

チュニジア共和国

カセブ揚水発電開発  
調査報告書

1978年11月

国際協力事業団



JICA LIBRARY



1063755C1J



# カセブ揚水発電開発 調査報告書

国際協力事業団

受入 月日	'84. 4. 11	417
		64.3
登録No.	03326	MPN

## は し が き

日本政府は、チュニジア共和国政府の要請に基づき、同国で近年急速に伸びつつあるピーク電力需要に対処するため、同国北部に計画されたカセブ揚水発電開発計画のフェージビリティ調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、同国の電力事情を同国の社会経済開発計画に照らして、その重要性を考慮し 1976年度より 1977年度にわたり長期電力開発計画の調査を実施し、その計画の中でのカセブ揚水発電開発の位置づけを行った。その結果に基づきカセブ揚水発電開発計画についてのフェージビリティ調査を引き続き実施したものである。

実施に際し、当事業団は 1978年 1月 18日より 2月 21日に至る 35日間にわたって石山豊氏(電源開発株)を団長とする 8名の調査団を派遣し、チュニジア共和国政府機関の協力を得て現地調査を実施した。

本報告書は、現地調査並びに収集した資料に基づき帰国後解析、検討しその成果を取りまとめたものである。

本報告書がチュニジア共和国の電源開発に寄与するとともに、我が国との経済交流及び友好親善の一助となれば誠に喜ばしいことである。

最後に、今回の調査に当たられた団員各位に謝意を表すとともに、調査実施に当たって御協力いただいたチュニジア共和国政府関係機関の方々を始め、在チュニジア日本大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、衷心より感謝の意を表するものである。

1978年 11月

国際協力事業団

総 裁 法 眼 晋 作





## 伝 達 状

国際協力事業団

総 裁 法 眼 晋 作 殿

茲許、チュニジア共和国カセブ揚水発電開発計画に関するフィージビリティ報告書を提出致します。

チュニジア共和国においては、全国の発・送・配電事業は「チュニジア電力・ガス公社」(STEG)によって行なわれており、全国の発電所は幾つかの遠隔地を除き 150 kV および 90 kV 送電線で連系されています(現在 225 kV 送電幹線を建設中)。系統規模は未だ小規模で、本年 3 月末現在における全国発電所の保証出力は、汽力発電所 190 MW、ディーゼル発電所 120 MW、水力発電所 20 MW、合計約 420 MW に過ぎませんが、政府の経済社会開発計画を背景として電力需要は毎年約 12 % の伸び率を示しており、今後 10 年後にはピーク時需要電力は 1,000 MW を越すものと予想されております。

このような状況を背景として、現在実施中の第 5 次経済社会開発計画(1977 - 1981 年)の枠内で、Sousse 汽力発電所 300 MW (150 MW × 2 台)、5 ヶ所のガスタービン発電所 154 MW、Sidi Salem 水力発電所 36 MW (保証出力 20 MW)、合計保証出力 474 MW の建設が進められていますが、更に 1983 年頃には、ベース運転用汽力発電所 150 MW の建設が必要と見られております。

一方、同国における日の電力需要曲線は、ピーク時需要電力 2 に対して深夜低負荷時の需要電力は 1 の割合となっております。このことから、急増するピーク時の電力需要に対処すると共に、ベース運転用の汽力発電所の設備有効化を計るため、Kasseb 揚水発電計画の具体化構想が打出されるに至ったものであります。

Kasseb 揚水発電所は、ピーク時の負荷変動に最も迅速に対応し得ると云う性能的利点のほか、この計画に伴って建設される Kasseb ~ M' Nihla 間及び Kasseb ~ Tajerouine 間の各 225 kV 送電線は、全国送電網の安定性と信頼性を高める上において大きく貢献するものであります。また、代案としてのガスタービン計画と Kasseb 計画を比較した場合、前者の実施は必然的にガス供給パイプラインの設備増強のための多大な追加投資を必要とするのに反し、後者は、かかる追加投資を要せぬばかりか、寧ろ、ガスパイプラインの設備利用率を高め、ガス供給原価の低減につながるものであります。

本報告書では、Kasseb 揚水発電所は、その放水口の位置によって上流案と下流案の2案について検討が行なわれていますが、最終出力は何れも350MWと計画され、運転開始は1985～1989年にかけて段階的に行なうものと予定されています。また、送変電設備も含めた総工事費は、上流案81.3百万Dinars（邦貨換算472億円）、下流案92.7百万Dinars（邦貨換算538億円）と見積られます。この総工事費は代案ガスタービンのその約2倍に相当する金額ですが、将来における物価増高を考慮すると、ガスタービンの3倍以上の50年と云う耐用年数を持つKasseb 揚水発電所はガスタービンよりも経済的に有利であると云う結論も下し得ます。更に、Kasseb 計画の場合には、現地通貨で支出される土木工事費等が、同国の技術水準を高めると共に、無限の再投資サイクルを通じて、将来のGNP造成にも貢献することとなります。

本計画のための現地調査は、1978年1月18日より2月21日にかけて、STEGの技術陣の献身的な協力の下に共同して行なわれました。また、この間チュニジア政府の農業省、建設省、計画省、鉱山エネルギー省および水道公社（SONEDE）その他の御協力により、計画策定に必要とする各種資料、情報をほぼ満足な形において行なうことを得ました。

以上のチュニジア国の関係諸機関、並びに本調査の全期間を通じて終始絶大な御支援を賜りました在チュニジア日本国大使館、通商産業省、外務省の関係各位に対し心からの感謝の意を表すものであります。

以 上

1978年11月

チュニジア共和国カセブ揚水発電開発計画

調査団長 石 山 豊

## 緒 言

### I 調査目的

チュニジア国の経済は、独立以来数次に亘る政府の意慾的な社会経済開発計画によって、着実な発展を遂げつつある。この経済発展のための重要な基盤を成す電力の開発は、『チュニジア電力・ガス公社』(STEG)によって行なわれているが、毎年急速な伸びを示しつつあるピーク時の需要電力は1985 - 1986年頃には約1,000MWに達するものと予想されている。このピーク需要に対処するため、かねてよりSTEGにおいてKasseb揚水発電所計画が構想され、予備的調査が行なわれてきた。

本調査は、チュニジア共和国政府の要請に基づき、Kasseb揚水発電計画についての既存資料を検討すると共に、現地調査により補足資料、情報を収集し、同計画のフイージビリティ・スタディを行なわんとするものである。

### II 調査の経緯

本計画の予備的調査は1972年以來STEGによって行なわれてきており、また、STEGの要請の下に1974年にはフランスのMECASOL社が地質調査を、1974 - 1975年にはカナダのTECSULT International社が同計画の予備設計を行ない、報告書を提出している。

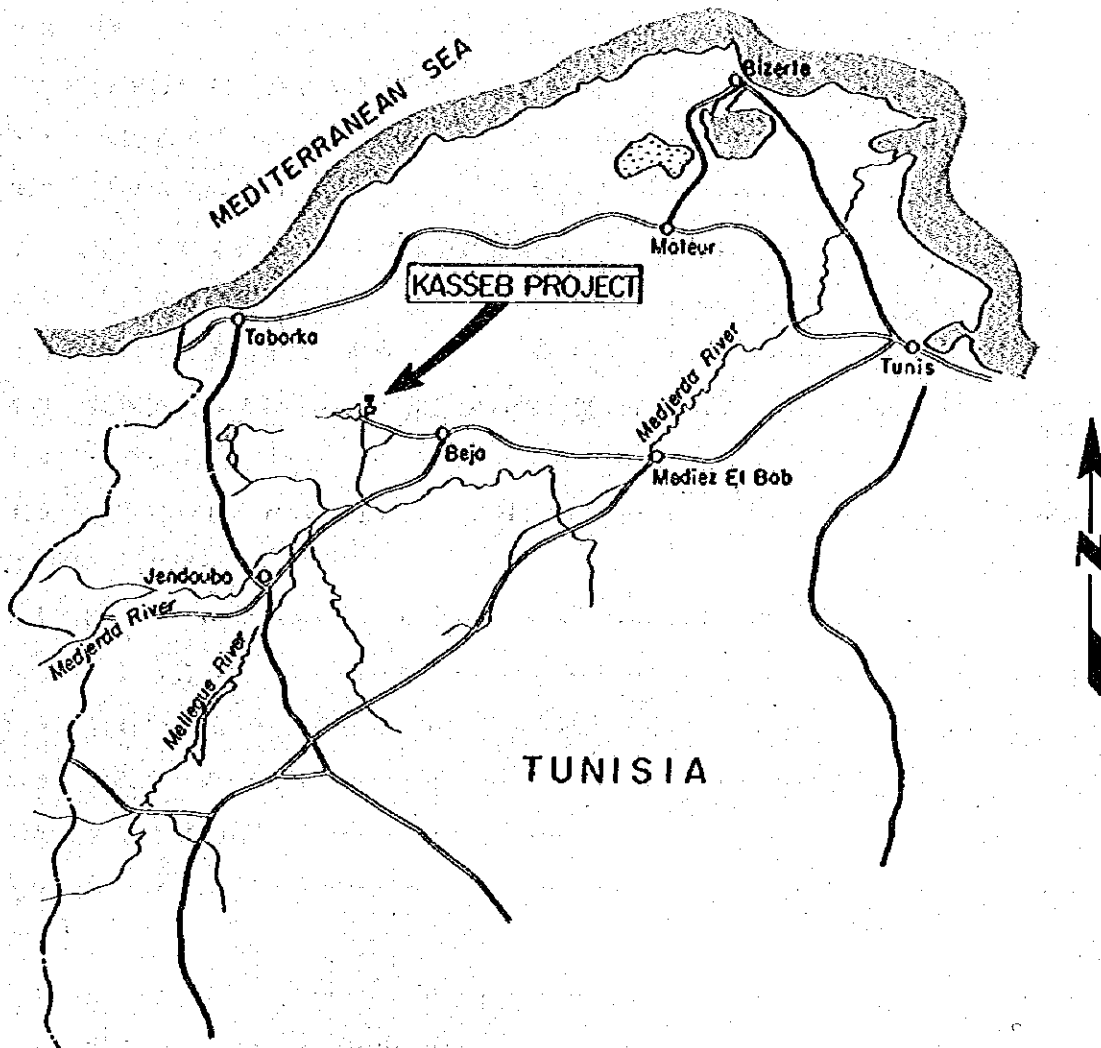
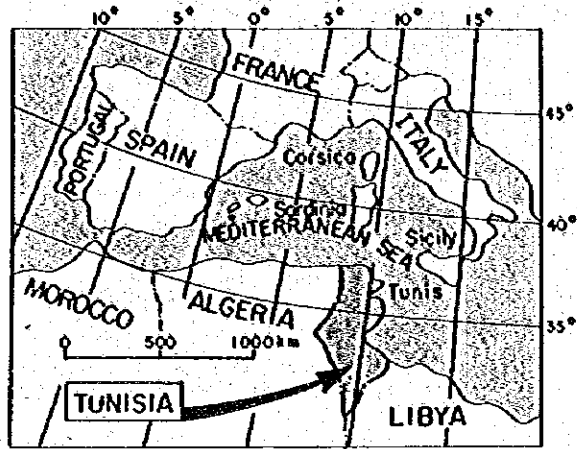
これら既存調査を検討の結果、チュニジア共和国政府は、1976年7月、日本政府に対し本計画のフイージビリティの検討を要請してきた。日本政府はこの要請を受けて既存報告書の検討を行ない、その結果、チュニジア側の了解の下に、技術協力の第1段階として、同国の電力開発計画の全貌を調査してその中でKasseb揚水発電計画が占める位置づけを行ない、然る後、第2段階として同計画のフイージビリティ調査を行なうこととした。

第1次調査団は、1977年2月10日～3月5日にかけて現地調査を行ない、同年10月『チュニジア共和国電力開発計画調査報告書』が作成された。報告書は、同月、在チュニジア日本大使館を経由し、チュニジア政府およびSTEGに提出された。

今回の第2次調査団は、1978年1月18日より2月21日まで、35日間に亘り現地地表踏査、所要資料の収集およびSTEGその他関係諸機関との打合せを行なった。本報告書は、以上の諸調査に基づいて、日本において作成されたものであるが、この間に寄せられたSTEG本部の建設部、発電部および経済調査部の関係技師による協力、援助が報告書の完成に極めて有効なものであったことを附記する。

第2次調査団は下記専門家8名より構成され、氏名および職種は次の通りである。

団 長	石 山	豊	土	木	電源開発
	小 林	哲 郎	経	濟	”
	中 川	一 夫	土	木	”
	飯 野	勝 衛	土	木	”
	柴 田	祐 啓	地	質	”
	苦米地	辰 夫	送	電	”
	山 本	克 彦	電	気	”
	末 森	満	業務調整		国際協力事業団



**LEGEND**

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

**KEY AND LOCATION MAP**



# 目 次

はしがき	
伝達状	
緒言	
第1章 計画概要	
1.1 揚水発電所	1
1.2 送電線	3
1.3 工期	4
1.4 総工事費	4
第2章 結論および勧告	
2.1 結論	9
2.2 勧告	15
第3章 最適電源開発計画とカセブ揚水の投入時期	
3.1 基礎的条件	17
3.2 最適電源開発計画	21
第4章 運転方式およびKasseb発電所発生電力と年間発電量	
4.1 天然ガスの利用可能量と発電用燃料	33
4.2 発電所の運転順序と運転方式	34
4.3 運転方式およびKasseb発電所の供給電力と電力量	35
4.4 その他事項	37
4.5 揚水時のBase Thermalの出力分担	38
第5章 地質	
5.1 総論	53
5.2 一般地質概況	53
5.3 岩石の種類	54
5.4 各計画地点の地質	55
5.5 土木地質的考察	60
5.6 地震	69
第6章 水文	
6.1 概要	71
6.2 雨量	71
6.3 流入量	74
6.4 洪水量	76

6.5	蒸 発 量	77
第 7 章 開発計画の検討		
7.1	基礎的条件	79
7.2	下池利用水深の検討	80
7.3	堆砂の検討	85
7.4	最大出力時の基準水位	92
7.5	比較案の検討	95
7.6	開発計画の決定	97
第 8 章 予備設計と施工計画		
8.1	土木構造物	99
8.2	発電所電気機器	104
8.3	送電線計画および通信設備	106
8.4	工事工程および施工計画	120
第 9 章 工事費見積りおよび工事工程		
9.1	見積り条件	131
9.2	総工事費	132
9.3	年度別所要資金	132
第 10 章 経済解析		
10.1	分析方法	139
10.2	現価換算総費用	140
10.3	内部収益率	149
10.4	結 論	149
	補足検討(感度分析その他)	160

Appendix

Figures



# 第1章 計画概要



## 第1章 計画概要

### 1.1 揚水発電所

#### 1.1.1 計画諸元

計画地域は、首都 Tunis 市の西方約 100 Km、Beja 市の北西約 20 Km に位置し、揚水発電所は既設 Kasseb ダムの貯水池を下池として利用し、上池は Bou Sattar 山と El Fahama 山に挟まれた峡谷部にフィニタイプ・ダムを築造して創られる貯水池を上池として利用する。

上池は、その北東部と南部にあるそれぞれ標高 452 m ~ 453 m と 435 m の鞍部（地質調査未了）との関係上、貯水池満水位は 430 m が限度と判断される。貯水池は最低標高は 400 m であるが、揚水時と発電時の水位変動に伴う斜面のマール層からの堆砂を考慮し、貯水池の最低利用水位は標高 412 m と計画される。

満水位 El 430 m、低水位 El 412 m とした場合の有効貯水容量は 5.04 百万  $m^3$  である。

なお上池の流域面積はわずか 1.3  $Km^2$  で一条の細流が流下しているが、年間流入量は 1.04 百万  $m^3$  程度と想定されるので、発電計画ではこれは無視される。

下池である既設 Kasseb 貯水池は満水位標高 288.6 m で、このダムはチュニジア水道公社 (SONEDE) が水道用ダムとして管理しており、現在送水量は 1.25  $m^3$ /秒コンスタントを基準としているが、今後の給水計画は年間を通じ 1.40  $m^3$ /秒を給水する計画となっている。

流域面積 101.0  $Km^2$ 、年平均降雨量約 800 mm、年間流入量 45.1 百万  $m^3$ 、総貯水量約 76 百万  $m^3$  の既設 Kasseb ダムのフィージビリティ、スタディに際して、ソ連邦が用いた水文資料 (1943-1961 年の 18 年間) を基として本調査で行なった検討によれば Kasseb 下池の水位が満水位より下る最大低下水深は 12.7 m である。従って本報告は、これに 2.3 m の余裕水深を加え Kasseb 揚水発電計画のための下池利用水深は 15 m と設定した。なお比較のため、この利用水深 15 m で最大出力 350 MW、300 MW および 250 MW とした場合と、20 m の利用水深案で 350 MW とした場合の案も検討することにした。

下池の放水口の位置について、従来のスタディは、既設 Kasseb ダム左岸上流 1,550 m 地点の  $10^\circ$  ~  $15^\circ$  の緩斜面に放水口を設ける案が採用されているが、この地点は主として El Brik 川からの堆砂が懸念される。従って今回は、この従来の地点を採用する場合（上流案）とこれより約 800 m 下流の約  $45^\circ$  の傾斜面に放水口を設ける場合（下流案）との 2 通りの案について、スタディすることとした。なお 20 m 利用水深の上流案は原河床より放水口数が低くなるため検討より削除した。

以上の比較検討は表-7.2に示す通りである。

以上の地形および水文条件に基づき、且つ約4時間の尖頭負荷持続時間を考慮しつつKasseb地点の揚水発電計画を次の通りとして計画した。

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 地質および構造物の概要

ダム地点の基盤は、左岸側は上流から下流に向かって露頭したMarl層、石灰岩とMarlの互層、石灰岩層が分布し、右岸側はMarl層が分布している。またダム軸附近はmarlが卓越して分布している。

貯水池区域の大部分は耕地となっており、top soilとgravelまじりのプラスチックな粘土層が厚さ0.5~3.5mの分布を示している。

これらは透水に対して一種のブランケットの役割を果たしている。

なお右岸側には、ダム軸とほぼ直交する断層の存在が推定される。

### 1.1.3 主要構造物

上池のダムは、右岸側に分布する厚いColluvial depositsを避けるためダム軸を出来るだけ上流側(SB-1附近からSB-2, SB-8, SB-3を結ぶ線上附近)に寄せて築造する。ダムはフィルタイプ・ダムとし、ダム高50m、提頂長400m、ダム体積960,000m<sup>3</sup>である。ダム基礎部は

現地表より深さ2～8m掘削し、更に基礎面より25～30mのカーテングラウトを計画している。

取水口は、ダム左岸側に、切取斜面の安定性を考慮しながら設ける。取水口の型はチューブリップ型である。

導水路はEl Fahama山休の中核部を成す堅硬な石灰岩層を通す。発電所は地下型式とし、堅硬な石灰岩層に建設する設計とした。

導水路は、取水口より発電所まで水圧管路内径6.7～4.5mおよび6～3.9mとし、2条の大口径トンネル部と各条に1ケの分岐管を経て発電所に到る2条の小口径トンネル部から成り、全区間鉄管を据付け、掘削面との間の空間をコンクリートで填充する。

なお、鉄管の岩盤負担は50%とした。

発電所はEl Fahama山の地下の堅硬な石灰岩中に位置させ、水車、発電機器および主変圧器の主機75MW2台と100MW2台を設置する。母線はトンネルによって、地上に設ける屋外開閉所に導くことにした。

放水路は上、下流案とも2条の放水路を一部内張管とし、残りはコンクリート巻立とする。上流案の放水口は傾斜形である。また下流案の放水口はニューマチック・ケーソンを利用した型式とし、ゲート室を設ける。屋外開閉所はEl Fahama山の南側緩斜面を掘削と盛立てにより地盤整理し、設置する。地下発電所と屋外開閉所は、ケーブル・トンネルで連絡される。

発電所機器は75MWユニット2基、100MWユニット2基計350MWを計画し、モーター電動機は、半傘型とし、ポンプ水車の最大入力75MWについては89MW、100MWユニットについては118MWと計画した。

主要変圧器は3相屋内形送油水冷式で主機と同じく発電所屋内に設置される。発電機の制御は1人制御方式とし、屋外開閉所に隣接して設けられる配電盤室より遠方操作によって行なう。

## 1.2 送電線

送電線はKasseb発電所よりM'Nihla変電所まで225KV1回線110Km、同じくTajerouin変電所まで120Kmを225KV1回線を建設する。電線はACSR410mm<sup>2</sup>、架空地線は70mm<sup>2</sup>垂鉛被覆線、碍子はφ254の12連懸垂碍子とする。接地は直接接地方式である。支持物は一回線型鉄塔とする。

送電線をKasseb～M'Nihla間2回線として計画すれば、工事費は可成り安くなるが、供給安定性と送電線の信頼度向上のため、M'Nihla～Kasseb～Tajerouineのルートを選定し、これをM'Nihla～Naassen～Oueslatia～Tajerouineを結ぶ225KV連系線と連結することによって、チュニジア北部地方全体の225KVグリッドを完成することとした。

### 1.3 工期

需要想定に基づいて設定された本計画の運転開始は、次のように予定される。

1号機	75 MW	1985年4月
2号機	75 MW	1986年1月
3号機	100 MW	1988年1月
4号機	100 MW	1989年1月

### 1.4 総工事費

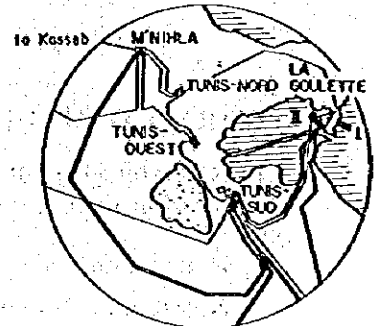
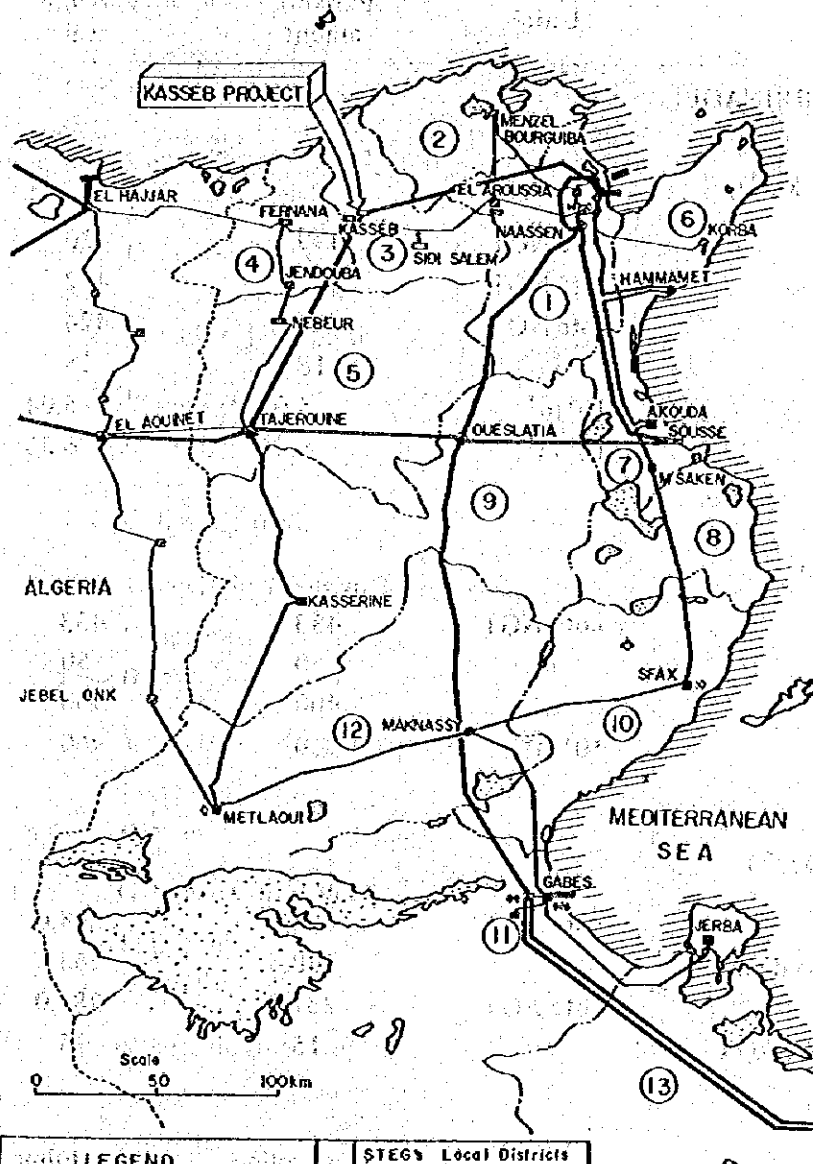
本計画の総工事費（建中利子を含まず）は、1978年3月時点の見積りで次の通りである。

Tableau 1-2 COUTS TOTAUX DES AMENAGEMENTS

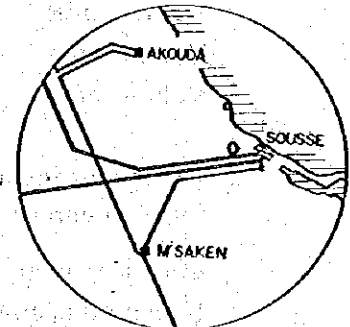
Description	(Milliers de Dinars)	
	Variante amont	Variante aval
Centrale de pompage turbinage		
– Travaux de génie civil	29.670	41.575
– Matériel hydromécanique	13.403	11.914
– Appareillage électrique	23.337	23.337
Ligne de transport et les postes	7.517	7.517
Coûts directs	73.927	84.344
Ingénierie et 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

なお、前回の報告書（1977年10月）では、総工事費は約58.3百万Dinarsと見積られていたが、今回は地質条件を考慮して発電所を地下発式に改めたことと、工事費単価を詳細に見直し、積算し直した結果、前回のそれに比較して可成り増加する結果となった。

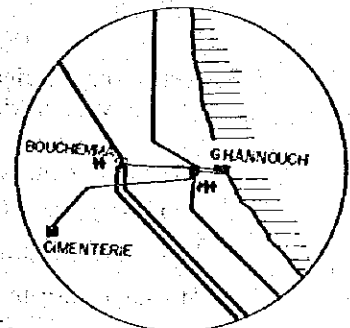
# RESEAU DE TRANSPORT SITUATION EN 1987



TUNIS



SOUSSE



GABES

LEGEND		STEG's Local Districts	
STEAM THERMAL P.S.		1	Tunis
GAS TURBINE		2	Sizeria
HYDRO P.S.		3	Baja
SUBSTATION		4	Jendouba
		5	Le Kef & Siliana
		6	Nabeul
225kv LINE		7	Sousse
150kv LINE		8	Maknina & Mahdia
90kv LINE		9	Kairouan & Kasserine
BOUNDARY		10	Sfax
LIMIT OF STEG's DISTRICTS		11	Gabs
STEG's LOCAL DISTRICTS		12	Gafsa & Sidi Bou Zid
		13	Mededine & 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>			
<u>Galerie No. 1</u>			
Longueur	m	855,5	619,5
Diamètre	m	6	6
<u>Galerie No. 2</u>			
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

## 第2章 結論および勧告



## 第 2 章 結論および勧告

此のフィージビリティ報告書は主として、次の諸事項について検討し結論することを目的とする。

- (a) 最適電源構成と Kasseb 揚水発電所投入時期の決定
- (b) Kasseb 発電所による受持供給部分の決定
- (c) 下池利用水深の決定
- (d) 上池満水位およびダム軸の決定
- (e) 水路ルートを選定と堆砂
- (f) 発電所最大出力および単機容量の決定
- (g) ポンプ水車の型式並びに揚水起動方式の選定
- (h) 送電線ルートを選定
- (i) 総工事費の見積り
- (j) 経済性評価

### 2.1 結論

#### 2.1.1 最適電源構成並びに Kasseb 発電所の投入時期

電力需要の長期予測として STEG は、1977 年 12 月の "Le marché de l'Electricité à Moyen et Long terme" で、上限・下限、平均の 3 通りの予測を行なっている。これらの予測は何れも現在進行中の政府の経済・社会開発計画を反映したものであり、過去の増加傾向から見ても長期的にはノーマルな想定と云える。併し乍ら、1986 年迄の急速な伸び（年平均増加率は 1977～81 年まで 14.2%、1981～86 年まで 13.7%）に較べて 1986 年以降は国際的な標準から見ても可成り低目に見積られている（平均予測で 1986～1990 年まで 8.4%、1991～96 年まで 6.7%）。このため、我々は別個に、GNP の成長率と電力消費の増加率との間の相関をベースとする需要予測を行ない、その結果得られた予測値（年平均増加率は 1977～81 年まで 13.8%、1981～86 年まで 12.6%、1986～91 年まで 11.2%、1991～96 年まで 10.4%）と STEG の平均予測値との間の中間値を以て我々のスタディのベースとした。

一方、需要に対する供給予備力について、チュニジアとアルジェリア間の 225 kV 連系線が完成すれば（予定は 1980 年）、それ以降 1989 年までは 150 MW の予備力があれば、系統予備率は 15% を割ることなく、且つ、国際連系線が遮断されても供給に支障を来すことはないとの結論を得た。

また、負荷曲線の形状を考慮しての最適電源構成は次の通りであるとの結論を得た。

1985～1990年	ピーク用電源	… 30 %
	ミドル用	… 10 %
	ベース用	… 75 %
1990年以降	ピーク用電源	… 40 %
	ミドル用	… —
	ベース用	… 75 %

以上の需要予測および最適系統構成を考慮して、1983年以降の所要電源投入時期を検討すると次の結論が得られる。

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 Kasseb 発電所の運転方式

Kasseb 発電所の運転方式を考える場合、チュニジアにおける天然ガスの availability について検討しなければならない。現在の予測では、アルジェリアーチュニジアーイタリー間ガスパイプラインによって利用可能な国内消費量は年間 6～20 億 m<sup>3</sup> と推定され、更に Gabes 沖合 (Miskar) 天然ガスの開発も計画されているが、これらのガスの発電用使用可能量については未だ必ずしも明確になっていない。従って、本スタディでは、次の 3通りの場合を想定した。

ケース "X" ……天然ガスが国内需要量を十分に満し得るだけある場合。この場合には、天然ガス価格はその供給原価に等しくなる (25 DT/TEP)

ケース "Z" ……天然ガスが国内需要の一部しか満足し得ない場合、この場合には、ガス価格は国際価格 (35 DT/TEP) または代替の重油価格 (同じく 35 DT

／TEP)に等しくなる。なお、この場合には、ガスタービンは軽油 (50DT/TEP)を使用することとなる。

ケース＃Ｙ＃ ……これは、深夜軽負荷時に使用される天然ガスの限界費用はピーク時のそれよりも安い筈である(ケース＃Ｑ＃の供給原価の約1/2)という想定を適用した場合である。

以上の3通りの立場に立って考えると、発電所の運転順序は次のようになるであろう。

運転順序	ケース＃Ｑ＃	ケース＃Ｙ＃＃
1	汽力発電所	汽力発電所
2	水力発電所	水力発電所
3	Ghannouch II (天然ガス使用既設GT)	Ghannouch II
4	Bouchemma ( " )	Bouchemma
5	建設中のガスタービン(TG＃A＃-ガス使用)	Kasseb揚水発電所
6	Kasseb揚水発電所	TG＃A＃(この場合は軽油使用)
7	追加ガスタービン(TG＃B＃-ガス使用)	TG＃B＃( " )

以上の運転順序に従うと、運転後10年間におけるKasseb発電所の運転出力は次の通となる。

年次	ケース＃Ｑ＃		ケース＃Ｙ＃＃	
	発電 (MW)	予備 (MW)	発電 (MW)	予備 (MW)
1985	0	75	75	0
1986	0	150	71	79
1987	0	150	150	0
1988	63	187	250	0
1989	77	273	275	75
1990	0	350	133	217
1991	109	241	263	87
1992	229	121	350	0
1993	141	209	295	55
1994	350	0	350	0

### 2.1.3 下池利用水深の決定

下池の利用水深について今回は1943～1961年までの18年間のデータを基とし、このダムからの水道用放流量をSONEDEの計画通り、年間を通じ1.40m<sup>3</sup>/秒として水位変動を分析したがその結果、満水位からの最大水位低下は12.7mであることが示された。従って、それに若干の余裕を見込み15mと設定した。

なお従前報告書との関連から参考として利用水深 20 m の場合についても検討を行なった。

#### 2.1.4 上池満水位およびダム軸の決定

ダムサイト右岸アバットメント付近には石灰岩エレメントで堅硬化した礫岩のブロックを混えた厚い colluvial 堆積物が広く分布しており、SB-4 ボーリング孔によると当該堆積物の深さは 15 m にも達している。従って今回はダム軸を出来るだけ上流側に寄せば SB-1, SB-2, SB-8 および SB-3 を結ぶ線上附近に来るようにした。

上池南方に標高 435 m の鞍部があり地質調査が成されていないことを考慮し、満水位を標高 430 m が妥当と判断した。また、上池区域全体は主としてプラスチックな粘土で構成された Overburden とその下面の粘質な Marl でおおわれており、また地形的にみると標高 400 m (貯水池最底部) と 410 m の間は貯水容量が比較的小さい。従ってこの地形的条件と堆砂の危険性を考慮して、若干の余裕を見込み、上池最底水位を標高 412 m と設定した。

#### 2.1.5 水路ルートを選定と堆砂

チュニジアにおける既存スタディでは放水口の位置を既設 Kasseb ダムの左岸側上流 1.55 km の 10°~15° の緩斜面に求めているが、この地点は El Brik 川の河口に近く、また放水口敷高 (利用水深 15 m 案) は原河床とほぼ同一敷高となるので堆砂による放水口埋没の危険性が大きいと思われる。1969 年に湛水開始したカセブ下池では未だ堆砂量の測定は行なわれたことがないので、現時点において定量的な判断を下すことは出来ないがチュニジア国内のその他数ヶ所の貯水池で実証された堆砂測定データを考慮すると、この地点においては堆砂が大きな問題であると考えられる。

従って本地点を放水口地点とする場合には、放水口埋没を防止するための何等かの適切な堆砂対策を必要とする。

上記の上流案に対し、放水口位置をこれより約 800 m 下流の 45° 斜面に求める下流案が考えられるが、この案の場合は、埋砂に対する懸念は殆ど解消される。

発電所の位置については、上流案と下流案とで若干相違はあるが何れの場合も El Fahama 山塊の中核を成す石灰岩層の中にこれを設けることとした。なお上流案の場合には調圧水室を設ける必要はないが、下流案の場合には放水路の途中に調圧水室を設けなければならない。

然しながら、工事費を比較すると、下流案は上流案よりも当然のことながら建設費は高くなる。(約 14%)。

#### 2.1.6 最大出力および単機容量

本報告書では上池の貯水容量、下池の利用水深およびピーク継続時間約 4 時間とした場合に得られる最大出力 350 MW、300 MW と 250 MW の 3 案について比較検討を行ない、最も経済的に



有利な 350 MW案を採用した。

次に単機容量については、容量が大きくなる程、kw 当り単価が安くなることは言うまでもないが、本件については、主として揚水時における系統との調和（周波数変動）を考慮して決定されなければならない。我々は Kasseb 発電所の 1、2号機はそれぞれ単機容量 75 MW、3、4号機は 100 MWを採用したが、アルジェリアとの国際連系線が機能する限り、何如なる時期においても揚水起動時の系統周波数の低下は $-0.5\text{Hz}$ の範囲内に止まることが確認された。また、当該連系線が遮断された場合には、事前に STEG 電力系統の周波数を $0.5\text{Hz}$ 上げておけば、揚水時の周波数変動は $50.5\text{Hz}$ から $49.43\text{Hz}$ への低下に抑えることが出来、この程度の変動では需要家に重大な支障を与えることはないものと考えられる。なお、1号機の単機容量をこれ以上大きく、例えば 100 MW案を採用したような場合には、周波数低下は $1.0\text{Hz}$ を大幅に上回り、需要家への悪影響ばかりでなく、ベース火力群の壊滅と云う事態も生ずる恐れがある。従って、1、2号機単機容量 75 MW、3、4号機単機容量 100 MWが妥当な線と考えられる。

#### 2.1.7 ポンプ水車の型式および揚水起動方式

採用されたポンプ水車の型式は、可逆式堅軸フランス水車である。この型式の外に斜流式ポンプ水車の使用も可能であるが、前者に較べて費用も高くなり、また機械的構造も制御方式も共に複雑となるので、前者の採用となった。

揚水時のポンプ水車の起動方式には次のような方式がある。即ち、

- ・制御巻線起動方式
- ・直結電動機起動方式
- ・同期起動方式
- ・サイリスターによる起動方式

以上のそれぞれについて経済比較を行なった結果、本報告書では起動用モータを使用する方式を採用した。

この方式では、電動機始動時に、ポンプ・水車の反抗トルク軽減のため、十分な圧縮空気を吸出し管内に注入して水面を押下げ、水車を始動する。

#### 2.1.8 送電線ルートを選定

1978年3月現在の STEG の電力系統は 225 kV、150 kV および 90 kV の 3通りの標準電圧で運転されており、その大部分は全国を環状に掩った 150 kV 線で構成されている。併し乍ら、現在既存の Ghannouch ~ Maknassy 225 kV 線（225 kV で建設され 150 kV で運転中）を Naassen 変電所まで延長する工事が行なわれておるほか、Sousse ~ Oueslatia ~ Tajerouine 間 225 kV 線と Sousse ~ Naassen ~ M' Nihla 間 225 kV 線も建設中であり、1980年頃には、Sousse 汽力発電所の発生電力はこれら送電線によって需要地に送電されることとなる。

以上の状況を考慮し、Kasseb 計画の 225kv 付帯送電線の送電ルートとしては、Kasseb～M' Nihla 間 2 回線案の代わりに、Kasseb～M' Nihla 間および Kasseb～Tajerouine 間にそれぞれ 1 回線を敷設する案を採用した。これにより、チュニジア北部地方の送電系統は 225 kV 線の強固なグリッド・システム構造となり、その信頼度は著しく向上することとなる。

### 2.1.9 経済性

初期投資の点において、Kasseb 揚水発電計画がその代案としてのガスタービン計画のそれより大きくなることは言いまでもない。付帯送電線、変電設備、Engineering および STEG の管理費等を全て含めた両者の総工事を比較すると次の通りとなる。

項目	総工事費 (1000DT)	建設単価 (DT/KW)
Kasseb		
一上流案	81,327	232
一下流案	92,744	265
代案ガスタービン計画	49,228	124

併し乍ら、両者間の経済比較においては、運転方式の相違に基く使用燃料原価の相違に着目するほか、物価上昇の影響が耐用年数の短い（従って設備更新回数が多い）ガスタービン計画により大きく影響することを考慮しなければならない。

即ち、

一 Kasseb 発電所の揚水用電力は Sousse 汽力発電所が供給することとなるが、Kasseb 発電所の運転時点においては、Sousse 汽力発電所もガスタービン発電所も共に天然ガスを利用することになると思われる。この場合、天然ガスの供給原価について考慮すると、ガスパイプラインの容量はガス使用のピーク時における需要規模に対応し得るよう設計され、建設されるので、ピーク時のガス需要がパイプラインの容量を超えて増加すればする程、追加設備投資が必要となり、供給原価は高くなる。これに対して、深夜オフ・ピーク時のガス需要が増加すればする程、設備全体の利用率は高くなり、供給原価は割安となる。従って、深夜オフ・ピーク時に発電される Kasseb 揚水用電力は、点灯ピーク時に追加発電される代案ガスタービン発電所の電力よりも使用燃料価格が安くなるのは当然である。

一 他方、物価上昇の問題は今日新しい問題ではないが、近年に到り、石油・石炭・天然ガス等有限の資源に対する需要の急増が因となって、インフレ問題は益々深刻化してきている。建設物価の世界の動向を見ても、経済状態が比較的静穏であった 1950—1958 年頃でも米国で物価は毎年 5% 以上の割合で上昇してきたし、また石油危機をはさんだ 1970—1971 年には世界の殆どの国で年平均 7～10% の物価上昇が記録された。従って、設備の耐用年数を異にする 2 通りのプロジェクトの間における経済比較を現実的なものたらしめるためには、

そこに将来の物価上昇を織込むのが適当であり、また事実、運転維持費等の将来の費用を現在と同一価格と仮定するのは現実的でない。

プロジェクト評価の方法は一般的に、当該プロジェクトの内部収益率と当該国で通常適用されている社会的割引率との比較において成されるが、チュニジア国ではこのような社会的割引率は規定されていない。併し乍ら、国際金融機関の長期利率等から判断すると、一般的な割引率として年率8%～10%が一つの基準になると見て差支えない。

以上の諸事項を考慮して行なった経済分析の結果、Kasseb 揚水発電計画について次の結論が得られた。

(1) 深夜のガスとピーク時のガスに価格調整を行なった場合（本報告書ではこの調整率を1:2としているが、STEG の高圧一般料金ではこの比率は1:3.7—6 millimes/kWh 対 22 millimes/kWh であることに注意）

● Kasseb 計画上流案は物価上昇率が4.7%以上、下流案（利用水深15m）は物価上昇率が5.8%以上で続く限り、それぞれの内部収益率は8%以上となり、ガスタービン計画よりも経済性がある。

(2) 深夜もピーク時もガス供給原価は等しく、また電力原価も等しいと仮定した場合（現実的ではないが）

● Kasseb 計画上流案は物価上昇率が2.3%以上、下流案は3.4%以上で続く限りそれぞれの内部収益率は8%以上となり、ガスタービンよりも経済的に有利である。（図10-1参照）。今後の現実の物価上昇が何の程度で続くかは予測困難であるが、1970年を基準とした米国・西独・仏国・日本の工業製品卸売物価指数が年平均7.1%で上昇を続けてきたこと、および世界銀行1975年報告書が1987年までの物価上昇予測を機器類8～7%土木工事12～10%、エンジニアリング10%と想定していることから考え今後も長期的に年率5～7%程度の物価上昇は続くものとみて差支えないであろう。

以上の事情を考慮するとき Kasseb 揚水発電計画は代案ガスタービン計画と比較し経済的に有利と史料される。

なお前回の報告書では構造物設計もラフなものであり、総工事費の見積りも不確定要素が大きいことを考慮し、経済解析は単に Kasseb 計画の経済性についての大まかな見通しを得ることだけを目的としていた。このため、インフレによる影響等の分析は割愛された。

## 2.2 勧告

(1) Kasseb 揚水発電所はピーク補給用電源として、代替ガスタービンよりも経済的に有利であるばかりでなく、その工事費の20～30%はチュニジア国内で支出されるものであり、これらを通して国内の建設技術水準の大幅の向上が図られる。また国内通貨による支出の一部は貯

蓄として留保され、無限の再投資サイクルを通じて将来のGNP造出に役立つものである。

従って、諸般の事情の許す限り本計画の実施が望ましい。

(2) 併し乍ら、長期的・経済的に有利と判断される反面、その初期投資額は代案カスタービン計画の約2倍と云う膨大な額に達する。ピーク用電源としてのKasseb計画は発・送・配電およびその他設備をも含めたSTEGの全体的投資計画の一部門であるからこれを実施するか否かは常に総合的な資金事情より判断されるのは当然であろう。従って、Kasseb計画或は代案カスタービン計画の何れを実施するかは長期の経済性のほか、STEGの財務的事情を総合判断の上、決定すべきものである。

(3) 若し、STEGにより本Kassebについてより正確な見通しを得るためのスタディ推進が決定された場合には、既往スタディにおける放水口位置は堆砂による影響が大きいと思われるので、早急に堆砂量を測定し上・下流案の何れを採用するか決定しなければならない。

(4) また同じくKasseb計画の実施設計に移る前に本文各項に指摘しているような設計上の問題点解明のための地質調査および各種試験を実施する必要がある。計画地域全体の詳細地質図の作成、ダム基礎の透水性および支持力を把握するためのボーリング(複数)およびテスト・ピット(複数)、貯水池の耐水性および放水口や貯水池内の基礎を把握するためのボーリング等を優先して実施すべきである。

材料調査は、コアーおよびロック材試料について設計に必要な室内試験を実施すべきである。

### 第3章 最適電源開発計画とカセブ揚水投入時期



### 第3章 最適電源開発計画とカセブ揚水の投入時期

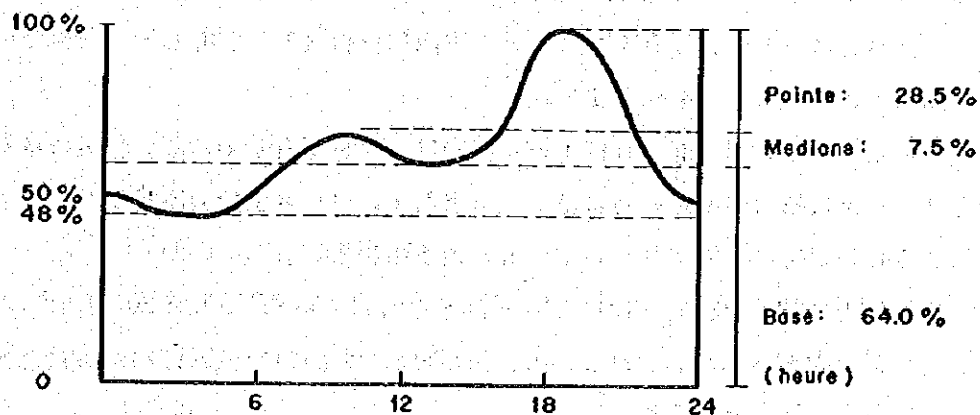
#### 3.1 基礎的条件

##### 3.1.1 将来年度に亘る電源開発

STEGの電源開発計画は1977年より1982年までの間に490MWの開発が予定されており、1982年11月12日に運開予定のSidi Salem水力発電所を最後にすべて入札が終り建設が進行している。よって調査団は1983年以降の電源開発の策定を、既設の発電所、および1977年から1982年までに開発する電源を考慮しながらまた需要の特性を考慮しながらどのようなタイプの電源をどの様な順に開発すべきかを決定するものである。

STEGの電力システムの典型的な一日の負荷の様相は図-3.1に示す通りで便宜上分割したピーク帯、ミドル帯、ベース帯の比は28.5%、7.5%、64%でありこの比率は将来10数年先まで大きな変化がないとされている。

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



これを1982年末のSTEGの電源構成に照して見ると表3-1に示す通りとなる。

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

Moyen de production		Puissance garantie (MW) (%)		Rapport à la pointe (%)
<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

以上の図3-1および表3-1から次の結論が得られる。

(a) ピーク供給力は 29 % 程度有すればよいが実際には約 40 % を有しており充分である。  
 (全有効出力に対しては 28 % 有する。)

(b) ミドル供給力は 8 % 程度有すればよいが実際は 25 % を有している。現実にはこのミドル供給力はピーク供給力が不足の時にはピークとして、ベース供給力不足の時にはベースとして運用することが可能なので多少多くても別段支障はない。

(c) ベース供給力は 64 % 程度あればよいが 76 % を有しており、やゝ多いと思われるがこれは Unit 容量の大きい Sousse が 2 台入った為であり、もし 1 台減れば 59 % に急減することになる。即ち適性比率を割ることになる。

以上の供給力構成では 1982 年時点付近では勿論問題ないが数年后に予定されるカセブ揚水発電所の揚水源資を確保する意味においてさらにベース供給力が必要となる。この理由は 3.2.1 項でくわしく述べる。

### 3.1.2 連系線導入による予備力の削減

STEG の送電計画は 1977 年のそれに比べて 1978 年は大きく変わった。すなわち STEG の発足



以来 STEG の電力系統は隣接するアルジェリア、リビアとの常時連系は行なわれていなかった。  
(ただしアルジェリアとは緊急時に限り、90kV の連系線により連系するとりきめとなっていた。)  
これが今回、1980年にアルジェリアと、1982年にリビアとそれぞれ常時融通することとなり、  
現在 STEG は両国と具体的な交渉に入っている。しかもこれらの連系は三つの国の共通の最  
高送電圧である 225kV で連系されるので連系容量が大きく単に STEG のみならず連系される  
三ヶ国の電気事業者は予備の節減などでお互にメリットを得ることとなる。

ここでは連系による STEG 予備力をどの様に考慮して削減したかを述べる。STEG の予備力を  
どの程度保有するかについては下記のような考え方がある。

#### (1) なるべく多くの予備力を保有しようとする考え方

アルジェリアとリビアとの国際連系線が運用に入った後も多くの予備力を保有しておく考  
えである。即ち

(a) STEG 内の電源脱落に対して極力 STEG 内で処理し、他国から緊急融通をなるべく受電し  
ない。

(b) 国際連系線はいついかなる理由で連系が断たれてもいのように考慮しておく。

この考えでは連系線の効用として

一 稀頻度大事故(重大事故、二重事故など)時の緊急応援融通。

一 揚水機起動時の瞬動的な短時間の応援融通。

などを考え連系線からあまり大きな効用を期待しないとする考えである。この考えに立つなら、  
従来と同じ 20% 程度の予備力は必要となろう。

#### (2) なるべく予備力を保有しないとする考え方

これは極力連系線を活用し、STEG の有する予備力は最小限度にとどめようとする考えである。  
すなわち

(a) STEG 内の最大 Unit 脱落時には応援融通をアルジェリア、リビアから送電することで充  
足する。

アルジェリアの系統規模は STEG の約 3 倍あり予備率を 20% 程度有するとすれば 1985  
年末で約 520MW ( $870\text{MW} \times 3 \times 0.2 = 522\text{MW}$ ) の予備力となるので仮にチュニジア側に全く  
予備力がないとしても両系統を総合した需給バランスは充分満たされるであろう。(他にリ  
ビアの予備力もある。)

(b) 連系線の連系容量は最終的にはアルジェリアのみ考えても 225kV 2 回線を有するので 1  
回線の 1.5 倍を低目に見積っても 370MW を有し 1986 年末の STEG の最大需要 870MW の  
約 43% の容量と予想される。この様な大容量連系線(従って建設費も高価であるが)は極  
力潮流を流して利用率を高めようとするものである。

以上の(a)、(b)の考えでは仮に低目に見て STEG の予備率を 5% とすればこれは 1985 年末で約  
44MW の予備力に相当し最大 Unit 150MW 脱落時にはアルジェリアから差し引き 106MW の

応援が流が必要となる。

### (3) 妥当な予備力

先に述べた様に従来通りの Criteria で 20%の予備力を保有して、なおかつ連系線を建設することは過大な資本を投下することとなり、連系線の効用は極めて小さいと考える。

一方5%の予備力では連系線を流れる緊急融通の頻度、および継続時間が長く、連系しているアルジェリアやリビアに及ぼす影響が大きいと思われる。

よって本報告書は STEG の妥当な予備力を 1980～1989年までの10年間は最少限 150MWとして開発計画を策定した。150MWとはとりも直さず STEG の最大 Unit でありこれが脱落しても他国に迷惑をかけないという意味である。これを予備率に直すと、1994年末までは少くとも約 15%を切ることはない。換言すれば STEG の連系前の予備力の Criteria 20%が連系により 15%に減じた事になる。併しながら 1990年以降において、これ以上の単機容量が採用されれば、予備力も当該単機容量以上のものを採用すべきこととなる。

#### 4.1.3 休廃止火力発電設備の予測

電源開発計画を立案するにあたっては既設発電設備の老朽化による電力系統からの撤去を考慮しながら計画を決める必要がある。

この問題について調査団は STEG と検討の上 Table 3-2 に示す火力発電設備は老朽化により撤去されるものとした。撤去の時期については、ガスタービンはその運転条件からくる寿命により、またスチーム火力については 150MW ユニットのスチーム火力 3 台が運転可能となる 1983 年から順次撤去することとした。この結果、ガスタービンは、ベース用、ピーク用ともに 15 年後、スチーム火力は 25 年後に全稼動したのものとして撤去されることとする。(10章 10-2-4(2)参照)。ただし Ghannouch (2×22MW) のみは同種のピーク電源 Kassed 3.4 号が完成してから Retire することとした為、16年の寿命とした。

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 最適電源開発計画

#### 3.2.1 開発スケジュール

3.1に述べた様に将来の電源開発について火力のユニット容量，ベースピークの種別，必要予備力，休廃止設備などを総合勘案すると開発のスケジュールは自ら限定されたものとなる。最適な電源開発スケジュールは表-3.3のとおりである。

#### (1) Kasseb 計画が実現する場合

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) Kasseb 計画が実施されない場合

この場合には，Kassebの代わりにガスタービンが追加されなければならない。その場合，1985～1990年代の系統運用，ガスパイプラインの敷設予定ルート等を考慮すると，代案ガスタービン計画は次のようにならう。

運開時期	出力(MW×台数)	設置場所
1985年4月	76 × 1	Goulette Iの跡地
1986年1月	76 × 1	Sfax
1988年1月	76 × 2	1台はSfax, もう1台はGoulette Iの跡地
1989年1月	76 × 2	1台はMetlaoui, もう1台はGoulette Iの跡地
	計 456 MW	

若し、Kassebが実現するとした場合、1983年から1989年までの電源開発量は800MWで、内350MWはKassebによるピーク電源であるが1983年以後はベースとピークをほぼ同量ずつ交互に投入すべきこととなる。

電源開発の順序については、Soussse 1, 2号以後1989年まではX火力(150MW), Kasseb 1, 2号(計150MW), Y火力(150MW), Kasseb 3, 4号(200MW), Z火力(150MW)とベース火力、ピーク水力と交互にほぼ同量ずつ開発を行ない、また1990年～1994年までは単機300MWクラスの原子力または大容量火力(計600MW), 単機100MWクラスのガスタービン(計400MW)とを追加して行くものである。

以上の電源開発計画を図-3-2(A)および3-2(B)に示す。

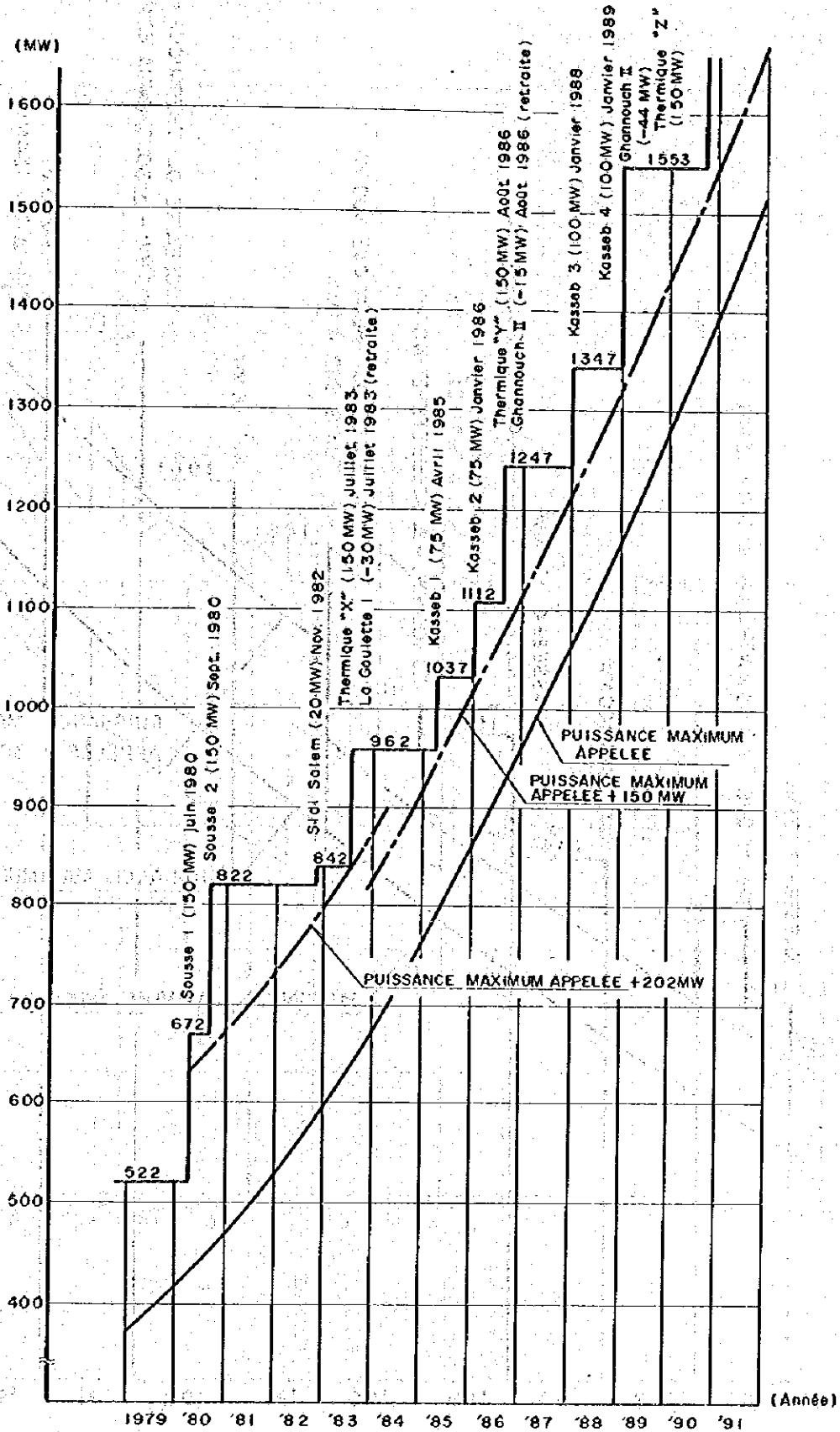
### 3.2.2 ベース供給力とピーク供給力の最適比率と予備率

ベース供給力とピーク供給力の比率は日負荷曲線の形状により最適な比率が存在する。適正比率以上にピーク供給力が多いと一般にピーク用電力単価は高価となり、しかもSTEQの様にピーク供給力としてガスタービンが多いと蒸気火力に比してその寿命が短かく効率が悪いので仕上り電力料単価が高くなる。そして揚水発電と組み合わせた場合、安価な深夜の揚水動力を充分得ることができないので全系統の経済的な運用が望めない。

また逆にベース供給力の比率が多いと深夜にベース火力(主として汽力発電所)の運転停止または低負荷運転をしなければならず、バイキングロス、効率の悪い部分での運転を強いられることとなる。

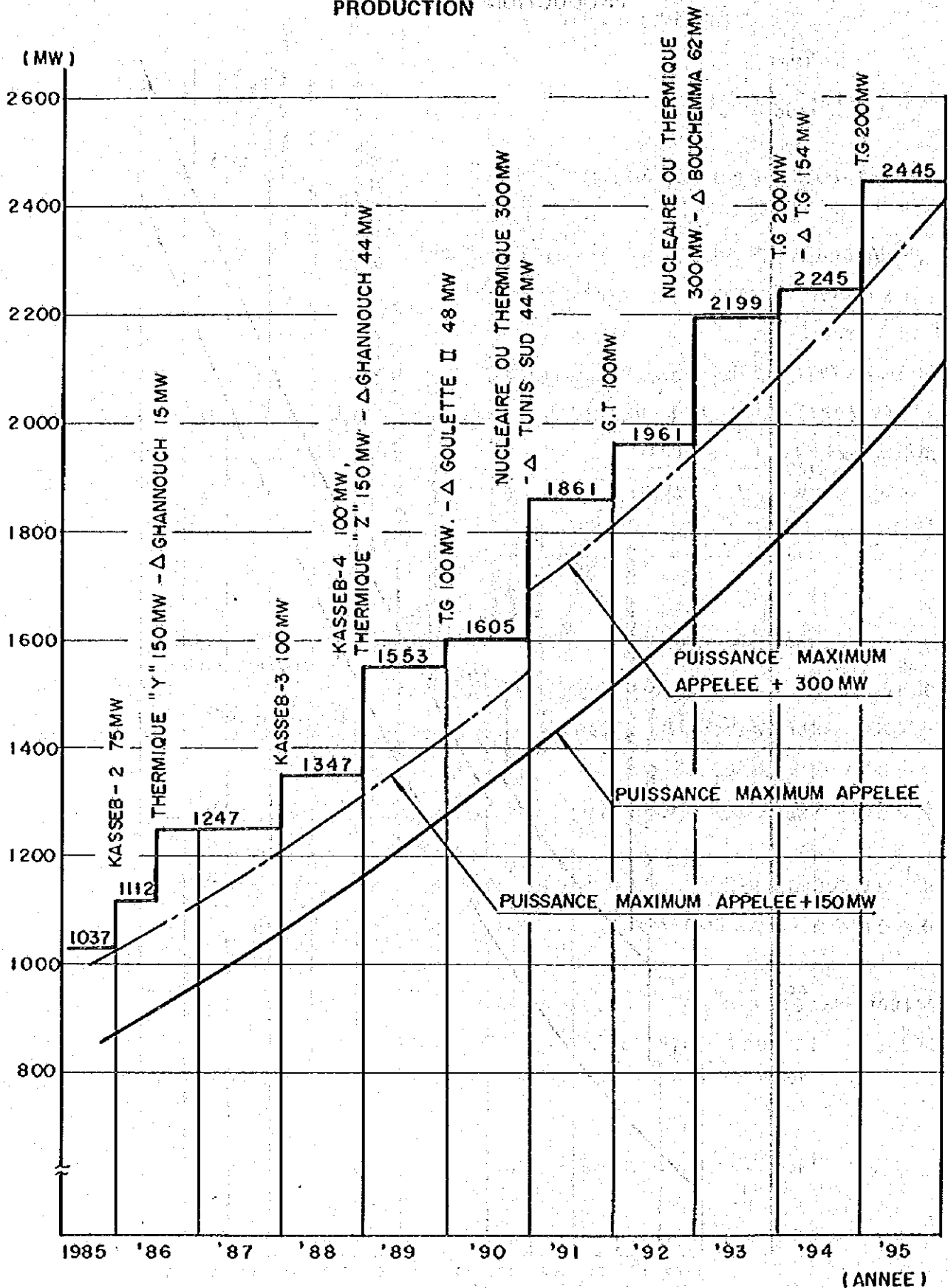
これはとりも直さず仕上り電力料単価が高くなることを意味する。表-3-5に1983～1994年年末におけるピーク、ミドル、ベースの比率を示す。図-3.3に1978～1994年における上記比率をグラフにしたものを示す。

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



Graphique 3-2(B)

PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION



Graphique 3-3 TAUX DE REPARTITION DES PUISSANCES  
PAR CATEGORIE

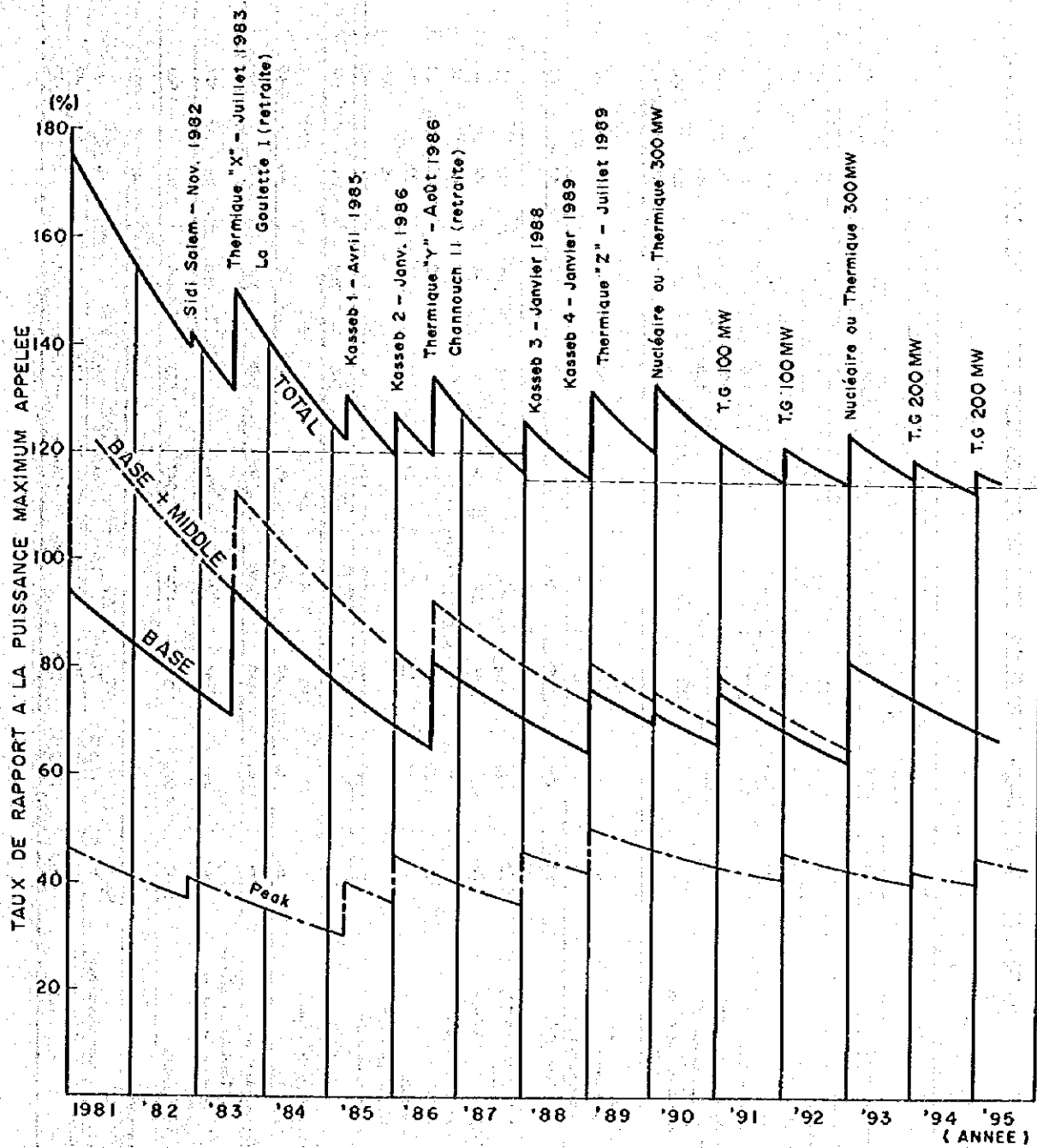


Tableau 3-4 PUISSANCE MAXIMUM APPELEE ET LA PUISSANCE GARANTIE DES CENTRALES (1985 - 1994)

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												
Base												
Goulette II	95	95	95	95	95	95	47	47	47	47	47	
Channouch 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"												
Thermique vapeur "Z"												
Nucléaire (ou thermique)												
Total	603	603	753	753	753	903	1.155	1.155	1.155	1.455	1.455	
TC (A)												
Bouherma	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	
Channouch II	59	44	44	44	44	44						
Sous-total	121	106	106	106	106	62	62	62	62	62	62	
TC (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	254	354	354	400	
Total de TC	319	304	304	304	304	260	260	316	416	354	400	
Centrales hydrauliques												
Total	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
Centrale de Kaseb	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	413	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 %	49,1 %	49,1 %	41,6 %	40,7 %	
Total	119,1 %	119,2 %	128,5 %	117,6 %	116,8 %	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
<b>Centrales de pointe</b>												
- 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
<b>Centrales médianes</b>												
- 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
<b>Centrales de base</b>												
- 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

このグラフと3.1.1で述べた実際の日負荷曲線(ピーク供給力28.5%,ミドル供給力7.5%ベース供給力64%)と比べて見る。なお比較の条件についてはアルジェリアと国際連系の行なわれる1980年以降は150MWの予備力によく、しかもこれはベース電源に限定されるので1985~1989年の間はベース電源約15%を加えて余裕をとり

ピーク供給力	約 30 %
ミドル供給力	約 10 %
ベース供給力	約 80 %

を有すれば理想的な比率といえる。以下各供給力について述べる。

#### (1) ピーク供給力

ピーク供給力は現在多過ぎる。(1979年末で50%以上を有する。)これは従来STEGの系統規模が小さい為同国では高効率蒸気火力が設置できず、取扱いが容易で、設置が簡単なガスタービンが多く設けられた結果によるものと思われ、ある程度は止むを得ないものと思われる。しかしこれ以上に新規にガスタービンを増やすことは得策ではない。ここ数年はピーク供給力は必要なく30%を切る様になったら新規ピーク供給力すなわちKasseb揚水を投入すればよい。その時期は前掲図で明らかな様に1985年4月である。

#### (2) ミドル供給力

前に述べた様にミドル供給力は1985年末には約14%を有しているがこの比率はさして重要ではない。

何故ならミドル供給力は次第にRetireする古い供給力が多いので年々減少する傾向を示しているが我々は特にMiddleの補充は考慮していない。

その理由はSTEGの最大Unit 150MWに対するMiddle火力の適正なUnitは75MWクラスが良いが、STEG全体の系統規模が1,000MW程度なので75MW Unitを採用しても全系統に対するMiddle Unitの比率が大きく、きめ細かい運用が出来ず得策ではない。むしろベースとピークの両者の組み合わせで、ミドルの性質に似たものをその時に応じてミドルとして運用した方が得策である。例えばGoulette II 47.5MW×2やSidi Salem 20MWはMiddleとしても運用は可能であろう。

#### (3) ベース供給力

純粹のベース供給力比率は投入するUnit Sizeが大きいため、"X"火力の入った時は90%以上、そして"Y"火力の入った時は80%以上、"Z"火力の入った時は70%と一時的に増加するがマクロ的には次第に比率は減少の方向を示す。低い値は"Y"火力の運開前64.8%、Kasseb 3号機の運開時64.8→77.8%、Kasseb 4号機運開時64.4→69.7%と数%増加する。先に述べた様に理想的には80%のベース供給力があればよいが(常時80%あれば150MWユニット一台脱落しても需給バランスは成立する。)現実には70%弱有していれば150MW Unit 脱落時以外は特に問題となることはない。(詳細第4章参照)

#### (4) 結 論

以上のことから各供給力の最適比率は 1985～89 年において予備力 150MW とすれば前に述べた様に

ピーク供給力	30 %	} 計 115 %
ミドル "	10 %	
ベース "	75 %	

を目標とすべきで、更に将来 1990 年以降はミドル供給力は Retire し少くなるので

ピーク供給力	40 %	} 計 115 %
ベース "	75 %	

に見込めば充分である。

なおこの数値は 1 日の負荷曲線の形状が変わらない場合の数値だが 1990 年代はさらに工業化が進みオフピークの最低値が 48 % より高まる事が予想されるのでベース供給力の 75 % 値は少ないことはあっても多いことはない。

予備率については表-3-5 と図-3-3 で見て判るが予備力 150MW を考慮したので年間で最も重負荷である年末の断面をとらえても最も予備率の少いのが 1988 年で 16.1 %、その次に少いのが 1987 年の 17.6 % となっており、かりに国際連系線が断たれても需給は十分にバランスすることが可能である。

#### 3.2.4 Kasseb 揚水発電所の単機容量

Unit の大きさは輸送限界、機器の製作限界、経済性、電力系統との調和などを考慮して決定される。この内、輸送上の問題については港湾施設、道路、橋梁などを踏査した結果、ほぼ問題ないと思われる。従って Unit の大きさは経済性と電力系統との調和の観点から決めてよい。

ここでは、電力系統との調和について述べる。水力発電所として考えた場合、停止率（事故率と作業停止率の和）は火力のそれに比べて極めて小さく、供給信頼度は問題ない。（前回レポートの試算によれば予備率 20 %、発電機の停止率 3 % とし 350MW/4 台を採用すれば Kasseb 発電所全体の停電確率は 10 年に 1 回程度となる。）

一方揚水機として考えた場合、系統投入時に極めて短時間に全負荷運転となるポンプ特性を有するため特に系統全体の容量がピーク時のそれと比較して半減している深夜時について検討する必要がある。即ちこの時間帯では、揚水機起動時に系統周波数がどれ位低下するか掌握しておく必要がある。概略計算の結果 STEG の Kasseb の運開する 1985 年 4 月以前にアルジェリア、リビアと系統連系を行い強固な連系を作っているため Kasseb の揚水時の系統周波数低下については、特に問題なく -0.5 Hz 程度と考えられる。この程度の低下量は需要家に何ら迷惑をかけることにはならない。

## 周波数低下量の概略計算

### (a) Kasseb 1号機の運開時の系統周波数低下量

時点：1985年4月深夜

系統規模：STEG側 ピーク時790MW

深夜時はピーク時の1/2として395MW

アルジェリア側 STEGの3倍として

合計  $395\text{MW} \times 4 = 1580\text{MW}$

系統定数：シビアにみて  $K = 8\% / \text{Hz}$

揚水入力：シビアにみて90MW(75MW機)

求める75MW機起動時の周波数低下量 $\Delta f_{75}$ は

$$\Delta f_{75} = \frac{90}{1,580 \times 0.08} = 0.71\text{Hz}$$

となる。即ち、50Hz → 49.29Hzに系統周波数が低下することとなるが、これは火力の急負荷増操作を全く行なわない場合だから現実的な数字ではない。今ベース火力の系統容量を603MW(150MW×3 + Goulette II 95MW, + Ghannouch 58MW)と1分間に7%の負荷増が可能であるなら、80秒間(揚水機が全負荷となる時間)で得られる出力増 $\Delta P_g$ は

$$\Delta P_g = 603 \times 0.07 \times \frac{80}{60} = 56.3\text{MW}$$

となり、先に述べた周波数低下量0.71Hzは半分強( $\Delta f = \frac{0.71 \times 56.3}{90} = 0.44$ )となり、最

終仕上りとしては49.56Hzとなり-0.5Hz以内に収まることとなり問題ない。

### (b) 3号機運開時(1988年1月)の系統周波数低下量

3号機運開時は1号機の運開時に比較して系統規模が23%増( $\frac{1,070\text{MW}}{870\text{MW}}$ )となるのに対し

揚水入力は33%増( $\frac{120\text{MW}}{90\text{MW}}$ )となるので1号機の時より若干周波数低下量は増加するが、

特に問題となる程度ではなく

$$\Delta f_{100} = \frac{120}{1,070 \times \frac{4}{2} \times 0.08} = 0.7\text{Hz}$$

程度と考えられる。これも火力の負荷増操作を考慮すると、0.5Hz以内に収まるので問題ない。

### (c) 国際連系線が切れた場合の1号機運開時の系統周波数低下量。

この場合、予めベース火力機は給電調整を行い、事前に系統周波数を0.5Hz程度上昇せしめておく必要がある。これにより、周波数変動巾を±0.5Hz以内に収めることが可能であり、換言すればこれを行なわないと50Hz → 49Hz程度まで周波数が下ることとなり需要家に与

る影響は好ましくない。

火力機のロードリミッターによる発電機出力増を7%/分とすれば1985年4月時点のベース供給力は前記の様に603MWだから

$$\Delta P_g = 603 \times 0.07 \times \frac{80}{60} = 56.3 \text{ MW}$$

よって不足の電力(90-56.3=33.7MW)は系統特性による電力系統からの供給力に期待しなければならない。

系統定数K=8.0%/Hzとすれば上記33.7MWの不足電力に担当する周波数低下 $\Delta f$ は次の通りである。

$$\Delta f = \frac{33.7}{395 \times 0.08} = 1.07 \text{ Hz}$$

よって予め0.5Hz系統周波数を上昇せしめておこなら50.5Hz→49.43Hzとなる。この程度の低下では需要家に及ぼす影響、火力機器の運転限界に及ぼす影響は問題ないと思われる。

以上述べた様にUnit容量を75MWに選んでおけば最悪の事態(国際連系線が切れた場合)でも揚水起動は可能である。しかし、これ以上大きいUnit、たとえば1号機に100MW Unitを選ぶと系統周波数変動は1.0Hzを大巾に超過し、需要家に対する悪影響以上にベース火力機のトリップなど生じるおそれがある。国際連系線が健全であれば系統周波数変動は0.5Hz以内であり問題ない。

従ってKasseb揚水発電所は3.2で述べた如く第1期工事において100MWユニット2台を建設することが系統上望ましい。



## 第4章 運転方式およびKasseb発電所発生電力 と年間発電量





## 第4章 運転方式および Kasseb 発電所 発生電力と年間発電量

### 4.1 天然ガスの利用可能量と発電用燃料

STEG の電力系統においては、天然ガスの利用可能量が特にピーク用の発電所の運転方式に大きく関係する。その理由は Kasseb 発電所と並んでピーク供給力の大宗を成すガスタービンの使用燃料が比較的安い天然ガスとなるか、或は高価なガスオイルとなるかによって、Kasseb とガスタービンの運転順序が変ってくるからである。

#### 4.1.1 天然ガスの利用可能量

これまで国内需要の大部分を供給していた El Borma の天然ガスは 1985 年頃には涸渇するものと考えられている。これに代り、1978 年 4 月、アルジェリア—チュニジア—イタリア間で調印された三国間のガスパイプラインの敷設計画が現在の見通しによると、ほぼ 1981 年頃には運転開始となり、これによって、チュニジアは年間 6～20 億 m<sup>3</sup> の天然ガスが利用可能の見込である。また、この外、Gabes 沖合の Miskar の天然ガス開発計画も将に将来実現の見通しである。Miskar 天然ガスの生産量見通しは未だ明確にされていないが、第 5 次計画によれば年間 15～30 億 m<sup>3</sup> と推定されている。なお、これらの天然ガス利用可能量のうち、 $\frac{1}{2}$  はガス化学工業用に、残り  $\frac{1}{2}$  が発電用燃料に使用される計画である。従って、国際パイプラインと Miskar の双方の実現に伴って、将来の天然ガス使用可能量を年間最低 21 億 m<sup>3</sup>、最大 50 億 m<sup>3</sup> とすれば、発電用として年間約 11～25 億 m<sup>3</sup> の天然ガスが利用可能となる。

#### 4.1.2 発電用天然ガス使用量

今、単機容量 150 MW クラスの汽力発電所の燃料消費率を 2,400 Kcal/Kwh, ガスタービンのそれを 3,300 Kcal/Kwh, また 1 TEP = 重油 1 ton, 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> ガス = 1.1 TEP とすれば、1 Kwh 当りの天然ガス使用量は次の通りとなる。

汽力	0.215 m <sup>3</sup>
ガスタービン	0.300 m <sup>3</sup>

今、概算でベース火力の負荷率を 80%, Ghannouch I および La Goulette II の各汽力発電所のそれを 50%, また、ガスタービンのそれを 10% と仮定すれば、1985—1989 年代の発電用天然ガス使用量は次の如く予想される。

#### (a) ベース火力

	出力 (MW)	ガス使用量 · 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	累 計 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
Ghannouch I	58	60	60
La Goulette II	95	90	150

Sousse	300	460	610
汽 力 "X"	150	230	840
" " "Y"	150	230	1,070
" " "Z"	150	230	1,300

(b) ガスタービン

	出 力 (MW)	ガス使用量 ( $10^6 \text{ m}^3$ )	累 計 ( $10^6 \text{ m}^3$ )
Bouchemma	62	18	18
Ghannouch II	44	13	31
TG(A)	198	59	90

従って、汽力およびガスタービンを合計して年間約 14 億  $\text{m}^3$  の使用量となる。このことは、Miskar の開発が順調に行けば問題はないが、然らざる時は汽力の一部と TG(B) はそれぞれ重油およびガスオイルの使用になる場合もあり得ることを意味するであろう。

#### 4.2 発電所の運転順序と運転方式

Kasseb 発電所は、資本費、燃料費、運転維持費、設備更新費を総合した発電費が代案ガスタービンよりも小さいと判断された場合に実施される。換言すれば、Kasseb 発電所は、それ以後に建設されるガスタービン (TG "B") よりも運転上有利であることを意味する。従って、ピーク時には Kasseb は TG "B" に優先して運転されることとなる。

併し乍ら、既存のガスタービン (TG "A") は TG "B" に較べて資本費が小さいので、燃料費の比較と云う立場だけで Kasseb に優先して運転されることとなろう。

一方、使用燃料については、上述の如く、天然ガスの利用可能量とガスの限界供給費用との関連で、次の 3 通りの仮定が立てられるであろう。

- ケース "X" …………… 天然ガスの供給量が国内需要を満たすに充分すぎる程ある場合。この場合はガス価格は供給原価 (25 DT/TEP) となる。
- ケース "Z" …………… これは、天然ガスの供給量が国内需要の一部しか賄えない場合である。この時には、ベース火力の一部は輸入天然ガス (35 DT/TEP) または重油 (同じく 35 DT/TEP) を使用することとなり、またガスタービンはガスオイル (50 DT/TEP) を使用することとなろう。
- ケース "Y" …………… これは深夜軽負荷時のガスの限界供給費用はピーク時のその約 1/2 程度であろうと云う予想を適用した場合である。

上記それぞれの場合における発電所の運転順序は次のようになるであろう。

運転順序	ケース“X”	ケース“YZ”
1	ベース汽力(又は原子力)	ベース汽力(又は原子力)
2	Ghannouch I	Ghannouch I
3	La Goulette II	La Goulette II
4	水 力	水 力
5	Bouchemma	Bouchemma
6	Ghannouch II	Ghannouch II
7	TG “A” …… (天然ガス使用)	Kasseb
8	Kasseb	TG “A” …… (ガスオイル使用)
9	追加タービン(TG “B”)	TG “B” …… ( “ )

### 4.3 運転方式およびKasseb発電所の供給電力と電力量

#### 4.3.1 日負荷曲線

我々はSTEGから1978～1990年の月別日負荷曲線を受領した。これによると

- (1) 1年間にMax.demandの発生するのは12月であり、以下11月、3月の順となっており、最も少ないのは6月である。(冬期に増えているのは暖房需要と思われる。)
- (2) ピークの発生する時刻は冬期(11, 12, 1月)は19時で最も早く、気候が暖かになると遅れてきて4月は20時、7月は21時で最も遅く以後は早まり9月は20時となっている。
- (3) 冬期はピークの継続時間が夏期に比べて若干長い。  
(冬期5.5 h 夏期3.1 h)
- (4) 以上の傾向は1990年頃まで殆んど変わらないものとしている。

我々は当初年度が経過するにつれて大口需要家の比重が大きくなり、ピークの形状が鈍化し、深夜率が高まる(底部が高まる)ことと予想していたが、その傾向は1990年まで殆んど見られず、ほぼ負荷曲線の形状は相似形である。

日曜、祭日のピークは週日の80%以下、午前中に発生するピークは約60%で著しく負荷曲線が平坦化するので、これらの日に行った揚水は同じ日のピーク時に発電の必要なく平日に振り向けることが可能であり、その方が好ましい。

#### 4.3.2 Kassebの供給電力と電力量

4.2項の運転順序と4.3.1項の日負荷曲線に基づいて1985～1994年の10年間の日の発電所運転方式を図示するとFig 4-1～4-11に示す通りとなり、Kassebの年度末における供給電力および年間電力量(概算)は次の通りとなる。

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 その他事項

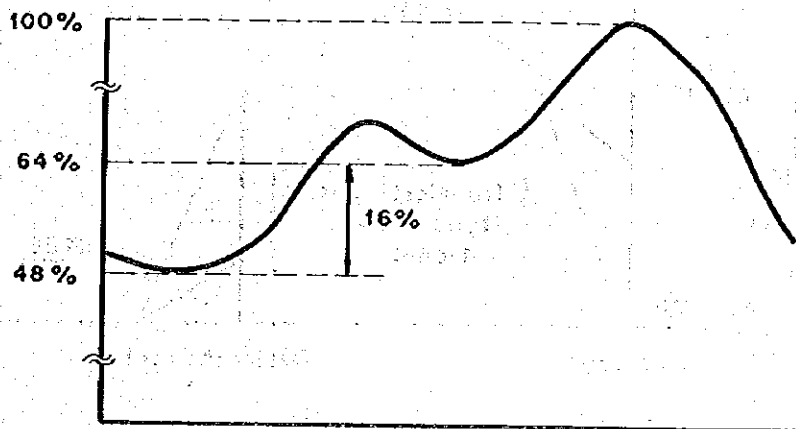
### 4.4.1 国際間電力融通

第3章の予備力基準および開発スケジュールに従って各種電源の増強を行なった場合、Kassebの揚水用電力補給のため、深夜軽負荷時に次の如く所要電力の一部を国際連系統からの融通に期待しなければならない。

年次	所要電力	時間
1986 (1月～7月)	23～30 MW	2.6
1988	44～138 MW	5.0
1989	24～72 MW	4.3

但し上記の所要電力は需給状態が最も逼迫する12月末の数字である。

### 4.4.2 4台揚水が可能な時期



4台揚水可能な時期は日負荷曲線の形状が変わらないものとするれば図の16%のところを揚水電力がはまり込む時期である。Kasseb 4台の揚水電力は  $(90 + 120) \times 2 = 420$  であるから

$$16\% \rightarrow 420 \text{ MW}$$

$$100\% \rightarrow 2,625 \text{ MW}$$

即ちMax Demandが約2,600 MWとなる時点でこれはSTEGの需要想定によると、およそ2001年頃と思われる。(2001年のピーク需要予測は約2580 MW)

但しここで注意を要することは上池容量は無限大ではないのでベース火力の負荷向上を第一義にとって深夜Kasseb 4台の揚水を長時間行うことは出きない。

将来、日負荷曲線の形状が変わらないとすればSTEGの系統においては深夜Kassebはフル入力よりも少ない入力(換言すれば、3台または2台揚水)で長い時間をかけて揚水を行い、ピー