

4.4.4 Coûts d'aménagements

(1) Conditions d'évaluation

Les conditions d'évaluation des coûts d'aménagements de la ligne de transport et des postes sont en principe mêmes que celles établies pour la nouvelle centrale thermique (cf: paragraphe 4.3.6).

(2) Coûts d'aménagements

En se basant sur les conditions ci-dessus, les coûts d'aménagements de la ligne de transport et des postes ont été évalués à 5.320 milliers de dinars pour la solution Rades et à 5.340 milliers de dinars pour la solution Bizerte.

4.5 CALENDRIER D'IMPLANTATION ET INVESTISSEMENTS DE L'ENSEMBLE DU PROGRAMME D'EQUIPMENT PRODUCTION – TRANSPORT 1982–86

4.5.1 Calendrier d'implantation global

Le calendrier global pour la réalisation du programme d'équipement en moyens de production-transport pour la période de 1982 à 1986 est donné dans le Graphique 4-7.

Les principaux événements qu'on y trouve sont les suivants:

(a) Commande du matériel à l'étranger	
• Turbines à gaz (Robbana)	Août 1981
• Thermique vapeur 300 MW	Avril 1982
• Ligne et poste	Février 1983
(b) Début de montage	
• Turbines à gaz (Robbana)	Novembre 1982
• Thermique vapeur 300 MW	Tanvier 1984
• Ligne et poste	Juillet 1984
(c) Mise en service	
• Turbines à gaz:	
Robbana	Juillet 1983
Kasserine	Janvier 1984
Métlaoui	Janvier 1984
• Thermique vapeur 300 MW:	
1er groupe 150 MW	Août 1985
2ème groupe 150 MW	Février 1986

4.5.2 Investissements totaux

Les investissements totaux des équipements pour les années 1982–86 sont montrés dans le Tableau 4-6.

Graphique 4-7 CALENDRIER D'IMPLANTATION GLOBAL POUR LE PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION-TRANSPORT 1982-86

DESIGNATION	1980				1981				1982				1983				1984				1985				1986			
	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O
PROGRAMME TURBINES A GAZ																												
Centrale de Robbana																												
Centrale de Kasserine																												
Centrale de Méllaoui																												
PROGRAMME CENTRALE THERMIQUE VAPEUR																												
Travaux de génie civil																												
Bâtiments :																												
- Bâtiment principal																												
- Cité du personnel																												
Matériel mécanique et électrique																												
- Fabrication à l'étranger																												
- Montage																												
Ingénierie																												
- Etudes détaillées																												
- Assistance au appel d'offres et évaluation																												
PROGRAMME LIGNE DE TRANSPORT ET POSTE																												
(Cas de la Solution Rades)																												
Ligne de transport																												
- Fabrication à l'étranger																												
- Montage :																												
Rades-M'Nihla																												
Rades-Naassen																												
Postes																												
- Fabrication à l'étranger																												
- Montage																												
(Cas de la Solution Bizerte)																												
Ligne de transport																												
- Bizerte-M'Nihla																												
Poste																												
- Poste de M'Nihla																												

**Tableau 4-6 COÛTS TOTAUX D'INVESTISSEMENTS DU PROGRAMME D'EQUIPEMENT
EN MOYENS DE PRODUCTION-TRANSPORT POUR LES ANNEES 1982-86**

(1.000 dinars)

DESIGNATION	TURBINES A GAZ			THERMIQUE VAPEUR						LIGNES ET POSTE						COÛTS TOTAUX D'INVESTISSEMENTS					
				Solution Rades			Solution Bizerte			Solution Rades			Solution Bizerte			Solution de Rades			Solution de Bizerte		
	Devise	Dinars	Total	Devise	Dinars	Total	Devise	Dinars	Total	Devise	Dinar	Total	Devise	Dinar	Total	Devise	Dinar	Total	Devise	Dinar	Total
A. Génie civil et Bâtiments		750	750	6.170	13.520	19.690	6.690	14.170	20.860							6.170	14.270	20.440	6.690	14.920	21.610
B. Matériel mécanique et électrique	11.900		11.900	46.580	6.510	53.090	47.170	6.600	53.770	2.960	1.730	4.690	2.970	1.740	4.710	61.440	8.240	69.680	62.040	8.340	70.380
- Chaudières				18.020	2.530	20.550	18.020	2.530	20.550												
- Turbines				12.470	1.750	14.220	12.470	1.750	14.220												
- Electriques				10.960	1.530	12.490	11.550	1.620	13.170												
- Auxiliaires				5.130	700	5.830	5.130	700	5.830												
C. Sous-total	11.900	750	12.650	52.750	20.030	72.780	53.860	20.770	74.630	2.960	1.730	4.690	2.970	1.740	4.710	67.610	22.510	90.120	68.730	23.260	91.990
D. Contingences	840	80	920	3.880	1.810	5.690	3.980	1.880	5.860	210	130	340	210	130	340	4.930	2.020	6.950	5.030	2.090	7.120
E. Coûts directs	12.740	830	13.570	56.630	21.840	78.470	57.840	22.650	80.490	3.170	1.860	5.030	3.180	1.870	5.050	72.540	24.530	97.030	73.760	25.350	99.110
F. Administration		340	340		1.970	1.970		2.020	2.020		130	130		130	130		2.440	2.440		2.490	2.490
G. Ingénierie				790		790	810		810							790		790	810		810
H. Coûts indirects		340	340	790	1.970	2.760	810	2.020	2.830		130	130		130	130	790	2.440	3.230	810	2.490	3.300
I. Coûts totaux	12.740	1.170	13.910	57.420	23.810	81.230	58.650	24.670	83.320	3.170	1.990	5.160	3.180	2.000	5.180	73.330	26.970	100.000	74.570	27.840	102.410
J. Taxe		420	420		2.440	2.440		2.500	2.500		160	160		160	160		3.020	3.020		3.080	3.080
K. Grand total	12.740	1.590	14.330	57.420	26.250	83.670	58.650	27.170	85.820	3.170	2.150	5.320	3.180	2.160	5.340	73.330	29.990	103.320	74.570	30.920	105.490

Note: (1) Les frais de l'administration de la STEG comprennent tous les frais occasionnés au chantier tels que les salaires du personnel et des ouvriers, les frais de transport, les voitures, l'essence, les pièces de rechanges, l'eau et l'électricité, les bureaux temporaires, etc.

(2) Les frais d'ingénierie pour la centrale comprennent les frais d'ingénierie pour la ligne et les postes. Ces frais sont pour les études détaillées (prescriptions techniques, documents d'appel d'offres, etc.) et l'assistance aux appels d'offres.

4.6 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS SUR LE CHOIX DU SITE DE LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE

4.6.1 Comparaison globale

En vue de déterminer l'ordre de supériorité entre les trois sites de Rades, Bizerte et Sfax pour le site de la nouvelle centrale thermique, une comparaison globale a été effectuée en se basant sur les dépouillements des conditions physiques pour implantation (paragraphe 4.3.2), la comparaison du point de vue de l'exploitation du réseau (paragraphe 4.3.4) et sur les montants d'investissements. Le résultat en est donné dans le Tableau 4-8 qui conduit aux conclusions suivantes:

4.6.2 Conclusions et recommandations

(1) Conclusions

Pour choisir le site optimum pour la nouvelle centrale thermique, on a dépouillé d'abord les conditions physiques et les circonstances des alentours de chaque site proposé, et le site de Sfax a été abandonné en premier lieu à cause de ses milieux très défavorables tant topographiquement que géologiquement. La deuxième comparaison a été effectuée entre les deux sites restants de Rades et Bizerte en ce qui concerne les avantages et désavantages sur l'exploitation du réseau de transport et les coûts totaux d'investissements. Et cette comparaison globale a conduit à opter pour le site de Rades pour la nouvelle centrale pour les raisons ci-après exposées:

(a) Site de Rades

Etant situé tout près de la ville de Tunis où la pointe appelée est prévue de dépasser de 110 MW environ la puissance totale existante des centrales électriques de ce district à l'horizon 1986 et au-delà duquel d'évoluer encore à un taux de croissance assez haut, la centrale de Rades pourra alimenter la demande avec le moindre taux de pertes de transport. D'ailleurs, les lignes à implanter entre Rades et M'Nihla et Rades et Naassen forment une boucle 225 kV qui fait le tour de la région de Tunis et par là peut assurer une stabilité du réseau de transport. En plus de ces avantages, la centrale de Rades pourra fonctionner au gaz naturel dès le début de son exploitation industrielle.

Cependant, il y a lieu de remarquer deux désavantages afférents à ce site: l'un se rapportant au premier tronçon de la ligne Rades-M'Nihla qui oblige d'implanter quelques pylônes dans le lac de Tunis avec un coût de construction assez important, et l'autre résidant dans les conditions géologiques qui laissent supposer une couverture très épaisse allant de 30 à 60 mètres sur le substratum rocheux.

Le plan de masse de la STEG se propose d'implanter la prise d'eau au rivage sud-est du site juste à côté de l'entrée du canal de pêche. Cette idée obligera un dragage important du fond de mer sur une distance d'environ 800 mètres si la prise d'eau doit se situer au niveau moins 4 mètres.

Pour remédier le défaut ci-dessus, il vaut mieux d'implanter la prise d'eau au rivage nord-est du site. Dans ce cas la distance de dragage devant la prise d'eau pourra être raccourcie à 400 mètres environ.

Aux prix d'octobre 1979, les coûts de construction de la centrale de Rades sont estimés à 83.960 milliers de dinars.

(b) Site de Bizerte

A l'horizon 1986 on devra faire face à un déficit en puissance d'environ 40 MW dans la région de Bizerte-Menzel Bourguiba. Toutefois, il est supposé que l'évolution de la demande d'électricité se ralentirait en raison d'un état de saturation du secteur industriel. Par l'implantation de 2 lignes 225 kV à simple terre entre Bizerte et M'Nilha, on peut assurer une stabilité du réseau même dans la cas de défauts triphasés, mais les pertes de transport sont plus importantes que celles de la solution Rades.

Pour ce site on trouve deux catégories d'indisponibilités, l'une en gaz naturel jusqu'en 1986 ou au-delà, et l'autre en eau brute jusqu'à la mise en service du barrage de Joumine. L'insuffisance de l'eau donnera des empêchements à l'alimentation des chaudières depuis la période d'essais jusqu'en première phase de l'exploitation industrielle de la centrale.

A propos de la localisation de la prise d'eau, la meilleure solution est de l'implanter à un endroit profond dans l'avant-port.

Le site de Bizerte semble doté d'une condition géologique plus favorable que celle du site de Rades, parce que les montagnes derrière laissent supposer le substratum rocheux localisant moins profond qu'au site de Rades. Se situer tout près de la raffinerie de STIR constitue une des meilleures conditions de ce site car l'approvisionnement en fuel-lourd pourrait se faire directement par canalisations de cette raffinerie.

Les coûts totaux d'investissements englobant la centrale thermique et la ligne de transport pour les deux solutions de Rades et Bizerte sont respectivement estimés à 88.990 milliers de dinars et à 91.160 milliers de dinars, comme le montre le tableau suivant:

(1.000 dinars)

Désignation	Centrale thermique	Ligne et postes	Total
Solution Rades	83.670	5.320	88.990
Solution Bizerte	85.820	5.340	91.160

(2) Recommandations

(a) Décision sur le choix du site de la nouvelle centrale thermique

Mettre en service le premier groupe 150 MW en août 1985 est possible, comme le montre le calendrier d'implantation donné dans le Graphique 4-7. Et la mise en service en cette date est absolument nécessaire, vu la situation de production-consommation à cet horizon. Ceci nécessite le démarrage au cours de l'année 1980 des mesures de la température et du courant d'eau faisant partie des études météorologiques maritimes. Le démarrage immédiat de ces mesures est tout indispensable pour pouvoir commencer les études détaillées en 1980. La STEG est donc demandée de prendre le plus tôt possible la décision sur le site pour la nouvelle centrale thermique, compte tenu des résultats d'étude montrés dans le présent rapport.

(b) Mandat d'étude à l'ingénieur-conseil

Il est recommandé à la STEG d'assigner, dans le plus bref délai, à l'ingénieur-conseil de préparer les études détaillées, les dessins et les prescriptions techniques et les documents d'appel d'offres.

Pour ce faire, il est recommandé à la STEG de déterminer préalablement la limite et le calendrier du service d'ingénierie à demander, et de passer le marché avec lui le plus tôt possible.

Les principaux des travaux nécessaires aux études détaillées sont montrés ci-après. Ils doivent être exécutés par la STEG en se conformant aux spécifications établies par l'ingénieur-conseil.

- i) Levé topographique détaillé avec cartographie sur le site d'implantation
- ii) Cartographie topographique du fond de mer devant le site
- iii) Sondages de reconnaissance sur l'emplacement du bâtiment principal pour savoir les caractéristiques du terrain.
- iv) Etudes météorologiques terrestre et maritime, en particulier les mesures du courant et de la température d'eau, des hauteurs de vagues et des dénivellations de marées, etc.

Tableau 4-8 COMPARAISON GLOBALE DES TROIS SITES PROPOSES
POUR LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE

A ... Très bonne condition
B ... Relativement bonne condition
C ... Condition normale
D ... Relativement mauvaise condition
E ... Mauvaise condition

DESIGNATION		SITE DE RADES		SITE DE BIZERTE		SITE DE SFAX	
Conditions topographiques	Terrestre	C	• Terrain plat et sableux, remblayé d'un mètre environ pour la majeure partie. Partie non remblayée est humide et marécageuse.	B	• Terrain plat et couvert des herbes.	E	• Le site est couvert de déchets (gypse) entassés sur l'ancien fond de mer jusqu'à une épaisseur de 4 à 5 mètres.
	Maritime	C	• Pente à 1/100 jusqu'à moins 3 m, et de-là pente à 1/500-1/700.	B	• Pente du fond est d'environ 1/60.	E	• Mer très peu profonde d'une pente du fond d'environ 1/800.
Conditions géologiques		D	• Couverture argilo-sableuse d'une épaisseur de 30 à 60 mètres jusqu'au substratum rocheux.	C	• Terrain est sableux. Montagnes derrière laissent supposer le substratum rocheux moins profond.	E	• Topographie d'alentours laisse supposer la couverture très épaisse.
Conditions météorologiques terrestre et maritime		C	• Vents dominants du secteur Ouest en hiver et du secteur Est en été. Vitesse de vent maximum de 17 m/sec environ. Précipitation annuelle de 860 mm. • Hauteurs des vagues de 30 cm au maximum et de 24 cm en moyenne. Dénivellations de 30 cm au port de Tunis-Goulette. Dénivellations du plan d'eau atteignent exceptionnellement 60 cm en cas de tempête ou de forte baisse barométrique de vent de la partie Sud.	C	• Vents dominants sont Ouest à Nord-Ouest en hiver et Sud-Est à Nord-Est en été. Vitesse de vent maximum de 17,2 m/sec. Les vents de Nord-Est soulèvent une forte houle dans la baie de Bizerte. Dénivellations du plan d'eau atteignent 1 mètre et plus par mauvais temps.	C	• Vents dominants sont Est-Nord-Est en été et Ouest-Nord-Ouest en hiver. Marées sont de 1 m, 20 en période de "Vives eaux" et de 0 m, 40 en période de "Mortes eaux".
Accès		B	• Le site se situe à 10 km environ à l'est du centre de la ville de Tunis et un peu loin du port. Route et voie ferrée en face du site.	A	• Le site se situe à côté de l'avant-port de Bizerte. Route nationale en face du site.	B	• Le site est adjacent au port de Sfax et aux usines. Voie de garage du chemin de fer est installée toute près du site.
Acquisition du terrain		B	• Acquisition facile (terrain public)	C	• Acquisition facile (terrain public)	B	• Acquisition facile (terrain public)
Eau de refroidissement (Localisation de la prise d'eau)		C	• La prise d'eau est implantée au rivage de la mer et le rejet d'eau se débouche dans le canal de pêche.	C	• La prise d'eau est implantée dans l'avant-port de Bizerte.	D	• Implantation de la prise d'eau au rivage devant le site n'est pas raisonnable en raison de la mer très peu profonde. Ceci conduit à implanter la prise d'eau sous le quai. La conduite de prise est très longue.
Approvisionnement en eau brute		C	• Aucun problème pour l'approvisionnement en eau de la SONEDE.	D	• Approvisionnement n'est pas disponible jusqu'à l'achèvement du barrage de Joumine.	C	• Aucun problème pour l'approvisionnement en eau de la SONEDE.
Disponibilité en gaz naturel		A	• La centrale peut fonctionner au gaz naturel dès le début de son exploitation.	E	• Pendant les premières années de son exploitation la centrale ne peut fonctionner au gaz naturel.	E	• Pendant les premières années de son exploitation la centrale ne peut fonctionner au gaz naturel.

Tableau 4-8 (suite) COMPARAISON GLOBALE DES TROIS SITES PROPOSÉS
POUR LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE

A ... Très bonne condition
B ... Relativement bonne condition
C ... Condition normale
D ... Relativement mauvaise condition
E ... Mauvaise condition

DESIGNATION		SITE DE RADES		SITE DE BIZERTE		SITE DE SFAX	
Approvisionnement en fuel-lourd		C	• Après l'achèvement du plan d'extension du port de Tunis-Goulette, le fuel pourra être fourni par canalisations à la centrale.	A	• Approvisionnement en fuel-lourd pourra se faire par canalisations de la raffinerie STIR.	C	• Approvisionnement en fuel-lourd est facile à partir du port de Sfax.
Problème d'environnement		D	• Fonctionnement au fuel-lourd exerce une mauvaise influence aux conditions d'environnement, aggravée par exploitation de la centrale Goulette II.	D	• Fonctionnement au fuel-lourd donne une mauvaise influence sur conditions d'environnement.	E	• Fonctionnement au fuel-lourd affecte beaucoup les conditions d'environnement avec gaz échappé de l'usine de NPK.
Condition de la production-consommation		A	• Déficit en puissance garantie des centrales régionales de 110 MW à l'horizon 1986. La situation est la plus pressée.	B	• Déficit en puissance garantie des centrales régionales de 40 MW à l'horizon 1986.	A	• Déficit en puissance garantie des centrales régionales de 56 MW à l'horizon 1986.
Exploitation du réseau		B	• La moindre perte de transport. Le réseau est stable même en cas de défauts triphasés.	B	• Taux de pertes de transport est presque pareil au cas de la solution de Rades. Le réseau est stable même en cas de défauts triphasés.	D	• La perte de transport est la plus importante.
Lignes de transport			• Rades-M'Nihla: 225 kV à simple terne longueur de 30 km (pylône à double terne) Rades-Naassen: 225 kV à simple terne longueur de 15 km (pylône à double terne)		• Bizerte-M'Nihla: 2 lignes 225 kV à simple terne longueur de 50 km Centrale-Cimenterie de Bizerte: 90 kV à simple terne-longueur de 10 km		
Postes			• Poste de M'Nihla: 225/90 kV 100 MVA x 1 Poste de Naassen: 225/90 kV 100 MVA x 1		• Poste de M'Nihla: 225/90 kV 100 MVA x 1		
Coûts de construction	Centrale		• 83.670 milliers de dinars		• 85.820 milliers de dinars		
	Lignes et postes		• 5.320 milliers de dinars		• 5.340 milliers de dinars		
	Total	B	• 88.990 milliers de dinars	C	• 91.160 milliers de dinars		
EVALUATION GLOBALE		B		C		E	

APPENDICE

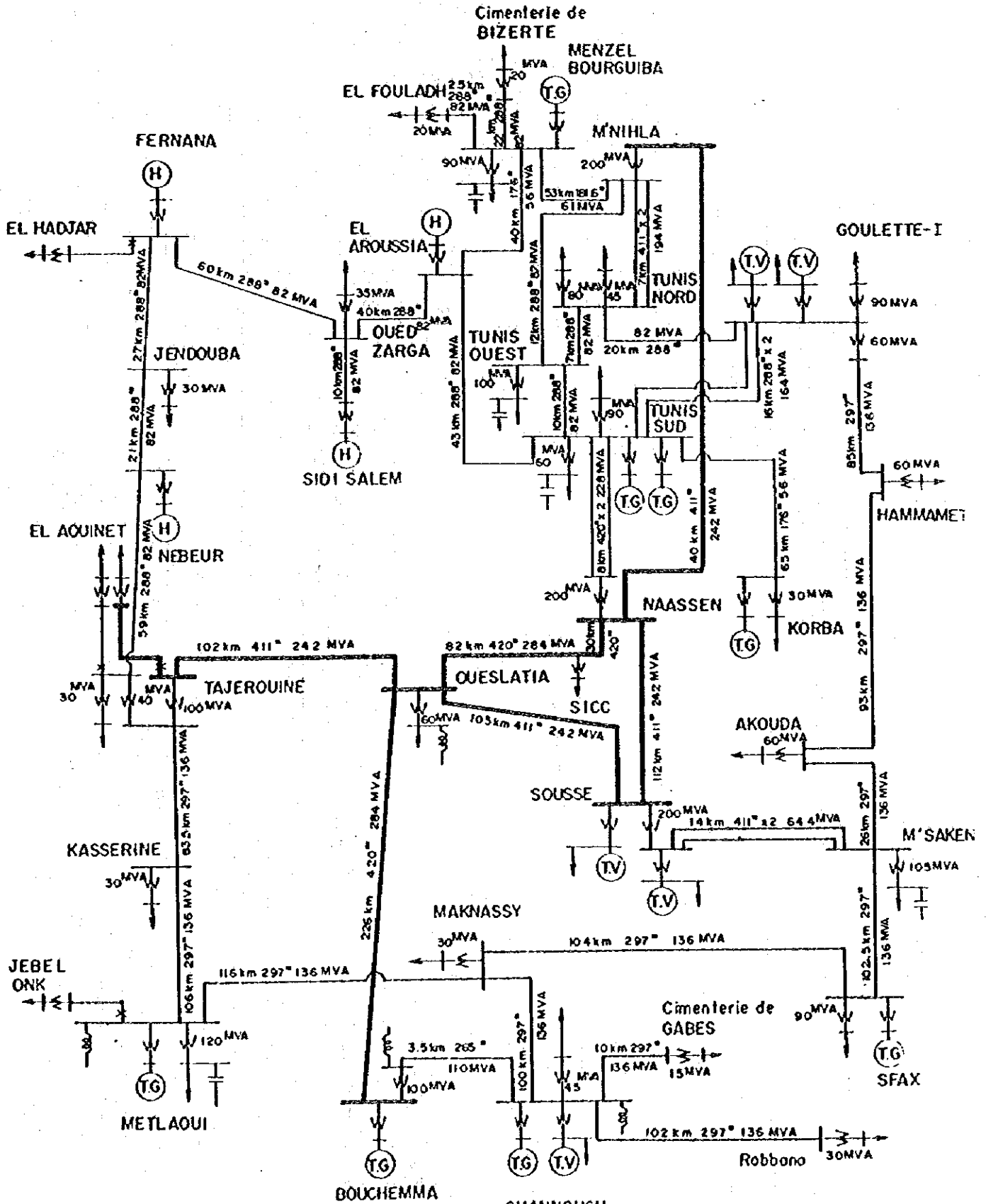
ANALYSES DU RESEAU

- Capacités de transmission des lignes de transport et les transformateurs (1982)
- Ecoulement du courant et réglage de tensions en heures de pointe (1982)
- Ecoulement du courant et réglage de tensions en heures de pointe (Solution Rades -- 1986)
- Ecoulement du courant et réglage de tensions en heures de pointe (Solution Bizerte -- 1986)
- Courbe d'oscillation -- stabilité du réseau (Rades-Naassen)
- Courbe d'oscillation -- stabilité du réseau (Rades-M'Nihla)
- Courbe d'oscillation -- stabilité du réseau (Bizerte-M'Nihla)

EXPLOITATION A CYCLE COMBINE DU THERMIQUE VAPEUR -- TURBINE A GAZ

ITINERAIRE DE LA DELEGATION JAPONAISE

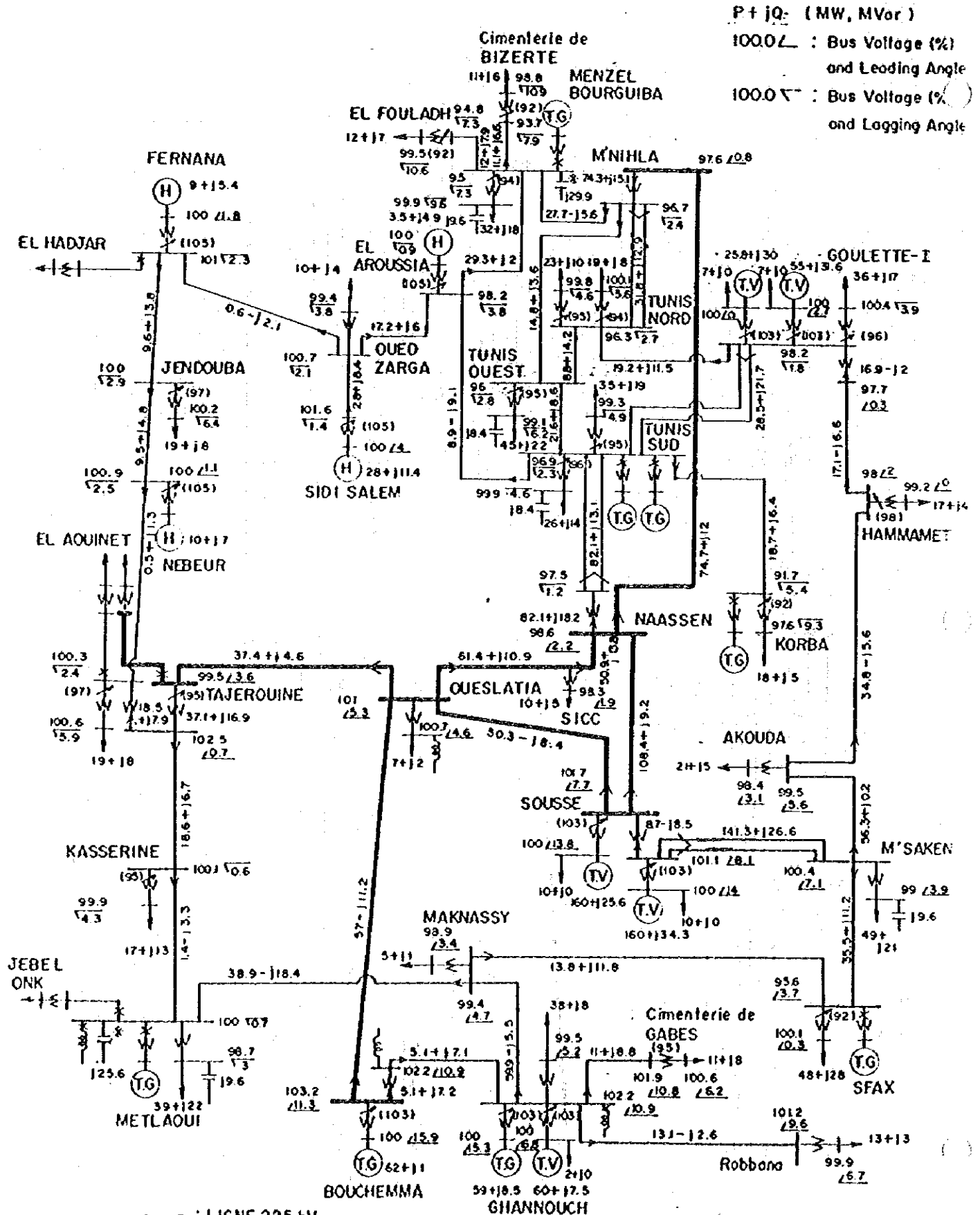
Transmission Capacity of Lines and Transformers in 1982 (MVA)



- : LIGNE 225 kV
- : LIGNE 150 kV
- : LIGNE 90 kV

- T.V - Thermique Vapeur
- T.G - Turbine a Gaz
- H - Hydraulique

Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1982



- : LIGNE 225 kV
- : LIGNE 150 kV
- - - : LIGNE 90 kV
- Line Loss P = 16.3 MW
- Q = 2.1 MVar
- ⊕ : Additional Shunt Capacitor
- () : Top of Transformer

T.V - Thermique Vapeur
T.G - Turbine a Gaz
H - Hydraulique

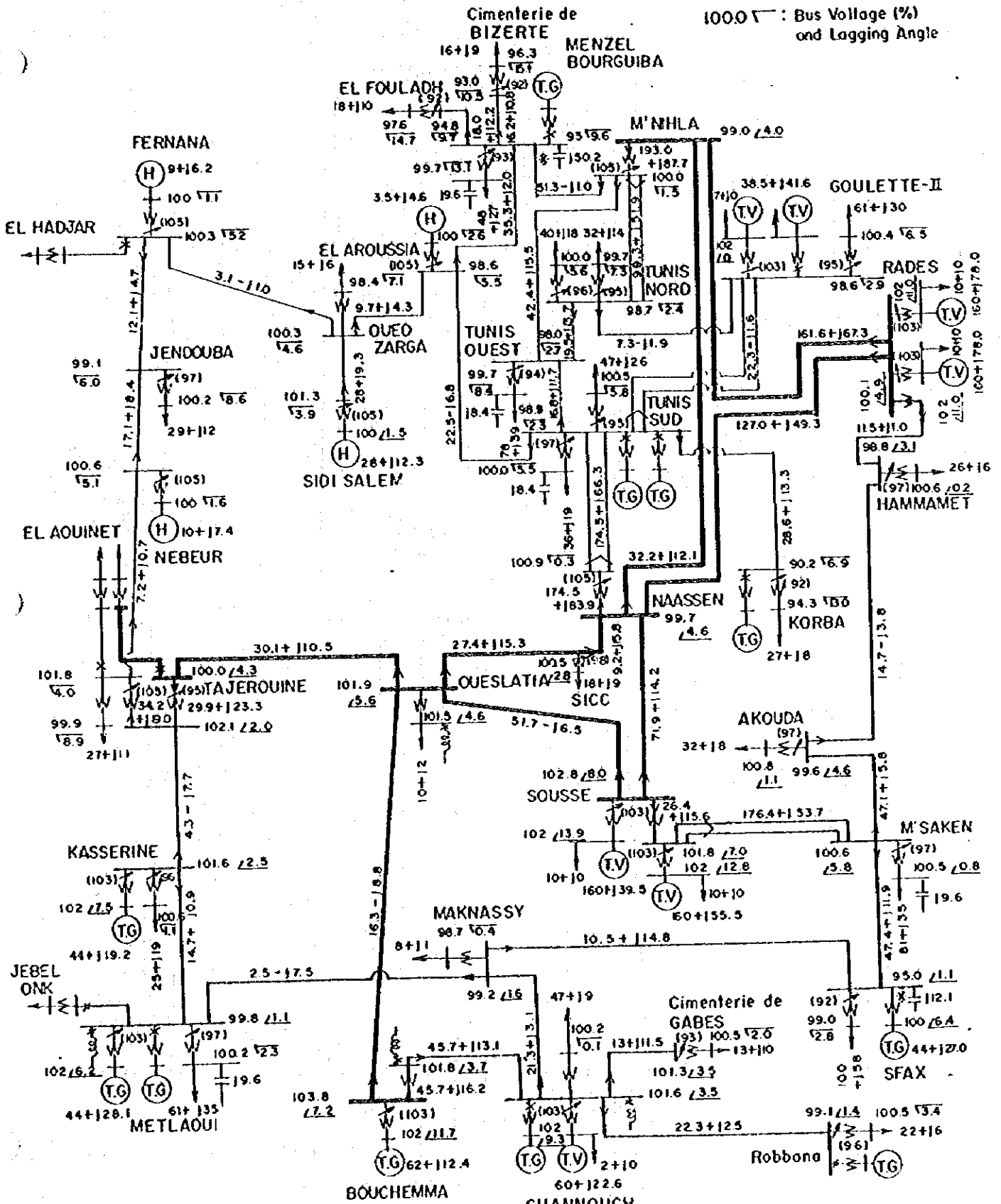
Graphique

ÉCOULEMENT DU COURANT ET LE REGLAGE DE TENSION EN HEURES DE POINTE (RADES, ANNEE 1986)

P + jQ (MW, MVar)

100.0 ∠ : Bus Voltage (%) and Leading Angle

100.0 ∇ : Bus Voltage (%) and Lagging Angle



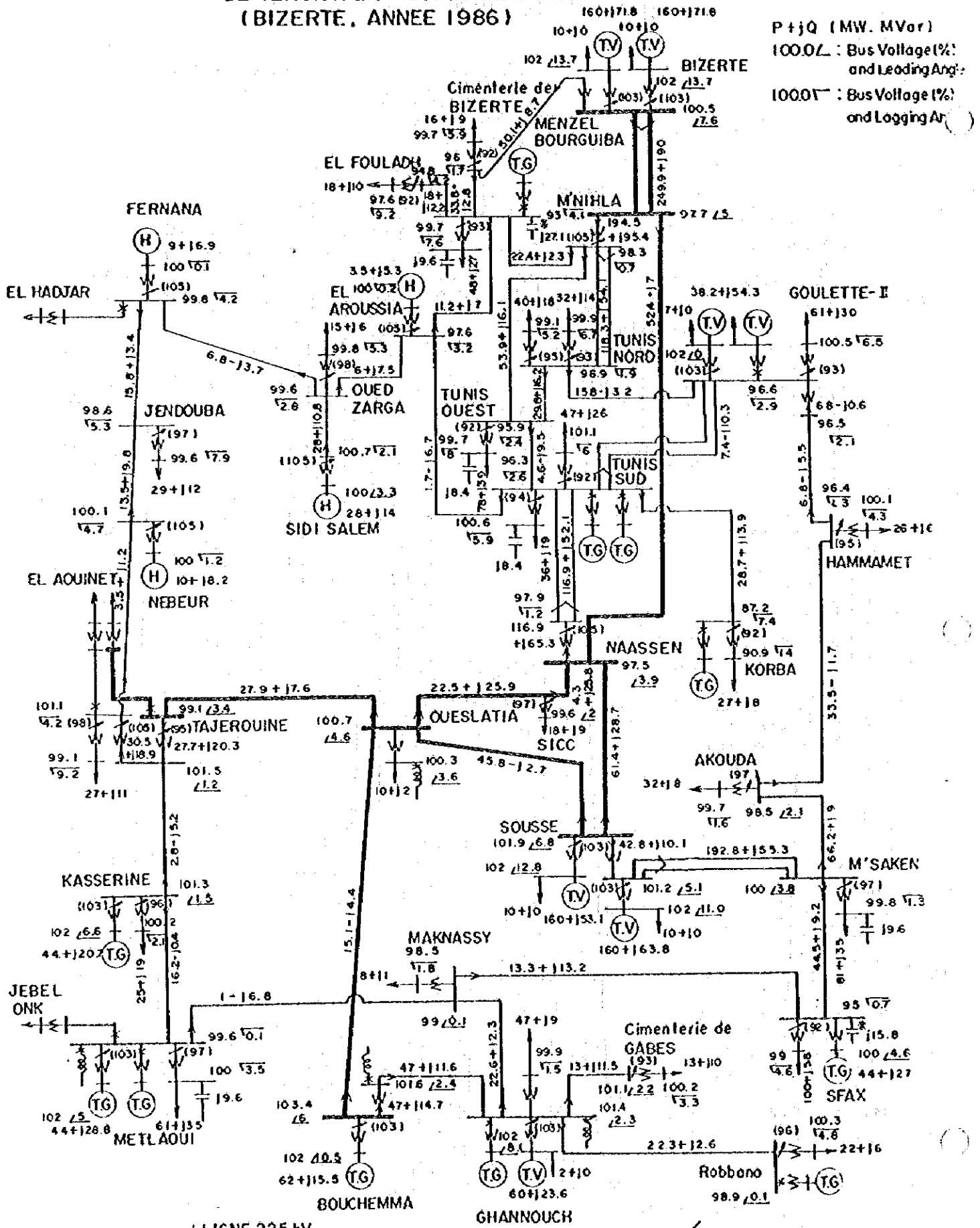
- : LIGNE 225 kV
- : LIGNE 150 kV
- : LIGNE 90 kV

Line Loss P = 17.0 MW
Q = 113.3 MVar

- () : Top of Transformer
- ⊗ : Additional Shunt Capacitor

- T.V - Thermique Vapeur
- T.G - Turbine a Gaz
- H - Hydraulique

ÉCOULEMENT DU COURANT ET LE REGLAGE DE TENSION EN HEURES DE POINTE (BIZERTE, ANNEE 1986)



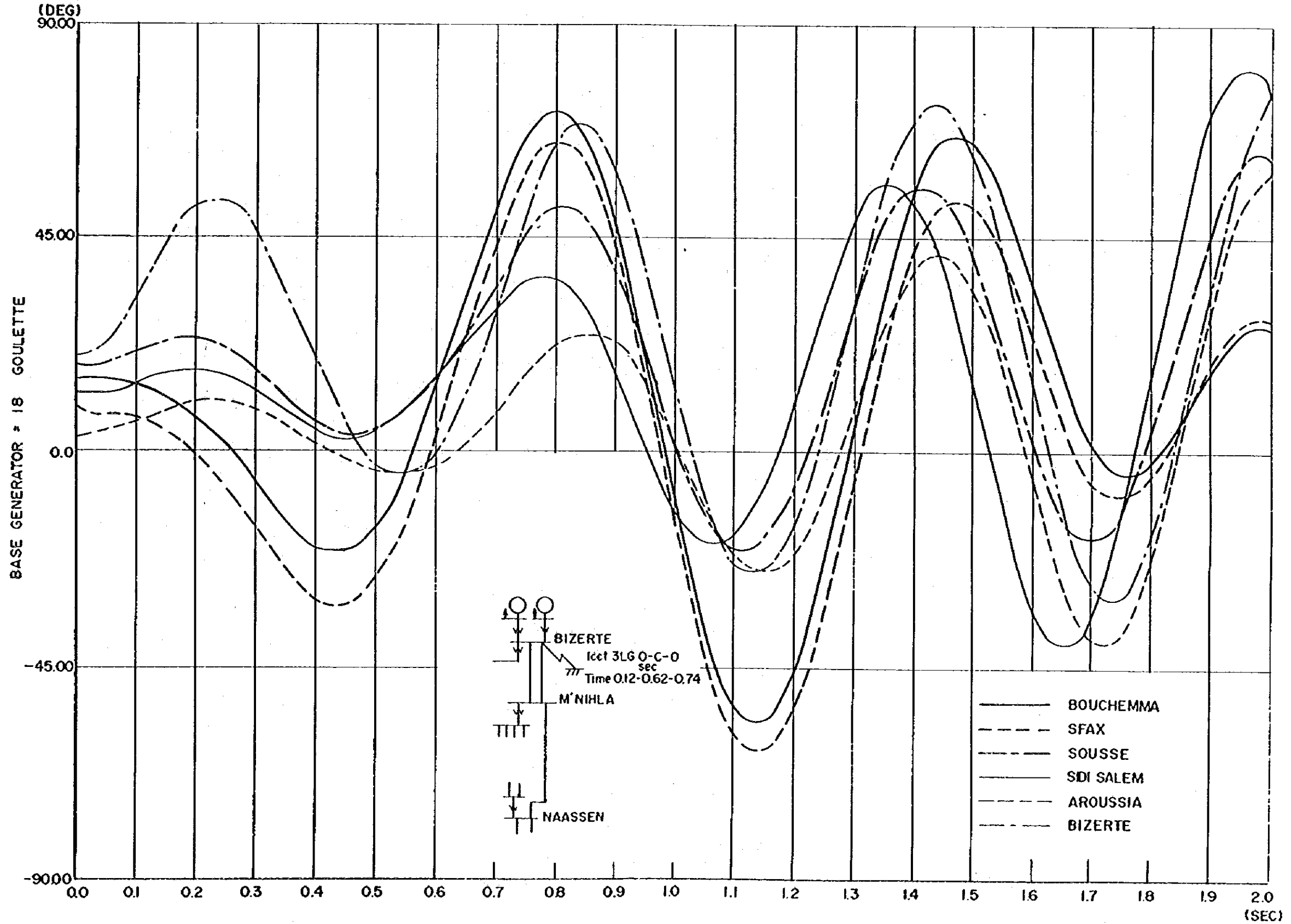
P+jQ (MW, MVar)
 100.0L : Bus Voltage (%) and Leading Angl.
 100.0V : Bus Voltage (%) and Logging Ar.

— : LIGNE 225 kV
 — : LIGNE 150 kV
 — : LIGNE 90 kV
 Line Loss P = 16.7 MW
 Q = 126.4 MVar

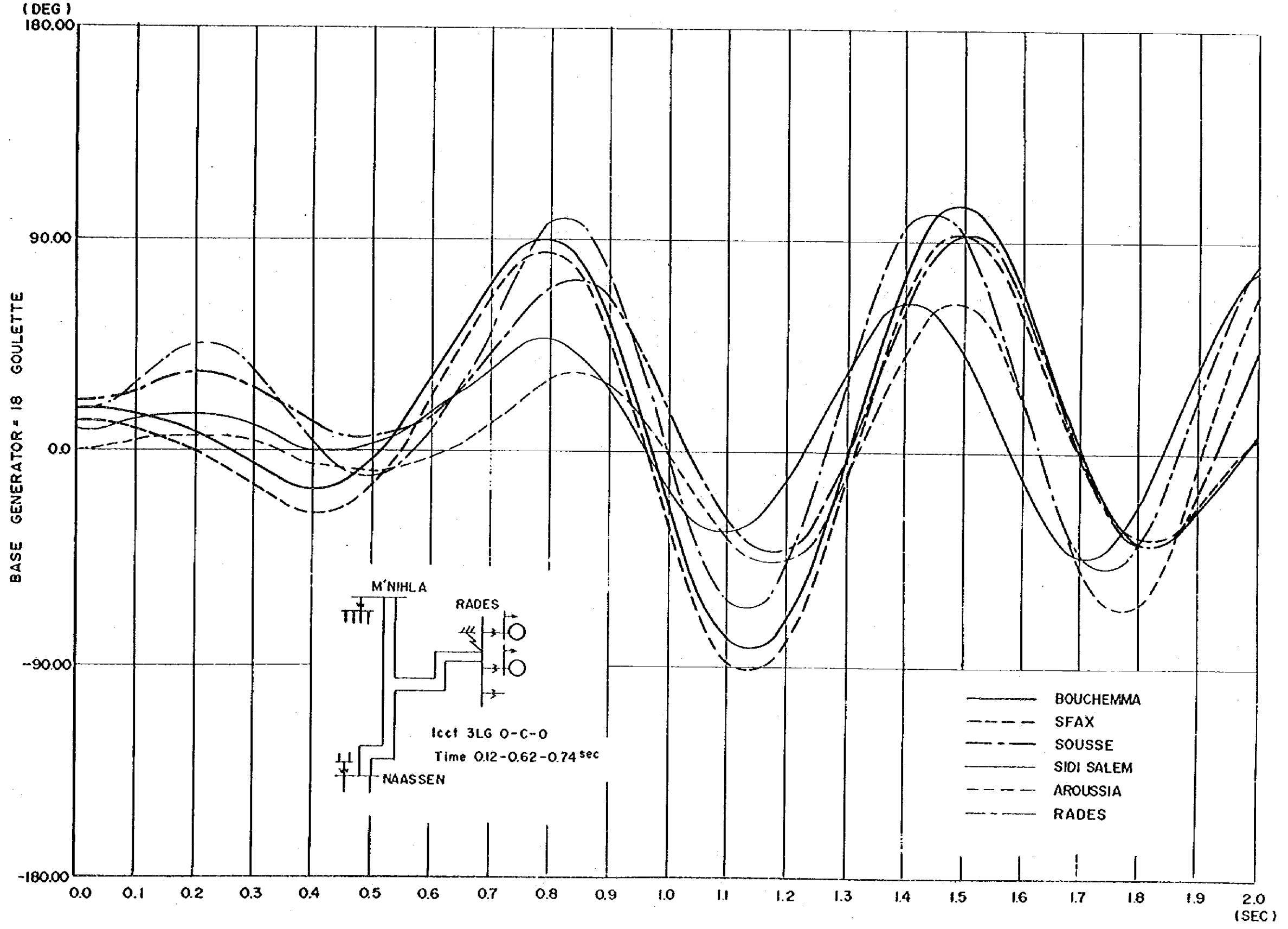
() : Top of Transformer
 X : Additional Shunt Capacitor

T.V - Thermique Vapeur
 T.G - Turbine a Gaz
 H - Hydraulique

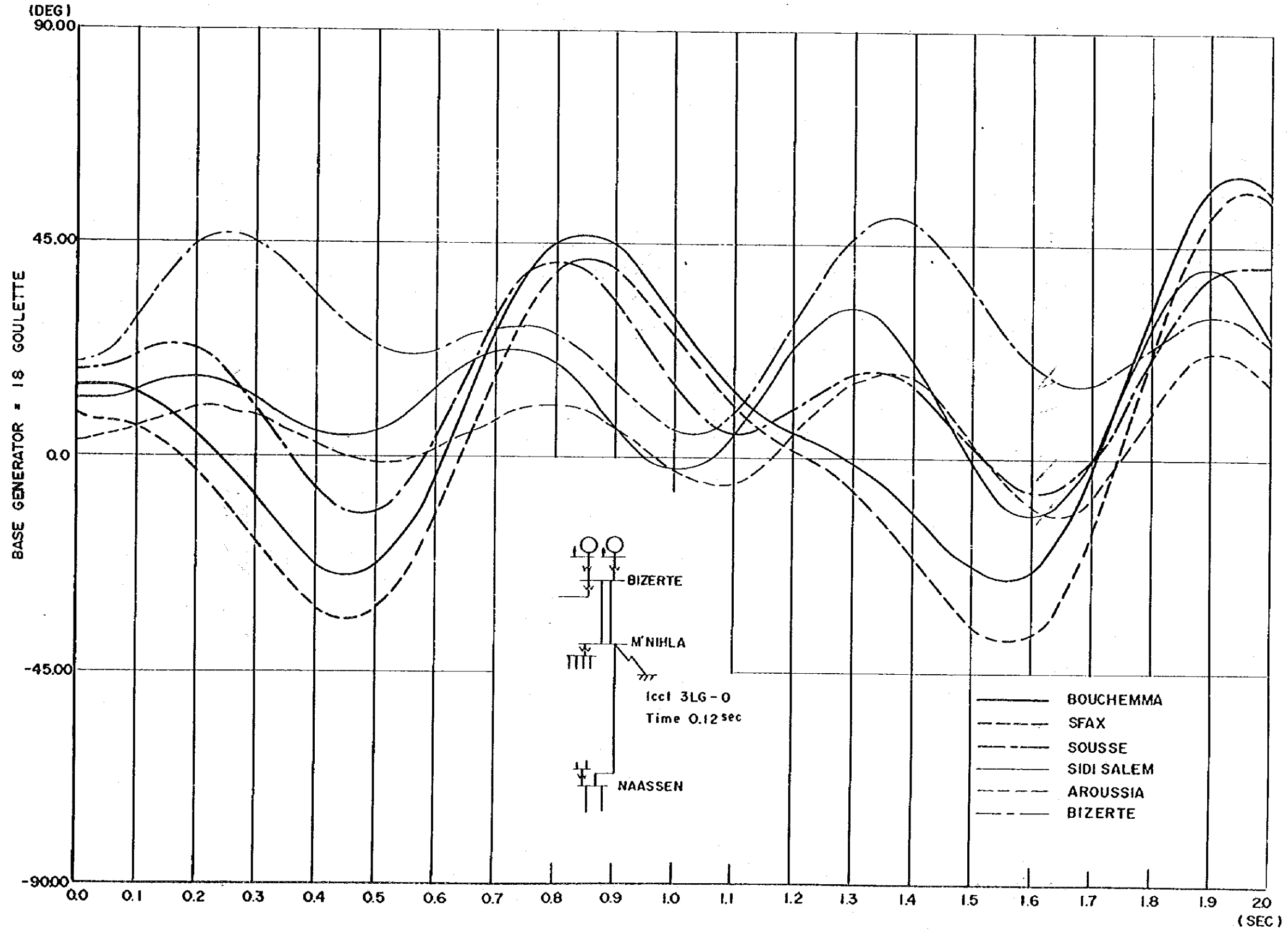
1986 BIZERTE M'NIHLA ~ BIZERTE 3LG-O-C-O



1986
RADES M'NIHLA ~ RADES 3LG-O-C-O



1986 BIZERTE NAASSEN ~ M'NIHLA 3LG-0



EXPLOITATION A CYCLE COMBINE DU THERMIQUE VAPEUR-TURBINE A GAZ

Il est supposé que les prix de combustible augmenteraient toujours dans l'avenir, ce qui conduit de différents pays industriels à s'efforcer de développer des matériels de haut rendement thermique. C'est de cet arrière-plan que l'idée de l'exploitation à cycle combiné du thermique vapeur-turbine à gaz est née toutes ces dernières années. Ce qui suit est un aperçu global de l'exploitation des centrales à cycle combiné.

(1) Rendement thermique

Aux Etats-Unis ont été développées les turbines à gaz de taille unitaire de 60 à 80 MW ayant un taux de rendement thermique de 31% (consommation spécifique de 2.770 kcal/kWh), avec température de gaz échappé de 1.000 à 1.085°C, fonctionnant ou au gaz naturel ou au gas-oil. Et on s'efforce maintenant de porter cette température jusqu'à 1.500°C.

L'unité à cycle combiné du thermique vapeur-turbine à gaz a un taux de rendement thermique plus haut que celui du thermique vapeur conventionnel. Il existe une unité qui présente un taux de rendement thermique de 41% (consommation spécifique de 2.100 kcal/kWh), avec une température de gaz échappé de 1.085°C à l'admission de la turbine, et les études sont en cours pour porter le rendement thermique jusqu'à 50% environ.

(2) Taux d'utilisation

Jusqu'à présent, les turbines à gaz ont été développées pour but d'alimenter la pointe appelée, ce qui s'explique par le fait qu'elles ont été développées de la technique des engines à jet des avions. Tout comme dans le cas des turbines à gaz conventionnelles, les unités à cycle combiné nécessitent les révisions générales toutes les 3.000 heures environ. Les pratiques aux Etats-Unis montrent que leur taux d'utilisation se situe au niveau de 40 à 50%, taux assez inférieur à celui des thermiques vapeur conventionnels.

(3) Exploitation pratique

Comme exemples des exploitations pratiques, on peut remarquer les unités fabriquées par GENERAL ELECTRIC et WESTINGHOUSE aux Etats-Unis et KWU en Allemagne de l'Ouest. Au cours de 1972 à 1977, GENERAL ELECTRIC a fourni les unités à cycle combiné à huit centrales électriques. Ces unités sont constituées de turbines à gaz de taille unitaire de 45 à 65 MW et de thermiques vapeur de taille unitaire de 160 à 300 MW. D'autre part, WESTINGHOUSE a fourni ses unités à sept centrales électriques au cours de 1973 à 1976. Dans le cas des unités fabriquées par KWU, elles ont été fournies à 14 centrales électriques. Ces unités sont constituées de turbines à gaz de taille unitaire de 10,2 à 55,9 MW et de thermiques vapeurs de taille unitaire de 64 à 400 MW.

(4) Coûts de construction

A l'état actuel, les prix unitaires par kW installé de ces unités à cycle combiné sont plus

importants de 10 à 15% que ceux de thermiques vapeur conventionnels. Pour construire une centrale à cycle combiné de rendement thermique de 41% en utilisant une turbine à gaz de rendement thermique de 31%, il faut prévoir que les coûts de construction deviendraient presque double de ceux de turbines à gaz conventionnelles. Ceci veut dire que pour porter le rendement thermique de 31% à 41% il faut dépenser double. Il s'en résulte que dans les situations actuelles il est plus économique d'installer deux turbines à gaz conventionnelles que de construire une centrale à cycle combiné équivalente.

(5) Conclusions

Pour le moment, il serait prématuré pour la Tunisie d'introduire une centrale à cycle combiné pour les raisons suivantes:

- Taux d'utilisation relativement bas qui ne permet pas d'exploiter comme centrale de base
- Entretien délicat nécessitant un niveau technique assez haut
- Rentabilité plus faible que celle des moyens de production conventionnels
- Pauvreté en pratiques d'exploitation au monde

Toutefois, il est supposé que les études et techniques dans ce domaine feront un progrès rapide. Il convient donc de les poursuivre toujours pour chercher le temps optimum de leur introduction en Tunisie.

ITINERAIRE DE LA DELEGATION JAPONAISE

DATE	DESIGNATION	LIEU DE SEJOUR
SEPTEMBER 1979		
Samedi 29	: 21H00 : Départ de Tokyo pour Paris (AF-273)	
Dimanche 30	: 06H55 : Arrivée à Paris	Paris
OCTOBER 1979		
Lundi 1er	: Arrivée à Tunis par AF-2701 de Paris, à 10H35 Réunion avec l'Ambassade du Japon et la STEG	Tunis
Mardi 2	: <u>Matinée</u> Réunion avec la STEG <u>Après-midi</u> Visite de la Goulette II et le poste de Naassen	Tunis
Mercredi 3	: <u>Matinée</u> Reconnaissance sur le terrain du site de Rades <u>Après-midi</u> Collection des données	Tunis
Jeudi 4	: Visite du chantier de la centrale de Sousse et du poste de M'Saken	Sousse
Vendredi 5	: Reconnaissance sur le terrain du site de Sfax et la visite du poste de Sfax	Tunis
Samedi 6	: Arrangement des données recueillies	Tunis
Dimanche 7	: Repos	Tunis
Lundi 8	: <u>Matinée</u> Reconnaissance sur le terrain du site de Bizerte <u>Après-midi</u> Visite du poste de Menzel Bourguiba	Tunis
Mardi 9	: <u>Matinée</u> Réunion avec la STEG <u>Après-midi</u> Collection des données	Tunis
Mercredi 10	: Visite de Kasseb et du poste d'Oued Zarga (en cours)	Tunis
Jeudi 11	: <u>Matinée</u> Collection des données <u>Après-midi</u> Etude complémentaire sur le terrain – Goulette et M'Nihla	Tunis
Vendredi 12	: Collection des données et renseignements	Tunis
Samedi 13	: Compilation des résultats	Tunis
Dimanche 14	: Compilation des résultats	Tunis

DATE	DESIGNATION	LIEU DE SEJOUR
Lundi 15	: Compilation des résultats	Tunis
Mardi 16	: Réunion avec la STEG et collection des données	Tunis
Mercredi 17	: Réunion de synthèse avec la STEG. Repportage à l'Ambassade du Japon	Tunis
Jeudi 18	: Départ de Tunis par TU-795 pour Londres	Londres
Vendredi 19	: Départ de Londres (12H55) par JL-442 pour Japon	
Samedi 20	: Arrivée à Tokyo à 11H25	

