

**Commission de régulation
du secteur de l'électricité**

RAPPORT ANNUEL 2006

SOMMAIRE

Le mot du Président

Les membres de la Commission

Introduction

La Commission

1. Composition, rôle et pouvoirs de la Commission
2. Fonctionnement
3. Gestion budgétaire et comptable
 - 3.1 Exécution du budget 2006
 - 3.2 Etats financiers de l'exercice 2006
4. Coopération internationale, relations extérieures et renforcement de capacités
 - 4.1 Coopération internationale
 - 4.2 Visites
 - 4.3 Renforcement de capacités

Activités de régulation

1. Régulation des tarifs
 - 1.1 Tarifs de vente au détail exclusive applicables par Senelec
 - 1.2 Révision exceptionnelle des conditions tarifaires de Senelec
 - 1.3 Prix plafonds de vente d'énergie électrique applicables par le titulaire de la concession d'électrification rurale Dagana/Podor/St Louis
2. Suivi du contrat de concession Etat - Senelec
 - 2.1 Normes et obligations de Senelec au plan technico-économique
 - 2.2 Suivi des obligations de Senelec en matière comptable
3. Audit sur la sécurité d'approvisionnement
 - 3.1 Résumés des commentaires résumés de Senelec
 - 3.2 Commentaires de GTI
 - 3.3 Recommandations de la Commission
4. Développement de la production d'électricité
 - 4.1. Production indépendante d'électricité
 - 4.2. Importations d'électricité
5. Relations avec les consommateurs
 - 5.1. Traitement des plaintes
 - 5.2. Relations avec les associations de consommateurs

Activités consultatives

1. Comité Ad Hoc sur la réforme de Senelec
2. Electrification rurale

Bilan du secteur de l'électricité

1. Bilan technique et économique du secteur
 - 1.1 Senelec
 - 1.2 GTI-Dakar
 - 1.3 ESCOM Energie MANANTALI
2. Bilan comptable de Senelec
 - 2.1 Analyse du bilan
 - 2.2 Analyse du compte résultat
 - 2.3 Analyse du financement des emplois
 - 2.4 Analyse financière
 - 2.5 Niveau des capitaux propres

Conclusion

Glossaire

Sigles

ANNEXES

1. Tarifs de l'électricité hors TVA applicables en 2006
2. Résumé des principaux règlements d'application
3. Etats Financiers CRSE - 2006
4. Obligations et normes contractuelles de Senelec
5. Recommandations de l'audit sur la sécurité d'approvisionnement

Le mot du Président

A bien des égards, l'année 2006 aura été particulièrement difficile pour le secteur de l'Électricité.

L'audit sur la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique du pays commandité par la Commission avait mis en exergue la vétusté du parc de production, et les conséquences prévisibles des retards dans la mise en œuvre des nouveaux investissements sur la continuité et la qualité de service.

Nous avons enregistré au seuil de l'année 2006 l'indisponibilité prolongée de la centrale GTI, seul producteur indépendant, et le constat de la baisse du productible de Manantali, conséquence de la faible pluviométrie de l'hivernage précédent. Aussi, le retard dans la mise en place de la centrale de Kounoune, deuxième producteur indépendant, un environnement international défavorable avec la flambée des prix des produits pétroliers, la dégradation des performances techniques et financières de Senelec et la détérioration des relations commerciales entre Senelec et les sociétés pétrolières ont-ils installé le pays dans une spirale de délestages chroniques. Senelec n'a eu recours qu'à ses unités de pointe et à des locations de groupe coûteuses pour faire face à la demande, la mise à disposition du combustible pour les unités de Senelec et de GTI s'étant, de surcroît, complexifiée.

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

Cependant, en dépit de cette morosité, le secteur électrique bouge, et dans le bon sens eu égard à la volonté réaffirmée du gouvernement de placer l'énergie au rang de ses toutes premières priorités.

La Commission est un acteur important du secteur et suscite de plus en plus l'attention et l'intérêt des partenaires au développement, des opérateurs économiques et du grand public.

Elle prépare méticuleusement l'avenir pour relever les défis nombreux et complexes qui se profilent à court et moyen termes, avec compétence et efficacité.

La régulation tarifaire a joué un rôle important dans la préservation de l'équilibre financier du secteur. En effet, la Commission a régulièrement déterminé avec le Ministre chargé de l'Énergie et en accord avec Senelec, les formes de compensation appropriées des pertes de revenus consécutives au gel des tarifs. Elle a par ailleurs réduit la périodicité des indexations pour une meilleure répercussion de l'inflation sur le combustible. La réflexion se poursuit dans le sens de l'adoption d'un signal tarifaire reflétant mieux le comportement de l'utilisateur, et encourageant l'efficacité énergétique et les économies d'énergie tout en préservant les consommateurs à faibles revenus.

La Commission aura aussi joué un rôle important dans l'élaboration de textes juridiques et dans le processus de mise en place des concessions d'électrification rurale. Elle a aussi 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 chargé de l'Energie.

Enfin, la Commission a pris part à de nombreuses initiatives pour favoriser le recours à des sources d'approvisionnement alternatives telles que les centrales à charbon, l'hydroélectricité, les biocarburants, l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Elle s'implique résolument comme acteur dans la promotion de l'efficacité énergétique, l'interconnexion des réseaux électriques de la sous-région, ainsi que dans la recherche de solutions adéquates pour la recapitalisation de Senelec.

La Commission poursuit la réflexion pour son renforcement, afin de toujours 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.

Il est clair que le bilan présenté dans ce rapport n'aurait pas été possible sans l'engagement total et permanent des membres et de l'ensemble du personnel pour l'accomplissement de notre complexe mais exaltante mission.

Je les en remercie bien vivement.

Le Président de la Commission

Ibrahima THIAM

Les membres de la Commission

LA COMMISSION



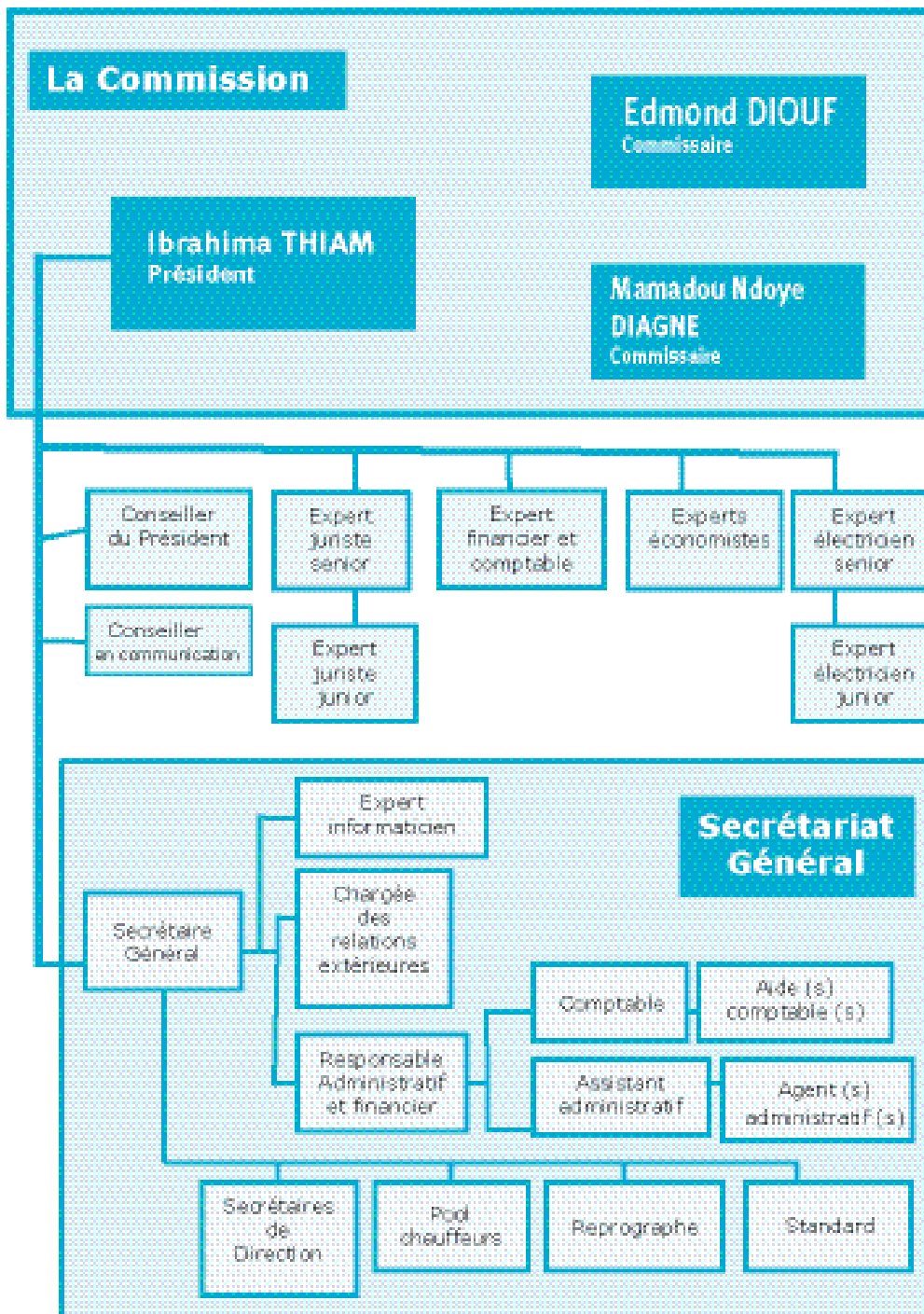
Ibrahima THIAM
Président



Edmond DIOUF
Commissaire



**Mamadou Ndoye
DIAGNE**
Commissaire



Introduction

Le présent rapport est établi en application de l'article 15 de la loi d'orientation n°98 -29 du 14 avril 1998 aux termes duquel la Commission rend compte, au titre de l'exercice précédent, de son activité, de l'exécution de son budget et de l'application des dispositions législatives et réglementaires relatives au secteur de l'énergie électrique.

Les activités de la Commission sont exercées dans le cadre de ses attributions décisionnelles et consultatives.

En raison des dysfonctionnements constatés dans la fourniture de l'énergie électrique du pays, liés surtout à la persistance des difficultés techniques et financières de Senelec, la régulation des tarifs de l'électricité a pris une part importante dans les activités de la Commission en 2006. Le revenu maximum autorisé à Senelec a été régulièrement actualisé en concertation avec l'Etat et l'opérateur.

En vue de protéger les consommateurs contre des hausses brusques et importantes des tarifs, l'Etat en application de l'article 36 du contrat de concession de Senelec a procédé de manière régulière et substantielle à des compensations de revenus au profit de cette dernière.

Par ailleurs, les activités de la Commission ont été marquées par le suivi du contrat de concession de Senelec, la restitution de l'audit de la sécurité d'approvisionnement du pays en énergie électrique aux acteurs, l'appui à l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale et le renforcement de la coopération internationale.

Ainsi, le rapport s'articule autour des parties suivantes :

- l'organisation et le fonctionnement de la Commission ;
- les activités de régulation ;
- les activités consultatives et
- le bilan de l'exploitation technique, économique et financier du secteur.

La Commission

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

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.

Au titre de ses attributions décisionnelles, la Commission exerce les responsabilités suivantes :

- elle instruit les demandes de licence de production ou de concession de transport et de distribution d'énergie électrique ;
- elle veille au respect des termes des licences et des concessions ;
- elle apporte toute modification d'ordre général aux licences, aux concessions ou à leur cahier des charges ;
- elle assure le respect des normes techniques applicables aux entreprises du secteur ;
- elle assure le respect des règles de la concurrence dans le secteur de l'électricité et
- elle détermine la structure et la composition des tarifs appliqués aux entreprises titulaires de licences ou de concessions conformément aux dispositions de la loi.

Dans l'exercice de ses missions, la Commission dispose d'un large pouvoir d'enquête. Elle peut procéder à des expertises, mener des études, recueillir toute information sur le secteur de l'électricité. Elle peut également prononcer des sanctions d'office ou suite à l'instruction de plaintes qui lui sont soumises. Les sanctions 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.

Au titre de ses attributions consultatives, elle est saisie par le Ministre chargé de l'Energie sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires concernant le secteur de l'électricité. Elle peut être consultée pour avis sur toute autre question intéressant le secteur ou de nature à avoir un impact sur la politique sectorielle.

Elle peut proposer au Ministre chargé de l'Energie tout projet d'arrêté concernant:

- les droits et obligations des entreprises titulaires d'une licence ou d'une concession;
- l'accès des tiers aux réseaux de transport ou de distribution ;
- les relations des entreprises du secteur avec la clientèle;
- les formalités, les délais et les actes requis lors des procédures administratives pour lesquelles le Ministre chargé de l'Energie est compétent en vertu de la loi.

2. Fonctionnement

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

Le Président est chargé d'organiser, de suivre, de contrôler l'ensemble des activités de la Commission et d'informer le Ministre chargé de l'énergie chaque fois que les circonstances le requièrent.

La Commission ne délibère valablement que si deux de ses membres au moins sont présents. Les délibérations sont sanctionnées par des décisions, avis et recommandations.

Les projets proposés sont adoptés 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.

Les décisions, avis ou recommandations sont consignés dans un procès verbal établi par le Secrétaire Général sur un registre spécial et sont signés par les membres de la Commission présents à la réunion.

La Commission dispose des outils d'information et de communication suivants :

- le rapport annuel qui présente chaque année au titre de l'exercice précédent ses activités, l'exécution de son budget et l'application des dispositions législatives et réglementaires relatives au secteur de l'électricité ;
- le Bulletin Officiel qui publie les Décisions de la Commission conformément à la loi;
- le site Internet qui informe régulièrement les opérateurs, les acteurs institutionnels et le public.

3. Gestion budgétaire et comptable

En vertu des dispositions de l'article 9 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité et de l'article 12 du décret n° 98-333 du 21 avril 1998 portant organisation et fonctionnement de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité, la Commission dispose des ressources ci-après, pour couvrir ses charges de fonctionnement :

- 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. Il présente chaque année les états financiers de la Commission au contrôle de la Cour des Comptes.

3.1. Exécution du budget 2006

Le budget de la Commission a été arrêté, au titre de l'exercice 2006, en recettes et en dépenses à la somme de 944 445 146 F CFA.

Il a été financé par :

- le solde de trésorerie de l'exercice 2005 à hauteur de 36 754 582 F CFA,
- les redevances notifiées aux opérateurs au titre de l'exercice 2006 pour 900 940 564 F CFA répartis entre Senelec pour 859 993 930 F CFA et GTI pour 40 946 634 F CFA,
- la perception de frais d'instruction de demande de licence pour 6 750 000 FCFA.

Les ressources attendues ont été intégralement mobilisées durant l'exercice 2006.

Tableau 1 : Réalisation du budget 2006

Rubriques (montants en F CFA)	Dotation	Réalisation	Taux de réalisation (%)
RESSOURCES	944 445 146	944 445 146	100
Solde de trésorerie 2005	36 754 582	36 754 582	100
Redevances exercice 2006	900 940 564	900 940 564	100
Frais d'instruction des dossiers de demande de licence	6 750 000	6 750 000	100
EMPLOIS	944 445 146	836 774 462	88,60
Equipements	97 400 000	66 665 421	68,44
Fonctionnement	841 416 453	763 798 814	90,77
Dépenses de personnel	498 794 455	486 179 639	97,47
Missions et séminaires	30 000 000	31 457 970	104,86
Prestations externalisées	86 972 000	45 786 849	52,65
Autres Services extérieurs	97 650 000	94 937 276	97,22
Concours divers	128 000 000	105 437 080	82,37
Aléas	5 628 693	6 310 227	112,10
Solde budgétaire 2006		107 670 686	

Les dépenses ont été globalement exécutées à hauteur de 89%.

Les dépenses d'équipements d'un montant de 66 665 421 FCFA concernent principalement l'acquisition de véhicules et de matériels et logiciels informatiques.

Les dépenses de fonctionnement s'élèvent à 763 798 814 F CFA et concernent:

- les dépenses de personnel, essentiellement des salaires, des charges sociales, pour un montant de 486 179 639 FCFA sur une prévision de 498 794 455 FCFA, soit un taux de réalisation de 97,47% ;
- les « missions et séminaires » d'un montant de 31 457 970 FCFA pour une prévision budgétaire de 30 000 000 FCFA prévus soit un taux de réalisation de 104,86% ;
- les « prestations externalisées », intégrant principalement les frais de formation et d'études, les honoraires du Commissaire aux Comptes, les dépenses liées à l'édition des rapports annuels 2004 et 2005, les frais d'entretien et de gardiennage des locaux de la Commission, s'élèvent à 45 786 849 FCFA sur une prévision de 86 972 000 FCFA, soit un taux de réalisation de 52,65%. Ce taux s'explique en partie par la non exécution de certaines études, notamment celle prévue pour l'accès des tiers aux réseaux, et les économies réalisées sur les coûts d'édition des rapports annuels 2004 et 2005;

- les « autres services extérieurs » d'un montant de 94 937 276 FCFA pour une prévision de 97 650 000 FCFA, soit un taux d'exécution de 97,22%, intègrent essentiellement les dépenses telles l'eau, l'électricité, le carburant, le téléphone, la télécopie, Internet, les frais d'entretien et de réparations de véhicules ainsi que les dépenses liées au plan de communication;
- le poste « concours divers » d'un montant de 105 437 080 FCFA sur 128 000 000 FCFA prévus, soit un taux de réalisation de 82,37%; il concerne la contribution de la Commission à la mission de coordination et de pilotage du Volet Energie du NEPAD confiée au Président de la République du Sénégal, les prêts au personnel, les subventions et dons ainsi que les cotisations versées au profit du Conseil Mondial de l'Energie et de l'AFUR.

Le solde budgétaire de l'exercice 2006 se chiffre à 107 670 686 FCFA.

3.2. Etats financiers de l'exercice 2006

Les états financiers de l'exercice 2006 sont présentés en annexes. 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 618 215 869 et un résultat de FCFA 104 052 855 au 31 décembre 2006 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».

Le Président de la Commission a transmis les états financiers ainsi certifiés à la Cour des Comptes en application de la loi.

4. Coopération internationale, relations extérieures et renforcement de capacités

La Commission accorde une place importante à la coopération internationale et au renforcement de capacités. Cette ouverture sur l'extérieur permet d'avoir une vision plus large et une collaboration fructueuse avec les différentes institutions internationales.

4.1. Coopération internationale

La Commission a participé :

- aux travaux relatifs au Projet hydroélectrique de Souapiti (GUINEE);
- à la réunion de l'OMVG en GUINEE ;
- à la 3ème Assemblée générale du Forum Africain de réglementation des services publics (AFUR) à Windhoek (NAMIBIE) ;
- à la réunion des Ministres Africains chargés de l'Electricité de l'Union africaine à Addis Abéba (ETHIOPIE);
- à l'atelier sur l'harmonisation et les réformes du cadre réglementaire des Infrastructures à Abuja (NIGERIA);
- au Forum Africa Energy de Lille (France);
- à la réunion inaugurale de l'Assemblée générale du Système d'échange d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA) à Cotonou (BENIN);
- à la Conférence Internationale des Grands Réseaux (CIGRE) à Paris (FRANCE);
- au « World Forum on Energy Regulation III » à Washington (ETATS-UNIS);
- au Sommet Pétrole, Gaz et Energie en Afrique de l'Ouest à Nouakchott (MAURITANIE) ;
- à la réunion des experts de la 57ème session du Conseil des Ministre de l'OMVS à Dakar.

4.2. Visites

Durant l'année 2006, la Commission a accueilli les missions suivantes :

- une mission de la CEDEAO sur la régulation régionale;
- une mission du FMI sur la régulation tarifaire ;
- une mission conjointe BOAD - BIDC, dans le cadre d'une requête de Senelec pour la construction de la centrale Kounoune 2;
- un porteur de projet d'une centrale éolienne - C3E SARL (Compagnie de l'Eau, de l'Energie et de l'Environnement).

4.3. Renforcement de capacités

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

- Formation PURC sur « Utility regulation and strategy » à Gainesville (Floride - USA);
- Formation sur le thème « Secrétaires : dynamiser votre fonction et améliorer vos performances » à Casablanca (Maroc);
- Formation sur « la réglementation économique et financière des industries de réseaux » par IEPF à Montréal (CANADA);
- Formation sur le thème « sécuriser Windows Server 2003 et déploiement de VPN » organisée par Learning Tree International » à Paris (France);
- Séminaire sur « Le Partenariat Public - Privé et le développement des opérateurs indépendants » organisé par le CEPOD/Banque Mondiale à Dakar;
- Séminaire sur « Balanced score ou mise en œuvre et pilotage de tableau de bord stratégique »;
- Formation sur « Economie de la chaîne pétrolière » de IFP - ENSPM à Paris (FRANCE).



Activités de régulation

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

- la régulation des tarifs;
- le suivi du contrat de concession Etat - Senelec ;
- l'audit de la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique du Sénégal ;
- l'instruction de la licence de production de Kounoune Power s.a. producteur indépendant d'énergie électrique ;
- le suivi des relations avec les consommateurs.

1. Régulation des tarifs

Aux termes des articles 4 et 11 de la loi n°98-29, la Commission régule les tarifs de vente d'énergie électrique au Sénégal ; elle détermine leur structure ainsi que leur composition.

Le législateur a retenu une régulation tarifaire par les prix plafonds, qui, par rapport à la régulation au coût du service, a l'avantage d'inciter l'opérateur en situation de monopole à être efficace. Ce mode de régulation lui garantit par ailleurs les revenus nécessaires à son bon fonctionnement tout en protégeant le consommateur des éventuelles contre-performances de l'opérateur.

Dans le cas de Senelec, la régulation s'appuie sur une formule de contrôle des revenus qui permet de déterminer périodiquement les revenus maximums autorisés de Senelec et d'en déduire la grille tarifaire applicable aux usagers. Cette formule, de même que l'ensemble des conditions tarifaires y afférentes, sont définies dans le Contrat de Concession de l'opérateur en début de période pour cinq ans. Les conditions tarifaires sont révisées soit au terme de la période de validité, soit de manière exceptionnelle avant le terme de la période en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de Senelec et entraînant un ajustement brusque et important des tarifs ou rendant la formule inadaptée.

1.1. Tarifs de vente au détail exclusive d'énergie électrique applicables par Senelec

L'article 36, alinéa 4 du Contrat de Concession de Senelec prévoit que les tarifs de vente au détail exclusive, considérés dans leur ensemble ne peuvent excéder le seuil autorisé par la Formule de contrôle des revenus prévue à l'article 10 du Cahier des Charges. Il dispose, en outre, que la Formule de contrôle des revenus est fixée à la date de signature du contrat (31 mars 1999) pour une durée initiale de cinq (5) ans et qu'elle est révisée tous les cinq (5) ans par la Commission, après consultation des différents acteurs concernés.

Ainsi, à l'issue du processus de révision des conditions tarifaires de Senelec, la Commission a défini les conditions tarifaires applicables pour la période 2005-2009 par Décision n°2005-02 du 10 août 2005.

Aux termes de cette Décision, les tarifs découlant des revenus maximums autorisés sont déterminés après chaque revue trimestrielle aux 1er janvier, 1er avril, 1er juillet et 1er octobre de chaque année (dates d'indexation).

1.1.1. Revenus maximums autorisés déterminés aux conditions économiques du 1er janvier 2006

Aux conditions économiques du 1er janvier, il est apparu que le revenu maximum autorisé au titre de ses ventes au détail exclusives de 2006 s'élevait à 172,848 milliards F CFA pour 1 802 GWh de ventes prévues. Or avec les tarifs en vigueur, Senelec aurait perçu 156,997 milliards F CFA, justifiant une augmentation des tarifs à due concurrence.

Dans un tel cas de figure, l'article 36 in fine du Contrat de Concession de Senelec, prévoit que la Commission peut s'opposer à titre exceptionnel à la révision des tarifs en cas d'ajustement brusque et important. Dans ce cas, la Commission et le Ministre déterminent, après consultation de Senelec, toute forme de compensation appropriée au profit de cette dernière.

L'Etat a décidé de compenser le manque à gagner de Senelec, conduisant à maintenir les tarifs de l'électricité et à verser à Senelec une compensation de 15,852 milliards F CFA pour l'année.

1.1.2. Revenus maximums autorisés déterminés aux conditions économiques du 1er avril 2006

Ces revenus maximums ont été revus aux conditions économiques du 1er avril. En effet, tenant compte des évolutions économiques intervenues depuis le 1er janvier, il est apparu que le revenu maximum autorisé à Senelec au titre de ses ventes au détail exclusives de 2006 s'élevait à 182,692 milliards F CFA pour 1 802 GWh de ventes prévues.

L'Etat a retenu de compenser la différence entre revenu autorisé et revenu à percevoir, pour un montant de 25,695 milliards F CFA pour l'année. Ainsi, les tarifs ont été maintenus.

1.1.3. Revenus maximums autorisés déterminés aux conditions économiques du 1er juillet 2006

Aux conditions économiques du 1er juillet, ce revenu maximum autorisé était de 187,447 milliards F CFA pour les 1 802 GWh de ventes prévues par Senelec. Ainsi, la différence entre le revenu maximum autorisé et le revenu que Senelec allait percevoir avec les tarifs en vigueur, s'élevait à 30,450 milliards F CFA.

Il a alors été décidé de procéder à une hausse globale des tarifs de 15% à compter du 1er septembre. De ce fait, le revenu à percevoir de Senelec est de 165,871 milliards F CFA, d'où un manque à gagner résiduel de 21,576 milliards F CFA.

Après avoir été saisi par la Commission conformément aux dispositions contractuelles en vigueur, l'Etat a décidé de compenser intégralement ce manque à gagner.

1.1.4. Revenus maximums autorisés déterminés aux conditions économiques du 1er octobre 2006

La dernière valeur du revenu maximum autorisé à Senelec pour l'année 2006 a été fixée aux conditions économiques du 1er octobre 2006 à 191,493 milliards F CFA. La compensation de revenus due à Senelec par l'Etat au titre de l'année 2006 a été fixée à 32,969 milliards F CFA puisque les revenus à percevoir de Senelec ont été revus à 158,524 milliards F CFA suite à une baisse des ventes prévues sur l'année.



Tableau 2 : revenus maximums autorisés

	Revenus maximums autorisés (milliards de francs CFA)	Revenus à percevoir avec les tarifs en vigueur (milliards de francs CFA)	Compensation (milliards de francs CFA)
Aux conditions économiques du 1 ^{er} janvier	172,848	156,997	15,852
Aux conditions économiques du 1 ^{er} avril	182,692	156,997	25,695
Aux conditions économiques du 1 ^{er} juillet	187,447	165,871*	21,576
Aux conditions économiques du 1 ^{er} octobre	191,493	158,524**	32,969

* Cette évolution est due à l'augmentation des tarifs de 15% à compter du 1er septembre.

** Cette modification fait suite à une réévaluation des quantités vendues par Senelec de 1802 GWh à 1764 GWh sur l'année.

En 2006, les revenus maximums autorisés à Senelec en application de ses conditions tarifaires ont été de 191,493 milliards F CFA. Pour permettre à Senelec de percevoir ce niveau de revenu, il a fallu, d'une part, procéder à une augmentation globale des tarifs de l'électricité de 15% à compter du 1er septembre et, d'autre part, verser à Senelec une compensation de 32,969 milliards F CFA.

1.2. Révision exceptionnelle des conditions tarifaires de Senelec

En application du décret n°98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires et de son Contrat de Concession, Senelec a saisi la Commission par courrier du 12 juin 2006, pour demander une révision exceptionnelle de la Formule de contrôle des revenus. Cette demande visait le réajustement de certains paramètres de la Formule et la prise en compte de diverses autres charges supportées par Senelec ainsi que la révision de la périodicité d'indexation pour mieux considérer l'inflation du dernier trimestre dans la détermination des revenus autorisés de l'année.

La Commission, ayant jugé la requête incomplète, a demandé à Senelec de l'étayer conformément aux dispositions du Règlement d'Application n°06-2003 de la Commission.

En réponse, Senelec a noté que la détermination de la valeur finale des revenus maximums autorisés aux conditions économiques du 1er octobre, et non à celles du 31 décembre, se traduit pour l'entreprise par un manque à gagner. Ainsi, Senelec signalait que toutes les fois que l'inflation du dernier trimestre de l'année A-1 diffère de celle de l'année A, une différence de revenu, au profit de Senelec ou de la clientèle se dégage. Pour pallier cet inconvénient et répercuter l'inflation au mieux des intérêts des clients ou de l'opérateur, Senelec proposait l'indexation selon les modalités suivantes :

- la revue mensuelle des inflations ;
- le changement des dates d'indexation aux dates du 31 janvier, 31 mars, 30 juin, 30 septembre et 31 décembre afin d'éviter toute lourdeur dans la gestion de la Formule;
- la prise en compte de l'effet lié à l'inflation du dernier trimestre qui intégrerait les revenus complets de l'année.

La Commission, après avoir analysé la requête de Senelec, a jugé irrecevable la demande de révision exceptionnelle pour ce qui concerne le réajustement des paramètres de la Formule et les diverses autres charges supportées par Senelec puisque les conditions de révision exceptionnelle automatique, prévues par les conditions tarifaires, n'étaient pas remplies.

S'agissant de la prise en compte de l'inflation du dernier trimestre, la Commission a consulté les différents acteurs concernés du 4 au 22 décembre 2006, sur la base d'un document de consultation comprenant quatre parties, à savoir, une présentation des dispositions législatives et réglementaires relatives à la révision de la Formule de contrôle des revenus et aux modalités d'indexation, les termes de la requête de Senelec, l'analyse de la Commission sur ladite requête et les éléments objet de la consultation.

En effet, la non prise en compte de l'inflation du dernier trimestre de l'année est la conséquence de la régulation par les prix plafonds prévue par la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité. Ce système de régulation induit la fixation d'un prix ou d'un revenu sur une période donnée (5 ans pour Senelec) à indexer périodiquement pour le ramener aux conditions économiques du moment et ainsi protéger l'opérateur contre les événements sur lesquels il n'a pas d'influence. Les tarifs étant fixés a priori, l'indexation doit, par conséquent, être effectuée en début de période sur la base des conditions économiques constatées.

Durant la première période quinquennale du Contrat de Concession de Senelec (1999-2004), la période d'indexation était fixée à un an et les conditions économiques au 1er janvier de l'année étaient considérées pour l'indexation. Cependant, la forte volatilité des prix des produits pétroliers et la périodicité de fixation de leur prix au Sénégal ont montré les limites de cette indexation annuelle. De ce fait, lors de la révision tarifaire, la Commission a invité les acteurs à réfléchir sur la périodicité optimale d'indexation.

Deux solutions ont alors été soumises à consultation : une indexation mensuelle ou une indexation trimestrielle. Après discussions avec Senelec notamment, la périodicité trimestrielle avait été retenue. Ce qui implique une indexation au début de chaque trimestre et la détermination de la valeur finale des revenus autorisés de l'année à l'issue de la dernière indexation du 1er octobre, sur la base des conditions économiques constatées durant les douze mois précédents.

Depuis l'application des nouvelles conditions tarifaires de Senelec, les prix des produits pétroliers du dernier trimestre de l'année ont toujours été supérieurs à ceux de la même période de l'année précédente, du fait de la tendance haussière durable de ces prix. Dans ce contexte, le système de régulation tarifaire actuel conduit à un manque à gagner systématique pour Senelec puisque l'inflation du dernier trimestre de l'année précédente a toujours été inférieure à celle de l'année en cours.

Par conséquent, au terme de la consultation publique, la Commission a décidé de modifier le mode de prise en compte de l'inflation dans la détermination des revenus autorisés de Senelec défini dans sa Décision n°2005-02 du 10 août 2005 relative aux conditions tarifaires de la Senelec sur la période 2005-2009.

1.3. Prix plafonds de vente d'énergie électrique applicables par le titulaire de la concession d'électrification rurale Dagana / Podor / Saint-Louis

Dans le cadre de la mise en place de la concession d'électrification rurale Dagana/Podor/Saint-Louis, la Commission a été saisie par l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER) pour fixer les tarifs de vente d'énergie électrique applicables par le titulaire de la concession, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Afin de compléter le dossier d'appel d'offres de ladite concession, la Commission a élaboré et transmis à l'ASER un projet de décision relatif aux prix plafonds de vente d'énergie électrique applicables par le titulaire de la concession d'électrification rurale Dagana / Podor / Saint-Louis. Aux termes du projet de décision, les tarifs plafonds de vente d'énergie électrique applicables par le titulaire de la concession d'électrification rurale Dagana / Podor / Saint-Louis sont déterminés sur la base :

- des prévisions de coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement de la concession ;
- de la rémunération de la base tarifaire de l'opérateur.

Les tarifs comprennent :

- une composante énergétique permettant de couvrir les projections de coûts d'exploitation et de dépenses d'investissement, ainsi que la rémunération de la base tarifaire au taux de rentabilité normal.
- une composante non énergétique composée du remboursement du préfinancement des installations intérieures et d'une redevance pour la location du tableau installé chez le client mais qui reste la propriété de l'opérateur.

Ces tarifs constituent des prix plafonds et ont été déterminés à des conditions économiques de référence. Ainsi, pour protéger l'opérateur contre l'inflation sur laquelle il n'a pas d'influence, une formule d'indexation périodique de la composante énergétique est retenue. La modification de la composante non énergétique peut être proposée par l'opérateur à la Commission en cas d'évolution sensible des coûts.

2. Suivi du contrat de concession Etat - Senelec

Ce suivi permet de veiller à la viabilité financière de l'entreprise et assure la protection des droits des consommateurs en matière de prix, de fourniture et de qualité de service.

Il porte principalement sur les normes et obligations au plan technico-économique, les obligations d'électrification et les obligations en matière comptable.

2.1. Normes et obligations de Senelec au plan technico-économique

Ces normes et obligations portent sur des actions qui doivent être réalisées à des échéances précises notamment l'inventaire des ouvrages de production, de transport et de distribution, l'élaboration d'un règlement de service de l'électricité, la détermination des frais de raccordement au réseau de transport, etc.



Suivi des obligations : Etat des lieux

Inventaire des ouvrages et valorisation comptable

Les articles 3,12 et 27 du Contrat de Concession disposent que Senelec doit faire un inventaire, d'une part, de ses installations de production dans un délai de 6 mois à compter de la date de signature de son contrat et, d'autre part, de ses installations de transport et de distribution dans un délai de deux ans.

L'inventaire des installations de production, de transport et de distribution a été effectué durant les années 1999 et 2000, mais la valorisation comptable n'est pas réalisée par Senelec.

Elaboration d'un Règlement du service de l'électricité

L'article 33 du Contrat de Concession dispose que dans un délai de 6 mois à compter de son entrée en vigueur, Senelec établit et communique à la Commission et au Ministre chargé de l'Energie, un projet de Règlement du service faisant état des règles à appliquer dans ses relations avec les consommateurs.

Depuis la remise de la première version du Règlement du service par Senelec le 30 septembre 1999, de nombreuses réunions se sont tenues avec les différents acteurs dont les associations de consommateurs pour la mise au point du document.

Frais de raccordement au réseau de transport et frais pour la fourniture d'un nouveau branchement particulier et pour le renforcement de branchement nécessaire à une augmentation de puissance

Les articles 6 et 9 du Cahier des Charges disposent que Senelec doit, dès que possible et dans un délai inférieur à 6 mois après l'entrée en vigueur du contrat de concession, soumettre à l'approbation de la Commission un document présentant la base sur laquelle ces frais sont déterminés.

Les éléments de détermination de ces frais sont précisés dans le projet de Règlement du service.

Normes de qualité

L'article 6 du cahier des charges dispose que Senelec doit soumettre à l'approbation de la Commission, dans un délai de 6 mois après l'entrée en vigueur du contrat, les critères d'évaluation de la qualité du service de transport.

Les critères d'évaluation de la qualité du service ont été transmis à la Commission Senelec, n'a pas finalisé et fait valider par la Commission les procédures permettant le suivi du respect de ces normes.

Cartes à l'échelle 1/5000 en milieu urbain et 1/2000 en milieu rural

L'article 8 du cahier des charges dispose que dans un délai inférieur à 6 mois après l'entrée en vigueur du contrat de concession, et au-delà de ce délai sur demande de la Commission, la Senelec soumet à son approbation une carte à l'échelle 1/5000 en milieu urbain et 1/2000 en milieu rural indiquant les limites géographiques de son périmètre.

Les cartes transmises par Senelec ne comportent pas l'indication des limites.

Revente d'électricité aux Détaillants indépendants

L'article 3 du Cahier des Charges stipule que Senelec doit, dès que possible après l'entrée en vigueur du contrat de concession, et dans tous les cas, avant la date définie par la Commission, élaborer un tarif de vente en gros pour les reventes d'énergie électrique aux détaillants indépendants.

Les tarifs applicables ont été adoptés par la Commission depuis 2004.

La révision des conditions tarifaires de Senelec pour l'exercice 2005-2009 a conduit à la modification des normes applicables à ses abonnés et à l'introduction de normes spécifiques pour les concessionnaires d'électrification rurale.

La Commission a rédigé l'avenant au Contrat de Concession pour tenir compte de ces modifications et l'a transmis par courriers n° 580 et 581 en date du 24 novembre 2005 aux parties pour signature.

Normes de sécurité et de disponibilité

Pour l'année 2006, la norme de disponibilité est évaluée à 8,71 GWh soit 0,5% des ventes de l'année estimée à 1741 GWh. Au cours de l'année, la quantité d'énergie non fournie par Senelec qui est de 86,70 GWh a largement dépassé cette norme. La Commission, en application des dispositions du Contrat de Concession a exigé de Senelec le paiement d'une incitation contractuelle pour manquement aux normes de sécurité et de disponibilité d'un montant de 3 146 millions F CFA. Ce montant sera déduit de ses revenus 2007.

Obligations d'électrification

Dans le cadre des nouvelles conditions tarifaires de nous vous transmettons les projets de terme de référence et d'avis à manifestation d'intérêt Senelec définies pour la période 2005-2009, Senelec doit raccorder avant la fin de l'année 2009 115 217 nouveaux clients en milieu urbain et 31 286 nouveaux clients en milieu rural soit un total de 146 503 clients.

A la fin de l'année 2006, Senelec a raccordé 81 706 nouveaux clients soit un taux de 56% par rapport à l'objectif à atteindre avant la fin de l'année 2009.

2.2. Suivi des obligations de Senelec en matière comptable

Le suivi des obligations de Senelec en matière comptable concerne les points ci-après :

- la certification des états financiers de Senelec ;
- la séparation comptable des activités de Senelec.

2.2.1. La certification des états financiers de Senelec

En 2006, cette obligation n'est pas respectée par Senelec. En effet, comme en 2002, 2003, 2004 et 2005, les Commissaires aux Comptes n'ont pas certifié les états financiers de l'exercice 2006. Ils ont émis les réserves suivantes :

- « 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 autre 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 concession retenue par l'Etat.

2.2.2 La séparation comptable des activités de Senelec

L'article 38 du Contrat de Concession indique qu'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 n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, une séparation comptable des activités de production, de transport et de distribution. La séparation comptable n'est pas réalisée.

3. Audit sur la sécurité d'approvisionnement

Il a permis un diagnostic approfondi du système électrique sénégalais, de son mode de fonctionnement et des contraintes rencontrées dans son exploitation par les principaux opérateurs.

En 2006, les principaux résultats de l'audit lancé en 2002, ont été présentés aux opérateurs Senelec, GTI et Eskom Energie Manantali lors d'une audience à huis clos organisée le 9 août 2006. L'audience s'est déroulée en présence des représentants du Ministre chargé de l'Energie, de SOGEM et des gros consommateurs notamment, les ICS. Les opérateurs audités ont donné leur avis sur les principales conclusions de l'audit résumées dans l'encadré ci-dessous.

RESUME DES PRINCIPALES CONCLUSIONS DE L'AUDIT

La Production

L'approvisionnement en énergie électrique du Sénégal est assuré par Senelec à partir de ses propres centrales et de l'énergie achetée à GTI Dakar, à Eskom-Energie-Manantali et aux auto-producteurs (SOCOCIM, SONACOS, ICS).

Le segment production est caractérisé par un déficit croissant d'année en année. Nonobstant l'âge des groupes, l'audit montre que ce déficit pourrait résulter en grande partie des dépassements des heures de visites des unités de production, avec comme conséquence des avaries.

Le rapport met en évidence un manque total d'analyse physico-chimique des combustibles utilisés par Senelec et GTI, ce qui rend difficile la mise en adéquation des caractéristiques des combustibles avec les spécifications techniques des constructeurs et pourrait engendrer une dégradation prématurée des équipements.

L'audit note un manque de coordination sur le plan de la sécurité industrielle entre Senelec et les unités industrielles implantées à proximité de ses centrales, en ce qui concerne la lutte contre les sinistres et les incendies.

La préservation de l'environnement par Senelec est loin d'être acquise, car aucune mesure spécifique de protection relative aux rejets des fumées et des effluents n'est prise.

Le retard dans l'approvisionnement des pièces de rechange et la non exécution des budgets adoptés justifient les difficultés de Senelec à respecter ses plannings d'entretien et de maintenance des groupes.

Concernant le producteur indépendant GTI, il a pris toutes les dispositions pour respecter et suivre les normes environnementales. Toutefois l'audit recommande l'installation d'un groupe de secours pour le démarrage de la centrale en Black-Start.

Les recommandations majeures pour le segment production sont:

- ✓ un approvisionnement à temps des pièces de rechange pour le respect des plannings de maintenance ;
- ✓ la réparation des auxiliaires des tranches indispensables à la bonne marche de ces dernières ;
- ✓ le renforcement des stocks de sécurité au niveau des centrales ;
- ✓ un meilleur suivi des prestataires de service ;
- ✓ l'élimination des nappes de combustibles qui constituent un risque potentiel d'incendie au niveau de certaines centrales.

Le Transport

Deux réseaux de transport existent au Sénégal: celui en 225 kV exploité par Eskom-Energie-Manantali pour le compte de la Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM) et celui en 90 kV exploité par Senelec.

Les ouvrages en 225 kV sont neufs et ne présentent pas de problèmes particuliers. Par contre, ceux en 90 kV sont caractérisés par leur vétusté et la surcharge des transformateurs. En effet, l'essentiel des postes sources de Senelec, Cap des Biches, Hann et Bel-air, ne présentaient pas de puissance garantie au moment de l'audit.

Les autres insuffisances concernent le nombre important de défauts qui entraînent de nombreuses interventions au détriment d'une maintenance préventive.

Une aggravation de l'insécurité a été notée du fait de l'accroissement des constructions au voisinage des ouvrages sans le respect des couloirs de lignes qui délimitent les distances minimales à respecter.

L'audit recommande le renforcement des transformateurs dans tous les postes sources, une meilleure surveillance des couloirs de lignes, la construction de nouveaux postes injecteurs pour décharger les postes existants.

La Distribution

L'alimentation en énergie électrique de la grande partie de la clientèle de Senelec est assurée par ce segment.

L'objectif de l'audit est d'identifier les risques de catastrophe liés au fonctionnement des équipements de production, transport et distribution d'énergie électrique, ainsi que leur capacité à satisfaire la demande.

3.1. Résumés des commentaires de Senelec

De manière générale, Senelec a apprécié la qualité du rapport d'audit notamment le diagnostic du système électrique.

Elle a fait des commentaires spécifiques sur les conclusions relatives aux segments production, transport et distribution.

Concernant la production, Senelec considère la vétusté des installations comme une cause majeure des déficits de production. Aux causes d'avaries signalées dans le rapport, Senelec ajoute celles liées aux vices de fabrication, aux défauts de main d'œuvre qualifiée et à la mauvaise qualité des combustibles.

Dans le domaine du transport, Senelec demande de noter l'existence d'un code de manœuvres et d'un carnet de prescriptions et de sécurité pour l'exploitation et l'entretien des ouvrages. Elle prend bonne note des problèmes signalés sur le départ Kaolack nord et la limite de transit sur le départ Kaolack sud. Elle fait remarquer toutefois que l'arrivée du poste haute tension de Mbour devrait régler en grande partie les problèmes soulevés dans le rapport d'audit.

Concernant le segment de la distribution, Senelec partage le constat de l'audit sur la faiblesse de l'automatisation du réseau. Elle signale que la non réalisation des travaux de changement de tension et de passage en souterrain des réseaux dans les agglomérations est liée aux retards dans les investissements qui sont en train d'être résorbés

Senelec ne partage pas les conclusions de l'audit sur ses relations avec les opérateurs Eskom Energie Manantali et GTI. Elle a informé de la tenue régulière de réunions de concertation qui permettent de trouver des solutions aux problèmes techniques et commerciaux qui peuvent apparaître. En outre, elle est d'avis que l'audit n'a pas fait ressortir la responsabilité des autorités et des populations dans la sécurité d'approvisionnement du pays en énergie électrique.

En conclusion, Senelec a présenté un document intitulé « Etat de satisfaction de la demande d'électricité » qui décrit la situation de l'exploitation du secteur et annonce la mise en service durant l'exercice 2006 d'une puissance additionnelle de 132,5 MW.

Cette puissance se répartit ainsi: 60 MW à Bel-air, 67,5 MW à Kounoune et 5 MW à la centrale de Boutoute.



Tableau 3 : Programme d'investissement 2006-2007 de SENELEC

Projet	Montant (Milliard F CFA)	Mise en service prévisionnelle
Centrale de Boutoute-5 MW	4,4	février 2006
Centrale de Bel-air-60 MW	30	août 2006
Centrale BOO Kounoune 1 - 67,5 MW	36	septembre 2006
Centrale Kounoune 2- 60 MW	29	février 2007
Sous-total Production	99,4	
Poste Mbao	1,9	février 2006
Ligne HT Sococim-Mbour et poste Mbour	4,8	mars 2006
Poste de Bel-air	2,3	mars 2006
Réhabilitation ligne 90 kV	1,8	décembre 2006
Boucle 90 kV Dakar	21	septembre 2007
Ligne Tobéne-Touba-Kaolack	18,8	décembre 2007
Sous-total Transport	50,6	
Poste de Hann (partie 30 kV)	2,8	juillet 2006
Ligne Mbour-Fatick-Kaolack	1,5	octobre 2006
Ligne Diourbel-Mbacké	0,5	octobre 2006
Ligne Ourossogui-Sémé	0,6	novembre 2006
Renforcement réseaux MT Dakar	2,2	novembre 2006
Télécommande des postes	0,8	décembre 2006
Extensions des réseaux de distribution	2	août 2006
Sous-total Distribution	10,4	
Dispatching national	7,3	mars 2007
Bureau régional de conduite de Thiès	0,3	mars 2007
Bureaux régional de conduite de Ziguinchor	0,5	juin 2007
Sous-total Télécommunication	8,1	
TOTAL général	168,5	

Source : Senelec

Elle a par enfin fourni le programme d'investissement des grands projets de la période 2006-2007 pour la production, le transport, la distribution et les télécommunications.

3.2. Commentaires de GTI

GTI note le constat fait par l'audit sur le bon fonctionnement de sa centrale notamment le bon taux de disponibilité mis en exergue par le rapport. Toutefois, elle a requis la correction de certaines informations relatives notamment à la puissance nominale de la centrale, à la disponibilité en combustible, au stock de pièces de rechange, ainsi que la faiblesse dans le suivi qualitatif et quantitatif des fuels.

GTI ne juge pas opportun l'installation d'un groupe de secours tel que recommandé dans le rapport pour le démarrage en black-start de la centrale, en raison de sa proximité avec les groupes de Senelec qui offrent cette possibilité.

GTI a attiré l'attention sur la pollution de sa centrale par les gaz d'échappement de la centrale C3 de Senelec alors que ses propres rejets de gaz respectent les normes environnementales.

3.3. Recommandations de la Commission

Au terme des observations des opérateurs et des principales parties prenantes, la Commission a retenu cinquante trois (53) recommandations présentées en annexe 4 dont la mise en œuvre devrait améliorer considérablement la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique du pays.

4. Développement de la production d'électricité

L'Etat a retenu pour le développement de la production de diversifier les opérateurs et les sources d'approvisionnement et de décentraliser les activités. Ainsi, l'ouverture de ce segment au privé se fera par le biais d'appel d'offres pour des projets du type Build Own Operate « BOO » mais aussi des importations d'énergie.

4.1. Production indépendante d'électricité :

La Commission a supervisé l'appel d'offres lancé le 17 mai 2003 pour la sélection d'un producteur indépendant en vue de la réalisation sur le site de Kounoune d'une centrale diesel de 67,5 MW.

Le processus de sélection a permis de retenir le groupement d'entreprises MATELEC et MITSUBISHI. Ce groupement a créé une société de projet Kounoune Power qui a signé avec Senelec le 5 février 2005 un contrat d'achat d'énergie pour une durée de quinze ans.

La Commission a procédé à l'instruction de la licence. Le 6 octobre 2006, elle a donné au Ministre chargé de l'Energie un avis favorable pour la délivrance de la licence de production.

4.2. Importations d'électricité :

Concernant les importations d'électricité, la Commission a participé du 29 au 30 octobre 2006 aux travaux du forum organisé par le Haut Commissariat de l'OMVS à Dakar sur la gestion de l'équilibre offre/demande en énergie électrique dans l'espace OMVS pendant la période transitoire 2007-2010, ainsi qu'aux travaux du Comité technique mis en place à cet effet.

Le forum faisait suite à la 14^{ème} conférence des chefs d'Etat et de Gouvernement de l'OMVS qui s'était tenue le 25 octobre 2006 à Dakar. Cette conférence avait instruit l'OMVS de lui proposer des mesures aptes à couvrir le déficit de productible prévisible pour la période transitoire 2007-2010 avant l'arrivée des centrales hydroélectriques de Félou et Gouina.

Le forum avait recommandé :

- la mise en place de centrales thermiques sur barge d'une puissance estimée à 120 MW à Nouakchott et /ou à Dakar en fonction des contraintes techniques d'évacuation de l'énergie produite d'une part et des autres facilités financières de disponibilité d'approvisionnement en combustibles d'autre part;
- l'exploration des potentialités offertes au niveau du parc de Senelec, particulièrement la poursuite éventuelle de la location des groupes de la centrale Aggreko et la réparation de la turbine à gaz n°3;
- La réalisation du projet d'interconnexion Mali-Côte d'Ivoire, dont la première phase permettrait d'importer jusqu'à 80MW en 2009.

A l'issue de ce forum, la 57ème session du Conseil des Ministres de l'OMVS a pris la résolution N° 435 autorisant, notamment, à SOGEM:

- la location de la centrale Aggreko 40 MW située sur le site de Cap des Biches ;
- la location d'une capacité additionnelle de 40 MW à installer à Nouakchott avant la fin du mois de février 2007 ;

Le Comité technique a accompagné la SOGEM durant l'année 2006 dans la mise en œuvre de cette résolution.

5. Relations avec les consommateurs

Il s'agit du traitement des plaintes et des relations avec les associations de consommateurs.

5.1. Traitement des plaintes

Au cours de l'année 2006, la Commission a été saisie de diverses plaintes relatives à :

- une demande d'annulation de la hausse des tarifs de l'électricité intervenue en novembre 2005.
- deux facturations de Senelec jugées excessives.
- une demande de suppression de la clause du contrat de Senelec rendant obligatoire la déclaration de tout appareil acquis après la souscription initiale, sous peine de rejet par les assurances de toute demande dédommagement éventuel d'un appareil.
- une absence de port de badge de la part des agents de Senelec effectuant des travaux ou des relèves.
- des arriérés de paiement imputé au propriétaire de la boulangerie qui en fait n'est pas titulaire de la police d'abonnement Senelec.

Senelec devra faire preuve de diligence dans le traitement de ces dossiers.

5.2. Relations avec les associations de consommateurs

Dans le cadre du renforcement des relations avec les associations de consommateurs, la Commission a participé à deux ateliers. Le premier est relatif au renforcement de capacités des formateurs de SOS consommateurs, organisé avec l'appui de la Fondation Friedrich EBERT. Les experts de la Commission y ont participé en qualité d'animateurs.

Le second atelier a porté sur le thème «Les associations de consommateurs face aux réformes et régulations liées aux infrastructures». Il a été organisé avec le soutien du PPIAF.

Activités consultatives

Au titre de ses attributions consultatives, la Commission a participé aux travaux du Groupe Technique Ad Hoc créé par le Ministre chargé de l'Energie et au processus de mise en œuvre du programme d'électrification rurale.

1. Groupe Technique Ad Hoc sur la réforme de Senelec

Le Groupe Technique ad hoc composé des principaux acteurs du secteur de l'électricité est 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 dudit Groupe, notamment celles consacrées à l'étude des options complémentaires sur les schémas d'évolution institutionnelle de Senelec et à la réactualisation de la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE).

2. Electrification rurale

La Commission a participé à plusieurs réunions pour l'élaboration de textes juridiques relatifs à l'électrification rurale.

Elle a donné les avis sur les textes ci-après adoptés en 2006 :

- la loi n°2006-18 du 30 juin 2006 portant création de la redevance d'électrification rurale;
- le décret n°2006-247 du 21 mars 2006 portant création du Fonds d'Electrification Rurale (FER) et fixant ses règles d'organisation et de fonctionnement ;
- le décret n°2006-655 du 18 juillet 2006 relatif aux appels d'offres pour l'attribution des concessions d'électrification rurale ;

L'appui à l'ASER s'est poursuivi dans le cadre de l'attribution de la première concession Dagana-Podor-Saint-Louis. La Commission a participé à la seconde réunion de concertation avec les deux opérateurs préqualifiés, à savoir le groupement Total ENERGIE /EDF/MATFORCE et ONE-MAROC. A cette occasion, elle a apporté aux candidats les éclairages sollicités relativement aux conditions tarifaires de la concession et à l'attribution des titres d'exercice.

Elle a, par la suite, participé aux travaux de la commission de dépouillement, en qualité d'observateur. Au terme des travaux, ONE - MAROC a été déclaré adjudicataire provisoire.

Enfin, la Commission a participé aux réunions de préparation des dossiers de préqualification relatifs à la concession de Mbour et à la concession de Kolda/Vélingara ainsi qu'à l'élaboration du projet de Manuel de Procédures d'attribution des concessions d'Electrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL).

Résumé du décret N° 2006-655 du 18 juillet 2006 relatif aux appels d'offres pour l'attribution des concessions d'électrification rurale.

Les contrats de concessions d'électrification rurale sont conclus à la suite d'appels d'offres internationaux ouverts avec une phase de préqualification.

La Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité prend toutes mesures nécessaires pour assurer une égalité de participation de sociétés et entreprises intéressées.

Avant de lancer un appel d'offres, l'ASER soumet le dossier incluant le dossier de préqualification, à l'autorité concédante qui doit recueillir l'avis de la Commission.

Il est créé une commission de dépouillement et d'analyse des offres. La Commission y participe en qualité d'observateur.

L'autorité concédante approuve les procès verbaux de la commission de dépouillement et d'analyse des offres sur avis conforme de la Commission.

Dès l'approbation de l'adjudication provisoire, l'autorité concédante informe l'adjudicataire et l'invite à négocier avec l'ASER la convention de financement.

Au terme de la négociation, l'ASER et l'adjudicataire signent la convention de financement. Sur cette base, l'autorité concédante saisit la Commission pour l'instruction des demandes de concession et de licence conformément à la loi.

Au terme de l'instruction, la Commission et l'adjudicataire paraphent le projet de contrat de concession et ses annexes. Les documents paraphés sont transmis à l'autorité concédante.

Le contrat de concession est signé par l'autorité concédante et l'adjudicataire. Cette signature est suivie de la délivrance des arrêtés attribuant la concession et les licences nécessaires à l'exploitation



Bilan du secteur de l'électricité

Ce bilan traite de l'exploitation de Senelec, de GTI et de ESKOM - ENERGIE - MANANTALI.

1. Bilan technique et économique de l'exploitation du secteur

1.1. Senelec

Le bilan de l'exploitation de Senelec concerne la production, le transport, la distribution, la qualité de service, les activités commerciales et l'électrification.

1.1.1. Production

L'année 2006 a été marquée par la mise en service d'une nouvelle centrale diesel d'une puissance installée de 60 MW à Bel-Air (C VI) et de 5 MW supplémentaires à la centrale de Boutoute.

Par ailleurs, en avril, Senelec a fait porter la capacité des groupes loués à AGGREKO de 40 MW à 57,5 MW.

La structure du parc de production est présentée ci-après.

Tableau 4 : Composition du parc de production du réseau interconnecté (RI) en 2006

Sites	Centrales	Type	Puissance Nominale (MW)		Puissance Assignée (MW)	
			Valeur	Part	Valeur	Part
Bel air	C.I	Diesel	9	2%	4	1%
	C.II	Vapeur	25,6	5%	16	3%
	C.VI	Diesel	60,0	11%	60	12%
	TAG 4	Turbine à Gaz	32	6%	30	6%
Cap des biches	C.III-vapeur	vapeur	87,5	16%	75	15%
	C.III-tag	Turbine à Gaz	44	8%	40	8%
	C.IV	Diesel	86	15%	85	17%
Régions	Kahone	Diesel	18,8	3%	13,2	3%
	Saint Louis	Diesel	6	1%	0	0%
Total SENELEC			369	65%	323	66%
Producteurs indépendants	GTI	Cycle combiné gaz-vapeur	51	9%	51	10%
	Manantali	Hydraulique	60	11%	60	12%
Groupes de location Aggreko			84	15%	58	12%
Total			564	100%	492	100%

Source : Rapport DIMEI-Senelec

Pour satisfaire la demande d'électricité, Senelec a recouru à ses propres moyens de production, à des achats auprès de producteurs indépendants (GTI, ESKOM-ENERGIE-MANANTALI), à des achats aux industries auto productrices et à la location d'unités de production (AGGREKO).

Les centrales électriques raccordées au réseau interconnecté ont produit 2 095 GWh, soit seulement 16 GWh de plus que l'année précédente (+ 0,77%). Il convient de rappeler qu'entre 2004 et 2005, la quantité d'énergie produite avait augmenté de près de 11%.

Sur le réseau interconnecté, 47% de la production proviennent des équipements diesel (33% si on se limite aux équipements propres de Senelec).

Les groupes de location jouent un rôle de plus en plus important dans le schéma de production. De même, le recours aux turbines à gaz a considérablement augmenté en 2006 (+ 52%). Dans le même temps, les achats d'énergie aux producteurs indépendants et la production vapeur ont notablement baissé (- 30% pour GTI, - 12% pour Manantali et - 18% pour la production vapeur).

Tableau 5 : Evolution de la production brute (GWh)

	2004		2005		2006		Evolution 2005-2006
	Valeur	Part	Valeur	Part	Valeur	Part	
Diesel	646	35%	659	32%	684	33%	3,80%
Vapeur	490	26%	569	27%	469	22%	-17,63%
Turbine à Gaz	91	5%	131	6%	199	10%	52,13%
Achats GTI	351	19%	298	14%	209	10%	-29,72%
Achats Manantali	293	16%	267	13%	234	11%	-12,29%
groupes de location Aggreko			156	8%	299	14%	91,75%
Réseau interconnecté	1872		2080		2095		0,71%

Source : Rapport DMET-Senelec

Ainsi, en 2006, le schéma de production s'est dégradé, Senelec, plus encore qu'en 2005, a eu recours à ses unités les plus coûteuses en exploitation pour compenser partiellement l'important déficit de production et les défaillances de ses équipements de base.

Pour ce qui concerne l'ordre de placement des centrales, il convient de noter que la centrale de GTI perd deux places au profit de la nouvelle centrale CVI et des groupes de location AGGREKO.

Tableau 6 : Ordre de placement des centrales en 2006

Ordre	Centrale	Coûts année (FCFA/kWh)
1	Manantali	18,52
2	C.VI	39,72
3	C.IV	41,98
4	C.I	49,15
5	C.III	60,07
6	Kahone	69,15
7	Aggreko	73,03
8	GII	78,66
9	Saint-Louis	93,47
10	C.II	97,37
11	TAG 3	106,38
12	TAG 4	109,89

Source : Rapport DMET-Senelec

A l'exception des turbines à gaz, les disponibilités des centrales ont baissé de manière importante.

Tableau 7 : Evolution des coefficients de disponibilité

	2004	2005	2006	Evolution
C.I	41%	41%	28,38%	-30%
C.IV	82%	82%	69,73%	-15%
C.VI	---	---	57,31%	---
Kahone	80%	80%	54,86%	-31%
Saint-Louis	87%	87%	74,39%	-15%
C.II	70%	70%	67,39%	-4%
C.III	84%	84%	68,03%	-19%
TAG III	46%	46%	81,26%	75%
TAG 4	56%	56%	89,75%	61%
Senelec RI	73%	73%	69,79%	-4%
GII	83%	86%	52,09%	-39%

Source : Rapport DMET-Senelec

Le recours à des équipements de production coûteux en remplacement d'équipements de base a eu pour conséquence l'augmentation considérable des dépenses en combustibles. De surcroît, Senelec a subi l'effet des importantes augmentations des prix des combustibles, 39% pour le Fuel Oil et 24% pour le Diesel Oil entre 2005 et 2006.

Tableau 8 : Dépenses en combustibles des unités de production de Senelec et de GTI (milliers F CFA)

	Diesel Oil et Gasoil-GTI	Fuel Oil	Huile	Gaz Naturel
2004	6 612 292	30 389 579	1 320 641	1 359 285
2005	24 681 437	44 838 228	1 362 204	1 882 738
2006	65 333 588	57 420 304	1 255 667	2 151 782
Evolution	165%	28%	-8%	14%

Source : Rapport DMET-Senelec

La dégradation des conditions de production de Senelec notée en 2005 s'est poursuivie en 2006 avec pour conséquence une baisse importante des performances et de la qualité de service.

1.1.2. Transport

a- Statistiques des ouvrages

Le réseau de transport haute tension est concentré dans la zone Nord-Ouest du pays, principalement dans la région de Dakar qui enregistre la plus grande part de la consommation d'énergie.

Ce réseau de transport est composé des ouvrages haute tension de Manantali et des réseaux 225 kV et 90 kV de Senelec.

L'année 2006 est marquée par la mise en service de nouveaux investissements. Il s'agit notamment de la ligne 225 kV Sococim-Mbour, des postes injecteurs à Mbour et Mbao ainsi que des transformateurs 90/30 kV du poste de Bel-air.

La réalisation de ces nouveaux ouvrages s'est traduite par une augmentation des longueurs de ligne 225 kV de 129% et un accroissement de la puissance installée de 59%. Les deux nouveaux postes Mbao et Mbour et le poste de Bel-air ont apporté 430 MVA de puissance supplémentaire.

Ces investissements visent à améliorer la qualité de service à Mbour et Dakar, à réduire des pertes techniques et à sécuriser l'alimentation des zones desservies. Ils permettent également de faire face à l'évolution future des charges.

Tableau 9 : Statistiques des réseaux de transport de Senelec

Désignation		2004	2005	2006
Longueur ligne 90 kV (km)		217	239	239
Longueur ligne 225 kV (km)		124	36	82
Puissance installée (MVA)	Bel-air	199	199	419
	Hann	200	240	240
	Cap des biches	345	322	419
	Thiès Thiona	80	110	110
	Mbao			140
	Mbour			70
	Kahone	18	18	18
	Saint-Louis	10	10	10
Total puissance installée		852	899	1 426

Source : Rapport annuel SDMEY

b- Rendement des postes sources

A l'exception du poste de Sakal, on relève en 2006, une baisse des rendements dans les principaux postes sources du réseau interconnecté. Les taux de rendement sont dans les limites acceptables pour tous les postes sources sauf Hann (87,2%) et Thiona (92,9%).

Le mauvais rendement de ces postes est essentiellement lié aux comptages non exhaustifs de l'énergie pendant les travaux de renouvellement au poste de Hann et la reprise de certains départs de Thiona sur le poste Mbour.

Tableau 10 : Rendements des différents postes

Année	CII	Hann	CII	Tobene	Thionn	Sakal
Energie entrant (MWh)	1 411 163	790 023	293 429	237 642	316 156	241 434
Energie sortant (MWh)	1 317 144	724 574	332 593	234 252	308 443	241 434
2004	93,5%	91,7%	113,3%	98,6%	97,6%	100,0%
Energie entrant (MWh)	1 587 364	851 929	272 722	227 292	366 713	203 282
Energie sortant (MWh)	1 585 457	833 011	233 825	224 923	363 194	203 368
2005	99,9%	97,8%	85,7%	99,0%	99,0%	100,0%
Energie entrant (MWh)	1 462 909	828 633	364 271	176 267	337 781	165 689
Energie sortant (MWh)	1 429 185	722 483	355 242	170 399	313 799	165 699
2006	97,7%	87,2%	97,5%	96,7%	92,9%	100,0%

Source : Rapport annuel SDMET

c- Analyse des interruptions de service

Le nombre d'interruptions de service dans les réseaux 90kV de Senelec a augmenté de 21,62% par rapport à l'année 2005.

L'énergie non distribuée associée a augmenté de 71,51%. Cette augmentation substantielle de l'énergie non fournie (END) est causée par les incidents majeurs de 2006, deux « black-out » ont été enregistrés en 2006 contre zéro en 2005. Les tableaux 11 et 12 donnent l'évolution des interruptions de service et de l'énergie non distribuée associée.

Tableau 11 : Nombre d'interruptions de service sur le réseau HT

Nature	2 004	2 005	2 006
Manœuvre & travaux	166	220	298
Incidents	149	150	152
Total	315	370	450

Source : Rapport annuel SDMET

Tableau 12: Energie non distribuée sur le réseau HT (en MWh)

Nature	2 004	2 005	2 006
Manœuvre & travaux	99	0	7
Incidents	1 258	186	312
Total	1 357	186	319

Source : Rapport annuel SDMET

1.1.3. Distribution

a- Statistiques des ouvrages

Le réseau de distribution est composé des réseaux moyenne tension 30 kV et 6,6 kV et des réseaux de distribution basse tension 380/220V.

La longueur totale des lignes de distribution en moyenne tension de Senelec en 2005 est de 6 827 km dont 6162 km de ligne aérienne et 665 km de câble souterrain.

Le nombre de postes de transformation est de 3285, répartis entre les postes clients (1208), les postes mixtes (112) et les postes publics (1965).

La longueur du réseau de distribution basse tension en 2005 est de 6760 km. Elle se répartit en 610 km de réseau nu, 5710 km de réseau pré assemblé et 440 km de réseau souterrain.

b- Analyse des interruptions de service

Le nombre total d'interruptions de service pour les incidents et manœuvres a baissé respectivement de 9,45% et 11,2%. Cette situation provient principalement des réseaux des régions. Pour ce qui concerne la région de Dakar, le nombre d'interruptions de service suite aux incidents et aux manœuvres a augmenté aussi bien pour les réseaux 30kV (14% et 16%) que pour les réseaux 6,6 kV (13% et 52%).

L'énergie non distribuée totale a augmenté de 14% pour les incidents contre une baisse de 12% pour les manœuvres. Il convient de noter l'importante hausse de 124% de l'énergie non distribuée suite aux incidents dans les réseaux 6,6kV de Dakar. Elle atteint 1650 MWh contre 720 MWh en 2005. Cet accroissement résulte essentiellement des perturbations causées par les pluies (64% de l'énergie non distribuée a été enregistrée pendant la période hivernale).

Les tableaux 13 à 16 ci-dessous récapitulent les interruptions de service et l'énergie non distribuée pour les réseaux 30 et 6,6 kV.

Tableau 13 : Nombre d'interruptions de service suite aux incidents

Source	2 004	2 005	2 006
Réseaux 30 kV Dk	1 213	1 257	1 432
Réseaux 30 kV rég	1 307	1 669	1 331
Total 30 kV	2 520	2 926	2 763
réseaux 6,6 kV Dk	540	587	664
Réseaux 6,6 KV rég	302	316	40
Total 6,6, kv	842	903	704
Total général	3 362	3 829	3 467

Source : Rapport annuel SDMET

Tableau 14 : Nombre d'interruptions de service suite aux manœuvres et travaux

Source	2 004	2 005	2 006
Réseaux 30 kV Dk	198	267	309
Réseaux 30 kV rég	433	818	472
Total 30 kV	631	1 085	781
réseaux 6,6 kV Dk	301	363	552
Réseaux 6,6 KV rég	84	79	23
Total 6,6 kV	385	442	575
Total général	1 016	1 527	1 356

Source : Rapport annuel SDMET

Tableau 15 : Energie non distribuée suite aux incidents (MWh)

END des interruptions de service dues incidents (MWh)			
Source	2 004	2 005	2 006
Réseaux 30 kV Dk	2 075	2 694	2 713
Réseaux 30 kV rég	1 340	2 371	2 552
Total 30 kV	3 415	5 065	5 265
réseaux 6,6 kV Dk	517	720	1 615
Réseaux 6,6 KV rég	566	264	55
Total 6,6, kv	1 083	984	1 670
Total général	4 498	6 049	6 935

Source : Rapport annuel SDMET

Tableau 16 : Energie non distribuée suite aux manœuvres et travaux (MWh)

Source	2 004	2 005	2 006
Réseaux 30 kV Dk	414	532	180
Réseaux 30 kV rég	392	955	824
Total 30 kV	806	1 487	1 004
réseaux 6,6 kV Dk	466	584	880
Réseaux 6,6 kV rég	181	105	36
Total 6,6 kV	647	689	916
Total gen	1 453	2 176	1 920

Source : Rapport annuel SDMET

1.1.4. Energie livrée

L'énergie livrée aux réseaux de distribution a augmenté de 1% passant de 2 040 GWh à 2 064 GWh. Ce faible taux est lié au déficit de production enregistré durant l'exercice et à la baisse des énergies consommées par Taïba (-39%) et les ICS (-33%).

L'arrivée de la centrale CVI a entraîné une augmentation de 11% de l'énergie livrée aux bornes de Bel-air. Les nouveaux postes Mbao et Mbour et le développement de la demande dans les régions de Matam et Dagana ont entraîné une progression de 10% de l'énergie livrée à partir des postes HT/MT du réseau. L'énergie livrée aux réseaux isolés a évolué de 6% contre 14% en 2005. Le tableau 17 donne l'évolution de l'énergie livrée aux réseaux.

Tableau 17 : Energie livrée sur le réseau Senelec (en MWh)

Lieu de livraison	2 004	2 005	2 006
Jeux de barres distribution des centrales			
Bel-air	329 969	227 772	251 836
Cap des biches	259 725	293 456	182 995
Kahone	52 140	48 510	46 427
Saint-Louis	3 209	3 442	2 508
Livraison bornes des centrales	645 043	573 180	483 766
Distribuée à partir des postes HT/MT			
Hann	502 801	673 897	660 733
Thiona	307 432	361 163	310 496
Sakal	87 667	105 336	115 465
Dagana	30 272	35 055	39 709
Matam	21 406	28 612	28 786
Mbour			90 788
Mbao			83 726
Livraison depuis les Postes HT/MT	949 578	1 204 063	1 329 703
Total livraison aux réseaux 30 & 6,6 kV du RI	1 594 621	1 777 243	1 813 469
Energie livrée en haute tension			
SOSETRA	3 745	1 978	
SOCOCIM	53 436	70 573	85 091
TAIBA	93 540	89 540	54 769
ICS	5 674	12 107	8 106
SDE-MEKHE		38	8 197
Clients HT	156 395	174 245	156 163
Total énergie livrée au RI *	1 751 016	1 951 488	1 969 632
Energie livrée aux réseaux isolés			
	77 294	88 406	93 918
Energie totale livrée	1 828 310	2 039 894	2 063 550

Sources: Rapports annuels Département Mouvement d'Energie

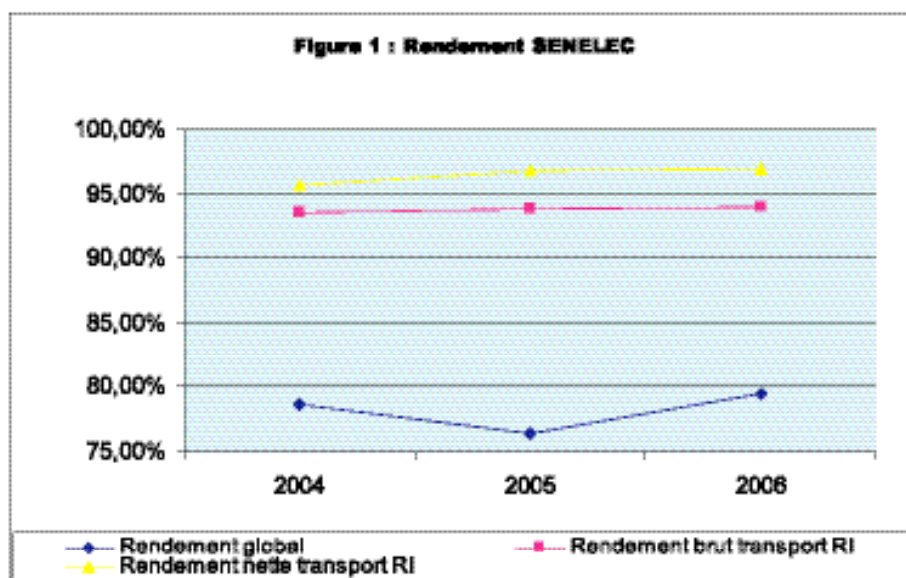
1.1.5. Rendement

En 2006, le rendement global net de Senelec est de 81,86% ; il a augmenté de 4%. Cette hausse est le résultat des opérations de lutte contre les pertes non techniques menées par Senelec durant le deuxième semestre de l'exercice et la réduction des pertes techniques dans les réseaux de distribution moyenne tension apportée par les nouveaux postes injecteurs Mbour, Mbao et Bel-air.

Le rendement transport de 94,02% a augmenté légèrement par rapport à l'année 2005 (93,86%).

Tableau 18 : Evolution du rendement du réseau Senelec

Désignation	2004	2005	2006
Energie vendue (MWh)	1 536 097	1 658 453	1 741 449
Production brute totale senelec & achat global (MWh)	1 952 061	2 170 424	2 191 985
Production nette senelec & achat global	1 906 718	2 105 166	2 127 307
Production brute RI (MWh) sans les achats	1 227 544	1 514 463	1 651 128
Production nette RI (MWh) sans les achats	1 184 950	1 451 995	1 589 587
Achats RI (MWh)	644 474	564 765	443 802
Energie livrée au RI (MWh)	1 751 016	1 951 488	1 969 632
Energie totale reçue SENELEC	1 828 310	2 039 894	2 063 550
Rendement global SENELEC = énergie vendue / (production brute totale + Achats)	78,69%	76,41%	79,45%
Rendement global SENELEC/prod nette	80,56%	78,78%	81,86%
Rendement transport net = énergie livrée au RI / (production nette RI + Achats)	95,71%	96,76%	96,86%
Rendement transport brut = énergie livrée au RI / (production brute RI + Achats)	93,54%	93,86%	94,02%



Source : Rapport annuel SDMET

Le rendement distribution-commercial a augmenté de 4,2%, atteignant une valeur de 83,03%. Cette hausse confirme que la construction des postes injecteurs et la lutte contre les pertes non techniques ont contribué considérablement à l'amélioration du rendement global.

Tableau 19 : Rendement commercial

Désignation	2004	2005	2006
Vente globale (MWh)	1 536 097	1 658 453	1 741 449
Vente Haute Tension	158 000	172 105	157 678
Vente réseau de distribution (MWh)	1 378 097	1 486 348	1 583 771
Energie livrée au réseau de distribution du RI	1 594 621	1 777 243	1 813 469
Energie livrée dans les centres isolés	77 294	88 406	93 918
Energie livrée distribution (MWh)	1 671 915	1 865 649	1 907 387
Rendement distribution-commercial	82,43%	79,67%	83,03%

Source: Rapport annuel Délégation Mouvement d'Énergie & Rapport d'activité Senelec

1.1.7. Qualité de service

La dégradation de la qualité de service notée en 2005 s'est aggravée en 2006. Ainsi, l'énergie non distribuée a atteint son niveau le plus élevé enregistré depuis la mise en œuvre du contrat de concession de Senelec en 1999, soit 92,2 GWh en 2006.

Le volume d'énergie non fournie en 2006 dépasse largement les limites imposées à Senelec et conformément à son cahier des charges, des incitations contractuelles d'un montant de 3 146 millions F CFA ont été déduites de son revenu maximum autorisé. Pour mémoire, l'amélioration de la qualité de service sur la période 1999-2003 avait permis à Senelec de respecter, la dernière année, les limites d'énergie non fournie imposées.

Tableau 20 : Energie non fournie (ENF) en GWh

Année	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ENF	33,55	18,30	16,89	18,89	6,98	13,70	29,7	92,2

Source : Rapport DMET-Senelec

Si on analyse les origines des interruptions de service en 2006, on constate que la plus grande part de l'énergie non distribuée provient des délestages pour manque de production. Cette prédominance s'est de surcroît accentuée depuis 2005 du fait notamment de la faiblesse de la disponibilité du parc de production de Senelec, la réduction des achats d'énergie auprès des producteurs indépendants et les difficultés rencontrées dans l'approvisionnement en produits pétroliers.

Près de la moitié de l'énergie non distribuée par manque de production (55%) résulte des difficultés d'approvisionnement des centrales en produits pétroliers.

Pour palier ce déficit, Senelec a prolongé le recours à des groupes de location dont la puissance a même été augmentée en cours d'année et a également mis en service la nouvelle centrale C VI de 60 MW.

Pour ce qui concerne l'énergie non distribuée pour cause d'incident, elle a augmenté de plus de 16% et représente 7,64% de l'énergie non distribuée. Elle est due essentiellement aux incidents réseaux.

En revanche, celle due aux manœuvres et travaux a baissé en 2006 de près de 11,5% et représente simplement 2% de l'énergie non distribuée.

Tableau 21 : Origine et évolution de l'énergie non distribuée (END)

		Délestages manque de production	Délestages incidents	Manœuvres et travaux	Total
2004	END (kWh)	5 467 602	5 874 257	1 317 191	12 659 050
	Part	43,20%	46,40%	10,40%	100%
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	94 909 665
	Part	90,34%	7,64%	2,03%	100%
Evolution 2005/2006		302%	16,21%	-11,47%	219,16%

Source : Rapport DMET-Senelec

1.1.6. Activités commerciales

Globalement, les ventes de Senelec ont augmenté de 3,1% entre 2005 et 2006. Il faut noter que cette évolution est très inférieure à celle enregistrée les années précédentes (7,6% entre 2004 et 2005).

Par ailleurs, on constate que les ventes HT ont diminué entre 2005 et 2006, ce qui s'explique par la baisse des enlèvements des ICS et par l'arrêt des activités de SOSETRA.

Tableau 22: Evolution des ventes

	2004		2005		2006		Evolution 2005/2006
	GWh	Part	GWh	Part	GWh	Part	
Basse tension	922	59,8%	1 015	60,1%	1 067	61,3%	5,1%
Moyenne tension	461	29,9%	503	29,8%	517	29,7%	2,8%
Haute tension	158	10,3%	172	10,2%	158	9,1%	-8,1%
Total	1 541		1 690		1 742		3,1%

Source : DEG-Senelec

La dégradation des performances du système électrique a eu pour conséquence directe d'amoinrir la croissance des ventes d'énergie électrique en 2006.

1.1.7. Electrification

Le taux d'électrification du pays a été amélioré de près de 1 point entre 2005 et 2006 ; il a ainsi été porté à 41,6%.

Les régions de Kolda, Fatick et Tambacounda même si elles restent les moins électrifiées, ont enregistré les plus importantes améliorations.

Enfin, les régions de Dakar, Thiès et Diourbel restent les plus électrifiées.

Tableau 23 : Taux d'électrification dans les régions au Sénégal

	2005		2006		évolution 05-06
	nombre d'abonnés domestiques	taux d'électrification	nombre d'abonnés domestiques	taux d'électrification	
Dakar	243 523	75,2%	254 908	76,8%	4,7%
Thies	63 729	41,2%	70 139	44,4%	10,1%
Matam	9 163	19,4%	10 428	21,4%	13,8%
Saint-Louis	28 980	32,8%	31 709	34,8%	9,4%
Fatick	10 320	14,0%	11 808	15,8%	14,4%
Kaolack	25 134	22,7%	27 070	24,0%	7,7%
Kolda	8 965	10,4%	10 189	11,5%	13,7%
Tambacounda	11 451	15,5%	12 778	16,8%	11,6%
Louga	18 081	25,2%	19 986	27,2%	10,5%
Ziguinchor	15 463	25,3%	17 265	28,0%	11,7%
Diourbel	43 191	38,3%	47 187	40,5%	9,3%
Total	478 000	39,7%	513 467	41,6%	7,4%

Source : DEG-Senelec

1.2. GTI-DAKAR

Comme en 2005, la centrale n'a pas atteint la quantité minimale d'achat contractuel de 300GWh. L'énergie livrée est de 210 GWh contre 297 GWh en 2005 soit une baisse de 29,5%. Cette baisse de l'énergie livrée est liée à plusieurs facteurs dont notamment l'arrêt durant tout le premier trimestre de la centrale suite à la rupture de l'arbre de la turbine le 26 décembre 2005, l'arrêt de la centrale pendant plus de deux mois par manque de combustible. A cela, il faut ajouter de nombreux incidents qui ont entraîné une dégradation du taux de disponibilité globale (52% en 2006 contre 79% en 2005) et du taux d'indisponibilité aléatoire (39,4% en 2006 contre 8,4% en 2005). La centrale GTI a le taux de disponibilité le plus faible du parc de production après la centrale CI de Bel-air (28%).

GTI a facturé 209 GWh à Senelec pour un montant global de 22 008 millions F CFA dont 15 563 millions F CFA en coût de combustible.

La faible production associée à la hausse des prix des produits pétroliers et à l'accroissement de la consommation spécifique a fait de GTI l'une des centrales les plus chères du parc de production. Elle a perdu deux places dans l'ordre de placement des centrales en fonction des coûts de revient du kWh (8ème contre 6ème en 2005). Son coût variable qui a augmenté de 30% est passé de 57 FCFA/kWh en 2005 à 74,31 FCFA/kWh. Les tableaux 24 et 25 récapitulent les performances techniques de la centrale et l'évolution de la facturation.

Tableau 24 : Performances techniques de la centrale de GTI

Désignation	Unités	2004	2005	2006	
Production nette vendue	MWh	351 121	297 508	200 779	
Consommation de combustible	Gasol	Tonne	70 938	60 958	43 337
	Naphta	Tonne			
	Total	Tonne	70 938	60 958	43 337
Consommation spécifique	brute	g/kWh	195	197	123
	nette	g/kWh	202	205	207
Coefficient d'utilisation	%	81,62	79,00	68,3%	
Coefficient de disponibilité	%	83,50	86,10	52,20	
Indisponibilité aléatoire	%	7,90	8,40	38,40	
Taux de capacité		0,986	0,976	1,001	

Source : Management report GTI Dakar- 4 trimestres 2006- Rapport DMET-SENELEC

Tableau 25 : Facturation GTI

Désignation	2004	2005	2006
Achat d'énergie (MWh)	350 914	297 598	209 433
Frais de combustibles payés par Senelec (M FCFA)	14 766	16 998	15 563
Coût unitaire combustible (FCFA/kWh)	42,08	57,12	74,31
Paiement de capacité (M.FCFA)	5 234	5 259	5 535
Coût unitaire capacité (FCFA/kWh)	14,92	17,67	26,43
Autres paiements (M.FCFA)	1 435	1 259	910
Coût unitaire autres paiement (CFA/kWh)	4,09	4,23	4,35
Montant total payé par Senelec (M.FCFA)	21 435	23 516	22 008
Coût unitaire global (FCFA/kWh)	61,08	79,02	105,08

Source : Rapport annuel SDMET

1.3. ESKOM-ENERGIE-MANANTALI

En 2006, la Senelec a reçu 234 GWh de Manantali correspondant à une baisse de 12% par rapport à 2005. Cette baisse de l'énergie a eu comme conséquence une réduction des différents éléments de facturation de l'énergie. Ainsi le coût unitaire variable est passé de 18,58 FCFA/kWh à 18,52 FCFA/kWh et le coût global de 32,18 à 31,34 FCFA/kWh.

En contrepartie des 234 GWh livrés, Eskom-Energie-Manantali a facturé à Senelec 7 340 millions F CFA. La centrale de Manantali reste toujours la centrale la plus économique du système électrique sénégalais.

Tableau 26 : Facturation ESKOM

Désignation	2004	2005	2006
Achat d'énergie(MWh))	293 122	266 949	234 184
Paiement énergie (M. FCFA)	5 492	4 960	4 338
Coût unitaire énergie (FCFA/kWh)	18,74	18,58	18,52
Paiement capacité (MFCFA)	3 555	3 630	3 002
Coût unitaire capacité(FCFA/kWh)	12,13	13,60	12,82
Paiement global (MFCFA)	9 047	8 590	7 340
Coût unitaire global (FCFA/kWh)	30,86	32,18	31,34

Source : Rapport annuel SDMET

2. Bilan comptable de Senelec

Il s'articule autour des points suivants :

- l'analyse du bilan ;
- l'analyse du compte de résultats ;
- l'analyse du financement des emplois ;
- l'analyse financière ;
- le niveau des capitaux propres.

2.1. Analyse du bilan

Sur la période 2004-2006, le total bilan a progressé de 36 %, passant de 241 773 millions F CFA à 328 718 millions F CFA.

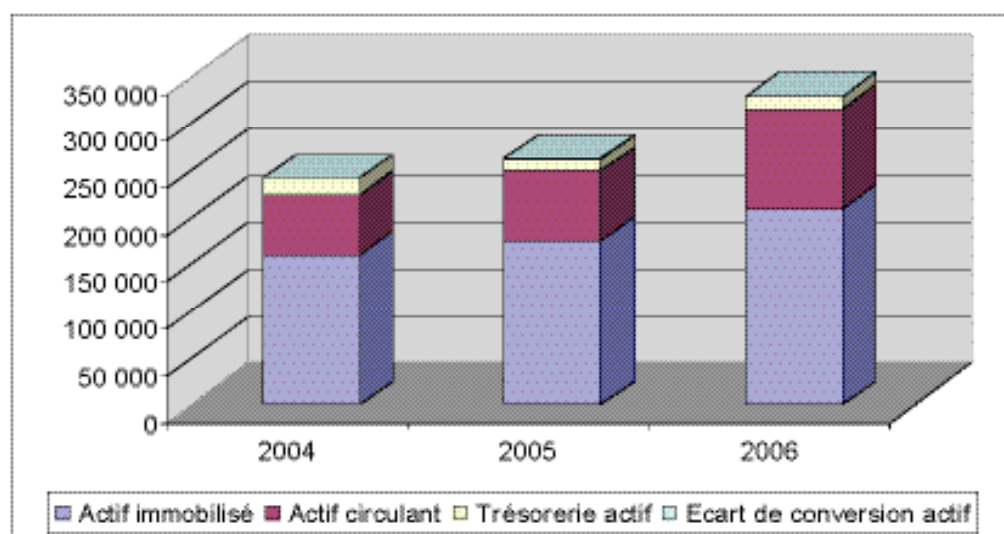
Les éléments constitutifs du total bilan sont détaillés dans les tableaux 27 et 28 et figures 2 et 3 ci-dessous.

Tableau 27 : L'actif des bilans 2004-2006 (en million F CFA)

Actif	2004	2005	2006
Actif immobilisé	160 291	175 053	208 219
Actif circulant	63 378	74 231	107 676
Trésorerie -actif	17 875	12 039	12 823
Ecart de conversion actif	229	619	-
Total Actif	241 773	261 942	328 718

Source : états financiers de Senelec

Figure 2 : L'actif des bilans 2004-2006 (en million F CFA)



Entre 2005 et 2006, les principales évolutions des postes d'actif sont détaillées ci-après :

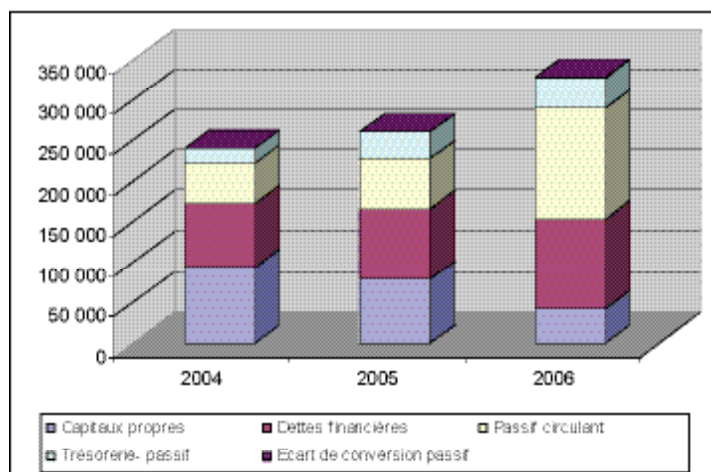
- l'actif immobilisé progresse de 19 %. Les acquisitions d'immobilisations effectuées en 2006 concernent principalement la centrale 60 MW de Bel Air pour 30 419 millions F CFA, l'extension de la centrale de Boutoute pour 5 488 millions F CFA et les investissements faits dans le transport pour 717 millions F CFA et la distribution pour 2 802 millions F CFA ;
- une progression de 45 % de l'actif circulant qui s'explique en grande partie :
 - d'une part, par l'augmentation de 26 % des créances nettes clients résultant principalement des retards de paiement des factures de l'Administration dont l'encours est passé de 8 223 millions F CFA en 2005 à 16 088 millions F CFA en 2006, ainsi que par l'effet des changements des tarifs de l'électricité intervenus en novembre 2005 et en septembre 2006 ;
 - d'autre part, par la hausse de 81 % du poste «autres créances» induite essentiellement par l'importance de la TVA récupérable sur achats de combustible ;
- une quasi stabilité de la trésorerie- actif qui est composée principalement des valeurs à l'encaissement, des disponibilités dans les comptes banques, les comptes de domiciliation des créances et les comptes séquestres relatifs à l'emprunt obligataire.

Tableau 28 : Le passif des bilans 2004-2006 (en million F CFA)

Passif	2004	2005	2006
Capitaux propres	93 939	79 491	43 377
Dettes financières	78 553	87 397	110 348
Passif circulant	50 413	61 944	137 708
Trésorerie- passif	18 492	33 071	36 970
Ecart de conversion passif	376	39	315
Total Passif	241 773	261 942	328 718

Source : états financiers de Senelec

Figure 3 : Le passif des bilans 2004-2006 (en million F CFA)



Les principales évolutions relevées au niveau du passif entre 2005 et 2006 sont détaillées comme suit :

- les capitaux propres baissent de 45 % pour se situer à 43 377 millions F CFA en 2006 contre 79 491 millions F CFA l'année précédente. L'érosion des capitaux propres provient essentiellement du niveau élevé des pertes cumulées qui s'élèvent à 171 168 millions F CFA à fin 2006. La situation nette comptable fait ressortir un montant de capitaux propres inférieur à la moitié du capital social. Cet état de fait conduit à l'application des dispositions des articles 644 et suivants de l'Acte uniforme de l'Ohada sur les sociétés commerciales et le groupement d'intérêt économique qui disposent : « si, du fait des pertes constatées dans les états de synthèse, les capitaux propres de la société deviennent inférieurs à la moitié du capital social, le Conseil d'Administration ou l'Administrateur général, selon le cas, est tenu, dans les quatre(4) mois qui suivent l'approbation des comptes ayant fait apparaître cette perte, de convoquer l'assemblée générale extraordinaire à l'effet de décider si la dissolution anticipée de la société a lieu » ;
- les dettes financières et ressources assimilées ont augmenté de 26 % entre 2005 et 2006. La hausse constatée s'explique essentiellement par la mobilisation de nouveaux emprunts pour un montant de 12 391 millions F CFA et par l'importance de la dette de crédit-bail qui s'élève à 24 498 millions F CFA dont 24 413 millions F CFA consacrés au financement de la centrale C 6 de Bel air ;
- le passif circulant a augmenté de 122 % du fait notamment de la hausse de l'encours de la dette fournisseurs d'exploitation qui passe de 40 888 millions F CFA en 2005 à 57 259 millions F CFA en 2006 et de l'évolution vertigineuse du poste « autres dettes » qui se chiffre à 55 038 millions F CFA en 2006 contre 3 050 millions F CFA l'exercice précédent. Ledit poste enregistre les deux conventions de cession de créances entre d'une part, Senelec, et d'autre part, les banques CBAO et ECOBANK et signées durant l'exercice 2006, pour des valeurs de 25 milliards F CFA chacune. Le montant global de 50 milliards F CFA sera apuré sur la période 2006-2008 au fur et à mesure des remboursements de l'Etat aux banques engagées dans l'opération de cession. La convention signée avec ECOBANK a porté sur « le règlement d'une provision sur la compensation à devoir au titre des pertes de revenus pour les années 2007 et 2008 ». Les créances Etat cédées à la CBAO représentent « des créances commerciales contractées par l'Administration sur le reliquat des facturations de 2006, des futures créances sur consommations d'électricité de l'Administration en 2007, des subventions à recevoir sur l'éclairage public en 2007 et des paiements sur l'électrification rurale en 2007 ». Il convient de noter que les créances ont été cédées à ECOBANK et à la CBAO moyennant une décote de 5% en faveur de ces dernières en plus d'un coût financier des cessions de créances qui se chiffre à 3 750 millions F CFA ;
- la trésorerie- passif progresse de 12 % entre 2005 et 2006. Le poste est composé des concours bancaires, des crédits à très court terme et des découverts en compte courant.

2.2. Analyse du compte de résultat

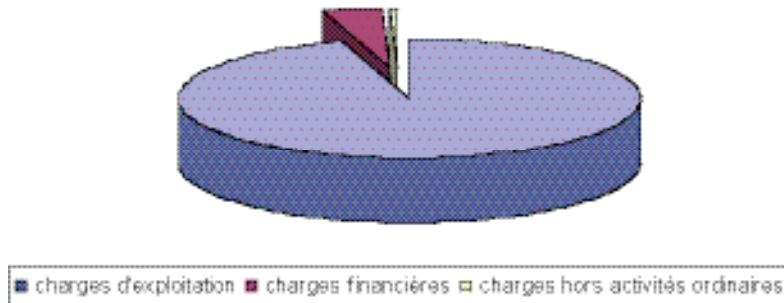
Le résultat net cumulé de Senelec est négatif sur la période 2004-2006 avec une perte nette de 39 746 millions F CFA. En 2006, le résultat est déficitaire de 34 127 millions F CFA, soit une aggravation de la perte de 747 % par rapport à 2005. En 2004, Senelec avait dégagé un bénéfice de 1 588 millions F CFA.

2.2.1. Décomposition des charges de Senelec

Sur la période 2004-2006, les charges d'exploitation représentent 95% du total des charges. La part des charges financières est de 4% et les charges hors activités ordinaires font 1 % des charges.

La répartition des charges de Senelec est présentée dans la figure 4 ci-dessous

Figure 4 : Répartition des charges de Senelec sur la période 2004-2006



Les charges de Senelec ont évolué sur la période 2004-2006 et sont présentées par le tableau 29 suivant :

Tableau 29 : Evolution des charges de Senelec sur la période 2004-2006 (en million F CFA)

Nature de Charges	2 004	2 005	2006	Total
Charges d'exploitation	153 090	207 787	272 862	633 739
Charges financières	5 990	8 402	12 417	26 809
Charges hors activités ordinaires	3 271	17	-	3 288
Total des Charges	162 351	216 206	285 279	663 836

2.2.2. Analyse des charges d'exploitation

Entre 2005 et 2006, les charges d'exploitation ont progressé de 31 %, passant de 207 787 millions F CFA à 272 862 millions F CFA.

L'analyse des charges d'exploitation permet de faire les observations ci-après :

a) Achats de matières premières et fournitures liées

Les achats de matières premières regroupent les achats de combustibles, les achats d'énergie et la consommation de lubrifiants. En 2006, les consommations de matières premières et autres approvisionnements se situent à 134 624 millions F CFA contre 97 217 millions F CFA en 2005, soit une hausse de 38 %. Les consommations ont concerné principalement les achats de combustible et les achats d'énergie qui ont évolué comme suit:

- les achats de combustible ont atteint 110 981 millions F CFA en 2006, soit une augmentation de 39 496 millions F CFA (55 %) par rapport à 2005. Cette forte progression provient essentiellement :
 - du renchérissement des produits pétroliers noté depuis l'exercice 2004 ;
 - de l'augmentation des volumes de consommation de Diesel Oil en raison de la

location de groupes électrogènes alimentés avec ce combustible et de la substitution du Diesel Oil au Fuel Oil suite aux difficultés d'approvisionnement rencontrées ;

- le recours en exploitation de base des unités de pointe.

- les achats d'énergie ont connu une baisse de 8 % pour se situer à 22 300 millions F CFA en 2006. Cette situation résulte en grande partie de la baisse du volume d'achat auprès de GTI imputable à l'arrêt relativement long de la centrale.

La part des consommations de matières premières et autres approvisionnements rapportée aux charges d'exploitation de Senelec reste importante. Elle est présentée dans le tableau 30 ci-dessous.

Tableau 30 : Quote-part des charges de combustible sur les charges d'exploitation

Libellés	2004	2005	2006
Consommations de matières premières et autres approvisionnements (en millions F CFA)	63 611	97 217	134 624
Charges d'exploitation (en millions F CFA)	153 090	207 787	272 862
Part des consommations de matières premières et autres approvisionnements (en %)	41	46	49

Source : états financiers de Senelec

Le niveau des consommations de matières premières a fortement pesé sur l'activité de la société. En 2006, elles représentent 49 % des charges d'exploitation contre 46 % en 2005 et 41 % en 2004.

En outre, comme le montre le tableau 31 ci-après, en 2006, Senelec consacre 82 % de son chiffre d'affaires au paiement de charges de combustibles et de lubrifiants contre 69 % en 2005 et 49 % en 2004.

b) Les transports

Tableau 31 : Quote-part des consommations de matières premières et autres consommations sur le chiffre d'affaires sur la période 2004-2006

Libellés	2004	2005	2006
Chiffre d'affaires (en million F CFA)	129 209	139 681	162 534
Consommations de matières premières et autres approvisionnements (en million F CFA)	63 611	97 217	134 624
Rapport consommations de matières premières et autres approvisionnements sur chiffre d'affaires (en %)	49	69	82

Source : états financiers de Senelec

Ils ont augmenté de 8 % atteignant 1 536 millions F CFA en 2006 contre 1 426 millions F CFA en 2005. La hausse provient du poste voyages et déplacements du personnel à l'étranger qui se chiffrent à 629 millions F CFA en 2006 contre 531 millions F CFA en 2005, soit une progression de 18 %.

c) Les services extérieurs

En 2006, ils ont crû de 36 106 millions F CFA par rapport à 2005 pour se situer à 78 168 millions F CFA.

La forte hausse s'explique essentiellement par :

- l'importance des services extérieurs à immobiliser qui passent de 12 748 millions F CFA en 2005 à 44 096 millions F CFA en 2006 du fait notamment du niveau d'exécution des travaux et services extérieurs à immobiliser d'un montant de 34 000 millions F CFA et liés à la construction de la centrale de Bel air (60 MW) et à l'extension de la centrale de Boutoute (5 MW) ;
- l'augmentation de 3 515 millions F CFA des charges de capacité provenant principalement de la prime fixe sur achat d'énergie Aggreko;
- l'accroissement des frais de télécommunication, des charges d'entretien et de réparation ainsi que des commissions bancaires.

d) Les charges de personnel

Elles ont augmenté de 9 % entre 2005 et 2006, passant de 19 106 millions F CFA à 20 912 millions F CFA.

La hausse des charges de personnel provient notamment :

- de l'accroissement de 10 % des effectifs de Senelec qui passent de 2 328 agents en 2005 à 2 578 agents en 2006 ;
- de l'augmentation du poste «primes et gratifications» de 686 millions F CFA

L'analyse des charges de personnel effectuée donne les résultats présentés dans le tableau 32 ci après :

Les commentaires suivants peuvent être faits :

Tableau 32 : Analyse des charges de personnel sur la période 2004-2006

Libellés	2004	2005	2006
Effectif	2 083	2 328	2 578
Charges de personnel (million F CFA)	18 262	19 106	20 912
Chiffre d'affaires (en million F CFA)	129 209	139 681	162 534
Chiffre d'affaires/effectif (en million F CFA)	62	60	63
Charges de personnel/Chiffre d'affaires (en %)	14	13,6	12,8

Source : informations retraitées à partir du rapport d'activités 2006 de Senelec

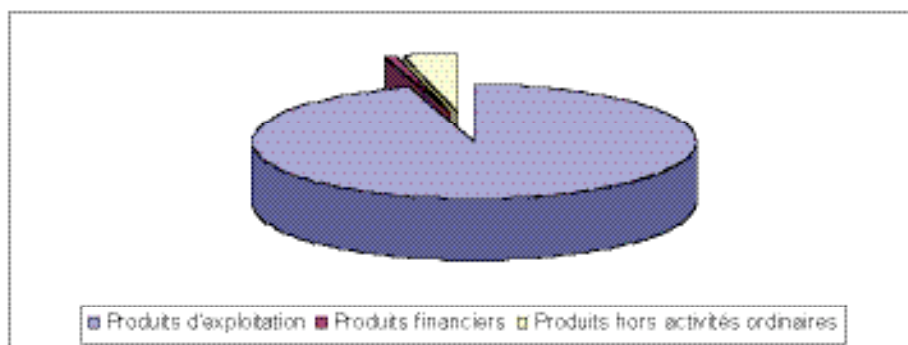
- le ratio chiffre d'affaires/effectif après un léger tassement entre 2004 et 2005 s'est amélioré sur l'exercice 2006 pour se situer à 63;
- Le rapport frais de personnel sur chiffre d'affaires s'est légèrement amélioré sur la période 2004-2006 passant de 14 à 12,8.

2.2.3. Décomposition des produits de Senelec

Sur la période 2004-2006, les produits d'exploitation font 94% des produits. La part des produits hors activités ordinaires est de 5%. Les produits financiers font 1%.

La répartition des produits de Senelec est présentée dans la figure 5 ci-après :

Figure 5 : Répartition des produits de Senelec sur la période 2004-2006



Source : états financiers de Senelec

Sur la période 2004-2006, les produits de Senelec ont évolué selon le tableau 33 suivant.

2.2.4 Analyse des produits d'exploitation

Tableau 33 : Evolution des produits de Senelec sur la période 2004-2006 (en million F CFA)

Nature de Produits	2004	2005	2006	Total
Produits d'exploitation	154 022	199 958	248 955	602 935
Produits financiers	2 625	1 459	47	4 131
Produits hors activités ordinaires	7 293	10 759	2 152	20 204
Total Produits	163 940	212 176	251 154	627 270

Source : Etats financiers de Senelec

Les produits d'exploitation ont progressé sur la période 2005-2006 de 24 %, soit 48 997 millions F CFA. Ils sont constitués notamment par le chiffre d'affaires, les subventions d'exploitation et les autres produits.

a) Le chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires comprend les produits issus de la vente d'énergie, les travaux et services vendus et les produits accessoires

Le chiffre d'affaires sur la période 2004-2006 est présenté dans le tableau 34 ci-après :

Tableau 34 : Chiffres d'affaires de Senelec sur la période 2004-2006 (en million F CFA)

Nature de produits	2004	2005	2006
Ventes de produits finis	124 345	134 583	157 183
Travaux et services vendus	4 769	4 961	5 183
Produits accessoires	95	137	168
Total	129 209	139 681	162 534

Source : rapport d'activités 2006 de Senelec

La hausse de 16% du chiffre d'affaires constatée entre 2005 et 2006 résulte principalement des augmentations des tarifs de l'électricité intervenues en novembre 2005 et en septembre 2006, ainsi que de la hausse du volume des quantités d'énergie vendues.

Sur la période 2004-2006, les ventes d'énergie effectivement facturées ont augmenté de 26 %. Elles sont détaillées dans le tableau 35 ci-après :

Tableau 35 : Evolution des ventes d'énergie facturées sur la période 2004-2006 (en million F CFA)

Tension	2004	2005	2006
Basse tension	79 974	84 472	101 368
Moyenne tension	35 057	40 363	44 754
Haute tension	9 315	9 817	10 901
Total	124 346	134 652	157 023

Source : rapport d'activités 2006 de Senelec

En 2006, le chiffre d'affaires basse tension rapporté au total des ventes est resté quasiment stable à 64% comparé à 2004 et 2005. La part de la moyenne tension se situe comme en 2004 à 28 % contre 30% en 2005. Les ventes haute tension restent égales à 7 % sur les trois exercices.

b) Les subventions d'exploitation

En 2006, Senelec a comptabilisé 32 881 millions F CFA en subventions d'exploitation. Il convient de noter que le montant de la compensation par l'Etat du manque à gagner entre le revenu maximum autorisé et le revenu perçu par Senelec est de 32 969 millions F CFA au titre de l'année 2006, selon la Décision n° 2006-08 du 21 novembre 2006 de la Commission.

c) Les autres produits

Ils ont connu une baisse de 11 404 millions F CFA par rapport à 2005 en se situant à 1 866 millions F CFA. La forte diminution résulte de la finalisation des travaux d'assainissement des comptes clients sur l'exercice 2005 où des produits sur créances de 1 528 millions F CFA et des reprises sur provisions de 9 281 millions F CFA avaient été comptabilisés.

2.2.5. Analyse des soldes intermédiaires de gestion

L'exercice 2006 s'est soldé par un déficit de 34 127 millions F CFA contre une perte nette de 4 031 millions F CFA en 2005 et un bénéfice net de 1 588 millions F CFA en 2004.

Les différents résultats des exercices de 2004 à 2006 sont présentés dans le tableau 36 ci-dessous.

Tableau 36 : Soldes intermédiaires de gestion sur la période 2004-2006 (en million F CFA)

Nature	2004	2005	2006
Marge brute sur matière	80 934	60 032	77 619
Valeur ajoutée	32 353	27 465	13 614
Excédent brut d'exploitation	14 091	8 358	-7 297
Résultat d'exploitation	932	-7 829	-23 907
Résultat financier	-3 365	-6 943	-12 370
Résultat hors activités ordinaires	4 022	10 741	2 151
Résultat net	1 588	-4 031	-34 127

Source : états financiers de Smelec

La marge brute a augmenté de 17 587 millions F CFA (29 %) entre 2005 et 2006 et se chiffre à 77 619 millions F CFA. La hausse s'explique principalement par la hausse d'une part, du chiffre d'affaires (16 %), et d'autre part, de la production immobilisée (182 %).

La valeur ajoutée a diminué de 4 888 millions F CFA en 2006 (50 %) passant de 27 465 millions F CFA à 13 614 millions F CFA. La dégradation de cet indicateur provient essentiellement de la forte hausse (85 %) des services extérieurs qui se situe à 78 168 millions F CFA en 2006 et de la forte baisse (85 %) des autres produits d'un montant de 1 866 millions F CFA. En 2006, la valeur ajoutée est absorbée à 153 % par les charges de personnel contre 70 % en 2005 et 56% en 2004.

L'excédent brut d'exploitation est négatif en 2006 pour se situer à -7 297 millions F CFA contre un résultat positif de 8 358 millions F CFA en 2005. La régression constatée s'explique en grande partie par la détérioration de la valeur ajoutée et par la hausse des charges de personnel.

Le résultat d'exploitation continue sa baisse entamée en 2005. De -7 829 millions de F CFA, il passe à - 23 907 millions F CFA en 2006, (205 %). Celle-ci est la résultante de la forte détérioration de l'excédent brut d'exploitation et de la diminution des reprises de provisions et des transferts de charges.

Le résultat financier déjà négatif en 2004 et 2005 voit son déficit s'aggraver, passant de 6 943 millions F CFA à 12 370 millions F CFA en 2006. La détérioration notée s'explique en grande partie par la baisse de 96 % des produits financiers et par l'augmentation de 47 % des charges financières, essentiellement en raison des coûts liés aux opérations de cession de créances sur l'Etat et au recours systématique à des concours bancaires à court terme pour financer l'exploitation et certains investissements.

Le résultat hors activités ordinaires a fortement diminué passant de 10 741 millions F CFA en 2005 à 2 151 millions F CFA en 2006. La baisse provient des reprises de provisions qui se situaient à 10 748 millions F CFA en 2005 après les travaux d'apurement des comptes d'immobilisations et de clients contre 2 151 millions F CFA en 2006.

Le résultat net de l'exercice 2006 correspond à une perte de 34 127 millions F CFA contre une perte de 4 031 millions F CFA en 2005, soit une augmentation de 30 096 millions F CFA (746 %). Sur la période 2004-2006, Senelec a enregistré des pertes cumulées de 36 570 millions F CFA qui peuvent s'expliquer par la dégradation notable de l'exploitation et par une coûteuse politique de financement.

2.3. Analyse du financement des emplois

Le résumé des ressources et des emplois de Senelec sur la période 2004-2006 est présenté dans le tableau 37 ci-dessous.

Tableau 37: Résumé des emplois et ressources sur la période 2004-2006 (en million F CFA)

Libellé	2004	2005	2006
Investissement	20 976	33 885	52 009
Variation BFR	-14 917	5 940	-39 182
Autres	31 933	18 383	15 937
Total emplois	37 992	58 208	28 764
Capacité d'autofinancement global	12 639	4 063	-18 360
Capitaux propres	6 552	1 782	165
Nouveaux emprunts	17 110	31 946	43 842
Total ressources	36 301	37 791	25 647
Solde	-1 691	-20 417	-3 117

Source : états financiers de Senelec

En 2006, les ressources de financement d'un montant de 25 647 millions F CFA restent inférieures aux emplois d'une valeur de 28 764 millions F CFA. Cette situation renseigne sur les difficultés de trésorerie de Senelec.

2.4. Analyse financière

L'analyse financière porte sur l'équilibre financier ainsi que les ratios de structure financière comme les ratios d'endettement, d'autonomie financière, de couverture des intérêts et de solvabilité.

2.4.1. Equilibre financier

L'équilibre financier est étudié à travers le fonds de roulement, le besoin en fonds de roulement, la trésorerie et le ratio de liquidité présentés dans les tableaux 38 et 39 suivants.

Tableau 38 : Fonds de roulement, besoin en fonds de roulement et trésorerie de Senelec sur la période 2004-2006 (en million F CFA)

Libellés	2004	2005	2006
Capitaux permanents	172 492	166 889	153 725
Actif immobilisé	160 291	175 053	208 219
Fonds de roulement	12 201	-8 164	-54 494
Actif circulant	63 607	74 849	107 676
Passif circulant	50 789	61 982	138 023
Besoin en fonds de roulement	12 818	12 867	-30 347
Trésorerie- actif	17 875	12 039	12 823
Trésorerie- passif	18 492	33 070	36 970
Trésorerie nette	-617	-21 031	-24 147

Source : informations retraitées à partir des états financiers de Senelec

Tableau 39: Ratio de liquidité de Senelec sur la période 2004-2006

Libellé	2004	2005	2006
Ratio de liquidité (disponibilités/passif circulant)	0,35	0,19	0,09

Source : informations retraitées à partir des états financiers de Senelec

La détérioration du fonds de roulement déjà négatif en 2005 s'est fortement accentuée en 2006. En effet, il passe de -8 164 millions F CFA à 2005 à - 54 494 millions F CFA en 2006. Ce qui traduit un profond déséquilibre financier de Senelec. Les ressources stables ne couvrent pas l'actif net immobilisé. Les emplois à long terme sont financés en partie par la trésorerie à court terme.

Le besoin en fonds de roulement devient négatif pour se situer à 30 347 millions F CFA en 2006. Cette situation résulte essentiellement de la comptabilisation dans le poste «autres dettes circulantes» d'un montant de 50 milliards F CFA relatif aux opérations de cession de créances sur l'Etat et de l'augmentation du poste «fournisseurs d'exploitation».

La dégradation de la trésorerie constatée en 2005 s'est poursuivie en 2006. L'exploitation étant largement déficitaire, Senelec a dû recourir de façon accrue à des concours bancaires à court terme qui engendrent des frais financiers élevés et obèrent la rentabilité. Ainsi, en 2006, la société a bénéficié de lignes de crédit à court terme à hauteur de 50 milliards de F

CFA adossées sur des créances futures sur l'Etat. Les créances Etat cédées représentent des créances commerciales contractées par l'Administration en 2006 et 2007, des subventions à recevoir sur l'éclairage public en 2007, des paiements sur l'électrification rurale en 2007 et de subventions d'exploitation à recevoir en 2007 et 2008. Avec cette opération de cession de créances de 2007 et 2008 en 2006, des risques liés à la poursuite de l'exploitation pèsent sur Senelec. Par conséquent, des mesures d'assainissement de la trésorerie de la société s'avèrent indispensables à court terme.

Le ratio de liquidité qui renseigne sur la solvabilité et qui indique dans quelle proportion les actifs disponibles garantissent le paiement des dettes à court terme continue de se dégrader. Il passe de 0,19 en 2005 à 0,09 en 2006. Le niveau dudit ratio renseigne sur les difficultés que rencontre Senelec pour honorer ses engagements vis-à-vis de ses débiteurs.

2.4.2. Ratios de structure financière

Les ratios de structure financière concernent la capacité d'endettement, l'autonomie financière, la couverture des intérêts et la solvabilité. Ils sont présentés dans le tableau 40. qui suit.

Tableau 40 : Evolution des ratios de structure financière sur la période 2004-2006

Libellés	2004	2005	2006
Capacité d'endettement (capitaux propres/capitaux permanents)	0,54	0,47	0,28
Ratio d'autonomie financière (fonds propres/dettes financières)	1,19	0,90	0,39
Ratio de couverture des intérêts (excédent brut d'exploitation / frais financiers)	3	1,23	-0,69
Ratio de solvabilité (total actif-écart conversion/total dettes)	1,87	1,74	1,32

Source : informations retraitées à partir des états financiers de Senelec

La détérioration de la capacité d'endettement s'est poursuivie en 2006. Cette situation est la conséquence de l'accroissement du niveau des dettes financières et de l'érosion progressive des capitaux propres consécutive aux pertes cumulées.

Le ratio d'autonomie financière connaît une évolution négative en 2006. Une augmentation des capitaux propres ainsi qu'une maîtrise de l'endettement à long terme permettrait de rétablir ce ratio.

Le ratio de couverture des intérêts s'est fortement dégradé en 2006. Avec un excédent brut d'exploitation négatif, Senelec n'a plus toute la capacité de régler le service de sa dette.

La solvabilité de Senelec s'est détériorée en 2006, perdant 0,41 point par rapport à 2005. En effet, l'augmentation des actifs (25 %) a été moins forte que celle des dettes (66 %).

2.5. Niveau des capitaux propres

Senelec a dégagé un résultat net négatif de 34 127 millions F CFA en 2006, portant les pertes cumulées à 171 168 millions F CFA. Celles ci représentent 36 % du capital social de 119 434 millions F CFA et 28 % des ressources stables de 153 725 millions F CFA.

Selon les dispositions de l'Acte uniforme de l'Ohada sur les sociétés commerciales et le groupement d'intérêt économique, Senelec se trouve dans l'obligation de restaurer le niveau de ses capitaux propres au niveau réglementaire minimum de 50 % du capital social.

Une recapitalisation de la société doit être faite dans un délai maximum de deux ans après les décisions des actionnaires prises en assemblée générale extraordinaire sur la poursuite de l'exploitation.

Globalement, la situation de Senelec est caractérisée par :

- une structure du bilan déséquilibrée avec des pertes cumulées très élevées contribuant à une érosion des capitaux propres, un endettement à court terme important et onéreux, une dégradation des ratios d'endettement et d'autonomie financière et une insuffisance du fonds de roulement conduisant à l'utilisation de ressources à court terme pour financer des investissements ;
- une trésorerie fortement détériorée amenant la société à financer son exploitation et une partie de ses investissements par des lignes de crédits à court terme et par la mobilisation de revenus futurs ainsi qu'à accumuler des arriérés de règlement envers des fournisseurs d'exploitation et à ne pas respecter l'intégralité des échéances du service de la dette à long terme.

La Commission estime urgente la prise de mesures efficaces pour rétablir l'équilibre financier de Senelec. A cet effet, la reconstitution des capitaux propres s'avère indispensable, tant sur le plan légal que financier, pour permettre la continuité de l'exploitation.



Conclusion

L'année 2006 a été difficile pour le secteur de l'électricité. La dégradation de la qualité de service notée en 2005 s'est aggravée en 2006. Ainsi, l'énergie non distribuée a atteint son niveau le plus élevé enregistré depuis la mise en œuvre du contrat de concession de Senelec en 1999. En somme, la baisse des performances du système électrique a eu pour conséquence le tassement des ventes d'énergie électrique en 2006.

Du côté de l'opérateur, l'on assiste à l'approfondissement de son déséquilibre financier en dépit de la volonté affirmée de renforcer ses capacités de production et de procéder à l'assainissement de sa situation financière.

Néanmoins, d'importantes réalisations sont attendues pour résorber le déficit de production. Il s'agit notamment :

- de la mise en service de la centrale de Kounoune I d'une capacité de 67,5MW ;
- du projet de construction d'une centrale à Tobène d'une capacité supplémentaire de 130 MW ;
- du projet de centrale au charbon de 250 MW ;
- de la construction d'un nouveau dispatching national ;
- de la mise en œuvre du programme d'électrification rurale
- la construction de la boucle 90 kV et de la ligne 225 kV Touba - Kaolack.

Sur le plan financier, des études ont été commanditées. La mise en œuvre de leurs conclusions devrait permettre la restauration de l'équilibre financier de Senelec.



Glossaire

- **La Commission** : Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité.
- **Effacement** : opération consistant pour un client de se déconnecter du réseau ou réduire sa demande d'énergie pendant une période donnée.
- **Fournisseur** : entité qui alimente au moins un consommateur final soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même soit à partir d'une énergie qu'il a achetée.
- **Fourniture d'électricité** : on distingue, dans la demande électrique, deux formes de consommation :
 - la fourniture électrique de «base» : elle est produite ou consommée de façon permanente toute l'année,
 - la fourniture électrique de «pointe» : elle correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année.
- **Interconnexion** : équipements utilisés pour relier deux réseaux électriques.
- **Pointe** : la pointe est la puissance maximum appelée sur un réseau pendant une période donnée. Un produit pointe correspond à la fourniture d'une puissance électrique constante pendant les périodes de pointe.
- **Raccordement** : action qui permet de relier physiquement un producteur ou un consommateur au réseau.
- **Réseau interconnecté** : réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions.
- **Réseau de transport** : réseau conçu pour le transit et la transformation de l'énergie électrique entre le lieu de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive.
- **Réseau de distribution** : réseau comprenant les postes, les lignes et les autres composants moyenne et basse tension, et dont la fonction est la fourniture au détail de l'énergie électrique.
- **Séparation comptable** : obligation faite aux entreprises intégrées, de tenir des bilans et comptes de résultat séparés pour les activités de production, de transport, de distribution et les autres activités.

Sigles :

- **AFUR** : African Forum for Utility Regulators
- **ASER** : Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
- **CEDEAO** : Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
- **CRSE** : Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité
- **BAD** : Banque Africaine de Développement
- **BIDC** : Banque d'investissement et de Développement de la CEDEAO
- **BOAD** : Banque Ouest Africaine de Développement
- **C3E** : Compagnie de l'Eau, de l'Energie et de l'Environnement
- **CEPOD** : Centre d'Etudes de Politiques pour le Développement
- **CIGRE** : Conférence Internationale des Grands Réseaux
- **ENSPM** : Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs
- **FMI** : Fonds Monétaire Internationale
- **ICS** : Industries Chimiques du Sénégal
- **IFP** : Institut Français du Pétrole
- **PPIAF** : Public - Private Infrastructure Advisory Facility.
- **Senelec** : Société d'Electricité du Sénégal
- **SOCOCIM** : Société de Commercialisation du Ciment
- **SOGEM** : Société de Gestion de l'Energie de Manantali
- **UEMOA** : Union Economique et Monétaire Ouest Africaine
- **UPDEA** : Union des Pays Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique en Afrique
- **BT** : Basse Tension
- **MT** : Moyenne Tension
- **HT** : Haute Tension
- **TAG** : Turbine à gaz
- **TAV** : Turbine à vapeur



ANNEXES

ANNEXE 1 : Tarifs de l'électricité hors TVA applicables en 2006**1. Avant le 1er septembre 2006**

Basse tension	Catégories tarifaires	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			Prime fixe mensuelle en FCFA/kW de puissance maximale appliquée
		1ère tranche	2ème tranche	3ème tranche	
Usage domestique (UD)	Tarif spécial (UDS)	95,48	114,01	69,44	
	Tarif général (UDG)	120,26	93,16	69,44	
Usage professionnel (UP)	Sans prime fixe (UP1)	133,92	122,36	65,75	
	Avec prime fixe (UP2)	94,96	85,75		2 074,95
Eclairage public (EP)		96,66			2 403,42

Moyenne et haute tension	Catégories tarifaires	Prix de l'énergie en FCFA/kWh		Prime fixe mensuelle en FCFA/kW de puissance maximale appliquée
		Heures hors pointe	Heures de pointe (19h à 23h)	
Moyenne tension	Tarif courte utilisation (TCU)	91,08	131,43	697,26
	Tarif général (TG)	65,55	94,58	2967,78
	Tarif longue utilisation (TLU)	53,84	77,71	7163,21
Haute tension	Tarif général (UHT)	42,80	54,61	7270,77
	Tarif secours (UHTS)	56,99	68,39	3232,33

UDS	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins exclusifs d'éclairage
UDG	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins domestiques généraux
UP1	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins professionnels avec une puissance souscrite inférieure à 34 kW
UP2	Clients qui utilisent l'électricité en BT avec une puissance souscrite supérieure à 34 kW
EP	Clients qui utilisent l'électricité en BT à des fins d'éclairage des voies publiques

TCU	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle inférieure à 1000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
TG	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle supérieure à 1000 heures d'utilisation de la puissance souscrite et inférieure à 4000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
TLU	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle supérieure à 4000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
UHT	Clients qui utilisent l'électricité en HT
UHTS	Clients qui utilisent l'électricité en HT pour les besoins de secours de leur exploitation

2. A compter du 1er septembre 2006

Basse tension	Catégories tarifaires	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			Prime fixe mensuelle en FCFA/kW de puissance maximale appliquée
		1ère tranche	2ème tranche	3ème tranche	
Usage domestique (UD)	Tarif spécial (UDS)	100,25	126,55	82,63	
	Tarif général (UDG)	126,29	103,41	82,63	
Usage professionnel (UP)	Sans prime fixe (UP1)	154,01	140,71	98,61	
	Avec prime fixe (UP2)	109,20	98,61		2 386,19
Eclairage public (EP)		111,39			2 763,93

Moyenne et haute tension	Catégories tarifaires	Prix de l'énergie en		Prime fixe mensuelle en FCFA/kW de
		Heures hors pointe	Heures de pointe (19h à 23h)	
Moyenne tension	Tarif courte utilisation (TCU)	104,74	151,14	801,85
	Tarif général (TG)	75,38	108,77	3412,95
	Tarif longue utilisation (TLU)	61,92	89,37	8237,69
Haute tension	Tarif général (UHT)	49,22	62,80	8361,39
	Tarif secours (UHTS)	65,54	78,65	3717,18

UDS	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins exclusifs d'éclairage
UDG	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins domestiques généraux
UP1	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins professionnels avec une puissance souscrite inférieure à 34 kW
UP2	Clients qui utilisent l'électricité en BT avec une puissance souscrite supérieure à 34 kW
EP	Clients qui utilisent l'électricité en BT à des fins d'éclairage des voies publiques

TCU	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle inférieure à 1000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
TG	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle supérieure à 1000 heures d'utilisation de la puissance souscrite et inférieure à 4000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
TLU	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle supérieure à 4000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
UHT	Clients qui utilisent l'électricité en HT
UHTS	Clients qui utilisent l'électricité en HT pour les besoins de secours de leur exploitation

ANNEXE 2 : Résumé des principaux règlements d'application

1. Règlement d'application n°01-2003 relatif à la détermination du taux, de l'assiette et des modalités de paiement de la redevance des opérateurs

Les redevances servent à couvrir le budget de fonctionnement de la Commission tel que approuvé par le Ministre chargé de l'Energie.

Une redevance est due à la Commission en raison de toute activité de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique exercée au Sénégal en vertu d'une licence ou d'une concession délivrée dans le cadre de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.

Lorsqu'un redevable exerce plusieurs activités au titre de sa licence ou de sa concession, la redevance est établie pour chaque activité exercée.

Le montant de la redevance à verser dépend de la quantité d'énergie électrique en MWh, produite, transportée, distribuée ou vendue selon le cas par l'opérateur durant la dernière année civile écoulée.

Il est calculé selon une formule prédéterminée.

Chaque redevable adresse à la Commission, au plus tard le 15 octobre de l'année de référence, une déclaration relative à l'énergie électrique estimée au titre de chacune de ses activités. A défaut de recevoir cette déclaration à la bonne date, la Commission peut évaluer la quantité d'énergie selon toute méthode qu'elle jugera appropriée pour fixer d'office le montant de la redevance due. En outre, chaque redevable adresse à la Commission, au plus tard le premier avril de l'année suivante, une déclaration relative à l'énergie électrique relevée pour l'année de référence au titre de chacune de ses activités.

La Commission indique aux opérateurs concernés, au plus tard le 31 octobre de l'année de référence, le montant indicatif de la redevance, pour leur permettre d'intégrer la redevance annuelle dans leur budget.

Après approbation de son budget par le Ministre chargé de l'énergie, la Commission communique à chaque redevable, par lettre recommandée, un avis de paiement, paiement qui doit intervenir au plus tard dans les 30 jours suivant l'envoi de l'avis.

La Commission établit, le 15 avril au plus tôt et, le 30 mai au plus tard, une comparaison entre l'énergie estimée et l'énergie constatée déclarée pour chaque titulaire, pour procéder le cas échéant à l'ajustement du calcul de la redevance due au titre de l'année en cours.

Des sanctions sont encourues, en l'occurrence des majorations ou des pénalités pour retard de paiement ou en cas de déclaration inexacte ou incomplète. Ces pénalités sont recouvrées comme créances de l'Etat.

2. Règlement d'application n°02-2003 relatif à l'octroi des licences de production délivrées dans le cadre d'appels d'offres

La Senelec communique à la Commission tous les ans et au plus tard le 30 mars, l'état prévisionnel des besoins d'augmentation de la capacité de production d'électricité dans le réseau interconnecté.

Sur la base de cet état prévisionnel qu'elle modifie éventuellement, la Commission diffuse par tout moyen approprié, un appel d'offres en vue de recevoir de Senelec ou d'autres entreprises les offres de fournitures requises.

Le dossier d'appel d'offres contient notamment toutes les spécifications techniques, juridiques et financières y afférentes.

Les réponses à l'appel d'offres sont adressées à la Commission qui peut confier leur évaluation à un bureau d'études ou à Senelec lorsqu'elle n'est pas soumissionnaire.

A l'issue de la période de négociation, période qui ne peut excéder trois mois après l'adjudication provisoire, Senelec communique à la Commission les résultats des négociations.

La Commission dispose d'un délai de 15 jours pour prendre une décision.

Si les négociations n'ont pas abouti, la Commission peut décider, soit de lever les contraintes, soit d'ordonner la continuation du processus, soit enfin de déclarer l'appel d'offres infructueux. Dans ce dernier cas, Senelec est tenue de réaliser la mise en place des nouvelles capacités de production requises.

Si les négociations sont jugées concluantes, la Commission notifie les résultats de l'appel d'offres au Ministre Chargé de l'énergie qui délivre de plein droit la licence de production nécessaire dans les 15 jours suivant la notification.

3. Règlement d'application n°03-2003 relatif à la modification des contrats de concession et des licences

La modification de concession ou de licence se réfère à tout changement des termes du contrat qui n'est pas programmé dans le contrat.

Il existe, d'une part, la procédure de modification unilatérale par la Commission et, d'autre part, la modification d'un commun accord entre le Ministre chargé de l'Energie et l'opérateur.

S'agissant de la modification unilatérale, la Commission informe le titulaire ou les titulaires de licence ou de concession qu'il est envisagé de modifier la licence, la concession ou leur cahier des charges et en énonce les raisons, lesquelles doivent être objectives, non discriminatoires et proprement documentées. En même temps l'annonce est faite dans son bulletin officiel en vue de recueillir les avis des intéressés.

En outre, la Commission peut décider, selon les besoins et sur la base des avis qu'elle a reçus, d'organiser une audience de consultation.

A la fin de la période de consultation, la Commission informe par correspondance le titulaire ou les titulaires de sa décision de modification. Les dispositions modifiées sont annexées à ladite lettre. La décision de modification est publiée au bulletin officiel de la Commission.

Dans le cas où la Commission effectue des modifications sans respecter les dispositions prévues à cet effet, les concernés pourront exercer tout recours juridictionnel qu'ils jugent approprié.

Pour la modification résultant d'un commun accord, le Ministre chargé de l'Energie et l'opérateur proposent de modifier les termes du contrat de concession ou du cahier des charges en formulant une demande signée par les deux parties auprès de la Commission. La demande contient une justification détaillée de la modification et un projet d'avenant.

La Commission dispose d'un délai de 45 jours à compter de la réception de la demande pour émettre son avis, délai au cours duquel elle publie la modification envisagée en vue de recueillir les avis des parties intéressées.

Si la Commission donne un avis conforme, elle procède à la rédaction d'un avenant qui sera signé par les deux parties.

En cas de rejet de la modification proposée, la Commission fournit aux deux parties les motifs du rejet, lesquels doivent être objectifs, non discriminatoires et proprement documentés. Si au terme du délai de 45 jours la Commission n'émet pas un avis, la modification est réputée acceptée.

4. Règlement d'application n°04-2003 relatif au contrôle de l'exécution du Contrat de Concession de Senelec

Ce règlement d'application régit toutes les tâches de contrôle du contrat de concession et du cahier des charges de Senelec qui doivent être exécutées par la Commission. Ces actes de contrôle comprennent quatre éléments essentiels à savoir :

- la soumission périodique d'informations au cours de l'année et la soumission ponctuelle des informations en cas d'incidents majeurs ;
- la vérification de l'application des dispositions du contrat de concession et du cahier des charges de Senelec au cours et à la fin de l'année ;
- le calcul du facteur de correction de la différence entre les revenus perçus et les revenus autorisés ;
- l'application des incitations contractuelles liées aux normes de qualité et de disponibilité.

Dans l'exercice de ce contrôle la Commission obtient de Senelec tout document comptable, technique ou juridique relatif à l'exploitation du secteur de l'électricité. En outre la Commission a accès, à tous les locaux, installations ou sites de Senelec, sur simple demande de sa part auprès de Senelec.

5. Règlement d'application n°05-2003 relatif à l'approbation du plan quinquennal de production de Senelec

Senelec communique tous les ans et au plus tard le 30 mars, l'état prévisionnel des besoins d'augmentation de la capacité de production d'électricité dans le réseaux interconnecté. Ce plan de production quinquennal comprend notamment :

- les données sur la capacité de production, la consommation d'énergie, et la demande de pointe pendant la période quinquennale précédente ;
- une estimation de l'évolution de la demande au cours de la période quinquennale en cours, par région et par catégorie de consommateur, y compris la demande de pointe ;
- une estimation des pertes techniques et commerciales de la période en cours ;
- une analyse des différents scénarii, notamment l'effet de différentes capacités de production sur la qualité, la sécurité et la disponibilité du service ; et
- une justification que le plan quinquennal proposé, représente la solution optimale pour satisfaire la demande au moindre coût.

La Commission dispose d'un délai de trois mois à partir de la réception du plan de production pour l'approuver ou faire connaître ses observations à Senelec.

Si la Commission émet des observations, Senelec dispose d'un délai d'un mois pour modifier le plan.

La Commission approuve ensuite le plan et le publie par tous moyens appropriés.

6. Règlement d'application n°06-2003 relatif à la révision programmée du Contrat de Concession et de licence de Senelec

Le contrat de concession de Senelec prévoit deux types de révisions programmées du contrat de concession.

C'est d'abord la révision quinquennale de la formule de contrôle des revenus qui comme son nom l'indique, stipule que tous les cinq ans, le contrat de Senelec est révisé afin de mettre à jour les conditions tarifaires.

Quinze (15) mois avant l'expiration de la période durant laquelle les conditions tarifaires sont en vigueur, la Commission lance officiellement le processus de révision quinquennale en publiant un calendrier pour la remise de l'information nécessaire par les différents acteurs concernés et les formats selon lesquels cette information devra être présentée en application du décret 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires.

C'est ensuite la révision du contrat de concession sur demande de la Senelec encore appelée révision intérimaire. Elle intervient en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de Senelec ou de la Commission, affectant un ou plusieurs éléments de la formule de contrôle des revenus et entraînant un ajustement brusque et important des tarifs de vente au détail exclusive ou rendant la formule de contrôle inadaptée.

Le cahier des charges prévoit en outre que les surcoûts éventuels pour Senelec créés par les grands projets résultant des contrats internationaux conclus par le gouvernement en matière d'achat d'énergie électrique peuvent être compensés par un ajustement des revenus autorisés.

La Commission examine la demande de révision suivant le mode de calcul prévu à cet effet.

7. Règlement d'application n°07-2003 relatif à la soumission et à la gestion des informations

Conformément à l'article 14 de la loi, la Commission peut exiger à tout moment des informations de la part des concessionnaires titulaires de licence et de toute autre partie concernée afin de pouvoir disposer de l'ensemble des données nécessaires pour l'exécution de sa mission de contrôle des activités du secteur de l'électricité.

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que le personnel de la Commission, dans l'exercice de ses fonctions, recueille des informations auprès des concessionnaires, titulaires de licence et d'autres parties concernées.

La demande d'information émanant de la Commission doit contenir une description détaillée des informations exigées, la date limite de leur soumission et l'indication que les fournisseurs d'information peuvent requérir le statut confidentiel pour certaines d'entre elles.

Sauf indication contraire, les soumissions d'information sont déposées en un original et trois copies.

Les informations pour lesquelles le statut confidentiel est demandé, doivent être présentées séparément des informations non confidentielles et être accompagnées d'une demande de statut confidentiel.

Le document original doit comporter sur la première page, la mention suivante : « contient des informations secrètes - ne pas divulguer ».

La demande doit préciser les raisons pour lesquelles le statut confidentiel est demandé. Si la demande elle-même contient des informations confidentielles, la Commission peut lui accorder ce statut.

Les critères pris en considération par la Commission pour statuer sur la demande de confidentialité sont notamment :

- l'étendue des dommages économiques, en particulier dans le domaine de la concurrence, qui résulteraient de la révélation des informations.
- le fait que les informations n'aient pas été portées à la connaissance du public, ni connues des personnes exerçant des activités semblables, ni publiées et aient fait l'objet de mesures spécifiques destinées à empêcher leur divulgation dans le cours normal des affaires.

La demande doit préciser la période pour laquelle le statut confidentiel est demandé ; cette période ne peut excéder trois ans. Toutefois, le fournisseur d'information peut demander un renouvellement du statut confidentiel selon les procédures requises pour la demande initiale. A l'issue d'une enquête, toutes les copies des documents confidentiels, non nécessaires à la Commission seront soit détruites, soit renvoyées aux fournisseurs d'information.

Les documents classés non confidentiels, sont disponibles auprès de la Commission sur demande écrite de toute personne intéressée.

Les archives des concessionnaires ou titulaires de licence, relatives à leurs opérations, doivent être conservées dans leur bureau et mis à la disposition de la Commission ou de ses représentants autorisés, pour une inspection sur place.

La Commission peut demander au concessionnaire ou titulaire de licence de conserver certains éléments d'archive pour une durée qu'elle aura fixée.

8. Règlement d'application n° 08-2004 relatif à l'instruction des réclamations des consommateurs

Aux termes de l'article 4 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998, la Commission a pour mission, entre autres, de veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et à assurer la protection de leurs droits pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie. A ce titre, elle reçoit et instruit les plaintes des consommateurs suivant certaines conditions bien définies sous peine de rejet.

En effet, toute réclamation d'un consommateur ou d'une association de consommateurs doit, au préalable avoir été soumise à l'opérateur, conformément à la procédure de réclamation définie dans son règlement de service.

S'il n'a pas obtenu satisfaction, il peut soumettre une réclamation écrite à la Commission. La réclamation doit contenir, l'identification précise du requérant, le numéro de police d'abonnement s'il est abonné, une description détaillée de l'objet de la réclamation et les pièces justificatives y afférentes, une description, le cas échéant, de la solution souhaitée par le demandeur.

Si la Commission décide de ne pas instruire, son refus doit être motivé et notifié au requérant. Si la Commission décide d'instruire, elle transmet une copie de la réclamation à l'opérateur, en l'interpellant sur le fond du litige, ainsi que sur les mesures qu'il entend prendre pour le résoudre dans un délai de 14 jours, une copie de la lettre de transmission étant faite au requérant.

Suivant la réponse apportée par l'opérateur, la Commission peut réunir les parties en vue d'une solution à l'amiable, à défaut elle peut déclencher une enquête aux fins d'arbitrage, conformément au Règlement d'Application y relatif.

ANNEXE 3 : Etats Financiers CRSE - 2006BILAN SYSTEME NORMAL
PAGE 1/4**BILAN**

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : Ex Camp Lat Dior BP 11701 Dakar-Sénégal

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2006 Durée (en mois) : 12

Ref.	ACTIF	Exercice N			Exercice N-1
		Brut	Amort./Prov.	Net	Net
	ACTIF IMMOBILISE (I)				
AA	Charges immobilisées				
AB	Frais d'établissement et charges à répartir				
AC	Primes de remboursement des obligations				
AD	Immobilisations incorporelles				
AE	Frais de recherche et de développement				
AF	Brevets, licences, logiciels	14 170 894	10 285 342	3 905 552	3 806 426
AG	Fonds commercial				
AH	Autres immobilisations incorporelles	4 525 300	2 988 698	1 536 602	3 031 951
AI	Immobilisations corporelles				
AJ	Terrains				
AK	Bâtiments	5 420 233	1 106 632	4 313 601	4 584 613
AL	Installations et agencements	29 199 722	10 298 592	18 901 130	13 486 062
AM	Matériel	139 044 503	98 785 071	40 259 432	39 337 994
AN	Matériel de transport	156 462 782	73 479 110	82 983 672	71 554 472
AP	Avances et acomptes versés sur immobilisations	941 911		941 911	12 823 448
AQ	Immobilisations Financières				
AR	Titres de participation				
AS	Autres immobilisations financières	53 258 373		53 258 373	43 723 927
AZ	TOTAL ACTIF IMMOBILISE (II)	403 023 723	196 921 445	206 102 278	192 350 895

BILAN

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : Ex Camp Lat Dior BP 11701 Dakar-Sénégal

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2006 Durée (en mois) : 12

Réf.	ACTIF	Exercice N			Exercice N-1
		Brut	Amor/Prov.	Net	Net
AZ	Report total actif immobilisé	403 023 723	196 921 445	206 102 278	192 350 896
	ACTIF CIRCULANT				
BA	Actif circulant H.A.O.				
BB	Stocks				
BC	Marchandises				
BD	Matières premières et autres approvisionnements				
BE	En-cours				
BF	Produits fabriqués				
BG	Créances et emplois assimilés				
BH	Fournisseurs, avances versées	57 230		57 230	
BI	Clients				61 183 046
BJ	Autres créances	17 974 199		17 974 199	20 079 991
BK	TOTAL ACTIF CIRCULANT (II)	18 031 429		18 031 429	81 263 037
	TRESORERIE-ACTIF				
BQ	Titres de placement				
ER	Valeurs à encaisser				
ES	Banques, chèques postaux, caisse	394 082 161		394 082 161	125 412 203
BT	TOTAL TRESORERIE-ACTIF (III)	394 082 161		394 082 161	125 412 203
BU	Ecart de conversion-Actif (IV) (perte probable de change)				
AZ	TOTAL GENERAL (I+II+III+IV)	815 137 313	196 921 445	618 215 868	399 026 136

BILAN SYSTEME NORMAL
 PAGE 3/4

BILAN

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : Ex Camp Lat Dior BP 11701 Dakar-Sénégal

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2006 Durée (en mois) : 12

Ref.	PASSIF (avant répartition)	Exercice N	Exercice N - 1
	CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES		
CA	Capital	88 001 956	88 001 956
CB	Actionnaires capital non appelé	-	
CC	Primes et Reserves		
CD	Primes d'apport, d'émission, de fusion		
CE	Ecart de réévaluation		
CF	Reserves indisponibles		
CG	Reserves libres		
CH	Report à nouveau + ou -	209 906 662	18 631 614
CI	Résultat net de l'exercice (bénéfice + ou perte -)	104 052 955	190 769 421
CK	Autres capitaux propres		
CL	Subventions d'investissement		
CM	Provisions réglementées et fonds assimilés		
CP	TOTAL CAPITAUX PROPRES (I)	401 961 493	297 402 991
	DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES (II)		
DA	Emprunts		
DB	Dettes de crédit-bail et contrats assimilés		
DC	Dettes financières directes		
DD	Provisions financières pour risques et charges	11 132 077	
DE	(I) dont H.A.O. (1)		
DF	TOTAL DETTES FINANCIERES (II)	11 132 077	
DG	TOTAL RESSOURCES STABLES (I+II)	413 093 570	297 402 991

BILAN

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : Ex Camp Lat Dior EP 11701 Dakar-Sénégal

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2006 Durée (en mois) : 12

Ref.	PASSIF (avant répartition)	Exercice N	Exercice N - 1
DG	Report total ressources stables	413 093 670	297 402 991
	PASSIF CIRCULANT		
DH	Dettes circulantes et ressources assimilées H.A.O	29 753 281	75 937
DI	Clients, avances reçus		
DJ	Fournisseurs d'exploitation	41 305 295	43 464 914
DK	Dettes fiscales	23 094 497	30 461 748
DL	Dettes Sociales	20 873 205	27 600 545
DM	Autres dettes	90 006 070	
DN	Risques provisionnés		
DP	TOTAL PASSIF CIRCULANT (II)	205 122 298	101 623 144
	TRESORERIE-PASSIF		
DQ	Banques et crédits d'escompte		
DR	Banques, crédits de trésorerie		
DS	Banques, découverts		
DT	TOTAL TRESORERIE-PASSIF (IV)		
DV	Ecart de conversion-Passif (V) (Gain probable de change)		
DZ	TOTAL GENERAL (I+II+III+IV+V)	618 215 968	399 026 135

COMPTE DE RESULTAT

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : Ex Camp Lat Dior BP 11701 Dakar-Sénégal

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2006 Durée (en mois) : 12

Ref.	CHARGES (1re partie)	Exercice N	Exercice N-1
	ACTIVITES D'EXPLOITATION		
RA	Achats de marchandises		
RB	- Variation de stocks		
	(Marge brute sur marchandises voir TB)		
RC	Achat de matières premières et fournitures liées		
RD	- Variation de stocks (- ou +)		
	(Marge brute sur matières voir TG)		
RE	Autres achats	39 287 176	29 414 721
RH	- Variation de stocks (- ou +)		
RI	Transports	54 605 082	36 807 425
RJ	Services Extérieurs	193 951 020	154 887 597
RK	Impôts et taxes	13 620 602	12 001 496
RL	Autres charges	9 210 000	4 200 000
	(Valeur ajoutée voir TN)		
RP	Charges de personnel	462 448 380	401 909 052
	dont personnel extérieur		
RQ	(Excédent brut d'exploitation voir TQ)		
RS	Dotations aux amortissements et aux provisions	60 375 091	45 169 522
RW	TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION	830 495 360	684 519 813
	(Résultat d'exploitation voir TX)		

COMPTÉ DE RESULTAT

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : Ex Camp Lat Dior BP 11701 Dakar-Sénégal

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2006 Durée (en mois) : 12

Réf.	CHARGES (2e partie)	Exercice N	Exercice N-1
RW	Report Total des charges d'exploitation	835 495 360	684 519 813
	ACTIVITE FINANCIERE		
SA	Frais financiers		
SC	Pertes de change		
SD	Dotations aux amortissements et aux provisions		
SF	TOTAL DES CHARGES FINANCIERES		
	<i>(Résultat Financier voir UG)</i>		
SH	TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	838 495 360	684 519 813
	<i>(Résultat des activités ordinaires voir UJ)</i>		
	HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O)		
SK	Valeurs comptables cessions d'immobilisations		
SL	Charges H.A.O.		
SM	Dotations H.A.O.		
SO	TOTAL DES CHARGES H.A.O.		
	<i>(Résultat H.A.O. voir UP)</i>		
SQ	Participation des travailleurs		
SR	Impôts sur le résultat		
SS	TOTAL PARTICIPATION ET IMPOTS		
ST	TOTAL GENERAL DES CHARGES	838 495 360	684 519 813
	<i>(Résultat net voir UZ)</i>		

COMPTE DE RESULTAT SYSTEME
NORMAL
PAGE 3/4

COMPTE DE RESULTAT

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : Ex Camp Lat Dior BP 11701 Dakar-Sénégal

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2006 Durée (en mois) : 12

Réf	PRODUITS (tre partie)			Exercice N	Exercice N-1
	ACTIVITES D'EXPLOITATION				
TA	Ventes de Marchandises			900 040 564	858 414 537
TB	MARGE BRUTE SUR MARCHANDISES	900 940 564	858 414 537		
TC	Ventes de produits fabriqués				
TD	Travaux, services vendus			6 750 000	
TE	Production stockée (ou déstockage)			(+ ou -)	
TF	Production immobilisée				
TG	MARGE BRUTE SUR MATIERES	6 750 000			
TH	Produits accessoires			680 040	3 301 724
TI	CHIFFRE D'AFFAIRES (TA + TC + TD + TH)	908 370 604	861 716 261		
TJ	dont à l'exploitation : /				
TK	Subventions d'exploitation				
TL	Autres produits			31 186 072	13 013 392
TN	VALEUR AJOUTEE	623 984 787	637 288 414		
TO	EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	161 438 407	235 379 362		
TS	Reprises de provisions				
TT	Transferts de charges			2 993 539	
TW	TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION			942 648 215	874 729 653
TX	RESULTAT D'EXPLOITATION (Bénéfice (+) ou perte (-))	104 052 855	190 209 940		

COMPTE DE RESULTAT

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : Ex : Camp Lat Dior BP 11701 Dakar-Sénégal

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2006 Durée (en mois) : 12

Réf	PRODUITS (2e partie)	Exercice N	Exercice N-1
Tv	Report Total des produits d'exploitation	942 548 215	874 729 653
	ACTIVITE FINANCIERE		
UA	Revenus financiers		
UC	Gains de change		
UD	Reprises de provisions		
UE	Transferts de charges		
UF	TOTAL DES PRODUITS FINANCIERES		
UG	Résultat Financier (+ ou -)		
UH	TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	942 548 215	874 729 653
UI	Résultat des activités ordinaires (+ ou -)	104 052 955	190 209 840
UJ	(1) dont impôt correspondant		
	HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O.)		
UK	Produits des cessions d'immobilisations		
UL	Produits H.A.O.		
UM	Reprises H.A.O.		559 581
UN	Transferts de charges		
UO	TOTAL DES PRODUITS H.A.O.		559 581
UP	Résultat H.A.O. (+ ou -)		559 581
UT	TOTAL GENERAL DES PRODUITS	942 548 215	875 289 234
UZ	Résultat net : Bénéfice (+) ; Perte (-)	104 052 955	190 769 421

ANNEXE 4 : Obligations et normes contractuelles pour la période 2005-2009

Obligations d'électrification

ZONES URBAINES	Nombre Ménages en 2004	Nombre de Clients UD en 2004 *	Taux électrification en 2004 ****	Nombre Ménages en 2009	Taux électrification cible en 2009 ****
DAKAR ET BANLIEUE ***	308 311	225 530	73%	343 751	85%
THIES	27 122	21 733	80%	31 289	91%
TIVAOUANE	4 375	4 281	98%	5 047	100%
MBOUR	18 085	10 476	58%	20 864	75%
FATICK	3 370	1 997	59%	3 631	75%
KOLDA	6 751	3 558	53%	7 713	65%
TAMBACOUNDA	9 620	5 122	53%	11 207	65%
KAOLACK	20 335	15 371	76%	23 119	86%
DIORBEL	10 349	6 692	65%	11 314	75%
MBACKE	5 818	4 333	74%	6 361	83%
LOUGA	8 045	6 971	87%	8 045	95%
SAINT LOUIS	16 629	14 392	87%	18 906	97%
MATAM	1 413	896	63%	1 568	75%
ZIGUINCHOR	22 173	9 714	44%	26 334	60%
AUTRES COMMUNES ****	75 788	38 124	50%	85 398	60%
TOTAL	538 183	369 190	69%	604 547	80%

* A fin octobre 2004

** Intégrant les Communautés Rurales de Sangalkam et de Yenne

*** Selon découpage recensement 2002

****ces taux constituent en réalité, la contribution de SENELEC aux taux globaux d'électrification (je sans prise en compte des réalisations des futurs distributeurs indépendants)

ZONES RURALES ***	Nombre Ménages en 2004 **	Nombre de Clients en 2004 *	Taux électrification en 2004	Nombre Ménages en 2009 **	Taux électrification cible en 2009
THIES	81 936	9 797	12%	97 267	15%
FATICK	75 258	2 902	4%	82 290	5%
KOLDA	89 278	1 336	1%	104 753	2%
TAMBACOUNDA	69 911	2 532	4%	83 965	5%
KAOLACK	94 579	2 937	3%	110 326	4%
DIORBEL	97 505	26 281	27%	108 521	36%
LOUGA	60 040	5 790	10%	60 040	14%
SAINT LOUIS	51 116	5 230	10%	59 627	13%
MATAM	35 570	4 566	13%	40 293	17%
ZIGUINCHOR	34 378	1 200	3%	42 259	4%
TOTAL	689 570	62 571	9%	789 341	12%

* A fin octobre 2004

** De toutes les localités rurales (périmètre SENELEC + périmètre Concession Electrification Rurale)

*** Communautés rurales (hors Sangalkam et Yenne) selon découpage recensement 2002

Les normes d'approbation

	Obligations	
	Normes (Jours Ouvrables)	Incitations Contractuelles
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement HT d'un producteur indépendant ou d'un distributeur indépendant confiés à une entreprise autre que Senelec	10	5000 FCFA par jour de retard
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné MT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que Senelec	10	5000 FCFA par jour de retard

Les normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie)

	Obligations	
	Normes (% de l'énergie vendue)	Incitations Contractuelles **
1999 - 2000	0,5%	1 074 FCFA/kWh
2001	0,5%	
2002	0,4%	
2003	0,3%	
2004	0,3%	

** Le montant est indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal. Le montant global des incitations est limité à 2% du chiffre d'affaires hors taxe de la dernière année écoulée.

Les normes liées aux relations avec la clientèle

		Obligations	
		Normes	Incitations Contractuelles **
Emission première facture (non estimée)		3 mois après début fourniture	5000 FCFA
Edition factures bimestrielles		2 factures estimées consécutives 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée
Réponse aux réclamations concernant les factures ***		10 jours ouvrables	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
Préavis avant toute interruption programmée de la fourniture		3 jours	---
Remise du courant après coupure pour défaut de paiement ****		24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois
Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur *****	Milieu urbain	10 jours ouvrables	5368 FCFA indexé avec l'indice harmonisé des prix au Sénégal
	Milieu rural	15 jours ouvrables	

*** Incitations exigibles si l'erreur induit une facture émise plus élevée que ce qu'elle aurait dû être.

**** Le délai commence à courir à compter du règlement de la facture impayée.

Les normes de qualité du courant

Senelec doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

- Fréquence : 50 Hz \pm 5%
- Tension nominale
 - basse tension : 127/220 V ou 220/380V \pm 10%
 - moyenne tension : Tension nominale autorisée \pm 5%
 - haute tension : Tension nominale autorisée \pm 5%

Lorsqu'un abonné informe Senelec qu'il croit recevoir de l'électricité en dehors des variations autorisées, Senelec doit réagir en respectant les normes ci-après.

		Obligations	
		Normes (Jours ouvrables)	Incitations Contractuelles **
Fournir des explications sans effectuer de visite ***	Milieu urbain	5	5 368 FCFA
	Milieu rural	7	
Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai ***	Milieu urbain	5	
	Milieu rural	7	

* Le montant est indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au négal.

** Le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

Les normes de branchement basse tension

Sans modification du Réseau existant

		Obligations	
		Normes (jours ouvrables)	Incitations Contractuelles **
Visite à une personne ayant fait une demande de branchement		5	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement ou de déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur.
Travaux de branchement ***	Milieu urbain	5	
	Milieu rural	10	
Déplacement de compteur ***	Milieu urbain	3	
	Milieu rural	5	

** par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des incitations pour manquement est limité à 2 fois les coûts du premier établissement ou de déplacement de compteur.

*** Le délai commence à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et l'informations demandées ont été fournies.

Avec modification du Réseau existant

		Obligations	
		Normes (jours ouvrables)	Incitations Contractuelles **
Réponse à une demande de branchement	Milieu urbain	10	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement.
	Milieu rural	15	
Travaux de branchement ***	Milieu urbain	30	
	Milieu rural	60	

** Par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des Incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement ou de déplacement de compteur.

*** Les délais commencent à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale**Normes d'approbation**

	Normes (jours ouvrables)	Incitations contractuelles
Approbation des plans et schémas soumis par le concessionnaire	10	10 000 FCFA par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal

Normes de qualité de courant

Senelec doit livrer l'électricité à une fréquence de 50 Hz +/- 5% et à la tension nominale +/- 5%.

Si un concessionnaire estime recevoir de l'énergie en dehors des limites autorisées, Senelec devra fournir des explications sur le problème et les mesures prises ou à prendre pour le résoudre.

	Normes	Incitations contractuelles
Fournir une explication au concessionnaire	7 jours ouvrables	5 000 FCFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
Effectuer une visite chez le concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre	10 jours ouvrables	5 000 FCFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
Apporter une solution	90 jours	150 000 FCFA pour chaque kW de puissance souscrite et par mois de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, sous réserve que cette pénalité ne soit pas cumulable aux pénalités par défaut d'explication au concessionnaire.

SENELEC a droit au remboursement de ses frais de déplacement et de vérification lorsque, après vérification, les limites autorisées sont respectées.

Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie)

	Normes	Incitations contractuelles
Durée de défaillance au cours d'un mois	12 heures	Tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois
Nombre de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison	10	10 000 FCFA indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal par kW de puissance souscrite et par coupure hors coupure pour défaut de paiement

Les interruptions programmées ne sont pas prises en compte dans le calcul de la durée de la défaillance et du nombre de coupures.

Normes liées aux relations commerciales

Normes de facturation

	Normes	Incitations contractuelles
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	
Edition factures bimestrielles	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée
Réponses aux réclamations concernant les factures	10 jours ouvrables	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée

Les incitations sont exigibles seulement si l'erreur induit une facture émise plus élevée que celle qu'elle aurait du être.

Le délai commence à courir à compter du règlement de la facture impayée.

Normes de préavis d'interruption programmée du service

	Normes	Incitations contractuelles
Préavis avant toute interruption programmée de fourniture	15 jours	5 000 FCFA par kW de puissance
Remise de courant après coupure pour défaut de paiement	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

Le délai commence à courir à compté du règlement de la facture impayée.

Normes de vérification des compteurs

	Normes	Incitations contractuelles
Prise de rendez vous et proposition inspection dans le m délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur.	10 jours ouvrables	10 000 FCFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai.

Le délai commence à courir à compter du premier contact avec le concessionnaire. Senelec a droit au remboursement de ses frais de déplacement et de vérification lorsque, après vérification, l'écart est au plus égal à 3% en plus ou en moins.



ANNEXE 5 : Recommandations de l'audit de la sécurité d'approvisionnement

PROGRAMME D'INVESTISSEMENTS DE SENELEC

1. La poursuite dans le respect des échéances à actualiser de la mise en œuvre du programme d'investissement de Senelec ;

OUVRAGES DE SOGEM

2. la création d'un deuxième départ qui passe par Tambacounda et Kaolack pour lever la contrainte liée à l'unicité de la ligne ouest ;
3. le renforcement du transformateur du poste SAKAL ;
4. la pose d'un deuxième transformateur dans les postes de SOGEM ;
5. l'acquisition des équipements complémentaires et/ou la réalisation des travaux complémentaires dans les réseaux de SOGEM ;
6. la pose d'un groupe électrogène de secours à Sakal et Tobène ;
7. la mise en place d'une base logistique par Eskom-Energie-Manantali ;
8. la poursuite de la mise en œuvre de la politique de formation ;
9. la réparation de l'éclairage et des verrouillages au poste SAKAL ;

RESEAU TRANSPORT Senelec

10. la surveillance accrue des points faibles des lignes et la réparation de toutes défectuosités sur les lignes HT de Senelec et les lignes 30 kV transport ;
11. le nettoyage régulier des isolateurs des lignes HT par Senelec pour éviter les fuites et contournements ;
12. la reprise par Senelec de la configuration de certains postes pour faciliter leur entretien ;
13. l'amélioration de la sélectivité des protections ;
14. l'approfondissement de l'analyse des incidents par la détermination de leurs causes exactes et des moyens d'y remédier ;
15. la bonne tenue des statistiques et leur exploitation judicieuse ;
16. la réalisation des études nécessaires pour assurer un déplacement efficace des agents d'exploitation qui doivent disposer de tous les équipements de communication nécessaires (radio etc.) ;
17. la mise en œuvre des actions correctives et la surveillance des couloirs de lignes en liaison avec la Direction de la Protection civile ;
18. le remplacement des supports béton défectueux ;

RESEAU DE DISTRIBUTION

19. la restauration de la philosophie d'assurance permanente de la puissance garantie par la pose de transformateur de puissance unitaire capable de satisfaire la demande;
20. la décharge des réseaux et l'augmentation de leur capacité de reconfiguration, notamment à Dakar ;
21. la modernisation des équipements notamment le remplacement des cellules ouvertes par des cellules préfabriquées à travers le programme à finaliser de réhabilitation des réseaux ;
22. la maintenance régulière des installations notamment des protections ;
23. la surveillance de l'évolution des réseaux par une vérification permanente des chutes de tension ;
24. la mise à jour de la cartographie ;
25. la tenue de statistiques fiables et la mise en place d'outils d'analyse appropriés ;
26. la mise en place d'indicateurs de défauts pour optimiser la recherche de défauts ;
27. la sécurisation des postes en veillant à leur fermeture ;
28. la réhabilitation des départs DSP T31, Kaolack Nord, Kaolack Sud, Louga et Saint Louis ;
29. la pose de disjoncteurs pour réduire le temps de recherche des défauts et limiter le nombre d'abonnés non desservis sur les lignes en antenne ;
30. le bouclage des départs Bignona et Goudomp pour leur assurer un secours mutuel.

PRODUCTION

Pour Senelec :

31. la mise en place d'un stock de sécurité pour les centrales C1, C2, TAG2 ;
32. le renforcement de la centrale C1 en extincteurs ;
33. la précision de la puissance recouvrée suite aux remplacements des auxiliaires sur les groupes 101 et 103 ;
34. la précision de la décision prise concernant le déclassement des 102 et 104 ;
35. la finalisation de l'étude en cours pour le remplacement intégral des aéroréfrigérants de TAG4 ;
36. la mise à la disposition de la Commission de la nouvelle étude d'opportunité sur les investissements ;
37. l'indication de l'impact des bagues alternateur défectueux du groupe 301 sur la production et l'état d'avancement des consultations pour leur remplacement ;
38. l'activation des travaux inscrits dans le projet PRESELEC notamment sur la tranche 302 ;

39. l'indication de la situation des commandes ci-dessous :
- 39.1 les ramoneurs de 303 ;
 - 39.2 les tambours filtrants de C3 ;
 - 39.3 les DAO pour les tanks FO2 de 3000 m3 et DO de 1000m3, la mise aux normes du parc à combustibles, le renforcement du système de dépotage à la centrale C3 ;
 - 39.4 la commande du système PICOT du 3ème groupe SEMT de C4 ;
 - 39.5 la commande des pièces de rechange de la centrale de Saint-Louis ;
40. la remise à la Commission de l'étude sur les algues ;
41. la communication à la Commission de la nouvelle stratégie d'approvisionnement et de stockage des combustibles ;
42. l'indication de la décision prise sur la TAG3 quant à son maintien dans l'exploitation;
43. la situation des travaux ci-dessous :
- 43.1 la réhabilitation des auxiliaires vétustes de C4 ;
 - 43.2 les murs de clôture des centrales de Kahone et Tamba ;
 - 43.3 la réhabilitation du parc à combustible de la centrale de Saint-Louis et son éclairage;
 - 43.4 le remplacement du 3ème aéroréfrigérant de Boutoute ;
44. la solution que Senelec au problème de grippage des pistons sur les groupes de C4 et Kahone ;
45. l'installation d'un transformateur pour chaque groupe 404 et 405 à CIV ;
46. l'évolution du dossier avec SOS environnement relatif au règlement du problème de la nappe de combustible dans l'enceinte de la centrale de Kahone ;
47. l'évacuation des garagistes à l'entrée de la centrale de Saint-Louis ;
48. le problème du bassin de dépollution de Boutoute ;
49. la nouvelle philosophie d'approvisionnement de la centrale de Tamba en combustible;
50. le retrait des groupes Poyaud 89 et 90 de l'exploitation jusqu'à ce qu'ils soient dotés de protections adéquates ;
51. la résolution du problème de circuit combustible et l'atelier de la centrale de Kahone;

Pour GTI :

- 52. le renforcement du groupe de secours pour un démarrage de la centrale en black-start ;
- 53. la fourniture d'information sur la politique de maintenance de GTI et la constitution de son stock de sécurité.

