

第 8 章 予備設計および施工計画

8.1 土木構造物

8.1.1 一般概要

ダム型式はダム地点の地形、地質および盛立材料等より判断し、タイプはロックフィルダムとし、その形状は右岸の地形からダム長を減少させるため 800 R のアーチ状に設計した。

取水口は、両案共に朝顔型とし、揚水発電の特性に順応し得るタイプで設計し、1号～2号は 41.0 m の間隔をとった。1号は 75,000 kW × 2 台用に、2号は 100,000 kW × 2 台用に設置した。

水圧管路は両案共に取水口呑口部の構造および付近の地質状況、更に地下発電所との設計、施工上の取合いから L 型とした。条数は 2 本とし、1号は 75,000 kW × 2 台用、2号は 100,000 kW × 2 台用とし、発電所上流約 100 m に分岐管を設けそれぞれ 2 条に分岐のうえ、各発電機に接続する。なお、鉄管は地質状態を考慮し、岩盤負担率 50 % を条件で設計した。

地下発電所は、上流案においては放水路に調圧水室を設けない延長をとれる範囲内で、石灰岩中に設ける様に配置した。下流案は放水路延長から当然調圧水室を必要となるため、地下発電所位置を石灰岩中の最良の所に設けると共に水圧管路延長を少なくする様配置した。地下発電所には変圧器室を併設し、母線ルートは搬入路とは別ルートにて引出し地上に設置した。屋外開閉所に導く配置とした。なお、機器の配置は上流案は上流側に 75,000 kW × 2 台を、下流側に 100,000 kW × 2 台とし、下流案はこれとは逆に配置した。地下発電所の位置によって、搬入路の進入経路が変わるため、先行工事である 75,000 kW 機の配置を奥側にし、二期工事におよぼさぬ様にしたためである。放水路は上流案においては、ドラフトおよび放水路末端部の 2ヶ所にゲートを設置し、発電所より 100 m にて合流せしめて、1号、2号放水路として下流に放流させる型式で調圧水室は設置しない設計とした。下流案はドラフト末端および放水口にゲートを設置し発電所より約 100 m にて合流せしめて 1号、2号放水路とし途中に調圧水室を設置する設計とした。

水路トンネルの断面寸法は水圧管路、調圧水室、放水路の建設年経費および揚水燃料費の和が最少になる附近の内径を選んだ。その検討結果は図-8.1 に示す通りである。ただし上流案の放水路断面は調圧水室を設けない関係上、少くも大きな直径に設計した。

尚、予備設計は各案共通を図-8.2～8.3、利用水深 15 m 上流案を図-8.4～8.9、利用水深 15 m 下流案を図-8.10～8.15 および利用水深 20 m 下流案を図-8.16 に示す通りである。

8.1.2 ダムおよび貯水池

上池ダム地点の地形は左岸側が露頭した堅硬な石灰岩および marl の互層が傾斜約 30° を呈し

ている。右岸側は崩壊堆積物が緩かな勾配で分布し、河流部附近が侵蝕されて急峻になっている。

ダム軸はMECASOLの報告書でも推せんしている上流ダム軸案附近が最適である。

ダム型式は次の事項よりロックフィルとする。

- (1) 洪水吐設備が不要である。これは0.1%確率最大洪水量 $34\text{ m}^3/\text{秒}$ と発電設備 $310\text{ m}^3/\text{秒}$ からダムの放流設備は土砂吐のみにできる。
- (2) 地形、地質的条件によった、地形はダム高に比して堤頂長が長い。また、基礎地盤の地質は比較的地耐力およびせん断力が弱いと想定される。
- (3) 盛立材料が近傍より求められる。
- (4) 気象条件として降雨日数が少ない。

以上の諸条件より比較案を考慮するまでもなくフィル型式が最適と判断した。しかしながら盛立材料および基礎地盤の土質試験は不足しているため今後の調査が必要である。

なお、基礎地盤改良にはグラウティングを行なう。

貯水池は揚水発電所特有の短時間(本計画では約4時間)による満水位から低水位間の水位変動が日に1サイクルある。それによる貯水池内の地表むりに対する抵抗力また石灰岩のSink holeによる漏水の恐れが懸念されるがこれに対する処置は今後の調査が必要である。この上池の問題は本プロジェクトにおいて最重要な事項であり、実施設計に当っては、十分な事前調査が必要である。

8.1.3 取水口

取水口はダム左岸側、貯水池内でダム軸より約200mに設置した。上流案では平行に、下流案では1号側を約20m池内に追込み、その間隔は共に41mとした。

取水口付近の地質は概ね粘性表土に覆れ基礎は褐色泥灰岩である。また、トンネル方向の山腹はMarlの比較的破碎された弱線があり、これと石灰岩との接触面はかなり破碎されていると共に透水ホールも考えられるので、取水塔部を山腹より離し、掘削による影響を避けた。

取水口の形状は八角型の朝顔型とした。これは水圧管路との取合いおよび揚水発電の特性から、発電時の取水口、揚水時の放水口の条件を満足させる為である。

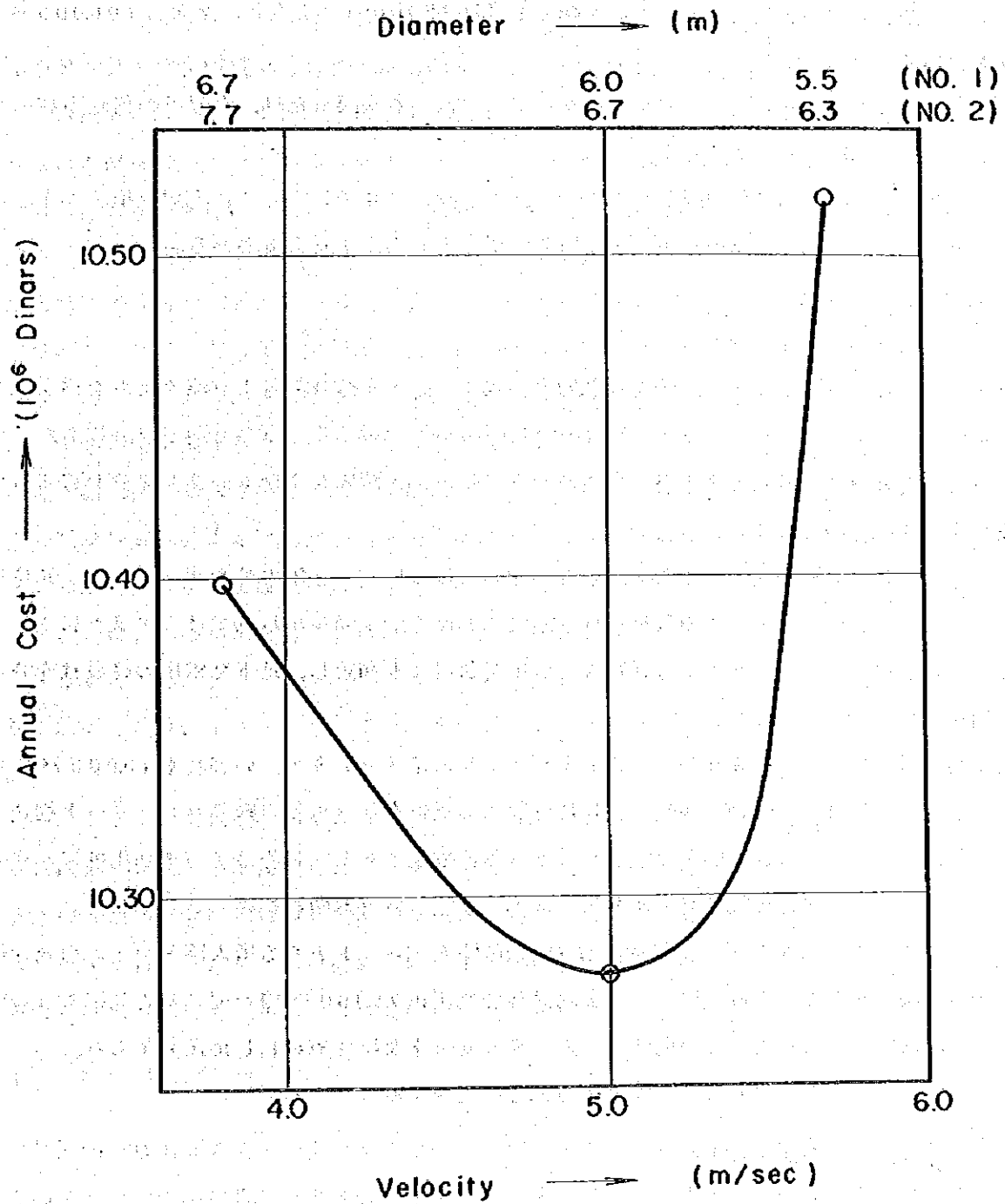
取水口周囲の切取部については、法面、敷共にコンクリートにて被覆する。敷は土砂の堆積を考慮して呑口敷より1.50m下げた。

なお構造の詳細については、実施設計時に水理模型実験によって決定されるものが好ましい。

8.1.4 水圧管路

水圧管路は、取水口の位置、構造との取合いおよびダム側の始点部は立坑にて深部の基盤に達したうえで水平坑とし、Marl層と石灰岩接触面の破碎されていると思われるヶ所を安全に通過させ、堅硬な石灰岩の中を勾配2%で通過のうえ地下発電所に至る設計とした。

Fig. - 8.1 Study on Tunnel Diameter



水圧管路は両案共、条数は2条とし、岩盤負担率50%の条件で溶接鋼管としコンクリート埋設式とする。

全線コンクリート充填したうえグラウト工にて周辺地山を補強することとした。

水圧管路の断面寸法は経済比較の結果図-8.1より1号は内径6.0m、2号は内径6.7mとし、分岐管で2条に分岐の後漸縮し、バルブを経て1号は75,000kW×2台に、2号は100,000kW×2台に接続する。

水圧管路の設計にあたっては、静水頭にサージングによる水頭または、水撃圧の何れか高い方を加えたものを内圧として考慮した。

岩盤負担率は50%の条件で設計したが、実施設計時には今後実施される調査横坑およびボーリング調査、岩盤水圧試験の結果により一部変更のうえ決定する必要がある。

8.1.5 地下発電所

地下発電所の位置は両案共に堅硬な石灰岩中に入り、しかも全体計画上合理的な地点を選定のうえ配置した。地下空洞を掘削のうえ350,000kWの機器を設置する地下発電所の設計にあたっては、綿密な地質調査を必要とするが、今回の調査では、地上踏査およびボーリング資料によってのみ判定せざるを得なかった。

ボーリングSU7孔のコアより測定した(完全ではないが、一応の目安とはなる)RQD(%)[※]は約63%であり、この数値は日本国内における地下発電所地点ではAクラスに入る値であり、又既設Kassebダムサイト付近石灰岩の掘削状況より判断し、地下発電所の建設は充分可能と判断される。

地下発電所は図-8.7~8.9および8.13~8.15に示すとおりで、いずれも75,000kW×2台および100,000kW×2台の主機、これに付属する機器を収容可能な鉄筋コンクリート構造タイプとし、加えて地下に変圧器を収容するよう本体に併設させた。母線はアーチ部掘削に利用したトンネルを流用して、母線トンネルとし、地上に設ける屋外開閉所に導くこととした。

地下発電所の平面的配置は、工事中および完成後も主ルートとなる搬入路トンネルの進入経路によって決めたものである。即ち上、下流案共に奥側に75,000kW機を配すると共にこれに対応する変圧器室を配置した。この配置は二期工事に支障を及ぼさぬ様にしたためである。

吸出水管(ドラフト)はL型とし放水路内張管に接続する。

8.1.6 放水路および放水口

放水路トンネルは吸出水管(ドラフト)に接続して設け、発電所中心より約100mにて合流し直径7.50mの圧力トンネルで放水口を経て、下池に放流する。

※ RQD ; ボーリング長に対する10cm以上のコア採取率をいう。

上流案については放水路延長より、調圧水室の設置については、水車関係を含め種々検討の結果、設置の必要はないと判断された。

放水路ゲートは、ドラフト末端に設けるドラフトゲートと放水路末端に立坑による放水路ゲートの2ヶ所に設置する。

なおドラフト部に引続いて合流部迄は内張管を設け補強するが、それより下流部は鉄筋コンクリート構造とし、グラウトにより地山を補強する必要がある。

放水口の構造はベルマウス型コンクリート構造であるが、発電時には放水口であるが、揚水時には取水口となるため、空気連行渦発性の恐れがあるので実施設計時には、模型水理実験により詳細な形状を決定する必要がある。

放水路経過地帯の地質は先の地質の項で述べた通りであり、又被圧湧水もあるため大口径圧力トンネルの掘削にあたっては、施工法については慎重な検討の上で決定される必要がある。

放水口出口の標高は、現河床高に略々同じとなるため経年による堆砂は当然考えられるので、堆砂測定を毎年実施すると共に堆砂の排除を確実に実施することが必要である。これを怠ることは発電、揚水共に重大な影響を及ぼす結果となるので十分な考慮をしておくべきである。

下流案は地質的に安定度の高い石灰岩中を経過し且つ最短距離を通過して、Kasseb ダム上流約0.8 Kmの地点に放水口を設けることにより、上流案の堆砂問題を出来得る限り少なくする方針で位置を決定した。この結果として放水路延長は約1,400 m延び、さらに水理的条件から調圧水室を設置することとした。

放水路ゲートは、ドラフトゲート、放水口ゲートの2門設置し、放水路の点検を容易ならしめた。

なお、ドラフト部に引続いて合流部を経て、調圧水室迄内張管を設け補強するが、それより下流部は鉄筋コンクリート構造とし、グラウトにより地山を補強をする必要がある。

放水口は地形および水位等を考慮のうえ種々検討の結果、ニューマチック、ケーソン工法によって施工する特殊な構造とした。放水口の形状および水理特性については、上流案と同様、実施設計時には模型水理実験により詳細を決定する必要がある。

8.1.7 屋外開閉所

屋外開閉所は両案共略々同じ位置に設置したが、地下発電所に通ずる母線ケーブルトンネルは、両案のアーチ部掘削作業坑を工事終了後に流用する計画としたため、延長および勾配は違いが母線を設置するには支障はない。

屋外開閉所敷地は地形上若干の切盛土があるが土工上の問題はない。しかし、この付近の地質から判断し、機器の基礎工は十分な調査のうえ、杭打ち工等を考慮する必要がある。

8.2 発電所電気機器

8.2.1 ポンプ水車

Kasseb 揚水発電所は第Ⅰ期工事として75 MW機2台、第Ⅱ期工事として100 MW機2台、発電所出力は合計350 MWで計画されている。その諸元は次の通りである。

	上流案	下流案
基準有効落差	137.4 m	134.5 m
最大使用水量	304 m ³ /秒	310 m ³ /秒
揚程	約130～160 m	

以上の諸元に適したポンプ水車は立軸フランシス形可逆ポンプ水車である。斜流形ポンプ水車の採用も可能であるが、機械コストが高く、構造と制御が複雑となり、又、斜流形ポンプ水車を採用せざるを得ない技術的必然性も存在しないため、フランシス形ポンプ水車を採用する。

水車出力は基準有効落差のもとで、第Ⅰ期分が76,600 kW、第Ⅱ期分が102,200 kWであり、ポンプ最大入力第Ⅰ期分が約89,000 kW、第Ⅱ期分が約118,000 kWと推定される。

ポンプ水車の回転速度は、水車の限界比速度約155 m^{1/2}・kWとポンプの限界比速度約65 m^{1/2}・秒より、2143 r.p.m、200 r.p.mおよび188 r.p.mの回転速度が考えられるが、機械寸法の縮小化と機械コストの低廉化の面から、第Ⅰ期、第Ⅱ期分ともに2143 r.p.mを採用する。

ポンプ水車の吸出し高さ（ポンプ水車の据付け高さ）は、第Ⅰ期、第Ⅱ期分ともに-1.4 mである。この吸出し高さ-1.4 mは、ポンプ水車のより詳細な設計が実施されれば、若干の変更があり得る。

入口弁は蝶形弁とする。

ポンプ水車に必要な附属装置には、空気圧縮装置、水位差応動装置、调速機、圧油装置、グリース給油装置、冷却水給水装置、排水装置等がある。空気圧縮装置は、電動機始動時、ポンプ水車の反抗トルク軽減のため、吸出し管内に圧縮空気を注入するために設けられるもので、ブレーキ用にも使用される。

ポンプ水車の点検は、ケーシング及び吸出し管内を排水し、ケーシング及び上部吸出し管に設けた点検孔よりなされる。

分解は発電機動機固定子内を通じて行われる。

8.2.2 発電機動機

揚水発電所用の同期電動機の始動方法は一般に下記の方法が採用されている。

- (1) 制動巻線始動方式
- (2) 直結電動機始動方式

(3) 同期始動方式

(4) サイリスタ始動方式

Kasseb 揚水発電所の始動方式は下記の理由により、直結電動機始動方式を採用する。即ち、制動巻線始動方式は電力系統に与える、突入電流による電氣的衝激が始動時に大きい。この電氣的衝激はKasseb 電力系統に好ましくない。同期始動方式は、始動用発電機が必要であり、かつ主機台数が多い場合一般に有利となる。Kasseb 揚水発電所は純揚水発電所であり、発電専用機はなく、主機台数は4台と比較的少ない。サイリスタ始動方式は、主機台数が少ない場合には、他の始動方式に比べ、割高となり、又、本方式を採用すべき技術的必然性が存在しない。直結電動機始動方式は、始動時に電力系統に与える影響が少なく、制御も比較的簡単でKasseb 揚水発電所に適した方式である。

発電々動機の構造は、立軸半傘形3相発電々動機で、パーレルコンクリート上に据付けられる。発電機容量及び電動機容量は第I期分が90,900 kVA, 89,000 kW, 第II期分が120,400 kVA, 118,000 kWである。周波数は50 Hz, 回転数は2143 r.p.mである。励磁方式は、サイリスタを使用する静止形励磁方式とする。発電々動機の附属装置として、始動用の巻線形誘導電動機、この電動機速度制御用液体抵抗器、始動用変圧器、冷却水給水装置、励磁装置、中性点接地装置、電圧調整装置等が設置される。

発電々動機の制御は、1人制御方式とし、屋外開閉所に隣接して設けられた配電盤室より遠方操作により行われる。

8.2.3 主要変圧器

主要変圧器は3相屋内形送油水冷式で主機と同じ発電所建屋内に設置する。組立は主機に隣接した組立室で行なう。低圧側は断路器、しゃ断器を介し、密閉形相分離母線で発電々動機に接続され、高圧側はケーブルトンネル内に布設されるOPケーブルで屋外開閉所機器に接続される。主要変圧器容量は第I期分が97,900 kVA, 第II期分が130,400 kVAで、この容量には電動機始動時に必要な巻線形誘導電動機の入力と所内電力容量が加算されている。

8.2.4 主回路結線

発電々動機の電力系統への同期並列は主要変圧器低圧側で行なう方式とする。従って電動機始動用変圧器(所内用変圧器としても使用する)は低圧側より受電する。電動機運転時の相反転は始動用変圧器への分岐点と発電々動機端子間で行なわれる(単線結線図参照)。屋外開閉所の結線はSTEG電力系統の標準結線である格子形結線とする。Kasseb 揚水発電所は225 IV 1回線送電線でTAJEROUINE及びM NIHLA両変電所に接続される。

Kasseb 揚水発電所電気機器の主要諸元を表-8.1に、単線結線図を図-8.19および図-8.20に示す。

8.3 送電線計画および通信設備

8.3.1 送電線の予備設計

(1) 送電線の設備概要

本計画の送電線設備は下記の通りである。

区間 = Kasseb P/S^{※1} から M'Nihla S/S^{※2} まで (Ⅰ期工事と云う)

Kasseb P/S から Tajerouine S/S まで (Ⅱ期工事と云う)

亘長 = Ⅰ期工事分 110 Km

2 120 Km

以下Ⅰ, Ⅱ期とも同じ

電 圧 : 225 kV

電気方式 : 3相3線式 50 Hz

回 線 数 : 1回線設計

電 線 : ACSR 410 mm²

地 線 : Galvanized Steel Cable (GSC) 70 mm²

碍 子 : 254 mm径 標準形懸垂碍子 12 箇連結

支 持 物 : 1回線形

接地方式 : 直接々地

(2) 送電線ルート

Ⅰ期工事のKasseb P/S ~ M'Nihla S/Sのルートはほぼ東西方向にまっすぐで、その西側に位置するKasseb P/Sはアトラス山脈の東端のなだらかな山地にあり、発電所地点の標高はおよそ300 mである。東側に位置するM'Nihla S/S地点は主都Tunisの郊外北西部の平野にあり現在用地の取得が終了した段階である。このM'Nihla S/Sは近い将来Tunis主都の南部にあるNaassen S/Sと結ぶ225 kV外輪線を形成する拠点となる重要な変電所である。

このⅠ期の送電線のルートはおよそむね平坦な地形で最大標高は500 m以下で、伐採を必要とする森林などは皆無で、麦島、オリーブ島が大部分を占め、M'Nihle側はぶどう島が多く、背の高い特殊鉄塔は河川横断箇所以外は必要ないと思われる。

Ⅱ期工事のKasseb P/S ~ Tajerouine S/Sのルートはほぼ南北方向に走っており、これが完成するとⅠ期工事の完成区間とあわせKasseb ~ Tajerouine ~ Oueslatia ~ Naassen ~ M'Nihla ~ Kassebとチュニジア北部の225 kVのグリッドの一部が完成することとなる。Ⅱ期のルー

※1 ; P/Sは発電所の略

※2 ; S/Sは変電所の略

トはⅠ期のそれに比べてよりAtlas山脈の奥深い箇所を走るので地形はやゝけわしいが、特に急峻と云う程でもない。このルートはKasseb P/Sを南へ下り、Teboursouk山脈をTessa川に沿って横断する。この部分がⅠ期・Ⅱ期を通じて最も標高の高い部分だが、山はなだらかであり、特殊な铁塔は必要ないと思われる。Teboursouk山脈を越えて国道5号線沿いに南下し、さらに17号線沿いにTajerouine S/Sに至る。このルートも伐採が必要な森林はなく、表畠、オリブ畠が主である。

ルート選定は20万分の1および5万分の1地形図による机上検討、実地踏査ならびにSTEGカウンターパートの助言を参考に技術的に可能な概略ルートを選定した。実施設計段階では建設、保守の便、地質調査を含めてより詳細なルート調査が必要であろう。

(3) 気象条件

計画地域の過去の気象データを得ることはできなかったが、気温はKasseb地点とTeboursouk山脈越えの部分が最も標高が高く(約900m)Kasseb地点では、冬期わずかではあるが雪の降ることがある。

なおSTEGの設計条件は最高気温50℃、最低気温-5℃、平均20℃であり、設計風速は最大30m/秒(108km/h)との事であるが、概ね妥当な数値と思量される。

(4) 予備設計

(a) 絶 縁

ルート標高は1,000m以下、IKLは不明、系統最高電圧 V_m は245.5kV($V_m = V_N \times \frac{12}{11}$)とし、直接々地系での開閉サージ電圧および商用周波異常電圧を考慮して絶縁設計を行った。

送電線ルートは塩害など汚損条件がないと見られ、従って碍子の連結個数は12個が適当で、標準絶縁間隔および最小絶縁間隔はそれぞれ1,600mmおよび1,250mmとする。これらは170号絶縁階級相当以上である。

(b) 電 線

Kassebが全負荷発電時の系統解析、潮流計算結果によればKasseb~M'Nihla間の平常時最大潮流は1988年ピーク時で166.4MVA(163.4MW+j31.7MVar)、Kasseb~Tajerouine間で1988年ピーク時で188.4MVA(186.6MW+j26.2MVar)であり、188.4MVAは電圧225kVの時484Aの電流となる。この電流容量を持つ電線は電線温度を90℃とすればACSR200mm²以上であるが、本送電線ではコロナ放電による損失、ノイズおよび将来、STEGのグリッドの一部として需要増に対応できる余裕などを考慮し、既設225kV送電線と同サイズであるACSR410mm²を採用することとした。これを採用するとSTEGの225kV送電線はすべてACSR410mm²となり架線金具など同一仕様のもので使用可能である。電線の表面電位傾度は約21kV/cmでコロナ損失、ノイズの面では問題ない。

ルートの環境上、塩害などの懸念はないので特に防蝕構造の特殊仕様の電線を使用する必要はない。

架線設計では常時の電線応力を基準にする必要がある。ここでは電線の機械的疲労を考慮して、EDS (Every day stress) を20%とし、最大使用張力は4,130 k μ とする。

電線支持点には耐振設計上ダンパーを取付けるものとする。

(c) 耐雷設計

当設備の耐雷設計に必要な雷観測データは入手できなかったが、STEQの既設225 kV送電線に架空地線を採用しているように当設備にも架空地線1条を架設し、碍子連にはアーキングホーンを取付け碍子を防護する。

(d) 支持物

I期工事、II期工事のどちらの区間も1回線施設である。少くとも1990年までには2回線の必要は認められない。225 kV級では問題なく鉄塔支持物が有利である。他のタイプ例えばコンクリートポールなどに比して経済的であり、機械的にも信頼度が高い。

電線のスペーシングは標準型鉄塔では水平線間8.6 m、垂直線間を4.5 mとした。標準経間は350 mとした。鉄塔部材は一般構造用鋼材を使用し、特に防蝕性を高める為の特殊な耐候性鋼材は必要ない。

標準鉄塔図を図-8.2.1に示す。

8.3.2 変電所の予備設計

本計画の受電用225 kV変電所引出設備概略は下記の通りである。

(1) M'Nihta S/S (I期工事)

しゃ断器	3φ	1台	2500 MVA	800 A	BCT付
断 路 器	3φ	2台		800 A	
ポテンシャルデバイス	1φ	3台			
避 雷 器	1φ	3台			
ブロッキングコイル	1φ	3台			

(2) Tajerouine S/S (II期工事)

しゃ断器	3φ	1台	2500 MVA	800 A	BCT付
断 路 器	3φ	2台		800 A	
ポテンシャルデバイス	1φ	3台			
避 雷 器	1φ	3台			
ブロッキングコイル	1φ	3台			

なお両受電変電所の位置等についてはすでにSTEGで決定しており、環境(塩害などの)等も特に問題ないとの事である。また変電所母線方式についてはSTEGの標準方式であるリングブス方式とすることとし、必要機器の数量を算出した。

8.3.3 通信設備の予備設計

本計画における通信設備の概要はつぎのとおりである。

機 種	仕 様	Kasseb P/S	M'Nihta S/S	Tajerouine S/S
電力線搬送装置	3ch, 35dBm	2	1	1
ブ ロ ッ ク 装 置		2	1	1
キャリアリレー装置	40dBm	2	1	1
フォルトロケータ	C 形	2		
基地局用 VHF	10W	1		
携帯用 VHF	1W	2	1	1

なおブロック装置は既設電力線搬送回線との周波数干渉を避けるためM'Nihta S/S, Tajerouine S/S に設置する必要がある。I期工事とII期工事各送電線巨長はそれぞれ110 km, 120 kmであり、搬送波の減衰などで特に問題となることはないであろう。

8.3.4 回線構成

給電指令および連系送電線の保安上、必要とする通信回数をつぎの通り構成する。

(1) 給電指令用電話回線

Kasseb P/S, M'Nihla S/S, Tajerouine S/S への給電指令は TUNIS の National Dispatch Center → M'Nihla S/S → Kasseb P/S → Tajerouine S/S のルートで伝送されるものとし、電力線搬送装置により給電指令用電話回線を各区間に設ける。

このプロジェクトに係る電力線搬送電話回線の概要はつぎの通り。

中 給	～ M'Nihla S/S	3 ch	35 dBm	1 系統
	M'Nihle S/S ～ Kasseb P/S	2 ch	35 dBm	,
	Kasseb P/S ～ Tajerouine S/S	1 ch	35 dBm	,

(2) 電力線搬送リレー

Kasseb P/S ～ M'Nihla S/S 間

Kasseb P/S ～ Tajerouine S/S 間

の各区間に電力線搬送リレーを設置し、送電線事故時に相手端のしゃ断器開閉の信号を送る。

(3) 保線用 VHF 回線

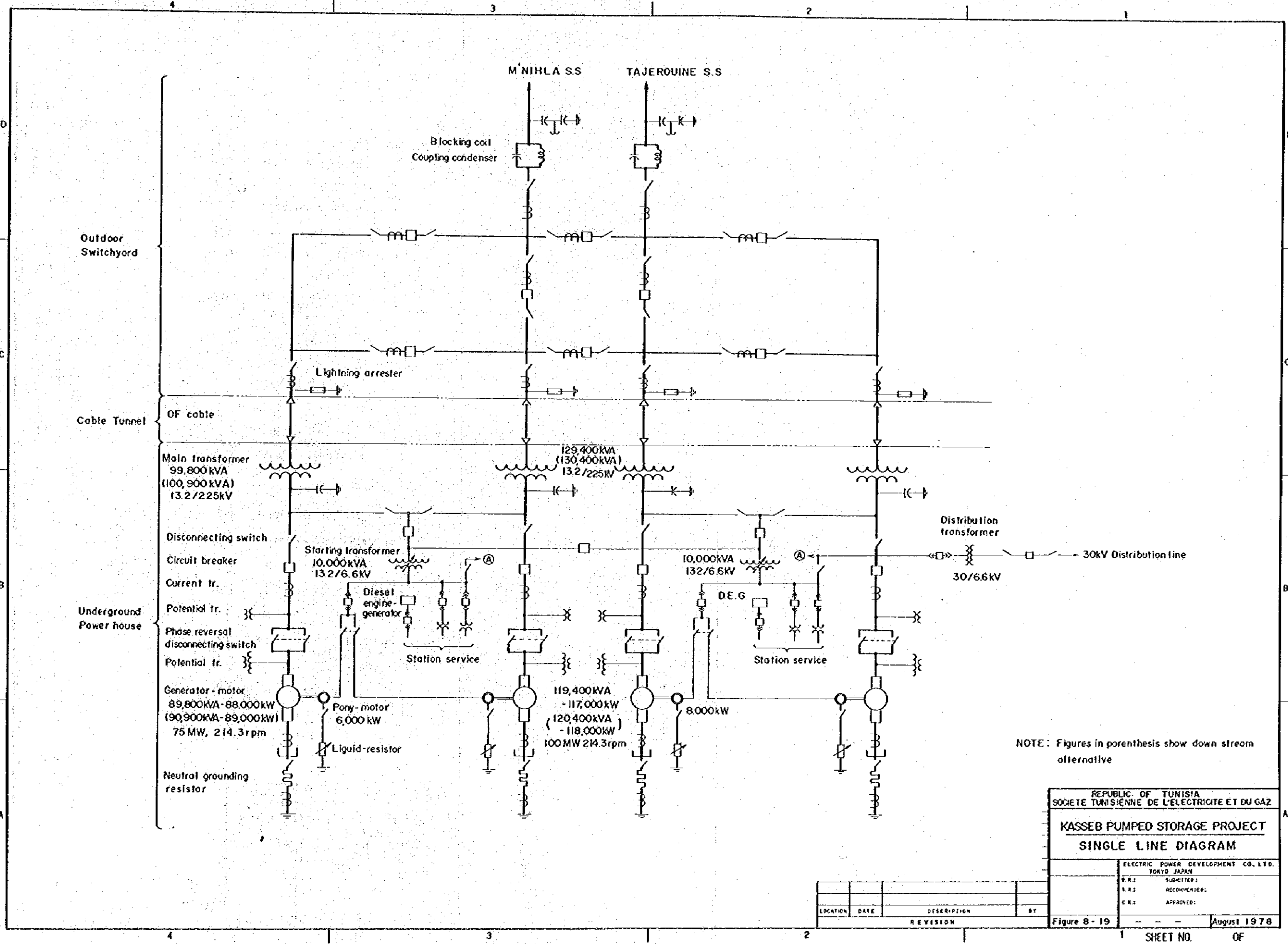
こゝでは仮に Kasseb P/S に I 期, II 期両送電線の保守の本拠をおくものとして VHF 基地局を設置するが、こゝのみでは電波の到達距離が短かく全区間をカバーできないので、M'Nihlea Tajerouine 両変電所にも基地局を必要とする。

(4) フォールト ロケータ

送電線の事故復旧の迅速性をはかるため Kasseb P/S にフォルトロケータ装置を設置し、M'Nihla 向け, Tajerouine 向け, 両送電線の事故時に起動, 標定せしめる。

Tableau 8-1 CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DE L'APPAREILLAGE ELECTRIQUE

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



REPUBLIC OF TUNISIA
SOCIETE TUNISIENNE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

KASSEB PUMPED STORAGE PROJECT
SINGLE LINE DIAGRAM

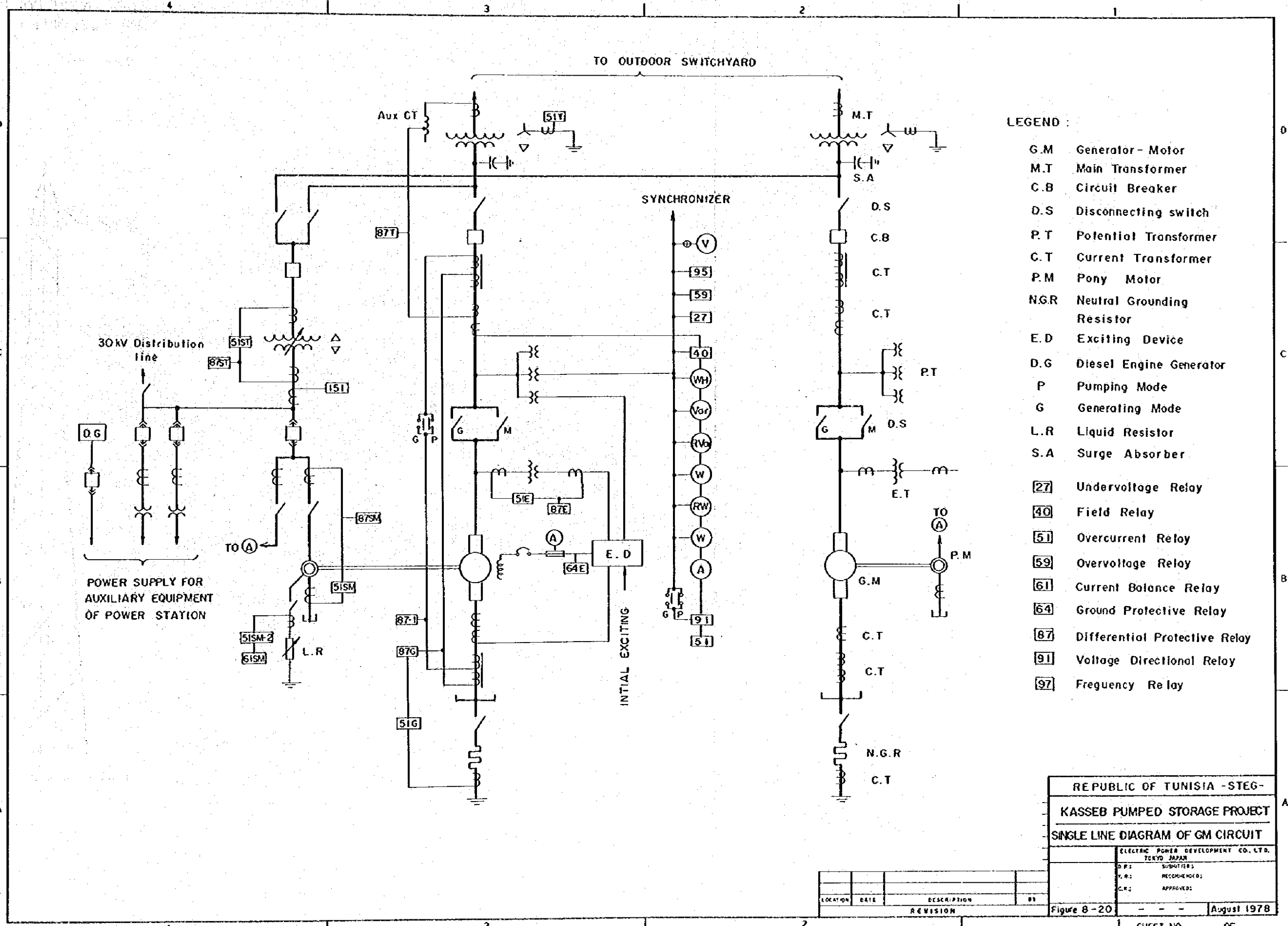
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
TOKYO JAPAN

SUBMITTED: _____
RECOMMENDED: _____
APPROVED: _____

Figure 8-19 August 1978

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

SHEET NO. 1 OF



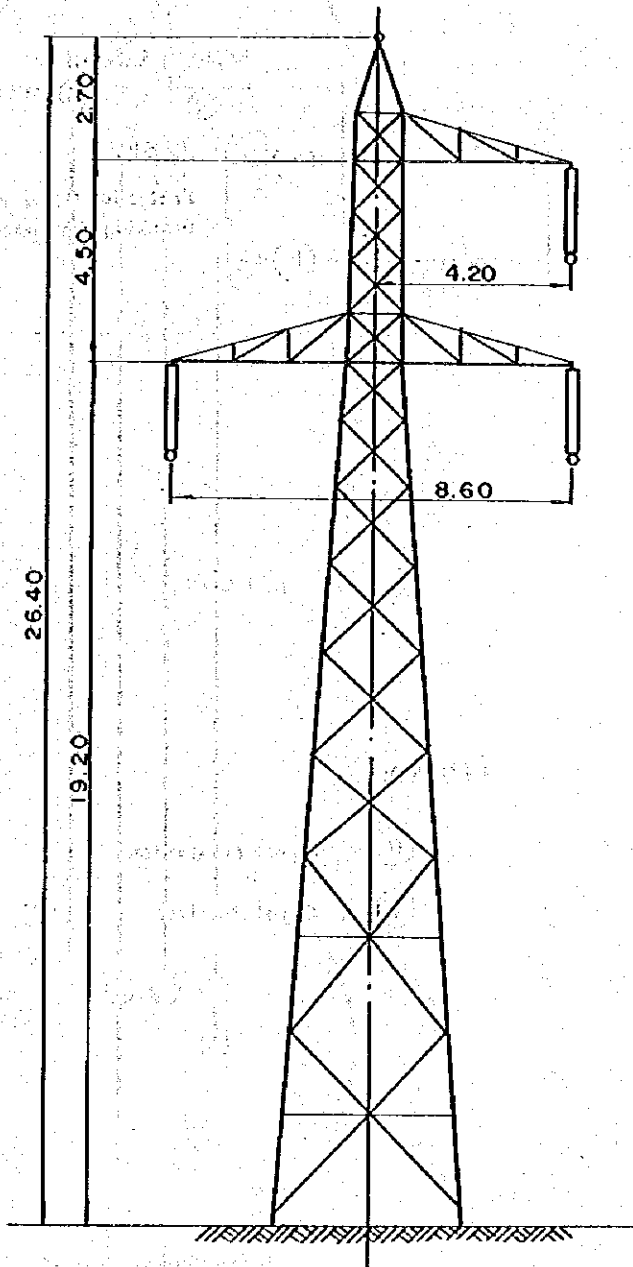
- LEGEND :
- G.M Generator - Motor
 - M.T Main Transformer
 - C.B Circuit Breaker
 - D.S Disconnecting switch
 - P.T Potential Transformer
 - C.T Current Transformer
 - P.M Pony Motor
 - N.G.R Neutral Grounding Resistor
 - E.D Exciting Device
 - D.G Diesel Engine Generator
 - P Pumping Mode
 - G Generating Mode
 - L.R Liquid Resistor
 - S.A Surge Absorber
 - 27 Undervoltage Relay
 - 40 Field Relay
 - 51 Overcurrent Relay
 - 59 Overvoltage Relay
 - 61 Current Balance Relay
 - 64 Ground Protective Relay
 - 87 Differential Protective Relay
 - 91 Voltage Directional Relay
 - 97 Frequency Relay

REPUBLIC OF TUNISIA - STEG -	
KASSEB PUMPED STORAGE PROJECT	
SINGLE LINE DIAGRAM OF GM CIRCUIT	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD. TOKYO JAPAN	
D.P.:	SUBMITTED:
V.R.:	RECOMMENDED:
C.R.:	APPROVED:
Figure 8-20	August 1978

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

SHEET NO. OF

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



Nombre de terre : un terre

Portée normale : 350 mètres

Conducteur : Al-Ac 410 mm²

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

Unité : mètre

Echelle : 1/150

Figure 8-22

POWER LINE CARRIER PROTECTIVE RELAYING SYSTEM DIAGRAM

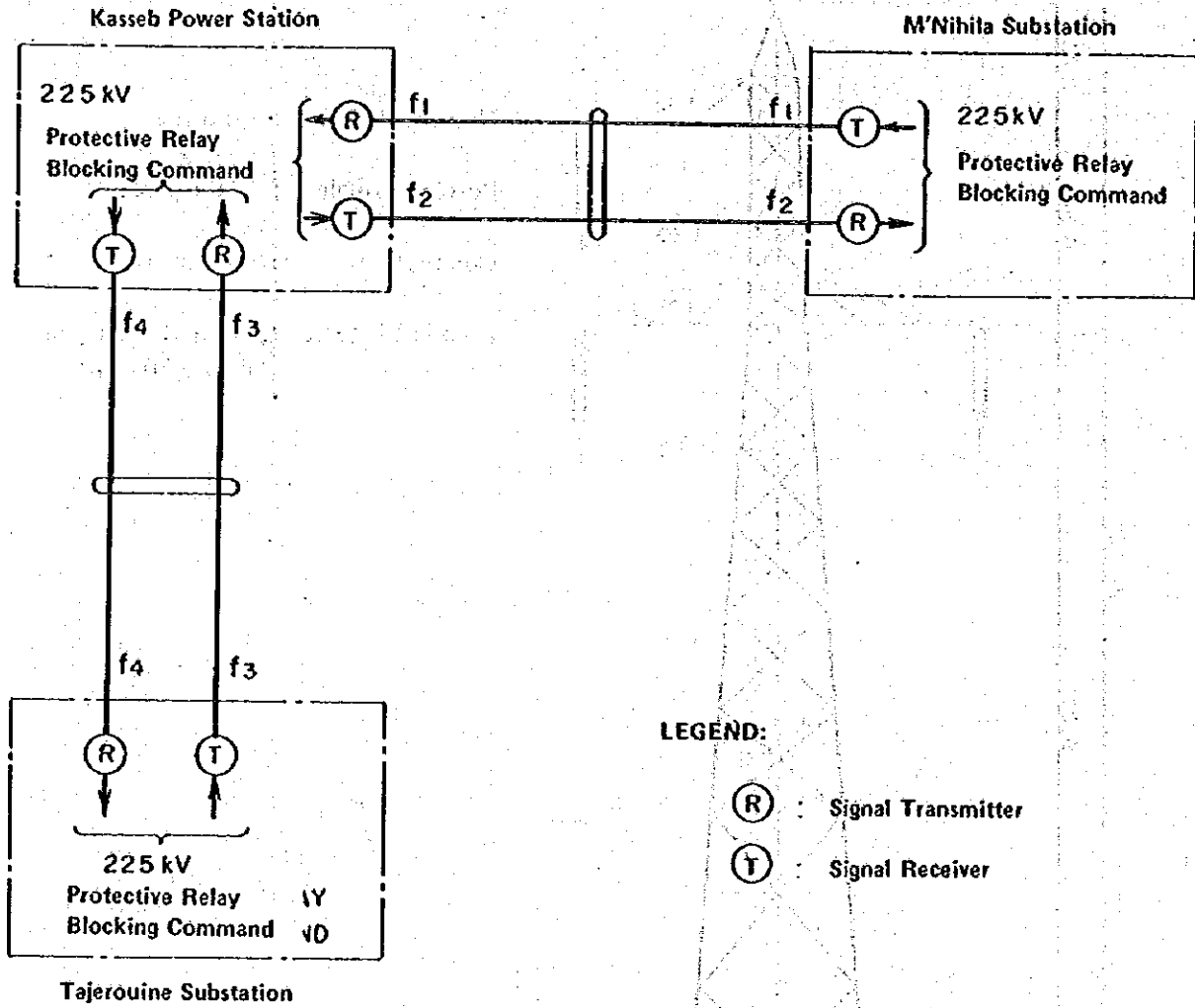
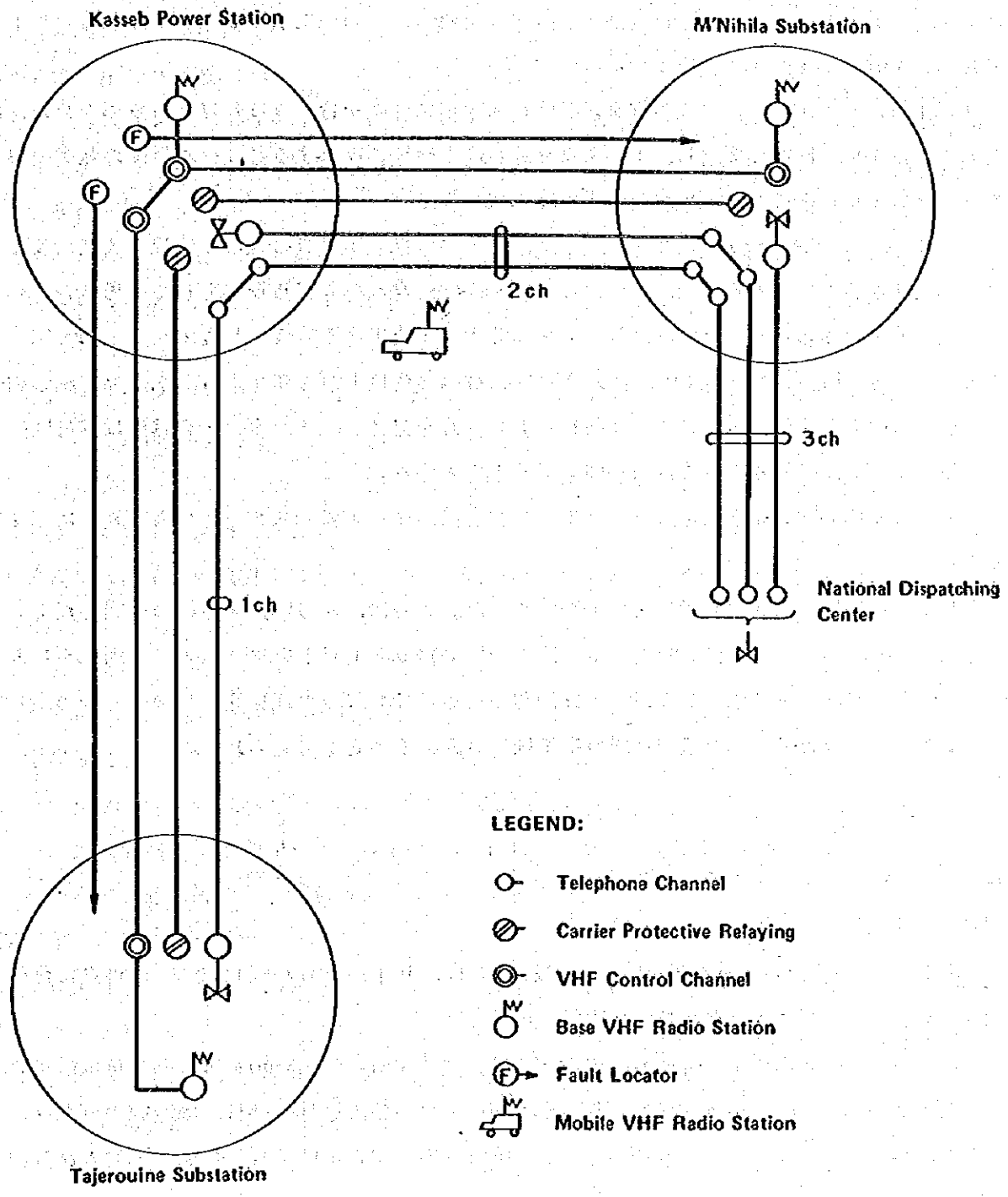


Figure 8-23 TELECOMMUNICATION CIRCUIT DIAGRAM



8.4 工事工程および施工計画

土木工事は1980年後半より準備工事（取付道路、現場仮設備）にかゝり、3、4号機の水車まわりのコンクリート工事および建築工事の一部を残し、その他工事（98%以上）は全て1号機運開の1985年4月までに完了する。

2期工事の土木工事は、1,2号機を運転休止させずに作業を行わなければならないために、ほとんど1期工事と同時に実施し、1部水車附近だけを残すのみとする。また本計画の最大の難工事は、水深30m余におよぶ放水口の水中施工である。

もしKasseb貯水池をDryにできるならば、工程の短縮、工事費の大幅な節減および危険な作業を回避する事ができるものであるが、これはKasseb貯水池が都市用水として使用されているので現実的ではないため、今回は水位を10m低下して施工する計画とした（8.4.2(3)参照）。水力機器・電気機器の発注は1981年、送電線資材の発注は1982年である。水車発電機の据付および送電線工事（各回線につき）は何れも18ヶ月を見込み、また水車・発電機は据付け後、運転開始までそれぞれ4ヶ月の試験期間を置くものとする。

以上によりKasseb揚水発電計画の全工事工程を表示すると表-8.2および表-8.3に示す通りとなる。

なお、この工程表は需給計画に基いて策定された。2号機、3号機、4号機の運開時期（即ち、2号機1986年1月、3号機1988年1月、4号機1989年1月）をベースとして樹てられたものであるが、据付工事の便宜および工事費節約のためには2号機の運開を1号機のその半年後に、また4号機の運開を3号機の運開の半年後に計画することも考えられる。

8.4.2 施工計画

(1) 地域条件および関連事項

(a) 輸送路

Kasseb計画地点は、首都Tunisの西方約100km、Beja市の西北約20kmの地点に位置し、建設工事上からも立地条件に豊まれている。

首都TunisはまたTunisiaの最大の港であり、またBeja市はTunis市より2車線の補装された幹線道路によって連絡されており、Kasseb工事の輸入資材、機材、機器等の荷上げ、また輸送に十分整備されている。Beja市より建設現場までの道路は現状に少々手を入れる程度で支障はない。

(b) 工事用電力

Kasseb揚水発電所工事に必要とする電力は、土木工事機械、工事場所周辺照明器具、トンネル内換気装置、給排水装置および労務者宿舍等への設備をして約6,000kWと想定されるが、その電力供給は最寄の30kV送電線とディーゼル発電装置によって行なわれる。ディーゼル発

電装置は工事完成後、予備電源装置として使用される。

(c) 給水設備

工事用水および飲料水の水源としては、一部上池の湧水も利用できるが主として Kasseb 貯水池の水を使用する。

(2) 工事用材料の調達

工事に用いる主要資材の量は、セメント 72,000 ton, 鉄筋 9,200 ton, 鋼材 8,600 ton, 軽油, ガソリン, 重油等の油脂類約 1,500 Kl と推定される。これらの資材のほとんどは外国から輸入することになる。

フィルダムのコア材, ロック材は工事箇所近傍から容易に採集可能である。フィルター材は近傍に見当たらないため, 骨材プラントを設置しコンクリート骨材の粗骨材, 細骨材と共に上池附近の石灰質山を切崩して精製する事にする。

なお, ダム掘削土砂の盛立利用, 地下構造物掘削スリの盛立および骨材利用を計るものとする。

(3) 施工中の Kasseb 貯水池水位の検討

本計画の放水口工事は, Dry であるか水中とした工事であるかによって設計, 施工および工事に大きく影響する問題である。

本報告では, 下記の検討を行ない工事中の Kasseb ダム水位は満水位の 10 m 以下で運用するものとした。

(a) 検討条件

イ) Kasseb ダムからの放流は開発計画の基礎的条件(4)項より年間を通して $1.40 \text{ m}^3/\text{秒}$ を一定に放流する。

ロ) Kasseb ダムの放流管流量は満水位で最大 $7.5 \text{ m}^3/\text{秒}$ の容量とする。

ハ) 流量資料とその期間は表-6.1 B-1.1 による 18ヶ年間の流量とする。

ニ) 水位と貯水容量との関係は図-7.9 による。

(b) 方法

放流条件をできる限り満足させ, なお且つ水位を低下させられる貯水池の制限水位を求める。

(c) 結果

検討の結果を図-8.2.4 に示す通り施工中の Kasseb 貯水池水位の 10 m 低下運用案は, 18ヶ年間で 1 回貯水池は空になる。しかし都市用水の節水および Ben Metir 貯水池の補給等の方法により対処できると判断されるので施工期間中の貯水池制限水位は満水位より 10 m 低下させた水位で運用する。

(4) 主要構造物の施工

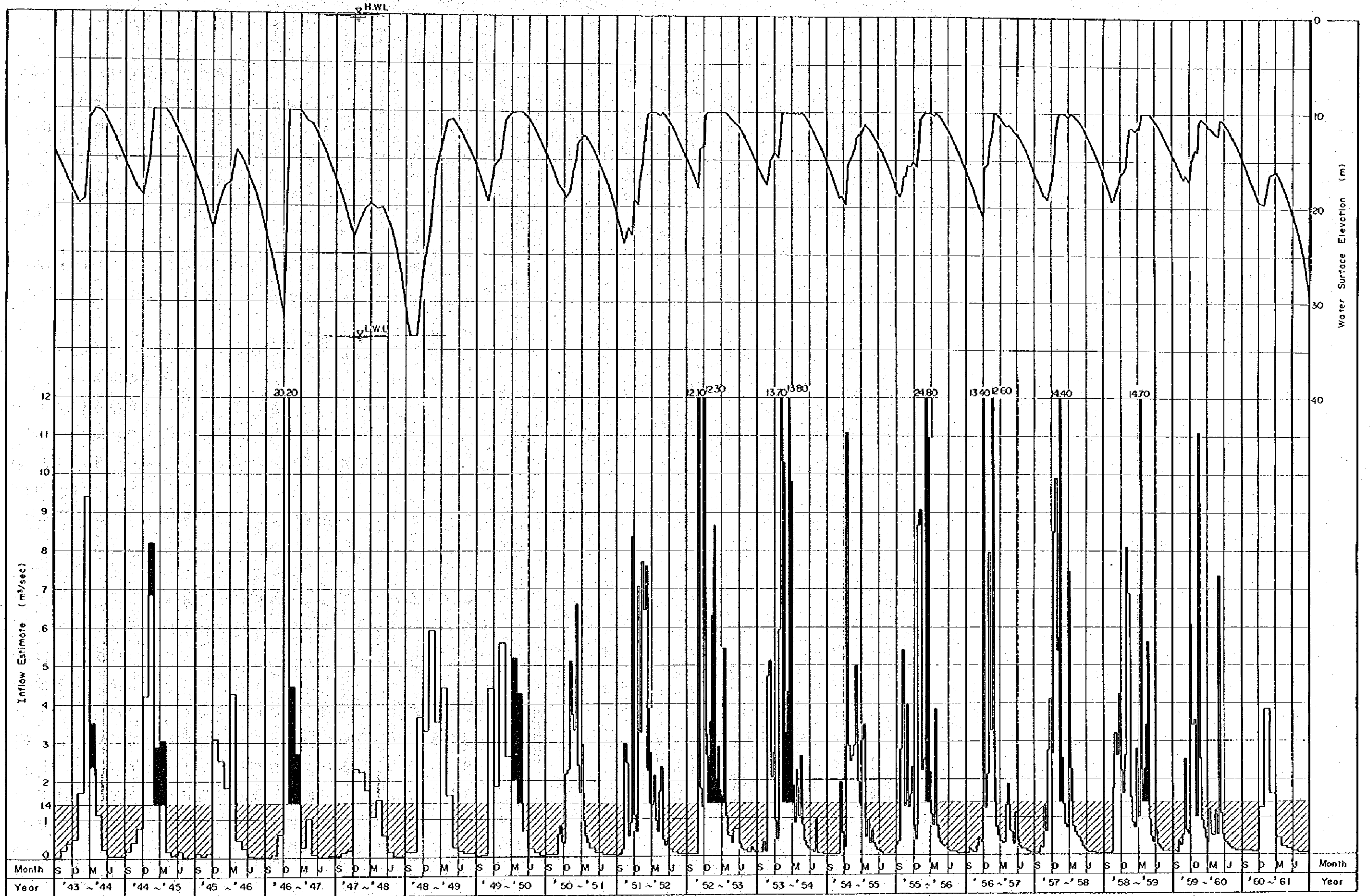
(a) 河流処理

上池ダム地点の洪水量は, 推定の既往最大流量 $5.7 \text{ m}^3/\text{秒}$ と小さい。

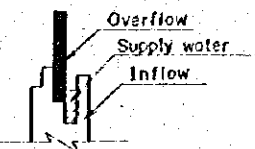
上池ダムの河流処理は, ダム地点の基礎地盤に上流より下流にパイプを埋設して処理する。

Figure 8-24 WATER LEVEL OF LOWER RESERVOIR DURING CONSTRUCTION

- Discharge : 1.40 m³/sec -



LEGEND:



此の設備は将来、土砂吐を兼ねた放流管設備に利用する。

(b) ダム；上池

掘削は左岸側が全般に露頭しているので、風化のはげしい岩の表層程度であるが、右岸側は堆積物がありまた風化により軟弱化してあるので深さ2～8 mに亘って除去する。

ダム地点では河流に沿って断層の存在が予想され、これはダム軸とは直交するが今後の調査によって処置を考慮する。

基礎地盤の透水防止および支持力向上等の地盤改良に対して基礎処理グラウトを実施する。

ダムの盛立てに必要な量は次のとおりである。

フィルダム	959,500 m ³
不透水性材料	146,700 m ³
フィルター材料	92,200 m ³
シュール材料	720,600 m ³

盛立てに使用される主な重機は、ディッパ容量4 m³級のホイールローダー、20 ton 積みのダンプトラック、20～30 ton 級のブルドーザー、ディッパ容量0.8 m³シーブスフートローラーなどである。工事材料採取地よりダム迄の運搬道路は、トラックが十分な速度で往復できるように巾員、こう配および曲線の道路とする。

盛立てのリフト高、および締固めの方法は、試験盛立てを行なって決めるべきである。

(c) 取水口および水圧管路

取水口は掘削に際して地山の侵蝕保護の面より必要以上に荒らさないよう心がけなければならない。

水圧管路は、先ず発電所から上流100 mの鉄管路分岐部の直上流に搬入路から分岐した作業用トンネルを設け、これより上・下流方向にトンネル掘削を行ない、掘削完了後は、鉄管を据付けて、地山と鉄管との空間にコンクリートを充填する。作業用トンネルは換気、ズリ出しおよび資材、機材の搬入に利用する。

(d) 発電所および開閉所

発電所の施工は、先ずケーブルトンネルを作業用に利用して発電所アーチ部に取り付け、アーチ部の掘削を行ない、アーチ部のコンクリート巻立てによって発電所の天井を固定して、放流路からの作業用トンネルと搬入路を利用して発電所本体および基礎部の掘削を行なう。

コンクリート打設は地山の強度によっては安全のために掘削と平行して一部補強的に行なう。クレーンおよび電気機器はコンクリート打設後に組立て据付けを行なう。

開閉所はケーブルトンネルを発電所の施工上、優先的に行ない、敷地造成は所要敷地を掘削と盛土によって平いらに造成する。

(e) 調圧水室および放水路

下流案の調圧水室は、上部の空気孔および下部の作業用トンネルを先行させて掘削を行う。

放水路は調圧水室より上下流に掘削をすすめ、また放水口上流約500 mに作業用トンネルを吸付け上下流に掘削する。調圧水室より上流部は掘削後内張管を据付けてコンクリートを填充する。調圧室およびその下流部は掘削後コンクリートを巻立てる。

放水口との取付け部附近は先進ボーリングを行ない、地山の脆弱および湧水の有無を確かめ、此の様な状態の場合はグラウト等によって十分に地山を補強しなければならない。

上流案は、搬入路トンネルから放水路合流部下流に作業坑を取り付け、上下流側にトンネル掘削を進める。地質的にはマール層が予想されるので施工に際して十分な注意を要する。

(f) 放水口

工事中はKassab 貯水池水位を10 m下げて運用する。(3)項参照。

下流案の施工は、地形的条件と水中工事のためにニューマティックケーソン^{Pneumatic Caisson}を利用した工法とした。

工法は、貯水池内の放水口地点に土砂を投入してニューマティックケーソンの躯体を築造するマウンドを土砂によって造くる。その後、圧気工法によってケーソンを所定の深さに迄沈下（掘り下げ）させて躯体を設置する。設置後放水口下部の立て坑周囲をグラウトによって水密な岩盤に改良して立て坑の掘削を行ない放水路を取付ける。

マウンドはケーソン設置後に、発電、揚水運転に支障を来たさないように取除く。

マウンド取除きと併行して放水口ゲート、スクリーンの据付けと、口形状のコンクリート打設を行なう。

上流案は、貯水池側の地山を遮水物として残し、透水するような場合にはグラウトまたは矢板等によって遮水する。放水口構造物附近は掘り下げて構造物を築造する。その後、貯水池側の地山は、開水路部として切抜けるが一部水中の工事になる。

Graphique 8-1 PROGRAMME DES TRAVAUX
— Variante amont —

Description	Quantité des Travaux	1979		1980		1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988	
		J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D
1. ETUDE DETAILLEE ET SURVEILLANCE DES TRAVAUX (Ingénierie) — ADMINISTRATION																					
2. TRAVAUX PREPARATIFS																					
2.1 CITE DU CHANTIER																					
2.2 ROUTES D'ACCES																					
3. TRAVAUX DE GENIE CIVIL																					
3.1 DERIVATION PROVISOIRE																					
3.2 BARRAGE SUPERIEUR:																					
Excavation	165.100 m ³																				
Bétonnage	440 m ³																				
Remblais	959.500 m ³																				
Injection	7.400 m ³																				
3.3 PRISE D'EAU AMONT:																					
Excavation	114.300 m ³																				
Bétonnage	14.520 m ³																				
3.4 GALERIE D'AMENEE: (Conduite forcée)																					
Excavation	117.000 m ³																				
Bétonnage	51.100 m ³																				
3.5 CENTRALE:																					
Excavation	125.800 m ³																				
Bétonnage	42.750 m ³																				
3.6 TUNNEL D'ACCES:																					
Excavation	26.500 m ³																				
Bétonnage	7.190 m ³																				
3.7 CHAMBRE D'EQUILIBRE:																					
Excavation	65.300 m ³																				
Bétonnage	25.150 m ³																				
3.8 GALERIE DE FUITE:																					
Excavation	749.400 m ³																				
Bétonnage	22.860 m ³																				
Remblais	60.000 m ³																				
3.9 PRISE D'EAU AVAL:																					
Excavation																					
Bétonnage																					
Remblais																					

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

Graphique 8-2 PROGRAMME DE TRAVAUX

- Variante aval -

Description	Quantité des travaux	1979		1980		1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988	
		J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D	J	D
1. ETUDE DETAILLEE ET SURVEILLANCE DES TRAVAUX (Ingénierie) - ADMINISTRATION																					
2. TRAVAUX PREPARATIFS																					
2.1 CITE DU CHANTIER																					
2.2 ROUTES D'ACCES																					
3. TRAVAUX DE GENIE CIVIL																					
3.1 DERIVATION PROVISOIRE																					
3.2 BARRAGE SUPERIEUR:																					
Excavation	165.000 m ³																				
Bétonnage	440 m ³																				
Remblais	959.500 m ³																				
Injection	7.400 m ³																				
3.3 PRISE D'EAU AMONT:																					
Excavation	100.200 m ³																				
Bétonnage	13.800 m ³																				
3.4 GALERIE D'AMENEE: (Conduite forcée)																					
Excavation	93.300 m ³																				
Bétonnage	42.910 m ³																				
3.5 CENTRALE:																					
Excavation	127.100 m ³																				
Bétonnage	43.280 m ³																				
3.6 TUNNEL D'ACCES:																					
Excavation	24.000 m ³																				
Bétonnage	7.500 m ³																				
3.7 CHAMBRE D'EQUILIBRE:																					
Excavation	40.400 m ³																				
Bétonnage	17.730 m ³																				
3.8 GALERIE DE FUITE:																					
Excavation	207.400 m ³																				
Bétonnage	79.340 m ³																				
3.9 PRISE D'EAU AVAL:																					
Excavation	214.900 m ³																				
Bétonnage	26.200 m ³																				
Remblais	290.000 m ³																				

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

第9章 工事費見積りおよび工事工程

第9章 工事費見積りおよび工事工程

9.1 見積り条件

工事費は、自然条件、地域条件、工事規模およびチュニジア国内業者の建設技術水準を総合勘案しつつ、且つ必要な余裕を見込んで見積らなければならない。

9.1.1 土木工事費

チュニジア国内の土木工事費単価については、1975年TECSULT社が作成したKasseb揚水発電計画予備調査報告書に記載の工事費単価と、1976年入札の行なわれたSidi Salemダム発電所計画の入札単価を基に、建設省が積算した1977年3月時点の工事費単価がある。これらの単価をベースとし、本報告書では次の要領で1978年3月時点の単価を設定した。

- (a) 建設省単価について、過去1年間の労務賃銀の値上りを17.5%、その他資材費の値上りを7%と想定して、1978年単価を設定する。
- (b) TECSULT報告書の単価を、1975-77年の2ヶ年間の想定単価上昇率21% ($1.10 \times 1.10 = 1.21$) を乗じ、前項の1977年時点の建設省単価をチェックする。
- (c) (a)項による1978年単価と(b)項による revision 並びに1978年現在の日本国内の単価を総合勘案して、本報告書における単価を設定する。

9.1.2 水力機器・電気・送変電機器代

これらは、現時点における日本および欧米諸国の価格を参考として機器価格を見積った。

9.1.3 予備費

予備費は、土木工事およびゲート・ペンストック等の水力機器については10%、発電所電気機器、送電線、変電所機器、通信機器については7.5%を見込んだ。

9.1.4 Engineeringおよび管理費

実施設計、施工監理等のEngineeringの費用および工事期間中のSTEGの管理費はそれぞれ、直接工事費の5%づつを見込んだ。

9.1.5 内貨、外貨 portion

工事費は、現地通貨部分と外国通貨部分とに分けられるが、このうち、現地通貨所要部分には、国内労務者の賃銀、STEG管理要員の人件費、セメント、鉄筋、木材、燃料、油脂等の工事用資材、内陸輸送費が含まれる。これ以外の水力機器、電気機器、送変電資機材、建設用機械、仮設

備、並びに外国人工事監督員、据付指導員、コンサルタント等の費用は外貨部分として計上される。

以上の内・外貨それぞれについて、水力機器、電気機器、送変電資材については費目別に積上げ、土木工事については、我々の経験に徴して globale な比率を適用した。その結果は次の通りである。

	内貨部分	外貨部分
土木工事	40 %	60 %
水力機器 (据付含む)	10 %	90 %
電気機器 ()	9 %	91 %
送変電設備 ()	22 %	78 %

9.2 総工事費

総工事費の見積りは、下池の利用水深を何れも 15 m とした場合の上流案および下流案について行われた。その結果、上流案は 81,327,900 Dinars, 下流案は 92,744,800 Dinars と見積られ、下流案は上流案に比べて 11,416,900 Dinars の工事費増となる。

上記総工事費の内、外貨別内訳は表-9.1に示す通りである。これによると、総工事費に占める内、外貨のそれぞれの比率は次の通りとなる。

	上流案	下流案
内貨部分	22,111,800 DT (27%)	27,231,300 DT (29%)
外貨部分	59,216,100 DT (73%)	65,513,500 DT (71%)
合計	81,327,900 DT (100%)	92,744,800 DT (100%)

又、参考として下流案利用水深 20 m の総工事費内訳を表-9.2に示した。

9.3 年度別所要資金

工事費の年度別支出については次の前提を適用する。

土木工事	出来高払い
水力機器	
契約時	10 %
船積時	60 %
据付完了時	20 %
通水時	10 %
電気機器	
契約時	10 %

船積時	50%
運開時	40%
送電線資材	
契約時	20%
船積時	60%
建設完了時	20%

以上の前提および前項の工事工程に基づいて年度別所要資金を算出すると、表-9.3および表-9.4の通りとなる。

なお、この年度別資金表は、1978年3月時点の価格を計上したものであるため、現実の資金計画を策定する場合には、今後の物価増高を見込むと共に、工事期間中の借入資金の利子も計上されなければならない。

Tableau 9-1 COÛTS TOTAUX D'AMÉNAGEMENT
– Variante amont –

(Milliers de Dinars)

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

Tableau 9-2 COÛTS TOTAUX D'AMÉNAGEMENT
-- Variante aval --

(Milliers de Dinars)

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

Tableau 9-3 PROGRAMME DES INVESTISSEMENTS
— Variante amont —

(Milliers de Dinars)

Catégorie	Travaux	Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	
TRAVAUX DE GENIE CIVIL	1.1 Routes d'accès	952.0		952.0	203.6								
	1.2 Derivation provisoire	203.6			33.0	436.1	1.481.4	741.0					
	1.3 Barrage supérieur	2.691.5											
	1.4 Prise d'eau amont	1.027.5			509.0	2.034.3	1.559.0	1.558.3					
	1.5 Galerie d'amontée	5.660.6			611.0	612.0	2.584.1	1.519.9					
	1.6 Centrale	5.776.1			891.7						224.0	225.1	
	1.7 Tunnel d'accès	891.7											
	1.8 Chambre d'équilibre				450.0	2.396.8	577.0	730.4					
	1.9 Galerie de fuite	3.423.8				1.600.0	2.085.9	86.7					
	1.10 Prise d'eau aval	4.416.3			172.0	430.0	238.3	300.0	50.0		25.0	25.0	
	1.11 Poste de sectionnement	927.0				300.0	908.7	5.538.6	50.0		249.0	250.1	
	1.12 Salle de contrôle	1.000.0			952.0	7.976.4	909.0	554.0	50.0		25.0	25.0	
	1.13 Contingences	2.700.0			288.0	798.0	909.0	554.0	50.0		25.0	25.0	
	Sous-total	26.970.1		960	1.048.0	8.774.4	9.992.7	6.092.6	55.0		274.0	275.1	
	Total	29.670.1				96.5	5.937.0	1.978.3	990.0				
MATERIEL HYDRAULIQUE	2.1 Conduite de viciage de-fond	96.5			990.0			1.978.3	990.0				
	2.2 Conduite forée	9.895.3					81.0	643.6	81.0				
	2.3 Vanne de diffuseur	805.6				91.0	546.0	182.0	91.0				
	2.4 Blindages	910.0					48.0	379.6	48.0				
	2.5 Vanne de la prise d'eau aval	475.6			990.0	6.124.5	675.0	3.183.5	1.210.0				
	Sous-total	12.183.0		99.0	613.0	68.0	319.0	121.0					
2.6 Contingences	1.220.0			1.089.0	6.737.5	743.0	3.502.5	1.331.0					
	Total	13.403.0											
APPAREIL-LAGE ELECTRIQUE	3.1 Centrale et poste de sectionnement	21.332.4			457.0	457.0	4.572.0	1.220.0	6.704.0	3.048.0	2.437.2	2.437.2	
	3.2 Télécommunication	375.0			457.0	457.0	4.590.0	1.382.0	6.704.0	3.048.0	2.437.2	2.437.2	
		Sous-total	21.707.4		34.0	34.0	344.0	1.04.0	503.0	237.0	189.0	185.0	
	3.4 Contingences	1.630.0			491.0	491.0	4.934.0	1.486.0	7.207.0	3.400.0	2.706.2	2.622.2	
	Total	23.337.4				650.0	1.950.0	3.253.4		650.0			
LIGNE DE TRANSPORT ET LES POSTES	4.1 Ligne de transport	6.503.4				650.0	47.0	143.0	-47.0	190.0	47.0		
	4.2 Postes	474.0				650.0	1.997.0	143.0	3.900.4	190.0	697.0		
		Sous-total	6.977.4			34.0	50.0	155.0	11.0	256.0	15.0	53.0	
4.3 Contingences	540.0			491.0	700.0	2.152.0	154.0	3.556.4	205.0	750.0			
	Total	7.517.4		1.048.0	4.738.3	16.702.9	17.821.7	11.235.1	12.149.4	3.605.0	3.730.2	2.897.3	
COUTS DIRECTS D'AMENAGEMENTS		73.927.9											
COUTS INDIRECTS	5.1 Ingénierie	3.700.0	370.0	778.0	166.0	585.0	624.0	394.0	426.0	126.0	140.0	91.0	
	5.2 Administration	3.700.0	370.0	52.0	221.0	836.0	892.0	562.0	608.0	180.0	200.0	149.0	
		Total	7.400.0	370.0	830.0	387.0	1.421.0	1.516.0	956.0	1.034.0	306.0	340.0	240.0
COUTS TOTAUX D'AMENAGEMENTS		81.327.9	370.0	1.878.0	5.125.3	18.123.9	19.337.7	12.191.1	13.183.4	3.911.0	4.070.2	3.137.3	
REPARTITION DES COUTS	Monnaie domestique	20.670.9	370.0	471.2	1.638.4	5.214.9	5.879.9	3.519.2	2.190.3	537.1	719.7	500.2	
	Devises étrangères	60.657.0		1.406.8	3.486.9	12.909.0	13.457.8	8.671.9	10.993.1	3.373.9	3.350.5	2.637.1	

Tableau 9-4 PROGRAMME DES INVESTISSEMENTS
— Variante aval —

(Milliers de Dinars)

Catégorie	Travaux	Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
TRAVAUX DE GENIE CIVIL	1.1 Routes d'accès	1.020,0		1.020,0								
	1.2 Dérivation provisoire	203,6		203,6								
	1.3 Barrage supérieur	2.691,5		33,0	436,1	1.481,4	741,0					
	1.4 Prise d'eau amont	978,5			409,0	148,5	249,0	581,0				
	1.5 Galerie d'aménagé	4.673,3			606,0	1.635,1	1.315,0	1.314,2				
	1.6 Centrale	5.861,3			900,1	643,0	2.625,2	1.538,0			224,0	225,1
	1.7 Tunnel d'accès	900,1			85,6	2.293,8						
	1.8 Chambre d'équilibre	2.379,4			892,0	3.567,7	3.876,0	2.908,4				
	1.9 Galerie de fuite	11.244,1			172,0	1.762,0	2.719,6	1.435,3				
	1.10 Poste de sectionnement	5.916,9			927,0	430,0	238,3	86,7				
	1.11 Salle de contrôle	1.000,0			370,4	300,0	300,0	300,0	50,0			
	1.12 Sous-total	37.795,7		1.053,0	3.704,4	12.261,5	12.064,1	8.163,6	50,0			25,0
	1.13 Contingences	3.780,0		1.050,0	371,0	1.226,0	1.207,0	816,0	5,0			25,0
Total	41.575,7		1.158,0	4.075,4	13.487,5	13.271,1	8.979,6	55,0			274,0	275,1
MATERIEL HYDRAU- LIQUE	2.1 Conduite de vidange de fond	96,5			775,0	4.649,0		1.550,0	775,0			
	2.2 Conduite forcée	7.749,0					70,0	559,6	70,0			
	2.3 Vanne de diffuseur	699,6				99,0	594,0	198,0	99,0			
	2.4 Blindages	990,0										
	2.5 Vanne de la prise d'eau aval	1.289,2					129,0	1.031,2	129,0			
	2.6 Sous-total	10.824,3			775,0	4.844,5	795,0	3.238,8	1.075,0			
Total	1.090,0			80,0	486,0	81,0	335,0	108,0				
Total	11.914,3			855,0	5.330,5	874,0	3.673,8	1.181,0				
APPAREIL- LAGE ELEC- TRIQUE	3.1 Centrale et poste de sectionnement	21.332,4			457,0	457,0	4.572,0	1.220,0	6.704,3	3.048,0	2.437,2	2.437,2
	3.2 Télécommunication	375,0					18,0	162,0		115,0	80,0	
	3.3 Sous-total	21.707,4			457,0	457,0	4.590,0	1.382,0	6.704,3	3.163,0	2.517,2	2.517,2
Total	1.630,0			34,0	34,0	344,0	104,0	503,0	237,0	189,0	185,0	
4.1 Ligne de transport	23.337,4			491,0	491,0	4.934,0	1.486,0	7.207,0	3.400,0	2.706,2	2.622,2	
4.2 Postes	6.503,4			650,0	650,0	1.950,0	1.950,0	3.253,4	650,0	650,0	650,0	
4.3 Sous-total	474,0			47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	
Total	6.977,4			650,0	650,0	1.997,0	143,0	3.300,4	190,0	697,0	697,0	
4.5 Contingences	540,0			50,0	50,0	11,0	256,0	15,0	53,0	53,0	53,0	
Total	7.517,4			700,0	700,0	2.152,0	154,0	3.556,4	205,0	750,0	750,0	
COUTS DIRECTS DES AMENAGEMENTS		84.344,8		1.158,0	5.471,4	20.009,0	21.231,1	14.293,4	11.999,4	3.605,0	3.730,2	2.897,3
	5.1 Ingénierie	4.200,0		880,0	190,0	697,0	740,0	498,0	418,0	126,0	140,0	91,0
5.2 Administration	4.200,0		58,0	270,0	996,0	1.038,0	712,0	597,0	180,0	200,0	149,0	
Total	8.400,0		938,0	460,0	1.693,0	1.778,0	1.210,0	1.015,0	306,0	340,0	240,0	
COUTS TOTALS DES AMENAGEMENTS		92.744,8		2.096,0	5.881,4	21.702,0	23.009,1	15.503,4	13.014,4	3.911,0	4.070,2	3.137,3
	Monnaie Tunisienne	25.784,4		521,2	2.030,8	7.119,5	7.350,3	4.841,4	2.164,2	537,1	719,7	500,2
Devises étrangères	66.960,4		1.574,8	3.850,6	14.582,5	15.658,8	10.662,0	10.850,2	3.373,9	3.350,5	2.637,1	

第10章 經濟解析

第 10 章 経 済 解 析

10.1 分析 方法

10.1.1 比較対象の代案

発電計画の経済性評価は、当該プロジェクトと“同等のサービス”を提供する代案プロジェクトとの現価換算総費用の比較と云う形で通常行なわれる。この場合、同等のサービスとは、日負荷および季節的負荷の変動に即応しつつ発電することを意味するが、これらの負荷変動に即応し得るような起動の迅速性と云う点から見て、Kasseb 計画の最適の代案はガスタービン発電所である。従って、本章の経済解析は Kasseb 計画および同計画と同等の発電能力を持つガスタービン発電所との現価換算総費用の比較と云う形で行なわれる。この場合、Kasseb 計画については“上流案”および“下流案”を経済解析において取上げることとする。

10.1.2 “内部収益率”による解析

(1) 算定方法

経済解析の基本的なやり方は、Kasseb 計画とその代案のそれぞれについて建設費、運転維持費、燃料費および設備更新費を含む総費用を幾通りかの割引率、例えば年率 8%、10%、12% 等の割引率を用いて、現価換算し、両者の総費用現価曲線の交点に定まる内部収益率を求めることである。次に、この内部収益率をテュニジア国内で公共部門の諸プロジェクトに対して通常適用されている社会的割引率と比較し、それによって Kasseb 計画の経済性を判定する。

(2) 物価上昇率の適用

インフレーションの問題は今日新しい問題ではないが、近年に至り、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% 以上上昇したし、また石油危機をはさんだ 1970—1977 年では、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、それぞれ設備の耐用年数を異にする二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ならしめるためには、そこに将来の物価上昇を織込むことが適当である。事実、運転維持費や設備更新費等の将来の費用を現在の価格水準と同一と仮定するのは決して現実的ではない。通常 2 つのプロジェクトの経済性比較の際に、インフレの影響は便益と費用の双方に影響するので無視して差支えないとされているが、このことは両プロジェクトに対する当該影響度が全く等しい場合に言えることであって、揚水発電所とガスタービンのように両者の耐用年数に大きな開きのある場合には、インフレの影響度も考慮するのが妥当である。物価上昇率の予測につい

て、1975年3月の世界銀行の報告書は1979年以降1987年までの予測を行なっているが、これによると、機器類については年率8~7%、土木工事については年率12~10%、エンジニアリングについては年率10%の価格上昇率の適用がサジェストされている。併し乍ら、最近における世界の物価動向を考慮すると、次に示すように、世界銀行による上記予測はやゝ高目と思われる。

(a) 工業製品卸売物価指数 (1970年=100)

日本	1977年指数	159.5	年平均上昇率	6.9%
米国	"	178.0	"	8.6%
西独	"	142.2	"	5.2%
仏国	"	168.7	"	7.7%
			平均	7.1%

(b) 電気機器価格指数

同期間における電気機器の価格上昇について見ると、発電機は年率約7%、変圧器は約5.5%、遮断器は約6%上昇している。電気機器全体における発電機価格のウェイトは殆ど支配的であるので、機器全体としての価格上昇率は約7%と推定される。

また、石油および石油系燃料価格は1970~1977年間で丁度3倍(年平均上昇率17%)に急増したが、今後における長期の価格予測としては、一般物価の上昇率とほぼテンポを同じくするものと考えて差支えないであろう。

本報告書における経済評価は、以上の物価動向と Kasseb 揚水発電計画の内部収益率との相関を解析しつつ行なうこととする。

10.2 現価換算総費用

Kasseb 計画および代案ガスタービン計画の総費用は、それぞれの建設費、運転維持費、燃料費および設備更新費である。これらは Kasseb 計画の実施設計のための準備が1979年中に開始を妥当とすることを考慮し、経済比較のため全て1979年初頭において現在価値換算されるものとする。

10.2.1 建設工事費

(i) Kasseb 計画

Engineering費用および管理費を含めた Kasseb 計画の上流案建設費および下流案建設費はそれぞれ第9章に示す通りである。このうち、KassebよりM'Nihla変電所およびTajerouine変電所に到る送電線は、Kasseb計画に必要なものであると同時に、全国送電系統の安定性強化と供給信頼度の向上に極めて貢献するものである。従って、Kasseb計画の経済性評価の際には、これら送電設備建設費のうち、Kasseb計画の費用としてアロケートすべきものは、大まかな概算でそ

の%とする。

以上により、経済解析に適用される Kasseb 計画の建設工事費は次の通りとなる。

(1,000 Dinars)

項 目	上 流 案			下 流 案 "A"		
	外 貸 分	内 貸 分	計	外 貸 分	内 貸 分	計
揚 水 発 電 所	51.055.1	15.355.4	66.410.5	56.858.5	19.968.9	76.827.4
送 変 電 設 備	2.950.9	807.8	3.758.7	2.950.9	807.8	3.758.5
Engineering 管理費	3.700.0	3.700.0	7.400.0	4.200.0	4.200.0	8.400.0
計	57.706.0	19.863.2	77.569.2	64.009.4	24.976.7	88.986.1

上記費用の年度別支出状況と現在価値換算額は表 10.1 に示す通りである。

(2) 代案ガスタービン計画

(a) ガスタービン発電所

第 3 章で述べたように、1985~1989 年頃には単機容量 76MW クラスのガスタービンが普通に使用されるようになると予想される。このため、Kasseb 計画の代案として、我々は 76MW × 6 台、合計 456MW のガスタービン計画を考慮した。扱、事故または点検等によるガスタービンの停止率については、Tunis Sud (TG-1, TG-2) および Ghannoueh II (TG-1, TG-2, TG-3) の 1976~1977 年間の実績によると、13.7% となっている。これに対し、我々が日本で通常見ている揚水発電所のそれは 2% 程度である。従って、設備出力 350MW に対応するガスタービン発電所の所要出力は下記の如く 397MW となる。

$$(350 \text{ MW} \times 0.98) / (1 - 0.137) = 397 \text{ MW}$$

従って、経済比較と云う立場からするならば代替ガスタービン計画の建設費を想定するためには、397MW に単機容量 76MW のガスタービンの KW 当り建設単価を乗ずればよい。

1978 年 7 月、日本で 76MW × 2 台のガスタービン発電所が運開したが、変電設備も含めた総工事費は 8,432 百万円であった。従って、KW 当り 54,920 円となる。従って、180 円 = 1 US\$ = 0.406 Dinars の交換レートで計算すると、KW 当り 124 Dinars となる。このコストの内、約 20% が変電設備の費用である。

従って、第 3 章で述べたガスタービン計画の工程表に従って当該計画の工事費を見積ると次のようになる。

		(1000 Diraars)		
年 次	合 計	内 訳		
		T G	変電設備	
1985	76 MW × 1 × 124	9.424	7.544	1.880
1986	76 MW × 1 × 124	9.424	7.544	1.880
1988	76 MW × 2 × 124	18.848	15.088	3.760
1989	76 MW × 2 × 124	18.848	15.088	3.760
	小 計 456 MW	56.544	45.264	11.280
	△ 59 MW × 124	- 7.316	- 5.856	- 1.460
	差引合計 397 MW	49.228	39.408	9.820

我々がテュニジアで入手した資料等から判断すると、上記コストのうち 90% は外貸分、10% が内貸分と思われる。従って、上記コストの内、外貸別内訳は次の通りとなる。

(1000 Dinars)			
項 目	外 貸	内 貸	合 計
ガスタービン発電所	35.468	3.940	39.408
変 電 設 備	8.840	980	9.820
合 計	44.308	4.920	49.228

また、上記建設工事費の年度別支出状況と現在価値換算額は表 10.2 に示す通りである。

10.2.2 運転維持費

(1) Kasseb 計画

運転維持費は、運転保守要資の人件費および維持修繕費に大別することができる。

(a) 人 件 費

完成後の Kasseb ダム、発電所の運転保守委員について、我々が STEG の発電部と討議した結果では、STEG 側は次の如き編成を考えている。

発 電 所 長	1 名
次 長	1 名
直の責任者	4 名
直 員	4 名
電 工	1 名
機 械 工	2 名
溶 接 工	1 名
運 転 手	1 名
離 役 夫	1 名
計	17 名

また、人件費評価については、STEG側の見積りでは 1978 年度は前回の報告書における見積り (1,650 Dinars/人) の 12% 増し、即ち 1,850 Dinars/人程度と見ている。

次に、送変電設備の人件費については、国際的な統計で直接工事費の約 0.5% となっているので、この比率を適用することとする。

従って、プロジェクト完成後の人件費の年間総額は次のように見積られる。

・ダム発電所	……	1,850 Dinars × 17	=	31,450 Dinars
・送変電設備	……	3,750,000 Dinars × 0.005	=	18,750
				計 50,200 Dinars

(b) 維持修繕費

同じく国際的な統計調査の結果では、維持修繕費は、直接工事費に対してダム発電所の場合には約 1%、送変電設備の場合には約 2% であるので、これらの比率を適用することとする。なお、これら維持修繕費のうち、約 80% は輸入による保守用資材と想定する。従って、維持修繕費の年間見積り額は次の通りとなる。

・ダム発電所：

$$66,410,000 \text{ Dinars} \times 0.01 = 664,105 \text{ Dinars (上流案)}$$

$$76,827,400 \text{ Dinars} \times 0.01 = 768,274 \text{ Dinars (下流案)}$$

・送変電設備：

$$\text{Dinars} \times 0.02 = 75,174 \text{ Dinars}$$

$$\text{計 } 739,379 \text{ Dinars (上流案)}$$

$$\text{計 } 843,448 \text{ Dinars (下流案)}$$

以上により、完成後の Kasseb 計画の運転維持費の年間総額は次のように見積られる。

項 目	(1000 Dinars)					
	上 流 案			下 流 案		
	外貨分	内貨分	計	外貨分	内貨分	計
人 件 費		50.2	50.2		50.2	50.2
運 転 維 持 費	591.5	147.9	739.4	674.7	168.7	843.4
計	591.5	148.1	739.6	674.7	218.9	893.6

また、上記運転維持費の年度別支出状況と現在価値換算額は表 10.3 に示す通りである。

(2) 代案ガスタービン計画

ガスタービン発電計画の場合も、運転維持費は人件費と維持修繕費に大別される。

(a) 人 件 費

我々が行なった 1977 年の調査によると、ベース運転の Ghannouch II ガスタービン発電所の運転保守要員は 26 名であった。これに対して、Kasseb の代案であるガスタービン発電所はビ

一時的需要を満たすためにだけ発電するものである。本報告書では、この点を考慮し、Goulette, Sfax, Metlaoui の3箇所計画される代案ガスタービン発電所の各々に対して、運転保守要員の数はそれぞれ10名と想定した。従って、3ヶ所で合計30名である。

従って、人件費は次のようになる。

$$1,850 \text{ Dinars} \times 30 = 55,500 \text{ Dinars}$$

(b) 維持修繕費

同じく、統計的調査の結果によれば、ガスタービン発電所も変電所も維持修繕費はそれぞれの直接工事費に対して約2%である。また、これら費用のうち、約80%は輸入による保守用資材と想定される。従って、維持修繕費の年間見積額は次の通りとなる。

$$49,288,000 \text{ Dinars} \times 0.02 = 984,560 \text{ Dinars}$$

また、内外貸別の内記は次の通りとなる。

(1,000 Dinars)			
項 目	外 貸 分	内 貸 分	計
人 件 費	-	55	55
維持修繕費	788	197	985
計	788	252	1,040

また、上記運転維持費の年度別の支出状況と現在価値換算額は表-10.4に示す通りである。

※ 運転維持費は年の中央から現価に換算するのが適当である。コンスタントな年経費支出をAとし、割引率をiとすれば、n年における支出Aの現在価値は次の通りとなる。

$$A / \left\{ (1 + \frac{i}{2}) (1 + i)^{n-1} \right\}$$

若し、年間のインフレ率をeとすれば、上記現価額は次の通りとなる。

$$A (1 + \frac{e}{2}) (1 + e)^{n-1} / \left\{ (1 + \frac{i}{2}) (1 + i)^{n-1} \right\}$$

従って、このインフレ率を考慮した場合の年支出Aのn年間に亘る現価換算合計額Seは次の式で表わされる。

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

従って、Kasseb計画および代案ガスタービン計画それぞれについて、上記公式を適用してインフレを考慮した現価額を算定する。

10.2.3 燃料費

(1) 使用燃料

Kasseb 発電所の揚水に必要な電力は、1号機運開当初は Sousse 汽力発電所 (150 MW × 2) 或は Ghannouch 汽力発電所 (単機容量 30 MW) によって供給されるものと予想されるが、その後次々に大単機容量の新鋭機が増設されるに伴い、揚水用所要電力の全量が Sousse 汽力発電所 150 MW 発電機によって供給されることとならう。

一方、第4章で述べたように、使用燃料について我々はその3通りの想定を樹てた。

- ・ 第1の想定(ケース“X”)は、テュニジアには全ての需要を満たすに十分な天然ガスが利用可能になると云う場合である。この場合には、ガス価格はその供給原価 $25 \text{ DT}_{\text{TEP}}$ とならう。
- ・ 第2の想定(ケース“Z”)はテュニジアの天然ガスが国内需要の一部しか満し得ない場合を考えるものである。この場合には、ベース火力は $35 \text{ DT}_{\text{TEP}}$ の重油を使用し、ガスタービンは $50 \text{ DT}_{\text{TEP}}$ の軽油を使用することとならう。
- ・ 第3の想定(ケース“Y”)は限界費用理論の立場から、ピーク時のガス価格と深夜オフピーク時のガス価格とは当然異なる筈であると云う考えから来るものであって、その説明は次に述べる。

(2) ガス価格の調整について

- (a) 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越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。このようにして、電力消費の場合と同様に、ガス需要についてもピーク時および深夜オフ・ピーク時のそれぞれの需要家責任は当然異なるので、Kasseb 発電所の揚水時の使用天然ガスについては、供給原価に然るべき調整を加えた価格を適用すべきである。
- (b) 電力の場合と同様に、天然ガス供給原価の大部分は資本費(設備償却費)で占められており、また、日負荷曲線の形状も電力のそれと殆ど同様である(天然ガスの最大の需要家は電気事業である。)原価計算の点から極めて大胆な approximation をするならば、ピーク時およびオフ・ピーク時の供給原価比はそれぞれの需要規模の比(従って供給設備の比)に成程度比例するであろう。従って、本経済評価では、電力の場合のピーク時とオフ・ピーク時の

需要規模の比、即ち 2:1 を考慮して深夜オフ・ピーク時のガス供給原価の低減率を 0.5 と想定することとする。

以上により、本経済分析では、次の 3 通りの燃料価格を基として燃料費を算定する。

項 目	Kasseb 揚水用電力		代案ガスタービン	
	使用燃料	価 格	使用燃料	価 格
ケース "X"	天然ガス	25 DT/TEP	天然ガス	25 DT/TEP
" Y"	"	12.5 DT/TEP	"	25 DT/TEP
" Z"	"	35 DT/TEP	ガス・オイル	50 DT/TEP

(3) 燃料消費率

(a) 揚水用ベース火力燃料消費率

10.2.3(1) で述べたように、Kasseb 発電所の揚水用電力は、単機容量 150 MW の Sousse 火力発電所によって供給されるであろう。

燃料消費率は発電所負荷率に伴って変動するが、単機容量 150 MW の燃料消費率は負荷率 60% の場合、 $2,486 \text{ Kcal/Kwh}$ (熱効率 34.6%)、負荷率 100% の場合、 $2,453 \text{ Kcal/Kwh}$ (熱効率 35.1%) である。今、揚水用電力を補給するため、発電機が負荷率 60% の状態が 100% の状態まで稼動が高められるものと仮定すると、揚水時のベース火力の燃料消費率は次の通りとなる。

$$\frac{(2,453 \times 100) - (2,486 \times 60)}{40} = 2,404 \text{ Kcal/Kwh}$$

(b) 代案ガスタービン計画

現在、使用されている単機 76 MW クラスの仕様書によると、KWh 当り燃料消費量は発電端で $2,986 \text{ Kcal/Kwh}$ 、送電端で $3,282 \text{ Kcal/Kwh}$ である。

単機容量 76 MW クラスのガスタービンの場合、起動から併例運転までの所要時間約 10 分間で、この間の燃料消費率は、100% 負荷時の約 35% である。従って、1 日運転時間 3.3 時間のピーク用ガスタービンの燃料消費率は、起動時損失を考慮し、次の通りとなる。

$$(3,282 \text{ Kcal/Kwh} \times 10/60 \times 0.35 + 3,282 \text{ Kcal} \times 3.3) / 3.3 = 3,340 \text{ Kcal/Kwh}$$

(4) 揚水発電所総合効率

機器の効率は揚水時において、トランス 0.995、モーター 0.975、ポンプ 0.89、発電時において水車 0.89、発電機 0.975、トランス 0.995 である。また、水路の効率は 0.888 と算定され、送電ロス約 3% と見込まれるので、Kasseb 揚水発電所の総合効率は 64.3% と推定される。

(5) Kwh 当り燃料費

以上の燃料価格および燃料消費率を基として、Kasseb発電所の揚水用電力を供給するベース火力および代案ガスタービン発電所のそれぞれのKWh当り燃料費を算定すると次の通りとなる（1 TEP = 10,500 Kcal/kgとする）。

	揚水用電力	ガスタービン
ケース“X”	5.7 millimes / Kwh	8.0 millimes / Kwh
ケース“Y”	2.85 millimes / Kwh	8.0 millimes / Kwh
ケース“Z”	5.7 millimes / Kwh	15.9 millimes / Kwh

上記のKWh当り燃料単価と揚水発電総合効率を基として算定される年度別の燃料費支出および現価換算額は表-10.5に示す通りである。

10.2.4 設備更新費

(1) Kasseb 計画

設備の耐用年数は、国際的な基準およびテュニジア国内の基準を考慮して、次のように想定する。

土木構造物	50年
鉄塔，送電線	50年
電気機器	30年

従って、Kasseb計画では、運開 30 年後に、次の設備が更新されるものとする。

発電所機器および通信設備	23,337,400 Dinars
変電所引込設備	$474,000 \times 1.075 / 2 = 254,800$ Dinars
計	<u>23,592,200 Dinars</u>

(2) 代案ガスタービン計画

ガスタービンの耐用年数の算定方法は、makerの系列によって様々であるが、本 study では次の方式を適用する。

$$Z_e = \underbrace{b_B \cdot Z_B + b_p \cdot Z_p + b_R \cdot Z_R}_{\text{運転時間数による寿命}} + \underbrace{a_n \cdot N_n + a_f \cdot N_f}_{\text{起動回数による寿命}}$$

ここで、 $Z_e = 80,000$ 時間

- Z_B …… Base load 運転時間数（過負荷運転なし）
- Z_p …… Peak load “ （約 8.5% の過負荷運転）
- Z_R …… 緊急時 “ （約 13% の過負荷運転）
- N_n …… 通常運転の起動回数
- N_f …… 急速運転の “

b_B …… 常数 1

bp …… 常数 5
 br …… 常数 12
 an …… 5 時間
 af …… 20 時間

運転時間数については、代案ガスタービン発電所の一日平均運転時間は 3.3 時間で、日曜日を除いて毎週 6 日間稼働するものと想定される。

また、系統に併列後、全負荷に到る所要時間は通常起動の場合は約 10 分、急速起動の場合は 3 分である。代案ガスタービン発電所は単機容量 76MW クラスのガスタービン 6 台を以て構成されるが、全く Kasseb と同様の負荷追従を行なうためには、少なくとも全機の半数は急速起動が必要と考えられる。

以上により、代案ガスタービン発電所の平均耐用年数は次のようになる。

$$80,000h \div (1 \times 3.3h \times 365 \times \frac{5}{7} + 5h \times 365 \times \frac{3}{7} + 20h \times 365 \times \frac{1}{7}) / \text{年}$$

$$= 16.2 \text{ 年}$$

但し、上記算定によって得られる耐用年数は所定の running inspection (毎週)、service inspection (一定運転時間毎の燃料系統の inspection)、タービン点検、および全体オーバーホールが理想的に行なわれた場合のものであり、実際の耐用年数はこれよりも短いのが普通である。本 study では代案ガスタービン発電所の耐用年数は 15 年と想定する。

従って、ガスタービン計画の場合には、設備更新費として、次の設備費がガスタービンについては、運開後 15 年毎に、また付帯変電所については運開後 30 年目に支出されることとなる。

項 目	(1,000 Dinars)	
	ガスタービン	変電所機器
Kasseb 1 号機代替	7,544	1,880
Kasseb 2 号機 "	7,544	1,880
Kasseb 3 号機 "	15,088	3,760
Kasseb 4 号機 "	9,232	2,300
計	39,408	9,820

(3) インフレを考慮した設備更新費の現価換算方式

Kasseb 発電所の耐用年数 50 年間の間に更新される代案ガスタービン、変電所設備、Kasseb 発電所自体の電気機器は、更新の都度、インフレの影響によって設備費が高騰する。今、インフレによる年間物価上昇率を e 、割引率を i とすると、初期投資額 P 、耐用年数 15 年のガスタービンの設備更新費 R は次のようになる。

$$\text{第 1 回 (15 年後)} \quad R_1 = P(1+e)^{15} / (1+i)^{15}$$

$$\text{第 2 回 (30 年後)} \quad R_2 = P(1+e)^{30} / (1+i)^{30}$$

第3回(45年後) …… Sinking fund method を適用して次の式を得る。

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

同様にして、初期投資額 P' 、耐用年数 30 年の変電所および Kasseb 発電所電気機器の設備更新費 R' は次の算式を用いて得られる。

$$R' = P'(1+i)^{30} \times \frac{i(1+i)^{30}}{(1+i)^{30}-1} \times \left(\frac{(1+i)^{50}-1}{i(1+i)^{50}} - \frac{(1+i)^{45}-1}{i(1+i)^{45}} \right)$$

上記の算式を適用して算定された Kasseb 計画および代案ガスタービン計画のそれぞれの設備更新費は表-10.6 および 10.7 に示す通りである。

10.3 内部収益率

前節 10.2 で述べた諸費用を Kasseb 揚水発電所の全耐用年数(50年と仮定する)に亘って現価換算すると表 10.1 ~ 10.7 に示す通りとなり、これらを総括した総現価額は表 10.8 に示される。

今、表 10.8 を用いて割引率を横軸にとり、総費用現価額を縦軸にとって、Kasseb 計画と代案ガスタービン計画のそれぞれの総費用曲線を描き、これら両曲線の交点、即ち内部収益率を求めると次のようになる。

項 目	内 部 収 益 率		
	物価不変の時	物価上昇率 5%の時	物価上昇率 7%の時
ケース“X”			
上流案	2.8	8.4	10.6
下流案	2.0	7.2	9.3
ケース“Y”			
上流案	5.4	11.1	13.2
下流案	4.5	9.8	11.9
ケース“Z”			
上流案	2.6	8.2	10.4
下流案	1.8	7.0	9.1

10.4 結 論

テュニジア国では、プロジェクトの経済評価に際して、公式に定められた割引率(所謂 Social rate of discount)はないが、従来 of 報告書では 10% を適用している例がある。この点について、国際金融機関等で適用している長期貸付金利等も参考となろう。これら機関では通常 8

%前後の金利を適用しているので公共プロジェクトに期待すべき内部収益率は8乃至10%を以て基準としてよいであろう。今、前表の数字を用いて Kasseb 計画の内部収益率と物価上昇率との相関関係を図示すると、図-10.1に示す通りとなる。この相関図から、Kasseb 計画の経済性について、次の如き結論が得られる。

(1) 同一の使用燃料(天然ガス)と同一の燃料価格を前提とした場合(ケース“X”)

Kasseb 計画上流案は物価上昇率が年平 4.7%以上、下流案は 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) 同一の燃料(天然ガス)を使用するが、深夜揚水用燃料価格をピーク時のその約 $\frac{1}{2}$ と仮定した場合(ケース“Y”)

Kasseb 計画の上流案は、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、ガスタービン計画よりも経済性がある。

(3) 揚水用電力は重油または輸入天然ガス、代案ガスタービンは軽油を使用するものと仮定した場合(ケース“Z”)

Kasseb 計画の上流案は、物価上昇率が 4.9%、下流案は 6.0%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。

(4) 物価の上昇を無視して算定した場合

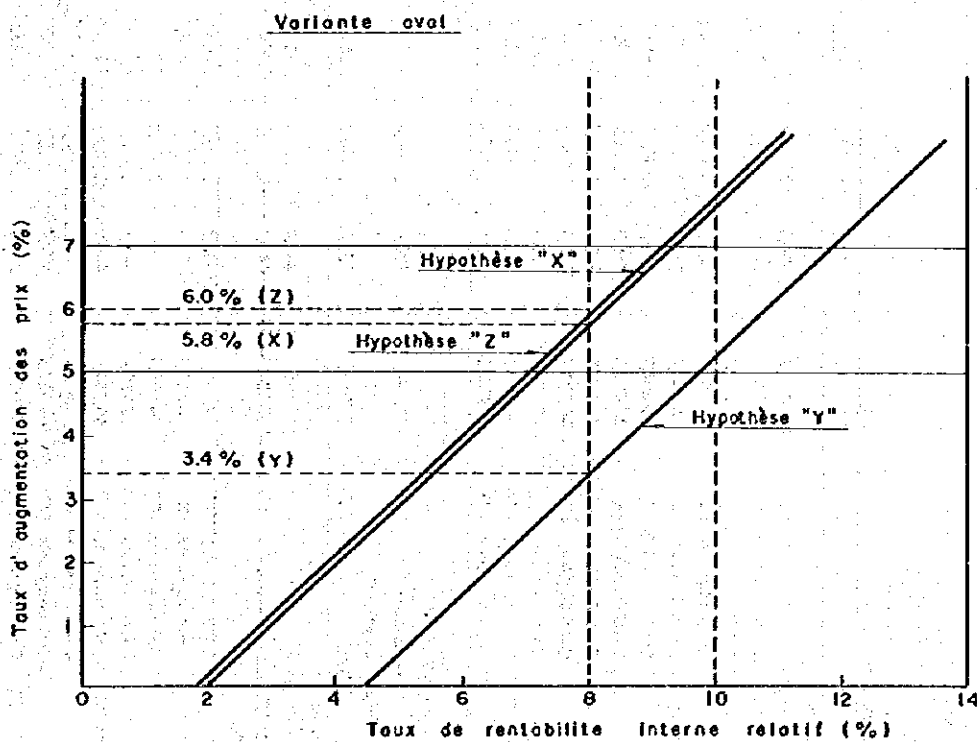
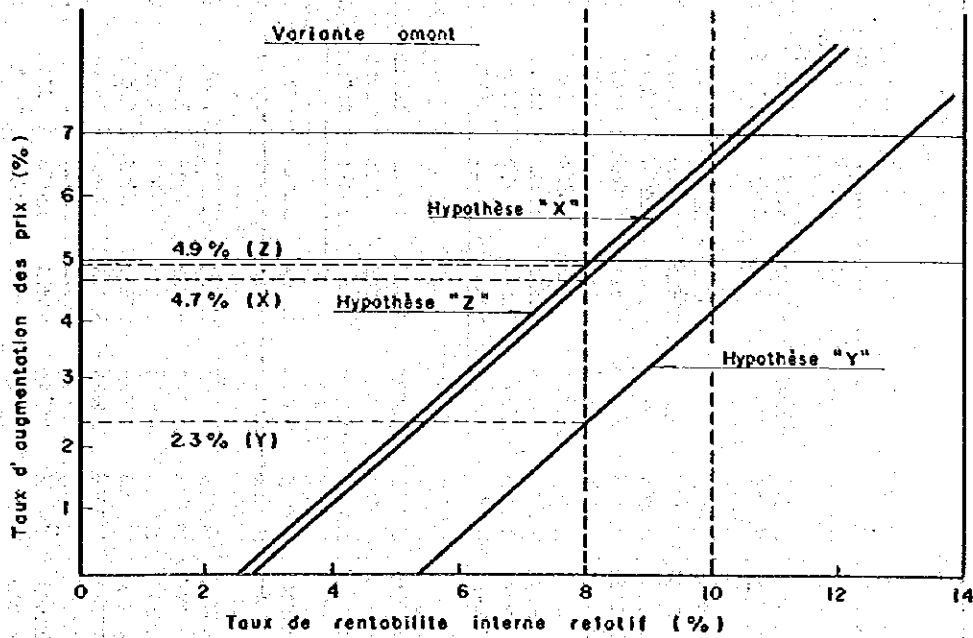
Kasseb 計画上流案の内部収益率は、上記(1),(2),(3)の各ケースに対して、それぞれ 2.8%、5.4%、2.6%となり、また下流案のそれはそれぞれ 2.0%、4.5%、1.8%となる。従って、Kasseb 計画の実施は経済的妥当性がないこととなる。

以上、4通りの結論のうち、前提(3)については、テュニジア国の今後のガス事情の展望を考慮すると、ベース火力が重油を使用し、ガスタービンが軽油を使用燃料にすると云うことは考えられない。また、前提(4)については、Kasseb発電所の工事期間中から運開後の全耐用年数期間中に亘って、現在価格が不変と仮定するのは現実的でない。更に、前提(1)については、深夜オフ・ピーク時の燃料価格をピーク時のそれと同一価格と見做すのは、限界費用理論上不適當である(電力料金の場合、STEGの深夜オフ・ピーク時の高圧・一般料金はピーク時のその約 $\frac{1}{4}$ である)。

従って、結論は前提(2)の立場から下さるべきものと考えられる。この場合、Kasseb計画の上流案、下流案はそれぞれ物価上昇率が 2.3%、3.4%以上で続けば経済的妥当性があると結論されたが、過去 30 年来の物価動向を考えると、世界的な景気沈滞期にあっても、物価上昇率は概ね 5%前後を記録している。従って、これらの事情を考慮すると、Kasseb揚水発電計画は代案ガスタービン計画と比較し、経済的に有利であると思料される。

Graphique 10-1

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



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

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

(1.000 Dinars)

Description	Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
I. VARIANTE AMONT											
1. Coûts estimés aux prix 1978											
Coûts totaux d'aménagement (moins) ½ x ligne de transport	81.327,9 -3.758,7	370,0	1.878,0	5.125,3	18.123,9 -350,0	19.337,7 -1.076,0	12.191,1 -77,0	13.184,3 -1.778,2	3.911,0 -102,5	4.090,2 -375,0	3.137,3
Total (A)	77.569,2	370,0	1.878,0	5.125,3	17.773,9	18.261,7	12.114,1	11.405,2	3.808,5	3.695,2	3.137,3
2. Coûts augmentés:											
Au taux de 5% par an	102.052,8	388,5	2.070,5	5.935,0	21.604,1	23.305,5	16.294,1	16.048,2	5.626,6	5.792,3	5.110,0
Au taux de 7% par an	113.724,8	395,9	2.150,1	6.278,4	23.296,2	25.612,0	18.171,1	18.313,3	6.543,3	6.793,2	6.171,3
3. Coûts actualisés:											
(Coûts constants (A)	51.156,8	342,5	1.610,0	4.068,4	13.063,8	12.427,0	7.633,0	6.553,7	2.057,3	1.848,3	1.452,8
(Coûts augmentés (B)	66.447,2	359,7	1.775,0	4.709,6	15.879,0	15.859,3	10.229,1	9.262,5	3.039,4	2.867,2	2.366,4
(Coûts augmentés (C)	73.667,7	366,5	1.843,2	4.983,7	17.122,7	17.428,9	11.449,6	10.683,9	3.533,4	3.397,9	2.857,9
(Coûts constants (A)	46.457,6	336,3	1.551,9	3.850,6	12.129,5	11.338,6	6.837,1	5.852,0	1.776,6	1.565,6	1.209,4
(Coûts augmentés (B)	60.169,9	353,1	1.711,0	4.457,4	14.755,6	14.470,3	9.162,5	8.234,3	2.624,8	2.431,0	1.070,0
(Coûts augmentés (C)	66.623,6	359,8	1.776,8	4.716,9	15.911,3	15.894,9	10.255,7	9.396,5	3.052,4	2.880,3	2.379,0
(Coûts constants (A)	42.270,3	330,3	1.496,9	3.647,6	11.295,3	10.361,6	6.137,0	5.158,5	1.537,8	1.331,5	1.009,8
(Coûts augmentés (B)	54.639,1	346,8	1.650,3	4.222,5	13.729,4	13.223,5	8.224,1	7.258,6	2.272,0	2.067,0	1.644,9
(Coûts augmentés (C)	60.072,2	353,4	1.713,8	4.468,3	14.804,7	14.532,2	9.205,4	8.283,1	2.642,1	2.082,7	1.986,5
II. VARIANTE AVAL											
1. Coûts estimés aux prix 1978											
Coûts totaux d'aménagement (moins) ½ x ligne de transport	92.744,8 -3.758,7	402,0	2.096,0	5.881,4	21.702,0 -350,0	23.009,1 -1.076,0	15.503,4 -77,0	13.014,4 -1.778,2	1.911,0 -102,5	4.070,2 -375,0	3.137,3
Total (A)	88.986,1	402,0	2.096,0	5.881,4	21.352,0	21.933,1	15.426,4	11.236,2	3.808,5	3.695,2	3.137,3
2. Coûts augmentés:											
Au taux de 5% par an	116.455,0	441,0	2.310,8	6.808,3	25.953,3	27.991,0	20.671,3	15.810,4	5.626,6	5.792,3	5.110,0
Au taux de 7% par an	127.500,9	449,4	2.399,7	7.204,7	27.986,0	30.761,0	23.150,3	18.041,9	6.543,3	6.793,2	6.171,3
3. Coûts actualisés:											
(Coûts constants (A)	59.105,7	388,8	1.796,9	4.668,6	15.693,7	14.925,4	9.720,1	6.555,2	2.056,6	1.847,6	1.452,8
(Coûts augmentés (B)	76.437,9	408,3	1.981,0	5.404,4	19.075,6	19.047,8	13.024,9	9.223,8	3.039,4	2.866,3	2.366,4
(Coûts augmentés (C)	84.598,6	416,1	2.057,2	5.719,1	20.569,7	20.932,9	14.587,4	10.577,4	3.534,7	3.396,6	2.857,9
(Coûts constants (A)	53.759,4	381,8	1.732,1	4.418,7	14.583,4	13.618,3	8.706,6	5.765,3	1.776,7	1.567,1	1.209,4
(Coûts augmentés (B)	69.359,1	460,9	1.909,6	5.115,1	17.726,1	17.379,6	11.666,9	8.117,1	2.624,8	2.431,1	1.969,9
(Coûts augmentés (C)	76.654,2	408,5	1.983,1	5.412,9	19.114,4	19.099,6	13.066,0	9.257,3	3.052,4	2.881,0	2.379,0
(Coûts constants (A)	49.022,5	374,9	1.670,7	4.185,7	13.569,1	12.444,8	7.815,0	5.082,1	1.537,8	1.332,5	1.009,9
(Coûts augmentés (B)	63.063,6	393,7	1.841,9	4.845,5	16.493,3	15.822,1	10.472,1	7.151,0	2.272,0	2.067,1	1.644,9
(Coûts augmentés (C)	69.641,7	401,2	1.912,8	5.127,6	17.785,1	17.453,8	11.727,9	8.160,4	2.642,2	2.449,6	1.986,5

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

(1.000 Dinars)

Description	Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
1. Coûts estimés aux prix 1978											
76 MW x 1 x 124 =	9.424					942	6.598	1.884			
76 MW x 1 x 124 =	9.424					942		8.482			
76 MW x 2 x 124 =	18.848								1.884	16.964	
(76 MW x 2 - 59 MW) x 124 =	11.532									1.154	10.378
Total (A)	49.228					1.884	6.598	10.366	1.884	18.118	10.378
2. Coûts augmentés:											
Au taux de 5% par an	73.617,0					2.403,9	8.840,0	14.585,0	2.783,4	28.101,0	16.903,7
Au taux de 7% par an	86.143,6					2.642,3	9.897,0	16.644,7	3.236,9	33.308,1	20.414,6
3. Coûts actualisés:											
(Coûts constants (A))	26.367,6					1.281,1	4.156,7	6.047,5	1.017,3	9.059,0	4.806,0
(Coûts augmentés (B))	39.095,2					1.635,8	5.569,2	8.510,3	1.503,0	14.050,5	7.826,4
(Coûts augmentés (C))	45.601,3					1.798,0	6.233,1	9.712,2	1.747,9	16.654,1	9.454,0
(Coûts constants (A))	22.774,1					1.168,0	3.723,9	5.318,8	878,9	7.683,8	4.000,7
(Coûts augmentés (B))	33.693,7					1.490,4	4.989,3	7.483,6	1.298,5	11.917,6	6.516,3
(Coûts augmentés (C))	39.270,2					1.638,2	5.586,9	8.540,4	1.510,0	14.125,9	7.869,8
(Coûts constants (A))	19.720,3					1.069,0	3.342,5	4.685,4	759,2	6.522,5	3.341,7
(Coûts augmentés (B))	29.122,3					1.363,9	4.478,3	6.596,8	1.123,9	10.116,4	5.443,0
(Coûts augmentés (C))	33.876,9					1.499,2	5.013,8	7.528,4	1.307,0	11.991,0	6.573,5

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

(1.000 Dinars)

Description	Total	1985	1986	1987	1988	1989	(1989-2035) Accumulés au début 1989	début 1979
I. VARIANTE AMONT								
1. Frais estimés aux prix 1978								
Frais de personnel		50,2	50,2	50,2	50,2	50,2		
Frais d'entretien et de réparation		386,6	636,9	636,9	710,3	739,4		
Total (A)		436,8	687,1	687,1	760,5	789,6		
2. Frais augmentés:								
Au taux de 5% par an (B)		614,6	1.015,1	1.065,9	1.238,8	1.350,4		
Au taux de 7% par an (C)		701,4	1.180,5	1.263,1	1.495,9	1.661,9		
3. Frais actualisés:								
Frais constants (A)	5.598,7	254,8	371,1	343,7	352,2	352,2	9.974,2	4.276,9
Frais augmentés (B)	17.092,6	358,5	548,5	533,2	573,6	573,6	35.165,7	15.079,0
Frais augmentés (C)	29.499,5	409,2	637,7	631,8	692,7	692,7	63.265,2	27.128,1
Frais constants (A)	3.994,6	224,1	320,5	291,4	293,1	293,1	8.117,9	2.865,5
Frais augmentés (B)	10.739,2	315,4	473,5	452,0	477,6	477,6	25.744,0	9.020,7
Frais augmentés (C)	17.331,0	359,9	550,7	534,9	576,7	576,7	43.689,7	15.308,8
Frais constants (A)	2.956,1	197,6	277,5	247,8	244,8	244,8	6.918,5	1.988,4
Frais augmentés (B)	7.186,2	278,0	409,9	384,4	398,7	398,7	19.886,0	5.715,2
Frais augmentés (C)	10.956,2	317,2	476,7	455,4	481,5	481,5	32.099,6	9.225,4
II. VARIANTE AVAL								
1. Frais estimés aux prix 1978								
Frais de personnel		50,2	50,2	50,2	50,2	50,2		
Frais d'entretien et de réparation		465,8	741,1	741,1	814,4	843,4		
Total (A)		516,0	791,3	791,3	864,6	893,6		
2. Frais augmentés:								
Au taux de 5% par an (B)		828,5	1.359,6	1.454,8	-1.694,5	1.880,8		
3. Frais actualisés:								
Frais constants (A)	6.391,9	377,2	427,4	395,8	400,4	400,4	11.287,9	4.840,3
Frais augmentés (B)	19.386,6	423,5	631,5	614,0	652,1	652,1	39.798,4	17.064,5
Frais augmentés (C)	33.433,7	483,3	634,4	727,7	787,0	787,0	71.598,3	30.701,3
Frais constants (A)	4.545,5	264,7	369,1	355,5	333,3	333,3	9.255,0	3.242,9
Frais augmentés (B)	12.190,1	372,5	545,3	520,5	542,8	542,8	29.135,5	10.209,0
Frais augmentés (C)	19.656,6	425,1	634,2	616,9	655,1	655,1	49.444,4	17.325,3
Frais constants (A)	3.366,6	233,4	319,5	285,3	278,1	278,1	7.829,7	2.250,3
Frais augmentés (B)	8.229,7	393,7	462,0	442,6	453,3	453,3	22.505,7	6.468,1
Frais augmentés (C)	12.435,8	374,7	549,0	524,6	547,0	547,0	36.527,6	10.440,5

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

(1.000 Dinars)

Description	Total	1985	1986	1987	1988	1989	(1989-2035) Accumulés au	
							début 1989	début 1979
1. <u>Frais estimés aux prix 1978</u>								
1ère phase : Frais de personnel		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
Frais d'entretien et de répara.		164,0	164,0	164,0	164,0	164,0		
2e phase : Frais de personnel			9,0	9,0	9,0	9,0		
Frais d'entretien et de répara.			164,0	164,0	164,0	164,0		
3e phase : Frais de personnel					19,0	19,0		
Frais d'entretien et de répara.					329,0	329,0		
4e phase : Frais de personnel						18,0		
Frais d'entretien et de répara.		173,0	346,0	346,0	694,0	338,0		
Total (A)						1.040,0		
2. <u>Frais actualisés:</u>								
Au taux de 5% par an (B)		243,4	511,2	536,6	1.130,5	1.778,7		
Au taux de 7% par an (C)		277,8	594,4	636,0	1.365,1	2.189,0		
3. <u>Frais actualisés:</u>								
Au taux de 8%								
Frais constants (A)	6.415,7	100,9	186,8	173,0	321,3		13.137,3	5.633,7
Frais augmentés (B)	21.075,9	141,9	276,0	288,3	523,4		46.319,1	19.866,3
Frais augmentés (C)	37.173,7	162,1	321,0	318,0	632,0		83.330,9	35.740,6
Au taux de 10%								
Frais constants (A)	4.433,8	88,7	161,2	146,7	267,2		10.771,3	3.770,0
Frais augmentés (B)	12.894,1	125,0	238,2	227,5	435,2		33.909,1	11.868,2
Frais augmentés (C)	21.356,7	142,5	277,0	269,7	526,2		57.546,6	20.141,3
Au taux de 12%								
Frais constants (A)	3.184,8	78,2	139,4	124,6	222,8		9.112,5	2.619,8
Frais augmentés (B)	8.404,0	110,0	206,4	193,2	363,9		26.193,1	7.530,5
Frais augmentés (C)	13.189,7	125,6	240,1	229,0	439,4		42.280,5	12.155,6

Tableau 10-5 FRAIS ACTUALISES DE COMBUSTIBLE

(1.000 Dinars)

Description	Total	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	(1994-2035) Accumulés au début 1979
A. Energie pour le pompage (GWh)												
B. Frais de combustible au prix unitaire de 5,7 millimes/kWh												
- Au prix constant de 1978					279,3	342,0		490,2	1.504,8	621,3	3.231,9	
- Au prix augmenté de 5 % par an					454,7	584,8		924,3	2.979,4	1.291,6	7.054,6	
- Au prix augmenté de 7 % par an					549,4	719,8		1.181,3	3.880,1	1.714,2	9.540,9	
C. Frais actualisés au début 1979												
(a) Au taux d'actualisation de 8 %												
- Au prix constant de 1978	12.957,4				129,3	146,6		180,2	511,6	195,7		40.418,1
- Au prix augmenté de 5 % par an	52.893,8				210,5	250,8		339,8	1.013,0	406,9		173.656,0
- Au prix augmenté de 7 % par an	99.637,8				254,4	308,7		434,2	1.319,2	539,9		331.670,3
(b) Au taux d'augmentation de 10 %												
- Au prix constant de 1978	8.158,9				107,7	119,7		142,0	395,8	148,7		33.295,0
- Au prix augmenté de 5 % par an	30.036,1				175,3	204,7		267,6	783,3	309,1		130.037,4
- Au prix augmenté de 7 % par an	53.783,0				211,8	251,9		342,1	1.021,6	410,2		236.881,5
(c) Au taux d'actualisation de 12 %												
- Au prix constant de 1978	5.325,9				89,9	98,3		112,3	307,0	113,1		28.237,1
- Au prix augmenté de 5 % par an	17.986,6				146,0	167,8		211,7	607,8	235,1		101.889,6
- Au prix augmenté de 7 % par an	30.794,2				176,4	206,6		270,5	791,5	312,0		178.032,2
A. Energie pour le pompage (GWh)												
B. Frais de combustible au prix unitaire de 5,7 millimes/kWh												
- Au prix constant de 1978		370,5	894,9	1.179,9	2.183,1	2.394,0	706,8	2.103,3	3.231,9	2.337,0	3.231,9	
- Au prix augmenté de 5 % par an		521,3	1.321,7	1.830,4	3.555,8	4.093,7	1.269,3	3.966,0	6.398,8	4.858,4	7.054,6	
- Au prix augmenté de 7 % par an		594,9	1.537,6	2.169,1	4.294,4	5.038,9	1.591,8	5.068,5	8.333,5	6.447,8	9.540,9	
C. Frais actualisés au début 1979												
(a) Au taux d'actualisation de 8 %												
- Au prix constant de 1978	17.971,0	216,0	483,2	590,0	1.010,8	1.026,5	280,6	771,9	1.061,9	736,1		40.418,1
- Au prix augmenté de 5 % par an	61.672,7	303,9	713,7	915,2	1.646,3	1.755,4	503,9	1.455,5	2.175,6	1.530,4		173.656,0
- Au prix augmenté de 7 % par an	110.544,5	346,8	830,3	1.094,6	1.989,3	2.156,6	631,9	1.860,3	2.833,4	2.031,1		331.670,3
(b) Au taux d'actualisation de 10 %												
- Au prix constant de 1978	12.242,9	190,1	417,0	500,3	840,5	837,9	224,7	607,9	821,0	558,5		33.295,0
- Au prix augmenté de 5 % par an	37.151,1	267,4	615,9	776,1	1.369,0	1.432,8	403,6	1.146,2	1.682,9	1.161,1		130.037,4
- Au prix augmenté de 7 % par an	62.609,6	305,2	716,5	919,7	1.655,5	1.763,6	506,2	1.464,8	2.191,7	1.541,0		236.881,5
(c) Au taux d'actualisation de 12 %												
- Au prix constant de 1978	8.692,9	167,5	360,6	424,8	700,2	687,1	180,9	481,7	659,3	425,3		28.237,1
- Au prix augmenté de 5 % par an	23.784,3	235,6	523,6	658,9	1.141,4	1.174,9	324,9	908,2	1.305,4	884,2		101.889,6
- Au prix augmenté de 7 % par an	37.973,2	268,9	619,7	780,9	1.378,5	1.446,2	407,5	1.160,7	1.700,1	1.173,5		178.032,2

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

(1.000 Dinars)

Description	Mise en service	Coûts initiaux	1er Renouvellement						Remarque
			Actualisation : 8%		Actualisation : 10%		Actualisation : 12%		
			(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	
I. Au prix constant de 1978									
(1) Centrale de Kasseb									
1er groupe	1985	5.000,8	252,8	433,4	132,8	238,8	69,0	154,7	(B) -- Coûts actualisés au début de l'année de mise en service.
2e groupe	1986	5.000,8	234,1	433,4	120,7	238,8	62,5	154,7	
3e groupe	1988	6.667,9	267,6	577,9	133,0	345,1	66,4	206,3	
4e groupe	1989	6.667,9	247,8	577,9	120,8	345,1	59,3	206,3	
Sous-total		23.337,4	1.002,3		507,3		257,2		
(2) Postes									
Poste M'Nihila	1985	127,4	6,4	11,0	3,4	6,6	1,8	3,9	(A) -- Coûts actualisés au début 1979.
Poste Tajerouine	1988	127,4	5,1	11,0	2,5	6,6	1,3	3,9	
Sous-total		254,8	11,5		5,9		3,1		
Total		23.592,2	1.013,8		513,2		260,3		
II. Au prix augmenté de 5%/an									
(1) Centrale de Kasseb									
1er groupe	1985	7.036,6	1.537,3	2.635,2	807,6	1.574,1	425,5	940,7	
2e groupe	1986	7.386,1	1.494,5	2.766,1	776,7	1.652,2	398,7	987,5	
3e groupe	1988	10.860,7	1.883,5	4.067,3	936,6	2.429,5	467,4	1.452,0	
4e groupe	1989	11.404,1	1.831,3	4.270,8	893,9	2.551,1	438,1	1.524,7	
Sous-total		36.687,5	6.746,6		3.408,8		1.729,7		
(2) Postes									
Poste M'Nihila	1985	179,2	39,1	67,1	20,5	40,0	10,9	24,0	
Poste Tajerouine	1988	207,5	36,0	77,9	17,9	46,4	8,9	27,7	
Sous-total		386,7	75,1		38,4		19,8		
Total		37.074,2	6.821,7		3.447,2		1.749,5		
III. Au prix augmenté de 7%/an									
(1) Centrale de Kasseb									
1er groupe	1985	8.029,7	3.090,3	5.297,1	1.623,3	3.163,7	855,3	1.891,0	
2e groupe	1986	8.591,8	3.061,8	5.668,0	1.579,1	3.385,1	817,0	2.023,4	
3e groupe	1988	13.116,4	4.007,2	8.652,9	1.992,1	5.167,8	994,3	3.088,9	
4e groupe	1989	14.034,5	3.970,1	9.238,6	1.937,6	5.529,6	949,9	3.305,1	
Sous-total		43.772,4	14.129,4		7.132,1		3.616,5		
(2) Postes									
Poste M'Nihila	1985	204,6	78,7	134,9	41,4	80,6	21,8	48,2	
Poste Tajerouine	1988	250,6	76,6	165,3	38,1	98,7	19,0	59,0	
Sous-total		455,2	155,3		79,5		40,8		
Total		44.227,6	14.284,7		7.210,7		3.657,3		

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

(1.000 Dinars)

Description	Mise en service	Code initial	1er Renouvellement			2e Renouvellement			3e Renouvellement			
			Taux d'actualisation 8 %	Taux d'actualisation 10 %	Taux d'actualisation 12 %	Taux d'actualisation 8 %	Taux d'actualisation 10 %	Taux d'actualisation 12 %	Taux d'actualisation 8 %	Taux d'actualisation 10 %	Taux d'actualisation 12 %	
TURBINES A GAZ												
1. Au prix 1978												
1ère phase	1985	7.539	1.429,6	924,0	622,9	437,2	221,7	113,8	64,2	26,5	10,5	
2e phase	1986	7.539	1.284,4	841,8	536,2	404,8	201,6	101,7	59,5	24,1	9,4	
3e phase	1988	15.078	2.202,1	1.391,4	886,7	694,1	333,0	162,1	102,0	39,7	15,0	
4e phase	1989	9.252	1.257,2	776,4	486,2	394,6	185,8	34,3	58,0	22,2	8,2	
Total		39.408	6.167,3	3.935,6	2.552,0	1.930,7	942,1	411,9	283,7	112,5	43,1	
2. Prix aug. 5%												
1ère phase	1985	10.607	4.055,7	2.704,4	1.892,9	2.657,9	1.348,2	692,3	811,3	334,3	132,9	
2e phase	1986	11.138	3.943,5	2.585,2	1.913,1	2.584,2	1.286,9	649,1	788,9	319,1	124,6	
3e phase	1988	24.560	7.454,9	4.698,6	3.002,4	4.885,6	2.345,0	1.140,8	1.491,2	581,5	218,9	
4e phase	1989	15.821	4.445,8	2.760,4	1.728,7	2.916,5	1.374,5	656,8	890,2	340,8	126,1	
Total		62.126	19.899,9	12.752,6	8.537,1	13.044,2	6.354,6	3.139,0	3.981,6	1.575,7	602,5	
3. Prix aug. 7%												
1ère phase	1985	12.106	6.144,1	4.102,1	2.759,7	5.342,8	2.709,4	1.391,0	2.165,5	891,8	354,2	
2e phase	1986	12.933	6.084,2	3.989,9	2.636,9	5.293,6	2.635,4	1.328,8	2.145,6	867,4	338,5	
3e phase	1988	29.661	11.950,2	7.550,3	4.812,6	10.392,2	4.987,1	2.425,9	4.212,4	1.641,4	617,7	
4e phase	1989	19.474	7.264,9	4.509,8	2.823,8	6.321,7	2.978,0	1.423,4	2.562,3	876,5	362,4	
Total		74.194	31.543,4	20.152,1	13.033,0	27.353,0	13.109,9	6.569,1	11.085,8	4.277,1	1.310,4	
POSTES												
1. Au prix 1978												
1ère phase	1985	1.885	95,3	50,1	31,6							
2e phase	1986	1.885	86,2	45,5	23,6							
3e phase	1988	3.770	227,9	113,4	56,7							
4e phase	1989	2.280	85,0	41,5	20,4							
Total		9.820	496,4	250,5	132,3							
2. Prix aug. 5%												
1ère phase	1985	2.652	579,4	304,6	160,4							
2e phase	1986	2.785	563,4	290,6	150,3							
3e phase	1988	6.141	1.065,1	798,4	398,3							
4e phase	1989	3.899	626,1	306,6	150,3							
Total		15.477	2.834,0	1.700,2	899,3							
3. Prix aug. 7%												
1ère phase	1985	3.027	1.165,0	612,1	322,4							
2e phase	1986	3.239	1.153,9	595,4	308,0							
3e phase	1988	7.415	2.265,3	1.698,8	847,7							
4e phase	1989	4.799	1.337,5	664,7	323,9							
Total		18.480	5.941,7	3.571,0	1.804,0							
			Coûts totaux actualisés au début 1979									
			1. Au prix de 1978			Au taux d'actualisation de:						
						8 %			10 %			
			Turbines à gaz			8.381,7			4.990,2			
			Postes			496,4			250,5			
			Total			8.878,1			5.240,7			
			3.139,3									
			2. Au prix augmentés de 5 %									
			Turbines à gaz			26.925,7			20.682,9			
			Postes			2.834,0			1.700,2			
			Total			29.759,7			22.383,1			
			13.137,9									
			3. Au prix augmentés de 7 %									
			Turbines à gaz			69.982,2			37.739,1			
			Postes			594,7			357,0			
			Total			75.923,9			41.310,1			
			22.716,5									

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

(1.000 Dinars)

Description	Taux d'actualisation : 8%		Taux d'actualisation : 10%		Taux d'actualisation : 12%	
	Projet de Kaseb		Projet de Kaseb		Projet de Kaseb	
	V. amont	V. aval	V. amont	V. aval	V. amont	V. aval
A. Prix constants de 1978	Coûts d'aménagement		Turbines à gaz		Turbines à gaz	
	51.156,8	59.105,7	26.367,6	22.774,1	42.270,3	49.022,5
	5.598,7	6.391,1	6.415,7	4.433,8	2.956,1	3.366,6
	1.013,8	1.013,8	8.838,1	513,2	260,3	3.139,3
	57.769,3	66.510,6	41.621,4	32.448,6	45.486,7	52.749,4
	Sous-total					
	12.957,4	12.957,4	8.158,9	7.359,3	5.325,9	4.804,0
	Combustible : Hypothèse "X"		Turbines à gaz		Turbines à gaz	
	8.985,5	8.985,5	16.209,8	11.043,1	4.346,5	7.841,0
	25.159,4	25.159,4	23.110,7	15.744,4	12.170,0	11.179,1
	Coûts totaux actualisés :					
	70.726,7	79.468,0	53.309,0	39.807,9	50.812,6	57.975,3
66.754,8	75.496,1	57.831,2	43.491,7	49.833,2	56.995,9	
82.928,7	91.670,0	64.752,1	48.193,0	57.656,7	64.819,4	
B. Prix augmentés au taux annuel de 5%						
Coûts d'aménagement		Turbines à gaz		Turbines à gaz		
66.447,2	76.437,9	39.095,2	33.695,7	54.639,1	63.063,6	
17.092,6	19.386,6	21.075,9	12.894,1	7.186,2	8.229,7	
6.821,7	6.821,7	39.759,7	3.447,2	1.749,5	1.749,5	
90.361,5	102.646,2	99.930,8	74.356,3	63.574,8	73.042,8	
Sous-total						
52.893,8	52.893,8	47.710,2	30.036,1	17.986,6	16.223,9	
30.836,4	30.836,4	55.628,8	18.575,6	11.892,1	21.453,4	
86.341,8	86.341,8	79.311,1	52.011,5	33.298,0	30.586,6	
Coûts totaux actualisés :						
143.255,3	155.540,0	147.641,0	96.065,5	81.561,4	91.029,4	
121.197,9	133.482,6	155.559,6	102.483,2	75.466,9	84.934,9	
176.703,3	188.988,0	179.241,9	116.749,2	96.872,8	106.340,8	
C. Prix augmentés au taux annuel de 7%						
Coûts d'aménagement		Turbines à gaz		Turbines à gaz		
73.667,7	84.598,6	45.601,3	39.270,2	60.072,2	69.647,1	
29.499,5	33.433,7	37.173,7	21.356,7	10.956,2	12.435,8	
14.284,7	14.284,7	75.923,9	41.310,1	3.657,3	3.657,3	
117.451,9	132.317,0	158.698,9	101.937,0	74.685,7	85.740,2	
Sous-total						
99.637,8	99.637,8	89.875,3	48.512,2	30.794,2	30.794,2	
55.272,2	55.272,2	99.711,1	31.304,8	18.986,6	18.986,6	
154.762,3	154.762,3	142.160,2	80.515,9	53.162,5	53.162,5	
Coûts totaux actualisés :						
217.089,7	231.954,8	248.572,2	157.304,5	105.479,9	116.534,4	
172.724,1	187.589,2	258.410,0	134.826,3	93.672,3	104.726,8	
272.214,2	287.079,3	300.859,1	191.174,9	127.848,2	138.902,7	

補 足 検 討 (感 度 分 析 そ の 他)

第 10 章の記述によって、Kasseb 計画の経済性についてあらましの見通しがつかめるが、尙、幾つかの要素を変化させることによって経済性がどのように変化するかを検討する。これらの要素とは次の如きものである。

- Kasseb 発電所の総合効率
- ガスタービンの燃料消費率
- Kasseb およびガスタービンの耐用年数
- 燃 料 価 格

I. 試算の前提

I-1. 比較のための基準

簡単化のため、比較の基準としては次の条件に基づいて算定された Kasseb 計画および代替ガスタービン計画の現価換算総費用を適用する。

- 発電所運転方式 …… ケース "X"
- 物 価 上 昇 率 …… 年率 7%
- 割 引 率 …… 年率 8%

この場合の Kasseb および代替ガスタービンのそれぞれの現価換算総費用は表 10.8 によると次の通りである。

表 1 現価換算総費用 (基準値)

項 目	(1,000 DT)		
	上 流 案	下 流 案	ガスタービン
建 設 費	73,667.7	84,598.6	45,601.3
運 転 維 持 費	29,499.5	33,433.7	37,173.7
設 備 更 新 費	14,284.7	14,284.7	75,923.9
燃 料 費	99,637.8	99,637.8	89,873.3
合 計	217,089.7	231,954.8	248,572.2

従って、この場合の便益/費用比率は次の通りである。

$$\text{Kasseb 上流案} \dots\dots 248,572.2 / 217,089.7 = 114.5 \%$$

$$\text{Kasseb 下流案} \dots\dots 248,572.2 / 231,954.8 = 107.2 \%$$

I-2 パラメータの変化

- (1) Kasseb 発電所の総合効率については 5% 低下した場合、従って $64.3\% \times 0.95 = 61\%$ の場合を検討する。
- (2) ガスタービンの燃料消費率についても 5% 低下した場合、従って $3,340 \text{ Kcal} / 0.95 = 3,516 \text{ Kcal} / \text{Kwh}$ の場合を検討する。
- (3) 耐用年数については、ガスタービンのそれを 20 年と仮定した場合を検討する。
これに対して Kasseb の場合は土木構造物のそれは 50-100 年の長期に及ぶものであるが、比較の簡単化のため 60 年と仮定する。
- (4) 燃料価格の変化、即ちガスタービンについても、また Kasseb 発電所の揚水用電力についても燃料価格を 35 DT/TEP (重油および天然ガスの国際価格) とした場合。

II. 分析結果

以上の諸前提のうち、I-2(4)燃料価格を 35 DT/TEP とした場合と I-2(1)、I-2(2) の場合は、前掲表のうちの“燃料費”だけが変化する。これに対して I-2(3) の場合は前掲表のうち設備更新費、運転維持費、燃料費が全て変化する。

分析の結果、現価換算総費用は次のようになる。

表 2 現価換算総費用の変化

項 目	(1,000 DT)		
	上 流 案	下 流 案	ガスタービン
・ケース "I・2(4)"			
建 設 費	73,667.7	84,592.6	45,601.3
運 転 維 持 費	29,499.5	33,433.7	37,173.7
設 備 更 新 費	14,284.7	14,284.7	75,923.9
燃 料 費	139,492.9	139,492.9	125,822.6
合 計	256,944.8	272,799.9	284,521.5
・ケース "I・2(1)"			
建 設 費	73,667.7	84,598.6	45,601.3
運 転 維 持 費	29,499.5	33,433.7	37,173.7
設 備 更 新 費	14,284.7	14,284.7	75,923.9
燃 料 費	104,888.7	104,888.7	94,609.6
合 計	222,340.6	237,205.7	253,308.5
・ケース "I・2(2)"			
建 設 費	73,667.7	84,598.6	45,601.3
運 転 維 持 費	29,499.5	33,433.7	47,438.3
設 備 更 新 費	14,284.7	14,284.7	61,699.2
燃 料 費	99,637.8	99,637.8	106,120.0
合 計	217,089.7	231,954.8	260,858.8
・ケース "I・2(3)"			
建 設 費	73,667.7	84,598.6	45,601.3
運 転 維 持 費	37,299.6	42,252.4	47,438.3
設 備 更 新 費	19,370.5	19,370.5	61,699.2
燃 料 費	117,649.7	117,649.7	106,120.0
合 計	247,987.5	263,871.2	260,858.8

また、上記各ケースの様々な組合せも考えられる。

以上により、各ケースの便益/費用費率は基準値に対して次のように変化する。

表3 便益/費用比率の変動

項 目	上 流 案	下 流 案
基準値	114.5%	107.2%
ケース "I・2(4)"	110.7%	104.7%
ケース "I・2(1)"	111.8%	104.8%
ケース "I・2(2)"	116.7%	109.2%
ケース "I・2(3)"	105.2%	98.8%

即ち、ガスタービンの耐用年数を15年から20年は伸ばして考えた場合には、Kassebの便益/費用比率は約7～8%低下し、下流案はガスタービンより僅かに経済性は低くなる。揚水総合効率を5%下げて考えた場合、便益/費用比率は約3%しか低下しない。

感度分析の仮定として、ケースI・2(1)およびI・2(3)はほぼ限度と考えられるので、ガスタービンに比較して、Kasseb計画の上流案は可成り経済性が高く、下流案もガスタービンの耐用年数を可成り伸ばした場合を除き、経済性は高いと言える。

