

第5章 工事計画

5-1 計画の基本構想

1) 緊急度に応じた工事計画の策定

第3章に述べた当地域電力系統の問題点に対する対策、および第4章に述べた需要増加に対応する工事計画の策定に当たっては、緊急性および経済性を充分考慮して、下記の3段階に分けて工事を実施することとした。

	工事期間	対象とする需要
第1期工事	1980年～1982年	1985年
第2期工事	1983～1985	1990
第3期工事	1988～1990	1995

各段階における配電線関係の主要工事種別は下記のとおり考えた。

第1期工事	第2期工事	第3期工事
← [4.16KV系統の 125KVへの昇圧] →		
← 125KV配電線の [新設 張替 3相化]	→	→
← [コロニアル地区 の地中化] →		
← スラム地区の改修 →		[供給信頼度 向上対策]

送変電設備については、配電用変電所の合理的な配置と配電線工事との技術的、経済的協調を考慮して、工事計画を策定した。また、第2期工事として138KV送電線を市内中心部付近に導入して系統強化を計ることとした。

2) 供給信頼度についての考え方

a) 送電線

1回線が事故によって停電した場合、他の回線は送電容量の110%まで過負荷を許容するという条件で、回線数および電線サイズを決定する

b) 変電所

変電所の最終バンク数は3バンクとする。1バンクが事故によって停止した場

合他のバンクは定格容量の120%まで過負荷を許容することとし、過負荷によって賄い得ない負荷は、隣接変電所よりの配電線による負荷融通によって供給することとする。変電所主要変圧器の設備利用率は70%とする。

e) 配電線

高圧配電線は他の連系配電線が事故の場合の負荷融通を考慮して、設備利用率は70%以下に押さえる。また、故障区間検出装置の採用によって、停電区間を極限することを考慮する。

3) 需要家の許容電圧変動

需要家引込口における許容電圧変動は下記の値とする。

住宅用……………120V±6V

商業および工業用……………240V±20V

このため、各設備の電圧降下率を下記の値に押さえる。(120V換算)

高圧配電線……………6V

低圧配電線……………6V

柱上変圧器……………3V

引込線……………3V

4) 本計画から除外する項目

この計画の立案に当たって次の項目については、CDEにおいて別途計画中有るので本計画から除外した。

a) 保護装置関係

CDE 69KV送電システムの接地方式は目下 *Petersen coil* (PC) 接地方式を採用しているが、これを有効接地システムに変更がある。このためこの接地方式変更(有効接地系への変更、系統保護装置の変更および69KV遮断器の増設工事)は本計画より除外した。

b) *Static Condenser* 設置工事

系統力率改善のため *Static Condenser* の設置が必要であるが、別途計画が行なわれているので(*Montreal Engineering Company* の Report 参照) 本計画より除外した。

c) 通信関係

通信システムの拡充を含めた変電所および配電線の自動制御については、別途計画

される予定であるので本計画から除外した。

5-2 設計条件

1) 気象条件

当地域は北緯約 18° の熱帯地方に属し気温は高温多湿である。最高気温は約 33℃、最高湿度 96% である。(Table 5-1 参照) 雨量は一般に多いが地区により大きな相違があり、サントドミノゴ付近は 1200 mm 程度である。(Fig 5-1 参照) 発雷も多く 1978 年の発雷日数は 131 日に達する。(Table 5-2 参照) また、稀にハリケーンの襲来があり最大風速は 55 m/sec に達したことがある。

2) 設計条件

本計画作成に当って考慮した設計条件は、CDE が使用している条件および前項の気象を参考にして下記のとおりとした。

a) 気象条件

i) 周囲温度

最大	40℃
最小	10℃
平均	26℃

ii) 最大風速

40 m/sec (89.3 MPH)

iii) 地震力

(水平) 0.2 G

Table 5-1 The quantity of rainfall in Santo Domingo by Month

ESTACION	SANTO DOMINGO		N° 78486		L.A.T. 18°28' N		L.O.N.G. 69°54' W.		A.L.T. 14		m						
	ELEMENTO	PRESION EN ESTACION		TEMPERATURA (°C)								HUMEDAD (%)					
MES		mm.	mm. bar.	GMT (標準時)		MAX. A	MIN. B	A+B 2	MAX. ABS. DIA	MIN. ABS. DIA	GMT		ΣIR 8	EVAPO. RACION (mm) TANQUE			
	1200			1800	2400						1200	1800			2400		
				HORA LOCAL							HORA LOCAL						
				0700	1300	1900					0700	1300	1900				
ENERO	760.8	1014.3		20.6	27.7	23.2	29.1	19.4	24.3	31.0	04	23	93	64	83	82	0121
FEBRERO	761.1	1014.7		20.5	25.8	22.8	29.1	18.6	23.8	31.0	02	07	94	71	85	85	0112
MARZO	760.4	1013.8		21.9	28.6	24.6	29.7	19.9	24.8	31.9	05	01	91	66	82	82	0123
ABRIL	760.0	1013.3		23.1	28.1	24.3	29.7	20.8	25.2	31.4	12	03	86	67	83	80	0168
MAYO	759.9	1013.1		25.1	29.5	25.6	30.4	22.2	26.3	32.0	05	10	86	70	84	88	0197
JUNIO	761.5	1015.3		25.5	29.4	25.9	30.7	22.7	26.7	32.9	20	13	89	75	86	85	0157
JULIO	761.2	1014.8		25.3	29.0	25.2	30.7	22.4	26.5	32.8	05	07	88	75	88	86	0167
AGOSTO	760.1	1013.4		24.8	29.7	25.3	30.6	22.5	26.5	31.7	23	26	92	75	90	88	0155
SEPTIEMBRE	759.1	1012.1		24.9	30.3	26.1	31.4	22.5	26.9	32.9	15	10	92	73	87	86	0145
OCTUBRE	759.2	1012.1		23.6	29.1	24.3	30.9	21.9	26.4	32.9	05	17	96	77	93	89	0113
NOVIEMBRE	759.1	1012.1		22.3	28.9	24.3	30.2	20.9	25.5	31.9	08	21	95	71	89	87	0104
DICIEMBRE	760.6	1014.1		21.4	27.9	23.2	29.6	20.2	24.9	31.2	02	23	94	68	86	84	0107
TOTAL ANUAL																	1669
MEDIA ANUAL	760.3	1013.6		23.3	28.6	24.6	30.2	21.2	25.7				91	71	86	85	

Fig 5-1

LLUVIA TOTAL ANUAL
1971
(EN MMS)

ESCALA 1:1.000.000

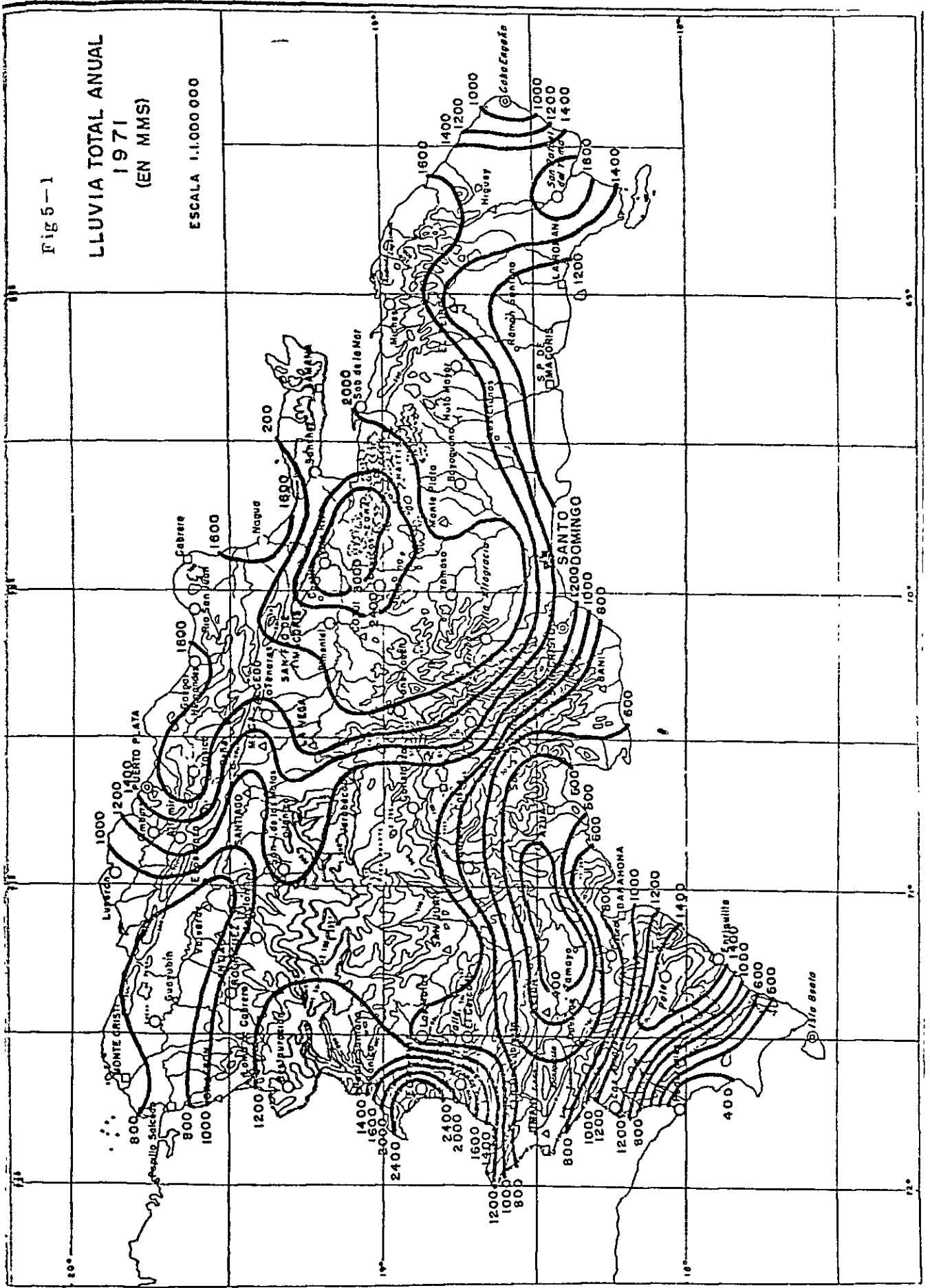


Table 5 - 2

1979年 発雷日数 Santo Domingo City

ドミニカ気象庁
(5484調査)

月	日	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	計	
1月																																	0	
2月																																	0	
3月																																	0	
4月								○																									2	
5月	○				○		○										○	○			○					○	○	○	○				11	
6月	○	○		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			23	
7月		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○	○	○	○								21	
8月		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○									○	○					15
9月	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			26
10月		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○		24
11月		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○		4	
12月		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○		5	
																	合 計		131															

b) 架空線の地上高および他構築物との距離

a. 架空線の地上高	Low voltage	12.5 KV line	69 KV line
Rail road	27' (8.2 m)	28' (8.5 m)	38' (11.6 m)
Road street	18' (5.5 m)	20' (6 m)	29.6' (9 m)
Residential drive ways and commercial areas	18' (5.5 m)	20' (6 m)	29.6' (9 m)
Spaces or ways for pedestrians	15' (4.6 m)	15' (4.6 m)	24' (7.3 m)
Other lands	18' (5.5 m)	20' (6 m)	29.6' (9 m)
Buildings	10' (3 m)	10' (3 m)	19.6' (6 m)
b. 他構築物との水平距離	5' (1.5 m)	8' (2.4 m)	17.6' (5.4 m)

c) 安全率

支持物 2以上

基礎 2以上

支持物は初期投資の軽減のため、およびCDEの使用実績を考慮して132kV送電線および長径間の川越を除き、木柱を使用することとした。

5-3 第1期工事計画の概要

1) 送電設備

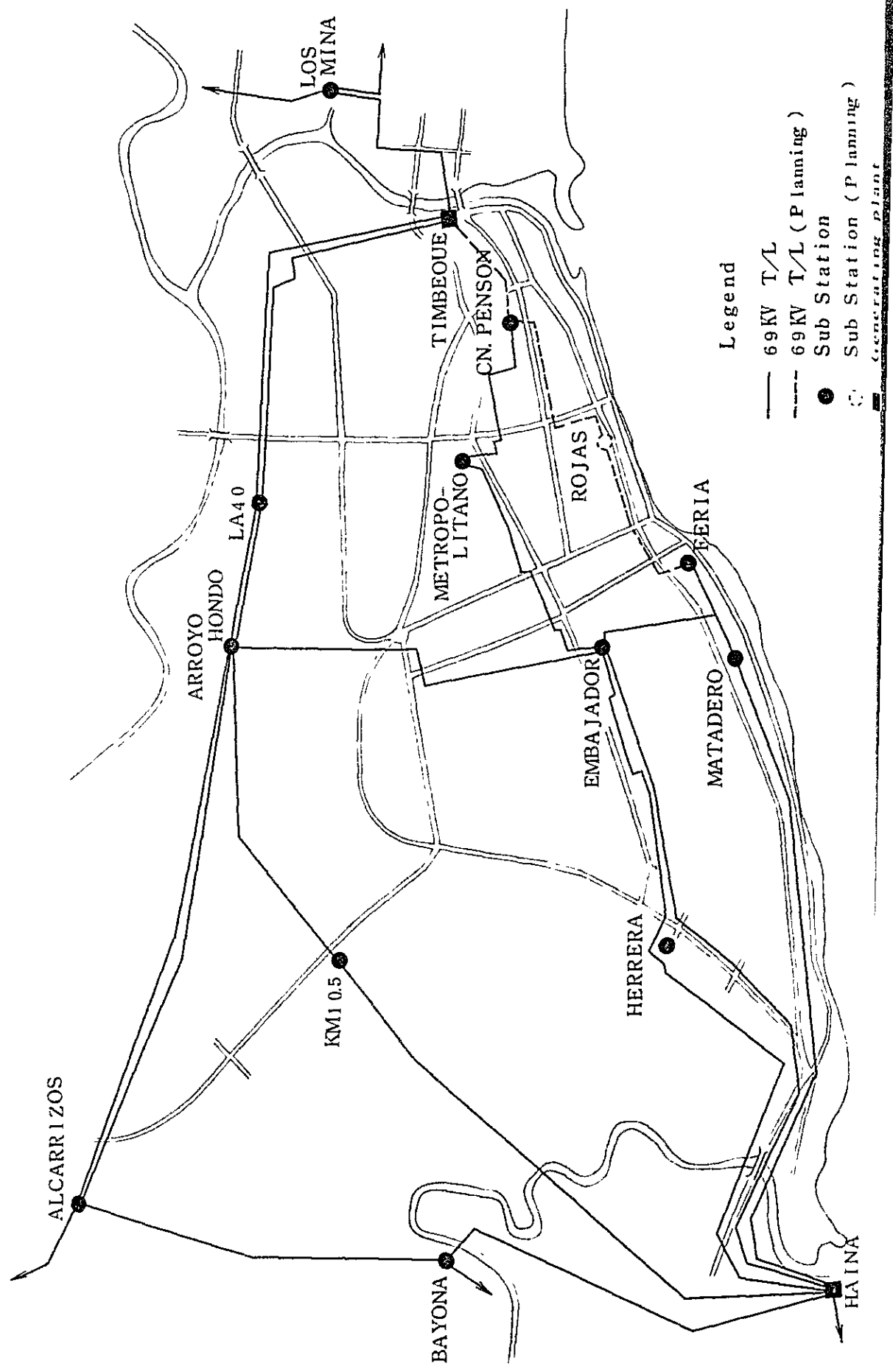
5-1項で述べた基本構想に従い、需要増加による12.5kV配電線ファイダの新設、4.2kV配電線の昇圧、および配電幹線の地中化工事が必要であるが、これらの要求をみたすために変電所の新設1箇所(Rojas 5/8)および既設変電所主要変圧器の増設が必要となった。

送電設備の第1期工事としては、上記新設変電所への送電用の1回線新設が必要であるがその概要はつぎのとおりである。

a) 送電線のルート

今回新設するRojas 5/8は、Feua 5/8とCH. Penson 5/8のほぼ中間に位置する。

FIG 5-3 69KV TRANSMISSION LINE ROUTE MAP



一方、Fig 5 - 3 の Route 図に示すように Santo Domingo 市の東部 (Timbeque P/s) および西部 (Haina P/s) の両発電所を結ぶ送電線は、市北部の Timbeque ~ LA40 ~ Arroyo Hondo ~ Km 1 0.5 ~ Haina の Route のみで需要が増加すると供給安定上好ましくない。

したがって 1 変電所 1 Route の構成を解消するため今回新設する送電線を Feria ~ Rojas ~ Penson ~ Timbeque と結び市内南部系の Route を確立して系統強化をはかることとした。(Fig 5 - 3 参照)

なお、送電線の Route は将来の保守運用を考慮して道路に添ってなるべく直線状の Route を選んだ。

b) 電 線

電線は下記の理由により 現在 CDE で使用されている電線と同一規格である、
240 mm² ACSR (5595 MCM ACSR) を使用することとする。

- ① 許容電流は 600 A で将来の需要増加を見込んでも適切である。
- ② 現在の 69 KV 送電線も上記電線を使用しているので予備品、付属品および工具の互換性が得られる。

なお、既設送電線 Matadero ~ Feria 間の一部約 2 Km に 1/0 cu を使用しているため運用上の neck をさけるため今回同一電線に張り替えることとした。

c) 支持物

支持物は初期投資の軽減のためおよび CDE の使用実績を考慮して木柱を使用することとした。

d) 送電設備第 1 期工事の概要

① Feria ~ Timbeque 間

区 間	Feria ~ Timbeque
互 長	8.2 Km
電 圧	69 KV
電気方式	3 相 3 線式 60 HZ
回 線 数	1 回線
電 線	240 mm ² ACSR (5595 MCM. AASC)
架空地線	55 mm ² (3/8") 亜鉛鍍鋼より線
碍 子	254 mm 懸垂碍子およびラインポスト碍子

支持物 木柱

② Matadero ~ Feria 送電線 (電線張替)

区 間	Matadero ~ Feria 間
互 長	2 Km
電 圧	69 KV
電 線	240 mm ² ACSR (559.5 MCM AASC)

2) 変電設備

需要増加に伴なう 12.5 KV配電線フィダーの新設、4.2 KV配電線の昇圧、および地中化工事のために既設変所主要変圧器が過負荷となる地域が生じるので変圧器の増設(移設)が必要になった。また重負荷地区の供給対策として1982年運転開始目途にRojas変電所を新設することとした。

なお4.2 KV配電のFeria 5/8 は配電線の12.5 KV昇圧と同時に下記の理由により廃止することとした。

- ① 配電線の12.5 KV昇圧に伴ない、変電機器の取替えが必要であり、新設変電所同様の工事資金が必要である。
- ② Firis 5/8 は、Matadero 5/8 および今回新設するRojas 5/8 に近接しており、昇圧後は、配電幹線の互長範囲内において利用度が少なくなる。
- ③ 設備も老朽化しており敷地も狭い。

つぎに変電設備の第1期工事の概要についてのべる。

a) 新設変圧器の容量

新設変電所主要変圧器の単位容量は基本構想に従って予想負荷、故障時隔通容量およびCDEの使用実績等を勘案して28 MVA とした。

なお、増設変圧器についても流用移設変圧器を除いて最終形態としては新設変電所所と同じになるよう、相互運用を考慮して同一容量とした。

b) 絶縁設計

送電線との絶縁協調を考慮して変電所機器の基準絶縁強度を下記のとおり選定した。

69 KV	機 器	B 1 L	3 5 0 KV
13.5 "	"	"	1 1 0 "

なお耐雷設計については架空地線によりしゃへいすることとした。

c) 主要機器の仕様

① 主要変圧器

主要変圧器は、需要家電圧の変動を考慮して負荷時Tap 切換装置(OLTC) 付きとし、結線方式は、125KV配電線が多重接地のため△-Yとした。

また、3相変圧器を使用することとした。

② シヤ断器

シヤ断器の定格シヤ断電流は故障計算の結果、ならびに標準値およびCDEの使用実績により下記のとおりとした。

69 KV 20 kA (2,500 MVA)

12.5 " 25 " (520 ")

d) 変電設備第1期工事の概要

① 新設変電所の概要(Rojas S/S)

Fig 5 - 4 および Fig 5 - 5 参照

○ 主要変圧器 3相 28 MVA 1 台

67/12.47 KV OLTC 付

○ 69 KV送電線引込設備 1回線

72 KV 20 kA OCB 1台

72 KV 断路器 3組

○ 12.5 KV配電線引出設備

15.5 KV 25 kA OCB 8台

15 KV 断路器 4組

Table 5 - 3 Outline of Substation Facility works - 1 st Stage
(Changes of Transformer capacities)

Substation	MVA before work	MVA after work	Increase or decrease		Remarks
			Increase	Retired	
Rojas	MVA 0	MVA 28.0	MVA×units 28×1	—	Added
Timbeque	79.4	93.4	28×1	14×1	
LA 40	31.77	59.77	28×1	—	
Metropolitano	42.0	56.0	28×1	14×1	
Embajador	36.4	78.4	28×2	14×1	
Herrera	233.75	513.75	28×1	—	
Arroyo Hondo	14.0	28.0	14×1	—	Transformer ex Metropolitano
Km 10.5	21.5	35.5	14×1	—	Transformer ex Embajador
CN. Penson	28.0	56.0	28×1	—	
Matadero	22.4	22.4	—	—	
Los Mina	36.4	36.4	—	—	
Feria	10.5	0	—	10.5	discontinue
Total	22 units 345.745	28 units 545.245	10 units 252.0	-4 units -52.5	

Fig 5-4 SINGLE LINE DIAGRAM OF SUBSTATION

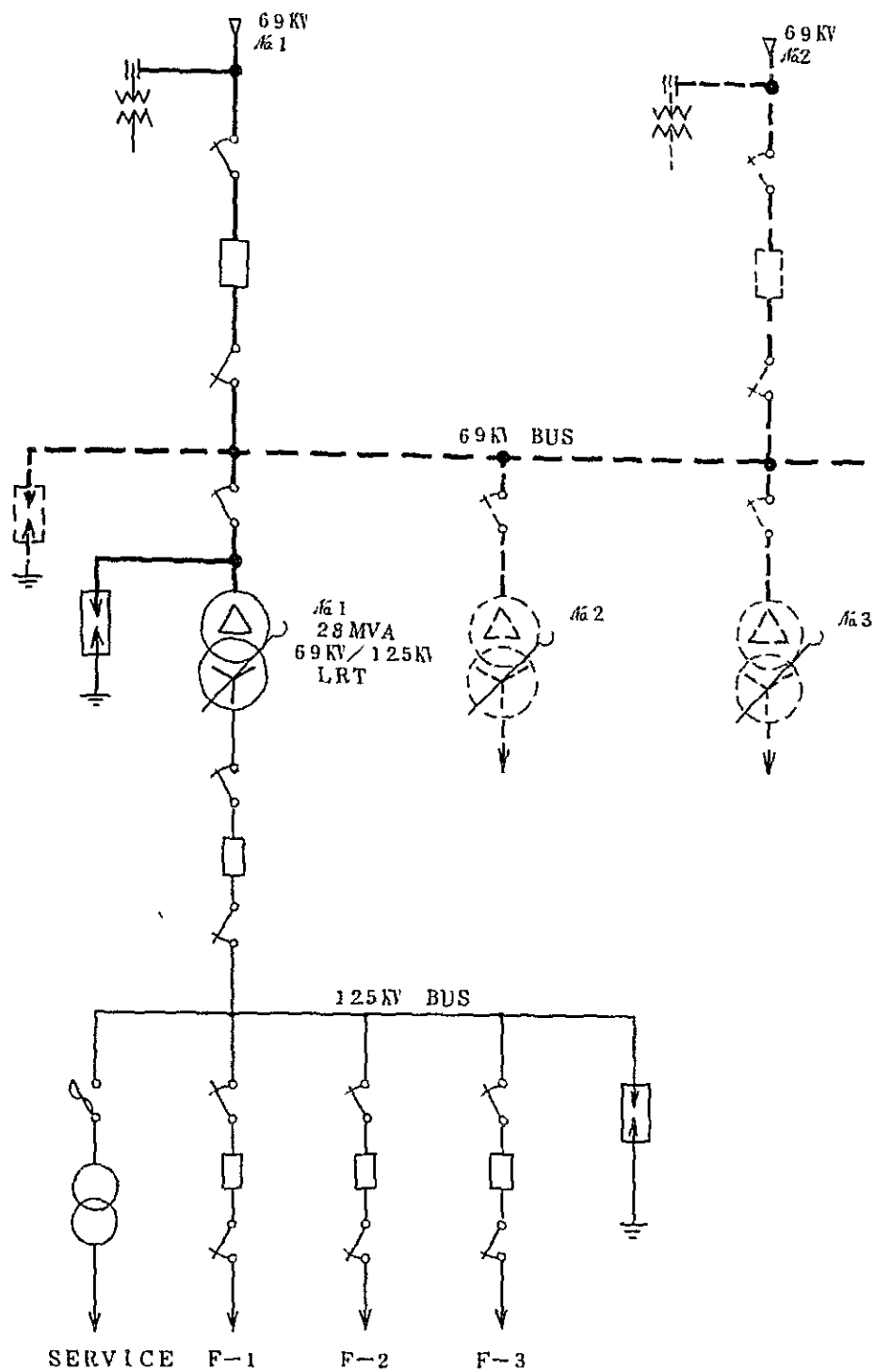
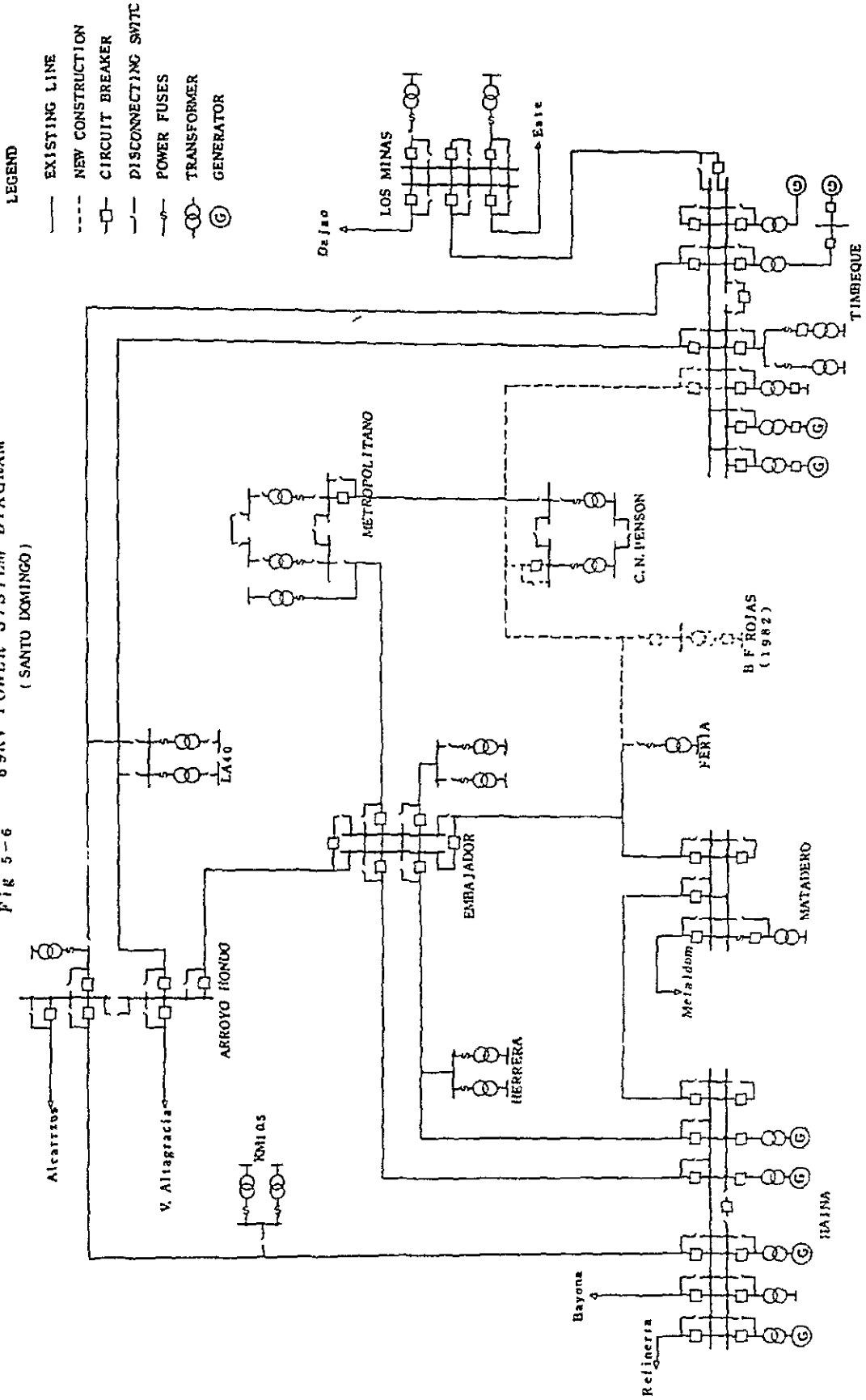
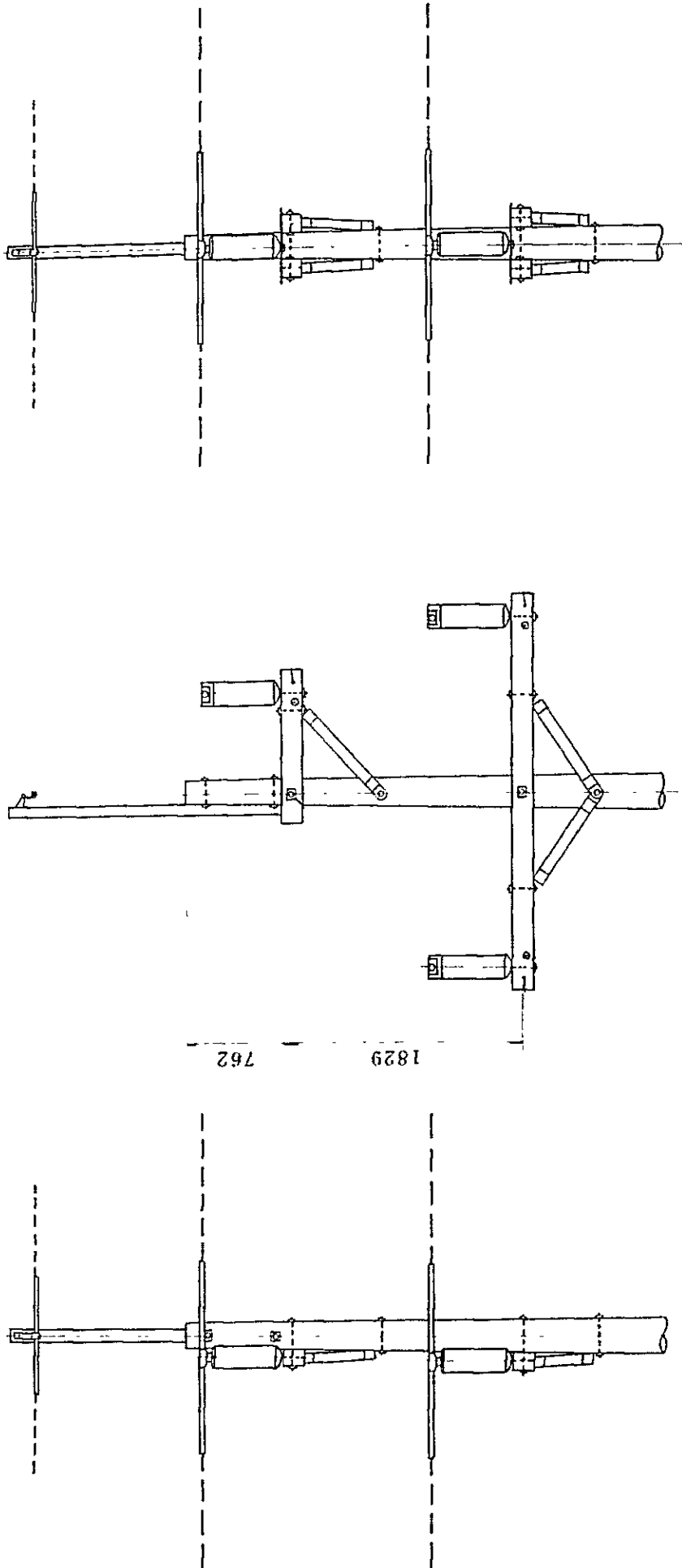


Fig 5-6 69KV POWER SYSTEM DIAGRAM
(SANTO DOMINGO)



6.9 KV TRNSMISSION LINE TANGENT STRUCTURE
(SINGLE POLE TYPE)

Fig 5 7

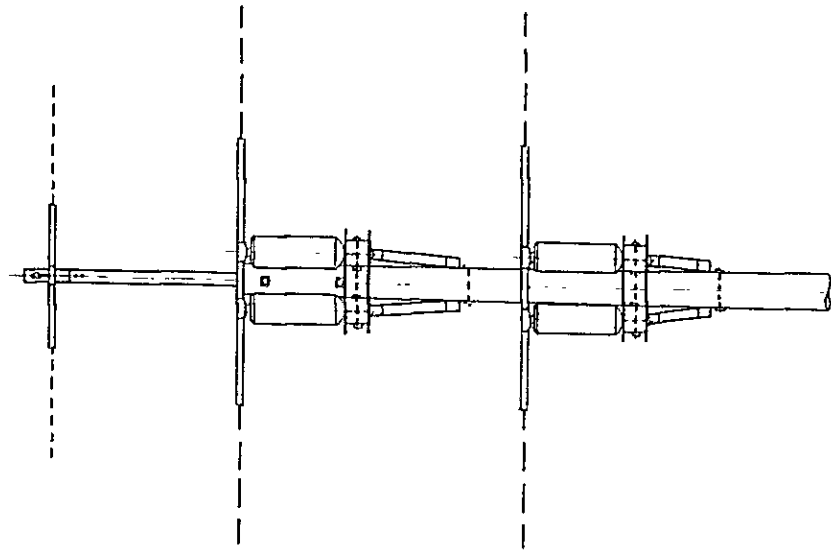


TP-2G
DOUBLE CROSSARMS

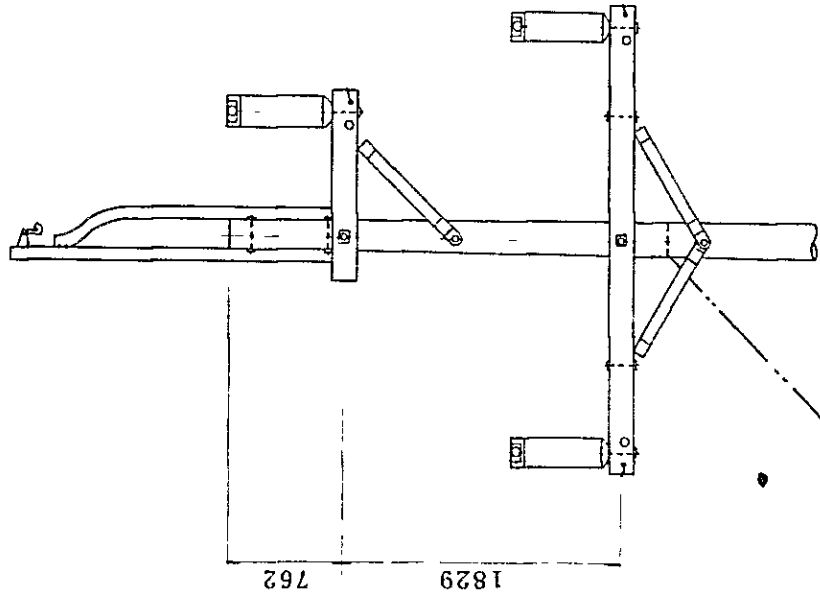
TP-1G
SINGLE CROSSARM

69 KV TRANSMISSION LINE LIGHT ANGLE STRUCTURE
 (SINGLEPOLE TYPE)

Fig 5 - 8



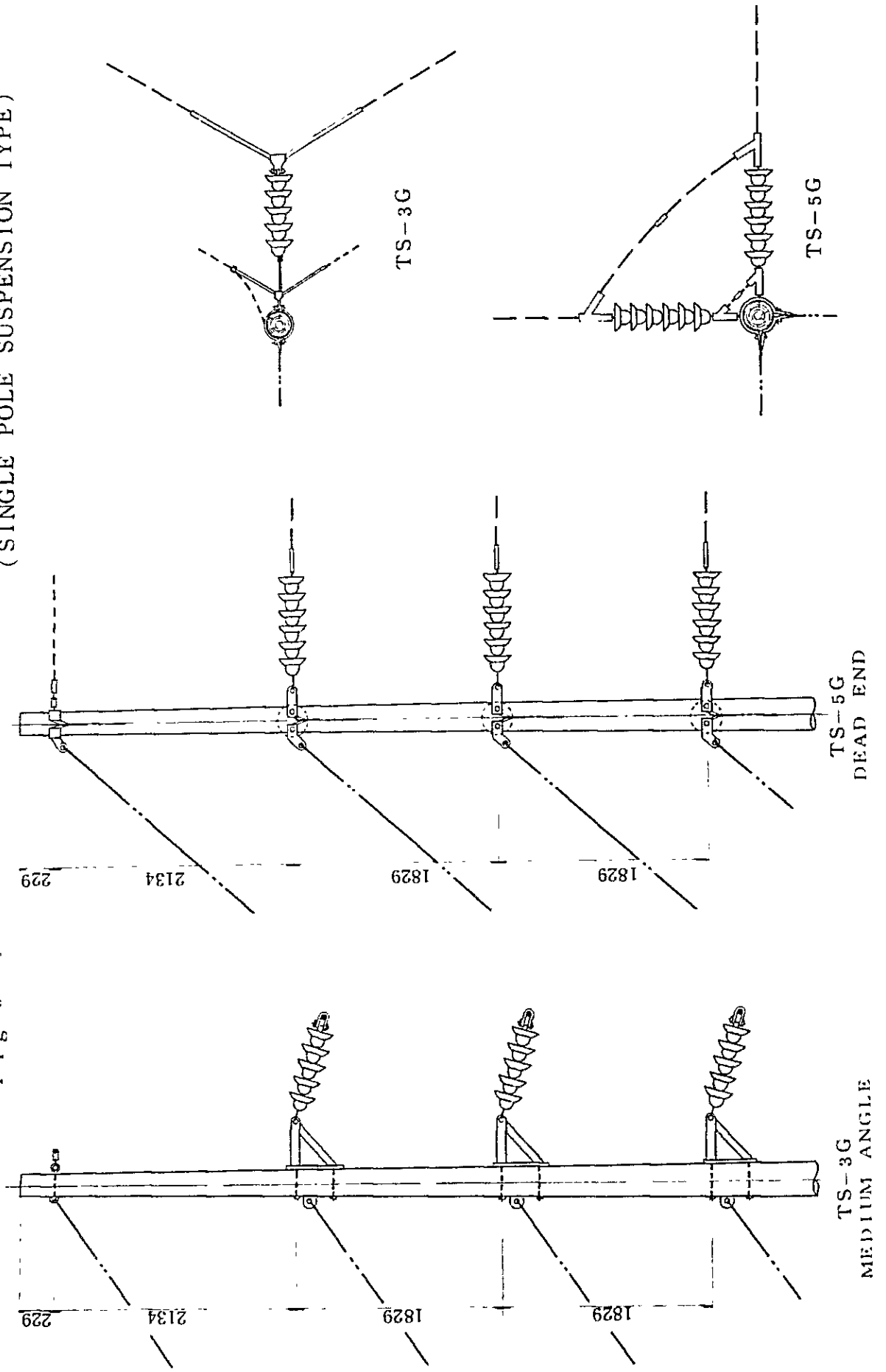
TP-3GA
 LIGHT ANGLE (4° - 8°)



TP-3G
 LIGHT ANGLE (1° - 3°)

69 KV TRANSMISSION LINE VERTICAL STRUCTURE
 (SINGLE POLE SUSPENSION TYPE)

Fig 5 9



6.9KV TRNMISSION LINE DEAD END STRUCTURE
(H-FRAME SUSPENSIN TYPE)

Fig 5-10

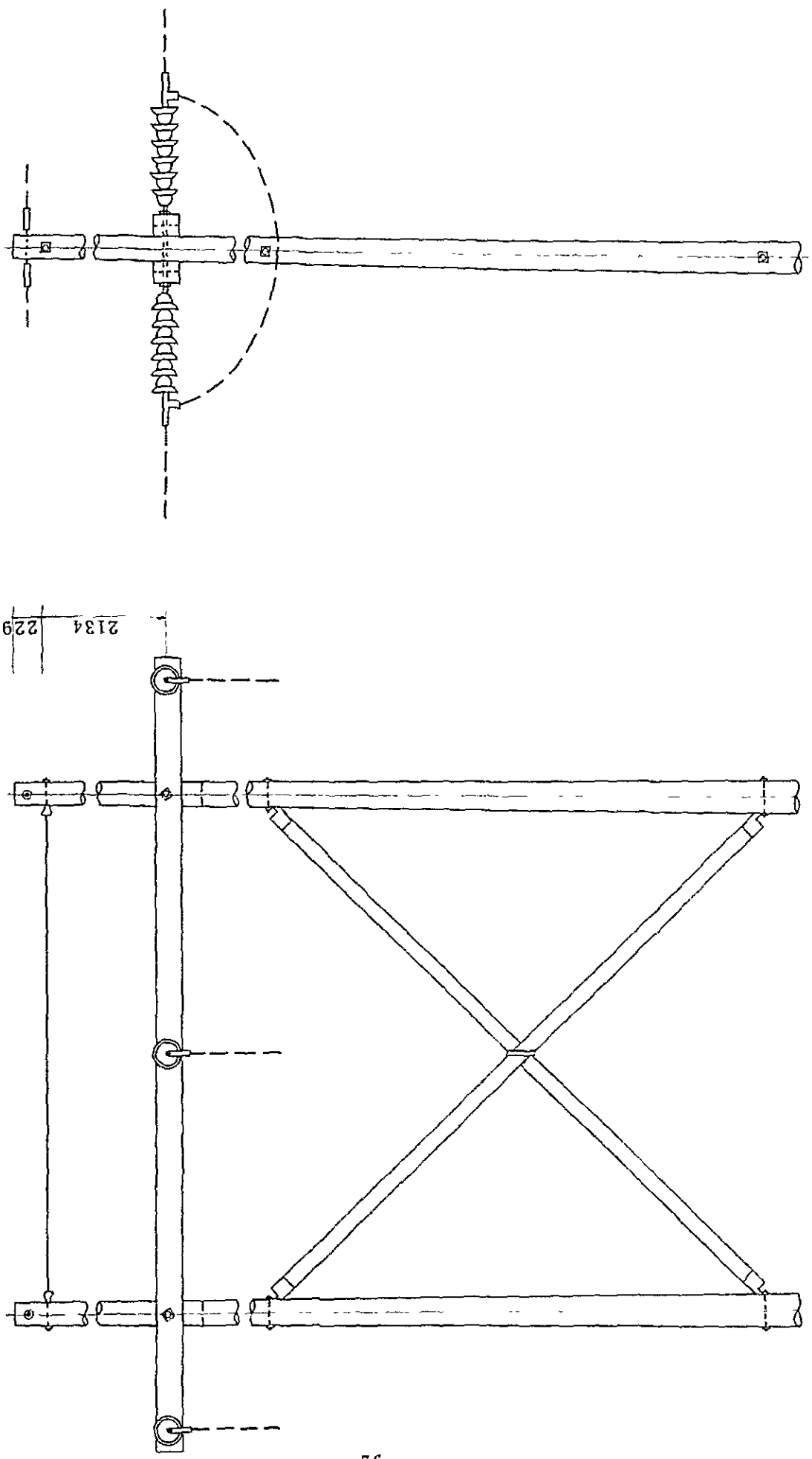
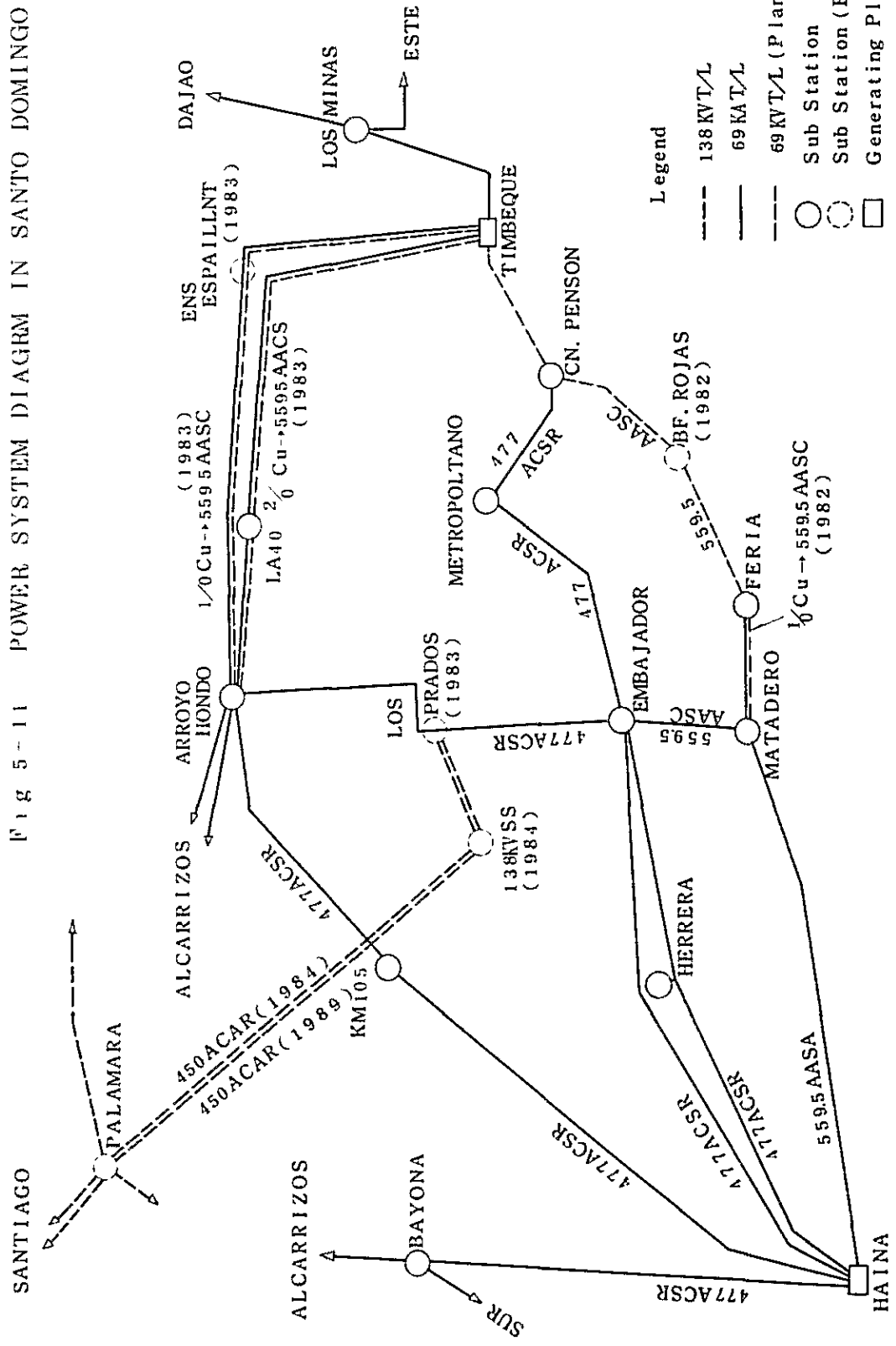


Fig 5-11 POWER SYSTEM DIAGRAM IN SANTO DOMINGO



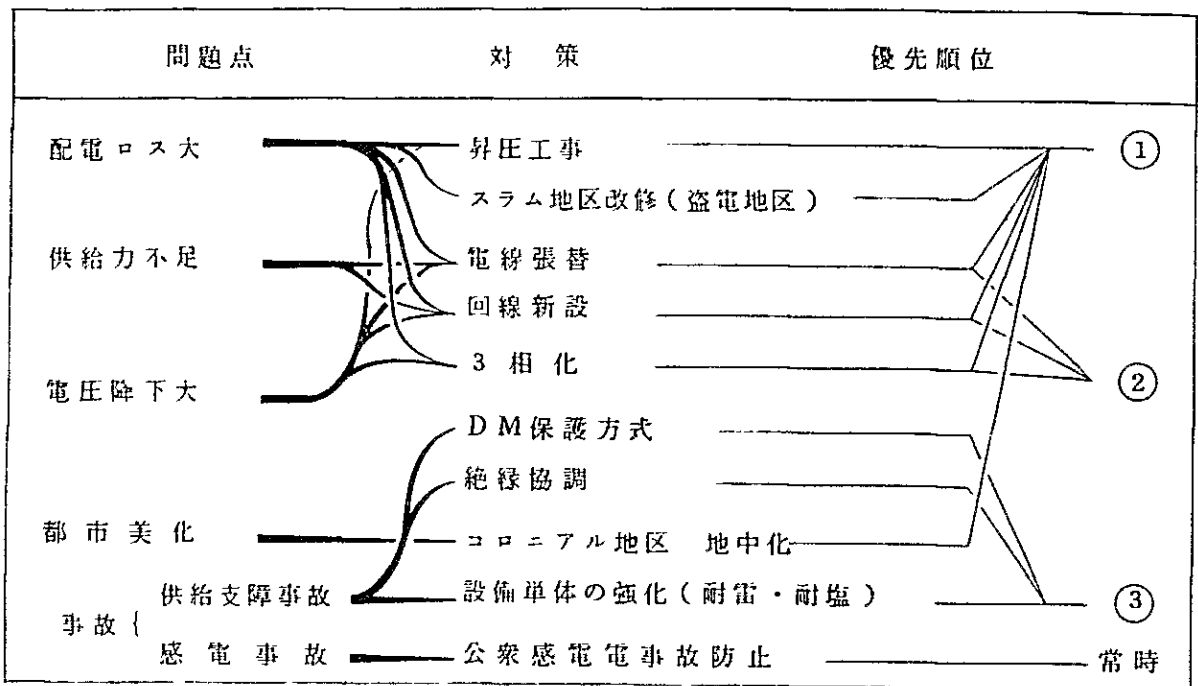
3) 配電設備（車両、工具を含む）

配電設備の現状と問題点で述べたように、現状が既にゆきづまっており、電力の安定供給の為には早急な改善を迫られている。

例えば供給力増減、盗電対策、ロス軽減、適正電圧の維持、都市美化など枚挙にいとまがない。

工事資金、工期の関係から優先順位をきめ、実施したい。（Fig参照）

Table 5-4 優先順位決定図式



第1期工事は緊急度の高いものから実施する。

a) 地中化工事

コロニアル地区はサントドミンゴ市の観光地であり、美観上や公衆の安全確保のためにもオール地中化とし、昇圧工事をあわせ行なう。

- ・地中化区域 ————— 約 1 km
- ・地中化フィーダー ——— 4 フィーダー
- ・高圧ケーブル直長 ——— 7.6 km
- ・埋設方式 ————— 管路方式（最大4孔管）
- ・使用ケーブル ————— Cross-linked Polyethylene
絶縁ケーブル Cu 350 MCM. 15 kV用

- ・マンホール ————— 37ヶ所

低圧線についても原則としてオール地中化で考えるが、狭い路地で掘削困難な場所は架空線とする。

b) 昇圧工事

4.16 kVフィーダーは配電の現状の問題点で述べたように、配電損失、電圧降下ともに大きい。従って、現状8フィーダーを昇圧する。ただし、地中化工事と同時施工分を除けば、架空線の状態で昇圧するのは次のとおりである。

- ・ Working Feeder - 6 Feeder - (Timbeque SS. Capotillo

}	"	Vill Francisca
}	"	Industrial planta
}	"	Independencia の一部
}	La Feria SS. No 1	
}	"	No 5

- ・ 柱上変圧器揚替台数 ————— 700台

- ・ 昇圧方法

高圧で供給している需要家はないので昇圧は簡単である。しかし、700台余りの柱上変圧器を昇圧当日、一斉に揚替えることは工事量が多く現実的に不可能である。従って、二重定格の変圧器(対地2.4 kV、7.2 kV共用Tr)を購入し、昇圧当日までに取替を完了させ、その間4.2 kVで運用する。昇圧当日は一斉にタップ変更のみで完了させる方法をとる。ただし、他のフィーダーと連絡可能な線路であれば、線路の負荷側から少しずつ切替ることは可能であろう。

c) 高圧幹線の新增設工事

変電所新設またはバンク容量増加に対応して、新しい回線を新設する。

- ・ 回線容量

変電所引出口はケーブルCu 600 MCM、架空線ACSR 266 MCMとし、供給力は8.9 MW 事故時は10.7 MW(120%過負荷)まで可能であるが、他回線事故時の供給余力を持たせるため通常は7.5 MWとする。従って28 MVA 1バンク増設の場合、新設フィーダーは3回線とする。

- ・ 使用電線

- ・ CuはALに比し比重は約3倍であるので、ALの導電率が60%と低いにもか

かわらず、現在のトン当りの価格から比較すると、Alの方がCuより2倍も余計に架線できる。このようなことから、電線はACSR裸線とし幹線はAWG 4/0以上とする。

- ・ 新增設フィーダー ————— 27フィーダー
- ・ 新設配電線亘長 ————— 73 Km
- ・ 電線 ————— ACSR 4/0 または ACSR 266 MCM

d) 電線サイズ up と 3 相化

幹線でもかなり細い電線を使用しており、ロス改善、電圧降下対策および事故時の負荷融通を考慮して、サイズアップを計る。

1期は特に工事量の大きい地中化と昇圧工事があるので、電線張替および3相化工事は1期、2期の継続工事とし、計画工事量のほぼ50%を第1期工事に計画した。

- ・ 幹線亘長張替 ————— 100 km
- ・ 3相化亘長 ————— 70 Km
- ・ 使用電線 ————— ACSR 4/0 または ACSR 266 MCM

e) スラム地区の配電線改修


原則として高圧線、低圧線を延長して、新しい設備とする。工事量が多いので1期2期の継続工事とし、第1期工事は総量の50%を計画する。

	1st stage	Total Quantity
電柱本数 (本)	2,300	4,600
高圧延長 (km)	20	40
低圧延長 (km)	115	230
引込線 (箇所)	25,000	50,000
W H M (個)	25,000	50,000

f) 低圧配電線の改修

スラム地区以外の一般低圧配電線も電線サイズが小さく、線路ロスが大きいと判断されることから改修する。工事量が多いので1期2期の継続工事とするが、第1期工事は次のとおりとする。

- ・ 低圧線亘長 ————— 100 km

- ・使用電線  out-door weather proof wire ... ow
(Vinyl insulation material)

g) 工具、測定器

上記の工事を実施するに当っては、相当の工事量と所要日数を要するに当っては相当の工事量と所要日数を要するため、極力機械力の導入をはかり、省力化、能率向上に努めなければならない。このようなことから、圧縮工具や各種車輛および試験装置を購入するものとする。

(注：詳細については巻末にあげる、attachment を参照)

Fig 5-12

Under Ground Distribution Line Route map

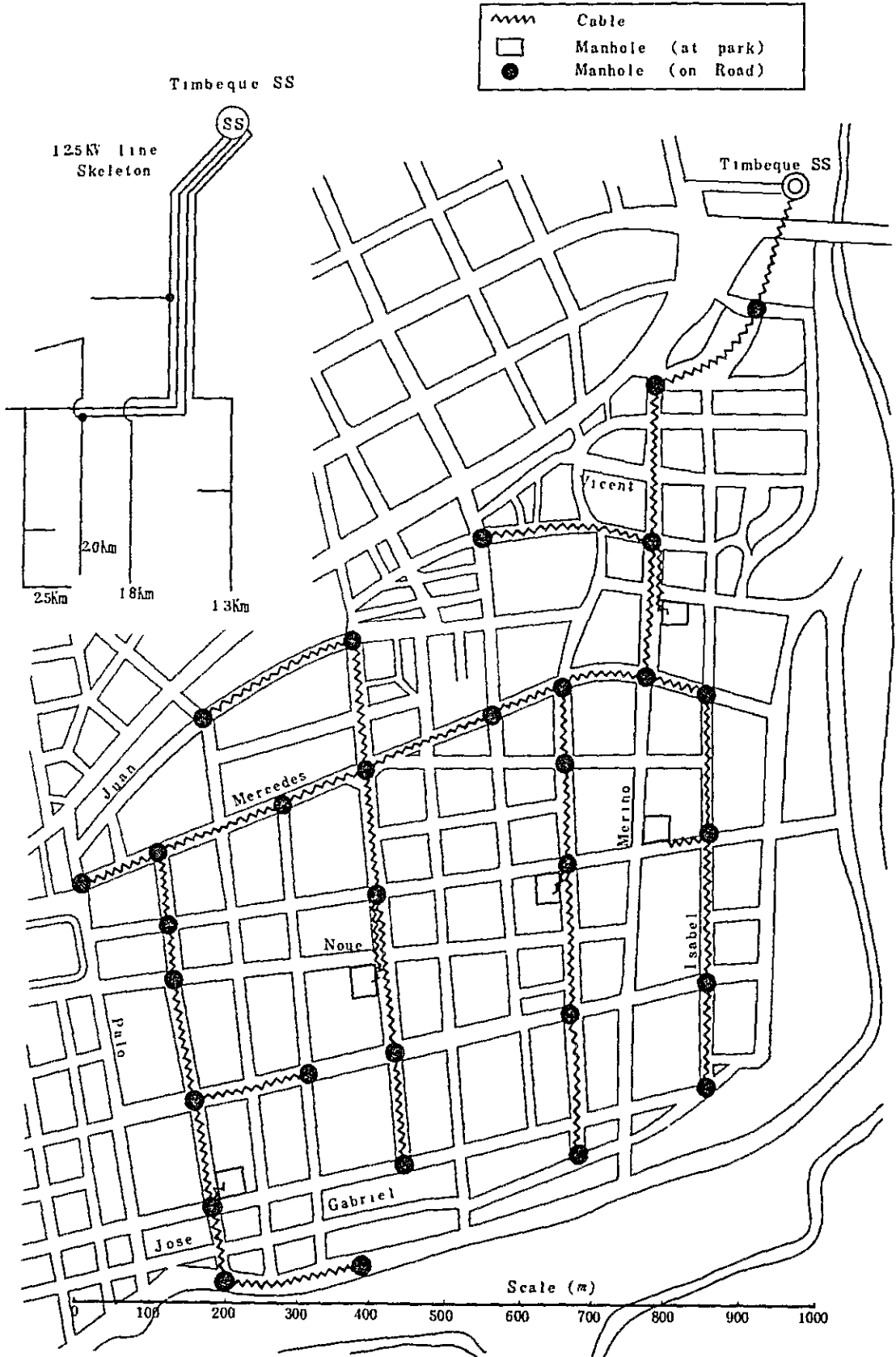
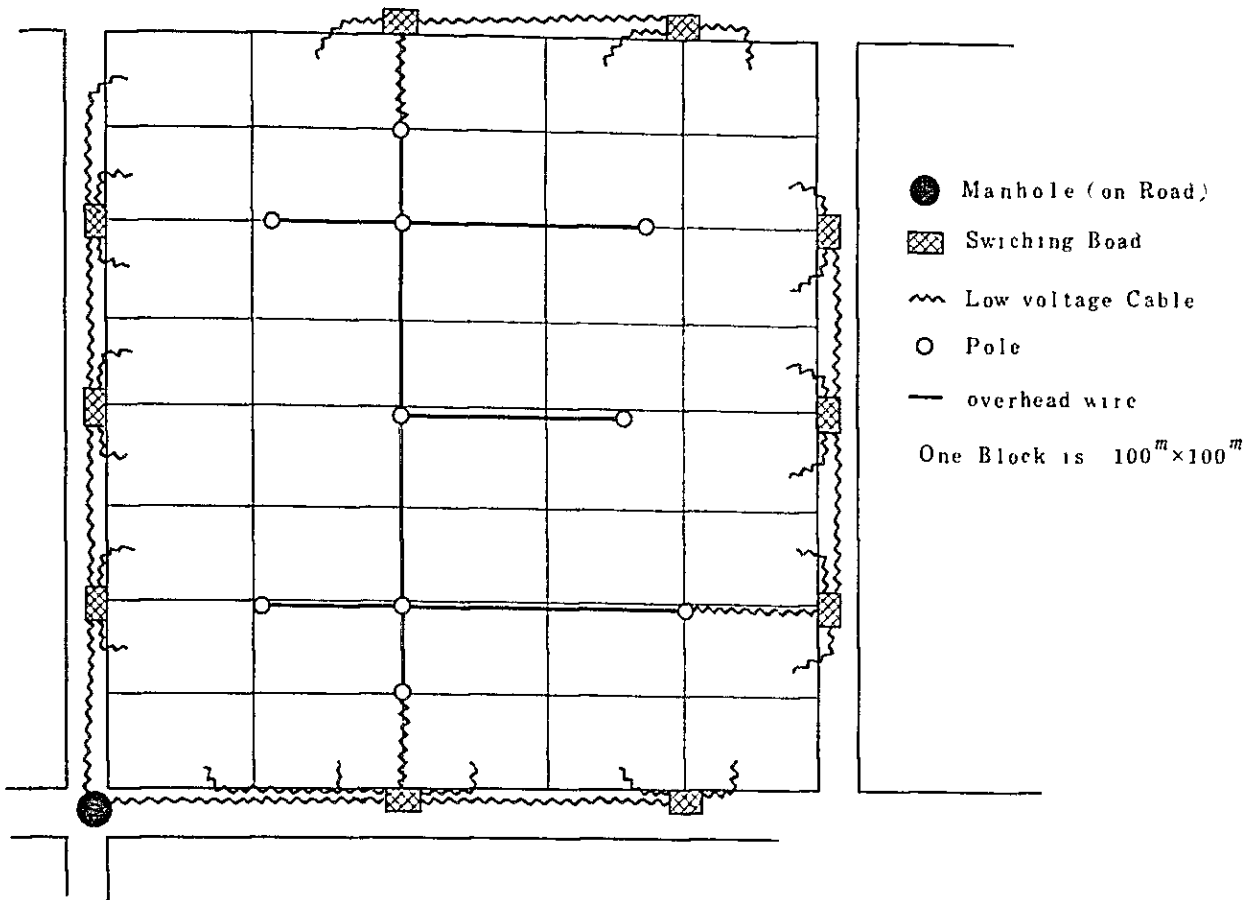


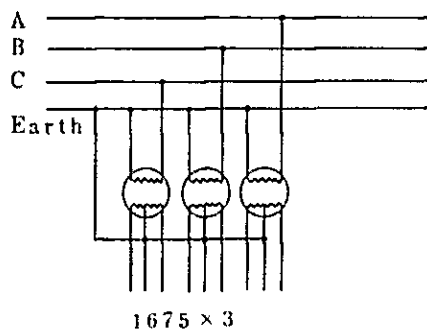
Fig 5-13

Low voltage cable model



Connection of Distribution Transformer

Lighting Load



Power Load

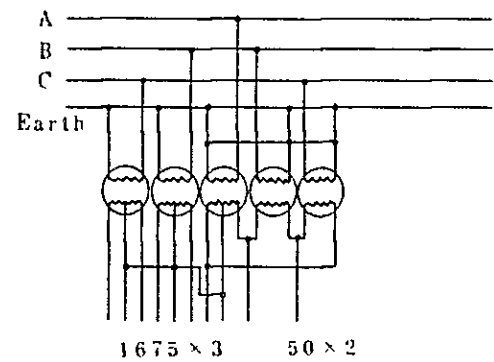


Fig 5-14-A Method of Improvement for Distribution Line

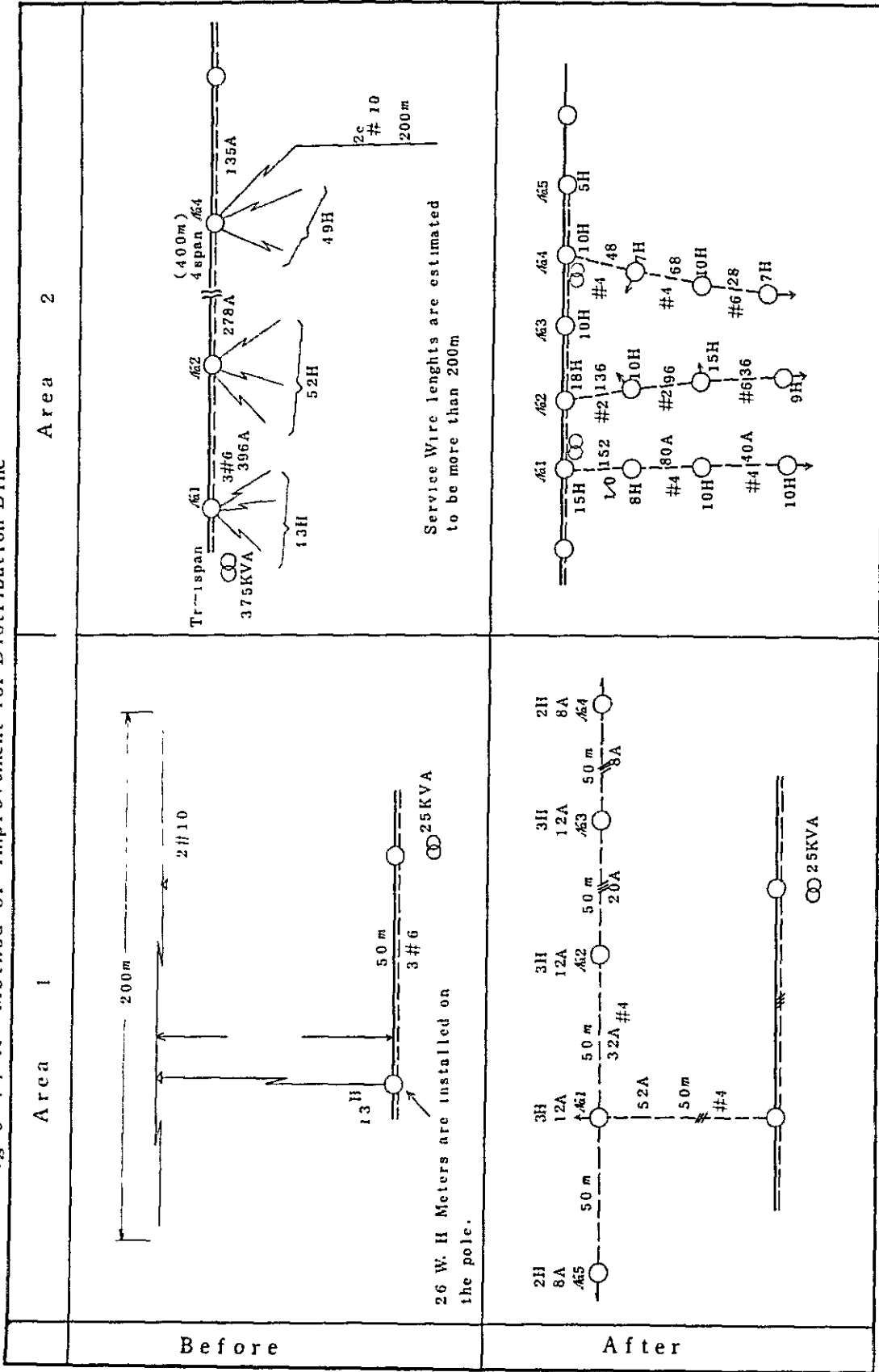


Fig 5 - 14 - B

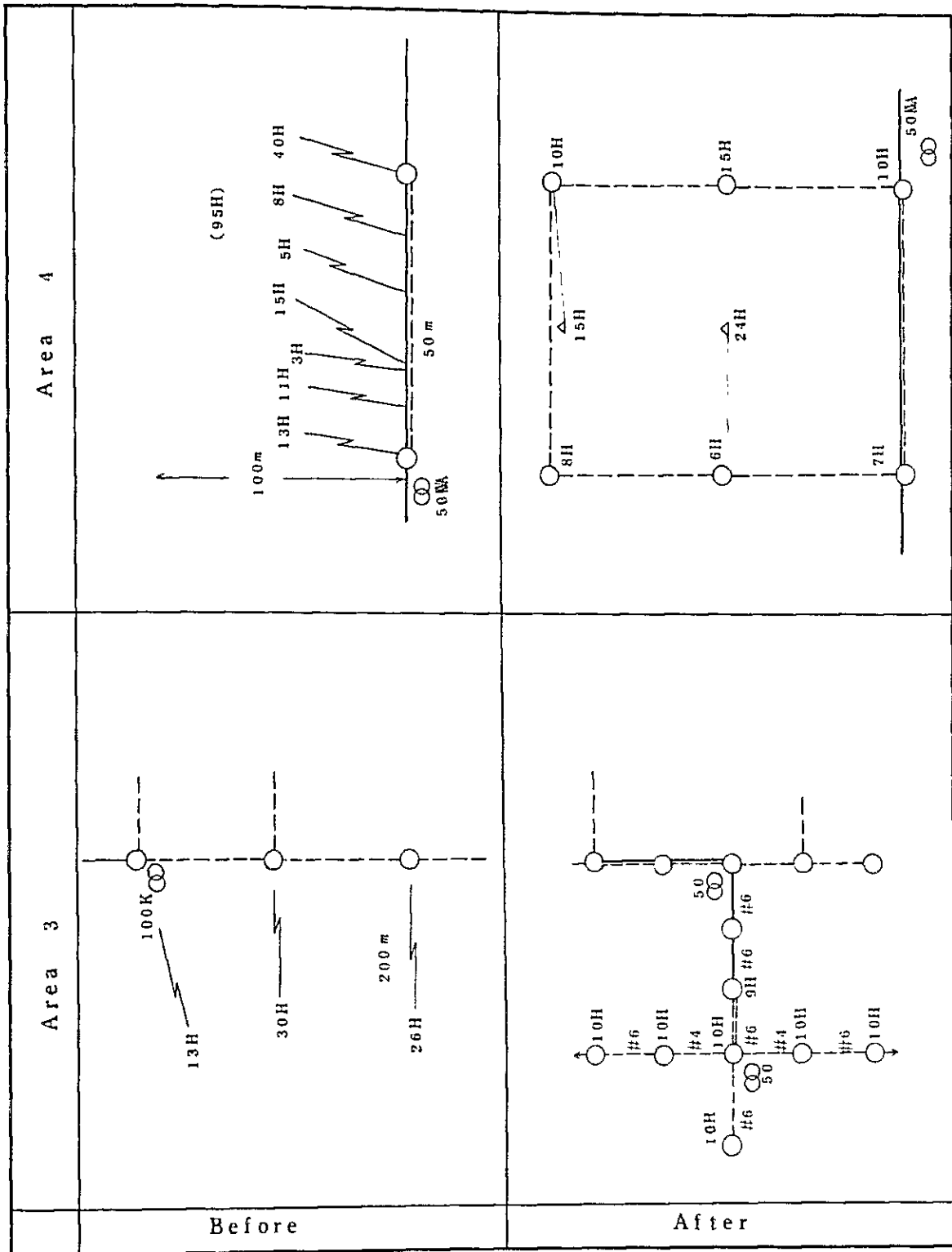


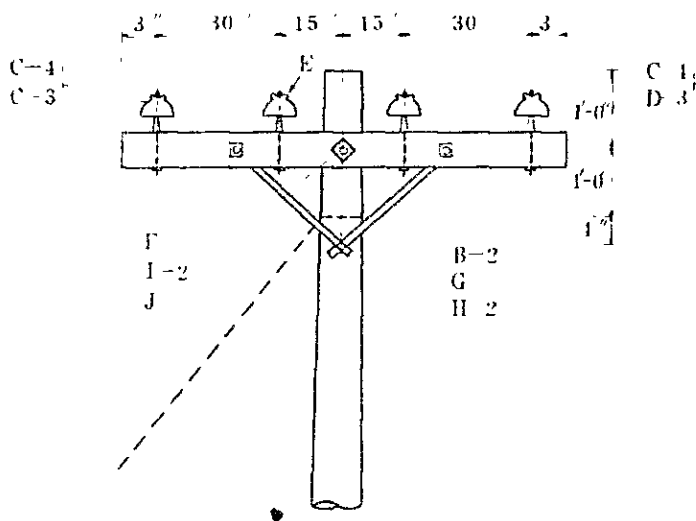
Fig 5 - 15 Details of Pole Dimension Diagram

72 125 KV. PRIMARIO TRIFASICO

0 a 5 SOPORTE
 PRIMARIO SENCILLO,
 ESTRUCTURA EN TANGENTE
 O ANGULO PEQUENO

6' a 20' SOPORTE
 PRIMARIO DOBLE ESTRUCTURA
 EN ANGULO LIGERO

ESTRUCTURA TIPO F 1



ESTRUCTURA TIPO F-2

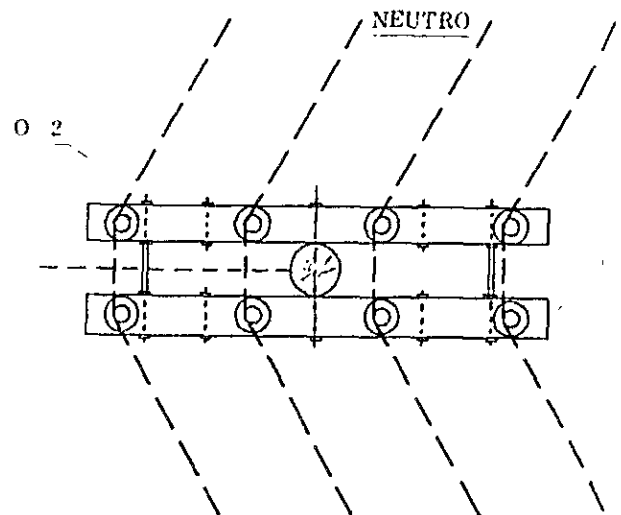
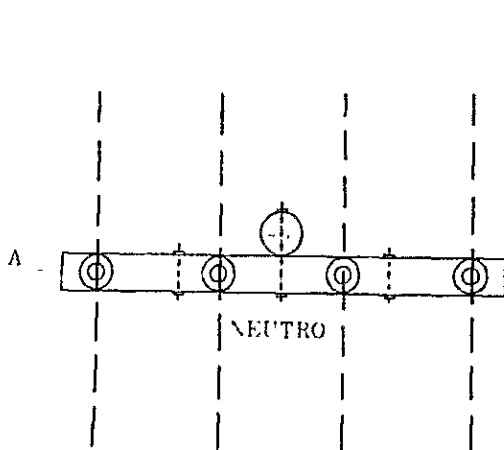
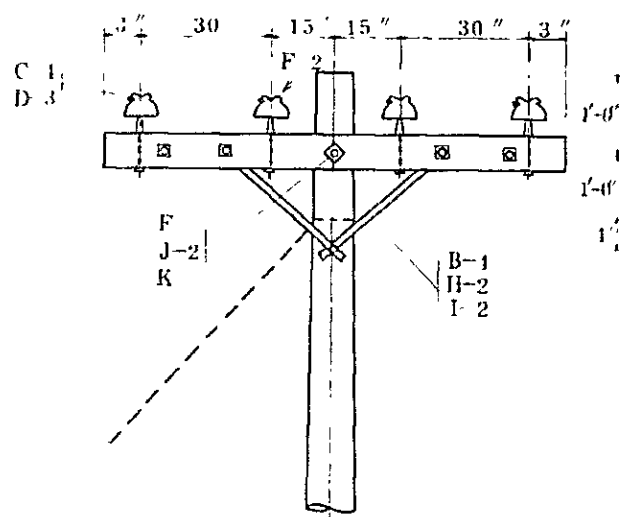
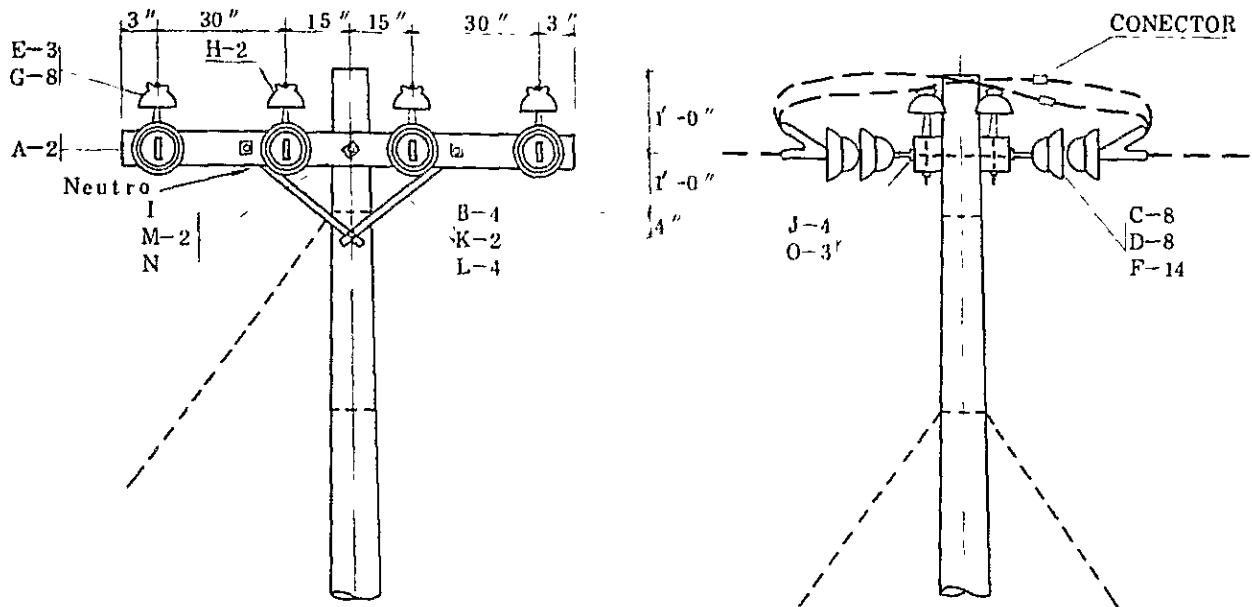


Fig 5-16

7.2/12.5 KV. PRIMARIO TRIFASICO SOPORTE PRIMARIO
 TERMINAL DOBLE HORIZONTAL ESTRUCTURA EN TANGENTE.

ESTRUCTURA TIPO: F-7



SECUNDARIO 120/240 MONOFASICO 3 HILOS. 0°
 SOPORTE SENCILLO ESTRUCTURA EN TANGENTE.

ESTRUCTURA TIPO. S-1

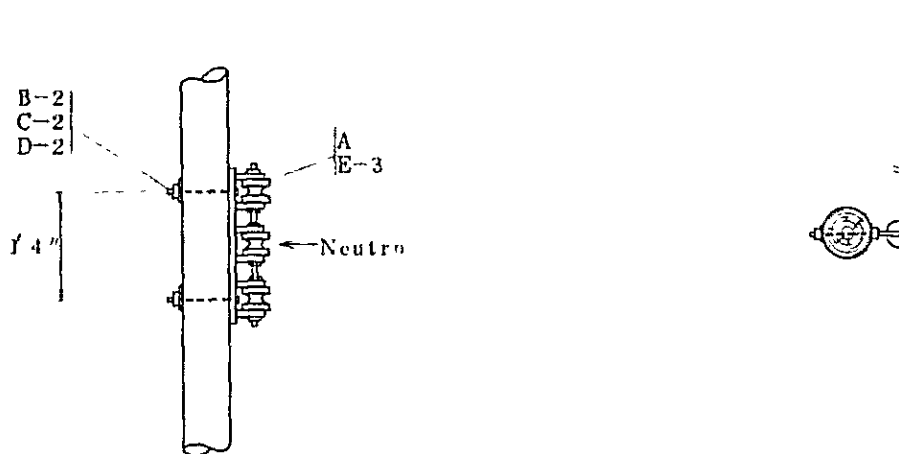
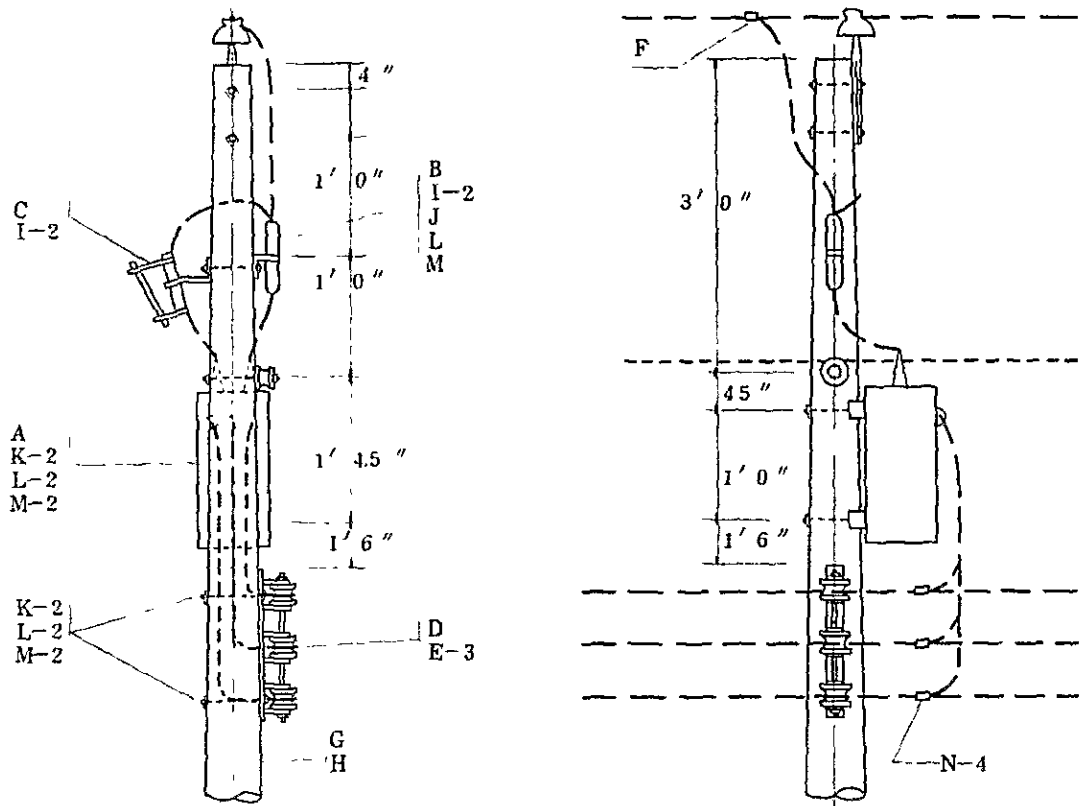


Fig 5-17

DETALLE INSTALACION TRANSFORMADOR MONOFASICO
12,470 y GRD/7,200V. -120/240V

ESTRUCTURA TIPO:DT-1



DETALLE INSTALACION BANCO TRIFASICO DE TRANSFORMADORES
7200/12,470-120/240

ESTRUCTURA TIPO:DT-3

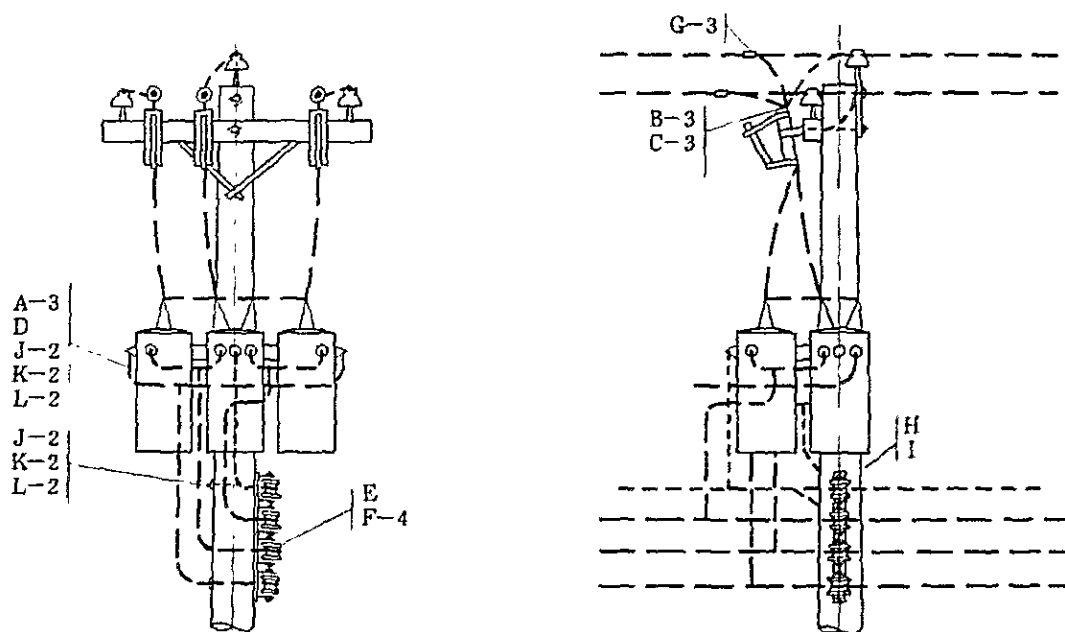
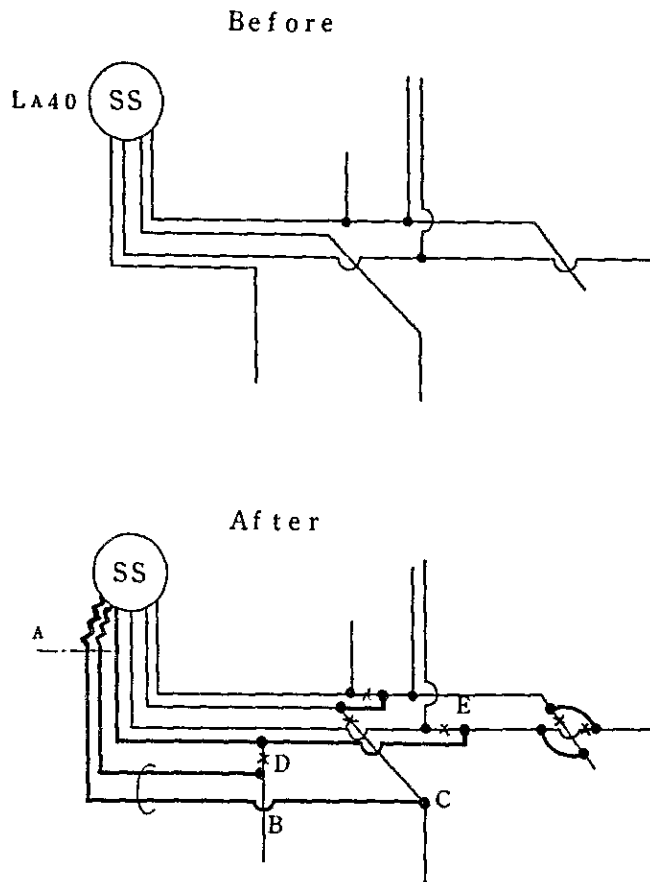


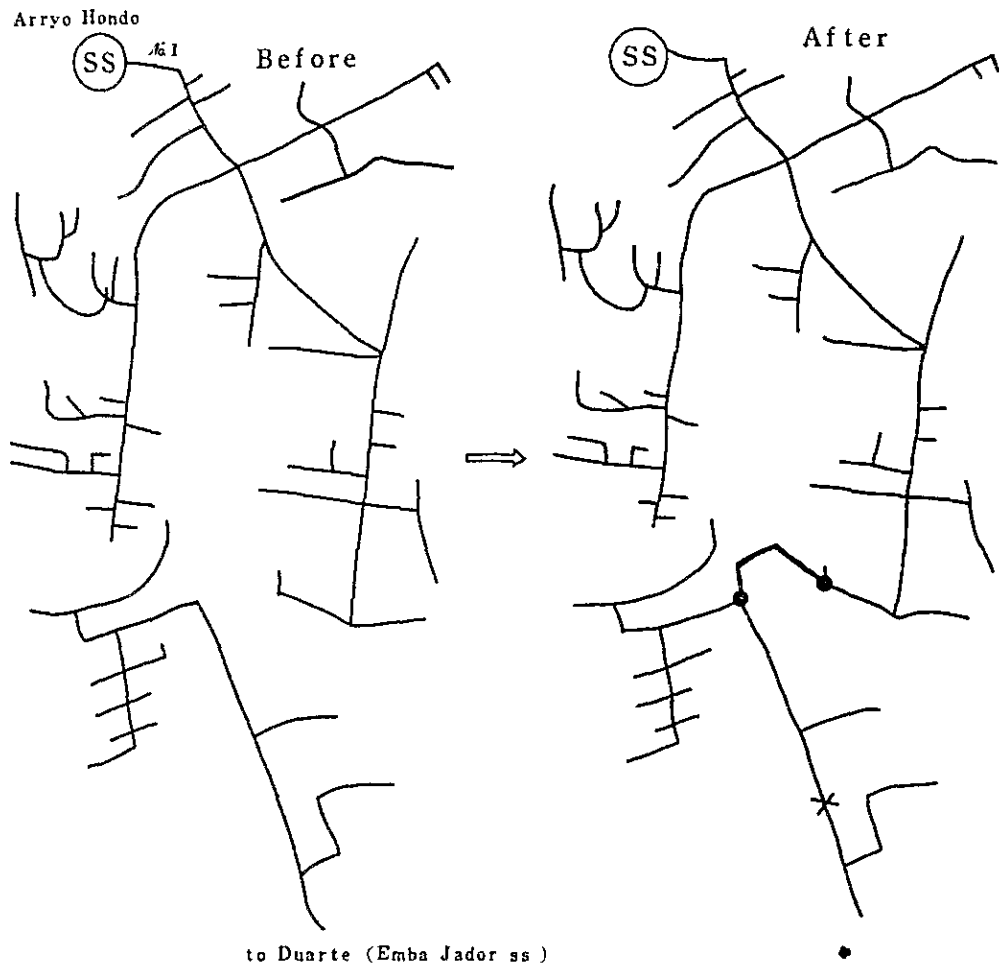
Table 5-5-(1) Estimation of Construction Cost for Feeder
Case 1



unit : 10³ ¥

section	length km	Construction work	Construction New-H.V.D line	Conductor Size up	Under built	Outgoing Cable	total
SS-A	0.2x2	under ground	—	—	—	30316	30316
A-B	0.6x2	ACSR 266MCM 3φ4W 2cct	8128	—	—	—	8128
B-C	0.8	ACSR 266MCM 3φ4W 1cct	6275	—	—	—	6275
D-E	0.8	ACSR 266MCM 3φ4W 1cct	—	—	4562	—	4562
SS-D	0.6	ACSR 266MCM 3φ4W	—	2747	—	—	2747
total	3.8	—	14403	2747	4562	30316	52028

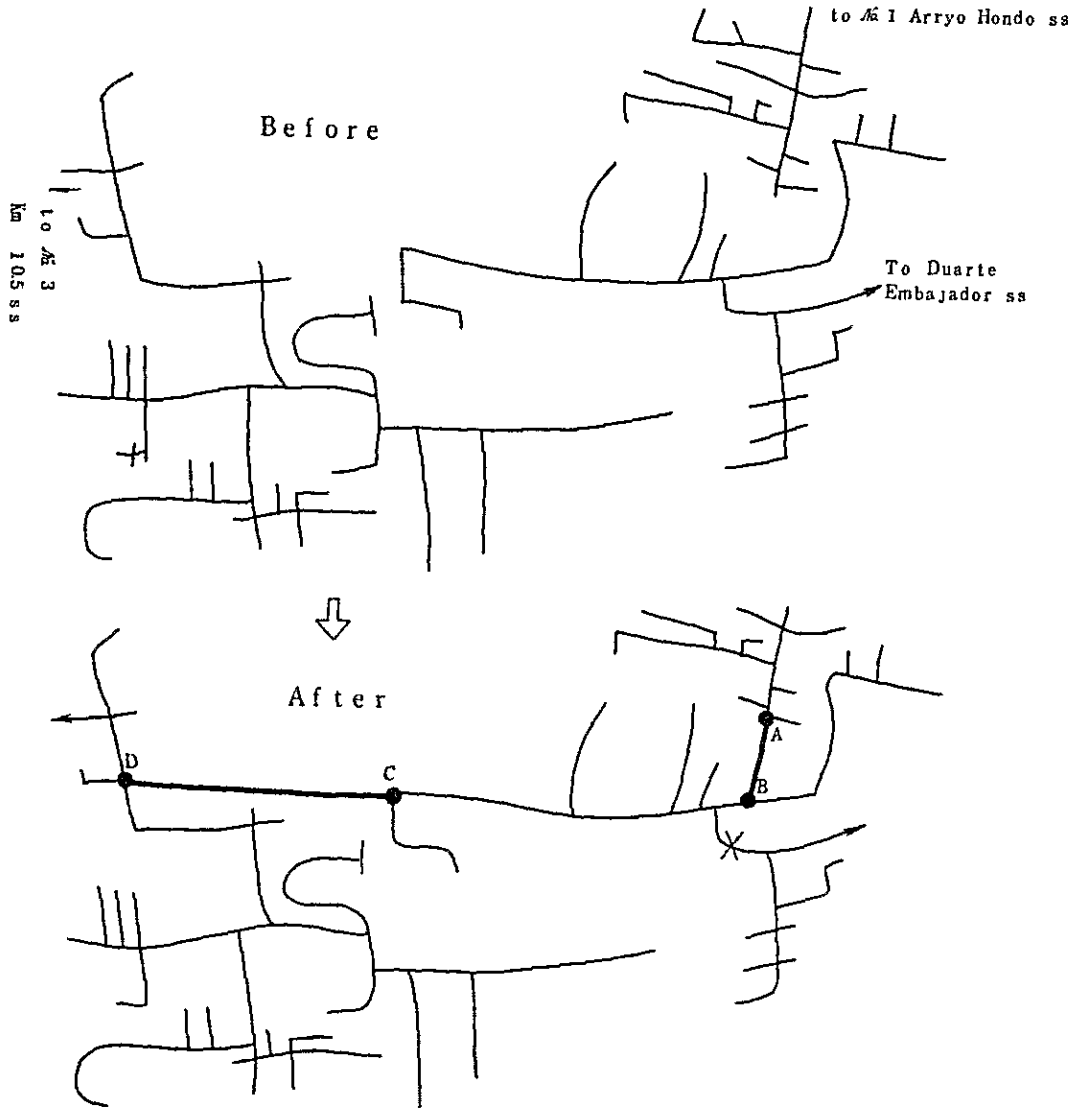
Table 5-5-(2) Estimation of Construction Cost for Feeder
Case 2



unit : 10³ ¥

section	km length	Construction work	Construction New H.V.D.lne	Conductor size up	Under built	Outgoing cable	total
A-B	0.6	ACSR 2/0 3φ4w 1cct	2973	-	-	-	2973

Table 5-5-(3) Estimation of Construction Cost for Feeder
Case 3

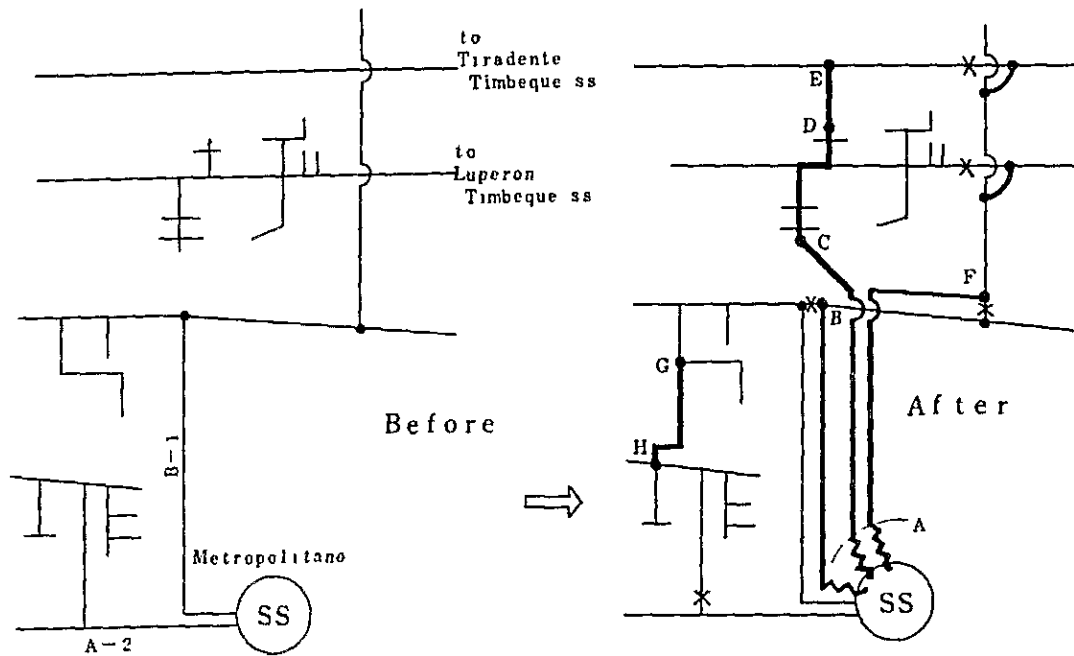


unit . 10⁵ ¥

Sect-ion	km length	Construction work	Construction New.H.V.D.line	Conductor Size up	Under built	Out going Cable	total
A-B	0.2	ACSR 2/0 3Ø1W 1cct	991	-	-	-	991
C-D	10	ACSR 4/0 3Ø4W 1cct	6,662	-	-	-	6,662
total	12	-	7,653	-	-	-	7,653

Table 5-5-(4) Estimation of Construction cost for Feeder

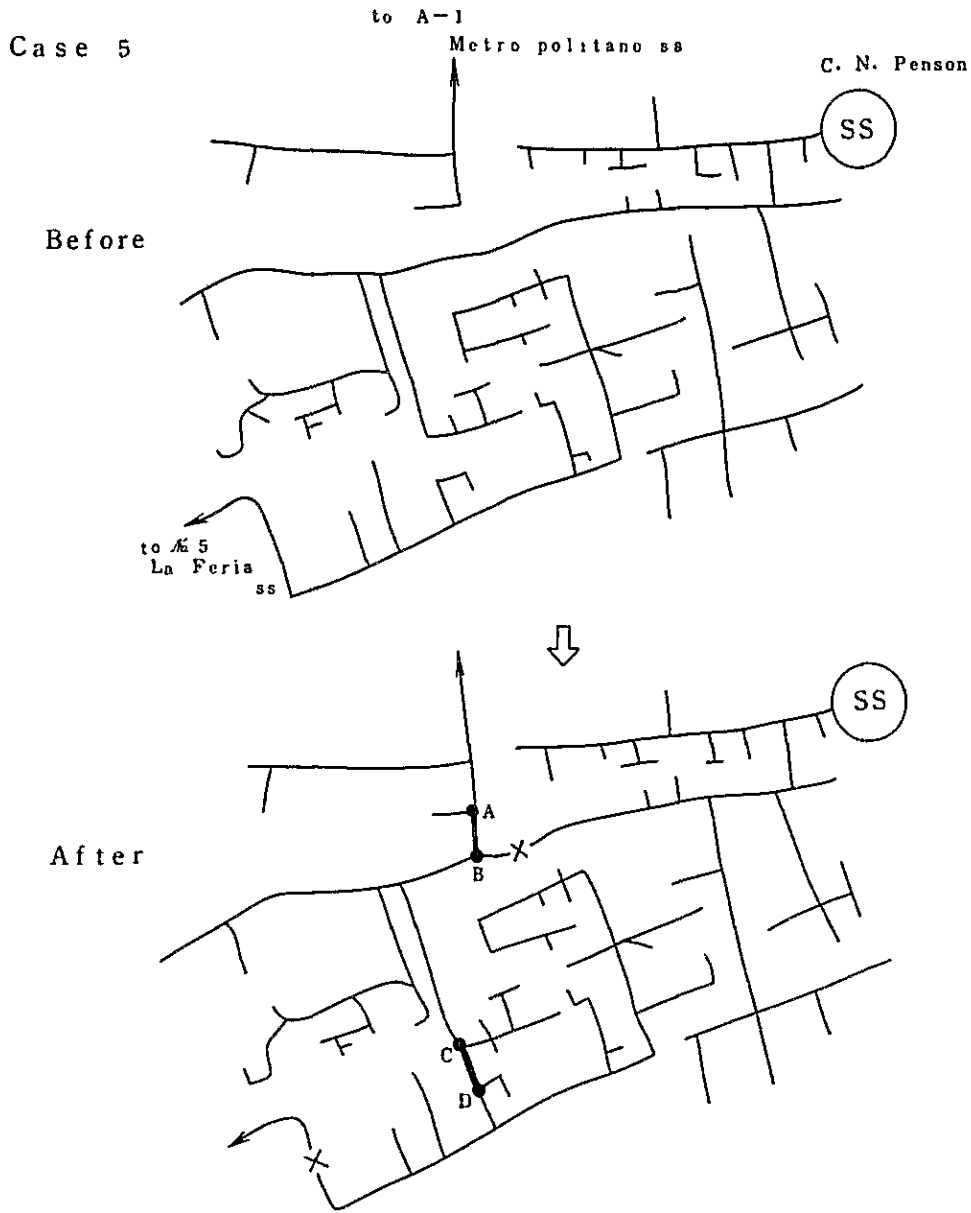
Case 4



unit : 10³ ¥

Section	Km length	Construction work	Construction New.H.V.D.lm	Conductor Size up	Under built	out going Cable	total
SS-A	0.2×3	under ground	—	—	—	4 5 4 7 4	4 5 4 7 4
A-B	1.0	ACSR 266MCM 3φ4W 1cct	—	—	5 7 0 2	—	5 7 0 2
A-B	10×2	ACSR 266MCM 3φ4W 2cct	1 3 5 4 6	—	—	—	1 3 5 4 6
B-C D-E G-H	0.2 0.1 0.55 0.25	ACSR 4/0 3φ4W 1cct	3 6 6 4	—	—	—	3 6 6 4
B-F	0.7	ACSR 4/0 3φ4W 1cct	—	—	3 1 6 4	—	3 1 6 4
C-D	0.7	ACSR 4/0 3φ4W 1cct	—	2 3 7 7	—	—	2 3 7 7
total	5.6	—	1 7 2 1 0	2 3 7 7	8 8 6 6	4 5 4 7 4	7 3 9 2 7

Table 5-5-(5) Estimation of Construction Cost for Feeder



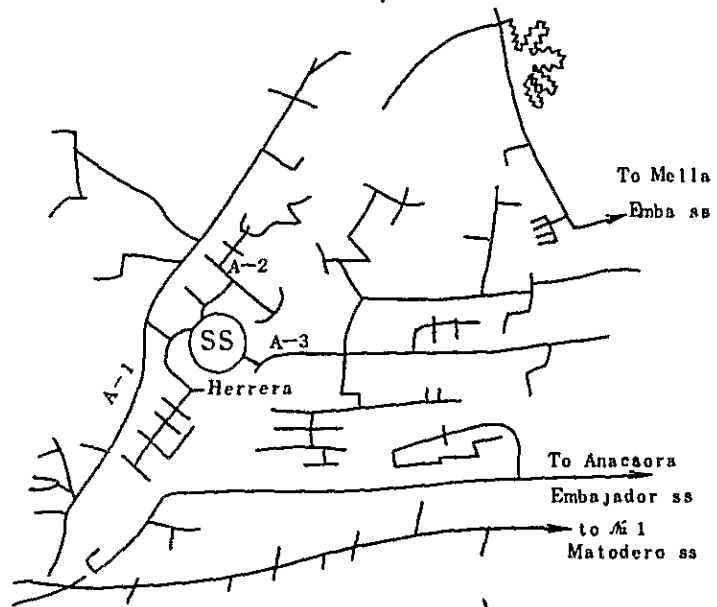
unit . 10³ ¥

Sect- ion	km length	Construction work	Construction New.H V.D.line	Conductor size up	Under built	Outgoing Cable	total
A-B	0.1	ACSR 2/0 3φ4W 1cct	496	-	-	-	496
C-D	0.2	ACSR 2/0 3φ4W 1cct	991	-	-	-	991
total	0.3	-	1.487	-	-	-	1.487

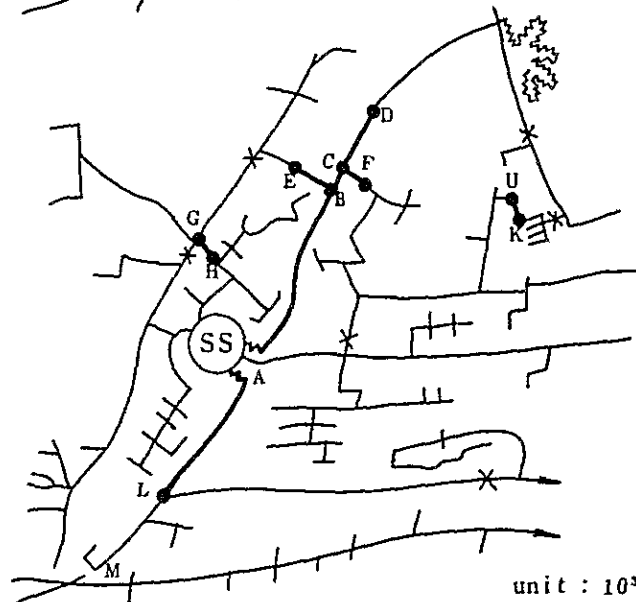
Table 5-5-(6) Estimation of Construction Cost for Feeder

Case 6

Before



After



unit : 10³ ¥

Sect-ion	Length Km	Construction work	Construction New H.V.D. line	Conductor size up	Under built	Out going cable	total
SS-A	02×2	under ground	-	-	-	30,316	30,316
A-L	1.25	ACSR 266MCM	12,305	-	-	-	12,305
L-M	12	"	-	5,494	-	-	5,494
A-D	32	"	25,100	-	-	-	25,100
G-H	02	ACSR 2/0	991	-	-	-	991
B-E	04	"	1,982	-	-	-	1,982
C-F	0.1	ACSR 266MCM	984	-	-	-	984
J-K	01	ACSR 2/0	496	-	-	-	496
total	69	-	41,858	5,494	-	30,316	77,668

5 - 4 第 2 期工事計画の概要

1) 送変電設備

第 1 期工事に引続き、需要増加にともなう既設変電所主要変圧器の過負荷対策として変圧器の増設（移設）、および重負荷地域の供給対策として Los. Pvdos $\frac{5}{8}$ 、Ens. Espaillet $\frac{5}{8}$ の 2 変電所を新設することとした。

また市内に 138 KV を導入し、138 KV 系統用変電所を 1 箇所新設して市内中央部および西部地区の負荷増加に対処するとともに 69 KV 系統の強化をはかることとした。

送電設備としては、Timbeque ~ Arroyo kondó 間の 2 回線が現在、 $\frac{1}{0}$ Cu、および $\frac{2}{0}$ Cu、の電線を使用しているため送電容量が不足となる、従ってこれを 240 mm² ACSR (450 KCM ACAR) に張り替える必要がある。

また市内に導入する 138 KV 送電線は将来計画を考へて 2 回線設計とし、当初は 1 回線で運用するよう計画した。

送変電設備の第 2 期工事の概要はつぎのとおりである。

送電設備第 2 期工事の計画概要

① 138 KV 送電線 (新設)

区 間	Dainaps ~ 市内 138 KV $\frac{5}{8}$ 間
亘 長	1.3 Km
電 圧	138 KV
電気方式	3 相 3 線式 60 Hz
回 線 数	1 回線 (支持物 2 回線設計)
電 線	240 mm ² ACSR
碍 子	254 mm ² 懸垂碍子
支持物	鉄 塔

② Timbeque ~ Arroyo kondó 送電線 (電線張替)

区 間	Timbeque ~ LA40 ~ Arroyo Hond $\frac{5}{8}$
亘 長	8.1 Km
電 圧	69 KV
電 線	240 mm ² ACSR

Table 5-6 Outline of Substation Facility Works - 2nd Stage
(Changes of Transformer Capacities)

Substation	MVA before work	MVA after work	Increase or decrease		Remarks
			Increase	Retired	
Los Prados	MVA 0	MVA 28.0	MVA x units 28x1	MVA x units -	Added
Ens Espaillat	0	28.0	28x1	-	Added
138 KV S/S	0	28.0	28x1	-	Added
Rojas	28.0	56.0	28x1	-	
Timbeque	93.4	121.4	28x1	-	
Herrera	51.375	84.0	28x2	9.375x1 14x1	
Km 10.5	35.5	56.0	28x1	7.5x1	
Matadero	22.4	36.4	14x1	-	Transformer ex Timbeque (Tap changed)
Los Mina	36.4	50.4	14x1	-	Transformer ex Herrera
LA 40	59.77	59.77	-	-	
Metropolitano	56.0	56.0	-	-	
Embajador	78.4	78.4	-	-	
Arroyo Hondo	28.0	28.0	-	-	
CN. Penson	56.0	56.0	-	-	
Villa Duarte	28.0	28.0	-	-	
Total	29 units 573.245	36 units 794.37	10 units 252.0	-3 units -30.875	

2) 配電設備

第2期工事としては、1期から継続して行なう配電線工事と、新たに追加した信頼度向上対策工事を計画した。

a) 高圧配電幹線の新增設

変電所新增設に伴うフィーダー新設は次のとおり。

- ・ 新增設フィーダー ————— 24 フィーダー
- ・ 新設配電線亘長 ————— 65 km
- ・ 電線 ————— ACSR 4/0 or ACSR 266 MCM

b) 電線サイズ up、3相化

- ・ 幹線亘長張替 ————— 100 km
- ・ 3相化亘長 ————— 70 km
- ・ 電線 ————— ACSR 2/0 以上

ただし、分岐の3 phase 化については現状 single phase の phase conductor と同サイズでよい。

c) スラム地区配電線の改修

1期工事の説明であげた総工事量の残り半分を計画する。

- ・ 電柱本数 ————— 2,300 本
- ・ 高圧延長 ————— 20 Km
- ・ 低圧延長 ————— 115 Km
- ・ 引込線 ————— 25,000 個
- ・ WJIM ————— 25,000 個

d) 低圧配電線の改修

- ・ 低圧線亘長 ————— 150 Km
- ・ 電線 ————— OW

e) D.M. システム (故障区間検出装置)

配電線事故が発生した場合、自動的に故障区間を選択し、断る方式であり、故障点の早期発見が容易となる。本装置の特長は変電所に装置された Indicator の作動により、どの開閉器以降が事故発生カ所か、Indicator の針の位置から判断できる装置である。詳しくは attachment [8] 参照、3 rd. stage までを考慮し、最終フィーダー全部に取り付けるものとする。

- ・設置フィーダー ————— 124 フィーダー
- ・disconnecting switches — 620 台
- ・Relay Box ————— 620 台
- ・Indicator ————— 124 個

f) 避雷器

変圧器柱にはすべてアレスターを取り付ける。しかし、既設の変圧器柱の約半数は取付ずみと判断し、残り半分に取り付けるよう計画した。

2 期および 3 期工事の継続工事とし、2 期には工量の $\frac{1}{2}$ とする。

- ・アレスター取付 ————— 1,600 バンク

g) 電線絶縁化

コロニアル地区の北部はかなり人家が密集し、住宅の窓から高圧線に手が届くように接近している所がある。道路が狭く線路移設が殆んど不可能な事から、公衆の安全を考慮し、危険カ所については一部絶縁化を計画する。

- ・張替亘長 ————— 20 km
- ・電線 ————— cross-linked polyethylene insulated wire
Conductor size は 1 段上位に張替える。

5-5 第3期工事計画の概要

1) 送変電設備

第2期工事で新設した138KV系統用変電所に138KV送電線を1回線増架し変圧器を増設するとともに、既設変電所変圧器の増設を行なう。

送変電設備の第3期工事の概要はつぎのとおりである。

送電設備第3期工事の計画概要

138KV送電線 (1回線増架)

区 間	Hainaps ~ 市内138KV 5/5 間
亘 長	13 km
電 圧	138 KV
電 線	240 mm ² ACSR

2) 配電設備

第3期工事は第2期工事に引き続き実施する。

a) 高圧配電幹線の新增設

変電所新增設に伴うフィーダー新設は次のとおり。

- ・ 新增設フィーダー ————— 27 フィーダー
- ・ 新設配電線亘長 ————— 73 km
- ・ 電線 ————— ACSR^{4/0} or ACSR 266 MCM

b) 低圧配電線の改修

- ・ 低圧線亘長 ————— 200 km
- ・ 電線 ————— OW

c) 避雷器

- ・ アレスタ-取付 ————— 1,600 パンク

d) 電線の絶縁化

- ・ 対象線路 ————— Matadero SS No.2 フィーダー
- ・ 張替亘長 ————— 20 km
- ・ 電線 ————— Cross-linked polyethylene
Insulated wire

e) 工具、測定器

第1期工事購入分の買替で数量は同じ。

(注：詳しくは attachment 参照)

Table 5-7 Outline of Substation Facility works-3rd Stage
(Changes of Transformer capacities)

Substation	MVA before work	MVA after work	Increase or decrease		Remarks
			Increase	Retired	
Rojas	MVA 56.0	MVA 84.0	MVA × units 28×1	MVA × units —	
Metropolitano	56.0	70.0	28×1	14×1	
LA 40	59.77	78.4	28×1	9.37×1	
Villa Duarte	28.0	56.0	28×1	—	
Los Prados	28.0	84.0	28×2	—	
Ens Espailant	28.0	56.0	28×1	—	
138KV S/S	28.0	84.0	28×2	—	
Matadero	36.4	50.4	14×1	—	Transformer ex Metropolitano
Los Mina	50.4	50.4	—	—	
Timbeque	121.4	121.4	—	—	
CN. Penson	56.0	56.0	—	—	
Arroyo Hondo	28.0	28.0	—	—	
Embajador	78.4	78.4	—	—	
Km 10.5	56.0	56.0	—	—	
Herrera	84.0	84.0	—	—	
Total	36 units 794.37	44 units 1037.0	10 units 266.0	-2 units -233.7	

第6章 建設工事費

6-1 総工事費

工事費は、送電線、変電所および配電線の各設備ごとに直接工事費を算定し、得られた合計額に予備費および技術料をそれぞれ加算した。

Table 6-1 に総工事費一覧表を示すが、各 stage の総工事費は Table 6-2 のとおりである。

Table 6-1 総工事費

Unit : 10⁶ Yen

ITEM	1st Stage			2nd Stage			3rd Stage			Total		
	Foreign Curren.	Local Curren.	Total	Foreign Curren.	Local Curren.	Total	Foreign Curren.	Local Curren.	Total	Foreign Curren.	Local Curren.	Total
(1) Transmission Facilities	(817) 79	(72) 18	(889) 97	(1870) 468	(777) 194	(2647) 662	(638) 160	(194) 48	(832) 208	(2825) 707	(1043) 260	(3868) 967
(2) Substation Facilities	(4328) 1082	(553) 138	(4881) 1220	(6549) 1637	(876) 219	(7425) 1856	(8601) 2150	(894) 224	(9495) 2374	(19478) 4869	(2828) 581	(21801) 5450
(3) Distribution Facilities	(10383) 2596	(8612) 2155	(18995) 4750	(9859) 2466	(2631) 659	(12490) 3125	(6528) 1633	(1428) 358	(7956) 1991	(26770) 6694	(12671) 3172	(39441) 9866
A=(1)+(2)+(3) Direct Const. Cost	(15028) 8756	(9237) 2311	(24265) 6067	(18278) 4571	(4284) 1072	(22562) 5643	(15767) 3943	(2516) 630	(18283) 4578	(49073) 12270	(16037) 4013	(65110) 16283
Contingency B = 0.15 × A	(2254) 563	(1386) 347	(3640) 910	(2742) 686	(648) 146	(3385) 832	(2365) 591	(377) 95	(2742) 686	(7361) 1840	(2406) 588	(9767) 2428
Sub Total C = A + B	(17282) 4319	(10623) 2658	(27905) 6977	(21020) 5257	(4927) 1218	(28947) 6475	(18132) 4534	(2893) 725	(21025) 5259	(56484) 14110	(18448) 4601	(74877) 18711
Engineering Fee D = 0.07 A	(1051) 263	(647) 162	(1698) 425	(1279) 320	(300) 75	(1579) 395	(1104) 276	(176) 44	(1280) 320	(3434) 859	(1123) 281	(4557) 1140
Training Cost E	(160) 40		(160) 40							(160) 40		(160) 40
TOTAL Const. Cost F = C + D + E	(18493) 4622	(11270) 2820	(29763) 7442	(22299) 5577	(5227) 1293	(27526) 6870	(19286) 4810	(3069) 769	(22305) 5579	(60028) 15009	(19566) 4882	(79594) 19891

Note Exchange rate US\$ 1 = ¥ 250 = RDS 1
The figures in parentheses show the required amount of fund in 10⁶ RDS

Table 6-2 総括

	Foreign Currency	Local Currency	Total Amount
1st Stage Works	(18,493) 4,622	(11,270) 2,820	(29,763) 7,442
2nd Stage Works	(22,299) 5,577	(5,227) 1,293	(27,526) 6,870
3rd Stage Works	(19,236) 4,810	(3,069) 769	(22,305) 5,579
TOTAL	(60,028) 15,009	(19,566) 4,882	(79,594) 19,891

Note : 括弧外の単位は 10⁶ 円、括弧内の単位は 10³ R D \$

6-2 工事費の算定基準

1) 外貨、内貨の区分

外貨および内貨の調達区分は、下記のとおりとした。

項 目	外 貨	内 貨	摘 要
資 機 材	○	雑材料のうち、内貨にて調達可能なもの	
建 設 工 事 費			
変 電 所	○	} 内陸輸送、土木工事	
送 電 線	○		
配電線（架空）	○	労務費、内陸輸送	
〃（地中）	○	土木工事	

注(1) 送電線、変電所の建設工事労務者は、現地労務者を当てることとし、内貨分とした。

2) 工事費の算定

a) 直接工事費

1) 機器および資材代

1979年における日本の電力会社の標準単価および最近CDEが購入した単価を参考として、これに海上輸送費および保険等の費用を加えて単価を決定した。

ii) 建設工事費

現地の労務単価を参考とし、これに派遣技術者の費用、仮設備および諸経費等を加えて工事費を算出した。

iii) エスカレーション

1979年より各 stage の工事中心年までのエスカレーションを考慮した。エスカレーション率は資機材および建設工事費とも年率5%とした。

b) 予 備 費

直接工事費の15%を予備費として計上した。

c) コンサルタントフィー

直接工事費の7%（外貨、内貨共）をコンサルタントフィーとして計上した。

d) 技術訓練費

教官の派遣費用を外貨で Trainee の費用を内貨で計上した。(訓練計画については、第7章参照)

6-3 工事資金および年度別所要資金

第1, 第2, 第3期工事の項目別所要資金を Table 6-2 に示す。第1期工事の年度別所要資金を Table 6-3 に示す。

Table 6-3 NECESSARY LOAN DEMAND BY FISCAL YEAR (1st stage)

Unit: 10⁴ yen (10³ peso)

Items	Total			1980			1981			1982		
	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total
(1) Transmission Facilities	(317) 79	(72) 18	(389) 97	-	-	-	(95) 24	-	(95) 24	(222) 55	(72) 18	(294) 73
(2) Substation Facilities	(4328) 1082	(553) 136	(4881) 1220	-	-	-	(864) 216	-	(864) 216	(3464) 866	(553) 136	(4017) 1004
(3) Distribution Facilities	(10383) 2595	(8612) 2155	(18995) 4750	-	-	-	(2080) 520	(800) 200	(2880) 720	(8308) 2075	(7812) 1955	(16115) 4030
A. Direct Construction Cost	(15028) 3756	(9237) 2311	(24265) 6067	-	-	-	(3039) 760	(800) 200	(3839) 960	(11989) 2996	(8437) 2111	(20426) 5107
B. Contingencies(Ax0.15)	(2254) 563	(1285) 347	(3539) 910	-	-	-	-	-	-	(2254) 563	(1285) 347	(3539) 910
C. Engineering Fee	(1051) 263	(647) 162	(1698) 425	-	-	-	(640) 160	(400) 100	(1040) 260	(411) 103	(247) 62	(658) 165
D Training Cost	(160) 40	-	(160) 40	-	-	-	(160) 40	-	(160) 40	-	-	-
E. Total Construction Cost	(18493) 4622	(11270) 2820	(29763) 7442	-	-	-	(8839) 960	(1200) 300	(10039) 1260	(14654) 3662	(10070) 2520	(24724) 6182

第7章 施工計画

7-1 施工態勢

1) 資機材の調達および建設工事の実施方法

このプロジェクトの資機材の調達および建設工事の実施方法は、CDE が今まで実施してきた方法を参考にして、下記に示すように Turn-Key base と supply base の2本建てによって行なうこととした。

a) Turn-Key base によって行なわれるもの

- 送電線
- 変電所
- 配電線のうち地中ケーブル

以上の設備については比較的高度の技術を必要とするし、また資機材の Guarantee の面からも、供給および工事を同一のコントラクターが行なういわゆる Turn-Key 方式で行なう。すなわち、コンサルタントが作成した仕様書によって入札が行なわれ、その結果選ばれた1または2以上のコントラクターによって、資機材の製造-輸送-建設工事が一貫して行なわれる方式である。

なお、建設工事のうち土木工事については、下請契約または別契約によってドミニカの業者から選らぶ。

また、資機材のうち木柱については、下記の架空配電線に使用する木柱と合せて別契約として調達することが考えられる。

b) Supply base によって行なわれるもの

- 配電線のうち架空配電線

架空配電線の建設工事は、今までCDEの直営工事によって行なわれて来ておりまた今回の配電線の拡充工事は、現在既に供給している地域内での新設または変更工事であるので、作業のための停電など工事の運用が複雑化するため、Supply base によることとしたい。すなわち、コントラクターは資機材の製作および輸送を担当し、建設工事はCDEが直営工事によって実施する方法をとりたい。

なお、木柱については既に述べたように、別契約とする方法もある。

2) CDE 技術者の訓練について

CDE は本プロジェクトの円滑な推進を計り、また将来に亘り人材を養成するためCDEの技能者の集合教育を下記の要領で行ないたい。

a) 研 修 項 目

アルミ線工事方法（延線および接続作業の方法）

建 柱 方 法

新機材の使用方法

装 柱 改 善

安 全 作 業

諸 測 定

b) 対象者および期間

配電技術者およびフォアマン約80名程度を1班15～20名程度のグループに分け、2ヶ月程度の集合教育を行なう。

c) 実 施 方 法

マニュアルによる集合教育を約2週間行なったのち、オンザジョブトレーニングの形で教育を行なう。

注：上記教育の他、CDE技術者の設計、工事管理および管理業務の教育が必要であるが、この教育はコンサルタントによって実施させる方法を考えたがよいと思われる。

第8章 経 済 評 価

8-1 配電網近代化工事の効果

本配電網近代化工事に、第1期74.4億円、第2期68.7億円、第3期55.8億円、合計198.9億円の工事資金を10ヶ年に投入する。内訳は、外貨が合計650億円(75.4%)、内貨48.8億円(24.6%)である。

これらの近代化工事により、

- I) 送配電損失の軽減
- II) 増大する需要に対する充分かつ信頼性ある配電網の確立
- III) 高圧配電線の必要ヶ所の地中化
- IV) 低圧配電線の装柱、線路整備

などを達成することができる。

8-2 信頼度の向上

(1) 送電系統

市の西部の大電源である Haina と東部の負荷の拠点である Timbeque とを、市内で直接連系する送電線が第1期工事のできる。さらに、第2期工事で市の中央部に138KV送電線が導入され、送電系統が強化される。

(2) 配電用変電所

配電用変電所は増加する需要に対し、目標である70%の利用率を Fig 8-1 に示すとおり確保することができる。

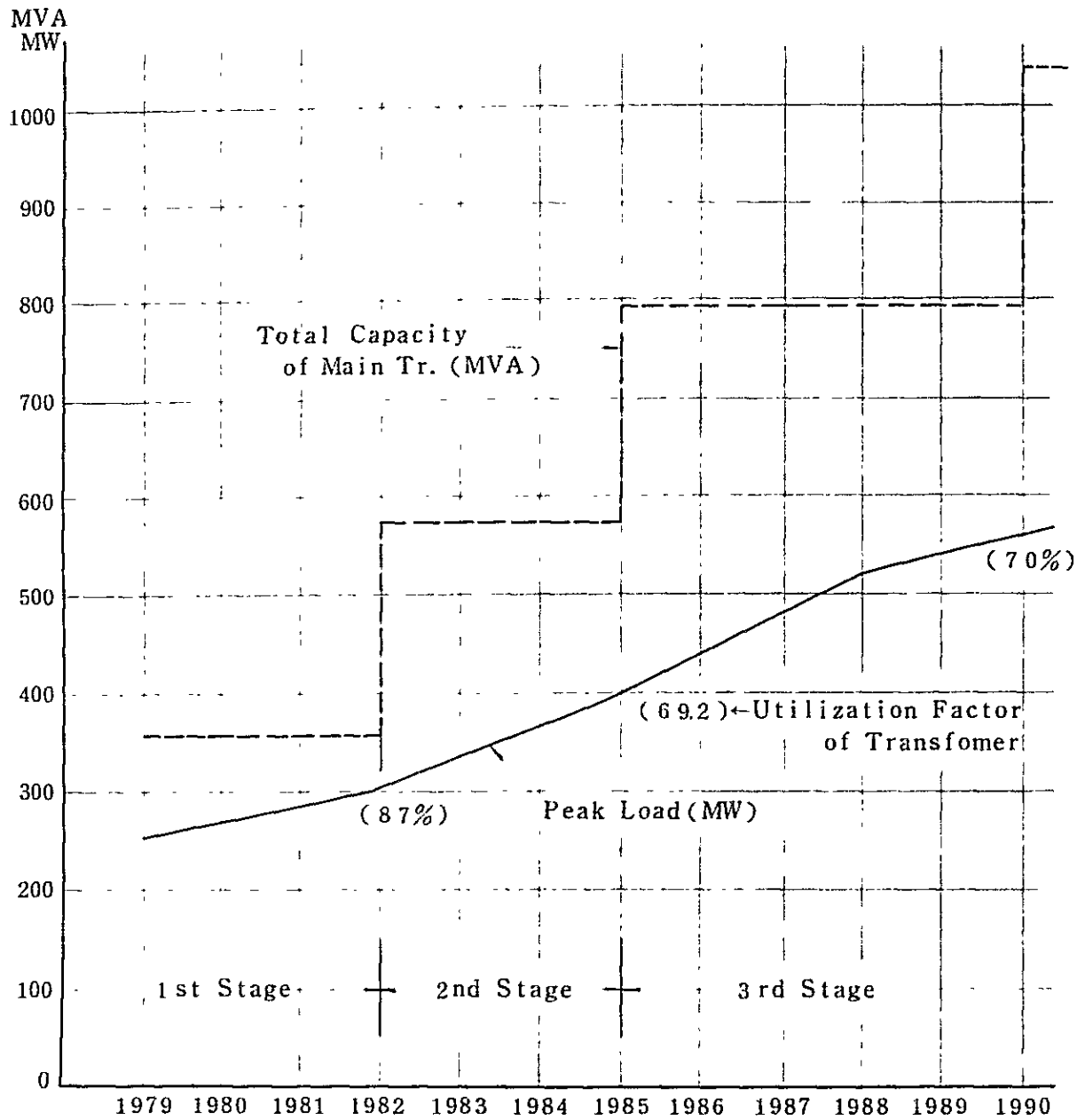
(3) 高低圧配電線

高圧配電線の拡充は4.16KV、線路8フィーダーをすべて12.5KVに昇圧すると共に、増加する需要に見合うように1980年3月現在48フィーダーの配電幹線を、第1期27フィーダー、第2期24フィーダー、第3期27フィーダーと合計78フィーダー新設する。

Downtown の Colonial 地区の地中化を完成させる。

低圧配電線の近代化のため、別途、電柱を第1期6,200本、第2期6,600本、第3期4,300本、計17,100本と断り器計50,000個、その他配電用変圧器や所要電線資材を確保する。

Fig 8-1 ESTIMATED PEAK LOAD AND
SUBSTATION TRANSFORMER CAPACITY



8-3 送配電損失の軽減

(1) 送変電損失率の推移

送変電損失率（年間）の主要年度の推移は Table 8-1 に示すとおりで、増加する需要に対し、損失率の上昇を抑さえることができる。

Table 8-1 Change of Loss ratio

		1979	1980	1982	1985	1990
T/L & SS	%	2.4	2.5	2.1	2.7	
D/L	%	21.8	23.4	20.0	17.3	16.3
Total	%	24.2	25.9	22.1	20.0	-

(2) 配電線損失率の推移

1979年の938,000 MWHの販売電力量に対する配電線の各部の損失電力量を Table 8-2 に示す。

Table 8-2 Breakdown of Distribution Line Loss(In 1979)

	Amount of loss	Loss rate	(Loss rate in 1990)
	10 ⁶ kWh	%	
H.V Feeder	48.7	3.9	(2.0)
Dist.& Trans. line	17.3	1.4	(1.4)
L.V.Bus	166.9	13.5	(12.0)
Service wire	6.7	0.5	(0.4)
Rob	30.0	2.4	(0.5)
Total	269.6	21.8	(16.3)

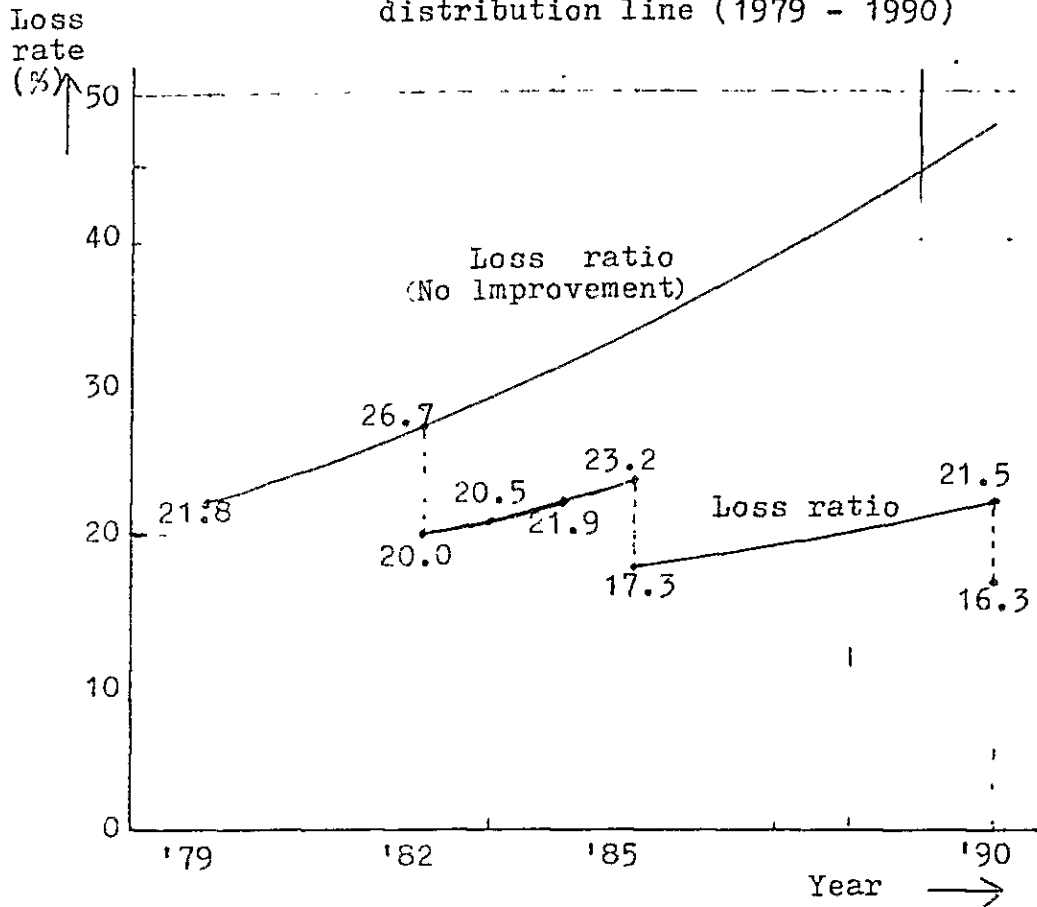
配電網近代化工事により、配電線損失で大きな比重を占める低圧線、高圧幹線の損失を軽減し、かつ盗電の大幅な減少をもたらすことができる。

各年度の想定需要に基づく野放し配電損失率と、各段階の近代化工事による配電損失率の改善を図示すると、Fig 8-2 のようになる。すなわち、1979年21.8%のものが、1990年には16.3%と5.8%軽減される。

8-4 IRR の検討

Table 6-3 に本工事計画の年度別工事資金の支出計画が示されている。これによ

FIG. 8-2 Change of loss rate of distribution line (1979 - 1990)



ると、内・外貨合せて1981年に13億円(50万弗)、1982年に62億円(247万弗)の支出が予定されている。

これに基づき第1期のIRRを算定する。送変配電の設備投資は、電力会社の設備規模により異なる。一般に電力系統容量が小さく、送電系統も200KV系を建設する時期には、配電網の建設工事費は送変配電工事の設備投資の60%~70%を占めるが、200KV系が主幹系統となる時点では50%~55%と比率が低下してくる。さらに、500KV系が導入されると、配電網の比重は35%~45%と低下してくる。

ドミニカ共和国の既設設備では、配電網の建設資金が占める割合は高いが、138KV系の新設を行なっている現状では、50%の占有率を配電網が占めるものと見做してよい。かつ新規配電需要対策費は本プロジェクトの対策外になっているを考えると、本プロジェクトの工事金額の占有率は32%と考えられる。

各年の需要増による実質収入増(販売料金より発電原価を差し引いたもの)と、送配電損失率軽減による発電費節約分の合計が、本工事による利得として考えられる。

これにより IRR を求める計算をした結果を、Table 8-3 に示す。

Table 8 - 3 Calculation of IRR (Ist stage)

Interest Rate		10%	20%	25%
Total cost (Present Value)	10 ⁶ RD\$	24.95	21.31	19.81
Estimated Revenue (Present Value)	10 ⁶ RD\$	44.00	21.25	16.10

IRR 20.05%

なお、利子率10%の時の計算シートを Table 8-4、Table 8-5 に示す。この結果IRRは20.05%であり、この配電網近代化工事は feasible なものと考えられる。

Table 8 - 4 Gain calculation of Improvement (1st stage)

unit price	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Residential							
10 ⁶ KWH	303.3	338.1	372.9	407.8	464.5	521.2	578.1
10 ⁶ RD\$	15.3	17.1	18.8	20.6	23.4	26.3	29.2
Commercial							
10 ⁶ KWH	131.3	148.9	166.5	184.1	211.4	238.7	266.0
10 ⁶ RD\$	8.9	10.1	11.3	12.5	14.4	16.2	18.1
Industry							
10 ⁶ KWH	438.8	483.5	518.2	573	658	743	828.2
10 ⁶ RD\$	24.3	26.8	28.8	31.8	36.5	41.2	46.0
Government							
10 ⁶ KWH	64.7	66.7	68.7	70.7	73.5	76.3	79.1
10 ⁶ RD\$	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	4.0
Total							
10 ⁶ KWH	938	1037	1126.3	1235.7	1407.1	1578.5	1751.4
10 ⁶ RD\$	51.8	57.4	62.4	68.5	78.0	87.5	97.3
incremental revenue	-	5.6	5.0	6.1	9.5	9.5	9.8
Ratio of loss	24.2	25.9	27.3	22.1	22.7	24.2	20.0
10 ⁶ KWH	1237.5	1399.4	1549.2	1586.3	1820.3	2087.4	2189.2
10 ⁶ RD\$	42.1	47.6	52.6	53.9	61.9	70.8	74.4
incremental generation cost	-	5.5	5.0	1.3	8.0	11.1	3.6
Balance		0.1	0	4.8	1.5	- 1.6	6.2
Accumulation (A)							
Loss, No improvement					488.9	633	862.1
Loss, improved					337.1	395	478
Decrease of loss					151.8	238	384.1
Amount (B)					5.2	8.1	13.0
Total saving					10.0	14.4	17.7

Table 8--5 Calculation of IRR: Interest rate 10%

No Year	Construction Cost 10 ⁶ RD\$	Soldpower 10 ⁶ KW/H	Incremental Value			Revenue 10 ⁶ RD\$	Present Value Factor	Construction Cost 10 ⁶ RD\$	CDE's Revenue 10 ⁶ RD\$
			Revenue RD\$0.055 per KW/H	PowerCost RD\$0.034 per KW/H	Net Income 10 ⁶ RD\$				
1 1981	5.0	1126.8	64.4	52.6	-	0.9091	4.54	-	
2 1982	24.7	1285.7	68.5	53.9	4.8	0.8264	20.41	8.26	
3 1983	-	1407.1	78.0	61.9	6.3	0.7513	-	10.82	
4 1984	-	1578.5	87.5	70.8	4.7	0.6880	-	12.09	
5 1985	-	1751.4	97.3	74.4	-	0.6209	-	10.99	
: :	:	:	:	:	:	:	:	:	
: :	:	:	:	:	:	:	:	:	
: :	:	:	:	:	:	:	:	:	
: :	:	:	:	:	:	:	:	:	
24 2004						0.1015	-	1.80	
25 2005						0.0923	-	1.63	
<u>TOTAL</u>							<u>24.95</u>	<u>135.79</u>	

Appendix I. Investigation for bank capacity
of substation transformer

S/S 配変単位容量の検討

1. 配電用変電所の規模についての検討

a) 配電用変電所の適正容量について、九州電力 鶴氏の研究を要約すると、次のような結果となっている。

(配電電圧 6.9 kV、送電電圧 66 kV)

変電所の供給区域と負荷密度との関係は第1図に示すようになる。すなわち、負荷密度 10 MW/km^2 では $2.8 \text{ km}^2 \sim 0.7 \text{ km}^2$ 、 5 MW/km^2 では $4.5 \text{ km}^2 \sim 2.8 \text{ km}^2$ となっている。配電線の運用はかかる狭い区間で使用する時には、電線の電流容量により制限される。それで、この結果より配電々庄 13.5 kV と倍になった場合は、上記の値の約2倍の供給区域が適正となる。すなわち、 10 MW/km^2 の負荷密度の時は $5.5 \text{ km}^2 \sim 1.4 \text{ km}^2$ 、 5 MW/km^2 の時は $9 \text{ km}^2 \sim 5.6 \text{ km}^2$ となる。

最大供給面積で考える時は、 10 MW/km^2 の時には 5.5 MW 、 5 MW/km^2 の時には 4.5 MW 程の負荷供給を目途と考えればよい。

b) 設備利用率と配電用変電所容量との関係

変電所利用率 (α_s)、変圧器利用率 (α_T)、配電線利用率 (α_D)、を変えて、適正な変電所容量を求めた図を第2図(a)、(b)、(c)に示す。

変電所利用率 0.8 の時、負荷密度 3 MW/km^2 で 1.8 MW 、 7 MW/km^2 では 3.5 MW 程度が適正容量と推定される。

配電々庄が 6.9 kV の場合であるので 13.5 kV 配電々庄の場合は約2倍の値と考えると、 10 MW/km^2 程度が適正容量と考えられる。

c) 九州の都市配電の実績

1975年の九州電力の主要都市部の配電用変電所の実績と、鶴氏の計算結果との対比を第1表に示す。これによると、 1.40 km^2 前後の都市で 23~10ヶ所位の変電所数となっている。

d) 高圧配電損失量軽減よりの変電所新設の可否の検討

サントドミンゴ市の Herrera、 10.5 km^2 の両変電所の中間に新変電所を作った場合

と、Herrera変電所の配電線を増強した場合とで、関係変電所の高圧配電線損失電力量の年間損失を1980年の負荷で計算すると第2表のようになる。

第2表 高圧配電線損失軽減対策案の比較

単位：MWh

	現 状	新設後	軽減量	軽減率%
変電所新設	4,847	3,806	△1,041	21%
高圧配電線増強	7,234	5,906	△1,328	20%

両者には損失軽減上大差がない。

すなわち、高圧配電線を増強して現在考えているHerrera変電所(28MVA×3)が、利用率0.7程度までの負荷を供給するまで使用しても良いと考えられる。

2. 結 論

以上の各種の検討結果から、サントドミンゴ市内では、中央部は約60MW、周辺の住宅地区は40MW程度の負荷を0配電用変電所から供給する。

変電所利用率を0.7とすると、中央部の変電所は約90MVA、周辺部の変電所は60MVA程度の容量を標準的にもてば良いと考えられる。

一変電所のTrバンク数は3を標準と考えるので、1バンク当りのTr容量は中央部で約30MVA、周辺部で約20MVAと考えられる。従って、現在CDEで標準と考えている28MVA、22MVAのバンク容量を採用する。

Appendix 2 Calculation Voltage drop of Distribution Line

Summary of High Voltage Distribution lines losses and voltage drops

Sub - station	Feeder	Supply voltage (kv)	currents (A)			Trunk line Route length (km)	Line voltage drop (V)	Line losses (MWH/Year)	Total capacities of Pole Tr. (MA)
			I ₁	I ₂	I ₃				
Los Minas	Nº 1	125	370	200	280	4.2	(37%) 269	(1.0%) 348	5,000
	Nº 2	"	310	340	370	2.3	(21%) 154	(1.1%) 481	4,513
	Nº 3	"	380	370	420	3.1	(5.1%) 369	(3.3%) 1,653	5,911
	Exclusivo	"	60	60	60	0.3	(0.2%) 16	(0.2%) 12	975
Timbeque	Industrial Planta	416	354	456	396	2.5	(92%) 221	(6.9%) 1,169	41,775
	Mercedes	416	460	600	530	2.0	(11.6%) 280	(4.4%) 2,180	41,815
	Padre Billini	416	850	1,080	710	3.1	(14.6%) 351	(8.7%) 3,257	9,718
	Inde penden cia	416	400	400	370	3.2	(9.6%) 232	(5.5%) 913	4,6625
	Villa francisca	416	270	250	280	2.3	(8.8%) 211	(4.2%) 481	2,515
	Capotillo	416	175	315	180	1.7	(11.8%) 283	(3.3%) 1,034	2,630
	Trinitarios	125	40	40	40	10.7	(4.0%) 291	(3.3%) 169	850
	Calle 8	"	285	295	265	3.2	(2.5%) 178	(1.4%) 513	8,128
	Villa Duarte	"	280	275	275	9.1	(5.9%) 431	(0.8%) 282	5,9425
	Max. Gomez	"	85	145	175	2.3	(1.3%) 90	(0.9%) 149	3,0375
C. N. Penson	Maria Aux.	"	170	175	220	5.2	(2.9%) 206	(1.9%) 457	5,3185
	Feb. De. Cemento	"	350	380	330	4.1	(6.6%) 474	(3.8%) 1,694	5,850
	Luperon	"	310	310	240	4.9	(4.3%) 313	(3.4%) 1,218	12,000
	Tiradentes	"	480	440	450	6.1	(11.6%) 841	(9.2%) 5,333	16,487
	A - 1	"	160	190	200	3.0	(3.5%) 249	(1.7%) 394	11,452
	A - 2	"	350	360	370	1.5	(0.7%) 52	(0.3%) 133	14,002
	B - 1	"	43	30	14	0.7	(0.1%) 8	(0.1%) 4	2,8275
	B - 2	"	390	360	360	1.0	(1.4%) 102	(1.0%) 467	3,690
	Industrial	"	320	330	370	4.4	(3.4%) 248	(1.7%) 715	9,975
	La Fe	"	240	200	280	2.1	(2.0%) 146	(1.3%) 398	4,255
La 40	Luperon	"	490	520	520	2.98	(21.5%) 1,546	(5.1%) 3,267	13,105
	Exclusivo 40	"	300	310	300	2.0	(2.1%) 153	(1.9%) 724	14,308

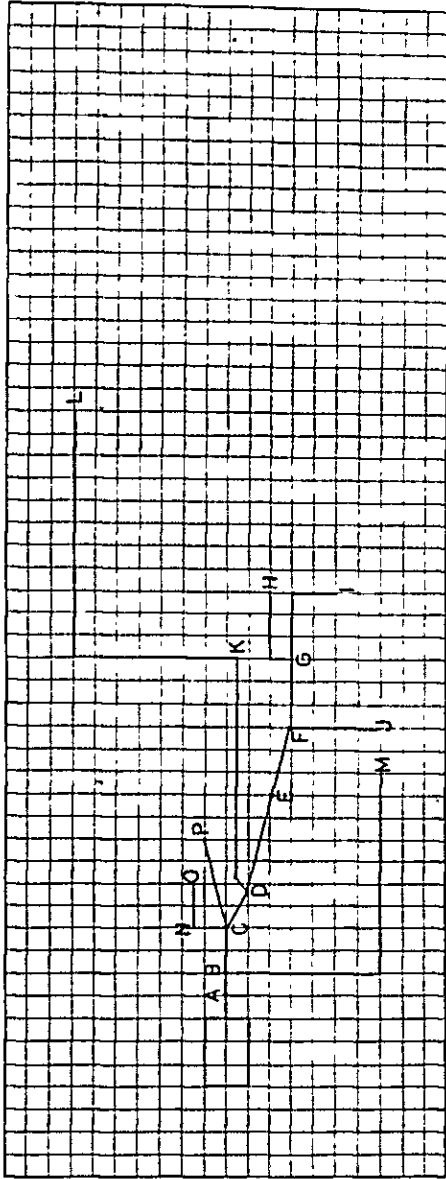
Note Figure in () represent percent voltage drop and percent conductor loss

Summary of High Voltage Distribution lines losses and voltage drops

Sub-station	Feeder	Supply voltage (kv)	current			Trunk line Route length (km)	line voltage drop (V)	line losses (MWH/Year)	Total capacities of Pole Tr. (MVA)	
			I ₁	I ₂	I ₃					
Metropolitano	A-1	125	320	330	410	3.3	(40%) 286	(30%) 1,354	6,905.5	
	A-2	"	500	530	520	2.1	(1.8%) 129	(1.1%) 693	18,745	
	B-1	"	475	400	400	2.9	(2.9%) 211	(1.8%) 965	14,093.5	
	B-2 (硬技場)	"	17	29	18	1.1	(-)	(-)	2,000	
Embajador	Mella	"	400	460	580	7.6	(6.0%) 433	(3.0%) 1,800	10,530	
	Anacaona	"	420	480	600	6.0	(4.0%) 291	(1.9%) 1,175	13,976.5	
	Sauches	"	320	380	500	2.5	(5.5%) 393	(3.7%) 1,872	6,811	
	Duarte	"	340	300	300	5.5	(5.7%) 408	(6.0%) 1,789	17,232	
Matadero	Nº-1	"	330	280	300	14.3	(11.6%) 838	(6.2%) 2,395	16,893.5	
	Nº-2	"	300	300	290	3.4	(1.6%) 113	(0.8%) 309	13,375	
La Feria	Nº 1	416	528	486	498	0.9	(3.7%) 88	(2.2%) 469	6,870.5	
	Nº 5	416	700	840	744	5.7	(24.8%) 597	(12.0%) 3,877	9,224.5	
Arroyo Hondo	Nº 1	125	390	280	310	3.5	(3.7%) 266	(2.4%) 1,002	10,095	
	Nº 2	"	210	140	200	4.5	(3.9%) 282	(2.3%) 533	8,845	
Km 10½	Nº 1	"	390	280	310	5.4	(2.5%) 181	(1.2%) 479	6,732	
	Nº 2	"	200	185	175	11.3	(4.5%) 322	(1.3%) 313	8,435	
	Nº 3	"	130	130	200	5.6	(15%) 105	(2.0%) 391	8,812	
Herrera	Nº 1	"	400	400	400	4.4	(4.1%) 298	(2.0%) 1,036	22,404	
	Nº 2	"	240	175	200	1.7	(2.1%) 151	(1.1%) 284	9,743	
	Nº 3	"	340	120	200	2.7	(2.2%) 159	(2.0%) 544	9,003	
Total losses	4									
	6									
						$\frac{2092 \text{ km} \times 4.5\%}{46 \text{ cct}}$	(4.5%)	(30.2%)	48,725	394,437.5 MVA

DISTRIBUTION SYSTEM DESIGN

SUBSTATION : ENBAJADOR
CIRCUITS : HELLA

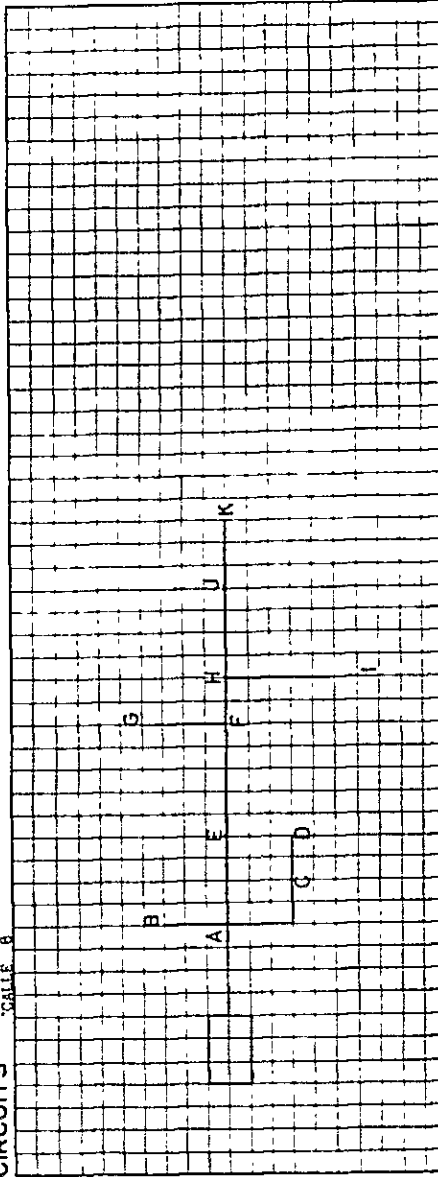


VOLTAGE DROP

SECTION	PHASE	CONDUCTOR SIZE (mm ²)	VOLTAGE DROP (DF) (V/km)	LENGTH OF SECTION (km)	DF (V/km)	LOAD (KW)		VOLTAGE DROP		R Ohm/km	loss kWh	Line length 7.6 Km	Voltage drop 4.3 V	% Voltage drop 6.0 %	Line loss 1800 kWh/y	Sending power 60768 kWh	loss ratio 3.0 %	Actual current Jan. 1980
						SECTION - BRANCH	TOTAL	SECTION	TOTAL									
S5 - A	104N	Cu4/0	0.263	0.31						0.172	53.8							
A - B	"	"	"	0.1			580		48	"	15.0							
B - C	"	Al4/0	0.375	0.41			540		14	0.276	49.8							
C - D	"	"	"	0.30			485		75	"	21.8							
D - E	"	"	"	0.15			375		42	"	10.7							
E - F	"	Cu2/0	0.37	1.51			191		21	0.273	45.1							
F - G	"	"	"	0.39			68		9	"	1.3							
G - H	"	"	"	1.10			20		8	"	0.4							
H - I	102N	Cu1/0	0.434	0.68			24		6	0.345	0.2							
I - J	104N	"	"	0.78			40		14	"	1.3							
J - K	104N	Al4/0	0.375	1.82			202		128	0.276	61.5							400 a
K - L	"	"	"	4.34			36		95	"	11.8							
L - M	"	"	"	3.5			54		44	0.273	3.3							650 a
M - N	"	Cu2/0	0.370	0.2			44		3	0.276	0.3							
N - O	102N	Cu1/0	0.668	0.4			23		8	0.345	0.1							580 a
O - P	102N	Cu1/0	"	0.97			31		25	"	0.6							
Total										277.0								

DISTRIBUTION SYSTEM DESIGN

SUBSTATION: TIMBERCREEK
CIRCUITS: CALLE 8

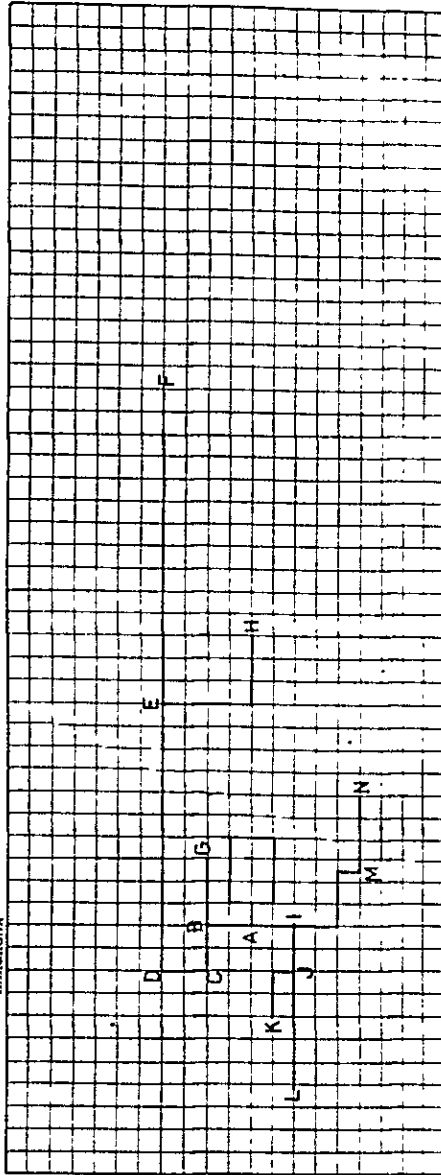


VOLTAGE DROP

SECTION	PHASE	CONDUCTOR SIZE (mm ²)	VOLTAGE DROP FACTOR (DF)	LENGTH of SECTION (km)	D.F. (V/km)	LOAD (kW)		VOLTAGE DROP		R ohm/km	Loss kWh
						SECTION-BRANCH	TOTAL	SECTION	TOTAL		
SS - A	364W	Al4/0	0.375	0.775		276	80	0.276	48.9		Line length 3.2 KM
A - B	"	Cu2/0	0.370	0.355		148	29	0.273	6.4		Voltage drop 178 V
E - F	"	"	0.370	0.71		125	33	"	9.1		X Voltage drop 2.5%
F - H	"	"	"	0.87		242	25	"	13.0		Line loss 513 kWh/y
H - J	"	Cu1/0	0.434	0.61		27	8	0.345	0.5		Sending Power 35701 kWh
J - K	"	"	"	0.44		13	3	"	0.1		Loss ratio 1.4%
A - B	"	Cu1/0	"	0.445		24	5	"	0.3		
A - C	"	"	"	0.44		30	6	"	0.4		
C - D	162W	Cu#6	2.84	0.29		4	4	1.355	-		Actual current Jan. 1980
F - G	364W	Cu2/0	0.370	0.615		18	5	0.273	0.2		I _B ... 265 a
H - I	162W	Cu#6	2.84	0.695		8	16	1.355	0.1		I _C ... 295 a
Total									79.0		I _E ... 265 a

DISTRIBUTION SYSTEM DESIGN

SUBSTATION : ENBAJADOR
 CIRCUITS : ANACADNA



VOLTAGE DROP

SECTION	PHASE	CONDU SIZE (mm ²)	VOLTAGE DROP (D.F.)	LENGTH of SECTION (km)	D.F. ² (V/km)	LOAD (KW)		VOLTAGE DROP		R ohm/km	Loss KWH	Line length 6 km Voltage drop 291 V % voltage drop 4.0 % Loss/year 1175 kWh Sending P. 01,300 kWh Loss Ratio 1.9 % Actual load Jan. 1980 I _a 420 a I _b 480 a I _c 600 a
						SECTION	TOTAL	SECTION	TOTAL			
S - A	364W	0u2/0	0.37	0.1		600a	23	0.273	29.5			
A - B	"	"	"	0.22		229 a	19	"	9.4			
B - C	"	"	"	0.25		198	19	"	8.0			
C - D	"	"	"	0.39		178	26	"	10.1			
D - E	"	"	"	2.02		151	108	"	35.0			
E - F	"	"	"	3.0		85	96	"	18.2			
F - G	"	"	"	0.92		16	5	"	0.2			
G - H	182W	0u1/0	0.868	1.10		26	25	0.345	0.5			
A - J	364W	0u2/0	0.37	0.16		321	19	0.273	13.5			
I - J	"	"	"	0.34		266	34	"	19.7			
J - K	182W	"	0.74	0.14		9		"				
J - L	"	"	"	1.13		242	202	"	36.1			
L - H	364W	"	0.37	0.73		52	14	"	1.6			
M - N	182W	"	0.74	0.54		11	4	"				
Total											180.8	

Appendix 3. Detailed construction cost of main items

Appendix 3-1 Construction Cost of Substation and Transmission line
Facilities, 1st. Stage Unit: 10³Yen

A) Substation Facilities

Name of S.S.	Content	Construction Cost		Total Cost
		F.C.	L.C.	
Rojas	28MVA 1 unit New construction	144,600	27,700	172,300
C.N. Penson	28MVA 1 unit Trans-former increase	116,300	12,600	128,900
Metropolitano	- ditto -	-ditto-	-ditto-	-ditto-
LA 40	- ditto -	-ditto-	-ditto-	-ditto-
Embajador	28MVA 2 unit Trans-former increase	232,600	25,200	257,800
Herrera	28MVA 1 unit Trans-former increase	116,300	12,600	128,900
Timbeque	- ditto -	-ditto-	-ditto-	-ditto-
Arroyo Hondo	14MVA 1 unit Trans-former increase	43,300	7,900	51,200
KM 10.5	- ditto -	-ditto-	-ditto-	-ditto-
Timbeque & C.N. Penson	69 KV T/L drawing out facilities	36,600	6,600	43,200
Total		<u>1,081,900</u>	<u>138,300</u>	<u>1,220,200</u>

B) Transmission line Facilities

69 KV T/L	(Feria ...Timbeque) New construction	70,000	15,900	85,900
69 KV T/L	(Matadro ... Feria) Conductor size up	9,300	2,100	11,400
Total		<u>79,300</u>	<u>18,000</u>	<u>97,300</u>

Appendix 3--2 Detail of Substation Construction Cost

(Case: New construction 28 MVA 1 unit.S.S.)

Unit: 10⁶₹

Item	Unit	F.C. Portion unit Q'ty cost	L.C. Portion unit Q'ty cost	Total cost
Transformer 28MVA 69/12.5 KV	unit	67.9	6.0	73.9
OCB 72 KV 1200 A : 20KA	unit	5.5	0.3	5.8
DS 72 KV 1200 A HOP	set	0.8	0.1	2.7
OCB 15.5KV 2000 A : 40 KA	unit	3.1	0.3	3.4
OCB 15.5KV 1200 A : 25 KA	unit	2.2	0.2	7.2
DS 15.5KV 1200 A(2000 A)	set	0.45	0.025	3.8
PD 69/3 KV:110/3 KV	unit	1.8	-	1.8
Arrester 84 KV	set	1.9	-	1.9
D.C. Power source	set	5.5	0.2	5.7
Steel structure	set	3.9	-	3.9
Control board	set	11.8	-	11.8
Insulator & Busbar	Lot	3.3	-	3.3
Control cable	set	2.2	-	2.2
Miscellaneous Material	Lot	7.3	1.4	8.7
Foundation Work	Set	3.4	5.5	8.9
Building	set	-	10.0	10.0
Sub Total		<u>130.2</u>	<u>24.8</u>	<u>155.0</u>
Freight & Insurance		14.4	2.9	17.3
<u>Total</u>		<u>144.6</u>	<u>27.7</u>	<u>172.3</u>

Appendix 3-3 Detail of Substation Construction Cost							Unit: 10 ⁶ ¥
Item	Unit	(Case:Trans increase		28 MVA 1 unit.S.S.)		Total cost	
		F.C. Portion unit Q'ty cost	L.C. Portion unit Q'ty cost	F.C. Portion unit Q'ty cost	L.C. Portion unit Q'ty cost		
Transformer 28MVA 69/12.5 KV	unit	67.9	1	67.9	6.0	73.9	
OCB 72 KV 1200 A : 20KA	unit	5.5	1	5.5	0.3	5.8	
DS 72 KV 1200 A HOP	set	0.8	3	2.4	0.3	2.7	
Recloser 15.5 KV 1200 A	unit	2.7	3	8.1	0.3	8.4	
DS 15.5KV 1200 A(2000 A)	set	0.45	10	4.5	0.3	4.8	
PD 69/3 KV:110/3 K'							
Arrester 84 KV	set	1.8	1	1.8	-	1.8	
CT, 15.5KV 1200/5A	set	0.2	9	1.8	-	1.8	
Steel structure	set	2.6	1	2.6	0.2	2.8	
Control board							
Insulator & Busbar	Lot	2.8	1	2.8	-	2.8	
Control cable	set	1.8	1	1.8	-	1.8	
Miscellaneous Material	Lot	3.0	1	3.0	0.4	3.4	
Foundation Work	set	2.2	1	2.2	2.8	5.0	
Building							
Sub Total				<u>104.4</u>	<u>10.6</u>	<u>115.0</u>	
Freight & Insurance				11.9	2.0	13.9	
Total				<u>116.3</u>	<u>12.6</u>	<u>128.9</u>	

Appendix 3-4 Detail of 69 KV T/L construction Cost

(Feria S.S. ... Timbeque S.S.)

Unit: 10⁶₺

ITEM	Unit	Unit Cost	Q'ty	Material		Construction		TOTAL		
				F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	Total
Wood Pole	Pc	0.1	92	9.2	-	6.6	4.3	15.8	4.3	20.1
Cross arm	Pc	1.68	1	1.68	-	0.3	0.3	1.98	0.3	2.28
Insulator assembly										
Tension type	set	0.055	80	4.4	-	0.3	0.3	4.7	0.3	5.0
Suspension Type	set	0.039	260	10.14	-	0.8	0.7	10.94	0.7	11.64
Guy wire	set	1.1	1	1.1	-	1.6	1.7	2.7	1.7	4.4
Conductor 240 mm ² ACSR	Ton	0.6	30	18.0	-	6.0	4.1	24.0	4.1	28.1
Ground wire & Hardware	set	1.6	1	1.6	-	0.9	0.9	2.5	0.9	3.4
Miscellaneous material	set	0.88	1	0.88	-	1.0	1.1	1.88	1.1	2.98
Temporary Facilities	set	1.0	1	-	-	-	1.0	-	1.0	1.0
Sub Total				<u>47.0</u>	-	<u>17.5</u>	<u>14.4</u>	<u>64.5</u>	<u>14.4</u>	<u>78.9</u>
Freight & Insurance				5.5	-	1.5	1.5	5.5	1.5	7.0
Grand Total				<u>52.5</u>	-	<u>17.5</u>	<u>15.9</u>	<u>70.0</u>	<u>15.9</u>	<u>85.9</u>

Appendix 3-5: culation



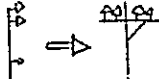
Distribution Line Construction Cost

1. Basic Data

Conductor & Accessory

a. Cu AWG 2/0	Conductor	1540 P/Km	Connector	24 P/Km
b. Cu AWG 4/0	Conductor	2300 P/Km	Connector	27 P/Km
c. ACSR 4/0	Conductor	980 P/Km	Connector	32 P/Km
d. ACSR 266 KCM ...	Conductor	1370 P/Km	Connector	36 P/Km

Support

Type	Description	Figure	Cost P/Km
(B ₁)	New feeder construction (1cct)		3266
(B ₂)	Underbuilt 1 cct		1124
(B ₃)	Change from single phase to three phase		462

2. New feeder Construction

Type	Conductor & size	Conductor	Supporter	Total	Unit: P/Km
3φ 4 W 1 cct	Cu 4/0 x 3 1/0 x 1	7950	3266	11216	
	AC SR 266 KCM x 3 1/0 x 1'	4578	3266	7844	
3 φ 4 W 2 cct	Cu 4/0 x 3 1/0 x 1	15900	4390	20290	
	AC SR 266 KCM x 3 1/0 x 1	9156	4390	13546	

Appendix 3-6

Underground lines construction

1. Design Conditions

- a. The Colonial district is the commercial center of the Santo Domingo City. Three (3) feeders - Mercedes, Padre Biilini and Independencia - which are now supplying electric power to there with 4 KV system voltage should be up-graded system voltage to 12.5 KV and laid in the underground.
- b. No. of feeders which supply to there should be increased to four (4) feeders from existing three (3) feeders.
- c. In consideration of ten years future load, the feeders should be d be designed to be capable to it.
- d. Manhole should be laid at park and/or road.
- e. Both H.V. and L.V. lines should be laid in underground (ex- cepting lines in small alleys).

2. Construction cost

- a. Cost of H.V. lines are calculated according to the route map.

	Item	Q'ty	Unit	Unit cost ¥	Material 10 ³ ¥	Construction 10 ³ ¥
CONDUIT	F.R.P. 200 ∅	7,600	m	3850	29,260	-
	Conduit rest upper	7,600	m	1070	8,132	-
	Conduit rest lower	7,600	m	824	6,262	
	Labour	7,600	m	25390	-	192,964
MAN HOLE	Manhole	37	unit	400000	14,800	-
	Ventilator	37	unit	400000	14,800	-
	Drain	37	unit	100000	3,700	-
	Fixture	37	unit	100000	3,700	-
	Labour	37	unit	400000	-	14,800
CABLE	Cable 15 KV 350 KCM	7,600	m	15000	114,000	-
	Terminal treating material	37	unit	320000	11,840	-
	Prefabricated Joint kits	37	unit	200000	7,400	
	dispatched panel	37	unit	1000000	37,000	
	Cable drawing	7600	m	2000	-	15,200
	labour	37	unit	200000	-	7,400

TRANS - FORMER	Item	Q'ty	unit	unit cost ¥	Material 10 ³ ¥	Construction 10 ³ ¥
		167.5 KVA	123	unit	418,000	51,414
	50 KVA	72		175,000	12,600	-
	Labour	195	unit	50,000	-	9,750
	Sub Total				314,908	240,114
	Others				31,491	72,034
	TOTAL				<u>346,399</u>	<u>312,148</u>

Detail of labour cost for conduit

	Item	unit cost	Q'ty	cost (¥)
	Concrete cutter	2889 ¥/m	2 m	5,778
	Excavation	4500 ¥/m ³	2.4 m ³	10,800
	Back fill	2724 ¥/m ³	2.16 m ³	5,884
	Disposal of surplus soil	2589 ¥/m ³	0.24 m ³	632
REPAIR	Sand	1819 ¥/m ³	0.1 m ³	182
	Asphalt	5242 ¥/m ³	0.24 m ³	1,258
	Concrete	8560 ¥/m ³	0.1 m ³	856
	TOTAL			<u>25,390/M</u>

Appendix 3-7 Construction Cost (Distribution Line)

Unit : 10⁶ Yen (10³ Peso)

		1st Stage			2nd Stage			3rd Stage			Total		
		F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total
Underground Line	H.V. Distribution line	(1,452) 863	(1,312) 328	(2,764) 691	/	/	/	/	/	/	(1,452) 863	(1,312) 328	(2,764) 691
	L.V. Distribution line	(3,496) 874	(6,064) 1,516	(9,560) 2,390	/	/	/	/	/	/	(3,496) 874	(6,064) 1,516	(9,560) 2,390
	Sub Total (1)	(4,948) 1,237	(7,376) 1,844	(12,324) 3,081	/	/	/	/	/	/	(4,948) 1,237	(7,376) 1,844	(12,324) 3,081
Improvement for Loss reduction	Increase the voltage rating (2)	(784) 196	(209) 54	(993) 250	/	/	/	/	/	/	(784) 196	(209) 54	(993) 250
	Const. of New H.V.D. line (3)	(893) 223	(238) 60	(1,131) 283	(918) 230	(245) 61	(1,163) 291	(1,318) 330	(352) 88	(1,670) 418	(3,129) 783	(835) 209	(3,964) 992
	(4) (5) Size up & Change to 8-phase	(616) 154	(164) 41	(780) 195	(712) 178	(190) 48	(902) 226	/	/	/	(1,328) 332	(354) 89	(1,682) 421
	Improvement of Distribution Line in Skm area (6)	(1,577) 374	(421) 105	(1,998) 499	(1,780) 445	(475) 119	(2,255) 564	/	/	/	(3,357) 839	(896) 224	(4,253) 1,063
	L.V.D. Line Improvement (7)	(765) 191	(204) 51	(969) 242	(1,327) 332	(354) 89	(1,681) 421	(2,006) 502	(536) 134	(2,542) 636	(4,098) 1,025	(1,094) 274	(5,192) 1,299
	Sub Total (2~7)	(4,635) 1,153	(1,236) 311	(5,871) 1,469	(4,737) 1,185	(1,264) 317	(6,001) 1,502	(3,324) 832	(888) 222	(4,212) 1,054	(12,696) 3,175	(3,388) 850	(16,084) 4,025
Improvement of reliability	D.M. System (8)	/	/	/	(3,536) 884	(944) 236	(4,480) 1,120	/	/	/	(3,536) 884	(944) 236	(4,480) 1,120
	Lightning Arrester (9)	/	/	/	(1,439) 360	(384) 96	(1,823) 456	(1,836) 459	(490) 123	(2,326) 582	(3,275) 819	(874) 219	(4,149) 1,038
	Insulated Wire (10)	/	/	/	(147) 37	(39) 10	(186) 47	(188) 47	(50) 13	(238) 60	(335) 84	(87) 23	(424) 107
	Sub Total (8~10)	/	/	/	(5,122) 1,281	(1,367) 342	(6,489) 1,623	(2,024) 506	(540) 136	(2,564) 642	(7,146) 1,787	(1,907) 478	(9,053) 2,265
Tools & Instruments (11)		(800) 200	/	(800) 200	/	/	/	(1,180) 295	/	(1,180) 295	(1,980) 495	/	(1,980) 495
Total (1)~(11)		(10,833) 2,595	(8,612) 2,155	(18,995) 4,750	(9,859) 2,466	(2,631) 659	(12,490) 3,125	(6,528) 1,633	(1,428) 358	(7,956) 1,991	(26,770) 6,694	(12,671) 3,172	(39,441) 9,886

Figure in [] represent attachment numbers.

Appendix 3-8

Tools and Instruments

		Unit cost (A) ¥10 ³	Number (B)	total cost (A×B)
Oil Compression tool	manual 8 ton	120		
	" 12 ton	160		
	motor drive 12 ton	450	20	9,000
	" 15 ton	570	30	17,100
Portable Generetor	120V 1Ø 1 KW	130		
	" 2 KW	300	5	1,500
	" 3 KW	390	5	1,950
	" 5 KW	500		
Vehicle	material transpotation car	1,100	5	5,500
	field work car	5,400	10	54,000
	Rudder car	7,000	3	21,000
	Pole erection car	8,500	5	42,500
WHM Tester	120V 1Ø	5,000	1	5,000
	240V 3Ø	7,000	1	7,000
Sub. Total		-	-	164,550
others				25,450
Grand Total				190,000

Appendix 4. The condition of accounting on CDE

Appendix 4-1 ACTIVO Y OTROS DEBITOS : PASIVO U OTROS CREDITOS
NOV. 30- 1979

Activo y Otros Debitos		Pasivo y Otros Creditos	
Activo Fijo Neto - Electrico	164,869,326.62	Acciones Preferidas	37,000,000.00
Activo Fijo Neto - Otras	343,137.92	Creditos Misc. Superavit	16,613,466.38
Otras Inversiones	1,045.00	Superavit de Capital	15,998,746.42
Fondos Especiales	2,159,983.17	Total Patrimonio	69,612,242.80
Effectivo Documentos Cobrar	2,372,098.86	Amortizados	2,805,000.00
Prov. Acum. para Ctas.inc. consums	8,795,280.89	Bonos Deuda Combustibles	855,900.00
Cuentas a Cobrar	7,088,040.05	Obligaciones y Documentos por Pagar	129,640,121.57
Materiales y Efecios	13,090,290.40	Cuentas a Pagara	11,553,538.12
Pagos Anticipados	6,091.35	Depositos de Consumidores	12,015,808.88
Carcos Difebidos	46,855,316.22	Intereste Acumulados	5,649,588.32
		Otros Pasivos	4,891,416.96
		Creditos Difusidos	4,799,023.77
		Reservas	3,758,862.00
Grand Total	245,581,502.48		245,581,502.48

Appendix 4-2

ESTADO DE UTILIDADES Y SUPERAVIT GANADO Noviembre, 1979

	Año Fiscal a la Fecha	
	Este Año Actual	Año Anterior Actual
Ingresos de Explotacion	<u>103,154,620.28</u>	<u>98,489,073.77</u>
Gastos de Explotacion		
Operacion	92,371,101.43	77,724,536.60
Mantenimiento	4,897,577.23	3,945,488.96
Depreciacion	5,735,290.96	5,535,382.83
Impuestos	4,004,935.45	3,558,645.52
Total Gastos de Explotacion	<u>107,008,905.07</u>	<u>90,764,053.91</u>
Utilidad de Explotacion	- 3,854,284.79	7,725,019.86
Ingresos ajenos a Explot. Varios	765,650.27	154,654.70
Utilidad Bruta	- 3,088,634.52	7,879,674.56
Deducciones de las Utilidades		
Intereses sobre Bonos - Serie 1985	15,675.00	15,675...
- ditto - Serie 1907	138,600.00	138,600.00
Otros Gastos por Intereste	8,537,011.83	7,336,712.10
Gastos viajes y Estudio para Perreccionamiento Tecnicos Nacs.	66,473.52	23,528.83
Total Deducoes de las Utilidad	8,757,760.35	7,514,515.93
Utilidad Neta	- 11,846,394.87	365,158.63
Total Deducciones Utilidades del Año: Regalia, Bonificacion, etc.	1,971,036.77	1,669,216.18
TOTAL	- 13,817,431.64	- 1,304,057.55
Superavit Ganado al Comenzar el Periodo	25,552,693.67	30,983,692.88
Creditos Miscelaneos al Superavit	4,890,873.36	3,045,298.90
<u>Total</u>	<u>16,626,135.39</u>	<u>31,994,610.85</u>
% Utilidad Bruta - Ingresos Explotacion	- 2.99	8.00
% Utilidad Neta - Ingresos Explotacion	-11.48	0.37

Appendix 4-3

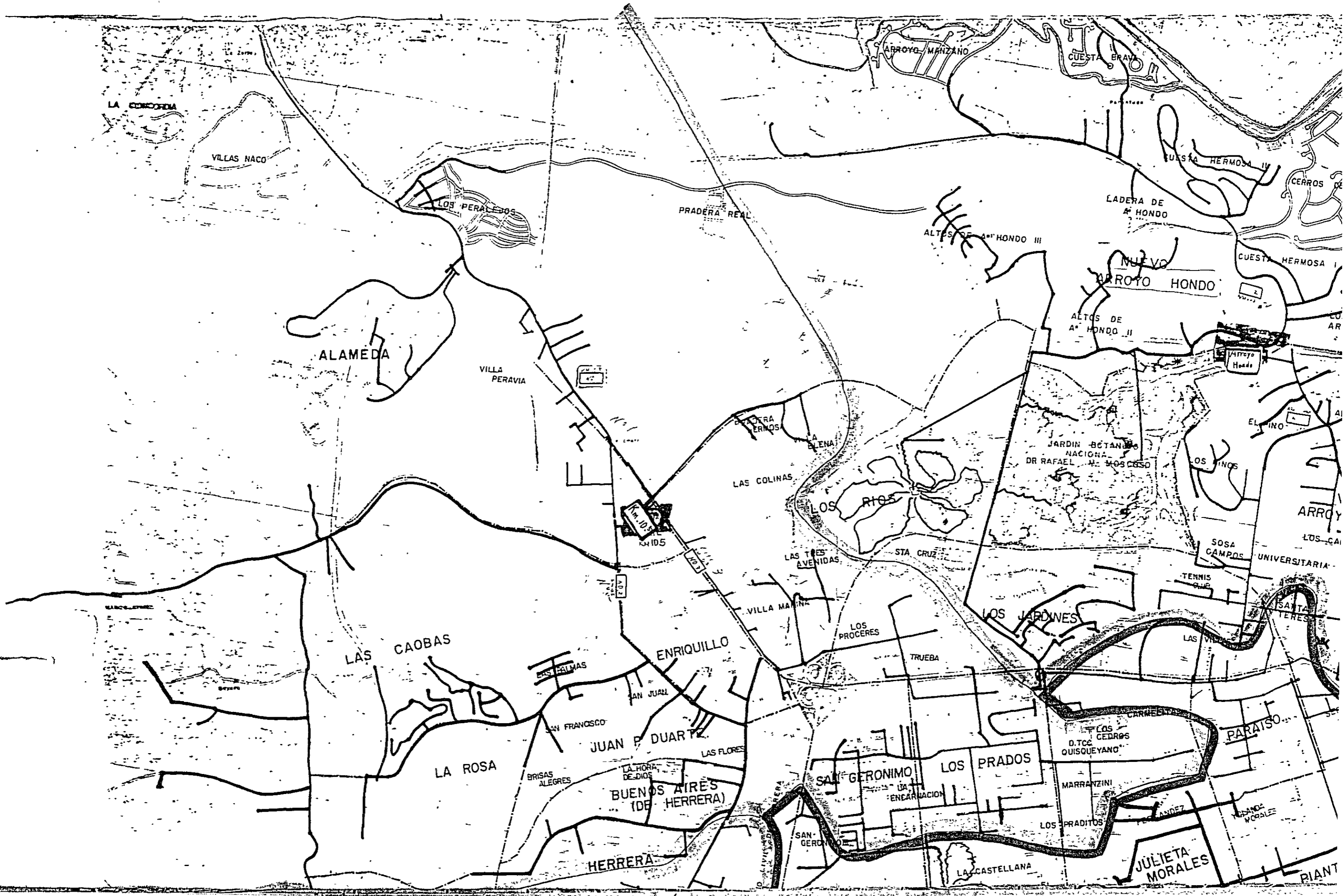
Gasto de Produccion Noviembre 1979

Todas las Plantas

	Este Año	Año Anterior
Operacion	<u>55,622.0</u>	<u>50,062.4</u>
Combustible	52,786.8	47,305.6
Mantenimiento	<u>2,590.2</u>	<u>2,450.3</u>
Superintendencia	452.6	417.7
Hornos y Calderas	1,009.9	822.3
Diesel	307.0	305.4
Sistema Electrico	440.3	372.2
Total Neto Generacion	<u>69,945.3</u>	<u>58,192.7</u>
Centavos por KVHS	3.40	2.77
MVHS Generados	1,738,089.3	1,913,156.7
MVHS Usados	82,533.4	85,535.1
MVHS Generados Net	1,655,455.9	1,827,621.5
Energia Elec. Comp.	400,308.0	270,311.9
Total MVHS	2,055,753.9	2,097,933.4
Total MVHS Contabilizados	1,563,432.3	1,539,839.1
MVHS Perdida	492,331.7	558,094.3
% Perdida	23.95	26.60
Carga Maxima MVHS	412.0	410.0
Factor de Carga	62.0 %	64.0 %

Appendix 4-4 INGRESOS DE OPERACION Y ESTADISTICAS
 Noviembre, 1979

	Pare Este Año	12 Meses Año Anterior
<u>Ventas</u>		
Residenciales	29,620,274.8	27,030,430.4
Comerciales	13,465,813.9	12,276,131.4
Industrials	33,313,842.7	29,442,278.8
Alumbrado Publico	1,602,663.4	1,455,833.9
Otras Ventas	10,350,287.4	9,805,548.1
Total	88,352,882.3	80,010,222.8
Total Otros Ingresos	14,801,737.9	18,478,850.9
Total Ingresos Operacion	<u>103,154,620.3</u>	<u>98,489,073.8</u>
<u>MVHS de Energia</u>		
Residencial	581,568.4	583,466.9
Comerciales	196,024.1	194,971.9
Industrials	602,026.8	573,638.2
Alumbrado Publico	19,263.6	19,054.9
Otras Ventas	162,185.3	166,672.6
Total	<u>1,561,068.4</u>	<u>1,537,804.7</u>
<u>Precio por Unidad (¢/KVH)</u>		
Residenciales	5.05	4.63
Comerciales	6.81	6.30
Industriales	5.55	5.19



LA CONCORDIA

VILLAS NACO

LOS PERALES

PRADERA REAL

ARROYO MANZANO

CUESTA BRAVA

CUESTA HERMOSA II

LADERA DE A° HONDO

ALTOS DE A° HONDO III

ALTO A° HONDO I
NUEVO ARROYO HONDO

ALTOS DE A° HONDO II

ALAMEDA

VILLA PERAVIA

LA TIERRA HERMOSA

LA TIERRA HERMOSA

LAS COLINAS

LOS RIOS

JARDIN BOTANICO NACIONAL
DR RAFAEL M. MOSCOSO

LOS PINOS

ARROYO

LOS CAJONES

SOSA CAMPOS

UNIVERSITARIA

LAS TRES AVENIDAS

STA CRUZ

TENNIS CLUB

SANTA TERESA

LAS CAOBAS

ENRIQUILLO

LOS PROCERES

LOS JARDINES

LAS VILLAS

EAST PALMAS

SAN JUAN

TRUJEA

JUAN P. DUARTE

LAS FLORES

SAN GERONIMO

LOS PRADOS

LOS CEDROS
D.T.C.C. QUISQUEYANO

PARAISO

LA ROSA

BRISAS ALEGRES

BUENOS AIRES
(DE HERRERA)

ENCARNACION

MARRAZINI

LOS PRADITOS

JULIETA MORALES

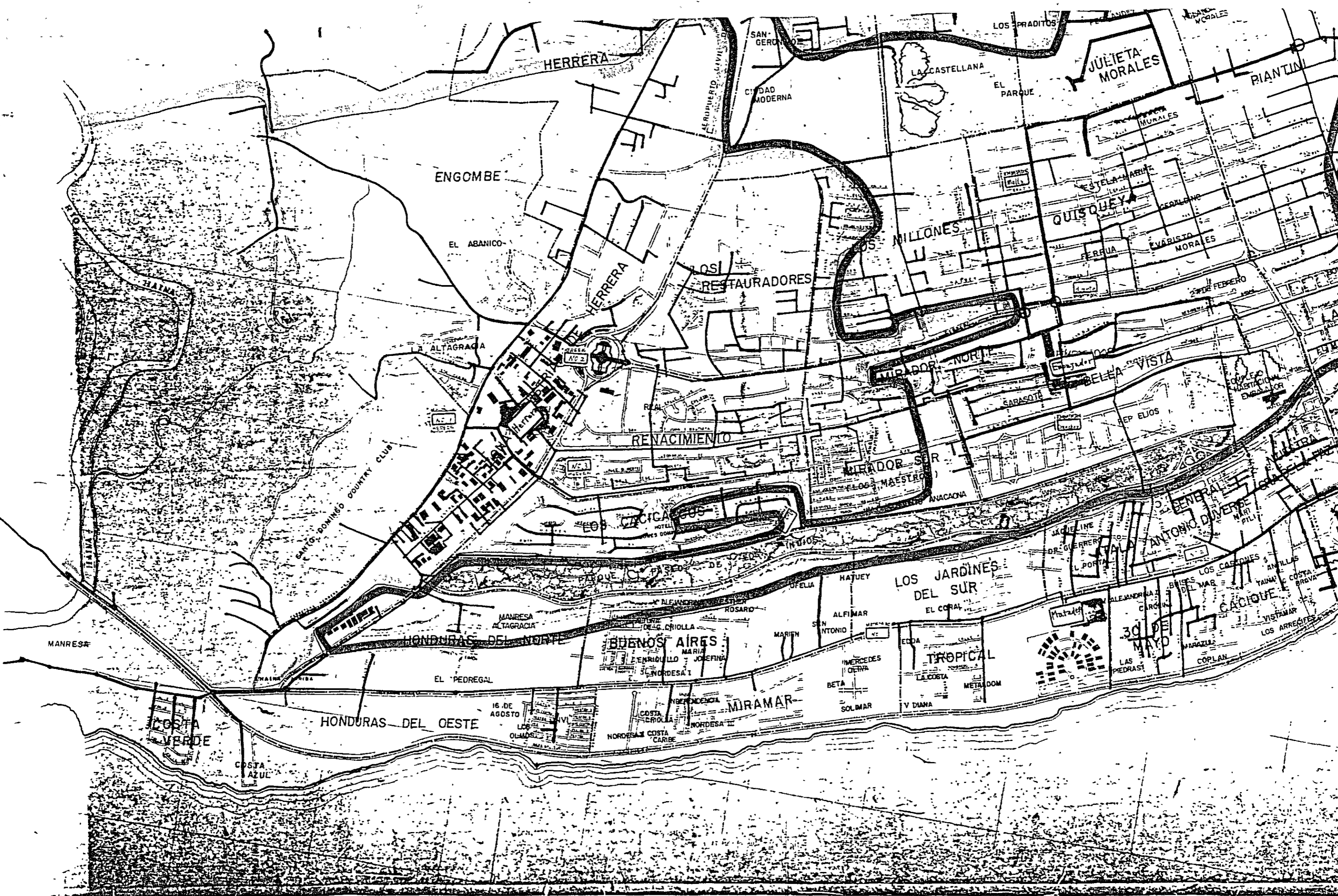
HERRERA

SAN GERONIMO

LA CASTELLANA

PIANT





HERRERA

ENGOMBE

EL ABANICO

LA ALTAGRACIA

SANTO DOMINGO COUNTRY CLUB

MANRESA

COSTA VERDE

COSTA AZUL

HONDURAS DEL OESTE

16 DE AGOSTO

COSTA CARIBE

MIRAMAR

BUENOS AIRES

NORDESA I

NORDESA II

LOS JARDINES DEL SUR

EL CORAL

TROPICAL

LACOSTA

V DIANA

BETA

SOLMAR

ALFIMAR

SAN ANTONIO

EDDA

MERCEDES OTERA

METADOM

RENACIMIENTO

LOS CACIQUES

PARQUE JOSE DE

DE

DE

DE

DE

DE

DE

DE

DE

DE

DE

DE

DE

DE

LOS RESTAURADORES

MIRADOR SUR

LOS MAESTROS

ANACAONA

HATUEY

OFELIA

ALFIMAR

SAN ANTONIO

EDDA

MERCEDES OTERA

METADOM

V DIANA

BETA

SOLMAR

ALFIMAR

SAN ANTONIO

MIRADOR NORTE

SARASOTE

EL BELLA VISTA

REP ELIOS

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

30 DE MAYO

LAS PIEDRAS

COPLAN

MARAZUL

LOS ARRECIPE

VISTAMAR

CACIQUE

LOS CASTONES

ANILLAS

COSTA BRVA

GENERAL

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

ANTONIO DIVERDE

LOS PRADITOS

LA CASTELLANA

EL PARQUE

JUJETA MORALES

MORALES

ESTELA MARRIN

QUISQUEY

PEREUA

EVARISTO MORALES

2 DE FEBRERO

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

LA

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI

PIANTINI



ENS. NA

MIRAFLORES

JULIETA MORALES

RIANTINI

LA ESPERILLA

GAZQUE

QUISQUEY

MILLONES

MIRADOR NOR

BELEA VISTA

MIRADOR SUR

LA JUANITA

CUIDAD NUEVA

LOS JARDINES DEL SUR

GENERAL GARCIA

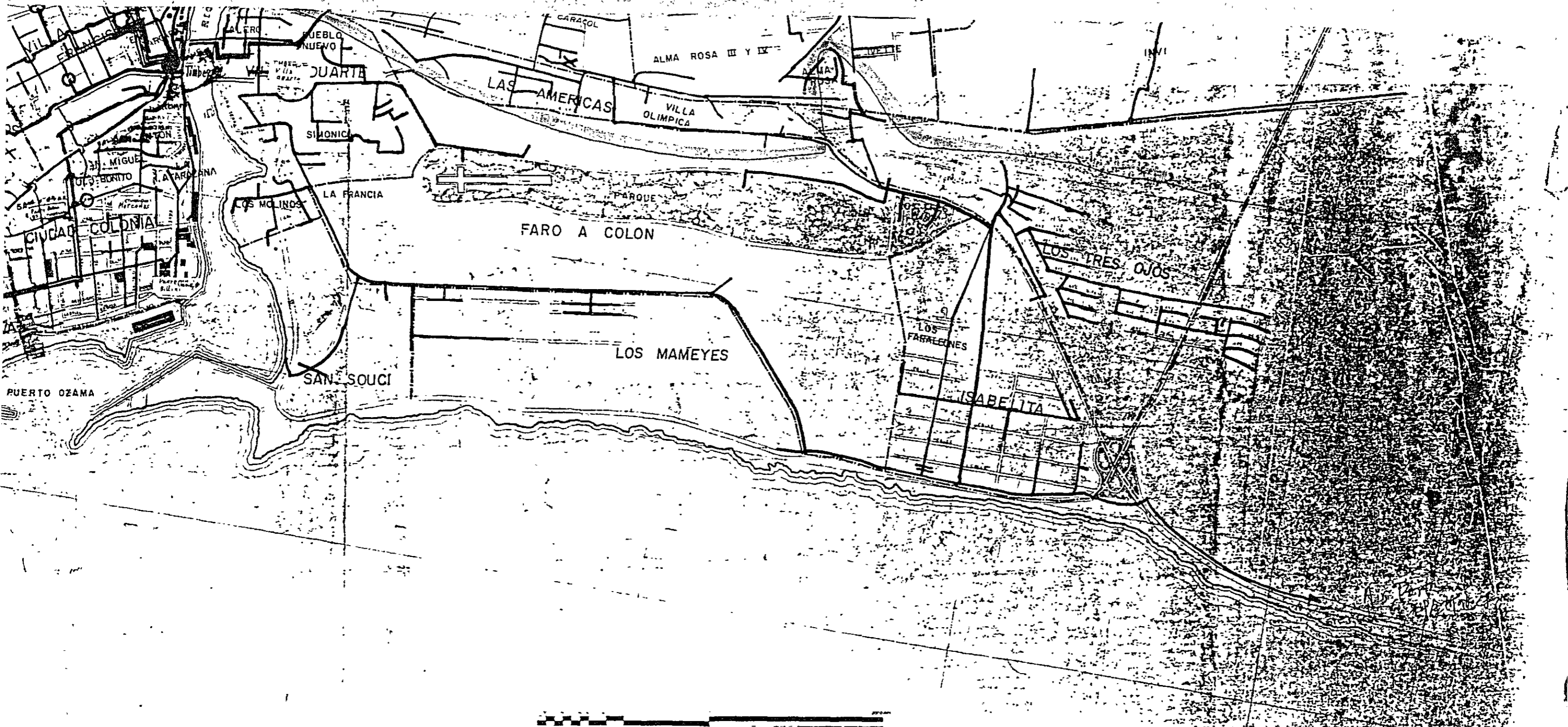
ANTONIO DIAMANTE

TROPICAL

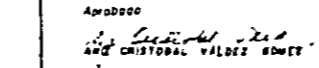
30 DE MAYO

M A R

C A R I B E



PLANO DE LA CIUDAD DE SANTO DOMINGO
 DIRECCION GENERAL DE PLANEAMIENTO URBANO
 SECCION DE URBANISMO
 1979
 ACTUALIZADO

ENC. TALLER: ARO RAFAEL MANABO PARIOLA DIBUJANTE: BY MAYRA SNEYTON JHENEZ DIBUJANTE: BY JUDY HERNANDEZ FUENTES	Aprobado  ARO CRISTOBAL VALDEZ GÓMEZ <small>Director General Planeamiento Urbano</small>	 AYUNTAMIENTO DEL DISTRITO NACIONAL <small>Santo Domingo de los Baños</small>
--	--	--

