

**REPUBLIQUE DU SENEGAL**

**COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE  
L'ELECTRICITE**

**RAPPORT ANNUEL 2002**

Septembre 2003

Version du 4 novembre 2003

## **SOMMAIRE**

<u>Le Mot du Président</u> .....	4
<b><u>FONCTIONNEMENT DE LA COMMISSION</u></b> .....	7
<u>Finalisation des instruments de travail</u> .....	8
<u>Règlement Intérieur</u> .....	8
<u>Procédures de régulation</u> .....	9
<u>Rapport annuel 2000/2001</u> .....	10
<u>Formation</u> .....	10
<u>Exécution du Budget 2002</u> .....	11
<b><u>BILAN DE L'EXPLOITATION DU SECTEUR</u></b> .....	13
<u>Bilan Technique et Economique</u> .....	13
<b><u>EXPLOITATION DE LA SENELEC</u></b> .....	13
<b><u>EXPLOITATION DE GTI-DAKAR</u></b> .....	35
<b><u>EXPLOITATION DE ESKOM-ENERGIE-MANANTALI</u></b> .....	37
<u>Bilan Financier de la SENELEC</u> .....	39
<b><u>ACTIVITES CONSULTATIVES</u></b> .....	46
<u>Poursuite de la seconde privatisation</u> .....	46
<u>Evolution institutionnelle de SENELEC</u> .....	46
<u>Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique (NEPAD)</u> .....	47
<b><u>ACTIVITES DE REGULATION</u></b> .....	48
<b><u>ACTIVITES DE REGULATION</u></b> .....	48
<b><u>ACTIVITES DE REGULATION</u></b> .....	49
<u>Régulation tarifaire</u> .....	49
<u>Suivi des obligations contractuelles de SENELEC</u> .....	51
<u>Audit sur la sécurité d'approvisionnement</u> .....	51
<u>Relations avec les consommateurs</u> .....	52
<b><u>RELATIONS EXTERIEURES ET COOPERATION</u></b>	
<b><u>INTERNATIONALE</u></b> .....	55

<u>Coopération avec les organes de régulation</u> .....	55
<u>Rencontres internationales</u> .....	56
<u>Visites et échanges</u> .....	56
<b><u>ANNEXES</u></b> .....	<b>57</b>
<u>Annexe 1 – Tarifs de l’électricité</u> .....	58
<u>Annexe 2 – Résumé de principaux Règlements d’Application</u> .....	58
<u>Annexe 2 – Résumé de principaux Règlements d’Application</u> .....	59
<u>Annexe 3 – Obligations contractuelles de SENELEC</u> .....	60
<u>Annexe 4 – Etats Financiers de la Commission</u> .....	66

## Le Mot du Président

Un sous-titre au présent rapport annuel de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité pourrait bien être « 2002, l'année de l'hydroélectricité » puisque 2002 restera dans l'histoire du Sénégal comme l'année qui aura ouvert au Sénégal l'ère de l'hydroélectricité, avec l'arrivée de l'énergie de la centrale de Manantali, un des principaux actifs de l'OMVS avec les liaisons électriques 225 kV associées, reliant la centrale aux capitales des trois Etats-membres de l'Organisation.

Cette ère nouvelle marque tout à la fois la fin du tout thermique et celle de l'isolement électrique du Sénégal de ses voisins, offrant des possibilités de coopération diverses et variées, bien au-delà de l'espace OMVS surtout dans la perspective de la réalisation du projet d'interconnexion Mali - Côte d'Ivoire.

L'injection, en juillet 2002, de l'énergie de Manantali dans le réseau électrique du Sénégal aura été d'un grand bénéfice au plan technique et économique. En effet, au plan technique, si le second semestre 2002, période de forte charge, a été incomparablement moins perturbé que le premier et si globalement l'année 2002 a enregistré une baisse de l'énergie fournie notamment par manque de production, c'est bien grâce à l'apport de Manantali qu'on le doit puisque le parc de production de SENELEC n'a fait l'objet d'aucune extension en 2002. Sur le plan économique, l'énergie de Manantali s'est révélée, de loin, l'énergie la moins chère de tout le système d'approvisionnement de SENELEC, le coût complet de cette énergie, 23,4 FCFA/kWh, étant même plus faible que le coût variable des équipements les plus performants de SENELEC.

S'il est une chose qu'on pourrait regretter c'est que le volume d'énergie que le Sénégal peut tirer de Manantali ne soit pas plus important, le Sénégal ne disposant que de 33 % d'un productible estimé à 807 GWh en année normale.

Plus que toute autre démonstration, plus que tout discours, ces éléments justifient amplement l'intérêt pour nos pays de miser sur l'hydroélectricité pour un développement optimal de leur système électrique. C'est là aussi une confirmation de la justesse de la stratégie énergétique que l'Afrique développe dans le cadre du Nouveau Partenariat pour le Développement de l'Afrique (NEPAD), stratégie axée sur la création de grands marchés régionaux au travers de la réalisation de réseaux d'interconnexion électrique et de la valorisation du potentiel hydroélectrique et gazier du continent.

Dans l'espace OMVS, le marché existe en particulier au Sénégal, le réseau aussi, même si son renforcement pourrait s'avérer nécessaire. Par conséquent, la réalisation des centrales au fil de l'eau en aval de Manantali, Félou et Gouina devrait figurer parmi les priorités de l'OMVS.

En attendant, nonobstant l'arrivée de Manantali, la Commission réitère, tenant compte d'une demande qui s'accroît d'environ 20 MW par an, sa recommandation visant l'augmentation de la puissance du parc de production de SENELEC de 80 à 100 MW.

En ce qui concerne les réseaux, l'analyse de la Commission au titre du rapport 2000/2001, s'est vérifiée en 2002 ; l'amélioration observée côté production a, en effet, mis en évidence l'acuité des difficultés d'exploitation des réseaux de transport et de distribution liées à la vétusté et la saturation des ouvrages. Une illustration dramatique aura été l'accident sur le réseau moyenne tension à Yeumbeul, dans la banlieue de Dakar, qui aura coûté la vie à plusieurs personnes. En 2002 comme en 2001, les rendements notamment au niveau global et au niveau du transport continuent de préoccuper.

En ce qui concerne l'accès des populations à l'électricité, les données révèlent des situations inattendues, notamment s'agissant du classement des villes selon le taux d'électrification, Dakar la capitale étant classée à la 5<sup>ème</sup> position (61,7 %) derrière Tivaouane (81,9 %) qui occupe la première place, mais aussi fournissent matière à réflexion quant à l'existence de grandes disparités entre les différentes villes du pays.

Enfin, au plan financier, il convient de noter l'amélioration en 2002 des résultats de l'entreprise – l'excédent brut d'exploitation négatif en 2000 et 2001 est redevenu largement positif – dans un contexte de prix élevé du combustible consommé par SENELEC avec la suppression complète de la subvention sur le fioul lourd, intervenue fin juin 2002. Il faut cependant analyser ces résultats financiers en tenant compte, d'une part, de l'effet Manantali (avec un impact positif sur la facture pétrolière de SENELEC) et, d'autre part, de la hausse de tarif de 10 % intervenue en mars 2002.

La régulation tarifaire a été en 2002 une activité majeure de la Commission avec l'ajustement ci-avant mentionné et a confirmé la flexibilité de la formule de contrôle des revenus de SENELEC, une augmentation du revenu maximum pouvant donner lieu à une hausse partielle des tarifs au cas où l'Etat accepte comme en 2002 de compenser une partie des revenus de l'entreprise.

Dans le cadre de la deuxième opération de privatisation, ce mode de régulation a donné lieu à des échanges intéressants avec les investisseurs ; certains parmi les plus sceptiques d'entre eux ont pu vérifier que la formule de contrôle des revenus, quand elle est bien calibrée, peut permettre d'atteindre les objectifs de prix de leur business-plan.

S'il faut se féliciter des efforts entrepris par la SENELEC pour améliorer la qualité de service, notamment avec le démarrage des travaux d'extension de la centrale diesel de Cap-Des-Biches – installation de deux tranches de 15 MW – et la décision consécutive à l'accident de Yeumbeul de restructuration et de renforcement des réseaux de transport et de distribution moyenne tension de Dakar, il convient d'observer que de gros efforts restent à faire du côté de SENELEC notamment en termes d'organisation, dans l'objectif de permettre d'assurer un bon suivi des normes de qualité de service, en particulier dans les activités commerciales.

Une clientèle de plus en plus exigeante ne se satisfera guère de pouvoir seulement disposer du courant en permanence et une fois la continuité de la fourniture assurée, elle sera plus attentive au respect par SENELEC des normes de qualité de service ainsi qu'à la diligence et au soin avec lesquels l'entreprise réagit à ses sollicitations.

# FONCTIONNEMENT DE LA COMMISSION

La création de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité fait partie des changements institutionnels majeurs introduits par la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, en vue d'une plus grande implication du privé. Ces changements visent autant à consolider et améliorer l'efficacité et la productivité qu'à promouvoir le développement de l'infrastructure électrique.

La Commission est composée de trois membres, dont un Président, nommés par décret. Le mandat est de cinq ans, renouvelable une fois.

Le rôle de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité consiste à réguler les activités de production, de transport, de distribution et de vente de l'énergie électrique conformément aux dispositions de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 modifiée par la loi 2002-01 du 10 janvier 2002.

La Commission a pour fonction le contrôle de l'exécution des contrats de concession ou de licence des opérateurs du secteur afin de veiller, d'une part, au respect de leurs obligations contractuelles et, d'autre part, à la préservation des intérêts des consommateurs. Elle vise également à assurer les conditions de viabilité financière des entreprises du secteur de l'électricité.

Par ailleurs, la Commission est chargée notamment d'instruire les demandes de licence ou de concession, de veiller au respect de la concurrence dans le secteur et de déterminer la structure et la composition des tarifs appliqués par les entreprises titulaires de licence ou de concession. Elle dispose de larges pouvoirs d'investigation et détient le pouvoir de prononcer des sanctions.

Outre les attributions décisionnelles, la Commission dispose, aux termes de la loi, d'attributions consultatives. Ainsi, elle est consultée par le Ministre chargé de l'Energie sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires concernant le secteur de l'électricité ou ayant un impact sur la conception de la politique sectorielle.

Durant l'exercice 2002, le fonctionnement de la Commission, en dehors de ses activités de régulation et des activités consultatives, a porté essentiellement sur la finalisation des instruments de travail.

## ***Finalisation des instruments de travail***

La finalisation des instruments de travail de la Commission a concerné son Règlement Intérieur et les procédures de régulation.

### **Règlement Intérieur**

Le Règlement Intérieur de la Commission a été effectivement adopté le 27 juin 2002, conformément aux dispositions de l'article 6 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité. Il précise les modalités de fonctionnement de la Commission quant à ses attributions décisionnelles et à ses attributions consultatives.

#### **Résumé du Règlement Intérieur de la Commission**

Les fonctions de membre de la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité sont incompatibles avec quelque autre fonction rémunérée ou non, avec quelque mandat électif national ainsi qu'avec toute détention directe ou indirecte d'intérêt dans une ou plusieurs entreprises du secteur de l'électricité.

Les membres de la Commission sont astreints au secret professionnel pour tous les faits, actes et renseignements dont leurs fonctions les amènent à avoir connaissance. Ils ne peuvent, à titre personnel, pendant la durée de leurs fonctions, ni prendre de positions publiques sur des questions ayant fait ou susceptibles de faire l'objet de décisions de la Commission ni accepter d'être consultés sur ces questions.

La Commission tient des réunions et des séances de travail. La réunion s'entend de toute séance de la Commission au cours de laquelle, elle doit s'exprimer par voie de vote, que ce soit pour une prise de décision, un avis ou une recommandation. Les réunions se tiennent selon des modalités bien définies.

La tenue de simples séances de travail est laissée à l'initiative du Président dans les conditions de forme et de délai qu'il détermine en concertation avec les autres membres.

En principe, les réunions se tiennent sur convocation du Président adressée aux membres sur la base d'un calendrier de réunion à valeur indicative établie tous les deux mois par le Président, en concertation avec les autres membres.

Toutefois, la Commission se réunit de plein droit sur la demande d'un de ses membres.

L'ordre du jour des réunions est arrêté par le Président, en concertation avec les autres membres.

Les décisions, avis ou recommandations de la Commission sont adoptés à la majorité des membres présents. En cas de partage égal de voix, celle du Président est prépondérante. En cas d'absence du Président, les décisions sont prises à l'unanimité. Le vote par procuration n'est pas autorisé.

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.

Les décisions de la Commission sont publiées dans son Bulletin Officiel.



## **Procédures de régulation**

Les procédures devant permettre à la Commission d'exécuter ses activités de régulation ainsi que ses activités consultatives, dont l'élaboration avait été entamée en 2001, ont fait l'objet d'un important travail de finalisation en 2002.

### **Recueil des procédures de régulation**

Les principales procédures générales concernent:

- le contrôle de l'exécution annuelle du Contrat de Concession et du Cahier des Charges de SENELEC (y compris l'obtention d'informations, le contrôle de l'application des incitations contractuelles par rapport à l'énergie non servie, l'application du régime tarifaire, les obligations générales de bonne conduite de SENELEC relatives à la production, au transport et à la distribution) ;
- l'approbation du plan quinquennal de production proposé par SENELEC ;
- la révision des dispositions du contrat de concession de SENELEC ;
- la révision quinquennale de la formule de contrôle des revenus de SENELEC : l'une des attributions dans ce domaine est de contrôler la bonne application des principes d'établissement des tarifs ;
- l'octroi des licences de production (suivant appels d'offres lancés par la Commission) et des concessions de distribution et des licences de vente à l'extérieur du Périmètre de SENELEC (suivant appels d'offres organisés par l'ASER);
- le contrôle ponctuel du contrat de concession et du cahier des charges de SENELEC (ex. l'application ponctuelle des incitations contractuelles relatives aux droits d'accès au réseau, aux normes de qualité du courant, de sécurité et de disponibilité etc.);
- l'entente des plaintes des consommateurs ;
- l'imposition de sanctions et de pénalités éventuelles ;
- les procédures d'arbitrage ;
- l'approbation de plusieurs systèmes et principes proposés par SENELEC et relatifs à la tarification, à la détermination des frais de raccordement, aux critères d'évaluation de la qualité du

Les Règlements d'Applications<sup>1</sup> sont adoptés par la Commission en application de l'article 10 de son Règlement Intérieur, pour l'exécution de ses attributions telles que définies par la loi n°98-29 du 14 avril 1998. Ils précisent les relations ainsi que les droits et obligations réciproques de la Commission et des tiers impliqués dans le processus de régulation du secteur de l'électricité, notamment le Ministre chargé de l'Energie, l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale, les titulaires de licence et de concession et les consommateurs.

Les règlements d'application sont réunis en un recueil dénommé « Procédures de régulation » et n'entrent en vigueur qu'après leur publication dans le Bulletin Officiel de la Commission.

La priorité accordée à certains règlements d'application dans le processus de finalisation tient compte :

---

<sup>1</sup> Le résumé des principaux Règlements d'Application est fourni à l'annexe 2

- ✓ du fait que SENELEC est, pour l'instant, la seule entreprise pour laquelle les obligations ainsi que les conditions tarifaires ont été définies de manière détaillée dans un cahier des charges annexé à son contrat de concession ;
- ✓ de la volonté du Gouvernement, d'une part, de développer l'offre de production en faisant recours en priorité à la production indépendante, et d'autre part, d'accélérer l'accès à l'électricité en milieu rural ;
- ✓ de l'envergure des activités relatives aux attributions consultatives ;
- ✓ de l'importance des missions de la Commission en matière de protection des droits des consommateurs.

Une consultation des opérateurs, des consommateurs et autres parties concernées est envisagée, dans l'objectif de recueillir leurs points de vue sur les différents Règlements d'Application, avant leur adoption et leur publication par la Commission durant l'année 2003.

## ***Rapport annuel 2000/2001***

Le premier rapport de la Commission a été édité en 2002. Ce rapport couvre la période 2000/2001 et présente outre la mise en place et l'organisation de la Commission, le bilan de l'exploitation du secteur durant la période, les activités de régulation et les activités consultatives de la Commission, ses relations extérieures et la coopération internationale.

Le rapport a été remis au Président de la République le 24 décembre 2002 et a fait l'objet d'une large diffusion, notamment au niveau des opérateurs, des associations de consommateurs, des bailleurs de fonds et des représentations diplomatiques.

## ***Formation***

Le renforcement des capacités des membres et du personnel de la Commission s'est poursuivi en 2002. Ainsi, ces derniers ont participé à des cours et séminaires à l'extérieur du Sénégal ou des séminaires à caractère international tenus au Sénégal. Il s'agit notamment :

- Cours sur la Régulation Economique de la Participation du Secteur Privé dans les Services de l'Eau, de l'Energie et des Télécommunications – Dakar – : Ministère de l'Economie et des Finances du Sénégal/ Banque Mondiale, Dakar du 28 janvier au 7 février 2002;
- Cours sur les thèmes financiers en régulation des Services publics et calcul des tarifs dans les industries régulées- ANARE/ Institut de la Banque Mondiale- Abidjan – du 8 au 12 avril 2002.
- Cours sur la régulation économique et financière dans l'industrie électrique – Université de Sherbrooke et IEPF - Longueuil (Montréal) – du 19 au 25 mai 2002;
- Séminaire de formation sur les Techniques de l'ingénierie financière : Ingénierie, modélisation et régulation financière dans les projets d'infrastructures – Ministère de l'Economie et des Finances du Sénégal/ Banque Mondiale - Dakar – du 18 au 20 juin 2002;
- Training Course – Managing Reform and Regulation in Electricity Industry in Africa- The Graduate School of Business- Cape Town – South Africa : du 22 au 27 septembre 2002;

- Cours sur l'Evaluation des actifs dans les Services publics à réseaux : Ministère de l'Economie et des Finances du Sénégal/ Banque Mondiale – Dakar, du 25 au 27 septembre 2002.

## ***Exécution du Budget 2002***

Aux termes de la loi n°98-29 du 14 Avril 1998 relative au secteur de l'électricité, la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité a pour ressources le produit des 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 général de l'Etat et une partie des pénalités pécuniaires infligées aux titulaires de licence et de concession.

Le budget de la Commission a été arrêté, au titre de l'exercice 2002, en recettes et en dépenses à la somme totale de Cinq cent soixante dix huit millions trois cent cinq mille six cent quatre vingt huit (578.305.688) FCFA. Il a été financé pour partie par le reliquat sur l'exercice 2001 à hauteur de 196 605 660 FCFA et pour partie par les redevances notifiées aux opérateurs pour un montant total de Trois cent quatre vingt et un millions sept cent mille vingt huit francs CFA (381.700.028) réparti entre la SENELEC (360.457.306) et GTI (21.242.722).

Les redevances ont été versées à 100% par GTI et à 72,26% par la SENELEC ; soit un taux global de 73,8%.

Au niveau des dépenses, le budget a été réalisé à 55,6% avec un taux de 26,47% pour le budget d'équipement et de 59,5% pour le budget de fonctionnement. La faiblesse du taux de réalisation au niveau des dépenses d'investissement s'explique par la prudence observée dans l'exécution de ces dépenses à cause des retards enregistrés dans le versement des redevances. Pour les dépenses de fonctionnement, le fait que le personnel de la Commission n'est pas encore au complet et que la mise en œuvre du programme d'assistance technique a été différée expliquent le niveau de réalisation.

Au terme de l'exercice, le solde budgétaire est de 156.096.716 FCFA.

Le tableau ci-après résume les différents montants prévus et engagés dans le cadre du budget 2002, ainsi que le taux de réalisation

***Tableau 1 : Exécution du budget 2002 de la Commission***

<b>Rubriques</b>	<b>Budget</b>	<b>Réalisation</b>	<b>Taux de réalisation</b>
<b>RESSOURCES</b>	<b>578 305 688</b>	<b>478 305 688</b>	<b>82,71%</b>
Reliquat sur budget 2001	196 605 660	196 605 660	100,00%
Redevances 2002	381 700 028	281 700 028	73,80%
SENELEC	360 457 306	260 457 306	72,26%
GTI	21 242 722	21 242 722	100,00%
<b>EMPLOIS</b>	<b>578 305 688</b>	<b>321 528 972</b>	<b>55,60%</b>
Equipements	68 304 107	18 082 633	26,47%
Fonctionnement	510 001 581	303 446 339	59,50%
Dépenses de personnel	263 925 382	195 461 206	74,06%
Autres dépenses de fonctionnement	246 076 199	107 985 133	43,88%
<b>SOLDE</b>	<b>-</b>	<b>156 096 716</b>	

Les états financiers de l'exercice 2002 (Bilan, Compte de résultat, Tableau financier des ressources et des emplois et Etat annexé), présentés à l'annexe 3, ont été audités par le cabinet d'expertise comptable Mazard et Guérin.

Les conclusions émises par le cabinet dans sa lettre d'opinion sont formulées comme suit :

*« A notre avis, les états financiers annuels sont réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat des opérations de la CRSE pour l'exercice clos au 31 décembre 2002, conformément aux principes et règles comptables édictés par le Système Comptable Ouest Africain (SYSCOA).*

*Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci avant, nous attirons votre attention sur le point suivant :*

*Il n'existe actuellement aucun document probant permettant de justifier avec précision et de manière irréfutable le statut fiscal de la CRSE. La Commission considère qu'elle est exonérée de l'impôt sur les sociétés et qu'elle n'est pas assujettie à la TVA. Cette interprétation nécessite d'être confirmée par la Direction Générale des Impôts ».*

Conformément à la loi, le Président de la Commission a transmis les états financiers ainsi certifiés à la Cour des Comptes.

# BILAN DE L'EXPLOITATION DU SECTEUR

Le secteur de l'électricité du Sénégal se caractérise par un nombre limité d'opérateurs :

- ✓ la SENELEC, société anonyme dont la totalité des actions est actuellement détenue par l'Etat du Sénégal ;
- ✓ GTI-Dakar, producteur indépendant privé ;
- ✓ Eskom-Energie-Manantali (EEM), opérateur des ouvrages hydroélectriques de l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS) pour le compte de la Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM).

## *Bilan Technique et Economique*

Ce bilan concerne successivement l'exploitation de la SENELEC, celle de GTI et celle de Eskom-Energie-Manantali.

### **EXPLOITATION DE LA SENELEC**

La SENELEC est responsable du service public de l'électricité au Sénégal. Elle détient le monopole du transport sur l'ensemble du territoire à l'exception du réseau interconnecté de Manantali et celui de la distribution sur son périmètre qui couvre la majeure partie du pays. A cet effet, elle exploite son parc de production en plus des contrats d'achat d'électricité signés avec les deux autres opérateurs. Actuellement, la SENELEC détient le monopole de l'achat en gros de l'électricité sur l'ensemble du territoire.

### **Présentation du réseau de la SENELEC**

SENELEC dessert sa clientèle à travers deux systèmes :

✓ ***le système interconnecté communément appelé réseau interconnecté ( R.I.):***

Il est constitué des centrales de production de SENELEC construites à Dakar, des centrales de Kahone à Kaolack, de Saint-louis, du producteur indépendant GTI et de l'ensemble des lignes et postes de transport 90 kV et de distribution 30kV et 6.6kV qui permettent de livrer l'énergie aux clients situés dans les zones d'implantation de ces ouvrages.

Ce réseau interconnecté de SENELEC reçoit depuis le 15 juillet 2002, de l'énergie électrique en 225kV en provenance de la centrale de Manantali, à travers le système ouest<sup>1</sup>. La ligne 225kV venant de Manantali a permis de reprendre l'alimentation en 30 kV des zones de Matam et Dagana.

✓ ***Le système isolé constitué de plusieurs réseaux isolés constitués par :***

- les centrales de Boutoute à ziguinchor, et de Tambacounda et des réseaux qui y sont raccordés ;
- plus d'une vingtaine de centres secondaires, alimentés par groupes électrogènes.

<sup>1</sup> Il s'agit du réseau de transport venant de la centrale de Manantali qui alimente le Sénégal et le Mauritanie

En 2002, il a été constaté un ralentissement de la croissance de la demande d'énergie électrique au niveau du service public, par rapport au taux moyen observé depuis la mise en œuvre de la réforme du secteur en 1999, avec une évolution de 4% contre une croissance moyenne annuelle de plus de 10% durant la période 1999-2001.

### ***Analyse de la qualité du service***

La SENELEC n'a pas été en mesure de satisfaire la demande d'électricité avec une qualité de service acceptable. En effet, la demande non satisfaite au cours de cette année a été de 17,23 GWh au niveau du Réseau Interconnecté (RI), soit 1,3% des ventes, alors que la norme contractuelle est de 0,5% des ventes, soit 6,76 GWh pour tout le Système. Cependant, la tendance à la baisse constatée dans le rapport précédent, en ce qui concerne la demande non satisfaite s'est confirmée lors de l'année 2002.

Comme pour les années précédentes, la quasi-totalité de la demande non satisfaite (75%) découle du déficit du système de production. Le tableau 2 résume l'évolution de la demande non satisfaite ainsi que son poids par rapport aux ventes sur la période 2000-2002

**Tableau 2 : Evolution des ventes et de l'énergie non fournie (GWh)**

	2000		2001		2002		TOTAL 2000-2002	
Ventes Facturées	1 149,16		1 295,41		1 351,69		<b>3 796,26</b>	
Energie Non Fournie Manque Production	26,14	2,27%	15,17	1,17%	12,86	0,95%	<b>54,17</b>	<b>1,43%</b>
Energie Non Fournie Manœuvre & Travaux	0,46	0,04%	0,94	0,07%	1,15	0,08%	<b>2,55</b>	<b>0,07%</b>
Energie Non Fournie Incidents	2,14	0,19%	3,79	0,29%	3,23	0,24%	<b>9,16</b>	<b>0,24%</b>
<b>ENERGIE NON FOURNIE TOTALE</b>	<b>28,74</b>	<b>2,50%</b>	<b>19,90</b>	<b>1,54%</b>	<b>17,23</b>	<b>1,27%</b>	<b>65,87</b>	<b>1,74%</b>
Norme Energie Non Fournie Totale	6,89	0,60%	6,48	0,50%	6,76	0,50%	<b>20,13</b>	<b>0,53%</b>

La tendance à la baisse constatée au niveau de la demande non satisfaite ne s'est pas traduite en terme de perturbation du système électrique. A titre d'exemple, le taux de défaillance, période durant laquelle la demande est supérieure à l'offre, a été de 9,32% en 2002 alors qu'il était de 8,77% en 2001. La norme généralement admise à ce niveau dans nos pays est de 0,82%. Le tableau 3 résume quelques indicateurs de perturbation du réseau.

**Tableau 3 : Evolution de la défaillance**

	2000	2001	2002	TOTAL 2000-2002
Nombre délestages	6 422	3 934	5 131	<b>15 487</b>
Nombre délestages par jour	18	11	14	<b>14</b>
Nombre de jours perturbés	188	128	220	<b>536</b>
Nombre de jours perturbés (%)	51,51%	35,07%	60,27%	<b>48,95%</b>
Durée défaillance (heures)	1 320	768	816	<b>2 904</b>
Taux défaillance (%)	15,07%	8,77%	9,32%	<b>11,05%</b>

### ***Situation de la production***

Pour satisfaire la demande d'électricité, la SENELEC a eu à recourir à ses moyens de production propres mais également aux achats d'énergie auprès des autres opérateurs (GTI, EEM) et des auto-producteurs.

L'analyse de l'évolution du système global de production (moyens de SENELEC et des autres producteurs) montre que pratiquement aucun équipement nouveau n'a été mis en service en 2002 au Sénégal. En effet, à l'exception de la centrale de Manantali d'une puissance de 200

MW sur laquelle le Sénégal détient un quota de 33% sur l'énergie productible, aucun équipement de production n'a été ajouté en 2002. Ainsi, la puissance nominale installée au 31 décembre a été de 454 MW pour l'ensemble du système contre 401 MW en 2001, tenant compte du quota de 60 MW au niveau de la centrale de Manantali.

A cause de la mauvaise disponibilité de certains équipements et de la mise en service tardive de la centrale de Manantali (juillet 2002 pour le Sénégal), la puissance disponible moyenne a été de moins de 60% de la puissance nominale installée au 31 décembre. Au niveau du Réseau Interconnecté (RI), cette puissance nominale installée est de 436 MW pour une puissance moyenne disponible de 249 MW. A titre d'illustration, si cette puissance disponible est comparée avec la puissance de pointe appelée en 2002 par la clientèle qui a été de 283 MW, il en ressort un déficit moyen de 34 MW. Cependant, il faut noter que des déficits plus importants ont été observés durant le premier semestre alors que durant le second semestre, après l'arrivée de l'énergie en provenance de Manantali, les déficits par manque de production ont été quasi inexistantes. Cette amélioration notoire de la qualité de fourniture durant le second semestre s'explique par l'importante capacité tirée de la centrale de Manantali par la SENELEC qui a tiré jusqu'à plus de 100 MW à certains moments. Le tableau 4 illustre l'évolution de la capacité de production.

**Tableau 4 : Evolution de la capacité du parc de production (MW)**

	2000			2001			2002		
	Puissance Nominale*	Puissance disponible		Puissance Nominale*	Puissance disponible		Puissance Nominale*	Puissance disponible	
Diesel	101	56	26%	101	61	26%	94	55	22%
Vapeur	139	62	28%	139	74	32%	139	66	26%
Turbine à gaz	93	52	24%	93	56	24%	93	56	23%
Mobiles **	0	12	5%	0	0	0%	0	0	0%
GTI	51	39	17%	51	42	18%	51	42	17%
Manantali	0	0	0%	0	0	0%	60	29	12%
<b>RESEAU INTERCONNECTE</b>	<b>383</b>	<b>221</b>	<b>100%</b>	<b>383</b>	<b>233</b>	<b>100%</b>	<b>436</b>	<b>249</b>	<b>100%</b>
<b>RESEAUX ISOLES</b>	<b>18</b>	<b>12</b>		<b>18</b>	<b>11</b>		<b>18</b>	<b>11</b>	
<b>TOTAL SYSTEME</b>	<b>401</b>	<b>233</b>		<b>401</b>	<b>245</b>		<b>454</b>	<b>261</b>	

\* Puissance en service au 31 décembre

\*\* Les groupes mobiles ont été retirés du réseau en décembre 2000

Source: Rapports annuels 2000, 2001, 2002 Département Mouvements d'Énergie, Sénégal

L'analyse de la configuration de la puissance moyenne disponible au niveau du RI montre que 22% de cette puissance sont constitués par les unités diesel, 26% par les unités vapeur et 23% par les turbines à gaz ; la contribution de GTI est de 17% et celle de Manantali de 12%.

Pour l'utilisation de cette puissance disponible, les unités diesel ont participé à la production brute du RI à hauteur de 24% contre 32% pour les unités vapeur et 12% pour les turbines à



gaz. La participation de GTI a représenté 21% et celle de Manantali 12%. On observe, par rapport à 2001, une augmentation de la participation de GTI de 2% et l'arrivée de Manantali qui a contribué à hauteur de 12%. Toutefois, l'apport d'une énergie meilleure marché par Manantali n'a pas apporté le maximum de gain possible puisque cette énergie est venue essentiellement en remplacement de la production des unités diesel et vapeur moins chères que les turbines à gaz pour lesquelles la participation n'a baissé que de 1% en passant de 13% en 2001 à 12% en 2002. Cette situation s'explique par l'indisponibilité de certaines unités de base, essentiellement le groupe 403 de la centrale diesel du Cap des Biches qui est resté à l'arrêt pendant toute l'année 2002 à la suite d'une avarie sérieuse intervenue le 02 janvier. L'évolution de la production brute sur la période 2000-2002 est résumée par le tableau 5.

**Tableau 5 : Evolution de la production brute (GWh)**

	2000		2001		2002		TOTAL 2000-2002	
Diesel	475	34%	497	31%	403	24%	1 375	30%
Vapeur	499	35%	569	36%	505	31%	1 574	34%
Turbine à gaz	259	18%	212	13%	196	12%	667	14%
Groupes mobiles	28	2%	0	0%	0	0%	28	1%
Achats Manantali	0	0%	0	0%	194	12%	194	4%
Achats GTI	152	11%	307	19%	353	21%	812	17%
<b>RESEAU INTERCONNECTE</b>	<b>1 414</b>	<b>100%</b>	<b>1 583</b>	<b>100%</b>	<b>1 652</b>	<b>100%</b>	<b>4 649</b>	<b>100%</b>
<b>RESEAUX ISOLES</b>	<b>61</b>		<b>68</b>		<b>73</b>		<b>202</b>	
<b>AUTRES ACHATS</b>	<b>1</b>		<b>0</b>		<b>0</b>		<b>203</b>	
<b>TOTAL SYSTEME</b>	<b>1 476</b>		<b>1 651</b>		<b>1 725</b>		<b>5 055</b>	

L'examen de la courbe des puissances appelées par la clientèle en 2002 fait ressortir que la consommation de pointe, environ 1000 heures de fonctionnement par année (12% de la période), devrait correspondre à une énergie représentant 0,67% de la production globale. Comparée à la participation effective des turbines à gaz, qui assurent normalement la production de pointe, cette valeur démontre que le fonctionnement du système n'a pas été efficient en 2002. Cette situation est essentiellement due à une mauvaise disponibilité des équipements de base et à des contraintes techniques sur le réseau qui ont conduit la SENELEC à assurer 12% de la production du RI à partir des turbines à gaz alors que cette participation devait être limitée à 0,67% avec un fonctionnement optimal du parc de production. Il semblerait que la SENELEC a été obligée à certains moments de maintenir sur le réseau des turbines à gaz et d'arrêter des unités plus performantes pour les besoins d'un bon plan de tension

Cette utilisation accrue des turbines à gaz a certes permis de limiter la défaillance du système, mais elle a également induit des surcoûts importants au niveau des dépenses d'exploitation de la SENELEC. En effet, le coût variable unitaire des turbines à gaz a représenté en 2002 deux (2) fois celui des unités de base de la SENELEC. Ainsi, les dépenses variables d'exploitation

correspondant aux 12% de production des turbines à gaz ont représenté 20% des dépenses globales contre 51% pour les unités de base de SENELEC qui ont assuré 55% de la production.

Si la SENELEC avait pu limiter la participation des turbines à gaz à 0,67% de la production du RI, elle aurait économisé sur ses dépenses d'exploitation de 2002 un minimum de 5,2 Milliards de FCFA. Avec un fonctionnement normal (80% de taux de disponibilité), le groupe 403 aurait produit 140 GWh réduisant sensiblement la production des turbines à gaz. Dans ce cas, la participation des unités diesel à la production totale du RI aurait été de 35% et celle des turbines à gaz de 3,3%. En considérant la différence de coûts entre ces deux types d'équipements, le surcoût généré par l'indisponibilité du groupe 403 durant l'année 2002 est estimé à 4,5 Milliards de FCFA. Le tableau 6 donne l'évolution des dépenses variables de production sur la période 2000-2002.

**Tableau 6 : Evolution des dépenses variables (MFCFA)**

	2000		2001		2002		TOTAL 2000-2002	
Diesel	9 419	21%	12 646	22%	11 226	19%	33 291	21%
Vapeur	11 997	27%	17 274	30%	18 564	32%	47 835	30%
Turbine à gaz	14 819	33%	14 888	26%	11 842	20%	41 549	26%
Groupes mobiles	1 062	2%	0	0%	0	0%	1 062	1%
Achats Manantali	0	0%	0	0%	3 257	6%	3 257	2%
Achats GTI	7 459	17%	12 321	22%	13 170	23%	32 950	21%
RESEAU INTERCONNECTE	44 756	100%	57 129	100%	58 059	100%	159 943	100%
<b>RESEAUX ISOLES</b>	<b>2 662</b>		<b>3 306</b>		<b>3 438</b>		<b>9 407</b>	
<b>TOTAL SYSTEME</b>	<b>47 418</b>		<b>60 435</b>		<b>61 497</b>		<b>169 350</b>	

Sources Rapports annuels 2000- 2001-2002 Département Mouvements d'Energie - Sénélec

Un élément important à signaler à ce niveau est l'évolution assez faible des dépenses d'exploitation variables qui passent de 60,4 Milliards de FCFA en 2001 à 61,5 Milliards en 2002, soit 1,8%, malgré une évolution de la production de 4,5%. Cette situation, qui s'est traduite par une baisse de 2,6% du coût unitaire d'exploitation, est due à l'arrivée de l'énergie en provenance de Manantali qui a permis de limiter l'utilisation des turbines à gaz à leur niveau observé mais également à la baisse des prix de certains produits pétroliers, utilisés par les turbines à gaz et la centrale de GTI. En effet, s'il a été noté une hausse substantielle du prix du fuel lourd payé par la SENELEC qui a atteint plus de 125.000 FCFA la tonne en octobre suite à la suppression de la subvention intervenue au mois de juin, ceux du Kérosène, du Distillat et du Naphta ont baissé de 2% à 5% alors que celui du Diesel oil n'a pas connu d'évolution significative.

Le tableau 7 résume l'évolution du prix moyen mensuel des différents produits pétroliers utilisés par la SENELEC entre 2001 et 2002.

**Tableau 7 : Evolution des prix moyens des produits pétroliers (FCFA/Tonne)**

	Fuel lourd **	Diesel oil	Kérosène	Distillat	Naphta
<b>Moyenne 2001</b>	<b>90 644</b>	<b>176 422</b>	<b>197 407</b>	<b>184 285</b>	<b>190 039</b>
<b>Moyenne 2002</b>	<b>106 681</b>	<b>176 901</b>	<b>190 942</b>	<b>181 039</b>	<b>181 576</b>
<b>Evolution</b>	<b>17,69%</b>	<b>0,27%</b>	<b>-3,27%</b>	<b>-1,76%</b>	<b>-4,45%</b>

\*\* Le prix du fuel lourd a été subventionné jusqu'au 29 juin 2001

*Au regard de cette analyse, il apparaît que la nécessité du renforcement du parc de production avec une capacité de base performante de 80 à 100 MW, constatée dans le rapport 2000-2001 de la Commission reste plus que d'actualité pour un approvisionnement correct en énergie électrique et une réduction du coût du kilowattheure.*

*L'arrivée de l'énergie en provenance de la centrale de Manantali depuis juillet 2002 et le projet d'extension de la centrale diesel du Cap des Biches, dont la mise en service sera effective durant le premier trimestre de 2003, constituent un grand pas vers l'atteinte de cet objectif. Cependant, les efforts devront être poursuivis pour ne pas retomber dans la situation de déficit vécue depuis plusieurs années. En effet, une évolution de la demande d'électricité de 6% par année correspondrait à un besoin d'extension de la capacité de production d'au moins 20 MW par année au niveau du Réseau Interconnecté.*

*En y ajoutant le fait que la SENELEC tire une puissance de 60 MW à 100 MW de Manantali dont la capacité de fourniture dépend fortement des conditions climatiques, on mesure aisément l'urgence de la mise en service d'une puissance additionnelle d'au moins 50 MW au niveau du Réseau Interconnecté pour disposer d'une réserve minimale permettant de faire face à la demande à court terme.*

## ***Situation du transport***

Le réseau de transport sert de support aux échanges d'énergie électrique entre les différentes régions du pays et à l'alimentation des grandes entreprises industrielles.

A la fin de l'année 2002, le réseau de transport comprend 331,5 km de ligne Haute Tension (HT) dont 124 km en 225 kilovolts (kV) et 207,5 km en 90 kV.

En plus des lignes, les installations de transport comportent des postes sources 225-90/30 kV et des sous-stations 30/6,6 kV qui permettent de transformer une partie de l'énergie produite avant de l'évacuer vers les installations de distribution.

Une bonne utilisation des transformateurs est fondamentale pour une exploitation optimale des réseaux en minimisant les interruptions du service et les pertes.

## **Exploitation des postes sources & sous-stations<sup>2</sup>**

La règle de fonctionnement d'un poste de transformation consiste à disposer d'une puissance installée telle que la charge est alimentée avec un seul transformateur, le second servant de secours.

En 2002, les résultats de la campagne de mesure effectuée par la SENELEC, montrent qu'à l'exception du poste de Hann et de la sous – station centre-ville, aucun poste source ni aucune sous-station de Dakar ne respecte cette règle.

En particulier, il a été constaté une forte surcharge des transformateurs de la sous-station de Thiaroye qui sont utilisés à plus de 122 % de leur puissance nominale. Il est donc urgent de mener les actions idoines pour décharger ces transformateurs ou à défaut, de procéder à leur remplacement.

Un autre élément important pour une bonne utilisation des transformateurs est le facteur de puissance (cosinus  $\phi$ ) qui doit être supérieur à 0,87.

En 2002, près de 79 % des transformateurs des stations de Dakar ont fonctionné avec un mauvais facteur de puissance. Cette situation a été à l'origine des surcharges de câbles, et de la détérioration de la tension de desserte à la clientèle qui ont causé beaucoup d'incidents sur le réseau et des délestages techniques pour mauvaise tension de service.

---

<sup>2</sup> le Transport gère les postes sources haute tension et les sous-station 30kV/6.6kV de la SENELEC

Le tableau 8 donne l'état de charge des transformateurs des postes sources et sous-stations de Dakar

**Tableau 8: Exploitation transformateur des sous-stations de Dakar**

Transformateurs	Puissance nominale (MVA)	Puissance max (MVA)	% charge	Cosinus	Mauvais cos durant	Puissance max poste	Pourcentage/ puissance garantie
TR1 Cap des biches	33	21,5				39	118%
TR2 cap des biches*	33	17,5					
TR2 Hann	80	53	66%	<0,87	24h	92,44	77%
TR3 Hann	80	44,4	56%	ras			
TR1 Aéroport	7,9	6,1	77%	<0,85	7h	12,3	156%
TR2 Aéroport	7,9	6,1	77%	<0,85	10h		
TR1 Thiaroye	7,9	9,6	122%	<0,84	5h	19,3	244%
TR2 Thiaroye	7,9	9,6	122%	<0,84	10h		
TR1 Université	15	8	53%	<0,85	9h	15,1	101%
TR2 Université	15	7	47%	<0,85	5h		
TR1 Usine des Eaux	15	9,2	61%	ras		17,4	116%
TR2 Usine des Eaux	15	8,2	55%	ras			
TR1 Bel-air	20	15,6	78%	<0,86	23h	29,8	149%
TR2 Bel-air	20	14,8	74%	<0,86	24h		
TR1 Centre-ville	15	6,9	46%	<0,76	14h	14,9	99%
TR2 Centre-ville	15	8,8	59%	<0,72	24h		

\* : Les valeurs de puissances sont des mesures instantanées.

Sources: Département Gestion Technique: campagne de mesures de charges des sous-stations en 2002

## **Energie livrée:**

En 2002, l'énergie livrée aux réseaux SENELEC par ses centrales et les producteurs indépendants est de 1556 GWh dont 95,43% sont livrés au réseau interconnecté et 4,57% aux réseaux isolés.

Le taux de croissance de 1,56% de l'énergie livrée constaté en 2002 est faible par rapport à celui de 12% de 2001. Cette réduction du taux de croissance s'explique, d'une part, par le ralentissement de la croissance de la demande et, d'autre part, du fait du comptage non exhaustif de l'énergie délivrée par le réseau de transport au réseau de distribution.

Le tableau 9 suivant donne l'évolution de l'énergie livrée sur la période 2000 - 2002

**Tableau 9 : Energie livrée dans les réseaux**

Lieu de livraison	2 000	2 001	2 002
Borne centrale	397 721	424 052	400 369
Poste HT/MT	717 460	835 719	899 656
Total livraison aux réseaux 30 & 6,6 kV du RI	1 115 181	1 259 771	1 300 025
Clients HT	186 974	202 826	185 336
<b>Total énergie livrée au RI *</b>	<b>1 302 155</b>	<b>1 462 597</b>	<b>1 485 361</b>
Energie livrée aux réseaux isolés	58 711	65 295	71 113
<b>Energie totale livrée</b>	<b>1 360 866</b>	<b>1 527 892</b>	<b>1 556 474</b>

\* : Les valeurs de 2000 et 2001 ont été réajustées

**Sources** : *Rapports annuels Département Mouvement d'Energie  
2000-2001-2002- S.G.Senelec*

## **Rendement**

Les rendements mesurent la performance de l'entreprise en terme d'utilisation de l'énergie électrique, de la production à la consommation finale.

Ainsi, l'analyse des rendements permet d'apprécier les pertes d'énergie au niveau des différents segments de la structure industrielle. Ces pertes résultent, soit du fonctionnement des installations (pertes techniques), soit de la fraude et des problèmes liés à la facturation de la clientèle (pertes non techniques).

Au niveau du transport, le rendement transport net - déterminé à partir de l'énergie livrée au réseau de distribution et aux clients Haute Tension, et de la production nette des centrales de la SENELEC et de l'énergie injectée par les producteurs indépendants - est évalué à 93,17 % en 2002 contre respectivement 96,25 % en 2001 et 96,21 % en 2000.

Par rapport aux valeurs de 2000 et 2001, le rendement transport de 2002 connaît un recul de plus de 3 points qui représentent une énergie non distribuée de 48,45 Gwh correspondant à un manque à gagner de 3,9 milliards de FCFA. Cette baisse significative du rendement au niveau du réseau de transport s'explique, d'une part, par le fonctionnement non optimal du système déjà noté dans le rapport 2000/2001 de la Commission et, d'autre part, par un comptage non exhaustif de l'énergie livrée au réseau de distribution comme signalé précédemment.

Le tableau 10 et le graphique 1 illustrent l'évolution du rendement transport sur la période 2000-2002.

**Tableau 10 : Rendement transport réseau interconnecté de 2000 à 2002**

	2000	2001	2002
Production brute RI (MWh)	1 261 615	1 276 894	1 104 679
Production nette RI (MWh)	1 200 916	1 212 932	1 047 074
Achats (GWh)	152 491	306 594	547 154
Energie reçue sur le RI	1 302 155	1 462 597	1 485 361
Rendement transport net = (énergie reçue/production nette)	96,21%	96,25%	93,17%
Rendement transport brut = (énergie reçue/production brute)	92,08%	92,37%	89,92%

**Source** : Rapports annuels Département Mouvement d'Energie 2000-2001-2002-secrétariat Général Senelec

**Graphique 1 : Evolution des rendements transport**



*Avec l'arrivée de l'énergie de Manantali depuis le mois de juillet 2002 et l'interconnexion des réseaux entre les pays de l'OMVS, le sens de transit des énergies dans le réseau interconnecté de SENELEC a évolué. Il est important, pour avoir une mesure correcte des rendements, de relever de façon exhaustive les énergies livrées.*

*Le projet RECORD<sup>3</sup> initié par SENELEC devrait permettre d'apporter une solution à la détermination des rendements.*

### **Interruptions du service**

Avec la fin des travaux préparatoire à l'arrivée de l'énergie de Manantali, il a été noté une réduction du nombre d'interruptions de service dues aux manœuvres et travaux de même que

<sup>3</sup> RECORD : « Référence Electrique et Comptage sur les Réseaux de Distribution » : Projet SENELEC pour déterminer les pertes dans ses réseaux de distribution

l'énergie non distribuée. En effet, en 2002, l'énergie non distribuée enregistre une baisse de 46,25% alors qu'elle avait augmenté de 291,4 % en 2001.

Concernant les interruptions du service dues aux incidents, une hausse sensible a été notée, aussi bien en nombre qu'en terme d'énergie non distribuée. Cette augmentation confirme les contraintes structurelles d'exploitation évoquées dans le rapport annuel 2000/2001 de la Commission. Il faut ajouter à cela, les difficultés liées à l'exploitation de la liaison avec Manantali à cause des défauts de jeunesse de la ligne, la faiblesse de la liaison (une seule ligne) et les problèmes de communication liés à la non opérationnalité du dispatching de Manantali. Ces problèmes de communication ont contribué à prolonger les temps de remise en service après coupure de l'alimentation venant de la centrale de Manantali.

Les tableaux 11 et 12 récapitulent l'état des interruptions de service sur les réseaux Haute Tension.

**Tableau 11 : statistiques des interruptions de réseaux**

	2000	2001	2002
Manœuvre & travaux	292	338	293
Incidents	135	129	162
<b>Total</b>	<b>427</b>	<b>467</b>	<b>455</b>

**Tableau 12 : Energie non distribuée suite aux interruptions de réseaux (MWh)**

	2000	2001	2002
Manœuvre & travaux	58	227	122
Incidents	392	289	409
<b>Total</b>	<b>450</b>	<b>516</b>	<b>531</b>

*Sources: rapport annuel Département Mouvement d'Energie 2000-2001-2002*

Il faut également signaler que les problèmes de coordination des protections entre la production et le transport demeurent toujours préoccupants.

En effet, plus de 50 % des black-out (5 sur 9) notés en 2002 ont été causés par des défauts sur les réseaux.

### **Situation de la Distribution**

Les installations de distribution reçoivent l'énergie électrique du réseau de transport et de certaines centrales. Elles permettent d'alimenter une grande partie des clients de la SENELEC.

La distribution de l'énergie électrique est réalisée à travers les réseaux Moyenne Tension (MT) et Basse Tension (BT).



## **Rendement**

Aucune amélioration n'a été enregistrée en 2002 au niveau du système d'information de la SENELEC pour une bonne mesure du rendement de la distribution. De ce fait, il n'est toujours pas possible de séparer le rendement de la distribution et le rendement commercial.

Le rendement de l'ensemble distribution-commercial, énergie vendue sur l'énergie livrée au réseau de distribution est estimé, en 2002, à 86,84 % soit un gain de 2,06 points par rapport à l'année 2001 durant laquelle ce rendement a été de 84,78 %.

Cependant, cette amélioration du rendement n'est pas due à une meilleure performance de la SENELEC mais découle, plutôt, du problème de comptage non exhaustif de l'énergie livrée, évoqué plus haut.

L'évolution du rendement distribution-commercial sur la période 2000-2002 est illustrée par le tableau 13.

***Tableau 13 : Rendement distribution-commercial réseau Senelec de 2000 à 2002***

	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Energie vendue	1 149 156	1 295 410	1 351 693
Energie livrée au réseau SENELEC *	1 360 866	1 527 892	1 556 474
Rendement distribution-commercial	84,44%	84,78%	86,84%

\* hypothèse :taux de pertes nul pour les réseaux isolés

**Source** : *Rapports annuels Département Mouvement d'Energie 2000-2001-2002-secrétariat Général Senelec*

En l'absence de statistiques fiables au niveau de chaque segment de l'exploitation, il est difficile d'apprécier l'impact des opérations de lutte contre les pertes techniques et non techniques initiées par la SENELEC, d'où l'importance de la mise en œuvre diligente du projet RECORD.

## **Interruptions du service**

Contrairement à la situation notée au niveau du transport, les interruptions de service et l'énergie non distribuée suite aux manœuvres et travaux, ont considérablement augmenté en 2002. Cette hausse met en évidence les contraintes techniques qui existent sur les réseaux de distribution.

Par contre, l'énergie distribuée suite à des incidents présente une baisse par rapport à son niveau de l'année précédente.

Les tableaux 14 à 17 récapitulent les interruptions de service au niveau des réseaux de distribution et les énergies non distribuées correspondantes.

***Tableau 14 : Statistiques des interruptions de service dues aux incidents***

	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Réseaux 30 kV	1912	2382	2122
Réseaux 6,6 KV	528	956	636
<b>Total</b>	<b>2440</b>	<b>3338</b>	<b>2758</b>

***Tableau 15 : Statistiques des interruptions de service dues aux manœuvres et travaux***

	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Réseaux 30 kV	358	481	781
Réseaux 6,6 KV	87	95	154
<b>Total</b>	<b>445</b>	<b>576</b>	<b>935</b>

*Sources: rapport annuel Département Mouvement  
d'Energie 2000-2001-2002*

***Tableau 16 : Energie non distribuée (MWh) suite aux interruptions de service dues aux incidents***

	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Réseaux 30 kV	1323	2558	2238
Réseaux 6,6 KV	315	941	681
<b>Total</b>	<b>1638</b>	<b>3499</b>	<b>2919</b>

***Tableau 17 : Energie non distribuée (MWh) suite aux interruptions de service dues aux manœuvres et travaux***

	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Réseaux 30 kV	1193	657	906
Réseaux 6,6 KV	358	51	118
<b>Total</b>	<b>1551</b>	<b>708</b>	<b>1024</b>

*Sources: rapport annuel Département Mouvement  
d'Energie 2000-2001-2002*

Le plan d'urgence que la SENELEC compte mettre en œuvre en 2003, devrait permettre d'apporter une solution aux contraintes enregistrées sur les câbles de distribution et aux problèmes structurels des réseaux.

## Gestion des pannes

Les réseaux de distribution sont caractérisés par des pannes qui affectent les clients domestiques et industriels dans leurs activités.

Sur le **réseau basse tension** de Dakar, qui regroupe près de 60% de la clientèle, 15 717 dépannages ont été enregistrés en 2002. Ce nombre de dépannages a baissé de 20% par rapport à son niveau de 2001. Par contre, le temps d'attente des clients est passé de 5,1h à 8,4h sur la même période, soit une hausse de 65%. Cette contre-performance s'expliquerait par la baisse de la productivité des unités chargées de cette activité et une mauvaise organisation interne.

Le tableau 18 donne l'évolution du temps moyen d'attente.

**Tableau 18 : Activité dépannage basse tension à Dakar**

	2000	2001	2002
Nombre de dépannages	20 852	19 560	15 717
Temps moyen d'attente du client (h)	3,5	5,1	8,4
Nombre dépannages/1000 clients	96	85	64

*sources : Rapports annuels du Département Mouvement d'Energie 2000-2001-2002 & Direction Commerciale*

**Une meilleure organisation de l'activité dépannage ainsi que la poursuite de la réhabilitation des réseaux nus basse tension devraient permettre d'améliorer sensiblement la qualité du dépannage basse tension.**

Au niveau de la **moyenne tension**, le nombre d'incidents MT qui est de 1403 a baissé de 20%. Par contre, la durée moyenne d'une panne qui est de 0,6h a augmenté de 50%. Le tableau 19 donne l'évolution des pannes pour le réseau MT de Dakar.

**Tableau 19 : Pannes moyenne tension à Dakar**

	2000	2001	2002
Nombre de pannes MT	1 368	1 748	1 403
Durée moyenne d'une panne (heures)	0,3	0,4	0,6

*sources : Rapports annuels du Département Mouvement d'Energie 2000-2001-2002 & Direction Commerciale*

L'augmentation de la durée des pannes met en évidence les difficultés que SENELEC rencontre d'année en année dans l'exploitation de ses réseaux de distribution dont la partie souterraine ne cesse d'augmenter. Le passage en souterrain des réseaux peut entraîner un accroissement de la durée moyenne d'une panne si SENELEC n'est pas performante dans la localisation des défauts.

*En définitive, des améliorations significatives sont notées au niveau de l'énergie non distribuée dans les réseaux de transport et de distribution du fait de la baisse continue du déficit de production liée à l'arrivée de l'énergie de Manantali.*

*Toutefois, des actions doivent être menées pour une exploitation correcte des transformateurs des postes sources et des sous-stations, une amélioration des rendements, et la satisfaction au moindre coût du besoin en énergie réactive.*

*La campagne de mesure, vu son importance pour une bonne maîtrise des charges au niveau des réseaux haute et moyenne tension, est à étendre à tout le périmètre de SENELEC.*

*La réalisation des projets identifiés dans le plan d'urgence de SENELEC devrait résoudre une bonne partie des problèmes identifiés.*

*La tenue des statistiques pour les autres régions doit se faire afin de permettre un traitement équitable de la clientèle sur toute l'étendue du périmètre.*

## *Situation commerciale*

Les ventes de la SENELEC ont progressé de 4,3% en 2002 contre 10,4% par année sur la période 1999-2001. Cet infléchissement de la demande a été observé à tous les niveaux de tension, avec une tendance plus marquée au niveau de la Haute Tension où on a noté une baisse de 7,57% contre une hausse de 11% par année sur la période 1999-2001. La baisse des ventes HT est consécutive à la réduction de la consommation de Taïba de 13%. Ainsi, l'évolution des ventes de 2002 provient essentiellement de l'accroissement des ventes Basse Tension de 9% suite à l'augmentation de la clientèle BT de 11%. Ces éléments sont résumés par les tableaux 20 et 21 et la répartition des ventes est illustrée par le graphique 2.

Cette situation renforce davantage la part de la Basse Tension sur l'activité globale de la SENELEC au détriment de celle de la Moyenne et de la Haute Tension. En effet, les ventes Basse Tension ont représenté 55% des ventes globales en 2002 contre 14% pour la Haute Tension et 31% pour la Moyenne Tension. En 2000, ces taux avaient été respectivement de 50%, 16% et 34%. La quasi-totalité de la clientèle demeure des clients Basse Tension, avec seulement 1 028 clients alimentés en Moyenne et Haute Tension en 2002.

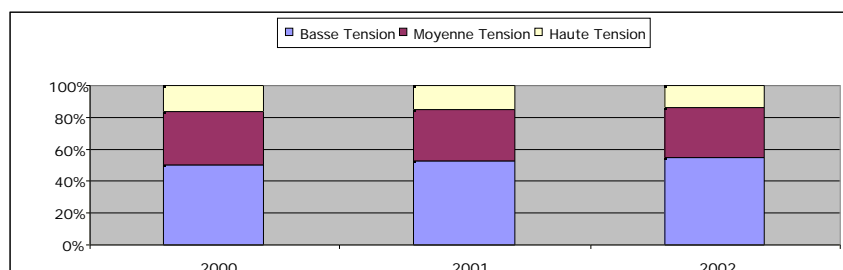
**Tableau 20 : Evolution des ventes par niveau de tension**

	2000	2001		2002		TCA 2000-2002
	GWh	GWh	Evolution	GWh	Evolution	
Basse Tension	575	675	17%	739	9%	13%
Moyenne Tension	389	418	8%	426	2%	5%
Haute Tension	185	202	9%	187	-8%	0%
<b>TOTAL</b>	<b>1 149</b>	<b>1 295</b>	<b>13%</b>	<b>1 352</b>	<b>4%</b>	<b>8%</b>

**Tableau 21 : Evolution de la clientèle par niveau de tension**

	2000	2001		2002		TCA 2000 - 2002
			Evolution		Evolution	
<b>Basse Tension</b>	389 982	420 848	8%	468 968	11%	10%
<b>Moyenne Tension</b>	979	1 002	2%	1 024	2%	2%
<b>Haute Tension</b>	4	4	0%	4	0%	0%
<b>TOTAL</b>	<b>390 965</b>	<b>421 854</b>	<b>8%</b>	<b>469 996</b>	<b>11%</b>	<b>10%</b>

**Graphique 1 : Répartition des ventes par niveau de tension**



Au niveau de la Basse Tension, les ventes des usages domestiques et professionnels ont suivi la tendance globale avec une évolution en 2002 de 10% pour l'usage domestique et de 9% pour l'usage professionnel. Par contre, pour l'éclairage public, après une baisse de 4% des ventes en 2001, on note un léger redressement avec une croissance des ventes en 2002 de 1%. Ainsi, sur les trois dernières années, il a été noté une croissance annuelle moyenne de 14% pour les ventes des usages domestiques et professionnels contre -2% pour l'éclairage public. En terme de clientèle, une croissance importante a été notée au niveau de l'éclairage public avec un taux de 52% en 2002, portant ainsi le taux de croissance moyenne sur les trois dernières années à 30% par année malgré la baisse des ventes à ce niveau. Cet accroissement de la clientèle EP s'explique par le raccordement de près d'une centaine de localités dans le cadre des conventions d'électrification rurale. Pour les autres usages, l'évolution de la clientèle reste en adéquation avec celle des ventes. Les tableaux 22 et 23 résument l'évolution des ventes et de la clientèle pour les différents usages Basse Tension sur la période 2000-2002. Cette évolution n'a pas eu d'impact significatif sur la répartition des ventes, illustrée par le graphique 3, qui est restée dans les mêmes proportions : 69% pour l'usage domestique, 27% pour l'usage professionnel et 4% pour l'éclairage public.

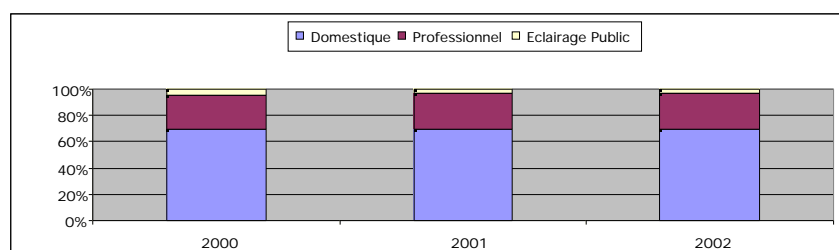
**Tableau 22 : Evolution des ventes BT par usage**

	2000	2001		2002		TCA 2000-2002
	GWh	GWh	Evolution	GWh	Evolution	
Domestique	397	469	18%	515	10%	14%
Professionnel	154	183	19%	200	9%	14%
Eclairage Public	24	23	-4%	24	1%	-2%
<b>TOTAL</b>	<b>575</b>	<b>675</b>	<b>17%</b>	<b>739</b>	<b>9%</b>	<b>13%</b>

**Tableau 23 : Evolution de la clientèle BT par usage**

	2000	2001		2002		TCA 2000 - 2002
			Evolution		Evolution	
<b>Domestique</b>	316 971	341 618	8%	378 850	11%	9%
<b>Professionnel</b>	72 853	79 056	9%	89 853	14%	11%
<b>Eclairage Public</b>	158	174	10%	265	52%	30%
<b>TOTAL</b>	<b>389 982</b>	<b>420 848</b>	<b>8%</b>	<b>468 968</b>	<b>11%</b>	<b>10%</b>

**Graphique 2 : Répartition de la BT par usage**



La prédominance des régions de Dakar et Thiès, notée dans le rapport 2000-2001 de la Commission, au niveau des ventes reste toujours actuelle malgré un léger recul qui a fait passer leur part de 82% durant la période 1999-2001 à 81% en 2002. Aucune autre région n'a encore atteint la barre de 5% des ventes et les régions de Fatick et de Kolda restent à moins de 1% même si une croissance importante a été notée au niveau des ventes de 2002.

En terme de clientèle, l'ascendance est moins marquée et une évolution beaucoup plus importante a été notée au niveau des régions les plus défavorisées. Les tableaux 24 et 25 résument l'évolution des ventes et de la clientèle au niveau des différentes régions.

**Tableau 24 : Evolution des ventes par région**

	2000	2001		2002		TCA 2000-2002
	GWh	GWh	Evolution	GWh	Evolution	
Dakar	745	829	11%	870	5%	8%
Thiès **	205	239	17%	229	-4%	6%
Saint Louis	47	52	11%	54	4%	8%
Diourbel	37	46	22%	53	16%	19%
Louga	34	37	9%	41	9%	9%
Kaolack	29	35	20%	40	16%	18%
Ziguinchor	23	24	8%	26	6%	7%
Tambacounda	13	15	14%	17	15%	15%
Fatick	8	9	13%	11	16%	14%
Kolda	8	9	17%	11	21%	19%
<b>TOTAL</b>	<b>1 149</b>	<b>1 295</b>	<b>13%</b>	<b>1 352</b>	<b>4%</b>	<b>8%</b>

\*\* La baisse des ventes de Thiès s'explique par la baisse des ventes à Taïba

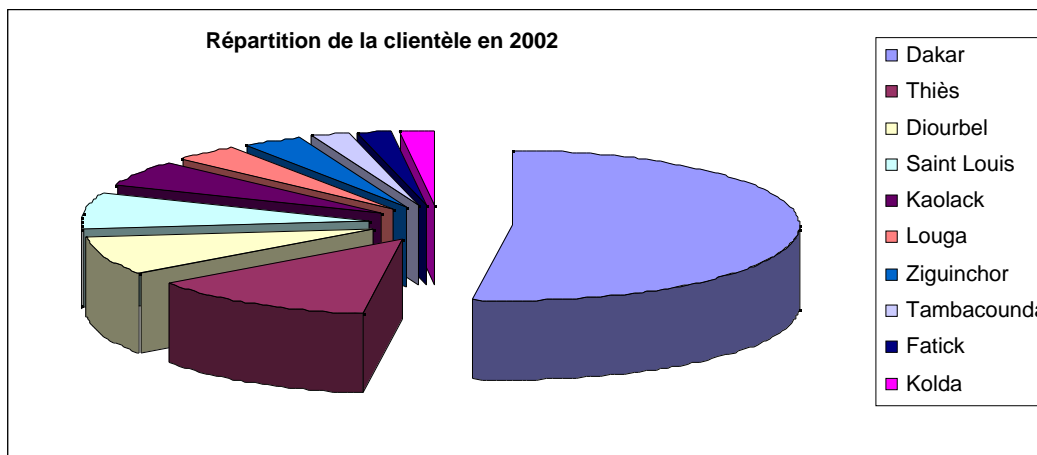
**Tableau 25 : Evolution de la clientèle par région**

	2000	2001		2002		TCA 2000 - 2002
			Evolution		Evolution	
Dakar	218 419	231 552	6%	246 086	6%	6%
Thiès	45 875	50 812	11%	59 252	17%	14%
Diourbel	32 425	36 146	11%	40 932	13%	12%
Saint Louis	27 026	30 004	11%	36 218	21%	16%
Kaolack	21 545	23 321	8%	26 616	14%	11%
Louga	12 406	13 544	9%	17 124	26%	17%
Ziguinchor	11 435	12 671	11%	14 606	15%	13%
Tambacounda	8 374	8 989	7%	10 651	18%	13%
Fatick	6 827	7 406	8%	9 968	35%	21%
Kolda	6 633	7 409	12%	8 543	15%	13%
<b>TOTAL</b>	<b>390 965</b>	<b>421 854</b>	<b>8%</b>	<b>469 996</b>	<b>11%</b>	<b>10%</b>

Source : Statistiques commerciales Sénégal

La répartition des ventes et de la clientèle au niveau des différentes régions au cours de l'année 2002 est illustrée par le graphique 4.

**Graphique 4 : Répartition des ventes et de la clientèle par région**



Source : Statistiques commerciales Sénélec



## *Situation de l'électrification*

Dans le cadre de son cahier de charges, la SENELEC est astreinte à participer à l'amélioration du taux d'électrification en raccordant un nombre minimum de clients aussi bien en milieu urbain qu'en milieu rural. Ainsi, elle devrait augmenter sa clientèle domestique d'au moins 132 310 entre 1997 et 2004 afin de porter le taux d'électrification globale à 60% en milieu urbain et 10% en milieu rural dans l'optique d'atteindre un taux global de 34% à l'horizon 2004. A deux années de l'échéance, cet objectif d'électrification est presque atteint globalement avec un taux de 33% au 31 décembre 2002. Ce taux est de 57% en milieu urbain et de 10% en milieu rural.

La situation, résumée par le tableau 26, fait apparaître un retard important au niveau de certaines localités. En zone rurale, un effort important reste à faire au niveau des régions de Diourbel, de Ziguinchor et de Louga pour atteindre les objectifs de 2004. Cette situation est beaucoup plus marquée en zone urbaine au niveau de plus de la moitié des communes ciblées, surtout les communes de Saint Louis, Diourbel, Ziguinchor et Louga.

Cette situation ne tient pas compte de l'électrification par systèmes photovoltaïques individuels.

**Tableau 26 : Evolution du taux d'électrification au Sénégal et objectifs 2004  
(Hors systèmes photovoltaïques individuels)**

<b>Urbain</b>	1997	2000	2001	2002	Objectifs 2004
Dakar	58,7%	59,2%	60,5%	61,7%	65,6%
Thiès	44,0%	47,5%	48,3%	51,5%	56,3%
Tivaouane	66,3%	75,0%	77,1%	81,9%	83,5%
Mbour	54,5%	61,5%	63,5%	67,5%	63,8%
Saint Louis	63,8%	69,5%	72,0%	74,6%	86,9%
Kaolack	44,0%	47,6%	49,3%	51,5%	56,2%
Diourbel**	42,7%	44,8%	46,1%	47,7%	55,5%
Mbacké	38,8%	43,9%	47,1%	49,9%	49,6%
Ziguinchor	28,5%	23,3%	24,9%	26,7%	31,8%
Louga	61,4%	63,7%	64,5%	67,1%	76,6%
Tambacounda	45,6%	50,7%	52,1%	54,3%	57,4%
Kolda	28,4%	44,1%	47,4%	49,4%	40,8%
Fatick	38,6%	40,2%	40,3%	41,3%	45,5%
Autres communes	23,7%	42,6%	44,3%	48,5%	30,9%
<b>TOTAL</b>	<b>50,9%</b>	<b>54,0%</b>	<b>55,4%</b>	<b>57,3%</b>	<b>59,5%</b>

<b>Rural</b>	1997	2000	2001	2002	Objectifs 2004
Thiès	6,9%	7,8%	10,3%	14,0%	10,2%
Saint Louis	5,6%	7,7%	9,6%	13,9%	12,1%
Kaolack	2,1%	2,7%	3,1%	4,6%	4,8%
Diourbel**	26,8%	21,8%	24,2%	27,2%	34,5%
Ziguinchor	1,1%	1,5%	1,6%	2,6%	4,9%
Louga	4,2%	5,7%	6,6%	11,2%	6,9%
Tambacounda	0,9%	1,1%	1,2%	2,6%	2,0%
Kolda	0,8%	1,0%	1,1%	1,6%	3,6%
Fatick	1,3%	1,9%	2,0%	4,5%	2,5%
<b>TOTAL</b>	<b>6,1%</b>	<b>6,3%</b>	<b>7,4%</b>	<b>9,9%</b>	<b>10,0%</b>

\*\* Touba considéré dans la zone rurale

	1997	2000	2001	2002	Objectifs 2004
<b>Ensemble du pays</b>	<b>26,9%</b>	<b>28,9%</b>	<b>30,3%</b>	<b>32,8%</b>	<b>34,1%</b>

Il apparaît ainsi qu'en milieu urbain, le meilleur taux d'électrification est noté au niveau de la commune de Tivaoune avec plus de 80% des ménages raccordés au réseau, suivie de celles de Saint Louis, Mbour et Louga. La région de Dakar, considérée dans son ensemble comme une zone urbaine, occupe la cinquième place avec un taux de moins de 62%. La commune de Ziguinchor présente le taux d'électrification le plus faible avec moins de 30% des ménages raccordés à l'électricité.

En milieu rural, la région de Diourbel occupe la tête du classement avec 27% de taux d'électrification suivie du groupe constitué des régions de Thiès, Saint Louis et Louga avec des taux compris entre 10% et 15%. Toutes les autres régions présentent un taux d'électrification rurale inférieur à 5%.

Tout ceci montre l'effort à faire au niveau de la zone rurale en général mais également en milieu urbain, particulièrement dans la zone périurbaine de Dakar pour hisser le Sénégal au rang des pays bien électrifiés. Si le Sénégal présente un taux d'électrification au dessus de la moyenne des pays au sud du Sahara, il demeure en retard par rapport à la moyenne africaine et surtout comparé à des pays comme la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Nigeria, etc. Le tableau 27 résume la situation de l'électrification en Afrique en 2000, tirée de World Energy Outlook 2002 de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE).

***Tableau 27 : Taux d'électrification en Afrique en 2000***

	Taux d'électrification (%)	Population sans électricité (Millions)	Population avec électricité (Millions)
--	----------------------------	--	--

## EXPLOITATION DE GTI-DAKAR

GTI-Dakar est un opérateur privé, producteur indépendant, qui a signé un contrat de fourniture exclusif d'énergie électrique d'une durée de quinze (15) années avec la SENELEC. A cet effet, il a mis en exploitation une centrale en cycle combiné d'une puissance de 53 MW environ, composée d'une turbine à gaz (TAG) de 37 MW et d'une turbine à vapeur (TAV) de 16 MW).

Après les difficultés rencontrées durant la première année d'exploitation, liées en partie aux défauts de jeunesse, la centrale de GTI s'est bien comportée durant l'année 2002. En effet, au cours de cette année, elle a fonctionné avec un taux de disponibilité globale de plus de 86%. Ce taux a été de 90% pour la TAG et de 79% pour la TAV. L'indisponibilité aléatoire a représenté moins de 3 % (1% pour la TAG et 6% pour la TAV) contre 11% pour l'indisponibilité programmée (9% pour la TAG et 14% pour la TAV).

L'énergie disponible a été utilisée par la SENELEC à 89% avec 91% pour la TAG et 84% pour la TAV. Ainsi, la production brute totale de la centrale a été de 367 GWh pour 353 GWh vendue à la SENELEC, soit un rendement de 96%.

Pour assurer cette production, la centrale a consommé 34 410 tonnes de gasoil et 37 653 tonnes de naphtha, soit une consommation spécifique brute de combustible de 196 g/kWh et une consommation spécifique nette de 204 g/kWh. La consommation de naphtha, qui représente le combustible de référence de la centrale, ne représente qu'un peu plus de la moitié de sa consommation totale de combustible. Cette situation est due à l'indisponibilité ou à l'insuffisance de ce produit sur le marché à certains moments de l'année.

Le tableau 28, ci-après, résume les caractéristiques de fonctionnement de la centrale durant l'année 2002, fournies par GTI-Dakar

En contrepartie de cette énergie fournie, GTI a facturé à la SENELEC un montant global de 18,6 Milliards de FCFA dont 11,8 Milliards au titre des dépenses en combustible et 5,4 Milliards pour les frais de capacité, soit un coût unitaire global de 52,68 FCFA/kWh. Comparé au coût unitaire de 2001, celui-ci accuse une baisse de 4,8% exclusivement due à la baisse des frais de combustible puisque les frais de capacité ont sensiblement augmenté suite à l'amélioration de la disponibilité de la centrale illustrée par le coefficient de capacité qui mesure la disponibilité par le rapport entre l'énergie disponible et l'énergie prévue. En 2002, ce coefficient qui permet de calculer les pénalités de capacité exigibles à GTI si sa valeur est inférieur à 1, a été de 1,00 contre 0,89 en 2001.

*Il apparaît ainsi que la centrale de GTI a été d'un apport non négligeable dans le bilan de l'exploitation du système électrique en 2002, aussi bien au niveau de l'amélioration de la qualité du service qu'au niveau des coûts de production. En effet, le coût variable unitaire de cette centrale reste inférieur à ceux des groupes vapeur et des turbines à gaz de la SENELEC même s'il est supérieur à celui des groupes diesel. Le coût global d'achat, 52,68 FCFA/kWh, est cependant assez élevé comparé au prix moyen de vente de la SENELEC en 2002, 80,0 FCFA/kWh. Toutefois, en l'absence du coût complet de production des équipements de la SENELEC, une comparaison à ce niveau est impossible mais on peut noter que le coût global de GTI est inférieur au coût variable unitaire de production des turbines à gaz.*

**Tableau 28 : Caractéristiques de fonctionnement de la centrale de GTI-Dakar en 2002**

Rubriques	Unités	Valeurs
Production brute totale	MWh	367 164
Production nette vendue	MWh	353 516
<b>Rendement de la production</b>	<b>%</b>	<b>96,28</b>
Consommation gasoil	Tonne	34 410
Consommation naphtha *	Tonne	37 653
Consommation totale combustible	Tonne	72 063
<b>Part gasoil</b>	<b>%</b>	<b>47,75</b>
Consommation spécifique brute	g/kWh	196
Consommation spécifique nette	g/kWh	204
Coefficient d'utilisation TAG	%	91,38
Coefficient d'utilisation TAV	%	84,26
<b>Coefficient d'utilisation Global</b>	<b>%</b>	<b>89,23</b>
Coefficient de disponibilité TAG	%	89,68
Coefficient de disponibilité TAV	%	78,97
<b>Coefficient de disponibilité Global</b>	<b>%</b>	<b>86,44</b>
Indisponibilité aléatoire TAG	%	1,08
Indisponibilité aléatoire TAV	%	6,46
<b>Indisponibilité aléatoire Global</b>	<b>%</b>	<b>2,71</b>
Indisponibilité programmée TAG	%	9,24
Indisponibilité programmée TAV	%	14,30
<b>Indisponibilité programmée Global</b>	<b>%</b>	<b>10,77</b>
Heures de marche TAG	Heure	7 934
Heures de marche TAV	Heure	7 068
Nombre de démarrage TAG		56
Nombre de démarrage TAV		54
Nombre de déclenchement TAG		36
Nombre de déclenchement TAV		34
<b>Coefficient de capacité</b>		<b>1,000</b>

\* Chiffre corrigé pour le mois de février

Source : Yearly Operating Report – Year 2002 – GTI-Dakar

**Tableau 29 : Evolution de la facturation de GTI à la SENELEC**

	2001	2002	Evolution (%)
Achats d'énergie (MWh)	306 526	353 290	15,3%
Frais combustible payés par SENELEC (Millions FCFA)	11 043	11 757	6,5%
<b>Coût unitaire combustible (FCFA/kWh)</b>	<b>36,03</b>	<b>33,28</b>	<b>-7,6%</b>
Paiement capacité (Millions FCFA)	4 693	5 442	16,0%
Coût unitaire capacité (FCFA/kWh)	15,31	15,40	0,6%
Autre paiement (Millions FCFA)	1 229	1 414	15,1%
Coût unitaire autre paiement (FCFA/kWh)	4,01	4,00	-0,1%
Montant total payé par SENELEC (Millions FCFA)	16 965	18 612	9,7%
<b>Coût unitaire global (FCFA/kWh)</b>	<b>55,35</b>	<b>52,68</b>	<b>-4,8%</b>

Sources Rapport annuel 2002 Département Mouvements d'Énergie - Sénélec

## **EXPLOITATION DE ESKOM-ENERGIE-MANANTALI**

Eskom-Energie-Manantali (EEM), filiale de Eskom Afrique du Sud, a signé un contrat avec la Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM) pour l'exploitation et la gestion des ouvrages électriques de l'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (OMVS). Ces ouvrages sont composés d'une centrale de 5 groupes Kaplan de 40 MW chacun et d'un réseau d'une longueur totale de 1 683 km.

Le réseau est composé d'un système Est alimentant le Mali et d'un système Ouest alimentant le Sénégal et la Mauritanie. Le système Est comprend 306 km de lignes 225 kV, 20 km de lignes 150 kV et 2 postes de transformation alors que le système Ouest est composé de 1 171 km de lignes 225 kV, 186 km de ligne 90 kV et 9 postes de transformation.

La mise en eau de la centrale a eu lieu le 20 juillet 2001 et les trois capitales des pays membres de l'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (OMVS), à savoir Bamako, Dakar et Nouakchott, ont été alimentées respectivement le 03 février 2002, le 19 juillet 2002 et le 15 novembre 2002.

Chaque année, l'énergie productible, d'environ 807 GWh en année normale, est fixée par le Comité Permanent des Eaux (CPE). Elle est vendue aux Sociétés d'électricité des trois pays de l'OMVS selon les dispositions d'un protocole d'accord liant ces dernières et EEM et la clé de répartition de 52% pour le Mali, 33% pour le Sénégal et 15% pour la Mauritanie.

Durant pratiquement toute l'année 2002, les ouvrages étaient en possession des entrepreneurs et EEM n'a réellement démarré ses activités de gestion qu'au début de l'année 2003. De ce fait, les statistiques du système global durant l'année 2002 ne sont pas disponibles mais les réalisations du premier semestre de 2003 ont permis de constater que la clé de répartition de l'énergie est globalement assez bien respectée avec 49% de l'énergie brute livrée au Mali, 34% au Sénégal et 17% à la Mauritanie. Elles font également ressortir un taux de pertes globales de 6% qui semble important par rapport au niveau de tension utilisée, avec 2% pour le système Est et 10% pour le système Ouest. Une certaine corrélation a été notée entre la baisse de la consommation d'énergie de la SENELEC en provenance de Manantali et l'augmentation du taux de pertes, d'où l'importance d'un bon dispatching de l'énergie.

L'énergie achetée à Manantali par la SENELEC en 2002 s'est chiffrée à 194 GWh dont 7 GWh consommés à Matam, 9 GWh à Dagana, 47 GWh à Sakal et 130 GWh à Tobène. Les montants facturés pour cette fourniture ont été de 4,5 Milliards de FCFA soit 23,4 FCFA/kWh dont 3,3 Milliards de FCFA pour le compte de l'énergie, soit 16,8 FCFA/kWh et 1,5 Milliards de FCFA pour la capacité, soit 7,9 FCFA/kWh. Il faut noter que durant cette année de démarrage, EEM a consenti aux Sociétés d'Electricité une remise de 8% sur le tarif normal en compensation des contraintes techniques du système. De ce fait, sans la remise, le coût du kWh en provenance de Manantali devrait augmenter pour atteindre 25,3 FCFA, mais il restera très compétitif par rapport aux autres coûts supportés par la SENELEC

En plus de l'amélioration de la qualité du service, l'énergie en provenance de Manantali a apporté un gain substantiel au niveau des dépenses d'exploitation du système global de production. En effet même le coût complet de cette énergie, 23,4 FCFA/kWh, a été plus faible que le coût variable des équipements les plus compétitifs de la SENELEC, à savoir les groupes diesel. Pour le seul second semestre de 2002, les économies générées par l'arrivée de

l'énergie en provenance de Manantali ont été évaluées par la SENELEC à plus de 6,5 Milliards de FCFA.

Ces éléments sont résumés par le tableau 30.

***Tableau 30 : Achats d'énergie de Manantali et dépenses en 2002***

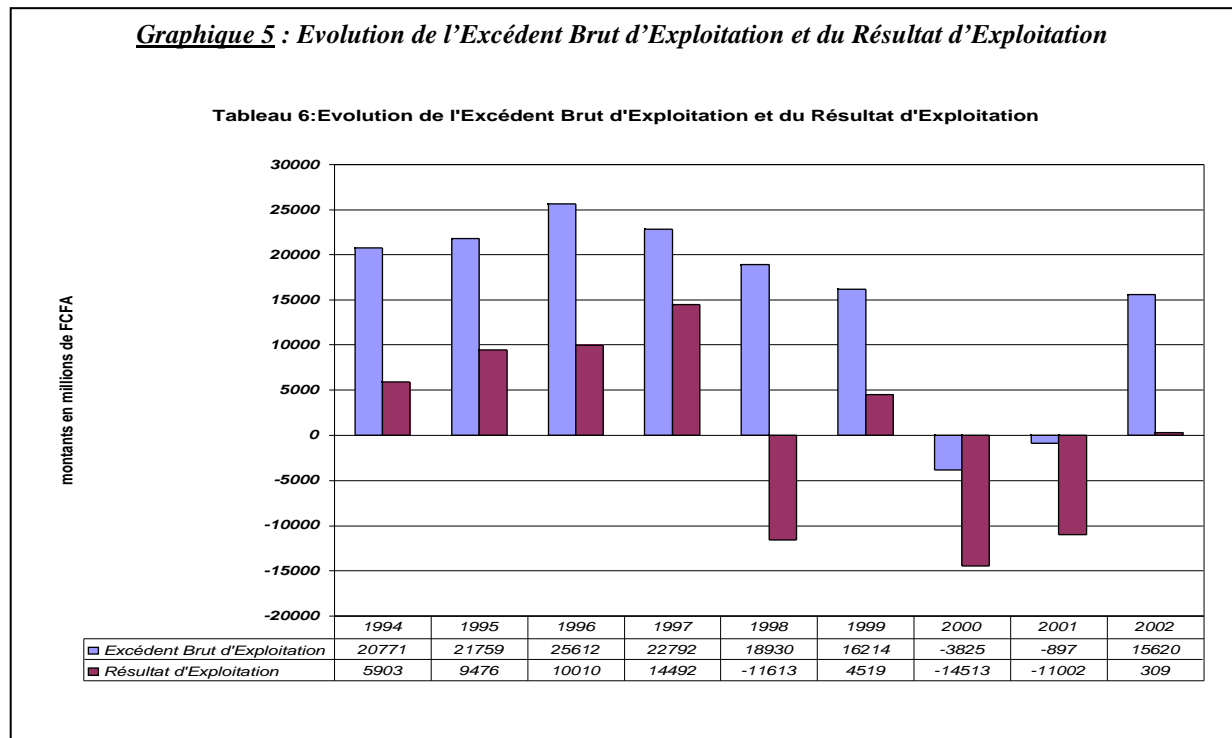
<b>Rubriques</b>	<b>Unités</b>	<b>Valeurs</b>
Consommation à Matam	MWh	6 997
Consommation à Dagana	MWh	9 299
Consommation à Sakal	MWh	47 396
Consommation à Tobène	MWh	130 159
<b><i>Achat total d'énergie</i></b>	<b><i>MWh</i></b>	<b><i>193 852</i></b>
Païement énergie	Millions FCFA	3 257
Coût unitaire énergie	FCFA/kWh	16,8
Païement Capacité	Millions FCFA	1 524
Coût unitaire Capacité	FCFA/kWh	7,86
<b><i>Païement Global</i></b>	<b><i>Millions FCFA</i></b>	<b><i>4 527</i></b>
<b><i>Coût unitaire Global</i></b>	<b><i>FCFA/kWh</i></b>	<b><i>23,35</i></b>

*En conclusion, il apparaît que le projet de Manantali est une réalisation qu'il faut saluer à plus d'un titre compte tenu du rôle qu'il a joué, et qu'il continuera à jouer, non seulement pour la résorption du déficit de production mais également pour la réduction du coût global de production. Toutefois, pour pérenniser ces acquis, un effort particulier devra être fait pour juguler les problèmes de coordination et de communication qui se sont posés au départ de la gestion des ouvrages et qui ont été à l'origine de beaucoup de perturbations au niveau du système électrique de SENELEC. Un dispatching optimal de SENELEC devrait permettre de maximiser les gains tirés de Manantali puisque celui-ci permet de stocker l'énergie pour une meilleure utilisation.*

*Cette situation montre également l'importance et l'urgence à accorder au développement des sites en aval tels que Félou et Gouina afin d'accroître les capacités de production d'origine hydraulique et à terme réduire sensiblement le coût de production de l'électricité au Sénégal.*

## *Bilan Financier de la SENELEC*

La situation financière de la SENELEC est marquée en 2002, par le retour à une exploitation excédentaire. En effet, après deux années de déficit, la SENELEC réalise en 2002, un Excédent Brut d'Exploitation (EBE) de 15,6 Milliards de FCFA et un Résultat d'Exploitation (RE) de 309 Millions de FCFA. Cette situation est illustrée par le graphique 5 qui présente l'évolution de ces postes depuis 1994.



Il faut cependant noter que ce résultat découle en grande partie de l'ajustement tarifaire de 10% intervenue en mars 2002 et de l'utilisation par la SENELEC d'une énergie à moindre coût en provenance de la centrale hydroélectrique de Manantali. L'impact de l'ajustement tarifaire peut être estimée à 8,4 Milliards de FCFA alors que l'incidence de Manantali est évaluée par la SENELEC à 6,5milliards de F CFA de baisse au niveau des coûts.

Concernant la certification des comptes, attendue pour l'exercice 2002 au plus tard, d'après les dispositions du cahier de charges de la SENELEC, deux réserves subsistent sur les états financiers de 2001 de la part des commissaires aux comptes. Elles portent sur :

- le solde des comptes d'immobilisations qui n'a pu être validé malgré les travaux d'inventaire mis en œuvre par la SENELEC à cet effet. Les principales divergences sur ce point concernent la valorisation des immobilisations et l'absence de système fiable de suivi des compteurs et de l'outillage ;
- l'écart entre la comptabilité générale et la comptabilité auxiliaire « Clients ».

Il faut souligner que les travaux d'inventaire physique s'inscrivent dans le cadre des actions de redressement comptable, mises en œuvre par la SENELEC depuis 1999. Les résultats de l'inventaire ont été comptabilisés dans les états financiers définitifs de 2001 et ont eu une

forte incidence sur le résultat et sur le bilan de l'exercice 2001 qui ont beaucoup évolués par rapport à la version provisoire qui avait fait l'objet du bilan contenu dans le rapport 2000-2001 de la Commission.

Analyse du Bilan Comptable

L'intégration des résultats de l'opération d'inventaire des immobilisations, conjuguée aux deux augmentations de capital intervenues en 2000 et 2001, a permis d'améliorer de façon sensible le bilan comptable de la SENELEC.

Sur la période 1999-2002, l'actif net a progressé de 33%, passant de 166,7 Milliards de FCFA à 221,5 Milliards de FCFA. Cette situation, résumée par le tableau 31, se traduit par une augmentation des capitaux propres qui représentent 54% des ressources stables (capitaux propres + dettes financières) en 2002 et par une hausse sensible de l'actif immobilisé.

**Tableau 31: Evolution des postes du Bilan Comptable**

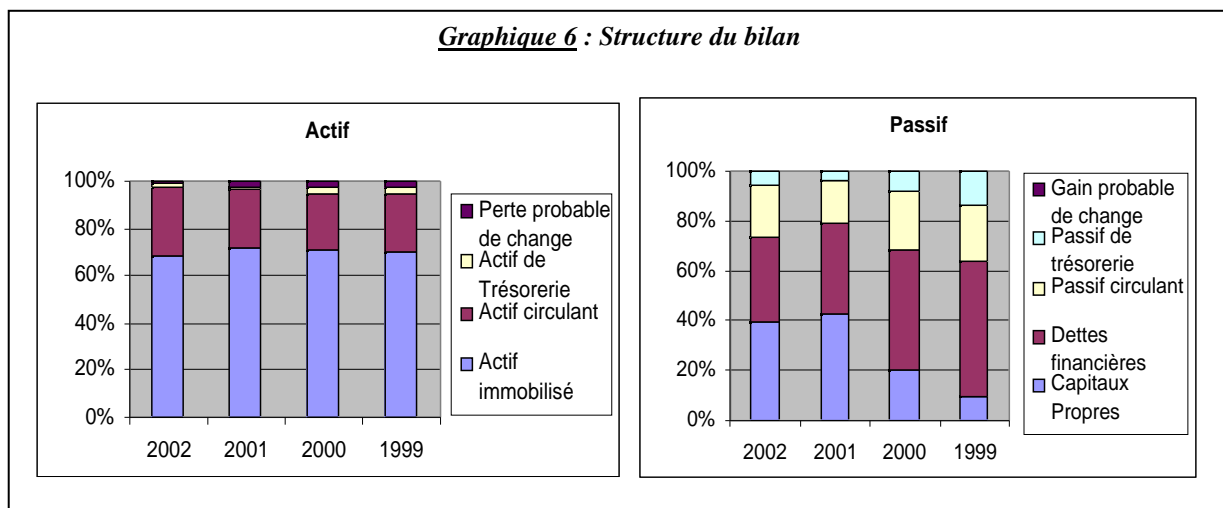
	2002**	2001	2000	1999
<b>ACTIF NET</b>	<b>221 510 286 888</b>	<b>211 225 088 270</b>	<b>172 948 214 070</b>	<b>166 688 764 853</b>
Actif immobilisé	151 164 670 619	151 126 281 313	122 121 114 267	116 955 230 435
Actif circulant	64 819 460 040	52 027 192 160	41 880 279 766	41 011 914 034
Actif de Trésorerie	4 191 182 863	2 282 605 600	3 664 428 536	4 902 050 533
Perte probable de change	1 334 973 366	5 789 009 197	5 282 391 501	3 819 569 851
<b>PASSIF</b>	<b>221 510 286 888</b>	<b>211 225 088 270</b>	<b>172 948 214 070</b>	<b>166 688 764 853</b>
Capitaux Propres	87 564 259 266	89 826 635 303	34 738 069 360	16 555 473 056
Dettes financières	74 841 621 003	77 722 309 313	83 260 608 366	89 607 599 458
Passif circulant	47 035 285 428	35 332 497 211	41 392 018 650	37 020 332 273
Passif de trésorerie	11 883 658 969	8 294 616 362	13 506 675 751	23 490 652 759
Gain probable de change	185 462 222	49 030 081	50 841 943	14 707 307

\*\* Chiffres Provisoires

Source : Etats financiers Sénélec

L'amélioration de la structure du bilan, illustrée par le graphique 6, est cependant atténuée par l'accroissement sensible de l'actif circulant consécutif à l'augmentation des créances qui passent de 47 Milliards en 2001 à 61 Milliards en 2002.

**Graphique 6 : Structure du bilan**





S'il est incontestable que la structure du bilan de la SENELEC s'est nettement amélioré depuis 1999, il faut également noter que cette situation résulte essentiellement de l'effort des actionnaires, en l'occurrence l'Etat du Sénégal, et d'écritures comptables résultant de l'inventaire. Il reste maintenant à la SENELEC de pérenniser ces acquis en améliorant ses performances, notamment en matière de recouvrement des créances.

### Analyse du Compte des Résultats

Globalement, le résultat net de la SENELEC s'est dégradé en passant de 5,044 Milliards de FCFA en 2001 à - 743 Millions en 2002.

Ce résultat cache cependant une amélioration importante de la situation. En effet, le résultat positif de 2001 provenait du résultat hors activités ordinaires (HAO) de plus de 22 Milliards qui venait compenser un résultat d'exploitation de -11 Milliards et un résultat financier de -6 Milliards. En 2002, ces résultats sont respectivement de +309 Millions et de -2,7 Milliards.

L'évolution des principaux postes de résultat est fournie par le tableau 32 ci-après.

**Tableau 32 : Evolution des principaux postes de Résultats**

	Exercice 2002**		Exercice 2001		Exercice 2000		Exercice 1999	
<b>CHARGES</b>	<b>142 108 968 041</b>		<b>305 854 136 975</b>		<b>130 758 056 996</b>		<b>122 230 678 876</b>	
Activités ordinaires	142 097 871 139	99,99%	305 659 612 635	99,94%	129 556 182 240	99,08%	119 991 822 378	98,17%
Exploitation	138 684 641 837	97,59%	299 039 384 169	97,77%	124 656 072 565	95,33%	110 990 284 824	90,80%
Opérations financières	3 413 229 302	2,40%	6 620 228 466	2,16%	4 900 109 675	3,75%	9 001 537 554	7,36%
Hors Activités ordinaires	10 096 902	0,01%	193 524 340	0,06%	1 200 874 756	0,92%	2 237 856 498	1,83%
Participation et impôts	1 000 000	0,00%	1 000 000	0,00%	1 000 000	0,00%	1 000 000	0,00%
<b>PRODUITS</b>	<b>141 365 146 949</b>		<b>310 897 714 830</b>		<b>116 789 000 324</b>		<b>137 755 050 888</b>	
Activités ordinaires	139 633 158 064	98,77%	288 615 792 558	92,83%	114 049 425 852	97,65%	117 281 157 872	85,14%
Exploitation	138 993 771 337	98,32%	288 037 671 700	92,65%	110 142 814 064	94,31%	115 509 223 471	83,85%
Opérations financières	639 386 727	0,45%	578 120 858	0,19%	3 906 611 788	3,35%	1 771 934 401	1,29%
Hors Activités ordinaires	1 731 988 885	1,23%	22 281 922 272	7,17%	2 739 574 472	2,35%	20 473 893 016	14,86%
<b>RESULTATS</b>	<b>- 743 821 092</b>		<b>5 043 577 855</b>		<b>- 13 969 056 672</b>		<b>15 524 372 012</b>	
Activités ordinaires	- 2 464 713 075	331,36%	- 17 043 820 077	-337,93%	- 15 506 756 388	111,01%	- 2 710 664 506	-17,46%
Exploitation	309 129 500	-41,56%	- 11 001 712 469	-218,13%	- 14 513 258 501	103,90%	- 4 518 938 647	29,11%
Opérations financières	- 2 773 842 575	372,92%	- 6 042 107 608	-119,80%	- 993 497 887	7,11%	- 7 229 603 153	-46,57%
Hors Activités ordinaires	1 721 891 983	-231,49%	22 088 397 932	437,95%	1 538 699 716	-11,02%	18 236 036 518	117,47%

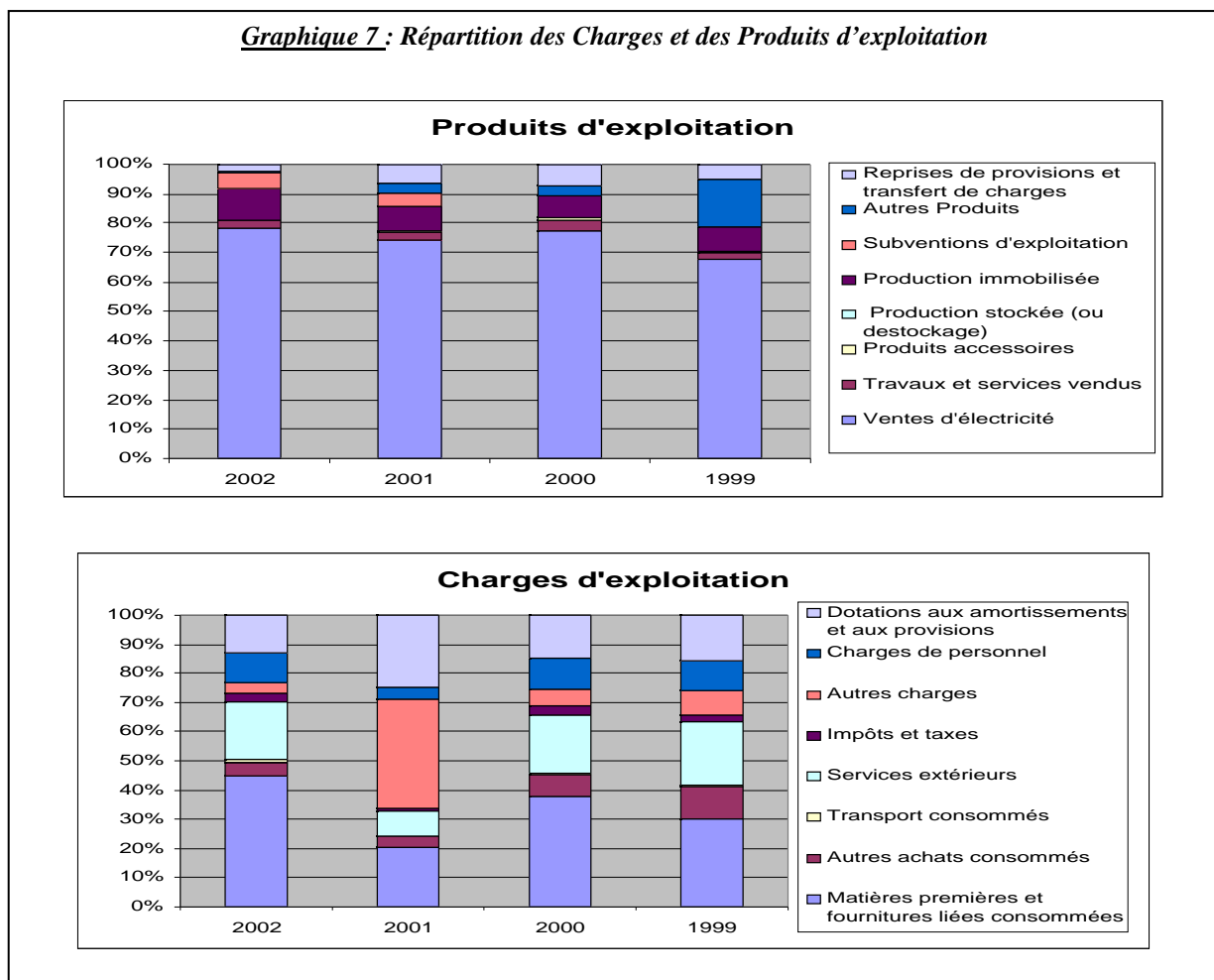
\*\* Chiffres Provisoires

Source : Etats financiers Sénélec

L'analyse de la répartition des charges et produits d'exploitation, illustrés par le graphique 7, qui renseignent mieux sur le fonctionnement de l'entreprise, fait ressortir une progression, en 2002, de la part des ventes au niveau des produits et celles des matières premières et fournitures liées au niveau des charges.

La participation de ces matières et fournitures liées est passée de 30% des charges en 1999 à 45% en 2002 alors que la part des ventes d'électricité a évolué de 68% des produits à 78% sur la même période. Le ratio dépenses en matières premières et fournitures liées sur les ventes d'électricité a évolué de 43% en 1999 à 57% en 2002.

**Graphique 7 : Répartition des Charges et des Produits d'exploitation**



Evolution des produits

L'analyse des produits, fournis par le tableau 33, fait ressortir que les produits ont baissé de 54,5% en passant de 310,9 Milliards en 2001 à 141,4 Milliards en 2002. Cette baisse fait suite à une augmentation de 166,2% consécutive à l'intégration des résultats de l'inventaire en 2001 qui a induit une augmentation de 105,7 Milliards de FCFA du compte « autres produits ». De plus, cette opération a conduit à une hausse des reprises de provisions d'exploitation de 54,8 Milliards et une augmentation des reprises HAO de 18,1 Milliards. En déduisant ces montants des produits de 2001, les évolutions reviennent à des taux de 13,3% en 2001 et de 6,9% en 2002.

En 2002, le chiffre d'affaires de la SENELEC a connu une hausse de 14,5% consécutive à l'ajustement tarifaire de 10% et de l'évolution des ventes de 4%. Il faut également noter la subvention d'exploitation enregistrée en 2002 pour un montant de 7,65 Milliards de FCFA au titre du différentiel de prix des produits pétroliers.

**Tableau 33 : Evolution des Produits**

	Exercice 2002 **		Exercice 2001		Exercice 2000		Exercice 1999
<b>PRODUITS</b>							
Ventes d'électricité	108 735 289 506	14,91%	94 625 038 380	10,80%	85 400 141 131	9,43%	78 041 570 167
Travaux et services vendus	4 056 567 709	6,61%	3 805 107 053	-8,60%	4 163 004 921	33,15%	3 126 575 966
Produits accessoires	51 968 684	-6,37%	55 504 202	-94,40%	991 867 653	3565,70%	27 058 062
<b>Chiffres d'affaires</b>	<b>112 843 825 899</b>	<b>14,58%</b>	<b>98 485 649 635</b>	<b>8,76%</b>	<b>90 555 013 705</b>	<b>11,53%</b>	<b>81 195 204 195</b>
Production stockée (ou destockage)	-	-	-	-	-	-	-
Production immobilisée	14 411 833 860	33,60%	10 787 540 353	38,62%	7 781 859 772	-18,87%	9 591 471 864
Subventions d'exploitation	7 654 574 443	-	6 112 001 581	-	-	-	-
Autres Produits	1 171 041 437	-98,93%	109 505 967 023	2776,97%	3 806 296 265	-79,68%	18 733 934 540
Reprises de provisions et transfert de charges	2 912 495 698	-95,39%	63 146 513 108	689,37%	7 999 644 322	33,58%	5 988 612 872
<b>Total produits d'exploitation</b>	<b>138 993 771 337</b>	<b>-51,74%</b>	<b>288 037 671 700</b>	<b>161,51%</b>	<b>110 142 814 064</b>	<b>-4,65%</b>	<b>115 509 223 471</b>
Produits financiers	639 386 727	10,60%	578 120 858	-85,20%	3 906 611 788	120,47%	1 771 934 401
<b>Total produits activités ordinaires</b>	<b>139 633 158 064</b>	<b>-51,62%</b>	<b>288 615 792 558</b>	<b>153,06%</b>	<b>114 049 425 852</b>	<b>-2,76%</b>	<b>117 281 157 872</b>
Produits H.A.O	1 731 988 885	-92,23%	22 281 922 272	713,34%	2 739 574 472	-86,62%	20 473 893 016
<b>TOTAL GENERAL PRODUITS</b>	<b>141 365 146 949</b>	<b>-54,53%</b>	<b>310 897 714 830</b>	<b>166,20%</b>	<b>116 789 000 324</b>	<b>-15,22%</b>	<b>137 755 050 888</b>

\*\*Chiffres provisoires

Source : Etats financiers Sénélec

### Evolution des charges

De l'analyse des postes de charges, détaillés par le tableau 34, il ressort qu'à l'instar des produits, les charges totales ont baissé de 53,5% en passant de 305,9 Milliards en 2001 à 142,1 Milliards en 2002. En 2001, l'évolution a été de 133,9% suite à la comptabilisation des résultats de l'inventaire qui ont induit une augmentation des « autres charges » de 104,1 Milliards et des dotations aux amortissements et provisions de 54,6 Milliards. En déduisant ces montants, les taux d'évolution sont de 12,54% en 2001 et de -3,43% en 2002.

**Tableau 34 : Evolution des Charges**

	Exercice 2002 **		Exercice 2001		Exercice 2000		Exercice 1999
<b>CHARGES</b>							
Matières premières et fournitures liées consommées	62 266 459 495	1,11%	61 583 032 326	29,97%	47 382 292 686	41,87%	33 397 627 713
Autres achats consommés	6 591 357 743	-34,76%	10 103 143 974	13,50%	8 901 674 165	-26,64%	12 134 653 449
Transport consommés	899 595 444	22,74%	732 910 874	-4,09%	764 200 312	19,13%	641 490 168
Services extérieurs	27 957 848 122	8,87%	25 679 551 856	2,96%	24 941 556 813	2,95%	24 226 235 321
Impôts et taxes	3 552 638 799	15,34%	3 080 045 005	-18,15%	3 763 144 418	35,23%	2 782 830 620
Autres charges	5 228 526 487	-95,31%	111 519 706 140	1397,08%	7 449 172 194	-18,16%	9 101 787 479
Charges de personnel	13 964 963 607	6,69%	13 089 569 182	2,53%	12 766 183 239	15,83%	11 021 244 714
Dotations aux amortissements et aux provisions	18 223 252 140	-75,12%	73 251 424 812	291,97%	18 687 848 738	5,67%	17 684 415 360
<b>Total charges d'exploitation</b>	<b>138 684 641 837</b>	<b>-53,62%</b>	<b>299 039 384 169</b>	<b>139,89%</b>	<b>124 656 072 565</b>	<b>12,31%</b>	<b>110 990 284 824</b>
Charges financières	3 413 229 302	-48,44%	6 620 228 466	35,10%	4 900 109 675	-45,56%	9 001 537 554
<b>Total charges activités ordinaires</b>	<b>142 097 871 139</b>	<b>-53,51%</b>	<b>305 659 612 635</b>	<b>135,93%</b>	<b>129 556 182 240</b>	<b>7,97%</b>	<b>119 991 822 378</b>
Charges H.A.O	10 096 902	-94,78%	193 524 340	-83,88%	1 200 874 756	-46,34%	2 237 856 498
Participation et impôts	1 000 000	0,00%	1 000 000	0,00%	1 000 000	0,00%	1 000 000
<b>TOTAL GENERAL CHARGES</b>	<b>142 108 968 041</b>	<b>-53,54%</b>	<b>305 854 136 975</b>	<b>133,91%</b>	<b>130 758 056 996</b>	<b>6,98%</b>	<b>122 230 678 876</b>

\*\* Chiffres provisoires

Source : Etats financiers Sénélec

Analyse du financement des emplois

L'examen du tableau des ressources et emplois de la SENELEC, résumé par le tableau 35, montre le retour de la capacité d'autofinancement en 2002 et une baisse sensible de la variation du Besoin de Financement de l'Exploitation. Le tableau reflète également les performances notées au niveau du bilan avec le niveau des nouveaux emprunts qui évoluent de 1 Milliard en 2001 à près de 23 Milliards, traduisant la confiance retrouvée des partenaires financiers. Cependant, cette augmentation des emprunts nouveaux n'est pas encore ressentie au niveau des investissements qui baissent de 2,2 Milliards.

**Tableau 35 : Tableau des Emplois et Ressources**

	2002 **	2001	2000	1999
<b>EMPLOIS</b>				
Investissement	16 159 738 933	19 992 836 767	19 072 173 286	26 731 734 531
Variation BFE	871 268 147	13 071 385 753	- 2 717 636 396	- 18 249 295 529
Autres	20 362 801 017	8 046 602 761	16 506 084 181	48 837 087 739
<b>Total Emplois à financer</b>	<b>37 393 808 097</b>	<b>41 110 825 281</b>	<b>32 860 621 071</b>	<b>57 319 526 741</b>
<b>RESSOURCES</b>				
Capacité d'Autofinancement Global	13 439 147 765	- 3 753 630 710	- 7 413 753 224	19 449 508 162
Capitaux Propres	197 399 889	47 614 927 813	33 720 171 079	12 102 469 051
Nouveaux emprunts	22 961 664 117	1 079 764 631	15 300 558 227	9 984 484 551
<b>Total Ressources de financement</b>	<b>36 598 211 771</b>	<b>44 941 061 734</b>	<b>41 606 976 082</b>	<b>41 536 461 764</b>
<b>SOLDE</b>	<b>- 795 596 326</b>	<b>3 830 236 453</b>	<b>8 746 355 011</b>	<b>- 15 783 064 977</b>

\*\* Chiffres provisoires

Source : Etats financiers Sénélec

Le solde résultant de ces opérations est négatif de 795,6 Millions en 2002, portant le déficit de trésorerie à 7,04 Milliards à la clôture de l'exercice.

Analyse des ratios

L'équilibre financier de SENELEC, recouvré à partir de 2001 avec les augmentations de capital et la prise en compte des résultats de l'inventaire, s'est légèrement effrité. En effet, comme le montre le tableau 36 ci-après, la quasi-totalité des ratios se sont dégradés en 2002.

Ainsi, le fonds de roulement baisse de 32% en passant de 16,4 Milliards en 2001 à 11,2 Milliards en 2002.

Il faut cependant noter que malgré l'accroissement des créances clients, le ratio de recouvrement de ces créances s'est amélioré en passant de 133,67 jours en 2001 à 126,72 jours en 2002 ; le gonflement des créances clients provenant en partie de l'ajustement tarifaire de la même manière qu'il agit sur le chiffre d'affaires. Par contre, en intégrant les autres créances, le ratio se dégrade sensiblement en passant de 173,54 jours en 2001 à 194,55 ; situation qui peut expliquer la persistance des difficultés de trésorerie de SENELEC malgré l'augmentation des tarifs de 10%.

**Tableau 36 : Evolution des ratios**

	2002	2001	2000	1999
<b>FINANCEMENT</b>				
Autonomie financière (FP/FE)	0,65	0,74	0,25	0,11
Capacité d'endettement (DLT/FP)	0,85	0,87	2,40	5,41
<b>TRESORERIE</b>				
Trésorerie immédiate (D/ECT)	0,07	0,05	0,07	0,08
Trésorerie relative (D+RCT/ECT)	1,13	1,28	0,80	0,73
Liquidité (M/ECT)	1,19	1,38	0,92	0,82
<b>RENTABILITE</b>				
Economique (EBE/A)	0,07	0,00	-0,02	0,05
Financière 1 (BN/FP)	-0,01	0,06	-0,40	0,96
Financière 2 (RE/CA)	0,00	-0,11	-0,16	0,06
<b>GESTION</b>				
Recouvrement créances clients en jours (360*Créances Clients /CA)	126,72	133,67	117,98	122,76
Recouvrement créances en jours (360*Créances Clients + Autres /CA)	194,55	173,54	139,13	159,10
Règlement des dettes fournisseurs (360*Dettes Fournisseurs/Matières et Fournitures liées) en jours	165,44	130,50	199,25	192,65

FP : Fonds Propres ; FE : Endettement Global ; DLT : Dettes à Long Terme ; D : Disponible  
 ECT : Exigible à Court Terme ; RCT : Réalisable à Court Terme ; M : Mobilisé  
 EBE : Excédent Brut d'Exploitation ; A : Actif Total ; BN : Bénéfice Net ;  
 RE : Résultat d'Exploitation ; CA : Chiffres d'Affaires

L'amorce de la rentabilité de l'économie est illustrée par le ratio de rentabilité économique qui devient positif en 2002 malgré son faible niveau (7%). Cependant, les efforts devront être poursuivis, pour arriver à une rentabilité financière qui constitue une condition sine qua non pour la mobilisation des investissements privés. Le tableau 37 résume l'évolution des soldes intermédiaires de gestion.

**Tableau 37 : Evolution des soldes intermédiaires**

	2002 **	2001	2000	1999
Chiffres d'affaires	112 843 825 899	98 485 649 635	90 555 013 705	81 195 204 195
Valeur ajoutée	29 584 849 549	12 192 768 417	8 941 129 154	27 235 985 849
Excédent Brut d'Exploitation	15 619 885 942	- 896 800 765	- 3 825 054 085	16 214 741 135
Résultat d'exploitation	309 129 500	- 11 001 712 469	- 14 513 258 501	4 518 938 647
Résultat financier	- 2 773 842 575	- 6 042 107 608	- 993 497 887	- 7 229 603 153
Résultats des Activités Ordinaires	- 2 464 713 075	- 17 043 820 077	- 15 506 756 388	- 2 710 664 506
Résultats Hors Activités Ordinaires	1 721 891 983	22 088 397 932	1 538 699 716	18 236 036 518
Résultat Net	- 743 821 092	5 043 577 855	- 13 969 056 672	15 524 372 012

\*\* Chiffres provisoires

Source : Etats financiers Sénélec

## ACTIVITES CONSULTATIVES

Les attributions consultatives de la Commission sont prévues à l'article 10, alinéa premier de la loi n° 98-29 du 14 avril, en ces termes : «La Commission est consultée par le Ministre chargé de l'Énergie sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires concernant le secteur de l'électricité. Elle peut être saisie, pour avis, sur les questions intéressant le secteur ou qui sont de nature à avoir un impact sur la conception de la politique sectorielle.»

Confiant dans la bonne connaissance du secteur qu'a le personnel de la Commission, pour avoir conduit la réforme du secteur de l'énergie dans sa globalité, le Gouvernement a donc requis son concours dans la mise en œuvre des grands dossiers suivants :

- la poursuite de la seconde privatisation ;
- la définition de l'évolution institutionnelle de SENELEC ;
- le volet Energie du Nouveau Partenariat pour le Développement de l'Afrique (NEPAD).

### *Poursuite de la seconde privatisation*

La seconde privatisation de SENELEC lancée en juillet 2001 s'est poursuivie en 2002 par les négociations successives avec le candidat déclaré adjudicataire provisoire et le candidat classé second au terme de l'évaluation de leurs offres techniques et financières. La Commission a apporté une contribution significative à ces négociations, à l'issue desquelles, le Gouvernement a pris en juillet 2002, la décision de déclarer infructueux l'appel d'offres pour la seconde privatisation de SENELEC, notamment pour des raisons de transparence liées au souci de respecter les dispositions du Règlement de l'Appel d'Offres.

Ainsi, une nouvelle phase devait s'ouvrir pour, d'une part, tirer les enseignements de la première et de la seconde opération de privatisation et, d'autre part, rechercher une nouvelle stratégie d'évolution institutionnelle de SENELEC.

### *Evolution institutionnelle de SENELEC*

Le Ministre chargé de l'Énergie a mis en place un comité restreint, « Le Groupe technique Ad Hoc », créé par arrêté, à l'effet de réfléchir sur cette importante question. Des représentants de la Banque mondiale (BM) et de l'Agence Française de Développement (AFD) ont été associés à la réflexion dans un cadre de concertation dénommé « Task Force ».

Les enseignements tirés des deux opérations de privatisation de SENELEC se résument comme suit :

- les candidatures déclarées sous forme de Consortium doivent désigner un actionnaire de référence qui reste le seul interlocuteur de l'Etat ;
- la formulation des obligations de SENELEC ainsi que celles du Partenaire Stratégique doit être faite avec le maximum de précision ;
- le problème du financement est au cœur de la problématique de la privatisation tant pour ce qui concerne les investissements physiques que pour la mobilisation des ressources financières pour l'investissement de portefeuille ;

- la formule de la vente d'actifs pose à cet égard d'énormes difficultés qui tiennent en particulier, à l'impact sur le tarif qui doit rémunérer l'investissement de portefeuille et les investissements physiques.

Ces enseignements ont été déterminants dans la définition de la stratégie d'évolution institutionnelle de SENELEC. Pour ce faire, il a été procédé à l'analyse des options institutionnelles alternatives au regard de la structure de l'industrie électrique, ainsi que de la répartition des rôles entre l'Etat et le secteur privé.

Au terme de ses travaux, la Task Force a formulé les recommandations ci-après, qui ont été approuvées par le Gouvernement autant pour l'évolution institutionnelle que pour le financement des investissements.

Concernant les investissements, plus particulièrement le financement de la production, l'option du Gouvernement reste le recours au secteur privé : il en est ainsi pour le projet de création de la nouvelle centrale de 60 MW à Kounoune.

S'agissant de l'évolution institutionnelle, il convient de noter qu'à la lumière des leçons tirées des privatisations de SENELEC et des expériences vécues dans d'autres pays, le Gouvernement a retenu le schéma de la Concession pour les activités de production et de distribution.

## ***Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique (NEPAD)***

En ce qui concerne le NEPAD, le Sénégal a joué un rôle de premier plan pour ce qui est du volet énergie du NEPAD, un des quatre (4) domaines dont le pilotage est confié au Président de la République. C'est ainsi qu'il a consenti des efforts importants pour la préparation de la documentation sur l'énergie à l'occasion de la Conférence d'avril 2002 consacrée à la participation du secteur privé au financement du NEPAD.

Dans le cadre de ses attributions consultatives, la Commission est impliquée dans la prise en charge de ce volet Energie. Ainsi, elle a mis à la disposition du NEPAD son expertise et des ressources humaines et financières, pour contribuer à la mission de coordination et de pilotage confiée au Président de la République du Sénégal. Elle a, en particulier, suivi et participé aux échanges sur les travaux menés par la Banque Africaine de Développement (BAD) sur les infrastructures incluant l'énergie dans le cadre du NEPAD.

***Recommandations sur  
l'évolution institutionnelle***

**Sur la restructuration industrielle de SENELEC**, la stratégie recommandée est axée sur une libéralisation accrue du secteur consistant à procéder à la séparation des activités de production de celles de transport et de distribution.



# ACTIVITES DE REGULATION

Les principales activités de régulation de la Commission au cours de l'année 2002 ont tourné autour de trois axes :

- la régulation tarifaire ;
- le suivi des obligations contractuelles de la SENELEC
- l'audit de la sécurité d'approvisionnement ;
- les relations avec les consommateurs.

## *Régulation tarifaire*

En application des dispositions de l'article 28 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, du décret n°98-335 du 21 avril 1998 relatif aux procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires et de son contrat de concession, la SENELEC a introduit le 26 février 2002 une requête d'ajustement de ses tarifs de 17,28%.

Après examen, il est apparu que la requête de la SENELEC était conforme en ce sens que les calculs qui la fondaient respectaient la formule de contrôle de revenus. Toutefois, elle a nécessité le redressement de deux éléments de calcul utilisés par la SENELEC, à savoir l'indice d'inflation en 1999 et le montant de la redevance annuelle due à la Commission. De plus, la Commission a intégré dans les revenus perçus par la SENELEC en 2001, le montant de 5,2 Milliards de FCFA réclamé à l'Etat par la SENELEC au titre du différentiel du prix des produits pétroliers décidé par l'Etat en contrepartie du gel des tarifs de l'électricité en 2001.

A la suite de ces redressements, la Commission a, au terme de sa réunion du 27 février 2002, autorisé à la SENELEC un revenu maximum, au titre de ses ventes d'énergie électrique de 2002, d'un montant de 114,549 Milliards de FCFA. En application de l'article 36 de son contrat de concession et de licence, SENELEC a été autorisée à procéder à une révision de ses tarifs de vente au détail dans la limite du montant maximal de revenu autorisé ci-dessus, soit un taux d'ajustement tarifaire de 10% à compter du 1<sup>er</sup> mars 2002.

La Commission a été saisie par la SENELEC le 28 mars 2002, pour l'approbation de la grille tarifaire, applicable à partir du 1<sup>er</sup> mars 2002<sup>4</sup>, issue de l'ajustement autorisé par la Commission. Après analyse de la nouvelle grille tarifaire, la Commission a observé, au terme de sa délibération du 16 avril 2002, que les nouveaux tarifs devront permettre de respecter le montant maximum de revenu autorisé à la SENELEC pour l'année 2002.

L'ajustement tarifaire autorisé découle de l'application de la formule de contrôle des revenus de la SENELEC prévue à l'article 10 de son cahier de charges avec les différents paramètres définis pour la première période quinquennale, les éléments de la demande et les indices d'inflation observés depuis 1999.

L'examen des indices d'inflation fait ressortir que l'élément déterminant dans l'évolution des tarifs de l'électricité a été le prix du fuel lourd, combustible de référence pour l'ajustement tarifaire. En effet, sur la période 1999-2002, l'inflation en France a été contenue dans la limite de 2% et celle du Sénégal dans la limite de 3%. Par contre, l'inflation sur le prix du fuel lourd

---

<sup>4</sup> Nouvelle grille tarifaire fournie à l'Annexe 1

considéré dans la régulation tarifaire, à savoir le prix parité importation augmenté des droits de porte, a connu une évolution significative de 10% en 1999, 41% en 2000 et 10% en 2001 avant de se stabiliser en 2002 avec une croissance de 0,5%.

Les tableaux 38 à 40 résument les indices annuels d'inflation observés, les montants des principaux éléments de calcul, les revenus autorisés et perçus ainsi que les prix moyens qui en découlent.

**Tableau 38 : Evolution des indices annuels d'inflation**

	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Inflation au Sénégal (IHPC)	1,0081	1,0157	1,0458	1,0702
Inflation en France (IPC)	1,0048	1,0208	1,0370	1,0555
Inflation du prix du fuel lourd (IPF)	1,0984	1,5524	1,7135	1,7213
Inflation Composite (CI)	1,0252	1,1246	1,1767	1,1965
Index d'inflation applicable (II)	1	1,0252	1,0970	1,0464

**Tableau 39 : Evolution des éléments de calcul du revenu autorisé en FCFA**

	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Elément fixe du revenu (A)	76 000	77 912	85 467	89 430
Elément variable du revenu (B)	75 222	83 353	103 053	118 573
Revenu perçu par SENELEC (R)	78 430	85 154	94 951	105 156
Facteur de correction (K)	0	-1 162	-2 113	4 744
Redevance RTS (RTS)	2 011	11 707	1 783	1 783
Redevance Commission (RR)	0	449	0	500
Compensation de revenu perçu	0	0	5200	0

**Tableau 40 : Evolution des revenus autorisés et perçus et des prix moyens**

	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Revenu Maximal Autorisé (MFCFA)	77 411	83 259	99 206	114 572
Revenu perçu (MFCFA) **	78 430	85 154	94 951	105 156
Différence de revenus (MFCFA)	+ 1 042	+1 895	-4 255	-9 416
Energie vendue (GWh) **	1 063	1 149	1 295	1 424
Prix moyen de vente (F/kWh)	73,78	74,11	73,32	73,85
Prix moyen Max autorisé (F/kWh)	72,80	72,46	76,61	80,46
Evolution maximale des prix (%) ***		-1,36%	+3,37%	+9,74

\*\* Le revenu et le prix moyen de 2002 correspondent aux valeurs fournies par SENELEC au moment de la requête.

Le revenu est celui qu'elle aurait perçu sans changement des tarifs.

\*\*\* Prix moyen maximum autorisé pour l'année en cours, rapporté au prix moyen de vente réel de l'année précédente.

**Problématique de la formule  
de contrôle des revenus**

Le principal problème noté au niveau de l'application de la formule de contrôle des revenus est la périodicité de l'indexation des tarifs (une fois par année) face à la forte volatilité des prix des produits pétroliers ajustés toutes les quatre semaines au

## ***Suivi des obligations contractuelles de SENELEC***

Diverses obligations ont été prévues pour SENELEC dans son contrat de concession et de licence. Ces obligations contractuelles peuvent se résumer en trois parties :

- Les documents à élaborer dans un délai donné et à soumettre à la Commission pour approbation ;
- Les normes à respecter et les incitations contractuelles à supporter si ces normes ne sont pas respectées ;
- Les informations et documents à fournir à la Commission pour la vérification des pratiques de SENELEC.

***La revue des obligations de SENELEC<sup>5</sup>, pour le respect des dispositions du contrat de concession et de son cahier des charges, montre qu'il reste encore des obligations, en terme de documents à soumettre à la Commission et d'informations à fournir, à respecter.***

***De plus, SENELEC n'a pas encore fourni à la Commission toutes les informations permettant de s'assurer qu'elle respecte les normes des conditions de service et que les incitations contractuelles liées à ces normes sont régulièrement calculées et versées au besoin aux bénéficiaires.***

***L'analyse des informations annuelles communiquées par la SENELEC montre qu'en ce qui concerne les sinistres, elle a enregistré 231 plaintes relatives aux problèmes de surtension et 33 pour ce qui est des délestages. Les statistiques concernant les plaintes relatives aux problèmes de facturation ne sont toujours pas disponibles à la SENELEC contrairement aux dispositions prévues par son Contrat de Concession.***

## ***Audit sur la sécurité d'approvisionnement***

Suivant les dispositions de l'article 11 de la loi 98-29 du 14 avril 1998, la Commission veille au respect des termes des concessions et des licences, en particulier ceux relatifs à l'obligation de continuité des services en quantité et en qualité et assure le respect des normes techniques applicables aux entreprises du secteur de l'électricité.

De même, le contrat de concession de SENELEC lui impose en ses articles 34 et 35, des obligations en matière de sécurité d'approvisionnement en électricité du pays, de continuité et de qualité du service.

Pour le contrôle de la bonne exécution de ces obligations, l'article 48 du contrat de concession de SENELEC suivant l'article 14 de la loi 98-29 du 14 avril 1998, confère à la Commission un large pouvoir d'enquête pour procéder aux expertises ou mener les études nécessaires.

---

<sup>5</sup> Voir Annexe 4

Au regard d'une part des dispositions législatives, réglementaires et contractuelles ci-dessus et, d'autre part, des terribles événements qui ont marqué la vie nationale dans les domaines du transport et de l'électricité, la Commission a décidé d'entreprendre un audit sur la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique du Sénégal.

En sa séance de travail en date du 15 novembre 2002, la Commission a examiné le projet des termes de référence de l'audit.

Les objectifs visés par l'audit sont les suivants :

- identifier les risques de catastrophes liés au fonctionnement des infrastructures concourant à l'approvisionnement du pays en énergie électrique ;
- évaluer la fiabilité et l'adéquation des équipements et leur capacité à satisfaire la demande présente et future ;
- évaluer les risques et l'incidence de la défaillance de chacun des segments de production, de transport et de distribution dans la sécurité de l'approvisionnement en énergie électrique du pays.
- évaluer la fiabilité des systèmes de protection et des dispositifs de sécurité mis en place pour faire face aux incidents majeurs mettant en cause la sécurité des personnes et des biens ainsi que la continuité du service ;
- Faire des recommandations à la Commission.

Cette étude sera réalisée dans le courant de l'année 2003.

### ***Relations avec les consommateurs***

La Commission a organisé dans le courant de l'année 2002, une importante audience avec l'Association de Défense des usagers de l'Eau, de l'Electricité, des Télécommunications et des Services (ADEETéls) membre du Conseil National des Consommateurs (CONAC).

Au cours de l'audience, les préoccupations ci-après ont été notamment soulevées par l'ADEETéls et ont fait l'objet d'échanges approfondis :

- la facturation « au fil de l'eau » qui entraîne que des clients reçoivent des factures pour lesquelles l'intervalle entre la date de réception et la date d'exigibilité de la facture n'inclut pas une fin de mois ;
- la programmation quasi systématique en fin de semaine, des décisions d'interruption pour défaut de paiement ;
- la nécessité d'attirer l'attention de SENELEC sur les risques d'électrocution suite aux ruptures des lignes de conduite d'électricité ;
- le traitement à accorder à la facturation en rappel de consommation consécutive au blocage de compteur.

Sur l'ensemble de ces questions, la Commission a apporté des réponses en mettant l'accent sur les dispositions du cahier des charges relatives aux relevés de compteurs et à la facturation

qui sont effectués périodiquement à savoir tous les deux mois. L'exigibilité de la facture juste après chaque mois relevant d'une stratégie commerciale que SENELEC pourrait mettre à profit pour minimiser le nombre de coupures par défaut de paiement.

S'agissant des délais de remise de courant après coupure pour défaut de paiement, la Commission prendrait toutes dispositions appropriées pour l'obligation du respect par SENELEC du délai de 48 heures fixé par le cahier des charges.

Enfin, la Commission a fait remarquer à l'ADEETéls que les analyses qu'elle effectue régulièrement concernant l'exploitation de la SENELEC comportent des recommandations, chaque fois que de besoin, relative à la sécurité des biens et des personnes.

En outre, la Commission a été saisie par le Ministre chargé de l'énergie d'une requête de l'Association Sénégalaise de Défense des Consommateurs (SOS Consommateurs) adressée au Ministre du Commerce à la suite de l'augmentation de 10 % des tarifs de l'électricité intervenue le 1<sup>er</sup> mars 2002. Dans son courrier, SOS Consommateurs a requis des explications sur les éléments techniques et tarifaires qui justifieraient la mesure.

En réponse, la Commission a indiqué à SOS Consommateurs que les tarifs de SENELEC sont soumis à une régulation conformément aux dispositions de la loi 98-29 du 14 avril 1998 et aux stipulations du contrat de concession de SENELEC et que l'ajustement a été autorisé à SENELEC par la Commission au regard des dispositions de la loi et du Contrat susvisés.

Par ailleurs, des associations de consommateurs ont posé le problème de la décision prise par SENELEC, pour ses besoins comptables, d'imposer la facturation de toutes les consommations relatives à un exercice donné avant le 31 décembre de chaque année, alors que la fréquence normale de la facturation des clients domestiques est approximativement de 60 jours. Pour ces associations, cette décision viole chaque année les droits de bon nombre de consommateurs.

En matière de sécurité, outre l'audit de la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique dont les termes de référence ont été finalisés cette année en vue d'une exécution en 2003, le principal dossier traité concerne l'accident survenu le 03 novembre 2002, dans la banlieue de Dakar, à Yeumbeul et ayant entraîné des morts et de nombreux blessés. Dans ce cadre, la Commission a organisé une série d'audiences avec les principaux responsables des départements concernés de la SENELEC en vue de faire des recommandations. A cet effet, la Commission produira un rapport au courant de l'année 2003.

Toujours dans le cadre de son rôle de protection des droits des consommateurs, la Commission poursuit la conception d'un important plan de communication visant à mieux faire connaître ses missions notamment en termes de traitement des réclamations et des plaintes des consommateurs. La mise en œuvre de ce plan de communication devrait démarrer dans le courant de l'année 2003.

C'est dans ce sens que s'inscrit la définition par la Commission des procédures pour le traitement des plaintes et des réclamations qui seront soumises aux associations de consommateurs avant leur adoption.



# RELATIONS EXTERIEURES ET COOPERATION INTERNATIONALE

L'année 2002 a été marquée par plusieurs événements majeurs sur le plan des relations extérieures et de la coopération internationale. Ainsi, la Commission a accueilli plusieurs délégations venues échanger sur l'expérience sénégalaise en matière de réformes et de régulation. En outre, la Commission a participé à plusieurs rencontres internationales dans le cadre de la coopération avec les organes de régulation ou d'autres organismes.

## *Coopération avec les organes de régulation*

La coopération avec les organes de régulation comporte un volet bilatéral et un volet multilatéral.

Dans le cadre de la coopération multilatérale, la Commission a participé à la quatrième Réunion du Forum Africain pour la Réglementation des Services Publics (AFUR) tenue à Pretoria, en Afrique du Sud, du 5 au 7 novembre 2002. La réunion avait pour objectif principal l'adoption des textes constitutifs de l'AFUR. Elle a été précédée d'un atelier sur la Gouvernance réglementaire qui a réuni vingt quatre (24) représentants de trente régulateurs de l'électricité, des télécommunications et de l'eau, d'une vingtaine de pays.

Lors de cette réunion, les échanges approfondis ont permis aux différents participants de présenter notamment les défis auxquels sont confrontés les régulateurs de leur pays, les grandes orientations de leur cadre législatif et réglementaire. Les thèmes relatifs au rôle du Gouvernement, aux fonctions, à l'indépendance, à l'autorité et à l'autonomie du régulateur ainsi qu'aux relations du régulateur avec les parties prenantes (Gouvernement, prestataires de services et consommateurs) ont été examinés.

Les Statuts de l'AFUR ont été adoptés durant cette rencontre. La création de l'AFUR découle essentiellement du besoin d'asseoir une coopération fructueuse entre les régulateurs d'Afrique. Les objectifs visés sont notamment le partage de l'information, le renforcement des capacités, l'harmonisation des politiques de régulation, la promotion de la philosophie d'une régulation autonome des services publics et d'une bonne gouvernance ainsi que le soutien aux initiatives africaines, telles que le NEPAD.

Au titre de la coopération bilatérale, la Commission a participé, sur invitation de la Commission de Régulation de l'Eau et de l'Electricité (CREE) du Mali, à l'Atelier sur la révision de la formule d'indexation tarifaire de l'électricité et de l'eau potable au Mali du 22 au 24 octobre 2002. L'objectif général de cet atelier était de déterminer les principes et les conditions de révision de la formule d'indexation des tarifs d'électricité et de l'eau potable en vue de tenir compte judicieusement de tous les paramètres, notamment l'énergie de la centrale hydroélectrique de Manantali.

Au cours de l'atelier, la Commission a présenté les conditions tarifaires de l'électricité au Sénégal et a participé aux travaux visant, d'une part, une meilleure maîtrise de la formule et de son application pour tous les acteurs et, d'autre part, une détermination concertée d'une nouvelle formule d'indexation tarifaire pour la prochaine période quinquennale.

## ***Rencontres internationales***

Les Commissaires ainsi que le personnel de la Commission ont participé, en qualité de personnes-ressources, aux rencontres internationales suivantes :

- Colloque de l'Institut de l'Energie et de l'Environnement de la Francophonie sur Francophonie et développement durable : Quels enjeux ? Quelles priorités pour l'horizon 2002 ? - Dakar, du 11 au 13 mars 2002.
- Brainstorming Meeting on a Global Network for Sustainable Energy - Berlin, April, 21th – 22th 2002
- The Roundtable on Energy for Sustainable Development : Partnerships for Action - Brussels, April 25<sup>th</sup>-26<sup>th</sup>, 2002
- Atelier préparatoire sur la planification énergétique dans les pays de l'UEMOA - Ouagadougou, du 14 au 15 octobre 2002.
- Atelier sur l'Electricité en Afrique en 2002 ; les privatisations : quel bilan ? - Le Partenariat public-privé : quelles perspectives pour l'avenir ? - Dakar, le 7 novembre 2002.

## ***Visites et échanges***

Dans le cadre de la coopération internationale, la Commission a reçu :

- une délégation du Burkina Faso venue s'informer sur l'expérience du Sénégal en matière de réforme du secteur de l'électricité, de privatisation et de mise en place d'organes de régulation.
- une mission du Bureau du West African Power Pool (WAPP) basé à Abidjan, chargée de l'évaluation des besoins en renforcement des capacités en régulation des pays membres ou de leurs organes de régulation et au positionnement de chaque pays par rapport au WAPP.
- une mission de la Banque Mondiale sur les perspectives d'intégration des besoins de financement pour la Formation et l'Assistance Technique de la Banque à la Commission dans le cadre du Programme d'Urgence envisagé pour le Sénégal.



# ANNEXES

## Annexe 1 – Tarifs de l'électricité

*Tarifs Hors TVA applicables à compter du 1<sup>er</sup> mars 2002*

<b>Basse Tension</b>	Prix d'énergie (FCFA/kWh)			Prime Fixe Mensuelle (FCFA/kW)
	1 <sup>ère</sup> tranche	2 <sup>ème</sup> tranche	3 <sup>ème</sup> tranche	
<b>Usage Domestique</b>				
-tarif spécial	100,27	111,90	65,11	
-tarif général	126,32	91,44	65,11	
<b>Usage Professionnel</b>				
-sans prime fixe	131,44	117,90	80,40	
-avec prime fixe	89,05	80,40		1 945,631
<b>Eclairage Public</b>	90,82			2 253,63

<b>Moyenne et Haute Tension</b>	Prix d'énergie (FCFA/kWh)		Prime Fixe Mensuelle (FCFA/kW)
	Hors Pointe	Pointe	
<b>Moyenne Tension</b>			
-tarif courte utilisation	85,40	123,24	653,80
-tarif général	61,47	88,69	2 782,82
-tarif longue utilisation	50,48	72,86	6 716,78
<b>Haute Tension</b>			
-tarif général	40,13	51,21	6 817,64
-tarif secours	53,43	64,12	3 030,89

## *Annexe 2 – Résumé de principaux Règlements d'Application*

### **Règlement d'Application relatif au contrôle de l'exécution du contrat de concession de la SENELEC**

Ce règlement d'application régit toutes les tâches de contrôle du contrat de concession et du cahier des

### **Règlement d'Application relatif à l'octroi des licences de production**

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

### **Règlement d'Application relatif à l'instruction des réclamations des consommateurs**

Aux termes des dispositions de l'article 4 de la 98-29 du 14 avril 1998, la Commission a, entre autres, pour objectifs de veiller à la préservation des

### **Règlement d'Application 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.

### **Règlement d'Application relatif à la révision programmée du contrat de concession de la SENELEC**

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

### **Règlement d'Application relatif aux formalités d'octroi de concessions de distribution et des licences de ventes à l'extérieur du périmètre de SENELEC**

Ces formalités sont précisées

## **Annexe 3 – Obligations contractuelles de SENELEC**

### **A3.1. Documents à soumettre à la Commission pour approbation**

#### **1. Obligations à satisfaire dans un délai maximal de 6 mois à compter de la date de signature du contrat de concession, c'est à dire au plus tard le 30 septembre 1999 - SENELEC devait :**

- Etablir, de manière contradictoire avec la Commission, un inventaire des installations de production.
- Etablir et communiquer à la Commission et au Ministre en charge de l'Énergie un projet de règlement du service faisant état des règles appliquées par SENELEC dans ses relations avec les consommateurs.
- Etablir un document, soumis à l'approbation de la Commission, présentant la base sur laquelle les frais de raccordement au réseau de transport de SENELEC sont déterminés.
- Soumettre à l'approbation de la Commission un document proposant des critères sur la base desquels peut être évaluée la qualité du service de transport qu'elle fournit.
- Soumettre à l'approbation de la Commission une carte à l'échelle 1/5000 en milieu urbain et 1/2000 en milieu rural indiquant les limites géographiques de son périmètre.
- Etablir un document, soumis à l'approbation de la Commission, présentant la base sur laquelle elle détermine les frais pour la fourniture d'un nouveau branchement particulier et pour le renforcement d'un branchement particulier nécessaire à l'augmentation de la puissance souscrite par l'abonné résidant à l'intérieur de son périmètre.

*Les éléments de détermination des frais de branchement au réseau de distribution et de raccordement au réseau de transport ont été inclus dans le règlement de service dont la première version a été transmise à la Commission le 30 septembre 1999. Ce projet de règlement a été discuté avec tous les acteurs concernés et une version finale a été envoyée, en septembre 2000, à la Commission qui avait alors émis quelques réserves. Ce règlement de service a été transmis au Ministère chargé de l'Énergie pour publication, par arrêté, comme prévu par les documents contractuels.*

*Les cartes des localités incluses dans le périmètre de distribution de SENELEC ont été transmises en deux parties à la Commission en décembre 1999 pour le milieu urbain et en mai 2000 pour le milieu rural. Toutefois elles ne comportent pas une indication des limites géographiques.*

*L'inventaire des installations de production a été envoyé à la Commission en septembre 1999 mais l'évaluation comptable de ces installations est toujours attendue.*

*Les normes, pour l'évaluation de la qualité du service ont été transmises à la Commission en septembre 1999. Cependant SENELEC n'a pas finalisé et fait valider par la Commission les procédures permettant le suivi du respect de ces normes.*

- 2. Obligations à satisfaire dans un délai maximal de 2 années à compter de la date de signature du contrat de concession, c'est à dire au plus tard le 31 mars 2001 –** SENELEC devait établir, de manière contradictoire avec la Commission, un inventaire des installations de transport et de distribution.

*A ce jour, cet inventaire n'a pas encore été reçu de SENELEC .*

- 3. Obligations à satisfaire dans un délai maximal de 3 ans après la première clôture d'un exercice consécutive à la date de signature du contrat de concession, c'est à dire au plus tard le 31 décembre 2002 –** SENELEC devait :

- Etablir annuellement des comptes certifiés par un cabinet de renommée internationale.
- Opérer une séparation comptable de ses activités. Cette séparation doit être réalisée selon les règles comptables édictées par la Commission après consultation de SENELEC.

*La certification des comptes de SENELEC est donc attendue pour l'exercice 2002 ; de même que la séparation comptable de ses activités.*

- 4. Obligations à satisfaire dans un délai maximal fixé par la Commission -** SENELEC devait, dès que possible et dans tous les cas avant la date définie par la Commission :

- Elaborer un tarif de vente en gros pour les reventes d'électricité aux détaillants indépendants.
- Etablir un document, soumis à l'approbation de la Commission, présentant la base sur laquelle les tarifs pour la fourniture d'énergie d'appoint et de secours par SENELEC aux auto-producteurs sont déterminés.

*Ces documents ne sont pas encore reçus de SENELEC et la Commission n'a pas encore fixé de date pour rendre obligatoire leur élaboration.*

### A3.2- Normes à respecter

Dans la définition des normes à respecter, deux périodes caractéristiques ont été considérées :

- La première période de gestion couvrant les deux premières années de la concession à compter de la date de signature du contrat de concession ; c'est à dire du 31 mars 1999 au 30 mars 2001.
- La seconde période de gestion qui concerne la période de 3 ans à compter de la fin de la première période de gestion, c'est à dire du 31 mars 2001 au 30 mars 2004.

#### Les normes d'approbation

	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	Prime fixe payable par le requérant 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	Prime fixe payable par le requérant par jour de retard

\*\* Les incitations contractuelles découlant du non-respect des normes d'approbation sont exigibles depuis la signature du contrat de concession, c'est à dire le 31 mars 1999.

#### Les normes de sécurité et de disponibilité

Les normes à respecter pour l'énergie non fournie sont les suivantes :

	Normes (% de l'énergie vendue au détail pendant l'année)	Incitations Contractuelles **
Année 1	0,7%	1000FCFA/kWh
Année 2	0,6%	
Année 3	0,5%	
Année 4	0,5%	
Année 5	0,5%	

\*\* Pendant la 1ère période de gestion, il n'y a pas d'Incitations contractuelles ; elles sont exigibles depuis le 31 mars 2001. 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.

La norme est actuellement de 0,5% de l'énergie vendue au détail durant l'année, SENELEC doit rapporter chaque semestre à la Commission la valeur de l'Energie non fournie pour chaque Réseau qu'elle exploite. Les méthodes de mesure ou d'estimation utilisées doivent être soumises au préalable à la Commission Après interpellation de la Commission, SENELEC s'était engagé à proposer en décembre 2000 des procédures allant dans ce sens. Cet engagement n'a pas été respecté. Les incitations contractuelles doivent être considérées dans le calcul du revenu maximum autorisé à SENELEC.

### Les normes liées aux relations avec la clientèle

	Normes		Incitations Contractuelles **
	1 <sup>ère</sup> période de gestion	2 <sup>e</sup> période de gestion	
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture		---
Edition factures bimestrielles	2 factures estimées consécutives 3 factures estimées par an		15% facture estimée concernée
Réponse aux réclamations concernant les factures ***	15 jours ouvrables	10 jours ouvrables	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
Préavis avant toute interruption programmée de la fourniture	2 jours	3 jours	---
Remise du courant après coupure pour défaut de paiement ****	48 heures	24 heures	15% de la moyenne mensuelle de factures des 12 derniers mois

\*\* Pendant la 1<sup>ère</sup> période de gestion, il n'y a pas d'Incitations contractuelles ; elles sont exigibles depuis le 31 mars 2001. SENELEC doit calculer spontanément ces incitations et accorder aux abonnés concernés les avoirs correspondants sur les factures ultérieures.

\*\*\* Incitations exigibles seulement 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.

	Normes		Incitations Contractuelles **
	Milieu urbain	Milieu rural	
Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur ***	7 jours ouvrables	10 jours ouvrables	5000 FCFA

\*\* Pendant la 1<sup>ère</sup> période de gestion, il n'y a pas d'Incitations contractuelles ; sont exigibles depuis le 31 mars 2001. Le montant est indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.

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

### 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  $\pm$  10%
  - 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.

	Normes (Jours ouvrables)		Incitations Contractuelles **
	Milieu urbain	Milieu rural	
Fournir des explications sans effectuer de visite ***	Milieu urbain	7	5000 FCFA
	Milieu rural	10	
Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai ***	Milieu urbain	7	
	Milieu rural	10	

\*\* Non exigibles durant la première période de gestion, elles le sont depuis le 31 mars 2001. Le montant est indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.

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

**Les normes de branchement Basse Tension**

- Sans modification du Réseau existant

		Normes (jours ouvrables)		Incitations Contractuelles (par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement) **
		1 <sup>ère</sup> période de gestion	2 <sup>e</sup> période de gestion	
Visite à une personne ayant fait une demande de branchement		7	7	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	7	5	
	Milieu rural	20	15	
Déplacement de compteur ***	Milieu urbain	5	3	
	Milieu rural	10	5	

\*\* Pendant la 1<sup>ère</sup> période de gestion, il n'y a pas d'Incitations contractuelles. Elles sont exigibles depuis le 31 mars 2001 ; SENELEC doit les calculer spontanément et accorder aux abonnés concernés les avoirs correspondants sur les factures ultérieures. 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.

- Avec modification du Réseau existant

		Normes (jours ouvrables)		Incitations Contractuelles (par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement) **
		1 <sup>ère</sup> période de gestion	2 <sup>e</sup> période de gestion	
Réponse à une demande de branchement		Dans les plus brefs délais		2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement.
Travaux de branchement ***	Milieu urbain	45	30	
	Milieu rural	75	60	

\*\* Pendant la 1<sup>ère</sup> période de gestion, il n'y a pas d'Incitations contractuelles. Elles sont exigibles depuis le 31 mars 2001 ; SENELEC doit les calculer spontanément et accorder aux abonnés concernés les avoirs correspondants sur les factures ultérieures. Le montant des Incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement.

\*\*\* 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.

### A3.3- Informations et documents à fournir à la Commission

1. SENELEC doit mettre à jour et communiquer à la Commission, tous les ans, l'Etat prévisionnel quinquennal des besoins d'augmentation de la capacité de production d'électricité dans le Réseau Interconnecté.
2. Pour faciliter le contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, SENELEC communique sans délai à la Commission (i) l'Etat prévisionnel quinquennal ; (ii) un plan quinquennal d'investissement ; (iii) un programme triennal d'investissement glissant mis à jour annuellement ; (iv) un rapport d'exploitation annuel d'exploitation comportant notamment un suivi du respect des normes de qualité.
3. SENELEC soumet à l'approbation de la Commission, au début de chaque semestre, les projets de distribution d'énergie électrique à l'extérieur de son périmètre, par extension du réseau existant.

*SENELEC a déjà soumis à la Commission, en août 2000, un plan directeur production – transport, couvrant la période 2000 –2015; de même qu'un plan d'affaires. Les mises à jour de ces documents n'ont pas été reçus par la Commission en 2002.*



*Les rapports annuels d'exploitation sont reçus régulièrement. Cependant, aucune information n'est donnée dans ces rapports concernant le suivi du respect des normes de qualité.*

*Un état prévisionnel quinquennal des besoins en augmentation de capacité a été communiqué à la Commission en avril 2001. Cependant, la mise à jour annuelle n'a pas été reçu en 2002*

*Aucun projet de distribution à l'extérieur de son périmètre n'a encore été soumis à la Commission par SENELEC. Toutefois des localités électrifiées après la signature du Contrat de Concession et de Licence ont été intégrées de fait dans le périmètre de SENELEC.*

## ***Annexe 4 – Etats Financiers de la Commission***

Dénomination sociale de l'entre	
Adresse : <b>Ex Camp Lat Dior E</b>	
N° d'identification fiscale : Ex	
<b>Réf.</b>	<b>C</b>

Dénomination sociale de l'entre

Adresse : Ex Camp Lat Dior Bp

N° d'identification fiscale : Ex

Réf.

(

Dénomination sociale de l'entre

Adresse : Ex Camp Lat Dior Bp

N° d'identification fiscale : Exi

Dénomination sociale de l'entre

Adresse : Ex Camp Lat Dior Bp

N° d'identification fiscale : Ex

Réf

F

Dénomination sociale de l'entre

Adresse : Ex Camp Lat Dior Bp

N° d'identification fiscale : Exe

**Réf.**

**ACTIF**

Dénomination sociale de l'entre

N° d'identification fiscale : Ex

Réf.

**ACTIF**

\_\_\_\_\_

Dénomination sociale de l'entr

Adresse : Ex Camp Lat Dior E  
N° d'identification fiscale : E>

**Réf.**

Dénomination sociale de l'entr

Adresse : Ex Camp Lat Dior E  
N° d'identification fiscale : E>

**Réf.**

\_\_\_\_\_