

## 4.3 変電所の設計

### 4.3.1 設計基準

#### (1) 準拠規格基準

変電所機器の選定にあたっては原則として次の規格規準によった。

日本工業規格	J I S
電気学会電気規格調査会標準規格	J E C
日本電機工業会規格	J E M
日本電線工業会規格	J C S

また変電所設備の工事、維持および運用の規範として

日本電気協会発変電規程	J E A C 5001-1978
-------------	-------------------

を準用して設計を行った。

#### (2) 変電所容量の決定

変電所容量の決定にあたっては、供給区域の負荷密度増加率、配電線の電圧降下、電圧変動率、事故時の対策など配電線を含めて経済性の検討を行ない最終容量を決定した。

主変圧器の標準容量はE C G標準に合わせ、3相、1,000kVAおよび2,500kVAとした。

#### (3) 運転制御方式

(a) 変電所の運転制御方式は無人変電所つまり常時監視は行なわないものとして設計を行なった。

この方式は日本における簡易監視方式に相当するもので、日本では10 MVA以下の変電所に多く適用されている。

(b) 簡易監視方式とは、技術員が技術員駐在事務所から必要に応じ変電所に出向き変電所の監視、巡視ならびに機器の操作を行なう方式である。

ここでは事故時最寄りの技術員駐在所から、当該変電所に到着するに要する時間を1時間以内を標準として計画した。

(c) 今回新設する3変電所のうち、バクワイ変電所については記録や操作の出来る直員を常駐させる計画もあるが、他の2変電所については具体的計画はない。

(d) 簡易監視方式では次の場合、技術員駐在所に警報することが望ましい。しかし、現在技術員駐在所の構想がはっきりしないので、とりあえず警報接点を設けてお

くこととした。

- a. 運転に必要なしゃ断器，断路器が自動しゃ断した場合
- b. 制御回路の電圧が著しく低下した場合
- (e) なお簡易監視が故の信頼度低下を防止するため各変電所2次側に自動再閉路装置を設置する計画である。

また，ベクワイ変電所では負荷時電圧調整装置（OLTC）付変圧器，または別置型タップ電圧調整器（SVR）を採用し自動電圧調整を行なうものとした。

#### (4) 計測装置および保護装置

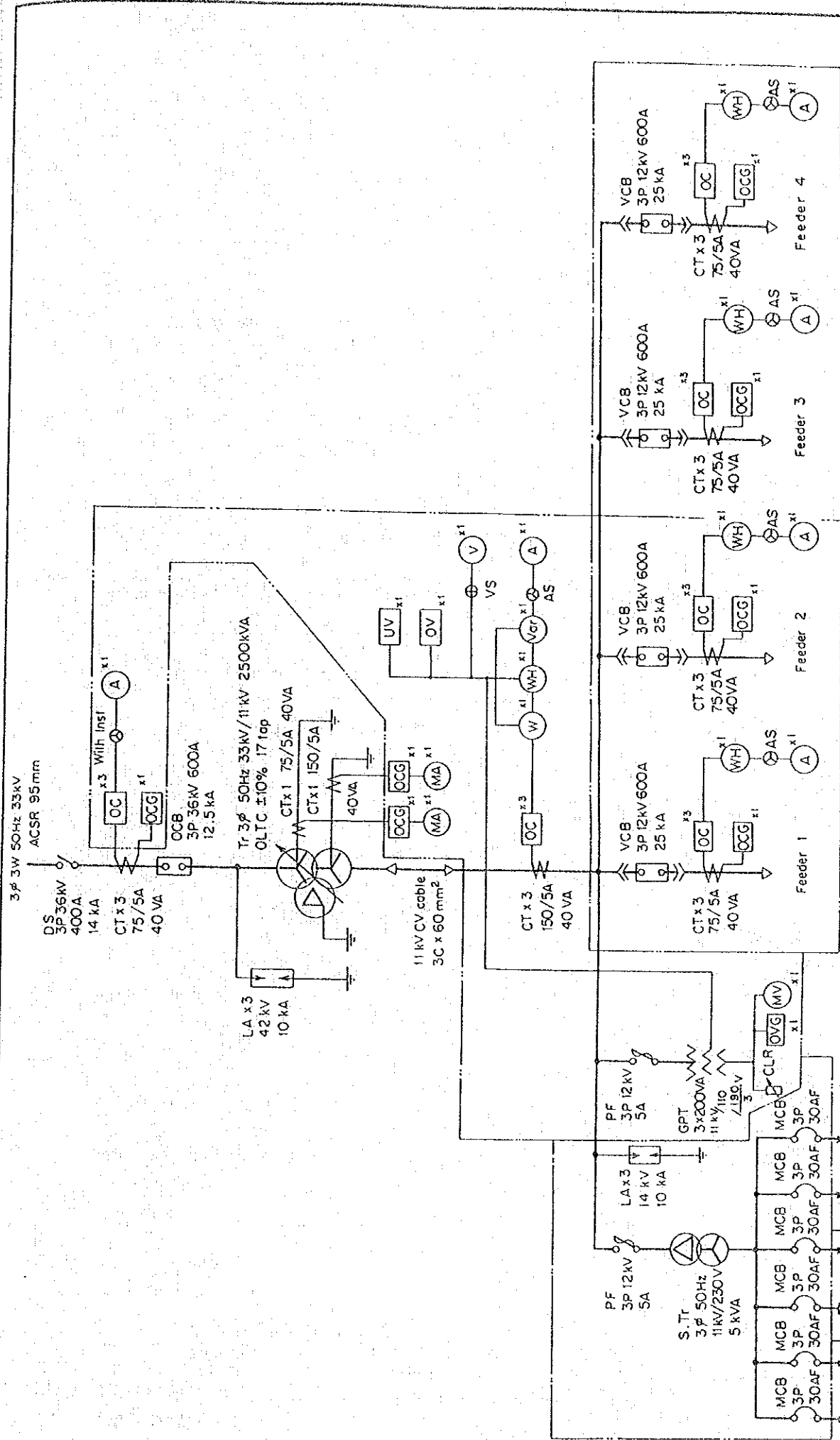
- (a) 各変電所の計測・保護装置は日本の発変電規程（JEAC 5001-1978）を準用し，それぞれ計測・保護装置を取り付けた。
- (b) 既設，クマシ変電所およびトクセ変電所からの引き出しは既設に準ずることとなる。

また，制御，保護に使用する電源等は既設設備より受電することとする。

#### 4.3.2 各変電所の設備

- (1) 各変電所の単線結線図，機器配置図を Fig. 4.3.1～Fig. 4.3.6に示す。
- (2) 変電所の設計に当たり運転・保守面から今回とくに考慮した点は次の通り。
  - (a) 機器操作を迅速確実にするため機器の配列をできるだけ標準化した。
  - (b) 特に操作回数の多い11kV側機器は全部キュービクルに収納する配置にした。
  - (c) しゃ断器，断路器等には電氣的・機械的インターロックを完備し，誤認，誤操作事故を防止した。
  - (d) 33kV機器は架台上に取り付け，感電防止や保守・操作の便利なようにした。
  - (e) 配電盤および11kV側機器は全部屋外キュービクルに収納することとし，本館建家を省略したが，トクセおよびクマシ変電所に設置する引き出し開閉装置の配電盤については既設設備と合わせるため屋内型とした。

各所の引出し開閉装置の配置を Fig. 4.3.7～Fig. 4.3.8に示す。



BEKwai S.S  
 SINGLE LINE DIAGRAM  
 (ベクワイS.S 単線結線図)

Fig.4.3.1

3φ 3W 50Hz 33kV

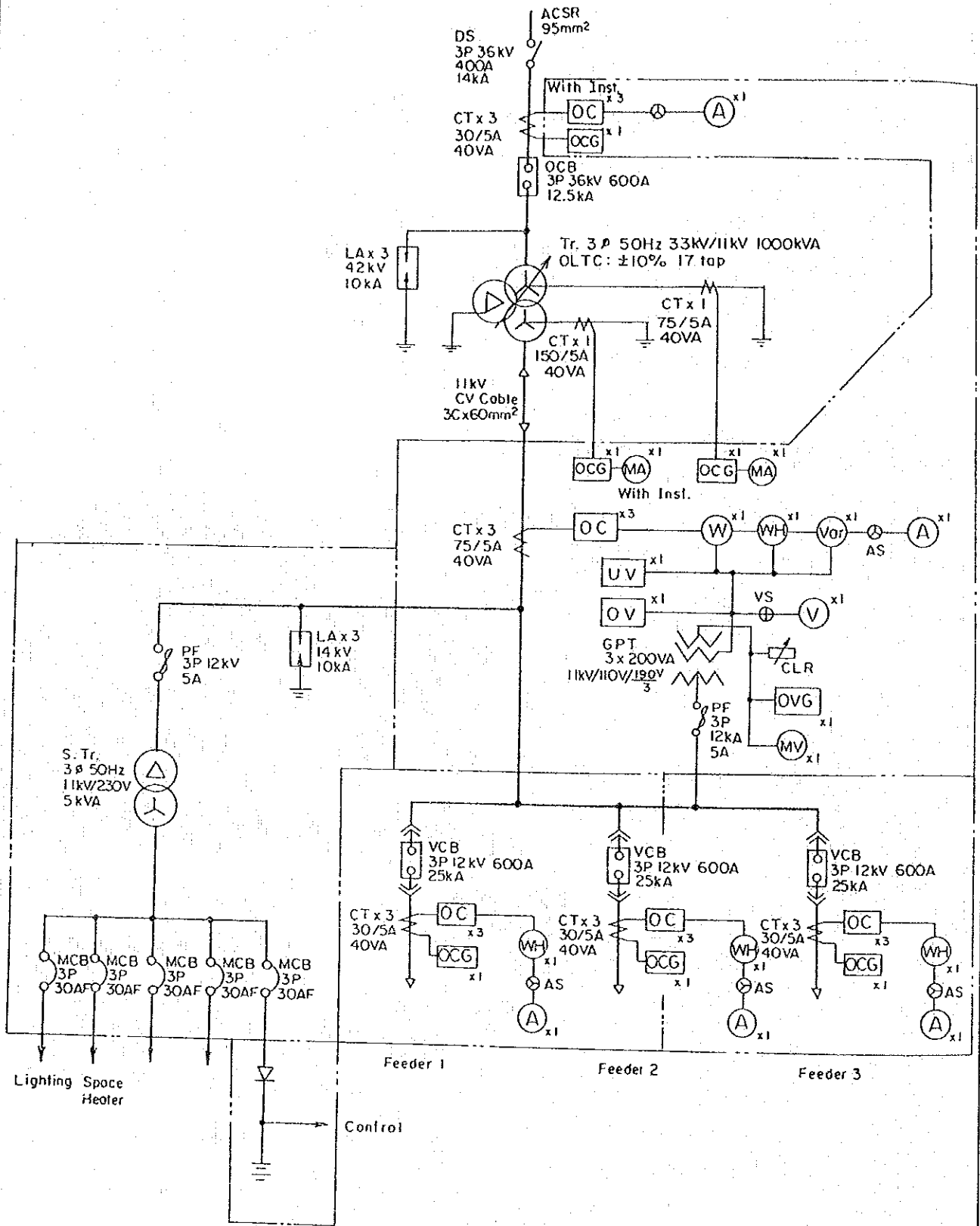


Fig. 4.3.2  
LAKE S.S.  
SINGLE LINE DIAGRAM  
(レイクS.S 単線結線図)

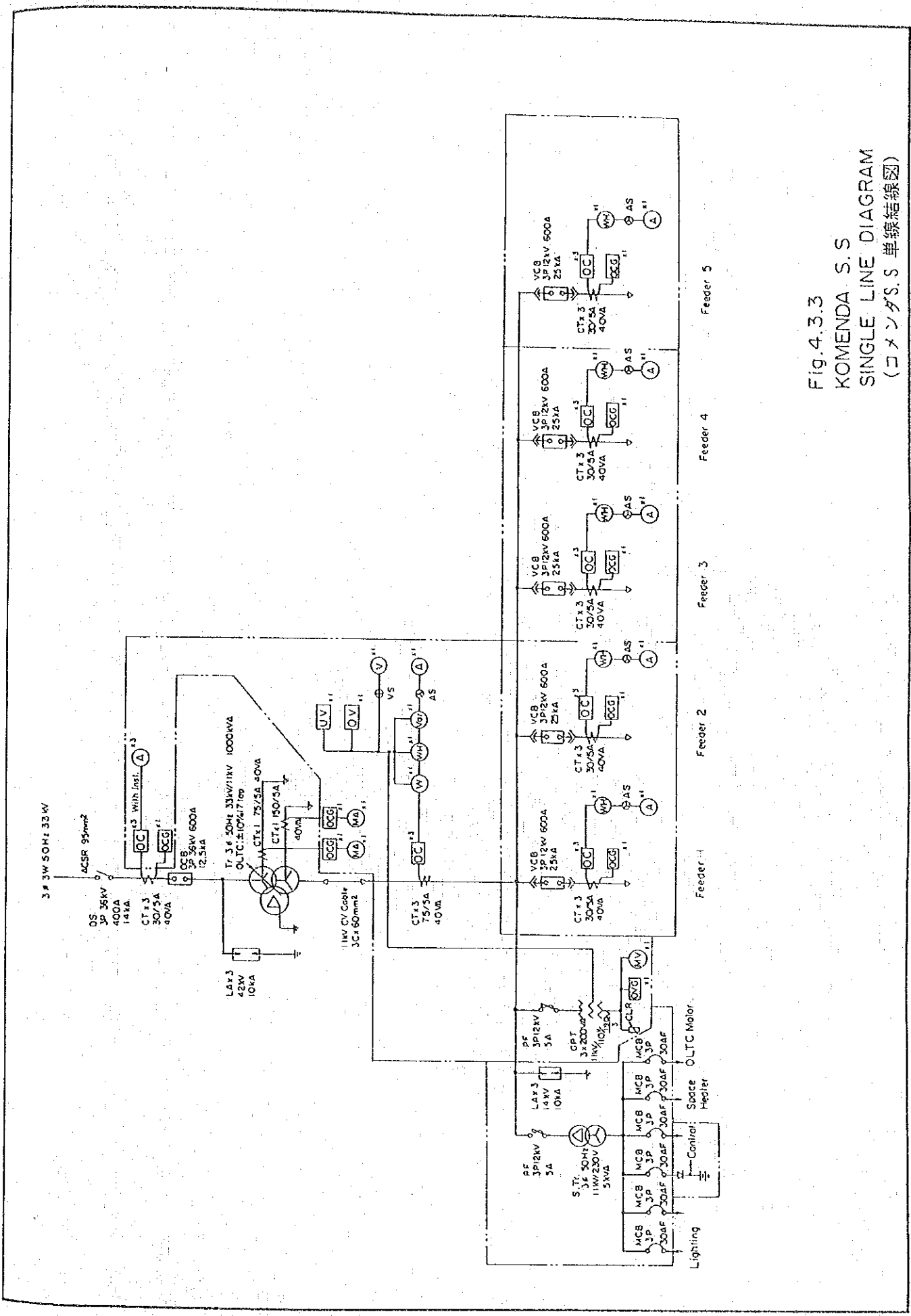


Fig.4.3.3  
KOMENDA S.S  
SINGLE LINE DIAGRAM  
(コメンダS.S 単線結線図)

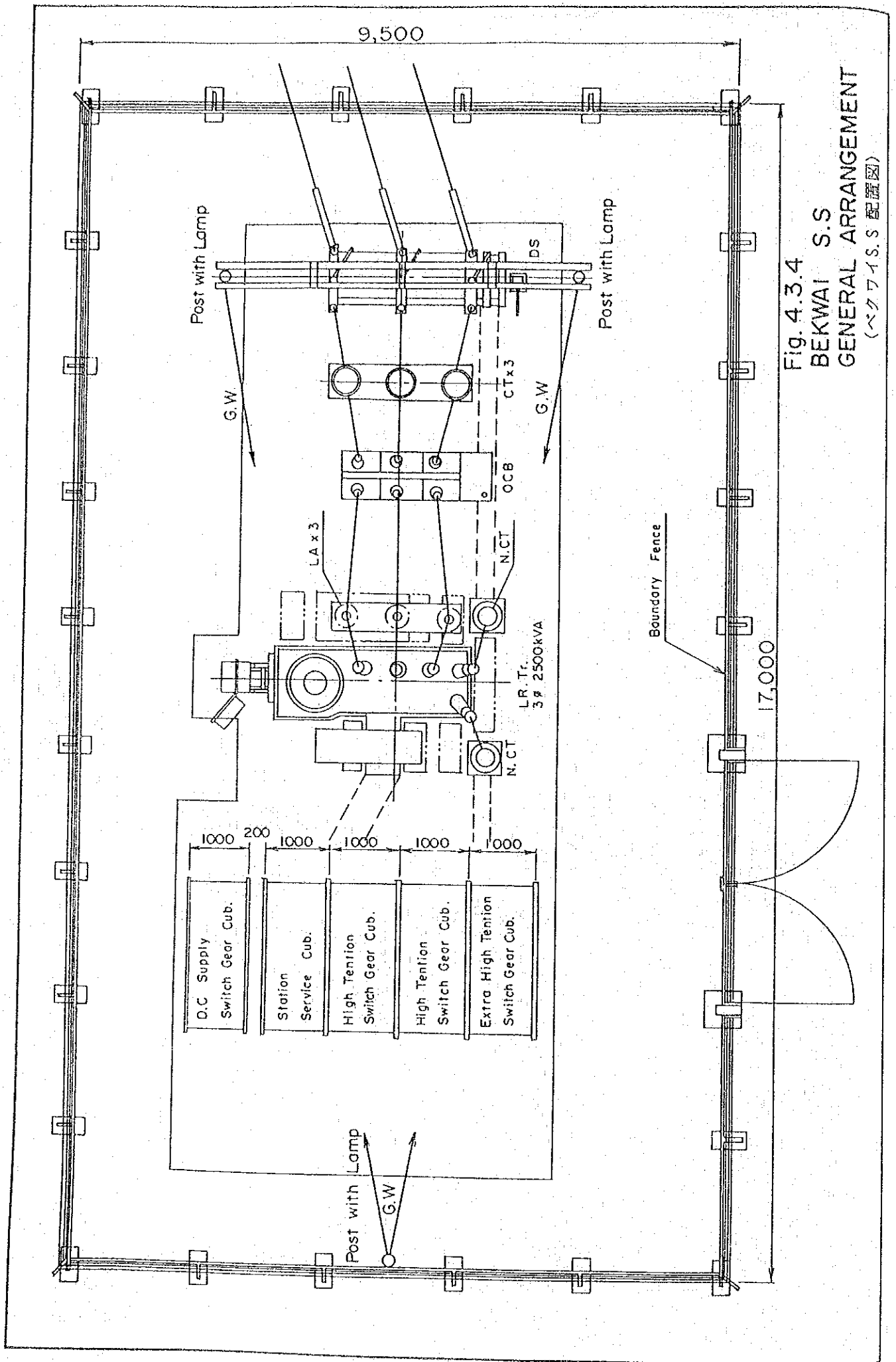


Fig. 4.3.4  
BEKWAI S.S  
GENERAL ARRANGEMENT  
(ベクワイS.S.配置図)

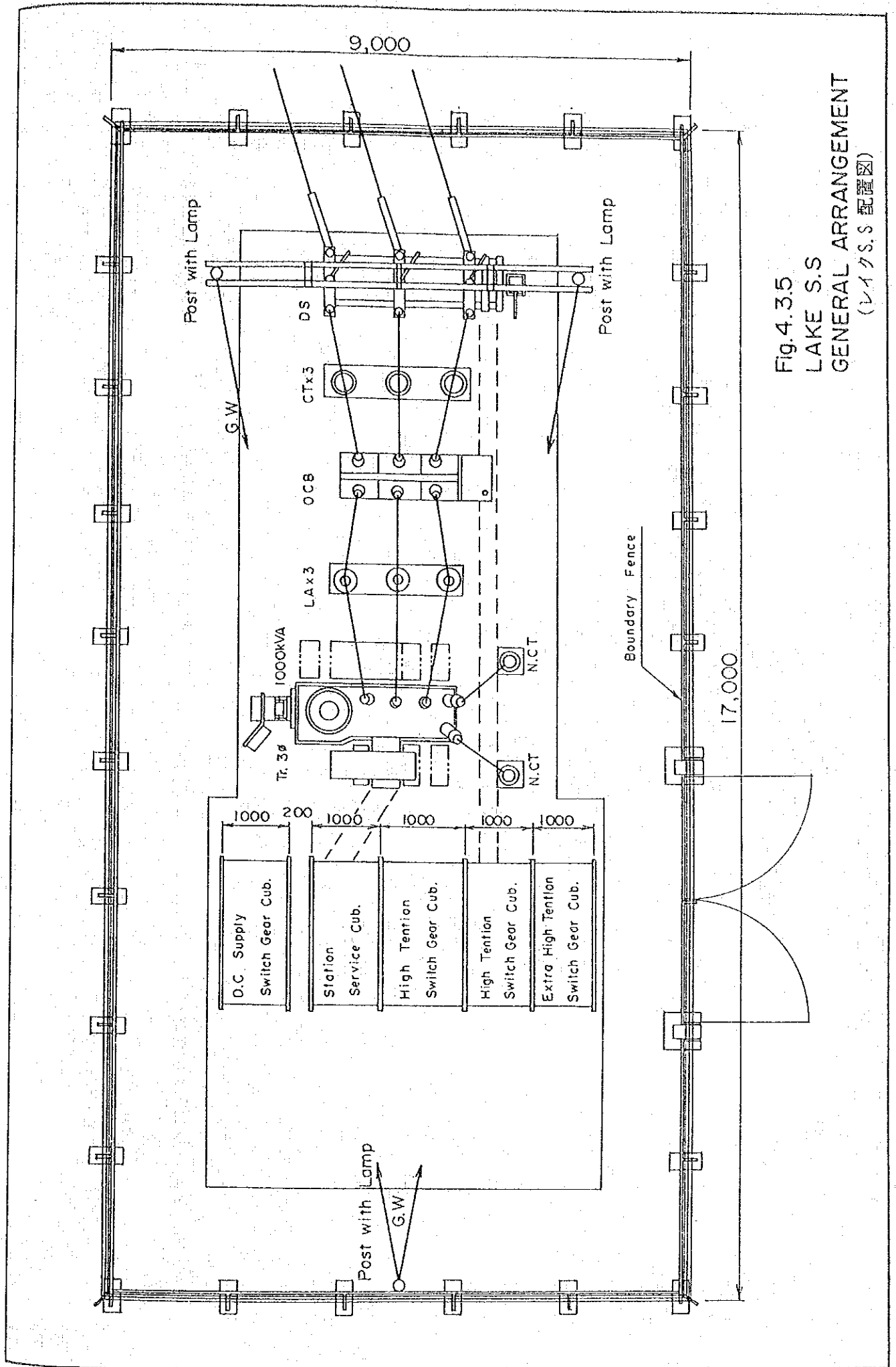


Fig.4.3.5  
LAKE S.S  
GENERAL ARRANGEMENT  
(レイクS.S.配置図)

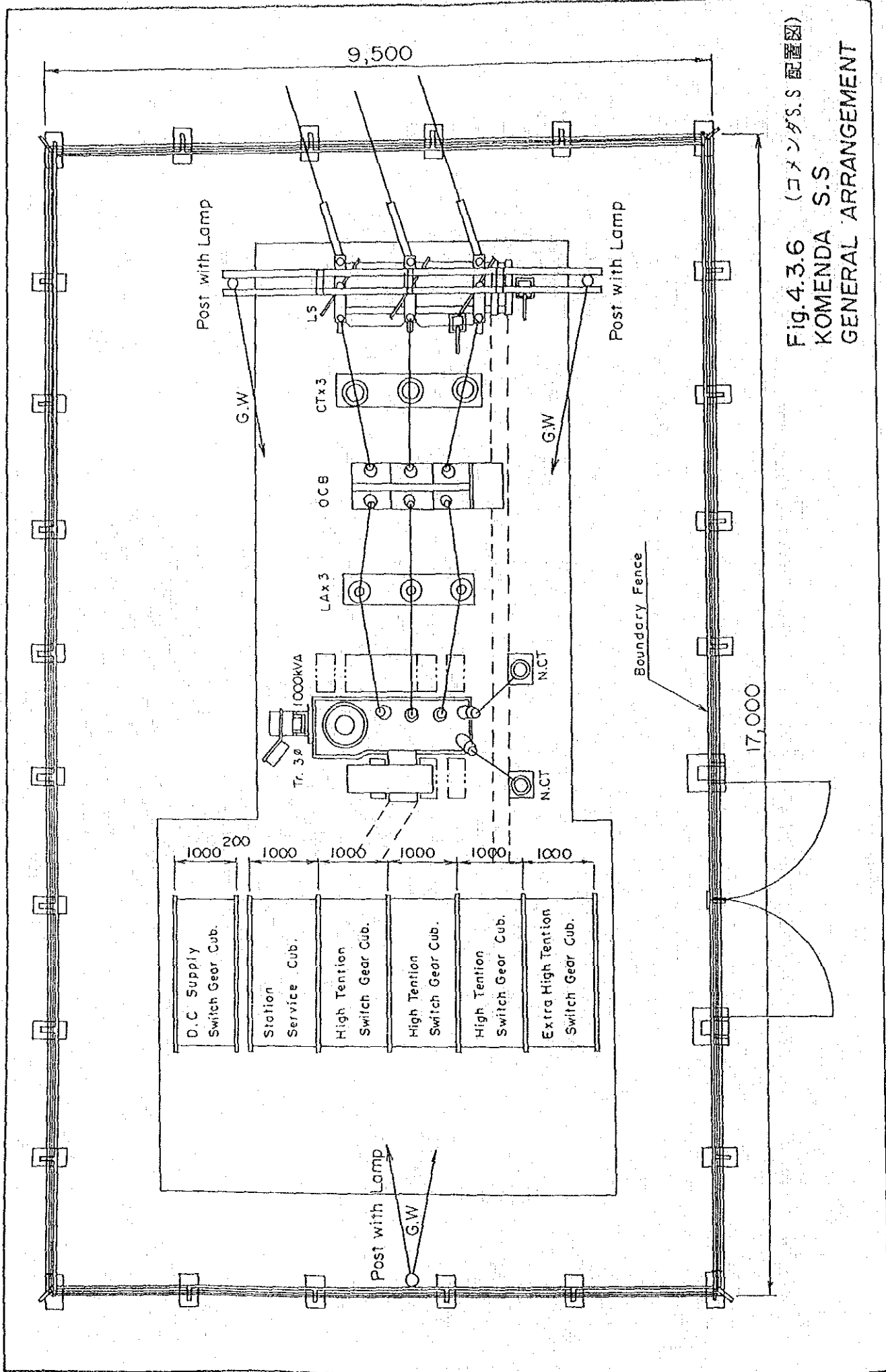
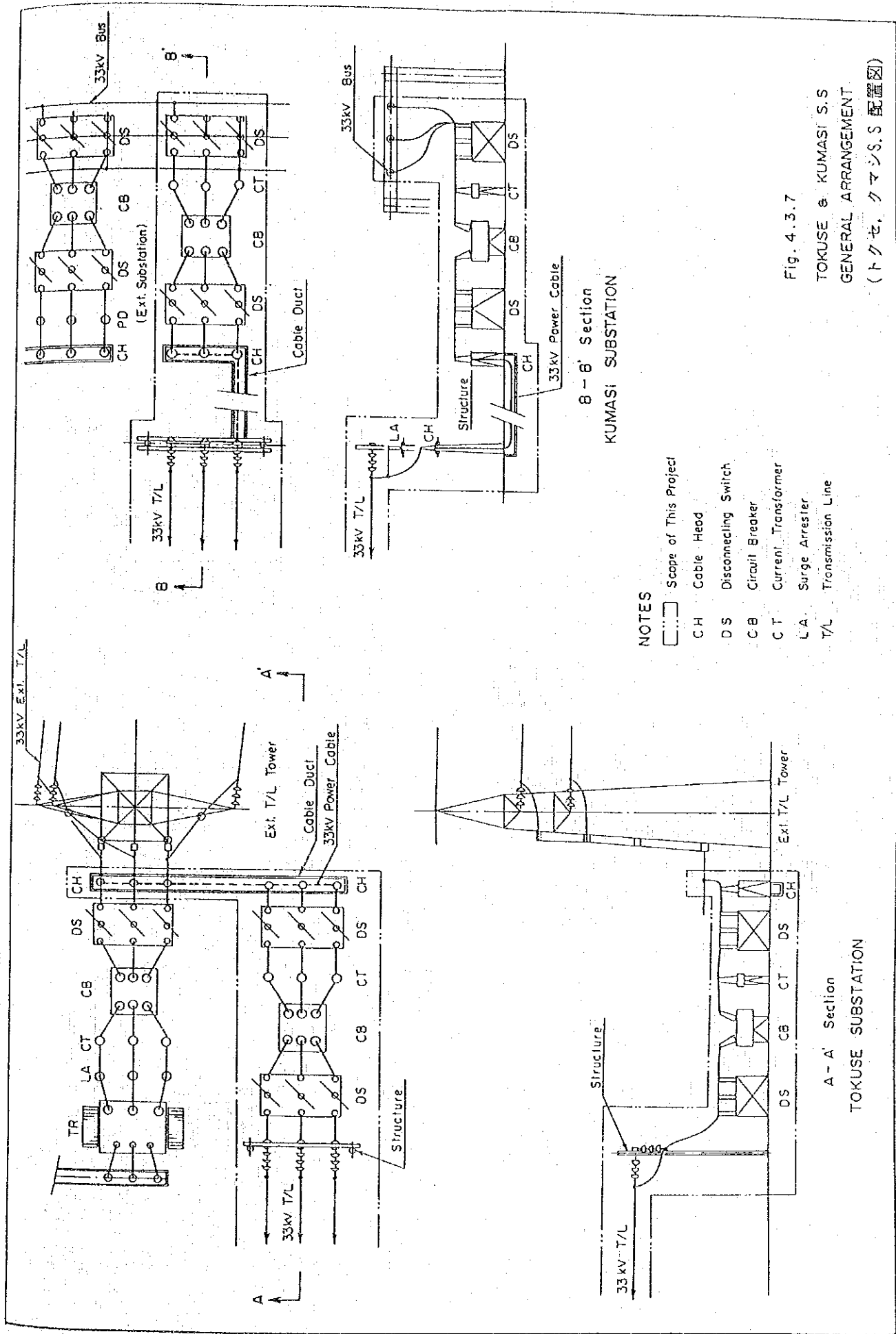


Fig.4.3.6 (コメンダS.S.配置図)  
 KOMENDA S.S.  
 GENERAL ARRANGEMENT





- NOTES
- Scope of This Project
  - CH Cable Head
  - DS Disconnecting Switch
  - CB Circuit Breaker
  - CT Current Transformer
  - LA Surge Arrester
  - T/L Transmission Line

A - A' Section  
TOKUSE SUBSTATION

B - B' Section  
KUMASI SUBSTATION

Fig. 4.3.7  
TOKUSE & KUMASI S.S  
GENERAL ARRANGEMENT  
(トクセ、クマシS.S配置図)

NOTES

- Scope of This Project
- CH Cable Head
- ACB Air Breaker Switch
- PTR Pool type Transformer
- PI Pin type Insulator
- T/L Transmission Line
- D/L Distribution Line
- PCS Primary Cutout Switch
- SS Secondary Switch
- LA Surge Arrester

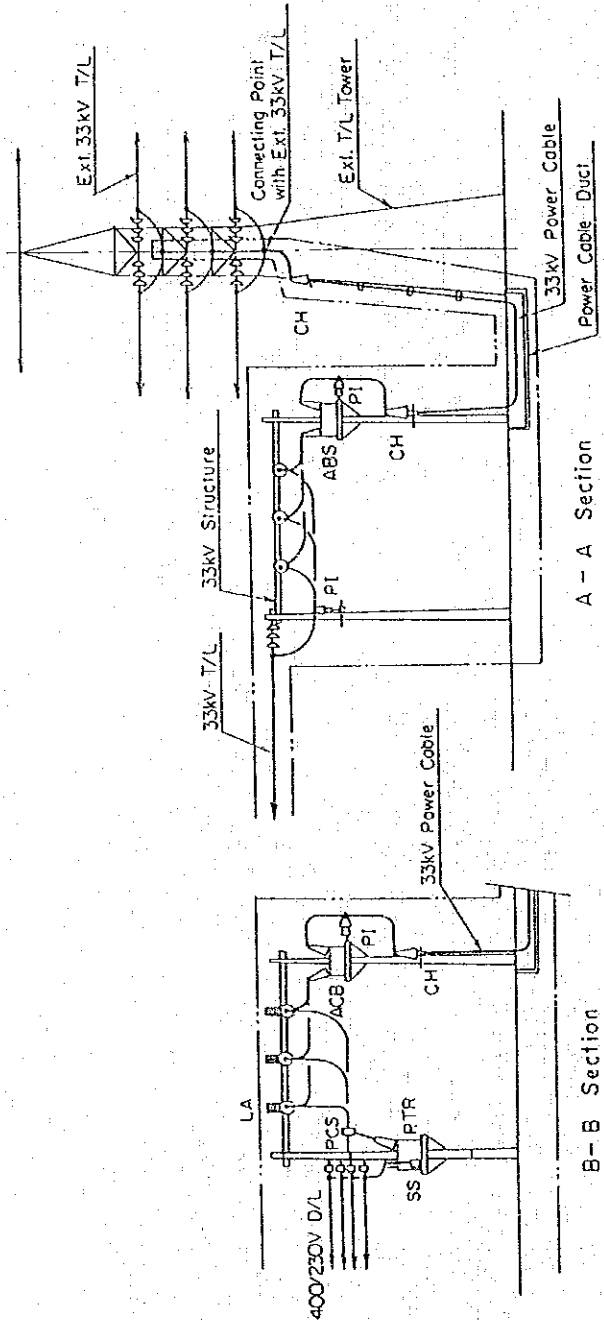
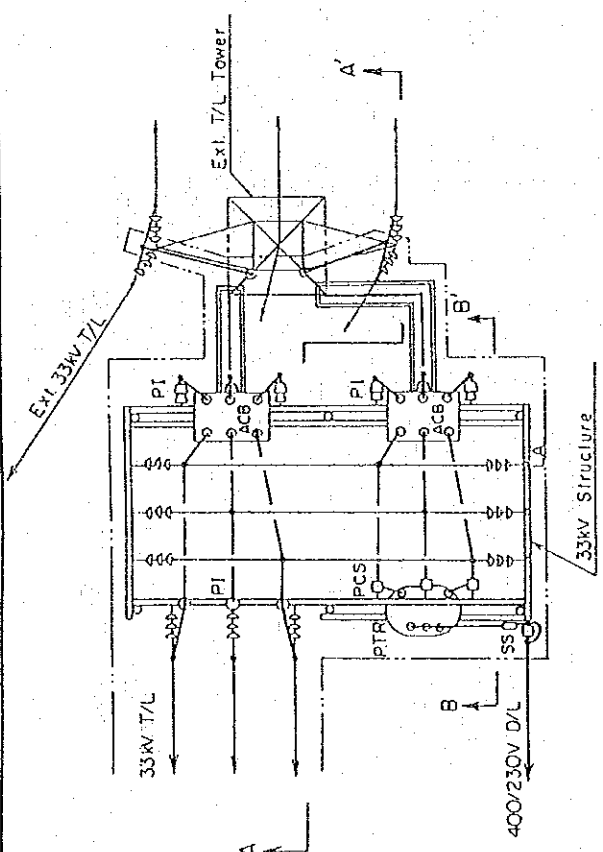


Fig. 4.3.8  
 DABOASE JUNCTION  
 GENERAL ARRANGEMENT  
 (ダボアセ分岐点配置図)

### 4.3.3 機器の仕様

主要機器の仕様の概要は次の通りである。

#### (1) 主要変圧器

標準規格 J E C 168-1966変圧器  
J E C 186-1962負荷時タップ切換装置

容 量 (kVA)	2,500	1,000
定 格	連 続	
相 数 ( $\phi$ )	3	
周 波 数 (Hz)	50	
冷却方式	油入自冷	
定格電圧 (kV)	33/11	
タップ電圧	$\pm 10\%$ , 17 tap	
絶縁階級 (号)	30A/10B	
結 線	$Y_{11}-Y_{11}-\Delta$	
角 変 位 (度)	0	
極 性	減 極 性	
使用状態	屋 外	
電圧調整	負荷時タップ切換	
標 高 (m)	1,000 以下	
最高周囲温度 (°C)	40	
台 数 (台)	1	2

(2) しゃ断器 (OCB, VCB)

準拠規格：JEC 181-1971交流しゃ断器

定格電圧	36kV	12kV
絶縁階級 (号)	30A	10B
定格電流 (A)	600	600
定格周波数 (Hz)	50	50
型式	油入しゃ断器(OCB)	真空しゃ断器(VCB)
定格しゃ断電流 (kA)	12.5	25
定格しゃ断時間(サイクル)	5	5
定格操作電圧 (V)	DC110	DC110
標準動作責務	A 0-1min-CO-3min-CO	
使用状態	屋 外	キュービクル収納
標 高 (m)	1,000以下	1,000 以下
最高周囲温度 (℃)	40	40
台 数 (台)	5	12

(3) 断 路 器 (DS)

準拠規格：JEC 165-1965断路器

定格電圧 (kV)	36
絶縁階級 (号)	30A
定格電流 (A)	400
定格短時間電流(kA)	14
使用状態	屋 外
標 高 (m)	1,000以下
最高周囲温度 (℃)	40
操作方法	手 動
台 数 (台)	7

(4) 計器用変流器 (CT)

準拠規格 JEC 143-1967 計器用変成器

定格電圧 (kV)	33	33
絶縁階級 (号)	30A	30A
定格電流 (A)	30/5	75/5
定格負担 (VA)	40	40
定格過電流強度	40	40
階 級	1.0	1.0
台 数	9	6

33kV計器用変流器は油入しゃ断器に内蔵する場合もある。

変圧器ブッシングCT, 11kVキュービクル内収納のCTは図面参照

(5) 避雷器 (LA)

準拠規格 JEC 156-1963 避雷器

定格電圧 (kV)	42	14
定格周波数 (Hz)	50	50
公称放電流 (kA)	10	10
最高周囲温度 (℃)	40	40
標 高 (m)	1,000以下	1,000以下
接 地 系	中性点直接接地	中性点直接接地
台 数 (台)	15	9

14kV避雷器は11kVキュービクル内に収納される。

(6) 閉鎖配置盤 (11kVキュービクル)

準拠規格 JEM1153閉鎖配電盤

定格電圧 (kV)	11		
使用状態	屋 外		
最高使用電圧 (℃)	40		
標 高 (m)	1,000以下		
変電所名	ベクワイ	レイク	コメンダ
配置盤 数量			
特別高圧盤	1	1	1
高圧盤	2	2	3
所内盤	1	1	1
直流盤	1	1	1

各閉鎖配電盤への収納機器についてはFig. 4.3.1～Fig. 4.3.6を参照のこと。

#### 4.4 低圧配電線設計

柱上変圧器より引出される低圧配電線の設計については一部4.2.3節で述べたが、低圧配電線個有の問題について以下捕捉する。

##### 4.4.1 設計基準

###### (1) 低圧電柱本数算定の考え方

###### (a) 需要想定

本プロジェクトの計画している3地域の初期の需要種別毎の需要想定は、 $T_1$  (Residential) ,  $T_2$  (Commercial) ,  $T_3$  (Industrial) ,  $T_4$  (Public Lighting)を含めて、需要家総数12,303口、最大電力 3,771kWである。

そのうち工場は16口、最大電力 665kWあるが小口需要に対する比率があまり大きくない。そこで便宜上一般需要と見なして、これに伴う低圧配電線路の施設計画を次のように設計した。

###### (b) 電柱1本当りの負荷密度

前述の通り、需要家は12,303口で最大電力は 3,771kWであるので平均1口当たり 310Wとなる。

低圧電柱1本当りの口数は本プロジェクト地域の調査結果及び将来の負荷増

を考慮に入れ、2.0口/1本とし、力率90%、不等率1.3とした場合初期の負荷密度は0.53kVA/1本となる。

$$(310W \times 1/0.9 \times 1/1.3 \times 2.0 \approx 530VA)$$

#### 4.4.2 低圧配電線の数量算定

##### (1) 変圧器1台当り電柱必要本数

電柱1本当りの負荷密度及び需要の伸び率（変圧器の初期の利用率65%）をベースとして初期に於ける需要家数約12,303口に供給する低圧線路の電柱本数と仮長を算出した。

尚、75kVA以上の変圧器の場合、IndustrialやCommercial用等の大口需要が含まれているので小口分はいずれも50kVA程度の変圧器容量と見なして計算した。

また、33kV、11kV送配電線と共架出来る部分もあるのでこれを20%程度考慮した。

変圧器容量(kVA)	台数(台)	1台当本数(本)
25	16	26
50~300	55	49
合計	71	—

(計算例)

##### (i) 25kVA変圧器の場合の1台当り電柱必要本数

$$\frac{25(kVA) \times 0.65 \times 0.8}{0.53(kVA/本)} = 26(本)$$

(2) Project Part毎の電柱必要本数

地区別電柱必要本数は以下のとおり。

変圧器 容量 (kVA)	1台当り 本数 (本)	Part 1		Part 2		Part 3		合 計	
		台数 (台)	本数 (本)	台数 (台)	本数 (本)	台数 (台)	本数 (本)	台数 (台)	本数 (本)
25	26	11	286	2	52	3	78	16	416
50~300	49	29	1,421	15	735	11	539	55	2,695
合 計	—	40	1,707	17	787	14	617	71	3,111

この表より約 3,100本必要と見込まれるが、このうちコメンダ地区、ベクワイ地区については既設配電設備分があるのでこれが利用できる。

(3) 線路亘長

(a) 線路亘長は配電線の形状が樹枝状に形成されるため電柱本数のおよそ50%程度と想定した。

(b) 低圧幹線、枝線の比率

幹線（3相4線式）、枝線（3相3線式）、枝線（単相2線式）の比率は需要家の全体構成と分布状況から、それぞれ50%、25%、25%とした。

(4) 引込線および積算電力量計

3.2.2節の需要想定により需要家数約12,303口と推定した。しかし対象地区は未電化地域が多く、配電線が近くにきたら応分の負担をしても供給を受けたいという潜在的需要家が多い。

従って各Consumer毎に当初どの程度の引込線や積算電力量計が必要か現時点では明確ではない。

現地調査やE C Gからの要請内容から当初必要な口数は以下のように想定される。

$$T_1\text{---Residential} : 10,856\text{口} \times 35\% = 3,800\text{口}$$

$$T_2\text{---Commercial} : 342\text{口} \times 50\% = 170\text{口}$$

$$T_3\text{---Industrial} : 16\text{口} \times 100\% = 16\text{口}$$



#### 4.4.3 低圧配電線

##### (1) 標準スパン

標準スパンはECG規準に合せ50mとする。

##### (2) 電線配列

垂直配列とし装柱の簡素化と短絡事故の減少を考慮した。

##### (3) 電線種別

線路は変圧器を中心に負荷に応じて2～4ルート設置する。

従って、電線容量は $\frac{1}{2}$ ～ $\frac{1}{4}$ 負荷に供給し得る電線で、かつ電圧降下限度（4%以内）を考慮して55mm<sup>2</sup>、30mm<sup>2</sup>、22mm<sup>2</sup>の3種類とする。

##### (4) 電柱

コンクリート柱9m、ECGの標準仕様とする。

##### (5) 碍子、金物

碍子：低圧引留用碍子（JIS C-3845）

金物：低圧用ラック金物

支線：亜鉛メッキ鋼より線14mm<sup>2</sup>（JIS C-3537）

ボルト：M12×250mm、M12×100mm

配電線資機材の供与は幹線40km分と他はECGが調達するものとする。

標準装柱はFig. 4.4.1の通りである。

#### 4.4.4 引込線および街路灯

##### (1) 引込線

###### (a) 引込方式

電灯は単相2線式、動力は3相3線式とする。

###### (b) 引込設備

積算電力量計は前述したように単相負荷には240V、10～60A定格を、3相負荷には415V、30～100A定格を使用する。

##### (2) 街路灯

防犯のため各地区の主要村落に取り付ける街路灯は、需要想定では、3地域で1,144灯を想定した。

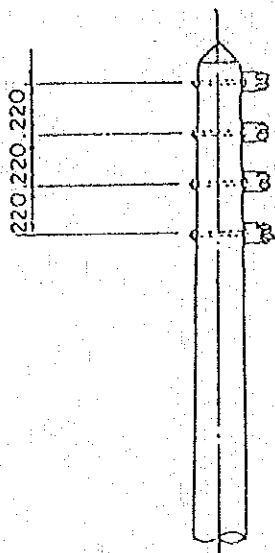
これら引込線および街灯設備のうち下記について供与しその他についてはECG

が調達するものとする。

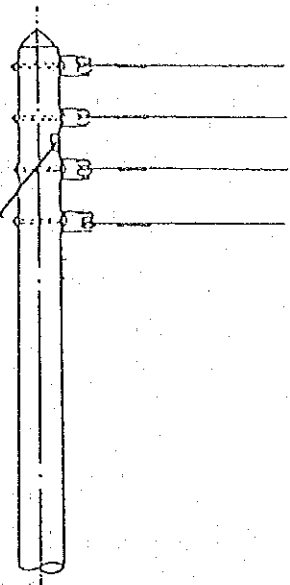
・積算電力量計

単相, 10~60A, 240V用 : 3,800個

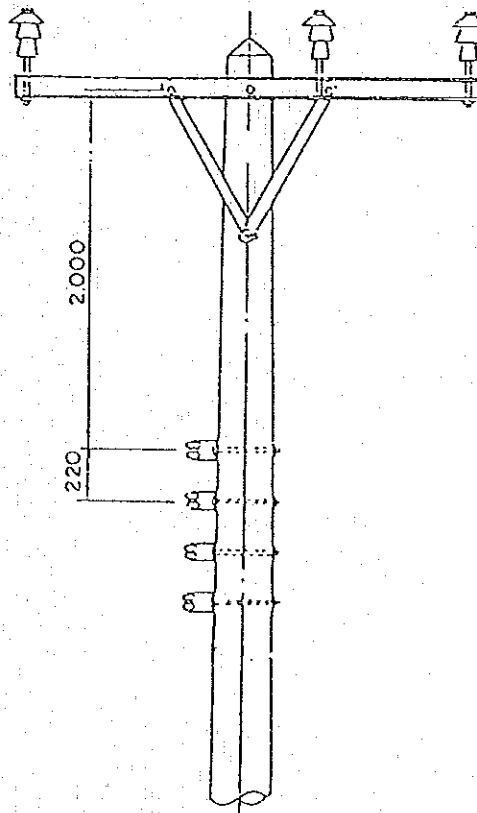
3相, 30~100A, 415V用 (100AはCT付) : 200個



SUSPENSION POLE  
(L.V.)



TERMINAL POLE  
(L.V.)



HIGH AND LOW VOLTAGE  
ARRANGEMENT

Fig. 4.4.1  
TYPICAL STRUCTURE (5)  
(標準装柱(5))



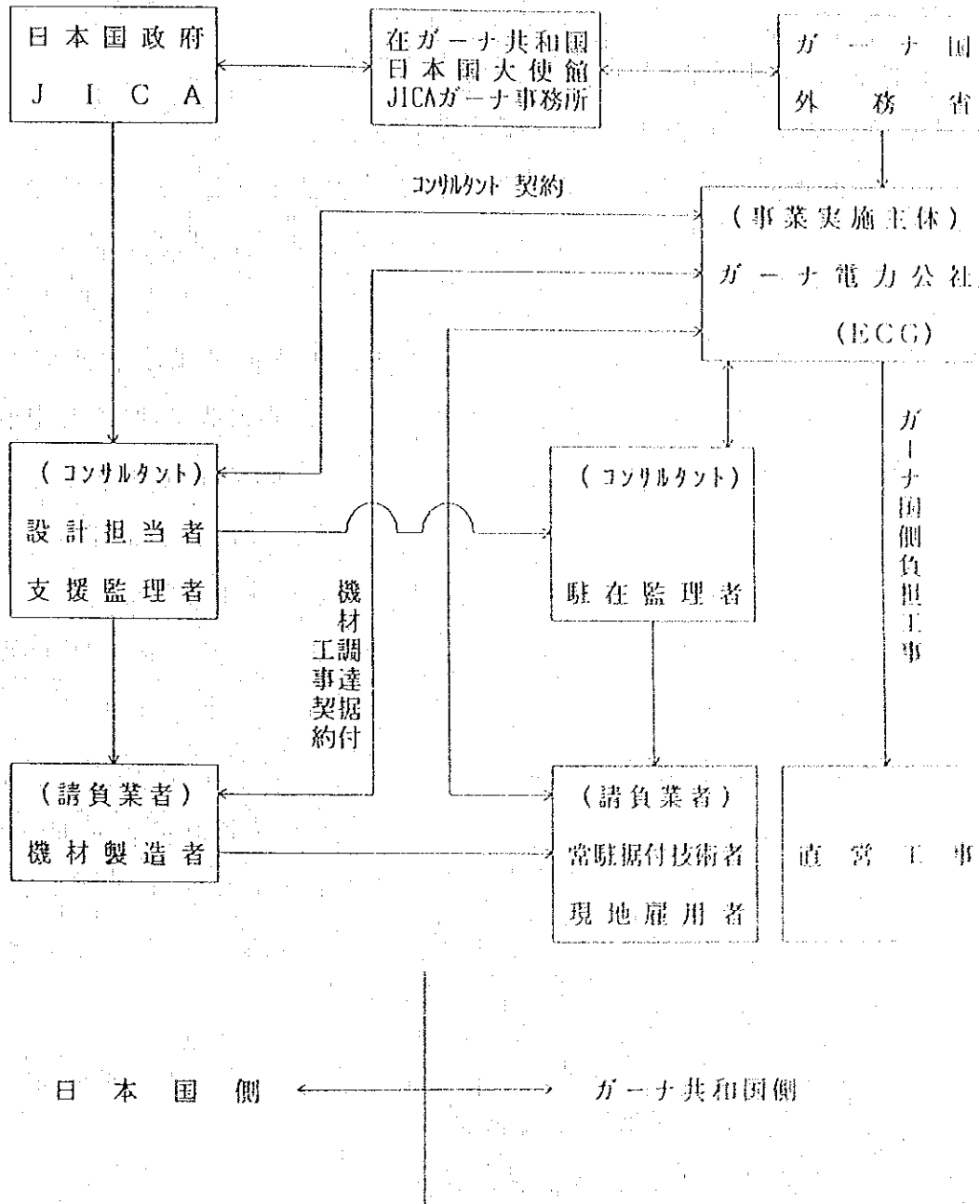
## 第5章 事業実施計画



## 第5章 事業実施計画

5.1 本案件を日本国政府の無償資金協力により実施する場合、以下の体制により業務を実施するのが妥当である。

### 事業実施体制



### 5.1.1 ガーナ国側の業務

事業実施に必要な業務はECGが主体で担当し、日本国のコンサルタント会社ならびに請負会社との契約、供与機器の据付工事に伴う業務を担当する。

ECGにおける窓口は工務部で、本格的な施工段階では円滑に業務を推進する為、プロジェクトチームを編成する。

なお、ECGはガーナ国側の負担工事を実施する為の実施予算を計上する準備をしている。

本計画の実施に必要なBanking Arrangement (B/A)の締結ならびに、コンサルタント契約、請負契約に基づくAuthorization to Pay (A/P)の発行は、ガーナ国側の指定する日本の外国為替銀行との間で行なわれる。

### 5.1.2 コンサルタントの業務

本計画は閣議決定後、両国間の交換公文の締結を経て速やかに日本のコンサルタント会社とECGとの間で本案件のためのコンサルタント契約が締結され、同契約に基づき、詳細設計、入札図書作成、入札、施工監理業務が行なわれる。

#### (1) 詳細設計

コンサルタントは基本設計の結果に基づいて、請負工事に必要な諸契約条件、すなわち一般条件、特殊条件、契約フォーム、技術仕様、その他図面、様式を作成する。

#### (2) 請負業者選定のための入札

本案件の施工監理に際し、コンサルタントは請負業者選定のための入札広告、入札参加要請書の受理、入札説明会の開催、入札図書の発行を行ない、一定期間の後、応札者の入札書類を受理、審査し、さらに日本国側の請負業者とECGとの間の契約締結に際し、必要な業務を実施する。

#### (3) 店頭（工場）試験の立ち会い

請負業者が製作する機器が請負契約に定められた技術仕様ならびに、コンサルタントが既に承認した承認図通り製作中か、あるいは製作済みかを確認する所謂“店頭”試験はタイムリーに行なわれなければならない。

従って上記試験にはコンサルタントがECGに代わって立ち会うものとする。



#### (4) 現地における施工監理

コンサルタントはコンサルタント契約に基づいて、着工前打合せ会議、主要機器据付け、調整試験および引き渡し等の業務遂行のために、その要員を現地に派遣し、交換公文に定められた所定の期間内に本案件の工事が円滑且つ確実に完了するよう監理する。

#### 5.1.3 請負業者の業務

本案件に係わる供与機器の供給、据付け工事に関する請負契約をECGと締結した後、日本の請負業者は同契約に基づき以下の業務を行なうものとする。

- (1) 製作用図面の作成
- (2) 供与機器の製作
- (3) 輸 送
- (4) 据付工事

契約の諸条件に基づいて、供与機器の据付けのための基礎工事を行ない、関連供与機器の据付完了後、既存電力系統への接続工事を実施する。

- (5) 引き渡しのための調整試験

据付け工事完了後、供与機器の性能確認のための一連の試験を行なう。

- (6) 技術指導

供与機器の運転・保守に必要な技術移転を行うため、請負業者は供与機器の据付け工事期間中、ECGの運転・保守要員候補者に対し、技術指導を行なう。

## 5.2 事業実施区分

本案件実施に関し、日本国政府の分担する業務およびガーナ共和国政府側の分担する業務は以下の通りである。

### 5.2.1 日本国政府側が分担する業務

- (1) 3.3.2 項に記載された、資機材の製作
- (2) 上記(1)に記載された資機材の海上および陸上輸送
- (3) 33kV線（含む開閉装置）、変電所および柱上変圧器の据付け工事、調整試験
- (4) 供与のみの資機材の仕様、引渡し数量の確認
- (5) 詳細設計・入札・施工監理に係るコンサルタント業務

### 5.2.2 ガーナ共和国政府側から分担する業務

- (1) 工事用敷地の提供と整備
- (2) 5.2.1 (1)に記載された資機材を、各計画地点に搬入するために必要な道路の整備
- (3) 既設分岐用鉄塔、配電盤室等の改造の協力
- (4) 5.2.1 (3)以外の供与資機材の据付け工事、調整試験
- (5) その他、本無償資金協力によって実施される事項以外の項目

なお、日本国から供与される資機材ならびに工事実施に係る日本の役務に対する一切の輸入関税、公租公課の免除がガーナ共和国政府により円滑かつ確実に実施されることを前提とする。

この外に実施業務の範囲については、資料編“協議々事録”のAnnex IIIを参照する。

### 5.3 調達、輸送、施工計画

#### 5.3.1 資機材の調達計画

ガーナ共和国においては、本案件の工事に必要な品目は殆んど生産されておらず、一部低圧配電線用コンクリート柱、機器基礎用コンクリート材料等を除き日本からの輸入に頼らざるを得ない。

下表に、本案件の実施にかかる主要な資機材の調達計画を示す。

日 本 で の 調 達	現 地 調 達
送 配 電 線	低圧配電線用コンクリート柱
電力ケーブル	セメント
33kV, 11kV線用電柱	鉄 筋
変圧器 (含, 柱上変圧器)	骨 材 (砂, 砂利)
開閉装置	
保護, 計測装置	
配電盤, キュービクル	
工事用車輛, 工具	
諸材料	
予備品	

現地調達の資機材については、製作能力を考慮し出来るかぎり早めに手配をする必要がある。

輸入資機材は、テマ港到着後、据付け工事、調整試験の後、完成した送配変電設備として、ECGに引渡されることになる。

なお、供与のみの資機材、予備品等は、仕様、数量を確認の上、又、工事用車輛、工具は工事完成後借用者（日本の本案件請負業者）が整備を行ない、ECGに引渡される。

以上のことを勘案すると、海上、陸上輸送その他を考慮に入れば遅くとも、供与引渡しの5ヶ月前に最終船が船積港を出港する必要がある。従って、その出港に間に合うよう、製作、検査、梱包、輸送と云った資機材の調達業務を行なう必要がある。

主要資機材中、衝撃に弱い品目、湿気に弱い品目について、例えば衝撃に弱い計器類を内蔵する配電盤、キュービクルは梱包時に固定する方式とするとか、湿気に弱い変圧器の内部、電力ケーブルの端末等は湿気防止の方式にするとか、梱包には十分な配慮がなされ、また船積み前に厳格な検査が行なわれる必要がある。

### 5.3.2 輸送計画

現在、日本よりテマ港へは、1社の船会社が月1回の割で配船されている。コンテナ積船もあるが、しかしテマ港に於ける荷卸貨物および積込貨物が少ないため、必ずしも定期的な配船サービスはされていないのが実情である。

本案件用機器の中には変圧器など重量物もあり、ヘビーデリックの設備を持った本船を用意せねばならないので、早い時期より配船計画を練らなければならない。

この計画で使用する資機材の量は、総計、約2.4千tonになる。輸入資機材の輸送は数回に分け、第1船には工具、諸資機材類を積むものとし、主要資機材は、第2船以降に船積みするのが妥当と考える。

テマ港における貨物のハンドリング、陸上輸送、盗難防止、サイトでの保管の観点から、重量物や長尺物以外は極力コンテナ貨物にすべきである。

テマ港より各Project partへの資材運搬は、この計画で配備する車両で行なうが、地区によっては一部不整備の道路があるので注意が必要である。

### 5.3.3 施工計画

交換公文締結後直ちにコンサルタントはコンサルタント契約をECGと締結し、基本設計の方針にそって詳細設計を行ない、その成果についてECGに十分な説明をするとともに、ガーナ共和国政府分担工事の具体的スケジュールを確認する必要がある。とくに上記分担工事中、既存設備との取合部、ならびに搬入口の工事、敷地の整備、清掃は日本国側請負業者が供与機器の据付け工事を開始するまでに完了していなければならない。このことが全体工事を進める上での重要ポイントとなる。またガーナ共和国側分担工事、供与機器の据付け工事と資材の搬入、各工種別工事の着手時期、相互の取り合いなど綿密な上にも綿密な計画を練り、調整を行ない手戻りのない具体的工程を組む必要がある。これらの工事が予定通り実施されるようECG、請負業者の充分且つ適切な対応が望まれる。

電化に対する各地域住民の要望は極めて強く、この電化計画が早期に完成されることか望まれている。よってFig5.3.1に示す施工体制で、各地区に各責任者(Engineer)を配置し、さらに経理担当、資材担当を配置して各地域とも出来るかぎり平行して工事を施工することにより工期の短縮を計る。

#### 5.4 実施スケジュール

本案件の実施スケジュールは、両国政府間の交換公文締結から、供与施設引き渡し(Taking-Over)までを12ヶ月とし、Fig 5.4.1に示すとおり「ガーナ共和国、地方電化計画実施スケジュール」を作成した。

#### 5.5 概算事業費

本案件の実施に際し、両国政府が負担する概算事業費は次の通りである。

- |                |        |
|----------------|--------|
| (1) 日本国政府負担分：  | 10.6億円 |
| (2) ガーナ国政府負担分： | 19百万円  |

#### 5.6 施設運営、管理計画

供与施設の運用開始後、その性能を十二分に発揮させる為には、日常の運転監視とともに定期点検が不可欠である。この為、機器の据付け中の技術指導を通じ、同機器の運転・保守技術を習得するとともに製造業者が用意するマニュアル等に記載する事項をベースに、運用計画を加味した点検補修計画を作成し、それを確実に遵守する事が重要である。

運転・保守の組織については、3.3.1節で述べたとおり各地域に支社があり、本案件と同等あるいはそれ以上の設備の運転・保守をやっているので、工事期間中の技術指導と引き渡し前の操作指導を実施すれば、同一組織の中へ本設備を組み入れても、充分ECGで対応出来る。

Fig. 5.3.1 Project Organization of E.C.G.  
 (ECG : 施工組織図)

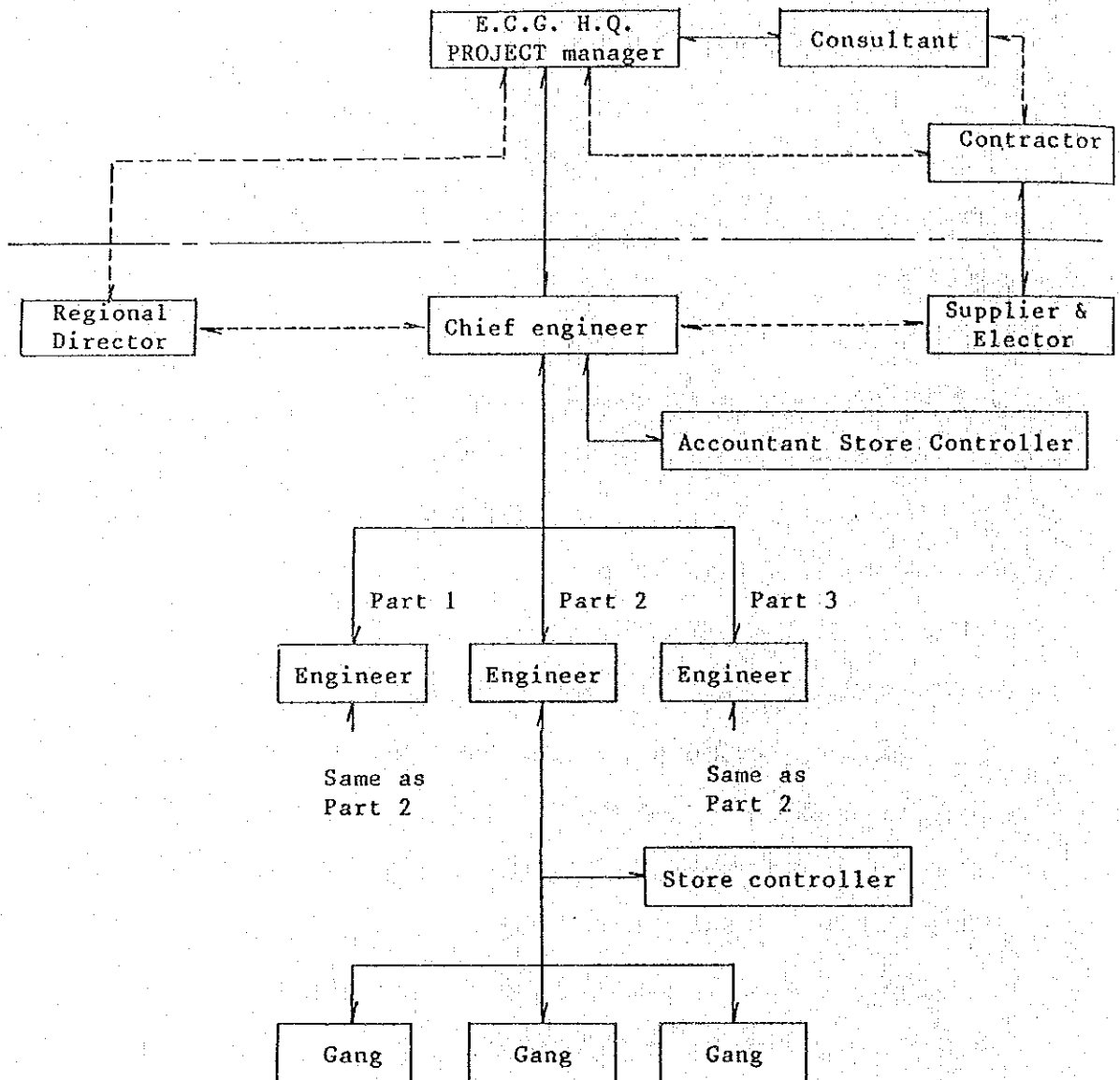


Fig. 5.4.1.1

ガ ー ナ 共 和 国 地 方 電 化 計 画 事 業 実 施 ス ケ ジ ュ ー ル

No.	項目	工 程 年 度												備 考	
		月													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	交 換 公 文 締 結	☆													
2	コ ン サ ル タ ン ト 契 約 締 結 実 施 設 計、入 札 図 書 作 成	△													
3	広 告 ・ 入 札 図 書 発 行		△												
4	入 札 締 切、入 札 審 査 証 請 負 契 約 調 印、認 証			□	△										
5	設 計 打 合 せ、承 認 図 作 成、検 討														
6	機 器 工 場 製 試 作 験														
7	船 積 み ・ 輸 送														
8	着 工 前 打 合 せ														
9	内 陸 輸 送 ( 倉 ・ 輸 入 通 関 )														
10	工 事														
11	引 渡 し 試 験														
12	操 作 指 導 ( 運 転 ・ 保 守 関 係 ・ 指 導 )														
13	機 器 引 渡 し														△
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		





## 第6章 事業評価



## 第6章 事業評価

地方電化により、地域住民に与える社会的、経済的意義は、一般的にみても相当高い効果があることは論をまたない。

ガーナ共和国政府が、近年の政治の安定、経済の発展を基礎に、5年間で200村落への電化計画を策定したのも、この時期に国民生活の向上、地場産業の発達等を更にねらったものである。

### 6.1 事業の効果

本案件の事業は次の効果をもたらすものと考えられる。

#### (1) 直接的効果

本案件により供与される送配変電設備は、Project Part 1の中にあるベクワイの一部、既設ディーゼル発電機による電化区域を除くと、現在、殆んど未電化地域であるところへ設置され、電力供給するものである。

従って、系統から受電する安定電源による電化は、市民の教育面、医療面、治安面等を含む生活環境の改善と、官庁、電報・電話局、郵便局、病院、水道局等の公共サービスの向上に、その貢献度は大きい。

具体的には、Project Part 1では、前記のベクワイは老朽化してきているディーゼル発電機に替わり、より大きな容量と、低廉で安定した電源になる。故に、Table 2.5.2に示される多種多様の需要が、広範囲に渡って裨益を得ることになりその効果は大きい。また、観光地と目されているレイクボソムティ地域の環境整備、プラソムにある病院の運営等にも大きな好影響が期待される援助と言える。

Project Part 2では、コメンダにある休業中の砂糖工場の操業再開また、灌漑用あるいは給水場設備の運転再開などとともに、セフイのパームオイルミル工場、ベボソのヘルスセンター、さらにキシのマイクロ中継局など公共施設を含め電化の恩恵を受ける。

Project Part 3では、首都アクラの郊外にあることから、ボジョアセ方面には大農場、カスアには大マーケット、さらにセニアベラクは漁港であるなど電化への期待は高く、電化後による地域開発は急ピッチで進むものと思われ、その波及効果は極めて大きいと言えよう。

3地域、57村の裨益人口は約22万5千人である。

## (2) 間接的効果

本計画が日本の無償資金協力により実施される場合、廉価な電力供給施設が整備され、E C Gの経営安定に寄与することは勿論である。即ち、E C Gは電気料金収入として、Table A 6(2)1に示すとおり、年平均約270百万円の財務収入増となる。1987年のE C Gの総収入は約5,275.8百万円であることから、この新たな料金収入は総収入の約5%に相当し、E C Gの財務収入に多大な貢献をすることになる。更に、電力供給の安定化は地場産業の活性化に役立ち、農村の経済開発を促進する等、国家経済発展にも貢献するものと思料される。

## 6.2 事業の妥当性

### (1) 技術面での妥当性

E C Gの将来の配電構想、および各地域の村落の電力需要想定の間から、適正規模の設備が設計され、且つ一部既存設備の有効利用が可能ないように計画されている。

### (2) 運営・管理面での妥当性

本計画では機器の据付け工事に伴い、請負業者から同機器・装置の運転・保守についての技術指導および操作指導を受けることによって、運転・保守要員が、機器・装置の操作・点検に通曉するよう計画されており、また、管理体制として本社、支社の各担当部課の職掌事項、責任体制の確立など、円滑な運営・管理が行なわれるよう計画されている。

### (3) 組織・要員面での妥当性

本計画の機器・装置の保守・運営に関して、現在の組織や要員数を大幅に変更することなく、既設設備とともに保守・運営ができるよう計画されている。

## 6.3 財務分析

本案件のE C Gにとっての財務評価を行なった。財務分析に当たっては、次の諸点を前提として考慮した。

尚、本案件の評価期間は、設備の耐用年数を考慮して25年間と想定してある。

### (1) 設備運用計画

送配変電設備としては、点検・保守および事故等により年間を通じて、平均的に数日間は停止することが考えられるが、設備の性格上、年間運用として検討した。

## (2) 電力需要

電力の需要予測は、2.3.4節の結果を引用し、初年度の売電々力量は、各Project Partの合計最大需要電力より、年負荷率の実績平均50%を使用して算出した。その後の売電々力量の伸びは、年平均伸び率 4.6%を使用した。又、買電々力量の算出には、1987年のECGのAnnual Reportより、1986年と1987年の系統受電に伴う送配電ロス率の年平均値20%に、所内電力用として年平均2%を加えた、22%を考慮し逆算した。

又、本案件の変電所および柱上変圧器の合計最大容量は6,900kVAであり、約12年後に達する売電々力量27.1GWh/年に相当する。従って、それ以後は、電力量を一定とした。

## (3) 売買電力量単価

各電力量単価については、1987年のECGのAnnual Reportより、1986年と1987年の売買電力量と支払、収入料金から、年平均単価を算出し、1988年に改訂された料金の一般家庭用基本料金のup率、約28%を乗じて、下記のとおり夫々の初年度平均料金単価とした。

買電々力量平均単価 3.0  $\phi$  /Kwh

売電々力量平均単価 7.0  $\phi$  /Kwh

尚、電力料金の伸び率は、実績でみると3年目毎に約倍額になっているが、今後このままの率で上昇することは考えられない。従って、以後10年間を約30%、それ以後は10%の伸び率を想定した。

## (4) 初期投資

初期投資は、本計画の建設コストとした。

## (5) 運転・維持補修費

1987年のECGのAnnual Reportより、1986年と1987年の管理費と売電々力量から、ECG全体の年平均単価を求めると、約 1.1 $\phi$  /Kwh である。このうち送配変電設備の保守経費として約1割、0.11 $\phi$  /Kwh を初年度の経費単価として想定した。又、その伸びについて、1986年と1987年ではマイナスになっているが、今後は矢張り数%の増加が考えられる。よって売電々力量の伸び率と同様、年平均 4.6%の伸び率を使用した。

上記の前提を基に財務評価を行なったところ、財務内部収益率 (Financial Internal Ratio of Return ; FIRR) は、Fig. 6.3.1 に示すとおり6.79%となった。又、本案件運用開始後15年で収支バランスは、Table 6.3.1 に示すようにプラスに転じる。さらに、上記前提について(i) 初期投資コストが10%アップしたケース、(ii) 運転・維持補修費が10%アップしたケースのそれぞれの感度分析 (Sensitivity analysis) を行なったところ、添付資料 6(2)に示すとおり結果は著しいマイナスの影響はない。

以上のことから、本案件は財務的にもフィージブルであり、本件がECGにとって十分な採算性のあるプロジェクトと言えよう。

Table 6.3.1 Calculation of Net Cash Flow

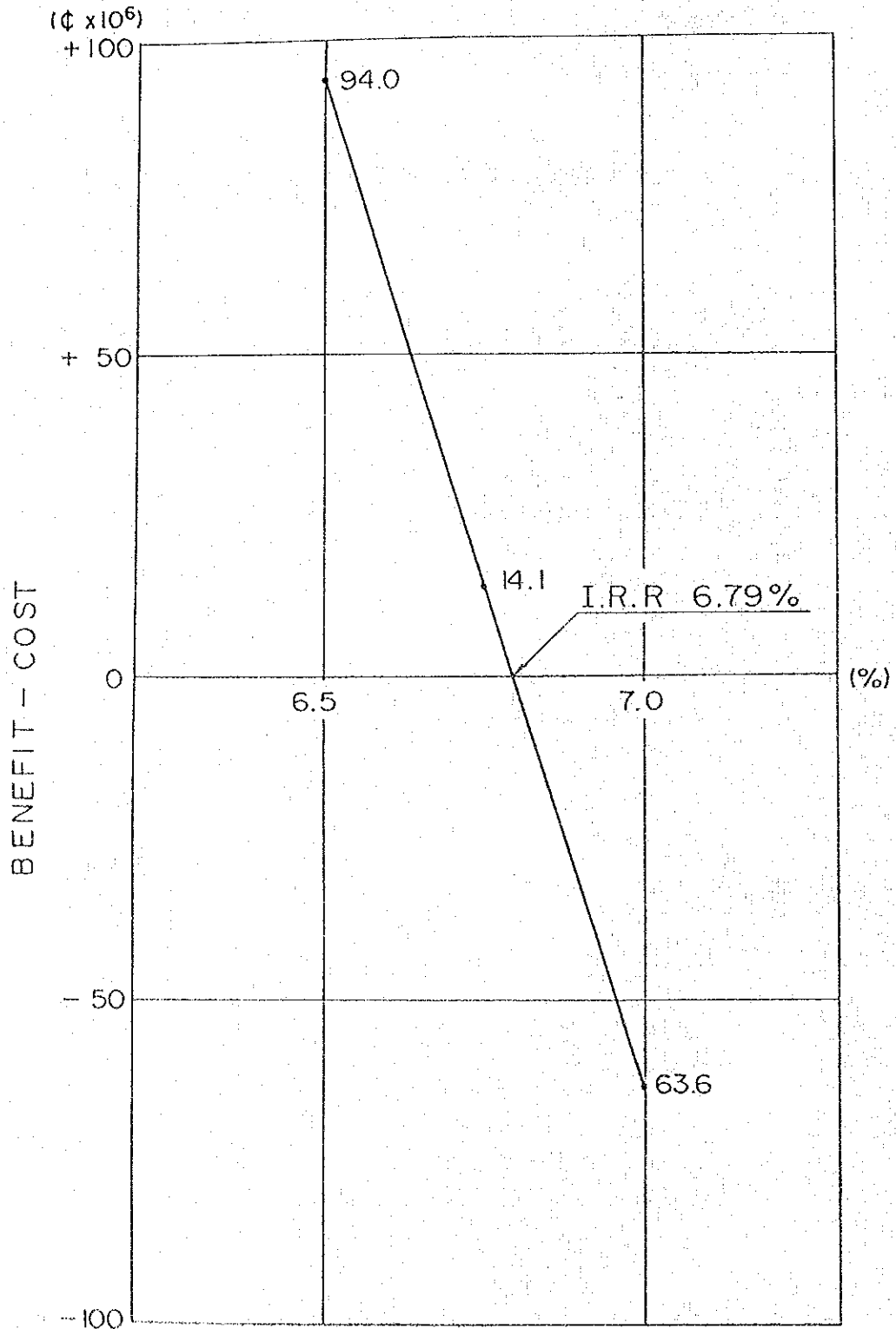
(財務収支計算)

Unit: ¥x10<sup>6</sup>

	Purchased Energy (GWh)	Sold Energy (GWh)	Investment	O & M Cost	Total Costs	Benefit	Net Cash Flow	Grand Total
1989	-	-	1,863.0	-	1,863.0	-	-1,863.0	-1,863.0
1990	14.1	11.0	560.0	1.2	603.6	77.0	-526.6	-2,381.6
1991	22.2	17.3		2.0	68.6	121.1	52.5	-2,337.1
1992	23.2	18.1		2.2	92.7	164.7	72.0	-2,265.1
1993	24.2	18.9		2.4	96.8	172.0	75.2	-2,189.9
1994	25.4	19.8		2.6	132.1	233.6	101.5	-2,088.4
1995	26.5	20.7		2.9	138.1	244.3	106.2	-1,982.2
1996	27.7	21.6		3.1	185.9	330.5	144.6	-1,837.6
1997	29.0	22.6		3.4	194.8	345.8	151.0	-1,686.6
1998	30.3	23.6		3.7	264.3	469.6	205.3	-1,481.3
1999	31.3	24.7		4.1	273.3	491.5	218.2	-1,263.1
2000	33.2	25.9		4.5	319.9	567.2	247.3	-1,015.8
2001	34.7	27.1		4.9	334.6	593.5	258.9	-756.9
2002	34.7	27.1		5.1	366.0	653.1	287.1	-469.8
2003	34.7	27.1		5.3	366.2	653.1	286.9	-182.9
2004	34.7	27.1		5.6	401.2	718.2	317.0	134.1
2005	34.7	27.1		5.9	401.5	718.2	316.7	450.8
2006	34.7	27.1		6.1	439.9	791.3	351.4	802.2
2007	34.7	27.1		6.4	440.2	791.3	351.1	1,153.3
2008	34.7	27.1		6.7	485.6	869.9	384.3	1,537.6
2009	34.7	27.1		7.0	485.9	869.9	384.0	1,921.6
2010	34.7	27.1		7.3	534.7	956.6	421.9	2,343.5
2011	34.7	27.1		7.7	535.1	956.6	421.5	2,765.0
2012	34.7	27.1		8.0	587.5	1,051.5	464.0	3,229.0
2013	34.7	27.1		8.4	587.9	1,051.5	463.6	3,692.6
2014	34.7	27.1		8.8	647.3	1,157.2	509.9	4,202.5

Fig. 6.3.1 (財務内部収益率)

Financial Internal Rate of Return (FIRR)  
(Original Plan)





## 第7章 結論と提言



## 第7章 結論と提言

### 7.1 結論

現代社会にあっては、電力供給は基礎的必需的サービスであり、その低廉、安定供給は、国民生活ならびに産業発展に不可欠である。

本案件は上記条件の達成のため、地方の電化を行なうもので、その計画内容について、電力供給面、技術面および経済面から検討した結果、最適な計画内容であることが確認出来る。

3.3節に基づく本計画の実施は、一部既設ディーゼル発電機による電化地区に対しては、電力不足に伴う第1章緒論等に示す諸障害が解消され、未電化地域に対しては、地域格差の是正に伴う、市民生活の向上、地場産業の活性化等に貢献するものである。

従って、社会的公平性と地方電化の社会的側面を重視して、本計画では、Project Part 1.2.3 地域を同時に電化することが妥当であると判断される。

また、ガーナ共和国は、本計画の実施体制の整備、施設運営管理体制の整備、要員の養成等、これに対応する諸準備を整えている。従って、本計画は我が国の無償協力の対象として充分妥当なものと判断される。

### 7.2 提言

今回計画された送配変電設備は、E C Gの地方電化計画の一環を成すものであり、本計画に対し日本の無償資金協力が実施される場合には既設設備の改造、敷地整備、搬入口の新設等のガーナ共和国政府が分担する業務を確実に実行し、E/N締結後、所定期間内に本案件の事業を円滑に実施することが望ましい。

また、長年に亘り供与機器が、その機能を充分発揮し得るため、ガーナ共和国政府は、本計画の完成後運転・保守に携わるE C Gの技術スタッフをして、日本国側諸負業者から派遣される技術員より技術習得のため、組立、据付け工事および調整試験に出来るだけ多く参画せしめ、また同請負業者より提出されるマニュアル記載の点検、手入れ基準を遵守せしめると共に、部品、絶縁油および点検・手入れの予算を恒常的に確保する必要がある。



資 料 編



## 資料編

### 資料編 目 次

資料-1	調査団の構成	A-1
資料-2	現地調査日程	A-2
資料-3	主要面談者	A-4
資料-4	協議議事録(写)	A-6
資料-5	収集資料リスト	A-11
資料-6	添付資料	A-15
(1)	需要想定のための基礎資料	A-16
(2)	財務評価の検討結果のデータシート	A-33
(3)	Calculation Results of Transmission Line	A-44
(4)	弛度計算書	A-55
(5)	Project Part関連既設系統図	A-62





## 調査団の構成

本事前調査団は、通商産業省、資源エネルギー庁、公益事業部古澤喜彦氏を団長として、次の通り構成され、昭和63年9月17日から同10月10日まで、ガーナ共和国政府関係者との協議及び現地調査を含む、事前調査を実施した。

氏名	担当業務	所 属
古澤喜彦	団長・総括	資源エネルギー庁、公益事業部技術課 基準班長
成瀬 猛	計画・管理	国際協力事業団
北沢 仁	系統計画	旧EPDCインターナショナル
岡田元太郎	送配変電 計画	同上

## 現地調査日程

日順	月 日	曜日	調 査 項 目
1	9月17日	土	・成田発
2	18日	日	・アムステルダム着
3	19日	月	・アムステルダム発 — アクラ着
4	20日	火	<ul style="list-style-type: none"> <li>・日本大使館訪問, 安藤大使, 有賀参事官へ挨拶, インセプションレポートにより調査内容・日程の概要説明。ガーナ共和国の一般概況, および本案件の要請の経緯・背景等の概要説明を受ける。</li> <li>・JICAガーナ事務所訪問, 長倉所長と調査概要・日程の打合せを行なう。</li> <li>・MF&amp;PおよびECG表敬訪問, インセプションレポートにより調査目的, 内容・日程等の説明, 打合せ。</li> </ul>
5	21日	水	<ul style="list-style-type: none"> <li>・MF&amp;EP表敬訪問, インセプションレポートにより調査目的, 内容, 日程等の説明</li> <li>・ECGにて, インセプションレポートおよび質問書について打合せ</li> </ul>
6	22日	木	<ul style="list-style-type: none"> <li>・MF&amp;Pにて, 現地踏査スケジュール詳細打合せ</li> <li>・ECG, クマシ支社訪問, クマシ変電所調査</li> </ul>
7	23日	金	<ul style="list-style-type: none"> <li>・Project Part 1, クマシ〜ベクワイ間踏査 (含むコンタナセ〜レイク間)</li> <li>・ECG, ベクワイ, ディーゼル発電所調査</li> <li>・パレスおよびアシャンテ州知事表敬訪問</li> </ul>
8	24日	土	・ECG, クマシ変電所調査および資料収集
9	25日	日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・踏査資料の検討・整理</li> <li>・VRAアコソボ発電所見学</li> </ul>
10	26日	月	<ul style="list-style-type: none"> <li>・MF&amp;EPにて, 議事録協議および署名</li> <li>・ECGにて, Project Part 1踏査資料およびProject Part 2, 3の踏査スケジュール詳細打合せ</li> <li>・JICAガーナ事務所, 長倉所長へ調査中間報告 (成瀬団員出国)</li> </ul>
11	27日	火	<ul style="list-style-type: none"> <li>・日本大使館, 有賀参事官へ中間報告 (団長帰国)</li> <li>・ECGにて, 質問書に対する進捗状況確認</li> </ul>

日順	月 日	曜日	調 査 項 目
12	9月28日	水	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ECG, 中部支社訪問, Project Part 2に関し現地打合せ</li> <li>・ ECG, コメンダ, 旧ディーゼル発電所および市内配電線等調査</li> <li>・ ECG, ダボアセ変電所調査</li> </ul>
13	29日	木	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ECG, 西部支社訪問, セコンディ変電所調査</li> <li>・ Project Part 2, ダボアセ～コメンダ間踏査</li> </ul>
14	30日	金	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ECG, トクセ変電所調査</li> <li>・ Project Part 3-1, トクセ～セニア・ベラク間踏査</li> </ul>
15	10月1日	土	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 収集資料, 踏査資料の検討・整理</li> </ul>
16	2日	日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 同 上</li> </ul>
17	3日	月	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ JICAガーナ事務所, 長倉所長へ現地調査状況等の報告</li> <li>・ ECGにて, Project Part 3-2の踏査打合せおよび質問書について確認</li> <li>・ Project Part 3-2, カスア～ボジョアセ間踏査</li> </ul>
18	4日	火	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ECGにて, 資料収集</li> <li>・ 現地調査記録整理</li> </ul>
19	5日	水	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ECGにて, 質問書に対する協議 (追加質問書提出)</li> <li>・ ECG輸送部門と打合せ</li> <li>・ 骨材関係, 他資料収集</li> </ul>
20	6日	木	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ JICAガーナ事務所, 長倉所長へ現地調査および資料収集の概要報告</li> <li>・ ECGにて, 現地調査速報(案)協議および資料収集</li> </ul>
21	7日	金	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 日本大使館, JICAガーナ事務所へ現地調査概要報告および帰国挨拶</li> <li>・ MF&amp;PおよびECGへ現地調査報告および帰国挨拶</li> <li>・ アクラ発</li> </ul>
22	8日	土	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ チューリッヒ着</li> </ul>
23	9日	日	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ チューリッヒ発</li> </ul>
24	10日	月	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 成田着</li> </ul>

## 主要面談者

省庁名簿	氏名	役職名等
日本大使館		
"	安藤茂実	特命全権大使
"	有賀照房	参事官
"	富樫治幸	二等書記官
国際協力事業団, ガーナ事務所		
"	長倉孝	所長
"	三浦敏	所員
大蔵省 Ministry of Finance and Economic Planning (M. F. & E. P.)		
"	Mr. G. K. HAGAN	Ag. Chief of Director
"	Mr. ABAKA	
"	Mr. Samuel K. KABO	
"	Mr. E. Osei PREMPEH	
燃料動力省 Ministry of Fuel and Power (M. F. & P.)		
"	Mr. Y. N. OPONG	Ag. Chief of Director
"	Mr. J. K. OWUSU	Chief of Director (A)
"	Mr. O. FRIMPONG (N. E. B.)	Asst. Program Officer
"	Mr. F. GBEDDY (N. E. B.)	Electrical Engineer
ガーナ電力公社 Electricity Corporation of Ghana (E. C. G.)		
"	Mr. E. A. K. KALITSI	Managing Director
"	Mr. C. W. ADDOM	Director of Engineering

省庁名簿	氏名	役職名等
ガーナ電力公社 Electricity Corporation of Ghana (E.C.G)	Mr. W. A. APIAKWA	Division Manager, Design & Construction
"	Mr. B. K. DAPATEM	Division Manager, Projects
"	Mr. F. R. L. LAWSON	Sectional Manager, Rural Electrification
"	Mr. DWAMENA	Geodetic Engineer, Design & Construction
"	Mr. AGBODO	Asst. Elec. Engr., Design & Construction
"	Mr. Isaac OPONG- ADDON	Electrical Engineer, Projects
"	Mr. MANU-MARFO	Asst. Electrical Engineer, Planning
"	Mr. Jeff ARNANSI	Regional Director, ECG-Kumasi
"	Mr. C. K. AHIAKU	Regional Engineer, ECG-Kumasi
"	Mr. M. O. K ANNAN	District Engineer, ECG-Bekwai
"	Mr. W. KYEREMATENG	Regional Director, ECG-Central Region
"	Mr. J. W. ARTHUR- SIMPSON	Ag. Regional Engineer, ECG-Central Region
"	Mr. A. S. KANSIHE	Electrical Engineer, ECG-Sekondi
"	Mr. A. T. BARFOUR	Regional Director, ECG-Western Region
Amancic District Council, Bekwai- Ashanti		
"	Mr. S. E. WIAFE	PNDC, District Secretary
"	Mr. J. K. WI-AFEDZI	PNDC, District Administration Officer
Palace		
	Nana (Mr) Osei KWADWO II	Omanhene of Bekwai Traditional Area Amancic - Ashanti

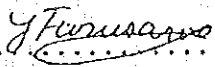
協議議事録(写)

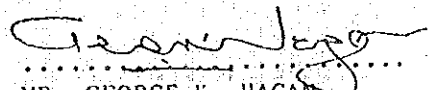
MINUTES OF DISCUSSIONS  
FOR THE PRELIMINARY STUDY  
ON THE RURAL ELECTRIFICATION PROJECT  
IN THE REPUBLIC OF GHANA

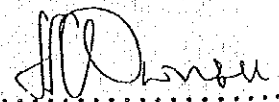
In response to the request of the Government of the Republic of Ghana, the Government of Japan decided to conduct a Preliminary Study on the Rural Electrification Project and entrusted the study to the Japan International Co-operation Agency (JICA). JICA sent to the Republic of Ghana the study team headed by Mr. Yoshihiko Furusawa, Deputy Director, Electric Power Technology Division, Agency of Natural Resources and Energy, Ministry of International Trade and Industry, from September 19 to October 7, 1988.

The team had a series of discussions on the Project with the officials concerned of the Government of Ghana headed by Mr. George K. Hagan and conducted a field survey in the proposed project area.

As a result of the study, both parties agreed to recommend to their respective governments the major points of understanding reached between them, which have been attached hereto for examination towards the realization of the Project.

  
.....  
MR. YOSHIHIKO FURUSAWA  
Leader of Mission, JICA

  
.....  
MR. GEORGE K. HAGAN  
(Ag. Chief Director)  
Ministry of Finance & Econ.

  
.....  
Witness: J.K. OWUSU  
(Ag. Chief Director)  
Min. of Fuel & Power

September 26, 1988

## A T T A C H M E N T

### 1. OBJECTIVE

The objective of the project is to improve the living conditions of the inhabitants in the selected areas and to contribute to the development of programmes planned by the Government of Ghana in the Project sites.

### 2. SITE

The proposed sites of the Project are: Kumasi/Ashanti Bekwai, Tokuse/Senya Breku/Bawjiase/Kasoa; Daboase/Komenda.  
(site map is attached as Annex I)

### 3. REQUEST

The Project components requested by the Ghana side are;  
("CONTENTS OF THE COOPERATION FOR THE PROJECT" is attached as Annex II)

### 4. EXECUTING AGENCY

Electricity Corporation of Ghana is responsible for the administration and implementation of the Project.

### 5. JAPAN'S GRANT SYSTEM

The Ghana side understood Japanese Grant Aid System explained by the Team which includes the principle to use a Japanese Consultant Firm and Japanese General Contractors for the construction and supply of materials.

### 6. SUPPLEMENTARY SURVEY

The Japanese Government, if necessary, may conduct the supplementary field survey at an earlier date in order to collect further information and data and to make the Basic Design of the Project when this Project is regarded as practicable through this Study.

The Ghana side shall provide all necessary information and data when the supplementary survey member(s) visit Ghana.

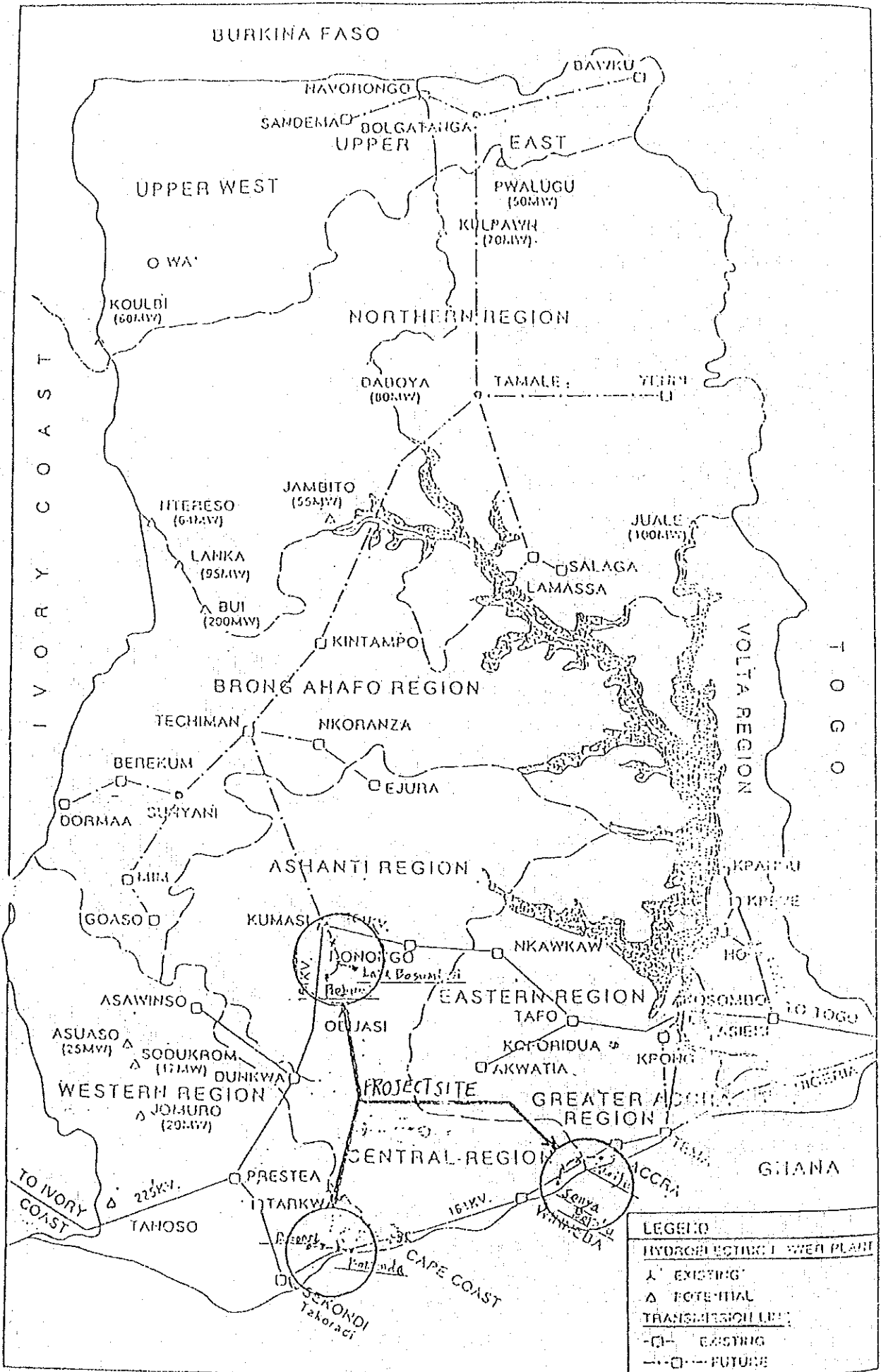
### 7. UNDERTAKING OF THE GOVERNMENT OF JAPAN

The team will convey to the Government of Japan the intention of the Government of the Republic of Ghana that the former takes necessary measures to cooperate in the construction of facilities and material supply for the rural electrification.

### 8. UNDERTAKING OF THE GOVERNMENT OF THE REPUBLIC OF GHANA

The Government of the Republic of Ghana will take the necessary measures listed in Annex III, as proposed by the team on condition that the Japanese grant aid would be extended to the Project.

ANNEX I



YH



ANNEX II

CONTENTS OF THE COOPERATION FOR THE PROJECT

The Contents and Scope of the Cooperation for the Project will be decided after technical and financial viability study. Requested equipment and materials are as follows:

- (1) Materials supply and installation for 33 KV new transmission line : 40KM  
Conductor (ACSR), Insulator, Electric Pole, Metal Fitting for lining, and other transmission materials, etc. : One lot
- (2) Materials supply and installation for 33 & 11KV new transmission line including, rehabilitation line : 75KM  
Contents same as (1)
- (3) Construction works and equipment and/or materials supply for substation : 6 places  
Power transformer, 33/11 KV, 2,500 KVA : 1 set  
Power transformer 33/11 KV, 1,000 KVA : 3 sets  
Power transformer, 33/0.4 KV, 500 KVA : 2 sets  
Circuit Breaker, Disconnecting Switch, Arrester, Current Transformer, Bus Line, Control Power Source, Cable Cubicle, etc. : one lot
- (4) Materials supply for new low voltage distribution line including rehabilitation line : 30 KM  
Conductor (HAL), Insulator, Electric Pole, Metal fitting for lining, and other transmission materials, etc. : one lot
- (5) Installation and Supply of Distribution Transformer : 29 sets  
Power transformer, 50 KVA, 100 KVA Supporting structure and facilities for incoming and outgoing line, etc. : one lot
- (6) Supply of Watthour meter : 4,000 p
- (7) Supply of Vehicles and Tools : one lot
- (8) Consultancy services for equipment installation and operation guidance (except for installation of (4)).

A N N E X I I I

1. To acquire the land or the right of way required for the Project implementation
2. To ensure the land or right of way necessary for construction of the temporary access roads from existing rural roads to the proposed construction site
3. To clear, level, and fill as needed, the site of the substations before the mobilization of the construction of the Project
4. To allow transportation of vehicles, machinery and construction equipment on the existing national and rural roads.
5. To grant exemptions from import duties and incidental expenses and to take necessary measures for customs clearance of the materials, equipment and spare parts brought into Ghana for the implementation of the Project. These exemptions shall be subject to the existing Ghanaian rules and regulations which are applicable to similar grant aid program.
6. To assume commissions on the Japanese foreign exchange bank for banking services based on the banking arrangement as follows:
  - 6.1 Advising Commission of Authorization to Pay
  - 6.2 Payment Commission
7. To accord Japanese nationals whose services may be required in connection with the supply of products and services under the various contracts, such facilities as may be necessary for their entry into and stay in Ghana for the performance of their work.
8. To exempt Japanese nationals from customs duties, internal taxes and other fiscal levies which may be imposed in the recipient country with respect to the the supply of products and services under the verified contracts.
9. To bear all expenses, other than those to be borne by the grant aid, necessary for the construction of the facilities as well as for the transportation.
10. To fully maintain the electric lines and stations which are constructed under the Japanese grant aid in cooperation with inhabitant and relevant authorities concerned.

YF

## List of Received Data and Information(1/4)

収集資料リスト

資料-5

No.	Title	Author/Publisher	Date published	Remarks
1	Annual Report 1987	ECC	—	
2	Ghana 1/50,000 Maps a. Kumasi-Bekwai Area : Sheet No. 0602A4, 0602B3 0602C2, 0602D1 b. Daboose-Komenda Area : Sheet No. 0502C4, 0502D3 c. Tokuse-Senya Area : Sheet No. 0501A4, 0501B3 0501C2, 0501D1	Government of Ghana	Apr. 1972 ~ Jan. 1975	
3	Kumasi 33kV Net Work 1988	ECC	1988	
4	Schematic Diagram of 33kV Net Work(Kumasi-Ashanti)	ECC	—	
5	Layout of 33kV Outdoor Switchgear Kumasi Substation "A"	Associated Electrical Industries LTD, England	Nov. 1968	
6	Sectional Elevation of 33kV Outdoor Switchgear Kumasi Substation A & B	Associated Electrical Industries LTD, England	Nov. 1968	
7	Schematic of Bekwai 11kV Distribution	ECC	—	
8	Schematic Diagram of 33kV O/H Line from Sekondi to Daboose	ECC	—	
9	General Arrangement of Daboose 33/11-3.3kV Outdoor	James Scott, Glasgow	May. 1972	
10	TS 33/11kV ET Tokuse Electrical Lay-out Earthing	Energoinvest, Yugoslavia	Oct. 1977	
11	TS Tokuse Single line Diagram	Energoinvest, Yugoslavia	Oct. 1977	
12	Extention of National Grid to Bekwai-VRA Amansie	PNDC Regional secretary<KUMASI>	Sep. 1988	
13	Table A-1, Population in whole Ghana	Population Census Dept.	Sep. 1988	

List of Received Data and Information (2/4)

No	Title	Author/Publisher	Date published	Remarks
14	Table A-2, Population Distribution by age and sex as of Dec. 1984	Population Census Dept.	Sep. 1988	
15	Table A-3, Population Distribution by Districts or Regions	Population Census Dept.	Sep. 1988	
16	Table A-4, Monthly Precipitation (Takoradi, Kumasi)	ECC	Oct. 1988	
17	Table A-5, Meteorological Data (Takoradi, Kumasi)	ECC	Oct. 1988	
18	Table A-6, Reference Data of Existing Substations and Distribution Line (Tokuse)	ECC	Oct. 1988	
19	Table A-7, Reference Data of Existing Substations	ECC	Oct. 1988	
20	Table A-8, Energy Generation, sold consumed in Auxiliaries and System Losses	ECC	Oct. 1988	
21	Table A-9, Consumption of Energy by Economic Group	ECC	Oct. 1988	
22	Table A-10, Growth of Maximum Demand	ECC	Oct. 1988	
23	Table A-11, Annual Energy Sales and Revenue	ECC	Oct. 1988	
24	Monthly Rainfall Totals (Accra)	ECC	Oct. 1988	
25	Mean Monthly Maximum Temperature (Accra)	ECC	Oct. 1988	
26	Approved Tariff Structure & Rates for 1988	ECC	Oct. 1988	
27	E.C.G. Kumasi Substation	Energoinvest, Yugoslavia	—	
28	Specification of Electrical Equipment for Existing System	English Electric CO. LTD, England	Jan. 1970	

List of Received Data and Information (3/4)

No.	Title	Author/Publisher	Date published	Remarks
29	Diagram of Connections for Outdoor Relay Cubicle.	English Electric Co, LTD, England	Jan. 1970	
30	Schematic Diagram Secondi Sub. "A"	James Scott, Glasgow	Dec. 1969	
31	33kV Network-Protective Relay Settings	ECC	Jan. 1988	
32	General Layout of 33kV Accra Network Extention	ECC	Jun. 1986	
33	Schematic Diagram of 33/11kV Substation	ECC	Nov. 1987	
34	Rehabilitation of Distribution Power System.	ECC	Mar. 1987	
35	Power Sector Installations	ECC	—	
36	E.C.G. Existing Organization Chart for Head office	ECC	—	
37	Plan & Longitudinal Section (Hor. 1:2,000, Vert. 1:200)	Geodetic Engineering Dept.		
	a. Kumasi-Kuntanase (Dwg. No. A/001 - A/010)		Mar. 1987	
	b. Bekwai-Kuntanase (Dwg. No. B/001 - B/007)		Feb. 1987	
38	E.C.G. Present Line Diagram	ECC	Aug. 1982	
39	E.C.G. System Development Plan (1989 - 1993) Materials and Cost Summary	ECC	—	
40	List of Local Contractor	ECC	Nov. 1988	
41	Answer for Supplementary Questionnaire	ECC	Nov. 1988	
42	List of Transport Rates	Ministry of Transport and Communications	Jan. 1988	
43	Generating Facility of E.C.G. (Diesel Engine Generator)	ECC	Dec. 1988	

List of Received Data and Information (4/4)

No	Title	Author/Publisher	Date published	Remarks
44	Government Subsidiary Loans to E. C. G.	ECC	Dec. 1988	
45	Available Vehicles and Tools in E. C. G.	ECC	Dec. 1988	
46	Road Map of Ghana.	Survey of Ghana	Jul. 1986	

添付資料

- (1) 需要想定のための基礎資料
- (2) 財務評価の検討結果のデータシート
- (3) Calculation Results of Transmission Line
- (4) 弛度計算書
- (5) Project Part関連既設系統図

## 添付資料(1) 需要想定のための基礎資料

## 1. Residential Consumerの最大電力

Residential Consumerについては、Large, Mediumおよび Small-houseなどの区分けが考えられるが、電化初期であるので平均負荷として、下記のように最大電力を想定した。

・居間、寝室など3～5部屋を有する家屋

予想される電気器具：

電 灯	200W	(60W × 2 = 120W, 40W × 2 = 80W)
アイロン	345W	
ラ ジ オ	20W	
計	565W	

設備需要 : 565W

需 要 率 : 0.4

最大電力 :  $565 \times 0.4 = 226W$

## 2. 潜在需要の分類と想定最大電力

現地調査および収集資料より、各地域の潜在需要を想定・集計し、変電設備の容量検討のための需要家の最大電力とした。

各Project partの“Breakdown of potential consumer and Estimated Maximum Demand”をTable A. 6.(1). 1～A. 6.(1). 16に示す。



Table A6.(1).1 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
(Project part 1)							
1. Esereso	746	T1 Residential	53	12.0	T1 Household	53	12.0
		T2 Commercial	2	1.0	T2 School	1	0.5
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	1	0.5
		T4 Public Lighting	5	0.5	T4 Public Lighting	5	0.5
		T5 Others	-	-			
		Total	60	13.5	Total	60	13.5
2. Feyiase	881	T1 Residential	70	16.0	T1 Household	70	16.0
		T2 Commercial	4	2.0	T2 School	2	1.0
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	2	1.0
		T4 Public Lighting	7	0.7	T4 Public Lighting	7	0.7
		T5 Others	-	-			
		Total	81	18.7	Total	81	18.7
3. Aputnogyia	347	T1 Residential	32	7.0	T1 Household	32	7.0
		T2 Commercial	-	-	T4 Public Lighting	3	0.3
		T3 Industrial	-	-			
		T4 Public Lighting	3	0.3			
		T5 Others	-	-			
		Total	35	7.3	Total	35	7.3

Table A6.(1).2 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)		
4. New Kokobirike	90	T1 Residential	15	4.0	T1 Household	15	4.0		
		T2 Commercial	1	0.5	T2 School	1	0.5		
		T3 Industrial	-	-	T4 Public Lighting	2	0.2		
		T4 Public Lighting	2	0.2					
		T5 Others	-	-					
		Total	18	4.7	Total	18	4.7		
5. Jochie (Amanase)	1,188	T1 Residential	105	24.0	T1 Household	105	24.0		
		T2 Commercial	13	8.5	T2 S		0.5		
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	4	2.0		
		T4 Public Lighting	10	1.0	T2 Police Stations	1	1.0		
		T5 Others	-	-	T2 Post Office	1	0.5		
					T2 Market	1	0.5		
					T4 Public Lighting	10	1.0		
		Total	128	33.5	Total	128	33.5		
		6. Pramso	1,976	T1 Residential	130	29.0	T1 Household	130	29.0
				T2 Commercial	4	42.0	T2 Hospitalighting	1	40.0
T3 Industrial	-			-	T2 School	3	2.0		
T4 Public Lighting	13			1.3	T4 Public Lighting	13	1.3		
T5 Others	-			-					
Total	147			72.3	Total	147	72.3		

Table A6.(1).3 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
7. Soaduro	208	T1 Residential	30	7.0	T1 Household	30	7.0
		T2 Commercial	3	1.5	T2 School	2	1.0
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	1	0.5
		T4 Public Lighting	3	0.3	T4 Public Lighting	3	0.3
		T5 Others	-	-			
		Total	36	8.8	Total	36	8.8
8. Kontanase	1,715	T1 Residential	127	29.0	T1 Household	127	29.0
		T2 Commercial	6	3.5	T2 School	2	1.0
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	3	1.5
		T4 Public Lighting	13	1.3	T2 Police Stations	1	1.0
		T5 Others	-	-	T2 Post Office	1	0.5
		Total	146	33.8	Total	146	33.8
9. Toamform	359	T1 Residential	30	7.0	T1 Household	30	7.0
		T2 Commercial	-	-	T4 Public Lighting	3	0.3
		T3 Industrial	-	-			
		T4 Public Lighting	3	0.3			
		T5 Others	-	-			
		Total	33	7.3	Total	33	7.3

Table A6.(1).4 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
10. Onwe	886	T1 Residential	60	14.0	T1 Household	60	14.0
		T2 Commercial	4	2.0	T2 School	3	1.5
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	1	0.5
		T4 Public Lighting	6	0.6	T4 Public Lighting	6	0.6
		T5 Others	-	-			
		Total	70	16.6	Total	70	16.6
11. Worakege	934	T1 Residential	60	14.0	T1 Household	60	14.0
		T2 Commercial	1	0.5	T2 School	1	0.5
		T3 Industrial	-	-	T4 Public Lighting	6	0.6
		T4 Public Lighting	6	0.6			
		T5 Others	-	-			
		Total	67	15.1	Total	67	15.1
12. Akokofe	867	T1 Residential	65	15.0	T1 Household	65	15.0
		T2 Commercial	4	2.0	T2 School	2	1.0
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	2	1.0
		T4 Public Lighting	6	0.6	T4 Public Lighting	6	0.6
		T5 Others	-	-			
		Total	74	17.6	Total	75	17.6

Table A6.(1).5 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
13. Arycremade	714	T1 Residential	72	16.0	T1 Household	72	16.0
		T2 Commercial	2	1.0	T2 School	2	1.0
		T3 Industrial	-	-	T4 Public Lighting	7	0.7
		T4 Public Lighting	7	0.7			
		T5 Others	-	-			
		Total	81	17.7	Total	81	17.7
14. Youth Camp (Government Guest House)	-	T1 Residential	-	-	T2 Rest House	2	2.0
		T2 Commercial	2	2.0	T4 Public Lighting	3	0.3
		T3 Industrial	-	-			
		T4 Public Lighting	3	0.3			
		T5 Others	-	-			
		Total	5	2.3	Total	5	2.3
15. Sebedie	260	T1 Residential	23	5.0	T1 Household	23	5.0
		T2 Commercial	-	-	T4 Public Lighting	2	0.2
		T3 Industrial	-	-			
		T4 Public Lighting	2	0.2			
		T5 Others	-	-			
		Total	25	5.2	Total	25	5.2

Table A6.(1).6 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
<b>Project Part I</b>							
<b>(Bekwai S/S)</b>							
Bekwai and other 24 villages including Sebedie	30,285	T1 Residential	2,520	570.0	T1 Household	2,520	570.0
		T2 Commercial	172	386.0	T2 School	76	47.5
		T3 Industrial	5	200.0	T2 Church	43	21.5
		T4 Public Lighting	252	25.2	T2 Minerals Prospecting	22	110.0
		T5 Others	-	-	T2 Corporation	2	10.0
					T2 Hospital	11	181.0
		Total	2,949	1,181.2	T2 Court House	3	1.5
					T2 Rest House	1	1.0
					T2 Post Office	4	2.0
					T2 Police Station	3	3.0
					T2 Market	5	2.5
					T2 Radio Station	1	5.0
					T2 Stadium	1	1.0
					T3 Oil Mills	1	100.0
					T3 Brick & Tile	1	20.0
					T3 Gari Factory	1	10.0
					T3 Saw Mill	1	50.0
					T3 Agriculture Station	1	20.0
					T4 Public Lighting	252	25.2
		Total	2,949	1,181.2			

Table A6.(1).7 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
Project Part 1							
(Lake S/S)							
Abonu and other 23 villages	16,871	T1 Residential	1,723	389.0	T1 Household	1,723	389.0
		T2 Commercial	35	17.5	T2 School	22	11.0
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	13	6.5
		T4 Public Lighting	172	17.2	T4 Public Lighting	172	17.2
		T5 Others	-	-			
		Total	1,930	423.7	Total	1,930	423.7

Table A6.(1).8 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
(Project part 2)							
1. Daboase (No. 1)	457	T1 Residential	111	25.0	T1 Household	111	25.0
		T2 Commercial	-	-	T4 Public Lighting	11	1.1
		T3 Industrial	-	-			
		T4 Public Lighting	11	1.1			
		T5 Others	-	-			
		Total	122	26.1	Total	122	26.1
2. Supon Dunkwa	2,738	T1 Residential	300	68.0	T1 Household	300	68.0
		T2 Commercial	2	1.0	T2 School	1	0.5
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	1	0.5
		T4 Public Lighting	30	3.0	T4 Public Lighting	30	3.0
		T5 Others	-	-			
		Total	332	72.0	Total	332	72.0
3. Beposo	1,284	T1 Residential	150	34.0	T1 Household	150	34.0
		T2 Commercial	4	2.0	T2 School	2	1.0
		T3 Industrial	-	-	T2 Market	1	0.5
		T4 Public Lighting	15	1.5	T2 Mosque	1	0.5
		T5 Others	-	-	T4 Public Lighting	15	1.5
		Total	169	37.5	Total	169	37.5



Table A6.(1).9 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
4. Beposo Estates (Health Center)	-	T1 Residential	-	-	T2 Health Centre	1	5.0
		T2 Commercial	1	0.5	T4 Public Lighting	3	0.3
		T3 Industrial	-	-			
		T4 Public Lighting	3	0.3			
		T5 Others	-	-			
		Total	4	5.3	Total	4	5.3
5. Anteamua (Amanase)	808	T1 Residential	138	31.0	T1 Household	138	31.0
		T2 Commercial	1	0.5	T2 School	1	0.5
		T3 Industrial	-	-	T4 Public Lighting	14	1.4
		T4 Public Lighting	14	1.4			
		T5 Others	-	-			
		Total	153	32.9	Total	153	32.9
6. Sehwi	202	T1 Residential	30	7.0	T1 Household	30	7.0
		T2 Commercial	1	5.0	T2 Oil mills	1	5.0
		T3 Industrial	-	-	T4 Public Lighting	3	0.3
		T4 Public Lighting	3	0.3			
		T5 Others	-	-			
		Total	34	12.3	Total	34	12.3
7. Domenase	3,003	T1 Residential	355	80.0	T1 Household	355	80.0
		T2 Commercial	5	2.5	T2 School	2	1.0
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	2	1.0
		T4 Public Lighting	35	3.5	T2 Post Office	1	0.5
		T5 Others	-	-	T4 Public Lighting	35	3.5
		Total	395	86.0	Total	395	86.0

Table A6.(1).10 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)		
8. Aborause	1,260	T1 Residential	205	46.0	T1 Household	205	46.0		
		T2 Commercial	2	1.0	T2 School	1	0.5		
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	1	0.5		
		T4 Public Lighting	20	2.0	T4 Public Lighting	20	2.0		
		T5 Others	-	-					
		Total	227	49.0	Total	227	49.0		
9. Kisi	4,024	T1 Residential	500	113.0	T1 Household	500	113.0		
		T2 Commercial	9	9.0	T2 School	3	1.5		
		T3 Industrial	-	-	T2 Market	1	0.5		
		T4 Public Lighting	50	5.0	T2 Church	3	1.5		
		T5 Others	-	-	T2 Post Office	1	0.5		
					T2 Wireless Station	1	5.0		
Total	559	127.0	Total	559	127.0				
							T4 Public Lighting	50	5.0

Table A6.(1).11 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
Project Part 2							
(Komenda S/S)							
Komenda and others including Kisi	9,883	T1 Residential	1,190	269.0	T1 Household	1,190	269.0
		T2 Commercial	29	21.5	T2 School	13	8.5
		T3 Industrial	7	305.0	T2 Church	10	5.0
		T4 Public Lighting	119	11.9	T2 Mosque	1	0.5
		T5 Others	-	-	T2 Post Office	2	1.0
					T2 Police Station	1	1.0
					T2 Market	1	0.5
					T2 Wireless Station	1	5.0
					T3 Water Works	6	300.0
					T3 Sugar Factory	1	5.0
			T4 Public Lighting	119	11.9		
		Total	1,345	607.4	Total	1,345	607.4

Table A6.(1).12 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)	
(Project part 3-1)								
1. Galuluya	400	T1 Residential	50	11.0	T1 Household	50	11.0	
		T2 Commercial	-	-	T4 Public Lighting	5	0.5	
		T3 Industrial	-	-				
		T4 Public Lighting	5	0.5				
		T5 Others	-	-				
		Total	55	11.5	Total	55	11.5	
2. Kasua	2,878	T1 Residential	342	77.0	T1 Household	342	77.0	
		T2 Commercial	3	1.5	T2 School	1	0.5	
		T3 Industrial	-	-	T2 Marketing Center	1	0.5	
		T4 Public Lighting	34	3.4	T2 Mosque	1	0.5	
		T5 Others	-	-	T4 Public Lighting	34	3.4	
		Total	379	81.9	Total	379	81.9	
3. Buduburam	487	T1 Residential	102	23.0	T1 Household	102	23.0	
		T2 Commercial	1	0.5	T2 School	1	0.5	
		T3 Industrial	1	20.0	T3 Estate Farm	1	20.0	
		T4 Public Lighting	10	1.0	T4 Public Lighting	10	1.0	
		T5 Others	-	-				
		Total	114	44.5	Total	114	44.5	

Table A6.(1).13 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)	
4. Awiutu	2,614	T1 Residential	320	72.0	T1 Household	320	72.0	
		T2 Commercial	8	4.5	T2 School	4	2.0	
		T3 Industrial	-	-	T2 Police Station	1	1.0	
		T4 Public Lighting	32	3.2	T2 Post Office	1	0.5	
		T5 Others	-	-	T2 Church	1	0.5	
						T2 Market	1	0.5
						T4 Public Lighting	32	3.2
		Total	360	79.7	Total	360	79.7	
5. Akoti	200	T1 Residential	30	7.0	T1 Household	30	7.0	
		T2 Commercial	2	1.0	T2 School	1	0.5	
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	1	0.5	
		T4 Public Lighting	3	0.3	T4 Public Lighting	3	0.3	
		T5 Others	-	-				
				Total	35	8.3	Total	35
6. Ojobi	2,663	T1 Residential	161	36.0	T1 Household	161	36.0	
		T2 Commercial	6	3.0	T2 Post Office	1	0.5	
		T3 Industrial	1	100.0	T2 School	3	1.5	
		T4 Public Lighting	16	1.6	T2 Church	2	1.0	
		T5 Others	-	-	T3 Brewery	1	100.0	
						T4 Public Lighting	16	1.6
		Total	184	140.6	Total	184	140.6	

Table A6.(1).14 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
7. Kwablano	76	T1 Residential	20	5.0	T1 Household	20	5.0
		T2 Commercial	-	-	T4 Public Lighting	2	0.2
		T3 Industrial	-	-			
		T4 Public Lighting	2	0.2			
		T5 Others	-	-			
		Total	22	5.2	Total	22	5.2
8. Senya Bereku	14,419	T1 Residential	860	194.0	T1 Household	860	194.0
		T2 Commercial	9	15.0	T2 School	4	2.5
		T3 Industrial	-	-	T2 Police Station	1	1.0
		T4 Public Lighting	86	8.6	T2 Market	1	0.5
		T5 Others	-	-	T2 Post Office	1	0.5
					T2 Court house	1	0.5
					T2 Clinic	1	10.0
					T4 Public Lighting	86	8.6
		Total	955	217.6	Total	955	217.6

Table A6.(1).15 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
(Project part 3-2)							
1. Ofankor	1,827	T1 Residential	190	43.0	T1 Household	190	43.0
		T2 Commercial	-	-	T4 Public Lighting	19	1.9
		T3 Industrial	-	-			
		T4 Public Lighting	19	1.9			
		T5 Others	-	-			
		Total	209	44.9	Total	209	44.9
2. Papase	381	T1 Residential	50	11.0	T1 Household	50	11.0
		T2 Commercial	-	-	T3 Estate Farm	1	20.0
		T3 Industrial	1	20.0	T4 Public Lighting	5	0.5
		T4 Public Lighting	5	0.5			
		T5 Others	-	-			
		Total	56	31.5	Total	56	31.5
3. Gyeikrodua	1,842	T1 Residential	180	41.0	T1 Household	180	41.0
		T2 Commercial	3	1.5	T2 School	2	1.0
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	1	0.5
		T4 Public Lighting	18	1.8	T4 Public Lighting	18	1.8
		T5 Others	-	-			
		Total	201	44.3	Total	201	44.3

Table A6.(1).16 Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand

Name of Village	Inhabitants	Potential Consumer by Economic Group	Quantity	Maximum Demand (kw)	Breakdown of Potential Consumer	Quantity	Maximum Demand (kw)
4. Adawukwa	450	T1 Residential	60	14.0	T1 Household	60	14.0
		T2 Commercial	-	-	T3 Estate Farm	1	20.0
		T3 Industrial	1	20.0	T4 Public Lighting	6	0.6
		T4 Public Lighting	6	0.6			
		T5 Others	-	-			
		Total	67	34.6	Total	67	34.6
5. Openbo	443	T1 Residential	90	20.0	T1 Household	90	20.0
		T2 Commercial	-	-	T4 Public Lighting	9	0.9
		T3 Industrial	-	-			
		T4 Public Lighting	9	0.9			
		T5 Others	-	-			
		Total	99	20.9	Total	99	20.9
6. Bodwoase	10,431	T1 Residential	830	188.0	T1 Household	830	188.0
		T2 Commercial	12	7.0	T2 School	6	4.0
		T3 Industrial	-	-	T2 Church	4	2.0
		T4 Public Lighting	83	8.3	T2 Market	1	0.5
		T5 Others	-	-	T2 Post Office	1	0.5
		Total	925	203.3	Total	925	203.3



## 添付資料(2) 財務評価の検討結果のデータシート

財務評価検討のための Original PlanデータシートをTable A. 6.(2). 1とTable A. 6.(2). 3に示す。又、感度分析のため、(1)初期投資コストが10%アップしたケース、(2)運転維持補償費を管理費の20%としたケースの検討結果をケース(1)についてはTable A. 6.(2). 4~Table A. 6.(2). 5とFig A. 6.(2). 1に、またケース(2)についてはTable A. 6.(2). 6~Table A. 6.(2). 8とFig A. 6.(2). 2にそれぞれ示す。

Table A6.(2).1.

Calculation of Revenue and Expense  
(Original Plan)

	Energy						O & M Cost	
	Purchased			Sold			c/kwh	¢x10 <sup>6</sup>
	Gwh	c/kwh	¢x10 <sup>6</sup>	Gwh	c/kwh	¢x10 <sup>6</sup>		
1990	14.1	3.0	42.4	11.0	7.0	77.0	0.110	1.2
1991	22.2	3.0	66.6	17.3	7.0	121.1	0.115	2.0
1992	23.2	3.9	90.5	18.1	9.1	164.7	0.120	2.2
1993	24.2	3.9	94.4	18.9	9.1	172.0	0.126	2.4
1994	25.4	5.1	129.5	19.8	11.8	233.6	0.132	2.6
1995	26.5	5.1	135.2	20.7	11.8	244.3	0.138	2.9
1996	27.7	6.6	182.8	21.6	15.3	330.5	0.144	3.1
1997	29.0	6.6	191.4	22.6	15.3	345.8	0.151	3.4
1998	30.3	8.6	260.6	23.6	19.9	469.6	0.158	3.7
1999	31.3	8.6	269.2	24.7	19.9	491.5	0.165	4.1
2000	33.2	9.5	315.4	25.9	21.9	567.2	0.172	4.5
2001	34.7	9.5	329.7	27.1	21.9	593.5	0.180	4.9
2002	34.7	10.4	360.9	27.1	24.1	653.1	0.189	5.1
2003	34.7	10.4	360.9	27.1	24.1	653.1	0.197	5.3
2004	34.7	11.4	395.6	27.1	26.5	718.2	0.207	5.6
2005	34.7	11.4	395.6	27.1	26.5	718.2	0.216	5.9
2006	34.7	12.5	433.8	27.1	29.2	791.3	0.226	6.1
2007	34.7	12.5	433.8	27.1	29.2	791.3	0.236	6.4
2008	34.7	13.8	478.9	27.1	32.1	869.9	0.247	6.7
2009	34.7	13.8	478.9	27.1	32.1	869.9	0.259	7.0
2010	34.7	15.2	527.4	27.1	35.3	956.6	0.270	7.3
2011	34.7	15.2	527.4	27.1	35.3	956.6	0.283	7.7
2012	34.7	16.7	579.5	27.1	38.8	1,051.5	0.296	8.0
2013	34.7	16.7	579.5	27.1	38.8	1,051.5	0.309	8.4
2014	34.7	18.4	638.5	27.1	42.7	1,157.2	0.324	8.8

Table A6.(2).2  
Calculation of Net Cash Flow  
(Original Plan)

Unit: \$x10<sup>6</sup>

	Purchased Energy (GWh)	Sold Energy (GWh)	Investment	O & M Cost	Total Costs	Benefit	Flow	Grand Total
1989	-	-	1,863.0	-	1,863.0	-	-1,863.0	-1,863.0
1990	14.1	11.0	560.0	1.2	603.6	77.0	-526.6	-2,381.6
1991	22.2	17.3		2.0	68.6	121.1	52.5	-2,337.1
1992	23.2	18.1		2.2	92.7	164.7	72.0	-2,265.1
1993	24.2	18.9		2.4	96.8	172.0	75.2	-2,189.9
1994	25.4	19.8		2.6	132.1	233.6	101.5	-2,088.4
1995	26.5	20.7		2.9	138.1	244.3	106.2	-1,982.2
1996	27.7	21.6		3.1	185.9	330.5	144.6	-1,837.6
1997	29.0	22.6		3.4	194.8	345.8	151.0	-1,686.6
1998	30.3	23.6		3.7	264.3	469.6	205.3	-1,481.3
1999	31.3	24.7		4.1	273.3	491.5	218.2	-1,263.1
2000	33.2	25.9		4.5	319.9	567.2	247.3	-1,015.8
2001	34.7	27.1		4.9	334.6	593.5	258.9	-756.9
2002	34.7	27.1		5.1	366.0	653.1	287.1	-469.8
2003	34.7	27.1		5.3	366.2	653.1	286.9	-182.9
2004	34.7	27.1		5.6	401.2	718.2	317.0	134.1
2005	34.7	27.1		5.9	401.5	718.2	316.7	450.8
2006	34.7	27.1		6.1	439.9	791.3	351.4	802.2
2007	34.7	27.1		6.4	440.2	791.3	351.1	1,153.3
2008	34.7	27.1		6.7	485.6	869.9	384.3	1,537.6
2009	34.7	27.1		7.0	485.9	869.9	384.0	1,921.6
2010	34.7	27.1		7.3	534.7	956.6	421.9	2,343.5
2011	34.7	27.1		7.7	535.1	956.6	421.5	2,765.0
2012	34.7	27.1		8.0	587.5	1,051.5	464.0	3,229.0
2013	34.7	27.1		8.4	587.9	1,051.5	463.6	3,692.6
2014	34.7	27.1		8.8	647.3	1,157.2	509.9	4,202.5

Table A6.(2).3  
Calculation of Financial Internal Rate of Return (FIRR)  
(Original Plan)

Unit: ¥x10<sup>6</sup>

Year	Revenue	Expense	Converted to Current Price				Internal Rate of Return 6.79 (%)		
			Discount Rate 6.5 (%)	Discount Rate 6.75 (%)	Discount Rate 7.0 (%)	IRR			
	Investment	Increment of Purchased Energy and O & M.	Cost (1)	Benefit (1)	Cost (2)	Benefit (2)	Cost (3)	Benefit (3)	Difference
1989	0	0	1,863.0	0	1,863.0	0	1,863.0	0	-1,863.0
1990	77.0	43.6	566.8	72.3	565.4	72.1	564.1	72.0	-326.6
1991	121.1	68.6	60.5	106.8	60.2	106.3	59.9	105.8	52.5
1992	164.7	92.7	76.7	136.3	76.2	135.4	75.7	134.4	72.0
1993	172.0	96.8	75.2	133.7	74.5	132.5	73.8	131.2	75.2
1994	233.6	132.1	96.4	170.5	95.3	168.5	94.2	166.6	101.5
1995	244.3	138.1	94.6	167.4	93.3	165.1	92.0	162.8	106.2
1996	330.5	185.9	119.6	212.7	117.7	209.2	115.8	205.8	144.6
1997	345.8	194.8	117.7	208.9	115.5	205.1	113.4	201.3	91.3
1998	469.6	264.3	150.0	266.4	146.8	260.9	143.8	253.4	89.3
1999	491.5	273.3	145.6	261.8	142.2	255.8	138.9	249.9	205.3
2000	567.2	319.9	160.0	283.7	155.9	276.5	152.0	269.5	218.2
2001	593.5	334.6	157.2	278.8	152.8	271.0	148.6	263.5	120.1
2002	653.1	366.0	161.4	288.0	156.6	279.4	151.9	271.0	117.7
2003	653.1	366.2	151.6	270.4	146.7	261.7	142.0	253.3	287.1
2004	718.2	401.2	156.0	279.3	150.6	269.6	145.4	260.3	286.9
2005	718.2	401.5	146.6	262.2	141.2	252.6	136.0	243.3	317.0
2006	791.3	439.9	150.8	271.3	144.9	260.7	139.3	250.5	110.7
2007	791.3	440.2	141.7	254.7	135.8	244.2	130.2	234.1	115.0
2008	869.9	485.6	146.6	262.9	140.3	251.5	134.2	240.5	107.6
2009	869.9	485.9	137.9	246.9	131.6	235.6	125.6	224.8	110.3
2010	956.6	534.7	142.5	254.9	135.6	242.7	129.1	231.0	384.0
2011	956.6	535.1	133.9	239.4	127.2	227.3	120.8	215.9	106.2
2012	1,051.5	587.5	138.0	247.0	130.8	234.1	123.9	221.8	421.5
2013	1,051.5	587.9	129.7	232.0	122.6	219.3	115.9	207.3	464.0
2014	1,157.2	647.3	134.0	239.7	126.4	226.1	119.3	213.2	463.6
			5,554.0	5,648.0	5,449.1	5,463.2	5,348.8	5,285.2	509.9
			+94.0	+14.1					+0.8
									-63.6

Table A6.(2).4  
 Calculation of Net Cash Flow  
 (Case-1, 10% Rise in Investment)

Unit: ₹x106

	Purchased Energy (GWh)	Sold Energy (GWh)	Investment	O & M Cost	Total Costs	Benefit	Flow	Grand Total
1989	-	-	2,049.3	-	2,049.3	-	-2,049.3	-2,049.3
1990	14.1	11.0	616.0	1.2	659.6	77.0	-582.6	-2,631.9
1991	22.2	17.3		2.0	68.6	121.1	52.5	-2,579.4
1992	23.2	18.1		2.2	92.7	164.7	72.0	-2,507.4
1993	24.2	18.9		2.4	96.8	172.0	75.2	-2,432.2
1994	25.4	19.8		2.6	132.1	233.6	101.5	-2,330.7
1995	26.5	20.7		2.9	138.1	244.3	106.2	-2,224.5
1996	27.7	21.6		3.1	185.9	330.5	144.6	-2,079.9
1997	29.0	22.6		3.4	194.8	345.8	151.0	-1,928.9
1998	30.3	23.6		3.7	264.3	469.6	205.3	-1,723.6
1999	31.3	24.7		4.1	273.3	491.5	218.2	-1,505.4
2000	33.2	25.9		4.5	319.9	567.2	247.3	-1,258.1
2001	34.7	27.1		4.9	334.6	593.5	258.9	-999.2
2002	34.7	27.1		5.1	366.0	653.1	287.1	-712.1
2003	34.7	27.1		5.3	366.2	653.1	286.9	-425.2
2004	34.7	27.1		5.6	401.2	718.2	317.0	-108.2
2005	34.7	27.1		5.9	401.5	718.2	316.7	208.5
2006	34.7	27.1		6.1	439.9	791.3	351.4	559.9
2007	34.7	27.1		6.4	440.2	791.3	351.1	911.0
2008	34.7	27.1		6.7	485.6	869.9	384.3	1,295.3
2009	34.7	27.1		7.0	485.9	869.9	384.0	1,679.3
2010	34.7	27.1		7.3	534.7	956.6	421.9	2,101.2
2011	34.7	27.1		7.7	535.1	956.6	421.5	2,522.7
2012	34.7	27.1		8.0	587.5	1,051.5	464.0	3,986.7
2013	34.7	27.1		8.4	587.9	1,051.5	463.6	3,450.3
2014	34.7	27.1		8.8	647.3	1,157.2	509.9	3,960.2

Table A6.(2).5  
 Calculation of Financial Internal Rate of Return (FIRR)  
 (Case-1, 10% Rise in Investment)

Unit: ₹x10<sup>6</sup>

Year	Revenue	Expense	Converted to Current Price						Internal Rate of Return 6.07 (%)
			Investment	Increment of Purchased Energy and O & M	Discount Rate 5.75 (%)	Discount Rate 6.0 (%)	Discount Rate 6.25 (%)	Benefit (3)	
			Cost (1)	Benefit (1)	Cost (2)	Benefit (2)	Cost (3)	Benefit (3)	
1989	0	2,049.3	2,049.3	0	2,049.3	0	2,049.3	0	-2,049.3
1990	77.0	616.0	623.7	72.8	622.3	72.6	620.8	72.5	-582.6
1991	121.1		61.3	108.3	61.1	107.8	60.8	107.3	52.5
1992	164.7		78.4	139.3	77.8	138.3	77.3	137.3	72.0
1993	172.0		77.4	137.5	76.7	136.2	76.0	135.0	75.2
1994	233.6		99.9	176.6	98.7	174.6	97.6	172.5	101.5
1995	244.3		98.7	174.7	97.4	172.2	96.0	169.8	106.2
1996	330.5		125.7	223.5	123.6	219.8	121.6	216.2	144.6
1997	345.8		124.6	221.1	122.2	217.0	119.9	212.9	151.0
1998	469.6		159.8	283.9	156.4	278.0	153.2	272.1	205.3
1999	491.5		156.3	281.0	152.6	274.5	149.1	268.1	218.2
2000	567.2		173.0	306.7	168.5	298.8	164.2	291.2	247.3
2001	593.5		171.1	303.4	166.3	295.0	161.7	286.7	258.9
2002	653.1		176.9	315.7	171.6	306.2	166.4	297.0	287.1
2003	653.1		167.4	298.6	162.0	288.9	156.7	279.5	286.9
2004	718.2		173.4	310.5	167.4	299.7	161.6	289.3	317.0
2005	718.2		164.1	293.6	158.0	282.7	152.2	272.3	316.7
2006	791.3		170.1	305.9	163.4	293.9	157.0	282.3	351.4
2007	791.3		160.9	289.3	154.2	277.2	147.8	265.7	351.1
2008	869.9		167.7	300.7	160.4	287.5	153.3	274.9	384.3
2009	869.9		158.8	284.4	151.5	271.2	144.5	258.8	384.0
2010	956.6		165.3	295.7	157.3	281.4	149.7	267.8	421.9
2011	956.6		156.4	279.6	148.5	265.5	141.0	252.1	421.5
2012	1,031.5		162.4	290.6	153.8	275.3	145.7	260.8	464.0
2013	1,051.5		153.7	274.8	145.2	259.7	137.2	245.4	463.6
2014	1,157.2		160.0	286.0	150.8	269.6	142.2	254.2	509.9
			6,136.3	6,254.2	6,017.0	6,043.6	5,902.8	5,841.7	
				+117.9		+26.6		-61.1	+1.4

Fig A. 6.(2).1

### Financial Internal Rate of Return (FIRR) (Case-1, 10% Rise in Investment)

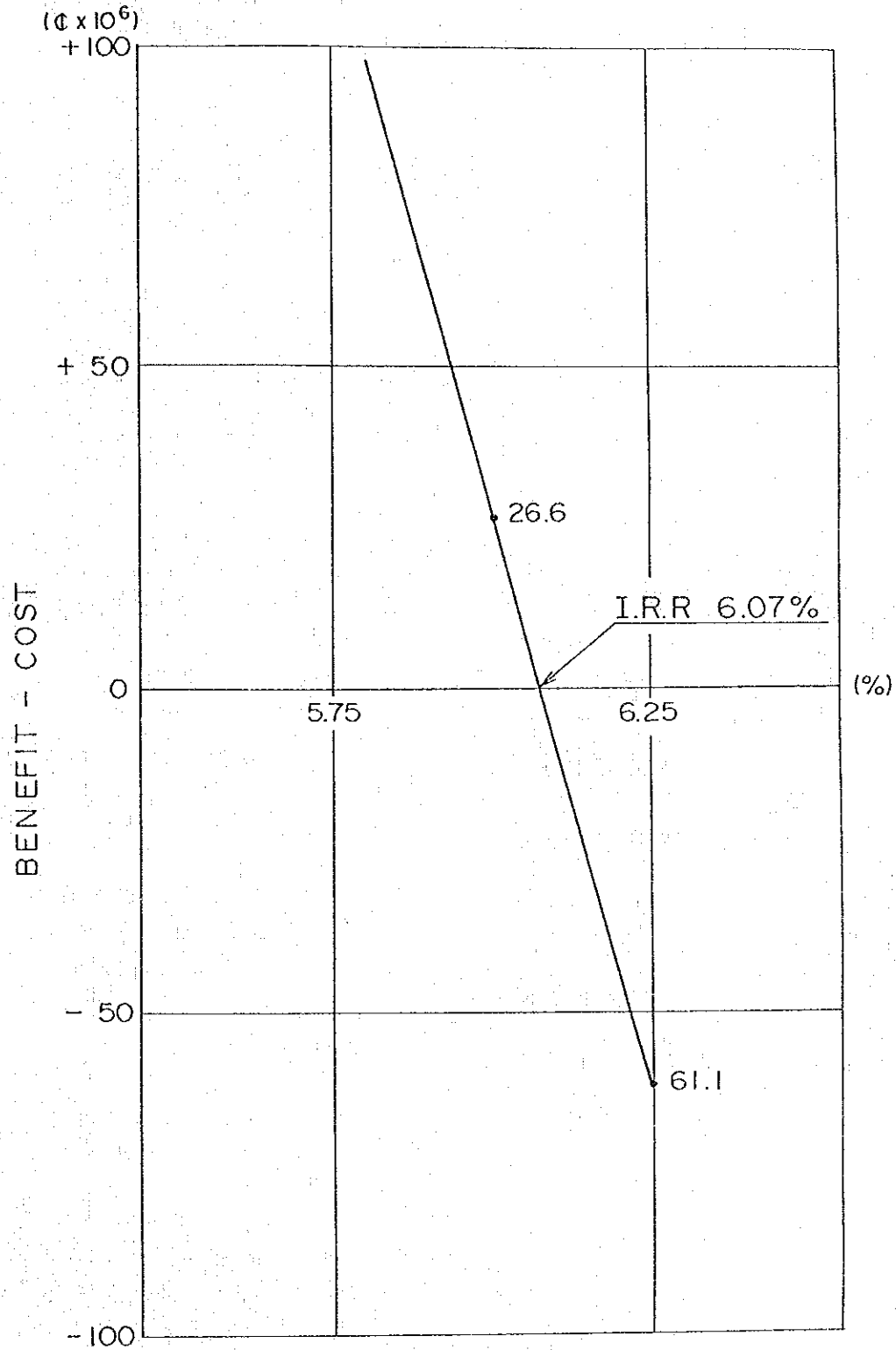


Table A6.(2).6  
 Calculation of Revenue and Expense  
 (Case-2, 20% of Administration Expense in O & M Cost)

	Energy							
	Purchased			Sold			O & M Cost	
	Gwh	c/kwh	¢x10 <sup>6</sup>	Gwh	c/kwh	¢x10 <sup>6</sup>	c/kwh	¢x10 <sup>6</sup>
1990	14.1	3.0	42.4	11.0	7.0	77.0	0.220	2.4
1991	22.2	3.0	66.6	17.3	7.0	121.1	0.230	4.0
1992	23.2	3.9	90.5	18.1	9.1	164.7	0.240	4.3
1993	24.2	3.9	94.4	18.9	9.1	172.0	0.252	4.8
1994	25.4	5.1	129.5	19.8	11.8	233.6	0.264	5.2
1995	26.5	5.1	135.2	20.7	11.8	244.3	0.276	5.7
1996	27.7	6.6	182.8	21.6	15.3	330.5	0.288	6.2
1997	29.0	6.6	191.4	22.6	15.3	345.8	0.302	6.8
1998	30.3	8.6	260.6	23.6	19.9	469.6	0.316	7.5
1999	31.3	8.6	269.2	24.7	19.9	491.5	0.330	8.2
2000	33.2	9.5	315.4	25.9	21.9	567.2	0.344	8.9
2001	34.7	9.5	329.7	27.1	21.9	593.5	0.360	9.8
2002	34.7	10.4	360.9	27.1	24.1	653.1	0.378	10.2
2003	34.7	10.4	360.9	27.1	24.1	653.1	0.394	10.7
2004	34.7	11.4	395.6	27.1	26.5	718.2	0.414	11.2
2005	34.7	11.4	395.6	27.1	26.5	718.2	0.432	11.7
2006	34.7	12.5	433.8	27.1	29.2	791.3	0.452	12.2
2007	34.7	12.5	433.8	27.1	29.2	791.3	0.472	12.8
2008	34.7	13.8	478.9	27.1	32.1	869.9	0.494	13.4
2009	34.7	13.8	478.9	27.1	32.1	869.9	0.518	14.0
2010	34.7	15.2	527.4	27.1	35.3	956.6	0.540	14.6
2011	34.7	15.2	527.4	27.1	35.3	956.6	0.566	15.3
2012	34.7	16.7	579.5	27.1	38.8	1,051.5	0.592	16.0
2013	34.7	16.7	579.5	27.1	38.8	1,051.5	0.618	16.7
2014	34.7	18.4	638.5	27.1	42.7	1,157.2	0.648	17.6



Table A6.(2).7

Calculation of Net Cash Flow  
(Case-2, 20% of Administration Expense in O & M Cost)

Unit: \$x10<sup>6</sup>

	Purchased Energy (GWh)	Sold Energy (GWh)	Investment	O & M Cost	Total Costs	Benefit	Flow	Grand Total
1989	-	-	1,863.0	-	1,863.0	-	-1,863.0	-1,863.0
1990	14.1	11.0	560.0	2.4	604.8	77.0	-527.8	-2,390.8
1991	22.2	17.3		4.0	70.6	121.1	50.5	-2,340.3
1992	23.2	18.1		4.3	94.8	164.7	69.9	-2,270.4
1993	24.2	18.9		4.8	99.2	172.0	72.8	-2,197.6
1994	25.4	19.8		5.2	134.7	233.6	98.9	-2,098.7
1995	26.5	20.7		5.7	140.9	244.3	103.4	-1,995.3
1996	27.7	21.6		6.2	189.0	330.5	141.5	-1,853.8
1997	29.0	22.6		6.8	198.2	345.8	147.6	-1,706.2
1998	30.3	23.6		7.5	268.1	469.6	201.5	-1,504.7
1999	31.3	24.7		8.2	277.4	491.5	214.1	-1,290.6
2000	33.2	25.9		8.9	324.3	567.2	242.9	-1,047.7
2001	34.7	27.1		9.8	339.5	593.5	254.0	-793.7
2002	34.7	27.1		10.2	371.1	653.1	282.0	-511.7
2003	34.7	27.1		10.7	371.6	653.1	281.5	-230.2
2004	34.7	27.1		11.2	406.8	718.2	311.4	-81.2
2005	34.7	27.1		11.7	407.3	718.2	310.9	392.1
2006	34.7	27.1		12.2	446.0	791.3	345.3	737.4
2007	34.7	27.1		12.8	446.6	791.3	344.7	1,082.1
2008	34.7	27.1		13.4	492.3	869.9	377.6	1,459.7
2009	34.7	27.1		14.0	492.9	869.9	377.0	1,836.7
2010	34.7	27.1		14.6	542.0	956.6	414.6	2,251.3
2011	34.7	27.1		15.3	542.7	956.6	413.9	2,665.2
2012	34.7	27.1		16.0	595.5	1,051.5	456.0	3,121.2
2013	34.7	27.1		16.7	596.2	1,051.5	455.3	3,576.5
2014	34.7	27.1		17.6	656.1	1,157.2	501.1	4,077.6

Table A6.(2).8

Calculation of Financial Internal Rate of Return (FIRR)  
(Case-2, 20% of Administration Expense in O & M Cost)

Unit: ₹x10<sup>6</sup>

Year	Revenue	Expense	Converted to Current Price						Internal Rate of Return	
			Investment	Increment of Purchased Energy and O & M	Discount Rate 6.5 (%)	Discount Rate 6.75 (%)	Discount Rate 7.0 (%)	Difference		
			Cost (1)	Benefit (1)	Cost (2)	Benefit (2)	Cost (3)	Benefit (3)	IRR	
1989	0	1,863.0	1,863.0	0	1,863.0	0	1,863.0	0	-1,863.0	-1,863.0
1990	77.0	560.0	567.9	72.3	566.6	72.1	565.2	72.0	-527.8	-494.9
1991	121.1		62.2	106.8	62.0	106.3	61.7	103.8	50.5	44.4
1992	164.7		78.5	136.3	77.9	135.4	77.4	134.4	69.9	57.6
1993	172.0		77.1	133.7	76.4	132.5	75.7	131.2	72.8	56.3
1994	233.6		98.3	170.5	97.2	168.5	96.0	166.6	98.9	71.7
1995	244.3		96.6	167.4	95.2	165.1	93.9	162.8	103.4	70.3
1996	330.5		121.6	212.7	119.6	209.2	117.7	205.8	141.5	90.2
1997	345.8		119.8	208.9	117.5	205.1	115.4	201.3	147.6	88.3
1998	469.6		152.1	266.4	148.9	260.9	145.8	255.4	201.5	113.0
1999	491.5		147.8	261.8	144.4	255.8	141.0	249.9	214.1	112.6
2000	567.2		162.2	283.7	158.1	276.5	154.1	269.5	242.9	119.8
2001	593.5		159.5	278.8	155.0	271.0	150.7	263.5	254.0	117.4
2002	653.1		163.7	288.0	158.7	279.4	154.0	271.0	282.0	122.3
2003	653.1		153.9	270.4	148.9	261.7	144.1	253.3	281.5	114.4
2004	718.2		158.2	279.3	152.7	269.6	147.4	260.3	311.4	118.7
2005	718.2		148.7	262.2	143.2	252.6	138.0	243.3	310.9	111.1
2006	791.3		152.9	271.3	146.9	260.7	141.2	250.5	343.3	115.6
2007	791.3		143.8	254.7	137.8	244.2	132.1	234.1	344.7	108.4
2008	869.9		148.8	262.9	142.3	251.5	136.1	240.5	377.6	111.3
2009	869.9		139.9	246.9	133.5	235.6	127.4	224.8	377.0	104.2
2010	956.6		144.4	254.9	137.5	242.7	130.9	231.0	414.6	107.5
2011	956.6		135.8	239.4	129.0	227.3	122.5	215.9	413.9	100.6
2012	1,051.5		139.9	247.0	132.6	234.1	125.6	221.8	456.0	103.9
2013	1,051.5		131.5	232.0	124.3	219.3	117.5	207.3	455.3	97.3
2014	1,157.2		135.9	239.7	128.2	226.1	120.9	213.2	501.1	100.4
			5,604.0	5,648.0	5,497.4	5,463.2	5,395.3	5,285.2		

Fig A. 6.(2). 2  
 Financial Internal Rate of Return (FIRR)  
 (Case-2, 20% of Administration Expense in O & M Cost)

