

Commission de Régulation
du Secteur de l'Electricité

RAPPORT ANNUEL

2007





SOMMAIRE

Le mot du Président	5
Les membres de la Commission	7
Introduction	9
I- La Commission	11
1 Composition, rôle et pouvoirs de la Commission	11
2 Fonctionnement	11
3 Gestion budgétaire et comptable	12
3.1. Réalisation du budget 2007	12
3.2. Etats financiers de l'exercice 2007	14
4 Coopération internationale, relations extérieures et renforcement de capacités	14
4.1. Coopération internationale	15
4.2. Visites	15
4.3. Renforcement de capacités	16
II- Activités de régulation	17
1 Régulation des tarifs	17
1.1. Révision de la périodicité d'indexation du revenu maximum autorisé de Senelec	17
1.2. Révision exceptionnelle de la Formule de contrôle des revenus du fait de l'inflation ..	18
1.3. Tarifs de ventes au détail applicables par Senelec à ses clients finaux	18
1.4. Etude tarifaire de Senelec	19
1.5. Tarif de reventes d'énergie électrique applicable par Senelec aux détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural	20
2 Suivi du contrat de concession Etat-Senelec	21
2.1. Normes et obligations de Senelec au plan technico-économique	21
2.2. Suivi des obligations de Senelec en matière comptable	21
3 Audit de la sécurité d'approvisionnement du pays en énergie électrique	22
4 Développement de la production d'électricité	23
4.1. Production indépendante d'électricité	23
4.2. Importation d'électricité	24
5 Traitement des plaintes et réclamations des consommateurs	24
III- Activités consultatives	26
1 La réforme institutionnelle	26
2 Electrification rurale	26
3 Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie	26
4 Autres activités	27

IV- Bilan technique et économique du secteur	29
1. Senelec	29
2. GTI – Dakar	41
3. ESKOM – ENERGIE - MANANTALI	42
V- Bilan comptable et financier de Senelec	43
1. Analyse du bilan	43
2. Analyse du compte résultat	45
3. Analyse du financement des emplois	51
4. Analyse financière	51
5. Reconstitution des capitaux propres	53
VI Perspectives	54
ANNEXES	57
1 Tarifs de l'électricité hors TVA applicables en 2007	58
2 Résumé des principaux règlements d'application	60
3 Etats Financiers CRSE 2007	68
4 Obligations et normes contractuelles de Senelec	76
5 Recommandations de l'audit de la sécurité d'approvisionnement	82
Glossaire	85
Sigles	86

Le mot du Président

L'Energie est un levier essentiel pour relever le défi de la stratégie de croissance accélérée, pour atteindre les Objectifs du Millénaire pour le Développement et pour Éradiquer la pauvreté.

En 2007, le Sénégal, à l'instar des autres pays non producteurs de pétrole, a subi de plein fouet la crise pétrolière mondiale caractérisée par une flambée sans précédent du cours du baril.

Dans le secteur de l'Electricité, avec un taux d'électrification national qui passe de 41,6% en 2006 à 45,6% en 2007, cela s'est traduit par une insuffisance de l'offre due notamment à la persistance des dysfonctionnements pour manque de combustible de la centrale GTI et à la baisse de l'énergie livrée par Eskom-Energie-Manantali, conséquence de la faible pluviométrie de l'hivernage précédent. Aussi, malgré la mise en service en fin d'année de la centrale de Kounoune, deuxième producteur indépendant et l'effort de recapitalisation par l'Etat pour 65 000 millions FCFA, les performances techniques et financières de Senelec et la préservation de ses relations commerciales avec les sociétés pétrolières restent-elles préoccupantes. Le pays est toujours installé dans une spirale de délestages chroniques avec un niveau de l'énergie non fournie très élevé exposant Senelec à une incitation contractuelle de 3 469 millions FCFA qui sera déduite de ses revenus. Senelec a encore eu recours à ses unités de pointe et à des locations de groupe coûteuses pour faire face à la demande.

A l'insuffisance de l'offre s'ajoutent une baisse du rendement technique et commercial et la saturation des réseaux de distribution à Dakar notamment.

Cependant, le gouvernement qui a placé l'énergie au rang de ses toutes premières priorités a mis en chantier une nouvelle Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie pour garantir l'approvisionnement du pays dans les meilleures conditions de coût et de qualité.

La Commission, acteur important du secteur a pris une part active à l'élaboration de cette Lettre.

En effet, tout en admettant volontiers que la mise en œuvre des innovations est du ressort de l'entreprise régulée, nous n'avons pas perdu de vue l'objectif de nous adapter en permanence aux exigences du développement à long terme du secteur, ce qui s'est traduit par une plus grande attention et un intérêt plus marqué des partenaires au développement, des opérateurs économiques et du grand public pour nos activités.

La régulation tarifaire a joué un rôle important dans la préservation de l'équilibre financier du secteur. En effet, en raison du décalage entre l'augmentation des charges de combustibles et sa répercussion sur les tarifs, tant du point de vue du délai que du niveau, la Commission a révisé la périodicité d'indexation du revenu maximum autorisé de Senelec et engagé une révision exceptionnelle de la formule de contrôle des revenus du fait de l'inflation.

Nous avons retenu avec le Gouvernement et en accord avec Senelec, une augmentation des tarifs limitée à 6% à compter du 1er novembre 2007 avec une compensation de 15 785 millions FCFA versée par l'Etat.

Nous avons finalisé en collaboration avec Senelec les diligences liées à l'application d'une nouvelle grille tarifaire, progressive pour la Basse Tension et avec une possibilité de saisonnalité de la puissance souscrite pour la Moyenne et

la Haute tension. Cette nouvelle grille reflète mieux le comportement des usagers, elle incite à une utilisation efficace de l'électricité et protège davantage les usagers à faible revenus.

Aussi avons-nous joué un rôle important dans l'élaboration des textes juridiques et dans le processus de mise en place des concessions d'électrification rurale. La Commission a notamment émis un avis favorable à l'adjudication provisoire de la concession Dagana- Podor- Saint-Louis à l'ONE et a pris une part active dans la finalisation des documents contractuels.

Nous aurons par ailleurs largement contribué à la réflexion sur les schémas et modalités de l'évolution institutionnelle de Senelec dans le cadre du Groupe Technique ad hoc mis en place par le Ministre de l'Energie et au développement de sources d'approvisionnement alternatives. Nous pouvons citer notamment, la supervision de l'appel d'offres pour une centrale à charbon de 125 MW ainsi que la promotion d'initiatives privées relatives à une centrale biomasse de 30 MW, une centrale solaire de 7,5 MW et une centrale éolienne de 15 MW.

Nous pouvons aussi affirmer qu'en 2007, les réclamations des consommateurs ont été mieux prises en charge avec la poursuite de la réflexion sur une participation active et structurée des associations de consommateurs et patronales à nos activités, une plus grande visibilité de notre action et le renforcement de la Commission dans le but de préserver sa crédibilité et sa qualité d'organe moderne et efficace répondant parfaitement et à tous moments aux exigences de la bonne gouvernance du secteur.

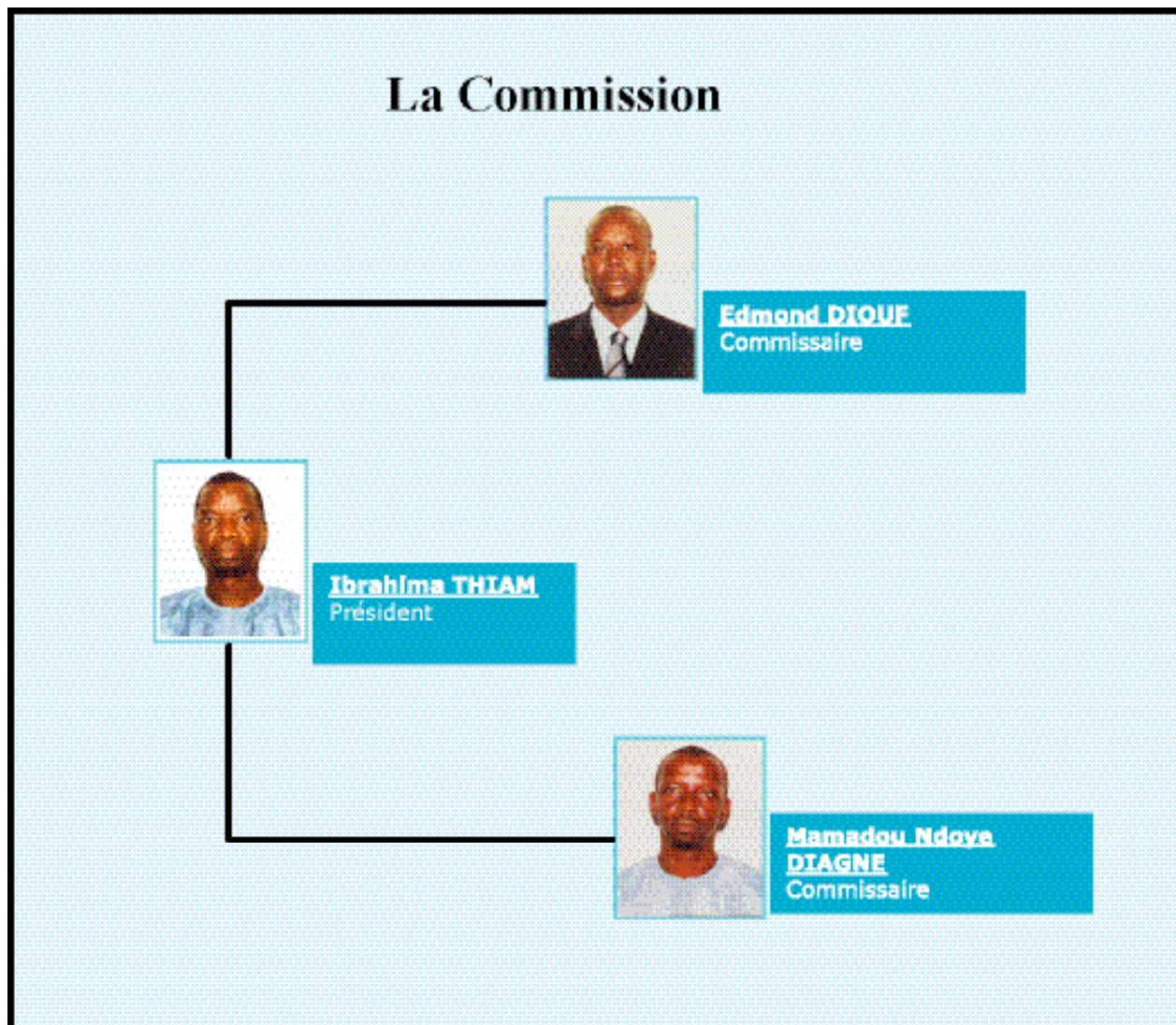
Enfin, la Commission a joué un rôle important dans la définition du Plan d'actions d'efficacité énergétique du Gouvernement ainsi que dans la mise en place de cadres de régulation au niveau de la CEDEAO, de l'UEMOA et de l'AFUR.

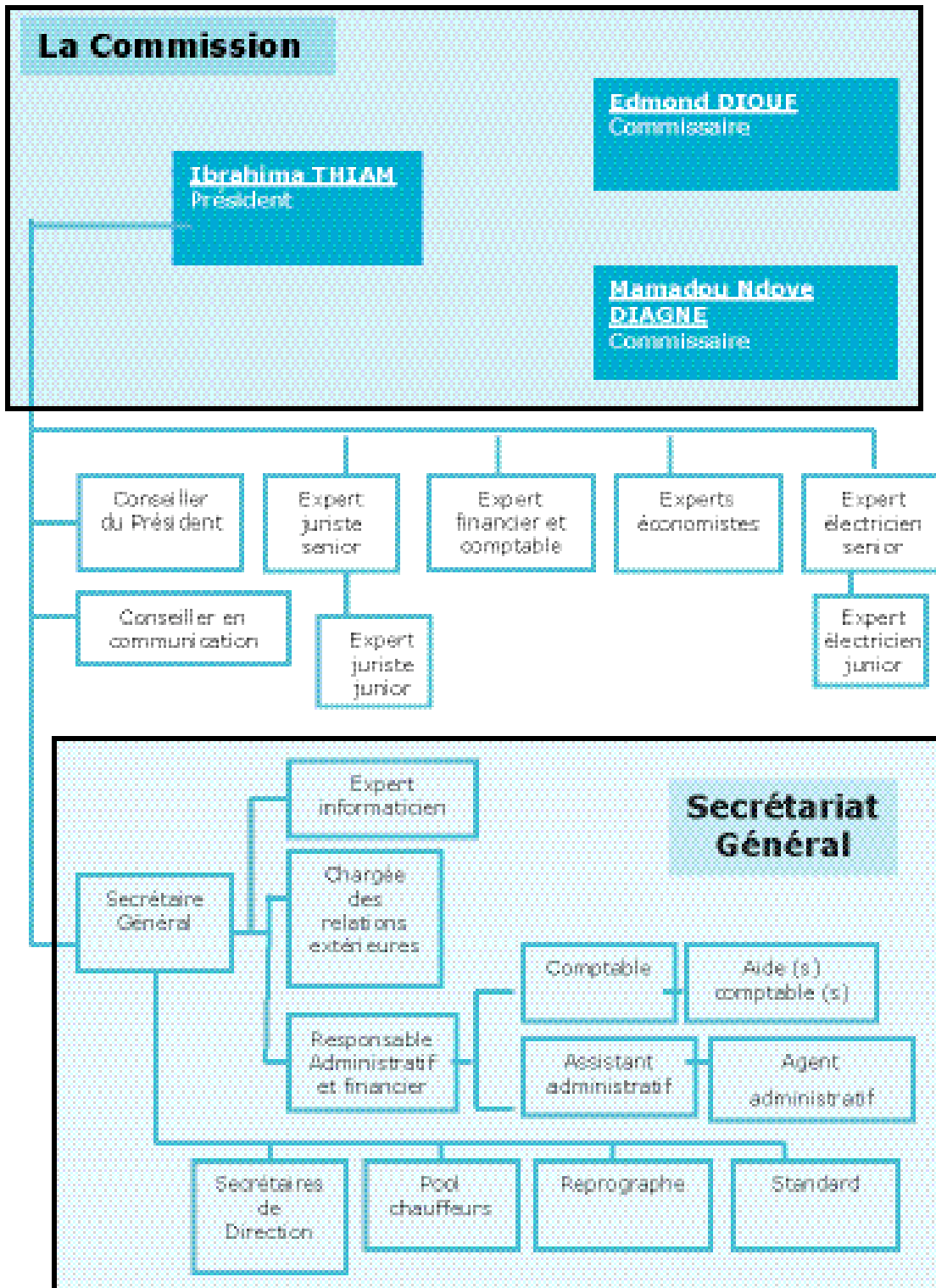
*Ce rapport annuel est pour moi l'occasion de souligner à nouveau le dévouement et la contribution des membres et de l'ensemble du personnel dans l'accomplissement de notre importante **mission**.*

**Le Président de la Commission
Ibrahima THIAM**



Les membres de la Commission





Introduction

La Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE) présente son rapport annuel 2007, bilan de l'exécution de son budget, de ses activités et de l'exploitation du secteur, en application des dispositions de l'article 15 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.

Les activités de la Commission portent sur son fonctionnement interne, ses attributions décisionnelles et ses attributions consultatives.

Les ressources de la Commission proviennent essentiellement des redevances des entreprises titulaires de concession ou de licence de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique : Senelec et GTI. Ses états financiers certifiés par un Auditeur externe indépendant sont soumis au contrôle de la Cour des Comptes.

Les activités décisionnelles sont marquées par la régulation tarifaire qui, avec le système des prix plafonds, vise à assurer la viabilité financière de Senelec tout en préservant les intérêts des consommateurs. Ce qui impose à la Commission un suivi périodique du revenu maximum autorisé à Senelec. De ce point de vue, l'année 2007 est marquée par la modification des conditions tarifaires en cours de période quinquennale du fait des importants niveaux d'inflation des produits pétroliers. La Commission a décidé de fixer à un mois la périodicité des indexations des revenus maximums autorisés et a engagé un processus de modification des modalités de prise en compte de l'inflation dans la Formule de contrôle des revenus de Senelec, afin de mieux le protéger contre les facteurs exogènes. Pour les consommateurs, la détermination du revenu maximum autorisé devant conduire à des hausses importantes des tarifs, l'Etat en application de l'article 36 du Contrat de Concession de Senelec a procédé à une compensation partielle du revenu d'un montant de 15,785 milliards F CFA pour limiter la hausse des tarifs à 6%.

Concernant les activités consultatives, la Commission a été fortement impliquée dans le processus d'attribution de la concession d'électrification rurale Dagana/Podor/Saint-Louis. Elle a tenu plusieurs réunions techniques avec l'Office National de l'Electricité du Maroc (ONE), adjudicataire provisoire, l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER) et Senelec. Elle a en outre pris part aux différentes négociations pour la mise au point des documents contractuels.

Le fonctionnement de la Commission concerne par ailleurs le renforcement des capacités du personnel ainsi que la coopération internationale : la Commission a participé aux projets portant sur la mise en place de l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC) et du Comité Consultatif des Régulateurs du Secteur de l'Energie de l'UEMOA dont la présidence est assurée provisoirement par la Commission.

Le bilan de l'exploitation du secteur est toujours marqué par une dégradation de la qualité de service due au problème de l'approvisionnement en combustibles et à la persistance des difficultés financières malgré la mise en service de nouveaux équipements de production et l'amélioration des indicateurs de gestion.

Le présent rapport s'articule autour des parties suivantes :

- la Commission : organisation et fonctionnement;
- les activités de régulation ;
- les activités consultatives ;
- le bilan technique et économique du secteur ;
- le bilan comptable et financier de Senelec.
- les perspectives

I- La Commission : organisation et fonctionnement

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE), autorité indépendante chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique, a été créée par la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.

1 Composition, rôle et pouvoirs de la Commission

La Commission est composée de trois (3) membres dont un Président. La durée de leur mandat est de cinq ans, renouvelable une fois. Ils sont nommés par décret en raison de leur intégrité morale, de leur honnêteté intellectuelle, de leur neutralité et impartialité ainsi que de leur qualification dans les domaines juridique, technique, économique et de leur expertise dans le secteur de l'électricité.

La Commission veille au maintien de l'équilibre économique et financier du secteur, au respect des normes applicables aux opérateurs et à la préservation des droits des consommateurs, en matière de prix, de fourniture et de qualité de service. Elle a, à cet effet, des attributions décisionnelles et des attributions consultatives.

Elle dispose d'un large pouvoir d'enquête dans le secteur, avec des prérogatives de sanctions qui vont de la suppression totale ou partielle du droit de produire, de transporter ou de vendre, au retrait de la licence ou de la concession, en passant par l'application de pénalités pécuniaires.

En outre, elle est saisie par le Ministre chargé de l'Énergie sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires concernant le secteur de l'électricité. Elle peut être consultée sur toute autre question intéressant le secteur ou susceptible d'avoir un impact sur la politique sectorielle.

2 Fonctionnement

Le Règlement Intérieur précise les règles et les modalités de fonctionnement de la Commission, de tenue des audiences et des réunions, de prise de décisions, les incompatibilités ainsi que les règles de déontologie.

Les délibérations de la Commission sont sanctionnées par des décisions, avis ou recommandations. Elles ne sont valables que si deux de ses membres au moins sont présents ; elles sont adoptées à la majorité des membres présents. En cas de partage égal des voix, celle du Président est prépondérante. En son absence, les décisions sont prises à l'unanimité.

La Commission publie son rapport annuel tous les ans au titre de l'année précédente et un Bulletin Officiel qui rend compte de l'ensemble de ses Décisions et Avis pris conformément à la loi. Elle dispose également d'un site Internet pour l'information des opérateurs, des acteurs institutionnels et du public.

3 Gestion budgétaire et comptable

Les ressources de la Commission sont prévues par la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 et du décret n° 98-333 du 21 avril 1998. Elles comprennent :

- les redevances annuelles versées par les entreprises titulaires d'une licence ou d'une concession ;
- les frais d'instruction de dossiers versés par les entreprises postulant à une licence ou à une concession ;
- les crédits inscrits, le cas échéant, au budget de l'Etat ;
- une partie des pénalités pécuniaires infligées aux titulaires de licence ou de concession.

Le Président de la Commission est ordonnateur des dépenses telles qu'elles ressortent d'un budget annuel approuvé par le Ministre chargé de l'Energie. Chaque année, les états financiers de la Commission sont soumis au contrôle de la Cour des Comptes.

3.1. Exécution du budget 2007

Le budget de la Commission a été arrêté, au titre de l'exercice 2007, en recettes et en dépenses à la somme d'un milliard soixante dix neuf millions cinq cent soixante-dix-huit mille soixante-dix (1 079 578 070) F CFA.

Il a été financé par le solde de trésorerie de l'exercice 2006 à hauteur de cent quarante-huit millions six cent vingt-deux mille soixante-dix-sept (148 622 077) F CFA, par les redevances notifiées aux opérateurs au titre de l'exercice 2007 pour neuf cent trente millions neuf cent cinquante-cinq mille neuf cent quatre-vingt-treize (930 955 993) F CFA répartis entre Senelec pour neuf cent un millions quatre cent cinquante-deux mille neuf cent vingt-huit (901 452 928) F CFA et GTI pour vingt-neuf millions cinq cent trois mille soixante-cinq (29 503 065) F CFA. Les ressources attendues ont été mobilisées à 76%.

Le budget a été exécuté à hauteur de 86%, avec un taux de 46 % pour le budget d'équipement et de 90% pour le budget de fonctionnement.

S'agissant des équipements, les dépenses s'élèvent à un montant de cinquante-six millions quatre cent quatre-vingt et un mille cinq cent vingt et un (56 481 521) F CFA pour une prévision de cent vingt et un millions neuf cent quarante mille (121 940 000) FCFA, soit un taux de réalisation de 46%. Elles concernent principalement l'acquisition d'un véhicule, de matériels informatiques et de logiciels. L'extension des locaux de la Commission et des travaux et aménagements prévus pour un montant de soixante-dix millions (70 000 000) F CFA n'ont pas été réalisés ; ce qui explique la faiblesse du taux de réalisation.



Pour les dépenses de fonctionnement, les réalisations au titre du budget 2007 s'élèvent à huit cent soixante et un millions cent vingt-six mille sept cent quatre-vingt-neuf (861 126 789) F CFA contre une prévision de neuf cent cinquante et un millions six cent trente-huit mille soixante-neuf (951 638 069) F CFA. Elles concernent essentiellement :

- les dépenses de personnel, englobant les charges sociales, la prise en charge médicale du personnel et les provisions sur indemnités de fin de fonction, qui se chiffrent à cinq cent quatre-vingt-quatorze millions sept cent huit mille neuf cent (594 708 900) FCFA sur six cent dix-sept millions sept cent seize mille soixante-neuf (617 716 069) F CFA prévus, soit un taux de réalisation de 96 % ;
- les «prestations externalisées» intégrant principalement les frais de formation et d'études, les honoraires du Commissaire aux Comptes, les dépenses liées à l'édition du rapport annuel 2006, les frais d'entretien et de gardiennage des locaux, totalisent un montant de trente-huit millions neuf cent quatre vingt mille six cent soixante seize (38 980 676) F CFA sur une prévision de quatre vingt millions deux mille (80 002 000) F CFA, soit un taux de réalisation de 49%. Ce taux s'explique par la non exécution des études et du non engagement des frais d'actes et d'honoraires dans le cadre de l'acquisition de terrain pour la construction du siège de la Commission ;
- les «missions» d'un montant de vingt neuf millions cent vingt mille quatre cent quatre vingt quinze (29 120 495) F CFA pour trente millions (30 000 000) F CFA prévus soit un taux de réalisation de 97%. Ceci traduit le dynamisme de la Commission en matière de coopération avec les organes de régulation des autres pays, et son implication dans les initiatives sous-régionales et régionales ;
- les «autres services extérieurs» d'un montant de cent millions sept cent quatre-vingt-neuf mille deux cent soixante-seize (100 789 276) F CFA pour une prévision de cent cinq millions neuf cent vingt mille (105 920 000) F CFA, soit un taux d'exécution de 95%, intègrent essentiellement les dépenses de services tels l'eau, l'électricité, le carburant, le téléphone, la télécopie, l'Internet, les frais d'entretien et de réparations de véhicules ainsi que les dépenses de communication ;
- le poste «concours divers» d'un montant de quatre-vingt-dix-sept millions cinq cent vingt-sept mille six cent vingt-deux (97 527 622) F CFA sur cent dix-huit millions (118 000 000) F CFA prévus, soit un taux de réalisation de 83%, concernent la contribution de la Commission à la mission de coordination et de pilotage du Volet Energie du Nouveau Partenariat pour le Développement de l'Afrique (NEPAD) confiée au Président de la République du Sénégal, les prêts au personnel, les différents subventions et dons ainsi que les cotisations au profit du Conseil Mondial de l'Energie et du Forum Africain pour la Réglementation des Services Publics (AFUR).

Le Tableau 1 ci-dessous résume l'exécution du budget 2007.

Tableau 1 : Exécution du budget 2007

Rubriques	Dotation	Réalisation	Taux de réalisation (%)
RESSOURCES	1 079 578 070	823 854 642	76
Solde de trésorerie 2006	148 622 077	148 622 077	100
Redevances exercice 2007	930 955 993	675 232 565	73
EMPLOIS	1 079 578 070	924 332 965	86
Equipements	121 940 000	56 481 521	46
Fonctionnement	951 638 069	861 126 789	90
Dépenses de personnel	617 716 069	594 708 900	96
Missions	30 000 000	29 120 495	97
Prestations externalisées	80 002 000	38 980 676	49
Autres Services extérieurs	105 920 000	100 789 276	95
Concours divers	118 000 000	97 527 622	83
Aléas	6 000 000	6 724 655	112

3.2. Etats financiers de l'exercice 2007

Les états financiers de l'exercice 2007 sont présentés en annexe. Ils ont été certifiés sans réserve par le Commissaire aux Comptes de la Commission (le cabinet AMCS) dont les conclusions sont formulées ainsi qu'il suit :

«Nous certifions que les états financiers qui nous sont présentés avec un total bilan de F CFA 579 076 865 et un résultat de FCFA 70 835 299 au 31 décembre 2007 sont réguliers et sincères, et donnent une image fidèle du patrimoine et de la situation financière de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité».

Les états financiers ainsi certifiés ont été transmis à la Cour des Comptes en application de la loi.

4 Coopération internationale, relations extérieures et renforcement de capacités

La Commission accorde une grande importance à la coopération internationale et au renforcement de capacités. C'est ainsi que l'ouverture sur l'extérieur est inscrite en bonne place dans son Plan stratégique triennal 2007-2009 à travers le développement des relations avec les organes de régulation et la poursuite des actions engagées dans le cadre sous régional et régional.



4.1. *Coopération internationale*

La Commission a participé :

- au 8^{ème} Sommet International du Pétrole (France) ;
- au «Africa Power and Electricity Congress 2007 (Afrique du Sud) ;
- à la première réunion des experts du Comité de Suivi de la mise en place de la Régulation Régionale du secteur électrique ouest africain (Mali);
- aux 4^{ème} Conférence annuelle et Assemblée Générale 2007 de l'AFUR (Zambie);
- à l'Assemblée Générale de la Fédération Internationale pour la Sécurité des Usagers de l'Electricité (FISUEL) 2007 (Londres) ;
- à la Conférence Internationale des Réseaux Electriques et de Distribution (CIRED) 2007 (Autriche) ;
- aux travaux du Comité Technique sur la gestion de l'équilibre offre/demande en Energie Electrique dans l'espace OMVS pour la période 2007-2010 (Mauritanie) ;
- à la Réunion de la CEDEAO sur l'Acte Additionnel relatif à l'Organe de Régulation Régional, à Abuja (Nigeria) ;
- à l'Atelier du Conseil Mondial de l'Energie – UPDEA sur les performances des centrales électriques (Namibie) ;
- à la Réunion du Groupe consultatif des Bailleurs de Fonds du Sénégal à Paris (France) ;
- à la Réunion des Experts et Ministres de l'Energie de la CEDEAO sur l'adoption des textes relatifs à l'Organe de Régulation Régionale, à Lomé (Togo) ;
- à la rencontre pour la mise sur pied du Comité consultatif des Régulateurs du secteur de l'électricité de l'UEMOA, à Ouagadougou (Burkina Faso) ;
- au 20^{ème} Congrès du Conseil Mondial de l'Energie (Italie)
- à l'Atelier et à la Réunion du Comité sectoriel de l'Energie de l'AFUR (Afrique du Sud).

4.2. *Visites*

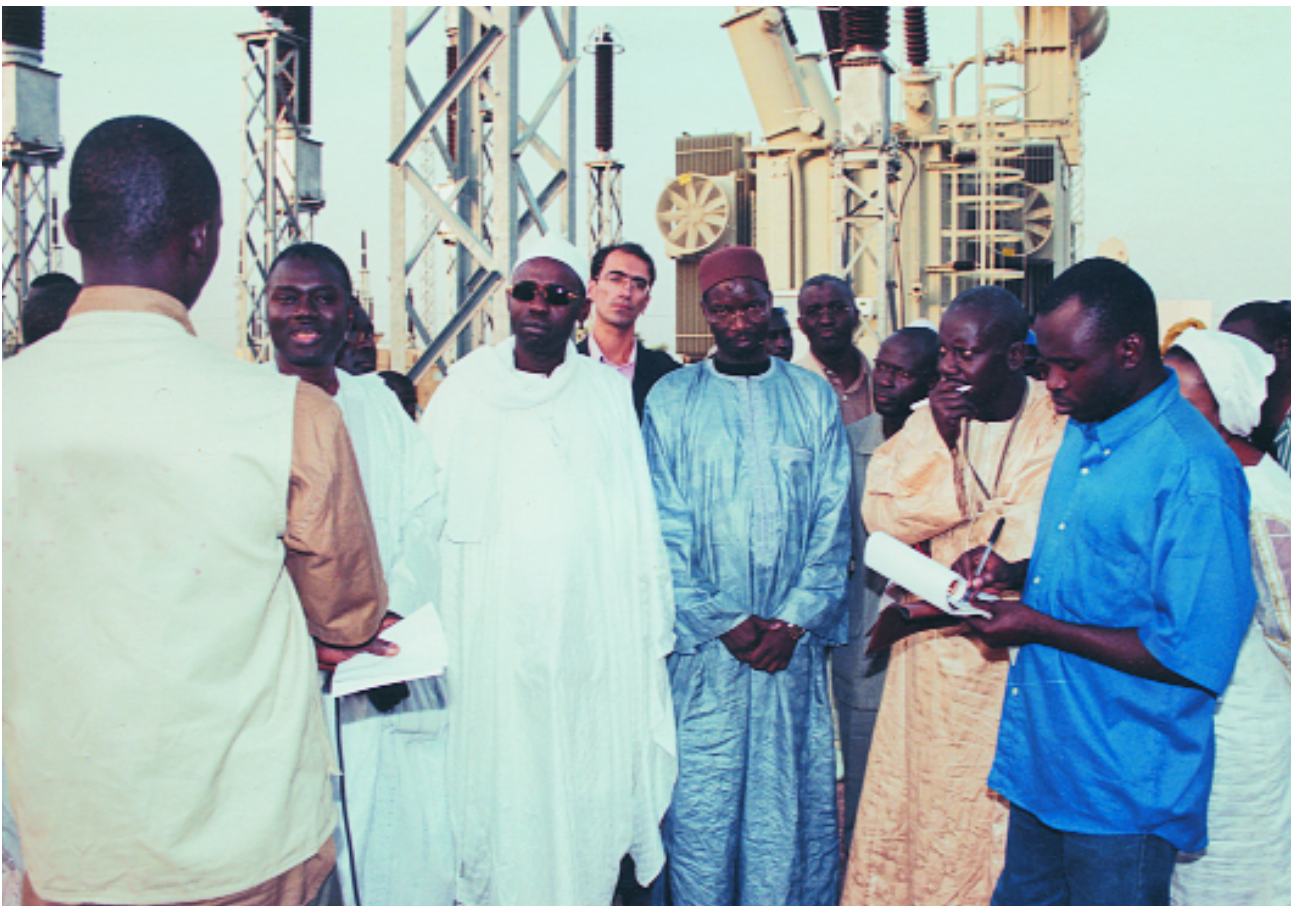
Durant l'année 2007, la Commission a accueilli:

- des missions conjointes de la Banque Mondiale et de l'AFD dans le cadre de revues périodiques et du programme de redressement du secteur de l'électricité ;
- les experts du FMI dans le cadre des revues périodiques au titre de l'Instrument de Soutien à la Politique Economique (ISPE) du Sénégal;
- les experts de la CEDEAO en charge de l'étude relative à l'« assistance à la CRSE et à la Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau du Mali (CREE) pour la mise en place de l'accès des tiers au réseau ;
- une délégation de la société allemande CARERA dans le cadre du projet d'implantation d'une centrale solaire photovoltaïque en Casamance;
- une délégation de la BOAD en mission d'évaluation du projet d'implantation d'une centrale électrique à Kahone ;
- le consultant en charge de la préparation de la nouvelle Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE) ;
- une délégation de la Direction de l'Energie du Mali et de l'Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et l'électrification rurale, dans le cadre du projet d'électrification de Diboli, ville frontalière du Mali avec le Sénégal.

4.3 Renforcement de capacités

Les membres et le personnel de la Commission ont participé aux formations et séminaires suivants:

- Formations IFP sur «L'économie des systèmes électriques» et «Les marchés pétroliers» (France);
- Formation CEGOS : «Comment négocier efficacement» (France),
- Séminaires sur «le Partenariat Public - Privé organisé par le CEPOD/Banque Mondiale (Sénégal);
- Séminaire sur «Communication Interne et Animation hiérarchique» (France);
- Formation sur les «Normes IFRS – Normes Comptables Internationales » (Maroc).
- Formation «Frontier in managing reform and regulation of infrastructure in Africa» – Graduate School of Business (Cape Town University – South Africa);
- Formation sur «l'Optimisation du Potentiel d'Evolution Personnelle et Professionnelle des Secrétaires et Assistantes de Direction» et «Perfectionnement en Informatique et Technologie de l'Information et de la Communication» (Maroc) ;
- Formation à Learning Tree sur «l'analyse objet en utilisant Unified Modeling Language (UML)» (France) ;
- Master «Droit de la Régulation» de l'Université Cheikh Anta Diop (Sénégal).



Visite du Ministre de l'énergie au poste de Malicounda

II- Activités de régulation

Les actions menées par la Commission au titre de ses activités de régulation concernent :

- la régulation des tarifs;
- le suivi du contrat de concession Etat – Senelec ;
- le suivi des recommandations de l’audit sur la sécurité d’approvisionnement ;
- le développement de la production ;
- les relations avec les consommateurs.

1 Régulation tarifaire

Aux termes de la loi, la régulation tarifaire est basée sur le principe des prix plafonds. Ce mode de régulation, par opposition à la régulation aux coûts du service, incite l’opérateur en situation de monopole à être efficace tout en lui garantissant les revenus nécessaires à son bon fonctionnement. Les objectifs recherchés sont les suivants:

- obtenir des tarifs les plus bas possible en garantissant les conditions de la viabilité financière des entreprises,
- préserver les intérêts des consommateurs et assurer la protection de leurs droits en ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l’énergie électrique,
- promouvoir la concurrence et le développement de l’offre d’énergie électrique.

Dans le cas de Senelec, la régulation tarifaire est conduite sur la base des conditions tarifaires qui ont été définies pour la période 2005-2009 par une Décision de la Commission¹, après consultation de l’ensemble des acteurs du secteur. Elle contient une Formule de contrôle des revenus et un mécanisme d’indexation des revenus. Ces conditions tarifaires doivent être révisées au terme de cette période quinquennale. Toutefois, elles peuvent être révisées de manière exceptionnelle avant le terme de la période, notamment en cas d’inflation importante ou d’événement exceptionnel imprévisible et extérieur à la volonté de Senelec ou de la Commission.

La régulation tarifaire s’applique également au tarif de revente d’énergie électrique applicable par Senelec aux détaillants indépendants titulaires de concessions en milieu rural. La Commission définit également les conditions tarifaires applicables par ces concessionnaires d’électrification rurale.

1.1 Révision de la périodicité d’indexation du revenu maximum autorisé de Senelec

Au cours de l’année 2006, la Commission a été saisie d’une demande de révision exceptionnelle de la Formule de contrôle des revenus. Cette demande visait le réajustement de certains paramètres de la Formule, la prise en compte de diverses charges supportées par Senelec, notamment les frais de location de groupes additionnels ainsi que la révision de la périodicité d’indexation du revenu maximum autorisé alors trimestrielle, pour mieux prendre en compte les conséquences de l’inflation sur les revenus de Senelec.

¹Décision n°2005-02 du 10 août 2005 relative aux conditions tarifaires de Senelec pour la période 2005-2009.

La Commission a jugé irrecevable la demande relative à la modification des paramètres de la Formule et à la prise en compte des nouvelles charges dans les revenus de Senelec puisque les conditions de révision exceptionnelle automatique, prévues dans les conditions tarifaires, n'étaient pas remplies. Pour ce qui concerne la modification de la périodicité des indexations du revenu maximum, la Commission a jugé la requête recevable. A cet effet, une consultation publique sur la question de la prise en compte de l'inflation dans la détermination des revenus autorisés de SENELEC a été organisée.

La Commission a relevé que depuis l'année 2005, les prix des produits pétroliers du dernier trimestre de l'année ont toujours été supérieurs à ceux de la même période l'année précédente, du fait de la tendance haussière durable de ces prix. Dans ce contexte, le système de régulation par les prix plafonds conduit à un manque à gagner systématique pour Senelec.

C'est ainsi que la Commission a décidé² de changer la périodicité des indexations du revenu maximum autorisé pour une meilleure prise en charge de l'inflation : trimestrielle initialement, elle devient mensuelle. La dernière valeur du revenu maximum autorisé de l'année sera celle déterminée aux conditions économiques du 1^{er} décembre, les tarifs devant être fixés à priori.

En revanche, les conditions et la périodicité des ajustements tarifaires issus du calcul du revenu maximum autorisé sont maintenues, à savoir le trimestre. Les ajustements interviennent systématiquement en début d'année puis trimestriellement lorsque l'évolution est supérieure à 3% en valeur absolue. La Commission a retenu la revue mensuelle des revenus et, le cas échéant, des ajustements trimestriels.

1.2. Révision exceptionnelle de la Formule de contrôle des revenus du fait du niveau d'inflation

Senelec a saisi la Commission le 27 septembre 2007, pour demander une révision exceptionnelle de la Formule de contrôle des revenus du fait du niveau de l'inflation.

Lors de la détermination du revenu maximum autorisé de Senelec aux conditions économiques du 1^{er} novembre 2007, il s'est avéré que l'index d'inflation utilisé dans la Formule est resté supérieur à 30% au cours de douze revues mensuelles. Or, aux termes de l'article 2 de la Décision n°2007-01 de la Commission du 31 janvier 2007, la Formule de contrôle des revenus de Senelec est révisée, à titre exceptionnel, lorsque l'index d'inflation évolue de plus ou moins 30% et reste à ce niveau au cours de douze revues mensuelles consécutives.

Conformément à la réglementation en vigueur, la Commission a jugé recevable la requête de Senelec le 20 décembre 2007 et a décidé de revoir les facteurs de pondération des indices sectoriels d'inflation utilisés dans la Formule de contrôle des revenus de Senelec sur la base des projections de charges réajustées en remplaçant les prévisions des prix des produits pétroliers utilisés par :

- les prix de référence réellement constatés depuis l'entrée en vigueur des conditions tarifaires;
- de nouvelles prévisions de prix jusqu'au terme de validité des conditions tarifaires.

1.3 Tarifs de vente au détail applicables par Senelec à ses clients finaux

En application des principes de la régulation tarifaire par les prix plafonds, la Commission a fixé les revenus requis de Senelec pour la période 2005-2009 sur la base de projections économiques. Pour protéger l'opérateur contre les évolutions économiques exogènes, elle a également prévu que les revenus requis soient indexés périodiquement pour tenir compte des conditions économiques réelles,

² Décision n°2007-01 du 31 janvier 2007 abrogeant et remplaçant l'article 2 et l'article 3 alinéa 3 de la Décision n°2005-02 du 10 août 2005 relative aux conditions tarifaires de Senelec pour la période 2005-2009.



notamment les ventes et l'inflation. Ainsi, chaque année, le revenu maximum autorisé est déterminé sur la base de la Formule de contrôle des revenus.

Aux conditions économiques du 1^{er} janvier, la Commission a fixé le revenu maximum autorisé de l'année 2007 à 205 186 millions F CFA.

Ce revenu maximum autorisé a ensuite été revu mensuellement tout au long de l'année pour prendre en compte les évolutions des conditions économiques. Chaque trimestre, la Commission a fixé le revenu maximum autorisé qui a servi de base à l'évaluation du besoin d'ajustement des tarifs comme suit:

- 198 871 millions F CFA aux conditions économiques du 1^{er} avril 2007 ;
- 201 604 millions F CFA aux conditions économiques du 1^{er} juillet 2007 ;
- 198 325 millions F CFA aux conditions économiques du 1^{er} octobre 2007.

A l'issue des revues, il a été retenu d'augmenter les tarifs à compter du 1^{er} novembre 2007 sur la base du revenu maximum autorisé déterminé aux conditions économiques du 1^{er} octobre. Cette hausse a été limitée globalement à 6% en veillant à préserver les usagers à faibles revenus grâce à la compensation de 15 785 millions F CFA versée par l'Etat.

1.4 Etude tarifaire de Senelec

La Commission a présidé un groupe de travail comprenant des représentants du Ministère de l'Energie, du Ministère de l'Economie et des Finances ainsi que de Senelec, groupe de travail chargé de la mise en œuvre d'une nouvelle grille tarifaire en s'appuyant sur l'étude tarifaire de Senelec réalisée par l'ONE en 2005.

Le groupe de travail a transmis ses conclusions à la Commission le 24 août 2007 sous la forme d'un rapport comprenant la synthèse des conclusions de l'étude tarifaire ONE, l'actualisation de cette étude et le schéma de mise en œuvre de la nouvelle grille tarifaire. Ainsi, le groupe de travail a noté que la mise en œuvre des conclusions de l'étude nécessitait un délai de 12 mois pour un coût de 3 480 millions F CFA. Sur cette base, Senelec a proposé une solution permettant d'alléger les conditions de mise en œuvre tout en veillant à respecter les objectifs de préservation des usagers à faibles revenus, d'économie d'énergie et de maîtrise de la demande d'électricité.

A cet effet, la Commission a donné, le 8 octobre 2007, un avis au Ministre de l'Energie que l'encadré ci-dessus résume.

Synthèse de l'avis de la Commission du 8 octobre 2007 sur la mise en œuvre d'une nouvelle grille tarifaire

Au terme de l'analyse qu'elle a faite du rapport du groupe de travail, en particulier des recommandations formulées, la Commission a émis des observations et identifié des actions préalables à l'application d'une nouvelle grille tarifaire.

Observations de la Commission

- Il apparaît que les taux de perte des réseaux Haute Tension et Moyenne Tension utilisés pour déterminer les coûts marginaux de transport et de distribution (3% pour la HT et 5,1% pour la MT) diffèrent sans justification de ceux utilisés pour la détermination des structures tarifaires (2,1% pour la HT et 4,3% pour la MT).
- La solution proposée par l'ONE pour les usagers Basse Tension à tarification monôme ne semble pas garantir l'objectif d'économies d'énergie. En effet, une fois la puissance souscrite choisie, le prix du kWh est identique quelle que soit la quantité d'énergie consommée.

Actions préalables

- Le programme d'équipement et d'investissement ainsi que les hypothèses concernant les coûts variables interviennent directement dans la détermination des coûts marginaux servant à construire la structure tarifaire. Ils doivent donc être soumis par Senelec à l'approbation préalable de la Commission.
- Dans son étude, l'ONE avait relevé la nécessité de réaliser une campagne de mesure des courbes de charge par niveau de tension et par usage pour confirmer la responsabilité des clients dans la courbe de charge et leur contribution à la pointe.
- Pour confirmer l'adéquation des nouvelles structures tarifaires, proposées par l'ONE et par Senelec, avec les objectifs visés (économie d'énergie, maîtrise de la demande d'électricité et préservation des usagers à faibles revenus), il faut mener une enquête auprès de chaque catégorie de clients sur l'utilisation de l'électricité et des équipements et sur leur aptitude à s'adapter au signal tarifaire.
- Préalablement à son application et pour permettre d'informer au mieux les usagers de l'électricité sur les conséquences de la nouvelle structure tarifaire et les opportunités offertes, une étude de sensibilité de toute nouvelle grille tarifaire sur les factures des différents types d'usagers doit être réalisée.

1.5 Tarif de revente d'énergie électrique applicable par Senelec aux détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural

La Décision de la Commission du 20 février 2004 prévoit que durant la période d'exclusivité, Senelec applique aux détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural, un tarif qui ne peut excéder le prix moyen obtenu avec le tarif général moyenne tension, sur lequel est appliquée une remise de 20% et ce, en considérant un facteur de charge égal à 25%, que 30% de l'énergie est consommée durant la période de pointe et que 70% de l'énergie est consommée en période hors pointe.

Le tarif général moyenne tension ayant évolué depuis 2004, la Commission a demandé à Senelec de lui communiquer le nouveau tarif de revente d'énergie électrique applicable aux détaillants indépendants titulaires de Concession en milieu rural.

La Commission a constaté que le tarif proposé ne permettait pas de garantir aux détaillants titulaires de concession en milieu rural un prix moyen inférieur au plafond découlant de la Décision de la Commission. En effet, le tarif a été élaboré en ne prenant pas en compte le facteur de charge et la répartition de la consommation entre pointe et hors pointe.

De ce fait, tenant compte des évolutions de tarifs intervenues depuis le 20 février 2004, la Commission a fixé le tarif plafond applicable par Senelec aux détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural à compter du 1er septembre 2007 à 83,49 FCFA/kWh.

2 Suivi du contrat de concession Etat – Senelec

Ce suivi porte principalement sur les normes et obligations au plan technique et économique, les obligations en matière d'électrification et les obligations en matière comptable.

2.1 Normes et obligations de Senelec au plan technique et économique

Le Contrat de Concession fixe à Senelec un certain nombre d'actions à réaliser à des échéances précises. Le tableau de suivi du respect de ces échéanciers par le Concessionnaire est joint en annexe (4.)

On note que le tarif de revente a été déterminé, le règlement de service qui devait être approuvé dans un délai de 6 mois après la signature du Contrat n'est pas encore finalisé. Concernant les cartes, elles ont été transmises, mais elles ne comportent pas la délimitation des limites géographiques du périmètre de Senelec. Les actions relatives à l'inventaire et à la soumission des critères d'évaluation de la qualité ne sont pas encore entreprises par Senelec.

En ce qui concerne les normes, le Ministre de l'Energie a adopté celles applicables aux concessionnaires d'électrification après des concertations entre la Commission, la Direction de l'Energie, Senelec et l'ASER. Il convient de rappeler que Senelec avait contesté ces normes après la révision de ses conditions tarifaires pour la période 2005-2009.

Normes de sécurité et de disponibilité

Pour l'année 2007, la norme de disponibilité et de sécurité est évaluée à 6,95 GWh soit 0,4% des 1736 GWh vendus par Senelec. Au cours de l'année, la quantité d'énergie non fournie est égale à 74,86 GWh. La Commission, a donc décidé d'appliquer à Senelec des incitations contractuelles (pénalités pécuniaires) pour manquement aux normes de disponibilité et de sécurité d'un montant de 3 469 millions de francs CFA. Ce montant sera déduit de son revenu autorisé de 2008.

Obligations de raccordement

L'analyse du nombre total de clients raccordés par Senelec montre que l'entreprise a dépassé les objectifs fixés à la fin de l'année 2007 en milieu rural de 11,7%, mais elle n'a pas encore atteint le nombre de clients à raccorder en milieu urbain. En effet, avec un objectif de raccordement de 484 407 clients en milieu urbain et 93 857 clients en milieu rural, Senelec a connecté 466 998 clients urbains (96,4% de l'objectif) et 104 825 clients ruraux (111,7% de l'objectif) à la fin de l'année 2007.

2.2 Suivi des obligations de Senelec en matière comptable

- Le suivi des obligations en matière comptable concerne les points ci-après :
- la certification des états financiers;
- la séparation comptable des activités.

2.2.1 La certification des états financiers

En 2007, cette obligation n'a pas été respectée par Senelec. En effet, les Commissaires aux Comptes ont émis les mêmes réserves formulées sur les exercices précédents, à savoir :

- La loi n° 2002-01 du 10 janvier 2002 a transféré la propriété des immobilisations inscrites à l'actif de la Senelec à l'Etat sans qu'aucun texte ne définisse le statut, les règles ou modalités de mise à disposition ou d'usage. Il n'y a donc aucun élément permettant de justifier à l'actif du bilan de la Senelec des installations de production, des postes et lignes électriques de transport et de distribution publique ainsi que des ouvrages existants à la date d'entrée en vigueur de la loi n° 2002-01 ;
- La non intégration de l'inventaire des pièces de rechange spécifiques compte tenu des difficultés rencontrées et de la nécessité de le compléter ;
- Des terrains non mutés inventoriés pour environ 3 062 millions et non comptabilisés dans les livres de la société.»

S'agissant du régime de propriété des biens, une solution consisterait à modifier le Contrat de Concession de Senelec pour le conformer avec la loi n° 2002-01 du 10 janvier 2002, en précisant le régime de comptabilisation des biens conformément à l'option de restructuration envisagée par l'Etat.

2.2.2 La séparation comptable des activités de Senelec

L'article 38 du Contrat de Concession stipule «au plus tard après la première clôture d'un exercice consécutive à la date de signature (31 mars 1999), Senelec opère conformément aux termes de l'article 19 de la Loi, une séparation comptable de ses activités : (i) de Production ; (ii) de Transport ; et (iii) de Distribution».

La séparation comptable n'est pas réalisée.

3 Audit de la sécurité d'approvisionnement du pays en énergie électrique

La Commission veille au respect des termes des concessions et licences, en particulier ceux relatifs à l'obligation de continuité de service en quantité et en qualité. Elle assure le suivi du respect des normes applicables aux entreprises du secteur.

En application des dispositions visées ci-dessus, elle a entrepris en 2002 un audit de la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique du pays.

La mission a permis de faire un diagnostic complet des installations des différents opérateurs et une analyse de leurs exploitations. Les résultats ont fait l'objet d'une restitution en 2006 pour permettre de recueillir les observations des opérateurs. Par la suite, la Commission a rédigé une synthèse de l'audit et a transmis à chaque opérateur les recommandations finales qui le concernent. Elle leur a demandé de l'informer régulièrement de la mise en œuvre de ces recommandations.

Au terme de l'année 2007, aucune information sur l'exécution des recommandations n'a été communiquée.

4 Développement de la production d'électricité

4.1 Production indépendante d'électricité

La Commission a participé à différentes activités dans le cadre du développement du parc de production et de la diversification des sources de production :

- elle a fait des observations sur le dossier d'appel d'offres relatif à la construction d'une centrale au charbon de 125 MW à Sendou, selon la formule Build Own and Operate (BOO);
- elle a participé en qualité d'observateur à l'ouverture des offres techniques et financières. Le groupement Nykomb synergetic a été désigné comme adjudicataire provisoire.
- elle a également supervisé la négociation du contrat d'achat d'énergie entre Senelec et le promoteur Nykomb synergetic.

PRINCIPALES OBSERVATIONS SUR LE DAO DE LA CENTRALE AU CHARBON DE 125 MW

Les principales observations de la Commission ont porté sur :

- les critères financiers de préqualification qui ne sont pas explicites dans le dossier ;
- les critères de préqualification des groupements qui ne précisent pas les responsabilités du chef de file ;
- l'approche méthodologique retenue par Senelec pour obtenir les propositions techniques ;
- la puissance à retenir (125 ou 250MW) pour la réalisation des études d'impact environnemental ;
- la nécessité d'intégrer dans le dossier d'appel d'offres un projet de contrat d'achat d'énergie ;
- le recours de Senelec à un Consultant pour l'assister dans la préparation du dossier d'appel d'offres ;
- la soumission à la Commission du dossier d'appel d'offres avant son lancement.

Par ailleurs, la Commission a émis des observations sur le dossier d'appel d'offres pour une centrale diesel de 100 MW à Tobène, selon la formule BOO.

PRINCIPALES OBSERVATIONS SUR LE DAO DE LA CENTRALE DE 100MW

Les principales observations de la Commission ont porté sur :

- la limitation de la puissance unitaire des groupes ;
- le respect par Senelec des dispositions de la loi, des décrets et du contrat de concession dans la mise en œuvre du processus d'appel d'offres ;
- l'obligation pour le promoteur de fournir au moins 20% du montant global du financement en fonds propres ;
- la définition claire des responsabilités du producteur indépendant pour ce qui concerne la réalisation des études d'impact environnemental.

Pour ce qui concerne les énergies renouvelables, la Commission a participé aux travaux du Comité de pilotage pour la construction d'une centrale éolienne de 50 MW à réaliser en deux phases à Saint Louis, 15 MW puis 35 MW.

4.2 Importation d'électricité

Dans le cadre de la mise en œuvre de la résolution n° 435 de la 57^{ème} session du Conseil des Ministres de l'Energie, autorisant la SOGEM à louer la centrale Aggreko de 40 MW située sur le site de Cap des biches à Dakar et une capacité additionnelle de 40 MW à installer à Nouakchott, la Commission a participé à tous les travaux du Comité technique mis en place à cet effet.

Pour apporter une solution définitive au problème d'approvisionnement en électricité des pays de l'OMVS, le Comité Technique avait proposé à la SOGEM la construction d'une centrale thermique de 200 MW. Cette solution sortait des dispositions de la résolution n° 435 et posait un problème par rapport aux statuts de SOGEM. Ainsi, la Commission a attiré l'attention du Ministre de l'Energie sur les difficultés de sa mise en œuvre.

5 Réclamations des consommateurs

Conformément au Règlement d'Application n° 08 – 2004 relatif à l'instruction des réclamations des consommateurs, la Commission a reçu au titre de l'année 2007, diverses réclamations relatives à:

- un incendie survenu le 29 novembre 2005 au domicile d'un client qui accuse Senelec des dommages causés et demande une réparation du préjudice dont le montant est estimé à 38 380 800 F CFA. En réponse à sa plainte, Senelec a signifié au client que son réseau fonctionnait normalement. D'après le rapport des services techniques de Senelec, la cause probable de l'incendie est l'échauffement du disjoncteur. Par conséquent, elle ne saurait être tenue responsable des dommages. Elle a invité le client à prendre contact avec son assureur (ASSURCONSEIL-MARSH). Ce dernier a décidé de classer le dossier sans suite au motif que le rapport d'incident de Senelec fait état d'un défaut intérieur de l'installation du client, ce qui selon l'assureur exonère Senelec de toute responsabilité.

Le client n'étant pas satisfait, a saisi la Commission. L'instruction suit son cours.

- une facturation de soixante quatorze jours jugée contraire aux dispositions du Cahier de charges de Senelec qui limite celle-ci à soixante jours (2 mois). La Commission a demandé au plaignant de saisir d'abord la Senelec conformément au Règlement d'application N° 08-2004 relatif à l'instruction des réclamations, qui stipule que le client doit d'abord s'adresser au concessionnaire ou au titulaire de licence. Si le client n'obtient pas de satisfaction, il dispose d'un recours auprès de la Commission.
- une contestation de facture d'électricité d'un montant de 1 502 502 FCFA. Senelec estime que cette facture est un rappel de consommation correspondant à un manque à gagner subi entre le 30 novembre 2006 et le 30 mai 2007 à cause d'une anomalie du compteur. Senelec a proposé une modalité de règlement acceptée par le client.
- une demande d'annulation d'une facture pour « rappel de fraude » d'un montant de 702 129 FCFA. Pour Senelec, cette facture représente un rappel de consommation correspondant à un manque à gagner subi à cause d'un compteur défectueux. A la suite de plusieurs rencontres, un accord a été accepté par les parties.
- une réclamation d'un client pour une demande d'alimentation en B2 (220-380V) d'une résidence située dans une zone alimentée en B1 (127-220V). Pour satisfaire cette requête,



Senelec a demandé au client le paiement de frais d'extension. Mais, pour la même résidence, il disposait déjà d'un contrat d'abonnement pour une alimentation en B2 qui lui avait été établi par erreur par le service commercial de Senelec.

Pour réparer son erreur, Senelec a proposé au client le remboursement des sommes perçues en trop entre le 4 janvier 2006 date de l'établissement de l'abonnement erroné et le 9 octobre 2007, date de la demande d'extension. Le client a refusé cette proposition de Senelec et a saisi la Commission.

Au cours d'une rencontre avec le plaignant, la Commission lui a fait comprendre que conformément l'Article 9 des « Conditions de service » du Cahier de charges de Senelec, «pour la fourniture d'un nouveau branchement particulier nécessitant une extension du réseau à une personne résidant à l'intérieur du périmètre, la Senelec est autorisée à percevoir des frais de premier établissement qui lui permettent de récupérer les investissements et les coûts encourus».

Une solution à l'amiable a été trouvée et le client a accepté de payer les frais d'extension.

- une réclamation relative à trois factures de Senelec d'un montant total de 384 150 F CFA jugées « anticipées et estimées » par un client. Senelec a expliqué que ces consommations ont été relevées au compteur et a proposé au plaignant des modalités de paiement qu'il a acceptées.
- des dommages subis sur des appareils électriques à la suite d'un dysfonctionnement survenu dans le réseau de Senelec. Saisie par le client, la Commission lui a demandé de continuer la procédure engagée auprès de Senelec.
- une plainte d'un client Woyofal pour un mauvais accueil aux guichets. La Commission a demandé à Senelec d'améliorer l'accueil pour cette catégorie de clientèle et de faciliter son accès aux caisses à tout moment. Etant donné la nouveauté du produit, la Commission a suggéré à Senelec de mener une campagne d'information et de sensibilisation tant au niveau de la clientèle que du personnel d'accueil.
- une demande d'information d'un client relative à l'augmentation des tarifs de l'électricité intervenue le 1^{er} novembre 2007 et qui aurait été appliquée dès octobre 2007

Après analyse de la facture, la Commission a constaté et notifié au client que Senelec lui a appliqué des tarifs calculés au prorata du nombre de jours de consommation, avant augmentation et après augmentation des tarifs.

III- Activités consultatives

Les activités consultatives ont porté sur la réforme institutionnelle, l'électrification rurale, la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE) et diverses autres activités.

1 La réforme institutionnelle

La stratégie énergétique du Gouvernement, qui tourne autour de plusieurs axes, prévoit la restructuration du sous – secteur de l'électricité. Dans cette perspective, le Ministre de l'Energie a institué le Groupe Technique ad-hoc (GTAH) composé des principaux acteurs du secteur de l'électricité et chargé de réfléchir et de proposer les schémas ainsi que les modalités de l'évolution institutionnelle de Senelec.

La Commission a participé aux différentes réunions et à l'atelier tenu les 27, 28 et 29 septembre 2007 consacré à la structure et au schéma de la réforme institutionnelle de Senelec, ainsi que l'adoption d'un plan de mise en œuvre de cette réforme.

Sur la base des conclusions dudit atelier, le GTAH a recommandé le dégroupage des activités de Production, de Transport et de Distribution avec une participation judicieuse du privé national et étranger.

2 Electrification rurale

En application des dispositions du décret n° 2006-655 du 18 juillet 2006 relatif aux appels d'offres pour l'attribution des Concessions d'électrification rurale, la Commission a émis un avis favorable à l'adjudication provisoire de la concession Dagana/Podor/Saint-Louis à ONE.

Elle a par la suite participé aux différentes réunions préparatoires ainsi qu'aux négociations engagées avec l'adjudicataire. Dans ce cadre, elle a tenu des réunions techniques avec l'ASER et ONE pour la mise au point de l'ensemble des documents contractuels. La Commission a apporté aux parties les éléments de réponse nécessaires sur les questions relatives aux conditions tarifaires applicables à la concession et aux tarifs de cession applicables par Senelec.

Par ailleurs, la Commission a pris part aux travaux de la commission de dépouillement et d'analyse des offres pour les préqualifications, en vue du lancement des appels d'offres pour l'attribution des concessions de Mbour, de Kolda/Vélingara, de Louga/Kébémér/Linguère et de Kaolack/Nioro/Fatick/Gossas.

3 La Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE)

La Commission a apporté sa contribution dans l'élaboration de la nouvelle LPDSE dont les objectifs majeurs sont :

- assurer l'approvisionnement en énergie du pays en quantité et en qualité suffisante, et au moindre coût ;
- élargir l'accès des populations aux services modernes de l'énergie ;
- et réduire la vulnérabilité du pays aux aléas exogènes notamment ceux du marché mondial du pétrole.



S'agissant du sous-secteur de l'électricité, la nouvelle politique s'articule principalement autour de la restructuration financière de Senelec, du renforcement de l'infrastructure de production et de transport, d'un code pour la production indépendante, de la restructuration industrielle et du changement institutionnel de Senelec.

4 Autres activités

La Commission a contribué à la mise en œuvre de l'Instrument de Soutien de la Politique Economique du Sénégal (ISPE) et participé aux réunions préparatoires sur le programme de redressement du secteur de l'électricité. Elle est aussi membre du comité sur la maîtrise de l'énergie et participe aux travaux du groupe de travail n°III mis en place dans le cadre du Conseil Présidentiel de l'Investissement (CPI).

4.1 Le programme ISPE

L'ISPE est un programme économique qui lie le Sénégal et le FMI. Ce programme est centré sur le maintien d'une orientation budgétaire saine et l'amélioration de la gouvernance et de la transparence des finances publiques. Il comprend aussi des mesures visant à développer le secteur privé et à augmenter la contribution du secteur financier à la croissance économique.

Concernant le secteur de l'électricité, les actions suivantes doivent être mises en œuvre :

- ajustement des tarifs sur la base de la Formule de contrôle de revenus de Senelec en préservant les consommateurs à faible revenu ;
- adoption de la LPDSE qui précise, entre autres, les orientations et actions sur la restructuration de Senelec, et la stratégie visant à promouvoir la participation du secteur privé dans le secteur de l'énergie ;
- adoption et application d'une nouvelle grille tarifaire basée sur la progressivité des tarifs incitant aux économies d'énergie.

4.2 Le programme de redressement du secteur de l'électricité

La Commission a pris part à l'atelier de restitution de l'étude sur les dysfonctionnements du sous-secteur de l'électricité réalisée par le cabinet IDC. Elle a participé à l'élaboration du Plan de Redressement du Secteur de l'Energie (PRSE).

Par ailleurs, elle a pris part aux différents travaux relatifs à la restructuration financière de Senelec qui ont conduit à l'élaboration d'un modèle financier partagé par tous les acteurs. Ce modèle a permis notamment l'évaluation du besoin de recapitalisation de Senelec.

4.3 Le programme d'économies d'énergie

La Commission a participé aux travaux du groupe ad hoc chargée de mener la réflexion sur la maîtrise de l'énergie au Sénégal. Le groupe, installé par le Ministre de l'Energie le 26 octobre 2006, a pour mission de préparer un programme spécifique d'économie d'énergie. A ce titre, il doit :

- répertorier le potentiel d'économie d'énergie ainsi que les mesures identifiées dans les différents secteurs économiques par les études disponibles ;

- élaborer et proposer un plan d'actions relatif à la mise en œuvre d'un programme de maîtrise de l'énergie ;
- élaborer, le cas échéant, les termes de référence des études complémentaires à conduire ;
- évaluer les besoins de financement requis pour exécuter le programme.

4.4 Conseil Présidentiel de l'Investissement

Ce Conseil est un organe qui regroupe les différents services de l'Etat dans le but d'examiner les questions économiques, sociales et financières. L'objectif est de formuler des recommandations sur l'environnement des affaires.

La Commission est membre du groupe de travail n°III intitulé «*Infrastructures, Fonciers, Coûts et Qualité des facteurs de production*» (transport, fret, logistique, électricité).



Centrale solaire de Ndélé (Guinée-Bissau)

IV- Bilan technique et économique du secteur

Ce bilan traite de l'exploitation de Senelec, de GTI et de Eskom-Energie-Manantali

1. Senelec

1.1. Production

L'année 2007 a enregistré l'arrivée d'un deuxième producteur indépendant Kounoune Power qui a installé une puissance de 67,5 MW. Ainsi, avec ce nouveau producteur, la puissance nominale installée sur le réseau interconnecté est passée de 564 MW à 631,5 MW, soit une hausse de 12%. La puissance assignée³ quant à elle a augmenté de 8,9%.

Tableau 2 : Composition du parc de production du réseau interconnecté (RI) en 2007

Sites	Centrales	Type	Puissance Nominale (MW)		Puissance assignée (MW) en 2006		Puissance assignée en 2007	
			Valeur	Part	Valeur	Part	Valeur	Part
Belair	CI	Diesel	9	2%		1%	4	1%
	CH	Vapeur	25,6	5%	16	3%	16	3%
	CVI	Diesel	60	11%	60	12%	64	12%
	TAG4	Turbine à Gaz	32	6%	30	6%	30	6%
Cap des Biches	CH-super	vapeur	87,5	16%	75	15%	68	13%
	CH-tag	Turbine à Gaz	44	8%	40	8%	18	3%
	CIV	Diesel	85	15%	85	17%	84	16%
Régions	Kahone	Diesel	14,8	3%	13,2	3%	13,2	2%
	Saint Louis	Diesel	5	1%	0	0%	5	1%
Total SENELEC			369	65%	323	66%	302,2	50%
Producteurs indépendants	GTI	Cycle combiné gaz-vapeur	51	9%	51	10%	52	10%
	Manantali	Hydraulique	60	11%	60	12%	60	11%
Groupes de location Aggreko			84	13%	58	12%	54	10%
Somme I			67,5				67,5	13%
Total			631,5	100%	482	100%	535,7	100%

La production totale pour satisfaire la demande est de 2201 GWh dont 650 GWh (29,5%) ont été produit par les producteurs indépendants (GTI, Manantali, Kounoune 1). Elle a augmenté de 5% contre 7% entre 2005 et 2006.

Senelec a utilisé 105 GWh de l'énergie produite par la centrale Aggreko de 40 MW installée sur le site du Cap des Biches. Cette centrale a été louée par la SOGEM de mars à novembre 2007 pour apporter une solution au déficit de production dans l'espace OMVS.

De janvier à mars 2007, Senelec a loué 40 MW à Aggreko. Cette puissance a été réduite à 20 MW au mois de décembre 2007.

³ Puissance assignée : Puissance maximale programmée pour le fonctionnement du groupe durant l'année

Tableau 3 : Evolution de la production brute (GWh)

Type de centrales	2005		2006		2007		Evolution 2006-2007
	Valeur	Part	Valeur	Part	Valeur	Part	
Diesel Senelec	659	32%	684	33%	988	45%	44%
Vapeur-Senelec	569	27%	469	22%	380	17%	-19%
Turbine à Gaz-Senelec	131	6%	139	10%	124	6%	-38%
Achats GTI	298	14%	289	10%	240	11%	15%
Achats Manantali	267	13%	234	11%	181	8%	-23%
Location Aggreko	156	8%	239	14%	164	7%	-45%
Achats Kounoune Power					124	6%	
Réseau interconnecté	2090		2095		2201		5%

La répartition de la production par type de centrales montre une évolution significative de la part des centrales diesel (44%) au détriment des groupes vapeur et des turbines à gaz qui voient leur production respective baisser de 19 et 38%.

La production de GTI a augmenté de 15%, par contre celle de Manantali qui a diminué de 23% continue à poursuivre la tendance baissière observée depuis 2005. La production de la centrale Aggreko a baissé de 45% ; elle représente 7% de la production totale contre 14% en 2006.

Avec la production de la centrale de Kounoune 1, l'amélioration de la disponibilité de la centrale CVI et l'arrêt durant toute l'année 2007 de TAG1 et TAG3, la part des turbines à gaz a baissé considérablement passant de 10% en 2006 à 6%.

Tableau 4 : Ordre de placement des centrales en 2007

Ordre	Centrale	Coûts année (variables) (FCFA/kWh)
1	Manantali	18,41
2	CVI	41,83
3	CV	46,88
4	Kounoune 1	52,49
5	CVI	61,44
6	CVIII	69,92
7	Kahonec	76,97
8	CVII	86,79
9	Aggreko	87,91
10	Saint Louis	98,91
11	CVII	110,83
12	TAG3	113,33
13	TAG4	117,54

L'analyse des coûts de production des centrales montre que Manantali, avec un coût de production de 18,41 FCFA/kWh, reste encore la centrale la plus économique du parc du réseau interconnecté. Les turbines à gaz restent encore les centrales les plus chères avec des coûts de production qui dépassent 110 FCFA/kWh. Senelec doit, en conséquence continuer à réduire leur part dans la production du réseau interconnecté.

Tableau 5 : Evolution des coefficients de disponibilité⁴

	2006	2007	Evolution 2006/2007
C.I	28,38%	38,29%	35%
C.IV	69,73%	73,59%	6%
C.VI	57,31%	82,14%	43%
Kahone	54,86%	46,09%	-16%
Saint-Louis	74,39%	61,54%	-17%
C.II	67,39%	11,74%	-83%
C.III	68,03%	67,27%	-1%
TAG III	81,26%	83,70%	3%
TAG 4	89,75%	92,74%	3%
Senelec RI	69,79%	71,34%	2%
GTI	52,09%		

Source : Senelec

Par rapport à l'année 2006, les coefficients de disponibilité ont augmenté pour les centrales diesel en particulier pour la CVI qui a vu son taux de disponibilité passer de 57% à 82%. La centrale CII qui est utilisée en grand secours a le taux de disponibilité le plus faible du parc (12%).

Tableau 6 : Dépenses en combustibles en milliers de FCFA

	Diesel Oil et Gasoil-GTI	Fuel Oil	Gaz Naturel	Total
2004	6 612 292	30 389 579	1 359 285	38 361 156
2005	24 681 437	44 838 228	1 882 738	71 402 403
2006	65 333 588	57 420 304	2 151 782	124 905 674
2007	46 704 276	72 126 469	10 284 758	129 115 503
Evolution 2006/2007	-38,52%	25,61%	378%	3%

Source : Senelec

Concernant les dépenses en combustible, on note une réduction de 3%. Ceci est la conséquence de la réduction de 38% des dépenses en diesel et en gasoil consommés par les centrales de GTI et de Senelec contre une hausse de 26% et 378% des dépenses en fuel oil et gaz. La hausse des dépenses en fuel est liée à la flambée des prix des produits pétroliers et à l'augmentation des quantités consommées qui sont passées de 309 064 tonnes à 340 097 tonnes. La baisse des dépenses en diesel oil et gasoil est due à la diminution de la quantité de diesel oil consommée. Celle-ci est passée de 80 061 tonnes en 2006 à 53 889 tonnes en 2007.

⁴ coefficient de disponibilité : rapport entre l'énergie disponible et l'énergie productible assignée

1.2 Transport

a - Statistiques des ouvrages

Le réseau haute tension de transport est composé de 82 km de ligne 225 kV, 239 km de ligne 90 kV et de huit postes avec une puissance installée de 1163 MVA. Par rapport à 2006, cette puissance a diminué de 42 MVA.

La mise en service des postes injecteurs à MBAO et MBOUR et la réalisation des lignes SOCOCIM-MBOUR ont permis un développement vers le centre du pays des réseaux haute tension concentrés jusqu'ici vers le nord-ouest.

La mise en service des lignes haute tension Tobène-Touba-Kaolack et des postes associés devrait permettre une nette amélioration de la qualité de desserte des villes de l'intérieur et notamment de la ville religieuse de Touba qui enregistre d'importantes contraintes d'alimentation lors d'événements religieux.

Tableau 7 : Réseau HT
Statistique des réseaux HT de Senelec

		2005	2006	2007
Longueur ligne 90 kV (km)		239	239	239
Longueur ligne 225 kV (km)		36	82	82
Puissance installée (MVA)	Bel-air	199	382	362
	Hann	240	240	240
	Cap des biches	322	355	325
	Thiès Thiona	110	80	80
	Mbao		80	80
	Mbour		40	40
	Kahone	18	18	26
	Saint-Louis	10	10	10
Total puissance installée		899	1 205	1 163

Source : Senelec

b - Analyse des interruptions de service

Sur la période 2000-2007, 2007 reste l'année la plus perturbée. On a enregistré 452 interruptions de service pour manœuvres et 171 interruptions de service suite à des incidents alors que les valeurs les plus élevées étaient respectivement de 298 (en 2006) et 152 (en 2006).

L'énergie non distribuée due aux manœuvres qui était de zéro en 2005 et 7 MWh en 2006 a atteint le niveau record de 272 MWh. L'énergie non distribuée faisant suite à des incidents a augmenté considérablement passant de 312 MWh en 2006 à 890 MWh.

Ces statistiques mettent en évidence les difficultés rencontrées pour l'alimentation correcte de la clientèle durant l'année. Les tableaux 8 et 9 donnent l'évolution des interruptions de service et de l'énergie non distribuée.

Tableau 8 : Statistiques des interruptions de réseaux HT

(nombres)

	2 000	2 001	2 002	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007
Manceuvre & travaux	292	338	293	291	166	220	298	452
Incidents	135	129	116	131	149	160	152	171
Total	427	467	409	422	315	370	450	623

Tableau 9 : Energie non distribuée (Mwh)

	2 000	2 001	2 002	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007
Manceuvre & travaux	58	227	122	163	99	0	7	272
Incidents	392	289	306	880	1 258	186	312	890
Total	450	516	428	1 043	1 357	186	319	1 162

Source : Senelec

1.3 Distribution

a - Statistiques des ouvrages

Le réseau de distribution de Senelec est composé de 3 474 postes répartis en 1 355 postes de distribution publique qui desservent les clients basse tension, 1997 postes clients qui alimentent essentiellement des clients industriels et 122 postes mixtes. Ces postes sont connectés entre eux et les sous-stations par 7 553 km de lignes MT, avec 70% de lignes aériennes.

Les clients basse tension sont alimentés par un réseau basse tension d'une longueur de 6760 km dont 84% de réseau en câble pré assemblé. Les statistiques des longueurs de réseaux basse tension communiquées par Senelec n'ont pas évolué depuis 2005. Cette situation met en évidence les difficultés rencontrées par l'entreprise dans la tenue et le suivi de l'inventaire de ses ouvrages.

Tableau 10 : Statistique des ouvrages MT et BT de Senelec

		2 005	2 006	2 007
Lignes BT (km)	Nu	610	nd	610
	Préassemblé	5 710	nd*	5 711
	Souterrain	440	nd	439
	Total	6 760	nd	6 760
Réseaux MT (km)	Aérien	6 162	nd	6 849
	Souterrain	665	nd	704
	Total	6 827	nd	7 553
Postes	Client	1 208	nd	1 355
	Public	1 965	nd	1 997
	Mixte	112	nd	122
	Total	3 285	nd	3 474

Source : Senelec

* nd : non disponible

b Exploitation des postes et sous-stations

Malgré le renforcement de puissance de certains transformateurs, les transferts de charges et la réalisation de nouveaux postes (Mbao et Bel Air), le niveau de surcharge des transformateurs de certaines sous stations de Dakar demeure préoccupant. Les résultats de la campagne de mesures effectuée par SENELEC en 2007 révèlent de fortes surcharges des transformateurs de la sous-station de Cap des Biches qui sont utilisés à 158% de leur puissance nominale et de la sous-station Université, dont le dépassement de la puissance garantie passe de 123% en 2004 à 145% en 2007.

Comparée avec la campagne de mesures faite en 2002, une nette amélioration du facteur de puissance est observée pour la plupart des sous stations, à l'exception de la sous-station Centre ville où le facteur de puissance cosinus est bien en deçà du minimum requis de 0,87 pour une bonne utilisation des transformateurs.

Tableau 11 : Exploitation des transformateurs des sous station de Dakar

Transformateurs	Puissance Nominale (MVA)	Puissance max (MVA)	% Charge: Pmax/Pnom	Cosinus	Mauvais cosinus durant	Charge / Puissance garantie en 2007	Charge / Puissance garantie en 2004
TR1 Aéroport-Yoff	7,9	5,24	66%	<0,82	2h		
TR2 Aéroport-Yoff	7,9	5,07	64%	<0,81	7h	131%	127%
TR301 Cap des biches	33	29,93	91%	<0,87	0h		
TR302 Cap des biches	33	22,18	67%	<0,89	0h	158%	140%
TR1 Université	15	11,87	79%	<0,89	17h		
TR2 Université	15	9,89	66%	<0,81	0h	145%	123%
TR1 Centre-ville	15						
TR2 Centre-ville	15	9,32	62%	<0,78	24h	62%	77%
TR1 Bel-air	80	40,37	50%	<0,86	0h		
TR2 Bel-air	10	13,74	137%	<0,88	19h		
TR30MVA 1/2 Rama 1 Bel-air	18	13,82	77%	<0,82	0h		
TR30MVA 1/2 Rama 2 Bel-air	18	12,35	69%	<0,89	7h		
TR1 Usine des eaux	15	10,57	70%	<0,89	11h		
TR2 Usine des eaux	15					70%	57%
TR1 Hann	80	53,36	67%	<0,94	0h		
TR2 Hann	80	59,18	74%	<0,82	0h	141%	161%
TR1 Fass Mbao	30						
TR2 Fass Mbao	30	22,67	76%	<0,89	0h	76%	
Depart S/Station Thiaroye	20	12,46	62%	<0,86	24h		24%

Source : Senelec

c -Analyse des interruptions de service

Durant l'année 2007, le nombre d'interruptions de service pour manœuvres a augmenté respectivement de 54% et 56% pour les réseaux de distribution 30 et 6,6 kV, par rapport à l'année 2006. Toutefois, il faut noter que les réseaux des régions ont été moins perturbés que ceux de Dakar.

Concernant les interruptions de service suite à des incidents, leur nombre a augmenté de 42% sur les réseaux 30kV et 210% sur les réseaux 6,6 kV.

Leur nombre total qui était en moyenne de 3500 sur la période 2000-2006 a atteint une valeur de 6105 en 2007.

L'énergie non distribuée associée a progressé de 44% pour les manœuvres et 81% pour les incidents. Il convient cependant de relever la baisse de 9% de l'énergie non distribuée suite aux manœuvres dans les réseaux 6,6 kV de Dakar.

Tableau 12 : END des interruptions de service dues aux incidents (MWh)

	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007
Réseaux 30 kV Dk	1 541	2 076	2 694	2 713	5 088
Réseaux 30 kV rég	964	1 340	2 371	2 552	4 571
Total 30 kV	2 505	3 415	5 065	5 265	9 659
réseaux 6,6 kV Dk	974	517	720	1 615	2 737
Réseaux 6,6 KV rég	4	566	264	55	129
Total 6,6, kv	978	1 083	984	1 670	2 866
Total général	3 483	4 498	6 049	6 935	12 525

Source : Senelec

Tableau 13 : END des interruptions de service dues aux manœuvres et travaux (MWh)

	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007
Réseaux 30 kV Dk	795	414	532	180	771
Réseaux 30 kV rég	459	392	955	824	1 093
Total 30 kV	1 254	806	1 487	1 004	1 864
réseaux 6,6 kV Dk	571	466	584	880	805
Réseaux 6,6 KV rég	25	181	105	36	99
Total 6,6 kV	596	647	689	916	904
Total général	1 850	1 453	2 176	1 920	2 768

Source : Senelec

1.4 Energie livrée

En 2007, l'énergie livrée aux réseaux de Senelec est de 2 190 209 MWh. Par rapport à l'année 2006, elle a évolué de 6%. Toutefois, il faut noter la baisse de 22% de l'énergie livrée aux clients haute tension. Cette baisse est liée à l'utilisation par SOCOCIM de sa propre centrale pour satisfaire ses besoins en énergie. Sa consommation est passée de 85 091 MWh en 2006 à 13 023 MWh.

Le fonctionnement des postes de Mbao et Mbour mis en service en 2006 a entraîné une augmentation de leur énergie livrée de 57% et 60% respectivement. Les postes de Hann et Thiona, soulagés par les nouveaux postes, ont enregistré des baisses de 3 et 5% de leur énergie livrée au réseau de distribution.

Tableau 14 : Energie livrée sur le réseau Senelec (en MWh)

Lieu de livraison	2 005	2 006	2 007
Energie distribuée depuis les jeux de barres distribution des centrales			
Bel-air	227 772	251 836	330 539
Cap des biches	293 456	182 995	174 493
Kahone	48 510	46 427	51 698
Saint-Louis	3 442	2 508	2 161
Sous-total	573 180	483 766	558 891
Energie distribuée à partir des postes HT/MT			
Hann	673 897	660 733	641 211
Thiona	361 163	310 496	293 877
Sakal	105 336	115 465	121 851
Dagana	35 055	39 709	44 015
Matam	28 612	28 786	31 777
Mbour		90 788	142 100
Mbao		83 726	133 974
Sous-total	1 204 063	1 329 703	1 408 805
Total livraison aux réseaux 30 & 6,6 kV du RI	1 777 243	1 813 469	1 967 696
Energie livrée en haute tension			
SOSETRA	1 978		
SOCOCIM	70 573	85 091	13 023
TAIBA	89 549	54 769	88 927
ICS	12 107	8 106	
SDE-MEKHE	38	8 197	20 176
Sous total clients HT	174 245	156 163	122 126
Total énergie livrée au RI	1 951 488	1 969 632	2 089 822
Energie livrée aux réseaux isolés	88 406	93 918	100 387
Energie totale livrée	2 039 894	2 063 550	2 190 209

Source : Senelec

1.5 Rendement

En 2007, Senelec n'a pas atteint son objectif annoncé durant la révision de ses conditions tarifaires d'accroître son rendement de un point chaque année. Une baisse de 2,5% du rendement a été enregistrée, ainsi le rendement global est passé de 81,86% en 2006 à 79,79%.

Senelec a ainsi perdu une quantité d'énergie de 55 951 MWh qui peut être estimée à 5 651 millions FCFA.

Concernant le rendement transport, il a progressé de 0,9 point et a atteint la valeur la plus élevée sur les cinq dernières années, 97,76%. Cette évolution est liée aux nouveaux postes haute tension mis en service. Ces postes ont permis de réduire les pertes techniques dans les lignes.

Tableau 15 : Evolution des rendements global et transport de Senelec

Concernant le rendement distribution-commercial, il a baissé de 3,12%, passant de 83,03 en 2006 à 80,46%.

	2003	2004	2005	2006	2007
Energie vendue (MWh)	1 444 630	1 536 097	1 658 453	1 741 449	1 785 775
Production nette senelec & achat global	1 767 451	1 906 718	2 105 166	2 127 307	2 238 036
Production nette RI (MWh) sans les achats	1 013 658	1 184 950	1 451 995	1 589 587	1 486 669
Achats RI (MWh)	683 786	644 474	564 765	443 802	650 980
Energie livrée au RI (MWh)	1 657 329	1 751 016	1 951 488	1 969 632	2 089 822
Rendement global SENELEC					
Energie vendue/production nette	81,74%	80,56%	78,78%	81,86%	79,79%
Rendement transport net = énergie livrée au RI/(production nette RI + Achats)	97,64%	95,71%	96,76%	96,86%	97,76%

Source : Senelec

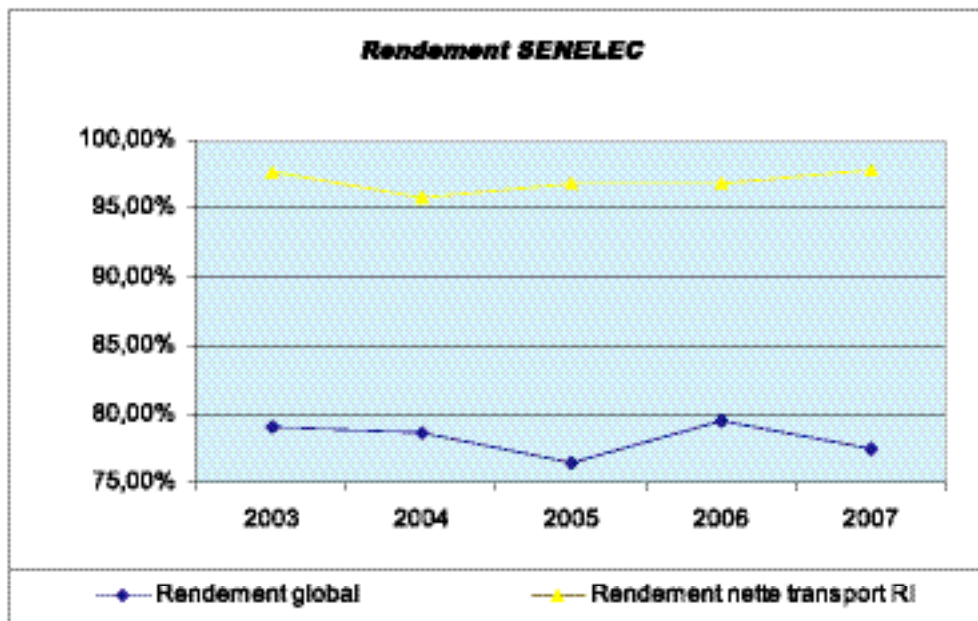


Tableau 16 : Rendement commercial

	2004	2005	2006	2007
Vente globale (MWh)	1 536 097	1 658 453	1 741 449	1 785 775
Vente Haute Tension	158 000	172 105	157 678	121 862
Vente réseau de distribution (MWh)	1 378 097	1 486 348	1 583 771	1 663 913
Energie livrée au réseau de distribution du RI	1 594 621	1 777 243	1 813 469	1 967 696
Energie livrée dans les centres isolés	77 294	88 406	93 918	100 387
Energie livrée distribution (MWh)	1 671 915	1 865 649	1 907 387	2 068 083
Rendement distribution-commercial	82,43%	78,67%	83,03%	80,46%

Au vu de cette dégradation du rendement, il est urgent que Senelec entreprenne des actions pour réduire ses pertes techniques et non techniques.

1.6 Qualité de service

L'énergie non distribuée qui avait atteint un niveau record de 94,9 GWh en 2006 a baissé de 22% pour atteindre 73,75 GWh. Toutefois, elle dépasse la limite contractuelle de 6,95 GWh, entraînant l'application d'une incitation contractuelle d'un montant de 3 469 millions F CFA qui sera déduite des revenus de Senelec.

L'analyse de la répartition de l'énergie non distribuée montre une diminution de 31% de l'énergie non distribuée par manque de production contre une hausse de 63 et 48% pour celles dues aux incidents et manœuvres respectivement. Malgré la baisse de sa part qui passe de 90 à 80% de l'énergie non distribuée total, les déficits de production restent la cause principale de la détérioration de la qualité de service dans le réseau interconnecté.

Tableau 17 : Energie non fournie (ENF) en GWh

1.7 Activités commerciales

		Délestages manque de production	Délestages incidents	Manœuvres et travaux	Total
2005	END (kWh)	21 326 379	6 235 873	2 175 208	29 737 460
	Part	71,72%	20,97%	7,31%	100%
2006	END (kWh)	85 736 954	7 246 988	1 925 724	94 909 666
	Part	90,34%	7,64%	2,03%	100%
2007	END (kWh)	59 119 334	11 779 088	2 850 508	73 748 930
	Part	80,16%	15,97%	3,87%	100,00%
Evolution 2006/2007		-31%	63%	48%	-22%

Source : Senelec

Les ventes de Senelec concernant la Moyenne Tension et la Haute Tension ont diminué en 2007 par rapport à 2006. Les ventes d'énergie sont passées globalement de 1 742 GWh en 2006 à 1 736 GWh en 2007.

Le volume d'énergie non fournie en 2007 a dépassé les normes admises pour Senelec. L'énergie non distribuée a atteint 73,75 GWh durant l'année 2007.

Tableau 18 : Evolution des vente

	2005		2006		2007		Evolutions 2006/2007
	GWh	Part	GWh	Part	GWh	Part	
Basse tension	1015	60,0%	1067	61,3 %	1123	64,7 %	5,24 %
Moyenne tension	503	29,8 %	517	29,7 %	491	28,3 %	- 5,03 %
Haute tension	172	10,2 %	158	9, %	122	7 %	-22,78 %
Total	1690	100%	1742	100%	1736	100%	- 0,34 %

Source : Senelec

1.8 Electrification

Le taux d'électrification national du pays s'est nettement amélioré, passant de 41,6 % en 2006 à 45,6% en 2007. Le taux d'électrification est de 15, 4% pour le rural et un taux de 81,3% pour l'urbain.

Tableau 19 : Taux d'électrification global en 2007

Régions	Nombre de ménages	Nombre de ménages électrifiés	Taux
Dakar	326 381	285 041	87,3%
Thiès	164 828	77 897	47,3%
Défam	52 040	11 991	23,0%
Saint-Louis	94 900	34 924	36,8%
Fatick	75 857	13 407	17,7%
Kaolack	115 604	29 383	25,4%
Kolda	87 660	11 602	13,2%
Tambacounda	79 736	13 869	17,4%
Louga	74 984	22 118	29,5%
Ziguinchor	58 028	19 634	33,8%
Diourbel	123 615	51 957	42,0%
total	1 253 631	571 823	45,6%

Source : Senelec

Tableau 20 : Taux d'électrification en zones urbaines en 2007

Régions	Nombre de ménages	Nombre de ménages électrifiés	Taux
Dakar	326 381	285 041	87,3%
Thiès	71 289	62 618	87,8%
Matam	7 309	4 601	62,9%
Saint-Louis	35 438	18 532	52,3%
Fatick	10 164	8 006	78,8%
Kaolack	31 183	24 672	79,1%
Kolda	13 757	8 477	61,6%
Tambacounda	15 114	10 294	68,1%
Louga	15 231	12 748	83,7%
Ziguinchor	26 747	16 465	61,6%
Diourbel	21 879	15 544	71,0%
total	574 491	466 998	81,3%

Source : Senelec

Tableau 21 : Taux d'électrification en zones rurales en 2007

Régions	Nombre de ménages	Nombre de ménages électrifiés	Taux
Thiès	93 539	15 279	16,3%
Matam	44 731	7 390	16,5%
Saint Louis	59 462	16 392	27,6%
Fatick	65 693	5 401	8,2%
Kaolack	84 421	4 711	5,6%
Kolda	73 903	3 125	4,2%
Tambacounda	64 622	3 575	5,5%
Louga	59 753	9 370	15,7%
Ziguinchor	31 281	3 169	10,1%
Diourbel	101 736	36 413	35,8%
total	679 140	104 825	15,4%

Source : Senelec

2. GTI – Dakar

L'année 2007 est marquée par une augmentation de 14% de la production vendue à SENELEC qui passe de 210 GWh en 2006 à 240 GWh. Cependant, l'énergie vendue reste toujours en dessous du minimum d'achat contractuel de 300 GWh. Sur une énergie productible nette de 438 GWh, GTI n'a livré à SENELEC que 240 GWh, soit un coefficient d'utilisation de 55%. Cette faible quantité d'énergie livrée est liée au manque de combustible qui a entraîné un total de 2605 heures d'arrêt de la centrale en 2007 contre 1362 heures en 2006, soit une énergie non produite de 120 GWh sur l'année 2007.

A cela s'ajoute les nombreux incidents rencontrés par GTI durant l'année dus notamment à un défaut du système d'excitation de la turbine vapeur, à l'instabilité du réseau de Senelec, à la température d'échappement du gaz trop élevée et aux pertes de flamme.

GTI a facturé à SENELEC 27 798 millions F CFA dont 20 865 millions F CFA pour le paiement de combustible.

Le coût de production de la centrale GTI est passé de 105,08 F CFA/kWh en 2006 à 115,63 F CFA/kWh en 2007, soit une augmentation de 10%.

Tableau 22 : Performance technique de la centrale de GTI en 2007

Désignation		Unité	2005	2006	2007
Production maximale brute		MWh	445 305	352 266,64	454 335
Energie productible nette		MWh	428 690	340 184,60	438 000
Production nette vendue		MWh	297 588	209 779,33	240 412,80
Energie indisponible programmée (arrêt prévu et maintenance)		MWh	36 344	37 650,36	4 895,91
Energie indisponible non programmée		MWh	14 634	7 796,49	25 403,39
Energie indisponible due au manque de combustible (MWh)		MWh	54 083	65 972,70	120 384,16
Heures d'arrêt dues au manque de combustible		Hrs	Non disponible	1 362	2 605
Consommation de combustible	Gasoil	Tonne	60 958	43 337	53 907
	Consommation spécifique nette	g/kWh	205	207	224
Coefficient d'utilisation		%	71,88	69,34	55,51
Coefficient de disponibilité		%	75,50	67,25	65,60
Indisponibilité aléatoire		%	21,08	21,69	33,28

Source : Management report GTI de 2005 à 2007

Tableau 23 : Facturation GTI

Désignation	2005	2006	2007
Achat d'énergie (MWh)	297598	209433	240413
Frais de combustible (M FCFA)	16998	15563	20865
Coût unitaire combustible (FCFA/KWh)	57,12	74,31	86,79
Paiement de capacité (M FCFA)	5259	5535	5591
Coût unitaire capacité (FCFA/KWh)	17,67	26,43	23,26
Autres paiements (M FCFA)	1259	910	1342
Coût unitaire autres paiements (FCFA/KWh)	4,23	4,35	5,58
Montant total payé par Senelec	23516	22008	27798
Coût unitaire global (FCFA/KWh)	79,02	105,08	115,63

Source : Management report 2007 GTI Dakar Rapport annuel SDMET Senelec 2005 et 2006

3. ESKOM – ENERGIE - MANANTALI

En 2007, Eskom-Energie-Mananli a facturé à la SENELEC 181 GWh correspondant à une baisse de 23% par rapport à l'année 2006.

Le coût unitaire global, égal à 35,03 F CFA/KWh en 2007, enregistre une augmentation de 12% par rapport à l'an 2006. Cette situation s'explique par une hausse du coût unitaire de capacité qui passe de 12,82 F CFA/KWh en 2006 à 16,62 F CFA du KWh en 2007.

Malgré cette augmentation, la centrale de Manantali reste la plus économique du système électrique sénégalais.

Tableau 24 : Facturation ESKOM

Désignation	2005	2006	2007
Achat d'énergie (MWh)	266 949	234 184	180 606
Paiement énergie (M FCFA)	4 960	4 338	3 325
Coût unitaire énergie (FCFA/KWh)	18,58	18,52	18,41
Paiement de capacité (M FCFA)	3 555	3 630	3 002
Coût unitaire capacité (FCFA/KWh)	13,60	12,82	16,62
Paiement global (M FCFA)	8 590	7 340	6 327
Coût unitaire global (FCFA/KWh)	32,18	31,34	35,03

Source : Rapport annuel 2007 SENELEC Rapport annuel SDMET 2006 et 2005

V- Bilan comptable et financier de Senelec

Cette partie porte sur :

l'analyse du bilan ;

- l'analyse du compte de résultat ;
- l'analyse du financement des emplois ;
- l'analyse financière ;
- la reconstitution des capitaux propres.

1. Analyse du bilan

Sur la période 2005-2007 le total bilan a progressé de 39,8 %, passant de 261 942 millions F CFA à 366 294 millions F CFA. Il est détaillé dans les tableaux suivants.

Tableau 25 : Actif des bilans 2005-2007 (en million F CFA)

Actif	2005	2006	2007
Actif immobilisé	175 053	208 219	218 502
Actif circulant	74 231	107 676	115 594
Trésorerie-actif	12 039	12 823	32 187
Ecart de conversion actif	619	-	11
Total actif	261 942	328 718	366 294

Source : états financiers de Senelec

Figure 1 : Actif des bilans 2005-2007 (en million F CFA)

