

Annexe 2

Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2004 (CC'04)

A. Charges supportées par EDF constatées au titre de 2004

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 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.

Par ailleurs, la CRE a constaté que les recettes totales déclarées par EDF en 2004 (et sur les exercices précédents) 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 2004 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 2005, les coûts de production constatés en 2004 dans les ZNI, incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation, s'élèvent à **630,6 millions d'euros (M€)**.

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 2004

	nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM + îles bretonnes	Total 2004
coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	52,89	41,69	47,97	16,67	44,56	6,31	210,1
	personnel, charges externes et autres achats	34,72	34,11	35,69	30,45	31,73	4,25	171,0
	impôts et taxes	8,04	12,47	17,65	18,99	13,74	0,11	71,0
	coûts de commercialisation	0,62	1,12	1,63	0,46	2,51	0,00	6,3
coûts fixes (M€)	charges financières	12,49	9,64	10,55	24,65	14,67	0,49	72,5
	amortissements	8,22	10,04	15,45	11,34	9,00	0,42	54,5
	frais de structure, de siège et prestations externes	7,27	8,57	9,80	10,45	9,17	0,01	45,3
coût total (M€)		124,24	117,62	138,74	113,01	125,38	11,58	630,6

La forte diminution des coûts de production déclarés (630,6 M€ en 2004 contre 736,7 M€ en 2003) résulte principalement de la transformation, en 2004, des contrats d'achat vapeur des centrales bagasse/charbon en contrats d'achat d'électricité. Les achats de vapeur auparavant comptabilisés par EDF en achats de combustible (86,4 M€ en 2003) ont été remplacés par 3 contrats d'achat d'électricité conclus avec les centrales du Moule (Guadeloupe), de Bois-Rouge et du Gol (La Réunion). Ces contrats, désormais exclus du périmètre des coûts de production, représentent un montant total d'achat de 105,4 M€ en 2004 (cf. chapitre 2 ci-après).

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 2004 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 du contrôle des commissaires aux comptes 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. Contrôle de la comptabilité appropriée par les commissaires aux comptes

Le contrôle opéré par les commissaires aux comptes a révélé certains postes de coûts pour lesquels les montants déclarés étaient erronés ou problématiques pour une compensation au titre des surcoûts 2004. Le montant total de ces postes s'élève à **5,4 M€**, réparti comme suit :

- Guadeloupe : - 0,1 M€ sur les autres charges externes
- 0,4 M€ sur les impôts et taxes
- La Réunion : - 0,9 M€ sur les charges financières
- 4 M€ sur le coût d'occupation non justifié d'un terrain à La Réunion

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 :

- Guadeloupe : - 0,51 M€ (entretien d'une centrale tierce et TVA fictive)
- Martinique : - 1,82 M€ (location d'un terrain et TVA fictive)
- La Réunion : - 0,56 M€ (locations de terrains, TVA fictive et vente de combustible)

Les coûts de production déclarés par EDF doivent ainsi être diminués de 2,89 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 ainsi été reconduite sur l'exercice 2004 et a permis de mettre en évidence **4,94 M€** de surcoûts directement imputables à des surconsommations en combustible et à des sous-disponibilités de certaines unités de production, répartis pour l'essentiel entre la Corse et la Guyane. Ce montant doit être exclu des coûts de production.

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 2004 à 0,87 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 2004 de **618,2 M€** (630,6 M€ - 5,4 M€ - 2,89 M€ - 4,94 M€ + 0,87 M€). La décomposition par grands postes de coût est la suivante :

Tableau 1.2 : coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2004

	nature de coûts	montant 2004	montant 2004 à périmètre constant *	montant 2003**	variation 2003-2004 à périmètre constant (%)
coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	205,2	310,6	295,9	4,9%
	personnel, charges externes et autres achats	167,7	167,7	157,1	6,8%
	impôts et taxes	67,7	67,7	74,2	-8,7%
	coûts de commercialisation	6,3	6,3	6,5	-2,7%
coûts fixes (M€)	charges financières	71,6	71,6	69,5	3,0%
	amortissements	54,5	54,5	55,4	-1,7%
	frais de structure, de siège et prestations externes	45,3	45,3	52,8	-14,3%
coût total (M€)		618,2	723,6	711,4	1,7%

* y compris les coûts d'achat aux centrales bagasse/charbon

** corrigé conformément à l'annexe 4

A périmètre constant, soit en ajoutant les 105,4 M€ de coûts d'achat 2004 effectués aux centrales bagasse/charbon (cf. chapitre 2 ci-après), les coûts retenus par la CRE pour compensation dans les ZNI au titre de l'année 2004 sont légèrement supérieurs à ceux retenus pour 2003 (coûts 2003 corrigés conformément à l'annexe 4). Cette augmentation provient, pour l'essentiel, de la hausse :

- de la consommation finale dans les ZNI (+ 4,2 % entre 2003 et 2004), dont les effets sur les coûts de combustibles ont cependant été atténués, d'une part, par une diminution de 5 % du prix d'achat unitaire du fioul lourd et, d'autre part, par une baisse globale en volume de 10 % de la consommation en fioul domestique, essentiellement en Guyane ;
- des frais de personnel (+ 6 M€, soit + 9 %) consécutives aux mesures salariales nationales prises en 2004 (+ 3,2 %) ;
- des autres achats (+ 14 %) et des charges externes (+ 5 %), due à un plan de maintenance accru à la Réunion, en Martinique et en Corse par rapport à 2003 (+ 3 M€).

La limitation de cette hausse est également imputable à l'amélioration globale de la disponibilité des moyens de production de base d'EDF par rapport à 2003 (les moyens de pointe étant ainsi, à demande donnée, moins sollicités).

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 2004 dans les ZNI est de **576,7 M€**, en hausse de 4 % par rapport à 2003 du fait de la croissance de la consommation. Ce chiffre d'affaires 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.

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 2004 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 2004, ce supplément est évalué à **6,1 M€**

Le chiffre d'affaires 2004 à retenir au titre des recettes issues des tarifs de vente réglementés dans les ZNI est donc de **582,8 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 2004, EDF a évalué ces recettes à 272,9 M€. Toutefois, à l'instar des vérifications conduites lors de l'exercice de régularisation 2003, la CRE a tenu à s'assurer de la conformité du montant déclaré aux textes en vigueur. Pour ce faire, la CRE a procédé au calcul des recettes 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). Le montant total ainsi obtenu au titre de 2004 est de **262,9 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.

EDF-fournisseur supportait en 2004, du fait de la règle de répartition de ces coûts entre EDF-fournisseur et EDF-distributeur, les mêmes coûts de gestion que ce dernier. Pour 2004, les coûts unitaires de gestion clientèle du distributeur EDF sont les suivants :

- 14,5 €/client BT \leq 36 kVA
- 163 €/client BT $>$ 36 kVA
- 179 €/client HTA \leq 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 2004 s'élèvent à **14,3 M€**

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2004 à **268,8 M€**, calculées comme suit :

Tableau 2 : recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2004

	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€)	131,4	128,9	46,6	104,6	167,3	3,4	0,6	582,8
recettes réseau (M€)	64,8	58,2	19,4	45,8	72,8	1,5	0,3	262,9
recettes de fourniture (M€)	66,6	70,7	27,2	58,8	94,5	1,8	0,3	319,9
recettes gestion de la clientèle (M€)	3,2	3,1	0,8	2,7	4,4	0,1	0,0	14,3
recettes de production ** (M€)	63,4	67,6	26,4	56,1	90,1	1,8	0,3	305,6
part EDF dans les recettes*** (M€)	47,8	40,0	26,4	53,7	54,8	1,7	0,2	224,7
recettes de production d'EDF**** (M€)	59,6	49,0	30,1	62,2	65,6	1,9	0,3	268,8
part production du tarif de vente***** (€/MWh)	41,44	46,03	44,49	46,83	46,35	45,17	35,71	-

* 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)

Symétriquement à ce que l'on peut observer sur les coûts de production, la forte diminution des recettes de production par rapport à celles de 2003 (317,2 M€, cf. annexe 4) résulte principalement de la transformation, en 2004, des contrats d'achat vapeur des centrales bagasse/charbon en contrats d'achat d'électricité. Ce transfert induit une diminution de la part d'EDF dans les recettes de production (74 % sur l'ensemble des ZNI en 2004, contre 90 % en 2003) et une augmentation équivalente de celle relative aux contrats d'achat (cf. chapitre 2 ci-après).

A périmètre constant (i.e. centrales bagasse/charbon incluses), les recettes de production seraient de 325,9 M€.

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 618,2 M€ et 268,8 M€, le montant des surcoûts de production constatés dans les ZNI en 2004 est de **349,4 M€**

A périmètre constant, les surcoûts de production en 2004 seraient de 397,7 M€ (723,6 M€ de coûts - 325,9 M€ de recettes), stables par rapport à 2003 (394,2 M€ = 711,4 M€ de coûts - 317,2 M€ de recettes, cf. annexe 4), malgré la hausse de 4,2 % de la consommation sur l'ensemble des ZNI. Ceci s'explique par une hausse des coûts de production (+ 1 %) inférieure à celle des recettes (+ 4 %).

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 2004 :

- 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, respectivement de l'article 5 de la loi du 10 février 2000 et du décret du 28 janvier 2004, le montant des surcoûts est égal à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et :

- en métropole continentale, « les coûts évités à EDF, (...) calculés par référence aux prix de marché de l'électricité » ;
- dans les ZNI, « le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles » (soit sur la même base que pour les surcoûts de production établis au chapitre précédent).

2.1. 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 2004, 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 2004 (hors ZNI)

	cogén	dispatch.	hydro	éolien	incinération	biogaz & PV	autres	TOTAL
janv-04	2 965	6,25	417	56	193	11	80	3 728
févr-04	2 769	0,27	380	43	176	12	84	3 464
mars-04	2 979	1,44	421	52	200	12	83	3 749
avr-04	778	15,94	426	50	168	12	68	1 519
mai-04	238	8,31	468	36	177	13	42	983
juin-04	273	31,97	341	39	164	12	24	885
juil-04	156	0,24	315	41	199	12	18	739
août-04	146	0,04	312	37	169	12	17	693
sept-04	233	0,26	237	46	186	12	21	736
oct-04	590	0,77	314	44	168	13	52	1 182
nov-04	2 881	0,09	418	59	211	13	69	3 652
déc-04	3 013	0,94	471	72	205	13	71	3 846
quantités (GWh)	17 019	66,5	4 520	577	2 215	147	630	25 175
quantités déclarées en 2003 (GWh)	16 033	21,0	3 238	363	1 904	128	563	22 250
quantités déclarées en 2002 (GWh)	16 068	11,0	3 329	245	1 694	87	644	22 078
coût d'achat (M€)	1 317,2	74,3	251,0	46,3	104,7	8,7	42,4	1 844,7
coût d'achat déclaré en 2003 (M€)	1 263,3	68,7	190,9	28,1	87,6	7,3	38,3	1 684,2
coût d'achat déclaré en 2002 (M€)	1 186,6	63,7	182,2	16,7	73,9	5,0	39,0	1 567,1

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 par EDF, 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.

L'analyse effectuée a permis d'identifier 89 contrats insuffisamment renseignés ou comportant une ou plusieurs anomalies, sur un total de 2 925 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 0,4 M€.

L'examen final par la CRE de la base de données modifiée a révélé 15 contrats dont la prise en compte pour la compensation reste problématique pour les raisons suivantes :

- contrats pour lesquels, sur plusieurs mois de l'année 2004, l'énergie mensuelle déclarée excède le productible mensuel maximum théorique, eu égard à la puissance contractuelle de l'installation applicable en 2004 ;
- contrats pour lesquels une anomalie générale persiste (ex : prix d'achat anormalement élevé eu égard aux tarifs applicables pour l'installation, nombre d'heures de fonctionnement annuel supérieur à 8 784 h).

La CRE a ainsi décidé de ne pas retenir les achats de ces contrats pour le calcul des charges de 2004. Le montant total non retenu s'élève à 3,1 M€. Une fois corrigés par EDF, les achats de ces contrats pourront être pris en compte dans le calcul des charges de 2007.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2004 sont détaillés dans le tableau suivant :

Tableau 3.2 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2004 (hors ZNI)

	cogén	dispatch.	hydro	éolien	incinération	biogaz & PV	autres	TOTAL
janv-04	2 963	6,25	412	56	193	11	80	3 721
févr-04	2 767	0,13	376	43	176	12	84	3 458
mars-04	2 976	1,44	418	52	200	12	83	3 743
avr-04	778	15,94	423	50	168	12	68	1 515
mai-04	238	8,31	464	36	177	13	42	978
juin-04	273	31,97	339	39	164	12	23	883
juil-04	156	0,24	314	41	199	12	17	738
août-04	146	0,04	311	37	171	12	16	694
sept-04	233	0,26	237	46	186	12	21	735
oct-04	590	0,77	313	44	168	13	51	1 180
nov-04	2 879	0,09	416	59	212	13	69	3 649
déc-04	3 011	0,94	469	72	206	13	71	3 843
quantités (GWh)	17 008	66,4	4 494	577	2 219	147	624	25 136
quantités retenues en 2003 (GWh) ⁽¹⁾	16 025	21,0	3 173	335	1 904	128	561	22 146
quantités retenues en 2002 (GWh) ⁽¹⁾	15 917	11,0	3 233	245	1 695	87	640	21 827
coût d'achat (M€)	1 316,2	74,3	249,1	46,3	104,4	8,7	42,3	1 841,2
coût d'achat retenu en 2003 (M€) ⁽¹⁾	1 254,9	68,7	187,3	25,8	87,6	7,3	38,3	1 669,8
coût d'achat retenu en 2002 (M€) ⁽¹⁾	1 184,8	64,4	178,1	16,0	73,8	5,0	38,5	1 560,5

PV = photovoltaïque

autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

⁽¹⁾ montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2002 et 2003 - cf. annexe 4

Par rapport aux quantités retenues en 2003, on constate une hausse significative des volumes achetés aux filières cogénération et hydraulique. Pour la cogénération, la hausse provient d'une augmentation de la durée moyenne de fonctionnement des centrales (3 660 heures équivalent pleine puissance en 2004, contre

3 450 heures en 2003). Pour l'hydraulique, la hausse est imputable à la poursuite de la prise en compte (amorcée en 2003) des installations d'EDF dans le périmètre de l'obligation d'achat.

Pour ces deux filières, la hausse des volumes achetés s'accompagne d'une baisse des prix d'achat (de 78,3 €/MWh en 2003 à 77,4 €/MWh en 2004 pour la cogénération, et de 59 €/MWh en 2003 à 55,4 €/MWh en 2004 pour l'hydraulique). Pour la cogénération, la baisse du tarif d'achat s'explique par l'augmentation de la sollicitation des centrales (qui induit une diminution du poids de la prime fixe) et un niveau moyen des prix du gaz (tarif STS) comparable entre les périodes hivernales de 2003 et de 2004. Pour l'hydraulique, la baisse provient d'une saisonnalité de la production moindre par rapport à 2003 (les tarifs d'achat aux producteurs hydrauliques étant fortement saisonnalisés, la répartition 2003, davantage axée sur les mois d'hiver, tendait à augmenter le prix d'achat moyen sur l'année).

Pour l'éolien, la hausse des volumes achetés est imputable à l'accroissement du parc de production (338 MW de puissance contractuelle à fin 2004 contre 193 MW à fin 2003). Pour la filière incinération, la hausse résulte essentiellement d'une augmentation de la sollicitation des installations (4 200 heures équivalent pleine puissance en 2004 contre 3 800 heures en 2003).

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

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

La CRE a retenu l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat fournis par EDF pour les ZNI dans sa base de données modifiée. Les montants définitifs retenus pour 2004 sont les suivants :

Tableau 4 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2004

	cogén	hydro	éolien	bagasse/charbon	incinération	géothermie & PV	autres	TOTAL
Corse		45,9	32,0			0,0	0,0	77,9
Guadeloupe		21,3	31,9	385,1		29,3	215,9	683,6
Martinique					27,9		32,8	60,8
Guyane								0,0
La Réunion				848,8		0,0	7,9	856,7
St Pierre et Miquelon			0,6					0,6
Iles bretonnes								0,0
quantités (GWh)	0,0	67,3	64,5	1 233,9	27,9	29,3	256,6	1 679,6
quantités retenues en 2003 (GWh) ⁽¹⁾	0	40,4	61,0	0	27,3	23,1	183,5	335,3
quantités retenues en 2002 (GWh)	0	50,4	53,0	0	5,7	16,9	143,9	269,8
coût d'achat (M€)	0	4,4	5,4	105,4	1,5	1,5	28,9	147,2
coût d'achat retenu en 2003 (M€) ⁽¹⁾	0	2,4	4,6	0	1,4	2,0	15,9	26,3
coût d'achat retenu en 2002 (M€)	0	2,9	3,9	0	0,3	1,4	12,8	21,2

⁽¹⁾ montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2002 et 2003 - cf. annexe 4

Les achats d'électricité à partir d'énergie renouvelable représentent dans les ZNI en 2004 189 GWh et 12,8 M€ .

La forte augmentation des montants achetés dans les ZNI résulte principalement de la transformation, en 2004, des contrats d'achat vapeur des centrales bagasse/charbon du Moule (Guadeloupe), de Bois-Rouge et du Gol (La Réunion) en contrats d'achat d'électricité. Le tarif moyen d'achat de l'électricité produite par ces centrales s'élève à 85,4 €/MWh.

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 l'obligation d'achat, il doit être compensé.

Les contrôles effectués au titre de l'année 2004 représentent **0,11 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 ».

Il convient, en premier lieu, de déterminer le marché géographique de référence. Celui-ci peut se définir comme le marché sur lequel les prix sont les plus compétitifs et dont le volume est suffisamment important par rapport aux volumes des contrats d'achat. Il apparaît que la zone France-Allemagne répond à ces critères, dans les circonstances actuelles.

Au vu de ces considérations, la CRE retient comme prix de marché, pour chaque mois de l'année 2004, une moyenne, sur ce mois, des prix de marché journaliers des bourses allemande (EEX) et 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 et contrats « appel modulable », étudiés ci-dessous).

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 2004.

Le coût évité obtenu s'élève à **682,9 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire et contrats « appel modulable »), en hausse de 67,5 M€ par rapport à 2003 (615,4 M€) du fait de l'augmentation des volumes achetés, le prix de marché moyen étant resté stable par rapport à 2003.

Tableau 5 : coût évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2004
(hors contrats horosaisonnalisés et « appel modulable »)

mois	prix mensuel (€/MWh)	quantité (GWh)	coût évité (M€)
janvier	27,92	3 592	100,3
février	26,34	3 358	88,5
mars	30,82	3 643	112,3
avril	25,45	1 417	36,1
mai	25,61	862	22,1
juin	26,83	757	20,3
juillet	27,19	659	17,9
août	28,77	603	17,4
septembre	31,60	674	21,3
octobre	29,61	1 089	32,2
novembre	29,79	3 519	104,8
décembre	29,87	3 675	109,8
total 2004		23 848	682,9

prix moyen pondéré 2004	28,6
prix moyen pondéré 2003	28,9
prix moyen pondéré 2002	22,1

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 des bourses Powernext et EEX.

Le coût évité correspondant est égal à **35,7 M€** (pour 1 222 GWh), dont 30,6 M€ imputables aux énergies renouvelables (centrales hydrauliques 4 ou 5 postes).

2.2.1.3. Cas particulier des installations dispatchables

Les installations dispatchables, qui font l'objet de contrats type « appel modulable », représentent en 2004 une puissance garantie de 809 MW et ont produit 66,4 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 zone 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 34,4 M€.

Le coût évité « énergie » se calcule en valorisant les 66,4 GWh d'énergie achetée aux installations dispatchables, au prix des écarts à la baisse constaté sur le mécanisme d'ajustement pour chaque période d'appel considérée. Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 6,57 M€.

Au total, le coût évité à EDF en 2004 par les installations dispatchables est de **41,0 M€**

2.2.1.4. 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 **759,6 M€** (682,9 M€ + 35,7 M€ + 41,0 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 **69,4 M€**, comme détaillé ci-dessous :

Tableau 6 : coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2004

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
nombre de clients finaux	286 713	321 590	106 158	293 830	504 180	5 878	~ 1 000	
quantités achetées (GWh)	77,9	683,6	0,0	60,8	856,7	0,6	0,0	1 679,6
taux de pertes (%)	14,2	10,6	10,6	11,5	9,5	7,0	6,9	
quantités achetées et consommées (GWh) *	66,8	611,3	0,0	53,8	775,2	0,6	0,0	1 507,6
part production du tarif de vente (€/MWh)	41,44	46,03	44,49	46,83	46,35	45,17	35,71	-
coût évité par les contrats d'achat (M€)	2,8	28,1	0,0	2,5	35,9	0,0	0,0	69,4

* 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 2004 s'élèvent à :

- **1 081,7 M€** en métropole (1 841,2 M€ de coût d'achat + 0,11 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 759,6 M€ de coût évité)
- **77,8 M€** dans les ZNI (147,2 M€ de coût d'achat – 69,4 M€ de coût évité)

soit un total de **1 159,5 M€**

Sur ces 1 159,5 M€ de surcoûts dus aux contrats d'achats :

- 826,7 M€ sont imputables à la cogénération (1 316,2 M€ de coût d'achat – 489,5 M€ de coût évité) ;
- 203,9 M€ aux énergies renouvelables (408,5 M€ de coût d'achat hors ZNI + 12,8 M€ de coût d'achat en ZNI – 180,6 M€ de coût évité non saisonnalisé – 30,6 M€ de coût évité saisonnalisé – 6,2 M€ de coût évité en ZNI).

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 » (TPN). La loi précise 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, (la compensation maximale de ces charges étant plafonnée à un pourcentage² de celles dues au titre du TPN).

Le décret du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale « produit de première nécessité » a fixé l'entrée en vigueur de ce tarif au 1^{er} janvier 2005. Dans cette perspective, EDF a engagé courant 2004 un certain nombre d'actions préparatoires, dont certaines bénéficieront aussi aux entreprises locales de distribution (mise en place d'un centre d'appel, traitement d'attestations, édition de pré-imprimés, affranchissement et envoi d'attestations). Les dépenses relatives à ces actions se sont élevées en 2004 à **1,5 M€**

Les charges liées au dispositif précarité s'élèvent en 2004 à 42,5 M€, compensées à hauteur de **0,3 M€**

Au final, les charges à compenser à EDF en 2004 au titre des dispositions sociales s'élèvent à **1,8 M€**

² pourcentage qui devrait être fixé par arrêté à 20 %

B. Charges supportées par les entreprises locales de distribution constatées au titre de 2004

Les ELD ayant supporté en 2004 des charges de service public ont transmis à la CRE le 31 mars 2005 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 2004 :

- 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).

L'article 5 de la loi du 10 février 2000, modifié par la loi du 13 juillet 2005, dispose: « *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* ».

Cette disposition est celle en vigueur pour évaluer les coûts évités en 2004.

Le tarif de cession défini par le décret 2005-63 du 27 janvier 2005 entre en vigueur en 2005. Aussi, le tarif de cession à considérer pour 2004 est le tarif de vente intégré qu'EDF a appliqué aux ELD en 2004, dont il faut soustraire la « part réseau » calculée à partir du tarif d'utilisation des réseaux, afin d'obtenir un tarif de fourniture d'énergie.

La CRE retient comme prix de marché, pour chaque mois de l'année 2004, la moyenne sur ce mois des indices quotidiens des bourses française (Powernext) et allemande (EEX) (voir paragraphe A.2.2.1.1).

En 2004, quatre ELD supportant des surcoûts liés à des contrats d'achat ont exercé leur éligibilité.

Les surcoûts dus aux contrats d'achat s'élèvent en 2004 à **16,2 M€**, en hausse de 4,4 M€ par rapport à 2003, du fait de l'augmentation du volume d'achat.

2. Charges dues aux dispositions sociales

Certaines ELD ont engagé courant 2004 des actions préparatoires à l'entrée en vigueur du TPN au 1^{er} janvier 2005, dont le coût s'est élevé à **0,2 M€**

Les charges dues au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité sont égales à celles déclarées par les ELD, plafonnées à 20 %³ des charges dues au TPN, conformément au décret du 28 janvier 2004.

3. Charges supportées par les ELD constatées au titre de 2004

Le montant total des charges supportées par les ELD en 2004 s'élève à 16,4 M€, dont 16,2 M€ dus aux contrats d'achat et 0,2 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 2004

³ pourcentage qui devrait être fixé par arrêté

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales ⁽⁴⁾	Charges constatées au titre de 2004
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Electricité de Strasbourg ²	202 706	13 109	5 778	7 331		7 331
Gaz et électricité de Grenoble ²	138 583	10 927	5 119	5 808	22	5 830
Usine d'électricité de Metz ²	27 974	1 646	667	979	103	1 082
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain	49 361	2 139	1 387	751		751
Régie municipale d'électricité de La Bresse	6 936	429	124	305		305
Régie communale de Montataire	4 221	404	159	245		245
Régie municipale d'électricité de Valloire	6 287	292	96	196	1	197
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	2 811	186	62	123	0	123
S.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	1 955	144	41	103		103
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	3 260	237	141	96		96
Société d'électrification du Carmausin	2 066	100	27	72		72
Régie municipale d'énergie de Lavour	2 680	167	129	38	7	45
Usines municipales d'Erstein	1 577	74	31	43		43
Sorégies ²	491	26	14	12	26	38
S.I.C.A.E de Precy Saint Martin	773	49	13	36		36
Régie d'électricité de Saverdun	759	43	11	32		32
Régie électrique de la Chapelle en Maurienne	742	37	12	25	2	27
Syndicat intercommunal d'électricité de Labergement Ste-Marie	741	34	14	20		20
Régie municipale électrique St Leonard de Noblat	826	37	20	17	1	18
Vialis					17	17
SICAE de l'Oise					13	13
SICAE de la Somme et du Cambrasis					6	6
Autres ELD ³	10	2	0,2	2	13	15
TOTAL	454 759	30 081	13 845	16 236	211	16 447

¹ nette du surplus revendu à EDF

² ELD s'approvisionnant en tout ou partie éligibilité

³ Total pour 14 ELD ayant chacune déclaré des charges d'un montant inférieur à 3 k€

⁴ certaines ELD intégreront en 2005 les charges 2004 relatives à la préparation de la mise en œuvre du TPN

C. Charges supportées par Electricité de Mayotte constatées au titre de 2004

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 Mayotte⁴.

Cette péréquation s'est poursuivie en 2004 par une diminution moyenne de 10 % des tarifs – hors tarif « petites fournitures » déjà aligné sur le tarif métropolitain 3 kVA – applicable au 1^{er} août 2004. En outre, l'arrêté du 30 juillet 2004 relatif aux tarifs de d'utilisation des réseaux publics de distribution à Mayotte dispose que ces tarifs sont égaux aux coûts de distribution réellement supportés par EDM.

Le calcul des surcoûts de production à compenser au titre de l'année 2004 nécessite de déterminer :

- les coûts de production supportés par EDM en 2004 ;
- la part relative à la production dans les recettes perçues par EDM en 2004.

1. Coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDM au titre de l'année 2004 ont été établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par le commissaire aux comptes de l'entreprise. Selon la déclaration transmise par EDM, ces coûts se sont élevés pour 2004 à **22,726 M€**

L'examen détaillé de la déclaration d'EDM a toutefois amené la CRE à corriger à la baisse les montants déclarés. Les rectifications apportées (exclusion de la gestion de la clientèle du périmètre de la production, retraitement de crédit-bail, prise en compte de l'avantage en nature constitué par l'application du tarif agent mahorais aux effectifs de l'entité production⁵) conduisent à retenir un montant de **21,977 M€**

Les coûts de production retenus au titre de 2004 sont en augmentation de 30 % par rapport à ceux de 2003 (16,896 M€) du fait de la hausse de la consommation (+ 12 %) et du renchérissement du prix du fioul domestique livré à Mayotte (+ 23 %).

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2004 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 2004 (incluant les recettes qu'auraient perçues EDM si les agents payaient leur électricité aux tarifs de vente mahorais, comme pour EDF, cf. paragraphe A 1. ci-dessus) 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 2004 sont égales aux coûts de distribution réellement supportés en 2004 par l'entité distribution de l'entreprise (incluant achat des pertes et des services systèmes).

⁴ alignement au 1^{er} janvier 2003 du tarif mahorais « petites fournitures » sur le tarif 3 kVA métropolitain et baisse moyenne de 10 % des autres tarifs mahorais au 1^{er} juillet 2003

⁵ 67 k€ évalués au titre de 2004

Les coûts de distribution supportés par EDM en 2004 s'élèvent à **7,807 M€** et se répartissent comme suit :

- coûts de distribution « pure » (incluant une rémunération à 6,5 %) :	5,863 M€
- achat des services systèmes :	0,112 M€
- achat des pertes :	1,832 M€

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 2004 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 2004 à **0,742 M€**

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2004 (augmentées des recettes théoriques qu'EDM aurait perçues auprès de ses agents si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés) s'élevant à **22,260 M€**, les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent pour 2004 à **15,655 M€**:

Recettes constatées 2004		22,043 M€
+ recettes théoriques agents EDM 2004	+	0,217 M€
Recettes totales 2004 à considérer	=	<u>22,260 M€</u>
- recettes distribution 2004	-	7,807 M€
	=	<u>14,453 M€</u>
- recettes gestion de la clientèle 2004	-	0,742 M€
	=	<u>13,711 M€</u>
+ recettes vente pertes et services systèmes 2004	+	1,944 M€
Recettes production 2004	=	<u>15,655 M€</u>

3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE pour 2004 étant respectivement de 21,977 M€ et 15,655 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2004 s'élève à **6,322 M€**. **D. Charges de service public constatées au titre de 2004**

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2004 s'élève à **1 533,4 M€**, répartis comme suit :

	Charges constatées 2004 (M€)	Charges constatées 2003 (M€)⁽¹⁾	Charges constatées 2002 (M€)⁽¹⁾	Principales justifications de la variation 2003-2004
EDF	1 510,7	1 399,3	1 458,2	
surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	1 081,7	992,3	1 042,0	Hausse du volume d'achat
surcoûts ZNI	427,2	407	416,22	Hausse de la consommation
<i>surcoûts de production</i>	349,4	394,2	405,5	Transfert des centrales bagasse/charbon en contrats d'achat. Amélioration de la disponibilité des groupes diesels.
<i>surcoûts contrats d'achat</i>	77,8	12,8	10,7	Transfert des centrales bagasse/charbon en contrats d'achat.
charges dispositions sociales	1,8			Préparation pour l'échéance du 01/01/05
ELD	16,4	11,78	7,2	Hausse du volume d'achat
EDM	6,32	2,20		Mise en place de la péréquation tarifaire. Hausse de la consommation
Total	1 533,4	1 413,3	1 465,4	

⁽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 2004 est le suivant :

	Charges constatées au titre de 2004 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2004 (M€)⁽¹⁾	Ecart constaté / prévision (%)
EDF	1 510,7	1 512,3	-0,1%
ELD	16,4	14,3	14,7%
EDM	6,32	9,8	-35,5%
Total	1 533,4	1 536,4	-0,2%

⁽¹⁾ montant prévisionnel établi dans l'annexe 1 de la proposition de la CRE du 30 septembre 2003