle-ci ayant fortement augmenté depuis 2003 du fait de la mise en place de la péréquation tarifaire.

Les coûts de production déclarés et retenus se sont élevés pour 2005 à **27,160 M€**. Ces coûts sont en augmentation de 24 % par rapport à ceux de 2004 (21,977 M€) du fait de la hausse de la consommation (+15 %) et du renchérissement du prix du fioul domestique livré à Mayotte (+ 28 %).

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2005 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 2005 (incluant les recettes qu'auraient perçues EDM si les agents payaient leur électricité aux tarifs de vente mahorais) 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).

2.1. Recettes de distribution

Conformément à l'arrêté du 30 juillet 2004, les recettes de distribution d'EDM en 2005 sont égales aux coûts de distribution réellement supportés en 2005 par l'entité distribution de l'entreprise (incluant achat des pertes et des services systèmes).

Les coûts de distribution supportés par EDM en 2005 s'élèvent à **7,854 M€** et se répartissent comme suit :

- | | |
|--|----------|
| – coûts de distribution « pure » (incluant une rémunération à 6,5 %) : | 6,090 M€ |
| – achat des services systèmes : | 0,129 M€ |
| – achat des pertes : | 1,636 M€ |

⁹ tarif applicable au 01/08/05 = 70 % du tarif en vigueur au 31/07/05 + 30 % du tarif métropolitain majoré de 12 % au titre de la taxe communale prévue à l'article 76 de la loi du 13 juillet 2005

2.2. Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes 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 appliqués en 2005 à Mayotte. Pour obtenir cette dernière, on ne peut se référer, comme pour EDF, à une référence métropolitaine, puisque les tarifs mahorais ne sont pas pleinement alignés à ce jour sur ceux de la métropole.

Le calcul de cette part s'effectue en considérant que celle-ci couvre partiellement les coûts complets (marge incluse) de gestion de la clientèle supportés par EDM-fournisseur, le déficit de couverture provenant de la baisse des tarifs de vente engagée depuis 2003.

Les recettes de gestion de la clientèle d'EDM-fournisseur s'établissent pour 2005 à **0,440 M€**.

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2005 (augmentées des recettes théoriques qu'EDM aurait perçues auprès de ses agents si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés) s'élevant à **23,292 M€**, les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent pour 2003 à **16,781 M€** :

Recettes constatées 2005		23,144 M€
+ recettes théoriques agents EDM 2005	+	0,148 M€
Recettes totales 2005 à considérer	=	<u>23,292 M€</u>
- recettes distribution 2005	-	7,854 M€
	=	<u>15,438 M€</u>
- recettes gestion de la clientèle 2005	-	0,440 M€
	=	<u>14,998 M€</u>
+ recettes vente pertes et services systèmes 2005	+	1,764 M€
		<u>16,762 M€</u>
Recettes production 2005	=	16,762 M€

3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE pour 2005 étant respectivement de 27,160 M€ et 16,762 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2005 s'élève à **10,398 M€**.

D. Charges de service public constatées au titre de 2005

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2005 s'élève à **1 362,0 M€**, répartis comme suit :

	Charges constatées au titre de 2005 (M€)	Charges constatées au titre de 2004 (M€) ⁽¹⁾	Principales justifications de la variation 2004-2005
EDF	1 337,0	1 506,5	
surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	760,4	1 083,3	Hausse des prix de marché
surcoûts ZNI	554,4	421,4	
<i>surcoûts de production</i>	446,4	343,0	Hausse du prix du fioul et de la consommation
<i>surcoûts contrats d'achat</i>	108,0	78,4	Entrée en service de nouveaux moyens de production. Hausse du prix du fioul
charges dispositions sociales	22,2	1,8	Entrée en vigueur du tarif de 1ère nécessité
ELD	14,6	16,4	Hausse des prix de marché
EDM	10,4	6,32	Poursuite de la mise en place de la péréquation tarifaire. Hausse de la consommation
Total	1 362,0	1 529,3	

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

L'écart entre les charges constatées et les charges prévisionnelles au titre de 2005 est le suivant :

	Charges constatées au titre de 2005 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2005 (M€) ⁽¹⁾	Ecart constaté / prévision (%)
EDF	1 337,0	1 514,2	-11,7%
ELD	14,6	21,0	-30,5%
EDM	10,4	8,7	19,5%
Total	1 362,0	1 543,9	-11,8%

⁽¹⁾ montant prévisionnel établi dans l'annexe 1 de la communication de la CRE relative à la CSPE 2005

L'écart entre les charges prévisionnelles et les charges constatées est dû à la hausse des prix de marché constatés en 2005 par rapport à la prévision (+15,5 €/MWh en prix de marché moyen pondéré) et à un développement du bénéfice de la « tarification de première nécessité » plus faible que prévu.