

(4) 増強時期

増強の時期については、次表により検討することとした。

変電所・容量		需要予測/変圧器容量 (cosφ=0.85)	
		105%を超過する年	110%を超過する年
Ilala	15 MVA	1985	1985
Oysterbay	15	1986	1987
Factory Zone I	15	1988	1988

8.1.3 各変電所の最適増強方法の選定

(i) Ilala S.S. 132KV/33KV変圧器について

Ubungo S.S. 及びIlala S.S. から各配電用変電所への送電を現在のまま(表4-1-1参照)継続した場合、需要予測(表6-5)に基づくUbungo S.S. 及びIlala S.S. の各132KV/33KV変圧器にかかる負荷は次表のようになる。

項目	年	1983	1990	1992 (参考)
(Ubungo S.S. よりの送電・除 Ilala向)				
合成最大需要 (MVA)		66.4	88.2	96.4
尖頭負荷: 不等率 1.04 (")		63.8	84.8	92.7
" : " 1.312 (")		50.6	67.2	73.5
(Ilala S.S. よりの送電)				
合成最大需要 (MVA)		50.7	72.5	80.7
尖頭負荷: 不等率 1.04 (")		48.8	69.7	77.6
" : " 1.312 (")		38.6	55.3	61.5
(不等率1.04時の 132/33KV変圧器負荷)				
Ubungo S.S. (MVA)		93.1	126.6	139.3
Ilala S.S. (")		19.5	27.9	31.0
(不等率1.312 時の 132/33KV変圧器負荷)				
Ubungo S.S. (MVA)		73.8	100.4	110.4
Ilala S.S. (")		15.4	22.1	24.6

但し力率は0.85, 配電用変電所間の不等率については、電気工学ハンドブックによる「1.04」と第3章で求めた「1.312」に対して検討した。1.312の値は、

都市部の負荷とALAF, WAZO Hill やFactory Zone Iなどの各変電所における工場稼働負荷の性質が異なる為、このような大きな値になったものと思われるが、都市部の配電用変電所相互間について言えば、むしろ1.04に近い値であると考えられる。

Ubungo S.S. とIlala S.S.を2分割して検討するにあたり、1.04 — 1.312の間で進めれば良いと思われる。

又、Ubungo S.S. — Ilala S.S.間の送電線潮流については現在132KV Line : 45%および 33KV Line : 55%として求めた。

次にOysterbay S.S., Factory Zone I S.S. の負荷を13.5MW (15.9 MVA=106 %)におさえ、残りの負荷については新設するMikocheni S.S.およびFactory Zone III S.S. (8.1.3(3)参照)に移すものとし、また各配電用変電所は近傍の変電所より受電すべく、Mikocheni S.S.およびFactory Zone III S.S. はUbungo S.S. より、Oysterbay S.S., City Centre S.S., Factory Zone I S.S., Kurasini S.S.はIlala S.S.より送電するものとして、前記の表を見直すと次のようになる。

但し Ubungo S.S. — Ilala S.S.間の潮流についてはIlala S.S. 132KV/33KV変圧器増強後132KV Line : 80%および 33KV Line : 20%として求めた。

項目	年	1983	1990	1992 (参考)
(Ubungo S.S. よりの送電・除 Ilala向)				
合成最大需要 (MVA)		66.4	67.2	76.2
尖頭負荷：不等率 1.04 (")		63.8	64.6	73.3
" : " 1.312 (")		50.6	51.2	58.1
(Ilala S.S. よりの送電)				
合成最大需要 (MVA)		50.7	93.5	100.8
尖頭負荷：不等率 1.04 (")		48.8	89.9	96.9
" : " 1.312 (")		38.6	71.3	76.8
(不等率1.04時の 132/33KV変圧器負荷)				
Ubungo S.S. (MVA)		93.1	82.6	92.7
Ilala S.S. (")		19.5	71.9	77.5
(不等率1.312 時の 132/33KV変圧器負荷)				
Ubungo S.S. (MVA)		73.8	65.5	73.5
Ilala S.S. (")		15.4	57.0	61.4

これらの表を比較すると、一目で後の表の方が運用しやすい事は明らかであるが、更に次のような利点が明らかとなった。

- (a) Ubungo S.S. の 132KV/33KV変圧器（現在 50MVA×2台）を増設せずに済ませることが出来る。
- (b) Ubungo S.S. — Ilala S.S.間 132KV送電線を有効に活用出来るため、送電損失の軽減、電圧変動の抑制に役立つ。
- (c) Ubungo S.S., Ilala S.S. の各 132KV/33KV変圧器の停止を伴う点検も可能となる。
- (d) 各変圧器付属L.T.C.の自動運用が可能となり、電圧変動を目標値におさめることが出来る。
- (e) Oysterbay S.S., Kurasini S.S. についてもIlala S.S.より送電することが出来るためLoss軽減に役立つ。
- (f) ダルエスサラーム関連電力系統全体としての供給信頼度があがる。

これらから、次項の点を考慮して 10MVA×2台を撤去し、45MVA×2台を新設することを計画した。

—Ubungo S.S. — Ilala S.S.間の 132KV送電線最大送電容量は 96MVAである。

—前記にて検討した改善計画内容から、35～40MVA×2台程度の変圧器が必要である。

—電気規格調査会作製の変圧器の標準容量として 30MVA, 45MVA が対象となる。

建設時期は送配電網の電圧変動対策、Ubungo S.S. の 132KV/33KV変圧器点検、送電線の変則運用対策の他、撤去した変圧器をRuvu S.S. へ転用しNordic Lineの電圧低下対策を実施する事（8.6項参照）を考慮し、出来るだけ早い機会に実施することとし1986年とする。

- (2) Ilala S.S. の33/11KV 7.5MVA 変圧器について

Ilala S.S. とCity Center S.S. は比較的近距離にあり、しかもこれらの11KV Feederのいくつかは、市内の同一地域に配電しており、City Center S.S. は変圧

器容量に比較的余裕がある。このため両変電所の共通供給地域の負荷を有機的に接続変更することにより、1990年頃迄は、現在のままの設備でいける。しかしこのためには、

- 新たに配電線を建設する必要があり又これらの切替に手間がかかる。
- 配電線の延長が長くなりこの結果損失の増加を招き、電圧変動対策、信頼度上からも好ましくない。
- 変圧器1台故障時の供給信頼度を確保する上で難がある。
- 現用7.5MVA、2台の変圧器は20年以上運転しており外観からも老朽が厳しい。これらより同変電所の7.5MVA2台のうち特に油漏れがひどくLTC本体の故障している1号変圧器を15MVAに増容量対策することとする。これに伴い11KV母線は区分局線として運用することになる。建設時期は1986年に1台交換し、2台目は7年後となる。

(3) Oysterbay S.S., Factory Zone I S.S.の33/11KV変圧器について

(i) Oysterbay S.S.とCity Center S.S.についても隣接する変電所であり、しかもFeederのいくつかは、市内の同一地域に配電している。需要予測上から見ても1990年頃までは、現在のままの設備でいけるが、前記同様の理由の他、主な需要消費地がCity Center S.S.から見て遠方側にあり、11KV Feederの建設費用と電圧変動対策上好ましくない。

これらより、Oysterbay S.S.を増強することとする。

なおFactory Zone I S.S.については、需要予測に沿って、増強することとする。

(ii) 各変電所主要変圧器容量の選定にあたっては、次の経済評価を行った。

(経済評価の諸元)

- | | |
|----------|--|
| - 計算金利 | 8% |
| - 変圧器耐用年 | 25年残存価値10% |
| - 計算期間 | 25年 |
| - 需要想定 | 今回需要想定値 (Table 6-5 参照) |
| - 負荷力率 | Oysterbay S.S. 90%・Factory Zone I S.S. 85% |
| - 経済評価手法 | 年経費現価比較法 |

尚、次のものは各パターンに共通して、比較計算から除外した。

- 鉄損・銅損などの損失及び維持費
- 主要変圧器以外の機器の価格及び据付費

(iii) 主要変圧器の価格を次の様に設定した。

負荷時電圧調整器付変圧器
33/11KV 3相 屋外用油入自冷式

容量 (MVA)	5	10	15
価格 (×10 ⁶ 円)	16.0	23.0	28.0

(但し、5 MVA は残存価格の計算に使用した)

(iv) 経済評価の結果

項 目		容量 (MVA)		既設変電所増強		新設変電所建設	
		10	15	10	15		
年 経 費 現価 (×10 ⁶ 円)	Oysterbay	70.4	63.3	58.1	52.5		
	Factory Zone I	94.5	83.7	83.5	72.8		

上記計算結果から変電所を新設するものとし次の容量を最適容量とした。

- Mikocheni 変電所 (Oysterbay 変電所近傍)

15MVA を最適値とした。建設時期は1987年に1台設置し、2台目は11年後となる。

- Factory Zone III 変電所 (Factory Zone I 変電所近傍)

15MVA を最適値とした。建設時期は1988年に1台設置し、2台目は6年後となる。

(4) 次期計画

市内の主要配電用変電所である City Center S.S., Ilala S.S., Factory Zone I S.S., Factory Zone III S.S., Kurasini S.S. が1991~1994年には変圧器に全負荷の加わることが考えられるため1990年頃迄に次の計画策定の必要があろう。

(5) 予備変圧器に対する検討

変圧器の事故や増設工事及び新規需要の急増などに対応する方法として、予備変圧器の確保について検討した。

対象となる変圧器は、33/11KV 5MVA 程度と考えられるが、これを用意した場合は、次の様な問題が考えられる。

- (a) 資材不足などにより、予備変圧器の保守まで手が行き届きにくい。
- (b) 系統に常時接続しておいた方が、機器の劣化防止上好ましいが、これは系統運用上好ましくない。
- (c) 専用の大型トレーラーを必要とし、常時使用しないため、遊休設備となり非能率的である。

一方、設備面に対応した場合は、次の様な利点があげられる。

- (a) 既設設備に余裕を持たせることが出来、使用中の各機器の温度も適当に維持することが出来る。
- (b) 系統運用上、保守上各変圧器の設備余力や送配電設備の切替能力は、いずれの場合も必要であり、むしろ通常の運用では、簡易に切替え出来た方が設備全体の信頼度は高くなる。
- (c) 今回設備する変圧器は新しく、故障がないものとして割り切れば、既設変圧器1台の故障に対し、送配電線の切替により対応することは可能である。

なお変圧器の事故率は適切な保守が行われていれば比較的低い値であり、事故対策として予備変圧器を使用する機会は少なく、需要予測に応じた変圧器の増設を適宜実施していく事が望ましい。

これらを総合的に勘案して予備変圧器を用意せずに稼働中の健全バンクから供給することとした。

8.1.4 変電所における諸機器に対する改善内容

(1) 各変電所の改善内容

(i) Hala S.S.

- (a) 132KV/33KV変圧器の増容量対策に合わせ更新する必要がある機器は次の通りである。

- 132KV/33KV変圧器 低圧側しゃ断器・断路器 (容量不足対策)
- 132KV・33KV回路母線 (容量不足対策)
- 132KV・33KV回路避雷器 (信頼度向上対策)

(b) 33KV母線の更新及び33KV/11KV変圧器を1台7.5MVAより15MVAに増容量対策するのに伴い33KV母線を区分出来るようしゃ断器を施設する。

(c) Ilala S.S.の重要性および既設保護システムを改善するために132KV送電線の受電端にしゃ断器を施設し強制接地装置 (Fault Throw Switch=F.T.) は撤去する。

また132KV受電回路にしゃ断器を施設するのに伴いこの点検時に構内を停止することのないようバイパス断路器を設けるものとする。バイパス断路器の使用におけるIlala S.S.の保護対策として、Ubungo S.S. — Ilala S.S.間のパイロットワイヤーを使用した転送トリップ回路を設ける。これらの改善関連図をFig. 8-1-1~8-1-3に示す。

(ii) Oysterbay S.S.およびFactory Zone 1 S.S.

Oysterbay S.S.およびFactory Zone 1 S.S.いずれも33KV送電線が2回線以上になる。ここに保護システムを改善すると共にこれらの効率的運用を考えて33KV送電線の受電線に、しゃ断器を施設しF.T.は撤去するものとする。又、Oysterbay S.S.の33KV送電用断路器 (Ilala S.S. Line) は故障しており合わせて交換するものとする。これらの改善関連図をFig. 8-1-4, 8-1-5に示す。

(iii) City Centre S.S.

当変電所には33KV/11KV変圧器の高圧側に既にしゃ断器が施設されておりF.T.は撤去されているが33KV送電線路の受電線には断路器もしゃ断器も設けられていない。

今回Ilala S.S.との間に33KV送電線の新設を計画しておりこれに伴う送電線の運用・保守を考慮して33KV送電線の受電線に断路器を施設する。これらの改善関連図をFig. 8-1-6に示す。

(2) 電圧変動対策

(i) 負荷時タップ切換装置 (LTC) の自動運用

各変圧器付属のLTCを「自動運用」するために必要な対策を実施する。こ

こに、故障中のLTC制御盤、本体抵抗器や操作電動機の修理（4.6.1(3)項参照）を行うほか合わせてLTC内部絶縁油交換及び各変電所の必要情報をHala変電所において監視出来るよう給電通信システム（9.7項参照）を見直すこととした。

この結果、変電所の送り出し電圧は目標値の±2%程度以内に制御することが出来る。

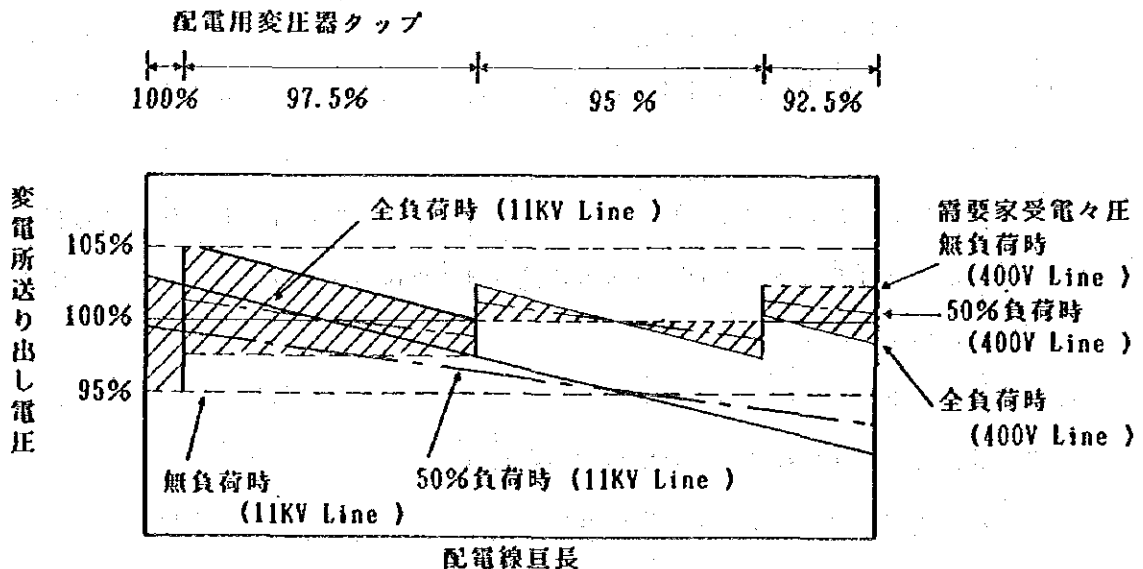
(ii) Hala S.S. 132KV/33KV変圧器の適正インピーダンス選定

新設する45MVA変圧器の内部インピーダンスを適正値に選定することにより、132KVと33KV送電線の並用時に汐流分担が正常に行われるよう考慮した。（7.4.2項参照）

(iii) 変電所送り出し電圧の適正管理

受電端電圧を一定値に保つために負荷の大きさに見合った送り出し電圧に維持出来るよう改善する。これは既設の電圧調整継電器による定電圧制御機能に配電線の電圧降下分を補償すべく、Feeder電流に見合った補正電圧を加えた機能を持つ線路電圧降下補償器（Line Drop Compensator）を制御回路に組み込んだLTC制御装置とする。

これは重負荷時と軽負荷時の負荷分布が同一であるとする、配電線路の電圧降下は変電所送電端の電流に比例するところから、負荷電流の大きさに応じてLTCの設定電圧を補正する事により、各需要家の受電々圧を最適値に保つことが出来る。



(条件) ・変電所-需要家間の電圧低下は12% (全負荷時) とする。

・配電用変圧器のタップは 100%, 97.5%, 95%, 92.5%とする。

・LDCによる変電所送り出し電圧は全負荷時 103%, 無負荷95%とした。

・ハッチングした個所が需要家末端の電圧変動を示す。

この結果、需要家では定格電圧の±7%程度 (LTC±2%, LDC±5%)

に制御することが可能である。しかし最適目標値の決定にあたっては

- 変圧器にかかる負荷の特性

- 負荷の最小値と最大値

- 負荷の増加状況

- 電圧変動値

などの実体を把握し、これにより制御装置の設定値を決める必要がある。

ここに電圧設定目標値の1例をあげると次の通りである。

132KV : Ubungo S.S. — 132KV ± 2%

33KV : Ubungo S.S. — 33KV ± 2%

: Ilala S.S. — 33KV ± 2%

11KV : 各配電用変電所

Peak時 — 11.3KV ± 2%

Off Peak時 — 11.0KV ± 2%

なお設定の実施にあたっては最初の1年は各変電所の母線および配電用変圧器の2次側で細かく電圧の変動状況を監視し、その後微調整して最終設定値に補正する事になるものと思われる。

但しIlala S.S.の33KV母線電圧については電力用コンデンサを施設しないまま1990年の需要が加わるとPeak時に定格電圧を保つのが困難である(詳細は7.3.1項参照)。

(3) 直流電源の更新

Oysterbay S.S., City Center S.S., Factory Zone I S.S.の直流電源装置(整流器及び蓄電池)を更新するものとする。これらの定格は直流出力電圧100V, 交流入力電圧の230V単相, 蓄電池容量60AHとする。これらは建屋内に設

置されるものとする。

(4) 現用変圧器に対する改善内容

各変電所で運転している変圧器は、そのほとんどが製作以来10年～20年経過している（中には20年を超えているものも何台か見受けられる）。これらは劣化の進行していることが懸念され、内部点検、絶縁診断、油中ガス分析（8.1.5項参照）などの詳細点検が必要である。油漏れを起こしているものについてはパッキンを交換すると共に油の検査も行うこととする。なおLTCの絶縁油については新油と交換するものとする。

これらをまとめると次表の通りである。

変 圧 器	仕 様	内部点検	油耐圧 ガス分析	パッキン交換
Ubungo 220KV/132KV	MVA 台 150 × 2	2 台	2 台	2 台
132 / 33KV	50 × 2	2 台	2 台	2 台
Ilala 33 / 11KV	7.5 × 1	1 台	1 台	1 台
Oysterbay 33 / 11KV	5 × 3	2 台	3 台	2 台
City Center 33 / 11KV	15 × 2	—	2 台	—
Factory Zone I 33 / 11KV	5 × 3	1 台	3 台	1 台

(5) 計器用電圧変成器

4.6.1項でも触れたがUbungo S.S. の故障中の 132KV回路計器用電圧変成器を交換するものとする。この改善関連図をFig. 8-1-7に示す。

(6) 区分母線の運用

区分母線の使用にあたっては、次の考え方により運用する事とする。バンクが1台トリップした時に、残りのバンクで負荷を保つ事が出来ると共に、2次側の短絡容量又は、通信線誘導障害が問題にならなければ、2バンク以上を1次・2次とも併用して使用する方が好ましい。これは、送電線における多回線併用と同様の考え方で、1バンク事故停止しても負荷は停電する事なく健全バンクに移る事が可能である。

一方LTCについて自動並列運転に不安がある場合や各バンク容量が異なる場合でバンク1次側のしゃ断器が施設されている変電所では、事故時の停電範囲縮小などのメリットがあるので、区分局線として運用すべきである。

これらからHala S.S., City Center S.S.については、区分局線として運用することを推奨する。

(7) 油入変圧器の油中ガス分析による絶縁異常診断

電力供給の信頼度を向上させる上で主要変圧器の内部事故を早期に予知し、未然に防止することは非常に有効である。

従来これらの保守管理は絶縁抵抗測定値や $\tan \delta$ などの電氣的診断法が主として実施されて来たが、停電を要し人手、時間、費用を多く要するため油中ガス分析による絶縁の診断を推奨する。

これは変圧器内部での異常現象は必ず発熱を伴うことを利用したものである。この熱は内部で使われている絶縁紙、絶縁油、プレスボード、ベークライトなどの絶縁材料が熱分解し、 CH_4 (メタン)、 C_2H_2 (アセチレン)、 C_2H_4 (エチレン)、 C_3H_8 (プロパン)、などの低級炭化水素や H_2 (水素)、 CO (一酸化炭素)、 CO_2 (炭酸ガス)などの各種ガスが発生する。これらのガスはそのほとんどが絶縁油中に溶解するため、油中溶存ガスを抽出し、ガスの種類・量・組織を分析することにより異常の有無・種類・程度などの診断が可能である。

このように変圧器の内部診断方法として高い精度を持ち多くの実績をあげている。ここに運転中にも診断が行える簡便性などから主要変電所の大型変圧器について実施するものとする。出来れば点検指針などを基準化していくことが望ましい。

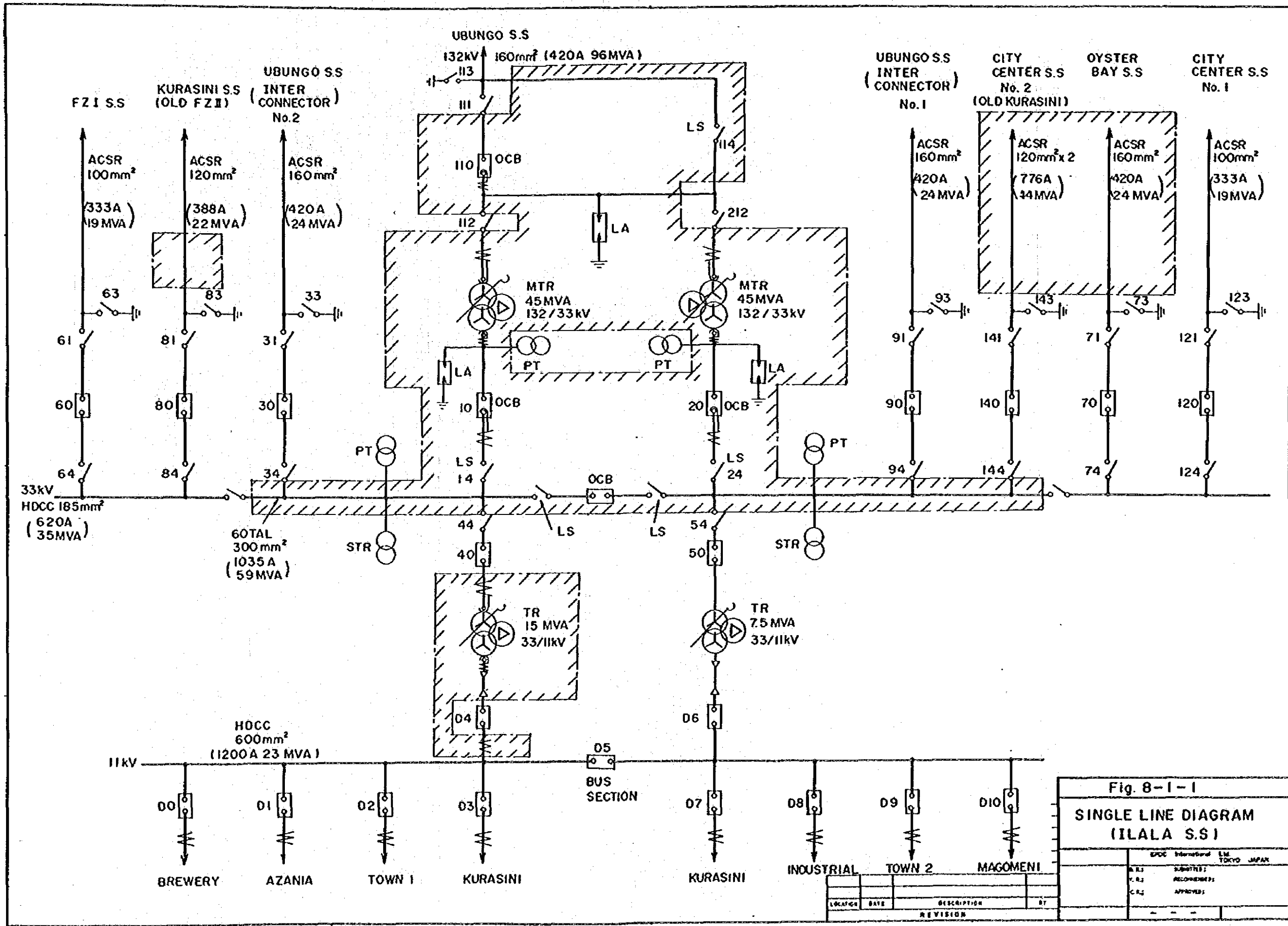


Fig. 8-1-1
SINGLE LINE DIAGRAM
(ILALA S.S.)

EPC International		LM	
SUBMITTED		TORINO JAPAN	
RECORDED			
APPROVED			

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

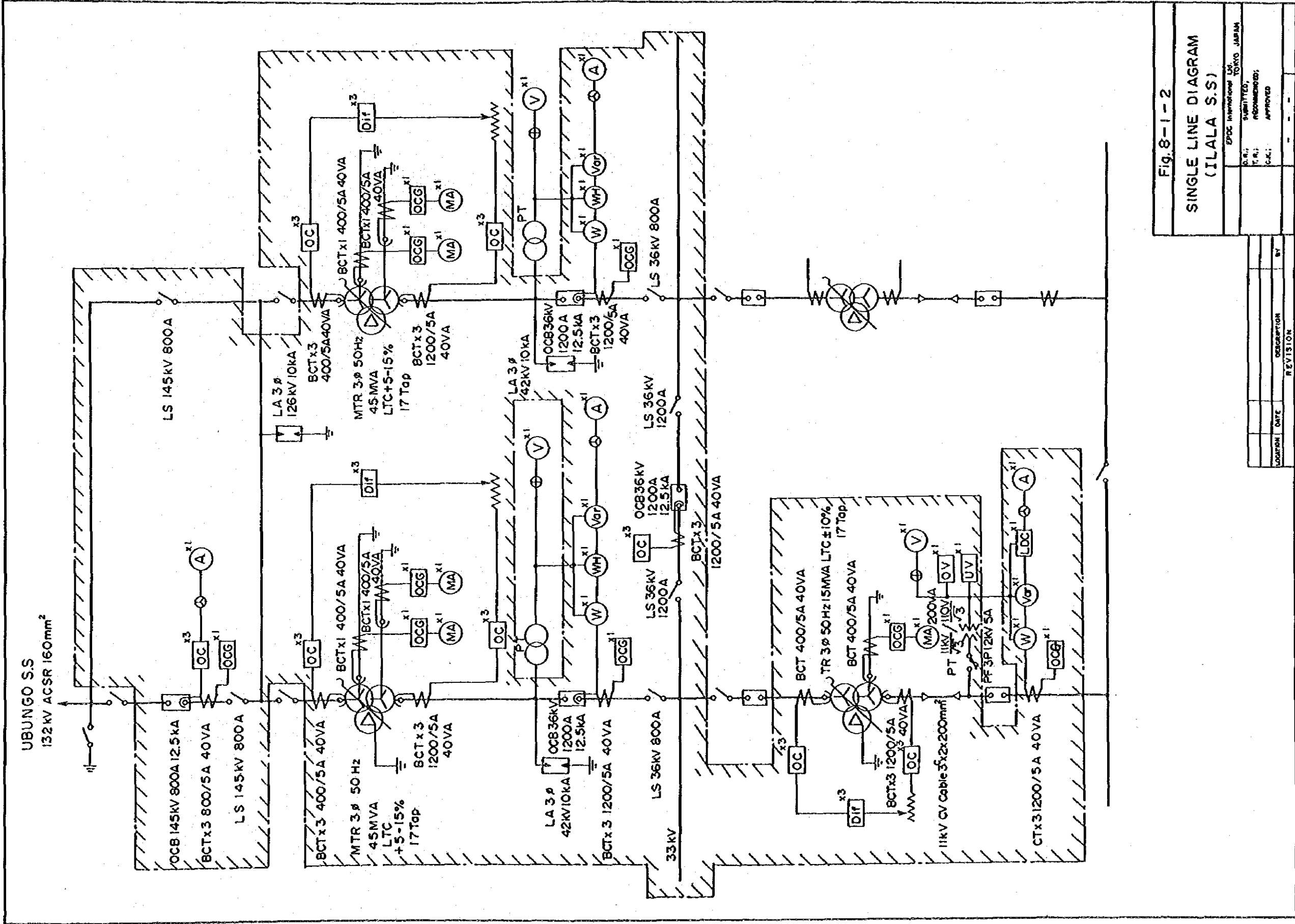
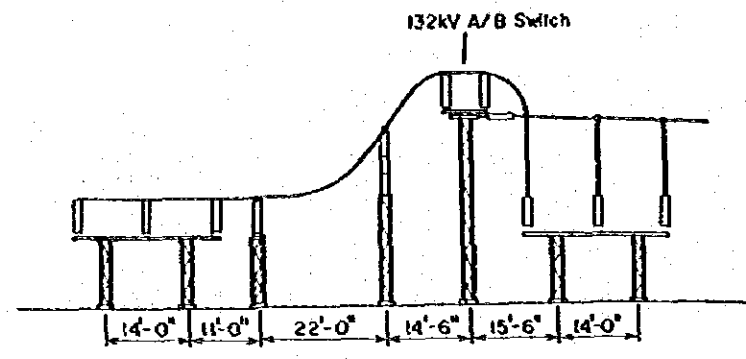


Fig. 8-1-2
SINGLE LINE DIAGRAM
(ILALA S.S)

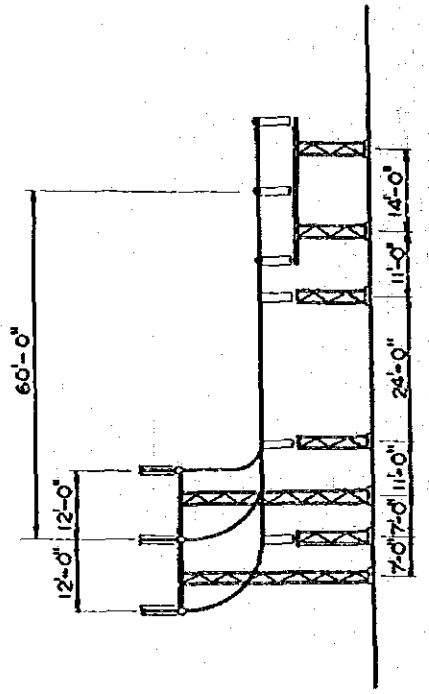
EPCO International LA TORINO JABARA	
D.R.:	SUBMITTED
T.R.:	RECOMMENDED
C.K.:	APPROVED

NO.	DATE	DESCRIPTION	BY

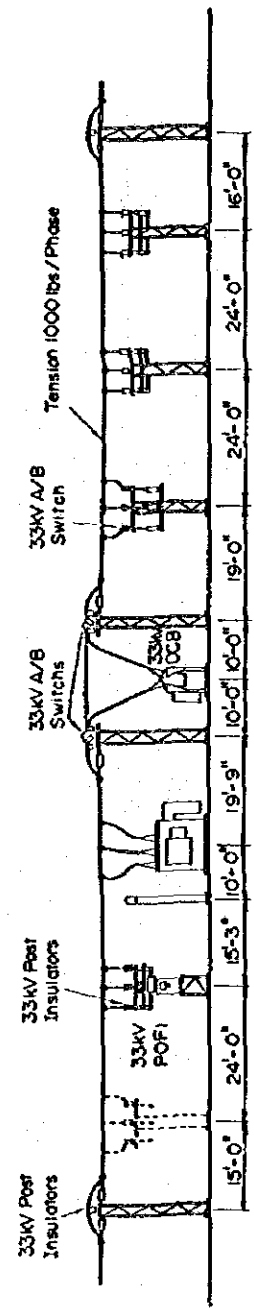
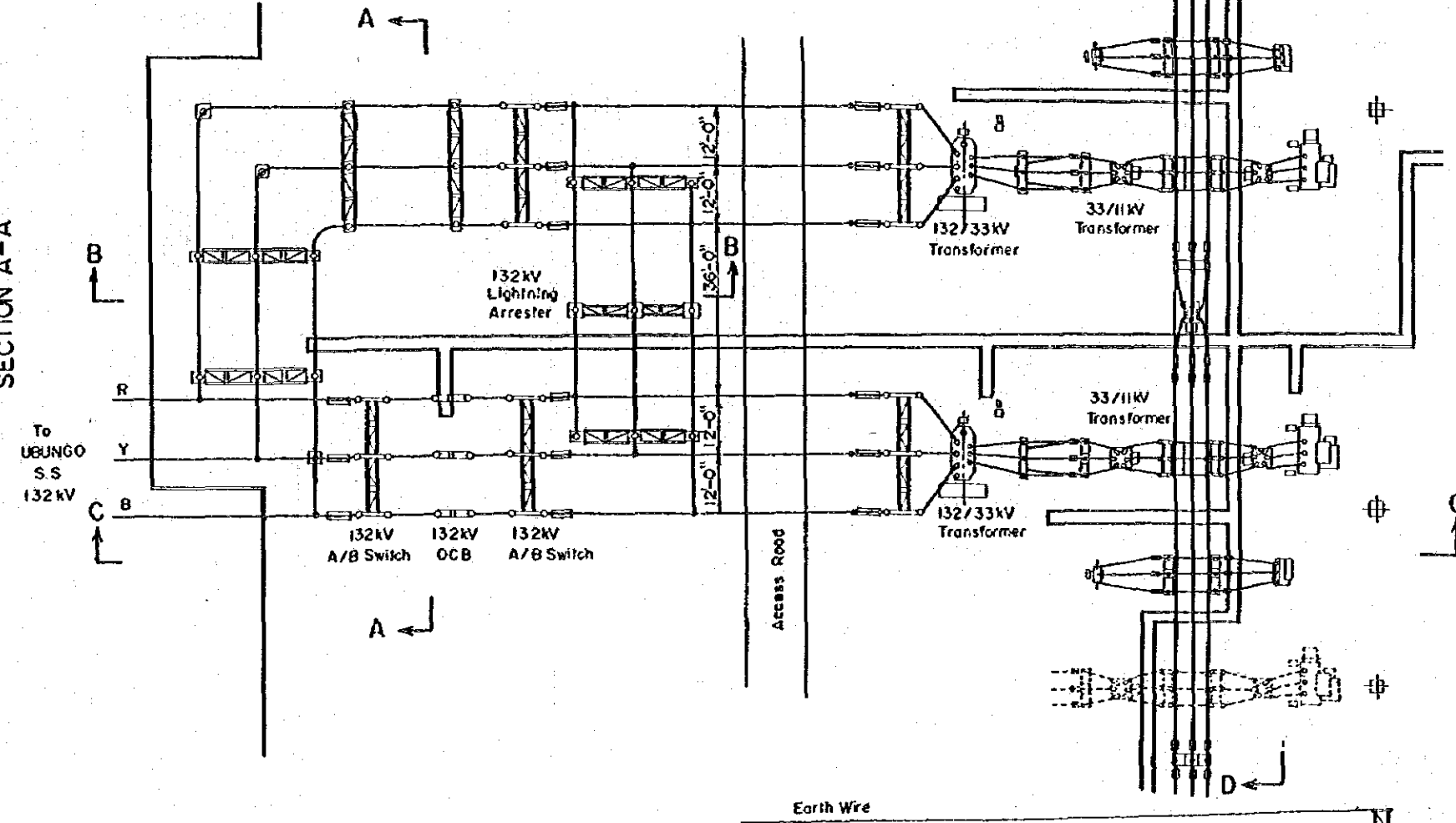
SHEET NO. OF



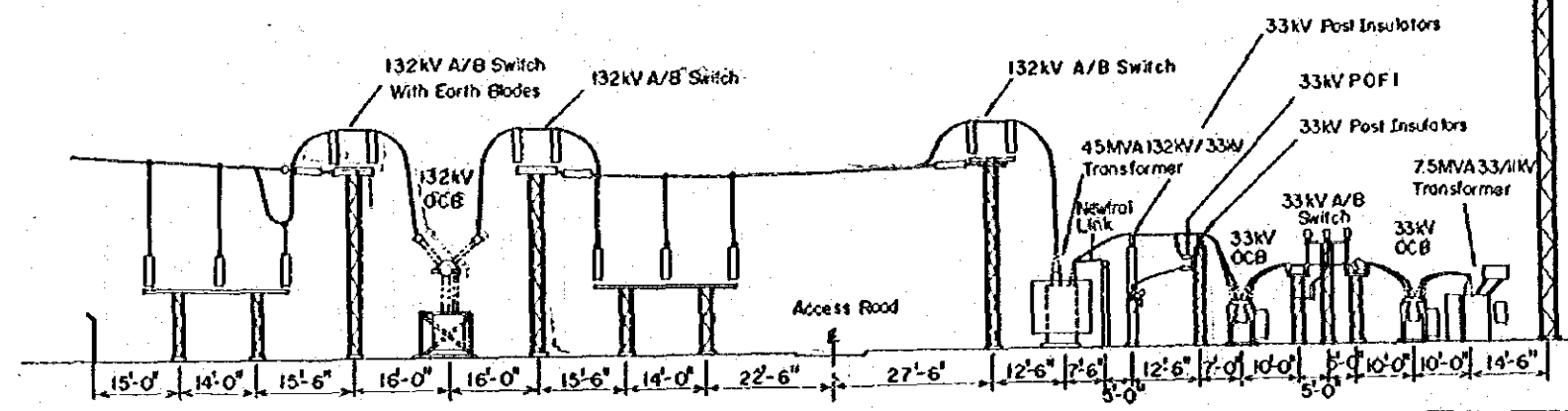
SECTION B - B



SECTION A - A



SECTION D - D



SECTION C - C

Fig. 8-1-3			
GENERAL ARRANGEMENT (Itala S.S)			
EPOC International Ltd		Tokyo Japan	
D.R.S	SUBMITTED:		
T.R.S	RECOMMENDED:		
C.K.I	APPROVED:		
LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

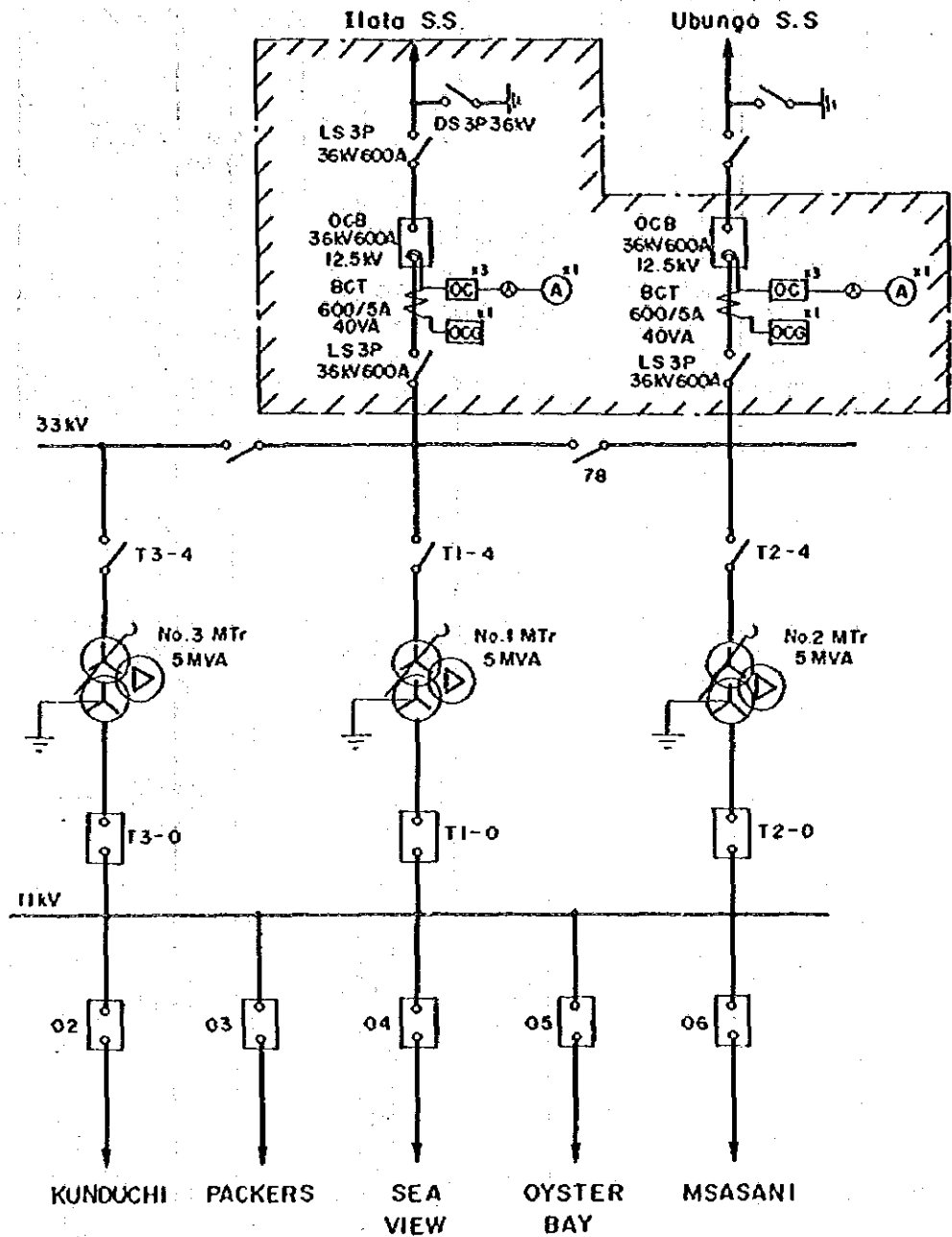
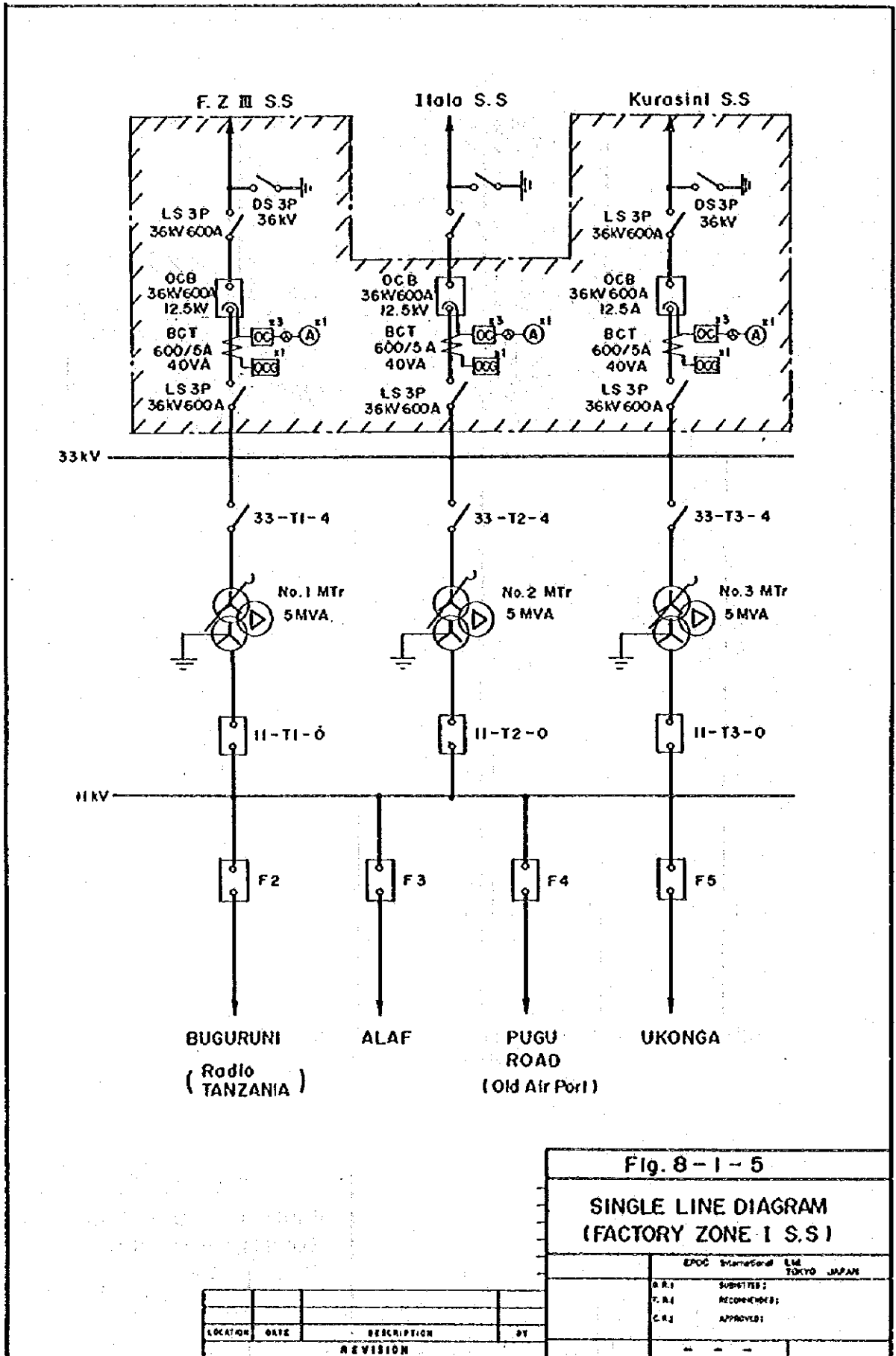


Fig. 8-1-4
 SINGLE LINE DIAGRAM
 (OYSTERBAY S.S.)

EPOC International Ltd
 TOKYO JAPAN

D.R.: SUBMITTED:
 F.R.: RECOMMENDED:
 C.R.: APPROVED:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			



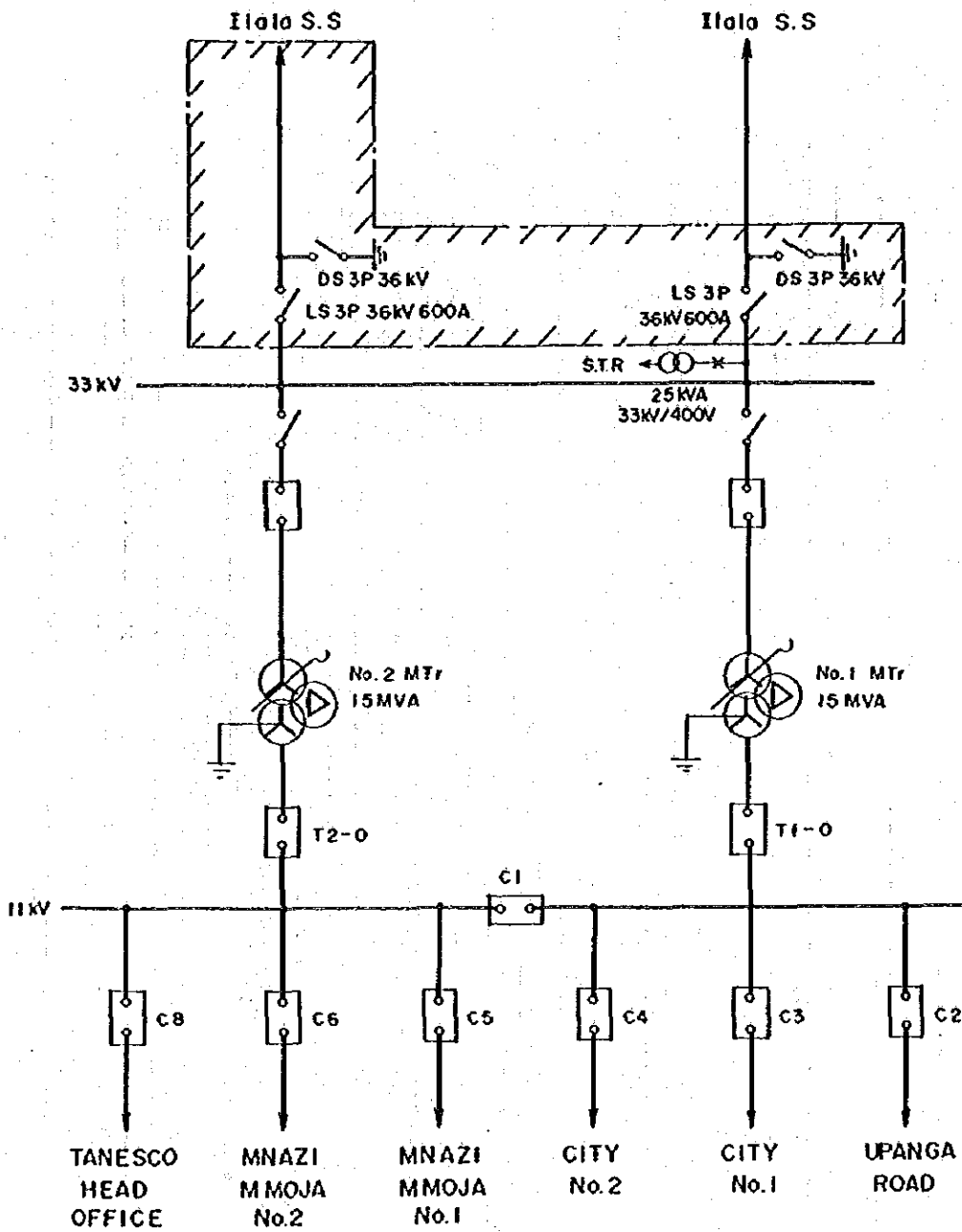


Fig. 8-1-6
**SINGLE LINE DIAGRAM
 (CITY CENTRE S.S.)**

EPOC International Ltd TOKYO JAPAN	
D.R.:	SUBMITTED:
T.R.:	RECOMMENDED:
C.R.:	APPROVED:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

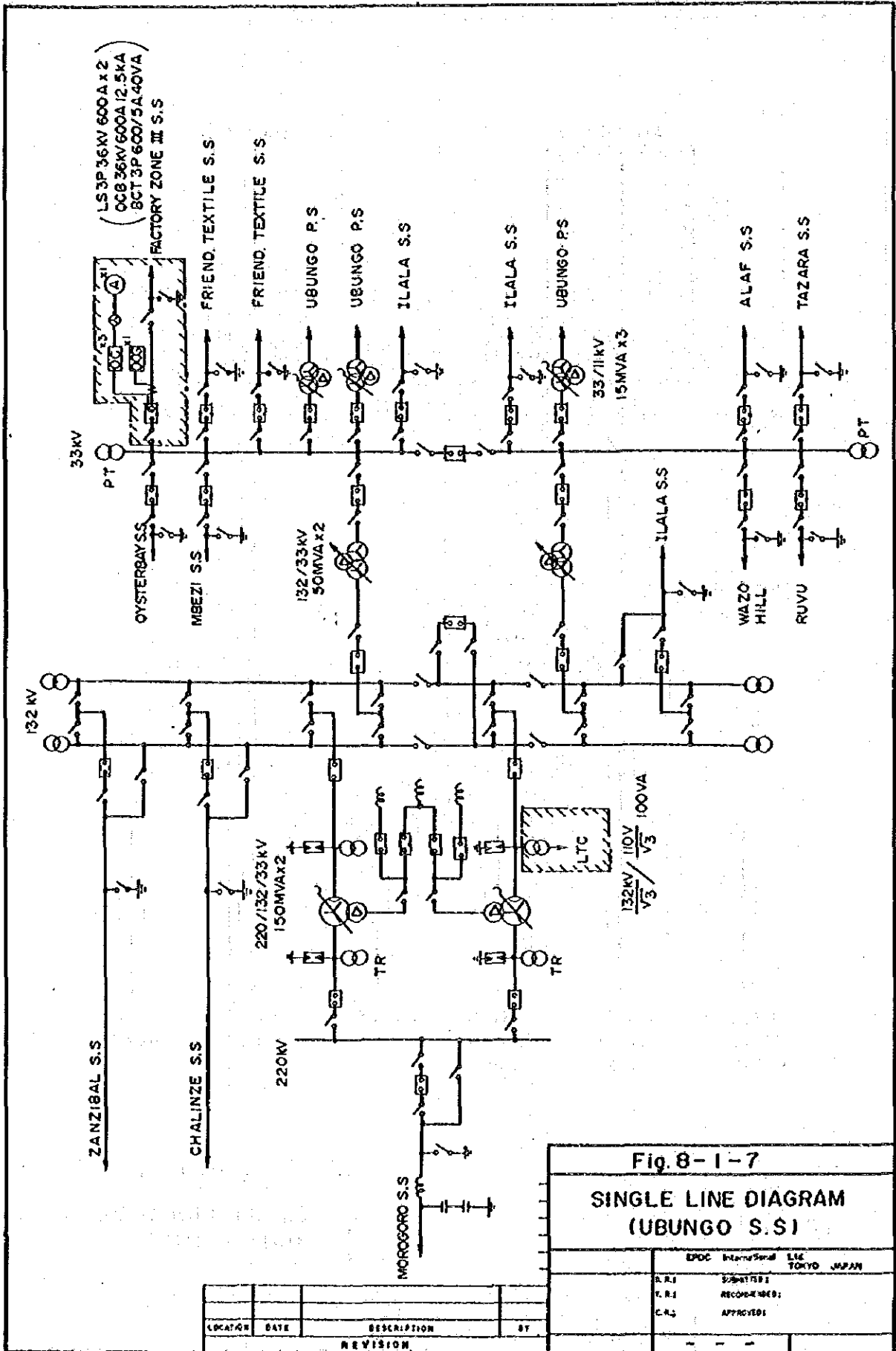


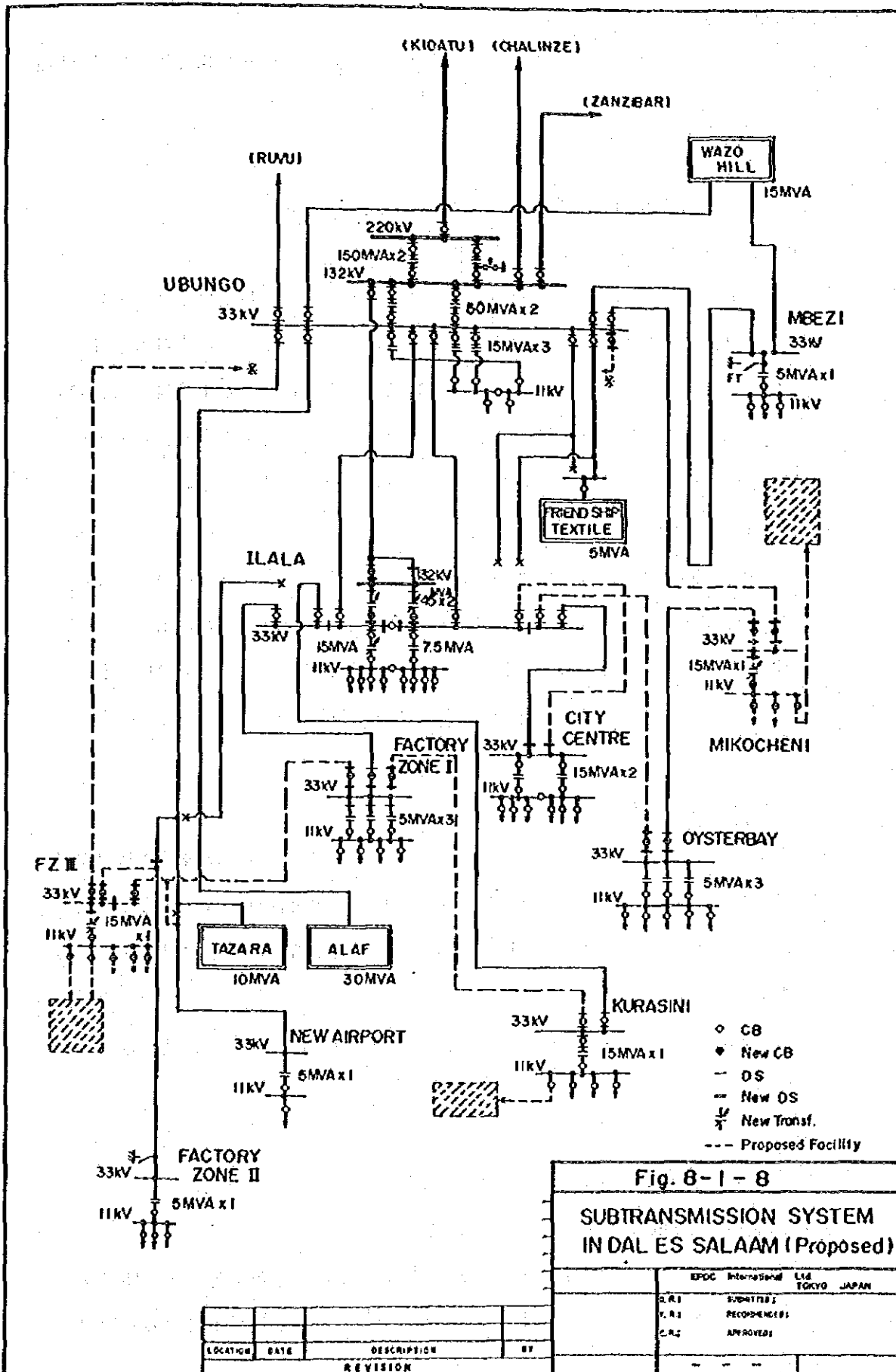
Fig. 8-1-7

SINGLE LINE DIAGRAM
(UBUNGO S.S)

EPC International LLC
TOKYO JAPAN

D.R. 05/01/78
R.R. RECOMMENDED
C.A. APPROVED

LOCATOR	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			



8.2 33KV 二次送電線

第4章で述べた設備の現状と問題点を踏まえて下記による改善計画を策定する (Fig. 8-2-1 参照)。

8.2.1 第1段階で実施すべき対策

(1) Krasini 供給線の系統切替え

Krasini S.S. へは現在 Ubungo から Textite No 2 線を介して供給されている。この区間は ACSR 50 sq. mm が使われており 1987 年には容量不足となる。従って 1986 年内には Ilala S.S. よりの系統切替えを実施する。但しその時点には Ilala S.S. の 132/33KV 変圧器の改善が終了していることが前提である。Ilala S.S. の引出し設備は遊休設備が使用可能なため新規調達の必要はない。

(2) Ilala~Oysterbay 線の電線張替え

Oysterbay 地区は近年需要の伸びが著しく、また重要負荷で占められる。Ubungo S.S. からの供給線は 1988 年には過負荷となるのでそれ以前に対策が必要である。それには既設 Ilala~Oysterbay 線 ACSR 50 sq. mm を ACSR 160 sq. mm に張替えることが有効であり、これにより 1993 年までの需要に対応可能となる。

8.2.2 Mikocheni S.S. 新設関連送電線

Mikocheni 地区は現在 Oysterbay S.S. より供給されており、新規工業需要が見込まれている。Oysterbay S.S. の供給力は 1986 年で過負荷となるため前節 8.1.3 に記したように Mikocheni 地域に変電所を新設しこの地域の需要に対応するものである。

Mikocheni S.S. への給電線は既設 Ubungo~Oysterbay 線より π 分岐の方法で ACSR 120 sq. mm 2 回線 1.0km 1 ルートを新設する。

8.2.3 Factory Zone III S.S. 新設関連送電線

(1) Ubungo~Factory Zone III 線の 신설

ダルエスサラーム南西部の Tabata, Kiwalani 地区は近年急速に工業団地化が進んでいる。これら地域は現在 Factory Zone I S.S. より供給しているが Factory

Zone I S.S. は周辺状況の制約により変電所の増設は著しく困難な状況にあり、前節 8.1.3 (3) で記した様に Factory Zone III S.S. を新設しこの地域の新規需要に対応するものとする。

新設 Factory Zone III S.S. へ供給は立地上 Ubungo S.S. より 7.0km の新設線により行う。送電線の容量は変電所の容量 $15\text{MVA} \times 2$ (当初 $15\text{MVA} \times 1$) に見合ったものとして ACSR 120 sq. mm 2 回線とする。当初は ACSR 120 sq. mm 2 回線装柱木柱のうち 1 回線のみ架設し、残り 1 回線は 2 台目 15MVA の設置工程に合わせ増架する。

(2) Factory Zone II S.S. 供給線の新設

Factory Zone II S.S. は現在 Ubungo S.S. より TAZARA 線を経由して 15.2km の距離で供給されている。Factory Zone III S.S. の完成後は Factory Zone III S.S. より既設 Factory Zone II S.S. 給電線に ACSR 120 sq. mm 1 回線 0.6km で接続することにより 13.2km で供給することになる。これにより供給信頼度の向上が期待できる。既設線との接続点には系統切替え操作のための断路器を設置する。

(3) New Airport 給電線の新設

New Airport S.S. は現在 Ubuntu - TAZARA 線より T 分枝して ACSR 100 sq. mm 1 回線、5.0km により供給されている。Factory Zone III S.S. 完成後は Factory Zone III S.S. と既設 Airport 線を ACSR 120 sq. mm、0.7km で接続することにより 1.3km で供給することが出来る。これにより loss 軽減、信頼度の向上が期待できる。

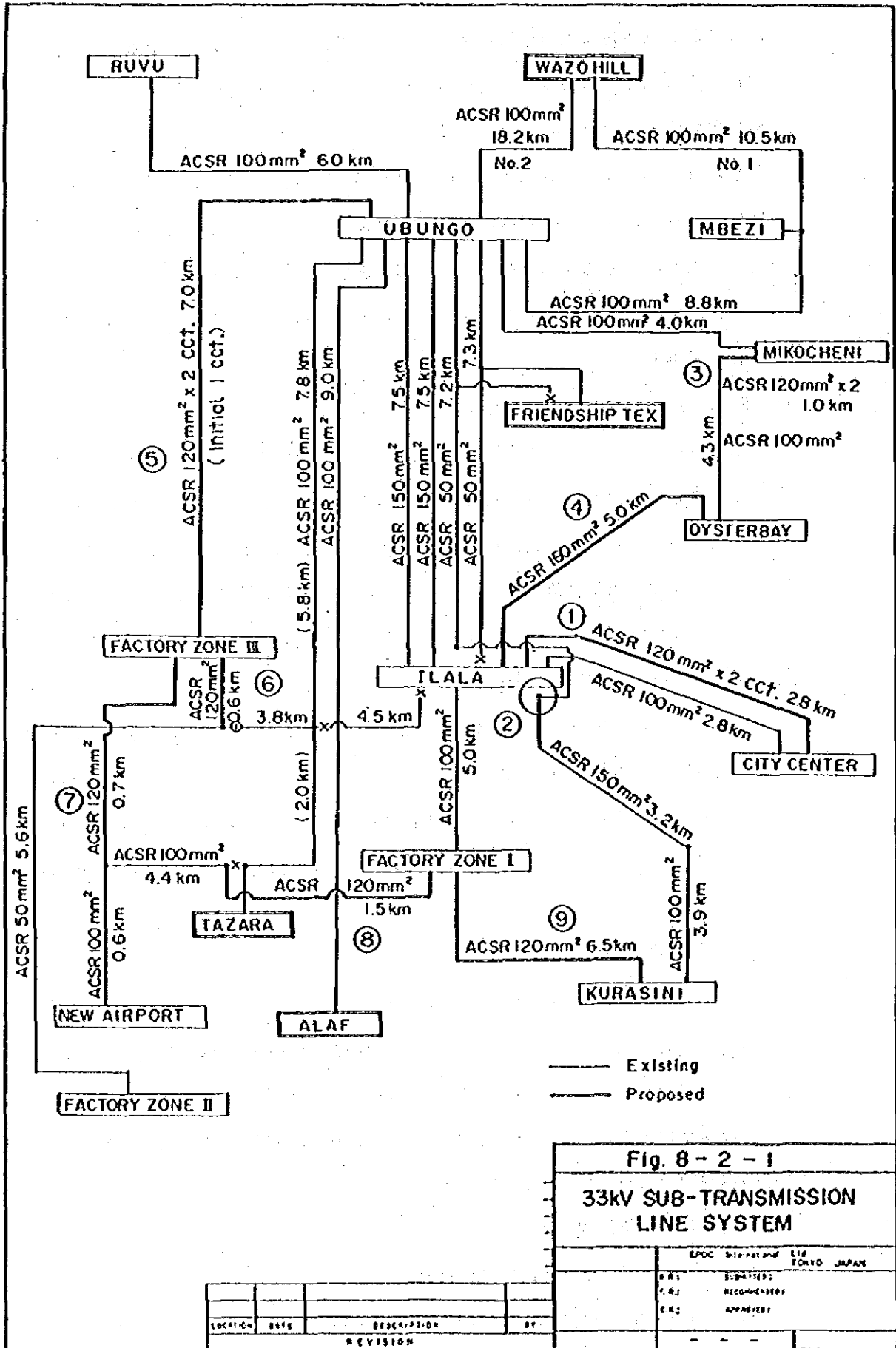
(4) Factory Zone I 供給線の新設

Factory Zone I S.S. の需要増に対しては新設 Factory Zone III S.S. がこれを分担することとなるので既設 Ilala ~ Factory Zone I 線の増強は行わない。

しかしながら現状システムでは緊急時の代替供給手段がなく、事故時の供給支障の影響は大きい。このため本送配電網改善計画では既設 New Airport ~ TAZARA 線の TAZARA 分枝点と Factory Zone I S.S. 間に ACSR 120 sq. mm 1 回線 1.5km を新設し、緊急時の予備回線を確保する。

(5) Factory Zone I ~ Kurasini 連絡線の新設

Kurasini S.S. の需要増に対しては 8.1.5 (2) で述べたように Ubungo S.S. か



らの受電を取止め直接 Ilala S.S. より受電することとすれば当分供給不足の事態は起こらない。

しかし供給信頼度向上の見地より Kurasini S.S. と Factory Zone I S.S. 間に ACSR 120 sq. mm 回線 6.5km を建設し緊急時の予備回線を確保する。

8.3 11KV 配電線

8.3.1 新設変電所に伴う 11kV Feeder

(1) Mikocheni S.S. 対策

新設計画の Mikocheni S.S. から M1, M2, M3 の 3 回線を引き出し、M1 を Oysterbay S.S. 03 Feeder と連系させ現在 03 により供給している地域をカバーする。これにより 03 を Msasani 地区専用とすることが可能となり Msasani 重負荷地区に対し 03 及び 06 の 2 Feeder で供給することになるため、重負荷問題は解消される。又、M2 を Mbezi S.S. の Packers Feeder 及び現在の 03 Feeder と連系し、この Feeder より大統領官邸へ供給する。残る 1 回線 M3 は Mikocheni 地区の工業化計画対策とし引き出す (Fig. 8-3-2 参照)。計画の内容は下記の通り。

- (a) 地中線：0.3km (11KV CVTZV 200 sq mm × 3C)
- (b) 架空線 (幹線)：5.0km (ACSR 120 sq mm)
- (c) 架空線 (枝線)：1.0km (ACSR 58 sq mm)
- (d) 区分開閉器新設：2 台

(2) Factory Zone III S.S. 対策

新設計画の Factory Zone III S.S. からは、F31, F32, F33, F34, F35 の 5 回線を引き出す事とし、F31 及び F32 の 2 回線を Factory Zone I S.S. の F4 及び F3 Feeder にそれぞれ連系させることにより、Factory Zone I S.S. の重負荷を解消する。又、F33 及び F34 の 2 回線は新規需要対策とし今後予想される工場の進出に備える。さらに F35 を Factory Zone II S.S. と連系させ強化を図る。計画の内容は下記の通り (Fig. 8-3-3 参照)。

- (a) 地中線：0.5km (11KV CVTZV 200 sq mm × 3C)
- (b) 架空線 (幹線)：6.5km (ACSR 120 sq mm)
- (c) 架空線 (枝線)：3.0km (ACSR 58 sq mm)
- (d) 区分開閉器新設：6 台

上記(1), (2)の具体的内容を表 8-3-1 に示す。

表 8-3-1 新設変電所関連 New Line

Feeder / 項目	地中線 (km) 200 sq.mm×3	架空線 (km)		区分開閉器 (台)	備 考
		ACSR 120	ACSR 58		
Msasani S.S.					
M 1	0.1	1.5		1	03と連系
M 2	0.1	1.5		1	Mbezi S.S. と連系
M 3	0.1	2.0	1.0	2	新規需要対策
Factory Zone III S.S.					
F 31	0.1	0.5		1	F4と連系
F 32	0.1	1.5	1.0	1	F3と連系
F 33	0.1	2.0	1.0	2	新規需要対策
F 34	0.1	2.0	1.0	2	"
F 35	0.1	0.5		2	F.Z. II S.S. と連系
合 計	0.8	11.5	4.0	10	

8.3.2 系統連系対策

作業時、事故時における負荷融通と停電範囲の縮小化を図るため、表 8-3-2 に示す様に系統連系工事を行ない、区分開閉器を設置する (Fig. 8-3-1, -2, -3 参照)。

計画の主な内容は次の通り。

- (a) 架空線：5.5km (ACSR 120 sq.mm)
- (b) 地中線：2.7km (11kV CVTAZV 200 sq mm×3)
- (c) 多回路開閉器：4台
- (d) 区分開閉器：9台

100%地中線路となっているCity Center S.S.のC5, C6Feederは、C6を改修し多回路開閉器4台を設置する事で、増強を図りC5による供給地域もカバーする。これにより不用となったC5をUpanga地区の負荷分割用として使用する (Fig. 8-3-1

参照)。

表 8-3-2 系統連系工事

項目 Feeder	地中線 (km)	架空線 (km)	区分開閉器	備 考
	200 sq. mm × 3	ACSR 120		
C5~C2	0.5		1	Upanga地区対策
C6~D2	0.6		1	Independence Av.
C6~市内	1.6	0.5		多回路開閉器 4台
C4~D2		1.5	2	Independence Av.
D1~Port Feeder		0.5	1	Ilala S.S. ~ Kurasini S.S.
F2~Kilwa Feeder		1.5	1	F.Z.I S.S. ~ Kurasini S.S.
F5~D8		0.5	1	F.Z.I S.S. ~ Ilala S.S.
O5~O4		0.2	1	Oysterbay S.S.
C2~D10		0.8	1	City Center S.S. ~ Ilala S.S.
合 計	2.7	5.5	9	

8.3.3 枝線延長

第 8.4.2 項に述べた新規需要対策としての変圧器新設にともない、次の通り 11kV 枝線の延長を計画する (表 8-3-3 参照)。

- (a) 架空線 : 10.0km (ACSR 58 sq. mm)
- (b) 地中線 : 2.4km (11kV CVTAZV 38 sq. mm × 3C)
- (c) 区分開閉器設置 : 10台

表 8-3-3 枝線延長

Feeder	地中線 (km)	架空線 (km)	区分開閉器
	38 sq. mm × 3C	ACSR 58	
Msasani		2.0	2
Upanga		2.0	2
Oysterbay		2.0	2
City Center	2.4	2.0	2
Ilala		2.0	2
合計	2.4	10.0	10

8.3.4 架空線劣化張替

劣化個所及び細物電線使用個所の電線を張替え、供給能力を向上させるとともに、不良接続個所の改修を行なう。この計画のみでもダルエスサラーム市内の11kV配電線網の供給信頼度は飛躍的に向上すると考えられる（表8-3-4参照）。

(1) 架空線

(a) 幹線：58.5km (ACSR 120 sq. mm)

(b) 枝線：21.0km (ACSR 58 sq. mm)

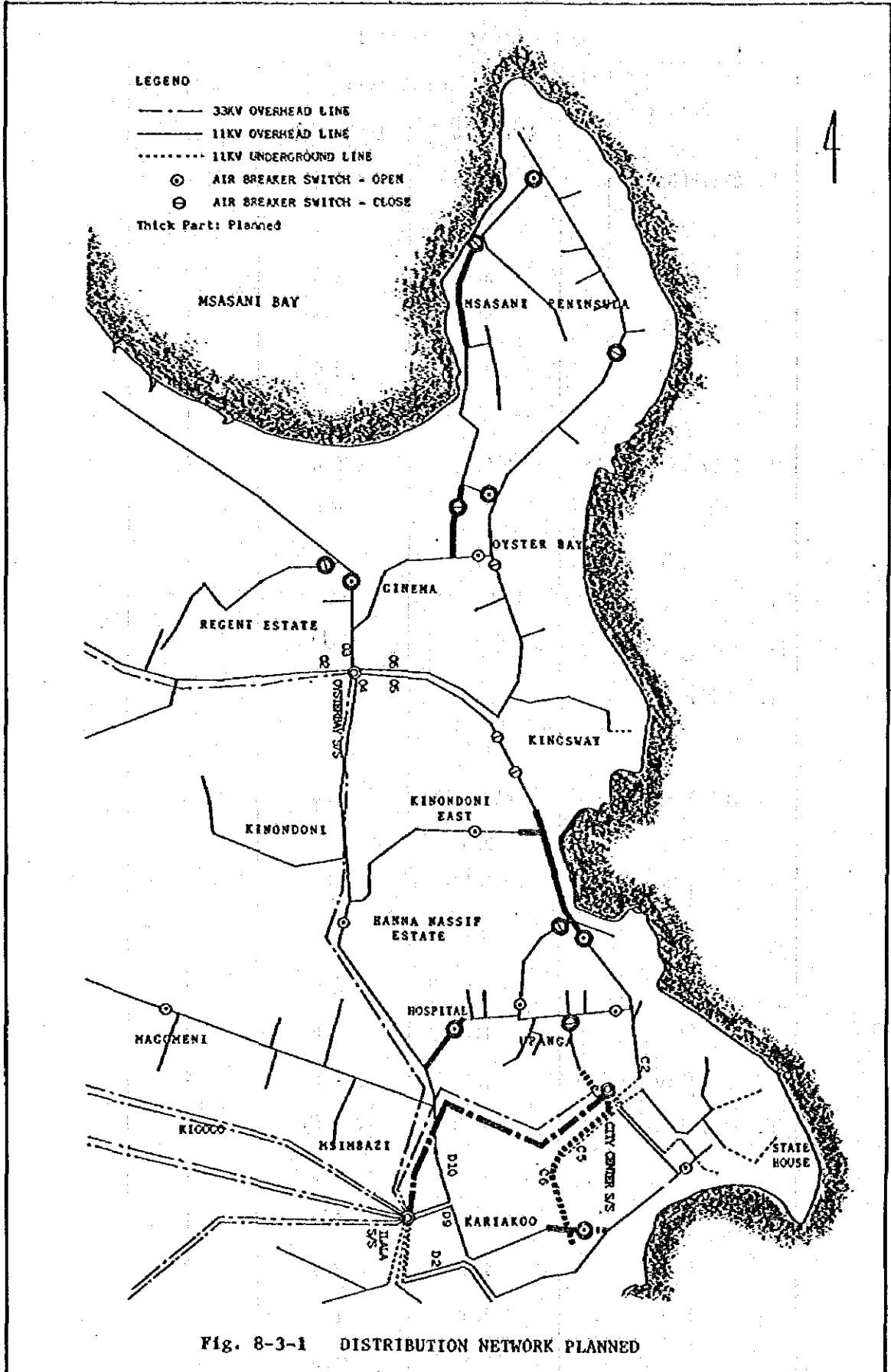
(2) 支持物補充：140本 (木柱70, 鋼管柱70)

(3) 支線補強：200個所

(4) 区分開閉器設置：25台

表 8 - 3 - 4 劣化張替

Feeder	架空線 (km)		区分開閉器 (台)
	ACSR 120	ACSR 58	
I. OYSTERBAY S.S.	(14.9)	(5.0)	(6)
O 2			
O 3	5.0	1.0	2
O 4	7.0	1.0	1
O 5	2.9	2.0	2
O 6		1.0	1
II. CITY CENTER S.S.	(9.4)	(2.0)	(5)
C 2	5.0	2.0	2
C 3	1.8		1
C 4	1.3		1
C 5			
C 6			
C 8	1.3		1
III. ILALA S.S.	(19.2)	(7.0)	(8)
D 1	2.0		1
D 2	3.8	2.0	2
D 3			
D 8	4.0	2.0	2
D 9	1.9	1.0	1
D10	7.5	2.0	2
IV. F.Z. I S.S.	(15.0)	(7.0)	(6)
F 2	6.5	2.0	1
F 3	1.5	2.0	1
F 4	4.5	2.0	2
F 5	2.5	1.0	2
合 計	58.5	21.0	25



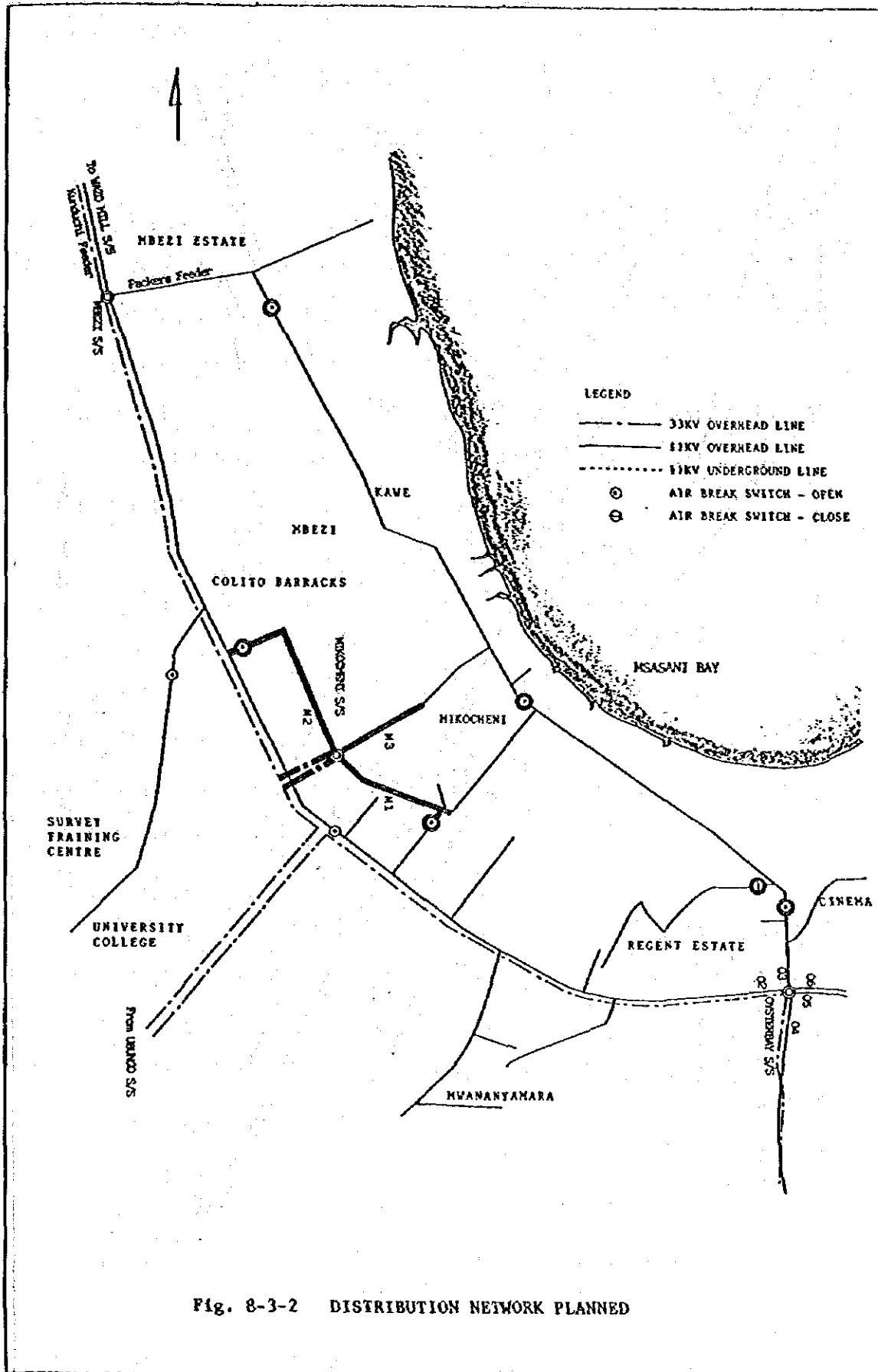


Fig. 8-3-2 DISTRIBUTION NETWORK PLANNED

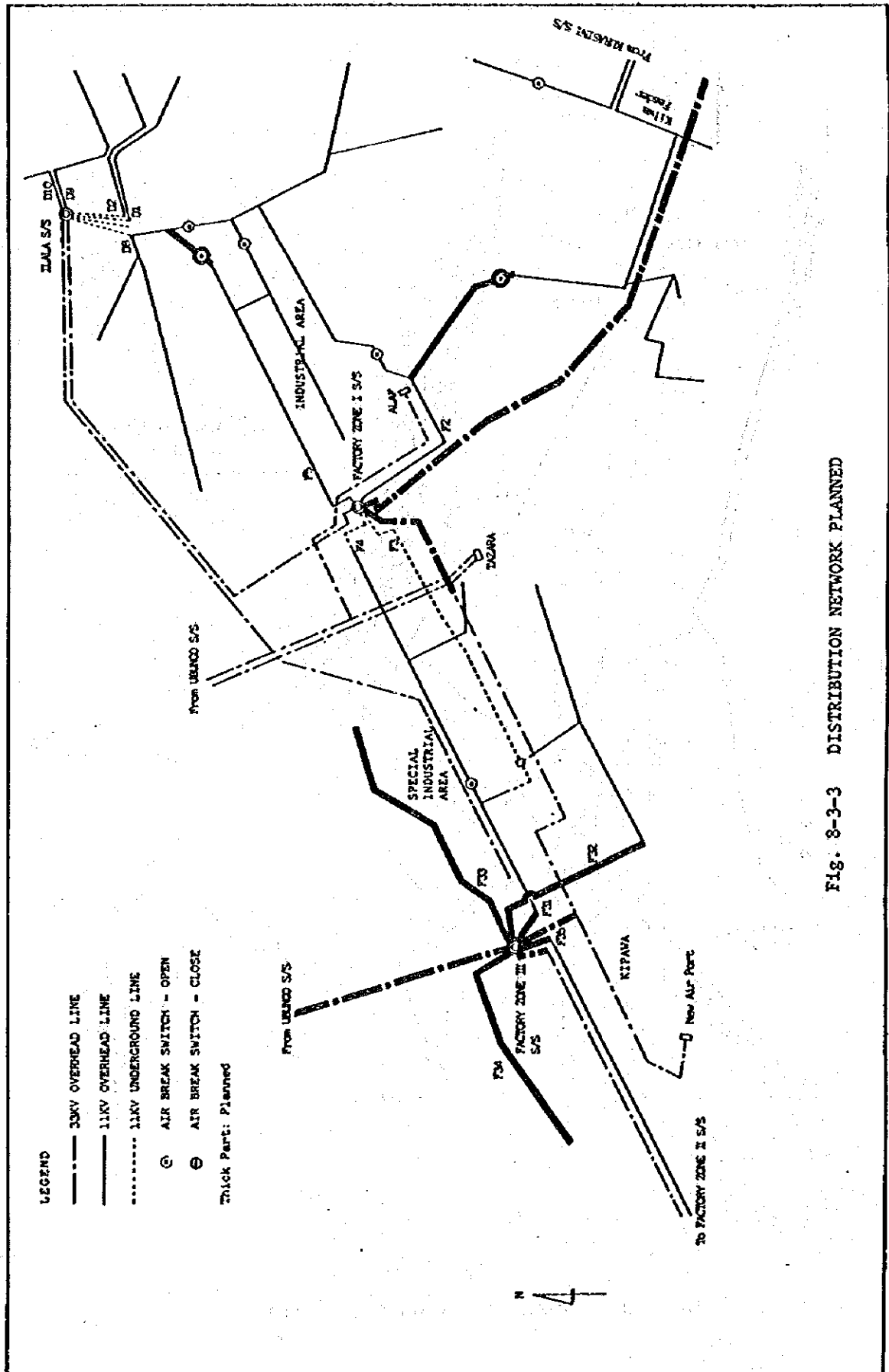


FIG. 8-3-3 DISTRIBUTION NETWORK PLANNED

8.3.5 耐雷対策

11kV Feeder の常用区分開閉器個所及び幹線ケーブルの立上り個所などに対し、アレスター60バンクの設置を計画する。

8.4 低圧配電線

8.4.1 既設設備の劣化改修と供給電圧の改善

本計画対象地域の変圧器総台数 285バンク (88,775KVA) から緊急資機材援助で対応する Msasani地区の31バンクを除く 254バンクの60%、153バンクについて全面改修を行なうこととし、特に荒廃を来たしている変圧器の保護装置及び電線、ケーブルの接続個所等の事故原因を除去すると共に線路全体の強化を図る。

(1) 変圧器1次・2次側保護装置及び接続改修

300KVA以上の変圧器は1次側オープンヒューズカットアウト、2次側低圧開閉器盤を使用し保護を行なう。それ未満の容量の変圧器は現在採用されている方式、即ち1次側オープンヒューズカットアウト、2次側低圧カットアウトにより保護を行なうものとし、接続個所の改修も行う。

(2) 低圧開閉器盤の設置

今回改修する変圧器 153バンクのうち300KVA以上のもの83バンクについては上記(1)の通り低圧配電盤を設置する。

(3) 電線張替及び延長

改修計画対象変圧器 153バンクについて、低圧幹線 190km、枝線 290kmを張替及び延長する。各変圧器の電線路をFig. 8-4-1の通りモデル化し、これに基づき所要電線量を算出すると次の通りとなる。

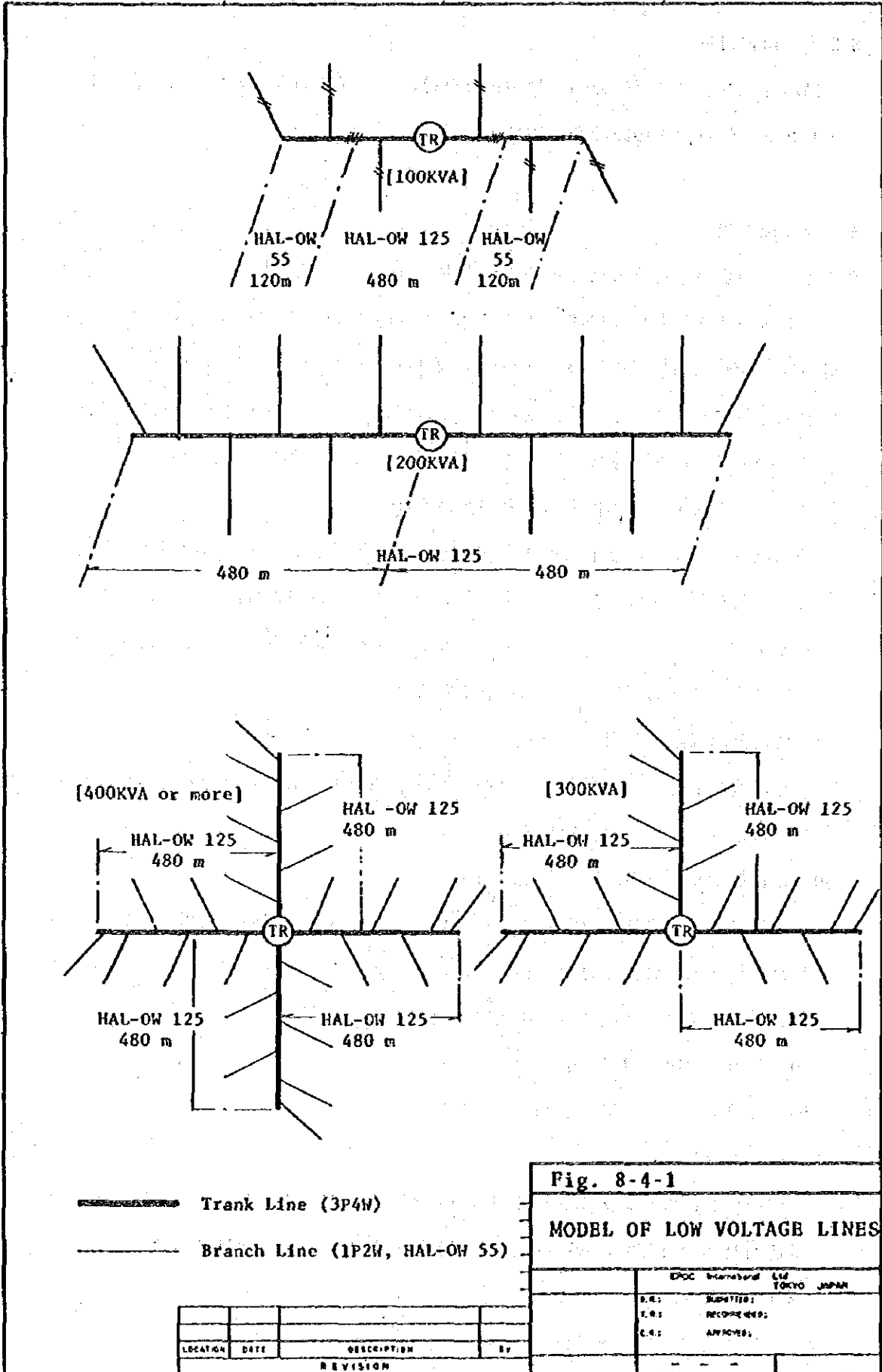
(a) 幹線 : HAL-0W 125 sq. mm 751km

(b) 枝線 : HAL-0W 55 sq. mm 610km

(4) 引込線張替

現地におけるサンプリング調査 (Fig. 4-5-1, 4-5-2 参照) をもとに引込約24,000口に関しDV線を用いて張替を行なう。所要電線量はDV線各種合計で480kmである。

(5) 支持物補充及び支線補強



劣化電柱取替用として、9 mの鋼管柱及び木柱を各 300本計 600本見込む。又、電柱約 2,000本に対応する支線材も見込んで、電線路の機械的強度の確保を図る。

8.4.2 新規需要対策

第6章に述べられている今後の需要増及び第8.1.3項の新設変電所より引き出される新設フィードの一般需要増対策として、変圧器35バンク (8,500KVA) の新設を下記の通り計画する。

(1) 新設変圧器

(a) 100KVA : 10台 (1,000KVA)

(b) 200KVA : 10台 (2,000KVA)

(c) 300KVA : 10台 (3,000KVA)

(d) 500KVA : 5台 (2,500KVA)

合計 : 35台 (8,500KVA)

(2) 保護装置

(a) 1次側オープンヒューズカットアウト : 35セット

(b) 2次側低圧カットアウト : 60個

(c) 低圧開閉器盤 : 15台 (300KVA以上対応)

(3) 新設低圧線

(a) 幹線 : 36km (HAL-0W 125 sq. mm)

(b) 枝線 : 63km (HAL-0W 55 sq. mm)

(4) 新設引込線 : 5,700口

(5) 支持物

(a) 鋼管柱 : 800本

(b) 木柱 : 1,600本

8.5 工事用車両・工具測定器具

8.5.1 工事用車両

現在 TANESCOの保有車両は極めて少なく、日常の保守業務あるいは事故復旧等の緊急業務にも支障を来している。特に工事専用に使われる車両は旧型のものが多く、整備不良あるいはスペアパーツ不足等のためトラブルが多く、施工班、事故復旧班のアクティビティは非常に低い。また、工事用としての小型車両はほとんど配備されておらず、市街地や住宅密集地における業務にも大型車両を用いることになるため、小回りのきいた迅速な行動がとれないばかりか、日常当然行なわれるべき巡視点検でさえ全く行なわれていない現状である。

これらの調査事実より、TANESCOの保有車両のみでは本計画の工事を進める事は不可能に近いと判断される。緊急資機材の中にも工事用車両が含まれているが、その種類及び台数は第5章にも述べられているように、優先して改修工事を実施する地域として選定した地区の工事用だけに限られているため、さらに表8-5-1に示す車両を本計画の工事専用として供給する必要がある。尚、本計画の大部分は既設設備の改修工事であり、停電作業あるいは、負荷切替作業等重大災害を引き起す要素の多く含まれた工事である事から、業務遂行に際し各現場、各グループ相互に密に連絡をとり合い安全の確保、停電時間の短縮、確実な施工に務めなければならない。この目的のために表8-5-1に示す様に各車両にはVHFトランシーバーを装備する事とした。

現在タンザニアでは、車両に関しても慢性的スペアパーツ不足に悩んでおり、その結果車両が本来の性能を発揮できる期間が短かく、欠陥をもったまま使用されている車両が多く、交通事故、作業中の事故を誘発する大きな原因となっている。これらの危険性を排除し安全な工事を行なうためにスペアパーツ、消耗品の供給に関して十分に検討を加え適切な品目及び数量を決定する必要がある。

表 8-5-1

車両	班	施 工	資 材	設 計	渉 外	管 理	計
1. クレーン車 6 ton		1					1
2. 6 ton トラック		2	2				4 (4)
3. 3 ton クレーントラック		4	1				5
4. 高所作業車		6					6
5. ピックアップトラック		6	1				7 (2)
6. 4WDワゴン				2	2	2	6 (6)
7. モーターバイク		10					10 (10)
8. フォークリフト			2				2

注) 1. () 内は緊急資機材援助で供給される台数
 2. 上記車両のうちNo 1, 7, 8 以外はトランシーバ付

8.5.2 工具、測定器具

TANESCOの施工班、事故復旧班の班装備工具、測定器具は極めて貧しい状態にあり、日常当然行なわれるべき巡視点検業務にさえ支障を来たしている。また、耐電ゴム手袋、検電器等作業安全確保のためには不可欠である物さえ装備されていない。このような状態は作業員の士気をも大いに低下させており、最も大きな事故原因である施工不良を生み出す結果となっている。この現状を打開し、安全かつ確実な作業を推進するため車両と同様に緊急資機材に含まれるものに加え次に示す工具計器類の供給が是非必要である。

- ベンチ、スパナ、電工ナイフなどの個人携帯用工具
- 検電器、低圧ゴム手袋などの安全保護具
- 鋸削用工具、電線接続用工具、架線用工具などの班装備工具
- ケーブル作業用工具
- 安全標識、安全用具
- 架線用電流電圧計
- 記録電圧電流計
- その他

また、以上の工具計器類のうち必要なものについては、その使用方法、手入方法

および保管方法などについて教育指導の必要がある。

8.6 その他

(1) 給電監視通信システム

有人変電所の Ilala S.S. と今回の調査対象変電所である Oysterbay S.S., City Center S.S., Factory Zone I S.S. 及び新変電所の Mikocheni S.S., Factory Zone III S.S. 間に通信回線を施設し、給電上必要な情報（9.7 項参照）を連絡するものとする。

通信連絡方法については、現有の有線によるものと、VHF を利用した無線によるものが考えられるが既設の如くパイロットワイヤーを使用した有線通信システムの場合、自動車等による電柱倒壊のケースが比較的多く資材不足のせいもあって保守が難しく TANESCO は希望していない。

これに対し、VHF による場合は高信頼度を維持することが可能であり、据付が短期間で済むと共に工事費も少なくて済む。

ここに、Ilala S.S. と各配電用変電所間の通信方法は VHF を使用したものとする。

(2) Ruvu 変電所電圧低下対策

4.6.1 (5) 項にも記述したように Ruvu 変電所の電圧低下対策として、Ilala S.S. の 132kV/33kV 変圧器 10MVA×2 台が撤去された時点で転用することとする。

なお転用場所としては、既設 Ruvu S.S. の隣接地を Ubungo-Chalinze 132kV 送電線が通過しており、用地も充分ある。従ってここに新 Ruvu S.S. (132kV/33kV 10MVA×2 台) を新設しこの電圧低下問題を解決することが最善と考えられる。

但しこれらについては、今回の FS 調査の対象外の為、別途実施方法について検討する必要がある。

第9章 予備設計

第9章 予備設計	9-1
9.1 設計条件	9-1
9.2 絶縁設計	9-2
9.3 変電所	9-7
9.4 33KV二次送電線	9-29
9.4.1 設計概要	9-29
9.4.2 設備概要	9-31
9.5 11KV配電線	9-35
9.5.1 設計の基本的考え方	9-35
9.5.2 公称電圧及び電気方式	9-35
9.5.3 11KV配電線の最大電圧降下	9-35
9.5.4 電線配列および装柱	9-36
9.5.5 電線の仕様	9-37
9.5.6 標準径間	9-38
9.5.7 弛度、張力の計算	9-38
9.5.8 電柱の長さ	9-38
9.5.9 支持物種類の選定	9-38
9.5.10 11KV地中電線路	9-39
9.5.11 配電設備主要資機材の仕様	9-39
9.6 低圧配電線	9-43
9.6.1 配電電圧および配電方式	9-43
9.6.2 電線配列	9-43
9.6.3 低圧線路の電線種別	9-44
9.6.4 低圧線の最大電圧降下	9-44
9.6.5 低圧線の弛度設計	9-46
9.6.6 支持物	9-46
9.6.7 11KV線路と低圧線の併架柱	9-47
9.7 給電保安通信システム	9-47

第9章 予備設計

9.1 設計条件

本送配電網整備計画で実施する送配電設備の予備設計は、TANESCOの現行基準ならびに日本における標準的手法に準拠して行った。外貨により購入する資機材の適用規格は日本規格を主として、一部についてはANSIならびにBS規格を適用した。

(1) 自然条件

(a) 標高：1,000m以下

(b) 外気温：最高40℃

最低10℃

平均32℃

(2) 安全率

日本の現行規準により次の通りとした。

支持物	3
支持物の基礎	2
電線	2.5
罫子（取引部含む）	2.5
腕金	2.5
支線	2.5

(3) 導体の温度

導体の許容温度 90℃

(4) 風圧荷重

最大風速28m/sとして、このときの架渉線風圧荷重を50kg/m²、木柱の風圧荷重を40kg/m²とする。

(5) 送配電線の地上高

架渉線の地上高は、TANESCOの規準により次の通りとする。ただし低圧電線路は日本の技術基準を採用した。

項 目	33kV	11kV	低圧（中性線含む）
一般個所	5.0m	4.8m	4.0m
道路横断個所			
車両の通る道路	6.7	6.0	6.0
車両の通らない道路	6.0	4.8	4.0
鉄道線路上	9.0	9.0	9.0
電話線上	1.8	1.8	1.2

9.2 絶縁設計

(1) 絶縁設計

絶縁設計は雷サージから商用周波までの全領域に亘って線路および機器の絶縁レベルの協調をとることにより設備を保護することを目的として次により設計した。

- (a) 内部異常電圧（開閉サージ、持続性異常電圧など）に対しては機器自体の絶縁性能により保護する。
- (b) 外部異常電圧（雷サージ）に対しては避雷器により保護する。

(2) 碍子種類及び連結個数の決定について

前述のように絶縁設計の基本的考え方は、内部異常電圧による閃絡を起さないことを前提にして耐雷対策を考えた。内部異常電圧については、従来送電線に適用される考え方を採用して、次の表の値を想定した。

接地系の種別	接続性異常電圧倍数	開閉異常電圧倍数
有効接地系	0.8U _m	2.8U _m

(U_m：系統の最高許容電圧)

碍子の絶縁強度を考える場合、開閉異常電圧にたいしては開閉サージによる注水時の閃絡特性を、持続性異常電圧に対しては商用周波の注水時の閃絡特性を用いた。内部異常電圧に対する碍子の所要絶縁強度及び碍子の電気的特性は次表の通りである。

開閉異常電圧より求めた碍子の所要絶縁強度

公称電圧	(kV)	11	33	132
最高許容電圧 U_m	(kV)	12	36	144
対地電圧波高値	$\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_m$ (kV)	9.8	29.4	118
開閉サージ倍数	n 倍	2.8	2.8	2.8
開閉サージ電圧	$\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_m \times n$ (kV)	27.4	82.3	330
絶縁低下係数		1.2	1.2	1.2
碍子の所要絶縁強度	(kV)	33	99	396

持続性異常電圧より求めた碍子の所要絶縁強度

公称電圧	(kV)	11	33	132
最高許容電圧 U_m	(kV)	12	36	144
異常電圧倍数	n 倍	0.8	0.8	0.8
持続性異常電圧	(kV)	9.6	28.8	115
絶縁低下係数		1.2	1.2	1.2
碍子の絶縁強度	(kV)	12	35	138

碍子の電気的特性

	標準サージ	開閉サージ (注水)		商用周波 (注水)	
	50%閃絡電圧	50%閃絡電圧	耐電圧	50%閃絡電圧	耐電圧
250mm懸垂碍子1個	140kV	85kV	75kV	45kV	40kV
“ 2個連	240	170	155	80	70
“ 3 “	330	245	220	115	105
“ 9 “	815	645	580	335	300
33kVピン碍子	290	—	—	95	—
11kV “	130	—	—	35	—

注 ① 250mm懸垂碍子の特性は、架空電線路の絶縁設計要綱 (1966. 10) による。

② 33kVピン碍子は IEC 137による。

③ 11kVピン碍子は、ANSI C29. 5による。

上記碍子の電気的特性と所要耐電圧を比較し、絶縁裕度を考慮し、使用する碍子および個数を次の通りとした。特に引留個所の 250mm 懸垂碍子は保守管理面の予備碍子 1 個を見込んだ。

電 圧	使用個所	33kVピン碍子	11kVピン碍子	250mm懸垂碍子
33kV	引通し	○	—	—
	引留め	—	—	○ 3個連
11kV	引通し	—	○	—
	引留め	—	—	○ 2個連

(注) ○印を採用

(3) 標準絶縁間隔

碍子連の標準波形衝撃波（正極性）に対する50% F O Vに相当する棒ギャップ長を標準絶縁間隔とする。

公 称 電 圧 (kV)	33	11
が い し 個 数 (個)	3	2
碍子連の50%衝撃 F O V (kV)	330	240
同上相当棒ギャップ (cm)	52	36
標準絶縁間隔 (cm)	55	35

※架空電線路の絶縁設計要綱 (1966. 10) による

(4) 最小絶縁間隔

開閉サージおよび持続性異常電圧のおのおのにも耐えるクリアランスを最小絶縁間隔とする。

但し変電所については9.3(5)項を参照されたい。

公称電圧 (kV)	33	11
最高許容電圧 U_m (%)	36	12
対地電圧波高値 (%)	29.4	9.8
開閉サージ倍率 (倍)	2.8	2.8
開閉サージ波高値 (kV)	82.3	27.4
所要耐電圧※ (%)	90.5	30.1
所要クリアランス※ (cm)	15.3	3.8
最小絶縁間隔 (cm)	15	5

※架空電線路の絶縁設計要綱による

(5) 異常時絶縁間隔

想定最大風速時に対して線路の最高許容電圧 (U_m) に対する注水時でチェックする。

公称電圧 (kV)	33	11
最高許容電圧 U_m (%)	36	12
“ (対地) (%)	20.8	6.92
所要耐電圧※ (%)	22.9	7.62
異常時絶縁間隔※ (cm)	9	3

※架空電線路の絶縁設計要綱による

(6) 線間最小クリアランス

公称電圧 (kV)	33	11
最高許容電圧 U_m (%)	36	12
同上対地波高値 (%)	29.4	9.8
線間サージ倍率 (倍)	4.5	4.5
線間サージ電圧 (kV)	133	44.1
“ 所要耐電圧※ (%)	146	48.5
“ クリアランス※ (cm)	26	8 (7.3)

※架空電線路の絶縁設計要綱による

(7) 基準衝撃絶縁強度 (B I L) の設定

B I L は、132kV系に対しては120号、33kV系に対しては30号A、11kV系に対しては10号Aとした。決定した理由は次の通りである。

前述の通り雷サージに対しては、架空地線によるしゃへい効果および避雷器により保護を行うので、開閉サージに耐え、かつ雷サージに対し避雷器の保護性能との協調のとれるB I Lを選定する必要がある。

即ち避雷器と被保護設備の雷サージに対する保護裕度を20%とすれば、避雷器の100%放電開始電圧及び制限電圧の1.2倍以上のB I Lが必要となる。次に各電圧別の所要B I Lを示す。

		避 雷 器				所要B I L		絶縁階級 決定理由
		定 格 電 圧 (kV)	定 格 放 電 電 流 (KA)	100%放電 開始電圧 (kV)	制限電圧 (kV)	制限電圧 x 1.2 (kV)	雷インパルス 耐 電 圧 JEC-193-1974 (kV)	
変電所	132kV	126	10	401	422	507	550 (100号)	既設機器に合わせて120号とした。
	33kV	42	10	135	140	168	170 (30B)	既設機器に合わせて30号Aとした。
配電線	11kV	14	5	50	50	60	60 (6A)	既設機器に合わせて10号Aとした。

この結果各設備の絶縁階級は、132kV系が120号(650kV)、33kV系が30号A(200kV)、11kV系が10号A(90kV)とした。

(8) 耐雷設計

今回の調査ではIKL(Isokeraunic Level、年間の雷雨日数)の正確な統計は得られなかった。

変電所には避雷器が施設されており、架空地線については、変電所、33kV送電線及び11kV配電線に施設されていたが、年間を通じて雷発生の頻度は比較的少ないと考えられる。

しかし、変電所及び11kV配電用変圧器には避雷器を、また変電所構内及び33kV送

電線には架空地線を取付けて雷サージなどの外部異常電圧に対して保護することとした。

9.3 変電所

(1) 新変電所位置の選定

都市の市内に変電所を建設するため、その位置の選定にあたっては、次の事項を考慮する。

- 既設設備との調和
- 将来の需要地の近傍箇所
- 需要増加対応
- 送配電線の引き込み、引き出し

これらを総合的に見地から検討し、各々の用地を決定した。その結果は次の通りである。

(i) Mikocheni S.S. 用地

Oysterbay S.S. と Mbezi S.S. の中間地点であり、ダルエスサラーム都市計画で、将来の工場進出予定地点として期待され、いくつかの工場が変電所近傍地点において受電を希望している。しかも比較的 Msasani 半島の近傍地点であり、海岸より 1.4km に位置し、現在は雑草地である。敷地面積としては $30\text{ m} \times 22\text{ m} = 660\text{ sq. m}$ 程度必要と思われる。

(ii) Factory Zone III S.S. 用地

Factory Zone I S.S. と Factory Zone II S.S. の中間に位置し、New Airport S.S. に近く、既にいくつかの新規工場を建設中で、更に将来工場の進出が期待されている地点であり、海岸より 8.0km に位置し、現在は雑草地である。敷地面積としては $36\text{ m} \times 30\text{ m} = 1,080\text{ sq. m}$ 程度必要と思われる。

(2) 新設変電設備のユニット化

新設変電所には、経済性、保守性を考慮して、33KV側機器を屋外に、11KV側機器をキュービクルに収容した建屋不用のユニット式変電所（単位式自動変電所）を採用する。

ユニット変電所の利点は次の通りである。

- 変電所設計の標準化、単純化が容易である
- 配電盤、機器を収容する建物が不用であり、用地が狭くて済む
- 変圧器二次側がコンパクト化すると共に電力ケーブルが短くて済み制御ケーブルもかなり節約することが出来る
- 掘付が簡単であり、工期が短縮できる
- 増設、移設が簡単である
- 運転保守が容易で、維持費を節減できる
- 総合建設費の節減となる

(3) 結線方式

新変電所の結線方式の検討にあたっては、

- 系統運用条件
- 機器の点検頻度及び故障発生率（最近はケーブル・変圧器の信頼度が向上して来た）
- 供給責務
- 用地確保

などを満足させつつ、電力供給の機能を損なわない範囲で、結線の簡素化を図る事とし、Mikocheni S.S.についてはFig. 9-3-1、Factory Zone III S.S.についてはFig. 9-3-2のようにした。

なお、同変電所の平面図をFig. 9-3-3、Fig. 9-3-4に、断面図をFig. 9-3-5に示す。

(4) 汚損設計

(i) 汚損適用区分

ダレスサラーム地域の塩害対策の検討にあたっては、当地の気象条件、海岸からの距離が問題となる。当地には、日本の台風や季節風に相当するものとしてモンスーンがあげられるが、これは台風にし雨が多く伴うせいか、塩分を洗い流すことになり、その前後の風により普段よりコロナが増えることもあるが、日本より幾分好条件下にあるものと推定される。これは、現地変電所が海岸より10km以下の距離に位置するにもかかわらず、洗浄装置を設けていない事からも納得できる。

現地における長期間に亘る汚損測定データを得られないため、厳密な汚損設計は難しいが、現段階で下記のように適用区分を設定した。

汚損度 等価塩分 付着密度 (mg/sq. cm)	適用区分	タンザニア	日 本	
		ダルエス サラーム 地区に対して	海岸からの距離 (km)	
			台風に 対して	季節風に 対して
0.03	一般	○	50以上	10以上
0.06	軽塩害		10~50	3~10
0.12	中塩害		3~10	1~3
0.35	重塩害		0.3~3	0.1~1

(ii) 設計汚損耐電圧

1線地絡時の健全相対地電圧：Vは次式で表わされる。

$$V = q E \quad q : \text{上昇率} (=1.2)$$

$$E : \text{最高回路電圧} \left(\text{公称電圧} \times \frac{1.15}{1.1} \right) \times \frac{1}{\sqrt{3}}$$

(132KV回路)

$$V = 1.2 \times 132 \times \frac{1.15}{1.1} \times \frac{1}{\sqrt{3}} = 95.6 \text{ (KV)}$$

(33KV回路)

$$V = 1.2 \times 33 \times \frac{1.15}{1.1} \times \frac{1}{\sqrt{3}} = 23.9 \text{ (KV)}$$

(11KV回路)

$$V = 1.2 \times 11 \times \frac{1.15}{1.1} \times \frac{1}{\sqrt{3}} = 8.0 \text{ (KV)}$$

(iii) 懸垂がい子の取付数

懸垂がい子 (250mm) 1ヶ当りの標準汚損耐電圧は次表のとおりである。

(KV)

懸垂 がい子 (1箇当り)	等価塩分付着量 (mg/cd)				
	0.01	0.03	0.045	0.06	0.12
250 mm	16.1	12.0	11.0	10.4	9.0

ここに各公称電圧別に必要な懸垂がい子の所要量は次表のようになる。

(個)

等価塩分付着量 (mg/cd)	公称電圧 (KV)			
	0.03	0.045	0.06	現在取付数
132	8 (8.0)	9 (8.7)	10 (9.2)	9
33	2 (2.0)	3 (2.2)	3 (2.3)	3
11	1 (0.7)	1 (0.7)	1 (0.8)	2

但し () 内は計算値を示す。

なお、既設設備の取付数は0.03mg/sq. cmに対し、1個ずつ予備がい子を持たせたものであり実力としては等価塩分付着量で 0.045~0.06mg/sq. cm相当と考えられ妥当と考えられる。

(iv) ステーションポストがい子の汚損耐電圧

今回検討した標準SPがい子の汚損耐電圧は次表の通りである。

がい子	等価塩分付着量 (mg/cd)		がい子仕様	
	0.03 (KV)	0.06 (KV)	平均直径 (mm)	漏れ距離 (mm)
SP - 10	18	15	89	360
SP - 30	37	30	115	830
SP-850A+SP-850B	108	97	152	3,240
(参考)				
250 mm懸垂がい子 2個	24	20.8	159	560
" 3個	36	31.2	159	840
" 9個	108	93.6	159	2,520

(5) 最小絶縁間隔

対地・相間絶縁間隔（最小）については次表によるものとする。

公称電圧 (KV)	132	33	11
絶縁階級 (号)	120	30	10
B I L (KV)	650	200	90
対地絶縁間隔 (最小) (cm)	130	35	15
相間絶縁間隔 (最小) (cm)	165	48	19

但し表中の対地および相間に対する最小絶縁間隔はB I Lを基準として、それぞれ120 %、150 %の値で50%フラッシュオーバーする棒ギャップの間隔長として求めたものである。

(6) 運転制御方式

- (i) 新設変電所の運転制御方式については、既設配電用変電所と同方式の簡易監視方式とした。
- (ii) この方式は日本では100KV以下、10MVA 以下の場合に適用されており、技術員が技術員駐在所から必要に応じて変電所に出向き、監視、巡視及び機器の操作をその変電所において行うものである。
- (iii) 負荷時タップ制御装置の制御については8.1.4(2)「電圧変動対策」の項を参照されたい。
- (iv) 簡易監視方式の場合、必要な警報を技術員駐在所であるIlala S.S.に表示させることが望ましく、今回VHF装置により連絡することとした。詳細は9.7「給電保安通信システム」の項を参照されたい。

(7) 保護方式

(i) 既設変電所対策

送配電網には4.6.1項変電所にも示したように当該変電所の故障時における電路しゃ断は電源側の変電所のしゃ断器に依存する方式が使われている。

保護方式は故障しゃ断範囲の極限化、主回路設備方式との協調、信頼性などを主体に選定し、これがTANESCOの送配電網の実態に則したものでなければな

らない。

ここに変電所の引込送電線が多回線受電及び汐流方向の変わる可能性がある場合は、他電路からの廻り込みを考慮し、通常引込口でも引出口とみなしてしゃ断器を設け、自端保護出来るようにする。

この対象となる個所はIlala S.S. 132KV Line (1台), Oysterbay S.S. 33KV Line (2台), Factory Zone I S.S. 33KV Line (3台) などがある。

なおこれらの改善策の実施に当たり、しゃ断器のトリップ条件としては既設 F.T. 投入回路をそのまま使用すれば良いが、Ubungo及びIlala 各変電所の関連する保護リレーの整定値・タイマーが協調のとれていること、後備保護装置の動作が正常に行われることを確認する必要がある。

(ii) 新設変電所対策

送配電線、母線、変圧器の保護装置については、既設各変電所と同様の保護方式を採用することが望ましく、これは、日本の各電力会社で使われているものとほとんど同じである。なお、継電器の型式については保守面を考慮して既設と同様、電磁型を採用することとする。

(8) 変圧器の特殊仕様

(i) 中性点接地方式

4.2 (5)項に記述したように既設回路は 220KV, 132KV, 33KV, 11KV 各回路とも変圧器の中性点を直接接地している。

ここに保護方式、機器設備状況等の考え方を既設設備に合わせて同じ中性点接地方式を採用するものとする。

(ii) 結線方式

将来に流用する事態が発生しても何ら問題がないように系統の接地方式や変圧器 1次-2次間の位相差を既設設備に合わせ、各変圧器は入-入-△結線(但し3次巻線は内蔵)とする。

(iii) L.T.C. 他

各変圧器付属L.T.C.については既設のタップ巾にあわせるものとし、経済的な高圧側につけるものとする。これにより将来既設変圧器と並列運用する事態が起きても問題がない。

(9) 主要機器の仕様

本プロジェクトで新設あるいは増設する変電所関連工事に要する主要機器の仕様
の概要は次の通りである。

(i) 主要変圧器

標準規格 JEC 204-1978 変圧器

JEC 186-1972 負荷時タップ切換装置

容量	45,000 KVA	15,000 KVA
定格	連続	連続
相数	3 相	3 相
周波数	50Hz	50Hz
冷却方式	油入自冷	油入自冷
定格電圧 (一次/二次)	132000V / 33000V	33000V / 11000V
タップ電圧 (HV)	+ 5% , -15% 17Tap	±10% 17Tap
絶縁階級 (号)	120/30A	30A / 10A
結線 一次 二次	Y/Y Y/Y 三次 (Δ)	Y/Y Y/Y 三次 (Δ)
角変位	0°	0°
極性	減極性	減極性
使用状態	屋外	屋外
タップ切換機構	負荷時タップ切換	負荷時タップ切換
標高	1000m以下	1000m以下
台数	2	3

(ii) しゝ断器

標準規格 JEC 181-1975 しゝ断器

定格電圧	145 KV	36 KV	36 KV
絶縁階級 (号)	120	30 A	30 A
定格電流	800 A	1200 A	600 A
定格周波数	50 Hz	50 Hz	50 Hz
定格しゝ断電流	12.5 KA	12.5 KA	12.5 KA
定格しゝ断時間	5 サイクル	5 サイクル	5 サイクル
定格投入操作電圧	DC 100 V	DC 100 V	DC 100 V
定格引はずし電圧	DC 100 V	DC 100 V	DC 100 V
標準動作責務	A 0 - (1分) - CO - (3分) - CO	B CO - (15秒) - CO	
使用状態	屋 外		
標 高	1000m以下		
最高周囲温度	40 ℃		
台 数	1	3	11

定格電圧	12 KV	12 KV
絶縁階級 (号)	10 A	10 A
定格電流	1200 A	600 A
定格周波数	50 Hz	50 Hz
定格しゝ断電流	25 KA	25 KA
定格しゝ断時間	5 サイクル	5 サイクル
定格投入操作電圧	DC 100 V	DC 100 V
定格引はずし電圧	DC 100 V	DC 100 V
標準動作責務	B CO - (15秒) - CO	
使用状態	キュービクル収納	
標 高	1000m以下	
最高周囲温度	40℃	
台 数	2	8

(iii) 断路器

準拠規格 JEC 196-1975 断路器

定格電圧	145 KV	36 KV	36 KV
絶縁階級 (号)	120	30 A	30 A
定格電流	800 A	1200 A	800 A
定格短時間電流 (標準値)	14 KA	14 KA	14 KA
使用状態	屋 外		
標 高	1000m以下		
最高周囲温度	40℃		
操作方法	手動操作		
台 数	2	2	2

定格電圧	36 KV	36 KV
絶縁階級 (号)	30 A	30 A
定格電流	600 A	600 A
定格短時間電流 (標準値)	14 KA	14 KA
使用状態	屋 外	
標 高	1000m以下	
最高周囲温度	40 ℃	
操作方法	手動操作	
付属装置	接地装置付き	—
台 数	11	14

(iv) 計器用変流器

標準規格 JEC 190-1974 計器用変成器

定格電圧	132 KV	132 KV	33 KV
絶縁階級 (号)	BCT	BCT	BCT
定格電流	800/5 A	400/5 A	1200/5 A
定格負担	40 VA	40 VA	40 VA
定格過電流強度	40	40	40
階 級	1.0	1.0	1.0
台 数	1	2	5

定格電圧	33 KV	33 KV	11 KV
絶縁階級 (号)	BCT	BCT	BCT
定格電流	600/5 A	400/5 A	1200/5 A
定格負担	40 VA	40 VA	40 VA
定格過電流強度	40	40	40
階 級	1.0	1.0	1.0
台 数	11	3	3

定格電圧	11 KV	11 KV
絶縁階級 (号)	10 A	10 A
定格電流	1200/5 A	600/5 A
定格負担	40 VA	40 VA
定格過電流強度	40	40
階 級	1.0	1.0
台 数	3	8

(v) 計器用変成器

準拠規格 JEC 190-1974 計器用変成器

定格電圧	$\frac{132 \text{ KV}}{\sqrt{3}} / \frac{110 \text{ V}}{\sqrt{3}}$
定格周波数	50 Hz
絶縁階級	120 号
定格負担	200 VA
階 級	1.0
台 数	1

(vi) 避雷器

標準規格 JEC-203-1978 避雷器

定格電圧	126 KV	42 KV	14 KV
定格周波数	50 Hz		
公称放電電流	10 KA		
標 高	1000m以下		
最高周囲温度	40℃		
接地系	中性点直接々地		
台 数	3	12	6

(vii) 閉鎖配電盤

標準規格 JEM 1153 閉鎖配電盤

定格電圧	11 KV		
使用状態	屋内	屋 外	
標 高	1000m以下		
最高周囲温度	40℃		
変電所名	Ilala	Mikocheni	Factory Zone III
继电器盤	1	0	0
高压受電盤	1	1	1
高压盤	0	3	5
所内盤	0	1	1
直流盤	1	1	1
計	3	6	8

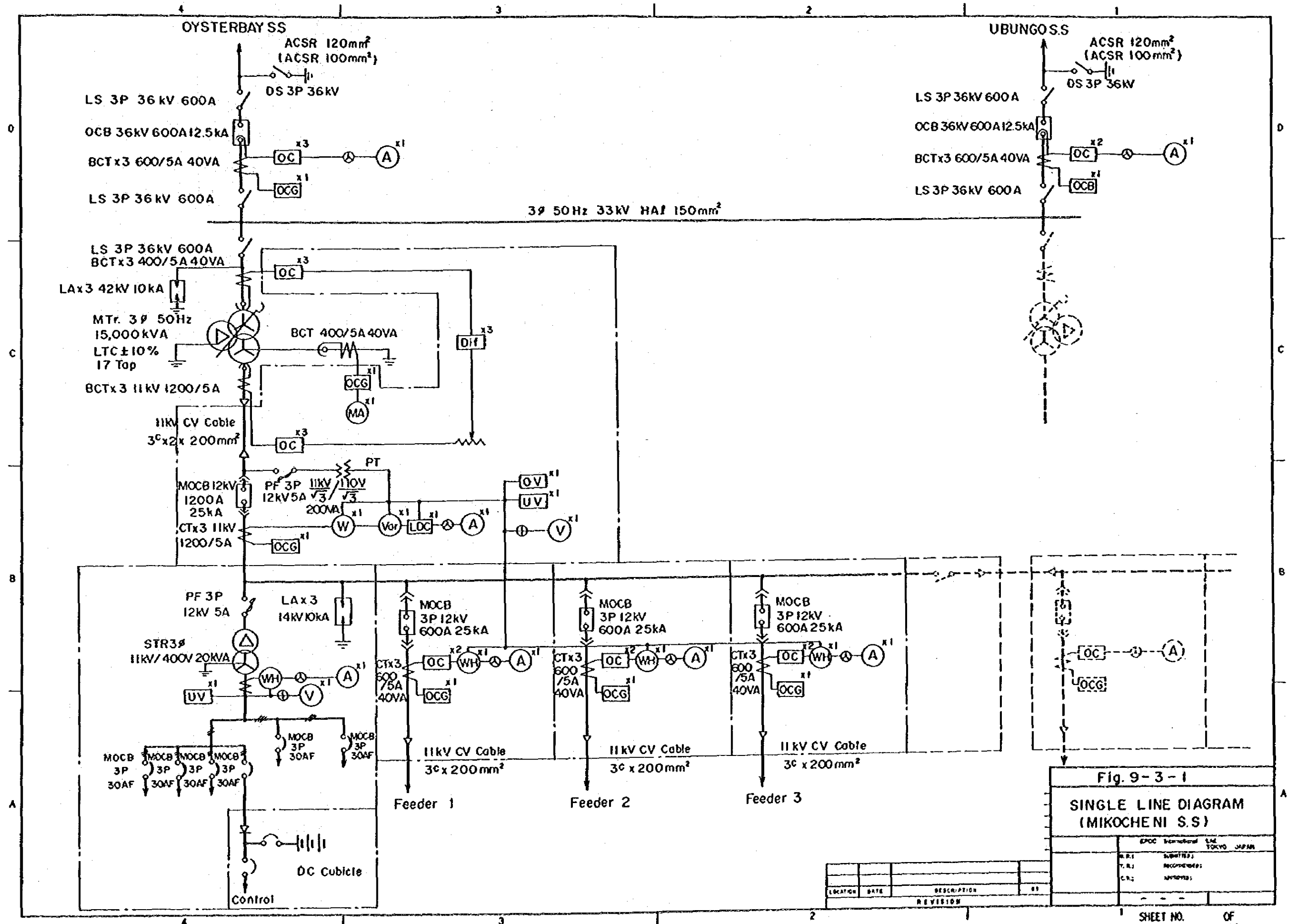


Fig. 9-3-1
SINGLE LINE DIAGRAM
(MIKOCHENI S.S)

EPOC International Ltd TOKYO JAPAN			
DR:	DATE:	DESCRIPTION:	BY:
TR:	DATE:	DESCRIPTION:	BY:
CR:	DATE:	DESCRIPTION:	BY:
REVISION			

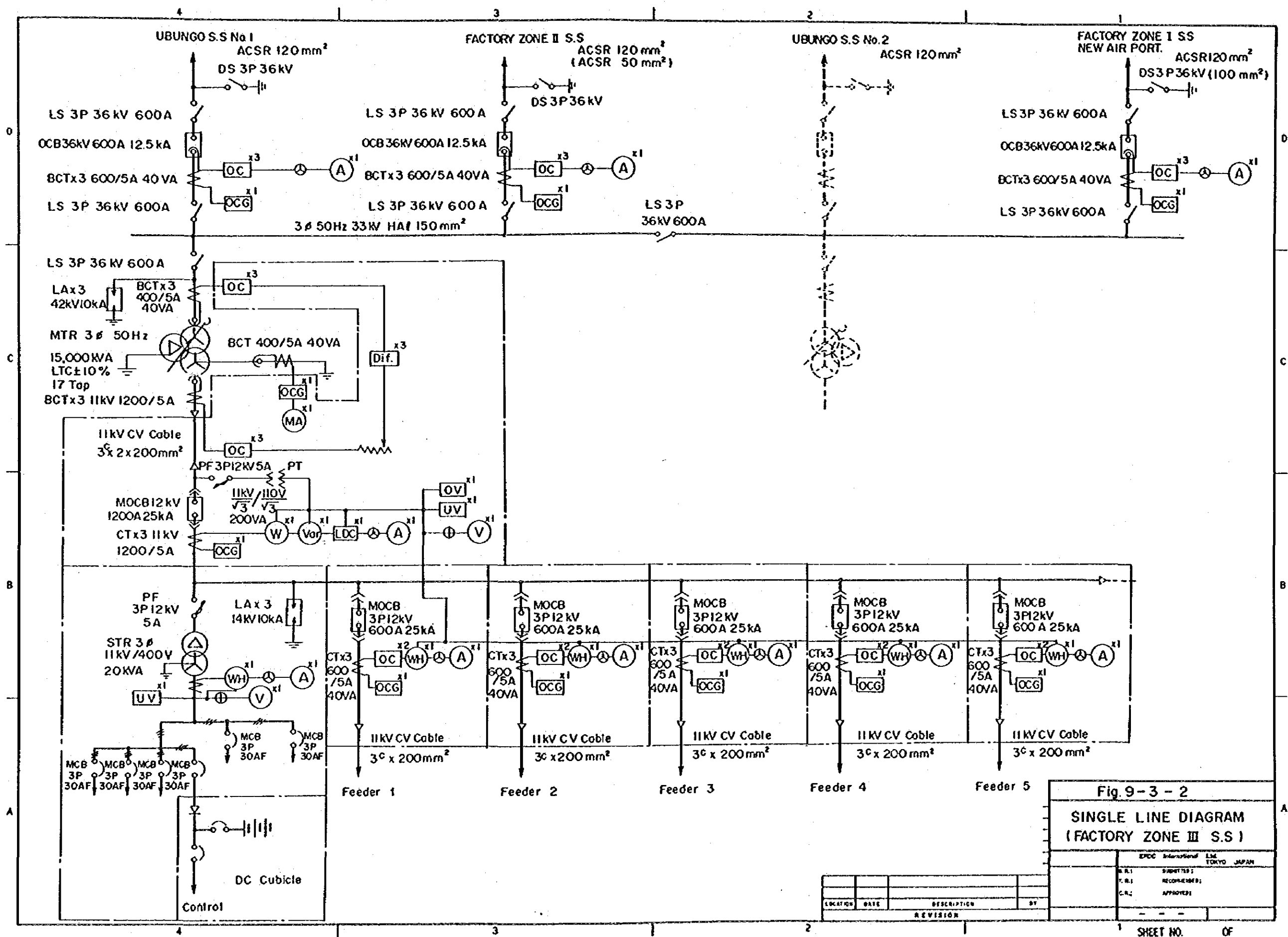


Fig. 9-3-2
SINGLE LINE DIAGRAM
(FACTORY ZONE III S.S.)

EPCO International L.M. TOKYO JAPAN	
D.R.:	SUBMITTER:
T.R.:	RECOMMENDER:
C.R.:	APPROVER:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

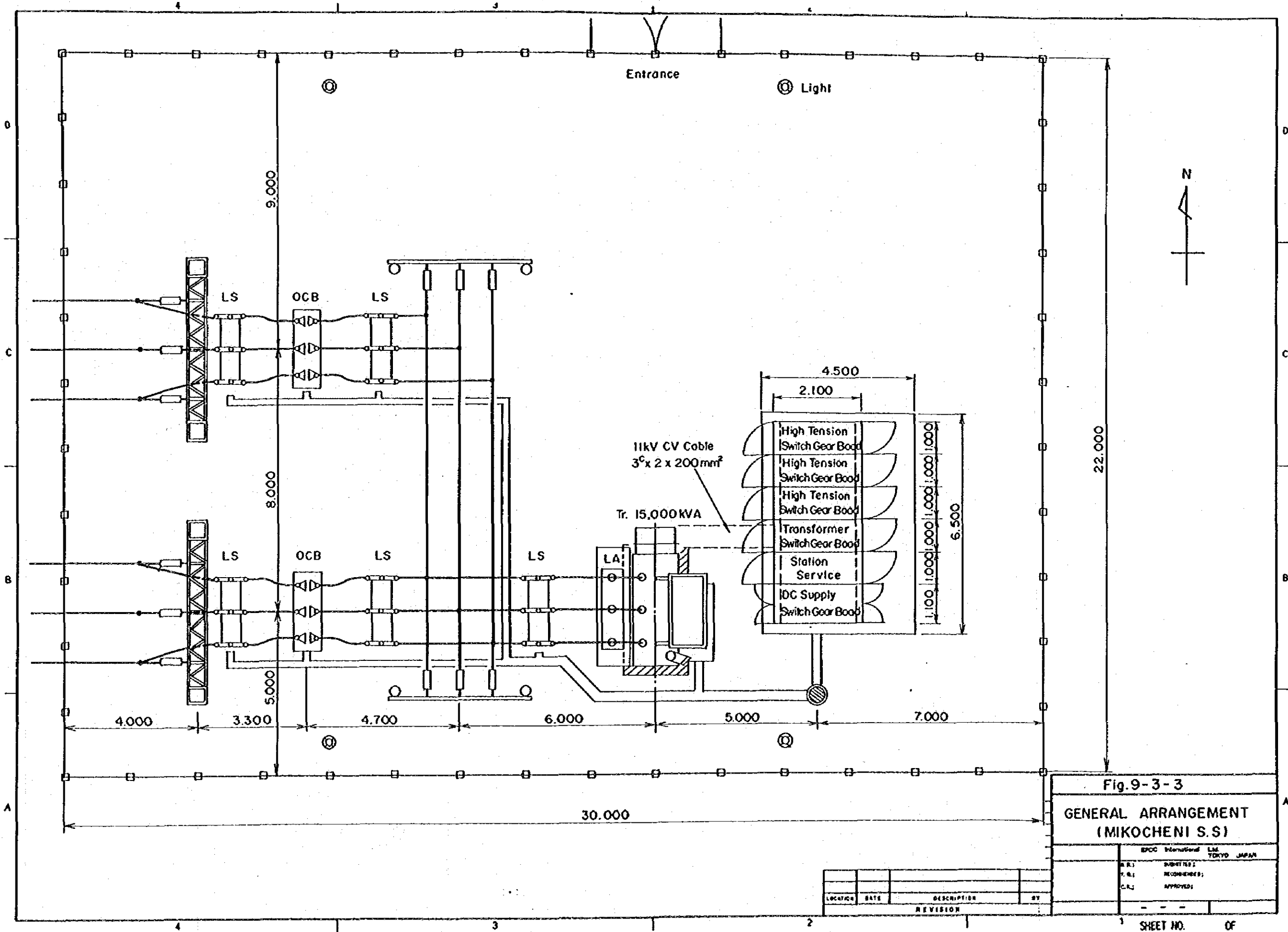


Fig.9-3-3

**GENERAL ARRANGEMENT
(MIKOCHENI S.S)**

EPOC International Ltd. TOKYO JAPAN

SUBMITTED BY: _____
 RECOMMENDED BY: _____
 APPROVED BY: _____

NO.	DATE	DESCRIPTION	BY

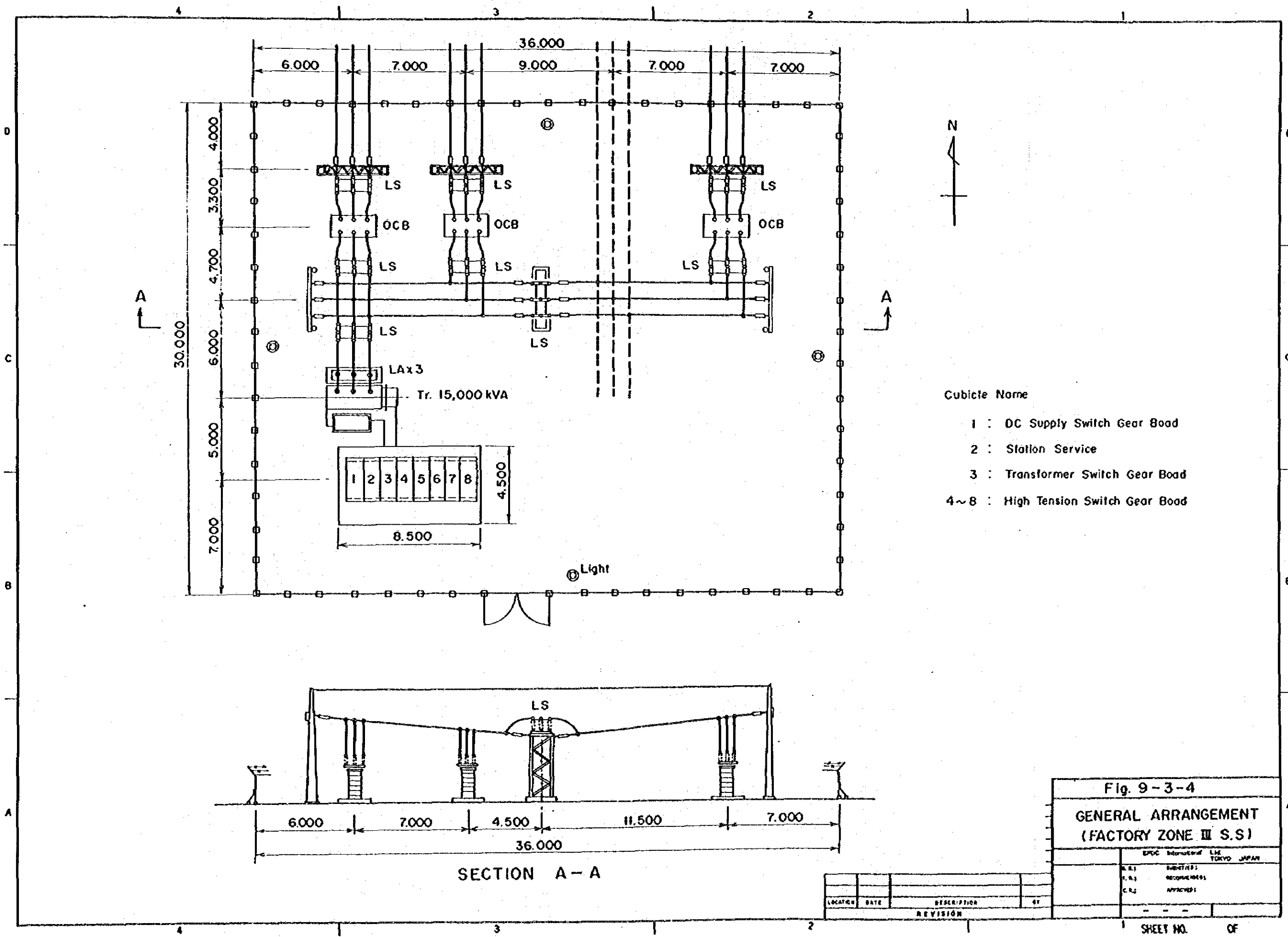


Fig. 9-3-4
GENERAL ARRANGEMENT
(FACTORY ZONE III S.S)

EPC International Ltd TOKYO JAPAN	
A.S.I	DRAWN BY
E.S.I	RECOMMENDED
C.S.I	APPROVED

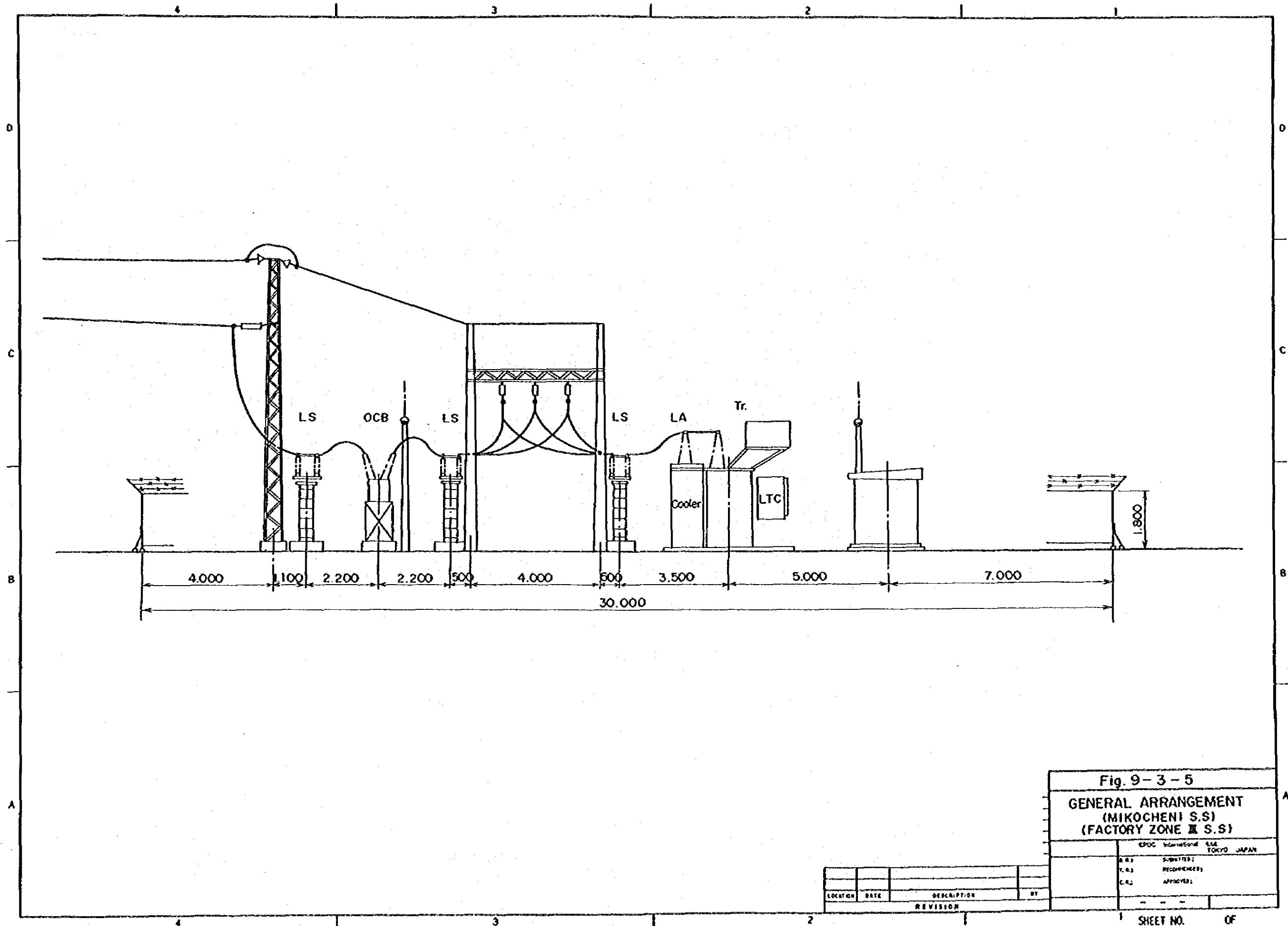


Fig. 9-3-5
GENERAL ARRANGEMENT
(MIKOCHEMI S.S.)
(FACTORY ZONE S.S.)

EPOC International Ltd. TOKYO JAPAN	
DR:	SUBMITTED:
T.R.:	RECOMMENDED:
C.R.:	APPROVED:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

SHEET NO. OF

9.4 33KV二次送電線

9.4.1 設計概要

(1) 電線

本プロジェクトで使用する電線は各連系区間の需要電力を送るのに十分な容量を有すると同時に、機械的強度、耐蝕性の面でも満足なものであり、かつ価格の面でも有利なものでなければならない。

採用線種には硬銅より線 (HCC)、アルミニウム合金より線 (AAC)、鋼心アルミより線 (ACSR) などが検討の対象となったが総合的に見てACSRが有利でありこれを採用した。

建設保守の面より、使用する電線のサイズの種類は出来るだけ少なく選定し標準化することが有利でありACSR 120 sq. mmを採用した。これにより11KV線路工事との共通化、資機材の相互融通が可能となり経済効果が期待できる。

ただし Ilala~Oysterbay 区間の電線張替えについては 120 sq. mmでは容量不足でありACSR 160 sq. mm を採用することとした。

Table 9-4-1 に使用電線の諸元を示す。

Table 9-4-1 Conductor and Shieldwire

Kind of wire	ACSR 120 sq. mm	ACSR 160 sq. mm	GSW 30 sq. mm
Stranding	Al30/2.3 +st 7/2.3	Al30/2.6 +st 7/2.6	st 7/2.6
Calculated Sectional Area (sq. mm)	124.7 + 29.09 153.8	159.3 + 37.16 196.5	37.16
Overall Diameter (mm)	16.1	18.2	7.8
Ultimate Strength (kg)	5,540	6,980	3,080 (Class B)
Unit Weight (kg/m)	0.5737	0.7328	0.294
Electrical Resistance at 20°C (Ω/km)	0.233	0.182	
Ampacity at 90°C (A)	388	454	

(2) 架空地線

今回の調査ではグルエスサラームの雷観測データは得られなかったが、郊外内陸側では雷発生があるとの聞き取りを得た。立地条件から当地のIKLは10程度が予想されるので33KV送電線には30 sq. mmの亜鉛メッキ鋼より線 (GSW) を1条架設することとし、雷遮蔽の完全を期した。Table 9-4-1 に使用地線の諸元を示した。

(3) 耐汚損設計

ダルエスサラームはインド洋に面した臨海都市であり、南緯6°50'位に位置し、熱帯気候圏に属する。11月から4月にかけては雨期にあたり高温多雨である。5月から10月にかけては乾期となるが通常1日1回のスコールがある。風は21ノット(10.8m/s)以上の強風の吹くことはまれである。従って波浪によるしぶきが陸上に運ばれる機会も少なく、適度の降雨による雨洗効果により碍子の海塩汚損蓄積の可能性は少ないと考えられる。しかし内陸部に比して条件ははるかに厳しいと考えられるので特にピン碍子の選定に当っては海塩汚損の影響を考慮した。Table 9-4-2に使用碍子の諸元を示す。

Table 9-4-2 Insulator

Insulator Type	Suspension	Pin
Applicable Standard	ANSI C 29.2 Class52-4	BS 137: Part 1
System Voltage (KV)	33	33
Porcelain Diameter (mm)	25.4	343 (TOP shell)
Unit Spacing/Pin Height (mm)	14.6	280
Combined M&E Strength (kg)	6.810	—
Cantilever Strength (kg)	—	1,090
Leakage Distance (mm)	(unit) 3pcs (292) 876	699
Flashover Voltage (KV)		
Power Frequency, wet	(50) 130	95
50% Impulse, Positive	(125) 355	215
Net weight (kg)	(4.1) 123	10

(4) 支持物

33KV送電線の支持物としてはコンクリート柱、鋼管柱、木柱などが考えられる。コンクリート柱は機械的強度も高く耐用年数も長く信頼性が高いが重量が重くなるため建設に際し、特別のトレーラー、建柱機の装備が必要である。

鋼管柱は機械的信頼度も高く、取扱いも分割組立てとなるため比較的容易であり、美観の点でも優れている。しかし価格が3者のうちで最も高い。

木柱の場合は強度、寿命の面で両者に劣るが、TANESCOでも多数の取扱い実績があり、自社供給の可能性も高く、外国より購入する場合も3者のうちで最も低価である。従って33KV送電線支持物には木柱を採用することとした。Fig. 9-4-1, 9-4-2に33KV木柱1回線および2回線の標準装柱図を示す。

9.4.2 設備概要

本プロジェクトで新設あるいは増設する33KV送電線工事は次の9項目より成り、その概要は次の通り。

共通事項

電 圧 : 33KV

送電方式 : 3相3線式 (中性点直接々地方式)

周波数 : 50Hz

電 線 : ACSR 120 sq mm

地 線 : GSW 30 sq mm

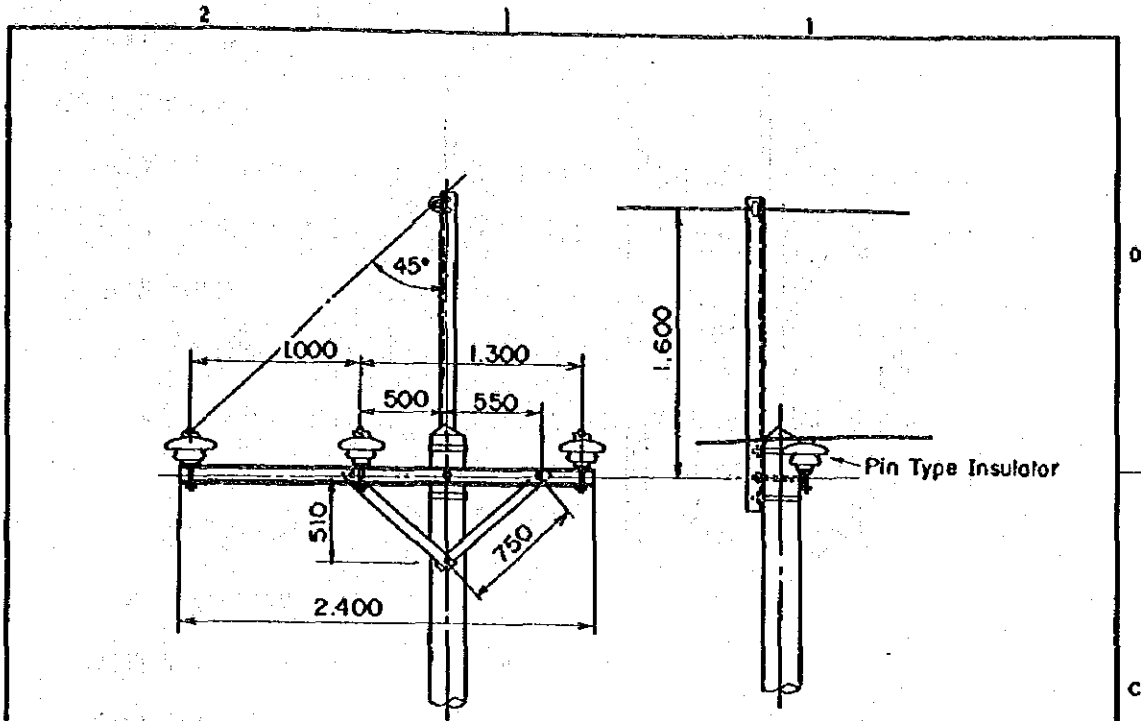
磚 子 : 引通しおよびジャンパー線支持個所

— 33KVピン磚子

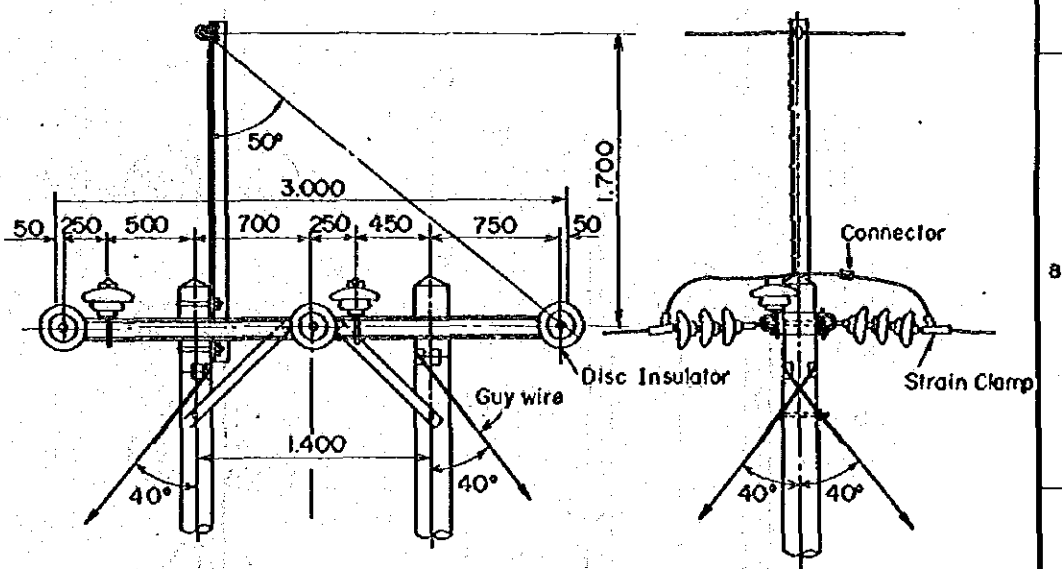
角度または引留個所

— 250mm懸垂磚子3ヶ連

- (1) Ilala~City Center 線新設 (緊急資機材にて実施)
区間長： 2.8km
支持物：木柱，2回線垂直配列
- (2) Kurasini線系統切替え
設備の新・増設は含まない。Ilala S.S.へのつなぎ込み切分けのみ。
- (3) Ilala~Oysterbay 線電線張替え
区間長： 5.0km
電線：既設のACSR 50 sq. mmを撤去してACSR 160 sq. mmに張替える。
木柱，碍子等老朽の著しいものは取替える。
- (4) Nikochehi 分岐線
区間長： 1.0km
支持物：木柱2回線垂直配列
- (5) Ubungo~Factory Zone III線
区間長： 7.0km
支持物：木柱2回線垂直配列
- (6) Factory Zone III~Factory Zone II 給電線
区間長： 0.6km
支持物：木柱1回線水平配列
系統切替用断路器を1台設置する。
- (7) Factory Zone III~New Airport 給電線
区間長： 0.7km
支持物：木柱1回線水平配列
- (8) Factory Zone III~Factory Zone I 給電線
区間長： 1.5km
支持物：木柱1回線水平配列
- (9) Factory Zone I~Kurasini連絡線
区間長： 6.5km
支持物：木柱1回線水平配列



SUSPENSION POLE

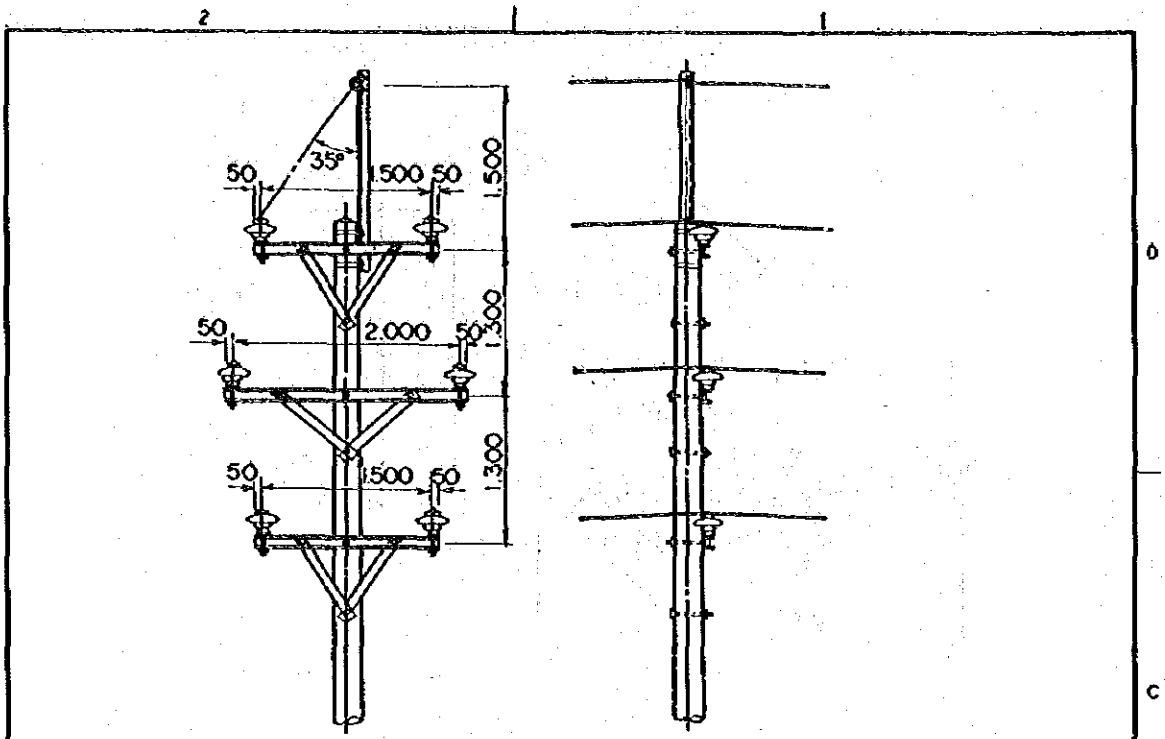


SECTION POLE

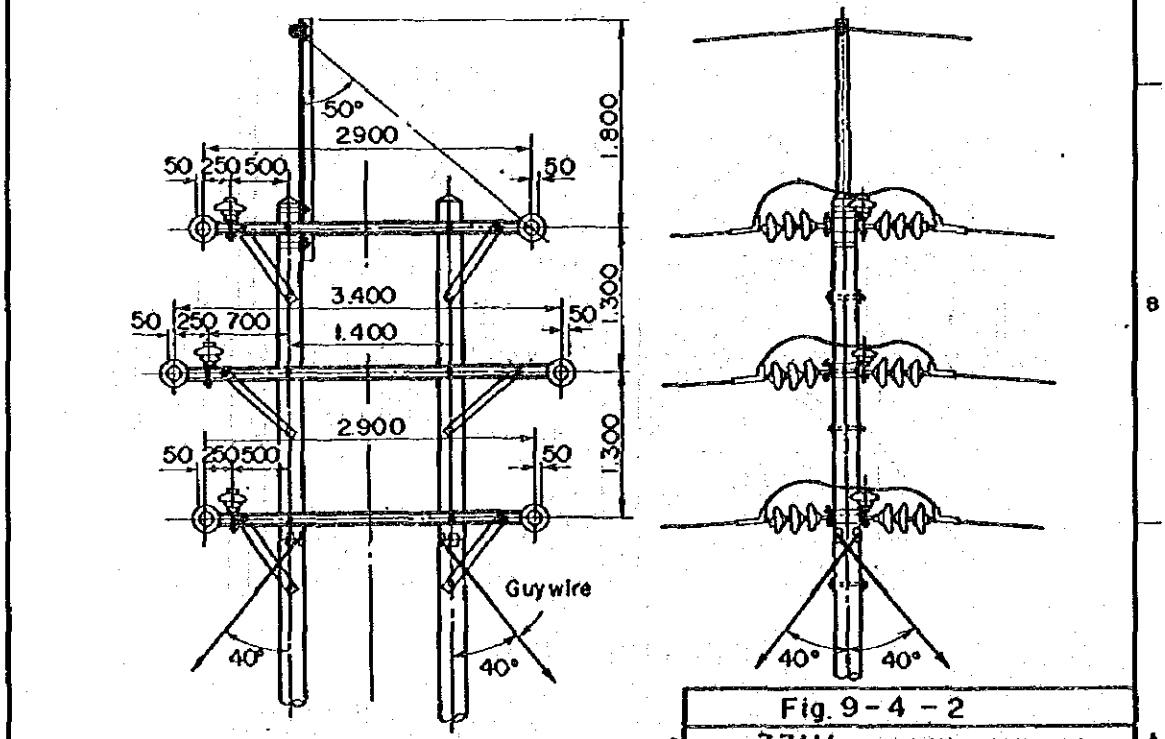
Fig. 9-4-1	
33kV TRANSMISSION LINE TYPICAL STRUCTURE (SINGLE CIRCUIT)	
EPCO International Ltd TOKYO JAPAN	
D.R.S.	SUBMITTED
T.R.S.	RECOMMENDED
C.R.S.	APPROVED

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

SHEET NO. OF



SUSPENSION POLE



SECTION POLE

Fig. 9-4-2
**33kV TRANSMISSION LINE
 TYPICAL STRUCTURE
 (DOUBLE CIRCUIT)**

EPCC International Ltd
 TOKYO JAPAN

R.S.	SUBMITTER
T.S.	RECOMMENDER
C.S.	APPROVER

NO.	LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

9.5 11KV 配電線

9.5.1 設計の基本的考え方

11kV線路設計の基本は調査結果を見極めて、停電事故の減少、電圧の改善など供給信頼度の向上を主眼としたもので、具体的には、系統連系などの新設部分と劣化電線路の張替え、それに伴う支持物の補強などが主要部分である。また、効果的な系統運用をはかるため、適切な区分開閉器の設置を計画した。

これらの設計に当っては、既設設備との調和協調をも十分配慮した。

9.5.2 公称電圧及び電気方式

公称電圧；11kV

配電方式；3相3線式（中性点直接接地方式）

線路形態；樹枝状方式

電圧降下の限度；5%（通常時）

9.5.3 11kV配電線の最大電圧降下

(i) 幹線部分

ACSR 120 sq. mm

$$\text{電圧降下 } V_1 \text{ は、 } V_1 = \frac{\sqrt{3}}{2} \text{ Re} \cdot L (I_1 + I_2) \text{ (V)}$$

負荷電流の条件；三相平衡平等分布負荷

$$\begin{aligned} \text{Re ; 等価抵抗} &= R \cos \theta + X \sin \theta \\ &= 0.373 \text{ (}\Omega/\text{km)} \end{aligned}$$

$$R ; \text{電線の交流抵抗 (50℃)} = 0.261 \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

$$X ; \text{ " リアクタンス} = 0.285 \text{ (")}$$

$$\cos \theta ; 0.85$$

$$L ; \text{幹線部こう長} = 7 \text{ (km)}$$

$$I_1 ; \text{送電端電流} = 160 \text{ (A)}$$

$$I_2 ; \text{受電端 " } = 20 \text{ (A)}$$

$$V_1 = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 0.373 \times 7 (160 + 20)$$

$$= 407 \text{ (V)}$$

(2) 枝線部分

ACSR 58 sq. mm

$$\text{電圧降下 } V_2 \text{ は, } V_2 = \frac{\sqrt{3}}{2} R e' \cdot L' (I_1' + I_2') \text{ (V)}$$

負荷電流の条件 ; (1)に同じ

$$R e' ; \text{等価抵抗} = R' \cos \theta + X' \sin \theta$$

$$= 0.69 \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

$$R' ; \text{電線の交流抵抗 (40℃)} = 0.606 \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

$$X' ; \text{リアクタンス} = 0.336 \text{ (")}$$

$$\cos \theta ; 0.85$$

$$L' ; \text{枝線部こう長} = 2 \text{ (km)}$$

$$I_1' ; \text{送電端電流} = 20 \text{ (A)}$$

$$I_2' ; \text{受電端 " } = 10 \text{ (A)}$$

$$\text{電圧降下 } V_2 \text{ は, } V_2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 0.69 \times 2 (20 + 10)$$

$$= 36 \text{ (V)}$$

(3) 11kV配電線の全電圧降下

全電圧降下 V は

$$V = V_1 + V_2 = 407 + 36$$

$$= 443 \text{ (V)}$$

9.5.4 電線配列および装柱

電線配列方式としては、水平配列、垂直配列、三角配列など種々な配列があるが、代表的な配列方式について長所と短所を次に示す。

	水平配列	垂直配列	三角配列
長所	<ul style="list-style-type: none"> 電柱長尺の節減ができる。 柱上機器のリード引下げが容易である。 	<ul style="list-style-type: none"> 電線幅が縮小されるので人家樹木等との離隔がとり易い。 風による横振れの影響を考えなくてすむ。 	<ul style="list-style-type: none"> 電線幅が比較的少なくて済む。 電柱長尺は垂直配列より少なくて済む。 柱上機器のリード引き下げが比較的容易である。
短所	<ul style="list-style-type: none"> 電線幅が大きくなり人家、樹木等との離隔がとりにくい。 風による影響を考えて水平線間距離を決めなければならない。 	<ul style="list-style-type: none"> 電柱の長尺が大きくなる。 柱上機器のリード引下げが複雑になる。 	<ul style="list-style-type: none"> 電柱長尺が水平配列より大きくなる。
適応地域	<ul style="list-style-type: none"> 配電線路の占有空間がとりやすい地域に適している。 	<ul style="list-style-type: none"> 配電線路の占有空間がとりにくい人家密集地帯に適している。 	<ul style="list-style-type: none"> 配電線路の占有空間がとりにくい人家密集地帯に適している。

現地調査の結果から、ダルエスサラーム市街地の装柱は、殆どウィッシュボーンタイプでその他の地域は水平配列である。ウィッシュボーンタイプの装柱は、腕金の形状が複雑であり、日本における生産実績も少いので、同タイプと協調がとれ、かつ経済的に有利な三角配列を採用した。

その他の地域（市街化地域を除く）は、現在の装柱と同様水平配列方式を採用することにした。

9.5.5 電線の仕様

電線の仕様を下表に示す。

項目	単位	ACSR 120 sq.mm	ACSR 58 sq.mm
より線構成	Al/St	2.3mmφ×30/2.3mmφ×7	3.5mmφ×6/3.5mmφ×1
計算断面積	Al/St	sq.mm	121.7/29.09
外径	mm	16.1	10.5
単位長重量	kg/m	0.5737	0.2331
引張荷重	kg	5.540	1.980
電気抵抗 (at 20℃)	Ω/km	0.233	0.497
安全電流 (at 90℃)	A	388	236

9.5.6 標準径間

グルエスサラーム市における11kV配電線の径間の現状は、40m～100mとまちまちであるが、65m以下のものが多いことから、設計上の最大径間を65mとした。

また、電線の弛度は、電線温度90℃で概算1.7mに設定した。

9.5.7 弛度、張力の計算

電線温度90℃のときの弛度

径間 (m)		30	35	40	45	50	55	60	65
弛度 (m)	ACSR 120mm ²	0.64	0.76	0.90	1.04	1.35	1.35	1.51	1.69
	ACSR 58mm ²	0.62	0.75	0.88	1.02	1.17	1.33	1.50	1.69

注；最大使用張力は ACSR 120 sq.mmで 500kg
ACSR 58 sq.mmで 280kgとなる。

9.5.8 電柱の長さ

(a) 水平配列の場合

$$\text{電柱長} \geq \frac{6}{5} \text{ (地上高 + 電線弛度 + 最下電線の頂部からの距離)}$$

$$H \geq \frac{6}{5} \text{ (6.0 + 1.7 + 0.25) = 9.54 (m)}$$

上記の長さに地上の凹凸や低圧併架等の裕度を見込み電柱長を11m、12mとする。

(b) 三角配列の場合

電柱長を12mとする。

9.5.9 支持物種類の選定

支持物には木柱、コンクリート柱、鋼管柱、鋼板組立柱等が考えられ下記のような特徴がある。

	木柱	コンクリート柱	鋼管柱	鋼板組立柱
柱の強度	×	○	△	△
経済性	○	△	×	×
作業性	△	×	○	○
美観上	×	△	○	△

注) ○：優れている △：普通 ×：劣っている

グルエスサラーム市の市街地域は、鋼管柱が使用されており、その他の地域は木柱が使用されている。

本設計は、現状設備のリハビリテーションが主であるから、既設設備との協調を考え、市街化区域には、主として鋼管柱を使用し、その他の地域には木柱を使用することとする。

9.5.10 11kV地中電線路

(1) 埋設方式

直接埋設方式

(2) 使用ケーブル

11kV CVTAZV 3C×200 sq.mm がい装CVケーブル

11kV CVTAZV 3C×38 sq.mm "

(3) ケーブルの許容曲げ半径

ケーブルの曲げ半径は8D以上とする (D：電線外径)。

9.5.11 配電設備主要資機材の仕様 (低圧用資機材の仕様を含む)

(1) 支持物

(a) 木柱

用途：郊外地区

材 質	クレオソート注入 米松 (JIS)		
長 さ	9m	11m	12m
末 口 径	170mm	190mm	190mm
使 用 区 分	低 圧 用	11KV用	11KV用

(b) 鋼管柱

用途；市街地

材 質	JIS G 3101 (2~5種) . JIS G 3106, JIS G 3444 (2~5種) . JIS G 3445 (13~17種)	
長 さ	9 m	12 m
使用区分	低 圧 用	11KV用
鋼材の厚さ	2.3mm以上	

(2) 主要電線

(a) ACSR (JEC 130)

用途；11KV配電線

公 称 断 面 積 (sq. mm)	構 成		外 径	引張荷重	電氣抵抗 (20℃)	概算重量
	アルミ	鋼				
120	30 ^{mm} /2.3	7 ^{mm} /2.3	16.1 ^{mm}	kg以上 5,550	Ω/km 0.233	kg/km 573.7
58	6 ^{mm} /3.5	1 ^{mm} /3.5	10.5 ^{mm}	1,980	0.497	233.1

(b) HAL-OW

用途；低圧配電線

公 称 断 面 積	素線数 形状	絶縁体 厚さ	仕上り 外径	引張荷重	電氣抵抗 (20℃)	概算重量
sq. mm 125	7/SB	1.6 ^{mm}	16.5 ^{mm}	kg以上 1,820	Ω/km 0.238	kg/km 460
55 ^{mm}	"	1.4 ^{mm}	12.0 ^{mm}	817	0.540	225

(c) DV線 (JISC-3341)

	導体径または 公称断面積	絶縁体厚さ	絶縁抵抗 (60℃)	電気抵抗 (20℃)
DV 2R	3.2 mm	1.2 mm	0.15MΩ - km	2.28Ω / km
"	22 sq. mm	1.6 "	0.1 "	0.832 "
DV 4R	3.2 mm	1.2 "	0.15 "	2.28 "
"	22 sq. mm	1.6 "	0.1 "	0.832 "
"	38 sq. mm	1.8 "	0.1 "	0.492 "

(3) 磚子

(a) 11KVピン磚子	ANSI C 29.5
定格電圧	13.2KV
商用周波注水閃絡電圧	35 "
50%衝撃閃絡電圧 (Positive)	105 "
" " (Negative)	130 "
曲げ耐荷重	1,350 kg
(b) 懸垂磚子 (254mm × 146mm)	JIS C 3812
商用周波注水閃絡電圧	45 KV
50%衝撃閃絡電圧	125 "
最大使用引張荷重	4,000 kg

(4) 負荷開閉器

(a) 12KV区分開閉器 (MLBS)	IEC
定格電圧	12 KV
" 電流	400 A
" 周波数	50 Hz
BIL	95 KV
商用周波耐電圧	36 "
定格短時間電流 (1sec)	12.5 KA
定格負荷しゝ断回数	400 A 100回以上

(b) 変圧器1次側負荷開閉器	ANSI
最高電圧	15 KV
定格電流	100 A
“ 周波数	50 Hz
BIL	95 KV
商用周波耐電圧	36 “
しゃ断電流	8 KA
(5) 変圧器	JEC 204
定格容量	100, 200, 300, 500 KVA
相 数	3相
定格周波数	50Hz
定格電圧	11KV/400・230V
タップ	±2.5% ±5%
結 線	Δ-Y (中性線引出)
温度上昇の限界	巻線 55℃ 油 50℃
(6) 避雷器	JEC 203
定格電圧	14 KV
商用周波放電開始電圧	21 “
雷インパルス放電開始電圧 (標準)	50 “
公称放電電流	5 KA
制限電圧	50 KV
(7) 12KV多回路開閉器 (地中線用)	IEC
定格電圧	12 KV
“ 電流	400 A
BIL	75 KV
定格短時間電流	12.5 KA (1秒)
“ しゃ断回数	400 A 100回以上
(8) 低圧開閉器	JIS

定格電圧	460V
分枝ブレーカー	200A×3台 (300KVA Tr用)
	" × 4 " (500" ")
	" × 3 " } (750" ")
	250A×2 " }
(9) 11KV CVTAV ケーブル	JIS and IEC
芯線数	3 芯
公称断面積	200 sq.mm
絶縁体の長さ (XLPE)	5.5 mm
仕上り外径	80 "
電気抵抗 (20℃)	0.0933 (Ω/km)
絶縁抵抗	2000 (MΩ-km) 以上
商用周波耐電圧	26 KV/10分
雷インパルス耐電圧	140KV / 3回

9.6 低圧配電線

低圧配電線も11KV配電線と同様、停電事故の防止および電圧改善を主眼とした電線張替工事と、一部新規需要対策としての新設工事である。以下に示す概略設計は、新設工事を対象に作成したものであるが、改修工事の際も十分活用し、工事効果をあげるよう期待するものである。

9.6.1 配電電圧および配電方式

標準電圧； 400V, 230V

配電方式； 3相4線式 (幹線部)

単相2線式 (枝線部)

配電形態； 樹枝状方式

9.6.2 電線配列

既設設備との協調をとって垂直配列とする。既設設備の線間距離は、220mmであ

るが多少の余裕をみて、250mmとする。

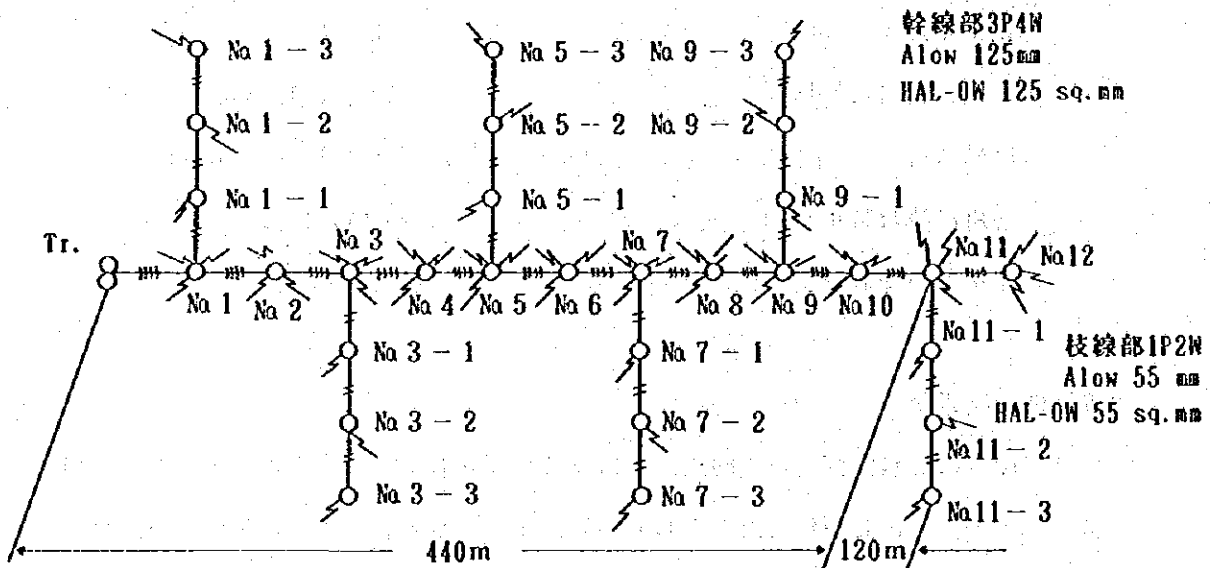
9.6.3 低圧線路の電線種別

HAL-OW	125 sq.mm
" - "	55 sq.mm

9.6.4 低圧線の最大電圧降下

次のような想定に基づき計算を行った。

(1) 低圧線1回線当りの線路構成を次図のような設計とした。



標準径間=40 (m) 幹線部12径間、枝線部3径間 6個所。

(2) 負荷は、平衡平等分布負荷とし最大負荷電流を180A、Na11柱での負荷電流を30Aと仮定した。

(3) 電圧降下の計算

(a) 幹線部分 (Tr1~Na11)

幹線部分の電圧降下 V_1 は

$$V_1 = \frac{1}{2} r_1 \ell_1 (i_1 + i_2)$$

ただし、線路のインダクタンスは無視した。

r_1 ; 電線の交流抵抗 = 0.269 (Ω/km) (50℃)

ℓ_1 ; 幹線部計算区間のこう長 = 0.44 (km)

i_1 ; 送電端電流 = 180 (A)

i_2 ; 受電端電流 = 30 (A)

$$V_1 = \frac{1}{2} \times 0.269 \times 0.44 (180 + 30) \\ = 12.43 \text{ (V)}$$

(b) 枝線部分

単相平等分布負荷とすると、枝線部分の電圧降下 V_2 は、

$$V_2 = \frac{1}{2} r_2 \cdot 2 \ell_2 (i_1' + i_2')$$

r_2 ; 電線の交流抵抗 = 0.589 (Ω/km) (40℃)

ℓ_2 ; 幹線部計算区間のこう長 = 0.12 (km)

i_1' ; 送電端電流 = 30 (A)

i_2' ; 受電端電流 = 10 (A)

$$V_2 = \frac{1}{2} \times 0.589 \times 2 \times 0.12 \times 40 \\ = 2.83 \text{ (V)}$$

(c) 引込線

DV 3.2mm \times 2C

r_3 ; 電気抵抗 2.48 (Ω/km) (40℃)

ℓ_3 ; こう長 = 0.03 (km)

i_3 ; 負荷電流 = 10 (A)

引込線の電圧降下 V_3 は

$$V_3 = r_3 \cdot 2 \ell_3 \cdot i_3 \\ = 2.48 \times 2 \times 0.03 \times 10 \\ = 1.49 \text{ (V)}$$

(4) 低圧線の全電圧降下

$$V = V_1 + V_2 + V_3 = 12.43 + 2.83 + 1.49 \\ = 16.75 \text{ (V)}$$

9.6.5 低圧線の強度設計

11KV線との併架の場合を考え施工強度を11KV線路とほぼ同程度となるように設定する。

(1) 最大径間

現地調査の結果に基づき最大径間を50mとする。

ただし車両の通る道路を横断する場合は径間を30m以下とする。

(2) 強度張力の計算

電線温度60℃のときの強度

径 間 (m)		30	35	40	45	50
強度係数	HAL-OW 125mm ²	0.50	0.60	0.72	0.85	1.00
	HAL-OW 55mm ²	0.46	0.57	0.69	0.83	0.98

最大使用張力は HAL-OW 125mm² で 450kg

HAL-OW 55mm² で 270kgとなる。

(3) 電柱の長さ

電柱長さ $\geq \frac{6}{5}$ (地上高 + 電線強度 + 最下電線までの頂部からの距離)

(a) 車両の通る道路横断箇所：径間30m以下

$$H \geq \frac{6}{5} \times \{ 6.0 + 0.5 + (0.25 + 0.75) \} = 9.0 \text{ (m)}$$

(b) 上記以外の箇所：径間50m以下

$$H \geq \frac{6}{5} \times \{ 5.0 + 1.0 + (0.25 + 0.75) \} = 8.4 \text{ (m)}$$

9.6.6 支持物

(1) 支持物の種類

市街では鋼管柱が主であるので鋼管柱9m、木柱9mを用いる。

(2) 碍子：低圧引留碍子を用いる。

(3) 装柱材：低圧用ラック金物を用いる。

9.6.7 11KV線路と低圧線の併架柱

(1) 標準径間

併架部分の径間は50m以下とする。ただし三角配列で車両の通る道路を横断する場合は40m以下とする。

(2) 離隔距離

併架柱の11KV電線と低圧線との垂直離隔は1.2m以上とする。

(3) 装柱

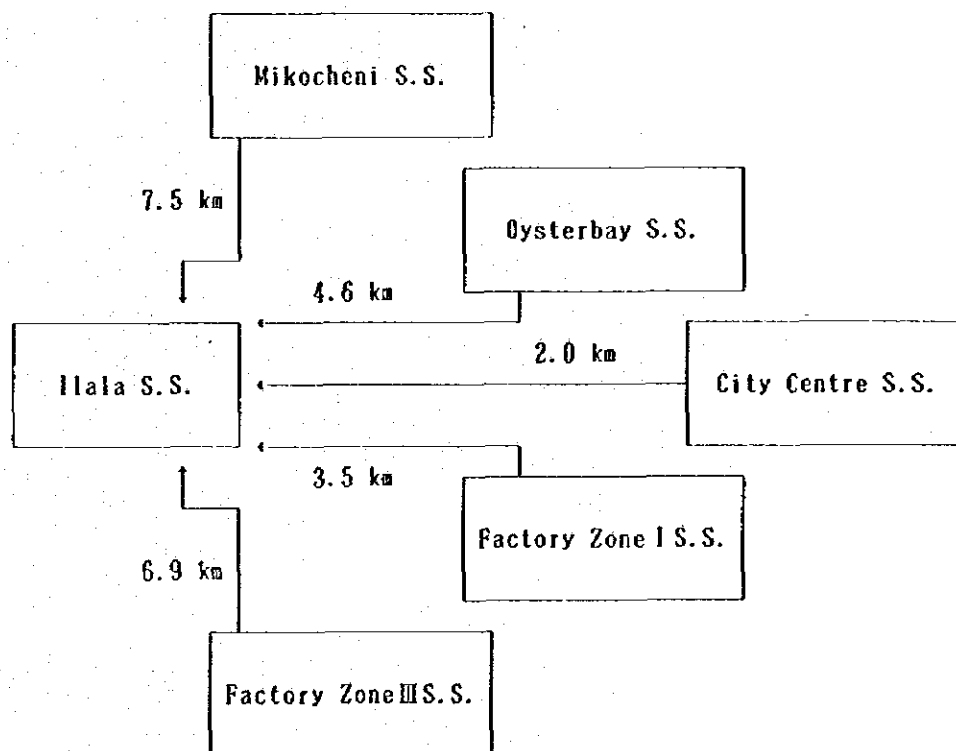
11KV線路：鋼管柱は三角配列，木柱は水平配列とする。

低圧線路：垂直配列とする。

9.7 給電保安通信システム

(1) 対象変電所

Ilala S.S.と各配電用変電所間の給電保安通信システムを次のように整備する。



② 給電保安情報

これらの通信回線で収集する必要がある情報を次の各要素に分類して自動表示装置に表示させる。

No.	情報名	要素数
1	33KV 回路 CB トリップ	1
2	11KV Feeder 再閉路成功	1
3	” ” 失敗	1
4	保護リレー動作	1
5	LTC , 所内機器異常	1
6	扉開	1
7	電話回線	1

なお各変電所における情報の集約方法は下記の通りとする。

No	機 器	故障状態	子局表示	親局表示
1	33KV CB	CBトリップ	33KV CB トリップ	33KV CB トリップ
2	11KVフィーダー "	OC 動作 OCG 動作	再閉路成功	再閉路成功
3	"	"	再閉路失敗	再閉路失敗
4	送電線	OC 動作 OCG 動作	送電線保護 リレー動作	送電線, MTr. リ レー動作
	MTr.	Dif 動作 OCG " OC " SEF " 96 " ガス" 巻線温度上昇 油 "	MTr. 保護 リレー動作	
5	LTC 所内	タップmax, " min " ずれ " 渋滞 P.T. 電圧喪失 補機電圧喪失 NFB Trip 27 80 充電器異常	LTC 保護 リレー動作 所内保護 リレー動作	LTC, 所内 リレー動作
6	扉	扉 開	扉 開	扉 開
7	電話回線	電 話	電 話	電 話

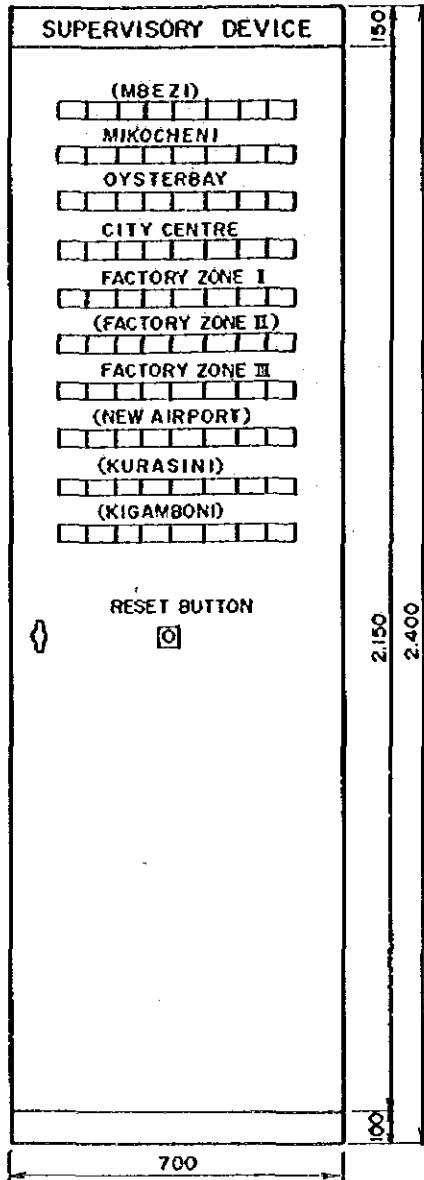
(3) 自動表示装置

Ilala S.S.に親局を, Oysterbay S.S., Mikocheni S.S., City Center S.S.,
Factory Zone I S.S., Factory Zone III S.S.の5ヶ所に子局を設置するものとする。

子局には各変電所の情報を集約の上表示させると共にVHF関連引出端子台を収容する。又電話器を各子局盤に取付ける。

これらの表示盤概要図をFig. 9-7-1に示す。

MASTER STATION
(Iloilo S.S.)



REMOTE STATION
(Each Sub Station)

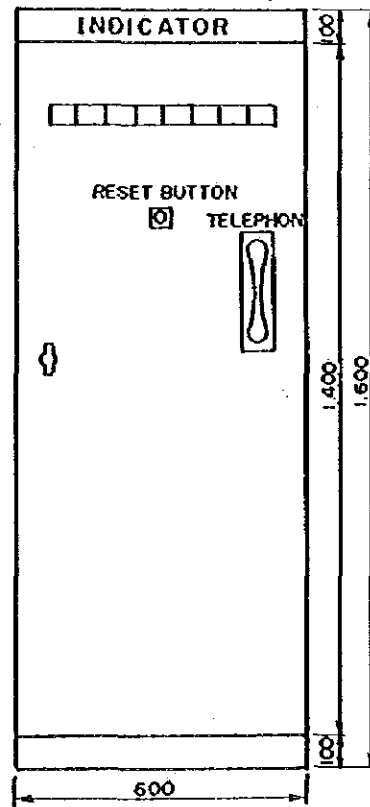


Fig. 9-7-1

SUPERVISORY DEVICE

EPOC International Ltd
TOKYO JAPAN

D.R.1 SUBMITTED;
T.R.1 RECOMMENDED;
C.R.1 APPROVED;

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

SHEET NO. OF

第10章 予 防 保 全

第10章 予防保全	10-1
10.1 保守運用上必要とする基準類	10-1
10.2 電力損失軽減に関する提言	10-3
10.2.1 変電所における電力損失軽減対策	10-3
10.2.2 配電線路における電力損失軽減対策	10-4

第10章 予防保全

10.1 保守運用上必要とする基準類

需要家に対して良質の電気を安全にしかも間断なく供給するため、発送変配電設備の維持・改善・運用が不断に行われなければならない。

特に配電設備は、広範な地域に面的に分布し、かつ煩雑なため設備全体を掌握することは非常に手間を要する事であるが、これを怠ると、計画的な保守運用ができなくなり設備の荒廃を招くことになる。

配電設備を合理的・効率的に運用管理するためには次のような基準類を作成し、これにしたがって、統一された手法で実施することが肝要である。これらの手法によって不断の努力を重ねることが設備の予防保全につながる。

(1) 保安基準

電線路（屋内配線を含む）の絶縁抵抗値や、電線路の地上高、樹木・建造物などの離隔距離、電気機器の接地抵抗値など設備が維持すべき基準を定める。

(2) 保守要則

保守責任者、保守業務の分担、巡視点検、事故の未然防止を図るための保守作業及び事故復旧作業などの基本的事項を明確化し、円滑な保守業務の運営をはかる。

(3) 巡視点検要領

巡視点検周期、巡視点検の方法、巡視点検調査項目などを定めたもので、巡視の際は巡視点検カードを持参し必要事項を記入する。記入された巡視点検カードは、即日緊急改修分、10日以内改修分、計画改修分などに分類され、保修工事指示の重要な基礎資料となる。

(4) 保修作業実施要領

緊急作業や計画的保修工事の計画、作業命令系統、作業責任者などについて定めるものである。

(5) 配電線路電圧電流測定マニュアル

(i) 需要家供給電圧の測定

需要家の供給電圧を、変圧器の至近需要家および末端需要家について年1回程度または必要に応じ、サンプリングで24時間測定記録し設備改善計画のための基

礎データとする。

(ii) 負荷電流の測定

変圧器や低圧線路の負荷電流を架線式最大需要電流計などで、年1回程度または必要に応じ測定し、負荷管理を適切に行うための資料とする。

(6) 配電線路図(配電系統図)

5000分の1程度の大きさで、電柱の位置、電柱番号、径間距離、電線・ケーブルの種類及びサイズ、変圧器取付位置及び容量、区分開閉器の位置及び大口需要家の位置、名称などを記入した配電線路の台帳を作成し、これを維持する。

配電系統の連系操作や停電事故復旧操作は、この図面によって行われるので、図面は設備変更の都度、直ちに修正し、常に設備の現状と一致させておかなければならない。

(7) 設備管理カード

機器の数が多く又、変更が度々行なわれるため、次のようなカードを作成し管理する事が望まれる。

(i) 変圧器カード

変圧器の経歴、低圧線区域、使用タップ、電圧、負荷電流、接地抵抗値などの状態を管理するためのものである。このカードは、需要家の負荷設備を記録することによって、電柱ごとの負荷も知ることができ、低圧線の電圧降下も計算できる。したがって、負荷管理、電圧管理上欠くことのできない重要なカードである。

(ii) その他の機器カード

区分開閉器、アレスターなどの柱上機器および地中線路機器について、銘板、施設場所、点検保修事項などを記録して機器類の施設管理のため作成するものである。

(8) 配電線事故復旧指針

配電線の事故復旧に当たっての初動体制、事故探査、復旧作業における留意事項について定め、停電時間の短縮化をはかることを目的とするものである。

(9) 供給信頼度管理要領

適正電圧の達成率や需要家の事故停電回数、作業停電回数、停電時間等を配電線路別に記録し、次期の設備改善計画のための基礎データとする。

10.2 電力損失軽減に関する提言

発送配電設備の電力損失の軽減をはかることは、貴重な電気エネルギーの有効活用がはかられ、経済的な効果が大きく、また、設備の効率的運用面からもゆるがせにできない重要な課題である。

電圧改善効果を伴う改修工事は、並行的に電力損失の軽減を果し得る場合が多いので、緊急資機材援助による Msasani地区の高低圧線改修工事や本プロジェクトで計画された諸対策を実施することによって、相当大きな電力損失軽減効果が期待できる。

10.2.1 変電所における電力損失軽減対策

Ilala S.S.にて 132kV/33kV変圧器を 20MVAから 90MVAに増容量するのに伴って、Ubungo-Ilala間の電力の80%が 132kV送電線に移ると共に、Oysterbay S.S., Kurasiri S.S.にもIlala S.S.より送電することが出来る。このため現在の33kV送電線で消費される損失が大巾に軽減される。

次に、変電所における電力損失の軽減対策として、今後の運用面で注意を払う必要のある事項は以下の通りである。

(1) 電圧管理の適正化

送電電圧は許容範囲内であれば高いほうが損失が減少するため、毎日の電圧運用状況の把握と機器の運転状況を配慮した、電圧管理が求められる。

系統電圧の維持目標値については、現在もルール化されているようであるが、LTCの自動化により監視及びデータ検討を更にきめ細かく行い適宜最適目標値を設定していく必要がある。

(2) 力率改善

今回の現地調査では力率改善を必要とするほど力率が悪くなかった為、改善対策を含めていないが力率の悪い需要家があれば改善処置をさせる必要がある。

一応の目安として力率 0.8~0.85以下のものが力率改善の対象となろう。

(3) 母線・断路器や機器端子の接続不良の点検

損失軽減は勿論のこと事故防止の面からも普段から良く点検し、電線の素線切れ・変色・異音などの異常箇所はすみやかに修理することが望ましい。

(4) 各フィーダーの負荷電流の適正配分

機器は温度を低い値で運転した方が寿命が延びると共に、キュービクル等では周辺の機器にも悪影響を及ぼすため、11kVフィーダーは出来るだけ負荷電流をバランスさせて使うのが望ましい。なお3相間においても、負荷のバランスに注意を払う必要がある。

10.2.2 配電線路における電力損失軽減対策

(i) 設備面での対策

(i) 11kV Feeder

線路の損失軽減対策を、理論的な観点からみると、当然のことながら、線路抵抗の低下をはかることが最も効果的である。既設11kV Feederは、HDCC 35 sq. mm, 25 sq. mm, ACSR 100 sq. mm, 50 sq. mmなど種々の電線が使用されている。これらの電線は、一部良好な状態のACSR 100 sq. mmを除いて、幹線部分は大部分(延べこう長60km程度)がACSR 120 sq. mmにサイズアップがはかれるので、電力損失軽減の効果は大きい。

また、電線接続の不良箇所は全数改修されるので、この面での損失も解消される。

(ii) 低圧配電線

ダルエスサラームの配電線の電力損失分布は、低圧配電線こう長と、その1回線当りの平均電流値等から想定して、低圧線のウェートが圧倒的に大きいものと判断される。したがって、電力損失軽減対策の重点もまた、低圧線にあるとみてよい。

混在した線種サイズの劣化電線をHAL-0W 125 sq. mmまたは、HAL-0W 55 sq. mmに張替えることによって、事故停電の画期的な減少と、電圧の安定化および大巾な電力損失の軽減が期待できる。

(iii) 配電用変圧器

既設変圧器に対しては、運用面での対策を講ずることとし、需要増対策として新規購入するものについては、近年使用されつつある低損失変圧器についての経済評価も行って、メリットの追究をはかっていく。

(2) 運用面での対策

(i) 不平衡電流の解消

三相4線式低圧配電幹線の不平衡電流を全く解消することは、至難であるが、緊急資機材で供給される測定器等も十分活用して、各相電流の大きさを把握し、単相分枝線、および引込線を適切に接続替えすることによって、不平衡電流は大巾に解消される。

不平衡電流は、電力損失増加をもたらすばかりでなく、電圧降下の不平等などにより線路の各点で三相電圧のアンバランスをひき起し、負荷機器の効率低下を招くなど、線路運用上全く好ましくない。

低圧幹線の不平衡電流が大巾に解消されれば11kV Feeder の不平衡電流も改善され、さらに上位系統にも好影響を与える。

(ii) 重負荷Feederの解消

連系用区分開閉器を活用して、負荷分割をはかり、可能な限り各Feederの負荷分担の平均化をはかる。

(iii) 配電用変圧器運用の適正化

容量過大なもの、容量不足なものなど、既設変圧器同志をそれぞれ適正な容量のものに入れ替えて使用する配慮も、変圧器の利用率と全日効率を高める面から有効な手段である。

また、配電用変圧器は一般に20%程度の過負荷は可能であるから、変圧器の性能を個別に検討して、過負荷運転の範囲を明確化することは、変圧器に対する投下資本の操りのべが可能となり、経済的効果が期待できる。

(iv) 力率改善用低圧コンデンサの設置

誘導負荷で一定力率以下のものについては、電気供給の条件として、適正容量のコンデンサの設置を需要家に義務づけることが効果的である。ただし、電気料金面で負荷率割引などの優遇措置をこうずる必要がある。

(v) 計器管理

(a) 電気取引きの公正化

取引用計器の検定制度を確立し、許容される公差の範囲で取引きする。

(b) 未計器供給の解消

極力未計器供給をなくす。止むを得ず未計器供給とする場合は、適正な協定電力量とし、かつ盗電防止に努力する。

(c) 検針エラーの解消

定められた周期で正しく検針し、検針エラーを絶滅する。

(d) 契約の適正化

契約の適正化をはかるため、契約容量に応じた電流制限器の取付を推奨する。

(vi) 電力損失管理手法の明確化

配電線以下の電力損失率は、次式で示される。

$$\text{配電線以下の電力損失率} = \frac{(A) - (\text{販売電力量} + \text{事業用電力量})}{\text{配電用変電所送り出し電力量}(A)} \times 100 (\%)$$

しかしながら、実際には、電力量計の経年による誤差や、無計器契約の電力量のみかたにも問題があり、盗電、漏れ電流損なども意外に大きい。したがって物理的な損失よりもこれらの取扱いについて問題となることが多い。

配電系統の損失改善対策を推進する場合、まず配電用変電所の全送り出し電力量は定められた誤差の範囲内で、正しく計量されているかをチェックする。また、販売電力量のうち定額需要電力量の換算は、合理的かを検討するなど、一定の前提条件のもとで、管理手法を明確化することである。

明確化された損失管理のなかから、純物理的な損失を把握し、その後の技術的改善対策に活用することが必要である。

第11章 建設工事計画

第11章 建設工事計画	11-1
11.1 施工方法	11-1
11.2 施工体制	11-1
11.3 建設工程	11-1

第11章 建設工事計画

本プロジェクトの対象となっているグルエスサラーム地域の送配電設備の現状は、予想をはるかに超えた破局的なものであり、事故停電あるいは著しい電圧変動による家電機器の焼損等が頻発しており、一刻も早い設備改修工事の実現が強く望まれている。

この設備改修工事を確実かつ安全に実施するために、その方法施工体制及び建設工程は次に示すような計画とする事を推奨する。

1.1.1 施工方法

工事施工は、TANESCO直営で実施することとするが、Ilala S.S増設工事、Mikoche-ni S.S. 及び Factory Zone III S.S新設工事については、土木工事を除き機器組立調整を製作者が実施する、セミ・ターンキー工事とする。送電線及び変電所については段階的に工事を進め、配電線工事は本プロジェクト対象の4変電所の供給区域ごとに工事地域を分割し、それぞれ並行して施工を行なうものとする。

1.1.2 施工体制

本プロジェクトは、設備改修計画であることから新設部分は少なく、既設設備の改修・改良、取替工事が大部分を占めており、必然的に多くの停電工事が要求されている。又、対象となる地域は都市部のいわゆる官公庁・ビジネス街とその周辺の住宅密集地であることから、これらの工事にともなう停電時間の確保は、かなりの困難があるものと予想される。

このため施工体制の組織に当っては、設計書、工事工程、工事手順指示書等の作成を専門に担当するチームを編成し、施工班を無駄なく稼働させ、最少の停電時間で確実な工事とし、かつ安全の確保にも心がけるようにする事が必要であろう。尚本計画のため供給する車両にはVHFトランシーバーを装備し、建設途上極めて重要な要因となる指示・連絡手段を確保し工事をより効率的に行なうことが出来るよう計画した。

1.1.3 建設工程

前述の施工方法、施工体制をふまえ、建設工程はTable 11-1に示す通り暫定的に設定した。

Table 11-1 Construction Schedule

	1986												1987												1988											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SUBSTATION:																																				
1. Ilala S.S Extension																																				
2. Automatic LIC																																				
3. DC Power Supply System - Oysterbay, City Center, Factory Zone I S.S																																				
4. Incoming Feeders - Oysterbay and City Center S.S																																				
5. System Changeover - Kurasini S.S																																				
6. Construction of Hikochoeni S.S																																				
7. Improvement of Ubungo S.S																																				
8. Inspection of Existing Transformers																																				
9. Improvement of Factory Zone I S.S and Kurasini S.S																																				
10. Construction of Factory Zone III S.S																																				
11. Supervisory Monitor																																				
TRANSMISSION LINE:																																				
1. Hikochoeni Branch Line																																				
2. Ilala - Oysterbay Line																																				
3. Ubungo -- Factory Zone III																																				
4. Factory Zone III - Factory Zone II																																				
5. Factory Zone III - New Airport																																				
6. Factory Zone III - Factory Zone I																																				
7. Factory Zone I - Kurasini																																				
DISTRIBUTION LINE:																																				
1. System Interconnection																																				
2. Improvement of Protective Device on Distribution Transformers																																				
3. Re-Conductoring on HV Lines																																				
4. Re-Conductoring on LV Lines																																				
5. Installation of Lightning Arresters																																				
6. Extension of Branch Lines																																				
7. New Feeders from New Substations																																				
8. Extension of Service Lines																																				
9. Improvement of Service Lines																																				

第12章 建設工事費

第12章 建設工事費	12- 1
12.1 工事費算出の前提条件	12- 1
12.2 外貨・内貨の区分	12- 2

第12章 建設工事費

本計画の建設工事費は、変電所、33kV送電線、配電線、車両・工具の各アイテム毎に直接概算建設費を算出し、表12-1にこれを示す。

12.1 工事費算出の前提条件

建設工事費の算出に当り下記に示す条件を採用した。

(1) 資機材単価

FOB価格については、1985年度価格をベースとし、物価上昇を年率2%と見込んだ。又タンザニアの輸入関税は計上しない事とした。

(2) 輸送費及び保険

輸送費は海上輸送費の他国内輸送費も含める事とし、さらに保険料も考慮し下記の通りの比率で上記(1)のFOB価格に上乘せし、CIF価格とした。

(i) 変電所用資機材：15%

(ii) 木柱、鋼管柱：21%

(iii) Line Materials：9%

(iv) 車両：21%

(v) その他：9%

(3) 労務費

TANESCOの現行標準労務費及び日本国内における同種工事实績より、資機材価格に対する労務費の比率を下記の通り決定した。

(i) 変電所

(a) 撤去工事：17%

(b) 据付工事：33%

(ii) 送配電線

(a) 撤去、改修工事：35%

(b) 新設工事：30%

尚、上記(i)のうちIlala S.S 増設工事、Mikocheni S.S 及びFactory Zone

III S.S新設工事についてはセミ・ターンキー工事と考えている。

(4) 予備費

外貨分、内貨分とも10%を計上した。

(5) Engineering Fee

総工事費の8%を計上した。

(6) 技術教育費

外国における TANESCO要員に対する施工技術教育を行い、また必要な保守管理マニュアルを整備するものとし所要費用を計上した。

(7) 換算レート

換算レートは 1 T.Sh. = 13.71円とし計算した。

1.2.2 外貨・内貨の区分

建設工事費のうち外貨ポーション、内貨ポーションの区分は次の通りとする。

(1) 外貨ポーション

(i) 資機材：砂利、砂、セメントを除く全品目

(ii) 車両・工具：建設工事に必要な車両、工具・測定器

(iii) 輸送費及び保険料：海上及び国内輸送費、輸送保険料

(iv) 労務費：変電所工事における大型機器据付、調整に伴う技術者の派遣費用

(v) コンサルタントおよび技術教育費

(2) 内貨ポーション

(i) 労務費

(ii) 資材費：砂利、砂、セメント、その他工事に伴う現地で調達すべき諸種小物材料。

表12-1

建設工事費

	Materials		Construction		Total	
	FC	DC	FC	DC	FC	DC
	10 ⁶ Yen	10 ³ T.Shs	10 ⁶ Yen	10 ³ T.Shs	10 ⁶ Yen	10 ³ T.Shs
I. 建設費						
1. 変電所	556		55	11,225	611	11,225
2. 33kV送電線	88			1,926	88	1,926
3. 配電線	1,342			30,160	1,342	30,160
4. 車両・工具	120				120	120
小計	(2,106)		(55)	(43,311)	(2,161)	(43,311)
II. 技術管理費						
1. Engineering費					221	221
2. 技術教育費					30	30
小計					(251)	(251)
III. 予備費					216	4,331
合計					2,628	47,642
						3,282

注) 換算レート: 1 T.Sh. = 13.71円

第13章 經濟評估

第13章 経済評価	13- 1
13.1 評価方法	13- 1
13.2 前提条件	13- 1
13.3 費用	13- 2
13.3.1 プロジェクト投資額	13- 2
13.3.2 運転維持費およびその節約額	13- 3
13.4 便益	13- 4
13.4.1 変電所設備容量の増強に伴って消費し得るようになる 増分電力量	13- 4
13.4.2 既設配電設備の改修に伴って減少する事故停電々々力量	13- 5
13.4.3 電力量の便益単価	13- 7
13.4.4 年度便益	13-10
13.5 内部収益率	13-10
13.6 結論	13-11

第13章 経済評価

1.3.1 評価方法

配電網改善計画の経済性評価は、下記の費用および便益のそれぞれの現在価値換算額が等しくなるような等価割引率、即ち内部収益率を算定することによって行う。

- 費用 : a) プロジェクトの総投資額
b) 完成設備の運転維持費
- 便益 : c) 変電所変圧器容量の増強に伴って需要家が消費し得るようになる増分電力量
d) 既存配電設備の整備改修に伴って減少すると予想される事故停電々々電力量
e) プロジェクトの実施に伴って減少すると予想される既存配電設備の運転維持費

上記便益のうち、電力量で表わされるc)、d)の効果は貨幣タームで表現しなければならないが、そのためのkwh当りの便益単価として、TANESCOの財務諸表を分析することによって得られる電力供給原価(金利、企業利益を含まず)中の配電部門への配賦額を適用する。

なお、以上の便益のほか、電圧や周波数変動に伴う需要家電気機器の故障、損害等の減少や、事故停電が民生に与える不便、悪影響の減少等の効果があるが、これらの効果は定量的に見積ることは困難であるため、経済評価の計算には含めないこととする。

1.3.2 前提条件

経済評価の計算は以下の前提に基づいて行う。

(1) 価格ベースと物価上昇

全ての価格は1984年価格とする。また、経済評価の一般的原則に従って、物価上昇率は計算に織込まないものとする。便益および費用は全て1984年初頭に現価換算する。

(2) 通貨換算率

通貨換算率は以下の率を適用する。

1 US\$ = 17.5T. Shs. = 240円

1円 = 0.0729T. Shs.

1T. Sh. = 13.71円

(3) 計算期間

TANESCO の財務基準では、設備の償却年数を、送電線は40年、11KV feeder は30年、変圧器、変電所は20年としているが、変電所設備の実際の機械的耐用年数はより長期である。以上を総合考慮し、経済計算の対象期間は2010年までとする。

(4) 配電損失率

第3章の3.3.2項で述べた理由により、ダルエスサラームにおける実際の配電損失率は把握し難いが、1978年以前の資料では7～12%である。この配電網改善計画の実施に伴って損失率は若干低下すると思われるので本経済評価で適用する配電損失率は10%とする。

(5) 負荷率

第6章で示したように、負荷率は1985～1990年は65%、1991年以降は66%と想定する。

13.3 費用

13.3.1 プロジェクト投資額

変電所、送配電線に係る直接建設費が2,755百万円（外貨分2,161百万円、内貨分43.30百万T. Shs.）、予備費、技術管理費を合わせると3,282百万円（外貨分2,628百万円、内貨分47.68百万T. Shs.）と概算され、その内訳は表13-1に示す通りである。

上記投資額のうち既存配電網の整備改修に充当される費用は、表13-2に示すように、99.0百万T. Shs.（1,356.1百万円）であり、これは既存配電網の運転維持費の減少につながる投資額である。残り140.3百万T. Shs.（1,925.5百万円）は将来の電力需要の増加に対処するための設備増強費である。

以上の表から、既存配電網の整備改修のための投資（投資A）と将来の電力需要増に対処するための投資（投資B）の年度別支出を求めると次の通りとなる。

(百万T. Shs.)

年次	投資 (A)	投資 (B)	総投資額
1986	35.4	56.2	91.6
1987	43.7	30.4	74.1
1988	19.9	53.7	73.6
合計	99.0	140.3	239.3

13.3.2 運転維持費およびその節約額

送、配電設備の運転維持費は、統計的に見て、投資額に対して通常3%前後である。従って、配電網改善計画の総投資額 239.3百万T. Shs. を以て整備、増強される送、配電設備は毎年約 7.2百万T. Shs. の運転維持費を要することとなる。

前項の総投資額のうち、既存配電網改修のための投資 (A) 99.0百万T. Shs. は、本来ならば既存配電設備の良好な運転のため既に投入されていなければならなかった資機材費であり、当該投資額に見合う運転維持費相当額 3.0百万T. Shs. または設備劣化のためそれ以上の費用が毎年支出されていた筈である。上記の総運転維持費 7.2百万T. Shs. はこの費用も含むものであるから、プロジェクトに伴うネットの運転維持費は $7.2 - 3.0 = 4.2$ 百万T. Shs. となり、その年度展開は次の通りとなる。

(百万T. Shs.)

年次	総投資 累積額	投資(A) 累積額	差引累積額	運転維持費
1986	91.6	35.4	56.2	—
1987	165.7	79.1	86.6	1.7
1988	239.3	99.0	140.3	2.6
1989	—	—	—	4.2
2010	—	—	—	4.2

13.4 便 益

13.4.1 変電所設備容量の増強に伴って消費し得るようになる増分電力量

(1) Ilala , City Center 地区

1984年の Ilala地区の電力需要は13.2MWと想定され、Ilala変電所の変圧器容量 15MVAではこれ以上の需要を賄い得ない状況にある。一方、City Centerの変圧器容量 30MVAは同地区の需要(1984年で17.8MW)に対して余力がある。従って、これら両変電所を連系すると共に、Ilala S.S.の既設7.5MVA変圧器1台を15MVA1台と取替ることによって、1993年までこれら地区の電力需要増加に対処することができると考えられる。

(2) Oysterbay , Mikocheni 地区

1985年の Oysterbay地区の電力需要は13.3MWと想定され、Oysterbay変電所の変圧器容量 15MVAではこれ以上の需要を賄い得ない状況にある。従って、Mikocheni 地区に 15MVAの変電所を新設することによって Oysterbay地区の需要の一部を吸収すれば、1999年までのこれら地区の増分需要を賄うことができると考えられる。

(3) Factory Zone I , Factory Zone III地区

Factory Zone I 地区の電力需要は1984年の12.6MWから1988年は14.7MWに増大するものと想定され、Factory Zone I 変電所の変圧器容量 15MVAでは賄い切れなくなる。従って、同地区付近に 15MVAのFactory Zone III S.S.を新設すること

によって、1993年までのこれら地区の増分需要を賄うことができると考えられる。

本プロジェクトの実施に伴って需要家が消費し得るようになる上記各地区の増分電力量は表13-3に示す通りである。

13.4.2 既設配電設備の改修に伴って減少する事故停電々力量

改修工事の効果はダレスサラームの全配電系統に波及するけれども、大部分は、主たる改修努力が注がれる Ilala, City Center, Oysterbay および Factory Zone I の4変電所供給地域に生ずる。従って、事故停電減少効果の評価はこれら4地域について行うこととする。

改修工事の効果は1988年以降に現れるものと想定され、それまでは、設備の老朽化と不十分な保守のため事故停電の回数は年々増加すると思われる。1986年の事故停電々力量から設備改修によって減少し得るとと思われる電力量は以下のように計算される。

(i) 1 Feeder 当りの平均負荷

Oysterbay, Ilala, City Center および Factory Zone I の4変電所について予測される1986年の最大需要電力は合計60.5MNであり、11KV feeder 当りの最大負荷は3.36MNである。

(1986年)

変電所	最大需要電力 (MN)	稼働feeder数 (本)	feeder当り最大負荷 (MN)
Oysterbay	13.9	5	2.78
Ilala	14.3	5	2.86
City Center	19.5	4	4.88
Factory Zone I	12.8	4	3.20
合計	60.5	18	3.36

事故停電は重負荷時、軽負荷時いずれの時間帯にも発生するが、重負荷時においてより多く発生する。このことを考慮し、事故停電時の需要電力を尖頭負

荷と平均電力の丁度真中と想定すると、Feeder当りの平均負荷は2.77MWとなる。

$$\frac{3.36 + (3.36 \times 65\%)}{2} = 2.77 \quad (65\% \text{は負荷率})$$

(2) 1回当り平均停電時間

表13-4に示す1984年4月の事故停電調書によると、ダルエスサラーム全域の1 Feeder当りの平均停電時間は1.87時間である。

1984年4月中の停電回数	49回
” 総停電時間	91.4時間
1回当り平均停電時間	1.87時間

(3) 事故停電回数

表13-4によれば1984年4月の Ilala, City Center, Oysterbay, Factory Zone I S.S. の停電回数は計22回である。事故停電の回数は毎月ほぼ均等と考えられるので、これら4変電所地域における1984年の停電回数は260~270回と想定される。これに対し1982年および1983年の停電回数はそれぞれ87回および169回であるので、停電回数の対前年増加率は1983年94%、1984年56%となる。配電設備の現状から見て、停電の増加テンポは今後も余り変わらず、年平均50%の割合で増大するものと想定すると、1986年の事故停電回数は590~600回となる。

変電所	1982	1983	1984	1985	1986
Oysterbay	20	57	(7) —	—	—
Ilala	27	45	(5) —	—	—
City Center	28	45	(5) —	—	—
Factory Zone I	12	22	(5) —	—	—
合計	87	169	260 (22) ~ 270	390 ~ 400	590 ~ 600
停電回数増加率	—	94%	56%	50%	50%

注 () 内は1984年4月の事故停電回数

これら4変電所の11KV稼働feederの数は合計18であるから、1986年における11KV feeder 当りの事故停電回数は約33回と想定される。

なお、以上の停電回数は11KV遮断器のトリップ回数を示すものであり、実際の事故停電回数は、低圧および上位システムのそれも加わるので、もっと多くなるが、経済評価では控え目な立場をとり、11KV遮断器のトリップによる停電回数だけを考えることとする。

(4) 改修工事により減少する事故停電々力量

第4章で述べたように、既存配電設備に適切な改修工事と計画的な保守を行うことによって現在の事故停電回数は1 feeder当り3回/年以下に減少させることが可能である(4.6.3参照)。1986年における総停電回数は590~600回、1 feeder当りの停電回数は33回、1 feeder当りの平均負荷は2.77MW、1回当りの平均停電時間は1.87時間と想定されるので、改修工事によって減少する1986年の需要端における停電々力量は次の通りとなる。

$$595 \text{ 回} \times (33 - 3) / 33 \times 2.77 \text{ MW} \times 1.87 \text{ 時間} \times 0.9 \text{ (配電ロス率)}$$
$$= 2.5 \text{ GWh}$$

若し改修工事を行わなければ、事故停電回数は更に激増し既存配電網は遠からず破局的な状態に陥ることは明らかであるが、このような停電回数を将来に亘って時系列的に想定することは不可能である。従って、本経済評価では最も控え目な立場をとり、改修工事の実施による減少事故停電々力量を、1987年以降も毎年2.5GWhと想定する。

13.4.3 電力量の便益単価

電力供給原価はいわゆる営業費用そのものであって、発電部門、送電部門、配電部門のそれぞれの運転維持費、減価償却費、一般管理費から成る。これに対して、電力料金算定のベースとなる総括原価は、以上の供給原価に営業外費用としての金利と報酬が含まれる。

1982年の TANESCOの総販売電力量は737.2 GWhである。これに対して、後述のように、総括原価は523,001千T. Shs., 電力供給原価は425,988千T. Shs.であるので、kwh 当りの売電単価は70.9 cents, 供給原価は57.8 centsとなる。

TANESCO の損益計算書では、電力販売費のうち、発電部門、送電部門、配電部門等の内訳が明確になっておらず、このことは減価償却費についても同様である。

従って、以下の方法により、電力供給原価中の発電費、送電費、配電費の区分を行った。

(a) 通常、送電設備と配電設備の固定資産価額の割合は、送電設備40%、配電設備60%である。従って、この比率を用いて電力販売費中の送電費と配電費を按分する。

(b) TANESCO と類似の水・火力発電構成の幾つかの事例によると、電力設備全体の固定資産価額の割合は、概ね、発電設備60%、送電設備16%、配電設備24%である。従って、この比率を用いて一般管理費を発電、送電、配電部門に按分する。

(c) TANESCO の減価償却基準によれば、償却年数はダム、発電所総合で約50年、送電設備40年、配電設備は総合して25年である。これらの償却年数と(a)項の固定資産比率を考慮すると、減価償却費の割合は発電設備46%、送電設備15%、配電設備39%となる。従って、この比率を用いて減価償却費の発電、送電、配電部門への配分を行う。

以上の方法を用いて、1982年のTANESCO の損益計算書に示された電力供給原価を部門別に按分すると以下の通りとなる。

項 目	金額 (1,000円. Shs.)	備 考
営業収益	523,001	
電力供給原価		
(a) 運転維持費		
発 電	206,925	
送 電 (10%)	16,385	} 40,982
配 電 (60%)	24,597	
小 計	247,907	
(b) 減価償却費		
発 電 (46%)	32,867	
送 電 (15%)	10,718	
配 電 (39%)	27,865	
小 計	71,450	
(c) 一般管理費		
発 電 (60%)	63,978	
送 電 (16%)	17,060	
配 電 (24%)	25,593	
小 計	106,631	
(d) 供給原価合計		
発 電	303,770 (71%)	303,770/737.20kwh=41.2 cents/kwh
送 電	44,163 (10%)	44,163/737.20kwh= 6.0 cents/kwh
配 電	78,055 (19%)	78,055/737.20kwh=10.6 cents/kwh
合 計	425,988 (100%)	425,988/737.20kwh=57.8 cents/kwh
支払利息 (営業外費用)	89,728	
純利益	7,285	
総括原価	523,001	523,001/737.26kwh=70.9 cents/kwh

上記の表に示すように、1982年においては、売電単価70.9 cents/kwh に対して供給原価は57.8 cents/kwh であり、このうち配電部門のシェアは10.6 cents/kwh であった。これに対して、その後、物価上昇に伴って電気料金は2度に亘って改訂され、1984年現在の売電単価は 105 cents/kwh と概算される。従って、供給原価も比例的に上昇したものと考えると、1984年現在の配電部門のシェア (便益単価) は以下の通りとなる。

$$10.6 \text{ cents/kwh} \times 105/70.9 = 15.7 \text{ cents/kwh}$$

13.4.4 年度便益

本プロジェクトの実施に伴ってもたらされる効果は、a) 変電所設備容量の増強により需要家が消費し得るようになる増分電力量（表13-3）と、b) 改修工事の実施により減少する事故停電々力量（2.5GWh/年）である。電力量の便益単価は15.7 cents/KWh であるので、プロジェクトの実施に伴う年度便益は次の通りとなる。

年次	増分電力量 (GWh)	減少停電々力量 (GWh)	合計 (GWh)	年度便益 (百万T. Shs.)
1986	4.1	2.5	6.6	1.0
1987	13.4	2.5	15.9	2.5
1988	37.4	2.5	39.9	6.3
1989	61.0	2.5	63.5	10.0
1990	82.5	2.5	85.0	13.3
1991	96.8	2.5	99.3	15.6
1992	115.0	2.5	117.5	18.4
1993	139.0	2.5	141.5	22.2
1994	146.3	2.5	148.8	23.4
1995	152.5	2.5	155.0	24.3
1996	159.2	2.5	161.7	25.4
1997	166.0	2.5	168.5	26.5
1998	173.8	2.5	176.3	27.7
1999-2010	175.3	2.5	177.8	27.9

以上の費用、便益はともに市場価格ではあるが、金利、税金等を含まないでShadow priceとの乖離はない。従って、これらの費用、便益をもって経済評価を行うことに差支えはない。

13.5 内部収益率

以上の年度費用および年度便益に基づいて本プロジェクトの内部収益率（等価割引率）を算出すると次の通りとなる（表13-5参照）。

内部収益率 : 5.1 %