

Pour la période postérieure à la construction du barrage de Kasseb, les débits d'apport mensuels calculés comme bilans d'eau du réservoir nous ont été fournis par le Ministère de l'Agriculture. Ces données couvrent la période de février 1969 à août 1977. Cependant, comme résultat de notre analyse sur ces données obtenues, nous avons trouvé une grande dispersion entre les taux de ruissellement calculés, ce qui nous a obligé d'éliminer ces données de notre analyse hydrologique.

En conséquence, nous avons effectué les études hydrologiques nécessaires sur la base des débits d'apport mensuels ou par décade de 1943 à 1961 tels qu'ils se présentent dans le Tableau 6-1. D'après les renseignements recueillis, nous pouvons estimer les apports annuels moyens à 40 millions de m^3 à l'emplacement du barrage de Kasseb.

6.3.2 Débits d'apport dans le réservoir supérieur projeté

Le réservoir supérieur projeté n'est alimenté que par un petit ruisseau. Compte tenu d'une superficie très limitée ($1,3 \text{ km}^2$) du bassin versant et du mort-terrain relativement étanche qui le couvre, il est supposé que les précipitations dans le réservoir supérieur projeté s'écoulent pour la majeure partie dans ce petit ruisseau.

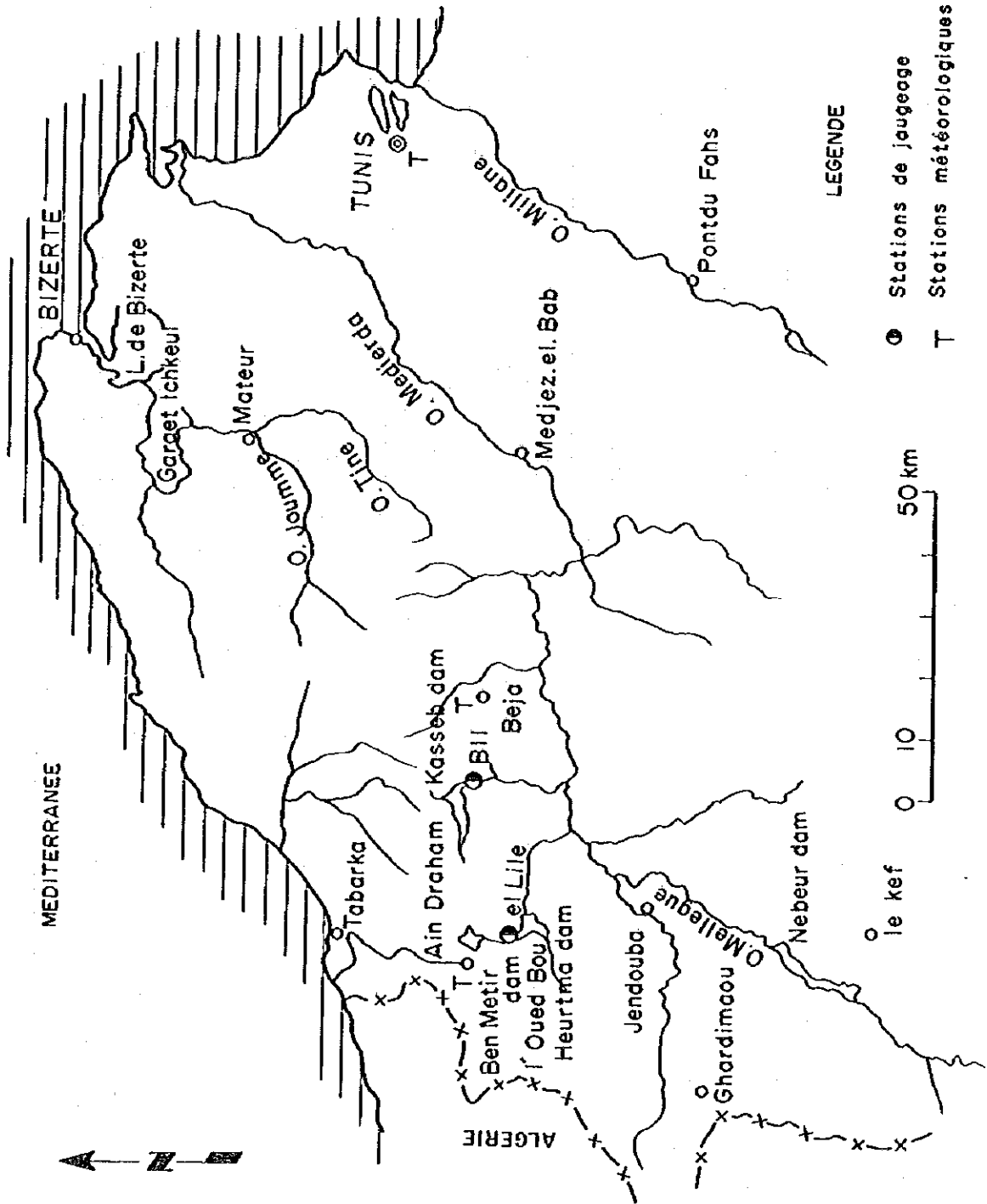
Comme la précipitation annuelle moyenne est estimée à 800 mm environ, l'apport annuel dans le réservoir supérieur sera approximativement de 1,04 millions de m^3 (débit moyen de $0,033 \text{ m}^3/\text{sec}$).

6.4 DEBITS MAXIMA

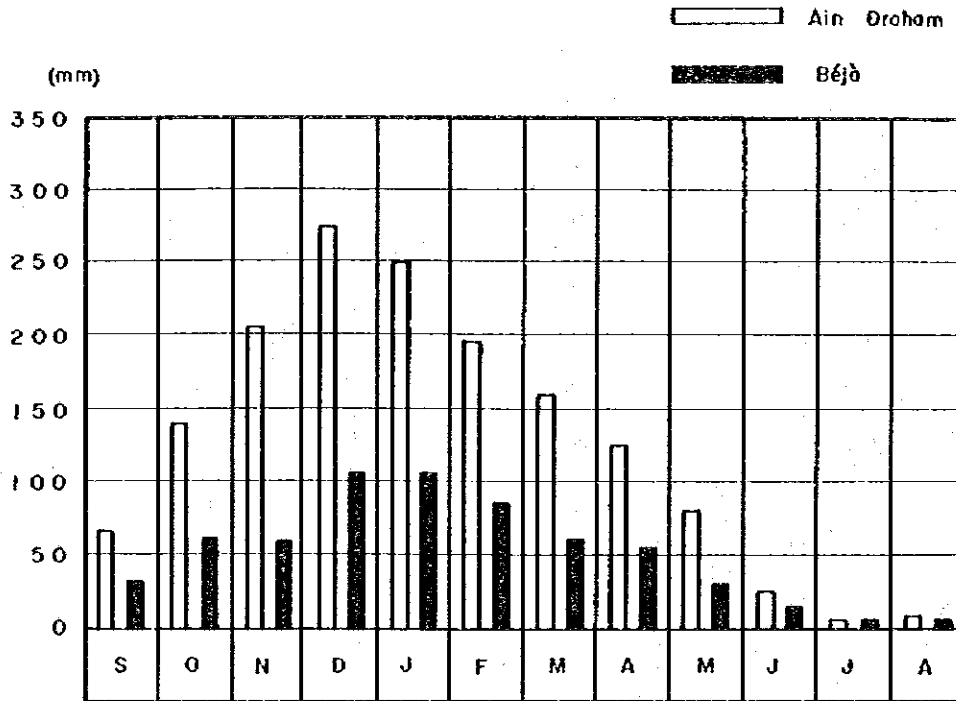
6.4.1 Débits maxima dans le réservoir inférieur

Les débits maxima de l'oued Kasseb mesurés à la Station B-11 durant la période de 1948 à 1961 sont montrés dans le Tableau 6-2.

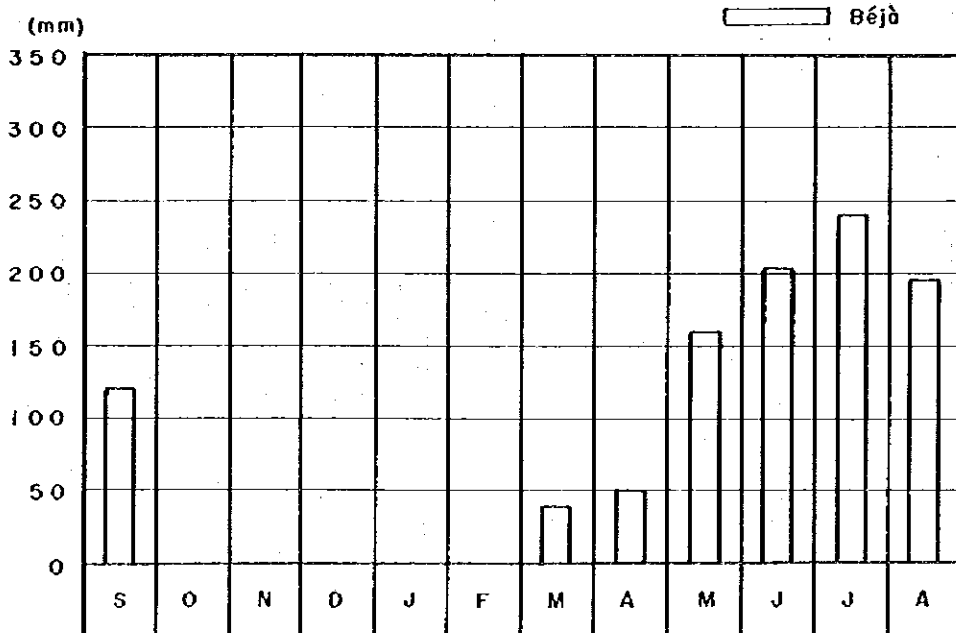
Graphique 6-1 STATIONS METEOROLOGIQUES ET STATIONS DE JAUGEAGE DE JAUAGEAGE



Graphique 6-2 PRECIPITATIONS MENSUELLES



Graphique 6-3 EVAPORATIONS MENSUELLES



Source : Barrage-voûte sur l'oued Kasseb - Plans U.R.S.S. Moscou-1964 Design N°112197

Tableau 6-1 DEBITS D'APPORT MENSUELS A LA STATION B-11 DE L'OUED KASSEB

Mois	Année	1943-44	1944-45	1945-46	1946-47	1947-48	1948-49	1949-50	1950-51	1951-52	1952-53	1953-54	1954-55	1955-56	1956-57	1957-58	1958-59	1959-60	1960-61
Septembre	1	-	-	-	-	0,05	-	-	0,022	0,069	0,098	0,062	0,29	0,043	0,066	0,043	0,083	0,072	
	2	-	-	-	-	0,23	-	-	0,051	0,070	0,089	0,055	0,38	0,075	0,069	0,041	0,085	0,091	
	3	-	-	-	-	0,12	-	-	0,050	0,072	0,075	0,051	2,79	0,17	0,065	0,041	0,056	0,11	
Octobre	Moyenne	0,034	0,18	0,10	0,012	0,017	0,14	0,015	0,041	0,070	0,087	0,056	1,15	0,096	0,067	0,042	0,075	0,091	
	1	-	-	-	-	0,10	-	-	0,19	0,069	0,38	0,048	5,40	0,12	0,25	0,043	0,35	0,12	
	2	-	-	-	-	0,10	-	-	2,95	0,059	0,12	0,064	1,32	0,074	0,19	0,048	0,26	0,12	
Novembre	3	-	-	-	-	0,21	-	-	2,45	0,060	4,71	0,055	3,97	0,098	1,31	1,77	0,52	0,10	
	Moyenne	0,20	0,40	0,038	0,058	0,12	0,14	0,048	1,88	0,063	1,83	0,056	3,58	0,099	0,61	0,66	0,38	0,11	
	1	-	-	-	-	2,46	-	-	0,58	0,53	12,1	5,11	0,045	1,28	0,26	0,63	3,20	2,52	
Décembre	2	-	-	-	-	7,50	-	-	0,81	0,89	1,78	2,06	1,94	0,45	2,76	2,63	0,65	0,079	
	3	-	-	-	-	1,02	-	-	0,37	8,37	1,29	2,71	0,59	2,33	0,34	4,11	4,24	0,54	
	Moyenne	0,41	0,78	0,090	0,54	0,18	3,66	4,41	0,59	3,26	5,06	3,29	0,86	1,74	0,35	2,50	3,36	1,24	
Janvier	1	-	-	-	-	1,15	-	-	0,35	1,08	12,3	0,94	0,24	0,79	13,4	2,68	2,23	6,07	
	2	-	-	-	-	4,56	-	-	2,15	0,66	3,19	0,46	11,1	0,43	1,25	8,50	1,63	3,42	
	3	-	-	-	-	4,10	-	-	2,26	7,07	2,39	5,93	2,57	8,66	2,13	9,91	2,63	3,55	
Février	Moyenne	0,51	4,22	3,08	20,2	2,30	3,30	1,86	1,61	7,07	5,85	2,56	4,57	3,47	5,48	7,12	2,18	4,32	
	1	-	-	-	-	4,05	-	-	5,11	3,25	3,52	13,7	2,50	9,06	7,96	5,17	8,09	0,99	
	2	-	-	-	-	11,4	-	-	3,72	7,71	6,30	10,3	2,63	2,24	3,28	14,4	6,87	11,1	
Mars	3	-	-	-	-	2,64	-	-	3,25	6,45	8,64	3,22	2,91	2,52	12,6	2,55	1,52	2,53	
	Moyenne	1,71	8,20	2,53	4,47	2,22	5,93	5,60	4,00	5,82	6,23	8,88	2,69	4,54	8,10	7,29	5,36	4,80	
	1	-	-	-	-	6,01	-	-	6,60	7,61	2,01	4,31	5,00	24,8	1,99	1,34	0,87	0,92	
Avril	2	-	-	-	-	2,72	-	-	2,40	3,87	2,88	13,8	1,97	10,95	0,75	0,82	0,72	0,68	
	3	-	-	-	-	1,46	-	-	1,67	2,71	1,73	9,79	1,38	2,18	0,52	0,73	2,80	0,44	
	Moyenne	9,42	2,89	1,82	2,70	1,74	3,54	2,62	3,69	4,80	2,24	9,26	2,88	13,0	1,13	0,98	1,37	0,69	
Mai	1	-	-	-	-	7,04	-	-	2,94	1,35	1,56	1,86	3,05	1,09	0,38	7,44	1,00	0,33	
	2	-	-	-	-	3,90	-	-	0,94	2,12	5,44	2,27	3,46	0,81	0,32	2,26	14,7	1,21	
	3	-	-	-	-	2,53	-	-	0,54	0,96	1,04	1,69	0,50	3,86	0,34	0,77	1,86	0,53	
Juin	Moyenne	3,52	3,05	4,27	0,26	1,04	4,43	5,19	1,44	1,46	2,63	1,03	2,28	1,98	0,35	3,40	5,72	0,68	
	1	-	-	-	-	3,10	-	-	0,38	0,66	0,55	2,62	0,95	0,79	1,32	0,61	2,27	0,50	
	2	-	-	-	-	1,15	-	-	0,26	1,70	0,53	0,82	0,35	0,46	1,87	0,50	3,43	1,14	
Juillet	3	-	-	-	-	0,60	-	-	0,22	2,34	0,36	1,49	0,67	0,34	0,64	0,46	5,59	0,53	
	Moyenne	1,13	0,16	0,45	1,02	1,51	1,61	4,27	0,29	1,23	0,48	0,48	0,66	0,53	1,28	0,54	3,76	0,72	
	1	-	-	-	-	0,25	-	-	0,68	0,16	0,42	0,73	0,13	0,24	0,70	0,25	0,57	2,91	
Août	2	-	-	-	-	0,15	-	-	0,22	0,086	0,16	0,22	0,096	0,12	0,27	0,088	0,38	0,31	
	3	-	-	-	-	0,094	-	-	0,045	0,095	0,12	0,063	0,065	0,084	0,14	0,060	0,13	0,16	
	Moyenne annuelle	1,41	1,68	1,06	2,47	0,82	1,94	2,08	0,99	1,85	1,99	2,45	1,20	2,50	1,52	1,94	1,98	1,38	0,668

Source : Barrage-voûte sur l'oued Kasseb
U.R.S.S. Moscou - 1963

Tableau 6-2 DEBITS MAXIMA DE L'OUED KASSEB

Année	Débit maxima (m ³ /sec)	Date
1948	65	11 novembre
1949	90	13 janvier
1951	109	29 janvier
1952	55	6 décembre
1953	167	15 mars
1954	90	14 décembre
1955	78	25 décembre
1956	100	2 décembre
1957	115	30 décembre
1958	66	1 mars
1959	175	avril
1960	35	7 mai
1961	54	27 janvier
Moyenne	92	

Comme indiqué dans le tableau, un débit maxima de 175 m³/sec était le plus fort de 13 ans de 1948 à 1961. Mais cette série n'est pas suffisante pour apprécier exactement les débits maxima de rare fréquence. En conséquence, les valeurs de débits maxima de l'oued Kasseb de probabilité de l'excès $P = 0,1 \%$, $P = 1 \%$ et $P = 5 \%$ ont été définies indirectement en utilisant des données des observations des pluies torrentielles à la station météorologique de Tunis, et en appliquant une formule adoptée par le Bureau de Cadastre des Ressources Hydrauliques de la Tunisie. Ces valeurs sont les suivantes:

Probabilité de l'excès	Débit maxima
0,1 %	1.050 m ³ /sec
1 %	700 m ³ /sec
5 %	500 m ³ /sec

6.4.2 Débits maxima dans le réservoir supérieur projeté

Pour le réservoir supérieur projeté nous avons défini les débits maxima par l'équation CREAGER qui est montrée ci-dessous et en utilisant les mêmes facteurs que l'on a appliqué pour le réservoir inférieur.

$$Q = 46.C.A. (0,894 A^{-0,048})$$

où, Q = débit maxima demandé (en ft^3/sec)

A = superficie du bassin versant (en ml^2)

q c.f. réservoir supérieur 1,24 km^2

réservoir inférieur 101 km^2

C = coefficient déterminé en fonction des caractéristiques du bassin versant

Les débits maxima définis pour chaque probabilité d'excès $P = 0,1 \%$, $P = 1 \%$ et $P = 5 \%$ sont les suivants:

<u>Probabilité d'excès</u>	<u>Debit maxima</u>
0,1 %	34 m^3/sec
1 %	23 m^3/sec
5 %	16 m^3/sec

Le débit maxima le plus fort enregistré jusqu' à présent est de $5,7 \text{ m}^3/\text{sec}$, correspondant au débit maxima de $175 \text{ m}^3/\text{sec}$ mesuré en avril 1959 à la station B-11.

6.5 EVAPORATION

L'évaporation de la surface d'eau calculée a constitué 1.790 mm selon les données de la station Tunis - Aouina et 1.220 mm selon les données de celle de Souk El Arba.

Dans les calculs des bilans hydrauliques de la retenue on prend en considération les dites pertes supplémentaires par évaporation, qui ne sont que la différence entre l'évaporation de la surface d'eau et celle de la surface du sol submergé par la retenue. A son tour, l'évaporation de la surface du sol pour les conditions moyennes interannuelles peut être établis par la différence entre les somme des précipitations et de l'apport. La somme moyenne annuelle des précipitations après six ans d'observations, faites au réseau pluviométrique du bassin de l'oued Kasseb, constitue 1.190 mm. L'apport moyen interannuel dans la région de la retenue est égale à 447 mm. Compte tenu des chiffres donnés, l'évaporation annuelle de la surface du sol stteint 740 mm ($1.190 - 447 = 740$); quant à l'évaporation supplémentaire, elle est égale à 1.000 mm ($1.790 - 740 = 1.000$), ayant en vue le chiffre d'évaporation de la surface d'eau selon les données de la station Tunis-Aouina. Les sommes mensuelles des pertes supplémentaires par évaporation ont été reçu de manière analogue et ont été d'ordre suivant (c.f. Tableau 6-3 et Graphique 6-3):

Tableau 6-3 EVAPORATIONS MENSUELLES

Mois	Evaporation (mm)
Septembre	120
Octobre	0
Novembre	0
Décembre	0
Janvier	0
Février	0
Mars	40
Avril	50
Mai	160
Juin	200
Juillet	240
Août	190
Annuelle	1.000

Les calculs hydrologiques prennent en considération les pertes non-restituables de l'apport par évaporation supplémentaire, composant 1.000 mm par an, et le volume moyen annuel des pertes est estimé à 2,9 millions de m³ dans le rapport russe.

CHAPITRE 7 ETUDE SUR L'AXE DE L'AMENAGEMENT

7.1 CONDITIONS DE BASE

7.2 ETUDE SUR LE MARNAGE DE LA RETENUE INFERIEURE

7.3 ETUDE SUR L'ENVASEMENT

7.4 DETERMINATION DE LA PUISSANCE MAXIMUM

7.5 ETUDE SUR LES VARIANTES

7.6 CHOIX DE LA VARIANTE OPTIMUM

CHAPITRE 7 ETUDE SUR L'AXE DE L'AMENAGEMENT

7.1 CONDITIONS DE BASE

L'étude sur l'axe de l'aménagement et le choix des variantes ont été effectués sur la base des conditions suivantes:

- (1) Dans cet aménagement qui est fourni de débit nécessaire à la génération par un pompage de l'eau depuis le réservoir inférieur formé par le barrage de Kasseb jusqu'au réservoir supérieur formé par l'endiguement de la cluse comprise entre le Djebel Bou Sattar et le Djebel El Fahama, les apports très faibles du réservoir supérieur seront négligés dans les calculs de génération de puissance.
- (2) Le col de la cuvette supérieure étant confirmé par la STEG à la cote 435, le niveau maximum de l'eau sera opté pour la cote 430. Jusqu'à ce jour aucune investigation géologique n'a été effectuée pour ce col. Pour cela on n'est pas encore en mesure de justifier économiquement l'endiguement à ce col pour l'augmentation de la chute utile pour la génération. A propos du niveau minimum de l'eau, il sera fixé à la cote 412 compte tenu des dangers de sédimentation dûs au marnage important en présence des talus marneux.
- (3) Le débit turbiné depuis le réservoir supérieur sera déterminé de façon qu'il peut produire une puissance maximum durant 4 heures environ en période de pointe avec volume utile de la retenue.
- (4) Le marnage du réservoir inférieur sera déterminé compte tenu du programme de sortie de l'eau établi par la Société Nationale de l'Exploitation et de la Distribution des Eaux (SONEDE). A ce sujet, celle-ci envisage de sortir l'eau au débit constant de $1,25 \text{ m}^3/\text{sec}$ et au-delà de l'été 1978 au débit constant de $1,40 \text{ m}^3/\text{sec}$.
- (5) Sur la base des cartes topographiques établies au système N.G.T., nous avons adopté la cote 288,60 pour la retenue normale du réservoir inférieur à la suite d'une confirmation par la STEG, alors que dans le rapport russe une cote fictive 291,00 était adoptée pour ladite retenue normale. Cette modification a été apportée de la façon suivante:

- (a) Dans chacun des dossiers de l'U.R.S.S., du Ministère de l'Agriculture, de la SONEDE et de TECSULT International, on trouve des chiffres différents relatifs au niveau maximum de l'eau et au volume correspondant du réservoir inférieur comme suit:

<u>Item</u>	<u>U.R.S.S.</u>	<u>Agriculture</u>	<u>SONEDE</u>
Retenue normale (m)	291,00	292,00	292,20
Volume du réservoir (10^6 m^3)	82,00	81,70	82,57

<u>Item</u>	<u>TECSULT</u>
Retenue normale (m)	288,53
Volume du réservoir (10^6 m^3)	A lire sur une courbe "volume - niveau d'eau du réservoir"

- (b) Sur la carte à l'échelle 1/2000 "BARRAGE KASSEB - Auscultation - Référence : A.M.1-1-140" fournie par la STEG, deux points de repère sont inscrits, l'un RN-3 près de l'appui latéral rive droite, et l'autre RN-1 près de l'appui latéral rive gauche. D'ailleurs, un autre point de repère à la cote 294,13 se situe sur la crête du barrage.
- (c) Si l'on se base sur la carte ci-dessus (b), on trouve que la retenue normale se situe à la cote 288,60. La raison en est la suivante:

<u>Item</u>	<u>U.R.S.S.</u>	<u>N.G.T.</u>
Cote de la crête du barrage	296,50	294,13
Cote de la retenue normale	291,00	Z

$$Z = 294,13 - (296,50 - 291,00) = 288,60 \text{ (chiffre arrondi)}$$

- (d) La cote 288,60 de la retenue normale a été confirmée par la STEG par son telex du 23 mars 1978. D'ailleurs, la STEG a confirmé que la cote de la retenue normale du réservoir inférieur et les cotes de points de repère inscrites sur les cartes topographiques aux échelles 1/5000 et 1/500 qui couvrent la région du réservoir supérieur sont exactement liées les unes avec les autres sur le système N.G.T.
- (6) En ce qui concerne le marnage de la retenue inférieure, deux variantes seront appliquées dans la présente étude, l'une l'application d'un marnage de 20 mètres entre les niveaux d'eau de la retenue normale et du radier de vanne de la prise d'eau, l'autre l'application d'un marnage de 15 mètres. Celui-ci a été défini en ajoutant quelque marge à la hauteur maximum des variations du niveau d'eau que nous avons calculé compte tenu du programme de sortie des eaux établi par la SONEDE.

7.2 ETUDE SUR LE MARNAGE DE LA RETENUE INFÉRIEURE

7.2.1 Conditions de détermination

Le marnage à utiliser pour le pompage de l'eau du réservoir inférieur sera déterminé de la façon suivante:

- (1) Sur la base des débits d'apport mensuels pour une période de 18 ans de septembre 1943 à août 1961, montrés dans le Tableau 6-1, les variations probables du niveau d'eau de la retenue inférieure seront analysées.
- (2) En ce qui concerne la sortie des eaux du réservoir inférieur, nous tiendrons compte d'un débit constant de 1,40 m³/sec, comme indiqué dans le paragraphe 7.1.(4).
- (3) La retenue normale du réservoir inférieur a été confirmée de se situer à la cote 288,60. Celle-ci correspond à la cote fictive 291,00 dans le rapport russe.
- (4) Les variations probables des niveaux d'eau mensuels du réservoir inférieur seront reproduites sur une graphique pour une période de 18 ans de 1943 à 1961, sous l'hypothèse

que le niveau d'eau initial était à la cote moyenne des niveaux enregistrés à la fin juillet de tous les ans après l'achèvement du barrage en 1969.

7.2.2 Résultat

Les variations hypothétiques du niveau d'eau et de l'apport du réservoir inférieur sont représentées dans les Figures 7-1 et 7-2.

D'autre part, on a calculé la baisse maximum du plan d'eau du réservoir inférieur comme suit:

<u>Sortie des eaux</u>	<u>Baisse maximum du plan d'eau au-dessous de la retenue normale</u>
1,25 m ³ /sec	10,00 mètres
1,40 m ³ /sec	12,70 mètres

7.2.3 Détermination du marnage

Ce qui précède nous a conduit à adopter un marnage de 15 mètres, en ajoutant une marge de 2,30 mètres à la baisse maximum du plan d'eau de 12,70 mètres.

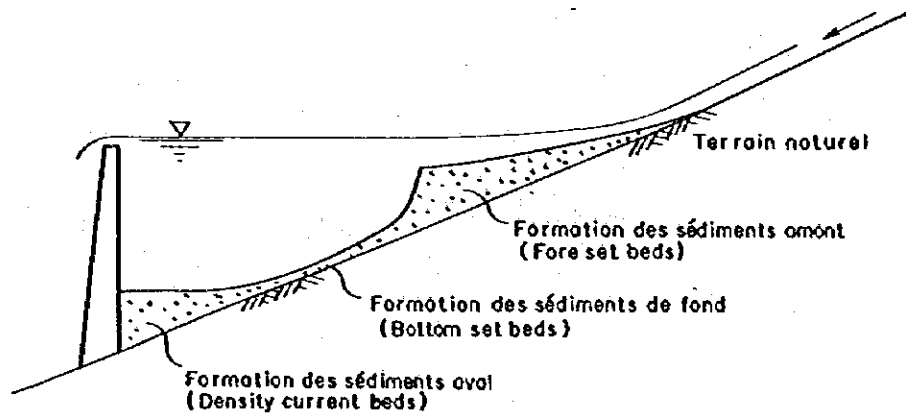
7.3 ETUDE SUR L'ENVASEMENT

7.3.1 Généralités

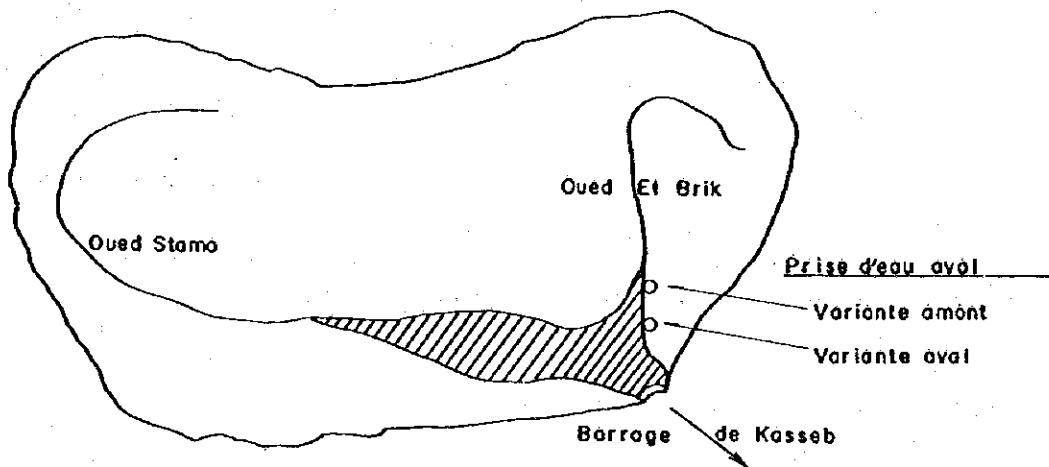
L'emplacement de la prise d'eau aval prévu dans les études antérieures semble comporter les dangers de l'envasement qui risquent le pompage et le turbinage. Toutefois, comme aucune mesure de l'envasement n'a été entreprise jusqu'à présent, il est impossible de saisir son influence néfaste d'une manière concrète, ce qui nous conduit aux considérations caractéristiques suivantes:

- En général, la pression hydrodynamique de la rivière s'amortit graduellement à partir de son embouchure dans la retenue et réduit à zéro à proximité du barrage, telle qu'elle se représente par la Figure 7-3.
- La figure ci-dessus laisse supposer que cette influence néfaste à la prise d'eau aval serait causée par des sédiments de deux catégories, l'une des sédiments amont entassés aux environs de l'embouchure de l'oued El Brik, et l'autre des sédiments aval transportés de tout le bassin versant y compris l'oued Stama et entassés aux environs du barrage.

Figure 7-3 FORMATION DES SEDIMENTS DANS LE RESERVOIR



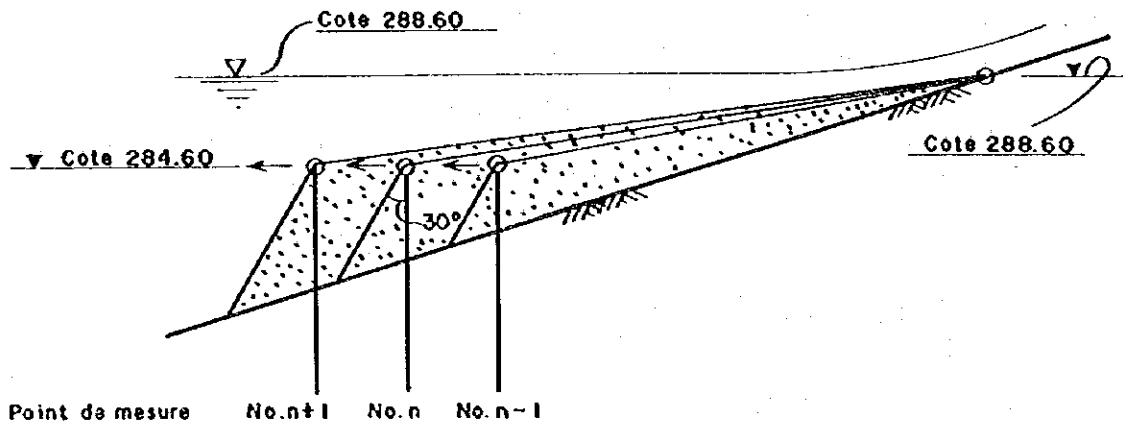
- Toutefois, l'estimation du volume des sédiments aval étant impossible, nous nous limitons à considérer uniquement des sédiments amont transportés par l'oued El Brik.



7.3.2 Sédiments transportés par l'oued El Brik

La progression de la formation des sédiments amont pourrait être simplifiée comme montré dans les Figures 7-4, 7-5 et 7-6.

Figure 7- 4 PROGRESSION DE LA FORMATION DES SEDIMENTS AMONT



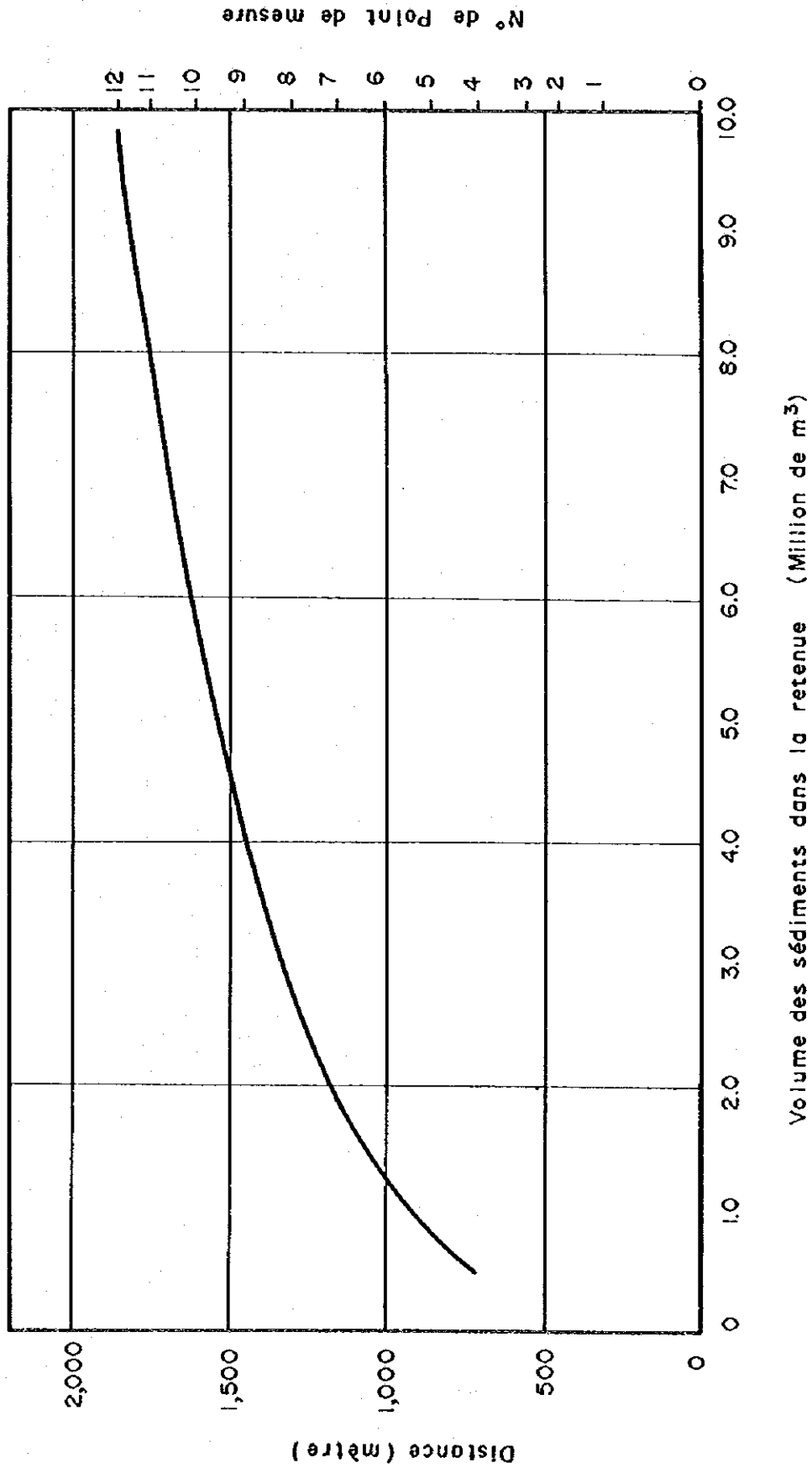
Sur la base des figures ci-dessus, les volumes de sédiments qui pourraient demeurer dans la limite de tolérance pour le fonctionnement de la prise d'eau aval sont calculés comme suit:

Item	Variante amont	Variante aval
Point de mesure	N° 12	N° 7
Volume total sur 50 ans	1.240.000 m ³	8.000.000 m ³
Volume spécifique par an	1.080 m ³ /km ² /an	6.960 m ³ /km ² /an

En ce qui concerne l'envasement dans les retenues, nous avons pu disposer d'un rapport intitulé "Mesure de l'envasement dans les retenues de six barrages en Tunisie" – Campagne de 1975". Le tableau récapitulatif des mesures montré dans ce rapport (c.f. Tableau 7-1 du présent rapport) nous laisse supposer que le volume spécifique de 6.960 m³/km²/an calculé à l'emplacement prévu dans la variante aval serait d'une grandeur suffisante pour y localiser la prise d'eau aval, mais que le volume spécifique de 1.080 m³/km²/an calculé à l'emplacement prévu dans la variante amont se situerait à un niveau critique.

Toutefois, l'envasement dans une retenue étant un phénomène très complexe défini par un nombre de facteurs tels que les caractéristiques du sol, les formes des rivières, les fréquences des crues dans son bassin versant, un jugement définitif ne pourrait être obtenu qu'après avoir effectué les mesures de l'envasement. En conséquence, ces mesures sont à entreprendre le plus tôt possible dans la retenue inférieure de Kasseb.

GRAPHIQUE 7-6 ETUDE SUR L'ENVASEMENT
 -RESERVOIR DE KASSEB -



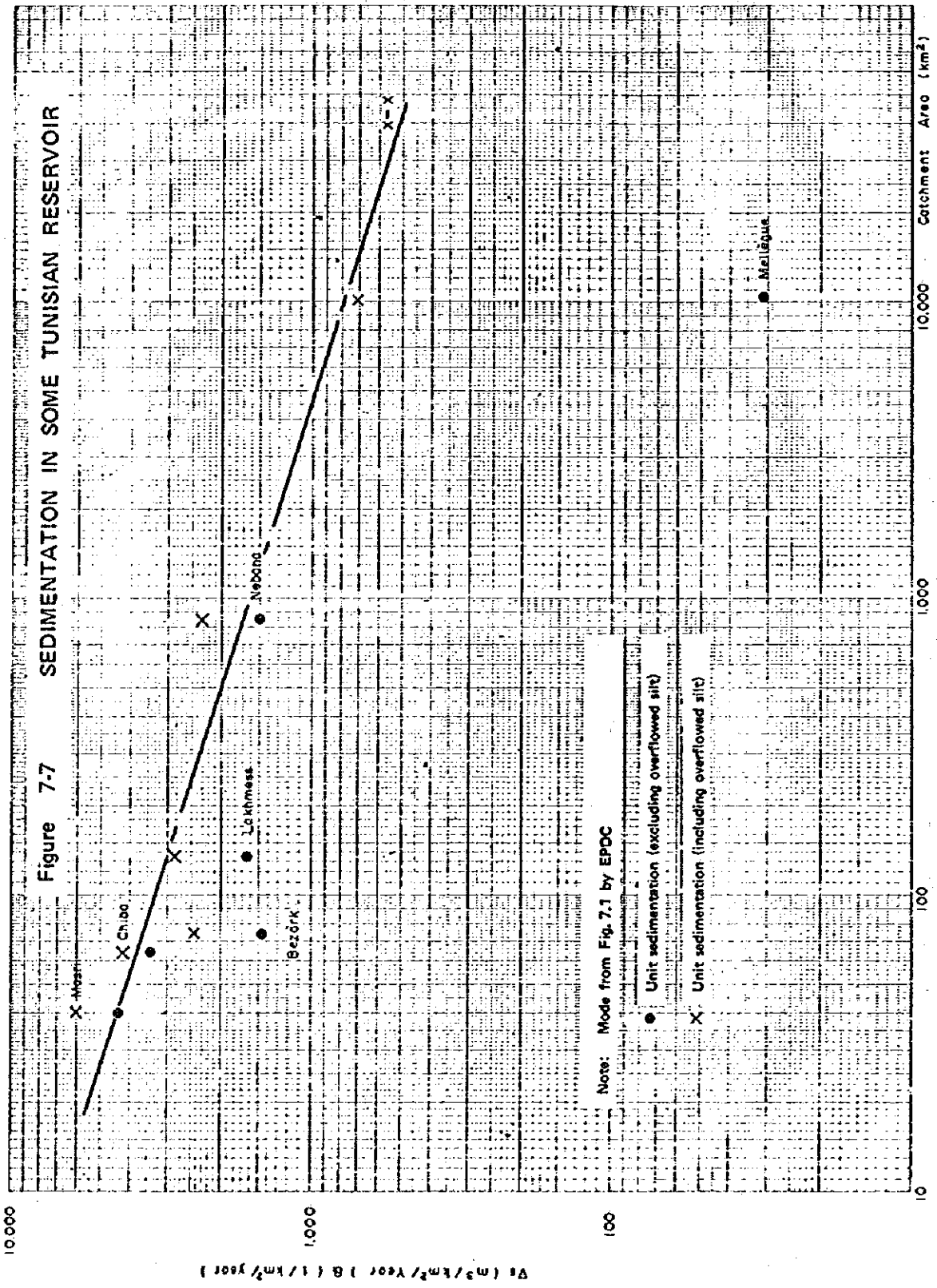


Figure 7-8 SURFACE AREA AND STORAGE CAPACITY (UPPER RESERVOIR)

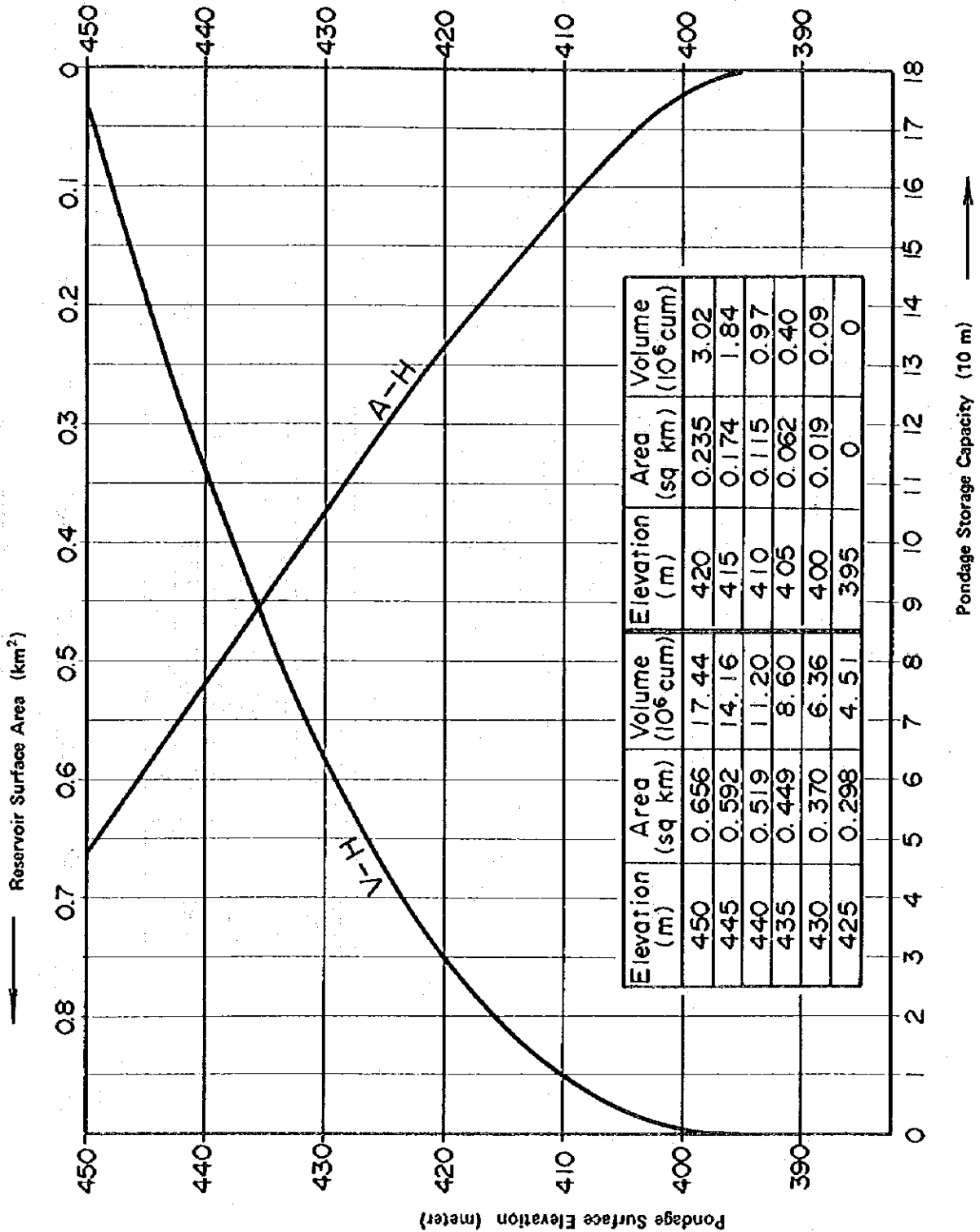


Figure 7-9 SURFACE AREA AND STORAGE CAPACITY (LOWER RESERVOIR)

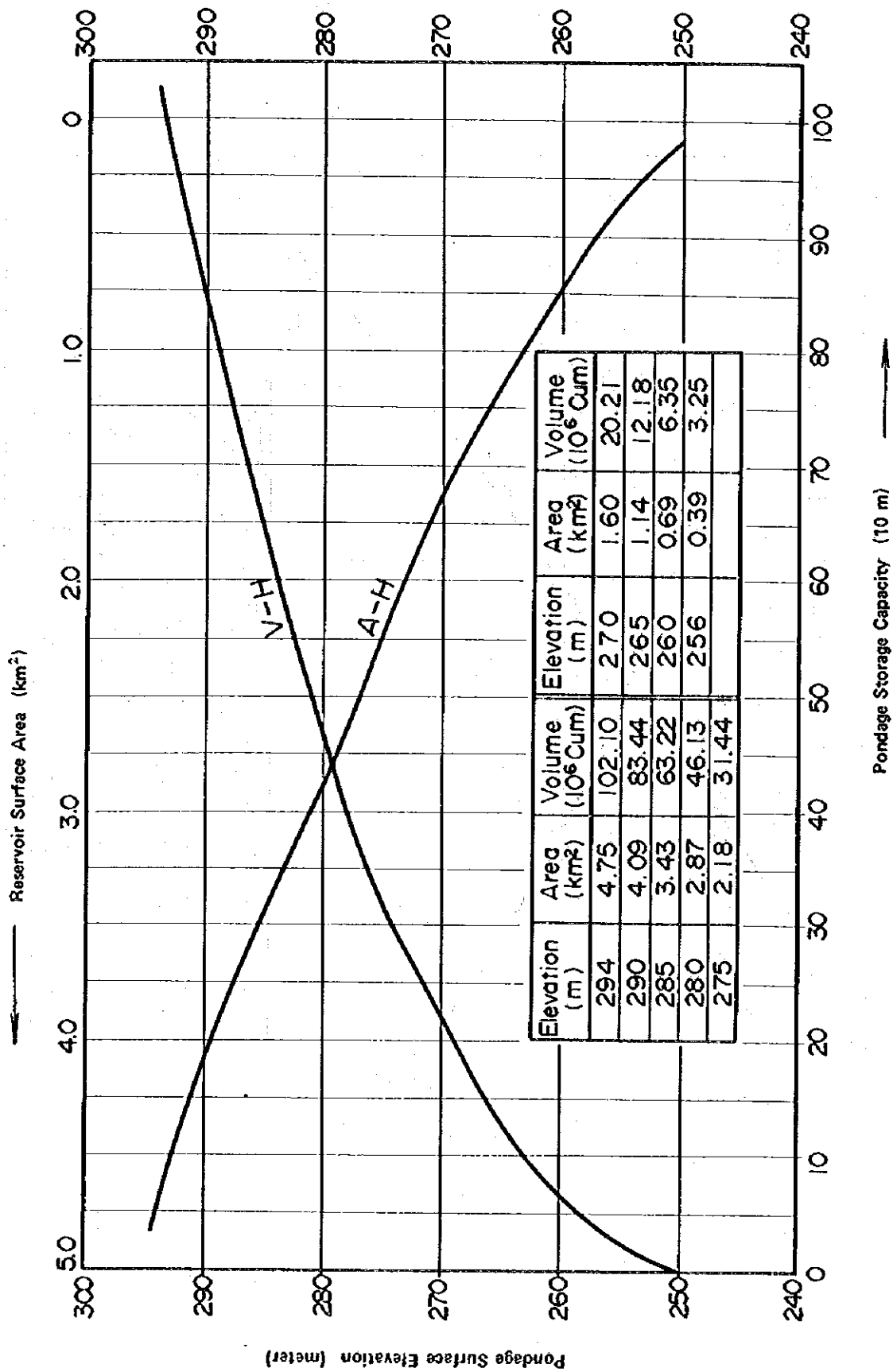


Tableau 7-1 TABLEAU RECAPITULATIF DES MESURES
D'ENVASEMENT SUR LES SIX BARRAGES

NOM DU BARRAGE	Mellègue	Nebaann	Bezirk	Chiba	Masri	Lakhmess
Surface du bassin versant	km ²	855	73-84	64	40	131
Volume total de la retenue	10 ⁶ m ³	86,4	6,46	7,86	6,82	8,00
Date de la mise en service		Avril 65	Déc. 1960	1963	Fév. 1968	Avril 66
Période de fonctionnement jusqu'en Août 1975	ans	10	14,75	12	7,5	9,33
Volume de sédiments déposés	10 ⁶ m ³	47,6	1,68	2,65	1,32	2,01
Taux d'envasement	%	17,8	26,0	33,7	19,3	25,1
Rythme annuel de comblement	%	0,83	1,76	2,81	2,58	2,69
Apports liquides totaux	10 ⁶ m ³	4010	63,65	44,65	21,47	65,99
Apport moyen annuel	10 ⁶ m ³	188	4,32	3,72	2,86	4,15
Apports solides totaux	10 ⁶ m ³	126,7	2,42	2,70	1,52	2,92
Apports solides moyens annuels	10 ⁶ m ³	5,94	0,164	0,225	0,202	0,313
Tonnage moyen annuel	10 ⁶ t	7,13	0,197	0,270	0,242	0,375
Erosion spécifique	t/km ² /an	695	2430	4220	6050	2865
Charge moyenne des apports liquides	g/t ou kg/m ³	38	45,6	72,5	85	53

Source: Mesure de l'envasement dans les retenues de six barrages en Tunisie - Campagne de 1975

7.4 DETERMINATION DE LA PUISSANCE MAXIMUM

Les niveaux d'eau pondérés du réservoir supérieur en régime de turbinage et du réservoir inférieur en régime de pompage sont respectivement déterminés comme suit:

Réservoir supérieur

Comme décrit dans le paragraphe 7.1.(2), les niveaux d'eau maximum et minimum sont respectivement déterminés aux cotes 430,00 et 412,00 NGT. Et à cause de la caractéristique physique du réservoir, le niveau d'eau pondéré se situe à la cote 424,00.

Réservoir inférieur

La retenue normale est à la cote 288,60. D'autre part, à propos du niveau d'eau minimum deux variantes sont envisagées, l'une l'adoption de la cote 273,60 et l'autre de la cote 268,60 qui correspondent respectivement au marnage de 15 mètres et à celui de 20 mètres.

Les variations journalières du niveau d'eau produites par pompage et turbinage ne sont que de l'ordre de 1 mètre et demi. Par conséquent le niveau d'eau pondéré, qui doit être considéré comme base du design des pompes-turbines, a été déterminé par la médiane entre les cotes 288,60 et 273,60, soit à la cote 281,00 NGT.

A partir des niveaux d'eau pondérés ci-dessus, du volume utile du réservoir supérieur et de la durée de temps de l'exploitation à la puissance maximum en période de pointe (3,3 heures), la puissance maximum de la centrale a été déterminée à 350 MW.

En sus de cette puissance maximum, deux variantes de 300 MW et de 250 MW ont été étudiées, pour lesquelles les niveaux d'eau pondérés du réservoir supérieur ont été respectivement ajustés sur la base de la même conception appliquée à la puissance maximum de 350 MW. A propos du niveau d'eau pondéré du réservoir inférieur, cela va sans dire qu'il est toujours le même pour ces trois variantes de 350 MW, 300 MW et 250 MW.

7.5 ETUDE SUR LES VARIANTES

Pour le réservoir supérieur il n'y a lieu de considérer aucune variante en raison de ses conditions topographiques, sauf quelques variantes possibles relatives au niveau d'eau maximum.

En conséquence, nous avons considéré six variantes suivantes qui concernent l'emplacement de la prise d'eau aval, le marnage du réservoir inférieur et la puissance maximum de la centrale. Et les coûts unitaires des aménagements de ces six variantes ont été estimés pour la comparaison économique.

(1) Emplacement de la prise d'eau aval

L'emplacement de la prise d'eau aval prévu dans les rapports précédents se situe à environ 1.500 mètres en amont du barrage existant sur la rive gauche du réservoir. A ce sujet, compte tenu des incidences de sédimentation que l'on peut prévoir à cet emplacement, une autre variante a été considérée à environ 800 mètres en amont du barrage existant sur la rive gauche du réservoir.

Nous appelons la première la variante "amont" et la dernière la variante "aval".

(2) Marnage de la retenue inférieure

Dans les rapports précédents un marnage de 20 mètres était adopté uniquement. Cependant, dans la présente étude un autre marnage de 15 mètres a été également appliqué comme décrit plus haut.

A ce sujet, comme résultat de nos études, il s'est avéré que le marnage de 20 mètres dans le cas de la variante amont oblige le radier de la prise d'eau de se situer plus bas que le lit original, ce qui risque le fonctionnement normal de la prise d'eau aval. Par conséquent l'application d'un marnage de 20 mètres a été éliminée de nos études comparatives pour la variante amont.

(3) Puissance maximum

Sur la base des conditions (1) et (2) ci-dessus, trois variantes d'une puissance maximum de 350 MW chacune ont été étudiées, dont une est la variante "amont" et deux autres sont la variante "aval".

En sus de ces trois, deux autres variantes ayant respectivement une puissance maximum de 300 MW et de 250 MW ont été étudiées dans le cadre de la variante "aval" et pour un marnage de 15 mètres. Et comme décrit plus haut, les niveaux d'eau maximum du réservoir supérieur pour ces deux variantes ont été ajustés compte tenu de la durée de temps de l'exploitation de la centrale pompage turbinage en période de pointe (3,3 heures).

La comparaison des caractéristiques générales et des coûts des aménagements de ces cinq variantes sont montrée dans le Tableau 7-2.

7.6 CHOIX DE LA VARIANTE OPTIMUM

Le choix de la variante doit être effectué en tenant compte de la rentabilité économique, d'une part, et de la fiabilité de fonctionnement des ouvrages, d'autre part.

La comparaison des coûts unitaires des aménagements nous montre que la variante "amont" d'une puissance maximum de 350 MW est la plus économique (112,0 DT/kW). Le coût d'aménagement de cette variante comprend le coût de dragage du réservoir inférieur. Cependant, dans cette variante le radier de la prise d'eau aval se situe au presque même niveau que celui du lit original, et pour cela, au point de vue technique cette variante ne serait pas nécessairement la meilleure car elle est toujours exposée aux dangers de sédimentation.

Au point de vue économique, la variante "aval" d'une puissance maximum de 350 MW et d'un marnage de 15 mètres pour la retenue inférieure prend la deuxième priorité (coût unitaire d'aménagement de 138,9 DT/KW). Quoique cette variante ne comporte aucun danger de sédimentation, elle est de 9.467 milliers de Dinars plus chère que la variante "amont", en raison de la prolongation des galeries de fuite. Cependant, si au hasard les travaux à sec de la prise d'eau aval sont possibles, le coût d'aménagement serait sensiblement réduit.

Chacune des variantes "amont" et "aval" comporte ainsi l'avantage et le désavantage. Cependant, au point de vue de la fiabilité des ouvrages, la variante "aval" serait plus recommandable.

Le choix définitif de la variante dépend des autorités compétentes de la Tunisie. En conséquence, dans le présent rapport les dessins et les coûts ont été établis pour ces deux variantes.

**Tableau 7-2 COMPARAISON DES CARACTERISTIQUES GENERALES ET
DES COUTS DIRECTS DES TRAVAUX DES CINQ VARIANTES**

Description	Unité	Variante "amont"			Variante "aval"		
		15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Marnage de la retenue inférieure	m	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	20,00
Puissance totale installée	MW	350	300 (B)	350 (A)	300 (B)	350 (C)	350 (D)
Puissance unitaire x nombre de groupe	MW	75 x 2	75 x 4	75 x 2	75 x 4	50 x 2	75 x 2
	MW	100 x 2		100 x 2		75 x 2	100 x 2
Réservoir supérieur							
Retenue normale	cote	430	428,5	430	428,5	426,5	430
Volume brut	10 ⁶ m ³	6,36	5,68	6,36	5,68	5,0	6,36
Volume utile	10 ⁶ m ³	5,04	4,36	5,04	4,36	3,68	5,04
Marnage disponible	m	18	16,5	18	16,5	14,5	18
Barrage supérieur							
Type : Enrochements							
Hauteur x longueur en crête	m	50 x 400	48,5 x 390	50 x 400	48,5 x 390	46,5 x 360	50 x 400
Volume du barrage	10 ³ m ³	960		960			960
Réservoir inférieur							
Retenue normale	cote	288,60	288,6	288,6	288,6	288,6	288,6
Volume utile	10 ⁶ m ³	49,4	49,4	49,4	49,4	49,4	59,7
Galerie							
- Galerie d'aménée							
Longueur	m	954,5	727,5	727,5	727,5	727,5	727,5
Diamètre	m	6,7~3,9		6,7~3,9			6,7~3,9
- Galerie de fuite							
Longueur	m	490		1.861			1.861
Diamètre	m	7,5~4,5		6,7~4,2			6,7~4,2
Production de la puissance							
Niveau d'eau pondéré de la retenue amont	cote	424,0	423,0	424,0	423,0	421,7	424,0
Niveau d'eau pondéré de la retenue aval	cote	281,0	281,0	281,0	281,0	281,0	281,0
Chute utile	m	137,4	133,5	134,5	133,5	132,2	134,5
Débit turbiné équipé	m ³ /sec	304,0	268,0	310,0	268,0	226,0	310,0
Coût direct des travaux de génie civil	1000 Dinars	39.153	44.269	48.620	44.269	39.385	49.924
Coût unitaire par kW installée	DT/KW	112,0	147,6	138,9	147,6	157,5	142,6

Note: Les coûts d'aménagement de la variante "amont" comprend les coûts de dragage du réservoir inférieur.

CHAPITRE 8 DESCRIPTION DES OUVRAGES

- 8.1 OUVRAGES DE GENIE CIVIL
- 8.2 APPAREILLAGE ELECTRIQUE
- 8.3 LINGE DE TRANSPORT ET LES POSTES
- 8.4 PROGRAMME ET METHODE DES TRAVAUX

8.1 OUVRAGES DE GENIE CIVIL

8.1.1 Généralités

Compte tenu des conditions topographiques et géologiques du site ainsi que des disponibilités des matériaux de remblai dans les zones environnantes, le barrage a été opté pour le type en enrochements qui courbe en voûte au radiant 800.

Pour toutes les deux variantes amont et aval, les prises d'eau amont ont été optées pour le type tulipe. La distance entre les deux prises d'eau, soit la prise d'eau N° 1 pour les 2 groupes de 75 MW chacun et celle N° 2 pour les 2 groupes de 100 MW chacun, est de 41 mètres.

Egalement pour toutes ces deux variantes les galeries d'aménée, constituées de deux conduites forcées de grandes diamètres, ont été optées pour le type horizontal compte tenu de la structure des prises d'eau amont, des conditions géologiques et de l'emplacement de la centrale. Les débits sont amenés à la centrale par l'intermédiaire de 4 conduites forcées de moindre diamètres ayant une longueur d'environ 100 mètres chacune reliées aux galeries d'aménée par l'intermédiaire de 2 bifurcations. On a supposé que la suppression des blindages en écoulement transitoire serait supportée par la couverture rocheuse jusqu'à 50 %.

Dans la variante amont la centrale souterraine a été localisée le plus à l'amont possible pour pouvoir se situer dans des terrains calcaires, dans la limite où la chambre d'équilibre n'est pas requise. Par contre, dans la variante aval les galeries de fuite très longues nécessitent l'aménagement des chambres d'équilibre, ce qui a permis de localiser la centrale au meilleur emplacement dans des terrains calcaires. Les transformateurs de puissance seront installés à l'intérieur de la caverne de la centrale et raccordés au poste extérieur de sectionnement par l'intermédiaire des câbles posés dans le tunnel de liaison entre le poste et la centrale.

Dans le cas de la variante amont les deux premiers groupes de 75 MW sont localisés à l'extrémité droite de la caverne principale à cause du problème d'accessibilité lors de l'installation des deux derniers groupes en deuxième phase, et vice versa dans la variante aval.

Dans toutes les deux variantes, à la sortie des diffuseurs 4 conduites ont une longueur rectiligne d'environ 100 mètres avant d'être réunies à deux galeries de fuite à l'aide de 2 bifurcations. Les vannes sont installées seulement à la sortie des diffuseurs dans le cas de la variante amont, mais dans le cas de la variante aval elles sont installées non seulement à la sortie des diffuseurs mais aussi aux prises d'eau aval.

8.1.2 Barrage et réservoir supérieur

Du côté gauche de la cluse où sera construit le barrage supérieur se dresse le massif de Djebel El Fahama présentant des affleurements frappants des bancs marno-calcaires en alternance au pendage d'environ 30°

Du côté droite de la cluse domine le massif Djebel Bou Sattar dont le versant consiste en deux

parties contrastées. La partie supérieure présente çà et là des affleurements des éboulis très anciens et la partie inférieure, érodée par les eaux à son pied, s'incline rapidement vers le ruisseau.

Compte tenu de ces conditions géologiques et topographiques, l'axe du barrage est situé le plus à l'amont possible.

Il est à noter que cet axe choisi s'achemine tout près de l'axe amont proposé par la firme MECASOL.

Le barrage supérieur est opté pour le type enrochements compte tenu des conditions suivantes :

(1) Comme le débit d'apport maximum de la retenue amont durant la période des crues n'est que de $34 \text{ m}^3/\text{sec}$ pour la probabilité de l'excès de 0,1 %, et que le débit équipé de la centrale est prévu à $310 \text{ m}^3/\text{sec}$, l'installation d'un évacuateur des crues n'est pas nécessaire. L'évacuation des crues pourrait se faire par une conduite de vidange creusant le massif E1 Fahama.

(2) A cause des conditions topographiques la crête de barrage devient relativement longue par rapport à sa hauteur. D'ailleurs, il est supposé que la mécanique du sol de fondation est moins résistante avec contrainte relativement faible au cisaillement.

(3) Les zones d'emprunts pour les matériaux de remblai sont disponibles et se trouvent près de l'emplacement du barrage.

(4) Les jours de pluie sont peu nombreux.

Toutefois, quoi que le type du barrage soit ainsi déterminé, une ample investigation géologique dans la zone du barrage ainsi que les analyses en laboratoire des échantillons des matériaux de remblai et du sol de fondation devraient être effectuées avant les études détaillées. Dans tous les cas, pour le traitement de fondation le rideau d'injection sera mis en place pour mettre le barrage à l'abri des infiltrations.

Le réservoir supérieur a deux cycles de variations du plan d'eau, l'un l'abaissement du plan d'eau depuis la retenue normale jusqu'au niveau minimum pour le turbinage, et l'autre la remontée du plan d'eau depuis le niveau minimum jusqu'à la retenue normale pour le pompage. Et ces variations étant faites tous les jours, il faudrait prendre des mesures appropriées dans les travaux des aménagements pour la protection des talus de la retenue contre les effondrements. En dehors de ce problème il existe encore un autre relatif à la fuite d'eau par les entonnoirs des calcaires observés à quelques endroits dans la cuvette supérieure. Toutefois, le présent rapport ne donne pas de solutions particulières pour la prévention de ces phénomènes néfastes en raison de l'indisponibilité des données géologiques concernées. De toute façon, la prévention de ces phénomènes étant très importante pour le projet d'aménagement, une ample investigation doit être entreprise avant de procéder aux études détaillées.

8.1.3 Prise d'eau amont

Les prises d'eau amont ont été localisées dans le réservoir du côté rive gauche à environ 200 mètres de l'axe du barrage. Dans la variante amont les deux prises d'eau se situent en parallèle, mais dans celle aval la prise d'eau N° 1 est déplacée d'environ 20 mètres en amont de la prise d'eau N° 2. Dans tous les cas, la distance entre les deux prises d'eau est de 41 mètres.

Les terrains qui entourent les prises d'eau amont sont constitués principalement de terre végétale argileuse et en dessous de marne grise, et au flanc du massif à la direction des galeries d'amenée se trouvent des couches marneuses relativement brisées dont les contacts avec des couches calcaires laissent supposer la présence des fissures et des entonnoirs. En conséquence, les prises d'eau ont été écartées du flanc du massif pour échapper aux incidents éventuellement causés par excavation.

Le type tulipe octogonal a été choisi en tenant compte de la relation avec les galeries d'amenée et pour satisfaire les conditions requises aux prises d'eau amont qui doivent fonctionner comme prise d'eau en régime de turbinage et comme évacuateur en régime de pompage.

Toutes les surfaces excavées (talus et fond) aux alentours des prises d'eau amont sont revêtues de béton. Le fond a été abaissé de 1,50 mètres en dessous du radier des prises d'eau compte tenu de l'entassement des sédiments. Le détail de leur structure sera défini lors des études détaillées après avoir effectué les essais sur modèle réduit.

8.1.4 Galerie d'amenée (conduite forcée)

Les galeries d'amenée consistent en deux parties, l'une les puits verticaux et l'autre les galeries presque horizontales au pendage de 2 % qui traversent des terrains calcaires durs après avoir passé les contacts brisés des couches marneuses avec couches calcaires.

Les blindages d'acier seront mis en place par bétonnage sur toutes les longueurs des galeries, sous condition que leur surpression en écoulement transitoire serait supportée par la couverture rocheuse jusqu'à 50 %. Après le bétonnage, les injections seront exécutées pour consolider la couverture.

Comme résultat des comparaisons économiques les diamètres intérieurs ont été déterminés à 6,0 mètres pour la galerie N° 1 et à 6,7 mètres pour la galerie N° 2. A l'aval des deux bifurcations les 4 conduites forcées qui ont les diamètres décroissants amènent les débits à la centrale.

Dans le présent rapport la surpression en écoulement transitoire a été prise égale à la somme (en mètres d'eau) de la pression hydrostatique et de la pression plus grande entre la pression hydrodynamique et la hauteur d'eau pour l'amortissement. De toute façon, lors des études détaillées le taux de support par la couverture rocheuse doit être déterminé à la lumière des résultats des investigations géologiques par forage ou par tunnel de reconnaissance ainsi que des essais de la pression hydraulique dans la couverture rocheuse.

8.1.5 Centrale souterraine

Dans toutes les deux variantes, la centrale souterraine est construite dans des terrains calcaires durs. L'excavation de la caverne allant de 126.000 à 127.000 m³ exige une ample investigation géologique lors des études détaillées.

Compte tenu d'une part du RQD de 63 % mesuré sur l'échantillon carotté du forage SU-7, et d'autre part des surfaces excavées des calcaires se trouvant près du barrage existant de Kasseb, nous croyons que la construction de la centrale souterraine dans des couches calcaires du massif du Djebel El Fahama serait bien possible.

La caverne de la centrale sera revêtue de béton armé. Elle est d'un espace permettant d'y installer deux groupes de 75 MW et deux groupes de 100 MW ainsi que les salles des transformateurs de puissance et les appareillages auxiliaires. Ces transformateurs en caverne sont connectés au poste extérieur de sectionnement au moyen des câbles à l'huile installés dans le tunnel de liaison. Celui-ci doit être également utilisé comme tunnel d'accès lors de l'excavation de la voûte de la caverne.

L'agencement des appareillages électriques a été déterminé en fonction de l'alignement du tunnel d'accès, ce qui s'explique par le fait que, dans toutes les deux variantes amont et aval, les deux premiers groupes de 75 MW et les salles des transformateurs de puissance sont situés dans le bout opposé au tunnel d'accès pour faciliter l'installation des deux derniers groupes en deuxième phase.

Les diffuseurs du type "L" sont reliés aux blindages des galeries de fuite.

8.1.6 Galerie de fuite et prise d'eau aval

A la sortie des diffuseurs, 4 conduites en blindages d'acier ont une longueur d'environ 100 mètres avant d'être réunies à deux galeries de fuite en béton armé (galeries en charge) par l'intermédiaire de 2 bifurcations. Les galeries de fuite ont un diamètre intérieur de 7,50 mètres.

Dans le cas de la variante amont, il s'est avéré qu'une chambre d'équilibre n'est pas requise comme résultat des études sur de différents facteurs y compris le comportement des turbines. Les vannes d'arrêt sont installées aux bouts des diffuseurs. Les prises d'eau aval ne sont pourvues d'aucunes vannes. A l'aval des bifurcations, la couverture des galeries de fuite doit être consolidée à l'aide de l'injection. Dans le présent rapport les prises d'eau aval ont été optées pour le type trompe d'entrée en béton. Lors des études détaillées, la forme de la prise d'eau doit être étudiée en détail à l'aide des essais sur modèle réduit afin d'éviter le tourbillon aéré causé par pompage des eaux.

Comme décrit dans le chapitre 5, les galeries de fuite doivent traverser des terrains marneux. D'ailleurs, aux environs des prises d'eau aval se trouvent des nappes d'eau comprimée. Par conséquent une solution appropriée doit être étudiée pour prévenir l'effondrement éventuellement provoqué lors de l'excavation des galeries en charge de grand diamètre.

Les prises d'eau aval se trouvant au presque même niveau que celui du lit original, elles ne peuvent échapper aux dangers de sédimentation. En conséquence, les dragages et les mesures de l'envasement doivent être effectués régulièrement.

Dans le cas de la variante aval, les galeries de fuite traversent des terrains calcaires stables et arrivent aux prises d'eau aval situées sur la rive gauche du réservoir à environ 800 mètres en amont du barrage existant de Kasseb. Cette variante peut échapper au problème de l'envasement mais oblige les galeries de fuite de se prolonger d'environ 1.400 mètres. D'ailleurs, les chambres d'équilibre doivent être aménagées.

Pour faciliter la visite des galeries les vannes d'arrêt sont installées à deux places, les unes aux bouts des diffuseurs et les autres aux prises d'eau aval.

Tout comme dans le cas de la variante amont, à l'aval des bifurcations la couverture sur les galeries en béton armé doit être consolidée à l'aide de l'injection.

Après des études topographiques et hydrologiques, les prises d'eau du type caisson à air comprimé a été retenues pour toutes les solutions envisagées. Lors des études détaillées, la forme et les caractéristiques hydrologiques des prises d'eau doivent être étudiées en détail à l'aide des essais sur modèle réduit.

8.1.7 Poste extérieur de sectionnement

Le poste extérieur de sectionnement a été localisé au presque même emplacement pour toutes les deux variantes. La longueur et le pendage du tunnel de liaison varient suivant la variante. Cependant, dans tous les cas, après l'excavation de la voûte de la caverne le tunnel de liaison doit être utilisé comme tunnel des câbles.

Pour l'aménagement du terrain du poste un peu d'excavation et de remblai sont nécessaire. Au point de vue géologique, la fondation de l'appareillage électrique devrait être consolidée par battage des pieux.

8.2 APPAREILLAGE ELECTRIQUE

8.2.1 Pompes-turbines

Tel que montré sur les dessins, la centrale est pourvue d'une puissance totale installée de 350.000 kW, dont deux groupes de 75.000 kW chacun seront installés en première phase et deux groupes de 100.000 kW chacun en deuxième phase. Les hauteurs de chute nette et les débits équipés pour ces groupes sont les suivants :

<u>Item</u>	<u>Variante amont</u>	<u>Variante aval</u>
– Hauteur de chute nette pondérée	137,4 m	134,5 m
– Portée de pompage	130 ~ 160 m	
– Débit équipé maximum	304 m ³ /sec	310 m ³ /sec

Les pompes-turbines qui s'adaptent le mieux aux conditions ci-dessus sont du type Francis réversible à axe vertical. Quoique les pompes-turbines du type écoulement incliné à pales réglables soient également utilisables, elles sont plus chères et plus complexes tant dans la structure mécanique que dans le système de contrôle. Compte tenu des désavantages de ces dernières les pompes-turbines du type Francis réversible ont été retenues.

Sous la chute nette pondérée citée ci-dessus, les puissances unitaires des turbines sont déterminées comme suit :

– Turbines installées en première phase	76.600 kW chacune
– Turbines installées en deuxième phase	102.200 kW chacune

D'autre part, les puissances maximum fournies aux pompes sont les suivantes :

	<u>Variante amont</u>	<u>Variante aval</u>
-- Pompes installées en première phase	88.000 kW	89.000 kW
-- Pompes installées en deuxième phase	117.000 kW	118.000 kW

Compte tenu de la vitesse spécifique marginale d'environ 155 m-kW des turbines et celle des pompes d'environ 65 m-m³/sec, trois variantes de la vitesse de rotation des pompes-turbines peuvent être considérées, soit 214,3 tr/mn, 200 tr/mn et 188 tr/mn. A ce sujet, afin de réduire les dimensions des pompes-turbines et de minimiser leurs coûts de fabrication la vitesse de rotation de 214,3 tr/mn a été retenue uniformément pour l'ensemble des quatre groupes de pompes-turbines.

La hauteur du calage pour les pompes-turbines est déterminée compte tenu d'une part de leur coefficient de cavitation en régime de pompage, et d'autre part de l'empêchement de la séparation de l'écoulement d'eau dans les diffuseurs en cas de l'arrêt total de l'exploitation en régime de turbinage. Dans le présent rapport le calage pour les pompes-turbines a été opté pour une hauteur de -14 mètres pour tous les quatre groupes. Cependant, cette hauteur ferait l'objet de révision dans les études détaillées.

Pour la coupure des débits les vannes papillons sont retenues.

Les appareillages auxiliaires des pompes-turbines sont: les compresseurs d'air, les régulateurs de vitesse, les moteurs pompes à huile de régulation et de graissage, réfrigérants, les puisards de drainage, etc. Les compresseurs d'air servant à injecter de l'air comprimé dans les diffuseurs de façon à réduire le couple résistante aux pompes-turbines lors de démarrage des moteurs. En outre, ces compresseurs sont utilisés pour le freinage.

La visite d'inspection des pompes-turbines se fait par des portes de visite situées sur les bâches et les diffuseurs supérieurs après avoir leurs vidanges.

8.2.2 Alternateurs-moteurs

Le démarrage des groupes synchrones en régime de pompage peut se faire de plusieurs façons, à savoir :

- (a) démarrage avec amortisseurs d'enroulement
- (b) démarrage avec moteur de lancement
- (c) démarrage synchrone
- (d) démarrage avec thyristor (convertisseur de fréquence)

Après des études comparatives, le système avec moteur de lancement a été retenu pour les raisons suivantes :

- Le système avec amortisseurs d'enroulement provoque un choc électrique très fort sur le réseau de transport par le courant précipité lors de démarrage des alternateurs.
- Le système synchrone exige un alternateur de démarrage, à savoir, un groupe à l'usage exclusif de turbinage en dehors des groupes pompage-turbinages. En général, ce système n'est avantageux que dans le cas où la centrale est pourvue de nombreux groupes.
- Le système avec thyristor exige un coût d'installation plus cher que les autres dans le cas où des groupes installés sont peu nombreux. Pour le projet de Kasseb on ne trouve aucune nécessité technique particulière qui nous oblige à adopter ce système.
- Par rapport aux systèmes ci-dessus, le système de démarrage avec moteur de lancement ne donne qu'une faible influence au réseau de transport. D'ailleurs, son système de contrôle est relativement facile.

Les alternateurs-moteurs retenus sont du type semi-parapluie à axe vertical, et leurs puissances unitaires sont les suivantes :

		<u>Variante amont</u>	<u>Variante aval</u>
- En première phase :	Alternateurs	89.800 KVA chacun	90.900 KVA chacun
	Moteurs	88.000 kW chacun	89.000 kW chacun
- En deuxième phase :	Alternateurs	119.400 KVA chacun	120.400 KVA chacun
	Moteurs	117.000 kW chacun	118.000 kW chacun

Le système d'excitation est du type statique avec thyristor.

Les appareillages auxiliaires des alternateurs-moteurs sont: les moteurs à induction avec rotor d'enroulement, les rhéostats liquides raccordés aux circuits de rotor des moteurs, les transformateurs d'excitation, les réfrigérants, les excitatrices, les appareillages de mise à la terre, les régulateurs de tension, etc.

Le contrôle et la commande des alternateurs-moteurs se fait à distance par la personnel de l'exploitation à partir de la salle de commande adjacente au poste extérieur de sectionnement.

8.2.3 Transformateurs de puissance

Les transformateurs de puissance sont installés à l'intérieur de la caverne de la centrale. Ils sont du type triphasé, à refroidissement par circulation d'huile dans les hydroréfrigérants fixés sur les transformateurs. Leur montage se fait dans l'aire de montage adjacente aux alternateurs-moteurs. Leurs bornes basse tension sont raccordées par barres blindées aux alternateurs-moteurs par l'intermédiaire de disjoncteurs et de sectionneurs, et leurs bornes haute tension sont raccordés au poste extérieur de sectionnement par câbles à huile installés dans le tunnel de liaison. Les puissances nominales des transformateurs de puissance indiquées ci-dessous incluent les

puissances à fournir aux moteurs à induction avec rotor d'enroulement et aux appareillages des services auxiliaires de la centrale.

	<u>Variante amont</u>	<u>Variante aval</u>
– En première phase	99.800 KVA chacun	100.900 KVA chacun
– En deuxième phase	129.400 KVA chacun	130.400 KVA chacun

8.2.4 Raccordement des principaux circuits

La synchronisation des alternateurs-moteurs sur le réseau de transport se fait aux bornes basse tension des transformateurs de puissance. Par conséquent les transformateurs d'excitation (utilisables également pour des services auxiliaires de la centrale) sont alimentés aux bornes basse tension. L'inversion des phases lors de démarrage en régime de turbinage se fait entre les bornes des alternateurs-moteurs et les points de branchement aux transformateurs d'excitation (c.f. schéma unifilaire). Les raccordements des circuits dans le poste de sectionnement sont du type ring bus normalement observé sur le réseau de la STEG. La centrale est connectée avec les deux postes de M'Nihila et de Tajerouine par ligne 225 KV à un terne.

Les caractéristiques principales des appareillages électriques sont montrées dans le Tableau 8-1.

8.3 LIGNE DE TRANSPORT ET LES POSTES

8.3.1 Ligne de transport

(1) Caractéristiques générales

Comme dans le cas de l'appareillage électrique de la centrale, la ligne de transport sera construite en deux phases. Ses caractéristiques générales sont les suivantes :

Ligne Kasseb – M'Nihila	:	110 km (première phase)
Ligne Kasseb – Tajerouine	:	120 km (deuxième phase)
Tension :		225 KV
Système électrique :		triphase 3 fils – 50 Hz
Nombre de terne :		un terne
Conducteur :		A1-Ac 410 mm ²
Fil de terre :		câble d'acier galvanisé 70 mm ²
Isolateurs :		isolateurs de suspension à 12 pièces en série – ϕ 254
Support :		pylône métallique du type un terne
Système mise à la terre :		mise effectivement à la terre

(2) Tracé de la ligne

Le tracé de la ligne a été choisi en se basant sur des cartes topographiques aux échelles 1/50.000 et 1/200.000 et sur la reconnaissance effectuée avec le personnel de la STEG. Toutefois, lors des études détaillées une reconnaissance plus approfondie doit être entreprise avec des investigations topographiques et géologiques en tenant compte des conditions des travaux d'installation et des facilités de l'entretien de la ligne.

Au départ du poste projeté de M'Nihila, la ligne prévue en première phase suit le tracé presque rectiligne jusqu'au poste extérieur de la centrale de Kasseb. Le poste de M'Nihila sera connecté dans un proche avenir avec le poste de Naassen situé au sud de Tunis. A cette époque-là, le poste de M'Nihila occupera une position très importante formant une boucle extérieure qui fait le tour de la région de Tunis.

Sur ce tracé se trouvent quelques montagnes dont les sommets sont à une cote inférieure à 500 NGT. Toutefois, toutes ces montagnes présentent des pentes très douces, et dépourvues de forêts. La plupart d'entre elles sont nues ou couvertes de champs de blé ou d'olivier. En conséquence, c'est seulement sur des rives des oueds que des hauts pylônes spéciaux doivent être installés.

D'autre part, la ligne envisagée en deuxième phase suit le tracé dans la direction presque nord-sud depuis le poste extérieur de la centrale de Kasseb jusqu'à la chaîne de Téboursouk et, après avoir franchi cette montagne le long de l'oued Tessa elle longe la route nationale N° 5 et puis la route nationale N° 17 jusqu'au poste projeté de Tajerouine. Une fois cette ligne achevée, la zone du Nord de la Tunisie pourra être alimentée par le système solide 225 KV connectant les postes Kasseb – Tajerouine – Oueslatia – Naassen – M'Nihila – Kasseb.

Comparé à la ligne construite en première phase, la ligne Kasseb – Tajerouine doit traverser des lieux plus ou moins abrupts, mais il n'y a pas des endroits trop difficiles que nous serions d'obligés à installer des pylônes spéciaux. Même la chaîne de Téboursouk qui constitue la plus haute partie dans ce tracé ne présente que des pentes relativement douces et dépourvues de forêts.

(3) Conditions météorologiques

Des données suffisantes météorologiques couvrant les zones concernées ne sont pas disponibles.

En hiver, l'emplacement de la centrale (cote 300 NGT) et les environs du sommet de Téboursouk (cote 900 NGT) sont faiblement couverts de neige.

D'après le critère de la STEG, les conditions météorologiques à retenir pour le programme d'équipement en ligne de transport sont les suivantes :

Température maximum	50°C
Température minimum	-5°C
Température moyenne	20°C
Vitesse maximum du vent	30 mètres/sec (108 km/heure)

(4) Design d'isolement

Le design d'isolement a été effectué compte tenu des tensions anormales à onde transitoire dans le système mis effectivement à la terre, et en se basant sur une tension maximum de 245,5 KV (tension maximum = tension normale x 12/11) et sur une cote inférieure à 1.000 NGT du tracé de la ligne de transport projetée.

Des pollutions salines ne sont pas considérées sur le tracé de la ligne.

De ce qui précède, on a adopté les isolateurs à suspension à 12 pièces en série, avec les éclateurs normaux et minimum respectivement de 1.600 mm et de 1.250 mm.

(5) Design de conducteurs

D'après nos analyses du réseau, les puissances maximum de courant en période de pointe en 1988 seront de 166,4 MVA (163,4 MW + 51,7 MVAR) sur la ligne entre Kasseb et M'Nihila, et de 188,4 MVA (186,6 MW + 26,2 MVAR) sur celle entre Kasseb et Tajerouine. Les conducteurs qui conviennent à ces puissances de courant sont en Al-Ac avec une section supérieure à 200 mm² et sous une température de 90°C. Toutefois, compte tenu des effets de couronne, des bruits ainsi que des marges à retenir dans la ligne pour faire face à l'augmentation des besoins futurs en électricité, le conducteur Al-Ac à la section 410 mm² a été adopté tout comme dans le cas des lignes de transport existantes ou en cours de construction. Le gradient de potentiel à la surface de conducteur étant d'environ 21 KV/cm, il n'y a pas lieu de craindre les effets de couronne et les bruits.

Les problèmes d'environnement tels que les pollutions salines, les pollutions chimiques, etc. n'étant pas considérés sur le tracé de la ligne, l'utilisation des conducteurs anti-corrosifs n'est pas nécessaire.

La mise en place des conducteurs doit se faire en se basant sur une intensité continue des conducteurs. Dans le présent projet, l'intensité continue a été déterminée à 20 %, et l'effort maximum de traction à 4.130 kg compte tenu des fatigues mécaniques des conducteurs. Aux serre-joints des conducteurs sont attachés les registres de tirage.

(6) Design anti-foudre

Pour l'anti-foudre, nous adoptons un fil aérien mis à la terre et des cornes de protection attachées aux séries d'isolateurs, identiques au système actuel en Tunisie.

(7) Supports

Comme supports les pylônes métalliques à suspension seront utilisés. Au niveau d'une tension 225KV, ce type de support est le plus approprié tant au point de vue économique qu'au point de vue mécanique.

La distance horizontale entre deux conducteurs est de 8,6 mètres, et celle verticale de 4,5 mètres. La portée standard est de 350 mètres.

Les pylônes seront en aciers ordinaires galvanisés. Compte tenu des conditions d'environnement sans pollution les aciers anti-corrosifs spécialement traités ne seront pas utilisés.

Le dessin du pylône standard prévu est montré sur la Figure 8-21.

8.3.2 Postes

Les caractéristiques générales des postes sont les suivantes:

Poste de M'Nihila (poste prévu pour la première phase)

Disjoncteur	:	Triphasé	1 unité	2.500 MVA	800 A
Sectionneur	:	Triphasé	2 unités		800 A
Dispositif potentiel	:	Monophasé	3 unités		
Parafoudre	:	Monophasé	3 unités		
Bobine de blocage	:	Monophasé	3 unités		

Poste de Tajerouine (poste prévu pour la deuxième phase)

Disjoncteur	:	Triphasé	1 unité	2.500 MVA	800 A
Sectionneur	:	Triphasé	2 unités		800 A
Dispositif potentiel	:	Monophasé	3 unités		
Parafoudre	:	Monophasé	3 unités		
Bobine de blocage	:	Monophasé	3 unités		

Dans les périphéries de ces postes il n'y a pas un problème particulier d'environnement.

Le jeu de barres sera du type barres ring bus normalement observé dans les postes de la STEG.

8.3.3 Télécommunication

Les caractéristiques générales des appareillages de télécommunication sont les suivantes:

Description		Kasseb	M'Nihila	Tajerouine
Transmission téléphonique par ligne électrique	35 dBm	2	1	1
	3 circuits			
Système de blocage		2	1	1
Protection de la ligne	40 dBm	2	1	1
Localisateur de défaut	Type C	2		
Téléphone THF à la centre	10 W	1	1	1
Téléphone micro-onde portable	1 W	2	1	1

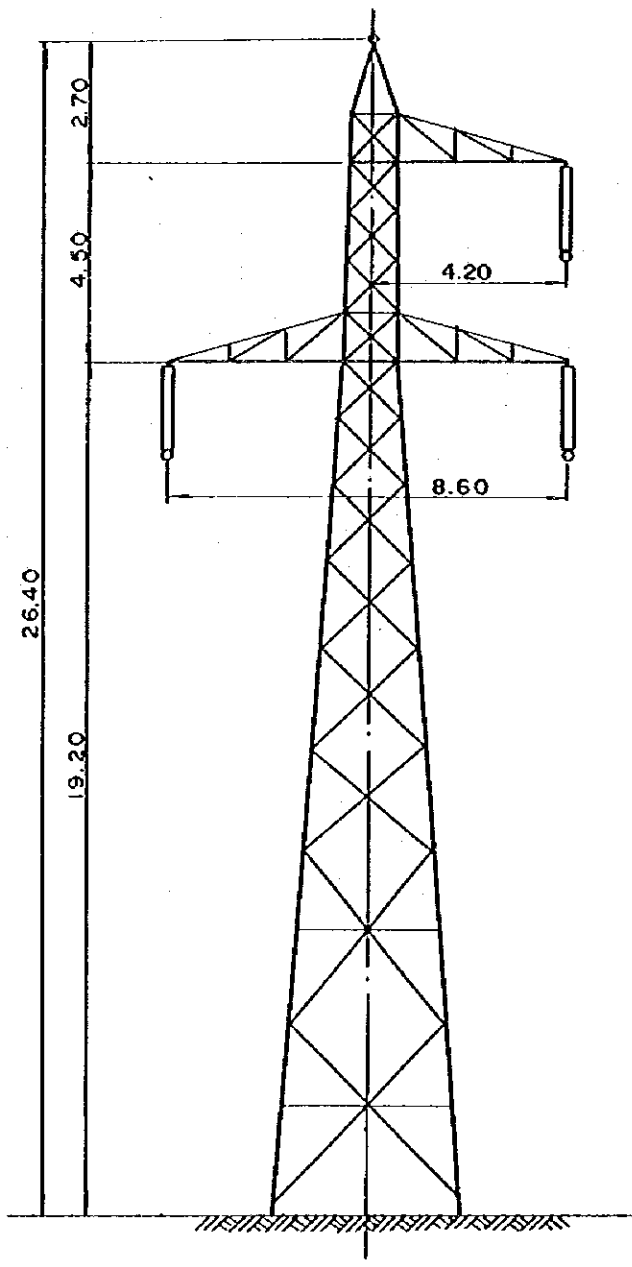
Pour éviter l'intervention de fréquence avec des circuits des porteurs par ligne électrique existante, il est nécessaire d'installer les appareils de blocage au poste de M'Nihila et à celui de Tajerouine.

Etant donné de modestes longueurs de la ligne Kasseb - M'Nihila et de la ligne Kasseb - Tajerouine, l'atténuation des ondes porteuses ne sera pas produite.

Tableau 8-1 CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DE L'APPAREILLAGE ELECTRIQUE

Description	Groupe 75 MW (Phase I)		Groupe 100 MW (Phase II)	
	Variante amont	Variante aval	Variante amont	Variante aval
Pompe-turbine : Francis réversible à axe vertical				
<u>Turbine</u>				
Puissance	76.600 KW	76.600 KW	102.200 KW	102.200 KW
Chute nette utile	137,4 m	134,5 m	137,4 m	134,5 m
Débit maximum équipé	64,2 m ³ /s	65,5 m ³ /s	85,6 m ³ /s	87,5 m ³ /s
Vitesse de rotation	214,3 tr/mn	214,3 tr/mn	214,3 tr/mn	214,3 tr/mn
<u>Pompe</u>				
Puissance maximum fournie	88.000 KW	89.000 KW	117.000 KW	118.000 KW
Portée maximum de pompage	159 m	160 m	159 m	160 m
Débit maximum	65,6 m ³ /s	66,0 m ³ /s	87,5 m ³ /s	87,9 m ³ /s
Vitesse de rotation	214,3 tr/mn	214,3 tr/mn	214,3 tr/mn	214,3 tr/mn
Alternateur-moteur : Triphasé synchrone, du type semi-parapluie à axe vertical				
<u>Alternateur</u>				
Puissance	89.800 kVA	90.900 kVA	119.400 kVA	120.400 kVA
Tension	13,2 kV	13,2 kV	13,2 kV	13,2 kV
Fréquence	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Facteur de puissance	0,84	0,83	0,84	0,83
<u>Moteur</u>				
Puissance	88.000 kW	89.000 kW	117.000 kW	118.000 kW
Tension	13,2 kV	13,2 kV	13,2 kV	13,2 kV
Fréquence	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Facteur de puissance	0,98	0,98	0,98	0,98
Moteur "Poney" : Moteur à induction à rotor bobiné				
Puissance	6.000 kW	6.000 kW	8.000 kW	8.000 kW
Tension	6,6 kV	6,6 kV	6,6 kV	6,6 kV
Vitesse de rotation	250 tr/mn	250 tr/mn	250 tr/mn	250 tr/mn
Transformateur de puissance :				
Type triphasé, à refroidissement par circulation d'huile dans les hydro-réfrigérants				
Puissance	99.800 kVA	100.900 kVA	129.400 kVA	130.400 kVA
Tension	13,2/225kV	13,2/225kV	13,2/225kV	13,2/225 kV
Transformateur de démarrage :				
Type triphasé, à refroidissement par circulation d'huile dans les hydro-réfrigérants				
Puissance	10.000 kVA	10.000 kVA	10.000 kVA	10.000 kVA
Tension	13,2/6,6kV	13,2/6,6kV	13,2/6,6kV	13,2/6,6kV

Figure 8-21 PYLONE A SUSPENSION STANDARD POUR
LA LIGNE 225 KV



Nombre de terre : un terre

Portée normale : 350 mètres

Conducteur : Al-Ac 410 mm²

Fil mis à la terre : câble d'acier galvanisé 70 mm²

Unité : mètre

Echelle : 1/150

Figure 8-22

POWER LINE CARRIER PROTECTIVE RELAYING SYSTEM DIAGRAM

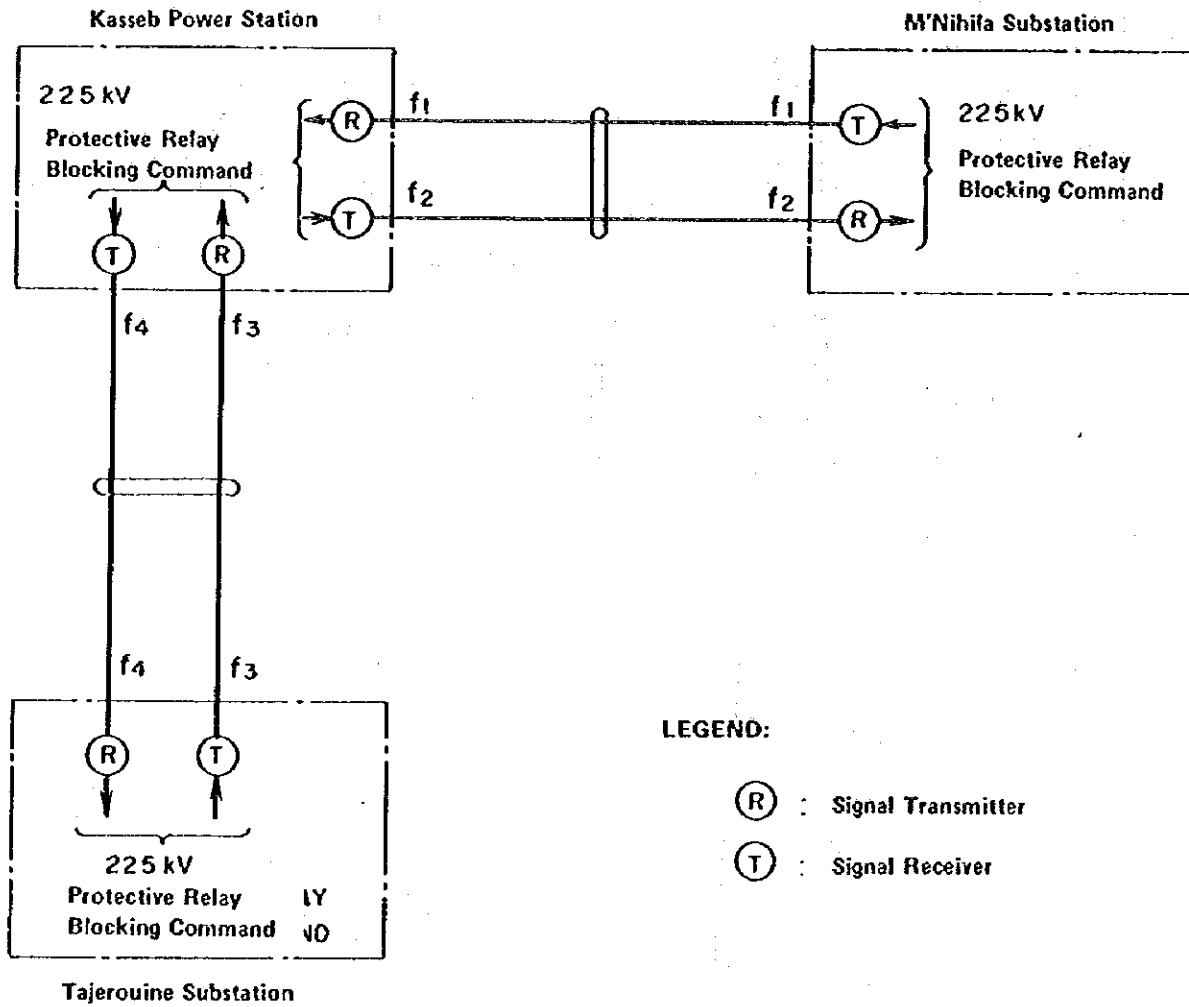
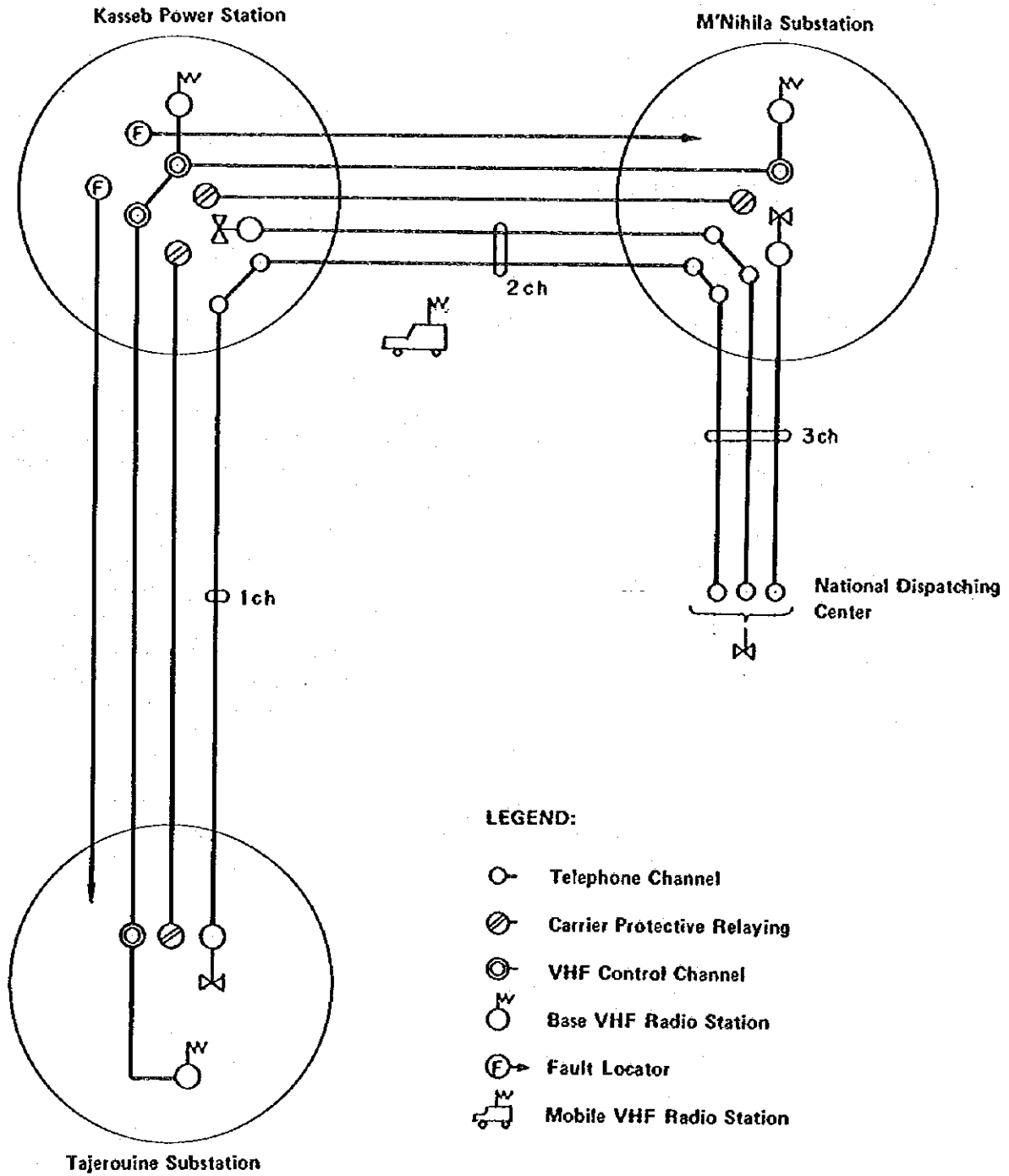


Figure 8-23

TELECOMMUNICATION CIRCUIT DIAGRAM



8.4 PROGRAMME ET METHODE DES TRAVAUX

8.4.1 Programme des travaux

Il est prévu que les travaux de construction de la centrale pompage turbinage de Kasseb seront exécutés en deux phases suivantes :

Première phase

Mise en service du 1er groupe	Avril 1985
Mise en service du 2e groupe	Janvier 1986

Deuxième phase

Mise en service du 3e groupe	Janvier 1988
Mise en service du 4e groupe	Janvier 1989

Les travaux préparatifs, soit l'établissement du cité de chantier et l'aménagement des routes d'accès pourraient débuter au milieu de 1980.

Comme les travaux en deuxième phase doivent être exécutés sans arrêter le fonctionnement des deux premiers groupes, on doit terminer presque tous les travaux de génie civil (plus de 98 %) au cours de la première phase, en laissant les travaux de bétonnage des pompes-turbines en deuxième phase.

La construction des prises d'eau aval constitue les travaux les plus difficiles dans l'aménagement. S'il est permis d'abaisser le plan d'eau du réservoir inférieur durant les travaux des prises d'eau aval, on pourra raccourcir le délai de construction, économiser les coûts d'aménagement et éviter des travaux dangereux. Cependant, l'abaissement du plan d'eau n'est pas réaliste compte tenu du fait que les eaux du réservoir de Kasseb sont sorties pour alimenter la ville de Tunis en eau potable. En conséquence, dans le présent rapport on suppose que les travaux des prises d'eau aval seraient exécutés en abaissant le plan d'eau d'environ 10 mètres.

Les commande de fabrication du matériel hydraulique et de l'appareillage électromécanique pourraient s'effectuer en 1981 et ceux des matériaux de la ligne de transport en 1982. L'installation du groupe turbo-alternateur prendrait 18 mois et il en est de même de la construction de la ligne de transport.

Avant la mise en service de chaque groupe il faut réserver 4 mois pour les essais mécanique et les essais en charge et en service.

Les graphiques 8-1 et 8-2 montrent respectivement le programme des travaux pour chacune des variantes amont et aval.

Ces programmes ont été établis compte tenu du calendrier des mises en service des 4 groupes, à savoir : en avril 1985 du 1er groupe, en janvier 1986 du 2e groupe, en janvier 1988 du 3e groupe et en janvier 1989 du 4e groupe. Toutefois, au point de vue de la facilité des travaux d'installation, il y aurait lieu de devancer de quelques mois les installations des 2e et 4e groupes.

8.4.2 Méthode des travaux

(1) Conditions sur le chantier

(a) Routes de transport

Le site de l'aménagement se situe à une centaine de km à l'ouest de la ville de Tunis et à environ 20 km au nord-ouest de Bèjà. La localisation de ce site ne présente aucun problème difficile pour le transport des matériaux et du matériel.

Tous les matériaux et le matériel seront débarqués au port de Tunis et de là transportés au site par camion. La route entre Tunis et Bèjà est bien revêtue avec largeur permettant une circulation de camions dans les deux sens. Pour la route entre Bèjà et le site de l'aménagement quelques travaux de réparation doivent être exécutés.

(b) Energie pour les travaux

Au cours de la période de construction, une ligne en 30 KV passant tout près du site de l'aménagement et des groupes diesel assureront l'alimentation en énergie électrique des engins, des appareillages de l'éclairage et des appareillages pour tout le service auxiliaire du chantier. Pour cela, une ligne de distribution sera implantée entre cette ligne de répartition et le site.

(c) Distribution de l'eau

Pour l'eau potable et celle pour les travaux on utilisera principalement l'eau de la retenue inférieure. L'eau jaillie de la cuvette amont pourra être utilisée localement.

(2) Approvisionnement en matériaux de construction

Les quantités approximatives de principaux matériaux de construction sont les suivantes :

Ciment	72.000	tonnes
Armature	9.200	tonnes
Acier	8.600	tonnes
Produits pétroliers (essence, gas-oil, pétrole lourd, lubrifiants, etc.)	1.500	kl

Sauf le matériau filtrant, tous les matériaux de construction tels que matériaux de remblai, ceux d'enrochements et ceux de noyau du barrage sont disponibles dans les zones périphériques du site de l'aménagement. Pour produire les matériaux filtrants et les agrégats pour le béton à partir des calcaires répartis dans les zones du site une station de concassage sera construite.

La terre excavée pour la fondation du barrage pourra être utilisée comme matériaux de remblai, et les décombres excavés pour les ouvrages souterrains pourront être utilisés comme matériaux de remblai ou d'agrégats.

(3) Niveau d'eau du réservoir inférieur durant les travaux

Le design et le coût de construction de la prise d'eau aval sont sensiblement influencés par un niveau d'eau du réservoir inférieur durant les travaux.

Comme résultat de l'étude ci-dessous on suppose que le plan d'eau du réservoir inférieur se maintiendrait à un niveau d'eau moins 10 mètres inférieur à la retenue normale durant les travaux de la prise d'eau aval. Les conditions de cette étude et le résultat obtenu sont les suivants :

(a) Conditions de l'étude

- (i) Comme décrit au paragraphe 7.1 (4), l'eau sera sortie du réservoir au débit constant de $1,40 \text{ m}^3/\text{sec}$ durant toute l'année.
- (ii) La capacité maximum de la conduite de vidange du barrage de Kasseb est estimée à $75 \text{ m}^3/\text{sec}$ lors de la retenue normale.
- (iii) Les débits d'apport mesurés sur une période de 18 ans à la station B-11 (c.f. Tableau 6-1) seront utilisés.
- (iv) La relation entre le niveau d'eau et le volume du réservoir montrée dans le Graphique 7-2 sera utilisée.

(b) Méthode appliquée

En obéissant au maximum à la condition de la sortie de l'eau au débit constant de $1,40 \text{ m}^3/\text{sec}$, on abaisse le niveau d'eau pour trouver un niveau limitatif du réservoir inférieur.

(c) Résultat obtenu

Le niveau limitatif calculé durant les travaux se situe à 10 mètres inférieur à la retenue normale du réservoir comme montré dans la Figure 8-24. Dans ce cas, la probabilité de l'indisponibilité de la sortie de l'eau au débit de $1,40 \text{ m}^3/\text{sec}$ est de 1,5 mois sur 18 ans.

(4) Travaux de principaux ouvrages de génie civil

(a) Traitement de l'écoulement d'eau dans la cuvette supérieure

Le débit maximum des crues enregistré du ruisseau qui s'écoule dans la cuvette supérieure n'est que de l'ordre de $5,7 \text{ m}^3/\text{sec}$.

Pour le traitement de cet écoulement d'eau, une conduite de vidange sera installée sur la fondation du barrage projeté. Cette conduite sera également utilisée comme dessableur après l'achèvement du barrage.

(b) Barrage supérieur

A l'appui latéral rive gauche le terrain est couvert des roches qui sont visibles en affleurements. Par conséquent l'excavation ne sera faite que pour enlever des roches sensiblement altérées. Par contre, à l'appui latéral rive droite le terrain est couvert des éboulis et s'est amolli à cause de l'altération, ce qui nécessite l'excavation d'une profondeur de 2 à 8 mètres.

Pour la faille présumée traversant le réservoir perpendiculairement à l'axe du barrage, un traitement convenable devrait être étudié en exécutant les investigations géologiques détaillées.

Pour la fondation du barrage un rideau d'injection doit être mis en place pour permettre l'empêchement de la fuite d'eau et l'augmentation de la résistance du sol de fondation.

Les quantités des matériaux utilisés pour le remblai du barrage sont estimées approximativement à :

Matériaux imperméables . . .	146.700 m ³
Matériaux filtrants . . .	92.200 m ³
Matériaux de recharges amont et aval . . .	720.600 m ³
Total	959.500 m³

Les principaux engins lourds employés pour les remblais sont : les camions à benne de 20 tonnes, les chargeurs à pneu de 4 m³, les bulldozers de 20 à 30 tonnes, les rouleaux à pieds de mouton, etc.

Entre les lieux d'extraction des matériaux et l'emplacement du barrage les routes d'accès seront construites avec largeur, pente et courbe permettant une circulation assez rapide des camions dans les deux sens.

Le gabarit de pose des matériaux de remblai ainsi que les méthodes de compactage devraient être déterminés sur la base des remblais d'essai.

(c) Prise d'eau amont et galerie d'amenée

L'excavation de la prise d'eau amont sera effectuée de façon à ne pas remuer autant que possible la couverture et la couche des marnes argileuses qui pourraient servir comme tapis contre les infiltrations d'eau de la retenue amont.

Les excavations des galeries d'amenée et des conduites forcées seront effectuées à partir de bretelles aménagées du tunnel d'accès à un point immédiatement en amont des bifurcations des conduites forcées de 100 mètres de long. Les excavations seront faites sur deux fronts, galeries d'amenée d'une part, et, bifurcations et conduites forcées d'autre part. Après les excavations, la pose et le bétonnage des blindages d'acier seront exécutés. Les bretelles sont utilisées pour les ventilations d'air, l'évacuation des déblais et le transport du matériel et des matériaux de construction.

(d) Centrale et poste de sectionnement

Il conviendrait d'attaquer l'excavation de la centrale par la voûte en aménageant le tunnel de câble depuis le poste de sectionnement jusqu'à la voûte. Après consolidation de la voûte, l'excavation de la caverne principale sera effectuée à partir du tunnel d'accès et des bretelles.

Pour la sécurité des travaux, le bétonnage et l'excavation seront exécutés en parallèle dans des parties requises.

Les montages et les installations des ponts roulants et des appareillages électromécaniques seront effectués après le bétonnage.

Pour la facilité des travaux, la construction du tunnel de câble sera effectuée en premier lieu. Le terrain du poste de sectionnement sera aménagé en plat par excavation et remblai.

(c) Chambre d'équilibre et galerie de fuite

Dans le cas de la variante aval, les chambres d'équilibre doivent être aménagées. Dans ce cas, il convient d'attaquer l'excavation des chambres d'équilibre par les bretelles amenant à leurs parties inférieures. Les excavations des galeries de fuite seront effectuées à partir des chambres d'équilibre sur deux fronts amont et aval. Une autre bretelle sera également aménagée à environ 500 mètres en amont de la prise d'eau aval pour permettre les excavations sur deux fronts. La pose et le bétonnage des blindages d'acier seront effectués pour les parties comprises entre les diffuseurs et les chambres d'équilibre. Ceux-ci et les galeries de fuite à l'aval seront revêtues de béton.

Aux environs proches des prises d'eau aval l'exécution des forages de reconnaissance est nécessaire pour savoir la présence des terrains amollis ou des infiltrations des eaux. S'il y en a, la consolidation du terrain à l'aide des injections est nécessaire.

(f) Prise d'eau aval

Comme décrit plus haut, les travaux de la prise d'eau aval sont à effectuer en abaissant le niveau d'eau du réservoir inférieur de 10 mètres en dessous de la retenue normale.

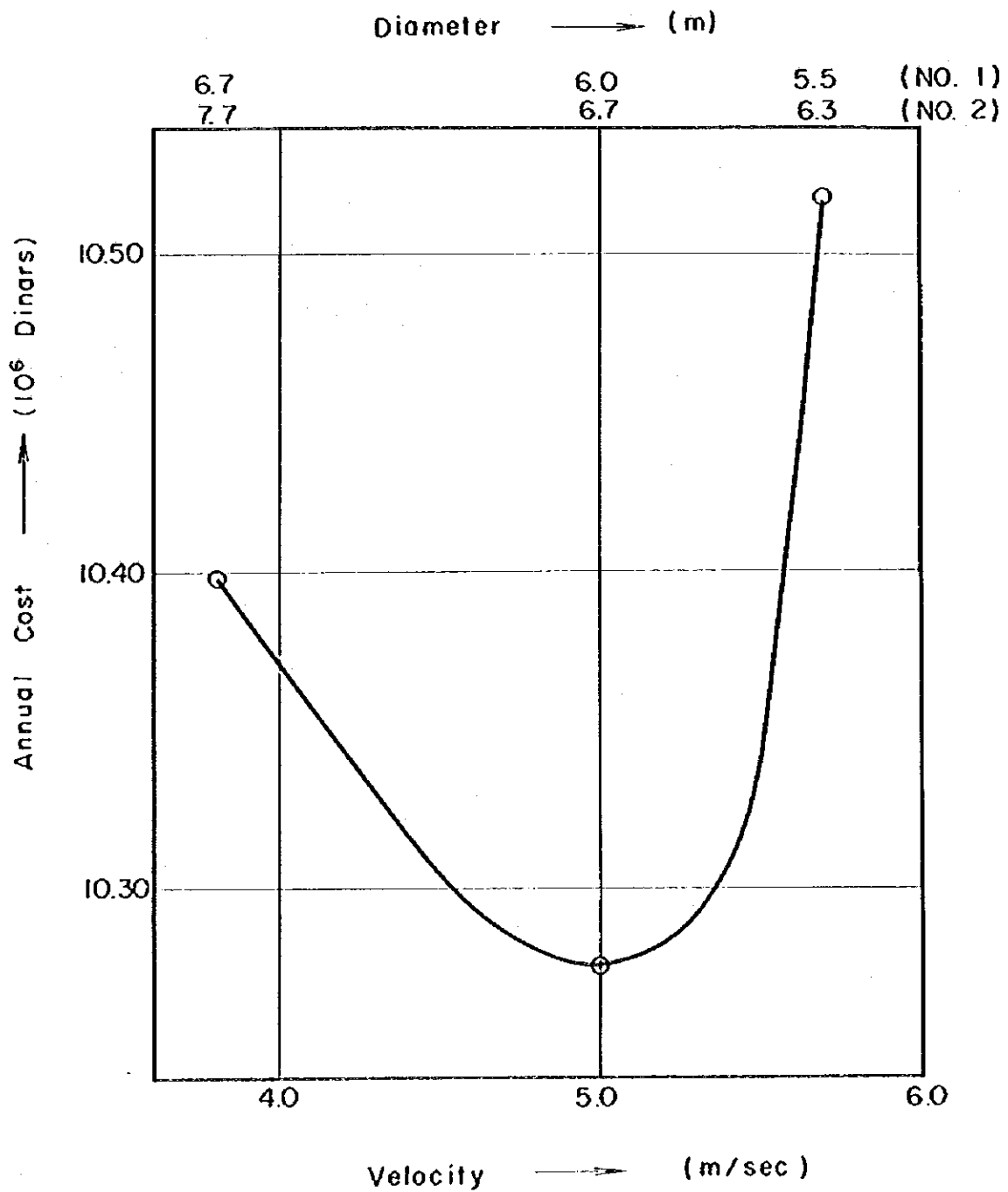
Dans le cas de la variante amont, les prises d'eau aval seront du type trompe d'entrée, et le canal de fuite sera aménagé.

Dans le cas de la variante aval, les conditions topographiques et la nécessité des travaux sous l'eau nous ont conduit à adopter la prise d'eau aval du type caisson à air comprimé. La méthode des travaux est la suivante :

- A l'emplacement prévu de la prise d'eau aval on décharge la terre pour y créer une plateforme sur laquelle est posé le caisson à air comprimé. Par la suite, en tenant la pression barométrique dans le caisson à un niveau déterminé on abaisse le caisson par excavation à une profondeur requise.
- Après l'installation du caisson on consolide par injection le terrain en dessous pour excaver les puits jusqu'à ce qu'ils connectent avec les galeries de fuite.

- Egalement après l'installation du caisson, on enlève la plate-forme de façon à ne pas donner des obstacles à l'exploitation de la centrale.
- En parallèle avec l'enlèvement de la plate-forme, la pose des vannes et des grilles ainsi que le bétonnage de la prise d'eau aval seront effectués.

Fig.-8.1 Study on Tunnel Diameter



Graphique 8-1 PROGRAMME DES TRAVAUX
— Variante amont —

Description	Quantité des travaux	1979		1980		1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988		
		J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	
1. ETUDE DETAILLEE ET SURVEILLANCE DES TRAVAUX (Ingénierie) — ADMINISTRATION																						
2. TRAVAUX PREPARATIFS																						
2.1 CITE DU CHANTIER																						
2.2 ROUTES D'ACCES																						
3. TRAVAUX DE GENIE CIVIL																						
3.1 DERIVATION PROVISOIRE																						
3.2 BARRAGE SUPERIEUR:																						
Excavation	165,100 m ³																					
Bétonnage	440 m ³																					
Remblais	959,500 m ³																					
Injection	7,400 m ³																					
3.3 PRISE D'EAU AMONT:																						
Excavation	114,300 m ³																					
Bétonnage	14,520 m ³																					
3.4 GALERIE D'AMENEE: (Conduite forcée)																						
Excavation	117,000 m ³																					
Bétonnage	51,100 m ³																					
3.5 CENTRALE:																						
Excavation	125,800 m ³																					
Bétonnage	42,750 m ³																					
3.6 TUNNEL D'ACCES:																						
Excavation	26,500 m ³																					
Bétonnage	7,190 m ³																					
3.7 CHAMBRE D'EQUILIBRE:																						
Excavation																						
Bétonnage																						
3.8 GALERIE DE FUITE:																						
Excavation	65,300 m ³																					
Bétonnage	25,150 m ³																					
3.9 PRISE D'EAU AVAL:																						
Excavation	749,400 m ³																					
Bétonnage	22,860 m ³																					
Remblais	60,000 m ³																					

Description	Quantité des travaux	1979		1980		1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988		
		J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	
3.10 POSTE DE SECTIONNEMENT: Excavation Remblais	225.300 m ³ 12.600 m ³																					
3.11 SALLE DE CONTROLE																						
4. MATERIEL HYDRAULIQUE																						
4.1 CONDUITE DE VIDANGE DE FOND																						
4.2 CONDUITE FORCEE																						
4.3 VANNE DE DIFFUSEUR																						
4.4 BLINDAGES																						
4.5 VANNE DE LA PRISE D'EAU AVANT																						
5. MATERIEL ELECTRIQUE																						
5.1 PONT ROULANT																						
5.2 POMPE-TURBINE:																						
1er Groupe																						
2e Groupe																						
3e Groupe																						
4e Groupe																						
ALTERNATEUR-MOTEUR:																						
1er Groupe																						
2e Groupe																						
3e Groupe																						
4e Groupe																						
5.3 POSTE DE SECTIONNEMENT																						
5.4 TELECOMMUNICATION																						
6. LIGNE DE TRANSPORT ET LES POSTES																						
6.1 LIGNE KASSEB - M'NIHILA	110 km																					
6.2 LIGNE KASSEB - TAJEROUINE	120 km																					
6.3 POSTE DE M'NIHILA																						
6.4 POSTE DE TAJEROUINE																						

Graphique 8-2 PROGRAMME DE TRAVAUX
— Variante aval —

Description	Quantité des travaux	1979		1980		1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988	
		J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D
1. ETUDE DETAILLEE ET SURVEILLANCE DES TRAVAUX (Ingénierie) — ADMINISTRATION																					
2. TRAVAUX PREPARATIFS																					
2.1 CITE DU CHANTIER																					
2.2 ROUTES D'ACCES																					
3. TRAVAUX DE GENIE CIVIL																					
3.1 DERIVATION PROVISOIRE																					
3.2 BARRAGE SUPERIEUR:																					
Excavation	165,000 m ³																				
Bétonnage	440 m ³																				
Remblais	959,500 m ³																				
Injection	7,400 m ³																				
3.3 PRISE D'EAU AMONT:																					
Excavation	100,200 m ³																				
Bétonnage	13,800 m ³																				
3.4 GALERIE D'AMENEE: (Conduite forcée)																					
Excavation	93,300 m ³																				
Bétonnage	42,910 m ³																				
3.5 CENTRALE:																					
Excavation	127,100 m ³																				
Bétonnage	43,280 m ³																				
3.6 TUNNEL D'ACCES:																					
Excavation	24,000 m ³																				
Bétonnage	7,500 m ³																				
3.7 CHAMBRE D'EQUILIBRE:																					
Excavation	40,400 m ³																				
Bétonnage	17,730 m ³																				
3.8 GALERIE DE FUITE:																					
Excavation	207,400 m ³																				
Bétonnage	79,340 m ³																				
3.9 PRISE D'EAU AVANT:																					
Excavation	214,900 m ³																				
Bétonnage	26,200 m ³																				
Remblais	290,000 m ³																				

Description	Quantité des travaux	1979		1980		1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988	
		J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D
<p>3.10 POSTE DE SECTIONNEMENT: Excavation Remblais</p> <p>3.11 SALLE DE CONTROLE</p>	<p>225.300 m³ 12.600 m³</p>																				
<p>4. MATERIEL HYDRAULIQUE</p> <p>4.1 CONDUITE DE VIDANGE DE FOND</p> <p>4.2 CONDUITE FORCEE</p> <p>4.3 VANNE DE DIFFUSEUR</p> <p>4.4 BLINDAGES</p> <p>4.5 VANNE DE LA PRISE D'EAU AVAL</p>																					
<p>5. MATERIEL ELECTRIQUE</p> <p>5.1 PONT ROULANT</p> <p>5.2 POMPE-TURBINE:</p> <p>1er Groupe</p> <p>2e Groupe</p> <p>3e Groupe</p> <p>4e Groupe</p> <p>ALTERNATEUR-MOTEUR:</p> <p>1er Groupe</p> <p>2e Groupe</p> <p>3e Groupe</p> <p>4e Groupe</p>																					
<p>5.3 POSTE DE SECTIONNEMENT</p> <p>5.4 TELECOMMUNICATION</p>																					
<p>6. LIGNE DE TRANSPORT ET LES POSTES</p> <p>6.1 LIGNE KASSEB - M'NIHILA</p> <p>6.2 LIGNE KASSEB - TAJEROUINE</p> <p>6.3 POSTE DE M'NIHILA</p> <p>6.4 POSTE DE TAJEROUINE</p>	<p>110 km 120 km</p>																				

CHAPITRE 9 ESTIMATION DES COUTS ET LE PROGRAMME DES INVESTISSEMENTS

- 9.1 CONDITIONS POUR L'ESTIMATION
- 9.2 COUTS TOTAUX D'AMENAGEMENT
- 9.3 PROGRAMME DES INVESTISSEMENTS

CHAPTER 9 ESTIMATION DES COÛTS ET LE PROGRAMME DES INVESTISSEMENTS

9.1 CONDITIONS POUR L'ESTIMATION

L'estimation des coûts des aménagements doit s'effectuer compte tenu des conditions physiques du site du projet, de l'ampleur des travaux et de la capacité de l'entrepreneur. D'ailleurs, les prix estimés doivent inclure une marge suffisante pour les contingences.

9.1.1 Coûts unitaires des travaux de génie civil

Le Ministère de l'Équipement du gouvernement tunisien a établi un bordereau des prix unitaires des travaux de génie civil aux valeurs en mars 1977, en se basant sur les prix de soumission en août 1976 pour le projet de Sidi Salem. Ces prix comprennent les coûts de la main d'œuvre, de la fourniture, de l'équipement de construction et des frais et profits de l'entrepreneur. D'autre part, dans le rapport de juillet 1975 de la société TECSULT International sont donnés les prix unitaires pour les ouvrages de génie civil du projet de pompage turbinage de Kasseb. Compte tenu des prix donnés dans ces rapports, nous avons déterminé les prix unitaires en mars 1978 de la façon suivante :

- (a) On développe jusqu'en mars 1978 les prix estimés par le Ministère de l'Équipement en y appliquant les taux d'augmentation de 17,5 % pour le coût de la main d'œuvre et de 7 % pour le reste.
- (b) On confronte les prix de 1977 estimés par le Ministère de l'Équipement avec ceux de la même année obtenus en augmentant les prix montrés dans le rapport de TECSULT au taux annuel moyen de 10 % pour les années 1975-1977.
- (c) En comparant les prix obtenus par (a) avec ceux en vigueur au Japon et en tenant compte de la confrontation effectuée par (b), on détermine les prix unitaires à appliquer dans le présent rapport.

9.1.2 Matériel hydraulique et l'appareillage électrique

Les prix du matériel hydraulique et de l'appareillage électrique ont été estimés compte tenu des prix récents et des conditions économiques actuelles au Japon et à l'étranger.

9.1.3 Imprévus et contingences

Les coûts se rapportant aux imprévus et contingences ont été estimés à 10 % pour les travaux de génie civil et le matériel hydraulique, et à 7,5 % pour l'appareillage électrique et la ligne de transport.

9.1.4 Ingénierie et l'administration

Les coûts de l'ingénierie et de l'administration ont été respectivement estimés à 5% des coûts directs d'aménagement (y compris les contingences).

9.1.5 Répartition des coûts entre la monnaie domestique et les devises étrangères

Les coûts des aménagements se divisent en deux catégories soit en monnaie domestique et en devise étrangère. La première inclue les frais du personnel de l'administration, les coûts de la main d'oeuvre, les frais de matériaux (ciment, armature, bois, combustible, lubrifiants, etc.), et la dernière comporte les prix du matériel hydraulique, de l'appareillage électrique, des matériaux de la ligne de transport, de l'équipement de construction, les frais du personnel de l'entrepreneur étranger et de l'ingénieur-conseil.

Dans le présent rapport, les taux de répartition des deux catégories de coûts ont été estimés comme suit :

Item	Monnaie domestique	Devise étrangère
– Travaux de génie civil	40 %	60 %
– Matériel hydraulique	10 %	90 %
– Appareillage électrique	8 %	92 %
– Ligne de transport	22 %	78 %

9.2 COÛTS TOTAUX D'AMENAGEMENT

Tableaux 9-1 et 9-2 montrent les coûts pour les différentes structures. Ces coûts ont été évalués pour les deux variantes amont et aval (pour le marnage de 15 mètres). Leurs coûts totaux évalués aux valeurs en mars 1978 et les taux de répartition entre la monnaie domestique et la devise étrangère sont résumés comme suit :

Item	Variante amont	Variante aval
– Monnaie domestique	22.111.800 DT (27 %)	27.231.300 DT (29 %)
– Devise étrangère	59.216.100 DT (73 %)	65.513.500 DT (71 %)
Total :	81.327.900 DT	92.744.800 DT

Comme montré ci-dessus, le coût d'aménagement de la variante aval est d'environ 11.417 milliers de Dinars plus grand que celui de la variante amont.

9.3 PROGRAMME DES INVESTISSEMENTS

Pour les différentes structures nous avons estimé leurs dépenses annuelles sur la base du critère suivant :

– Travaux de génie civil :	Paiement à la pièce
– Matériel hydraulique :	
• Lors de contrat	Paiement de 10 %
• Lors de l'embarquement	” 60 %
• Achèvement de la mise en place	” 20 %
• Lors de la mise en eau	” 10 %

– Appareillage électrique	
• Lors de contrat	Paiement de 10 %
• Lors de l'embarquement	” 50 %
• Lors de la mise en service	” 40 %
– Matériaux de le ligne de transport :	
• Lors de contrat	Paiement de 20 %
• Lors de l'embarquement	” 60 %
• Achèvement de la construction	” 20 %

Les tableaux 9-3 et 9-4 montrent respectivement les dépenses annuelles de chacune des deux variantes amont et aval.

Il est à noter que dans le financement des fonds les prix annuels montrés dans les tableaux doivent être majorés des intérêts intercalaires et des prix d'augmentatiox dûs à l'inflation.

Tableau 9-1 COUTS TOTAUX D'AMENAGEMENT
– Variante amont –

(Milliers de Dinars)

Description	Monnaie domestique	Devise étrangère	Total
COUTS DIRECTS			
I. Centrale pompage turbinage			
1. Travaux de génie civil	10.788,0	16.182,1	26.970,1
2. Matériel hydraulique	1.218,0	10.965,0	12.183,0
3. Appareillage électrique	1.992,4	19.710,0	21.707,4
Sous-total	14.003,4	6.857,1	60.860,5
II. Ligne de transport et les postes			
1. Ligne de transport	1.300,5	5.202,9	6.503,4
2. Postes	95,0	379,0	474,0
Sous-total	1.395,5	5.581,9	6.977,4
Total	15.398,9	52.439,0	67.837,9
COUTS INDIRECTS			
I. Contingences			
1. Travaux de génie civil	1.080,0	1.620,0	2.700,0
2. Matériel hydraulique	122,0	1.098,0	1.220,0
3. Appareillage électrique	150,0	1.480,0	1.630,0
4. Ligne de transport et les postes	220,0	320,0	540,0
Sous-total	1.572,0	4.518,0	6.090,0
II. Ingénierie et l'administration			
1. Ingénierie	–	3.700,0	3.700,0
2. Administration	3.700,0	–	3.700,0
Sous-total	3.700,0	3.700,0	7.400,0
Total	5.272,0	8.218,0	13.490,0
Coûts totaux d'aménagement	20.670,9	60.657,0	81.327,9
Taux de répartition	25 %	75 %	100 %

Tableau 9-2 COUTS TOTAUX D'AMENAGEMENT
– Variante aval –

(Milliers de Dinars)

Description	Monnaie domestique	Devise étrangère	Total
COUTS DIRECTS			
I. Centrale pompage turbinage			
1. Travaux de génie civil	15.118,2	22.677,5	37.795,7
2. Matériel hydraulique	1.082,3	9.742,0	10.824,3
3. Appareillage électrique	1.997,4	19.710,0	21.707,4
Sous-total	18.197,9	52.129,5	70.327,4
II. Ligne de transport et les postes			
1. Ligne de transport	1.300,5	5.202,9	6.503,4
2. Postes	95,0	379,0	474,0
Sous-total	1.395,5	5.581,9	6.977,4
Total	15.398,9	52.439,0	67.837,9
COUTS INDIRECTS			
I. Contingences			
1. Travaux de génie civil	1.512,0	2.268,0	3.780,0
2. Matériel hydraulique	109,0	981,0	1.090,0
3. Appareillage électrique	150,0	1.480,0	1.630,0
4. Ligne de transport et les postes	220,0	320,0	540,0
Sous-total	1.991,0	5.049,0	7.040,0
II. Ingénierie et l'administration			
1. Ingénierie	—	4.200,0	4.200,0
2. Administration	4.200,0	—	4.200,0
Sous-total	4.200,0	4.200,0	8.400,0
Total	6.191,0	9.249,0	15.440,0
Coûts totaux d'aménagement	25.784,4	66.960,4	92.744,8
Taux de répartition	28 %	72 %	100 %

Tableau 9-3 PROGRAMME DES INVESTISSEMENTS
—Variante amont—

(Milliers de Dinars)

Catégorie	Travaux	Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
TRAVAUX DE GENIE CIVIL	1.1 Routes d'accès	952,0		952,0								
	1.2 Dérivation provisoire	203,6			203,6							
	1.3 Barrage supérieur	2.691,5			33,0	436,1	1.481,4	741,0				
	1.4 Prise d'eau amont	1.027,5				167,2	258,0	602,3				
	1.5 Galerie d'amenée	5.660,6			509,0	2.034,3	1.559,0	1.558,3				
	1.6 Centrale	5.776,1			611,0	612,0	2.584,1	1.519,9			224,0	225,1
	1.7 Tunnel d'accès	891,7			891,7							
	1.8 Chambre d'équilibre	—										
	1.9 Galerie de fuite	3.423,8			450,0	2.396,8	577,0	730,4				
	1.10 Prise d'eau aval	4.416,3			1.600,0	1.600,0	2.085,9	730,4				
	1.11 Poste de sectionnement	927,0			172,0	430,0	238,3	86,7				
	1.12 Salle de contrôle	1.000,0			300,0	300,0	300,0	300,0	50,0		25,0	25,0
	1.13 Contingences	26.970,1			952,0	7.976,4	9.083,7	5.538,6	50,0		249,0	250,1
	Sous-total	2.700,0		95,0	288,0	798,0	909,0	554,0	50	25,0	25,0	
	Total	29.670,1		1.048,0	2.158,3	8.774,4	9.992,7	6.092,6	55,0	274,0	275,1	
MATERIEL HYDRAULIQUE	2.1 Conduite de vidange de fond	96,5			96,5							
	2.2 Conduite forcée	9.895,3			990,0	5.937,0	81,0	1.978,3	990,0			
	2.3 Vanne de diffuseur	805,6				91,0	546,0	81,0	643,6			
	2.4 Blindages	910,0						182,0	91,0			
	2.5 Vanne de la prise d'eau aval	475,6					48,0	379,6	48,0			
	2.6 Contingences	12.183,0			990,0	6.124,5	675,0	3.183,5	1.210,0			
	Sous-total	1.250,0		99,0	613,0	68,0	319,0	121,0				
	Total	13.403,0		1.089,0	6.737,5	743,0	3.502,5	1.331,0				
APPAREIL-LAGE ELECTRIQUE	3.1 Centrale et poste de sectionnement	21.332,4			457,0	457,0	4.572,0	1.220,0	6.704,0	3.048,0	2.437,2	2.437,2
	3.2 Télécommunication	375,0					18,0	162,0				
	Sous-total	21.707,4			457,0	457,0	4.590,0	1.382,0	6.704,0	3.048,0	2.437,2	2.437,2
	3.4 Contingences	1.630,0			34,0	34,0	344,0	104,0	503,0	237,0	189,0	185,0
	Total	23.337,4		491,0	491,0	4.934,0	1.486,0	7.207,0	3.400,0	2.706,2	2.622,2	
LIGNE DE TRANSPORT ET LES POSTES	4.1 Ligne de transport	6.503,4				650,0	1.950,0		3.253,4		650,0	
	4.2 Postes	474,0					47,0	143,0	47,0	190,0	47,0	
	Sous-total	6.977,4				650,0	1.997,0	143,0	3.300,4	190,0	697,0	
	Contingences	540,0				50,0	155,0	11,0	256,0	15,0	53,0	
	Total	7.517,4			700,0	2.152,0	154,0	3.556,4	205,0	750,0		
	COUTS DIRECTS D'AMENAGEMENTS	73.927,9		1.048,0	4.738,3	16.702,9	17.821,7	11.235,1	12.149,4	3.605,0	3.730,2	2.897,3
COUTS INDIRECTS	5.1 Ingénierie	3.700,0		778,0	1.660,0	585,0	624,0	394,0	426,0	126,0	140,0	91,0
	5.2 Administration	3.700,0		52,0	221,0	836,0	892,0	562,0	608,0	180,0	200,0	149,0
	Total	7.400,0		830,0	387,0	1.421,0	1.516,0	956,0	1.034,0	306,0	340,0	240,0
	COUTS TOTALS D'AMENAGEMENTS	81.327,9		1.878,0	5.125,3	18.123,9	19.337,7	12.191,1	13.183,4	3.911,0	4.070,2	3.137,3
REPARTITION DES COUTS	Monnaie domestique	20.670,9		471,2	1.638,4	5.214,9	5.879,9	3.519,2	2.190,3	537,1	719,7	500,2
	Devises étrangères	60.657,0		1.406,8	3.486,9	12.909,0	13.457,8	8.671,9	10.993,1	3.373,9	3.350,5	2.637,1

Tableau 9-4 PROGRAMME DES INVESTISSEMENTS
— Variante aval —

(Milliers de Dinars)

Catégorie	Travaux	Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
TRAVAUX DE GENIE CIVIL	1.1 Routes d'accès	1.020,0		1.020,0								
	1.2 Derivation provisoire	203,6		203,6								
	1.3 Barrage supérieur	2.691,5		33,0	436,1	1.481,4	741,0	581,0				
	1.4 Prise d'eau amont	978,5			409,0	1.485	249,0	1.314,2				
	1.5 Galerie d'aménée	4.673,3			606,0	643,0	2.625,2	1.538,0				225,1
	1.6 Centrale	5.861,3			900,1							
	1.7 Tunnel d'accès	900,1			85,6	2.293,8						
	1.8 Chambre d'équilibre	2.379,4			892,0	3.567,7	3.876,0	2.908,4				
	1.9 Galerie de fuite	11.244,1			1.762,0	2.719,6	1.435,3					
	1.10 Prise d'eau aval	927,0			175,0	430,0	238,3	86,7				
	1.11 Poste de sectionnement	1.000,0			300,0	300,0	300,0	300,0	50,0			25,0
	1.12 Salle de contrôle	37.795,7			1.053,0	3.704,4	12.261,5	12.064,1	8.163,6	50,0		249,0
	1.13 Contingences	3.780,0			105,0	371,0	1.226,0	1.207,0	816,0	5,0		25,0
	Total	41.575,7		1.158,0	4.075,4	13.487,5	13.271,1	8.979,6	55,0		274,0	275,1
MATÉRIEL HYDRAULIQUE	2.1 Conduite de vidange de fond	96,5			775,0	4.649,0		1.550,0	775,0			
	2.2 Conduite forcée	7.749,0					70,0	559,6	70,0			
	2.3 Vanne de flûteur	699,6				99,0	594,0	198,0	99,0			
	2.4 Blindages	990,0					129,0	1.031,2	129,0			
	2.5 Vanne de la prise d'eau aval	1.289,2			775,0	4.844,5	793,0	3.338,8	1.073,0			
		Sous-total	10.824,3		80,0	486,0	81,0	335,0	108,0			
2.6 Contingences	1.090,0			855,0	5.330,5	874,0	3.673,8	1.181,0				
	Total	11.914,3										
APPAREIL-LAGE ÉLECTRIQUE	3.1 Centrale et poste de sectionnement	21.332,4			457,0	457,0	4.572,0	1.220,0	6.704,3	3.048,0	2.437,2	2.437,2
	3.2 Télécommunication	375,0			457,0	457,0	18,0	162,0		115,0	80,0	
		Sous-total	21.707,4					4.590,0	1.382,0	6.704,3		
LIGNE DE TRANSPORT ET LES POSTES	3.3 Contingences	1.630,0			34,0	34,0	344,0	104,0	503,0	337,0	189,0	185,0
	Total	23.337,4			491,0	491,0	4.934,0	1.486,0	7.207,0	3.400,0	2.706,2	2.622,2
	4.1 Ligne de transport	6.503,4			650,0	650,0	1.950,0	3.253,4			650,0	
4.2 Postes	474,0					47,0	143,0	47,0	190,0	47,0		
	Sous-total	6.977,4			650,0	650,0	1.997,0	143,0	3.300,4	190,0	697,0	
4.3 Contingences	540,0			50,0	155,0	11,0	256,0	15,0	53,0			
	Total	7.517,4			700,0	700,0	2.152,0	154,0	3.556,4	205,0	750,0	
COUTS DIRECTS DES AMÉNAGEMENTS		84.344,8		1.158,0	5.421,4	20.009,0	21.231,1	14.293,4	11.929,4	3.605,0	3.730,2	2.897,3
	5.1 Ingénierie	4.200,0	420,0	880,0	190,0	697,0	740,0	498,0	418,0	126,0	140,0	91,0
5.2 Administration	4.200,0	420,0	58,0	270,0	996,0	1.038,0	712,0	597,0	180,0	200,0	149,0	
	Total	8.400,0	420,0	938,0	460,0	1.693,0	1.778,0	1.210,0	1.015,0	306,0	340,0	240,0
REPARTITION DES COUTS	COUTS TOTAUX DES AMÉNAGEMENTS	92.744,8	420,0	2.096,0	5.881,4	21.702,0	23.009,1	15.503,4	13.014,4	3.911,0	4.070,2	3.137,3
	Monnaie Tunisienne	25.794,4	420,0	521,2	2.030,8	7.119,5	7.350,3	4.841,4	2.164,2	537,1	719,7	600,2
	Devises étrangères	66.960,4	420,0	1.574,8	3.850,6	14.582,5	15.658,8	10.662,0	10.850,2	3.373,9	3.350,5	2.637,1

CHAPITRE 10 EVALUATION ECONOMIQUE

10.1 METHODOLOGIE

10.2 COUTS TOTAUX ACTUALISES

10.3 TAUX DE RENTABILITE INTERNE RELATIF

10.4 CONCLUSION

10.1 METHODOLOGIE

10.1.1 Variantes à comparer

L'évaluation économique d'un projet de développement électrique s'effectue normalement par moyen de l'actualisation des coûts sur toute la durée de vie de l'équipement entre le projet envisagé et ses variantes qui peuvent rendre des services égaux. Dans ce cas, des services veulent dire la production d'électricité qui peut suivre n'importe quelles variations des charges journalières ou saisonnières. A ce sujet, en raison de leur rapidité de démarrage pouvant faire face à ces variations, les turbines à gaz sont considérées comme les meilleures variantes pour le projet de centrale pompage turbinage. Par conséquent l'évaluation économique dans le présent chapitre sera effectuée sous forme d'une comparaison des coûts totaux actualisés entre le projet de Kasseb et les turbines à gaz (Variante TG) ayant une puissance totale équivalente au projet de Kasseb. D'ailleurs, pour le projet de Kasseb deux variantes "amont" et "aval" seront prises en compte dans cette évaluation économique.

10.1.2 Taux de rentabilité interne relatif

(1) Généralités

La modalité essentielle de l'évaluation économique consiste à calculer un taux de rentabilité interne relatif du projet de Kasseb par rapport à sa variante. Pour cela, pour chacun de ces deux types d'équipement les coûts actualisés de toutes les dépenses qui couvrent la construction, l'entretien et l'exploitation ainsi que le combustible utilisé et le renouvellement de matériel seront calculés à quelques taux d'actualisation, soit à 8 %, à 10 % et à 12 %, afin de tracer en graphique deux courbes de ces coûts totaux actualisés dont l'intersection représente le taux de rentabilité en cause, et ensuite celui-ci sera comparé avec un taux d'actualisation social qui est normalement appliqué en Tunisie dans les évaluations économiques des projets publics.

(2) Introduction des incidences d'inflation

Quoi que le problème d'inflation ne soit pas neuf, il s'est aggravé surtout dans ces dernières années en raison d'un accroissement rapide des besoins en ressources diminuantes telles que pétrole, charbon, gaz naturel, etc. Même durant une période relativement stagnante de 1950 à 1958 le taux d'augmentation annuel des prix de construction aux Etats-Unis enregistrait plus de 5 %. Et durant la période de 1970 à 1977 au milieu de laquelle a surgi la crise pétrolière, presque tous les pays étaient infligés d'une augmentation forte des prix allant de 7 % à 10 % en moyenne par an.

Par conséquent il conviendrait de tenir compte des incidences d'inflation dans une comparaison économique des deux types d'équipement dont les durées de vie sont différentes beaucoup l'une de l'autre. En effet, il n'est jamais réaliste de supposer que les dépenses futures pour l'entretien, l'exploitation et le renouvellement du matériel seraient occasionnées au même niveau des prix qu'aujourd'hui.

Il est vrai qu'il est permis en général de négliger des incidences d'inflation dans une comparaison économique sous prétexte qu'elles seraient égales tant pour les bénéfices (coûts des variantes) que pour les coûts du projet envisagé. Cependant, ce prétexte ne s'appliquerait qu'au cas où le projet envisagé et ses variantes sont du même type d'équipement. Dans la comparaison économique entre le Projet du Kasseb et la Variante TG il serait raisonnable d'y introduire un taux d'augmentation des prix compte tenu d'une large différence entre leurs durées de vie, ce qui nous permettrait d'aboutir à une conclusion plus équitable.

Une prévision des prix sur une période de 1976 à 1987, établie par la B.I.R.D. dans son rapport de mars 1975, nous suggère l'application des taux annuels moyens d'augmentation de 8 à 7 % pour le matériel, de 12 à 10 % pour les travaux de génie civil et de 10 % pour l'ingénierie. Cependant, ces taux estimés semblent un peu trop forts si l'on remarque les évolutions rétrospectives des prix dans quelques principaux pays industriels. En voici l'exemple :

(a) Indices des prix de gros des produits industriels

Nom du pays	Indice en 1977 (1970 = 100)	Taux d'augmentation annuel moyen
Allemagne	142,2	5,2 %
France	168,7	7,7 %
Japon	159,5	6,9 %
Etats-Unis	178,0	8,6 %
	Moyenne	7,1 %

(b) Evolution des prix du matériel électrique et mécanique

En ce qui concerne les prix du matériel électrique durant la période de 1970 à 1976, le taux d'augmentation annuel moyen se chiffre approximativement à 7 % pour l'alternateur, à 5,5 % pour le transformateur et à 6 % pour le disjoncteur. Comme le poids relatif du prix de l'alternateur est prépondérant dans l'ensemble du matériel électrique, on pourrait estimer le taux d'augmentation global à 7 %.

Quant aux prix des produits pétroliers, ils ont justement triplé durant la période de 1970 à 1977, soit au taux annuel moyen de 17,7 %. Mais nous supposons que leur évolution à long terme serait presque pareille aux rythmes d'augmentation des prix généraux.

Dans le présent rapport, l'évaluation économique du projet de Kasseb a été effectuée compte tenu des corrélations entre des taux d'augmentation des prix et des taux de rentabilité interne relatif.

10.2 COÛTS TOTAUX ACTUALISES

Compte tenu du fait que des préparations pour les études détaillées du Projet de Kasseb sont à démarrer en 1979, toutes les dépenses qui couvrent la construction, l'entretien et l'exploitation, le

combustible et le renouvellement du matériel du projet de Kasseb et de la variante TG seront actualisées au début 1979.

10.2.1 Coûts de construction

(1) Projet de Kasseb

Les coûts de construction du projet de Kasseb pour la "variante amont" et la "variante aval" sont estimés dans le chapitre 9. Dans ces coûts de construction, le coût d'installation de la ligne de transport 225 KV qui s'achemine à partir de la centrale jusqu'aux postes envisagés de M'Nihila et de Tajerouine n'est pas exclusivement pour le projet de Kasseb, car cette ligne peut contribuer à l'amélioration de la stabilité et de la fiabilité du réseau national. Par conséquent il sera permis, à toute approximation, d'en faire inclure la moitié dans les coûts afférents au projet de Kasseb.

C'est ainsi que les coûts de construction du projet de Kasseb appliqués dans cette évaluation économique seront les suivants :

Description	(Milliers de Dinars)					
	Variante "amont"			Variante "aval"		
	Devis	Dinars	Total	Devis	Dinars	Total
Centrale	51.055,1	15.355,4	66.410,5	58.858,5	19.968,9	76.827,4
Ligne de transport	2.950,9	807,8	3.758,7	2.950,9	807,8	3.758,7
Ingénierie et administration	3.700,0	3.700,0	7.400,0	4.200,0	4.200,0	8.400,0
Total	57.706,0	19.863,2	77.569,2	64.009,4	24.976,7	88.986,1

Les dépenses annuelles et leurs coûts actualisés sont montrés dans le Tableau 10.1.

(2) Variante TG

Comme décrit au Chapitre 3, il est supposé qu'à l'horizon 1985 - 1989 des turbines à gaz d'une puissance unitaire de l'ordre de 76 MW seraient couramment utilisées. Et pour cela, comme variante au projet de Kasseb, nous avons considéré dans le même chapitre l'installation par étape de 6 unités de turbine à gaz, chacune 76 MW totalisant 456 MW.

Or, en ce qui concerne le taux d'indisponibilité dû aux révisions et aux accidents des turbines à gaz, la valeur moyenne de Tunis Sud (TG-1 et TG-2) et de Ghannouch II (TG-1, TG-2 et TG-3) pour les années 1976 et 1977 était de 13,7% par rapport à 2% des centrales pompage turbinage que nous voyons normalement au Japon. Par conséquent la variante TG devrait s'équiper d'une puissance totale installée de 397 MW.

$$(350 \text{ MW} \times 0,98) / (1 - 0,137) = 397 \text{ MW}$$

Par conséquent pour évaluer les coûts de construction de la variante TG dans le cadre d'une comparaison économique on n'a qu'à multiplier 397 MW par le coût unitaire d'installation des turbines à gaz d'une puissance unitaire de 76 MW.

En juillet 1978 deux unités de turbine à gaz à 76 MW chacune ont été mises en service au Japon. Leur prix d'installation englobant aussi le coût de raccordement au réseau haute tension et celui de l'administration était de 8.348 millions de Yen, soit 54.920 Yen par kW installée. Au taux de change de 180 Yen = 1 dollar E.U. = 0,406 Dinars on obtient donc le coût unitaire d'installation de 124 Dinars par kW installée. De ces coûts d'installation environ 20 % sont estimés comme coût de raccordement.

En conséquence, suivant le calendrier du programme d'équipement en turbines à gaz décrit dans le Chapitre 3, on peut estimer les coûts de construction de la variante TG comme suit :

(Milliers de Dinars)				
Année	Description	Total	Sous-détail	
			TG	Poste
1985	76 MW x 1 x 124	9.424	7.544	1.880
1986	76 MW x 1 x 124	9.424	7.544	1.880
1988	76 MW x 2 x 124	18.848	15.088	3.760
1989	76 MW x 2 x 124	18.848	15.088	3.760
	Sous-total 456 MW	56.544	45.264	11.280
	Moins 59 MW x 124	- 7.316	- 5.856	- 1.460
	Total 397 MW	49.228	39.408	9.820

Compte tenu des données recueillies en Tunisie nous estimons que de ces coûts environ 90 % seraient dépensés en devise et 10 % en monnaie domestique comme suit :

(Milliers de Dinars)			
Description	Devise	Dinars	Total
Centrales turbines à gaz	35.468	3.940	39.408
Poste de transformation	8.840	980	9.820
Total	44.308	4.920	49.228

Les dépenses annuelles et leurs coûts actualisés sont donnés dans le Tableau 10.2.

10.2.2 Frais d'entretien et d'exploitation

Les frais d'entretien et d'exploitation se décomposent globalement en frais du personnel et frais d'entretien et de réparation.

(1) Projet de Kasseb

(a) Frais du personnel

Pour l'entretien et l'exploitation du barrage et de la centrale pompage turbinage la STEG suppose une répartition du personnel suivante :

1 chef de centrale
 1 chef de quart
 4 chefs de blocs
 4 roudiers
 2 électriciens
 2 mécaniciens
 1 soudeur
 1 chauffeur
 1 manoeuvre
Total : 17 personnes

Pour cette centrale nous avons estimé le frais unitaire du personnel à 1.650 Dinars dans notre dernier rapport d'octobre 1977. A ce sujet la STEG estime que pour l'année 1978 ce frais doit être augmenté de 12 %, soit 1.850 Dinars par personne.

D'autre part, pour la ligne de transport et les postes le frais du personnel est estimé statistiquement à environ 0,5 % de leurs coûts de construction.

En conséquence, la somme des frais du personnel sera la suivante :

Centrale pompage turbinage		
... 1.850 DT x 17	=	31.450 DT
Ligne de transport et les postes		
... 3.758.700 x 0,005	=	18.790 DT
<u>Total</u>		<u>50.240 DT</u>

(b) Frais d'entretien et de réparation

En ce qui concerne les frais d'entretien et de réparation des centrales hydrauliques et de la ligne de transport et des postes, on peut les estimer respectivement à 1 % et à 2 % de leurs coûts de construction. D'ailleurs, il est estimé que de ces frais environ 80 % seront dépensés pour le matériel et matériaux importés. Et pour cela, les frais d'entretien et de réparation seront totalisés comme suit :

Centrale pompage turbinage		
– Variante "amont"	66.410.500 DT x 0,01 =	664.105 DT
– Variante "aval"	76.827.400 DT x 0,01 =	768.274 DT
Ligne de transport et les postes	3.758.700 DT x 0,02 =	75.174 DT
Total : Variante "amont"		<u>739.379 DT</u>
	Variante "aval"	<u>843.448 DT</u>

En conséquence, la somme des frais d'entretien et d'exploitation du projet de Kasseb sera la suivante :

Description	(Milliers de Dinars)					
	Variante "amont"			Variante "aval (A)"		
	Devise	Dinars	Total	Devise	Dinars	Total
Frais du personnel	—	50,2	50,2	—	50,2	50,2
Entretien et réparation	591,5	147,9	739,4	674,7	168,7	843,4
Total	591,5	198,1	789,6	674,7	218,9	893,6

Les dépenses annuelles et leurs coûts actualisés sont montrés dans le Tableau 10.3.

Note :

A propos des frais d'entretien et d'exploitation, il est raisonnable de supposer que leurs dépenses sont effectuées au milieu de l'année. Le coût actualisé de la dépense A occasionnée au milieu de l'année "n" sera:

$$A/(1+i/2) (1+i)^{n-1}$$

où i est le taux d'actualisation. S'il y a une inflation au taux annuel moyen de "e %", le coût actualisé de la dépense A sera :

$$A/(1+e/2) (1+e)^{n-1} / (1+i/2) (1+i)^{n-1}$$

Par conséquent la somme des coûts actualisés de la dépense annuelle A sur une période de "n" années sera calculée comme suit :

$$\begin{aligned} Se &= A (1+e/2)/1+i/2 + A(1+e/2) (1+e)/(1+i/2)(1+i) \\ &+ (A (1+e/2) (1+e)^2)/(1+i/2)(1+i)^2 \\ &+ \dots \\ &+ A (1+e/2) (1+e)^{n-1} / (1+i/2)(1+i)^{n-1} \\ &= \frac{A (1+e/2)}{(1+i/2)} \times \frac{(1+i) [(1+i)^n - (1+e)^n]}{(1+i)^n (i-e)} \end{aligned}$$

Pour le projet de Kasseb et la variante TG l'équation ci-dessus sera utilisée pour l'actualisation des dépenses futures qui seront augmentées annuellement par l'inflation.

(2) Variante TG

(a) Frais du personnel

D'après notre enquête en 1977 le nombre du personnel pour l'entretien et l'exploitation de Ghannouch II était de 26. Les centrales de la variante TG sont destinées à fonctionner comme centrale pour alimenter les besoins en période de pointe. Dans la présente étude nous avons estimé que pour chacune des trois centrales proposées, Goulette, Sfax et Metlaoui, le nombre du personnel nécessaire serait d'environ 10 soit 30 au total.

Par conséquent la somme des frais du personnel de la variante TG sera estimée comme suit :

$$1.850 \text{ DT} \times 30 = 55.500 \text{ DT}$$

(b) Frais d'entretien et de réparation

D'après des études statistiques, le frais d'entretien et de réparation des centrales turbines à gaz est d'environ 2 % de leurs coûts de construction. Il en est de même du cas des postes de transport. D'ailleurs, de ces frais environ 80 % sont estimés comme frais du matériel et matériaux importés. C'est ainsi que la somme estimée des frais d'entretien et de réparation sera la suivante :

$$49.228.000 \text{ DT} \times 0,02 = 984.560 \text{ DT}$$

En conséquence, la somme des frais d'entretien et d'exploitation de la variante TG sera estimée comme suit :

(Milliers de Dinars)			
Description	Devise	Dinars	Total
Frais du personnel	—	55	55
Entretien et réparation	788	197	985
Total	788	252	1.040

Les dépenses annuelles et leurs coûts actualisés sont montrés dans le Tableau 10.4.

10.2.3 Frais de combustible

(1) Combustibles utilisés

Pour quelques premières années de fonctionnement l'énergie nécessaire au pompage sera fournie conjointement par les groupes thermiques de 150 MW (Centrale de Sousse) et de 30 MW (Centrale de Ghannouch). Toutefois, la construction successive de nouvelles centrales thermiques de grosses puissances unitaires modifiera le schéma d'exploitation du parc de production, et la quantité totale de cette énergie sera fournie uniquement par les groupes 150 MW.

Comme décrit au Chapitre 4, en ce qui concerne les combustibles utilisés nous avons considéré trois hypothèses suivantes.

La première hypothèse (Hypothèse "X") suppose que le gaz naturel existe en quantité suffisante pour tous les besoins en Tunisie. Son prix sera alors égal à son prix de revient, soit 25 DT/TEP.

La deuxième hypothèse (Hypothèse "Z") suppose que le gaz naturel ne pourra satisfaire qu'à une partie de la consommation. Son prix sera alors égal à son coût de remplacement, c'est à dire: le prix du fuel à 35 DT/TEP. Dans cette hypothèse les turbines à gaz fonctionneront évidemment au gas-oil à 50 DT/TEP.

La troisième hypothèse (Hypothèse "Y") suppose que le coût marginal du gaz naturel utilisé en période de pointe serait différent de son coût de production en heures creuses. Dans cette hypothèse un prix modulé sera appliqué au projet de Kasseb compte tenu des considérations suivantes:

(2) Moduration des prix du gaz naturel

- (a) Comme la capacité du gazoduc doit être déterminée de façon à pouvoir faire face à la taille de la demande maximum durant les heures de pointe, le prix de revient de fourniture deviendra d'autant plus haut que ladite taille s'agrandit en dépassant la capacité maximum du gazoduc et en obligeant ainsi d'installer des stations de compression additionnelles ou un nouveau gazoduc.

Par contre, le prix de revient deviendra d'autant plus bas que la demande durant les heures creuses augmente car cette augmentation de consommation en heures creuses conduit sans doute à un meilleur taux d'utilisation du gazoduc. Par conséquent, il conviendrait d'appliquer deux niveaux de prix, l'un pour l'utilisation en heures de pointe, et l'autre durant les heures creuses, comme dans le cas de l'électricité dont les tarifs sont différenciés en fonction de la demande des abonnés en période de pointe et en heures creuses.

- (b) Comme dans le cas de l'électricité, une majeure partie du prix de revient du gaz naturel serait occupée par le prix d'amortissement des investissements, et la courbe de charge journalière du gaz naturel serait d'une forme presque pareille à celle de l'électricité (il est à noter que presque totalité de la quantité produite du gaz naturel est consommée par les centrales thermiques de la STEG). A toute approximation, le rapport des prix de revient entre l'utilisation en période de pointe et celle en heures creuses sera presque égal au rapport des tailles de la demande dans ces deux horaires d'utilisation.

Dans la présente évaluation économique on a estimé le prix de revient du gaz utilisé en heures creuses à 50 % de celui du gaz utilisé en période de pointe, compte tenu du rapport (1 : 2) entre la puissance appelée en heures creuses et celle en période de pointe dans le cas de l'électricité.

Les trois hypothèses ci-dessus sont récapitulées comme suit:

	Pour le pompage		Variante TG	
	Combustible	DT/TEP	Combustible	DT/TEP
Hypothèse "X"	Gaz naturel	25	Gaz naturel	25
Hypothèse "Y"	Gaz naturel	12,5	Gaz naturel	25
Hypothèse "Z"	Fuel	35	Gas-oil	50

(3) Consommation spécifique de combustible

(a) Project de Kasseb (Thermique vapeur de Sousse)

Comme décrit dans le paragraphe 10.2.3.(1), c'est la centrale thermique de Sousse, équipée de deux groupes 150 MW chacun, qui se chargera de la production d'énergie pour le pompage des eaux.

La consommation spécifique de combustible du groupe 150 MW est estimée à 2.486 Kcal/KWh pour un facteur de charge de 60 % et à 2.453 Kcal/KWh pour celui de 100 %. Comme il est supposé que le facteur de charge sera élevé du niveau 60 % à 100 % lors du pompage, la consommation spécifique pour cette exploitation sera estimée à :

$$\frac{(2.453 \times 40) - (2.486 \times 60)}{40} = 2.404 \text{ Kcal/KWh}$$

(b) Turbines à gaz de la variante TG

D'après la prescription technique des turbines à gaz d'une puissance unitaire de 75 MW, les consommations spécifiques à la sortie de l'alternateur et aux bornes de la centrale sont respectivement de 2.986 kcal/kWh et 3.282 kcal/kWh.

Les turbines à gaz d'une puissance unitaire de l'ordre de 76 MW prennent environ 10 minutes pour entrer dans une exploitation en charge. Et durant ce laps de temps de démarrage leur consommation spécifique demeure à environ 35 % de celle enregistrée lors de l'exploitation en pleine charge. Comme la pointe dure environ 3,3 heures en Tunisie, la consommation spécifique des turbines à gaz sera estimée à :

$$(3.282 \times 10/60 \times 0,35 + 3.282 \times 3,3) / 3,3 = 3.340 \text{ kcal/kWh}$$

(4) Taux de rendement de pompage-turbinage

Les taux de rendement du matériel électrique sont estimés comme suit :

Pompage		Turbinage	
Transformateur	0,995	Turbine	0,89
Moteur	0,975	Alternateur	0,975
Pompe	0,89	Transformateur	0,995

Le taux de rendement calculé de la galerie de la centrale pompage turbinage de Kasseb est de 0,888, et la perte de la ligne de transport est estimé à 3 %. Par conséquent le taux de rendement global de pompage turbinage sera de 64,3 %.

(5) Prix unitaire de combustible par KWh

En se basant sur les prix et consommations spécifiques de combustible ci-dessus et sur la valeur calorifique de 10.500 Kcal/kg pour 1 TEP, on peut calculer les prix unitaires de combustible par KWh comme suit :

	<u>Pour le pompage</u>	<u>Variante TG</u>
Hypothèse "X"	5,7 millimes	8,0 millimes
Hypothèse "Y"	2,9 millimes	8,0 millimes
Hypothèse "Z"	8,0 millimes	15,9 millimes

Ces prix unitaires de combustible par KWh et le taux de rendement de pompage-turbinage nous permettent d'estimer les dépenses annuelles et leurs coûts actualisés tels qu'ils sont montrés dans le Tableau 10.5.

10.2.4 Coûts de renouvellement

(1) Projet de Kasseb

Compte tenu des normes tunisienne et internationale, nous estimons les durées de vie du matériel et des ouvrages comme suit :

Ouvrages de génie civil	50 ans
Ligne de transport	50 ans
Matériel électrique	30 ans

Par conséquent le matériel suivant sera renouvelé au terme de la durée de vie de 30 ans :

Matériel électrique de la centrale	23.337.400 DT
Ligne de transport et les postes (474.000 x 1.075/2)	254.800 DT
<u>Total</u>	<u>23.592.200 DT</u>
	(aux prix 1978)

(2) Variante TG

A propos de la durée de vie des turbines à gaz, chaque manufacturier utilise sa propre formule d'estimation, mais celle-là dépend plutôt de la manière d'entretien, soit la visite courante hebdomadaire, la visite régulière des brûleurs, la visite de la turbine et le démontage d'ensemble, etc. La formule appliquée dans la présente évaluation économique est la suivante :

$$Z_e = b_B.Z_B + b_P.Z_P + b_R.Z_R + A_n.N_n + A_f.N_f$$

où Z_e	= 80.000 heures	
Z_B	: durée de temps (en heures) de l'exploitation de base	(sans surcharge)
Z_P	: durée de temps (en heures) de l'exploitation de pointe	(8,5 % en surcharge)
Z_R	: durée de temps (en heures) de l'exploitation de secours	(13 % en surcharge)
b_B	: constant 1	
b_P	: constant 5	
b_R	: constant 12	
N_n	: nombre de démarrage pour l'exploitation normale	
N_f	: nombre de démarrage pour l'exploitation d'urgence	
A_n	: 5 heures	A_f : 20 heures

Quant à la durée de temps de l'exploitation journalière, on l'estime à 3,3 heures durant la pointe de tous les jours ouvrables.

Le temps nécessaire pour arriver à l'exploitation en pleine charge après l'entrée en exploitation en charge est d'environ 10 minutes dans le cas de l'exploitation normale et de 3 minutes dans celui de l'exploitation d'urgence.

Comme décrit plus haut, la variante TG sera constituée par 6 unités de turbines à gaz. Et afin de suivre n'importe quelles variations des charges journalières de la même manière que la centrale pompage turbinage de Kasseb, au moins la moitié des groupes de la variante TG sont à démarrer sous forme de l'exploitation d'urgence. Par conséquent la durée de vie globale des turbines à gaz de la variante TG est estimée comme suit :

$$80.000 / (1 \times 3,3 \times 365 \times 6/7 + 5 \times 365 \times 3/7 + 20 \times 365 \times 3/7) = 16,2 \text{ ans}$$

Mais comme la durée de vie réelle est en général plus courte que celle calculée par la formule, nous avons appliqué une durée de vie de 15 ans pour la variante TG.

Par conséquent il faut prévoir les dépenses suivantes tous les 15 ans pour les turbines à gaz et au terme de 30 ans pour les postes.

Description	(Milliers de Dinars)	
	Turbine à gaz	Poste
Variante à 1er groupe Kasseb	7.544	1.880
Variante à 2e groupe Kasseb	7.544	1.880
Variante à 3e groupe Kasseb	15.088	3.760
Variante à 4e groupe Kasseb	9.232	2.300
Total	39.408	9.820

(3) Actualisation du coût de renouvellement qui tient compte des incidences d'inflation

Durant la durée de vie de 50 ans de la centrale pompage turbinage de Kasseb, les turbines à gaz, les postes et le matériel électrique de la centrale de Kasseb elle-même doivent être renouvelés au terme de leur durée de vie. Et à chaque renouvellement, il faut dépenser beaucoup plus que leur coût de construction initial à cause de l'inflation.

Si nous mettons le taux d'augmentation des prix à "e" % et le taux d'actualisation à "i" %, le coût de renouvellement "R" de la centrale turbines à gaz dont le coût de construction initial est "P" sera calculé comme suit :

$$\text{1er renouvellement : } R_1 = P(1 + e)^{15} / (1 + i)^{15}$$

$$\text{2e renouvellement : } R_2 = P(1 + e)^{30} / (1 + i)^{30}$$

3e renouvellement : En appliquant la méthode "sinking fund" on obtient l'équation suivante :

$$R_3 = P(1 + e)^{45} \times \frac{i(1 + i)^{15}}{(1 + i)^{15} - 1} \times \left[\frac{(1 + i)^{50} - 1}{i(1 + i)^{50}} - \frac{(1 + i)^{45} - 1}{i(1 + i)^{45}} \right]$$

De même, le coût de renouvellement "R" du matériel électrique des postes et de la centrale de Kasseb dont le coût d'installation initial est "P" sera calculé par l'équation suivante :

$$R' = P'(1+e)^{30} \times \frac{i(1+i)^{30}}{(1+i)^{30} - 1} \times \left[\frac{(1+i)^{50} - 1}{i(1+i)^{50}} - \frac{(1+i)^{30} - 1}{i(1+i)^{30}} \right]$$

Les coûts de renouvellement ainsi actualisés du projet de Kasseb et de la variante TG sont donnés dans le Tableau 10.6 et 10.7.

10.3 TAUX DE RENTABILITE INTERNE RELATIF

Les coûts actualisés de dépenses annuelles énumérées dans le paragraphe 10.2 sont montrés dans les tableaux 10.1 à 10.7, et la récapitulation de ces tableaux se présente par le Tableau 10.8.

Le Tableau 10.8 nous permet de tracer en graphique les courbes des coûts actualisés du projet de Kasseb et de la variante TG, pour les différents prix de combustible et aux divers taux d'actualisation. Et les points d'intersection de ces courbes représentent les taux de rentabilité interne relatif du projet de Kasseb par rapport à la variante TG. Les résultats en sont les suivants :

Hypothèse sur combustible	Taux de rentabilité interne relatif		
	Au prix constants de 1978	Prix augmentés de 5 % par an	Pris augmentés de 7 % par an
Hypothèse "X" :			
Variante amont	2,8 %	8,4 %	10,6 %
Variante aval	2,0 %	7,2 %	9,3 %
Hypothèse "Y" :			
Variante amont	5,4 %	11,1 %	13,2 %
Variante aval	4,5 %	9,8 %	11,9 %
Hypothèse "Z" :			
Variante amont	2,6 %	8,2 %	10,4 %
Variante aval	1,8 %	7,0 %	9,1 %

10.4 CONCLUSION

En Tunisie aucun taux d'actualisation social n'est officiellement fixé. Dans quelques rapports on applique un taux d'actualisation de 10 %. A ce sujet, il conviendrait de se référer, comme une solution, aux taux d'intérêt appliqués par les institutions financières internationales. Celles-ci appliquent normalement un taux d'intérêt de 8 % environ. Ce qui nous suggère l'application d'un critère de 8 à 10 % du taux de rentabilité interne relatif.

Les corrélations entre des taux d'augmentation des prix et des taux de rentabilité interne relatif sont présentées par le Graphique 10-1 d'après lequel on peut aboutir aux conclusions suivantes :

(1) Dans le cas où l'on applique le même prix de combustible pour le projet de Kasseb et la variante TG (Hypothèse "X")

Si le taux d'augmentation des prix est supérieur ou égale à 4,7 %, la variante amont sera rentable en s'assurant d'un taux de rentabilité interne relatif supérieur à 8 %.

Dans le cas de la variante aval, elle sera rentable tant que les prix évoluent à un taux supérieur à 5,8 %.

(2) Dans le cas où l'on estime le prix de combustible utilisé en heures creuses (pour le pompage) à 50 % de celui de combustible utilisé en heures de pointe

Tant que les prix évoluent à un taux d'augmentation supérieur à 2,3 %, la variante amont sera rentable en s'assurant d'un taux de rentabilité interne relatif supérieur à 8 %.

Dans le cas de la variante aval, elle sera rentable si les prix évoluent à un taux supérieur à 3,4 %.

(3) Dans le cas où la variante TG utilise le gas-oil tandis que la centrale de Sousse (pour le pompage) utilise le fuel.

La variante amont et celle aval seront rentables tant que les prix évoluent à un taux d'augmentation supérieur à 4,9 % pour la première et à 6,0 % pour la dernière.

(4) Dans le cas où l'on ne tient pas compte de l'augmentation des prix

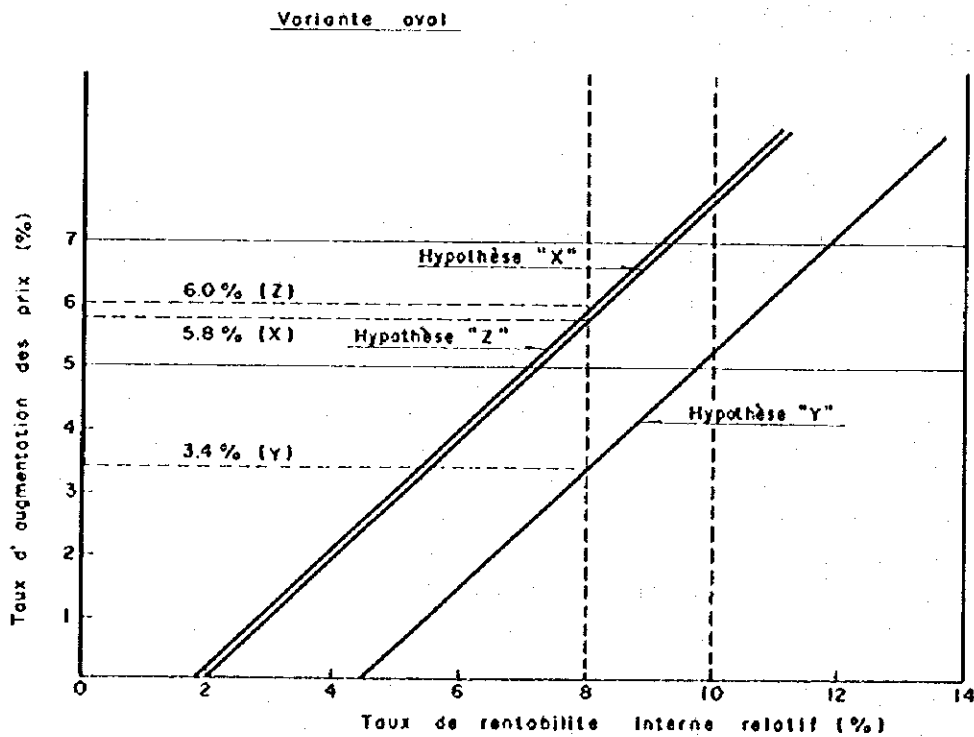
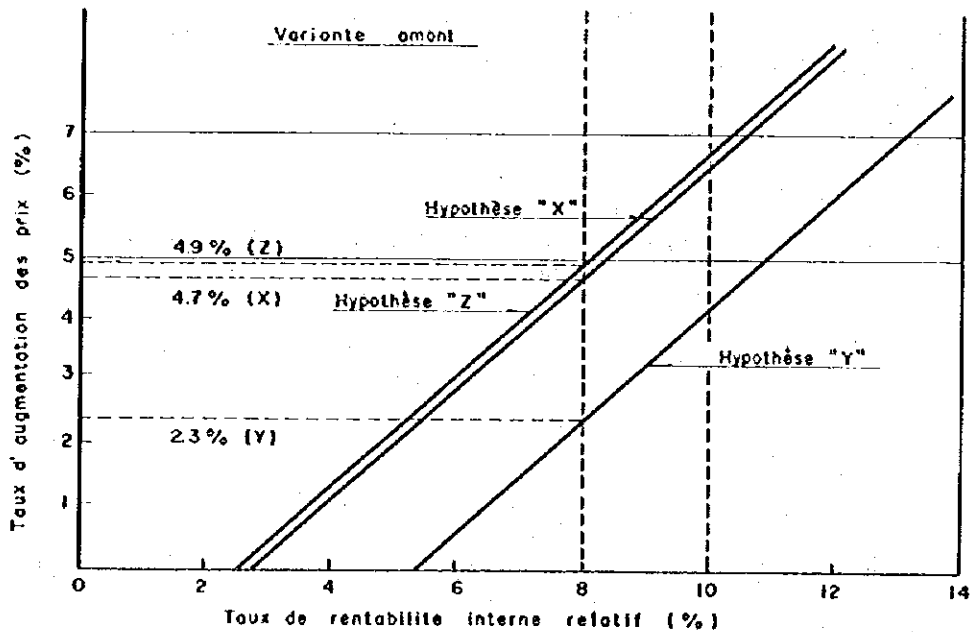
Dans le cas où l'on ne tient pas compte de l'augmentation des prix, les taux de rentabilité interne relatif de la variante amont pour les hypothèses (1), (2) et (3) ci-dessus seront respectivement de 2,8 %, 5,4 % et 2,6 %, et ceux de la variante aval de 2,0 %, 4,5 % et 1,8 %. Dans ce cas, ni la variante amont ni la variante aval du projet de Kasseb ne pourront être justifiées au point de vue économique.

Dans les quatre hypothèses ci-dessus, les hypothèses (3) et (4) ne seraient pas réalistes parce que, d'une part, l'utilisation du gas-oil par turbines à gaz ne serait pas concevable après le développement du gaz off-shore ou la pose du gazoduc algéro-italien via le territoire tunisien et que, d'autre part, les prix ont augmenté et augmenteront dans tous les pays. A propos de l'hypothèse (1), la tarification du gaz devrait être presque pareille à celle de l'électricité au point de vue de la théorie du coût marginal (il est à noter que dans le cas de l'électricité le tarif pour l'utilisation en heures creuses est à peu près 1/3,7 de celui pour l'utilisation en période de pointe).

En conséquence, la conclusion définitive devrait être donnée sur la base de l'hypothèse (2). Dans ce cas, le projet de Kasseb pouvant avoir un taux de rentabilité interne relatif de 8 % sous condition d'un taux d'augmentation des prix de plus de 2,3 % (variante amont) ou de 3,4 % (variante aval) pourrait être jugé plus économique que la variante TG, compte tenu du fait que durant environ 30 ans les prix augmentaient toujours et que leur taux d'augmentation annuel moyen enregistrait plus de 5 % même pendant la période relativement stagnante de 1950 à 1958.

Graphique 10-1

CORRELATION ENTRE LE TAUX DE RENTABILITE INTERNE RELATIF ET LE TAUX D'AUGMENTATION DES PRIX



<u>Prix de combustible</u>	<u>Energie pour Pompée</u>	<u>Variante turbines à gaz</u>
Hypothèse "X"	25 DT/TEP	25 DT/TEP
Hypothèse "Y"	1/2 x 25 DT/TEP	25 DT/TEP
Hypothèse "Z"	35 DT/TEP	50 DT/TEP

Tableau 10-1 COUTS ACTUALISES D'AMENAGEMENT
(Projet de Kasseb)

(1.000 Dinars)

Description	Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
I. VARIANTE AMONT											
1. Coûts estimés aux prix 1978											
Coûts totaux d'aménagement (moins) ½ ligne de transport	81.327,9 -3.758,7	370,0	1.878,0	5.125,3	18.123,9 -350,0	19.337,7 -1.076,0	12.191,1 -77,0	13.184,3 -1.778,2	3.911,0 -102,5	4.090,2 -375,0	3.137,3 3.137,3
Total	77.569,2 (A)	370,0	1.878,0	5.125,3	17.773,9	18.261,7	12.114,1	11.405,2	3.808,5	3.695,2	3.137,3
2. Coûts augmentés:											
Au taux de 5% par an	102.052,8 (B)	388,5	2.070,5	5.933,0	21.604,1	23.305,5	16.234,1	16.048,2	5.626,6	5.732,3	5.110,0
Au taux de 7% par an	113.724,8 (C)	395,9	2.150,1	6.278,4	23.296,2	25.612,0	18.171,1	18.313,3	6.543,3	6.793,2	6.171,3
3. Coûts actualisés:											
Coûts constants (A)	51.156,8	342,5	1.610,0	4.068,4	13.063,8	12.427,0	7.633,0	6.653,7	2.057,3	1.848,3	1.452,8
Coûts augmentés (B)	66.447,2	359,7	1.775,0	4.709,6	15.879,0	15.859,3	10.229,1	9.362,5	3.039,4	2.867,2	2.366,4
Coûts augmentés (C)	73.667,7	366,5	1.843,2	4.983,7	17.122,7	17.428,9	11.449,6	10.683,9	3.533,4	3.397,9	2.857,9
Coûts constants (A)	46.457,6	336,3	1.551,9	3.850,6	12.129,5	11.338,6	6.837,1	5.852,0	1.776,6	1.565,6	1.209,4
Coûts augmentés (B)	60.169,9	353,1	1.711,0	4.457,4	14.755,6	14.470,3	9.162,5	8.234,3	2.624,8	2.431,0	1.070,0
Coûts augmentés (C)	66.623,6	359,8	1.776,8	4.716,9	15.911,3	15.894,9	10.255,7	9.396,5	3.052,4	2.880,3	2.379,0
Coûts constants (A)	42.270,3	346,3	1.496,9	3.647,6	11.295,3	10.361,6	6.137,0	5.158,5	1.537,8	1.331,5	1.009,8
Coûts augmentés (B)	54.639,1	346,8	1.650,3	4.222,5	13.729,4	13.223,5	8.224,1	7.258,6	2.272,0	2.067,0	1.644,9
Coûts augmentés (C)	60.072,2	353,4	1.713,8	4.468,3	14.804,7	14.532,2	9.205,4	8.283,1	2.642,1	2.082,7	1.986,5
II. VARIANTE AVAL											
1. Coûts estimés aux prix 1978											
Coûts totaux d'aménagement (moins) ½ ligne de transport	92.744,8 -3.758,7	402,0	2.096,0	5.881,4	21.702,0 -350,0	23.009,1 -1.076,0	15.503,4 -77,0	13.014,4 -1.778,2	1.911,0 -102,5	4.070,2 -375,0	3.137,3 3.137,3
Total	88.986,1 (A)	402,0	2.096,0	5.881,4	21.352,0	21.933,1	15.426,4	11.236,2	3.808,5	3.695,2	3.137,3
2. Coûts augmentés:											
Au taux de 5% par an	116.455,0 (B)	441,0	2.310,8	6.808,3	25.953,3	27.991,0	20.671,3	15.810,4	5.626,6	5.732,3	5.110,0
Au taux de 7% par an	127.500,9 (C)	449,4	2.399,7	7.204,7	27.986,0	30.761,0	23.150,3	18.041,9	6.543,3	6.793,2	6.171,3
3. Coûts actualisés:											
Coûts constants (A)	59.105,7	388,8	1.796,9	4.668,6	15.693,7	14.925,4	9.720,1	6.555,2	2.056,6	1.847,6	1.452,8
Coûts augmentés (B)	76.437,9	408,3	1.981,0	5.404,4	19.075,6	19.047,8	13.024,9	9.223,8	3.039,4	2.866,3	2.366,4
Coûts augmentés (C)	84.598,6	416,1	2.057,2	5.719,1	20.569,7	20.932,9	14.587,4	10.527,4	3.534,7	3.396,6	2.857,9
Coûts constants (A)	53.759,4	381,8	1.732,1	4.418,7	14.833,4	13.618,3	8.706,6	5.765,3	1.776,7	1.567,1	1.209,4
Coûts augmentés (B)	69.359,1	460,9	1.909,6	5.115,1	17.726,1	17.379,6	11.666,9	8.117,1	2.624,8	2.431,0	1.969,9
Coûts augmentés (C)	76.654,2	408,5	1.983,1	5.412,9	19.114,4	19.099,6	13.066,0	9.257,3	3.032,4	2.881,0	2.379,0
Coûts constants (A)	49.022,5	374,9	1.670,7	4.185,7	13.569,1	12.444,8	7.815,0	5.082,1	1.537,8	1.332,5	1.009,9
Coûts augmentés (B)	63.063,6	393,7	1.841,9	4.845,5	16.493,3	15.822,1	10.472,1	7.151,0	2.272,0	2.067,1	1.644,9
Coûts augmentés (C)	69.641,7	401,2	1.912,8	5.127,6	17.785,1	17.453,8	11.727,9	8.160,4	2.642,2	2.449,6	1.986,5

Tableau 10-2 COUTS ACTUALISES DE CONSTRUCTION
(Turbines à gaz)

(1.000 Dinars)

Description	Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
1. <u>Couts estimés aux prix 1978</u>											
76 MW x 1 x 124 =	9.424					942	6.598	1.884			
76 MW x 1 x 124 =	9.424					942		8.482			
76 MW x 2 x 124 =	18.848								1.884	16.964	
(76 MW x 2 - 59 MW) x 124 =	11.532									1.154	10.378
Total (A)	49.228					1.884	6.598	10.366	1.884	18.118	10.378
2. <u>Couts augmentés:</u>											
Au taux de 5% par an	73.617,0					2.403,9	8.840,0	14.585,0	2.783,4	28.101,0	16.903,7
Au taux de 7% par an	86.143,6					2.642,3	9.897,0	16.644,7	3.236,9	33.308,1	20.414,6
3. <u>Couts actualisés:</u>											
Au taux de 8%											
Couts constants (A)	26.367,6					1.281,1	4.156,7	6.047,5	1.071,3	9.059,0	4.806,0
Couts augmentés (B)	39.095,2					1.635,8	5.569,2	8.510,3	1.503,0	14.050,5	7.826,4
Couts augmentés (C)	45.601,3					1.798,0	6.235,1	9.712,2	1.747,9	16.654,1	9.454,0
Au taux de 10%											
Couts constants (A)	22.774,1					1.168,0	3.723,9	5.318,8	878,9	7.683,8	4.000,7
Couts augmentés (B)	33.695,7					1.490,4	4.989,3	7.483,6	1.298,5	11.917,6	6.516,3
Couts augmentés (C)	39.270,2					1.638,2	5.586,9	8.540,4	1.510,0	14.125,9	7.869,8
Au taux de 12%											
Couts constants (A)	19.720,3					1.069,0	3.342,5	4.685,4	759,2	6.522,5	3.341,7
Couts augmentés (B)	29.122,3					1.363,9	4.478,3	6.596,8	1.123,9	10.116,4	5.443,0
Couts augmentés (C)	33.876,9					1.499,2	5.013,8	7.528,4	1.307,0	11.991,0	6.573,5

Tableau 10-3 FRAIS ACTUALISES D'ENTRETIEN ET D'EXPLOITATION
(Projet de Kasseb)

(1.000 Dinars)

Description	Total	1985	1986	1987	1988	1989	(1989-2035) Accumulés au	
							début 1989	début 1979
I. VARIANTE AMONT								
1. Frais estimés aux prix 1978								
Frais de personnel		50,2	50,2	50,2	50,2	50,2		
Frais d'entretien et de réparation		386,6	636,9	636,9	710,3	739,4		
Total (A)		436,8	687,1	687,1	760,5	789,6		
2. Frais actualisés:								
Au taux de 5% par an (B)		614,6	1.015,1	1.065,9	1.238,8	1.350,4		
Au taux de 7% par an (C)		701,4	1.180,5	1.263,1	1.495,9	1.661,9		
3. Frais actualisés:								
Au taux de 8% (A)	5.598,7	254,8	371,1	343,7	352,2	9.974,2	4.276,9	
Frais constants (B)	17.092,6	358,5	548,3	533,2	573,6	35.165,7	15.079,0	
Frais augmentés (C)	29.499,5	409,2	637,7	631,8	692,7	63.265,2	27.128,1	
Au taux de 10% (A)	3.994,6	224,1	320,5	291,4	293,1	8.117,9	2.865,5	
Frais constants (B)	10.739,2	315,4	473,5	452,0	477,6	25.744,0	9.020,7	
Frais augmentés (C)	17.331,0	359,9	550,7	534,9	576,7	43.689,7	15.308,8	
Au taux de 12% (A)	2.956,1	197,6	277,5	247,8	244,8	6.918,5	1.988,4	
Frais constants (B)	7.186,2	278,0	409,9	384,4	398,7	19.886,0	5.715,2	
Frais augmentés (C)	10.956,2	317,2	476,7	455,4	481,5	32.099,6	9.225,4	
II. VARIANTE AVAIL								
1. Frais estimés aux prix 1978								
Frais de personnel		50,2	50,2	50,2	50,2	50,2		
Frais d'entretien et de réparation		465,8	741,1	741,1	814,4	843,4		
Total (A')		516,0	791,3	791,3	864,6	893,6		
2. Frais augmentés:								
Au taux de 5% par an (B')		828,5	1.359,6	1.454,8	1.694,5	1.880,8		
3. Frais actualisés:								
Au taux de 8% (A')	6.391,9	327,2	427,4	395,8	400,4	11.287,9	4.840,3	
Frais constants (B')	19.386,6	423,5	631,5	614,0	652,1	39.798,4	17.064,5	
Frais augmentés (C')	33.433,7	483,3	634,4	727,7	787,0	71.598,3	30.701,3	
Au taux de 10% (A')	4.545,5	264,7	369,1	335,5	333,3	9.255,0	3.242,9	
Frais constants (B')	12.190,1	372,5	545,3	520,5	542,8	29.135,5	10.209,0	
Frais augmentés (C')	19.656,6	425,1	634,2	616,9	655,1	49.444,4	17.925,3	
Au taux de 12% (A')	3.366,6	233,4	319,5	285,3	178,1	7.829,7	2.250,3	
Frais constants (B')	8.229,7	393,7	462,0	442,6	453,3	22.505,7	6.468,1	
Frais augmentés (C')	12.435,8	374,7	549,0	524,6	547,0	36.327,6	10.440,5	

Tableau 10-4 FRAIS ACTUALISES D'ENTRETIEN ET D'EXPLOITATION
(Turbines à gaz)

(1.000 Dinars)

Description	Total	1985	1986	1987	1988	1989	(1989-2035) Accumulés au	
							début 1989	début 1979
1. Frais estimés aux prix 1978								
1ère phase : Frais de personnel		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
Frais d'entretien et de répara.		164,0	164,0	164,0	164,0	164,0		
2e phase : Frais de personnel			9,0	9,0	9,0	9,0		
Frais d'entretien et de répara.			164,0	164,0	164,0	164,0		
3e phase : Frais de personnel				19,0	19,0	19,0		
Frais d'entretien et de répara.				329,0	329,0	329,0		
4e phase : Frais de personnel						18,0		
Frais d'entretien et de répara.						328,0		
Total (A)		173,0	346,0	346,0	694,0	1.040,0		
2. Frais augmentés:								
Au taux de 5% par an (B)		243,4	511,2	536,6	1.130,5	1.778,7		
Au taux de 7% par an (C)		277,8	594,4	636,0	1.365,1	2.189,0		
3. Frais actualisés:								
Au taux de 8%								
Frais constants (A)	6.415,7	100,9	186,8	173,0	321,3	13.137,3		5.633,7
Frais augmentés (B)	21.075,9	141,9	276,0	268,3	523,4	46.319,1		19.866,3
Frais augmentés (C)	37.173,7	162,1	321,0	318,0	632,0	83.330,9		35.740,6
Au taux de 10%								
Frais constants (A)	4.433,8	88,7	161,2	146,7	267,2	10.771,3		3.770,0
Frais augmentés (B)	12.894,1	125,0	238,2	227,5	435,2	33.909,1		11.868,2
Frais augmentés (C)	21.356,7	142,5	277,0	269,7	526,2	57.546,6		20.141,3
Au taux de 12%								
Frais constants (A)	3.184,8	78,2	139,4	124,6	222,8	9.112,5		2.619,8
Frais augmentés (B)	8.404,0	110,0	206,4	193,2	363,9	26.193,1		7.530,5
Frais augmentés (C)	13.189,7	125,6	240,1	229,0	439,4	42.280,5		12.155,6

Tableau 10-5 FRAIS ACTUALISES DE COMBUSTIBLE

(1.000 Dinars)

Description	Total	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1994-2035) Accumulés au		
													début 1994	début 1979
HYPOTHESE "X"														
A. Energie pour le pompage (GWh)														
B. Frais de combustible au prix unitaire de 5,7 millimes/kWh					49	60		86	264	109	567			
- Au prix constant de 1978					279,3	342,0		490,2	1.504,8	621,3	3.231,9			
- Au prix augmenté de 5 % par an					454,7	584,8		924,3	2.979,4	1.291,6	7.054,6			
- Au prix augmenté de 7 % par an					549,4	719,8		1.181,3	3.880,1	1.714,2	9.540,9			
C. Frais actualisés au début 1979														
(a) Au taux d'actualisation de 8 %														
- Au prix constant de 1978	12.957,4				129,3	146,6		180,2	511,6	195,7		40.418,1	11.794,0	
- Au prix augmenté de 5 % par an	52.893,8				210,5	250,8		339,8	1.013,0	406,9		173.656,0	50.672,8	
- Au prix augmenté de 7 % par an	99.637,8				254,4	308,7		434,2	1.319,2	539,9		331.670,3	96.781,4	
(b) Au taux d'augmentation de 10 %														
- Au prix constant de 1978	8.158,9				107,7	119,7		142,0	395,8	148,7		33.295,0	7.245,0	
- Au prix augmenté de 5 % par an	30.036,1				175,3	204,7		267,6	783,3	309,1		130.037,4	28.296,1	
- Au prix augmenté de 7 % par an	53.783,0				211,8	251,9		342,1	1.021,6	410,2		236.881,5	51.545,4	
(c) Au taux d'actualisation de 12 %														
- Au prix constant de 1978	5.325,9				89,9	98,3		112,3	307,0	113,1		28.237,1	4.605,5	
- Au prix augmenté de 5 % par an	17.986,6				146,0	167,8		211,7	607,8	235,1		101.889,6	16.618,2	
- Au prix augmenté de 7 % par an	30.794,2				176,4	206,6		270,5	791,5	312,0		178.032,2	29.037,2	
HYPOTHESE "Y"														
A. Energie pour le pompage (GWh)		65	157	207	383	450	124	369	567	410	567			
B. Frais de combustible au prix unitaire de 5,7 millimes/kWh														
- Au prix constant de 1978		370,5	894,9	1.179,9	2.183,1	2.394,0	706,8	2.103,3	3.231,9	2.337,0	3.231,9			
- Au prix augmenté de 5 % par an		521,3	1.321,7	1.830,4	3.555,8	4.093,7	1.269,3	3.966,0	6.398,8	4.838,4	7.054,6			
- Au prix augmenté de 7 % par an		594,9	1.537,6	2.169,1	4.294,4	5.038,9	1.591,8	5.068,5	8.333,5	6.447,8	9.540,9			
C. Frais actualisés au début 1979														
(a) Au taux d'actualisation de 8 %														
- Au prix constant de 1978	17.971,0				1.010,8	1.026,5	280,6	771,9	1.061,9	736,1		40.418,1	11.794,0	
- Au prix augmenté de 5 % par an	61.672,7				1.646,3	1.755,4	503,9	1.455,5	2.175,6	1.530,4		173.656,0	50.672,8	
- Au prix augmenté de 7 % par an	110.544,5				1.988,3	2.156,6	631,9	1.860,1	2.833,4	2.031,1		331.670,3	96.781,4	
(b) Au taux d'actualisation de 10 %														
- Au prix constant de 1978	12.242,9				840,5	837,9	224,7	607,9	821,0	538,5		33.295,0	7.245,0	
- Au prix augmenté de 5 % par an	37.151,1				1.369,0	1.432,8	403,6	1.146,2	1.682,9	1.161,1		130.037,4	28.296,1	
- Au prix augmenté de 7 % par an	62.609,6				1.655,5	1.763,6	506,2	1.464,8	2.191,7	1.541,0		236.881,5	51.545,4	
(c) Au taux d'actualisation de 12 %														
- Au prix constant de 1978	8.692,9				700,2	687,1	180,9	481,7	659,3	455,3		28.237,1	4.605,5	
- Au prix augmenté de 5 % par an	23.784,3				1.141,4	1.174,9	324,9	908,2	1.305,4	894,2		101.889,6	16.618,2	
- Au prix augmenté de 7 % par an	37.973,2				1.378,5	1.446,2	407,5	1.160,7	1.700,1	1.173,5		178.032,2	29.037,2	

Tableau 10-6 COUTS ACTUALISES DE RENOUELEMENT
(Projet de Kasseb)

(1.000 Dinars)

Description	Mise en service	Cours initiaux	1er Renouveaulement						Remarque
			Actualisation : 8%		Actualisation : 10%		Actualisation : 12%		
			(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	
I. Au prix constant de 1978									
(1) Centrale de Kasseb									
1er groupe	1985	5.000,8	252,8	433,4	132,8	258,8	69,0	154,7	(B) - Coûts actualisés au début de l'année de mise en service. (A) - Coûts actualisés au début 1979.
2e groupe	1986	5.000,8	234,1	433,4	120,7	258,8	62,5	154,7	
3e groupe	1988	6.667,9	267,6	577,9	133,0	345,1	66,4	206,3	
4e groupe	1989	6.667,9	247,8	577,9	120,8	345,1	59,3	206,3	
Sous-total		23.337,4	1.002,3		507,3		257,2		
(2) Postes									
Poste M'Nihila	1985	127,4	6,4	11,0	3,4	6,6	1,8	3,9	
Poste Tayerouine	1988	127,4	5,1	11,0	2,5	6,6	1,3	3,9	
Sous-total		254,8	11,5	5,9			3,1		
Total		23.592,2	1.013,8		513,2		260,3		
II. Au prix augmenté de 5%/an									
(1) Centrale de Kasseb									
1er groupe	1985	7.036,6	1.537,3	2.635,2	807,6	1.574,1	425,5	940,7	
2e groupe	1986	7.386,1	1.494,5	2.766,1	776,7	1.652,2	398,7	987,5	
3e groupe	1988	10.860,7	1.883,5	4.067,3	936,6	2.429,5	467,4	1.452,0	
4e groupe	1989	11.404,1	1.831,3	4.270,8	893,9	2.551,1	438,1	1.524,7	
Sous-total		36.687,5	6.746,6		3.408,8		1.729,7		
(2) Postes									
Poste M'Nihila	1985	179,2	39,1	67,1	20,5	40,0	10,9	24,0	
Poste Tayerouine	1988	207,5	36,0	77,9	17,9	46,4	8,9	27,7	
Sous-total		386,7	75,1	38,4			19,8		
Total		37.074,2	6.821,7		3.447,2		1.749,5		
III. Au prix augmenté de 7%/an									
(1) Centrale de Kasseb									
1er groupe	1985	8.029,7	3.090,3	5.297,1	1.623,3	3.163,7	855,3	1.891,0	
2e groupe	1986	8.591,8	3.061,8	5.668,0	1.579,1	3.385,1	817,0	2.023,4	
3e groupe	1988	13.116,4	4.007,2	8.652,9	1.992,1	5.167,8	994,3	3.088,9	
4e groupe	1989	14.034,5	3.970,1	9.258,6	1.937,6	5.529,6	949,9	3.305,1	
Sous-total		43.772,4	14.129,4		7.132,1		3.616,5		
(2) Postes									
Poste M'Nihila	1985	204,6	78,7	134,9	41,4	80,6	21,8	48,2	
Poste Tayerouine	1988	250,6	76,6	165,3	38,1	98,7	19,0	59,0	
Sous-total		455,2	155,3	79,5			40,8		
Total		44.227,6	14.284,7		7.210,7		3.657,3		

**Tableau 10-7 COUTS ACTUALISES DE RENOUELEMENT
(Turbines à gaz)**

(1.000 Dinars)

Description	Mise en service	Code initial	1er Renouveaulement				2e Renouveaulement				3e Renouveaulement			
			Taux d'actualisation 8 %	Taux d'actualisation 10 %	Taux d'actualisation 12 %	Taux d'actualisation 8 %	Taux d'actualisation 10 %	Taux d'actualisation 12 %	Taux d'actualisation 8 %	Taux d'actualisation 10 %	Taux d'actualisation 12 %	Taux d'actualisation 8 %	Taux d'actualisation 10 %	Taux d'actualisation 12 %
TURBINES A GAZ														
1. Au prix 1978														
1ère phase	1985	7.539	1.429,0	926,0	622,9	437,2	221,7	113,8	64,2	26,5	10,5			
2e phase	1986	7.539	1.294,4	841,8	586,2	404,8	201,6	101,7	59,5	24,1	9,4			
3e phase	1988	15.078	2.202,1	1.391,4	886,7	694,1	333,0	162,1	102,0	39,7	15,0			
4e phase	1989	9.252	1.251,2	776,4	486,2	394,6	185,8	34,3	58,0	22,2	8,2			
Total	39.408		6.167,3	3.935,6	2.582,0	1.930,7	942,1	411,9	283,7	112,5	43,1			
2. Prix aug. 5%														
1ère phase	1985	10.607	4.055,7	2.708,4	1.892,9	2.657,9	1.348,2	692,3	811,3	334,3	132,9			
2e phase	1986	11.138	3.943,5	2.585,2	1.913,1	2.589,2	1.286,9	649,1	788,9	319,1	124,6			
3e phase	1988	24.560	7.454,9	4.698,6	3.002,4	4.885,6	2.345,0	1.140,8	1.491,2	581,5	218,9			
4e phase	1989	15.821	4.445,8	2.760,4	1.728,7	2.916,5	1.374,5	656,8	890,2	340,8	126,1			
Total	62.126		19.899,9	12.752,6	8.537,1	13.044,2	6.354,6	3.139,0	3.981,6	1.575,7	602,5			
3. Prix aug. 7%														
1ère phase	1985	12.106	6.144,1	4.102,1	2.759,7	5.342,8	2.709,4	1.391,0	2.165,5	891,8	354,2			
2e phase	1986	12.953	6.084,2	3.989,9	2.636,9	5.292,6	2.635,4	1.328,8	2.145,6	867,4	338,5			
3e phase	1988	29.661	11.950,2	7.550,3	4.812,6	10.392,2	4.947,1	2.425,9	4.212,4	1.641,4	617,7			
4e phase	1989	19.474	7.264,9	4.509,8	2.823,8	6.321,7	2.978,0	1.423,4	2.562,3	876,5	362,4			
Total	74.194		31.643,4	20.152,1	13.033,0	27.353,0	13.309,9	6.569,1	11.085,8	4.277,1	1.310,4			
POSTES														
1. Au prix 1978														
1ère phase	1985	1.885	95,3	50,1	31,6									
2e phase	1986	1.885	88,2	45,5	23,6									
3e phase	1988	3.770	227,9	113,4	56,7									
4e phase	1989	2.280	85,0	41,5	20,4									
Total	9.820		496,4	250,5	132,3									
2. Prix aug. 5%														
1ère phase	1985	2.652	579,4	304,6	160,4									
2e phase	1986	2.785	563,4	290,6	150,3									
3e phase	1988	6.141	1.065,1	798,4	398,3									
4e phase	1989	3.899	626,1	306,6	150,3									
Total	15.477		2.834,0	1.700,2	859,3									
3. Prix aug. 7%														
1ère phase	1985	3.027	1.165,0	612,1	322,4									
2e phase	1986	3.239	1.153,9	595,4	308,0									
3e phase	1988	7.415	2.265,3	1.698,8	847,7									
4e phase	1989	4.799	1.557,5	664,7	325,9									
Total	18.480		5.941,7	3.571,0	1.804,0									

Coûts totaux actualisés
au début 1979

1. Au prix de 1978

Turbines à gaz	8.381,7	4.990,2	3.007,0
Postes	496,4	250,5	132,3
Total	8.878,1	5.240,7	3.139,3

2. Au prix augmentés de 5%

Turbines à gaz	36.925,7	20.682,9	12.278,6
Postes	2.834,0	1.700,2	859,3
Total	39.759,7	22.383,1	13.137,9

3. Au prix augmentés de 7%

Turbines à gaz	69.982,2	37.739,1	20.912,5
Postes	5.941,7	3.571,0	1.804,0
Total	75.923,9	41.310,1	22.716,5

Tableau 10-8 COMPARISON DES COÛTS TOTAUX ACTUALISES AU DEBUT 1979

(1.000 Dinars)

Description	Taux d'actualisation : 8%			Taux d'actualisation : 10%			Taux d'actualisation : 12%		
	Projet de Kasseb		Turbines à gaz	Projet de Kasseb		Turbines à gaz	Projet de Kasseb		Turbines à gaz
	V. montant	V. aval		V. montant	V. aval		V. montant	V. aval	
A. Prix constants de 1978									
Coûts d'aménagement	51.156,8	59.105,7	26.367,6	46.457,6	53.759,4	22.774,1	42.270,3	49.022,5	19.720,3
Entretien et exploitation	5.598,7	6.391,1	6.415,7	3.994,6	4.545,5	4.433,8	2.956,1	3.366,6	3.184,8
Prix de renouvellement	1.013,8	1.013,8	8.838,1	513,2	513,2	5.240,7	260,3	260,3	3.139,3
Sous-total	57.769,3	66.510,6	41.621,4	50.965,4	58.818,1	32.448,6	45.486,7	52.749,4	26.044,4
Combustible : Hypothèse "X"	12.957,4	12.957,4	11.687,6	8.158,9	8.158,9	7.359,3	5.255,9	5.255,9	4.804,0
Hypothèse "Y"	8.985,5	8.985,5	16.209,8	6.121,5	6.121,5	11.043,1	4.346,5	4.346,5	7.841,0
Hypothèse "Z"	25.159,4	25.159,4	23.110,7	17.140,0	17.140,0	15.744,4	12.170,0	12.170,0	11.179,1
Coûts totaux actualisés :									
Hypothèse "X"	70.726,7	79.468,0	53.309,0	59.124,3	66.977,0	39.807,9	50.812,6	57.975,3	30.848,4
Hypothèse "Y"	66.754,8	75.496,1	57.831,2	57.086,9	64.939,6	43.491,7	49.833,2	56.995,9	33.885,4
Hypothèse "Z"	82.928,7	91.670,0	64.732,1	68.105,4	75.958,1	48.193,0	57.656,7	64.819,4	37.223,5
B. Prix augmentés au taux annuel de 5%									
Coûts d'aménagement	66.447,2	76.437,9	39.095,2	60.169,9	69.359,1	33.695,7	54.639,1	63.063,6	29.122,3
Entretien et exploitation	17.092,6	19.286,6	21.075,9	10.739,2	12.190,1	12.894,1	7.186,2	8.229,7	8.404,0
Prix de renouvellement	6.821,7	6.821,7	39.759,7	3.447,2	3.447,2	22.383,1	1.749,5	1.749,5	13.137,9
Sous-total	90.361,5	102.646,2	99.930,8	74.356,3	84.996,4	68.972,9	63.574,8	73.042,8	50.664,2
Combustible : Hypothèse "X"	52.893,8	52.893,8	47.710,2	30.036,1	30.036,1	27.092,6	17.986,6	17.986,6	16.223,9
Hypothèse "Y"	30.836,4	30.836,4	55.628,8	18.575,6	18.575,6	33.510,3	11.892,1	11.892,1	21.453,4
Hypothèse "Z"	86.341,8	86.341,8	79.311,1	52.011,5	52.011,5	47.776,3	33.298,0	33.298,0	30.586,6
Coûts totaux actualisés :									
Hypothèse "X"	143.255,3	155.540,0	147.641,0	104.392,4	115.032,5	96.065,5	81.561,4	91.029,4	66.888,1
Hypothèse "Y"	121.197,9	133.482,6	155.559,6	92.931,9	103.572,0	102.483,2	75.466,9	84.934,9	72.117,6
Hypothèse "Z"	176.703,3	188.988,0	179.241,9	126.367,8	137.007,9	116.749,2	96.872,8	106.340,8	81.250,8
C. Prix augmentés au taux annuel de 7%									
Coûts d'aménagement	73.667,7	84.598,6	45.601,3	66.623,6	76.654,2	39.270,2	60.072,2	69.647,1	33.876,9
Entretien et exploitation	29.499,5	33.433,7	37.173,7	17.331,0	19.656,6	21.356,7	10.956,2	12.435,8	13.189,7
Prix de renouvellement	14.284,7	14.284,7	75.923,9	7.210,7	7.210,7	41.310,1	3.657,3	3.657,3	22.716,5
Sous-total	117.451,9	132.317,0	158.699,9	91.165,3	103.521,5	101.937,0	74.685,7	85.740,2	69.783,1
Combustible : Hypothèse "X"	99.637,8	99.637,8	89.873,3	53.783,0	53.783,0	48.512,2	30.794,2	30.794,2	27.776,4
Hypothèse "Y"	55.272,2	55.272,2	99.711,1	31.304,8	31.304,8	56.473,9	18.986,6	18.986,6	34.251,8
Hypothèse "Z"	154.762,3	154.762,3	142.160,2	87.653,4	80.653,4	80.515,9	53.162,5	53.162,5	48.833,3
Coûts totaux actualisés :									
Hypothèse "X"	217.089,7	231.954,8	248.572,2	144.948,3	157.504,5	150.449,2	105.479,9	116.534,4	97.559,5
Hypothèse "Y"	172.724,1	187.889,2	258.410,0	122.470,1	134.826,3	158.410,9	93.672,3	104.726,8	104.034,9
Hypothèse "Z"	272.214,2	287.079,3	300.859,1	178.818,7	191.174,9	182.452,9	127.848,2	138.902,7	118.616,6

ETUDE COMPLEMENTAIRE (ANALYSE DE SENSIBILITE)

L'étude faite au Chapitre 10 permettrait de saisir d'une manière approximative une perspective économique du projet de Kasseb. Cependant les valeurs de baromètres utilisés ne sont pas nécessairement constantes. Par conséquent il convient d'examiner la variation du coefficient de valeur du projet de Kasseb (taux du coût total actualisé de la variante TG par rapport à celui du projet de Kasseb) quand on fait varier quelques baromètres dans une plage donnée. Ces baromètres sont les suivants :

- . Rendement global de la centrale de Kasseb
- . Consommation spécifique des turbines à gaz
- . Durée de vie
- . Hypothèse de combustible

I. CONDITIONS DE CALCUL

I-1 Base de comparaison

Pour la base de comparaison les coûts totaux actualisés du projet de Kasseb et de la variante TG calculés respectivement sur la base des conditions suivantes seront appliqués :

- . Schéma d'exploitation Hypothèse "X"
- . Taux annuel d'actualisation 8 %
- . Taux annuel d'augmentation des prix 7 %

Tableau 1 COÛTS TOTAUX ACTUALISES (Base)

Description	(Milliers de Dinars)		
	Variante amont	Variante aval	Turbines à gaz
Coût de construction	73.667,7	84.598,6	45.601,3
Coût d'entretien et d'exploit.	29.499,5	33.433,7	37.173,7
Coût de renouvellement	14.284,7	14.284,7	75.923,9
Coût de combustible	99.637,8	99.637,8	89.873,3
Total	217.089,7	231.954,8	248.572,2

Le tableau ci-dessus fait ressortir les coefficients de valeur du projet de Kasseb comme suit :

- . Variante amont ... $248.572,2/217.089,7 = 114,5 \%$
- . Variante aval ... $248.572,2/231.954,8 = 107,2 \%$

I-2 Variation des baromètres

Les variations appliquées pour les baromètres ci-dessus sont les suivantes :

- (1) Pour le rendement global de la centrale de Kasseb une baisse de 5 % soit $64,3 \% \times 0,95 = 61 \%$.
- (2) Pour la consommation spécifique des turbines à gaz une augmentation de 5 % soit $3.340 \text{ Kcal}/0,95 = 3.516 \text{ Kcal/kWh}$.
- (3) Pour la durée de vie on a appliqué 20 ans pour les turbines à gaz

et 60 ans pour les ouvrages de génie civil de la centrale de Kasseb quoi que ceux-ci puissent jouer leur fonctionnement beaucoup plus longuement.

- (4) Pour le combustible le coût à 35 DT/TEP (prix international du gaz naturel) aussi bien pour les turbines à gaz que pour le pompage.

II. RESULTAT DE L'ANALYSE

Les variations des baromètres décrites aux paragraphes I-2(1), I-2(2) et I-2(4) ne font varier que le coût de combustible montré dans le Tableau 1, toutefois la variation de la durée de vie fait varier non seulement le coût de renouvellement mais aussi le coût de combustible et celui d'entretien et d'exploitation. Le résultat est comme montré dans le tableau suivant :

Tableau 2 VARIATION DES COÛTS TOTAUX ACTUALISES

Description	(Milliers de Dinars)		
	Variante amont	Variante aval	Turbines à gaz
<u>Condition I-2(4)</u>			
Coût de construction	73.667,7	84.598,6	45.601,3
Coût d'entretien et d'exploitation	29.499,5	33.433,7	37.173,7
Coût de renouvellement	14.284,7	14.284,7	75.923,9
Coût de combustible	139.492,9	139.492,9	125.822,6
Total	256.944,8	271.799,9	284.521,5
<u>Condition I-2(1)</u>			
Coût de construction	73.667,7	84.598,6	45.601,3
Coût d'entretien et d'exploitation	29.499,5	33.433,7	37.173,7
Coût de renouvellement	14.284,7	14.284,7	75.923,9
Coût de combustible	104.888,7	104.888,7	89.873,3
Total	222.340,6	237.205,7	248.572,2
<u>Condition I-2(2)</u>			
Coût de construction	73.667,7	84.598,6	45.601,3
Coût d'entretien et d'exploitation	29.499,5	33.433,7	37.173,7
Coût de renouvellement	14.284,7	14.284,7	75.923,9
Coût de combustible	99.637,8	99.637,8	94.609,6
Total	217.089,7	231.954,8	253.308,5
<u>Condition I-2(3)</u>			
Coût de construction	73.667,7	84.598,6	45.601,4
Coût d'entretien et d'exploitation	37.299,6	42.252,4	47.438,3
Coût de renouvellement	19.370,5	19.370,5	61.699,2
Coût de combustible	117.649,7	117.649,7	106.120,0
Total	247.987,5	263.871,2	260.858,8

On peut supposer de différentes combinaisons des conditions ci-dessus, mais de toute façon le Tableau 2 conduit aux variations du coefficient de valeur du projet de Kasseb comme suit :

Tableau 3 VARIATION DU COEFFICIENT DE VALEUR

Description	Variante amont	Variante aval
Valeur de base	114,5 %	107,2 %
Condition I-2(4)	110,7 %	104,7 %
Condition I-2(1)	111,8 %	104,8 %
Condition I-2(2)	116,7 %	109,2 %
Condition I-2(3)	105,2 %	98,8 %

Comme montré dans le tableau, le prolongement de la durée de vie des turbines à gaz à 20 ans a pour effet d'abaisser le coefficient de valeur du projet de Kasseb de 7 à 8 %, ce qui conduit la variante aval à une rentabilité légèrement inférieure à celle des turbines à gaz. Toutefois l'abaissement de 5 % du taux de rendement global de la centrale de Kasseb ne l'affecte que de 3 %.

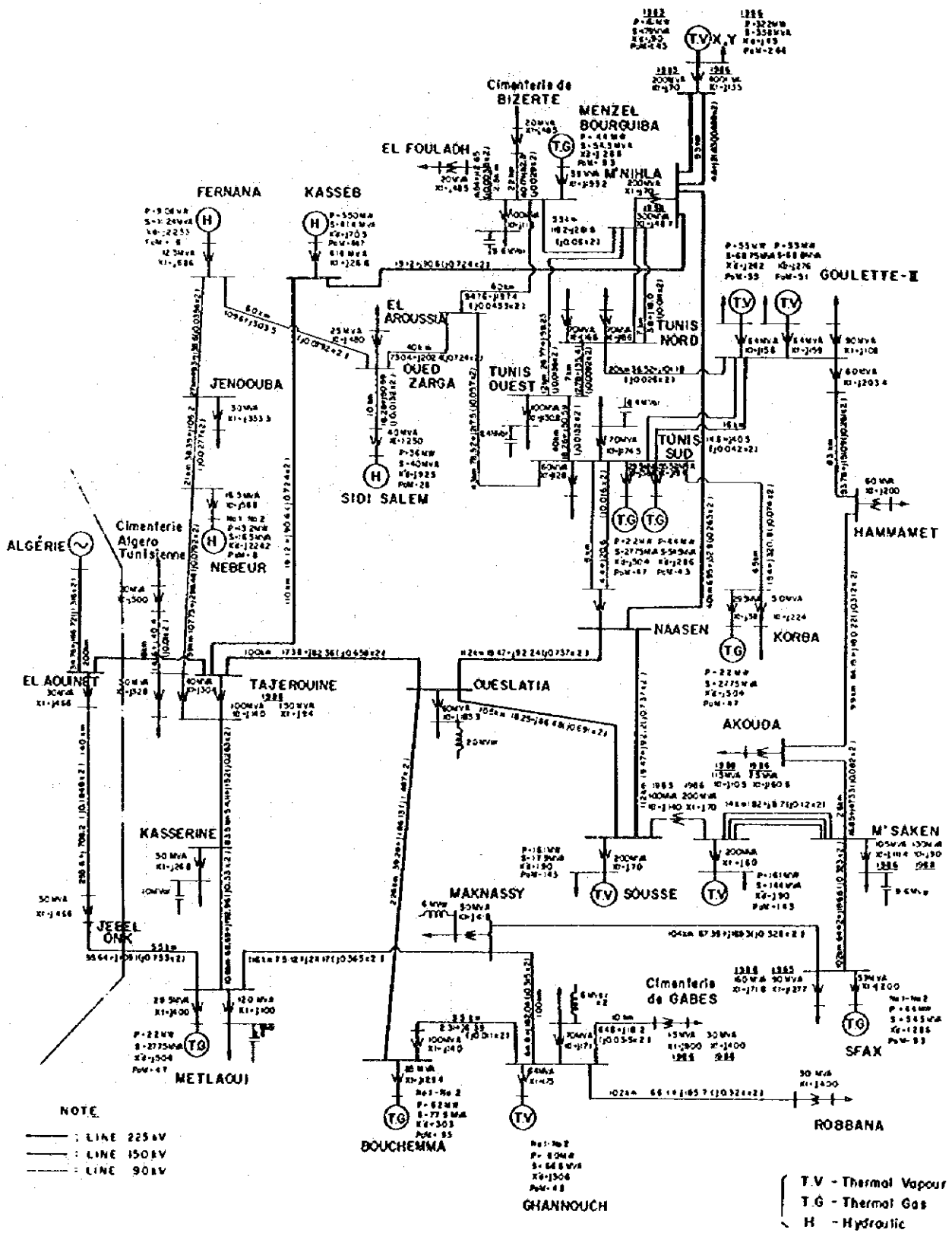
Comme hypothèse pour l'analyse de sensibilité les conditions I-2(1) et I-2(3) seraient les limites voire presque incroyables. En conséquence, on pourrait juger que dans n'importe quelle condition la variante amont serait plus rentable que les turbines à gaz et que la variante aval même le serait également sauf le cas où la durée de vie des turbines à gaz s'avère beaucoup plus longue que nous ne prévoyons.

APPENDICE

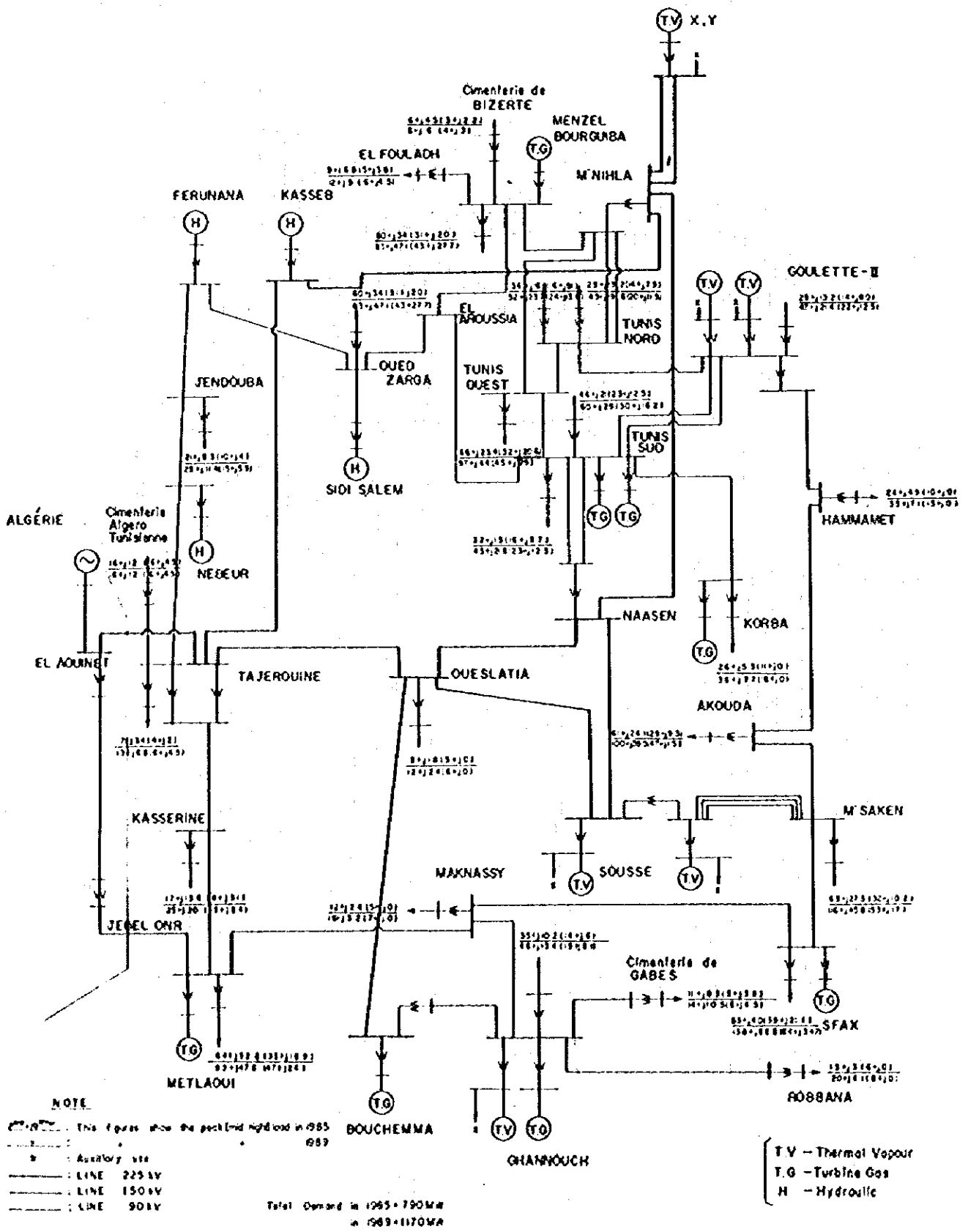
- IMPEADANCE MAP IN STEG POWER SYSTEM IN 1989
- LOAD DISTRIBUTION
- POWER FLOW AND VOLTAGE REGULATION AT PEAK TIME IN 1985
- POWER FLOW AND VOLTAGE REGULATION AT MIDNIGHT TIME IN 1985
- POWER FLOW AND VOLTAGE REGULATION AT PEAK TIME IN 1989
- POWER FLOW AND VOLTAGE REGULATION AT MIDNIGHT TIME IN 1989

Impedance Map in STEG POWER SYSTEM In 1969

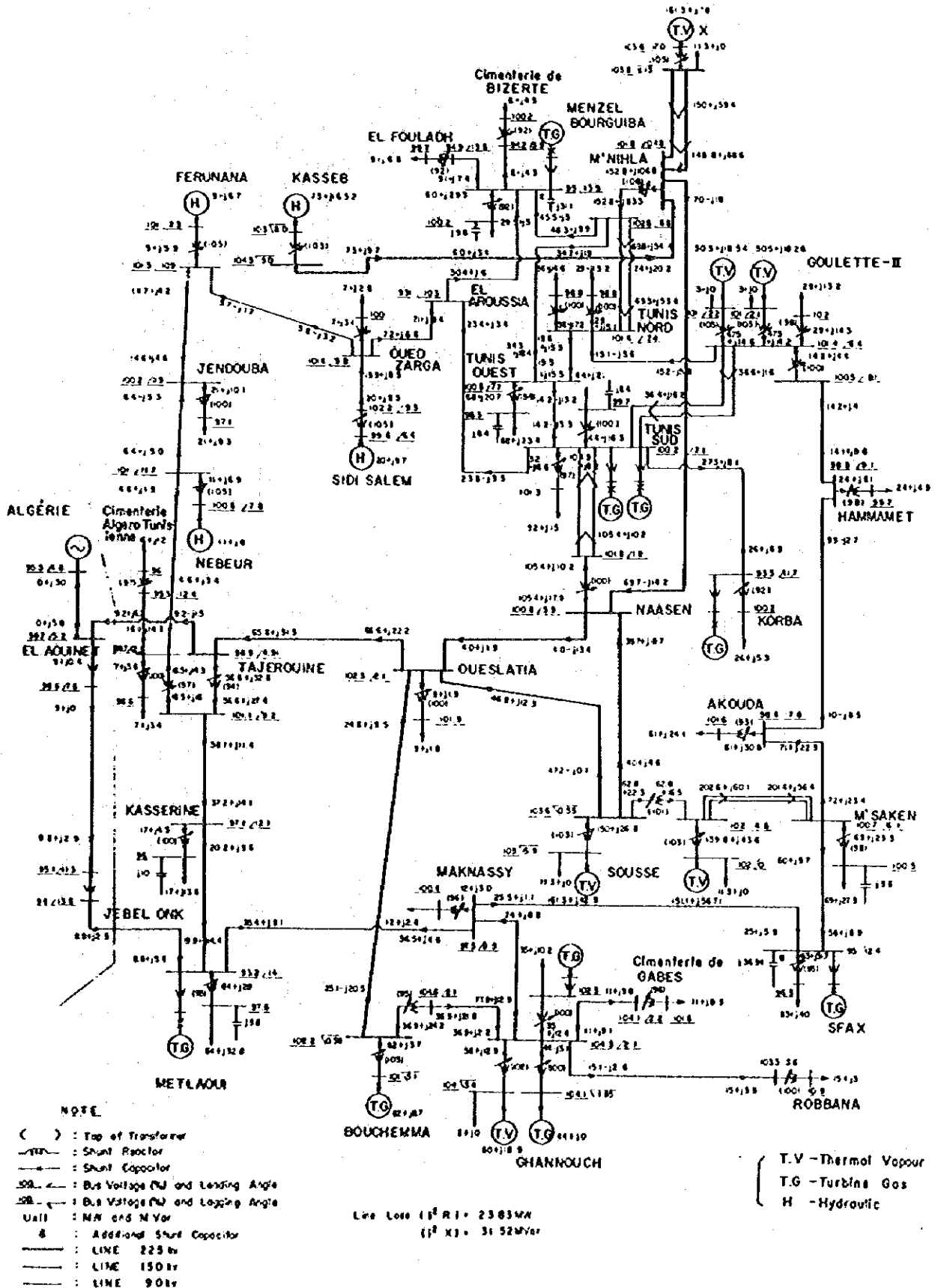
1,000 MVA Base



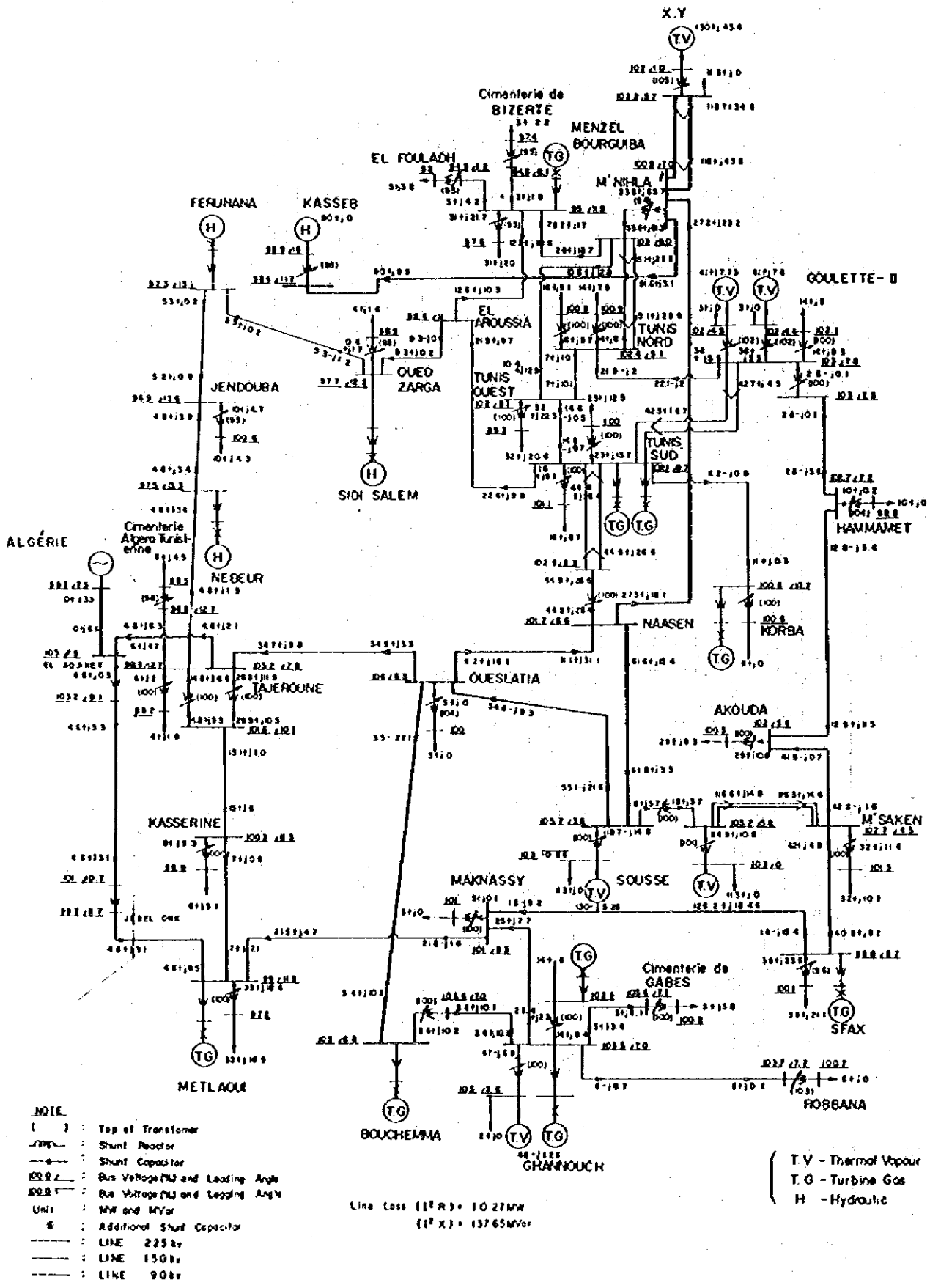
Load Distribution



Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1985



Power Flow and Voltage Regulation at Midnight Time in 1985

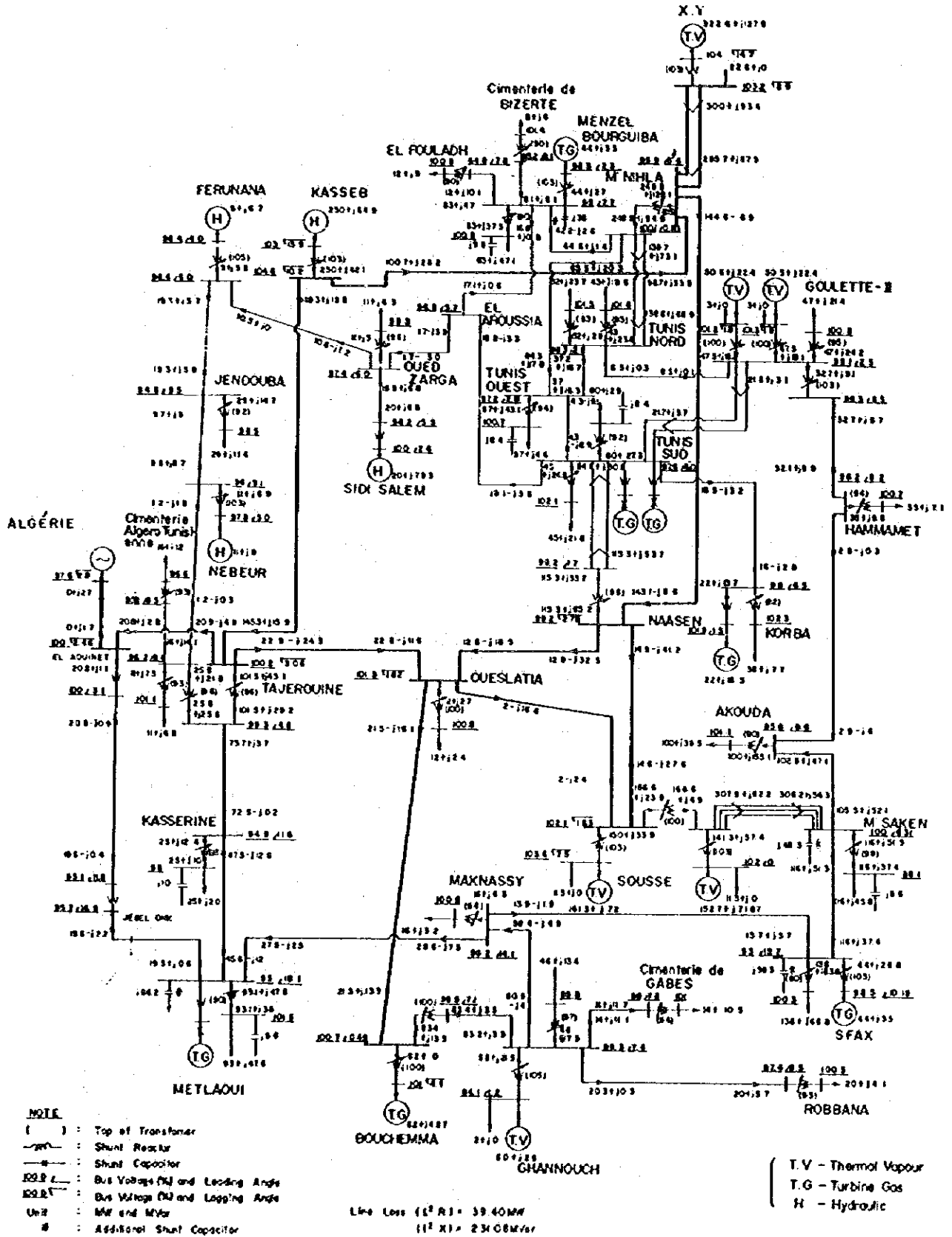


- NOTES**
- () : Tap of Transformer
 - |— : Shunt Reactor
 - |— : Shunt Capacitor
 - ES.V. : Bus Voltage (kV) and Leading Angle
 - ES.L. : Bus Voltage (kV) and Lagging Angle
 - Unit : MW and MVar
 - S : Additional Shunt Capacitor
 - : LINE 225 kV
 - : LINE 150 kV
 - : LINE 90 kV

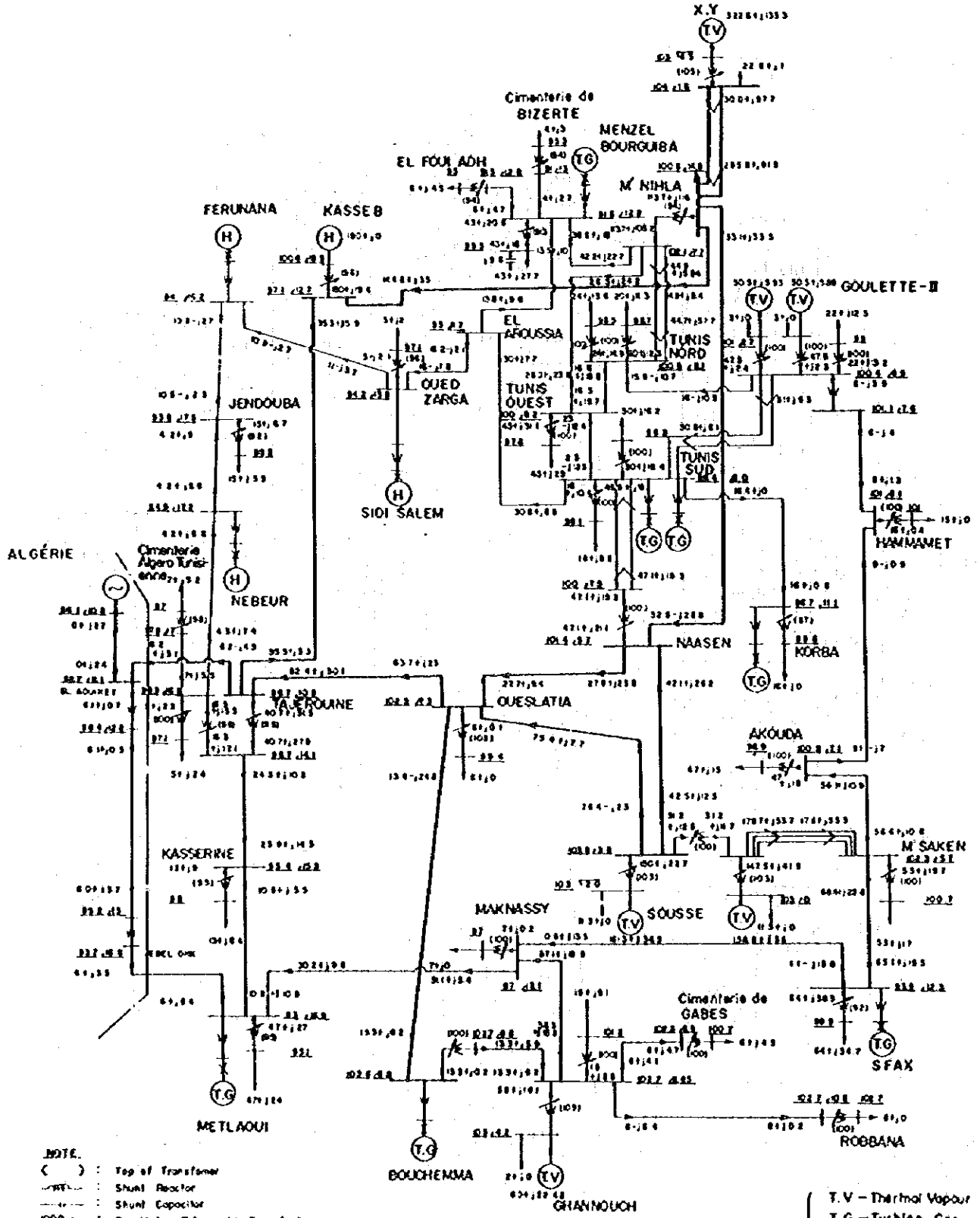
Line Loss (110 kV) = 10.27 MW
(225 kV) = 137.65 MW

- T.V - Thermal Vapour
- T.G - Turbine Gas
- H - Hydraulic

Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1989



Power Flow and Voltage Regulation at Midnight Time in 1989



- NOTE.**
- () : Top of Transformer
 - |— : Shunt Reactor
 - |— : Shunt Capacitor
 - 1000 V : Bus Voltage (kV) and Leading Angle
 - 100.0° : Bus Voltage (kV) and Leading Angle
 - Unit : MW and MVA
 - ⊖ : Additional Shunt Capacitor
 - : LINE 225 kV
 - : LINE 150 kV
 - : LINE 90 kV

Line Loss (P_R) = 25.97 MW
 (P_X) = 9.37 MVA

- T.V - Thermal Vapour
- T.G - Turbine Gas
- H - Hydraulic