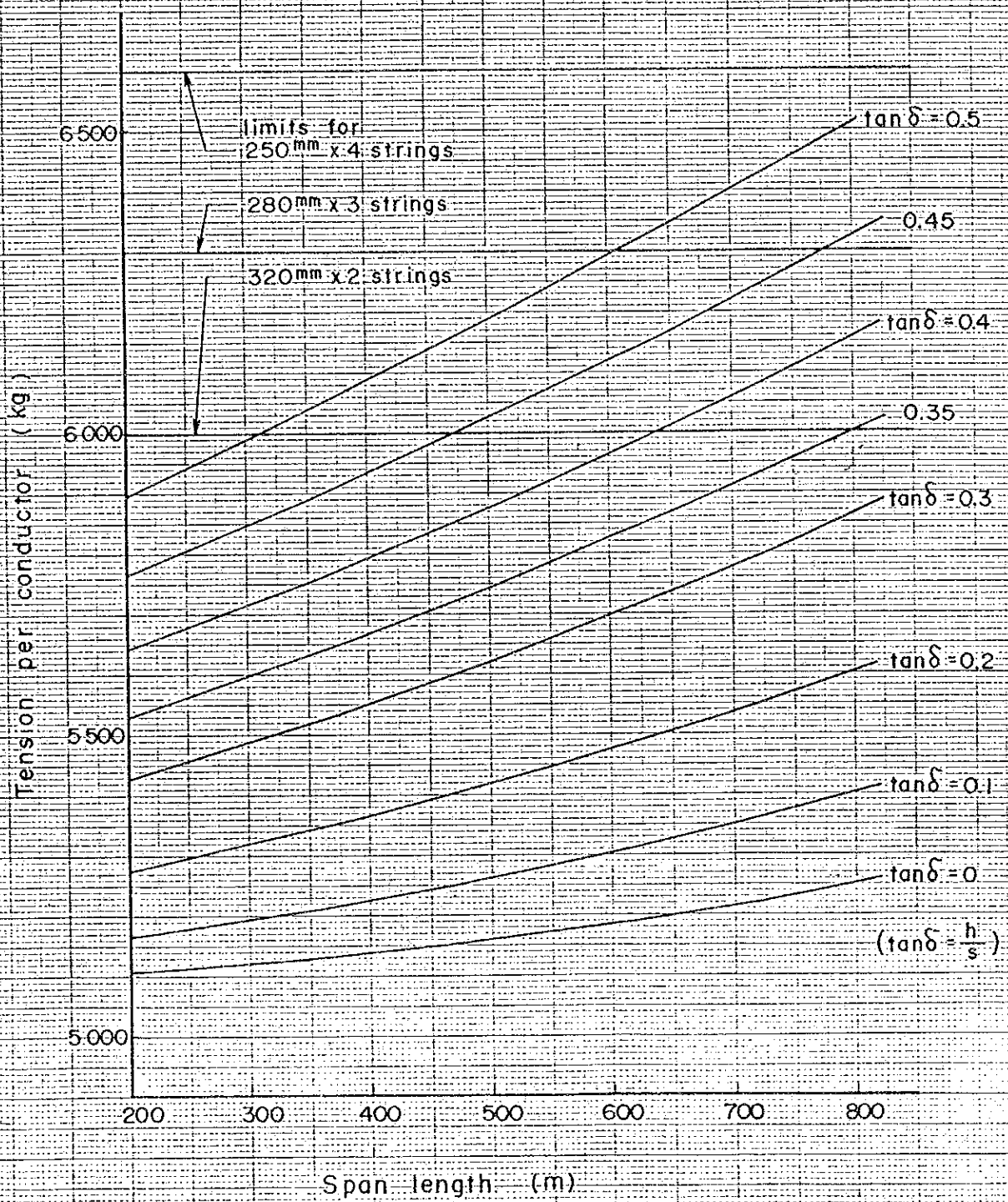
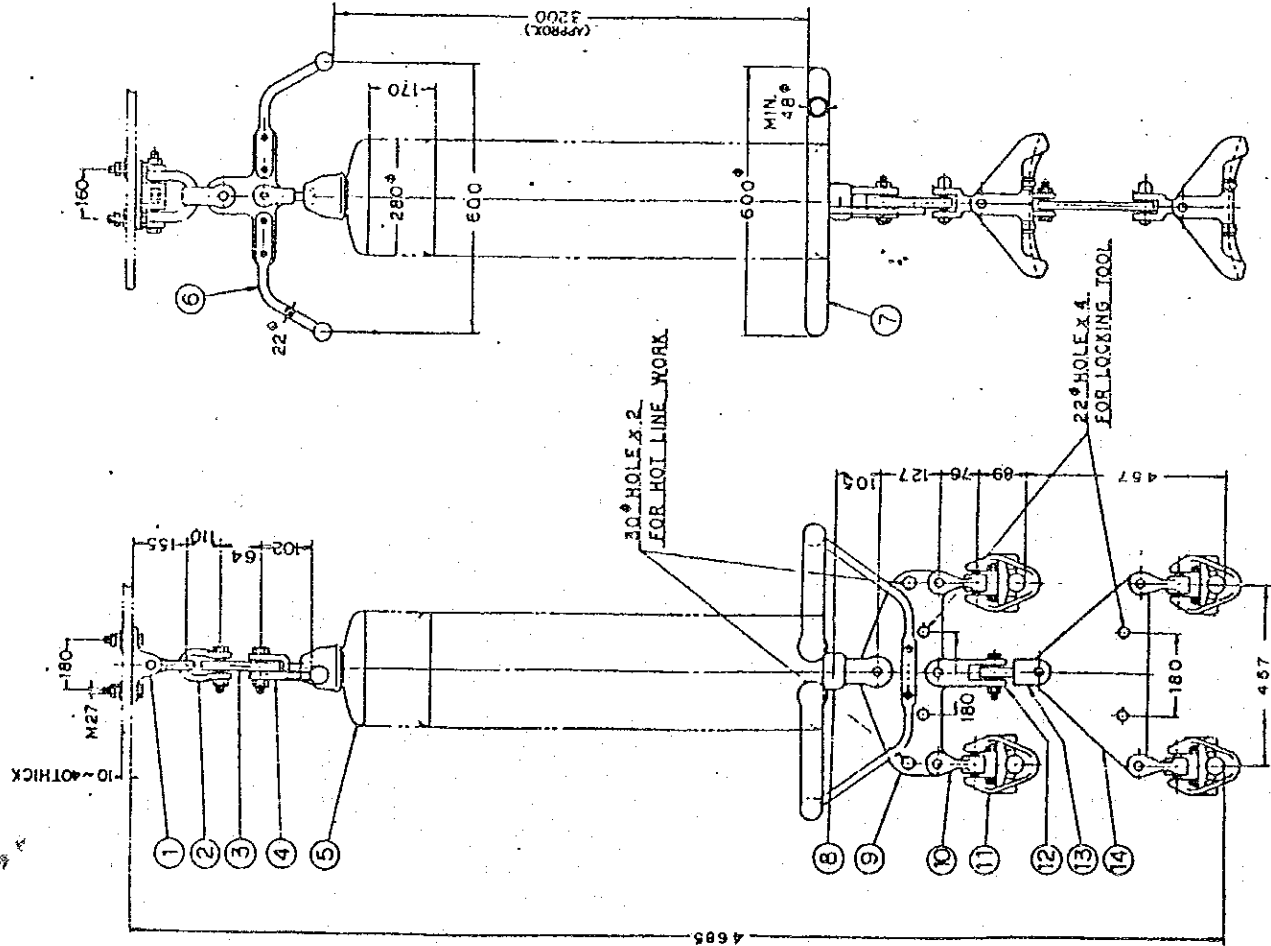


Fig. 5-3 | Tension at Supporting Point of Insulator Strings
in Worst Condition





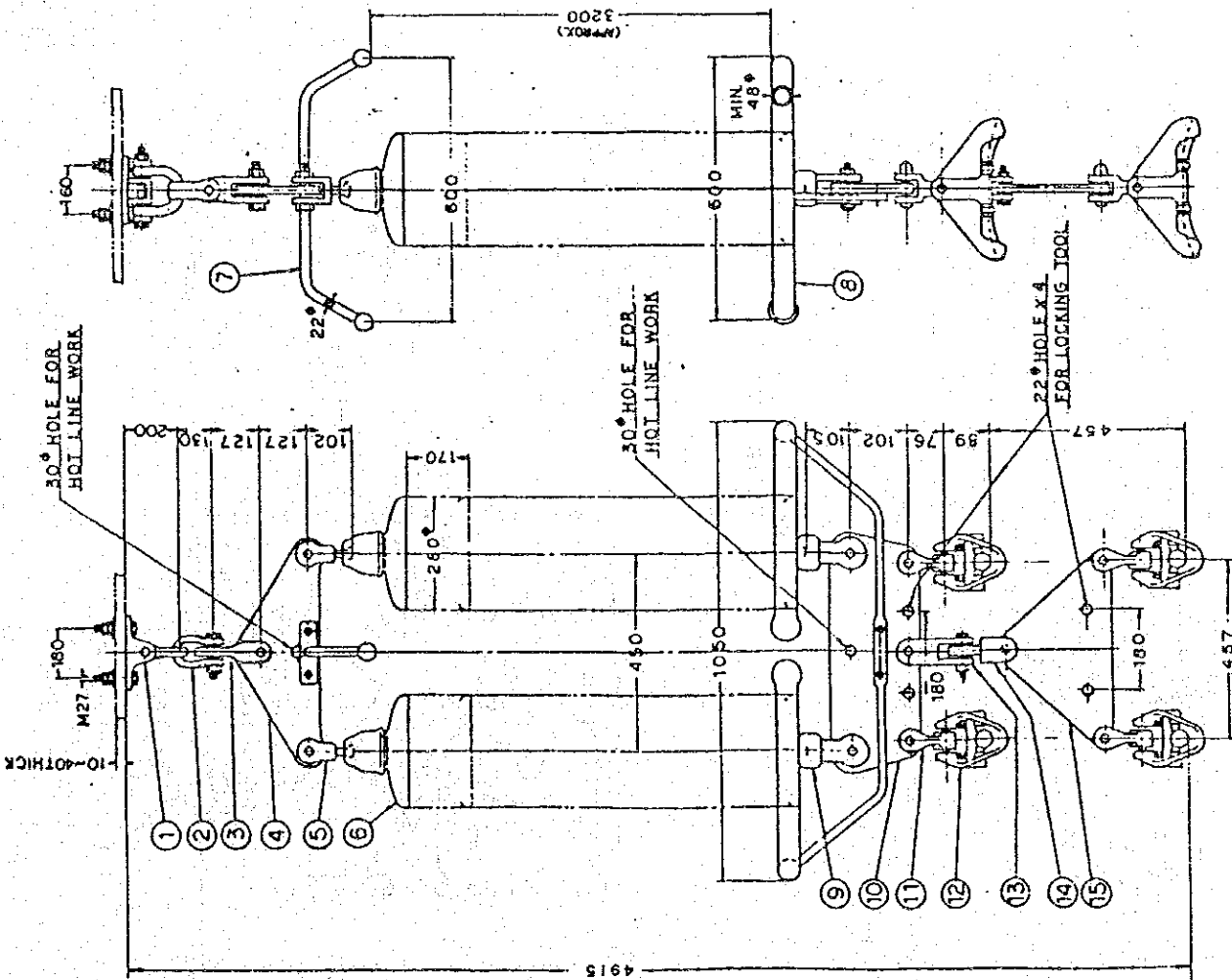
ITEM	DESCRIPTION	REQD	MIN. BREAKING STRENGTH	MAIN MATERIAL	CAT. NO. (ORIG. NO.)
1	TOWER FITTING	1	21000Kg	STEEL	
2	U-CLEVIS	1	21000Kg	STEEL	
3	HORN HOLDER	1	21000Kg	STEEL	
4	BALL CLEVIS	1	21000Kg	STEEL	
5	SUSPENSION INSULATOR	20	21000 Kg	PORCELAIN	
6	ARCING HORN	2	—	STEEL	
7	ARCING RING	1	—	STEEL	
8	SOCKET CLEVIS	1	21000Kg	WALBRON 50 OR 5210.10.10	
9	YORK	1	21000Kg	STEEL	
10	CLEVIS EYE	4	12000Kg	STEEL	
11	SUSPENSION CLAMP	4	12000Kg	ALUMINIUM ALLOY	
12	90° CLEVIS-CLEVIS	1	12000Kg	STEEL	
13	90° CLEVIS EYE	1	12000Kg	STEEL	
14	YORK	1	12000 Kg	STEEL	
15	PREFORMED ARMOR RODS	4	—	ALUMINIUM ALLOY	
MIN. BREAKING STRENGTH OF STRIPS					
21000Kg					
SUITABLE CONDUCTOR SIZE OF CLAMP					
ACSR 755MCM "CONDOR"					
WITH PREFORMED ARMOR RODS, QD. 43-5					
TYPE OF BALL AND SOCKET PARTS					
REC 20ME					

NOTE: ALL LIVE FITTINGS ARE DESIGNED TO BE FREE FROM SHARP CORNERS AND PROJECTIONS IN ORDER TO PREVENT CORONA FORMATION.

— FOR NORMAL ARER —

i Fig.5-32(i) Insulator Assembly

PORCELAIN : BROWN GLAZED EXCEPT SURFACES MARKED WITH HORIZONTAL LINES
 FERROUS PARTS : HOT DIP GALVANIZED EXCEPT FEMALE THREAD & STAINLESS STEEL.



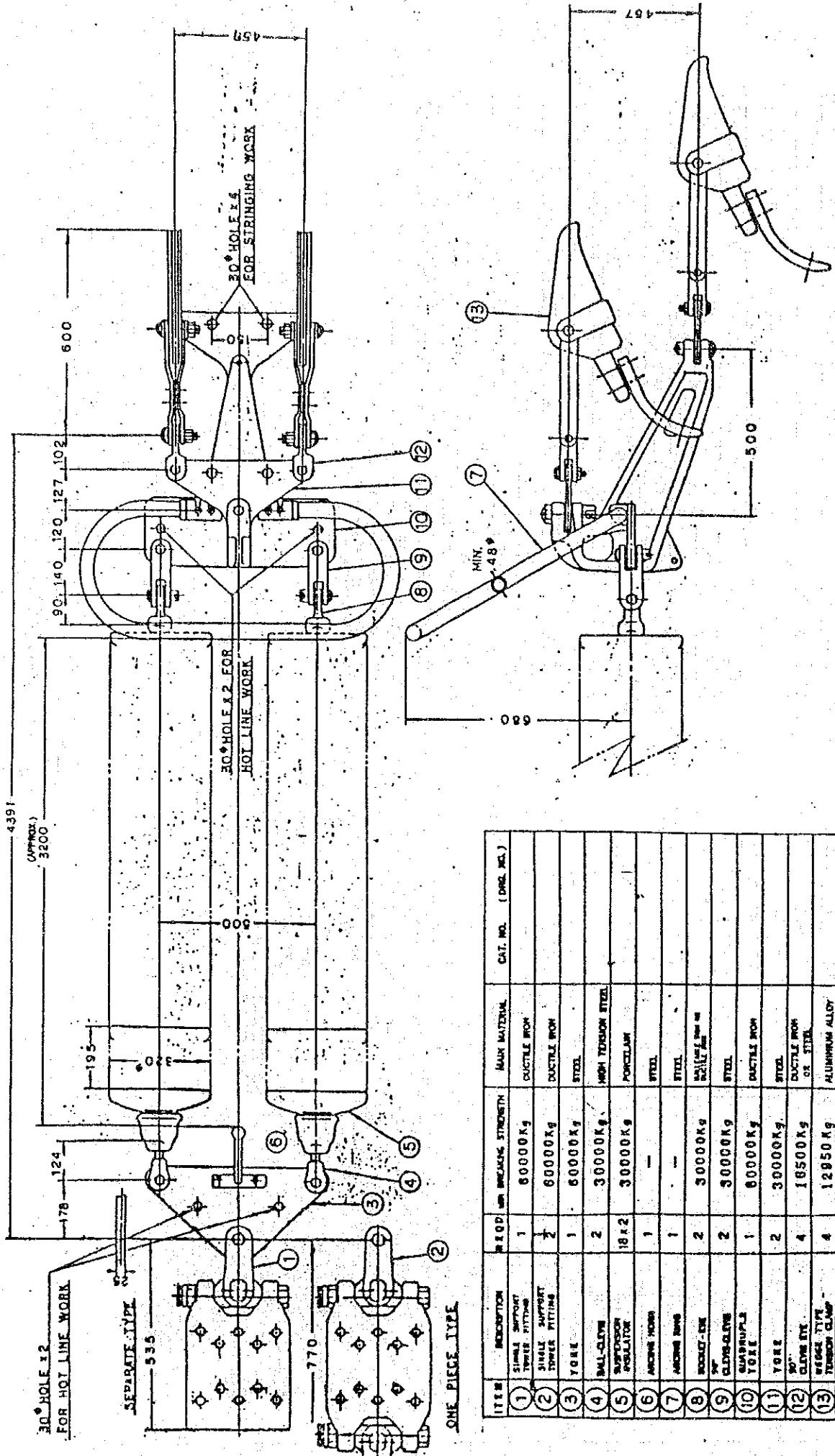
ITEM	DESCRIPTION	REQD	MIN BREAKING STRENGTH	MAIN MATERIAL	CAT. NO. (ORC. NO.)
1	TOWER FITTINGS	1	42000Kg	STEEL	
2	U-CLIPS	1	42000Kg	STEEL	
3	90° CLEVIS EYE	1	42000Kg	STEEL	
4	YOKE	1	42000Kg	STEEL	
5	BALL CLEVIS	2	21000Kg	STEEL	
6	SUSPENSION INSULATOR	20x2	21000Kg	PORCELAIN	
7	ARCING HORNS	2	—	STEEL	
8	ARCING RING	2	—	STEEL	
9	SOCKET-CLEVIS	2	21000Kg	ALUMINUM ALLOY	
10	YOKE	1	42000Kg	STEEL	
11	CLEVIS EYE	4	12000Kg	STEEL	
12	SUSPENSION CLAMP	4	12000Kg	ALUMINUM ALLOY	
13	90° CLEVIS-CLEVIS	1	21000Kg	STEEL	
14	90° CLEVIS EYE	1	21000Kg	STEEL	
15	YOKE	1	21000Kg	STEEL	
16	PREFORMED ARMOR RODS	4	—	ALUMINUM ALLOY	
MIN BREAKING STRENGTH OF STOPS					42000 Kg
WIRE'S CONDUCTOR SIZE OF CLAMP					ACER 795MCM CONDOR WITH PREFORMED ARMOR RODS OR 432
TYPE OF BALL AND SOCKET PARTS					REC 20mm

NOTE: ALL LIVE FITTINGS ARE DEFINED TO BE FREE FROM SHARP CORNERS AND PROJECTIONS IN ORDER TO PREVENT CORONA DISCHARGE.

— FOR NORMAL ARER —

Fig. 5-32(2) Insulator Assembly

PORCELAIN: BROWN GLAZED, EXCEPT SURFACES MARKED OTHERWISE
 FERRUGIOUS PARTS: HOT DIP GALVANIZED EXCEPT FEMALE THREAD & STAINLESS STEEL



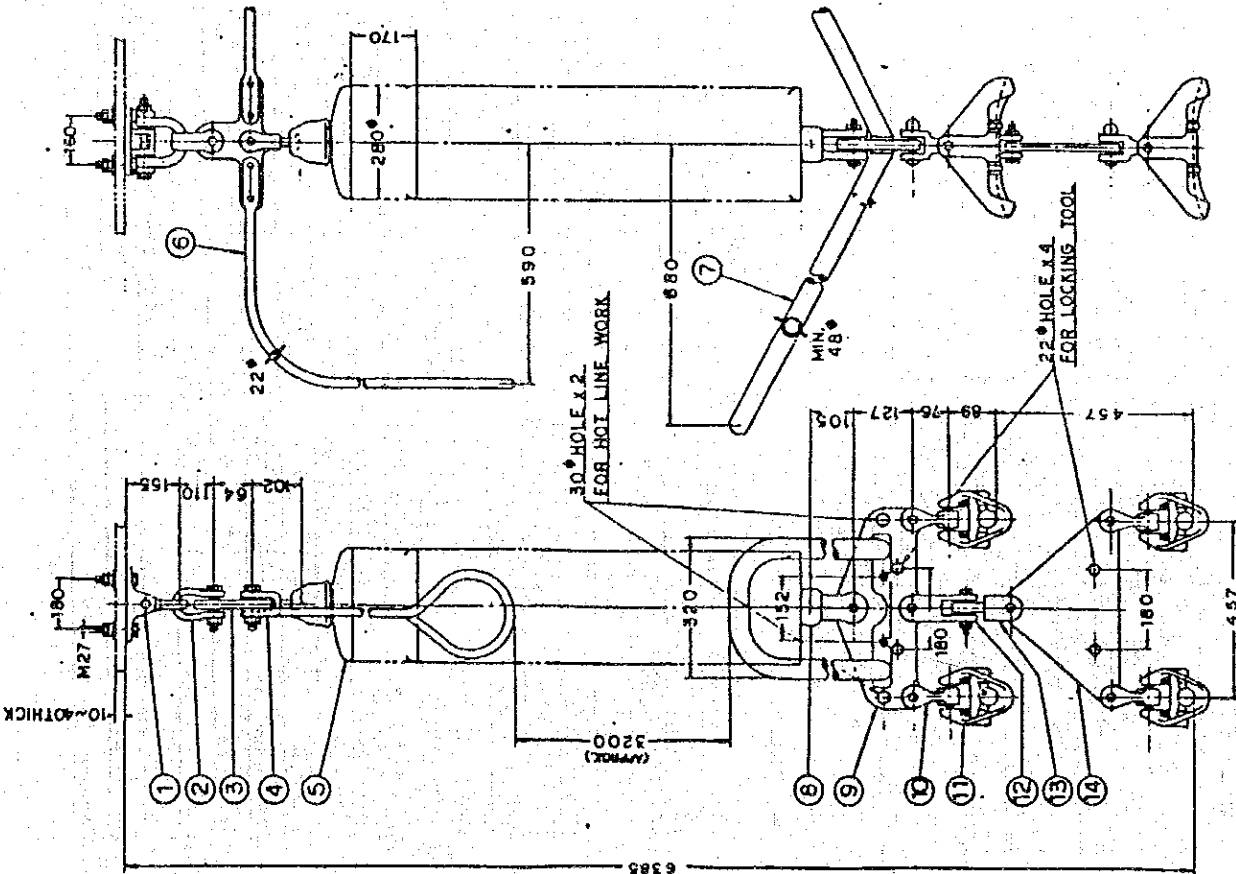
NOTE: ALL LIVE FITTINGS ARE DESIGNED TO BE FREE FROM SHARP CORNERS AND PROJECTIONS IN ORDER TO PREVENT CORONA FORMATION.

PORCELAIN: BROWN GLAZED, SHEET-SURFACES MARKED ~~LEFT-HANDED~~ LEFT-HANDED FERROUS PARTS: HOT DIP GALVANIZED EXCEPT FEMALE THREAD & STAINLESS STEEL.

— FOR NORMAL ARER —

Fig. 5-32 (3) Insulator Assembly

ITEM	DESCRIPTION	REQD. AMT.	BREAKING STRENGTH	MAIN MATERIAL	CAT. NO. (DGR. NO.)
1	SINGLE SUPPORT TOWER FITTING	1	60000 Kg	DUCTILE IRON	
2	SINGLE SUPPORT TOWER FITTING	2	60000 Kg	DUCTILE IRON	
3	TOWER	1	60000 Kg	STEEL	
4	SMALL-CLAMP SUPPORTER INSULATOR	2	30000 Kg	HIGH TENSION STEEL	
5	SMALL-CLAMP SUPPORTER INSULATOR	18 x 2	30000 Kg	PORCELAIN	
6	ANCHOR BUSH	1	—	STEEL	
7	ANCHOR BUSH	1	—	STEEL	
8	ROCKET-ROCK	2	30000 Kg	DUCTILE IRON OR STEEL	
9	CLAMP-CLAMP	2	30000 Kg	STEEL	
10	CLAMP-CLAMP	1	60000 Kg	DUCTILE IRON	
11	TOWER	2	30000 Kg	STEEL	
12	CLAMP FITTING	4	16500 Kg	DUCTILE IRON OR STEEL	
13	WEDGE TYPE TENSION CLAMP	4	12950 Kg	ALUMINUM ALLOY	
SMALL CONDUCTOR SIZE OF CLAMP					ACSR 795MCM 'CONDOR'
MIN. BREAKING STRENGTH OF STRING					60000 Kg
TYPE OF BALL AND SOCKET PARTS					IEC 24 mm

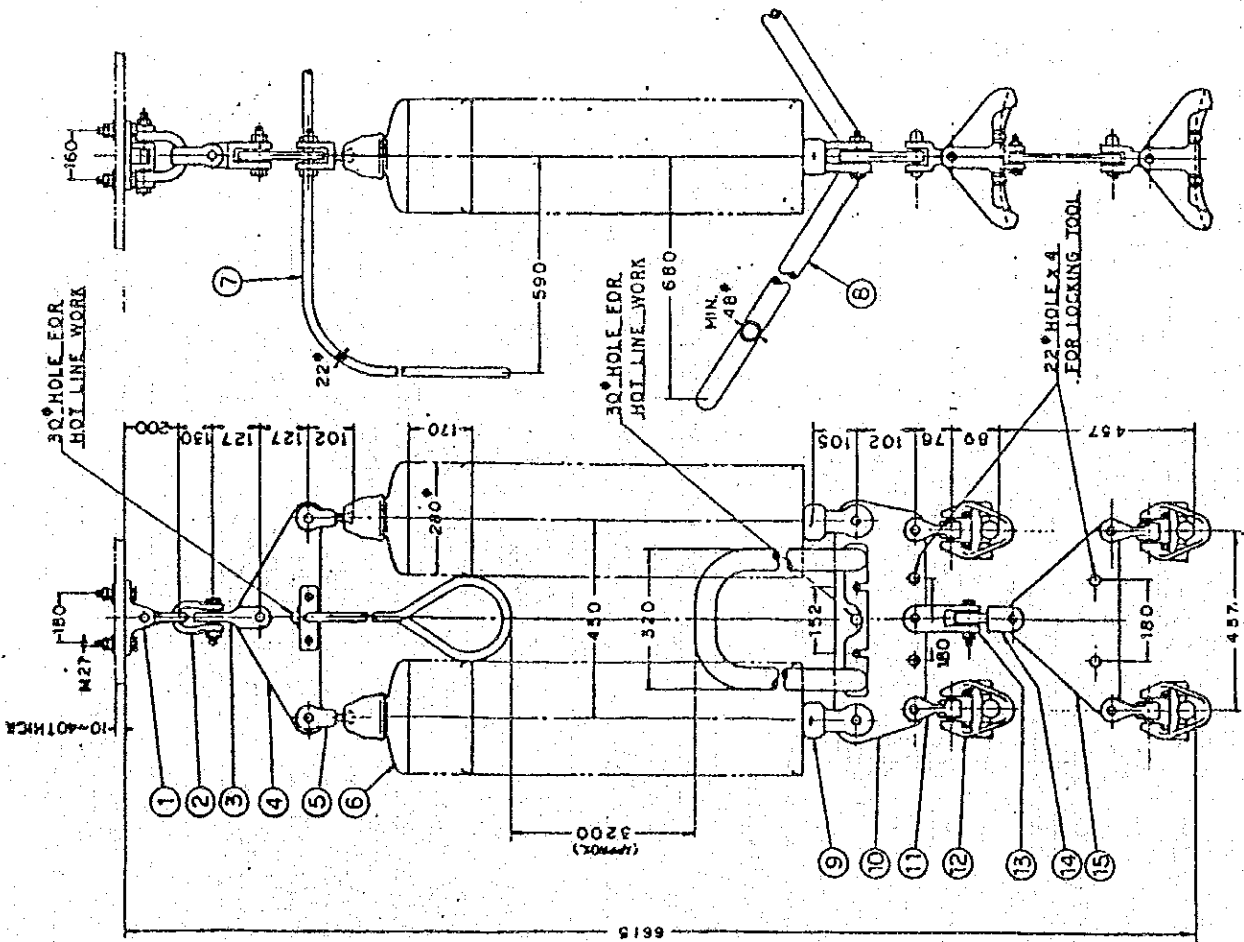


ITEM	DESCRIPTION	REQD	MIN BREAKING STRENGTH	MAIN MATERIAL	CAT. NO. (DPL. NO.)
1	TOWER FITTING	1	21000kg	STEEL	
2	U-CLEVIS	1	21000kg	STEEL	
3	HORN HOLDER	1	21000kg	STEEL	
4	BALL CLEVIS	1	21000kg	STEEL	
5	SUSPENSION INSULATOR	30	21000kg	PORCELAIN	
6	LANDING HORN	2	—	STEEL	
7	ANCHOR RING	2	—	STEEL	
8	SOCKET CLEVIS	1	21000kg	SAI/ALUMINUM ALLOY	
9	YOKE	1	21000kg	STEEL	
10	CLEVIS EYE	4	12000kg	STEEL	
11	SUSPENSION CLAMP	4	12000kg	ALUMINUM ALLOY	
12	30° CLEVIS CLEVIS	1	12000kg	STEEL	
13	90° CLEVIS EYE	1	12000kg	STEEL	
14	YOKE	1	12000kg	STEEL	
15	PERFORMED ARMOR ROOS	4	—	ALUMINUM ALLOY	
MIN BREAKING STRENGTH OF STROKE			21000 kg		
SUITABLE CONDUCTOR SIZE OF CLAMP				ACSR 79.5MCM "CONDOR"	
TYPE OF BALL AND SOCKET PARTS				WITH PREFORMED ARMOR ROOS OR 43-5	
				IEC 20ME	

NOTE: ALL LINE FITTINGS ARE DESIGNED TO BE FREE FROM SHARP CORNERS AND PROJECTIONS IN ORDER TO PREVENT CORONA FORMATION.

— FOR POLLUTION AREA —
 Fig. 5-32(4) Insulator Assembly

PORCELAIN : BROWN GLAZED, EXCEPT SURFACES MARKED
 FERROUS PARTS : NOT DYP GALVANIZED EXCEPT FEMALE THREAD & STAINLESS STEEL.



ITEM	DESCRIPTION	REQD	MIN BREAKING STRENGTH	MAIN MATERIAL	CAT. NO. (OR. NO.)
1	TOWER FITTING	1	42000Kg	STEEL	
2	V-CLEWS	1	42000Kg	STEEL	
3	30° CLEWS EYE	1	42000Kg	STEEL	
4	YOKE	1	42000Kg	STEEL	
5	BALL-CLEWS	2	21000Kg	STEEL	
6	SUSPENSION INSULATOR	30x2	21000Kg	PORCELAIN	
7	ARCING HORN	2		STEEL	
8	ARCING RING	2		STEEL	
9	SOCKET-CLEWS	2	21000Kg	STEEL	
10	YOKE	1	42000Kg	STEEL	
11	CLEWS EYE	4	12000Kg	STEEL	
12	SUSPENSION CLAMP	4	12000Kg	ALUMINUM ALLOY	
13	90° CLEWS-CLEWS	1	21000Kg	STEEL	
14	90° CLEWS EYE	1	21000Kg	STEEL	
15	YOKE	1	21000Kg	STEEL	
16	*PREFORMED ARMOR ROD	4		ALUMINUM ALLOY	

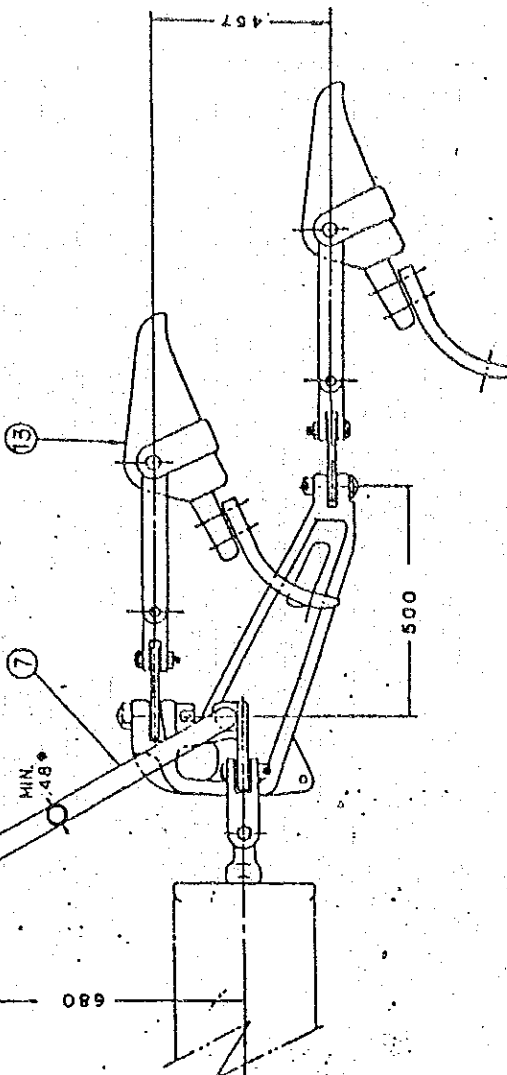
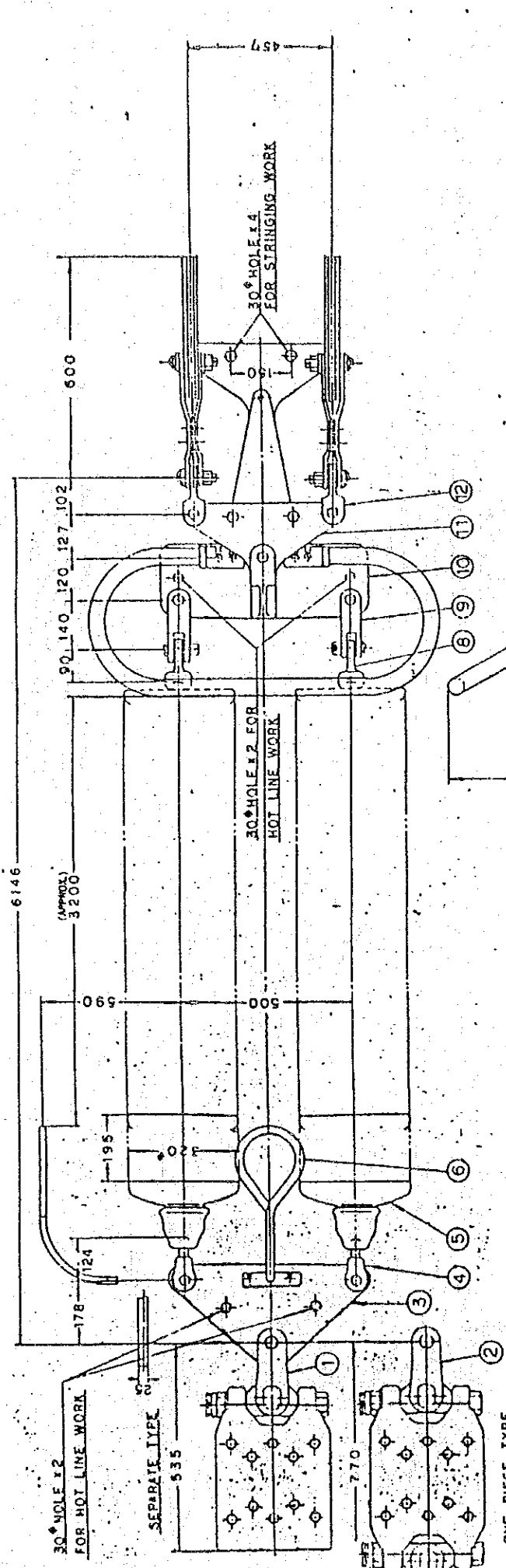
MIN BREAKING STRENGTH OF STRUNG: 42000Kg
 ACSR 7955MCH "CONDOR"
 WITH PREFORMED ARMOR RODS QD-435
 IEC 20ms

NOTE: ALL LIVE FITTINGS ARE DESIGNED TO BE FREE FROM SHARP CORNERS AND PROJECTIONS IN ORDER TO PREVENT CORONA FORMATION.

— FOR POLLUTION AREA —

Fig. 5-32(5) Insulator Assembly

PORCELAIN: BROWN GLAZED EXCEPT SURFACES MARKED WITH GLAZED
 FERROUS PARTS: HOT DP GALVANIZED EXCEPT FEMALE THREAD & STAINLESS STEEL



ITEM	DESCRIPTION	REQD. W/ BREAKING STRENGTH	MAIN MATERIAL	CAT. NO. (DWG. NO.)
1	SINGLE SUPPORT TOWER FITTING	1	DUCTILE IRON	
2	SINGLE SUPPORT TOWER FITTING	2	DUCTILE IRON	
3	YORK	1	STEEL	
4	BALL-CLEVIS	2	HIGH TENSION STEEL	
5	SUPPORT INSULATOR	27x2	PORCELAIN	
6	ARcing HOOR	1	STEEL	
7	ARcing RING	1	STEEL	
8	SOCKET EYE	2	DUCTILE IRON OR DUCTILE IRON	
9	30° CLYV-CLEVIS	2	STEEL	
10	QUAD-RIPPER	1	DUCTILE IRON	
11	YORK	2	STEEL	
12	30° CLYV EYE	4	DUCTILE IRON OR STEEL	
13	WEDGE TYPE TENSION CLAMP	4	ALUMINUM ALLOY	
NETBALL CONDUCTOR SIZE OF CLAMP				ACSR 795MCM "CONDOR"
MIN. BREAKING STRENGTH OF STRING				80000 KG
TYPE OF BALL AND SOCKET PARTS				IEC 24 MM

NOTE: ALL LIVE FITTINGS ARE DESIGNED TO BE FREE FROM SHARP CORNERS AND PROJECTIONS IN ORDER TO PREVENT CORONA FORMATION.

PORCELAIN : BROWN GLAZED, EXCEPT SURFACES MARKED WITH DASHES

FERROUS PARTS : HOT DIP GALVANIZED EXCEPT FEMALE THREAD & STAINLESS STEEL

— FOR POLLUTION AREA —
 Fig. 5-32 (6) Insulator Assembly

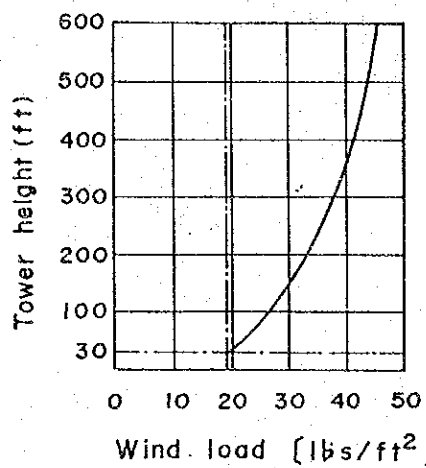
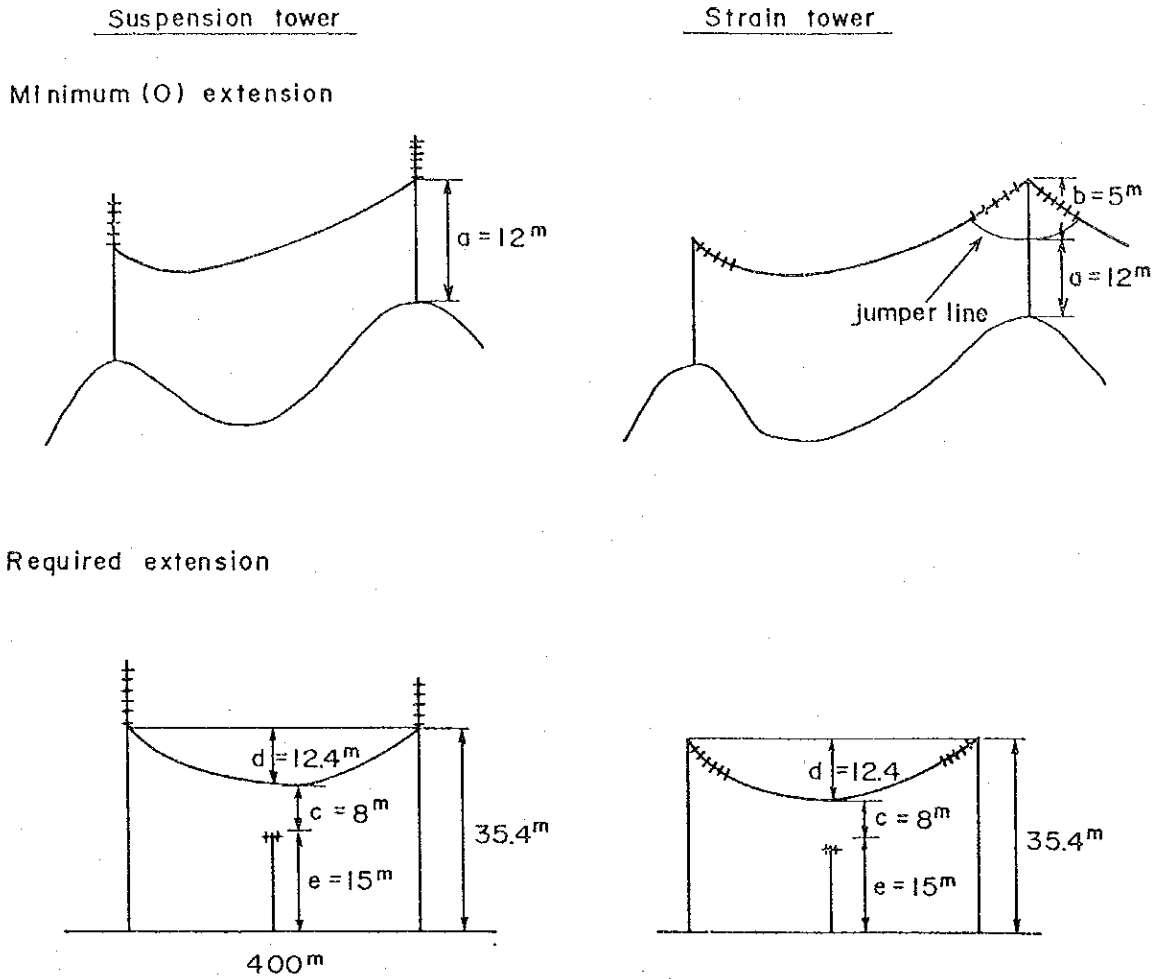


Fig. 5-33 Wind Load Curve

Fig.5-34 . Illustration of Estimation Process for Body Extension



Necessary extension

$$35.4\text{m} - 12\text{m} = 23.4\text{m} \rightarrow \underline{6\text{m} \times 4}$$

$$35.4\text{m} - 17\text{m} = 18.4\text{m} \rightarrow \underline{6\text{m} \times 4}$$

a : Necessary clearance above ground

b : Depth of jumper line

c : Necessary clearance between conductor and wires

d : Sag at 120°F no wind, 400m span

e : Height of wires above ground

Fig.5-35 Relations between Width of Tower and Necessary Body Extension

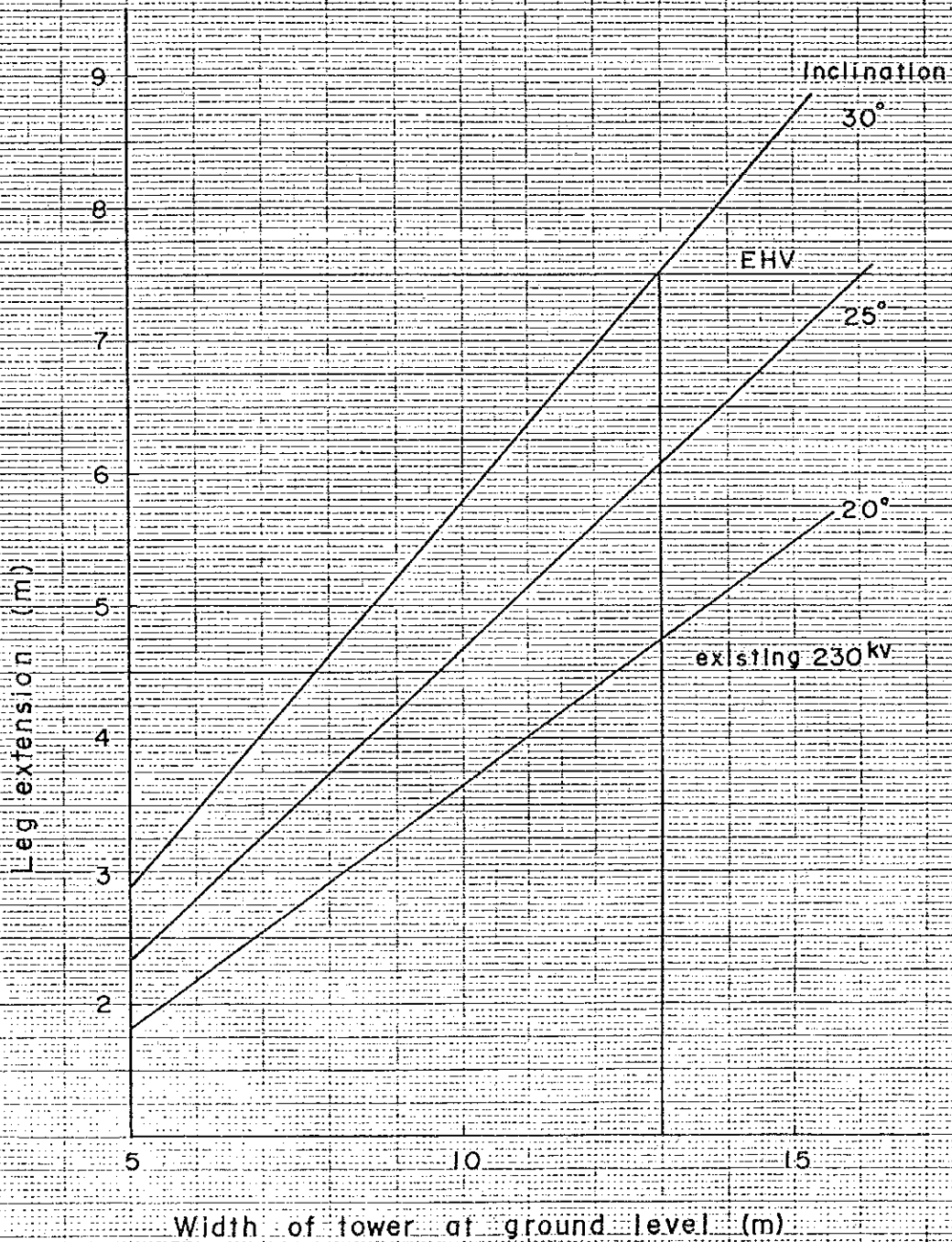
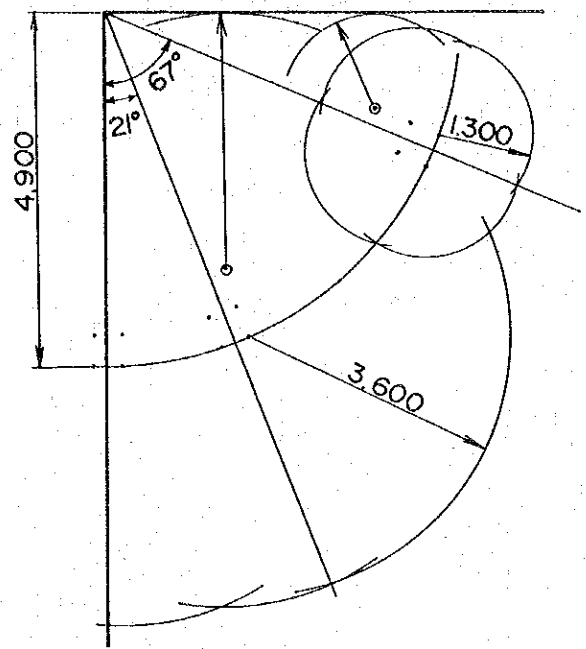


Fig.5-36(I) Clearance Diagram

Suspension (1°) Standard Area



Suspension (5°)

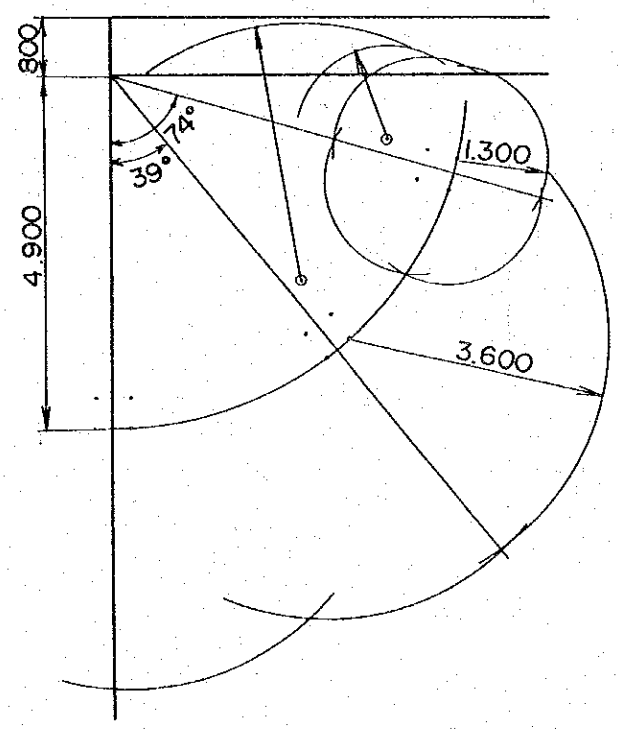


Fig.5-36(2) Clearance Diagram

Strain Standard Area

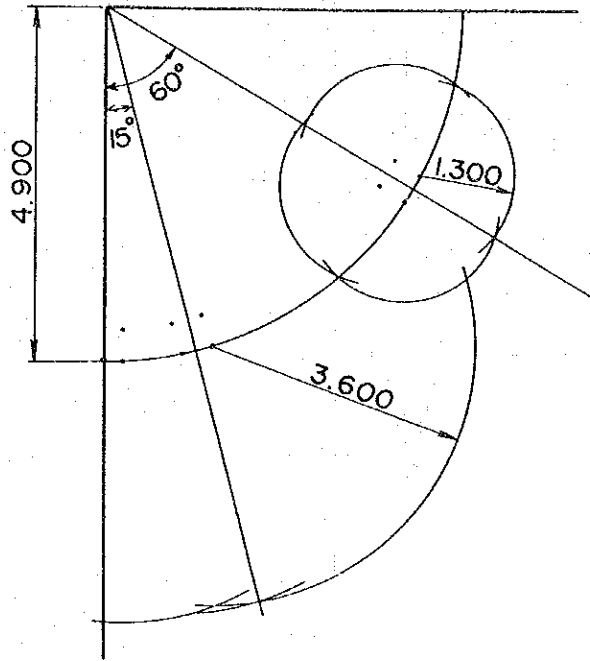
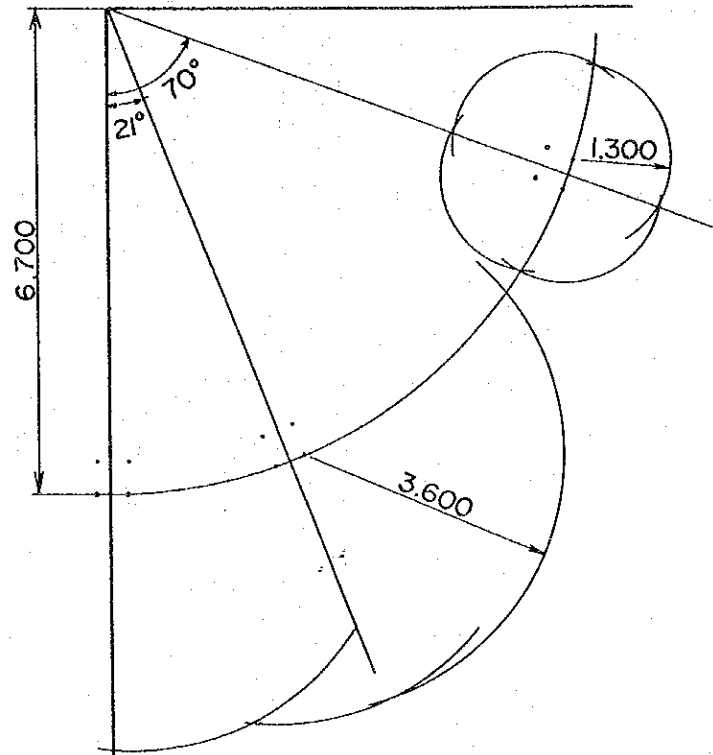


Fig. 5-36(3) Clearance Diagram

Suspension (1°) Contamination Area



Suspension (5°)

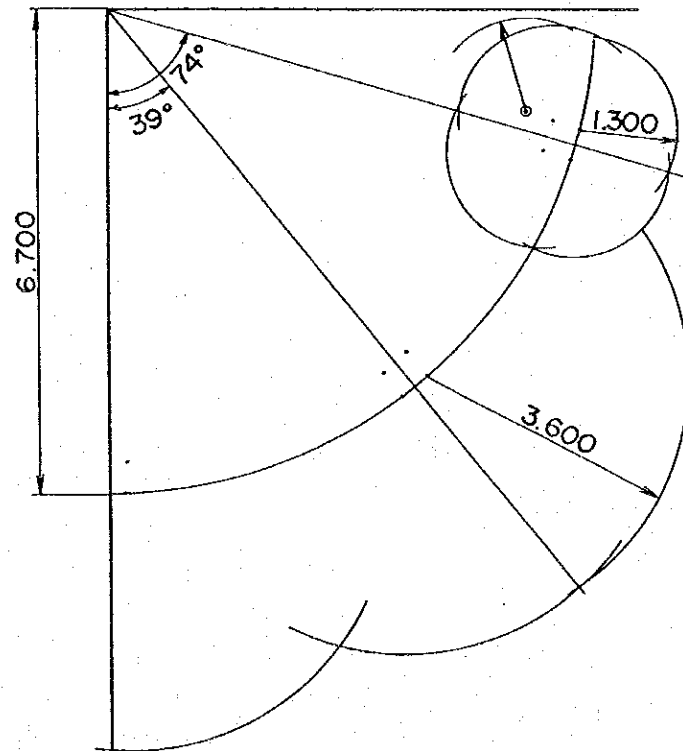


Fig. 5-36(4) Clearance Diagram

Strain Contamination Area

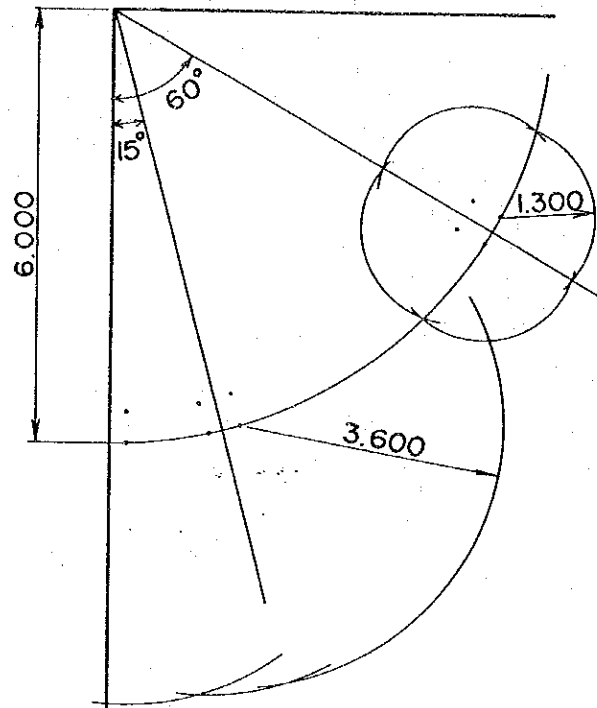
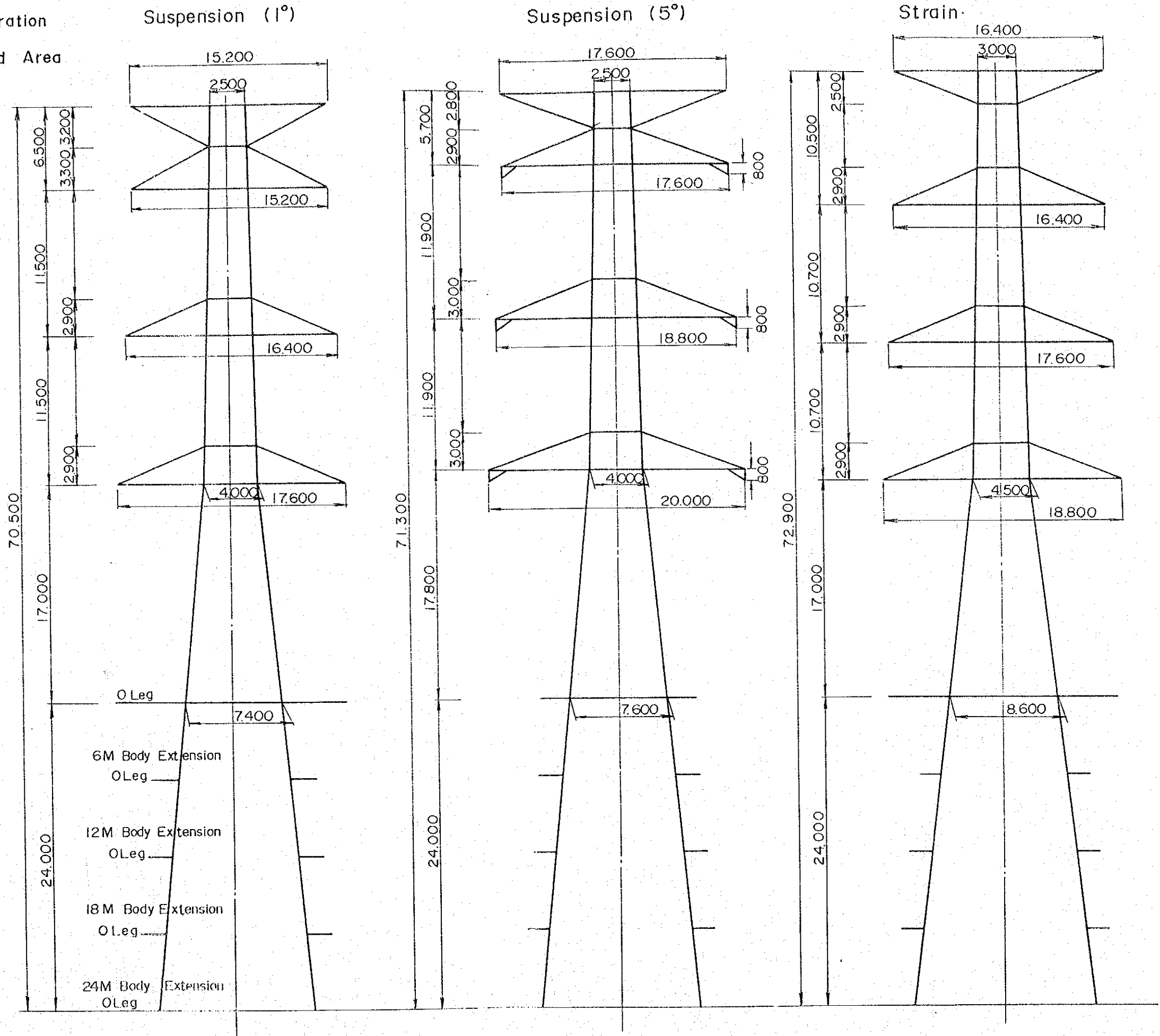


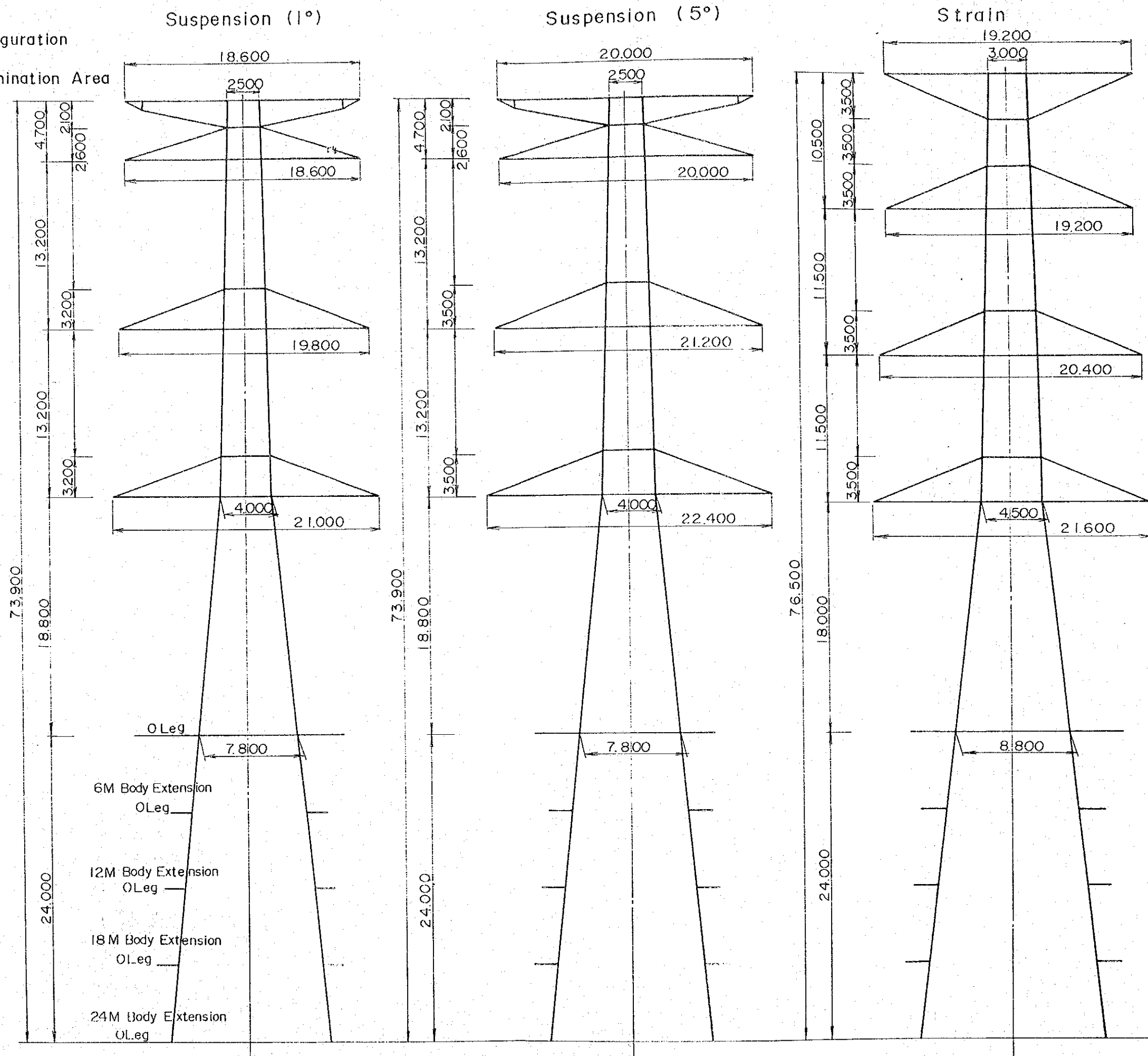
Fig. 5-37 (I)
Tower Configuration
for Standard Area



scale 1/300 mm

Fig. 5-37 (2)
Tower Configuration

for Contamination Area



scale 1/300 mm

Fig. 5-38 Tentative Tower Weight Curve for EHV Line

(Standard area Tmax. = 5100 kg.)

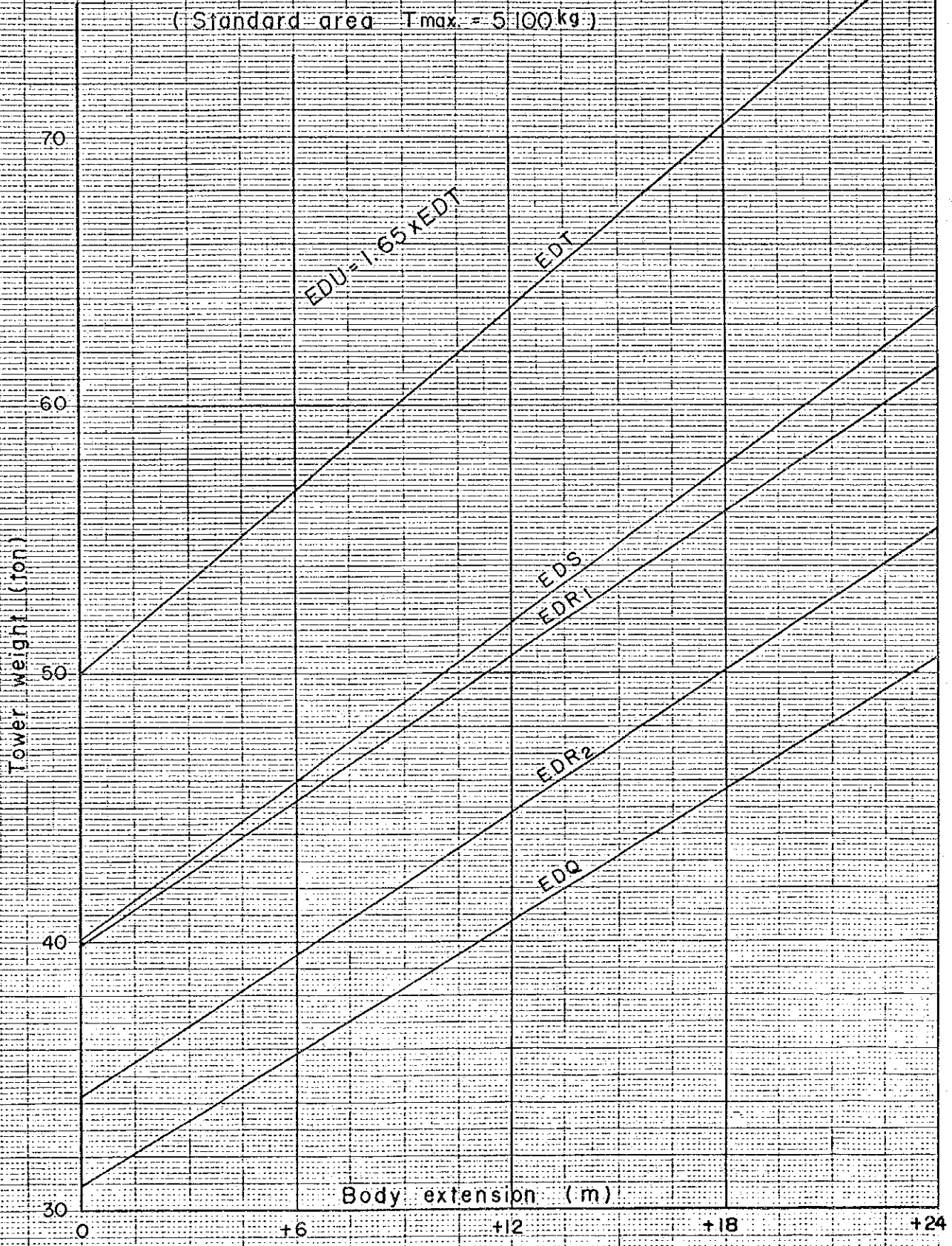
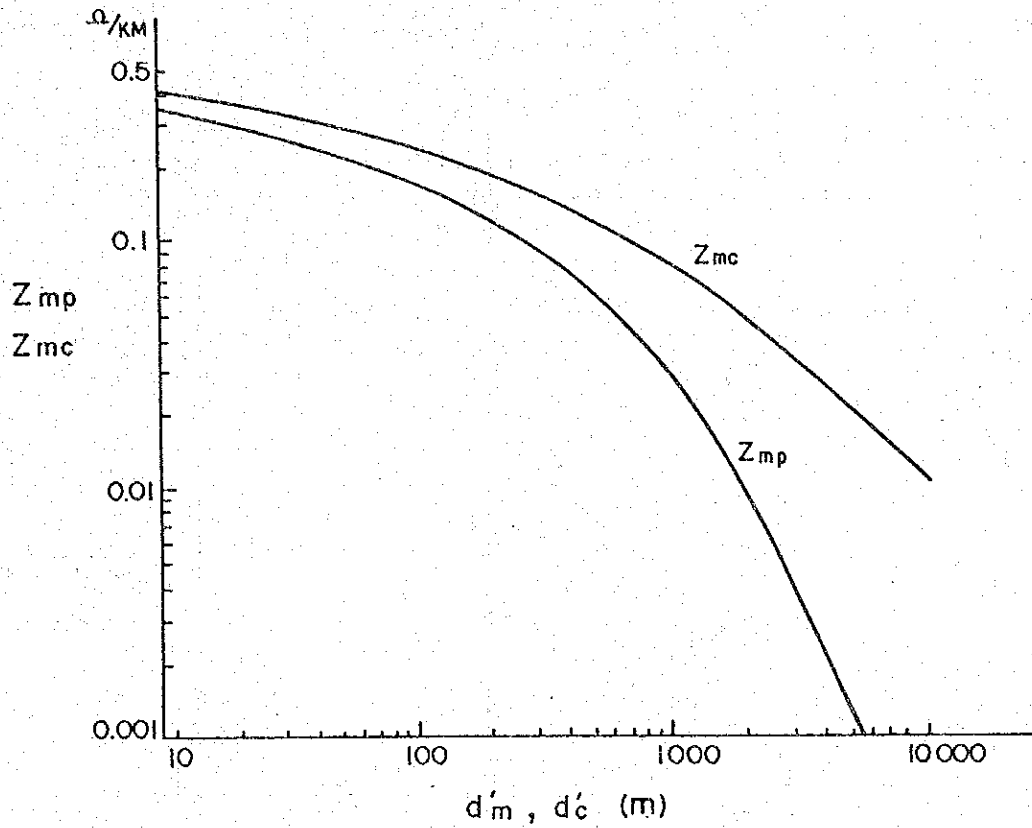


Fig. 5-39 Mutual Impedance between Wires and Transmission Line

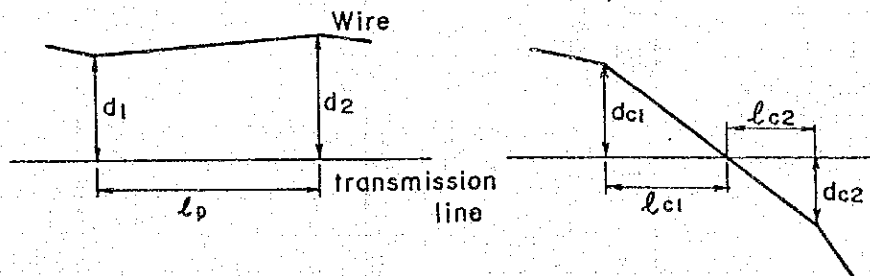


$$d'_m, d'_c = \sqrt{100 \sigma} \times (d_m \text{ or } d_c)$$

σ : Ground conductivity (S/m)

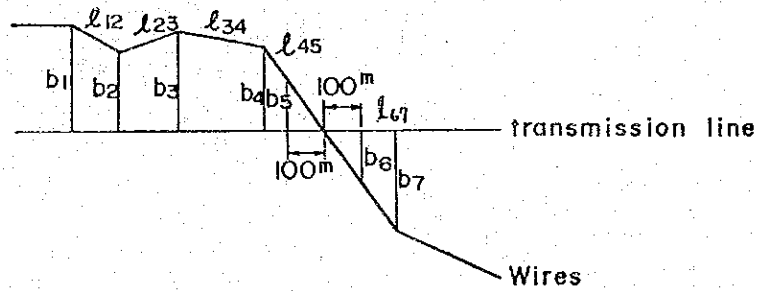
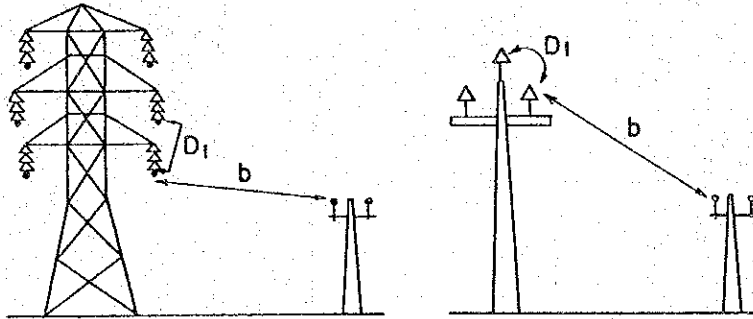
$$d_m = (d_1 + d_2) / 2$$

$$d_c = (d_{c1} + d_{c2}) / 2$$



Calculation is necessary within the distance shorter than
5KM from transmission line

Fig. 5-40 Explanatory Figures for the Calculation of Electromagnetic Induction Voltage



$$\Sigma \frac{l_{12}}{b_{1,2}} = \frac{l_{12}}{b_{1,2}} + \frac{l_{23}}{b_{2,3}} + \frac{l_{34}}{b_{3,4}} + \frac{l_{45}}{b_{4,5}} + \frac{l_{67}}{b_{6,7}} + \dots$$

Calculation is necessary within the distance shorter than 500m from transmission line

Fig. 5-4 Electric Shock Caused by Released Impulse Current

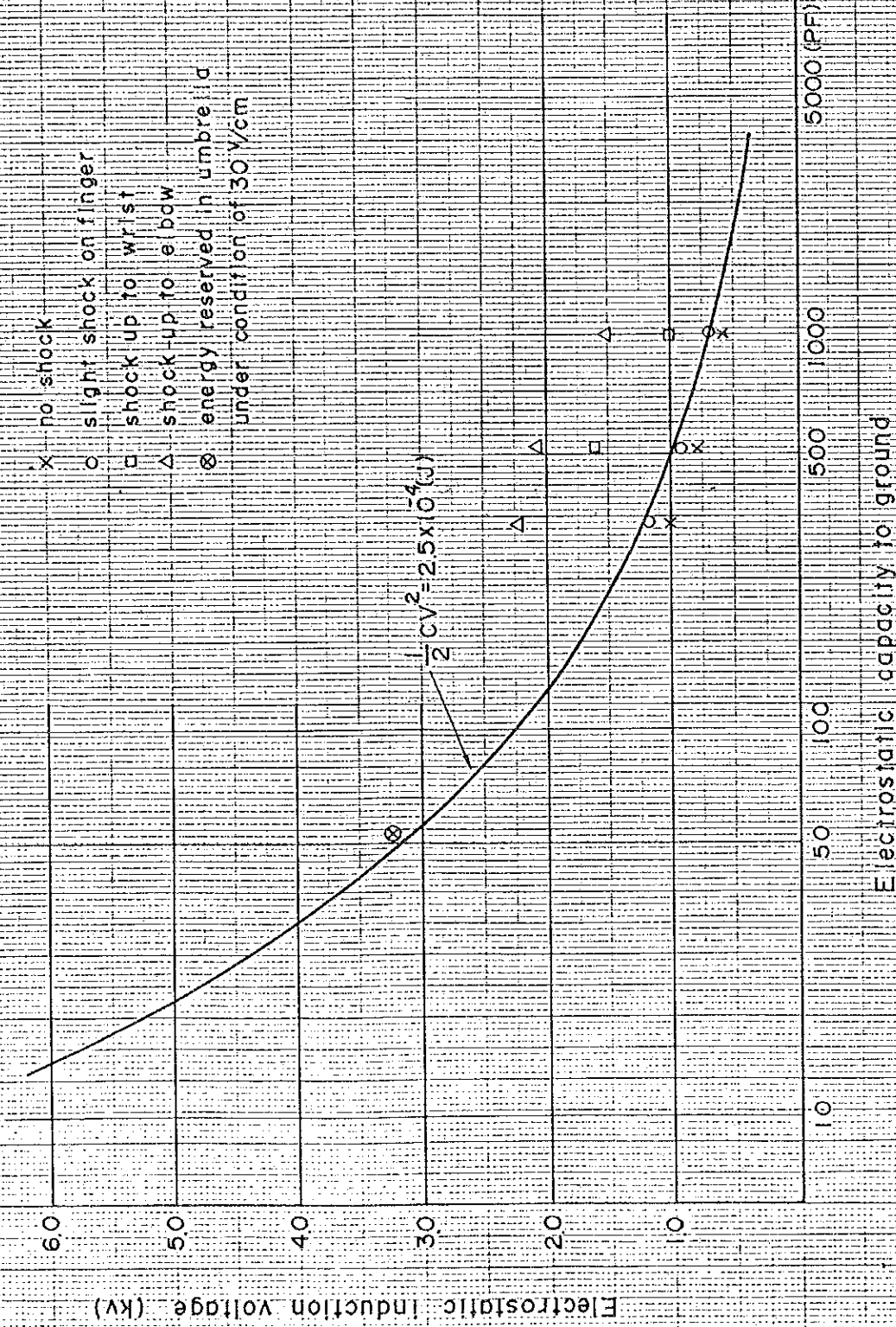
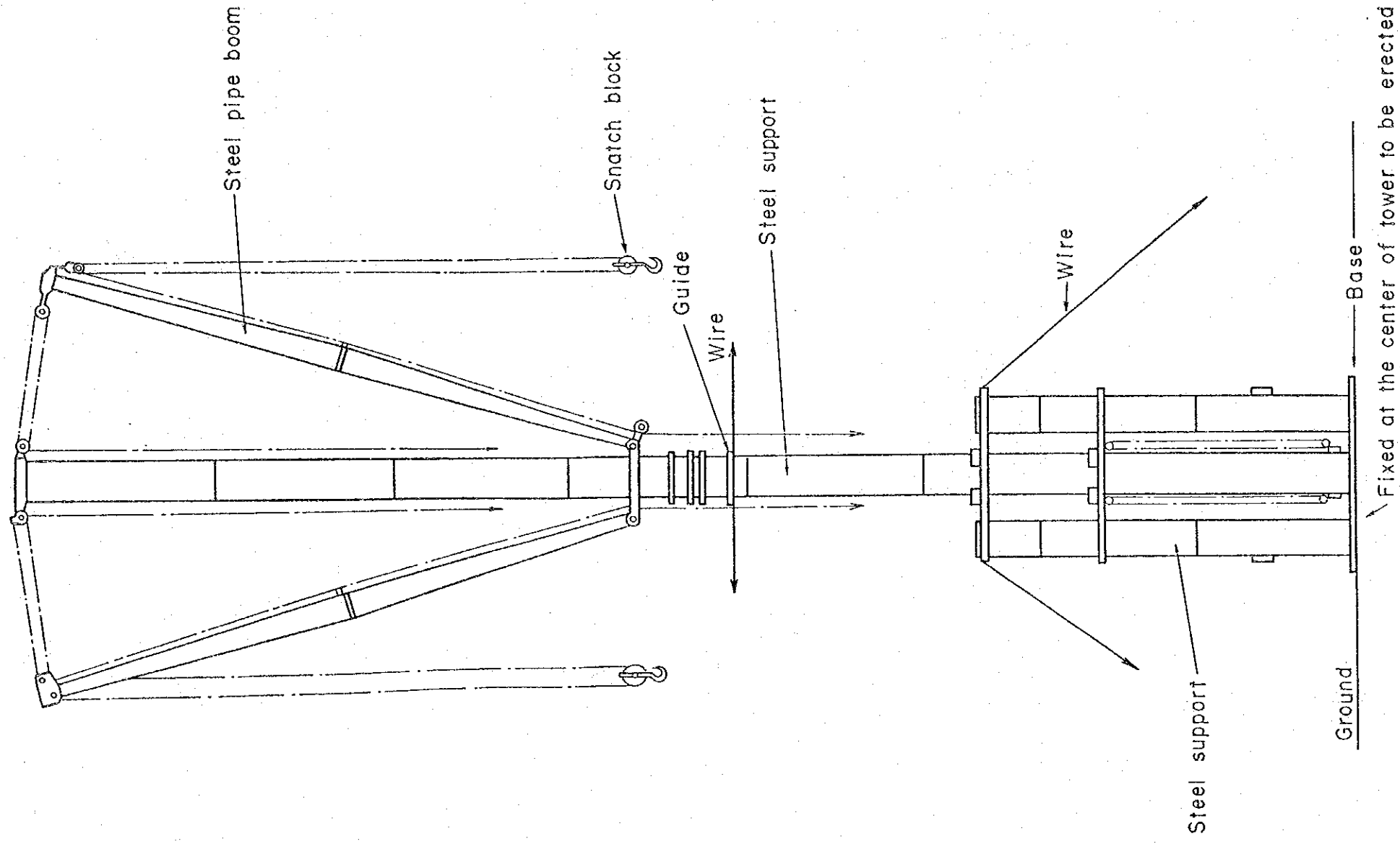
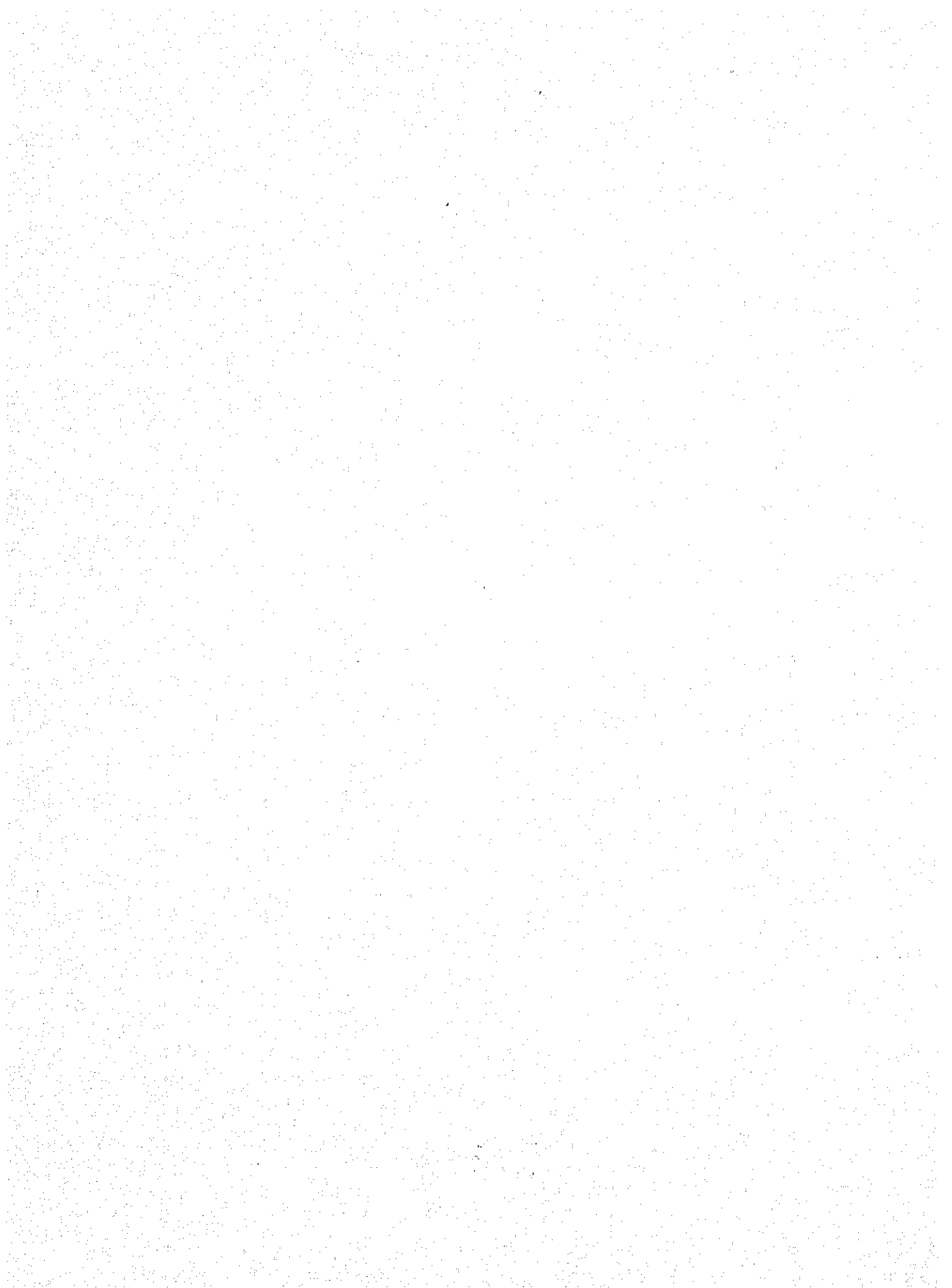


Fig.5-42 Thrust-up Type Derrick for Tower Erection





第 6 章 変電所の基本設計

6-1 設計基準の要約

6-1-1 絶縁協調

IEC規格、諸外国の実績、および最近の避雷器の性能からフィリピンEHV変電所の絶縁レベルは下記を採用する。

公称電圧	500 KV
定格電圧	525 KV
機器最高電圧	550 KV
定格耐雷絶縁強度	1550 KV
定格耐開閉サージ絶縁強度	1175 KV

またEHV変電所における汚損設計はIECの指針によってGened、Solano、San Jose、Kalayaan変電所は軽汚損地域、Naga、Lagasakiは中汚損地域とする。

6-1-2 耐震設計他の設計基準

耐震およびその他についての設計基準は下記のとおりである。

(1) 耐震条件

水平地震力	0.3 G 静的
安全係数	既設変電所と同一

(2) 風速条件

最大風速	185 KPH
------	---------

(3) 静電誘導

静電誘導については変電所構内および周辺について規制目標値を夫々12KV/m、8KV/mとする。

(4) ラジオ、TV障害および母線導体

コロナ障害については、既設230KV送電線と同等以下の70db程度のノイズレベルとするために、EHV変電所に用いる母線導体は硬アルミ線660mm²3導体以上を用いる。

6-1-3 その他

(1) 母線結線方式は1¹/₂しゃ断器方式を採用する。

(2) EHV系統およびEHV変電所の信頼度向上対策としてEHV系に用いるしゃ断器は2サイクルしゃ断器を、また主要継電器は無接点方式を採用し高速化を計るほか、しゃ断器

不働作、継電器不働作の対策を考慮する。

(3) 主要変圧器および分路リアクトルの防災対策を考慮する。

(4) 主要変圧器の容量は1バンク300MVAとし、分路リアクトルは230～500KV用は、70MVAR、69KV用は35MVARとする。

6-2 絶縁設計

6-2-1 基準絶縁強度

IEC38(1975)では機器の最高電圧として525KVを推奨しているが、フィリピンの場合は送電線亘長が長いことから送電端では525KVを超えるので、機器の最高電圧を550KVとする。フィリピンのEHV系統における一線地絡時の健全相の電圧上昇はコンピュータの計算結果ではFig.6-1の如くであり、その最高値は1.22倍である。この値は南部において発生し中央部、北部の順に低い。

つぎに送電線の全負荷がしゃ断されると発電機の端子電圧は1～2秒後最高に達し1.2～1.3倍の電圧値となり、送電線の電圧上昇はこれにフェランティ効果(Ferranti effect)を加えると200kmの送電線の場合には1.7倍にも達する。しかし、この全負荷しゃ断という現象については系統変電所が1 1/2 CB母線方式であるため殆んど発生しないこと、および仮に発生したとしても発電機端子で回路をしゃ断する等の対策を施すこととすれば、フィリピンのEHV系統における相-大地間の最高電圧は上記の1.22倍に余裕を持った値を考えればよい。

$$\text{即ち } \frac{550}{\sqrt{3}} \times (1.22 + \alpha) = 419 \text{ KV } (\alpha = 0.1)$$

従って避雷器の定格電圧は419KVより高い値の444KVを選定する。

最近の避雷器の特性から考えると(1例としてmetal oxide型避雷器の場合)定格電圧が444KVであればつぎの性能を保有している。

雷インパルスに対する最大制限電圧値(雷電流10KA 雷電流波形 $8 \times 20 \mu\text{s}$)は1,069KVである。また開閉インパルスに対する最大制限電圧値は特に定められていないが雷インパルス1.5KAの放電電流(波形 $8 \times 20 \mu\text{s}$)のときの制限電圧値が916KVであることから開閉インパルスの制限電圧値を大略900KV以下と推定することが出来る。

以上の如き避雷器の特性から機器の基準耐雷(耐開閉サージ)絶縁強度を次の如く選定することが出来る。

定格耐雷絶縁強度 1,550KV

定格耐開閉サージ絶縁強度 1,175KV

フィリピンEHV変電所における絶縁協調の状態をグラフで示せばFig.6-2の如くなる。

6-2-2 母線間隔

フィリピンのEHV変電所における母線間隔は標準として相間隔を8m、最低架台高さ2.5m、最低充電部高さ7m、主母線高さ18m、分岐母線高さ29m、架空地線高さ36mとする。この値は各国における実績値を参考にして求めたものである。なお詳細についてはFig.6-3、Fig.6-4のとおりでありFig.6-3はConventional typeでGenedを除く全変電所に適用する。またFig.6-4はhybrid typeでGenedに適用する。

6-2-3 汚損設計

フィリピンEHV変電所の設計汚損度および各絶縁がい子類（懸垂がい子、ステーションポストがい子、套管等）の必要な洩れ距離を次表の如く定める。

変電所名	海岸よりの距離 (km)	設計汚損度	必要洩れ距離(mm) 相間電圧(KV)
Gened	30	軽	16
Solano	50以上	軽	16
San Jose	20	軽	16
Kalayaan	20	軽	16
Naga	15	中	20
Legaspi	2	中	20

上表における海岸よりの距離は地図上から概略求め、設計汚損度については海岸よりの距離と現地の状況を総合考慮して定めたもので、設計汚損度、必要洩れ距離の考え方はIEC Recommendation "Guide for the choice of insulators under polluted condition (1980)" に従って適用するものである。

次表に示す懸垂がい子の個数については上表の考え方に従って必要洩れ距離から定めたがい子個数とFig.6-5、Fig.6-6に示す雷インパルス、開閉インパルスから定まる必要個数のうちの最大個数を抽出して定めたものである。

懸垂がい子の個数

設計汚損度	必要洩れ距離 (mm) (KV)	必要洩れ距離 (mm) at 550KV	*1 汚損から定まる 必要がい子個数	雷インパルス 基準電圧KV
軽	16	8800	St 31 Sm 21	1550
中	20	11000	St 38 Sm 28	1550

設計汚損度	*2 雷インパルス耐圧 から定まるがい子 個数	開閉インパルス 基準電圧 KV	*3 開閉インパルス 耐電圧より定ま るがい子個数	決定個数
軽	St 21 Sm 20	1175	St 31 Sm 31	St 31
中	St 21 Sm 20	1175	St 31 Sm 31	Sm 31

注 *1 適用するがい子 (I E C standard)

St: CA-501EC

disc 254mm spacing 146mm

leakage distance 292mm

e/m falling load 12ton

Sm: CA-825EC

disc 254mm spacing 146mm

leakage distance 432mm

e/m falling load 12ton

*2 Fig.6-5 より求めたもの。但し 1550KV に対してつぎの係数を乗じている。

(1) Correction factor for ambient condition 1.05

(2) Ratio of withstand voltage to 50% flashover voltage 1.12

∴ 1550KV × 1.05 × 1.12 = 1823KV

*3 Fig.6-6 より求めたもの。但し 1175KV に対してつぎの係数を乗じている。

(1) Correction factor for ambient condition 1.05

(2) Ratio of withstand voltage to 50% flashover voltage $1/0.85$

$$\therefore 1175 \times 1.05 \times 1/0.85 = 1452 \text{ KV}$$

6-3 母線結線方式

フィリピンにおけるEHV変電所の母線結線方式は代表的な4方式について比較検討を行ない1 $\frac{1}{2}$ 母線方式を採用する。

その主な理由は下記のとおりである。

- (1) しゃ断器を停止して点検、作業を行うとき、主要変圧器、若しくは送電線を停止する必要がない。
- (2) 母線事故が発生しても電力供給には支障がない。

なお、母線結線方式の比較検討についてはTable-1に詳述している。

6-4 静電誘導対策

フィリピンのEHV変電所構内における静電誘導電圧を規制する方法として大地電位傾度(地上高1mで測定)を12KV/m以下に制限する。その根拠はつぎの如くである。

- (1) アメリカのElectric Power Research Instituteにおける実験結果ではFig.6-7に示すとおりでつぎのように要約出来る。
- (2) 人間が辛棒出来ないと感じる電位傾度は、15~20KV/mより大きい値である。
- (3) 人間が電気を感じ始める電位傾度は個人差はあるけれども、10~15KV/mより大きい値である。
- (4) 以上のことから変電所構内の静電誘導電圧の規制値としては人間が辛棒出来ないと感じる値15KV/m以下で実質上人間に影響を与えない12KV/m、又変電所周辺については人間が電気を感じ始める値以下として8KV/mを夫々の制限目標値として選定した。

静電誘導電圧として大地電位傾度を12KV/mに制限するためには過去の実績例から判断してつぎのことが必要である。

- (1) 最低充電部の高さを7m以上とする。
- (2) 最低接地部の高さを2.5m以上とする。

この数値は6-2-2項母線間隔に反映されている。

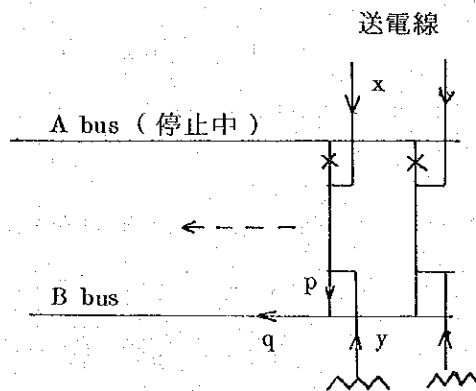
6-5 ラジオ障害と母線導体

EHV送電線、および変電所から発生するコロナ雑音の周波数は1MHz前後であって電波障害を与えるのは中波のラジオ受信で発生する。このコロナ雑音レベルの制限値は現在の既存230KV送電線が特に障害を与えていない実情から、EHV変電所から発生するコロナ雑音を230KV既設送電線のそれと略等しくなるような設計を行うものとする。コロナ雑音レベルを表わすのに充電物直下10mにおける電界の強さで表わし $1\text{KV}/\text{m} = 0\text{db}$ とする。

230KV既設送電線のコロナ雑音レベルはその導体が795MCM単導体とすると線間距離が6m(7m)の場合73.5(72.3)dbとなる。これをEHV変電所に適用する場合余裕をみてその制限値を70dbとすると水平3導体配列の場合、導体の断面積は 660mm^2 以上を必要とする。この関係はFig.6-8のとおりである。

つづいて導体の電流容量について検討を行う。一般の変電所回路とし次図を想定し、送電線の使用導体は795MCM \times 4として電流容量の70%運用を基本に考えるとEHV変電所において片母線停止を想定すれば分岐母線には約2,700A、主母線には約5,400Aの電流容量を必要とする。水平3導体配列における各導体毎の電流容量はFig.6-9の如くであり、これから分岐母線は $\text{HA}\phi 660\text{mm}^2 \times 3$ 、主母線には $\text{ThA}\phi 850\text{mm}^2 \times 3$ を用いることとする。

母線通過電流の想定



注(1) 送電線の導体はACSR795MCM \times 4であり常時70%運用と考える。

$$x \text{ 点の通過電流 } \quad 835\text{A} \times 4 \times 0.7 = 2,340\text{A}$$

注(2) 主要変圧器は300MVAとし常時100%運用と考える。

$$y \text{ 点の通過電流 } \quad \frac{300 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 525} = 330\text{A}$$

注(3) p点の通過電流 $2,340 + 330 = 2,670\text{A}$

注(4) q 点の通過電流 $2,670 \times 2 = 5,340 \text{ A}$

注(5) 以上によって主母線の最大通過電流は 5.4 KA、分岐母線は 2.7 KAとして導体断面を定める。

6-6 信頼度向上対策

EHV系統および変電所の信頼度を向上させるための対策のうち主な項目はつぎの如くである。

- (1) 2サイクルしゃ断器を用い再閉路可能とする。
- (2) 主要な継電器については無接点化し高速化を計る。
- (3) 主要な継電器については2重化し、自動点検、常時監視方式を採用する。
- (4) しゃ断器の不動作時のバックアップ方式を採用する。
- (5) 所内回路は重要部分を2重化する。
- (6) 適量の予備品、付属品を保有するように考える。

2重化を行うものについて列記すれば Table 6-2 の如くなる。

6-7 制御および保護方式

6-7-1 制御方式

制御方式は常時監視方式とし、主機の制御操作は配電盤室で一操作員で自動若しくは手動で行える方式とする。(既設230KV変電所と同一方式)また EHV設備に関連する設備の制御は専用の制御室から制御する方式とする。(Gened, Kalayaanを除く)

6-7-2 保護方式

(1) 送電線保護方式

- (a) 主保護継電器は二重化し2サイクルで事故検出を行うものとする。
- (b) 主保護継電方式は標本量位相比較保護継電方式を採用する。
- (c) 1 ϕ /3 ϕ 高速再閉路、或は低速度再閉路可能とする。
- (d) 電力線搬送端子を付属する。
- (e) 主保護継電器は自動点検、常時監視方式とする。
- (f) 後備保護継電器は方向距離継電器(レンズ特性ブラインド)とし過電流継電器を付属し、常時監視方式とする。

(2) 母線保護方式

- (a) 主保護継電器は電圧差動継電器とする。またフェイルセーフ用として電圧継電器を用いる。
 - (b) 全継電器は自動点検、常時監視方式を採用する。
- (3) 主要変圧器保護方式
- (a) 主保護継電器は比率差動継電器とし高速過電流継電器を内蔵する。
 - (b) 後備保護継電器は過電流および接地過電圧継電器とする。
 - (c) 主保護、後備保護継電器とも自動点検、常時監視方式を採用する。
- (4) シャ断器不動作対策継電方式
- シャ断器不動作対策継電器としてシーケンス、コントローラを用い12サイクル以内に故障を除去する。
- (5) 分路リアクトル保護方式
- 差動継電器と過電流継電器を用いる。
- (6) 故障点標定器およびその他
- (a) EHV送電線事故点を標定する装置としてサージ受信型故障点標定器を設置する。親局には信号送信装置を、子局には信号受信装置を設置する。
 - (b) EHV変電所に使用される通信回線は継電器用についてはPLCで2重化し、遠隔制御(テレックス、テレメーターリング等)および電話回線についてはPLC若しくはマイクロで2チャンネルを確保するようにする。その関係はFig.6-10に示すとおりである。
なお、EHV変電所の保護方式についてはFig.6-11の標準結線図のとおりである。
また変電所の標準所内回路はFig.6-12のとおりである。

6-8 環境調和対策

環境調和としては、防災関係を重点的に実施する。

- (1) 洩油対策として、主要変圧器、分路リアクトルについて本体周辺に敷バラスを布設する。
- (2) 主要変圧器については隣接バンクとの境界にコンクリート壁を設け自動/手動のスプレイ装置と手動消火栓を設ける。分路リアクトルには手動注水可能な消火栓を設備する。

6-9 地震および風速条件

風速については従来適用されてきた最大風速185KpHを採用する。

地震については、EHV機器の高さが7m以上になることから0.3G(静的)を採用する。

6-10 接地設計

接地設計は 'Guide for Safty in A-C Substation grounding, IEEE Standard 80-1976' に準拠する。網目状に埋設する主接地線および主接地線と機器との接続線は HDCC 100~150 mm (但し零電位を保つだけのものは 38 mm) とし電線間の接続は圧縮型又は溶接型を、機器側端子はボルト締めを用いる。屋外鉄構の架空地線の接続点には避雷針を設け絶縁線若しくは、HDCC 100~150 mm と接続する。

6-11 EHV 変電所に用いる主要機器

6-11-1 主要変圧器

- (1) 各変電所毎に揚陸港および道路事情が異なっているが、過去の実績から Gened および Solano 変電所については、橋梁等を補強することによって下記の輸送が可能と考えられる。

寸法 3.5 m 巾 × 5 ~ 6 m 長 × 4 m 高 (トレーラ積載時)

重量 40 ton (本体のみ)

ただし、Kalayaan, San Jose 変電所については、寸法制限は上記同様であるが

重量 60 ton (本体のみ)

が可能と考えられる。

- (2) 主要変圧器の容量については下記を標準とする。

ONAN 300 MVA × 60%

OFAF 50% 300 MVA × 80%

OFAF 100% 300 MVA × 100%

- (3) 主要変圧器は負荷時タップ切替器付とし 3 次に通過容量の 30% 程度の安定巻線を保有するものとする。

6-11-2 分路リアクトル

- (1) 分路リアクトルの輸送制限は主要変圧器に準ずる。
(2) 分路リアクトルの単機容量および冷却方式は下記とする。

525 KV ~ 230 KV 66 KV

単機容量 70 MVAR 35 MVAR

冷却方式 100% OFAF 100% OFAF

6-11-3 シャ断器

(1) 公称電圧	500KV		
(2) 定格電圧	550KV		
(3) 定格電流	3000A		
(4) 短絡遮断電流	40KA		
(5) 定格過渡回復電圧	100%	RRRV	2KV/μs
	60%	"	3KV/μs
	30%	"	5KV/μs
	10%	"	10KV/μs
(6) 定格責務	O-t-CO-t'-CO		送電線用
	CO-t'-CO		変圧器、リアクトル用
(7) 最高許容開閉サージ過電圧			858KV
(8) 型式	ガスしゃ断器		

6-12 変電所地点と機器配置

本プロジェクトは4発変電所について実施する。即ちGened発電所、Solano、San Jose、Kalayaan変電所である。各所の地点と機器配置は下記の如き理由によって定められた。

6-12-1 Gened発電所

本発電所はルソン島のEHV系統最北の端子である。この発電所は総出力600MWをEHV送電線を通してSolano経由マニラ方面へ送電する計画である。またこの発電所には230KVとの連絡変圧器を有しBallesteros, Lalo, Tuguegaraoを経由してSantiagoとの連結を保っている。このGened発電所計画については“Apayao-Abulug river hydroelectric development project”において成案を得ているとおりであるが、EHVプロジェクトとしてはGened発電所のEHV部分のみを担当するものであり上記プロジェクトとの協調をとって施行する。EHVプロジェクトとして施行する範囲は下記のとおりである。

500KV送電線 2回線

上記に付属する鉄構、母線、制御ケーブル、送電線保護装置、母線保護装置等一式を含む。

Gened発電所においては開閉所としての用地が狭隘のためハイブリッド型を用いる。

開閉所の回路および機器配置についてはFig.6-13のとおりである。

6-12-2 Solano 変電所

Solano 変電所は北部ルソン島の重要変電所であり将来計画としては Magat、Chico IV、Diduyonを始め Santiago 経由 CFTH-III等から発生した電力を EHV に昇圧して San Jose へ送電する変電所である。1982年においては 230KV 4回線のみの変電所であるが既設変電所に隣接して約 120,000 m^2 の用地を買収し最終設備として 500KV 送電線 4回線、主要変圧器 4バンク、分路リアクトル 700MVAR、230KV 10ベイを設置できる変電所としての構想で建設するものである。

今回のプロジェクトでは下記を設置する。

500KV送電線	4回線
500/230KV主要変圧器	2バンク
分路リアクトル	700MVAR

変電所の回路および機器配置については Fig.6-14、Fig.6-15のとおりである。

6-12-3 San Jose 変電所

San Jose 変電所は北部ルソンの水力電源の受電用変電所であるとともに Bataanの火力発電、および原子力発電との連けい、およびマニラへの供給用を受持つキー変電所である。現在は 230KV 6回線、115KV 6回線および 230/115KV 連絡変圧器 300MVA \times 2の容量をもち、EHV側の一部用地も買収済である。今回最終計画として 500KV 送電線 4回線、主要変圧器 300MVA \times 6バンク、230KV 設備 7ベイ、115KV 6ベイ、分路リアクトル 210MVARの収容能力をもつ変電所として設計する。今回のプロジェクトとして実施する内容はつぎのとおりである。

500KV送電線	2回線
500/230KV主要変圧器	1バンク
500/115KV主要変圧器	1バンク
分路リアクトル	210MVAR

変電所の回路および機器配置については Fig.6-16、Fig.6-17のとおりである。

6-12-4 Kalayaan 変電所

Kalayaan 変電所はルソン島最初の揚水発電所である Kalayaan 発電所から約 5 km 離れた地点に設置される変電所であり、上記発電所の電力と北部からは主として水力発電々力を又南部からは地熱電力を受電しマニラ周辺に送電する役目を持った重要変電所である。

Kalayaan 変電所の最終設備としては 500KV 送電線 4回線、主要変圧器 4バンク、分路リ

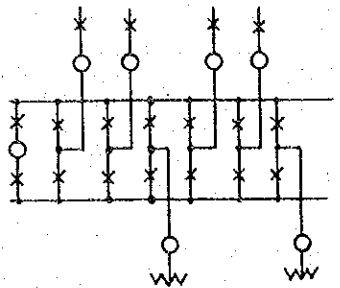
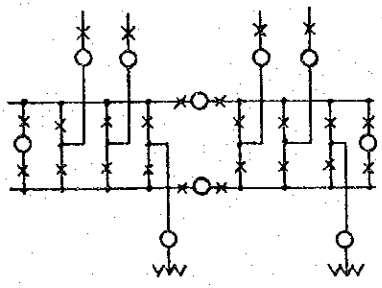
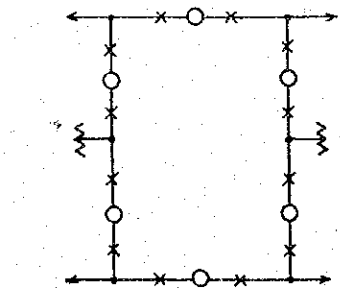
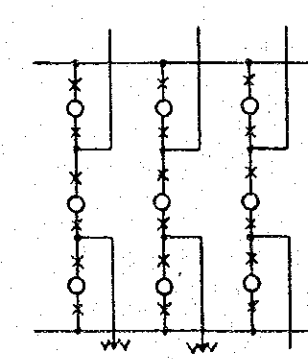
アクトル 560 MVAR、230 KV 8 ベイを考慮している。なおこの 230 KV 8 ベイの中には、Kalayaan 発電所に当初引込む 230 KV 6 回線を最終的に Kalayaan 変電所側へ移設する計画も含めている。今回のプロジェクトの範囲はつぎの如くである。

500/230 KV 主要変圧器 1 バンク

230 KV 母線整備 6 回線分

Kalayaan 変電所の回路および機器配置については Fig. 6-18、Fig. 6-19 のとおりである。

Table 6-1 Comparison of Each Bus Configurations

Configurations	One line diagram Legend o Circuit breaker (C.B.) x Disconnecting switch (D.S.) ww Main transformer	Nos. of circuit breakers and disconnecting switch	Outage requirement for circuit breaker maintenance	Problem involved in substation operation	Service stoppage in case of bus fault
Double bus bar, single tie line bus configuration		CB 7 DS 18	Outage required	No problem	Function of system connected to the bus being halved
Double bus bar, four divided bus configuration		CB 10 DS 24	ditto	ditto	Function being cut to 3/4
Ring bus bar Configuration		CB 6 DS 12	Outage not required	System separation, apt to be incurred in case of outage of a transformer or transmission line under the C.B. maintenance.	Service outage will be incurred on the main transformer or transmission line connected to the faulted bus bar
1½ C.B. bus bar configuration Preferable configuration for Luzon EHV substation		CB 9 DS 18	ditto	No problem	No effect

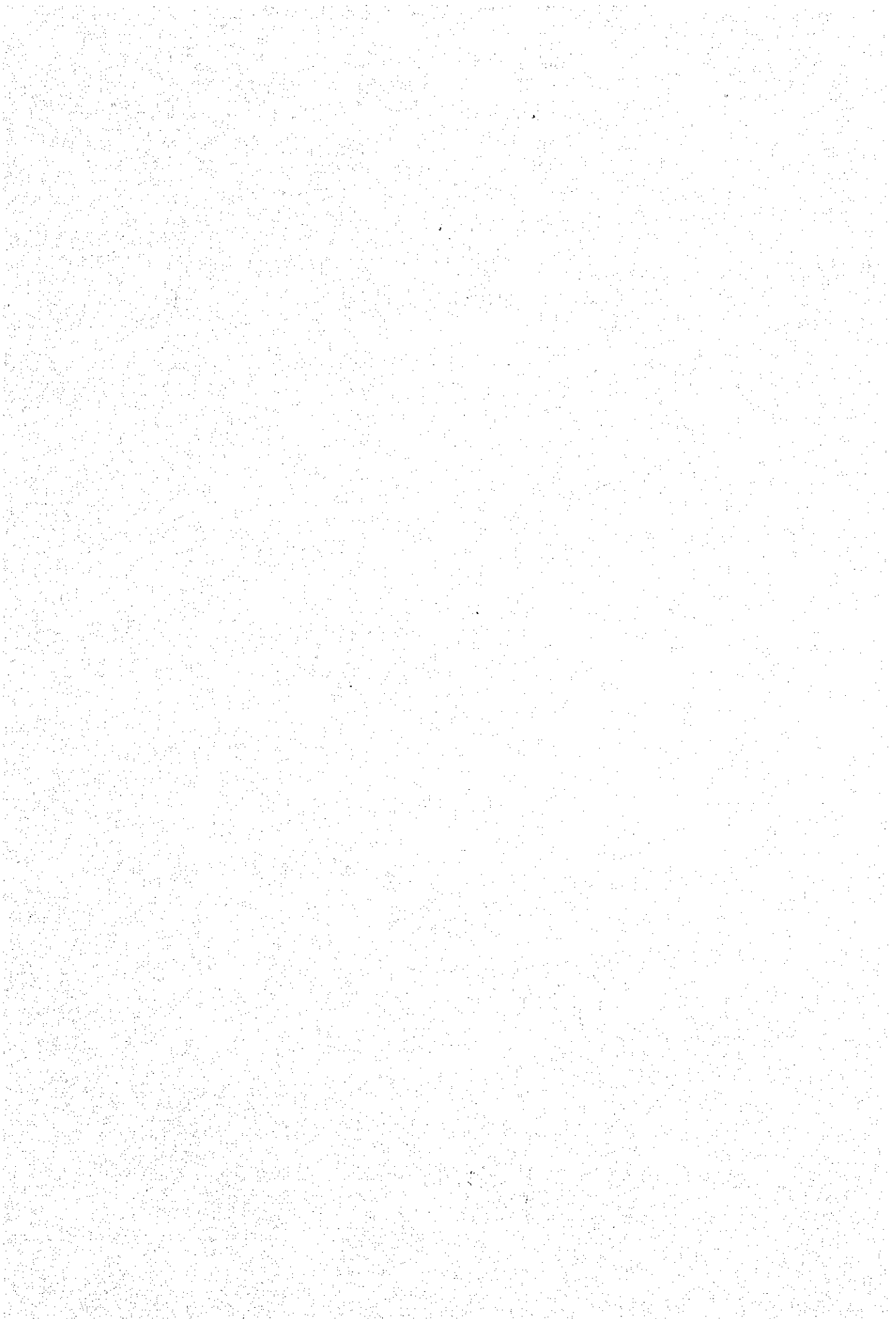


Table 6-2

Duplicated Facilities in Philippine EHV Substation
(Comparing with existing substation)

Item		existing 230 kV substation	Proposed plan for EHV Substation	Note
Main Transformer	Protective relay	(M+B) x 1	Transformer only (M+B)x1, including bus protection (M+B)x1	M: Main relay B: Back up relay
	Electric source for cooler	1 route	2 routes	
Circuit breaker	Oil pump	single	duplicate	
	Others	-	C.B. failure relay will be installed.	
Protection relay	Line protection	(M+B) x 1	M x 2 + B x 1	
	Tele-communication route for line protection	single	duplicate	
	Bus protection	single	single	
	CB. failure relay	-	single	
	Fault locator	-	single	
Station service	Automatic Oscillograph	-	single	
	Station source transformer	single	duplicate (including power supply route)	
	Home service transformer	single	ditto	
	Battery charger 125V	duplicate	duplicate	
Telephone and Others	Battery charger 48V	single	duplicate	
	Telephone	2 channels	2 channels	
	Remote control Telex Tele-metering	2 channels	2 channels	

Fig. 6-1 Sound Line Abnormal Voltage Rise in Case of Other One Line Ground Fault

Name of Substation	Gened	Solano	Kalayaan	San Jose	Naga
Ratio between abnormal voltage and normal voltage	1.078	1.226	1.207	1.265	1.34

- Note 1. Ratio between abnormal voltage and highest voltage for equipment is indicated as above value $\times \frac{500}{550}$, such as Naga case $1.34 \times \frac{500}{550} = 1.22$.
2. These values are conducted by CPU. The following figure indicates the case of 1ϕ ground fault at Naga substation bus.

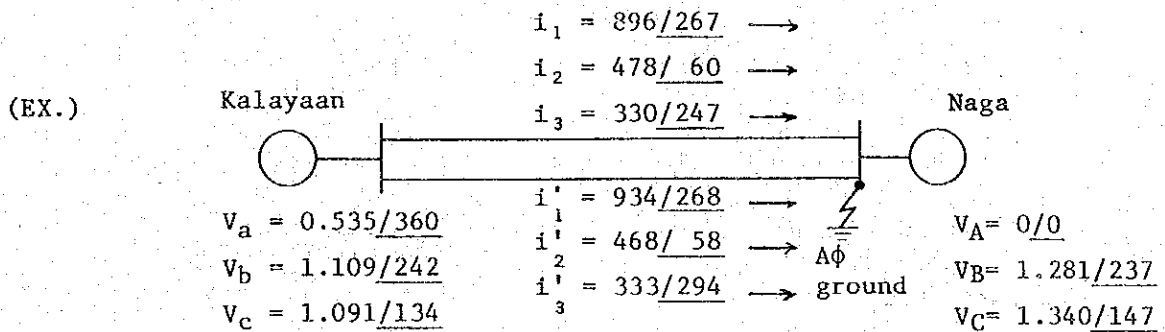
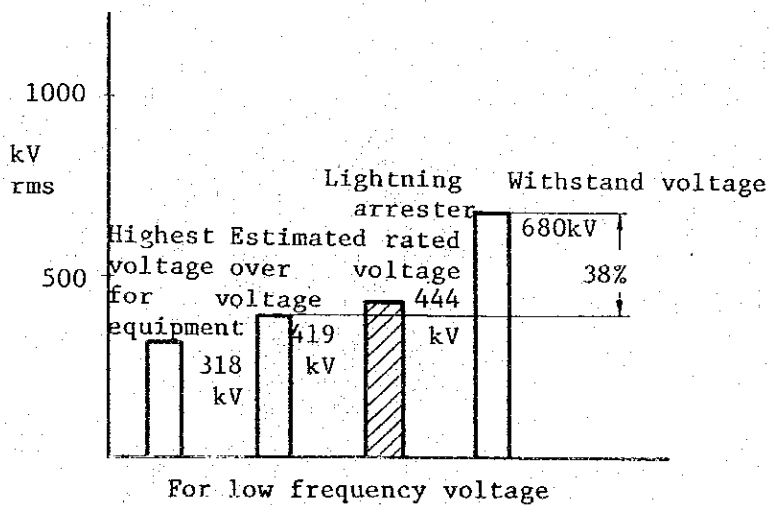
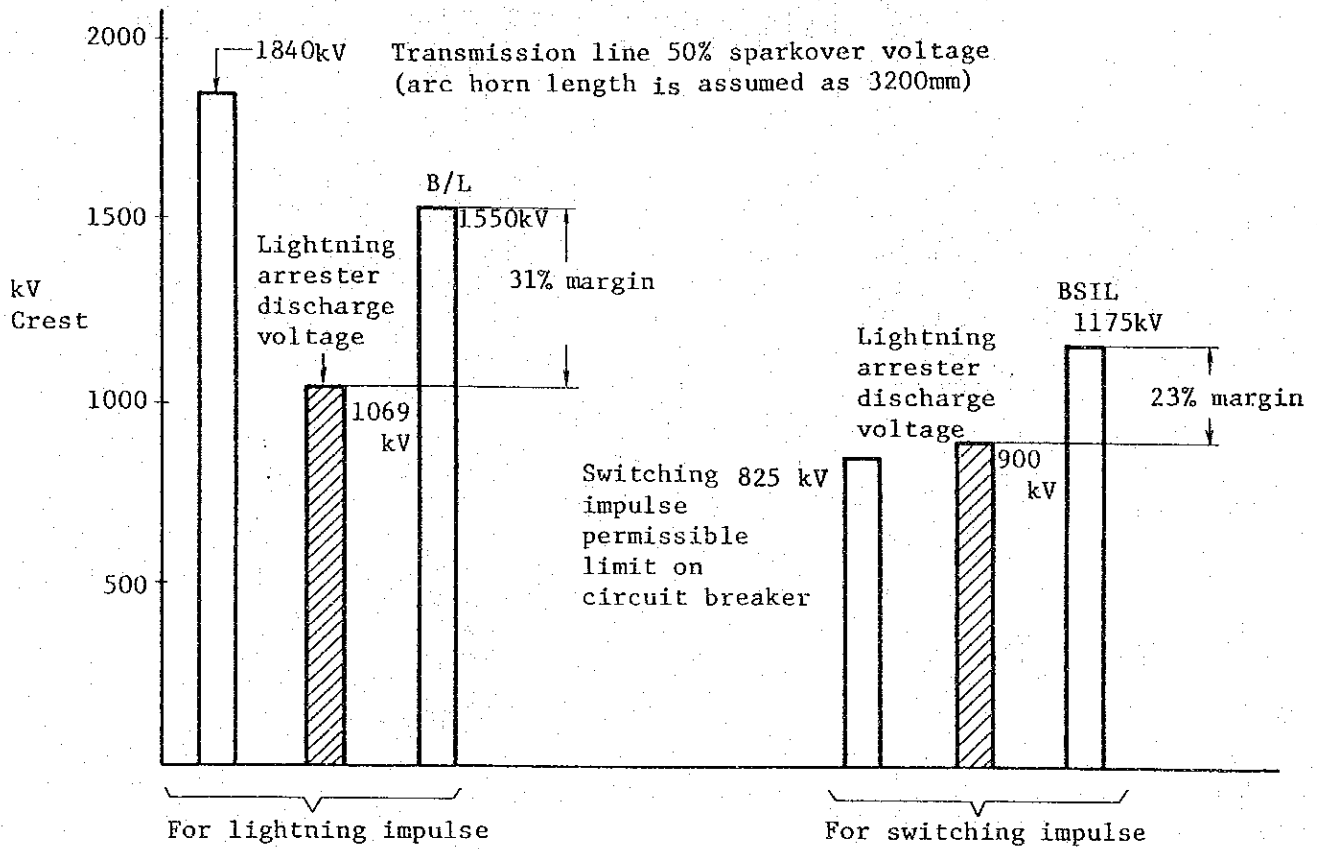


Fig. 6-2 Insulation Coordination



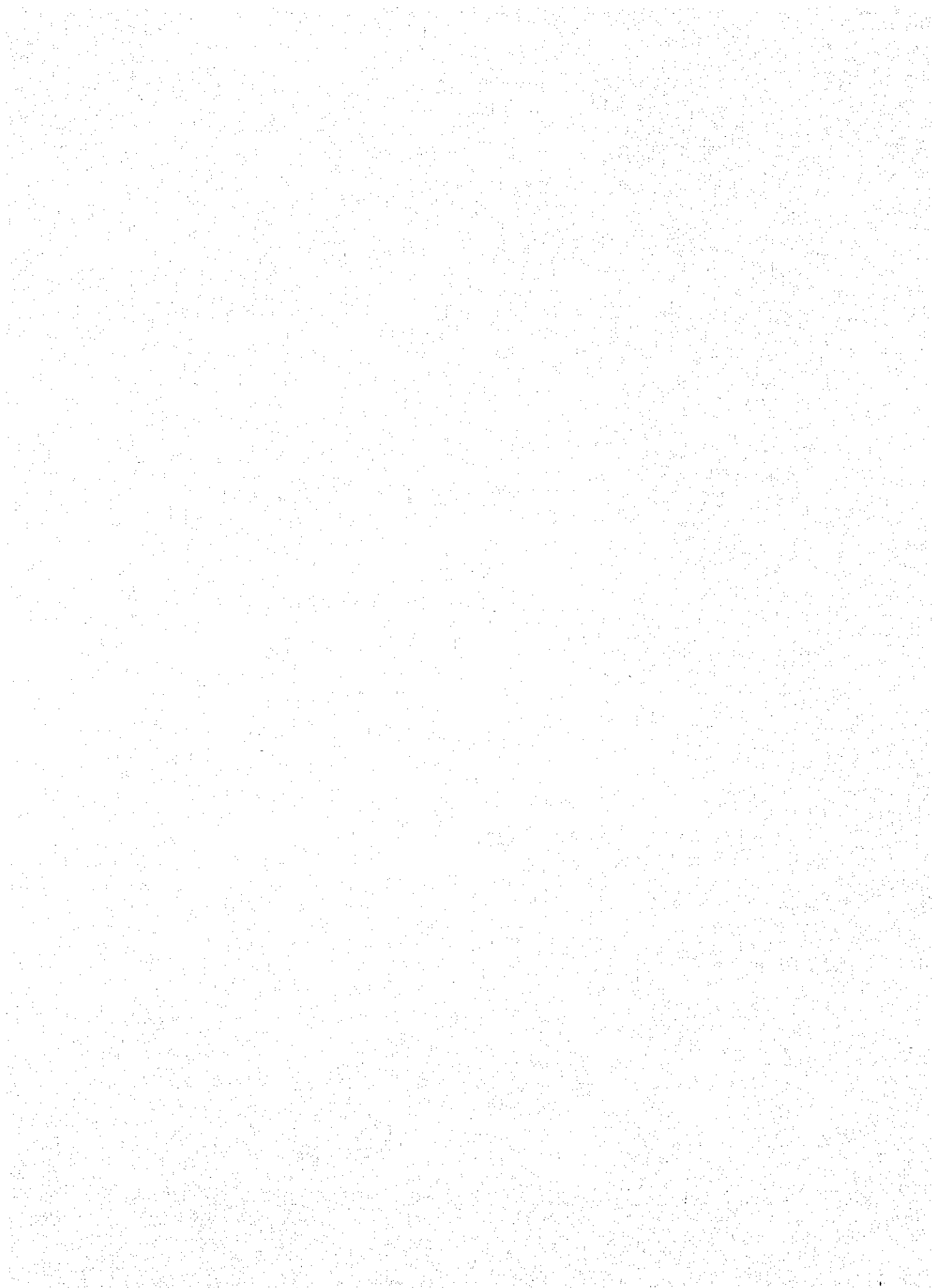
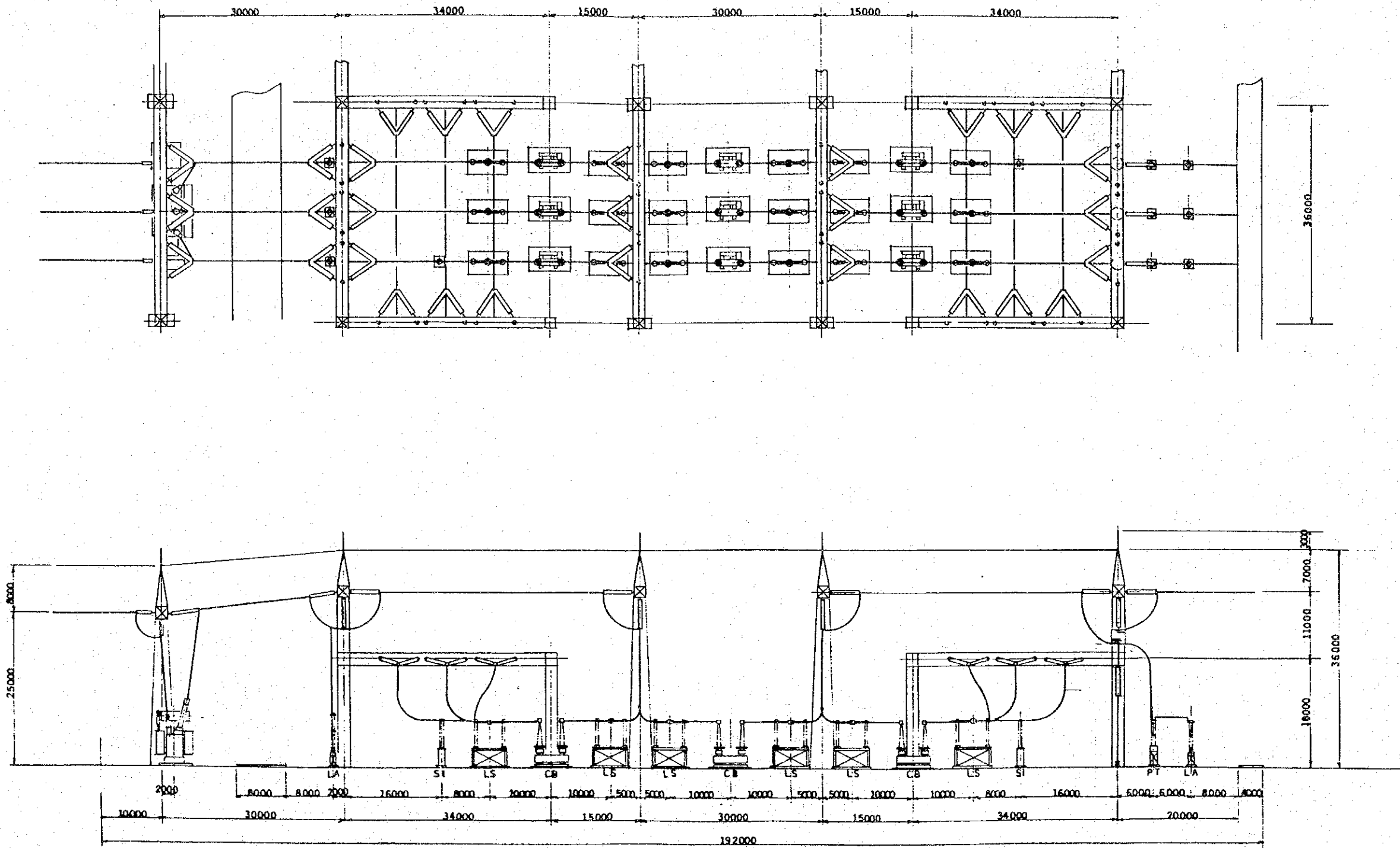
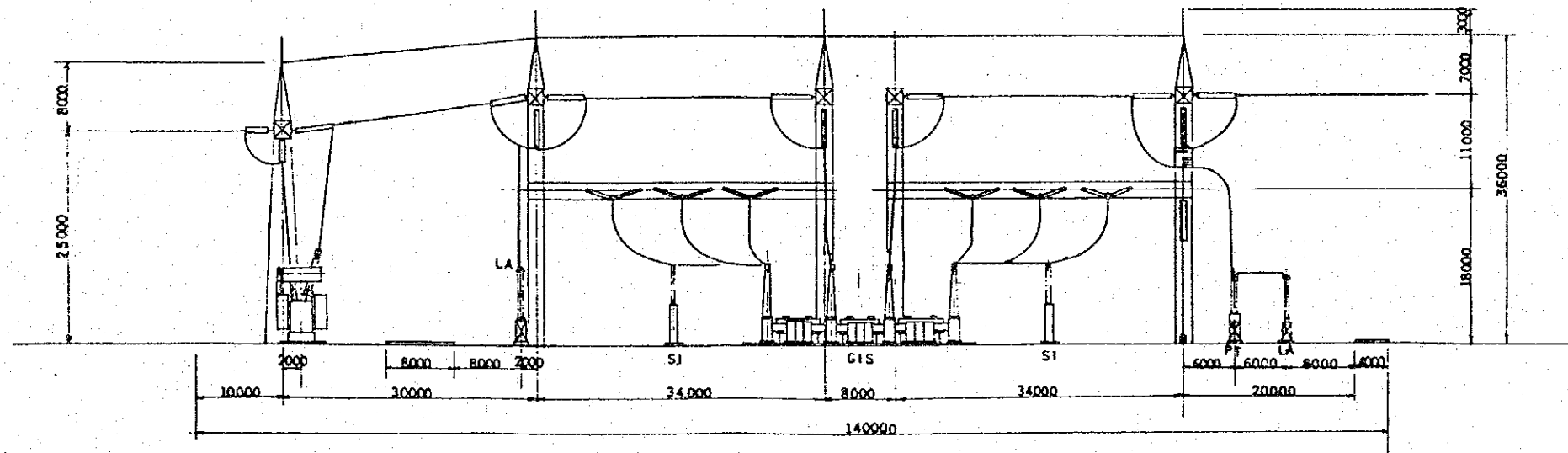
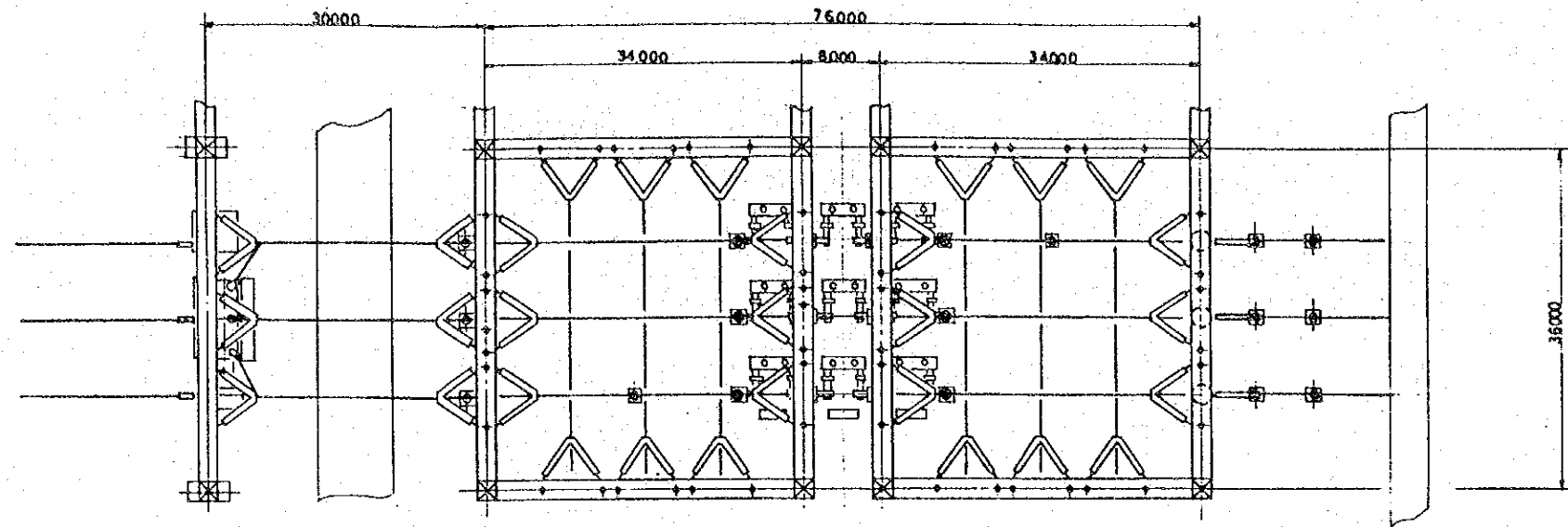


Fig.6-3 Conventional Type Layout
(Dead Tank Gas Circuit Breaker)



legend			
T R	transformer	C B	circuit breaker
C U B	cubicle	L T	line trap
S I	supporting insulator	P T	potential transformer
L S	line switch	L A	lightning arrester

Fig.6-4 Hybrid Type Layout,



Legend			
T.R	transformer	L.T	line trap
CUB	cubicle	P.T	Potential transformer
S.I	supporting insulator	L.A	lightning arrester
G.I.S	gas insulated switchgear		

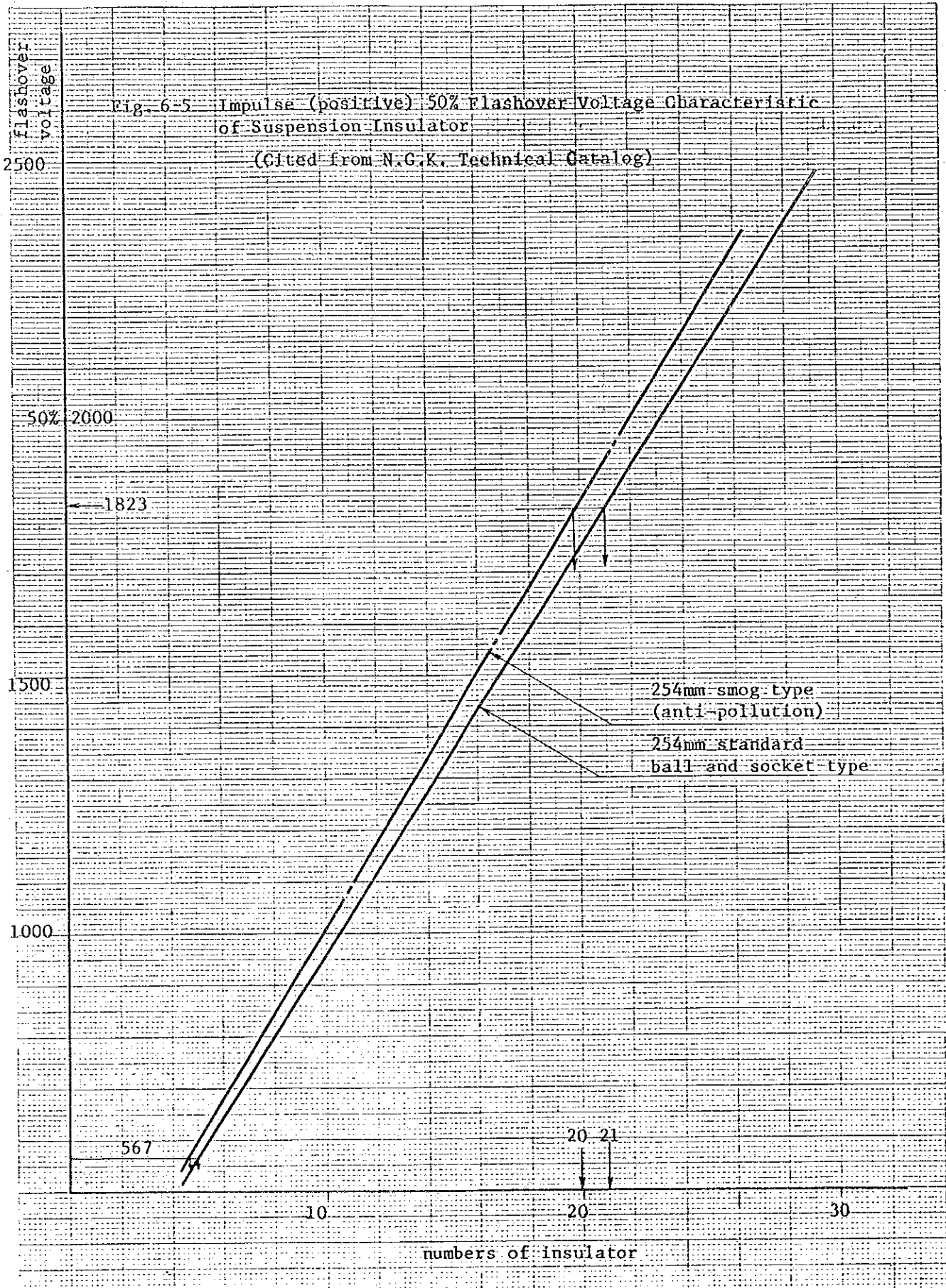


Fig. 6-6 Switching Impulse Characteristic of Suspension
& Anti-Pollution Insulator
(Cited from N.G.K. test data)

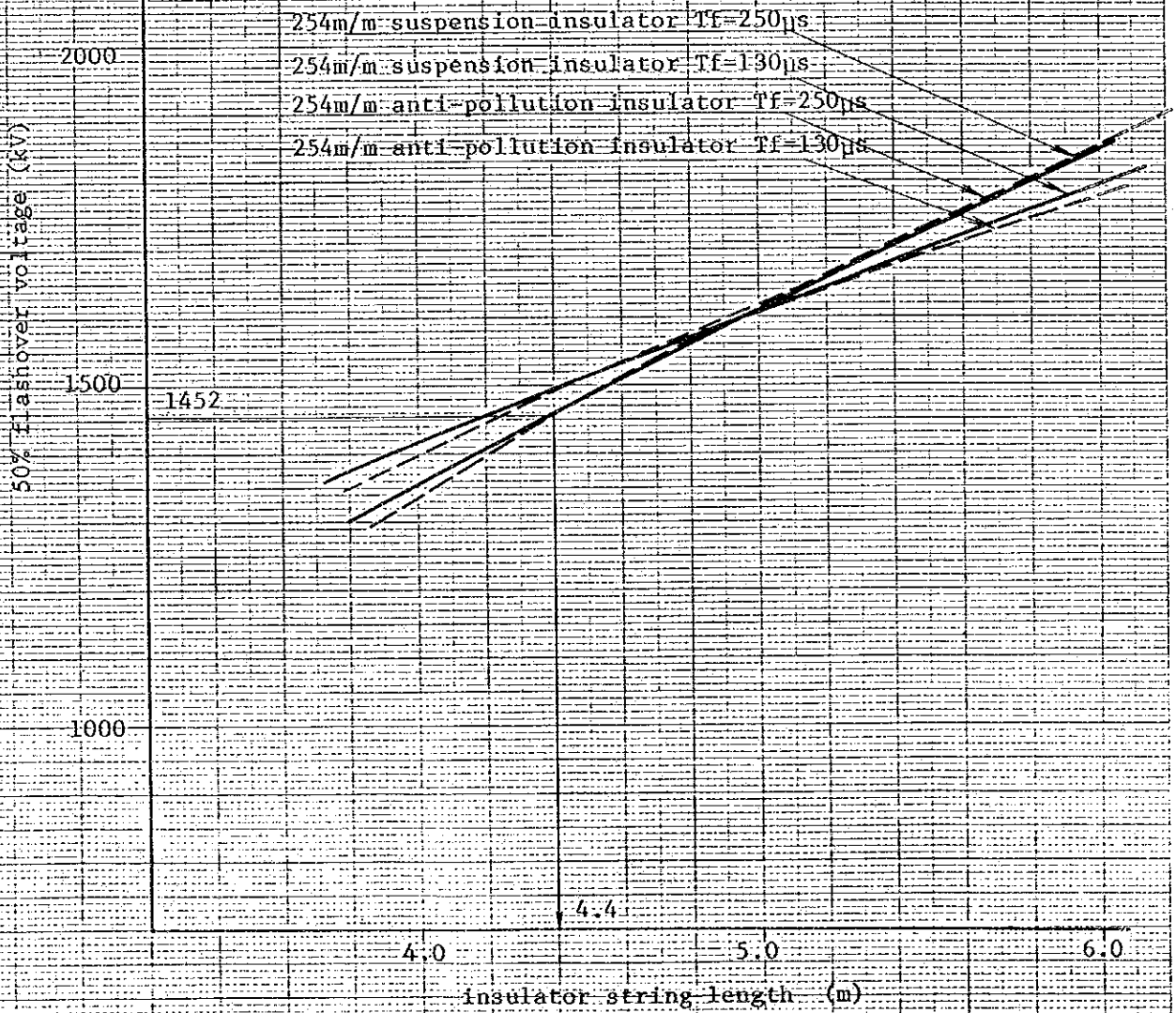
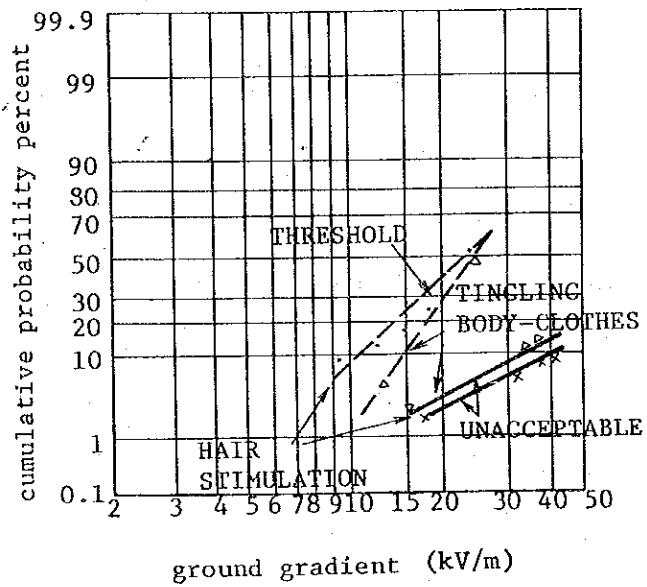


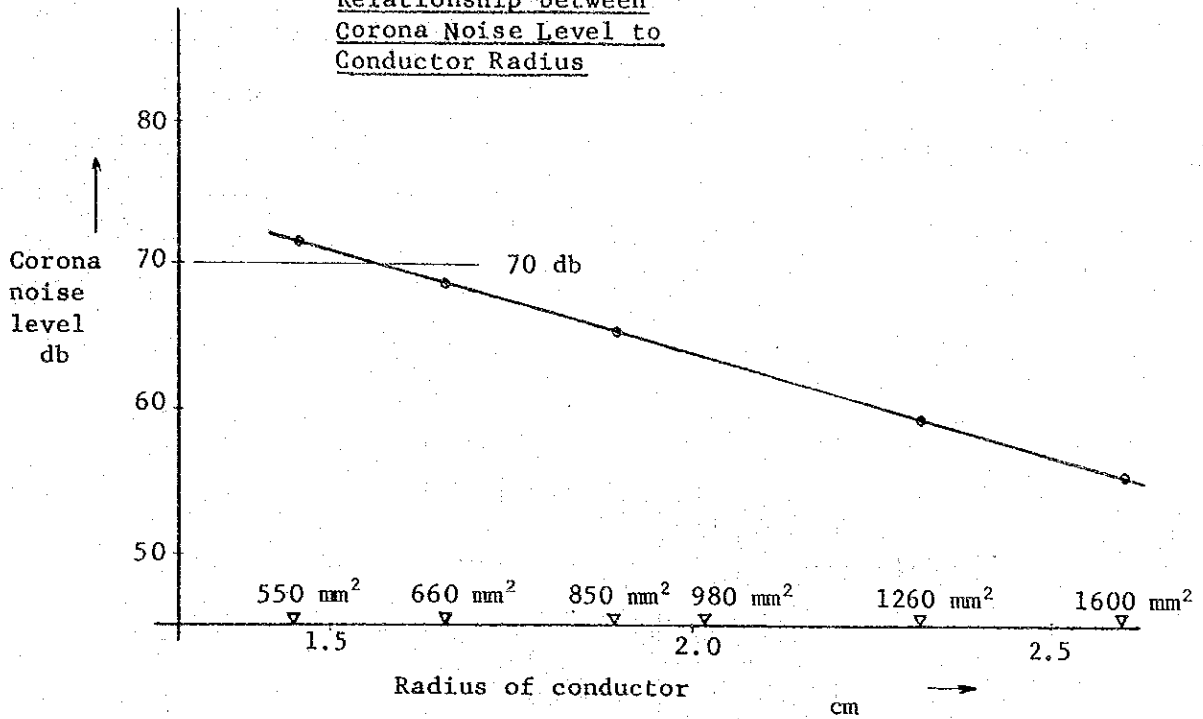
Fig. 6-7 Effect of Gradient at Ground Level on Persons



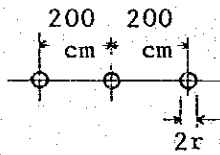
27 people, some of them on different occasions were asked to walk under the test line and to fill out a analysis of the answers showed the figure.

Fig. 6-8

Relationship between
Corona Noise Level to
Conductor Radius



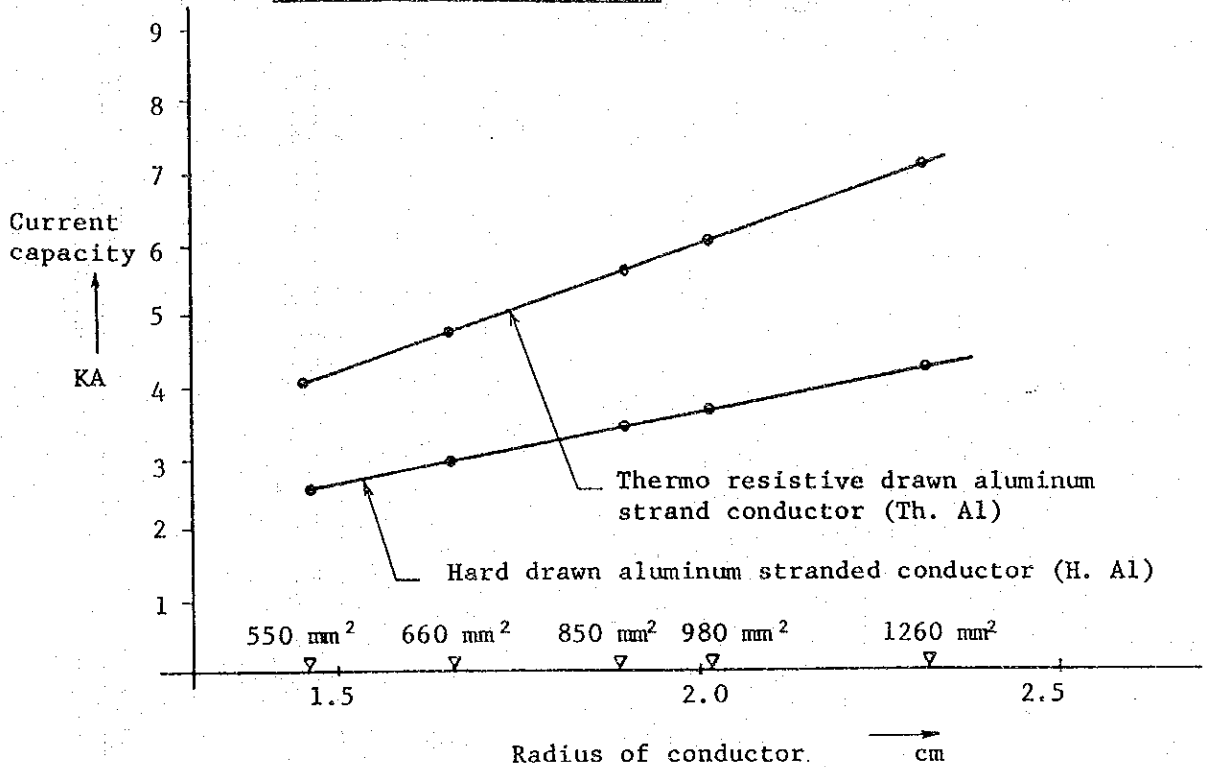
Bus conductor arrangement



r: Radius of conductor

Fig. 6-9¹

Current Capacity of Horizontally Stringed Triple Aluminum Conductor



Note 1. Bus conductor arrangement is same as Fig. 6-8

2. Condition

Conductor temperature

Th. Al; 150°C

H. Al; 90°C

Ambient temperature 40°C

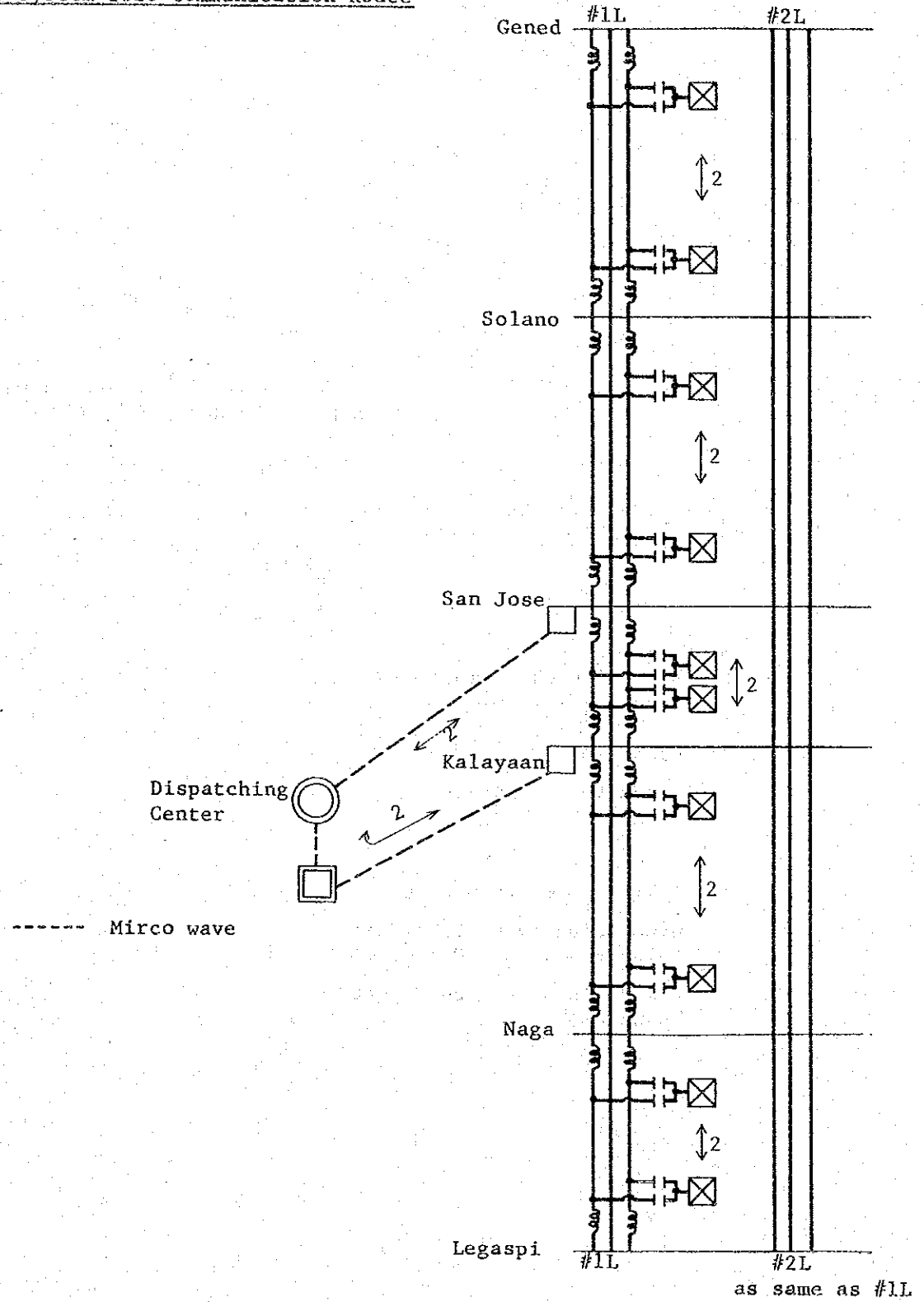
Wind velocity 0.5 m/sec

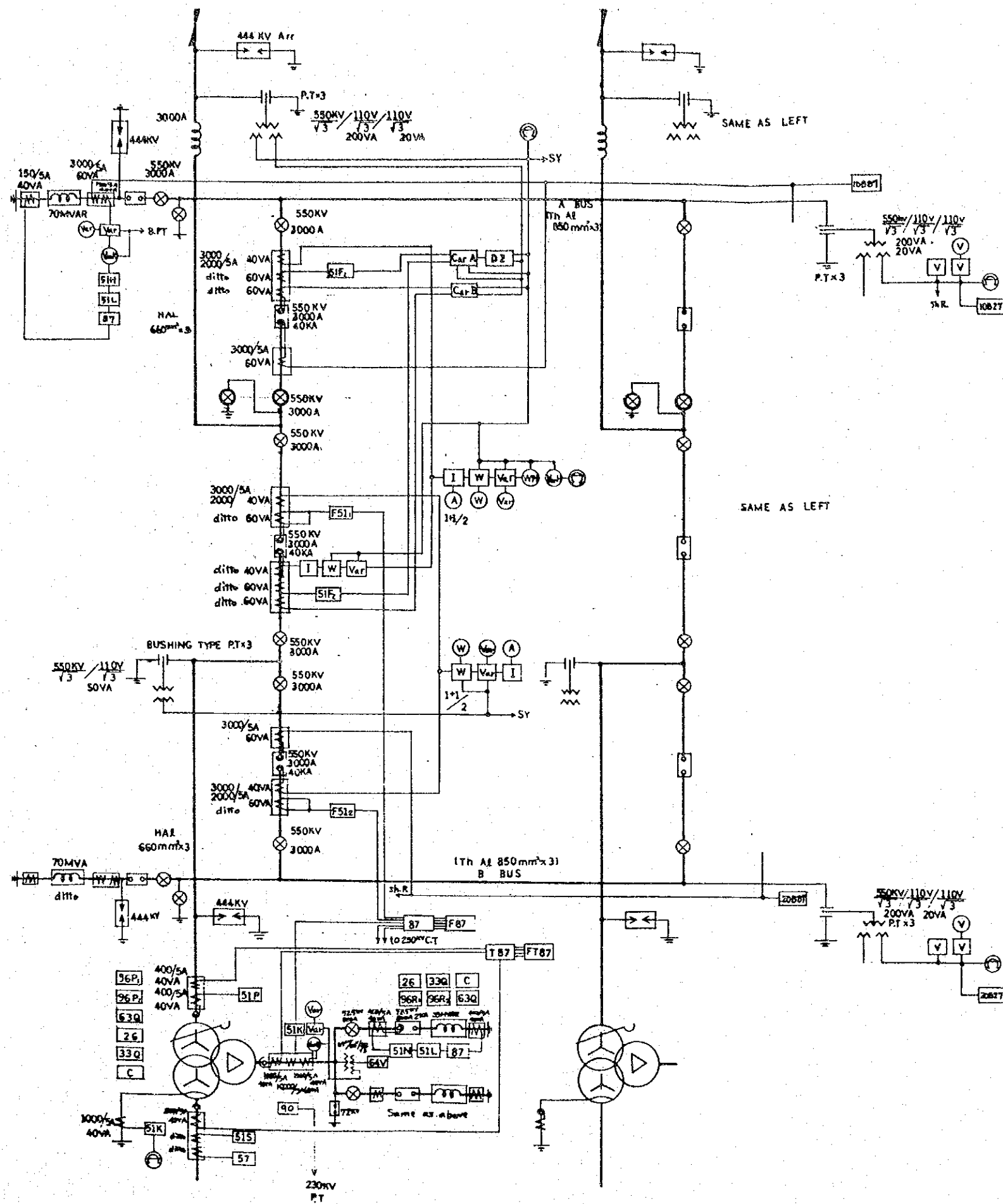
Solar radiation 0.1 W/cm²

referring Japanese Electric
[hand book]

Fig. 6-10

EHV System Tele-Communication Route

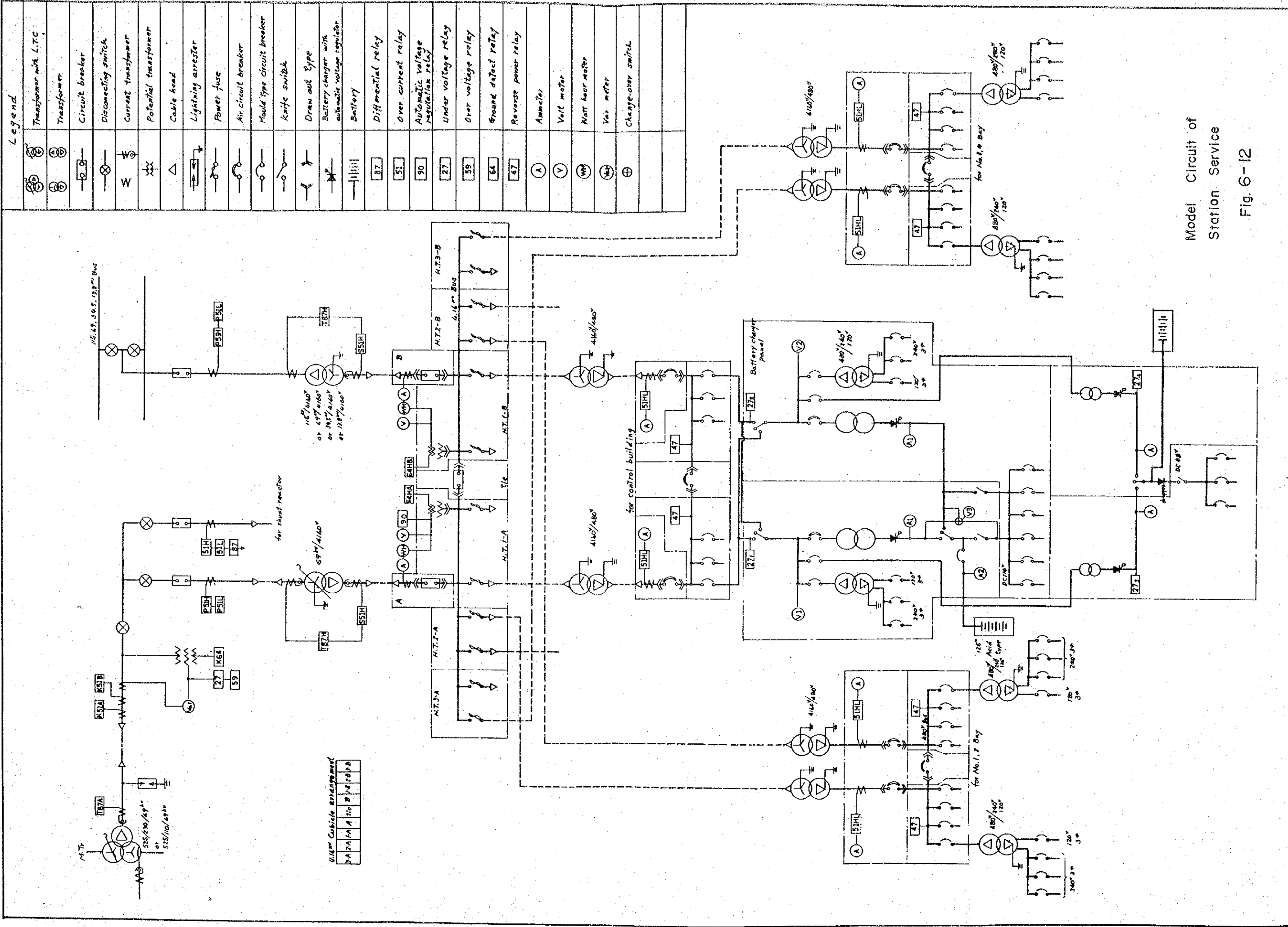




LEGEND

	MAIN TRANSFORMER	51	OVER CURRENT RELAY
	CIRCUIT BREAKER	CAR	CARRIER RELAY
	DISCONNECTING SWITCH MANUAL OPERATION MOTOR OPERATION	87	DIFFERENTIAL RELAY
	EARTHING SWITCH Same as above	87B	BUS PROTECTION DIFFERENTIAL RELAY
	CURRENT TRANSFORMER (BUSHING TYPE)	27	UNDER VOLTAGE RELAY
	POTENTIAL TRANSFORMER	96P	BUCHHOLTZ RELAY
	LIGHTING ARRESTER	96P2	IMPULSIVE OIL PRESSURE RISE RELAY
	LINE TRAP	63Q	BURSTING TUBE ACT RELAY
	SHUNT REACTOR	26	OIL TEMPERATURE RELAY
	AMMETER	33Q	OIL LEVEL RELAY
	CURRENT CONVERTER	C	COOLER FAULT DETECTING RELAY
	VOLT METER	90	VOLTAGE REGULATING RELAY
	VOLT CONVERTER	57	COOLER CONTROL RELAY
	WATT METER		
	WATT CONVERTER		
	Var METER		
	Var CONVERTER		
	WATT HOUR METER		
	Var HOUR METER		
	OSCILLOGRAPH ELEMENT		

Model Circuit of EHV Substation in Luzon Grid
Fig.6-11

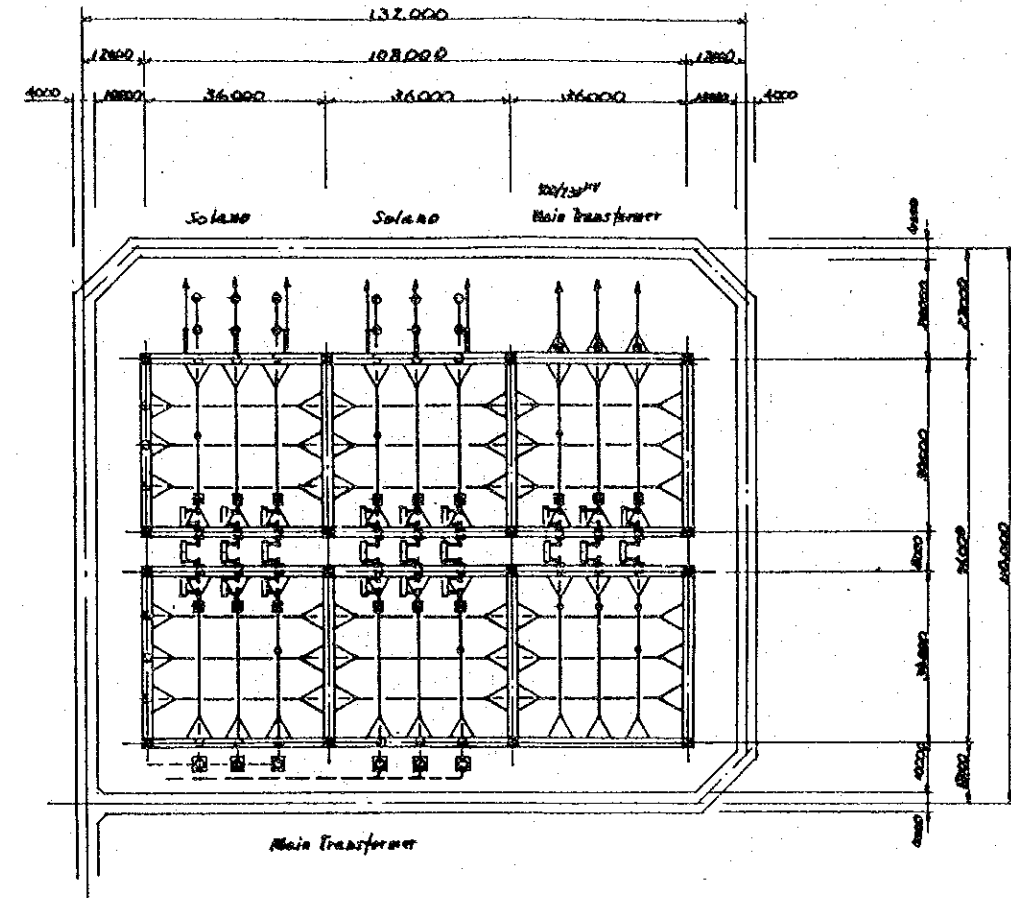
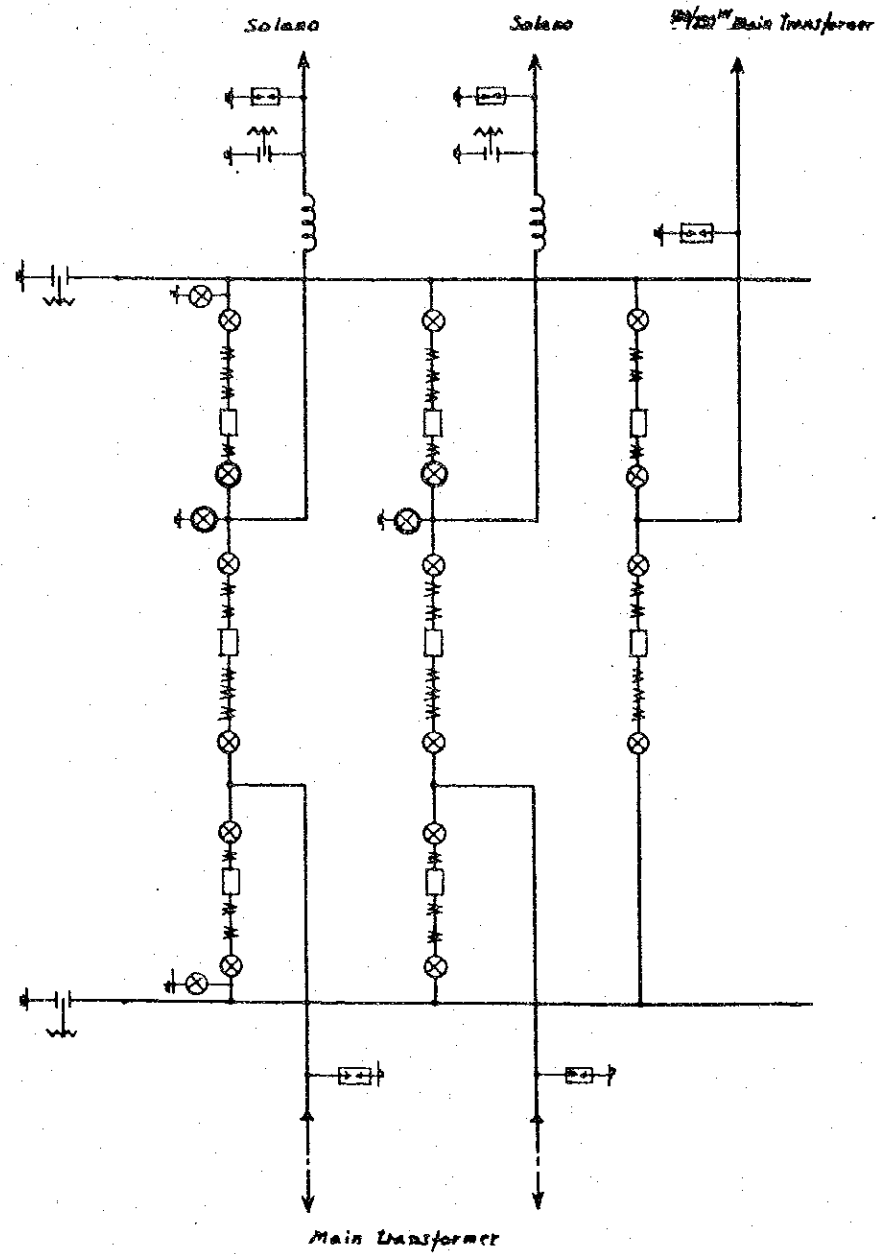


Legend

	Transformer with L.T.C.
	Transformer
	Circuit breaker
	Disconnecting switch
	Current transformer
	Potential transformer
	Cable head
	Lightning arrester
	Power fuse
	Air circuit breaker
	Mould type circuit breaker
	Knife switch
	Draw out type
	Battery charger with automatic voltage regulator
	Battery
	Differential relay
	Over current relay
	Automatic voltage regulation relay
	Under voltage relay
	Over voltage relay
	Ground defect relay
	Reverse power relay
	Ammeter
	Volt meter
	Watt hour meter
	Var meter
	Change-over switch

Model Circuit of Station Service

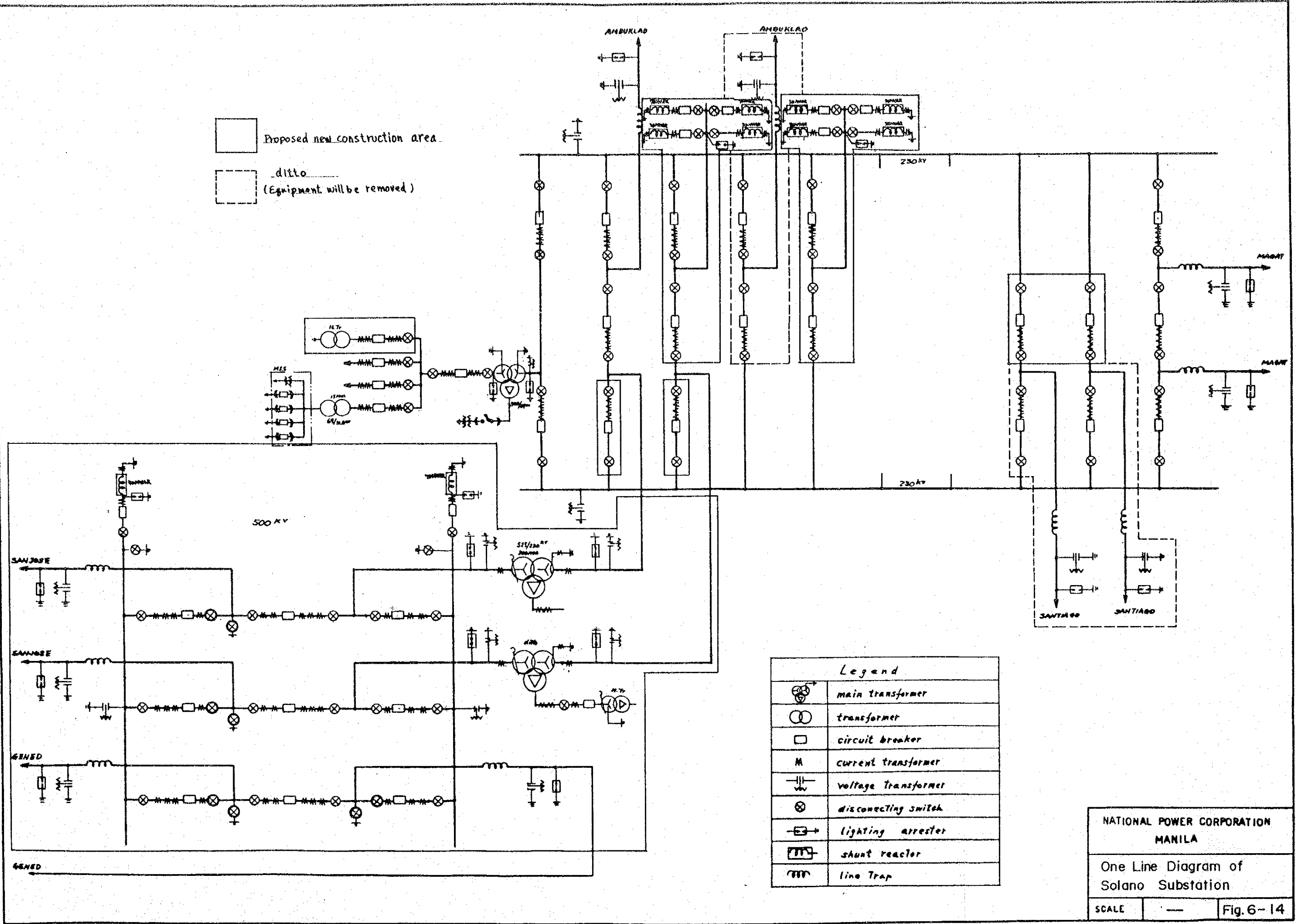
Fig. 6-12



NATIONAL POWER CORPORATION
 MANILA

One Line Diagram & Layout of
 Gened.

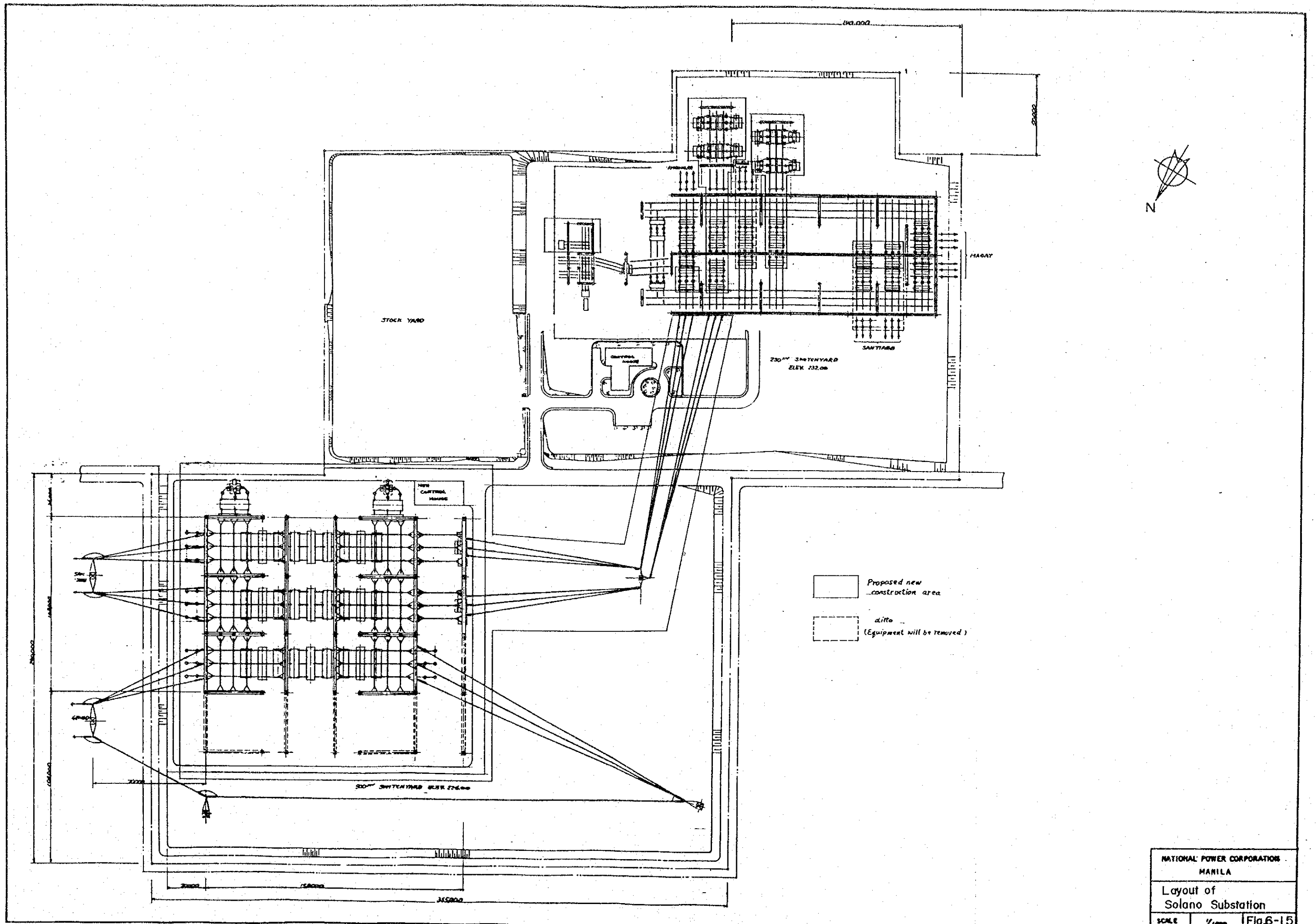
SCALE 1/1000 Fig. 6-13

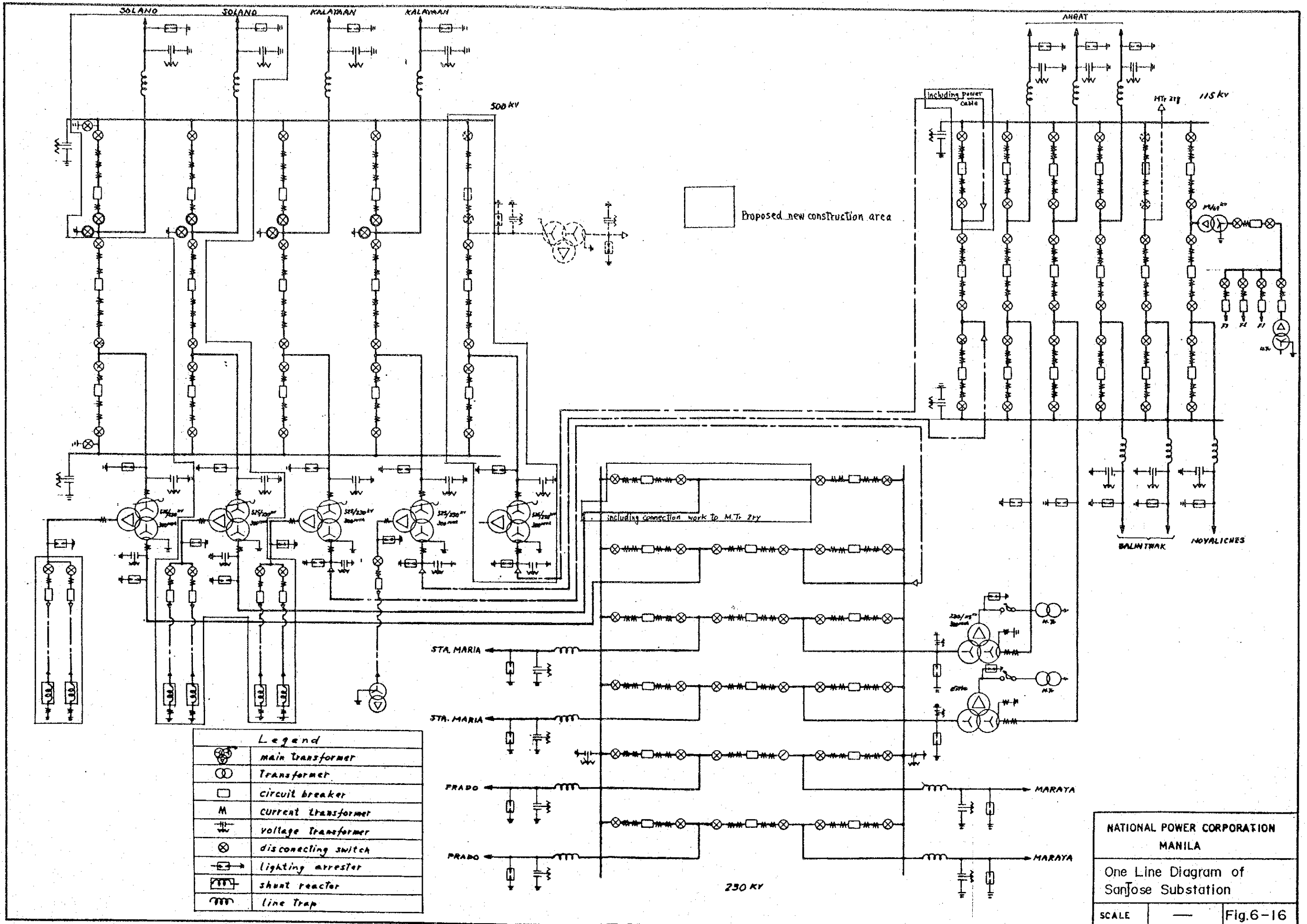


Proposed new construction area.
 ditto
 (Equipment will be removed)

Legend	
	main transformer
	transformer
	circuit breaker
	current transformer
	voltage transformer
	disconnecting switch
	lighting arrester
	shunt reactor
	line trap

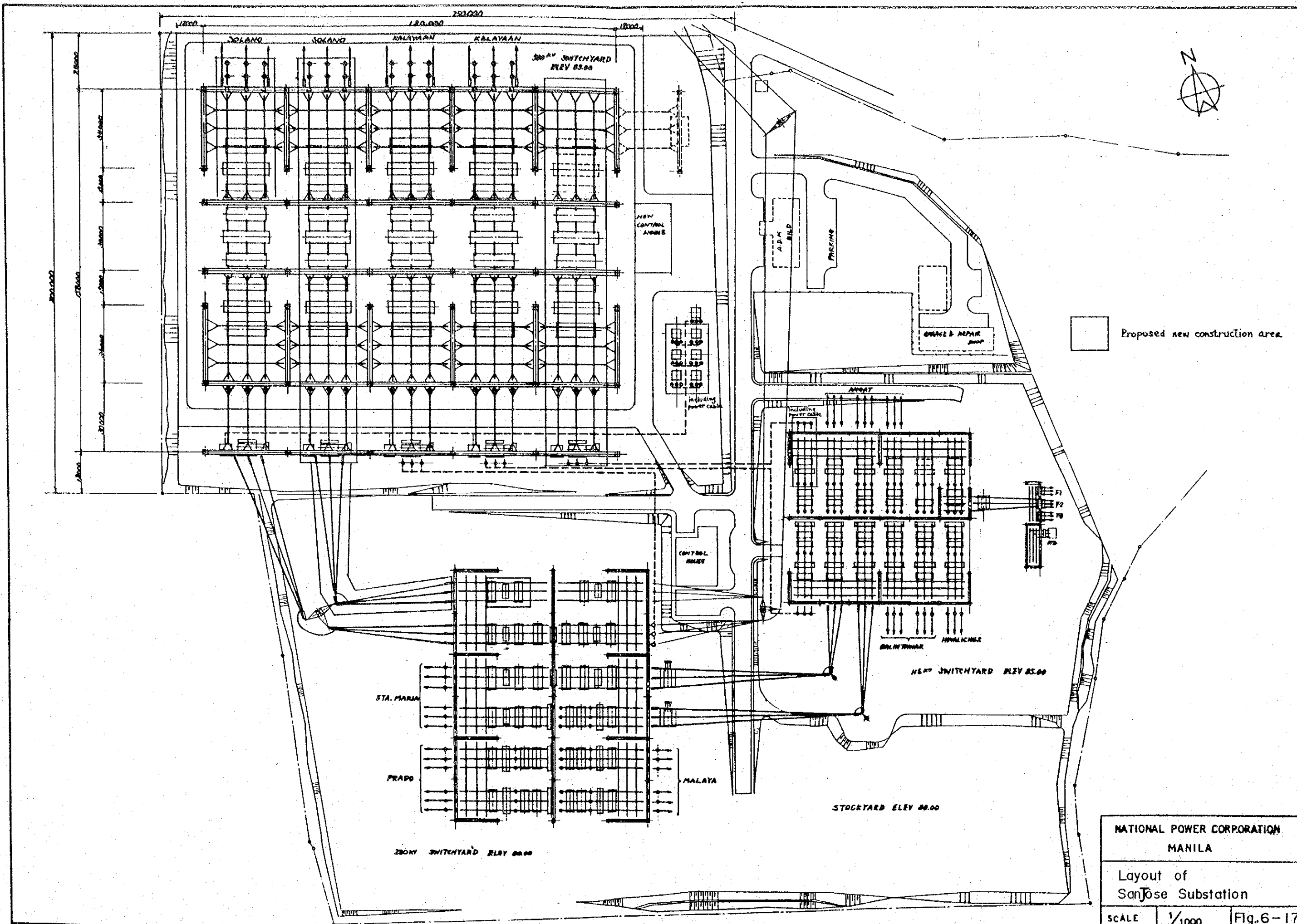
NATIONAL POWER CORPORATION
 MANILA
 One Line Diagram of
 Solano Substation
 SCALE — Fig. 6-14





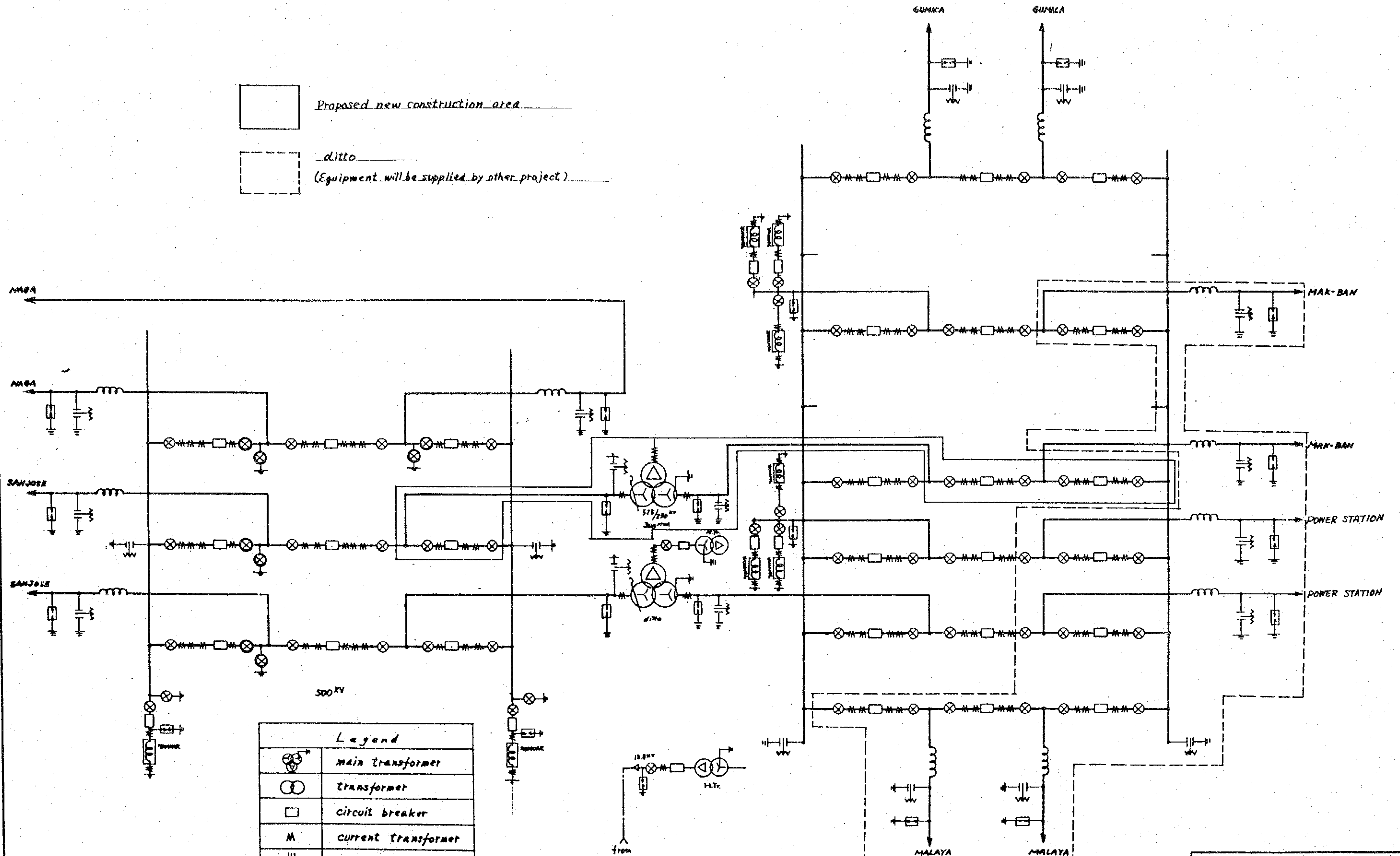
Legend	
	main transformer
	Transformer
	circuit breaker
	current transformer
	voltage transformer
	disconnecting switch
	lighting arrester
	shunt reactor
	line trap

NATIONAL POWER CORPORATION
 MANILA
 One Line Diagram of
 San Jose Substation
 SCALE — Fig.6-16



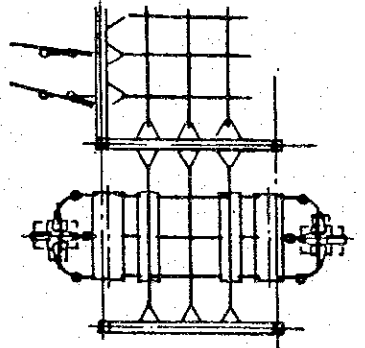
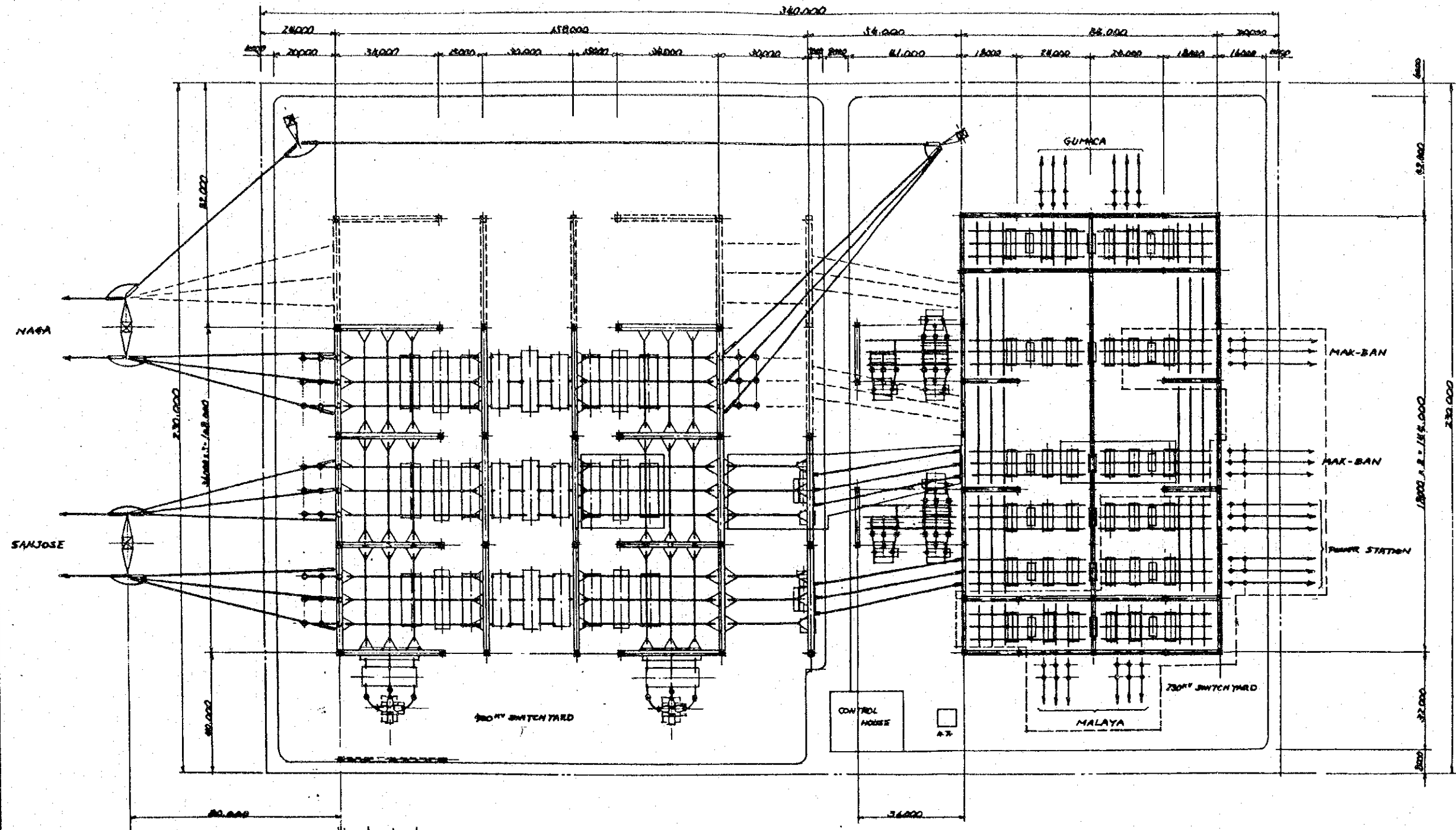
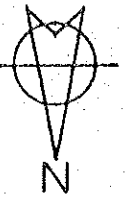
NATIONAL POWER CORPORATION
 MANILA
 Layout of
 San Jose Substation
 SCALE 1/1000 Fig. 6-17

- Proposed new construction area
- ditto
(Equipment will be supplied by other project)



Legend	
	main transformer
	transformer
	circuit breaker
	current transformer
	voltage transformer
	disconnecting switch
	lighting arrester
	shunt reactor
	line trap

NATIONAL POWER CORPORATION
 MANILA
 One Line Diagram of
 Kalayaan Substation
 SCALE — Fig. 6-18



- Proposed new construction area
- ditto
(Equipment will be supplied by other project)

NATIONAL POWER CORPORATION MANILA		
Layout of Kalayaan Substation		
SCALE	1/1000	Fig. 6-19

第 7 章 実 行 計 画

7-1 実行計画

EHV送変電設備を含む本開発計画全体の実行計画はFig. 2-2に示す通りであるが、その主なものは、下記の通りである。

	送 電 線 工 事	変 電 工 事
設 計	1982年3月-1982年10月	1982年3月-1982年10月
入 札	1983年3月-1983年10月	1984年7月-1985年2月
製 作	1984年6月-1986年12月	1985年7月-1987年4月
工 事	1985年6月-1987年12月	1985年9月-1987年12月

詳細な機器・資材の製作・製造および建設工事工程は、Fig. 7-1に示した。

7-2 現地における準備作業の進捗状況

本開発計画に関する現地踏査は、NAPOCORによって実施され、既に変電所地点も決定されている。送電線路の平面図および縦断図の測量作業は準備中である。

7-3 鉄塔、変電所用地ならびに送電線通過権の取得

NAPOCORは現在、送電線路ならびに変電所用地の測量は準備中であるが、用地の取得については下記のNAPOCORの通常の手続によって実施されることになっている。

(a) 鉄塔用地（土地所有権の変更を含まず）

- 一 土地所有者の役所での確認
- 一 所有者との交渉：承諾されれば、直ちに契約書を作成する。
- 一 交渉不成立のとき、NAPOCORは法務長官に所定の土地取得要求を提出して収用手続きが開始される。尚、土地の価格については裁判所が決定する。

(b) 変電所用地（土地所有権の変更を含む）

- 一 NAPOCORの担当部所がそこで算定した土地価格での買収を土地所有者に申し入れる。
- 一 その価格に土地所有者が不服の場合、再度交渉を持つ。
- 一 価格交渉がまとまらないときはNAPOCORは法務長官に所定の土地取得要求を提出して収用手続きが開始される。収用時の土地価格は裁判所が決定する。

7-4 機器・資材の調達計画

NAPOCORで用意されるものを除いた機器・資材・機械類の調達は事前に資格を審査された入札者により国際入札手順に基づき実施する。入札者についての国籍の選択・除外は基金の要求によるものとする。

国際入札される資機材の調達、工事は当該国籍の有資格者に対して入札参加を呼びかけるものとし、その公示は国際的な有名技術誌、商業刊行物ならびに基金の選定したフィリピン国内新聞に発表される。入札あるいは、その資格審査の案内は各国のフィリピン国内駐在代表者、それらを置かない国はその外務省に通知する。

資機材の製造業者の製作能力、EHV設備の建設能力に関する従来からの経験から考慮して本開発計画は計画工期通りの完成を期するために数工区に分割することが提案される。

入札手続および建設工事の手順、時期をFig. 2-2とFig. 7-1に示す。

7-5 技術指導計画

7-5-1 コンサルタント

(1) 必要性

エンジニアリング・サービスは効率的な本開発計画の遂行上、必要であり、本開発計画はフィリピンで最初のEHV(500KV)送電線路の建設を含むことからその必要性は十分認められる。又、入札仕様書作成と工事管理を含む業務はコンサルタントによって実施されることが望ましい。

(2) コンサルタントの指名

設計、仕様書作成、工事管理を行うコンサルタントは国際慣例からも直接指名方式によることが望ましい。コンサルタント契約における各業務スケジュールは下記の通りである。

(a) 設計および仕様書作成

契 約 : 1982年1月

業務開始 : 1982年3月

(b) 工事管理

部門	契約	業務開始
送電	1985年2月	1987年12月
変電	1985年9月	1987年12月

建設工事は送電、変電の2部門に分け、設計と仕様書作成も部門別に同時に並行して実施して、コンサルタント契約は2つに分けない方が効率的である。従って同一コンサルタント契約にもとずき上記を実施したい。

(3) コンサルタント業務

(a) 設計および仕様書作成

(b) 部門別工事管理

- I 資材・機器購入および工事に関する見積評価と契約先の推奨
- II 契約交渉の支援
- III 資材・機器の製作者および工事業者より提出される図面、書類の審査、承認
- IV 材料、製品検査と工場試験の立会
- V 工事、工程管理
 - 一 現場工事の効率的進捗をはかるための調整、現地立会
 - 一 工事進捗率の確認
 - 一 現地試験方法の検討と実施準備
 - 一 契約条項にもとづく、運搬・輸送中あるいは建設期間中に生じた、資材・機器に対する製作者、工事業者に対するクレームの作成
 - 一 現地での建設工事完了に伴う受入試験の補助
 - 一 建設記録の作成

(c) NAPOCOR職員に対する設計、工事立会、検査、保守、運転に関する教育、訓練

7-5-2 契約者による現地技術指導

(1) 必要性

500KV送電系統の建設工事実施に伴う現場での主な問題点は次の通りである。

- (a) テンプレートなしでの鉄塔基礎材の据付
- (b) 山岳部 送電線路の鉄塔基礎のレベル調整
- (c) 長尺部材よりなる高鉄塔の組立て
- (d) 特殊工具を使用する山岳部4導体送電線の延線、緊線

- (e) 懸垂クランプの適正取付
- (f) 大容量変圧器、遮断器、制御盤、ケーブル布設・接続を含む保護装置の据付、調整
- (g) 大型変電所鉄構の組立

順調な、効率的な建設工事の実施のため、500KV送・変電工事の経験のある指導者技術者の指導が上記について個々の契約項目ごとに必要である。

(2) 現地技術指導員の雇用

技術指導員による現地技術指導を入札仕様書の関係項目ごとに含めるものとする。

7-6 建設用資材・機器の現地への輸送

- (1) 主要な建設用資材・機器・工具類は国外からの輸入による計画である。これらの荷上げは港灣設備と工事現場への近接の点でマニラとCasambalangan港が適切である。
- (2) 送電線工事用資材等は上記の港に荷上げ後Pan-Philippine高速道路を経由して個々の契約者によって用意された倉庫又は仮置場に、又変電工事用資材、機器はNAPOCORの変電所用地内の倉庫等に搬入する。

道路条件からこれらは単位重量40ton、高さ4mに制約される。橋梁の補強、トレーラ一等による特別運搬手段、道路交通制限などが、EHV用変圧器に対しては必要である。

- (3) 上記の送電用資材は契約者の用意した倉庫又は仮置場に集積された後、車又は国有鉄道を使用して契約者の現地資材置場に運搬されるものとする。
- (4) 送電用資材と国内で調達されるセメント、コンクリート骨材等は現地資材置場から送電線建設現場までは契約者により人手又はその他の適切な手段で運搬するものとする。

7-7 建設工事方法

- (1) 建設される500KV送電設備は大型でかつ230KVに比較すると建設工事はより複雑である。又EHV送電線路の建設工事は確実な高い信頼性をもった施工が要求される。従ってこれに従事する建設業者は、他の国においてこのような工事の十分な経験を有するものであることが入札時点において考慮されなければならない。
- (2) 本工事の満足の完成を期するためEHV送・変電設備の建設工事はフル・タンキイで同規模の工事経験と技術水準を持つ建設業者によって効果的に施工されねばならない。すなわち各建設業者は工事、受入試験のみならず彼等自身の供給する資材、機器、工具、その他建設工事に必要な全てのものについても責任をもつ必要がある。

(3) 使用機材の図面審査、工場試験ならびに建設工事管理は全てNAPOCORの協力のもの
コンサルタントによって監督実施されねばならない。

(4) 送電線工事

約1000基の鉄塔建設を数工区により28ヶ月以内に施工し、さらに約400kmの架線工
事は鉄塔工事着手後7ヶ月後に着工して数工区により同じく28ヶ月以内の竣工とする。竣工
期間は1987年12月と定められている。

建設工事期間中におけるこれらの鉄塔、架線工事の重複は避けられないものと考えられ
る。建設工事の円滑な実施のためにEHV鉄塔組立において、各建設業者はスライド型特殊
デリックを、架線業者はEHV4導体の延線車、エンジン、ワイヤー巻取機、釣車その他か
らなる架線機械工具1式を用意することが必要である。

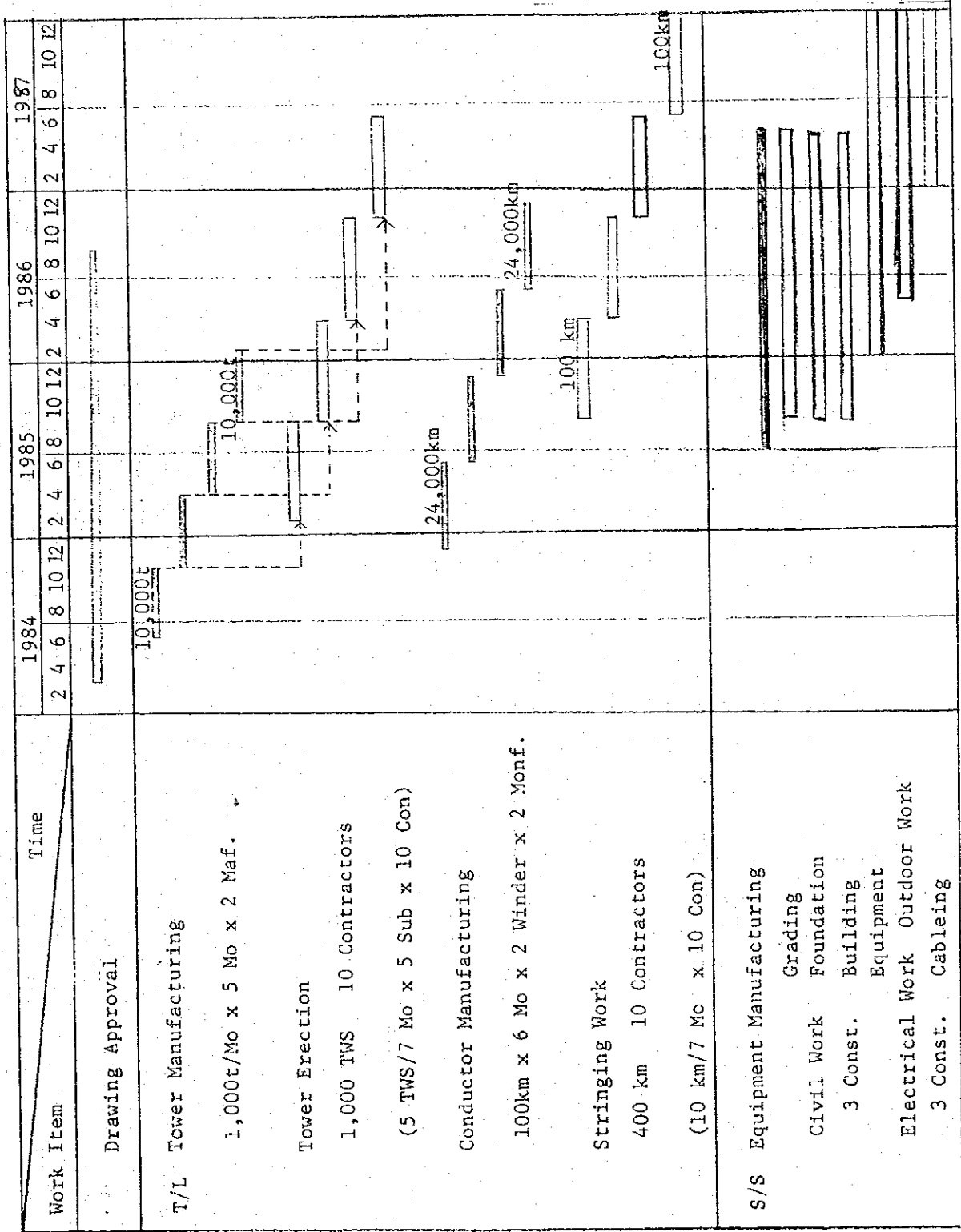
(5) 変電所工事

Solano変電所新設、San JoseならびにKalayaan変電所増設は、それぞれ1985年
9月と1986年1月に着工する。Solano変電所新設のための土木工事、すなわち整地、機
器用基礎工事ならびに本館建築工事は20ヶ月以内に完了させ、接地工事、機器類の据付、
コントロール・ケーブル布設等の3変電所における電気工事は、1987年12月までに24
ヶ月以内で竣工するよう土木工事施工中に着工する。

(6) 現地作業員の訓練計画

送・変電工事は、フル・タンキイ契約によって実施される。従って建設業者とNAPOCOR
およびコンサルタントの相互協力はプロジェクトの早期完成に欠くことができない。建設工
事期間中に現地作業員の訓練を実施する。これは技術移転の手段であり、訓練を受けた人達
がフィリピンにおける将来のEHVプロジェクト開発のための主要な力となるだろう。

Fig. 7-1 Manufacturing and Construction Schedule



第 8 章 建設工事費

8-1 工事費

この開発計画に要する工事費は、5,716,820,000 ペソであり、外貨・内貨別、ならびに部門別内訳は下記の通りである。

部門別	外貨(US \$)	内貨(ペソ)	計(ペソ換算)
送電線路	227,174,000	2,861,016,000	4,564,821,000
変電設備	85,543,000	510,426,000	1,151,999,000
計	312,717,000	3,371,442,000	5,716,820,000

見積工事費の詳細は、Table 8-1 ~ 8-4(4)の通りである。

8-2 見積の基本条件

本見積はフィリピン内・外の現時点での労務費、資材、設備費を基に建設時点でのこれからの上昇を見込んで算出した。見積工事費には、本開発計画に伴って発生するかも知れないラジオ・TV障害、通信線への電磁誘導の対策費は含んでいない。

工事費見積におけるドルーペソの換算率は、1 USドル = 7.50 ペソである。見積りにおける基本条件は下記の通りである。

8-2-1 送電線工事

本開発計画に含まれる送電線工事に対する資材の製作、輸送、工事ならびに資材の試験をいい、その費用は、Fig. 8-1 “送電線工事費見積手順”による。

8-2-2 変電工事

本開発計画に含まれる変電設備に対する機器・資材の製作、輸送、据付ならびに試験、試運転をいい、その費用の算出は、Fig. 8-2 “変電工事費見積手順”による。

8-2-3 エンジニアリング費

送電線工事及び変電工事の合計見積額の7.5%を工事管理のためのエンジニアリング費とする。

8-2-4 発注者(NAPOCOR)の管理費

送電線工事と変電工事の合計見積額の2.5%の費用を発注者の管理費とする。

8-2-5 予備費

送電線工事費、変電工事費、エンジニアリング費、発注者管理費として見積られた全費用

に対して外貨分はその5%、内貨分はその15%を予備費として計上する。

8-2-6 物価上昇率

送電線工事費、変電工事費、エンジニアリング費、発注者管理費の内、外貨に対する物価上昇率は下記による。

	外貨分	内貨分
1981	10.5%	20%
1982	9%	20%
1983	8%	20%
1984	7%	20%
1985	7%	20%
1985以降	7%	20%

8-2-7 建設期間中の利子

内貨・外貨相方に対する建設期間中金利は、開発計画の完了時点まで8.5%とする。

8-3 外貨・内貨分の内訳

8-3-1 外貨分

外貨分による主要費用項目は次の通りである。

(1) 送電線工事用資材

電線、架空地線および付属品

がい子および架線金具

鉄塔材

変電工事用機器、資材

変圧器、リアクトル、開閉用機器、変電所用鉄構

継電器および保護装置

通信用機器

(2) 建設用機器、工具、備品

(3) 工事管理コンサルタント費用、現場技術指導員費用

8-3-2 内貨分

現地労務費及び現地調達資材費—すなわち、セメント、鉄筋用鋼材、コンクリート用骨材、木材、燃料、ガソリン、火薬、車両用燃料および運搬費

送電線通過権利費、変電用用地費、発注者職員の人件費。

8-4 支出計画

年度別支出計画は、Table 8-5～8-7の通りである。

Table 8-1 Summary of Construction Cost Estimates

<u>Item</u>	<u>Amount</u>		
	<u>Foreign Cost</u> <u>(US\$)</u>	<u>Local Cost</u> <u>(Pesos)</u>	<u>Total</u> <u>(Pesos)</u>
1. Transmission Line	126,109	714,481	1,660,299
2. Substation	46,783	111,023	461,895
3. Total direct cost (1 + 2)	172,892	825,504	2,122,194
4. Engineering cost	13,795	55,707	159,170
5. NAPOCOR administration	-	53,055	53,055
6. Sub-total	186,687	934,266	2,334,419
7. Contingencies	9,334	140,140	210,145
8. Sub-total (6 + 7)	196,021	1,074,406	2,544,564
9. Price escalation	116,696	2,297,036	3,172,256
10. Total capital cost (8 + 9)	312,717	3,371,442	5,716,820
11. Interest during construction	17,448	-	130,860
12. Grand Total (10 + 11)	330,165	3,371,442	5,847,680

Table 8-2 Detailed Breakdown of Construction Cost by Categories

(Unit: In Thousand)

Item	Transmission Line			Substation			Total		
	F.C.(US\$)	L.C.(₱)	Total(₱)	F.C.(US\$)	L.C.(₱)	Total(₱)	F.C.(US\$)	L.C.(₱)	Total(₱)
1. Transmission line	126,109	714,481	1,660,298.5	-	-	-	126,109	714,481	1,660,299
2. Substation	-	-	-	46,783	111,023	461,896	46,783	111,023	461,895
3. Total direct cost. (1 + 2)	126,109	714,481	1,660,298.5	46,783	111,023	461,896	172,892	825,504	2,122,194
4. Engineering cost	10,792	43,583	124,523	3,003	12,124	34,646	13,795	55,707	159,170
5. NAPOCOR administration	-	41,507	41,507	-	11,548	11,548	-	53,055	53,055
6. Sub-total (3 + 4 + 5)	136,901	799,571	1,826,328.5	49,786	134,695	508,090	186,687	934,266	2,334,419
7. Contingencies	6,845	119,936	171,273.5	2,489	20,204	38,872	9,334	140,140	210,145
8. Sub-total (6 + 7)	143,746	919,507	1,997,602	52,275	154,899	546,962	196,021	1,074,406	2,544,564
9. Price escalation	83,428	1,941,509	2,567,219	33,268	355,527	605,037	116,696	2,297,036	3,172,256
10. Total Capital Cost (8 + 9)	227,174	2,861,016	4,564,821	85,543	510,426	1,151,999	312,717	3,371,442	5,716,820
11. Interest during construction	13,610	-	102,075	3,838	-	28,785	17,448	-	130,860
Grand Total (10 + 11)	240,784	2,861,016	4,666,896	89,381	510,426	1,180,784	330,165	3,371,442	5,847,680

Table 8-3 Details of Construction Cost for
Gened-San Jose Transmission Line

(Unit: In Thousand)

Item	Foreign Cost (US \$)	Local Cost (Pesos)	Total (Pesos)
1. Steel towers	47,304	0	354,780
2. Insulators, hardwares accessories and tower dressing	23,705	0	177,788
3. Conductors, ground wires and accessories	49,364	0	370,230
4. Tools and equipment rental	5,736	0	43,020
5. Sub-total (1 - 4)	126,109	0	945,818
6. Erection of towers including foundations	0	606,096	606,096
7. Stringing of conductors and ground wires	0	91,664	91,664
8. Sub-total (6 + 7)	0	697,760	697,760
9. Right-of-Way	0	16,721	16,721
10. Sub-total (5 + 8 + 9)	126,109	714,481	1,660,299
11. Engineering cost	10,792	43,583	124,523
12. NAPOCOR administration	0	41,507	41,507
13. Sub-total (10 + 11 + 12)	136,901	799,571	1,826,329
14. Contingencies	6,845	119,936	171,273
15. Sub-total (13 + 14)	143,746	919,507	1,997,602
16. Price escalation	83,428	1,941,509	2,567,219
Total	227,174	2,861,016	4,564,821

Table 8-4 Details of Construction Cost for
Substations

(Unit: In Thousand)

Item	Foreign Cost (US \$)	Local Cost (Pesos)	Total (Pesos)
1. Transformer and switching equipment	46,647	-	349,852
2. Communication	136	-	1,020
3. Civil works	-	55,448	55,448
4. Erection and installation work	-	55,035	55,035
5. Sub-total (1 + 2 + 3 + 4)	46,783	110,483	461,356
6. Land acquisition	-	540	540
7. Sub-total (5 + 6)	46,783	111,023	461,896
8. Engineering cost	3,003	12,124	34,646
9. NAPOCOR administration	-	11,548	11,548
10. Sub-total (7 + 8 + 9)	49,786	134,695	508,090
11. Contingencies	2,489	20,204	38,872
12. Sub-total (10 + 11)	52,275	154,899	546,962
13. Price escalation	33,268	355,527	605,037
Total Capital Cost (12 + 13)	85,543	510,426	1,151,999

Table 8-4(1) Details of Construction Cost for
Salano Substation

(Unit: In Thousand)

Item	Foreign Cost (US\$)	Local Cost (Pesos)	Total (Pesos)
1. Transformer and switching equipment	22,208	-	166,560
2. Communication	72	-	540
3. Civil works	-	26,977	26,977
4. Erection and installation work	-	22,612	22,612
5. Sub-total (1 + 2 + 3 + 4)	22,208	49,589	216,689
6. Land acquisition	-	540	540
7. Sub-total (5 + 6)	22,280	50,129	217,229
8. Engineering cost	1,413	5,701	16,299
9. NAPOCOR administration	-	5,429	5,429
10. Sub-total (7 + 8 + 9)	23,693	61,259	238,957
11. Contingencies	1,184	9,187	18,067
12. Sub-total (10 + 11)	24,877	70,446	257,024
13. Price escalation	15,832	161,691	280,431
Total Capital Cost (12 + 13)	40,709	232,137	537,455

Table 8-4 (2) Details of Construction Cost
for San Jose Substation

(Unit: In Thousand)

Item	Foreign Cost (US\$)	Local Cost (Pesos)	Total (Pesos)
1. Transformer and switching equipment	11,759	-	88,192
2. Communication	32	-	240
3. Civil works	-	6,945	6,945
4. Erection and installation work	-	11,220	11,220
5. Sub-total (1 + 2 + 3 + 4)	11,791	18,165	106,598
6. Land acquisition	-	-	-
7. Sub-total (5 + 6)	11,791	18,165	106,598
8. Engineering cost	693	2,798	7,995
9. NAPOCOR administration	-	2,670	2,670
10. Sub-total (7 + 8 + 9)	12,484	23,633	117,263
11. Contingencies	624	3,548	8,228
12. Sub-total (10 + 11)	13,108	27,181	125,491
13. Price escalation	8,342	62,384	124,949
Total Capital Cost (12 + 13)	21,450	89,565	250,449

Table 8-4 (3) Details of Construction Cost for
Kalayaan Substation

(Unit: In Thousand)

Item	Foreign Cost (US \$)	Local Cost (Pesos)	Total (Pesos)
1. Transformer and switching equipment	4,683	-	35,123
2. Communication	32	-	240
3. Civil works	-	6,428	6,428
4. Erection and installation work	-	9,953	9,953
5. Sub-total (1 + 2 + 3 + 4)	4,715	16,381	51,744
6. Land acquisition	-	-	-
7. Sub-total (5 + 6)	4,715	16,381	51,744
8. Engineering cost	336	1,359	3,879
9. NAPOCOR administration	-	1,290	1,290
10. Sub-total (7 + 8 + 9)	5,051	19,030	56,913
11. Contingencies	253	2,857	4,755
12. Sub-total (10 + 11)	5,304	21,887	61,668
13. Price escalation	3,375	50,236	75,548
Total Capital Cost (12 + 13)	8,679	72,123	137,216

Table 8-4 (4) Details of Construction Cost for
Gened Substation

(Unit: In Thousand)

Item	Foreign Cost (US\$)	Local Cost (Pesos)	Total (Pesos)
1. Transformer and switching equipment	7,997	-	59,977
2. Communication	-	-	-
3. Civil works	-	15,098	15,098
4. Erection and installation work	-	11,250	11,250
5. Sub-total (1 + 2 + 3 + 4)	7,997	26,348	86,325
6. Land acquisition	-	-	-
7. Sub-total (5 + 6)	7,997	26,348	86,325
8. Engineering cost	561	2,266	6,473
9. NAPOCOR administration	-	2,159	2,159
10. Sub-total (7 + 8 + 9)	8,558	30,773	94,957
11. Contingencies	428	4,612	7,822
12. Sub-total (10 + 11)	8,986	35,385	102,779
13. Price escalation	5,719	81,216	124,109
Total Capital Cost (12 + 13)	14,705	116,601	226,888

=====

Table 8-5 Disbursement Schedule of Project Cost (Transmission)

(Unit : In Thousand)

Category	Cost Item	Year										Total
		1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
Foreign Currency Cost (\$)	Direct Cost	5,044	40,355	45,399	22,700	-	12,611	-	-	-	126,109	
	Engineering	2,698	2,698	2,698	2,698	-	-	-	-	-	10,792	
	Administration	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Sub-total	7,742	43,053	48,097	25,398	-	12,611	-	-	-	136,901	
	Contingencies	387	2,153	2,404	1,270	-	631	-	-	-	6,845	
	Sub-total	8,129	45,206	50,501	26,668	-	13,242	-	-	-	143,746	
	Price Escalation	3,187	22,106	29,998	18,801	-	9,336	-	-	-	83,428	
	Sub-total	11,316	67,312	80,499	45,469	-	22,578	-	-	-	227,174	
	Interest during Construction	339	2,359	4,774	6,138	-	-	-	-	-	13,610	
	Total	11,655	69,671	85,273	51,607	-	22,578	-	-	-	240,784	
Local Currency Cost (₹)	Direct Cost	-	142,897	285,792	285,792	-	-	-	-	-	714,481	
	Engineering	1,053	12,402	17,433	12,695	-	-	-	-	-	43,583	
	Administration	1,002	11,811	16,603	12,091	-	-	-	-	-	41,507	
	Sub-total	2,055	167,110	319,828	310,578	-	-	-	-	-	799,571	
	Contingencies	308	25,067	47,974	46,587	-	-	-	-	-	119,936	
	Sub-total	2,363	192,177	367,802	357,165	-	-	-	-	-	919,507	
	Price Escalation	2,538	285,959	730,455	922,557	-	-	-	-	-	1,941,509	
	Total	4,901	478,136	1,098,257	1,279,722	-	-	-	-	-	2,861,016	
	GRAND TOTAL (₹)	92,313	1,000,668	1,737,805	1,666,775	-	169,735	-	-	-	4,668,896	

Gened - San Jose Transmission Line