

REPUBLIQUE DE LA TUNISIE

ETUDE SUR LE PROJET  
DE  
POMPAGE TURBINAGE DE KASSEB

NOVEMBRE 1978

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



1978



**ETUDE SUR LE PROJET  
DE  
POMPAGE TURBINAGE DE KASSEB**

JICA LIBRARY



1063745(2)

国際協力事業団	
受入 月日 84. 5. 30 23	4170
登録No. 04702	6179 MPN

## AVANT-PROPOS

Le Gouvernement du Japon, répondant à la demande du Gouvernement de la République de la Tunisie d'entreprendre l'étude de faisabilité du projet de pompage turbinage de Kasseb situé au Nord pour faire face aux besoins accroissant de l'électricité en période de pointe, a confié à l'Agence Japonaise pour la Coopération Internationale (JICA) l'exécution de ladite étude.

La JICA, compte tenu de l'importance du secteur d'électricité dans le Plan du Développement Economique et Social en cours d'exécution en Tunisie, a envoyé en 1977 la première mission pour effectuer une étude globale sur l'ensemble des programmes d'équipement en moyens de production et pour y localiser d'une façon économique le projet de Kasseb.

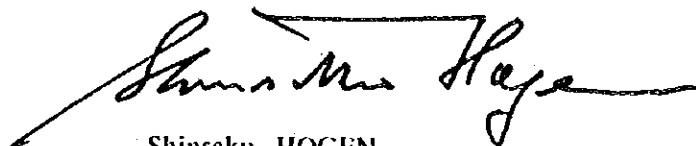
La deuxième mission, composée de huit membres et dirigée par Monsieur Yutaka ISHIYAMA (Electric Power Development Company, LTD.), a effectué l'étude de faisabilité sur le terrain durant une période de 35 jours (du 18 janvier au 21 février 1978) avec collaboration des autorités compétentes du Gouvernement de la Tunisie.

Le présent rapport a été établi au Japon sur la base des résultats de reconnaissance et des études et analyses des données recueillies.

Nous espérons sincèrement que le présent rapport puisse contribuer au développement électrique en République de la Tunisie et à l'augmentation de la prospérité sociale ainsi qu'à renforcer la relation technico-économique entre la Tunisie et le Japon et enfin à approfondir l'amitié entre les deux pays.

Pour terminer je voudrais hautement apprécier les efforts rendus des membres de la mission et exprimer mes sentiments de remerciement vis-à-vis des messieurs concernés du Gouvernement de la Tunisie et de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) qui voulait bien soigner la mission.

Novembre 1978



Shinsaku HOGEN

Président  
Japan International Cooperation Agency  
(JICA)



## LETTRE DE TRANSMISSION

Monsieur Shinsaku HOGEN  
Président Directeur Général  
Japan International Cooperation Agency (JICA)

Monsieur le Président,

Nous avons l'honneur de vous soumettre ci-joint notre rapport sur l'étude de faisabilité du projet de pompage turbinage de Kasseb dans la République de la Tunisie.

En Tunisie la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) se charge de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique dans tout le territoire du pays. Tous les centres de consommation sont interconnectés par les réseaux en 150 KV et 90 KV (la construction des lignes 225 KV est en cours). A présent, la puissance totale garantie des centrales de la STEG n'est que d'environ 420 MW, dont 190 MW sont des centrales thermiques vapeur, 210 MW des turbines à gaz et 20 MW des centrales hydrauliques. Toutefois, avec les plans successifs du développement économique et social du Gouvernement de la Tunisie la demande en électricité augmente rapidement en traduisant un taux de croissance annuel moyen de 12 % environ tant dans la consommation annuelle que dans la puissance maximum appelée. C'est ainsi que celle-ci est prévue d'atteindre environ 1.000 MW à l'horizon 1985 ~ 1986.

Actuellement, dans le cadre du Vème Plan du développement économique et social la construction des centrales électriques d'une puissance totale garantie de 474 MW est en cours, dont 300 MW sont de la centrale thermique de Sousse (150 MW x 2), 154 MW des turbines à gaz et 36 MW (puissance garantie de 20 MW) de la centrale hydraulique de Sidi Salem. D'ailleurs, cette augmentation rapide de la demande en électricité laisse supposer la nécessité de la mise en service d'une nouvelle centrale thermique de base d'une puissance unitaire de 150 MW vers l'horizon 1983.

La courbe de charge journalière en Tunisie se caractérise depuis longtemps par un taux de rapport de 2:1 entre la puissance maximum appelée et la charge en heures creuses, ce qui a conduit à l'établissement du plan de pompage turbinage de Kasseb pour faire face à l'augmentation de la demande en pointe d'une part et pour élever le taux d'utilisation en heures creuses des centrales thermiques de base d'autre part.

Outre l'avantage caractéristique de la centrale pompage turbinage de Kasseb qui peut suivre rapidement les variations de charge en heures de pointe, il est à souligner les contributions apportées par les lignes 225 KV projetées entre le poste de Kasseb et celui de M'Nihila et entre le poste de Kasseb et celui de Tajerouine. Ces lignes auront pour effet d'assurer la stabilité de la fourniture d'électricité et d'élever la fiabilité du réseau. D'ailleurs, dans la comparaison économique entre le projet de Kasseb et sa variante voire les turbines à gaz, il est à noter que ces dernières nécessitent inévitablement d'énormes investissements supplémentaires pour l'augmentation de la capacité du gazoduc, alors que le premier a plutôt pour effet d'abaisser le prix de revient de production du gaz naturel en élevant le taux d'utilisation du gazoduc durant les heures creuses.


Dans le présent rapport sont étudiées deux variantes de la centrale en fonction des emplacements de sa prise d'eau aval, soit la variante amont et la variante aval. Mais dans tous les cas sa puissance totale installée est déterminée à 350 MW et ses quatre groupes seront mis en service par étape durant les années 1985 - 1989. Les coûts de construction de ces deux variantes, amont et aval, sont respectivement estimés à environ 81,3 millions de Dinars (équivalent à 47,2 milliards de Yen) et à environ 92,7 millions de Dinars (équivalent à 53,8 milliards de Yen).

Ces coûts de construction correspondent à un doublement par rapport à ceux des turbines à gaz équivalentes. Cependant, si l'on tient compte de l'augmentation des prix, on peut conclure que la centrale pompage turbinage de Kasseb serait plus économique que les turbines à gaz car sa durée de vie de 50 ans est plus de trois fois plus longue que celle des dernières. D'ailleurs, ses coûts des travaux de génie civil dépensés en monnaie tunisienne pourraient contribuer à élever le niveau de la technologie et à créer de nouveau Produit Intérieur Brut (P.I.B.) par un cycle infini des replacements.

Notre reconnaissance en Tunisie était effectuée durant une période de 35 jours du 18 janvier au 21 février 1978 avec collaboration dévouée des ingénieurs de la STEG. Il est à souligner, d'ailleurs, que durant cette période nous avons pu disposer à notre satisfaction de presque tous les dossiers et des renseignements nécessaires à l'élaboration du projet grâce aux coopérations de la part du Ministère de l'Agriculture, du Ministère de l'Equipement, du Ministère du Plan, du Ministère des Mines, de l'Industrie et de l'Energie, et de la Société Nationale de l'Exploitation et de la Distribution des Eaux.

A l'occasion de la soumission du présent rapport, nous tenons à remercier les autorités tunisiennes ci-dessus et le Ministère de l'Industrie et du Commerce Extérieur, le Ministère des Affaires Etrangères du Gouvernement du Japon et enfin l'Ambassade du Japon en Tunisie qui nous aidait de tout son pouvoir.

Novembre 1978



Yutaka ISHIYAMA  
Chief de la Mission d'Etude du  
Projet de Pompage Turbinage de  
Kasseb



## INTRODUCTION

### I. OBJECTIF DE L'ETUDE

Avec les plans successifs du développement économique et social menés par le gouvernement l'économie nationale de la Tunisie marquait un progrès rapide jusqu'à présent, et maintenant elle fait face à une nouvelle étape d'essor qui est prévue par le Vème Plan (1977 - 1981). Comme un secteur important faisant partie de ce plan de développement, la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) est en train de réaliser son programme d'équipement ambitieux en moyens de production, de ligne de transport, de distribution, etc.

Poussée par ce développement économique rapide, la puissance maximum appelée est prévue d'atteindre 1.000 MW environ par rapport à la demande de l'ordre de 500MW en heures creuses à l'horizon 1985 - 1986, ce qui conduit depuis quelques années la STEG à considérer la réalisation d'un projet de pompage turbinage à un emplacement situé en amont du barrage existant de Kasseb.

Le présent rapport, établi sur la demande de la STEG par l'intermédiaire du Gouvernement de la République de la Tunisie, a pour objectif d'examiner la faisabilité technique et économique du projet de pompage turbinage de Kasseb en se basant sur les reconnaissances du sol et les résultats des analyses des données existantes.

### II. AUTORISATION ET HISTORIQUE

Pour le projet de pompage turbinage de Kasseb la STEG continuait son étude au niveau de reconnaissance depuis 1972, et entre-temps sur sa demande la firme MECASOL et la Société TECSULT International effectuaient respectivement les investigations géologiques et les études préliminaires du projet au cours de 1974~1975.

Par la suite, après avoir étudié les rapports soumis par les deux firmes ci-dessus, la STEG a demandé par l'intermédiaire du Gouvernement de la Tunisie au Gouvernement du Japon l'exécution des études de faisabilité du projet de Kasseb. En réponse de cette demande, celui-ci s'est mis d'accord avec le Gouvernement de la Tunisie d'entreprendre les études demandées en deux phases, à savoir: en première phase d'effectuer les études globales sur l'ensemble des programmes de développement électrique de la STEG pour y localiser économiquement le projet de pompage turbinage de Kasseb, et en deuxième phase de mener les études de faisabilité dudit projet.

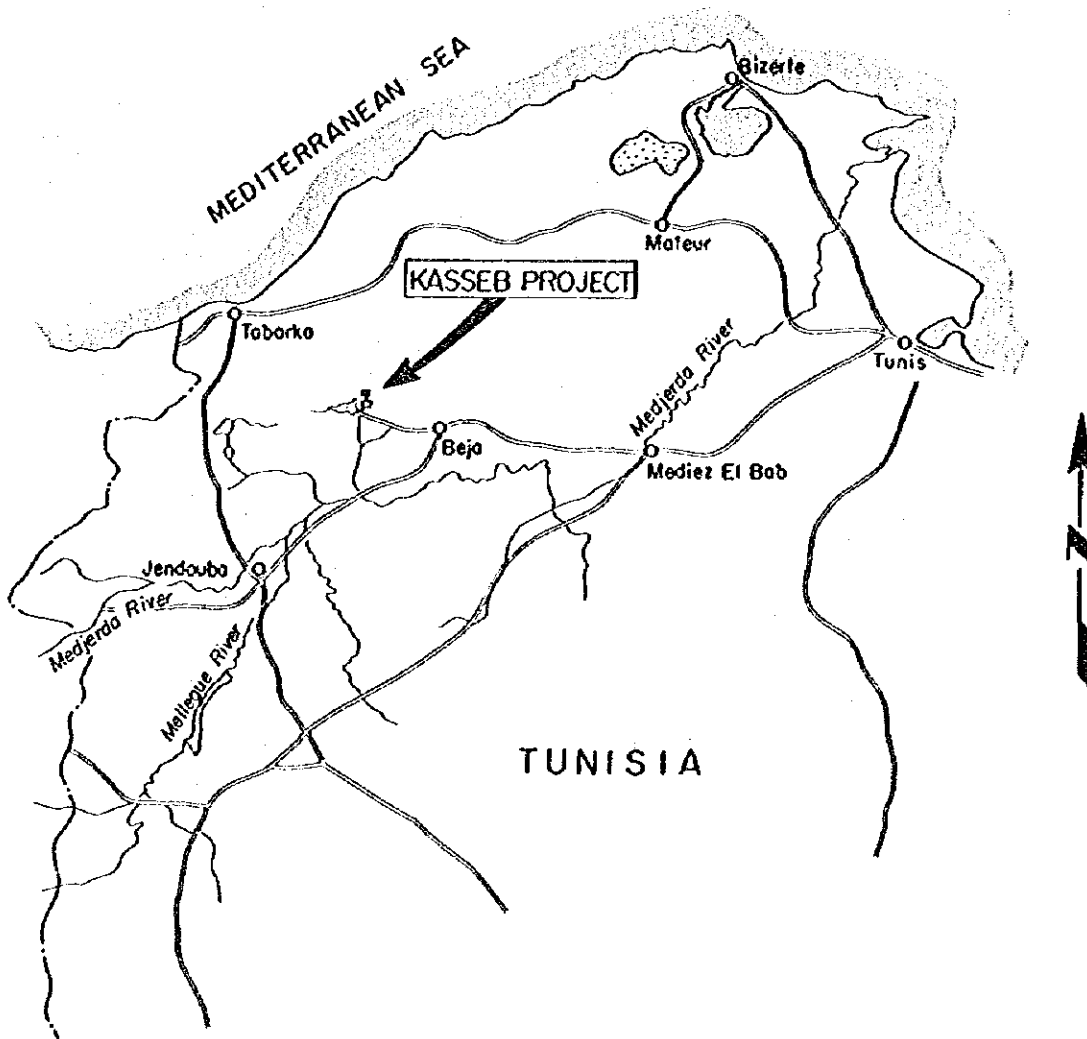
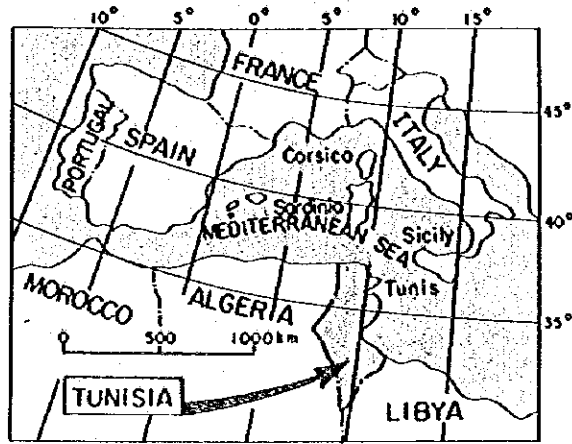
Les études en Tunisie pour la première phase étaient effectuées durant une période de 24 jours (du 10 février au 5 mars 1977) et le rapport intitulé "ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN IN THE REPUBLIC OF TUNISIA" a été soumis au Gouvernement de la Tunisie en octobre 1977 par l'intermédiaire de l'Ambassade du Japon en Tunisie.

Les études en Tunisie pour la deuxième phase étaient effectuées durant une période de 35 jours (du 18 janvier au 21 février 1978) comprenant la reconnaissance du sol, celle du tracé de la ligne de transport projetée ainsi que les recueils des données et des informations et des entretiens nécessaires avec des autorités concernées. Les analyses des données recueillies et l'élaboration

du présent rapport étaient effectuées à l'ELECTRIC POWER DEVELOPMENT COMPANY, LTD. (EPDC) à Tokyo, avec participation des deux ingénieurs de génie civil de la STEG.

Les membres de la mission qui participaient aux études pour la deuxième phase sont les suivants:

<b>Chef de la mission</b>	<b>Mr. Yutaka ISHIYAMA</b>	<b>Ingénieur de génie civil (EPDC)</b>
	<b>Mr. Tetsuro KOBAYASHI</b>	<b>Economiste (EPDC)</b>
	<b>Mr. Kazuo NAKAGAWA</b>	<b>Ingénieur de génie civil (EPDC)</b>
	<b>Mr. Katsue IINO</b>	<b>Ingénieur de génie civil (EPDC)</b>
	<b>Mr. Masahiro SHIBATA</b>	<b>Géologue (EPDC)</b>
	<b>Mr. Tatsuo TOMABECHI</b>	<b>Ingénieur électricien (EPDC)</b>
	<b>Mr. Katsuhiko YAMAMOTO</b>	<b>Ingénieur électricien (EPDC)</b>
	<b>Mr. Mitsuru SUEMORI</b>	<b>Coordonnateur (JICA)</b>



**LEGEND**

- Boundary line of country
- Main road
- ~~~~~ River
- City



**KEY AND LOCATION MAP**



# SOMMAIRE

<b>Chapitre 1</b>	<b>Sommaire des Etudes</b>	
1.1	Centrale Pompage Turbinage .....	1
1.2	Ligne de Transport .....	3
1.3	Calendrier de la Mise en Service .....	4
1.4	Coûts des Aménagements .....	4
<b>Chapitre 2</b>	<b>Conclusions et Recommandations</b>	
2.1	Conclusions .....	9
2.2	Recommandations .....	17
<b>Chapitre 3</b>	<b>Programme d'Equipement en Moyens de Production au delà de 1983</b>	
3.1	Conditions de base .....	19
3.2	Programme d'équipement en moyens de production .....	23
<b>Chapitre 4</b>	<b>Schéma d'Exploitation et la Puissance Exploitée de la Centrale de Kasseb</b>	
4.1	Disponibilité du gaz naturel et les combustibles utilisés pour la production de l'énergie .....	37
4.2	Ordre d'exploitation des centrales .....	38
4.3	Schéma d'exploitation et la puissance exploitée de la centrale de Kasseb .....	39
4.4	Diverses considérations .....	41
4.5	Exploitation pratique des centrales lors de pompage .....	42
<b>Chapitre 5</b>	<b>Conditions Géologiques</b>	
5.1	Généralités .....	57
5.2	Géologie générale de la région concernée .....	57
5.3	Catégorie des roches .....	58
5.4	Conditions géologiques du site .....	59
5.5	Considérations géotechniques .....	64
5.6	Effets Seismiques .....	67
<b>Chapitre 6</b>	<b>Hydrologie</b>	
6.1	Généralités .....	75

	6.2	Précipitations	75
	6.3	Débits d'apport	75
	6.4	Débits maxima	76
	6.5	Evaporation	81
<b>Chapitre 7</b>		<b>Etude Sur l'Axe de l'Aménagement</b>	
	7.1	Conditions de base	83
	7.2	Etude sur le marnage de la retenue inférieure	84
	7.3	Etude sur l'envasement	85
	7.4	Détermination de la puissance maximum	100
	7.5	Etudes sur les variantes	100
	7.6	Choix de la variante optimum	101
<b>Chapitre 8</b>		<b>Description des Ouvrages</b>	
	8.1	Ouvrages de génie civil	105
	8.2	Appareillage électrique	109
	8.3	Ligne de transport et les postes	112
	8.4	Programme et méthode des travaux	124
<b>Chapitre 9</b>		<b>Estimation des Coûts et le Programme des Investissements</b>	
	9.1.	Conditions pour l'estimation	137
	9.2	Coûts totaux des aménagements	138
	9.3	Programme des investissements	138
<b>Chapitre 10</b>		<b>Evaluation Economique</b>	
	10.1	Méthodologie	145
	10.2	Coûts totaux actualisés	146
	10.3	Taux de rentabilité interne relatif	156
	10.4	Conclusion	156
		<b>ETUDE COMPLEMENTAIRE (ANALYSE DE SENSIBILITE)</b>	

Appendice

Figures

## **CHAPITRE 1 SOMMAIRE DES ETUDES**

1.1 CENTRALE POMPAGE TURBINAGE

1.2 LIGNE DE TRANSPORT

1.3 CALENDRIER DE LA MISE EN SERVICE

1.4 COUTS DES AMENAGEMENTS





## CHAPITRE 1 SOMMAIRE DES ETUDES

### 1.1 CENTRALE POMPAGE TURBINAGE

#### 1.1.1 Caractéristiques générales

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 Béja. Le débit nécessaire à la production de l'énergie électrique par la centrale projetée est essentiellement fourni par un pompage de l'eau depuis le réservoir inférieur formé par le barrage existant de Kasseb jusqu'au réservoir supérieur qui sera formé par l'endiguement de la cluse comprise entre le Djebel Bou Sattar et le Djebel El Fahama.

La retenue normale possible du réservoir supérieur se situe au voisinage de la cote 430 NGT en raison du col situé à la cote 435 NGT au sud de la cuvette. Le fond de celle-ci se situe à la cote 400 NGT environ, mais nous avons opté pour un niveau minimum de l'eau du réservoir de la cote 412 NGT compte tenu des dangers de sédimentation dus au marnage important en présence des marnes. Le volume utile du réservoir supérieur entre les cotes 412 et 430 NGT est de 5,04 millions de m<sup>3</sup>. Le réservoir supérieur n'est alimenté que par un ruisseau dont les apports très faibles (1,04 millions de m<sup>3</sup> par an) sont négligiés dans les calculs de la génération de puissance.

Le réservoir inférieur de Kasseb qui a le volume brut d'emmagasinage de 76 millions de m<sup>3</sup> environ est alimenté en apport annuel moyen de 45,1 millions de m<sup>3</sup> écoulé de son bassin versant de 101,0 km<sup>2</sup>. Sa retenue normale se situe à la cote 288,6 NGT. D'après le programme de distribution d'eau de la Société Nationale de l'Exploitation et de la Distribution des Eaux (SONEDE) qui se charge de l'exploitation du réservoir existant de Kasseb, celle-ci envisage de sortir l'eau du réservoir inférieur au débit constant de 1,40 m<sup>3</sup>/sec au delà de l'été 1978. Le résultat de nos analyses effectuées sur la base des apports mensuels observés durant une période de 18 ans de 1943 à 1961 (c.f. Rapport de 1963 de l'U.R.S.S. intitulé "Barrage sur l'oued Kasseb - Etude de l'efficacité économique de la construction de la centrale hydroélectrique") nous laisse supposer que le marnage maximum du réservoir inférieur en dessous de sa retenue normale serait de 12,7 mètres. Par conséquent, en y ajoutant quelque marge nous avons opté pour le marnage maximum de 15 mètres dans le présent rapport de faisabilité. Toutefois, au titre de comparaison, le dessin et l'estimation du coût de l'aménagement pour le cas d'un marnage de 20 mètres ont été également effectués dans le présent rapport.

A propos de l'emplacement de la prise d'eau aval, les études antérieures optaient pour une pente douce de 10° à 15° située sur la rive gauche à environ 1.550 mètres en amont du barrage existant de Kasseb. Toutefois, comme cet emplacement nous laisse craindre les dangers des sédiments transportés de l'oued El Brik, nous avons choisi un autre emplacement sur une pente de 45° sur la rive gauche à environ 800 mètres en aval du premier emplacement. Dans le présent rapport, les deux variantes sont étudiées pour la localisation de la prise d'eau aval, l'une "variante amont" et l'autre "variante aval".

Compte tenu des conditions topographique et hydrologique ainsi que de la durée de la pointe d'environ 4 heures en moyenne, nous avons opté pour une puissance totale installée de 350 MW pour toutes les deux variantes amont et aval.

**Tableau 1-1 CARACTERISTIQUES GENERALES**

Item	Variante amont	Variante aval	Variante aval (Référence)
Marnage dans le réservoir inférieur	15 m	15 m	20 m
<b>Réservoir supérieur (cote NGT)</b>			
Retenue normale	430 m	430 m	430 m
Niveau minimum d'eau	412 m	412 m	412 m
Niveau d'eau moyen pondéré	424 m	424 m	424 m
<b>Réservoir inférieur (cote NGT)</b>			
Retenue normale	288,6 m	288,6 m	288,6 m
Niveau minimum d'eau	273,6 m	273,6 m	268,6 m
Niveau d'eau moyen pondéré	281,0 m	281,0 m	281,0 m
Hauteur de chute nette pondérée	137,4 m	134,5 m	134,5 m
Débit équipé maximum	304 m <sup>3</sup> /sec	310 m <sup>3</sup> /sec	310 m <sup>3</sup> /sec
Puissance totale installée	350 MW	350 MW	350 MW

### 1.1.2 Géologie

De l'amont à l'aval, l'appui latéral rive gauche de l'emplacement du barrage est constitué de la formation marneuse, de l'alternance de marne et de calcaire et de la formation calcaire qui sont visibles en affleurements. L'appui latéral rive droite est formé principalement par la formation marneuse. Le terrain qui longe l'axe du barrage est constitué des marnes pour une majeure partie.

La majeure partie de la zone du réservoir supérieur consiste en terrain cultivé. Le sol de fondation est couvert du mort-terrain d'une épaisseur de 0,5 à 3,5 mètres, constitué de terre végétale et d'argile plastique. Il est supposé que cette couverture et la marne argileuse peuvent servir comme tapis contre les infiltrations d'eau. La discontinuité des formations géologiques entre la rive gauche et la rive droite laisse supposer l'existence d'une faille est-ouest traversant le réservoir supérieur perpendiculairement à l'axe du barrage projeté.

Les terrains où se localisent les galeries d'amenée (conduites forcées) et la centrale du type souterrain sont des formations calcaires dures qui forment le noyau du massif du Djebel El Fahama. Dans le cas de la variante amont les galeries de fuite doivent traverser des terrains marneux, et dans le cas de la variante aval elles s'achèment dans des terrains calcaires le long du pied du versant ouest du massif du Djebel El Fahama.

### 1.1.3 Principaux ouvrages

Pour éviter les dépôts colluviaux épais qui se trouvent sur la rive droite de l'emplacement du barrage, celui-ci sera construit le plus à l'amont possible en fixant son axe à peu près le long

de la ligne connectant les points SB-1, SB-2, SB-8 et SB-3. Le barrage est du type en enrochements de 50 mètres de haut et d'un volume de 960.000 m<sup>3</sup>. La longueur de sa crête est de 400 mètres. La ligne d'excavation pour le noyau imperméable du barrage sera déterminée à une profondeur de 2 à 8 mètres en dessous du terrain naturel, et le rideau d'injection d'une profondeur de 25 à 30 mètres sera mis en place en dessous de la ligne de fondation centrale.

Deux prises d'eau amont du type tulipe seront construites du côté rive gauche de la retenue tout en tenant compte de l'assurance de la stabilité du talus excavé.

Deux galeries d'amenée se composent en deux parties, l'une en puits verticaux et l'autre en galeries d'amenée presque horizontales. Elles traversent des terrains calcaires durs formant le noyau du massif du Djebel El Fahama et arrivent à la centrale souterraine qui est également localisée dans des couches calcaires.

Les diamètres intérieurs des deux galeries d'amenée sont respectivement de 6,7 à 4,5 mètres et de 6,0 à 3,9 mètres. Les débits sont amenés à la centrale par l'intermédiaire de quatre conduites forcées reliées aux galeries d'amenée à l'aide de deux bifurcations. Les galeries d'amenée sont revêtues de béton après la pose des blindages d'acier sur toute leur longueur. La surpression des blindages en écoulement transitoire sera supportée par la couverture rocheuse jusqu'à 50 %.

La centrale sera pourvue d'une puissance totale installée de 350 MW avec deux groupes de 75 MW et deux groupes de 100 MW. Les alternateurs-moteurs seront du type sémi-parapluie. Il est prévu que les puissances fournies au groupe de 75 MW et à celui de 100 MW sont respectivement de 89 MW et de 118 MW. Les transformateurs de puissance seront installés à l'intérieur de la caverne principale de la centrale. Ils seront du type triphasé, à refroidissement par circulation d'huile dans les hydroréfrigérants fixés sur les transformateurs. Le contrôle et la commande des alternateurs-moteurs se font à distance par le personnel de l'exploitation à partir de la salle de commande adjacente au poste extérieur de sectionnement.

Dans le cas de la variante amont, deux galeries de fuite seront revêtues en béton avec la mise en place des blindages d'acier dans les parties adjacentes aux diffuseurs. Deux prises d'eau aval seront du type trompe d'entrée. La centrale peut s'isoler du réservoir inférieur par les vannes d'arrêt installées aux bouts des diffuseurs. Dans le cas de la variante aval, deux chambres d'équilibre seront installées à mi-chemin des galeries de fuite et les blindages d'acier seront mis en place avec bétonnage entre les chambres d'équilibre et les diffuseurs. Les parties à l'aval des chambres d'équilibre seront revêtues de béton. Deux prises d'eau aval seront du type caisson à air comprimée. La centrale peut s'isoler du réservoir inférieur par les vannes d'arrêt installées aux prises d'eau aval et aux bouts des diffuseurs.

Le poste de sectionnement sera installé sur la pente douce du versant sud du Djebel El Fahama. Le terrain du poste sera aménagé en plat par excavation et remblai. Le poste sera relié à la centrale par tunnel de câble.

## **1.2 LIGNE DE TRANSPORT**

Pour le tracé et le nombre de terre de la ligne de transport, nous avons opté pour les deux lignes 225 KV, chacune à un terre, l'une entre Kasseb et M'Nihila (110 km) et l'autre entre Kasseb et

Tajerouine (120 km), au lieu d'adopter la ligne unique en 225 KV à double terna entre Kasseb et M'Nihila. Cette solution tient compte de l'augmentation de la fiabilité et de la stabilité du réseau, due à la réalisation d'une boucle 225 KV connectant la centrale pompage turbinage de Kasseb et les postes de M'Nihila, Naassen, Oueslatia et Tajerouine.

Les conducteurs en Al-Ac (410 mm<sup>2</sup>) et les pylônes métalliques seront utilisés avec les isolateurs de suspension à 12 pièces en série (ø254).

### 1.3 CALENDRIER DE LA MISE EN SERVICE

Cet aménagement sera développé en quatre étapes à savoir:

1er étape	Avril 1985	1er groupe de 75 MW
2e étape	Janvier 1986	2e groupe de 75 MW
3e étape	Janvier 1988	3e groupe de 100 MW
4e étape	Janvier 1989	4e groupe de 100 MW

### 1.4 COUTS DES AMENAGEMENTS

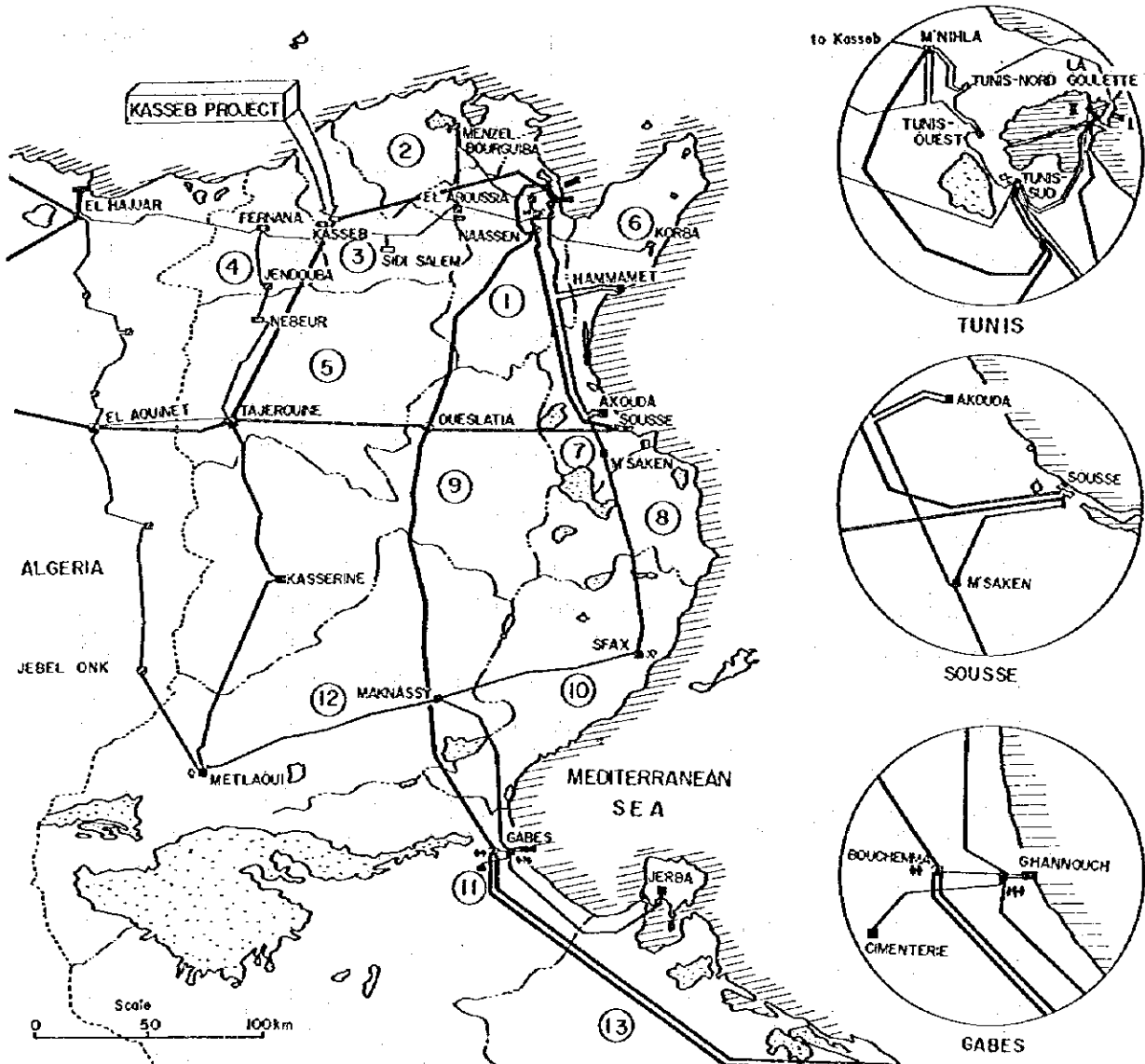
Aux conditions économiques en mars 1978 les coûts des aménagements (non compris les intérêts intercalaires) sont estimés comme suit:

Tableau 1-2 COUTS TOTAUX DES AMENAGEMENTS

Description	(Milliers de Dinars)	
	Variante amont	Variante aval
Centrale de pompage turbinage		
– Travaux de génie civil	29.670	41.575
– Matériel hydromécanique	13.403	11.914
– Appareillage électrique	23.337	23.337
Ligne de transport et les postes	7.517	7.517
Coûts directs	73.927	84.344
Ingénierie et administration	7.400	8.400
Coûts totaux des aménagements	81.327	92.744
Monnaie domestique	20.670	25.784
Devises étrangères	60.657	66.960
Coût unitaire de construction	232 DT/kW	265 DT/kW

Dans les présentes études la centrale a été optée pour le type souterrain en raison des conditions géologiques, d'ailleurs les coûts unitaires des travaux de génie civil ont été révisés en détail compte tenu des conditions économiques en mars 1978, ce qui conduit à l'augmentation sensible des coûts totaux des aménagements par rapport à ceux estimés (58,3 millions de Dinars) dans le dernier rapport d'octobre 1977.

# RESEAU DE TRANSPORT SITUATION EN 1987



LEGEND		STEG's Local Districts	
STEAM THERMAL P.S	EXIST  PROJ	1	Tunis
GAS TURBINE		2	Bizerte
HYDRO P.S		3	Baja
SUBSTATION	225kv	4	Jendouba
	150kv	5	Le Kef & Siliana
	90kv	6	Nabeul
225kv LINE	EXIST	7	Sousse
	PROJ	8	Mekine & Medhia
150kv LINE		9	Kairouan & Kasserine
90kv LINE		10	Sfax
BOUNDARY		11	Gafes
LIMIT OF STEG's DISTRICTS		12	Gafsa & Sidi Bou Zid
STEG's LOCAL DISTRICTS		13	Medidine & Zarzis

Tableau 1-3

## CARACTERISTIQUES GENERALES

Description	Unité	Variante amont	Variante aval
<b>1. CENTRALE POMPAGE TURBINAGE</b>			
<b>1.1 Réservoir supérieur (bassin versant de 1,3 km<sup>2</sup>)</b>			
Retenue normale	cote NGT	430	430
Niveau minimum de l'eau	cote NGT	412	412
Niveau d'eau pondéré	cote NGT	424	424
Marnage utile	m	18	18
Volume utile	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	5,04	5,04
Volume brut	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	6,36	6,36
<b>1.2 Barrage supérieur (type en enrochements)</b>			
Cote de la crête	cote NGT	433	433
Hauteur du barrage	m	50	50
Longueur de la crête	m	400	400
Volume	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	960	960
<b>1.3 Réservoir inférieur (bassin versant de 101 km<sup>2</sup>)</b>			
Retenue normale	cote NGT	288,6	288,6
Cote de grille de la prise d'eau		268,6	268,6
Niveau d'eau pondéré	cote NGT	281,0	281,0
Marnage adopté pour le projet	m	15	15
<b>1.4 Prise d'eau amont</b>			
		Type tulipe	Type tulipe
<b>1.5 Galerie d'amenée</b>			
<b>Galerie No. 1</b>			
Longueur	m	855,5	619,5
Diamètre	m	6	6
<b>Galerie No. 2</b>			
Longueur	m	854,5	627,5
Diamètre	m	6,7	6,7

Description	Unité	Variante amont	Variante aval
<b>1.6 Conduite forcée</b>			
<u>Conduites No. 1 et No. 2</u>			
Longueur	m	100	100
Diamètre	m	6 – 3,9	6 – 3,9
<u>Conduites No. 3 et No. 4</u>			
Longueur	m	100	100
Diamètre	m	6,7 – 4,5	6,7 – 4,5
<b>1.7 Chambre d'équilibre</b>			
Longueur	m		55,4 x 2
Diamètre	m		7 x 2
<b>1.8 Galerie de fuite</b>			
<u>Tunnels de diffuseur Nos. 1 et 2</u>			
Longueur	m	100	100
Diamètre	m	4,5 – 6,5	4,2 – 6
<u>Tunnels de diffuseur Nos. 3 et 4</u>			
Longueur	m	100	100
Diamètre	m	5,4 – 7,5	4,8 – 6,7
<u>Galerie de fuite No. 1</u>			
Longueur	m	390	1.761
Diamètre	m	6,5	6
<u>Galerie de fuite No. 2</u>			
Longueur	m	390	1.720
Diamètre	m	7,5	6,7
<b>1.9 Prise d'eau aval</b>			
Type		Type trompe d'entrée	Type caisson à air comprimé

Description	Unité	Variante amont	Variante aval
<b>2.0 Appareillage électrique</b>			
<u>Pompe-turbine</u>			
(type Francis réversible à axe vertical)			
Puissance x no.de groupe	kW	76.600 x 2	76.600 x 2
	kW	102.200 x 2	102.200 x 2
Vitesse de rotation	tr/mn	214,3	214,3
Débit équipé maximum	m <sup>3</sup> /sec	304	310
Chut utile	m	137,4	134,5
<u>Alternateur-moteur</u>			
(type semi-parapluie à axe vertical)			
Puissance x no. de groupe	kVA	89.800 x 2	90.900 x 2
	kVA	119.400 x 2	120.400 x 2
Facteur de puissance	%	84	83
Tension	kV	13,2	13,2
Fréquence	Hz	50	50
<u>Transformateur de puissance</u>			
(type triphasé, à refroidissement par circulation d'huile dans les hydroréfrigérants)			
Puissance x no.	kVA	99.800 x 2	100.900 x 2
	kVA	129.400 x 2	130.400 x 2
Tension	kV/kV	13,2/225	13,2/225
Raccordement		Triphasé [ΔY]	Triphasé [ΔY]

## 2. LIGNE DE TRANSPORT

Ligne Kasseb -- M'Nihila (110 km) et Ligne Kasseb -- Tajerouine (120 km)

Tension : 225 KV

Fréquence : Triphasé 3 fils -- 50 Hz

Conducteur : Al-Ac 410 mm<sup>2</sup>

Fil de terre : Câble d'acier galvanisé -- 70 mm<sup>2</sup>

Isolateur : Isolateurs de suspension à 12 pièces en série -- ø254

Support : Pylône métallique du type un terne



## **CHAPITRE 2 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS**

**2.1 CONCLUSIONS**

**2.2 RECOMMANDATIONS**



## CHAPITRE 2 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

En tant que l'étude de faisabilité, le présent rapport consiste essentiellement à étudier et à définir entre autres: (a) le calendrier de la mise en service de la centrale pompage turbinage de Kasseb, (b) la puissance et l'énergie quotidienne fournies par la centrale de Kasseb, (c) le marnage dans le réservoir inférieur, (d) la retenue normale du réservoir supérieur et l'axe du barrage, (e) le tracé des galeries de fuite et le problème de l'envasement, (f) la puissance totale installée et les puissances unitaires de la centrale, (g) le type des pompes-turbines et la façon de démarrage en régime de pompage, (h) le tracé de la ligne de transport, (i) le coût des aménagements et (j) la rentabilité économique des aménagements.

### 2.1 CONCLUSIONS

#### 2.1.1 La répartition optimum des puissances par catégorie dans le parc de production et le calendrier de la mise en service de la centrale de Kasseb

Comme prévision des besoins en électricité, la STEG a établi un rapport intitulé "Le Marché de l'Electricité à moyen et long terme" en décembre 1977. Ce rapport qui montre trois prévisions en se basant respectivement sur les hypothèses forte, moyenne et faible reflète bien le plan du développement économique et social en cours d'exécution et, en tant que prévision à long terme, les valeurs estimées dans ce rapport demeurent au niveau normal à la lumière des valeurs rétrospectives. Toutefois, si l'on suppose comme la plus probable la prévision établie sur la base de l'hypothèse moyenne, il est à noter que le taux de croissance annuel moyen donné par cette hypothèse s'abaisse rapidement au delà de 1987, à savoir, par rapport au taux de croissance annuel moyen de 14,2 à 13,7 % prévu pour la décennie 1977~1986 celui prévu pour la décennie 1987~1996 demeure au niveau de 8,4 à 6,7 %, taux inférieur à celui de "doublement en dix ans" (7,2 %) que l'on voit normalement dans beaucoup de pays.

Par conséquent nous avons entrepris nous-mêmes une prévision à l'aide d'une méthode macroscopique qui consiste à utiliser une corrélation trouvée entre l'évolution de la consommation d'électricité et celle du P.I.B. permettant de prévoir une progression à long terme de la demande nationale en électricité. Les taux de croissance annuels moyens obtenus par cette méthode pour les quinquennies de 1977 à 1981, de 1981 à 1986, de 1986 à 1991 et de 1991 à 1996 sont respectivement de 13,8 %, 12,6 %, 11,2 % et 10,4 %. Les valeurs retenues dans le présent rapport ont été obtenues par la médiane entre les valeurs données par la STEG et celles obtenues par méthode macroscopique.

D'autre part, en ce qui concerne la puissance à réserver dans le parc de production, nous sommes arrivés à une conclusion que l'interconnexion en 225 KV avec l'Algérie permettrait de réduire la réserve à une puissance de 150 MW soit une puissance équivalente à une unité de la plus grosse puissance unitaire, ce qui permettrait quand même de maintenir le taux de réserve sur le réseau à un niveau supérieur à 15 % jusqu'en 1989 et d'assurer la fourniture d'électricité sans causer des troubles graves même en cas de l'interruption éventuelle de l'interconnexion internationale.

Par ailleurs, la forme caractéristique de la courbe de charge journalière nous a conduit à adopter les taux de répartition des puissances par catégorie par rapport à la puissance maximum appelée comme suit :

1985-1990

Puissance pour alimenter la charge en pointe	... 30 %
Puissance pour alimenter la charge médiane	... 10 %
Puissance pour alimenter la charge de base	... 75 %

Postérieur à 1991

Puissance pour alimenter la charge en pointe	... 40 %
Puissance pour alimenter la charge de base	... 75 %

(La charge médiane peut être alimentée par des groupes vieillissés des centrales de base)

Comme programme d'équipement en moyens de production au delà de 1983, nous avons établi le programme suivant compte tenu de la prévision de la demande en électricité et des taux de répartition optimum des puissances par catégorie ci-dessus mentionnés :

Tableau 2-1 PROGRAMME D'EQUIPEMENT PROPOSE EN MOYENS DE PRODUCTION

Mise en service	Centrale	Puissance	Exploitation
Juillet 1983	Thermique vapeur "X"	150 MW	Base
Avril 1985	1er groupe de Kasseb	75 MW	Pointe
Janvier 1986	2e groupe de Kasseb	75 MW	Pointe
Août 1986	Thermique vapeur "Y"	150 MW	Base
Janvier 1988	3e groupe de Kasseb	100 MW	Pointe
Janvier 1989	4e groupe de Kasseb	100 MW	Pointe
Janvier 1989	Thermique vapeur "Z"	150 MW	Base
Janvier 1990	Nucléaire (ou thermique vapeur)	300 MW	Base
Janvier 1991	Turbine à gaz	100 MW	Pointe
Janvier 1992	Turbine à gaz	100 MW	Pointe
Janvier 1993	Nucléaire (ou thermique vapeur)	300 MW	Base
Janvier 1994	Turbines à gaz	200 MW	Pointe

2.1.2 Schéma d'exploitation et la puissance exploitée de la centrale de Kasseb

Si le projet de Kasseb sera réalisé le schéma d'exploitation des centrales dépendrait de la disponibilité en gaz naturel. A ce sujet il est prévu maintenant qu'un volume annuel de 0,6 à 2 milliards de m<sup>3</sup> du gaz naturel sera disponible en Tunisie par suite de la mise en service du gazoduc Algérie-Tunisie-Italie. Par ailleurs on verra dans un proche avenir le développement du gisement gazier de Miskar (Golfe de Gabès). Toutefois au stade actuel on n'en peut prévoir exactement le volume

disponible pour alimenter les centrales de la STEG. En conséquence, dans la présente étude les trois hypothèses ont été appliquées liées à la disponibilité du gaz naturel et à ses coûts marginaux de production.

- Dans la première hypothèse (Hypothèse "X") nous considérons 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.
- Dans la deuxième hypothèse (Hypothèse "Z") nous supposons que le gaz naturel ne pourra satisfaire qu'une partie de la consommation. Son prix sera alors égal au prix international (35 DT/TEP) ou à son coût de remplacement, c'est à dire le prix du fuel à 35 DT/TEP pour les centrales thermiques vapeur. Dans ce cas les turbines à gaz fonctionneront au gas-oil à 50 DT/TEP.
- Dans la troisième hypothèse (Hypothèse "Y") nous considérons que le coût marginal du gaz naturel utilisé en heures creuses serait plus faible que celui utilisé en période de pointe, disons presque moitié du prix montré dans l'hypothèse "X".

De ce qui précède on pourrait supposer les deux schémas d'exploitation suivants:

#### Ordre de l'exploitation

	<u>Hypothèse "X"</u>	<u>Hypothèse "YZ"</u>
1°	Thermique vapeur	Thermique vapeur
2°	Hydraulique	Hydraulique
3°	Ghannouch II	Ghannouch II
4°	Bouchemma	Bouchemma
5°	Turbines à gaz en cours de construction (TG"A") qui fonctionneront au gaz naturel	Kasseb
6°	Kasseb	Turbines à gaz en cours de construction (TG"A") qui fonctionneront au gas-oil
7°	Turbines à gaz additionnelles (TG"B") qui fonctionneront au gaz naturel	Turbines à gaz additionnelles (TG"B") qui fonctionneront au gas-oil

Si la fortification du parc de production se fera suivant le calendrier montré dans le Tableau 2-1 la puissance exploitée de la centrale de Kasseb sera la suivante:

Année	Hypothèse "X"		Hypothèse "YZ"	
	Exploitée	Non exploitée	Exploitée	Non exploitée
1985	0	75 MW	75 MW	0
1986	0	150 MW	71 MW	79 MW
1987	0	150 MW	150 MW	0
1988	63 MW	187 MW	250 MW	0
1989	77 MW	273 MW	275 MW	75 MW
1990	0	350 MW	133 MW	217 MW
1991	109 MW	241 MW	263 MW	87 MW
1992	229 MW	121 MW	350 MW	0
1993	141 MW	209 MW	295 MW	55 MW
1994	350 MW	0	350 MW	0

Comme montré ci-dessus, la centrale de Kasseb sera complètement mise en réserve durant 4 ans de 1985 à 1987 et 1990 dans le cas de l'exploitation faite sur la base de l'hypothèse "X".

#### 2.1.3 Marnage dans le réservoir inférieur

Au sujet du niveau d'eau de la retenue inférieure, nous avons effectué une analyse de ses variations annuelles pour une période de 18 ans, en se basant sur les apports mensuels de l'oued Kasseb observés à la station B-11 durant une période de 18 ans de 1943 à 1961, et sous l'hypothèse que l'eau est sortie du réservoir au débit constant de 1,40 m<sup>3</sup>/sec suivant le programme de distribution d'eau défini par la Société Nationale de l'Exploitation et de la Distribution des Eaux (SONEDE). Cette analyse a montré que le marnage maximum ainsi calculé est de 12,7 mètres en dessous de la retenue normale. En conséquence, en y ajoutant quelque marge nous avons opté pour le marnage de 15 mètres. Cependant, le dessin des ouvrages et l'estimation des coûts des aménagements ont été effectués pour les deux marnages de 15 mètres et de 20 mètres.

#### 2.1.4 Axe du barrage, la retenue normale et le niveau minimum de l'eau du réservoir supérieur

A l'appui latéral rive droite de l'emplacement du barrage se trouvent largement des dépôts coluviaux qui comportent des blocs de brèche consolidés par des éléments calcaires. Dans le trou de forage SB-4 ils atteignent une profondeur de 15 mètres. En conséquence, nous avons opté pour l'axe du barrage le plus à l'amont possible à peu près le long de la ligne connectant les points SB-1, SB-2, SB-8 et SB-3.

Au sud du réservoir supérieur projeté se trouve un col à la cote 435 NGT sur lequel aucune investigation géologique n'a été entreprise jusqu'à présent. Compte tenu du résultat de notre reconnaissance la retenue normale a été optée pour la cote 430 NGT. D'autre part, sur l'ensemble de la cuvette supérieure se trouvent la couverture constituée principalement d'argile

plastique et, en dessous, de marne argileuse. D'ailleurs, le volume utile du réservoir entre les cotes 400 (le fond de la cuvette) et 410 NGT est relativement faible. En conséquence, compte tenu de cette condition topographique d'une part, et des dangers de sédimentation dûs au marpage important en présence des marnes d'autre part, nous avons opté pour le niveau minimum de l'eau du réservoir à la cote 412 NGT en ajoutant quelque marge.

#### 2.1.5 Problème de l'envasement et le tracé des galeries de fuite

Toutes les études antérieures ont choisi l'emplacement de la prise d'eau aval à une pente de 10° à 15° située sur la rive gauche à environ 1.550 mètres en amont du barrage existant de Kasseb. Toutefois, cet emplacement étant relativement proche de l'embouchure de l'oued El Brik, le radier de prise d'eau aval doit se situer au presque même niveau que celui du lit original, ce qui nous laisse supposer les dangers de sédimentation assez probables. Pour ce réservoir inférieur créé en 1969 aucun levé de sédimentation n'a été entrepris jusqu'à présent, et pour cela tout le jugement quantitatif n'est pas possible. Cependant, les mesures de l'envasement effectuées dans quelques réservoirs en Tunisie nous laissent supposer que le volume réel des sédiments à cet emplacement serait assez grand. Par conséquent la variante amont nécessite une disposition appropriée pour la prévention de l'envasement de la prise d'eau aval.

Pour éviter le problème de l'envasement on peut considérer une autre variante qui consiste à localiser la prise d'eau aval sur une pente de 45° située sur la rive gauche du réservoir à environ 800 mètres à l'aval.

L'emplacement de la centrale varie suivant les variantes. Mais dans tous les cas la centrale sera localisée dans des terrains calcaires durs qui forment le noyau du massif du Djebel El Fahama.

Les calculs d'écoulements transitoires effectués pour le régime de pompage et de turbinage montrent que dans le cas de la variante amont aucune cheminée ou chambre d'équilibre n'est requise, mais que dans la variante aval les chambres d'équilibre doivent être aménagées à mi-chemin des galeries de fuite.

Les coûts totaux d'aménagement de la variante aval sont d'environ 14 % plus grands que ceux de la variante amont.

#### 2.1.6 Puissance totale installée et les puissances unitaires

Comme décrit au paragraphe 1.1.1, en fonction de l'emplacement de la prise d'eau aval les deux variantes sont étudiées dans le présent rapport, soit la variante "amont" et la variante "aval" dont les hauteurs de chute nette pondérée sont respectivement de 137,4 mètres et de 134,5 mètres. Le volume utile du réservoir supérieur entre les cotes 430 et 412 NGT est de 5,04 millions de m<sup>3</sup>. La durée de temps de la demande parabolique journalière en période de pointe est d'environ 4 heures, ce qui correspond à 3,3 heures de turbinage en pleine charge. D'autre part, la centrale pompage turbinage de Kasseb qui a pour objectif premier d'assurer l'alimentation de la demande en pointe est dotée d'un rôle important de fonctionner comme centrale de secours pour le réglage du réseau par son rapidité de démarrage en cas de défaillance d'un ou des groupes des centrales thermiques de base. Toutes ces conditions nous ont conduit à opter pour la puissance totale installée de 350 MW avec une réserve d'eau pour le turbinage

en cas de secours éventuel. Les débits équipés des deux variantes amont et aval sont respectivement de 304 m<sup>3</sup>/sec et 310 m<sup>3</sup>/sec. A ce sujet, une comparasion économique a été effectuée entre les trois solutions de puissance totale installée de 350 MW, 300 MW et 250 MW, et le résultat obtenu montre que par rapport au coût unitaire des travaux de génie civil de 138,9 DT/kW de la solution 350 MW ceux de la solution 300 MW et de celle 250 MW sont respectivement de 147,6 DT/kW et 157,5 DT/kW.

Il va sans dire que le coût unitaire par kW d'un groupe turbo-alternateur devient d'autant plus bas que sa puissance unitaire devient grosse. Toutefois, dans le cas de la centrale pompage turbinage, sa puissance unitaire doit être déterminée en fonction de l'harmonie avec le réseau existant, autrement dit, en tenant compte de la chute de fréquence en régime de pompage. Pour la centrale de Kasseb nous avons opté pour une puissance unitaire de 75 MW pour les deux premiers groupes et celle de 100 MW pour les deux derniers groupes. Les analyses effectuées sur la base de ces deux niveaux de puissance unitaire montrent qu'à n'importe quel temps la chute de fréquence lors de pompage peut demeurer dans une limite de -0,5 Hz tant que les lignes interconnectées en 225 KV avec l'Algérie fonctionnent normalement, et que dans le cas de l'interruption de cette interconnexion internationale on n'a qu'à élever avant le régime de pompage la fréquence sur le réseau de l'ordre de 0,5 Hz par ajustement du dispatching pour permettre de localiser les variations de fréquence dans une limite de ±0,5 Hz (dans ce cas la fréquence s'abaisse de 50,5 Hz à 49,43 Hz). Il est jugé que la chute de fréquence de ce degré ne causerait pas un trouble grave dans les abonnés de la STEG.

Toutefois, si une puissance unitaire plus grosse par exemple 100 MW était adoptée pour le premier groupe, la chute de fréquence en régime de pompage dépasserait largement 1,0 Hz. Ce qui nous fait craindre, en dehors des troubles donnés aux abonnés, des déclenchements éventuels des groupes thermiques.

#### 2.1.7 Type de pompe-turbine et la façon de démarrage

La pompe-turbine adoptée est du type Francis réversible à axe vertical. Quoique la pompe-turbine du type écoulement incliné à pales réglables soit également utilisable, elle est plus chère et plus complexe tant dans la structure mécanique que dans le système de contrôle.

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

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

Après des études comparatives, le système avec moteur de lancement a été retenu dans le présent rapport.

Le démarrage des groupes en pompe s'effectue à roue dénoyée et la turbine est lancée avec un moteur. Le dénoyage se fait à l'aide d'un système à l'air comprimé qui maintient une pression suffisante pour chasser l'eau.



### 2.1.8 Tracé de la ligne de transport

Le réseau de transport de la STEG tel qu'il se présente en mars 1978 est formé en tensions à trois niveaux de 225 KV, 150 KV et 90 KV, et constitué pour nue large part par une boucle 150 KV faisant le tour du territoire. Cependant, la construction d'une nouvelle ligne 225 KV qui prolongera la ligne existante Ghannouch-Maknassy (construite en 225 KV et exploitée provisoirement en 150 KV) et qui aboutira au poste de Naassen sera bientôt terminée, et encore deux autres lignes 225 KV, l'une Sousse-Oueslatia-Tajerouine et l'autre Sousse-Naassen-M'Nihila, seront mises en service à l'horizon 1980 pour l'évacuation de l'énergie produite de la centrale thermique de Sousse.

Compte tenu de la situation ci-dessus, nous avons opté pour les deux lignes 225 KV à un terne, l'une entre Kasseb et M'Nihila et l'autre entre Kasseb et Tajerouine, au lieu d'adopter la ligne 225 KV à double ternes entre Kasseb et M'Nihila. Si l'aménagement de Kasseb est réalisé, le système de transport de la STEG dans la Zone du Nord deviendra très solide en structure en grille des artères 225 KV et sa fiabilité sera sensiblement améliorée.

### 2.1.9 Aspect économique

Il va sans dire que les investissements initiaux du projet de Kasseb sont plus grands que ceux de sa variante turbines à gaz. La comparaison de leurs coûts totaux des aménagements incluant la centrale, la ligne de transport, les postes et les services d'ingénierie et d'administration peut se chiffrer comme suit:

Centrale	Coûts totaux d'aménagement (1.000 DT)	Coût unitaire par kW installée (DT/kW)
Projet de Kasseb		
• Variante amont	81.327	232
• Variante aval (marnage de 15 m)	92.744	265
Turbines à gaz équivalentes	49.228	124

Toutefois, vu les différences de leurs durées de vie et de leurs modalités d'exploitation, la comparaison économique de ces deux moyens de production devrait s'effectuer en tenant compte des deux facteurs essentiels, l'un le prix de revient du combustible qui varie en fonction des horaires de son utilisation et l'autre les incidences de l'inflation qui affectent plus la variante turbines à gaz que le projet de pompage turbinage de Kasseb.

- L'énergie nécessaire pour le pompage des eaux à la centrale de Kasseb sera fournie par la centrale thermique de Sousse. A l'époque de la mise en service de la centrale de Kasseb, le combustible utilisé sera exclusivement le gaz naturel tant à la centrale de Sousse qu'aux centrales turbines à gaz. Comme la capacité du gazoduc doit être déterminée de façon à pouvoir faire face à la taille de la demande maximum en période 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 en heures creuses augmente, car cette augmentation de consommation conduit sans doute à un meilleur taux d'utilisation du gazoduc. En conséquence, il conviendrait d'appliquer deux niveaux

de prix, l'un pour l'utilisation en période de pointe et l'autre en heures creuses, comme dans le cas de l'électricité.

- D'autre part, dans les analyses économiques des projets il ne faut pas négliger le problème d'inflation qui s'est aggravé dans ces dernières années. Même durant une période relativement stagnante de 1950 à 1958 le taux d'augmentation des prix a enregistré plus de 5 % en moyenne par an aux Etats-Unis, et durant la période de 1970 à 1977 presque tous les pays marquaient une augmentation forte des prix allant de 7% à 10%. Par conséquent il faudrait tenir compte des incidences d'inflation dans une comparaison économique des deux types d'équipements dont les durées de vie sont différentes 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 seraient occasionnées au même niveau des prix qu'aujourd'hui.
- Quoique la méthode normalement appliquée pour l'évaluation économique des projets consiste à comparer leur taux de rentabilité interne relatif avec le taux d'actualisation social, celui-ci n'est pas officiellement défini en Tunisie. Cependant, compte tenu des taux d'intérêt à long terme appliqués dans les institutions financières internationales, un taux d'actualisation allant de 8 % à 10 % est normalement utilisé.

En tenant compte des facteurs ci-dessus nous avons effectué l'évaluation économique du projet de Kasseb et obtenu les conclusions suivantes:

- (1) Dans le cas où l'on estime le prix du gaz naturel utilisé en heures creuses à 50 % de celui en période de pointe (à ce sujet il est à noter que les prix de l'électricité en heures creuses et en période de pointe dans le tarif général haute tension sont respectivement de 6 millimes et 22 millimes par kWh), la variante amont sera rentable en s'assurant d'un taux de rentabilité interne relatif supérieur à 8 % si le taux d'augmentation des prix est égal ou supérieur à 2,3 %. Dans le cas de la variante aval, elle sera rentable tant que les prix évoluent à un taux supérieur à 3.4%.
- (2) Dans le cas où l'on applique le même prix du gaz naturel tant à l'utilisation en heures creuses qu'à celle en période de pointe (ce n'est pas raisonnable au point de vue économique), la variante amont sera rentable en s'assurant d'un taux de rentabilité interne relatif de 8 % tant que les prix augmentent à un taux supérieur à 4,7%. D'autre part, la variante aval ne sera rentable que lorsque les prix évoluent à un taux supérieur à 5,8 %.

Il est impossible de prévoir exactement l'évolution des prix à long terme. Toutefois, compte tenu du fait que durant les années 1970~1977 les indices des prix de gros des produits industriels aux Etats-Unis, en Allemagne, en France et au Japon enregistraient un taux d'augmentation annuel moyen de 7,1 %, et que la prévision des prix pour les années 1976~1987 établie par la B.I.R.D. en 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 le service d'ingénierie, il sera permis de considérer que le taux d'inflation à long terme se situerait au voisinage de 5-7%. Ce qui veut dire que la réalisation du projet de pompage turbinage de Kasseb pourrait être économiquement justifiée. (c.f. Graphique 10-1)

**Note:** Dans le dernier rapport d'octobre 1977 l'estimation du coût d'aménagement comportait beaucoup d'incertitudes en raison du design des ouvrages peu approfondi. Dans ces conditions l'évaluation économique était obligée de se limiter à avoir une perspective sommaire sur la rentabilité du projet. C'est pour cela que ladite évaluation économique était effectuée seulement sur la base des prix constants de 1977 sans y introduire les effets de l'inflation.

## 2.2 RECOMMANDATIONS

- (1) Le projet de pompage turbinage de Kasseb est jugé plus économique que les turbines à gaz équivalentes. D'ailleurs, les travaux de génie civil pourraient contribuer beaucoup à élever le niveau des technologies de construction, et leurs dépenses effectuées en mannaie domestique auraient pour effet de créer de nouveau produit intérieur brut par un cycle infini des remplacements. En conséquence, si les conditions le permettent, il est tout souhaitable de réaliser le projet de Kasseb.
- (2) Toutefois, quoique jugé économique à long terme, le projet de Kasseb nécessite un investissement énorme correspondant à un doublement par rapport à celui des turbines à gaz équivalentes. Etant donné que le projet de Kasseb fait partie du programme d'investissements incluant les équipements en moyens de production, de ligne de transport, de distribution et des installations logistiques de la STEG, sa réalisation devrait être déterminée dans le cadre du programme d'investissements d'ensemble. En conséquence, le choix entre le projet de Kasseb et les turbines à gaz devrait être effectué en tenant compte non seulement de leurs rentabilités à long terme mais aussi des conditions financières et budgétaires de la STEG.
- (3) Si la STEG décidait d'avancer l'étude du projet pour saisir sa perspective plus exacte, il est recommandé d'effectuer le plus tôt possible les mesures de l'envasement dans le réservoir existant de Kasseb pour déterminer le choix entre la variante amont et celle aval, compte tenu des dangers de sédimentation aux environs de l'embouchure de l'oued El Brik.
- (4) Il est recommandé d'entreprendre, avant de procéder aux études détaillées, les investigations géologiques et des essais en laboratoire pour résoudre les problèmes sur le design indiqués dans le présent rapport, à savoir: les cartographies géologiques détaillées couvrant l'ensemble des zones concernées, les forages et les puits de sondage afin d'éclaircir la perméabilité et la résistance de la fondation du barrage, l'étanchéité du réservoir supérieur ainsi que les caractéristiques géologiques de la fondation de la prise d'eau aval. Il est également recommandé d'effectuer les analyses en laboratoire des échantillons des matériaux de noyau, d'agrégats et d'enrochements.



## **CHAPITRE 3 PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION AU DELA DE 1983**

3.1 CONDITIONS DE BASE

3.2 PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION



## 3.1 CONDITIONS DE BASE

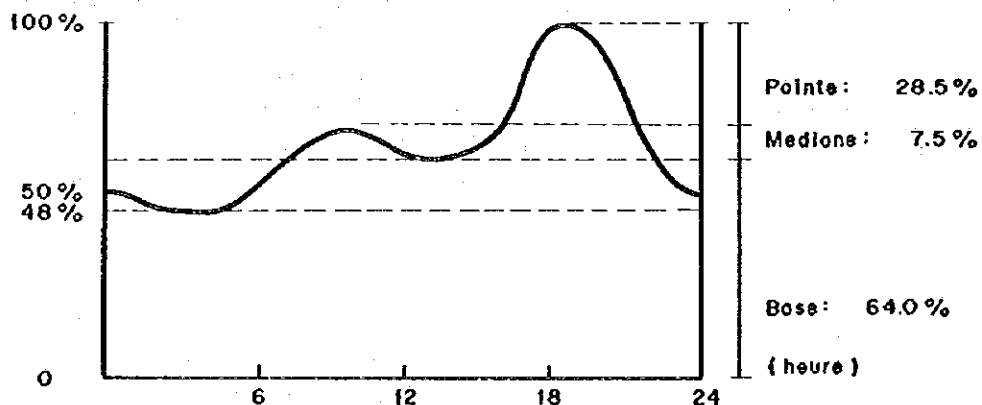
## 3.1.1 Puissances à augmenter par catégorie

Pour les années 1977 - 1982 il est envisagé d'augmenter une puissance totale de 490 MW, dont 300 MW est de la centrale thermique de Sousse, 154 MW des turbines à gaz et 36 MW (puissance garantie de 20 MW) de la centrale hydraulique de Sidi Salem. La construction de ces centrales est en cours dans le cadre du Vème Plan du Développement Economique et Social.

Le présent chapitre a pour objectif d'établir un programme d'équipement en moyens de production au delà de 1983 qui correspond à la courbe de charge journalière probable pour la décennie 1981 - 1990.

Récemment le Département de la Production de la STEG a établi une prévision à long terme des courbes de charge journalière. Compte tenu de cette prévision et avec toute approximation possible, nous avons présumé une courbe représentative de charge journalière pour la décennie 1981 - 1994 telle qu'elle est montrée par le Graphique 3-1 dans lequel les taux de répartition des charges de base, médiane et de pointe sont respectivement calculés à 64 %, 7,5 % et 28,5 %.

Graphique 3-1 COURBE DE CHARGE JOURNALIERE  
POUR LA DECENNIE 1981 - 1990



D'autre part, à l'horizon 1982 la structure du parc de production de la STEG faisant face à la puissance maximum appelée qui sera alors estimée à 600 MW sera comme montrée dans le tableau suivant :

**Tableau 3-1 REPARTITIONS DES MOYENS DE PRODUCTION  
A L'HORIZON 1982**

Moyen de production	Puissance garantie		Rapport à la pointe (%)	
	(MW)	(%)		
<u>Centrale de pointe</u>				
- Centrales hydrauliques	(1)	40,0	4,8	6,7
- Turbines à gaz	(2)	198,0	23,4	33,0
Sous-total		238,0	28,2	39,7
<u>Centrales médianes</u>				
- Thermique vapeur moyenne	(3)	30,0	3,6	5,0
- Turbines à gaz (gaz naturel)	(4)	121,0	14,4	20,2
Sous-total		151,0	18,0	25,2
<u>Centrales de base</u>				
- Thermique vapeur nouvelle	(5)	300,0	35,6	50,0
- Thermique vapeur ancienne	(6)	153,0	18,2	25,5
Sous-total		453,0	53,8	75,5
<b>Total</b>		<b>842,0</b>	<b>100,0</b>	<b>140,4</b>

Note: (1) Sidi Salem et 5 centrales existantes  
 (2) 22 MW x 9 unités  
 (3) La Goulette I  
 (4) Bouchemma et Ghannouch II  
 (5) Sousse  
 (6) Ghannouch I et La Goulette II

La confrontation du Graphique 3-1 avec le Tableau 3-1 fait ressortir les conclusions suivantes :

- (a) D'après le Graphique 3-1, afin d'alimenter les besoins en pointe on n'a qu'à avoir une puissance équivalente à environ 29 % de la puissance maximum appelée. Toutefois, le Tableau 3-1 montre qu'à l'horizon 1982 les centrales de pointe auront une puissance totale équivalente à environ 40 % de la puissance maximum appelée, ce qui signifie que la STEG sera pourvue d'une puissance assez suffisante pour faire face à la demande en période de pointe.
- (b) D'autre part, les centrales médianes auront une puissance totale équivalente à 25 % de la puissance maximum appelée par rapport à leur taux de répartition demandé de 7,5 %. Ce qui signifie que la STEG est suréquipée en centrales médianes. Toutefois, celles-ci pouvant être exploitées selon la nécessité tant pour alimenter la demande en pointe que pour fournir d'énergie à la demande de base, leur marge relativement grande en puissance ne sera pas inutile.
- (c) Quant aux centrales de base, leur puissance totale atteindra environ 76 % de la puissance maximum appelée par rapport à leur taux de répartition demandé de 64 %. Toutefois, une fois une unité (150 MW) de la centrale de Sousse déclenchée, leur taux de répartition tombe à 50 % de la puissance maximum appelée, ce qui signifie qu'à



L'horizon 1982 la puissance totale des centrales de base n'est pas encore suffisante.

C'est ainsi que peu après 1982 la STEG sera obligée de fortifier davantage son parc de production de base par la construction d'une centrale thermique de grosse puissance unitaire pour faire face à la demande croissante d'électricité et pour fournir de l'énergie en heures creuses pour le pompage des eaux à la centrale pompage turbinage de Kasseb.

### 3.1.2 Economie de la puissance de réserve par les interconnexions internationales

Actuellement, le réseau de la STEG est interconnecté avec celui algérien par les deux lignes 90 KV pour transiter une puissance de secours jusqu'à concurrence de 15 MW.

En sus de ces lignes existantes, les deux nouvelles interconnexions en 225 KV sont envisagées, l'une avec l'Algérie et l'autre avec la Libye dont les mises en service sont respectivement prévues en 1980 et en 1982. Une fois ces interconnexions réalisées, les entreprises d'électricité dans les trois pays pourront s'acquérir des bénéfices réciproques sous forme d'une économie des puissances de réserve. Compte tenu de cette contribution économique des interconnexions, nous avons décidé d'adopter une puissance de réserve plus réduite par rapport à celle adoptée dans notre dernier rapport sur la base du critère traditionnel de la STEG.

En ce qui concerne la puissance à réserver dans le parc de production de la STEG, il y aura deux manières de considération suivantes :

#### (1) Maintien d'une réserve importante

C'est une attitude circonspecte qui consiste à maintenir une puissance de réserve autant importante que possible même après les interconnexions avec l'Algérie et la Libye sur la base des considérations suivantes :

- (a) En cas de déclenchement d'une ou des unités de grosse puissance unitaire, la puissance de secours doit être fournie au maximum par les réserves tournantes de la STEG en limitant au minimum l'introduction des puissances transitées par les lignes internationales.
- (b) Le parc de production de la STEG doit être organisé de façon à pouvoir toujours faire face aux interruptions éventuelles des interconnexions internationales.

La position ci-dessus ne compte pas beaucoup sur les interconnexions internationales, en n'admettant leurs contributions que dans (i) la fourniture des puissances de secours en cas de défaillance du réseau rarement provoquée et dans (ii) la fourniture d'énergie durant un court laps de temps pour le pompage des eaux à la centrale pompage turbinage.

Si l'on se base sur ces considérations, une puissance de réserve équivalente à environ 20 % de la puissance maximum appelée serait nécessaire, comme défini dans le critère traditionnel de la STEG.

## (2) Maintien d'une réserve limitée

C'est une attitude purement économique qui consiste à utiliser au maximum les interconnexions internationales afin de minimiser la puissance à réserver dans le parc de production de la STEG sur la base des considérations suivantes :

- (a) En cas de déclenchement d'une unité de plus grosse puissance unitaire, on compte sur la puissance de secours transitée par les lignes interconnectées.
- (b) Il est supposé que le réseau algérien est à peu près trois fois plus grand que celui tunisien, et que la puissance maximum appelée en Tunisie sera augmentée à environ 870 MW en 1985. Supposons maintenant que la puissance de réserve en Algérie soit fixée à environ 20 % de la puissance maximum appelée, une puissance d'environ 520 MW sera réservée à l'horizon 1985 ( $870 \text{ MW} \times 3 \times 0,2 = 522 \text{ MW}$ ). Cette réserve est supposée assez suffisante pour assurer la fourniture stable de l'électricité dans un système combiné algéro-tunisien. En sus de cette réserve, on pourrait encore compter sur celle en Libye.
- (c) Même si l'on se limite à l'interconnexion avec l'Algérie, les deux lignes 225 KV peuvent transporter une puissance supérieure à 370 MW qui est équivalente à 43 % de la puissance maximum appelée sur le réseau de la STEG en 1985. Au point de vue économique, le transfert de l'énergie dans telles lignes haute tension doit se faire le plus fréquemment possible pour élever leur taux d'utilisation.

Supposons qu'une puissance équivalente à 5% de la puissance maximum appelée soit réservée dans le parc de production, la réserve en 1985 sur le réseau de la STEG sera de 44 MW, de là l'introduction d'une puissance limitée de 106 MW en cas de déclenchement d'une unité de 150 MW.

## (3) Puissance de réserve adoptée

Il n'est évidemment pas économique de maintenir toujours une réserve équivalente à 20% de la puissance maximum appelée tout en conformité avec le critère traditionnel en dépit des investissements énormes des équipements pour l'interconnexion internationale.

Toutefois, si la puissance de réserve n'était que de 5 % de la puissance maximum appelée, l'introduction des puissances de secours par des lignes interconnectées se ferait trop fréquemment avec de longues durées de temps, de là de divers troubles infligés sur les réseaux algérien et libyen.

Compte tenu des deux positions très contrastées, nous avons adopté une réserve d'au moins 150 MW pour la décennie 1980 - 1989 et de 300 MW au delà de 1990 correspondant respectivement à la plus grosse unité qu'on peut prévoir pour de nouvelles centrales de base, pour ne donner aucun trouble ni au réseau algérien ni à celui libyen même en cas de déclenchement d'une unité de plus grosse puissance unitaire dans le parc de production de la STEG. Même si cette solution est adoptée le taux de réserve pourra demeurer à un niveau supérieur à 15% jusqu'à la fin 1994.

### 3.1.3 Centrales mises hors de service

Lors de l'établissement d'un programme d'équipement en moyen de production il faut tenir compte des mises en retraite des centrales thermiques vieilles. A ce sujet, compte tenu de nos expériences pratiques et des discussions avec le personnel de la STEG, nous avons fixé la durée de vie économique des centrales thermiques vapeur à 25 ans et celle des turbines à gaz à 15 ans. Le tableau suivant montre le calendrier de la mise hors de service des centrales thermiques pour la décennie 1981 - 1990.

Tableau 3-2 CALENDRIER DE LA MISE HORS DE SERVICE DES CENTRALES THERMIQUES

Centrale	Groupe	Puissance garantie (MW)	Mise en service	Date de mise en retraite	Durée de service (ans)
La Goulette I	TV 1-4	30	1931-54	Juillet 1983	
Ghannouch II	TG 1	15	1971	Août 1986	15
Ghannouch II	TG 2 et 3	44	1973	Janvier 1989	16
La Goulette II	TV 1 et 2	48	1965	Janvier 1990	25
Tunis-sud	TG 1 et 2	44	Jan. 1975	Janvier 1990	15

## 3.2 PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION

### 3.2.1 Calendrier du développement

Ce sont les puissances unitaires conformant aux dimensions du réseau dans l'avenir, les perspectives du progrès dans la fabrication des turbines à gaz, les taux de répartition des puissances pour la pointe, la médiane et la base ainsi que la puissance de réserve et les centrales mises hors de service qui nous conduisent à déterminer le programme d'équipement en moyen de production comme suit:

(1) Dans le cas où le Projet de Kasseb est réalisé

**Tableau 3-3 PROGRAMME D'EQUIPEMENT PROPOSE  
POUR LA PERIODE 1983 - 1989**

Mise en service	Centrale	Puissance (MW)	Mode d'exploitation
Juillet 1983	Thermique vapeur "X"	150,0	Base
Avril 1985	1er groupe de Kasseb	75,0	Pointe
Janvier 1986	2e groupe de Kasseb	75,0	Pointe
Août 1986	Thermique vapeur "Y"	150,0	Base
Janvier 1988	3e groupe de Kasseb	100,0	Pointe
Janvier 1989	4e groupe de Kasseb	100,0	Pointe
Janvier 1989	Thermique vapeur "Z"	150,0	Base
	<b>Sous-total</b>	<b>800,0 MW</b>	
Janvier 1990	Nucléaire (ou thermique)	300,0	Base
Janvier 1991	Turbine à gaz	100,0	Pointe
Janvier 1992	Turbine à gaz	100,0	Pointe
Janvier 1993	Nucléaire (ou thermique)	300,0	Base
Janvier 1994	Turbine à gaz	200,0	Pointe
	<b>Sous-total</b>	<b>1.000,0 MW</b>	
	<b>Grand-total</b>	<b>1.800,0 MW</b>	

(2) Dans le cas où le Projet de Kasseb n'est pas réalisé

Dans le cas cité en rubrique les trubines à gaz devront être installées en remplacement de la centrale de Kasseb. Le calendrier et les emplacements de leur installation qui tient compte de l'exploitation du réseau à l'horizon 1985 - 1990 et du tracé prévu du gazoduc seront déterminés comme suit:

Mise en service	Puissance installée	Emplacement
Avril 1985	76 MW x 1 unité	Terrain de Goulette I
Janvier 1986	76 MW x 1 unité	Sfax
Janvier 1988	76 MW x 2 unités	Une à Sfax et l'autre au terrain de Goulette I
Janvier 1989	76 MW x 2 unités	Une à Metlaoui et l'autre au terrain de Goulette I
<b>Total</b>	<b>456 MW (6 unités)</b>	

Dans le cas où le projet de Kasseb sera réalisé, la puissance totale à augmenter pour la période de 1983 à 1989 est estimée à l'ordre de 800,0 MW dont 350 MW sont de la centrale pompage turbinage de Kasseb et 450 MW des centrales thermiques de base. D'ailleurs, pour la quinquennie de 1990 à 1994 une puissance totale de l'ordre de 1.000 MW devrait être développée dont 600 MW seraient d'origine nucléaire ou de thermique vapeur (puissance unitaire de 300 MW) et 400 MW de turbines à gaz (puissance unitaire de 100 MW). D'ailleurs, du point de vue de l'organisation optimal du parc de production, il s'est avéré que les augmentations des puissances de base et de pointe doivent se faire alternativement.

C'est ainsi que le programme d'équipement en moyens de production pour la période de 1979 à 1994 peut s'établir comme montré dans les Graphiques 3-2 (A) et 3-2 (B).

### 3.2.2 Taux de répartition optimum des puissances pour les trois bandes de charge journalière

Les taux de répartition optimum des puissances pour les trois bandes de charge, c'est-à-dire, la pointe, la médiane et la base, varient selon les formes réelles des courbes de charge journalière.

Si le taux de répartition des puissances pour la demande en pointe se situe à un niveau supérieur au taux de répartition des charges de pointe, le prix de revient de production doit s'augmenter car la durée de vie des turbines à gaz est relativement courte et leur consommation spécifique de combustible est plus importante que celle des centrales thermiques de base. D'ailleurs, la centrale pompage turbinage (Kasseb) ne peut être suffisamment alimentée en énergie moins chère en heures creuses par les centrales thermiques de base.

Par contre, si le taux de répartition des puissances pour la demande de base se situe à un niveau supérieur au taux de répartition des charges de base, quelques groupes parmi des centrales de base seront forcés de temps en temps de fonctionner à un faible charge ou de s'arrêter complètement, ce qui conduit également à l'augmentation du prix de revient de production.

Les taux de répartition des puissances par catégorie dans le parc de production de la STEG pour la période de 1983 à 1989 sont montrés dans le Tableau 3-5 et le Graphique 3-3.

D'après le Graphique 3-1 les taux de répartition des charges de pointe, médiane et de base sont respectivement de 28,5 %, 7,5 % et 64 %, et d'autre part une puissance de 150 MW (à peu près 15 % de la puissance maximum appelée de 1.000 MW prévue à l'horizon 1985 - 1989) a été tenu en compte comme réserve tournante pour les centrales de base. Par conséquent, en y ajoutant davantage quelques marges on obtiendrait, comme répartition idéale, les taux de répartition suivants des puissances garanties par rapport à la puissance maximum appelée.

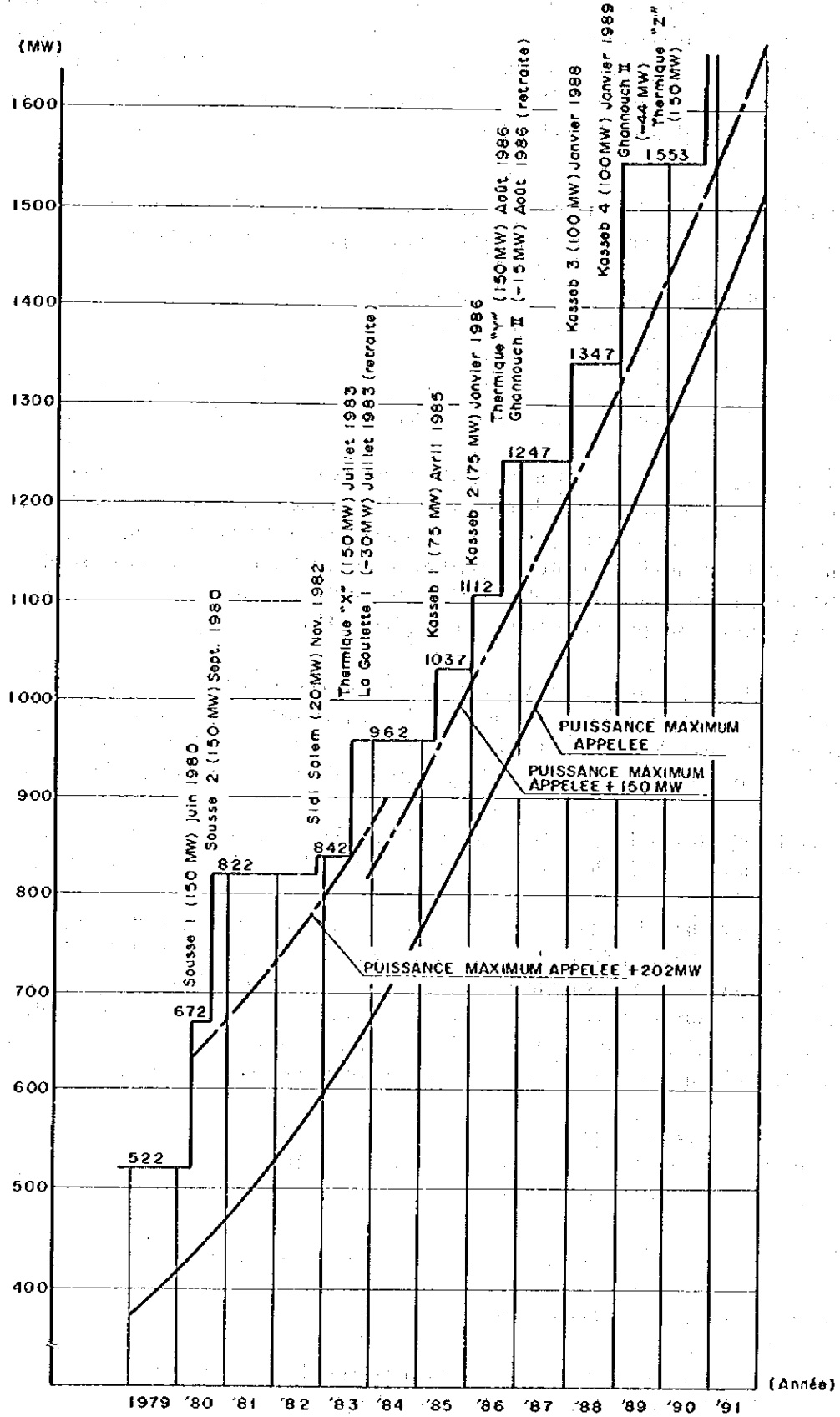
Puissances pour la demande en pointe	... 30 %
Puissances pour la demande médiane	... 10 %
Puissances pour la demande de base	... 80 %

Les commentaires relatifs à ces trois catégories des centrales sont les suivants :

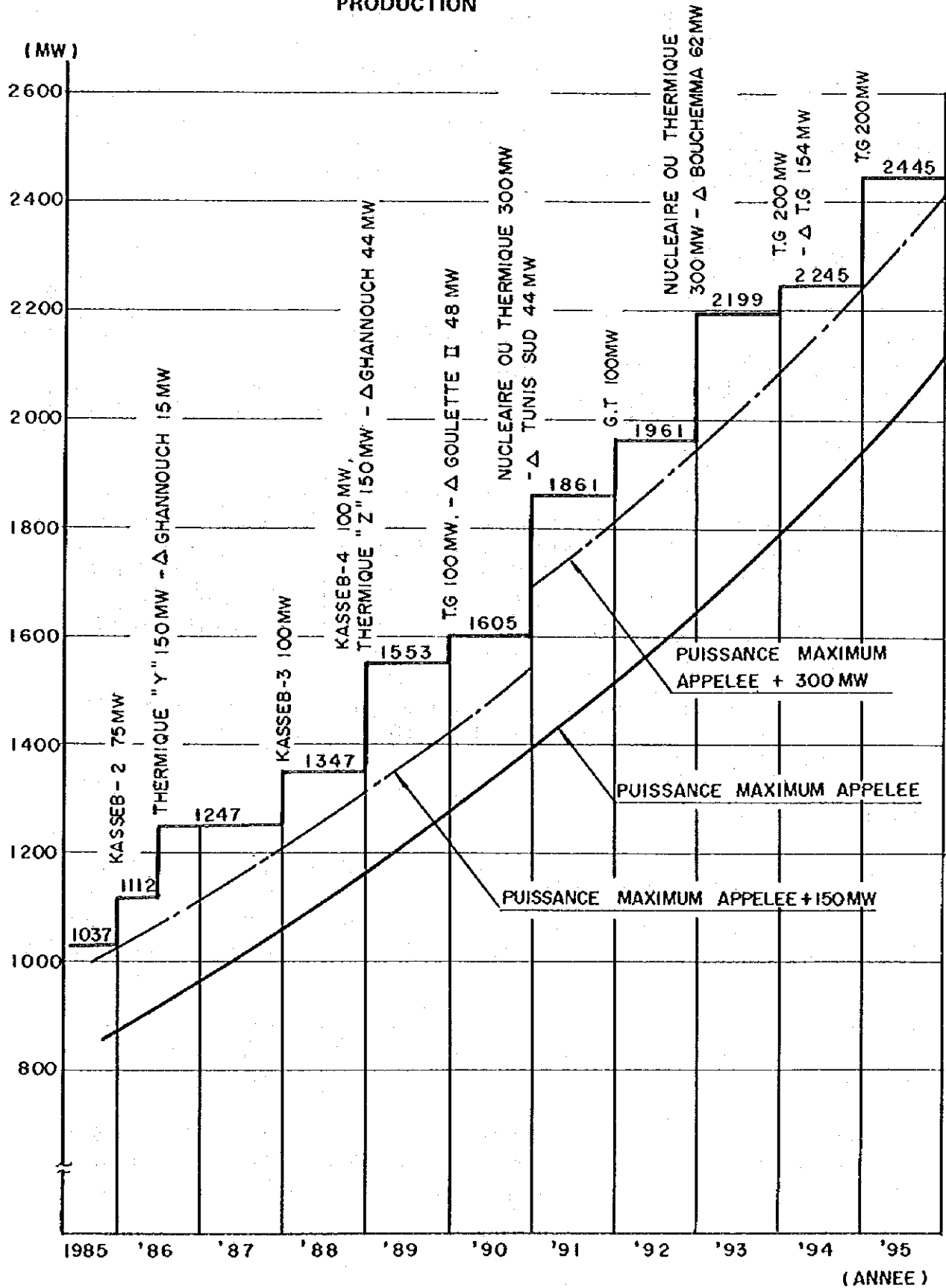
#### (1) Puissances pour la demande en pointe

Le taux de répartition des puissances actuelles des centrales pour la demande en pointe se situe à un niveau trop haut (à 40 % en 1982). Ce qui s'explique par le fait que jusqu'à présent en

Graphique 3-2(A) PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION



Graphique 3-2(B) PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION



raison de la demande d'électricité relativement faible sur le réseau de la STEG on était obligé de faire appel aux turbines à gaz au lieu des centrales thermiques de grosse puissance unitaire.

Cependant, on se trouve maintenant dans une situation plus avancée. D'ici quelques ans l'installation des turbines à gaz n'est pas nécessaire et, lorsque le taux de répartition des puissances pour la pointe s'abaisse jusqu'à 30 % par suite des installations des centrale thermiques de base il convient de faire appel à la mise en service de la centrale pompage turbinage de Kasseb. Le premier groupe de celle-ci est prévu de se mettre en service en avril 1985 comme montré dans le Graphique 3-3.

## (2) Puissances pour la demande médiane

Comme montré dans le Tableau 3-4, le taux de répartition des puissances des centrales médianes sera d'environ 14 % en 1985. Toutefois, ce chiffre n'a aucune importance car ces centrales peuvent être exploitées tant pour alimenter la demande en pointe que pour approvisionner la charge de base. D'ailleurs, la puissance totale des centrales médianes a une tendance à diminuer au fur et à mesure des retraites des centrales vieilles, mais nous ne tenons pas compte de leur supplément car:

- Pour dire généralement, afin de compléter le fonctionnement de la puissance unitaire de 150 MW des centrales de base une puissance unitaire de l'ordre de 75 MW serait recommandée pour les centrales médianes. Cependant, dans le cas du réseau de la STEG la puissance unitaire de 75 MW est un peu trop grande par rapport à la puissance maximum appelée de l'ordre de 1.000 MW à l'horizon 1985 - 1989, et par conséquent elle ne pourrait jouer son rôle d'une manière satisfaisante pour réaliser une exploitation délicate et complexe en combinaison avec les centrales de base.
- En conséquence, il est plutôt raisonnable de faire fonctionner, comme centrale médiane, la centrale thermique de La Goulette II (47,5 MW x 2) ou la centrale hydraulique de Sidi Salem (20 MW).

## (3) Puissances pour la demande de base

Etant donné la grosse puissance unitaire de nouvelles centrales thermiques de base, les taux de répartition des puissances de base enregistrés immédiatement après les mises en service des trois centrales thermiques de "X", "Y" et "Z" seront respectivement de 90 %, 80 % et 70 %. Egalement, les taux de répartition enregistrés immédiatement avant les mises en service de la centrale thermique "Y" et du 4ème groupe de la centrale de Kasseb seront respectivement de 64,8 % et 64,4 %.

Si l'on y ajoute les puissances virées des centrales médianes, les taux de répartition enregistrés immédiatement avant les mises en service de la centrale thermique "Y" et du 4ème groupe de la centrale de Kasseb seront respectivement passés de 64,8 % à 77,8 % et de 64,4 % à 69,7 %.

Comme décrit plus haut, une constitution idéale du parc de production suppose le maintien du taux de répartition des puissances de base à 80 % (dans ce cas le déclenchement d'une unité de 150 MW ne cause aucun trouble sur le réseau). En réalité, toutefois, si l'on maintient ce taux



de répartition au niveau 70 % aucun trouble ne sera produit sur le réseau sauf le cas du déclenchement d'une unité de 150 MW (c.f. Chapitre 4).

#### (4) Conclusion

En somme, comme répartition optimum des puissances par catégorie, nous recommandons les taux suivants y compris la réserve tournante de 150 MW :

##### Horizon 1985-1989

Puissances pour la demande en pointe	... 30 %
Puissances pour la demande médiane	... 10 %
Puissances pour la demande de base	... 75 %

##### Années postérieures à 1990

Puissances pour la demande en pointe	... 40 %
Puissances pour la demande de base	... 75 %

Il est à noter, cependant, que les chiffres ci-dessus ont été calculés sous l'hypothèse que la forme de la courbe de charge journalière pourrait demeurer telle qu'elle est actuellement même au delà de 1990. Si l'industrialisation incessante conduit le fond de la demande en heures creuses à un niveau supérieur à 48 % par rapport à la puissance maximum appelée (voir le Graphique 3-1), ce taux de répartition de 75 % deviendra insuffisant pour les puissances garanties des centrales de base.

D'autre part, une puissance de réserve de 150 MW peut assurer, même pour les deux années critiques de 1987 et 1988, les taux de réserve de 17,6 % et 16,1 % respectivement. Avec cette réserve tournante la stabilité de la fourniture d'électricité ne sera pas troublée par les interruptions éventuelles des interconnexions internationales.

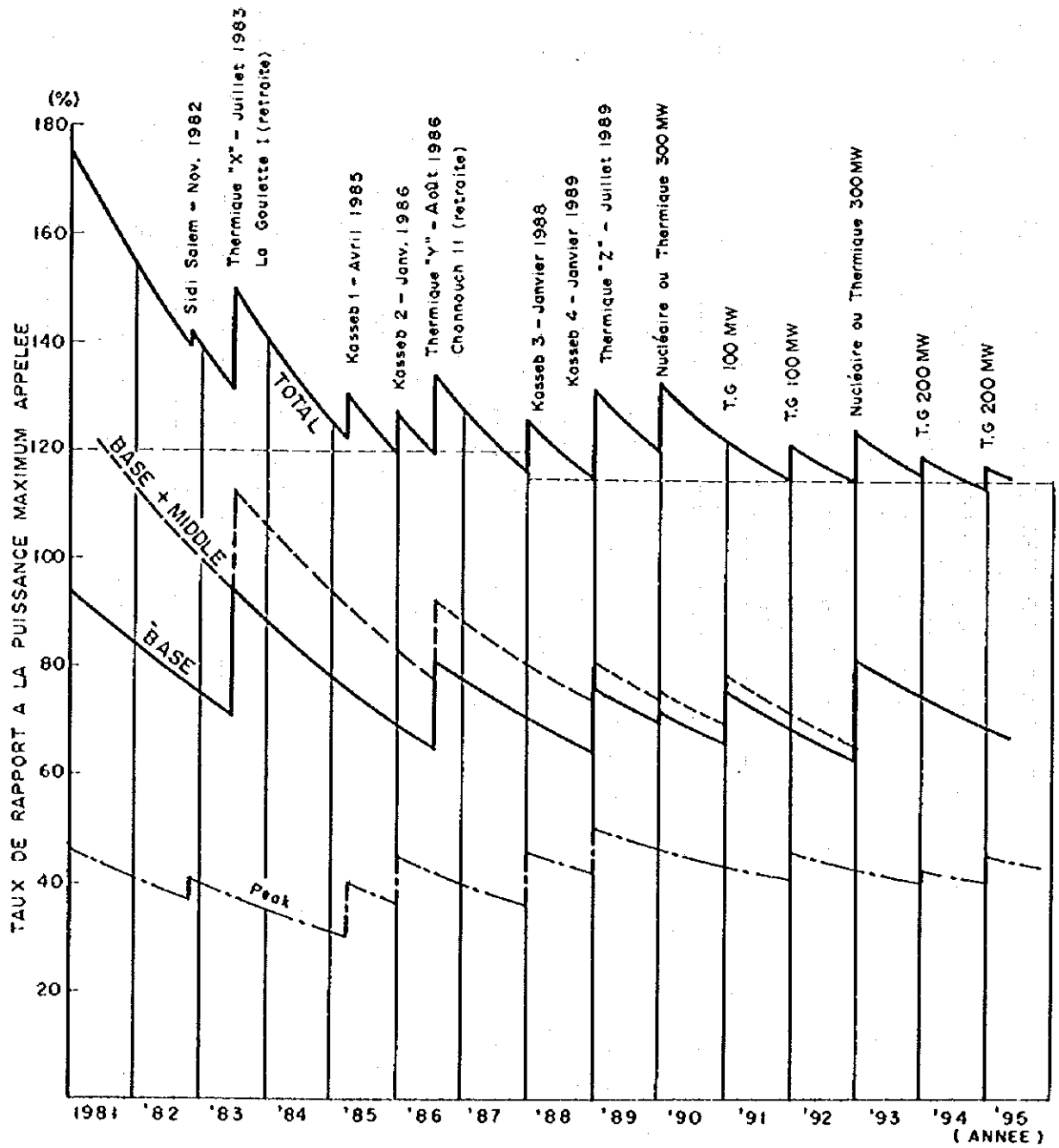
Tableau 3-4 PUISSANCE MAXIMUM APPELEE ET LA PUISSANCE GARANTIE DES CENTRALES (1985 - 1994)

Description	(MW)											
	1985	1986		1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	
Puissance maximum appelée	870	Jan.-Juillet 920	Août-Déc. 970	1.060	1.160	1.280	1.390	1.520	1.640	1.790	1.940	
Puissance totale garantie												
Goulette II	95	95	95	95	95	95	47	47	47	47	47	
Ghannouch I	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	
Sousse	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
Thermique vapeur "X"	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Thermique vapeur "Y"		150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Thermique vapeur "Z"							150	150	150	150	150	
Nucléaire (ou thermique)							300	300	300	300	300	
Total	603	603	753	753	753	903	1.155	1.155	1.155	1.455	1.455	
<b>TC (A)</b>												
Bouchemma	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	
Ghannouch II	59	44	44	44	44	44	62	62	62	62	62	
Sous-total	121	106	106	106	106	62	62	62	62	62	62	
<b>TC (B)</b>												
Tunis Sud	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	
Sfax	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	
Menzel Bourguiba	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	
Korba	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
Metlaoui	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
TC additionnelles												
Sous-total	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	
Total de TC	319	304	304	304	304	360	260	316	416	354	400	
<b>Centrales hydrauliques</b>												
Total	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
Centrale de Kasseb	75	150	150	150	250	350	350	350	350	350	350	
Total des centrales de pointe et médiane	434	494	494	494	594	650	650	706	806	744	790	
Puissance totale garantie	1.037	1.097	1.247	1.247	1.347	1.553	1.805	1.861	1.961	2.199	2.245	
Puissance de réserve	167	177	277	187	187	273	415	341	321	409	305	
Taux par rapport à la puissance maximum appelée (%)												
Centrales de base	69,3 %	65,5 %	77,6 %	71,0 %	64,9 %	70,5 %	83,0 %	76,0 %	70,4 %	81,3 %	75,0 %	
Pointe et médiane	49,8 %	53,7 %	50,9 %	46,6 %	51,2 %	50,8 %	46,7 %	46,4 %	49,1 %	41,6 %	40,7 %	
Total	119,1 %	119,2 %	128,5 %	117,6 %	116,4 %	121,3 %	129,8 %	122,4 %	119,5 %	122,9 %	115,7 %	

Tableau 3-5 TAUX DE REPARTITION DES PUISSANCES GARANTIES PAR CATEGORIE

Centrales	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
<u>Centrales de pointe</u>												
- Hydrauliques	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
- Pompage turbinage	0	0	75	150	150	250	350	350	350	350	350	350
- Turbines à gaz	198	198	198	198	198	198	198	198	198	354	354	400
Sous-total	238	238	313	388	388	488	588	588	644	744	744	790
(%)	35,0	30,9	36,0	40,0	36,6	42,1	45,9	42,3	42,4	45,4	41,6	40,7
<u>Centrales médianes</u>												
-- exploitées comme centrales de base --												
- Thermiques moyennes												
- Turbines à gaz (gaz naturel)	121	121	121	106	106	106	62	62	62	62	62	62
Sous-total	121	121	121	106	106	106	62	62	62	62	62	62
(%)	17,8	15,7	13,9	10,9	10,0	9,1	4,8	4,5	4,5	3,8	3,8	3,8
<u>Centrales de base</u>												
- Nucléaire (ou thermique)												
- Thermiques nouvelles	450	450	450	600	600	600	750	750	750	750	750	750
- Thermiques anciennes	153	153	153	153	153	153	153	105	105	105	105	105
Sous-total	603	603	603	753	753	753	903	1.155	1.155	1.455	1.455	1.454
(%)	88,8	78,3	69,3	77,6	71,0	64,9	70,5	83,0	76,0	70,4	81,3	75,0
Total	962	962	1.037	1.247	1.247	1.347	1.553	1.805	1.861	1.961	2.199	2.245
(%)	141,5	124,0	119,2	128,6	117,6	116,1	121,3	129,8	122,4	119,5	122,9	115,7
Puissance maximum appelée	680	770	870	970	1.060	1.160	1.280	1.390	1.520	1.640	1.790	1.940
Puissance de réserve	282	192	167	277	187	187	273	415	341	321	409	305
Taux de réserve (%)	41,5	24,9	19,2	28,6	17,6	16,1	21,2	29,8	22,4	19,5	22,9	15,7

Graphique 3-3 TAUX DE REPARTITION DES PUISSANCES  
PAR CATEGORIE



### 3.2.3 Nécessité de la mise en service d'une nouvelle unité de 150 MW à l'horizon 1983

Comme décrit plus haut, à l'horizon 1982 la puissance totale des centrales de base atteindra à peu près 76 % de la puissance maximum appelée par rapport à leur taux de répartition demandé de 64 %. Cependant, une fois une unité de 150 MW de la centrale de Soussse déclenchée, leur taux de répartition s'abaisse à 50 % de la puissance maximum appelée.

D'autre part, vers la même époque les centrales pour la pointe maintiendra encore une puissance totale équivalente à 40 % de la puissance maximum appelée par rapport à leur taux de répartition demandé de 29 % environ.

Par conséquent, comme moyen de production à se mettre en service à l'horizon 1983, toutes les circonstances laissent supposer la construction d'une nouvelle centrale thermique de base. A ce sujet, on peut considérer deux variantes, à savoir une centrale thermique vapeur à grosse puissance unitaire, ou des turbines à gaz. Comme résultat d'une comparaison économique entre les deux, la construction d'une nouvelle centrale thermique vapeur de 150 MW est recommandée pour les raisons suivantes :

- (a) Le coût unitaire de construction de la centrale thermique vapeur est d'environ 74 % plus cher que celui des turbines à gaz. Toutefois, du fait que la consommation spécifique de combustible de la première n'est que de 75 % de celle des dernières (2.453 Kcal/3.235 Kcal), et que la durée de vie de la première est de 10 ans plus longue que celle des dernières (25 ans/15 ans), le prix de revient du KWh de la centrale thermique vapeur est moins cher que celui des turbines à gaz (c.f. paragraphe 5.2.2(1) de notre dernier rapport de 1977)
- (b) La centrale pompage turbinage de Kasseb nécessite en régime de pompage l'approvisionnement en énergie en heures creuses la moins chère possible. D'ailleurs, la forme de la courbe de charge journalière nécessite le fonctionnement des trois groupes de 150 MW chacun pour le pompage des eaux durant la première phase de développement (75 MW x 2).
- (c) Par suite de la mise en service du 3ème unité de 150 MW on pourrait éviter tous les troubles sur le réseau même en cas de déclenchement éventuel d'une unité de 150 MW.
- (d) La constitution optimum du parc de production, l'assurance d'une réserve tournante nécessaire ainsi que le taux d'efficacité d'exploitation et enfin le prix de revient du KWh nous orientent vers l'adoption de la construction d'une centrale thermique vapeur de puissance unitaire de 150 MW.

### 3.2.4 Puissances unitaires de la centrale pompage turbinage de Kasseb (Harmonie avec le réseau – Chute de fréquence)

La puissance unitaire du groupe est déterminée en tenant compte de l'aspect économique et de l'harmonie avec le réseau, et en fonction des contraintes dans le transport et la fabrication du matériel. Parmi ces facteurs restrictifs, il s'est avéré par suite de notre reconnaissance que des ponts, des routes et des installations portières ne présentent aucun problème difficile. En conséquence, la détermination de la puissance unitaire peut se faire du point de vue de l'aspect

économique et, en particulier, de l'harmonie avec le réseau.

La fiabilité de fourniture en régime de turbinage de la centrale de Kasseb est supposé assez haut car son taux d'indisponibilité (accidents et entretien) est très bas par rapport à celui des centrales thermiques. A ce sujet, notre dernier rapport de 1977 informe que sous condition d'un taux de réserve de 20% et d'un taux d'indisponibilité de 3% pour les alternateurs, ne sera produite qu'une fois sur dix ans la panne générale de la centrale comportant deux groupes de 75 MW chacun et deux groupes de 100 MW chacun.

En régime de pompage, d'autre part, il est à examiner l'influence causée par le démarrage des moteurs compte tenu du fait qu'ils atteignent leur puissance maximum dans un très court laps de temps durant les heures creuses où la charge s'abaisse jusqu'à la moitié de la puissance maximum appelée. Autrement dit, en régime de pompage le degré de la chute de fréquence doit être examiné en fonction de la puissance unitaire adoptée.

A ce sujet, notre calcul sommaire a confirmé que la fortification du réseau de la STEG après les interconnexions internationales avec l'Algérie et la Libye aura pour effet de limiter la chute de fréquence à environ -0,5 Hz lors de démarrage des pompes. La chute de fréquence de ce degré ne donnera aucun problème aux abonnés de la STEG.

#### (I) Chute de fréquence sur le réseau lors de la mise en service du 1er groupe de Kasseb

##### Condition

- Date : Avril 1985 en heures creuses
- Charges sur les réseaux :

Réseau de la STEG	395 MW (790 MW en pointe x 1/2)
Réseau algérien	1.185 MW (395 MW x 3)
Total	1.580 MW
- Constant du réseau : K = 0,08/Hz
- Puissance fournie à la pompe : 90 MW (Un groupe de 75 MW)

Sous condition ci-dessus la chute de fréquence lors de démarrage de la pompe est calculée comme suit :

$$\Delta f_{75} = \frac{90}{1.580 \times 0,08} = 0,71 \text{ Hz}$$

Ce qui signifie que la fréquence du réseau s'abaisse de 50 Hz à 49,29 Hz. Cependant, ce chiffre n'est pas réaliste car il a été calculé sans tenir compte des effets de l'augmentation rapide des charges des centrales thermiques de base.

Supposons maintenant que la puissance totale des centrales thermiques de base soit de 603 MW (150 MW x 3 + 95 MW de La Goulette + 58 MW de Ghannouch) et que leur charge puisse être augmentée de 7% par 1 minute, la puissance augmentée dans 80 secondes  $\Delta_{pg}$  (durée de temps nécessaire pour amener au fonctionnement en pleine charge de la pompe) est calculée comme suit :

$$\Delta_{pg} = 603 \text{ MW} \times 0,07 \times \frac{80}{60} = 56,3 \text{ MW}$$

Par conséquent, la chute de fréquence de 0,71 Hz sera diminuée à 0,44 Hz.

$$\Delta f = \frac{0,71 \text{ Hz} \times 56,3}{90} = 0,44 \text{ Hz}$$

Ce qui veut dire que la chute de fréquence lors de pompage pour le premier groupe (75 MW) pourra demeurer dans une limite de  $\pm 0,5$  Hz.

(2) Chute de fréquence sur le réseau lors de la mise en service du 3e groupe de Kasseb

Lors de la mise en service du troisième groupe (janvier 1988) la charge sur le réseau de la STEG et la puissance fournie aux pompes seront respectivement augmentées de 23 % (1.070/870 MW) et de 33 % (120/90 MW) par rapport au temps de la mise en service du premier group. D'autre part, la charge totale sur les deux réseaux de la Tunisie et de l'Algérie augmentera à environ 2.140 MW (1.070 MW/2 x 4) en heures creuses. Par conséquent la chute de fréquence lors de pompage pourra demeurer à  $-0,7$  Hz même si les centrales thermiques de base n'augmentent pas rapidement leur charge.

$$\Delta f_{100} = \frac{120}{2.140 \times 0,08} = 0,7 \text{ Hz}$$

En conséquence, si l'on tient compte des effets de l'augmentation rapide des charges des centrales thermiques de base on peut conclure que la chute de fréquence réelle pourra demeurer dans une limite de  $-0,5$  Hz.

(3) Chute de fréquence sur le réseau lors de la mise en service du 1er groupe en cas de l'interruption des interconnexions internationales

En cas de l'interruption des interconnexions internationales, il est nécessaire d'élever avant le régime de pompage la fréquence sur le réseau de l'ordre de 0,5 Hz par l'ajustement du dispatching, pour permettre de localiser les variations de la fréquence dans la limite de  $\pm 0,5$  Hz. Sinon, la fréquence sur le réseau s'abaisse de 50 Hz à 49 Hz environ donnant des troubles aux abonnés de la STEG.

Comme décrit plus haut, la puissance obtenue par l'augmentation rapide des charges des centrales thermiques de base étant de 56,3 MW ( $\Delta P_{pg} = 603 \text{ MW} \times 0,07 \times 80/60 = 56,3 \text{ MW}$ ), la puissance manquante de 33,7 MW ( $90 \text{ MW} - 56,3 \text{ MW} = 33,7 \text{ MW}$ ) doit être fournie par le réseau. Dans ce cas, au constant du réseau (K) de 0,08 /Hz la chute de fréquence  $\Delta f$  qui correspond à cette puissance manquante est calculée comme suit :

$$\Delta f = \frac{33,7}{395 \times 0,08} = 1,07 \text{ Hz}$$

Par conséquent, si l'on élève préalablement la fréquence du réseau de 0,5 Hz, celle-ci s'abaisse de 50,5 Hz à 49,43 Hz lors de démarrage de la pompe. La chute de fréquence de ce degré ne donnerait pas de troubles graves aux abonnés de la STEG.

#### **(4) Conclusion**

**Ce qui est décrit plus haut confirme que le démarrage de la pompe est possible dans n'importe quelle condition (même en cas de l'interruption des interconnexions internationales) si la puissance unitaire adoptée pour le premier groupe est de l'ordre de 75 MW. Toutefois, si une puissance unitaire plus grosse par exemple 100 MW était adoptée pour le premier groupe, la chute de fréquence en régime de pompage dépasserait largement 1,0 Hz. Ce qui nous fait craindre, en dehors des troubles pour les abonnés, des défaillances générales des groupes thermiques.**

**En somme, au point de vue de l'harmonie avec le réseau, il convient de choisir une puissance unitaire de 75 MW pour les deux premiers groupes et de 100 MW pour les deux derniers groupes.**



## **CHAPITRE 4. SCHEMA D'EXPLOITATION ET LA PUISSANCE EXPLOITEE DE LA CENTRALE DE KASSEB**

- 4.1      **DISPONIBILITE DU GAZ NATUREL ET LES COMBUSTIBLES  
UTILISES POUR LA PRODUCTION DE L'ENERGIE**
- 4.2      **ORDRE D'EXPLOITATION DES CENTRALES**
- 4.3      **SCHEMA D'EXPLOITATION ET LA PUISSANCE EXPLOITEE  
DE LA CENTRALE DE KASSEB**
- 4.4      **DIVERSES CONSIDERATIONS**
- 4.5      **EXPLOITATION PRATIQUE DES CENTRALES LORS DE  
POMPAGE**



#### 4.1 DISPONIBILITE DU GAZ NATUREL ET LES COMBUSTIBLES UTILISES POUR LA PRODUCTION DE L'ENERGIE

Dans le futur réseau de la STEG le schéma d'exploitation sera affecté beaucoup par la disponibilité du gaz naturel car en période de pointe les turbines à gaz en cours de construction (TG"A") seront exploitées de préférence à la centrale de Kasseb si elles fonctionnent au gaz naturel et vice versa si elles fonctionnent au gas-oil à cause de l'insuffisance du gaz naturel.

##### 4.1.1 Disponibilité du gaz naturel

Il est supposé que le gisement gazier d'El Borma sera presque épuisé vers 1985. Toutefois le contrat signé en avril 1978 entre l'Algérie, la Tunisie et l'Italie a concrétisé le projet d'installation du gazoduc Algérie-Tunisie-Italie dont la mise en service est prévue pour l'horizon 1981. A présent il est considéré que la Tunisie pourra disposer de 0,6 à 2 milliards de  $m^3$  par an du gaz naturel fourni par ce gazoduc international. Par ailleurs, le projet de développement du gisement gazier de Miskar est en cours d'étude. Le Vème Plan du Développement Economique et Social estime que l'ensemble des gisements dans le Golfe de Gabès permettrait de transporter annuellement de 1,5 à 3 milliards de  $m^3$  de gaz brut en régime de croisière. En ce qui concerne la consommation, cette matière première noble ne sera plus uniquement utilisée comme énergie primaire. Il est prévu que dans l'avenir le volume disponible du gaz sera partagé par moitié entre deux secteurs, l'électricité et le gazochimie.

En conséquence, par suite des mises en service du gazoduc international et de l'ensemble des systèmes du gaz off-shore la Tunisie serait en mesure de disposer du gaz naturel d'un volume annuel de 2,1 à 5 milliards de  $m^3$ , soit de 1,1 à 2,5 milliards de  $m^3$  pour alimentation des centrales thermiques de la STEG.

##### 4.1.2 Volume requis du gaz naturel pour l'alimentation des centrales thermiques et des turbines à gaz

Supposons maintenant que les consommations spécifiques de combustible des centrales thermiques vapeur et des turbines à gaz soient respectivement de 2.400 kcal/kWh et 3.300 kcal/kWh et que la valeur calorifique de  $10^3 m^3$  du gaz naturel soit égale à 1,1 TEP, les volumes consommés du gaz naturel pour produire 1 kWh à ces deux moyens de production seront respectivement de :

- .... 0,218  $m^3$  aux centrales thermiques vapeur
- .... 0,300  $m^3$  aux turbines à gaz

D'autre part, d'après le schéma d'exploitation pour les années 1985 - 1989 les taux d'utilisation (nombre d'heures d'exploitation à la puissance maximum/8.760 heures) des centrales thermiques de base, de Ghannouch I et Goulette II et des turbines à gaz seraient respectivement de l'ordre de 80 %, 50 % et 10 %, ce qui nous conduit à prévoir que le volume annuel du gaz naturel pour l'alimentation de l'ensemble des centrales thermiques et des turbines à gaz pour la même époque serait de l'ordre de 1,4 milliards de  $m^3$  tel qu'il est montré comme suit :

(a) Thermique vapeur

Centrale	Puissance garantie (MW)	Consommation annuelle du gaz ( $10^6$ m <sup>3</sup> )	Total cumulé ( $10^6$ m <sup>3</sup> )
Ghannouch I	58	60	60
La Goulette II	95	90	150
Sousse	300	460	610
Thermique "X"	150	230	840
Thermique "Y"	150	230	1.070
Thermique "Z"	150	230	1.300
Total	903	1.300	

(b) Turbine à gaz

Centrale	Puissance garantie (MW)	Consommation annuelle du gaz ( $10^6$ m <sup>3</sup> )	Total cumulé ( $10^6$ m <sup>3</sup> )
Bouchemma	62	18	18
Ghannouch II	44	13	31
Autres TG existantes ou en cours de construction (TG "A")	198	59	90
Total	304	90	

Les chiffres ci-dessus sont donnés à titre d'indication sommaire mais ils montrent, toutefois, qu'en cas de ralentissement du développement du gaz off-shore une partie du parc de production thermique serait obligée de fonctionner au fuel ou au gas-oil.

## 4.2 ORDRE D'EXPLOITATION DES CENTRALES

La centrale de Kasseb ne sera construite que lorsque ses coûts totaux actualisés englobant le coût d'amortissement, les frais de combustible et les frais d'entretien et d'exploitation s'avèrent moins grands que ceux de sa variante. Autrement dit, l'exploitation de la centrale de Kasseb doit être plus avantageuse que celle des turbines à gaz postérieurement construites à sa mise en service (TG "B"). En conséquence, en période de pointe la centrale de Kasseb sera exploitée de préférence à ces turbines à gaz "B".

Toutefois, le coût d'amortissement très faible des turbines à gaz existantes ou en cours de construction (TG "A") nous conduira à les exploiter de préférence à la centrale de Kasseb si elles fonctionnent au gaz naturel compte tenu seulement d'une comparaison des frais de combustible entre ces deux moyens de production.

D'autre part, en ce qui concerne les combustibles utilisés on peut considérer trois hypothèses liées à la disponibilité du gaz naturel et à ses coûts marginaux de production.

- Dans la première hypothèse (Hypothèse "X") nous considérons 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.
- Dans la deuxième hypothèse (Hypothèse "Z") nous supposons que le gaz naturel ne pourra satisfaire qu'une partie de la consommation. Son prix sera alors égal au prix international (35 DT/TEP) ou à son coût de remplacement, c'est à dire le prix du fuel à 35 DT/TEP pour les centrales thermiques vapeur. Dans ce cas les turbines à gaz fonctionneront au gas-oil à 50 DT/TEP.
- Dans la troisième hypothèse (Hypothèse "Y") nous considérons que le coût marginal du gaz naturel utilisé en heures creuses serait plus faible que celui utilisé en période de pointe, disons presque moitié du prix montré dans l'hypothèse "X".

De ce qui précède on peut considérer deux ordres d'exploitation suivants :

1°	Thermique vapeur	Thermique vapeur
2°	Hydraulique	Hydraulique
3°	Ghannouch II	Ghannouch II
4°	Bouchemma	Bouchemma
5°	Turbines à gaz en cours de construction (TG"A")	Kasseb
6°	Kasseb	TG"A" fonctionnant au gas-oil
7°	Turbines à gaz additionnelles (TG"B")	TG"B" fonctionnant au gas-oil

#### 4.3 SCHEMA D'EXPLOITATION ET LA PUISSANCE EXPLOITEE DE LA CENTRALE DE KASSEB

##### 4.3.1 Courbe de charge journalière

La courbe de charge journalière par mois pour une période de 1978 à 1990 prévue par le Département de la Production de la STEG pourrait se caractériser comme suit :

- (a) La puissance maximum appelée de l'année a lieu en décembre, et la deuxième et la troisième ont lieu respectivement en novembre et en mars. Celle de la moindre grandeur apparaît normalement en juin.
- (b) La pointe commence à apparaître à 19 heures en hiver (de novembre à janvier), à 20 heures en avril, à 21 heures en juillet et à 20 heures en septembre.
- (c) La durée de la pointe en hiver est de 5,5 heures par rapport à 3,1 heures en été.
- (d) La charge en heures creuses est d'environ 47 à 50 % de la puissance maximum appelée.
- (e) Sur toute la période de 1978 à 1990, il n'y aura presque pas des changements dans la forme de la courbe de charge journalière.

Les dimanches ou les jours fériés, les tailles de la pointe du soir et de la pointe matinale sont respectivement d'environ 80 % et de 60 % de celles des jours ouvrables, ce qui rend la courbe de

charge journalière de ces jours relativement plate.

A propos des eaux pompées le dimanche ou le jour férié, il n'est pas nécessaire de les turbiner le même jour. Il vaut mieux les turbiner durant les heures de pointe des jours ouvrables.

#### 4.3.2 Puissance exploitée et l'énergie produite

En se basant sur les ordres d'exploitation et la courbe de charge journalière sus-mentionnés les scénarios d'exploitation pour les 10 ans de 1985 à 1994 ont été établis (cf. Graphiques 4-1 à 4-11). D'après ces graphiques la puissance exploitée, l'énergie produite et l'énergie pour le pompage de la centrale de Kasseb sont calculées comme suit :

Tableau 4-1 PUISSANCE EXPLOITEE (Fin d'année)

Année	Hypothèse "X"		Hypothèse "YZ"	
	Production	Réserve	Production	Réserve
1985	-	75	75	-
1986	-	150	71 (150)	79 (-)
1987	-	150	150	-
1988	63	187	250	-
1989	77	273	275	75
1990	-	350	133	217
1991	109	241	263	87
1992	229	121	350	-
1993	141	209	295	55
1994	350	-	350	-

Note: Chiffres entre parenthèses indiquent la puissance exploitée et celle en réserve à la fin juillet 1986.

Tableau 4-2 ENERGIE PRODUITE ET L'ENERGIE POUR LE POMPAGE

Année	Hypothèse "X"		Hypothèse "YZ"	
	Production	Réserve	Production	Réserve
1985	-	-	42	65
1986	-	-	102	157
1987	-	-	135	207
1988	32	49	249	383
1989	39	60	273	420
1990	-	-	81	124
1991	56	86	240	369
1992	172	264	369	567
1993	71	109	267	410
1994	369	567	369	567

#### 4.4 DIVERSES CONSIDERATIONS

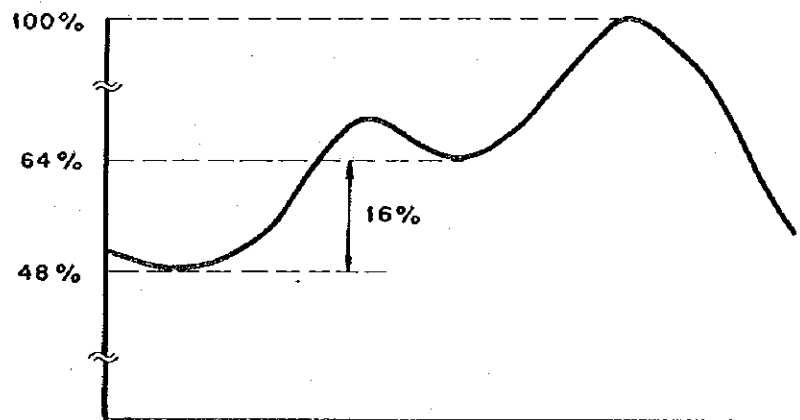
##### 4.4.1 Transfert international de l'énergie

Pour toutes les deux manières d'exploitation "X" et "YZ" on va voir les années critiques où une partie de l'énergie pour le pompage doit être fournie à l'aide de transfert international. La puissance transitée et la durée de temps du transfert seront les suivantes :

<u>Année</u>	<u>Puissance transitée</u>	<u>Durée de transfert</u>
Fin juillet 1986	de 23 à 30 MW	2,6 heures
Fin 1988	de 44 à 138 MW	5,0 heures
Fin 1989	de 24 à 72 MW	4,3 heures

##### 4.4.2 Fonctionnement de l'ensemble de 4 pompes en parallèle

Pour permettre le fonctionnement des quatre pompes en parallèle la puissance à mobiliser pour le pompage doit être comprise dans la bande 16 % ci-dessus.



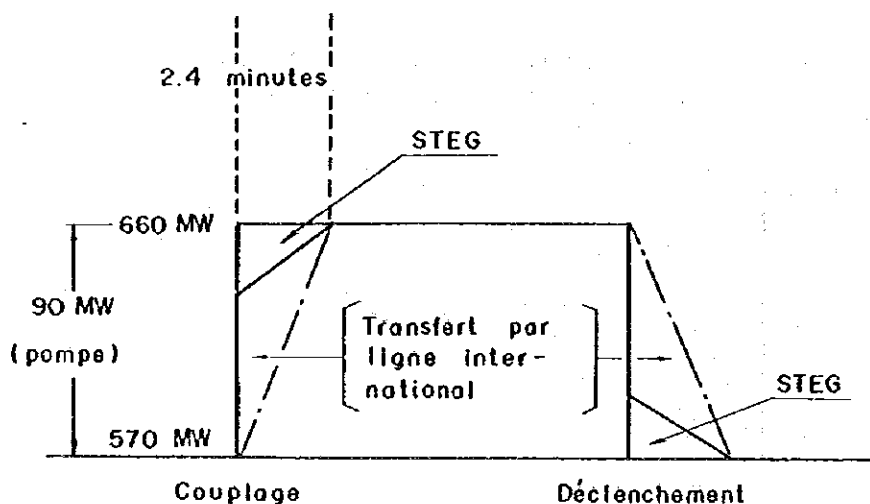
Comme la puissance totale nécessaire pour permettre la mise en marche en parallèle des quatre groupes en régime de pompage est de 420 MW (90 MW x 2 + 120 MW x 2), la puissance maximum appelée correspondante dans la courbe de charge journalière sera d'environ 2.600 MW ( $420 \text{ MW} / 0,16 = 2.625 \text{ MW}$ ). Toutefois, il n'est pas nécessaire en réalité de faire fonctionner les quatre groupes en parallèle en régime de pompage. Il est plutôt souhaitable de mettre en marche deux ou trois groupes en régime de pompage durant un temps relativement long.

#### 4.5 EXPLOITATION PRATIQUE DES CENTRALES LORS DE POMPAGE

Les schémas d'exploitation montrés dans les graphiques 4-1 à 4-11 ne représentent pas le fonctionnement pratique. En réalité, par exemple, le schéma d'exploitation prévu pour la fin 1987 doit être remplacé par celui montré dans le Graphique 4-12.

Pour l'exploitation économique des centrales, la charge en heures creuses durant lesquelles se fait l'opération de pompage doit être supportée par les cinq centrales thermiques de base, Thermique "Y", Thermique "X", Soussse, Ghannouch I et La Goulette II, en proportion de leurs puissances garanties.

Lors de couplage (ou déclenchement) des pompes ces centrales de base doivent augmenter (ou réduire) leurs puissances le plus rapidement possible. Dans ce cas, quelque puissance sera transitée par les lignes internationales. Une variation de charge lors de couplage et de déclenchement peut être schématiquement montrée par la figure ci-dessous. (Exemple pour la fin 1987)



D'autre part, les centrales thermiques de la STEG peuvent augmenter leur puissance au taux maximum de 7 % par minute d'après leur prescription technique. Toutefois, compte tenu de la marge ou du retard éventuel d'exploitation il conviendrait d'appliquer un taux d'augmentation de 5 % par minute. Dans ce cas, comme la puissance totale garantie des centrales thermiques sera de 753 MW (Thermique "Y" 150 MW, Thermique "X" 150 MW, Soussse 300 MW, Ghannouch I 58 MW et La Goulette II 95 MW), la durée de temps (t) nécessaire à l'augmentation rapide de la puissance de 570 MW à 660 MW est de 2,4 minutes.

$$t = \frac{660 - 570}{753 \times 0,05} = 2,39 \approx 2,4$$

A ce moment, par la chute de fréquence sur le réseau une puissance égale à  $K \cdot \Delta f$  sera transportée. Si le constant K du réseau de la STEG est égal à celui de l'Algérie, par exemple, et que la dimension du réseau algérien est d'environ 3 fois plus grand que celle tunisienne, une puissance égale à  $90 \text{ MW} \times 3/4 = 67,5 \text{ MW}$  sera transitée du réseau algérien. Et l'énergie transportée sera alors de  $90 \text{ MW} \times 3/4 \times 2,4/60 \times 1/2 = 1,35 \text{ MWh}$ . Dans ce cas, la puissance transitée de l'Algérie n'est que de 3,6 % de la charge en heures creuses du réseau algérien ( $67,5/(570 \times 3) = 3,6 \%$ ).

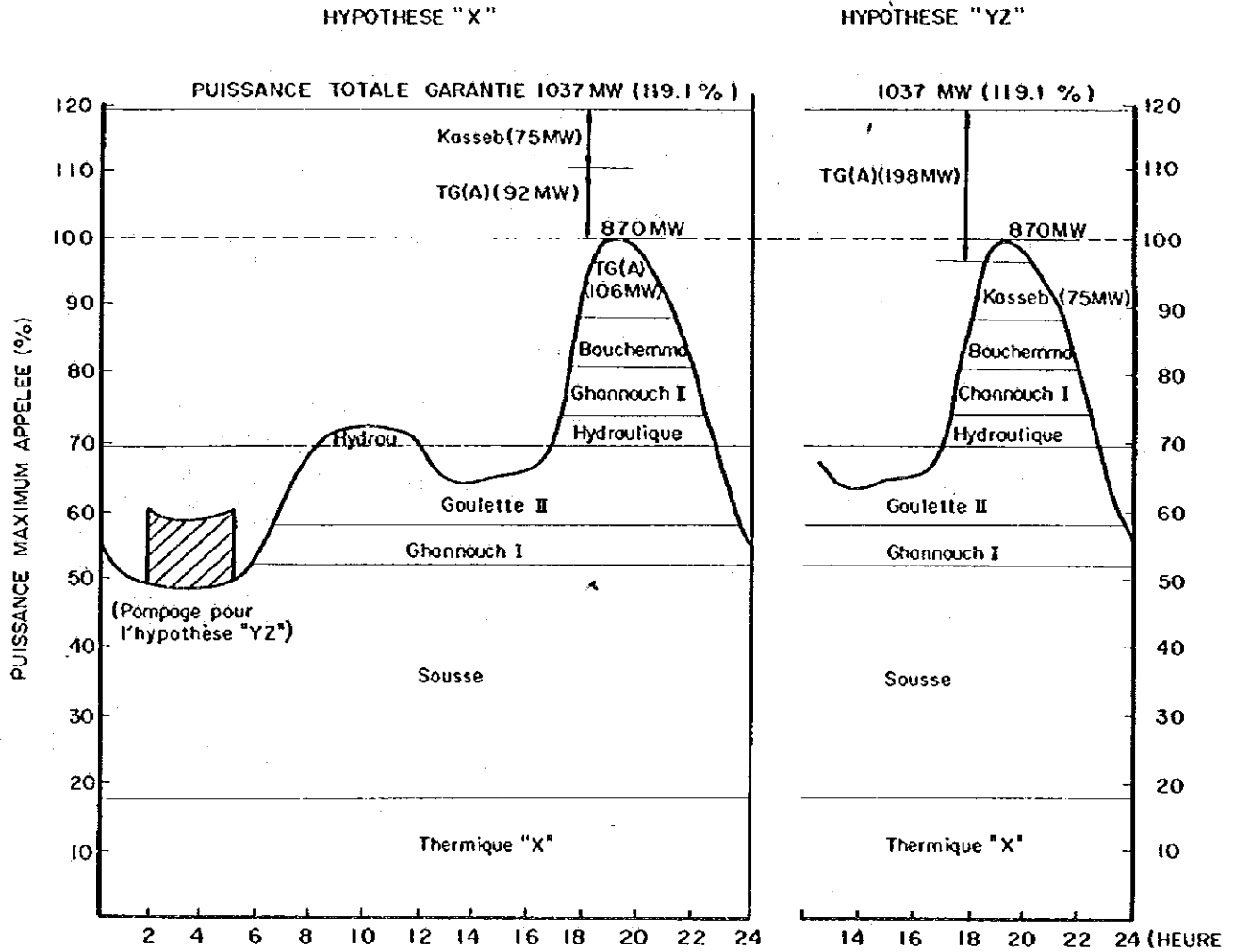


Cependant, dans l'exploitation pratique l'augmentation des puissances des centrales pour le pompage se fait normalement à un taux plus faible (90 MW/minute).

Lors de déclenchement des pompes il s'agit de la montée rapide de fréquence sur le réseau mais, par rapport au temps de couplage des pompes, on pourrait réduire facilement de mauvaises influences à l'aide de l'ajustement des directrices des turbines.

**Tableau 4-3 ORDRE D'EXPLOITATION DES CENTRALES ET LA PUISSANCE EN RESERVE**

Description	(MW)											
	1985	1986		1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	
		Jan.-Juillet	Août.-Déc.									
Puissance maximum appelée	870	920	970	1.060	1.160	1.280	1.390	1.520	1.640	1.790	1.940	
<b>Ordre d'Exploitation</b>												
1° Nucléaire (ou thermique)	.	.	.	.	.	.	300	300	300	600	600	
2° Thermique vapeur	603	603	753	753	753	903	855	855	855	855	855	
3° Hydraulique	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
4° Turbines à gaz (TC "A")	227	277	177	267	304	260	195	216	216	154	.	
5° Centrales de Kasseb	.	.	.	.	63	77	.	109	229	141	350	
6° Turbines à gaz additionnelles (TC "B")	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	95	
Total	870	920	970	1.060	1.160	1.280	1.390	1.520	1.640	1.790	1.940	
<b>Puissance en réserve</b>												
Turbines à gaz	92	27	127	37	.	.	65	100	200	200	305	
Centrale de Kasseb	75	150	150	150	187	273	350	241	121	209	.	
Total	167	177	277	187	187	273	415	341	321	409	305	
Puissance totale garantie	1.037	1.097	1.247	1.247	1.347	1.553	1.805	1.861	1.961	2.199	2.245	
<b>Ordre d'Exploitation</b>												
1° Nucléaire (ou thermique)	.	.	.	.	.	.	300	300	300	600	600	
2° Thermique vapeur	603	603	753	753	753	903	855	855	855	855	855	
3° Hydraulique	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
4° Channouch II et Bouchemma	121	106	106	106	106	62	62	62	62	.	.	
5° Centrale de Kasseb	75	150	71	150	250	275	133	263	350	295	.	
6° Autres turbines à gaz	31	21	.	11	.	.	.	.	33	.	95	
Total	870	920	970	1.060	1.160	1.280	1.390	1.520	1.640	1.790	1.940	
<b>Puissance en réserve</b>												
Centrale de Kasseb	.	.	79	.	.	75	217	87	.	55	.	
Turbines à gaz	167	177	198	187	187	198	198	254	321	354	305	
Total	167	177	277	187	187	273	415	341	321	409	305	
Puissance totale garantie	1.037	1.097	1.247	1.247	1.347	1.553	1.805	1.861	1.961	2.199	2.245	
<b>HYPOTHESE "X"</b>												
<b>HYPOTHESE "Y"</b>												

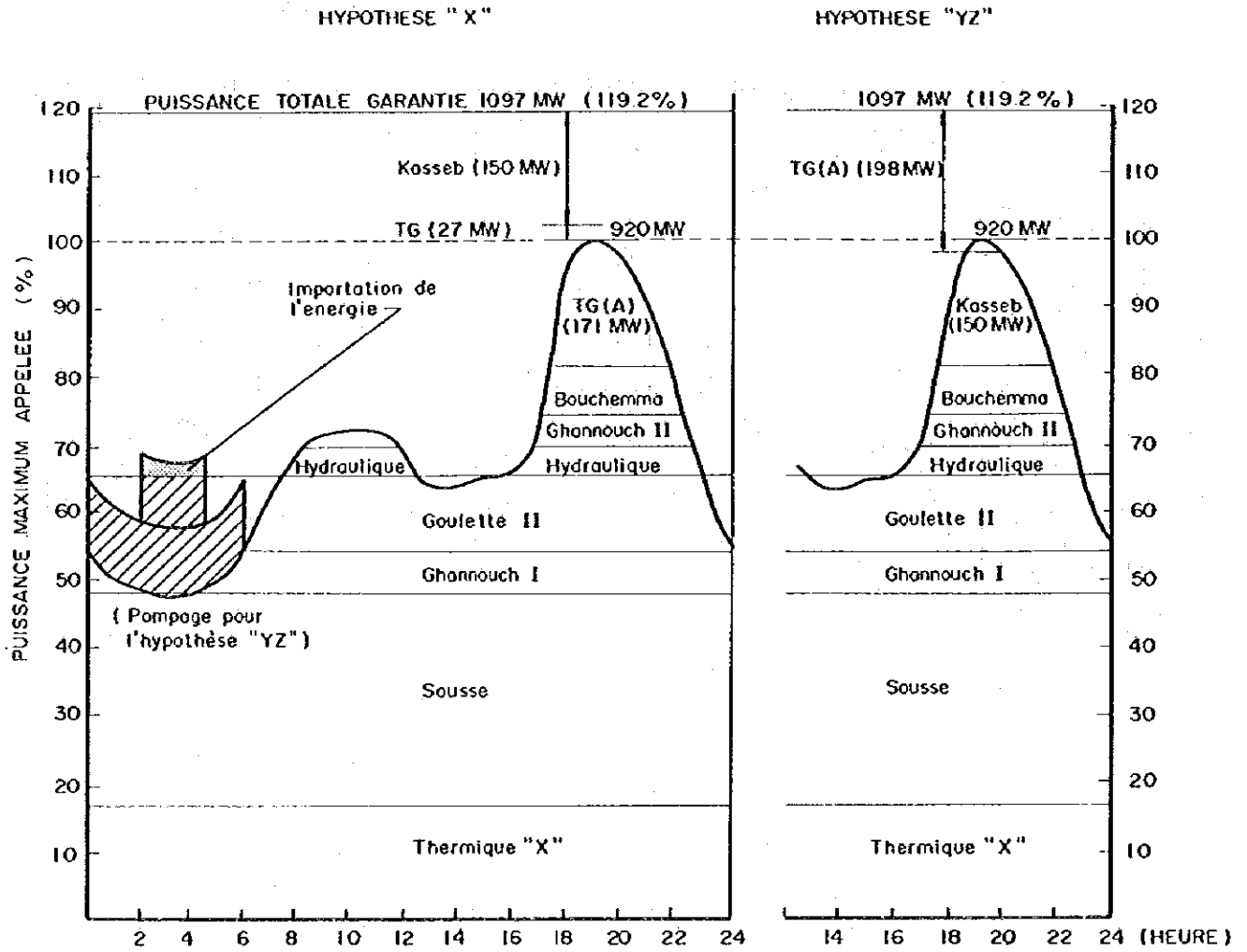


Note :

- Durée de temps de pompage 3,2 heures
- Energie pour le pompage 288 MWh
- Production en régime de turbinage 188 MWh

TG(A) ..... Tunis Sud (66 MW), Sfax (44 MW), Menzel Bourguiba (44 MW), Korba (22 MW) et Metlooui (22 MW) totalisant 198 MW.

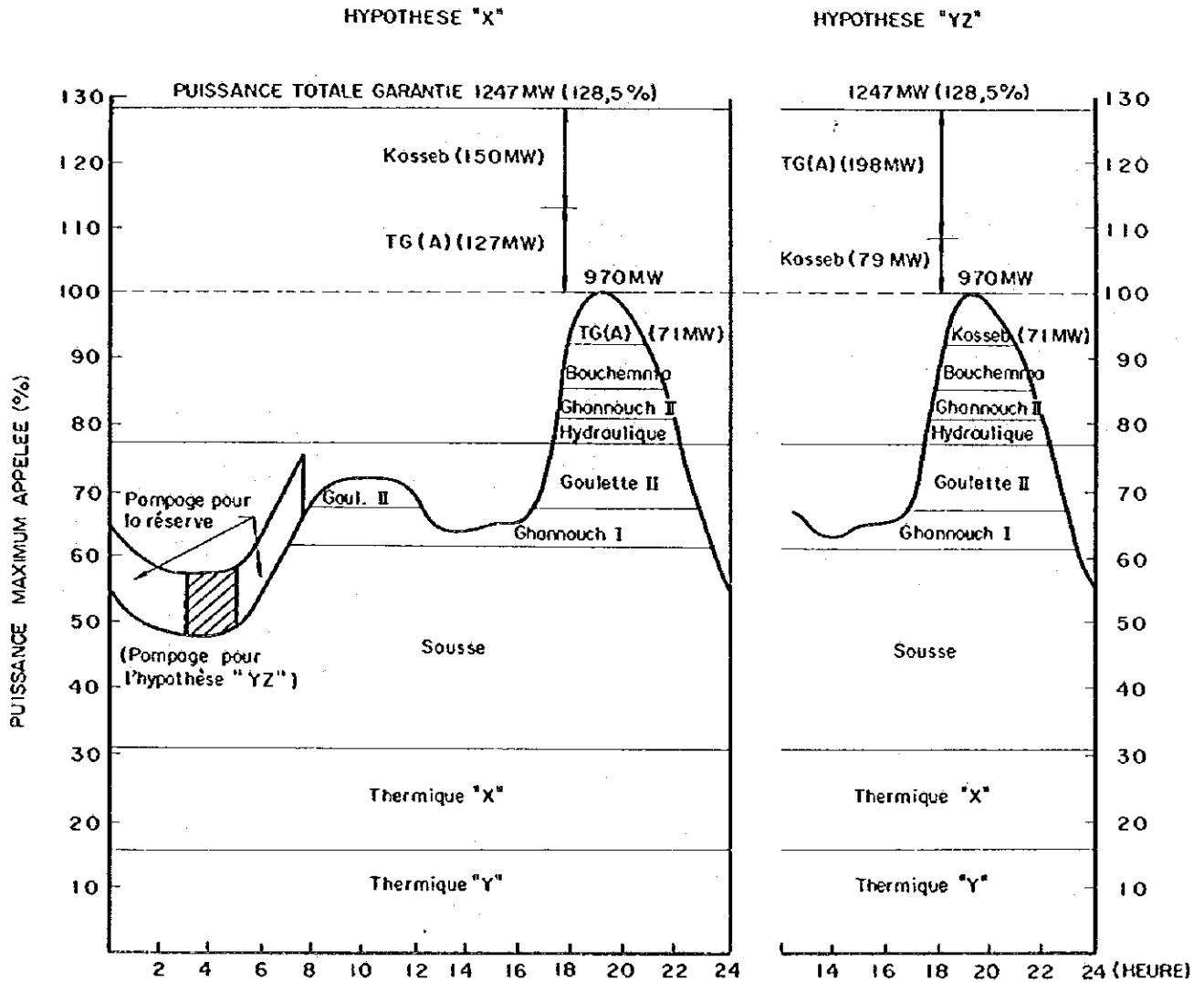
Graphique 4-2 SCHEMA D'EXPLOITATION (JUILLET 1986)



- Note :**
- Durée de temps de pompage 8.6 heures
  - Energie pour le pompage 770 MWh
  - Production en régime de turbinage 500 MWh

L'importation de l'énergie (de 23 à 30 MW x 2.6 heures) est nécessaire.

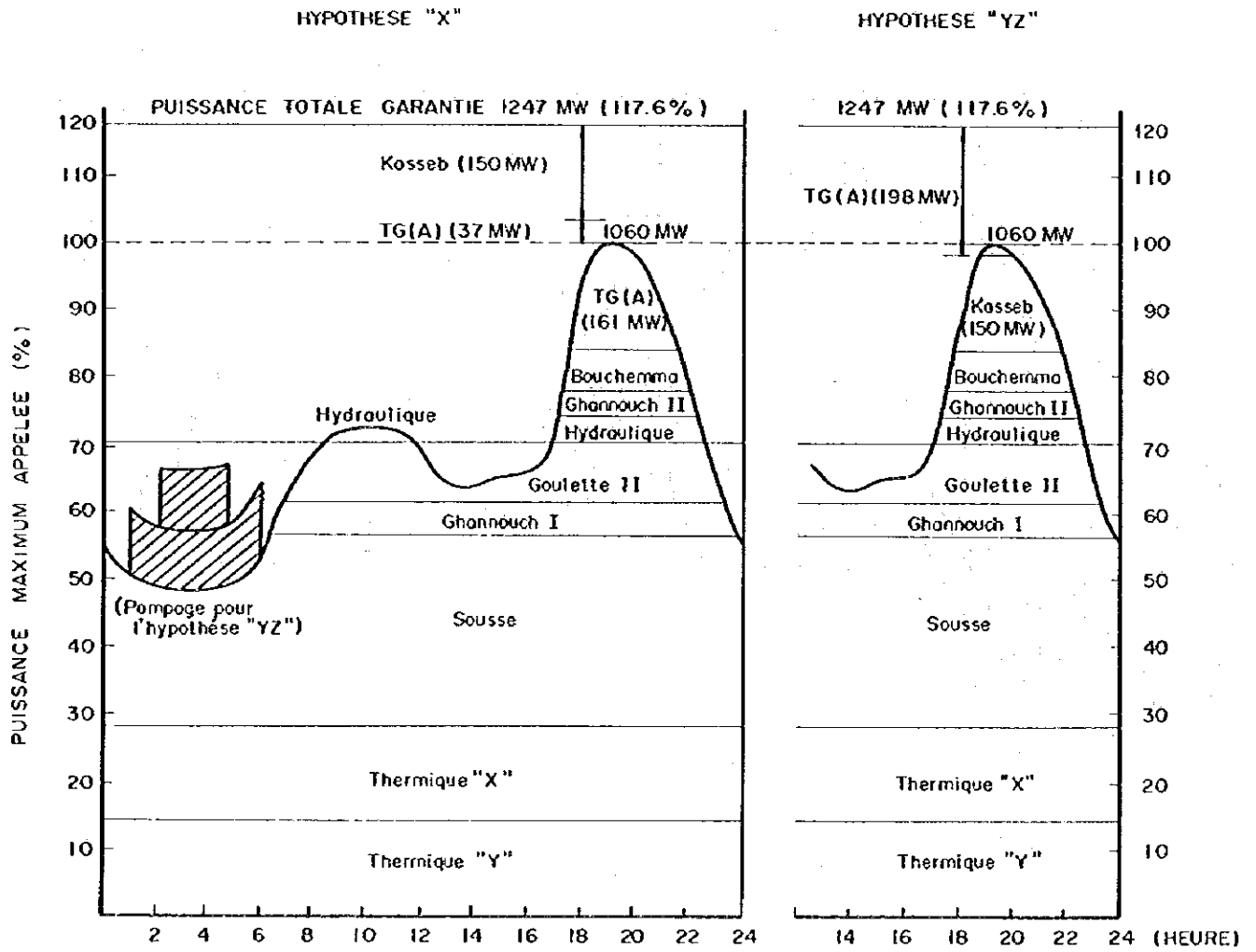
Graphique 4-3 SCHEMA D'EXPLOITATION (DECEMBRE 1986)



**Note :**

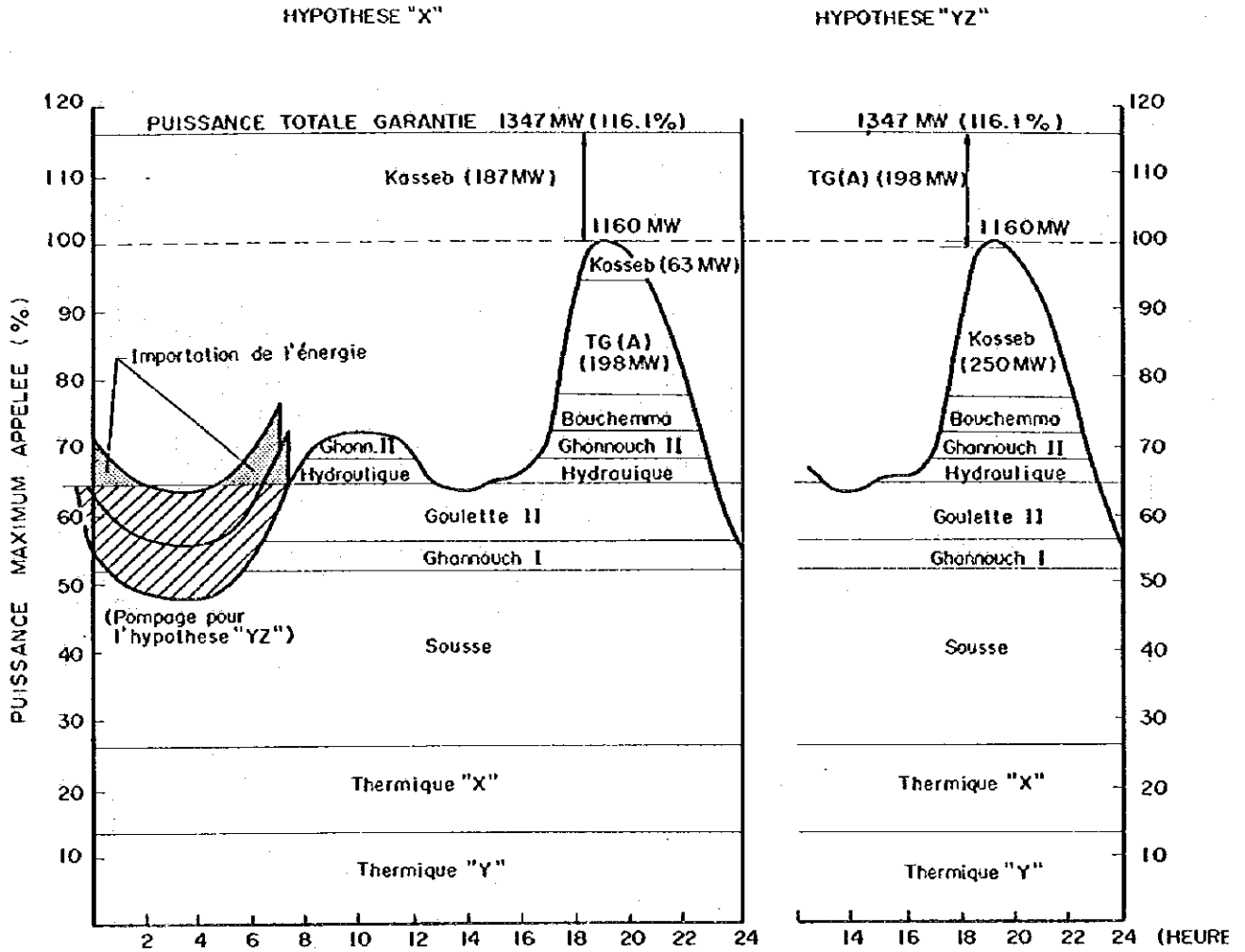
- Durée de temps de pompage 2 heures
- Energie pour le pompage 180 MWh
- Production en régime de turbinage 117 MWh
- Pompage pour la réserve 90 MW x 5,7heures = 513MWh

Graphique 4-4 SCHEMA D'EXPLOITATION (DECEMBRE 1987)



- Note :
- Durée de temps de pompage 7.7 heures
  - Energie pour le pompage 693 MWh
  - Production en régime de turbinage 450 MWh

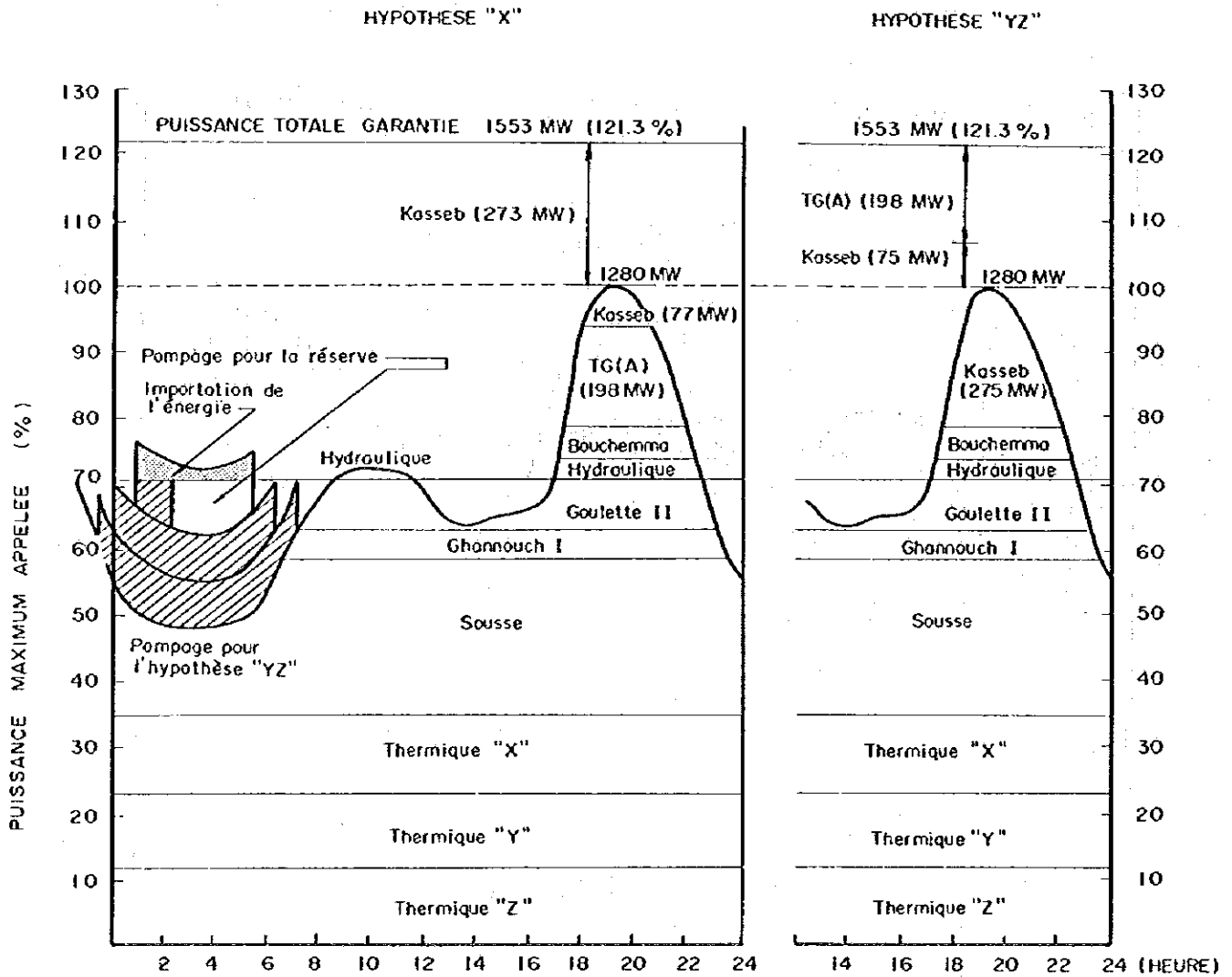
Graphique 4-5 SCHEMA D'EXPLOITATION (DECEMBRE 1988)



Note :

- Durée de temps de pompage 14.2 heures pour 2 pompes de 90 MW chacune
- Energie pour le pompage 1280 MWh
- Production en régime de turbinage 830 MWh

L'importation de l'énergie (de 44 à 138 MW) est nécessaire.



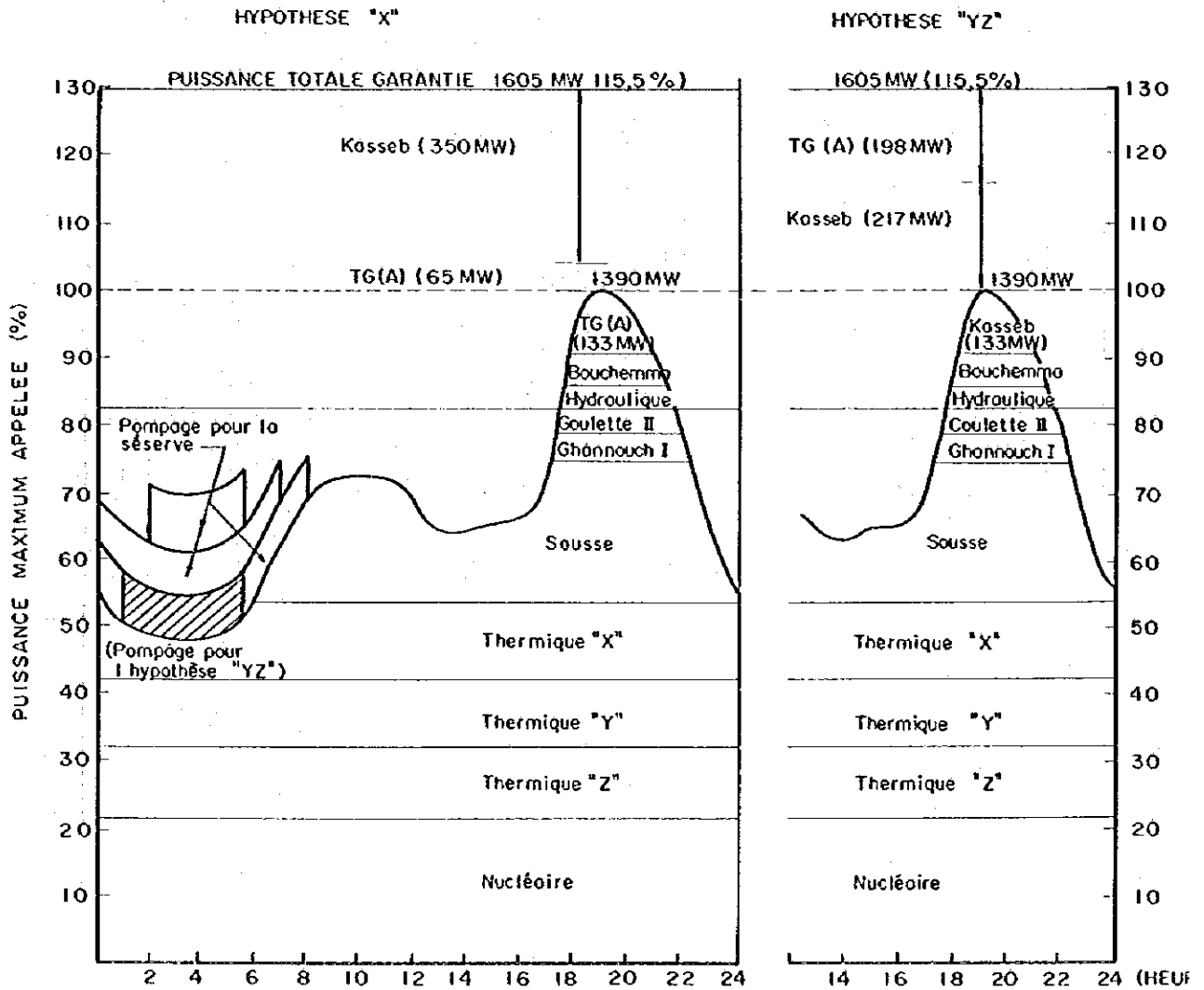
**Note :**

- Durée de Temps de pompage 14 heures pour 2 pompes de 90MW chacune  
1.2 heures pour une pompe de 120 MW
- Energie pour le pompage 1400 MWh
- Production en régime de turbinage 910 MWh
- Pompage pour la réserve 120 MW x 3,1 heures = 372 MWh

L'importation de l'énergie (de 24 à 72 MW x 4,3 heures) est nécessaire.



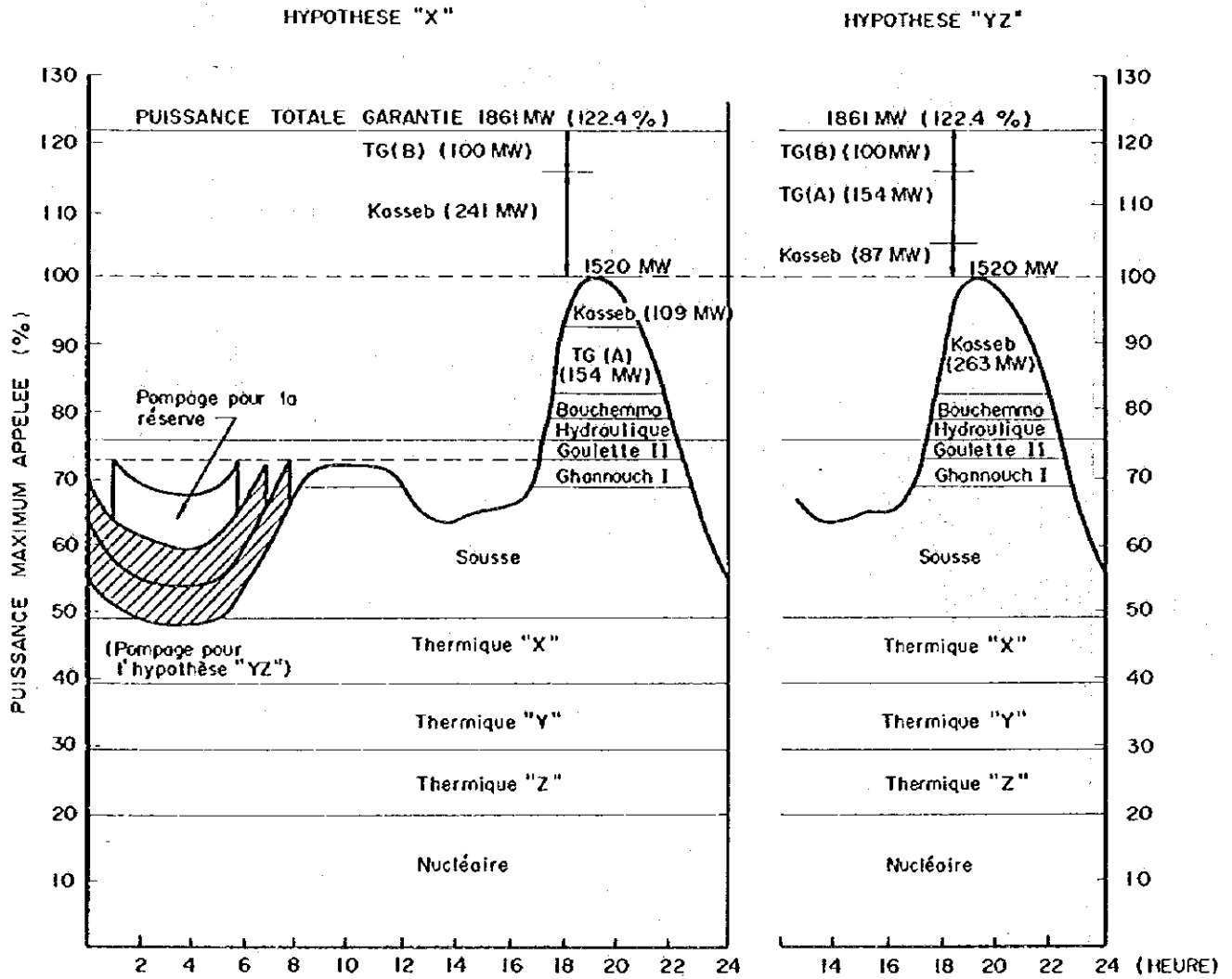
Graphique 4-7 SCHEMA D'EXPLOITATION (DECEMBRE 1990)



**Note :**

- Durée de temps de pompage 4,6 heures
- Energie pour le pompage 415 MWh
- Production en régime de turbinage 270 MWh
- Pompage pour la réserve (90 MW x 10,5 H) + (120 MW x 3,5 H) = 1360 MWh

Graphique 4-8 SCHEMA D'EXPLOITATION (DECEMBRE 1991)

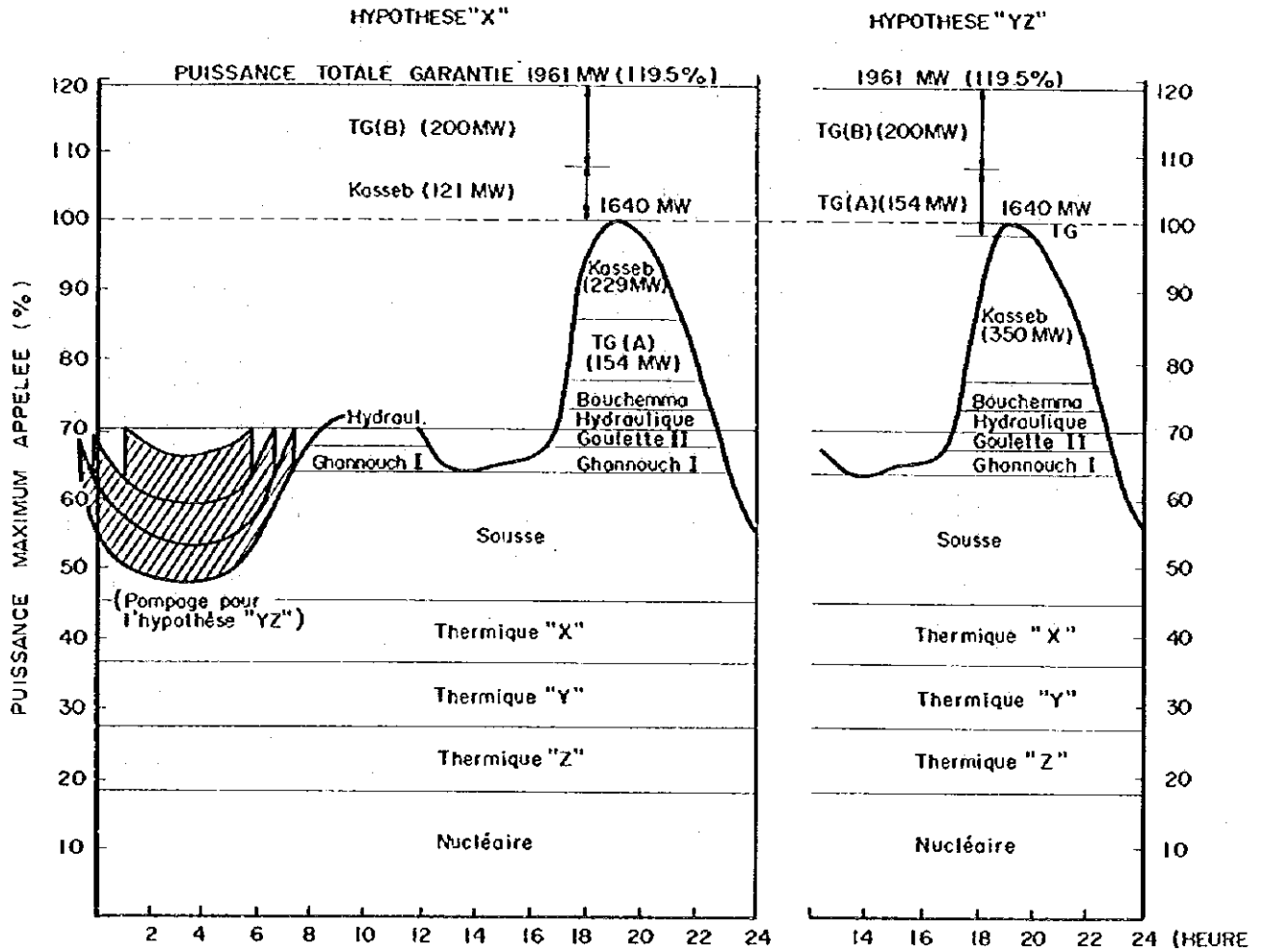


**Note :**

- Durée de temps de pompage 13.7 heures
- Energie pour le pompage 1233 MWh
- Production en régime de turbinage 800 MWh
- Pompage pour la réserve 120 MW x 4.5 heures = 540 MWh

TG(B) : Turbines à gaz installées après la mise en service de la centrale de Kasseb

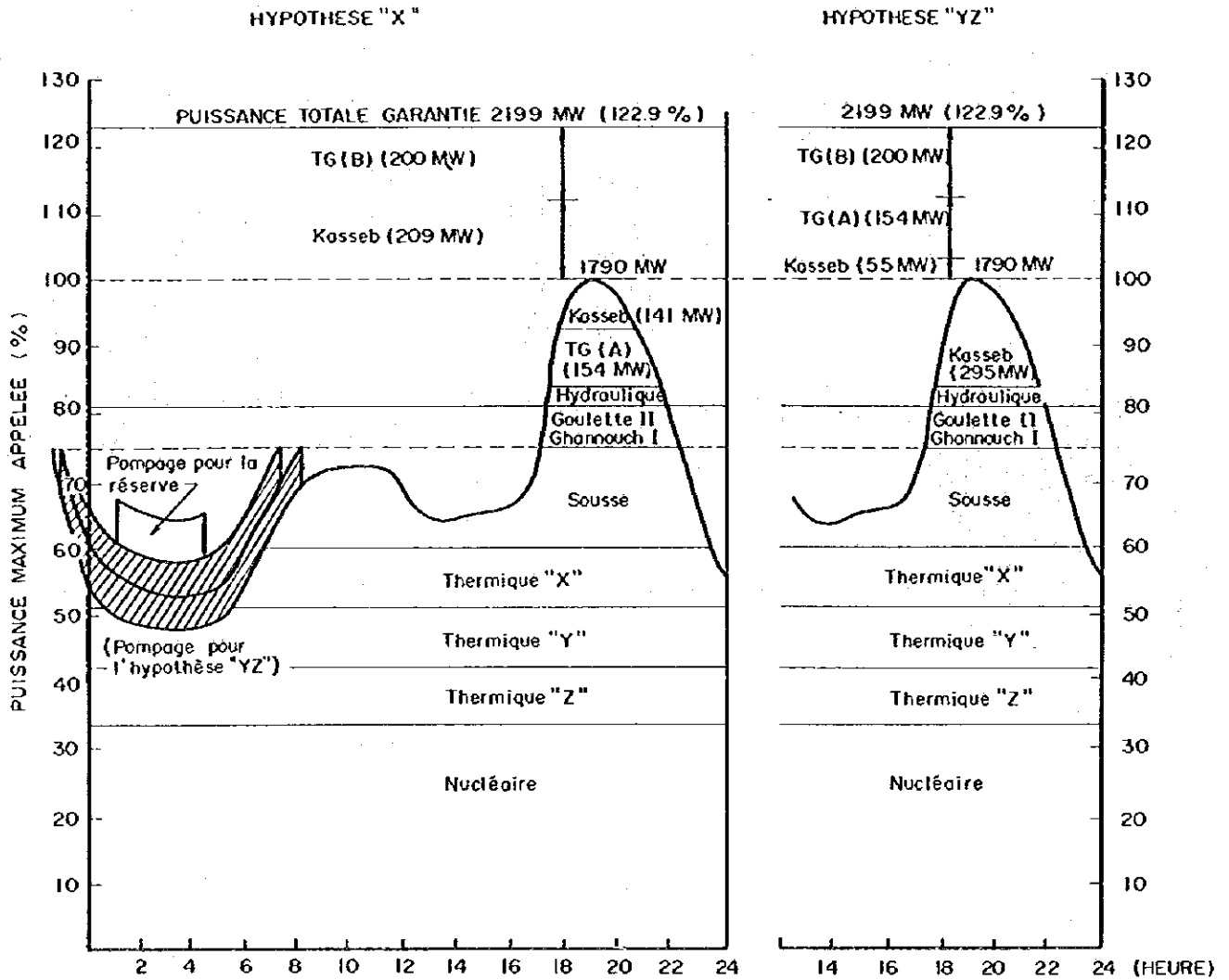
Graphique 4-9 SCHEMA D'EXPLOITATION (DECEMBRE 1992)



Note :

- Durée de temps de pompage 14.5 heures pour 2 pompes de 90 MW chacune et 4.8 heures pour une pompe de 120 MW
- Energie pour le pompage 1882 MWh
- Production en régime de turbinage 1230 MWh

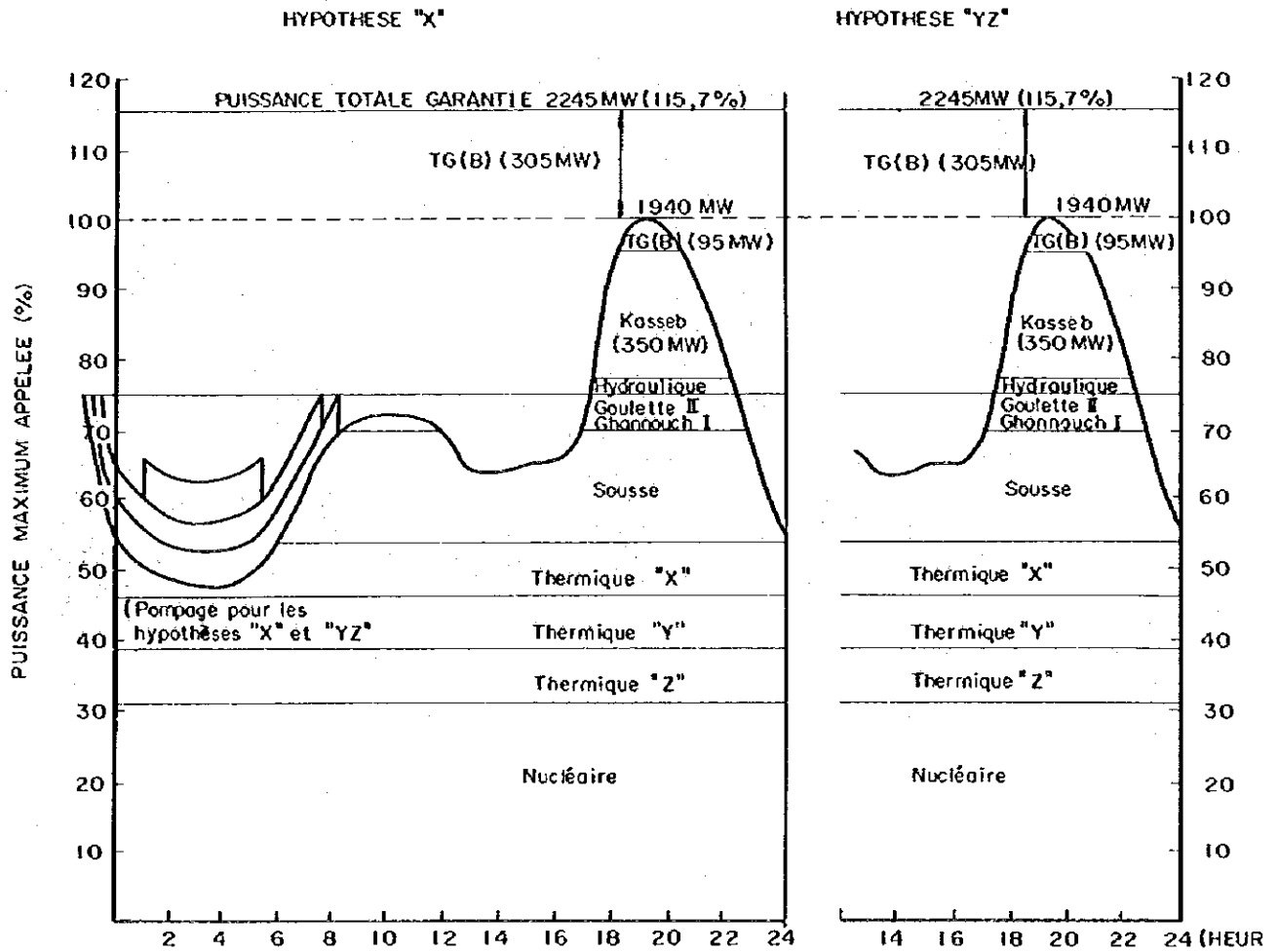
Graphique 4-10 SCHEMA D'EXPLOITATION (DECEMBRE 1993)



Note :

- Durée de temps de pompage 15.2 heures pour 2 pompes de 90 MW chacune
- Energie pour le pompage 1370 MWh
- Production en régime de turbinage 890 MWh
- Pompage pour la réserve 120 MW x 4.3 heures = 516 MWh

Graphique 4-11 SCHEMA D'EXPLOITATION (DECEMBRE 1994)

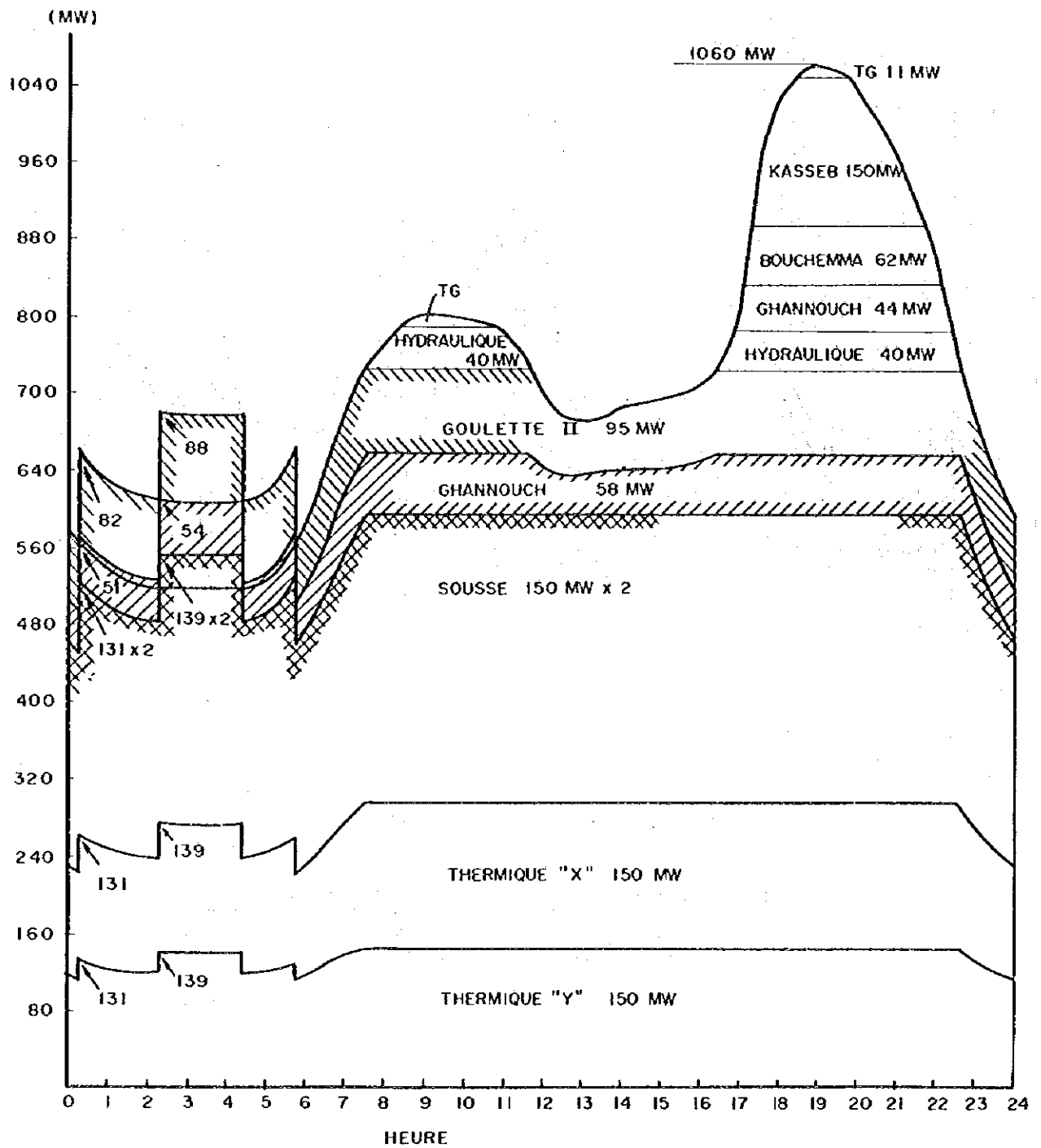


**Note :**

- Durée de temps de pompage 15 heures pour 2 pompes de 90 MW chacune et 4,5 heures pour une pompe de 120 MW
- Energie pour le pompage 1890 MWh
- Production en régime de turbinage 1230 MWh

Graphique 4-12

SCHEMA D'EXPLOITATION PRATIQUE (FIN 1987)



## **CHAPITRE 5 CONDITIONS GEOLOGIQUES**

- 5.1 GENERALITES
- 5.2 GEOLOGIE GENERALE DE LA REGION CONCERNEE
- 5.3 CATEGORIES DES ROCHES
- 5.4 CONDITIONS GEOLOGIQUES DU SITE
- 5.5 CONSIDERATIONS GEOTECHNIQUES





## CHAPITRE 5      CONDITIONS GEOLOGIQUES

### 5.1 GENERALITES

Depuis 1972 les investigations géologiques ont été menées au site proposé de l'aménagement de Kasseb, incluant les cartes géologiques, les photos aériennes ainsi que des travaux de forages à 13 endroits avec une profondeur totale de 748,4 mètres et des puits de sondage à 51 endroits avec une profondeur totale de 170 mètres. Dans chaque trou perforé les essais d'absorption ont été effectués. Les résultats de ces investigations ont été rédigés sous forme de rapports.

L'équipe d'investigation de la mission japonaise, séjourné aux environs du site durant une période de deux semaines du 28 janvier au 10 février 1978, n'était pas en mesure d'effectuer d'une manière satisfaisante la reconnaissance du sol au site à cause des pluies et des vents forts de presque tous les jours. Par conséquent la mission était obligée d'utiliser des photos aériennes comme un moyen secondaire pour sa meilleure compréhension des conditions géologiques et topographiques du site proposé.

Le présent chapitre décrit les conditions géologiques générales du site, les problèmes géotechniques particuliers ayant trait aux ouvrages de génie civil ainsi que les investigations géologiques à effectuer avant de procéder aux études détaillées, en se basant sur les études des données géologiques existantes, la reconnaissance effectuée et les interprétations des photos aériennes ci-dessus mentionnées.

### 5.2 GEOLOGIE GENERALE DE LA REGION CONCERNEE

L'emplacement de la centrale future de Kasseb se situe sur une partie supérieure de l'oued Kasseb, l'affluent de l'oued Médjerda, à environ 15 km au nord-ouest de Béjà. Le barrage amont et la centrale pompage turbinage seront respectivement construits dans la cluse située à une cote supérieure à 400 NGT entre le Djebel Bou Sattar au nord et le Djebel El Fahama au sud à environ 3 km à l'ouest-nord ouest du barrage voûte existant de Kasseb, et en dessous du massif du Djebel El Fahama qui s'allonge du nord-est nord au sud-ouest sud le long de la rive gauche du réservoir de Kasseb. Celui-ci sera utilisé comme la retenue aval de la centrale pompage turbinage projetée.

Le site du projet se situe dans une région constituée des terrains du crétacé supérieur et de l'oligocène d'âge paléocène. Le terrain est constitué pour la plupart des alternances de calcaires, de marnes, de calcaires marneux et partiellement de grès glauconieux.

Cette région se caractérise par de nombreux affleurements des bancs constitués principalement des calcaires dans les parties montagneuses et des marnes presque dépourvues des affleurements dans les parties plaines.

La tectonique de la région Zaouiet-Médien s'oriente globalement du nord-est au sud-ouest présentant localement des tectoniques complexes causées par des plissements et des failles. Dans le site du projet se trouvent de nombreuses failles et de petites tectoniques de plissement, mais la structure du terrain est relativement simple au point de vue stratigraphique.

### 5.3 CATEGORIES DES ROCHES

Comme décrit plus haut, les principales roches réparties dans le site du projet sont les suivantes:

#### Calcaire

Grisâtre ou gris noir, très dur, compact, granuleux et avec stratifications claires - passages de calcaires marneux de 2 à 3 cm d'épaisseur aux intervalles de 20 à 30 cm ou de 2 à 3 mètres.

#### Calcaire marneux

Gris noir ou noirâtre, compact, granuleux, un peu moins dur que le calcaire et avec stratifications claires - passages fréquents de calcaire dur d'une épaisseur de 20 à 30 cm et ceux de marne moins dure d'une épaisseur de 2 à 3 cm. Cette roche est facilement écaillée le long des stratifications.

#### Marne

Gris noirâtre ou noir, granuleuse, tendre, facilement altérée à l'air et d'une dureté variable en fonction des teneurs en calcium carbonique ( $\text{CaCO}_3$ ) et avec stratifications visibles - localement les passages de calcaire, ceux de calcaire marneux et ceux de glauconie.

#### Grès glauconieux

Gris verdâtre foncé, compact, dur et d'une granulométrie moyenne, avec stratifications généralement claires. A quelques endroits, on observe des couches de marne glauconieuse très fine.

En se basant sur la reconnaissance du sol et les interprétations des photos aériennes, le terrain du site a été classé en quatre catégories suivantes:

#### (1) Formation calcaire (abrégiée en LS)

C'est une formation constituée principalement du calcaire qui est visible en affleurements. Dans beaucoup de cas elle forme les noyaux des massifs. A quelques endroits elle a des passages de calcaire marneux dont les épaisseurs atteignent parfois plus de 10 mètres. En conséquence, il faut tenir compte du fait que cette formation n'est pas constituée exclusivement des calcaires massifs.

#### (2) Formation marneuse (abrégiée en ML)

C'est une formation constituée principalement de la marne qui a localement des passages d'une épaisseur de moins de 1 mètre de calcaire, de calcaire marneux ou de grès glauconieux. Une majeure partie des terrains plats dans le site du projet est constituée de cette formation couverte de mort-terrain, qui n'est pas visible en affleurements sauf quelques endroits près du lit d'un petit ruisseau s'écoulant de la cuvette amont jusqu'au réservoir inférieur. Son existence a été confirmée dans les puits de sondage et dans les trous de forage de reconnaissance.

Cette formation est la plus tendre et la moins résistante dans les quatre formations ci-dessus, de là de divers problèmes pour la construction des ouvrages de génie civil.

### (3) Alternance de calcaire marneux et de calcaire (abrégée en MLS/LS)

Cette formation est constituée principalement des alternances de calcaire et de calcaire marneux, et on y trouve parfois des passages de marne. Dans cette formation le calcaire marneux est un peu prédominant sur le calcaire. Les épaisseurs maximum des couches de calcaire marneux et de celles de calcaire sont respectivement d'environ 10 mètres et de 5 mètres. Dans les parties superficielles du terrain la formation MLS/LS et la formation LS se trouvent ensemble. Des couches de calcaire sont visibles en affleurements mais celles de calcaire marneux sont localement couvertes de mort terrain mince. Sur les photos aériennes on observe des couches de calcaire en bande claire et celles de calcaire marneux en bande foncée.

### (4) Formation de grès glauconieux (abrégée en GS)

C'est la formation constituée principalement de grès glauconieux qui a localement des passages de marne ou de calcaire marneux. Elle ne se trouve pas beaucoup dans le site du projet. On la trouve sur une petite colline à environ 1 km au sud du réservoir supérieur projeté.

## 5.4 CONDITIONS GEOLOGIQUES DU SITE

### 5.4.1 Barrage supérieur (c.f. Figures 5-2 et 5-3)

#### (1) Topographie

Comme décrit plus haut, le barrage sera construit dans la cluse comprise entre le Djebel Bou Salfar d'une pente de 5° à 15° au nord et le Djebel El Fahama d'une pente d'environ 15° au sud. Dans la cuvette un ruisseau s'écoule à la pente 1/35 jusqu'à l'emplacement du barrage, et de là à la pente 1/6 jusqu'au réservoir inférieur. A l'emplacement du barrage le lit du ruisseau se situe entre les cotes 390 et 395 NGT.

#### (2) Roches de fondation

De l'amont à l'aval, l'appui latéral rive gauche est constitué de la formation ML, de l'alternance MLS/LS et de la formation LS, et l'appui latéral rive droite de la formation ML. Le terrain qui longe l'axe du barrage est constitué principalement des marnes (c.f. Profil D-D dans la Figure 5-3). La direction des formations de l'appui latéral rive gauche est presque parallèle à celle de l'axe du barrage avec un pendage de 40° à 60°. A l'appui latéral rive droite, ni la direction ni le pendage ne peut être confirmé, mais des conditions aux alentours laissent supposer presque les mêmes direction et pendage qu'à l'appui latéral rive gauche.

D'après le résultat des forages de reconnaissance effectués à l'emplacement du barrage, la couche marneuse s'est amollie à cause de l'altération d'une profondeur de 2 à 10 mètres. Même dans les parties plus profondes se trouvent des marnes brisées ou fissurées, ce qui donne une caractéristique défavorable à l'ensemble de la couche marneuse.

#### (3) Couverture

A l'appui latéral rive gauche, la formation LS et l'alternance MLS/LS ne sont pas couvertes de

mort-terrain, mais sur la formation ML se trouve la couverture d'une épaisseur de 0,1 à 1,0 mètre.

A l'appui latéral rive droite se trouvent largement des dépôts colluviaux qui comportent des blocs de brèche consolidés par des éléments calcaires. Dans le trou de forage SB-4 ils atteignent une profondeur de 15 mètres.

Le Profil D-D montre la couverture d'une épaisseur de 2 à 6 mètres qui comporte la terre végétale, l'argile et, à certaine partie, le sable et le gravier.

#### (4) Faille

La discontinuité des formations géologiques entre la rive gauche et la rive droite laisse supposer l'existence d'une faille est-ouest traversant le réservoir supérieur perpendiculairement à l'axe du barrage projeté. Toutefois, la localisation et les caractéristiques de cette faille n'ont pas encore été confirmées par aucune investigation souterraine.

#### (5) Hydrogéologie

Dans la cuvette amont on trouve les jaillissements d'eau souterraine à quelques endroits. D'après nos mesures effectuées en janvier-février 1978, la quantité d'eau jaillie par endroit a été de 1 à 2 lt/min au minimum et de 30 à 40 lt/min au maximum.

D'après le forage effectué à l'emplacement du barrage, les nappes d'eau souterraine se situent à environ 23 mètres de profondeur du côté rive droite.

#### (6) Absorption

Durant les travaux de forage les essais d'absorption étaient effectués dans chaque trou perforé par moyen de l'injection d'eau comprimée. Si l'on étudie avec soin les relations entre la pression d'injection  $P$  (kg/cm<sup>2</sup>) et la quantité d'eau injectée  $Q$  (lt/min/m), on peut deviner les comportements de la marne lors de son contact avec l'eau comprimée.

La formation ML qui constitue le sol de fondation du barrage a une perméabilité de  $10^{-5}$  cm/sec à  $10^{-3}$  cm/sec. La couverture colluviale répartie aux environs de l'appui latéral rive droite aurait une haute perméabilité.

Le coefficient de perméabilité de la partie examinée du trou perforé est calculé en utilisant la formule adoptée par le Bureau de Reclamation des Etats-Unis.

$$K = \frac{Q}{2\pi LH} \log_e \frac{L}{r} \quad \dots \dots (1)$$

$$L \geq 10r \quad \dots \dots (2)$$

où:

$K$  = coefficient de perméabilité

$Q$  = débit constant d'eau dans le trou

L = longueur de la partie examinée dans le trou  
H = chute différentielle de l'eau  
r = rayon du trou  
 $\log_e$  = logarithme naturel

#### 5.4.2 Prise d'eau amont

##### (1) Topographie

La localisation de la prise d'eau amont sera choisie au pied nord-est du massif rocheux du Djebel El Fahama. Cet emplacement se trouve sur la pente douce de 10° à 15° qui passe en haut au versant rapide de 30° à 35°.

Il est à noter que cet emplacement ne sera pas changé dans toutes les deux variantes des alignements de galerie ci-après mentionnées.

##### (2) Roches de fondation

De l'amont à l'aval, la fondation de la prise d'eau amont est constituée de la formation ML et de l'alternance MLS/LS. Toutefois, la limite exacte entre ces deux formations n'a encore été confirmée par aucune investigation géologique.

Des études sur les données des puits de sondage et du forage de reconnaissance (SB-7) laissent supposer l'amollissement de la surface de la formation ML à cause de l'altération atteignant 5 - 6 mètres de profondeur.

##### (3) Couverture

La couverture consiste en terre végétale et, en dessous, en argile d'une épaisseur de 2 à 7 mètres. La partie supérieure de la couche argileuse comporte des pierres calcaires et celle inférieure passe à la couche d'argile plastique et puis à celle de marne argileuse ou de calcaire marneux.

##### (4) Hydrogéologie

Outre les données du forage SB-7, aucune donnée relative à la nappe d'eau souterraine n'est disponible. Tous les puits de sondage ont déjà été comblés. Toutefois, d'après le personnel de la STEG, on observait les nappes d'eau dans certains des puits de sondage, ce qui laisse supposer la possibilité de la montée de la nappe d'eau jusqu'à une profondeur de 6 mètres ou moins durant la saison des pluies.

#### 5.4.3 Galerie d'amenée, centrale et galerie de fuite

A propos du tracé de la galerie d'amenée, de la centrale et de la galerie de fuite, deux variantes ont été conçues, soit l'alignement A et l'alignement B tels qu'ils se présentent par le Profil A-A dans la Figure 5-2 et par le Profil B-B dans la Figure 5-3. Dans tous les cas, la centrale est du type souterrain.

### (1) Topographie

Dans les deux alignements, la centrale souterraine sera localisée dans le noyau du massif rocheux du Djebel El Fahama.

Par l'alignement A la galerie de fuite s'allonge le long du pied du versant ouest du massif jusqu'au point situé à environ 750 mètres en amont du barrage existant de Kasseb. A l'extrémité de la galerie la prise d'eau aval sera implantée sur la pente d'environ 45°.

D'autre part, par l'alignement B la galerie de fuite s'allonge vers l'ouest tout en suivant le versant doux du massif El Fahama jusqu'au point situé à environ 800 mètres en amont de l'emplacement de la prise d'eau aval de l'alignement A. A l'extrémité de la galerie, le rivage forme une pente d'environ 15°.

### (2) Roches de fondation

Les emplacements de la centrale pour tous les deux alignements ont été choisis de façon à localiser la centrale dans la formation LS pour la majeure partie et dans l'alternance MLS/LS pour le reste. D'ailleurs, la galerie de fuite de l'alignement A a été localisée de façon à ne pas traverser la formation ML.

D'après les forages SU-4, SU-5, SU-6 et SU-7, la formation ML qui n'est pas très dure se trouve tout le long du tracé de la galerie de fuite et aux environs de l'emplacement de la prise d'eau aval.

### (3) Couverture

Sur le versant du massif rocheux du Djebel El Fahama il n'y a presque pas de couverture. Sur le tracé de la galerie de fuite et aux environs de la prise d'eau aval de l'alignement B se trouve une couverture d'une épaisseur d'environ 3,5 à 10,0 mètres.

### (4) Failles

Les résultats de la reconnaissance du sol et des interprétations géophotographiques indiquent la présence de nombreuses failles confirmées ou présumées dans le massif rocheux du Djebel El Fahama. On a observé, pour certaines d'entre elles, des bandes brisées de moins de 1,0 mètre de largeur. Il n'est pas certain si des failles existent dans la formation ML traversée par la galerie de fuite de l'alignement B.

### (5) Hydrogéologie

Il n'existe pas des données relatives aux nappes d'eau souterraine pour le Djebel El Fahama. Dans le trou SU-7 perforé au pied du versant ouest du massif étaient observée une nappe d'eau à 65 mètres de profondeur (le niveau d'eau dans le trou durant les travaux de forage) dans l'alternance MLS/LS avec passages de calcaire. D'ailleurs, à mi-côte du versant est du même massif une cavité ouverte de 20 à 30 mètres a été confirmée dans l'alternance MLS/LS. Compte tenu de ces faits, on peut présumer que les nappes d'eau souterraine dans le massif du Djebel El Fahama se trouveraient aux niveaux relativement bas avec des répartitions très complexes.

D'après les forages SU-4 et SU-5, la présence des nappes d'eau comprimée a été confirmée dans la formation ML traversée par la galerie de fuite de l'alignement B.

#### 5.4.4 Réservoir supérieur

##### (1) Topographie

Le réservoir supérieur sera créé dans la cuvette située entre les cotes 400 et 450 NGT avec les pentes douces de 5° à 15°. Comme décrit plus haut, un petit ruisseau s'écoule du nord-est au sud-ouest, et quelques érosions sont observées à son lit fluvial depuis l'emplacement du barrage jusqu'au réservoir inférieur. Cependant, dans la cuvette les érosions dues au ruisseau sont très rares.

A la cote 430 NGT le réservoir supérieur s'étend sur une distance d'environ 850 mètres du nord au sud, et environ 600 à 500 mètres de l'est à l'ouest. La superficie de son bassin versant est d'environ 1,15 km<sup>2</sup>.

Deux cols se trouvent respectivement au nord-est et au sud du réservoir. Le premier est situé à la cote 452-453 NGT, et le dernier à la cote 435 NGT, et ces deux cols se situent respectivement à 300 mètres et à 400 mètres du réservoir à la cote 430 NGT.

##### (2) Roches de fondation

Dans la cuvette et sur les talus qui l'entourent on n'observe presque pas le sol de fondation qui est visible en affleurements, sauf les terrains affleurés sur la rive gauche de l'emplacement du barrage. Les données du forage SB-7 et des puits de sondage laissent supposer la constitution ML de la cuvette et des talus aux alentours.

##### (3) Couverture

La majeure partie de la zone du réservoir supérieur consiste en terrain cultivé. Le sol de fondation est couvert du mort-terrain d'une épaisseur de 0,5 à 3,5 mètres, constitué de terre végétale et d'argile plastique. Par les puits de sondage on trouve fréquemment que les parties inférieures de cette couverture passent graduellement à la marne argileuse érodée.

##### (4) Failles

Outre la faille présumée traversant le réservoir perpendiculairement à l'axe du barrage, les interprétations photogéologiques laissent supposer le prolongement d'une ou de deux failles dans le réservoir.

##### (5) Hydrogéologie

En ce qui concerne les nappes d'eau souterraine dans la zone du réservoir supérieur, les données pour la saison des pluies sont relativement abondantes tandis que celles pour la saison sèche sont très pauvres.

Dans certains des puits de sondage les nappes d'eau ont été confirmées, et il existe quelques fontaines sur les talus aux alentours (la plupart de ces fontaines se trouvent aux cotes

supérieures à 430 NGT). D'ailleurs en saison des pluies on trouve partout dans la zone du réservoir des écoulements d'eau superficiels, quoi que petits. Tous ces faits laissent supposer la montée des nappes d'eau souterraine jusqu'aux parties peu profondes (moins de 2 à 3 mètres de la surface du terrain) durant la saison des pluies.

#### (6) Perméabilité

Pour la zone du réservoir supérieur, outre les données des essais d'absorption effectués dans le trou SB-7 aucune donnée relative à la perméabilité du sol n'est disponible.

### 5.5 CONSIDERATIONS GEOTECHNIQUES

#### 5.5.1 Axe du barrage supérieur

Les dépôts colluviaux épais qui se trouvent sur la rive droite de l'emplacement du barrage n'étant pas appropriés pour le sol de fondation, il convient de déterminer l'axe du barrage à peu près le long de la ligne connectant les points SB-1, SB-2, SB-8 et SB-3, tout en amont de ces dépôts.

Dans ce cas, si l'appui latéral rive gauche est dans une bonne condition géologique, on pourrait supposer une solution qui consiste à courber légèrement en voûte l'axe du barrage.

#### 5.5.2 Traitement de fondation du barrage supérieur

Compte tenu des résultats des essais d'absorption effectués jusqu'à présent et du fait que le réservoir supérieur est d'un volume relativement limité avec les apports presque négligeables, il faudrait exécuter d'une manière suffisante le traitement d'étanchéité pour la fondation du barrage.

Le choix des méthodes à appliquer au traitement de fondation ayant trait étroit au design du barrage, il faudrait entreprendre une étude approfondie en se basant non seulement sur les données existantes mais aussi sur les données complémentaires nouvellement recueillies.

Dans le cas où l'on opte pour le barrage en enrochements, la ligne d'excavation pour le noyau imperméable sera déterminée à une profondeur de 2 à 8 mètres en dessous du terrain naturel, et le rideau d'injection d'une profondeur de 25 à 30 mètres devra être mis en place en dessous de la ligne de fondation centrale.

#### 5.5.3 Stabilité du sol de fondation du barrage supérieur

Sur l'ensemble de la fondation du barrage se trouve la marne. Compte tenu de l'amollissement probable de cette dernière à cause de son gonflement et des caractéristiques des matériaux de noyau recueillis par le forage, nous recommandons l'exécution des études sur la stabilité du sol de fondation lui-même.



#### 5.5.4 Prise d'eau amont

A l'emplacement de la prise d'eau amont se trouve la couverture constituée principalement d'argile plastique d'une épaisseur de 2 à 7 mètres et, en dessous, la marne amollie à cause de l'altération, par conséquent il faut établir une solution pour assurer la stabilité du talus excavé aux environs de la prise d'eau.

D'ailleurs, les variations quotidiennes des niveaux du plan d'eau du réservoir supérieur étant assez grandes à cause d'un marnage important, il est nécessaire d'établir particulièrement une solution appropriée pour la protection du talus excavé contre toute érosion.

#### 5.5.5 Centrale

Si les conditions du design des ouvrages le permettent, il est tout souhaitable au point de vue géotechnique de localiser entièrement la centrale dans la formation LS qui constitue le noyau du massif du Djebel El Fahama. De deux côtés de cette formation se trouvent les alternances MLS/LS, et il est également possible d'y excaver la caverne principale de la centrale. Toutefois, leurs caractéristiques géologiques sont inférieures à celles de la formation LS.

Dans tous les cas, l'implantation de la centrale dans la formation ML ne peut être recommandée au point de vue géotechnique.

#### 5.5.6 Galerie de fuite et prise d'eau aval

Pour raccourcir sa longueur la galerie de fuite de l'alignement A doit traverser le terrain de façon à ne pas rencontrer des formations ML, le long du pied du versant ouest du massif du Djebel El Fahama. A quelques endroits cette galerie de fuite doit suivre son tracé de façon à ne pas rencontrer des glissements des couches causés par des failles. Par ailleurs, à l'emplacement de la prise d'eau aval de l'alignement A les couches du sol montrent les pendages presque parallèles à la pente du massif El Fahama. Par conséquent les travaux d'excavation doivent être exécutés avec soin en tenant compte des fissurations éventuellement provoquées le long des litages.

Dans le cas de l'alignement B, la galerie de fuite traverse la formation ML. D'après les résultats des forages de reconnaissance, se trouvent localement les nappes d'eau souterraine comprimée (c.f. Figure 5-4 ). Par conséquent il est nécessaire d'établir une solution appropriée pour la prévention de l'effondrement des surfaces de la galerie pendant les travaux d'excavation. Dans le cas échéant l'excavation des galeries de pilote serait nécessaire.

A l'emplacement de la prise d'eau aval de l'alignement B se trouvent la couverture constituée principalement d'argile plastique d'une épaisseur de 3 à 4 mètres et, en dessous, de marne argileuse érodée. Dans les travaux d'excavation de la prise d'eau aval l'assurance de la stabilité du talus excavé est le problème le plus important, si l'on considère les couches amollies ci-dessus, la présence des marnes qui gonflent facilement et enfin la nécessité des travaux sous l'eau. De toute façon, tous les soins et opinions indiqués dans les rapports existants à l'égard de ces problèmes sont bien raisonnables et devraient être respectés sans aucune objection.

### 5.5.7 Etanchéité de la zone du réservoir supérieur

Les écoulements d'eau superficiels dans la zone du réservoir supérieur durant la saison des pluies laissent supposer que le terrain de la cuvette ne serait pas si pauvre en étanchéité. Cependant, du fait que le réservoir supérieur est d'un volume relativement limité avec les apports presque négligeables il faut empêcher autant que possible la fuite d'eau de la zone du réservoir. Ce sont surtout les perméabilités des deux cols et des parties s'étendant depuis la prise d'eau amont jusqu'à l'appui latéral rive gauche qu'on doit examiner.

Toutefois, sur l'ensemble de la zone du réservoir supérieur se trouvent la couverture constituée principalement d'argile plastique et, en dessous, la marne argileuse, et il est considéré que cette couverture et la marne argileuse peuvent servir comme tapis contre les infiltrations d'eau. Par conséquent il faut faire attention lors des travaux d'aménagement de façon à ne pas remuer ce tapis de protection.

### 5.5.8 Stabilité des talus du réservoir supérieur

Les conditions géologiques des talus du réservoir laissent supposer l'érosion "gully" due aux variations quotidiennes du niveau d'eau en régime de pompage et de turbinage. Par conséquent il est nécessaire d'établir une solution pour la prévention de cette érosion.

### 5.5.9 Matériaux de construction

Sauf le matériau filtrant, on pourra trouver les matériaux de remblai et d'enrochement dans les zones périphériques du réservoir supérieur. Comme matériaux d'enrochement, le calcaire et le calcaire marneux trouvés dans le site sont convenables. Et comme matériaux de noyau d'étanchéité, la marne altérée et quelques catégories de dépôts de talus pourront être utilisés.

Les matériaux naturels convenables comme agrégats de béton ne peuvent être trouvés ni dans le site ni dans les lieux proches du réservoir supérieur.

A propos du matériau filtrant, il faut le produire par concassage mécanique au site. Pour cela, on peut utiliser le calcaire réparti dans la zone du site.

## 5.6 EFFETS SEISMIQUES

Pour les effets séismiques une accélération horizontale de 0,1 a été adoptée dans la présente étude compte tenu des renseignements sur les intensités maximum probables.

D'après les données séismiques en Tunisie communiquées par la Division de la Géophysique de l'Institut National de la Météorologie au Chef du Département de l'Equipement de la STEG en date du 9 décembre 1975, les records séismiques enregistrés dans un rayon de 30 km autour de Béja sont les suivants :

- Le nombre de séismes enregistrés depuis le début de ce siècle est relativement importants : 61 séismes ont été ressentis dans différentes localités. L'intensité de certains séismes a atteint le degré 8 à 9 de l'échelle M.S.K. dans certaines localités telles que Thibar, La Merja. A Béja même, 6 séismes ont été ressentis et dont l'intensité variait entre 3 et 5 de l'échelle M.S.K.

Ces données statistiques laissent supposer que les intensités maximum probables seraient d'environ 8 à 9 de l'échelle M.S.K.



## **CHAPITRE 6 HYDROLOGIE**

- 6.1 GENERALITES**
- 6.2 PRECIPITATIONS**
- 6.3 DEBITS D'APPORT**
- 6.4 DEBITS MAXIMA**
- 6.5 EVAPORATION**



## CHAPITRE 6 HYDROLOGIE

### 6.1 GENERALITES

Pour la réalisation du barrage existant de Kasseb le rapport de 1963 de l'U.R.S.S. intitulé "Barrage sur l'oued Kasseb - Etudes de l'efficacité économique de la construction de la centrale hydroélectrique" présente une analyse hydrologique assez détaillée, établie sur la base des données des observations de quelques stations météorologiques et de la station B-11 dans les régions intéressées du projet envisagé. Ces données couvrent une période de 12 ans de 1948 à 1961.

Cependant, pour la période postérieure à 1961 des données suffisantes de l'hydrologie et de la météorologie du bassin versant de l'oued Kasseb ne sont pas disponibles.

Dans la présente étude de faisabilité du projet de pompage turbinage de Kasseb, des données hydrologiques de base sont tirées principalement de ce rapport russe.

A titre d'information, les emplacements des stations météorologiques et des stations de jaugeage sont montrés dans le Graphique 6-1.

### 6.2 PRECIPITATIONS

Les précipitations atmosphériques dans le bassin versant de l'oued Kasseb sont essentiellement des pluies. La période la plus pluvieuse commence en septembre et finit en avril.

Les précipitations moyennes annuelles constituent 1.534 mm à la station Aïn Draham et 626 mm à la station Béjà. On estime à 800 mm environ les précipitations moyennes annuelles dans le bassin versant de l'oued Kasseb jusqu'à l'emplacement du barrage existant. Les précipitations journalières maxima ont constitué respectivement 128 mm (14 septembre 1935), 124 mm (4 juin 1915) et 170 mm aux stations de Tunis, Béjà et Aïn Draham. Le Graphique 6-2 tiré du rapport russe représente les précipitations moyennes mensuelles aux stations Béjà et Aïn Draham.

### 6.3 DEBITS D'APPORT

#### 6.3.1 Débits d'apport dans le réservoir inférieur

La mise en eau du barrage existant de Kasseb a commencé au début février 1969.

Avant la construction de ce barrage les débits d'apport journaliers de l'oued Kasseb étaient mesurés à la Station B-11 durant une période de 12 ans de 1948/49 et de 1950/51 à 1960/61. D'ailleurs, en utilisant une corrélation étroite entre l'apport annuel de l'oued Kasseb à la Station B-11 et celui de l'oued El Lile à l'emplacement près de Ben Metir, on a calculé les débits d'apport mensuels de l'oued Kasseb pour 6 ans de 1943/44 à 1947/48 et de 1949/50.