

08990

OMVS

Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal



Etude complémentaire des tracés
de la ligne ouest de transport
de l'énergie hydroélectrique de Manantali

08990

ANALYSE TECHNIQUE ET ECONOMIQUE

DES DIFFERENTES VARIANTES DE TRACES

VOLUME 1 de 2

RAPPORT FINAL



MARS 1987

LE GROUPE

HQI - Dessau

Montréal, Canada

TABLE DES MATIERES

	<u>PAGE</u>
SECTION 1 - ETAT DE LA SITUATION	
1.1 Objectif de l'étude	1.1
1.2 Historique - Etudes du Groupement Manantali	1.3
1.2.1 Etude de l'EDF	1.5
1.3 Position des Etats - Situation actuelle	1.6
1.3.1 Clé de répartition énergétique	1.6
1.3.2 Rappel des tracés considérés	1.6
1.4 Cadre de l'étude HQI/DESSAU	1.7
SECTION 2 - METHODOLOGIE	2.1
2.1 Objectif et principe	2.1
2.2 Démarche	2.2
SECTION 3 - DONNEES DE BASE	3.1
3.1 Prévision de la demande potentielle	3.1
3.1.1 Objectif et approche	3.1
3.2 Prévisions de la demande par pays	3.3
3.2.1 Mauritanie	3.3
3.2.2 Sénégal	3.6
3.2.3 Mali	3.8
3.3 Projets hydroélectriques	3.10
3.3.1 Généralités	3.10
3.3.2 Férou	3.10
3.3.3 Gouina	3.11
3.3.4 Kékréti	3.11
3.3.5 Petit Kénié	3.12

**SECTION 4 – ANALYSE TECHNIQUE ET ECONOMIQUE
DES RESEAUX RELATIFS A CHAQUE TRACE**

	<u>PAGE</u>
4.1 Introduction	4.1
4.2 Données de base	4.2
4.2.1 Critères de conception du réseau de transport d'énergie électrique	4.2
4.2.2 Coût des lignes	4.3
4.2.2.1 Conducteurs considérés	4.4
4.2.2.2 Pylônes	4.5
4.2.3 Coûts kilométriques	4.5
4.2.4 Choix des conducteurs	4.9
4.2.5 Choix préliminaire des configurations de postes	4.10
4.2.6 Coût des postes	4.10
4.2.7 Taux d'actualisation, taux de change et taux d'inflation	4.10
4.2.8 Taux de répartition annuelle des coûts	4.11
4.3 Description des réseaux de transport d'énergie électrique	4.12
4.3.1 Niveau de transit vers l'Ouest	4.12
4.3.2 Options de tracé (annexe 3)	4.17
4.4 Analyse technique	4.22
4.5 Coût des équipements de transport	4.25
4.6 Impact des charges potentielles de "Miferso", "Ziguinchor" et "Bophal"	4.26
4.6.1 Projet "Ziguinchor"	4.27
4.6.2 Projet "Miforso"	4.27
4.6.3 Projet "Bophal"	4.28
4.6.4 Projet simultané "Ziguinchor, Miferso et Bophal"	4.28
4.7 Etudes ultérieures requises	4.29

SECTION 5 - ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE

	<u>PAGE</u>
5.1	5.1
Analyse économique des tracés: option diésel et option antenne	
5.2	5.4
Taux de rentabilité interne des tracés	
5.3	5.5
Coût de revient unitaire selon les dif- férents points de livraison	
5.4	5.8
Analyse financière	

SECTION 6 - SOUS-VARIANTES

6.1	6.1
Introduction	
6.2	6.1
Hausse de la capacité de l'antenne vers NOUAKCHOTT	
6.3	6.2
Ligne MATAM-PODOR en rive droite	
6.4	6.2
Alimentation par câble de garde	

SECTION 7 - ANALYSE COMPARATIVE ET RECOMMANDATIONS

7.1	7.1
Cadre d'analyse	
7.2	7.1
Prévision de la demande	
7.3	7.2
Aspect technique	
7.4	7.3
Contraintes physiques	
7.5	7.3
Impact des projets industriels	
7.6	7.3
Rentabilité du projet	
7.7	7.4
Quantité d'énergie transittée	
7.8	7.4
Aspect socio-économique	
7.9	7.5
Recommandations	

ANNEXES

1. Analyse de la demande
2. Epures des pylônes
3. Situation géographique des tracés
4. Programme d'équipement
5. Schémas de répartition de puissance
6. Courbes de stabilité
7. Comparaison des variantes
8. Prévision des prix des produits pétroliers:
Sénégal et Mauritanie

SECTION 1

ETAT DE LA SITUATION

SECTION 1 - ETAT DE LA SITUATION

1.1 Objectif de l'Etude

Dans le cadre de la réalisation de son programme énergétique, l'O.M.V.S. avait fait entreprendre, en 1984, une étude d'actualisation du marché de l'énergie électrique dans les trois Etats membres: MALI, MAURITANIE et SENEGAL, afin de pouvoir justifier l'intérêt économique de la Centrale de MANANTALI.

La faisabilité technique et économique de la Centrale et, collairement celle des lignes de transport de l'énergie électrique, a pu être ainsi démontrée, aux conditions économiques de l'époque. De façon générale, parmi les secteurs d'utilisation potentielle, seul celui de l'énergie électrique pouvait contribuer de façon substantielle à assurer le remboursement des lourds emprunts contractés pour la construction de l'aménagement.

Un autre aspect qui ressortait des analyses précédentes mettait en relief la capacité du marché potentiel des Etats membres à absorber tout le productible disponible de la Centrale électrique de MANANTALI, dès sa mise en service. Il s'avérait même nécessaire d'envisager l'apport d'une autre source hydroélectrique complémentaire dans le bassin du fleuve SENGAL, à l'issue des cinq premières années d'exploitation de MANANTALI, aux fins d'assurer l'approvisionnement convenable des Etats membres dans des conditions économiques acceptables.

Certains points fondamentaux n'ont cependant pas pu faire l'objet d'un consensus; des études approfondies s'imposaient dès lors, notamment sur la question des tracés, "en vue de dégager la solution qui assure l'accès de chaque pays membre, à sa part de productible, dans des conditions économiquement avantageuses, tout en offrant sur le plan global, la meilleure rentabilité économique et financière".⁽¹⁾

(1) TERMES de références de l'étude HQI/DESSAU

A cet égard, les recommandations du Comité Consultatif des Bailleurs de fonds de l'O.M.V.S.(2) fournissaient le cadre qui devait présider à la recherche de ce consensus, qui ne pouvait être sous-tendu que par une solution rationnelle, cohérente, acceptable par tous et par delà, préservant l'avenir de la sous-région, afin d'assurer aux populations concernées des Etats membres, tous les bénéfices que pourra procurer la réalisation de l'aménagement et des ouvrages d'accompagnement.

De façon schématique, la base de ces recommandations était, dans un premier temps, de repenser l'analyse de la demande de l'énergie électrique, en l'approfondissant et en la détaillant, "en faisant ressortir les besoins réels non satisfaits par les moyens actuels et futurs, dans les Etats membres, et en indiquant l'état d'avancement technique et financier des projets industriels concernés par le productible de MANANTALI".(2)

Une autre préoccupation essentielle corrélative, impliquait une analyse technique et économique réaliste, pour faire conserver au projet son caractère rentable; les conclusions de cette analyse devaient de surcroît éclairer les décisions concernant le choix des tracés et la répartition de l'énergie électrique.

En tout état de cause, les études entreprises présentement se devaient de fournir un nouveau cadre au programme énergétique de l'O.M.V.S., permettant de procéder à un choix optimal des tracés des lignes de transport d'électricité, choix guidé par toutes préoccupations économiques et techniques de tous ceux qui sont concernés de près ou de loin, par la réalisation de la Centrale hydroélectrique de MANANTALI et des lignes électriques connexes.

(2) Compte rendu de la réunion du Comité Consultatif, 26-28 novembre 1985 à DAKAR.

Au lendemain du démarrage de la construction du barrage, dès la fin de 1982, les Etats membres de l'O.M.V.S., conscients de toutes les retombées bénéfiques et salutaires, à la portée des populations de la sous-région, se sont tournés, sur le projet de réalisation de la Centrale.

A cet égard, une seconde étude sur l'actualisation du marché de l'énergie électrique dans les Etats membres de l'O.M.V.S. fut confiée au même Groupement MANANTALI dès l'automne de 1984. Cette nouvelle étude devait servir d'appui à une prise de décision et éventuellement aider au financement de la réalisation du projet de l'usine hydroélectrique. En d'autres termes, elle avait pour objet d'identifier, dans les Etats membres, les centres de consommation potentiels de l'énergie électrique devant être produite par la Centrale de MANANTALI et d'apporter la preuve de la rentabilité de leur alimentation, par le biais de lignes de transport d'énergie électrique à haute tension et, partant, elle devait apporter ainsi la justification économique de la réalisation du volet énergétique de l'O.M.V.S..

Subséquemment, les conclusions de cette étude faisaient ressortir l'intérêt de construire la Centrale; elles étaient établies du reste, par le renchérissement du coût de l'énergie électrique générée à partir des produits pétroliers, eu égard à la flambée des prix des hydro-carbures qui persistait de 1979 à 1984 et aux déficits chroniques des comptes extérieurs des Etats membres tributaires dans leurs approvisionnements en hydro-carbures.

Ainsi, même malgré les hypothèses les plus pessimistes qui pénalisaient outre mesure la solution Centrale hydroélectrique, en lui imputant 44% environ des coûts de l'aménagement, et malgré les périodes de faible pluviométrie qui sévissaient depuis lors sur les pays du SAHEL, l'avantage de l'option hydroélectricité sur les moyens de production thermiques alternatifs se confirmait davantage.

La production d'énergie hydroélectrique s'avérait rentable, nécessaire et primordiale; les coûts afférents étaient très compétitifs dans la mesure où l'énergie transitée atteindrait un seuil d'environ 500 GWh par année. Dès lors cette production générerait des économies d'investissements et de dépenses d'exploitation.

L'étude confirmait surtout que les besoins des Etats membres pourraient absorber globalement le productible garanti du barrage, à des échéances plus ou moins rapprochées selon les pays; mais, cependant, si l'on alimentait en même temps l'ensemble des trois pays, ce productible serait vite absorbé.

Ainsi en considération de cette dernière éventualité, il était préconisé que, si la Centrale de MANANTALI était mise en service en 1990, dès 1995 elle devrait être renforcée par une Centrale additionnelle en aval, au fil de l'eau, revalorisée, grâce à un débit plus consistant, et d'accroître conséquemment la production d'énergie hydroélectrique.

En ce qui concerne les lignes de transport d'énergie électrique, le choix de la tension s'était porté sur le 225 kV. Ce choix privilégiait par ailleurs le transport en courant alternatif sur conducteurs simples en 475 mm².

Les tracés suivants avaient alors été recommandés par le Consultant, en vue d'alimenter les centres de consommation des trois Etats membres:

(i) Région Ouest (MALI, SENEGAL, MAURITANIE)

- ligne biterne à 225 kV (conducteurs simples de 475 mm²): MANANTALI-KAYES-BAKEL-MATAM-LINGUERE-LOUGA-TOBENE.

Longueur: 966 km
Coût : 62 143 Millions FCFA

- NOUAKCHOTT serait alimenté à partir de LOUGA, vers l'an 2010, par une ligne monoterne à 225 kV.

Longueur: 340 km
Coût : 14 975 Millions FCFA

- Les centres proches du fleuve SENEGAL: CIVE, KAEDI et MAGHAMA (en MAURITANIE), pourraient être alimentés par une ligne à 30 kV, à partir de MATAM, dès le début du projet (1990).

Longueur: 200 km
Coût : 2 000 Millions FCFA

- Le centre de BOGUÉ (en MAURITANIE) pourrait être alimenté à partir du PODOR (réseau SENELEC), par une ligne à 30 kV.

Longueur: 150 km
Coût : 1 500 Millions FCFA

ii) Région Est (MALI)

- Une ligne monoterne à 225 kV, exploitée dans un premier temps à 150 kV, alimenterait les centres de KITA et de BAMAKO, vers 1998.

Longueur: 295 km
Coût : 13 127 Millions FCFA

1.2.1 Etude de EDF

En réalité, l'Etude de EDF n'avait pas été commandée par l'O.M.V.S.; elle concernait plutôt le plan Directeur d'Electrification du SENEGAL. Les analyses ont été cependant très larges et profondément menées, et l'aspect lignes en provenance de la Centrale de MANANTALI a été traité aussi exhaustivement que possible.

Dans cette étude selon que la puissance installée allouée au SENEGAL est de 2 x 40 MW ou 3 x 40 MW, les tracés des circuits ont été élaborés pour alimenter ce pays.

Les recommandations majeures ont conduit aux tracés suivants, pour alimenter le SENEGAL.

- ligne biterne de MANANTALI à la frontière du SENEGAL, via KAYES (conducteurs simples de 366 ou 570 mm²). Ensuite, deux tracés distincts (ligne monoterne, conducteurs en faisceaux de 288 mm²):
 - . un, vers le Sud, par TAMBACOUNDA, KAOLACK et TOBENE;
 - . l'autre, vers le Nord, par MATAM, LINGUERE et TOBENE

L'alimentation de la MAURITANIE serait assurée par une ligne monoterne à 225 kV: TOBENE-RICHARD TOLL-NOUAKCHOTT. Également, BAMAKO serait alimenté par une ligne monoterne à partir du jeu de barre du groupe alloué au MALI à la Centrale de MANANTALI.

1.3 Position des Etats - Situation actuelle

1.3.1 Clé de répartition énergétique

Au Conseil des Ministres de NOUAKCHOTT en 1985⁽¹⁾, la clé de répartition suivante de l'énergie de la Centrale de MANANTALI a été adoptée; elle modifie conséquemment la clé de répartition des coûts et charges des ouvrages de MANANTALI et de DIAMA:

SENEGAL	:	33%
MALI	:	52%
MAURITANIE	:	15%

Cependant, il était reconnu que seul le marché de l'énergie du SÉNÉGAL pouvait justifier la construction de la Centrale de MANANTALI. Conséquemment le Conseil des Ministres marquait son accord pour garantir au SÉNÉGAL un minimum de 500 GWh de l'énergie de MANANTALI, jusqu'en 1995.

1.3.2 Rappel des tracés considérés

Les tracés préconisés par le Groupement MANANTALI n'avaient pas fait l'unanimité des Etats membres de l'O.M.V.S. Particulièrement, le tracé Nord devant alimenter la région Ouest n'avait pas été jugé optimal, du point de vue technico-économique et ne tenait pas compte des plans de développement des réseaux des Etats membres.

Les positions des états membres se résument ainsi:

- (i) Le SÉNÉGAL préconise le tracé Sud: MANANTALI-KAYES-KIDIRA-TAMBACOUNDA-KAOLACK-TOBENE (ligne biterne à 225 kV). Une antenne TOBENE-RICHARD TOLL (ligne monoterne à 225 kV) pourrait alimenter la MAURITANIE et serait exploitée à 90 kV provisoirement, jusqu'à ce que les charges transitées justifient le passage à 225 kV.

(1) 21^e Session extraordinaire du Conseil des Ministres de l'O.M.V.S.
(Nouakchott, 14-16 octobre 1985)

- (ii) La MAURITANIE porte son choix sur le tracé fleuve: MANANTALI-KAYES-MATAM-CIVE-BOGHÉ-RICHARD TOLL-LOUGA-TOBENE (ligne biterne à 225 kV) et RICHARD TOLL-NOUAKCHOTT (ligne monoterne à 225 kV)
- (iii) Le MALI suggère par contre le tracé Nord pour alimenter la région Ouest: MANANTALI-KAYES-CIVE-MATAM-LINGUERE-LOUGA-TOBENE (ligne biterne à 225 kV). Une antenne LOUGA-RICHARD TOLL (ligne monoterne à 225 kV) pourrait alimenter NOUAKCHOTT ultérieurement.

En tout état de cause, en ce qui concerne les lignes électriques, les seuls points qui ont fait l'objet d'un accord par les Etats membres sont présentement les suivants:

- transport en courant alternatif - tension 225 kV
- tronçon MANANTALI-KAYES-frontière du SENEGAL, en ligne biterne à 225 kV.

1.4

Cadre de l'Etude HQI/DESSAU

Quoique l'Etude du Groupement MANANTALI ait été aménagée à plusieurs reprises, au cours des années 1985 et 1986, elle était jugée insuffisante par les Etats membres de l'O.M.V.S. et par le Comité Consultatif des Bailleurs de fonds. Notamment sur l'aspect de l'analyse de la demande, une bonne prévision et une bonne localisation des charges devaient en principe préside au choix des meilleurs tracés de ligne et à une répartition rationnelle du productible du barrage.

De là, le mandat de la présente étude met l'accent sur le réexamen des tracés des lignes de transport d'énergie électrique, afin de satisfaire entre autres aux préoccupations suivantes:

- (i) "satisfaire les consommations actuelles et potentielles dans les Etats membres, en intégrant les consommateurs domestiques et tous les projets susceptibles d'être pris en compte dans les secteurs industriel, minier et agricole."
- (ii) "Assurer que les tracés empruntés procèdent d'un choix optimal, du point de vue de la localisation des charges et de la configuration technique des lignes, tout en garantissant la justification économique des ouvrages à réaliser." (1)

Il est stipulé en outre dans les termes de références, que "l'évaluation économique des différentes variantes de tracés de lignes devra intégrer les coûts d'investissements complémentaires en matière de transport, qui seraient à réaliser par les Etats pour répondre à des demandes présentes ou futures, dans le cadre des schémas nationaux d'aménagement du territoire...".

SECTION 2
METHODOLOGIE

2.0

MÉTHODOLOGIE

2.1

Objectif et principe

Le mandat confié par l'O.M.V.S., détermine les balises à l'intérieur de laquelle devra se faire l'étude économique.

L'objectif étant de choisir un tracé techniquement et économiquement optimal, elle implique que le choix s'établira sur la base du coût global actualisé le plus bas ou du taux de rendement interne le plus élevé. Pour respecter cette norme, les principes suivants doivent être respectés:

- Tous les tracés analysés doivent rendre le même service c'est-à-dire desservir les mêmes charges sur l'ensemble du territoire. Ceci oblige dans certains cas, la construction d'antenne ou de centrale diésel. Dans ce rapport, nous avons effectué des ajustements nécessaires.
- Les coûts utilisés dans cette étude ne peuvent pas servir à des fins budgétaires; pour établir de tels coûts, il conviendrait d'être plutôt à l'étape avant-projet. Toutefois les coûts présentés ont été établis le plus précis possible à partir d'une analyse systématique de coûts obtenus sur un projet en Afrique de l'Ouest (cf section). Pour les fins de comparaison entre les tracés, nous avons pris garde de respecter la même méthode d'estimation afin de ne pas pénaliser à priori l'un ou l'autre tracé.
- Les coûts communs à toutes les solutions ne doivent en aucun temps venir modifier le choix de tracé. Par exemple, il faudrait majorer les coûts de 15% pour tenir compte de l'arpentage, de l'ingénierie et de la surveillance de travaux. Or ce taux est commun à chaque tracé et ne doit pas nécessairement être inclus. Pour des fins budgétaires, ils doivent être inclus.
- Dans les cas de comparaison d'équipement de durée de vie utile différente, il faut tenir compte de la valeur résiduelle ou utiliser le coût d'usage. Ce principe s'impose lors de la comparaison de groupe diésel et de ligne à 90 kV.
- Le choix de l'année de base pour actualiser les flux de dépenses ne doit en aucun temps modifier le choix du tracé optimal.

Démarche

Les équipements nécessaires à l'intégration de l'énergie de la centrale Manantali vers l'ouest et vers l'est constituent une pièce majeure du futur réseau interconnecté devant relier le MALI, le SENEGAL et la MAURITANIE. Les liens d'interconnexion seront en opération pour une longue période de temps, et il est donc nécessaire de les planifier en fonction du court terme, mais aussi en fonction du long terme. Il faut donc que le tracé réalisé à l'horizon 1992 puisse s'intégrer harmonieusement au plan directeur de chacun des pays.

Pour cela il faut considérer les besoins actuels et les besoins prévus pour chacun des réseaux. En considérant que le principal bloc de charge est dans la région de Dakar, soit à près de 700 km de Manantali en ligne droite, il est évident que le lien vers l'ouest a, comme mission principale, le transport d'un important bloc d'énergie. Cependant, il faut également considérer l'alimentation des autres charges réparties sur un très vaste territoire, notamment celle de NOUAKCHOTT. Il faut voir comment ces deux objectifs peuvent être atteints.

La démarche de l'étude consiste, d'abord à évaluer l'évolution de la demande des trois pays jusqu'à l'an 2010, et à la localiser, obtenant ainsi les principaux points de charge.

Dans un deuxième temps, on énoncera quels équipements de production hydroélectrique pourraient être appelés à satisfaire cette demande. En effet, il faut tenir compte de la réalisation éventuelle d'autres aménagements afin d'assurer, sur une longue période, un transit annuel minimal de 500 GWh vers l'ouest.

En confrontant la demande potentielle aux équipements de production potentiels, il faudra supposer des dates de réalisation de ces nouveaux aménagements. Ceci permettra de déterminer les équipements requis pour que le lien puisse transiter toute la production allouée au SENEGAL et à la MAURITANIE. Il faudra cependant s'assurer que la date de réalisation des projets complémentaires n'a pas une importance prédominante pour le choix du tracé préférenciel.

Tel que mentionné plus haut, il faut tenir compte des plans directeurs de chaque pays; mais l'information contenue dans ceux-ci n'a pas besoin d'être traitée de la même façon pour chacun des pays.

Ainsi, dans le plan directeur du MALI, ce qui influence le transit vers l'ouest, c'est la demande globale du pays ainsi que la date de réalisation des aménagements hydroélectriques potentiels. En effet, pour la détermination du tracé vers l'ouest, il n'est pas requis de connaître la localisation de la charge du MALI, mais seulement la quantité d'énergie que MANANTALI enverra vers l'est.

Par ailleurs, l'analyse technique tiendra compte des aménagements existants et de leur influence sur le comportement du réseau interconnecté.

En ce qui concerne le SÉNÉGAL, il faut tenir compte de la demande totale, de la localisation des principaux points de charge ainsi que du projet de centrale KÉKRÉTI. Il sera supposé que le déficit de production sera comblé par des centrales thermiques près de DAKAR. Pour la MAURITANIE, il faut tenir compte de la charge de NOUAKCHOTT et de la charge du littoral du fleuve SÉNÉGAL, en intégrant le projet d'une centrale thermique de 28 MW à NOUAKCHOTT en 1990.

À partir de tous ces éléments, il sera possible de déterminer quelle est la capacité de transit requise pour le lien vers l'ouest pour les années les plus cruciales. Alors, chacun des tracés sera analysé techniquement afin de déterminer tous les équipements requis pour que le réseau interconnecté garde son synchronisme suite à un défaut triphasé d'une durée de cinq cycles.

Puis, on déterminera les équipements requis pour alimenter les charges. Pour fin de comparaison entre les différents tracés, on supposera que toutes les charges du SÉNÉGAL, du MALI et de la MAURITANIE (région du fleuve et NOUAKCHOTT) doivent être raccordées au réseau interconnecté.

On examinera également les contraintes physiques inhérentes à chaque tracé afin d'en dégager des éléments de choix.

SECTION 3

DONNEES DE BASE

SECTION 3 - DONNEES DE BASE

3.1 Prévision de la demande potentielle

3.1.1 Objectif et approche

L'objet de l'étude étant d'établir une ossature de réseau permettant éventuellement des extensions vers les centres de consommation appelés à se développer dans un avenir plus ou moins éloigné, il faut établir les charges selon les pôles les plus importants. Ces pôles pourront être les capitales de région (incluant les centres satellites qui gravitent autour d'elles), comme en MAURITANIE et au MALI ou bien, comme au SÉNÉGAL, les secteurs de distribution d'électricité. Contrairement à ce qui a été fait dans les plans directeurs consultés, la présente étude fournira des prévisions pour chaque pôle, afin de permettre un certain arbitrage entre les divers tracés possibles. C'est d'ailleurs sous cette forme que sont présentés les résultats détaillés des projections apparaissant au volume 2.

Compte tenu de cet objectif, les charges ont été établies pour refléter la demande potentielle propre à chaque pays. Dans cette optique, non seulement faut-il tenir compte de l'évolution anticipée des niveaux basse et moyenne tensions, mais encore doit-on ajouter la demande représentée par le raccordement éventuel des autoproducateurs déjà existants, des unités de pompage nécessaires à l'irrigation des surfaces aménageables ainsi que des nouveaux projets industriels majeurs qui méritent d'être traités en dehors de la moyenne tension. Soulignons que, à des degrés divers, ces trois éléments n'ont pas été complètement intégrés dans les prévisions à la base des plans directeurs des trois pays; ces points sont repris au volume 2.

Du point de vue méthodologique, la grande diversité des centres à desservir incite à retenir plusieurs méthodes simultanément. Ainsi, les réseaux interconnectés ou les centres électrifiés depuis longtemps peuvent aussi bien faire l'objet d'une analyse économétrique (pourvu que les historiques de consommation existent) que d'une méthode analytique.

Toutefois, les centres non électrifiés ou nouvellement électrifiés ne pourront être traités qu'à l'intérieur d'un modèle analytique.

Les modèles économétriques ajusteront les consommations MT et BT aux grandes variables macroéconomiques tels que PIB, valeur ajoutée par secteur industriel, exportations, prix, etc. La méthode analytique procédera aussi par niveau de tension, mais en désagrégant le niveau basse tension par catégorie d'usagers, lorsque des données fiables sont disponibles. Ce fut le cas du SÉNÉGAL, alors que, pour la MAURITANIE et le MALI, l'étude s'en tient aux niveaux basse tension (BT) et moyenne tension (MT) globaux.

Le rapport explicite davantage les résultats de la deuxième méthode, puisqu'elle est la seule à permettre d'intégrer l'irrigation, les autoproducateurs et les projets industriels importants. A cet égard, la première méthode, qui prolonge les tendances, est plus globale, à moins que les variables exogènes n'y intègrent parfaitement l'impact de ces trois facteurs, elle ne peut prévoir avec précision l'arrivée de charges importantes sur le réseau et ne permet pas de régionaliser facilement la demande d'énergie. Soulignons cependant qu'elle rend possible l'estimation des élasticités (prix et revenu), éléments majeurs de la tarification.

Le modèle analytique utilisé dans cette étude s'écarte des modèles traditionnels utilisés dans les autres plans directeurs en ce qu'il intègre des taux de pénétration de l'électricité dans les divers secteurs de consommation. L'introduction de cet élément permet d'accélérer ou de ralentir les processus d'électrification selon les centres, les régions et les activités à satisfaire, ainsi que selon divers scénarios d'évolution. Ce modèle est expliqué en détail au volume 2.

Enfin soulignons que, compte tenu de l'électrification tardive de certains centres, la projection porte sur un horizon de 25 ans soit jusqu'en 2010.

3.2 Prévisions de la demande par pays (1)

3.2.1 MAURITANIE

Une projection de la demande a été établie pour chaque capitale de région(2) en tenant compte de leur bassin de population propre. Ces projections détaillées apparaissent à l'annexe 1 et, on ne reprend ici que les résultats globaux pour NOUAKCHOTT et la rive droite du fleuve SÉNÉGAL. Soulignons que l'étude comporte une variante basée sur la mise en place du projet BOPHAL, dont les principales installations se situeront à NOUAKCHOTT et à KAÉDI. (c.f. tableau 1.a)

Dans le scénario mauritanien, on observe un taux de croissance moyen annuel de 7,8% pour NOUAKCHOTT et une puissance de pointe variant de 9 MW (en 1985) à 61 MW (en 2010). Le taux de croissance annuel moyen de l'énergie pour le BASSIN-FLEUVE est de 9,9%. La puissance de pointe passe de 2,1 MW en 1985 à 26 MW en 2010, soit une croissance de 10,5% par an. L'écart entre les croissances de l'énergie et de la puissance s'explique par l'importance notoire que prend l'irrigation dans le total. Or son facteur de charge est très faible (25 à 30%), de sorte que la puissance de pointe totale s'accroît plus rapidement que l'énergie.

Cependant, on remarquera que la croissance d'ensemble, surtout durant la période 1985-1995, s'explique en bonne partie par le raccordement des autoproducateurs et des projets industriels. Au demeurant, parmi ces projets, celui de BOPHAL se différencie de façon notoire, eu égard à son poids relativement important sur les résultats de NOUAKCHOTT et de KAÉDI. Aussi le rapport présente un scénario intégrant explicitement le projet BOPHAL; il apparaît au tableau 1.b.

(1) On se référera à l'annexe 1 pour trouver les planches représentant les charges, énergie et puissance, de chaque centre des trois pays membres.

(2) Régions de TRARZA, BRAKNA, GORGOL ET GUIDIMAKA

TABLEAU 1.a MAURITANIE

Projection de la demande potentielle

Scénario moyen (Variante excluant BOPHAL)

	1985	1990	1995	2000	2005	2010	% an- nuel moyen
NOUAKCHOTT							
(i) Energie totale MWh	43 650	100 051	142 926	195 370	241 487	292 427	7,9
- Basse tension	21 706	38 404	54 687	77 904	105 443	134 785	7,6
- Moyenne tension	14 897	24 842	33 826	48 389	63 691	79 803	6,9
- Autoproducateurs	0	23 655	35 998	45 411	46 045	46 045	3,4
- Projets industriels	621	631	1 744	2 239	2 270	2 270	5,3
- Pertes et auto- consom.	6 426	12 519	16 671	21 427	24 038	29 524	6,3
(ii) Puissance (MW)	9,227	21,151	29,665	40,550	50,122	60,695	7,8
BASSIN-FLEUVE							
(i) Energie totale MWh	8 165	19 118	30 880	43 337	61 221	85 922	9,9
- Basse tension	2 393	9 947	16 133	23 122	31 877	43 325	12,3
- Moyenne tension	421	1 063	2 038	3 331	5 138	7 773	12,4
- Irrigation	0	368	1 228	2 986	6 635	12 454	19,3
- Usines de pompage	4 199	5 183	6 326	7 697	9 364	11 393	4,1
- Projets industriels	0	0	1 413	1 433	1 433	1 433	0,1
- Pertes et auto- consom.	1 152	2 557	3 742	4 768	6 774	9 544	8,8
(ii) Puissance (MW)	2,130	4,828	8,040	11,853	17,698	25,969	10,5

TABLEAU 1.b MAURITANIE

Projection de la demande potentielle

Scénario moyen (Variante avec BOPHAL)

	1985	1990	1995	2000	2005	2010	% annuel moyen
NOUAKCHOTT							
(i) Energie totale MWh	43 650	106 621	160 205	212 650	267 407	318 347	8,3
- Basse tension	21 706	38 404	54 687	77 904	105 443	134 785	7,6
- Moyenne tension	14 897	24 842	33 826	48 389	63 691	79 803	6,9
- Autoproducteurs	0	23 655	35 998	45 411	46 045	46 045	3,4
- Projets industriels	621	6 550	17 453	18 092	26 381	26 381	16,2
- Pertes et auto-consom.	6 426	13 170	18 241	22 853	25 846	31 333	6,5
(ii) Puissance (MW)	9,227	22,539	33,251	44,137	55,502	66,074	8,2
BASSIN-FLEUVE							
(i) Energie totale MWh	8 165	30 720	46 100	66 120	95 397	120 097	11,4
- Basse tension	2 393	9 947	16 133	23 122	31 877	43 325	12,3
- Moyenne tension	421	1 063	2 038	3 331	5 138	7 773	12,4
- Irrigation	0	368	1 228	2 986	6 635	12 454	19,3
- Usines de pompage	4 199	5 183	6 326	7 697	9 364	11 393	4,1
- Projets industriels	0	10 452	15 348	22 629	33 227	33 227	6,0
- Pertes et auto-consom.	1 152	3 707	5 027	6 355	9 156	11 925	8,8
(ii) Puissance (MW)	2,130	7,079	10,985	16,248	24,291	32,562	11,5

Le projet BOPHAL introduit un léger redressement des résultats comme prévu. Le taux de croissance annuel moyen pour NOUAKCHOTT passe de 7,9% à 8,3% (+0,4% par rapport à la variante sans BOPHAL) et la puissance de pointe atteint 66 MW en 2010 (+5 MW par rapport à la variante sans BOPHAL). De même pour KAEDI, qui se retrouve incorporé dans les chiffres du BASSIN-FLEUVE, l'énergie passe de 9,9% à 11,4% par an, alors que les taux correspondant pour la puissance sont de 10,5% (Variante sans BOPHAL) et 11,5% par an (Variante avec BOPHAL).

3.2.2

SENÉGAL

La charge la plus importante du SÉNÉGAL est celle du réseau interconnecté. Tenant compte que celui-ci représente plus de 95% de toute l'énergie consommée du SÉNÉGAL, la prévision a principalement porté sur ce réseau. L'étude comporte aussi une prévision pour chaque centre pouvant être éventuellement raccordé à ce réseau. Le rapport ne mentionne ici que les principaux résultats pour le réseau général interconnecté ainsi que pour certains des tracés, soit les tracés FLEUVE, SUD et CENTRE. (c.f. tableau 2).

On constate que la croissance totale se situe autour de 5,5% par an sur l'horizon de l'étude. C'est la basse tension qui améliore grandement sa part du marché au détriment de la MT. Quant à la HT, on prévoit que sa consommation augmentera au rythme de 3,6% par an, soit légèrement moins que ce qu'elle a connu au cours des 22 dernières années (4,1%).

Les projets industriels représenteront en fin de période une part (3,8%) qui sera insuffisante pour modifier la tendance engendrée par la BT et la MT. Dès lors, il n'est pas à prévoir de changement majeur qui pourrait modifier le facteur de charge, et c'est pourquoi la puissance s'accroît au même rythme que la consommation.

En comparant les trois tracés de ligne, on constate le peu d'écart qui les sépare. Essentiellement, les trois tracés intègrent le réseau interconnecté auquel s'ajoute, selon les tracés, des petits centres dont l'importance est peu significative sur le total. Toutefois, on peut noter un écart un

TABLEAU 2 - SENEGAL - Projection de la demande potentielle 1985-2010

Scénario moyen

	1985	1990	1995	2000	2005	2010	% annuel moyen
R. G. I.							
- Energie totale (MWh)	697 270	844 333	1 157 036	1 539 138	2 034 198	2 648 951	5,4
- Basse tension	201 925	275 103	386 791	546 568	758 843	1 025 188	6,7
- Moyenne tension	256 724	294 849	384 175	498 386	682 983	909 655	5,2
- Haute tension	140 895	170 515	212 280	264 277	297 815	338 506	3,6
- Pertes	97 726	88 856	117 990	157 108	208 757	272 802	4,2
- Projets industriels	0	15 010	55 800	72 800	85 800	102 800	10,1
Puissance (MW)	117,1	140,7	192,4	252,0	340,2	437,7	5,4
Tracé Sud							
- Energie (MWh)	703 212	852 329	1 167 951	1 553 373	2 052 300	2 672 173	5,5
- Puissance (MW)	118,4	142,5	194,9	255,1	344,2	442,7	5,5
Tracé Fleuve							
- Energie (MWh)	702 786	852 405	1 170 760	1 563 055	2 080 906	2 742 935	5,6
- Puissance (MW)	118,4	142,6	196,9	261,4	362,4	487,0	5,9
Tracé Centre							
- Energie (MWh)	699 187	847 611	1 162 613	1 548 787	2 050 888	2 678 533	5,5
- Puissance (MW)	117,6	141,5	194,1	255,1	346,5	450,4	6,3

peu plus grand entre les tracés FLEUVE et SUD, et cette différence, importante en puissance, s'explique par l'irrigation dont le facteur de charge est très faible. Ce phénomène est d'autant plus marqué que les tracés SUD et CENTRE représentent pratiquement les mêmes charges et que les deux excluent les centres de la BASSE VALLEE.

3.2.3

MALI

Le réseau interconnecté actuel du MALI regroupe les charges autour de BAMAKO. Toutefois, ce réseau s'agrandira au cours de la période de l'étude, et la présente analyse en a tenu compte en élargissant successivement en 1988 avec KOLONA, en 1989 avec le raccordement de DIOILA-FANA-SEGOU-MARKALA ainsi qu'en 2005 avec la boucle KOUTIALA-SIKASSO-BOUGOUNI. Ces additions ont pour effet de relever légèrement (+0,2% par an) la croissance de la charge potentielle de ce réseau interconnecté général, par rapport au réseau interconnecté actuel. Pour les fins de planification, on utilisera les résultats de la prévision du réseau interconnecté général. On ne présente donc ici que les résultats du scénario moyen pour ce réseau interconnecté général ainsi que pour l'ensemble des centres situés sur un axe BAMAKO-KAYES⁽¹⁾. (c.f. tableau 3)

On remarque que la croissance de la demande d'énergie se situe à 7,4% par an. C'est la basse tension qui connaît un essor important avec 8,2% par an en moyenne, alors que cette croissance est plus forte en début de période qu'en fin de période. En fait le taux de croissance prévu de 7,0% par an de la population de BAMAKO jusqu'en 1992 explique en bonne partie cette accélération de la basse tension. Quant à la puissance de pointe, elle croîtra à un rythme un peu plus élevé (7,7% par an) que l'énergie, car le facteur de charge des projets industriels est légèrement plus faible que celui du réseau.

En ce qui concerne les autres centres, toute la charge vient des projets industriels, tels que la cimenterie de DIAMOU, les mines de LOULO et MEDINANDI, la minoterie de KAYES, SEPAMA, entre autres. Compte tenu du faible niveau actuel de développement de cette région et des effets d'entraînement du barrage de MANANTALI, tant sur l'agriculture que sur

(1) Ces données sont exposées ainsi, seulement afin de faciliter la présentation des résultats.

TABLEAU 3 - MALI - Projection de la demande potentielle 1985-2010

Scénario moyen

	1985	1990	1995	2000	2005	2010	% annuel moyen
Réseau interconnecté							
Energie totale (MWh)	147 032	236 860	356 074	544 095	704 822	879 466	7,4
- Basse tension	55 680	83 426	141 898	231 188	311 342	399 414	8,3
- Moyenne tension	46 179	67 196	103 791	164 145	224 072	284 787	7,5
- Pertes	31 209	30 370	38 151	58 296	75 517	94 229	4,5
- Projets industriels	13 964	41 402	56 041	67 256	70 303	70 300	6,7
- Autoproducuteurs	-	-	15 700	15 700	22 400	22 400	2,3
Puissance (MW)	28,0	50,4	75,7	100,1	143,4	177,6	7,7
Autres centres (Kita, Kayes Bafoulabé et Kéniéba)							
Energie totale (MWh)	3 137	9 474	22 330	49 460	88 057	173 558	17,4
- Basse tension	1 599	2 467	4 453	7 391	10 678	15 673	9,6
- Moyenne tension	720	1 095	1 547	2 132	2 689	3 392	6,4
- Pertes	818	1 115	2 298	5 165	9 301	18 462	13,3
- Projets industriels (1)	0	4 797	14 032	34 772	65 390	136 032	18,2
Puissance (MW)	0,7	2,4	5,7	12,6	23,2	46,7	18,2

(1) Incluant les autoproducuteurs

l'activité économique générale de la région, il semble possible que de telles implantations aient lieu, d'autant plus que le Gouvernement malien en fait des priorités. Dès lors, toute nouvelle addition, même pondérée et modulée dans le temps, aura pour effet d'augmenter rapidement et par tranche successivement importante, la demande d'énergie de la région. A cet égard, la construction d'une ligne reliant MANANTALI et KAYES pourrait régler les problèmes de disponibilité d'énergie que connaît la région.

3.3 Projets hydroélectriques

3.3.1 Généralités

Selon l'entente actuelle entre les trois pays membres de l'OMVS, la répartition annuelle de la production de MANANTALI est de 52% pour le MALI, 33% pour le SÉNÉGAL et 15% pour la MAURITANIE. Avant 1995, il a été décidé, suite à une entente entre les pays, que le transit vers le SÉNÉGAL pourra absorber au moins 500 GWh/an pour les besoins de ce seul pays. Au delà de cette date, le Mali pourra absorber une partie de plus en plus importante de la production (jusqu'à 52%), et de ce fait le transit vers l'ouest diminuera graduellement et deviendra éventuellement inférieur à 500 GWh.

Or, comme cette quantité d'énergie doit être maintenue pour assurer la rentabilité du lien vers l'ouest, il faudra mettre en service d'autres sources hydroélectriques pour le rétablir. Dans cette étude, on doit donc tenir compte de la mise en service d'autres sources hydrauliques dont PETIT GOUINA, FÉLOU et PETIT KÉNIÉ sur le territoire malien et KÉKRÉTI sur le territoire sénégalais.

3.3.2 FÉLOU

Les chutes de FÉLOU sur le fleuve SÉNÉGAL en territoire malien sont les dernières chutes exploitables avant la frontière qui sépare le MALI du SÉNÉGAL. Elles sont situées à 15 km au sud-est de KAYES et à 65 km à l'aval des rapides de GOUINA.

Le projet étudié concerne un équipement au fil de l'eau qui aurait une puissance installée de 80 MW. La centrale bénéficierait de la régularisation assurée par le barrage MANANTALI et son productible moyen serait de 412 GWh.

Comme cette usine sera réalisée après celle de MANANTALI, son raccordement au réseau pourra s'effectuer par l'intermédiaire de la ligne MANANTALI-KAYES. La production de FÉLOU permettrait donc d'augmenter le niveau de transit sur le lien vers l'ouest et de renforcer la rentabilité de celui-ci.

3.3.3 GOUINA

Les chutes de GOUINA se trouvent sur le fleuve SÉNÉGAL, en territoire malien, à 55 km au sud-est de Kayes. Le projet d'équipement de ces chutes prend de l'intérêt avec la mise en service du barrage de MANANTALI qui régularisera partiellement le débit du fleuve.

Le projet comporte un équipement au fil de l'eau d'une puissance installée d'environ 120 MW et ayant un productible annuel de 573 GWh.

Comme dans le cas de l'usine de FÉLOU, le raccordement au réseau pourrait se faire par l'intermédiaire de la ligne MANANTALI-KAYES, et la production permettrait de renforcer la rentabilité du lien vers DAKAR.

3.3.4 KÉKRÉTI

Le site de KÉKRÉTI, sur le fleuve GAMBIE en territoire sénégalais, est actuellement étudié pour le compte de l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve GAMBIE (OMVG). Il se trouve à environ 70 km à l'ouest de KÉDOUGOU, près du parc national du NIOKOLO KOBA. En ligne droite, il est à 550 km au sud-est de DAKAR et à 260 km à l'ouest de MANANTALI. Tout comme MANANTALI, le barrage de KÉKRÉTI est à buts multiples. Il doit permettre l'irrigation de périmètres pour la culture et le maintien d'un débit suffisant à certains endroits. Son volet énergétique comprend une centrale hydroélectrique ayant une puissance installée de 48 MW et pouvant produire annuellement environ 175 GWh.

L'injection de la production de cette usine dans le réseau pourrait augmenter le transit d'énergie vers l'ouest et, de ce fait, améliorer la rentabilité de ces lignes. L'intégration de cette centrale est discutée à la section 4.7.

3.3.5

PETIT KÉNIÉ

Le site de PETIT KÉNIÉ est dans le bassin du NIGER, environ à mi-chemin entre BAMAKO et SÉGOU au MALI. La production moyenne annuelle est estimée à 235 GWh et la puissance à 38 MW.

L'intégration de cette centrale au réseau malien pourrait se faire par la future ligne à 150 kV BAMAKO-SÉGOU.

La production de cette centrale affecterait le transit sur le lien MANANTALI-DAKAR par le fait que l'addition de cette production sur le réseau malien réduirait d'autant la quantité d'énergie que le MALI soutirera de la centrale MANANTALI. La quantité ainsi libérée pourrait être disponible pour le SÉNÉGAL et la MAURITANIE, augmentant la rentabilité de la ligne vers l'ouest.

SECTION 4

ANALYSE TECHNIQUE ET ECONOMIQUE DES RESEAUX RELATIFS A CHAQUE TRACE

SECTION 4 - ANALYSE TECHNIQUE ET ECONOMIQUE DES RESEAUX RELATIFS A
CHAQUE TRACE

4.1 Introduction

Cette section a pour objet l'analyse technique et économique des cinq tracés des lignes d'intégration de la centrale hydroélectrique de MANANTALI.

La réalisation de cette centrale en territoire malien est prévue pour 1992. Une partie de la production de cette centrale est vouée à transiter vers les centres plus éloignés.

La présente étude consiste à analyser les différentes options du réseau de transport devant assurer le transit de cette production vers les centres de consommation situés à l'ouest, principalement au SÉNÉGAL et en MAURITANIE.

Dans cette section du rapport, on présente, tout d'abord, les données de base de l'étude. Celles-ci ont trait aux critères de conception du réseau de transport et au choix des conducteurs de ligne et des configurations préliminaires des postes de transport d'énergie électrique.

Par la suite, on présente une évaluation des transits probables et les cinq tracés des lignes de transport devant assurer ces transits. Suit la description du réseau de transport relatif à chacun des cinq tracés à l'étude.

Vient ensuite, l'analyse technique qui a conduit à déterminer les équipements de transport requis pour chacune des cinq options, afin que chacune d'elles assurent essentiellement le même service.

On présente finalement un programme d'équipement de transport pour chacun des cinq tracés incluant une estimation du coût de chacun de ces programmes en millions de F.C.F.A. constants 1986 et en millions de F.C.F.A. actualisés à 1986.

De plus, une section traite des études plus détaillées requises à une phase ultérieure du projet. Ces études ultérieures visent surtout la conception plus poussée du réseau et des équipements, que la présente étude identifie de façon préliminaire.

Par ailleurs, à la section 5, on estimera le coût-de-revient de la réalisation du projet MANANTALI en relation avec les équipements thermiques locaux.

On traitera aussi du raccordement des antennes, des centres isolés par des antennes.

En annexe, on trouvera le détail des programmes d'équipement de transport électrique et de leurs coûts, des schémas géographiques montrant l'emplacement des équipements proposés, des schémas de répartition de la puissance pour chacune des cinq options pour deux années cibles et, finalement, des graphiques montrant les résultats des études de stabilité effectuées sur les réseaux relatifs à chacune de ces mêmes options.

4.2

Données de base

Cette section du rapport présente les données de base de l'étude. Celles-ci ont trait aux critères de continuité de service, aux choix des conducteurs de ligne et au choix préliminaire des configurations de postes.

4.2.1

Critères de conception du réseau de transport d'énergie électrique

Les critères de conception visent à rendre le même service d'alimentation de la demande pour chacune des options. Ces critères doivent demeurer les mêmes pour chacune des options étudiées afin d'assurer une certaine cohérence.

Pour la présente étude, il s'agit dans les cinq cas, de munir le réseau de transport d'énergie électrique de l'équipement suffisant au maintien de l'alimentation de la charge principale de TOBÈNE (DAKAR) pour tout défaut en simple contingence sur l'équipement pertinent à l'alimentation de cette charge. Par simple contingence, on entend un défaut sur un circuit principal ou un transformateur, un élément pris à la fois.

En conditions normales, les tensions doivent être maintenues, généralement, le plus près possible des tensions nominales; en défaut, la tension ne doit pas chuter de plus de 5% sur le réseau principal.

Pour les études de comportement dynamique en régime transitoire (stabilité), le réseau doit recouvrer sa stabilité à la suite d'un défaut triphasé d'une durée de cinq cycles (0,1 seconde) à l'endroit le plus critique, soit le poste de TOBÈNE.

Le facteur de puissance de la charge est supposé 0,97. Ce facteur de puissance est supposé à la haute tension des postes. Selon cette hypothèse, et si les pays concernés ne prévoient qu'un facteur de puissance de l'ordre de 0,90 au niveau de la distribution, une compensation shunt additionnelle, installée à un niveau de tension supérieur serait requise. Cette compensation additionnelle est commune à toutes les options de tracé.

La puissance nominale des éléments de compensation shunt, inductances ou condensateurs, est choisie de façon telle que la manœuvre de ces appareils n'entraîne pas de fluctuations de tension supérieures à 5% en régime permanent. Selon ce critère, la puissance nominale de ces appareils ne doit pas excéder 20 MVA.

4.2.2

Coût des lignes

Des prix moyens au kilomètre ont été établis pour les lignes à 225 kV monoternes et biternes, les lignes à 90 kV monoternes et les 30 kV en nappe-vôûte.

Pour ce faire, la démarche consiste à:

- calculer pour chaque cas, un pylône de type alignement;
- évaluer une portée moyenne;
- évaluer un tonnage moyen au kilomètre;
- considérer plusieurs types de conducteurs;
- calculer le coût des fournitures en fonction de la portée moyenne.

Les coûts unitaires correspondent à une fourniture canadienne, alors que le coût de construction est basé sur des travaux actuellement en cours de réalisation en Afrique franco-phone.

Le coût kilométrique moyen a été établi en fonction du nombre de ternes et du type de conducteur.

4.2.2.1 Conducteurs considérés

Lignes à 225 kV

Dans cette étude, quatre conducteurs en alliage d'aluminium ont été considérés, et plusieurs agencements envisagés; ce sont:

- 1 conducteur de 570 mm^2 par phase sur pylônes monoternes et biternes;
- 1 conducteur de 475 mm^2 par phase sur pylônes monoternes et biternes;
- 2 conducteurs de 288 mm^2 par phase sur pylônes monoternes et biternes;
- 2 conducteurs de 228 mm^2 par phase sur pylônes monoternes et biternes.

En tenant compte du transit vers l'Ouest prévu, du coût relatif entre les types de lignes considérés et de la charge caractéristique requise, il s'est dégagé, que l'utilisation d'une ligne munie de deux conducteurs de 228 mm^2 disposés en faisceaux représente le choix optimal.

Lignes à 90 kV

Pour les lignes à 90 kV, 2 conducteurs en alliage d'aluminium ont été considérés; ce sont:

- 1 conducteur de 288 mm^2 par phase monté sur pylône monoterne,
- 1 conducteur de 228 mm^2 par phase monté sur pylône monoterne.

Dans cette étude, on a opté pour le conducteur de 228 mm^2 qui est suffisant, moins cher et déjà en usage au Sénégal.

Lignes à 30 kV

Pour les lignes MT, un conducteur en alliage d'aluminium de 148 mm^2 a été considéré et retenu.

4.2.2.2 Pylônes

Les pylônes monoternes et biternes à 225 kV ainsi que les pylônes monoternes à 90 kV et à 30 kV ont été conçus en fonction des conducteurs retenus et des cas de chargement généralement utilisés en Afrique de l'Ouest.

Ces pylônes, illustrés aux figures 1 à 4 annexées au présent volume, ont déjà été utilisés avec succès pour des projets similaires.

4.2.3 Coûts kilométriques

Les coûts kilométriques retenus pour la présente étude comprennent la fourniture des matériaux, le transport maritime et terrestre, les assurances ainsi que l'installation des ouvrages. De plus, le coût d'installation tient compte de la préparation du layon et de l'accès aux sites.

Une étude de sensibilité a démontré qu'un coefficient de difficulté pénalisant les composantes d'accès aux sites, de sols et de déforestation ne modifierait pas de façon sensible les solutions retenues pour chacun des tracés présentés dans ce rapport.

L'estimation du coût kilométrique, tant pour la ligne à 90 kV monoterne que pour les lignes à 225 kV monoternes et biternes, a été effectuée de manière rigoureuse. Pour ce faire, les hypothèses suivantes ont été retenues:

Lignes à 90 kV et 225 kV monoternes

Les coûts utilisés sont basés sur les coûts de revient de deux lignes actuellement en construction dans un pays de l'Afrique de l'Ouest.

L'étalon de base est une ligne à 90 kV monoterne armée d'un conducteur 228 mm^2 par phase, ainsi qu'une ligne à 225 kV monoterne ayant comme armement un conducteur de 570 mm^2 par phase.

Tous les coûts des matériaux, de transport, d'assurances et de construction ont été compilés et ramenés en FCFA, 1986.

Les lignes à 225 kV, monoternes et biternes, du projet MANANTALI étant armées de 2 conducteurs 228 mm^2 par phase, le coût kilométrique, pour chaque type de ligne, a été ajusté en fonction des paramètres suivants:

- conducteur en alliage d'aluminium (type Almelec)	$2 \times 228 \text{ mm}^2/\text{phase}$
- câble de garde en acier	$1 \times 9,15 \text{ mm dia.}$
- portée moyenne	550 m
- isolateur, type U70BL, 70 kN	14 par chaîne

Chargement (pylônes d'alignement)

Charges transversales:

- conducteur : 480 Pa à 27°C
- pylône : 1200 Pa sur 1,5 fois la surface exposée au vent
- facteur de sécurité : 1,5 à la limite élastique sur les supports d'alignement

Charges longitudinales:

- conducteur brisé : 70% de la tension journalière à un seul point à 27°C sans vent

Effort maximal sur les conducteurs:

- vent maximal : 40% de la tension de rupture
- tension journalière : 20% de la tension de rupture
- flèche maximale de répartition : 75°C

La comparaison des coûts a établi que le coût d'une ligne biterne est de 44% plus élevé que celui d'une monoterne.

Le coût kilométrique utilisé dans cette étude est inférieur au coût kilométrique utilisé dans certaines études antérieures, cette différence peut être expliquée de la façon suivante:

- différence dans la géométrie des pylônes;
- utilisation d'un seul câble de garde en acier, comparé à 2 câbles de garde de type Almelec ou Almelec acier;
- différence dans l'optimisation des pylônes;
- utilisation de chaînes de suspension sans corne d'arc (1 isolateur de moins par chaîne);
- fondations en béton comparé à des fondations en grillage;
- différence dans la conception de la mise à la terre;
- évaluation différente des coûts de transport;
- l'arpentage n'est pas inclus dans notre coût kilométrique.

La comparaison des coûts a établi que le coût d'une ligne biterne est 44% plus élevé que celui d'une monoterne.

Compte tenu de ces hypothèses, les coûts kilométriques retenus dans la présente étude se répartissent comme suit:

	MFCFA
225 kV monoterne, 1x570 mm ² /phase	= 24,13
225 kV biterne, 1x570 mm ² /phase	= 35,53
225 kV monoterne, 1x475 mm ² /phase	= 22,98
225 kV biterne, 1x475 mm ² /phase	= 33,34
225 kV monoterne, 2x288 mm ² /phase	= 25,73
225 kV biterne, 2x288 mm ² /phase	= 38,15
225 kV monoterne, 2x228 mm ² /phase	= 23,79
225 kV biterne, 2x228 mm ² /phase	= 34,34
90 kV monoterne, 1x288 mm ² /phase	= 12,65
90 kV monoterne, 1x228 mm ² /phase	= 11,85
30 kV nappe-voûte, 1x148 mm ² /phase	= 8,13

Il est entendu que ces coûts, basés sur des réalisations similaires, ne doivent être retenus que pour fins de comparaison entre diverses solutions de même nature. Le coût budgétaire de la solution retenue devra faire l'objet d'une analyse plus approfondie des conditions physiques particulières de chaque tracé, c'est-à-dire, traversées du fleuve, pollution par vent de sable, zones de dune, régions marécageuses, etc. Nonobstant ces différences de structures de coûts selon les régions, le coût kilométrique des lignes restera sensiblement stable.

4.2.4

Choix des conducteurs

Mentionnons tout d'abord que le niveau de tension de transport principal, fourni comme donnée de base, est 225 kV. Ce niveau de tension nous paraît d'ailleurs adéquat. Dans le cadre du type de ligne de transport à choisir, la distance de transport d'énergie électrique et le niveau de transit sont les premiers facteurs à considérer.

Pour la présente étude, la distance entre la centrale MANANTALI et la charge principale varie de 900 km à 1 000 km (environ) selon les tracés, tandis que les transits vers l'ouest étudiés peuvent varier, comme il est établi à la section suivante, de 160 MW à 220 MW.

Parmi l'éventail de type de lignes de transport à 225 kV considéré, il se dégage que la capacité de transport d'une ligne munie d'un faisceau de deux conducteurs de 228 mm² est de l'ordre de 180 MW, alors que la capacité de transport d'une ligne munie d'un conducteur de 475 mm² est plutôt de l'ordre de 130 MW. Le coût estimé de la ligne en faisceaux est légèrement supérieur au coût de la ligne munie d'un conducteur par phase. On ne tient pas compte ici de l'économie sur les pertes par effet couronne que les faisceaux permettent de réaliser.

De cette analyse, on retient donc qu'il apparaît pertinent d'utiliser le type de ligne en faisceaux de deux conducteurs de 228 mm² par phase pour toutes les lignes à 225 kV.

Pour les antennes à 90 kV, on considérera un type de ligne normalisée, soit une ligne munie d'un conducteur de 228 mm² par phase et dont la capacité de transport est de l'ordre de 20 MW.

Enfin, pour les antennes à 30 kV qui alimentent des charges dont le niveau est peu élevé, soit jusqu'à 5 MW environ, on retient une ligne munie d'un conducteur de 148 mm² par phase.

4.2.5

Choix préliminaire des configurations de postes

Pour les fins de cette analyse, une configuration minimum réaliste a été utilisée.

Il s'agit d'une configuration comportant un seul jeu de barres par niveau de tension et un disjoncteur par départ. Les configurations retenues permettent cependant de respecter le critère de continuité de service établi.

La configuration des postes faisant partie de l'option (tracé) qui sera retenue devra être optimisée dans une phase ultérieure des études selon la fiabilité désirée.

4.2.6

Coût des postes

Le coût des postes a été établi à partir de schémas unifilaires types pour les différents postes. Le coûts des postes correspond à une fourniture canadienne, alors que le coût de construction est basé sur des travaux effectués récemment en Afrique de l'Ouest.

Le coût de chaque poste comprend la fourniture des équipements, le transport maritime et terrestre, les assurances ainsi que les coûts d'installation.

Le détail des coûts est représenté à l'annexe #4, Programme d'équipement du présent document.

4.2.7

Taux d'actualisation, taux de change et taux d'inflation

Le taux d'actualisation utilisé pour la présente étude est de 10%. Il s'agit d'un taux net que la Banque Mondiale recommande actuellement pour des études similaires à la présente étude.

L'actualisation des coûts consiste à ramener à la même année, le coût d'équipements dont les dates de mise en service différent. Cette actualisation tient compte du taux d'actualisation et de la répartition des dépenses sur les années précédant la date de mise en service de l'équipement concerné ainsi que de l'inflation.

Par ailleurs, le taux de change choisi pour convertir les dollars canadiens en francs CFA est 250, soit 250 FCFA = 1 \$ Canadien. Ce taux de change a été utilisé pour convertir le coût des équipements de transport d'énergie électrique estimé initialement en dollars canadiens.

Les taux d'inflation générale et le taux d'augmentation des produits pétroliers se présentent comme suit:

**INFLATION GÉNÉRALE ET AUGMENTATION DES
PRIX DES PRODUITS PÉTROLIERS
(taux annuel)**

	85-90	91-95	96-2000	2001 et après
Inflation générale	8,2%	5,8%	5,0%	4,5%
Produits pétroliers	5,4%	6,7%	7,0%	6,3%

4.2.8 Taux de répartition annuelle des coûts

Pour les fins de l'actualisation, on a supposé une certaine répartition des dépenses sur les cinq années précédant la date de mise en service des équipements, soit 3%, 3%, 23%, 53% et 18%.

Cette répartition provient d'une étude d'avant-projet réalisée récemment par le Consortium SNC-DESSAU en CÔTE D'IVOIRE dans le cadre du programme des centres "Araignée" de MAN, DANANÉ, ODIENNE et SÉGUÉLA. Le projet consistait à implanter une ligne à 225 kV entre les postes de MAN et LABOA et incluait certaines modifications à ces postes.

4.3

Description des réseaux de transport d'énergie électrique

Cette section présente une description des réseaux de transport de base élaborés pour fins d'études techniques. Ces réseaux sont au nombre de cinq, soit un pour chacune des cinq options de tracés proposés.

Ces réseaux de base ont été élaborés selon des transits probables sur les lignes à 225 kV après l'implantation des équipements composant ces réseaux.

Tous les réseaux étudiés, incluant les antennes, alimentent le même niveau de charge selon la même répartition de cette charge. On assure ainsi une cohérence entre les options, ce qui permet de les comparer entre elles sur une même base.

4.3.1

Niveau de transit vers l'Ouest

De l'analyse du partage de la production de la centrale MANTALI entre le MALI, le SÉNÉGAL et la MAURITANIE et de la nécessité d'assurer un transit annuel minimal de 500 GWh, il ressort que le transit pour la période d'études (1992-2010) serait de l'ordre de 160 MW au moment de la pointe. Le maintien d'un tel transit suppose la réalisation d'autres centrales comme, par exemple, FÉLOU (80 MW) et KÉKRÉTI (48 MW) au cours de la période couverte par l'étude.

Ce transit tient compte des exigences d'exploitation du réseau malien, qui favorise un transit maximum vers l'ouest. Cette situation survient au moment où la production de la centrale de SELINGUÉ est de 44 MW et que cette production coïncide avec un niveau de charge égal à 80% de la pointe de la demande du MALI.

Le tableau suivant montre les transits approximatifs vers l'Ouest à anticiper sur la période de 1992 à 2010. Ce premier bilan exclut les centrales de FÉLOU et KÉKRÉTI. La production thermique identifiée dans ce tableau est celle de la centrale CAP-DES-BICHES, près de DAKAR, et d'une centrale

DÉBOURSÉS ANNUELS D'INVESTISSEMENTS EN MFCA CONSTANTS 1986

(1)

ÉQUIPEMENTS DE TRANSPORTS ÉLECTRIQUE MIS EN SERVICE SUR LA PÉRIODE 1986-1995

	<u>1987</u>	<u>1988</u>	<u>1989</u>	<u>1990</u>	<u>1991</u>	<u>1992</u>	<u>1993</u>	<u>1994</u>	Total
Centre	2 081	2 081	15 954	36 830	12 551	497	1 145	389	71 528
Nord	2 099	2 099	16 091	37 149	12 664	547	1 261	428	72 338
Fleuve	2 076	2 076	15 917	36 745	12 524	518	1 193	405	71 454
Centre-Nord	2 213	2 213	16 969	39 178	13 354	567	1 306	444	76 244
Centre-Fleuve	2 152	2 152	16 501	38 098	12 988	564	1 299	441	74 195

Note(1): Ces coûts excluent le poste de Sélibabi 30-BT kV et de sa ligne de raccordement à 30 kV dont la mise en service est prévu en l'an 2000. Le coût global de ces équipements est de 550 MFCA 1986; il est inclus au tableau du paragraphe 4.5.

thermique à NOUAKCHOTT, qui alimenterait la partie de la charge locale excédent 20 MW. La production thermique exclut les pertes résistives (environ 25 MW) sur le réseau de transport.

TRANSIT VERS L'OUEST (MW)

	<u>1992</u>	<u>1995</u>	<u>2000</u>	<u>2005</u>	<u>2010</u>
<u>Demande du MALI</u>					
Pointe	63	81	125	167	224
80% de la pointe	50	65	100	134	179

Production hydroélectrique

Centrale SÉLINGUÉ	44	44	44	44	44
Centrale SOTUBA	5	5	5	5	5
Centrale MANANTALI	160	160	160	160	160
—	—	—	—	—	—
Total:	209	209	209	209	209

<u>TRANSIT VERS L'OUEST</u>	159	144	109	75	30
-----------------------------	-----	-----	-----	----	----

Demande du SÉNÉGAL: 160 197 261 362 487
Demande de la MAURITANIE: 31 38 52 68 87

Total: 191 235 313 430 574

Production thermique de la centrale CAP-DES-BICHES 26 81 183 325 503

Production thermique de NOUAKCHOTT 6 10 21 30 41

En supposant que la centrale de FÉLOU soit mise en service en l'an 2000 et celle de KÉKRÉTI peu après l'an 2005, le transit vers l'Ouest serait maintenu à peu près constant sur toute la période d'étude, comme le montre le tableau suivant:

TRANSIT VERS L'OUEST (MW)

(incluant les centrales de FÉLOU et de KÉKRÉTI)

	1992	1995	2000	2005	2010
Production hydroélectrique incluant la centrale MANANTALI	209	209	209	209	209
Centrale FÉLOU	-	-	80	80	80
Centrale KÉKRÉTI	-	-	-	-	48
Total:	209	209	289	289	337
Demande du MALI	50	65	100	134	179
TRANSIT VERS L'OUEST	159	144	189	155	158
Demande du SÉNÉGAL et de la MAURITANIE	191	235	313	430	574
Production thermique globale	32	91	124	275	416

On remarque toutefois que, pour l'année de la mise en service de la centrale de FÉLOU, le transit estimé (189 MW) excède la charge caractéristique (180 MW) d'une ligne à 225 kV. On a donc cru qu'il serait intéressant d'analyser l'impact d'un tel transit.

Dans le contexte d'une telle analyse, on a identifié de plus que, si la centrale de FÉLOU était réalisée pour 1995, le transit atteindrait alors 220 MW créant ainsi un impact plus fort sur le comportement technique du réseau. Cette hypothèse a donc été retenue pour les fins des études analytiques, étant donné que les délais de réalisation permettraient la mise en service de la centrale pour 1995.

Toutefois la recommandation définitive du programme d'équipement de production ultérieure à MANTANTALI exigerait une étude propre à cette fin. L'étude actuelle a plutôt pour but d'évaluer l'impact sur le réseau de transport électrique d'un transit qui pourrait s'élèver à 220 MW si les pays membres de l'O.M.V.S. concernés prenaient la décision de réaliser une autre centrale après la centrale de MANANTALI.

Le transit vers l'Ouest retenu pour les études techniques et économiques est présenté au tableau suivant.

TRANSIT VERS L'OUEST (MW)

(Incluant la centrale FÉLOU en 1995)

	1992	1995	2000	2005	2010
Production hydroélectrique	209	289	289	289	337
Demande du MALI	50	65	100	134	179

TRANSIT VERS L'OUEST	159	224	189	155	158
-----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Demande du SÉNÉGAL et de la MAURITANIE 191 235 313 430 574

Production thermique globale 32 11 124 275 416

Les études techniques portent sur deux transits, soit 220 MW et 160 MW. On étudiera donc les réseaux de transport de l'année 1995 (transit de 220 MW) et de l'année 2005 (transit de 160 MW). Pour le transit de 160 MW, on a choisi l'année 2005, à cause de la production à peu près équivalente à chaque extrémité du réseau. En effet, une telle situation est plus critique pour le comportement dynamique (stabilité) du réseau.

4.3.2 Options de tracé (Annexe 3)

Les réseaux de transport étudiés ont été élaborés selon cinq tracés appellés "CENTRE-FLEUVE", "NORD", "CENTRE-NORD", "CENTRE", "FLEUVE".

Le tronçon compris entre la centrale de MANANTALI et KIDIRA est commun à tous les tracés. Ce tronçon est équipé d'une ligne à 225 kV biterne.

Tracé Centre-Fleuve (Annexe 3, Planche 7)

Cette variante comporte une ligne biterne à 225 kV sur l'axe MANANTALI-KAYES-KIDIRA; à partir de KIDIRA, elle forme une boucle qui se referme au poste de TOBÈNE. Le poste de TOBÈNE qui est situé à proximité de la ville de TIVAOUANE est le poste commun des deux tracés.

Le tronçon Centre a son origine au poste KIDIRA et rejoint le poste TOBÈNE en passant par TAMBACOUNDA et KAOLACK.

Ce tronçon entre KIDIRA et TOBÈNE est réalisé avec une ligne à 225 kV monoterne.

Le tronçon fleuve qui a comme point de départ le poste de KIDIRA, longe le fleuve SÉNÉGAL en passant par MATAM, PODOR et DAGANA. A partir de DAGANA, le tracé rejoint le poste de TOBÈNE en passant par LOUGA. Ce tracé est constitué d'une ligne à 225 kV monoterne.

Le poste 225-90 kV de départ pour l'antenne 90 kV vers NOUAKCHOTT serait, en effet, réalisé à DAGANA plutôt qu'à RICHARD TOLL compte tenu d'une charge locale plus importante à DAGANA. Ce choix permet, entre autres, d'éliminer un poste de distribution locale à 225 kV dans les options "FLEUVE" et "CENTRE-FLEUVE" et un poste de distribution locale à 90 kV dans les autres options. La charge de RICHARD TOLL est alimentée à 30 kV depuis DAGANA.

Dans toutes les variantes étudiées, la MAURITANIE est alimentée par deux lignes à 90 kV monoternes.

Ces deux lignes sont:

DAGANA - RKIZ - NOUAKCHOTT;

MATAM-KAÉDI; la ligne traverse le fleuve SENÉGAL à la hauteur de MATAM et rejoint KAÉDI en longeant la rive droite du fleuve.

Tracé NORD (Annexe 3, planche 4)

Dans cette variante, une ligne à 225 kV biterne va du poste de KIDIRA au poste de TOBÈNE en passant par MATAM, LINGUÈRE et LOUGA.

Le tronçon LOUGA-DAGANA est réalisée avec une ligne à 225 kV monoterne.

Les tronçons DAGANA-PODOR, KIDIRA-TAMBACOUNDA et TOBÈNE-KAOLACK sont en 90 kV monoterne.

A ce tracé s'ajoutent les tronçons communs à toutes les variantes, soit:

- MANANTALI-KIDIRA, ligne à 225 kV biterne;
- DAGANA-RKIZ-NOUAKCHOTT et MATAM-KAÉDI, lignes à 90 kV monoternes.

Tracé CENTRE-NORD (Annexe 3, planche 6)

Cette variante comporte une axe MANANTALI-KAYES-KIDIRA équipé d'une ligne biterne à 225 kV; forme une boucle qui se referme au poste de TOBÈNE. TOBÈNE est le poste commun des deux tracés.

Le tronçon CENTRE a comme point de départ le poste de KIDIRA et rejoint TOBÈNE en passant par TAMBACOUNDA et KAOLACK. Cette tronçon est réalisé avec une ligne 225 kV monoterne.

Le tronçon NORD qui a également comme origine KIDIRA, rejoint TOBÈNE par MATAM, LINGUÈRE et LOUGA. A partir de LOUGA, une ligne monoterne fait la liaison avec le poste de DAGANA. Cette section est à 225 kV monoterne.

Une ligne à 90 kV monoterne relie DAGANA à PODOR.

A ce tracé CENTRE-NORD s'ajoutent les tronçons communs à toutes les variantes, soit:

- MANANTALI-KAYES-KIDIRA, ligne à 225 kV biterne,
- DAGANA-RKIZ-NOUAKCHOTTZ et MATAM-KAÉDI, lignes à 90 kV monoternes.

Tracé CENTRE (Annexe 3, planche 3)

Il s'agit d'une ligne biterne à 225 kV entre KIDIRA et TOBÈNE, passant par TAMBACOUNDA et KAOLACK. L'antenne TOBÈNE-DAGANA via LOUGA est une 225 kV monoterne.

Les axes DAGANA-PODOR et KIDIRA-MATAM sont à 90 kV monoterne.

A ce tracé s'ajoutent les tronçons communs à toutes les variantes.

Tracé FLEUVE (Annexe 3, planche 5)

Ce tracé, réalisé avec une ligne à 225 kV biterne, fait la liaison KIDIRA-TOBÈNE en passant par MATAM, PODOR, DAGANA et LOUGA. Le tracé longe la rive gauche du fleuve SÉNÉGAL.

Les liaisons TOBÈNE-KAOLACK et KIDIRA-TAMBACOUNDA sont réalisées en lignes monoternes à 90 kV.

Description	CENTRE		NORD		FLEUVE		CENTRE-NORD		CENTRE-FLEUVE	
	Biterne	Monoterne	Biterne	Monoterne	Biterne	Monoterne	Biterne	Monoterne	Biterne	Monoterne
Manantali-Kayes	195	-	195	-	195	-	195	-	195	-
Kayes - Kidira	89	-	89	-	89	-	89	-	89	-
Kidira - Tambacounda	181	-	-	-	-	-	-	-	181	-
Tambacounda - Kaolack	276	-	-	-	-	-	-	-	276	-
Kaolack - Tôbène	132	-	-	-	-	-	-	-	132	-
Tôbène - Louga	-	100	100	-	100	-	100	-	100	-
Louga - Dagana	-	150	-	150	150	-	150	-	150	-
Kidira - Matam	-	-	185	-	185	-	185	-	185	-
Matam - Linguière	-	-	-	219	-	-	-	-	219	-
Linguière - Louga	-	-	-	130	-	-	-	-	130	-
Matam - Podor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Podor - Dagana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total	873	250	918	150	992	-	284	1 373	284	1 297
Total	1 123				1 068		992	1 657		1 581

NOTE: La ligne à 90 kV monoterme Dagana-Nouabchott, longueur 217 km est commune à chaque réseau de base

mentionnons, de plus, que le but de l'étude n'étant pas de choisir un réseau de transport optimal pour le MALI, mais bien de choisir un tracé de la ligne qui assurera le transit vers l'Ouest, on suppose que la centrale MANANTALI serait reliée à BALINGUÉ par un circuit à 225 kV. Cette liaison est commune à toutes les variantes étudiées.

4.4

Analyse technique

Les cinq réseaux qui ont été élaborés à partir des tracés de lignes ont fait l'objet d'une analyse technique. Chacun de ces réseaux a d'abord été simulé sur ordinateur pour les années de 1995 et 2005.

De l'analyse préliminaire de ces réseaux, avant ces simulations, on prévoyait déjà qu'étant donné que la charge sur le réseau principal correspond à peu près à la capacité de transport (charge caractéristique) d'un circuit à 225 kV tel que choisi, les réseaux se comporteraient de façon adéquate.

Les études techniques ont confirmé ces prévisions. Tous les réseaux ont montré un comportement dynamique adéquat. Donc, aucun équipement additionnel aux équipements de base requis n'est nécessaire pour maintenir la stabilité du réseau.

Les études de répartition de puissance ont permis de vérifier le comportement en régime permanent des réseaux, comme par exemple les conséquences de l'indisponibilité d'un circuit principal à 225 kV, la régulation de tension sur les antennes etc... Ces études ont aussi permis de déterminer le niveau de compensation shunt, soit les inductances, requis sur tous les réseaux. Les inductances, dont la valeur nominale a été fixée à 20 MVA de façon à limiter les fluctuations de tension lors de leur manœuvre, sont raccordées généralement sur les lignes de transport aux départs de ces lignes.

Les inductances ont été réparties de façon préliminaire pour obtenir un profil de tension décroissant allant d'une tension de 5% supérieure à la tension nominale à la source (MANANTALI) à la tension nominale à la charge de TOBÈNE. De plus, les réseaux ont été conçus de façon telle que la tension de rétablissement à la suite d'un défaut d'un circuit principal à 225 kV ne soit pas à plus de 5% inférieure à la tension avant le défaut, soit en conditions normales.

Pour les solutions en boucle, soit "CENTRE-NORD" et "CENTRE-FLEUVE", deux inductances de 20 MVA ont été ajoutées à LOUGA (Centre Nord) ou à DAGANA (Centre Fleuve). Ces inductances doivent être enclenchées pour un défaut occasionnant la perte de la section à 225 kV comprise entre ces postes et TOBÈNE. Cette mesure a pour but de ramener la tension à la normale et ainsi de préserver l'alimentation de toute la charge du nord. Il est à noter, que pour ces mêmes réseaux en boucle, une telle mesure n'est pas requise pour un défaut occasionnant la perte du circuit à 225 kV KIDIRA-MATAM.

Pour les réseaux des options en boucle, à l'année 1995 (transit de 220 MW), des condensateurs enclenchables sont requis pour ramener une tension normale, notamment à TOBÈNE, lors de la perte d'une des deux lignes monotonnes principales à 225 kV. Pour l'option "CENTRE-NORD", le réseau requiert 120 MVA de condensateurs enclenchables, tandis que pour l'option "CENTRE-FLEUVE" le besoin est de 140 MVA. Il est évident qu'avant l'enclenchement de ces condensateurs, des inductances entre KIDIRA et LOUGA seront déclenchées par automatismes locaux initiés par une lecture de la tension. L'enclenchement des condensateurs sera initié par un automatisme semblable.

Les condensateurs enclenchables seront des unités de 20 MVA réparties de la façon suivante. Pour l'option "CENTRE-NORD", deux unités sont requises à TOBÈNE, deux unités à LINGUÈRE et une unité à chacun des postes TAMBACOUNDA et KAOLACK. Pour l'option "CENTRE-FLEUVE", deux unités sont requises à chacun des postes TOBÈNE, DAGANA et PODOR et une unité au poste TAMBACOUNDA.

Les résultats des dix simulations(*) de réseaux sont présentés aux planches #8 à 12, sous forme de schémas de répartition de puissance. On remarquera que la simulation du réseau malien a été limitée pour les fins des études de stabilité, aux circuits d'intégration des centrales.

(*)Note: Ces simulations ont été réalisées pour les réseaux présentés dans la version préliminaire de ce rapport. Ainsi, on y notera entre autres la présence d'un poste 225-90 kV à RICHARD TOLL et de postes de distribution 225 kV à BAKEL (90 kV) pour le réseau "CENTRE") BAFOULABÉ et ROSS BÉTHIO qui n'existent plus sur les réseaux plus optimisés décrits dans la présente version du rapport. Pour ces mêmes simulations, nous avons, d'autre part, utilisé une production de 48 MW pour la centrale SÉLINGUÉ alors que la production maximale de cette centrale est de 44 MW. Ces changements ne changent pas les conditions de l'étude technique.

Pour les études de stabilité, le critère utilisé s'énonce comme suit: "Le réseau doit demeurer stable après l'élimination d'un défaut triphasé d'une durée de 5 cycles (0,1 seconde) appliqué à l'endroit le plus sévère suivie de l'ouverture du circuit en faute".

Toutes les machines synchrones (centrales) ont été représentées par un modèle complet qui inclut la simulation du comportement transitoire et sous-transitoire des circuits dans les axes directs et en quadrature, des systèmes d'excitation et des systèmes de régulation de vitesse des turbines. Au système d'excitation statique des machines, on a ajouté un circuit stabilisateur dont l'action est initiée par les oscillations de puissance et dont le rôle est d'apporter la correction nécessaire sur la tension de référence du système d'excitation. Plus concrètement, ce circuit de stabilisation permet l'amortissement rapide des oscillations de puissance de longue durée propres au type de réseau qui concerne la présente étude.

La première étape de cette étude a consisté à déterminer les valeurs optimales des gains et des constantes de temps des modèles utilisés en fonction du type de réseau.

Par la suite, des essais successifs ont permis de localiser l'endroit du défaut le plus vulnérable à la stabilité du réseau lors d'un défaut. L'endroit le plus critique est le poste Tobène pour tous les réseaux. Le défaut est donc supposé appliqué sur un circuit à 225 kV du réseau de transport principal à TOBÈNE.

Tous les réseaux se sont avérés stables pour un tel défaut. Donc, aucun équipement additionnel, compensation dynamique ou circuit additionnel, n'est requis pour fins de stabilité.

Les résultats des études de stabilité sont présentés à l'annexe 6 sous forme de graphiques montrant, pour chacun des réseaux étudiés, le comportement de la puissance électrique des machines synchrones, la tension à certains postes du réseau et l'angle relatif des machines en fonction du temps (de 0 à 600 cycles). L'angle relatif est l'écart angulaire des centrales MANANTALI, SOTUBA et SÉLINGUÉ par rapport à la centrale CAP-DES-BICHES.

4.5

Coût des équipements de transport

Le coût du programme d'équipement de transport d'énergie électrique pour chacun des cinq réseaux étudiés est présenté à l'annexe 4. Ces tableaux donnent le détail des équipements requis et le coût de ces équipements.

Le tableau suivant présente le coût global de chacun des scénarios étudiés. De plus, il inclut, à titre d'information, le niveau des pertes résistives sur les réseaux étudiés. Le coût de ces pertes n'a pas été estimé et n'est donc pas inclus, puisque leur différence n'est pas significative.

COÛT DES ÉQUIPEMENTS DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE
en millions de francs CFA (MFCFA)

	1986	ACT. 86	ÉCART	PERTE (MW)	
				1995	2005
Tracé "CENTRE"	72 078	45 242	+0,1%	26,3	22,4
Tracé "NORD"	72 888	45 721	+1,2%	28,4	23,2
Tracé "FLEUVE"	72 004	45 181	-	29,3	22,3
Tracé "CENTRE NORD"	76 794	48 189	+6,6%	27,1	22,1
Tracé "CENTRE FLEUVE"	74 745	46 890	+3,8%	27,0	21,0

De ce tableau, on remarque que les options comportant une ligne biterne principale à 225 kV soit les tracés "CENTRE", "NORD" et "FLEUVE" ont des coûts sensiblement égaux, alors que les variantes "boucle" présentent des coûts légèrement plus élevés.

Signalons que les réseaux des options "boucle" requièrent, pour un transit de 220 MW, des batteries de condensateurs enclenchables ainsi que plusieurs automatismes locaux d'enclenchement d'éléments shunt. Ces mesures ne sont jamais requises pour les réseaux des options "biterne", quelque soit le transit considéré, 160 MW ou 220 MW.

Si on retranche les coûts des équipements communs aux cinq options, on obtient les résultats suivants:

COÛT DES ÉQUIPEMENTS DE TRANSPORT ÉLECTRIQUE (MFCFA)
(exluant le coût des équipements communs aux options)

	<u>1986</u>	<u>Act. 1986</u>	<u>Ecart</u>
Tracé "CENTRE"	41 685	26 456	+0,2%
Tracé "NORD "	42 495	26 935	+2,0%
Tracé "FLEUVE"	41 611	26 395	-
Tracé "CENTRE-NORD"	46 395	29 398	+11,4%
Tracé "CENTRE-FLEUVE"	44 346	28 099	+6,5%

Du point de vue strictement économique, le tracé "FLEUVE" est favorisé légèrement.

L'explication détaillée des écarts de coût d'équipement entre les réseaux des différents tracés est exposée à l'annexe 7.

Le tableau de la page suivante présente, pour chaque tracé, les déboursés annuels des investissements relatifs aux équipements de transport électrique dont la mise en service est prévue sur la période 1986-1995.

4.6

Impact des charges potentielles de MIFERSO, ZIGUINCHOR et BOPHAL

Une étude technico-économique a été réalisée pour des variantes du scénario de la demande. Cette étude de sensibilité vise à déterminer les équipements additionnels requis pour le raccordement des charges supplémentaires concernées ainsi que le coût de ces raccordements. Il s'agit des charges de ZIGUINCHOR au sud-ouest du SÉNÉGAL, du projet MIFERSO près de KIDOUUGOU et du projet BOPHAL à NOUAKCHOTT et à KAEDI.

4.6.1

Projet ZIGUINCHOR

La charge de ZIGUINCHOR est alimentée par une ligne monoterne à 90 kV depuis le poste KAOLACK. À l'étape initiale, soit en 1992, l'équipement consiste en une ligne monoterne 90 kV à d'environ 200 km, un départ à 90 kV à KAOLACK ainsi que le poste de transformation à 90 kV-basse-tension local.

De plus, dans les solutions "CENTRE", "CENTRE-FLEUVE" et "CENTRE-NORD", il est nécessaire d'ajouter un transformateur 225-90 kV au poste KAOLACK.

En 2005, l'accroissement de charge combiné des postes KAOLACK et ZIGUINCHOR rendra nécessaire l'addition d'un deuxième transformateur 225-90 kV au poste TOBÈNE dans les solution "FLEUVE" et "NORD".

4.6.2

Projet MIFERSO

La charge de MIFERSO est alimentée à 90 kV à l'aide d'une ligne monoterne depuis le poste TAMBACOUNDA. À l'étape initiale, soit en 1995, l'équipement consiste en une ligne monoterne à 90 kV d'environ 166 km, un départ à 90 kV à TAMBACOUNDA ainsi que le poste de transformation 90 kV-basse-tension local. L'étude technique a montré la nécessité d'ajouter une inductance de 10 MVA qui sera localisée soit à PODOR, soit à LINGUÈRE, soit à TOBÈNE dépendant du tracé retenu. De plus, dans les solutions "CENTRE", "CENTRE-FLEUVE" et "CENTRE-NORD", il est nécessaire d'ajouter un transformateur 225-90 kV au poste TAMBACOUNDA.

En 2005, l'accroissement de charge combiné des postes TAMBACOUNDA et MIFERSO rendra nécessaire l'addition d'un deuxième transformateur 225-90 kV au poste KIDIRA dans les solutions "FLEUVE" et "NORD".

4.6.3

Projet BOPHAL

Cette variante implique l'addition de deux charges supplémentaires localisées à NOUAKCHOTT et à KAÉDI. La première n'a aucun impact sur le réseau étant donné que, selon les hypothèses de départ, toute charge supérieure à 20 MW à NOUAKCHOTT sera alimentée par des diesels locaux. La deuxième, étant donné son niveau, ne nécessite que l'installation de transformateurs 225-90 kV d'une puissance supérieure lors de l'installation initiale aux postes KIDIRA ou MATAM, dépendant du tracé choisi, ce qui représente un coût minime.

4.6.4

Scénario simultané "ZIGUINCHOR, MIFERSO et BOPHAL"

L'impact de la présence simultanée des trois charges supplémentaires a été évalué. Aucun équipement, autre que ceux déjà requis individuellement, n'est nécessaire.

IMPACT DES SCÉNARIOS DE DEMANDE
(en millions de francs CFA)

PROJET	CENTRE		CENTRE-NORD		CENTRE-FLEUVE		FLEUVE		NORD	
	1986	ACT. 86	1986	ACT. 86	1986	ACT. 86	1986	ACT. 86	1986	ACT. 86
Ziguinchor	3 473	2 205	3 473	2 205	3 473	2 205	3 473	2 015	3 473	2 015
Miferso	3 160	1 507	3 160	1 507	3 160	1 507	3 160	1 384	3 160	1 384
Bophal	Coût minime		Coût minime		Coût minime		Coût minime		Coût minime	
Simultané	6 633	3 713	6 633	3 713	6 633	3 713	6 633	3 398	6 633	3 398

Etudes ultérieures requises

Avant l'implantation du réseau qui sera retenu suite à la présente étude, des études additionnelles seront requises dont certaines sont absolument nécessaires.

Une de ces études devra porter sur les surtensions inhérentes aux longs réseaux de transport. Il s'agira ainsi de déterminer l'ampleur des surtensions pouvant être causées par la perte subite de toute la charge de TOBENE et de déterminer les mesures à prendre pour limiter les surtensions à un niveau acceptable pour l'équipement.

Ces surtensions pourraient également se produire suite à la perte simultanée des deux ternes sur une section en ligne binaire ou suite à l'ouverture simultanée des deux lignes monoternes des options "boucle".

Les solutions pour contrer ces surtensions consistent à déclencher des sections de lignes et à enclencher des inductances supplémentaires. Le nombre additionnel d'inductances requises devra être déterminé à l'aide d'une étude plus détaillée. De plus, une étude de phénomène transitoire permettra de dimensionner les parafoudres selon les conditions de surtensions.

Par opposition, l'impact d'une perte importante de la production hydroélectrique devra être étudié et des mesures spéciales devront être déterminées.

Il sera requis, de plus, d'optimiser l'emplacement de la compensation shunt (inductances) établie au cours de cette étude et de déterminer les inductances additionnelles qui pourraient être requises pour la mise en tension des lignes. Dans l'éventualité où il serait décidé de retenir une option "boucle" et qu'on prévoirait un transit de 220 MW, il serait alors requis d'effectuer une étude visant à optimiser les temps d'enclenchement ou de déclenchement des éléments de compensation shunt.

Évidemment, on devra évaluer l'impact sur le réseau retenu de l'intégration de toute nouvelle centrale autre que MANANTALI et FÉLOU déjà considérées. Mentionnons à cet effet, qu'une analyse sommaire de l'intégration de la centrale KÉKRÉTI montre que cette centrale serait intégrée à 90 kV au poste KIDIRA quelque soit l'option retenue. La prise en compte de cette centrale n'influence pas le choix du tracé des lignes du réseau principal à 225 kV. De plus, le coût différentiel entre une intégration de la centrale à TAMBACOUNDA et une intégration à KIDIRA est négligeable compte tenu du contournement du parc national du NIOKOLO-KOBA.

Finalement, il faudrait optimiser l'alimentation des charges de moindre importance comme, par exemple, des postes 225 kV-BT. Il apparaîtrait, en effet, moins onéreux de rejoindre ces charges par des antennes à 30 kV (ou moins) à partir de postes sources 225 kV déjà en place comme KIDIRA (pour BAKEL), RICHARD TOLL ou LOUGA (pour ROSS BÉTHIO), et MANANTALI (pour BAFOULABÉ).

SECTION 5

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE

SECTION 5 - ANALYSE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

5.1 Analyse économique des tracés: option diésel et option antenne

Le principe voulant que chaque tracé rende un service équivalent, implique une analyse comparative des alimentations aux différents points de consommation par des groupes diésel ou par des antennes à 90 kV. La problématique consiste à choisir, dans les endroits isolés, c'est-à-dire éloignés des axes principaux de transport d'énergie, la meilleure option - diésel ou antenne - est d'en ajouter le coût au coût global actualisé des tronçons de base propre à chaque tracé.

Cette approche nécessite l'élaboration, pour les centres de MATAM-KAÉDI et de TAMBACOUNDA, de programmes d'équipement diésel capables de fournir adéquatement la charge locale. Compte tenu que ces programmes sont évalués pour la période de 1992 à 2010, on doit déduire la valeur résiduelle des équipements (ligne, postes, centrale et barrage) dont la durée de vie utile est plus longue.

En ce qui a trait aux antennes, certains ajustements doivent être apportés par le biais d'une imputation d'un coût de production thermique. En effet, le raccordement par antenne de charges isolées représente une ponction d'énergie dont se prive le centre de consommation plus important de DAKAR. Il faut donc ajouter aux options concernées le coût d'une production équivalente à DAKAR pour l'énergie retirée du réseau principal. En définitive, tout se passe comme si on ne considérait que l'écart de coût de production entre les centres isolés et DAKAR. D'un point de vue économique, cela respecte le principe de service comparable.

Enfin, en vertu du même principe, on impute aux centres importants (KAOACK et PODOR) des coûts de transformations, lorsqu'ils se retrouvent sur les tracés concernés.

Une fois tous ces coûts comparés globalement, il appert que le tracé FLEUVE montre un léger avantage par rapport au tracé CENTRE. Évidemment une analyse de sensibilité sur le taux d'actualisation fait varier cet écart. Lorsque ce taux est relevé à 12%, l'avantage du tracé FLEUVE s'agrandit alors qu'il disparaît à 8%.

CÔTÉ DES DIVERSES SOLUTIONS SELON LES TRACÉS
(en FCFA actualisé à 1986)

TAUX D'ACTUALISATION DE 10%

	CENTRE	NORD	FLEUVE	GRIMIRE-NORD	CENTRE-FLEUVE			
<u>Tronçon de base</u>								
1a) Investissement								
- lignes	24 445	23 915	23 262	28 568	27 420			
- postes	5 645	6 121	5 455	6 617	6 071			
Total	30 090	30 036	28 717	35 185	33 491			
1b) Exploitation et Entretien	3 009	3 004	2 872	3 519	3 349			
Total	33 099	33 040	31 589	38 704	36 840			
1 Total moins val. rés.	27 737	27 688	26 472	32 434	30 873			
Type d'alimentation	Par ligne 90 kV et transfo 90-BTkV OU transfo 225-BT	Par diésel local	Par ligne 90 kV et transfo 90-BTkV OU transfo 225-BT	Par diésel local	Par ligne 90 kV et transfo 90-BTkV OU transfo 225-BT	Par diésel local	Par ligne 90 kV et transfo 90-BTkV OU transfo 225-BT	Par diésel local
Charges isolées (1)								
TAMBANCOUDA	2 039	3 754	3 957	3 754	3 957	3 754	2 039	3 754
KAOLACK(2)		297		1237		1237		297
MATAM et KAÉDI	4 656	6 130	3 114	6 130	3 114	6 130	3 114	6 130
PODOR(2)		683		683		493		683
2 Total des meilleures options	7 675		8 788		8 598		6 133	
3 Total (1+2)	35 412		36 476		35 070		38 567	
4 Centrale & Barrage(43,8%) (3)	50 617		50 617		50 617		50 617	
5 Grand total	86 029		87 093		85 687		89 184	
6 Taux de rentabilité	14,6		14,6		14,7		14,0	
								14,2

- NOTES: (1) Les antennes à 30 kV sont exclues étant donné qu'elles sont communes à toutes les options.
- (2) Dans tous les cas, les charges de KAOLACK et PODOR sont raccordées au réseau principal, étant donné leur importance et leur proximité du réseau interconnecté prévu au plan directeur du Sénégal.
- (3) Ce total représente la partie du coût total de la centrale et de 43,8% du barrage imputable au transit vers l'Ouest, soit 5/8.

TAUX DE RENTABILITÉ
SUR LA BASE DES GAINS EN PÉTROLE
À DAKAR ET NOUAKCHOTT
 (en millions de FCFA actualisés à 1986)
 ACTUALISATION DE 10%

	CENTRE	NORD	FLEUVE	CENTRE-NORD	CENTRE-FLEUVE
Gain en pétrole	149 327	149 327	149 327	149 327	149 327
<u>Immobilisation</u>					
- lignes	24 445	23 915	23 262	28 568	27 420
- postes	<u>5 645</u>	<u>6 121</u>	<u>5 455</u>	<u>6 617</u>	<u>6 071</u>
Total	30 090	30 036	28 717	35 185	33 491
Exp. et ent. (1% par année)	<u>3 009</u>	<u>3 004</u>	<u>2 872</u>	<u>3 519</u>	<u>3 349</u>
1. Total	33 099	33 040	31 589	38 704	36 840
<u>Centrale et barrage (43,8%)</u>					
- Investissement	57 525	57 525	57 525	57 525	57 525
- Exp. et ent. (0,5% par année)	<u>2 876</u>				
2. Total	60 401	60 401	60 401	60 401	60 401
3. Total (1+2)	93 500	93 441	91 990	99 105	97 241
Taux de rentabilité	14,6	14,6	14,7	14,0	14,2

*NOTE: Ce total représente la partie du coût total de la centrale et de 43,8% du barrage imputable au transit vers l'Ouest, soit 5/8.

COÛT GLOBAL ACTUALISÉ
ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Taux d'actualisation	12%	10%	8%
Tracé CENTRE	84 673	86 029	86 601
Tracé NORD	85 348	87 093	87 790
Tracé FLEUVE	84 010	85 687	86 310
Tracé CENTRE-NORD	87 678	89 184	89 836
Tracé CENTRE-FLEUVE	86 012	87 433	87 995

5.2 Taux de rentabilité interne des tracés

L'alimentation en énergie hydro-électrique des centres de DAKAR et de NOUAKCHOTT permet d'épargner des quantités équivalentes de pétrole. En supposant un transit de 500 GWh par an, les gains nets de produits pétroliers épargnés à DAKAR et NOUAKCHOTT ont été évalués et actualisés en 1986. On les rapporte ensuite aux investissements que nécessite chaque tracé afin de dégager un taux de rendement. Les investissement de la centrale et du barrage ont été ajoutés à ceux de chacun des tracés.

Toutefois, pour le transit de 500 GWh l'étude tient compte de la part des investissements de la centrale et du barrage attribuable uniquement au SÉNÉGAL et à la MAURITANIE, puisque 300 GWh sont destinés au MALI. Enfin, pour chaque type d'équipement, les frais d'exploitation et d'entretien afférents ont été ajoutés.

Pour déterminer le taux de rendement interne, nous avons procédé par itération successive afin de converger vers un taux de rendement unique. Dès lors, tous les flux de dépenses sont actualisés au taux de rendement interne, de sorte qu'il n'y a pas d'incohérence entre le taux de rendement et le taux d'actualisation. Cette méthode permet de classer les divers tracés selon leur rentabilité. Elle vise essentiellement à estimer un taux de rendement qui égalise les recettes nettes actualisées à ce taux (soit les gains en pétrole) et les investissements initiaux.

Les formules utilisées sont les suivantes:

$$\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^{n-1}} = \frac{R_o}{I_o}$$

où R_o = Recette de l'année de base

$$I_o = \sum_{i=1}^n (I_a + E_Ea) \frac{1}{(1+r)^i}$$

I_a = Investissement annuel

E_Ea = Frais d'exploitation et d'entretien annuel

r = Taux de rendement externe

n = Nombre d'années

Ce calcul a été effectué pour une durée de 40 ans et un transit minimum de 500 GWh fait apparaître un taux de rendement de l'ordre de 14,5%. Le léger avantage du tracé FLEUVE se maintient à peine car cette façon de faire présuppose implicitement un relèvement de taux d'actualisation de 10% à 14,5%.

Évidemment tout transit supérieur à 500 GWh même sur une courte période relèverait passablement ce rendement rendant l'ensemble du projet encore plus attrayant.

5.3

Coût de revient unitaire selon les différents points de livraison

Il convient en dernière analyse d'établir le coût de revient unitaire aux différents points de livraison. A partir des valeurs utilisées jusqu'à maintenant, il suffit de réaménager les coûts en tenant compte des quantités d'énergie livrées à chaque point de charge. Les coûts unitaires exprimés en FCFA de 1986 apparaissent au tableau suivant. On remarque que le tracé FLEUVE est celui qui permet un arbitrage le plus équitable pour chacun des pays.

COÛT DE REVIENT UNITAIRE

AUX DIFFÉRENTS POINTS DE LIVRAISON

(FCFA 1986/kWh)

	<u>Centre</u>	<u>Nord</u>	<u>Fleuve</u>	<u>Centre-Nord</u>	<u>Centre-Fleuve</u>
<u>Équipement de transport électrique</u>					
Livraison au point de jonction	8,32 (TOBÈNE 225 kV)	7,96 (LOUGA)	7,18 (DAGANA)	9,90 (LOUGA)	8,80 (DAGANA)
Livraison à TOBÈNE 90 kV	8,75	8,85	9,10	10,58	10,85
Livraison à NOUAKCHOTT 90 kV	13,52	13,17	10,49	15,10	12,10
<u>Équipement de production</u>					
Centrale (Manantali)	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57
Barrage (43,8%)	<u>15,00</u>	<u>15,00</u>	<u>15,00</u>	<u>15,00</u>	<u>15,00</u>
Total	20,57	20,57	20,57	20,57	20,57
<u>Coût total</u>					
à TOBÈNE 90 kV:	29,32	29,42	29,67	31,15	31,42
à NOUAKCHOTT 90 kV:	34,09	33,74	31,06	35,67	32,67

En effet le SÉNÉGAL dans ce tracé concède une augmentation de 4,0% de son coût de revient unitaire au bénéfice de la MAURITANIE qui voit son coût de revient diminuer de 22,4%. Ajoutons que le calcul des coûts unitaires à TOBÈNE amène un biais systématique dans la comparaison car il favorise à priori les tracés qui ne desservent pas la BASSE-VALLEE au Fleuve SÉNÉGAL.

5.4

Analyse financière

Nous avons tenu à exprimer l'ensemble de la solution retenue sur la base des charges financières qu'elle pourrait représenter pour O.M.V.S. au cours des années d'exploitation. Même si ces coûts ne sont pas nécessairement ceux qui seront éventuellement supportés à cause des nombreux aléas qui peuvent survenir jusqu'à la mise en service de la ligne, il n'en demeure pas moins que l'exercice a un certain intérêt pour le gestionnaire. Nous avons résumé au tableau suivant les coûts en FCFA de 1994 pour la solution optimale.

Nous avons d'abord évalué les charges financières annuelles pour les investissements de base en considérant une part de 43,8% pour le barrage. De plus, nous avons ajouté les frais d'exploitation et d'entretien propres à chaque équipement. Ce coût total reporté aux kmh transités permet de dégager le coût de revient annuel que devra couvrir l'O.M.V.S. et qu'elle doit amortir sur l'énergie disponible et transitable.

TABLEAU

Coût annuel équivalent et frais
d'exploitation et d'entretien
(en millions de FCFA 1992)

	en millions de FCFA 1992
Ligne et Poste	
-Investissement	10 845
-Exploitation et entretien	1 061
	<u>11 906</u>
Centrale et barrage (43,8%)	
-Investissement	14 392
-Exploitation et entretien	704
	<u>15 096</u>
Coût de revient moyen en 1992	
Ligne : 500 GWh	42,68
Centrale et Barrage : 800 GWh	
Ligne : 500 GWh	33,75
Centrale et Barrage : 800 GWh	

FLUX DE DÉPENSES DES DIVERS INVESTISSEMENTS
TRACE-FLEUVE (en millions de FCFA)

	Avant 1987	1987	1988	1989	1990	1991	1992	Total en FCFA 1992	Coût an- nuel (10%,
<u>Ligne et postes</u>									
FCFA constant 1986									
FCFA courant	2 285	2 472	20 513	49 990	17 962	93 222			
Intérêt	114	363	1 309	4 682	6 365	12 833			
1. Total	2 399	2 835	21 822	54 672	24 327	106 055	10 845		
<u>Centrale</u>									
FCFA courant	1 660	12 505	13 742	12 064	5 264	45 235			
Intérêt	83	800	2 018	2 179	1 688	6 767			
2. Total	1743	13 305	15 760	14 243	6 952	52 002	5 318		
<u>Barrage</u>									
FCFA courant	112 856	14 602	2 972	98		173 732			
Intérêt	16 209	3 070	1 916	494		28 868			
3. Total	129 065	17 672	4 888	592		202 600	20 718	9 075	

On peut donc conclure que le volet énergétique du projet MANANTALI est rentable, une fois comparé au coût actuel du kWh thermique, soit 40 FCFA le kWh à DAKAR et 43 FCFA à NOUAKCHOTT. L'O.M.V.S. dispose même d'une certaine marge de manoeuvre dans l'établissement d'un prix de vente.

SECTION 6
SOUS-VARIANTES

SECTION 6 - SOUS-VARIANTES

6.1 Introduction

La présente section a pour but de fournir des informations additionnelles pouvant s'avérer utiles à l'O.M.V.S. au cours de discussions ultérieures.

Ces informations ont trait au coût additionnel qu'entraînerait une hausse de la capacité de l'antenne vers NOUAKCHOTT, au coût additionnel qu'entraînerait la construction en rive droite de la section MATAM-PODOR de la ligne biterne à 225 kV du tracé "FLEUVE" et, finalement, à l'alimentation par câble de garde.

6.2 Hausse de la capacité de l'antenne vers NOUAKCHOTT

En fonction des données de base de la présente étude relative à l'énergie devant transiter sur l'antenne vers NOUAKCHOTT, il s'avère suffisant de munir cette antenne d'une ligne monoterne à 90 kV. Cette ligne d'une longueur de 217 km est évaluée à 2566 MFCFA 1986.

S'il devenait justifié éventuellement de hausser la capacité de cette ligne, cette hausse pourrait être effectuée de plusieurs façons. Retenons, ici, deux façons intéressantes soit l'ajout de compensation série sur la ligne monoterne à 90 kV ou soit la construction d'une ligne monoterne à 225 kV.

Pour doubler la capacité de transport de la ligne à 90 kV de 20 MW à 40 MW, on a estimé qu'une compensation série de l'ordre de 3 MVAR serait requise, ce qui correspond à une compensation de 50%.

Basé sur les estimations d'Hydro-Québec relatives à son projet d'ajout de compensation série sur certaines de ses lignes à 315 kV, le coût de la compensation série est évalué à 20 000 \$/MVA. L'ajout de compensation série sur la ligne 90 kV DAGANA-NOUAKCHOTT est donc estimé à un coût de 60 000 \$, soit 15 MFCFA 1986.

Par ailleurs, la réalisation sur cet axe d'une ligne monotension à 225 kV est évaluée à 5162 MFCFA 1986. Un tel projet porterait cependant la capacité de transit de l'antenne vers Nouakchott à 180 MW.

6.3

Ligne MATAM-PODOR en rive droite

L'implantation en rive droite, soit en territoire Mauritanien, du tronçon MATAM-PODOR de la ligne biterne à 225 kV du tracé "FLEUVE" implique un coût additionnel évalué à 1445 MFCFA 1986, soit de 10,4% de plus pour le tronçon MATAM-PODOR.

Selon cette option, la ligne traverserait vers CIVÉ en face de MATAM et longerait la route selon un tracé CIVÉ-KAÉDI-MBAGNE-BABABÉ-BOGUÉ se prolongeant toujours en rive droite jusqu'à la hauteur de PODOR où elle traverserait le fleuve à nouveau vers PODOR au SÉNÉGAL. Un poste de distribution local 225-30-BT kV serait implanté à chacun des points de charges KAÉDI et BOGUÉ ce qui annule le besoin de transformation 225-90 kV à MATAN, la ligne à 90 kV KAÉDI-MATAM et la ligne à 30 kV RKIZ-BOGUÉ. Mentionnons, de plus, qu'un tracé en rive droite de la ligne biterne à 225 kV prolonge cette ligne d'une longueur de 56 km.

Le coût additionnel mentionné précédemment tient compte de toutes ces modifications et inclut, de plus, une contingence de 5% ajoutée au coût du prolongement de la ligne biterne à 225 kV. Cette contingence est imputable à des difficultés d'accès légèrement accrues.

6.4

Alimentation par câbles de garde

Certains villages isolés le long du corridor de la ligne à 225 kV projetée pourraient être alimentés à partir du câble de garde. En effet, une nouvelle technologie permet, lorsque l'on isole une section de câble de garde d'une ligne de transport, de récupérer une certaine quantité d'énergie de celui-ci, laquelle y est induite par effet de couplage capacitif. Cette quantité d'énergie, de même que la tension, est fonction de la géométrie de la ligne et est proportionnelle à la longueur de la section de câble de garde isolé.

Sur une ligne à 225 kV, la puissance soutirée du câble de garde varierait de 0,4 à 1,75 kW par kilomètre, pour une puissance ne dépassant pas 100 kW; ainsi, la longueur de câble de garde isolé serait de l'ordre de 60 à 250 km. Selon une évaluation très préliminaire, le coût d'installation d'une alimentation par câble de garde serait de l'ordre de 500 000 \$ U.S. de 1992.

D'autre part, l'analyse des prévisions des charges des villages isolés montre que, sur un horizon de 15 ans à partir de 1992, il n'existe à toute fin pratique aucun des blocs de charges identifiés dans la présente étude susceptible de recevoir une telle installation, à l'exception de KIDIRA. Ces blocs de charges englobent toutefois certains villages pour lesquels ce type d'alimentation pourrait être évalué lors de l'avant-projet, en relation avec la planification de la distribution locale.

Référence: BG Checo International Ltée;
Solution économique pour l'électrification rurale
de localités situées près de lignes à haute tension.

SECTION 7

ANALYSE COMPARATIVE ET RECOMMANDATION

SECTION 7 - ANALYSE COMPARATIVE ET RECOMMANDATION

7.1 Cadre d'analyse

L'objectif de l'étude était de dégager un tracé de la ligne Ouest "qui assure l'accès de chaque pays membre à sa part du productible de MANANTALI, dans des conditions économiquement avantageuses, tout en offrant sur le plan global la meilleure rentabilité économique et financière", selon les termes de référence de l'O.M.V.S. Ce mandat implique, d'une part, d'alimenter toutes les charges importantes et, d'autre part, que le choix final devra reposer sur l'option ayant le coût global actualisé le plus bas.

7.2 Prévision de la demande

Une étude exhaustive de la demande a été effectuée à partir des renseignements fournis par les États membres. Aussi les prévisions soumises ont-elles tenu compte du développement spécifique de la vallée du Fleuve SÉNÉGAL en plus de celui des pays concernés. Même si elles s'écartent légèrement des études antérieures, les prévisions de charges de la Vallée du Fleuve SÉNÉGAL se justifient par l'intention clairement exprimée par les autorités gouvernementales des États membres de développer la zone du fleuve.

Des scénarios moyen, fort et faible ont été retenus pour chacun des pays. Ils ont fait l'objet d'une analyse d'impact sur les comportements des divers réseaux. Ceci a permis de conclure que le choix de tracé n'est pas sensible au choix du scénario.

Enfin il convient de souligner qu'une surestimation de la demande ne diminuera pas la rentabilité du projet, car la demande actuelle combinée des trois États membres dépasse largement le productible de la centrale.

Les réseaux élaborés pour chacun des cinq tracés ont été équipés suffisamment pour alimenter de façon adéquate le même niveau de charge selon la même répartition de cette charge.

Le comportement des réseaux a été vérifié pour un transit vers l'Ouest pouvant atteindre 220 MW.

Les niveaux de tension se maintiennent à des valeurs acceptables en régime permanent, autant pour le réseau sain que pour le réseau amputé d'un élément. En régime transitoire, les réseaux conservent leur synchronisme à la suite d'un défaut triphasé d'une durée de 5 cycles suivi de la perte d'une ligne.

En terme de fiabilité d'alimentation, les réseaux "boucle" ont un avantage sur les réseaux avec ligne biterne. En effet, dans le cas des réseaux biternes, une avarie sur un pylône exigera de délester de la charge, car la capacité des centrales thermiques ne sera pas suffisante. Par contre, elle requiert des bancs de condensateurs shunt enclenchables sur la perte d'un des deux circuits à 225 kV. Cet appareillage n'est pas requis sur les réseaux "biternes".

Par ailleurs, les réseaux "boucle" comportent chacun deux tracés différents. Ils requièrent donc que les équipes d'entretien se déplacent sur de plus longues distances.

D'autre part, une comparaison entre les réseaux avec ligne biterne démontre que le tracé "FLEUVE" offre une fiabilité d'alimentation légèrement supérieure. En effet, pour ce réseau, les charges du fleuve et du littoral de l'Atlantique peuvent compter sur une double source d'alimentation: les centrales thermiques de DAKAR ou la ligne en provenance de MANANTALI.

Finalement, toutes ces raisons font en sorte que les tracés "boucle" sont moins recommandables que les tracés comportant des lignes biternes.

7.4

Contraintes physiques

Chacun des tracés envisagés coïncide avec des axes routiers et la longueur des lignes a été estimée en conséquence.

De plus, seul le tracé CENTRE traverse des forêts classées, mais en longent une route; l'impact n'est donc pas majeur. Aussi cette dimension ne saurait affecter le choix des tracés.

Quant aux obstacles naturels que sont principalement les cours d'eau et les terrains montagneux, seul le tronçon commun de MANANTALI-KAYES traverse des montagnes, et ceci n'influence pas le choix du tracé. Les traversées du fleuve SÉNÉGAL se situeraient à MATAM-KAÉDI et DAGANA-RKIZ pour NOUAKCHOTT. Le tronçon DAGANA-LOUGA comporte la traversée du lac GUIERS. Toutes ces traversées sont communes à toutes les variantes, et leur coût est intégré aux estimations. Elles ne sont donc pas significatives sur le choix du tracé.

7.5

Impact des projets industriels

Les grands projets industriels de chaque pays ont été traités séparément comme des variantes. Or, aucun d'eux n'a modifié le choix original puisque les lignes, telles que planifiées, peuvent satisfaire l'appel de puissance propre à ces projets.

7.6

Rentabilité du projet

L'analyse économique démontre que la rentabilité du lien vers l'Ouest est assurée quelque soit le tracé retenu. Toutefois, les tracés avec ligne biterne présentent un coût total actualisé plus faible que les tracés "boucle".

Les estimations démontrent que, pour les solutions biternes, un transit de 500 GWh (productible moyen de 800 GWh), offre un rendement de 14,6% et 14,7%, par rapport au coût de la production thermique à DAKAR et à NOUAKCHOTT.

De plus, les coûts de revient unitaire de l'énergie livrée à 90 kV à TOBÈNE et à NOUAKCHOTT semblent plus équitables avec le tracé fleuve.

7.7

Quantité d'énergie transitée

Quel que soit le tracé considéré, la quantité d'énergie transitée affecte directement la rentabilité du projet. Or cette quantité est elle-même affectée par la clé de répartition inter-états et le productible de la centrale, ces éléments pouvant se combiner simultanément.

Selon la clé de répartition de l'énergie convenue entre les États membres, la part soutirée par le MALI à mesure que ses besoins l'exigeront provoque une diminution du transit vers l'Ouest pouvant affecter la rentabilité de ce lien. Même si cette rentabilité n'était pas compromise par un transit légèrement inférieur à 500 GWh, il serait opportun de prévoir dès maintenant l'addition d'une nouvelle source de production vers l'an 2000 et même dès 1995.

7.8

Aspect socio-économique

Le SÉNÉGAL et la MAURITANIE doivent actuellement desservir en électricité et ce, à grands frais, des régions éloignées des grands centres. Or ces régions sont confrontées à la plupart des problèmes d'approvisionnement en biens et services que connaissent beaucoup de régions rurales de par le monde. La disponibilité de l'hydro-électricité, à un prix de revient

relativement plus bas que d'autres sources d'énergie, peut venir combler certains besoins et favoriser la sédentarisation des populations locales. Le tracé FLEUVE emprunte précisément une zone plus densément peuplée que le centre du SÉNÉGAL et rend l'électricité accessible à toute la BASSE VALLÉE du FLEUVE SÉNÉGAL.

Dans l'hypothèse où les populations de la région FLEUVE tirent le maximum d'énergie du réseau MANANTALI-DAKAR, le SÉNÉGAL et la MAURITANIE y trouveraient toujours leur profit, puisque la source d'énergie alternative (groupe diésel) est beaucoup plus coûteuse dans cette région que le long de la côte, ne serait-ce qu'à cause des coûts de transport du diésel-oil.

Or la probabilité que la demande d'électricité soit plus forte dans la région FLEUVE que dans la région du SÉNÉGAL-ORIENTAL est indéniable et, à cet égard, les plans de redressement du SÉNÉGAL et de la MAURITANIE ont déterminé des objectifs précis de croissance pour la région du bassin du fleuve SÉNÉGAL. Les probabilités d'erreur sont donc minimisées avec un tracé FLEUVE.

Enfin, au strict point de vue économique, la solution FLEUVE laisse entrevoir un avantage certain et résiste à certaines analyses de sensibilité.

7.9

Recommandation

L'ensemble de l'étude fait ressortir les avantages des tracés biternes aux points de vue technique et économique par rapport aux tracés "boucle". En effet, au point de vue technique, la configuration des réseaux est plus simple d'exploitation. Au point de vue économique, les tracés biternes sont de 6 à 11% plus économiques que les tracés "boucle".

Parmi les tracés biternes, le tracé "FLEUVE" est celui qui assure, d'une part, une meilleure qualité d'alimentation aux charges autres que celle de TOBÈNE, car il permet une double alimentation en terme de sources et de circuits. D'autre part, ce tracé emprunte un parcours plus densément peuplé que les tracés "NORD" et "CENTRE".

En considérant l'ensemble des aspects énumérés ci-haut, il apparaît avantageux d'implanter un lien biterne à 225 kV passant sur la rive gauche du fleuve SÉNÉGAL.

Ce tracé emprunterait l'axe MANANTALI-KAYES-MATAM-PODOR-DAGANA-LOUGA-TOBÈNE. NOUAKCHOTT pourrait être alimenté par une ligne monoterne à 90 kV dès 1992 en provenance de DAGANA.

ANNEXE 1

ANALYSE DE LA DEMANDE

ANNEXE 1

ANALYSE DE LA DEMANDE

TABLE DES MATIERES

PLANCHE 1

ANALYSE DE LA DEMANDE
PUISANCE POTENTIELLE

PLANCHE 2

ANALYSE DE LA DEMANDE
PRODUCTION POTENTIELLE

NOUAKCHOTT
ANNÉE
1990
2000
2010

MW

21,2

40,6

60,7

NOUAKCHOTT
ANNÉE
1990
2000
2010

ANNÉE

1990

2000

2010

LÉGENDE

ANNÉE 1990

ANNÉE 2000

ANNÉE 2010

D

0 à 0,04 MW

0,1 à 0,2 MW

0,2 à 0,5 MW

0,5 à 1,5 MW

1,5 à 2,5 MW

2,5 à 3,0 MW

3,0 à 6,0 MW

6,0 à 10,0 MW

10,0 à 15,0 MW

15,0 à 30,0 MW

30,0 à 60,0 MW

B

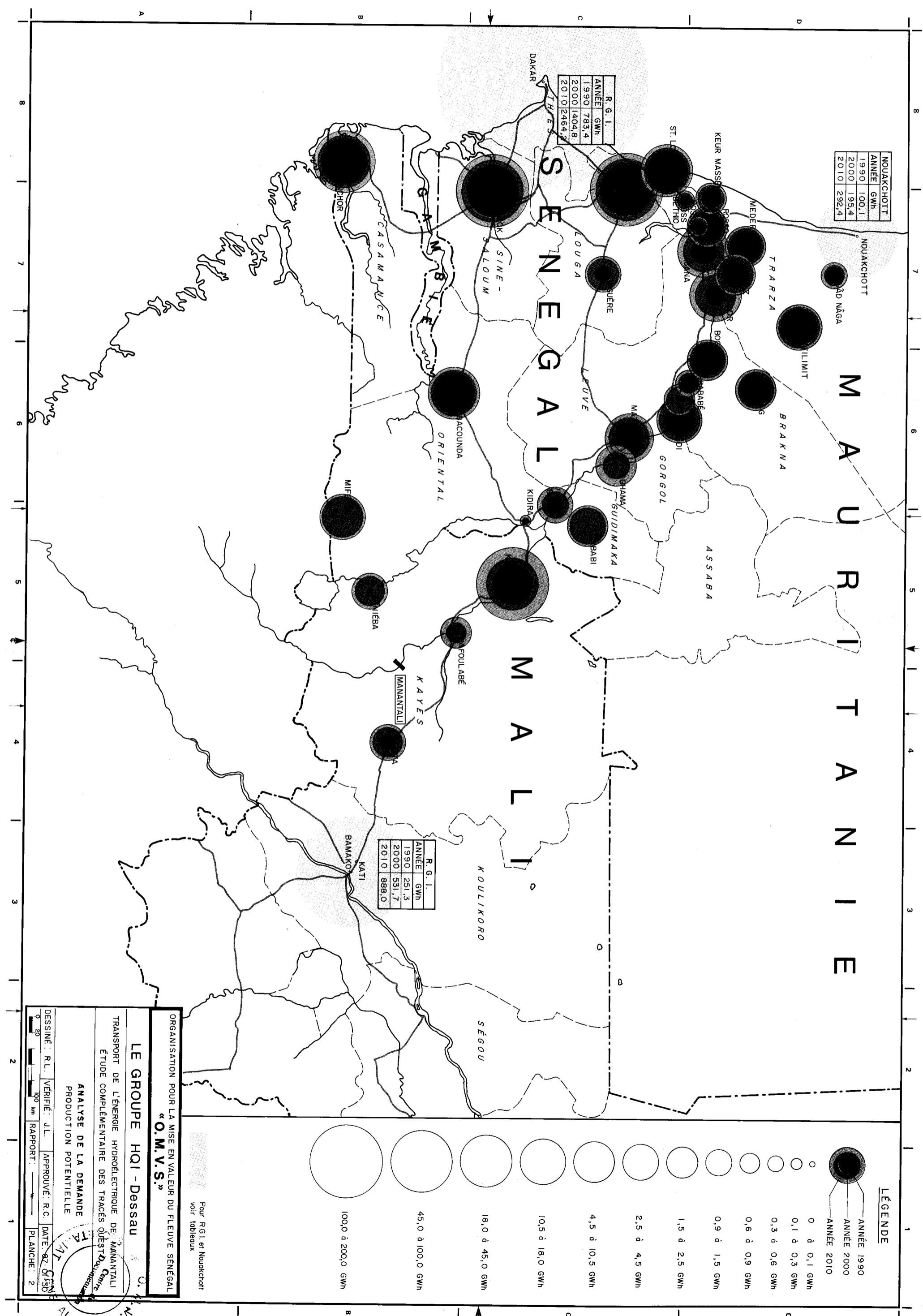
A

C

D

PLANCHE 1

<p



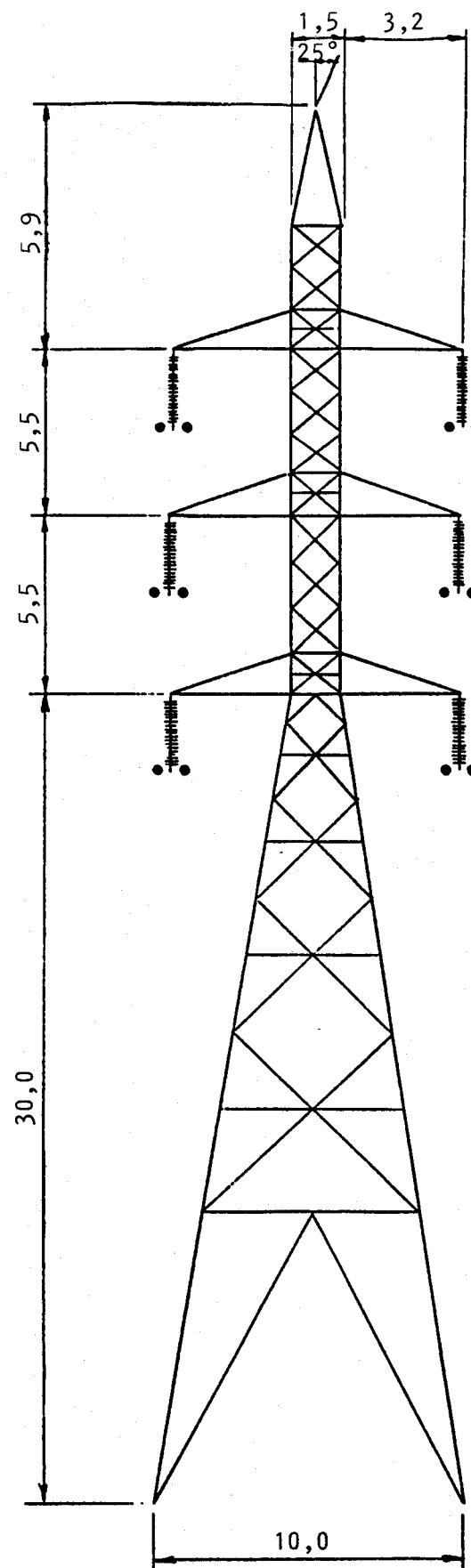
ANNEXE 2

EPURES DES PYLÔNES

ANNEXE 2
EPURES DES PYLÔNES

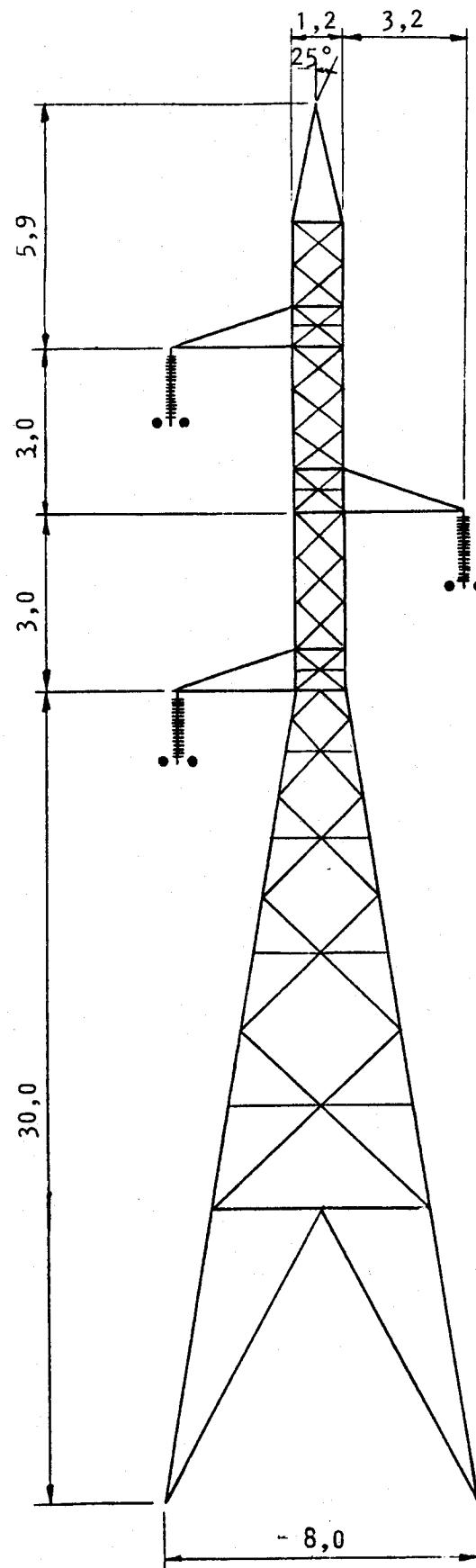
TABLE DES MATIERES

FIGURE 1	EPURE PYLÔNE 225 kV BITERNE
FIGURE 2	EPURE PYLÔNE 225 kV MONOTERNE
FIGURE 3	EPURE PYLÔNE 90 kV MONOTERNE
FIGURE 4	NAPPE-VOÛTE - SUPPORT 30 kV



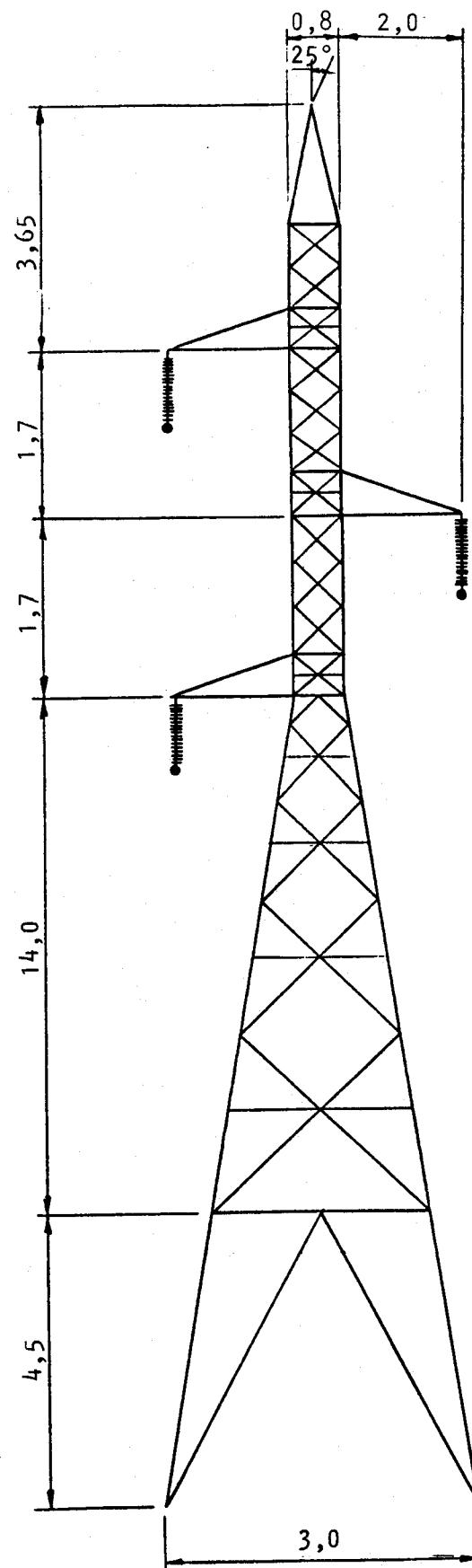
EPURE PYLONE 225kV BITERNE

PAS A L'ECHELLE



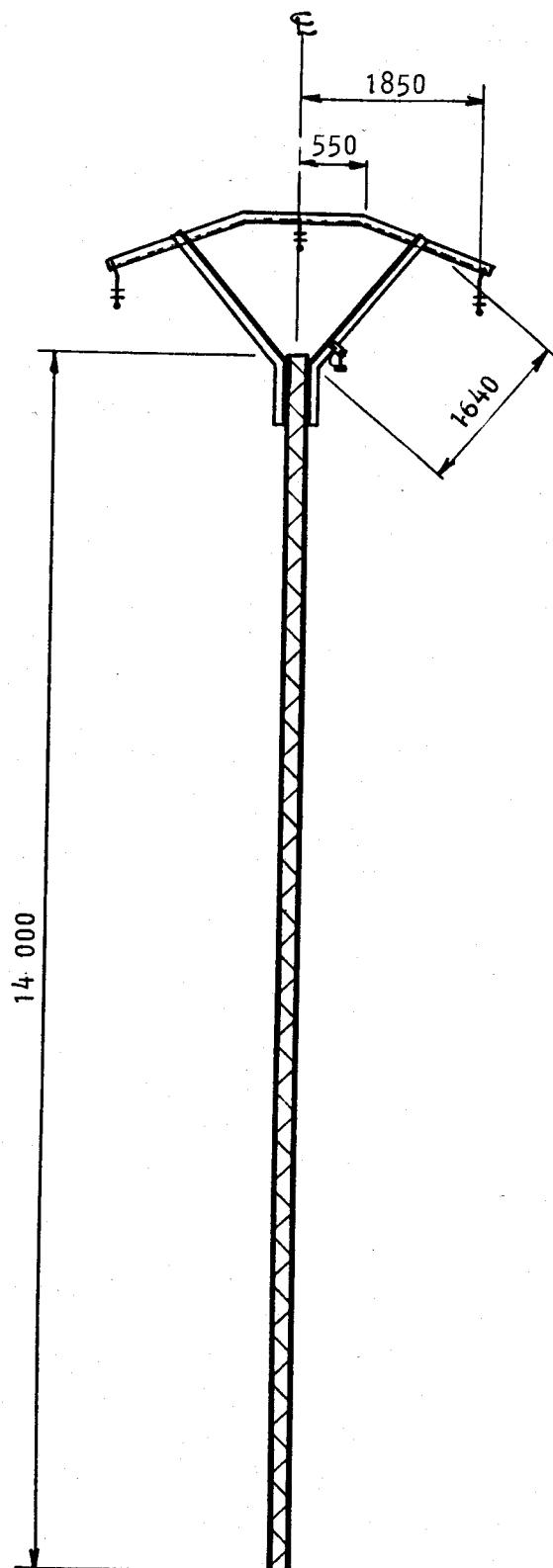
EPURE PYLONE 225kV MONTERNE

PAS A L'ECHELLE



EPURE PYLONE 90kV MONOTERNE

PAS A L'ECHELLE



NAPPE - VOUTE - SUPPORT 30kV
PAS A L'ECHELLE

ANNEXE 3

**SITUATION GEOGRAPHIQUE
DES TRACES**

ANNEXE 3

SITUATION GEOGRAPHIQUE DES TRACES

TABLE DES MATIERES

PLANCHE 3	SITUATION GEOGRAPHIQUE TRACE "CENTRE"
PLANCHE 4	SITUATION GEOGRAPHIQUE TRACE "NORD"
PLANCHE 5	SITUATION GEOGRAPHIQUE TRACE "FLEUVE"
PLANCHE 6	SITUATION GEOGRAPHIQUE TRACE "CENTRE-NORD"
PLANCHE 7	SITUATION GEOGRAPHIQUE TRACE "CENTRE-FLEUVE"

M A U R I T A N I E

LÉGENDE

- CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE
- POSTE HT
- LIGNE 225 KV BITTERNE
- LIGNE 90 KV MONOTERNE
- LIGNE 30 KV

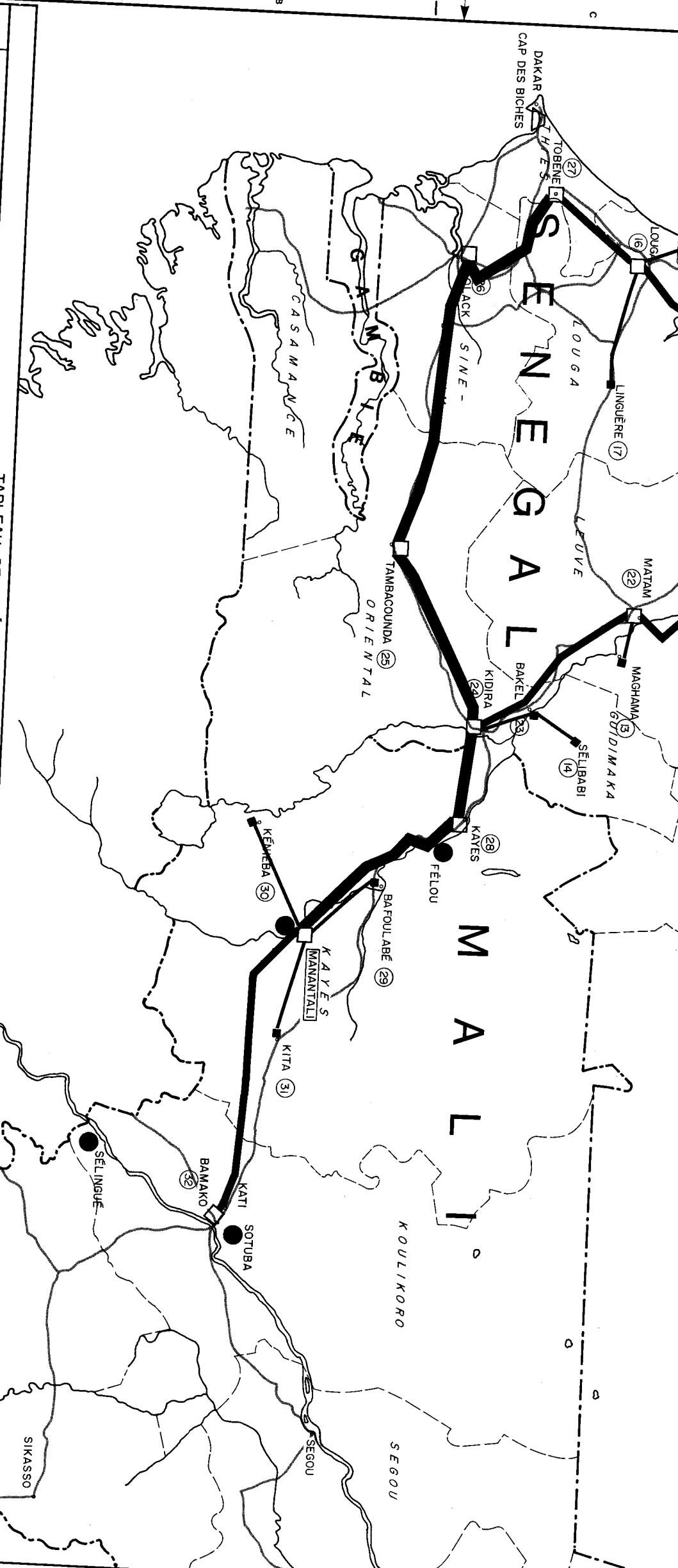


TABLEAU DE PRÉVISIONS DE LA DEMANDE DE POINTE (MW)

A

B

C

D

E

F

G

H

I

J

K

L

M

N

O

P

Q

R

S

T

U

V

W

X

Y

Z

AA

BB

CC

DD

EE

FF

GG

HH

II

JJ

KK

LL

MM

NN

OO

PP

QQ

RR

SS

TT

UU

VV

WW

XX

YY

ZZ

AA

BB

CC

DD

EE

FF

GG

HH

II

JJ

KK

LL

MM

NN

OO

PP

QQ

RR

SS

TT

UU

VV

WW

XX

YY

ZZ

AA

BB

CC

DD

EE

FF

GG

HH

II

JJ

KK

LL

MM

NN

OO

PP

QQ

RR

SS

TT

UU

VV

WW

XX

YY

ZZ

AA

BB

CC

DD

EE

FF

GG

HH

II

JJ

KK

LL

MM

NN

OO

PP

QQ

RR

SS

TT

UU

VV

WW

XX

YY

ZZ

AA

BB

CC

DD

EE

FF

GG

HH

II

JJ

KK

LL

MM

NN

OO

PP

QQ

RR

SS

TT

UU

VV

WW

XX

YY

ZZ

AA

BB

CC

DD

EE

FF

GG

HH

II

JJ

KK

LL

MM

NN

OO

PP

QQ

RR

SS

TT

UU

VV

WW

XX

YY

ZZ

AA

BB

CC

DD

EE

FF

GG

HH

II

JJ

KK

LL

MM

NN

OO

PP

QQ

RR

SS

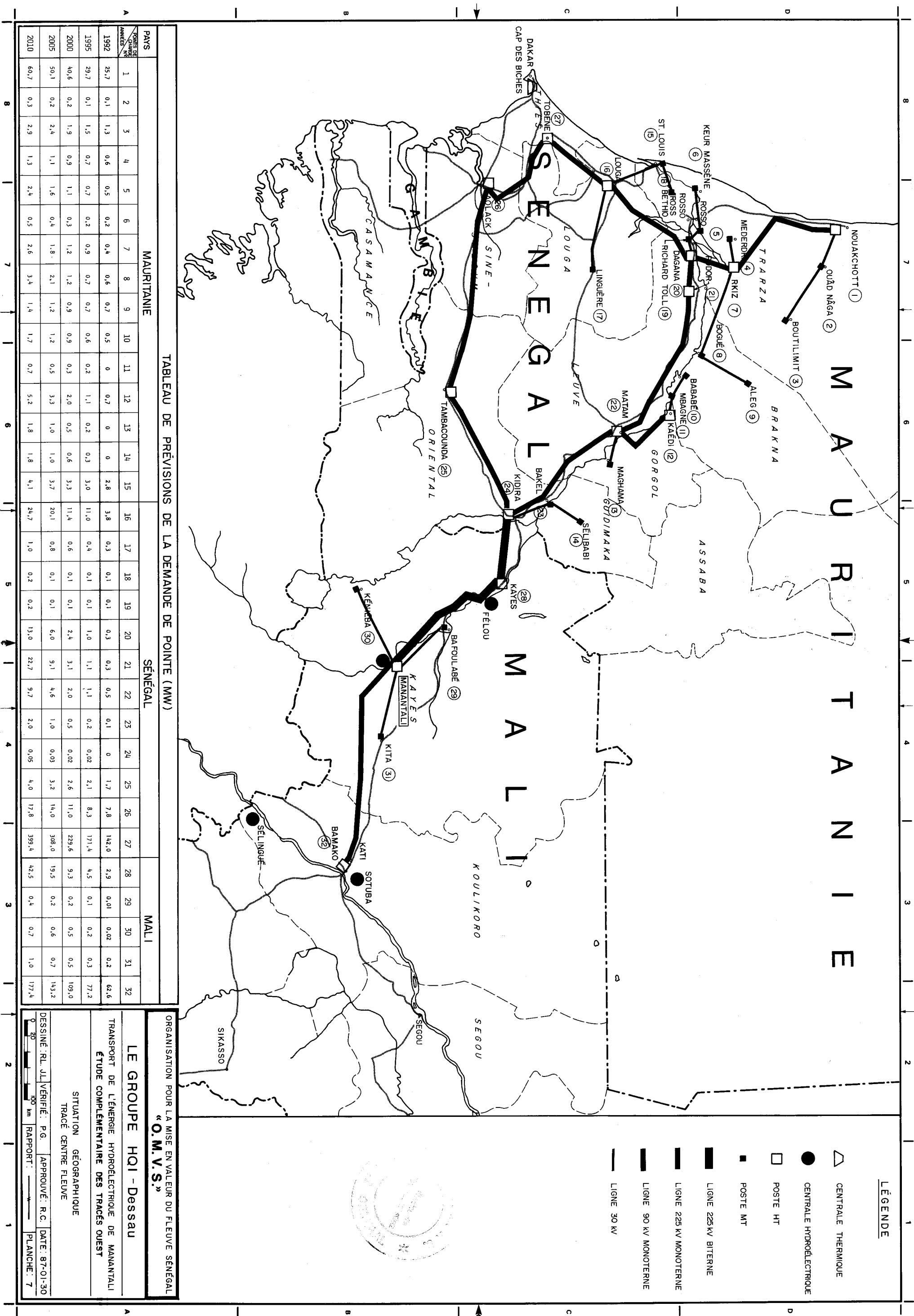
TT

UU

VV

WW

XX



ANNEXE 4

PROGRAMME D'EQUIPEMENT

ANNEXE 4
PROGRAMME D'EQUIPEMENT

TABLE DES MATIERES

TRACE "CENTRE"	PAGE A4-1
TRACE "CENTRE-NORD"	PAGE A4-3
TRACE "CENTRE-FLEUVE"	PAGE A4-5
TRACE "FLEUVE"	PAGE A4-7
TRACE "NORD"	PAGE A4-9

TRACÉ "CENTRE"

(1992-2010)

<u>ANNÉE DE M.E.S.</u>	<u>ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE</u>	<u>MFCFA (1986)</u>
1992	Poste Manantali 13,8-225-30 kV (3D225, 5T13-225, 1TB-30)	1 781
	Kéniéba 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Bafoulabé 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Kayes 225-BT (4D225, 2T225-BT)	1 708
	Kidira 225-90-30 kV (4D225, 1D90, 1T225-90)	1 394
	Bakel 30 kV-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Matam 90-30-BT (1D90, 1D30, 1T90-30, 1T30-BT)	950
	Kaédi 90-30-BT (1D90, 1D30, 1T90-30, 1T30-BT)	950
	Bababé 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Tambacounda 225-BT (4D225, 1T225-BT)	1 308
	Kaolack 225-BT (4D225, 1T225-BT)	1 308
	Tobène 225-BT (3D225, 3T225-BT)	1 998
	Louga 225-30-BT (1D225, 1D30, 1T225-30, 1T30-BT)	1 198
	St-Louis 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Linguère 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Ross Béthio 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Richard Toll 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Dagana 225-90-30-BT kV (1D225, 2D90, (1T90-30, 1T30-BT, 1D30, 1T225-90 kV)	1 333
	Podor 90-BT (1D90, 1T90-BT)	618
	Rkiz 90-30-BT (1D90, 1D30, 1T90-30, 1T30-BT)	950
	Bogué 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Aleg 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Rosso 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Keur Massène 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Méderdra 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Nouakchott 90-30-BT (1D90, 1D30, 1T90-30, 2T30-BT)	1 030
	Ouad Naga 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Boutilimit 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Inductances (12 x 20 MVAR)	1 560
	Total (postes en 1992)	21 836

TRACÉ "CENTRE"

(1992-2010)

<u>ANNÉE DE M.E.S.</u>	<u>ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE</u>	<u>MFCFA (1986)</u>	<u>MFCFA (ACT.1986)</u>
1992	Manantali-Kayes (Bi, 225 kV, 195 km)	6 696	
	Manantali-Kéniéba (Si, 30 kV, 100 km)	500	
	Manantali-Bafoulabé (Si, 30 kV, 90 km)	450	
	Kayes-Kidira (Bi, 225 kV, 89 km)	3 050	
	Kidira-Tambacounda (Bi, 225 kV, 181 km)	6 215	
	Tambacounda-Kaolack (Bi, 225 kV, 276 km)	9 477	
	Kaolack-Tobène (Bi, 225 kV, 132 km)	4 533	
	Tobène-Louga (Si, 225 kV, 100 km)	2 379	
	Louga-Dagana (Si, 225 kV, 150 km)	3 569	
	Louga-St-Louis (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	St-Louis-Ross Béthio (Si, 30 kV, 40 km)	200	
	Louga-Linguère (Si, 30 kV, 130 km)	650	
	Kidira-Matam (Si, 90 kV, 185 km)	2 192	
	Kidira-Bakel (Si, 30 kV, 95 km)	475	
	Matam-Kaédi (Si, 90 kV, 100 km)	1 185	
	Podor-Dagana (Si, 90 kV, 56 km)	663	
	Dagana-Rkiz (Si, 90 kV, 50 km)	592	
	Rkiz-Aleg (Si, 30 kV, 125 km)	625	
	Rkiz-Nouakchott (Si, 90 kV, 167 km)	1 974	
	Nouakchott-Boutilimit (Si, 30 kV, 150 km)	750	
	Dagana-Richard Toll-Rosso (Si, 30 kV, 48 km)	240	
	Rosso-Keur Massène (Si, 30 kV, 70 km)	350	
	Rkiz-Méderdra (Si, 30 kV, 33 km)	167	
	Kaédi-Bababé (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	Total (lignes en 1992)	47 532	
	Total (postes et lignes en 1992)	69 368	44 049
1995	Poste Férou 13,8-225 kV (2D225, 4T13-225)	1 270	
	Maghama 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250	
	Poste Mbagne 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250	
	Inductances (1x10 MVAR)	90	
	Total (postes en 1995)	1 860	
	Matam-Maghama (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	Total (postes et lignes 1995)	2 160	1 030
2000	Poste Sélibabi 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250	
	Bakel-Sélibabi (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	Total (postes et lignes 2000)	550	163
	Coût total (1992+1995+2000)	72 078	45 242

TRACÉ "NORD"

(1992-2010)

<u>ANNÉE DE M.E.S</u>	<u>ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE</u>	<u>MFCFA (1986)</u>
1992	Poste Manantali 13,8-225-30 kV	1 781
	Kéniéba 30-BT	250
	Bafoulabé 30-BT	250
	Kayes 225-BT (fleuve)	1 708
	Kidira 225-90-30 kV	1 394
	Bakel 30-BT	250
	Matam 225-90-30-BT (fleuve)	1 743
	Kaédi 90-30-BT	950
	Bababe 30-BT	250
	Tambacounda 90-BT (fleuve)	618
	Kaolack 90-BT (fleuve)	618
	Tobène 225-90-BT (fleuve)	1 543
	Louga 225-30-BT (5D225, ID30, IT225-30, IT30-BT)	1 740
	St-Louis 30-BT	250
	Linguère 225-BT (4D225, IT225-BT)	1 308
	Ross Béthio 30-BT	250
	Richard Toll 30-BT	250
	Dagana 225-90-30-BT kV	1 333
	Podor 90-BT	618
	Rkizz 90-30-BT	950
	Boghé 30-BT	250
	Aleg 30-BT	250
	Rosso 30-BT	250
	Keur Macène 30-BT	250
	Mederdra 30-BT	250
	Nouakchott 90-30-BT	1 030
	Oual Naga 30-BT	250
	Boutilimit 30-BT	250
	Inductances (12 x 20 MVAR)	1 560
	TOTAL (postes en 1992)	22 394

TRACÉ "NORD"

(1992-2010)

<u>ANNÉE DE M.E.S</u>	<u>ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE</u>	<u>MFCFA (1986)</u>	<u>MFCFA (ACT.1986)</u>
1992	Manantali - Kayes (Bi, 225 kV, 195 km)	6 696	
	Kayes - Kidira (Bi, 225 kV, 89 km)	3 050	
	Manantali - Kéniéba (Si, 30 kV, 100 km)	500	
	Manantali - Bafoulabé (Si, 30 kV, 90 km)	450	
	Kidira - Tambacounda (Si, 90 kV, 181 km)	2 144	
	Kaolack - Tobène (Si, 90 kV, 132 km)	1 564	
	Tobène - Louga (Bi, 225 kV, 100 km)	3 434	
	Louga - Dagana (Si, 225 kV, 150 km)	3 569	
	Louga - St-Louis (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	St-Louis - Ross Béthio (Si, 30 kV, 40 km)	200	
	Louga - Linguère (Bi, 225 kV, 130 km)	4 464	
	Kidira - Matam (Bi, 225 kV, 185 km)	6 352	
	Kidira - Bakel (Si, 30 kV, 95 km)	475	
	Matam - Kaédi (Si, 90 kV, 100 km)	1 185	
	Podor - Dagana (Si, 90 kV, 56 km)	663	
	Dagana - Rkiz (Si, 90 kV, 50 km)	592	
	Rkiz - Aleg (Si, 30 kV, 125 km)	625	
	Rkiz - Nouakchott (Si, 90 kV, 167 km)	1 974	
	Nouakchott - Boutilimit (Si, 30 kV, 150 km)	750	
	Dagana - Richard Toll - Rosso (Si, 30 kV, 48 km)	240	
	Rosso - Keur Massène (Si, 30 kV, 70 km)	350	
	Matam - Linguère (Bi, 225 kV, 219 km)	7 520	
	Rkiz - Médérdré (Si, 30 kV, 33 km)	167	
	Kaédi - Bababé (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	 TOTAL (lignes en 1992)	47 564	
	 TOTAL (postes et lignes 1992)	69 958	44 423
1995	 Poste Féiou 13,8-225 kV	1 270	
	Maghama 30-BT	250	
	Poste MBagne 30-BT	250	
	Inductances (2 x 10 MVAR, 1 x 20 MVAR)	310	
	 TOTAL (postes en 1995)	2 080	
	 Matam - Maghama (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	 TOTAL (postes et lignes 1995)	2 380	1 135
2000	 Poste Selibaby 30-BT	250	
	Bakel - Selibaby (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	 TOTAL (postes et lignes 2000)	550	163
	 COÛT TOTAL (1992 + 1995 + 2000)	72 888	45 721

TRACÉ "FLEUVE"

(1992-2010)

<u>ANNÉE DE M.E.S</u>	<u>ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE</u>	<u>MFCFA (1986)</u>
1992	Poste Manantali 13,8 - 225 - 30 kV	1 781
	Kéniéba 30-BT	250
	Bafoulabé 30-BT	250
	Kayes 225-BT (4D225)	1 708
	Kidira 225-90-30 BT (centre nord)	1 394
	Bakel 30-BT	250
	Matam 225-90-30-BT (4D225, ID90, ID30, IT225-90, IT90-30, IT30-BT)	1 743
	Kaédi 90-30-BT	950
	Bababe 30-BT	250
	Tambacounda 90-BT (ID90, IT90-BT)	618
	Kaolack 90-BT (ID90, IT90-BT)	618
	Tobène 225-90-BT (2D225, ID90, IT225-90, 3T90-BT)	1 543
	Louga 225-30-BT (4D225, ID30, IT225-30, IT30-BT)	1 630
	St-Louis 30-BT	250
	Linguère 30-BT	250
	Ross Béthio 30-BT	250
	Richard-Toll 30-BT	250
	Dagana 225-90-30 BT kV	1 743
	Podor 225-BT (4D225, IT225)	1 534
	Rkiz 90-30-BT	950
	Boghé 30-BT	250
	Aleg 30-BT	250
	Rosso 30-BT	250
	Keur Massène 30-BT	250
	Méderdra 30-BT	250
	Nouakchott 90-30-BT	1 030
	Quad Naga 30-BT	250
	Boutilimit 30-BT	250
	Inductances (13 x 20 MVAR)	1 690
	TOTAL (postes en 1992)	22 682

TRACÉ "FLEUVE"

(1992-2010)

<u>ANNÉE DE M.E.S</u>	<u>EQUIPEMENT ÉLECTRIQUE</u>	<u>MFCFA (1986)</u>	<u>MFCFA (ACT.1986)</u>
1992	Manantali - Kayes (Bi, 225 kV, 195 km)	6 696	
	Kayes - Kidira (Bi, 225 kV, 89 km)	3 050	
	Manantali - Kéniéba (Si, 30 kV, 100 km)	500	
	Manantali - Bafoulabé (Si, 30 kV, 90 km)	450	
	Kidira - Tambacounda (Si, 90 kV, 181 km)	2 144	
	Kaolack - Tobène (Si, 90 kV, 132 km)	1 564	
	Tobène - Louga (Bi, 225 kV, 100 km)	3 434	
	Louga - Dagana (Bi, 225 kV, 150 km)	5 150	
	Louga - St-Louis (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	St-Louis - Ross Béthio (Si 30 kV, 40 km)	200	
	Louga - Linguère (Si, 30 kV, 130 km)	650	
	Kidira - Matam (Bi, 225 kV, 185 km)	6 352	
	Kidira-Bakel (Si, 30 kV, 95 km)	475	
	Matam - Kaédi (Si, 90 kV, 100 km)	1 185	
	Matam - Podor (Bi, 225 kV, 217 km)	7 451	
	Podor - Dagana (Bi 225 kV, 56 km)	1 923	
	Dagana - Rkiz (Si, 90 kV, 50 km)	592	
	Rkiz - Aleg (Si, 30 kV, 125 km)	625	
	Rkiz - Nouakchott (Si, 90 kV, 167 km)	1 974	
	Nouakchott - Boutilimit (Si, 30 kV, 150 km)	750	
	Dagana - Richard Toll - Rosso (Si, 30 kV, 48 km)	240	
	Rosso - Keur Macène (Si, 30 kV, 70 km)	350	
	Rkiz - Médérdré (Si, 30 kV, 33 km)	167	
	Kaédi - Bababe (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	TOTAL (lignes en 1992)	46 522	
	TOTAL (postes et lignes 1992)	69 204	43 945
1995	Poste Félo 13,8-225 kV	1 270	
	Maghama 30-BT	250	
	Poste MBagne 30-BT	250	
	Inductances (2 x 10 MVAR)	180	
	TOTAL (postes en 1995)	1 950	
	Matam - Maghama (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	TOTAL (postes et lignes 1995)	2 250	1 073
2000	Poste Selibaby 30-BT	250	
	Bakel - Selibaby (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	TOTAL (postes et lignes 2000)	550	163
	COÛT TOTAL (1992 + 1995 + 2000)	72 004	45 181

TRACE "CENTRE-NORD"

(1992-2010)

<u>ANNÉE DE M.E.S.</u>	<u>ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE</u>	<u>MFCFA (1986)</u>
1992	Poste Manantali 13,8-225-30 kV	1 781
	Kéniéba 30-BT	250
	Bafoulabé 230-BT	250
	Kayes 225-BT	1 708
	Kidira 225-30 kV (4D225, 1T225-30, 1D30)	1 040
	Bakel 30-BT (1D30, 1T30-BT)	250
	Matam 225-90-30-BT (2D225, 1D90, 1D30, 1T225-90)	1 421
	Kaédi 90-30-BT	950
	Bababé 30-BT	250
	Tambacounda 225-BT (2D225, 1T225-BT)	1 088
	Kaolack 225-BT (2D225, 1T225-BT)	1 088
	Tobène 225-BT (2D225, 3T225-BT)	1 838
	Louga 225-30-BT (3D225, 1D30, 1T225-30, 1T30-BT)	1 469
	St-Louis 30-BT	250
	Linguère 225-BT (2D225, 1T225-BT)	1 088
	Ross Béthio 30-BT	250
	Richard Toll 30-BT	250
	Dagana 225-90-30 BT kV	1 333
	Podor 90-BT	618
	Rkiz 90-30-BT	950
	Bogué 30-BT	250
	Aleg 30-BT	250
	Rosso 30-BT	250
	Keur Massène 30-BT	250
	Méderdra 30-BT	250
	Nouakchott 90-30-BT	1 030
	Ouad Naga 30-BT	250
	Boutilimit 30-BT	250
	Inductances (13 x 20 MVAR)	1 690
	Total (postes en 1992)	22 592

TRACÉ "CENTRE-NORD"

(1992-2010)

<u>ANNÉE DE M.E.S.</u>	<u>EQUIPEMENT ÉLECTRIQUE</u>	<u>MFCFA 1986</u>	<u>MFCFA (ACT.1986)</u>
1992	Manantali-Kayes (Bi, 225 kV, 195 km) Manantali-Kéniéba (Si, 30 kV, 100 km) Manantali-Bafoulabé (Si, 30 kV, 90 km) Kayes-Kidira (Bi, 225 kV, 89 km) Kidira-Tambacounda (Si, 225 kV, 181 km) Tambacounda-Kaolack (Si, 225 kV, 276 km) Kaolack-Tobène (Si, 225 kV, 132 km) Tobène-Louga (Si, 225 kV, 100 km) Louga-Dagana (Si, 225 kV, 150 km) Louga-St-Louis (Si, 30 kV, 60 km) St-Louis-Ross Béthio (Si, 30 kV, 40 km) Louga-Linguère (Si, 225 kV, 130 km) Kidira-Matam (Si, 225 kV, 185 km) Kidira-Bakel (Si, 30 kV, 95 km) Matam-Kaédi (Si, 90 kV, 100 km) Podor-Dagana (Si, 90 kV, 56 km) Dagana-Rkiz (Si, 90 kV, 50 km) Rkiz-Aleg (Si, 30 kV, 125 km) Rkiz-Nouakchott (Si, 90 kV, 167 km) Nouakchott-Boutilimit (Si, 30 kV, 150 km) Dagana-Richard Toll-Rosso (Si, 30 kV, 48 km) Rosso-Keur Massène (Si, 30 kV, 70 km) Matam-Linguère (Si, 225 kV, 219 km) Rkiz-Méderdra (Si, 30 kV, 33 km) Kaédi-Bababé (Si, 30 kV, 60 km)	6 696 500 450 3 056 4 306 6 566 3 140 2 379 3 569 300 200 3 093 4 401 475 1 185 663 592 625 1 974 750 240 350 5 210 167 300	
	Total (lignes en 1992)	51 187	
	Total (postes et lignes en 1992)	73 779	46 850
1995	Poste Félo 13,8-225 kV (2D225, 4T13-225) Maghama 30-BT (1D30, 1T30-BT) Poste Mbagne 30-BT (1D30, 1T30-BT) Inductances (1x10 MVAR 1x20 MVAR) Condensateurs shunt (120 MVAR)	1 270 250 250 220 175	
	Total (postes en 1995)	2 165	
	Matam-Maghama (Si, 30 kV, 60 km)	300	
	Total (postes et lignes 1995)	2 465	1 176
2000	Poste Sélibabi 30-BT (1D30, 1T30-BT) Poste Sélibabi (Si, 30 kV, 60 km)	250 300	
	Total (postes et lignes 2000)	550	163
	Coût total (1992+1995+2000)	76 794	48 189

TRACÉ "CENTRE-FLEUVE"

(1992-2010)

ANNÉE DE M.E.S	<u>ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE</u>	<u>MFCFA</u> (1986)
1992	Poste Manantali 13,8-225-30 kV	1 781
	Kéniéba 30-BT	250
	Bafoulabé 30-BT	250
	Kayes 225-BT	250
	Kidira 225-30 kV (centre nord)	1 708
	Bakel 30-BT (centre nord)	1 040
	Matam 225-90-30-BT (centre nord)	250
	Kaédi 90-30-BT	1 421
	Bababe 30-BT	950
	Tambacounda 225-BT (centre nord)	250
	Kaolack 225-BT (centre nord)	1 088
	Tobène 225-BT (centre nord)	1 088
	Louga 225-30-BT (2D225, 1030, IT225-30, IT30-BT)	1 838
	St-Louis 30-BT	1 358
	Linguère 30-BT	250
	Ross Béthio 30-BT	250
	Richard Tball 30-BT	250
	Dagana 225-90-30 BT kV	1 421
	Podor 225-BT (2D225, IT225-BT)	250
	Rkiz 90-30-BT	1 265
	Boghé 30-BT	950
	Aleg 30-BT	250
	Rosso 30-BT	250
	Keur Massène 30-BT	250
	Méderdra 30-BT	250
	Nouakchott 90-30-BT	1 030
	Ouad Naga 30-BT	250
	Boutilimit 30-BT	250
	Inductances (13 x 20 MVAR)	1 690
	 TOTAL (postes en 1992)	 22 378

A4.9

2000	Condensateurs shunt (140 MVAR)	180 200
	 TOTAL (postes en 1995)	 2 150
	Matam - Maghama (Si, 30 kV, 60 km)	300
	 TOTAL (postes et lignes 1995)	 2 450
		1 169
	Poste Sélibabi 30-BT	250
	Bakel-Sélibabi (Si, 30 kV, 60 km)	300
	 TOTAL (postes et lignes 2000)	 550
		163
	 COÛT TOTAL (1992 + 1995 + 2000)	 74 745
		46 890
		A4.10

ANNEXE 5

**SCHEMAS DE REPARTITION
DE PUISSANCE**

ANNEXE 5

SCHEMAS DE REPARTITION DE PUISSANCE

TABLE DES MATIERES

PLANCHE 8

SCHEMAS DE REPARTITION DE PUISSANCE
TRACE "CENTRE"

PLANCHE 9

SCHEMAS DE REPARTITION DE PUISSANCE
TRACE "NORD"

PLANCHE 10

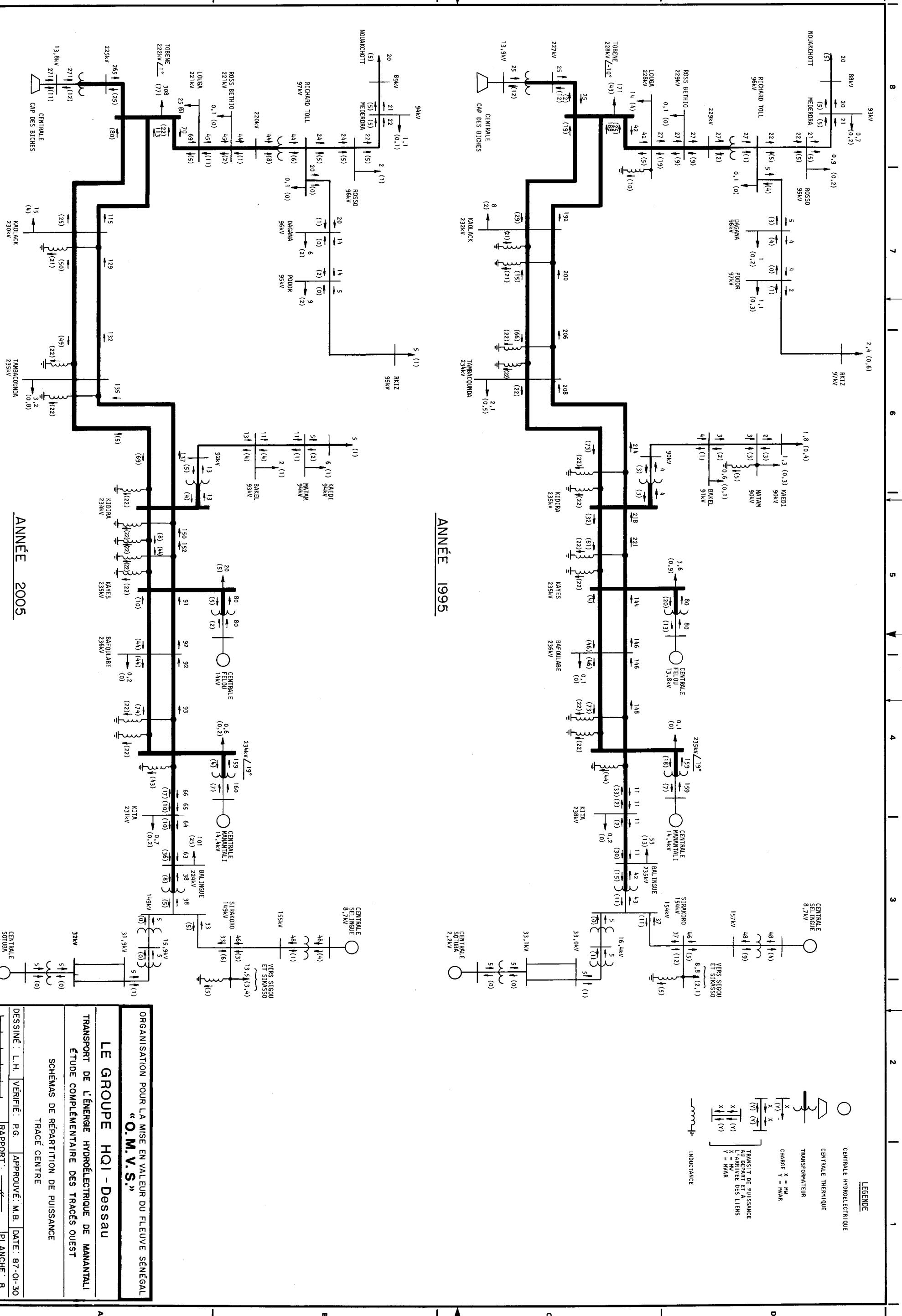
SCHEMAS DE REPARTITION DE PUISSANCE
TRACE "FLEUVE"

PLANCHE 11

SCHEMAS DE REPARTITION DE PUISSANCE
TRACE "CENTRE-NORD"

PLANCHE 12

SCHEMAS DE REPARTITION DE PUISSANCE
TRACE "CENTRE-FLEUVE"



ANNÉE 1995

SATION POUR LA MISE EN VALEUR DU FLEUVE SÉNÉGAL
“O. M. V. S.”
LE GROUPE HQI - Dessau
ORT DE L'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE DE MANANTALI

LE GROUPE HQI - Dessau

ÉTUDE COMPLÉMENTAIRE DES TRACÉS OUEST

卷之三

SCHEMAS DE REPARTITION DE PUISSANCE

TRACE CENTER

RACE CENTRE

卷之三

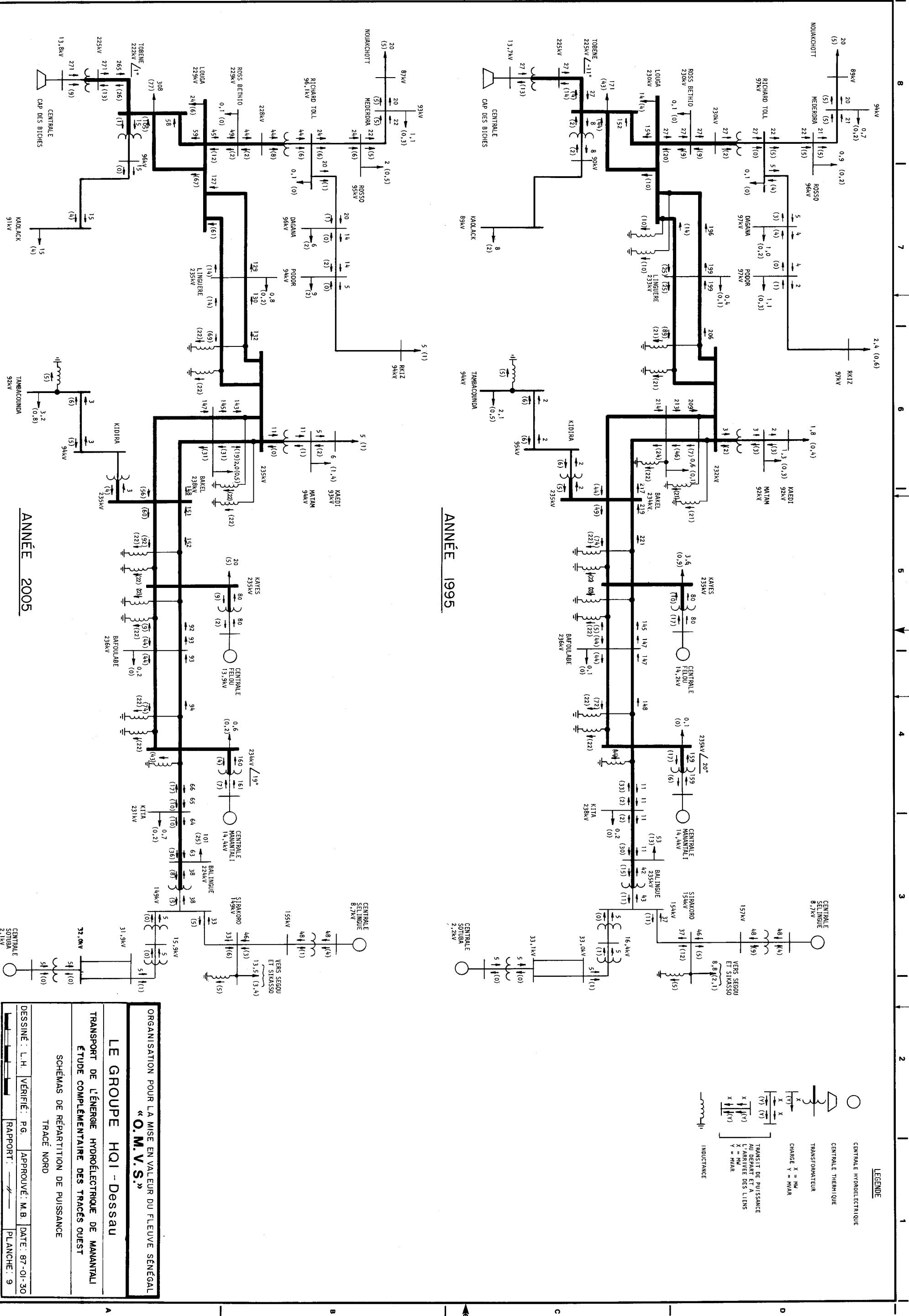
DESSINE: L.H. VERIFIÉ: P.G. APPROUVE: M.B. DATE: 87

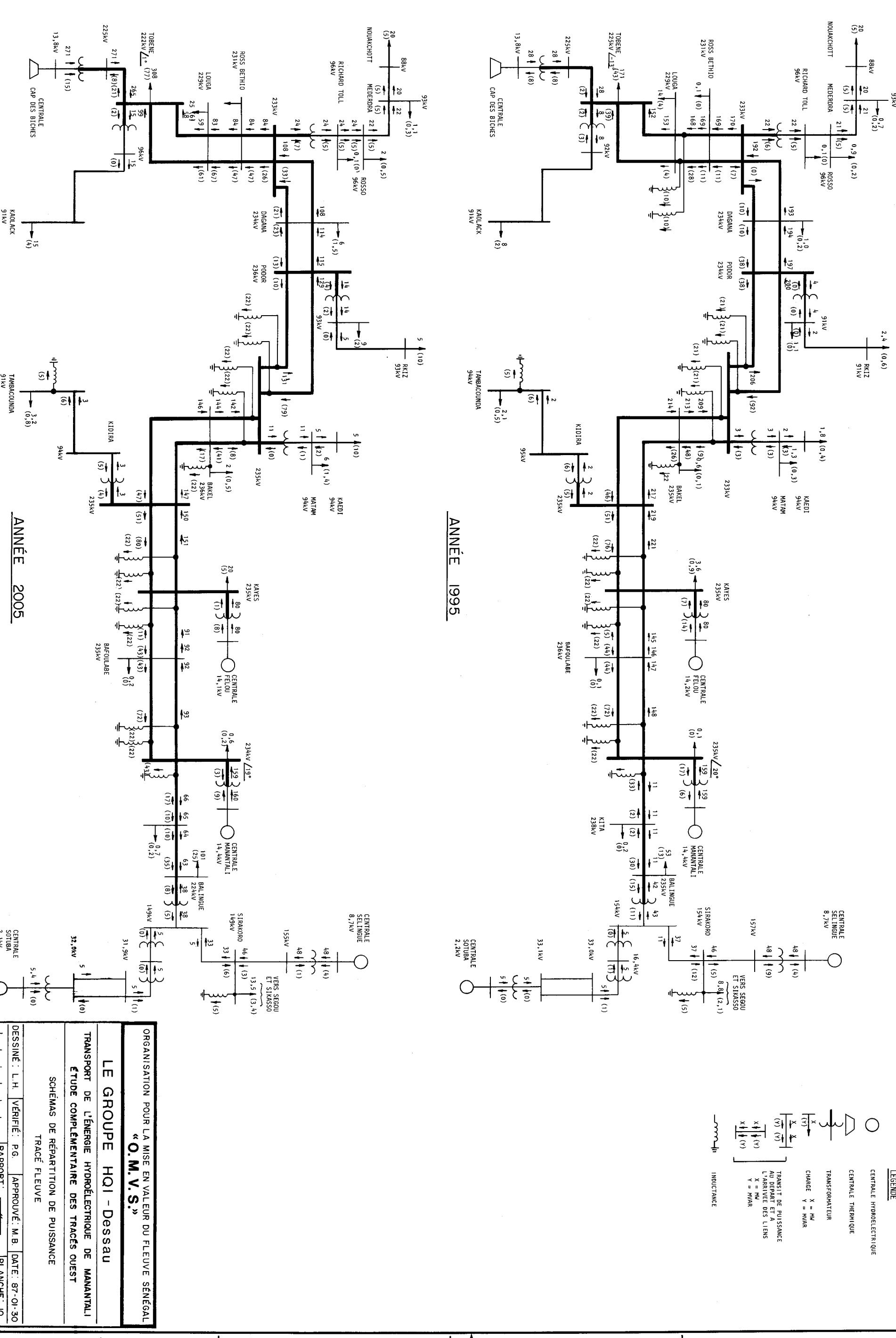
RAPPORT: ~~11~~ PLANCH

THE JOURNAL OF CLIMATE

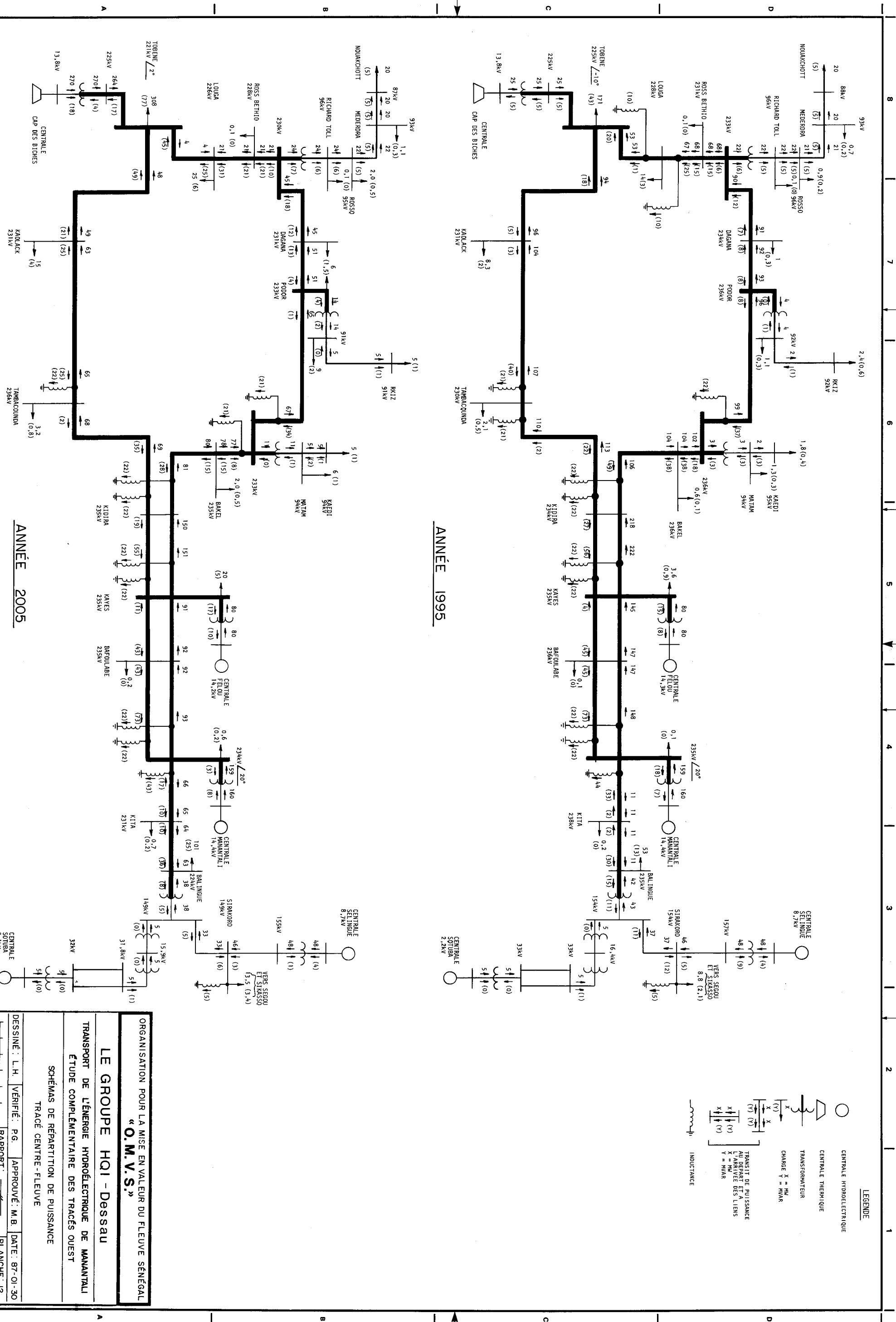
2000

21





ANNÉE 2005



ANNEXE 6

COURBES DE STABILITE

ANNEXE 6
COURBES DE STABILITE

TABLE DES MATIERES

A) COURBES DE STABILITE (1995)

TRACE "CENTRE"

- FIGURE 5a: Puissance électrique (MW)
FIGURE 5b: Tension barres
FIGURE 5c: Angle relatif

TRACE "NORD"

- FIGURE 6a: Puissance électrique (MW)
FIGURE 6b: Tension barres
FIGURE 6c: Angle relatif

TRACE "FLEUVE"

- FIGURE 7a: Puissance électrique (MW)
FIGURE 7b: Tension barres
FIGURE 7c: Angle relatif

TRACE "CENTRE-NORD"

FIGURE 8a: Puissance électrique (MW)

FIGURE 8b: Tension barres

FIGURE 8c: Angle relatif

TRACE "CENTRE-FLEUVE"

FIGURE 9a: Puissance électrique (MW)

FIGURE 9b: Tension barres

FIGURE 9c: Angle relatif

B) COURBES DE STABILITE (2005)

TRACE "CENTRE"

FIGURE 10a: Puissance électrique (MW)

FIGURE 10b: Tension barres

FIGURE 10c: Angle relatif

TRACE "NORD"

FIGURE 11a: Puissance électrique (MW)

FIGURE 11b: Tension barres

FIGURE 11c: Angle relatif

TRACE "FLEUVE"

FIGURE 12a: Puissance électrique (MW)

FIGURE 12b: Tension barres

FIGURE 12c: Angle relatif

TRACE "CENTRE-NORD"

FIGURE 13a: Puissance électrique (MW)

FIGURE 13b: Tension barres

FIGURE 13c: Angle relatif

TRACE "CENTRE-FLEUVE"

FIGURE 14a: Puissance électrique (MW)

FIGURE 14b: Tension barres

FIGURE 14c: Angle relatif

RESEAU OMVS 1995
 TRACF CENTRE
 DEF-AU TRIPHASE A TOBENE
 OUVERTURE A 5 CYCLES
 D'UN CIRCUIT TOBENE-KAOLACK

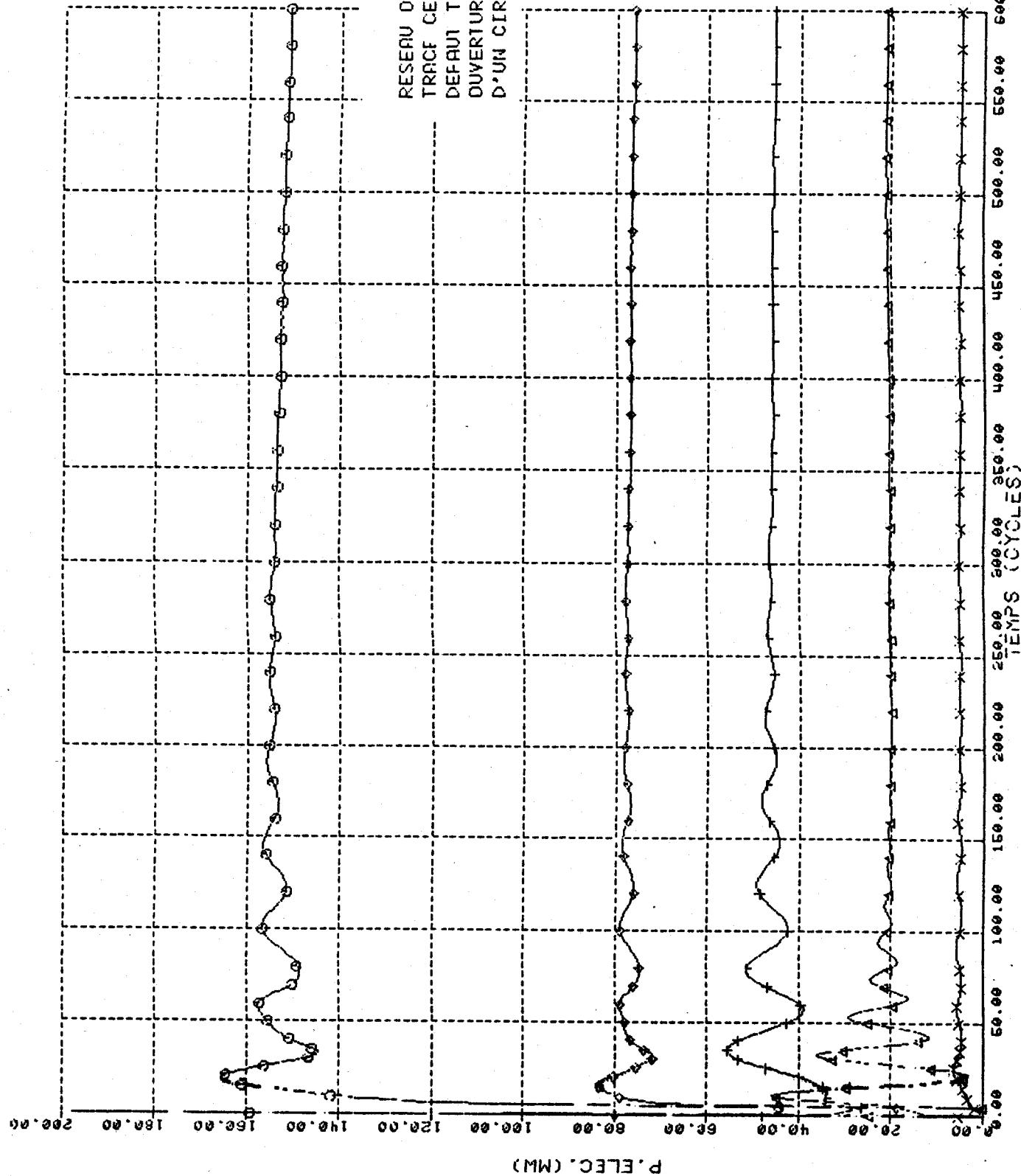
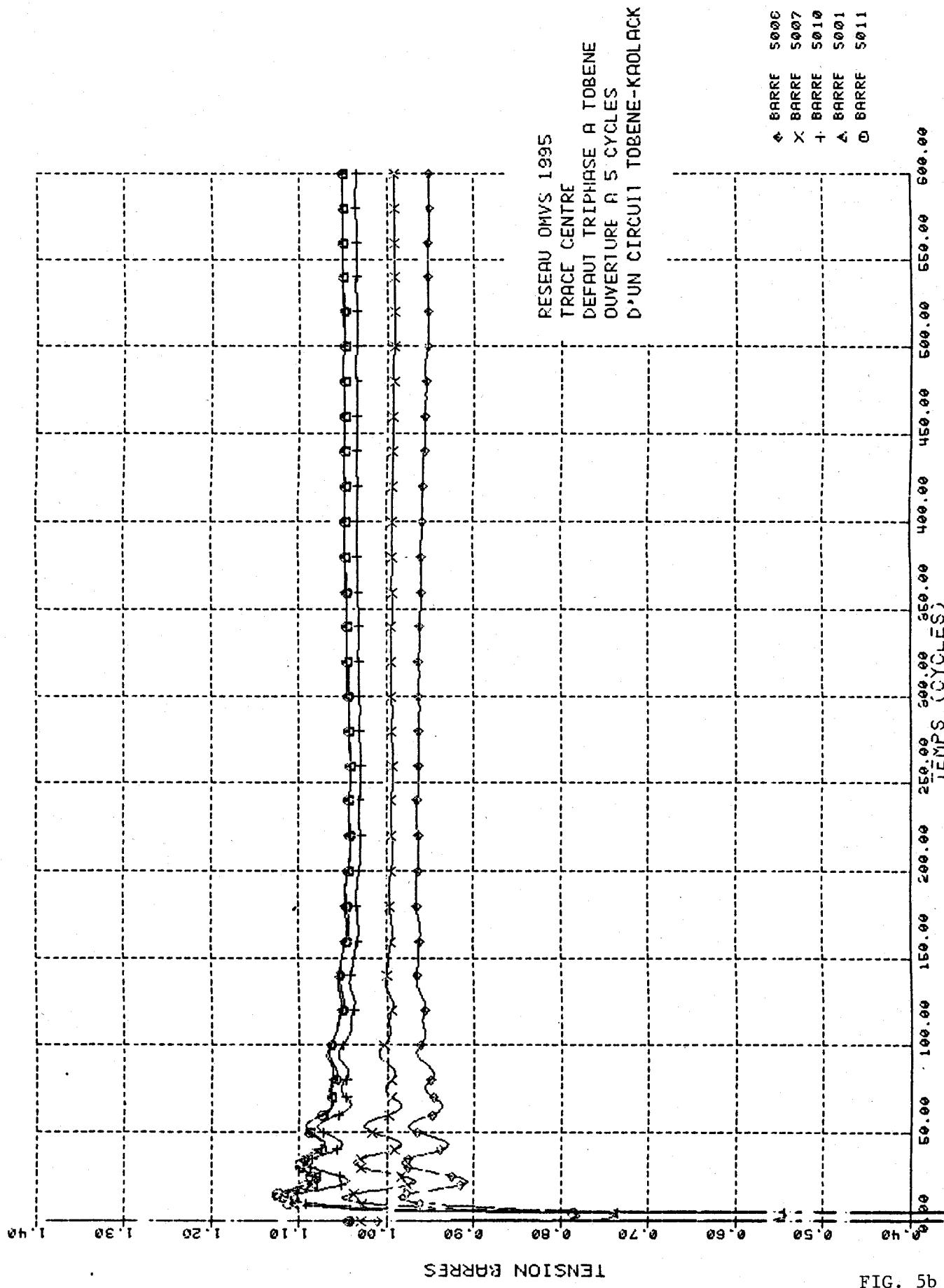


FIG. 5a



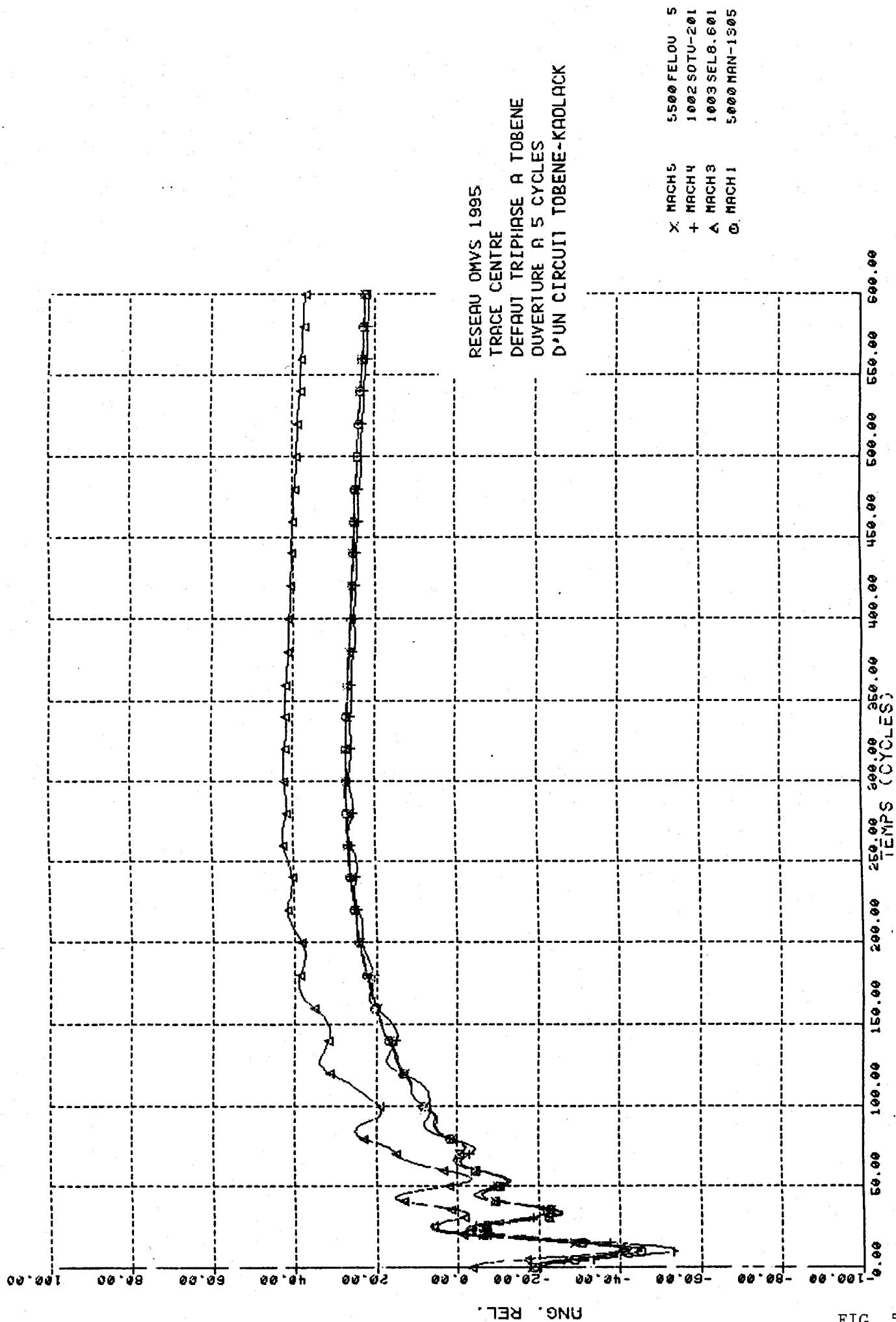


FIG. 5c

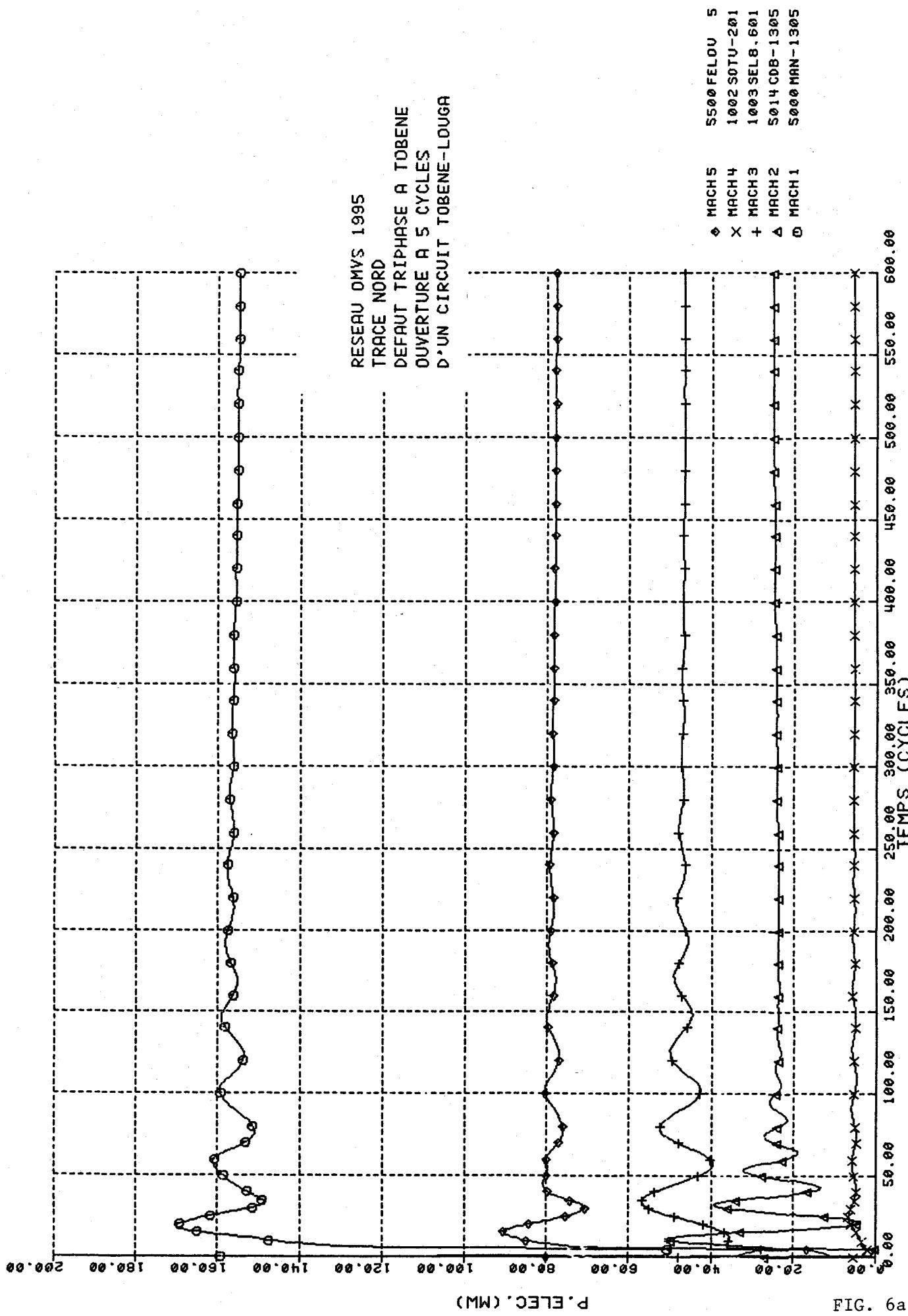


FIG. 6a

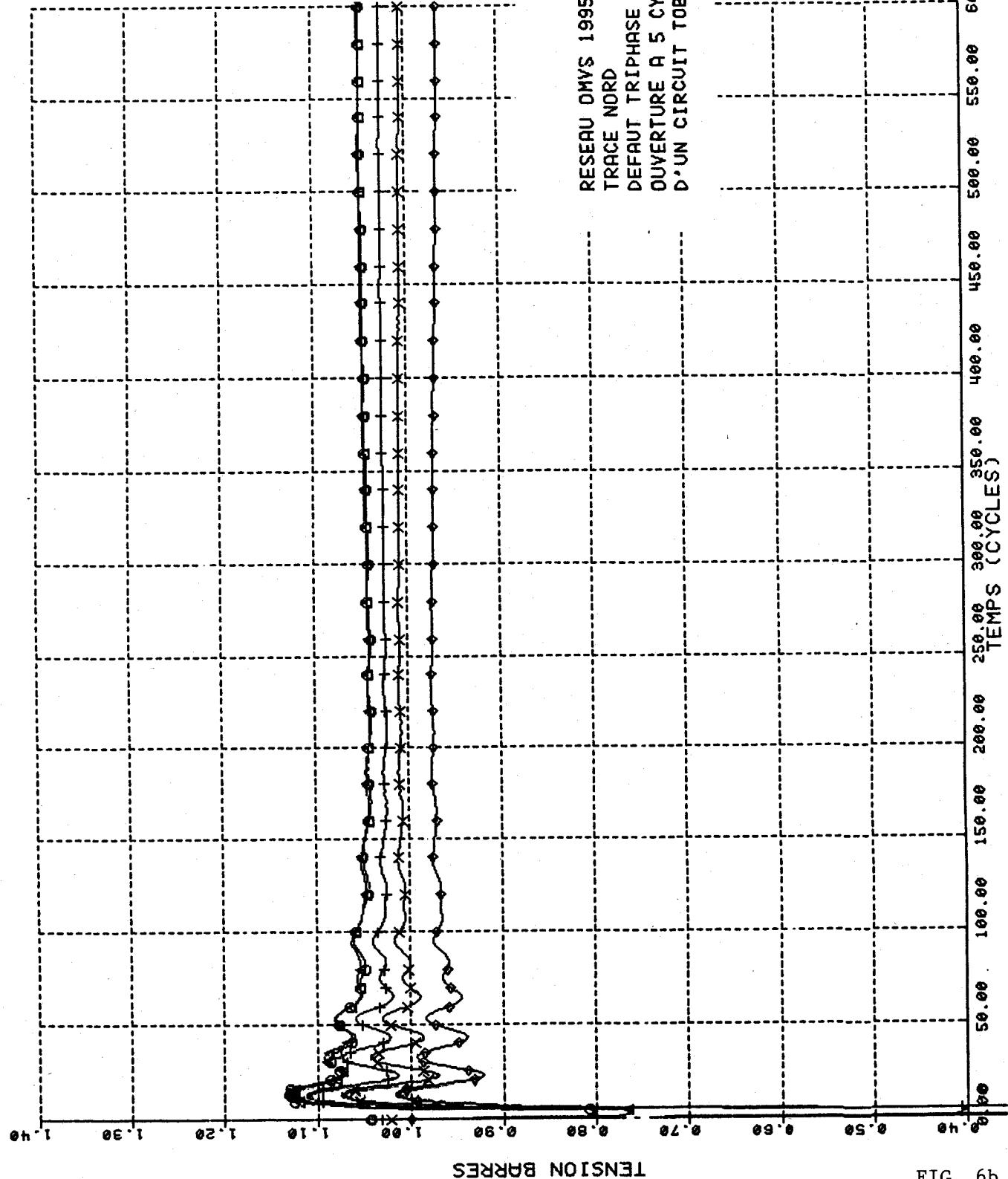


FIG. 6b

RESEAU OMVS 1995
 TRACE NORD
 DEFAUT TRIPHASE A TOBENE
 OUVERTURE A 5 CYCLES
 D'UN CIRCUIT TOBENE-LOUGA

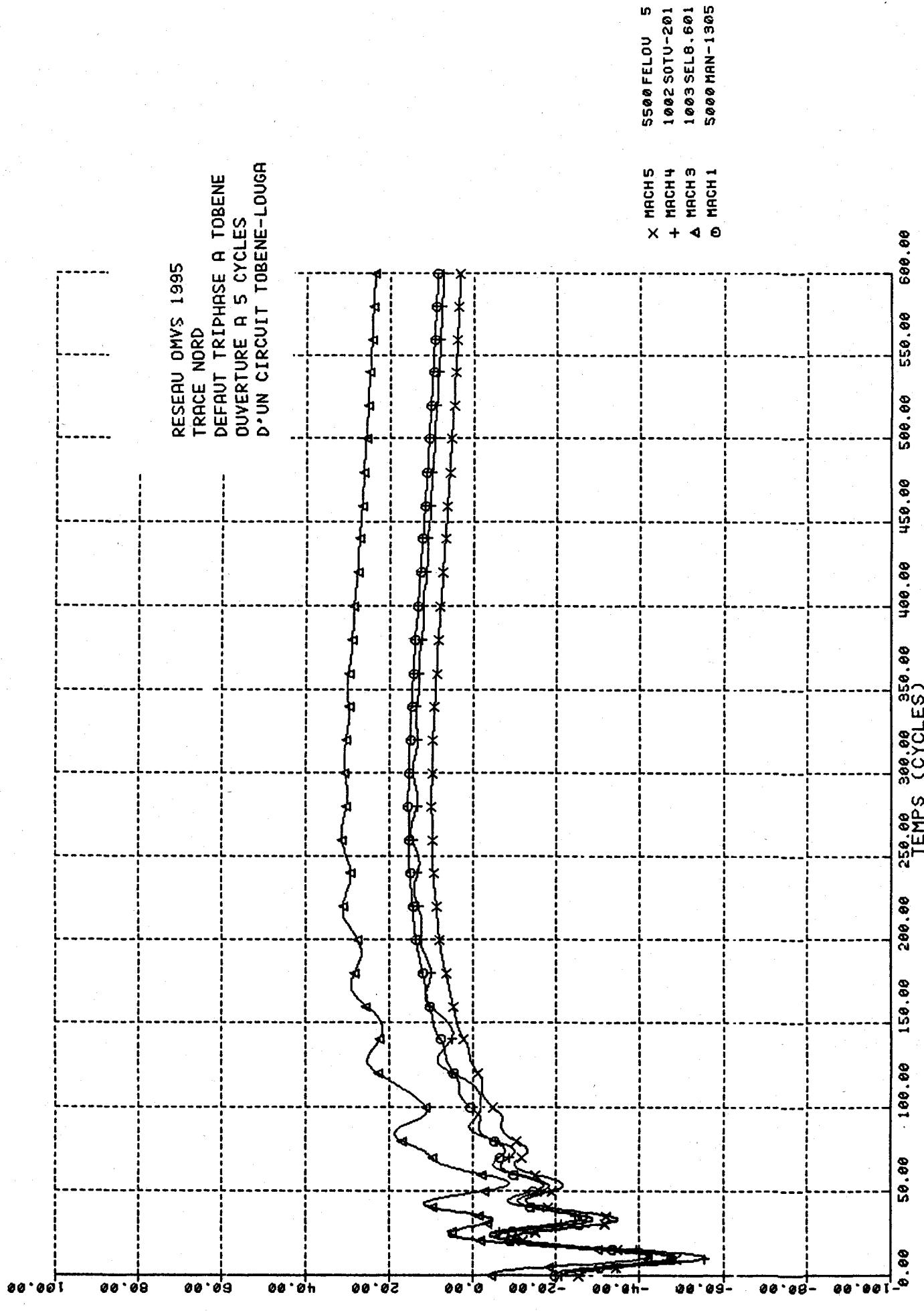


FIG. 6c

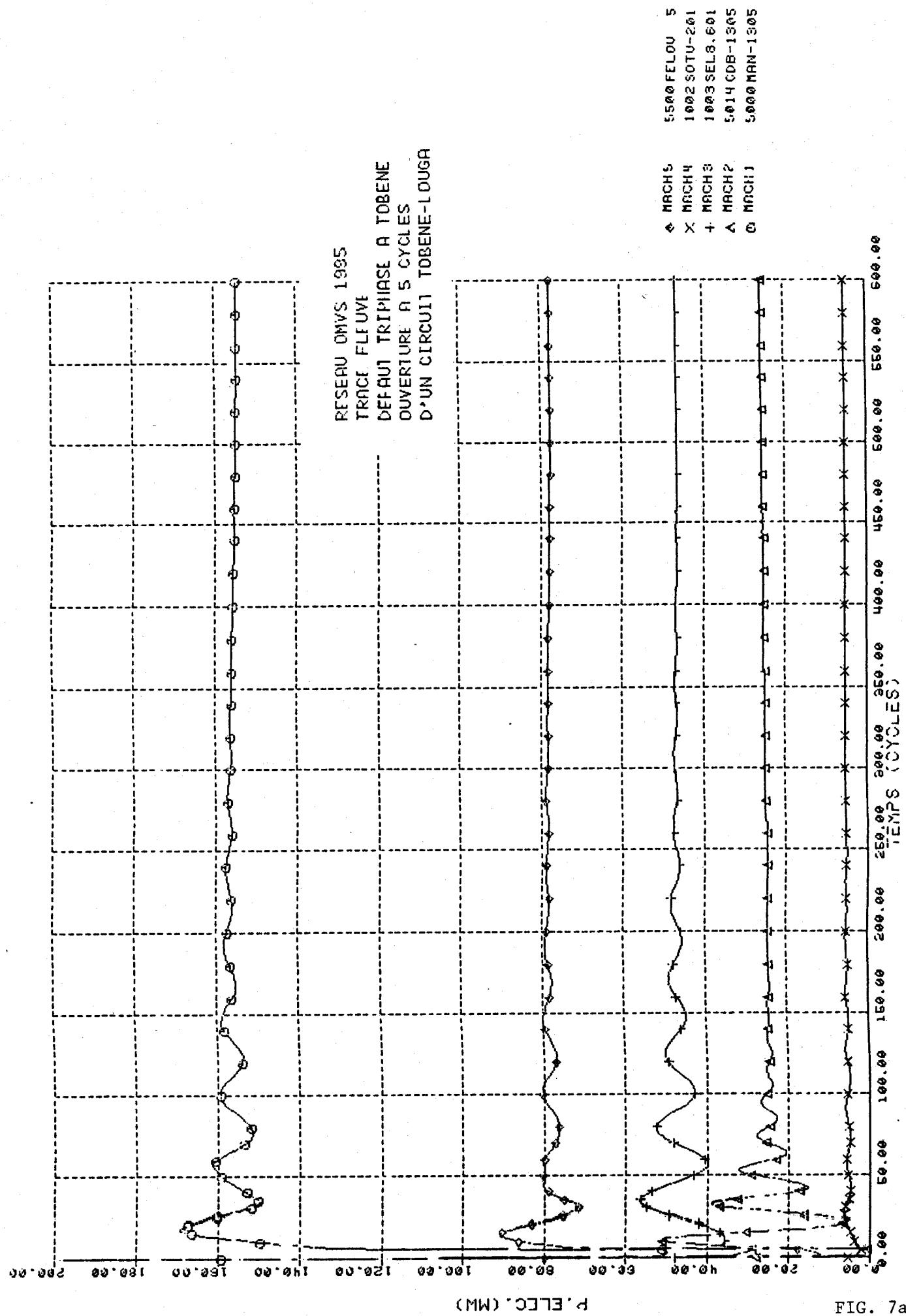


FIG. 7a

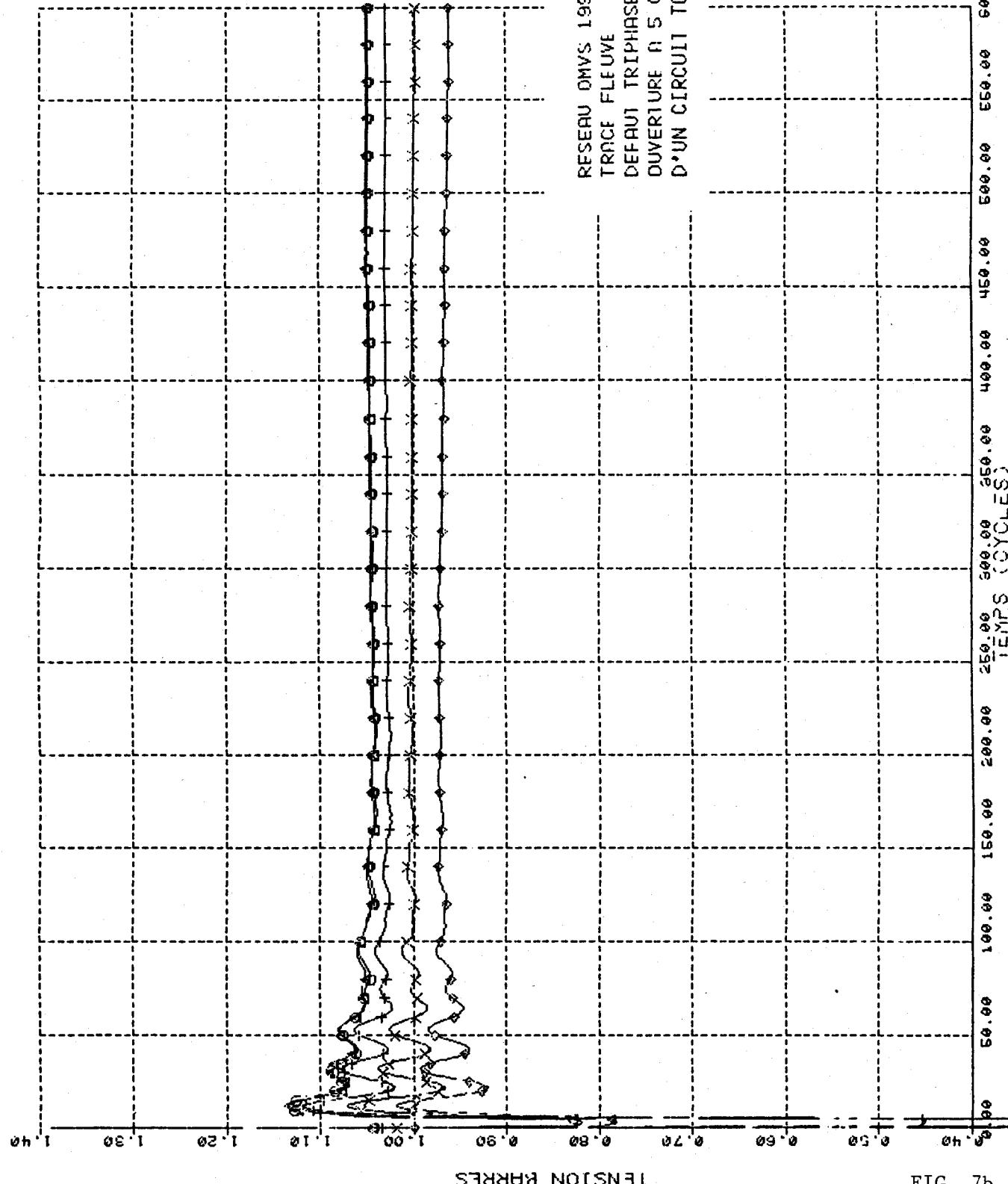
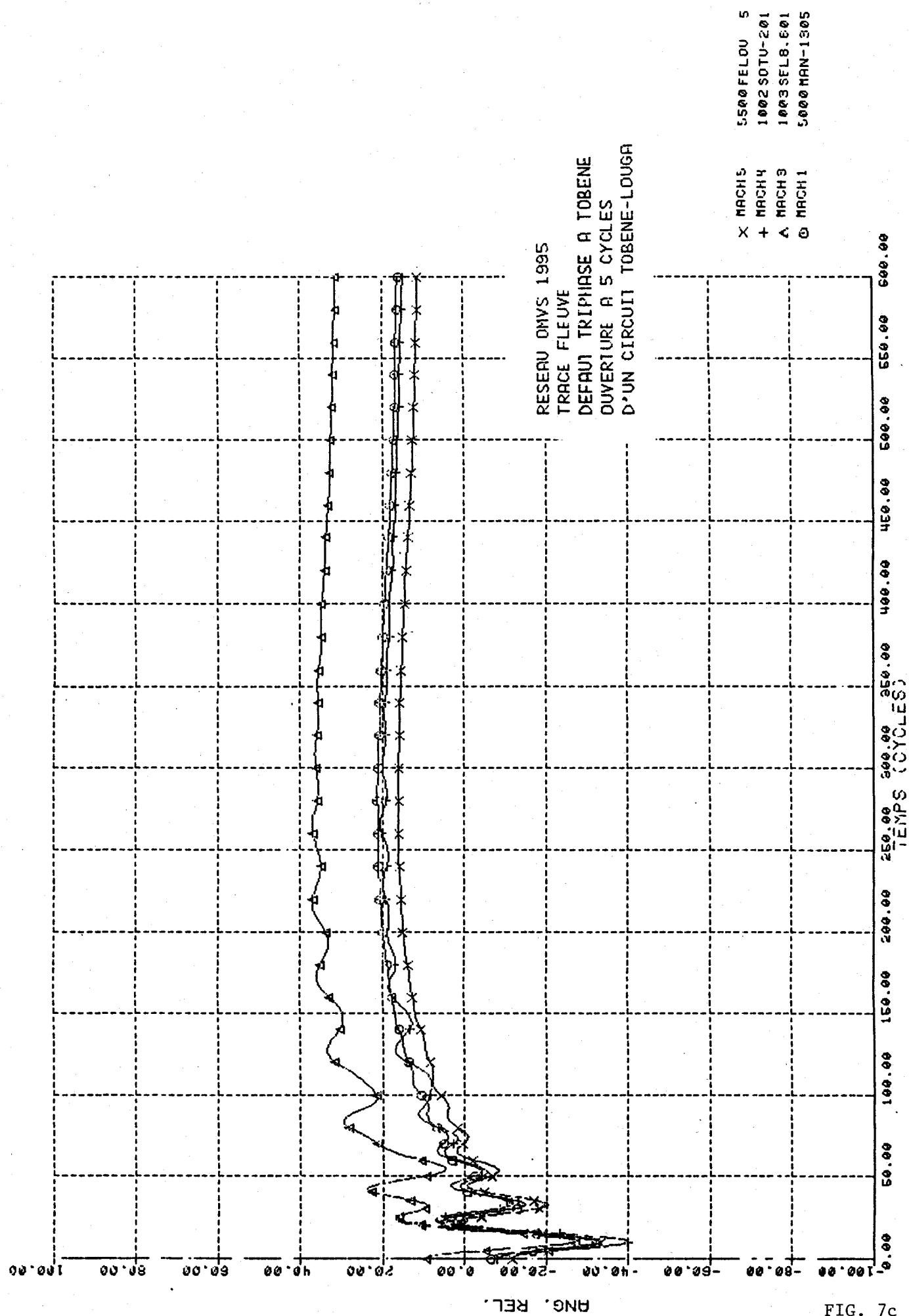


FIG. 7b



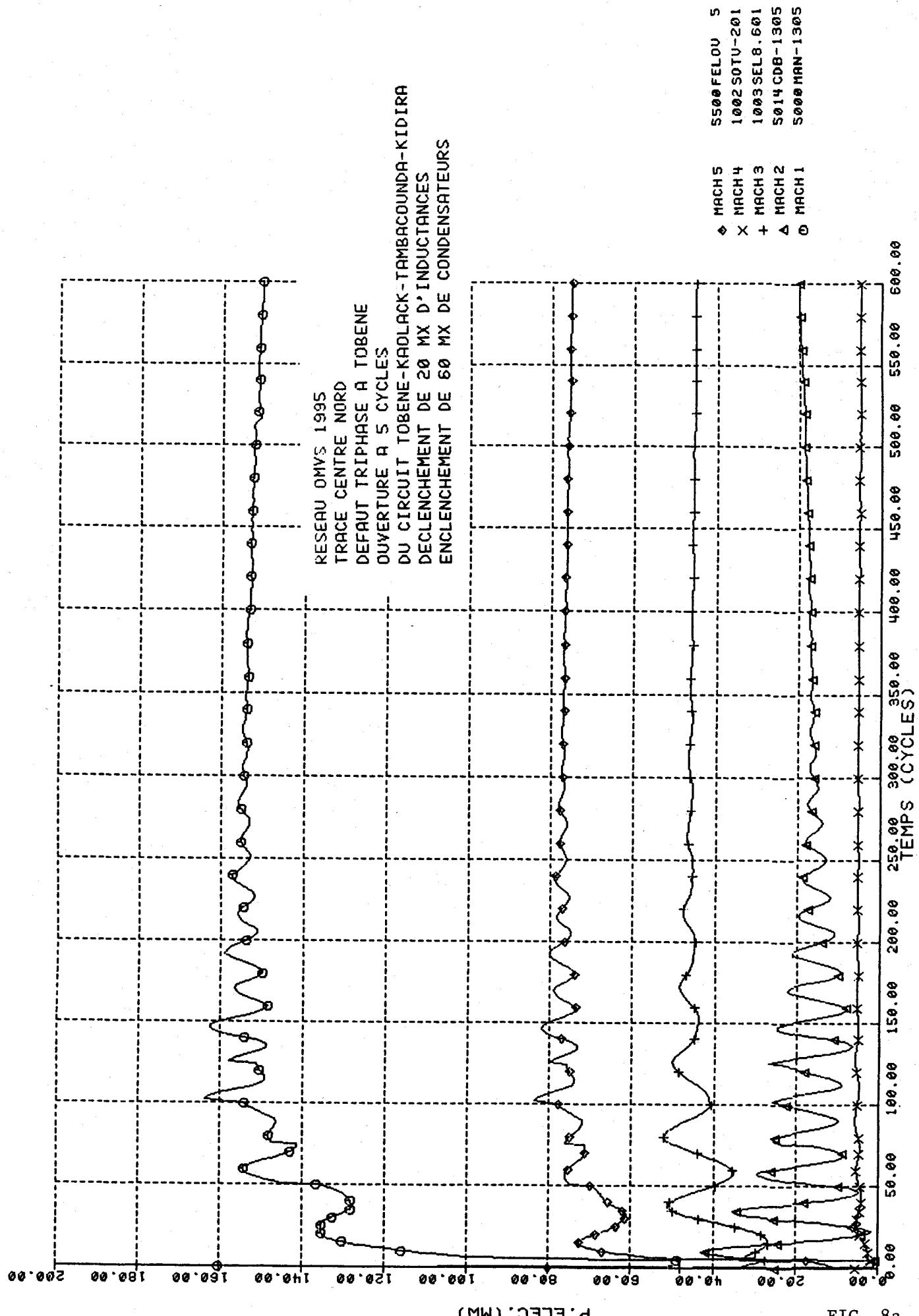


FIG. 8a

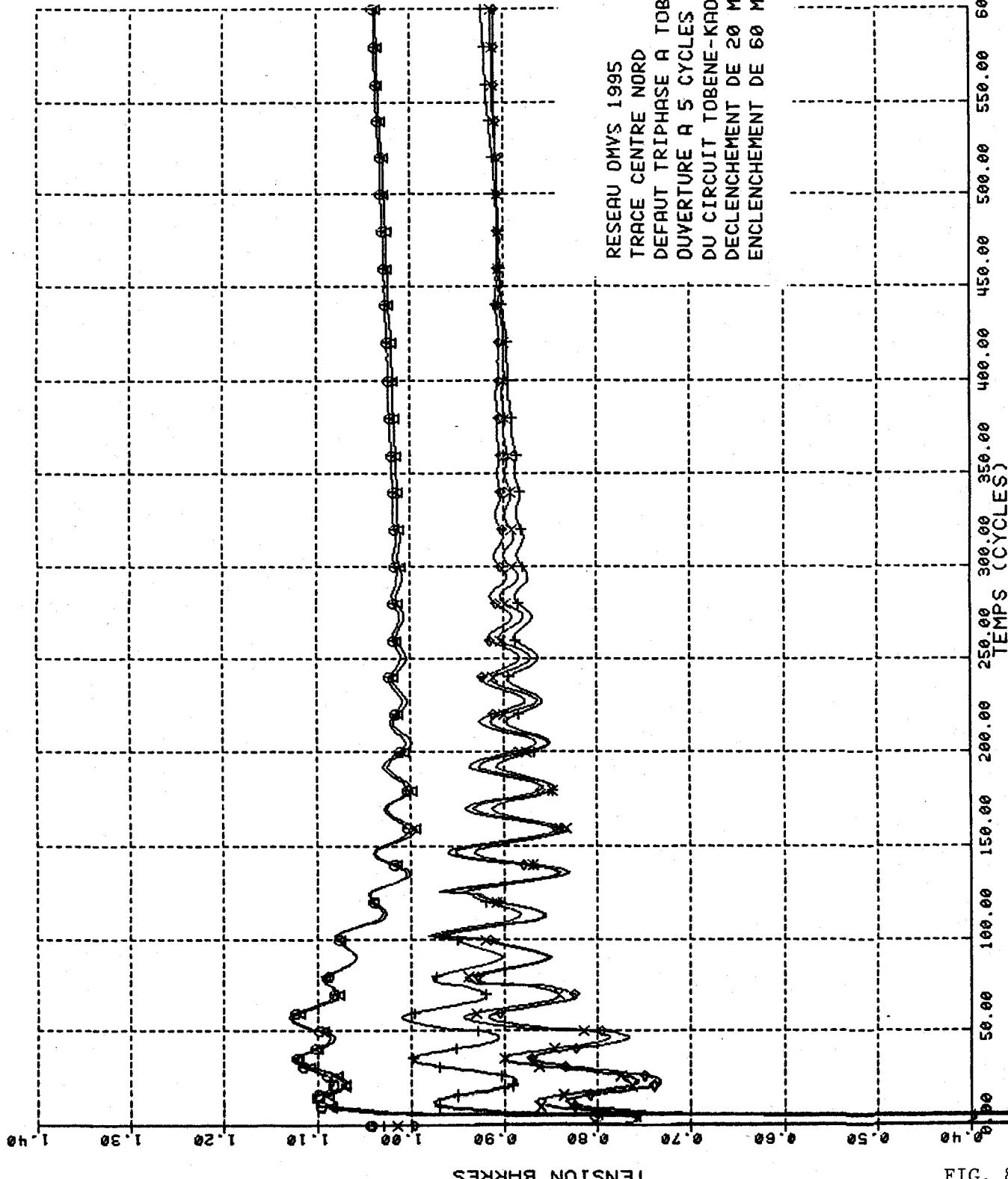


FIG. 8b

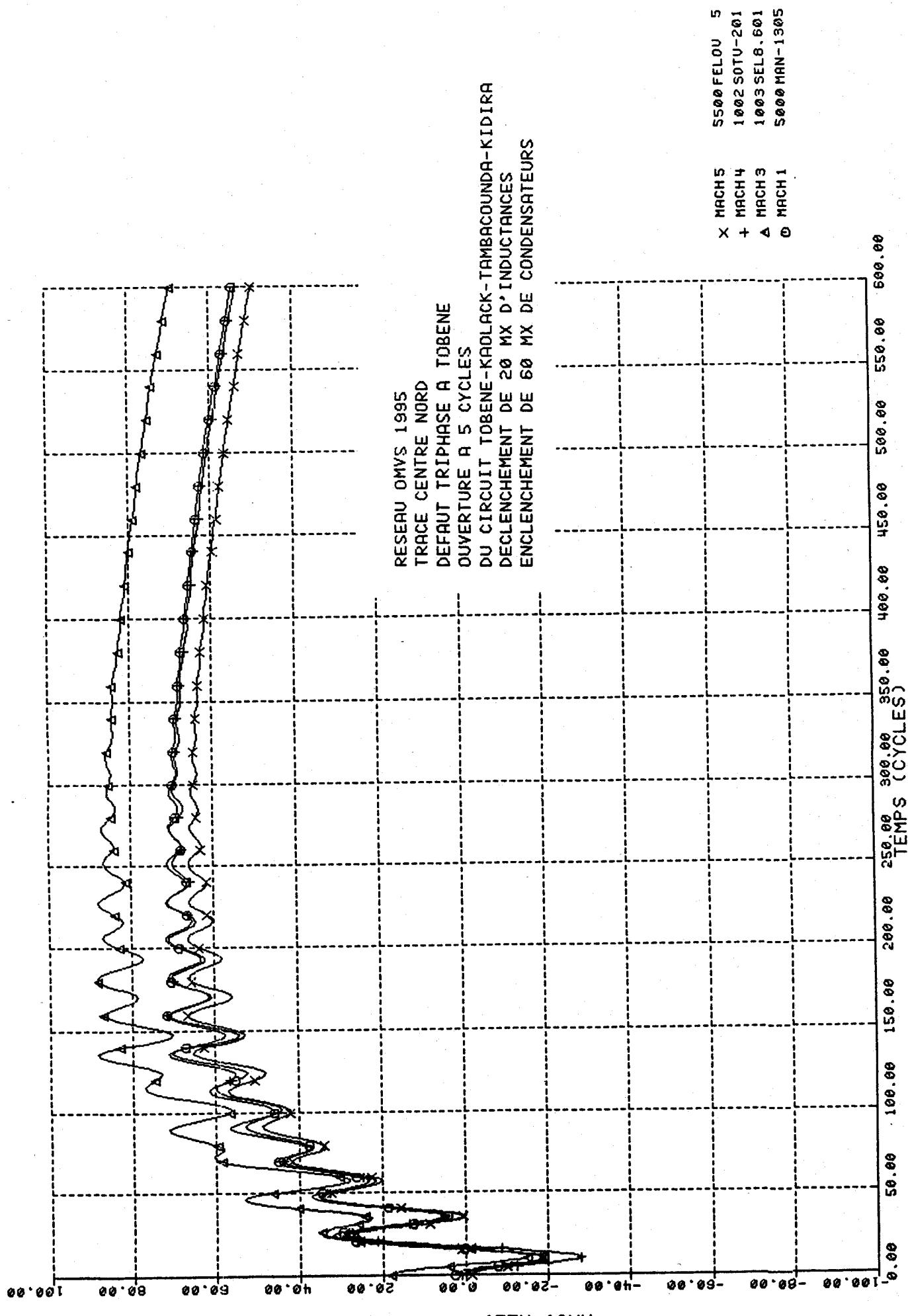


FIG. 8c

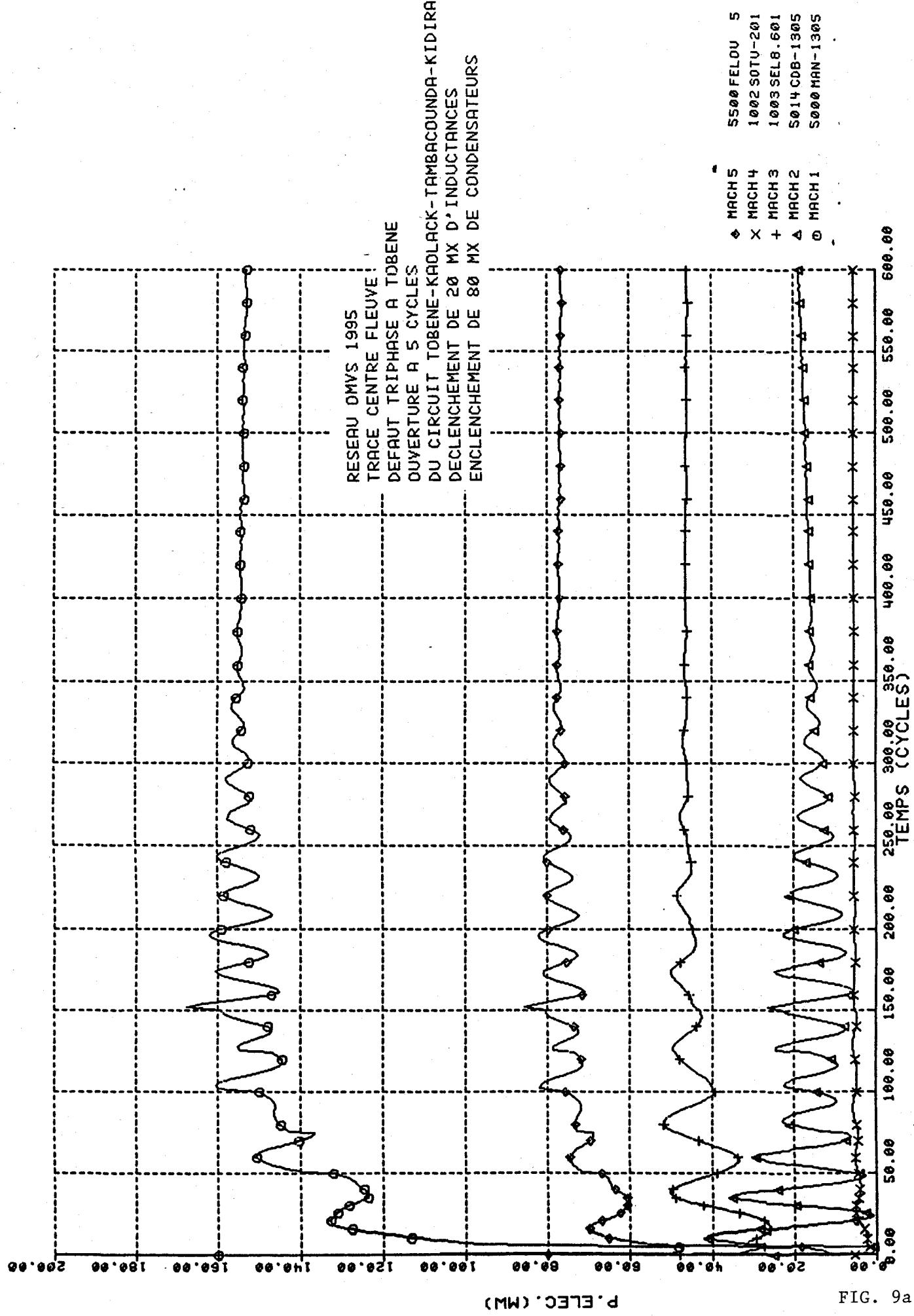


FIG. 9a

◆ BARRE 5006 TOB22505
 × BARRE 5005 LOU22505
 + BARRE 5003 MAT22505
 ▲ BARRE 5001 MAN22505
 ○ BARRE 5011 BAL22505

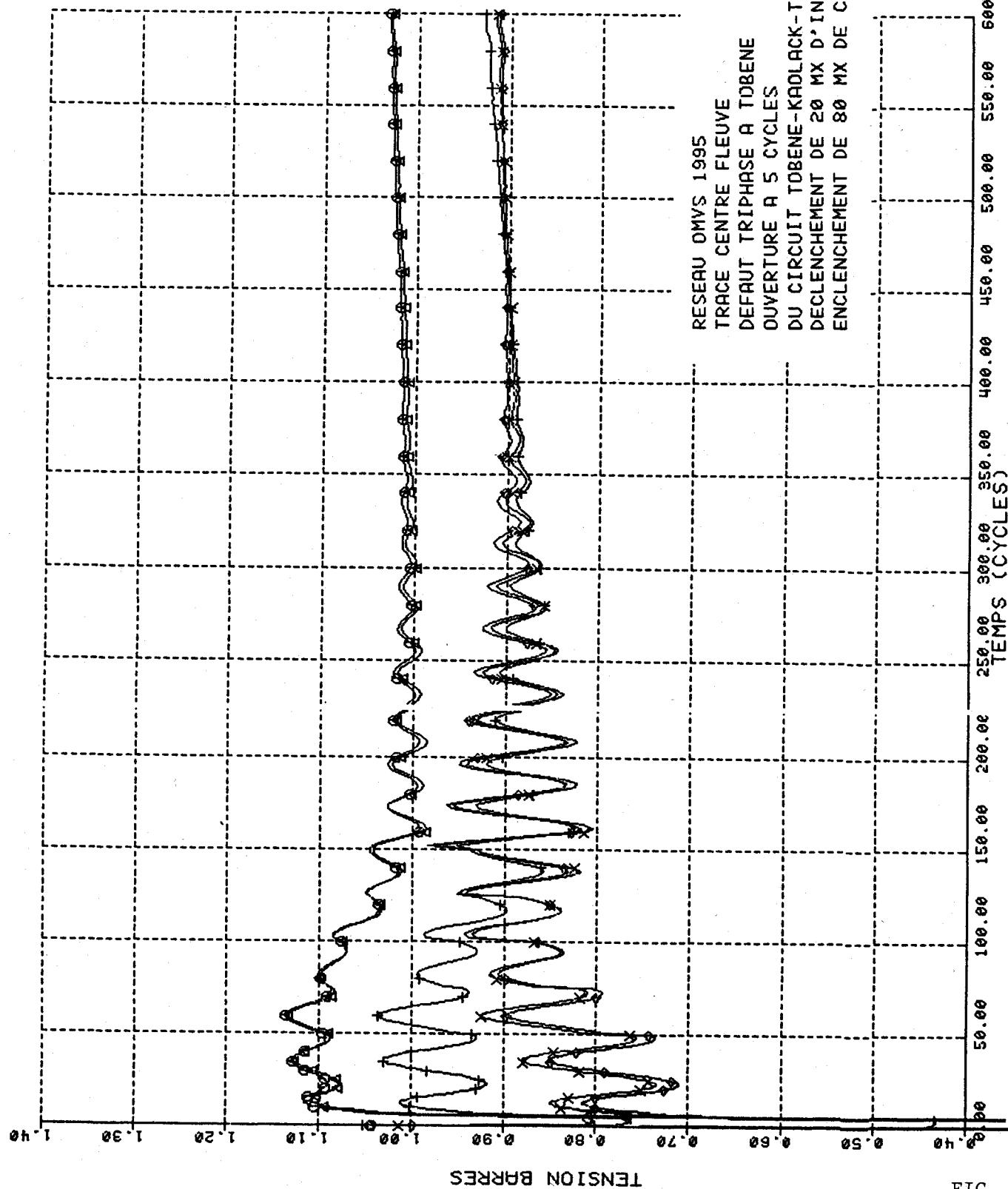
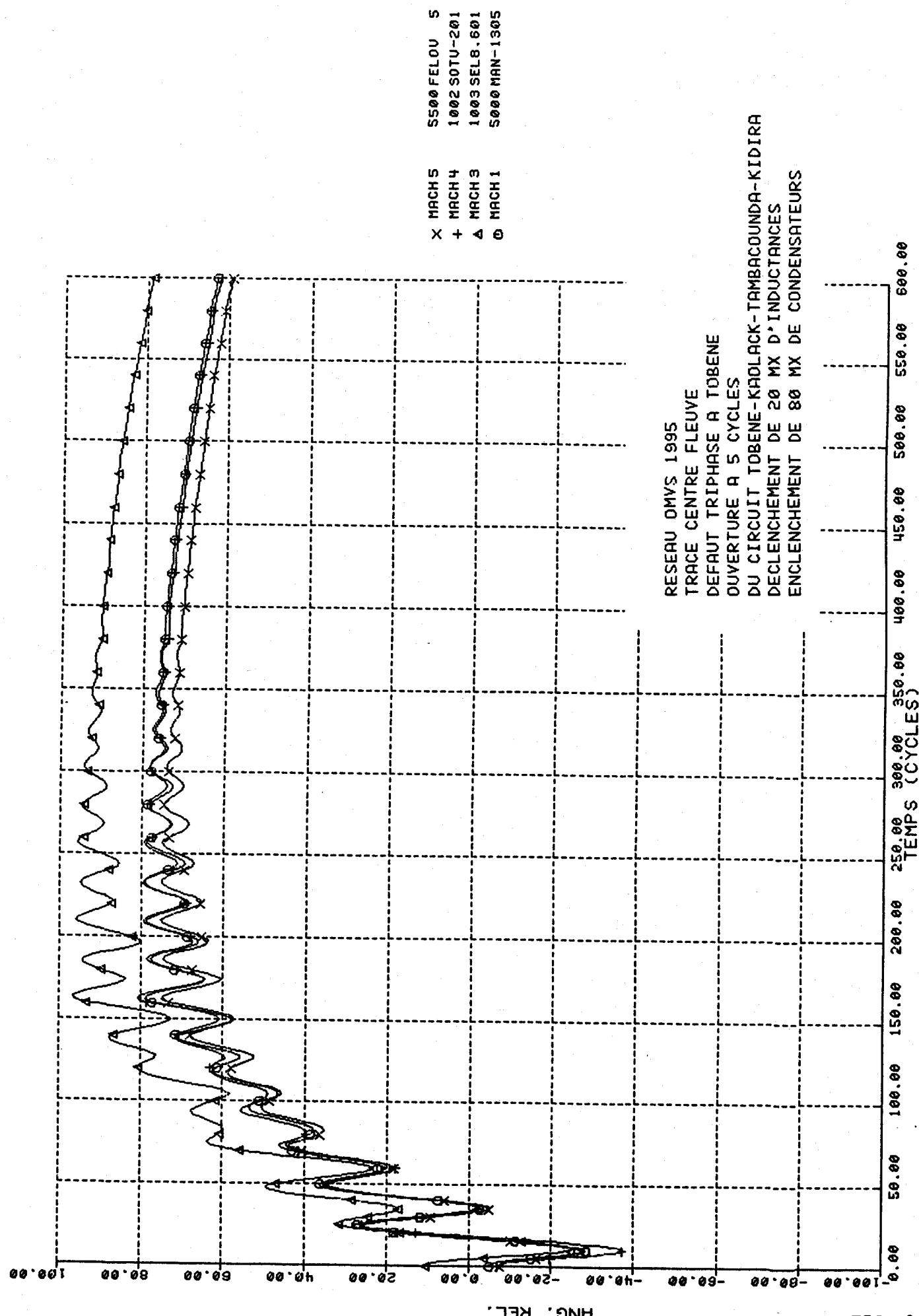
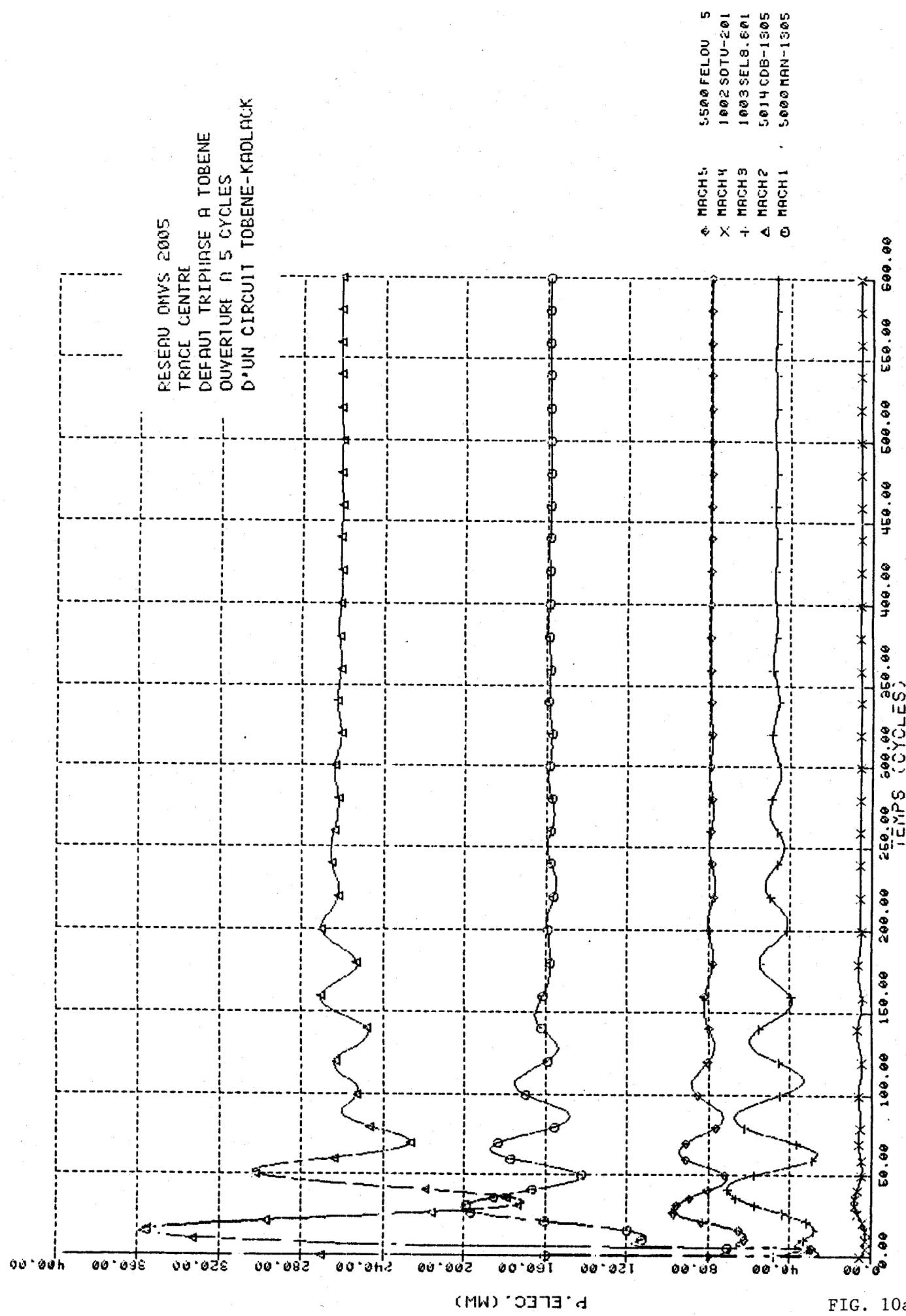


FIG. 9b



RESEAU OMVS 2005
 TRACE CENTRE
 DEFAUT TRIPHASE A TOBENE
 OUVERTURE A 5 CYCLES
 D'UN CIRCUIT TOBENE-KADACK



P_ELEC (MW)

FIG. 10a

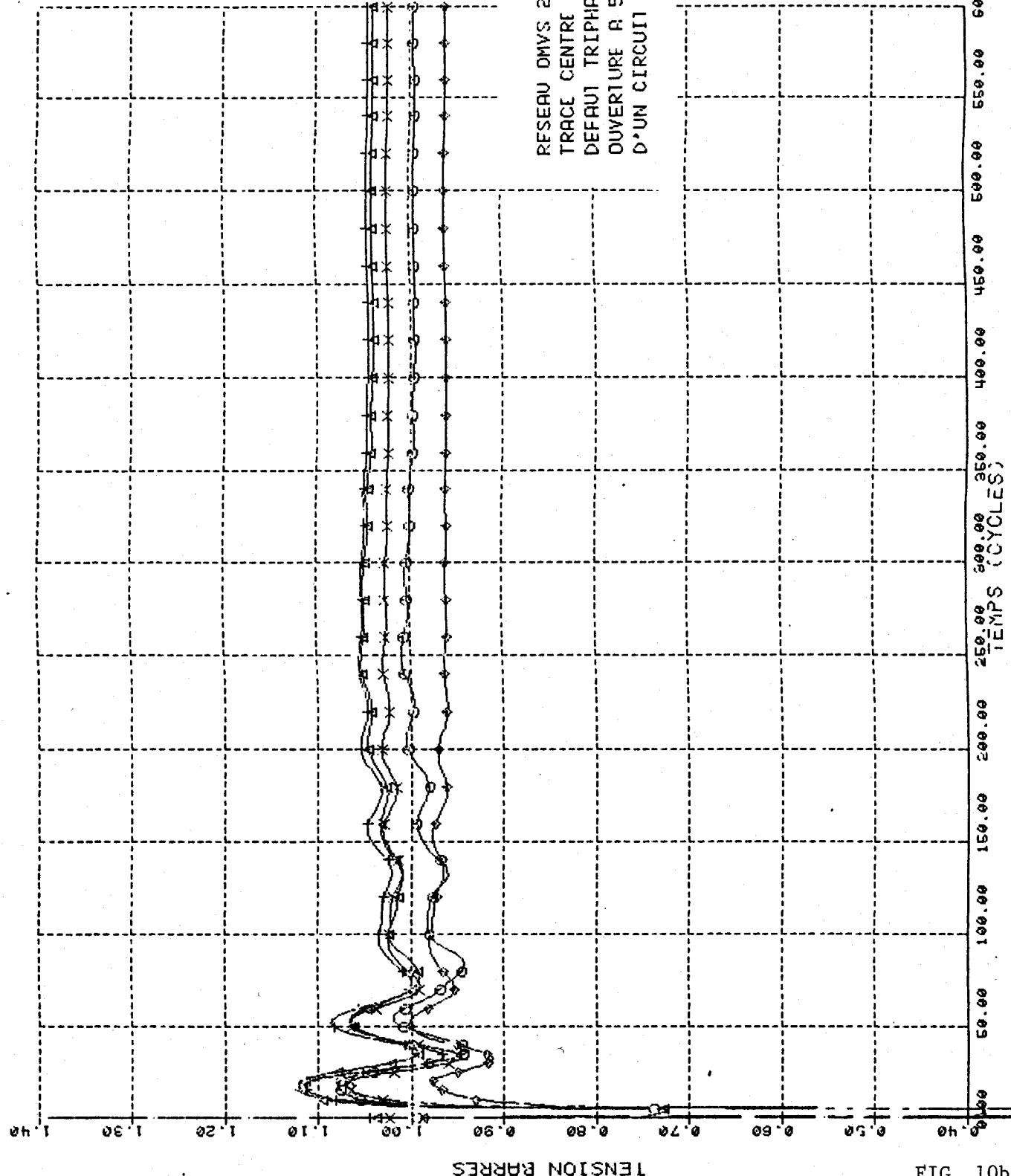


FIG. 10b

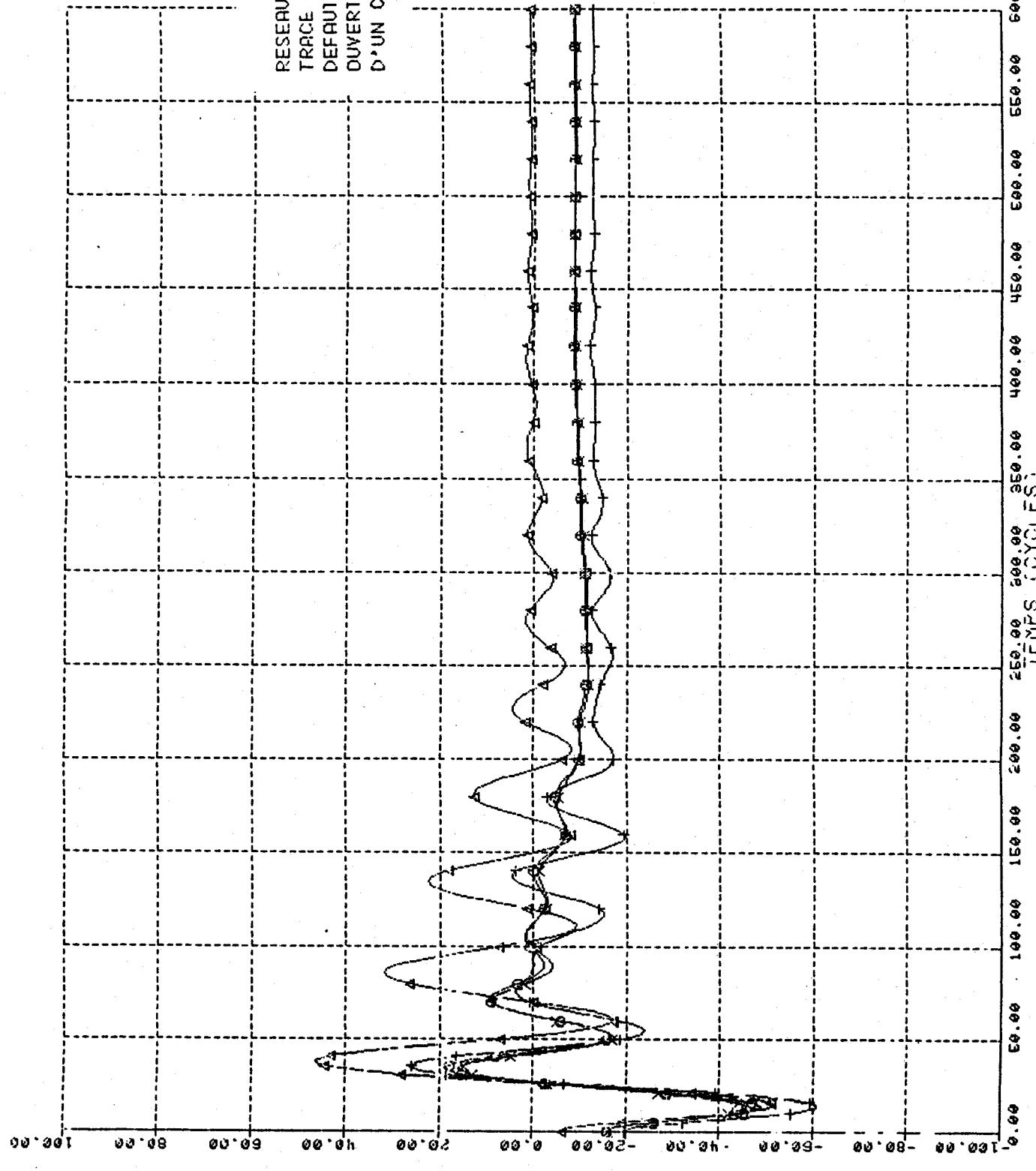


FIG. 10c

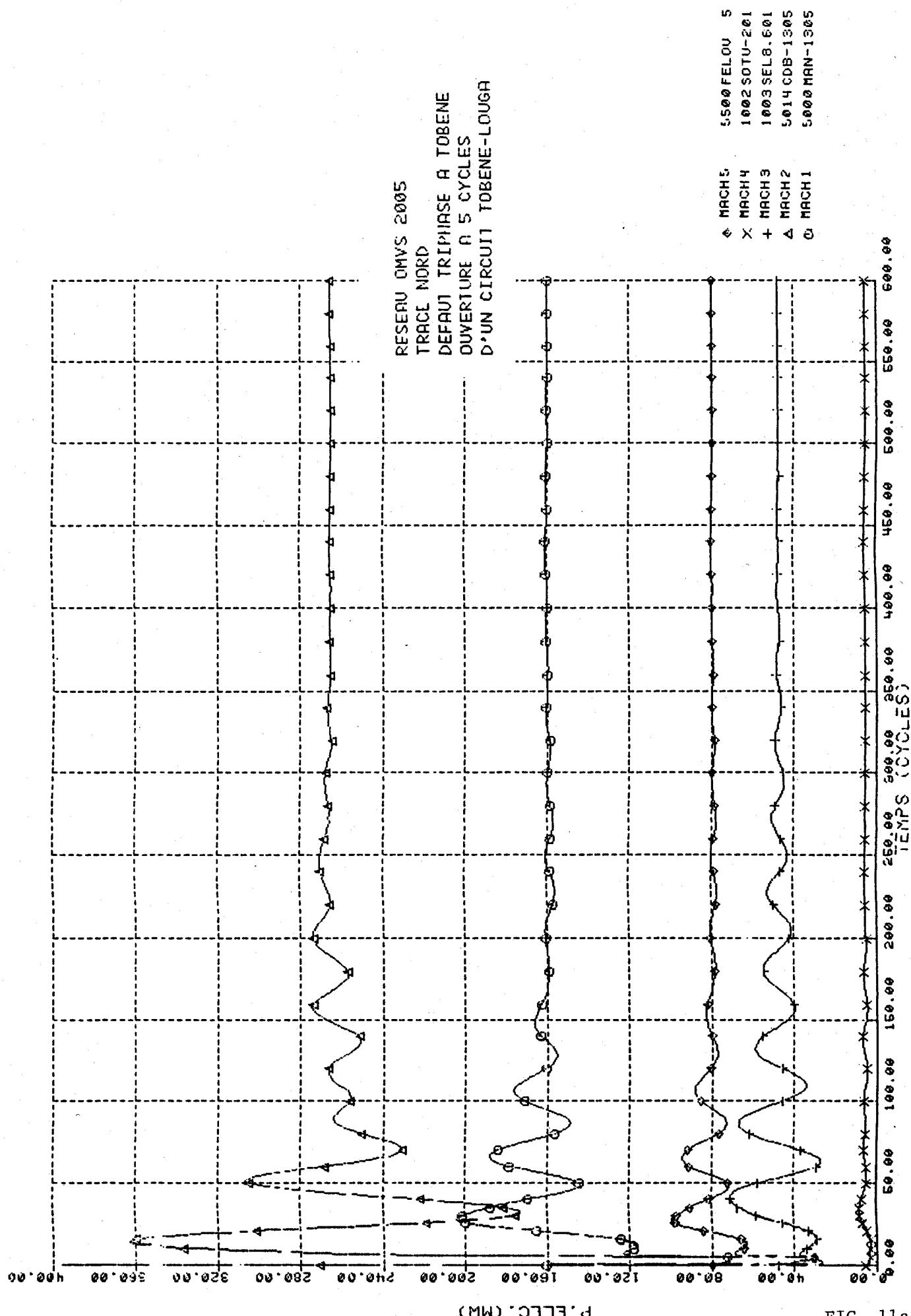


FIG. 11a

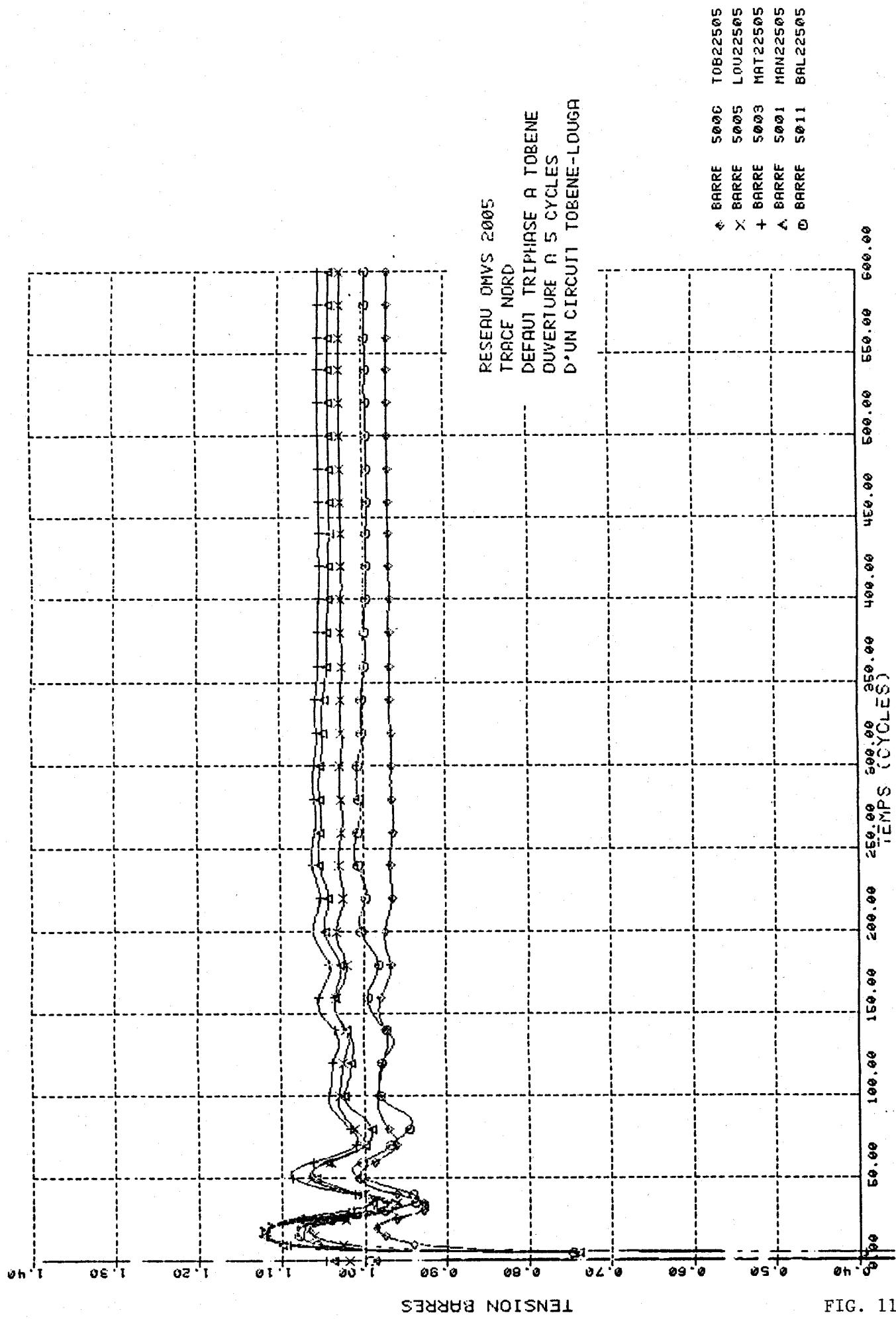


FIG. 11b

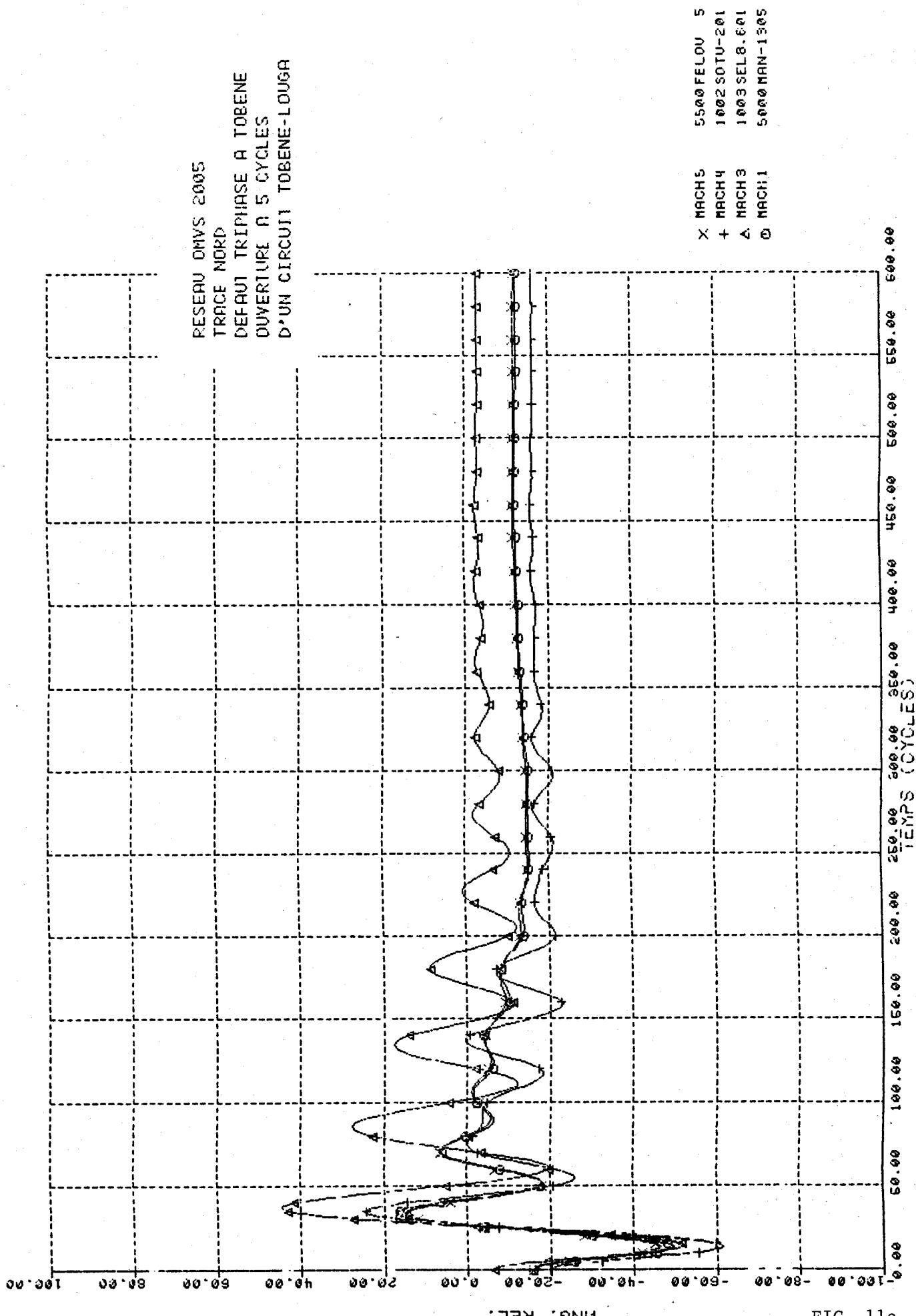
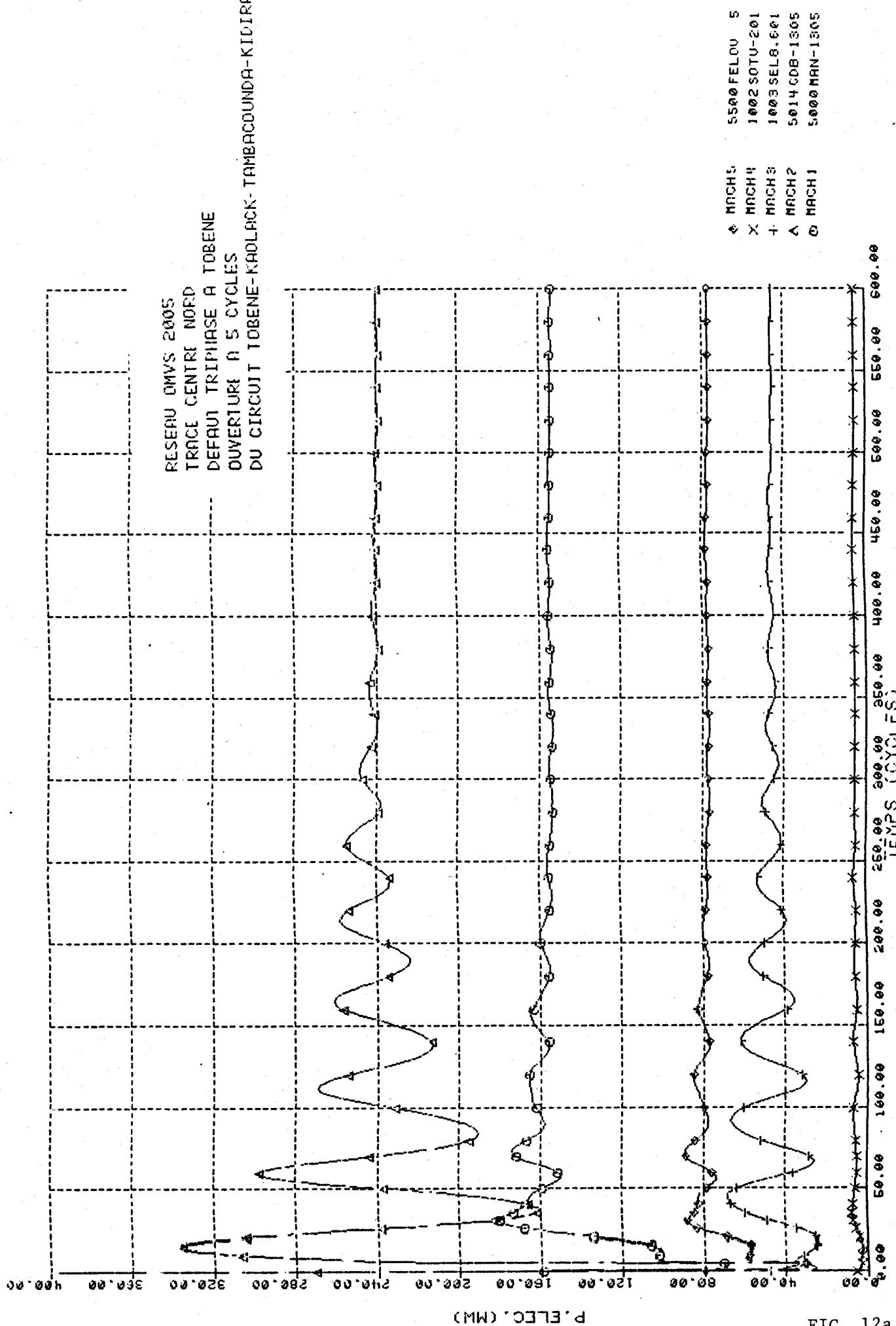


FIG. 11c

RESEAU OMVS 2005
 TRACE CENTRE NORD
 DEFASO TRIPHASE A TOBENE
 OUVERTURE A 5 CYCLES
 DU CIRCUIT TOBENE-KADOLACK-TAMBACOUNDA-KIDIRA



P.ELLEC. (MW)

FIG. 12a

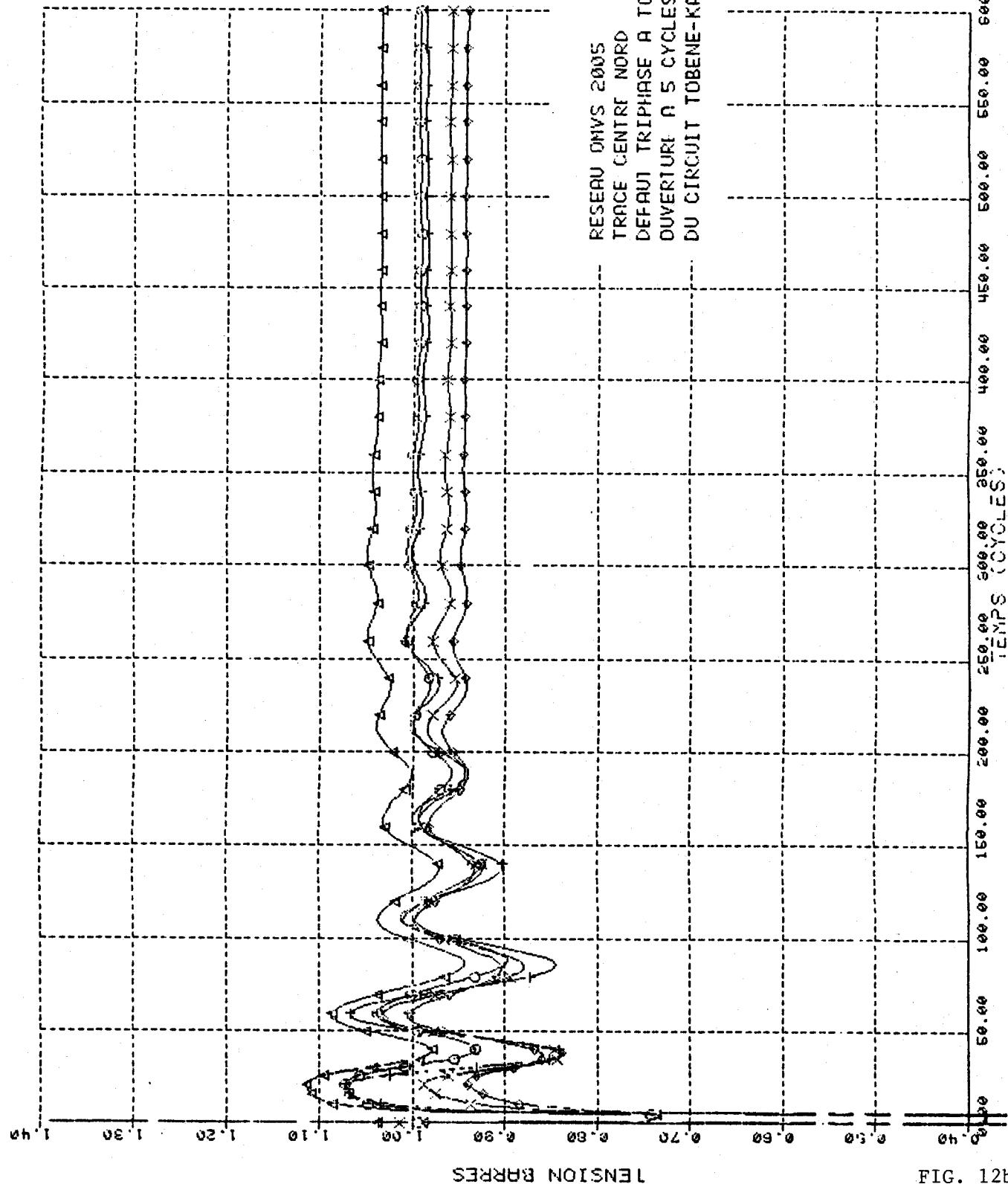
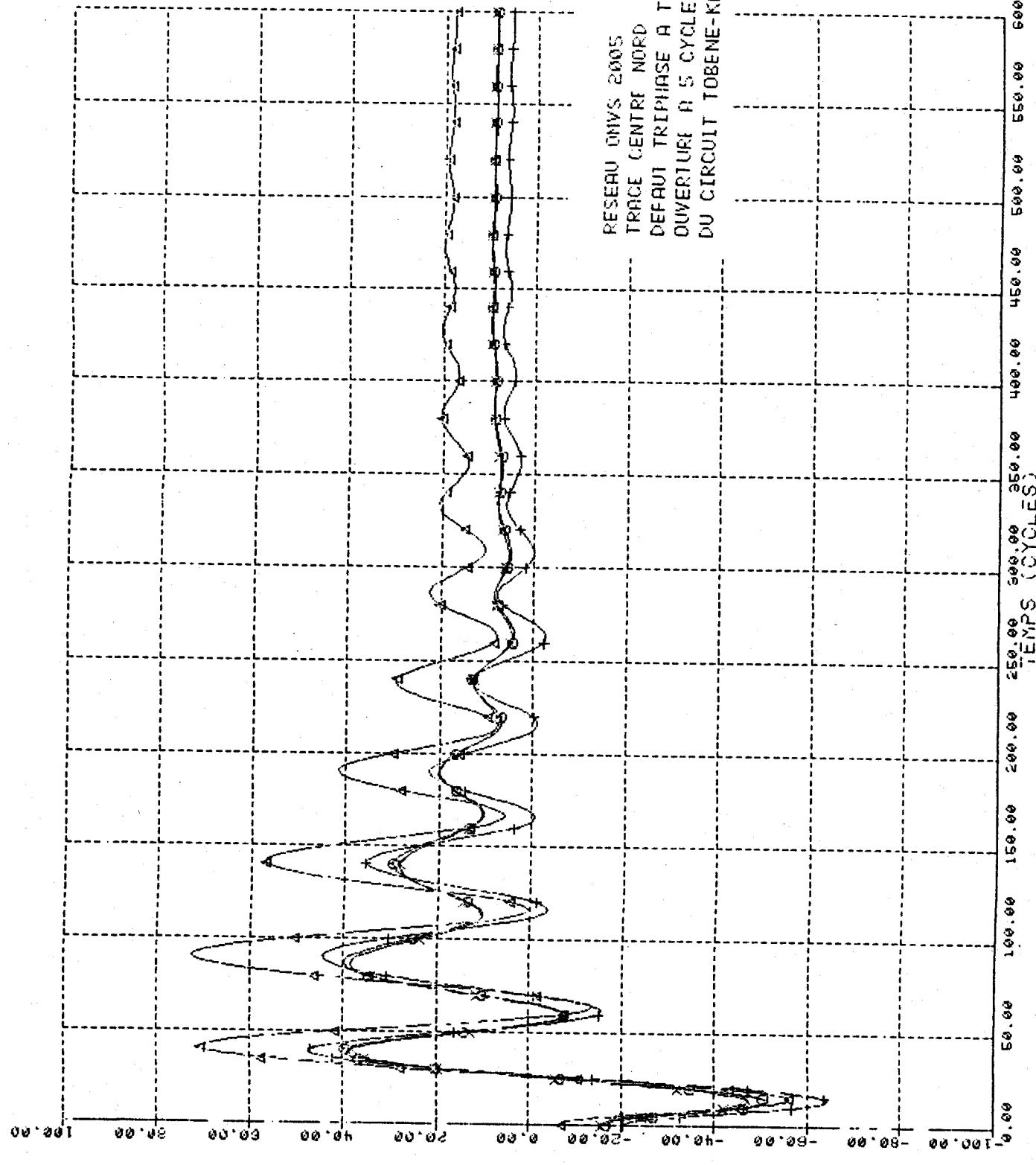


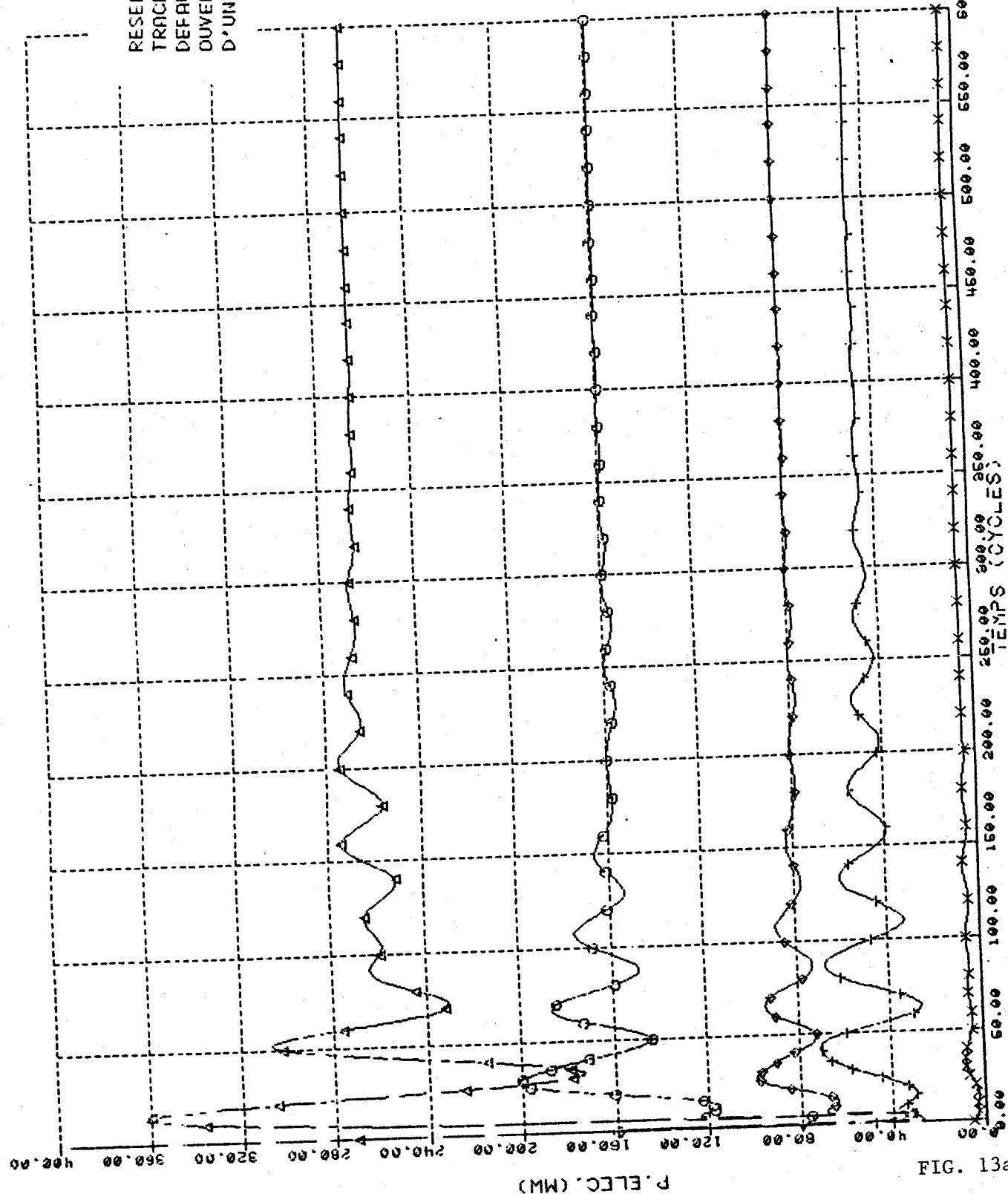
FIG. 12b



RNG. REL.

FIG. 12c

RESEAU OMVS 2005
 TRACE FLFUE
 DEFATU TRIPHASE A TOBENE
 OUVERTURE A 5 CYCLES
 D'UN CIRCUIT TOBENE-LOUGA



P_ELEC (MW)

FIG. 13a

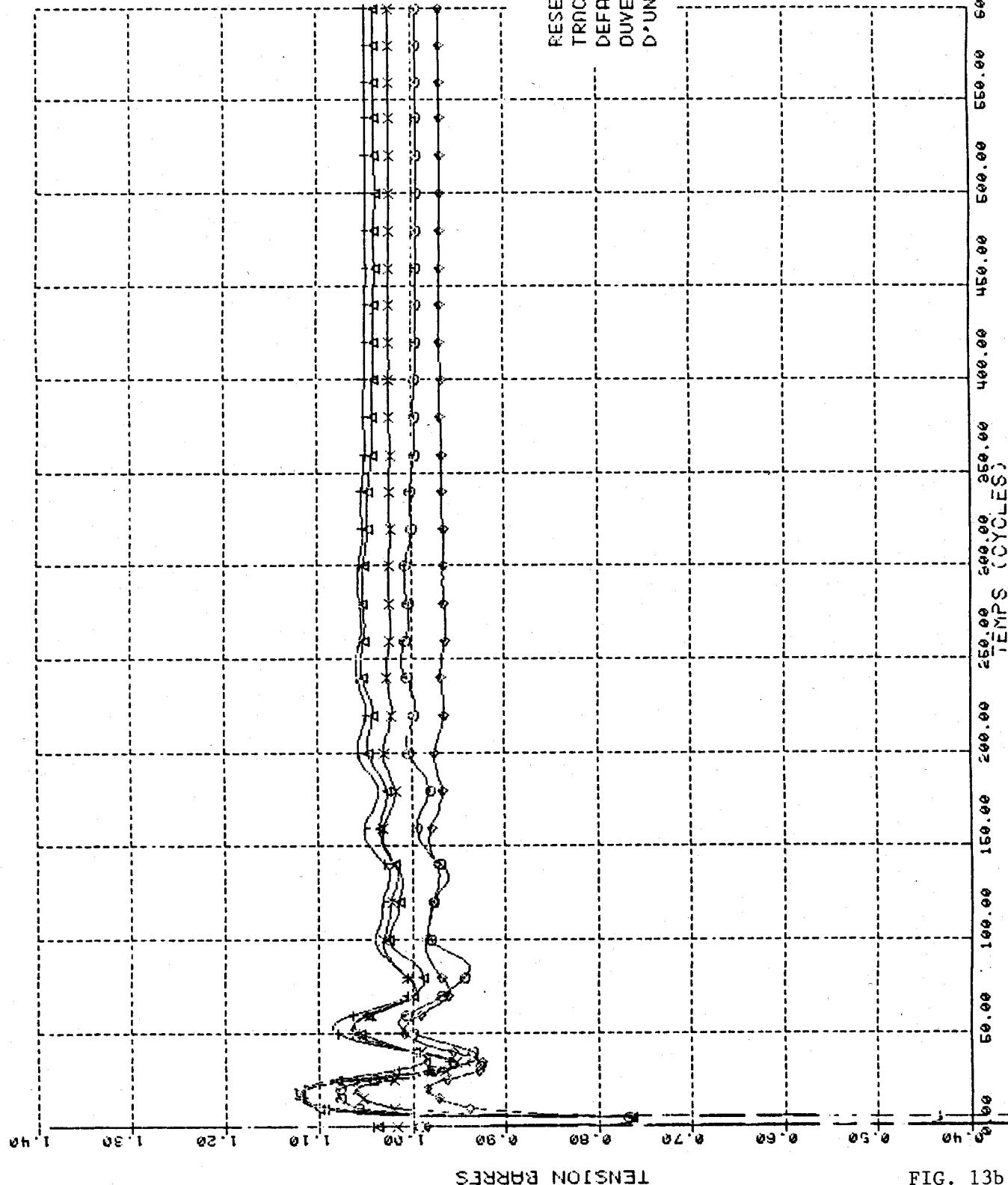


FIG. 13b

RESEAU DMVS 2005
 TRACE FLEUVE
 DEFAI TRI-PHASE A TOBENE
 OUVERTURE A 5 CYCLES
 D'UN CIRCUIT TOBENE-LOUGA

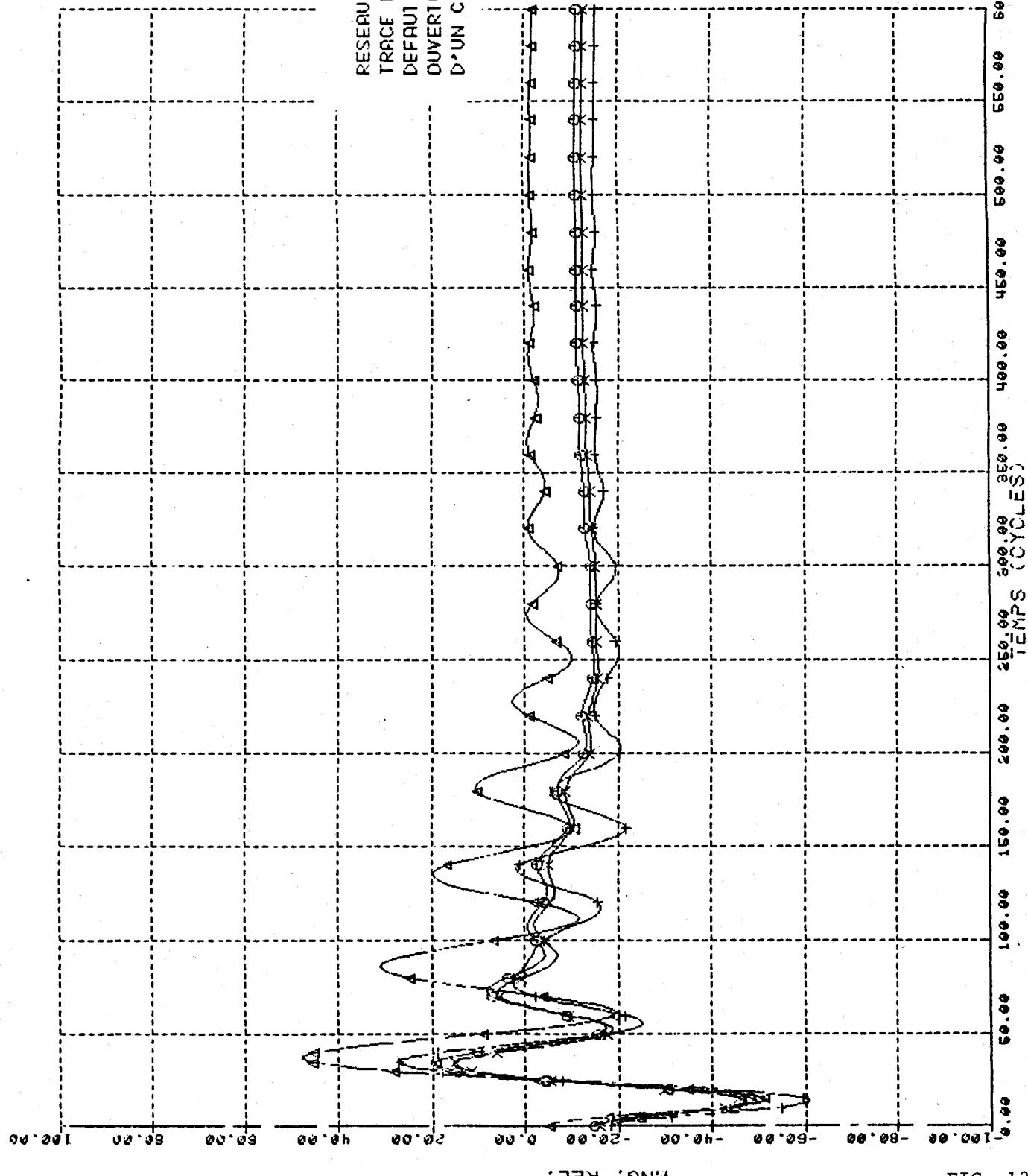


FIG. 13c

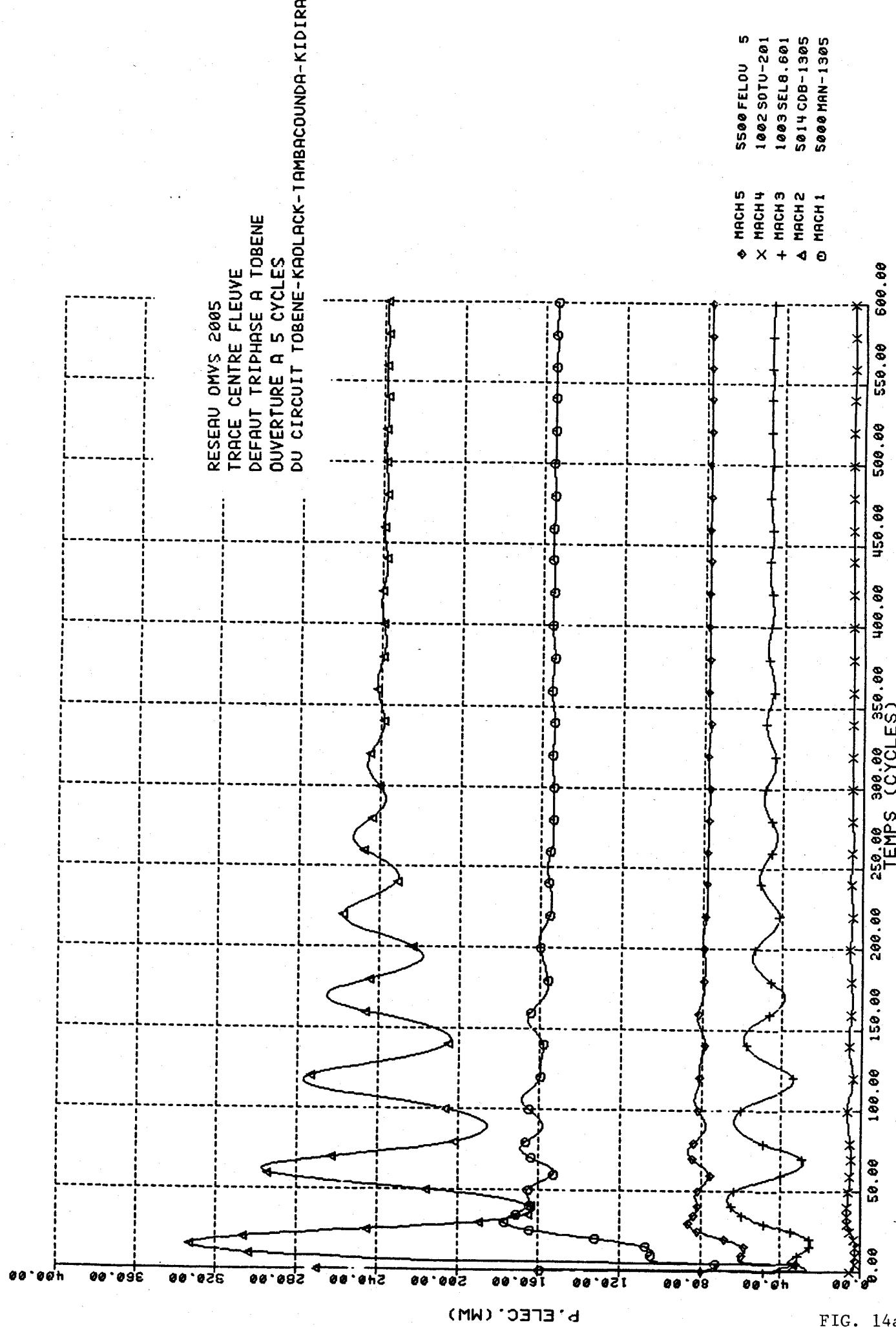


FIG. 14a

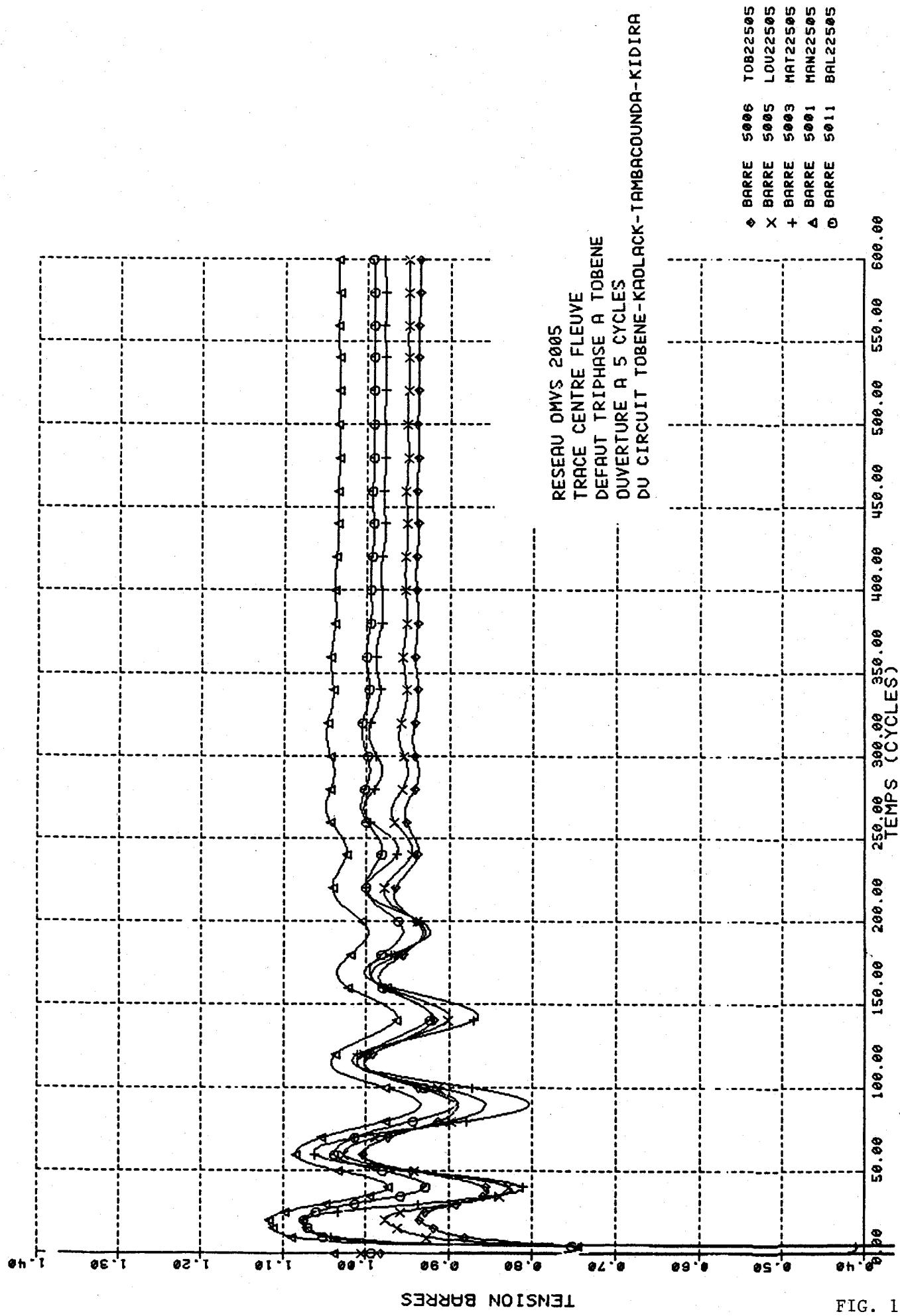
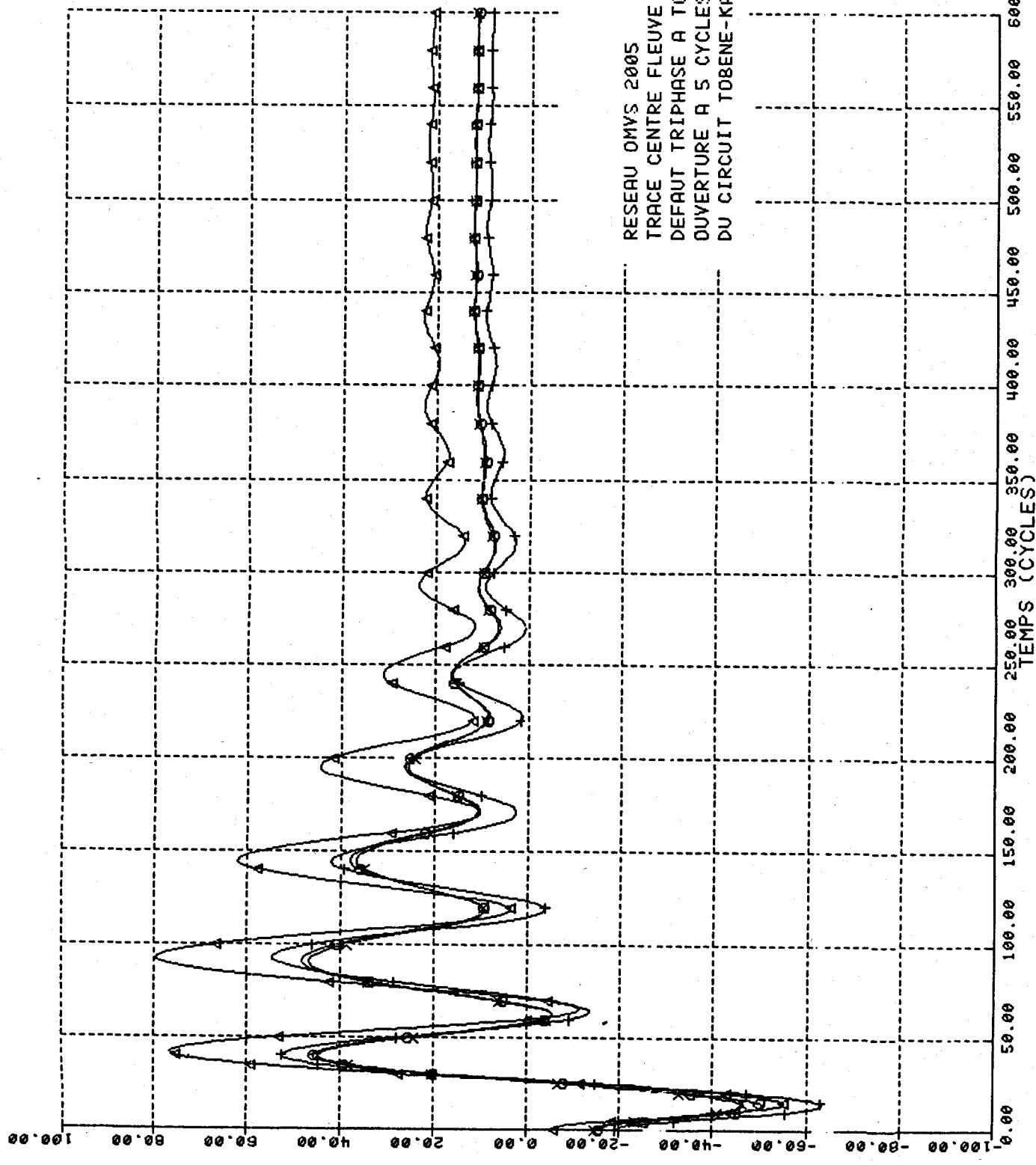


FIG. 14b



ANNEXE 7

COMPARAISON DES VARIANTES

COMPARAISON DES VARIANTES

ÉQUIPEMENT EN 1992 SEULEMENT
FCFA CONSTANT 86

	CENTRE		CENTRE-NORD		CENTRE-FLEUVE		FLEUVE		NORD	
<u>Lignes</u>	<u>km</u>	<u>MFCFA</u>								
Bi, 225 kV	873	29 975	284	9 752	284	9 752	992	34 061	918	31 521
Si, 225 kV	250	5 949	1373	32 662	1297	30 857	-	-	150	3 565
Si, 90 kV	558	6 608	373	4 419	317	3 758	630	7 461	686	8 126
Si, 30 kV	1001	5 000	871	4 354	1001	5 000	1001	5 000	871	4 352
TOTAL	2682	47 532	2901	51 187	2899	49 367	2623	46 522	2536	47 564
<u>Postes</u>	<u>Nombre</u>									
Départs 225 kV	24		25		25		33		27	
Départs 90 kV	8		7		6		10		11	
Départs total:	32		32		31		43		38	
XFO 225-BT	7		8		9		4		3	
XFO 225-90	2		2		2		4		4	
XFO 225-30	1		2		2		1		1	
XFO 90-BT	1		1		0		5		6	
XFO 90-30	6		6		6		6		6	
Transfos. total:	17		19		19		20		20	
Coût total poste	21 836		22 592		22 378		22 682		22 394	
GRAND TOTAL:	69 368		73 779		71 745		69 204		69 958	
ÉCART:	+0,2%		+6,6%		+3,7%		-		+1,1%	

COMPARAISON DES VARIANTES

ÉQUIPEMENT EN 1992 SEULEMENT

FCFA CONSTANT 86

(Suite)

EXPLICATIONS DES ÉCARTS

	<u>CENTRE</u>	<u>CENTRE-NORD</u>	<u>CENTRE-FLEUVE</u>	<u>FLEUVE</u>	<u>NORD</u>
1) Lignes	Lignes 225 kV coûtent 1863MFCFA de plus mais lignes 90 et 30kV coûtent 853MFCFA de moins. Donc plus de lignes majeures (1010 MFCFA de plus)	Lignes 225 kV coûtent 8353MFCFA de plus mais lignes 90 et 30kV coûtent 3688MFCFA de moins. Donc plus de lignes majeures (4665 MFCFA de plus)	Lignes 225 kV coûtent 6548MFCFA de plus mais lignes 90 et 30kV coûtent 3703MFCFA de moins. Donc plus de lignes majeures et moins d'antennes (2845 MFCFA de plus)	-	lignes 225 kV coûtent 1025MFCFA de plus mais lignes 90 et 30kV coûtent 17MFCFA de plus. Donc plus de lignes majeures (1042 MFCFA de plus)
2) Postes	9 départs 225 kV et 2 départs 90kV de moins mais 3XFO 225-BT de plus (846MFCFA de moins)	8 départs 225 kV et 3 départs 90kV de moins mais 4XFO 225-BT et 1XFO 225-30 de plus 2XFO 225-90 et 4XFO 90-BT de moins (90 MFCFA de moins)	8 départs 225 kV et 4 départs 90kV de moins mais 5XFO 225-BT et 1XFO 225-30 kV de plus 2XFO 225-90 kV et 5XFO 90-BT de moins (304 MFCFA de moins)	-	6 départs 225 kV de moins et 1 départ 90 kV de plus 1XFO 225-BT de moins mais 1XFO 90-BT de plus (moins) (288 MFCFA de moins)

ANNEXE 8

**PREVISION DES PRIX DES
PRODUITS PETROLIERS -
SENEGAL ET MAURITANIE**

D I E S E L - O I L : S E N E G A L (FCFA PAR TONNE METRIQUE ET PAR LITRE)

	1988	1987	1986	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	1. CR. AN		
CENTRALE BEL AIR (000 FCFA/TH) (FCFA/LITRE)	120.355	120.891	132.700	140.715	146.673	158.625	169.245	180.572	192.640	205.555	219.990	235.436	251.975	269.676	288.626	306.861	320.521	335.708	358.527	405.096	427.646	451.453	476.586	405.120	531.135	6.4		
CENTRALE CAP DES BICHES (000 FCFA/TH) (FCFA/LITRE)	101.626	105.482	112.077	118.847	125.569	133.974	142.941	152.510	162.710	173.613	185.802	189.850	212.816	227.767	245.772	260.362	279.157	286.740	319.702	342.142	361.183	381.234	402.522	424.732	448.532	6.4		
TAMBACUNDA (000 FCFA/TH) (FCFA/LITRE)	120.065	124.609	132.395	140.355	146.317	158.298	168.844	169.150	170.213	205.085	219.494	234.917	251.428	269.162	288.023	303.231	329.883	353.020	377.806	404.345	426.861	450.632	475.778	502.224	530.197	6.4		
160.466	105.244	111.320	118.569	125.655	132.268	133.655	125.268	133.655	142.604	152.153	162.342	173.214	185.383	193.410	212.355	227.232	245.262	260.330	278.600	298.158	319.095	341.907	360.524	380.601	401.798	324.176	447.301	6.4
ZIGUINCHOR (000 FCFA/TH) (FCFA/LITRE)	142.778	149.185	158.986	169.156	179.447	191.183	203.690	217.017	231.219	246.353	252.875	288.415	299.200	319.253	340.692	363.270	387.379	413.124	440.617	469.980	495.450	522.307	550.629	580.495	611.970	6.3		
120.590	126.001	134.279	142.388	151.360	161.472	172.035	183.291	195.286	206.068	221.390	236.337	252.703	265.316	289.648	297.747	306.316	327.143	336.943	413.454	441.138	465.053	470.233	516.334	535.516	580	6.3		
144.038	150.547	160.460	170.751	181.173	193.010	205.622	219.061	233.381	248.641	265.227	282.938	301.849	322.045	343.612	366.322	390.568	416.456	444.100	473.620	499.253	526.554	572.584	615.575	645.625	675.625	6.2		
121.653	127.151	135.524	144.216	153.018	163.015	173.667	185.018	197.113	210.001	224.009	233.367	254.940	271.971	290.213	309.334	329.872	351.737	375.184	400.017	421.666	444.493	468.566	493.949	520.714	547.714	6.2		
159.454	167.228	178.569	190.190	200.280	202.303	205.365	229.274	244.065	259.857	276.652	294.639	313.819	334.275	356.092	379.362	403.650	429.466	457.255	486.732	516.170	545.888	574.932	605.622	637.963	672.004	6.2		
134.574	141.240	150.160	160.768	160.789	170.364	181.386	193.643	206.153	219.474	233.659	248.850	265.050	282.322	322.337	360.753	390.407	340.946	362.884	386.193	411.081	437.644	460.987	485.594	511.305	533.870	567.604	6.2	
MANACK (000 FCFA/TH) (FCFA/LITRE)	128.588	133.831	142.373	151.181	159.998	170.406	181.919	193.985	206.649	220.570	235.753	251.969	269.353	287.924	301.786	328.883	351.445	375.572	401.376	428.973	452.597	477.527	503.633	531.594	560.866	6.3		
108.465	113.033	120.247	127.687	135.133	144.073	153.648	163.337	174.704	186.292	199.115	212.329	227.494	245.179	259.259	277.773	296.328	317.266	339.000	362.308	382.261	405.317	425.535	448.381	473.723	513.723	6.3		
ST-Louis (000 FCFA/TH) (FCFA/LITRE)	132.540	138.107	147.000	156.188	165.415	176.338	187.963	200.399	213.637	227.752	245.293	259.907	277.667	296.653	316.951	338.461	361.454	386.032	412.306	440.395	464.534	490.000	516.888	545.215	575.122	6.3		
111.943	116.645	124.156	131.915	139.769	148.934	159.834	169.769	176.256	180.437	192.380	205.484	219.516	234.516	250.522	267.636	285.363	305.282	326.041	346.232	371.955	392.343	413.351	436.544	460.465	485.745	6.3		
139.496	145.201	154.675	164.492	174.401	185.844	198.041	211.040	224.896	239.633	255.890	273.039	291.456	311.112	332.154	354.348	378.055	403.381	430.436	459.340	484.331	501.659	538.487	567.807	598.731	6.3			
117.480	122.636	130.630	130.329	130.329	147.296	156.965	167.264	178.244	189.366	202.418	216.048	230.608	246.162	262.790	280.335	299.290	319.304	340.693	361.584	387.956	409.063	431.325	454.304	479.567	505.685	6.3		
156.337	163.886	174.860	180.332	186.031	201.845	224.492	239.025	254.504	270.989	288.692	307.576	327.719	349.208	372.134	396.127	421.715	449.005	478.113	509.163	536.396	565.056	595.343	627.221	640.819	6.2			
132.042	138.392	147.686	157.375	167.355	176.079	183.605	193.605	201.580	214.953	228.376	243.828	259.777	266.790	284.339	314.302	334.567	356.178	379.227	403.311	430.036	453.037	477.277	502.324	529.582	538.124	6.2		
POODOR (000 FCFA/TH) (FCFA/LITRE)	143.333	149.786	159.636	169.860	180.268	191.969	204.542	217.918	232.172	247.362	265.684	281.527	300.368	320.490	341.380	364.616	388.785	414.593	442.153	473.585	497.127	524.060	552.461	582.409	613.590	6.2		
121.059	126.508	134.329	143.462	152.205	162.153	172.755	184.053	196.092	203.921	222.875	237.776	253.689	270.634	288.334	307.953	328.366	350.163	373.440	393.419	422.618	466.605	491.899	518.573	547.573	6.2			
LINGUIRE (000 FCFA/TH) (FCFA/LITRE)	134.610	140.346	149.423	158.389	168.252	179.538	191.158	203.758	217.191	231.512	247.241	264.052	282.020	301.224	324.122	356.750	385.476	418.391	446.375	470.763	496.530	527.679	552.346	582.567	6.2			
113.691	118.536	126.282	134.129	142.104	151.463	161.451	172.093	183.439	195.533	203.919	223.017	233.017	238.122	254.412	271.748	291.088	309.783	330.666	353.065	377.006	391.621	419.367	442.308	466.508	492.039	6.2		
BAKEL (000 FCFA/TH) (FCFA/LITRE)	161.453	169.169	181.849	192.812	205.043	218.263	232.340	247.329	263.269	280.294	296.452	317.825	338.479	340.506	365.997	386.452	397.811	418.544	446.668	462.542	492.759	523.946	541.844	581.240	612.213	644.679	24	
136.362	143.066	152.744	162.348	173.178	184.344	196.235	205.393	222.373	236.726	252.071	268.432	284.322	304.482	324.322	345.037	367.119	390.660	415.760	442.592	462.522	486.045	509.312	537.072	544.637	575.884	6.2		

FUEL - 011 : SENEGAL

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	1.CRAN	
DANAR (TOUTES CENTRALES) (000 FCFA/TH)	61.992	64.362	68.441	72.536	76.652	81.777	87.246	93.081	99.306	105.948	113.371	121.317	129.821	136.924	148.167	159.046	170.197	182.110	194.861	208.510	220.104	232.344	245.265	258.273	273.307	6.4	
(FCFA/LITRE)	52.358	54.360	57.385	61.264	64.740	69.069	73.688	78.615	83.373	89.463	95.753	102.463	109.346	117.334	125.564	134.347	145.747	155.987	164.579	176.107	185.899	196.236	207.150	216.671	230.355	6.4	
KACKACK	(000 FCFA/TH)	71.926	75.112	80.072	85.121	90.269	96.184	102.468	109.207	116.367	123.999	132.375	141.218	150.717	160.855	171.706	183.141	195.355	208.400	222.335	237.220	250.106	263.696	278.028	293.145	309.094	6.3
(FCFA/LITRE)	60.749	63.439	67.629	71.893	76.240	81.236	86.561	92.236	98.283	104.729	111.761	119.772	127.795	135.866	145.022	154.890	164.996	176.014	187.783	200.355	211.238	222.716	234.321	247.587	261.051	6.3	
SI-10015	(000 FCFA/TH)	75.879	79.388	84.699	90.128	95.686	101.916	108.552	115.623	123.155	131.180	139.865	149.136	159.031	169.594	180.871	192.719	205.364	218.860	233.265	246.642	262.042	276.169	291.063	306.764	325.318	6.2
(FCFA/LITRE)	64.087	67.051	71.536	76.121	80.816	86.077	91.683	97.654	104.016	110.794	118.150	125.359	134.317	143.233	152.763	162.770	173.449	184.848	197.014	210.002	221.319	233.251	251.245	270.330	299.091	275.073	6.2

CHARBON : PRIX PAR TONNE METRIQUE ET PAR MBTU

	(FCFA/TH)	(FCFA/MBTU)
CHARBON	24.100	24.640
	24.100	25.209

4.4

4.4

PRIX DU DIESEL OIL MAURITANIE (FCFA PAR LITRE)

		1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	1.0.R.A.N
MADAGASCAR	(FCFA/LITRE)	109.280	113.320	120.496	127.638	134.879	143.929	153.587	163.893	174.160	186.626	199.771	213.944	228.912	245.043	262.313	280.771	300.532	321.682	346.339	368.589	389.165	410.843	433.755	457.945	483.496	6.4
RUSSIA	(FCFA/LITRE)	125.140	130.370	133.324	147.361	156.060	166.381	177.395	183.119	201.630	214.970	229.533	245.074	261.724	279.475	288.489	318.574	340.067	362.971	387.479	413.670	436.292	460.073	485.200	511.705	539.665	6.3
KAEDI	(FCFA/LITRE)	129.800	135.379	144.209	153.190	162.283	172.977	184.378	196.531	209.487	223.298	238.277	254.276	271.365	289.682	309.117	329.682	351.644	375.100	400.154	428.916	450.094	474.538	500.316	527.501	556.172	6.3
BURKINA	(FCFA/LITRE)	127.470	132.374	141.517	150.256	159.171	169.579	180.982	192.325	205.558	219.134	233.905	249.685	266.564	284.557	303.803	324.128	345.340	369.036	395.317	420.293	443.173	467.305	492.758	519.465	547.918	6.3
GHANA	(FCFA/LITRE)	162.450	170.478	181.940	193.711	205.836	219.197	233.370	248.463	264.575	281.649	299.545	318.608	338.913	360.544	383.589	407.505	432.969	460.085	488.964	519.722	547.076	575.884	606.222	638.174	671.824	6.1
SLIBARY	(FCFA/LITRE)	171.780	189.398	192.722	205.302	218.346	232.404	247.370	263.305	280.265	298.323	317.055	336.991	358.215	380.812	404.370	422.744	456.209	484.370	514.342	546.242	574.790	604.344	636.436	669.794	704.875	6.1
HAINI	(FCFA/LITRE)	155.120	160.448	171.158	182.121	193.426	205.989	219.370	235.623	246.504	264.975	282.038	300.224	319.610	340.276	362.388	386.266	409.730	435.800	463.596	493.202	519.363	546.923	575.958	606.548	638.776	11.8