

Annexe 2

Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2013 (CC¹³)

Les charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2013 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs historiques au 31 mars 2014, 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.

La CRE a opéré un contrôle par échantillonnage des charges déclarées, notamment celles des ELD.

A cause d'une charge de travail très importante et dans un contexte de réduction des ressources octroyées à la CRE, un contrôle exhaustif n'a pas pu être mené, comme cela a pu être le cas lors des exercices antérieurs.

A. Charges supportées par EDF constatées au titre de 2013

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 d'électricité 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 d'électricité 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 et, dans les recettes de production, la part des recettes issues des tarifs relative à la commercialisation. La CRE a commencé à mener en 2014 des travaux d'analyse des activités de commercialisation dans les ZNI. Il n'est pas exclu de mener un audit de la comptabilité appropriée, prévu par l'article L.121-9 du code de l'énergie, pour ces actions.

En outre, à l'instar des constats effectués lors des exercices précédents, la CRE a observé que les recettes totales déclarées par EDF en 2013 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).

¹ Corse, DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey.

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.

En conséquence, les recettes déclarées par EDF en 2013 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 2014, les coûts de production constatés en 2013 dans les ZNI, incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation, s'élèvent à **1 178,3 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 2013
(incluant l'impact des quotas CO₂)

	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2013
Coûts variables (M€)	Achats de combustibles hors taxes	136,0	154,8	188,6	72,8	20,4	13,6	2,4	688,7
	Personnel, charges externes et autres achats	44,5	48,7	42,0	36,1	20,8	4,4	1,1	197,7
	Impôts et taxes	15,0	15,2	10,7	21,0	16,5	0,0	0,1	78,5
	Coûts de commercialisation	3,0	4,8	4,6	2,1	7,3	0,0	0,1	22,0
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	2,8	3,7	4,2	1,3	0,3	0,0	0,0	12,3
Coûts fixes (M€)	Rémunération des capitaux	43,0	15,4	17,4	32,6	17,4	4,6	0,3	130,7
	Amortissements	17,8	15,2	15,7	11,8	21,1	0,4	0,3	82,3
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,1	13,5	11,8	11,9	15,8	0,0	0,0	66,1
Coût total (M€)		275,1	271,4	295,0	189,6	119,7	23,2	4,4	1 178,3

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

Les coûts de production à retenir doivent :

- 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 ;
- 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	- 0,1 M€	Produits divers
Guadeloupe	- 0,3 M€	TVA fictive, produits divers
Martinique	- 14,0 M€	Indemnisation préfectorale d'EDF au titre de sa réquisition pour l'achat du fioul produit par la raffinerie exploitée par la SARA (13,0 M€)
Guyane	- 0,01 M€	Produits divers, mise à disposition des combustibles
Réunion	- 0,1 M€	TVA fictive, mise à disposition des combustibles

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **14,7 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 troisième phase du plan national d'allocation des quotas d'émission de gaz à effet de serre (PNAQ3), EDF s'est vu exclue, à compter de l'exercice 2013 et jusqu'en 2020, des allocations gratuites des quotas d'émissions de gaz à effet de serre (GES) sur tous ses moyens de production thermiques insulaires. EDF a donc dû acquérir son déficit de quotas sur les marchés. Les coûts supportés par EDF au titre de l'acquisition des quotas viennent augmenter ses coûts de production.

En 2013, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 2,7 millions de tonnes. Pour la valorisation de ce volume, la CRE a retenu la moyenne des cotations observées sur le marché *EEX EUA spot* du 1^{er} mars 2013 au 28 février 2014 de 4,6 €/tCO₂.

Les coûts pris en compte au titre du déficit d'allocation de quotas d'émission s'élèvent, pour 2013, à **12,3 M€**.

1.1.2.3. 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 2013. 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 en Guadeloupe. Ces surcoûts doivent être exclus des coûts de production.

Martinique

Des sous-disponibilités ont été constatées sur le parc de production thermique d'EDF, en particulier sur la centrale de Bellefontaine. Cette centrale est en cours de remplacement par une nouvelle unité de production et ses indisponibilités proviennent notamment de nombreuses avaries techniques dues à l'usure (disponibilité moyenne de 69 %). Les coûts de production (coûts de combustible et achat de quotas de CO₂) à exclure au titre de 2013 s'élèvent à **0,3 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 73 %. Ce faible taux de disponibilité s'explique en premier lieu par des problèmes de fissures sur le bâti des moteurs. On peut noter que l'année 2013 a été marquée par une hydraulité faible ce qui a conduit à solliciter plus fortement les moyens de production thermiques d'EDF. Les coûts à exclure sont évalués, pour 2013, à **3,6 M€**.

Guadeloupe

Des sous-disponibilités ont également été observées, dans une moindre mesure, en Guadeloupe. Les coûts de production à exclure à ce titre sont évalués à **0,04 M€**.

Synthèse

Au total, les coûts à exclure au titre de la gestion par EDF de son parc de production en 2013 dans les ZNI sont évalués à **- 3,9 M€**, au même niveau qu'en 2012 (- 3,7 M€).

1.1.2.4. Coûts liés à la rémunération des capitaux des moyens de production des îles des Glénan, Ouessant, Molène, Sein et Chausey

L'arrêté du 23 mars 2006 qui définit le périmètre des zones où le taux de rémunération des capitaux de 11% doit s'appliquer ne fait pas mention des îles des Glénan, Ouessant, Molène, Sein et Chausey. Aucun taux de rémunération n'est donc fixé pour les investissements réalisés dans ces îles. Ainsi, le taux de 7,25% utilisé pour la rémunération des capitaux immobilisés avant la publication de l'arrêté du 23 mars 2006 continue à s'appliquer. Cependant, l'analyse des coûts exposés au titre de l'année 2013 a fait apparaître que le taux de 11% a été appliqué pour déterminer les charges liées à la rémunération des capitaux dans ces territoires. Après correction, les charges doivent être diminuées de **0,04 M€²**.

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

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application en ZNI du « tarif agent » aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué, pour 2013, à **3,1 M€**.

1.1.2.6. Coûts de production retenus dans les ZNI

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires décrits *infra*, la CRE retient un montant de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2013 de **1 162,7 M€** (1 178,3 M€ - 14,7 M€ - 3,9 M€ - 0,04 M€ + 3,1 M€). La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2 : coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2013

Nature de coûts (M€)		Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Îles bretonnes	Total 2013	Rappel total 2012	Evolution 2012-2013 (%)
Coûts variables (M€)	Achats de combustibles hors taxes	136,0	154,8	175,3	69,2	20,4	13,6	2,4	571,7	630,4	-9,3%
	Personnel, charges externes et autres achats	45,1	49,0	41,5	38,7	21,1	4,7	1,1	199,2	212,2	-6,1%
	Impôts et taxes	15,0	15,2	10,7	21,0	16,5	0,0	0,1	78,5	65,7	19,6%
	Coûts de commercialisation	3,0	4,8	4,6	2,1	7,3	0,0	0,1	22,0	22,7	-3,2%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	2,8	3,7	4,2	1,3	0,3	0,0	0,0	12,3	4,7	162,8%
Coûts fixes (M€)	Rémunération des capitaux	43,0	15,4	17,4	32,8	17,4	4,8	0,3	130,7	125,8	3,8%
	Amortissements	17,6	15,2	15,7	11,8	21,1	0,4	0,3	82,3	74,1	11,1%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,1	13,5	11,8	11,8	15,8	0,0	0,0	66,1	67,8	-2,7%
Coût total (M€)		275,7	271,6	281,1	186,6	119,9	23,5	4,4	1 162,7	1 203,6	-3,4%

Les coûts de production sont en baisse entre 2012 et 2013 (-3,4%). Cette baisse s'explique principalement par l'arrêt de la centrale de production du Port à La Réunion et par la mise à l'arrêt progressive de la centrale de Bellefontaine en Martinique :

² Cette correction apparaît aussi dans les reliquats. Le cumul du trop-perçu est de 0,1 M€.

- Concernant les charges financières : les moyens de production venant en substitution des installations arrêtées ont été financés par EDF Production Electrique Insulaire - EDF PEI. Les coûts en résultant, notamment la rémunération du capital, sont intégrés dans les coûts d'achat (cf. paragraphe A.2.1.2), EDF PEI étant une filiale à 100 % du groupe EDF ;
- Concernant les coûts d'exploitation : le remplacement de ces moyens de production s'est accompagné par un transfert du personnel d'EDF SEI à EDF PEI.

La baisse des coûts d'exploitation due à l'arrêt des moyens de production d'EDF SEI a été atténuée par la hausse des coûts d'achat des combustibles (+6% en €/tonne par rapport à l'année 2012), essentiellement liée à la hausse des cours des matières premières.

Deux effets principaux expliquent la hausse de la ligne « Impôts et Taxes » :

- la mise en service du barrage du Rizzanèse a généré +2,8 M€ de taxes supplémentaires ;
- la Collectivité d'Outre-Mer de Saint-Martin a voté une délibération augmentant la taxe spéciale de consommation sur les carburants de 0,06 €/litre de fioul à 0,23€ /litre. La hausse de cette taxe a généré 5,5 M€ de surcoûts de production en 2013 (une augmentation similaire est observée au titre des surcoûts d'achat d'énergie pour le contrat d'Énergie Saint Martin, cf. paragraphe A.2.1.2).

L'augmentation de la ligne « Coût d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre » (+7,6 M€) résulte de la suppression intégrale des allocations gratuites de quotas.

L'augmentation des lignes « Rémunération des capitaux » et « Amortissements » s'explique par la mise en service de deux nouveaux moteurs à Saint-Barthélemy et du barrage du Rizzanèse en Corse. Par ailleurs, les trois TACs arrêtées fin 2013 à la Réunion ont fait l'objet d'amortissements accélérés.

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 2013 dans les ZNI est de **834,9 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 2013 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 2013, ce supplément est évalué à **7,7 M€**.

Au final, le chiffre d'affaires 2013 à retenir au titre des recettes issues des tarifs réglementés de vente dans les ZNI est donc de **842,6 M€** (834,9 M€ + 7,7 M€).

1.2.2. Recettes de distribution

Pour 2013, EDF a déclaré un montant de recettes de 322,3 M€, en hausse de 3 % par rapport à celui déclaré au titre de 2012 (313,8 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 2013, ces recettes s'élèvent à **322,7 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 2013 au 1 juin 2013	Du 1 ^{er} juin 2013 au 31 juillet 2013	A partir du 1 ^{er} août 2013
BT ≤ 36 kVA	8,8 €/client/an	8,5 €/client/an	8,6 €/client/an
BT > 36 kVA	54,22 €/client/an	52,9 €/client/an	54,0 €/client/an
HTA	67,7 €/client/an	66,0 €/client/an	67,4 €/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 2013 s'élèvent à **43,6 M€**.

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2013 à **311,5 M€**. Elles sont calculées comme indiqué dans le tableau 2.3.

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

Tableau 2.3 : recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2013

	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€)	184,1	180,3	144,4	72,1	256,4	4,4	0,9	842,6
recettes réseau (M€)	77,7	69,4	54,0	25,2	94,5	1,6	0,4	322,7
recettes gestion de la clientèle (M€)	9,1	9,0	7,7	2,6	15,0	0,1	0,1	43,6
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	97,3	101,8	82,7	44,4	146,9	2,7	0,4	476,3
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	59,2	47,6	64,0	40,4	33,6	2,6	0,4	247,9
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	76,4	62,1	74,0	46,4	49,3	2,8	0,5	311,5
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	51,55	57,72	59,04	57,63	58,42	60,78	43,12	-

⁽¹⁾ le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés (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 1 162,7 M€ et 311,5 M€, le montant des surcoûts de production constatés dans les ZNI en 2013 est de **851,3 M€**.

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par EDF en 2013 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 2013 sont présentés dans le tableau 2.4.

Au titre de 2013, **36,9 TWh** ont été déclarés par EDF pour un montant de **5 088,7 M€**.

Tableau 2.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2013 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
Janvier	1 643,3	92,0	0,0	502,2	1 263,6	263,7	90,2	102,8	247,2	0,0	4 205,0
Février	1 395,1	69,7	0,1	487,9	1 389,1	240,7	85,0	89,1	254,9	0,0	4 011,5
Mars	1 403,4	60,6	0,0	543,9	1 294,4	254,8	88,4	111,3	300,7	0,0	4 057,6
Avril	54,8	1,1	0,1	624,1	1 430,0	169,2	89,3	104,6	304,1	0,6	2 778,2
Mai	5,8	0,0	0,0	719,2	1 113,0	217,0	93,7	111,3	348,3	0,0	2 608,4
Juin	0,2	0,0	0,0	565,1	1 112,0	203,8	92,9	112,5	402,3	0,0	2 488,8
Juillet	0,1	0,0	0,0	427,0	829,8	256,0	103,4	113,4	478,2	0,0	2 208,0
Août	6,2	0,0	0,0	277,8	705,7	252,4	106,4	128,4	467,8	0,0	1 944,8
Septembre	3,8	0,0	0,0	225,2	899,9	205,1	104,5	123,7	440,8	0,0	2 003,0
Octobre	21,6	0,3	0,0	293,3	1 543,6	207,1	110,7	123,6	358,4	0,7	2 659,4
Novembre	847,0	7,7	0,1	463,4	1 712,4	248,0	108,2	124,6	310,0	0,0	3 821,4
Décembre	907,3	51,2	0,0	437,7	1 913,6	257,0	112,8	123,4	301,1	0,0	4 104,2
Quantités (GWh)	6 288,7	282,7	0,6	5 566,8	15 207,3	2 774,9	1 185,6	1 368,8	4 213,8	1,3	36 890,3
Quantités déclarées en 2012** (GWh)	9 403,3	285,1	1,8	5 387,7	14 289,5	2 865,3	964,5	1 065,6	3 595,5	284,2	38 142,4
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	1 639,9	307,9	34 295,5
Coût d'achat (M€)	836,8	61,8	8,9	375,9	1 341,2	157,0	127,5	176,4	2 003,0	0,1	5 088,7
Coût d'achat déclaré en 2012** (M€)	1 234,8	61,7	10,2	341,8	1 249,0	160,1	99,1	127,0	1 790,8	32,4	5 106,9
Coût d'achat déclaré en 2011** (M€)	1 382,3	77,2	21,1	299,0	996,5	150,6	75,7	91,8	851,7	37,4	3 983,5

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie et petites installations

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2011 et 2012 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 157 000 en 2011, 234 000 en 2012 et 268 000 en 2013). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats.

La CRE a demandé à EDF des compléments sur 61 contrats (hors photovoltaïque) sur un total de 3 421 et sur 129 contrats photovoltaïques sur un total de 264 767. La mise en place de commentaires normés par EDF dans les bases de contrats transmises à la CRE, fournissant des explications sur les écarts présentés par un certain nombre de contrats, a permis d'alléger cette tâche de contrôle par rapport aux exercices précédents. Un contrôle par échantillonnage n'a pas mis en évidence d'anomalie entre le contenu du commentaire et les pièces justificatives. Ce contrôle a porté sur 47 contrats, soit environ 5 % du nombre de contrats commentés.

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 0,1 % pour 2013.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2013 sont détaillés dans le tableau 2.5.

Tableau 2.5 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2013 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier	1 643,3	92,0	0,0	502,2	1 263,6	263,7	90,2	102,8	247,2	0,0	4 205,0
Février	1 395,1	89,7	0,1	487,8	1 389,1	240,7	85,0	89,1	254,9	0,0	4 011,5
Mars	1 403,4	60,6	0,0	543,9	1 294,4	254,8	88,4	111,3	300,7	0,0	4 057,6
Avril	54,6	1,1	0,1	624,1	1 430,0	169,2	89,3	104,6	304,1	0,6	2 778,2
Mai	5,8	0,0	0,0	719,2	1 113,0	217,0	93,7	111,3	348,3	0,0	2 608,4
Juin	0,2	0,0	0,0	585,1	1 112,0	203,8	92,9	112,5	402,3	0,0	2 488,8
Juillet	0,1	0,0	0,0	427,0	829,8	256,0	103,4	113,4	478,2	0,0	2 208,0
Août	6,2	0,0	0,0	277,8	705,7	252,4	106,4	128,4	467,8	0,0	1 944,8
Septembre	3,8	0,0	0,0	225,2	899,9	205,1	104,5	123,7	440,8	0,0	2 003,0
Octobre	21,6	0,3	0,0	293,3	1 543,6	207,1	110,7	123,6	358,4	0,7	2 859,4
Novembre	847,0	7,7	0,1	463,4	1 712,4	248,0	108,2	124,6	310,0	0,0	3 821,4
Décembre	907,3	51,2	0,0	437,7	1 913,6	257,0	112,8	123,4	301,1	0,0	4 104,2
Quantités (GWh)	6 288,7	282,7	0,6	5 566,8	15 207,3	2 774,9	1 185,6	1 368,8	4 213,8	1,3	36 890,4
Quantités retenues en 2012** (GWh)	9 403,3	285,1	1,8	5 387,7	14 289,5	2 865,3	964,5	1 065,6	3 595,5	284,2	38 142,4
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	1 639,9	307,9	34 295,5
Coût d'achat (M€)	836,8	61,8	8,9	375,9	1 341,2	157,0	127,5	176,4	2 003,0	0,1	5 088,6
Coût d'achat retenu en 2012** (M€)	1 234,8	61,7	10,2	341,8	1 249,0	160,1	99,1	127,0	1 790,8	32,4	5 106,9
Coût d'achat retenu en 2011** (M€)	1 382,3	77,2	21,1	299,0	996,5	150,6	75,7	91,6	851,7	37,4	3 983,5
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	133,1	218,7	16 209,3	67,6	88,2	56,6	107,5	128,9	475,3	83,1	137,9
Coût d'achat unitaire 2012** (€/MWh)	131,3	216,6	5 720,4	63,4	87,4	55,9	102,7	119,1	498,1	114,1	133,9
Coût d'achat unitaire 2011** (€/MWh)	123,8	205,9	15 927,1	64,4	85,3	53,6	92,6	107,3	519,4	121,5	116,2

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie et petites installations

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2011 et 2012 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat diminue de 3,3 % en 2013 par rapport à 2012, à 37 GWh. Cette baisse est liée à la décroissance de la filière cogénération (-3,1 TWh), en raison de l'arrivée à échéance de nombreux contrats d'achats historiques⁴, qui est partiellement contrebalancée par la croissance en volume des filières éolien (+0,9 TWh) et photovoltaïque (+0,6 TWh). Le coût d'achat unitaire moyen du MWh progresse de 3 % à 137,9 €/MWh. Le coût d'achat total s'élève à **5 088,6 M€** en 2013.

Les filières prépondérantes en volume sont l'éolien (41 % des volumes achetés), la cogénération (17 %) et l'hydraulique (15 %).

Les coûts d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque sont en hausse de 12 %, pour s'établir à 2 003 M€. Les volumes produits augmentent de +17 % pour atteindre 4 214 GWh. Le coût d'achat unitaire passe à 475,3 €/MWh en 2013, soit une baisse de 4,6%, en raison du raccordement de grosses installations bénéficiant de tarifs plus faibles que la moyenne. La production d'électricité d'origine photovoltaïque représente 11 % des volumes achetés sous obligation d'achat, alors qu'elle est à l'origine de 39 % des charges constatées.

Les quantités achetées auprès des installations de cogénération sont en baisse sensible de 33 %, sous l'effet de l'arrivée à échéance des contrats historiques 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 1 125 MW, pour atteindre 1 452 MW à fin 2013. Le coût d'achat unitaire progresse de 1,3 %. L'effet des nouvelles conditions tarifaires entrées en vigueur en octobre 2013, dont peuvent bénéficier les installations en service, n'est pas encore sensible.

À fin 2013, le parc hydraulique représente 1 654 MW. La production progresse de 3 % en 2013 soit +179 GWh, et profite de la bonne hydraulité de l'année 2013. Le coût d'achat augmente de 10 % et s'établit à 376 M€.

Les volumes produits par la filière éolienne augmentent de 6,4 %, soit +918 GWh, malgré des conditions météorologiques moins favorables qu'en 2012, en raison de la hausse de la puissance installée (+ 533 MW).

Les filières biogaz et biomasse voient leurs volumes achetés augmenter respectivement de 22,9 % et 28,5 %. Les coûts d'achat unitaires augmentent respectivement de 4,7 % et 8,2 %, en raison de la mise en service d'installations bénéficiant de conditions de rémunération supérieures à celles des anciens contrats. Six nouvelles installations de production d'électricité à partir de biomasse, issues de l'appel d'offres de 2009, représentant 54,5 MW, ont été mises en service en 2013. Pour la filière biogaz, 46 nouvelles installations sont comptabilisées en 2013 sous le régime de l'arrêté tarifaire de

⁴ Contrats « 97-01 » et « 99-02 ».

2011, pour une puissance totale du parc de 244 MW à fin 2013 (+33,8 MW).

Les volumes achetés à la filière incinération décroissent légèrement, de 3,2 %, pour atteindre 2 775 GWh. Les coûts d'achat s'élèvent à 157 M€ pour l'année 2013.

Le parc des installations dispatchables reste stable en 2013, avec 99,1 MW de puissance garantie à la fin de l'année. Les volumes produits diminuent toutefois de 69 %, soit -1,2 GWh, en raison d'appels moins nombreux qu'en 2012.

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.

Les montants retenus au titre des contrats d'achat 2013 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 2013

	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		SPM		Total		Rappel 2012*		Rappel 2011*	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€
Interconnexion	650,2	48,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	650,2	48,1	745,2	57,9	322,3	25,3
Bagasse-charbon	—	—	585,8	107,0	—	—	—	—	1 519,1	203,3	—	—	2 104,9	310,3	2 220,5	340,1	2 144,1	307,3
Thermique	—	0,0	243,7	64,0	266,5	93,3	0,0	0,0	396,2	153,7	—	—	906,5	311,0	417,4	122,5	323,0	92,5
Incinération	—	—	—	—	15,8	1,0	—	—	—	—	—	—	15,8	1,0	18,9	1,3	14,5	0,9
Hydraulique	65,6	4,7	13,8	1,7	—	—	19,3	2,2	0,2	0,0	—	—	98,9	8,6	77,7	6,6	61,8	5,0
Eolien	20,9	2,3	56,8	6,2	0,5	0,1	—	—	15,1	1,8	1,0	0,1	94,3	10,4	99,2	10,1	83,3	8,6
Géothermie	—	—	80,8	10,1	—	—	—	—	—	—	—	—	80,8	10,1	50,6	5,2	55,9	5,7
Biomasse	—	—	0,0	0,0	—	—	12,8	2,8	—	—	—	—	12,8	2,8	11,5	2,7	11,9	2,2
Biogaz	11,4	1,0	0,0	0,0	—	—	—	—	14,2	1,4	—	—	25,6	2,4	17,5	1,6	15,0	1,4
Photovoltaïque	110,8	49,7	91,7	38,7	75,2	33,0	45,8	20,8	215,6	102,2	—	—	539,2	244,4	497,2	223,5	281,8	126,0
Total	858,9	105,9	1 072,7	227,7	358,0	###	77,9	25,8	2 160,3	462,3	1,0	0,1	4 528,8	949,0	4 155,7	771,6	3 313,6	674,9

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2011 et 2012 - cf. annexe 4

L'augmentation des montants achetés dans les ZNI par rapport à 2012 résulte de plusieurs facteurs :

- la diminution du soutirage sur les liaisons entre la Corse et l'Italie est due à une moindre sollicitation des interconnexions pendant les mois où l'hydraulicité a été particulièrement forte ;
- la production des centrales bagasse-charbon est en baisse par rapport à 2012, ce qui s'explique principalement par des programmes de maintenance plus chargés. Par ailleurs, EDF a demandé à Albioma d'instaurer une réserve de puissance plus importante à la Réunion pour atténuer l'intermittence du photovoltaïque ;
- la croissance des cours du pétrole en 2013 a induit une augmentation des coûts de combustibles pour les installations fonctionnant au fioul. En outre, les installations d'EDF PEI venant se substituer aux centrales d'EDF SEI commencent à représenter une part importante de la production avec douze moteurs en service à Port Est (Réunion) et six moteur à Bellefontaine (Martinique). Les premiers essais ont été réalisés à Lucciana (Corse). Afin de maintenir l'équilibre offre/demande en Martinique pendant la période transitoire impactée par les indisponibilités de la centrale de Bellefontaine en fin de vie, la TAC du Galion a été fortement sollicitée. Pour les mêmes raisons la TAC complémentaire, mise en service en Martinique en 2012, a continué d'être utilisée ;
- l'année 2013 a été marquée par une faible hydraulicité en Guyane et une hydraulicité très élevée en Corse et à La Réunion, qui concoure à une moindre sollicitation des centrales thermiques dans ces zones;
- l'usine d'incinération des ordures ménagères en Martinique a connu une avarie majeure en 2013 dégradant beaucoup sa disponibilité ;
- la hausse importante de la production géothermique s'explique d'une part par le long conflit social de l'année 2012 et d'autre part par une bonne disponibilité de l'installation en 2013 en l'absence d'avaries significatives ;
- la production éolienne en Corse a été impactée par la foudre qui a mis hors service un tiers du parc d'Aja pendant trois mois et a rendu nécessaire des travaux sur les parcs d'Ersa et Rogliano ;

- le développement de la production d'électricité issue d'installations photovoltaïques montre un net ralentissement par rapport aux années précédentes. Entre 2012 et 2013, les volumes déclarés ont progressé de 8 % et le coût d'achat de 9 %, ce qui a généré 20,9 M€ de coûts d'achat supplémentaires. Cette filière ENR reste de loin la plus coûteuse en €/MWh produit.

Le coût d'achat total retenu dans les ZNI s'élève à **949,0 M€** en 2013.

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 coûts des contrôles effectués au titre de l'année 2013 représentent **261,3 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 de la moyenne mensuelle des prix de marché *spot* de l'électricité. Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé en fonction des 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.

Le coût évité obtenu s'élève pour l'année 2013 à **1 505,5 M€** (hors contrats PV, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »), alors qu'il était de 1 739,0 M€ en 2012. Cette baisse s'explique à la fois par la baisse des volumes achetés et par la baisse des prix de marché.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2013 est indiquée dans le tableau 2.7.

Tableau 2.7 : puissance quasi-certaine retenue pour 2013

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	900
Surplus de production Q1⁶	2 600
Surplus de production M11⁷	2 100
Surplus de production M12⁶	2 100

Tableau 2.8 : Prix de marché retenus pour 2013

Ruban	Q1	M11	M12
53,37	57,87	51,49	51,45

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 16,6 TWh, est de **903,8 M€**.

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

⁶ Premier trimestre

⁷ M11 : novembre ; M12 : décembre

Coût évité par la production aléatoire hors photovoltaïque

Le coût évité par la production aléatoire hors photovoltaïque s'élève à **601,7 M€** (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »). Ce montant est détaillé dans le tableau 2.9.

*Tableau 2.9 : prix de marché mensuels et coût évité à EDF
par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2013 (hors contrats PV, contrats horosaisonnalisés, contrats
« appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)*

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	50,64	1 892	53,8
Février	54,46	1 884	61,8
Mars	57,75	1 719	51,4
Avril	45,94	1 608	73,9
Mai	31,18	1 335	41,6
Juin	23,39	1 241	29,0
Juillet	34,36	931	32,0
Août	35,18	744	26,2
Septembre	43,30	860	37,2
Octobre	44,58	1 550	69,1
Novembre	49,11	1 176	57,7
Décembre	49,71	1 367	68,0
Total 2013	44,9	16 306	601,7

Prix moyen pondéré 2012 (€/MWh)	45,5
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
<i>Prix moyen pondéré 2007 (€/MWh)</i>	45,3
<i>Prix moyen pondéré 2006 (€/MWh)</i>	55,1

2.2.1.2. Coût évité par la production photovoltaïque

La 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 horosaisonniers 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 2013 s'élève ainsi à **189,3 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 2013

Mois	Facturation mensuelle		Facturation semestrielle		Facturation annuelle		Coûts évités M€
	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	
Janvier	56,74	66	51,19	103	50,70	77	13,0
Février	58,51	104	53,33	78	48,43	73	13,8
Mars	60,96	147	56,43	70	49,70	83	17,1
Avril	49,69	178	54,67	64	49,89	62	15,4
Mai	35,70	203	49,33	88	49,08	57	14,4
Juin	27,82	235	44,22	111	46,64	56	14,1
Juillet	38,22	272	42,30	143	45,52	63	19,3
Août	38,85	254	40,51	156	44,31	57	18,7
Septembre	49,45	197	39,21	173	44,24	71	19,7
Octobre	51,01	138	38,72	151	44,08	70	15,9
Novembre	51,51	81	40,19	159	44,07	70	13,6
Décembre	54,40	92	44,33	142	44,27	67	14,3
Total 2013	44,55	1967	44,38	1439	46,82	807	189,3

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 pour l'année 2013 est égal à **85,3 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 2013 une puissance garantie de 99 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. La prime fixe unitaire pour la puissance mise à disposition est calculée à partir de la moyenne des offres retenues dans le cadre des appels d'offres organisés par le gestionnaire de réseau. Le coût fixe évité par les installations « dispatchables » est ainsi évalué à 1,7 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 0,07 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 0,02 M€). Le coût évité à EDF en 2013 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **1,7 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 2013, d'un basculement en mode « dispatchable » – ou d'une reconduction de celui-ci – représentent une puissance garantie de 228,2 MW. Les achats effectués auprès de ces installations s'élèvent à 283 GWh, pour un montant d'achat retenu de 61,8 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 14,9 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 2013 est évalué à 1,4 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 0,03 M€.

Le coût évité à EDF en 2013 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **16,4 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 1 798,2 M€ (1 505,5 M€ + 189,3 M€ + 85,3 M€ + 1,7 M€ + 16,4 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 **230,5 M€**, comme détaillé dans le tableau 2.11.

Tableau 2.11 : coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2013

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	858,9	1 072,7	358,0	77,9	2 160,3	1,0	0,0	4 528,8
Taux de pertes (%)	14,0%	11,7%	9,7%	10,6%	9,2%	2,7%	11,4%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	738,4	947,1	323,2	69,7	1 961,7	1,0	0,0	4 041,1
Part production du tarif de vente (€/MWh)	51,55	57,72	59,04	57,63	58,42	60,78	43,12	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	38,1	54,7	19,1	4,0	114,6	0,1	0,0	230,5

* Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte au titre des 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 2013 s'élèvent à :

- **3 290,7 M€** en métropole continentale (5 088,6 M€ de coût d'achat + 0,3 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 1 798,2 M€ de coût évité) ;
- **718,5 M€** dans les ZNI (949,0 M€ de coût d'achat – 230,5 M€ de coût évité),

soit un total de **4 009,2 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). L'arrêté du 5 août 2008 fixe le plafond de ressources pour en bénéficier au plafond d'ouverture des droits à la couverture maladie universelle complémentaire. L'article 4-1 du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité prévoit en outre, 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 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 des réductions et des versements forfaitaires. Le chapitre I^{er} du décret n°2012-309 du 6 mars 2012 a modifié la procédure d'attribution du TPN aux ayants droit, rendant celle-ci automatique, sauf refus exprès de leur part.

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a étendu les critères d'éligibilité des bénéficiaires du TPN en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droit sera désormais établi à partir d'information provenant des organismes de sécurité sociale et de l'administration fiscale. La loi prévoit en outre l'extension du TPN aux gestionnaires de résidences sociales, au sens de l'article L.633-1 du code de l'habitation et de la construction. Elle étend aussi à tous les fournisseurs la mise en œuvre du TPN.

Le décret n°2013-1031 du 15 novembre 2013 a revu en profondeur le mécanisme en mettant en place des déductions forfaitaires en fonction de la composition du foyer de la puissance souscrite. Avant ce décret, l'aide consistait en une réduction sur l'abonnement et sur la consommation d'électricité des 100 premiers kWh.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du TPN 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 pertes de recettes et des coûts relatifs à la mise en œuvre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement (arrêté du 24 novembre 2005 fixant le pourcentage de prise en compte, dans les charges de service public de l'électricité, de la participation instituée en faveur des personnes en situation de précarité).

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 2013 à 98,7 M€ contre 69,1 M€ en 2012. Cette augmentation des pertes de recettes est principalement due à l'automatisation de la procédure d'application du TPN et à l'élargissement de la cible de bénéficiaires.

Au 31 décembre 2013, 1 629 000 clients bénéficiaient du TPN.

3.1.2. Surcoûts de gestion

Les frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN sont en hausse. Ils passent de 5,6 M€ en 2012 à 7,1 M€ en 2013. Cette croissance s'explique principalement par l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TPN. Les frais de personnel déclarés par EDF augmentent légèrement, malgré l'automatisation de la procédure d'attribution. Cette hausse s'explique par un nombre important de retraitements manuels dès lors que la procédure d'attribution automatique n'a pas fonctionné et par les actions connexes (communication, formations interne et externe, pilotage, etc.). EDF a en particulier demandé la compensation de 531 k€ au titre des 3 ETP affectés au pilotage du TPN en 2013. La CRE estime ce montant excessif et ne le retient pas dans l'assiette des charges compensées à EDF dès lors qu'il n'a pas été précisément justifié par l'opérateur.

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 2013 à 2,5 M€. Elles ont quasi-doublé par rapport à 2012 (1,4 M€).

3.1.4. Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser à EDF en 2013 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **108,3 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 **21,7 M€** (20 % x 108,6 M€). Ce montant est comparable aux 23,3 M€ versés par EDF en 2013 au fonds de solidarité pour le logement.

Les charges à compenser à EDF en 2013 au titre des dispositions sociales s'élèvent finalement à **130,0 M€**, contre 91,3 M€ en 2012.

B. Charges supportées par les entreprises locales de distribution constatées au titre de 2013

1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par les ELD en 2013 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 constante (de 1 554 en 2009 à 12 750 en 2012 et 15 291 en 2013). 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.

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 sont souvent 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 2013, 7 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 2013, à **176,6 M€**, en hausse de 2,5 % par rapport à 2012. Cette augmentation s'explique notamment par le développement de la filière photovoltaïque. Les surcoûts d'achat de cette filière s'élèvent à 106,3 M€, bien supérieurs à ceux de l'éolien (38,3 M€) et de la biomasse (10,7 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 2013 à **0,79 M€**, dont 0,67 M€ de frais de personnel. Ce surcoût a progressé de 50 % par rapport à 2012 (0,44 M€). L'automatisation de la procédure d'attribution du TPN n'a donc pas eu d'effet sur ces surcoûts en 2013.

La CRE constate une forte disparité dans les coûts de gestion exposés à la compensation. Le niveau de ces coûts, rapportés au nombre de clients bénéficiaires, diverge fortement entre les fournisseurs (de 2 € par client à 444 € par client⁸), qu'il y ait recours ou non à un prestataire extérieur. Les frais de mise en œuvre peuvent ainsi représenter jusqu'à 95 % 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 2013, à **3,0 M€**.

Conformément à l'arrêté du 24 novembre 2005, la compensation des charges dues au dispositif

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

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 2013, cette compensation s'élève à **0,4 M€** pour l'ensemble des ELD ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

Les charges dues aux dispositions sociales s'élèvent, pour 2013, à **3,4 M€** (3,0 M€ + 0,4 M€), en augmentation de 30 % par rapport à 2012.

3. Détail des charges constatées par les ELD au titre de 2013

Le montant total des charges supportées par les ELD en 2013 s'élève à **180,0 M€**, dont 176,5 M€ dus aux contrats d'achat et 3,4 M€ aux dispositions sociales. Les principaux éléments de calcul sont indiqués dans le tableau 2.12.

Tableau 2.12 : charges supportées par les ELD au titre de 2013

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2013
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
ES ENERGIES STRASBOURG	174 723,1	42 117,2	5 540,2	36 577,1	946,7	37 523,8
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS	382 730,5	47 104,3	12 422,8	34 681,6	182,5	34 864,1
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	134 810,5	37 471,2	4 300,1	33 171,1	272,1	33 443,1
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	216 850,7	20 140,9	7 749,3	12 391,6	42,4	12 433,9
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	141 089,9	17 757,1	5 648,7	12 108,3	240,9	12 349,3
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	74 441,3	7 359,8	2 496,4	4 863,4	81,4	4 944,8
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	15 705,7	4 657,9	561,7	4 096,3	53,4	4 149,7
Régie d'Électricité U.E.M. NEUF BRISACH	20 025,1	3 512,4	603,6	2 908,8	15,3	2 924,1
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	32 196,9	4 326,6	1 743,5	2 583,1	118,0	2 701,2
SICAE du CARMAUSIN	7 579,7	2 816,4	252,2	2 564,2	16,0	2 580,2
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	29 896,0	3 471,2	1 066,3	2 404,9	20,6	2 425,5
SOREA	32 596,5	2 978,2	949,9	2 028,4	12,2	2 040,5
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	13 116,7	2 221,0	391,6	1 829,4	32,1	1 861,5
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	6 731,2	1 690,0	208,4	1 481,5	4,8	1 486,3
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	36 655,8	2 416,1	1 061,8	1 354,3	8,5	1 362,8

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2013
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
S.I.C.A.E. OISE	2 137,4	1 223,3	58,0	1 165,4	123,5	1 288,9
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	12 994,9	1 939,4	721,9	1 217,5	69,8	1 287,3
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSEL (SAEML)	2 339,1	1 285,7	70,0	1 215,7	18,6	1 234,3
LES USINES MUNICIPALES D'ERSTEIN	7 286,8	1 481,1	303,1	1 178,0	8,9	1 186,9
Régie du Syndicat Électrique Intercommunal PAYS CHARTRAIN	57 922,1	3 331,8	2 206,7	1 125,1	30,8	1 155,8
SICAE EST	6 398,4	1 257,5	205,4	1 052,1	28,0	1 080,1
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	5 002,6	1 263,1	241,8	1 021,3	8,7	1 030,0
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	15 299,5	1 562,6	550,0	1 012,6	9,8	1 022,4
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 261,8	1 067,0	67,7	999,3	8,1	1 007,4
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	1 846,6	1 046,4	55,8	990,5	4,2	994,7
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	1 719,7	995,9	51,7	944,2	18,8	962,9
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	7 585,0	1 217,7	394,1	823,5	40,7	864,2
Régie Municipale d'Électricité MAZERES	1 439,1	795,6	46,5	749,1	3,4	752,5
VIALIS - REGIE MUNICIPALE DE COLMAR	1 318,7	696,9	42,6	654,4	95,5	749,9
SICAE de l'Aisne	1 143,0	652,2	44,6	607,6	31,6	639,2
Société d'Électricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITROPHES	4 397,7	735,8	145,1	590,7	15,7	606,5
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 023,2	579,4	30,3	549,1	6,0	555,1

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2013
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale d'Électricité VARILHES	852,8	453,3	30,4	422,9	4,2	427,1
S.I.C.A.E. E.L.Y. :RÉGION EURE & LOIR YVELINES	984,2	373,3	37,2	336,2	4,0	340,2
Energies Services LANNEMEZAN	459,4	278,7	13,3	265,4	41,0	306,4
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	551,0	297,0	17,7	279,3	7,8	287,2
Régie municipale d'Électricité TARASCON	8 361,1	557,6	315,8	241,8	5,6	247,3
Régie Municipale d'Électricité CAZERES	493,3	248,7	17,4	231,2	10,8	242,1
Régie Municipale d'Électricité BAZAS	461,0	235,2	14,7	220,6	6,9	227,4
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLEE DE THONES	326,6	194,1	10,3	183,8	6,5	190,3
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	353,0	180,1	11,0	169,2	19,8	189,0
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	333,4	198,8	11,1	187,7	0,5	188,2
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	313,8	193,6	10,9	182,7	2,1	184,8
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILLAN	1 918,6	222,1	66,8	155,3	13,1	168,4
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	9 044,2	560,0	393,9	166,1	2,2	168,3
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	7 115,3	457,6	307,6	150,0	6,4	156,5
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	52,8	27,5	1,5	25,9	118,1	144,1
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITROPHES	246,8	141,0	7,3	133,7	2,9	136,7
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	191,9	118,8	10,2	108,6	25,6	134,2
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 640,5	198,1	67,6	130,5	0,7	131,2

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2013
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale d'Électricité MONTESQUIEU VOLVESTRE	221,3	130,3	7,4	122,9	6,5	129,4
Régie d'Électricité d'Elbeuf	87,4	44,2	2,6	41,6	84,8	126,4
Régie Communale d'Électricité UCKANGE	779,2	140,9	32,1	108,7	12,0	120,8
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	225,5	116,4	10,1	106,3	11,7	118,0
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LES BEZIERS	195,3	115,5	7,3	108,2	8,7	116,9
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	135,5	84,5	4,6	79,9	16,5	96,4
Régie Municipale d'Électricité LOOS	30,1	16,2	1,6	14,6	76,2	90,8
S.I.V.U. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 692,2	191,1	105,5	85,6	2,9	88,5
Régie Électrique ALLEVARD	145,2	81,9	7,7	74,3	5,3	79,5
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	96,2	54,6	3,3	51,2	26,6	77,8
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	158,9	73,3	7,3	66,0	10,9	76,9
Régie Communale d'Électricité GATTIERES	125,0	70,0	4,4	65,6	1,5	67,1
GAZ DE BARR	127,8	52,4	3,7	48,7	4,0	52,7
Régie Municipale d'Électricité AMNEVILLE	86,5	50,6	3,2	47,4	4,7	52,2
Régie Électrique GERVANS	87,8	50,9	2,8	48,1	-	48,1
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	85,1	50,4	4,4	46,0	2,0	48,0
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	34,7	20,7	1,3	19,4	28,2	47,6
Régie Électrique AIGUEBLANCHE	86,0	48,7	2,6	46,1	0,8	47,0
GAZELEC DE PERONNE	21,0	11,7	0,8	10,9	30,9	41,8

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2013
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	37,8	19,1	1,1	18,0	23,1	41,1
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	58,2	33,6	2,4	31,2	8,8	40,0
Régie d'Électricité BITCHE	48,5	28,2	1,5	26,6	12,9	39,6
Régie SDED EROME	65,7	40,7	3,5	37,2	1,4	38,6
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	37,1	20,6	0,9	19,7	18,6	38,3
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	75,1	35,7	2,8	32,9	4,2	37,1
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	48,7	28,6	2,2	26,4	10,3	36,7
Régie d'Électricité SCHOENECK	57,3	34,0	1,6	32,4	3,2	35,6
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	54,9	35,0	1,9	33,1	-	33,1
Régie Municipale d'Électricité VINAY	68,9	28,3	3,1	25,2	6,0	31,2
S.A.I.C. PERS LOISINGES	58,0	32,5	2,1	30,4	-	30,4
Régie Électrique Communale BOZEL	51,6	31,2	1,9	29,2	0,4	29,6
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	43,1	23,4	1,4	21,9	6,0	27,9
Régie de Distribution d'Énergie Électrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	52,0	29,4	1,5	27,9	-	27,9
Régie Municipale d'Électricité HOMBURG HAUT	22,8	12,2	0,6	11,6	15,5	27,0
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	41,8	25,9	1,5	24,4	2,5	26,9
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	58,8	28,0	2,9	25,1	1,5	26,7
R.M.E.T. TALANGE	33,2	19,2	1,2	18,0	7,6	25,6
Régie d'Electricité du Morel	40,4	23,6	1,4	22,2	0,1	22,2
Régie d'électricité TOURS EN SAVOIE	36,0	21,9	1,4	20,5	0,1	20,6

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2013
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PRIVAT LA MONTAGNE	33,7	20,2	1,1	19,1	0,5	19,6
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	35,6	19,1	1,0	18,1	1,4	19,4
Régie Municipale d'Électricité BEAUVOIS EN CAMBRESIS	37,6	17,6	1,0	16,5	2,9	19,4
Régie Municipale d'Électricité de SAINT-AVRE	29,3	17,4	1,4	16,0	0,3	16,3
S.I.C.A.E. CARNIN	50,0	16,1	1,4	14,7	0,8	15,5
Régie Électrique TIGNES	211,9	20,3	6,3	13,9	0,6	14,5
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	18,7	11,4	0,6	10,8	2,7	13,5
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	17,1	9,5	0,6	8,9	4,4	13,4
S.I.V.U. d'Électricité LUZ SAINT-SAUVEUR - ESQUIEZE SERE - ESTERRE	195,3	18,7	6,5	12,2	1,2	13,4
Régie Électrique DALOU	22,5	13,3	0,9	12,4	0,7	13,1
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	10,3	6,1	0,4	5,7	6,9	12,6
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	22,6	11,0	0,6	10,4	1,4	11,7
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	21,1	12,0	0,6	11,5	0,3	11,7
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	10,3	6,3	0,4	5,9	5,8	11,6
Régie Municipale d'Électricité ALLEMONT	21,6	11,6	1,1	10,4	0,8	11,2
Centrale Électrique VONDERSCHEER	20,7	10,8	0,7	10,1	0,3	10,4
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	12,1	7,5	0,6	6,9	2,6	9,5
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	9,8	6,1	0,4	5,7	3,5	9,3

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2013
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	13,4	8,2	0,5	7,7	0,8	8,5
Régie Municipale d'Électricité SECHILIEUNE	18,5	8,9	0,9	8,0	0,4	8,4
Régie Communale Électrique SAULNES	10,7	5,6	0,4	5,2	3,2	8,4
Régie Électrique MONTVALEZAN	23,8	9,2	0,9	8,3	0,0	8,4
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	1 510,6	53,2	46,4	6,8	1,4	8,2
Régie Municipale d'Électricité SAINTE-MARIE DE CUINES	16,6	8,5	0,6	8,0	0,0	8,0
Régie Municipale d'Électricité GANDRANGE BOUSSANGE	14,3	8,1	0,4	7,7	0,1	7,8
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	15,4	8,2	0,4	7,8	-	7,8
Régie Municipale d'Électricité MOUTARET	11,7	7,2	0,5	6,7	0,1	6,8
Régie Électrique MERCUS GARRABET	10,2	5,4	0,4	5,0	1,3	6,3
Régie Municipale d'Électricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	11,9	6,5	0,5	6,0	-	6,0
Régie Municipale d'Électricité LA CHAMBRE	11,8	6,2	0,6	5,7	0,2	5,8
Régie Électrique FONTAINE AU PIRE	7,5	3,9	0,2	3,7	2,1	5,8
Régie Municipale d'Électricité PRESLE	11,4	6,3	0,6	5,7	0,1	5,7
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTOISE	11,1	5,9	0,5	5,4	0,3	5,6
Régie d'Électricité PINSOT	9,5	5,6	0,5	5,1	0,4	5,6
Régie d'Électricité VALMEINIER	10,7	5,9	0,6	5,4	0,1	5,4
Régie Électrique Municipale LA CHAPELLE	10,5	5,9	0,5	5,4	-	5,4

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2013
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	8,6	5,1	0,4	4,7	0,5	5,1
Régie Électrique LA CABANASSE	10,3	4,8	0,4	4,4	0,3	4,8
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	4,5	2,7	0,2	2,5	1,5	4,0
Régie Électrique AVRIEUX	6,8	4,0	0,4	3,7	-	3,7
Régie d'Électricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	6,7	3,5	0,4	3,1	0,1	3,2
Régie Municipale Électrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	932,4	37,8	37,1	0,8	2,0	2,8
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	-	-	-	-	2,6	2,6
Régie municipale d'Électricité QUIE	3,0	1,8	0,1	1,7	0,2	1,9
Régie Électrique Municipale VILLAROGIER	2,4	1,4	0,1	1,3	0,1	1,4

¹ nette du surplus revendu à EDF

C. Charges supportées par Electricité de Mayotte constatées au titre de 2013

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 coûts liés aux actions conduites en faveur de la maîtrise de la demande d'électricité, à l'instar de la méthodologie appliquée pour EDF.

L'année 2013 est caractérisée par une reprise de la croissance de la consommation (+6 % par rapport à l'année 2012).

Les coûts de production déclarés par EDM s'élèvent, pour 2013, à **97,5 M€**. Ces coûts sont en hausse par rapport à ceux de 2012 (+ 12 %). Cette situation s'explique essentiellement par la hausse du coût d'achat des combustibles et par des investissements dans le renforcement et l'extension des moyens de production thermiques.

En application de l'arrêté du 23 avril 2014, EDM a intégré le système d'échange des quotas de CO₂. Cependant, EDM a dû procéder à la régularisation rétroactive courant 2014 de ses émissions 2013. Prenant en compte le caractère exceptionnel de cette charge qui ne pouvait pas être anticipée par

EDM, le montant de **1,0 M€** a été retenu pour la compensation.

Les coûts de production pris en compte au titre de l'année 2013 s'élèvent à **98,5 M€** (97,5 M€ + 1,0M€).

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 2013, le taux de disponibilité du principal moyen de production de l'île s'est élevé à 91 %.

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2013 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 2013 (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 2013 s'élèvent à **15,4 M€** et se répartissent comme suit :

- coûts de distribution (hors services systèmes et pertes mais incluant une rémunération à 7,25 % des capitaux) : 14,2 M€
- achat des services systèmes : 0,2 M€
- achat des pertes : 0,9 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 2013, ces recettes sont évaluées à **1,1 M€**.

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2013 (augmentées des recettes théoriques qu'EDM aurait perçues auprès de ses agents si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés) s'élèvent à **26,1 M€**.

Les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent, pour 2013, à **10,1 M€** (cf. tableau 2.13).

Tableau 2.13 : recettes de production constatées par EDM au titre de 2013

(+) Recettes constatées 2013	25,9 M€
(+) Recettes théoriques agents EDM 2013	0,1 M€

Recettes totales 2013 à considérer	26,1 M€
(-) Recettes de distribution 2013	14,2 M€
(-) Recettes de gestion clientèle 2013	1,1 M€
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,1 M€
Recettes brutes de production	10,7 M€
Recettes de production 2013*	10,1 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 2013 étant respectivement de 98,5 M€ et 10,1 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2013 s'élève à **88,4 M€**.

4. Surcoûts dus à l'obligation d'achat

En 2013, 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 11% par rapport à 2012. Le seuil de déconnexion de 30 % pour les énergies intermittentes a été atteint à Mayotte à quatre reprises avec la déconnexion de certaines installations. Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2013, à 16,4 GWh pour un montant de 7,35 M€.

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. L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production, est évaluée à **194,7 M€**, comme détaillé dans le tableau 2.14.

Tableau 2.14 : surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM au titre de 2013

(+) Coût d'achat 2013	7,35 M€
Quantités achetées en 2013	16,4 GWh
Taux de pertes en 2013	8,6 %
Quantités achetées et consommées ⁹	15,0 GWh
Part production dans le tarif de vente	37,47 €/MWh
(-) Coût évité par les contrats d'achat	0,6 M€
Surcoûts d'achat en 2013	6,8 M€

D. Charges de service public constatées au titre de 2013

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2013 s'élève à **5 266 M€**. La répartition est fournie dans le tableau 2.15.

L'écart entre les charges prévisionnelles et les charges constatées au titre de 2013 (+ 138,0 M€) (cf. tableau 2.16) s'explique essentiellement par l'erreur de prévision des surcoûts de production supportés par EDF en Métropole, due à la baisse importante du prix de marché. Entre les exercices 2012 et 2013, hors effet prix, les surcoûts dus aux contrats d'achats ont cru en Métropole en premier lieu du fait du développement de la filière éolien.

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

L'écart observé dans les ZNI s'explique principalement une consommation électrique plus faible que prévue.

Tableau 2.15 : charges de service public constatées au titre de 2013

	Charges constatées au titre de 2013 (M€)	Charges constatées au titre de 2012 (M€) ⁽¹⁾	Charges constatées au titre de 2011 (M€) ⁽¹⁾	Principales justifications de la variation 2012-2013
EDF	4 990,5	4 635,4	3 441,8	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	3 290,7	3 086,8	2 110,4	Baisse du volume acheté et du coût d'achat en raison de l'arrivée à échéance d'une part importante du parc de cogénération, contrebalancée par une baisse des prix de marché.
Surcoûts ZNI	1 569,8	1 457,3	1 265,5	
<i>Surcoûts de production</i>	851,3	884,3	845,9	Diminution des charges liées à l'achat des combustibles, des quotas de CO2, aux frais de personnel du fait de la centrale du Port et de la moindre sollicitation de la centrale de Bellefontaine.
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	718,5	573,0	419,6	Entrée en service des centrales thermiques de Port Est et de Bellefontaine (mise en service partielle) exploitées par EDF PEI. Augmentation de la production photovoltaïque.
Charges dispositions sociales	130,0	91,3	65,9	Le nombre de bénéficiaires du TPN a progressé de 50 % entre 2012 et 2013.
ELD	179,9	175,4	120,9	Développement des filières photovoltaïque et éolienne
Fournisseurs alternatifs	0,0	0,0	0,0	Élargissement du TPN à l'ensemble des fournisseurs d'électricité.
EDM	95,2	82,5	70,3	
<i>Surcoûts de production</i>	88,4	76,5	64,8	Croissance de la demande (+3%), hausse des coûts de combustibles (+ 7% en €/t) et coûts d'investissements dans le renforcement et l'extension des moyens de production thermiques
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	6,8	6,0	5,5	Hausse de la production photovoltaïque.
Total	5 265,7	4 893,2	3 633,0	

⁽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 2013

	Charges constatées au titre de 2013 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2013 (M€)	Evolution, (M€)	Evolution, (%)
EDF	4 990,5	4 830,1	160,4	3%
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	3 290,7	3 121,6	169,1	5%
Surcoûts ZNI	1569,8	1568,8	1,0	0%
<i>Surcoûts de production</i>	851,3	834,0	17,3	2%
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	718,5	734,8	-16,3	-2%
Charges dispositions sociales	130,0	139,8	-9,8	-7%
ELD	179,9	207,7	-27,8	-13%
EDM	95,2	89,8	5,4	6%
Total	5 265,7	5 127,7	138,0	3%