

Annexe 2

Charges de service public de l'électricité constatées en 2003

A. Charges supportées par EDF en 2003

1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées

Conformément à l'article 5 de la loi du 10 février 2000, les surcoûts de production supportés par EDF dans les zones non interconnectées (ZNI) sont compensés. Ils sont définis comme étant les surcoûts « *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* ».

Les recettes de production issues des tarifs de vente ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité d'EDF. Elles sont égales aux recettes totales de vente diminuées des recettes issues de l'acheminement, des recettes liées à la gestion de la clientèle et des recettes liées à la commercialisation.

Pour déterminer les recettes de gestion de la clientèle, il est nécessaire de connaître les coûts de gestion de la clientèle en métropole. Ces derniers permettent en effet d'établir la part relative à la gestion de la clientèle dans les tarifs de vente, d'après le principe de couverture des coûts par les tarifs. La CRE disposant désormais de ces coûts métropolitains, les recettes de gestion de la clientèle peuvent être identifiées et les surcoûts de gestion de la clientèle exclus des montants à retenir dans les charges.

Par contre, les coûts de commercialisation en métropole, qui permettent de calculer la part relative à la commercialisation dans les tarifs de vente, ne sont pas identifiés. Les coûts de commercialisation, liés essentiellement dans les ZNI à la maîtrise de la demande d'électricité (MDE), seront donc pris en compte dans les coûts de production. Il faut noter que les actions engagées dans ces zones au titre de la maîtrise de la consommation permettent par ailleurs de limiter à terme la hausse des charges à compenser.

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 2004, les coûts de production constatés en 2003 dans les ZNI (Corse, DOM, Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes des Glénans, Ouessant, Molène et Sein), incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation, s'élèvent à **736,7 millions d'euros (M€)**.

La décomposition par grands postes de coût sur l'ensemble des ZNI se présente comme suit :

Tableau 1.1 : coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI en 2003

	nature de coûts	montant 2003 (M€)
coûts variables	achats de combustibles hors taxes	303,8
	personnel, charges externes et autres achats	157,0
	impôts et taxes	73,3
	coûts de commercialisation	4,8
coûts fixes	charges financières	80,7
	amortissements et intérêts intercalaires	58,8
	frais de structure, de siège et prestations externes	58,3
coût total		736,7

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 2003 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 non compensables au titre des surcoûts 2003 (ex : charges afférentes à l'exercice 2002). Ces coûts s'élèvent à **0,77 M€**

Les commissaires aux comptes se sont par ailleurs assurés que les coûts liés à des activités distinctes de la fourniture d'électricité – faisant l'objet de recettes non tarifaires – étaient enregistrés dans des comptes spécifiques et n'avaient pas été inclus dans la déclaration relative aux surcoûts de production.

1.1.2.2. Corrections effectuées par la CRE

Outre le contrôle de la comptabilité appropriée effectué par les commissaires aux comptes, la CRE a vérifié la pertinence des montants déclarés par EDF, notamment au titre des charges d'exploitation indirectes (amortissements, intérêts intercalaires, frais de prestataires, charges financières) et des charges centrales (frais de centre et de siège). Il s'agissait en particulier de s'assurer du respect des principes de séparation comptable établis au plan national et de la cohérence des montants déclarés par rapport à la comptabilité générale d'EDF.

La vérification effectuée a permis d'identifier un montant de **20,0 M€** à déduire du montant total des coûts de production déclarés par EDF. Le détail de ce montant est donné ci-dessous.

- Charges financières

L'assiette de rémunération considérée par EDF dans sa déclaration pour le calcul de la rémunération des capitaux engagés incluait la valeur d'intérêts intercalaires. Ces intérêts étant déjà pris en compte par le biais de la rémunération financière des travaux en cours, ils doivent être exclus des charges à compenser. En conséquence, les charges financières déclarées par EDF doivent être minorées de **11,13 M€**

- Intérêts intercalaires

Un montant de **3,39 M€** a été déclaré par EDF au titre des intérêts intercalaires, montant qui était déjà couvert par la rémunération financière. Il doit donc être exclu des coûts de production.

- Frais de structure

Une partie des frais de structure déclarés par EDF provient de dépenses ne résultant pas des missions de service public assignées à l'entreprise (publicité, mécénat, dons). Le montant de **2,97 M€** imputé au titre de ces dépenses doit donc être exclu des coûts de production.

- Prestations externes

L'examen des charges relatives aux prestations externes a révélé des montants non compensables (1,26 M€ correspondant au déficit de l'activité immobilier) ou injustifiés (1,20 M€ de charges informatiques non justifiées). Les frais exposés par les prestataires d'EDF doivent ainsi être minorés de **2,46 M€**

- Charges centrales

Un montant de **69 k€** a été déclaré au titre des intérêts sur actualisation des médailles du travail. Ce montant, correspondant à une charge financière couverte par la rémunération financière, doit être exclu des coûts de production.

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 l'année dernière sur la qualité de cette gestion a ainsi été reconduite sur l'exercice 2003 et a permis de mettre en évidence **7,9 M€** de surcoûts directement imputables à des surconsommations en combustible et à des sous-disponibilités de certaines unités de production. Ce montant doit donc être exclu des coûts de production.

1.1.2.4. Correction sur les coûts de commercialisation

La déclaration d'EDF fait apparaître une baisse des coûts de commercialisation de 25 % par rapport à 2002. Après vérification, il s'avère que le montant des dépenses effectivement engagées en Guadeloupe en 2003 au titre de la maîtrise de la demande d'électricité n'était pas de 0,21 M€ comme déclaré, mais de 1,92 M€. Les coûts de commercialisation déclarés au titre de l'année 2003 doivent ainsi être majorés de **1,71 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 2003 de **709,7 M€** (736,7 M€ - 0,77 M€ - 20,0 M€ - 7,9 M€ + 1,71 M€). La décomposition par grands postes de coût se présente comme suit :

Tableau 1.2 : coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2003

	nature de coûts	montant 2003 (M€)	montant 2002 (M€)	variation 2002-2003 (%)
coûts variables	achats de combustibles hors taxes	295,9	261,4	13,2%
	personnel, charges externes et autres achats	156,3	168,7	-7,4%
	impôts et taxes	73,3	69,1	6,1%
	coûts de commercialisation	6,5	4,7	38,5%
coûts fixes	charges financières	69,5	75,3	-7,7%
	amortissements et intérêts intercalaires	55,4	59,3	-6,6%
	frais de structure, de siège et prestations externes	52,8	53,0	-0,4%
coût total		709,7	691,5	2,6%

Les coûts de production retenus par la CRE pour compensation dans les ZNI au titre de l'année 2003 sont légèrement supérieurs à ceux retenus pour 2002 (coûts 2002 corrigés conformément à l'annexe 4). Outre l'inclusion en 2003 des îles bretonnes dans le périmètre des ZNI (+ 2 M€), cette augmentation provient, pour l'essentiel, de la hausse des coûts en combustible imputable :

- d'une part, à la croissance de la consommation finale (+ 5,9 % par rapport à 2002) ;
- d'autre part, à une augmentation de 4,1 % du prix des combustibles fossiles dont les effets ont été amplifiés en Guyane du fait de l'important déficit hydraulique observé dans cette zone au 1^{er} semestre 2003.

L'augmentation des consommations de combustible génère en outre une augmentation du poste impôts et taxes, du fait de l'application en ZNI de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) et des taxes sur les consommations de carburants.

La hausse des coûts de commercialisation correspond à une augmentation des actions engagées au titre de la maîtrise de la demande d'électricité, qui permettent à terme de limiter la hausse de la consommation dans les ZNI et donc des coûts de production d'EDF.

1.2. Recettes de production constatées 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 clients non éligibles 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).

1.2.1. Chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux clients non éligibles

Le chiffre d'affaires constaté en 2003 dans les ZNI est de **558,3 M€**, en hausse de 7,5 % par rapport à 2002, du fait principalement de la croissance de la consommation et des mouvements tarifaires arrêtés au cours de l'année 2003.

1.2.2. Recettes de distribution

Les recettes de distribution sont désormais accessibles dans la comptabilité appropriée d'EDF. L'entreprise a en effet mis en place en 2003, dans chaque ZNI, une application permettant de déterminer la part des recettes issues des tarifs de vente à rétrocéder à l'entité distribution.

EDF a ainsi déclaré, au titre de l'année 2003, un montant de recettes distribution dans les ZNI de 266,6 M€. Toutefois, l'entreprise n'a pas été en mesure de justifier ce montant qui, de plus, n'a pas été soumis au contrôle des commissaires aux comptes.

En conséquence, la CRE a procédé au calcul des recettes distribution en appliquant le tarif national d'utilisation des réseaux à la structure de clientèle de chacune des zones considérées (répartition du nombre de clients, de leurs consommations et de leurs puissances souscrites par option tarifaire et période horosaisonnaire en vigueur). Le montant ainsi obtenu est de **247,9 M€**

1.2.3. Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF-fournisseur dans les ZNI s'obtiennent à partir de la part relative à la gestion de la clientèle dans les tarifs de vente aux clients non éligibles. 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 2003, du fait de la règle de répartition de ces coûts entre EDF-fournisseur et EDF-distributeur, les mêmes coûts que ce dernier.

Pour 2003, les coûts unitaires de gestion clientèle du distributeur EDF se présentent comme suit :

- 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 2003 s'élèvent à **14,0 M€**

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2003 à **316,5 M€**, calculées comme suit :

Tableau 2 : recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2003

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité* (M€)	122,3	123,0	44,5	106,5	158,2	3,3	0,6	558,3
recettes réseau (M€)	61,4	54,0	18,1	44,8	67,7	1,5	0,3	247,9
recettes de fourniture (M€)	60,9	68,9	26,3	61,7	90,5	1,8	0,3	310,4
recettes gestion de la clientèle (M€)	3,2	3,0	0,8	2,6	4,3	0,1	0,0	14,0
recettes de production pure** (M€)	57,7	65,9	25,6	59,1	86,2	1,7	0,3	296,4
part EDF dans les recettes*** (M€)	43,8	57,1	25,6	56,7	85,9	1,7	0,3	271,0
recettes de production d'EDF**** (M€)	55,9	67,9	29,7	63,5	97,3	1,9	0,3	316,5
part production du tarif de vente***** (€/MWh)	39,6	47,3	44,6	48,9	47,0	46,5	33,9	-

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

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

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

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

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

L'augmentation des recettes de production par rapport à celles de 2002 (286,1 M€, cf. annexe 4) résulte essentiellement de l'augmentation de la consommation (+ 5,9 %).

1.3. Surcoûts de production supportés par EDF dans les ZNI

Les coûts de production retenus par la CRE et les recettes de production d'EDF s'élevant respectivement à 709,7 M€ et 316,5 M€, le montant définitif des surcoûts de production dans les ZNI en 2003 est de **393,2 M€**

Ce montant est inférieur aux 405,4 M€ de surcoûts (691,5 M€ de coûts - 286,1 M€ de recettes) à considérer au titre de 2002, du fait d'une hausse des coûts de production inférieure à celle des recettes de production.

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les contrats d'achat générant pour EDF des surcoûts, et qui font l'objet d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, sont en 2003 :

- 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 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 d'exploitation et d'investissement évités à EDF pour le mode de fonctionnement considéré, dans le contexte du parc de production national et du marché » ;
- 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 au titre de l'année 2003, 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 2003 (hors ZNI)

	cogén	dispatch.	hydro	éolien	incinération	autres	TOTAL
janv-03	2 936	1,16	380	33	161	118	3 629
févr-03	2 729	5,44	309	27	140	98	3 308
mars-03	2 918	0,83	380	24	188	97	3 609
avr-03	457	4,20	309	28	141	55	994
mai-03	159	3,02	363	34	146	33	737
juin-03	161	4,83	294	22	139	21	641
juil-03	133	0,52	146	32	160	18	489
août-03	104	0,35	91	16	138	24	372
sept-03	166	0,04	109	25	157	25	483
oct-03	546	0,44	193	40	145	60	985
nov-03	2 783	0,06	292	35	194	62	3 367
déc-03	2 942	0,11	372	46	194	80	3 635
quantités (GWh)	16 033	21,0	3 238	363	1 904	691	22 249
quantités déclarées en 2002 (GWh)	16 068	11,0	3 329	245	1 694	731	22 078
coût d'achat (M€)	1 263,3	68,7	190,9	28,1	87,6	45,6	1 684,2
coût d'achat déclaré en 2002 (M€)	1 186,6	63,7	182,2	16,7	73,9	44,0	1 567,1

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, les services de la CRE ont vérifié, pour chaque contrat d'achat, la période de validité (dates de signature et d'échéance), 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).

L'analyse effectuée a permis d'identifier une centaine de contrats insuffisamment renseignés ou comportant une ou plusieurs anomalies, sur un total de 2 420 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 9,5 M€.

L'examen final par la CRE de la base de données modifiée a révélé 40 contrats dont la prise en compte pour la compensation reste problématique pour les raisons suivantes :

- défaut d'information ou anomalie résiduelle :
 - contrats pour lesquels, sur plusieurs mois de l'année 2003, l'énergie mensuelle déclarée excède le productible mensuel maximum théorique, eu égard à la puissance contractuelle de l'installation applicable en 2003 ;
 - 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 8 760 h, puissance garantie supérieure à la puissance contractuelle) ;
 - contrats pour lesquels la puissance n'est pas renseignée.
- contrats pour lesquels des achats ont été effectués par EDF après expiration du terme du contrat d'achat.

La CRE a ainsi décidé de ne pas retenir les achats de ces contrats pour le calcul des charges de 2003. Le montant total non retenu s'élève à 7,8 M€. Une fois corrigés par EDF, les achats de ces contrats pourront être pris en compte dans le calcul des charges de 2006.

La CRE invite par ailleurs EDF à poursuivre l'amélioration de sa gestion comptable des contrats d'achat engagée en 2003.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2003 sont détaillés dans le tableau suivant :

Tableau 3.2 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2003 (hors ZNI)

	cogén	dispatch.	hydro	éolien	incinération	autres	TOTAL
janv-03	2 935	1,16	371	30	161	117	3 617
févr-03	2 727	5,44	302	24	140	98	3 297
mars-03	2 912	0,83	371	22	188	97	3 591
avr-03	457	4,19	302	25	141	55	984
mai-03	159	3,02	354	31	146	33	724
juin-03	160	4,83	258	21	139	21	604
juil-03	133	0,52	140	29	160	18	481
août-03	102	0,35	87	15	138	24	366
sept-03	166	0,04	106	23	157	25	478
oct-03	546	0,44	187	37	145	60	976
nov-03	2 782	0,06	285	33	194	62	3 356
déc-03	2 941	0,11	364	44	194	80	3 623
quantités (GWh)	16 020	21,0	3 128	335	1 904	689	22 097
quantités retenues en 2002 (GWh)	15 907	11,0	3 150	203	1 610	726	21 607
coût d'achat (M€)	1 254,5	68,7	184,9	25,8	87,6	45,6	1 666,9
coût d'achat retenu en 2002 (M€)	1 183,8	64,4	173,7	12,4	69,9	43,4	1 547,6

Par rapport aux montants retenus en 2002, on constate une hausse minime des quantités d'électricité. En revanche, on observe une augmentation non négligeable des coûts d'achat (~ + 120 M€), principalement imputable à la cogénération. En effet, pour les contrats retenus dans cette filière, le tarif d'achat moyen est de 78,3 €/MWh en 2003 contre 74,4 €/MWh en 2002, cette hausse étant en grande partie imputable à celle observée entre 2002 et 2003 sur les prix du gaz (tarif STS).

Pour les contrats retenus dans la filière hydraulique, la baisse très minime des volumes achetés s'accompagne d'une augmentation des coûts d'achat, traduisant ainsi une hausse significative des tarifs d'achat (de 55,1 €/MWh en 2002 à 59,1 €/MWh en 2003). Outre les effets induits par l'indexation annuelle des tarifs, cette hausse s'explique par l'évolution constatée entre 2002 et 2003 de la répartition mensuelle de la production des centrales hydrauliques : la comparaison des volumes d'achat mensuels entre 2002 et 2003 montre en effet un déficit d'hydraulicité en période estivale en 2003 par rapport à 2002 et, à l'inverse, un excédent relatif sur les mois d'hiver. Les tarifs d'achat aux producteurs hydrauliques étant fortement saisonnalisés, la répartition 2003, davantage axée sur les mois d'hiver, tend à augmenter le prix d'achat moyen sur l'année.

Les installations regroupées dans la catégorie « autres » (constituée essentiellement de petites centrales thermiques à puissance partiellement garantie) ont également vu leur tarif d'achat augmenter de manière significative, principalement sous l'effet de la hausse des prix des combustibles fossiles observée entre 2002 et 2003.

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, à l'exception de ceux relatifs à un contrat présentant un tarif d'achat incohérent. Les montants définitifs retenus pour 2003 sont les suivants :

Tableau 4 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2003

	cogén	hydro	éolien	incinération	autres	TOTAL
Corse		32,4	27,3			59,7
Guadeloupe		5,7	33,1		152,7	191,5
Martinique				27,3	28,0	55,3
Guyane						0,0
La Réunion					7,9	7,9
St Pierre et Miquelon			0,7			0,7
Iles bretonnes						0,0
quantités (GWh)	0	38,1	61,0	27,3	188,5	315,0
<i>rappel quantités 2002 (GWh)</i>	<i>0</i>	<i>50,4</i>	<i>53,0</i>	<i>5,7</i>	<i>160,7</i>	<i>269,8</i>
coût d'achat (M€)	0	2,3	4,6	1,4	15,5	23,8
<i>rappel coût d'achat 2002 (M€)</i>	<i>0</i>	<i>2,9</i>	<i>3,9</i>	<i>0,3</i>	<i>14,2</i>	<i>21,2</i>

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 2003 représentent **0,125 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

Le décret du 28 janvier 2004 dispose que les coûts d'investissement et d'exploitation évités à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale sont évalués « dans le contexte du parc de production nationale et du marché ». Les coûts évités en 2003 sont ainsi calculés à partir des prix de marché constatés en 2003.

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 de l'obligation d'achat.

Il apparaît que la zone France-Allemagne répond à ces critères, dans les circonstances actuelles.

Les prix en France et en Allemagne sont légèrement divergents, du fait de la congestion régulière à la frontière. Il n'est ainsi pas possible de considérer un prix unique sur la zone France-Allemagne. L'impact sur le coût évité de cette divergence reste cependant réduit, car l'écart entre prix français et allemands est plutôt important pendant les mois d'été, quand le volume d'obligation d'achat est plus faible, et plutôt réduit pendant les mois d'hiver, quand le volume d'obligation d'achat est plus conséquent.

Au vu de ces considérations, la CRE retient comme prix de marché, pour chaque mois de l'année 2003, une moyenne pondérée, sur ce mois, d'un panier d'indices quotidiens : EEX, Powernext, Platts Allemagne, Platts France, Heren Allemagne, Heren France.

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 2003.

Le coût évité obtenu s'élève à **615,4 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire et contrats « appel modulable »), en hausse de 153 M€ par rapport à 2002 du fait essentiellement de l'augmentation des prix de marchés de 6,6 €/MWh (en moyenne annuelle pondérée par les volumes achetés).

*Tableau 5 : coût évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2003
(hors contrats horosaisonnalisés et « appel modulable »)*

mois	prix mensuel (€/MWh)	quantité (GWh)	coût évité (M€)
janvier	26,45	3 522	93,1
février	33,01	3 216	106,2
mars	25,88	3 522	91,1
avril	23,32	943	22,0
mai	20,93	629	13,2
juin	29,53	526	15,5
juillet	38,44	442	17,0
août	36,30	339	12,3
septembre	29,12	448	13,0
octobre	34,56	923	31,9
novembre	30,69	3 279	100,6
décembre	28,19	3 527	99,4
total 2003		21 315	615,4

prix moyen pondéré 2003	28,9
<i>rappel prix moyen pondéré 2002</i>	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 **23,6 M€** (pour 761 GWh).

2.2.1.3. Cas particulier des installations dispatchables

Les installations dispatchables, qui font l'objet de contrat type « appel modulable », représentent une puissance garantie de 812 MW. Elles ont produit 21 GWh en 2003.

Suite à la mise en place du mécanisme d'ajustement, le 1^{er} avril 2003, EDF a demandé à la CRE de revaloriser le coût évité des installations dispatchables à partir de ce mécanisme. Or, le service rendu à

EDF par la mise à disposition de 812 MW de puissance, permettant à EDF de se couvrir du risque de défaillance sur son périmètre d'équilibre, ne peut être évalué par un prix de marché « énergie ».

La CRE a donc décidé de conserver, pour le calcul du coût évité des dispatchables, la référence d'une turbine à combustion, avec un coût fixe annuel fixé à 44 €/kW et un coût variable fixé à 65 €/MWh.

Le coût évité correspondant est donc égal à **37,1 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 **676,1 M€**

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

Conformément au décret du 28 janvier 2004, le coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI est égal à la valorisation, à la part production calculée dans le tableau 3, de l'électricité achetée par EDF. Il s'élève à **12,7 M€**, comme détaillé ci-dessous :

Tableau 6 : coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2003

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
quantités achetées (GWh)	59,7	191,5	0,0	55,3	7,9	0,7	0,0	315,0
taux de pertes (%)	15,7	12,6	12,2	8,7	10,0	8,5	9,1	
quantités achetées et consommées (GWh) *	50,3	167,4	0,0	50,5	7,1	0,6	0,0	275,9
part production du tarif de vente (€/MWh)	39,6	47,3	44,6	48,9	47,0	46,5	33,9	-
coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,99	7,92	0,00	2,47	0,33	0,03	0,00	12,7

* 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 2003 s'élèvent à :

- **990,9 M€** en métropole (1 666,9 M€ de coût d'achat + 0,125 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 676,1 M€ de coût évité)
- **11,1 M€** dans les ZNI (23,8 M€ de coût d'achat – 12,7 M€ de coût évité)

soit un total de **1 002,0 M€**

B. Charges supportées par les entreprises locales de distribution en 2003

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 2003 :

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

Les ELD ayant supporté en 2003 des surcoûts liés à ces contrats ont transmis à la CRE le 31 mars 2004 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 contrôlées et corrigées par la CRE, en liaison avec les ELD concernées.

1. Principe de calcul du coût évité

Le coût évité à une ELD par les contrats d'achat est défini par le décret du 28 janvier 2004 comme étant « *le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de vente appliqué à ce distributeur* ».

Le décret relatif aux tarifs de cession n'étant pas encore publié, le coût évité se calcule à partir du tarif de vente intégré qu'EDF applique à chaque ELD (ou aurait appliqué dans le cas d'une ELD ayant fait jouer son éligibilité), duquel il faut soustraire une « part réseau » calculée à partir du tarif d'utilisation des réseaux, afin d'obtenir un tarif de fourniture d'énergie.

2. Résultats

Le montant définitif des surcoûts supportés par les ELD en 2003 est de **11,8 M€**

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

Tableau 7 : surcoûts supportés par les ELD en 2003

ELD	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût à compenser
	MWh	k€	k€	k€
Electricité de Strasbourg	198 765	12 461	6 234	6 227
Gaz et Electricité de Grenoble	129 599	9 127	5 078	4 050
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain	53 118	2 150	1 385	765
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	6 776	424	142	282
Scicae de Ray-Cendrecourt	1 975	146	48	98
Régie Municipale d'Energie Electrique de Quillan	4 250	244	153	91
Régie Municipale d'Electricité de Valloire	4 931	230	144	86
Sicae de Precy Saint Martin	1 381	84	28	56
Société d'électrification rurale du Carmausin	1 506	99	45	54
Régie d'électricité de Saverdun	680	38	7	31
Syndicat d'électricité de Labergement Sainte Marie	513	25	12	14
Régie municipale électrique de Saint Léonard de Noblat	758	34	21	13
Soregies	385	21	9	12
Régie municipale électrique Les Houches	3,3	0,5	0,1	0,4
Usine électrique municipale de Neuf Brisach	1,8	0,3	0,0	0,2
TOTAL	404 641	25 085	13 305	11 780

¹ nette du surplus revendu à EDF

C. Charges supportées par Electricité de Mayotte en 2003

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 Mayotte¹. Comme pour EDF, les surcoûts de gestion de la clientèle d'EDM ne doivent pas être intégrés aux surcoûts de production à compenser et les coûts de commercialisation sont conservés.

Le calcul définitif des surcoûts de production à compenser au titre de l'année 2003 nécessite de déterminer :

- les coûts de production supportés par EDM en 2003 ;
- la part relative à la production dans les recettes perçues par EDM en 2003.

1. Coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDM au titre de l'année 2003 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 2003 à **17,281 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 (retraitement de crédit bail et retrait de subvention d'investissement de l'assiette de rémunération des capitaux) conduisent à retenir un montant de **16,986 M€**

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2003 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 2003 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

En l'absence de tarif d'utilisation des réseaux arrêté à Mayotte, les recettes de distribution d'EDM en 2003 sont considérées égales aux coûts de distribution réellement supportés en 2003 par l'entité distribution de l'entreprise (incluant achat des pertes et des services systèmes), conformément aux dispositions prévues par l'arrêté du 12 septembre 2003.

Les coûts de distribution supportés par EDM en 2003 s'élèvent à **7,845 M€** et se répartissent comme suit :

- | | |
|--|----------|
| – coûts de distribution « pure » (incluant une rémunération à 6,5 %) : | 5,919 M€ |
| – achat des services systèmes : | 0,100 M€ |
| – achat des pertes : | 1,826 M€ |

¹ 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

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 2003 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 2003 à **0,719 M€**

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2003 s'élevant à **21,262 M€**, les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent pour 2003 à **14,624 M€**:

Recettes totales 2003		21,262 M€
- recettes distribution 2003	-	7,845 M€
	=	<u>13,417 M€</u>
- recettes gestion de la clientèle 2003	-	0,719 M€
	=	<u>12,698 M€</u>
+ recettes vente pertes et services systèmes 2003	+	1,926 M€
		<u>1,926 M€</u>
Recettes production 2003	=	14,624 M€

3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE pour 2003 étant respectivement de 16,986 M€ et 14,624 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2003 s'élève à **2,362 M€**

D. Charges de service public constatées en 2003

Le montant total des charges de service public de l'électricité pour 2003 s'élève à **1 409,3 M€** répartis comme suit :

	Charges constatées 2003 (M€)	<i>Charges constatées 2002 (M€)</i>	Principales justifications de la variation 2002-2003
EDF	1 395,2	1 455,9⁽¹⁾	
surcoûts de production ZNI	393,2	405,3 ⁽¹⁾	Amélioration de la disponibilité des groupes diesels. Baisse des coûts fixes (charges financières, amortissements)
surcoûts contrats d'achat	1 002,0	1 050,6 ⁽¹⁾	
<i>métropole</i>	990,9	1 039,8 ⁽¹⁾	Hausse du prix de marché moyen pondéré de 6,8 €/MWh
<i>ZNI</i>	11,1	10,8 ⁽¹⁾	Hausse du volume d'achat
ELD	11,78	7,2	Hausse du volume d'achat
EDM	2,36		
Total	1 409,3	1 463,1	

(1) montant de la proposition du 30 septembre 2003 corrigé conformément à l'annexe 4 de la présente communication