

No. 1

REPUBLIQUE DU SENEGAL  
ETUDE DE BASE  
SUR  
LE PROJET D'INSTALLATION DE GROUPES ELECTROGENES  
A DAKAR

Mai 1989

AGENCE JAPONAISE DE COOPERATION INTERNATIONALE  
TOKYO, JAPON

GRF  
  
89-87

RY



5-6  
213  
922

JICA LIBRARY



1075917131

19577



**REPUBLIQUE DU SENEGAL**

**ETUDE DE BASE  
SUR  
LE PROJET D'INSTALLATION DE GROUPES ELECTROGENES  
A DAKAR**

**MAI 1989**

**AGENCE JAPONAISE DE COOPERATION INTERNATIONALE  
TOKYO, JAPON**

国際協力事業団

19577

## AVANT-PROPOS

En réponse à la requête du Gouvernement de la République du Sénégal, le Gouvernement du Japon a décidé d'entreprendre l'étude du plan de base sur le Projet d'Installation de Groupes Electrogènes à Dakar, et l'a confiée à l'Agence Japonaise de Coopération Internationale (JICA).

La JICA a délégué au Sénégal une mission dirigée par Monsieur Akira KANAZAWA, officier supérieur de l'Agence des Ressources Naturelles et de l'Energie, Ministère de l'Industrie et du Commerce Extérieur, pour une période du 25 janvier au 18 février 1989.

La mission a échangé des vues avec les autorités concernées du Sénégal et exécuté les études sur le site du Projet. Dès le retour de la mission au Japon, ces études ont été approfondies et le présent rapport a été rédigé.

Je souhaite vivement que ce rapport permette la réussite du Projet et contribue au renforcement des relations amicales entre nos deux pays.

Je voudrais exprimer mes remerciements sincères aux autorités concernées du Gouvernement de la République du Sénégal pour leur coopération en faveur de la mission.

Mai 1989



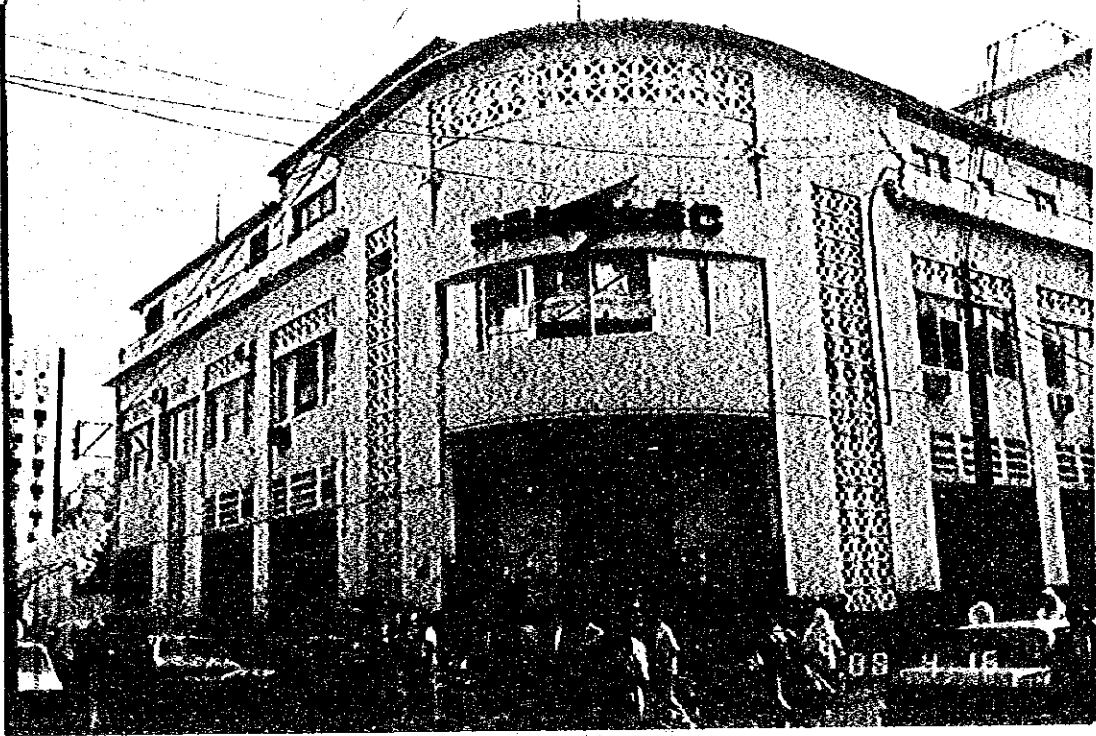
Kensuke YANAGIYA  
Président de l'Agence  
Japonaise de Coopération  
Internationale









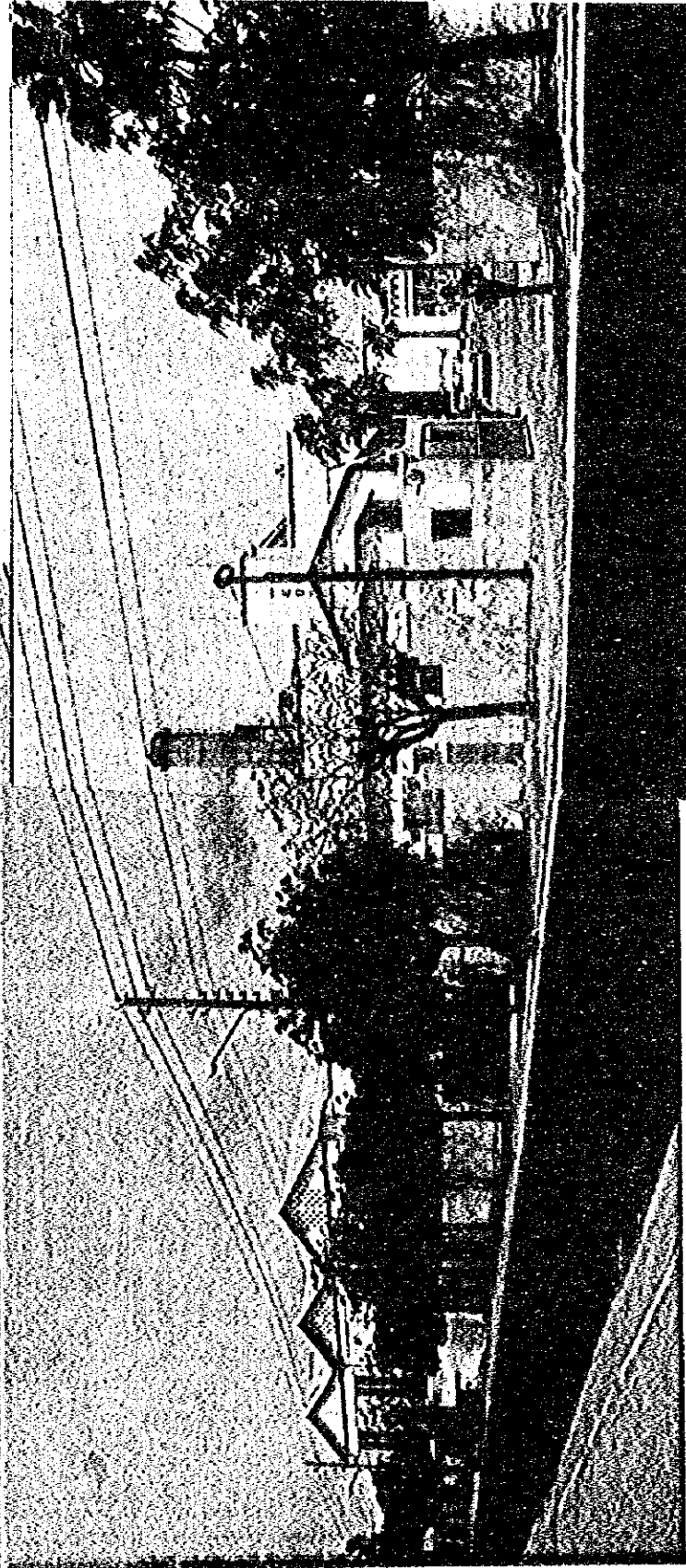


Siège social de SENELEC



Annexe de Siège social de SENELEC





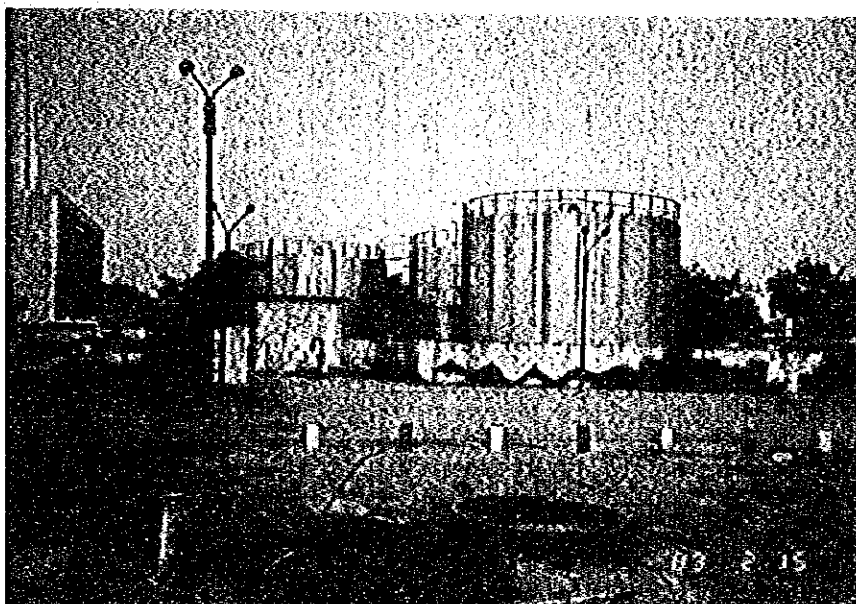
Centrale de C-II    Entrée principale

Centrale de C-I (droit et centre)

Bâtiment pour notre projet (gauche)

Centrale de Bel Air

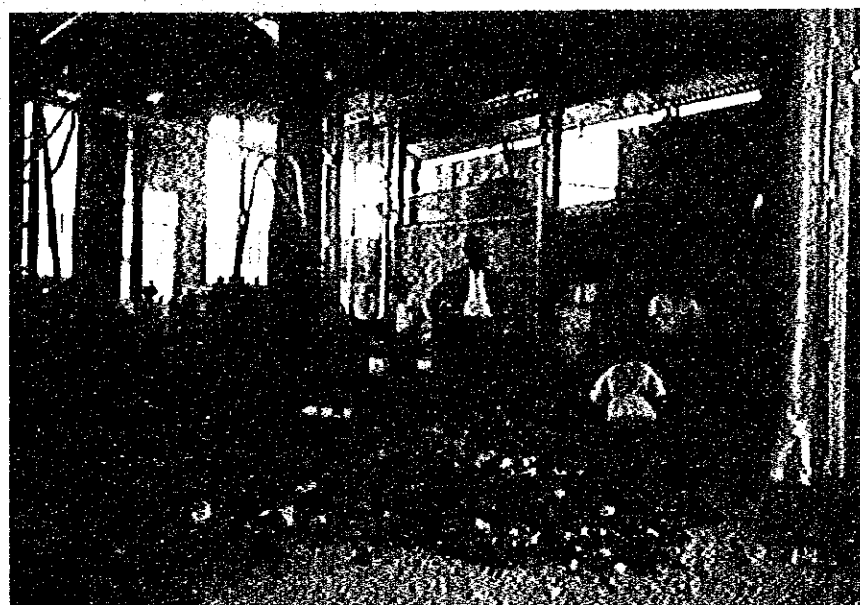




Réservoir de  
Gas-oil à la  
Centrale de Bel-  
Air



Site d'implan-  
tation à la  
Centrale de Bel-  
Air



Sondage du sol  
au site





## SOMMAIRE



## SOMMAIRE

La République du Sénégal s'étend sur le coin occidental du continent africain et la ville de Dakar, capitale de la République, est située près du 15ème parallèle de latitude nord. Le pays couvre une superficie de 196.722 km<sup>2</sup> et a une population d'environ 7,1 millions d'habitants en 1988 dont 1,0 millions d'habitants (14%) habitent la ville de Dakar. L'aéroport international de Dakar où l'on voit de nombreux avions qui décollent ou qui atterrissent joue un rôle important en reliant le pays à l'Europe, l'Amérique et l'Afrique Equatoriale. D'autre part, le port de Dakar qui permet l'escale et le ravitaillement des bateaux est un centre très important dans le trafic maritime de l'Afrique de l'Ouest.

L'économie du Sénégal dépend principalement de l'agriculture et de la transformation des produits agricoles; ce qui explique la concentration d'environ 70% de la population dans les régions rurales. Outre l'agriculture, la production des phosphates, l'industrie de la pêche et le tourisme constituent la base de l'économie nationale. L'économie du pays dans le secteur de l'énergie repose sur le bois de feu et sur le pétrole importé. Le taux de croissance moyen annuel du produit intérieur brut (P.I.B.) à prix constant était relativement faible, soit 1,5% durant la période 1975-1981 et 1,6% durant la période 1981-1987. En 1985, le P.I.B. par habitant a été de 420 dollars E.U.

Au cours de la période 1981-1987, la balance commerciale était toujours négative. Toutefois, le déficit de la balance des paiements, compensé par les transferts des services et des capitaux, n'était pas si grand et la balance globale est devenue légèrement positive en 1986 et en 1987. Les produits principaux importés sont les produits alimentaires, le pétrole brut, les biens de consommation et les biens de production. D'autre part, les principaux produits exportés sont la cacahuète, les phosphates, les produits pétroliers et les produits maritimes.

La distribution de l'énergie électrique au Sénégal remonte à 1897 et, après maintes absorptions et fusions d'entreprises d'électricité, la Société Nationale d'Electricité (SENELEC) a été créée en 1983 par le Gouvernement du Sénégal. La SENELEC est l'unique entreprise d'électricité du pays. La puissance totale de ses centrales électriques est de 213 MW dont 139 MW

sont produits par les centrales à vapeur, 38 MW par les turbines à gaz et 36 MW par les centrales à diesel. Un réseau interconnecté couvrant l'ensemble du pays n'est pas encore établi, mais le Réseau Interconnecté de la région de Dakar participe pour plus de 80% de la puissance totale du pays. Outre ce réseau de Dakar, deux petits réseaux et d'autres centres secondaires sont éparpillés dans tout le pays.

A présent, à peu près 90% des activités industrielles du pays sont regroupées dans la région de Dakar et plus de 90% de l'énergie produite dans le pays est consommée dans cette région. En dépit de sa situation économique et sociale tellement importante, la région de Dakar souffre d'une insuffisance de la capacité de production de l'énergie électrique, la puissance garantie de toutes les centrales de la région pouvant difficilement satisfaire la pointe appelée. Donc, la charge qui dépasse cette puissance garantie est coupée par délestage dans certaines zones.

Durant deux années en 1986 et 1987, le délestage a été exécuté 3 fois par jour en moyenne pour une durée moyenne de panne électrique de 15 minutes. Pour chaque délestage, la charge coupée a été d'environ 9 à 12 MW qui représentent plus de 10% de la demande en électricité de la région.

Parmi les centrales existantes, quelques unes dont la puissance totale se chiffre à 78.7 MW (environ 45% de la puissance totale sur le réseau) sont très vétustes puisque leur mise en service remonte aux années 1950 - 1960. Leur fiabilité de fourniture est très faible, des accidents se produisant fréquemment. L'efficacité thermique de ces vieilles centrales est très faible, par conséquent leur exploitation affecte sérieusement la situation financière de la SENELEC par des coûts élevés de combustible.

L'efficacité thermique des centrales existantes de la SENELEC est d'environ 3,5 thermie/kWh contre 2,0 thermie/kWh des groupes diesel modernes, ce qui conduit à une basse rentabilité de la gestion et aux prix élevés de l'énergie électrique. A présent, selon le système tarifaire de la SENELEC, le prix moyen pour tous les usages et celui pour l'usage domestique sont de 57,68 CFAF/kWh (24,2 Yen/kWh) et de 64,98 CFAF/kWh (27,3 Yen/kWh), respectivement. Ce qui veut dire que les consommateurs de la région de Dakar sont alimentés en électricité très chère sous les conditions de fourniture instables dues aux pannes électriques fréquentes.

Pour faire face à cette situation difficile de la région, le Gouvernement du Sénégal a demandé au Gouvernement du Japon en août 1988 de construire une centrale à diesel de 10 MW dans le cadre de la coopération financière non-remboursable. En réponse à cette demande, le Gouvernement du Japon a décidé d'entreprendre une étude de base de ce Projet, et l'Agence Japonaise de Coopération Internationale (JICA) a envoyé au Sénégal une mission d'étude pour une période de 25 jours du 25 janvier au 18 février 1989.

La mission a échangé des vues avec la SENELEC et d'autres autorités concernées en examinant la demande du Gouvernement du Sénégal, la nécessité et l'arrière-plan du Projet. Les études faites par la mission ont porté sur la puissance optimale de la centrale envisagée, sur les conditions à adopter pour les dessins ainsi que sur la compétence technique du personnel de la SENELEC pour l'exploitation et l'entretien de la centrale et sur la justification de l'exécution du Projet dans le cadre de la coopération financière non-remboursable.

Les études faites par la mission JICA sur le parc de production de la SENELEC ont conduit à la conclusion qu'il est nécessaire de mettre en service une centrale à diesel de 10 MW vers la fin de 1990 pour améliorer la balance défavorable entre la demande et l'offre en énergie électrique dans la région de Dakar.

Les équipements et matériels que le Projet envisage de fournir sont les suivants:

- Moteur diesel	7.080 PS	2 unités
- Alternateur	5.000 KW	2 unités
- Tableau de contrôle, disjoncteur et tableau de distribution		1 lot
- Pièces de rechange et outillages		1 lot

Les groupes diesel envisagés seront installés dans l'enceinte de la centrale existante de Bel Air, située dans le quartier industriel de Dakar. Le système d'alimentation en fuel et le système d'eau de refroidissement de cette centrale existante seront utilisés pour l'exploitation de ces nouveaux groupes diesel.

13.5 millions de CFAF. Les frais pris en charge par le Sénégal concernent les travaux en régie qui comprennent l'enlèvement des ouvrages existants déclassés et l'aménagement d'une entrée dans le bâtiment de la centrale pour faire passer les équipements et matériels, etc. Le délai de dessin et celui de construction, y compris la fabrication, les travaux de montage et l'essai, sont estimés à 5 mois et 11 mois, respectivement.

L'énergie produite, les revenus et frais d'exploitation de la centrale envisagée sont estimées comme suit:

- Energie produite	
Energie produite annuelle (borne centrale)	59.170 MWh
Energie facturée annuelle	50.900 MWh
- Revenu et frais	
Revenu annuel de la vente d'énergie	1.233 millions de Yen (2.936 millions de CFAF)
Frais de combustible, d'exploitation, d'entretien et d'amortissement	431 millions de Yen (1.027 millions de CFAF)
Profit Net	802 millions de Yen (1.909 millions de CFAF)

Les revenus de la vente de l'énergie produite par la centrale envisagée sont suffisants pour payer l'ensemble des frais de combustible, des frais d'exploitation et d'entretien et des frais d'amortissement. Quant à l'alimentation en fuel de cette nouvelle centrale, il n'y a aucun problème puisque pour la centrale existante de Bel Air le système d'approvisionnement en fuel est bien établi.

L'institution sénégalaise qui se charge des négociations entre les deux gouvernements et qui remplit les formalités nécessaires est le Ministère du Développement Industriel et de l'Artisanat (MDIA), et le maître d'oeuvre du présent Projet est la SENELEC.

La SENELEC exécutera le présent Projet, et se chargera de l'exploitation et de l'entretien de la centrale complétée dont elle devient propriétaire. La SENELEC a déjà eu l'expérience de l'exploitation et l'entretien de centrales à diesel similaires pendant une période de plus de 8 ans. Il n'y aura donc aucun problème pour l'exploitation et l'entretien de la centrale diesel envisagée.

Pour maintenir un bon fonctionnement de la centrale durant une longue période, une compétence technique assez élevée est demandée au personnel chargé de l'entretien. A la SENELEC, une technique générale pour assurer l'alimentation stable en électricité est déjà établie. Des techniques qui sont spécialement demandées pour l'exploitation des groupes diesel envisagés seront enseignées aux techniciens de la SENELEC par des dirigeants techniques de l'entrepreneur sur le site de construction durant la période des travaux de montage.

Au cours de la période de formation sur le site de construction, les techniciens de la SENELEC pourront recueillir des informations sur les structures et les fonctions des équipements. Ce savoir est indispensable pour les travaux de réparation. En outre, pour un bon fonctionnement de la centrale, une réserve suffisante des pièces de rechange et des outillages doit toujours être assurée. C'est pour cela que la fourniture des pièces de rechange et des outillages, pour la consommation durant une période d'un (1) an après la mise en service de la centrale, est incluse dans le Projet.

Les conséquences économiques et financières du présent Projet sont récapitulées comme suit:

- Par l'augmentation de la capacité de production, une balance favorable entre la demande et l'offre en énergie électrique sera assurée sans nécessité d'avoir recours au délestage;
- Par la diminution de la panne d'électricité, des obstacles sur la vie civile et sur les activités industrielles seront écartés;
- Il deviendra possible de disposer de temps pendant l'arrêt des centrales, grâce à la marge de sécurité produite par l'augmentation de la capacité de production;
- Par l'installation de la nouvelle centrale envisagée qui sera plus efficace, l'économie des coûts de combustible (pétrole lourd) et donc l'amélioration financière pourront être anticipées. Le résultat net d'exploitation de la SENELEC en 1987 a été négatif, avec un déficit de 3.597 millions de CFAF. Donc, le profit net de 1.909 millions de

CFAF par an de la centrale envisagée aura pour effet de réduire le déficit actuel de la SENELEC de presque moitié.

Tout ce qui précède conduit à la conclusion que le présent Projet est tout à fait approprié pour être exécuté dans le cadre de la coopération financière non-remboursable.

Par l'exécution du présent Projet, le parc de production dans la région de Dakar pourra satisfaire la demande en électricité jusqu'aux environs de 1993. Cependant, pour faire face à la croissance des besoins en électricité au-delà de cette période, un autre programme d'équipement en moyen de production devra être établi.



## TABLE DES MATIERES

	<u>Page</u>
AVANT-PROPOS	
CARTE GEOGRAPHIQUE	
PHOTOS	
SOMMAIRE	
CHAPITRE 1 INTRODUCTION .....	1
CHAPITRE 2 ARRIERE-PLAN DU PROJET .....	3
2.1 Aspect général du pays .....	3
2.1.1 Conditions naturelles .....	3
2.1.2 Situation économique et sociale .....	4
2.2 Etat actuel de l'entreprise d'électricité .....	7
2.2.1 Historique .....	7
2.2.2 SENELEC .....	9
2.2.3 Etat actuel du parc de production-transport ..	15
2.2.4 Evolution de la consommation et de la production d'électricité .....	22
2.2.5 Situation de la panne d'électricité .....	29
2.3 Problème sur la demande et l'alimentation en électricité et le rôle du présent Projet .....	31
2.4 Coopération extérieure pour le secteur de l'électricité .....	31
2.5 Détail de la demande du Gouvernement du Sénégal .....	32
CHAPITRE 3 DETAIL DU PROJET .....	35
3.1 Objectif du Projet .....	35
3.2 Examen de la demande du Gouvernement Sénégalais .....	35
3.2.1 Prévision de la demande en électricité .....	35
3.2.2 Balance entre la demande et l'alimentation en électricité .....	41
3.2.3 Nécessité du Projet et la date optimum de mise en service .....	42
3.2.4 Choix du type optimum de la centrale .....	43
3.2.5 Puissance unitaire .....	47

3.2.6	Grandes lignes du programme d'équipement de production de la SENELEC .....	47
3.2.7	Choix du site de la centrale envisagée .....	50
3.2.8	Organisation pour l'exploitation et l'entretien .....	50
3.2.9	Equipements et matériel demandés .....	51
3.2.10	Nécessité de la coopération technique .....	52
3.2.11	Justification du Projet et son exécution .....	53
3.3	Grandes lignes du Projet .....	54
3.3.1	Système d'exploitation et d'entretien .....	54
3.3.2	Caractéristiques de la centrale envisagée .....	55
3.3.3	Conditions de la région du Projet .....	56
3.3.4	Détail des équipements et des matériels fournis .....	57
3.3.5	Programme de l'entretien .....	60
3.3.6	Formation du personnel .....	61
CHAPITRE 4	ETUDE DE BASE .....	63
4.1	Principe de l'étude .....	63
4.1.1	Utilisation des ouvrages existants .....	63
4.1.2	Conditions pour la construction .....	66
4.1.3	Entrepreneurs locaux .....	66
4.1.4	Principe sur la durée de construction .....	67
4.1.5	Montage des équipements et leur transport .....	67
4.2	Conditions pour les études de base .....	67
4.2.1	Conditions météorologiques (Ville de Dakar) ..	68
4.2.2	Composition chimique du fuel .....	69
4.2.3	Composition chimique de l'eau de refroidissement .....	69
4.2.4	Normes adoptées .....	70
4.3	Plan de base .....	71
4.3.1	Caractéristiques générales de la centrale diesel .....	71
4.3.2	Plan de localisation des équipements .....	72
4.3.3	Puissance du moteur diesel et celle de l'alternateur .....	75
4.3.4	Capacité du transformateur auxiliaire .....	76
4.3.5	Appareillages de contrôle .....	76
4.3.6	Disjoncteur .....	77
4.3.7	Plan de fourniture .....	77
4.3.8	Déssins de l'étude de base .....	86

CHAPITRE 5	PLAN D'EXECUTION DU PROJET .....	101
5.1	Organisation pour l'exécution .....	101
5.1.1	Obligations de la SENELEC .....	101
5.1.2	Obligations de l'Ingénieur-conseil .....	101
5.1.3	Obligations de l'Entrepreneur .....	104
5.2	Répartition des opérations .....	105
5.2.1	Opérations à effectuer à la charge Japonais du Gouvernement .....	105
5.2.2	Opérations à effectuer à la charge du Gouvernement Sénégalais .....	106
5.3	Fourniture, transport et exécution .....	106
5.3.1	Plan de fourniture .....	106
5.3.2	Route de transport maritime .....	108
5.3.3	Plan d'exécution .....	108
5.4	Calendrier de l'exécution .....	109
5.5	Estimation du coût d'investissement .....	109
CHAPITRE 6	EVALUATION DU PROJET .....	111
6.1	Effet du Projet .....	111
6.1.1	Effets directs .....	111
6.1.2	Effets indirects .....	111
6.2	Justification du Projet .....	112
6.2.1	Justification technique .....	112
6.2.2	Justification sur l'exploitation et l'entretien .....	113
6.2.3	Justification sur l'organisation du personnel .....	113
CHAPITRE 7	CONCLUSION ET RECOMMANDATION .....	115
7.1	Conclusion .....	115
7.2	Recommandation .....	115

**DOCUMENTS ANNEXES**

Document-1	Principaux participants aux discussions	A-1
Document-2	Composition de la missions d'études	A-3
Document-3	Itinéraire des études sur place	A-4
Document-4	Procès verbal des discussions (copiés)	A-7
Document-5	Liste des documents rassemblés	A-13
Document-6	ETUDES POUR L'EXAMINATION DE LA DEMANDE DU GOUVERNEMENT SENEGALAIS	A-14
	(1) Prévision de la demande en énergie électrique	A-14
	(2) Répartition optimale des puissances par catégorie des centrales	A-21
	(3) Balance entre la demande et la fourniture en énergie électrique	A-31

## **CHAPITRE 1**

### **INTRODUCTION**



## CHAPITRE 1 INTRODUCTION

La ville de Dakar, capitale du pays, est située sur la presqu'île du Cap Vert. Sa population est estimée à environ 1,0 millions d'habitants qui représente 14% de la population totale du pays. A présent, à peu près 90% des activités industrielles du pays sont regroupées dans la région de Dakar et plus de 90% de l'énergie produite dans le pays est consommée dans cette région. La ville se développe constamment sur son axe longitudinale à une forte allure vers les banlieues à l'est. En dépit de sa situation économique et sociale tellement importante, la région de Dakar souffre d'une insuffisance de la capacité de production de l'énergie électrique. Cette insuffisance s'explique par une vétusté et une fiabilité très faible des certaines centrales dont la mise en service remonte aux années 1950, et par un retard de la construction de nouvelles centrales en raison des difficultés de financement.

A présent, 2 unités diesel de 20 MW sont en cours de construction à la centrale du Cap des Biches. Leur mise en service est prévue pour 1990, mais la SENELEC prévoit un manque de capacité de 17 MW à l'horizon 1991.

Le Gouvernement Sénégalais, pour se dégager de ces difficultés, a demandé en août 1988 au Gouvernement Japonais d'entreprendre, dans le cadre de la coopération économique non-remboursable, les études sur 2 groupes diesel de 5 MW chacun à installer dans l'enceinte de la centrale existante de Bel Air. En réponse à cette demande, l'Agence Japonaise de Coopération Internationale, agence d'exécution de la coopération internationale du gouvernement, a envoyé une mission d'étude dirigée par Monsieur Akira KANAZAWA, officier supérieur de l'Agence des Ressources Naturelles et de l'Energie, Ministère de l'Industrie et du Commerce Extérieur, au Sénégal pour une période de 25 jours du 25 janvier au 18 février 1989.

Les sujets de discussions entre la mission JICA et les autorités sénégalaises et les études faites par la mission au Sénégal sont les suivants:

- Examen de la demande du gouvernement sénégalais

- Situations actuelles de la demande et de l'alimentation en électricité dans la région de Dakar et le plan d'équipement de production de la SENELEC
- Conditions à adopter pour les études de base et la compétence technique des entrepreneurs locaux
- Compétence technique de la SENELEC pour l'exploitation et l'entretien de la centrale

Le 3 février 1989, un procès-verbal qui décrit les ententes mutuelles fondamentales arrivées au cours des discussions fut signé et échangé par les représentants des deux parties.

La mission d'étude, en se fondant sur son étude faite au Sénégal, a avancé davantage les études qui comprennent l'examen de la demande du Gouvernement Sénégalais, le choix du matériel à fournir, le dessin et l'étude de base de la centrale, l'estimation du coût d'investissement, et le plan d'exploitation et d'entretien de la centrale, etc. Toutes ces études ont été mises en ordre dans le présent rapport comme plan optimum.

Les noms des membres de la mission d'étude, l'itinéraire d'étude sur le site, les noms des personnalités des autorités sénégalaises avec lesquelles la mission a eu les entretiens, le procès-verbal et la liste des données obtenues sont annexés à la fin du présent rapport.



## **CHAPITRE 2**

### **ARRIERE-PLAN DU PROJET**



## CHAPITRE 2 ARRIERE-PLAN DU PROJET

### 2.1 ASPECT GENERAL DU PAYS

#### 2.1.1 Conditions naturelles

La République de Sénégal s'étend sur le coin occidental du continent africain entre les 12ème et 16ème parallèle de latitude nord et entre les 11ème et 17ème parallèle de longitude ouest. Le pays couvre une superficie de 196.722 km<sup>2</sup> et est limitée à l'ouest par l'Océan Atlantique, au nord par la Mauritanie, à l'est par le Mali, et au sud par la Guinée et la Guinée Bissau.

Par caractéristique climatique et par condition topographique et géologique, le territoire peut être divisé en quatre zones contrastées, soit au nord une plaine deltaïque du Fleuve de Sénégal qui appartient à une zone sèche ou demi-sèche, au centre un grand plateau formé d'un vast terrain sablonneux, au sud-est des hauteurs et des terrains bas qui appartiennent à une zone de la forêt de pluie tropicale, et à l'ouest la presqu'île du Cap Vert formée des collines et des roches et qui s'allonge fort loin dans l'Atlantique.

Le climat est tropical et caractérisé par deux saisons bien tranchées, l'une est la saison sèche et l'autre est la saison des pluies. En saison sèche, la région intérieure est entièrement sous l'influence de la mousson "harmattan" qui dessèche extrêmement l'air, tandis qu'au littoral où souffle le vent alizé maritime l'air n'est pas si sec. La saison des pluies dure 5 mois de juin à octobre, mais la chute de pluie concentre sur 3 mois de juillet à septembre.

Du sud au nord, les précipitations diminuent graduellement. Les précipitations moyennes annuelles sont de 1.000 à 1.500 mm dans la Province de Casamance au sud, mais de moins de 300 mm dans le bassin versant du Fleuve de Sénégal au nord.

La température est généralement haute. Elle atteint plus de 40°C juste avant la saison des pluies dans la région intérieure. La température maximum au littoral est d'environ 30°C.

Le groupe électrogène qui fait l'objet du Projet sera installé dans la ville de Dakar.

La ville de Dakar, située à l'extrémité occidentale du continent africain, se développe sur la presqu'île du Cap Vert formée entre l'Anse des Madeleines et la Rade Extérieure, qui le long de l'axe longitudinale mesure environ 12 km de longueur en direction du Nord-Ouest, Sud-Est.

En 1988, la population de la ville de Dakar se chiffre à environ 1,0 million d'habitants contre la population totale du pays de 7,1 millions d'habitants. Ce qui veut dire qu'environ 14% de la population se concentre dans la ville de Dakar.

La ville se développe sur son axe longitudinale à une forte allure en direction de Dakar - Cap des Biches - Barhny, parallèlement à la zone extérieure prévue par le plan d'urbanisme pour l'établissement des industries et autres unités économiques.

L'aéroport international de Dakar où l'on voit de nombreux avions qui décollent ou qui atterrissent joue un rôle important en reliant le pays à l'Europe, l'Amérique du Sud et l'Afrique Equatoriale. D'autre part, le port de Dakar qui permet l'escale et le ravitaillement des bateaux de pêche, des cargos et des bateaux de passagers est un centre très important dans le trafic maritime de l'Afrique de l'Ouest.

## 2.1.2 SITUATION ECONOMIQUE ET SOCIALE

### (1) Généralité

Le Sénégal est un pays agricole. Son économie dépend principalement de l'agriculture et de la transformation des produits agricoles; ce qui explique la concentration d'environ 70% de la population dans les régions rurales.

La cacahuète est un principal produit exporté. Sa production annuelle était d'environ un million de tonne en moyenne, mais les sécheresses successives récentes ont affecté sérieusement l'économie nationale en diminuant la production de la cacahuète à la presque moitié de sa production normale.

En outre, la production des phosphates qui se chiffre à environ 1,5 à 1,6 millions de tonnes par an constitue la base de l'économie nationale, ensemble avec l'industrie de pêche et le tourisme.

Quant aux industries, il n'y a que les industries légères telles que les industries alimentaires et les industries textiles, etc.

L'économie du pays dans le secteur de l'énergie repose sur le bois de feu et sur le pétrole importé. Le pétrole importé est raffiné par la "Société Africaine de Raffinage (SAF)", qui approvisionne le marché local et permet certaines exportations vers les pays voisins.

## (2) Développement économique

La République du Sénégal, en se fondant sur ses ressources et l'état actuel de son économie, a mis en vigueur en 1985 le VIIème Plan Quadriennal du Développement Economique et Social (1985-1989) pour le redressement économique et financier.

Le taux de croissance moyen annuel du produit intérieur brut (P.I.B.) à prix constant était relativement faible, soit 1,5% durant la période 1975-1981 et 1,6% durant la période 1981-1987, comme le montre le Tableau 3.2.1.

Le développement économique par secteur ainsi que la contribution de chaque secteur à la croissance du produit intérieur brut en 1981 et en 1988 figurent dans le tableau ci-après.

La part relative par secteur dans le P.I.B. en 1988 était de 22% pour l'industrie primaire, de 29% pour l'industrie secondaire et de 49% pour l'industrie tertiaire. En comparaison avec des contributions en 1981, on constate que la part relative de l'industrie primaire et celle de l'industrie secondaire ont marqué l'augmentation, ce qui a conduit à une baisse remarquable de la part relative de l'industrie tertiaire.

En 1988, le P.I.B. à prix courants était de 1476,3 milliards de CFAF (4.856 millions de dollars E.U.) contre la population totale de 7.100 milliers d'habitants, soit 684 dollars E.U. par habitant.

CONTRIBUTION PAR SECTEUR POUR LA FORMATION DU P.I.B.

Secteur	1981		1988	
	Milliards de CFAF	Part relative	Milliards de CFAF	Part relative
Agriculture et activités annexes	121,1	18,1%	327,6	22,2%
Agricultures	54,1		171,6	
Elevage	41,5		106,0	
Sylviculture	9,6		14,9	
Industrie	171,6	25,6%	428,2	29,0%
Exploitation minière	12,8		19,6	
Construction	42,8		101,9	
Energie	8,2		26,9	
Services	377,1	56,3%	720,5	48,8%
Tourisme, transport et communications	48,1		110,5	
Commerce, institution financière	136,8		274,4	
Services sociaux et administration publique	88,6		148,1	
Total P.I.B.	669,8	100%	1476,3	100%

(3) Balance des paiements

Au cours de la période 1981-1987, la balance commerciale était toujours négative. Cependant, le déficit de la balance des paiements, compensé par les transferts des services et des capitaux, n'était pas si grand et la balance globale est devenue légèrement positive en 1986 et en 1987.

Les principaux produits exportés sont la cacahuète, les phosphates, les produits pétroliers et les produits maritimes. Jusqu'aux environs de 1979, l'exportation de la cacahuète participait pour environ 30% de l'exportation

totale, mais dès lors la part relative des produits pétroliers s'est graduellement augmentée. En 1984, la part relative dans l'exportation a été de 22% pour les produits pétroliers, de 20% pour la cacahuète, de 14% pour les produits maritimes et de 31% pour d'autres marchandises.

Les principaux produits importés sont le pétrole brut, les produits alimentaires, les biens de consommation et les biens de production.

## 2.2 ETAT ACTUEL DE L'ENTREPRISE D'ELECTRICITE

### 2.2.1 Historique

La fourniture de l'énergie électrique au Sénégal remonte à 1897, et l'histoire de la distribution se divise en 4 étapes bien distinctes.

#### (1) Première étape (1897 - 1929): Mise en service

A Saint-Louis, siège du Gouvernement et Port Maritime et Fluvial, la production et la distribution d'électricité était assurées par les Etablissements CARPOT jusqu'en 1922, date de la reprise des installations par la Compagnie Africaine d'Electricité (CAE). Cette dernière électrifia Louga en 1925 et mit en service la centrale de Kaolack.

L'électrification de la ville de Dakar remonte au 4 janvier 1910, date de la création de la Compagnie d'Electricité du Sénégal (CES) avec un capital d'un million de francs.

A Rufisque, siège du gros commerce, grenier et port d'exportation de la quasi totalité des récoltes d'arachides, le service de production et de distribution était assuré par la Municipalité jusqu'en 1928, date à laquelle la CES obtint la concession.

#### (2) Deuxième étape (1929 - 1966): Développement

En 1929, la Compagnie des Eaux et Electricité de l'Ouest Africain (EEOA) fut créée par la fusion à la CES qui assurait la distribution de l'énergie électrique à Dakar et à la CAE qui se chargeait de la distribution d'électricité dans les villes de Saint-Louis, Louga et kaolack.

Cette période est marquée par l'essor de la Cie EEOA grâce à une gestion correcte. Les conditions d'exploitation imposées sont reprises dans le cahier des charges générales de 1967.

Le taux de croissance y était de 15% durant la période 1945-1952. Dakar absorbait 85% de la production totale (92% en 1988).

(3) Troisième étape (1966 - 1971): Commencement de l'énergie rurale

Cette période est une transition, puisqu'elle est marquée par la volonté de l'Etat de s'associer à l'exploitation de l'énergie électrique. C'est à ce titre qu'il a intégré les centres secondaires, qui étaient tous déficitaires, dans une concession pour les rentabiliser et en vue d'améliorer rapidement le taux de desserte.

(4) Quatrième étape (1972 - 1982): Etablissement de SENELEC

Profitant de l'indépendance en 1960, et après maintes négociations, l'Etat et la Cie EEOA qui jusqu'à lors se chargeait de la fourniture d'électricité dans l'ensemble du pays sont parvenus à une solution réglant l'achat des installations de production et de distribution de l'énergie électrique par l'Etat sur prêt bancaire.

A la suite de cette opération, il a été créées deux sociétés d'économie mixte dont l'une est étatique, l'Electricité du Sénégal (EDS), et l'autre la Société Sénégalaise de Distribution d'Energie Electrique (antécédants de la SENELEC) dont le capital a été couvert par l'Etat et la Cie EEOA pour 50% chacun.

La Cie EEOA a rétrocédé entièrement sa part de 50% à l'Etat avant la fin de décembre 1981. Par la suite, la Société Nationale d'Electricité (SENELEC) fut créée par la loi No. 83-72 du 5 juillet 1983.

Jusqu'à la création de la SENELEC, la EDS était propriétaire des installations et responsable des investissements; elle donne en location à la Société Sénégalaise de Distribution d'Energie Electrique l'ensemble des ouvrages, installations et matériels servant à la production, au transport, à la distribution et à la vente de l'énergie électrique dont elle est propriétaire.



A la date de la création de la SENELEC, tous les actifs et passifs de la EDS et de la Société Sénégalaise de Distribution d'Energie Electrique ont été transférés à la SENELEC.

## 2.2.2 SENELEC

### (1) Organisation

La Société Nationale d'Electricité (SENELEC), qui relève du Ministère du Développement Industriel et de l'Artisanat, est un établissement public à caractère commercial et industriel, doté d'une autonomie financière. Son capital est possédé entièrement par le Gouvernement Sénégalais. Elle a le monopole de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique dans tout le pays.

Par le décret No. 83-823 du 1er août 1983 portant l'approbation des statuts de la SENELEC, son organisation est déterminée comme ci-après. La Fig. 2.2.1 montre l'organigramme supérieur de la SENELEC.

#### (a) Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration est le suprême organ qui décide les politiques d'activités et les principes de gestion. Il est composé de quatorze à dix-sept membres désignés par décret et choisis pour leur expérience dans le secteur de l'énergie. Il comprend:

- un représentant de la Présidence de la République,
- un représentant du Ministre chargé de l'Industrie,
- un représentant du Ministre chargé des Finances,
- un représentant du Ministre chargé de l'Equipement,
- un représentant du Ministre chargé du Plan,
- un représentant du Ministre chargé de l'Hydraulique,
- un représentant du Ministre chargé de la tutelle des Collectivités Locales,
- un représentant du Ministre chargé du Développement Rural,
- un représentant du Ministre chargé du Commerce,
- un représentant du Ministre chargé de l'Urbanisme,
- un député désigné par l'Assemblée Nationale, et

- trois représentants des utilisateurs désignés par le Président de la République.

(b) Organisation du siège social

La SENELEC a son siège social à Dakar et sept bureaux régionaux pour la production et la distribution d'électricité au diesel dans les régions reculées.

En janvier 1988, la SENELEC dispose d'un effectif de 2.180 personnes dont 70% travaillent à Dakar.

L'organigramme supérieur (Direction Générale) de la SENELEC est constitué de deux (2) grands ensembles, à savoir:

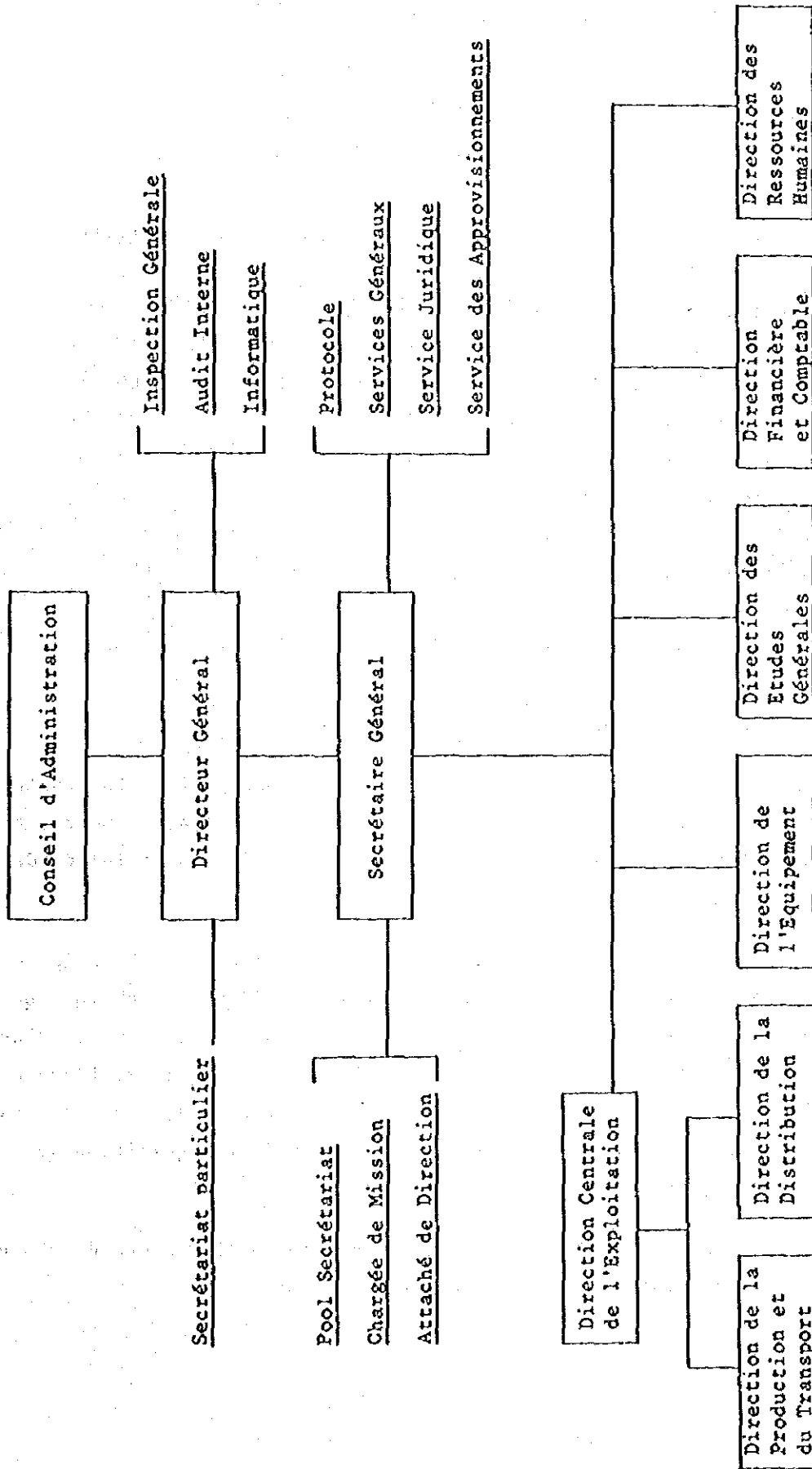
i) Ensemble "Administration Générale" (Secrétaire Général) qui comporte:

- Direction des Etudes Générales
- Direction de l'Équipement
- Direction Financière et Comptable
- Direction des Ressources Humaines

ii) Ensemble "Exploitation" (Direction Centrale de l'Exploitation) qui comporte:

- Direction de la Production et du Transport
- Direction de la Distribution

Fig.2.2.1 ORGANIGRAMME SUPERIEUR  
(S E N E L E C)



## (2) Répartition de l'effectif

Au début de janvier 1988, le nombre total de l'effectif de la SENELEC a été de 1.180 personnes dont la répartition par direction et par catégorie est comme suit:

<u>Direction</u>	<u>Total</u>	<u>Exécution</u>	<u>Maîtrise</u>	<u>Cadre</u>
Direction Générale	16	6	3	7
Secrétariat Général	148	92	44	12
Inspection Générale	19	3	8	8
Dn. Ressources Humaines	92	33	36	23
Dn. Financière et Comptable	150	28	85	37
Etudes Générales et Equipement	111	19	47	45
Direction de la Production	646	271	343	32
Dn. du Transport et de la Distribution	998	350	605	43
<u>Total</u>	<u>2.180</u>	<u>802</u>	<u>1.171</u>	<u>207</u>

## (3) Système d'exploitation des centrales

Comme un exemple du système d'exploitation des centrales de la SENELEC, la Fig. 2.2.2 montre l'organisation de la centrale de Bel Air. Cette centrale est exploitée et entretenue par deux services de l'exploitation et de l'entretien.

Le service d'exploitation comprend deux équipes, l'une est l'équipe d'exploitation qui travaille par rondier et l'autre l'équipe technique qui se charge de la révision journalière et du réglage des équipements. D'autre part, le service d'entretien comprend également deux équipes, l'une est l'équipe de préparation qui se charge de la réparation des équipements et l'autre l'équipe d'ordonnancement qui se charge de l'acquisition des matériels et matériaux.

Le nombre total de l'effectif de cette centrale en 1989 a été de 200 personnes dont la répartition par catégorie est comme suit:

<u>Catégorie</u>	<u>Nombre d'effectif</u>
Cadre	10
Maîtrise	130
Exécution	60
<b>Total</b>	<b>200</b>

(4) Situation financière de la SENELEC

En raison de la vétusté et de l'efficacité thermique très faible des centrales électriques existantes, la situation financière de la SENELEC était toujours déficitaire jusqu'en 1987. La situation au cours de 1982 à 1987 est récapitulée comme suit:

<u>Année</u>	<u>Actif immobilisé net (Milliers de CFAF)</u> (A)	<u>Résultat net d'exploitation (Milliers de CFAF)</u> (B)	<u>Taux de rendement (B)/(A)</u>
1982	26.581.641	-1.868.089	-7,03%
1983	80.686.156	-4.221.121	-5,23%
1984	82.239.920	-4.883.639	-5,94%
1985	81.031.148	-3.596.461	-4,44%
1986	80.866.648	-2.838.478	-3,51%
1987	81.975.685	-3.579.260	-4,37%

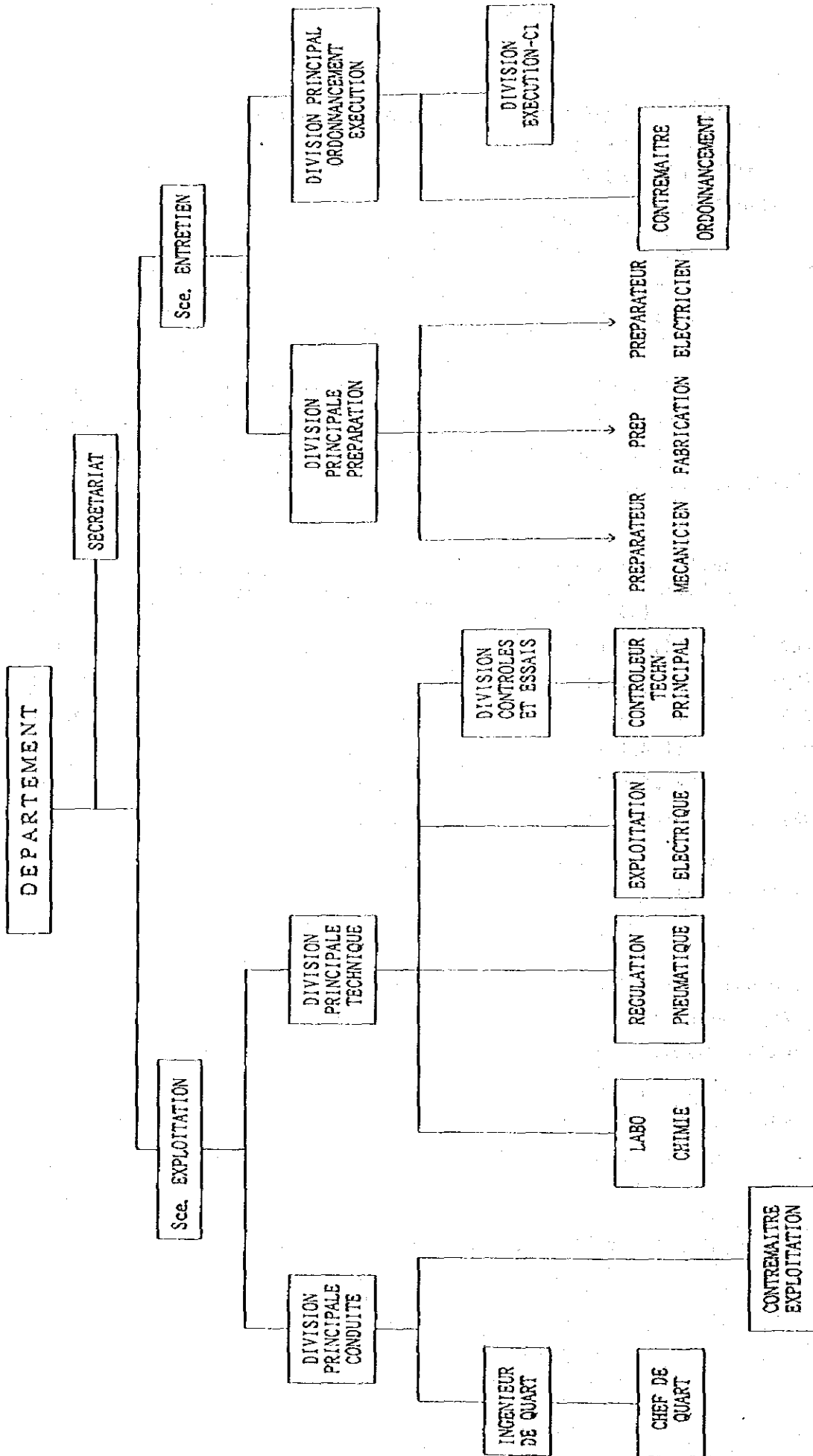
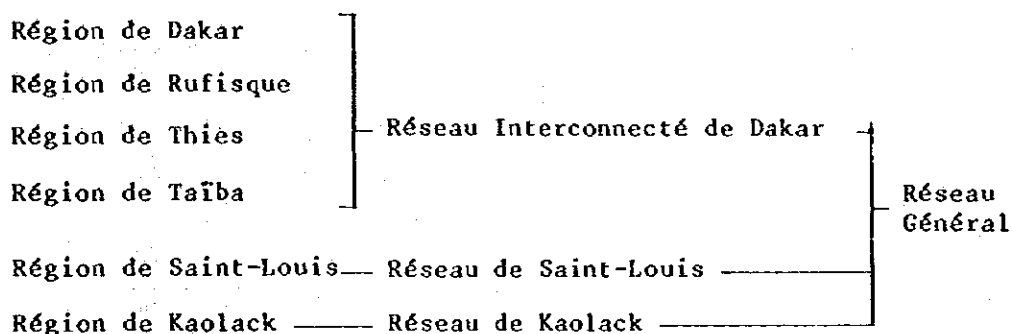


Fig.2.2.2 ORGANIGRAMME

### 2.2.3 Etat Actuel du Parc de Production-Transport

#### (1) Réseau de production-transport

Le réseau de production-transport sur l'ensemble du pays se divise comme suit:



Centres secondaires (Total 63 groupes diesel éparpillés dans 27 districts)

Comme montré ci-dessus, le réseau de production-transport de la SENELEC comporte les deux systèmes, à savoir le Réseau Général couvrant la région de Dakar et villes de Saint Louis et de Kaolack, et les centres secondaires isolés dans 27 districts reculés.

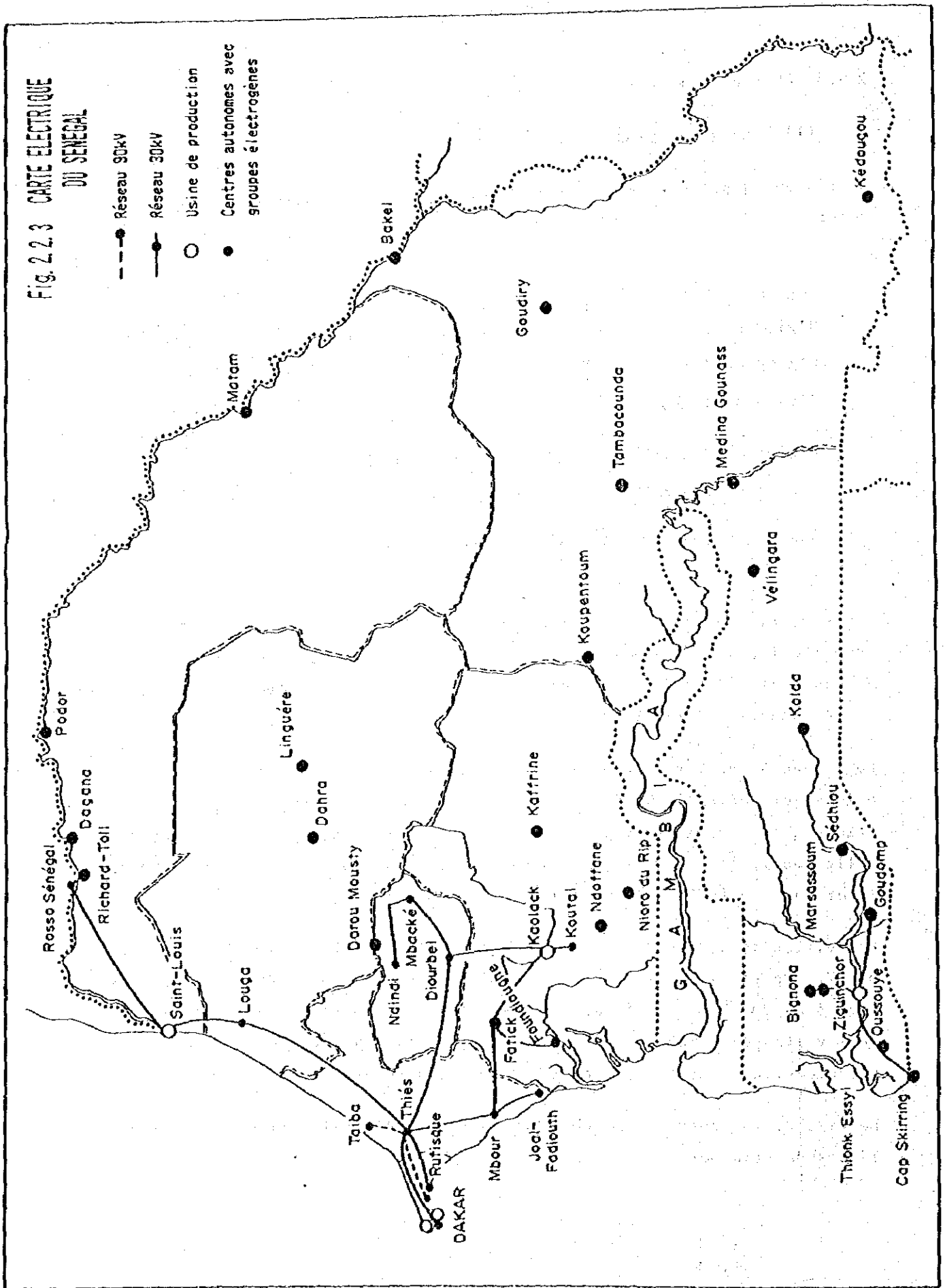
Le Réseau Général alimente les villes de Dakar, Rufisque, Thies, Taïba, Saint-Louis et Kaolack situées dans les régions qui donnent sur l'Océan Atlantique. Parmi ces régions, la région où la ligne de transport de 90 kV relie les villes de Dakar, Rufisque, Thies et Taïba est dénommée le Réseau Interconnecté (Réseau de Dakar).

Les villes de Saint-Louis et de Kaolack sont alimentées par les lignes de 30 kV. Ces deux villes sont également reliées au réseau de Dakar par les lignes de 30 kV. Toutefois, les circuits entre le réseau de Dakar et ces deux villes sont habituellement ouverts, et il n'y pas d'échange de l'énergie électrique entre ces régions et le réseau de Dakar.

La Fig. 2.2.3 montre la localisation des centrales électriques et des lignes de transport.

Fig. 2.2.3 CARTE ELECTRIQUE DU SENEGAL

- Réseau 90kV
- Réseau 30kV
- Usine de production
- Centres autonomes avec groupes électrogènes





## (2) Centrales électriques

### (a) Généralité

Les caractéristiques générales des centrales électriques existantes à la fin de mars 1989 sont présentées au Tableau 2.2.1, et récapitulées comme suit:

Réseau de Dakar:		192,2 MW (90%)
Centrale de Bel Air	C-II	51,2 MW
Centrale du Cap des Biches	C-III	125,5 MW
Centrale de Saint-Louis		8,5 MW
Centrale de Kaolack		7,0 MW
Centres secondaires:		20,4 MW (10%)
<hr/>		
Ensemble du pays		212,6 MW (100%)

Note: L'ensemble de la centrale C-I (9,0 MW: 3 x 3.0 MW chacun) est très vétuste et, en effet tous les trois groupes sont mis hors service depuis 1984. Par conséquent, la puissance de cette centrale n'est pas incluse dans la puissance disponible du réseau de Dakar.

Comme décrit ci-après dans la Section 2.3.4, la part relative du réseau de Dakar dans la production totale du pays est de 92,2% et celle dans la puissance totale du pays est de 83,2%.

### (b) Centrale de Bel Air

La centrale de Bel Air est située dans le quartier industriel à environ 1,5 km du port de Dakar. Elle comprend deux centrales, la centrale C-I (3 groupes de 3 MW) et la centrale C-II (4 groupes de 12,8 MW). Celle-ci est équipée de 5 générateurs de vapeur qui alimentent 4 groupes de la centrale C-II et l'ensemble de la centrale C-I.

La mise en service des 3 groupes de la centrale C-I remonte aux années 1940-1950 et celle des 4 groupes de la centrale C-II aux années 1953-1961, comme montré ci-après. Par conséquent, tous ces groupes sont très vétustes

et, en effet les 3 groupes de la centrale C-I sont mis hors service depuis 1984.

Centrale C-I	Groupe No. 1 ( 3,0 MW)	1940
	Groupe No. 2 ( 3,0 MW)	1947
	Groupe No. 3 ( 3,0 MW)	1950
Centrale C-II	Groupe No. 1 (12,8 MW)	1953
	Groupe No. 2 (12,8 MW)	1955
	Groupe No. 3 (12,8 MW)	1959
	Groupe No. 4 (12,8 MW)	1961

Pour la centrale C-I, une rehabilitation (installation des pompes d'extraction, révision des pompes de circulation, révision et remplacement des tuyauteries, etc.) est en cours pour permettre un prolongement de la vie de cette centrale jusqu'en 1990 où 2 groupes diesel de 20 MW chacun sont prévus de se mettre en service à la centrale du Cap des Biches.

La consommation spécifique de la centrale de Bel Air est très fort, soit environ 4 thermie/KWh pour le centrale C-II, ce qui se traduit en une efficacité thermique de 20% seulement.

Compte tenu de cette situation, il est prévu que l'ensemble de la centrale C-I sera déclassé en 1990 avec la mise en service des 2 groupes diesel de 20 MW chacun à la centrale du Cap des Biches. D'ailleurs, les 2 premiers groupes de la centrale C-II seront déclassés en 1992 et en 1994 respectivement.

Etant donnée la mise en service très ancienne, l'efficacité thermique de la centrale C-II est nettement plus faible que celle de la centrale du Cap des Biches. C'est pour cela que la centrale C-II est exploitée pour fournir la charge intermédiaire tandis que la centrale du Cap des Biches pour fournir la charge de base.

#### (c) Centrale du Cap des Biches

La centrale du cap des Biches (C-III) se trouve entre M'bao et Rufisque, à environ 30 km de la ville de Dakar. Elle s'équipe de 3 groupes vapeur et de 2 groupes de turbine à gaz. les dates de mise en service de ces groupes sont les suivantes:

### Centrale C-III:

TAV	Unité No. 1 (27,5 MW)	1966
TAV	Unité No. 2 (30,0 MW)	1975
TAV	Unité No. 3 (30,0 MW)	1978
TAG	Unité No. 1 (16,5 MW)	1971
TAG	Unité No. 2 (21,5 MW)	1984

L'efficacité thermique des 3 groupes vapeur est d'environ 28% (efficacité normale d'environ 32%) et celle des 2 groupes de turbine à gaz est de moins de 20% (efficacité normale d'environ 26%).

Les groupes vapeur de cette centrale sont exploités à un taux d'utilisation très élevé pour fournir la charge de base. Bien que de faible rendement thermique, les turbines à gaz sont exploitées lors de la pointe appelée compte tenu de leur souplesse à prendre le relais de la centrale C-II pour assurer le réglage de la fréquence.

Compte tenu d'une longue durée de marche jusqu'à présent (33 ans) et d'une inefficacité thermique actuelle, il est prévu que le groupe vapeur No. 1 sera déclassé en 1996.

### (3) Lignes de transport

Les caractéristiques générales des lignes de transport existantes sont présentées au Tableau 2.2.2. La tension des lignes est divisée en 4 niveaux, soit 90 kV (haute tension), 30 kV (moyenne tension), 6,6 kV et basse tension.

La ligne 90 kV relie les villes de Dakar, Rufisque, Thies et Taïba sur une distance d'environ 130 km. Branchées de cette ligne principale, 2 lignes de 30 kV s'allongent jusqu'à Louga au nord sur une distance d'environ 220 km, et jusqu'à Dioubel à l'est sur une distance d'environ 210 km respectivement.

Les villes de Saint-Louis et de Laolack sont reliées au réseau de Dakar par les lignes de 30 kV. Toutefois, comme décrit plus haut, les circuits entre le réseau de Dakar et ces deux villes sont habituellement ouverts, et il n'y a pas d'échange de l'énergie électrique entre ces régions et le réseau de Dakar.

Tableau 2.2.1 CARACTERISTIQUES DES CENTRALES EXISTANTES

Centrale	Combustible	Puissance installée (MW)	Productibilité (GWh)	Mise en service	Déclassement projeté
<u>Réseau Interconnecté</u>					
<u>Centrale de Bel Air</u>					
Centrale C-I:					
Vapeur No.1	Fuel oil	(3,0)		1940	1990
Vapeur No.2	Fuel oil	(3,0)		1947	1990
Vapeur No.3	Fuel oil	(3,0)		1950	1990
Centrale C-II:					
Vapeur No.1	Fuel oil	12,8		1953	1992
Vapeur No.2	Fuel oil	12,8		1955	1994
Vapeur No.3	Fuel oil	12,8		1959	2000
Vapeur No.4	Fuel oil	12,8		1961	2004
Total		51,2	314,0		
<u>Centrale du Cap des Biches</u>					
Vapeur No.1	Fuel oil	27,5		1966	1996
Vapeur No.2	Fuel oil	30,0		1975	
Vapeur No.3	Fuel oil	30,0		1978	
TG No.1	Diesel oil	16,5		1971	
TG No.2	Diesel oil	21,5		1984	
Total		125,5	769,6		
<u>Total du Réseau Interconnecté</u>		176,7	1083,6		
<u>Centrale de Saint-Louis</u>					
Diesel No.1	DO/FO	3,25		1980	
Diesel No.2	DO/FO	3,25		1980	
Diesel No.3	DO/FO	2,0		1980	
Total		8,5	52,1		
<u>Centrale de Kaolack</u>					
Diesel No.1	DO/FO	3,5		1982	
Diesel No.2	DO/FO	3,5		1982	
Total		7,0	42,9		
<u>Total du Réseau Général</u>		192,2	1178,6		
<u>Centres Secondaires</u>					
63 groupes		20,4	124,9		
<u>Ensemble du pays</u>		212,6	1303,5		

Note: Le total du Réseau Interconnecté ne tient pas compte de la puissance et de la productibilité annuelle de la centrale C-I.

Tableau 2.2.2 LIGNE DE TRANSPORT

Longueur (km)

Région	Haute tension 90 kV	Moyenne tension		Basse tension	Total
		30 kV	6.6 kV		
<u>Réseau Interconnecté</u>					
Dakar	43,87	233,61	310,96	796,99	1385,43
Thiès	85,89	391,04	14,43	330,41	821,77
Louga	-	219,94	46,04	125,11	391,09
Diourbel	-	209,39	-	223,15	432,55
Saint-Louis	-	219,94	46,04	125,11	391,09
Kaolack	-	170,69	30,01	373,28	573,98
Ziguinchor	-	165,51	54,75	200,64	420,90
Tamba	-	-	23,49	91,66	115,14
<b>Total</b>	<b>129,76</b>	<b>1522,46</b>	<b>479,68</b>	<b>2263,64</b>	<b>4395,54</b>

## 2.2.4 Evolution de la consommation et de la production d'électricité

### (1) Généralité

L'évolution de la consommation et de la production de l'énergie électrique sur le réseau de Dakar et sur l'ensemble du pays au cours de 14 ans de 1975 à 1988 est présentée au Tableau 2.2.3 et récapitulée comme suit:

		<u>1975</u>	<u>1980</u>	<u>1987</u>	<u>1988</u>
<b>Réseau de Dakar:</b>					
Consommation	(GWh)	377,4	526,2	607,9	-
Production	(GWh)	435,1	627,4	749,6	765,4
		(99,1%)	(98,1%)	(92,2%)	
Pointe appelée	(MW)	76,0	102,7	123,6	130,0
<b>Autres systèmes:</b>					
Consommation	(GWh)	3,5	7,6	54,2	-
Production	(GWh)	4,1	8,5	63,3	-
		(0,9%)	(1,9%)	(7,8%)	
<b>Ensemble du pays:</b>					
Consommation	(GWh)	380,9	533,8	662,1	
Production	(GWh)	439,2	635,9	813,2	
		(100%)	(100%)	(100%)	

Le taux de croissance moyen annuel de la production d'électricité durant la période d'observation est comme suit:

<u>Période</u>	<u>Résau de Dakar</u>	<u>Autres systèmes</u>	<u>Ensemble du pays</u>
1975-80	7,6%	15,7%	7,7%
1980-87	2,6%	33,2%	3,6%
1975-87	4,6%	25,6%	5,3%

Le taux de croissance extrêmement rapide de la demande en électricité dans les autres systèmes à partir de 1980 s'explique par la mise en service de la centrale de Saint-Louis en 1980 et celle de la centrale de Kaolack en 1982 qui ont permis de satisfaire les demandes potentielles en électricité de ces deux régions.

Le tableau ci-avant montre que la part relative de la production sur le réseau de Dakar occupe une majorité écrasante de 92,2% en 1987. Ce pourcentage s'est diminué au taux de 0,5% en moyenne et par an depuis 1981.

(2) Nombre d'abonnement et la population électrifiée

Le taux de croissance démographique au Sénégal est de 2,9% en moyenne et par an. la population totale du pays est estimée à 6.900 milliers d'habitants en 1987 et à 7.100 milliers d'habitants en 1988.

D'après les données utilisées par la SENELEC pour la prévision de la demande en électricité, la taille des ménages est comprise entre 10 et 11 personnes en moyenne et varie très faiblement.

L'alimentation en électricité au Sénégal se divise en 3 niveaux de tension, la fourniture en basse tension pour les abonnés domestiques et les fournitures en haute et en moyenne tensions pour les abonnés industriels et de gros commerces. En supposant que la taille des ménages soit 10 personnes en moyenne, le nombre de population électrifiée et le taux d'accès à l'électricité sont estimés comme suit:

POPULATION ELECTRIFIEE ET LE TAUX D'ACCES A L'ELECTRICITE

Année	Abonnements (1000)		Population électrifiée (1000) (B)=(A)x10	Population totale (1000) (C)	Taux d'accès à l'électri. (B)/(C)
	Total	Basse tens. (A)			
1982	143,17	142,44	1424,4	6027	23,6%
1983	161,00	160,23	1602,3	6213	25,83%
1984	174,04	173,22	1732,2	6393	27,1%
1985	176,71	175,88	1758,8	6764	26,0%
1986	183,70	182,87	1828,7	6567	27,8%
1987	185,62	184,77	1847,7	6900	26,8%

De ce qui précède, le taux d'accès à l'électricité est estimé à environ 27%, avec une population électrifiée d'environ 1.850 milliers d'habitants.

(3) Caractéristiques de la demande en électricité sur le Réseau de Dakar

(a) Particularité de la consommation d'électricité

Une particularité de la consommation d'électricité sur le réseau de Dakar est la prépondérance très grande de la consommation pour l'usage industriel. Le tableau ci-après montre la consommation d'électricité par catégorie d'abonné en 1988. Sur le réseau de Dakar à peu près 70% de la consommation totale est pour l'usage industriel, environ 23% pour l'usage domestique et 6 à 7% seulement pour l'usage commercial.

Catégorie	1981		1988	
	Consommation (GWh)	Part relative (%)	Consommation (GWh)	Part relative (%)
Domestique	115,16	21,4	143,22	22,9
Commercial	33,23	6,2	45,72	7,3
Industriel	376,00	69,9	430,27	68,9
Eclairage public	7,75	1,4	4,44	0,7
Autres usages	5,97	1,1	0,74	0,2
<b>Total</b>	<b>538,10</b>	<b>100,0</b>	<b>624,39</b>	<b>100,0</b>

(b) Taux de perte de l'énergie

Comme le montre le Tableau 2,2,3, le taux de perte de l'énergie y compris la perte pour l'usage auxiliaire était d'environ 16,5 à 17,5% jusqu'en 1986. En 1987 la perte s'est augmentée à 19%, mais la valeur moyenne durant la période 1981-1987 est d'environ 17%. Ce taux de perte ne serait pas très fort parmi les pays en voie de développement où les parcs de production se forment uniquement des centrales thermiques.

(c) Pointe appelée et le taux de charge

La pointe appelée est passée de 76 MW en 1975 à 102,7 MW en 1980 et à 130 MW en 1988.



Le Tableau 2.2.3 montre que le taux de charge varie dans une plage étroite d'environ 66% à 69%. La valeur moyenne durant la période 1981-1987 est de 68,1%.

Le taux de charge relativement élevé s'explique par la prépondérance de l'usage industriel et par la climatisation généralisée en raison d'une haute température au cours de l'année.

#### (d) Courbe de charge

Sur les courbes de charge journalières on observe deux pointes appelées, la première pointe a lieu entre 10 heures et 12 heures et la deuxième pointe entre 19 heures et 23 heures. La pointe de la nuit est plus grande que la pointe de la journée. La taille de la pointe de la journée est d'environ 70% à 75% de celle de la pointe de la nuit.

La charge minimum en heures creuses est d'environ 40% à 50% de la pointe maximum journalière. Un exemple des courbes de charge journalières est présenté à la Fig. 2.2.4.

#### (e) Variation des charges mensuelles

Etant donné la température presque constante au cours de l'année, la variation des charges mensuelles est relativement faible. La charge moyenne en période creuse (de janvier à avril) est d'environ 90% de celle en période de pointe (de juillet à octobre) et la charge moyenne en période intermédiaire (mai et juin, et novembre et décembre) est d'environ 95% de celle en période de pointe.

En 1987, parmi les 12 pointes appelées mensuelles, la minimum a eu lieu en janvier et la maximum en octobre. la première a été d'environ 87% de la dernière comme montré ci-dessous.

Pourcentage de la pointe mensuelle contre  
la pointe maximum de l'année (%)

<u>Mois</u>		
Janvier	86,8	
Février	87,7	
Mars	93,1	Période creuse
Avril	91,5	
Mai	92,3	
Juin	93,9	Période intermédiaire
Juillet	95,4	
Août	94,6	
Septembre	92,3	Période de pointe
Octobre	<u>100,0</u>	
Novembre	95,4	
Décembre	90,0	Période intermédiaire

Tableau 2.2.3 EVOLUTION DE LA CONSOMMATION ET DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
<b>A. Ensemble du pays</b>														
Energie facturée (A)	(GWh) 380,9	408,1	442,8	482,0	519,4	533,8	557,9	529,4	595,5	634,7	621,1	626,3	662,1	
Energie produite	(GWh) 439,2	474,2	526,7	590,0	636,8	635,9	672,9	632,6	707,0	765,0	756,5	751,4	813,2	
<b>B. Réseau Interconnecté</b>														
Energie facturée (B)	(GWh) 377,4	404,1	438,1	476,3	512,6	526,2	538,1	498,2	559,1	590,4	576,1	581,9	607,9	
Energie produite	(GWh) 435,1	469,2	521,1	573,4	628,7	627,4	646,0	604,8	663,3	707,8	697,4	693,8	749,6	765,4
Pointe appelée	(MW) 76,0	72,0	85,5	98,5	104,2	102,7	108,0	102,0	108,9	118,0	117,5	120,0	123,6	130,0
Taux de perte	(%) 13,3	13,9	15,9	16,9	18,5	16,1	16,7	17,6	15,7	16,6	17,4	16,1	19,0	
Taux de charge	(%) 65,0	74,0	70,0	70,0	69,0	70,0	69,3	67,7	69,5	68,5	67,8	66,0	69,2	
Part relative de la consommation (B)/(A)	(%) 99,1	99,0	98,9	98,8	98,7	98,6	94,8	94,1	93,9	93,0	92,8	92,9	91,8	
<b>C. Réseau Général</b>														
Energie facturée	(GWh) 377,4	404,1	438,1	476,3	512,6	526,2	560,0	520,3	584,2	615,5	599,4	605,2	636,0	
Energie produite	(GWh) 435,1	469,2	521,1	573,4	628,7	627,4	662,9	621,9	695,2	743,1	730,7	725,7	785,0	
<b>D. Centres Secondaires</b>														
Energie facturée	(GWh) 3,5	4,0	4,7	5,7	6,8	7,6	7,9	9,1	11,3	19,2	21,7	21,1	26,1	
Energie produite	(GWh) 4,1	5,0	5,6	6,6	8,1	8,5	10,0	10,7	11,8	21,9	25,8	25,7	28,2	

Source: Direction des Etudes Générales (SENELEC)

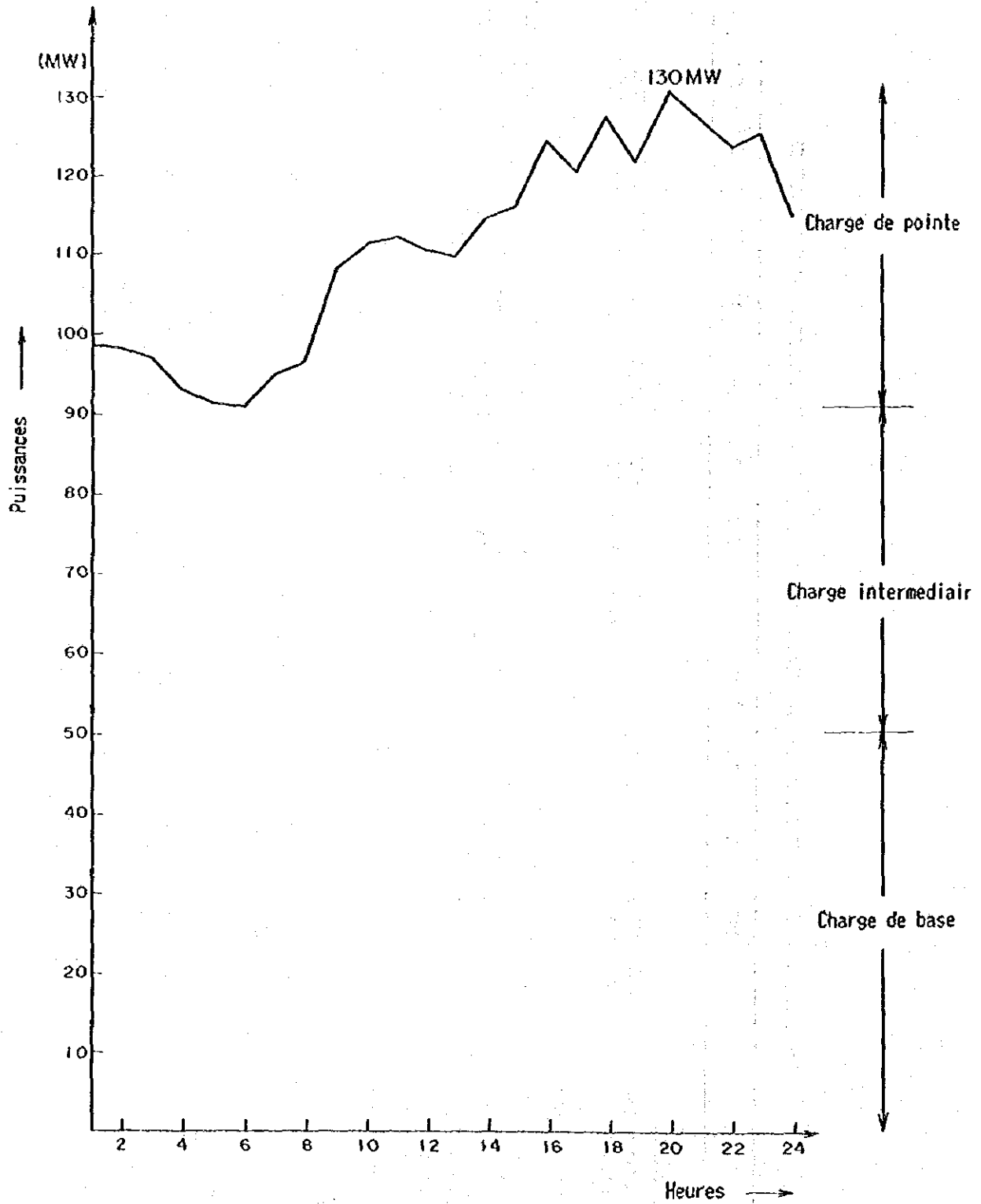


Fig. 2.24 COURBE DE CHARGE JOURNALIERE  
(Mardi 11 octobre 1988)

## 2.2.5 Situation de la panne d'électricité

### (1) Records du délestage

Des records du délestage exécuté sur le réseau de Dakar en 1986 et en 1987 sont présentés dans le tableau ci-après. Ces records montrent le nombre de délestage et la durée de panne d'électricité sur les lignes de 90 kV et de 30 kV.

Les délestages sur les lignes de 30 kV sont beaucoup plus nombreux que les délestages sur les lignes de 90 kV, puisque l'opération de délestage sur les lignes de 30 kV est plus facile en raison de leur grand nombre.

En 1987, par rapport à l'année précédente le nombre de délestage s'est augmenté mais par contre la durée de panne électrique a diminué, ce qui s'explique par le fait qu'en 1987 le rétablissement après le délestage est devenu plus rapide qu'en 1986.

Au cours de ces deux dernières années, le délestage a été exécuté 3 fois par jour en moyenne. La durée moyenne de panne électrique par délestage a été d'environ 17 minutes.

DELESTAGE SUR LE RESEAU DE DAKAR (1986 et 1987)

Ligne	Nombre de délestage		Durée de panne (Minutes)		
	1986	1987	1986	1987	
30 kV	Total	1.041	1.158	15.407	12.357
		2,9/j	3,2/j	14,8/dél.	10,7/dél.
90 kV	Total	40	55	2.625	6.077
		0,1/j	0,1/j	65,6/dél.	110,5/dél.
Total	Total	1.081	1.212	18.032	18.434
		3,0/j	3,3/j	16,7/dél.	15,2/dél.

### (2) Arrière-plan du délestage

L'équilibre entre la demande et l'alimentation en électricité sur le réseau de transport peut être assuré par l'augmentation de la production d'électricité en accord avec la croissance des besoins, si le réseau a une capa-

capacité de production suffisante. Toutefois, si cette capacité n'est pas suffisante, on est obligé d'avoir recours au délestage pour couper la demande qui dépasse la capacité de production disponible. La méthode généralement adoptée pour le contrôle de la demande est de détecter la chute de fréquence causée par un déséquilibre entre la demande en électricité et la capacité de production, et de couper la demande qui dépasse la capacité disponible du parc de production.

Le système de délestage adopté sur le réseau de Dakar consiste à classer la fréquence en 3 niveaux et à déterminer les importances de charge à couper à ces 3 niveaux. Les niveaux de fréquence sont:

Fréquence de base	50,0 Hz (+0)
Premier niveau	49,0 Hz (-1,0)
Deuxième niveau	48,5 Hz (-1,5)
Troisième niveau	47,0 Hz (-3,0)

### (3) Charge coupée par délestage

Considérant le nombre de délestage exécuté, la durée de panne d'électricité et la chute de fréquence en 1987, on a estimé l'importance de la charge coupée par le délestage pour la même année. Si la charge sur le réseau était de 120 MW immédiatement avant le délestage et que la fréquence s'est abaissée de 50 Hz à 49 Hz à cause de la diminution de la capacité de production pour une raison quelconque, l'importance de la charge coupée par délestage serait comme suit:

- Charge sur le réseau	(MW)	120
- Charge coupée par délestage	(MW)	12
- Durée de panne électrique par délestage	(Minutes)	15,2
- Nombre de délestage par an		1.213
- Energie non-distribuée par an	(MWh)	3.688

### 2.3 PROBLEME SUR LA DEMANDE ET L'ALIMENTATION EN ELECTRICITE ET LE ROLE DU PRESENT PROJET

Le problème actuel sur le réseau de Dakar est que la demande en électricité ne peut être satisfaite par les centrales électriques existantes. Les raisons en sont la diminution de la capacité de production d'électricité causée par la vétusté des centrales, par l'arrêt fréquent des groupes électrogènes dû aux accidents et au retard de construction des nouvelles centrales. L'efficacité thermique très faible des centrales vétustes conduit aux coûts élevés de combustible, donc à la dégradation de la situation financière de la SENELEC.

Le présent Projet joue un rôle important d'augmenter la capacité de production d'électricité sur le réseau, d'élever la fiabilité de fourniture de l'énergie électrique et d'améliorer la situation financière de la SENELEC.

### 2.4 COOPERATION EXTERIEURE POUR LE SECTEUR D'ELECTRICITE

Les coopérations techniques et économiques pour le secteur d'électricité données par les pays industriels sont décrites chronologiquement comme suit:

- (1) Jusqu'en 1971, la production et de la distribution de l'énergie électrique au Sénégal étaient conduites par la firme française, la Compagnie des Eaux et Electricité de l'Ouest Africain (EEOA), mais en 1972, comme suite à la solution réglant la nationalisation de l'électricité, il a été créée la Société Sénégalaise de Distribution d'Energie Electrique - antécédants de la SENELEC-dont le capital a été couvert par l'Etat et la Cie EEOA pour 50% chacun. Par le contrat du 4 juillet 1973, la SENELEC a confié à la Cie EEOA la gestion technique de toutes les installations de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique (plus tard cette gestion a été changée en coopération technique) pour la période jusqu'à la fin de décembre 1981.
- (2) En 1984, sur la demande de la SENELEC, la firme suisse, Motor Columbus Wiedepfan, a mené les études sur l'utilisation de la tourbe indigène pour la production d'électricité. Egalement en

1984, EDF International a fait un diagnostic de l'ensemble de la gestion de la SENELEC.

- (3) En 1985, la firme canadienne, Shawinigan, a établi un plan directeur de l'électrification urbaine et rurale.
- (4) En 1985, EDF International, confié par la SENELEC, a établi un plan directeur de la production et du transport comprenant le projet d'aménagement hydraulique de Manantali et le projet de la ligne de transport au nord entre Manantali et Tobène. La même année, EDF International a fait également les études tarifaires.
- (5) Egalement en 1985, la firme canadienne, Hydro Quebec International/ Dnau, a fait les études sur le choix de la route de la ligne de transport qui s'achemine de Manantali à Dakar au travers de la région du sud, parallèlement aux études sur le plan directeur de la production et du transport faites par EDF International.
- (6) Le coût d'investissement de 2 unités diesel de 20 MW qui sont en cours de construction a été financé par les institutions financières suivantes:

- Banque Mondiale
- Banque Africaine de Développement
- Banque Ouest Africaine de Développement
- Institutions financières de divers pays

## 2.5 DETAIL DE LA DEMANDE DU GOUVERNEMENT DU SENEGAL

### (1) Objectif

Le Gouvernement Sénégalais a demandé au Gouvernement Japonais de construire dans l'enceinte de la centrale existante de Bel Air une centrale diesel de 10 MW dans le cadre de la coopération économique non-remboursable, pour améliorer la situation difficile de la région de Dakar causée par l'insuffisance de la capacité de production de l'énergie électrique.



**(2) Maître de l'oeuvre**

L'exploitation et l'entretien de la centrale envisagée seront faite par la SENELEC.

**(3) Effet du Projet**

Alimenter les consommateurs de la ville de Dakar et de ses environs en énergie électrique, par la construction de nouvelle centrale.

**(4) Equipements demandés**

- (a) Moteur diesel-alternateur du type sémi-rapide (2 groupes de 5 MW) et accessoires
- (b) Installation des équipements ci-dessus et le raccordement de ces équipements aux ouvrages existants

**(5) Détail des équipements et les frais afférents**

**(a) Equipements**

- Moteur diesel-alternateur (2 groupes)
- Transformateur, disjoncteur, et accessoires
- Appareillages de contrôle
- Câbles
- Pièces de rechange (mécaniques et électriques)

**(b) Frais afférents**

- Frais de transport maritime et terrestre jusqu' au pied d'oeuvre
- Frais d'installation des équipements
- Frais de formation du personnel de la SENELEC
- Frais de personnel pour les dirigeants techniques de l'Entrepreneur



## **CHAPITRE 3**

### **DETAIL DU PROJET**



## CHAPITRE 3 DETAIL DU PROJET

### 3.1 OBJECTIF DU PROJET

Le Gouvernement Sénégalais, pour améliorer la situation difficile causée par l'insuffisance de la capacité de production de l'énergie électrique dans la ville de Kakar, désire construire une centrale diesel dans l'enceinte de la centrale existante de Bel Air. Le présent Projet a pour objectif de fournir cette centrale dans le cadre de la coopération économique non-remboursable du Gouvernement du Japon.

### 3.2 EXAMEN DE LA DEMANDE DU GOUVERNEMENT SENEGALAIS

La demande du Gouvernement Sénégalais a été examinée en détail. Les examens ont été effectués sur la nécessité du Projet et sur le type et la puissance optimale de la centrale envisagée en se fondant sur la prévision de la demande en électricité établie par la mission JICA et le programme d'équipement de production de la SENELEC, ainsi que sur la date optimale de mise en service de la centrale et sur la compétence technique de la SENELEC pour l'exploitation et l'entretien de la centrale.

#### 3.2.1 Prévision de la demande en électricité

La mission JICA a établi une prévision de la demande en énergie électrique pour une période de 1991 à 2005 sur la base de l'évolution de la demande en électricité et de diverses statistiques économiques au Sénégal.

##### (1) Méthodologie adoptée par la mission JICA

Les études sur une série de données statistiques au Sénégal montre qu'il y a une relation presque linéaire entre la demande en électricité et le produit intérieur brut (P.I.B.), et une autre relation similaire entre la demande en électricité et le nombre d'abonnement. Compte tenu de ces relations, on a établi un modèle de régression multiple qui utilise le P.I.B. et le nombre d'abonnement comme les variables explicatives et la consommation d'électricité comme la variable indépendante. La prévision de la demande a été faite au moyen de ce modèle.

La consommation d'électricité, le P.I.B. et son déflateur, le nombre d'abonnement et l'indice des prix à la consommation pour la période 1975-1987, utilisés pour la calculation de la régression multiple, sont présentés au Tableau 3.2.1.

Le modèle de régression obtenu est comme suit:

$$Y = 0,25060X1 + 3,61519X2 - 176,03 \text{ (Voir Tableau 3.2.2)}$$

Où:

Y : Consommation d'électricité (GWh)

X1: P.I.B. aux prix constants de 1980 (Milliards de CFAF)

X2: Nombre d'abonnement (1.000)

Coefficient de corrélation:  $R^2 = 0,801$

Ecart type:  $s = 90,29$

Tableau 3.2.1. DONNEES POUR LA PREVISION DE LA DEMANDE

Année	Energie facturée (GWh)	PIB (Billion FCFA)			Abonnement (1000)	Indice des prix (1980=100)
		Au prix courant	Déflateur (1980=100)	Au prix 1980		
1975	380,9	406,4	69,3	586,4	126,95	72,05
1976	408,1	459,3	72,6	632,7	136,59	72,84
1977	442,8	483,6	75,9	637,6	139,81	81,09
1978	482,0	494,7	89,4	553,4	139,83	83,85
1979	519,4	581,1	95,3	609,8	140,66	91,96
1980	533,8	627,6	100,0	627,6	141,49	100,0
1981	567,9	662,8	103,4	640,8	142,32	105,89
1982	529,4	844,1	125,0 *	675,3	143,17	124,29
1983	595,5	939,5	139,8 *	672,0	161,00	138,73
1984	634,7	1015,5	156,6 *	648,5	174,04	155,08
1985	621,1	1186,9	177,3 *	669,4	183,70	175,24
1986	626,3	1296,0	188,1 *	686,8	176,71	186,37
1987	662,1	1374,6	196,0 *	704,9	185,62	195,00 *

Taux de croissance annuel moyen:

1975-81	6,9%	8,5%	6,9%	1,5%	1,9%	6,6%
1981-87	2,6%	12,9%	-	1,6%	4,5%	11,9%
1975-87	4,7%	10,7%	-	1,6%	3,2%	9,0%

Source: Le PIB, le déflateur et l'indice des prix à la consommation sont tirés de "International Financial Statistics - IMF".

Note: \* Estimation

Tableau 3.2.2 CALCUL DE LA REGRESSION MULTIPLE

Y : Energie facturée (GWh)  
 X1: PIB au prix de 1980 (Milliards de FCFA)  
 X2: Nombre d'abonnements (1000)

Input Data

l	Annee	Y(l)	X1(l)	X2(l)
1	1975	380.9	586.4	126.95
2	1976	408.1	632.7	136.59
3	1977	442.8	637.6	139.81
4	1978	482.0	553.4	139.83
5	1979	519.4	609.8	140.66
6	1980	533.8	627.6	141.49
7	1981	567.9	640.8	142.32
8	1982	529.4	675.3	143.17
9	1983	595.5	672.0	161.00
10	1984	634.7	648.5	174.04
11	1985	621.1	669.4	183.70
12	1986	626.3	686.8	176.71
13	1987	662.1	704.9	185.62

\*\*\* Y = aX1 + bX2 + c \*\*\*

a= 0.25060

b= 3.61519

c= -176.02559

Coefficient de correlation: r=0.801

Ecart type: s= 90.29



## (2) Conditions adoptées pour la prévision

Pour effectuer une prévision de la demande en électricité au moyen du modèle de régression ci-avant, il est nécessaire de prévoir le taux de croissance du P.I.B. et celui de l'abonnement aussi bien que le taux de perte d'énergie et le taux de charge dans l'avenir. Les valeurs adoptées pour ces facteurs sont les suivantes:

### (a) Taux de croissance du P.I.B. et celui de l'abonnement

les trois scénarios suivants ont été adoptés pour le taux de croissance du P.I.B. et celui de l'abonnement:

<u>Prévision</u>	<u>Taux de croissance du P.I.B.</u>	<u>Taux de croissance de l'abonnement</u>
Scénario fort	2,0%	5,0%
Scénario moyen	1,5%	4,5%
Scénario faible	1,0%	4,0%

Considérant que le taux de croissance du P.I.B. au terme réel durant la période 1975-81 (1,5%) est très proche au taux de croissance durant la période 1981-87 (1,6%), comme le montre le Tableau 3.2.1, on a adopté un taux de croissance de 1,5% pour le Scénario moyen, avec  $\pm 0,5\%$  pour le Scénario fort et le Scénario faible. D'autre part, un taux de croissance d'abonnement de 4,5% a été adopté pour le Scénario moyen, avec  $\pm 0,5\%$  pour le Scénario fort et le Scénario faible, en tenant compte que le taux de croissance d'abonnement au cours de 1975-87 a été de 4,5% en moyenne et par an.

### (b) Part relative de la consommation d'électricité sur le réseau de Dakar

Comme décrit dans la Section 2.2.4.(1), depuis 1981 la part relative de la consommation d'électricité sur le réseau de Dakar dans la consommation totale du pays s'est abaissée au taux de 0,5% en moyenne et par an pour tomber à 92% en 1987. On a prévu donc que cet abaissement annuel de 0,5% continuera dans l'avenir.

(c) Taux de perte d'énergie

Le Tableau 2.2.3 montre que le taux de perte d'énergie durant la période 1981-87 a été de 17% pour le réseau de Dakar et de 16,8% pour l'ensemble du pays. Ces taux ont été adoptés pour calculer la production brute d'énergie dans l'avenir.

(d) Taux de charge

Le Tableau 2.2.3 montre également que le taux de charge sur le réseau de Dakar durant la période 1981-87 a été de 68,1%. On a adopté donc un taux de charge de 68% pour calculer la pointe appelée sur le réseau de Dakar dans l'avenir.

(3) Résultat de la prévision

La comparaison de la prévision (Voir Document Annexe-6(1) pour les détails) de la JICA avec celle de la SENELEC décrite dans la Section 3.2.6 est récapitulée comme suit:

Année	Pointe appelée (MW) - JICA			Pointe appelée (MW) - SENELEC	
	Scénario faible	Scénario moyen (Base)	Scénario fort	Scénario moyen	Scénario fort
1991	146,4	149,0	151,6	145,3	156,6
1995	168,9	175,8	182,9	168,7	19,6
2000	201,5	215,3	229,9	204,2	241,5
2005	239,8	262,9	287,7	253,8	317,5

La prévision JICA au Scénario moyen (Prévision de base) est nettement plus faible que la prévision SENELEC au Scénario fort mais légèrement plus forte que la prévision SENELEC au Scénario moyen (différence de 3,6% seulement en 2005). La mission JICA fera les études sur la balance entre la demande et la fourniture dans l'avenir sur le réseau de Dakar en se basant sur sa prévision de la demande au Scénario moyen.

### 3.2.2 Balance entre la demande et l'alimentation en électricité

#### (1) Marge de sécurité

Pour assurer une alimentation constante en électricité, le parc de production doit réserver toujours quelques groupes en tant que marge de sécurité. L'ampleur de ces réserves est déterminée compte tenu de la grandeur et des caractéristiques du parc de production, du nombre et des tailles unitaires des groupes électrogènes, etc.

Pour un petit parc de production, on adopte en général une règle empirique qui consiste à retenir la plus grande de deux puissances suivantes:

- Puissance totale des deux plus gros groupes
- Puissance égale à un certain pourcentage de la pointe appelée (généralement de 15% à 20%)

Les deux plus gros groupes du parc de production sur le réseau de Dakar sont de 30 MW (unités No.2 et No.3 de la centrale C-III) et de 27,5 MW (unité No.1 de la même centrale). Pour le présent Projet on adopte 50 MW comme marge de sécurité pour l'avenir, qui est le total d'un groupe de 30 MW existant et d'un groupe de 20 MW dont la mise en service est prévue pour 1990.

#### (2) Balance entre la demande et la fourniture dans un proche avenir

En se fondant sur la marge de sécurité ci-avant et sur la date de mise en service de 10 MW de la centrale envisagée, on a calculé les balances entre la demande et la fourniture dans l'avenir (Voir Document Annexe 6-(2) pour les détails).

Les balances prévues pour le futur immédiat de 1991 à 1993 sont comme suit:

Année	Balance si le Projet est exécuté (MW)			Balance si le Projet n'est pas exécuté (MW)		
	Faible	Moyen	Fort	Faible	Moyen	Fort
1991	30,3	27,7	25,1	20,3	17,7	15,1
1992	12,2	8,6	5,0	2,2	-1,4	-5,0
1993	6,6	2,0	-2,7	-3,4	-8,0	-12,7

Note: La balance ci-dessus comprend une marge de sécurité de 50 MW. La balance négative signifie que cette marge requise n'est pas assurée.

Même si le présent Projet n'est pas exécuté, il n'y aura pas de problème en 1991 (marge de sécurité nécessaire sera assurée), mais en 1992 la balance sera déficitaire, soit un manque de capacité de production de 1,4 MW pour le Scénario moyen et de 5 MW pour le Scénario fort.

La balance pour tous les scénarios jusqu'en 1991 sera positive grâce à la mise en service de 2 unités diesel de 20 MW en 1989/90.

### 3.2.3 Nécessité du Projet et la date optimale de mise en service

La balance entre la demande et l'alimentation en électricité sur le réseau de Dakar permet de reporter la mise en service de la centrale envisagée jusqu'en 1991. Toutefois, parmi les centrales existantes, 4 groupes de 12,8 MW chacun de la centrale C-II et le groupe No.1 (27,5MW) de la centrale C-III sont très vétustes puisqu'ils ont été mis en service il a plus de 30 ans. De là une fiabilité d'exploitation très faible et une inefficacité de rendement thermique. En conséquence, il est souhaitable que la centrale envisagée de 10 MW soit mise en service vers la fin de 1990 pour permettre d'assurer une alimentation stable en électricité d'une part et d'économiser le coût de combustible de ces centrales d'autre part. La mise en service de la centrale envisagée permettra une alimentation stable jusqu'à l'horizon 1993 (mais si c'est au Scénario fort, un manque de puissance de 2,7 MW en 1993).

### 3.2.4 Choix du type optimum de la centrale

#### (1) Méthodologie

Il y a quelques types des centrales thermiques, à savoir la centrale vapeur (centrale au pétrole et centrale au charbon), la turbine à gaz, la centrale au cycle combiné et la centrale à diesel (rapide, sémi-rapide et lent). Les coûts de production d'énergie par kWh de ces centrales varient avec la durée d'exploitation annuelle (ou le taux d'utilisation).

Si l'on trace sur un graphique les courbes de coût de production par kWh de différents types de centrales, l'intersection de deux courbes représente le point de bifurcation des deux centrales pour l'exploitation économique. Une répartition optimum de puissance par type des centrales peut être obtenue en projetant ces points de bifurcation sur une courbe de durée de charge annuelles du parc de production.

Le point de bifurcation pour l'exploitation économique est obtenu comme suit:

- (a) Pour chaque type de centrale, on calcule le coût fixe annuel par kW à borne centrale, qui comprend le coût d'amortissement et le coût d'exploitation et d'entretien, ainsi que le coût de combustible par kWh à borne centrale. Le coût d'amortissement annuel "D" est obtenu en utilisant l'équation suivante:

$$D = C \cdot R \cdot (1 + R)^N / ((1 + R)^N - 1)$$

Où C: Coût total d'investissement y compris l'intérêt intercalaire

R: Taux d'intérêt

N: Durée de vie économique

- (b) En utilisant le coût fixe annuel par KW et le coût de combustible par kWh susmentionnés, la courbe de coût pour chaque type de centrale est tracée sur un graphique.
- (c) Comme décrit plus haut, l'intersection de deux courbes de coût représente le point de bifurcation des deux centrales pour l'exploitation économique. Supposons maintenant que la durée d'exploitation annuelle qui correspond au point de bifurcation entre

deux centrales "A" et "B" soit "H". la durée "H" (heures) est obtenue par l'équation suivante:

$$(\text{Coût fixe par kW de la centrale A}) + (\text{Coût de combustible par kWh de la centrale A}) \times H = (\text{Coût fixe par kW de la centrale B}) + (\text{Coût de combustible par kWh de la centrale B}) \times H$$

Donc,

$$H = \frac{\text{Différence des coûts fixes par kW entre A et B}}{\text{Différence des coûts de combustible par kWh entre A et B}}$$

La répartition optimum de puissance par type des centrales dans le parc de production est obtenue par les méthodes précédentes. Et compte tenu de cette répartition optimum, on peut choisir le type optimum pour la centrale envisagée de 10 MW.

## (2) Conditions adoptées pour l'évaluation économique

Les conditions adoptées pour l'évaluation économique sont montrées dans le Tableau 3.2.3. Ces conditions sont:

- Taux de perte auxiliaire (perte de puissance et celle d'énergie)
- Taux d'indisponibilité (entretien programmé et hors entretien programmé)
- Consommation spécifique de combustible
- Durée de vie économique
- Frais d'exploitation et d'entretien
- Coût d'investissement par kW installé
- Dépenses annuelles du coût d'investissement
- Prix de combustible
- Valeur calorifique des combustibles

Tableau 3.2.3. CONDITIONS FOUR L'EVALUATION ECONOMIQUE

	Centrale diesel		Turbine à gaz	Centrale vapeur	
	Semi rapide	Lent		Fuel oil	Charbon
1. Combustible utilisé	Fuel oil	Fuel oil	Diesel oil	Fuel oil	Charbon
2. Puissance installée (MW)	2 x 5.0	2 x 20	2 x 25	2 x 20	2 x 20
3. Perte auxiliaire:					
- Puissance (%)	2,0	2,0	1,0	4,0	7,0
- Energie (%)	2,2	2,2	1,2	5,0	8,0
4. Consommation spécifique (Kcal/kwh)	2205 (39%)	2004 (43%)	2867 (30%)	2529 (934%)	2529 (34%)
5. Taux de disponibilité:					
- Entretien programmé	0,90	0,91	0,88	0,91	0,91
- Hors entretien programmé	0,96	0,97	0,96	0,97	0,97
- Global	0,86	0,88	0,84	0,88	0,88
6. Durée de vie économique (Années)	20	20	15	25	25
7. Durée de construction (Années)	1,5	1,5	1,5	4,0	4,0
8. Coût unitaire d'investissement:					
(CFAP/kw)	304.000	364.800	136.800	395.200	486.400
(US\$/kw)	(1.000)	(1.200)	( 450)	(1.300)	(1.600)
9. Frais d'exploitation et d'entretien contre item 8 (%)	2,0	2,0	2,0	3,5	4,0
10. Prix de combustible:					
(CFAP/t)	62.000	62.000	120.000	62.000	16.720
( US\$/t)	( 204)	( 204)	( 395)	( 204)	( 55)
11. Valeur calorifique (kcal/kg)	10.300	10.300	10.500	10.300	6.500

### (3) Taux d'intérêt

L'évaluation économique doit être effectuée en utilisant un taux d'intérêt (ou un taux d'actualisation) qui reflète le "prix d'opportunité" du capital, mais au Sénégal aucune information n'est disponible. Dans cette étude on a utilisé deux taux d'intérêt, l'un est de 8% qui est légèrement plus fort que le taux d'intérêt adopté par la Banque Africaine de Développement, et l'autre est de 10% qui est utilisé pour l'évaluation économique dans beaucoup de pays.

### (4) Résultats des analyses économiques (Répartition optimum de puissance par type des centrales)

La répartition optimum de puissance par type des centrales à l'horizon 1992-1995 est comme suit (Voir Document Annexe 6-(3) pour les détails):

	Pointe maximum appelée	Puissance requise au réseau	Répartition optimum		
			Diesel lent (Base)	Diesel sémi-rapide (Inter méd.)	Turbine à gaz (Pointe)
Taux d'intérêt de 8%:					
Horizon 1992	155,3	205,3	132,4	47,2	25,7
Horizon 1995	175,8	225,8	145,6	51,9	28,2
Taux d'intérêt de 10%:					
Horizon 1992	155,3	205,3	125,2	53,4	26,7
Horizon 1995	175,8	225,8	137,7	58,7	29,4

### (5) Type optimum de la centrale envisagée de 10 MW

Les centrales qui seront appelées à fournir la charge de base sur le réseau de Dakar à l'horizon 1992-1995 seront comme suit:



Centrale existante de C-III:

Groupe No.1	27,5 MW
Groupe No.2	30,0 MW
Groupe No.3	30,0 MW
Nouvelle centrale en cours de construction au Cap des Biches	40,0 MW (Mise en service en 1989/90)
<b>Total</b>	<b>127,5 MW</b>

Note: Le programme d'équipement de production sur le réseau de Dakar de la SENELEC, décrit dans la Section 3.2.6, envisage l'installation de 3 groupes diesel de 20 MW chacun à l'horizon 1992-1995, mais aucune décision financière et budgétaire n'est pas encore prise.

A l'horizon 1992, la puissance optimale des centrales de base (type lent) est de 125,2 à 132,4 MW contre la puissance totale existante et en cours de construction de 127,5 MW. La même année, la puissance optimale des centrales de charge de base et de charge intermédiaire (type sémi-rapide) est de 178,6 à 179,6 MW, ce qui conduit à la conclusion que le type optimum de la centrale envisagée sera le type sémi-rapide.

### 3.2.5 Puissance unitaire

Etant donné qu'il est jugé que le type sémi-rapide sera optimum pour la centrale envisagée, il convient d'adopter une puissance unitaire de 5,0 MW (x 2 unités = 10 MW) pour cette centrale. L'adoption d'une puissance unitaire de 10 MW conduirait à la croissance du coût de construction, à cause de l'indisponibilité du bâtiment et de la grue existants.

### 3.2.6 Grandes lignes du programme d'équipement de production de la SENELEC

En 1986, la SENELEC, avec collaboration d'EDF International, a établi un programme d'équipement de production à long terme, axé sur l'intervention massive en 1992 de l'hydroélectricité en provenance de Manantali avec 3 groupes de 40 MW pour le Sénégal et sur l'introduction des centrales au charbon à partir de 1997. Toutefois, les situations ont changé beaucoup car les prix des produits pétroliers ont subi une baisse importante par rapport à ceux utilisés dans l'élaboration du programme, et la disponibi-

lité en 1992 de l'hydroélectricité est devenue peu probable du fait des désaccords entre états membres de l'OMVS.

En 1988, compte tenu de ces situations, la SENELEC a élaboré sa prévision de la demande en électricité et établi un programme d'équipement de production sur le réseau de Dakar à moyen et long terme (1991-2005). Ce programme d'équipement fut publié en janvier 1989. Les résultats de cette prévision de la demande et la grandes lignes du programme d'équipement de production sont comme suit:

#### (1) Prévision de la demande en électricité

La prévision de la demande élaborée par la SENELEC se repose sur une méthode analytique qui utilise les hypothèses sur le taux de croissance de la population (2,9% par an), sur le nombre d'abonnés et sur la consommation spécifique de l'électricité par usage. Les résultats de cette prévision sont récapitulés comme suit:

Année	Pointe maximum appelée (MW)		
	Scénario faible	Scénario moyen	Scénario fort
1991	139,6	145,3	156,6
1995	154,8	168,7	189,6
2000	175,2	204,2	241,5
2005	200,8	253,8	317,9

#### (2) Programme d'équipement de production

Le programme d'équipement de production établi en 1986 a été axé sur l'intervention en 1992 de l'hydroélectricité en provenance de Manantali avec 3 groupes de 40 MW pour le Sénégal et sur l'introduction des centrales au charbon à partir de 1997. Toutefois, la baisse importante des prix des produits pétroliers a affecté la compétitivité de cette centrale hydraulique et des centrales au charbon exigeant des ressources élevées en capital, par rapport à d'autres types d'équipements consommant des produits pétroliers et présentant des coûts d'investissement relativement faibles. Par conséquent, le nouveau programme d'équipement envisage les types d'équipements des groupes diesel et des turbines à gaz seulement. L'aménagement hydraulique de Manantali et l'équipement des centrales au charbon en sont exclus comme montré ci-après:

<u>Année</u>	<u>Type de centrale</u>	<u>Puissance (MW)</u>
1989	Groupe diesel	20 /En cours de
1990	Groupe diesel	20 /construction
1992	Groupe diesel	20
1994	Groupe diesel	20
1995	Groupe diesel	20
1996	Turbine à gaz	21
1999	Groupe diesel	20
2000	Groupe diesel	20 x 2
2001	Groupe diesel	20 x 2
2002	Turbine à gaz	21
2003	Groupe diesel	20
2004	Groupe diesel	20
2005	Groupe diesel	20 x 2

Total      282 MW

Le programme d'équipement ci-avant est un "programme de base". En plus de ce programme, trois variantes qui envisagent l'introduction des centrales à cycle combiné sont présentées dans le rapport de la SENELEC.

### (3) Relation avec le Projet envisagé

La construction de la centrale diesel de 10 MW faisant l'objet du présent Projet a pour effet de compléter le programme d'équipement de la SENELEC. La mise en service de 2 groupes diesel de 20 MW qui sont en cours de construction à la centrale du Cap des Biches est prévue pour 1989-1990. Le programme d'équipement de la SENELEC envisage les constructions successives d'autres groupes diesel au-delà de 1992 mais aucune décision financière et budgétaire n'est pas encore prise, de là une inquiétude incessante du manque de capacité de production.

Il est donc nécessaire de mettre en service la centrale envisagée de 10 MW vers la fin de l'année 1990 au plus tard pour assurer une alimentation stable en électricité pour les années immédiatement après le renforcement de la centrale du Cap des Biches. Si cette centrale de 10 MW est mise en service en 1990, il est bien possible d'assurer une balance positive entre la demande et la fourniture sur le réseau de Dakar jusqu'à l'horizon 1993, ce qui permettra de reporter l'équipement des prochains groupes diesel au-delà de 1993 en apportant le temps disponible pour le financement.

### 3.2.7 Choix du site de la centrale envisagée

Il est prévu que la centrale envisagée sera construite dans le parc de la centrale existante de Bel Air (51,2 MW). Cette dernière présente les conditions favorables suivantes:

- (a) Les nouveaux groupes diesel peuvent être installés sur le terrain rendu disponible par l'enlèvement des ouvrages existants déclassés.
- (b) Les ouvrages auxiliaires de la centrale existante tels que le système de carburant, le système d'eau de refroidissement, le système de ventilation, etc. peuvent être utilisés.
- (c) Le bâtiment de la centrale et pont-roulant existants peuvent être utilisés.
- (d) L'énergie produite de la nouvelle centrale peut être fournie aux consommateurs en utilisant les feeders suivants de la centrale existante:

<u>Tension</u>	<u>Nombre de feeders</u>
90 kV	2
30 kV	4
6,6 kV	13

### 3.2.8 Organisation pour l'exploitation et l'entretien

La SENELEC a déjà eu l'expérience de l'exploitation et l'entretien des groupes diesel d'une puissance unitaire de 2 à 3 MW à Saint-Louis et à Kaolack durant une période de plus de 8 ans. Ces expériences peuvent servir à l'exploitation et à l'entretien des groupes diesel de l'ordre de 5 MW.

Le nombre de l'effectif nécessaire pour l'exploitation et l'entretien de la centrale envisagée sera d'environ 20 personnes. Une partie de leur travail pourrait être effectuée par l'effectif présent de la centrale de Bel Air qui se chiffre à environ 200 personnes. Donc, l'effectif réellement à augmenter sera moins de 20 personnes. Cet effectif sera choisi parmi les effectifs actuels de la SENELEC ou par un nouveau recrutement.

Etant donné que le système d'approvisionnement en carburant est bien établi à la centrale existante, il n'y aura pas de problèmes à ce sujet pour la centrale diesel envisagée.

### 3.2.9 Equipement et matériel demandés

Les équipements et matériels demandés ainsi que les travaux y afférents sont décrits ci-après.

#### (1) Equipements et matériels principaux

- (a) Moteur diesel (7070 PS, 2 groupes) et Alternateur (5,0 MW, 2 groupes)
- (b) Equipement auxiliaire comprenant le système d'eau de refroidissement et le système d'alimentation en carburant
- (c) Appareillages de contrôle des alternateurs

#### (2) Travaux afférents

- (a) Fondation et montage des moteurs diesel et des ouvrages annexes
- (b) Raccordement de nouveaux équipements mécaniques aux ouvrages existants
- (c) Raccordement de nouveaux équipements électriques aux ouvrages existants
- (d) Enlèvement des ouvrages existants et l'aménagement d'une entrée dans le bâtiment de la centrale pour faire passer les équipements

#### (3) Utilisation des ouvrages existants

C'est par une combinaison organique des équipements et des matériels fournis avec des ouvrages existants que la centrale envisagée peut avoir un fonctionnement complet.

Les ouvrages et les systèmes existants qui seront utilisés par la centrale envisagée sont les suivants: