

REPUBLIQUE DU NIGER

**RAPPORT DE L'ETUDE DE BASE
SUR
LE PROJET D'EXTENSION
DE LA CENTRALE DE NIAMEY II**

AOUT 1980

AGENCE JAPONAISE DE COOPERATION INTERNATIONALE (JICA)

02/000001

REPUBLIQUE DU NIGER

RAPPORT DE L'ETUDE DE BASE
SUR
LE PROJET D'EXTENSION
DE LA CENTRALE DE NIAMEY II

JICA LIBRARY



1064678[4]

AOUT 1980

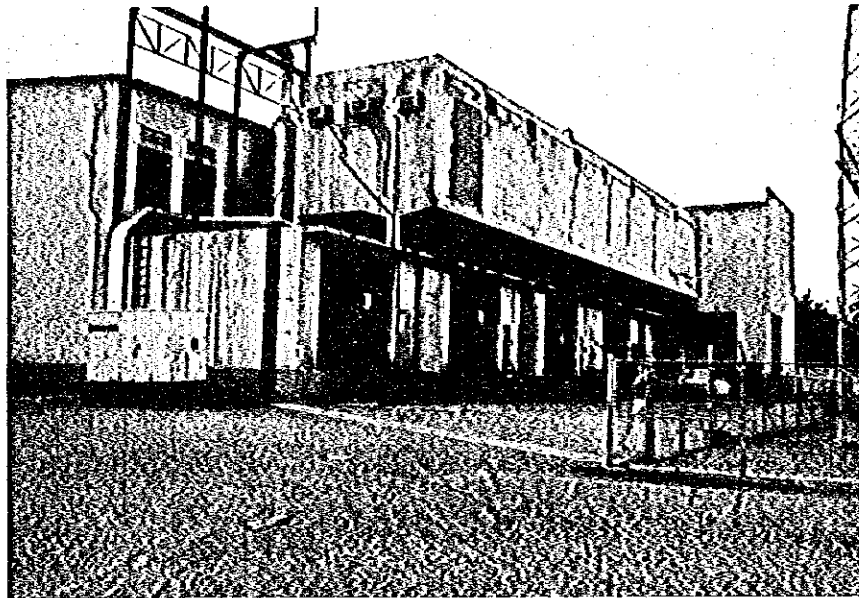
AGENCE JAPONAISE DE COOPERATION INTERNATIONALE (JICA)

国際協力事業団

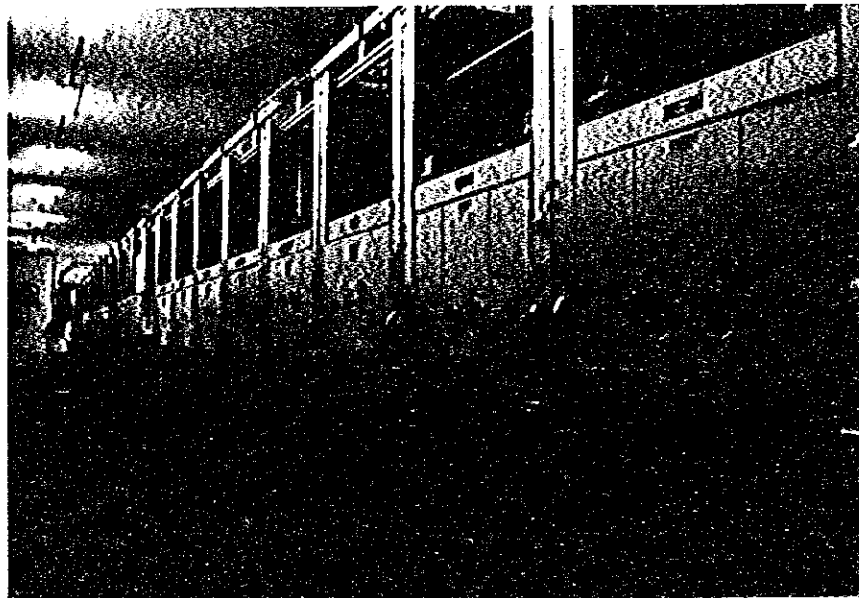
受入 月日	'87. 2. 12	523
登録 No.	08282	64.3
		SDS



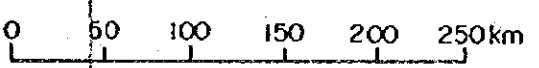
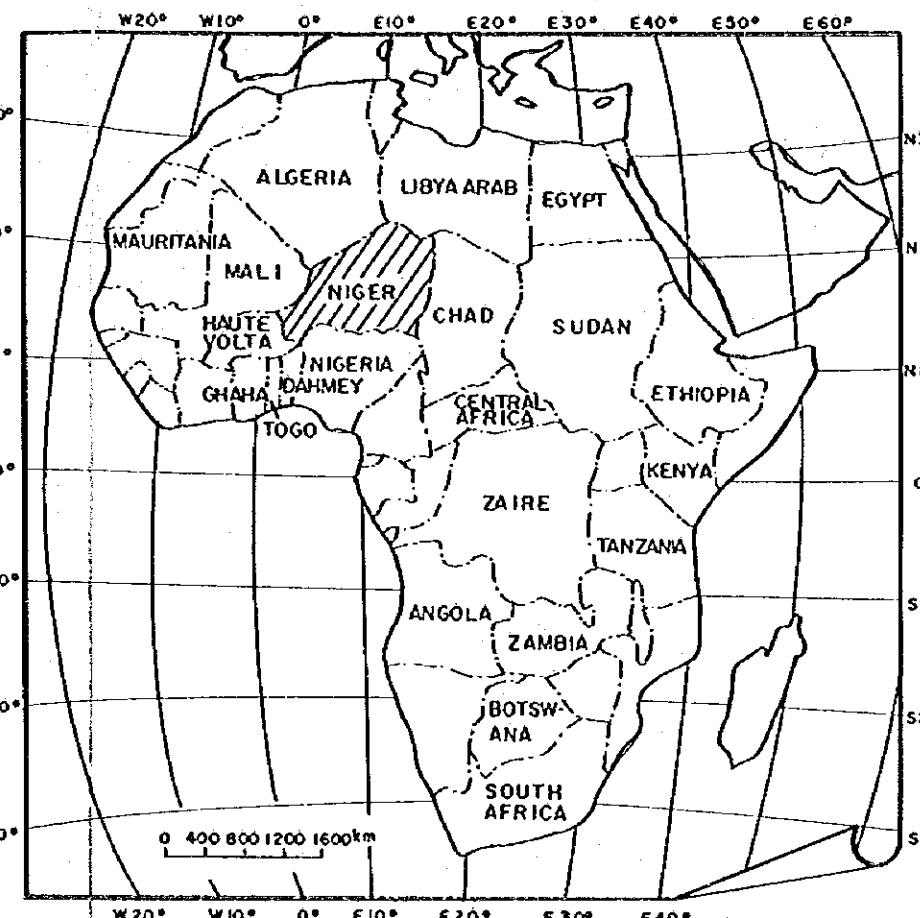
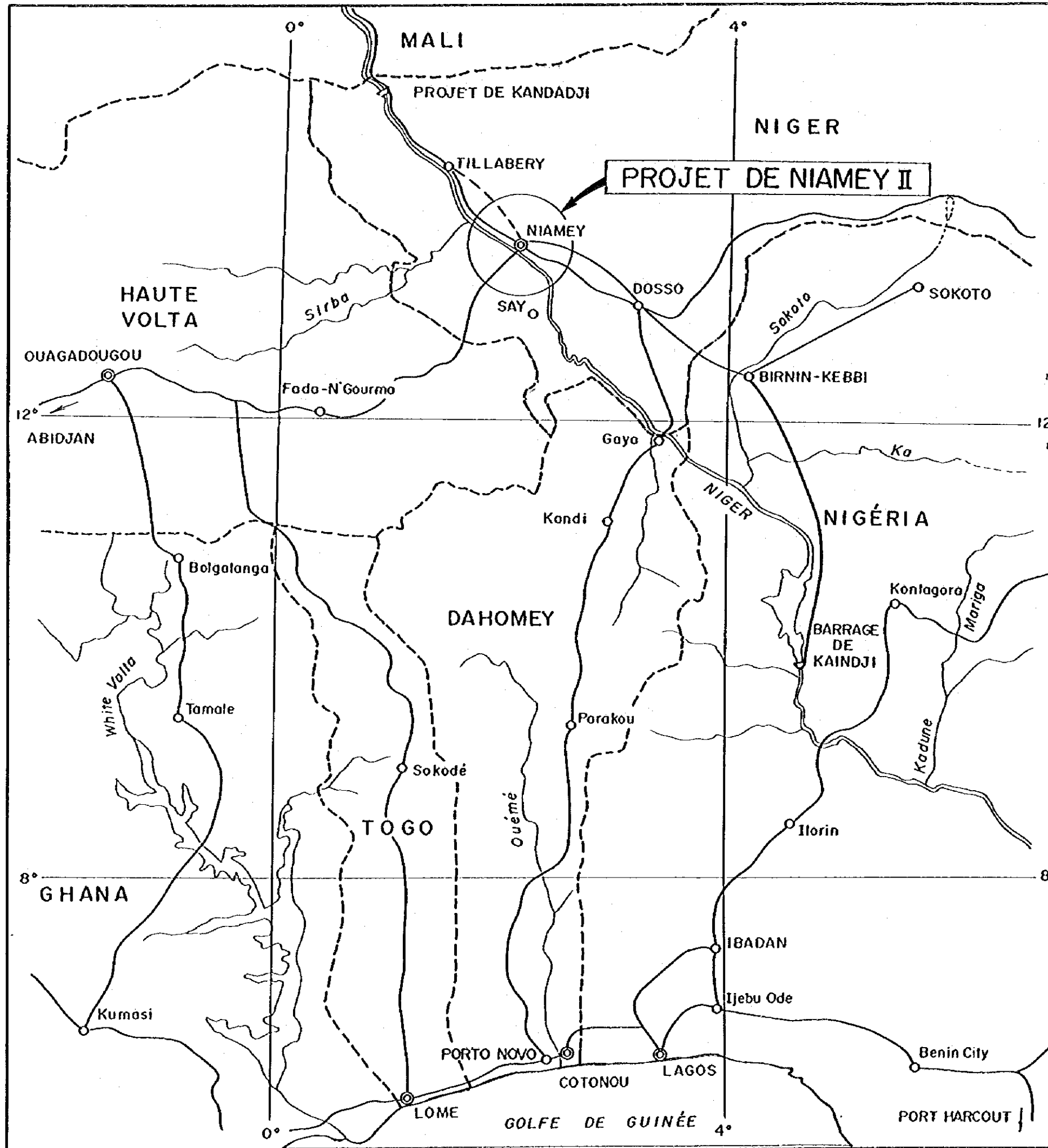
SITE D'IMPLANTATION



CENTRALE DE NIAMEY II



RACCORDEMENT A 15 kV



- LEGENDE
- | | | | |
|---------|------------------|---------|-------------|
| — | FLEUVE | - - - - | LIGNE 66kV |
| — | ROUTE | - - - - | LIGNE 132kV |
| ⊙ | CAPITALE | - - - - | LIGNE 330kV |
| ○ | VILLE PRINCIPALE | | |
| - - - - | FRONTIERE | | |

PLAN DE SITUATION

AVANT-PROPOS

C'est un grand plaisir pour moi de pouvoir présenter ci-joint notre rapport intitulé "Etude de base sur le projet d'extension de la centrale de Niamey II" au Gouvernement de la République du Niger.

Le présent rapport englobe les résultats des études de base pour l'extension de ladite centrale au moyen de la 2ème tranche de turbine à gaz, menées durant une période de 16 jours du 22 juin au 7 juillet 1980 dans la région de Niamey par la mission d'étude envoyée par l'Agence Japonaise de Coopération Internationale, répondant à la demande faite au Gouvernement du Japon par le Gouvernement du Niger.

La mission d'étude, dirigée par Monsieur Yasuo TAKANO, Directeur suppléant à la 2ème Division de la Coopération Economique, Direction Générale de la Coopération Economique du Ministère des Affaires Etrangères, a eu une série de réunions étroites avec les personnels en charge des autorités nigériennes pour la collecte des renseignements nécessaires, et fait des visites du site d'implantation et des postes intéressés pour la reconnaissance sur le terrain et des analyses des données obtenues.

Je souhaite sincèrement que le présent rapport puisse être d'une utilité comme ouvrage de référence de base pour la réalisation du projet.

Enfin je voudrais exprimer particulièrement mes remerciements envers les personnels intéressés du Gouvernement du Niger de leurs collaborations étroites données à notre mission d'étude.

Août 1980



Keisuke ARITA
Président

Agence Japonaise de Coopération Internationale

TABLE DES MATIERES

Page

(Photos: Site d'implantation – Centrale de Niamey II –
Raccordement à 15kV)

(Plan de situation)

(Avant-propos)

SOMMAIRE

Chapitre 1 GENERALITES

1.1 Arrière-plan et l'historique du projet	1
1.2 Objet et limites des études	2
1.3 Membres de la mission d'étude	2
1.4 Itinéraire de la mission	2
1.5 Conclusions et Recommandations	4

Chapitre 2 MILIEU NATUREL ET ECONOMIQUE

2-1 Situation géographique	11
2.2 Climat	11
2.3 Population	12
2.4 Economie nationale	13
2.5 Situation financière et Aide extérieure	16

Chapitre 3 ETAT ACTUEL DE L'ENTREPRISE D'ELECTRICITE

3.1 Société Nigérienne d'Electricité (NIGELEC)	19
3.2 Système de production-transport de Niamey	20
3.3 Evolution de la consommation d'électricité	23
3.4 Abonnés et le niveau d'électrification	25

Chapitre 4 PREVISION DES BESOINS EN ELECTRICITE ET LA PUISSANCE A DEVELOPPER NOUVELLEMENT

4.1 Prévision des besoins en électricité	27
4.2 Prévision de la puissance maximum appelée	28
4.3 Puissance à développer nouvellement	30

Chapitre 5 ANALYSE ECONOMIQUE POUR LE PROGRAMME D'EQUIPEMENT

5.1 Méthodologie	35
5.2 Frais fixes annuels	35
5.3 Frais de combustible	37
5.4 Limite économique de la durée d'exploitation annuelle	38
5.5 Répartition optimum des puissances à développer	38
5.6 Calendrier d'installation de la turbine à gaz	39

Chapitre 6	ANALYSE DU RESEAU	
6.1	Conditions de base	49
6.2	Résultat d'analyse	57
6.3	Conclusions	73
Chapitre 7	ETUDE DE BASE POUR L'IMPLANTATION DE LA TURBINE A GAZ	
7.1	Conditions de base pour l'étude	83
7.2	Normes adoptées	85
7.3	Description du matériel	86
7.4	Fondation	88
Chapitre 8	CALENDRIER-PROGRAMME D'IMPLANTATION DE LA TURBINE A GAZ	
8.1	Calendrier-programme de construction	95
8.2	Travaux à être exécutés par la NIGELEC	96
Chapitre 9	ESTIMATION DES COUTS DE CONSTRUCTION DE LA TURBINE A GAZ	
9.1	Composants des coûts	99
9.2	Prix CAF et coût de montage par kW	99
9.3	Coût de transport terrestre	100
9.4	Coût des travaux de fondation	100
9.5	Coûts totaux de construction	101
APPENDICE		
	Liste des renseignements obtenus	105

SOMMAIRE

Le présent rapport est constitué de neuf chapitres dont les contenus sont les suivants:

Le chapitre 1 décrit en bref l'historique et l'objet du projet d'extension de la centrale de Niamey II ainsi que l'organisation de la mission d'étude et son itinéraire au Niger, et donne avec commentaires les conclusions obtenues à partir des études menées au Japon et les recommandations pour la phase de l'exécution du projet.

Le chapitre 2 décrit sommairement le milieu naturel et économique du Niger et en particulier la position de la ville de Niamey qui constitue un arrière-plan du projet.

Les chapitres 3 et 4 montrent l'organigramme de la Société Nigérienne d'Electricité (NIGELEC), l'état actuel de son système production-transport qui n'est équipé que de 26,0 MW en puissance installée et de 22,5 MW en puissance garantie, la prévision des besoins en électricité dans la région de Niamey pour les années 1981-1987 au terme desquelles la pointe appelée atteindra quelque 59,0 MW ainsi que l'ampleur des puissances à développer nouvellement totalisant environ 46,0 MW jusqu'en 1987 et le calendrier de ce développement.

Le chapitre 5 essaie une comparaison économique entre la turbine à gaz et le groupe diesel pour déterminer le type de production du nouveau groupe, et décrit les raisons de choix pour la turbine à gaz.

Le chapitre 6 effectue les analyses des réseaux de transport et de distribution pour les années postérieures à l'implantation du nouveau groupe. Ces analyses portent sur le réglage de tensions, la stabilité transitoire et la capacité de court-circuit.

Le chapitre 7 décrit l'étude de base de la turbine à gaz dont l'implantation en 1981 a été justifiée dans le chapitre 5. La puissance de cette turbine à gaz doit être supérieure à 15,0 MW ISO, soit 12,0 MW à la température maximale d'air ambiant de 45°C au site.

Les chapitres 8 et 9 montrent respectivement le calendrier de l'implantation de la turbine à gaz ainsi que les coûts totaux d'aménagements estimés à environ 1,6 milliards de Yen.

Dans la phase de l'exécution des travaux il existe un problème auquel on doit faire attention, c'est-à-dire:

Les tuyauteries d'huile (le tuyau d'alimentation et le tuyau de retour) de la turbine à gaz doivent être connectées avec la vanne et la collerette à être mises en place par la NIGELEC à la sortie du réservoir d'huile existant. La mise en place de ces vanne et collerette ne peut se faire qu'après le vidange du réservoir. En conséquence, avant le démarrage du montage il faut entretenir avec la NIGELEC afin qu'elle puisse vider le réservoir et terminer les travaux requis au temps opportun.

CHAPITRE 1 GENERALITES

1.1 ARRIERE-PLAN ET L'HISTORIQUE DU PROJET

1.2 OBJET ET LIMITES DES ETUDES

1.3 MEMBRES DE LA MISSION D'ETUDE

1.4 ITINERAIRE DE LA MISSION

1.5 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

CHAPITRE 1 GENERALITES

1.1 ARRIERE-PLAN ET L'HISTORIQUE DU PROJET

En République du Niger, plus de 70% de la production nationale d'électricité sont consommés dans la ville de Niamey, capitale du pays, et ses environs. Dans cette région, les besoins en électricité de ces dernières années ont augmenté rapidement, se traduisant par une puissance maximum appelée de 27,0 MW en mai 1980 par rapport à la pointe appelée de 22,0 MW de l'année précédente. Toutefois, le parc de production de la Société Nigérienne d'Electricité (NIGELEC) n'est équipé actuellement que d'une puissance totale installée de 26,0 MW, soit d'une puissance garantie de l'ordre de 22,5 MW déduction faite d'une réserve de 3,5 MW.

Depuis octobre 1976, la ville de Niamey, interconnectée avec le poste d'interconnexion de Birnin Kebbi au Nigéria par une ligne 132 kV à simple terre, est alimentée en électricité à partir du barrage de Kaindji au Nigéria. Cependant, pour assurer la stabilité de fourniture en électricité le parc de production national doit avoir toujours une puissance supérieure à la pointe appelée, ce qui est souligné surtout du point de vue de "l'indépendance énergétique nationale" dans le Plan Quinquennal pour les années 1979-83.

La NIGELEC a mis en service en avril 1980 une turbine à gaz de 11,0 MW (GT-35), mais les situations l'obligent à renforcer successivement son parc de production par l'installation d'un nouveau groupe.

Vu ces situations, le Gouvernement du Niger a transmis au Gouvernement du Japon son souhait de réaliser ce nouveau projet dans le cadre de la coopération financière non-remboursable.

Le Gouvernement du Japon, répondant à cette demande, a chargé l'Agence Japonaise de Coopération Internationale de mener des études nécessaires pour savoir si ce projet est doté d'une caractéristique requise pouvant faire l'objet de ladite coopération. La JICA a demandé en juin 1980 à l'EPDC International, Ltd. d'exécuter des études au Niger et d'établir un rapport de base pour l'implantation du prochain groupe.

La mission d'étude était composée de 6 membres: Monsieur Yasuo TAKANO, chef de la mission, 4 experts de l'EPDC International, Ltd. et un personnel de la JICA.

La mission est arrivée à la ville de Niamey le 25 juin 1980 et, de là jusqu'au 3 juillet, des visites du site d'implantation du prochain groupe et des lignes et postes intéressés ont été effectuées pour la reconnaissance sur le terrain, et des réunions ont été tenues aux ministères, au siège de la NIGELEC et à la centrale de Niamey II pour la collecte des renseignements nécessaires. Des observations de la mission ont été compilées dans un rapport intérimaire qui a été soumis à la NIGELEC le 3 juillet 1980.

1.2 OBJET ET LIMITES DES ETUDES

Le présent rapport consiste essentiellement à éclaircir:

- (a) Pour permettre les autorités compétentes d'en tirer leur conclusion sur l'octroi du concours japonais sans contrepartie,
 - la nécessité de l'implantation du prochain groupe compte tenu d'une balance entre la demande et la fourniture en électricité ainsi que l'ampleur de sa puissance et la date voulue de sa mise en service
 - la comparaison économique entre la turbine à gaz et le groupe diesel comme moyen de production
 - l'effet économique du projet
- (b) Pour matérialiser le projet lui-même,
 - l'étude de base pour l'implantation
 - les incidences sur les réseaux de transport et de distribution
 - le calendrier-programme de construction
 - l'estimation des coûts totaux de construction

1.3 MEMBRES DE LA MISSION D'ETUDE

La mission d'étude était formée par six personnes suivantes:

M. Yasuo TAKANO	Chef de la mission (Note)
M. Tsturo KOBAYASHI	EPDC International, Ltd. Economiste
M. Yoshio ISODA	EPDC International, Ltd. Ingénieur électricien
M. Yuzo TOKI	EPDC International, Ltd. Ingénieur mécanicien
M. Takumi MIYAKO	EPDC International, Ltd. Ingénieur électricien
M. Yuji KASHIHARA	JICA, Coordonnateur

Note: Directeur Suppléant à la 2ème Division de la Coopération Economique, Direction Générale de la Coopération Economique, Ministère des Affaires Etrangères.

1.4 ITINERAIRE DE LA MISSION

Mois de juin

Mercredi 25

Matinée:

Visite de courtoisie au Directeur de Protocole p.i.

Après-midi:

Visite au Directeur Général Adjoint de la NIGELEC

1.5 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

1.5.1 Conclusions

(1) Prévision des besoins en électricité

Maintenant, au Niger le Plan Quinquennal est en cours ayant pour but de réaliser un taux de croissance annuel moyen de 9.5% du produit intérieur brut pour les années 1979–1983 par la modernisation de l'agriculture et de l'élevage, l'augmentation des productions minières et industrielles et l'assurance de l'auto-suffisance alimentaire, avec les efforts d'investissements de 1.330 milliards de F.CFA.

Avec le développement économique rétrospectif et en cours, la consommation d'électricité dans la région de Niamey a augmenté au taux de croissance annuel moyen de 11% pour la période de 1970 à 1977, et la puissance maximum appelée est passée de 16,8 MW en 1978 à 22,0 MW en 1979 et à 27,0 MW au mois de mai 1980.

La prévision du développement économique programmé dans le Plan Quinquennal laisse prévoir que la consommation d'électricité augmenterait au taux de croissance annuel moyen de 12,6% pour un moyen terme de 1981 à 1987 et que la puissance maximum appelée passerait de 27,0 MW en 1980 à 59,0 MW en 1987, soit 2,2 fois du niveau actuel. Les prévisions de la consommation d'électricité et de la pointe appelée annuelle sont comme suit:

Année	Consommation (GWh)	Pointe appelée (MW)
1981	107,6	30,0
1982	121,2	34,0
1983	136,5	38,0
1984	153,7	43,0
1985	173,0	48,0
1986	194,8	53,0
1987	219,0	57,0

(2) Puissance garantie des centrales de Niamey I et Niamey II

Le parc de production de la NIGELEC à Niamey est formé par deux centrales de Niamey I et Niamey II dont la puissance totale se chiffre à 25,8 MW en régime de l'exploitation normale et à 27,0 MW en régime de l'exploitation en pointe. Toutefois, du fait que la puissance de la turbine à gaz descend en fonction de la hausse de la température d'air, la puissance totale de ces deux centrales se situe à environ 26,0 MW durant la saison la plus chaude où la température d'air atteint quelquefois 45°C et où a lieu normalement la pointe appelée annuelle. Il est à noter d'ailleurs que cette puissance elle-même n'est pas toujours disponible comme puissance garantie.

Il y a deux points à retenir pour établir un programme d'équipement en moyens de production, l'un se rapportant au déclassement des groupes vieillissants et l'autre concernant la marge de sécurité. Parmi les groupes existants, deux groupes diesel de la centrale de Niamey I et également deux groupes diesel de la centrale de Niamey II devraient être déclassés jusqu'en 1978 en raison de leur dégradation. D'autre part, pour assurer la fourniture stable en électricité il faut réserver quelque puissance comme marge de sécurité compte tenu des visites périodiques du matériel et des accidents éventuels. La répartition des puissance par catégorie que l'on voit dans le parc de production actuel conduit à réserver comme marge de sécurité un groupe diesel de 3,5 MW de la centrale de Niamey II.

C'est ainsi que pour les années 1981-1987 la puissance totale garantie du parc de production actuel qui tient compte du déclassement des groupes et de la marge de sécurité suivra une dégression suivante:

Année	Puissance actuelle (MW)	Déclassement (MW)	Marge de sécurité (MW)	Puissance garantie disponible (MW)
1981	26,0	-2,0	-3,5	20,5
1982	26,0		-3,5	20,5
1983	26,0		-3,5	20,5
1984	26,0	-3,5	-3,5	17,0
1985	26,0		-3,5	17,0
1986	26,0	-3,5	-3,5	13,5
1987	26,0		-3,5	13,5

(3) Energie importée

Pour couvrir l'insuffisance de la productivité des centrales du pays, le Niger a signé avec le Nigéria un contrat qui lui garantit un approvisionnement de 30 MW en électricité à partir du barrage de Kaindji, au Nigéria jusqu'en 1996. Depuis octobre 1976, l'énergie est trasiée à Niamey par la ligne 132 kV Birnin Kebbi-Niamey.

Toutefois, cette ligne n'est pas dotée d'une haute fiabilité en raison de sa longueur très importante (264 km sur le territoire nigérien) et de son câblage à simple terre. En effet, on voit quelquefois la panne électrique à cause de la défaillance de cette ligne.

De toute façon, du point de vue de la sécurité énergétique et de la stabilité de la fourniture en électricité il est dangereux de s'appuyer trop sur l'interconnexion internationale. L'attitude normale est de s'attendre à ses contributions seulement pour secours et pour complément d'électricité au moyen de l'échange saisonnier.

Donc, il est absolument nécessaire de s'équiper d'une puissance suffisante pour faire face à la puissance maximum appelée, en dépit d'une possibilité de l'importation en électricité jusqu'à concurrence de 30 MW.

(4) Puissances à développer

La confrontation des pointes appelées avec les puissances garanties disponibles pour les années 1981–1987 montre la nécessité d'un développement de 5,5 MW au moins jusqu'à la fin de cette période.

Année	Pointe appelée annuelle (MW)	Puissance garantie du parc existant (MW)	Déficit en puissance (MW)
1981	30,0	20,5	9,5
1982	34,0	20,5	13,5
1983	38,0	20,5	17,5
1984	43,0	17,0	26,0
1985	48,0	17,0	31,0
1986	53,0	13,5	39,5
1987	59,0	13,5	45,5

Les dépouillements globaux qui tiennent compte de la dimension du système et des aspects économiques conduisent à adopter une solution qui consiste à installer 4 groupes d'une taille unitaire d'environ 12,0 MW chacun (dans le cas de la turbine à gaz, c'est une puissance ISO de 15,0 MW). Le calendrier de leur mise en service est le suivant:

- 12,0 MW de renforcement N°1 Vers la fin septembre 1981
- 12,0 MW de renforcement N°2 Vers la fin avril 1982
- 12,0 MW de renforcement N°3 Vers la fin septembre 1984
- 12,0 MW de renforcement N°4 Vers la fin avril 1986

(5) Comparaison économique entre la turbine à gaz et le groupe diesel

Comme moyens de production qui peuvent répondre au renforcement voulu ci-dessus, on peut considérer la turbine à gaz et le groupe diesel. Dans les conditions économiques au Niger, pour une durée d'exploitation annuelle inférieure à 1.140 heures il vaut mieux d'installer la turbine à gaz que de construire le groupe diesel, mais pour une durée d'exploitation supérieure à cette limite économique la construction du groupe diesel est justifiée.

La forme présumée de la courbe de durée des puissances appelées à Niamey conduit à organiser la solution de renforcement ci-dessus par une unité de turbine à gaz et 3 groupes diesel. D'ailleurs, le calcul effectué en se basant sur la répartition des puissances par catégorie du parc de production actuel constate qu'il convient d'installer d'abord un groupe diesel en 1981 et puis une unité de turbine à gaz en 1982. Toutefois, on arrive à la conclusion qu'il vaut mieux d'installer d'abord la turbine à gaz compte tenu des circonstances suivantes:

- (a) Pour l'amélioration de la situation énergétique du pays le premier groupe de renforcement doit être installé dans le plus bref délai. La durée de construction de la turbine à gaz est plus courte que celle du groupe diesel.

(b) Au point de vue de l'exploitation du réseau, il est souhaitable de raccorder le premier groupe de renforcement au jeu de barre 15 kV (20 kV) de la centrale de Niamey II. Toutefois, la superficie du terrain réservé et des ouvrages de la centrale ne permettent pas l'installation du groupe diesel, quoiqu'il soit possible d'y installer la turbine à gaz.

(c) Avec moindre coût la turbine à gaz peut faire face aux situations énergétiques actuelles.

(6) Analyse du réseau

Les analyses du réseau portant sur l'écoulement du courant, la stabilité transitoire et la capacité de court-circuit ont abouti aux conclusions suivantes:

(a) Des fluctuations de tension seront limitées dans une plage de $\pm 10\%$ de la tension nominale, ce qui ne soulève pas de problème car les commutateurs de réglage existants ont une plage de variation de $\pm 15\%$.

(b) Même en cas de défauts triphasés survenus à un feeder du côté secondaire de jeu de barre 15 kV, le réseau est stable.

(c) Après l'implantation de la turbine à gaz de 12 MW (puissance installée de 15,0 MW ISO), la capacité de court-circuit sera de 210 MVA par rapport à la capacité du disjoncteur existant de 250 MVA. Ceci veut dire le renforcement du disjoncteur existant n'est pas nécessaire. Toutefois, l'installation d'un autre groupe supplémentaire de 12,0 MW conduit à une capacité de court-circuit de 265 MVA, ce qui signifie la nécessité de remplacement du disjoncteur existant par un autre disjoncteur plus puissant.

(7) Durée de construction

L'implantation de la turbine à gaz nécessiterait une durée de 10 mois et demi au moins après la commande. D'autre part, on enregistre deux pointes appelées annuelles, l'une en mai et l'autre en octobre. Pour cela, si l'on veut mettre en service le premier groupe de renforcement avant la pointe appelée d'octobre 1981, la commande du matériel doit être effectuée au plus tard jusqu'en mi-novembre 1980.

La durée de construction de 10 mois et demi est divisée comme suit:

- Fabrication du matériel 4 mois
- Transport maritime et
terrestre 2 mois et demi
- Montage et essai 4 mois

(8) Coûts totaux de construction

Il est souhaitable que la turbine à gaz considérée puisse produire une puissance supérieure à 12,0 MW à la température de 45°C. Ceci nécessite une puissance installée d'au moins 15,0 MW ISO. Toutefois, même si la turbine est d'une puissance légèrement inférieure à ce niveau, elle

pourrait être adoptée quand même.

Pour une turbine à gaz de puissance installée de 15 MW, on pourrait estimer les coûts directs de construction à environ 1.520.000 milliers de Yen et les coûts totaux de construction (y compris les frais d'ingénierie) à environ 1.600.000 milliers de Yen.

(9) Considération sur le projet en se rapportant à la coopération financière non-remboursable

L'insuffisance des moyens financiers nationaux vis-à-vis des multiples besoins qu'impliquent les opérations de développement économique a nécessité et nécessite encore les aides financières extérieures. Pour la période quinquennale de 1979 à 1983, on doit faire appel aux concours extérieurs pour 36% du montant total des besoins financiers de 632,8 milliards de F.CFA. De 1974 à 1978 le concours extérieur effectué se chiffre à 145 milliards de F.CFA dont 35% de prêts et 65% de subventions, dons et assimilés.

Le Japon a participé également à la coopération en octroyant des camions, des camions-plateformes, des tracteurs, etc. Et ces matériels ont été et sont encore bien appréciés pour leur qualité. Ceci se relie à la demande du Gouvernement du Niger auprès du Gouvernement du Japon d'étendre sa coopération à ce projet d'extension de la centrale de Niamey II.

Ce projet implique la construction du matériel et l'ingénierie. Il est tout probable que ce concours se relie dans les années à venir au développement de la coopération technique entre les deux pays. L'effet de la coopération serait donc assez grand.

1.5.2 Recommandations

Si l'exécution du projet d'extension de la centrale de Niamey II au moyen de la 2ème tranche de turbine à gaz était décidée, les recommandations de la mission d'étude seraient les suivantes:

(1) Sondages supplémentaires pour la fondation

En ce qui concerne les caractéristiques du terrain, quelques informations ont été obtenues à partir de deux sondages au pénétromètre dynamique exécutés aux fonds de deux puits de reconnaissance. Toutefois, comme ces données ne sont pas encore suffisantes, le constructeur doit exécuter des sondages supplémentaires avant de procéder aux études détaillées.

(2) Travaux à être exécutés par la NIGELEC

Il est entendu que le circuit d'huile exécuté par le constructeur est le tronçon qui s'installe à partir de la vanne à être mise en place à la sortie du réservoir de gas-oil jusqu'à la collerette à être mise en place sur le tuyau d'huile de retour. Comme la mise en place de vanne et collerette ne peut se faire qu'après le vidange du réservoir, il est recommandé à la NIGELEC d'effectuer

ces opérations durant la saison creuse de décembre-janvier-février de façon qu'elles se terminent avant le démarrage des travaux de constructeur.

Etant donné que le terrain proposé pour l'implantation de la turbine à gaz est laissé non-rembloyé pour la moitié, il est également recommandé à la NIGELEC de terminer son terrassement avant le démarrage des travaux de constructeur.

CHAPITRE 2 MILIEU NATUREL ET ECONOMIQUE

2.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE

2.2 CLIMAT

2.3 POPULATION

2.4 ECONOMIE NATIONALE

2.5 SITUATION FINANCIERE ET AIDE EXTERIEURE

CHAPITRE 2 MILIEU NATUREL ET ECONOMIQUE

2.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE

La République du Niger dont la superficie est de 126,7 km² s'inscrit entre le 0° et le 16° de longitude Est et le 11,5° et le 23,5° de latitude Nord. Elle est limitée au nord par l'Algérie, au nord-est par la Libye, à l'est par le Tchad, au sud par le Nigéria, au sud-ouest par le Bénin et la Haute-Volta et au nord-ouest par le Mali. C'est un pays de vastes plaines qui comporte le massif de l'Aïr au centre, le bassin du Tchad au sud-est et le bassin du Niger au sud-ouest. Le mont Greboun de l'Aïr atteint la cote supérieure à 2.000 mètres.

Le nord-est du pays qui s'étend entre le massif de l'Aïr et le bassin du Tchad ainsi que les plaines étendues à l'ouest du massif de l'Aïr sont constitués de dunes sauvages faisant partie du Sahara.

L'est du pays est formé de steppes où sont éparpillées de troupes de bétail et de nomades.

Le sud qui s'étend depuis le lac Tchad jusqu'aux environs de Niamey est la savane. Cette zone n'est pas tellement fertile mais elle constitue le grenier du pays où se concentrent à peu près 90% de la population.

Suite aux fleuves de Nil et Zaïre, le fleuve Niger qui traverse le sud-ouest du pays est le 3ème plus grand fleuve de l'Afrique. Sur son cours supérieur à environ 100 km en amont de Tillabéry on trouve le site proposé du barrage de Kandadji dont la réalisation est prévue pour l'horizon 1988-89. Il est admis que l'implantation de ce barrage est absolument nécessaire pour le développement agricole et l'indépendance énergétique.

2.2 CLIMAT

Par la ligne qui divise le pays en deux zones du nord et sud à partir de Nguigui à la frontière du Tchad jusqu'au Mali passant par Tanou et Tahoua, le climat saharien du nord s'oppose au climat de Sahel du sud.

Dans le nord il fait sec avec les précipitations annuelles moyennes de moins de 100 mm. Les températures annuelles moyennes sont de 36°C au maximum et de 18°C au minimum.

Dans le sud qui comprend les principales villes de Niamey, Dosso, Maradi et Zinder il y a deux saisons contrastées, l'une saison sèche qui dure 8 mois d'octobre à mai, et l'autre saison humide qui dure 4 mois de juin à septembre.

En saison sèche, le pays est entièrement sous l'influence de la mousson saharienne provenant du nord-est à l'est qui baisse la température d'air. Les précipitations annuelles sont de l'ordre de 600 mm dont la plus grande partie a lieu en août. Les précipitations en août atteignent plus de 200 mm.

Les deux pointes de température ont lieu en avril et en octobre où la température maximum s'élève à 45°C (température maximale moyenne des années 1961-1970 est de 40,9°C). La température moyenne statistique est de l'ordre de 29°C.

La pression atmosphérique varie entre 981 et 985 mbar au cours de l'année. La moyenne statistique est de l'ordre de 984 mbar.

Les humidités relatives sont de 93% au maximum et de 60% en moyenne.

2.3 POPULATION

D'après le recensement général effectué à la fin de l'année 1977, la population du Niger se chiffre à 5.099 milliers d'habitants, par rapport à la population de 3.240 milliers d'habitants en 1960. Ceci se traduit par un taux annuel de croissance de 2,7%. Il est à souligner toutefois que cette croissance, qui se situait au début des années 1960 autour de 2,6% par an, s'est accélérée au cours de ces dernières années pour s'approcher de 2,74 à 2,77%. En conséquence, dans le Plan Quinquennal un taux annuel de croissance de 2,77% a été retenu pour estimer la population à l'horizon 1983.

Il est à noter d'ailleurs que de 1960 à 1977 la forte croissance de la ville de Niamey et des 4 autres principaux centres de Maradi, Agadez, Zinder et Tahoua a fait passer le poids démographique de ces 5 centres de 3,2 à 7,5% de la population totale, avec un taux annuel de croissance de 11% pour Niamey, de 5,9% pour les 4 autres, par rapport à 3,7% pour les 15 autres centres les plus importants et à 2,4% pour le reste (population rurale).

En se basant sur les données du Plan Quinquennal une projection de la population par département sur les années 1977-83 peut être récapitulée dans le Tableau 2-1.

Tableau 2-1 PROJECTION DEMOGRAPHIQUE PAR DEPARTEMENT

Département	1977		1983		Croissance annuelle moyenne (%)
	Population (1000)	Part relative (%)	Population (1000)	Part relative (%)	
Vallée du Niger:					
Niamey	1.172	23,0	1.423	23,4	3,3
(Ville de Niamey)	(255)	(5)	(399)	(6,6)	(10)
Dosso	693	13,6	799	13,4	2,4
Sous-total	1.865	36,6	2.222	36,8	
Autres régions:					
Tahoua	994	19,5	1.126	18,8	2,1
Maradi	944	18,5	1.118	18,7	2,9
Zinder	1.004	19,7	1.178	19,7	2,7
Diffa	167	3,3	186	3,1	1,8
Agadez	125	2,4	177	2,9	6,0
Sous-total	3.234	63,4	3.785	63,2	
Ensemble	5.099	100,0	6.007	100,7	2,77

2.4 ECONOMIE NATIONALE

Pour la période de 1974 à 1978 le taux de croissance annuel du produit intérieur brut (P.I.B.) à prix constants était de 7,7%. Le P.I.B. à prix courants de 1978 était de 380,0 milliards de F.CFA (429,4 milliards de Yen), soit 74.500 F.CFA (84.200 Yen) par habitant.

2.4.1 Industries et ressources minières

(1) Agriculture et Elevage

L'agriculture et l'élevage constituent la base de l'économie nationale. Leur part relative dans le P.I.B. était de 47,1% en 1977. La production agricole est consistée en mil et sorgho, riz, arachide, manioc, canne à sucre, coton et oignon. L'arachide et le bétail sont les principaux produits exportateurs. Etant donné que l'agriculture et l'élevage dépendent entièrement des conditions naturelles en particulier de la chute des pluies, ils subissaient des dommages formidables durant les sécheresses de 1969 à 1973.

(2) Mines

Au Niger, l'exploitation minière surtout l'extraction du minerai d'uranium, de phosphate et de carbon occupe une place de choix dans le contexte économique.

(a) Uranium

Il est dit que les réserves en uranium du Niger occupent la 4ème place au monde. Ceci veut dire que ce minerai noble est présentement, et restera encore pour longtemps, la principale richesse du pays. L'entrée en production de croisière des unités industrielles permet d'entrevoir une évolution rapide de l'économie nationale. Les principaux gisements se trouvent dans les trois zones suivantes: Arlit, Imouraren et Abkorum-Azelik, dans le département d'Agadez.

• Gisements en exploitation:

- | | |
|--------------------|-------------------------|
| – Arlit (SOM AIR) | Mise en service en 1971 |
| – Akouta (COMINAK) | Mise en service en 1978 |

• Gisements prévus pour l'exploitation prochaine:

- Tassa N'Taghalgue (SMJT)
- Imouraren
- Abkorum-Azelik

(b) Charbon

En 1964 le gisement a été découvert à Anou Araren à 50 km au nord-ouest d'Agadez. Les réserves prouvées et probables sont de l'ordre de 63 millions de tonnes avec en plus 3 millions de tonnes de réserves possibles. Le pouvoir calorifique n'est que de 3.600 kcal/kg. Mais ce charbon sera exploité pour alimenter la centrale thermique de la SONICHAR dont la mise en service est prévue pour 1981.

(c) Phosphate

Les gisements de phosphate ont été trouvés dans les deux régions suivantes. Leur exploitation industrielle est prévue pour un proche avenir.

• **Gisement dans le parc du W:**

Ce gisement se trouve à 150 km au sud de Niamey, à l'intérieur du parc national du W. Les réserves exploitables sont estimées à 250 millions de tonnes.

• **Gisement dans la région de Tahoua:**

Le gisement est situé à An Akker à 60 km au nord-ouest de Tahoua. Toutefois, les réserves n'ont pas été précisées jusqu'à présent.

(d) Hydrocarbures

En 1975 les recherches pétrolières ont abouti à un forage positif à Tin Touma à quelques 200 km au nord-ouest de N'Guigmi. Depuis lors, des études sismiques et des forages supplémentaires sont en cours pour avoir une idée précise sur l'existence dans le pays d'une quantité commercialement exploitable.

(e) Fer

Dans la région de Say il existe des gisements importants de minerai de fer, estimés à 650 millions de tonnes. Toutefois, leur exploitation est pénalisée en raison de leur éloignement de la mer.

(3) Ressources hydrauliques

Le fleuve du Niger n'est pas encore mis en valeur. Toutefois, une fois le barrage de Kandadji construit, les ressources hydrauliques de ce fleuve pourront contribuer beaucoup au développement économique du pays par la production d'électricité et par la création de vastes terrains irrigables.

2.4.2 Balance des paiements

De 1973 à 1978, le solde global de la balance des paiements était légèrement positif, et il est devenu fortement positif en 1976 et en 1977, pour devenir encore négatif en 1978. L'évolution par secteur est comme suit:

- (a)** La balance des biens et services est toujours négative en raison de l'accroissement régulier des importations des biens d'équipement. L'augmentation des exportations d'uranium n'est pas, et ne sera pas pour longtemps, en mesure de compenser la forte demande d'équipements du pays. Le solde déficitaire des services s'explique par le poids élevé du fret et des assurances.
- (b)** Le solde positif des transferts sans contrepartie (la majorité est l'aide extérieure) ne peut compenser le déficit de la balance des biens et services.

Le fort déficit de la balance des paiements courants est très largement compensé par le solde positif des capitaux des secteurs non monétaires tels que les investissements étrangers et certaines aides extérieures sous forme de prêts. L'évolution de la balance des paiements est présentée dans le Tableau 2-2.

Tableau 2-2 EVOLUTION DE LA BALANCE DES PAIEMENTS

Désignation	(Millions de F.CFA)			
	1975	1976	1977	1978
Biens et services	-15.484	-26.828	-27.000	-36.000
– Marchandises	(-11.448)	(-19.473)	(-16.500)	(-27.000)
– Services	(- 4.036)	(- 7.355)	(-10.500)	(- 9.000)
Transfers sans contrepartie	+13.664	+21.707	+16.000	+15.250
– Privés	(- 3.510)	(- 3.930)	(- 5.000)	(- 6.000)
– Gouvernementaux	(+17.174)	(+25.637)	(+21.000)	(+21.200)
Balance des paiements courants	- 1.820	- 5.121	-11.000	-20.800
Capitaux des secteurs non monétaires	+ 7.291	+ 9.324	+16.000	+18.000
– Privés	(+ 3.540)	(+ 7.174)	(+12.000)	(+13.000)
– Publics	(+ 3.751)	(+ 2.150)	(+ 4.000)	(+ 5.000)
Erreurs et omissions	- 5.214	+ 3.252		
Solde global	+ 257	+ 7.450	+ 5.000	- 2.800

2.4.3 Objectifs du Plan Quinquennal 1979–1983

La République du Niger, en se basant sur ses ressources et l'état actuel de son économie, a mis en vigueur en 1979 le Plan Quinquennal du Développement Economique et Social (1979–1983). Son schéma global peut s'exprimer par la modernisation de l'agriculture et de l'élevage, l'accélération des productions minières et industrielles et l'assurance de l'auto-suffisance alimentaire pour aboutir à un taux de croissance de 9,5% en moyenne par an du produit intérieur brut. Le budget requis est estimé à 632,8 milliards de F.CFA (715 milliards de Yen).

Le taux de progression économique par secteur ainsi que la contribution de chaque secteur à la croissance du produit intérieur brut en 1978 et en 1983 figurent dans le Tableau 2-3.

**Tableau 2-3 CONTRIBUTION ET CROISSANCE PAR SECTEUR
POUR LA FORMATION DU P.I.B.**

Branches d'activité	P.I.B. (10 ⁹ F.CFA)		Taux de croissance annuel (%)
	1978	1983	
• Agriculture, élevage, forêts et pêche	170,9	200,8	3,3
• Mines et carrières	43,6	96,1	17,0
• Industrie et électricité	5,4	19,4	29,1
• Artisanat	20,4	24,3	3,6
• Bâtiments et travaux publics	16,7	54,4	26,6
• Commerce	45,2	63,2	6,9
• Transport et télécommunication	14,8	31,2	16,1
• Services	25,7	37,1	7,6
• Administrations	21,8	40,3	13,1
• Droits et taxes à l'importation	15,5	31,2	15,0
Total P.I.B.	380,0	598,0	9,5

Note : Prix constants 1978

2.5 SITUATION FINANCIERE ET AIDE EXTERIEURE

L'insuffisance des moyens financiers nationaux face aux multiples besoins qu'impliquent les actions de développement a nécessité le concours aux financements extérieurs.

De 1974 à 1978, ce concours effectué se chiffre à 145 milliards de F.CFA (164 milliards de Yen) dont 51 milliards de F.CFA de prêts (35%) et 94 milliards de F.CFA (65%) de subventions, dons et assimilés.

Pour la période quinquennal de 1979 à 1983, le montant cumulé des ressources financières est estimé à 632,8 milliards de F.CFA dont:

- 403,9 milliards Budget général (64%)
- 228,9 milliards Financement extérieur (36%)

La répartition des principaux concours extérieurs reçus par le Niger jusqu'à présent s'établit comme suit:

- Communauté Economique Européenne
- Canada
- République Fédérale Allemande
- Banque mondiale
- France
- Nations-Unies
- Etats-Unis

— Arabie Saoudite

En tant que participant à l'extraction d'uranium dans le massif d'Air, les concours du Japon sont intervenus récemment sous différentes formes afin de contribuer au développement économique du Niger.

CHAPITRE 3 ETAT ACTUEL DE L'ENTREPRISE D'ELECTRICITE

3.1 SOCIETE NIGERIENNE D'ELECTRICITE (NIGELEC)

3.2 SYSTEME DE PRODUCTION-TRANSPORT DE NIAMEY

3.3 EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE

3.4 ABONNES ET LE NIVEAU D'ELECTRIFICATION

CHAPITRE 3 ETAT ACTUEL DE L'ENTREPRISE D'ELECTRICITE

3.1 SOCIETE NIGERIEENNE D'ELECTRICITE (NIGELEC)

3.1.1 Historique

La Société Nigérienne d'Electricité (NIGELEC) est une des nombreuses sociétés d'économie mixte créées par le Gouvernement depuis 1961. Son capital se chiffre à 2.300 millions de F.CFA dont 2.177 millions de F.CFA sont placés par le Gouvernement et le reste par neuf organisations publiques. Elle est un établissement public à caractère commercial et industriel, dotée de la personnalité civile et de l'autonomie financière et qui est chargée de la production, du transport, de la distribution et de l'importation de l'énergie électrique. Il est à noter d'ailleurs qu'elle est chargée également de la distribution d'eau comme activité secondaire.

Depuis sa création la progression des activités de la NIGELEC est vraiment remarquable, c'est-à-dire au cours de 10 dernières années de 1970 à 1979/1980 la NIGELEC a triplé la puissance totale installée des centrales et multiplié par 3,3 la quantité d'énergie livrée au réseau.

3.1.2 Zones desservies

Au point de vue de la distribution d'électricité le territoire est divisé en huit zones desservies de Niamey, Tahoua, Agadez, Zinder, Maradi, Dosso et Konni parmi lesquelles la zone de Niamey occupe plus de 70% de la consommation nationale. En 1978 la consommation à Niamey était de 66,1 GWh par rapport à 88,8 GWh de la consommation nationale, soit une part relative de 74% de la totalité. Chaque zone desservie a un centre de district dit "Exploitation" de la NIGELEC.

Comme autoproducteur, il existe maintenant deux entreprises de SOMAIR et COMINAK. Ces sociétés d'exploitation d'uranium produisent leur propre électricité, et en vendent une partie à la NIGELEC pour l'alimentation des villes d'Arlit et Akouta. En outre, la construction d'une centrale à vapeur de la SONICHAR est en cours pour alimenter en électricité les mines d'uranium ainsi que la ville d'Agadez. Pour cela, on exploitera une mine de charbon pour alimenter deux groupes de 16 MW chacun dont la première tranche sera mis en service en 1981. Après l'achèvement de cette centrale la production totale autonome sera presque comparable à la livraison totale au réseau par la NIGELEC.

3.1.3 Organisation

Comme toute autre société d'économie mixte, la NIGELEC est sous la direction de son Conseil d'Administration et contrôlée par le Ministère des Affaires Economiques, du Commerce et l'Industrie.

Le siège de la NIGELEC comprend cinq services de Production-Transport, Equipement-Distribution, Administration, Comptabilité et C.M.E.E., et le Directeur Général Adjoint constitue le poste suprême.

L'exploitation et l'entretien des centrales, des postes, des lignes de transport et de distribution ainsi que la vente d'électricité s'effectuent par les huit "Exploitations" sous le contrôle des

services en charge du siège social.

L'effectif est passé de 638 agents en 1978 à 875 agents en 1980, se répartissant en:

– Cadres administratifs et ingénieurs	10
– Techniciens supérieurs	65
– Techniciens	142
– Ouvriers qualifiés	291
– Ouvriers spécialisés	363
Total :	871

L'évolution de la consommation d'électricité et de la puissance installée des centrales sur les 10 dernières années ainsi que l'organigramme général de la NIGELEC figurent respectivement dans le Tableau 3-1 et le Graphique 3-1.

Tableau 3-1 EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE ET DE LA PUISSANCE INSTALLEE (1970-1980)

Année	Consommation d'électricité (GWh)				Puissance installée (MW)		
	Niamey (A)	Autres (B)	Ensemble	(A/B) (%)	Niamey	Autres	Ensemble
1970	29,3	4,4	33,7	87	10,4	2,6	13,0
1971	32,1	4,7	36,8	87	10,4		
1972	37,3	5,7	43,0	87	13,6		
1973	42,4	6,7	49,1	86	13,6		
1974	44,0	7,2	51,2	86	13,6		
1975	46,6	8,1	54,7	85	16,8		
1976	53,9	15,0	68,9	78	16,8		
1977	63,8	19,9	83,7	76	16,8		
1978	66,1	22,7	88,8	74	16,8	9,4	26,2
1979	–	–	–	–	16,8	9,7	26,5
1980	–	–	–	–	27,0	12,2	39,2

Source : Les chiffres de la consommation sont tirés de :

- Plan Quinquennal pour les années 1970-76
- Rapport Annuel de la NIGELEC (1978) pour les années 1977-78

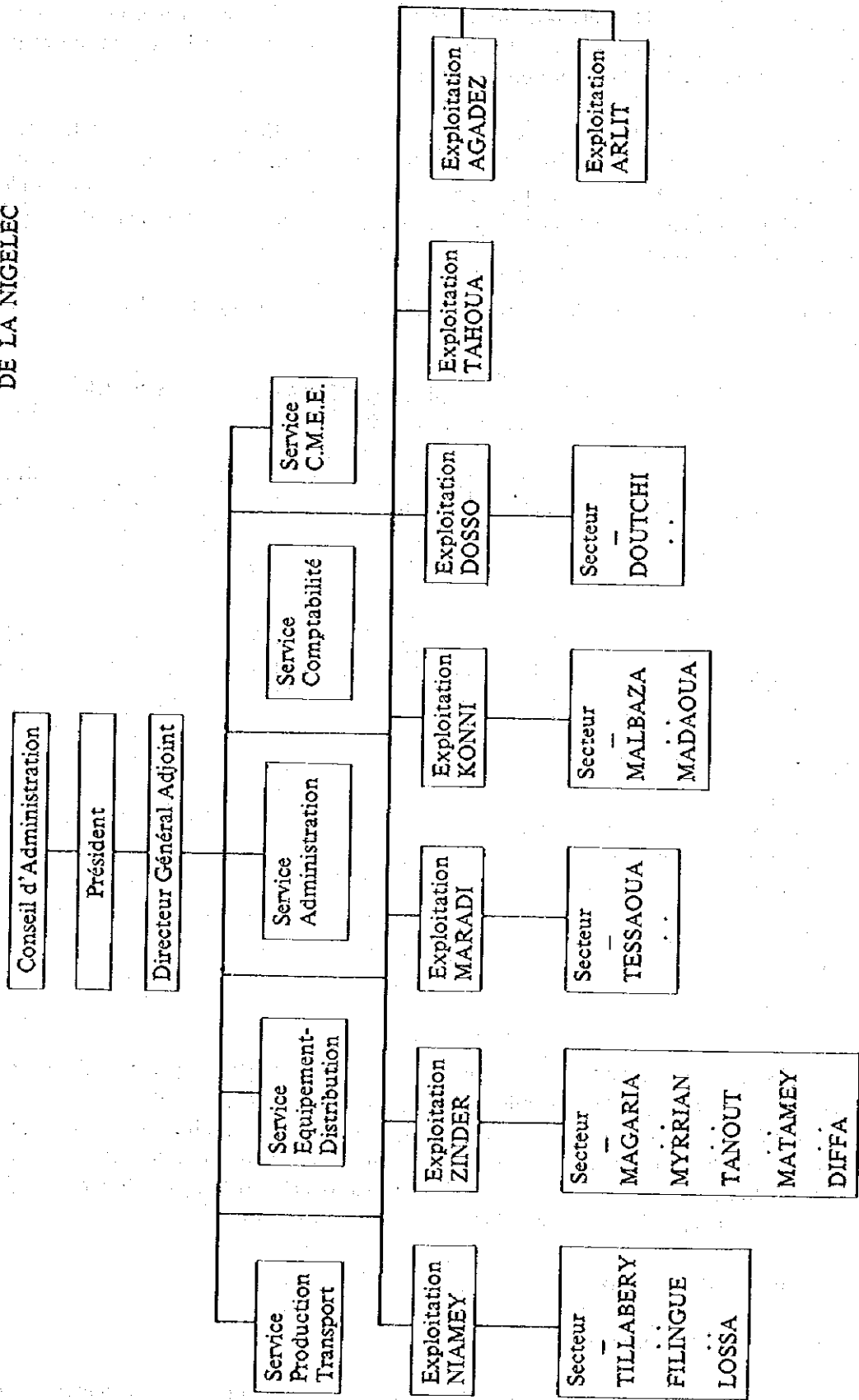
3.2 SYSTEME DE PRODUCTION-TRANSPORT DE NIAMEY

3.2.1 Parc de production

Dans la ville de Niamey il n'existe que deux centrales thermiques de Niamey I et Niamey II.

La centrale de Niamey I est équipée de 2 groupes diesel de 1,0 MW chacun, totalisant 2 MW. Toutefois, leur mise en service en 1962 laisse supposer qu'ils auraient été arrivés au terme de leur durée de vie économique.

Graphique 3-1 ORGANIGRAMME GENERAL DE LA NIGELEC



La centrale de Niamey II a une puissance totale de 23,8 MW formés par 4 groupes diesel de 3,2 MW chacun et une turbine à gaz de 11,0 MW (ISO). En régime de l'exploitation en pointe, chacun des 4 groupes diesel peut fonctionner à 3,5 MW.

La puissance totale installée des deux centrales est donc de 25,8 MW en exploitation normale et de 27,0 MW en exploitation de pointe. Toutefois, la puissance de la turbine à gaz diminue en fonction de la hausse de la température d'air. C'est ainsi que durant la saison la plus chaude, disons à 45°C où a lieu normalement la pointe appelée, la puissance totale des deux centrales baisse à 26,0 MW environ.

Les caractéristiques générales des centrales de Niamey I et Niamey II sont présentées dans le Tableau 3-2.

Tableau 3-2 CARACTERISTIQUES GENERALES DU PARC DE PRODUCTION A NIAMEY

Centrale	Capacité nominale (MVA)	Puissance installée (MW)	Puissance maximum (MW)	Puissance maximum à 45°C (MW)	Mise en service
Niamey I					
Diesel N°1	1,25	1,0	1,0	1,0	1962
Diesel N°2	1,25	1,0	1,0	1,0	1962
Sous-total	2,50	2,0	2,0	2,0	
Niamey II					
Diesel N°1	4,0	3,2	3,5	3,5	1966
Diesel N°2	4,0	3,2	3,5	3,5	1970
Diesel N°3	4,0	3,2	3,5	3,5	1972
Diesel N°4	4,0	3,2	3,5	3,5	1975
Turbine à gaz	13,75	11,0 (ISO)	11,0 (ISO)	10,0	1980
Sous-total	29,75	23,8	25,0	24,0	
Total	32,25	25,8	27,0	26,0	

Jusqu'en 1975, la ville de Niamey était alimentée uniquement par ces deux centrales. Cependant, l'insuffisance de leur puissance pour faire face à l'augmentation rapide des besoins en énergie a conduit le Niger à signer avec le Nigéria un contrat qui lui garantit un approvisionnement de 30 MW en énergie électrique jusqu'en 1996. Depuis octobre 1976, l'énergie est transitée à Niamey à partir du barrage de Kaindji au Nigéria par la ligne 330 kV Kaindji-Birnin Kebbi, et de là jusqu'à Niamey par la ligne 132 kV à simple terre.

3.2.2 Moyens de transport

(1) Réseau d'interconnexion

Le réseau d'interconnexion de la région de Niamey s'étend actuellement du poste d'interconnexion de Birnin Kebbi au Nigéria à Niamey en passant par la localité de Dosso au niveau de 132 kV, et de Niamey à Tillabéry passant par le poste de Gourel au niveau de 66 kV.

La longueur de la ligne 132 kV est de 264 km dans le territoire nigérien et celle de la ligne 66 kV est de 103 km.

On envisage encore une extension de la ligne au niveau de 66kV entre Niamey et Say pour l'alimentation des stations de pompage et du cité universitaire islamique dont la création est prévue pour un proche avenir.

Les caractéristiques générales de ces moyens de transport figurent dans le Tableau 3-3.

Tableau 3-3 CARACTERISTIQUES GENERALES DES MOYENS DE TRANSPORT

A) Ligne				
Ligne	Tension (kV)	Longueur (km)	Terne	Conducteur
Birnin Kebbi-Niamey	132	264 (Dans le Niger)	1	Al-Ac 37/2,59 mm Wolf
Niamey-Tillabéry	66	103	1	117 mm ² Almelec
B) Poste				
Poste	Nombre de transform.	Capacité (MVA)	Tension (kV)	Capacité de compensation (MVAR)
Niamey	2	40	132/15 (20)	5
	1	10	66/15 (20)	Condenseur
Tillabéry	1	6,3	66/20	10
Goudel	1	10	66/20	
Dosso	1	5	132/20	

(2) Réseau de distribution

Une conception à long terme prévoit que la distribution qui jusqu'à présent a été effectuée au niveau de 15 kV sera remplacée progressivement par une distribution au niveau de 20 kV. Les travaux de remplacement ont déjà démarré partiellement.

3.3 EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE

3.3.1 Consommation

La rétrospective de la consommation d'électricité pour les années 1970-1978 est donnée dans le Plan Quinquennal et dans le rapport annuel (1978) de la NIGELEC.

Pour l'année 1979 des données de la consommation n'ont pas été disponibles. Par conséquent on l'a estimée à 74,1 GWh en se basant sur une quantité d'énergie livrée au réseau de 83,3 GWh en 1979 et sur un taux de perte d'énergie de 12,4% (pertes/conso) en 1978.

Pour l'année 1980, on a estimé la quantité annuelle d'énergie livrée à 107,4 GWh compte tenu d'une quantité cumulée de 43,7 GWh de janvier à mai de la même année ainsi que des quantités mensuelles en 1978. De là une consommation annuelle de 95,6 GWh a été estimée par la méthode précédente.

La consommation d'électricité est passée de 29,3 GWh (15,1 GWh en basse tension et 14,2 GWh en haute tension) en 1970 à 63,8 GWh (33,7 GWh en basse tension et 30,1 GWh en haute tension) en 1977, soit au taux de croissance d'environ 12% en moyenne et par an.

Si la consommation pour l'année 1980 atteint 95,6 GWh comme prévue, le taux de croissance annuel moyen de la consommation sur les 10 dernières années sera de 12,6%.

3.3.2 Energie livrée au réseau

La quantité d'énergie livrée au réseau est passée de 33,4 GWh en 1970 à 83,3 GWh en 1979, soit au taux de croissance annuel moyen de 11%. Si pour l'année 1980 elle atteint 107,4 GWh comme prévue, le taux de croissance annuel moyen de l'énergie livrée sur les 10 dernières années sera de 12,4%.

La confrontation du taux de croissance de la consommation de 12,6% avec le taux de croissance de l'énergie livrée de 12,4% laisse supposer que durant la période ci-dessus l'amélioration des pertes du réseau était presque négligeable.

3.3.3 Puissance maximum appelée

Durant les 2 dernières années la puissance maximum appelée a évolué très rapidement. Elle est passée de 16,8 MW en 1978 à 22,0 MW en 1979 et à 27,0 MW au mois de mai 1980.

Sur les 10 dernières années la pointe appelée est passée de 8,3 MW en 1970 à 27,0 MW en 1980, soit au taux d'augmentation de 12,5% en moyenne et par an.

3.3.4 Variation saisonnière de la demande

Les fortes variations saisonnières de la demande d'électricité sont une caractéristique fondamentale de la structure de consommation au Niger. A Niamey, comme dans les autres villes du pays, on trouve deux pointes annuelles de la demande, l'une en avril-mai-juin et l'autre en octobre. La saison où la demande est la plus faible se situe en trois mois de décembre-janvier-février.

Les variations ci-dessus coïncident avec celles de la température d'air. Ce serait la vulgarisation des climatiseurs qui se reflète sur ces variations.

L'évolution de la consommation et de la fourniture d'électricité ainsi que la courbe de pointe appelée à Niamey sont respectivement montrées dans le Tableau 3-4 et le Graphique 3-2.

**Tableau 3-4 EVOLUTION DE LA CONSOMMATION
D'ELECTRICITE A NIAMEY**

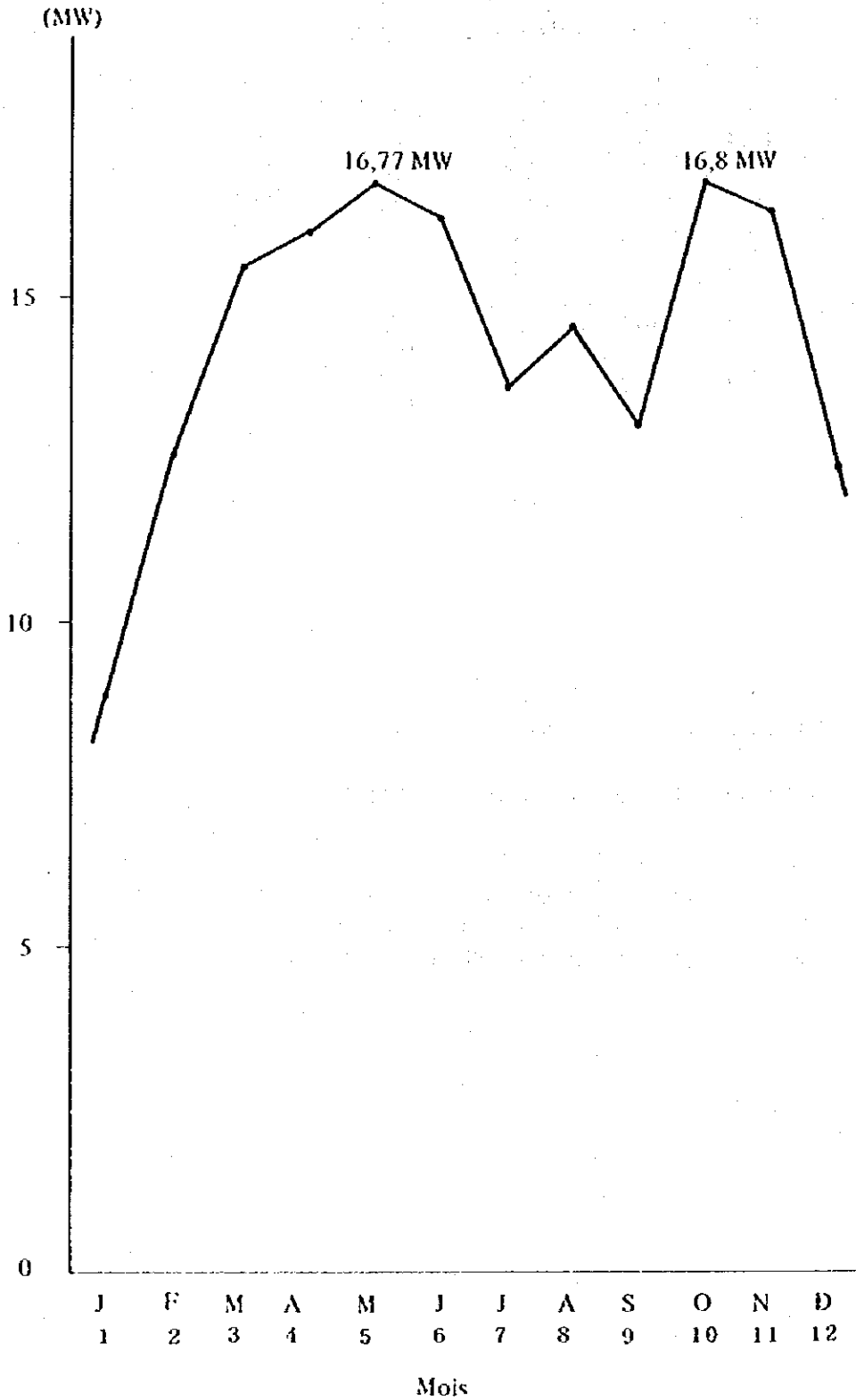
Année	Consommation			Energie livrée (GWh)	Pointe appelée (MW)	Taux de pertes (%)	Taux de charge (%)
	BT (GWh)	HT (GWh)	Total (GWh)				
1970	15,1	14,2	29,3	33,4	8,3	14,0	46
1971	16,5	15,6	32,1	36,2	8,5	12,8	49
1972	19,0	18,3	37,3	43,2	9,5	15,8	52
1973	20,7	21,7	42,4	48,9	10,7	15,3	52
1974	19,5	24,5	44,0	50,8	11,2	15,4	52
1975	20,5	26,1	46,6	53,4	12,2	14,6	50
1976	25,6	28,3	53,9	60,6 (10,4)	14,2	12,4	49
1977	33,7	30,1	63,8	73,7 (68,7)	16,5	15,5	51
1978	33,0	33,1	66,1	74,3 (54,1)	16,8	12,4	50,5
1979	—	—	<u>74,1</u>	83,3 (75,2)	22,0	<u>12,4</u>	43,2
1980	—	—	<u>95,6</u>	107,4	27,0	<u>12,4</u>	44,6
Croissance annuel de 1970-1980			12,6%	12,4%	12,5%		

Note : 1. Chiffres entre parenthèses montrent l'énergie importée.
2. Chiffres soulignés sont les valeurs estimées.

3.4 ABONNES ET LE NIVEAU D'ELECTRIFICATION

Dans le rapport annuel de 1978 de la NIGELEC on enregistre 16.126 abonnés dont 15.974 pour l'usage en basse tension. De la population à Niamey de 260.000 habitants on estime le nombre de familles à environ 52.000 sur la base de 5 personnes par famille. Ceci veut dire que le taux d'électrification se situerait autour de 30% (16.000/52.000).

Graphique 3-2 POINTE APPELEE MENSUELLE DE L'ANNEE 1978



CHAPITRE 4 PREVISION DES BESOINS EN ELECTRICITE ET LA PUISSANCE A DEVELOPPER NOUVELLEMENT

4.1 PREVISION DES BESOINS EN ELECTRICITE

4.2 PREVISION DE LA PUISSANCE MAXIMUM APPELEE

4.3 PUISSANCE A DEVELOPPER NOUVELLEMENT

CHAPITRE 4 REVISION DES BESOINS EN ELECTRICITE ET LA PUISSANCE A DEVELOPPER NOUVELLEMENT

4.1 PREVISION DES BESOINS EN ELECTRICITE

4.1.1 Rétrospectives 1970-80

Comme décrit dans le chapitre 3, la consommation d'électricité à la ville de Niamey est passée de 29,3 GWh en 1970 à 63,8 GWh en 1977 au taux de croissance annuel moyen de 11%. La quantité cumulée de l'énergie livrée durant 5 mois de janvier à mai 1980 a conduit à estimer la consommation annuelle de la même année à environ 95,6 GWh. Cette évolution se traduit par un taux de croissance annuel moyen de 12,6%.

4.1.2 Prévision établie dans le Plan Quinquennal

En 1979, le Gouvernement du Niger a mis en vigueur son Plan Quinquennal, ayant pour but d'augmenter le P.I.B. au taux de croissance annuel moyen de 9,5% au cours des années 1979-1983, par la modernisation de l'agriculture et de l'élevage, l'accélération des productions minières et industrielles et l'assurance de l'auto-suffisance alimentaire.

Avec ce développement économique, une prévision à court terme de la demande en électricité s'établit dans le Plan comme suit:

Année	Ensemble du pays	Consommation à Niamey (GWh)		
		BT	HT	Total
1979	110,2	40,5	38,5	79,0
1980	121,6	45,0	42,5	87,5
1981	142,4	48,8	48,7	97,5
1982	163,6	52,7	51,2	103,9
1983	181,7	57,3	55,5	112,8

D'après cette prévision, les besoins en électricité dans l'ensemble du pays seront presque doublés en 1983 par rapport à 1978, se traduisant par un taux de croissance annuel de 14,1%.

En ce qui concerne la consommation à Niamey, on prévoit les taux de croissance annuels de 9,3% pour la basse tension, 11,9% pour la haute tension et de 10,5% pour l'ensemble.

4.1.3 Méthodologie appliquée dans la présente étude

Pour les prévisions à moyen et long terme les deux méthodologies suivantes sont normalement appliquées:

- Dans le cadre de la prévision à moyen terme, une approche sectorielle est appliquée qui tient compte des programmes de développement par secteur des industries pour la haute et moyenne tension, et qui se base sur le plan de développement régional de la distribution pour la basse tension.

- Comme méthode à appliquer pour la prévision à long terme, une approche globale est adoptée qui consiste en deux modèles autonome et explicatif; le modèle autonome utilise les valeurs rétrospectives de la consommation et le modèle explicatif tient compte du P.I.B. se rapportant aux grandeurs de la consommation d'électricité. Et dans la fourchette des courbes extrapolées, on trace trois courbes à main levée en se basant respectivement sur les hypothèses forte, moyenne et faible.

Toutefois, des données de base n'étant pas disponibles pour essayer la prévision analytique qui se base sur les méthodologies ci-dessus, on a établi la prévision sommaire selon le procédé ci-après:

- (a) Pour les années 1974-1978, les taux de croissance annuels moyens étaient de 7,7% pour le P.I.B. et de 10,7% pour la consommation d'électricité.
- (b) Le Plan quinquennal envisage d'augmenter le P.I.B. au taux annuel moyen de 9,5%. Ceci dépend de différentes possibilités surtout du financement extérieur, mais la présente étude suppose l'accomplissement de cet objectif.
- (c) La corrélation (a) entre le P.I.B. et la consommation d'électricité ainsi que le taux d'augmentation de 9,5% du P.I.B. conduisent au taux de croissance annuel de 12,6% de la consommation d'électricité.
- (d) Le taux de croissance ainsi estimé pour les années à venir de la consommation d'électricité coïncident justement avec le taux de croissance réalisé au cours de 10 dernières années. Ceci veut dire que le rythme d'augmentation de la demande sera maintenu même dans l'avenir tel qu'il était jusqu'à présent.

C'est ainsi que la présente étude a retenu un taux de croissance annuel de 12,6% comme base de la prévision de la consommation d'électricité.

4.2 REVISION DE LA PUISSANCE MAXIMUM APPELEE

La prévision de la puissance maximum appelée s'établit sur les prévisions du taux de perte d'énergie et du taux de charge.

4.2.1 Taux de perte d'énergie

Durant les 3 dernières années de 1976 à 1978 dont on dispose des statistiques nécessaires, le taux de perte d'énergie variait de 12,4% en 1976 à 15,5% en 1977, pour retomber à 12,4% en 1978. Ceci nous conduit à estimer à 12,4% le taux de perte pour les années 1979-80.

Il est certain que le taux de perte sera amélioré dans le futur avec le renforcement du réseau de distribution. Toutefois, compte tenu des investissements importants pour ce renforcement, on estime un taux de perte constant de 12,0% au delà de 1980 - niveau légèrement inférieur à l'état actuel.

4.2.2 Taux de charge

De 1972 à 1978, le taux de charge variait dans une plage relativement étroite de 49 à 52%,

pour descendre à 43,2% en 1979 et à 44,6% en 1980 en raison de l'augmentation rapide de la pointe appelée. Cette augmentation serait due à la vulgarisation des climatiseurs.

Comme décrit plus haut, la structure de la demande à Niamey est caractérisée par deux pointes annuelles, l'une en avril-mai-juin et l'autre en octobre, et également par deux pointes journalières, l'une au midi et l'autre vers 17 heures.

En général, le taux de charge descend si la part relative des abonnés en basse tension augmente car leurs consommations se concentrent aux heures de pointe et, à ce contre, il monte si la part relative des abonnés en haute tension augmente parce que leurs charges journalières présentent des courbes relativement constantes.

Dans le cas du réseau de la NIGELEC, au cours de ces 10 dernières années la part relative de la consommation en basse tension était presque pareille à celle de la consommation en haute tension, et les taux de croissance annuels de ces deux catégories de consommation étaient presque égaux. En conséquence, on suppose que cette structure de la demande ne changera presque pas pour l'avenir à moyen terme. Cette supposition tient compte du fait qu'à Niamey la population (potentiel pour la future demande en basse tension) est prévue d'augmenter à un taux élevé de croissance de 11% par an, en parallèle avec l'intensification de différentes catégories de construction.

De ce qui précède, on suppose que le taux de charge sera amélioré de 1% tous les 3 ans à partir du niveau actuel.

En se basant sur les prévisions ci-dessus de la consommation d'électricité, du taux de perte d'énergie ainsi que du taux de charge, la prévision de la puissance maximum appelée s'établit dans le Tableau 4-1.

Tableau 4-1 PREVISION DE LA DEMANDE EN ELECTRICITE A NIAMEY

Année	Consommation d'énergie (GWh)	Taux de perte (%)	Energie livrée (GWh)	Taux de charge (%)	Pointe annuelle (MW)
1978	66,1	12,4	74,3	50,5	16,8
1979	74,1	12,4	83,3	43,2	22,0
1980	95,6	12,4	107,4	45,4	27,0
1981	107,6	12,0	120,5	45,0	30,0
1982	121,2	12,0	135,7	45,0	34,0
1983	136,5	12,0	152,9	46,0	38,0
1984	153,7	12,0	172,1	46,0	43,0
1985	173,0	12,0	193,7	46,0	48,0
1986	194,8	12,0	218,2	47,0	53,0
1987	219,4	12,0	245,7	47,0	59,0

4.3 PUISSANCE A DEVELOPPER NOUVELLEMENT

4.3.1 Déclassement

Dans le programme d'équipement en moyens de production il faut toujours prévoir le déclassement des groupes vieilliss. La durée de vie économique du groupe diesel est estimée normalement à de 12 à 15 ans. Pour les centrales de Niamey I et Niamey II, on estime la vie de leurs groupes diesel à 15 ans compte tenu de leur état actuel et du mode de leur exploitation. Ceci nous amène à établir le programme de déclassement comme suit:

Année de déclassement	Puissance maximum du groupe déclassé	Groupes diesel à déclasser
1981	2,0 Mw	Groupes N° 1 et N° 2 de la centrale de Niamey I
1984	3,5 MW	Groupe N° 1 de la centrale de Niamey II
1986	3,5 MW	Groupe N° 2 de la centrale de Niamey II

4.3.2 Marge de sécurité

Pour assurer une fourniture stable en électricité dans n'importe quelles conditions anormales telles que déclenchement des groupes thermiques, défaillance du réseau de transport, augmentation subite des besoins en électricité, etc., le parc de production doit réserver toujours quelques groupes comme marge de sécurité.

Pour déterminer l'ampleur de ces réserves il existe de différentes approches théoriques qui tiennent compte des dimensions et des caractéristiques des systèmes de production-transport. Pour de petits systèmes on adopte normalement une règle empirique qui consiste à retenir la plus grande de deux puissances suivantes:

- (a) Total de la puissance du plus gros groupe et de la puissance égale à 10-15% des puissances des groupes restants d'une part
- (b) Puissance totale des deux plus gros groupes d'autre part

Le cas du système de Niamey s'applique à la règle (b), se traduisant par une marge de sécurité de 13,5 MW qui est constituée de la turbine à gaz de 10 MW et d'un groupe diesel de 3,5 MW.

Toutefois, le fait que le système de Niamey est interconnecté avec le système du Nigéria par la ligne 132 kV qui lui garantit un approvisionnement de 30 MW conduit à réserver seulement un groupe diesel de 3,5 MW comme marge de sécurité, parce que:

- La turbine à gaz peut assurer son exploitation en saisons de pointe, si ses visites s'effectuent en saisons creuses de décembre-janvier-février.

- La probabilité de double accident en saisons de pointe de la turbine à gaz et du réseau d'interconnexion de 132 kV serait très faible
- Même si les visites des groupes diesel s'effectuent dans la mesure de possible en dehors de la période des visites de la turbine à gaz, le nombre des groupes diesel laisse supposer que les visites d'un de ces groupes devraient être effectuées durant les saisons de pointe.

4.3.3 Puissance à développer nouvellement

Du point de vue de la sécurité énergétique et de la stabilité de fourniture, il est dangereux de s'appuyer trop sur l'interconnexion internationale. L'attitude normale est de s'attendre à ses contributions seulement pour secours et pour complément d'énergie et de puissance au moyen de l'échange saisonnier.

Il est à noter d'ailleurs que le réseau d'interconnexion Birnin Kebbi-Niamey est dépourvu de la fiabilité en raison de sa longueur très importante (264 km sur le territoire nigérien) et de son câblage à simple terre.

De ce qui précède, on peut dire qu'il est absolument nécessaire de s'équiper d'une puissance suffisante pour faire face aux pointes appelées, indépendamment d'une possibilité d'importer l'énergie électrique de 30 MW.

En se basant sur la puissance maximum installée des centrales de Niamey I et Niamey II déduction faite des puissances à déclasser ainsi que sur les pointes appelées prévues jusqu'à l'horizon 1987, la balance entre la demande et la fourniture s'établit dans le Tableau 4-2. Et ce tableau conduit aux conclusions suivantes:

- (a) Il est nécessaire d'augmenter 18 MW au minimum jusqu'en 1983 et 46 MW au minimum jusqu'à l'horizon 1987.
- (b) Des dépouillements globaux qui tiennent compte de la dimension du système, des puissances unitaires des groupes existants ainsi que des aspects économiques nous amènent à adopter une solution qui consiste à installer 4 groupes d'une taille unitaire d'environ 12,0 MW chacun.
- (c) Le calendrier de leur mise en service est le suivant:

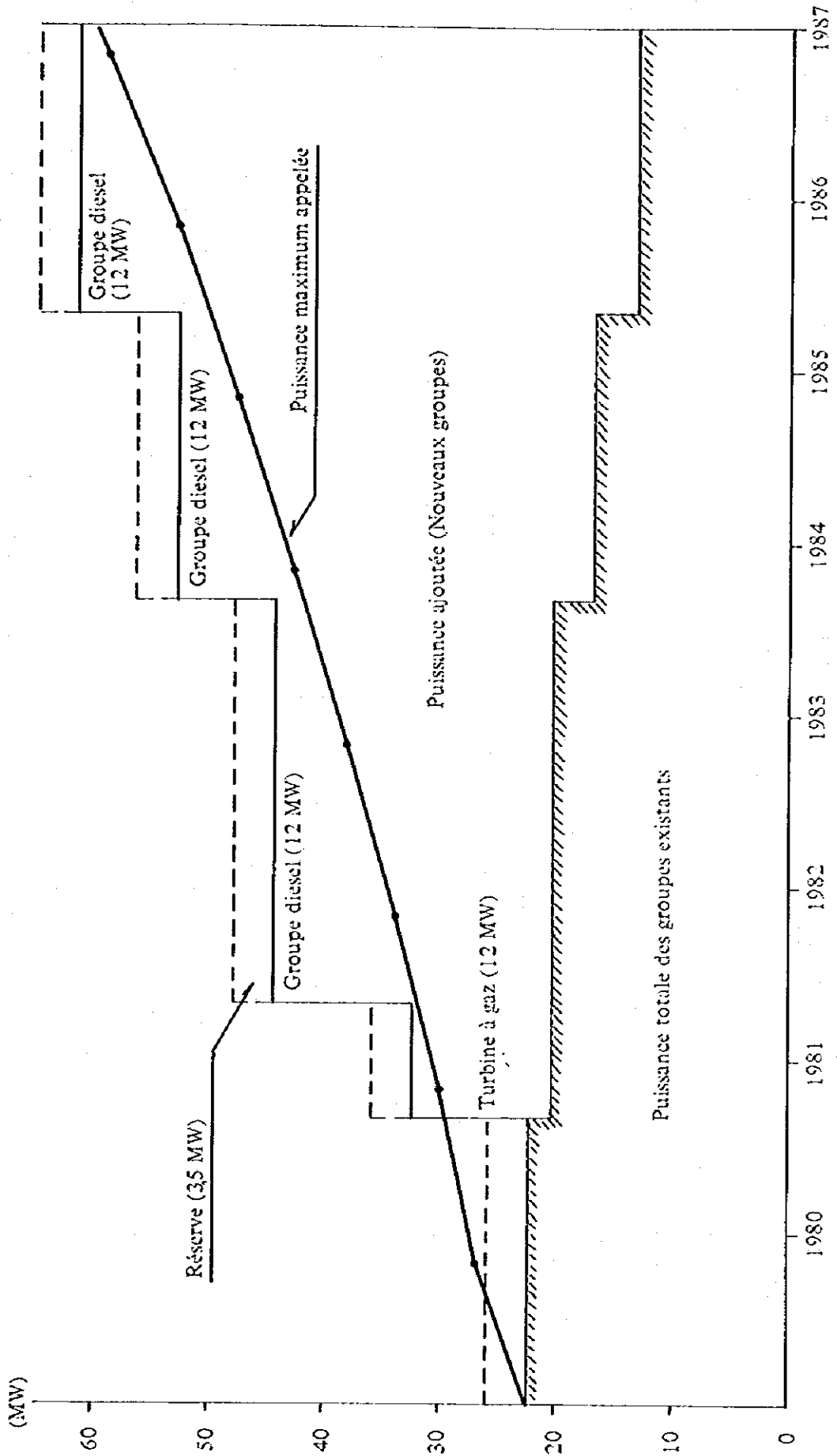
- Groupe de renforcement N°1	Vers la fin septembre 1981
- Groupe de renforcement N°2	Vers la fin avril 1982
- Groupe de renforcement N°3	Vers la fin septembre 1984
- Groupe de renforcement N°4	Vers la fin avril 1986

La balance entre la demande et la fourniture ainsi que le programme d'équipement figurent dans le Graphique 4-1.

**Tableau 4-2 BALANCE ENTRE LA DEMANDE ET LA
FOURNITURE D'ELECTRICITE**

Désignation	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Puissances garanties des centrales existantes								
• Groupes existants	26,0	26,0	24,0	24,0	24,0	20,5	20,5	17,0
• Groupes déclassés		-2,0			-3,5		-3,5	
Solde	26,0	24,0	24,0	24,0	20,5	20,5	17,0	17,0
• Marge de sécurité	-3,5	-3,5	-3,5	-3,5	-3,5	-3,5	-3,5	-3,5
Puissance garantie (A)	22,5	20,5	20,5	20,5	17,0	17,0	13,5	13,5
Puissance maximum appelée (B)	27,0	30,0	34,0	38,0	43,0	48,0	53,0	59,0
Déficit (C)=(A)-(B)	-4,5	-9,5	-13,5	-17,5	-26,0	-31,0	-39,5	-45,5
Programme d'équipement								
• Installation du groupe N° 1		12,0						
• Installation du groupe N° 2			12,0					
• Installation du groupe N° 3					12,0			
• Installation du groupe N° 4							12,0	
Puissances cumulées (D)		12,0	24,0	24,0	36,0	36,0	48,0	48,0
BALANCE (D) - (C)	-4,5	+2,5	+10,5	+6,5	+10,0	+5,0	+8,5	+2,5

Graphique 4-1 PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION
VIS-A-VIS DE L'EVOLUTION DES POINTES APPELEES



CHAPITRE 5 ANALYSE ECONOMIQUE POUR LE PROGRAMME D'EQUIPEMENT

5.1 METHODOLOGIE

5.2 FRAIS FIXES ANNUELS

5.3 FRAIS DE COMBUSTIBLE

**5.4 LIMITE ECONOMIQUE DE LA DUREE
D'EXPLOITATION ANNUELLE**

5.5 REPARTITION OPTIMUM DES PUISSANCES A AUGMENTER

5.6 CALENDRIER D'INSTALLATION DE LA TURBINE A GAZ

CHAPITRE 5 ANALYSE ECONOMIQUE POUR LE PROGRAMME D'EQUIPEMENT

5.1 METHODOLOGIE

Dans le chapitre 4 on a constaté qu'il faut augmenter une puissance totale d'au moins 46 MW jusqu'à l'horizon 1987, et que pour cela il convient d'installer 4 groupes d'une taille unitaire d'environ 12 MW chacun.

Ayant une idée sur l'ampleur des puissances à développer, soit d'un ordre de 46 MW, on se trouve maintenant devant le problème qui consiste à comment optimiser la répartition de ces puissances entre de différents moyens de production.

Il est certain que la production d'origine hydraulique ne peut intervenir dans ce problème des années 1981-87, du fait qu'elle nécessite une longue durée de construction et qu'il n'existe pas de site favorable à l'exception de celui de Kandadji dont l'aménagement est prévu pour l'horizon 1988-89. D'autre part, pour une taille unitaire de l'ordre de 12 MW la centrale à vapeur coûte nettement plus chère que la turbine à gaz ou le groupe diesel. D'ailleurs, son exploitation est limitée à l'alimentation de la charge de base. Donc, la centrale à vapeur n'intervient non plus dans le programme d'équipement pour les années 1981-1987.

Il s'en résulte que le problème revient à la répartition optimum des puissances à développer entre la turbine à gaz et le groupe diesel.

Cette répartition pourra être déterminée en fonction d'une limite économique de la durée d'exploitation annuelle de ces deux moyens de production qui est marquée sur les courbes de durée annuelles des puissances.

Les courbes de durée des puissances de ces dernières années n'ont pas été disponibles. Pour cela on a établi un modèle en se basant sur les données suivantes:

- Données mensuelles de l'énergie livrée et la pointe appelée
- Courbe de charge journalière du mois le plus chaud (Mai)
- Courbe de charge journalière à la fin de la saison des pluies (Octobre)
- Courbe de charge journalière du mois le plus pluvieux (Août)
- Courbe de charge journalière du mois le plus froid (Janvier)

A partir de ce modèle les courbes de durée annuelles des puissances pour les années 1983 et 1987 se sont établies telles qu'elles figurent dans les Graphiques 5-2 et 5-3.

La limite économique de la durée d'exploitation annuelle pour le groupe diesel et la turbine à gaz peut être obtenue à partir de frais fixes annuels par kW et de frais de combustible par kWh de ces deux moyens de production.

Ces frais sont estimés comme ci-après.

5.2 FRAIS FIXES ANNUELS

Les frais fixes annuels sont consistés en frais d'amortissement et frais d'exploitation et d'entretien.

5.2.1 Prix de construction

Actuellement les prix de construction (marché clef en main) des turbines à gaz et des groupes diesel d'une taille de l'ordre de 12 MW se situent respectivement à environ 360 et à 590-600 dollars E.U. par kW installé. Toutefois, au Niger qui n'a pas de littoral ces prix sont multipliés par 1,2 en raison des prix élevés des matériaux et d'une longue distance de transport terrestre de quelques 1.500 km. Ceci est montré dans les offres des soumissionnaires en 1979 pour la turbine à gaz de la centrale de Niamey II.

En conséquence, la présente étude a adopté les prix unitaires au Niger comme suit:

- Turbine à gaz 430 dollars E. U. (83.700 F.CFA)/kW
- Groupe diesel 715 dollars E. U. (137.600 F.CFA)/kW

5.2.2 Frais d'exploitation et d'entretien

Les frais d'exploitation et d'entretien se décomposent globalement en frais du personnel et frais de réparation, et de ces derniers environ 80% sont dépensés pour les matériels et matériaux importés. Des études statistiques constatent que ces frais sont d'environ 2,5% des prix de construction tant pour la turbine à gaz que pour le groupe diesel.

5.2.3 Rendement de la turbine à gaz en fonction de la température

Le rendement de production du groupe diesel est indépendant de la température d'air. Cependant, le rendement de la turbine à gaz varie beaucoup en fonction de cette température. Dans la région de Niamey la température d'air est de 29°C en moyenne et de 45°C au maximum. Pour ces températures le rendement de la turbine à gaz varie comme suit:

- A une température de 29°C 94%
- A une température de 45°C 80%

En conséquence, pour garantir une puissance de 12 MW à une température de 45°C, il faut avoir une puissance installée de 15 MW. Et cette puissance installée peut produire l'électricité de 14,1 MW à une température moyenne de 29°C.

5.2.4 Taux d'indisponibilité et taux de consommation auxiliaire

Des données statistiques montrent que le taux d'indisponibilité dû aux visites périodiques et aux accidents éventuels est de 20% pour la turbine à gaz et de 15% pour le groupe diesel.

D'autre part, le taux de consommation auxiliaire est de 1% pour la turbine à gaz et de 4% pour le groupe diesel.

Par conséquent les frais par kW effectif sont obtenus en multipliant les frais par kW installé par les coefficients suivants:

- Turbine à gaz 121%
- Groupe diesel 121%

5.2.5 Durée de vie économique et le taux d'actualisation

Comme décrit dans le chapitre 4, la durée de vie économique du groupe diesel est de 12 à 15 ans. Celle de la turbine à gaz est estimée normalement à 80.000 heures en régime d'exploitation continue, mais elle dépend d'autre part du nombre de démarrages et de la manière d'entretien. Au Japon la règle des industries électriques définit la durée d'amortissement de la turbine à gaz à 15 ans. Dans la présente étude on adopte 15 ans aussi bien pour la turbine à gaz que pour le groupe diesel.

Egalement on a retenu un taux d'actualisation de 10%, compte tenu des taux d'intérêt des prêts à long terme appliqués par les institutions financières internationales.

5.2.6 Frais fixes annuels par kW

En se basant sur les prix unitaires et les paramètres précédents, les frais fixes annuels par kW (puissance moyenne pour la turbine à gaz) des deux moyens de production sont calculés comme suit:

Désignation	Turbine à gaz	Groupe diesel
– Frais d'amortissement	11.560 F.CFA	18.080 F.CFA
– Frais d'exploitation et d'entretien	2.420 F.CFA	3.420 F.CFA
Total	13.980 F.CFA	21.500 F.CFA
– Taux d'ajustement	121 %	121 %
– Frais fixes par kW effectif	16.920 F.CFA	26.020 F.CFA

Le détail du calcul est récapitulé dans le Tableau 5-1.

5.3 FRAIS DE COMBUSTIBLE

Pour le calcul des frais de combustible on a retenu les chiffres suivants:

– Prix de combustible	89,0 F.CFA/kg
– Pouvoir calorifique	10.200 kcal/kg
– Consommation spécifique aux bornes d'alternateur:		
Turbine à gaz	3.100 kcal/kWh
Groupe diesel	2.300 kcal/kWh

Ces chiffres et le taux de consommation auxiliaire permettent de calculer les frais de combustible par kWh effectif comme suit: (Production à température moyenne de 29°C)

Désignation	Turbine à gaz	Groupe diesel
– Frais de combustible aux bornes d'alternateur	28,7 F.CFA/kWh	20,0 F.CFA/kWh
– Taux d'ajustement pour consommation auxiliaire	101 %	104 %
– Frais de combustible par kWh effectif	29,0 F.CFA/kWh	21,0 F.CFA/kWh

5.4 LIMITE ECONOMIQUE DE LA DUREE D'EXPLOITATION ANNUELLE

Avec les frais fixes par kW (paragraphe 5.2.6) et les frais de combustible par kWh (paragraphe 5.3) on peut calculer les frais totaux de production qui varient en fonction des durées d'exploitation de la turbine à gaz et du groupe diesel. Ces frais sont montrés dans le Tableau 5-2. Les frais de production par kW de la turbine à gaz et du groupe diesel sont ensuite respectivement tracés sur le Graphique 5-1 en fonction de leurs durées d'exploitation. Sur ce graphique on trouve que le point d'intersection des lignes des deux moyens de production tombe sur autour de 1.140 heures d'exploitation. Ceci veut dire que pour une durée d'exploitation annuelle inférieure à 1.140 heures il est plus économique d'installer la turbine à gaz que de construire le groupe diesel.

La courbe de durée des puissances de l'année 1987 (Graphique 5-2) constitue un autre instrument d'analyse. Sur cette courbe on trouve que l'exploitation d'une durée de 1.140 heures correspond à environ 64% (38 MW) de la pointe appelée de 59 MW, ce qui signifie que ce serait moins de 1.140 heures d'exploitation par an que la turbine à gaz peut fonctionner plus économiquement que le groupe diesel. Cette limite économique montre que sur la courbe de durée des puissances la turbine à gaz est appelée à alimenter la partie se trouvant au-dessus de la ligne 64% de la puissance maximum appelée, et que le groupe diesel doit alimenter la charge de base et la charge médiane se trouvant en-dessous de la ligne 64% de la pointe appelée.

5.5 REPARTITION OPTIMUM DES PUISSANCES A AUGMENTER

De ce qui précède, la répartition optimum des puissances à augmenter sera comme suit:

(a) Turbine à gaz

A l'horizon 1987, la puissance requise pour le parc de turbine à gaz est de $59,0 \times 0,36 = 21,2$ MW. Comme cette puissance comprend la puissance de 10,0 MW de GT-35, la puissance à augmenter nouvellement est de:

$$21,2 - 10,0 = 11,2 \text{ MW}$$

Donc, avec quelque marge on installera un groupe de 12,0 MW.

(b) Groupe diesel

Dans le chapitre 4 on a retenu le programme d'équipement qui consiste à installer 4 groupes d'une taille unitaire de 12,0 MW chacun jusqu'à l'horizon 1987. Ceci revient à installer un groupe de turbine à gaz et 3 groupes diesel.

5.6 CALENDRIER D'INSTALLATION DE LA TURBINE A GAZ

La calcul effectué en se basant sur la répartition des puissances existantes entre la turbine à gaz et les groupes diesel constate qu'il convient d'installer d'abord un groupe diesel en 1981 et puis un groupe de turbine à gaz en 1982. Toutefois, on arrive à la conclusion qu'il vaut mieux d'installer d'abord la turbine à gaz compte tenu des circonstances suivantes:

- (a) Parmi 4 groupes de renforcement, le premier groupe doit être installé dans le plus bref délai pour améliorer la situation énergétique du pays. Dans ce sens, une courte durée de construction de la turbine à gaz donne beaucoup plus d'intérêt que le groupe diesel.
- (b) Au point de vue de l'exploitation du réseau, il est très souhaitable de raccorder le premier groupe de renforcement au jeu de barre 15 kV (20 kV) de la centrale de Niamey II. Dans ce cas, la superficie du terrain réservé et la localisation de différents bâtiments de la centrale ne permettent pas l'installation du groupe diesel, quoiqu'il soit possible d'y installer la turbine à gaz.
- (c) Avec moindre coût la turbine à gaz peut faire face aux situations énergétiques actuelles, parce que son coût direct de construction (15 MW) est estimé à 1.250 millions de F.CFA (1.420 millions de Yen) par rapport à 1.650 millions de F.CFA (1.865 millions de Yen) du groupe diesel de 12 MW.

Tableau S-1 DONNEES TECHNICO-ECONOMIQUES

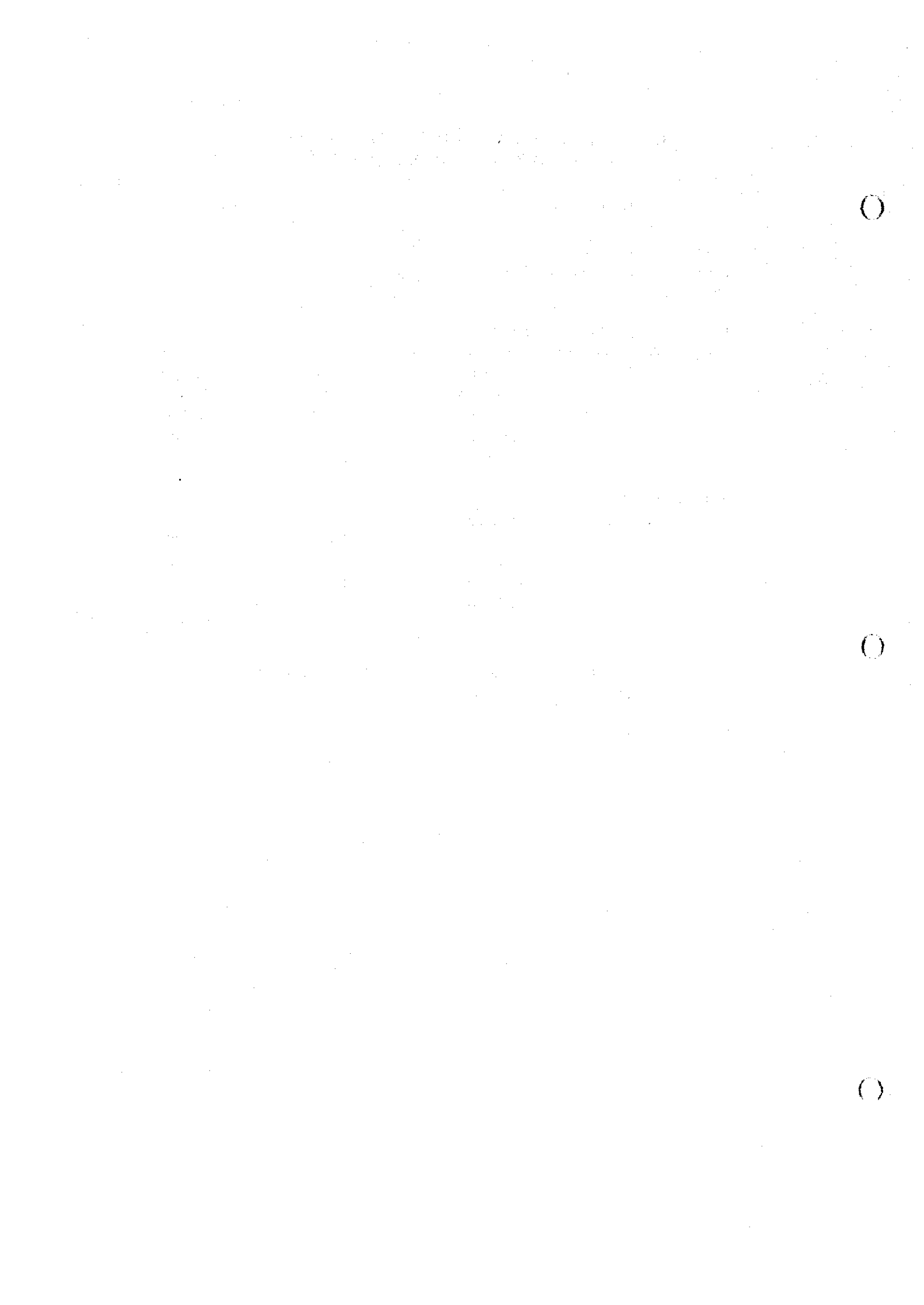
Désignation	Unité	Turbine à gaz	Groupe diesel
(1) Puissance requise à 45°C	kW	12.000	12.000
(2) Puissance installée (ISO)	kW	15.000	12.000
(3) Puissance moyenne à 29°C	kW	14.100	12.000
(4) Prix unitaire de construction	F.CFA/kW	83.700	137.600
(5) Prix de construction	10 ⁶ F.CFA	1.250	1.650
(6) Durée de vie économique	ans	15	15
(7) Frais d'amortissement au taux d'actualisation de 10%	10 ⁶ F.CFA	163,0	216,9
(8) Frais d'amortissement par kW en puissance moyenne	F.CFA/kW	11.560	18.080
(9) Frais d'exploitation et d'entretien (5) x 0,025	10 ⁶ F.CFA	31	41
(10) Frais d'exploitation et d'entretien par kW à P.moyenne	F.CFA/kW	2.420	3.420
(11) Total des frais annuels fixes par kW en puissance moyenne	F.CFA/kW	13.980	21.500
(12) Prix de combustible	F.CFA/kg	89	89
(13) Pouvoir calorifique	kcal/kg	10.200	10.200
(14) Prix de combustible par kcal	F.CFA/kcal	0,0087	0,0087
(15) Consommation spécifique	kcal/kWh	3.100	2.300
(16) Rendement de production à la température de 29°C	%	94	100
(17) Prix de combustible par kWh à la température moyenne	F.CFA/kWh	28,7	20,0
(18) Taux d'indisponibilité	%	20	15
(19) Taux de consommation auxiliaire	%		4
(20) Taux d'ajustement pour kW	%	121	121
(21) Taux d'ajustement pour kWh	%	101	105
(22) Frais unitaire ajusté:			
– Frais annuel par kW (11) x (20)	F.CFA/kW	16.920	26.020
– Frais annuel par kWh (17) x (21)	F.CFA/kWh	29	21

**Tableau 5-2 COMPARAISON DES FRAIS ANNUELS DE
PRODUCTION PAR KW INSTALLEE**

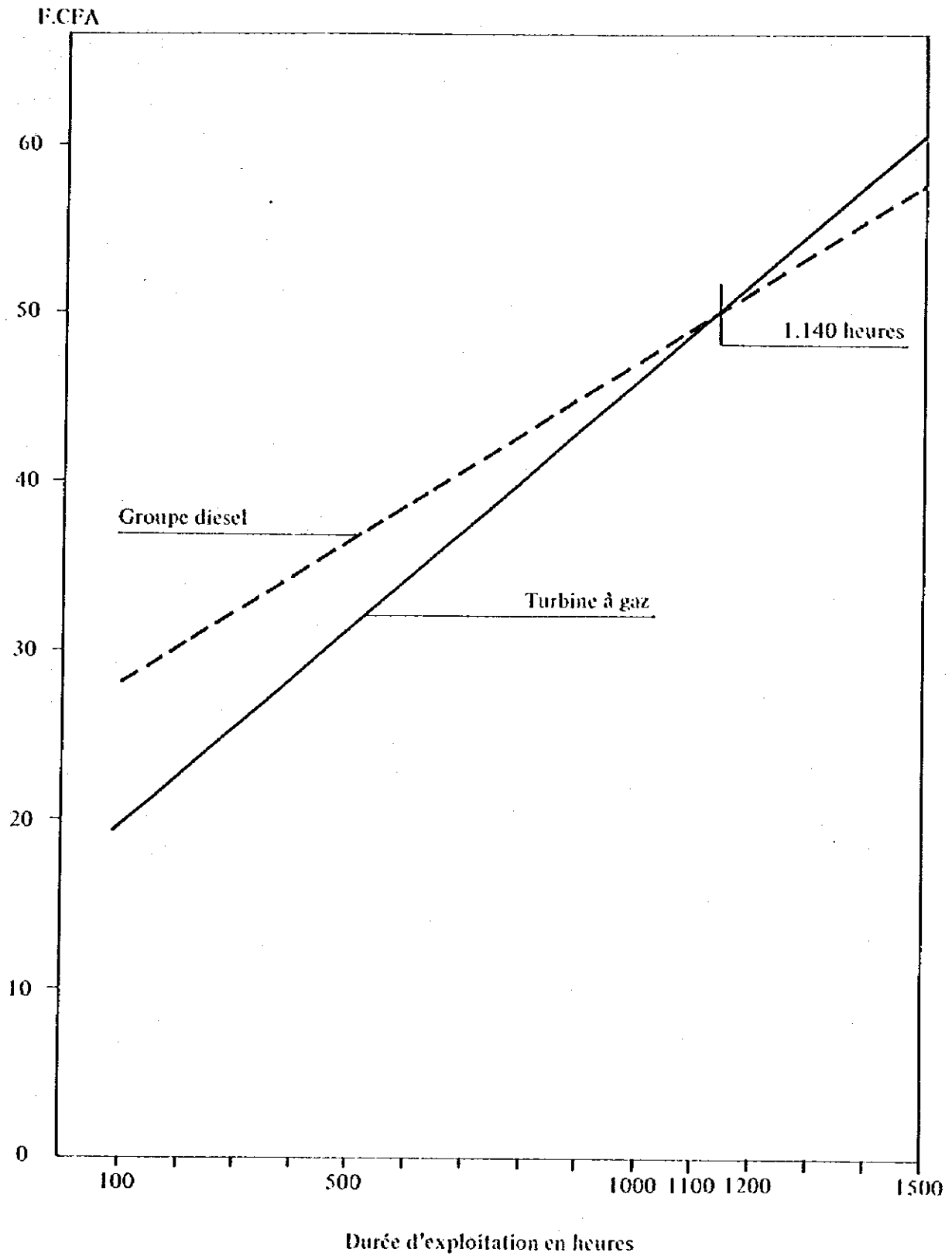
(F.CFA)

Désignation	Turbine à gaz	Groupe diesel
(1) Total des frais fixes annuels par kW (Amortissement, exploitation et entretien)	16.920	26.020
(2) Frais de combustible :		
– Durée d'exploitation		
100 heures	2.900	2.100
500 heures	14.500	10.500
1.000 heures	29.000	21.000
1.100 heures	31.900	23.100
1.200 heures	34.800	25.200
1.500 heures	43.500	31.500
(3) Total des frais annuels :		
– Durée d'exploitation		
100 heures	19.820	28.120
500 heures	31.420	36.520
1.000 heures	45.920	47.020
1.100 heures	48.820	49.120
1.200 heures	51.720	51.220
1.500 heures	60.420	57.520

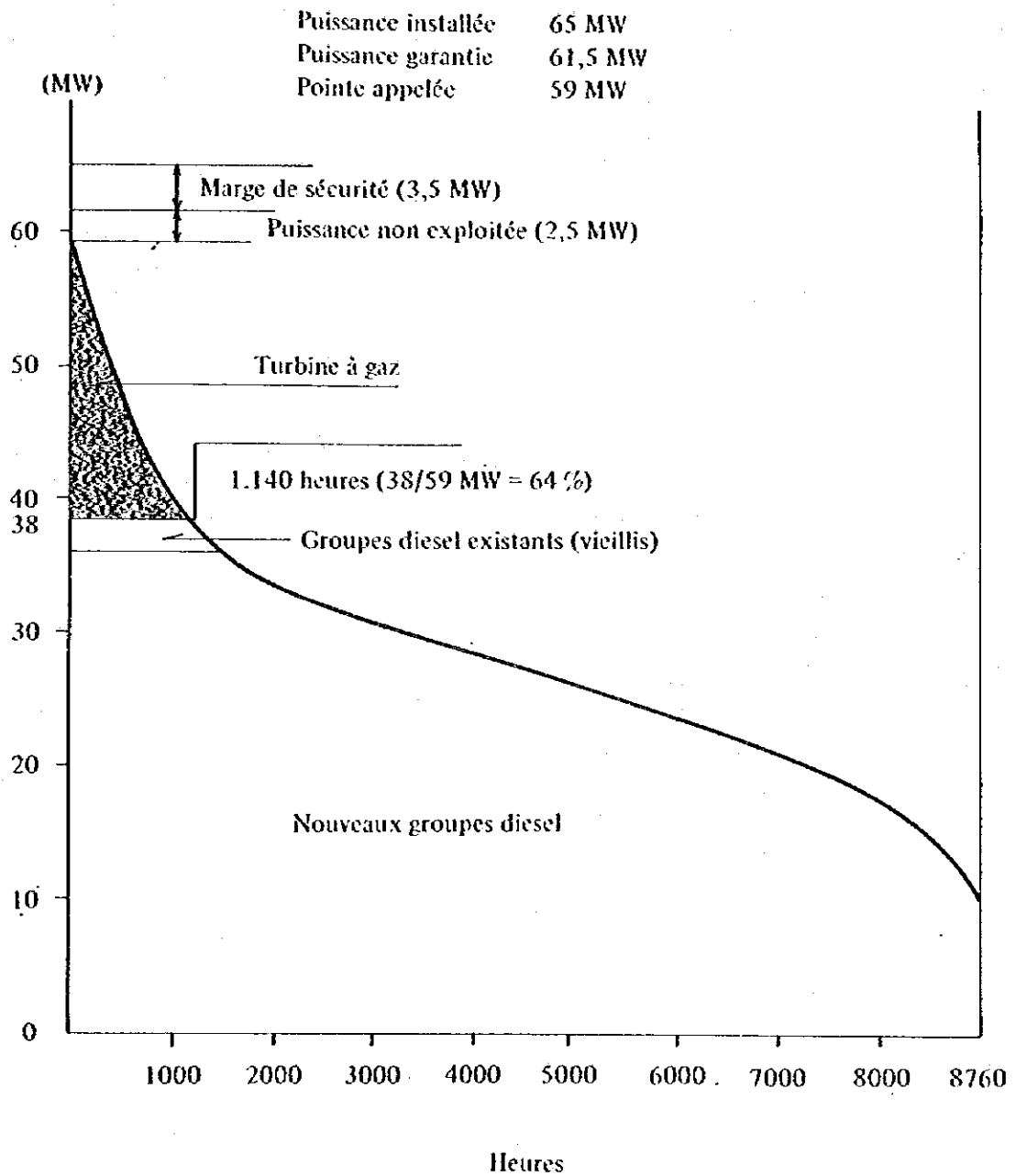
Note : Le point d'intersection des deux courbes de frais de production tombe
sur autour de 1.140 heures.



Graphique 5-1 COMPARAISON DES COÛTS ANNUELS DE PRODUCTION PAR KW ENTRE L'UNITE DIESEL ET LA TURBINE A GAZ

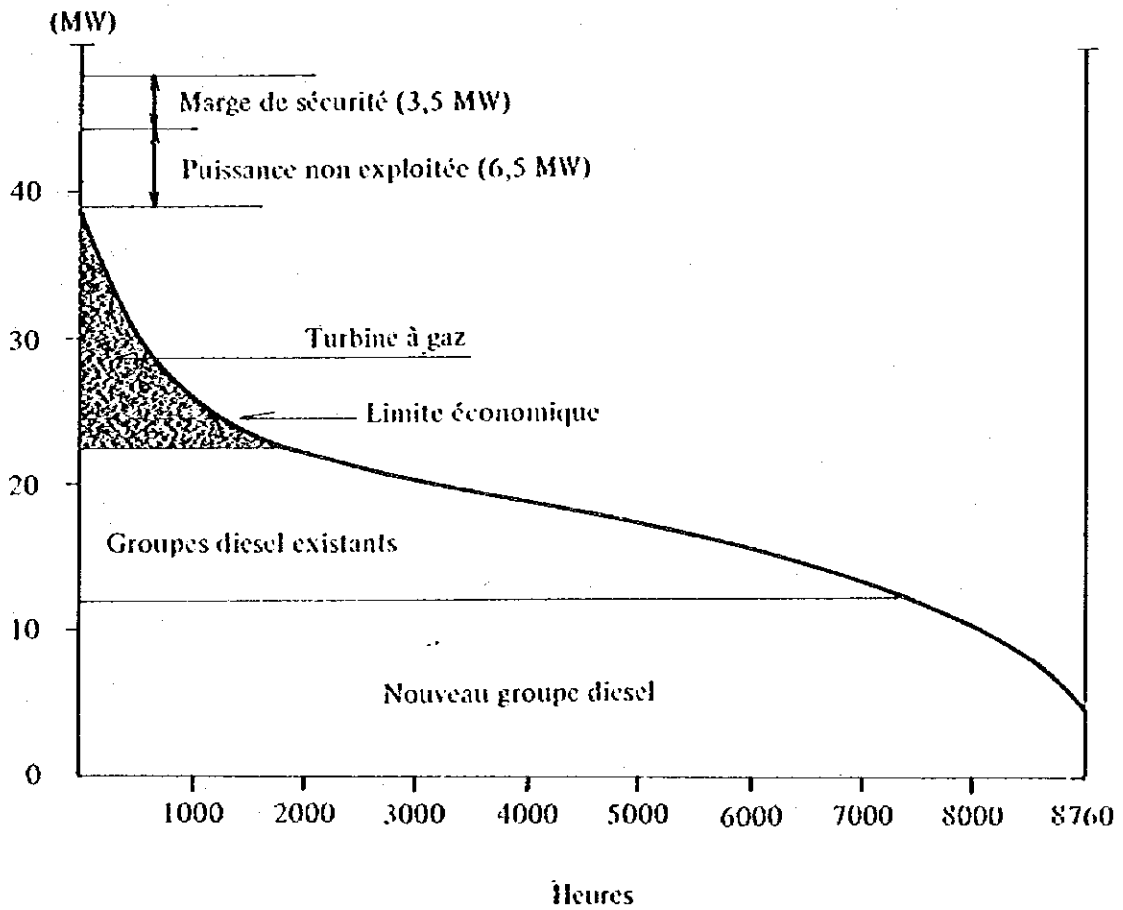


Graphique 5-2 DUREE DE PUISSANCES CLASSEES ET LES MOYENS DE PRODUCTION (ANNEE 1987)



Graphique 5-3 DURÉE DE PUISSANCES CLASSÉES ET LES MOYENS DE PRODUCTION (ANNEE 1983)

Puissance installée	48 MW
Puissance garantie	44,5 MW
Pointe appelée	38 MW



CHAPITRE 6 ANALYSE DU RESEAU

6.1 CONDITIONS DE BASE

6.2 RESULTAT D'ANALYSE

6.3 CONCLUSIONS

CHAPITRE 6 ANALYSE DU RESEAU

6.1 CONDITIONS DE BASE

6.1.1 Modalité d'analyse

Dans le chapitre 5 on a eu la conclusion qu'il convient d'installer en 1981 une unité de turbine à gaz d'une puissance supérieure à 12,0 MW (puissance unitaire de 15,0 MW ISO) à la centrale de Niamey II.

Le système de production-transport qui est composé des centrales, des lignes de transport et des postes doit assurer en permanence une fourniture stable en électricité. Pour cela, son fonctionnement doit se faire toujours avec les caractéristiques suivantes:

- Ecoulement de courant équilibré
- Stabilité transitoire élevée
- Variations de tension faibles
- Fluctuations de tension faibles
- Capacité de court-circuit faible

En conséquence, l'analyse du réseau au présent chapitre portera sur:

- Ecoulement de courant et le réglage de tension
- Stabilité transitoire
- Capacité de court-circuit
- Intensités de courant admissibles pour les jeux de barre

6.1.2 Système de production-transport de Niamey

Les projections de la puissance maximum appelée et de la capacité de fourniture du parc de production de Niamey sont montrées dans la Figure 6-1. La capacité de fourniture à l'horizon 1981 sera comme suit:

Centrale de Niamey II

- Groupe diesel :

N°1	3,5 MW (Puissance de pointe)
N°2	3,5 MW (dito)
N°3	3,5 MW (dito)
N°4	3,5 MW (dito)
<u>Sous-total</u>	<u>14,0 MW</u>

- Turbine à gaz :

N°1	10,0 MW (Puissance à 45°C)
N°2	12,0 MW (dito)
<u>Sous-total</u>	<u>22,0 MW</u>
<u>Total</u>	<u>36,0 MW</u>

Ligne d'interconnexion
avec le Nigéria 30,0 MW

A cet horizon, la pointe appelée est estimée à 30,0 MW. Dans cette étude on suppose que cette demande serait répartie par poste comme suit:

– Poste de Dosso	... 0,4 MW	0,2 MVar
– Centrale de Niamey II	... 28,0 MW	17,4 MVar
– Poste de Goudel	... 1,0 MW	0,6 MVar
– Poste de Tillabéry	... 0,6 MW	0,4 MVar
Total	30,0 MW	18,6 MVar

Le facteur de puissance sera de :

$$P_f = \frac{30}{\sqrt{30^2 + 18,6^2}} \times 100 = 85 \%$$

Le réseau de transport à l'horizon 1981 est montré dans la Figure 6-2.

6.1.3 Caractéristiques générales du réseau

Les caractéristiques générales des groupes turbo-alternateurs, des lignes de transport et des postes sont les suivantes:

– Groupes turbo-alternateurs (Base machine) :

xd	30 %
M	7 sec

– Impédances des transformateurs (Base machine) :

330 kV	12 %
132 kV	10 %
66 kV	8 %
20 kV	6 %
15 kV	6 %

– Lignes de transport (Base 100 MVA) :

	R	X	Y	
330 kV	0,006126	+ j0,02947	(j0,38)	%/km
132 kV	0,115	+ j0,2265	(j0,05)	%/km
66 kV	0,5784	+ j0,9072	(-)	%/km

6.1.4 Schéma d'impédances à Niamey (Horizon 1981)

Le schéma d'impédances à Niamey à l'horizon 1981 est montré dans la Figure 6-3.

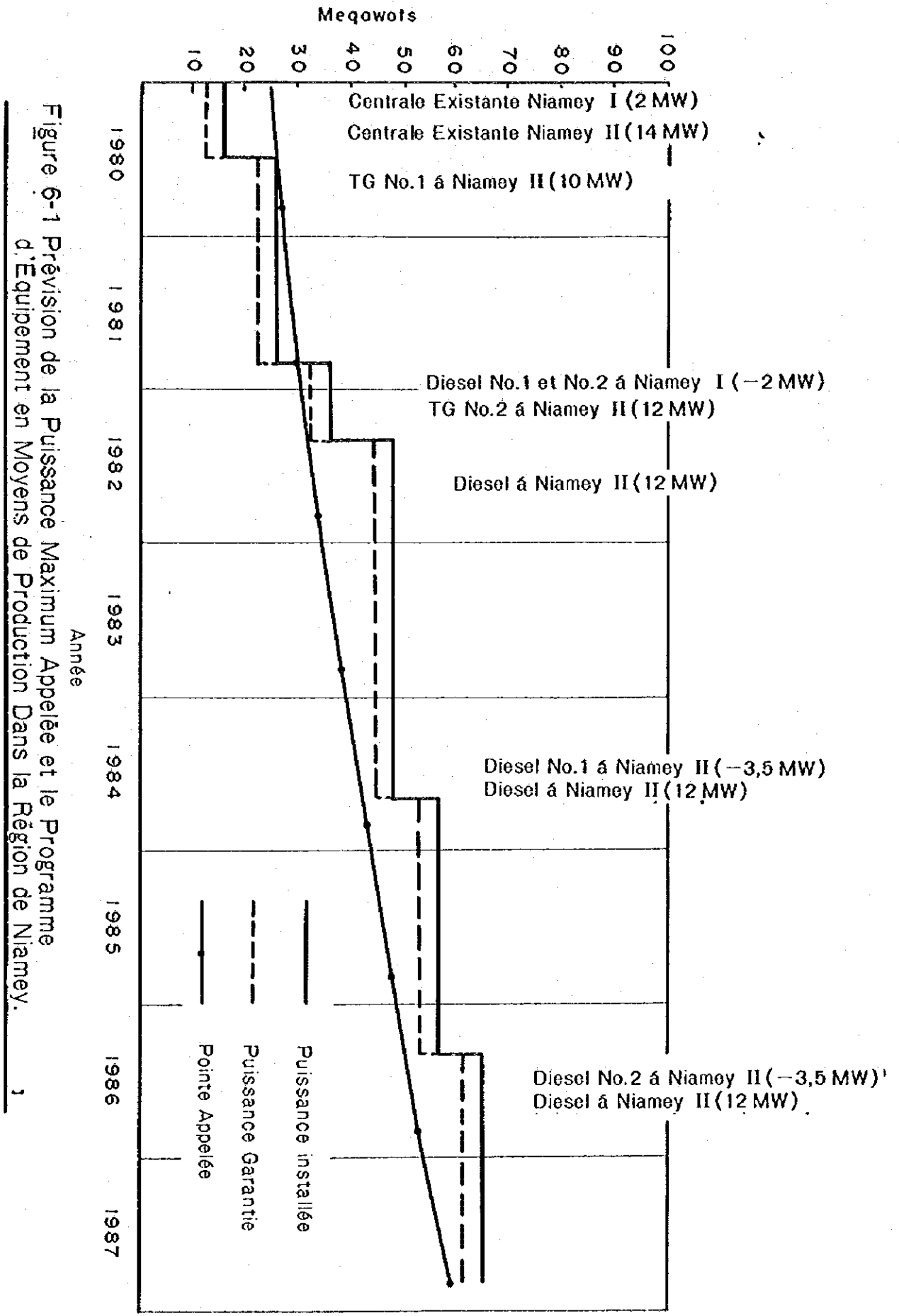
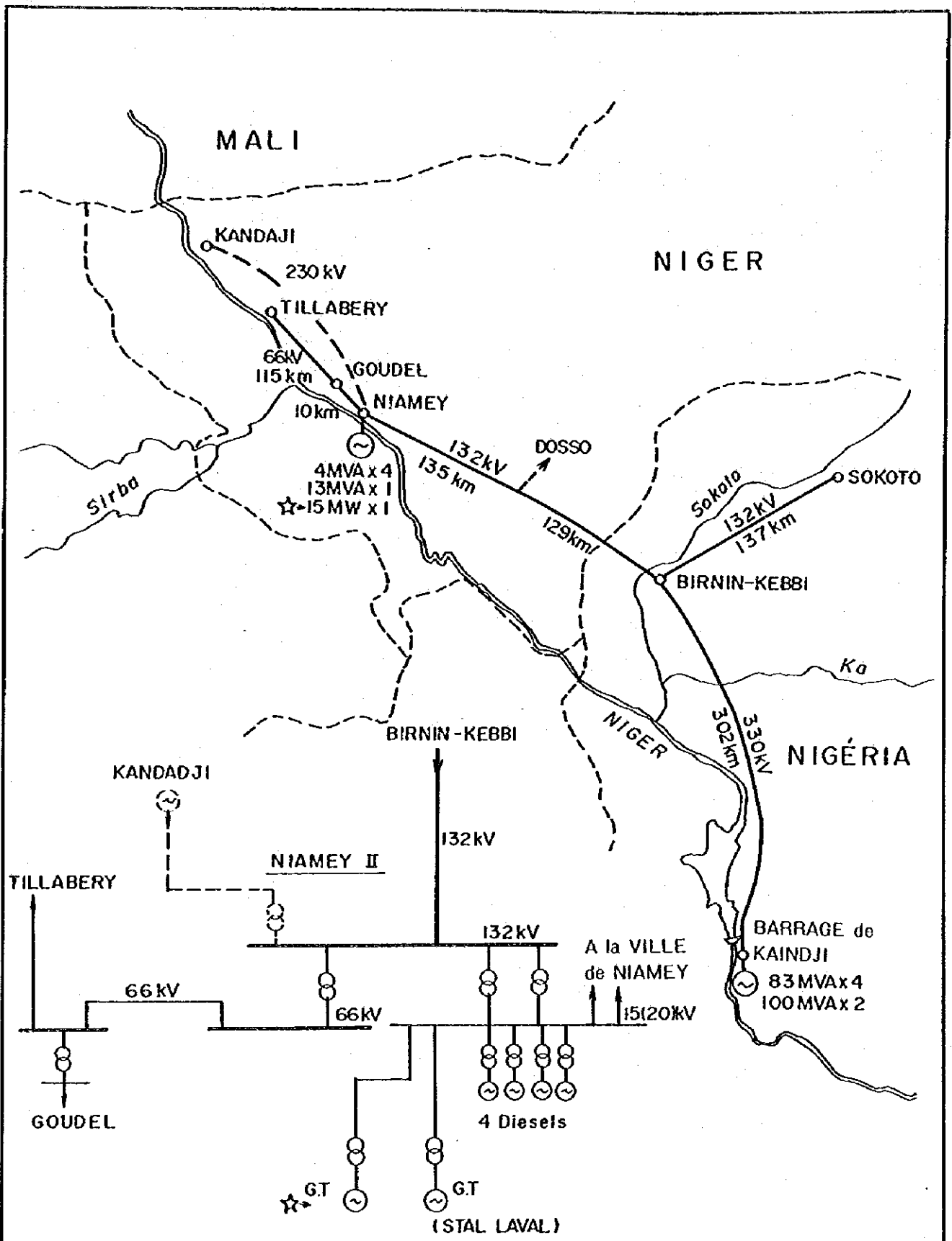
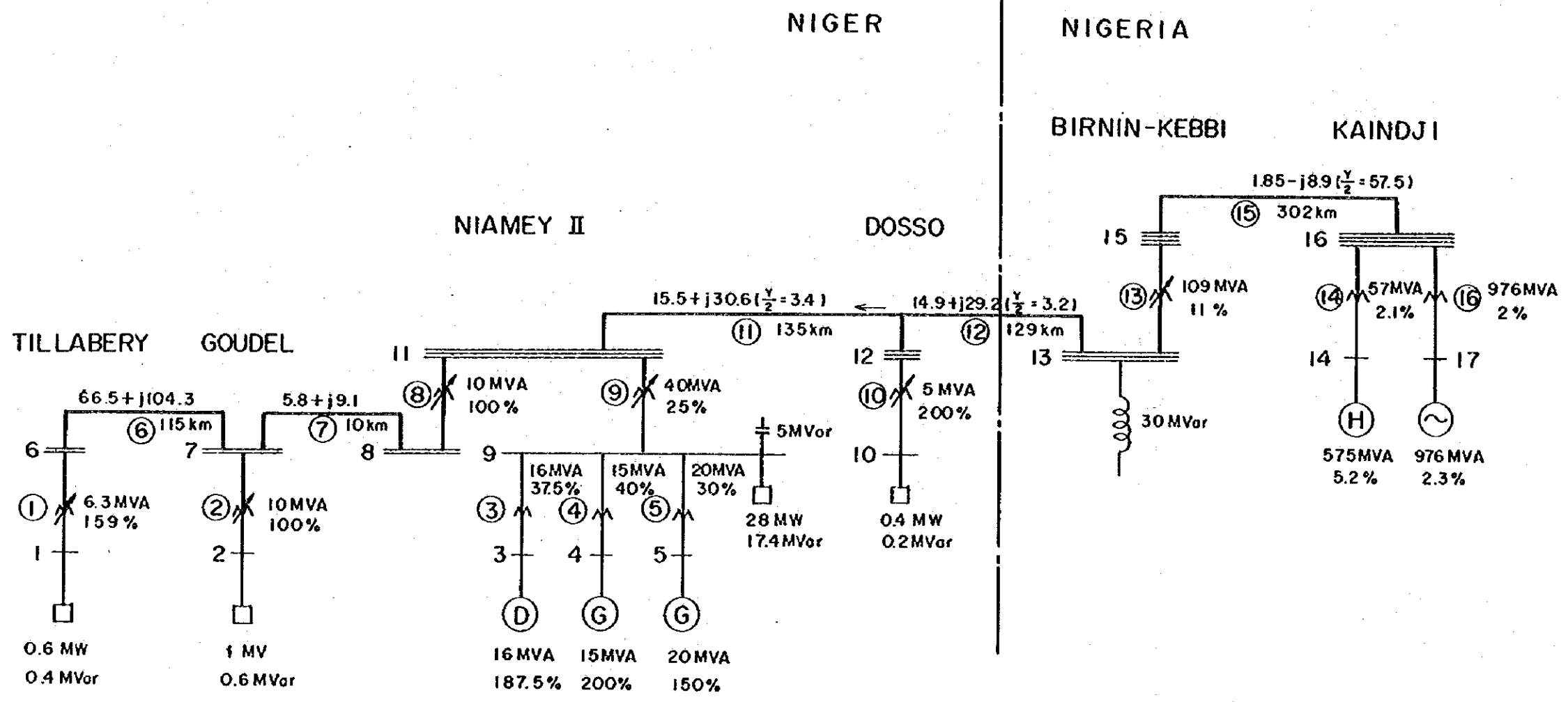


Figure 6-1 Prévission de la Puissance Maximum Appelée et le Programme d'Equipement en Moyens de Production Dans la Région de Niamey.





NOTE

- H : Hydraulique
- D : Diesel
- G : Turbine à gaz

- Bus Jeu de barre 330kV
- Bus Jeu de barre 132kV
- Bus Jeu de barre 66kV

Base : 100MVA

Figure 6-3
EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY II
TURBINE A GAZ - 2ème Tranche

SCHEMA D'IMPEDANCE EN 1981

6.2 RESULTAT D'ANALYSE

6.2.1 Ecoulement de courant et le réglage de tension

(1) Ecoulement de courant

Les écoulements de courant en 1981 ont été analysés pour les trois cas suivants:

- Cas N°1 Pour l'heure de pointe
- Cas N°2 Pour l'heure creuse
- Cas N°3 Pour le temps de défaillance de la ligne
Birnin-Kebbi-Dosso

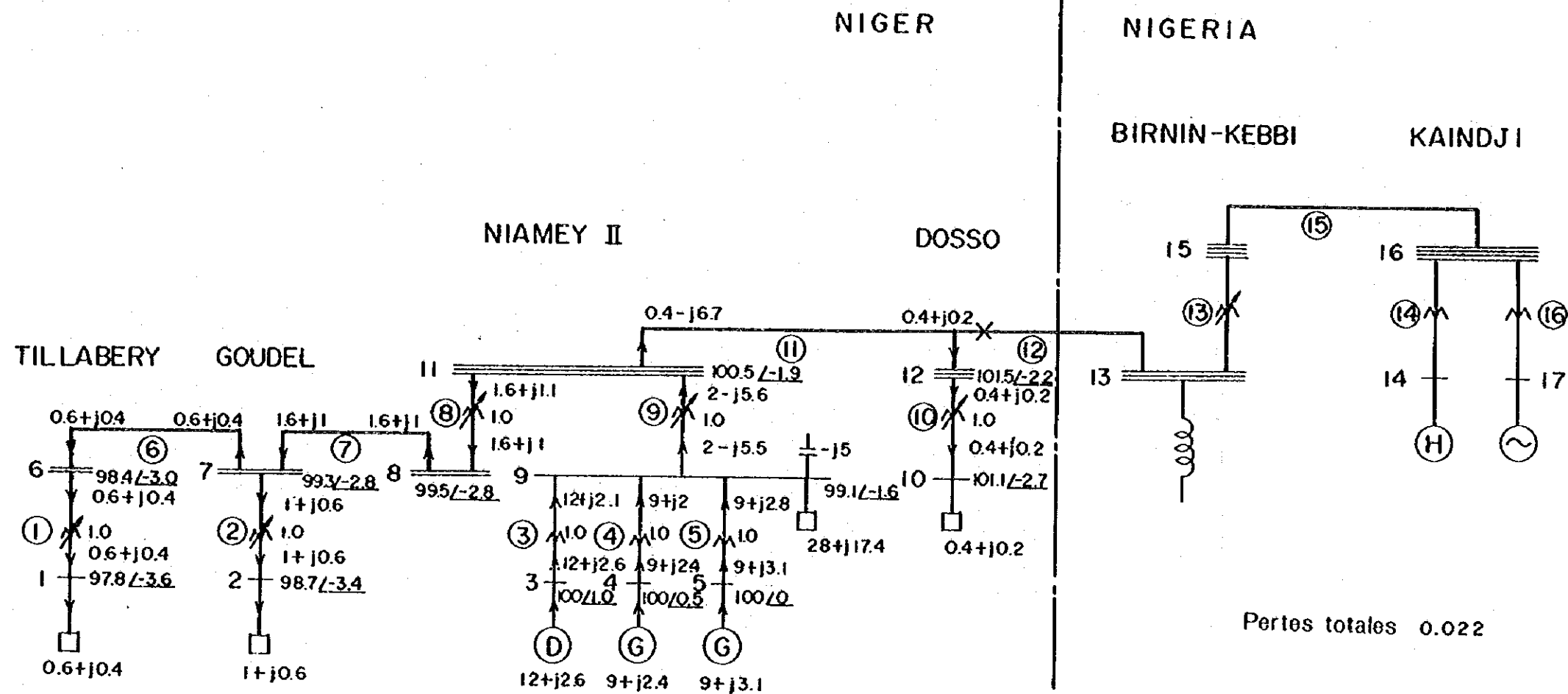
(2) Modes de réglage adoptés

Les modes adoptés pour le réglage de tension sont les suivants:

- Les fluctuations des tensions secondaires des postes doivent être limitées dans une plage de $\pm 5\%$ de leurs tensions nominales.
- Les fluctuations des tensions des lignes de transport doivent être limitées dans une plage de $\pm 10\%$ de leurs tensions nominales.
- Les tensions aux bornes des alternateurs doivent être maintenues dans une limite de 95 à 105% de leurs tensions nominales. Les puissances réactives produites par les alternateurs doivent être maintenues dans les limites de leurs facteurs de puissance nominaux.
- Tous les transformateurs doivent être munis des commutateurs de réglage, et surtout les transformateurs dans les postes doivent être équipés des commutateurs de réglage en charge, pour permettre de limiter les fluctuations des tensions dans une plage de $\pm 10\%$ de leurs tensions nominales.
- Les moyens de production réactive installés dans les postes doivent être utilisés au maximum.

(3) Résultats

Les résultats des analyses de l'écoulement de courant et des fluctuations des tensions sont montrés respectivement dans les Figures 6-4, 6-5 et 6-6.



NOTE

- | | |
|-------------------|--------------------|
| H : Hydraulique | Jeu de barre 330kV |
| D : Diesel | Jeu de barre 132kV |
| G : Turbine à gaz | Jeu de barre 66kV |

Figure 6-6
 EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY II
 TURBINE A GAZ - 2ème Tranche

SCHEMA D'ECOULEMENT DE COURANT
 ET LE REGLAGE DE TENSIONS LORS
 DE LA DEFAILLANCE DE LA LIGNE
 ENTRE DOSSO ET BIRNIN KEBBI EN
 1981

6.2.2 Stabilité transitoire

(1) Conditions pour les analyses

Les défauts triphasés sont les plus graves parmi des défaillances provoquées sur une ligne. En conséquence, pour examiner la stabilité du réseau après l'implantation de la 2ème tranche de turbine à gaz, l'analyse a été effectuée pour le cas de défauts triphasés provoqués au jeu de barre 15 kV de la centrale de Niamey II. La durée d'interruption retenue pour l'analyse est de 0,1 seconde y compris la durée de fonctionnement des relais de protection.

En se basant sur les conditions ci-dessus, les analyses ont été effectuées pour les trois cas suivants:

- Cas N° 1 ... Approvisionnement de 30,0 MW en électricité par la ligne d'interconnexion avec le Nigéria
... Production de 3,0 MW par la turbine à gaz N° 2 de la centrale de Niamey II
- Cas N° 2 ... Approvisionnement de 20,0 MW en électricité par la ligne d'interconnexion avec le Nigéria
... Production de 11,5 MW par la turbine à gaz N° 2 de la centrale de Niamey II
- Cas N° 3 ... Production nationale seulement, se répartant entre:
 - Groupes diesel 12,0 MW
 - Turbine à gaz N° 1 9,0 MW
 - Turbine à gaz N° 2 9,0 MW

(2) Résultats

Les résultats des analyses de la stabilité transitoire pour les trois cas ci-dessus sont montrés respectivement dans les Figures 6-7, 6-8 et 6-9.

Pour chacun des cas, les puissances par ligne de transport sont calculées comme suit:

Ligne de transport	Ecoulement de courant (MW)		
	Cas No. 1	Cas No. 2	Cas No. 3
Kaindji -- Birnin Kebbi	30,0	15,0	—
	29,7	14,8	
Birnin Kebbi -- Dosso	29,7	14,8	—
	28,4	14,5	
Dosso -- Niamey II	28,0	14,3	0,4
	26,6	13,9	0,4
Niamey II -- Goudel	1,6	0,8	1,6
	1,6	0,8	1,6
Goudel -- Tillabéry	0,6	0,3	0,6
	0,6	0,3	0,6

Les fluctuations de tension par poste ou par centrale sont montrées dans le Tableau 6-1.

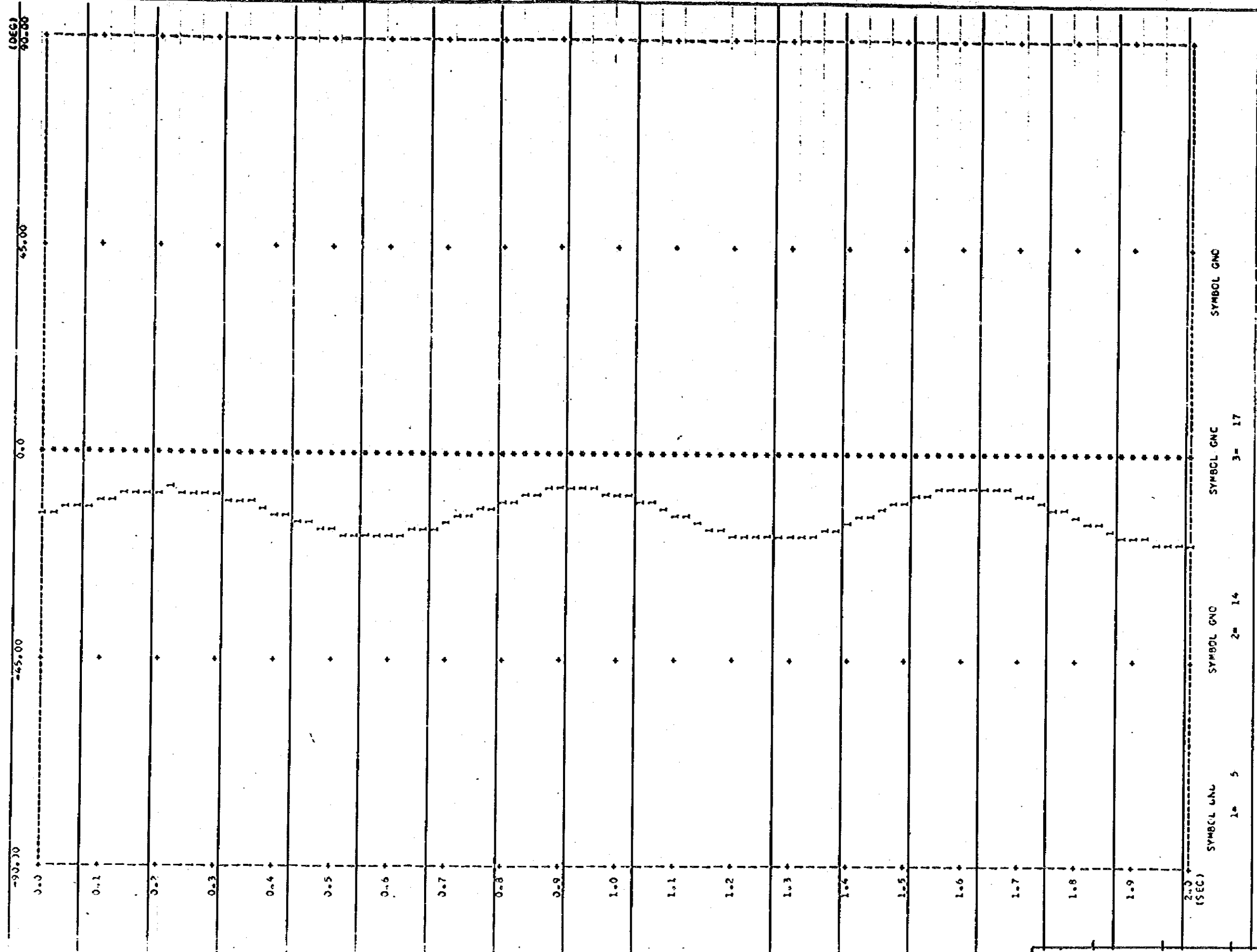
Tableau 6-1 FLUCTUATIONS DE TENSION PAR POSTE OU PAR CENTRALE

Poste ou centrale		Fluctuations (%)		
		Cas No. 1	Cas No. 2	Cas No. 3
Kaindji	Barre 330 kV.	103,7	101,8	—
	Alternateur	103,7	101,8	—
Birnin-Kebbi	Barre 330 kV	105,5	104,4	—
	Barre 132 kV	104,6	104,1	—
Dosso	Barre 132 kV	98,5	101,6	101,5
	Barre 66 kV	98,1	101,4	101,1
Niamey II	Barre 132 kV	90,9	97,2	100,5
	Barre 66 kV	100,0	101,8	99,5
	Barre 15 kV	98,7	100,1	99,1
	Unités diesel	98,7	100,0	100,0
	Turbine à gaz No.1	98,7	100,0	100,0
	Turbine à gaz No.2	100,0	100,0	100,0
Goudel	Barre 132 kV	99,8	101,8	99,3
	Barre 66 kV	99,2	101,5	98,7
Tillabéry	Barre 132 kV	99,0	101,3	98,4
	Barre 66 kV	98,3	101,0	97,8

6.2.3 Capacité de court-circuit

Les calculs des capacités de court-circuit ont été effectués pour les deux cas, l'un pour l'année 1981 après le raccordement de la 2ème tranche de turbine à gaz aux jeux de barre 15 kV et l'autre pour l'année 1982 après le raccordement d'un autre groupe de 12,0 MW aux mêmes jeux de barre de la centrale de Niamey II.

Les résultats des calculs sont montrés respectivement dans les Figures 6-10 et 6-11.



Centrale Niamey II Centrale de Kaindji Réseau au Nigeria
 Turbine à gaz No.2

Figure 6-7
 EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY II
 TURBINE A GAZ - 2ème Tranche
 STABILITE TRANSITOIRE
 (CAS No.1)

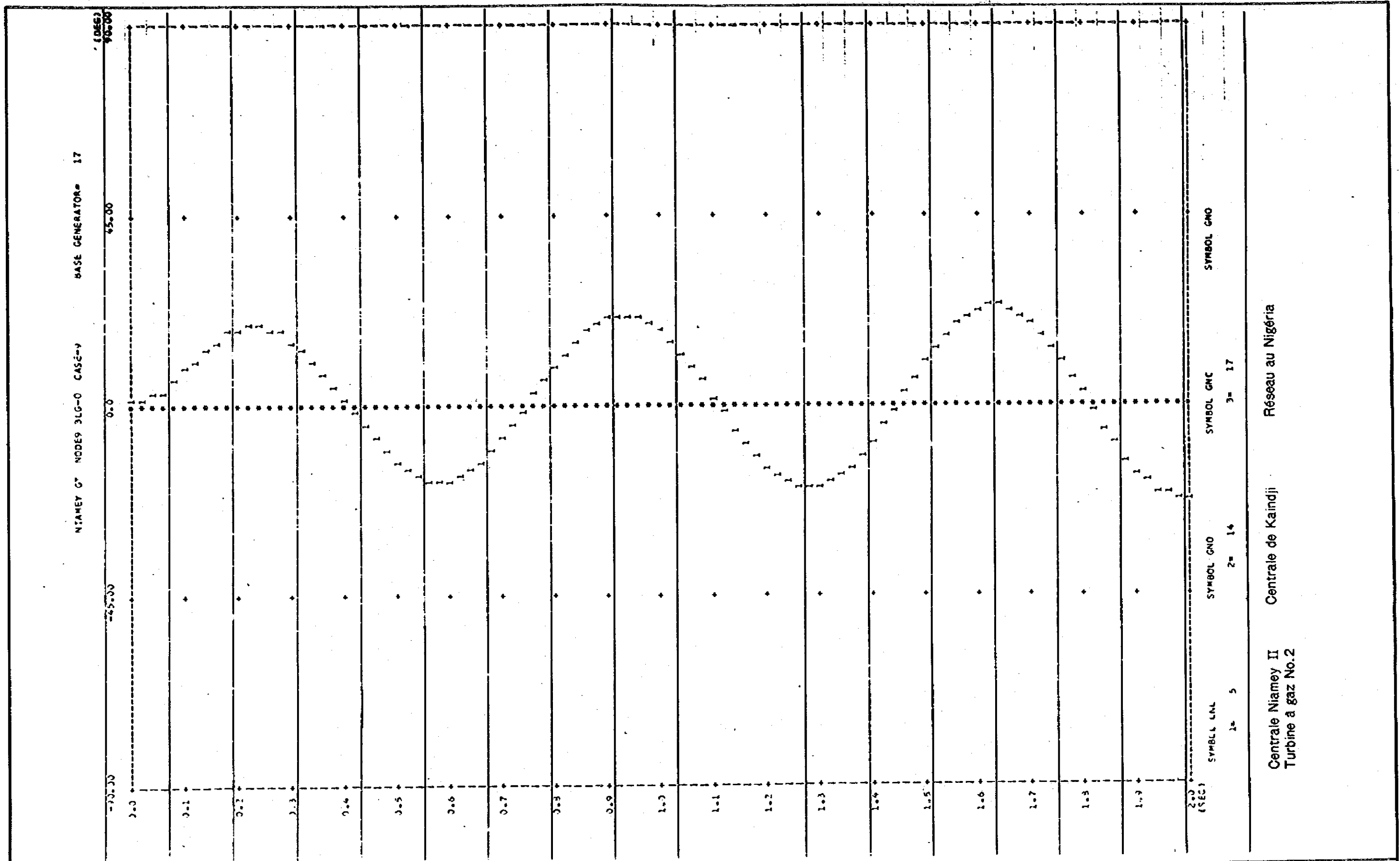
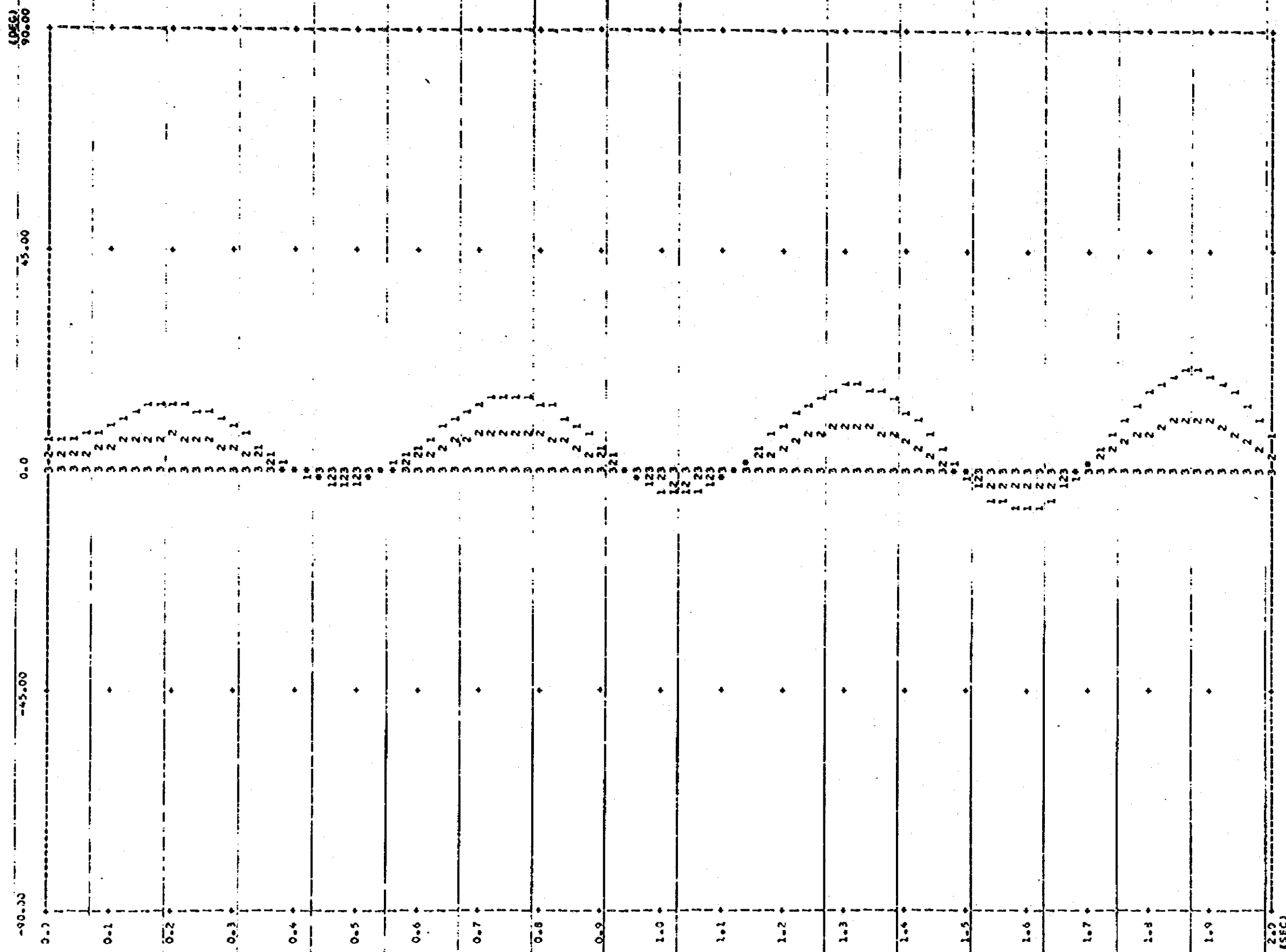


Figure 6-8
EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY II
TURBINE A GAZ - 2ème Tranche
STABILITE TRANSITOIRE
(CAS No.2)



(DEG) 90.00
45.00
0.0
-45.00
-90.00

(SEC) 0.0 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0 1.1 1.2 1.3 1.4 1.5 1.6 1.7 1.8 1.9 2.0

SYMBOL GNC
1st 3
2nd 4
3rd 5

SYMBOL GNO
Centrale Niamey II
Turbine à gaz No.1

SYMBOL GNO
Centrale Niamey II
Turbine à gaz No.2

Centrale Niamey II
Diesel

Figure 6-9
EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY I
TURBINE A GAZ - 2ème Tranche
STABILITE TRANSITOIRE
(CAS No.3)

Les capacités de court-circuit pour ces deux cas sont les suivantes:

- Après l'installation de la turbine à gaz N°2 (1981) 210,2 MVA
- Après l'installation d'un autre groupe supplémentaire de 12,0 MW 265,5 MVA

Comme la capacité du disjoncteur 15 kV existant est de 250 MVA, son remplacement par un autre disjoncteur plus puissant serait nécessaire lors de l'installation d'un autre groupe supplémentaire.

6.2.4 Intensités de courant admissibles pour les jeux de barre existants à 15 kV

Les intensités de courant admissibles pour les jeux de barre 15 kV (20 kV) de la centrale de Niamey II sont de 2.400 A pour la côté départ et de 1.600 A pour la côté arrivée, délimitées par deux transformateurs de potentiels qui ne sont pas utilisés actuellement.

L'installation du disjoncteur et des sectionneurs pour la 2ème tranche de turbine à gaz peut se faire à chacun de deux emplacements suivants:

- Solution N°1 Entre le jeu de barre 1.666 A et le jeu de barre 2.400 A
- Solution N°2 Au bout de jeu de barre 1.600 A

Les Figures 6-12 et 6-13 montrent respectivement pour les deux solutions ci-dessus les schémas des écoulements de courant où les intensités deviennent les plus fortes.

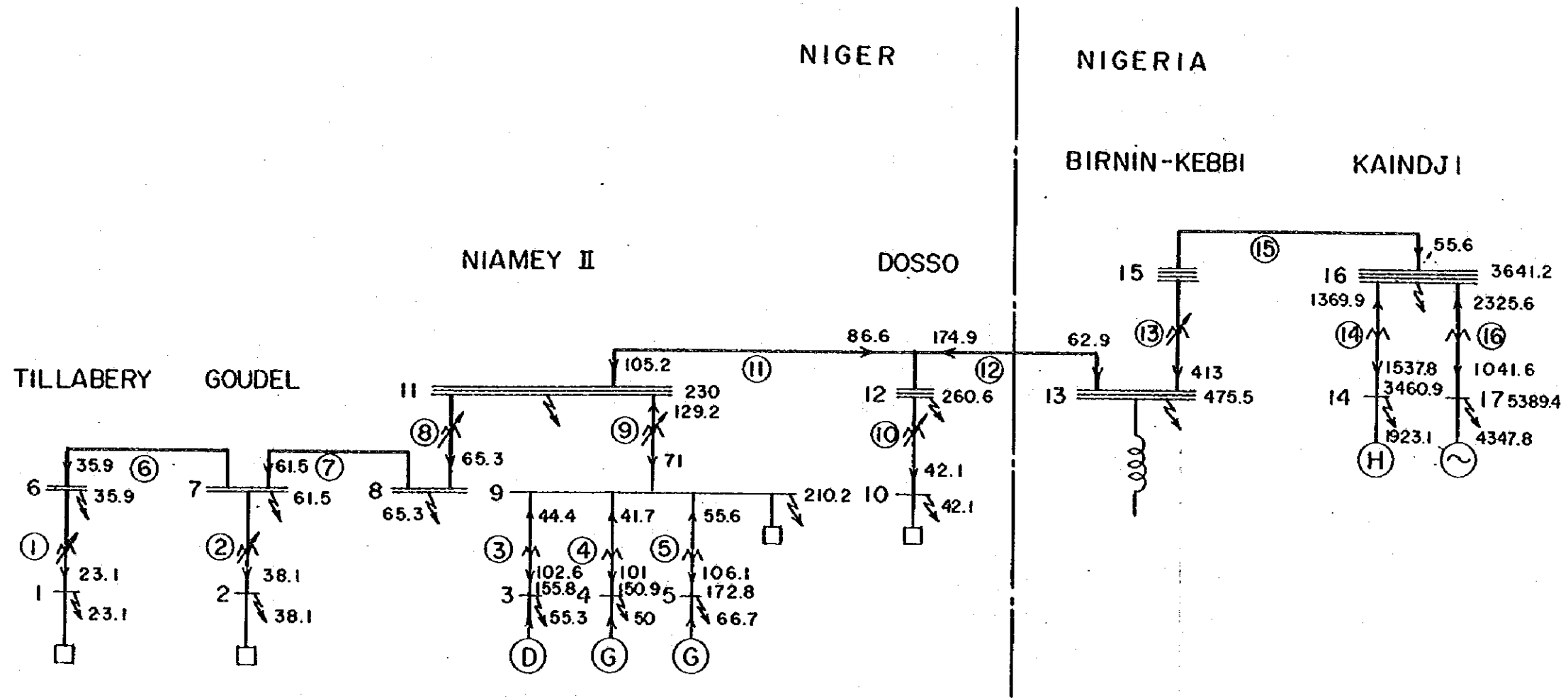
Dans la solution N° 2 l'intensité maximum sur le jeu de barre 1.600 A devient 1.964 A, ce qui nécessite le renforcement de ce jeu de barre. En conséquence, il convient d'installer le disjoncteur et les sectionneurs pour la 2ème tranche de turbine à gaz entre le jeu de barre 1.600 A et le jeu de barre 2.400 A.

6.3 CONCLUSIONS

Tout ce qui précède conduit aux conclusions suivantes:

- (a) Après l'implantation de la 2ème tranche de turbine à gaz, le réglage de tensions pourra être assuré parce que les fluctuations des tensions peuvent être maintenues dans une plage de $\pm 10\%$ de leurs tensions nominales.
- (b) Même en cas de défauts triphasés provoqués aux jeux de barre 15 kV de la centrale de Niamey II, le réseau pourra assurer la stabilité transitoire.
- (c) L'installation de la 2ème tranche de turbine à gaz ne nécessite pas un renforcement de la capacité de disjonction des jeux de barre existants. Cependant, ce renforcement serait nécessaire avec l'installation d'un autre groupe supplémentaire de 12,0 MW.

- (d) Les calculs des intensités de courant admissibles pour les jeux de barre existants montrent qu'il convient d'installer les disjoncteurs et sectionneurs pour la 2ème tranche de turbine à gaz entre le jeu de barre 1.600 A et le jeu de barre 2.400 A.

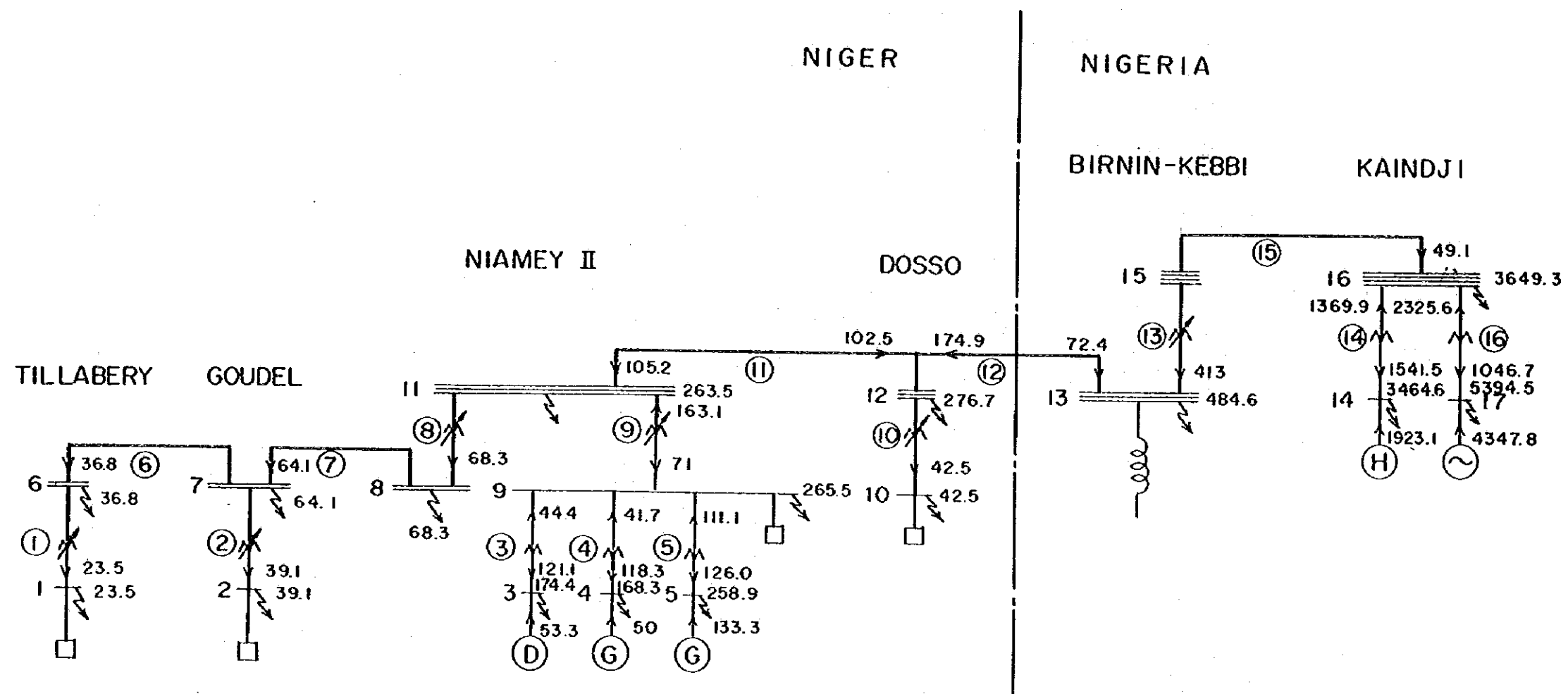


NOTE

H : Hydraulique
 D : Diesel
 G : Turbine à gaz

⏏️ Jeu de barre 330kV
 ⏏️ Jeu de barre 132kV
 ⏏️ Jeu de barre 66kV

Figure 6-10
 EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY II
 TURBINE A GAZ - 2ème Tranche
 CAPACITE DE COURT-CIRCUIT
 EN 1981



NOTE

H : Hydraulique
 D : Diesel
 G : Turbine à gaz

⎓ Jeu de barre 330kV
 ⎓ Jeu de barre 132kV
 ⎓ Jeu de barre 66kV

Figure 6 - 11
 EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY II
 TURBINE A GAZ - 2ème Tranche
 CAPACITE DE COURT-CIRCUIT
 EN 1982

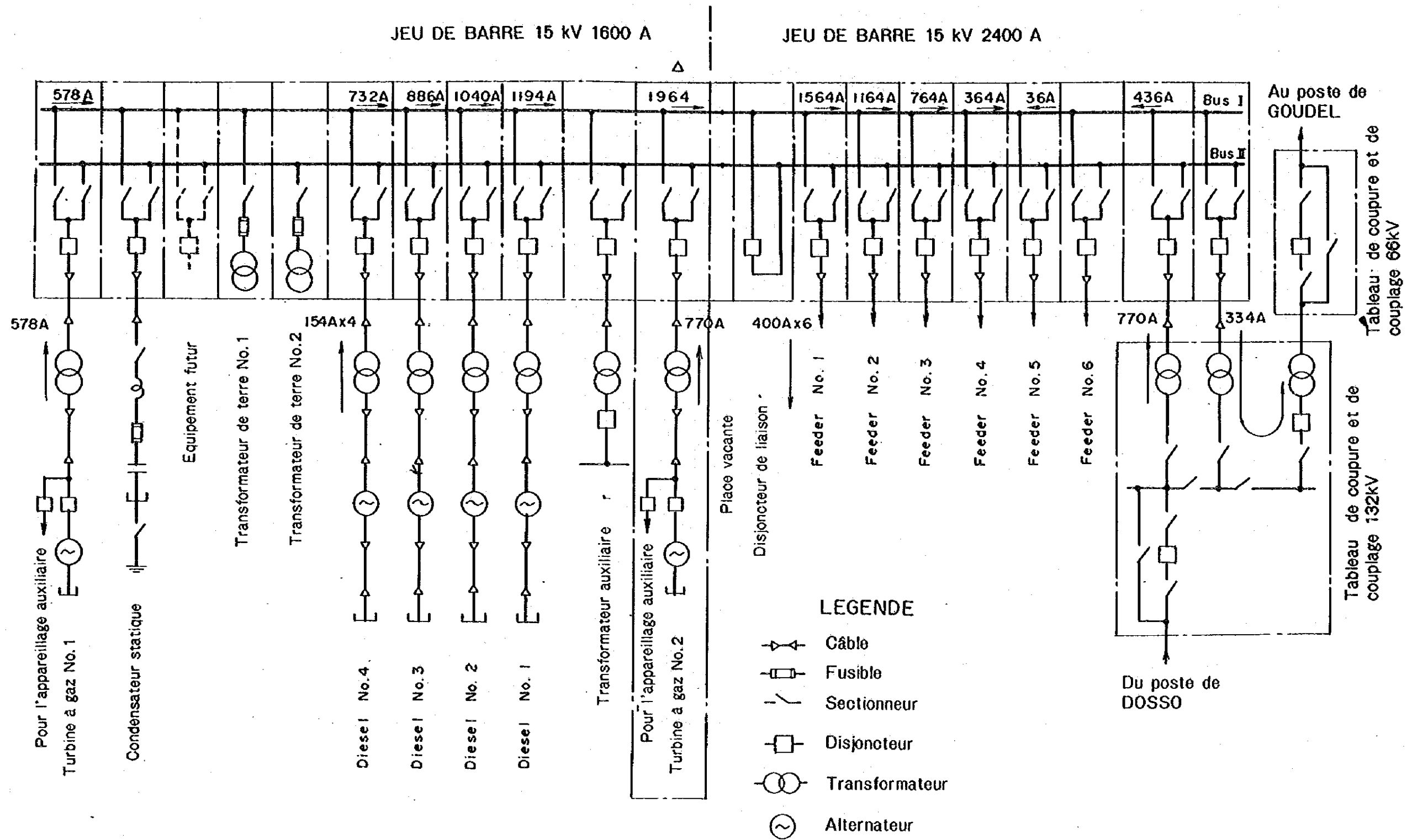


Figure 6-12
EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY II
TURBINE A GAZ - 2ème Tranche
SCHEMA UNIFILAIRE-SOLUTION No.1

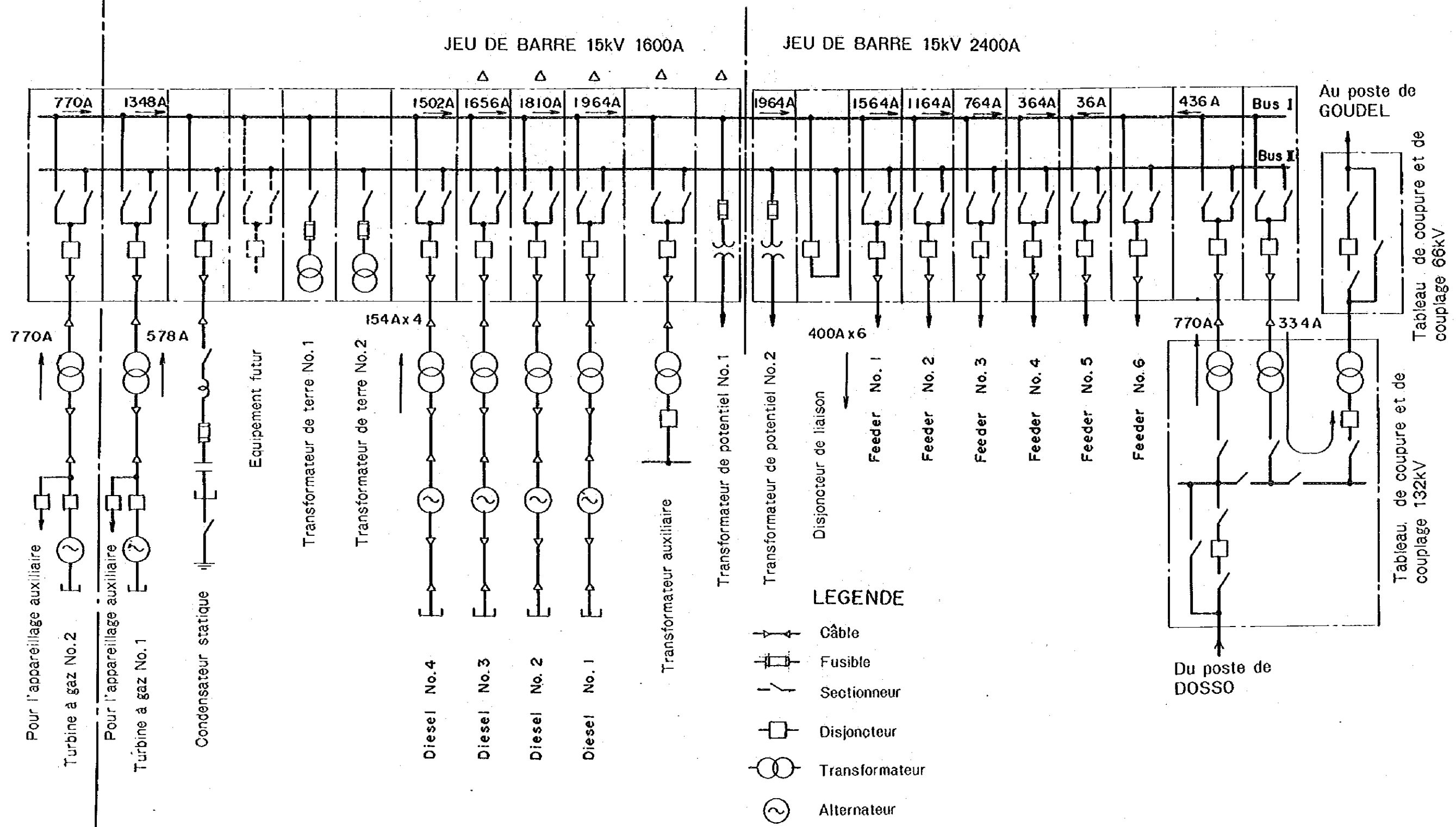


Figure 6-13
 EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY II
 TURBINE A GAZ- 2ème Tranche
 SCHEMA UNIFILAIRE-SOLUTION No.2

CHAPITRE 7 ETUDE DE BASE POUR L'IMPLANTATION DE LA TURBINE A GAZ

7.1 CONDITIONS DE BASE POUR L'ETUDE

7.2 NORMES ADOPTEES

7.3 DESCRIPTION DU MATERIEL

7.4 FONDATION

CHAPITRE 7 ETUDE DE BASE POUR L'IMPLANTATION DE LA TURBINE A GAZ

7.1 CONDITIONS DE BASE POUR L'ETUDE

7.1.1 Situation du site d'implantation et la condition topographique

La centrale de Niamey II se situe dans la zone industrielle de Gamkalle aménagée à la banlieue du Sud-Est de la ville de Niamey. Le terrain de la centrale est à la cote 216,0.

La superficie du terrain réservé pour le futur équipement est approximativement de 50 x 90 mètres carrés.

La moitié de ce terrain est laissée non-remblayée, se trouvant à environ 1,5 mètres plus basse que le terrain nivelé.

7.1.2 Caractéristiques du sol

Dans le parc de la centrale deux sondages au pénétromètre dynamique ont déjà été exécutés aux fonds de deux puits de reconnaissance, présentant les caractéristiques du sol comme suit:

- De 0 à 0,6/0,7 m Remblai (gravier latéritique + décombre)
- De 0,6/0,7 à 2,6/2,9 m. Sable roux
- A partir de 2,6/2,9 m Carapace latéritique

Le remblai consisté en gravier latéritique et décombre ainsi que le sable roux n'ont pas de capacité portante satisfaisante. Toutefois, la carapace qui se trouve en-dessous de ce remblai est dotée d'une capacité portante assez forte.

7.1.3 Conditions météorologiques

Comme toute autre région sahelienne, le climat de la région de Niamey est divisé en deux saisons contrastées; la saison sèche qui dure d'octobre à mai et la saison pluvieuse qui dure de juin à septembre.

La saison sèche est entièrement sous l'influence de la mousson saharienne provenant du nord-est à l'est qui conduit à la descente de la température d'air jusqu'à autour de 15°C durant les trois mois de décembre-janvier-février.

Les précipitations annuelles sont de l'ordre de 600 mm dont la plus grande partie a lieu en août. Les précipitations en août atteignent plus de 200 mm.

On enregistré deux pointes de température, l'une en avril et l'autre en octobre où la température maximum s'élève à 45°C. La température moyenne statistique est de l'ordre de 29,0°C.

La pression atmosphérique varie entre 981 et 985 mbar au cours de l'année. La moyenne statistique est de l'ordre de 984 mbar.

Tableau 7-1 DONNEES METEOROLOGIQUES DANS LA REGION DE NIAMEY (1960-1979)

Période	Température d'air (°C)			Pression atmosphérique (mbar)	Précipitations (mm)	Jours de pluies	Humidité relative (%)
	Moyenne maximum	Moyenne minimum	Moyenne du mois				
1960-1970							
Janvier	33,5	15,7	24,6	985,3	—	—	37
Février	36,3	18,2	27,3	984,1	—	—	32
Mars	39,4	22,3	30,9	982,5	2	0,4	33
Avril	40,9	26,3	33,6	981,2	3	1,0	37
Mai	40,0	27,2	33,6	982,1	28	4,1	58
Juin	36,7	25,3	31,5	983,9	80	8,5	77
Juillet	33,6	23,5	28,5	984,8	160	13,0	88
Août	31,5	22,6	27,1	984,7	210	16,6	93
Septembre	33,3	23,0	28,1	984,8	105	10,6	93
Octobre	37,3	23,2	30,3	983,9	18	2,4	78
Novembre	36,8	19,0	27,9	984,2	2	0,8	55
Décembre	33,9	16,1	25,0	984,9	—	—	45
Année	36,1	21,9	29,0	983,9	608	57,4	60,5
1970-1979							
Janvier	32,7	16,2	24,5	985,5	—	—	—
Février	35,9	18,4	27,2	984,0	—	—	—
Mars	38,6	22,8	30,7	982,3	—	—	—
Avril	40,7	26,2	33,5	981,1	—	—	—
Mai	39,7	27,4	33,6	981,9	—	—	—
Juin	37,5	25,8	31,7	983,7	—	—	—
Juillet	33,9	23,7	28,8	984,6	—	—	—
Août	32,8	23,1	28,0	984,5	—	—	—
Septembre	34,6	23,5	29,1	984,6	—	—	—
Octobre	37,0	23,9	30,5	983,6	—	—	—
Novembre	35,8	19,3	27,6	984,8	—	—	—
Décembre	33,0	16,7	24,9	985,7	—	—	—
Année	36,0	22,3	29,2	983,9	—	—	—

Note : Les observations ci-dessus ont été effectuées à l'aérodrome de Niamey.

Ce qui suit est la récapitulation des valeurs météorologiques qui sont nécessaires pour le dessin de la turbine à gaz.

(a) Température d'air:		
Température maximale annuelle	45°C
Température minimum annuelle	15°C
(b) Pression atmosphérique moyenne	984 mbar
(c) Humidité relative moyenne	60%
(d) Précipitations annuelles moyennes	600 mm

Il est à noter d'ailleurs que des orages sableux ont lieu quelquefois. Egalement il ne faut pas laisser passer inaperçue l'apparition de gros insectes tels que sauterelle, papillon, etc.

Les observations de température d'air, de pression atmosphérique et d'humidité relative faites sur les deux périodes de 1961 à 1970 et de 1970 à 1979 à l'aérodrome de Niamey sont présentées dans le Tableau 7-1.

7.1.4 Combustible

La mission a obtenu à la centrale de Niamey II un litre de gas-oil utilisé par GT-35, comme échantillon à soumettre à l'essai chimique au Japon. Le résultat d'essai est le suivant:

<u>Désignation</u>	<u>Unité</u>	<u>Valeur</u>
a) Poids spécifique	15/4°C	0,8528
b) Viscosité :		
à 30°C	cSt	4,901
à 50°C	cSt	3,083
c) Point d'allumage	°C	74
d) Point de fluidité	°C	-5,0
e) Teneur en eau	Vol %	0,1
f) Résidu carbonique	%	0,009
g) Teneur en cendres	%	0,0005
h) Pouvoir calorifique :		
Supérieur	kcal/kg	10.830
Inférieur	kcal/kg	10.110
i) Teneur carbonique	%	86,16
j) Teneur en hydrogène	%	13,25
k) Teneur sulfureuse	%	0,58
l) Teneur en sodium	ppm	0,043
m) Teneur en potassium	ppm	inférieure à 0,075
n) Teneur en vanadium	ppm	inférieure à 0,2

7.2 NORMES ADOPTÉES

Pour les études et les matériaux de fabrication, les normes japonaises suivantes seront utilisées. Toutefois, des normes internationales qui sont comparables à ces normes japonaises pourront être utilisées également.

- (a) Japanese Industrial Standards (JIS)

- (b) Standards of the Japanese Electro-technical Committee (JEC)
- (c) Standards of Japan Electric Machine Industry Association (JEM)
- (d) Japan Cable Standards (JCS)
- (e) Architectural Institute of Japan Standards (AIJ)
- (f) En plus des normes ci-dessus, des normes du constructeur lui-même pourront être utilisées également tant qu'elles sont applicables.

7.3 DESCRIPTION DU MATERIEL

7.3.1 Généralités

La fabrication du matériel devra se faire d'une manière à répondre aux conditions de base suivantes:

- (a) L'ensemble du matériel sera du type "Package" pour installation "Outdoor", ne nécessitant pas de bâtiments particuliers.
- (b) Le groupe turbo-alternateur devra permettre un fonctionnement continu en régime de pointe.
- (c) Il n'est pas nécessaire d'installer un dispositif de démarrage destiné au fonctionnement en absence de toute source électrique extérieure.
- (d) Le groupe sera muni de dispositifs d'insonorisation.
- (e) Le refroidissement du groupe se fera en circuit ouvert dans l'air ou en circuit fermé en eau.

7.3.2 Turbine et annexes

(1) Turbine

- (a) La turbine sera du type à circuit simple ouvert. La carcasse sera de construction compacte qui permet d'effectuer facilement au site le démontage, l'échange des pièces détachées (les appareillages de la chambre de combustion, les aubes, les ailettes, etc.) et le remontage.
- (b) Le groupe turbo-alternateur devra développer aux bornes d'alternateur une puissance supérieure à 12.000 kW à une température d'air ambiant de 45°C et à une pression atmosphérique de 984 mbar.

(2) Système d'huile de refroidissement

Le système d'huile devra assurer le graissage et le refroidissement des paliers et butée du groupe turbo-alternateur, du réducteur de vitesse, etc. Ce système devra comprendre entre autres:

- Régulateur de pression d'huile
- Pompe à huile de graissage entraînée par un moteur
- Pompe à huile de secours
- Réservoir d'huile
- Réfrigérant d'huile, etc.

(3) Circuit combustible

La partie du circuit combustible qui alimente la turbine à gaz en combustible fourni par le réservoir existant de gas-oil comprendra, entre autres, les éléments suivants:

- Tuyauteries à l'extérieur et à l'intérieur de "Packages"
- Groupe de pompage de transfert
- Pompe principale de combustible
- Régulateur de pression d'huile d'alimentation

(4) Gaines d'aspiration et d'échappement

La gaine d'aspiration d'air au compresseur sera protégée par des filtres contre l'impureté atmosphérique (orages sableux, insectes, etc.) entraînée par l'air ambiant.

Les gaines d'aspiration et d'échappement seront munies des silencieux efficaces.

(5) Equipement de démarrage et le dispositif de virage

- (a) L'équipement de démarrage sera entraîné par moteur diesel ou par air comprimé.
- (b) Un dispositif de virage sera constitué d'un moteur du courant alternatif et d'un mécanisme d'engrenage.

(6) Système de contrôle et de réglage

- (a) Tout équipement de contrôle et de réglage assurant une marche sûre et continue ainsi que le démarrage, la synchronisation et l'arrêt automatique sera fourni. Ces opérations seront effectuées à action rapide "Push button".
- (b) Les opérations ci-dessus devront pouvoir se faire également à distance à partir de la salle de commande existante.

7.3.3 Alternateur et annexes

(1) Alternateur

- (a) Type : Alternateur refroidi en circuit ouvert dans l'air
- (b) Puissance : A correspondre à la puissance de la turbine
- (c) Tension : 11 kV
- (d) Fréquence : 50 Hz
- (e) Vitesse : 3000 tpm
- (f) Phase : Triphasé
- (g) Facteur de puissance : 0,85

(2) Excitatrice

L'excitatrice sera d'une caractéristique qui correspond à celle de l'alternateur.

(3) Transformateur de puissance

- | | |
|-----------------------|---|
| (a) Capacité : | A correspondre à la puissance de l'alternateur |
| (b) Tension : | |
| – Primaire | 11 kV |
| – Secondaire | 15 (20) kV |
| (c) Enroulement : | |
| – Primaire | Delta |
| – Secondaire | Etoile |
| (d) Mise à la terre : | A déterminer après |
| (e) Refroidissement : | Transformateur refroidi par circulation d'air, immergé dans l'huile |

(4) Appareillages électriques auxiliaires

Comme appareillages électriques auxiliaires, les éléments suivants seront fournis:

- Tableau de commande haute tension
- Local de contrôle et de commande
- Dispositif de réglage et de protection
- Batterie d'accumulateur
- Eclairage des locaux

7.3.4 Raccordement aux jeux de barre existants

Pour le raccordement de la turbine à gaz aux jeux de barre existants (15 kV et 20 kV) de la centrale de Niamey II, les travaux nécessaires y compris l'installation d'un disjoncteur de 20 kV seront exécutés.

Le plan de masse et le schéma unifilaire de la centrale de Niamey II après l'implantation de la prochaine turbine à gaz sont montrés respectivement dans les Figures 7-1 et 7-2.

7.4 FONDATION

La fondation du groupe turbo-alternateur devra être de structure efficace qui peut transmettre bien la charge de cet ouvrage au terrain de support.

Comme des renseignements obtenus relatifs aux caractéristiques du terrain du site laissent supposer que la carapace se trouvant en-dessous du niveau 2,6/2,9 mètres de profondeur aurait une capacité portante assez forte, les massifs de béton s'appuieront sur cette carapace par l'intermédiaire des pieux de béton.

Toutefois, ces renseignements n'étant pas suffisants, il faudrait exécuter des sondages supplémentaires avant de procéder aux études détaillées de fondation.

A titre indicatif, une solution de fondation est présentée dans la Figure 7-3.

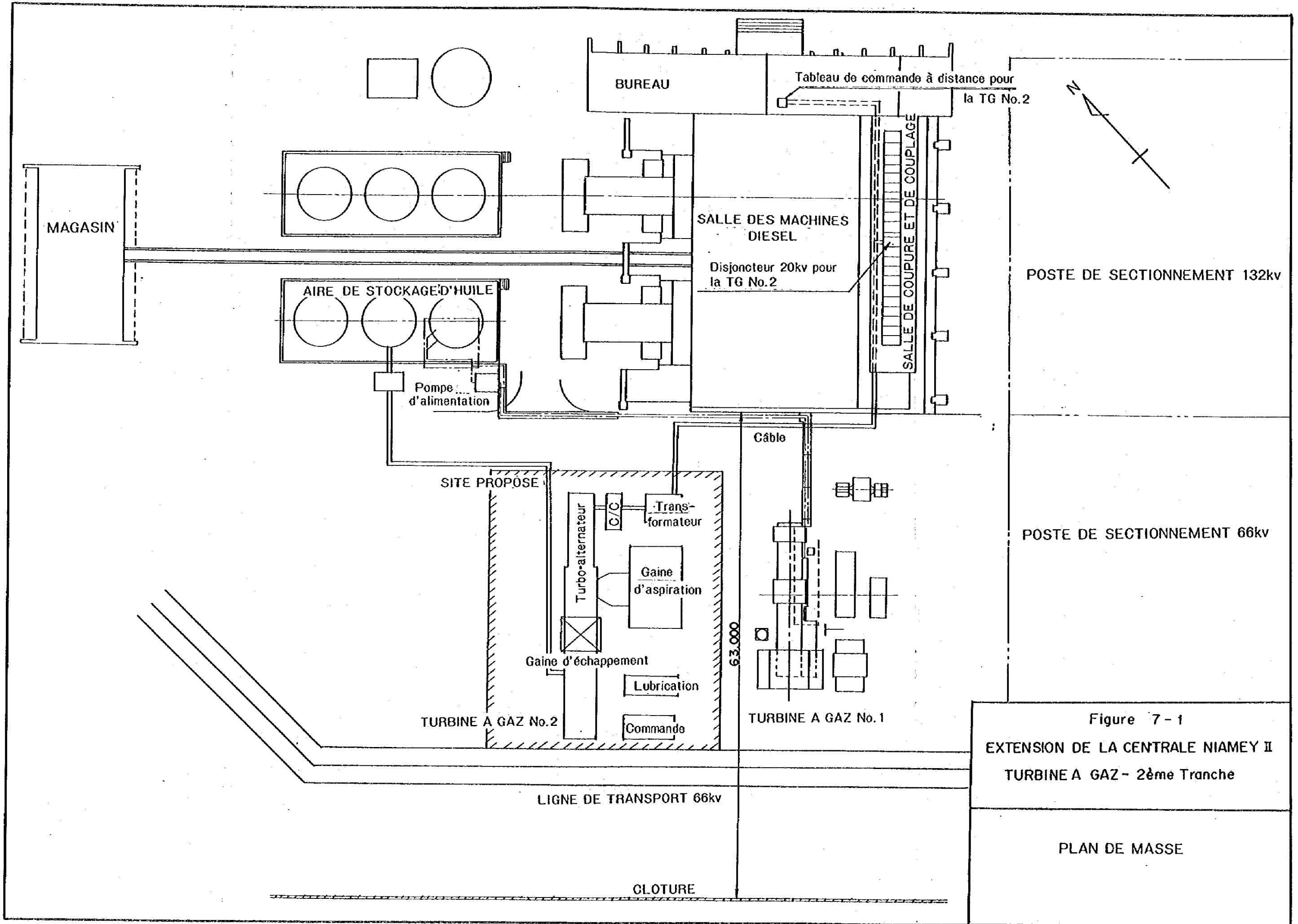


Figure 7 - 1
 EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY II
 TURBINE A GAZ - 2ème Tranche

PLAN DE MASSE

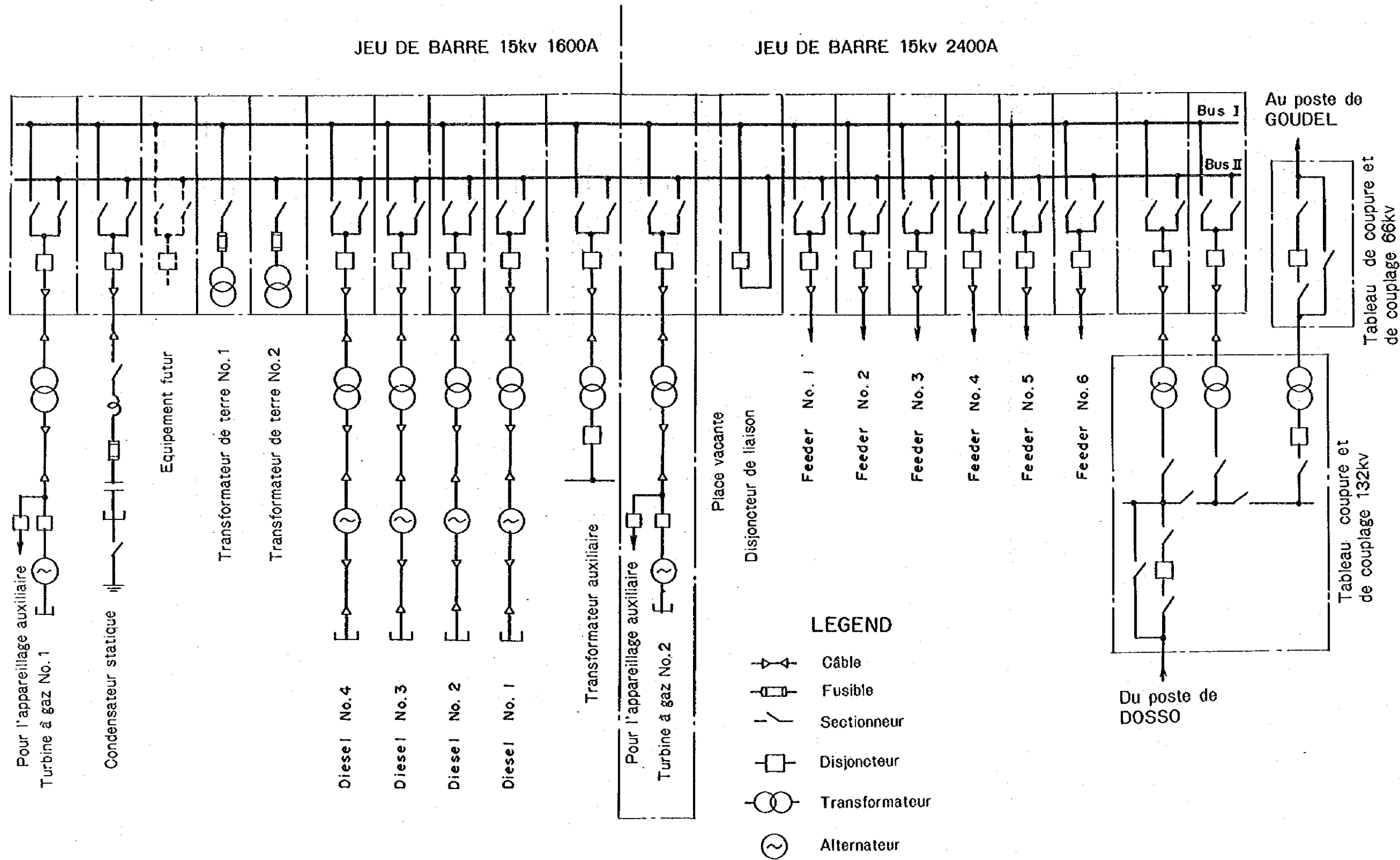
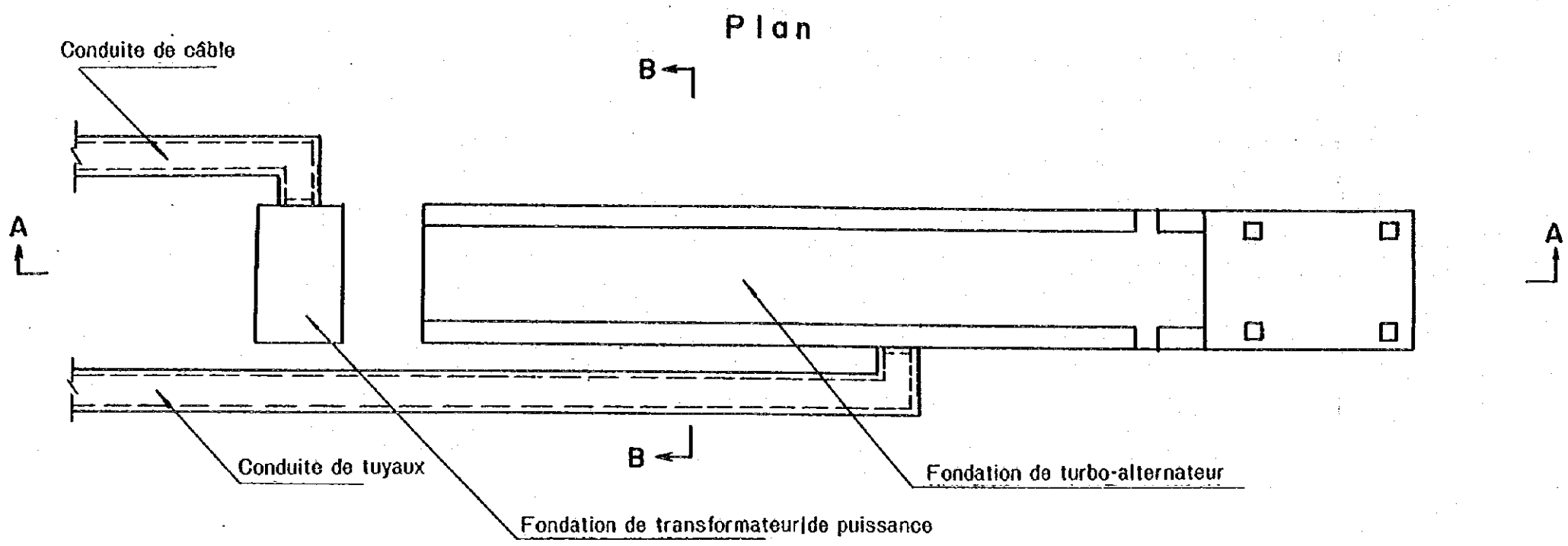
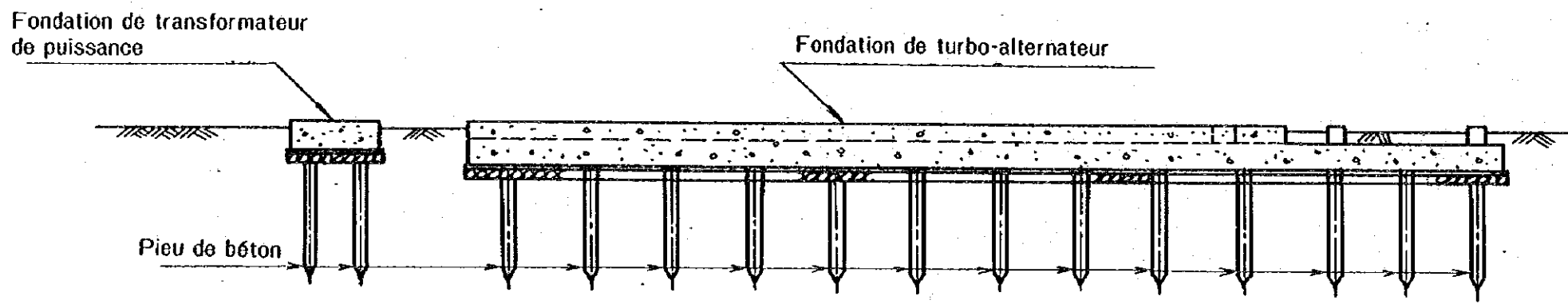


Figure 7-2
EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY II
TURBINE A GAZ - 2ème Tranche
SCHEMA UNIFILAIRE



COUPE A-A



COUPE B-B

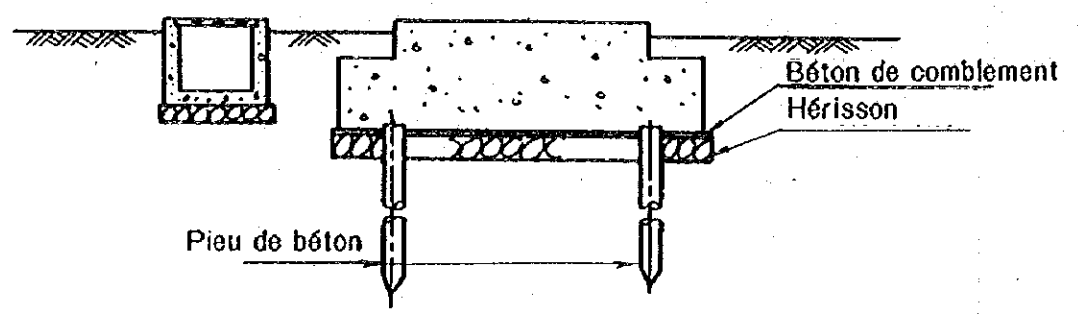


Figure 7-3
EXTENSION DE LA CENTRALE NIAMEY II
TURBINE A GAZ- 2ème Tranche
FONDATION DES OUVRAGES

CHAPITRE 8 CALENDRIER-PROGRAMME D'IMPLANTATION DE LA TURBINE A GAZ

8.1 CALENDRIER-PROGRAMME DE CONSTRUCTION

8.2 TRAVAUX A ETRE EXECUTES PAR LA NIGELEC

CHAPITRE 8 CALANDRIER-PROGRAMME D'IMPLANTATION DE LA TURBINE A GAZ

8.1 CALENDRIER-PROGRAMME DE CONSTRUCTION

Compte tenu du cas de GT-35, la durée de construction de la prochaine turbine est estimée à 10,5 mois après la commande englobant les dessins de fabrication, la fabrication du matériel électrique et mécanique, le transport maritime et terrestre, les travaux de fondation, le montage et l'essai.

(1) Dessins de fabrication

Après la commande le constructeur procède aux dessins et à la fabrication du matériel. La durée de fabrication est estimée à 4 mois au moins y compris les essais en usine assistés par l'ingénieur-conseil et les emballages du matériel.

(2) Transport

Le matériel fabriqué est mis à bord avec la licence d'exportation. La durée de transport est estimée à 2 mois et demi englobant le transport maritime, le dédouanement du matériel au port de débarquement et son transport jusqu'au pied d'oeuvre.

Le Niger qui n'a pas de littoral est approvisionné par les quatre ports étrangers suivants:

Port Harcourt	(Nigéria)
Port Cotonou	(Bénin)
Port Lomé	(Togo)
Port Abidjan	(Côte - d'Ivoire)

Quoique le tronçon Cotonou-Parakou-Niamey soit le plus court, la voie ferrée d'une longueur de 438 km qui relie Cotonou à Parakou n'est pas appropriée pour le transport du matériel de grandes dimensions.

Il est à noter également que des colis de la turbine à gaz GT-35 de la centrale de Niamey II furent débarqués au port Lomé et que leur durée de transport était d'environ une semaine en moyenne.

(3) Travaux de fondation

Les travaux de fondation englobant le battage des pieux et le coulage des massifs doivent se terminer jusqu'à l'arrivée du matériel au pied d'oeuvre. La durée des travaux est estimée à environ un mois et demi.

(4) Montage et essai

La durée nécessaire pour le montage et l'essai est estimée normalement à 4 mois, mais elle dépend de la disponibilité des grues de capacités appropriées. A ce sujet, il est à noter qu'au Niger leurs capacités sont de 20 tonnes environ au maximum et qu'elles ne sont pas toujours disponibles au temps voulu.

8.2 TRAVAUX A ETRE EXECUTES PAR LA NIGELEC

- (a) Le circuit d'huile sera exécuté par le constructeur depuis la vanne qui sera mise en place à la sortie du réservoir du gas-oil jusqu'à la collerette qui sera mise en place sur le tuyau d'huile de retour. En conséquence, le percement du réservoir et la mise en place de ces vanne et collerette doivent être effectués par la NIGELEC.
- (b) Le terrain réservé pour la turbine à gaz est laissé non-remblayé pour la moitié, et pour cela la NIGELEC doit terminer le terrassement avant le démarrage des travaux.

Le calendrier-programme de la construction figure dans le Graphique 8-1.

Graphique 8-1 CALENDRIER-PROGRAMME DE CONSTRUCTION

Désignation	1er mois	2è mois	3è mois	4è mois	5è mois	6è mois	7è mois	8è mois	9è mois	10è mois	11è mois	12è mois	13è mois	14è mois
• Convention d'ingénierie	○													
• Préparation des appels d'offres		—												
• Appel d'offres		—												
• Comparaison des offres		—												
• Contrat de fourniture			○											
• Fabrication				—										
• Transport							—							
• Travaux de fondation								—						
• Montage et essai													—	
• Mise en service														○

CHAPITRE 9 ESTIMATION DES COUTS DE CONSTRUCTION DE LA TURBINE A GAZ

9.1 COMPOSANTS DES COUTS

9.2 PRIX CAF ET COUT DE MONTAGE PAR KW

9.3 COUT DE TRANSPORT TERRESTRE

9.4 COUT DES TRAVAUX DE FONDATION

9.5 COUTS TOTAUX DE CONSTRUCTION

CHAPITRE 9 ESTIMATION DES COUTS DE CONSTRUCTION DE LA TURBINE A GAZ

9.1 COMPOSANTS DES COUTS

Les coûts de construction de la turbine à gaz sont consistés en 4 principaux composants suivants:

- a) Prix CAF du matériel
- b) Coût de transport terrestre
- c) Coût des travaux de fondation
- d) Coût de montage

Pour une taille déterminée, le coût de montage ne devrait pas varier beaucoup par lieu d'installation, parce que presque toutes les opérations s'effectuent par le personnel du constructeur.

A ce contre, le coût de transport terrestre varie suivant le pays. Au Niger qui n'a pas de littoral et qui est approvisionné par des ports étrangers éloignés de quelques 1.500 km du pays, on voit des prix très élevés du transport terrestre.

Le coût des travaux de fondation se situe normalement au niveau inférieur à 7% des coûts totaux de construction.

9.2 PRIX CAF ET COUT DE MONTAGE PAR KW

Les prix d'installation de la turbines à gaz (marché clef en main) sont plus ou moins sous l'influence de la balance entre la demande et la fourniture. Il n'existe pas de prix de base. Toutefois, les deux prix d'offres soumis en 1979 pour la lère tranche de turbine à gaz de la centrale de Niamey II, l'un pour le turbo-gaz X (11.000 kW) du fournisseur A et l'autre pour le turbo-gaz Y (17.790 kW) du fournisseur B, ainsi que les prix d'installation du turbo-gaz Z (23.700 kW) du fournisseur C laissent supposer une tendance des prix de turbine à gaz.

Les prix CAF et les coûts de montage par KW installé de ces trois types de matériels étaient comme suit: (Prix 1979)

Désignation	Turbo-gaz X	Turbo-gaz Y	Turbo-gaz Z
Puissance installée (ISO)	11.000 kW	17.790 kW	23.700 kW
Prix unitaires par kW :			
– Prix CAF	344 \$ E.U.	270 \$ E.U.	245 \$ E.U.
– Coût de montage	40 \$ E.U.	44 \$ E.U.	40 \$ E.U.
Total	384 \$ E.U.	314 \$ E.U.	285 % E.U.

Ces prix par kW sont tracés sur le Graphique 9-1. Sur leurs courbes on peut lire les prix de la turbine à gaz d'une taille unitaire de 15 MW comme suit:

- Prix CAF 292 \$ E.U./kW
- Coût de montage 44 \$ E.U./kW

En adoptant un taux d'escalation de 10% par an, on suppose les prix unitaires pour l'année 1980 comme suit:

- Prix CAF 322 \$ E.U./kW
- Coût de montage 48 \$ E.U./kW

9.3 COUT DE TRANSPORT TERRESTRE

Les coûts de transport terrestre sont proportionnels aux poids de matériels. Des barèmes des prix de transport n'ont pas été disponibles. Le devis estimatif de transport du Turbo-gaz X était de 19 \$ E.U./kW par rapport à celui de 22 \$ E.U./kW du Turbo-gaz Y. L'écart entre ces deux est très faible. Dans la présente étude on estime le coût de transport terrestre à 22 \$ E.U./kW pour l'année 1980.

9.4 COUT DES TRAVAUX DE FONDATION

D'après le personnel de la NIGELEC, les prix unitaires de génie civil au pied d'oeuvre de la centrale de Niamey II sont les suivants:

- Ciment 35.000 F.CFA la tonne
- Gravillons 25.000 F.CFA/4m³-voyage
- Béton 100.000 F.CFA/mètre cube
- Tranchée 2.000 F.CFA/mètre linéaire
(50 cm de large x 80 cm de profondeur)

En se référant aux prix unitaires ci-dessus et en adoptant une marge de sécurité pour l'installation d'un gros matériel, le coût des travaux de fondation a été estimé comme suit:

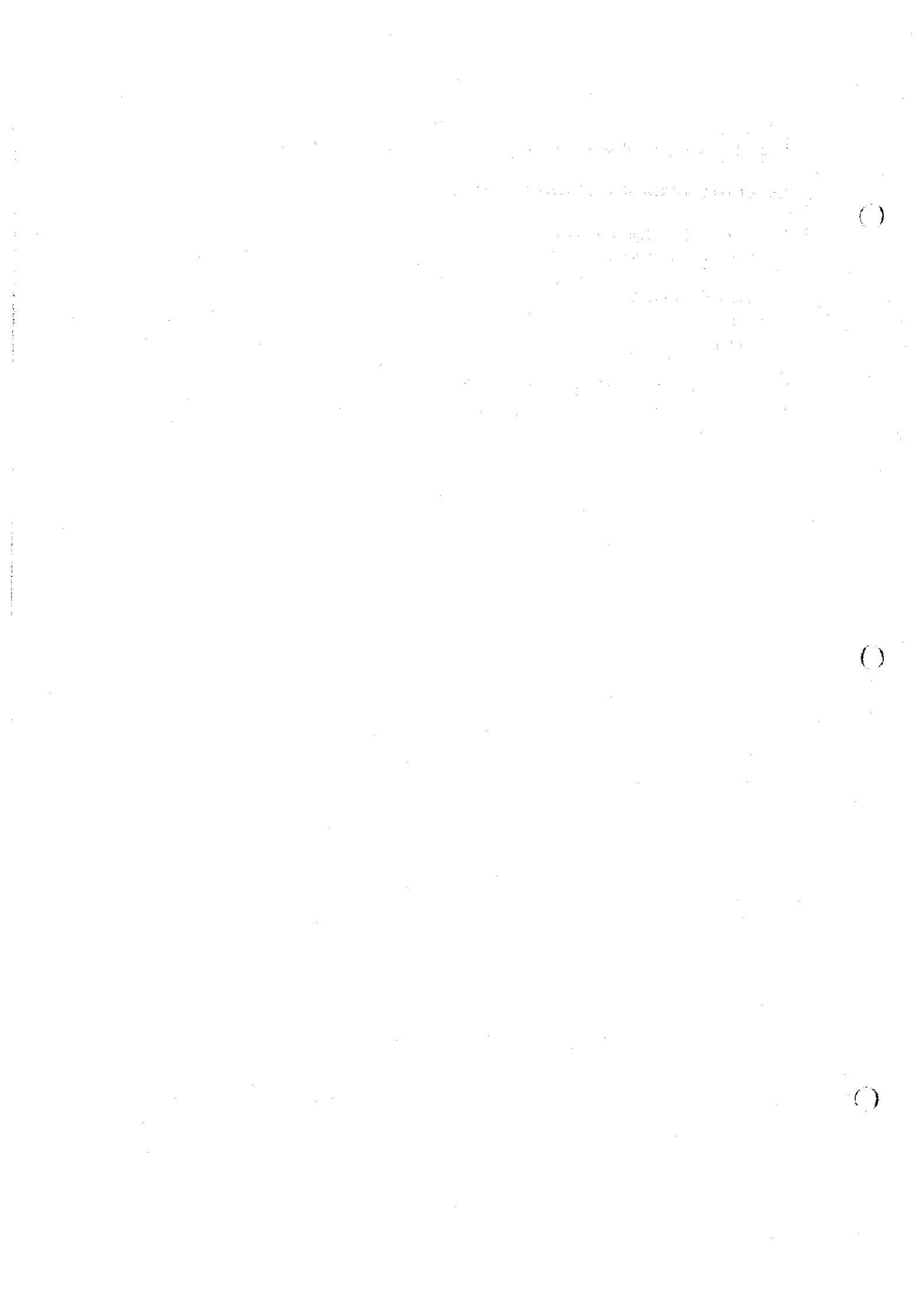
Désignation	Unité	Quantité	Prix unitaire (F.CFA)	Montant (F.CFA)
- Excavation	m ³	780	5.000	3.900.000
- Remblai	m ³	290	2.660	770.000
- Béton	m ³	360	100.000	36.000.000
- Hérisson	m ³	100	6.260	626.000
- Pieux de béton	pièce	30	47.790	1.434.000
- Divers travaux				2.403.000
			Total	45.133.000 (232.000 \$ E.U.)

Le coût des travaux ci-dessus conduit à un coût unitaire de 16 \$ E.U. per kW installé.

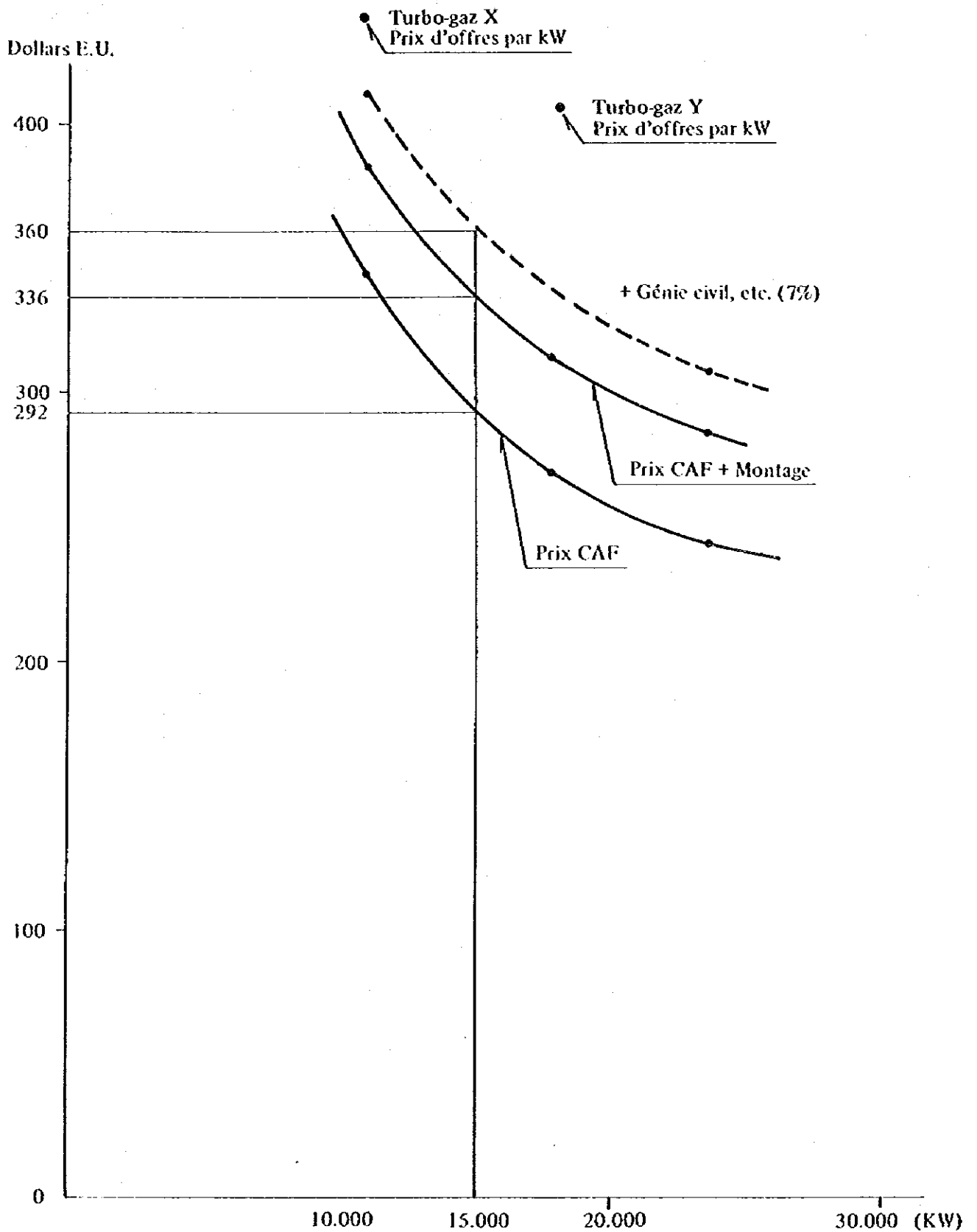
9.5 COUTS TOTAUX DE CONSTRUCTION

1. Prix du matériel de turbine à gaz (y compris les frais de montage)	¥1.520.000.000-
2. Frais d'ingénierie	¥80.000.000-
<hr/>	
Total	¥1.600.000.000-

L'estimation ci-dessus a été faite en août 1980.



Graphique 9-1 PRIX CAF ET PRIX DE MONTAGE PAR KW



APPENDICE

LISTE DES RENSEIGNEMENTS OBTENUS

LISTE DES RENSEIGNEMENTS OBTENUS

Les dossiers et les renseignements obtenus sont énumérés ci-après:

- 1) Etude du réseau de distribution de Niamey – Développement futur – Shawmont Engineering Company, Ltd. Montréal –
- 2) Marchés tropicaux et méditerranéens – 1980
- 3) Compte-rendu d'activité – Exercise 1978 – NIGELEC
- 4) Rating and characteristics of power station
- 5) Caractéristiques générales de centrale, ligne et poste 15 kV
- 6) Schéma unifilaire du réseau – Kaindji-Birnin Kebbi-Niamey-Sokoto
- 7) Poste de Niamey II – Schéma unifilaire (146)
- 8) Sectionnement Ti, Tp, Barre I – Coupe D.F. (1155749)
- 9) Cellule d'arrivée – Coupe H (1155751)
- 10) Site layout GT-35 Niamey (900241)
- 11) External Fuel System (900319)
- 12) Salle de commande – Centrale de Niamey II
- 13) Rating and characteristics of substation
- 14) Rating and characteristics of transmission line
- 15) Plan guide du génie civil – Plan guide du 1er étage
- 16) Extension de la centrale de Niamey II – 2ème tranche
- 17) Données de production et de consommation d'électricité pour les années 1976–80
- 18) Organigramme générale 1980 – NIGELEC
- 19) Recueil des tarifs – Electricité – Eau – Mise à jour au 1er janvier 1977 –
- 20) Pénétrrométrie dynamique léger L.N.T.P. – Chantier turbine à gaz Niamey II
- 21) Certificat de qualité – Gas-oil (3 feuilles)
- 22) Procès verbal de la réunion du choix du fournisseur de la turbine à gaz – Niamey, le 30 avril 1979

JKK