



Chambre régionale des comptes
de Poitou-Charentes

Le président

Poitiers, le 16 octobre 2008

REF. : N° 787

ROD2

RECOMMANDE AVEC A.R.

Monsieur le Président,

Les rapports d'observations définitives sur la gestion du Syndicat intercommunal d'énergie des Deux-Sèvres, de la Régie du syndicat intercommunal d'énergie des Deux-Sèvres et de la SEML Ouest Energie, arrêtées par la chambre régionale des comptes les 17 juillet 2008 et 4 octobre 2007, vous ont été notifiés les 5 septembre 2008, 4 septembre 2008 et 20 novembre 2007.

En application de l'article L. 241-11 du code des juridictions financières, vous pouviez y apporter des réponses écrites dans le délai d'un mois suivant leurs réceptions.

Je vous prie de bien vouloir trouver ci-joint les rapports d'observations définitives auxquels sont jointes les réponses adressées au greffe de la chambre.

Ces rapports, accompagnés des réponses, devront être communiqués par vos soins à l'assemblée délibérante dès sa plus proche réunion, après avoir fait l'objet d'une inscription à l'ordre du jour de celle-ci et avoir été joints à la convocation adressée à chacun de ses membres. Ils devront donner lieu à un débat. Je vous précise que, selon les dispositions de l'article R. 241-18 du code des juridictions financières, les observations définitives sont communicables aux tiers dès qu'a eu lieu la première réunion de l'assemblée délibérante suivant leurs réceptions par la collectivité concernée.

Vous voudrez bien indiquer au greffe de la juridiction la date de cette réunion.

Veillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma considération distinguée.

P.J. : 3 rapports

Gérald MEUNIER

Monsieur le Président
Syndicat intercommunal d'énergie des Deux-Sèvres



Chambre régionale des comptes
de Poitou-Charentes

RAPPORT D'OBSERVATIONS DEFINITIVES

**GESTION DE LA REGIE DU SYNDICAT INTERCOMMUNAL D'ENERGIE
DES DEUX SEVRES**

SEANCE DU 17 JUILLET 2008

La chambre régionale des comptes de Poitou-Charentes a examiné la gestion de la Régie du syndicat intercommunal d'énergie des Deux-Sèvres à compter de 1999.

Le contrôle a porté sur les points suivants :

- 1- La présentation générale ;
- 2- La situation financière ;
- 3- L'activité de la Régie ;
- 4- Les marchés ;
- 5- Les salaires primes et indemnités.

Le rappel de la procédure suivie en application du code des juridictions financières figure en annexe VI.

Sommaire

1.	La présentation générale.....	3
1.1.	Le contexte	3
1.2.	Les suites du dernier rapport de la chambre	3
1.3.	La mission, l'administration et l'organisation de la Régie	4
1.3.1.	La mission.....	4
1.3.2.	Le conseil d'administration.....	4
1.3.3.	Le directeur	4
1.3.4.	L'organisation	4
1.4.	Le périmètre d'action et les compétences de la Régie.....	5
1.4.1.	Le périmètre d'action	5
1.4.2.	Les compétences	5
1.5.	La fin de la Régie	5
2.	La situation financière.....	6
2.1.	Les résultats financiers de 1999 à 2006	6
2.2.	L'état de l'actif	7
2.3.	L'organisation du paiement des factures d'investissement	7
2.4.	L'équilibre financier des activités complémentaires	7
2.5.	La Contribution au Service Public d'Electricité (CSPE).....	8
2.6.	Le fonds d'amortissement des charges d'électrification.....	8
2.7.	La comptabilité, les inventaires et la gestion des stocks.....	9
2.7.1.	La comptabilité des stocks	9
2.7.2.	Les inventaires des stocks	10
2.7.3.	La gestion des stocks	11
3.	L'activité Electricité	12
3.1.	Les achats et les ventes globales d'électricité	12
3.2.	La tarification	13
3.2.1.	Les trois tarifs.....	13
3.2.2.	Des tarifs réglementés à la tarification libre du marché européen	14
3.2.3.	Le coût des tarifs spécifiques	15
3.2.4.	L'analyse du coût du KWH vendu.....	16
3.3.	La création de la SEML Ouest-Energie	17
4.	Les marchés.....	18
4.1.	Le marché de construction d'un ensemble immobilier à Souché	19
4.2.	Les marchés et prestations informatiques relatifs au logiciel DECLIC.....	19
4.2.1.	Le premier marché STERIA	21
4.2.2.	Le deuxième marché STERIA	22
4.2.3.	Les marchés de maintenance et d'assistance.....	22
4.2.4.	Les autres prestations	22
4.2.5.	Conclusion	23
5.	Les rémunérations des personnels	24
5.1.	La rémunération de l'avant dernier directeur.....	25
5.2.	Les primes et indemnités	26
5.2.1.	La prime annuelle de gestion de l'avant dernier directeur	26
5.2.2.	La prime de gestion du dernier directeur	27
5.2.3.	La prime d'encouragement des personnels	27
5.2.4.	L'indemnité d'exploitation informatique	27
5.2.5.	L'indemnité dite de « compensation-disponibilité-encadrement »	27
5.3.	L'intéressement	28
5.3.1.	Données générales de l'intéressement.....	28
5.3.2.	Les objectifs dans l'accord d'intéressement 2003-2005	28
5.3.3.	Les objectifs dans l'accord d'intéressement 2003-2005	28
5.3.4.	Les résultats chiffrés de l'intéressement dans les deux accords.....	29
5.4.	Les charges au titre de la caisse mutuelle complémentaire et des œuvres sociales	30

a. La présentation générale

Le contexte

Les directives n° 90/547/CEE du 29/10/1990 et n° 96/92/1996 du 19/12/1996 avaient jeté les bases de l'ouverture et de la profonde transformation des marchés de l'électricité et du gaz. En France, s'agissant de l'électricité, pour l'application de cette dernière directive, est entrée en vigueur la loi n°2000-108 du 10/02/2000. La directive n° 2003-54 du 26/06/2003 concernant les règles du marché intérieur de l'électricité, qui se situe dans le droit fil de la précédente, a abrogé la directive n° 90/92/CE.

Trois directives européennes de 1990, 1996 et 2003 ont tendu à séparer, d'abord comptablement, la compétence de gestionnaire de réseau de celle de la fourniture, puis juridiquement à partir de 2003, les personnes morales exerçant ces deux missions qui étaient traditionnellement exercées par la Régie du SIEDS. L'obligation de séparation juridique et d'ouverture à la concurrence a amené le SIEDS à retirer la compétence fourniture à la Régie pour la transférer à la SEML Ouest-Energie de septembre 2004 à fin décembre 2005. La Régie a été conduite à reprendre ces deux compétences de janvier 2006 à juin 2007, les exerçant alors simultanément, ce qui était irrégulier.

Il résultait de tous ces textes que le marché de l'énergie devait au plus tôt être ouvert au 1er juillet 2007 pour l'ensemble des clients et qu'il s'appliquait seulement à compter du 1er juillet 2004 pour les clients professionnels qui l'avaient choisi. A partir de ces dates la fourniture d'électricité pouvait être exercée par des entreprises privées sur le marché libre pour les clients dits élus qui le désiraient. Toutefois les prix réglementés ont été maintenus jusqu'en juillet 2010 par les dispositions de l'article 24 de la loi n° 2007-290 du 5 mars 2007 modifiant l'article 66 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005.

Cette libéralisation du marché de l'énergie électrique, au regard de la nécessité de trouver une solution à la séparation juridique des entités exerçant les deux compétences de gestionnaire de réseau et de fourniture au niveau européen, a occasionné pour la Régie des bouleversements importants avant d'entraîner sa dissolution le 30 juin 2007, après celle de la SEML Ouest-Energie. A titre provisoire, les deux missions de gestion des réseaux et de fourniture ont été transférées à une société d'économie mixte, la SOREGIES Deux-Sèvres.

Les suites du dernier rapport de la chambre

La chambre constate que la Régie n'a pas tiré toutes les conséquences de certaines des observations qu'elle avait formulées le 22 mai 2003 dans son rapport précédent. Fondamentalement le mode de fonctionnement d'un syndicat de communes est institutionnel et statutaire de par la loi et ses adhérents qui ont transféré une compétence, ont transféré *l'ensemble des droits et obligations qui leur sont attachés à la date du transfert* (art. L. 5211-5-1 III du CGCT) et donc ne sont plus aptes à contracter en la matière. Or le mode de fonctionnement contractuel a été maintenu expressément dans les statuts en 2004 dans plusieurs domaines dont celui de l'éclairage électrique.

La mission, l'administration et l'organisation de la Régie

La Régie du SIEDS était dotée de la personnalité morale et de l'autonomie financière depuis le 1^{er} janvier 1989. Elle entrait donc dans le cadre général des syndicats intercommunaux conformément aux dispositions de l'article L. 2221-10 du CGCT.

1.1.1. La mission

Pour la période sous contrôle, l'objet de la Régie a été défini depuis le 1^{er} juillet 1998 par règlement intérieur modifié en 2000, puis par des statuts en 2001 modifiés en 2004 et 2005 et 2007 au fur et à mesure de l'évolution des compétences déléguées à la Régie, toutefois cette dernière a omis de modifier ses statuts quand elle a perdu la compétence de fourniture d'énergie. Y étaient définies notamment ses deux missions principales de distribution publique de l'énergie électrique (gestion des réseaux et fourniture) et de réalisation, gestion et exploitation de réseaux de signalisation et de communication par câble ou voies hertziennes. Cette dernière mission était sujette à caution car elle ne relevait pas directement, telle qu'elle était libellée, d'une régie d'électricité. La Régie exerçait en outre des compétences complémentaires (cf. infra).

1.1.2. Le conseil d'administration

Les membres du conseil d'administration de la Régie étaient désignés par le comité du SIEDS pour six ans. Ce conseil était renouvelé en totalité au début de chaque mandat du comité du SIEDS et élisait en son sein son président et un ou plusieurs vice-présidents, pour une durée de deux ans. Le président du conseil d'administration de la Régie a été élu président du conseil d'administration de la SEML le 14 avril 2004 « pour assurer une meilleure coordination ». Il a ensuite été conduit à démissionner de la présidence de la Régie pour respecter les dispositions de l'article R. 2221-8 du CGCT aux termes duquel « *les membres du conseil d'administration d'une régie municipale ne peuvent à titre quelconque prendre ni conserver aucun intérêt dans les entreprises en rapport avec la régie ni occuper une fonction dans ces entreprises.* ».

1.1.3. Le directeur

Le directeur était le représentant légal et l'ordonnateur de la Régie. Il passait tous les actes, contrats, traités et marchés, en exécution des décisions du conseil d'administration.

Conformément aux dispositions de l'article 13 des statuts de la Régie, le directeur de la Régie était nommé par délibération du conseil syndical sur proposition du président du SIEDS. Sa nomination par le président du conseil d'administration de la Régie conformément à la délibération du conseil syndical ne fut prévue que par les statuts de 2001. Ainsi, l'avant dernier directeur a été désigné par délibération du conseil syndical du 22 juin 1998. Le conseil d'administration de la Régie a entériné, le 26 juin 1998, sa prise de fonction au 1^{er} juillet 1998. Le dernier directeur a été désigné par délibération du conseil syndical du 28 février 2005 et a été nommé par arrêté du président du conseil d'administration de la Régie en date du 20 avril 2005 pour une prise de fonctions le 1^{er} mai 2005.

1.1.4. L'organisation

L'organigramme 2006 de la Régie figure en annexe I.

La Régie employait, au 1^{er} octobre 2006, 352 agents dont 342 statutaires et 10 non statutaires.

Le siège social de la Régie était dans le centre ville de Niort à côté du SIEDS. Mais certains services étaient installés rue Joule à l'entrée de Niort. La clientèle pouvait accéder aux agences de Niort, Bressuire, Melle, Thouars et Parthenay.

Le périmètre d'action et les compétences de la Régie

1.1.5. Le périmètre d'action

La Régie alimentait 302 des 307¹ communes des Deux-Sèvres. Sur ces 302 communes, 15 étaient alimentées pour une zone par la Régie, et pour une autre par EDF². En outre, 4 communes de départements limitrophes étaient alimentées pour une zone par la Régie, et pour une autre par EDF³. La Régie était donc présente, pour l'électricité, sur $302 + 4 = 306$ communes.

1.1.6. Les compétences

La Régie était compétente pour la gestion des réseaux et pour la fourniture d'électricité sur toute la période sous contrôle sauf du 01/09/2004 au 31/12/2005 pour cette dernière. Elle n'a pas développé la seconde compétence principale de réalisation de réseaux de signalisation et de communication par câble et voies hertziennes. Elle mettait en œuvre cette compétence pour la détection de pannes sur son réseau. En outre elle exerçait des compétences complémentaires d'éclairage public et de gaz pour les communes lui ayant transféré cette dernière.

Pour l'exploitation de réseaux de distribution du gaz, elle était compétente depuis mai 2005. Au 30 juin 2007, 72 communes avaient transféré cette compétence. Elles bénéficiaient des achats groupés de gaz propane. En ce qui concerne l'éclairage public, aucune commune n'avait délégué la compétence éclairage public, néanmoins, contrairement aux statuts, 236 communes sur 306 avaient signé avec la Régie une convention relative à la maintenance de leur réseau d'éclairage public. Certaines sur ce même fondement avaient recours à la Régie pour la maîtrise d'oeuvre, ce que les statuts ne prévoyaient pas expressément. La Régie, consciente de l'irrégularité du mode de relations contractuelles sur ce point entre elle et les adhérents du SIEDS s'était attachée peu avant sa dissolution à améliorer le suivi des conventions sans toutefois les remettre en cause.

La fin de la Régie

Suite à la dissolution de la Régie intervenue le 30 juin 2007, un compte de clôture a été établi et l'ensemble des actifs et du passif a été transféré à la SOREGIES Deux-Sèvres à qui le SIEDS a délégué les mêmes compétences.

¹ Sauf 5 communes : LE BOURDET, PRIN –DEYRANCON, USSEAU, MAUZE-SUR-LE-MIGNON et PARTHENAY.

² AIRVAULT, BRESSUIRE, CELLES SUR BELLE, CHEF-BOUTONNE, COULONGE SUR L'AUTIZE, LIMALONGUES, LA CRECHE, LA MOTHE SAINT HERAY, LA ROCHENARD, MELLE, NIORT, SAINT GEORGES DE REIX, SAUZE VAUSSAIS, SAINT MAIXENT L'ECOLE et THOUARS.

³ En Charente-Maritime DOEUIL SUR LE MIGNON et VILLENEUVE LA CONTESSE, en Maine et Loire ANTOIGNE et en Charente LA FORET DE TESSE.

b. La situation financière.

1.1. Les résultats financiers de 1999 à 2006

Régie du SIEDS en K€	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	var 99-06
produits exploitation	99 210	98 069	104 648	105 391	104 518	93 805	61 048	116 081	17%
charges exploitation	90 945	93 855	98 662	99 318	99 998	88 437	65 620	106 251	17%
<i>dont Charges de Personnel</i>	17 688	17 878	18 071	17 998	18 741	18 780	22 169	21 041	19%
<i>dont dotations aux Amortissements</i>	7 226	11 587	12 130	12 102	12 675	13 314	13 672	13 434	86%
Résultat exploitation	8 265	4 214	5 986	6 073	4 520	5 368	-4 572	9 830	19%
résultat financier	649	1 284	851	710	468	600	525	3 390	
<i>dont charges Intérêts</i>	28	8	666	546	609	80	50	28	
résultat courant	8 914	5 498	6 837	6 783	4 988	5 968	-4 047	13 220	
résultat exceptionnel	2 089	4 814	-6 590	1 900	1 551	-1 896	1 802	5 143	
impôt sur les bénéfices									
Résultat de fonctionnement	11 004	10 313	247	8 684	6 540	4 072	-2 245	18 363	
CAF = bénéfice + dot amort	18 230	21 899	12 377	20 785	19 215	17 385	11 427	31 797	74%
part affectée investis	8 753	0	10 354	9 484	10 409		2 278	52	
Résultat de fonct cumulé	11 004	21 316	11 209	10 409	6 540	10 611	6 088	24 399	122%
recettes nettes investis	26 929	31 722	361 480	34 369	40 362	25 369	25 461	45 461	
<i>dont C/16 emprunts</i>	0	0	9 069	0	0	0	0	0	
dépenses nettes investis	26 688	27 314	350 609	51 259	40 229	25 657	25 026	49 167	
<i>dont annuité dette en capital</i>	8 753	9	1 668	1 385	4 670	462	356	374	
résultat investissement	241	4 407	10 871	-16 891	133	-288	435	-3 706	
résultat investissement cumulé	17 165	21 572	32 443	15 552	15 686	15 394	15 829	12 123	-29%
dette au 31-12-N	165	157	7 566	6 172	1 502	1 040	683	310	
résultat exploit+invest cumulé	28 169	42 889	43 653	25 961	22 225	26 005	21 917	36 522	30%

Il peut être observé que les montants affichés par la Régie de son résultat de fonctionnement 2001 et de sa CAF 2001 sont différents de ceux issus du compte de gestion. Cela s'explique par le fait que la Régie ne tenait pas compte d'un certain nombre d'opérations exceptionnelles passées en 2001 pour retracer la modification du régime juridique des immobilisations qui lui avaient été transférées par le SIEDS. Une dotation d'amortissement exceptionnel de 10 725 K€ notamment avait été comptabilisée et participait à la différence observée entre les résultats retenus par le directeur de la Régie, soit 8 055 K€, et le résultat comptable qui s'élevait à 247 K€.

La situation financière de la Régie depuis 1999 était globalement bonne. Sa dette était très limitée et ses recettes et dépenses d'exploitation ont augmenté de 17% de 1999 à 2006.

L'exercice 2001 avait traduit la modification du régime juridique des immobilisations transférées par le SIEDS à la Régie, à savoir le passage du régime d'affectation à celui de dotation en pleine propriété, comme l'avait recommandé la chambre, transfert qui s'était prolongé jusqu'en 2003. C'est pourquoi, si l'on fait abstraction des opérations exceptionnelles d'intégration de ces immobilisations, le résultat de fonctionnement de l'exercice 2001 s'élevait à 8 055 K€ au lieu de 247 K€ et la CAF s'élevait à 20 200 K€ au lieu de 12 377 K€.

En 2004 et 2005, le transfert de l'activité de la fourniture d'électricité à la SEM Ouest-Energie s'était traduit par une réduction des recettes de fonctionnement de la Régie de plus de 40 millions d'euros et un résultat d'exploitation 2005 négatif de plus de 4,5 millions d'euros. En 2006 le

résultat d'exploitation positif de près de 10 millions d'euros traduisait un effort sensible de rééquilibrage.

L'état de l'actif

La Régie était propriétaire de son réseau depuis 2002. Son état de l'actif, qui s'établissait comme suit fin 2005, fait ressortir que 66% des actifs restait à amortir.

Actif en milliers d'euros	fin 2000			fin 2005			% reste à amortir
	brut	amorti	net	brut	amorti	net	
logiciels c/20	2 637	2 015	622	6 703	5 753	951	14%
terrains c/211	99		99	522		522	
amenagt terrains c/212	77	62	14	77	77	0	0%
bâtiments c/2131	9 503	2 022	7 481	15 795	3 965	11 830	75%
amenagt const c/2135	2 449	1 894	556	2 434	2 218	216	9%
installations spécifiques c/2153	169 200	36 387	132 813	418 760	136 781	281 979	67%
matériels industriels c/2154	3 126	2 233	892	3 362	2 695	667	20%
appareils de comptage c/2156	16 382	11 563	4 818	14 906	11 564	3 342	22%
autres immob corporelles c/218	6 417	4 935	1 482	6 123	4 874	1 249	20%
immob reçues en affectation c/22	160 786	48 295	112 491	380	281	99	26%
immob en cours c/23	5 337		5 337	11 279		11 279	100%
autres immob financières c/27	889		889	19 072		19 072	100%
Total actif en milliers d'euros	376 901	109 407	267 495	499 412	168 207	331 205	66%

L'organisation du paiement des factures d'investissement

La chambre a constaté sur un échantillon de plus de 1400 mandats que la Régie a amélioré le délai global de paiement entre 2003 et 2004 des factures payables en 45 jours, passant de 54 jours en 2003 à 40 jours en 2004. Parallèlement, le pourcentage des mandats payés en retard a été ramené de 55% en 2003 à 18% en 2004, et le nombre moyen de jours de retard a diminué de 4, passant de 17 en 2003 à 13 en 2004. Sur le même échantillon les intérêts moratoires non payés s'élevaient à environ 3000 € pour 2003 et pour 2004.

Toutefois, si les intérêts moratoires payés de l'ordre de 20.700 € en 2003 ne s'élevaient plus qu'à 1.477 € en 2006, 6,7% des mandats de paiement du dernier trimestre de cette année étaient encore payés au-delà de 45 jours.

L'équilibre financier des activités complémentaires

L'activité gaz propane

Suite à la dissolution du SIDEG, la compétence Gaz a été attribuée au SIEDS par les communes adhérentes en tant que compétence facultative par arrêté inter préfectoral du 20 juillet 2003.

**CHAMBRE REGIONALE DES COMPTES
DE POITOU-CHARENTES**

Le SIEDS a ensuite transféré cette activité Gaz à sa Régie à compter du 1^{er} décembre 2004. Le règlement de service pour la distribution publique de gaz a été adopté par le comité du SIEDS le 23 mai 2005. L'agrément de la Régie en tant qu'opérateur de distribution de gaz a été octroyé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières par lettre du 23 janvier 2006.

L'activité gaz propane étant déficitaire, les déficits des exercices 2005 et 2006 se sont élevés respectivement à 92.386 € et à 402.668 €.

Le SIEDS qui avait repris le marché TOTALGAZ au 1^{er} juillet 2003 l'a transféré à la Régie au 1^{er} décembre 2004.

<i>en M€ HT</i>	2004	2005	2006 (9 mois)
Achat de gaz	0,04	0,2	0,2
Vente de gaz	0,05	0,3	0,3
Nombre de tonnes	44	417	347

Par ailleurs trois communes avaient confié à la Régie la compétence de la maîtrise d'œuvre de réseaux de gaz alimentés à partir de citernes propane.

L'activité éclairage public

Il s'agissait d'une activité de conseil aux collectivités en matière de travaux et de maintenance de leur éclairage public, consistant à les aider à préparer les dossiers d'appel d'offres et à suivre la procédure de marché. La Régie facturait l'aide apportée au taux de 4% du coût des travaux. Cette activité était déficitaire de 300 à 400 000 € depuis des années (-238.000 € en 2003, -373.000 € en 2004, -286.000 € en 2005 et -491.000 € en 2006).

La Contribution au Service Public d'Electricité (CSPE).

Cette contribution, issue des dispositions de l'article 37 de la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003, qui a remplacé la contribution au fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE), était due par tous les clients non éligibles ainsi que par les clients éligibles n'ayant pas fait jouer leur éligibilité. Elle était enregistrée au compte 4431 depuis 2003 et avait fait l'objet des mouvements comptables suivants :

CSPE en euros	Montant comptabilisé	Montant reversé
2003	4 009 452,67	4 009 437,84
2004	5 063 118,93	4 337 528,49
2005	368 760,72	1 066 638,82
2006	6 653 368,92	6 102 040,47

Le tarif de la CSPE était de 3,3 euros le MWH en 2003 et de 4,5 euros le MWH à partir du 1er janvier 2004.

Le fonds d'amortissement des charges d'électrification

Ce fonds, le FACÉ, est géré par EDF. Sa mission est d'apporter une aide financière aux maîtres d'ouvrage des réseaux des communes placées sous le régime de l'électrification rurale (ER). Cette aide correspond à 65% du montant TTC des travaux d'extension, de renforcement ou

**CHAMBRE REGIONALE DES COMPTES
DE POITOU-CHARENTES**

d'intégration des réseaux dans l'environnement (enfouissement des lignes). Les réseaux concernés sont les réseaux BT (400V) et HTA (20 kV). Les aides du FACÉ sont financées par les contributions des distributeurs d'électricité BT. Ainsi la Régie a contribué au FACÉ pour les montants suivants :

<i>en milliers d'euros</i>		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
c/ 63471	Versement au FACE	727	736	704	756	840	881	853	898

L'assiette de la contribution est fixée annuellement par arrêté ministériel. Pour 2005 et 2006, le taux de la contribution était de 0,19 centimes d'euros par KWH distribué en BT dans les communes de plus de 2 000 habitants, et de 0,038 centimes d'euros par KWH distribué en BT dans les communes de moins de 2 000 habitants. De 2002 à 2004, les taux étaient respectivement de 0,2 et 0,04 centimes d'euros. En 2001, le prélèvement était respectivement de 2,2% et de 0,44% des recettes BT. Enfin en 1999 et 2000 la contribution était respectivement de 2,3% et de 0,46% des recettes BT.

Les dépenses étaient financées de la façon suivante : 65% du montant TTC étaient versés par le FACÉ directement à la Régie depuis 2001 (compte 1318) et le solde était versé à la Régie par le SIEDS au vu de demandes établies par la Régie faisant état du montant des travaux effectués.

Au titre des programmes FACÉ, les sommes perçues annuellement du FACÉ et du SIEDS ont été les suivantes pour la période 1999-2006 :

<i>en milliers d'euros</i>	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
FACE			2 498	5 533	3 357	3 572	1 612	3 292
SIEDS	4 899	3 786	2 694	1 475	1 098	1 067	704	966
Total	4 899	3 786	5 192	7 009	4 455	4 638	2 316	4 258

Les programmes FACÉ sont annuels et relèvent de plusieurs catégories : tranche A/B, tranche C et tranche S depuis 2005. Chaque programme peut se dérouler sur trois ou quatre exercices comptables. Le tableau (annexe II) récapitule les dépenses et les recettes de chaque programme annuel depuis 2000 jusqu'au 31 décembre 2006 et permet de voir la part prépondérante tenue par le FACÉ dans le financement, 14,3 M€ pour le programme A/B sur 18,5 M€ et près de 3,6 M€ sur 4,7 M€ pour la tranche C. Les programmes 2000 à 2004 s'équilibraient en recettes et dépenses, hormis le programme A/1 (tempête de 1999) qui était excédentaire de 30.000 €.

La comptabilité, les inventaires et la gestion des stocks

1.1.1. La comptabilité des stocks

La comptabilité matière faisait ressortir que le montant des stocks était en diminution sur la période examinée (plus de 2,6 M€ en 1999 et moins de 2 M€ en 2006 soit une année de stock).

L'instruction M41 relative aux services publics de distribution d'énergie prévoit par ailleurs la production en annexe du compte financier d'une balance retraçant la valeur du stock au 1^{er} janvier, la valeur des entrées dans l'exercice y compris les excédents d'inventaire et le total de ces valeurs, la valeur des sorties de l'exercice y compris les déficits d'inventaire et la valeur du stock

existant au 31 décembre et le total de ces deux valeurs. Or cette balance n'avait pas été produite au titre de cet exercice.

1.1.2. Les inventaires des stocks

Les inventaires, établis pour la première fois en décembre 2006, ont été réalisés au magasin central et dans les magasins secondaires. Les manquants ont été comptabilisés en « mali » et les surplus en « boni ». Les montants des boni et des mali depuis 2000, produits par la Régie mais non documentés sauf pour l'exercice 2006, étaient les suivants.

RESULTATS GLOBAUX DES INVENTAIRES DE LA REGIE

Années	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Boni	31.807,78	20.697,34	7 896,36	2 211,94	28 159,29	16 803,16	333 337,75
Mali	24.368,98	24.717,00	12 644,49	3 182,04	31 914,94	11 337,81	461 885,51
Différence	7.438,80	-4.019,66	-4 748,13	-970,10	-3 755,65	5 465,35	-128 547,76

Hormis pour 2006, le montant des boni et des mali n'était pas cohérent eu égard au nombre et au montant en valeur des matériels en magasin (par milliers ou dizaines de milliers d'euros de 2000 à 2005 par centaines de milliers d'euros en 2006).

Le nombre des magasins qui avaient fait l'objet d'un inventaire était variable selon les années (2 en 2002 et 2005, 5 en 2004, 3 en 2002 et 10 en 2006 sur les 10 magasins recensés) et donc les résultats partiels. En 2002 et 2003, le magasin central n'a pas fait l'objet d'un inventaire comme l'indique le tableau suivant :

Tableau de la réalisation des inventaires des stocks par année et par magasin

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
nombre de magasins inventoriés	7	9	3	2	5	2	10
nom des magasins	dont magasin central	dont magasin central	- Bressuire - Thouars - Niort	- Niort - Melle	- magasin central - garage - Niort - Bressuire - Thouars	- magasin central - Parthenay	

En 2006 la valeur des matériels manquants s'était élevée à 445.860,74 € et celle des boni d'inventaire à 315.762,83 €, dont 186.239,22 € au magasin central. La différence s'élève à 130.097,91 € dont près de 90.000 € au magasin central. Si l'on compare aux valeurs données aux comptes c/601 et c/603 de moins de 1,975 milliers d'euros, le solde des malis sur les bonis représentait 6,6% du montant des stocks et le montant des malis représentait 445.860,74 / 1.976.000 €, soit, plus de 23 % du stock. Et celui des boni représentait la différence, soit 16% du stock.

Le coût pour la Régie s'élevait à plus de 130.000 €.

INVENTAIRE 2006 DES MAGASINS DE STOCKS

Magasins	Boni	Mali	Différence
Magasin central	97 249,19	186 239,22	-88 990,03
Parc auto	1 470,11	1 711,45	-241,34
Niort	10 480,28	30 407,13	-19 926,85
Melle	12 412,48	14 235,04	-1 822,56
Bressuire	59 774,29	34 236,26	25 538,03
Thouars	20 410,63	13 212,67	7 197,96
Parthenay	27 646,25	12 866,11	14 780,14
Tst	10 051,59	11 277,43	-1 225,84
Maintenance	76 268,01	90 361,79	-14 093,78
Labo comptage		51 313,64	-51 313,64
TOTAL	315 762,83	445 860,74	-130 097,91

Il ressort des inventaires 2006 (annexe III), des manquants importants en nombre et en pourcentage de matériels sensibles. Par exemple manquaient 5Kms sur 8, soit, 79%, de câbles de cuivre sous gaine; mais aussi 959m/1167m, soit 82% de câbles de cuivre dur nu, près de 3 Kms/4,65Km, soit, 64% de câbles d'alliage aluminium, 3,2Kms/5,1 soit, 63% de câbles aluminium tors et 936m/1017, soit 92% de câbles aluminium de réseau. S'agissant de relais il manquait la totalité des 596, tous modèles confondus, il manquait 542 disjoncteurs sur 1.152, soit, 47% pour une valeur de 53.982 €, 37 émetteurs récepteurs sur 37, soit 100%, pour une valeur de plus de 22.000 € et 21 poteaux sur 24, soit, 88%. Au garage il manquait également en stock plus de 500 litres d'huile moteur.

Il existait en revanche des surplus à savoir des centaines de mètres ou de kilos de câbles, notamment d'alliage aluminium mais aussi des disjoncteurs et au magasin de maintenance de nombreux relais. En outre étaient conservés des disjoncteurs de récupération réparés ou non et souvent comptabilisés pour une valeur zéro ou sortis des comptes.

Il peut être noté en définitive que les inventaires des années antérieures à 2006 ont été partiels et ont obéré la fiabilité des comptes de résultat et des bilans annuels de la Régie. L'inventaire 2006 plus développé est resté néanmoins incomplet.

2.7.3. La gestion des stocks

Le magasin central n'était pas fermé par un comptoir ce qui permettait à ceux qui venaient s'approvisionner ou livrer, d'avoir accès aux rayonnages. Certains appareillages et même des tourets de cuivre étaient stockés à l'extérieur et étaient accessibles en faisant le tour du magasin. En juin 2007, le chef de magasin a fait valoir que, après des vols de tourets de câbles, il a fait mettre une barrière barrant l'accès aux véhicules vers l'arrière du magasin. Des alarmes ont été installées et les services d'une société de gardiennage ont été requis.

Les fourgons ou fourgonnettes affectés à un agent ou à une équipe n'étaient pas équipés de lot de bord type répertorié ou prédéfini adapté à chaque mission alors qu'ils servaient aussi aux agents d'astreinte. Le surplus éventuel de pièces sur un chantier, suite à une commande surdimensionnée, pouvait être exceptionnellement rapporté au magasin central et comptabilisé en "ajusté", mais le plus souvent il était ajouté au stock tampon de l'agence concernée pour servir à l'exploitation (maintenance) et n'était donc ni répertorié ni suivi.

c. L'activité Electricité⁴

Les achats et les ventes globales d'électricité

Les achats et ventes d'électricité sont les suivants en millions d'euros et en gigawattheure (GWH). Les chiffres des années 2004 et 2005 traduisent le transfert de l'activité fourniture à la SEML Ouest-Energie.

en M€ HT	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	% 99-06
Achat à EDF	51	50	55	51	55	40	11	45	-11,8%
Redevance RTE						3	7	15	
Total achats	51	50	55	51	55	43	18	60	17,6%
Vente électricité	89	89	92	94	94	83	49	92	3,4%

en GWH	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	% 99-06
Achat à EDF	1279	1324	1382	1348	1409	1467	1508	1599	25,0%
Vente électricité	1190	1224	1260	1280	1336	1391	1435	1480	24,4%

en euros HT	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	% 99-06
Prix MWH acheté	39,87	37,76	39,8	37,83	39,03	29,31	11,94	37,52	-5,9%
Prix MWH vendu	74,79	72,71	73,02	73,44	70,36	59,67	34,15	62,16	-16,9%

Le rendement du réseau est le suivant :

Taux	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	% 99-06
Rendement réseau	93,04	92,45	91,17	94,96	94,82	94,82	95,16	92,56	-0,5%

Il ressort de ces tableaux que l'activité de la Régie de 1999 à 2006 s'est développée (+25% environ) mais que le prix de vente a diminué de 17%.

Les résultats d'exploitation de la Régie étaient substantiels :

Résultats de la Régie en M€	2003		2004		2005		2006	
	GRD	Fourniture	GRD	Fourniture	GRD	Fourniture	GRD	Fourniture
résultat d'exploitation	1,4	4,5	4,6 ⁵	2,3	-3,5	0,2	0,4	10,3

Un premier critère a été retenu pour tenter de mesurer ce que la Régie gagnait par MégaWH (MWH) acheté et revendu : la différence entre le prix d'achat et le prix de vente au MWH par an. Cette différence, de 1999 à 2006 a diminué de 29% en raison de la baisse du prix de vente.

en euros HT	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Prix MWH acheté	39,87	37,76	39,8	37,83	39,03	29,31	11,94	37,52
Prix MWH vendu	74,79	72,71	73,02	73,44	70,36	59,67	34,15	62,16
Différence	34,92	34,95	33,22	35,61	31,33	30,36	22,21	24,64

Un second critère a été retenu, celui de la marge commerciale rapportée au nombre annuel de MWH achetés. Mis à part 2005, année non significative, la variation a été contenue.

⁴ Hors cogénération.

⁵ Avec le Fonds de Péréquation de l'Electricité à 2,0 M€ au lieu de 0,7 M€ antérieurement

**CHAMBRE REGIONALE DES COMPTES
DE POITOU-CHARENTES**

<i>En euros</i>	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Prix revient MWH	27,78	27,15	24,54	30,85	27,25	25,83	20,71	27,52

Un troisième critère a été retenu, celui du résultat d'exploitation ramené au chiffre d'affaires. Mis à part 2001 et 2005, exercices atypiques, ce ratio varie de 4,6% à 9,1%, ce qui montre que l'exploitation était rentable.

<i>en milliers d'euros</i>	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
A-résultat exploitation	8 265	4 214	-4 740	6 073	4 520	5 368	-4 572	9 830
B-chiffre d'affaires c/70	91 726	92 135	98 219	98 191	98 483	87 018	54 589	108 108
pourcentage A/B	9,0%	4,6%	-4,8%	6,2%	4,6%	6,2%	-8,4%	9,1%

En outre la Régie déployait son activité dans un département rural dont les coûts d'exploitation sont plus élevés.

S'agissant des annulations de mandats, ces annulations ont concerné 26% des mandats en 2004 et 65% en 2005, ce qui a entraîné une surcharge de travail considérable. Ces annulations traduisaient les difficultés de transmission des données entre la Régie et la SEML.

Annulation de mandats et de titres Achats et ventes d'électricité						
<i>en K€</i>	Achat électricité C/6051			Vente électricité GRD C/7011		
	Mandats émis	Annulation	% en valeur	Titres de recettes émis	Annulation	% en valeur
1999	53 953	2 462	4,5	93 373	3 207	3,4
2000	52 283	885	0,16	93 830	3 131	0,33
2001	56 098	52	0,09	104 443	19 324	18,5
2002	52 513	279	0,5	124 538 (D) + (F)	29 210	23,5
2003	56 562	1 121	2	57 347 (D)	13 477	23,5
2004	58 155	15 073	26	56 290 (D)	11 349	20
2005	51 626	33 776	65	55 630 (D)	10 491	18,9
2006	63 345	3 170	5,0	50 210 (D)	6 658	13,2

La Régie avait signé un contrat de fourniture d'énergie avec EDF en 1997, avec avenant au 1^{er} janvier 1998. Un nouveau tarif dit de cession qui distinguait la fourniture de la gestion des réseaux était entré en vigueur avec le décret n° 2005-63 du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession d'électricité aux distributeurs non nationalisés. Le 18 mai 2006 la Régie avait signé un contrat avec EDF, qui avait pris effet le 1^{er} janvier 2006 et mentionnait une puissance réduite, de 297.000 € et une prime fixe annuelle de 9.111.960 € HT. Ce contrat a été modifié par avenant du 14 août 2006 avec effet du 1^{er} mars 2006, qui mentionnait une puissance réduite, de 276.000 € et une prime fixe qui s'élevait à 8.473.816 € HT.

La tarification

1.1.3. Les trois tarifs

Les tarifs réglementés étaient fixés selon des catégories et selon la puissance souscrite. Trois types de nature de contrats pouvaient être passés en fonction de la puissance souscrite par

**CHAMBRE REGIONALE DES COMPTES
DE POITOU-CHARENTES**

les clients : le tarif bleu de 3 à 36 KVA ; le tarif jaune de 36 à 250 KVA ; le tarif vert au-delà de 250 KVA. La vente se répartissait ainsi : 56% en tarif bleu, 11% en tarif jaune 32% ; en tarif vert ; 1% de cas particuliers. L'évolution des recettes de 1999 à 2006 s'était traduite par une augmentation de l'ordre de 5% pour les clients en tarif vert, de 25% pour ceux au tarif jaune et par une diminution de 2% pour ceux en tarif bleu.

<i>vente en M€ HT</i>	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	var 99-06
tarif vert	21	21	21	22	21	19	9	22	5%
tarif jaune	8	8	9	9	9	8	5	10	25%
tarif bleu	60	60	60	63	64	56	35	59	-2%
autres	1	2	1	1	1	1	1	0	

<i>vente en GWh</i>	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	var 99-06
tarif vert	399	415	416	425	436	468	485	495	24%
tarif jaune	113	119	129	131	143	150	141	156	38%
tarif bleu	678	690	715	724	757	773	809	829	22%
autres	11	12	14	9	8	18	15	0	

<i>prix moyen de vente en €/MWh</i>	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	var 99-06
tarif vert	52,6	50,6	50,5	51,8	48,2	40,6	18,5	44,4	-16%
tarif jaune	70,8	67	70	68,7	63	53,3	35,46	64,1	-9%
tarif bleu	88,49	87	84	87	84,5	72,4	43,26	71,2	-20%
autres	91	166	71						

L'activité de la Régie a donc connu un développement continu en nombre de KWH vendus dans chacun des trois tarifs passant, par exemple, pour le tarif bleu, de 1999 à 2006 de 679 à 829 GWh. Partiellement en 2004, et totalement en 2005, les coûts ne comprenaient pas la fourniture pendant la gestion de la SEML Ouest-Energie.

Plus la puissance souscrite était faible, plus le tarif de vente était élevé. Ainsi en 2003 le tarif bleu, principalement appliqué aux abonnés domestiques, se situait à 84,5 € par MWh soit à un tarif plus de deux fois supérieur au prix d'achat, le tarif jaune à 63 € et le tarif vert à 48,2 €. Les abonnés du tarif bleu consommaient en nombre de mégawatts 56% du total et c'est sur ce tarif que la Régie réalisait sa marge commerciale la plus importante.

Les prix de vente ont diminué annuellement de 1999 à 2006 pour chacun des tarifs. Toutefois cette diminution tarifaire a eu pour corollaire une augmentation sensible du nombre de MWh vendus, ce qui a permis de maintenir le montant en euros des ventes d'énergie électrique.

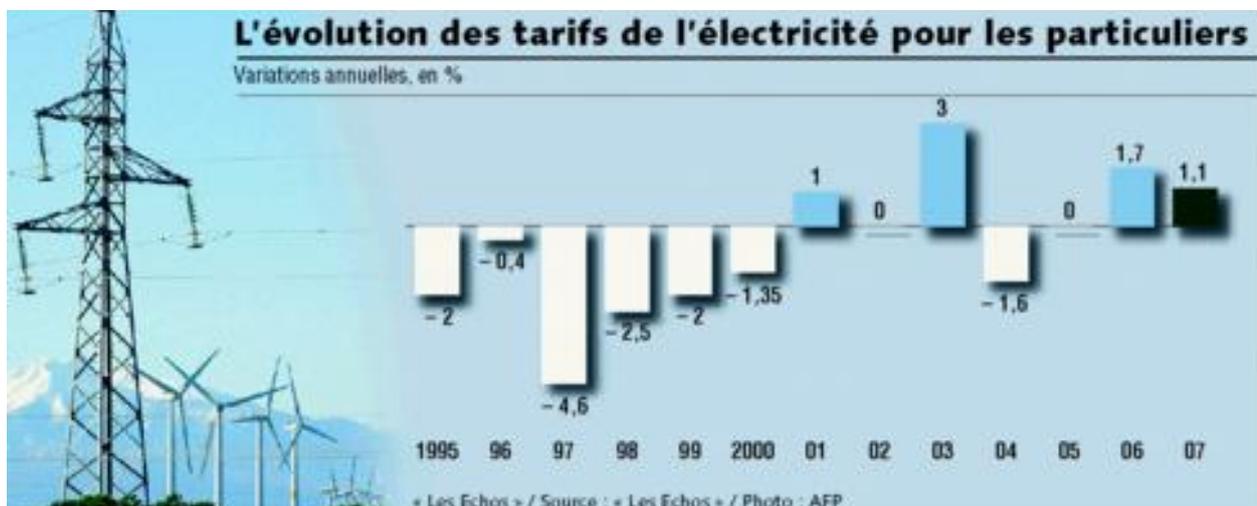
1.1.4. Des tarifs réglementés à la tarification libre du marché européen

Suite à la mise en place du marché libre de l'électricité, le prix moyen d'achat de l'électricité, qui était de 37,5 € chez EDF, se situait à un niveau plus élevé sur le marché libre. Dans ce contexte, au regard notamment des incertitudes relatives à l'évolution des tarifs réglementés, le fournisseur d'électricité des Deux-Sèvres a décidé de s'allier à celui de la Vienne pour atteindre une taille avoisinant 3 à 400.000 abonnés au lieu de 120.000 actuellement.

Les tarifs réglementés ont fait l'objet d'arrêtés du ministre des finances de l'économie et de l'industrie à intervalles irréguliers depuis le premier janvier 1999 qui traduisent cette baisse des tarifs de vente. L'EDF avait le monopole de la fourniture. Depuis le premier juillet 2004, les

industriels et commerçants peuvent librement acheter sur le marché en s'affranchissant des prix règlementés. Toutefois peu d'entre eux ont depuis choisi cette formule.

L'ouverture du marché européen de l'énergie devrait donc tirer vers le haut les tarifs de vente. Tant la commission de régulation de l'énergie en 2006 que les instances européennes constatent que la tarification française règlementée est basse du fait de son parc nucléaire et l'estiment « discriminatoire » (cf. AJDA 9/2007 p.473). Elles pourraient obliger la France à augmenter ses tarifs avant même que le renouvellement de ses centrales nucléaires ne l'y conduise. Le changement de tendance depuis l'entrée en vigueur de la loi n°2000-108 du 10/02/2000 peut être illustré par le tableau ci-après. La position de la commission européenne sur le sujet laisse augurer une accélération de cette tendance à la hausse des tarifs de l'électricité pour les particuliers.

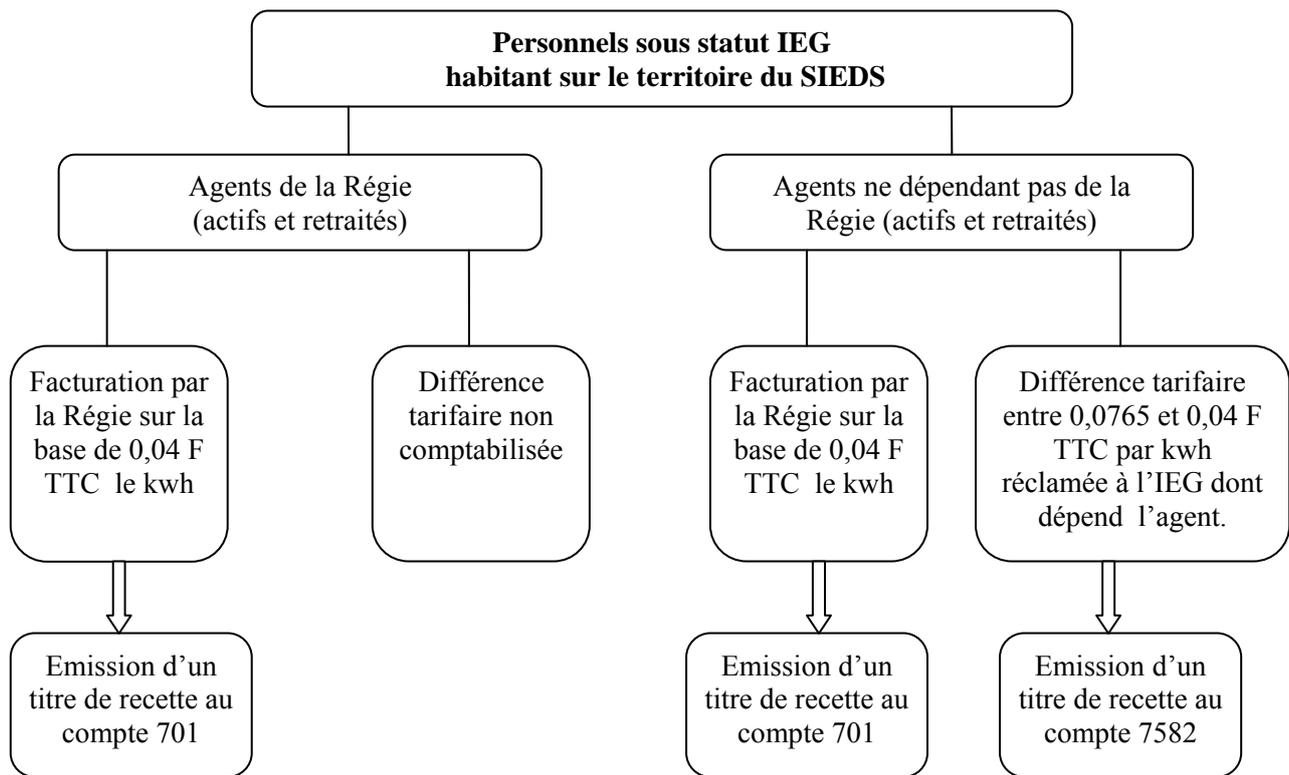


1.1.5. Le coût des tarifs spécifiques

Le coût de l'avantage tarifaire accordé aux agents des industries électriques et gazières

Aux termes du paragraphe 222-2 de la circulaire PERS 161 concernant l'application de l'article 28 du statut national, les prix fixés pour la vente d'électricité aux agents des Industries Electriques et Gazières (IEG) sont indexés le 1^{er} octobre de chaque année sur la base du tarif d'électricité 3^{ème} tranche « usages domestiques Paris ». Or depuis 1978 ce prix n'est plus réindexé et se situe donc à 0,04 F TTC/KWH, soit 6,1 €/MWH, soit de l'ordre de 8% à 9% du tarif bleu comparable de l'abonné ordinaire en 2006, ce qui est un maximum car il est opéré, sur ce montant, des déductions en fonction de nombre d'enfants des agents.

L'application de ce dispositif concerne en fait tous les agents des IEG habitant sur le territoire du SIEDS, sauf qu'une différence tarifaire est réclamée aux distributeurs d'énergie des personnes sous statut IEG ne dépendant pas de la Régie du SIEDS, ainsi que le montre le schéma ci-après.



Le coût réel pour la Régie est la somme du coût de cet avantage pour les agents habitant sur le territoire du SIEDS, soit 512.000 € par an sur la période, et du coût de cet avantage pour les agents habitant hors du territoire du SIEDS (259.000 € - cf. tableaux en annexe IV) - *remboursement aux autres distributeurs comme EDF/GDF qui desservent les agents de la Régie* - soit 770.000 € par an et depuis 1999, pour huit ans 6.160.000 €.

Le coût du tarif de première nécessité (TPN) pour abonnés impécunieux

Avant 2005, sauf en période hivernale, un abonné qui avait des impayés d'électricité pouvait voir son alimentation électrique coupée. En application du décret n°2005-971 du 10 août 2005 il est désormais fait application de tempéraments pour les consommateurs relevant de l'article R. 261-1 du code de l'action sociale et des familles qui sont donc en situation d'impayés pour la fourniture d'électricité. En 2006, ces avantages tarifaires destinés aux abonnés impécunieux se sont élevés pour la Régie, à 163.000 € qui s'ajoutent aux 770.000 € destinés aux agents de la Régie, soit un coût total de 933.000 € pour les tarifs spécifiques.

1.1.6. L'analyse du coût du KWH vendu

Sur la période, le prix d'achat de l'énergie avoisinait 60% du prix de vente.

Il ressort aussi du tableau suivant que l'activité « fourniture », qui avait été confiée à la SEML, en se fondant sur les résultats 2003 et 2006 de la Régie compte tenu des spécificités de l'exercice 2005, dégageait une marge commerciale nettement supérieure à celle de l'activité « gestion des réseaux » gardée par la Régie.

Résultats de la Régie en M€	2003		2004		2005		2006	
	GRD	Fourniture	GRD	Fourniture	GRD	Fourniture	GRD	Fourniture
Marge commerciale	30,0	9,4	32,7	7,3	31,9	0,4	29,8	14,6
valeur ajoutée	29,2	8,5	31,6	6,3	30,8	0,3	29,4	13,8
excédent brut d'exploitation	12,3	5,4	14,6	3,1	7,3	0,3	10,3	10,4
résultat d'exploitation	1,4	4,5	4,6 ⁶	2,3	-3,5	0,2	0,4	10,3
résultat financier	-0,1	0,6	0,3	0,3	0,5		1,7	1,7
résultat exceptionnel	1,6	-0,1	1,9	-3,8 ⁷	1,8		4,9	0,3
résultat net d'exploitation	2,9	5,0	6,7	-1,1	-1,2	0,2	7,0	12,3

La création de la SEML Ouest-Energie

L'activité de la SEML a démarré le 1^{er} septembre 2004. Elle impliquait le transfert de certains personnels de la Régie qui n'y étaient pas favorables. Une trentaine d'entre eux ont refusé d'être mutés. Le comité mixte de production Régie-SIEDS et les syndicats ont saisi le tribunal de grande instance de Niort. Ce dernier, dans un jugement du 24 juin 2004, sur le fondement de l'article L. 122-12 du code du travail, a rappelé qu'ils ne pourraient pas être mutés contre leur gré. La cour d'appel de Poitiers a confirmé en janvier 2005 ce jugement en précisant « que la Régie n'a pas régulièrement informé et consulté les institutions représentatives du personnel sur les décisions prises pour le transfert partiel de son activité de fourniture d'énergie vers d'autres sociétés et qu'il en résulte un trouble manifestement illicite, en conséquence suspend l'application des décisions prises tendant à cette mise en œuvre et lui fait défense d'en prendre de nouvelles tant que les institutions du personnel n'auront pas été informées. »

Le même comité mixte de production Régie-SIEDS a introduit le 12 juillet 2004 un recours devant le tribunal administratif demandant notamment l'annulation de la décision du comité syndical du SIEDS du 21 juin 2004 relative aux modalités de la délégation de service public à la SEML Ouest-Energie et a obtenu gain de cause par jugement du 29 juin 2005, tant pour cette décision que pour celle du 15 décembre 2003 qui avait acté le principe du transfert d'activité de fourniture d'électricité à la SEML. Suite à un mouvement social d'importance qui a paralysé le fonctionnement de la Régie et de la SEML, le comité syndical du SIEDS a vraiment pris acte de ce jugement le 18 novembre 2005 en résiliant unilatéralement la délégation de service avec effet au 1^{er} janvier 2006.

La prise en charge par la Régie des frais de fonctionnement de la SEML (délibération du comité syndical du SIEDS du 23 février 2004 - délibérations du conseil d'administration de la Régie des 14 et 28 mai 2004) jusqu'à son démarrage, d'un montant global estimé à 200.000 €, a fait également l'objet d'observations de la part du préfet.

Par ailleurs le démarrage de la SEML Ouest-Energie a eu lieu alors que la préparation et l'élaboration des contrats de fourniture d'électricité en amont avec des partenaires obligés, comme EDF, pour définir les conditions de d'achat et de livraison d'électricité n'avaient pas abouti. C'est ainsi que de septembre 2004 à février 2005 la Régie a été conduite, sans compétence pour le faire, à continuer à acheter de l'électricité à EDF pour la revendre à la SEML Ouest-Energie afin d'éviter que cette dernière ne la paye plus cher qu'elle et ne voit pas son équilibre financier menacé.

⁶ Avec le Fonds de Péréquation de l'Electricité à 2,0 M€ au lieu de 0,7 M€ antérieurement. La dotation de 2005 se situait aussi à 2,0 M€ et celle de 2006 à 2,9 M€ venant conforter le résultat GRD.

⁷ Dont 3,75 M€ versés au SIEDS pour financer la SEML Ouest-Energie.

La Régie s'était par ailleurs prononcée, par délibérations des 16 juin et 20 septembre 2006, sur le principe du rachat des créances « abonnés » 2004 et 2005 non recouvrées de la SEML en acceptant un taux d'irrecouvrabilité de 34% contre 5% habituellement. Finalement, les créances restantes ont été cédées avant même la dissolution de la SEML à la SOREGIES Deux-Sèvres.

d. Les marchés

Les services opérationnels de la Régie concluaient les marchés et en suivaient l'exécution mais leur activité et celle du directeur financier chargé des opérations des paiements et du décompte définitif étaient mal articulées.

Pour la période sous contrôle les montants annuels des investissements présentés par compte et par catégorie de programme sont retracés dans les deux tableaux suivants.

<i>en milliers d'euros</i>	C/20	C21	C/23	Total
1999	375	2 453	10 137	12 965
2000	683	2 105	11 133	13 921
2001	298	160 891	17 976	179 165
2002	749	2 520	23 093	26 362
2003	994	4 062	24 020	29 076
2004	438	2 383	18 453	21 274
2005	154	1 844	18 417	20 415
2006	206	1 575	21 327	23 108
TOTAL	<i>3 897</i>	<i>177 833</i>	<i>144 556</i>	<i>326 286</i>
moyenne	<i>487</i>		<i>18 070</i>	<i>40 786</i>

<i>En milliers d'euros</i>	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Part moyenne
Programmes FACE et SIEDS	7 139	4 722	5 030	6 692	6 654	4 813	4 409	3 939	24%
Programmes Régie autofinancés	5 340	5 543	8 253	9 690	9 806	7 113	6 453	8 550	33%
Branchts, extensions financés par tiers	4 653	5 344	6 158	5 852	5 309	6 221	7 178	8 675	27%
Autres (développt, informatique, immob...)	2 967	3 038	2 973	4 128	7 307	3 126	2 378	1 945	15%
Total	20 099	18 647	22 414	26 362	29 076	21 273	20 418	23 109	100%

S'agissant des investissements sur la période 1999-2006, presque la moitié des programmes était autofinancé, un quart était financé par le FACE et le SIEDS, et un peu plus du quart était financé par des tiers.

Les principales réalisations sont les travaux du cœur de métier sur les réseaux d'électricité et sur les branchements qui faisaient surtout l'objet de marchés triennaux : 2000 (29.843.000 €) ; 2002 (27.859.000 €) ; 2005 (22.737.000 €), mais aussi les marchés d'installation de postes de

transformations comme celui de Trébins en 2002 (4,5 millions d'euros), le marché de construction de bâtiments à Souché (3,2 millions d'euros – Réf. infra 4.1.) et les marchés et prestations relatifs à l'installation du progiciel de facturation DECLIC (plus de 4 millions d'euros – Réf. infra 4.2.). Les marchés d'éclairage public étaient d'un montant moindre (de l'ordre de 410.000 € en 2003 par exemple).

Le marché de construction d'un ensemble immobilier à Souché

Le marché de maîtrise d'œuvre a été conclu fin 2001. Le marché de travaux a été lancé fin 2002 avec appel à la concurrence du 7 octobre 2002 et réception des offres le 15 novembre. Le délai de 38 jours était supérieur au délai de 36 jours prévu par le code du marché de 2001 alors applicable, mais la parution au BOAMP n'a eu lieu que le 16 octobre, laissant aux entreprises un délai utile de 30 jours seulement.

Le montant prévisionnel des travaux était de 2.947.480 € HT. Le marché comprenait 12 lots. 67 offres ont été déposées et acceptées. Le lot 5, (étanchéité membrane PVC) a été déclaré sans suite et a fait l'objet d'un autre appel d'offres et le lot 8, serrurerie, a été déclaré infructueux et a été relancé sans mise en concurrence.

Si le maître de l'ouvrage choisit de faire connaître les critères de sélection dans les avis d'appel public à la concurrence, il doit les définir et les hiérarchiser et ensuite les respecter. Or bien que les critères de classement des offres étaient au nombre de sept, l'examen des dossiers par la commission d'appel d'offre s'est limité à la comparaison entre le critère 2, le prix servant de référence et secondairement le critère 1, la valeur technique.

Selon l'article 4 du CCAP, le délai d'exécution des travaux était de 12 mois. Une contradiction entre le CCAP et l'acte d'engagement sur le point de départ du délai a été relevée en l'absence d'avenant au marché.

Aux termes de l'article 5.1.1 du CCAP « Il est prévu une retenue de garantie de 5% déduite des situations et conservée dans les mains du Maître de l'ouvrage pendant une durée d'un an à compter de la réception des travaux ». *La retenue de garantie peut être remplacée par une garantie à première demande mais pas par une caution solidaire (art.5.1.1.1)*. Or les lots 1, 11, 15, 16, 20, et 23 du marché de travaux de l'ensemble Souché, n'avaient fait l'objet que d'une caution solidaire de 5%.

Les marchés et prestations informatiques relatifs au logiciel DECLIC

Initialement la Régie devait recourir à un seul prestataire pour la mise en place à partir de 1999 d'un logiciel de facturation à ses abonnés des consommations électriques, d'eau et d'éclairage. La fourniture et la mise en route devaient durer 27 mois et le progiciel être opérationnel en août 2001. Une maintenance pendant 4 ans de plus était prévue après ce marché.

Mais au deuxième trimestre 2000 le processus s'est enrayé et la Régie a fait appel à d'autres prestataires pour des prestations qui auraient dû normalement être fournies par le prestataire initial selon la chronologie suivante :

- De janvier à mai 1999, lancement de l'appel d'offres du marché n° 9930 conclu avec l'entreprise STERIA pour un montant de 1.691.446,24 €, maintenance comprise pour 4 ans après mise en place du logiciel ;

**CHAMBRE REGIONALE DES COMPTES
DE POITOU-CHARENTES**

- De 1999 à 2001, prestations et marché avec une première société pour un montant de l'ordre de 153.000 € ;
- En 2002, prestations sans marché d'une deuxième société pour un montant de 447.829€ ;
- Du 19 juillet au 1^{er} octobre 2002, lancement d'un appel d'offres avec la seconde société pour assistance à maître d'ouvrage pour mise en place d'un progiciel de gestion de clientèle pour un montant de 335.028,70 € ;
- Du 20 septembre 2002 au 1^{er} octobre 2002, passation d'un avenant au marché initial avec la société STERIA pour ajustement en fonction de la modification de réglementation pour un montant de 202.147,20 € ;
- De 2002 à 2005, interventions sans marché d'une troisième société pour un montant total de 389.000 € ;
- Du 11 avril 2003 au 4 juillet 2003, lancement du nouvel appel d'offres du marché n°9384 conclu avec l'entreprise STERIA pour fourniture d'une mise à jour du progiciel de gestion de clientèle consécutive à la modification de réglementation pour un montant de 149.500€ ;
- En 2003 et 2004, paiement de 11 mandats sur factures pour des prestations de la seconde société relatives au progiciel DECLIC, pour 295.000 € ;
- En 2004 et 2005, prestations d'un sous-traitant de la troisième société pour un montant total de 70.950 € ;
- En 2005, marché conclu avec STERIA pour la maintenance de 2005 à 2008 pour un montant de 100.600 € en 2005 et de 201.200 € en 2006 et 2007.
- En 2007, nouveau marché conclu avec un nouveau prestataire, STÉRIA n'ayant plus la licence BAAN pour 2 ans qui a fait l'objet de deux lettres de commandes de 62.336 € et de 110.336 €.

Récapitulation des paiements se rapportant au logiciel Déclic au 31/12/2005 en euros HT									
	n° marché	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total Déclic
Stéria	9930	271 303	419 173		286 437	457 661	124 370	86 877	1 645 821
	9384					283 737	95 200		378 937
	hors marché							21 520	21 520
	9509							100 600	100 600
1^{ère} société	9026		34 027	45 750					79 777
	9117			29 728					29 728
	hors marché	21 221	23 111						44 331
2^{ème} société	9255					149 500			149 500
	hors marché				447 829	256 200	39 000		743 029
3^{ème} société	9510							41 925	41 925
	hors marché				93 985	135 481	98 900	61 275	389 641
Sous- traitant	hors marché						32 250	38 700	70 950
Total		292 524	476 310	75 478	828 251	1 282 579	389 720	350 897	3 695 758

Objet des marchés

Stéria 9930	fourniture progiciel gestion clientèle Déclic modifications programmes
Stéria 9384	Déclic maintenance du progiciel
Stéria 9509	Déclic
N° 9026	assistance MO projet clientèle Déclic
N° 9117	assistance MO système d'information dont domaine clientèle pour 29 727,56 HT
N°9255	assistance MO mise en place Déclic assistance MO optimisation + développements spécifiques
N°9510	Déclic

1.1.7. Le premier marché STERIA

Le marché initial avait pour objet la fourniture, la mise en marche et la maintenance du progiciel Déclic de la gestion de clientèle soit 120.000 clients électricité, 15.000 clients eau, 700 appels téléphoniques par jour, 550.000 factures par an, 60 utilisateurs simultanés, 180 utilisateurs potentiels et 100 postes de travail.

Le montant du marché, 1.691.446,24 € HT (11.095.160 F) maintenance incluse, se répartissait en 1,17 millions d'euro HT (7,7 millions de francs) pour la fourniture et la mise en fonctionnement du progiciel et 0,52 millions d'euros HT (3,4 millions de francs) pour la maintenance.

En revanche, il peut être noté que le cahier des charges de ce marché, préparé par un agent particulièrement averti qui hélas a quitté la Régie avant même le dépouillement des offres, était clair, précis et détaillé et prévoyait une mise en oeuvre en quatre phases :

- l'étude détaillée du projet ;
- la mise au point comprenant la formation de trois administrateurs et/ou exploitants du système et de quatre formateurs à l'utilisation et aux paramétrages, ces formateurs devant être les formateurs de la Régie, l'intégration de réception des systèmes et la mise au point opérationnelle. Le prestataire devait aussi constituer une base école à partir des données et des règles de gestion de la Régie pour un minimum de stagiaires ;
- la phase opérationnelle comprenant l'intégration des données de l'ancien système AS 400 ;
- le basculement de l'ancien système sur le nouveau, l'initialisation de la base de données, la mise en exploitation et en dernier lieu l'assistance aux agents de la Régie, appelés à faire la vérification du service régulier du logiciel pour valoir réception de ce dernier.

L'exécution du marché, qui devait s'achever le 17 septembre 2001, paraît s'être initialement bien déroulée jusqu'au paiement de la cinquième situation le 20 juin 2000 relative aux premières prestations de la phase 3. Il avait alors été payé 5.458.688,12 F (832.171,64 €), soit plus de la moitié des sommes dues.

Le sixième paiement n'a été effectué que le 7 novembre 2002 en raison, selon le rapport de présentation de l'avenant audit marché, « *de l'ouverture du marché d'électricité aux clients éligibles qui nécessite quelques ajustements au marché initial concernant l'adaptation du logiciel, le prix des prestations et le nouvel échéancier de réalisation.* » et selon l'article 2 de l'avenant lui-même, de l'« *adaptation de l'ergonomie des outils de consultation, abandons de*

fonctionnalités (abandon de la gestion des tarifs jaunes et verts) et ajout de fonctionnalités (rapprochement automatique des avoirs et idem pour les excédents, notamment) ».

Cet avenant a augmenté de 202.147,40 € HT le montant du marché (+11,95 %), a repoussé du 17 septembre 2001 au 13 février 2003 la fin de vérification du service régulier du logiciel et a prévu que des pénalités ne seraient appliquées qu'en cas de retard par rapport à cette dernière date. Or à cette date, seul a eu lieu le basculement des données du logiciel AS 400 vers le nouveau logiciel. Un point a été fait le 28 mai 2003, qui a permis de constater que si la plupart des fonctions étaient réalisées, il convenait de remédier à un certain nombre de dysfonctionnements dont les durées de traitement, ce qui a conduit la Régie à acter une vérification de service régulier avec réserves. Lesdites réserves n'ont été levées que le 14 janvier 2004.

Aucune pénalité de retard n'a pas été réclamée au titre du marché initial, alors même qu'aucune délibération du conseil d'administration de la Régie n'est intervenue. Il en a été de même pour les pénalités renforcées prévues par l'avenant, soit 5/1000 par jour de retard, au lieu de 1/1000 dans le cahier des clauses administratives générales du marché initial. Or l'ensemble des pénalités qui auraient pu être réclamées peut être chiffré sur la base de l'avenant à 2.983.193,60 € TTC (9.322,48 € TTC jour X 380 jours – 15.02.2003 au 31.12.2003).

L'opinion de la chambre n'est pas partagée par l'avant dernier directeur qui fait valoir que la vérification des données avant basculement sur le nouveau système n'avait pas été faite de manière satisfaisante par les services de la Régie.

1.1.8. Le deuxième marché STERIA

Ce nouveau marché, passé pour la fourniture d'une mise à jour du progiciel de gestion de clientèle consécutive à la modification de réglementation, pour un montant de 381.650 € HT, comprenait des prestations prévues dans le marché initial dans l'assistance fonctionnelle et la mise en cohérence des données de la phase 4.

1.1.9. Les marchés de maintenance et d'assistance

Le marché initial n°9930 d'un montant de 1 691 646,24 € comprenait 1,17 millions d'euros pour la fourniture du logiciel et 520 000 € pour la maintenance. Cette maintenance de quatre ans devait intervenir dès la fin de la période de garantie mais les prestations dues n'étaient pas explicitées dans le cahier des charges initial. Le coût définitif du marché n°9930 s'est élevé à 1 645 821 € pour la seule fourniture du logiciel, renchérissant de 500 000 € cette fourniture.

Le marché de maintenance n°9509 prévu pour quatre ans, n'a commencé qu'en juillet 2005 soit en retard de plus d'un an après la période de garantie. Il s'est élevé à 100.600 € en 2005 puis 201.200 € par an.

Ce marché n'a pu être exécuté jusqu'à son terme prévu en 2009, la société STERIA n'ayant plus la licence BAAN en 2007. La Régie a été contrainte de conclure un nouveau marché avec un autre prestataire au travers de deux lettres de commandes de 62.336 € et de 110.336 €.

1.1.10. Les autres prestations

Les prestations d'une première société tiers

Dès 1999 la Régie a eu recours à une société pour des prestations d'assistance à maître d'ouvrage. Ces prestations ont fait l'objet de deux marchés n° 9026 et 9117 et de factures hors marché pour un montant de près de 490.000 € HT. Le premier marché d'un montant de 460.800 € HT avait pour objet l'assistance au maître d'ouvrage pour préparer la migration des données du progiciel S 400 vers le progiciel DECLIC. Le deuxième marché était un marché d'assistance au maître d'ouvrage pour la mise en place de plusieurs logiciels dont DECLIC pour un montant de 29.738 € HT. Il aurait sans doute été préférable et certainement moins coûteux d'engager un ingénieur informaticien expérimenté pour assurer techniquement la maîtrise d'ouvrage des missions confiées à la société STERIA. L'avant dernier directeur n'en disconvient pas mais soutient que cela n'était pas envisageable au regard des circonstances de l'époque.

Les prestations d'une deuxième société tiers

En 2002, tout s'est passé comme si la Régie s'était adressée à une deuxième société pour relayer la société STERIA et assurer à sa place la migration des données du progiciel AS400 vers le progiciel DECLIC, pour un coût supplémentaire de 743.000 €, dont 447.000 € sans marché, mais en toute légalité dans le cadre du code des marchés 2001.

Les prestations d'une troisième société tiers et d'un spécialiste

A partir de 2004 et jusqu'à sa dissolution, la Régie a eu aussi recours aux services d'une troisième société, notamment pour calculer à la place de ses agents non encore formés « l'énergie aux compteurs » en fin d'exercice budgétaire, c'est-à-dire les produits à recevoir, et assurer enfin une partie de la formation de ses agents à la place de la société et ce pour un montant supplémentaire de 502.516 € dont 389.648,95 € hors marché.

1.1.11. Conclusion

La chambre constate que la Régie a mal maîtrisé l'opération très complexe que représentait le projet DECLIC et que cela lui a coûté cher puisque le montant final des dépenses la concernant est de l'ordre de 4 millions d'euros.

La Régie n'a pas recruté un ingénieur expérimenté pour encadrer ses trois chefs de projet qui ne sont pas parvenus à assurer de manière coordonnée la maîtrise d'ouvrage technique du projet, ce qui a conduit la Régie à recourir à des prestataires privés.

En l'absence d'un vrai pilote au sein de la Régie pour cadrer et contrôler son intervention, la société STERIA, novice en la matière et livrée à elle-même, a fini par être également dépassée. La Régie a par suite été amenée d'une part à passer avec elle un deuxième marché pour des prestations déjà prévues au marché initial, donc à payer deux fois pour la même chose et d'autre part à recourir à d'autres sociétés pour pallier l'ensemble de ses défaillances, sans pour autant en tirer toutes les conséquences quant à la rémunération de cette dernière.

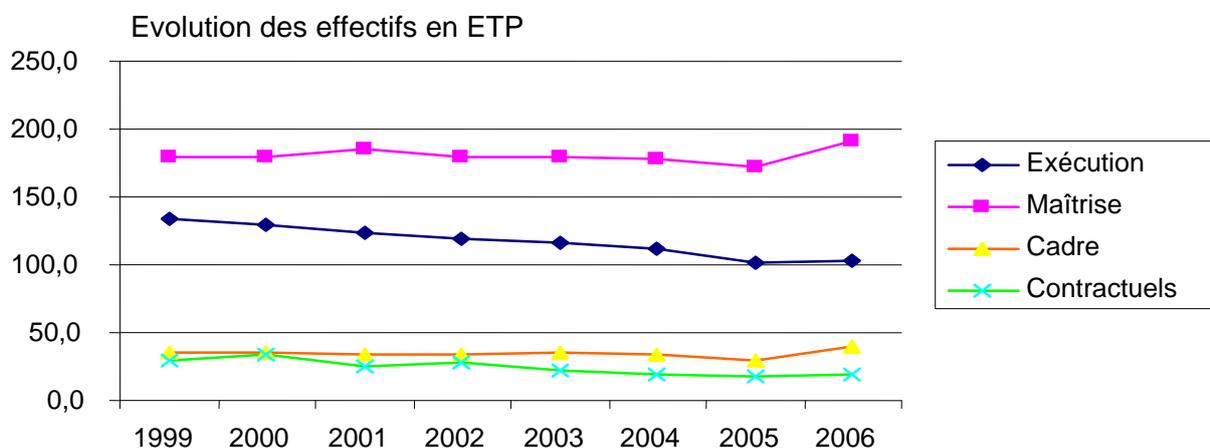
Les délais de réalisation sont passés de 6 ans, maintenance incluse, à 9 ans. Entre temps la facturation aux abonnés a posé des problèmes presque insurmontables aux agents chargés du recouvrement, les deux informaticiens de la Régie n'ayant pas reçu en temps utile la formation nécessaire pour résoudre sans assistance les problèmes très concrets auxquels ils ont été confrontés au quotidien jusqu'à sa dissolution.

e. Les rémunérations des personnels

Toutes les rémunérations pour les agents statutaires sont définies par le statut national du personnel des industries électriques et gazières de 1946. Elles sont fixées dans un tableau en fonction de l'avancement dont les règles sont définies par la commission nationale. C'est la DIDEME, direction du ministère des finances et de l'industrie qui élabore les instructions relatives à la mise en œuvre de ce statut notamment quant aux rémunérations.

L'évolution pour la période sous revue du nombre des salariés de la Régie et de la masse financière de leur rémunération est retracée dans les tableaux suivants :

Effectifs en ETP	Statutaires			Contractuels	Total
	Exécution	Maîtrise	Cadre		
1999	133,3	179,4	35,1	29,1	376,9
2000	129,9	179,8	35,8	34,3	379,8
2001	122,8	184,8	34,3	25,6	367,4
2002	118,4	179,4	33,3	28,0	359,1
2003	115,5	178,8	34,9	22,7	351,9
2004	112,1	178,3	34,0	18,9	343,3
2005	102,1	172,8	29,6	17,7	322,2
2006	102,8	191,2	39,5	18,5	352,0
Evolution en ETP	-30,5	11,8	4,4	-10,6	-24,9
Evolution en pourcentage	-22,9%	6,6%	12,6%	-36,5%	-6,6%



Sur la période 1999-2006, l'effectif global en ETP a diminué de 25 agents. Cette diminution aurait été supérieure sans les 35 heures. En réalité le nombre des agents statutaires d'exécution et des contractuels a diminué (- 41 agents), alors que le nombre des agents statutaires, cadre et maîtrise, a augmenté (respectivement +4 et +12 agents). Les variations s'expliquent d'une part par la sous-traitance de tâches d'exécution et d'autre part en 2006 par le retour de certains personnels suite à la dissolution de la SEML Ouest-Energie.

Les chiffres et l'évolution de la masse des rémunérations brutes ci-après n'incluent pas les allocations familiales versées par la Régie ainsi que les autres avantages spécifiques, dont le coût n'est pas négligeable, dont bénéficient les agents de la Régie au titre de leur statut (versements à

**CHAMBRE REGIONALE DES COMPTES
DE POITOU-CHARENTES**

la caisse mutuelle complémentaire d'aide sociale au titre du régime de retraite complémentaire et des œuvres sociales ; maintien des avantages en nature et des tarifs particuliers pour les agents retraités...).

Rémunérations brutes en milliers d'euros	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	% 99-06
Partie A : Salaires	7 716	7 830	7 939	7 860	7 944	8 027	7 725	8 978	16%
Partie B : 13è mois	611	642	650	642	654	660	639	745	22%
Partie C : Primes et indemnités	613	602	675	624	598	588	883	1 285	110%
Partie D : Heures supplémentaires	47	92	48	56	82	42	37	40	-16%
Partie E : Heures astreinte exploitation	244	253	223	226	242	224	223	211	-13%
Partie F : Intéressement + abondement n-1		379	418	687	576	366	485	205	-46%
Total parties A à F	9 231	9 798	9 953	10 095	10 096	9 906	9 992	11 464	24%

en milliers d'euros	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total des éléments perçus par les agents (brut)	9 231	9 798	9 953	10 095	10 096	9 906	9 992	11 464
Charges de Personnel	17 688	17 878	18 071	17 998	18 741	18 780	22 169	21 041
Ratio	52,2%	54,8%	55,1%	56,1%	53,9%	52,7%	45,1%	54,5%

L'examen de la chambre a porté notamment sur la rémunération du directeur, les astreintes, les primes et indemnités et l'intéressement.

La rémunération de l'avant dernier directeur.

Le directeur d'une régie à personnalité morale doit être nommé par le comité syndical qui fixe aussi sa rémunération et le président du conseil d'administration de la régie prend un arrêté de nomination sur ce fondement. En plus, s'agissant des industries électriques et gazières (IEG), la direction DIDEME doit donner son aval à cette nomination et à son classement dans l'échelle des salaires comme précisé dans l'arrêté du président du SIEDS du 30 juin 1998.

Le 22 juin 1998, l'avant dernier directeur a été désigné en qualité de directeur général de la Régie par le comité syndical du SIEDS et nommé en tant que tel par arrêté du président du conseil d'administration de la Régie, mais sans l'aval de la DIDEME, avec classement au niveau maximum U3H (indice 977,1) de la convention salariale du 31 mars 1982 en vigueur dans les industries électriques et gazières. Le 28 juin 1998, le conseil d'administration de la Régie a acté ce classement et a décidé également d'attribuer au directeur une prime annuelle de gestion dont le montant devait être établi sur la base d'objectifs annuels dans la fourchette prévue pour les directeurs classés U3 (Voir infra dans la partie primes et indemnités).

En 2002, au motif qu'il exerçait différentes fonctions au niveau national, la rémunération du directeur a fait l'objet d'un reclassement hors classification de la grille en U3/HC, se traduisant par une augmentation de 13%, sur la base d'une décision du président de la Régie du 4 décembre 2002, avalisé par la DIDEME. Il peut être constaté que ce reclassement, qui s'est traduit pour la Régie par des prestations supplémentaires (cf. infra § 5.3.1) du 1er janvier 2002 au 30 avril 2005, a été opéré sans délibération ni du conseil d'administration de la Régie ni du comité syndical du SIEDS.

Les primes et indemnités

Le montant total des primes et des indemnités (75 rubriques – Réf. Annexe V) est resté constant de 2000 à 2004 se situant autour de 620 milliers d'euros. Il a doublé de 2004 à 2006 et représentait 1.285 milliers d'euros, soit 11% du total de la rémunération brute des agents.

Indemnités brutes en euros	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Astreinte téléphonique	1 875	8 899	5 226	11 273	26 644	16 124	16 790	16 764
Avantages en nature	7 709	7 034	6 906	6 529	6 481	6 364	5 876	6 337
Compensation cotisation retraite							342 811	326 680
Divers	23 194	17 944	38 504	56 086	15 114	16 098	45 688	23 037
Evènements divers	105 340	83 763	84 272	100 891	74 437	90 914	107 789	84 453
Form-reconversion	33 654	86 662	96 773	71 136	67 342	68 029	66 048	58 562
Frais études enfants	72 891	72 090	74 267	66 186	59 743	51 043	48 437	60 260
Mise en inactivité ou retraite	56 507	95 383	106 047	80 447	84 327	42 261	34 267	46 341
Informatique	7 406	7 439	7 878	7 887	8 063	8 266	8 381	8 548
Indemnités liées aux astreintes exploitation	96 615	45 464	52 979	60 922	64 371	65 979	64 866	59 485
Prime encouragement et indemnités allongement								400 370
Indemnité disponibilité encadrement			8 994	4 116	3 659	5 945	1 906	915
Prime annuelle de gestion		4 573	22 867					19 000
Divers régul. salaires	46 983	11 982	3 538	-5 168	19 189	49 737	-17 899	3 050
Sursalaire (ou SFT)	160 857	160 629	167 145	164 192	168 790	167 313	158 215	170 826
Total	613 032	601 862	675 396	624 496	598 158	588 073	883 172	1 284 630

Deux primes non prévues au statut des IEG ont été octroyées sur la base d'un texte. Il s'agit de la prime de gestion du dernier directeur et de la prime d'encouragement. D'autres primes, ni prévues au statut des IEG ni actées par la DIDEME et n'ayant pas fait l'objet de délibérations du conseil d'administration de la Régie, ont été octroyées irrégulièrement. Il s'agit de la prime de gestion versée à l'ancien directeur, de l'indemnité d'exploitation informatique et de l'indemnité de « compensation-disponibilité-encadrement ».

1.1.12. La prime annuelle de gestion de l'avant dernier directeur

La rémunération de l'avant dernier directeur a été fixée en 2002, selon les règles alors applicables, par délibération de l'assemblée délibérante après accord de la DIDEME et fait l'objet d'un arrêté de son président.

Une prime annuelle de gestion a ainsi été versée de 1998 à 2001 à l'ancien directeur de la Régie, sur la base d'une délibération du conseil d'administration de la Régie du 26 juin 1998, faisant référence à une note de la direction du gaz de l'électricité et du charbon en date du 15 décembre 1971 qui n'a pu être produite. Ladite délibération précisait que le montant de cette prime serait « fixé sur la base d'objectifs annuels dans la fourchette prévue pour les directeurs classés U3. » comme précisé dans la note introuvable de référence.

Date de l'arrêté du président	montant	Année de référence	N° de mandat et mois de paye
7 janvier 2000	30 000 F (4 573,47 €)	1998	Mdt 242 Février 2000 (30.000 F)
22 décembre 2000	74 000 F (11 281,23 €)	1999	Mdt 33 Janvier 2001 (58.000 F) Mdt 541 Février 2001 (16.000 F)
20 mars 2001	76 000 F (11 586,13 €)	2000	Mdt 1632 Avril 2001 (55.000 F) Mdt 2218 Mai 2001 (21.000 F)

Il peut être observé que le directeur a perçu, sur simple décision du président de la Régie, des primes à un taux supérieur à ce qui aurait été le taux de référence de la note introuvable, soit 12%, sans qu'aucun objectif ne lui ait été fixé en application de la délibération de référence.

A partir de 2002 la prime de gestion n'a plus été versée car le salaire du directeur a été augmenté à due proportion (+ 13%) sans délibération du conseil d'administration de la Régie, ce qui était irrégulier.

1.1.13. La prime de gestion du dernier directeur

Par délibération du 15 décembre 2006, le conseil d'administration de la Régie a décidé le versement d'une prime de gestion de 19.000 € au dernier directeur au titre de 2006 sur le fondement du décret n°2005-897 du 29 juillet 2005 qui a abrogé la décision ministérielle n°1336 du 9 février 1956 relative au classement des postes de direction des entreprises non nationalisées.

1.1.14. La prime d'encouragement des personnels

Cette prime de 1000 €, non prévue au statut des IEG a été actée par délibération du conseil d'administration de la Régie du 15 décembre 2006 sur le fondement de l'article 17 de la loi 2005-1579 portant financement de la sécurité sociale qui prévoit que les entreprises couvertes par une convention de branche, comme c'est le cas pour la Régie, peuvent verser à leurs salariés un bonus exceptionnel d'un montant maximum de 1 000 € par salarié.

1.1.15. L'indemnité d'exploitation informatique

En plus de la prime ordinateur, les deux informaticiens de la Régie percevaient une indemnité d'exploitation informatique décidée le 13 octobre 1993 par le directeur de la Régie, pour les interventions à partir de leur domicile (pilotage à distance de l'AS400). Les montants versés en euros étaient les suivants :

1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	total
3 569,94	3 601,08	3 947,12	3 963,18	4 048,00	4 126,42	4 215,10	4 299,56	31 770,40

1.1.16. L'indemnité dite de « compensation-disponibilité-encadrement »

Les chefs d'agence « clientèle » se sont vus attribuer par le directeur de la Régie en 2001, avec rappel au 1^{er} janvier 2000, une indemnité de 500F (76,22 €) par mois pour représentation au delà des horaires normaux. Un montant total de 25.534,09 € a ainsi été versé à sept bénéficiaires entre 2001 et 2006. Cette indemnité n'était plus versée qu'à un seul bénéficiaire en 2006.

L'intéressement

1.1.17. Données générales de l'intéressement.

L'intéressement est calculé en fonction de trois paramètres : l'excédent brut d'exploitation à hauteur de 2%, un coefficient fixe de 0,65 et un coefficient variable qui est la somme de divers paramètres liés aux objectifs. A cet intéressement peut s'ajouter pour les agents qui en font le choix, un abondement proportionnel à l'intéressement placé, dans la limite de 60% de celui-ci.

Les produits de l'intéressement sont plafonnés à 20% de la masse salariale brute et sont répartis entre tous les salariés, y compris donc les non statutaires, en tenant compte de leur durée de présence dans l'année, et aussi, dans une proportion de 40%, en tenant compte de leur coefficient hiérarchique corrigé éventuellement par un plancher ou par un plafond. La moyenne et le maximum constaté apparaissent dans le tableau suivant pour l'accord 2003-2005 :

<i>En euros</i> \ année de référence	2003	2004	2005 ⁸
Masse S = intéressement hors abondement	267 099	352 129	148 090
nombre d'agents bénéficiaires	358	341	327
moyenne hors abondement	748	1033	453
maximum hors abondement	1293	1727	779

Deux accords triennaux d'intéressement 2003-2005 et 2006-2008 ont été conclus.

1.1.18. Les objectifs dans l'accord d'intéressement 2006-2008

L'accord d'intéressement 2003-2005 a été signé le 25 juin 2003 entre le directeur de la Régie et les représentants syndicaux. Il a été complété par un avenant du 30 juin 2004 qui remplace le critère H par un critère E pour les années 2004 et 2005.

L'accord pour 2003-2005 définit les cinq objectifs suivants :

H = objectif d'amélioration du taux de pénétration du chauffage électrique dans l'habitat. N'étant plus pertinent du fait de la suppression par EDF des aides à l'installation d'un chauffage électrique, il a été remplacé en 2004 par l'objectif E.

E = objectif d'amélioration du taux d'entretiens individuels des agents avec leur hiérarchie.

T = objectif d'amélioration des accidents du travail basée sur le taux de fréquence élargi TFE⁹ et le taux de gravité TG¹⁰, selon la formule $TFE + 100.TG$ (ne pas dépasser 40 sur les 3 années).

V = objectif d'amélioration des accidents des véhicules de service de la Régie, valeur basée sur le coût des accidents et le taux de fréquence (290 pour 2003, 270 pour 2004 et 250 pour 2005).

P = objectif de productivité qui est l'évolution sur deux exercices du rapport entre les kwh distribués (corrigés d'un facteur climatique) et le nombre d'heures travaillées.

⁸ Le résultat 2005 est faussé par le nombre des agents partis à Ouest-Energie

⁹ TFE = Nombre d'accidents avec ou sans arrêt de travail (service et trajet) x 1000 / effectif total de l'entreprise.

¹⁰ TG = nombre de jours calendaires d'arrêt de travail (service) x 1000 / nombre d'heures travaillées dans l'année.

R = amélioration du temps moyen de coupure du réseau pour travaux et incidents en BTA (34 min pour 2003, 32 pour 2004 et 30 pour 2005).

L'accord définit aussi les modalités de calcul du paramètre correspondant à chaque objectif, et attribue un coefficient multiplicateur à chaque objectif comme suit : 0,15H (ou E) + 0,19T + 0,17V + 0,17P + 0,17R. La valeur maximum totale de ces paramètres liés aux objectifs est de 0,948. En pratique elle n'a pas dépassé 0,412.

S'agissant de ce premier accord, le changement d'objectif opéré en 2004 empêche la comparaison entre 2003 et les années suivantes. Le fait que chaque année de la période 2003-2005 trois objectifs sur cinq n'aient pas été atteints, mais que le dépassement constaté par rapport à la norme fixée soit resté contenu dans des proportions acceptables n'est pas en corrélation avec l'augmentation globale du montant total d'intéressement versé de 2003 à 2004.

1.1.19. Les objectifs dans l'accord d'intéressement 2003-2005

L'accord d'intéressement pour la période 2006-2008 a été signé le 30 juin 2006 entre le directeur de la Régie et les représentants syndicaux.

Il définit quatre objectifs dont la valeur maximum totale est de 0,92 contre 0,948 dans le système précédent. En pratique elle a été de 0,69 en 2006, contre 0,412 en 2005, soit une progression de 67% entre les deux systèmes. Cette évolution résulte du fait que seuls deux objectifs sur les cinq de la version 2003-2005 ont été repris à l'identique en 2006-2008.

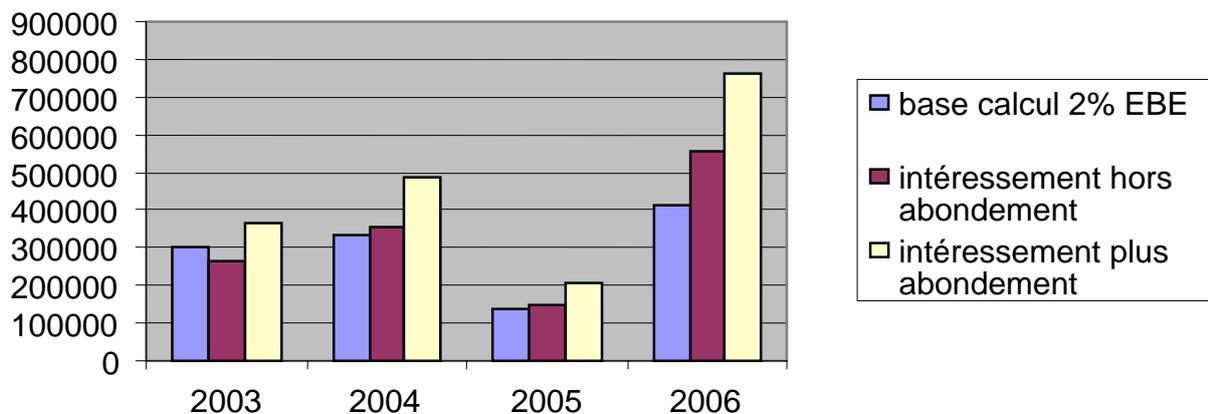
1.1.20. Les résultats chiffrés de l'intéressement dans les deux accords.

Sachant que la formule générale de calcul de l'intéressement utilisée dans les deux accords est : $S = EBE \times 2\% \times [0,65 + \Sigma \text{paramètres liés aux objectifs}]$, les chiffres de l'intéressement sont les suivants :

Intéressement en euros / année de référence	2003	2004	2005	2006
base calcul 2% EBE	304 248	335 841	139 444	415 035
Coeff. 0,65 + paramètres liés aux objectifs	0,8779	1,0485	1,062	1,34
intéressement hors abondement	267 099	352 129	148 090	556 147
intéressement plus abondement	364 298	485 196	205 137	786 347
Année de liquidation	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>

L'intéressement 2006 s'élevait à 556 147 € avant abondement, et résulte d'une part d'une forte progression de l'excédent brut d'exploitation qui a atteint plus de 20 millions d'euros en 2006, et d'autre part, ainsi qu'il a été vu supra, de la somme des paramètres liés aux objectifs qui passe de 0,4 environ pour 2004 et 2005 à 0,69 pour 2006 compte tenu du changement d'une moitié des objectifs ou de leur mode de calcul.

Evolution de l'intéressement de 2003 à 2006



La discontinuité des objectifs entre le premier et le second accord 2006 -2008 ne permet pas d'évaluer la progression de l'attention et de l'effort que les agents ont apporté à atteindre les objectifs fixés, la somme des paramètres liés aux objectifs est passée de 0,4 environ pour 2004 et 2005 à 0,69 pour 2006 dans le cadre du nouvel accord, soit une progression de 67% nettement plus accentuée que l'amélioration du taux de satisfaction des objectifs.

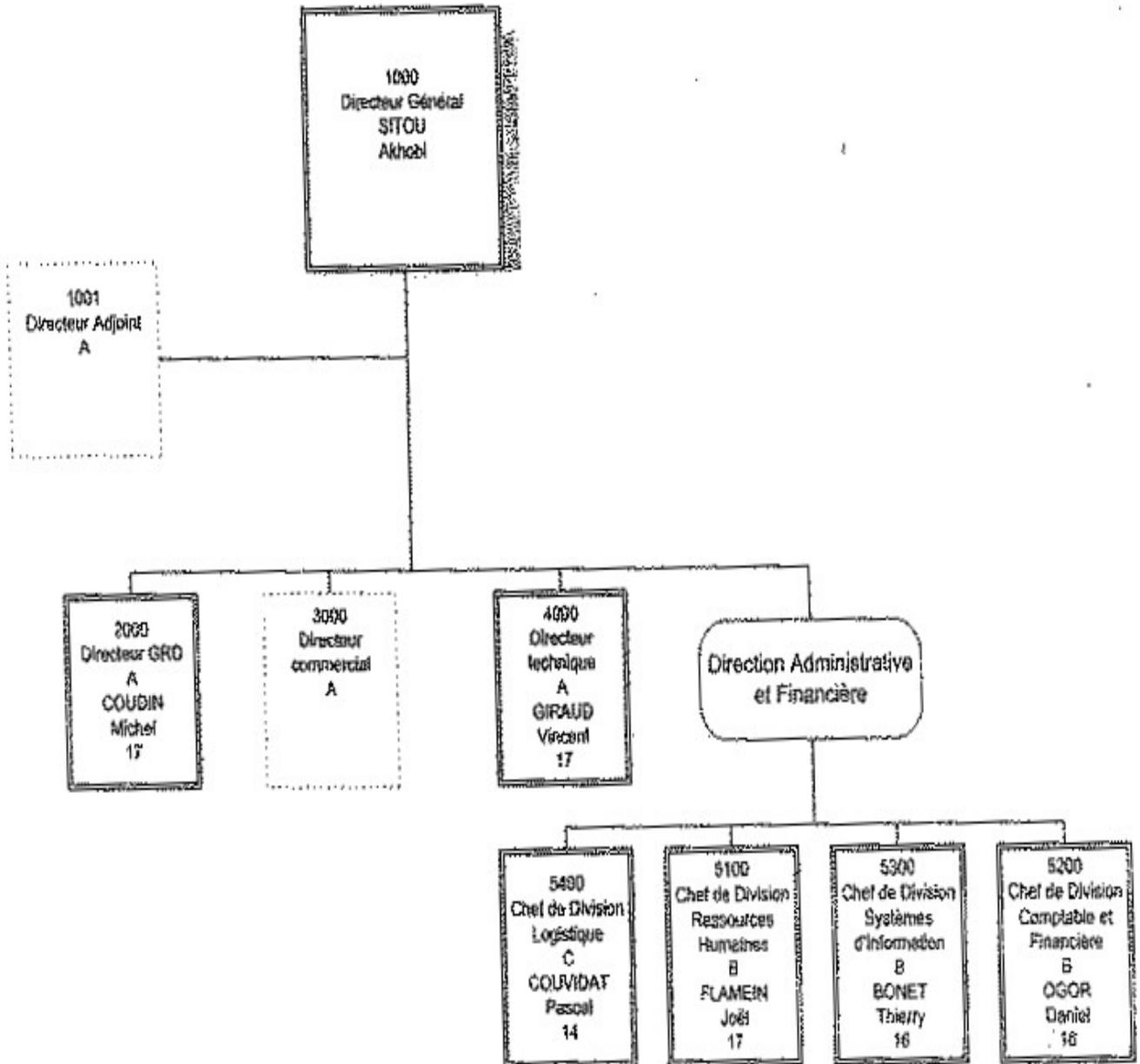
Il peut être constaté que le graphique supra illustre les variations de l'assiette mais aussi les écarts entre l'assiette et la masse de l'intéressement hors abondement. Ces écarts sont passés de 1,06 en 2005 à 1,34 en 2006. La distorsion est flagrante entre l'augmentation importante des masses financières consacrées à l'intéressement en 2006 due notamment à l'excédent brut d'exploitation (EBE) et la détérioration des résultats de certains critères, tel le temps moyen de coupure du réseau, au regard des objectifs. Dans ces conditions il est permis de s'interroger sur la pertinence de ces critères pour fixer le montant de l'intéressement qui a varié selon des facteurs exogènes.

Les charges au titre de la caisse mutuelle complémentaire et des œuvres sociales

En 2006, elles ont représenté pour les premières 157.000 € et pour les secondes 400.000 €, soit au total 557.000 €, c'est-à-dire un montant de 1.745 € par agent.

ANNEXE 1

Organigramme 2006 de la Régie



ANNEXE II

Les programmes FACE de 2000 à 2006 et leur financement

Programme FACE	Dépenses HT	Recettes hors récupération TVA		
		FACE	SIEDS	total recettes HT
A/B 2000	3 508 705,21	2 708 274,80	800 430,41	3 508 705,21
A/B 2001	3 052 878,53	2 347 484,97	705 393,56	3 052 878,53
A/B 2002	3 152 399,31	2 449 589,72	702 809,59	3 152 399,31
A/B 2003	3 166 751,56	2 455 082,50	711 669,06	3 166 751,56
A/B 2004	3 163 588,27	2 451 800,00	711 788,27	3 163 588,27
A/B 2005	2 227 182,35	1 582 635,59	476 709,58	2 059 345,17
A/B 2006	886 176,66	321 300,00	122 931,34	444 231,34
sous-total tranche A/B	19 157 681,89	14 316 167,58	4 231 731,81	18 547 899,39
C 2000	840 906,49	635 277,92	205 628,57	840 906,49
C 2001	832 400,39	635 277,92	197 122,47	832 400,39
C 2002	858 761,80	665 915,25	192 846,55	858 761,80
C 2003	833 142,98	646 958,00	186 184,98	833 142,98
C 2004	738 125,85	567 125,00	171 000,85	738 125,85
C 2005	740 529,04	331 771,85	155 162,82	486 934,67
C 2006	120 984,97	99 700,00	33 002,54	132 702,54
sous-total tranche C	4 964 851,52	3 582 025,94	1 140 948,78	4 722 974,72
S 2005	178 755,46	29 500,00	38 333,35	67 833,35
S 2006	48 546,58			
sous-total tranche S	227 302,04	29 500,00	38 333,35	67 833,35
A/I (tempête de 1999)	2 506 601,45	1 936 056,79	600 000,00	2 536 056,79

ANNEXE III

STOCKS

magasin	matériel	unité	nombre théorique	manquant	%
	câble de cuivre	m			
central			4 854	1 994	41%
Parthenay			1 579	1 250	79%
Bressuire			1 167	638	55%
Thouars			1 210	960	79%
Labo			350	192	55%
TOTAL			9 160	5 034	55%
	câble de cuivre nu dur	kg			
central			483	413	
Niort			86	86	
Melle			27	22	
Thouars			38	38	
Parthenay			233	100	
Labo comptage			300	300	
TOTAL			1 167	959	82%

magasin	matériel	unité	nombre théorique	manquant	%
	câble alliage alu nu 34, 54, 75 et 116 m2	kg			
central			1 947	331	
Bressuire			793	730	
Parthenay			229	229	
travaux sous tension			6	6	
maintenance			1 675	1 675	
TOTAL			4 650	2 971	64%
	câble alu tors	m			
central			2 810	1 410	
Niort			1 266	1 266	
Bressuire			218	192	
Parthenay			408	149	
maintenance			402	204	
TOTAL			5 104	3 221	63%
	câble alu réseau	m			
Niort			284	284	
Bressuire			185	120	
Parthenay			86	68	
maintenance			464	464	
TOTAL			1 019	936	92%

CHAMBRE REGIONALE DES COMPTES
DE POITOU-CHARENTES

magasin	matériel	unité	nombre théorique	manquant	%	
	relais tous modèles	pièce				
central			247	247		
maintenance			15	15		
labo			334	334		
TOTAL			596	596	100%	43 805,56€
	disjoncteurs tous modèles	pièce				
central			519	122		16 001,75 + ensemble du poste 36 730,68
Niort			169	115		
Melle			227	159		
Bressuire			40	40		764€
Thouars			78	14		
Parthenay			38	11		
laboratoire			81	81		495,92
TOTAL			1 152	542	47%	
	émetteur récepteur	pièce				
central			20	20		10 055,12
maintenance			17	17		12 636,19
TOTAL			37	37	100%	22 691,31
	poteaux	pièce				
central			13	13		
Thouars			11	8		
TOTAL			24	21	88%	

ANNEXE IV

Coût de l'avantage octroyé aux agents desservis directement par la Régie

Les agents sur le territoire du SIEDS (factures) :

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Mwh facturés	6 256,413	6 379,737	6 572,955	6 736,569	6 257,316	7 285,102	?	7 226,677
prix moyen tarif bleu/MWH	89,3	87,4	86,6	86,8	83,7	73,1	?	71,2
coût payé par l'agent	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10
coût pris en charge Régie/agent	83,2	81,3	80,5	80,7	77,60	67	?	65,1
nbre d'agents	352	374	376	380	372	384	?	393
coût total Régie	520 533	518 673	529 123	543 641	485 568	488 102	542 337	470 456
TOTAL	4 098 433 euros							

Coût de l'avantage octroyé aux agents de la Régie desservis par d'autres distributeurs

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
agents hors territoire	216	221	226	223	222	216	208	210
coût	248 034	251 024	239 658	273 129	273 180	303 028	250 591	234 158
coût total	2 072 803 euros							

Total par année :

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
agents sur territoire	520 533	518 673	529 123	543 641	485 568	488 102	542 337	470 456
agents hors territoire	248 034	251 024	239 658	273 129	273 180	303 028	250 591	234 158
Total	768 567	769 697	768 781	816 770	758 748	791 130	792 928	704 614
Total général	6 171 236 euros							

ANNEXE V

Détail des primes et indemnités versées par la Régie

<i>rubrique et intitulé</i>	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
133 INDTE FONCTION AST TELEPH	915	5 057	4 311	5 125	5 017	5 131	5 246	5 270
143 ASTREINTE TELEPHONIQUE 15%				2 259	7 378	4 042	4 287	4 229
144 ASTREINTE TELEPHONIQUE 25%				2 367	8 698	4 185	4 392	4 407
145 ASTREINTE TELEPHONIQUE 18%				1 521	5 551	2 766	2 866	2 858
646 COMP. LOGT. AST. TELEPH.	960	3 842	915					
<i>Total astreinte telephonique</i>	1 875	8 899	5 226	11 273	26 644	16 124	16 790	16 764
210 AVANTAGE EN NATURE	6 621	6 580	6 567	6 296	6 380	6 227	5 789	6 337
211 AVANTAGE EN NATURE TIERS	34	47	49	32	31	18	14	17
610 AVANT. NATURE REVERSE EX CJT	-35	-47	-49	-36	-31	-18	-14	-17
710 AV.NATURE REMBT ELECTRIC.	804	177	93	90	81	93	84	
711 AV.NATURE REMB.ELECT.TEMP	285	276	247	147	21	44	3	
<i>Total avantages nature</i>	7 709	7 034	6 906	6 529	6 481	6 364	5 876	6 337
--- Compensation cotis. retraite							342 811	326 680
131 INDEMNITE DE FONCTION	6 141	2 550	478					
220 GRATIFICATIONS				1				
226 PRIME EXCEPT NEGO NSR			25 216	3				
236 PRIME INTERESSEMENT	9	31		61				
238 PRIME DE DIPLOMES		-305						
240 INDEMNITE REMPLACEMENT	5 160	5 607	3 806	8 949	2 890	1 984	6 482	1 804
260-264 INDEMNITE STAGE SCOLAIRE	937	1 159	1 040				1 218	
262 INDEMNITE FIN DE CONTRAT					2 533	3 258	7 681	11 820
630 INDEMNITE LOGEMENT	2 695							
636 INDEMNITE FRAIS DE GARDE	794	908	454	227				
637 INDEMNITE FRAIS DE GARDE CCAS	794	908	454	227				
640 INDEMNITE TRANSP.FONDS	3 207	3 438	3 545	3 804	2 651	3 637	3 067	2 685
643 INDEMNITE RESPONSABILITE	3 184	3 287	3 287	3 405	3 590	3 698	3 538	4 062
720 INDEMN.PANIER	236	314	202	259	243	218	173	694
728 INDEM. D'ENCAISSEMENT	5	7	6	6	4	2	5	2
740 FRAIS DE TELEPHONE	17	32	16	15	4			
741 FRAIS DOCUMENTATION	15	9						
--- INDEMNITE DE CONTRAINTE				3 143	3 200	3 301	275	
--- INDEMNITE LICENCIEMENT				4 504			23 249	1 727
--- INDEMNITE TRANSACTIONNELLE				20 563				
--- INDEMNITE DE PREAVIS				10 919				243
<i>Total divers</i>	23 194	17 944	38 504	56 086	15 114	16 098	45 688	23 037
160 INDEMN.REMARIAGE	1 597	4 270	-691	3 618	6 102		2 634	2 682
165 INDEMNITE MARIAGE	12 337	9 637	18 444	20 704	10 011	31 107	3 502	4 329
170 INDEMNITE NAISSANCE	24 891	42 951	33 601	47 315	27 618	26 538	34 133	37 278
180 RECOMPENSE MEDAILLE REGIE	23 027	15 427	23 585	16 478	17 307	27 171	23 799	22 234
185 INDEM.CHANGT.RESID.ART.30	42 833	10 959	8 387	12 257	12 652	5 351	43 049	17 350
690 MEDAILLE HONNEUR TRAVAIL	656	518	945	518	747	747	671	579
<i>Total événements</i>	105 340	83 763	84 272	100 891	74 437	90 914	107 789	84 453

**CHAMBRE REGIONALE DES COMPTES
DE POITOU-CHARENTES**

228-232 PRIME FORMAT. QUALIFIANTE		1 184	9 216	8 162	10 570	8 578	4 289	
680 REFORMES DE STRUCTURES	31 497	83 266	84 388	57 783	51 899	56 108	60 907	56 717
715 INDEMNITE DE STAGE	2 158	2 213	3 169	5 190	4 874	3 343	852	1 846
Total formation-reconversion	33 654	86 662	96 773	71 136	67 342	68 029	66 048	58 562
rubrique et intitulé (suite)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
632 IND COMPENS FRAIS ETUDES	71 291	70 249	72 509	64 600	57 797	49 983	47 748	59 478
633 COMPLEMENT FRAIS ETUDES	1 600	1 841	1 758	1 586	1 947	1 060	689	782
Total frais études enfants	72 891	72 090	74 267	66 186	59 743	51 043	48 437	60 260
150 INDEMN DEPART INACTIVITE NS	56 507	42 686	39 657	24 392	27 309	12 196	3 049	15 138
151 INDEM.DEPART.INACT.OFFICE			28 218	30 296	33 641	5 060	29 871	18 299
155 INDEMN.DEPART EN INACT.		52 697	38 172	25 759	23 082	25 005	1 347	10 939
250 INDEMNITE DEPART RETRAITE					296			1 965
Total inactivité/retraite	56 507	95 383	106 047	80 447	84 327	42 261	34 267	46 341
132 INDEMN.EXPL. INFORMATIQUE	3 570	3 601	3 947	3 963	4 048	4 126	4 215	4 300
235 PRIME ORDINATEUR	3 836	3 838	3 931	3 924	4 015	4 140	4 166	4 249
Total informatique	7 406	7 439	7 878	7 887	8 063	8 266	8 381	8 548
119 INDEMN.COMPENS.ASTREINTE	2 206							
129 INDEM.ASTREINTE PERS.194	3 796	2 638	2 648	2 656	2 656	2 656	2 656	
136 IND. FONCT AST CHARG EXPL			8 475	15 327	15 148	15 402	15 737	15 457
625 CAPITAL PERTE ASTREINTE	59 293	15 191	6 647	3 517	1 261	1 583	312	280
634 IND. ZONE HABITAT AST.	17 419	16 232	17 737	17 781	18 087	19 474	19 315	17 453
635 INDEMN.LOGEMENT PERS.530	3 940	2 404	2 454	2 486	3 351	3 446	3 483	2 502
644 COMPENSATION LOGT CCD	2 698	2 241	549					
645 REMBT CHARGES LOGT CCD	6 215	5 750	5 459	5 922	7 400	7 256	7 519	8 143
647 COMP. LOGEMENT ASTREINTE			9 010	13 232	14 848	15 052	15 843	15 650
714 INDEM.FIN OCCUPAT.LOGEME.	1 049	1 008			1 619	1 110		
Total lié astreinte exploitation	96 615	45 464	52 979	60 922	64 371	65 979	64 866	59 485
229 PRIME ENCOURAGEMENT								348 083
681 Indemnité allongement temps trajet								15 961
682 Indemnité allongement km								36 326
Total nouvelles indtés 2006								400 370
137 COMP. DISPO. ENCADREMENT (permanence commerciaux)			8 994	4 116	3 659	5 945	1 906	915
227 PRIME ANNUELLE DE GESTION		4 573	22 867					19 000
103 ABS AUTORISEE NON RENUMER	-3 566	-2 848	-158		-400	-13	-241	-36
105 RETENUE		-41 646	-39	-25 091	-40 260	-35 438	-68 387	-5 972
106 COMPLEMENT REMUNERATION	50 418			4	53 461	69 952		
107 HEURES COMPLEMENTAIRES	130	92	47					432
108 ABSENCES NON REMUNEREES						-464	165	22
117 REPOS COMPENS.NON PRIS		53 124		588	397		1 646	
134 ARTT A TITRE INDIVIDUEL		1 612	3 687	4 497	3 999	2 975	2 653	1 226
245 INDEMNITE CONGE NON PRIS		1 648		6 964	1 126	12 724	46 265	6 835
--- INDEM.COMPENS.CONGES PAYES				7 294				542
--- REVERS. Indtés Journalières SS				575	866			
Total régul salaires	46 983	11 982	3 538	-5 168	19 189	49 737	-17 899	3 050
130 SURSALAIRE FAMILIAL (=SFT)	160 857	160 629	167 145	164 192	168 790	167 313	158 215	170 826
Total	613 032	601 862	675 396	624 496	598 158	588 073	883 172	1 284 630

ANNEXE VI

RAPPEL DE LA PROCEDURE

Le contrôle fait suite à la transformation profonde du marché de l'énergie qui a conduit, pour ce qui concerne le SIEDS, la régie d'électricité (Régie) et la SEML Ouest Energie, le préfet des Deux-Sèvres à saisir la chambre le 24 octobre 2005 sur le fondement de l'article L. 211-8 du code des juridictions financières pour lui demander d'examiner « *la régularité de la gestion du syndicat intercommunal d'énergie des Deux-Sèvres (SIEDS), de sa régie et de la société d'économie mixte locale Ouest Energie ainsi que la régularité juridique des montages financiers mis en œuvre ou envisagés par ces trois structures dans le cadre de leur stratégie commerciale développée pour s'adapter à l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité* ».

Le SIEDS, la Régie et la SEML qui ont été inscrits au programme 2006 ont fait l'objet de rapports distincts.

L'ouverture du contrôle a été notifiée par lettres du 25 septembre 2006 adressées au dernier directeur et à l'avant dernier directeur de la Régie. Elle a été simultanée avec celle du contrôle de la régie d'électricité du SIEDS et de la SEML Ouest-Energie pour faciliter l'instruction de ces deux dossiers connexes. Le contrôle du SIEDS proprement dit n'a commencé qu'en juin 2007.

L'entretien préalable prévu par l'article L. 241-7 du code des juridictions financières a eu lieu avec le dernier directeur le 5 juillet 2007 à Niort et celui avec l'avant dernier directeur le 30 juillet à la chambre.

Lors de sa séance du 10 octobre 2007, la chambre a formulé des observations provisoires qui ont été adressées au dernier directeur et à l'avant dernier directeur de la Régie.

Le dernier directeur a adressé une réponse à la chambre mais n'a pas demandé à être entendu par la chambre.

L'avant dernier directeur a adressé une réponse à la chambre et a demandé à être entendu par la chambre.

Lors de sa séance du 17 juillet 2008, la chambre, après avoir entendu l'avant dernier directeur de la Régie, a arrêté les observations définitives qui figurent dans le présent rapport.

**Réponses du Directeur Général
et de l'ancien Directeur Général de la Régie du syndicat intercommunal d'énergie des
Deux-Sèvres (SIEDS) (*)**

(*) Ces réponses jointes au rapport engagent la seule responsabilité de leur auteur, conformément aux dispositions de l'article L.241-11 du code des juridictions financières