

REPUBLIQUE DU SENEGAL

COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

**AUDIT DE LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT
EN ENERGIE ELECTRIQUE DU SENEGAL**

VERSION FINALE

Juillet 2005

Arona Rachid NIANG et Associés
Tél./Fax : (221) 832 27 67 – BP : 10451 DAKAR (Sénégal)

Le présent document commandité par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE), rentre dans le cadre des missions qui lui sont dévolues, notamment celles d'assurer la sécurité ainsi que la continuité et la qualité de service.

Il a été préparé sous la direction technique de Monsieur Arona Rachid NIANG, Expert en Ingénierie électrique (Consultant principal et Chef de Mission) avec la participation des consultants suivants :

- M. Moustapha NDIAYE, Expert en Ingénierie électrique
- M. Saliou DIOP, Expert en Electromécanique
- M. Adama DIALLO, Expert en Electromécanique
- M. Cheikh BA, Expert en Système de Réseaux électriques
- M. Abdoulaye O. DJIGO, Expert en Sécurité industrielle

SOMMAIRE

	Page
ABREVIATIONS.....	7
TABLEAUX ET FIGURES.....	9
SYNTHESE.....	10
INTRODUCTION.....	16
Chapitre I : CONTEXTE D'INTERVENTION DE L'AUDIT.....	18
I.1 CONTEXTE GENERAL	
I.1.1 Contexte physique et démographique.....	18
I.1.2 Contexte économique.....	18
I.1.3 Contexte sectoriel : le Secteur électrique au Sénégal.....	20
I.1.3.1 Rôle et Missions des différents intervenants :.....	22
- L'Etat du Sénégal	
- La Commission de Régularisation du Secteur de l'Electricité	
- L'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale	
- Les Opérateurs :	
SENELEC - GTI - SOCOCIM - ICS –SONACOS- SOGEM (Mali)	
I.2 CONFIGURATION DU SYSTEME ENERGETIQUE.....	24
I.2.1 Réseau interconnecté et non interconnecté.....	24
I.2.1.1 Production Sénélec	24
I.2.1.2 Demande effective d'énergie.....	25
I.2.1.3 Apport d'énergie : Producteurs indépendants.....	26
I.2.1.4 Perspectives de développement du réseau interconnecté.....	27
I.3 EVOLUTION DU REGIME ENERGETIQUE AU SENEGAL.....	28
I.3.1 Programmation en matière de Production, Transport et Distribution.....	28
I.3.2 Analyse de la tendance de la demande et de l'offre en énergie électrique.....	29
I.3.3 Fiabilité et adéquation de l'équipements-Capacité à satisfaire la demande.....	29
Chapitre II : DIAGNOSTIC DU SECTEUR DE LA PRODUCTION.....	31
ETAT DE LA SECURITE ET DE L'ENVIRONNEMENT	
II.1 PRINCIPAUX OPERATEURS.....	32
A : Producteur : la Sénélec.....	
A1 Site de Bel Air	
A2 Site du Cap des Biches	
A3 Centrales Régionales	
B : Producteurs privés	
B1 Site de la centrale G T I	
B2 Sites des autres producteurs	
<u>Site de Bel Air</u>	
A.1.1 Centrale C1ou C1.....	34
A.1.1.1 Etat physique des bâtiments.....	34
A.1.1.2 Etat général du parc de stockage combustible.....	35

A.1.1.3 Etat général des machines.....	35
A.1.1.4 Etat général des auxiliaires.....	36
A.1.1.5 Budget et Réalisations.....	37
Recommandations Centrale1 Bel Air.....	38
A.1.2 Centrale 2ou CII.....	38
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Centrale 2 Bel Air.....	44
A.1.3 Turbine à gaz n°4 ou TAG4.....	45
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Centrale 2 Bel Air.....	47
<u>Site du Cap des Biches</u>	
A.2.1 Centrale vapeur CIII.....	48
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Centrale 3 Cap des Biches.....	54
A.2.2 Turbines à gaz TAG1, TAG2 et TAG3.....	55
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Turbines à gaz Cap des Biches.....	58
A.2.3 Centrale Diesel CIV.....	59
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Centrale CIV.....	67
A.2.4 Centrale Diesel CV.....	68
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Centrale CV.....	70
<u>Centrales Régionales</u>	
A.3.1 Centrale de Kahone.....	71
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Centrale de Kahone.....	75
A.3.2 Centrale de Saint Louis.....	76
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Centrale Saint Louis.....	78
A.3.3 Centrale de Ziguinchor.....	79
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Centrale de Ziguinchor.....	82
A.3.4 Centrale de Tambacounda.....	83
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Centrale de Tambacounda.....	86
A.3.5 Centrale de Kolda.....	87
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Centrale de Kolda.....	90

Autres producteurs

B.1 : Centrale GTI.....	91
<i>Etat des infrastructures</i>	
Recommandations Centrale GTI.....	93
B2 : Divers producteurs	
B.2.1 : SOCOCIM.....	94
B.2.2 : SONACOS.....	94
B.2.3 : ICS.....	94
II.2 SYNTHESE AUDIT PRODUCTION.....	95
<u>Chapitre III</u> : DIAGNOSTIC DU SECTEUR TRANSPORT.....	28
III.1- A : Etat signalétique et d'exploitation des lignes et postes	
Réseaux 225kV	
III.1.1 Lignes 225 kV.....	101
III.1.2 Postes 225kV.....	103
Conclusion sur le réseau 225 kV.....	109
Réseaux 90Kv	
III.1.3 Lignes 90 kV.....	110
III.1.4 Postes 90Kv.....	112
Conclusion sur le réseau 90 kV.....	119
Réseaux 30Kv	
III.1.5 Lignes 30 KV.....	119
III.1- B : Conduite et maintenance au niveau des réseaux 225, 90 et 30Kv	
Réseaux 225kV	
III.1.6 Mode d'exploitation par rapport aux normes prescrites	
III.1.6.1 Lignes et Postes 225kV.....	120
Réseaux 90Kv et 30kV	
III.1.6.2 Lignes 90kV et 30kV.....	121
III.1.6.3 Postes 90kV.....	122
III.1- C Fiabilité des protections, situation de la maintenance, puissances transitées et sécurité de l'environnement	
Réseaux 225, 90 et 30kV	
III.1.7 Mode d'exploitation.....	123
III.1.7.1 Protections 225 kV.....	123
III.1.7.2 Protections 90 et 30 KV.....	123
III.1.8 Puissances transitées, surcharges.....	125
III.1.9 Sécurité et Environnement.....	127
III.2 BUDGET : Investissements et Réalisations.....	127
III.3 SYNTHESE AUDIT TRANSPORT.....	128

Chapitre IV : DIAGNOSTIC DU SECTEUR DISTRIBUTION...

IV.1 Etat du réseau de Distribution d'énergie électrique

IV.1.1	Etat général et signalétique des lignes, postes.....	130
IV.1.2	Echantillonnage du réseau de Distribution.....	135
	• postes sources et sous stations	
	• lignes	
IV.1.3	Mode d'exploitation du réseau.....	147
IV.1.4	Incidents, délestages, énergie non distribuée, contraintes d'exploitation.....	149
IV.1.5	Puissances transitées, surcharges, dimensionnement des ouvrages, forces et faiblesses du réseau de Distribution.....	151
IV.1.6	Fiabilité des protections.....	156
IV.1.7	Situation de la maintenance.....	157
IV.1.8	Sécurité et Environnement.....	158
IV.2	BUDGET : Investissements et Réalisations.....	159
IV.3	SYNTHESE AUDIT DISTRIBUTION.....	161

ABREVIATIONS

ASER	:	Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
BCC	:	Bureau Central de Conduite
BCD	:	Bureau Central de Dépannage
CRSE	:	Commission de Régularisation du Secteur de l'Electricité
DAT	:	Demande d'achat ou de travaux
DD	:	Direction Distribution
DMC	:	Département de la maintenance centralisée de la DP
DSRP	:	Document de Stratégie de Réduction de la Pauvreté
DO	:	Combustible de type Diesel Oil
DP	:	Direction de la Production de Sénélec
DPA	:	Demande de proposition d'achat
DRCE	:	Délégation Régionale Centre Est
DRCO	:	Délégation Régionale Centre Ouest
DRD	:	Délégation Régionale Dakar
DRN	:	Délégation Régionale Nord
DRS	:	Délégation Régionale Sud
DT	:	Direction Transport
END	:	Energie non distribuée
EPI	:	Equipement de protection individuelle
FO	:	Combustible de type Fuel Oil
GWh	:	Gigawatt heure
MF	:	Coûts exprimés en millions de francs CFA
MOD	:	Maîtrise d'Ouvrage Déléguée
MT	:	Moyenne Tension

OMVG	:	Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Gambie
OMVS	:	Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal
PA	:	Puissance assignée
PCA	:	Proposition de commande ou d'achat
PCS	:	Pouvoir calorifique supérieur
PD	:	Puissance disponible
PN	:	Puissance nominale
POI	:	Plan d'opération interne
PRPF	:	Programme de recouvrement de puissance et de fiabilisation
PV	:	Photo Voltaïque
RI	:	Réseau interconnecté
RIA	:	Robinet d'incendie armé
SCADA	:	Supervisory Control and Data Acquisition
SONES	:	Société Nationale des Eaux du Sénégal
SP 1, SP 2	:	Systèmes Partiels (Commande et signalisation)
TAG	:	Turbine à gaz
TAV	:	Turbine à vapeur
TI	:	Transfo Intensité
TP	:	Transfo Potentiel
TRP	:	Travaux de recouvrement de puissance

LISTE DES TABLEAUX ET FIGURES

Liste des tableaux

Tableau 01	: Consommation d'énergie électrique à usage domestique par habitant (kWh/hbt).....	20
Tableau 02	: Capacité Garantie : hypothèse 1 – perte de Manantali.....	30
Tableau 03	: Capacité Garantie : hypothèse 2 - perte de Manantali et G T I.....	30
Tableau 04	: Ligne 225 kV.....	102
Tableau 05	: Ligne 90 kV.....	110
Tableau 06	: Tableau des ouvrages du réseau MT.....	134
Tableau 07	: Tableau des sections du réseau MT.....	134

Liste des figures

Figure 01	: Consommation d'énergie électrique au Sénégal.....	21
Figure 02	: Evolution du nombre d'abonnés BT.....	21
Figure 03	: Evolution des clients Sénélec (HT, MT, BT).....	21
Figure 04	: Demande effective et Production nette (2003).....	25
Figure 05	: Production nette d'énergie (2003).....	31

SYNTHESE

-DENOMINATION DE L'AUDIT : AUDIT DE LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ELECTRIQUE DU SENEGAL

-MAITRE D'OUVRAGE : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE.

-OBJECTIFS DE L'AUDIT

Cet Audit est une étape importante dans l'orientation de la politique énergétique nationale, notamment en matière de fiabilité, efficacité et sécurité dans le secteur de l'électricité.

- OBJECTIF GENERAL :

Suite aux évènements malheureux survenus dans divers domaines de la vie nationale, dont plus particulièrement l'exploitation des ouvrages électriques, une meilleure appréhension des objectifs gouvernementaux en matière de sécurité, nécessite effectivement une évaluation pour faire l'état des lieux (état des infrastructures, mode d'exploitation, état de la maintenance, fiabilité et sécurité des protections) ainsi que les recommandations y afférentes.

- OBJECTIF SPECIFIQUE :

Plus spécifiquement, l'Audit vise :

- a) à évaluer et à faire les recommandations quand aux risques de catastrophe liés au fonctionnement des infrastructures (risques électriques, risques d'incendie, de pollution, d'explosion, d'avarie subite, de bris de machines ainsi que les risques atmosphériques) ;
- b) à évaluer la fiabilité et l'adéquation des équipements électriques et leur capacité à satisfaire la demande (étude des différents cas d'indisponibilité, de la marge de capacité et de la capacité garantie) ;
- c) à évaluer les risques et l'incidence de la défaillance de chacun des segments de production, de transport et de distribution (demande non satisfaite) ;
- d) à évaluer la fiabilité du système de protection et du dispositif de sécurité dont, plus particulièrement la vérification de la conformité aux normes techniques du système de protection et la correction du réglage des appareils assujettis aux différents segments du système (centrales, lignes de transport et de distribution, sous stations, etc....).

Cependant, les objectifs ci-dessus cités ne peuvent se réaliser que dans un cadre sécurisé de l'approvisionnement en énergie électrique.

Et, pour mieux appréhender les objectifs évoqués plus haut et les différents enjeux du système de Production, Transport et Distribution d'énergie électrique, une bonne connaissance de la configuration du système énergétique peut y aider.

A cet effet, nous rappellerons ici, avant de synthétiser, les différents éléments d'appréciation recueillis lors de l'Audit de l'état du parc de Production et des réseaux de Transport et de Distribution d'énergie électrique.

Situation des installations:

- La Production :

Les principaux fournisseurs d'énergie électrique au Sénégal sont la **SENELEC** et les autres producteurs indépendants tels **GTI Dakar** (situé sur le site du Cap des Biches), **Manantali** (centrale hydroélectrique située au Mali) et les autres producteurs de moindre importance que sont la **SOCOCIM**, la **SONACOS** et les **ICS**.

La production nette d'électricité au Sénégal a été assurée en 2003 par la SENELEC à hauteur de 61 % équivalant à 1083 GWh. A cela s'ajoute 39 % d'énergie complémentaire représentant les achats en provenance des deux principaux producteurs indépendants que sont GTI Dakar et Manantali qui ont fourni respectivement 346 et 337 GWh. Dans une moindre mesure, les autres producteurs comme la SOCOCIM, la SONACOS et les ICS n'ont fourni ensemble que 0.6 GWh.

Le principal fournisseur qu'est la **SENELEC** dispose d'un parc entièrement thermique constitué de groupes diesel, de groupes vapeur et de turbines à gaz d'une puissance totale installée de 382 MW.

La répartition du parc se présente comme suit :

- les groupes diesel d'une puissance totale de 161 MW, ont assuré 585 GWh représentant 54% de la production ; leur âge varie de 1 à 24 ans.
- les groupes vapeur totalisant une puissance de 139 MW ont produit 409 GWh soit 38% de participation malgré leur âge de 25 à 50 ans.
- les quatre turbines à gaz appelées TAG1, TAG2, TAG3 et TAG4 ont totalisé 88 GWh équivalent à 8% de participation, leur âge se situe entre 4 et 32 ans ;

La quasi totalité de la production Sénélec soit 94% est évacuée à travers un réseau commun de transport et de distribution appelé « réseau interconnecté » ou RI.

A noter que tous les groupes sont concentrés à Dakar, hormis les diesels des centres isolés et des centrales régionales qui ont assuré ensemble 10 % de la production.

- Le Transport :

Le réseau général de transport concerné par ce Audit est composé de lignes et de postes 90 kV et 30 kV, appartenant à l'Etat du Sénégal et exploités par la Sénélec . A côté de ces infrastructures, il y a la ligne 225 kV mise en œuvre par la Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM) à partir de la centrale hydro-électrique de Manantali pour desservir les pays membres de l'**OMVS**, à savoir : le Mali, la Mauritanie et le Sénégal à travers les postes de Kayes, Matam, Dagana, Sakal et Tobène.

- La Distribution :

Le réseau de distribution couvre les différentes régions électriques du pays et se répartit entre le réseau interconnecté et un ensemble isolé de réseaux autonomes.

Le réseau interconnecté comprend les principaux nœuds de distribution répartis à travers le pays et reliés entre eux par les lignes haute et moyenne tension du réseau de transport.

Les réseaux isolés s'articulent autour de centrales de production autonomes et sont situés dans les localités de Zinguinchor, Kolda, Tambacounda et Ourosogui.

Les ouvrages de distribution MT (moyenne tension) couvrent avec le réseau basse tension la quasi totalité des abonnés de la Sénélec et assurent l'approvisionnement en énergie des consommateurs à travers les postes de transformation.

Les investigations effectuées sur les différents sites lors de la mission de l'Audit et les interviews réalisés auprès des responsables et employés agissant dans les secteurs de production, transport et distribution d'énergie électrique ont permis de recueillir les observations suivantes :

Principales observations :

- dans le secteur de la production :

Dans le cadre de l'Audit de la Production, l'accent a été mis particulièrement sur les difficultés rencontrées au niveau de l'exploitation des groupes, de la gestion du combustible, des prévisions budgétaires (investissements nouveaux et approvisionnement en pièces de rechange) et enfin de la sécurité et de l'environnement.

L'Audit a permis de noter que les déficits de production s'accroissent d'année en année.

Cette situation résulte en grande partie des dépassements d'heures de visite des unités de production, ce qui a entraîné des avaries, des indisponibilités et des coûts exorbitants de réparation des groupes.

En effet, en l'espace de dix ans, les seules avaries de la Centrale 4 ont coûté en réparation neuf milliards quatre cent millions (9 400 000 000) de FCFA. Ces avaries auraient pu être évitées pour l'essentiel si les visites étaient effectuées à temps grâce à une prompte acquisition des pièces de rechange.

Il est à souligner en outre, pour ce qui concerne le combustible, qu'au sein des deux grandes sociétés de production d'énergie électrique (SENELEC et GTI), les analyses physico-chimiques périodiques sont inexistantes, laissant les pétroliers libres de fournir le combustible à leur guise.

L'on notera aussi, que les difficultés de mise en œuvre des différents programmes de maintenance, proviennent de l'adoption tardive des budgets, des difficultés de trésorerie et des lenteurs de confection par les exploitants des appels d'offres.

La Sécurité des centrales, relative à l'environnement immédiat, comporte des risques potentiels liés à la concentration des différentes unités industrielles voisines. En outre, il n'existe aucune coordination entre ces différentes unités, quant à la mise en œuvre combinée des divers moyens de lutte contre les sinistres.

Par conséquent, il est urgent de recenser les moyens existants afin de mettre en place une coordination des exercices de sécurité entre ces différentes structures.

Au niveau de la Sécurité des hommes :

La mission a pu constater que la Sénélec a pris l'essentiel des dispositions nécessaires à la protection individuelle de ses agents par la mise à disposition des équipements individuels tels que : les chaussures de sécurité, les tenues de travail, les casques anti-bruit, les casques anti-chocs. A cela s'ajoute l'existence de matériels de sécurité spécifiques dans les locaux électriques tels que les tabourets, les tapis isolants, les testeurs de tension, les perches, les gants isolants, les couvertures et combinaisons isolantes, etc.

Situation des POI :

Les POI sont disponibles dans toutes les centrales ; ils font l'inventaire du matériel existant et donnent des recommandations relatives à la lutte contre l'incendie ainsi que les dispositions pratiques à adopter pour éviter tout sinistre ou catastrophe au niveau de l'unité considérée.

Toutefois ces recommandations ne sont pas toujours suivies, notamment la recharge systématique des extincteurs vides ou déclenchés, à remettre à leur emplacement approprié ainsi que le respect strict des exercices d'incendie avec mise en œuvre des moyens existants.

Par ailleurs ces POI doivent être mis à jour en cas d'extension de la centrale comme à la centrale CIV et à Boutoute.

Produits chimiques :

L'impact des risques liés au stockage des produits chimiques est négligeable ; les risques d'explosion ou de contamination sont pratiquement nuls. En effet les quantités utilisées sont en général faibles et les dispositions de stockage sont correctes.

Toutefois la mise en œuvre de ces produits doit s'accompagner de précautions particulières clairement indiqués sur les emballages à l'attention de tout utilisateur.

On peut citer en exemple la soude caustique et l'acide chlorhydrique qui sont les produits les plus utilisés en matière de traitement d'eau.

En ce qui concerne la préservation de l'Environnement, aucune mesure spécifique de protection relative aux rejets des fumées, des gaz, des effluents et des rejets des échangeurs de chaleur n'est effectivement prise au niveau des centrales de Sénélec.

Les principales recommandations en matière de production sont :

- un approvisionnement correct en pièces de rechange et les dispositions appropriées à prendre pour visiter les groupes à temps ;
- un meilleur suivi en ce qui concerne les prestataires de service et le renforcement du contrôle des travaux effectués ;
- une amélioration de l'organisation au sein des unités de production, gage d'une meilleure coordination entre les différentes structures d'exploitation et de maintenance.

- dans le secteur du transport :

On peut retenir les faits suivants :

Le réseau 90kV de la Sénélec manque de puissance garantie au niveau des grands postes de Cap des Biches, Hann et Bel Air, trop sollicités.

Les défauts sont nombreux et donnent lieu à de nombreuses interventions de réparation au détriment d'une maintenance bien programmée.

La sécurité environnementale s'aggrave par le fait qu'il n'y a pas un suivi régulier et rigoureux de l'évolution de l'habitat au voisinage des infrastructures d'exploitation et des couloirs de passage des lignes aériennes.

Les recommandations majeures portent ici sur la nécessité de mettre en œuvre les dispositions suivantes :

- un nombre suffisant de transformateurs doit être mis en place dans les postes, afin de permettre le basculement de la charge sur l'un pendant qu'on entretient l'autre ;
- les postes doivent être équipés de relais BARDIN pour signaler la présence de défauts en amont ;
- les moyens de déplacement des agents d'exploitation devront être renforcés ;
- l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement passe aussi par la réalisation des postes injecteurs projetés et le passage au 90 kV des sous stations de Dakar.

-dans le secteur de la distribution

L'audit a révélé un réseau de distribution vétuste, mal exploité et mal entretenu.

En effet, le réseau est ancien, sous dimensionné et présente de faibles capacités de reconfiguration en cas de perturbations majeures.

Les postes aussi bien que les feeders sont à la limite de la saturation par la conjonction d'une augmentation généralisée des charges et une absence criarde d'investissements sur une période relativement longue.

Le réseau est faiblement automatisé ; ce qui rend difficile sa gestion en temps réel et complique son exploitation.

L'exploitation et la maintenance du réseau sont soumises à de fortes contraintes liées à la modicité des moyens, au manque de formation des personnels, à l'incohérence des procédures ainsi qu'au report systématique des budgets d'investissement.

Aujourd'hui, le réseau est dans l'impossibilité d'assurer un approvisionnement fiable et sécurisé de ses utilisateurs en énergie électrique du fait de son sous équipement et de sa vétusté.

Des travaux de renforcement et de modernisation sont actuellement en cours pour pallier les insuffisances notées, mais il n'en demeure pas moins que des investissements importants sur une longue durée seront encore nécessaires pour hisser le réseau au niveau requis de sûreté et de sécurité.

Un effort important devra également porter sur la formation des personnels et l'organisation des services.

En matière de distribution, les recommandations ci-après peuvent aider à améliorer la sécurité d'approvisionnement :

- passage intégral en souterrain dans les grandes agglomérations ;
- passage au 30 kV de tous les feeders 6,6 kV ;
- élévation du niveau de contrôle automatisé et sécurisation renforcée des lignes et des moyens de télécommunication (lignes spécialisées et fibre optique) ;
- mise en place d'un système unifié de traitement des statistiques relatives aux défauts (collecte, traitement, archivage) ;
- effort particulier sur la formation et l'utilisation du personnel.

Au terme de ce présent Audit, on ne peut s'empêcher de reconnaître que la tâche sera ardue pour revigorer la Sénélec et booster son crédit technique et financier.

Tout au long de l'Audit les investigations sur le terrain ont été privilégiées et l'on a pu constater que, malgré les difficultés conjoncturelles, la Sénélec a les moyens de pouvoir juguler les différents problèmes qui se posent au niveau de la Production, du Transport et de la Distribution.

Ainsi, il est à souhaiter que les investissements prévus à court et à moyen terme dans ces différents segments, investissements estimés à cent quatre milliards (104.000.000.000) de F CFA,

permettront de faire face au déficit de puissance qui a caractérisé depuis quelques années son système de production, au développement très important de la demande dans certaines régions et au manque d'équipement au niveau de la distribution.

La Sénélec devra pour ce faire s'astreindre à respecter rigoureusement les prescriptions techniques édictées, (visites selon les périodes indiquées et inspection systématique des ouvrages, meilleure organisation et méthode de travail, respect des prescriptions en matière d'environnement), ce qui a été surtout l'objet des différents manquements constatés dans cet Audit.

INTRODUCTION

i1 La Sécurité en matière d'approvisionnement en énergie électrique.

La disponibilité de l'énergie électrique est l'un des critères essentiels de la qualité de fonctionnement des réseaux. La rupture de l'approvisionnement en énergie est en effet toujours pénalisante et peut même s'avérer catastrophique dans certaines conditions, en mettant en danger la vie des personnes et l'intégrité des biens.

Par delà les aspects liés à la sécurité, la disponibilité, la fiabilité et la préservation des éléments du système énergétique, l'étude de la sûreté de fonctionnement explore des questions plus globales telles que :

- L'existence de réserves suffisantes en énergie et leur implantation dans le système
- La répartition des charges entre les centres de production
- L'architecture du réseau, la capacité de transit des lignes HT avec prise en compte de leur stabilité de fonctionnement
- Le mode de conduite, gestion et contrôle du réseau
- Les protections et automatismes du réseau
- La politique d'approvisionnement en combustible
- La constitution d'une base de données fiables sur les statistiques de défaillances observées
- La politique de maintenance
- L'évolution du régime énergétique
- La fiabilité et l'adéquation des équipements et leur capacité à satisfaire la demande
- La sécurité en matière de production transport et distribution d'énergie par l'analyse des risques de défaillance de chacun de ces segments.

A cet égard, rappelons que l'**objectif spécifique** de l'Audit, objet de ce présent rapport, est d'évaluer les risques de catastrophes liés au fonctionnement des infrastructures et notamment, comme évoqué plus haut, l'incidence de la défaillance de chacun des segments du système (Production, Transport, Distribution) ainsi que la fiabilité des protections et du dispositif de sécurité.

Les questions relatives à ces différents aspects ont été examinées lors des enquêtes réalisées à travers les segments afférents à l'approvisionnement en énergie électrique (Production, Transport, Distribution).

La méthodologie utilisée à cet effet est sous tendue par l'étude menée à travers les axes principaux ci-après :

- a)** Etat des lieux avec comme composantes :
 - la configuration du système énergétique
 - le niveau de sécurité de l'approvisionnement en électricité du Sénégal
 - l'énergie disponible et la demande d'énergie

- b)** Evolution du régime énergétique et analyse de la sécurité au niveau des différentes structures dont principalement :
 - l'analyse des tendances de la demande et de l'offre en énergie électrique
 - l'analyse de la fiabilité et de l'adéquation des équipements et leur capacité à satisfaire la demande actuelle et future :

- programmation en matière de production et d'exploitation
- étude des cas d'indisponibilité
- marge de capacité et capacité garantie
- analyse de la fiabilité des systèmes de protection et des dispositifs de sécurité au niveau des segments de production, transport et distribution.

A l'issue du travail effectué, des propositions ont été faites, sous formes de recommandations pour ce qui concerne les lignes d'actions à entreprendre dans les domaines de la production, du transport et de la distribution.

i 2 La Sénélec au cœur de l'approvisionnement en énergie électrique du Sénégal

La réforme du secteur de l'électricité actée par la loi n° 98-29 du 14 Avril 1998 a redéfini le rôle des principaux intervenants dans ledit secteur. Avec cette réforme, la Sénélec dispose du monopole de transport de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire ainsi que du monopole de la distribution et de la vente à l'intérieur de son Périmètre de Concession.

La loi ci-dessus citée indique en outre, qu'au terme d'une période définie dans le contrat de concession de la Sénélec, les gros clients pourront s'approvisionner auprès des producteurs de leur choix. Nous rappellerons aussi que le contrat de concession en ses articles 34 et 35 précise les obligations de Sénélec en matière de sécurité d'approvisionnement du pays en énergie électrique, obligations relatives à la continuité, sécurité et qualité de service.

L'Audit de la Sécurité d'Approvisionnement en Energie Electrique du Sénégal a pu explorer, comme évoqué plus haut , les différents pistes en matière de sécurité en ce qui concerne la Production , le Transport et la Distribution d'énergie électrique au niveau national et prendre contact avec les Institutions et autres Départements publics et privés liés à ce secteur. Il est le fruit d'investigations sur le terrain, complétées par des entretiens auprès des différents acteurs du Secteur de l'électricité.

Le rapport d'Audit ci- après comprend, outre la **synthèse** et l'**introduction**, trois (03) parties :

- **Contexte d'intervention de l'Audit (Partie I)**
- **Diagnostic des différents segments : Production- Transport – Distribution
Etat de la Sécurité et de l'Environnement (Partie II)**
- **Recommandations (Partie III)**

Il est complété par quelques annexes techniques.

Chapitre I : CONTEXTE D'INTERVENTION DE L'AUDIT

I.1 CONTEXTE GENERAL

I.1.1. CONTEXTE PHYSIQUE ET DEMOGRAPHIQUE

D'une superficie de 197 000 km², le Sénégal est un pays subsaharien situé en Afrique de l'Ouest ouvert sur la Côte Atlantique. Il est limité à l'Est par le Mali, au Nord par la Mauritanie et au Sud par la Guinée Bissau et la Guinée Conakry. Son relief est peu accidenté avec de nombreux cours d'eau et fleuves permettant d'arroser une bonne partie des terres cultivables.

La population du Sénégal est estimée à dix (10) millions d'habitants (2000) avec un taux d'accroissement moyen annuel d'environ 2,6 %. Le profil socio-économique se caractérise par un Produit National Brut de 530 Dollars US par tête, ce qui permet de le classer dans le groupe des PMA (pays les moins avancés du monde).

- Le Sénégal est confronté à deux grands problèmes sur le plan énergétique :
- (1) pour couvrir la demande d'énergie « commerciale », il dépend presque entièrement de ses importations de pétrole qui pèsent de plus en plus lourdement sur la balance des paiements ; les importations nettes de pétrole absorbent plus de 50 % des recettes d'exportation.
 - (2) ensuite, la surexploitation des forêts naturelles qui fournissent au pays la plus grande partie de l'énergie qu'il consomme, provoque un déboisement rapide appauvrissant de plus en plus le monde rural en ressources : aussi le bois de feu et le charbon de bois deviennent – ils de plus en plus rares et coûtent – ils de plus en plus cher. Cependant, le pays possède des ressources énergétiques appréciables mais insuffisamment exploitées, particulièrement dans les domaines de l'énergie solaire, éolienne et hydraulique. Les nouvelles technologies adaptées aux conditions locales peuvent cependant aider à satisfaire les besoins énergétiques du pays et asseoir au mieux le Sénégal dans le 21^e siècle.

I.1.2 CONTEXTE ECONOMIQUE

L'évolution de la situation économique et sociale du Sénégal vérifie l'hypothèse selon laquelle le retour de la croissance ne suffit pas à garantir la réduction de la pauvreté. La faiblesse de l'investissement allée à l'atonie de l'agriculture et de l'industrie explique le contenu modeste en emplois de la croissance économique et sa faible propagation vers les populations les plus pauvres. Malgré le rôle qu'il joue en termes d'emplois, le secteur primaire contribue encore très modestement au PIB (18,5% en 2000), en raison des rendements agricoles encore faibles et tributaires des aléas climatiques et notamment de la faiblesse de la productivité globale des facteurs de production. Par ailleurs, la production agricole ne couvre que 52%* des besoins alimentaires de base.

En Juin 2000, le Sénégal a atteint le point de décision de l'Initiative des Pays Pauvres Très Endettés (**PPTE**) en respectant les conditions requises, dont l'adoption du Document intérimaire de Stratégie de Réduction de la Pauvreté, qui sert de référence aux différents bailleurs de fonds. Cet événement ouvrait ainsi de nouvelles étapes au cours desquelles le Document de Stratégie de Réduction de la Pauvreté (**DSRP**) devait être élaboré, puis mis en oeuvre. Aujourd'hui, la réalisation des activités prévues dans le cadre du DSRP est une des principales conditions permissives de la réduction significative de la pauvreté à travers une croissance forte, redistributive et mieux répartie.

***source : DPS, Base de données 2002/2003**

Conformément aux Objectifs du Millénaire pour le Développement (**OMD**), le DSRP vise à doubler le revenu par tête d'ici à 2015, généraliser l'accès aux services sociaux et éradiquer toutes les formes d'exclusion. Pour cela, la stratégie définie s'articule autour de la création de richesse, du renforcement des capacités et la promotion des services sociaux de base ainsi que l'amélioration des conditions de vie des groupes vulnérables.

A cet effet, le Gouvernement du Sénégal s'est engagé à établir une meilleure adéquation entre la croissance économique et le développement humain. La politique énergétique est désormais axée sur la lutte contre la pauvreté et les enjeux économiques et environnementaux. Dans ce cadre, les domaines suivants seront privilégiés:

- **la dimension sociale** : Il s'agit ici d'élargir l'accès aux formes modernes d'énergies, notamment de l'électricité en milieu rural, ce qui est perçu dans le DSRP comme un puissant levier de lutte contre la pauvreté et figure ainsi parmi les objectifs prioritaires du Gouvernement. C'est pourquoi le cadre institutionnel mis en 1998 vise, avec la création de l'ASER, une plus grande pénétration de l'électricité dans les zones rurales.

- **la dimension économique** : Il sera indispensable de rationaliser et de sécuriser les conditions d'approvisionnement, de production, de transport et de distribution d'énergie, dans le respect des intérêts à long terme du pays.

- **la dimension environnementale** : La fragilité de l'écosystème du pays requiert une attention particulière pour la préservation de l'environnement qui sera au centre de la stratégie des énergies domestiques.

Pour atteindre ces objectifs, le Gouvernement devra, avec l'appui du Système des Nations Unies diriger le processus conduisant notamment à l'élaboration d'un plan à long terme, jusqu'en 2015, processus qui mettra en exergue les stratégies politique et institutionnelle ainsi que le volume des investissements nécessaires à l'atteinte des OMD.

Pour cela, il sera nécessaire de partir de l'évaluation des besoins des OMD et concevoir une trajectoire de long terme pour leur réalisation. Ces derniers, bien qu'ayant tous un caractère transversal, s'identifient aux grands axes fondamentaux qui déterminent les conditions de vie des populations. Rappelons que la création de richesse est un des aspects essentiels pour l'atteinte des objectifs du millénaire.

A cet égard, la couverture des besoins en énergie (énergie électrique, solaire, éolienne, etc....) et en eau sera au centre des priorités préalables, sous tendues notamment par un approvisionnement fiable et sécurisé en énergie électrique.

L'énergie électrique devra donc jouer son véritable rôle moteur conformément aux grandes orientations du NEPAD et du 10^{ème} Plan de Développement économique et social.

I.1.3 CONTEXTE SECTORIEL : Le Secteur électrique au Sénégal

Rappel :

Le programme d'électrification adopté par la Sénélec de 1993 à 2001 n'a pas permis d'atteindre la moitié des ménages sénégalais. En effet, en 2000 seuls 28% de ces ménages sont desservis par le réseau électrique de la Sénélec contre plus de 65% dans la région de Dakar.

Le taux de desserte des ménages a connu une évolution assez timide depuis le début de la période d'ajustement. Estimé à 20,4% en 1985, il passe à 21,4% en 1992, 23% en 1993 et 25,3% en 1995. Ainsi, entre la période d'ajustement et la période post-dévaluation, soit 10 ans, le taux de desserte des ménages en électricité n'a augmenté que de 5 points. Cette situation caractérise plus la zone rurale.

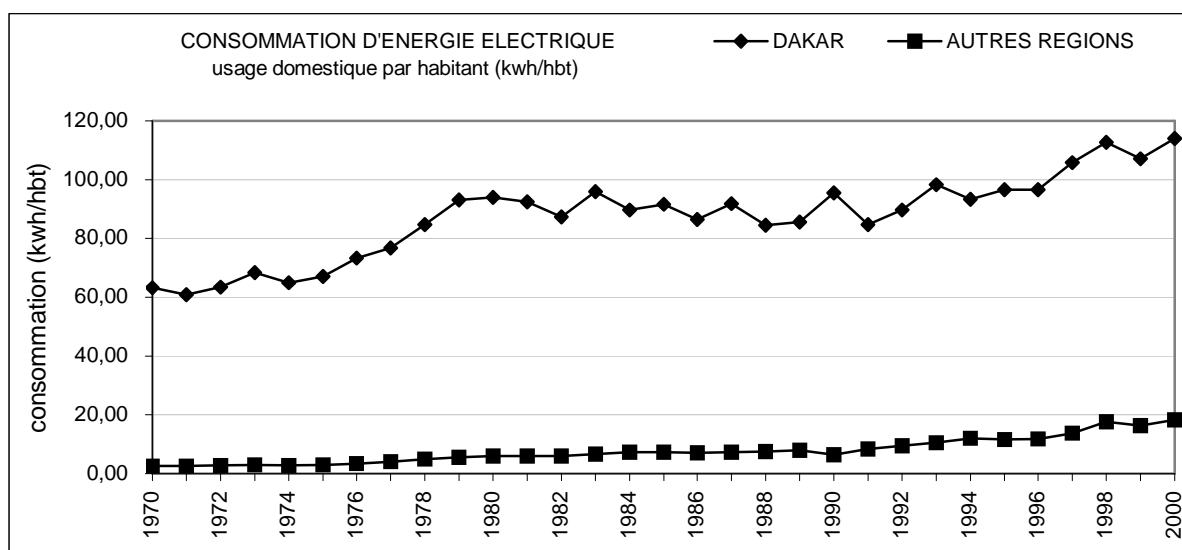
Durant la période d'ajustement, la consommation d'énergie électrique par habitant urbain est restée presque stationnaire. L'année du plan d'urgence 1993 correspond à une année de reprise dans la consommation d'énergie, avec une hausse de 7 points par rapport à 1992. Cependant cette amélioration reste éphémère. En effet, l'année du changement de parité du franc CFA est marquée dans les villes par un tassement du taux de consommation d'énergie électrique par habitant. En outre, on note une progression de ce taux en 1995 qui reste maintenue jusqu'en 2000. Cela se traduit entre 1995-2000, en zone urbaine, par une consommation moyenne d'énergie de 82 kWh par an/hbt.

Tableau 01 : Consommation d'énergie électrique à usage domestique par habitant (kWh/hbt)

Indicateurs	Quelques années repères					
	1985	1992	1993	1994	1995	2000
Consommation d'énergie par habitant urbain	66,86	66,88	73,5	73,2	74,1	91,6
Consommation d'énergie par habitant	24,9	27,3	30,5	30,7	31,3	41,6
• Région de Dakar	91,5	89,6	98,4	93,3	96,5	114,01
• Autres régions	7,3	9,4	10,5	11,9	11,7	8,2
Taux de desserte des ménages sénégalais (%)	20,4	21,4	23,0	24,2	25,3	28,3

Sources: I.04.02 et I.04.03 (BADIS 2000/DPS)

Figure 01 : Consommation d'énergie électrique au Sénégal



Sources : 1.04.02 et 1.04.03 (BADIS 2000)

S'agissant de la distribution d'énergie électrique, la totalité des communes urbaines et rurales ainsi que la quasi totalité des chefs-lieux de sous préfecture et plus de la moitié des chefs-lieux de communauté rurales sont actuellement électrifiées.

Si le taux d'électrification urbaine était estimé en 2001 à 55 %, il n'en est pas de même pour ce qui concerne la situation en milieu rural où ce taux tournait autour de 8% à la même période, donnant au total un taux d'électrification du pays de l'ordre de 30% contre une moyenne mondiale de 60%.

Nous noterons cependant que dans le cadre de la valorisation des terroirs, des investissements importants ont été réalisés au cours de ces dernières années en matière d'électrification rurale.

Aujourd'hui, près de 600 villages ont accès à l'électricité par raccordement au réseau Senelec ; ce qui a permis une augmentation sensible du nombre d'abonnés basse tension de cette société.

Fig. 02

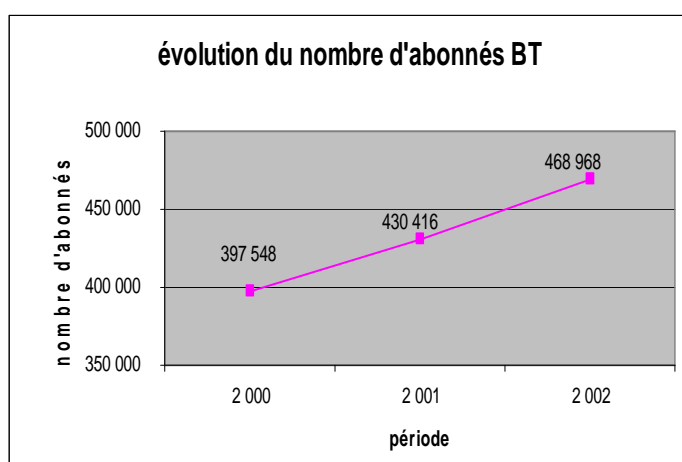
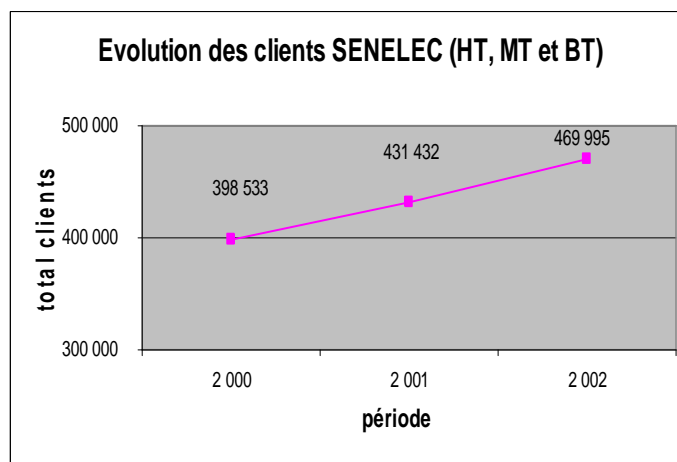


Fig. 03



Source: Direction Energie

Sur le plan institutionnel, la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'énergie (LPDSE) signée par le Gouvernement du Sénégal en janvier 1997 avait identifié les contraintes majeures dans le secteur de l'énergie. Dans le sous secteur de l'électricité, il s'agissait notamment :

(a) du manque de ressources publiques requises par l'effort d'investissement nécessaire au renouvellement et à la maintenance des installations ;

(b) de la qualité insuffisante des services d'électricité avec une demande non satisfaite par manque de production et,

(c) du faible taux d'électrification en 1997 : 75 % de la population n'avaient pas accès à l'électricité contre une moyenne mondiale de 40 % ; le taux d'électrification en milieu urbain était, en effet, estimé à 50 %, contre 5 % en milieu rural.

Pour répondre à toutes ces préoccupations l'Etat a pris les mesures consacrant la réforme du secteur de l'électricité actée par la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative audit secteur. Le cadre institutionnel du secteur a également été rénové avec la création d'une Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité et d'une Agence d'Électrification Rurale.

1.1.3.1 Rôle et Missions des différents intervenants

- **L'État du Sénégal**

Il définit les objectifs en matière de politique sectorielle. Dans ce cadre, le Ministre chargé de l'Énergie :

- établit un plan national d'électrification ;
- définit les zones de concession rurales susceptibles d'être octroyées par appel d'offres ;
- définit les préférences nationales en matière de ressources énergétiques pour la production de l'énergie électrique ;
- accorde les licences et les concessions, sur recommandation de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE).

- **La Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE) :**

La Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité créée par la loi 98-29 du 14 Avril 1998 est une autorité indépendante, chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique. Cette Commission est composée de trois membres nommés par décret en raison de leur qualification dans les domaines juridique, technique et économique et de leur expertise dans le secteur de l'électricité.

La Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité vise les objectifs suivants :

- promouvoir le développement rationnel de l'offre d'énergie électrique;
- veiller à l'équilibre économique financier du secteur de l'électricité et de la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité;
- veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et à assurer la protection de leurs droits pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique;
- promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique;
- assurer les conditions de viabilité financière des entreprises du secteur de l'électricité

- **L'Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER)**

L'Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER) chargée de la promotion de l'électrification rurale, a été créée en Décembre 1999. Elle a pour mission :

- a) l'élaboration des programmes prioritaires d'électrification rurale sur la base du plan d'électrification défini par le Ministère chargé de l'énergie ;
- b) la sélection des opérateurs et la préparation des dossiers pour l'attribution des concessions en relation avec la Commission ;
- c) l'assistance technique et l'assistance financière aux opérateurs attributaires de concessions d'électrification rurale ;
- d) le suivi contrôle de l'exécution des programmes prioritaires d'électrification rurale.

- **Les opérateurs :**

Les opérateurs concernés sont la SENELEC, la Société GTI, la SOGEM, la SONACOS et la SOCOCIM

- **SENELEC** : Le principal opérateur en matière de production, transport, distribution et vente d'énergie électrique est la SENELEC qui est une entreprise à caractère industriel et commercial. Son capital social est de 119.433.859.000 FCFA.

Les effectifs de la Sénélec au 30 Septembre 2004 s'établissent ainsi :

○ Cadre.....	269
○ Maîtrise.....	1070
○ Exécution.....	509
Total.....	1848

Le Ministère de tutelle est le Ministère de l'Énergie et des Mines.

La Sénélec a le monopole de la distribution et de la vente à l'intérieur de son Périmètre de concession, étant entendu qu'au terme d'une période définie dans son contrat de concession par le Ministère de tutelle, les gros clients pourront s'approvisionner auprès de producteurs de leur choix.

Les activités de la Sénélec portent sur différentes zones géographiques se répartissant ainsi

- Délégation Régionale Dakar 1 englobant Dakar Plateau et environs jusqu'au croisement Cambérène
- Délégation Régionale Dakar 2 s'étendant du croisement de Cambérène à Kayar
- Délégation Régionale Centre Ouest comprenant les régions de Thiès et Diourbel
- Délégation Régionale Centre Est comprenant les régions de Kaolack, Fatick et Tamba
- Délégation Régionale Nord : Régions de Saint Louis, Louga et Matam
- Délégation Régionale Sud : Régions de Ziguinchor et Kolda.

- **G. T. I. :**

Le second opérateur national en matière de production d'énergie électrique est la société G.T.I (filiale de Greenwich Turbine Inc) .La centrale électrique de cette société est en fonctionnement depuis mai 2001 et est située au Cap des Biches (23 Km de Dakar).Elle occupe une superficie de 5 ha appartenant à Sénélec, sur le même site que les centrales C3 et C4.

Cette centrale à cycle combiné, composée d'une turbine à gaz associée à une turbine à vapeur peut fonctionner soit en cycle simple à 34 MW, soit en cycle combiné avec une puissance maximale de 54 MW.

La centrale GTI est la première unité technique indépendante, productrice d'électricité au Sénégal. Sa réalisation faite suite à un appel d'offres international lancé par la Sénélec, pour la réalisation par le soumissionnaire d'une centrale de 50 MW connecté au réseau 90 kV suivant la formule BOOT (Build, Own, Operate and Transfer).

La Sénélec et G.T.I ont conclu en 1996 un contrat d'achat d'énergie, contrat stipulant que la Sénélec devra annuellement acheter un minimum de 300 GWh pendant quinze ans. Cette centrale est rentrée dans sa phase finale de fonctionnement, c'est à dire en cycle combiné avec comme combustible le naphtha ou le diesel oil.

Notons cependant que le combustible utilisé plus fréquemment par GTI depuis 2002 est le Diesel oil, le naphtha n'étant pas toujours disponible chez le fournisseur Shell.

- **SOGEM (Mali)**

La Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM) a été créée le 7 janvier 1997 par les Etats du Mali, de la Mauritanie et du Sénégal. Cette Société a pour objet, d'assurer sur les territoires de la République du Mali, de la République Islamique de Mauritanie et de la République du Sénégal :

- l'exploitation, l'entretien et le renouvellement des Ouvrages communs dont la gestion lui est confiée, directement ou par l'intermédiaire de tout tiers, personne physique ou personne morale de droit privé ou public ;
- toutes opérations industrielles ou commerciales, financières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement aux objets et missions ci-dessus visés ou de nature à favoriser leur mise en œuvre.

La SOGEM est le maître d'ouvrage délégué par les Etats membres de l'organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal (OMVS) pour veiller au respect par ESKOM (Opérateur actuel dans le cadre de la gestion technique de la centrale de Manantali), des instructions techniques retenues en matière d'exploitation et de maintenance des infrastructures de production, de transport et de distribution d'énergie électrique à partir de la centrale.

La puissance totale installée de la centrale de Manantali est de 200 MW (5x 40 MW).

Une description plus détaillée des caractéristiques d'exploitation de cette Centrale ainsi que celles des autres opérateurs figure plus bas.

I.2 : CONFIGURATION DU SYSTEME ENERGETIQUE

I.2.1 RESEAU INTERCONNECTE ET NON INTERCONNECTE

I.2.1.1 Energie produite : Production Sénélec

- Production Sénélec

La mission d'audit a attaché en premier lieu une importance particulière à **la seule production de la Sénélec** ; en effet, il faut convenir que la non dépendance énergétique de la Sénélec (gage réel d'autonomie et de sécurité) se mesure d'abord par sa capacité à faire face à la demande effective,

permettant ainsi de connaître réellement les gaps d'énergie avant de faire appel à des producteurs indépendants. Les achats d'énergie à partir de GTI et de Manantali sont des adjuvants qui peuvent faire défaut à tout moment. En se référant aux différentes productions obtenues (Sénélec et autres productions) on peut constater que la production nette d'énergie par la Sénélec (hors achats) s'élève pour les 3 dernières années (2001, 2002, 2003) à 3 273 005 MWh.

Cette production a décliné de 14% de 2001 à 2002 du fait de l'état (disponibilité) du parc passant de 72% à 69%.

Avec la mise en service de Manantali, le coefficient de disponibilité globale est passé de 69% à près de 77%.

Le coefficient d'indisponibilité programmé s'en est accru par le fait qu'on a pu disposer de plus de temps pour effectuer des travaux d'entretien au niveau des groupes et de leurs auxiliaires.

1.2.1.2 Demande effective d'énergie

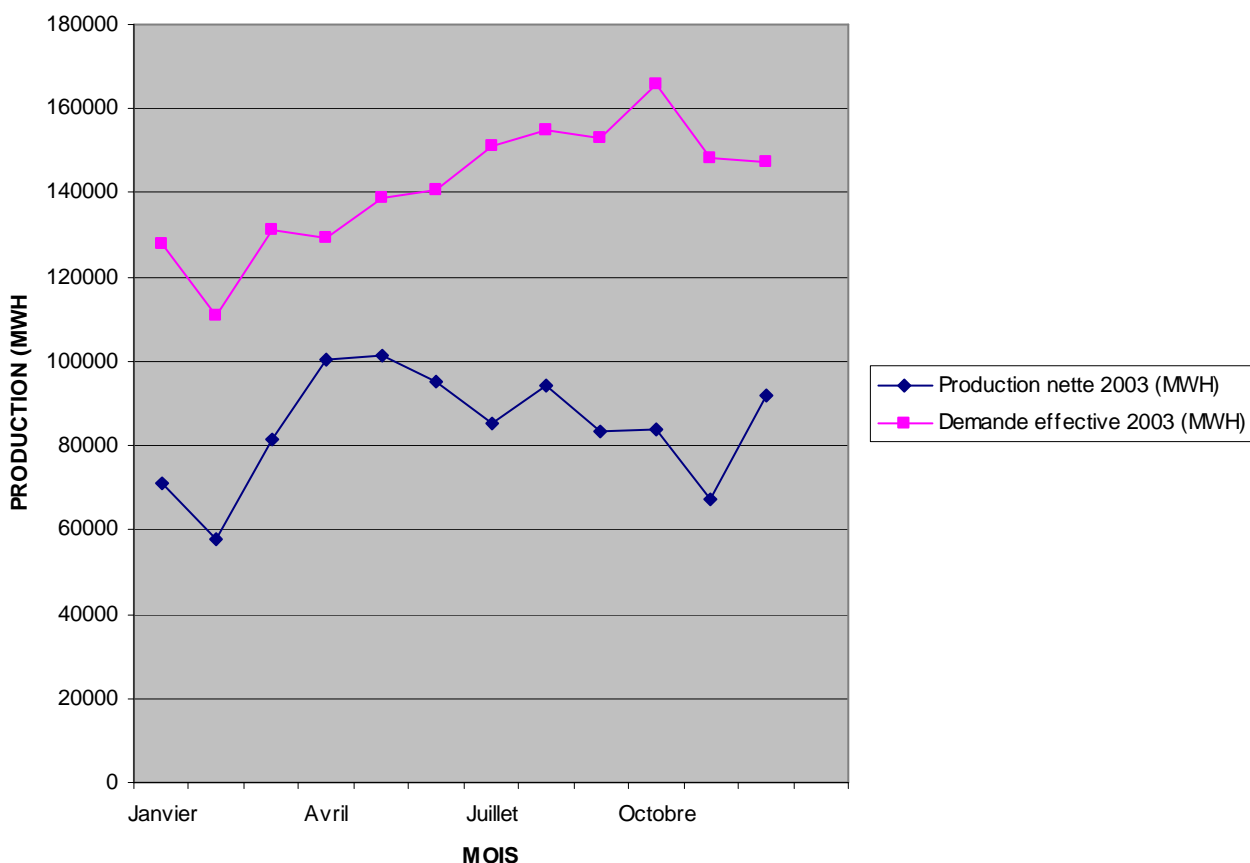
L'évaluation de la demande effective a été faite en tenant compte des délestages, effacements et autres interruptions qui représentent la demande non satisfaite.

L'étude du déficit de production nette (Sénélec) par rapport à la demande effective fait ressortir par rapport aux trois dernières années une tendance à la hausse dudit déficit dont 322 GWh en 2001, 560 GWh en 2002 et 686 GWh en 2003 soit un accroissement de 113% de 2001.

A titre d'exemple, l'offre (Sénélec) et la demande d'énergie (2003) sont illustrées ci-dessous :

Fig 04

DEMANDE EFFECTIVE ET PRODUCTION NETTE (2003)



1.2.1.3 Apport d'énergie : Producteurs indépendants

- Achats d'énergie

Les achats d'énergie (GTI et Manantali) atteignent pour la période (2001, 2002,2003), une quantité de 1 537 533 MWH, ce qui représente 32 % de la production totale disponible et a permis de suppléer au déficit de production d'énergie propre à la Sénélec.

Concernant Manantali, les achats d'énergie se sont accrus de plus de 70 % (2002 à 2003) ; ceci permet de mesurer l'importance de la production extra Sénélec dans le système de production disponible en énergie de la Sénélec et témoigne aussi de la vulnérabilité du système énergétique actuel (en cas de black out). Notons cependant que l'apport extérieur permet aussi de procéder à des entretiens programmés.

- GTI

Le producteur GTI lié à la Sénélec par un contrat du modèle TAKE OR PAY représente en moyenne pour les deux dernières années (2002-2003), 20% de la production totale des groupes du réseau interconnecté.

Le rang de GTI (6è en placement du parc de production en 2003) a été conforté par sa bonne disponibilité (85%). En outre, GTI a respecté l'arrêt annuel (10 au 27 avril 2003) évitant ainsi d'être à l'origine d'une quelconque perturbation du réseau interconnecté.

L'écueil principal réside cependant dans la répartition des charges aux périodes creuses ; le contrat avec la Sénélec requiert en effet le maintien d'une puissance minimale de 40MW à GTI ainsi qu'une réserve tournante pour la reprise de charge.

En matière de sécurité, il est reproché à GTI, un îlotage «volontaire » et prolongé lors des perturbations sur le réseau, l'argument développé par GTI étant surtout le respect des normes de protection (système de relais) et le souci de pouvoir disposer d'une unité saine de production pour la remise de la tension sur le réseau interconnecté.

Les discussions au sein du groupe technique de réflexion dont GTI est membre, peuvent aider à trouver les solutions idoines.

- Manantali

Rappel

- La Centrale hydroélectrique de Manantali érigée par les trois Etats : Mali, Mauritanie, Sénégal a une capacité utile de 7 milliards de m3 (hauteur du barrage : 65 m)

Les autres caractéristiques de la centrale sont :

Puissance installée : 5x 40MW

Energie productible : 800 GWh/an

Débit équipé : 5x115m3/s

La clé de répartition de l'énergie productible (proportionnelle aux charges d'investissement par les Etats) s'établit ainsi :

- Mauritanie.....**15 %**
- Sénégal.....**33 %**
- Mali.....**52 %**

- La **SOGEM** est le Maître d'Ouvrage délégué par les Etats membres et veille

au respect par l'Opérateur des prescriptions techniques édictées par le Etats.
Ces prescriptions techniques sont relatives à l'exploitation et à la maintenance des infrastructures de production, de transport et de distribution d'énergie.

- **ESKOM Energie – Mali** (Opérateur) est en charge de l'exploitation et de la maintenance des infrastructures de production, transport et distribution d'énergie électrique

- **Manantali dans le Réseau interconnecté**

Le Sénégal a été raccordé au réseau de l'OMVS depuis le 19 Juillet 2002.

Malgré les difficultés inhérentes à toute période de probation d'un système, l'apport de Manantali a permis cependant d'améliorer sensiblement la qualité de service au niveau de la Sénélec et aussi de parer aux difficultés inhérentes à l'exploitation des groupes de production ;

Il subsiste cependant, malgré les remarques maintes fois réitérées par les Sociétés de distribution d'énergie électrique des difficultés liées à la communication, les programmes d'enlèvement, les incidents etc.

En outre, l'arrivée de futurs gros clients sur le transit de la ligne ouest risque de nuire à la stabilité de cette ligne; le Comité Technique Permanent de l'Interconnexion (CTPI) considère d'ailleurs que cette éventualité nécessite une étude approfondie avant toute décision.

Notons que l'année 2003 correspond à la première année complète d'exploitation de la centrale qui reste la plus économique du parc de production.

Les achats nets d'énergie de la Sénélec se sont élevés en 2003 à 337 GWh, soit une progression de 74% par rapport à 2002.

1.2.1.4 Perspectives de développement du réseau interconnecté

Les prochaines étapes relatives au développement du réseau interconnecté concernent la réalisation des ouvrages hydroélectriques tels Gouina et Félou au Mali et d'autres sites dans la sous région.

- Gouina

L'étude de faisabilité des ouvrages de seconde génération à Félou et Gouina, réalisé conformément au contrat signé entre l'OMVS et le Bureau d'Etudes COYNE et BELLIER, a permis de constater que Gouina sera pénalisé économiquement par les plus grandes difficultés d'accès au site et par la plus grande longueur requise de ligne 225 kV pour être relié au réseau HT existant. Par contre, la capacité de production de Gouina sera supérieure à celle de Félou, sa production espérée étant de l'ordre de 500 GWh par an contre une production de 320 à 350 GWh attendue à Félou.

Félou

Compte tenu de l'état d'avancement des études, il est établi pour ce qui concerne la connexion avec le réseau HT que le site de Félou seul peut délivrer toute son énergie sans renforcement de la capacité des lignes au-delà du poste de Kayes.

La meilleure solution pour le renforcement de la branche ouest passerait par l'aménagement de Félou et la réalisation de la branche Kayes – Tambacounda – Kaolack. Cette réalisation permettrait la formation d'une boucle ouest entre les centres de production de Manantali – Félou – Gouina d'une part, et le pôle ouest de consommation principale situé autour de l'agglomération de Dakar d'autre part. Son

utilité irait bien au-delà de celle de transporter l'énergie de Félou et Gouina, puisque cette ligne permettrait également de :

- sécuriser le transport de l'énergie de Manantali vers l'ouest,
- diminuer les pertes en lignes de l'énergie de Manantali consommée dans la branche ouest,
- participer de manière plus générale au renforcement du réseau entre Bamako, Dakar et Nouakchott,
- participer, au moins pour son tronçon Kaolack – Tambacounda, à l'interconnexion régional de l'ensemble de l'Afrique de l'Ouest (des études sont en cours sous l'égide du NEPAD et des pays de l'OMVG) ; ce tronçon fait partie de liaisons envisagées dans les études en cours pour l'OMVG, en liaison avec les études de faisabilité de Sambangalou.

I.3 EVOLUTION DU REGIME ENERGETIQUE AU SENEGAL

I.3.1 – PROGRAMMATION EN MATIERE DE PRODUCTION, TRANSPORT ET DISTRIBUTION

-Production

La tendance en matière de production d'énergie (uniquement source Sénélec) fait ressortir pour le réseau interconnecté une chute de la production d'année en année alors que la demande d'énergie croît. On peut aussi remarquer selon les prévisions de la Sénélec (voir annexe P1 production) que la pointe sur le réseau interconnecté aura pratiquement doublé de 1999 à 2007.

A cet effet, il est prévu, pour résorber le déficit accusé en matière de production d'énergie :

- de renforcer en 2004 les puissances installées notamment à Tambacounda et à Ziguinchor ;
- de procéder à la mise en place de groupes diesel de puissance égale à 60MW en 2006, 2008 et 2010.
- de réhabiliter les unités de production de base de la centrale 3 du cap des Biches, durement éprouvées ces dernières années, parce que maintenues jusqu'à la limite de leur capacité sur le réseau électrique afin de limiter les délestages par manque de production.
- de réaliser une nouvelle centrale électrique à KOUNOUNE (région de Dakar) dont les travaux doivent démarrer dès 2005. Cette centrale prévue pour une capacité de 180 MW disposera dans une première phase d'une puissance installée de 60MW

Le plan d'équipement prévu pour cette 1^{ère} phase nécessitera un budget de **36Milliards** de francs CFA.

-Transport

Dans ce domaine, la Sénélec doit faire face à un développement très important de la demande dans les régions de THIES (Petite Côte), DIOURBEL (Zone de TOUBA) et KAOLACK. Ce développement n'est plus compatible avec l'alimentation de ces zones en 30 kV. C'est pourquoi, le plan de développement à moyen terme prévoit des investissements estimés à près de **36 milliards** de francs CFA pour renforcer et développer le réseau de transport. Parmi ces investissements, on peut citer notamment :

- la liaison 90 kV Sococim – Mbour
- les liaisons 225 kV Tobène – Touba – Kaolack

De même, pour assurer **la sécurité de l'alimentation en électricité de la région de Dakar**, il est retenu la création de deux postes injecteurs 90/30 kV à Bel Air et MBao ainsi que le renouvellement du poste 30 kV de Cap des Biches.

-Distribution

Le programme d'équipement prévoit des investissements de plus de **32 milliards** de Francs CFA pour des travaux qui permettront :

- de faire fonctionner le réseau moyenne tension sans surcharge dangereuse pour le matériel et avec une tension répondant aux critères de qualité,
- de relever le défi du développement de la clientèle en surface et en profondeur ;
- de soutenir la politique d'électrification rurale de l'Etat sénégalais.

Le programme comprend notamment :

- le programme prioritaire de réhabilitation et de renforcement du réseau de Dakar,
- l'extension des réseaux de distribution à Dakar et dans les régions, comprenant la réalisation de 235 Kms de réseau MT, 430 Kms de réseau BT, 125 postes de transformation MT/BT et près de 60 000 nouveaux branchements.

I.3.2 - ANALYSE DE LA TENDANCE DE LA DEMANDE ET DE L'OFFRE EN ENERGIE ELECTRIQUE

Demande maximale et Puissance disponible

La demande maximale périodique sur le réseau interconnecté a notablement varié de 2002 à 2003.

Durant le premier semestre de 2002, le déficit d'énergie au niveau de la Sénélec a entraîné de nombreux délestages et effacements (> 5 000) et notamment durant le mois de Mai suite à l'indisponibilité de TAG 4 et du groupe 403.

La mise en service de Manantali a entraîné un « boost » du régime énergétique et a sauvé la Sénélec d'une débâcle certaine en matière de disponibilité d'énergie de distribution. Cela nous fait mesurer le poids de la dépendance énergétique, et partant, l'importance à accorder aux centres de production et puis généralement la nécessité de rendre l'outil de production plus performant en attendant de pouvoir disposer d'un parc suffisant et apte à satisfaire la clientèle.

I.3.3 - FIABILITE ET ADEQUATION DES EQUIPEMENTS CAPACITE A SATISFAIRE LA DEMANDE

Capacité garantie :

Cette capacité sera calculée selon la formule :

C_g = capacité installée disponible – l'unité la plu puissante ou

C_g = Capacité installée disponible – les 2 unités le plus puissantes

La capacité garantie fera donc l'objet d'une analyse basée sur deux hypothèses :

- 1) dans le cas de la perte du groupe le plus puissant, soit Manantali (60 MW)
- 2) dans le cas de la perte des deux groupes les plus puissants, c'est-à-dire Manantali et GTI (110 MW).

NB : Les hypothèses ci-dessus tiennent compte des prévisions de la Sénélec s'étendant de 1999 à 2015 (voir annexe P1 production)

Hypothèse 1 : Perte de Manantali

Tableau n°02

Années	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Capacité installée disponible (1)	344	361	391	391						
Retrait				*5						
Renforcement (Kounoune)						60		60		60
Capacité installée disponible (2)	344	361	391	386	386	446	446	506	506	566
Capacité garantie	284	301	331	326	326	386	386	446	446	506
Demande maximale	269	283	319	367	394	436	463	497	535	576
Excédent/Déficit	15	18	12	(41)	(68)	(50)	(77)	(51)	(89)	(70)

* déclasserment groupes de ST LOUIS

Hypothèse 2 : Perte de Manantali et GTI

Tableau n°03

Années	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Capacité installée Disponible (1)	344	361	391	391						
Retrait				*5						
Renforcement						60		60		60
Capacité installée disponible (2)	344	361	391	386	386	446	446	506	506	566
Capacité garantie	224	241	271	266	266	326	326	386	386	446
Demande maximale	269	283	319	367	394	436	463	497	535	576
Excédent/Déficit	(45)	(42)	(48)	(101)	(128)	(110)	(137)	(111)	(149)	(130)

Commentaire

Les tableaux ci-dessus montrent que dans la 1^{ère} hypothèse (perte de Manantali), la perte du groupe le plus puissant ne donnerait que très peu de répit à la Sénélec, le déficit d'énergie s'annonçant dès 2004.

Dans la seconde hypothèse (perte de Manantali et GTI), le déficit est présent à tout moment et montre la vulnérabilité de la Sénélec en matière de production d'énergie électrique d'où l'urgence des investissements (travaux neufs) à faire ou tout au moins la pleine utilité d'une maintenance renforcée pour éviter une situation de catastrophe.

Chapitre II : DIAGNOSTIC DU SECTEUR PRODUCTION

SECURITE ET ENVIRONNEMENT

Rappel

Objet de la mission Production :

L'objet de la présente mission concerne la description des différentes installations, le mode d'exploitation et de maintenance, les manquements observés en matière de sécurité d'approvisionnement en énergie électrique dans le cadre de la Production et les mesures préconisées pour assurer cette sécurité

Approche Méthodologique :

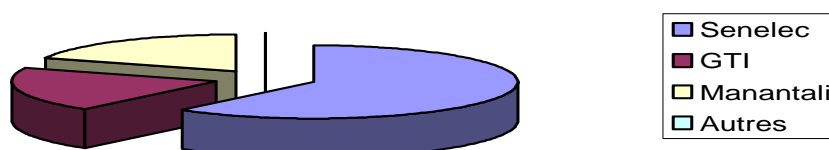
La méthodologie utilisée fait état de la situation physique des équipements, leur mode actuel d'exploitation par rapport aux normes prescrites. Pour ce faire, il a fallu dégager les risques encourus, la fiabilité des protections et les incidences des performances et perturbations sur le dispositif global de production d'énergie. Cela a permis, après évaluation, de mettre en exergue les points sensibles et fait ressortir les difficultés récurrentes, les solutions appropriées et les recommandations nécessaires sous forme de synthèse.

Bilan en matière de production

La production nette d'électricité au Sénégal a été assurée en 2003 par la SENELEC à hauteur de 61 % équivalent à 1083 GWh. A cela s'ajoute près de 39 % d'énergie complémentaire représentant les achats en provenance des deux principaux producteurs indépendants que sont GTI Dakar et Manantali qui ont fourni respectivement 346 et 337 GWh. Dans une moindre mesure les autres producteurs comme la SOCOCIM, la SONACOS et les ICS n'ont fourni ensemble que 0.6 GWh.

Fig. 05 :

Production nette 2003



Sénélec : 61%, GTI : 20%, Manantali : 18,97%, Autres : 0,03%

II.1 PRINCIPAUX OPERATEURS

Les principaux fournisseurs d'énergie électrique au Sénégal figurent ci-dessous :

A. Producteur : la SENELEC

La Sénélec dispose d'un parc de production entièrement thermique constitué de groupes diesel, de groupes vapeur et de turbines à gaz d'une puissance totale installée de 382 MW.

La répartition du parc se présente comme suit :

- les groupes diesel d'une puissance totale de 161 MW, ont assuré 585 GWh représentant 54% de la production ; leur âge variant de 1 à 24 ans.
- les groupes vapeur de 139 MW installés ont produit 409 GWh soit 38% de participation malgré leur âge de 25 à 50 ans.
- les quatre turbines à gaz dénommées TAG1, TAG2, TAG3 et TAG4 ont totalisé 88 GWh équivalent à 8%, leur âge se situe entre 4 et 32 ans.

La quasi totalité de la production Sénélec soit 94% est évacuée à travers un réseau commun de transport et de distribution appelé « réseau interconnecté » ou RI.

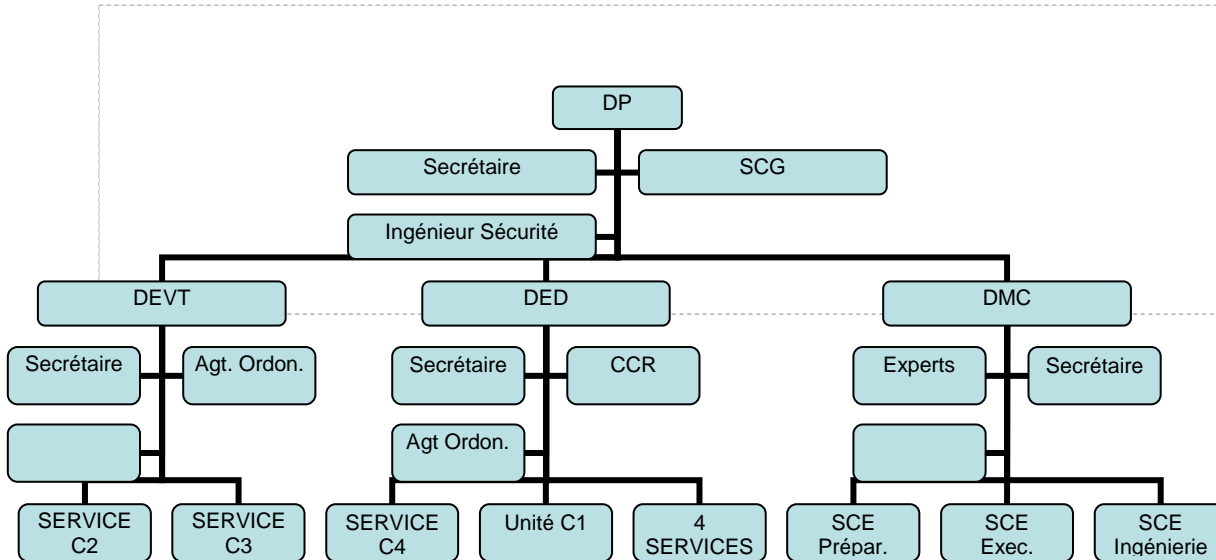
A noter que tous les groupes sont concentrés à Dakar hormis les diesels des centres isolés et des centrales régionales qui ont assuré ensemble 10 % de la production.

La répartition de la production peut être présentée sous forme des trois segments suivants :

- les centrales interconnectées au RI regroupant toutes les centrales de Dakar ainsi que celles des régions de Kaolack (Kahone) et de Saint-Louis.
- les centrales régionales non reliées au RI représentant 5% de la production, sont celles de Boutoute à Ziguinchor, celle de Tambacounda et celle de Kolda
- les centres de production isolés ou centres secondaires sont installés dans des localités éloignées du réseau principal Sénélec. Ils ne seront pas étudiés dans le cadre de cette mission eu égard à leur faible apport et partant à leur influence négligeable dans le système de production.

L'organigramme ci-dessous représente la structure chargée du fonctionnement du secteur Production à la Sénélec

Structure Générale Direction Production



DP: Direction Production
 DEVT: Département Exploitation Vapeur et Turbine à gaz
 DED: Département Exploitation Diesel
 DMC: Département Maintenance Centralisée
 SCG: Service Contrôle Gestion
 CCR: Coordination Centrales Régionales
 C1, C2: Centrales situées à Bel Air
 C3, C4: Centrales situées au Cap des Biches
 Services de Production Régionale: -Ziguinchor/Kolda-
 -Tamba
 -Kaolack/Fatick
 -Saint –Louis/Matam

Dans le cadre de cet Audit, la description sera présentée en fonction des sites de localisation des différentes centrales, notamment :

- A1 : site de Bel air.
- A2 : site du Cap des biches.
- A3 : centrales régionales.
- B : production privée.

A1. Site de Bel air :

Le site de Bel air situé en pleine ville de Dakar englobe :

- la centrale n° 1 ou CI totalisant 10 MW équipée de deux groupes diesel,
- la centrale n° 2 ou CII de 51 MW constituée de quatre turbines à vapeur, et la turbine à gaz n° 4 de puissance nominale 35 MW.

A 1.1 Centrale 1 ou CI :

La centrale CI de 10 MW de puissance nominale, est équipée de 2 groupes diesel MITSUBISHI de 5 MW chacun, installés en 1990 et actuellement assignés à 4 MW.

A.1.1.1 Etat physique des bâtiments

A.1.1.1.1 Présentation du bâtiment :

Le bâtiment principal ou ancienne salle des machines date des années 1940. Il est constitué d'un hangar en béton surplombé d'une toiture en ardoises. Très encombré, il abrite deux groupes, les auxiliaires électriques, les jeux de barre BT, les disjoncteurs, les tableaux électriques, la salle de commande, le magasin et les bureaux.

Dans ce bâtiment se trouvent également les équipements de la première centrale désaffectée et dont l'essentiel des éléments n'est pas encore démonté.

A.1.1.1.2 Sécurité et Environnement

NB : Sécurité individuelle dans les différentes structures de production de la Sénélec

Il a été constaté :

-la salle des machines de CI demeure sous risque permanent d'incendie à cause de la présence d'une nappe de combustible sous les groupes, débordant des caisses à égoutture. Cette situation est aggravée par la présence insuffisante de deux extincteurs à mousse, alors qu'une telle salle devrait contenir au moins six extincteurs répartis entre les deux groupes et le poste à combustible. En effet les moyens de lutte dénombrés se présentent comme suit : un extincteur à mousse 45 l, deux extincteurs à poudre ABC (50 et 25 kg), deux extincteurs CO2 de 5 kg, trois installations fixes RIA et un circuit d'eau mousse avec couronne d'arrosage.

-la tenue au feu des structures des édifices est bonne et répond aux normes en vigueur grâce aux parois dont les épaisseurs sont surdimensionnées. Par ailleurs les portes d'accès, les couloirs et les allées sont corrects et répondent également aux normes techniques. Ainsi les prescriptions techniques sont assurées conformément aux dispositions de l'arrêté Général n° 5253. I.G.T.L.S.A.O.F du 19 juillet 1954 et autres textes législatifs de référence (AFNOR, ISO, DTU, etc.).

A.1.1.2 Etat général du parc de stockage combustible :

Le parc est commun aux 2 centrales CI et CII ; son état général est correct, hormis la vétusté due à l'âge des installations et la dégradation des revêtements de peinture.

A.1.1.2.1 Stockage et disponibilité du combustible :

Le stockage du combustible est assuré par un tank de 1000 m³ contenant du fuel oil et un autre de 30m³ réservé au diesel oil.

Le tank de diesel oil, avec son niveau bas fixé à 12m³, permet une autonomie de 1 jour de fonctionnement exclusif au diesel oil.

Le tank de 1000m³ dont le niveau bas est maintenu à 300 m³ permet d'assurer un fonctionnement autonome de 25 jours.

A.1.1.2.2 Sécurité et environnement :

La station d'incendie est d'aspect physique correct et est fonctionnelle et les tanks sont équipés d'un système de couronne d'arrosage relié à un circuit d'eau et un réseau à mousse. Tout autour de ces réservoirs de fuel et de gasoil se dresse un mur bétonné constituant le parc de rétention en bon état. Cependant la fosse des égouttures juste derrière l'ancien poste de pompage est encombrée de corps étrangers imbibés de combustibles.

L'environnement immédiat est constitué de la centrale CII, des usines de tabac de la MTOA, de la Brasserie SOBOA, du Port Autonome de Dakar, de l'huilerie de la SONACOS et des Grands Moulins de Dakar. Cependant en dehors de CII, il n'existe aucune coordination sécuritaire des divers moyens de ces différentes structures industrielles situées à moins de 500 mètres. Par ailleurs, les cheminées de la centrale sont bien dimensionnées et leur hauteur correcte et conforme aux normes en vigueur.

A.1.1.3 Etat général des machines

A.1.1.3.1 Etat signalétique

Groupes n° : 105 et 106

Ces groupes diesel MITSUBISHI datent de 1990, leur puissance nominale est de 5 MW et leur puissance assignée de 4 MW. A la date du 31.12.2003 ils ont totalisé 51390 heures pour le G.105 et 57487 heures pour le G.106.

A.1.1.3.2 Mode d'exploitation

Groupe n° : 105 : Le groupe est exploité en secours à 3 MW à cause du dépassement de **2934 heures** de la visite de 7000 heures prévue depuis Novembre 2002, faute de pièces de rechange. Par ailleurs il est très éprouvé par le nombre de démarrages excessif pour de faibles heures de marche. En effet, pour le mois de Janvier 2004, l'on note 24 démarrages pour seulement 175 heures de marche. Il utilise le diesel oil au démarrage et fonctionne au fuel lourd en marche normale.

Groupe 106 :

Il est également exploité en secours à 3 MW à cause du dépassement de **2650 heures** dû au retard de pièces de rechange de la visite de 7000 heures prévue depuis Juillet 2003.

Par conséquent ce groupe est utilisé principalement pendant les périodes de pointe et fonctionne aussi au diesel oil et au fuel lourd.

A.1.1.3.3 Incidences des performances et perturbations :

Groupe 105 :

Ce groupe a produit 5927 MWh en 2003 pour une consommation spécifique de combustible de 232 g/kWh et une disponibilité de 73,10%.

De par ses performances il a contribué au placement de CI en troisième position juste derrière Manantali et CIV avec un coût de production de 29,17 F/kWh.

Cependant, les nombreux démarrages que subit ce groupe risquent d'anéantir les avantages à tirer de son exploitation. En effet cette situation accélère l'usure des segments, pistons et chemises du moteur avec comme conséquence l'augmentation des risques de grippage.

Groupe 106 :

Ce groupe a produit 14394 MWh en 2003 pour une consommation spécifique combustible de 226 g/kWh et une disponibilité de 84,42%. Cependant en Janvier 2004, la consommation spécifique s'est accrue à 240 g/kWh à cause de l'usure consécutive au dépassement de visite.

A.1.1.3.4 Fiabilité des protections groupes :

Groupes 105 et 106 : Les protections mécaniques et électriques des groupes sont fiables et fonctionnent normalement. Les protections sont classiques et se présentent pour l'essentiel comme suit : la survitesse moteur, la pression et la température huile, la température eau ainsi que les protections alternateur tel que max. intensité, max. tension, retour de puissance...

A.1.1.3.5 Situation de la maintenance :

Groupe 105 :

Le groupe devait subir depuis novembre 2002 une visite de 7000h qui n'a pu se faire pour des raisons d'attente de pièces de rechange. Ainsi il a continué à fonctionner, augmentant de fait les risques d'indisponibilité par grippage ou avaries de ligne d'arbre.

Groupe 106 :

La visite 7000h du groupe prévue depuis le 02 Juillet 2003 est retardée pour des raisons d'attente des pièces commandées ; cela constitue la principale difficulté de la maintenance.

Par ailleurs ce groupe continue à fonctionner en secours, ce qui aggrave les usures internes et augmente les risques d'indisponibilité par grippage ou avarie de ligne d'arbre.

A.1.1.4 Etat général des auxiliaires

- Ventilation groupes :

Chaque groupe dispose de 2 ventilateurs de soufflage de 11 kW en bon état de fonctionnement et périodiquement révisés lors des visites 7000 heures du groupe. Par ailleurs 8 ventilateurs d'extraction disposés au niveau de la toiture assurent la circulation de l'air.

- Compresseurs d'air de démarrage :

Les compresseurs d'air de démarrage sont vétustes et subissent la pression du nombre excessif de démarrages des groupes. En effet ces sollicitations ont tendance à générer des indisponibilités de compresseurs.

- Radiateurs groupes

Les radiateurs des groupes sont agressés par la corrosion due au dépôt de suie en provenance des fumées des chaudières de la centrale. Cette situation a eu pour conséquence d'endommager ces types de réfrigérants, nécessitant déjà leur remplacement sur le groupe 106 ; ceux du groupe 105, corrodés dans les mêmes conditions doivent être aussi remplacés.

- Câble 6,6 kV :

La vétusté du câble 6,6kV entre alternateurs et jeu de barres est à l'origine d'un défaut d'isolement qui a entraîné une indisponibilité de plus d'un mois de la centrale en Août et Septembre 2002

- Jeu de barres BT :

Le jeu de barres basse tension de 380 volts est directement accessible aux passants, ceci constitue un risque permanent d'accident. Par conséquent il est nécessaire de mettre en place des panneaux de fermeture équipés de verrouillage ou de cadenas.

A.1.1.5 Budget et Réalisations

La prévision des coûts des travaux en cours en 2003 est de 74,5 M FCFA et la réalisation de 1 M FCFA.

En effet, des inscriptions budgétaires des années 2001 et 2002 reportées en 2003, seule la fourniture d'une électropompe mobile d'un coût total de 1 000 000 FCFA a été réalisé.

Par conséquent ce taux de réalisation très faible (1,3%) a encore entraîné le report systématique des inscriptions suivantes :

- fourniture de viscosimètre inexistant à CII de 500 000 FCFA,
- fourniture de niveaux contacts de réservoir pour éviter les débordements des caisses d'égouttures de combustible et d'huile de 3 000 000 FCFA,
- remplacement radiateurs Groupe 105 de 70 000 000 FCFA.

La non exécution de ces rubriques budgétaires a pour conséquences la détérioration des performances de la centrale d'une part et l'augmentation des risques d'incendie liée au débordement des caisses de combustibles, d'autre part.

Au niveau du génie civil, la centrale attend le dégagement des vieilles machines, tels les turboalternateurs et condenseurs de l'ancienne centrale pour la construction de nouveaux locaux à usage de bureaux et magasin d'un coût global de 15 000 000 FCFA.

Recommandations Centrale 1 Bel air :

1. Groupes :

La principale difficulté de la centrale provient du dépassement des visites des groupes, source essentielle des indisponibilités et du non fonctionnement en base.

- Mettre un accent capital lors de la négociation avec Mitsubishi, d'un Contrat de Maintenance qui garantit surtout l'acquisition à temps des pièces des visites programmées et des interventions aléatoires ou stock de sécurité.

Délai : immédiat.

Coût : 900 M FCFA pour 3 ans

2. Câble 6,6 kV :

Un défaut de câble 6,6kV a entraîné une indisponibilité de plus d'un mois de la centrale du 3 Août au 08 Septembre 2002 pour attente de la réparation.

- Prévenir ce genre d'indisponibilité en remplaçant définitivement le câble.

Délai : immédiat.

Coût : 7 M FCFA

3. Risque d'incendie :

Une nappe permanente de combustible sous les groupes, débordant des caisses à égoutture, expose la salle des machines à un risque persistant d'incendie.

- Equiper les caisses à égouttures de combustibles de niveaux contacts pour éviter tout débordement de liquide inflammable.
- Renforcer la centrale en extincteurs mobiles à mousse et à poudre.

Délai : immédiat.

Coût : 6 M FCFA

A 1.2 Centrale 2 ou CII :

A.1.2.1 Etat physique des bâtiments

La centrale vapeur de Bel air ou CII a une puissance totale installée de 51,2 MW, constituée de quatre turboalternateurs de 12,8 MW de puissance nominale unitaire

A.1.2.1.1 Présentation du bâtiment :

Le bâtiment de CII constitué d'un ancien édifice datant de 1953, demeure encore résistant malgré sa vieillesse et abrite les bureaux, les turboalternateurs, les chaudières et les auxiliaires électromécaniques. A l'intérieur du bâtiment, l'insuffisance de l'éclairage est à déplorer surtout au niveau du palier des condenseurs et des pompes de circulation. A l'extérieur sur la façade sud, se dressent les cheminées des chaudières et le grand collecteur d'échappement, vétustes mais apparemment résistants.

A.1.2.1.2 Sécurité et environnement :

La tenue au feu des structures des édifices est bonne et répond aux normes en vigueur grâce aux parois dont les épaisseurs sont surdimensionnées. Les portes d'accès, les couloirs et les allées sont corrects et répondent également aux normes techniques. Les installations et divers locaux sont équipés également d'extincteurs portatifs et mobiles en quantité suffisante.

Les moyens de lutte contre incendie recensés se présentent comme suit 22 extincteurs à poudre 9 kg, 2 extincteurs à poudre ABC de 6 kg, 2 extincteurs à poudre ABC de 10 kg, 5 extincteurs CO2, 4 installations d'extinction automatique au CO2 chacune de 35 kg, RIA, 3 extincteurs CO2 sur roues, un extincteur CO2 de 50 kg et 2 extincteurs à eau pulvérisée. Ainsi les prescriptions techniques sont assurées conformément aux dispositions de l'arrêté Général n° 5253. I.G.T.L.S.A.O.F du 19 juillet 1954 et autres textes législatifs de référence (AFNOR, ISO, DTU, etc.).

A.1.2.2 Etat général du parc de stockage combustible

A.1.2.2.1 Stockage et disponibilité du combustible :

Le parc de stockage commun à CI et CII est constitué de quatre tanks dénommés RM1, RM2, RD3 et RM4. Ainsi les tanks RM1 et RM4 de 1000 m³ stockent le fuel lourd destiné à la CI et à CII.

Les deux autres notamment le RD3 de 30 m³ et le RM2 de 1000 m³ contiennent le gasoil réservé respectivement à la CI et à TAG4.

Tout autour de ces réservoirs de fuel et de gasoil se dresse un mur bétonné constituant le parc de rétention en bon état.

Par ailleurs, la station d'incendie est d'aspect physique correct et est fonctionnelle ; les tanks sont équipés de couronnes d'arrosage reliées à un circuit d'eau avec un réseau à mousse.

Le stock minimum étant fixé à 300 tonnes de combustible, la centrale dispose d'une autonomie de trois jours, pour une consommation journalière moyenne de 88 tonnes.

A.1.2.2 Sécurité et Environnement

Le parc est doté des dispositions particulières permettant d'assurer la sécurité grâce aux couronnes et buses de refroidissements installées sur chaque réservoir. Ce dispositif est raccordé au réseau d'incendie fonctionnel, équipé d'un système d'extinction à mousse. Tout autour de ces réservoirs de combustible se dresse un mur bétonné constituant le parc de rétention en bon état.

L'environnement immédiat identique à celui de CI, est constitué des usines de tabac de la MTOA, de la Brasserie SOBOA, du Port de Dakar, de l'huilerie de la SONACOS et des Grands Moulins de Dakar. Cependant il n'existe aucune coordination en matière de sécurité à partir des divers moyens de ces différentes structures industrielles situées à moins de 500 mètres de CI. Par ailleurs, les cheminées sont bien dimensionnées et leur hauteur est correcte et conforme aux normes en vigueur.

A.1.2.3 Etat général des machines

A.1.2.3.1 Etat signalétique

Les quatre groupes turbo alternateurs équipant la centrale sont identiques. De fabrication C.E.M, ils sont constitués chacun d'une turbine de type DH40-38 accouplé à un alternateur de type WT 552b. Alimentés à partir de cinq chaudières « Babcock Wilcock », ces groupes développent une puissance nominale unitaire de 12,8 MW et présentent respectivement les spécificités suivantes.

Groupe 101 :

Ce groupe le plus ancien de la centrale, date de 1953. Il fonctionne à une puissance assignée de 8 MW et totalise 254913 heures de marche à la date du 10.02.04.

Groupe 102 :

Datant de 1955, ce groupe est indisponible depuis le 26.12.2000 suite à l'avarie de son condenseur ; il avait à cette date totalisé 269881 heures de marche.

Groupe 103 :

Installé en 1959, ce groupe est fonctionnel avec une puissance assignée de 8 MW, il totalise 246349 heures de marche à la date du 10.02.04.

Groupe 104 :

Ce groupe date de 1961 et reste indisponible depuis le 17.02.2000 suite à l'avarie de son condenseur. Il a totalisé 208280 heures de marche et seulement 809 heures après sa dernière visite.

A.1.2.3.2 Mode d'exploitation

Groupe 101 :

Le groupe 101 fonctionne en base et sa puissance assignée est fixée à 8 MW. Toutefois l'exploitation de ce groupe est confrontée aux contraintes majeures suivantes : la surcharge du ventilateur de tirage, la vétusté de l'économiseur, du système de ramonage, des pompes de circulation, de l'éjecteur principal et des tuyauteries des réfrigérants d'air et d'huile.

Groupe 102 :

Le groupe est actuellement sous indisponibilité de longue durée. En effet il est à l'arrêt depuis le 26.12.2000 suite à l'avarie du condenseur par fissure de l'intégralité de la plaque de tête.

Groupe 103 :

Le groupe 103 fonctionne en base à la puissance assignée de 8 MW. Son exploitation est également confrontée aux contraintes de surcharge du ventilateur de tirage, au percement des tubes de l'économiseur et à l'obsolescence des ramoneurs et des pompes de circulation. De même l'éjectair principal est vétuste et les tuyauteries des réfrigérants d'air et d'huile attaquées par la corrosion.

Groupe 104 :

Ce groupe est sous longue indisponibilité depuis le 17.02.2000, consécutive à l'avarie de son condenseur suite à la fissure de l'ensemble de la plaque de tête.

A.1.2.3.3 Performances et perturbations :**Groupe 101 :**

Les différentes contraintes évoquées limitent la machine à la puissance de 8 MW. Au 31.12.03 la consommation spécifique se situe à 486 g/kWh pour une prévision de 490 g/kWh, alors que la disponibilité est de 76,7 pour une prévision de 61,5 %.

Groupe 103 :

La vétusté demeure la contrainte majeure ; au 31.12.03 la consommation spécifique de 498 g/kWh s'est accrue et a dépassé la prévision de 490 g/kWh, alors qu'en 2000 elle n'était que de 380 g/kWh.

Cependant la disponibilité de ce groupe est relativement correcte et se situe à 81,5 % pour une prévision de 61,5%.

A.1.2.3.4 Fiabilité des protections des groupes :

Les protections mécaniques et électriques des groupes fonctionnent normalement. Elles sont classiques et se présentent pour l'essentiel comme suit : la survitesse, la pression et la température huile ainsi que les protections alternateur telles que max. intensité, max. tension, retour de puissance...

A.1.2.3.5 Situation de la maintenance :**Groupe 101 :**

La visite annuelle a été exécutée du 17.05.03 au 02.07.03 avec intervention sur la chaudière, le condenseur et les collecteurs d'eau.

Quant à la maintenance curative, l'attente de pièces de rechange en commande constitue la difficulté majeure (cas des pompes d'extraction).

Groupe 103 :

La visite annuelle a été exécutée du 01.03.03 au 09.04.03 avec intervention sur la chaudière, le condenseur et les collecteurs d'eau.

La maintenance curative souffre de la lenteur de livraison des pièces de rechange en commande (cas des éjectairs).

A.1.2.4 Etat général des auxiliaires et circuits de réfrigération ***Etat signalétique - Fonctionnement***

Les installations comme les ventilateurs de soufflage, les pompes à fuel et le système de chauffe sont en bon état de fonctionnement. Cependant certaines difficultés sont constatées au niveau des équipements suivants :

- Ventilateurs de tirage des chaudières :

Ces ventilateurs ont tendance à s'essouffler par la surcharge quand les groupes dépassent 8 MW. En effet l'étanchéité du circuit des gaz est défectueuse et le chicanage encrassé.

- Ramoneurs :

Le système de ramonage manuel est obsolète et reste souvent indisponible, cette situation favorise l'encrassement des conduites et collecteurs de fumée.

Condenseurs :

La vétusté avancée des condenseurs est l'une des causes principales d'indisponibilité des groupes 102 et 104.

Sur le groupe 101, l'éjecteur principal est défectueux alors que sur le groupe 103, des tubes en mauvais état sont déjà éliminés et des fissures sur la plaque de tête sont nettement visibles.

- Pompes de circulation :

Les pompes sont vétustes et présentent des débits insuffisants, elles sont inexistantes sur les tranches 2 et 4 suite à leur transfert sur les tranches en service.

- Pompes d'extraction :

Ces pompes sont obsolètes et fonctionnent sans pièces de rechange sur les groupes 101 et 103, elles sont complètement défectueuses sur les tranches 2 et 4.

- Réfrigérants d'air et d'huile :

Les tuyauteries sont attaquées par la corrosion et les vannes restent grippées et nécessitent un entretien soutenu ou leur remplacement.

- Canal d'amenée d'eau :

Le canal est marqué par la vétusté due à l'âge ; cependant des efforts de remise en état sont déjà menés et ainsi tout autour du canal est fixée une nouvelle rampe de protection. Cette initiative est à poursuivre à l'intérieur de la centrale où le canal devra être entièrement couvert et les fissures réparées.

A.1.2.5 Budget :

La prévision des travaux en cours en 2003 est de 320 M FCFA et la réalisation de 5 M FCFA. Concernant les Budgets 2002 et 2003, aucune réalisation n'a été constatée sauf l'achat d'une pompe à eau de réfrigération d'un coût de 5 M FCFA. De ce fait le taux de réalisation des travaux en cours de 320 M FCFA demeure très faible et se situe à 1,6%.

En conséquence, les inscriptions budgétaires de 2002 et 2003 sont reportées en 2004 ; parmi les plus importantes on peut citer :

- pour **la chaudière 103**, le remplacement des faisceaux tubulaires est encore prévu ainsi que des travaux de remise en état pour un coût de 150 M FCFA
En ce qui concerne **l'éclairage intérieur**, la réfection est également reconduite pour un montant de 10 M F CFA.

- pour **les ventilateurs** du bloc usine, leur remplacement est prévu pour un investissement de 15 M FCFA.

La réalisation de ces travaux aura pour conséquence l'amélioration des performances et disponibilités de ces groupes.

Travaux nouveaux :

Les travaux nouveaux prévus en 2004 pour un coût global de **432 500 000 FCFA** consistent essentiellement à la remise en état des circuits, des condenseurs et des réfrigérants des groupes 101 et 103 ainsi que la réparation des ramoneurs des chaudières.

A cela s'ajoutent les prévisions de travaux nouveaux inscrits dans un Programme de Recouvrement de Puissance et de Fiabilisation appelé **PRPF** d'un coût global de **15 905 000 000 FCFA** inscrits pour mémoire (PM) en 2004.

Il s'agit dans ce programme de :

- a) d'améliorer le tirage des quatre chaudières par la réfection du chicanage et le remplacement des ramoneurs.
- b) de remplacer les éjecteurs de G.101 et de G.103 et remettre en état la bache de réserve eau distillée de G.101.
- c) de remettre en état les condenseurs et les réfrigérants d'air et d'huile sur G102 et G104 et de renouveler les pompes d'extraction et de circulation.

Recommandations Centrale 2 Bel air :

1. Groupe 101 et 103 :

Ces deux groupes sont assignés à 8 MW pour une puissance nominale de 12,8 MW. Il est donc nécessaire et possible d'améliorer leur puissance de 8 à 10 MW pour un coût global de 500 MF réparti comme suit :

- la réparation du condenseur et réfrigérant air et huile du G.101.
Délai : 3 mois **Coût : 30 M FCFA**
- la réparation du condenseur et réfrigérant air et huile du G.103.
Délai : 3 mois **Coût : 30 M FCFA**
- La remise en état du circuit de chicanage et du ramonage des chaudières.
Délai : 3 mois **Coût : 100 M FCFA**
- Le remplacement des éjecteurs principaux.
Délai : 3 mois **Coût : 100 M FCFA**
- Le remplacement des pompes de circulation et d'extraction.
Délai : 3 mois **Coût : 240 M FCFA**

2. Stock de sécurité :

La longue attente des pièces de rechange en commande constitue la principale difficulté de la maintenance curative et la chute des performances (cas des éjecteurs et des pompes d'extraction).

- Mettre en place un stock de sécurité renforcé.
Délai : 3 mois **Coût : 200 M FCFA**

3. Groupes 102 et 104 et PRPF :

Aucune information officielle ne nous a édifié sur le sort réservé à ces groupes.

- Considérant leur longue indisponibilité de plus de trois ans pour le G.102 et de plus de quatre ans pour le G.104, la mission propose une étude spécifique permettant de déterminer les choix et solutions appropriés à réserver à la situation de ces deux groupes.

Cette étude sera associée à celle de la détermination de l'opportunité du Programme de Recouvrement de Puissance et de Fiabilisation ou PRPF d'un coût global de **15,9 milliards de francs CFA** et relatif aux quatre groupes.

Délai : 8 mois **Coût : 90 M FCFA**

4. Sécurité et nettoyage :

Fosse à égouttures du parc à combustible (derrière l'ancien poste de pompage) encombrée et dépôt persistant de poussière sur les machines :

Procéder périodiquement au nettoyage de la fosse et au dépoussiérage des machines pour des raisons de sécurité.

Délai : immédiat **Coût : à la charge de l'exploitant**

A 1.3 Turbine à gaz n° 4 ou TAG4

La TAG4 est le groupe le plus récent du parc des turbines à gaz, il a été installé sur le site de Bel air en 1999 et développe une puissance nominale de 35MW. Ainsi il est principalement destiné à compléter les groupes de base en cas de déficit de production.

A.1.3.1 Etat physique des bâtiments :

A.1.3.1.1 Présentation des installations :

La turbine se trouve dans une enceinte insonorisée de type container en bon état général. La salle de commande et les armoires électriques sont abritées par un bâtiment annexe correctement entretenu.

A.1.3.1.2 Sécurité et Environnement :

La sécurité incendie au niveau de la turbine à gaz est assurée par le système d'extinction à gaz automatique équipé d'une batterie de bouteilles de gaz carbonique CO₂ (8 bouteilles de 45 kg et 12 en réserve).

A.1.3.2 Etat du parc de stockage combustible :

A.1.3.2.1 Combustibles et stockage :

Le stockage est assuré par un réservoir dénommé RM2 de 1000m³ contenant du diésel oil situé dans le parc à combustible de CII. Le stockage minimal fixé à 300m³, autorise une autonomie d'une journée en cas de fonctionnement continu à la puissance assignée.

A.1.3.2.2 Sécurité et Environnement (cf. p.37 A.1.2.2.2)

A.1.3.3 Etat général du groupe :

A.1.3.3.1 Etat signalétique :

Cette turbine de fabrication Général Electric, a été couplée au réseau général pour la première fois le 17 septembre 1999. Ainsi elle a totalisé 19000 heures en Décembre 2003 avec une puissance assignée de 30 MW et une disponibilité de 91%.

A.1.3.3.2 Mode d'exploitation :

Ce groupe a subi un nombre très élevé de démarrages (375) en 2003 pour répondre aux sollicitations du réseau. Il a ainsi produit 52 GWh correspondant à une participation relative de 4,6% avec une consommation spécifique de 330 g/kWh.

A.1.3.3.3 Incidences des performances ou perturbations :

En période de forte chaleur et depuis la mise en service, notamment en 2001 et en 2002, la charge de la turbine a été limitée à moins de 25 MW à cause de l'élévation de la température d'huile et des incidents sur les aéro réfrigérants.

En 2003 malgré l'augmentation du nombre d'aéro réfrigérants, les échauffements ont persisté obligeant encore la machine à descendre à 15MW en période de chaleur.

A.1.3.3.4 Fiabilité des protections :

Le fonctionnement des protections mécaniques et électriques de la turbine, de l'alternateur et du transformateur est satisfaisant. Par ailleurs, ces protections sont systématiquement contrôlées lors des visites programmées et présentent un bon niveau de fiabilité.

A.1.3.3.5 Situation de la maintenance :

Les interventions sur les réfrigérants d'huile et sur le circuit de combustible ont été réalisées en 2001. De même l'inspection de la chambre de combustion différée depuis 2001, a été réalisée en Avril 2002 permettant de déceler des fissures sur certaines ailettes de la turbine. Aucune visite programmée n'a été inscrite pour l'année 2003.

A.1.3.4 Budget :

La prévision des travaux en 2003 est de 405 M FCFA dont 150 M FCFA en cours de réalisation. L'essentiel des inscriptions du budget 2002 a été réalisé, notamment l'amélioration du système de refroidissement pour 50 M FCFA et l'inspection des parties chaudes pour 960 Millions de francs CFA. Concernant les investissements de 2003 en attente de réalisation, un montant global de 405 MFCFA est prévu en vue d'améliorer essentiellement la régulation et l'instrumentation (260M FCFA), renforcer le stock de sécurité en pièces de rechange (122MFCFA) et enfin mettre en place une alimentation électrique de secours (23M FCFA).

Pour mémoire, il est prévu l'installation d'un cycle combiné à Bel air par l'adjonction de la TAG4 au Groupe 104 de la centrale¹. Ainsi, il est inscrit dans le budget de l'année 2003, un montant de **13 465 000 000 FCFA** dont le financement est à rechercher. Il s'agit dans ce programme d'acheter une chaudière de récupération, d'installer un système de régulation de puissance, d'acquérir une pompe alimentaire et de mettre en place des collecteurs d'alimentation de vapeur destinés au groupe 104. Ce programme aurait pour résultat d'améliorer le rendement de la centrale CII.

Recommandations Turbine TAG4 :

1. Echauffement groupe :

Malgré l'augmentation du nombre d'aéro réfrigérants, les échauffements ont persisté obligeant encore la machine à descendre à 15MW en période chaleur.

- Etudier les causes réelles d'échauffement de l'huile et procéder à la mise en place d'une solution fiable et définitive.

Délai : 6 mois

Coût : 100 M FCFA

2. Stock de sécurité :

La maintenance aléatoire nécessite des pièces de rechange en stock de sécurité et en quantité suffisante comme sollicité dans le budget 2003.

- Mettre en place un stock de sécurité bien renforcé.

Délai : 3 mois

Coût : 120 M FCFA

3. Cycle combiné TAG4 :

Il est prévu dans le budget 2003, un montant de **13 465 000 000 FCFA** dont le financement est à rechercher pour l'achat d'une chaudière de récupération. Ce montant devra également permettre l'installation d'accessoires annexes sur le **G.104** en vue d'augmenter ainsi la puissance de la centrale de Bel air.

- Procéder à une étude complémentaire en vue de réaliser un système identique à celui de GTI et qui permettra de passer de 30MW à 50MW.

Délai : 6 mois

Coût : 110 M FCFA

A.2. SITE DU CAP DES BICHES :

Le site du Cap des Biches situé à 20 Km de Dakar est constitué de :

- la centrale vapeur C3 de 87,5 MW composée d'une tranche de 27.5 MW et de deux tranches de 30 MW.
- l'ensemble des 3 turbines à gaz appelées TAG1, TAG2, TAG3 de puissances respectives 16.5Mw, 21.5MW et 24MW.
- la centrale diesel C4 de 96 Mw englobant 2 groupes de 21 MW chacun, un groupe de 23 MW et 2 nouveaux groupes de 15,7 MW de puissance unitaire.
- la centrale C5 de 10,76 MW composée de dix groupes diésel de 1,076 MW de puissance unitaire.

A.2.1 Centrale vapeur CIII

La centrale dispose d'une puissance installée totale de 87,5 MW, constituée de trois groupes ou tranches «Babcock» dénommées 301, 302 et 303 de puissance unitaire respective 27,5MW (301) et 30MW pour les groupes 302 et 303. La tranche 301 a été installée en 1966 alors que 302 et 303 datent respectivement de 1975 et de 1978.

A.2.1.1 Etat Physique des bâtiments

A.2.1.1.1 Présentation des bâtiments :

La centrale est constituée d'un édifice principal qui abrite les locaux administratifs, la salle des machines, la salle de commande et les auxiliaires électriques.

Une construction, plus récente renferme les bureaux de la maintenance, le magasin et l'atelier. Il existe un autre bâtiment affecté au nouveau poste de déminéralisation d'eau et aux bureaux du personnel de la chimie.

Seul l'édifice principal datant de plus de trente ans, accuse une dégradation avancée à certains endroits, particulièrement au niveau des façades.

A.2.1.1.2 Sécurité et Environnement :

Les édifices offrent une bonne tenue au feu des structures et répondent aux normes en vigueur grâce à l'épaisseur correcte des parois. Par ailleurs les zones de circulation à l'emplacement des escaliers, des couloirs et des allées sont convenables et répondent aux normes techniques.

Ainsi les prescriptions techniques sont assurées conformément aux dispositions de l'arrêté Général n° 5253. I.G.T.L.S.A.O.F du 19 juillet 1954 et autres textes législatifs de référence (AFNOR, ISO, DTU, etc.).

A.2.1.2 Etat général des parcs de stockage combustibles

A.2.1.2.1 Stockage et disponibilité du combustible

Le parc à combustible du cap des biches est constitué essentiellement de tanks de fuel lourd, de fuel léger et de diesel oil. Seuls les tanks de fuel sont reliés à la station de transfert de la SDE (Société Dakaroise d'Entreposage) qui en assure le remplissage, alors que les tanks de diesel oil et de fuel léger sont remplis par camions-citernes. Tous ces réservoirs reliés au circuit d'incendie fonctionnel, sont placés dans un parc de rétention en terre stabilisée, capable de contenir le combustible en cas de déversement accidentel.

Par ailleurs, le tank 2002 présente une longue indisponibilité datant de juin 2002, causée par des fuites de fuel au niveau de la partie inférieure. Cette situation est de surcroît aggravée par un incendie, survenu lors des travaux de réparation exécutés par une entreprise extérieure. L'ensemble des installations de pompage du combustible est dans un état général acceptable mais nécessite un meilleur suivi.

Composition du parc à combustibles

N° Réservoirs	Etat	Vol. (m3)	Combustible	Observation
1001	Moyen	1000	Diesel Oil	Alimente TAG
1002	Moyen	1000	Fuel Oil n°2	Alimente C4
2001	Moyen	2000	Fuel Oil n°2	Alimente C3
2002	Mauvais	2000	Fuel Oil n°2	Indisponible
Sans n°	Moyen	90	Fuel léger	Alimente C3

Stock de sécurité

Depuis l'indisponibilité du tank 2002, la centrale fonctionne avec le seul tank 2001. Cette situation présente beaucoup d'inconvénients au niveau des chaudières, liés à la non décantation du fuel et à l'absence de tank de secours.

Un autre désagrément de taille est lié au fonctionnement de la centrale avec un faible stock de sécurité en combustible. En effet avec un seul tank disponible de 2000m3, un stock minimum équivalent au tiers de cette capacité et une consommation journalière moyenne de 450 tonnes, l'autonomie de service ne peut excéder 2 jours.

Analyse du combustible

Depuis plus de trois ans, la centrale n'effectue plus des analyses périodiques de combustibles, faute d'équipements de laboratoire. De même les expertises extérieures ne sont plus sollicitées ; ceci est préjudiciable à une bonne exploitation des outils de production.

Conformément au contrat Sénélec-Pétroliers, une fiche d'analyses de combustible est fournie à chaque livraison par le pétrolier. Toutefois Sénélec doit s'assurer de la qualité du combustible livré, en effectuant un contrôle permanent des paramètres caractéristiques des combustibles présentés par les fournisseurs.

A.2.1.2.2 Sécurité et Environnement :

Les moyens de lutte contre l'incendie, notamment le réseau incendie, les RIA, les lances, les diffuseurs, les extincteurs portatifs et mobiles à CO2, à poudre et à mousse sont disponibles fonctionnels et en nombre suffisant. Des dispositions particulières permettent d'assurer la sécurité grâce aux couronnes et buses de refroidissements installées sur chaque réservoir. Il existe également une possibilité manuelle d'extinction à mousse ; toutefois le système de détection d'incendie est inexistant. En outre les installations de dépotage du diesel oil et de transfert du fuel oil sont également protégées par des extincteurs portatifs et mobiles en quantité suffisante.

Des dispositions particulières permettent d'assurer la sécurité, grâce aux couronnes et buses de refroidissements installées sur chaque réservoir. Il existe également une possibilité manuelle d'extinction à mousse ; toutefois le système de détection d'incendie est inexistant.

Il est toutefois déplorable de constater la présence permanente de nappe de combustible dans le parc de rétention, nappe provenant essentiellement des purges manuelles. Cette situation est préjudiciable à la sécurité générale et à l'environnement et doit être résolu en priorité.

De même l'aire du parc à combustibles est totalement envahie par les mauvaises herbes. L'environnement immédiat de la centrale est constitué par la centrale C4, GTI, le dépôt d'hydrocarbures de SDE, la conduite de gaz venant de Diamniadio, les tanks de combustible de Sénélec et le poste 90 kV.

Il n'existe pas de coordination entre ces différents unités quant la mise en œuvre combinée des divers moyens de lutte contre les sinistres.

A.2.1.3 Etat général des machines

A.2.1.3.1 Etat général des groupes ou tranches

Tranche 301

Equipée de chaudière « Babcock & Wilcock », cette tranche installée en 1966 dispose d'une puissance nominale de 27,5 MW. Malgré ses 38 ans d'âge, elle se trouve dans un état correct consécutif à sa dernière réhabilitation générale datant de 2000.

A la date du 31 janvier 2004 elle enregistrait 268532 heures de fonctionnement pour une disponibilité de 72,7%, avec une puissance assignée de 27 MW.

Tranche 302

Cette tranche «Deutsch Babcock » a été mise en service en 1975, sa puissance nominale est de 30 MW et sa puissance assignée fixée à 27MW.

Le nombre d'heures de marche est de 175079 au 31 janvier 2004 avec une faible disponibilité de 40,1 % en 2003, consécutive aux incidents récurrents sur les tubes de chaudière, sur les auxiliaires principaux et sur le transformateur principal.

Tranche 303

Mise en service en 1978, cette tranche identique à la précédente a une puissance nominale de 30 MW pour une puissance assignée à 28 MW. Elle totalise à la date du présent Audit (31/01/04) 180136 heures avec une disponibilité de 80,8%, résultant d'un nombre d'incidents moins important que les années précédentes.

A.2.1.3.2 Mode d'exploitation

Groupe 301 :

Ce groupe est exploité en base à la puissance assignée de 27 MW et fonctionne au fuel lourd comme toutes les autres tranches de la centrale. Il a produit 130GWh en 2003 avec une consommation spécifique de 295g/kWh.

Par ailleurs, ce groupe a connu quelques déclenchements liés aux perturbations de la protection survitesse.

Groupe 302 :

Ce groupe exploité en base et assigné à 27 MW a produit 86,5 GWh en 2003 avec une consommation spécifique de 360 g/kWh. Des incidents survenus à la chaudière et aux auxiliaires ont perturbé les résultats d'exploitation de ce groupe dont la réhabilitation a été reportée à plusieurs reprises.

En effet, les contraintes évoquées ci-dessus ont contribué à détériorer la consommation spécifique et les performances de la tranche, limitant ainsi la charge à 23 MW.

Groupe 303 :

Le G.303 également utilisé en base est assigné à 28 MW. Il a produit 156,8 GWh pour une consommation spécifique de 305 g/kWh. Il a connu quelques perturbations liées à l'incident de son transformateur principal et au blocage de ses ramoneurs.

En outre, ce groupe limité à 23 MW, a connu une sollicitation soutenue durant ces trois dernières années sans avarie majeure, hormis l'incident du transformateur.

A.2.1.3.3 Incidences des performances ou perturbations**Groupe 301 :**

Après les opérations de réhabilitation effectuées en 2000, les résultats obtenus ont été assez perceptibles tant au niveau de la souplesse d'exploitation que du recouvrement de sa puissance de 15 à 27,5 MW.

En effet, la conduite est devenue plus souple et le groupe pratiquement maintenu à 27 MW grâce à la mise en place d'un automate qui a contribué à l'amélioration de la disponibilité.

Groupe 302 :

Entre 2001 et 2003, ce groupe a subi des interventions répétées consécutives aux avaries des tubes de chaudière, des pompes alimentaires, des ramoneurs et du transformateur principal. Ces perturbations ont affecté le régime d'exploitation de ce groupe et limité la puissance à 23 MW pour une disponibilité moyenne de 51 % durant ces trois dernières années.

Groupe 303 :

Suite à l'incident du transformateur principal du groupe en avril 2001, il a pu être exploité grâce au transfo de la turbine à gaz n°1. En conséquence une limitation de charge à 23 MW s'est imposée, aggravée par le blocage des ramoneurs au niveau de la tranche.

L'apport de ce groupe en régime d'exploitation a été appréciable durant ces trois dernières années avec une disponibilité moyenne de 81%.

A.2.1.3.4 Fiabilité des protections

Les protections essentielles qui équipent les différentes tranches sont systématiquement contrôlées lors des visites programmées et présentent en général un bon niveau de fiabilité.

Parmi elles on peut citer le retour de puissance, la perte d'excitation, le maximum et le minimum de tension, le maximum et le minimum de fréquence ainsi que la terre stator.

A.2.1.3.5 Situation de la maintenance

Groupe 301 :

La tranche 301, a subi une opération de réhabilitation d'un coût de 4,8 milliards de Fcfa en l'année 2000, permettant ainsi de recouvrer la puissance de 27,5 MW.

Par ailleurs, la visite annuelle de ce groupe a été réalisée en 2003 dans le cadre de la maintenance programmée.

Groupe 302 :

Suite aux perturbations répétées liées aux avaries de chaudière et d'auxiliaires, la tranche a besoin de grands travaux de réhabilitation. Cependant les reports répétés de ces travaux et leurs coûts élevés ont amené la Direction de la Production à prévoir un Plan de Recouvrement de Puissance et de Fiabilisation (PRPF) pour une remise à niveau progressive des installations. Dans ce cadre la chaudière est particulièrement ciblée parmi les priorités de remise en état.

Pour mémoire signalons que cette tranche a déjà subi une réhabilitation en 1995.

Groupe 303 :

Cette tranche a accusé des retards en ce qui concerne les travaux prévus sur la chaudière et les pompes de circulation en 2000. Par contre la visite annuelle de 2002 s'est réalisée et la réparation de la régulation chaudière effectuée lors de la visite de sécurité. Toutefois, les pièces de rechange pour la remise en état des ramoneurs sont toujours en attente.

La dernière réhabilitation de cette tranche date de 1996.

A.2.1.4 Etat général des auxiliaires

Les auxiliaires de la tranche 301 sont dans un état correct après les visites subies en 2001 (visite générale) et 2003 (visite annuelle). Cependant des retards sont encore constatés dans la fourniture de pièces de rechange des pompes alimentaires et des pompes de circulation de la tranche 302.

Par ailleurs aucun problème particulier n'a été noté sur les auxiliaires de la tranche 303 hormis le blocage des ramoneurs survenu durant ces trois dernières années.

Au niveau des circuits de refroidissement, le chenal d'amenée eau de mer est confronté à un problème récurrent d'ensablement et d'envahissement périodique des algues. Il est également à signaler que le dragage de ce chenal n'est pas effectué régulièrement et que le dernier en date remonte à l'année 2002.

La station de pompage eau de mer appelée appontement est équipée de sept pompes submersibles en bon état de fonctionnement. Toutefois, il est déplorable de constater qu'un seul tambour filtrant est fonctionnel sur les quatre installés. De même les planches de fermeture des caniveaux sont devenues très vétustes ou inexistantes favorisant ainsi les risques d'accident. En ce qui concerne les algues, aucune disposition ou étude n'est ni en cours, ni prévue au niveau de la centrale pour enrayer définitivement ce phénomène.

A.2.1.5 Budget

Investissement et Réalisations :

La prévision des travaux en 2003 s'élève à 2324 MFCFA pour une réalisation effective ou en cours de 524 MFCFA, soit 22,5 %. En dehors de cette réalisation, aucune autre inscription n'est exécutée et ceci a pour conséquence de détériorer les performances des machines.

Auxiliaires communs :

Un lot de pièces de rechange auxiliaires d'un coût global de 1368 MFCFA est reporté en 2003. Dans ce lot, le montant des réalisations effectives et en cours s'élève à 524 MFCFA.

Groupe 301 :

Suite aux reports successifs du budget, il est prévu pour l'année 2003 le remplacement des bagues de l'alternateur de ce groupe pour un montant de 25 millions de FCFA. Toutefois aucun poste n'est inscrit pour la chaudière.

Groupe 302 :

L'amélioration du poste de traitement du combustible de la chaudière, prévue pour 25 millions de FCFA n'a pas été exécutée. Il en est de même de la turbine pour laquelle aucune inscription n'est retenue.

Groupe 303 :

Le remplacement des tubes de chaudière, du poste de détente et du système de contrôle commande est budgétisé pour 876 millions de FCFA. En ce qui concerne le remplacement des éjecteurs de démarrage de la turbine, prévu pour un coût de 30 millions de FCFA, aucune réalisation n'est encore effective sur le groupe.

PRPF C3 :

Le Plan de Recouvrement de Puissance et de Fiabilisation prévu pour un montant global de 4190 MFCFA, réparti comme indiqué ci-dessous, ne connaît pas encore une réalisation effective.

-Auxiliaires communs :

Un lot de pièces auxiliaires d'un montant de 790 MFCFA est inscrit dans cette rubrique avec une prévision de réalisation de 197,5 MFCFA en 2003.

- Groupe 302 :

La remise à neuf de la Chaudière est prévue pour 935 MFCFA et la modernisation de la turbine pour un investissement de 480 MFCFA.

- Groupe 303 :

Les travaux de la chaudière sont prévus pour 460 MFCFA. Ceux de la turbine pour 757 M FCFA et enfin ceux des auxiliaires communs pour 790 MFCFA.

Recommandations Centrale 3 Cap des Biches :

1. Groupe 301 :

Les bagues de l'alternateur doivent être remplacées comme demandé dans les budgets précédents.

- Procéder au remplacement des bagues de l'alternateur.

Délai : 3 mois

Coût : 25 MF

2. Groupe 302 :

Suite aux percements répétés des tubes de chaudière, au blocage généralisé des ramoneurs et aux avaries des pompes alimentaires, ce groupe est limité à 23 MW.

- Procéder à la remise en état de ces installations.

Délai : 6 mois

Coût : 950 MF

3. Groupe 303 :

En dehors de l'avarie du transformateur déjà approvisionné, ce groupe connaît des difficultés relatives aux ramoneurs, aux auxiliaires et à la chaudière.

- Diligenter l'approvisionnement des pièces de rechange des ramoneurs.
- Procéder à la remise en état de la chaudière et des auxiliaires.

Délai : 6 mois

Coût : 750 MF

4. Tambours filtrants :

Trois tambours filtrants sur quatre sont bloqués sur le circuit de refroidissement eau de mer, suite à une insuffisance du suivi et de l'entretien.

- Procéder à la remise en état de ces éléments filtrants.

Délai : 3 mois

Coût : 20 MF

5. Stockage combustible et Sécurité :

Le tank 2002 est indisponible depuis plus de deux ans et pose un problème d'autonomie et d'exploitation.

Une nappe persistante de combustible dans le parc de rétention demeure un risque potentiel d'incendie.

- Achever les travaux de réparation déjà entamés du tank 2002.
- Procéder périodiquement au nettoyage du parc à combustible.

Délai : immédiat

Coût : à la charge de l'exploitant

6. PRPF relatif à G302 et G303 :

Considérant l'ensemble des travaux sur les groupes 302 et 303 prévus par le PRPF pour un coût global de **4 190 MF CFA**, la mission propose une étude spécifique relative aux choix et solutions appropriés à réserver à ces groupes.

- Cette étude déterminera entre autres questions, l'opportunité du Programme de Recouvrement de Puissance et de Fiabilisation ou PRPF.

Délai : 6 mois

Coût : 50 MF

A.2.2 Turbines à gaz TAG 1, TAG 2 et TAG 3 :

Le site du Cap des Biches, outre les centrales vapeur et diesel, abrite également trois turbines à gaz d'une puissance nominale totale de 62 MW, appelés TAG1, TAG2 et TAG3 destinées principalement à suppléer les groupes de base en cas de déficit de production.

A.2.2.1 Etat physique des bâtiments :

A.2.2.1.1 Présentation des installations :

La TAG 1, installée en 1971 se trouve dans un abri en forme d'hangar recouvert d'ardoises. Cette vieille bâtisse encore fonctionnelle a besoin d'un reconditionnement de ses revêtements.

Les TAG 2 et 3 âgées respectivement de 20 et de 9 ans, sont contenues chacune dans une enceinte insonorisée, de type container, encore dans un bon état général.

Ces abris sont suffisamment espacés et disposent d'extincteurs portatifs et mobiles.

A.2.2.1.2 Sécurité et Environnement

Les différents abris sont suffisamment espacés et disposent d'extincteurs portatifs et mobiles.

A.2.2.2 Etat général des parcs de stockage combustibles :

A.2.2.2.1 Stockage et disponibilité du combustible

Sur l'emplacement des turbines, se trouvent érigés deux réservoirs de 90 m³ de diesel oil destinés aux TAG1 et TAG2 alimentés par le tank 1001 de 1000m³. A cet endroit se trouve aussi le troisième réservoir de 100m³ de kérosène affecté à la TAG3.

Le stockage minimal des combustibles offre une autonomie de fonctionnement de deux jours pour la TAG2 et d'une demi-journée pour la TAG3 en cas de service continu à la puissance assignée. En outre, ces réservoirs de combustible, placés dans un parc de rétention présentent un aspect acceptable compte tenu de leur âge.

A.2.2.2.2 Sécurité et Environnement

L'environnement immédiat des TAG comporte des risques potentiels liés à la proximité des centrales C3, C4, GTI, du dépôt d'hydrocarbures de SDE, de la conduite de gaz venant de Diamniadio, des tanks de combustible de Sénélec et du poste 90 kV. En dehors de C3, il n'existe aucune autre coordination entre ces différentes unités, quant à la mise en œuvre combinée des divers moyens de lutte contre les sinistres.

Il existe tout autour des réservoirs de combustible et des TAG des extincteurs portatifs et mobiles en quantité suffisante ; toutefois le système de détection d'incendie est inexistant.

A.2.2.3 Etat Général des machines

A.2.2.3.1 Etat général des groupes :

TAG 1

Cette turbine « *Général Electric* » d'une puissance nominale de 16,5 MW, a été mise en service en 1971. Elle peut fonctionner au diésel oil et au gaz naturel et son démarrage se fait par un moteur diesel de 300 CV.

Elle est toutefois indisponible depuis 2001 après avoir réalisé 134 208 heures de marche, suite à une avarie majeure au niveau du réducteur de vitesse.

TAG 2

Cette machine type « *Général Electric* », mise en service en 1984 développe une puissance de 21,5 MW pour 55 926 heures de marche depuis son installation.

Elle fonctionne au diesel oil et au gaz naturel avec une puissance assignée de 20MW et une disponibilité de 91% attestant de son état général correct.

TAG 3

Ce groupe « Pratt-Whitney » mis en service en 1995, dispose d'une puissance nominale de 24 MW et a enregistré 32 393 heures de fonctionnement. Sa puissance assignée est de 20 MW et sa disponibilité de 95% justifie son bon état général.

A.2.2.3.2 Mode d'exploitation :

TAG 1

Cette machine initialement utilisée comme secours au réseau interconnecté est devenue inopérante depuis 2001 à la suite de fortes vibrations survenues sur le réducteur.

En effet après avarie, une inspection visuelle du réducteur a révélé des usures et des ruptures au niveau des engrenages.

TAG2

Ce groupe est prévu pour fonctionner en secours sur le Réseau Interconnecté. Assigné à 20MW, il a produit 34GWh en 2003 avec une consommation spécifique de 385g/kWh.

Entre 2001 et 2002, son temps de marche a évolué de 1125 à 4984 heures, cependant avec l'arrivée de Manantali en juillet 2002 son utilisation s'est réduite de 40 à 20%.

TAG 3

La turbine n°3 comme les autres TAG fonctionne en secours. Son taux d'utilisation supérieure à 30% en 2001 et 2002 est la conséquence d'une disponibilité respective de 97,4% et 90,6%. Cependant en 2003 avec l'arrivée de Manantali, son taux d'utilisation a baissé jusqu'à 3,7%, malgré une bonne disponibilité de 95%. Ainsi elle n'a assuré que 6,6GWh pour une consommation spécifique moyenne de 385g/kWh.

A.2.2.3.3 Incidences des performances ou perturbations :

TAG 1

La turbine est restée indisponible depuis 2001 suite au problème du réducteur signalé ci-dessus ; ainsi ce groupe est à l'arrêt depuis bientôt quatre ans.

TAG 2

Il a été procédé en 2002, à la résolution des problèmes d'allumage et de démarrage automatique de la turbine en améliorant le système de combustion et de couplage.

TAG 3

Cette machine comme la précédente a la capacité de démarrage et de couplage automatique. Toutefois une avarie du générateur de gaz a entraîné une indisponibilité de la turbine pendant 12 jours en octobre 2003.

A.2.2.3.4 Fiabilité des protections :

Le fonctionnement des protections des turbines à gaz et des transformateurs de puissance n'a fait apparaître aucun problème particulier. Ces protections électromécaniques sont suivies et contrôlées lors des grandes visites ou inspections périodiques.

A.2.2.3.5 Situation de la maintenance :

TAG 1

En 2001, la visite générale qui était prévue n'a pas été réalisée, faute de pièces de rechange et ce, malgré un dépassement de 200% des heures de visite. A cela s'est ajoutée l'avarie majeure du réducteur ci-dessus évoquée.

TAG 2

En 2002, Il a été procédé à la révision de l'alternateur, au remplacement du système de filtration d'air et à la modernisation du système de contrôle commande de ce groupe.

De même le réglage du système de combustion et la révision du disjoncteur ont été réalisés en 2002. Cependant aucune visite n'a été exécutée en 2003 par manque de pièces de rechange.

TAG 3

Suite à une avarie, le générateur de gaz envoyé en réparation en 2000 aux USA, n'est revenu qu'un an plus tard et c'est grâce à un appareil de location que le fonctionnement a été assuré.

Par ailleurs, la visite de combustion prévue en 2002, n'a été réalisée qu'en 2003 suite au retard d'approvisionnement en pièces de rechange.

A.2.2.4 Etat général des auxiliaires :

L'ensemble des auxiliaires qui sont en majorité attelés et les circuits des différentes turbines n'ont fait l'objet d'aucun incident particulier.

A.2.2.5 Budget :

Les travaux budgétisés en 2001 et 2002 pour les TAG 2 et 3 et estimés à 152,9 M FCFA n'ont pas été réalisés.

Ces travaux concernent la réhabilitation de la TAG 2 à hauteur de 100 M FCFA dont 19,9 M FCFA pour les auxiliaires de la TAG 3 et 33 M FCFA réservés aux auxiliaires communs.

La non réalisation du budget a eu pour conséquence d'augmenter les risques d'indisponibilité de la TAG 2 et TAG3.

En outre, l'absence de nouveaux compteurs DO risque de compromettre la précision requise pour mesurer les consommations de combustible.

Recommandations Turbines à gaz Cap des Biches :

1. TAG 1 :

Cette machine est restée indisponible depuis 2001 suite à l'avarie du réducteur de vitesse.

- Procéder à l'expertise du groupe en vue de déterminer les modalités de la remise en service éventuelle.

Délai : 6 mois

Coût : 300 MF

2. TAG 2 :

Ce groupe attend le renforcement de son stock de sécurité

- Mettre en place un stock de sécurité inscrit au budget.

Délai : 6 mois

Coût : 50 MF

3. TAG 3 :

Certains auxiliaires doivent bénéficier d'une remise en état.

- Procéder à la remise en état des auxiliaires de sécurité et des 3 collecteurs d'extraction du compresseur et diligenter l'approvisionnement des pièces de sécurité.

Délai : 6 mois

Coût : 40 MF

A.2.3 Centrale diesel CIV :

La centrale diesel du Cap des Biches a une puissance installée totale de 96 MW. Elle est constituée de trois premiers groupes Alsthom de 65 MW de puissance totale et de deux nouveaux groupes Wartsila diesel d'une puissance totale de 31MW.

A.2.3.1 Etat physique des bâtiments :

A.2.3.1.1 Présentation des bâtiments

Les bâtiments de CIV sont constitués d'un ancien et d'un nouvel édifice abritant respectivement les groupes 401, 402, 403 et les nouveaux groupes 404 et 405.

L'état physique des constructions est correct dans l'ensemble. Cependant quelques parties des bâtiments laissent apparaître des fissures et des dégradations de revêtement.

Dans l'ancien bâtiment, la climatisation des salles d'automates des groupes est souvent inopérante. Ainsi, à cause de la chaleur, les portes d'accès restent ouvertes laissant pénétrer la poussière qui est néfaste aux équipements électroniques.

Il est également à déplorer la raideur de l'escalier d'accès à la zone des ballons d'eau surchauffée située à 18 mètres de hauteur.

A.2.3.1.2 Sécurité et Environnement :

Les portes d'accès sont bien dimensionnées et en nombre suffisant permettant le libre passage. De même, les zones de circulation le long des escaliers, des couloirs et des allées sont convenables et répondent aux normes techniques. La tenue au feu des structures des édifices est bonne et répond aussi aux normes en vigueur grâce à l'épaisseur correcte des parois.

Les extincteurs portatifs et mobiles, à CO₂ et à poudre sont en nombre suffisant et bien disposés. Les robinets d'incendie armés reliés au réseau d'incendie sont également disponibles et installés aux divers points sensibles.

Ainsi, les prescriptions techniques sont assurées conformément aux dispositions de l'arrêté Général n° 5253. I.G.T.L.S.A.O.F du 19 juillet 1954 et autres textes législatifs de référence (AFNOR, ISO, DTU, etc.).

A.2.3.2 Combustibles et stockage :

A.2.3.2.1 Disponibilité du combustible

Le parc de stockage maintenu en bon état, est constitué de 3 réservoirs de fuel lourd de 1000 m³ chacun et un quatrième de 540 m³ réservé au gasoil.

Toutefois, les mauvaises herbes entourent littéralement le parc. Au niveau du stockage, il est retenu de maintenir un stock minimum assurant une autonomie de fonctionnement de cinq jours, soit l'équivalent de 1200 m³ de combustible.

L'analyse des combustibles n'est pas assurée d'une manière périodique pour des raisons de manque d'équipement de laboratoire d'une part et d'autre part, de personnel qualifié pour la tâche de chimiste. Ainsi les analyses sont effectuées à titre exceptionnel par un laboratoire extérieur.

A.2.3.2 Sécurité et Environnement :

Les cheminées des gaz d'échappement de la centrale sont bien dimensionnées et leur hauteur (30 m) correcte et conforme aux normes en vigueur.

Toutefois, l'environnement immédiat de la centrale comporte des risques potentiels liés à la proximité des centrales C3, C5, TAG, GTI, du dépôt d'hydrocarbures de SDE, de la conduite de gaz venant de Diamniadio, des tanks de combustible de Sénélec et du poste 90 kV. Il n'existe aucune coordination entre ces différentes unités, encore moins d'exercices périodiques, quant à la mise en œuvre combinée des divers moyens de lutte contre les sinistres.

Il existe un stock suffisant d'extincteurs portatifs et mobiles ainsi qu'un réseau fonctionnel d'incendie relié aux pompes à eau et à un réservoir à mousse. En cas d'incendie, ce dispositif alimente la couronne des buses de pulvérisation d'eau équipant chaque tank.

Tout autour de ces réservoirs, se dresse le mur bétonné des deux parcs de rétention restés en bon état.

A.2.3.3 Etat général des machines

A.2.3.3.1 Etat général des groupes :

- **Groupes 401, 402, 403 :**

Les deux premiers groupes diesel 401 et 402 de marque SEMT/ALSTHOM ont été installés en 1990 et le troisième en 1997.

La puissance nominale des groupes 402 et 403 est de 21 MW pour une puissance assignée de 18 MW. Le groupe 403, dispose d'une puissance nominale de 23 MW pour une puissance assignée fixée à 19 MW.

Après 13 ans de fonctionnement les groupes 401 et 402 totalisent respectivement 94425 et 96017 heures de marche pour des disponibilités moyennes de 54,5 % et 67,7 %.

Quant au groupe 403, il présente une disponibilité légèrement supérieure de 74,2 % après 6 ans de service équivalent à 36199 heures. Dans l'ensemble ces groupes sont dans un état moyen dû à un programme de maintenance et d'entretien particulièrement perturbé par les retards de l'approvisionnement en pièces de rechange.

- **Groupe 404 et 405 :**

Ces nouveaux groupes diesel de marque WARTSILA installés en 2003 disposent d'une puissance nominale unitaire de 15,7 MW pour une puissance assignée fixée à 15 MW.

Couplés au réseau en février 2003, ils totalisent respectivement 6290 et 5940 heures de marche. Leur taux de disponibilité se situe respectivement à 89,6 % pour le groupe 404 et à 85,9 % pour le groupe 405. Ces nouveaux groupes se sont très bien comportés dans l'ensemble, en dehors de l'avarie de l'alternateur du groupe 405 survenu le 27.12.03.

A.2.3.3.2 Mode d'exploitation :

- **Groupe 401 :**

En 2003, le groupe 401 a fonctionné en base au fuel lourd, avec une puissance assignée de 18 MW, une consommation spécifique de 211 g/kWh et une production de 73 GWh en 2003.

Pendant ces dix dernières années (1993 à 2003), son exploitation laisse apparaître **20 avaries majeures** constatées au niveau des pistons, des turbo-soufflantes et des paliers.

En effet durant cette période, 8 grippages de piston, 7 avaries de turbo-soufflante et 5 avaries de palier ont été dénombrées.

Ces bris de machine surviennent généralement après dépassement des heures de visite occasionnant des usures anormales, des échauffements et des grippages de pièces. Ces importantes indisponibilités correspondent à une moyenne de **2 avaries majeures par an**, avec **des arrêts de groupe allant de 2 jours à plus d'un mois**.

- **Groupe 402 :**

Ce groupe fonctionne en base et au fuel lourd. En 2003, sa puissance assignée est de 18 MW, sa production de 98 GWh et sa consommation spécifique de 214 g/kWh.

En dix ans **28 avaries majeures** ont été constatées et se présentent comme suit : 12 grippages de piston, 13 avaries de turbo-soufflantes et 3 avaries palier.

Ceci constitue une moyenne de **2,8 avaries par an**, avec des indisponibilités allant de **2 jours à plus d'un mois** résultant particulièrement des retards de visite d'entretien programmé, consécutifs à l'absence de pièces de rechange.

En dehors de ces avaries, le groupe connaît souvent des perturbations au moment des démarrages et couplages dus à des dysfonctionnements du régulateur de vitesse.

A ces difficultés s'ajoutent les usures relevées au niveau des crémaillères de cran de vitesse allongeant les délais de mise en service du groupe.

- **Groupe 403 :**

Il fonctionne en base au fuel lourd avec une consommation spécifique de 207 g/kWh, et une production de 104 GWh en 2003. Depuis Avril 2004 la puissance assignée est ramenée de 18 à 16 MW à cause du dépassement de plus de 25% de la visite d'entretien des 12000 heures et de l'avarie du ventilateur de la tour de refroidissement. Cependant, malgré cette baisse de charge, le groupe est sous risque permanent d'avarie majeure à cause du dépassement de la date prévue de la visite périodique.

Son comportement en exploitation s'identifie bien aux groupes précédents.

En effet en l'espace de **5 ans**, soit de 1999 à 2003, nous avons dénombré **15 avaries** majeures semblables à celles déjà répertoriées. Ceci constitue une moyenne élevée de **3 avaries par an** se répartissant comme suit : 6 grippages de piston, 3 avaries de turbosoufflantes, 4 avaries de maneton et 2 avaries alternateur.

Il est à noter le caractère répétitif de ces avaries. On peut aussi constater que ce groupe plus récent, présente plus de perturbations que les deux précédents. A ces mêmes perturbations, s'ajoutent 2 avaries d'alternateur sur l'induit de l'excitatrice en Août 2001 et sur le stator de l'alternateur en Janvier 2002.

- **Groupe 404 :**

Le G.404 fonctionne en base au fuel lourd et depuis son installation, il a produit 93 GWh à 193 g/kWh et s'est bien comporté avec une disponibilité de 89,60%.

Ce groupe manifeste de bonnes performances concrétisées par la rapidité de démarrage et du temps de la montée en charge, inférieur à deux (2) minutes ainsi que la bonne consommation spécifique inférieure à 200 g/kWh.

- **Groupe 405 :**

Il a produit 88 GWh au fuel lourd et a marché en base avec 192 g/kWh et une disponibilité de 85,94% pour l'année 2003. Ce groupe a connu une avarie majeure de l'alternateur survenue le 27.12.03, due à une rupture des conducteurs au niveau des enroulements stator.

A.2.3.3 Incidences des performances et perturbations :

Les performances de ces différents groupes relèvent particulièrement de leur capacité d'adaptation aux contraintes d'exploitation, de leur rapidité de mise en marche et d'une bonne consommation spécifique. Ces qualités en font des groupes de base devenus indispensables dans la configuration énergétique actuelle.

Cependant diverses avaries majeures évoquées ci-dessous et survenues sur les groupes 401, 402 et 403 ont sensiblement perturbé le réseau général.

- ***Turbosoufflantes ou TS :***

Les avaries des turbosoufflantes sont caractérisées par des affaissements de paliers et/ ou des ruptures d'ailettes. Elles ont nécessité en général le remplacement des ensembles paliers en provenance du stock de sécurité, d'où l'importance de ce stock.

Ainsi **23 avaries** ont été dénombrées **en 10 ans** pour les 3 groupes **soit 2,3 avaries par an** nécessitant le renforcement du contrôle du fonctionnement de ces auxiliaires.

En outre, le coût des réparations consécutives à ce genre d'avarie s'évalue en moyenne par intervention à **239 000 000 de FCFA**.

- ***Grippages des pistons :***

Ces avaries se produisent souvent, et s'élèvent à un nombre excessif de **26 avaries en 10 ans** soit **2,6 avaries par an**. Elles sont généralement matérialisées par des usures ou des ruptures de pièces mécaniques dues au **dépassement des heures de visite** des groupes.

Le stock de sécurité existe mais doit être renforcé dans le cadre de l'exécution du nouveau contrat d'entretien signé en Janvier 2004 avec SEMT.

Par ailleurs ces avaries demeurent toujours coûteuses, le coût moyen d'une réparation s'élevant à **52 992 000 FCFA**.

- ***Avarie de paliers :***

Les retards des visites demeurent encore à l'origine de ces nombreuses avaries ou usures anormales de paliers. En effet, **12 interventions** ont eu lieu en dix ans, soit **5** pour le G401, **3** pour le G402 et **4** pour le G403. En outre, les indisponibilités consécutives pour rectification varient de **15 jours à plus d'un mois**, ce qui est important si l'on considère la fréquence des rectifications déjà constatées. Les coûts de réparation sont également exorbitants, le coût moyen d'une intervention pouvant être estimé à **210 551 000 FCFA**.

En résumé toutes ces avaries, cause de rupture de production, ont entraîné des coûts de réparation excessifs de l'ordre de 9 400 000 000 FCFA en l'espace de dix ans.

- Transformateur élévateur 11/90 kV des groupes 404 et 405 :

Pour les deux nouveaux groupes G.404 et G.405, il n'existe qu'un seul transformateur élévateur commun. Cette réalisation guidée par des raisons économiques, pose un problème de sécurité de transit d'énergie en cas d'indisponibilité du transformateur.

A.2.3.3.4 Fiabilité des protections :

Les protections au niveau de C4 fonctionnent normalement, elles sont entretenues et testées à chaque révision de groupe. Cependant quelques améliorations s'avèrent nécessaires et concernent les éléments suivants :

-Brouillard d'huile :

Le système de marche « Graviner » destiné à détecter les signes précurseurs d'avarie de palier ou de piston nécessite d'être amélioré. En effet, ces genres d'avarie surviennent souvent malgré la présence de cet appareil détecteur.

-Basse pression huile et Température palier :

La surveillance électronique par cartes « CMR » doit détecter tout début de baisse de pression d'huile ou d'augmentation anormale de température afin d'éviter tout incident.

Néanmoins les avaries ne cessent de se succéder d'où l'urgence de l'amélioration du dispositif.

-Vibrations Turbosoufflantes

Avec les avaries constatées sur les turbosoufflantes, le perfectionnement du système de protection existant s'impose. Cela doit permettre de déceler très tôt toute anomalie de fonctionnement et d'agir en conséquence.

-Protection alternateur :

Les alternateurs sont équipés d'une série de protections comme : le maximum d'intensité, le minimum et le maximum de tension, le retour de puissance, etc. Ces protections sont fiables et fonctionnelles et leur contrôle bien suivi.

A.2.3.3.5 Situation de la maintenance :

A la date du 23 Avril 2004 la situation de la maintenance à C4 se présente comme suit :

- Groupe 401 :

La dernière visite de 12000 h a été effectuée à 91493h en Juillet 2003 sans dépassement d'heures. Ce groupe doit subir sa prochaine visite de 6000 h prévue à 97493 h.

Groupe 402

Ce groupe a subi sa dernière visite de 12000h en Avril 2003 avec un dépassement de 2703 h soit plus de 22%, dû à l'attente de livraison de pièces de rechange. Le groupe a déjà totalisé 98318h en Avril 2004 et la prochaine révision de 24000h est prévue à 99503h.

Groupe 403 :

La visite de 6000 h est effectuée en Janvier 2003 à 6729h soit un dépassement de 729 h. De Même, l'échéance de la visite de 12000h est largement dépassée de 3058h et malgré cela, le groupe demeure encore en fonctionnement. Cette situation anormale l'expose au risque d'avaries majeures malgré la baisse de charge à 16 MW.

Groupe 404 :

Le groupe qui vient de subir sa première visite de 6000h (19.01.04), a déjà totalisé 8771 h au mois d'Avril 2004.

Groupe 405 :

La première visite des 6000h de ce groupe a été effectuée en Mars 2004 et sa prochaine visite des 3000 h est programmée à 8940 heures.

Ce groupe connaît une indisponibilité depuis le 27.12.03 pour avarie majeure de l'alternateur. Il n'a totalisé que 5940h et attend le retour de l'alternateur déposé et expédié par ABB Finlande depuis le 19.02.04 pour expertise et réparation.

A.2.3.4 Etat général des auxiliaires**Fonctionnement divers auxiliaires**

Les auxiliaires de la centrale fonctionnent bien dans l'ensemble. Cependant la chaudière auxiliaire et le poste de déminéralisation des eaux sont indisponibles depuis fort longtemps. Heureusement, les chaudières de récupération des groupes et le poste de déminéralisation de CIII remplacent ces appareils hors service.

- Ventilation groupes :

Dix ventilateurs d'introduction et d'extraction d'air sont indisponibles sur douze. Ceci est inquiétant; en effet ces ventilateurs contribuent à l'amélioration des rendements des groupes et participent à la protection des appareils sensibles à la poussière.

- Filtres à air des groupes et de la salle des machines :

Les filtres à air à bain d'huile protègent également les installations des impuretés. Toutefois beaucoup d'entre eux sont indisponibles à la suite du blocage ou de la corrosion de plusieurs éléments filtrants.

- Climatisation des locaux électriques :

La climatisation des locaux électriques des groupes 401, 402 et 403 est souvent indisponible alors qu'elle contribue à protéger les automates et les appareils électroniques de la chaleur et de la poussière.

- Viscosimètres groupes :

Les appareils de contrôle et de réglage de la viscosité du combustible à l'entrée des groupes 401 et 403 sont actuellement indisponibles tandis que celui du groupe 402 requiert le remplacement de la vanne de régulation.

- Moteurs électriques :

Pour se prémunir de toute indisponibilité d'électropompe, une commande de moteurs électriques a été établie à la date du 28.07.03 pour renforcer le stock de sécurité. Toutefois les moteurs en service sont dans un état correct.

- Tuyauteries au niveau des aéroréfrigérants :

La vétusté prononcée des tuyauteries d'eau de réfrigération au niveau des tours de refroidissements reste une contrainte constante. En effet, la rouille a déjà attaqué l'ensemble de la tuyauterie exposée à la mer, avec pour conséquence leur perforation et la fuite permanente d'eau sous pression.

Au niveau des aéroréfrigérants, certaines dalles de fermeture des caniveaux sont endommagées ou inexistantes, exposant le personnel au risque d'accident.

- Réfrigérant à plaques eau BT/ eau de mer :

Pendant les périodes de chaleur, l'efficacité des réfrigérants diminue et oblige l'exploitant à limiter les 3 1ers groupes à 14 MW afin d'éviter leur échauffement.

Pour remédier à cette situation l'augmentation d'un tiers de la capacité de ces réfrigérants est prévue par la commande de plaques supplémentaires (PCA N° 2777 établie le 13.07.03). Ce projet est inscrit déjà au budget 2003.

- Réfrigérants d'air entrée moteur :

Il n'existe pas de stock de sécurité des réfrigérants d'air et les quatre réfrigérants de rechange expédiés en réparation chez le constructeur n'ont pas encore été récupérés. Cependant, les réfrigérants actuellement en service, sont dans un état acceptable.

- Tours de refroidissement G.401 et G.402 :

Pendant les périodes de recyclage, les vents ont tendance à renvoyer l'air chaud vers l'aspiration des tours. Cette situation favorisée par la faible hauteur des murs des tours, affaiblit le rendement des machines et pousse à la baisse de charge des groupes.

- Chenal d'amenée d'eau de mer et envahissement des algues :

L'eau de mer de refroidissement est souvent envahie par les algues qui encrassent ainsi l'ensemble des filtres à eau de mer. Cette situation est par conséquent préjudiciable au bon fonctionnement des pompes de refroidissement et de la centrale.

Devant cette difficulté, la Centrale C4 a trouvé une solution consistant à nettoyer manuellement les crépines à l'aide d'un plongeur affecté spécialement à cette tâche. Cependant cette solution très ponctuelle est incapable de faire face à un envahissement brusque et massif d'algues.

A.2.3.5 Budget et Réalisations

Les travaux en cours évalués à 140 M FCFA en 2003 n'ont connu aucune réalisation en dehors d'une commande de compteur de fuel de 10 MFCFA soit un taux de réalisation de 7 %.

Par ailleurs, la centrale attend encore des commandes concernant la remise en état des auxiliaires à 127 MFCFA et le renforcement du stock de sécurité à 192 MFCFA.

Suite aux reports successifs des inscriptions budgétaires non exécutées ces trois dernières années, quelques rubriques datant de 2001 sont rappelées ci-dessous :

- système de surveillance température Bielle SEMT de 90 MF CFA ;
- augmentation capacité réfrigérant à plaque de 40 MF CFA ;
- compteur fuel lourd de 10 MFCFA ;
- compresseur d'air de 30 MF CFA ;
- onduleur de 30 MF CFA.

La non exécution de ces rubriques budgétaires a généralement pour conséquence la baisse de rendement des groupes, la survenance d'avaries par faute de détection préalable des signes précurseurs et enfin la perte de temps consacrée à la réparation.

Recommandations centrale CIV

1. Avaries groupes 401, 402 et 403

Ces trois groupes ont connu 53 avaries majeures en l'espace de 10 ans pour un coût global de réparation exorbitant de 9 milliards 400 MFC FA. Ces indisponibilités sont essentiellement causées par le dépassement des heures de visite des groupes suite aux retards récurrents de l'approvisionnement des pièces de rechange.

- Procéder à la signature des contrats de maintenance avec SEMT en pérennisant le processus, afin de garantir la constance de la fourniture des pièces de rechange et de l'assistance technique.

Délai : immédiat

Coût approximatif : 4000 MFCFA / 3 ans.

(Nota : 7.947.667 Euros pour C4 et Kahone pour 3 ans cf. synthèse des contrats de maintenance de la Direction Production)

2. Stock de sécurité :

La maintenance aléatoire nécessite des pièces de rechange en stock de sécurité et en quantité suffisante comme sollicité dans le budget 2003.

Ceci peut permettre d'éviter les indisponibilités prolongées.

- Mettre en place un stock de sécurité bien renforcé.

Délai : 3 mois

Coût : 200 MFCFA

3. Remise en état des auxiliaires :

Certains auxiliaires comme les électropompes et le circuit eau surchauffée, sont marqués par la vétusté.

- Procéder à leur réhabilitation.

Délai : 6 mois

Coût : 150 MFCFA

4. Amélioration des protections :

a/ Avaries des turbo - soufflantes :

Les nombreuses avaries : 23 en 10 ans ont coûté **5 500 MFCFA** en réparation (pièces et main-d'œuvre) à la Sénélec.

- Commanditer une étude spécifique qui déterminera les dispositions idoines relatives à l'équipement spécifique de protection à mettre en place et aux dispositions particulières d'exploitation à adopter.

Délai : 6 mois

Coût : 100 MFCFA

b/ Avaries de grippage des pistons :

Les grippages de piston s'élèvent à 26 en dix ans, pour **1 380 MFCFA** de coût global de réparation.

- Remplacer ou améliorer les détecteurs de brouillard d'huile type « Graviner » destinés à déceler les signes précurseurs d'avarie de piston ou de palier.
- renforcer la formation du personnel à la conduite et à la maintenance de ce genre d'appareil.

Délai : 6 mois

Coût : 150 MFCFA

c/ Avaries de paliers :

En 10 ans les groupes ont connu 12 avaries occasionnant **2 520 MFCFA** de coûts de réparation en pièces et main d'œuvre.

- Activer la mise en place du système de surveillance de la température des bielles de SEMT déjà inscrit dans le budget.

Délai : 3 mois

Coût : 100 MFCFA

5/ Transformateur 11/90 kV des groupes 404 et 405 :

Pour les deux nouveaux groupes 404 et 405, il n'existe qu'un seul transformateur élévateur. Ainsi toute avarie du transformateur entraîne l'indisponibilité de production des 2 groupes.

- Doter chaque groupe de son propre transformateur.

Délai : 1 an

Coût : voir constructeur

A.2.4 Centrale diesel CV :

Cette centrale dispose d'une puissance totale de 10,76 MW composée de dix groupes Cummins de 1076 KW de puissance unitaire.

L'exploitation de la centrale est assurée par Sénélec, tandis que les activités de maintenance programmée et aléatoire sont dévolues à Matforce, suite au contrat de maintenance signé le 20.07.2000 et renouvelé le 15.11.2003.

A.2.4.1 Etat physique des bâtiments :

A.2.4.1.1 Présentation du bâtiment :

Le bâtiment est constitué d'une salle des machines en hangar préfabriqué contenant l'ensemble des groupes électrogènes et auxiliaires. Il est également équipé d'aérations munies de vingt ventilateurs d'extraction. Des ouvertures destinées aux passages des groupes électrogènes sont aménagées sur les murs des façades latérales.

Le bâtiment se trouve dans un état correct, cependant les façades sont marquées par des cassures consécutives aux divers déplacements des groupes.

A.2.4.1.2 Sécurité et Environnement :

Les normes en matière de tenue au feu sont respectées et les extincteurs portatifs et mobiles, à CO₂ et à poudre sont en nombre suffisant et bien disposés. Les robinets d'incendie armés reliés au réseau d'incendie sont également disponibles et installés aux divers points sensibles.

A.2.4.2 Combustibles et Stockage :

A.2.4.2.1 Disponibilité du combustible :

Le parc de stockage maintenu en bon état, est constitué d'un réservoir de diesel oil de 20000 litres et d'un second réservoir d'huile moteur de même contenance.

Ces réservoirs reposent sur un massif bétonné qui les protège contre les chocs.

Le remplissage du réservoir de 20000 litres de diésel oil est assuré par pompage automatique à partir du tank de 540 m³ de CIV qui le maintient constamment plein.

Ainsi, la liaison avec ce tank peut assurer une autonomie en combustible d'au moins 14 jours pour une consommation moyenne journalière de 13 m³.

Toutefois l'indisponibilité du débitmètre oblige la centrale à estimer ses sorties de diesel oil à partir des consommations spécifiques des groupes. Cette méthode très aléatoire, mérite d'être rapidement corrigée.

A.2.4.2.2 Sécurité et Environnement :

Il n'existe pas de réseau incendie autour du parc de stockage envahi par les mauvaises herbes.

A.2.4.3 Etat général des machines

A.2.4.3.1 Etat général des groupes :

Groupes n° 232/ 234/ 235/ 236/ 237/ 238/ 241/ 242/ 243/ 244 :

Les dix groupes de marque CUMMINS ont été mis en place en 2000. La puissance nominale unitaire est de 840 KW pour une puissance assignée de 800 KW, ce qui confère à la centrale une puissance globale de 8 MW.

Relativement récents, les groupes sont en bon état de fonctionnement.

A.2.4.3.2 Mode d'exploitation

Les groupes fonctionnent pendant les périodes de pointe en appoint dans le système. Ils viennent en 7^{ème} position dans l'ordre de placement avec un coût de 41,63 FCFA/kWh derrière GTI et avant St Louis, CII et les TAG. Ils fonctionnent uniquement au diésel oil avec une disponibilité de 85,98%. Ils ont assuré une production annuelle en 2003 de 21,8 GWh avec une consommation spécifique de 230 g/kWh de combustible.

A.2.4.3.3 Incidences des performances et perturbations

Au niveau des performances, il est à signaler la souplesse et la rapidité de leur démarrage et montée en vitesse. En effet, ces groupes peuvent être mis en service en 11 secondes.

Quelques échauffements de l'eau douce moteur sont cependant à signaler, consécutifs principalement au recyclage des vents en période de chaleur.

Ces groupes constituent un palliatif aux déficits temporaires d'énergie ; contrairement aux TAG, leur utilisation permet de faire des économies substantielles de combustible.

A.2.4.3.4 Fiabilité des protections groupes :

Les protections de ces groupes fonctionnent normalement, elles sont du type électronique à cartes. Toutes les protections essentielles sont gérées sur chaque groupe à partir d'un boîtier électronique de surveillance et de déclenchement.

Dans le lot de protections, l'on peut citer la survitesse moteur, la pression et la température huile, la température eau ainsi que les protections alternateur tel que max intensité, max tension, différentiel, retour de puissance...

A.2.4.3.5 Situation de la maintenance :

La maintenance programmée des groupes est dévolue à Matforce, qui assure la supervision des travaux et l'approvisionnement des pièces de rechange.

Les groupes fonctionnent correctement avec des indisponibilités réduites donnant une disponibilité globale de la centrale de 85,89% en 2003.

Cette disponibilité aurait pu être meilleure, sans l'avarie du groupe 236 survenue depuis le 24.10.03. En effet, pour cause de vibrations anormales, ce groupe reste immobilisé pour les travaux de remise en état.

A.2.4.4 Etat général des auxiliaires et circuits de réfrigération

Les auxiliaires des groupes sont principalement attelés et ne posent aucun problème d'exploitation.

- Ventilation et réfrigérants des groupes :

Les groupes disposent de radiateur individuel avec ventilateur attelé. Par ailleurs chaque machine dispose de ses propres circuits de réfrigération et pompes de refroidissement qui fonctionnent correctement.

A.2.4.5 Budget et Réalisations

La maintenance de cette centrale est dévolue à l'entreprise Matforce et le budget y afférent permet de recourir aux prestations extérieures.

En effet, le contrat de maintenance attribué à Matforce, permet de disposer plus régulièrement de pièces de rechange. Par conséquent, les travaux de maintenance préventive et curative sont assurés régulièrement.

A notre passage la DMC (Département Maintenance Centralisée) a confirmé que les travaux de maintenance 2002 / 2003 ont été entièrement réalisés.

Recommandations CV Cap des Biches :

1. Groupe 236 :

Ce groupe est immobilisé depuis le 24/10/03 suite à des vibrations anormales.

- Activer les travaux de remise en état de ce groupe.

Délai : immédiat.

Coût : voir Matforce

2. Réservoir de combustible :

Le débitmètre du réservoir de diesel oil de 20000 litres est indisponible.

- Remplacer le débitmètre pour éviter les estimations douteuses des consommations.

Délai : immédiat.

Coût : voir Matforce

3. Sécurité incendie :

Il n'existe pas de réseau incendie au niveau du parc à combustible envahi par les herbes.

- Installer des extincteurs mousse mobiles de 50 kg à 100 kg autour de ce parc et procéder à un désherbage régulier de cette centrale.

Délai : immédiat.

Coût : charge exploitant

A.3 Centrales Régionales

Le présent audit concerne les différentes installations régionales ci dessous :

- 1°) Les unités de production ou centrales reliés au réseau interconnecté notamment :
 - La centrale régionale de Kahone de 14 MW située à 197 Km au sud-est de Dakar comprenant quatre groupes diesel de 3,5 MW chacun.
 - La centrale régionale de St Louis de 6,4 MW situé à 270 km au nord de Dakar sur la cote atlantique comprenant deux groupes diesel de 3,2 MW chacun.

- 2°) En dehors de cette interconnexion, les trois autres centrales régionales les plus importantes seront intégrées dans cette étude, il s'agit de :
 - La centrale diesel de Boutoute de 14,5 MW située à Ziguinchor à 400 Km au sud de Dakar,
 - La centrale diésel de Tambacounda de 5,8 MW à 400 Km à l'est de Dakar
 - La centrale diésel de Kolda de 3,2 MW à 150 km au sud de Tambacounda.

A3.1 Centrale de Kahone :

La centrale de Kahone de puissance totale installée de 14 MW, est équipée de quatre groupes diesel « Pielstick » de 3,5 MW de puissance unitaire.

A.3.1.1 Etat physique des bâtiments

A.3.1.1.1 Présentation des bâtiments :

Le bâtiment principal de la centrale en dur est recouvert d'une toiture en tôles métalliques. Il abrite les bureaux, la salle des machines, la salle de commande, le local électrique et certains auxiliaires.

En face de cet édifice se trouve le bâtiment de la sous station contenant les disjoncteurs des groupes, les disjoncteurs des départs et les jeux de barres 6,6 kV.

Derrière la salle des machines se trouvent le bâtiment de l'atelier et trois autres locaux réservés aux auxiliaires électromécaniques.

L'état physique des bâtiments est correct. Cependant l'entretien courant, notamment la peinture et l'étanchéité de la toiture du local électrique, doit être mieux suivi.

A.3.1.1.2 Sécurité et Environnement :

Les passages, couloirs et autres voies de circulation sont convenables et répondent aux normes de sécurité ; de même, la tenue au feu des structures des édifices est bonne grâce à l'épaisseur correcte des parois et à la disponibilité d'extincteurs en nombre suffisant. Ainsi les prescriptions techniques sont assurées conformément aux dispositions de l'arrêté Général n° 5253. I.G.T.L.S.A.O.F du 19 juillet 1954 et autres textes législatifs de référence (AFNOR, ISO, DTU, etc.).

A.3.1.2 Etat général du parc de stockage combustible :

A.3.1.2.1 Stockage et disponibilité du combustible :

Le parc de stockage est constitué de deux tanks de 1000 m³ de fuel lourd et de deux tanks de diesel oil de 100 m³ chacun. Ces réservoirs reposent sur des massifs bétonnés et disposent de couronnes d'arrosage reliées au réseau de circuit incendie. Le parc se trouve dans un état correct.

Le combustible est acheminé par camions citernes en provenance de Dakar, aussi bien pour le fuel lourd que pour le diesel oil. Le stock minimum des tanks, fixé au tiers des capacités, autorise une autonomie de 21 jours pour le fuel lourd et de 2 jours pour le diésel oil, compte tenu de la consommation moyenne journalière de 28 m³.

A.3.1.2.2 Sécurité et Environnement :

La centrale dispose d'une station d'incendie fonctionnelle et d'un réseau en bon état. Elle dispose suffisamment d'extincteurs parmi lesquels on peut en citer trois à poudre de 50 kg, huit à poudre de 9kg, deux CO2 de 10 kg et quatre CO2 de 5KG.

Elle est équipée en outre d'un réseau de détecteurs incendie, de générateurs de mousse, de RIA, de lances et de poteaux d'incendie.

Toutefois, l'environnement immédiat de la centrale comporte des risques potentiels liés à la proximité de l'importante mare de combustible dénommée « **mare au diable** », en provenance des égouttures de la centrale. **Cette situation est due à l'inexistence d'un poste de dépollution.**

A coté de la centrale se trouvent également les usines textiles de SOTEXKA et de SODEFITEX. Il n'existe aucune coordination entre ces différentes unités, quant à la mise en œuvre combinée des divers moyens de lutte contre les sinistres.

A.3.1.3 Etat général des machines

Groupe n° 93/ 94/ 149/ 150 :

A.3.1.3.1 Etat signalétique

Ces groupes de marque PIELSTICK type 8PC2.5 datent de 1982 pour les groupes 93 et 94 et de 1988 pour les groupes 149 et 150. Leur puissance nominale est de 3,5 MW pour une puissance assignée de 2,5 MW. A la date du 30.03.04 les groupes totalisent les temps de marche suivants : G93 : 86294 heures, G94 : 107159 heures, G149 : 88510 heures et le G150 : 71348 heures.

A.3.1.3.2 Mode d'exploitation

Les groupes fonctionnent en base et peuvent être interconnectés sur le réseau général. En 2003, ils viennent en quatrième position dans l'ordre de placement avec un coût de 31,93 F/kWh derrière Manantali, C4 et C1 et avec une disponibilité de 75 %. Ils ont assuré en 2003 une production annuelle de 46 GWh avec une consommation spécifique de 236 g/kWh de combustible.

A.3.1.3.3 Performances et perturbations

Au niveau des performances, il est à signaler la souplesse de mise en service de ces groupes d'une part et les coûts de production relativement bas d'autre part.

Toutefois les perturbations ci-dessous ont empêché la centrale de fonctionner avec ses quatre groupes :

- a) G.93 : la limitation à 1,7 MW pendant 9 mois, due au dépassement d'heures de visite et son indisponibilité par baisse de pression d'huile en Mai et Juin 2003.
- b) G.94 : la série de quatre grippages et l'indisponibilité de Turbo soufflantes survenue entre Avril et Octobre 2003.
- c) G.150 : l'indisponibilité par grippage en Novembre et Décembre 2003 ainsi que par baisse de pression d'huile.

Les baisses de pression d'huile sont dues au colmatage des filtres provoqué par la présence de chiffons et d'impuretés dans la caisse à huile des moteurs.

A.3.1.3.4 Fiabilité des protections groupes

Les protections de ces groupes sont fiables et fonctionnent normalement ; elles sont du type à relais électromécanique ou à carte électronique. Elles comportent pour l'essentiel : la survitesse, la pression et la température d'huile, la température d'eau ainsi que les protections alternateur tel que max intensité, max tension, mini intensité, mini tension, différentiel et retour de puissance...

A.3.1.3.5 Situation de la maintenance

La maintenance programmée est caractérisée par le dépassement des visites de 24000 heures et les travaux de recouvrement de puissance ou TRP.

Ces travaux consistent à déposer et à nettoyer les réfrigérants d'air, d'eau et d'huile ainsi que le collecteur d'échappement des chaudières de récupération.

Quant à la maintenance curative, elle est centralisée sur les travaux suivants :

- G.93 : nettoyage de la caisse et du filtre à huile, remplacement de la pompe à huile et des encoches amorcées de la cellule disjoncteur 30kV.
- G.94 : remplacement de l'enveloppe fissurée du cylindre N°1 et réparation des grippages consécutifs des cylindres n° 5, 4 et 2.
- G.150 : nettoyage du filtre à huile et remplacement de la chemise et du piston suite au grippage cylindre n°5.

A.3.1.4 Etat général des auxiliaires

Les auxiliaires sont dans l'ensemble fonctionnels, excepté les éléments suivants :

-Compresseurs d'air :

Les compresseurs sont très vétustes et fortement sollicités à cause des fuites du circuit d'air. Ainsi, la consommation de pièces de rechange est excessive et nécessite la remise en état de l'intégralité du circuit d'air. En effet ces perturbations persistent malgré la cession d'un compresseur de la centrale CIV.

-Centrifugeuses fuel lourd :

Ces centrifugeuses ont connu des difficultés liées à une rupture d'arbre de transmission aggravée par un manque de pièces de rechange.

Par ailleurs, le fonctionnement de ces auxiliaires est perturbé par le non traitement de l'eau de débouillage.

Aéroréfrigérant :

Le remplacement du châssis de fixation du moteur du groupe 93 est en cours d'exécution, suite à son effondrement survenu le 10.10.03

A.3.1.5 Budget

Les travaux en cours en 2003 s'élèvent à 315 MF mais la réalisation est de 49 MF. Le taux d'exécution du budget est en général faible ; à ce titre il s'élève à 16% pour l'année 2003. Le budget est constitué de travaux neufs et de travaux en cours provenant des reports des années précédentes.

L'essentiel des travaux se présente comme suit :

- a) travaux en cours :
 - consignateur d'état EMS d'un coût de 20 MFCFA ;
 - centrifugeuse à fuel en renouvellement pour un coût de 60 MFCFA ;
 - réhabilitation centrifugeuse à fuel Westfalia de 100 MFC FA.

- b) travaux nouveaux :
 - construction d'une centrale de dépollution d'un coût de 200 MFCFA ;
 - renouvellement des électropompes de brassage de l'eau surchauffée à 15 MFCFA et
 - installation de nouveaux viscosimètres à 40 MFC FA.

Recommandations Centrale de KAHONE :

1. Groupes :

La contrainte majeure de la centrale provient du dépassement des visites des groupes, source essentielle des indisponibilités et baisse de charge des groupes.

- Procéder à la signature des contrats de maintenance avec SEMT, en renouvelant le processus, afin de garantir la régularité de la fourniture des pièces de rechange.

Délai : immédiat

Coût approximatif : 1300 M FCFA / 3 ans.

(Nota : 7.947.667 Euros pour C4 et Kahone pour 3 ans cf. synthèse des contrats de maintenance de la DP).

Les groupes ont connu des indisponibilités et grippages liés à la baisse de pression d'huile due au colmatage des filtres à huile.

- Apporter une précaution particulière au nettoyage des carters et caisses à huile pendant et après les interventions sur groupes. Systématiser les visites de carter.

Délai : immédiat.

Coût : à faire par l'exploitant

2. Local électrique de relaying :

Un défaut d'étanchéité de la toiture de ce local a entraîné une fuite d'eau au dessus des relais de protection et de sécurité protégés par une tôle posée sur l'armoire.

- Prévenir le risque de court circuit en étanchant définitivement la toiture.

Délai : immédiat.

Coût : 2 M FCFA

3. Risque d'incendie :

Une nappe permanente de combustible (100x200 m) environ demeure dans l'enceinte de la centrale à l'extrémité Nord. Cette nappe provient des égouttures et constitue un risque permanent d'incendie.

- Equiper la centrale d'un poste de dépollution afin d'éviter tout débordement de liquide inflammable (voir budget).

Délai : 3 mois

Coût : 200 M FCFA

4. Mur de clôture :

Il n'existe pas de clôture de la centrale, suite au vol des grillages d'origine.

- Reprendre la clôture extérieure en construisant un mur.

Délai : 6 mois

Coût : 20 M FCFA

A.3.2 Centrale de Saint Louis :

La centrale diesel de Saint Louis de 6,4 MW de puissance nominale est située à 270 km au nord de Dakar. Elle demeure la plus ancienne des centrales régionales avec ses deux groupes « Mirrlees » installés en 1979.

A.3.2.1 Etat physique des bâtiments

A.3.2.1.1 Présentation du bâtiment

Le bâtiment de la centrale très vétuste est constitué d'un vieil édifice englobant la salle des machines, la salle de commande, l'atelier, l'ancien magasin et quatre bureaux. A côté de la salle des machines, se trouvent le vieux hangar abritant les cellules 6,6 et 30 kV et le local des transformateurs.

A.3.2.1.2 Sécurité et Environnement :

La centrale dispose de divers types d'extincteurs qui sont fonctionnels.

A.3.2.2 Etat général du parc de stockage combustible :

A.3.2.2.1 Stockage et disponibilité du combustible

Le parc de stockage est constitué d'un tank de 535 m³ de fuel lourd et de d'un tank de 200 m³ de diesel oil.

Il est à déplorer l'éclairage défectueux du parc et la proximité à l'entrée de l'usine de garages utilisant des postes de soudure artisanaux et ce, à proximité des camions citernes de combustible en provenance de Dakar.

Cette centrale fonctionnant en grand secours, n'est pas confrontée à un problème de disponibilité du combustible. En effet pour toute l'année 2003, elle n'a consommée que 192 m³ pour une capacité globale de 735 m³.

A.3.2.2.2 Sécurité et Environnement :

Les réservoirs de combustible reposent sur des massifs bétonnés et disposent de couronne d'arrosage reliée au **réseau du circuit d'incendie non opérationnel**.

A.3.2.3 Etat général des machines

A.3.2.3.1 Etat signalétique :

Groupes 82 et 83 :

Ces groupes de 3,2 MW de puissance nominale unitaire sont équipés de moteur « Mirrlees » type K8 Major et d'alternateur « Brush ».

A.3.2.3.2 Mode d'exploitation

Cette centrale fonctionne en secours depuis l'arrivée de Manantali en Juillet 2002, pour une puissance assignée fixée à 4,8 MW.

Ainsi depuis Septembre 2002 la centrale fonctionne au diesel oil avec un faible taux de participation sur le réseau général soit 0,06% en 2003. En conséquence, la production annuelle n'est que de 714 MWh pour une consommation spécifique de 237 g/kWh.

Cette marche en secours a entraîné une réduction de l'effectif au strict minimum de cinq agents. En effet la mise en service est souvent opérée lors des périodes de pointe, suite à la saturation du transformateur de Sakal pour une charge variant de 2 à 4 MW.

Par ailleurs la marche au fuel léger avant septembre 2002 a permis de réaliser avec le G.83 seul groupe disponible, 14,2 GWh pendant 5700 heures. Toutefois cette expérience a été interrompue pour cause de très mauvaise qualité du fuel.

Quant au G82, son retour en exploitation s'est opéré en septembre 2003 après 22 mois d'indisponibilité pour défaut de vilebrequin. Cet incident est survenu après un dépassement de 27% de la visite de 12000 heures.

A.3.2.3.3 Performances et perturbations

Les performances se résument à la souplesse et à la rapidité de mise en service ainsi qu'à l'économie relative aux consommations spécifiques.

Toutefois les groupes « Mirrlees » posent des problèmes de maintenance, liés à l'acquisition des pièces de rechange. Cette situation occasionne des dépassements de visites et par conséquent des indisponibilités de longue durée.

A.3.2.3.4 Fiabilité des protections groupes

Les protections électromécaniques sont rustiques et limitées au strict minimum, notamment à la survitesse moteur, pression huile et température eau.

De même les protections alternateurs concernent les maximums d'intensité et de tension ainsi que la protection différentielle.

A.3.2.3.5 Situation de la maintenance

G.83 : Ce groupe attend les pièces relatives à la visite des 12000 heures avec un dépassement de 1000 heures au mois de décembre 2003.

G.82 : Ce groupe a subi une visite de 12000 heures en septembre 2003 en même temps que le remplacement du vilebrequin consécutif à l'incident du maneton survenu en décembre 2001.

A.3.2.4 Etat général des auxiliaires

Les auxiliaires sont disponibles et fonctionnels, cependant la centrale attend le retour du bouilleur d'eau prêté à la centrale de Boutoute et le transformateur 6,6/30 kV prêté au réseau de Dakar depuis le 04/07/2003.

A.3.2.5 Budget :

Durant ces trois dernières années, aucune inscription n'est portée dans le budget Production quant aux investissements relatifs à cette centrale.

Recommandations Centrale de Saint Louis :

1. Groupes :

La contrainte majeure de la centrale provient de l'acquisition des pièces de rechange.
Ceci pose des problèmes de maintenance et d'exploitation.

Il faut :

- étudier l'opportunité du maintien en service de cette centrale
- Doter ces groupes du stock minimum de pièces de rechange en cas de maintien en service.
- Améliorer les protections électromécaniques.

Délai : 6 mois

Coût : A négocier avec Mirrlees.

2. Parc de combustible :

Le réseau d'incendie relié au parc n'est pas fonctionnel.
L'éclairage du parc est défectueux.

Il faut :

- Assurer la réparation du réseau incendie.
- Effectuer la réparation de l'éclairage.

Délai : immédiat

Coût : 20 M FCFA

4. Environnement et sécurité :

L'entrée de la centrale est juxtaposée aux garages de mécaniciens utilisant des postes de soudure artisanaux.

- Demander l'évacuation de ces garages aux Autorités compétentes.

Délai : 3 mois

A.3.3 Centrale de Ziguinchor :

La centrale diesel de Boutoute est située à 400 km au sud de Dakar ; elle dispose d'une puissance nominale de 14,6 MW avec cinq groupes diesel dont trois BWSC, un Pielstick et un Cummins.

A.3.3.1 Etat physique des bâtiments

A.3.3.1.1 Présentation du bâtiment :

Le bâtiment de la centrale est constitué d'une salle des machines en tôles préfabriquées et d'une salle de commande en construction béton. A coté de la salle des machines, se trouvent celle des auxiliaires d'une part et la sous station 30 kV d'autre part. En face de ce local se trouvent les bureaux de l'état major et l'atelier d'entretien. Les bâtiments sont dans un état satisfaisant.

A.3.3.1.2 Sécurité et environnement :

La centrale dispose suffisamment de différents types d'extincteurs, notamment ceux à poudre de 50, 12, 9 et 6 kg et ceux à CO2 de 45, 10, 5 et 2 kg. Elle est équipée en outre de détecteurs ioniques et optiques ainsi que d'un réseau d'incendie muni de générateur de mousse, de RIA, de lances et de poteaux d'incendie.

Toutefois les extracteurs d'air en salle des machines ne sont pas suffisamment puissants.

Quant au fonctionnement du bassin de dépollution, il est entièrement manuel et manque de performance. Dans ce même cadre, la vidange des caniveaux n'est pas automatique au niveau des chemins de câbles du local 30 kV,

A.3.3.2 Etat général du parc de stockage combustible :

A.3.3.2.1 Stockage et disponibilité du combustible

Le parc de stockage d'aspect physique correct, est constitué d'un tank de 500 m3 de fuel lourd et de d'un tank de 250 m3 de diesel oil. Les réservoirs reposent sur des massifs bétonnés à l'intérieur d'un bassin de rétention.

L'approvisionnement est effectué d'habitude par bateau de Dakar à Ziguinchor et ensuite par camion citerne du bateau à la centrale ; actuellement l'approvisionnement est effectué par la route.

Si l'on considère le stock minimum fixé au tiers de la capacité de stockage, l'autonomie est de 10 jours en fonctionnement au fuel lourd et de 5 jours en marche au diesel oil.

A.3.3.2.2 Sécurité et environnement

L'environnement immédiat est constitué des abattoirs de la ville et d'habitations qui ne présentent aucun risque immédiat.

La centrale dispose d'un circuit incendie fonctionnel relié aux couronnes d'arrosage des réservoirs de combustible.

A.3.3.3 Etat général des machines

A.3.3.3.1 Etat signalétique

Groupe n° 125/ 126/ 130/ 804/ 248 :

G. 125 : Ce groupe dispose d'un moteur « BWSC » type 12U28LS-4 datant de 1984 accouplé à un alternateur Jeumont Schneider de 2,16 MW de puissance nominale.

G.126 et G.130 : Ces deux groupes de puissance nominale de 3,28 MW sont équipés de moteurs « BWSC » type 18U28LS-4 datant de 1984 accouplé à des alternateurs Jeumont Schneider.

G. 804 : Installé en 1999, ce groupe est équipé d'un moteur « Pielstick » type 16 PA6B avec un alternateur « ABB » de 5 MW de puissance nominale.

G.248 : Mis en place en 2000, ce groupe de 840 KW de puissance nominale est muni d'un moteur « Cummins » type KTA50-G3 et d'un alternateur « Newage ».

A.3.3.3.2 Mode d'exploitation

La puissance assignée de la centrale est fixée à 12,3 MW et les groupes fonctionnent en base au fuel oil, sauf le G.248 qui consomme du diesel oil.

La centrale fonctionne en réseau isolé avec une production annuelle de 33,7 GWh et une consommation spécifique de 263 g/kWh de combustible.

A.3.3.3.3 Performances et perturbations

Les performances se résument dans la souplesse et la rapidité de mise en service ainsi qu'à l'économie relative aux consommations spécifiques.

Toutefois, les groupes BWSC attendent toujours les pièces de rechange relatives aux visites majeures. Ces retards entraînent des dépassements qui favorisent les risques d'indisponibilité.

A.3.3.3.4 Fiabilité des protections groupes

Les protections électromécaniques sont fiables et fonctionnelles, hormis le bouton d'arrêt d'urgence moteur sur le régulateur de vitesse.

Par ailleurs la sélectivité des protections électriques des départs de 30 kV est à améliorer. En effet un défaut de maximum intensité sur un départ peut entraîner l'ouverture du disjoncteur des groupes.

A.3.3.3.5 Situation de la maintenance :

G.125 : La visite de 24000h a été effectuée en juin 2001 ; depuis cette visite le groupe a réalisé 10225h. La prochaine visite de 12000h est prévue en novembre 2004 et les pièces sont en attente dans le cadre du contrat avec la Société BWSC.

G.126 : La visite de 12000h a été effectuée en décembre 1998 ; depuis cette intervention le groupe a effectué 12560h. La prochaine visite de 12000h est prévue en mars 2004. Les pièces sont attendues dans le cadre du contrat BWSC.

G.130 :

En février 2001 ce groupe a subi sa visite de 12000h. Après cette intervention, ce groupe a réalisé 11085h et la prochaine visite de 12000h est prévue en juillet 2004, sous réserve de l'arrivée des pièces du contrat BWSC.

G.804 :

En juillet 2001, la visite des 12000h a été effectuée. Depuis cette visite, le groupe a réalisé 4191h et la prochaine intervention de 6000h est prévue en avril 2004, dans le cadre du Contrat SEMT.

G.248 :

Les interventions programmées de ce groupe sont effectuées par Matforce dans le cadre du contrat d'entretien déjà signé avec Sénélec.

A.3.3.4 Etat général des auxiliaires

Les auxiliaires sont disponibles et fonctionnent correctement dans l'ensemble. Les visites sont régulièrement effectuées. Cependant, certaines visites d'auxiliaires nécessitent des pièces déjà commandées, notamment les compresseurs d'air 30 bars et les séparateurs de fuel lourd, en attente de réception.

A.3.3.5 Budget

Les travaux en cours en 2003 s'élèvent à 169 M FCFA et la réalisation est de 6 M FCFA. Les réalisations du budget d'investissement sont très faibles et souvent reportées à l'année suivante. Le taux d'exécution en 2003 par exemple, s'élève à 3,5% et l'essentiel des travaux budgétisés en attente se résume comme suit :

- réhabilitation de la chaudière auxiliaire d'un coût de 40 000 000 FCFA ;
- mise en place d'un poste d'osmose inverse de 30 000 000FCFA ;
- installation d'une pompe de brassage d'eau surchauffée de 3 000 000 FCFA ;
- remplacement d'aéro réfrigérants groupe BWSC de 10 000 000 FCFA.

Ces améliorations ont essentiellement pour but d'augmenter les performances de la centrale.

Recommandations Centrale de ZIGUINCHOR :

1. Maintenance Groupes BWSC :

Eviter le dépassement des heures de visite des groupes en assurant l'approvisionnement des pièces de rechange à temps.

- Procéder à la signature des contrats de maintenance avec BWSC en renouvelant le processus afin de garantir la constance de la fourniture des pièces de rechange et de l'assistance technique.

Délai : immédiat

Coût : 1189 M FCFA / 3 ans.

(Nota : 1812240 Euros pour 3 groupes pendant 3 ans cf. synthèse des contrats de maintenance de la DP).

2. Réhabilitation aéro réfrigérants :

Les aéroréfrigérants des groupes BWSC sont vétustes.

- Procéder au remplacement des aéroréfrigérants inscrits au budget.

Délai : 6 mois

Coût : 10 M FCFA

3. Gestion des égouttures :

a) La vidange des eaux usées des caniveaux du local 30 kV fonctionne en manuel.

b) Le bassin de dépollution des égouttures fonctionne aussi en manuel.

- Automatiser le système de fonctionnement de ces dispositifs.

Délai : 6 mois

Coût : 5 M FCFA

4. Groupe de secours :

La mise en service du groupe de secours est en manuel en cas de black out.

- Automatiser le système pour réduire le temps de mise en service de la centrale.

Délai : 6 mois

Coût : 5 M FCFA

A.3.4 Centrale de Tambacounda :

La centrale diesel de Tambacounda située à 400 km de Dakar, a une puissance totale installée de 5,8 MW, constituée de cinq groupes diésel dont un « Pielstick » et quatre « Cummins ».

A.3.4.1 Etat physique des bâtiments

A.3.4.1.1 Présentation des bâtiments

Le bâtiment de la centrale est constitué d'un édifice en béton abritant les bureaux, salle de commande, les deux groupes électrogènes et les principaux auxiliaires. A l'extérieur, un abri provisoire en zinc abrite les trois autres groupes « Cummins ». A côté du bâtiment principal se trouve le local de pompage et en face, l'atelier d'entretien. Ces bâtiments sont dans un état physique correct et sont bien entretenus.

A.3.4.1.2 Sécurité et Environnement :

La centrale dispose de suffisamment d'extincteurs de différents types, notamment ceux à poudre de 50 kg et de 9kg et les extincteurs à CO₂ de 10 kg et de 5KG. Elle est équipée en outre d'un réseau d'incendie muni de générateur de mousse, de RIA, de lances et de poteaux d'incendie.

Par ailleurs les passages, couloirs et autres voies de circulation sont bien dégagés et répondent aux normes. Il en est de même de la tenue au feu des structures des édifices qui est convenable grâce à l'épaisseur correcte des parois. Ainsi les prescriptions techniques sont assurées, conformément aux dispositions de l'arrêté Général n° 5253. I.G.T.L.S.A.O.F du 19 juillet 1954 et autres textes législatifs de référence (AFNOR, ISO, DTU, etc.).

Cependant, trois groupes Cummins sont contenus dans un abri provisoire en zinc. Un local approprié réservé à ces groupes est recommandé pour des raisons de sécurité.

A.3.4.2 Etat général du parc de stockage combustible :

A.3.4.2.1 Stockage et disponibilité du combustible :

Le parc est constitué d'un tank de 200 m³ de fuel lourd et d'un tank 100 m³ de diésel oil. Ces réservoirs reposent sur des massifs bétonnés ; cependant ils ne disposent pas de couronnes d'arrosage, ni de liaison avec le réseau de circuit d'incendie existant.

Le seul tank de diésel oil fonctionnel est géré exclusivement par Mobil Oil suite à un contrat signé avec la Sénélec.

Cette disposition pose des difficultés aux exploitants, qui sont confrontés aux retards fréquents de livraison de combustible, lequel combustible est approvisionné à partir de Dakar par camions citernes. Par ailleurs des lenteurs sont constatées de la part de Mobil Oil quant aux purges d'eau périodiques du tank, indispensables au bon fonctionnement des groupes.

Le stock minimum du tank de diésel oil est fixé à 50 m³, autorisant une autonomie de cinq jours de fonctionnement.

A.3.4.2.2 Sécurité et Environnement :

Le parc de combustible est isolé du réseau incendie ; il est donc important de relier les tanks FO et DO au réseau existant et les équiper de couronnes d'arrosage d'eau.

L'environnement immédiat de la centrale comporte des risques potentiels liés à la proximité de l'usine de coton de la Sodefitex. Cependant ces risques sont compensés par la proximité avantageuse de la caserne des Sapeurs Pompiers située à 50 mètres.

Il n'existe aucune coordination entre la Sénélec et la Sodefitex, quant à la mise en œuvre combinée des divers moyens de lutte contre les sinistres.

A.3.4.3 Etat général des machines

Groupe n° 128/ 228/ 229/ 240/ 250 :

A.3.4.3.1 Etat signalétique

Groupe 128 :

Ce groupe de 1,6 MW de puissance nominale, est constitué d'un moteur « Pielstick » type 6PA6 installé en 1984 et accouplé à un alternateur « Jeumont Schneider ».

G. 228 et G.229 :

De 1,28 MW de puissance nominale unitaire, ces groupes mis en service de 2000 disposent de moteurs « Cummins » accouplés à des alternateurs « Leroy Sommer ».

G. 240 et G.250 :

Pour une puissance nominale unitaire de 0,84 MW, ces groupes mis en service en 2000, sont équipés de moteurs « Cummins » et d'alternateurs « Newage ».

A.3.4.3.2 Mode d'exploitation

Ces groupes d'une puissance assignée totale de 4,9 MW, fonctionnent en base avec du gas oil, suite à l'indisponibilité prolongée du G.128.

Ils ont assuré en 2003 une production annuelle de 15,7 GWh avec une consommation spécifique de combustible de 240 g/kWh.

A.3.4.3.3 Performances et perturbations

La souplesse et la rapidité de leur mise en service ainsi que les consommations spécifiques relativement basses constituent de grands atouts.

Toutefois, quelques perturbations au niveau des alternateurs durant ces trois dernières années ont empêché la centrale de fonctionner continuellement avec la totalité de ses groupes, notamment au niveau des groupes :

G.128 : Ce groupe a subi 17520 heures d'indisponibilité pour avarie alternateur du 17.03.01 au 17.09.03 soit 30 mois d'arrêt et subi cinq rebobinages de « ABB ».

G.228 : Il a connu une avarie alternateur du 22.11.01 au 13.12.01, correspondant à 672 heures d'indisponibilité.

Cette indisponibilité est atténuée par la récupération d'un alternateur d'un groupe de la centrale de Ourosogui. Par ailleurs, ce groupe a connu un arrêt de 38 jours du 10.01.04 au 18.02.04 pour défaut régulateur de vitesse.

G.229 : Il a également connu 120h d'indisponibilité en 2003 pour avarie d'alternateur.

G.250 : Ce groupe a totalisé 744h d'arrêt en 2002 et 2856h en 2003 soit un total de 3600h ou 5 mois d'indisponibilité en deux ans pour avarie d'alternateur.

Ces avaries successives d'alternateurs ont totalisé 21912h d'indisponibilité correspondant à 30,4 mois d'arrêt cumulé sur les quatre groupes.

A.3.4.3.4 Fiabilité des protections groupes :

Le problème majeur en matière de fiabilité des groupes se trouve au niveau des protections alternateurs. En effet beaucoup d'avarie sont survenues au niveau des alternateurs. Ceci appelle une solution urgente eu égard au nombre élevé d'incidents et à leur répétitivité.

Les autres protections électromécaniques fonctionnent normalement.

A.3.4.3.5 Situation de la maintenance :

G.128 : les visites de 3000h et 24000h de ce groupe ont été effectuées avant l'incident alternateur en mars 2001. Après cet incident, le groupe est resté indisponible pendant deux ans et demi pour cause d'attente prolongée de l'alternateur et suite à cinq rebobinages infructueux de « ABB ».

Par ailleurs, ce groupe attend deux régulateurs de vitesse envoyés à Dakar pour réparation depuis septembre 2003 ; il fonctionne avec celui du groupe «Penven».

G.228/ 229/ 240/ 250 : Matforce gère les visites programmées de ces groupes qui se déroulent normalement dans le cadre du contrat d'entretien.

La répétition d'anomalies de régulation de vitesse de ces groupes par défaut de carte électronique persiste ainsi que l'encrassement fréquent des radiateurs.

A.3.4.4 Etat général des auxiliaires

Les auxiliaires sont disponibles et fonctionnent correctement dans l'ensemble.

A.3.4.5 Budget

Les travaux en cours en 2003 s'élèvent à 40 M FCFA et la réalisation est de 10 M FCFA.

Le budget d'investissement est souvent reporté et les taux de réalisation très faibles ; cependant le taux de 6% réalisé en 2002, a connu en 2003 une amélioration relative en se situant à 25 %.

Toutefois, depuis 2001, la centrale attend l'installation de paratonnerres pour un montant de 10 000 000 F CFA et la mise en place de compteurs d'huile, de combustible et d'énergie pour un montant de 20 000 000 FCFA.

Ces reports successifs peuvent avoir pour conséquences des risques de détérioration des appareils électriques d'une part et d'autre part, une évaluation erronée des performances de la centrale.

Recommandations Centrale de TAMBACOUNDA :

1. Groupes :

La contrainte majeure de la centrale provient des avaries d'alternateurs, source essentielle de plus de 30 mois d'indisponibilité cumulée.

- Suite aux perturbations évoquées ci-dessus, il faudra :
remplacer les protections alternateurs existantes par des protections plus efficaces
et mettre en place des paratonnerres et des parafoudres appropriés.

Délai : 3 mois

Coût : 30 M FCFA.

2. Réparation des alternateurs :

L'alternateur du groupe 128 a été rebobiné 5 fois par « ABB » sans résultat concluant, laissant le groupe indisponible pendant deux ans et demi.

- Sénélec doit être plus exigeant avec les prestataires en leur imposant des critères de délai et de qualité de service, doublés d'un contrôle des travaux.

Délai : immédiat

Coût : à faire par l'exploitant

3. Gestion du combustible :

L'approvisionnement du seul réservoir de 100 m³ de DO exclusivement géré par Mobil, pose deux problèmes :

1°) des retards fréquents de livraison avec des risques permanents de rupture de stock.

2°) des retards constants sur les purges d'eau du réservoir.

- Reconsidérer les termes du contrat signés avec Mobil en vue de trouver une formule qui restitue la gestion de combustible aux responsables de la centrale.
- Utiliser le tank de 200 m³ pour le DO en vue d'augmenter l'autonomie de fonctionnement de la centrale.

Délai : immédiat

Observation : Négociation et décision / DP et DG

4. Mur de clôture :

Il n'existe pas de clôture de la centrale, suite au vol des grillages d'origine.

- Reprendre la clôture extérieure en construisant un mur.

Délai : 6 mois

Coût : 15 MF

A.3.5 Centrale de Kolda :

La centrale diesel de Kolda située à 550 km de Dakar, a une puissance totale installée de 3,2 MW, constituée de cinq groupes diesel dont deux «Poyaud» de 320 KW et quatre «Cummins» de 840 KW.

A.3.5.1 Etat physique des bâtiments

A.3.5.1.1 Présentation des bâtiments :

La centrale de Kolda est constituée d'un ancien bâtiment qui abrite trois groupes et d'une extension très modeste contenant les deux autres. Cet ancien bâtiment englobe également les jeux de barres, les tableaux électriques, la salle de commande, le bureau du chef de centrale et un local exigu servant de magasin.

A l'extérieur, se trouve un abri provisoire réservé aux transformateurs électriques. L'ensemble des bâtiments se trouve dans un état relativement vétuste, nécessitant d'une part, un entretien au niveau du génie civil et d'autre part, une extension des locaux.

A.3.5.1.2 Sécurité et environnement :

Les moyens en extincteurs recensés sont suffisants et sont constitués de trois extincteurs à poudre de 50 kg, deux à poudre de 25 kg, trois à poudre de 9 kg et deux à CO₂ de 2 kg. Il n'existe pas de réseau incendie ; cependant, le château d'eau de 15 m³ existant pourrait servir à l'alimentation des engins de lutte en cas d'incendie.

Par ailleurs, il existe un danger réel d'électrocution à partir des jeux de barres 380volts qui sont facilement accessibles. En effet, les armoires électriques en salle des machines ne sont pas équipées de fermetures verrouillées. De même, les transformateurs des groupes sont également contenus dans un abri provisoire en zinc sans protection.

A.3.5.2 Etat général du parc de stockage combustible :

A.3.5.2.1 Stockage et disponibilité du combustible :

Le parc de stockage a une capacité plutôt faible de 60000 litres de DO, composée de trois cuves cylindriques enterrées de 20 000 litres chacune.

L'approvisionnement du diesel oil est effectué par camions citernes en provenance de Dakar. L'autonomie de fonctionnement de la centrale est réduite à six jours compte tenu de la consommation journalière de 6800 litres et du stock minimum fixé à 42500 litres.

L'éloignement de cette centrale et la très faible capacité des cuves, ne laissent pas une grande marge de manœuvre aux exploitants. Ces derniers sont obligés de recourir à une livraison tous les quatre jours sous risque de tomber en rupture de stock.

A.3.5.2.2 Sécurité et environnement :

L'environnement immédiat est constitué d'habitations et ne présente pas de risque immédiat. La centrale ne dispose pas de réseau d'incendie, ce risque étant sensiblement atténué à cause des réservoirs enterrés.

Signalons que la caserne des sapeurs pompiers se trouve à 8 km environ de la Centrale et la SODEFITEX à 1 km. .

A.3.5.3 Etat général des machines

A.3.5.3.1 Etat signalétique

G.89 et G.90 : datant de 1980, ces groupes sont équipés de moteur «Poyaud» type A12150 accouplé à un alternateur « Jeumont Schneider » de 320 KW de puissance nominale unitaire.

G.239, G.246 et G.249 : ces trois groupes de 2000 sont constitués de moteur Cummins type KTA50-G3 accouplés à des alternateurs « Newage » de 840 KW de puissance nominale.

A.3.5.3.2 Mode d'exploitation

Les groupes fonctionnent en base avec diesel oil, ils ont assuré en 2003 une production annuelle de 8,15 GWh avec une consommation spécifique de 261 g/kWh de combustible.

A.3.5.3.3 Performances et perturbations

Ces groupes diesel présentent l'avantage d'une souplesse de mise en service ainsi que des consommations spécifiques faibles par rapport aux groupes vapeur et aux turbines à gaz.

Les groupes « Cummins » installés en 2001 par Matforce fonctionnent dans de bonnes conditions d'exploitation en assurant l'essentiel de la production.

Cependant, quelques perturbations sont notées au niveau des groupes « Poyaud », perturbations relatives à l'indisponibilité de l'alternateur du groupe 90 et au dépassement de sa visite des 15000 heures.

A.3.5.3.4. Fiabilité des protections groupes :

Les groupes « Poyaud » gérés par Sénélec ne disposent pratiquement plus de protections. En effet le G.89 ne dispose pas de protections de pression eau, ni de température huile, ni de survitesse. Quant au G.90, aucune protection ou mesure n'est fonctionnelle en dehors de l'arrêt d'urgence.

La présente mission d'audit a recommandé avec insistance de ne plus démarrer ces machines avant la mise en place et le bon fonctionnement de l'ensemble des protections électromécaniques.

Toutefois, les protections des groupes « Cummins » sont fonctionnelles, seul le défaut du régulateur de vitesse est quelquefois signalé. Dans de pareils cas, Matforce procède au remplacement de la carte électronique.

A.3.5.3.5 Situation de la maintenance :

G.89 : la visite des 15000 heures a été effectuée en novembre 2003 et la prochaine visite de 7500h est fixée au mois d'Octobre 2004.

G.90 : la visite des 15000h a été réalisée en septembre 2000 et depuis ce groupe a accompli 25602 heures. Ainsi il a dépassé de plus de 10000 heures la visite de 15000 heures qui était prévue au mois de juillet 2001.

Par ailleurs ce groupe attend la réparation de son alternateur depuis l'incident du 09 novembre 2003.

G.239/ 246/ 249 : Dans le cadre du contrat d'entretien, Matforce gère les visites programmées de ces groupes qui sont effectuées à temps. En effet, les G.239 et G.249 ont déjà subi leur visite de 6000h.

Dans le cadre de la maintenance aléatoire, la lenteur de réparation des alternateurs est à déplorer ; à ce titre le G.90 attend toujours son alternateur.

A.3.5.4 Etat général des auxiliaires

Le compresseur 30 bars en place est vétuste et doit être remplacé, il fonctionne depuis 1983, soit 20 ans de service sans renouvellement.

Les collecteurs d'échappement des moteurs Cummins doivent être redressés et relevés pour empêcher l'échauffement des radiateurs par retour des gaz.

Canalisations : les canalisations sont vétustes ; il est nécessaire d'étancher les plaques de fermeture des caniveaux d'eaux usées et de remplacer les dalles de fermeture des chemins de câbles.

Climatisation : elle est obsolète et non opérationnelle au niveau de la salle de commande et dans le bureau du Chef de centrale.

Ventilation salle des machines : les ventilateurs existants sont non opérationnels et doivent être remplacés par des ventilateurs neufs stockés au magasin.

Forage : Il ne fonctionne pas à cause du moteur électrique défectueux depuis trois mois ; la PCA (proposition de commande d'achat) a été lancée par Boutoute pour un coût de 2 000 000 FCFA.

A.3.5.5 Budget

Nous avons constaté que le budget n'est pas généralement établi à partir de l'unité concernée. Par ailleurs, aucune rubrique budgétaire n'est inscrite pour cette centrale depuis 2001 au niveau des budgets d'investissement de la production.

Il est donc urgent et fortement recommandé de prendre en compte les besoins de cette unité dans la confection du budget de la Production.

Recommandations Centrale de KOLDA :

1. Indisponibilités Groupe :

a) La contrainte majeure de la centrale provient de l'avarie alternateur du groupe 90, qui est indisponible plus de 8 mois pour attente de réparation.

- Accélérer les travaux de réparation de l'alternateur.

Délai : 3 mois

Coût : 1 M FCFA.

b) La seconde contrainte majeure est le retard excessif de l'approvisionnement en pièces de rechange du groupe 90, qui a dépassé de plus de 10000 heures la visite de 15000 heures qui était prévue au mois de juillet 2001.

- Assurer un meilleur suivi des commandes afin d'éviter les dépassements des visites.

Délai : immédiat

Observation : à suivre par DP et DG.

2. Protection Groupes « Poyaud » :

Les groupes « Poyaud » 89 et 90 ne disposent plus de protections électromécaniques et fonctionnent sans sécurité.

- Il est urgent de doter ces groupes des protections manquantes.
- Il est recommandé avec insistance de ne plus démarrer ces groupes sans protection.
- Voir possibilité de remplacer ces groupes vétustes.

Délai : immédiat

Coût : 5 M FCFA.

Observation : à suivre par DP

3. Réservoirs du combustible :

Les réservoirs de combustible ont une capacité très faible de 60000 litres limitant l'autonomie de fonctionnement de la centrale à 5 jours.

- Il est recommandé de doubler au moins la capacité des réservoirs DO.

Délai : 6 mois

Coût : 30 M FCFA

4. Génie civil Centrale :

- remettre en état le forage en panne compte tenu des coupures SDE fréquentes ;
- doter la centrale d'un circuit incendie actuellement inexistant ;
- doter la centrale d'un atelier et d'un magasin fonctionnels ;
- atténuer la pollution sonore en ouvrant la porte du bureau du Chef de centrale sur la façade extérieure.

Délai : 6 mois

Coût : 50 M FCFA

B. Producteurs privés

B.1 Site de la Centrale GTI

B.1.1 Centrale GTI

Cette centrale appelée GTI, d'une puissance nominale de 57 MW est située au Cap des Biches à 20 Km de Dakar sur le même site que les centrales C3, C4 et C5 de Sénélec. Premier producteur indépendant d'électricité au Sénégal, GTI s'est installé en 1999 à la faveur d'un appel d'offres international destiné à alléger le déficit énergétique en vue d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique du pays.

B.1.1.1 Etat physique des bâtiments

B.1.1.1.1 Présentation du bâtiment

La centrale est constituée d'un édifice principal préfabriqué qui abrite les bureaux, la salle de commande, les locaux électriques, les ateliers et le laboratoire. Par ailleurs, un ensemble de locaux également préfabriqués renferme le poste de déminéralisation et divers auxiliaires. L'ensemble de ces édifices construit en 1999, est dans un état physique correct.

B.1.1.1.2 Sécurité et Environnement

Le bâtiment principal réalisé en préfabriqué ressemble à une bâtisse de chantier. On peut noter que les zones de circulation à l'intérieur de l'édifice principal répondent aux normes techniques. De même, les mises à la terre de ce bâtiment et de l'ensemble des structures sont réalisées correctement et il est doté d'un nombre suffisant d'extincteurs.

Ainsi les prescriptions techniques essentielles sont assurées conformément aux dispositions de l'arrêté Général n° 5253. I.G.T.L.S.A.O.F du 19 juillet 1954 et autres textes législatifs de référence (AFNOR, ISO, DTU, etc.).

B.1.1.2 Combustible et stockage

B.1.1.2.1 Disponibilité du combustible

Le Stockage du combustible est assuré par deux tanks de 1500 m³ pour le naphta et d'un réservoir de 200 m³ pour le gasoil. Ces tanks en bon état, sont individuellement placés dans un bassin de rétention en béton, réalisé selon les normes et capable de contenir le combustible en cas de déversement accidentel.

La centrale a une autonomie de trois jours de service continu, correspondant à 1050 m³ de stock minimum de combustible, lequel combustible est fourni par Mobil et Shell. Par ailleurs, le contrôle technique vérifie quotidiennement le pouvoir calorifique du combustible.

B.1.1.2.2 Sécurité et Environnement

L'environnement immédiat de la Centrale est constitué de la centrale Sénélec C3, de la centrale C4, de la SDE (Société Dakaroise d'Entreposage) qui dispose d'une capacité de stockage de 7500 m³ de fuel et de la conduite de gaz venant de Diamniadio. Cette même conduite de gaz traverse la cour de la centrale GTI et passe entre le parc à combustible et le poste 90kV. On notera que cette conduite n'est pas expressément mentionnée dans le Plan d'Opération Interne qui décrit en détail les moyens d'organisation en cas de survenue d'un sinistre.

Les moyens de prévention et de lutte contre le feu sont disponibles et répondent aux normes en vigueur notamment les dispositifs d'extinction automatique au CO2 de la turbine à gaz.

De même, la turbine à vapeur et le transformateur HT sont équipés d'un système d'extinction à eau et le bâtiment principal doté d'un dispositif automatique au CO2.

A cela s'ajoutent un circuit d'extinction à eau, renforcé par de la mousse au niveau du parc à combustible et des extincteurs portatifs et mobiles en nombre suffisant.

Il n'existe cependant pas de coordination entre cette unité et ses voisins immédiats quant à la mise en œuvre combinée des divers moyens de lutte contre les sinistres.

B.1.1.3 Etat général des machines

B.1.1.3.1 Etat général des groupes :

Le cycle combiné de 57 MW est l'association d'une turbine à gaz TAG de 38 MW de fabrication Général Electric (GE) type MS6001B et d'une turbine à vapeur TAV (GE) type NP 50/80 de 19 MW. Chaque turbine entraîne un alternateur « Ganz Ansaldo » et totalise en Décembre 2003, 28368 heures pour la TAG et 22672 heures pour la TAV. Les puissances assignées respectives de la turbine à gaz et de la turbine à vapeur sont 35 MW et 16 MW.

B.1.1.3.2 Mode d'exploitation

GTI utilise le naphta comme combustible de base et le gasoil comme combustible de démarrage. Elle fonctionne en base et en cycle combiné, la production annuelle est de 346 GWh pour une consommation spécifique globale de 204 g/kWh et une disponibilité de 85 %.

B.1.1.3.3 Incidences des performances ou perturbations sur le réseau général

GTI est par ailleurs caractérisée par sa souplesse de démarrage et son taux d'indisponibilité relativement faible. Dans ce cadre, elle a participé de façon sensiblement constante au réseau général durant ces trois dernières années à hauteur de 19,4%, 21,4% et 19 % avec des productions respectives de 307, 353 et 351GWh.

L'analyse détaillée des incidents entre 1999 et 2000 révèle que la plupart des incidents sont imputables aux nouveaux réglages des installations. Ensuite, de 2001 à 2003, l'essentiel des perturbations en dehors des arrêts programmés, provient des incidents électriques du réseau interconnecté. En effet, 28 déclenchements de la centrale provoqués par le RI ont été dénombrés en 2002 et 68 autres en 2003.

Par ailleurs, la centrale a connu une limitation de charge à 44 MW d'août à fin septembre 2003, suite à un défaut d'étanchéité au niveau du premier étage de la turbine.

B.1.1.3.4 Fiabilité des protections

Les protections des deux turbines et alternateurs se comportent convenablement vu leur bonne stabilité ainsi que leur bonne réaction constatées lors d'incidents survenus dans la centrale.

B.1.1.3.5 Situation de la maintenance

Les visites programmées sont effectuées annuellement conformément à un planning préétabli transmis à Sénélec. Les interventions relatives à ces visites concernent les parties chaudes de la turbine à gaz, les paliers de la turbine à vapeur ainsi que le remplacement des pièces d'usure des auxiliaires.

B.1.1.4 Etat général des auxiliaires :

Les auxiliaires électromécaniques sont en bon état de fonctionnement. Toutefois, pour certains auxiliaires essentiels comme le compresseur d'air d'atomisation et le réducteur de vitesse auxiliaire il y'a des insuffisances de stock de sécurité. Cette situation est préjudiciable au bon fonctionnement avec des risques de perturbations ou d'indisponibilité totale de la centrale.

B.1.1.5 Budget

Investissement et Réalisations :

Le budget de GTI n'a pas été communiqué à la mission malgré notre demande insistante.

Recommandations GTI :

1/ Combustible :

En dehors du test de présence d'eau et du contrôle du pouvoir calorifique, il n'existe pas d'autres analyses de combustible.

Il est donc nécessaire de prévoir une analyse périodique physico-chimique du combustible de préférence après chaque livraison.

Délai : immédiat.

Coût : 0,5 MFCFA

2/ Diesel de secours : Sa puissance de 450 kVA est insuffisante pour le redémarrage de la centrale en cas de « black-out » total.

Un groupe électrogène de 1000 kVA est nécessaire.

Délai : immédiat.

Coût : 700 M FCFA

3/ Stock de sécurité : La visite du magasin a permis de constater l'insuffisance des stocks de sécurité relatifs aux auxiliaires notamment : la vanne de stop, les ventilateurs de cabine, le réducteur de vitesse et le compresseur d'air d'atomisation.

Il est nécessaire de renforcer le stock de sécurité des auxiliaires.

Délai : immédiat.

Coût : 300 M FCFA

B.2 Sites des autres producteurs d'énergie électrique

B.2.1 SOCOCIM :

La Société de Commercialisation du Ciment (SOCOCIM) est une Société à caractère industriel et commercial située à Rufisque (24 km de Dakar). Elle possède une centrale de production marchant au fuel lourd et composée de 8 groupes Diesel dont 3 de 2,9 MW et 5 de 2,4 MW soit au total 20,7 MW.

Elle a fourni à la SENELEC 426 MWh en 2003 contre 22 MWh en 2002 du fait d'une meilleure disponibilité de la centrale durant l'année 2003.

B.2.2 SONACOS :

La Société Nationale de Commercialisation de l'Arachide au Sénégal (SONACOS) est une société de statut industriel et commercial établie dans les villes de Dakar, Diourbel, Kaolack et Ziguinchor. L'usine de la SONACOS à Ziguinchor (au Sud du Sénégal) dispose de 2 groupes vapeur de 3,5 MW soit au total 7 MW. Le combustible utilisé est la coque d'arachide.

L'énergie fournie à la Sénélec est passée de 61 MWh en 2002 à 177 MWh en 2003 ; la hausse ainsi constatée provient de l'indisponibilité du groupe 804 de la centrale de Boutoute en novembre 2003.

B.2.3 ICS :

Les Industries Chimiques du Sénégal (I.C.S) forment une société à caractère industriel et commercial établie à Dakar (Mbao) et à Mboro. La production d'énergie électrique, issue de l'usine de Mboro (110 Km de Dakar) est fournie à partir de la vapeur fatale, dont une partie est évacuée dans le réseau de la Sénélec.

La centrale est dotée de 3 groupes vapeur de puissances respectives 26,25 MVA, 11,25 MVA et 16,25 MVA soit au total près de 54 MVA.

L'énergie mise par les ICS sur le réseau Sénélec en 2003 est de 19 MWh contre 12 MWh en 2002 soit une hausse de 59 %.

II.2 SYNTHÈSE AUDIT PRODUCTION :

Dans le cadre de l'Audit de la Production, l'accent a été mis particulièrement sur les difficultés rencontrées au niveau de l'exploitation et de la maintenance des groupes, de la gestion du combustible, des prévisions budgétaires (investissements nouveaux et approvisionnement en pièces de rechange) et enfin de la sécurité et de l'environnement.

- Concernant les groupes de production :

Au niveau des centrales de Dakar, les groupes diesel n°105, 106 et 403 connaissent une perte de puissance cumulée de 6 MW au moins, due essentiellement au dépassement des heures de visite. Cette situation découle des problèmes d'approvisionnement en pièces de rechange.

Dans ce cadre, la signature des contrats de maintenance avec les constructeurs est vivement recommandée afin de garantir la régularité de livraison des pièces.

De même, les groupes vapeur 301, 302 et 303 connaissent un déficit total de 10 MW par rapport à la puissance assignée. Ce déficit est consécutif à des retards de maintenance et de remise en état des auxiliaires et des chaudières.

NB : La maintenance programmée des centrales est dévolue au Département Maintenance Centralisée (DMC) de la Direction Production (DP). Ainsi, la préparation, la supervision des travaux et l'approvisionnement des pièces de rechange sont assurés par ce département pour le compte des unités de production.

Chaque centrale doit assurer l'entretien courant de ses groupes et auxiliaires. Concernant la maintenance programmée, les groupes subissent en général des visites périodiques de 6000, 12000 et 24000 heures.

Recommandations

1. Il est notamment recommandé de veiller à un approvisionnement correct en pièces de rechange et de prendre les dispositions nécessaires permettant de visiter à temps les groupes.

En dehors des pertes de production, les dépassements d'heures de visite ont entraîné des avaries, des indisponibilités et des coûts exorbitants de réparation des groupes.

En effet en l'espace de dix ans, les seules avaries de la Centrale 4 ont coûté en réparation 9400 MFCFA. Ces avaries auraient pu être évitées pour l'essentiel si les visites étaient effectuées à temps grâce à une prompt acquisition des pièces de rechange.

Au niveau des centrales régionales, les mêmes problèmes de maintenance sont rencontrés, entraînant les mêmes conséquences. Par ailleurs, les avaries répétitives des alternateurs de Tambacounda, source de trente mois d'indisponibilité de groupe sont à bannir. A cet effet, il est important de bien étudier leurs causes et au besoin de renforcer l'efficacité des protections.

Enfin, il est déplorable de constater des rebobinages répétés d'alternateur du G.128 de Tambacounda effectués cinq fois par le prestataire ABB, sans résultat satisfaisant.

2. Il est important d'améliorer les critères de choix en ce qui concerne les prestataires de service d'une part, et de renforcer les contrôles des travaux effectués d'autre part.

3. Il faut améliorer l'organisation au sein des unités de production par les dispositions suivantes :

-alléger DMC en confiant les approvisionnements à une structure rattachée à l'Etat Major Production.

-renforcer les centrales en personnels qualifiés et en nombre suffisant pour permettre à DMC de jouer son rôle de supervision des visites programmées.

-responsabiliser les chefs de centrale en remplaçant les DPA par des DAT et leur permettre d'exécuter les **achats inférieurs à 200 000 FCFA**.

-renforcer le personnel d'encadrement technique, d'analyse et de supervision des centrales régionales.

-formaliser les analyses après chaque incident et établir une fiche d'analyse d'incident.

-harmoniser les procédures de gestion de l'exploitation par l'adoption :

a) d'un carnet de procédures ou prescriptions insistant sur les modalités techniques indispensables à l'exploitation des installations, valable pour toutes les centrales.

b) d'un carnet de procédures administratives valable pour toutes les centrales, insistant entre autres sur les dispositions de classement, d'archivage, de gestion du personnel... L'application correcte et constante de ces procédures doit être contrôlée périodiquement au niveau de toutes les centrales.

Outre ces recommandations pratiques, nous ne pouvons manquer de souligner certaines distorsions dans le déploiement du personnel de la Sénélec.

En effet, la mission d'Audit a relevé que le personnel d'encadrement est insuffisant dans les centrales et la Sénélec doit s'atteler à mettre en place le meilleur équilibre entre l'encadrement et l'exécution.

-Concernant les sinistres survenus à la Sénélec

Le tableau de l'annexe P5 relatif à ce rapport, indique les sinistres majeurs qui se sont produits à la Sénélec ces dernières années, sinistres concernant en grande partie les équipements de production.

Ces sinistres occasionnent généralement une indisponibilité de l'outil de production.

Conséquences : délestages des abonnés et manque à gagner (pertes d'exploitation) pour la Sénélec.

Le préjudice subi est d'autant plus grand que la police d'assurance « Global Dommages » contractée comporte des clauses relatives aux franchises à la suite de survenue de tout sinistre.

Les pertes d'exploitation qui sont très importantes ne sont pas prises en compte étant donné que, même dans le cas où elles font partie des clauses, une importante franchise leur est imputée.

Il faut rappeler, que les assureurs ne prennent pas souvent en charge un sinistre parce qu'ayant eu lieu au moment où la période de révision a été dépassée.

Par ailleurs, nos différents entretiens ont fait ressortir que les ingénieurs et les responsables des centrales connaissent les procédures de déclaration des sinistres. Cependant ils n'ont pas une

bonne connaissance des notions de base de l'assurance. Cela dénote le cloisonnement entre le Service Juridique et les Responsables de la Production.

D'une manière générale, les contrats d'assurance « Global Dommages » comportent une clause permettant à l'Assuré de commettre un Expert qui serait leur Conseiller et travaillerait avec l'Expert de l'Assurance. La mission d'Audit n'a pas eu l'occasion de prendre connaissance de ce type de contrat à la Sénélec. Cependant cette opportunité ne peut être exclue dans une si importante police d'assurance.

La situation relevée dans ce tableau montre les pertes énormes subies, soit **un milliard cent soixante quinze millions six cent vingt trois mille quatre vingt dix sept (1 175 623 097) francs CFA** lors des sinistres survenus dans les centrales (période 2000 à 2003).

Recommandation

Il revient à la Sénélec de remédier à cette situation par un meilleur suivi des sinistres et ce, à travers une plus étroite collaboration entre le service juridique et les différentes directions techniques.

- Concernant le combustible :

Les analyses physico-chimiques périodiques sont inexistantes, laissant les pétroliers libres de fournir le combustible à leur guise.

STOCKAGE DE COMBUSTIBLE

Centrale	Cons.jour	Fuel lourd			Diesel oil			Autres		
		Capac.m3	Réserve	Auton. (j)	Capac.m3	Réserve	Auton. (j)	Capac.m3	Réserve	Auton. (j)
Kahone	28m3	2*1000	667	24	2*100	67	2	0	0	0
St-Louis	0,5m3	535	178	356	200	67	134	0	0	0 **
Boutoute	16m3	500	167	10	250	83	5	0	0	0
Tamba	10m3	200	Marche au DO		100	50	5	0	0	0
Kolda	6800L	0	Marche au DO		60000L	42500L	6	0	0	0
GTI	350m3	0	0	0	200	100	0,3	2*1500naph	1000	3
CI	12m3	1000	300	25	30	12	1	0	0	0
CII	88m3	1000	300	3	0	0	0	0	0	0
TAG4	300m 3	0	0	0	1000	300	1	90 Fuel lég.	30	0,1
CIII	450m 3	2000	667	1,5	0	0	0	0	0	0
TAG 1,2	197m 3	0	0	0	1000+2*90	393	2	0	0	0
TAG3	200m3	0	0	0	0	0	0	100 Kéros.	100	0.5
CIV	240m3	3*1000	1200	5	540	180	0,75	0	0	0
CV	13m3	0	0	0	540	180	14	0	0	0

Appréciation relative à la capacité de stockage de chaque centrale :

Kahone, St-Louis, Boutoute, CII, CI, CIV et CV : **Bonne**

Tambacounda, TAG4, TAG1 et TAG2 et GTI : **Faible**

Kolda et TAG3 : **Très faible**

NB : Ces données ont été recueillies lors de l'audit du secteur Production effectué en mars 2004.

**** La centrale de Saint Louis fonctionne en grand secours.**

Recommandations

1. Il est nécessaire de systématiser les analyses et contrôles périodiques des combustibles livrés, afin de s'assurer de leur conformité par rapport aux normes stipulées dans le protocole d'accord du 19/03/94 entre Sénélec et les pétroliers.

Par ailleurs, concernant la centrale de Tamba, la gestion du combustible est exclusivement réservée à Mobil, ce qui entraîne souvent des difficultés de purge du tank de 100m³ de DO. Des retards de livraison sont également relevés avec des risques de rupture de stock, liés à la faible capacité du tank et au mode d'acheminement par camions citernes depuis Dakar.

Il faut donc reconsidérer les termes du contrat Mobil d'une part, et d'autre part d'augmenter l'autonomie de fonctionnement de la centrale en utilisant pour le DO le tank de 200m³ de FO.

Dans le même ordre d'idée, la centrale de Kolda est confrontée à une capacité de stockage insuffisante qui entraîne une très faible autonomie de fonctionnement.

2. il est fortement recommandé de doubler au moins la capacité des réservoirs de DO de la centrale de Kolda, afin de supprimer tout risque de rupture de stock dû à la faiblesse de la capacité de stockage.

- Concernant les inscriptions budgétaires :

Lors des années 2001, 2002, 2003, différentes prévisions n'ont pas été exécutées pour les raisons suivantes :

- les budgets sont tardivement adoptés et diffusés souvent vers le mois de Juillet ;
- les difficultés de trésorerie ne facilitent pas la rapidité de l'exécution mensualisée ;
- des lenteurs de confection par les exploitants des appels d'offres sont constatées ;
- certaines inscriptions de faible importance encombrant inutilement le budget.

En conséquence, des dispositions particulières doivent être prises à tous les stades afin de rendre exécutables les inscriptions, eu égard aux disponibilités financières.

Recommandation

Au niveau de l'approvisionnement des pièces, des lenteurs persistantes sont constatées. Il est par conséquent nécessaire de simplifier les procédures administratives pour la mise à disposition de matériel au niveau de la Production, en prenant les dispositions aptes à accélérer les livraisons.

-Concernant l'environnement :

La Sécurité des centrales relative à l'environnement immédiat comporte des risques potentiels liés à la concentration des différentes unités industrielles voisines. En outre, il n'existe aucune coordination entre ces différentes unités, quant à la mise en œuvre combinée des divers moyens de lutte contre les sinistres.

Par conséquent, il est urgent de recenser les moyens existants afin de mettre en place une coordination des exercices de sécurité entre ces différentes structures.

Quant à la préservation de l'Environnement, aucune mesure spécifique de protection relative aux rejets des fumées, des gaz, des effluents et des rejets des échangeurs de chaleur n'est effectivement prise au niveau des centrales de Sénélec.

Recommandation

1. des dispositions de protection de l'environnement notamment l'atmosphère, les sols et les eaux doivent être scrupuleusement observées.

A cet effet des détecteurs de polluants atmosphériques tels que les NOx et les SOx doivent être installés tout autour des centrales. De même, des capteurs de température et des détecteurs de polluants chimiques doivent être installés sur les canalisations d'évacuation des eaux et effluents afin de prévenir toute dérive.

A cet égard nous citerons le cas de la Centrale de Kahone où il est déplorable de constater l'existence d'une mare permanente d'égouttures de fuel de 200 mètres de long, polluant irrémédiablement la nappe phréatique. Par conséquent la mise en place du poste de dépollution est fortement conseillée.

Il est de même désolant de constater les dégagements de fumées noires anormales à C3, fumées provenant des chaudières 302 et 303 et liées à la dégradation de la combustion et des indisponibilités des ramoneurs. Ces fumées sont les causes de multiples désagréments aux riverains (quartier Diokoul à Rufisque et environnant).

La remise en état des auxiliaires de combustion et un meilleur suivi de la qualité du combustible demeurent indispensables pour préserver l'environnement.

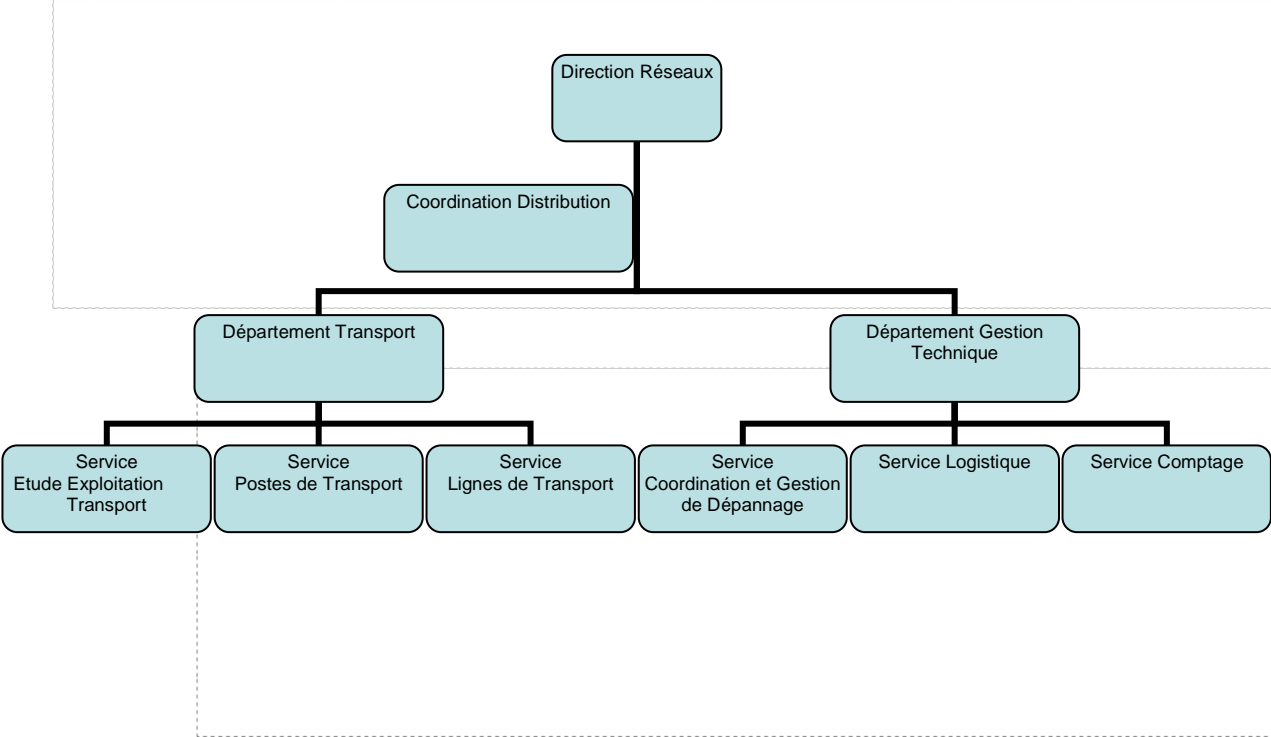
2. dans la mesure où les problèmes environnementaux n'ont pas été pris en compte lors de l'implantation de la plupart des centrales électriques, la Sénélec devra :

- atténuer le plus possible les impacts négatifs avec comme référence les nouvelles normes du ministère de l'Environnement ;
- mettre en place une politique de suivi environnemental basée sur un enregistrement continu des paramètres de suivi des rejets et sur l'analyse des effluents par des laboratoires spécialisés ;
- réaliser une étude d'impact environnemental des différents sites de production d'énergie électrique.

Chapitre III DIAGNOSTIC DU SECTEUR TRANSPORT

L'organigramme ci-dessous (Direction des Réseaux) indique les différents départements et services chargés de l'exploitation et de la maintenance des réseaux de Transport et de Distribution à la Sénélec.

DIRECTION RESEAUX



Rappel

Objet de la mission Transport

La mission d'Audit Transport est axée principalement sur l'état du réseau de Transport (lignes et postes) pour les niveaux de tension 225, 90 et 30 kV.

A cet effet, une description détaillée des installations, le mode d'exploitation et de maintenance des différents ouvrages ainsi que les manquements observés en matière de sécurité d'approvisionnement en énergie électrique dans le domaine du Transport d'énergie figurent ci-dessous.

Méthodologie d'approche

La méthodologie adoptée est la suivante :

- présentation de l'état des équipements et leur mode d'exploitation ;
- analyse de cet état suivant son caractère positif ou négatif et les propositions de solutions pour d'éventuelles améliorations ;
- synthèse regroupant les recommandations essentielles pour assurer la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique.

De l'état du réseau de transport, il ressort :

III.1- A Etat signalétique et d'exploitation des lignes et postes

Le réseau général de transport concerné par la présente étude intéresse les niveaux de tension suivants :

- 225 kV
- 90 kV
- 30 kV

Il est composé de lignes et de postes 90 kV et 30 kV, appartenant à la Sénélec. A côté de ces infrastructures, il ya la ligne 225 kV mise en œuvre par la Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM) à partir de la centrale hydro-électrique de Manantali pour desservir les pays membres de l'OMVS, à savoir : le Mali, la Mauritanie et le Sénégal à travers les postes de Kayes, Matam, Dagana, Sakal et Tobène.

Le schéma général est donné par l'annexe T1

Réseau 225 kV

III.1.1 Lignes 225 kV

Elles concernent les liaisons :

- Kayes-Matam
- Matam-Dagana
- Dagana-Sakal
- Sakal –Tobène

III.1.1.1 Etat signalétique

Le réseau est composé des lignes suivantes : (cf.annexe T1 :Schéma d'interconnexion)

LIGNES 225 kV

Tableau 04 :

Ligne	Conducteurs (mm ²)	Longueur (Km)	I max (A)	Année de mise en service
Cap des Biches Tobène	366	58	630	1990
Tobène Sakal	2 X 228 Almélec	123	588 / conducteur	1992
Sakal Dagana	2 X 282 Alu – acier	114	640 / conducteur	2002
Dagana Matam	2 X 282 Alu - acier	267	640 / conducteur	2002
Matam Kayes	2 X 282 Alu – acier	254	640 / conducteur	2002

III.1.1.2 Etat d'exploitation

Les lignes 225kV ont un tracé commun et ont été mises en service en juillet 2002.

Elles sont neuves, bien dimensionnées et le parcours est en dehors des zones habitées.

Il faut noter que la SOGEM a confié la gestion des lignes et postes à la Société dénommée ESKOM. Cette dernière a prévu une organisation de visites périodiques faites par des inspecteurs surveillant le tracé emprunté ; en effet, un caractère continu de ces visites peut permettre d'éviter toute érection d'ouvrage sous la ligne.

- Disponibilité :

Cette ligne étant unique, un défaut constitue une indisponibilité pour tous les usagers pendant tout le temps que durera la remise en état.

Donc des dispositions doivent être prises pour que la disponibilité soit au maximum afin d'assurer la continuité de service.

- Incidents :

Cette ligne étant mise en service en juillet 2002, les incidents signalés en 2002 peuvent être considérés comme des incidents de début d'exploitation. Parmi les incidents signalés en 2003 figurent des incidents fugitifs, incidents pouvant être dus à une combinaison d'humidité et de poussière et divers autres relevant de défauts d'exploitation.

A cet effet, il s'avère donc nécessaire de procéder périodiquement au nettoyage des isolateurs, la ligne étant soumise à de fréquents vents de sable. L'inconvénient est que la ligne étant unique, ce nettoyage est source d'indisponibilité ; cette tâche est donc à requérir lors des périodes d'indisponibilité programmée.

III.1.2 Postes 225 kV

III.1.2.1. Poste de Matam

III.1.2.1.1 Etat signalétique

Les caractéristiques sont données dans le schéma figurant en annexe TP1.

- Configuration :

Le poste est pris en coupure sur la ligne venant de Kayes et comprend :

- l'arrivée de Kayes équipée d'une réactance de 20 MVAR
- un transformateur 225/30kV de 20 MVA alimentant les départs 30 kV de Matam, Ourosogui, Semmé, Oréfondé
- un transformateur 225/90 kV 20 MVA alimentant le départ Kaédi
- une réactance de 20 MVAR sur le jeu de barres
- le départ Dagana équipé d'un banc de condensateurs de 20 MVAR

On peut noter sur l'arrivée de Kayes et le départ Dagana que les disjoncteurs sont encadrés par des sectionneurs d'isolement by passés par un autre sectionneur.

Un tel système permet d'entretenir le disjoncteur sans interruption de service. Cela demande toutefois des consignes de manœuvres précises et bien assimilées par le personnel d'intervention, étant entendu que pendant cet entretien, la protection sera hors service.

Par ailleurs, les sectionneurs de ligne et de terre qui existent sur tous les départs et arrivées doivent faire l'objet de consignes dûment prescrites, étant entendu que pratiquement sur chacun de ces départs, le courant peut venir de Manantali comme du Sénégal ou de la Mauritanie.

La configuration a bien prévu la continuité de service pour l'entretien des disjoncteurs, mais n'a pas fait de même pour l'entretien des transformateurs qui sont très faiblement chargés. Ces transformateurs auraient pu être doublés au prix de puissance unitaire égale à la moitié de ceux actuellement installés ; il y aurait eu ainsi plus de puissance garantie.

III.1.2.1.2 Etat d'exploitation

L'état d'exploitation du site se présente ainsi :

- Aspect général :

- accès contrôlé avec identification dans un registre des personnes entrant dans le poste ;
- poste propre ;
- présence de groupe de secours, eu égard au caractère isolé du poste et au défaut de proximité d'une source de secours quelconque.

- Charge et tenue des équipements :

- sur le plan charge les transformateurs sont surdimensionnés par rapport à la charge appelée. Sur le départ Matam, le Max appelé est de 4 MW tandis que la puissance installée est de 20MVA avec un transformateur 225/30 kV (chargé à 25%).
- sur le départ Kaédi, le Max est d'environ 1 MW avec un transformateur 225/90 kV d'une puissance de 20 MVA (chargé à moins de 10%).

Il faut noter que lors des périodes d'entretien de transformateurs, il n'y a pas de secours d'alimentation. Donc il n'y a pas de garantie de continuité de service.

Ceci compromet un entretien correct de ces transformateurs. Une solution aurait été de fractionner ces transformateurs de moitié en les doublant.

Pour la gestion des réactances le caractère tout ou rien de la mise en œuvre du banc ne permet pas une modulation souple de la tension. Un fractionnement devrait être étudié.

La mise en ou hors service des réactances ainsi que la plupart des autres manœuvres se fait depuis Manantali ; ceci ôte toute responsabilité aux agents et les met dans une position de simples exécutants.

- Sécurité d'exploitation :

- consignes d'exploitation en cours de validation. A rendre opérationnelles dans les meilleurs délais;
- harmonisation à vérifier ou à établir avec les consignes des pays usagers ;
- habilitations à faire constater avec des vérifications périodiques ;
- matériel de sécurité (EPI) : Les perches ne sont pas caractérisées suivant les tensions existantes au niveau du poste, ce qui peut induire en erreur les utilisateurs ;
- inexistence de plan d'opération interne (POI) pour le poste.

Il est à noter également les anomalies suivantes :

- l'absence d'un système de détection d'incendie dans les différents locaux du poste ; cela est un manquement grave pour la sécurité de l'installation ;
- l'absence d'extincteurs sur roues ;
- l'inexistence d'un mode opératoire destiné au personnel de nettoyage ; ce personnel doit recevoir une formation spécifique ;
- l'absence de signalisation secours et de blocs autonomes de secours.

- Fonctionnalité de l'exploitation :

La fonctionnalité de l'exploitation appelle les observations suivantes :

- -manque de fonctionnalité de la Télé conduite et des Télécommunications suite à des travaux non encore terminés au niveau des postes de Sakal et Tobène ;
- communication par appareil cellulaire tributaire des aléas du réseau dans cette zone ; ceci n'aide pas à acquérir des gains de temps et à minimiser les indisponibilités en cas de panne.

- Disponibilité d'exploitation :

Il ya peu d'incidents signalés sur le poste, sauf des incidents fugitifs qui seraient dus à l'humidité et à la poussière.

Sur le plan de la conception du système, les équipements sont surdimensionnés sans que cela améliore la continuité de service en cas d'entretien ou d'indisponibilité d'un transformateur.

III.1.2 2 Poste de Dagana

III.1.2.2.1 Etat signalétique

Les caractéristiques sont données dans le schéma figurant en annexe TP2.

- Configuration

Le poste est pris en coupure sur la ligne venant de Matam et comprend :

- l'arrivée de Matam équipée d'une réactance de 25 MVAR ;
- un transformateur 225/30kV 20 MVA alimentant le départ 30 kV de Dagana ;
- le départ vers Rosso en 225 kV ;
- une réactance de 20 MVAR sur le jeu de barres ;
- le départ Sakal équipé d'un banc de condensateurs de 20 MVAR

Mêmes remarques pour Matam sur les fonctionnalités relatives aux disjoncteurs et aux transformateurs.

III.2.1.2.2 Etat d'exploitation

L'état d'exploitation du site se présente ainsi :

- Aspect général :

- accès contrôlé avec identification dans un registre des personnes entrant dans le poste ;
- poste propre ;
- forage non fonctionnel : les agents procèdent à des achats d'eau

- Charge et tenue des équipements :

- sur le plan charge, les transformateurs sont surdimensionnés par rapport à la charge appelée ;
- le Max appelé est d'environ 4 MW sur le départ Nouakchott, tandis que la puissance installée du transformateur 225/90kV correspondant est de 20MVA ;
- le Max appelé est de 4 MW sur le départ Dagana, tandis que la puissance installée du transformateur correspondant est de 20MVA ;
- comme à Matam en cas d'entretien d'un transformateur, il n'y aura pas de secours d'alimentation ;
- pour la gestion des réactances : même remarques que pour le poste de Matam.

- Sécurité d'exploitation :

De l'état des lieux il ressort :

- consignes d'exploitation en cours de validation
- harmonisation à vérifier ou à établir avec les consignes des pays usagers
- habilitations à faire constater avec des vérifications périodiques
- matériel de sécurité (EPI) : un seul casque trouvé sur place. Les EPI (équipements de protection Individuelle) sont en nombre insuffisant pour les manipulateurs.
- inexistence de plan d'opération interne (POI) pour le poste

Il a été également noté :

- l'absence d'un système de détection d'incendie dans les différents locaux du poste.
- l'absence d'extincteurs sur roues
- l'inexistence d'un mode opératoire destiné au personnel de nettoyage. C'est un personnel qui doit recevoir une formation spécifique.

- Fonctionnalité de l'exploitation :

- insuffisance de fonctionnalité de la Téléconduite et des Télécommunications suite à des travaux non encore terminés au niveau de Sakal et Tobène ;
- présence de fissures au niveau du mur de la salle de commande ;
- absence de certains équipements de protection ;
- nécessité d'une climatisation de la salle MT, compte tenu de la présence d'équipements de protection électroniques exposés à la chaleur qui règne dans la zone.

- Disponibilité d'exploitation :

Aucun incident majeur n'a été relevé sur le poste, sauf l'incident de juin 2003 survenu sur les parafoudres du transformateur 225/30 kV, incident qui a duré 48 h. L'incident en question, doit attirer l'attention sur la nécessité d'avoir à disposition, dans une base proche les pièces de rechange, pour réduire les indisponibilités en cas de panne.

III.1.2. 3 Poste de Sakal

III.1.2.3.1 Etat signalétique

Les caractéristiques sont données dans le schéma figurant en annexe TP3.

- Configuration

Le poste pris en coupure sur la ligne venant de Dagana comprend :

- l'arrivée 225 kV de Dagana équipée d'une réactance de 20 MVAR
- un transformateur 225/30kV de 20 MVA alimentant les départs 30 kV de Dagana et Taredji
- le départ vers Rosso en 225 kV
- une réactance de 20 MVAR sur le jeu de barres
- le départ 225 kV Sakal équipé d'un banc de condensateurs de 20 MVAR

Les mêmes remarques sur les fonctionnalités de Matam et Dagana, relatives aux disjoncteurs, peuvent être reconduites ici.

III.1.2.3.2 Etat d'exploitation

L'état d'exploitation du site se présente ainsi :

- Aspect général :

- accès contrôlé avec identification dans un registre des personnes entrant dans le poste ;
- poste moins propre que les autres par suite de la présence de matériel déposé ;
- absence de groupe de secours. La proximité du réseau Sénélec permet d'avoir un appui. Toutefois en cas de black-out total entraînant le retrait de Manantali, le poste sera dans le noir jusqu'à la fin de la reprise. Et les agents auront du mal à procéder aux manœuvres requises pour contribuer à la remise en état.

- Charge et tenue des équipements :

- sur le plan charge des transformateurs : mêmes remarques que pour les postes de Matam et Dagana. On peut noter que le départ alimentant la SDE (Sénégalaise des eaux) à Keur Momar Sar (KMS) va connaître une nouvelle charge avec la mise en service des équipements nouveaux de la SONES, avoisinant une puissance de 4 MW ;
- pour la gestion des réactances : Idem que Postes de Matam et Dagana.

- Sécurité d'exploitation :

- consignes d'exploitation en cours de validation ;
- habilitations à faire constater avec des vérifications périodiques ;
- système d'extinction automatique du transformateur 225/30kV non opérationnel ;c'est un manquement grave à la sécurité des lieux ;
- défaut d'éclairage dans les locaux ;
- matériel de sécurité et de secours quasiment inexistant ;
- système de détection incendie inexistant ;

Il est à noter aussi :

- l'absence de groupe électrogène de secours ;
- la présence de fissures sur les murs et une infiltration d'eau ;
- un dépôt de matériel, non enlevé par le contractant de SOGEM, après les travaux ;
- la présence de massifs non enlevés, ce qui constitue un risque pour les opérateurs ;
- un compactage du sol en certains endroits non conforme aux prescriptions usuelles

- Fonctionnalité de l'exploitation :

On peut noter dans ce poste :

- l'absence de verrouillage au niveau des TSA. Ceci constitue un danger pour les manœuvres.
- l'éclairage indisponible dans la salle MT ;
- l'absence d'éclairage de secours pour les issues de secours ;
- le manque de fonctionnalité de la Téléconduite et la présence de termites dans les prises de courant ; la mauvaise tenue du magasin de pièces de rechanges : les matériels sont déposés en vrac dans le local ;
- Le tableau synoptique 90 kV et le châssis de relayage déposés et exposés à la pluie;
- l'éclairage de la salle de commande inefficace par défaut de pièce de rechange : les modèles mis en place sont difficiles à trouver au Sénégal d'après le représentant de ESKOM. Ceci pose un problème de Service Après Vente et nécessite un changement de tout l'équipement ;
- l'absence d'équipements individuels telles les lampes torches pour intervenir la nuit.

- Disponibilité d'exploitation :

L'incident de Sakal du 4 Septembre 2003 et celui de Dagana de juin 2003 ont été caractérisés par des lenteurs dans la remise en état du réseau ; cela montre qu'il est nécessaire pour les exploitants de demeurer sur place, compte tenu du rôle très important de cette ligne dans les pays concernés.

III.1.2.4. Poste de Tobène

III.1.2.4.1 Etat signalétique

Les caractéristiques sont données dans le schéma figurant en annexe TP4.

- Configuration

Le poste est pris en coupure sur la ligne venant de Sakal et comprend :

- Deux transformateurs 225/90kV de 75 MVA alimentant les départs 90 kV vers Cap Des Biches, Thiona, Taïba.
- l'arrivée de Sakal équipée d'une réactance de 20 MVAR et une réactance de 20 MVAR sur le jeu de barres 225kV
- Les mêmes remarques sur les fonctionnalités relatives aux disjoncteurs peuvent être reconduites.

III.1.2.4.2 Etat d'exploitation

L'état d'exploitation du site se présente ainsi :

- Aspect général :

- accès contrôlé avec identification dans un registre des personnes entrant dans le poste.
- poste moins propre que les autres par suite de la présence d'arbustes et de matériel déposé par terre et non enlevé.
- manque de groupe de secours ; cependant un transformateur H61 alimenté par Sénélec à partir de Tivaouane, est utilisé pour les auxiliaires en cas d'intervention pour travaux. Toutefois en cas de black-out total entraînant le retrait de Manantali, le poste sera dans le noir jusqu'à la fin de la reprise. Un groupe de secours renforcerait la sécurité d'approvisionnement, en permettant une facilité d'intervention dans le cas précité.

- Charge et tenue des équipements :

Sur le plan charge les 2 transformateurs de puissance unitaire 75 MVA sont en parallèle. Cette situation peut s'avérer requise quand la charge monte à Dakar. Comme la charge globale tourne actuellement aux environs de 40 MW, l'un des transformateurs pourrait servir de secours pour assurer une certaine garantie de continuité de service en cas de défaut.

Cependant l'on constate que le quota de Sénélec est consommé en grande partie par le Départ Thiès Thiona qui peut dépasser 30 MW à lui seul. Si l'on prend en compte la consommation de TAIBA (10 MW), ainsi que ce que consomment Ourossogui, Dagana et Sakal, on peut se rendre compte que Cap des Biches injecte des fois de l'énergie dans le poste de Tobène.

Or au niveau de SAKAL, le départ vers la SDE du projet de KMS (Keur Momar Sarr) qui alimente les nouveaux équipements de la SONES pourrait tirer une puissance supplémentaire avoisinant 4 MW, ceci imposant à Cap des Biches plus de contribution dans l'injection d'énergie.

Dans ses transactions avec Manantali, la Sénélec traduit hebdomadairement ses besoins en énergie et module sa puissance en fonction du temps. Ainsi, elle parvient à tirer des puissances ponctuelles de plus de 70 MW.

Pour la gestion des réactances, les manœuvres se font avec plus de responsabilité au niveau de ce poste de Tobène, d'autant plus que la charge peut disparaître entraînant des hausses de tension importantes et dangereuses au niveau des postes en amont (Sakal et Dagana).

- Sécurité d'exploitation :

- consignes d'exploitation en cours de validation ;
- harmonisation à vérifier ou à établir avec les consignes des pays usagers.

Autres constats :

- défaut du système de détection incendie ;
- absence de matériels de sécurité et de secours, notamment de masque à gaz pour l'utilisation des extincteurs CO₂ mis en place ;
- absence d'extincteurs dans certains locaux (relaying, télécommunication) ;
- absence de désherbage du côté appartenant à Sénélec d'où, la présence d'abeilles et de reptiles.

- Fonctionnalité de l'exploitation :

- manque de fonctionnalité de la Téléconduite et des Télécommunications suite à des indisponibilités sur les équipements ;
- communications par cellulaire ;
- Matériel déposé et non enlevé jonchant çà et là au niveau du poste (container et tronc d'arbre) ; ceci constitue un risque d'accident pour le personnel en cas d'intervention la nuit, d'autant plus que l'éclairage du poste est à améliorer surtout en salle relaying ;
- câble de garde par terre lors de notre passage, suite aux travaux de réaménagement du départ SAKAL ;
- câble de fibre optique du départ de SAKAL pend et risque d'être endommagé par des manœuvres mal contrôlées. Il doit être déposé ;
- fuite d'eau du climatiseur sur le coffret CPL avec indisponibilité du 48 Vcc et de la communication. Ce coffret aurait du être disposé en dehors du champ d'écoulement des condensas venant du climatiseur ;
- éclairage inefficace ; à améliorer au niveau de la salle de relaying.

- Disponibilité suivant conception : Les équipements sont bien dimensionnés pour le quota de Sénélec venant de Manantali si l'on prend en compte les consommations en amont (Matam, Dagana et Sakal).

Conclusion Sur Le Réseau 225 kV

Ce réseau est essentiellement géré par la SOGEM qui a délégué cette activité à ESKOM. Cette société s'est trouvée devant une situation de fait avec des imperfections à gérer face aux exigences d'un service de qualité. ESKOM doit prendre en compte cet aspect et définir ses obligations qui peuvent se scinder en :

- obligations relatives aux activités d'exploitation courante pour un réseau reçu dans un parfait état de fonctionnement
- obligations relatives aux activités de remise en ordre d'un réseau reçu avec des imperfections ; ainsi, peut on constater que les problèmes de télécommunication qui sont d'une grande importance, de même que l'achèvement correct des travaux à Sakal et Tobène, entrent dans ce cadre.

Lors de la mission CRSE/SENELEC/ESKOM/Consultant, effectuée sur le tracé de la ligne 225kV, le représentant de ESKOM a fait état de travaux qui sont sujets à des réserves à lever, suite à la MSI faite en Septembre dernier et ce, dans l'attente d'une réception conforme aux termes du contrat. Les Entrepreneurs que sont ABB et ELECNOR ont travaillé sous la surveillance d'un ingénieur conseil COFITEC qui a assuré la maîtrise d'œuvre pour le compte de SOGEM, maître d'Ouvrage ; Or, on sent une situation relative à des travaux volontairement abandonnés tout d'un coup, quand on voit l'état du poste de Tobène

Il appartient donc à SOGEM, de faire clarifier cette situation dans laquelle ESKOM devait réceptionner officiellement les ouvrages.

En outre, ESKOM devrait vraisemblablement disposer d'une base avec la logistique et tous les équipements appropriés, lui permettant la promptitude requise face à une exploitation visant un maximum de qualité de service.

D'un autre côté, les récriminations des usagers que sont la Sénélec et les autres Sociétés de distribution d'énergie tournent autour des problèmes de communication, rendus difficiles par l'absence d'un service de téléphone fixe.

Cette situation aurait pu se régler d'une manière autonome, puisque le réseau est équipé de fibre optique, permettant une communication de qualité entre les différents acteurs. .

Concernant le plan de tension, une gestion concertée sur les réactances et les positions des régulateurs des transformateurs, pourrait certainement contribuer à priori à améliorer la tension au niveau de chaque poste, mais également à Dakar où Sénégal souffre d'une baisse de tension dans son réseau général.

Les échappées d'énergie vers la Mauritanie en cas d'effacement de Manantali, sont le fait d'un manque de contrôle de Sénégal sur les postes où un tel risque existe et ce, avec le désavantage d'être dédommagé à perte, vu les différences de coûts entre l'énergie d'origine thermique et l'énergie d'origine hydraulique.

Réseau 90 kV

III.1.3 Lignes 90 kV

III.1.3.1 Etat signalétique

Le réseau 90 kV est essentiellement celui de la Sénélec

Il est composé des lignes suivantes :

Tableau 05

Lignes	Longueur (km)	Conducteurs (mm ²)	I _{max} (A)	Année de mise en service
Cap des Biches Hann 1	18	288 Almélec	550	1959
Cap des Biches Hann 2	16.5	288 Almélec	550	1991
Cap des Biches Hann 3	18	366 Almélec	630	1990
Cap des Biches Hann 4	18	366 Almélec	630	1990
Bel Air Hann 1	5	288 Almélec	550	1991
Bel Air Hann 2	5	366 Almélec	525	1991
Cap des Biches Sococim	5	288 ACSR	525	1959
Sococim Thiona	38	288 Alu Acier	525	1959
Thiona Tobène	30	288 ACSR	460	1959

III.1.3.2 Etat d'exploitation

L'état d'exploitation se présente ainsi :

- Aspect général :

Ces lignes transportent la puissance fournie et distribuée par la Sénélec dans son réseau interconnecté.

Il faut noter en particulier, l'ancienneté de la ligne Cap des Biches- Hann 1 qui date de 1959.

La Sénélec retient de les charger avec un coefficient réducteur de 20%.

- Charge et tenue des équipements :

Ces lignes étaient bien dimensionnées au moment de leur mise en service pour la puissance transitant du Cap des Biches à Hann. Avec l'arrivée de GTI, la puissance installée au Cap des Biches (245 MW) est également « transportable » de C3 à Hann si les lignes sont en bon état.

La vétusté des lignes est un handicap et cela justifie tout à fait la densité de courant limite de 1,6 A/mm² que s'est imposée la Sénélec ; cela permet un écoulement maximum de 250 MW environ, par les 4 lignes de C3 à Hann. Toutefois, l'évolution de la demande d'énergie, la mise en place de la Centrale de Kounoune et une éventuelle augmentation de la puissance injectée à partir de Manantali requièrent la plus grande attention.

Pour un bon suivi de cette question, il est donc nécessaire que dans les rapports mentionnant le transit de puissance, les courants et densité fassent l'objet d'un relevé régulier mémorisé.

- Fonctionnalité de l'exploitation :

La gestion des lignes ne pose pas beaucoup de problèmes. Toutefois, au niveau de l'usine Sterling Steel (ex SOSETRA), il y a lieu de noter la présence de sectionneurs amont et aval encadrant un sectionneur de barres verrouillé électriquement.

La maintenance régulière, notamment le nettoyage des isolateurs est d'une impérieuse nécessité et la Sénélec doit s'équiper notamment pour les travaux sous tension.

A cet égard, il convient de noter que des défauts répétés véhiculent des courants importants qui contribuent au vieillissement prématuré des lignes.

- Disponibilité suivant conception :

Les lignes entre C3 et Hann qui constituent la liaison essentielle, sont au nombre de 4 et devraient permettre, eu égard à l'évolution de la demande, de définir des moments propices pour l'entretien.

La technique aérienne a permis de disposer de grandes voies de passage, mais aujourd'hui, l'on constate que les couloirs initialement définis sont envahis par des habitations, ce qui rend précaire la sécurité des personnes concernées et engendre des difficultés d'accès pour les agents de la Sénélec.

- Disponibilité d'exploitation :

Entre 2000 et 2003 les incidents notés sur ces lignes n'ont pas été nombreux. Toutefois, il faut noter les incidents suivants survenus en 2001 sur les lignes:

- une rupture de conducteur sur CH 92 au pylône 31
- une rupture de câble de garde sur CH 93-94
- un amorçage sur une chaîne de renvoi sur CH-93-94 au pylône 52

Ces incidents sur des lignes plus récentes démontrent qu'on n'est jamais suffisamment à l'abri d'une indisponibilité, d'où la nécessité d'avoir différentes possibilités d'alimentation, pour faire un entretien correct et éviter ainsi les amorçages. L'intérêt est d'avoir des lignes multiples qui peuvent se suppléer pour un entretien satisfaisant.

Concernant les liaisons entre Cap des Biches, Hann et Bel Air, deux actions essentielles sont à prendre en compte :

- la surveillance régulière des lignes pour détecter les points faibles qui peuvent être à l'origine des ruptures
- le nettoyage régulier des isolateurs

A ce titre, l'option du département Transport à acquérir un appareil de thermovision pour l'observation de ces types de points faibles est d'une grande pertinence. Il serait donc utile que Sénélec dispose d'un classement des rapports d'incident et d'entretien pour chaque ligne, aussi bien sur ordinateur que sur support non informatique (suite aux pannes pouvant survenir sur les disques).

III.1.4 Postes 90 kV

III.1.4.1 Poste de Hann

III.1.4.1.1 Etat signalétique

Les caractéristiques sont données en annexe TP5 et TP9

- Configuration

Le poste est alimenté par :

- 4 arrivées 90 kV venant du site de Cap des Biches :
 - Cap des Biches - Hann I
 - Cap des Biches - Hann II
 - Cap des Biches - Hann III
 - Cap des Biches - Hann IV
- 2 arrivées venant du site de Bel – Air :
 - Bel Air - Hann I
 - Bel Air – Hann II
- Deux transformateurs 90kV/30kv de 80 MVA (initialement) alimentant la sous-station 30 kV de Hann
- Les travées auxiliaires

Ainsi, on peut dire que ce poste peut recevoir les puissances émises par les centrales de Bel Air et Cap Des Biches, de même que celles émises par Manantali. Ceci entraîne souvent de violents défauts de court-circuit.

III.1.4.1.2 Etat d'exploitation

L'état d'exploitation du site se présente ainsi :

- Aspect général :

- accès surveillé mais non inviolable. Pas d'identification des personnes entrant dans le poste. Au niveau du poste 30 kV les portes restent ouvertes en général.
- poste pas aussi propre que ceux mentionnés ci-dessus (présence de matériel déposé par terre et non enlevé) gênant la mobilité des agents en cas de manœuvre.
- entretien des isolateurs moins fréquent que lors de la mise en service du poste , malgré l'existence d'un matériel de lance eau.

- Charge et tenue des équipements :

- Sur le plan charge, l'un des 2 transformateurs de 80 MVA qui était dans le poste est tombé en panne.

Comme la charge globale tourne en moyenne aux environs de 80 MW, même avec les deux transformateurs sains, le poste n'avait plus de puissance garantie, en cas de défaut sur l'un des transformateurs. La conséquence de ce fait est l'incident survenu le 19 janvier 2004. La solution de remplacement a consisté à poser un transformateur de 20 MVA en lieu et place d'une unité qui aurait du être de 80 MVA, pour servir de secours et assurer un minimum de puissance en cas de défaut nouveau dans ce poste.

Ainsi la puissance réellement garantie au niveau de Hann est de 20 MW pour un poste qui doit injecter près de 80 MW sur Dakar et même quelquefois 120 MW. Cette situation est plutôt alarmante, et la conséquence est qu'une bonne partie de Dakar ne dispose pas d'une sécurité de continuité de service.

Par ailleurs, ce poste souffre d'incidents nombreux et graves

- Fonctionnalité de l'exploitation :

Avec l'indisponibilité de l'un des transformateurs suite à l'incident du 19 janvier 2004, ce poste en est au moins à son deuxième transformateur endommagé à la suite de défaut. Cette situation doit faire l'objet d'une étude attentive, du fait du coût élevé du matériel et des délais d'acquisition (6 mois). On peut noter toutefois que les pannes sont rapidement identifiées et prises en main, vu la position stratégique de cette sous station dans la distribution d'énergie à Dakar

- Disponibilité suivant conception :

Ce poste devrait disposer d'au moins 2 transformateurs, permettant un entretien correct de l'un sans discontinuité de service et assurer une puissance garantie conforme à la demande. Cela est aujourd'hui compromis par le fait que l'un des transformateurs de 80 MVA est en panne. Ainsi actuellement, ce poste ne dispose que de 20 MVA de puissance garantie.

- Disponibilité d'exploitation :

Ce poste a une position stratégique dans la distribution d'énergie de la ville de Dakar. Cependant il souffre d'incidents nombreux et graves.

- ces défauts (plus de 90 en 2003) sont en grande partie relatifs aux manoeuvres.
- ce poste a été le siège de la plupart des grands incidents du réseau, dont au moins 8 classés parmi les plus graves entre 2000 et 2002; il s'agit d'incidents généralisés du réseau avec défaillance de matériel.
- beaucoup d'incidents ont eu des durées dépassant 1000 mn (plus de 16 heures)

Au delà du manque de pertinence de certaines manoeuvres, ces incidents en général mettent en doute la fiabilité des protections, au vu de leur provenance du côté 30 kV avec une remontée vers le côté 90 kV. Il s'agit en général de défaut bushing. –

-Sécurité d'exploitation :

- Matériel de sécurité (EPI) : non trouvé sur place
- Pas de plan d'opération interne (POI) pour le poste
- Absence d'un système de détection d'incendie dans les différents locaux du poste.
- Absence d'extincteurs sur roues
- Inexistence d'un mode opératoire destiné au personnel de nettoyage d'autant plus que le poste souffre d'un défaut de nettoyage.

III.1.4.2 Poste de Cap des Biches

III.1.4.2.1 Etat signalétique

Les caractéristiques sont données en annexe TP6 et TP9

- Configuration

Le poste est alimenté par :

- 4 arrivées 90 kV venant du site de Cap des Biches
 - Cap des Biches - Hann I
 - Cap des Biches - Hann II

- Cap des Biches - Hann III
- Cap des Biches - Hann IV
- 2 arrivées venant du site de Bel – Air
- les arrivées groupes suivantes provenant des centrales du site :
 - Groupe 301 : 27 MW
 - Groupe 302 : 27 MW
 - Groupe 303 : 30 MW
 - TAG 1 : 16.5 MW
 - TAG 2 : 23 MW
 - Groupe 401 : 21 MW
 - Groupe 402 : 21 MW
 - Groupe 403 : 23 MW
 - Groupe 404 : 15 MW
 - Groupe 405 : 15 MW
 - Groupes C5 2 x 800 kVA
 - Groupe GTI : 50 MW
- L'arrivée Tobène transportant l'énergie en provenance de Manantali
- Les 4 arrivées venant de Hann et pouvant éventuellement véhiculer une certaine puissance pouvant provenir de Bel Air
- Deux transformateurs 90 kV/30kV de 33 MVA alimentant le poste 30 kV du site qui comportent des départs destinés à la distribution :
 - Rufisque Nord
 - SIES,
 - KM22,
 - Sous station Thiaroye.
 Ainsi que des départs destinés au transport 30 kV :
 - T 31 allant vers Thiès
 - T 32 allant vers Thiès
- Les travées auxiliaires

De même que Hann, ce poste peut recevoir les puissances émises par les centrales de Bel Air et Cap Des Biches et Manantali.

La puissance de court-circuit y est donc relativement élevée.

III.1.4.2.2 Etat d'exploitation

L'état d'exploitation du site se présente ainsi :

- Aspect général :

- accès surveillé de loin ; La porte reste ouverte tout le temps. Pas d'identification mémorisée des personnes entrant dans le poste ;
- désherbage irrégulier ;
- manque de groupe de secours disponible ;
- un des groupes de 800 kVA de la centrale diesel C5 pourrait être gardé dans le site pour assurer un démarrage des TAG en cas de black-out ;
- problème d'entretien au niveau du poste 30 kV : certaines portes de cellules sont sans serrure alors que les équipements sont sous tension. Ceci peut constituer un danger pour des agents non avertis ;

- un groupe déployé de Ourosogui est sur le site pour servir de secours en cas de black-out.

•

- Charge et tenue des équipements :

Sur le plan charge, il faut noter que ce poste est surtout un poste d'évacuation qui reçoit l'ensemble des groupes du site ainsi que GTI et Manantali.

Ainsi les évacuations se font en 90 kV, sauf pour les départs 30 kV issus des transformateurs 90/30kV et renforçant la distribution.

Le poste en lui même revêt autant d'importance que Hann, car c'est de là que part la plus grande partie des puissances générées. Les groupes de la centrale C3, ceux de la C4, ainsi que GTI débitent directement dans ce poste, de même que le reliquat de puissance venant de Manantali. **Il faut noter qu'un défaut paralysant ce poste, privera de courant l'essentiel du territoire sénégalais accroché sur le réseau interconnecté.**

Par ailleurs, dans ce poste le jeu de barres est trop long, sans pour autant disposer de la souplesse des sectionnements pouvant permettre les reports de charge d'un tronçon à l'autre.

En outre, on note des amorçages dont l'origine n'est pas toujours explicitée dans les rapports, amorçages donnant lieu à des défauts pouvant paralyser toute la distribution. A cet égard, les contournements au niveau des isolateurs ne sont pas à exclure, par suite de défaut de nettoyage.

- Fonctionnalité de l'exploitation :

- assiettes cassées sur arrivée 302 jeu de barres 2 ;
- sectionneur à entretenir sur le départ Hann 3 et à remplacer ;
- sectionneur pantographe en panne sur départ Hann 2 ;
- nécessité de boucher les raccords d'amenée des câbles de branchement des signalisations et de discordance pour éviter toute entrée d'eau de pluie ou de reptile ;
- feux de discordance non fonctionnels sur Hann 3 ;
- caniveaux ouverts et dalles cassées à refermer ; cela constitue un danger pour les agents en service la nuit et un risque par l'introduction de reptiles.

-Disponibilité suivant conception :

Ce poste initialement destiné à évacuer la puissance provenant des groupes de la Centrale C3, a connu une évolution qui n'a pas été accompagnée des fonctionnalités requises, conformes au rôle qu'il joue actuellement.

Son exploitation est devenue complexe, sans disposer de la souplesse nécessaire.

-Disponibilité d'exploitation :

Ce poste a connu beaucoup d'incidents dont certains plutôt graves.

- Sécurité d'exploitation :

- matériel de sécurité (EPI) : non trouvé sur place
- pas de plan d'opération interne (POI) pour le poste
- absence d'un système de détection d'incendie dans les différents locaux du poste.
- absence d'extincteurs sur roues
- inexistence d'un mode opératoire destiné au personnel de nettoyage d'autant plus que le poste souffre d'un défaut de nettoyage. Ce personnel devra recevoir une formation spécifique.

III.1.4.3 Poste de Bel Air

III.1.4.3.1 Etat signalétique

Les caractéristiques sont données en annexe TP7

- Configuration

Le poste est alimenté par :

- 2 arrivées 90 kV venant des transformateurs groupes 6.6 kV/90kV de la centrale du site
- 2 arrivées venant du site de Hann
 - Bel Air - Hann I
 - Bel Air – Hann II

Il faut signaler que ces 2 lignes peuvent amener dans ce poste les puissances émises depuis Cap Des Biches

- Un transformateur 90 kV/30kV de 36 MVA alimentant la sous-station 30 kV de Bel Air équipées de 5 départs 30 kV
- 2 transformateurs 90/6.6 kV de 20 MVA chacun, alimentant 13 départs 6.6 kV.
- Les travées auxiliaires

III.1.4.3.2 Etat d'exploitation

L'état d'exploitation du site se présente ainsi :

- Aspect général :

- poste surveillé de loin. La porte reste ouverte tout le temps. Pas d'identification mémorisée des personnes entrant dans le poste ;
- désherbage irrégulier.

Comme au Cap des Biches, au niveau du poste 30 kV se pose visiblement un problème d'entretien ; il y a des portes de cellules sans serrure tenues par des bouts de câble, alors que les équipements sont sous tension. Ceci peut constituer un danger pour des agents non avertis.

- Charge et tenue des équipements :

Actuellement ce poste dispose de :

- 1 transformateur 90/30 kV de 36 MVA alimentant 5 départs 30 kV
- 2 transformateurs 90/6.6 kV de 20 MVA chacun, alimentant 13 départs 6.6 kV.

Sur le plan charge, il faut noter que ce poste est surtout un poste d'évacuation, qui reçoit l'ensemble des groupes du site ainsi que les lignes arrivant du Cap des Biches par Hann. Ce poste est aussi un poste sous- station à partir duquel sont alimentés la plupart des postes 6,6 kV de Dakar. Sa position géographique en fait un poste assez bien placé, pour l'alimentation des feeders desservant une bonne partie de Dakar.

- Fonctionnalité de l'exploitation :

- Indisponibilité du système de verrouillage sur le départ Hann2 ;
- idem sur le transformateur 3 de 10 MVA 90/6.6 kV ;
- idem sur le transformateur TR2 90/30 kV ;
- sur le départ Hann 1, également pas de verrouillage ;
- les isolateurs des transformateurs sont poussiéreux et peuvent subir des amorçages

Au niveau du poste 6,6 kV certaines portes sans serrure sont attachées avec bouts de câbles.

- Disponibilité suivant conception :

Ce poste a connu différentes modifications relatives à la philosophie d'exploitation et sa configuration est plutôt complexe du fait qu'on y trouve toutes les tensions du réseau. La conséquence de cette situation est qu'il est toujours en état de projet de modification.

Au vu de son emplacement (proche du Centre Ville), il peut soulager le poste de Hann et le projet prévoyant d'en faire un injecteur est à priori pertinent.

- Disponibilité d'exploitation :

Ce poste n'est pas très spacieux et présente des risques certains (proximité habitations) ainsi que d'autres problèmes de sécurité évoqués ci-dessus (manque de verrouillage au niveau 90 kV, défaut d'entretien périodique).

Le poste a connu de multiples défauts durant ces dernières années, notamment en 2003 où l'on a dénombré 37 défauts dont 3 dus à des fausses manœuvres et 5 dus à des surcharges au niveau des transformateurs. Une explosion de transformateur pourrait être dramatique. Il est donc impératif de faire jouer correctement son rôle à ce poste.

- Sécurité d'exploitation :

- Matériel de sécurité (EPI) : non trouvé sur place
- Pas de plan d'opération interne (POI) pour le poste
- Absence d'un système de détection d'incendie dans les différents locaux du poste.
- Absence d'extincteurs sur roues
- Inexistence d'un mode opératoire destiné au personnel de nettoyage d'autant plus que le poste souffre d'un défaut de nettoyage. Ce personnel devra recevoir une formation spécifique.

III.1.4.4 Poste de Thiona

III.1.4.4.1 Etat signalétique

Les caractéristiques sont données en annexe TP8 et TP9

- Configuration

Le poste est alimenté par :

- 1 arrivée venant du site de Cap Des Biches en passant par SOCOCIM
 - Sococim – Thiona
- 1 arrivée venant du site de Tobène
 - Tobène – Thiona pouvant alimenter ce poste à partir de Manantaly
- Un transformateur 90 kV/30kv de 40 MVA
- Un transformateur 90/30 kV de 20 MVA en parallèle avec un deuxième de 20 MVA.
- Les travées auxiliaires
-

III.1.4.4.2 Etat d'exploitation

L'état d'exploitation du site se présente ainsi :

- Aspect général :

- pas d'identification mémorisée des personnes entrant dans le poste ;
- le désherbage est irrégulier ;

Au niveau du poste 30 kV se pose visiblement un problème d'entretien ; il y a des portes de cellules sans serrure, alors que les équipements sont sous tension. Ceci peut constituer un danger pour des agents non avertis.

- Charge et tenue des équipements :

Actuellement ce poste dispose de :

- 1 transformateur 90/30 kV de 40 MVA alimentant :
 - les départs de transport 30 kV suivants :
 - Saint-Louis
 - Kaolack Nord
 - Kaolack Sud
 - Touba
 - Ainsi que les départs distribution 30 kV de la ville de Thiès (Aviation, DN, Ousmane N'Gom)

Sur le plan charge, ce poste a la lourde charge d'alimenter les DSP transportant l'énergie sur les postes de l'axe Saint-Louis, Kaolack mais également Touba qui prend de plus en plus d'ampleur. Ce poste est aussi un poste sous-station à partir duquel sont alimentés les postes de distribution de la ville de Thiès. Sa position géographique en fait un poste assez bien placé, pour l'alimentation en radial des feeders allant vers Dakar, Saint-Louis, Kaolack, Touba (par Diourbel).

Compte tenu de l'évolution de la charge et des événements religieux prenant place chaque année dans les villes de Tivaouane et Touba, il a été retenu de renforcer ce poste par un autre transformateur de 40 MVA.

Toutefois, il s'agit d'un vieux poste qui mérite d'être réhabilité. Au vu des quantités d'isolateurs de barres remplacés suite à des incidents, il y a lieu de procéder à cette réhabilitation qui a été inscrite aux budgets (2001 et 2002) mais reportée par suite de manque de ressources.

- Sécurité d'exploitation :

- matériel de sécurité (EPI) : non trouvé sur place
- pas de plan d'opération interne (POI) pour le poste
- absence d'un système de détection d'incendie dans les différents locaux du poste.
- Absence d'extincteurs sur roues
- inexistence d'un mode opératoire destiné au personnel de nettoyage d'autant plus que le poste souffre d'un défaut de nettoyage. Ce personnel devra recevoir une formation spécifique.

III.1.4.5 Postes Privés

La mission d'Audit a effectué aussi des visites chez des usagers privés de la Haute Tension (HTB) tels que **Sococim, ICS, SOSETRA**.

Il faut noter chez tous ces usagers, une bonne volonté de se conformer aux normes de sécurité d'exploitation bien qu'ils ne disposent pas de consignes officielles harmonisées avec celles de la Sénélec

La Sénélec devrait se rapprocher d'eux pour parfaire cette harmonisation et faciliter les manœuvres que les membres du personnel de ces entités sont amenés à faire et ce, par l'utilisation de méthodes et de termes communs.

Ceci serait plus sécurisant et pourrait se faire lors de séminaires organisés par la Sénélec avec la participation de tous les intéressés.

Il faut cependant noter qu'au niveau de la SOSETRA, la configuration du système d'alimentation est particulière et pourrait être dangereuse dans la mesure où il entre et sort par un sectionneur avec entre les deux un sectionneur de barres sécurisé par un verrouillage électrique.

Il convient de noter qu'à ce niveau, un verrouillage électrique peut avoir des lacunes par suite de manque de courant continu ou autre défaillance et devenir dangereux pour les personnes.

Dès lors, il y a lieu d'insister dans les consignes, sur la vérification physique par perche de l'absence effective de la tension avant ouverture de ce sectionneur de barres.

En effet Sénélec a souvent besoin de changer le sens de l'arrivée de son alimentation ou d'isoler certains tronçons nécessitant de telles manœuvres. Ainsi, cela donne lieu à différentes manœuvres et autres obligations d'interruption de service chez SOSETRA, avec pour cette dernière des préjudices dans la fabrication (reprise du chauffage pour certains produits).

Conclusion sur le réseau 90 kV :

Le réseau 90 kV qui est essentiellement celui de Sénélec, souffre de fréquents déclenchements.

Ces déclenchements sont dus notamment :

- **au manque de maintenance préventive, par suite d'insuffisance de puissance garantie au niveau des postes, permettant l'assurance d'une continuité de service.**
- **au manque de sélectivité des protections entraînant une remontée des défauts MT 30 kV jusqu'aux liaisons transformateurs et même jusqu'au déclenchement des groupes ; ceci est grave et indique qu'en grande partie, le manque de fiabilité provient côté distribution MT 30 kV, dont la vétusté et la configuration axée sur la reprise instantanée des fréquents défauts, doivent faire l'objet d'une plus grande attention.**

Réseau 30 kV

III.1.5 Lignes 30kV

Le réseau 30 kV de transport concerne essentiellement les différentes DSP (Distribution de Service Public) :

- DSP I : liaison Cap des Biches Thiès
- DSP II : liaison ThièsThiona-St.Louis
- DSP III Nord : liaison ThièsThiona-Kaolack par Diourbel Bambey
- DSP III Sud : liaison ThièsThiona-Kaolack par Mbour Fatick

Ainsi que les lignes :

- De la basse vallée
- Les lignes 30 kV de la région de Matam
- Les lignes kaolack-Kaffrine ; Kaolack-Nioro.

Les lignes des DSP sont en général en bon état, suite à leur position stratégique dans l'alimentation des villes religieuses.

Celle de Kaolack-Kaffrine comporte des armements déformés et risquant de céder d'un moment à l'autre. Une visite systématique dont les périodes sont à définir par les exploitants est absolument nécessaire pour recenser les dégradations. Certains supports sont profondément attaqués par les termites.

Ces lignes, initialement en 38 mm² cuivre, datent de l'époque coloniale et sont toutes passées en 148 mm² Almélec sauf la DSP III Nord. ; Il est donc recommandé de le faire rapidement.

Elles ont constitué le moyen d'alimentation des villes traversées et le sont encore, bien que les puissances aient augmenté et que la capacité de transmission soit devenue faible.

C'est ainsi que leur utilisation bénéficie de l'injection de puissance permise aujourd'hui par le transport 90 kV et 225 kV.

En ce qui concerne le 30 kV alimentant la DSP3Nord, le maintien du 38 mm² cuivre n'est pas en harmonie avec le reste des DSP, d'autant plus que leur passage en 148 mm² Almélec était programmé depuis longtemps.

La ligne alimentant Matam souffre d'une construction initiale en biphasé, passée ensuite en triphasé avec le conducteur du milieu mal mis en place en général. Certains isolateurs sont sur le point de céder. Une prompt intervention est nécessaire.

III.1.B Conduite et maintenance au niveau des réseaux 225kV, 90kV et 30 kV.

Cette rubrique concerne deux aspects :

- **la conduite** suivant les normes en vigueur préconisées et les consignes de tenue du matériel
- **la maintenance** minimisant les risques d'indisponibilité conformément aux consignes du constructeur et des contraintes d'environnement.

Le mode d'exploitation par rapport aux normes prescrites sera étudié pour les différents réseaux concernés.

Réseau 225 kV

III.1.6 Mode d'exploitation par rapport aux normes prescrites

III.1.6.1 Lignes et Postes 225 kV

III.1.6.1.1 Conduite

Le matériel est en principe bien ménagé, les équipements n'étant nullement surchargés. Toutefois la formation des agents doit être améliorée compte tenu du degré de technicité du matériel qui leur est confié.

Il convient donc que les agents soient bien formés afin de pouvoir dialoguer avec Manantali en toute responsabilité.

Bien entendu, le système est en cours de démarrage et nécessite donc une évolution progressive dont l'objectif est de parvenir à une plus grande responsabilisation des agents d'exploitation.

En particulier, il est urgent d'achever la mise en place des consignes d'exploitation, par un constat effectif des habilitations, qui doivent faire l'objet d'une harmonisation avec les différents usagers qui doivent parler le même langage et agir en conséquence.

III.1.6.1.2 Maintenance :

Des difficultés de maintenance se posent, eu égard à la conception même du système dont l'arrêt d'un équipement compromet la continuité de service.

Ainsi un défaut ou une coupure programmée de la ligne qui est unique, ne permettra pas à Manantali de fournir sa production aux usagers en aval.

De même dans chaque poste, un défaut ou arrêt programmé pour l'entretien d'un transformateur entraîne également un arrêt de la distribution pour les usagers concernés.

Cette situation rend compte également du caractère visiblement non effectif de la régularité de la maintenance préventive, suite à l'état des isolateurs.

On doit prendre en compte aussi le fait que la ligne traverse une zone fortement soumise à des vents de sable, ce qui laisse prévoir des contournements d'isolateurs. Les postes sont également dans la même zone ; un nettoyage régulier des isolateurs s'impose donc pour bénéficier d'une bonne disponibilité.

Face à une telle situation, certaines solutions peuvent être envisagées, notamment :

- un autre tracé de ligne, par exemple la ligne Kidira – Tamba- Kaolack -Mbour -Sococim à défaut d'un départ issu directement de Manantali ;
- un doublement des transformateurs au niveau des postes, quitte à baisser leur puissance et à prévoir des mouvements de transformateurs ultérieurs si les charges évoluent ; ceci devra prendre en compte les réaménagements nécessaires au niveau des postes sans que la continuité de service n'en souffre.

En conséquence, la mise en place d'une telle ligne permettra de faire des entretiens réguliers sans porter préjudice à la continuité de service.

Le doublement des transformateurs au prix d'une baisse des puissances unitaires permettra également de procéder à leur entretien régulier.

Ceci pourrait faire l'objet d'une étude de rentabilité, qui devra bien entendu prendre en compte le fait que le coût de l'énergie non distribuée pourrait être très élevé , eu égard à tous les enjeux attachés au projet de Manantali.

Réseau 90 kV et 30kV

III.1.6.2 Lignes 90 kV et 30 kV

III.1.6.2.1 Conduite

Par suite de leur âge et compte tenu de l'environnement, les lignes 90 kV sont chargées à moins de 20%.

Concernant le 30 kV, il convient de noter que la ligne de Kaolack Nord, comme il est souligné dans les rapports annuels du Dispatching, doit passer du 38 mm² au 148 mm² pour être en phase avec la politique d'exploitation du réseau. En effet, la section de cette ligne doit subir incessamment des modifications du fait qu'elle peut être appelée à reprendre la ville de Touba avec une charge de 12 MW.

Le maintien à cette section peut constituer un danger.

III.1.6.2.2 Maintenance

Les lignes sont en particulier en nombre suffisant sur la liaison Cap des Biches- Hann- Bel Air. Par conséquent elles ne devraient poser aucun problème d'entretien.

Cependant, il est à noter que dans les rapports d'intervention, il y a peu d'activités concernant le nettoyage des isolateurs.

Ceci est également confirmé par le fait que toutes les lignes clignotent en général, la nuit au niveau des isolateurs, présentant des signes de risques de contournement. En particulier, au niveau de Diamaguène, zone très habitée où la ligne surplombe des maisons, ce clignotement est plus intense.

On peut également noter dans le rapport 2001 du Département Transport, des demandes d'intervention du Dispatching, suite à de fréquents amorçages sur les lignes et à la présence de nids d'oiseaux. De telles demandes traduisent un manque de régularité dans cette maintenance. Il convient donc de faire en sorte que ces interventions, de par leur caractère inhérent à l'exploitation d'un réseau, fassent l'objet d'une programmation suivie.

III.1.6.3 Postes 90 kV

Les rapports d'intervention font ressortir beaucoup d'incidents dont les plus importants ont lieu généralement au niveau des postes.

Les analyses d'incidents sont en général sommaires et ne permettent pas d'appréhender les causes réelles.

Au delà des incidents dus à l'état de fiabilité du matériel, il faut éviter de surcharger les postes ; l'exemple le plus patent en est le poste de Thiaroye. De même certaines remises sur défaut MT, résultant d'une méthode de recherche de défaut non conventionnelle, sont également à éviter, car ces défauts remontent des fois jusqu'au niveau 90 kV.

Les postes 90 kV de Cap Des Biches et Hann sont très sollicités et doivent faire l'objet d'une surveillance accrue compte tenu du rôle central qu'ils jouent.

Les injecteurs prévus à M'Bao, Université et Bel Air, sont des solutions pour soulager les postes de Hann et Thiaroye sur le plan de la distribution ainsi que Cap Des Biches au niveau 30 kV ; cependant ils ne diminuent en rien la charge de ce dernier poste sur son jeu de barres 90 kV.

Par ailleurs, il faut prendre en compte la centrale prévue à Kounoune dont une partie de la production peut être appelée à transiter par le Cap de Biches.

La solution à envisager serait donc de construire un deuxième poste au Cap des Biches, pour diminuer la puissance de court-circuit sur le jeu de barres. Cette solution aurait en plus l'avantage de permettre un entretien adéquat de ce poste.

Toutes les solutions envisagées devraient faire l'objet d'une étude approfondie.

Il faut noter tout de même que le poste prévu à Kounoune pourrait contribuer au soulagement du Cap des Biches s'il a la possibilité de by passer ce dernier et d'injecter dans les sous-stations de Mbao et Thiaroye (qui pourrait passer en 90 kV)

Le déchargement du poste de Hann par d'autres sous-stations (une étude en cours prévoit pour cela l'installation d'un poste 90 kV du côté de Yoff et au poste Université), serait une solution convergente.

Le poste de Thiès Thiona 90 kV est à réhabiliter, eu égard à son emplacement stratégique et à l'évolution de sa puissance.

Les postes posent en général un véritable problème d'entretien. Ceci fait suite à leur forte sollicitation due au fait que les alternatives ne sont pas nombreuses.

- **Il faut construire de nouveaux postes en les aménageant de façon à faciliter la maintenance sans préjudice de la continuité de service.**

-

III.1- C Fiabilité des protections, situation de la maintenance, puissances transitées, sécurité de l'environnement

Réseaux 225,90 et 30kV

III.1.7 Mode d'exploitation

III.1.7.1 Protections 225 kV

Les protections sont modernes, mais elles doivent être bien maîtrisées par les agents pour une exploitation optimale et une maintenance adéquate.

Par ailleurs, leurs performances dépendent de moyens de communication fonctionnels pour une bonne efficacité des manœuvres.

III.1.7.2 Protections 90 et 30kV

Les protections sont également modernes. Mais l'on assiste fréquemment à des déclenchements traduisant une mauvaise sélectivité en aval. Très souvent des défauts 30kV ont entraîné des déclenchements au niveau 90 kV.

Certaines défaillances dues à un manque de courant continu sont inacceptables et traduisent une irrégularité de l'entretien. D'autres défaillances inexplicables devraient avoir pour origine soit, un défaut de fonctionnement d'un équipement dans la chaîne (partant des TI au disjoncteur en passant par les relais et la commande) ou soit, un défaut de réglage.

Une fois réglées, les protections doivent faire l'objet d'une vérification périodique de leur bon fonctionnement avec mention de toute retouche dans des fiches appropriées. Sur ce plan, il faut noter que pour une vraie sécurité, les salles de relayage doivent faire l'objet d'accès filtré, autorisé et identifié.

Il n'en est pas ainsi pour les postes visités aussi bien pour ceux de SENELEC que pour ceux de SOGEM. Ainsi, un malveillant peut modifier les réglages sans qu'on s'en rende compte et entraîner des perturbations dans le système.

Concernant les fiches de réglage, il serait indiqué de mentionner la puissance des transformateurs ainsi que les courants nominaux pour une meilleure exploitation. En effet, indiquer le

rapport entre la valeur du courant de réglage et la valeur du courant nominal pourrait être un aide-mémoire utile, informant rapidement sur la pertinence du réglage. Ceci permettrait de mieux appréhender les différences de réglage entre deux transformateurs identiques se trouvant au même endroit.

Il est donc opportun de surveiller les Max des transformateurs et d'intervenir à temps.

On peut noter enfin que les défauts liaison sont fréquents au niveau du poste de Hann. Or ce type de défaut doit être rare, car il ne doit résulter que d'un réel défaut sur la liaison. Le fait que les défauts en aval remontent jusqu'aux liaisons de manière fréquente diverte la vraie fonction de cette protection. Cela signifie tout simplement qu'il y a lieu d'agir sur la sélectivité des protections pour que les défauts de ligne n'entraînent plus de déclenchements au niveau des liaisons et s'arrêtent au niveau départ.

Il est recommandé aussi aux exploitants d'éviter les remises sur défaut et de se rendre compte au préalable que les défauts fugitifs sur des lignes souterraines sont inexistantes.

En effet, la fréquence de tels actes fragilise d'une manière progressive les conducteurs et il en résulte un réseau de plus en plus vulnérable.

En particulier, les remises sur les transformateurs de Hann sont inadmissibles. Il convient de décharger d'abord les départs 30 kV pour les remettre ensuite un à un. De même pour les longues lignes de transport 30 kV, il y a lieu d'avoir une bonne communication pour décharger les départs et les remettre ensuite progressivement.

En ce qui concerne les manœuvres, le calme est requis de l'agent de garde.

A cet égard, l'accès au dispatching doit être restrictif et réservé en priorité aux agents assermentés.

Il est à noter aussi que la présence d'un poste téléviseur dans la salle de commande du dispatching de Hann, présente plutôt une insécurité en ce sens qu'elle peut divertir.

La conception du nouveau Dispatching devra certainement prendre en compte cet aspect.

En ce qui concerne la maintenance :

Il faut dire que la Sénélec est beaucoup plus prompte à intervenir pour la maintenance curative que pour la maintenance préventive.

Dès lors qu'il y a un incident, toute la priorité est accordée à une remise en état rapide.

Cependant, la maintenance préventive est la solution indiquée pour une baisse des incidents.

L'importance des défauts en nombre témoigne de la nécessité d'améliorer cette maintenance préventive.

Au vu des incidents relevés par le Dispatching lors des deux dernières années, on peut constater que les incidents les plus graves se sont produits au niveau des postes de Hann, Cap des Biches et Bel Air.

Notons, que les relevés afférents aux données concernant les indisponibilités, devraient faire l'objet d'amélioration constante, pour une meilleure exploitation statistique desdites données. En

particulier, la mention des puissances coupées devrait être systématique et renseigner sur les valeurs de puissance survenues au moment du défaut.

Sur ce plan il est à noter l'absence d'un système d'analyse efficace des données recueillies en vue d'une bonne orientation de la maintenance et des budgets d'investissement.

Or, les défauts coûtent cher en matériel de réparation et en Energie non Distribuée (END), cette dernière pénalisant la croissance économique du pays.

D'où la nécessité de donner à cette maintenance préventive toute son importance avec les moyens nécessaires, en particulier la mise en place d'équipements suffisants permettant une intervention sans interruption du service.

Pour le département Transport, le plan de maintenance établi et est à saluer car il définit les procédures et activités essentielles à mener pour la maintenance des différents ouvrages du réseau. Ses performances ne sont pas encore bien ressenties.

Il faut signaler aussi le problème de logistique qui entrave les interventions des agents d'exploitation ; ce problème est récurrent et mérite une plus grande attention.

Une étude est à faire pour une meilleure exploitation des véhicules.

En ce qui concerne la communication, des efforts sont à faire pour améliorer les liaisons (téléphone, radio), la communication étant primordiale pour l'exploitation.

D'autre part la Sénélec pourrait avoir les moyens de disposer de son propre réseau de communication en exploitant ses fibres optiques.

Concernant les entretiens des postes, **il faut noter qu'une équipe de maintenance doit être pluridisciplinaire** et comprendre des électriciens, maçons, peintres et menuisiers métalliques. Les cellules devront normalement être remises à neuf avec effacement des traces de défaut, de façon à reconnaître toute occurrence d'un nouveau flash entre deux visites et présager des mesures à prendre.

Le désherbage des postes 90 kV est à faire, particulièrement à Thiès Thiona et de manière régulière.

La Sénélec saura certainement atteindre ces objectifs de maintenance régulière dans sa politique de désengagement progressif, en s'appuyant sur l'appel à la sous-traitance.

III.1.8 Puissance transitées, surcharges, dimensionnement des ouvrages

III.1.8.1 - Puissances transitées, surcharges par rapport au dimensionnement des ouvrages

On peut noter que les puissances transitées sont importantes et bien supportées par les lignes, mais elles le sont moins au niveau des postes, en particulier au niveau de Hann et Cap des Biches.

Le poste du Cap des Biches reçoit de la puissance générée à partir de tous les groupes du site et en même temps de Manantali :

- C3 : $27,5 + 2 \times 30 = 87,5$ MW

- TAG : $16.5 + 21.5 + 24 = 62$ MW
- C4: $2 \times 21 + 23 + 2 \times 15, 7 = 96$ MW
- Manantali: 60 MW

Avec une puissance totale installée de 245 Mw à laquelle il faut ajouter 60 Mw de Manantali, Cap des Biches met en œuvre une puissance importante dont une partie est évacuée en 90 kV.

Il en est de même pour Hann qui reçoit de la puissance en provenance du Cap des Biches et même de Bel Air (dont la puissance installée est d'environ 96 MW). Avec une puissance installée de 160 MVA (quand il a ses transformateurs d'origine), Hann peut en recevoir plus lors d'un défaut par suite de la puissance que reçoit ce poste.

Ces deux postes, au vu de leur position dans le réseau, subissent très fortement les défauts qui y apparaissent (souvent très graves).

Ils doivent être déchargés

La mise en place des injecteurs prévus à Bel Air, Université et Mbao qui devront étendre la distribution en 30 kV à partir du 90 kV, va certainement dans ce sens.

Ainsi la position de Hann à l'Est de Dakar devrait être relayée par un poste similaire à l'Ouest (restructuration de la sous-station Université par exemple ou érection d'un autre site) et renforcée par un autre poste au Nord en plus de Bel Air.

L'extension du 30 kV en souterrain pourrait être une solution satisfaisante avec bien entendu le respect des normes de charge des câbles.

En effet la surcharge de ces postes constitue un danger pour les équipements, le personnel, et la continuité de service.

On note que le nombre de sous-stations n'a pas évolué depuis longtemps, alors que celui des postes de distribution augmente régulièrement. Cette situation se traduit dans la distribution en aval au niveau des câbles d'alimentation de ces postes, par des surcharges qui surprennent et menacent la sécurité du matériel. Ces difficultés mettent les agents d'exploitation dans une position de recherche vaille que vaille d'une diminution des temps d'indisponibilité, par des remises insuffisamment mûries. Il s'en suit qu'il est fréquent que le défaut remonte au niveau des transformateurs 90/30 kV, avec comme conséquence la détérioration de matériel et l'extension de l'aire géographique touchée.

En effet du fait du déficit de production antérieurement vécu, la Sénélec n'a pas beaucoup surveillé l'évolution de la demande, se contentant de délester tout simplement dès que cette demande augmente. Ce délestage a donc plus ou moins occulté la surcharge des câbles au niveau de la distribution MT. Aujourd'hui, alors que la production s'améliore légèrement, cette surcharge menace la sécurité de tenue des câbles et donc l'alimentation normale des abonnés. Ainsi, les câbles fortement sollicités voient leur fiabilité baisser progressivement ; il en est de même des conducteurs aériens qui sont en général vétustes, avec comme conséquence la rupture de conducteurs.

III.1.8 2 - Forces et Faiblesses du réseau de Transport

L'entretien régulier des transformateurs est rendu difficile par diverses entraves dont :

- l'insuffisance de leur nombre dans les postes permettant le basculement de la charge sur l'un pendant qu'on entretient l'autre ;

- l'impossibilité dans certains postes d'isoler les tranches pour faire cet entretien ;
- le manque de moyens de déplacement ;
- l'indisponibilité de certains moyens logistiques : ainsi on peut citer le cas du MICAFIL qui a fait l'objet d'une acquisition, d'une formation du personnel et qui souffre d'un manque de moyen de traction et par conséquent ne peut répondre à l'usage pour lequel on l'avait acquis.

III.1.9 Sécurité et Environnement :

Concernant la sécurité environnementale relative aux implantations de populations à proximité des lignes, on peut noter que la Sénélec procède à l'élaboration des lignes en respectant toute la procédure requise, à savoir :

-recherche d'une déclaration d'utilité publique, enquêtes nécessaires et définition de couloirs.

Cependant, l'on assiste souvent à l'érection d'habitations sous la ligne avec des risques permanents de danger ; ceci résulte d'un manque de surveillance des implantations.

Compte tenu des difficultés éprouvées par le service national des Domaines à faire respecter les prescriptions en matière de construction, il appartient à la Sénélec de surveiller les couloirs de passage des lignes et d'y mettre les moyens appropriés pour interdire toute implantation. Les photos jointes en annexe révèlent des cas inquiétants où les implantations se font librement.

En outre, certaines lignes 90 kV semblent très basses au niveau de Thiès (après la sortie de Thiona) ; en outre, la qualité des supports laisse à désirer .

En effet sur les départs 30 kV issus de Thiona, on peut noter une couverture très faible du ferrailage, ce qui donne lieu à une rapide attaque corrosive par l'atmosphère. (Voir photos).

III.2 Budget

Pour remédier aux insuffisances des réseaux de Transport, la Sénélec définit régulièrement un budget de travaux de maintenance et d'investissement à réaliser.

Parmi ces travaux, nous citerons des cas patents de report qui compromettent dangereusement la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique, en l'occurrence :

- **La réhabilitation du poste de Cap des Biches** pour 600 MFCFA en 2001, s'est soldée par un report en 2002 et en 2003 pour les mêmes montants, **donc sans réalisation**. Cette réhabilitation mentionnée deux fois semble concerner pour le premier point le poste 30 kV seulement dont les travaux sont en cours. Cependant le poste 90 kV en lui-même mérite une réhabilitation après étude du système global.
- **La réhabilitation du poste 90 kV de Thiona** pour 200 MFCFA en 2002 **est reportée en 2003** pour le même montant **sans être réalisée**.

Pour les grands projets, les problèmes de financement constituent souvent un obstacle. Il faut également noter des entraves consécutives aux lourdeurs du système et à son défaut de suivi. En effet la planification des projets inscrits au budget gagnerait à faire l'objet d'un suivi comme celui initié lors du 1^{er} Projet d'électricité.

III.3 SYNTHÈSE AUDIT TRANSPORT

De l'Audit relatif au segment Transport on peut retenir les faits suivants :

- **Un manque de puissance garantie sur le réseau de Manantali**
Bien que les ouvrages soient surdimensionnés, l'assurance d'une puissance effectivement garantie est peu probable sur ce réseau. Des puissances fractionnées auraient permis plus de sécurité d'alimentation.
- **Le réseau 90 kV de la Sénélec** souffre également de manque de puissance garantie au niveau des transformateurs des grands postes que sont les postes de Cap des Biches, Hann et Bel Air, trop sollicités.
Ces derniers reçoivent des puissances de plus en plus importantes par rapport aux installations en place, ce qui porte atteinte à la sécurité de leur tenue (matériel et dispositifs de protection), avec des incidents qui arrivent souvent avec violence. Les possibilités de secours d'écoulement de la puissance sollicitée en vue de procéder à un entretien régulier sont quasi inexistantes. Les interventions pour réhabilitation sont difficiles ; en outre cela est accru par le fait que l'on a souvent des reports des budgets de réalisation correspondants.
- **Les défauts sont nombreux** et donnent lieu à de nombreuses interventions de réparation au détriment d'une maintenance bien programmée. Il conviendrait de construire de nouveaux postes de soulagement avec un emplacement bien choisi, eu égard à l'évolution géographique de la demande.
- **La sécurité environnementale** s'aggrave par le fait qu'il n'y a pas un suivi régulier et rigoureux de l'évolution de l'habitat au voisinage des infrastructures d'exploitation et des couloirs de passage des lignes aériennes.

Recommandations

En matière de transport, l'**urgence** réside dans la mise en œuvre des dispositions suivantes :

- 1. un nombre suffisant de transformateurs doit être mis en place dans les postes, afin de permettre le basculement de la charge sur l'un pendant qu'on entretient l'autre.**
- 2. les postes doivent être équipés de relais BARDIN pour signaler la présence de défauts en amont.**
- 3. les moyens de déplacement des agents d'exploitation devront être renforcés.**
- 4. l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement passe par la réalisation des postes injecteurs projetés et le passage au 90 kV des sous stations de Dakar.**
- 5. Le processus en cours de mise en place d'un Dispatching moderne, s'il est activé, permettra de mettre à la disposition des services des mouvement d'Energie des outils de conduite dont la plupart permettront de renforcer la sécurité du système électrique sénégalais, tout au moins sa partie interconnectée.**

La recommandation ici, est d'activer le processus de mise en place du nouveau dispatching qui permettra de remplir les fonctions ci- après :

- **l'analyse de sécurité** qui simule la perte d'ouvrages pour permettre aux dispatchers d'anticiper et/ou éviter des pannes éventuelles
- **le dispatching économique en sécurité** qui prend en compte les contraintes de sécurité et les considérations économiques
- **la surveillance et les calculs de réserves**
- **le système d'Expert de reconnaissance des défauts** qui analyse les types de défauts
- **le calcul de répartition (Load Flow)** qui détecte les contraintes dans le fonctionnement du système
- **le Power Flow** qui minimise les pertes en respectant les contraintes
- **les calculs de courts-circuits** qui simulent l'apparition des défauts
- **les calculs de Stabilité** qui simulent (stabilité transitoire) les perturbations sur le système et la réponse dynamique de cette dernière
- **la Restauration du système et la reprise de service** après incident.

De même, dans cet ordre d'idée, la construction d'un nouveau bâtiment pour abriter les services des mouvements d'énergie, *permettra de filtrer l'accès et de renforcer la sécurité à l'entrée des bureaux et bâtiments, compte tenu du caractère sensible et stratégique des unités de conduite.*

NB : L'urgence étant définie en matière de Transport, il revient de rappeler ici que l'évaluation financière des solutions préconisées n'a pu se faire compte tenu de la non disponibilité des coûts des matériels requis.

Chapitre IV DIAGNOSTIC DU SECTEUR DISTRIBUTION

Rappel

Objet de la mission Distribution

Dans le cadre de la distribution, la mission d'Audit a pour objet la recherche et l'analyse des éventuels dysfonctionnements pouvant provenir de la Distribution et qui pourraient affecter gravement la sûreté et la sécurité de l'approvisionnement en énergie électrique du pays.

Approche méthodologique

La méthodologie utilisée dans l'Audit Distribution a porté sur :

- la collecte de l'information
- le traitement de l'information

La collecte de l'information concerne :

- la visite des sites importants
- la rencontre et le questionnement des personnes ressources
- l'étude documentaire
- les entretiens informels

Le traitement des informations a été réalisé par :

- le recensement
- la vérification et le recoupement des résultats d'investigation
- l'analyse en fonction du contexte
- la demande d'éclaircissement
- l'étude de documents de référence

Sur la base des informations collectées et traitées, une analyse a été faite sur les différents problèmes rencontrés et il a été proposé les recommandations idoines qui en découlent.

De l'état du réseau de distribution, il ressort :

IV.1 ETAT DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ENERGIE ELECTRIQUE

IV.1.1 Etat général et signalétique des lignes et postes

IV.1.1.1 Réseau de distribution de Dakar

Le réseau de distribution de la région de Dakar s'articule autour de 3 postes sources 90/ 30 kV et 5 sous stations 30/ 6,6 kV, en 17 feeders 30 kV et 41 feeders 6,6 kV alimentant près de 1400 postes de transformation à partir desquels l'énergie est livrée aux consommateurs. Il prend en compte près de

737 Km de lignes de tout type.

Le réseau de distribution actuel est le résultat d'un empilement de deux réseaux, reflet de son développement historique :

Le réseau 6,6kV relativement ancien, qui reste aujourd'hui encore l'ossature essentielle du réseau de distribution (41 feeders sur 58)

Le réseau 30 kV plus récent, offrant une plus grande capacité de transit, connaît un développement constant et doit à terme se substituer au réseau 6,6Vkv

Les tensions d'isolement retenues pour ces réseaux sont respectivement de 24 et 36 kV.

Afin d'assurer la continuité de service et sécuriser l'alimentation de la clientèle, la Sénélec avait opté depuis 1985 pour une distribution avec puissance garantie permettant de minimiser lors d'incidents les temps d'interruption au seul temps de manœuvre. Cela se traduit pour les sous stations par l'installation de 2 transformateurs 30/6.6 kV, l'un des transformateurs servant de secours.

Ainsi la structure du réseau en forme **d'épi** permet au niveau de chaque sous station de réaliser la réserve au moyen d'un câble de secours libre de toute charge.

Pour mettre en place cette politique le premier projet de réhabilitation initié en 1992 devait permettre de réaliser la restructuration complète du réseau ; ceci n'a pu être réalisé que partiellement. Depuis la réhabilitation des réseaux de Dakar en 1992, il n'y a plus d'investissements de grande importance dans la distribution. Les travaux de renforcement ciblés dans le plan quinquennal en 1999- 2000 n'ont pu se réaliser avant 2003. Les charges en conséquence ont rapidement augmenté au niveau des sous stations et des feeders 6.6 et 30 kV.

L'augmentation des charges sur les feeders 6,6 kV a créé une situation de surcharge généralisée. **Tous les feeders sont concernés.**

Cette situation a eu pour conséquence l'utilisation des câbles de secours pour décharger les câbles de travail. Ainsi, il n'existe plus de câble réservé uniquement au secours des câbles de travail. Au niveau des feeders de distribution, la surcharge qui s'est petit à petit installée a entraîné une augmentation sensible des défauts de câble.

On peut cependant noter que les travaux du programme d'équipement de la Sénélec, financé par emprunt obligataire, ont connu un début de réalisation, notamment ceux liés au renforcement et à la sécurisation de l'alimentation des sous stations Université, Centre Ville et Thiaroye. Le passage en souterrain de lignes aériennes et des transferts de charges 6,6 kV vers le 30 kV sont également pris en compte par ces travaux.

Dans son ensemble le réseau est vétuste, sous dimensionné par endroits et présente de faibles capacités de reconfiguration en cas de perturbations majeures.

IV.1.1.2 Réseau de distribution du Centre Ouest

Le réseau Centre ouest couvre les régions de Thiès et Diourbel et s'articule autour des sous stations Thiès Thiona et Thiès Aviation .Il comprend 14 lignes aériennes et souterraines réparties sur les niveaux de tension 6,6 et 30 kV dont 4 lignes alimentées par la sous station Thiès Aviation et 10 feeders 30 kV pris en charge par la sous station de Thiès Thiona.

A la date du 31/12/03, le réseau alimentait 603 postes (secteur, client et mixte) et s'étendait sur près 1380 km toutes lignes confondues.

Le départ Kaolack Nord très ancien et constitué de conducteurs en 38 mm² joue un rôle important dans l'alimentation des villes de Diourbel et Touba. Initialement prévu pour un transit de 6 MVA, il atteint aujourd'hui 10 MVA et présente de fortes chutes de tension en bout de ligne et le long de ses antennes. Il renferme également de nombreux supports bois rongés par les termites.

Le départ Kaolack Sud, avec 16 MW de transit a atteint ses limites. Il présente une mauvaise tension en bout de ligne et connaît des déclenchements fréquents. Certains de ses tronçons comportent de faibles sections.

Le départ T31 fortement exposé aux embruns marins (zone de Kayar), comporte des supports béton fissurés à l'extrême ; certains supports ne tiennent que par les fers dont ils sont constitués. Les armements et les chaînes d'isolateurs sont également touchés et présentent des signes de corrosion poussée. Les conducteurs de ces lignes sont sous dimensionnés et leur nature inadaptée aux conditions climatiques de la zone traversée (voir photos).

Le feeder Thiès DN comporte une antenne (Hersent) alimentant 6 postes MT/BT sans possibilité de reprise en cas de défaut.

Le réseau du Centre Ouest à prédominance aérienne est très étendu et fait face à des problèmes de maintenance liés à la faiblesse des moyens matériels utilisés. Il pose également des problèmes de sécurité liés au surplomb de zones d'habitation, à la vétusté de certains ouvrages et aux accidents.

Ce réseau est mis à rude épreuve lors des événements religieux annuels de Tivaouane et Touba.

IV.1.1.3 Réseau de distribution du Centre Est

Ce réseau couvre les régions de Kaolack, Fatick et Tamba ; cette dernière localité étant prise en charge par un réseau autonome.

Le réseau Kaolack-Fatick s'articule autour des sous stations Kahone et Kaolack et comprend dix feeders couvrant une longueur de près de 1500 km toutes lignes confondues. Il alimente 331 postes de transformation.

L'instabilité en matière de production de la centrale de Kahone a conduit à rallonger le départ Kaolack Sud jusqu'au poste Lycée commercial à l'intérieur de Kaolack, ce qui a entraîné une augmentation de la charge et une baisse importante de la tension sur le réseau.

Le départ Kaolack Nord, mis en service au début des années 60 est extrêmement vétuste et est équipé de conducteurs en cuivre de 38 mm². Il dessert en plus d'autres villes de DRCO, une partie de la ville de Kaolack et couvre une longueur de plus de 110 km. Actuellement, unique feeder à pouvoir encore assurer l'interconnexion de la centrale de Kahone, il peine à faire face à cette tâche à cause de la faiblesse des sections des conducteurs et à l'augmentation considérable de la charge transitée.

Il est à noter que les départs Kaffrine et Nioro sont raccordés en dérivation sur le départ Kaolack Nord, ce qui constitue la cause des faibles tensions constatées dans ces localités. Par ailleurs,

le départ Niore est très perturbé surtout sur l'axe Keur Madiabel où les supports n'ont pas été traités correctement et de surcroît se trouvent dans une zone très termitée et pluvieuse. En outre, ce départ dont la puissance a augmenté en quelques années de 400 à 1000 kW comporte de nombreuses antennes et ne présente aucune possibilité de reprise en cas de perturbation.

Le réseau, très étendu et à prédominance aérienne, est soumis à de fortes contraintes d'environnement : salinité, zones inondables, embruns marins, vents, etc.... Le surplomb des agglomérations pose aussi d'importants problèmes de sécurité.

Le réseau de Tamba est alimenté par une centrale non relié au réseau interconnecté. Il comprend six départs réparties sur deux niveaux de tension : trois lignes 6,6 kV alimentées par la centrale de Tamba et trois autres lignes de 30 kV approvisionnés par un poste élévateur. Essentiellement aérien il compte plus d'une quarantaine de postes.

Les perturbations notées surtout en hivernage sont liées à la vétusté du réseau et des installations de la centrale. Les feux de brousse sont également source de préoccupations pour les exploitants.

IV.1.1.4 Réseau de distribution du Nord

Ce réseau couvre les villes de St Louis, Louga, Richard Toll, Ourosogui, Matam et leurs environs. Il se répartit sur deux niveaux de tension (6.6 et 30 kV) et s'articule principalement autour des postes de St Louis, Sakal, Louga, Dagana, Ourosogui. Il compte plus de vingt feeders et s'étend sur une longueur de près de 1600 km toutes lignes confondues. Il approvisionne en énergie plus de 430 postes de transformation de tous les types.

Concernant l'état du réseau on constate sur les départs Ross Béthio des chaînes d'isolateurs rouillées pouvant entraîner des chutes de conducteurs. Les départs Louga et St Louis 1 sont des lignes vétustes équipées de conducteurs de faible section (38 mm² en cuivre). Les supports bois des lignes Oréfondé et Waoundé sont pour la plupart termités et posent des problèmes de continuité de service en hivernage. Le départ DSP 2 Louga connaît le même problème sur certains tronçons bien que ceux ceci aient été déjà traités au sulfate de cuivre et ce, en moins de deux ans d'exploitation.

Le départ Kelle-Sakal, très ancien et vétuste, pose des problèmes de sécurité d'exploitation.

Ce réseau couvre de vastes régions et engendre de sérieux problèmes de logistique au vu des distances à parcourir pour assurer l'entretien et la maintenance.

IV.1.1.5 Réseau de distribution du Sud

A prédominance aérienne, ce réseau compte deux niveaux de tension : 6.6 et 30 kV. Il s'articule autour des centrales de Boutoute et de Kolda, de la sous station Kankourang et du poste élévateur de Vélingara. Il prend en compte dix feeders et s'étend sur une longueur de près de 240 km. Ce réseau alimente 138 postes de transformation tous types confondus.

La structure arborescente de des départs avec un seul disjoncteur en tête de ligne entraîne la perte de tous les abonnés en cas de défaut en n'importe quel point du réseau. La pose de disjoncteurs en certains points du réseau permettrait de réduire le temps de recherche des défauts et de limiter le nombres d'abonnés non desservis (axes Sédhiou - Bogal et Bignona - kafountine). Un

bouclage entre les départements Bignona et Goudomp permettrait le secours d'un département par l'autre en cas de défaut.

La végétation luxuriante (source des problèmes récurrents d'élagage) et les feux de brousse caractérisent ce réseau qui connaît de nombreux défauts fugitifs et semi permanents.

En résumé, la configuration du réseau national est illustrée par les tableaux ci après :

Tableau des ouvrages du réseau MT

Tableau 06

OUVRAGES	DRD1	DRD2	DRCO	DRN	DRCE	DRS	TOTAL
Total MT km	427.6	309.5	1379.4	1612.7	1502.9	240.4	5472.4
Postes secteur	453	220	383	231	203	77	1567
Postes client	449	145	193	176	100	57	1120
Postes mixtes	26	12	27	27	8	4	104
Total postes	928	377	603	434	311	138	2791

Situation au 31/12/2003

Tableau des sections du réseau MT

Tableau 07

Type de lignes	Conducteur	Section	Longueur en ml
Aérien	cuivre	22 mm ²	98375
Souterrain	cuivre	25 mm ²	5922
Aérien	alu	34.4 mm ²	519328
Aérien	cuivre	38 mm ²	747889
Souterrain	cuivre	50 mm ²	8945
Aérien	Alu/Alm	54.6 mm ²	2541232
Aérien	cuivre	74 mm ²	25070
Souterrain	alu	75 mm ²	276
Aérien	Alu/Alm	75.5 mm ²	324082
Aérien	alu	95 mm ²	12775
Souterrain	alu	95 mm ²	7267
Souterrain	cuivre	95 mm ²	3784
Souterrain	cuivre	120 mm ²	915
Aérien	Alu/Alm	148 mm ²	1785893
souterrain	alu	150 mm ²	263989
souterrain	cuivre	150 mm ²	4338
souterrain	Alu	240 mm ²	229993
aérien	cuivre	40/10 mm ²	4 328
Longueur totale			6 584 401

Source : inventaire 2003/ 2004 -DPEQ/SENELEC

IV.1.2 Echantillonnage du réseau de Distribution

IV.1.2.1 Postes sources et sous stations

IV.1.2.1.1 Postes de la région de Dakar

La région électrique de Dakar, subdivisée en deux sous régions (Dakar 1 et Dakar 2) possède les ouvrages plus importants du réseau interconnecté.

- **Poste de Hann**

Le poste de Hann est un poste d'interconnexion et de distribution et joue un rôle important dans le réseau de distribution de Dakar (voir annexe TP5).

C'est une sous station 90 kV à l'air libre, articulé autour d'un double jeu de barres couplé par disjoncteur et recevant 3 arrivées venant de la centrale de Bel Air, (dont une de moins de deux ans) et 4 venant de la centrale du Cap des Biches.

Ses ouvrages de distribution, regroupés dans un tableau de distribution structuré en 4 demi rames (sections) sont alimentés par l'intermédiaire de trois transformateurs abaisseurs 90 kV/30 kV :

- TR1 : 20 MVA (25 MVA avec ventilation)
- TR2 : 80 MVA
- TR3 : 80 MVA (indisponible depuis le 19/01/2004 suite à une avarie)

Les rames sont constituées de cellules préfabriquées de type fermé de marques Consonné Bilbao (en provenance de la Mauritanie) et Merlin Guérin Fluair 400 regroupées dans une bâtisse auprès de la sous station.

Les câbles arrivent aux cellules par un sous sol accessible par une trappe équipée d'une échelle métallique.

Les cellules alimentent 12 départs 30 kV sur disjoncteurs équipés de télécommande, qui sont :

- départ Hann pêcheurs
- départ sous station Aéroport Yoff
- départ Université 1
- départ Université 2 (récent, moins de 2 ans)
- départ Université 3 (récent, moins de 2 ans)
- départ Sacré Cœur (récent, moins de 2 ans)
- départ sous station Thiaroye (récent, moins de 2 ans)
- départ Grands Hôtels
- départ Hann Labo
- départ Soprim
- départ Amerger
- départ HLM Patte d'Oie

Dans un local attenant à la salle de distribution, sont installés les châssis de relaying équipés d'appareils électromécaniques de mesure et de protection en cours de remplacement par des dispositifs numériques.

Une salle de commande gérée par un chef de poste est aménagée à proximité de la salle de relayage. Elle est équipée d'un tableau synoptique en verrine monté sur un mur et d'un consigneur d'état pour les manœuvres et les défauts. Une imprimante Epson permet l'édition du journal des événements survenus dans les installations.

L'aspect général des installations de distribution est assez correct.

On notera cependant :

- **la présence d'une broussaille envahissante dans la sous station ;**
- **l'indisponibilité prolongée d'un transformateur de 80 MVA qui handicape sérieusement le fonctionnement optimal du poste ;**
- **le transformateur des services auxiliaires raccordé à TR2 en panne et déconnecté ;**
- **le câble 30 kV posé à même le sol ;**
- **l'absence du TI du milieu coté 30 kV du transformateur TR2 ;**
- **le bris de l'isolateur support de barre coté 30 kV du transformateur TR1 ;**
- **l'aspect vétuste des cellules de distribution qui accuse le poids de leur âge ;**
- **l'indisponibilité de la cellule arrivée du transformateur TR2 qui a complètement brûlé suite à un mauvais serrage des cosses de raccordement ;**
- **l'encombrement de la salle de distribution par de vieilles armoires et châssis inutilisés ;**
- **le mauvais éclairage du sous sol, l'amoncellement inextricables des câbles ainsi que la présence de rongeurs qui accèdent aux sous sol par les buses PVC non calfeutrées ;**
- **la serrure du local batteries, bloquée lors de notre passage.**

Des travaux de réhabilitation sur la demi rame n° 4 étaient en cours d'exécution lors de notre passage.

• **Poste de Bel Air**

C'est le poste le plus ancien de la région de Dakar. Il alimente simultanément les réseaux 6.6 et 30 kV de Dakar (voir annexe TP7)

Les ouvrages de distribution 6.6 kV s'organisent autour de 2 jeux de barre couplés par disjoncteur. Le jeu de barre n° 1 est alimenté à partir du jeu de barre production par un transformateur d'isolement 6.6/6.6 kV de 20 MVA, la barre n° 2 étant alimentée par le jeu de barre 90 kV de la sous station à travers un transformateur de puissance 90/6.6 kV de 36 MVA récemment installé.

Les 13 treize départs 6,6 kV (Arsenal, Elmaf Fumoa, Porte Sud, Dispensaire, Dakar Est, Yoff, Grand Dakar, Grande Voirie, Tolbiac Secours, Soto, Sileyé Guissé, Médina et Concession) sont alimentés à partir de ces deux jeux de barre.

Chacun des départs peut être aiguillé sur l'un ou l'autre des jeux de barres suivant le schéma d'exploitation du jour

Les départs Dispensaire, Elmaf F et Concession sont alimentés par la barre n°1, tandis que les

départs Arsenal, Porte S, Dakar, Yoff, Grand Dakar, Grande Voirie, Secours Tolbiac, Soto, Sileye Guissé, et Médina sont pris en charge par la barre n°2.

Les ouvrages 30 kV s'organisent autour d'un jeu de barre double non couplé alimenté à partir du jeu de barre 90 kV par l'intermédiaire d'un transformateur de puissance 90/30 kV de 20 MVA. Trois départs, MTOA, Centre Ville, SOBOA et deux liaisons avec le poste de HANN y sont raccordés. Les équipements de distribution sont regroupés dans une bâtisse vétuste mais encore solide. Les installations comprenant les jeux de barres 6.6 kV de production et de distribution ainsi que celui de 30 kV. Elles sont constituées d'appareils en séparé directement fixés sur les parois de cellules maçonnées, surplombées par des barres en cuivre sur isolateurs supports.

Les disjoncteurs 6.6 kV sont tous équipés de systèmes de télécommande alors que ceux de 30 kV en sont dépourvus. Les dispositifs de verrouillage par clés de transfert sont fonctionnels sur la plupart des cellules.

La salle de commande aménagée à l'étage renferme les différents synoptiques ainsi que les châssis de relayage équipés en électromécanique ; elle est propre et présente un aspect assez correct. L'alimentation des auxiliaires en courant continu est assurée par deux batteries Cd/Ni montées en normal/secours : une batterie au repos avec charge de maintien et une batterie en charge floating prend en compte les besoins en courant continu. Un groupe convertisseur (moteur et générateur courant continu), réglable en tension et intensité sert de secours.

Les transformateurs sont installés à l'air libre sur des aires aménagées avec dallage en béton. Le transformateur n°1 de marque GEA, 36 MVA est tout neuf tandis que le n°2 perd de l'huile et présente un aspect plutôt vieux.

Globalement, bien que les locaux soient relativement propres et bien tenus, les appareils sont vétustes et pour la plupart sont à la limite d'âge. On note des traces de poussières et des toiles d'araignées et le repérage des ouvrages n'est pas correctement assuré. Le poste de distribution n'est pas gardienné.

- **Poste du Cap des Biches**

Les installations de distribution de ce poste comprennent un double jeu de barres couplé par disjoncteur et alimenté par le jeu de barres 90 kV à travers deux transformateurs de puissance 90/30 kV de 33 MVA (voir annexe TP6).

Cinq départs prennent leur source de ce jeu de barres : Rufisque Nord, SIES, KM22, Rufisac et sous station Thiaroye.

Les ouvrages de distribution sont logés dans une vieille construction sale et poussiéreuse. Le sol et les couloirs sont encombrés de divers objets constituant une entrave à une bonne circulation et des toiles d'araignées pendent ça et là.

Les appareils sont montés en séparé directement sur les parois des cellules maçonnées, protégées par des châssis grillagés qui en interdisent l'accès. La découpe sur le grillage, généralement plus grande que le gabarit du bloc de commande des disjoncteurs, laisse des jours permettant l'accès aux parties actives de l'installation.

Les départs Rufisac et KM 22 sont en dérivation dans la même cellule et partagent un seul disjoncteur.

Le départ SIES alimente en même temps les auxiliaires de TAG3. Les deux transformateurs sont installés à l'extérieur sur des aires maçonnées et présentent un aspect correct dans l'ensemble

malgré leur âge (date de construction 1976)

Un nouveau local de distribution est en cours de finition à proximité des vieilles installations. Le nouveau poste MT est construit autour d'un double jeu de barre à partir de deux rangées de cellules préfabriquées fermées de marques ABB. Les cellules de même nom sont placées en vis-à-vis et la commutation d'un jeu de barre à l'autre se fait par transfert du disjoncteur débrochable concerné à l'aide d'un chariot.

Les départs suivants sont pris en compte par les nouvelles installations :

- Arrivée TR301
- Départ Villas Cap des Biches
- Départ Poste auxiliaire
- Départ SIES
- Départ KM22
- Départ VCB
- Départ Rufzac
- Départ Rufisque Nord
- Départ sous station Thiaroye
- Départ Rufisque Sud
- 4 départs de réserve
- Arrivée TR302

Une nouvelle salle de commande informatisée est également en cours d'aménagement.

- **Poste MT/MT Usine des Eaux**

Le poste Usine des Eaux, située sur la route du front de terre près du pont de Hann est un ouvrage assurant la transition entre les deux niveaux de tension (du 30 kV au 6.6 kV) du réseau de distribution. Elle comprend un jeu de barres collectrices de 30 kV subdivisé en deux sections couplées par sectionneur. L'alimentation du poste est assurée par des feeders venant de Hann .Deux transformateurs abaisseurs 30/6.6 kV de 16 MVA chacun fournissent l'énergie à deux sections de barres 6.6 kV reliées par sectionneur, qui à leur tour approvisionnent six départs 6.6 kV : Puits 12, Hann 6.6, Sibras, Front de Terre, Dieupeul Ecole et Sodida.

Les ouvrages de distribution sont regroupés dans une bâtisse d'un âge avancé, cloisonnée en cellules maçonnées fermées par des châssis grillagés. Les appareils sont directement fixés sur la maçonnerie et sont surplombés par les barres en cuivre posées sur des isolateurs supports. Le local est sale, poussiéreux et encombré de divers appareils vétustes non utilisés. Des toiles d'araignées et des traces de flash électrique sont visibles sur certains pans de mur.

Les deux transformateurs sont aménagés à l'extérieur sur une aire dallée protégée par une structure grillagée et séparée en deux par un mur entre les deux appareils. La serrure de la porte d'accès aux transformateurs est vieille et grippée et présente quelques difficultés à l'ouverture.

Les auxiliaires, châssis de relayage et chargeur de batteries sont entreposés dans un local attenant dont la porte ne ferme pas à clé.

La toiture est trouée et les installations de climatisation et d'extinction incendie non fonctionnelles. Les câbles d'alimentation de l'éclairage et de la climatisation pendent le long des murs et sont manchonnés par de simples dominos. Certains châssis présentent des traces de brûlures.

- **Poste MT/MT Centre Ville**

Ce poste se trouve en plein centre de la ville, en face de l'hôtel Nina. Il est coincé entre deux immeubles qui le surplombent. Le portail d'accès, déformé lors d'un changement de transformateur ne

ferme qu'avec l'aide d'un bloc de pierre posé à proximité.

La structure électrique du poste est identique à celle du poste décrit ci dessus, la puissance des transformateurs s'élevant respectivement à 15 et 11,6 MVA. La puissance de ce dernier transformateur peut être portée à 16,1 MVA en régime de ventilation forcée. Le poste Centre Ville est alimenté coté 30 kV par 3 feeders venant de Hann et de Bel air et il approvisionne à son tour en 6.6 kV six départs équipés de télécommande : Mohammed V Carnot, Crédit Foncier, Foncier Zola, Résidence Cap Vert, Hôtel Nina et Blanchot L Sow.

Le local de distribution est poussiéreux et encombré par divers objets et appareils réformés qui traînent çà et là. Des traces d'arc électrique sont visibles sur les murs.

La serrure de la salle de relaying est hors d'usage ainsi que les climatiseurs qui l'équipent. La poussière y est présente et divers matériels hors d'usage entravent la circulation. La ventilation des batteries n'est pas correctement assurée.

Les transformateurs sont posés à l'air libre sur plateforme bétonnée, où poussent à proximité des arbustes et des ronces. Le châssis grillagé interdisant l'accès aux transformateurs est déposé, le gabarit du nouveau transformateur installé étant trop grand pour en permettre le maintien. On note des traces d'huile sur les deux transformateurs.

- **Poste MT/MT Université**

Située sur l'avenue Cheikh A Diop, la sous station Université est accolée aux terrains de tennis de la cité universitaire. Elle reçoit son alimentation de trois feeders 30 kV issus du poste de Hann et de deux autres issus de Bel Air .Elle fournit de l'énergie à son tour à six départs 6.6 kV équipée de télécommande à savoir : Abass Ndao, Secours Mermoz, Point E, Mermoz, Fann et IUT. Deux transformateurs abaisseurs de puissance respectivement 10 et 15 MVA assurent le transfert de l'énergie vers les départs 6.6 kV.

Le schéma électrique et la disposition de principe des ouvrages sont identiques à ceux des postes déjà décrits. Des travaux sont en cours dans la sous station avec l'aménagement d'un nouveau poste dans le local existant, nouveau poste comprenant quatre (4) cellules préfabriquées de type ouvert (2 arrivées : Hann 2 et 3 ; 1 départ vers sous station Centre Ville et 1 cellule de couplage barres). La fermeture des portes grillagées interdisant l'accès aux parties actives de l'installation est assurée par un simple jeu de crémones et la porte de la cellule de Hann, bien que sous tension n'est pas fermée.

Des traces d'arc électrique sont visibles sur les murs notamment dans la cellule du départ D5 (Gueule Tapée) où l'appareil de protection a complètement brûlé. L'adaptation d'un disjoncteur de dimensions plus importantes que le précédent empêche la fermeture de la porte de la cellule. On note l'absence de verrouillage sur les cellules et la vieillesse extrême des relais de protection de type électromécanique. Leur remplacement par des dispositifs numériques est prévu.

- **Poste MT/MT Aéroport**

Ancienne travée désaffectée de l'ASECNA, la sous station Aéroport est située près de l'aéroport international Léopold S Senghor à Yoff. Le schéma électrique et la disposition générale des ouvrages restent identiques à ceux des postes précédents. La travée 30 kV constituée de deux sections de barres couplées par sectionneur reçoit quatre arrivées/départs : Hann, Fidak, OCI et Place de Ngor. Deux transformateurs 30/6.6 kV de 7.9 MVA assure l'alimentation du jeu de barres 6.6 kV d'où partent quatre feeders qui sont : Batterie Yoff, Air Sénégal, Asecna et Terme Sud.

Le local de distribution est désolant, sale, poussiéreux et obscur. Des câbles sont posés de

façon anarchique et les toiles d'araignées sont légion. Certaines portes de cellules sous tension ne ferment pas alors que les découpages dans les grilles des portes sont souvent plus grands que le gabarit des disjoncteurs posés. Des matériels de sécurité traînent sur le sol.

Les transformateurs sont posés dans une cour où la végétation est présente et l'éclairage défectueux. Ils datent de 1974 et présentent des tâches d'huile. Sur l'un d'eux le thermomètre est hors d'usage.

Les relais de protection de type électromécanique sont vétustes et obsolètes.

- **Poste MT/MT de Thiaroye**

Située à l'entrée de Thiaroye le poste est d'une conception identique aux précédents. Son jeu de barres 30 kV reçoit les arrivées départs suivants : Hann, Sies, Sotrac, Dagoudane, Lamsar et Coupure Transocéanique. Deux transformateurs de puissance respective 20 et 7,975 MVA y sont installés. Le jeu de barre 6.6 kV approvisionne en énergie six feeders : Dagoudane Pikine, Route de Rufisque, Icotaf, Yeumbeul, Labo Pêcheries et Secours Route de Rufisque. Des travaux d'extension sont en cours d'achèvement avec la mise en place de nouvelles cellules arrivées venant de Hann et du Cap des Biches.

Le poste de Thiaroye est vétuste et présente un aspect désaffecté. Les portes des cellules ne ferment pas ou n'ont pas de serrure. La poussière est présente et des câbles sont accrochés aux murs dans le plus parfait désordre. Des traces de flashes électriques sont visibles sur les murs. Une des portes d'accès au local de distribution est hors d'usage et sans serrure. Une autre porte est coincée en position ouverte par le câble du départ Yeumbeul Secours, posé à même le sol et passant sous la porte. Les grilles des cellules comportent des trous pouvant permettre un accès accidentel aux parties actives de l'installation. Le câble du départ Dagoudane Lamsar enjambe par le haut la porte d'une cellule, passe en surplomb à travers le corridor et regagne de la même façon une deuxième cellule située en face de la première. Un tableau synoptique de commande très ancien est placé derrière les cellules. Beaucoup de ces éléments sont hors d'usage. Le relayage de type électromécanique est aussi très vétuste. Les nouvelles cellules installées sont fermées par de simples crémones alors que les systèmes de verrouillage des anciennes cellules ne sont pas toujours fonctionnels.

L'aire maçonnée des transformateurs, défoncée par endroits, ne comporte pas de barrière d'interdiction et pourtant elle jouxte un garage et le service commercial de la Sénélec qui reçoivent du public.

IV.1.2.1.2 Postes de la région du Centre Ouest

La région électrique du Centre Ouest couvre les localités de Thiès, Mbour, Diourbel et Touba. Les ouvrages de distribution recensés dans cette région sont le poste de Thiès Thiona et de Thiès Aviation.

- **Poste de Thiès Thiona**

Le poste de Thiès Thiona est un nœud d'interconnexion essentielle du réseau interconnecté. Il comprend une sous station 90 kV à l'air libre, alimenté par deux arrivées 90 kV venant du Cap des Biches et de Tobène (voir annexe TP8).

Il alimente les départs 30 kV ci après : Thiès Aviation, Thiès Kaolack Sud, T32, O.Ngom, Touba, T31, St Louis, TDN et Thiès Kaolack Nord.

Le mur de clôture, écroulé par endroits laisse le libre passage aux animaux en divagation et le portail d'entrée lui-même ne ferme pas.

La végétation est présente et on remarque des caniveaux éventrés avec des câbles de liaison posés à même le sol.

La sous station est équipée de trois transformateurs de puissance respective 10, 25 et 40 MVA dont deux (ceux de 25 et 10 MVA) sont couplés en parallèle dans l'attente de la mise en place d'un autre transformateur de 40 MVA.

Les ouvrages de distribution sont aménagés dans une vieille bâtisse coiffée d'un toit en fibrociment.

L'étanchéité est mal assurée en période hivernale ; les infiltrations d'eau sont récurrentes et les courts circuits pour cause d'humidité y sont fréquents.

Les ouvrages de distribution articulés autour d'un double jeu de barres en cuivre couplé par disjoncteur, sont répartis dans des cellules maçonnées et grillagées réparties sur deux niveaux. Si le sol est propre, on remarque par contre en hauteur de la poussière, des traces d'humidité et des toiles d'araignées.

Les verrouillages sont en place et apparemment bien entretenus, cependant les découpages dans le grillage des cellules sont trop grandes par rapport aux gabarits des disjoncteurs en place et laissent l'accès libres aux pièces actives. Par ailleurs l'éclairage du poste est nettement insuffisant.

Contrainte d'exploitation : les pointes avoient 60MVA dans ce poste dont les transformateurs auraient pu être déchargés par l'intermédiaire du poste de Sakal, la centrale de Kahone ou le feeder Rufisque Nord ; ceux- ci ont malheureusement déjà atteint leur capacité maximale. Il est donc urgent de renforcer la capacité de ce poste en attendant les mises en service de Tobène, Mbour et Touba.

- **Poste de Thiès aviation**

Le poste est logé dans une vieille battisse située à l'intérieur du camp militaire. Elle est ceinturée par une clôture grillagée et sert visiblement de dépôt de matériels parmi lesquels beaucoup de compteurs hors d'usage.

Le bâtiment présente des fissures au sol et de nombreuses traces d'humidité, preuve d'une étanchéité déficiente.

C'est un poste secondaire alimenté par une ligne 30 kV venant de Thiona. Equipé de 2 transformateurs abaisseurs et d'un jeu de barre 6.6 kV, il alimente quatre départs en antenne : P5, Forage 5, P1 (en 6.6 kV) et Diakhao (en 30 kV). Les appareils de manoeuvre sont enfermés dans des cellules grillagées et sont très vétustes.

IV.1.2.1.3 Postes de la région du Centre Est

La région du Centre Est couvre les localités de Kaolack, Fatick et Tambacounda. Deux ouvrages de distribution y sont recensés.

- **Poste de Kahone**

C'est la sous station de la centrale de Kahone. Il est constitué d'un double jeu de barres couplé par disjoncteur et alimenté par quatre groupes de la centrale à travers des transformateurs 6.6/30 kV ainsi que par une arrivée 30 kV venant de Thiès Thiona. Il approvisionne sept départs : Nioro, Diourbel, Kaolack, Fatick, Sodeva, Sotexka, Kaffrine. Un condensateur de compensation de 2 MVAR est également raccordé au jeu de barres.

Ce poste date de 1982 et des problèmes de pièces de rechange s'y posent avec acuité.

Il n'existait pas, lors du passage de la mission d'audit, de disjoncteurs de réserve pour effectuer la permutation de jeux de barres.

Ce poste est envahi par les eaux de pluie durant l'hivernage.

- **Poste de Kaolack**

La sous station dispose de deux transformateurs 6,6/30 kV de 5 MVA. Il est approvisionné en énergie côté 30 kV par une arrivée venant de Kahone et une ligne provenant de Thiès Thiona. Le jeu de barre 6.6 kV, alimenté par un transfo abaisseur fournit du courant à trois départs : Bata, Hôtel Paris, Pont Noiro.

Les canalisations défectueuses du poste entraînent chaque année l'envahissement du poste par les eaux de pluie.

- **Poste de Tambacounda**

Il est constitué d'un transformateur 6,6/30kV de 1250 kVA alimenté par le départ n° 2 6,6kV de la centrale. Les 3 départs qui en sont issus sont Missira, Koussanar et Kothiari

La sous station de Tambacounda comprend un jeu de barres 6.6 kV, alimenté directement par les groupes de la centrale. Elle alimente 3 départs : Dépôt, Frigo et Sodefitex

NB : Il est à noter la connexion de 3 groupes de la centrale sur un seul disjoncteur.

IV.1.2.1.4 Postes de la région du Nord

La région Nord englobe différentes localités dont celles de St Louis, Sakal, Louga, Matam et Ourossogui. Quatre ouvrages de distribution y sont recensés.

- **Poste de Matam (voir annexe TP1)**

C'est un poste haute tension récent mis en service en novembre 2002. Il comprend une sous station 225 kV à l'air libre et un jeu de barre 30 kV alimenté par un transformateur 225/30 kV de puissance 20MVA. Le jeu de barre, organisé autour de cellules préfabriquées de type fermé approvisionne les départs Ourossogui, Matam, Semmé et Oréfondé ainsi que le transformateur des services auxiliaires.

Le poste ne dispose que d'un seul transformateur 225/30 kV ; ceci peut constituer une entrave à une bonne maintenance et ne permet pas d'assurer la continuité de service en cas de défaillance.

- **Poste de Sakal (voir annexe TP3)**

Conçu selon le même principe que le poste précédent, il est alimenté en coupure sur la ligne 225 kV venant de Dagana. Il comporte un transformateur 225/30 kV de 20 MVA alimentant les départs 30 kV Louga, St Louis 1 et 2 et KMS.

On y note l'absence de groupe électrogène de secours , la déficience de l'éclairage de la salle distribution MT et la non fonctionnalité du verrouillage du transformateur TSA 30 /0.4 kV de 100 kVA.

Les ouvrages 30 kV sont alimentés par un seul transformateur de puissance, ce qui ne garantit pas la continuité de service en cas de panne de ce dernier.

Contrainte d'exploitation : La nouvelle ligne 148 mm², mise en service entre Sakal et Kelle pour améliorer la qualité de service au niveau des forages du littoral Nord, ne peut être utilisée à sa capacité maximale et servir de secours aux feeders Saint Louis et Touba.

La reprise de feeders de Thiona ou de la Base Vallée, en cas de travaux est devenue impossible. En conséquence, compte tenu des modifications de schémas d'exploitation et de l'évolution prévisible des charges dans les régions de Louga et de Saint Louis, il faut augmenter la puissance garantie de ce Poste. La mise en parallèle de deux transformateurs de 40MVA chacun est souhaitable.

Il faudra également séparer le départ Louga du départ Keur Momar Sarr.

- **Poste de Dagana** (voir annexe TP2)

C'est un poste de même nature que les précédents. Il a été mis en service en 2002. Ses ouvrages de distribution alimentés par un transformateur à 3 enroulements 225/90/30 kV de 20 MVA approvisionnent en énergie quatre départs et le transformateur des services auxiliaires. Un groupe électrogène est monté en normal/secours avec le TSA.

On notera l'absence de climatisation dans la salle de distribution MT qui abrite également les équipements de protection électronique sensibles à la chaleur.

A l'image des postes précités, un seul transformateur de puissance alimente les ouvrages MT

- **Poste de Saint Louis**

C'est la sous station de la centrale de Saint Louis. Il est vétuste et perd de son influence au profit des nouvelles réalisations. Il fournit deux niveaux de tension 30 et 6.6 kV. Il est approvisionné coté 30 kV par deux lignes venant de Sakal. Le jeu de barre 6.6 kV est alimenté par les groupes de la centrale et est relié à la barre 30 kV par un transformateur de 10 MVA.

Contrainte d'exploitation : La centrale de Saint Louis est en voie d'extinction. Il est donc nécessaire de renforcer les dispositions pour sécuriser l'alimentation de la ville de Saint Louis en :

- dédoublant la ligne Sakal Saint Louis jusqu'à la centrale
- installant des bancs de condensateurs sur le jeu de barres 30kV pour faciliter la reprise de la ville par le feeder Ross Béthio

- **Poste de Louga**

C'est un poste de répartition 30 kV. Il est alimenté par une arrivée venant de Sakal et éclate l'énergie reçue sur les départs suivants : Louga – Dahra – Linguère, Gouvernance, Santhiaba, Djily Mbaye 2 et DSP 2 Louga.

- **Poste de Oourossoqui**

Ce poste est du type ouvert avec pour arrivée la ligne 30 kV Matam. Les départs sont Waoundé, Oréfondé, Oourossoqui.

La difficulté réside actuellement dans l'éloignement du poste (à 2km de la route nationale) ; il est envisagé de le déplacer.

V.1.2.1.5 Postes de la région du Sud

- **Poste de Boutoute**

C'est la sous station de la centrale de Boutoute. Il est constitué d'un jeu de barres 30 kV alimenté par les groupes de la centrale à travers des transformateurs élévateurs. Quatre départs y sont raccordés : Ziguinchor 1 vers la sous station Kankourang, Cap Skirring, Bignona et Goudomp.

- **Poste de Kankourang**

C'est un poste MT/MT. Alimenté par la ligne 30 kV Ziguinchor 1 venant de la centrale de Ziguinchor, il approvisionne par en 6.6 kV 3 départs : Aubert, Boucouutte et Foch.

- **Poste de Kolda**

Il répartit la production de la centrale sur 2 départs 6.6 kV: Sodefitex et Ancienne centrale.

IV.1.2.2 Lignes 30kV

IV.1.2.2.1 Réseau de la région de Dakar

L'échantillonnage relatif aux feeders choisis à Dakar et dans les autres Délégations Régionales se présente ainsi qu'il suit :

DRD1 et DRD2

Réseau 30 kV de Dakar :

Pour le réseau 30 kV l'échantillonnage porte sur les feeders ci après :

Feeders Soprim, Hlm Patte d'Oie, Grands Hôtels, Rufisque Nord et Rufsac

- **Le feeder Soprim**, issu de Hann est en câble souterrain de 150 mm² et est très étendu. Il comporte de nombreux points faibles liés à la forte humidité et à la dégradation des planchers de plusieurs postes raccordés sur le départ. Il serait urgent de remplacer ce feeder par un câble de 240 mm² ou de le renforcer par un câble de secours.

- **Le câble Hlm Patte d'Oie** est très étendu et surchargé. Il renferme de nombreuses boites de jonctions et présente d'importants problèmes d'exploitation notamment sur les tronçons Hann-s/s Usine des Eaux, Usine des Eaux- CTO, CTO- Hlm Patte d'Oie.

- **Le départ Grands Hôtels**, issu de Hann est en câble souterrain de 240 mm² alu. Il connaît de nombreuses perturbations dues à une mauvaise mise en oeuvre du câble et à l'agressivité de la zone de l'autoroute où la nappe phréatique est à 50 cm du sol.

- **Feeder Rufisque Nord** est une ligne aérienne de 148 mm² de section en almélec et longue de plus de 100km. Elle est soumise à des conditions environnementales très agressives : carrières, cimenteries, dépôts de poussière et embruns marins. La ligne est vétuste et compte de nombreux supports fissurés et des liaisons masse- terre arrachées. Ce feeder connaît également des problèmes d'élagage et d'entretien du fait de son passage à travers des champs qui constituent des domaines privés, donc d'accès difficile aux agents d'exploitation. Certains des postes alimentés par la ligne sont également d'accès difficile et par conséquent mal entretenus. Ce feeder n'a pas de secours et connaît de multiples défauts fugitifs et semi permanents.

- **Feeder Rufsac**, Sur supports béton et équipée de conducteurs de 148 mm², cette ligne initialement hors délestage a vu le rajout de nombreux utilisateurs par la suite. Elle traverse une zone

très polluée et connaît de nombreux déclenchements principalement sur ses antennes. On note de nombreuses constructions anarchiques le long de la ligne sans aucun respect des distances de sécurité réglementaires : le poste de santé et la mairie de Diameguène sont particulièrement exposés.

La garde au sol de la ligne est nettement insuffisante au niveau de la zone d'habitation Capec, suite à une surélévation importante de la route lors de sa réfection.

Réseau 6.6 kV

Les feeders 6,6 kV concernés sont : Batterie Yoff, Concession, Dispensaire, Secours de Rufisque et Labo Pêcheries.

- **Le feeder Batterie Yoff**, alimenté par la s/s Aéroport est en câble souterrain et renferme plusieurs points faibles. Il comporte plusieurs sections et de nombreuses blessures. Le tronçon entre la s/s Aéroport et le poste de livraison village touristique est particulièrement perturbé.

- **Les départs Concession et Dispensaire** sont des feeders aériens dont les supports sont l'objet de nombreux accidents de la part de gros camions qui garent en dessous. Le départ Dispensaire se trouve à l'intérieur du port et est souvent agressé par les engins de manutention. Il est en plus d'accès difficile.

- **Feeder Secours de Rufisque** est une ligne aérienne équipée de conducteurs alu de 75,5 mm². Par son antenne Diameguène, elle surplombe le marché de Diamaguène et les agglomérations avoisinantes. Elle subit de nombreux accidents causés par les « cars rapides » et l'on gagnerait à passer ce feeder en souterrain.

- **Feeder Labo Pêcheries** est une ligne vétuste qui comporte des supports métalliques HEA 160 avec des conducteurs cuivre de 74 et 38 mm². Il comporte des armements corrodés et surplombe de nombreuses habitations et garages dans une zone où les branchements clandestins sont légion.

IV.1.2.2 Réseaux des régions

DRCO

Feeders 30kV issus des sous stations Thiès Thiona et Thiès Aviation

- **Les départs aériens Saint Louis, Touba et Kaolack Nord et la ligne 90 kV Thiona - Tobène** empruntent un couloir très animé large de près de 60 m et appelé « **couloir de la mort** »

On y remarque le non respect des emprises et le surplomb systématique des habitations sur de grandes distances. Une activité intense se déroule sous les lignes : enfants jouant sous les ouvrages, activités professionnelles à proximité des supports (menuiserie métallique, vente de charbon), immondices autour des supports, stationnement de gros porteurs et surtout grande circulation de véhicules et de charrettes. Des accidents liés à la chute de conducteurs s'y sont déjà produits dans le passé.

Les supports béton présentent presque tous des fissurations importantes à la base et sur les ailes, ce qui à terme constitue des menaces pour les populations. De telles fissures ont également été également remarquées sur certains supports bois.

Contrainte d'exploitation :

- Départ Kaolack Nord

Ce départ qui date de plusieurs années est constituée en 38 mm² sur plusieurs kilomètres et joue un rôle important dans l'alimentation des villes de Diourbel, Touba. Il est actuellement le seul départ pouvant servir d'interconnexion avec Kahone ou reprendre certains départs de kahone comme Nioro ou Kaffrine.

Initialement limité à 6 MW, ce départ fait actuellement plus de 10 MW avec une très mauvaise tension en bout de ligne et le long des escales. Sa réhabilitation en 148 mm² présente de nombreux avantages dont la possibilité de transiter 8 MW en plus, la possibilité de reprise du départ Fatick à Kahone, la possibilité de décharger le poste Thiona après la mise en service du nouveau poste 225/30kV de Touba et la récupération de deux transformateurs de 10 MVA (90/30 kV) à ATR Dombe.

- Départ Kaolack Sud

Variante entre 14 et 16 MW, avec une mauvaise tension en bout de ligne malgré les 8 MVARs de compensation, le feeder KKS a atteint ses limites objectives. La réhabilitation du tronçon entre TP coupure Mbour et Embranchement Fatick de 38 à 148 mm² est devenue une nécessité

- **Départ Marché venant de la sous station Thiès Aviation** est une ligne vétuste équipée de supports métalliques HEA 160, d'isolateurs rigide en porcelaine et de conducteurs en cuivre de 38 mm². Le tronçon entre Diakhao 2 et le poste Marché surplombe une rue commerçante débordante d'activité dans un enchevêtrement de marchandises étalées à même le sol, de voitures hippomobiles et divers autres objets.

Cette ligne présente des risques sérieux d'électrocution en période d'hivernage ou en cas de chute de conducteurs ou de supports.

DRCE

Feeders 30 kV issus des sous stations Kahone et Kaolack

- **Feeder Nioro**, Alimenté par Kahone, ce départ aérien sur poteau bois et de section 54,6 mm² traverse une zone très exposée aux termites. Les poteaux de type Camitex offrent une résistance nettement insuffisante aux diverses agressions, par suite de traitement non approprié. De surcroît ces supports s'assèchent rapidement et deviennent difficiles à grimper. Sur son axe Keur Madiabel, la ligne est exposée à la foudre et aux feux de brousse.

Contrainte d'exploitation :

Ce départ qui, en quelques années, est passée de 400KW à plus de 1000KW, comporte beaucoup d'antennes et ne présente aucune possibilité de reprise en cas d'incident ou d'exécution de travaux. Il est nécessaire de boucler les départs Nioro et Kaffrine, ou faire la liaison entre Passy et Foundiougne. Cette dernière action permettrait d'améliorer la tension à Foundiougne.

- **Feeder Kaffrine**, ligne de 54,6 mm² sur poteaux bois, elle est également issue de la centrale de Kahone. Elle traverse une zone ventée et subit de fréquentes ruptures de conducteurs par suite de vibrations élevées. La foudre et les feux de brousse sont également présents sur son parcours.

- **Feeder Kaolack**, venant de la centrale de Kahone, cette ligne aérienne de 38 mm² est surchargé et connaît des problèmes d'exploitation à la suite de l'explosion du transformateur du poste MT/BT Kahone. L'urgence de la remise en état de fonctionnement de ce poste se fait de plus en plus sentir, vu la position stratégique qu'il occupe dans l'alimentation en électricité de la ville de Kaolack. Cette ligne pose aussi d'importants soucis en matière de surplomb des habitations.

- **Feeder issu de la sous station Kaolack : Feeder Bata**, prenant sa source de la sous station Kaolack, cette ligne aérienne équipée de conducteurs de 120 et 38 mm² traverse le marché ainsi que d'autres agglomérations qu'elle surplombe. Très vétuste, elle présente de risques sérieux de rupture de conducteurs et ou de supports.

DRS

Feeder 30 kV issu de la sous station Kankourang

- **Feeder Bignona**, venant de la Centrale de Boutoute, ce feeder après son passage à Kankourang, se sépare en deux branches alimentant les localités de Sédhiou et de Kanfountine. Elle est constituée de conducteurs alu de 148 et 54,6 mm² ainsi que des armements de type suspendu et rigide. Le tronçon équipé en suspendu avec des chaînes de 4 isolateurs se comporte assez bien, alors que celui équipé en rigide avec des VHT37 connaît des déclenchements fréquents.

La ligne n'est équipée que d'un seul disjoncteur au départ de Boutoute, ce qui entraîne la mise hors tension des deux branches lors d'un défaut. La ligne traverse une zone à végétation dense et peut enregistrer quelquefois deux déclenchements homopolaires par semaine. Elle est en antenne sans aucune possibilité de secours ; elle est également exposée aux feux de brousse.

IV.1.3 Mode d'exploitation du réseau

IV.1.3.1 Réseau de Dakar

IV.1.3.1.1 Conduite du réseau

Elle incombe au service Conduite et Gestion Dépannage. Il inclut en son sein trois unités :

- * l'unité BCC (Bureau Central de Conduite)
- * l'unité BCD (Bureau Central de Dépannage)
- * l'unité USCE (Unité Schéma et Consignes d'Exploitation)

La conduite est assurée directement par le BCC qui fonctionne en temps réel 24h sur 24 par système de quarts 3x 8h. Pour faire face à sa mission le BCC s'appuie sur le système de télé conduite SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) et des moyens de télécommunication (radio et téléphone) mis à sa disposition par la Direction du transport qui en assure l'entretien et la maintenance. Le SCADA assure deux fonctions, à savoir la télésurveillance et la télécommande.

Le SCADA est composé de quatre systèmes partiels prenant en charge chacun la commande et la signalisation des installations :

- * SP1 : commande et signalisation de sous- stations de Dakar.
- * SP2 : commande de seize (16) postes asservis.
- * SP3 : commande de neuf (9) postes asservis.
- * SP4 : commande de neuf (9) postes asservis (non encore fonctionnel pour cause d'équipement incomplet).

Les informations provenant du système sont traitées par deux ordinateurs dont un fonctionnel et l'autre, hors tension sert de réserve. Le basculement d'une machine à l'autre est manuel et pourrait durer vingt cinq minutes. Le transfert de fichiers entre serveurs est effectué tous les mois par bande magnétique.

Les moyens de télécommunication à la disposition du BCC sont les postes radio HF et la téléphonie classique limitée par le montant des crédits alloués (gescompte).

IV.1.3.1.2 Exploitation du réseau

L'exploitation du réseau incombe aux Délégations Régionales DRD1 et DRD2 et plus particulièrement aux services de distribution. Elle englobe les opérations de manœuvres et de consignes, les travaux d'extension et de branchement, la liquidation des avaries et la maintenance.

Le service de distribution s'articule autour des unités suivantes :

- l'unité Etude et Suivi de l'exploitation
- l'unité des travaux
- l'unité d'éclairage public
- l'unité Entretien et Dépannage.

L'unité Etude et Suivi de l'Exploitation définit la politique d'intervention, édite un rapport mensuel et en fin d'année, procède à l'analyse des incidents survenus dans son secteur.

L'unité des travaux s'occupe de l'exécution des travaux liés aux extensions du réseau, au budget d'investissement Sénélec et au compte de concession.

L'unité d'éclairage public exploite et assure l'entretien des installations d'éclairage public situées dans sa zone d'action. Cet entretien est d'ailleurs de plus en plus pris en charge par les collectivités locales.

L'unité Entretien et Dépannage prend en charge les opérations de maintenance préventives et curatives des installations de distribution.

L'unité Mesures et Essais organise et exécute les campagnes de mesures annuelles dans les sous stations et postes de distribution à Dakar et dans les régions. Elle assure également l'étalonnage des appareils réducteurs (TP et TI), le soutien logistique des délégations dans leurs opérations de mesure et réalise toutes les mesures demandées par l'exploitant pour contrôle. L'unité est également chargée de la recherche de défauts sur les câbles MT sur toute l'étendue du pays, et est dotée pour ce faire de deux cars de laboratoires enregistreurs

L'identification des câbles et les tests avant mise en service des ouvrages neufs incombe également à l'unité.

IV.1.3.2 Réseaux des régions

IV.1.3.2.1 Conduite des réseaux dans les régions

La conduite du réseau des régions incombe au Transport et est effectivement prise en charge par le Dispatching. (cf. **Rapport Transport/ 2003**).

IV.1.3.2.1 Exploitation des réseaux dans les régions

L'exploitation du réseau dans les régions revient aux services de distribution de chaque région électrique. Ces services sont structurées de la même façon que ceux de Dakar et fonctionnent grosso modo de manière identique.

L'exploitation des réseaux de Dakar et des Délégations Régionales a enregistré les événements techniques ci-après : (**Source : Rapport annuel Direction Distribution /2003**)

IV.1.4 Incidents, délestages, énergie non distribuée, contraintes d'exploitation

IV.1.4.1 Réseau de Dakar

- Incidents sur le réseau

En 2003 le réseau de Dakar a enregistré 2107 coupures sur incidents (30kV et 6,6kV) représentant 45% des interruptions totales. Le réseau 30 kV a connu dans la même période 1144 incidents (54% du total) constituant une augmentation de 46% par rapport à l'année 2002. Le nombre d'incidents sur le réseau 6.6 kV s'élève pour la même année à 963, soit une progression de 55% par rapport à l'année d'avant.

Les causes de cette inflation d'incidents sur le réseau résident dans la vétusté des installations et l'augmentation généralisée des charges sur la presque totalité des feeders.

Selon les données du tableau de bord « Gestion interne 2000 » l'analyse des incidents sur le réseau fait ressortir que 60,5% n'ont pas de cause connue et que le siège de ces mêmes défauts n'est pas déterminé pour 73% d'entre eux. Ceci fait ressortir crûment la faiblesse des moyens d'investigation et douter de la crédibilité des statistiques délivrées.

a) Délestages

Le nombre de délestages sur le réseau de distribution s'élève à 2104 et constitue 32% du total des coupures intervenues en 2003 contre près de 58% en 2002.

Le réseau 6.6 kV en a le plus souffert avec 75 % des coupures par délestage (1593) dont 74 % (1179) par manque de production et le reste pour divers incidents liés à cette même production.

b) Coupures pour nécessité d'exploitation

Elles constituent 37% de l'ensemble des coupures intervenues sur le réseau de distribution de Dakar et sont la première cause d'interruption de service sur ce dernier.

Le réseau 6.6 kV en est le plus affecté puisque ce type de coupure constitue près de 46% des interruptions intervenues sur ce réseau (6 coupures par jour).

Cela laisse supposer l'existence de sérieux problèmes pour la planification des travaux ou bien une vétusté avancée des installations. L'autre aspect du problème est que 75% des causes d'interruption pour nécessité d'exploitation sont classées dans la rubrique « autres », ce qui peut laisser croire que ces causes ne sont pas bien cernées.

c) Energie non distribuée

L'énergie non distribuée sur le réseau suite aux différentes interruptions s'élève à 8320 MWh pour l'année 2003 contre 14880 MWh en 2002. On constate une baisse de l'énergie non distribuée malgré une augmentation du nombre de coupures. La part d'énergie non distribuée s'élève à 3380 MWh pour le 30 kV contre 4940 MWh pour le réseau 6.6 kV. Rapportée au nombre de kilomètres que compte chaque réseau on obtient 8,33 MWh d'énergie non distribuée par km de ligne pour le réseau 30 kV contre 14,9 MWh pour le 6,6 kV. Le réseau 30 kV semble donc mieux exploité que le 6,6 kV.

d) Contraintes d'exploitation

L'exploitation des réseaux de Dakar se heurte à un certain nombre de difficultés qui gênent considérablement son déroulement. **On peut citer les facteurs ci-dessous :**

- **la vétusté des installations entraîne de nombreuses pannes et interventions de la part du personnel d'exploitation ; ce qui dégrade considérablement la qualité de service ;**
- **le schéma de commutation dans certaines sous stations où parfois un sectionneur est utilisé comme appareil de couplage de barres peut également allonger la durée des manœuvres et partant, altérer sérieusement la continuité de service ;**
- **le faible degré d'automatisation du réseau, 44 postes asservis sur près de 1400 que compte le réseau est un facteur aggravant notable de l'indisponibilité du réseau ;**
- **les problèmes endémiques de télécommunication par radio ainsi que les restrictions imposées sur le téléphone créent de mauvaises conditions pour la coordination de l'exploitation du réseau ;**
- **La vieillesse et l'indisponibilité du parc roulant sont un handicap pour les déplacements des agents d'exploitation ;**
- **le basculement manuel des ordinateurs du BCC en cas de panne sur l'un d'eux pourrait s'avérer catastrophique dans certaines circonstances, le BCC restant totalement aveugle durant les 25 minutes du processus ;**
- **l'absence de cartographie et de repérages sur les ouvrages constitue également une entrave à une bonne exploitation des ouvrages ;**
- **A noter également les nombreuses contraintes liées : à la circulation dans Dakar, à l'empiètement des habitations sur les ouvrages, aux travaux effectués par des tiers au voisinage des installations et au vol des matériels de sécurité et de manœuvre dans les postes, etc.**

IV.1.4.2 Réseaux des régions

- Incidents sur les réseaux des Régions

On compte 1545 interruptions de service dues à des incidents survenus sur l'ensemble des réseaux dans les régions en 2003. Deux cent deux (202) coupures ont été recensées sur le réseau 6.6 kV qui a enregistré une hausse significative des incidents par rapport à 2002 (202 contre 16). Le réseau 30 kV a connu 1343 incidents dans la même année contre 1339 en 2002. Ce réseau n'a donc pas enregistré une évolution significative du point de vue du nombre d'incidents ; par contre l'énergie non distribuée liée à ces incidents a évolué de 23%. La durée totale des interruptions par incidents est estimée 25228 mn dont 186 mn pour le réseau 6.6 kV et 25042 mn pour le réseau 30 kV.

Ces données font ressortir un allongement significatif du temps de rétablissement après défaut sur les ouvrages 30 kV des régions.

1. Délestages

Les réseaux de distribution dans les régions ont connu dans leur ensemble 495 arrêts pour

délestage par manque de production. Le réseau 6.6 kV en a enregistré 301 pour 58 MWh d'énergie non distribuée contre 194 pour le réseau 30 kV avec 150 MWh d'énergie non distribuée. On note une diminution significative par rapport à l'année 2002 qui en avait enregistré 875 pour 2714 MWh d'énergie non distribuée. Cette amélioration est due à l'augmentation de la fourniture d'énergie par Manantali. La durée moyenne de coupures pour manque de production s'élève à 37 mn pour le réseau 6.6 kV contre 53 mn pour le réseau 30 kV.

2. Manœuvres et travaux

Les réseaux ont connu en totalité 535 interruptions pour causes de travaux et de manœuvres. Le réseau 6.6 kV en a éprouvé 100 contre 435 pour le réseau 30 kV. La durée globale de ces interruptions est estimée à 55978 mn, soit une moyenne de 105 mn par interruption. Une intervention sur le réseau 30 kV dure en moyenne 124 mn contre 19 mn pour le réseau 6.6 kV. Par rapport à l'année 2002 le réseau 6.6 kV a connu une progression de 355% pour le nombre de manœuvres et travaux contre une baisse de 40% pour le réseau 30 kV.

3. Energie non distribuée

Le volume total d'énergie non distribuée est évaluée à 1660 MWh pour l'ensemble des réseaux dans les régions. La répartition entre les différents types d'interruption s'effectue comme suit :

- 968 MWh pour les incidents (58%)
- 484 MWh pour les manœuvres et travaux (29%)
- 208 MWh pour les délestages et manœuvres (13%)

Les délestages constituent 67% de l'énergie non distribuée pour le réseau 6.6 kV des régions alors que 61% de ladite énergie incombent aux incidents pour les installations 30 kV. Dans l'ensemble l'énergie non distribuée a diminué de 62% par rapport à 2002.

4. Contraintes d'exploitation

Les régions se heurtent, certes dans une moindre mesure, aux mêmes contraintes évoquées plutôt. La vétusté, la faiblesse des moyens et les longues distances sont des obstacles sérieux à une bonne exploitation des réseaux.

Il faut également souligner le mauvais niveau de tension chronique à Kahone, ce qui constitue une entrave à la qualité du service.

Les événements religieux annuels mettent également les réseaux à rude épreuve.

IV.1.5 Puissances transitées, surcharges, dimensionnement des ouvrages, forces et faiblesses du réseau de distribution

IV.1.5.1 Puissances transitées

L'énergie transitée par l'ensemble du réseau de distribution sur la période 1999 – 2003 est donnée par le tableau ci-dessous :

Année	Energie distribuée en GWh	Evolution par rapport année précédente %	Puissance moyenne MW
1999	1048	3,6	120
2000	1115	6,4	127

2001	1260	13,0	144
2002	1300	3,2	148
2003	1501	15,5	171

On note une progression constante de l'énergie distribuée avec une pointe de 15,5% en 2003.

La répartition de l'énergie distribuée entre Dakar et les autres régions est indiquée par le tableau ci-dessous.

Année	Réseau 6,6 et 30kV Dakar GWh	Evolution relative %	Réseau 6,6 et 30 kV des régions GWh	Evolution relative %
1999	737	-	311	-
2000	804	9	311	0
2001	871	8	389	25
2002	862	- 1	438	12,6
2003	1040	20,6	461	5,25

La région électrique de Dakar s'adjuge 69% de l'énergie distribuée et a enregistré un bond important de 20.6% par rapport à l'année 2002. Le poids des régions en matière d'énergie distribuée n'a évolué que d'un point ces cinq dernières années.

La répartition de l'énergie distribuée entre les différents postes du réseau interconnecté est donnée par le tableau ci après :

Sous stations	1999		2000		2001		2002	
	MWh	% du Total	MWh	% du Total	MWh	% du Total	MWh	% du Total
Bel-Air	152973	14,6	163211	14,6	173902	13,8	168841	13
Hann	441865	42,2	484452	43,4	526544	41,8	548114	42,2
C3	142037	13,6	156517	14	170244	13,5	145174	11,2
Thiona	177004	16,7	171094	15,3	225317	17,9	247698	19
St-Louis	26516	2,5	27508	2,5	31872	2,5	31456	2,4
Kahone	48707	4,6	50485	4,5	48034	3,8	54898	4,2
Sakal	58811	5,6	61914	5,6	83858	6,7	87548	6,7
Dagana	-		-		-		9299	0,7
Matam	-		-		-		6997	0,5
TOTAL	1047913		1115181		1259771		1300026	

On note l'importance névralgique du poste de Hann dans le dispositif de distribution de l'énergie du pays et la place de second centre de distribution qu'occupe la sous station de Thiès Thiona. A partir de ces deux postes a transité près de 57% de l'énergie distribuée dans le pays en 2003. Le total de l'énergie distribué a atteint 1501 MWh et a enregistré une hausse de 15% par rapport à l'année précédente.

IV.1.5.2 Surcharges du réseau

Le réseau de distribution a connu des surcharges généralisées sur l'ensemble des ouvrages à cause de sa vétusté d'une part et d'autre part des retards importants constatés dans l'exécution des budgets d'investissement.

- **Situation des postes**

La conception du réseau est fondée sur une distribution avec puissance garantie. Cela doit se traduire pour les sous station par l'installation de deux transformateurs dont l'un est utilisé comme secours. Ce choix devait assurer une puissance garantie à tout moment pour faire face à l'indisponibilité du transformateur en charge et limiter la durée des coupures.

L'évolution du réseau ces dernières années a complètement changé cet état des choses.

Concernant la région de Dakar : la puissance installée effective du poste de Hann s'élève aujourd'hui à 100 MVA (80 + 20 MVA) après la perte depuis près d'un an d'un transformateur de 80 MVA. La charge maximale enregistrée sur ce poste lors de la campagne de mesures de 2002 était de 92,44 MVA, soit 92% de la puissance disponible actuelle.

Cette situation implique l'utilisation simultanée des transformateurs pour passer la pointe, ce qui compromet l'existence d'une puissance garantie et réduit les possibilités d'arrêt pour entretien. La perte d'un transformateur dans ces conditions serait très lourde de conséquences pour la distribution à Dakar.

La sous station Usine des Eaux est dotée de deux transformateurs de 16 MVA chacun et alimente une charge maximale de 17.42 MVA. Là également l'utilisation des deux transformateurs est nécessaire pour assurer la pointe à moins de surcharger l'appareil en fonctionnement.

La situation de la sous station Université est relativement meilleure que les précédentes avec une puissance installée de 25 MVA (10 et 15 MVA) pour une pointe de 13,23 MVA. Cependant la perte d'un transformateur pourrait occasionner des difficultés quant à la couverture de la zone concernée.

La sous-station Centre Ville, équipée de deux transformateurs de 15 et 11,6 MVA respectivement se trouve en limite d'équilibre avec une pointe de 14,92 MVA. Son cosinus phi très bas (0,32 à 0,725) dénote une mauvaise utilisation des installations

La sous station de Thiaroye, malgré le remplacement récent d'un de ses deux transformateurs de 7,975 MVA par un de 20 MVA a déjà atteint une situation limite avec une pointe enregistrée de 19 MVA.

Le poste de Bel Air est relativement mieux loti en ce qui concerne les installations 6,6 kV avec une puissance installée de 56 MVA (20 + 36 MVA) contre une charge maximale de 41MVA. Le jeu de barre 30 kV est par contre alimenté par un seul transformateur de 20 MVA.

En ce qui concerne les autres régions, l'entretien dans les postes est insuffisant (dégradation des bâtiments). Par ailleurs, les consignes de sécurité ne sont pas toujours respectées, l'accès libre aux parties actives des ouvrages fait courir un danger permanent aux exploitants.

D'une manière générale les postes ont atteint une situation critique, qui n'assure plus la puissance garantie et peut s'avérer une entrave sérieuse à une maintenance de qualité. Cet état de fait, conjugué avec une dégradation des installations, constitue une entrave à une exploitation rationnelle du réseau, et peut limiter gravement à l'occasion, les capacités de reconfiguration du réseau.

- **Situation des lignes**

Le réseau de Dakar n'a pas connu d'investissements de grande importance depuis 1992. L'augmentation de la demande d'énergie combinée à la disponibilité de Manantali a contribué à une surcharge généralisée des feeders. Cette situation a eu pour conséquence l'utilisation des câbles de secours pour décharger les câbles de travail, ce qui a notablement diminué les capacités de reconfiguration du réseau en cas d'avarie. La surcharge des feeders a également entraîné une hausse des défauts notamment aux points faibles que constituent les boîtes de jonction et les tronçons de faible section.

Le feeder Dagoudane Pikine a connu de nombreux défauts qui n'ont été résolus que par la pose récente d'un nouveau câble 240 mm² sur le tronçon poste Thiaroye – et le poste forage 17. Les feeders Rufiac, Hann Pêcheur et Rufisque Nord ont permis de faire transiter des charges élevées et connu beaucoup de perturbations. Des ébauches de solutions, fondées sur le contournement des tronçons incriminés par des modifications de la structure du réseau, ont été trouvées pour pallier le nombre grandissant de défauts et les pertes qu'ils occasionnent.

Les départs HLM Patte d'Oie, Batterie Yoff, Terme Sud, Yoff, Amerger, Air Sénégal et Dispensaires connaissent également des problèmes de surcharge liés à la faiblesse des sections et la vétusté des conducteurs sur certains tronçons.

Au niveau des régions, le cas de la ligne Kaolack Nord mérite une grande attention. Mis en service depuis 1960, l'ouvrage a conservé la faible section de ses origines à savoir 38 mm² cuivre. Actuellement ce feeder alimente les villes de Bambey, Diourbel et Mbacké sur une longueur de 110 kms et une partie de Kaolack. Il connaît une augmentation importante des charges et ne peut plus assurer, à cause de sa faible section et de sa vétusté une bonne tension aux abonnés et sa mission d'interconnexion.

Le départ Kaolack sud connaît également des problèmes de surcharge liée à l'incapacité de la centrale de Kahone à atteindre sa puissance nominale. Cela oblige les exploitants à « rallonger » le départ loin à l'intérieur de la ville de Kaolack, ce qui a pour conséquence une augmentation considérable des charges et une baisse sensible de la tension. Ce départ est par endroit en cuivre 38 mm² très vétuste qu'il est urgent de réhabiliter surtout avant Fatick 2006 qui nécessite une puissance supplémentaire de 2 MVA.

Le départ T31 à Thiès connaît également des surcharges dues à un mauvais dimensionnement de ses conducteurs aussi bien en section qu'en nature.

Les lignes aériennes Louga et St Louis 1 vétustes et équipées de conducteurs cuivres 74 et 38 mm² connaissent également des problèmes de surcharges et de baisse de tension.

L'extrême dispersion des sections des conducteurs posés dans le réseau, leur faible valeur ainsi que la vétusté des installations sont les causes à venir de nombreux incidents si des décisions idoines ne sont prises à temps.

IV.1.5.3 Dimensionnement des ouvrages

A l'origine, pour faire face au développement rapide du réseau de distribution et à l'accroissement des charges, la Sénélec avait élaboré des principes de dimensionnement des ouvrages susceptibles de garantir la continuité de service et de sécuriser l'alimentation de la clientèle. Elle avait retenu le principe d'une distribution avec puissance garantie devant permettre une continuité maximale du service et la limitation de la durée des interruptions au seul temps de manœuvre.

Les implications de ce principe sur le dimensionnement des ouvrages sont les suivantes :

Pour les sous stations :

- 1) la mise en place de deux transformateurs 30/6.6 kV dimensionnés pour pouvoir supporter chacun la totalité de la charge et fonctionnant en normal/secours en vue de faire face à l'indisponibilité de l'un d'entre eux.
- 2) la limitation de la puissance installée à 15 MVA pour s'accorder avec la capacité de transit des câbles d'alimentation 30 kV.

Pour le réseau :

- 1) la mise en place d'une structure en épi par la réservation d'un câble de secours libre de toute charge susceptible de se substituer à chacun des cinq câbles d'une sous station en cas d'indisponibilité permanente.
- 2) la limitation des feeders 6.6 kV alimentés par les sous stations à des charges et longueurs raisonnables (des transferts de charges vers le 30 kV sont prévus).

A ce jour, faute d'investissements majeurs dans la Distribution, ces principes d'origine sont complètement bousculés par l'accroissement de la demande. Les puissances garanties sont largement dépassées dans les sous stations avec pour conséquence l'utilisation simultanée des transformateurs pour passer les pointes de charges. Le fonctionnement avec deux transformateurs en parallèle est une réalité quotidienne pour les sous stations de Thiaroye, Centre Ville, Usine des eaux, l'Université, Aéroport etc....

Cette situation augmente les risques de délestage en cas d'indisponibilité d'un des transformateurs et entrave sérieusement les possibilités de maintenance préventive sans compter l'augmentation des courants de court circuit qu'elle implique.

Les feeders 6.6 kV connaissent une surcharge généralisée, ce qui a entraîné l'utilisation des câbles réservés au secours comme câbles de travail et une réduction significative de la capacité de reconfiguration du réseau en cas de perturbations.

Le résultat de cet état de fait est l'impossibilité de mener une politique de maintenance préventive crédible et l'instauration d'une exploitation des ouvrages en "marche ou crève," ce qui a entraîné une augmentation sensible des défauts sur câbles.

L'extrême diversité des sections rencontrées sur le réseau pose également problème, d'autant que certaines d'entre elles, de par leur faiblesse, constituent des goulots d'étranglement qui limitent considérablement la capacité de transit du réseau et dégradent le plan de tension général. Une rationalisation avec limitation à 3 ou 4 sections serait appropriée.

La réalisation complète des travaux de l'emprunt obligatoire, comprenant la création de nouveaux postes injecteurs 90/30 kV, le transfert de charges 6.6 kV vers la tension 30 kV et le renforcement du réseau de distribution, constituera un jalon important vers le redimensionnement total des ouvrages qui devra aboutir à terme au remplacement des ouvrages 6.6 kV par le 30 kV et à l'alimentation des sous stations en 90 kV.

IV.1.5.4 Forces et Faiblesses du réseau de Distribution

a) Les forces

La force du réseau est l'option prise pour la réalisation d'un réseau 30 kV sous terrain à Dakar et dans toutes les grandes agglomérations du pays. La construction des postes d'injection de Bel Air, Mbao et Mbour, la mise en service du nouveau poste 30 kV du cap des

biches et le programme de renforcement du réseau en constituent un début de réalisation.

b) Les faiblesses

Elles sont nombreuses et on peut citer :

- la vétusté des ouvrages
- la prédominance du réseau 6,6 kV
- la surcharge généralisée du réseau
- la faible capacité de reconfiguration du réseau en cas de perturbation majeure
- le faible niveau d'automatisation du réseau
- l'absence de maintenance préventive
- l'absence de statistiques fiables sur les défauts du réseau et de leur exploitation
- l'absence d'un système centralisé de documentation et d'information sur les ouvrages du réseau
- un faible niveau de formation pour certains agents de l'exploitation

Ces faiblesses obèrent sérieusement les capacités d'exploitation optimale du réseau et en limitent l'efficacité du point de vue approvisionnement continu de la clientèle en énergie électrique.

IV.1.6 Fiabilité des protections

Un réseau électrique est décomposé en zones généralement protégées par un disjoncteur en association avec des dispositifs de protections qui assurent l'élimination de la partie défectueuse du réseau en cas d'avarie. Les protections doivent réduire les conséquences d'un défaut de court circuit à savoir les risques d'incendie, d'explosion, de détérioration mécanique et améliorer notablement la continuité de service.

- Protection des éléments du réseau Sénélec : **-Transformateurs**

Protections mécaniques :

Elles regroupent la protection Buchholz et la protection température et protègent Les transformateurs contre les défauts d'origine interne.

Protections électriques. :

Elles permettent la protection du transformateur contre les défauts externes en même temps que celle des composants directement reliés au transformateur notamment le câble de liaison (transfo - jeu de barre) et le jeu de barre.

Ces protections sont :

- Protection masse.
- Protection Bushing
- Protection terre - neutre
- Protection arrivée

-Départs M.T.

La protection des départs MT est assurée par un ensemble de dispositifs prenant en charge les types de défauts pouvant survenir sur ces installations :

- les défauts entre phase
- les défauts phase - terre
- les défauts phase - terre résistante

IV.1.6.1 Conditions d'exploitation des systèmes de protection :

L'état actuel des systèmes de protection révèle des conditions déplorables d'exploitation :

En effet, on note une extrême vétusté des protections dont une grande majorité est constituée de relais de type électromagnétique justifiant plus de trente ans d'âge.

Les protections sont souvent abritées dans des locaux poussiéreux et mal ventilés ; les châssis support d'appareillages présentent un aspect peu reluisant avec un fouillis de fils et une juxtaposition hétéroclite d'appareillages obsolètes et modernes.

La climatisation est souvent défectueuse et l'éclairage non fonctionnel.

IV.1.6.2 Faiblesses en matière de protection :

La première faiblesse relève de la vétusté. Les relais électromécaniques sont lents et peu sensibles ; leur remplacement par des systèmes numériques plus rapides et précis est à l'ordre du jour. Le seuil élevé du réglage des protections de terre pour les câbles souterrains pose problème. Ce seuil, nécessaire pour faire face aux importants courants de déséquilibre capacitif, réduit d'autant la sensibilité de ce type de protection.

Les défauts en bout de ligne pour les départs aériens très longs sont difficilement détectés par les protections de maximum de courant du fait de leur faible intensité. Par conséquent le départ en défaut n'est pas isolé du réseau.

Les protections de terre résistante ont un temps de fonctionnement très long de 20 à 30 secondes et voire même de 40 secondes. Ceci constitue un danger pour les hommes et les animaux. Pour remédier à ces faiblesses, la Sénélec préconise l'installation de protection de terre directionnelle pour tous les départs souterrains et aériens de longue portée. Cette protection insensible au courant de déséquilibre capacitif, assure la sélectivité par un critère essentiellement directionnel. En ce qui concerne les inconvénients des protections de terre résistante, l'installation de protections de terre directionnelle sensibles sur tous les départs MT pourrait réduire les temps de fonctionnement à 3, voire 2 secondes avec une bonne sélectivité.

IV.1.7 Situation de la maintenance

La vétusté et l'état de dégradation des ouvrages de distribution illustre bien du peu de cas qui est fait de la maintenance en tant que fonction de planification de programmation et d'exécution des opérations de remise en état du matériel défectueux.

La maintenance préventive est totalement ignorée et de surcroît difficile à mettre en oeuvre au vu des insuffisances en capacité de transit du réseau et du régime "marche ou crève" qui constitue le fondement de son exploitation.

Toutes les fonctions devant concourir à une bonne maintenance sont déficientes :

- le personnel présente des insuffisances quant à la formation ;

- la fonction gestion de stock n'est pas prise en compte de façon systématique, la plus part des besoins en pièces de rechange ne se faisant que lorsque de besoin ;
- les moyens logistiques (outillage spécialisé, appareils de mesure, véhicules de liaison et de manutention) se trouvent dans un état dégradé ou font simplement défaut.

La maintenance préventive est apparemment laissée à l'initiative des Délégations qui élaborent un programme de maintenance annuelle en fonction des contraintes observées.

Il n'existe pas dans ce domaine de procédure commune de planification et de programmation périodique, ni de suivi rigoureux des opérations réalisées. Cette situation est due surtout à l'absence de statistiques fiables et disponibles pouvant servir de base commune et en conséquence caractérise une exploitation menée sans grand discernement.

La maintenance curative se heurte à un certain nombre de contraintes qui en compliquent l'exécution et allongent notablement les durées d'interventions, synonymes d'énergie non distribuée dans le réseau.

Les problèmes de communication sont endémiques avec leur lot de fonctionnement aléatoire et de limitation des crédits téléphoniques. La logistique est également en cause avec un parc vieillissant, intensément exploité. Les véhicules de levage sont trop vieux, incapables de travaux lourds et l'outillage est souvent insuffisant. Les outils d'intervention et de diagnostic à distance font également défaut.

La circulation dans Dakar et sa banlieue constitue aussi un handicap très pénalisant en terme de rapidité d'intervention. L'habitat spontané et les constructions anarchiques constituent de même une entrave de taille car plusieurs ouvrages du réseau se trouvent à l'intérieur de concessions qui en interdisent ainsi l'accès.

L'absence d'une cartographie précise est également pénalisante car les problèmes de repérage et d'adressage sont légion. Une banque de données fiables portant sur l'inventaire exhaustif des ouvrages de distribution serait d'un grand secours. La disparition des matériels de sécurité et de manœuvre dans les postes est préoccupant et occasionne une gêne certaine.

La hiérarchie fonctionnelle, qui veut que les ordres soient donnés par le BCC et les moyens d'intervention détenus par la délégation régionale peut générer des flottements dans la planification et l'exécution des opérations.

L'approvisionnement en matériel se heurte souvent aux ruptures de stock et aux horaires de travail du magasin qui ne sont pas ceux des exploitants.

La maintenance curative souffre de manque de moyens de recherche et d'essais (2 véhicules de tests dont un assez âgé pour tout le pays), de moyens de travail sous tension, d'observation et de mesures à distance (thermo vision par exemple). Les services ayant en charge la maintenance des ouvrages MT dans les sous-stations n'ont même pas de véhicule à leur disposition et doivent en faire la demande chaque fois que nécessaire avec toutes les contraintes que cela implique

Les programmes sont souvent faussés par l'état général du réseau et les contraintes de continuité qui limitent les possibilités d'arrêt, les budgets non réalisés ainsi que les ruptures de stock. Les équipes de manœuvres sont quelquefois constituées d'un seul agent de manœuvre, ce qui peut s'avérer dangereux en cas d'incident grave et notamment en cas d'électrocution.

IV.1.8 Sécurité et Environnement

Le réseau de distribution présente pour l'environnement un certain nombre de risques pour la sécurité des biens et des personnes que nous essayerons d'analyser ci-dessous :

Le surplomb des agglomérations constitue une menace importante pour la sécurité. On observe dans toutes les agglomérations le passage de lignes nues au dessus des habitations et lieux publics très fréquentés tels que marchés, écoles, dispensaires etc....Le danger d'électrocution et d'incendie ainsi que les de collusion avec des véhicules sont réels et devrait inciter au passage systématique en souterrain dans les grandes agglomérations urbaines.

Les constructions anarchiques à proximité des ouvrages de distribution sont également une source considérable de préoccupations pour la sécurité des biens et des personnes. Les emprises réservées aux ouvrages sont de plus en plus squattées par des constructions non autorisées d'habitations de garages et d'ateliers. Des ouvrages entiers (supports, postes etc.) se retrouvent ainsi en domaine privé, créant ainsi des sérieuses difficultés pour l'accès aux installations et exposant les occupants à de graves dangers. **Des mesures énergiques devront être envisagées à l'avenir pour endiguer cette préoccupante tendance, notamment en refusant le raccordement aux contrevenants.**

Les travaux à proximité d'ouvrages sous tension et plus particulièrement d'ouvrages souterrains sont une autre source de danger potentiel. Souvent exécutés à l'insu de la Sénélec, par des gens peu informés sur les dangers encourus et en l'absence de repérages efficaces, ils constituent une cause non négligeable de traumatismes et de dégâts.

La vétusté des ouvrages pose également problème. Les supports entièrement corrodés et/ ou fissurés, les conducteurs usagés, les armements rouillés et les portes de postes sans serrure sont légion.

La chute de support ou de conducteur est un danger hautement probable dans toute agglomération ; en outre, le mauvais état des liaisons à la masse pour beaucoup de supports augmente sensiblement les risques d'électrocution et d'incendie.

Le réenclenchement automatique des lignes aériennes traversant des agglomérations doit aussi être analysé avec plus de discernement. S'il augmente les chances d'une remise en service rapide, il n'en expose pas moins les populations à des risques plus grands d'électrocution en cas de chute de conducteurs.

Des efforts soutenus ainsi que des investissements importants sur de longues périodes seront nécessaires pour améliorer sensiblement la qualité des ouvrages et augmenter la sécurité de leur fonctionnement.

L'aspect sécuritaire devra d'ailleurs être pris en compte dès la planification et la conception des ouvrages concernés.

IV.2 BUDGET

En matière de budget, la mission d'audit a mis l'accent sur tout ce qui est afférent à la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique, en l'occurrence les investissements relatifs à la sécurité des ouvrages et partant, la continuité de service.

A ce titre, les taux de réalisation figurant ci dessous ont été observés dans les différentes Délégations Régionales en fin 2003 (suite au report des différents investissements prévus en 2001 et 2002).

DRD1

- Passage en souterrain des réseaux de Dakar
 - Investissement prévu : 2.600 Million Fcfa
 - Réalisation : néant

NB : Les travaux en passage souterrain de câbles actuellement exécutés à Dakar ont trait surtout à la création de nouvelles lignes dont les feeders Sacré Cœur, Université Secours, Puits 13 etc...

- Equipement de 418 postes en matériel de sécurité
 - Investissement prévu : 160 Millions FCFA
 - Réalisation : néant
- Remplacement d'intersecs défectueux dans les réseaux de Dakar
 - Investissement prévu : 76 Millions FCFA
 - Réalisation : néant

DRD2

- Remplacement poteaux fissurés sur SIES-VCB et Rufsac
 - Investissement prévu : 10 Millions FCFA
 - Réalisation : néant
- Reprise des réseaux nus de l'exploitation de Rufisque en préassemblé
 - Investissement prévu : 50 Millions FCFA
 - Réalisation : 80 %
- Passage en souterrain du feeder Hann Pêcheurs entre s/s Thiaroye et Bona
 - Investissement prévu : 74 Millions FCFA
 - Réalisation : néant

DRCO

- Passage en souterrain ligne surplombant le marché central de Thiès
 - Investissement prévu : 40 Millions FCFA
 - Réalisation : néant
- Reprise réseaux nus dans différentes villes de la région de Thiès
 - Investissement prévu : 95 Millions FCFA
 - Réalisation : néant

DRCE

- Réhabilitation départs Nioro et Kafrine
 - Investissement prévu : 36 Millions FCFA
 - Réalisation : 20%
- Réalisation des terres et protection de transformateurs
 - Investissement prévu : 15 Millions FCFA
 - Réalisation : néant

DRN

- Passage en souterrain départ 30 kV LEBAR et 6,6 kV SOR
 - Investissement prévu : 92 Millions FCFA
 - Réalisation : néant
- Pose de 178 parafoudres sur divers postes de DRN

- Investissement prévu : 15 Millions FCFA
- Réalisation : néant

DRS

- Remplacement câbles nus en pré assemblage pour les postes Sikilo et Ancienne Centrale
 - Investissement prévu : 4 Millions FCFA
 - Réalisation : néant
- Suppression branchement potelet à potelet à Délégation Sud
 - Investissement prévu : 8 Millions FCFA
 - Réalisation : néant
- Remplacement poteaux termités à DRS
 - Investissement prévu : 5 Millions FCFA
 - Réalisation : 25%

Au vu des résultats enregistrés ci dessus, nous ferons remarquer que la faible réalisation ou la non réalisation des investissements prévus dans le budgets 2001, 2002 et 2003 a engendré des difficultés d'exploitation, source d'énergie non distribuée. En effet, il a été remarqué durant cette période une dégradation accrue de différents ouvrages dans le domaine de la distribution, suite au manque de moyens adéquats en exploitation et en maintenance.

E n outre, l'état du réseau, qui demeure encore sous dimensionné (prédominance du 6,6 kV), a renforcé l'insécurité en matière d'approvisionnement continu en énergie électrique.

IV.3 SYNTHÈSE AUDIT DISTRIBUTION

L'Audit en matière de Distribution d'énergie a permis de déceler les entraves majeures qui risquent d'obérer les diverses tentatives d'exploitation fonctionnelle et sécuritaire du réseau, à savoir :

- le réseau est vétuste, sous dimensionné et présente de faibles capacités de reconfiguration en cas de perturbations majeures ;
- la gestion des incidents sur le réseau, qui doit ressortir des données statistiques y afférentes est incertaine. Cela ressort du fait que 60,5% des incidents enregistrés n'ont pas de cause connue et fait douter de la crédibilité des statistiques délivrées ; une maîtrise de ces données statistiques aurait permis de stratifier et ordonner les divers incidents afin d'en appréhender les sources et d'y remédier ;
- le réseau est faiblement automatisé ; ce qui rend difficile sa gestion en temps réel et complique son exploitation ;
- les problèmes de télécommunication par radio et de téléphonie usuelle constituent un grand handicap pour une exploitation diligente et rationnelle ;
- l'utilisation simultanée des transformateurs en service dans les sous stations pour passer les pointes de charge est une illustration d'un manque de suivi rigoureux de la demande sans cesse croissante .Le risque encouru est l'obligation de procéder à des délestages en cas d'indisponibilité d'un des transformateurs ;
- les protections de type électromagnétique sont devenues obsolètes et devraient être remplacées par des systèmes numériques ;
- l'absence d'une maintenance préventive coordonnée est aussi un handicap ;
- les postes aussi bien que les feeders sont à la limite de la saturation par la conjonction d'une

augmentation généralisée des charges et une absence criarde d'investissements sur une période relativement longue ;

- l'exploitation et la maintenance du réseau sont soumises à de fortes contraintes liées à la modicité des moyens, au manque de formation du personnel, à l'incohérence des procédures ainsi qu'au report systématique des budgets d'investissement ;
- les postes de transformation implantés par nécessité au milieu des habitations peuvent se révéler dans certaines circonstances une véritable menace pour la sécurité. Beaucoup de postes ne ferment pas donnant ainsi libre accès aux installations ;
- les travaux exécutés à proximité d'ouvrages Sénélec constituent aussi un danger permanent pour les populations souvent mal informées

Aujourd'hui le réseau est dans l'impossibilité d'assurer un approvisionnement fiable et sécurisé de ses utilisateurs en énergie électrique du fait de son sous équipement et de sa vétusté.

Des travaux de renforcement et de modernisation sont actuellement en cours pour pallier les insuffisances notées mais il n'en demeure pas moins que des investissements importants sur une longue durée seront encore nécessaires pour hisser le réseau au niveau requis de sûreté et de sécurité.

Recommandations

Outre ces dispositions, les propositions ci-après peuvent aider à améliorer la sécurité d'approvisionnement :

- 1. passage intégral en souterrain dans les grandes agglomérations.**
- 2. passage au 30 kV de tous les feeders 6,6 kV.**
- 3. élévation du niveau de contrôle automatisé et sécurisation renforcée des lignes et des moyens de télécommunication (lignes spécialisées et fibre optique).**
- 4. mise en place d'un système unifié de traitement des statistiques relatives aux défauts (collecte, traitement, archivage).**
- 5. effort particulier sur la formation et l'utilisation du personnel.**

Un effort important devra également porter sur la formation du personnel et l'organisation des services.

NB : Il revient de rappeler ici qu'en matière de Distribution, l'évaluation financière des solutions préconisées n'a pu se faire compte tenu de la non disponibilité des coûts des matériels requis.

ANNEXES
PRODUCTION
TRANSPORT
DISTRIBUTION

ANNEXES PRODUCTION

ANNEXES TRANSPORT/DISTRIBUTION