

Annexe 2

Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2012 (CC'12)

Les charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2012 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs historiques au 31 mars 2013, contrôlée par leur commissaire aux comptes ou leur comptable public, conformément aux dispositions de l'article L. 121-9 du code de l'énergie.

Avertissement

Tous les résultats sont arrondis à une décimale (la plus proche) dans le corps du document. Toutefois, les résultats finaux utilisent uniquement des valeurs intermédiaires exactes non arrondies. De ce fait, il peut parfois survenir un très léger écart entre la somme des valeurs intermédiaires et les valeurs finales.

A. Charges supportées par EDF constatées au titre de 2012

1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées¹

Le 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie définit les surcoûts de production supportés par EDF dans les zones non interconnectées (ZNI) comme étant ceux « *qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus par l'article L. 337-1* ».

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

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

Toutefois, l'activité de commercialisation dans les ZNI, qui correspond uniquement dans ces zones à des actions relatives à la maîtrise de la demande en 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. La CRE lancera en 2014 des travaux d'analyse complémentaires sur l'activité de commercialisation dans les ZNI. Elle n'exclut pas de mener un audit de la comptabilité appropriée prévu par l'article L.121-9 du code de l'énergie.

En outre, à l'instar des constats effectués lors des exercices précédents, la CRE a observé que les recettes totales déclarées par EDF en 2012 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 aux règles 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 ». Or, ce tarif ne peut être assimilé à un tarif de vente aux clients non éligibles.

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

En conséquence, les recettes déclarées par EDF en 2012 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 à hauteur de la perte de chiffre d'affaires correspondant à l'octroi du « tarif agent » au personnel actif et retraité de l'entité production, le « tarif agent » constituant, *in fine*, un avantage en nature supporté par l'entreprise.

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 2013, les coûts de production constatés en 2012 dans les ZNI, incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation, s'élèvent à **1 227,3 M€**. Ces coûts intègrent les coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (CO₂).

La décomposition par grands postes de coût et par ZNI est présentée dans le tableau 2.1.

*Tableau 2.1 : coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI en 2012
(incluant l'impact des quotas CO₂)*

	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2012
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	146,7	147,3	205,0	52,4	87,6	12,0	2,6	653,6
	personnel, charges externes et autres achats	47,5	46,9	47,6	35,0	29,7	4,9	0,1	211,8
	impôts et taxes	7,0	9,5	12,3	20,3	16,5	0,0	0,1	65,7
	coûts de commercialisation	3,3	4,2	3,6	2,0	9,7	0,0	0,0	22,7
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	0,7	1,0	2,0	0,6	0,3	0,0	0,0	4,7
Coûts fixes (M€)	rémunération des capitaux	42,7	14,0	16,8	30,7	19,5	2,8	0,4	126,8
	amortissements	15,7	16,5	19,4	11,5	10,1	0,5	0,3	74,1
	frais de structure, de siège et prestations externes	11,7	14,0	12,2	12,5	16,6	0,0	0,9	67,9
Coût total (M€)		275,4	253,4	318,7	165,0	190,2	20,2	4,4	1 227,3

Dans sa délibération du 9 octobre 2012, la CRE avait mentionné la nécessité d'étudier la mise en place d'un mécanisme de compensation permettant d'inciter à une meilleure gestion des stocks. Dans sa délibération du 5 février 2013 relative à la comptabilité appropriée des fournisseurs supportant des charges de service public de l'électricité, elle a précisé que serait transmis « *le besoin en fonds de roulement calculé comme un douzième de la consommation annuelle de combustibles et autres consommables dans les conditions normales d'exploitation de chaque installation de production. Toute dérogation à cette règle générale devra être justifiée auprès de la CRE en amont de l'envoi de la comptabilité appropriée.* » De ce fait, seul un douzième du cumul des stocks mensuels par zone a été retenu au titre de l'année 2012.

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

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.

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

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

Les recettes non tarifaires doivent être exclues des coûts de production. Les recettes correspondantes, déclarées par EDF et contrôlées par les commissaires aux comptes, sont les suivantes :

Corse	- 0,3 M€	Produits divers
Guadeloupe	- 0,7 M€	TVA fictive, produits divers
Martinique	- 17,7 M€	Indemnisation préfectorale d'EDF au titre de sa réquisition pour l'achat du fioul produit par la raffinerie exploitée par la SARA (16,2 M€)
Guyane	- 0,2 M€	Dédits et pénalités fournisseur
Réunion	- 3,3 M€	Vente de fuel déclassé

Les coûts de production déclarés par EDF doivent, ainsi, être diminués de **22,1 M€**

1.1.2.2. Coûts induits par le déficit d'allocation de quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre de la seconde phase du plan national d'allocation des quotas d'émission de gaz à effet de serre (PNAQ2) approuvé le 15 mai 2007, EDF s'est vu allouer gratuitement, à compter de l'exercice 2008 et jusqu'en 2012, des quotas d'émissions de gaz à effet de serre (GES) sur la majorité de ses moyens de production thermiques, notamment insulaires. Les allocations gratuites de quotas d'émission de GES ont cependant été fortement réduites par rapport à la phase précédente (2005 – 2007). EDF a donc dû acquérir son déficit de quotas sur les marchés. Les coûts supportés par EDF au titre de l'acquisition des quotas manquants viennent augmenter ses coûts de production.

En 2012, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 0,7 million de tonnes. Pour la valorisation de ce volume, la CRE a retenu la moyenne des cotations observées sur le marché *day-ahead* BlueNext du 1^{er} mars 2012 au 30 novembre 2012² et des cotations observées sur le marché *day-ahead* EEX EUA du 1^{er} décembre 2012 au 28 février 2013 de 6,9 €/tCO₂.

Les coûts pris en compte au titre du déficit d'allocation de quotas d'émission s'élèvent, pour 2012, à **4,7 M€**

1.1.2.3. Coût de production lié à l'ouvrage hydraulique du Rizzanèse

EDF a exposé 198 M€ de dépenses effectives au 31 décembre 2012 liées à la construction de l'ouvrage hydraulique du Rizzanèse. Elle a informé la CRE de la préparation d'un dossier justifiant les dépenses effectuées. Un premier dossier justifiant de l'utilisation de l'ensemble de la ligne budgétaire « aléas » a été transmis à la CRE le 21 septembre 2013 et des éléments complémentaires ont été envoyés le 1^{er} octobre.

Dans l'attente du dossier de justification complet, attendu au plus tard pour le 31 mars 2014, et qui devra comporter l'ensemble des factures payées par EDF permettant d'attester les 198 M€ déclarés, la CRE applique pour 2012 un plafonnement du montant de l'investissement à 167 M€₂₀₀₈. Le coût de production à exclure du fait de ce plafonnement est évalué à **- 0,9 M€**

Si l'analyse des pièces transmises dans le dossier final permet de justifier le montant d'investissements réalisés déclaré par EDF, la CRE procédera à la révision des charges 2012 au titre des reliquats lors du calcul des charges constatées 2013.

² BlueNext a arrêté définitivement ses opérations de marché à partir du 5 décembre 2012

1.1.2.4. Coûts liés à la ventilation de dépenses de R&D en production

Les dépenses de recherche et développement affectées à l'activité de production d'électricité ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité d'EDF SEI. Les dépenses « commanditées » ou « corporate » sont facturées aux entités du groupe EDF au moyen d'une clé de répartition. En 2012, EDF a décidé de remplacer la clé de répartition établie sur la part de chaque entité dans le total de charges externes du Groupe par une clé basée sur les effectifs. La clé « effectifs » ne semble pas être pertinente pour la répartition de dépenses de R&D car elle ne reflète pas leurs variations. La CRE a proposé de retenir la clé « dépenses commanditées » qui est plus adaptée, car dépendant des projets de R&D effectivement en cours.

Par ailleurs, à l'instar de la remarque formulée l'année précédente, les coûts du projet Pegase correspondant à des coûts d'études dans le domaine des énergies renouvelables, ne peuvent être retenus au titre des surcoûts de production définis à l'article L.121-7 du Code de l'énergie et ne peuvent par conséquent donner lieu à compensation.

La révision de l'affectation des dépenses de R&D du groupe EDF et la non prise en compte des coûts liés au projet Pegase ont conduit à exclure de la compensation le montant de **3,7 M€**. Ce coût apparaît dans la ligne de charges « frais de structure, de siège et prestations externes ».

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

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

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2012. L'analyse a permis de mettre en évidence des surcoûts directement imputables à la sous-disponibilité relative de certaines unités de production par rapport à des valeurs normatives de référence, en Martinique mais aussi en Guyane et à La Réunion. Ces surcoûts doivent être exclus des coûts de production. On notera, en revanche, la bonne disponibilité des groupes diesels installés en Guadeloupe et en Corse, ainsi qu'une augmentation de la disponibilité des moyens de production thermiques dans l'ensemble des ZNI.

Martinique

Des sous-disponibilités ont été constatées sur le parc de production thermique d'EDF, en particulier sur les moyens de base. Ces indisponibilités proviennent notamment de nombreuses avaries intervenues sur la centrale de production de Bellefontaine (disponibilité moyenne de 73 %). Les coûts de production (coûts de combustible) à exclure au titre de 2012 s'élèvent à **1,8 M€**.

Guyane

Des sous-disponibilités ont une nouvelle fois été constatées en Guyane. En conséquence, la disponibilité des centrales diesels s'établit en moyenne sur l'année à environ 73 %. On peut noter que grâce à l'hydraulicité plus élevée qu'en 2011, les moyens de production d'EDF ont été moins sollicités. La structure du parc de production, dans lequel l'hydraulique occupe une part prépondérante, permet d'atténuer l'effet de ces sous-disponibilités sur les coûts de combustible. Les coûts à exclure sont évalués, pour 2012, à **1,9 M€**.

La Réunion

Des sous-disponibilités ont également été observées, dans une moindre mesure, à La Réunion. Les coûts de production à exclure à ce titre sont évalués à **0,002 M€**.

Synthèse

Au total, les coûts à exclure au titre de la gestion par EDF de son parc de production en 2012 dans les ZNI sont évalués à **- 3,7 M€**, en nette baisse par rapport à 2011 (- 6,7 M€).

1.1.2.6. 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 2012, à **3,0 M€**

1.1.2.7. 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 de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2012 de **1 203,6 M€** (1 227,3 M€ - 22,1 M€ - 0,9 M€ - 3,7 M€ + 3,0 M€). La décomposition par grands postes de coût est donnée dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2 : coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2012

	Nature de coûts (M€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2012	Rappel total 2011	Evolution 2011-2012 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	146,7	147,3	186,9	50,5	84,3	12,0	2,6	630,4	614,6	2,6%
	personnel, charges externes et autres achats	47,9	46,8	46,6	35,5	30,2	5,2	0,1	212,2	199,7	6,3%
	impôts et taxes	7,0	9,5	12,3	20,3	16,5	0,0	0,1	65,7	65,6	0,0%
	coûts de commercialisation	3,3	4,2	3,6	2,0	9,7	0,0	0,0	22,7	18,2	24,6%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	0,7	1,0	2,0	0,6	0,3	0,0	0,0	4,7	15,1	-69,1%
Coûts fixes (M€)	rémunération des capitaux	41,8	14,0	16,8	30,7	19,5	2,8	0,4	125,9	120,1	4,8%
	amortissements	15,7	16,5	19,4	11,5	10,1	0,5	0,3	74,1	71,5	3,5%
	frais de structure, de siège et prestations externes	11,7	14,0	12,2	12,5	16,6	0,0	0,9	67,9	66,6	2,0%
Coût total (M€)		274,9	253,3	299,7	163,5	187,3	20,5	4,4	1 203,6	1 171,5	2,7%

Les coûts de production sont quasiment stables entre 2011 et 2012 (+2,7%). Cette stabilité s'explique principalement par :

- la hausse des coûts d'achat des combustibles par rapport à l'année 2011 (+94,9 M€ hors couverture), essentiellement liée à la hausse des cours des matières premières, compensée par la moindre sollicitation des moyens thermiques (-93,4 M€) ;
- la diminution de la ligne « Coût d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre » (-10,4 M€), résultat de la baisse du coût d'achat des quotas de CO₂ qui est passé de 11,9 €/tCO₂ à 6,9 €/tCO₂ entre 2011 et 2012. En outre, le moindre recours aux moyens thermiques et, en particulier aux TACs a diminué la consommation de combustible et les émissions de CO₂.

1.2. Recettes de production retenues dans les ZNI

Les recettes de production d'EDF dans les ZNI sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés et au « tarif agent », les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux, les recettes relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

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

1.2.1.1. Chiffre d'affaires déclaré par EDF

Le chiffre d'affaires déclaré par EDF en 2012 dans les ZNI est de **800,7 M€**. Ce montant est net de la rémanence d'octroi de mer et net de la contribution tarifaire acheminement (CTA) instaurée par la loi du 9 août 2004. Ce chiffre d'affaires est majoré de la perte de recettes due, en ZNI, à la tarification spéciale « produit de première nécessité », celle-ci étant compensée par ailleurs (cf. paragraphe A.3).

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

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

En appliquant les tarifs réglementés de vente à la structure de consommation de la clientèle au « tarif agent » de chaque ZNI, on obtient les recettes qu'EDF aurait théoriquement perçues en 2012 auprès de cette clientèle. En comparant ces recettes théoriques à celles effectivement obtenues par l'entreprise, on en déduit le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de

production. Pour 2012, ce supplément est évalué à **6,7 M€**

Au final, le chiffre d'affaires 2012 à retenir au titre des recettes issues des tarifs de vente réglementés dans les ZNI est donc de **807,4 M€** (800,7 M€ + 6,7 M€).

1.2.2. Recettes de distribution

Pour 2012, EDF a déclaré un montant de recettes de 313,8 M€, en hausse de 4 % par rapport à celui déclaré au titre de 2011 (300,8 M€).

La CRE a procédé au calcul des recettes de distribution en appliquant le TURPE à la structure de clientèle de chaque zone afin de contrôler avant tout la cohérence des montants déclarés par EDF. Les résultats n'ont pas permis de mettre en évidence d'erreur manifeste dans la déclaration de l'opérateur historique.

La CRE retient les recettes de distribution déclarées par EDF. Pour 2012, ces recettes s'élèvent à **314,1 M€**

1.2.3. Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI peuvent s'établir à partir de celles perçues par le gestionnaire de réseaux en application du TURPE, en tenant compte de la règle de répartition³ fixée entre le fournisseur et le gestionnaire de réseaux dans le cadre de l'établissement de ce tarif.

Aucun client n'ayant exercé son éligibilité dans les ZNI, la composante annuelle de gestion, prévue dans le tarif d'acheminement et servant de référence à l'établissement des recettes de gestion clientèle du gestionnaire de réseaux, est celle des clients ne disposant pas d'un contrat d'accès au réseau distinct de leur contrat de fourniture. Elle se présente comme suit :

	Du 1 ^{er} janvier 2012 au 31 juillet 2012	A partir du 1 ^{er} août 2012
BT ≤ 36 kVA	8,64 €/client/an	8,76 €/client/an
BT > 36 kVA	53,28 €/client/an	54,24 €/client/an
HTA	66,44 €/client/an	67,68 €/client/an

Compte tenu de la règle de répartition des coûts de gestion de la clientèle applicable entre fourniture et acheminement, les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI en 2012 s'élèvent à **43,3 M€**

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2012 à **320,1 M€**, calculées comme indiqué dans le tableau 2.3.

Tableau 2.3 : recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2012

³ Répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80 % / gestionnaire de réseaux 20 % »

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité aux tarifs de vente ⁽¹⁾ (M€)	175,0	174,2	139,4	70,0	243,9	4,1	0,8	807,4
recettes réseau (M€)	70,6	69,2	53,5	25,2	93,8	1,5	0,3	314,1
recettes gestion de la clientèle (M€)	8,9	9,2	7,8	2,6	14,6	0,1	0,1	43,3
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	95,4	95,9	78,1	42,2	135,5	2,5	0,4	450,0
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	56,9	46,2	65,5	38,7	46,9	2,4	0,4	256,8
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	74,2	59,4	76,0	44,3	63,1	2,6	0,4	320,1
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	51,67	54,41	55,84	54,99	54,53	61,54	45,20	-

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

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

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

⁽⁴⁾ incluant les recettes correspondant à la vente de services systèmes et la compensation des pertes.

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

1.3 Surcoûts de production constatés dans les ZNI

Les coûts de production retenus par la CRE et les recettes de production d'EDF s'élevant respectivement à 1 203,6 M€ et 320,1 M€, le montant des surcoûts de production constatés dans les ZNI en 2012 est de **883,4 M€**

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par EDF en 2012 sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats issus des appels d'offres (article L. 311-10 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles L. 314-1, L. 311-10 et L. 121-27 du code précité (V de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004) ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « *dispatchables* ».

En application du 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, le montant des surcoûts est égal à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et :

- en métropole continentale, « *les coûts évités à EDF, (...) calculés par référence aux prix de marché de l'électricité* » ;
- dans les ZNI, le prix de l'électricité évalué à « *la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité* ».

2.1. Coûts dus aux contrats d'achat

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

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

Les quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2012 sont présentés dans le tableau 2.4.

Au titre de 2012, **38 TWh** ont été déclarés par EDF pour un montant de **5 068,5 M€**

Tableau 2.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2012 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
Janvier	2 069,4	91,8	0,0	617,0	1 520,6	272,8	77,9	72,9	187,3	37,3	4 946,9
Février	1 918,2	102,8	0,8	392,7	1 083,6	237,0	61,0	73,4	214,8	36,5	4 120,7
Mars	1 946,5	43,4	0,0	455,1	938,8	280,2	77,8	89,1	273,9	38,8	4 143,6
Avril	37,3	0,1	0,5	601,8	1 502,6	191,6	76,2	81,5	229,4	35,3	2 756,1
Mai	0,4	0,0	0,0	828,9	933,0	237,7	79,2	91,9	294,4	1,4	2 467,0
Juin	4,2	0,0	0,3	646,0	951,5	209,8	76,5	95,2	333,9	1,3	2 318,6
Juillet	6,5	0,0	0,0	353,1	875,2	273,7	81,7	89,6	394,5	1,2	2 075,4
Août	4,3	0,0	0,0	231,7	860,0	247,2	84,0	90,2	408,6	1,3	1 927,3
Septembre	4,1	0,0	0,0	208,7	880,2	219,1	83,1	92,1	384,1	0,8	1 872,4
Octobre	42,6	1,1	0,0	233,4	1 306,5	189,5	86,5	96,4	308,9	40,1	2 304,9
Novembre	1 642,8	7,3	0,0	334,2	1 247,3	251,5	86,2	99,9	275,3	0,0	3 944,5
Décembre	1 724,2	35,6	0,1	483,2	2 190,2	255,1	91,9	93,5	234,4	0,0	5 108,2
Quantités (GWh)	9 400,5	282,0	1,8	5 385,6	14 289,5	2 865,3	961,9	1 065,6	3 539,5	193,9	37 985,6
Quantités déclarées en 2011** (GWh)	11 162,4	375,1	1,3	4 644,7	11 679,3	2 812,3	817,6	855,1	1 635,0	307,9	34 290,6
Quantités déclarées en 2010** (GWh)	12 818,4	493,5	19,0	6 394,4	9 419,6	2 635,1	722,8	595,9	396,0	369,6	33 864,2
Coût d'achat (M€)	1 234,3	60,7	10,2	341,5	1 249,0	160,1	98,7	127,0	1 763,1	24,0	5 068,5
Coût d'achat déclaré en 2011** (M€)	1 382,3	77,2	21,1	299,0	996,5	150,6	75,7	91,8	849,0	37,4	3 980,8
Coût d'achat déclaré en 2010** (M€)	1 447,4	85,0	38,7	384,8	792,4	138,9	62,2	58,6	213,2	36,6	3 257,8

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie et reliquats ELD

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2010 et 2011 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

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, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire en application des arrêtés tarifaires en vigueur) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé, ou si une incertitude demeure sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. Le nombre de contrats traités est en croissance exponentielle (de 4 500 en 2007 à 55 000 en 2010, 157 000 en 2011 et 234 000 en 2012). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats.

La CRE a demandé à EDF des compléments sur 39 contrats (hors photovoltaïque) sur un total de 4112 et sur 697 contrats photovoltaïques sur un total de 229 888.

Les réponses apportées par EDF n'ont pas permis de valider sans réserve la totalité de ces contrats. Quelques corrections mineures ont permis de valider les 39 contrats hors photovoltaïque. En revanche, 191 contrats photovoltaïques présentent en 2012 des données de productibles excédant largement le plafond maximal atteignable en France métropolitaine. Parmi ces 191 contrats figurent 5 contrats pour lesquels la CRE subordonnait la compensation des surcoûts d'achat au titre de 2012 à la réalisation de contrôles de dispositifs de comptage et de la puissance par le gestionnaire de réseau. Ces contrôles n'ont pas pu être effectués, celui-ci n'étant pas doté des compétences nécessaires.

Dans la mesure où ce dépassement de production maximale atteignable s'est effectué à coût neutre pour les charges de service public, puisque la rémunération de l'électricité produite au-delà du seuil de 1500 heures de fonctionnement annuel est plafonnée à 50 €/MWh, il a été décidé de compenser intégralement les charges de service public induites par ces contrats.

Cependant, ce constat illustre à nouveau le besoin de définition d'un cadre réglementaire permettant le contrôle des installations bénéficiant de l'obligation d'achat, et l'application de pénalités financières dissuasives en cas de fraude avérée.

La CRE souligne la qualité de la gestion de l'obligation d'achat par EDF, malgré l'augmentation soutenue du nombre de contrats traités : le pourcentage des contrats ayant suscité une question de la part de la CRE s'est élevé à 0,31% en 2012.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2012 sont détaillés dans le tableau 2.5.

Tableau 2.5 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2012 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres [*]	TOTAL
Janvier	2 069,4	91,8	0,0	617,0	1 520,6	272,8	77,9	72,9	187,3	37,3	4 946,9
Février	1 918,2	102,8	0,8	392,7	1 083,6	237,0	61,0	73,4	214,8	36,5	4 120,7
Mars	1 946,5	43,4	0,0	455,1	938,8	280,2	77,8	89,1	273,9	38,8	4 143,6
Avril	37,3	0,1	0,5	601,8	1 502,6	191,6	76,2	81,5	229,4	35,3	2 756,1
Mai	0,4	0,0	0,0	828,9	933,0	237,7	79,2	91,9	294,4	1,4	2 467,0
Juin	4,2	0,0	0,3	646,0	951,5	209,8	76,5	95,2	333,9	1,3	2 318,6
Juillet	6,5	0,0	0,0	353,1	875,2	273,7	81,7	89,6	394,5	1,2	2 075,4
Août	4,3	0,0	0,0	231,7	860,0	247,2	84,0	90,2	408,5	1,3	1 927,3
Septembre	4,1	0,0	0,0	208,7	880,2	219,1	83,1	92,1	384,1	0,8	1 872,4
Octobre	42,6	1,1	0,0	233,4	1 306,5	189,5	86,5	96,4	308,9	40,1	2 304,9
Novembre	1 642,8	7,3	0,0	334,2	1 247,3	251,5	86,2	99,9	275,3	0,0	3 944,5
Décembre	1 724,2	35,6	0,1	483,2	2 190,2	255,1	91,9	93,5	234,4	0,0	5 108,2
Quantités (GWh)	9 400,5	282,0	1,8	5 385,6	14 289,5	2 865,3	961,9	1 065,6	3 539,5	193,9	37 985,6
Quantités retenues en 2011** (GWh)	11 162,4	375,1	1,3	4 644,7	11 679,3	2 812,3	817,6	855,1	1 635,0	307,9	34 290,6
Quantités retenues en 2010** (GWh)	12 818,4	493,5	19,0	6 394,4	9 419,6	2 635,1	722,8	595,9	396,0	369,6	33 864,2
Coût d'achat (M€)	1 234,3	60,7	10,2	341,5	1 249,1	160,1	98,7	127,0	1 763,0	24,0	5 068,5
Coût d'achat retenu en 2011** (M€)	1 382,3	77,2	21,1	299,0	996,5	150,6	75,7	91,8	849,0	37,4	3 980,8
Coût d'achat retenu en 2010** (M€)	1 447,4	85,0	38,7	384,8	792,4	138,9	62,2	58,6	213,2	36,6	3 257,8
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	131,3	215,3	5 720,4	63,4	87,4	55,9	102,6	119,1	498,1	123,6	133,4
Coût d'achat unitaire 2011** (€/MWh)	123,8	205,9	15 927,1	64,4	85,3	53,6	92,6	107,3	519,3	121,5	116,1
Coût d'achat unitaire 2010** (€/MWh)	112,9	172,2	2 034,5	60,2	84,1	52,7	86,1	98,4	538,2	99,0	96,2

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2010 et 2011 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat augmente de 11% en 2012 par rapport à 2011, à 38 GWh. Cette croissance globale est principalement due à la croissance en volume des filières éolienne, photovoltaïque et hydraulique (+ 5,3 TWh en cumulé), en partie contrebalancée par la décroissance de la filière cogénération (- 1,8 TWh). Le coût d'achat unitaire du MWh progresse de 15% à 133,4 €/MWh. Le coût d'achat total s'élève à **5 068,5 M€** en 2012.

Les filières prépondérantes en volume sont l'éolien (37,6 % des volumes achetés), la cogénération (25,5 %) et l'hydraulique (14,2 %).

Les coûts d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque sont en hausse de 107 %, pour s'établir à 1 763 M€. Cette hausse est un peu plus faible que celle des volumes produits, qui représente +117 % pour un total de 3 540 GWh. Le coût d'achat unitaire passe à 498,1 €/MWh en 2012, soit une baisse de 4,1%, en raison du raccordement de grosses installations bénéficiant de tarifs plus faibles que la moyenne. La production d'électricité d'origine photovoltaïque représente 9,3 % des volumes achetés sous obligation d'achat, alors qu'elle représente 34,8 % des charges constatées.

La part des contrats bénéficiant d'une prime d'intégration au bâti est en légère baisse en 2012, en raison de la mise en service d'installations de grande puissance non-éligibles à cette prime, mais reste extrêmement significative. Ainsi, plus de 94% des installations dont les contrats sont présentés à la compensation sont déclarés comme étant intégrés au bâti. Compte-tenu des exigences de l'intégration au bâti, il ne peut être exclu qu'une partie de ces contrats présente un caractère frauduleux. Une simple attestation sur l'honneur suffit en effet pour bénéficier de la prime d'intégration au bâti. Dans la mesure où la durée des contrats d'achat est de vingt ans, cette fraude, si elle est avérée, devra être corrigée au plus vite et éventuellement sanctionnée. Pour cela, il est nécessaire qu'une procédure de contrôle des installations, efficace et dissuasive, soit mise en place. Une réflexion sur ce sujet a été initiée en 2013 conjointement avec EDF et la DGEC.

Les quantités achetées auprès des installations de cogénération sont en baisse sensible de 16 %, sous l'effet de l'arrivée à échéance des contrats C97 et C99. Une partie de ces installations rentre toutefois à nouveau dans le cadre de l'obligation d'achat, profitant de contrats « C01 rénovation ». Au total, la puissance garantie des installations de cogénération diminue de plus de 600 MW, pour atteindre 2 577 MW à fin 2012. Le coût d'achat unitaire progresse de 6 %, notamment sous l'effet de la hausse du prix du gaz sur les trois premiers trimestres 2012.

Le parc hydraulique a fortement baissé en 2012 (- 25 % en puissance installée), en raison de l'arrivée à échéance de nombreux contrats H97 en octobre. La plupart des installations souhaitant bénéficier des arrêtés « rénovation » sont sorties temporairement de l'obligation d'achat. A fin 2012, le parc hydraulique représente 1 515 MW. Cependant, la production progresse de 16 % en 2012, soit

+741 GWh, en raison d'une meilleure hydraulité. Le coût d'achat augmente dans les mêmes proportions.

Les volumes produits par la filière éolienne augmentent de 22 %, soit +2 610 GWh, sous l'effet conjoint d'une hausse de la puissance installée (+ 833 MW) et de conditions météorologiques favorables.

Les filières biogaz et biomasse voient leurs volumes achetés augmenter respectivement de 17,7 % et 24,6 %. Les coûts d'achat unitaires augmentent respectivement de 10,8 % et 11 %, en raison de la mise en service d'installations bénéficiant des tarifs d'achat de 2011, dont la rémunération est supérieure à celle des anciens contrats. Huit nouvelles installations de production d'électricité à partir de biomasse représentant 63,2 MW ont été mises en service en 2012, dont cinq issues de l'appel d'offres de 2009 et une de celui de 2006. Pour la filière biogaz, cinquante-neuf nouvelles installations sont comptabilisées en 2012, majoritairement sous le régime de l'arrêté tarifaire de 2011, pour une puissance totale du parc de 205,2 MW à fin 2012 (+29,9 MW).

Les volumes achetés à la filière incinération sont relativement stables. Ils augmentent de 1,9 %, pour atteindre 2 865,3 GWh. Les coûts d'achat progressent de 6,2 % sous l'effet de l'indexation des contrats.

La diminution de la taille du parc des installations dispatchables continue en 2012, avec 99,1 MW de puissance garantie à la fin de l'année. Les volumes produits progressent toutefois de 34,6 %, soit +0,5 GWh, en raison d'appels significatifs au cours du mois de février.

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

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat en ZNI, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF.

Pour la première fois, la CRE a pris en compte les coûts d'achat relatifs à la liaison à courant continu Sardaigne-Corse-Italie (SACOI). Pour 2012, EDF fait état d'une augmentation du coût de revient de l'électricité soutirée sur la liaison SACOI du fait d'une hausse des coûts liés au mécanisme d'allocation de capacités à la frontière et de l'introduction d'une nouvelle obligation de fourniture de certificats verts imposée par l'Italie depuis le 1^{er} janvier 2012. L'énergie transitant sur cette liaison est produite par EDF à partir de son propre parc de production continental, avec une majoration de 11,5 % du volume soutiré. Ainsi, le coût de revient correspond à la somme (i) du ruban implicite⁴ des tarifs réglementés de vente d'électricité en vigueur au 31 décembre 2012, en tant que valeur représentative du coût comptable de production du parc d'EDF en France métropolitaine, (ii) du coût d'allocation de capacités et (iii) du coût lié aux certificats verts.

Compte tenu de ce qui précède, les montants définitifs retenus au titre des contrats d'achat 2012 en ZNI sont ceux repris dans le tableau 2.6.

Tableau 2.6 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2012

	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		SPM		Total		Rappel 2011*		Rappel 2010*	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€
Interconnexion	686,3	53,8	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	686,3	53,8	322,3	25,3	338,6	24,6
Bagasse-charbon	---	---	607,1	103,2	---	---	---	---	1 613,4	216,4	---	---	2 220,5	319,6	2 144,1	307,3	1 925,1	256,1
Thermique	---	---	240,6	60,5	165,6	58,0	---	---	11,1	3,8	---	---	417,3	122,4	323,0	92,5	374,9	85,4
Incinération	---	---	---	---	18,9	1,3	---	---	---	---	---	---	18,9	1,3	14,5	0,9	24,1	1,6
Hydraulique	51,3	3,7	11,0	1,2	---	---	14,2	1,6	0,4	0,0	---	---	76,9	6,5	61,8	5,0	69,1	5,3
Eolien	27,9	2,1	51,0	5,6	1,3	0,1	---	---	18,2	2,1	0,9	0,1	99,2	10,1	83,3	8,6	86,1	7,6
Géothermie	---	---	50,6	5,2	---	---	---	---	---	---	---	---	50,6	5,2	55,9	5,7	14,6	1,4
Biomasse	---	---	0,0	0,0	---	---	11,4	2,7	---	---	---	---	11,5	2,7	11,9	2,2	7,9	1,8
Biogaz	7,8	0,7	0,1	0,0	---	---	---	---	9,3	0,9	---	---	17,1	1,6	15,0	1,4	16,4	1,5
Photovoltaïque	98,8	43,9	81,9	34,4	68,6	29,9	46,7	21,0	178,7	85,0	---	---	474,7	214,2	281,7	125,9	114,1	49,8
Total	872,1	104,2	1 042,3	210,2	254,4	89,4	72,3	25,2	1 831,0	308,3	0,9	0,1	4 073,1	737,4	3 313,5	574,8	2 970,9	435,0

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2010 et 2011 - cf. annexe 4

L'augmentation des montants achetés dans les ZNI par rapport à 2011 résulte de plusieurs facteurs :

⁴ Le ruban implicite correspondant au coût de la puissance moyenne si celle-ci était uniformément appelée sur l'année.

- la production des centrales bagasse-charbon est en légère augmentation par rapport à 2011, ce qui s'explique principalement par des arrêts pour maintenance moins longs que prévus. Par ailleurs, l'année 2012 est la première année de pleine production de l'unité de production Caraïbes Energie mise en service en décembre 2010 en Guadeloupe ;
- la croissance des cours du pétrole en 2012 a induit une augmentation des coûts de combustibles pour les installations fonctionnant au fioul (en Guadeloupe, en Martinique et en Réunion). En outre, l'installation d'EDF PEI venant se substituer à la centrale de Port Est d'EDF SEI, a commencé ses premières injections en octobre 2012. Une TAC complémentaire a été mise en service en Martinique afin de maintenir l'équilibre offre/demande ;
- une meilleure production hydraulique en Corse, en Guyane et à La Réunion, qui concoure à une moindre sollicitation des centrales thermiques ;
- une production éolienne plus importante liée aux bonnes conditions météorologiques ;
- le fort développement de la production d'électricité issue d'installations photovoltaïques. Entre 2011 et 2012, les volumes déclarés ont progressé de 69 % et le coût d'achat de 70 %, ce qui a généré 88,3 M€ de coûts d'achat supplémentaires. Cette filière ENR est de loin la plus coûteuse en €/MWh produit.

Par ailleurs, on peut noter que malgré le retour au fonctionnement normal des centrales Bouillante 1 et Bouillante 2, l'année 2012 est marquée par une baisse de 10 % de la production liée au conflit social qui a duré du 15 février à fin juillet 2012.

Au cours du contrôle des montants exposés dans le cadre l'obligation d'achat dans les ZNI, la CRE a constaté que l'ensemble des factures des contrats photovoltaïques en Corse conclus en application de l'arrêté du 12 janvier 2010 comportait une erreur de calcul dans l'indexation du tarif de référence. La formule utilisée correspond à l'arrêté du 10 juillet 2006. 62 producteurs sont concernés par cette erreur. EDF procédera à une régularisation de la situation. Le trop-perçu des producteurs sera remboursé à EDF SEI au cours de l'année 2013 et viendra en déduction des charges constatées 2013 au titre des reliquats.

Le coût d'achat total retenu dans les ZNI s'élève à **737,4 M€** en 2012.

2.1.3. Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz

Le contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz effectué par EDF permet de vérifier leur efficacité énergétique et la correcte application de la rémunération complémentaire facturée par le producteur. Le coût de ce contrôle est compensé, car il est un élément de détermination du coût d'achat pour les installations de cogénération.

Les contrôles effectués au titre de l'année 2012 représentent **117,2 k€**

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 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie 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* ».

Conformément à la délibération de la CRE du 25 juin 2009, le coût évité à EDF distingue le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Ce dernier est calculé en fonction des prix de marché quotidiens de l'électricité. Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé en fonction de prix de marché à terme. La production quasi-certaine est composée d'une part d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année, et d'autre part de trois blocs supplémentaires, correspondant au surplus de production hivernaux du premier trimestre et des mois de novembre et décembre⁵.

2012 est la troisième année où cette méthode de calcul est appliquée pour la régularisation des

⁵ Voir délibération du 25 juin 2009 pour une explication détaillée du mécanisme.

charges. Il s'agit de la première année pour laquelle cette méthode est pleinement appliquée, après deux années transitoires.

Par ailleurs, la nouvelle méthode de calcul du coût évité par les installations photovoltaïques est appliquée pour la première fois au calcul des charges constatées en 2012, après avoir été mise en œuvre pour les charges prévisionnelles 2012 et 2013. Elle est détaillée dans la section suivante.

Le coût évité obtenu s'élève pour l'année 2012 à **1 739,0 M€** (hors contrats PV, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »), alors qu'il était de 1 780,8 M€ en 2011. Il convient toutefois de noter que le calcul en 2011 intégrait le coût évité par la production photovoltaïque, alors que celui-ci est calculé de manière distincte à partir de cette année, et ne peut donc être comparé directement.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2012 est indiquée dans le tableau 2.7.

Tableau 2.7 : puissance quasi-certaine retenue pour 2012

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	700
Surplus de production Q1⁶	3 600
Surplus de production M11⁷	3 300
Surplus de production M12⁶	3 300

Tableau 2.8 : Prix de marché retenus pour 2012

Ruban	Q1	M11	M12
54,89	63,91	57,15	55,57

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 18,8 TWh, est de **1 112,0 M€**

Coût évité par la production aléatoire hors photovoltaïque

Le coût évité par la production aléatoire hors photovoltaïque s'élève à **627,0 M€** (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »). Ce montant est détaillé dans le tableau 2.9.

⁶ Premier trimestre

⁷ M11 : novembre ; M12 : décembre

Tableau 2.9 : prix de marché mensuels et coût évité à EDF
par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2012 (hors contrats PV, contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel	Quantité	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	41,89	1 246	52,2
Février	82,45	689	56,8
Mars	44,63	523	23,3
Avril	44,92	1 858	83,5
Mai	38,96	1 411	55,0
Juin	40,34	1 321	53,3
Juillet	41,75	1 090	45,5
Août	45,26	944	42,7
Septembre	46,32	939	43,5
Octobre	49,23	1 400	68,9
Novembre	47,51	673	32,0
Décembre	41,98	1 675	70,3
Total 2012	45,5	13 768	627,0

Prix moyen pondéré 2011 (€/MWh)	48,5
Prix moyen pondéré 2010 (€/MWh)	47,9
Prix moyen pondéré 2009 (€/MWh)	44,7
Prix moyen pondéré 2008 (€/MWh)	66,4
Prix moyen pondéré 2007 (€/MWh)	45,3
Prix moyen pondéré 2006 (€/MWh)	55,1

2.2.1.2. Coût évité par la production photovoltaïque

La nouvelle méthode de calcul du coût évité par la production photovoltaïque, décidée sur la base des recommandations du rapport Charpin-Trink issu de la concertation postérieure au moratoire de 2011, vise à mieux prendre en compte les caractéristiques de la production PV. Le coût évité par cette production est calculé par référence à un prix moyen mensuel, basé sur les prix spot horaires du marché de gros pondérés par les coefficients de production horo-saisonniers du profil PRD3 (utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution).

Le calcul du coût évité par la production photovoltaïque distingue les contrats d'achat selon leur rythme de facturation (mensuel, semestrielle ou annuelle). Pour ces trois types de contrats, un prix de référence est calculé pour chaque mois, égal à la moyenne pondérée des prix profilés sur la période couverte par la facture (un, six ou douze mois glissants).

Le coût évité par la production photovoltaïque en 2012 s'élève ainsi à **180,5 M€**. Ce montant est détaillé dans le tableau 2.10.

Tableau 2.10 : Prix de référence et coût évité à EDF par les contrats d'achat PV (hors ZNI) en 2012

Mois	Facturation mensuelle		Facturation semestrielle		Facturation annuelle		Coût évité
	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	
Janvier	47,03	49	53,62	73	54,19	66	9,8
Février	96,06	86	63,09	65	56,36	63	16,0
Mars	46,51	136	59,76	61	55,43	77	14,2
Avril	47,97	120	56,64	54	54,76	56	11,8
Mai	42,30	169	52,37	77	52,51	48	13,7
Juin	46,49	189	51,13	96	51,54	49	16,2
Juillet	46,52	217	50,43	125	51,59	53	19,1
Août	49,00	214	46,39	145	51,49	50	19,8
Septembre	50,57	169	46,90	152	50,85	63	18,9
Octobre	54,39	122	47,42	127	50,67	60	15,7
Novembre	52,75	77	48,89	139	50,44	60	13,8
Décembre	46,57	65	49,44	114	50,37	55	11,5
Total 2012	50,5	1612	50,7	1227	52,7	701	180,5

2.2.1.3. Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé

Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnalière : la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horosaisonnalières où le tarif est élevé correspondent sensiblement aux heures où le prix de marché est haut. Il existe donc dans le cas de ces contrats une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché.

Le coût évité doit par conséquent être calculé par poste horosaisonnaliier. Sont utilisés à cette fin les prix de marché horaires. Le coût évité correspondant est égal à **73,6 M€**

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

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrats type « appel modulable », représentaient en 2012 une puissance garantie de 138 MW. 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 valorisation de la puissance mise à disposition de RTE dans le cadre des réserves complémentaires est retenue pour le calcul du coût évité. 2012 est la première année où EDF n'a pas remporté l'intégralité des lots de l'appel d'offres. La prime fixe unitaire pour la puissance mise à disposition est donc calculée à partir de la moyenne des offres retenues pour les lots 1, 2 et 3 de l'appel d'offres du gestionnaire de réseau. Le coût fixe évité par les installations « dispatchables » est ainsi évalué à 1,5 M€.

Le coût évité « énergie » se calcule en fonction de l'utilisation effective par EDF de l'énergie achetée. L'énergie achetée pour l'ajustement est valorisée au prix des écarts à la baisse constaté sur le mécanisme d'ajustement pour chaque période d'appel considérée (soit un coût évité de 0,15 M€). L'énergie achetée pour une utilisation hors ajustement est valorisée sur la base d'une moyenne mensuelle des prix pointe journaliers (soit un coût évité de 0,1 M€). Au total, le coût évité à EDF en 2012 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **1,8 M€**.

2.2.1.5. 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'une installation de cogénération traduit la mise à disposition de capacité de puissance au bénéfice d'EDF.

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

Les installations de cogénération ayant fait l'objet, au cours de l'année 2012, d'un basculement en mode « dispatchable » – ou d'une reconduction de celui-ci – représentent une puissance garantie de 270,8 MW. Les achats effectués auprès de ces installations s'élèvent à 282 GWh, pour un montant d'achat retenu de 60,7 M€.

Coût évité hors mode « dispatchable »

Le coût évité par les achats effectués aux installations de cogénération en dehors des périodes de dispatchabilité s'établit sur les mêmes bases que celles applicables aux contrats standards. Ce coût évité est ainsi évalué à 14,3 M€.

Coût évité en mode « dispatchable »

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

A l'instar des contrats « appel modulable », le coût fixe évité par les cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable » s'établit en utilisant comme référence la valorisation moyenne de la puissance mise à disposition de RTE dans le cadre des réserves complémentaires.

Le coût fixe évité en 2012 est évalué à 0,98 M€ pour l'ensemble des installations considérées. Le calcul du coût évité « énergie », quant à lui, ne peut s'effectuer à partir du mécanisme d'ajustement, dans la mesure où les contraintes d'appel afférentes aux installations de cogénération (préavis, montée en charge, durée minimale d'appel) ne permettent pas à EDF d'utiliser ces dernières sur ce mécanisme. Le coût évité « énergie » doit s'établir, pour chacune de ces installations, à partir des prix de marché horaires moyens sur les jours d'appel correspondants. Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 3 M€. Il correspond principalement aux appels des centrales dispatchables au mois de février 2012, période de vague de froid où les prix moyens journaliers ont pu largement dépasser les 100 €/MWh.

Le coût évité à EDF en 2012 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **18,3 M€**

2.2.1.6 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 2 013,1 M€ (1 739 M€ + 180,5 M€ + 73,6 M€ + 1,8 M€ + 18,3 M€).

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

Conformément au décret du 28 janvier 2004, les surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI sont calculés par rapport à la part production du tarif de vente (tableau 2.3). L'électricité achetée par EDF valorisée à cette part production est évaluée à **194,7 M€**, comme détaillé dans le tableau 2.11.

Tableau 2.11 : coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2012

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	872,1	1 042,3	254,4	72,3	1 831,0	0,9	0,0	4 073,1
Taux de pertes (%)	14,7%	11,4%	10,7%	10,4%	10,1%	5,9%	8,8%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	744,2	923,4	227,2	64,9	1 645,4	0,8	0,0	3 605,9
Part production du tarif de vente (€/MWh)	51,67	54,41	55,84	54,99	54,53	61,54	45,20	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	38,5	50,2	12,7	3,6	89,7	0,1	0,0	194,7

* 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 2012 s'élèvent à :

- **3 055,5 M€** en métropole continentale (5 068,5 M€ de coût d'achat + 0,1 M€ de coût de contrôle des cogénérations - 2 013,1 M€ de coût évité) ;
- **542,6 M€** dans les ZNI (737,4 M€ de coût d'achat - 194,7 M€ de coût évité),

soit un total de **3 598,1 M€**

3. Charges dues aux dispositions sociales

La tarification spéciale « produit de première nécessité » est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Elle a par la suite été rebaptisée « tarif de première nécessité » (TPN). Le décret n° 2006-924 du 26 juillet 2006 prévoit, pour les clients concernés par la tarification de première nécessité, la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Ces pertes de recettes et frais supplémentaires doivent faire l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. L'arrêté du 5 août 2008 fixe le plafond de ressources pour en bénéficier égal au plafond d'ouverture des droits à la couverture maladie universelle complémentaire. L'arrêté du 23 décembre 2010 a modifié l'annexe du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 et a revu à la hausse de 10% le niveau de réductions et versements forfaitaires. Le chapitre I du décret n°2012-309 du 6 mars 2012 a modifié la procédure d'attribution du TPN aux ayant-droits, rendant celle-ci automatique, sauf refus exprès de ceux-ci.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du Tarif de Première Nécessité permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation en cas de participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité. Cette compensation peut s'élever jusqu'à 20 % des charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement (arrêté du 24 novembre 2005).

3.1. Charges dues au « tarif de première nécessité »

3.1.1. Pertes de recettes dues au TPN

Les pertes de recettes dues au TPN se sont élevées, en 2012, à 69,1 M€, contre 49,1 M€ en 2011. Cette augmentation des pertes de recettes est principalement due à l'automatisation de la procédure d'application du TPN, qui a permis un quasi-doublement du nombre de bénéficiaires.

Au 31 décembre 2012, 1 178 000 clients bénéficiaient du TPN.

3.1.2. Surcoûts de gestion

Les frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN sont stables par rapport à l'année dernière, et passent ainsi de 5,4 M€ en 2011 à 5,6 M€ en 2012. Cette stabilité s'explique par les gains de productivité réalisés qui contrebalancent l'effet de la hausse du nombre de bénéficiaires.

3.1.3. Services liés à la fourniture

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN se sont élevées en 2012 à 1,4 M€. Elles ont triplé par rapport à 2011 (0,4 M€).

3.1.4. Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser à EDF en 2012 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **76,1 M€**, ZNI incluses.

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

Compte tenu des dispositions réglementaires, la compensation d'EDF au titre de sa participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité est de **15,2 M€** (20 % x 76 M€). Ce montant est nettement inférieur aux 23,1 M€ versés par EDF en 2012 au fonds de solidarité pour le logement.

Les charges à compenser à EDF en 2012 au titre des dispositions sociales s'élèvent finalement à **91,3 M€** contre 65,9 M€ en 2011.

B. Charges supportées par les entreprises locales de distribution constatées au titre de 2012

1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par les ELD en 2012 sont dus aux contrats :

- relevant de l'obligation d'achat (article L.314-1 du code de l'énergie) ;
- les contrats issus des appels d'offres (article L. 311-10 du code précité) ;
- conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L.121-7 du code précité).

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

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si une incertitude demeure sur la conformité du coût exposé avec les conditions de rémunération prévues par les arrêtés tarifaires correspondants. Le nombre de contrats des ELD traités est en croissance exponentielle (de 1 554 en 2009 à 8 885 en 2011 et 12 750 en 2012). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats. La CRE a demandé aux ELD les factures et les détails de calculs pour les contrats présentant les écarts les plus importants entre les montants exposés et les montants normatifs à disposition de la CRE (environ 290 producteurs identifiés).

Les réponses apportées n'ont pas permis de valider sans réserve la totalité de ces contrats et ont nécessité la correction de certains montants exposés. L'information fournie par les ELD a mis en évidence une confusion récurrente entre les tarifs d'achat et les formules d'indexation de différents arrêtés tarifaires photovoltaïques. Une autre difficulté consiste dans l'identification par les producteurs ou par les ELD des bons coefficients d'indexation pour toutes les filières de production. La CRE constate que les factures souvent sont établies par les producteurs sans suivi régulier ou contrôle spécifique de la part des ELD.

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011, les coûts évités sont calculés par référence aux tarifs de cession pour le volume d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises à ces tarifs et aux prix de marché de l'électricité pour le volume restant. La CRE doit donc désormais vérifier dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, afin de savoir si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession.

En 2012, 8 ELD se sont approvisionnées à la fois aux tarifs de cession et sur le marché. Elles ont cependant toutes injecté la totalité de l'énergie issue des contrats d'obligation d'achat dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, et leur coût évité est donc calculé en référence aux tarifs de cession.

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2012, à **172,2 M€**, en hausse de 46 % par rapport à 2011. Cette augmentation s'explique par une hausse des coûts d'achat (+ 41 %) supérieure à l'augmentation du coût évité (+ 26 %), conséquence notamment du développement de la filière photovoltaïque. Les surcoûts d'achat de cette filière s'élèvent désormais à 100,6 M€, bien supérieurs à ceux de l'éolien (36,8 M€) et de la cogénération (21,4 M€).

2. Charges dues aux dispositions sociales

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

Au total, les surcoûts de gestion se sont élevés en 2012 à **0,49 M€**, dont 0,44 M€ de frais de personnel. Ce surcoût est comparable à celui constaté en 2011 (0,5 M€). L'automatisation de la procédure d'attribution du TPN n'a donc pas eu d'effet sur ces surcoûts en 2012.

La CRE constate une forte disparité dans les coûts de gestion exposés à la compensation. Le niveau des coûts de gestion exposés, rapportés au nombre de clients bénéficiaires, diverge fortement entre les fournisseurs (de 5 € par client à 552 € par client⁸), qu'il y ait recours ou non à un prestataire extérieur. Les frais de mise en œuvre peuvent ainsi représenter jusqu'à 80 % du total des charges retenues au titre de l'application du TPN.

Les charges relatives à la tarification spéciale « produit de première nécessité » sont évaluées, pour 2012, à **2,3 M€**

Conformément à l'arrêté du 24 novembre 2005, la compensation des charges dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque ELD, à hauteur de 20 % des charges dues au TPN, dans la limite des versements effectués au fonds de solidarité pour le logement. Pour 2012, cette compensation s'élève à **0,3 M€** pour l'ensemble des ELD ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

Les charges dues aux dispositions sociales s'élèvent, pour 2012, à **2,6 M€** (2,3 M€ + 0,3 M€), en augmentation de 4 % par rapport à 2011.

3. Détail des charges constatées par les ELD au titre de 2012

Le montant total des charges supportées par les ELD en 2011 s'élève à **174,8 M€**, dont 172,2 M€ dus aux contrats d'achat et 2,6 M€ aux dispositions sociales. Les principaux éléments de calcul sont indiqués dans le tableau 2.12.

⁸ Cas extrême d'une ELD ayant un seul client au TPN

Tableau 2.12 : charges supportées par les ELD au titre de 2012

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2012
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
ES ENERGIES STRASBOURG ²	221 668,4	47 961,5	7 106,4	40 855,1	1 013,5	41 868,6
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS ²	356 018,9	43 203,4	10 481,7	32 721,8	112,7	32 834,4
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	106 188,5	33 279,8	3 264,1	30 015,8	135,2	30 151,0
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	195 924,7	18 201,3	6 100,4	12 100,9	15,5	12 116,4
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE ²	121 269,7	15 493,4	6 261,7	9 231,8	136,4	9 368,2
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ ²	78 724,6	9 264,1	2 938,9	6 325,3	231,8	6 557,1
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	58 397,5	5 868,1	1 772,4	4 095,7	44,7	4 140,4
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	11 663,5	3 961,3	418,3	3 543,1	48,1	3 591,1
Régie d'Électricité U.E.M. NEUF BRISACH ²	12 720,8	3 198,9	415,3	2 783,6	7,6	2 791,2
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	30 708,4	3 515,0	974,6	2 540,4	11,2	2 551,6
SICAE du CARMAUSIN	6 514,2	2 445,1	202,3	2 242,9	10,8	2 253,6
SOREA	23 672,3	2 161,3	670,4	1 490,9	10,9	1 501,8
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	5 443,4	1 493,9	152,8	1 341,1	2,7	1 343,7
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	13 651,7	2 005,6	726,3	1 279,3	38,3	1 317,6
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	33 679,1	2 243,6	948,9	1 294,7	6,6	1 301,3
S.I.C.A.E. OISE	2 221,8	1 254,6	57,3	1 197,3	51,2	1 248,5
LES USINES MUNICIPALES D'ERSTEIN	7 115,3	1 487,4	279,8	1 207,6	7,4	1 215,1
Régie du Syndicat Électrique Intercommunal PAYS CHARTRAIN	56 705,3	3 153,8	2 017,2	1 136,5	31,1	1 167,6

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2012
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	10 286,9	1 421,4	305,8	1 115,6	17,3	1 132,9
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSEL (SAEML)	2 056,9	1 161,2	57,5	1 103,7	12,2	1 115,8
SICAE EST	5 725,8	1 201,4	173,7	1 027,6	24,0	1 051,6
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	15 141,8	1 541,9	508,6	1 033,3	8,5	1 041,8
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 356,4	1 103,9	67,2	1 036,6	4,9	1 041,5
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	1 577,6	919,3	42,8	876,5	13,0	889,6
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	7 635,2	1 175,4	383,6	791,8	41,0	832,9
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	1 429,3	832,5	43,4	789,1	5,2	794,3
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	4 686,0	987,1	205,7	781,4	6,7	788,1
VIALIS - REGIE MUNICIPALE DE COLMAR ²	1 270,5	713,7	38,9	674,8	71,9	746,7
Société d'Électricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITROPHES	4 974,5	804,0	155,6	648,4	11,6	660,0
SICAE de l'Aisne	1 092,9	636,1	39,3	596,7	21,9	618,6
Régie Municipale d'Électricité MAZERES	1 060,1	632,2	32,2	600,1	3,4	603,4
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 019,0	578,2	27,7	550,5	2,6	553,1
Régie municipale d'Électricité VARILHES	604,3	346,7	22,1	324,6	3,1	327,6
S.I.C.A.E. E.L.Y. :RÉGION EURE & LOIR YVELINES	936,3	356,4	33,2	323,2	4,0	327,1
Energies Services LANNEMEZAN	374,7	234,6	14,6	220,0	15,4	235,4

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2012
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie Municipale d'Électricité BAZAS	487,2	242,1	14,6	227,5	5,8	233,3
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN ²	420,6	236,5	12,9	223,7	7,0	230,7
Régie municipale d'Électricité TARASCON	6 772,2	449,8	244,2	205,7	8,8	214,4
Syndicat d'Électricité SYNERGIE MAURIENNE	362,7	214,4	12,0	202,4	0,8	203,2
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLEE DE THONES	348,6	207,6	10,2	197,4	4,2	201,7
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	329,7	200,7	10,5	190,2	1,4	191,6
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	8 845,7	559,1	374,0	185,0	1,3	186,4
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	8 587,1	537,1	372,5	164,6	4,0	168,6
Régie Municipale d'Électricité CAZERES	263,7	160,4	9,0	151,4	8,8	160,2
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITOPHES	237,2	138,3	6,8	131,5	1,9	133,4
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	260,4	129,7	6,9	122,8	2,3	125,1
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LES BEZIERS	199,4	116,5	7,2	109,3	7,9	117,2
Régie Municipale d'Électricité MONTESQUIEU VOLVESTRE	198,9	118,3	6,2	112,1	4,9	117,0
Régie Communale d'Électricité UCKANGE	757,2	135,6	30,0	105,7	10,7	116,4
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	193,0	119,9	9,6	110,3	0,0	110,3
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	187,8	102,8	6,6	96,2	4,8	101,0
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILLAN	813,6	110,8	26,3	84,5	13,1	97,6

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2012
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC ²	136,5	83,9	4,5	79,3	14,3	93,6
S.I.V.U. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 744,0	195,5	107,5	88,0	1,7	89,7
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 118,0	153,5	77,7	75,8	1,2	77,0
Régie d'Électricité d'Elbeuf	70,0	37,6	2,0	35,6	37,8	73,4
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	40,8	23,0	1,1	21,9	47,7	69,6
Régie Communale d'Électricité GATTIERES	127,2	71,4	4,0	67,3	1,3	68,7
Régie Municipale d'Électricité LOOS	31,5	16,8	1,6	15,2	52,9	68,1
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	85,9	50,9	2,8	48,1	15,8	63,9
Régie Électrique ALLEVARD	112,7	68,5	5,5	63,0	0,0	63,0
Régie Municipale d'Électricité AMNEVILLE	89,8	52,3	3,0	49,3	4,0	53,4
Régie Municipale d'Électricité SAINT- PIERRE D'ALLEVARD	88,3	52,4	4,3	48,1	1,6	49,8
GAZ DE BARR	113,4	45,3	3,1	42,2	3,8	46,0
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	71,7	42,2	2,6	39,6	5,4	45,0
Régie Électrique GERVANS	76,8	44,3	2,2	42,0	0,0	42,0
Régie Électrique AIGUEBLANCHE	75,9	43,8	2,7	41,2	0,8	42,0
Régie SDED EROME	72,4	44,5	3,5	41,0	0,7	41,7
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	80,1	38,1	2,8	35,3	3,0	38,3
Régie d'Électricité SCHOENECK	60,3	35,8	1,8	34,0	1,6	35,6
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	53,5	31,7	2,2	29,5	5,8	35,3

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2012
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie d'Électricité BITCHE	51,0	29,7	1,5	28,2	6,0	34,3
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	56,1	35,1	2,0	33,1	0,0	33,1
GAZELEC DE PERONNE	19,0	11,3	0,6	10,7	21,3	31,9
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	71,8	33,4	3,3	30,1	0,0	30,1
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	45,0	27,3	1,7	25,6	4,5	30,1
S.A.I.C. PERS LOISINGES	56,9	31,8	1,8	30,0	0,0	30,0
Régie Électrique Communale BOZEL	48,9	29,7	1,6	28,1	0,5	28,6
R.M.E.T. TALANGE	40,3	22,9	1,3	21,6	5,5	27,1
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	44,1	26,8	2,0	24,9	2,1	27,0
Régie Communale de Distribution d'Électricité MITRY MORY	37,2	20,9	0,9	20,1	6,2	26,3
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	39,7	23,4	1,2	22,2	3,6	25,8
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	36,5	21,5	1,3	20,2	5,2	25,4
Régie Municipale d'Électricité VINAY	40,9	23,4	1,4	22,0	2,4	24,3
Régie de Distribution d'Énergie Électrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	42,7	25,2	1,2	24,0	0,0	24,0
Régie d'Électricité du Morel	39,3	23,9	1,4	22,5	0,1	22,6
Régie d'électricité TOURS EN SAVOIE	38,9	23,3	1,4	22,0	0,0	22,0

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2012
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	34,8	20,1	1,1	19,0	2,3	21,3
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PRIVAT LA MONTAGNE	35,8	21,2	1,0	20,2	0,7	20,9
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	786,5	30,7	11,8	18,9	0,8	19,7
Régie Municipale d'Électricité BEAUVOIS EN CAMBRESIS	37,8	17,7	1,0	16,7	1,9	18,6
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	36,2	19,3	1,2	18,1	0,4	18,5
Régie Municipale d'Électricité HOMBORG HAUT	21,0	11,7	0,6	11,1	5,0	16,1
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	28,5	14,3	0,7	13,5	1,6	15,1
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	23,9	13,4	0,6	12,8	2,2	15,0
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	9,0	5,4	0,3	5,1	9,1	14,2
Régie Municipale d'Électricité de SAINT-AVRE	24,0	14,7	1,1	13,6	0,2	13,9
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	19,6	11,7	0,6	11,1	2,8	13,8
Régie Électrique TIGNES	231,0	22,8	9,5	13,4	0,3	13,6
Régie Électrique DALOU	20,4	12,5	0,4	12,2	0,6	12,7
Régie Municipale d'Électricité SAINTE-MARIE DE CUINES	28,2	13,2	0,9	12,3	0,0	12,3
S.I.V.U. d'Électricité LUZ SAINT-SAUVEUR - ESQUIEZE SERE - ESTERRE	168,1	15,6	5,3	10,3	1,8	12,1
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	14,2	8,6	0,5	8,1	3,7	11,8
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	14,7	8,6	0,5	8,1	3,6	11,7
Régie Électrique MONTVALEZAN	19,7	12,1	0,8	11,2	0,0	11,2

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2012
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie Communale d'Électricité REDANGE	20,0	11,8	0,7	11,2	0,0	11,2
Régie Municipale d'Électricité ALLEMONT	19,4	11,0	0,9	10,0	0,5	10,5
S.I.C.A.E. CARNIN	22,2	10,2	0,6	9,6	0,7	10,4
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	13,5	8,2	0,7	7,5	2,3	9,8
Centrale Électrique VONDERSCHEER	16,9	9,3	0,5	8,8	0,2	9,1
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	16,0	9,5	0,8	8,8	0,3	9,0
Régie Municipale d'Électricité GANDRANGE BOUSSANGE	15,2	8,7	0,4	8,2	0,6	8,9
Régie Municipale d'Électricité MOUTARET	12,2	7,5	0,6	6,9	0,1	7,0
Régie Communale Électrique SAULNES	8,7	5,1	0,3	4,8	2,0	6,7
Régie d'Électricité PINSOT	10,7	6,3	0,5	5,8	0,3	6,1
Régie Municipale d'Électricité SECHILIEUNE	10,8	6,3	0,5	5,7	0,0	5,7
Régie Municipale d'Électricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	10,1	6,0	0,4	5,6	0,0	5,6
Régie Municipale d'Électricité PRESLE	9,5	5,8	0,5	5,3	0,1	5,4
Régie d'Électricité VALMEINIER	9,8	5,7	0,3	5,4	0,0	5,4
Régie Électrique LA CABANASSE	10,1	5,5	0,4	5,1	0,2	5,3
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	8,7	5,4	0,3	5,1	0,0	5,1
Régie Électrique FONTAINE AU PIRE	7,5	3,8	0,2	3,6	1,4	5,1
Régie Municipale d'Électricité LA CHAMBRE	9,7	5,4	0,4	5,0	0,1	5,0
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTOISE	9,0	5,3	0,4	5,0	0,1	5,0
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	9,6	5,4	0,4	5,0	0,0	5,0

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2012
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Électrique Municipale LA CHAPELLE	8,5	5,0	0,4	4,6	0,0	4,6
Régie Électrique MERCUS GARRABET	6,2	3,8	0,2	3,6	0,9	4,5
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	4,7	2,9	0,1	2,8	1,3	4,0
Régie Électrique AVRIEUX	7,1	4,2	0,3	3,8	0,0	3,8
Régie d'Électricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	5,3	3,4	0,3	3,1	0,1	3,3
Régie municipale d'Électricité QUIE	3,1	1,8	0,1	1,8	0,0	1,8
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	1,7
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	2,1	1,2	0,1	1,1	0,2	1,3
Régie Électrique Municipale VILLAROGER	1,6	1,0	0,1	0,9	0,0	0,9
Régie Municipale Électrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	242,5	11,0	16,0	-5,0	1,5	-3,5

¹ nette du surplus revendu à EDF

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

C. Charges supportées par Electricité de Mayotte constatées au titre de 2012

Les charges de service public de l'électricité supportées par Electricité de Mayotte (EDM) résultent de la péréquation tarifaire et sont constituées :

- des surcoûts de production ;
- des surcoûts d'achat imputables au développement de projets de production indépendants.

1. Coûts de production

1.1. Coûts de production déclarés par EDM

Les coûts de production comprennent les frais de commercialisation supportés par EDM, qui correspondent aux frais liés aux actions conduites en faveur de la maîtrise de la demande d'électricité, à l'instar de la méthodologie appliquée pour EDF.

Les coûts de production déclarés par EDM s'élèvent, pour 2012, à **87,3 M€**. Ces coûts sont en hausse par rapport à ceux de 2011 (+ 14 %). Cette situation s'explique essentiellement par une hausse du coût d'achat des combustibles et par des investissements dans le renforcement et l'extension des moyens de production thermiques.

L'année 2012 est caractérisée par une très faible croissance de la consommation (+1,5%).

1.2. Coûts exclus de la gestion des moyens de production

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 insulaire de Mayotte, et non à une éventuelle mauvaise gestion de la production.

En 2012, le taux de disponibilité du principal moyen de production de l'île s'est élevé à 94 %.

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2012 issues de la vente d'électricité aux clients 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 en 2012 (incluant les recettes qu'auraient perçues EDM si les agents payaient leur électricité aux tarifs de vente réglementés) les recettes de distribution 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

La part réseau dans les tarifs réglementés de vente est égale aux coûts de réseau à Mayotte.

Dans ce cadre, les coûts de distribution supportés par EDM en 2012 s'élèvent à **13,5 M€** et se répartissent comme suit :

- coûts de distribution (hors services systèmes et pertes mais incluant une rémunération à 7,25 % des capitaux) : 12,2 M€
- achat des services systèmes : 0,2 M€
- achat des pertes : 1,1 M€

2.2. Recettes de gestion de la clientèle

A la différence des autres zones non interconnectées dans lesquelles le TURPE s'applique, à Mayotte, les recettes d'acheminement sont considérées égales aux coûts de réseau. Le TURPE, qui fixe une valeur normative de la composante de gestion clientèle pour le gestionnaire de réseau, ne peut donc être utilisé pour déterminer les recettes de gestion clientèle d'un fournisseur en appliquant la clef de répartition classique 80/20.

A Mayotte, la CRE évalue les recettes de gestion clientèle non pas en utilisant les valeurs du TURPE, mais en considérant, après analyse, que les recettes de gestion clientèle représentent 65 % des coûts de gestion supportés par EDM.

Pour 2012, ces recettes sont évaluées à **1,1 M€**

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2012 (augmentées des recettes théoriques qu'EDM aurait perçues auprès de ses agents si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés) s'élèvent à **24,8 M€**

Les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent, pour 2012, à **10,8 M€** (cf. tableau 2.13).

Tableau 2.13 : recettes de production constatées par EDM au titre de 2012

(+) Recettes constatées 2012	24,6 M€
(+) Recettes théoriques agents EDM 2012	0,1 M€
Recettes totales 2012 à considérer	24,8 M€
(-) Recettes de distribution 2012	13,5 M€
(-) Recettes de gestion clientèle 2012	1,1 M€
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,3 M€
Recettes brutes de production	11,5 M€
Recettes de production 2012*	10,8 M€

* les recettes brutes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités au chapitre C.4.

3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE pour 2012 étant respectivement de 87,3 M€ et 10,8 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2012 s'élève à **76,5 M€**

4. Surcoûts dus à l'obligation d'achat

En 2012, EDM a supporté des charges liées à l'obligation d'achat. Ces charges résultent du développement de la filière photovoltaïque. Les volumes achetés par EDM sont en hausse de 10% par rapport à 2011. Le seuil de déconnexion de 30 % pour les énergies intermittentes a été atteint à Mayotte à huit reprises avec déconnexion de certaines installations.

Un incident majeur sur un groupe de production thermique, couplé à l'intermittence de la production photovoltaïque, a entraîné un déséquilibre offre/demande et conduit au *black-out* du 23 mars 2012.

Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2012, à 14,8 GWh pour un montant de 6,6 M€.

Tableau 2.14 : surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM au titre de 2012

(+) Coût d'achat 2012	6,6 M€
Quantités achetées en 2012	14,8 GWh
Taux de pertes en 2012	9,3 %
Quantités achetées et consommées ⁹	13,5 GWh
Part production dans le tarif de vente	42,09 €/MWh
(-) Coût évité par les contrats d'achat	0,6 M€
Surcoûts d'achat en 2012	6,0 M€

D. Charges de service public constatées au titre de 2012

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2012 s'élève à **4 830,1 M€**. La répartition est fournie dans le tableau 2.15.

⁹ Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production

Tableau 2.15 : charges de service public constatées au titre de 2012

	Charges constatées au titre de 2012 (M€)	Charges constatées au titre de 2011 (M€) ⁽¹⁾	Charges constatées au titre de 2010 (M€) ⁽¹⁾	Principales justifications de la variation 2011-2012
EDF	4 572,8	3 439,4	2 568,8	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	3 055,5	2 108,0	1 521,6	Augmentation modérée du volume acheté, associé à une hausse du coût d'achat unitaire (+15%) sous l'effet du développement du PV et à une baisse des prix de marché
Surcoûts ZNI	1426,1	1265,5	987,5	
<i>Surcoûts de production</i>	883,4	846,0	683,5	Légère augmentation des coûts de production due à la hausse des cours des combustibles atténuée par la moindre sollicitation des moyens thermiques. La hausse stable et non significative d'autres postes de charges
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	542,6	419,6	304,0	Hausse des prix des combustibles (charbon, fioul), prise en compte des surcoûts liés aux soutirages de la liaison SACOI et fort développement de la production d'électricité issue d'installations photovoltaïques
Charges dispositions sociales	91,3	65,9	59,7	Le nombre d'ayants droits a doublé entre 2011 et 2012.
ELD	174,8	120,8	65,2	Développement des filières photovoltaïque et éolienne
EDM	82,5	70,3	50,4	Hausse des coûts de combustibles (+ 3 M€) et des coûts d'investissements dans le renforcement et l'extension des moyens de production thermiques
Total	4 830,1	3 630,5	2 684,4	

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

Tableau 2.16 : comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2012

	Charges constatées au titre de 2012 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2012 (M€)	Evolution, (M€)	Evolution, (%)
EDF	4 572,8	4 010,8	562,1	14%
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	3 055,5	2 617,2	438,3	17%
Surcoûts ZNI	1426,1	1297,3	128,7	10%
<i>Surcoûts de production</i>	883,4	823,3	60,2	7%
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	542,6	474,0	68,6	14%
Charges dispositions sociales	91,3	96,3	-5,0	-5%
ELD	174,8	165,4	9,3	6%
EDM	82,5	84,6	-2,1	-3%
Total	4 830,1	4 260,8	569,3	13%

L'écart entre les charges prévisionnelles et les charges constatées au titre de 2012 (+ 569,3 M€) s'explique essentiellement par l'écart observé sur les surcoûts de production supportés par EDF en Métropole, dû à la baisse importante du prix de marché. Entre les exercices 2011 et 2012, hors effet prix, les surcoûts dus aux contrats d'achats ont cru en Métropole du fait du développement de la filière photovoltaïque.

L'écart observé dans les ZNI s'explique par le prix d'achat plus élevé que prévu des combustibles. En parallèle, les surcoûts dus aux contrats d'achats ont cru du fait du développement de la filière photovoltaïque. Par ailleurs, les charges constatées en 2012 contiennent le surcoût lié au soutirage de la liaison SACOI qui ne figurait pas dans les charges prévisionnelles.