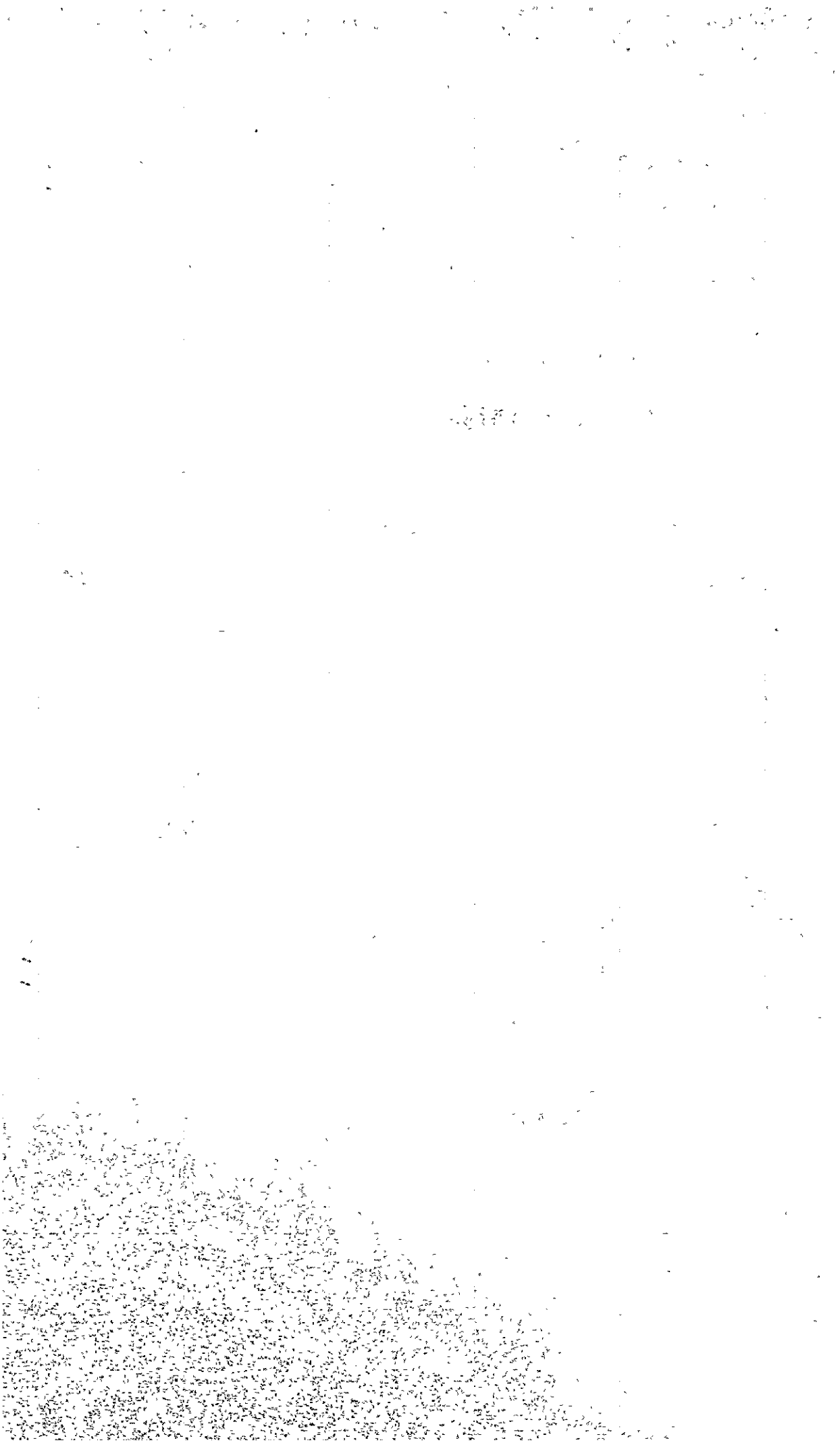


## Ⅳ 遠年度計画



## Ⅳ 遠 年 度 計 画

### Ⅳ-1. 設備拡充計画

#### 1. 配電用変電所拡充計画

遠年度の配電用変電所拡充計画を Table Ⅳ-1 に示す。

遠年度においては、19 の変電所の新設と、26 の既設変電所において変圧器の増設が必要である。

ここで考慮すべきことは、遠年度においては、バンコクの都市化がますます進むため、変電所用地の確保が困難になると思われる。新設される変電所の用地および変圧器が増設される変電所の増設スペースの確保は、近年度において手配されるべきである。

2001 年における変電所の分布状況とサービスエリアについて、電算機からアウトプットされた図面を Fig Ⅳ-1 に示す。

#### 2. 二次送電線拡充計画

遠年度の二次送電線拡充計画を Table Ⅳ-2 に示す。

多くの変電所の新設および変圧器の増設に合わせて、二次送電線を拡充していく。遠年度においては、ますます送電線のルート確保が、困難になると思われるので、既設の AAC を耐熱アルミ線 (TAAO) に張替え、送電容量の増加をはかる。

送電線拡充の過程を Fig Ⅳ-2 ~ Ⅳ-4 に示す。

#### 3. 配電線拡充計画

遠年度における高圧配電線の拡充計画を Table Ⅳ-3 に示す。

変電所の増加に伴ない、フィーダー数も大幅に増加する。

#### 4. ターミナル変電所およびサブターミナル変電所拡充計画

遠年度におけるターミナル変電所拡充計画を Table Ⅳ-4 に示す。

負荷の増加に従い、外輪線上のターミナル変電所において次々と変圧器の増設が行われる。

都心部においてもこの間に 2 ケ所のターミナル変電所が必要である。Childlom に続く第 2 の都心ターミナル変電所を都心の南側に設け、仮に T.Sathnpradit と名づける。T.Sathnpradit は、遠年度の前半に運転を開始し、遠年度の終わりには 300 MVA・2バンクはフルロードとなる。

第 3 の都心ターミナル変電所は、都心の北側に設け、仮に、T.Visutkasat と名づける。この変電所は、都心に近いため、二次送電線は、すべて地中ケーブルとなる。T.Visutkasat は、遠年度の後半に運転を開始する。

一方、チャオプラヤ河の西岸トンブリ地区の配電用変電所の増加に伴ない、サブターミナル変電所が遠年度前半に設けられる。

この変電所は、送電線の開閉設備をそなえ、送電線事故時や作業時の系統切替を役目とする。

Fig N-5 に 2001 年における 230 kV 系統の構成を示す。

## N-2. 投資および年経費

### 1. 投資

#### (1) 設備拡充のための投資

##### a. 配電網拡充のための投資

電算機で計算された配電網拡充のための年投資額とその現在価値換算値を、

Distribution substation

Subtransmission line

High voltage distribution

に分け、Table N-5, N-6 に示す。

遠年度の投資額は、近年度と比べ大幅に増加する。

これは、遠年度に配電用変電所の新設が多くなるためと、物価上昇（毎年 8%）のためである。

##### b. 上位系統拡充のための投資

都心ターミナル変電所、230 kV 送電線、郊外のサブターミナル変電所建設のための投資を計上した。

投資額を Table N-7, N-8 に示す。

この投資額の中では、230 kV 地中送電線建設の投資が、多額となる。

##### c. 下位系統拡充のための投資

需要の増大に伴い、下位系統拡充のための投資も多くなる。投資額を Table N-7, N-8 に示す。

#### (2) 政策的な投資

政策的な投資として近年度と同じく、Semi-insulated conductor の工事の投資を計上した。

投資額を Table N-7, N-8 に示す。

この投資は、比較的少ない額となっているが、政策的に可変である。

#### (3) 設備更新のための投資は、Table N-7, N-8 に示す。

#### (4) その他（自動車、試験装置などの投資）を、Table N-9, N-10 に示す。

#### (5) 総投資額

総投資額を Table N-7, N-8 に示す。

総投資額は、遠年度 10 年間で約 48,370 百万円、現在価値換算 (1979) で約 13,180 百万円となる。

毎年の投資額の傾向を Fig N-6 に示す。

## 2. 年経費

以上の投資について年経費を計算すると Table N-9 ~ N-12 のようになる。

## N-3. 汐流計算、事故計算および信頼度

### 1. 汐流計算

1996 年および 2001 年の汐流計算の結果を Fig N-7 および N-8 に示す。

各送電線の必要な範囲が T A A C となり、各線路とも汐流は、大きくなっている。汐流上のネックはない。

### 2. 事故計算 (Short circuit study)

1996 年および 2001 年の系統のインピーダンスマップは、Fig N-9, 10 のとおりである。

E G A T の系統規模の増大により電源側インピーダンスは、低下し、短絡容量は増大していく。ターミナル変電所の 69 kV 側で短絡容量 4,000 MVA を越える変電所が 4ヶ所になり、5,000 MVA に近づく。短絡容量が 5,000 MVA を越えることが予測されるようになれば、ターミナル変電所のブスを分割し、69 kV 系統を分けて運転することが必要であろう。また、230 kV / 69 kV 用の変圧器のインピーダンスを高くすることも検討されねばならない。

各ターミナル変電所の 69 kV 側および配電用変電所の 69 kV 側短絡容量を Table N-13 および N-14 に示す。

ターミナル変電所が新設されると、そこから供給される配電用変電所の C B の遮断容量を大きくしなければならないので注意を要す。

### 3. 信頼度計算

1バンク事故時の需要家の平均停電時間は、0.635 時間/年で、信頼度は低下してなく、正しく設備投資計画が行われたことを示している。(Table N-15)

変電所別の融通率を Table N-16 に示す。

配電線のフィーダー事故時の需要家の平均停電時間は、0.88 時間/年・需要家 (1996 年), 0.76 時間/年・需要家 (2001 年) である。

## N-4. 需要想定が変動した場合

### 1. 需要想定が変動した場合のケース

MEAの“LOAD FORECAST(1982~2001) AUGUST 1980”の中の Sensibility analysis において GDPの伸び率が±10%の場合の需要(Demand)の変動が計算されている。

それによるとGDPの伸び率が±10%した場合には、MEA需要は、2001年において±16.6%、-14.7%変動するとされている。

需要が変動した場合の配電網の検討には、この値を用いて次の2ケースについて検討した。

Case 8 …… 2001年における配電負荷が、Basic Load から+16.6%増加した場合 (Upper)

Case 9 …… 2001年における配電負荷が、Basic Load から-14.7%低下した場合 (Lower)

また、設備の拡充と投資の検討は、初年度から連続して行う必要があるため Fig N-11 に示す Upper(B) と Lower(C) の負荷を対象して行う。Upper と Lower の配電負荷の計算は、Table N-17 に示すとおり 2001年において

Upper Load            4,967 MVA  
 Lower Load            3,634 MVA  
 (Basic Load            4,260 MVA) である。

## 2. 設備拡充計画

Case 2 の計算条件により、負荷を変動させて電算機により配電網拡充の計算を行った結果は、Table N-18, N-19 のとおりである。

この結果、2001年における配電用変電所の数は Table N-20 のとおりで Case 2 をベースにして±8カ所の差がある。

Table N-20 Number & Capacity of Distribution Substation

	Case 2	Case 8	Case 9
Number			
1991	57	60	57
2001	76	84	68
Capacity (MVA)			
1991	3,990	4,250	3,990
2001	6,540	7,320	5,460

また、配電用変電所の建設タイミングとしては、Case 2 をベースに、Case 8 および Case 9 とともに約2年前後している。

需要変動により増減する変電所を Table N-21 に示す。

この表の中の Case 8 において、2つの配電用変電所（33291, 31304）は、市の中心部（A area）で、ターミナル変電所の近くに建設されるので Feeder Transformer Type となる。

### 3. 投資および年経費

Case 8 と Case 9 の投資および年経費を Case 2 をベースにして比較すると Table IV-22～IV-25 のとおりである。

年投資額は、Case 2 に比べ、Case 8 は、約 9,290 百万円増（現在価値換算約 3,050 百万円増）、Case 9 は、約 8,170 百万円減（現在価値換算約 2,940 百万円減）となる。

Table IV -1 Distribution Substation Expansion Program - Far Term (Case 2)

Unit : No. x M

Bloc No	Substation	Capacity in 1991	Expansion			Capacity in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2001	TTL	
10	North BKK	1x40				1x40
	Klongkred	1x20				1x20
20-1	Bangkok Noi	1x40 2x20				1x40 2x20
	16232		new 2x20		+2x20	2x20
20-2	Bangyekhan	2x40				2x40
	Pechkasem	1x40 2x20				1x40 2x20
	North BKK	2x20				2x20
	Rasburana	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Thonburi	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Taksin	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Pran Nok	1x40	+1x40		+1x40	2x40
	Samray			new 3x40	+3x40	3x40
	28272			new 2x40	+2x40	2x40
	32231	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	30224			new 2x40	+2x40	2x40
20-3	Klong Sanpsamit	2x20				2x20
	Prapradaen	2x40				2x40
	Bangbon	2x40				2x40
	Suksawad			new 2x40	+2x40	2x40
20-4	Bangkrajao	2x10				2x10
30-1	Rangsit	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	43564		new 2x20	+1x20	+3x20	3x20
30-2	Klong Rangsit	2x40		+1x40	+1x40	3x40
40-1	Bangpood	2x20		+1x20	+1x20	3x20
	43491	2x40				2x40
40-2	Donmuang	2x40				2x40
	Nontaburi	2x20	+1x40 -1x20	+2x40 -1x20	+3x40 -2x20	3x40
	Prachacuen	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	40402			new 2x40	+2x40	2x40
40-3	Bangkapi	2x40		+1x40	+1x40	3x40



Distribution Substation Expansion Program - Far Term (Case 2)  
Unit No. x MVA

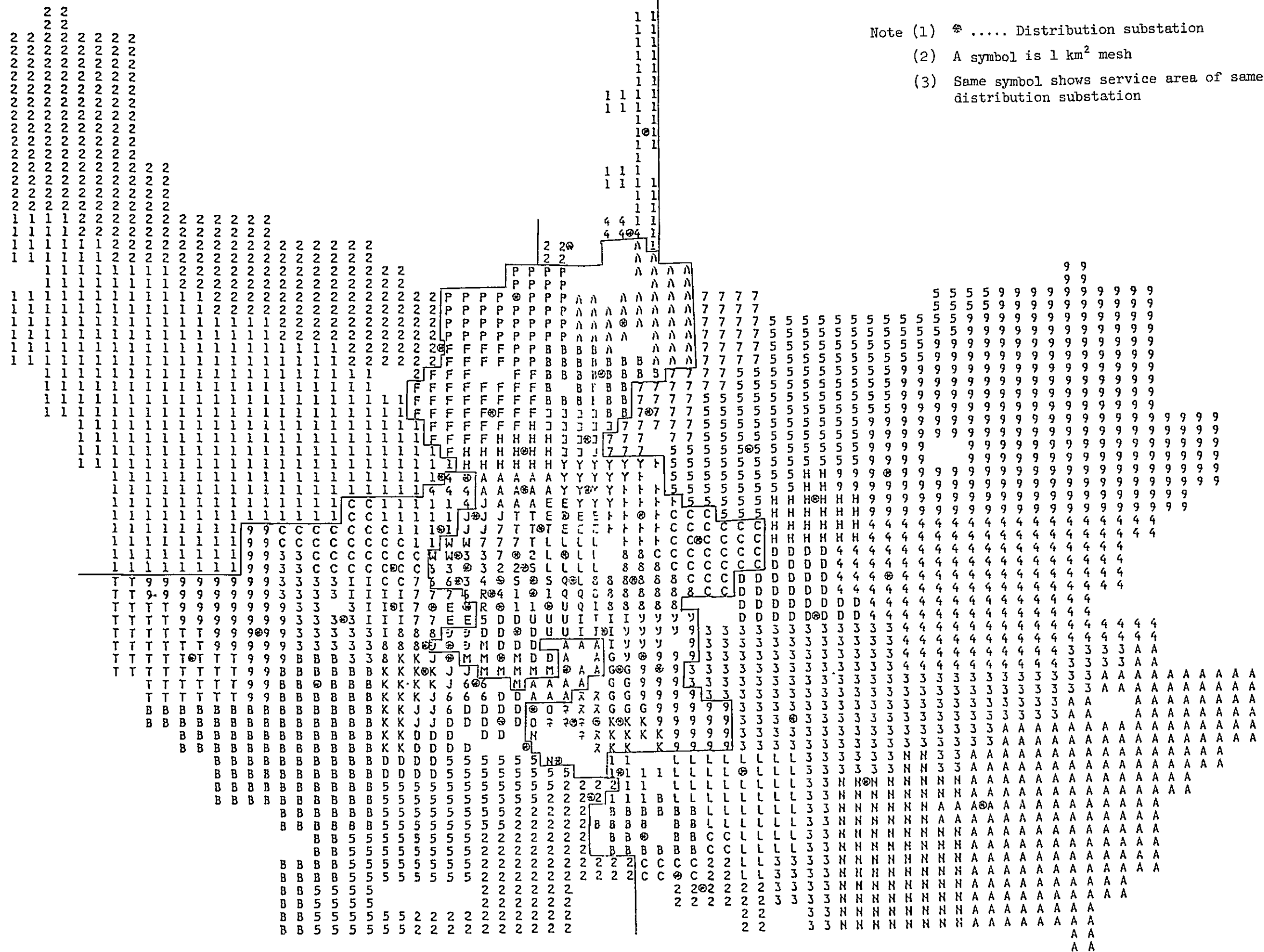
Bloc No.	Substation	Capacity in 1991	Expansion			Capacity in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2001	TTL	
40-3	Bangsue	1x10	+2x40 -1x10	+1x40	+3x40 -1x10	3x40
	Klong Jan	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Mochit	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Prakanong	2x40				2x40
	Samsen	2x40				2x40
	Sansab	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Sukhumvit	2x40				2x40
	Paholyotion	2x40				2x40
	Lardprao			new 2x40	+2x40	2x40
	44341			new 3x40	+3x40	3x40
40-4	Lumpini	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Makasan	2x40				2x40
	Sapandam	4x40				4x40
	Pathumwan	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Silom	2x40				2x40
	Watlieb	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Yothee	2x40				2x40
	Sipraya	2x40				2x40
	Chidlom	2x40				2x40
	Klongtoey	2x40				2x40
	Visutkasat			new 2x40	+2x40	2x40
40-5	Mahamek	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Satupradit	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	32243			new 2x40	+2x40	2x40
40-6	Bangna	2x40				2x40
	Plywood	1x20	+1x40 -1x20	+1x40	+2x40 -1x20	2x40
	Samrong	2x40				2x40
	BKK	1x20		+1x40 -1x20	+1x40 -1x20	1x40
	Tangkung	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	44233			new 2x40	+2x40	2x40
	41183		new 3x40		+3x40	3x40
	39184	2x40		+1x40	+1x40	3x40

Distribution Substation Expansion Program - Far Term (Case 2)

Unit No. x MVA

Bloc No.	Substation	Capacity in 1991	Expansion			Capacity in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2001	TTL	
50-1	Ramintra	2x40				2x40
	Ladplakao	1x40				1x40
	Minburi		new 2x20		+2x20	2x20
	54352			new 2x20	+2x20	2x20
50-2	Bangplee	1x40		+1x40	+1x40	2x40
	Onnuj	2x40				2x40
	54264		new 2x20	+1x20	+3x20	3x20
50-3	Paknam	2x40				2x40
	Bangpu	2x40				2x40
	Bangboj	3x20				3x20
	44091	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	46063			new 3x20	+3x20	3x20
	50141			new 3x20	+3x20	3x20
	57134		new 2x20	+1x20	+3x20	3x20
	Total No. of substation	57	+6	+13	+19	76
	Total capacity MVA	3,990	+830	+1,720	+2,550	6,540
	Capacity in each year (MVA)	3,990	'96 4,820	2001 6,540		6,540
	Total load in each year (MVA)	2,432	'96 3,210	2001 4,261		4,261
	Utilizing factor (%)	60.9	'96 66.6	2001 65.1		65.1

Fig. IV -1 Service Area of Distribution Substation (2001)



- Note (1) ⊗ ..... Distribution substation
- (2) A symbol is 1 km<sup>2</sup> mesh
- (3) Same symbol shows service area of same distribution substation



Table IV-2 Subtransmission Line Expansion Program - Far Term

Year	Voltage (KV)	Section	Length (km)	Existing facility	New by TAAC constructed	Remark
'92v'96	69	Thonburi to Bangkok Noi	13.8	OHS	OHB	
	"	near Thonburi	1.8	OHS	OHB	
	"	near North BKK	3.6	OHB	OHB	
	"	near Bangyeekhan	2.4		OHB	
	"	near South BKK	1.4	OHB	OHB	
	"	Bangkok Noi to near Taksin	16.2	OHS	OHB	
	"	near Taksin	2.2		OHB	
	"	near Taksin to Rasburana	4.1	OHB	OHB	
	"	16232 to Bangkok Noi	5.4		OHS x 2cct	
	"	near Taksin	0.6		UGC	
	"	near Taksin	1.2	OHB	OHB	
	"	43564 to Klong Ransit	6.7	OHS	OHB	

(Note) OHS . . . . . Overhead single conductor  
 OHB . . . . . Overhead bundle conductor  
 UGC . . . . . Underground Cable

(Case 2)

## Subtransmission Line Expansion Program - Far Term

Year	Voltage (KV)	Section	Length (km)	Existing facility	New by TAAC constructed	Remark
'92v'96	69	Bangsue to Ladprao	4.8	OHS	OHB	
	"	Prachacuen to Ladprao	3.6	OHS	OHB	
	"	Mochit to Ladprao	8.8	OHS	OHB	
	"	Klong Jan to Bangkokapi	8.2	OHS	OHB	
	"	Mahamek to new Terminals	4.6		OHB	
	"	Mahamek to Sathupradit	4.2	OHS	OHS	
	"	41183 to Samrong	1.9	OHS	OHB	
	"	Samrong to South BKK	8.2	OHB	OHB	
	"	Plywood $\pi$ connection	0.1		OHB	
	"	Samrong to South BKK	7.8	OHB	OHB	
	115	near 54264	4.8		OHS x 2cct	
	"	near Minburi	1.5		OHB	

Subtransmission Line Expansion Program - Far Term

(Case 2)

Year	Voltage (KV)	Section	Length (km)	Existing facility	New by TAAC constructed	Remark
'92~'96	115	57134 π connection	0.2		OHS	
'97~2001	69	near Smray	1.4		UGC	
	"	30224 π connection	1.2		OHS	
	"	28272 π connection	0.2		OHB	
	"	Suksawad π connection	0.2		OHB	
	"	near 32231	1.2	OHB	OHB	
	"	near 43564	7.0	OHB	OHB	
	"	Nontabri to North BKK	10.8	OHB, OHS	OHB	
	"	Klong Ransit to Bangpood	9.0	OHB	OHB	
	"	40402 to Lardprao	5.2	OHS	OHB	
	"	44341 to Lardprao	7.8	OHS	OHB	
	"	near Lardprao	1.2		OHB	

(Case 2)

## Subtransmission Line Expansion Program - Far Term

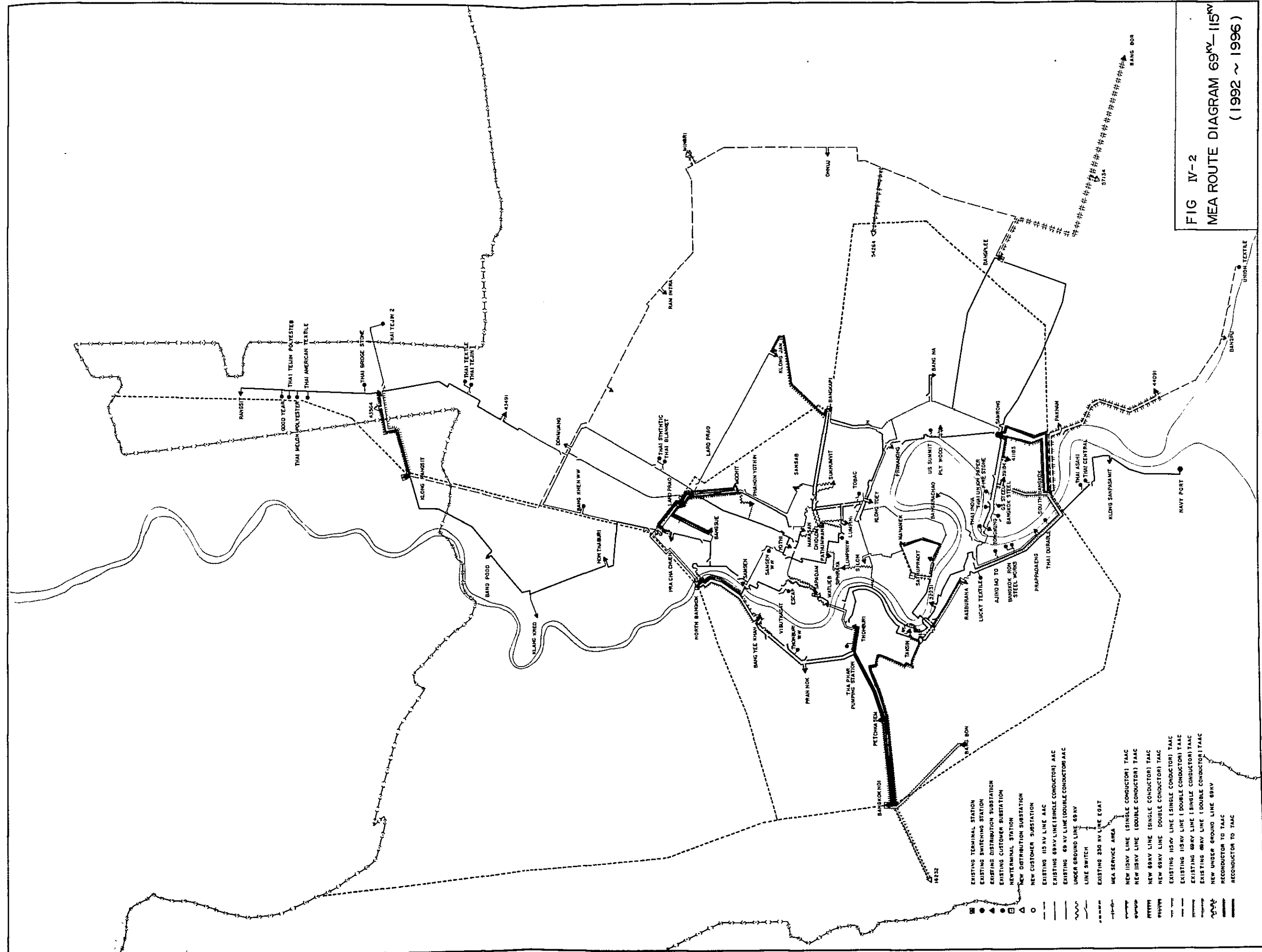
Year	Voltage (KV)	Section	Length (km)	Existing facility	New by TAAC constructed	Remark
'97~2001	69	Sansab to Bangkepi	6.6	OHB, OHS	OHB	
	"	Lardprao (D.S) to Lardprao	3.6		OHB	
	"	Visutkasat to Sepandam	4.8		UGC	
	"	near Satupradit	1.2	OHB	OHB	
	"	Watlieb to Visutkasat	3.6		UGC	
	"	Sukhumvit to Bangkepi	5.4	OHB	OHB	
	"	near Silom to new Terminals	3.0		UGC	
	"	32243 $\pi$ connection	0.2		OHB	
	"	Tangkung to 39184	3.0	OHS	OHB	
	"	44233 to Bangkepi	10.0	OHS, OHB	OHB	
	"	50141 $\pi$ connection	2.0		OHB	
	115	54352 $\pi$ connection	3.0		OHS x 2cct	



Subtransmission Line Expansion Program - Far Term

Year	Voltage (KV)	Section	Length (km)	Existing facility	New by TAAC constructed	Remark
'97~2001	11.5	46063 to 44091	4.4		OHS	

FIG IV-2  
 MEA ROUTE DIAGRAM 69KV-115KV  
 (1992 ~ 1996)



- EXISTING TERMINAL STATION
- EXISTING SWITCHING STATION
- EXISTING DISTRIBUTION SUBSTATION
- EXISTING CUSTOMER SUBSTATION
- NEW TERMINAL STATION
- NEW DISTRIBUTION SUBSTATION
- NEW CUSTOMER SUBSTATION
- EXISTING 115 KV LINE AAC
- EXISTING 69KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) AAC
- EXISTING 69 KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) AAC
- UNDER GROUND LINE 69 KV
- LINE SWITCH
- EXISTING 230 KV LINE EGAT
- MEA SERVICE AREA
- NEW 115KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 115KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 69KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 69KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 115KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 115KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 69KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 69KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW UNDER GROUND LINE 69KV
- RECONDUCTOR TO TAAC
- RECONDUCTOR TO TAAC



FIG IV-3  
 MEA ROUTE DIAGRAM 69KV-115KV  
 (1997 ~ 2001)

- EXISTING TERMINAL STATION
- EXISTING SWITCHING STATION
- ▲ EXISTING DISTRIBUTION SUBSTATION
- EXISTING CUSTOMER SUBSTATION
- ◇ NEW TERMINAL STATION
- △ NEW DISTRIBUTION SUBSTATION
- NEW CUSTOMER SUBSTATION
- EXISTING 115 KV LINE AAC
- EXISTING 69 KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) AAC
- EXISTING 69 KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) AAC
- UNDER GROUND LINE 69 KV
- EXISTING 250 KV LINE EGAT
- MEA SERVICE AREA
- NEW 115KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAAC
- NEW 115KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAAC
- NEW 69KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAAC
- NEW 69KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAAC
- EXISTING 115KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAAC
- EXISTING 115KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAAC
- EXISTING 69KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAAC
- EXISTING 69KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAAC
- NEW UNDER GROUND LINE 69KV
- RECONDUCTOR TO TAAAC

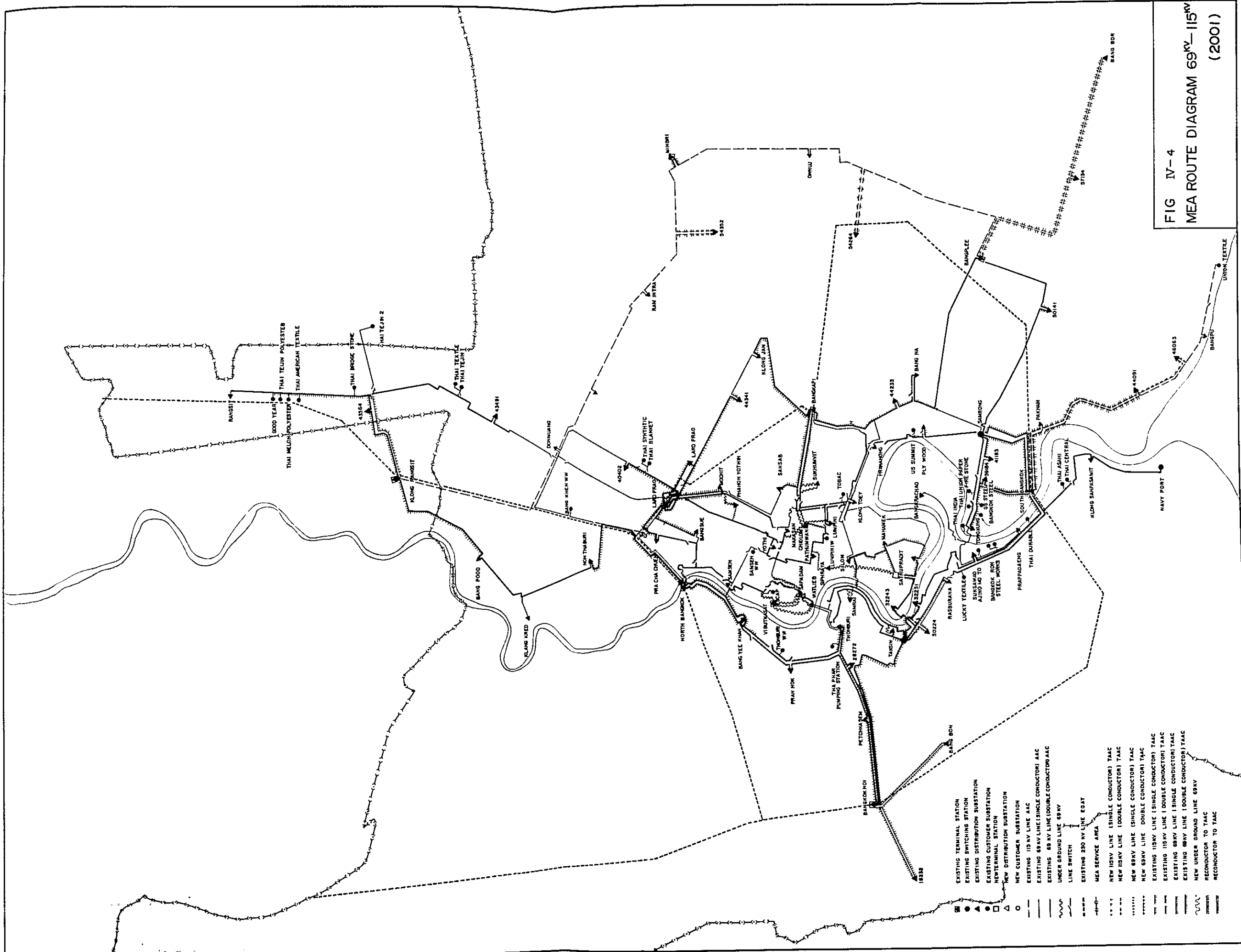


FIG IV-4  
 MEA ROUTE DIAGRAM 69kV-115kV  
 (2001)

- EXISTING TERMINAL STATION
- EXISTING SWITCHING STATION
- ▲ EXISTING DISTRIBUTION SUBSTATION
- △ EXISTING CUSTOMER SUBSTATION
- NEW TERMINAL STATION
- NEW DISTRIBUTION SUBSTATION
- NEW CUSTOMER SUBSTATION
- EXISTING 115 KV LINE AAC
- EXISTING 69 KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) AAC
- EXISTING 69 KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) AAC
- UNDER GROUND LINE 69 KV
- LINE SWITCH
- EXISTING 230 KV LINE EGAT
- SEA SERVICE AREA
- NEW 115KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 115KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 69KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 69KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 115KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 115KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 69KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 69KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW UNDER GROUND LINE 69KV
- RECONDUCTOR TO TAAC



Table IV-3 Distribution Feeder Expansion Program - Far Term (Case 2)

Bloc No.	Substation	Capacity in 1991	Expansion			No. of feeder in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2000	TTL	
10	North BKK	3				3
	Klongkred	1				1
20-1	Bangkok Noi	6	+1		+1	7
	16232		+3	+1	+4	4
20-2	Bangyekhan	7	+1		+1	8
	Pechkasem	18				18
	North BKK	4				4
	Rasburana	10	+5		+5	15
	Thonburi	10	+5		+5	15
	Taksin	15	+1		+1	16
	Pran Nok	5	+6		+6	11
	Samray			+11	+11	11
	28272			+8	+8	8
	32231	10	+5		+5	15
	30224			+10	+10	10
20-3	Klong Sanpsamit	5	+1		+1	6
	Prapradaen	11	+2	+5	+7	18
	Bangbon	3	+2	+1	+3	6
	Suksawad			+10	+10	10
20-4	Bangkrajao	4		+1	+1	5
30-1	Rangsit	7				7
	43564		+2	+1	+3	3
30-2	Klong Rangsit	5				5
40-1	Bangpood	6				6
	43491	5	+1	+3	+4	9
40-2	Donmuang	14	+6		+6	20
	Nontaburi	8	+5	+5	+10	18
	Prachacuen	17	+7		+7	24
	40402			+10	+10	10

Distribution Feeder Expansion Program - Far Term (Case 2)

Bloc No.	Substation	Capacity in 1991	Expansion			No. of feeder in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2001	TTL	
40-3	Bangkapi	12	+5		+5	17
	Bangsue	3	+5	+4	+9	12
	Klong Jan	12	+2		+2	14
	Mochit	15	+3		+3	18
	Prakanong	9	+1		+1	10
	Samsen	10	+1		+1	11
	Sansab	12		+2	+2	14
	Sukhumvit	10				10
	Paholyotion	9	+1		+1	10
	Lardpraø			+9	+9	9
	44341			+10	+10	10
40-4	Lumpini	12		+8	+8	20
	Makasan	10				10
	Sapandam	22	+5		+5	27
	Pathumwan	9		+2	+2	11
	Silom	12				12
	Watlieb	8	+3	+3	+6	14
	Yothee	12				12
	Sipraya	10				10
	Chidlom	8	+2		+2	10
	Klongtoey	5	+3	+2	+5	10
	Visutkasat			+10	+10	10
40-5	Mahamek	10	+2	+2	+4	14
	Satupradit	12	+4	+6	+10	22
	32243			+7	+7	7
40-6	Bangna	15		+2	+2	17
	Plywood	3	+2	+7	+9	12
	Samrong	12				12
	South BKK	4				4
	Tangkung	10				10
	44233			+10	+10	10
	41183		+15		+15	15
	39184	10		+5	+5	15

Distribution Feeder Expansion Program - Far Farm (Case 2)

Bloc No.	Substation	Capacity in 1991	Expansion			No. of feeder in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2001	TTL	
50-1	Ramintra	7				7
	Ladplakao	3				3
	Minburi		+2		+2	2
	54352			+2	+2	2
50-2	Bangplee	5				5
	Onnuj	5	+1		+1	6
	54264		+2	+1	+3	3
50-3	Paknam	5				5
	Bangpu	5				5
	Bangbor	3				3
	44091	4	+2	+2	+4	8
	46063			+3	+3	3
	50141			+2	+2	2
	57134		+2	+2	+4	4
	Total number of feeder	487	+116	+167	+283	770
	Additional length of conductor (km)	+914	+753	+785	+1538	+2452



Table IV-4 Terminal Substation Expansion Program - Far Term

Unit : MVA

KV	Substation	Existing	Expansion			Capacity in 2001
			'92~'96	'97~2001	TTL	
69	North BKK	437	+300		+300	737
69	BKK Noi	700	+300		+300	1,000
69	South BKK	900	+300		+300	1,200
115	"	200		+300	+300	500
69	Bangplee	200			-	200
115	"	200			-	200
69	Klong Rangsit	500			-	500
115	"	200			-	200
69	Lardprao	700		+300	+300	1,000
69	Bangkapi	400	+300		+300	700
69	Chidlom	500			-	500
69	T. Satupradit		new 600		+600	600
69	Visutkasat			new 600	+600	600
115	Minburi		new 300		+300	300
	TTL	4,938	+2,100	+1,200	+3,300	8,238

Fig. IV-5 230 KV Transmission System in 2001

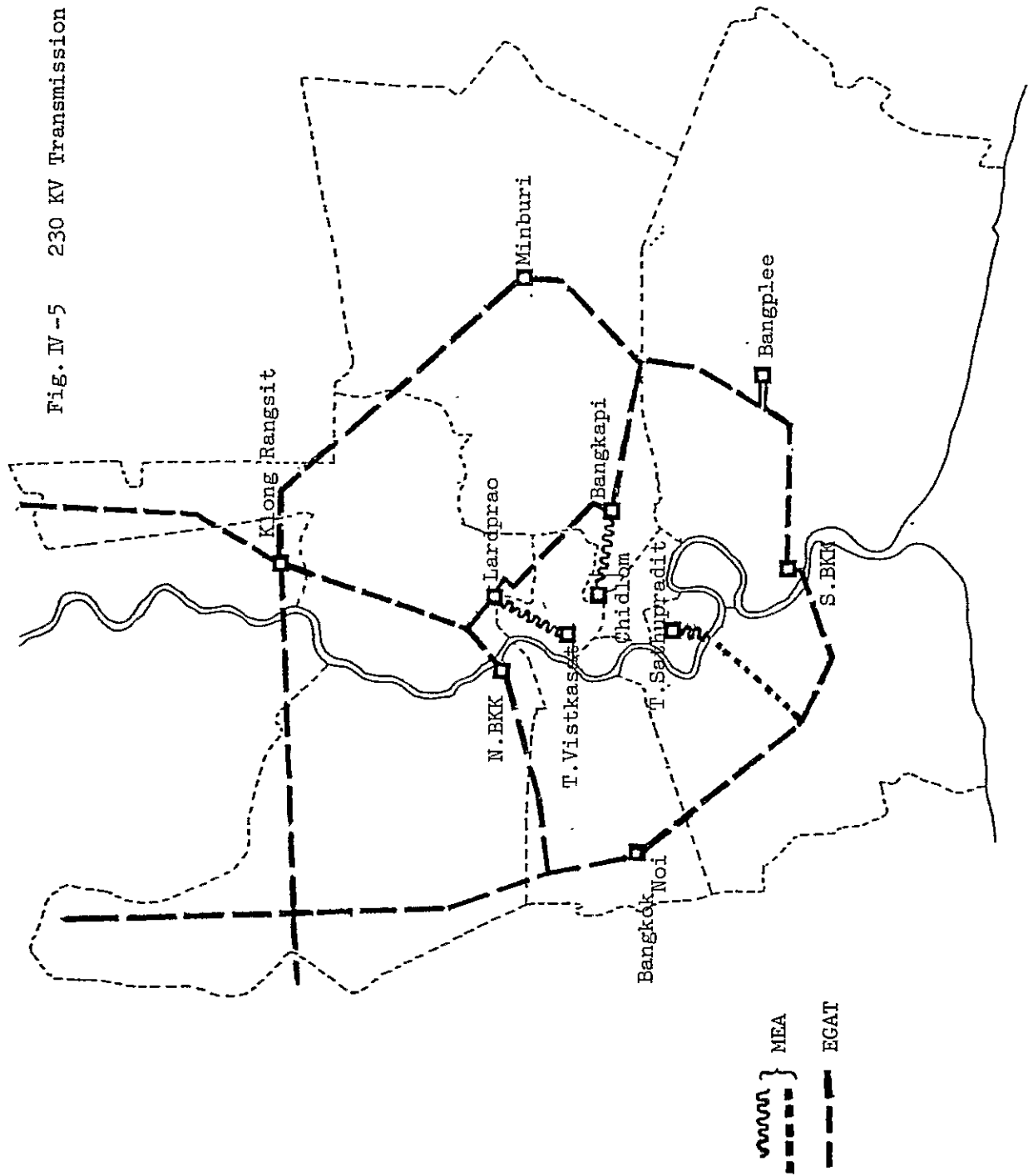


Table IV-5

Amount of Investment - Far Term  
(Detail)

Unit : Million baht

Year	Substation			Transmission line			Distribution line		
	Distribution SS	Upper system	Renewal	Sub-TL	Upper system	Renewal	High voltage DL	Lower system DL	Semi-insulated DL
'82 ~ '91	861	167	1,311	360	563	403	978	7,836	(306) 113
'92 ~ '96	1,256	956	1,309	477	2,679	364	1,467	8,595	(252) 160
'97 ~ 2001	3,570	265	2,174	1,114	794	856	3,484	16,044	(261) 248
'92 ~ 2001	4,826	1,221	3,483	1,591	3,473	1,220	4,951	24,639	(513) 408
TTL	5,687	1,388	4,794	1,952	4,036	1,623	5,929	32,475	(819) 521

SS : Substation, TL : Transmission line, DL : Distribution line

( ) : Semi-insulated conductor length m cct·km

Table IV-6

Present Value of Amount of Investment - Far Term  
(Detail)

Unit : Million baht

Year	Substation			Transmission line			Distribution line		
	Distribution SS	Upper system	Renewal	Sub-TL	Upper system	Renewal	High voltage DL	Lower system DL	Semi-insulated DL
'82 ~ '91	603	74	806	257	249	246	654	4,830	70
'92 ~ '96	441	334	449	172	928	131	509	2,941	55
'97 ~ 2001	804	72	495	259	215	195	788	3,645	57
'92 ~ 2001	1,245	406	945	431	1,143	326	1,297	6,585	112
TTL	1,848	480	1,751	688	1,392	572	1,950	11,416	182

Table IV-7

## Amount of Investment - Far Term

Unit : Million baht

Year	Substation	Transmission line	Distribution line	Vehicle & equipment	TTL
'82 ~ '91	2,339	1,326	8,927	880	13,472
'92 ~ '96	3,521	3,520	10,222	945	18,209
'97 ~ 2001	6,010	2,764	19,776	1,609	30,159
'92 ~ 2001	9,530	6,284	29,998	2,555	48,367
TTL	11,869	7,611	38,925	3,435	61,840

Table V-8

## Present Value of Amount of Investment - Far Term

Unit : Million baht

Year	Substation	Transmission line	Distribution	Vehicle & equipment	TTL
'82 ~ '91	1,483	752	5,554	538	8,327
'92 ~ '96	1,224	1,231	3,505	324	6,284
'97 ~ 2001	1,371	669	4,490	367	6,897
'92 ~ 2001	2,596	1,900	7,994	691	13,180
TTL	4,079	2,652	13,548	1,228	21,507

Fig. IV-6 Amount of Investment of Each Year

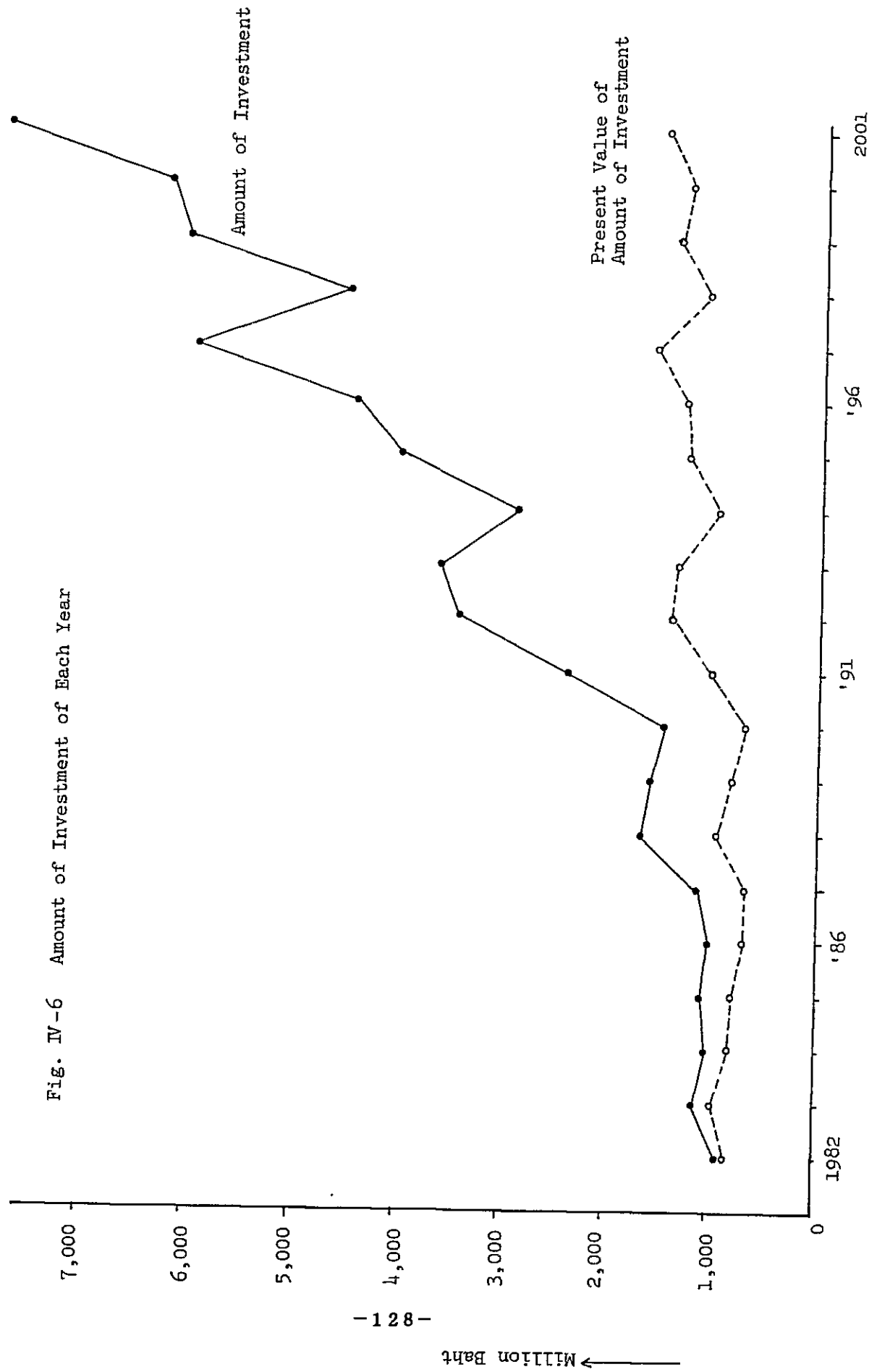


Table IV-9 Amount of Expense - Far Term  
(Detail)

Unit : Million baht

	Substation			Transmission line			Distribution line		
	Distribution SS	Upper system	Renewal	Sub-TL	Upper system	Renewal	High voltage DL	Lower system DL	Semi-insulated DL
'82 ~ '91	829	25	936	310	73	246	872	5,807	85
'92 ~ '96	1,237	559	1,547	446	1,373	423	1,440	9,859	161
'97 ~ 2001	3,027	1,049	2,898	977	2,622	812	3,379	19,769	325
'92 ~ 2001	4,264	1,608	4,445	1,423	3,995	1,235	4,819	29,628	486
TTL	5,093	1,633	5,381	1,733	4,068	1,481	5,691	35,435	571

Table IV-10 Present Value of Amount of Expense - Far Term  
(Detail)

Unit : Million baht

	Substation			Transmission line			Distribution line		
	Distribution SS	Upper system	Renewal	Sub-TL	Upper system	Renewal	High voltage DL	Lower system DL	Semi-insulated DL
'82 ~ '91	487	11	525	183	32	136	510	3,266	48
'92 ~ '96	420	188	528	153	461	145	487	3,357	55
'97 ~ 2001	681	243	659	221	608	184	763	4,483	74
'92 ~ 2001	1,101	431	1,187	374	1,069	329	1,250	7,840	129
TTL	1,588	442	1,712	557	1,101	465	1,760	11,106	177

Table IV -11 Amount of Expense - Far Term

Unit : Million baht

Year	Substation	Transmi- ssion line	Distribu- tion line	Vehicle & equipment	Distribu- tion loss	TTL
'82 ~ '91	1,790	629	6,764	903	1,044	11,129
'92 ~ '96	3,343	2,242	11,460	1,158	1,342	19,944
'97 ~ 2001	6,974	4,411	23,473	3,014	2,473	40,346
'92 ~ 2001	10,317	6,653	34,933	4,572	3,814	60,290
TTL	12,107	7,282	41,697	5,475	4,858	71,418

Table IV -12 Present Value of Amount of Expense - Far Term

Unit : Million baht

Year	Substation	Transmi- ssion line	Distribu- tion line	Vehicle & equipment	Distribu- tion loss	TTL
'82 ~ '91	1,023	351	3,824	506	622	6,325
'92 ~ '96	1,136	759	3,899	531	458	6,783
'97 ~ 2001	1,583	1,013	5,320	685	561	9,162
'92 ~ 2001	2,719	1,772	9,219	1,215	1,019	15,945
TTL	3,742	2,123	13,043	1,721	1,641	22,270

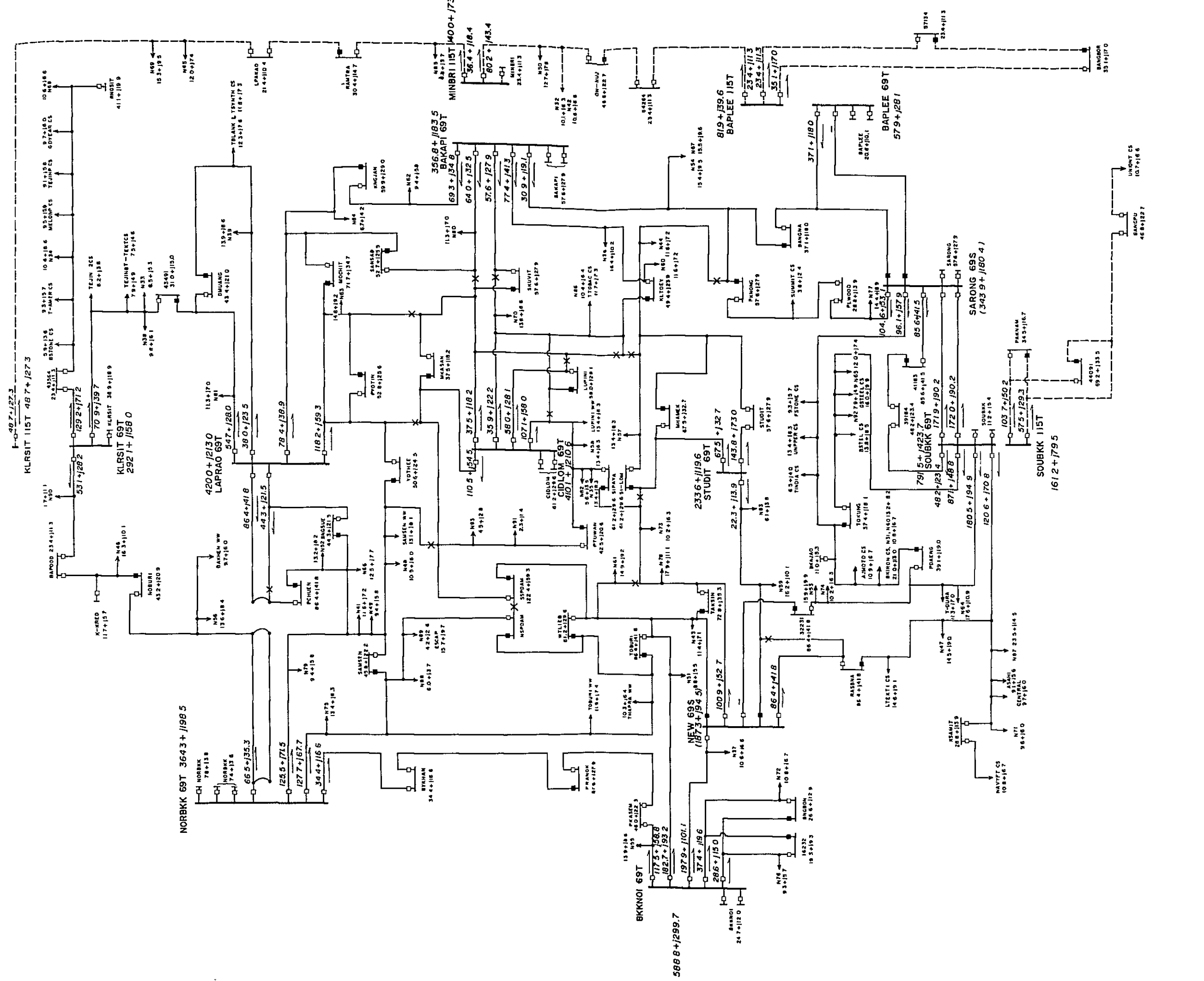


FIG. IV-7

POWER FLOW DIAGRAM YEAR 1996

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE



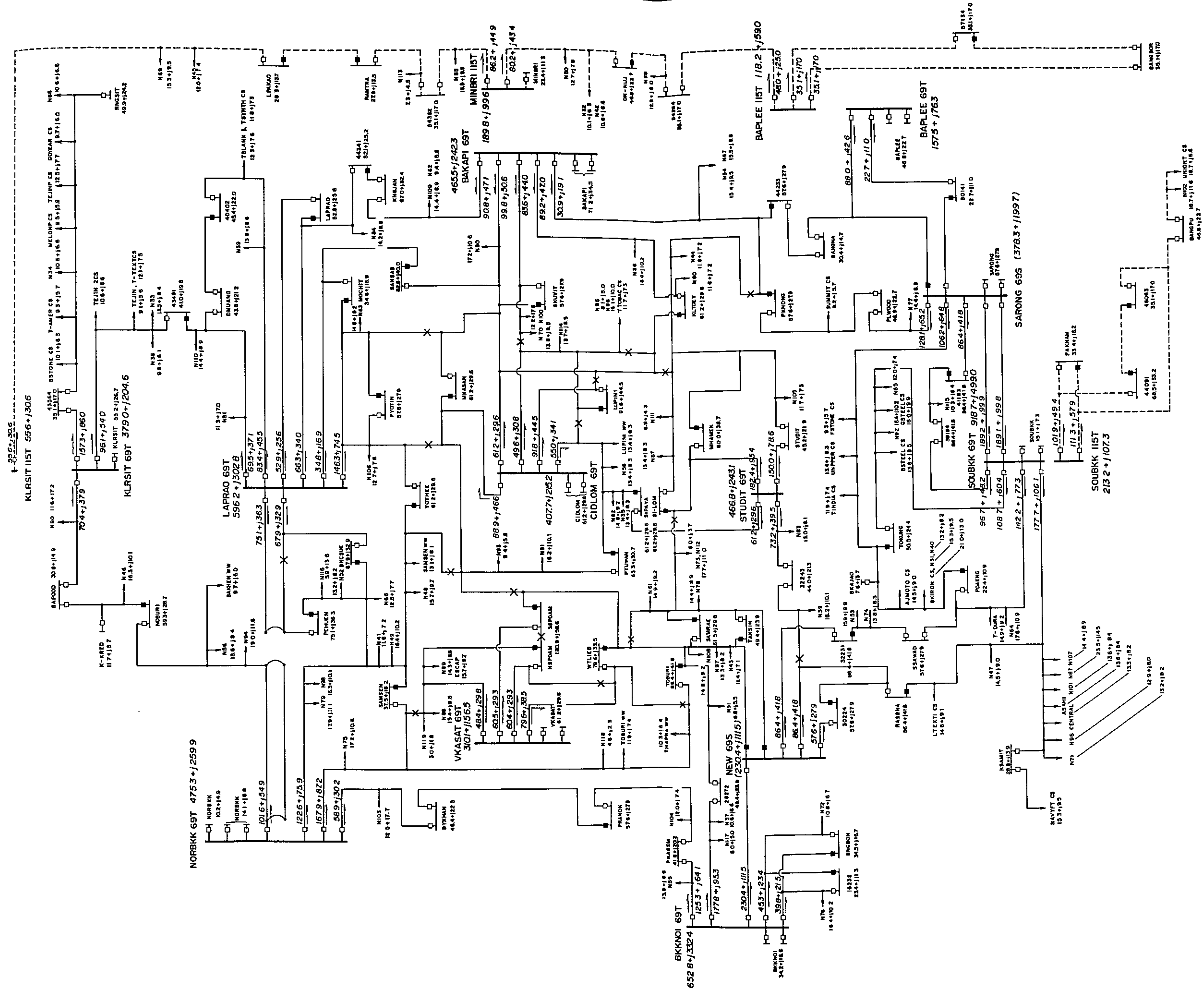


FIG. IV-8

POWER FLOW DIAGRAM YEAR 2001

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

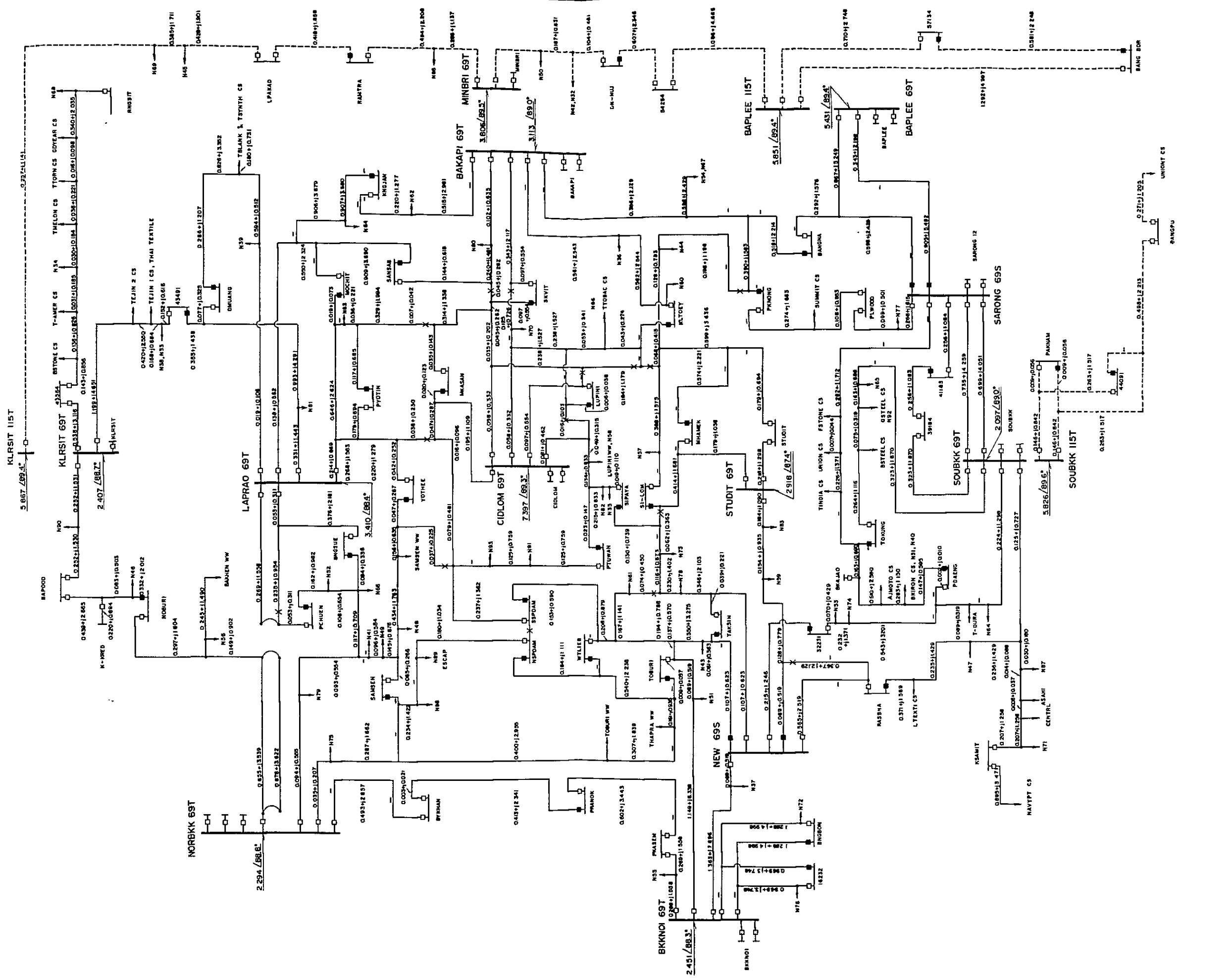


FIG. IV-9  
 IMPEDANCE DIAGRAM YEAR 1996  
 POSITIVE PHASE BASED ON 100MVA %

LEGEND

SYMBOL DESCRIPTION	
■	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

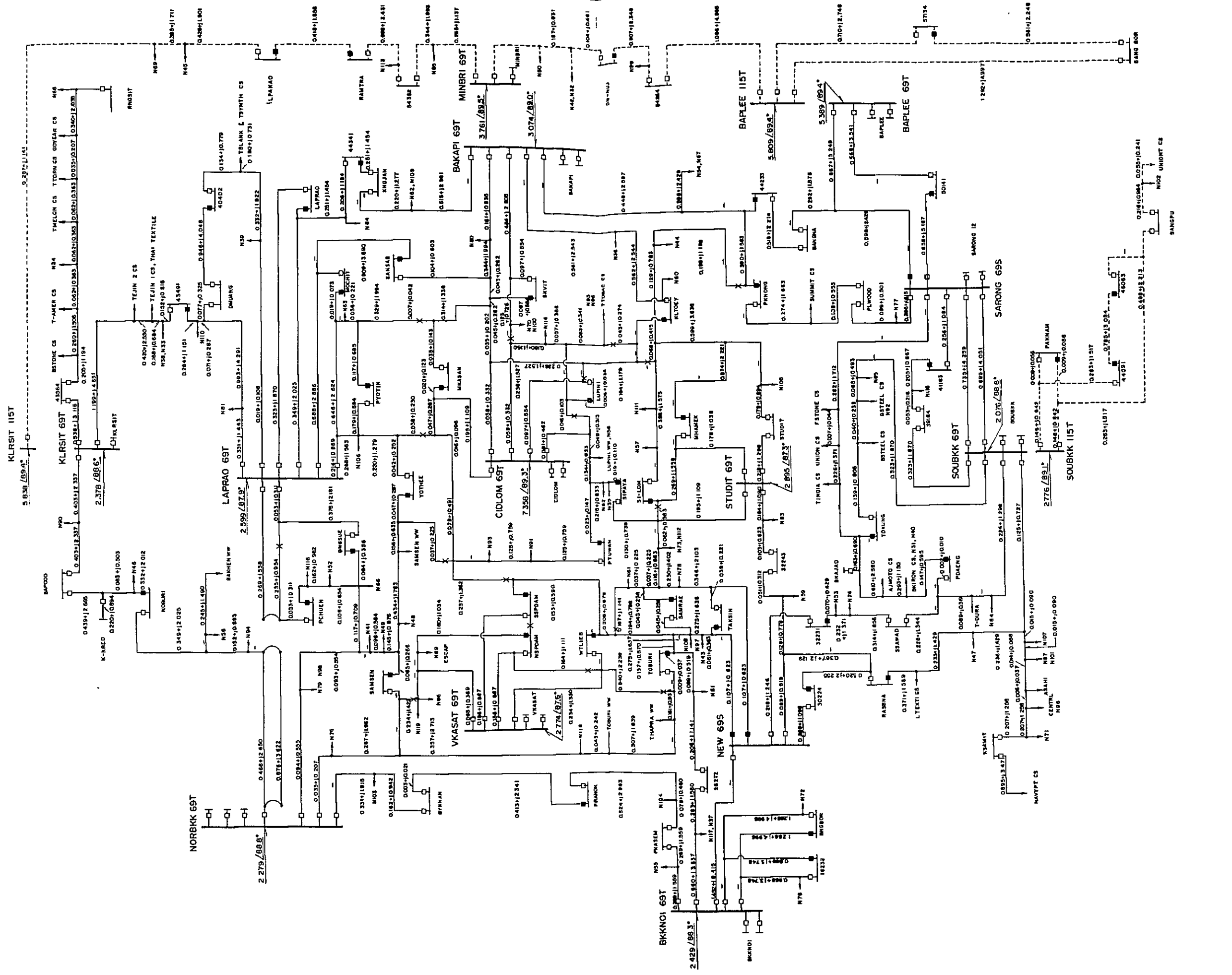


FIG. IV-10  
 IMPEDANCE DIAGRAM YEAR 2001  
 POSITIVE PHASE BASED ON 100MVA %

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE



Tabel V-13 Fault Level at Terminal Substation - Far Term

Unit : MVA

Substation	'91	'96	2001	Remark
North BKK	4,318	4,360	4,388	
BKK Noi	3,067	4,080	4,116	
S.BKK (69KV)	4,235	4,768	4,818	
" (115KV)	1,710	1,720	3,600	
Bangplee (69KV)	1,830	1,841	1,855	
" (115KV)	1,700	1,710	1,720	
K.Rangsit (69KV)	4,065	4,155	4,205	
" (115KV)	1,690	1,700	1,710	
Lard Prao	2,900	2,930	3,850	
Bangkapi	3,172	3,212	3,253	
Chidlom	1,345	1,352	1,359	
T.Satupradit	—	3,430	3,454	
T.Visutkasat	—	—	3,604	
Minburi	—	2,628	2,659	

(Note) Three phase fault.

Table IV-14 Fault Level at Distribution Substation - Far Term

Unit : MVA

Substation	'91	'96	2001	Remark
North BKK	4,318	4,360	4,388	
Klongkred	1,091	1,097	933	
Bangyeekhan	1,923	1,931	1,936	
Klong Sanpasamit	1,688	1,760	1,767	
Pechkasem	1,561	1,786	1,792	
North BKK	4,318	4,360	4,388	
Prapradaen	2,380	2,538	2,552	
Rasburana	649	738	733	
Thonburi	923	1,060	1,000	
Taksin	750	845	1,035	
Bangkok Noi	3,067	4,080	4,116	
Bangkrajao	1,252	1,240	1,243	
Bangbon	1,195	1,320	1,324	
Pran Nok	1,010	1,100	1,103	
Suksawad	-	-	1,898	
Samray	-	-	1,037	
28272	-	-	1,300	
32231	1,080	1,111	818	
30224	-	-	828	
16232	-	1,591	1,597	
Rangsit	1,014	998	859	
Klong Rangsit	4,065	4,155	4,205	
43564	-	1,800	1,809	
Lumpini	1,251	1,257	1,263	
Makasan	1,056	1,058	1,065	
Sapandam	1,448	1,500	2,725	

(Note) Three phase fault

Fault Level at Distribution Substation - Far Term

Unit : MVA

Substation	'91	'96	2001	Remark
Pathumwan	913	917	920	
Silom	868	938	979	
Watlieb	845	855	2,429	
Yothee	1,340	1,348	1,512	
Bangkapi	3,172	3,212	3,253	
Bangna	809	812	815	
Bangsue	2,217	1,688	1,954	
Donmuang	1,040	1,043	1,138	
Klong Jan	1,189	1,354	1,356	
Mahamek	709	2,527	2,536	
Mochit	1,566	1,576	1,805	
Nontaburi	1,454	1,459	1,477	
Plywood	1,608	1,578	1,583	
Prachacuen	2,245	1,889	2,228	
Prakanong	1,246	1,165	1,168	
Samsen	1,931	1,939	1,785	
Samrong	2,452	2,385	2,397	
Sansab	1,691	1,703	1,506	
Satupradit	868	2,364	2,378	
South BKK	4,235	4,768	4,818	
Tangkung	1,560	1,611	1,814	
Bangpood	1,802	1,820	1,407	
Sukhumvit	1,711	1,722	1,547	
Sipraya	999	1,003	2,100	
Chidlom	1,345	1,352	1,359	
Paholyotin	1,510	1,520	1,731	
Klongtoey	1,201	1,207	1,217	
Visutkasat	-	-	3,604	

Fault Level at Distribution Substation - Far Term

Unit : MVA

Substation	'91	'96	2001	Remark
Lardprao	-	-	2,228	
40402	-	-	1,838	
32243	-	-	2,162	
44233	-	-	688	
44341	-	-	1,364	
41183	-	1,887	1,899	
39184	2,355	2,510	2,524	
43491	930	901	904	
Paknam	1,481	1,486	2,718	
Bangpu	955	957	1,350	
Bangplee	1,830	1,841	1,855	
Onnuj	965	1,958	1,975	
Ramintra	792	1,390	970	
Ladplakao	931	936	938	
Minburi	-	2,628	2,659	
Bangbor	912	914	918	
44091	1,216	1,219	1,940	
46063	-	-	1,704	
54264	-	945	949	
54352	-	-	1,466	
50141	-	-	1,117	
57134	-	1,149	1,164	



Table IV-15 Annual Average Time of Interruption - Far Term

Unit : hour

Substation	Annual average time			Remark
	'91	'96	2001	
North BKK	1.04	1.04	1.05	
Klongkred	0.99	0.96	0.91	
Bangyekhan	0.64	0.63	0.63	
Klong Sanpasamit	0.64	0.64	0.64	
Pechkssem	0.64	0.64	0.64	
North BKK	0.63	0.63	0.63	
Prapradaen	0.65	0.64	0.66	
Rasburana	0.63	0.64	0.63	
Thonburi	0.62	0.62	0.62	
Taksin	0.63	0.63	0.63	
Bangkok Noi	0.71	0.70	0.70	
Bangkrajao	0.63	0.63	0.63	
Bangbon	0.66	0.66	0.66	
Fran Nok	0.69	0.64	0.64	
Suksawad			0.64	
Samray			0.62	
28272			0.64	
32231	0.63	0.63	0.64	
30224			0.64	
16232		0.71	0.71	
Rangsit	0.67	0.67	0.67	
Klong Rangsit	0.71	0.71	0.71	
43564		0.66	0.67	
Lumpini	0.56	0.56	0.56	
Makasan	0.56	0.56	0.56	
Sapandam	0.56	0.56	0.56	
Pathumwan	0.56	0.56	0.56	
Silom	0.59	0.58	0.58	
Watlieb	0.56	0.57	0.56	
Yothee	0.59	0.59	0.60	
Bangkapi	0.63	0.63	0.63	

Annual Average Time of Interruption - Far Term

Unit : hour

Substation	Annual average time			Remark
	'91	'96	2001	
Bangna	0.64	0.64	0.64	
Bangsue	0.63	0.63	0.63	
Donmuang	0.64	0.64	0.64	
Klong Jan	0.64	0.64	0.64	
Mahamek	0.63	0.63	0.63	
Mochit	0.63	0.63	0.63	
Nontaburi	0.63	0.64	0.64	
Plywood	0.64	0.64	0.63	
Prachacuen	0.63	0.63	0.63	
Prakanong	0.63	0.63	0.63	
Samsen	0.63	0.63	0.63	
Samrong	0.64	0.65	0.65	
Sansab	0.60	0.60	0.60	
Satupradit	0.63	0.63	0.63	
South BKK	0.67	0.68	0.68	
Tangkung	0.63	0.63	0.63	
Bangpood	0.70	0.71	0.71	
Sukhumvit	0.62	0.62	0.65	
Sipraya	0.56	0.56	0.56	
Chidlom	0.56	0.56	0.56	
Paholyotin	0.63	0.63	0.63	
Klongtoey	0.62	0.62	0.62	
Visutkasat			0.58	
Lardprao			0.63	
40402			0.63	
32243			0.63	
44233			0.63	
44341			0.63	
41183		0.63	0.63	
39184	0.63	0.63	0.63	
43491	0.64	0.64	0.64	

## Annual Average Time of Interruption - Far Term

Unit : hour

Substation	Annual average time			Remark
	'91	'96	2001	
Paknam	0.66	0.66	0.63	
Bangpu	0.71	0.71	0.71	
Bangplee	0.73	0.75	0.71	
Onnuj	0.71	0.71	0.71	
Ramintra	0.71	0.71	0.70	
Ladplakao	0.67	0.76	0.76	
Minburi		0.71	0.71	
Bangbor	0.71	0.71	0.71	
44091	0.65	0.66	0.64	
46063			0.71	
54264		0.71	0.71	
54352			0.71	
50141			0.71	
57134		0.71	0.71	
TTL	0.635	0.636	0.636	

Table IV-16 Interchange Factor at 1 Transformer Fault - Far Term

Substation	Interchange factor			Remark
	'91	'96	2001	
North BKK	0.08	0.08	0.08	
Klongkred	0.12	0.14	0.17	
Bangyekhan	1.0	1.0	1.0	
Klong Sanpasamit	1.0	1.0	0.94	
Pechkssem	1.0	1.0	1.0	
North BKK	1.0	1.0	1.0	
Prapradaen	1.0	1.0	1.0	
Rasburana	1.0	1.0	1.0	
Thonburi	1.0	1.0	1.0	
Taksin	1.0	1.0	1.0	
Bangkok Noi	1.0	1.0	1.0	
Bangkrajao	1.0	1.0	1.0	
Bangbon	1.0	1.0	1.0	
Pran Nok	0.46	0.99	1.0	
Suksawad			0.98	
Samray			1.0	
28272			1.0	
32231	1.0	1.0	1.0	
30224			1.0	
16232		1.0	1.0	
Rangsit	1.0	1.0	1.0	
Klong Rangsit	1.0	1.0	1.0	
43564		1.0	1.0	
Lumpini	1.0	1.0	1.0	
Makasan	1.0	1.0	0.97	
Sapandam	1.0	1.0	1.0	
Pathumwan	1.0	1.0	1.0	
Silom	1.0	1.0	1.0	
Watlieb	1.0	0.72	1.0	
Yothee	1.0	1.0	1.0	
Bangkapi	1.0	1.0	1.0	

Interchange Factor at 1 Transformer Fault - Far Term

Substation	Interchange factor			Remark
	'91	'96	2001	
Bangna	1.0	1.0	1.0	
Bangsue	1.0	1.0	1.0	
Donmuang	1.0	1.0	1.0	
Klong Jan	1.0	1.0	1.0	
Mahamek	1.0	1.0	1.0	
Mochit	1.0	1.0	1.0	
Nontaburi	1.0	1.0	1.0	
Plywood	0.93	0.73	1.0	
Prachacuen	0.98	1.0	1.0	
Prakanong	1.0	1.0	1.0	
Samsen	1.0	1.0	1.0	
Samrong	0.84	0.69	0.64	
Sansab	1.0	1.0	1.0	
Satupradit	1.0	0.95	1.0	
South BKK	0.55	0.50	0.46	
Tangkung	1.0	1.0	1.0	
Bangpood	1.0	1.0	1.0	
Sukhumvit	1.0	1.0	1.0	
Sipraya	1.0	1.0	1.0	
Chidlom	1.0	1.0	0.93	
Paholyotin	1.0	1.0	1.0	
Klongtoey	1.0	1.0	0.94	
Visutkasat			1.0	
Lardprao			1.0	
40402			1.0	
32243			1.0	
44233			1.0	
44341			1.0	
41183		1.0	1.0	
39184	1.0	1.0	1.0	
43491	1.0	1.0	1.0	

Interchange Factor at 1 Transformer Fault - Far Term

Substation	Interchange factor			Remark
	'91	'96	2001	
Paknam	1.0	1.0	1.0	
Bangpu	1.0	1.0	1.0	
Bangplee	0.64	0.53	1.0	
Onnuj	1.0	1.0	1.0	
Ramintra	1.0	1.0	1.0	
Ladplakao	0.66	0.31	0.31	
Minburi		1.0	1.0	
Bangbor	1.0	1.0	1.0	
44091	1.0	1.0	1.0	
46063			1.0	
54264		1.0	1.0	
54352			1.0	
50141			1.0	
57134		1.0	1.0	

Fig. IV -11 DISTRIBUTION LOAD (MVA)

(Note) B, C : Projected demand for FY2001 in the case of changes in the real growth rate of GDP by  $\pm 10\%$

B.....+16.6%  
 C.....-14.7%

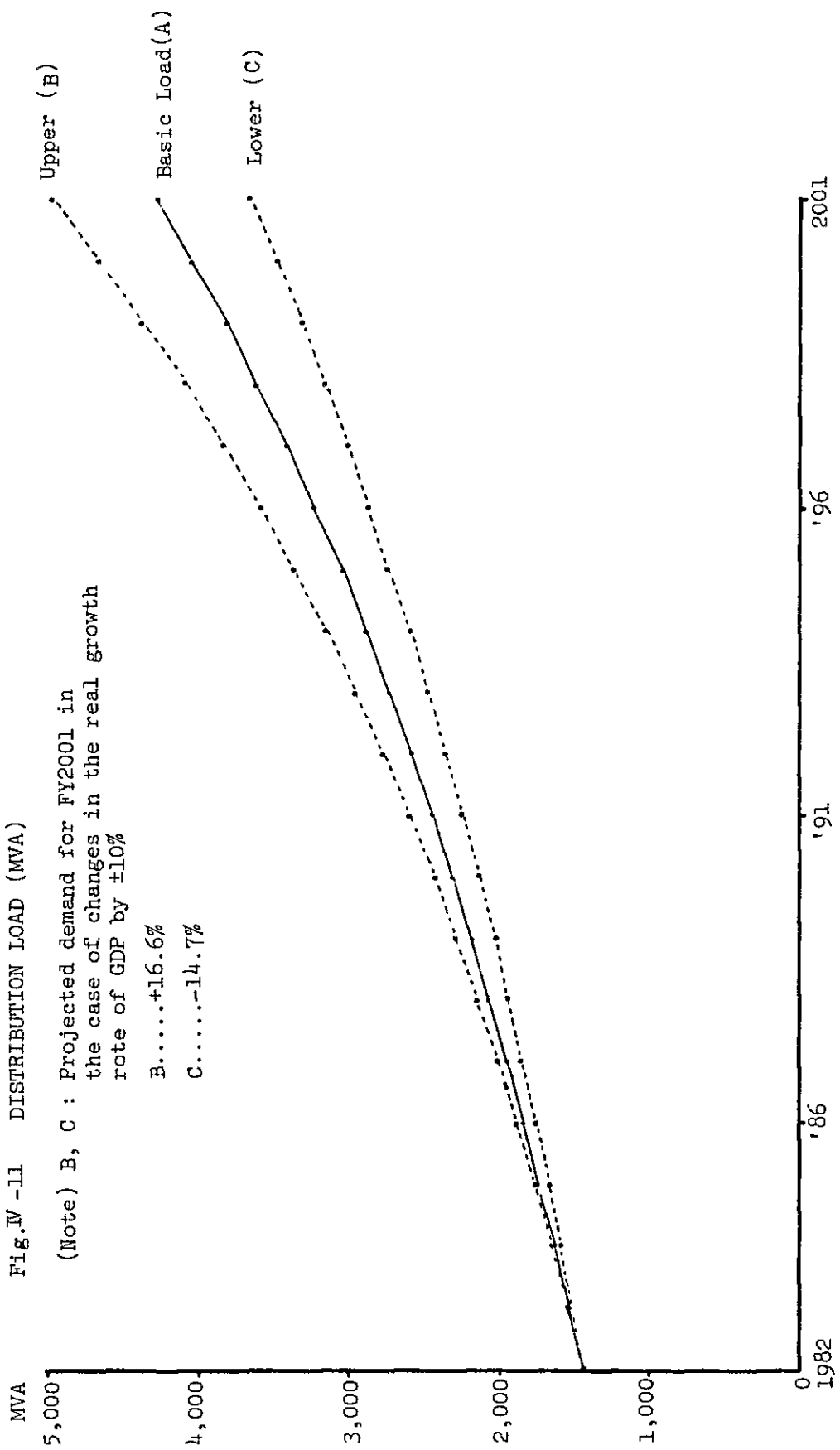


Table IV- 17 Calculation of Upper & Lower Distribution Load

Year	Basic load (MVA) A	Upper load		Lower load	
		(MVA)B	B/A	(MVA)C	C/A
'82	1,449	1,449	1.0	1,449	1.0
'83	1,540	1,546	1.004	1,521	0.988
'84	1,636	1,650	1.009	1,596	0.976
'85	1,737	1,760	1.013	1,675	0.964
'86	1,834	1,878	1.024	1,758	0.959
'87	1,947	2,004	1.029	1,846	0.948
'88	2,064	2,138	1.036	1,937	0.938
'89	2,177	2,281	1.048	2,033	0.934
'90	2,300	2,434	1.058	2,134	0.928
'91	2,432	2,597	1.068	2,240	0.921
'92	2,572	2,771	1.077	2,351	0.914
'93	2,720	2,957	1.087	2,467	0.907
'94	2,877	3,155	1.097	2,590	0.900
'95	3,039	3,366	1.108	2,718	0.894
'96	3,210	3,592	1.119	2,853	0.889
'97	3,396	3,832	1.128	2,994	0.882
'98	3,592	4,089	1.138	3,143	0.875
'99	3,801	4,363	1.148	3,299	0.868
2000	4,024	4,655	1.157	3,462	0.860
2001	4,260	4,967	1.166	3,634	0.853

(Note)  $B = 1.449 \times 1.067^n$

$C = 1.449 \times 1.0496^n$

Values of "n" are as follows :

'82, '83, '84, '85, '86, '87, '88, '89, . . . . . 2001

n = 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 19



Table IV-18 Distribution Substation Expansion Program - Far Term (Case 8)

Unit : No. x MVA

Bloc No.	Substation	Capacity in 1991	Expansion			Capacity in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2001	TTL	
10	North BKK	1x40				1x40
	Klongkred	1x20				1x20
20	Bangyekhan	2x40				2x40
	Klong Sanpsamit	2x20				2x20
	Pechkasem	1x40 2x20				1x40 2x20
	North BKK	2x20				2x20
	Prapradaen	2x40				2x40
	Rasburana	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Thonburi	3x40				3x40
	Taksin	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Bangkok Noi	1x40 2x20				1x40 2x20
	Bangkrajao	2x10				2x10
	Bangbon	2x40				2x40
	Pran Nok	1x40	+2x40		+2x40	3x40
	Suksawad			new 2x40	+2x40	2x40
	Samray		new 2x40	+1x40	+3x40	3x40
	28272			new 3x40	+3x40	3x40
	32231	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	30224			new 3x40	+3x40	3x40
	16264			new 2x20	+2x20	2x20
	16232		new 2x20		+2x20	2x20
30	Rangsit	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Klong Ransit	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	43564	2x20		+1x20	+1x20	3x20
40	Lumpini	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Makasan	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Sapandam	4x40				4x40
	Pathumwan	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Silom	2x40				2x40
	Watlieb	2x40		+1x40	+1x40	3x40

Distribution Substation Expansion Program - Far Term (Case 8)

Unit : No. x MVA

Bloc No.	Substation	Capacity in 1991	Expansion			Capacity in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2001	TTL	
40	Yothee	2x40				2x40
	Bangkapi	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Bangna	2x40				2x40
	Bangsue	1x10	+2x40 -1x10	+1x40	+3x40 -1x10	3x40
	Donmuang	2x40				2x40
	Klong Jan	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Mahamek	3x40				3x40
	Mochit	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Nontaburi	1x40 1x20	+2x40 -1x20		+2x40 -1x20	3x40
	Plywood	1x20	+1x40	+1x40 -1x20	+2x40 -1x20	2x40
	Prachacuen	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Prakanong	2x40				2x40
	Samsen	2x40				2x40
	Samrong	2x40				2x40
	Sansab	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Satupradit	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	South BKK	1x20		+2x40 -1x20	+2x40 -1x20	2x40
	Tangkung	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Bangpood	2x20		+1x20	+1x20	3x20
	Sukhumvit	2x40				2x40
	Sipraya	2x40				2x40
	Chidlom	2x40				2x40
	Paholyotin	2x40				2x40
	Klongtoey	2x40				2x40
	Visutkasat		new 2x40		+2x40	2x40
	Lardprao			new 2x40	+2x40	2x40
	Setsiri			new 2x40	+2x40	2x40
	33291			new 2x40	+2x40	2x40
	31304			new 2x40	+2x40	2x40
	40402			new 2x40	+2x40	2x40
	32243			new 2x40	+2x40	2x40
	44233			new 2x40	+2x40	2x40
	44341		new 2x40	+1x40	+3x40	3x40

Distribution Substation Expansion Program - Far Term (Case. 8)

Unit : No. x MVA

Bloc No.	Substation	Capacity in 1991	Expansion			Capacity in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2001	TTL	
40	40263			new 2x40	+2x40	2x40
	41183	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	39184	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	43491	2x40		+1x40	+1x40	3x40
50	Paknam	2x40				2x40
	Bangpu	2x40				2x40
	Bangplee	1x40		+1x40	+1x40	2x40
	Onnuj	2x40				2x40
	Ramintra	2x40				2x40
	Ladplakao	1x40				1x40
	Bangping			new 2x40	+2x40	2x40
	Minburi		new 2x20	+1x20	+3x20	3x20
	Bangbor	3x20				3x20
	44091	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	46063			new 3x20	+3x20	3x20
	54264	2x20	+1x20		+1x20	3x20
	54352			new 2x20	+2x20	2x20
	51221			new 2x20	+2x20	2x20
	50141		new 2x20	+1x20	+3x20	3x20
	57134		new 3x20		+3x20	3x20
	67042			new 2x20	+2x20	2x20
	Number of Substation	60	+7	+17	+24	84
	Total Capacity (MVA)	4,250	'96 5,420	2001 7,320		7,320
	Total Load (MVA)	2,597	'96 3,625	2001 4,968		4,967
	Utilizing factor (%)	61.1	'96 66.9	2001 67.9		67.9

Table IV- 19 Distribution Substation Expansion Program - Far Term (Case 9)

Unit : No. x MVA

Bloc No.	Substation	Capacity in 1991	Expansion			Capacity in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2001	TTL	
10	North BKK	1x40				1x40
	Klongkred	1x20				1x20
20	Bangyekhan	2x40				2x40
	Klong Sanpsamit	2x20				2x20
	Pechkasem	1x40 2x20				1x40 2x20
	North BKK	2x20				2x20
	Prapradaen	2x40				2x40
	Rasburana	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Thonburi	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Taksin	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Bangkok Noi	1x40 2x20				1x40 2x20
	Bangkrajao	2x10				2x10
	Bangbon	2x40				2x40
	Pran Nok	1x40	+1x40		+1x40	2x40
	Samray			new 2x40	+2x40	2x40
	32231	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	16232			new 2x20	+2x20	2x20
30	Rangsit	2x40				2x40
	Klong Ransit	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	43564		new 2x20		+2x20	2x20
40	Lumpini	2x40				2x40
	Makasan	2x40				2x40
	Sapandam	4x40				4x40
	Pathumwan	2x40				2x40
	Silom	2x40				2x40
	Watlieb	2x40				2x40
	Yothee	2x40				2x40
	Bangkapi	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Bangna	2x40				2x40
	Bangsue	1x10	+1x40	+1x40 -1x10	-1x10 +2x40	2x40

Distribution Substation Expansion Program - Far Term (Case 9)

Unit : No. x MVA

Bloc No.	Substation	Capacity in 1991	Expansion			Capacity in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2001	TTL	
40	Donmuang	2x40				2x40
	Klong Jan	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	Mahamek	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Mochit	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Nontaburi	2x20	+1x40 -1x20	+2x40 -1x20	+3x40 -2x20	3x40
	Plywood	1x20		+2x40 -1x20	+2x40 -1x20	2x40
	Prachacuen	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	Prakanong	2x40				2x40
	Samsen	2x40				2x40
	Samrong	2x40				2x40
	Sansab	2x40				2x40
	Satupradit	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	South BKK	1x20				1x20
	Tangkung	2x40				2x40
	Bangpood	2x20				2x20
	Sukhumvit	2x40				2x40
	Sipraya	2x40				2x40
	Chidlom	2x40				2x40
	Paholyotin	2x40				2x40
	Klongtoey	2x40				2x40
	Visutkasat			new 2x40	+2x40	2x40
	44341			new 2x40	+2x40	2x40
	41183		new 2x40	+1x40	+3x40	3x40
	39184	2x40		+1x40	+1x40	3x40
	43491	2x40				2x40
50	Paknam	2x40				2x40
	Bangpu	2x40				2x40
	Bangplee	1x40		+1x40	+1x40	2x40
	Onnuj	2x40				2x40
	Ramintra	2x40				2x40
	Ladplakao	1x40				1x40
	Minburi		new 2x20		+2x20	2x20

Distribution Substation Expansion Program - Far Term (Case 9)

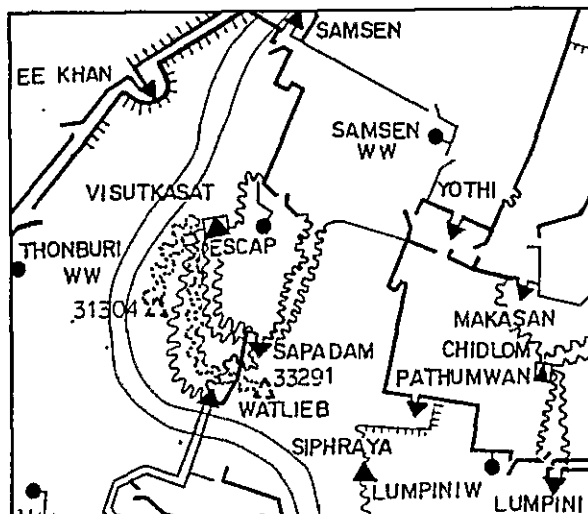
Unit : No. x MVA

Bloc No.	Substation	Capacity in 1991	Expansion			Capacity in 2001
			'92 ~ '96	'97 ~ 2001	TTL	
50	Bangbor	3x20				3x20
	44091	2x40	+1x40		+1x40	3x40
	46063			new 2x20	+2x20	2x20
	54264		new 2x20	+1x20	+3x20	3x20
	50141			new 2x20	+2x20	2x20
	57134			new 2x20	+2x20	2x20
	Number of Substation	57	+4	+7	+11	68
	Total Capacity (MVA)	3,990	'96 4,530	2001 5,460		5,460
	Total Load (MVA)	2,240	'96 2,853	2001 3,634		3,634
	Utilizing factor (%)	56.1	'96 63.0	2001 66.6		66.6

Table IV-21

Difference among Three Cases Selection of Distribution Substation

Bloc No.	Substation	Case 2	Case 8	Case 9	Remark
20	Suksawad	0	0	-	
	28272	0	0	-	
	30224	0	0	-	
	16264	-	0	-	
40	Lardprao	0	0	-	
	Setsiri	-	0	-	
	33291	-	0	-	*
	31304	-	0	-	*
	40402	0	0	-	
	32243	0	0	-	
	44233	0	0	-	
	40263	-	0	-	
50	Bangping	-	0	-	
	54352	0	0	-	
	51221	-	0	-	
	67042	-	0	-	
TTL		8	16	0	



(Note)

\* : Type of connection of subtransmission line is Feeder Transformer Type

0 : selected by computer

- : not selected by computer

Table IV-22 Amount of Investment

Unit : Million baht

Year	Case 2	Case 8	Case 9
'82 ~ '91	13,472	(+3,134) 16,606	(-1,696) 11,776
'92 ~ 2001	48,367	(+6,157) 54,524	(-6,470) 41,897
TTL	61,840	(+9,289) 71,129	(-8,168) 53,672

Table IV-23 Present Value of Amount of Investment

Unit : Million baht

Year	Case 2	Case 8	Case 9
'82 ~ '91	8,327	(+1,586) 9,913	(-952) 7,375
'92 ~ 2001	13,180	(+1,465) 14,645	(-1,989) 11,191
TTL	21,507	(+3,051) 24,558	(-2,941) 18,566



Table IV-24 Amount of Expense

Unit : Million baht

Year	Case 2	Case 8	Case 9
'82 ~ '91	11,129	(+1,178) 12,307	(-1,001) 10,128
'92 ~ 2001	60,290	(+8,300) 68,590	(-9,007) 51,283
TTL	71,418	(+9,479) 80,897	(-10,007) 61,411

Table IV-25 Present Value of Amount of Expense

Unit : Million baht

Year	Case 2	Case 8	Case 9
'82 ~ '91	6,325	(+594) 6,919	(-540) 5,785
'92 ~ 2001	15,945	(+2,175) 18,120	(-2,401) 13,544
TTL	22,270	(+2,769) 25,039	(-2,941) 19,329



## V メッシュ別負荷想定



## V メッシュ別負荷想定

一般的に配電用変電所は、負荷の重心に設けるとロスが少ない。最適な配電網を構成するためには、負荷の重心がどこかを知る必要がある。そのためMEAの供給区域を0.5 km<sup>2</sup>、1 km<sup>2</sup>、2 km<sup>2</sup>のメッシュに区分し、将来(1982～2001)のメッシュごとの負荷を想定した。

### V-1. メッシュ別負荷想定の方法

MEAの負荷想定は“MEA LOAD FORECAST (1982～2001) AUGUST 1980”に示されており、2001年において3,099 GWhと想定されている。(Fig V-1) この報告書では、Planning Area's Projected Demand (MWh)も示されている。我々は、この値をベースにしてメッシュ別負荷想定を行った。

メッシュ別負荷想定のProjection Flowは、Fig V-2のとおりである。その概要を説明する。

#### 1. 大口需要家の想定

69 kVあるいは115 kVで供給されている大口需要(69 kV - Customer Demand と呼ぶ)の想定は、Planning Area別の69 kV Customer Demand 比率(Rate 69\*)の実績値を用いて行う。

$$* \text{Rate } 69 = \frac{\text{69 kV - Customer (GWh)}}{\text{Medium \& Large Business (GWh)}} \pm 100 \%$$

詳細は、Appendix 1 参照

#### 2. 配電需要の計算

Basic Demandから69 kV - Customer Demandを除外し、MEAの配電用変電所から供給されている配電需要(Distribution Demandと呼ぶ)を計算する。

#### 3. MWhからMWへの変換

Planning Area別の配電需要(MWh)をMW(Load)に変換し\*、Planning Area別のkW増加率(1982～2001)を計算する。

\* MWhからMWへの変換は、重回帰分析法による。

詳細は、Appendix 1 参照

#### 4. 将来の負荷の計算

現状のメッシュ別負荷の実績(1979 …… 現状分析報告)に、Planning別kW増加率を掛け将来(1982～2001)のメッシュ別負荷を計算する。

#### 5. 特殊な負荷の追加

1979年において負荷が0のメッシュおよび将来予想されるポイント負荷(工業開発

地域、住宅団地等)についてのMEAのDataを追加する。

#### 6. 大口需要kWの計算

69kV Customer Demand (MWh)から年間負荷率の実績値を用い、Load (kW)を計算する。

以上の計算は、電子計算機で行った。そのフローチャートはFig V-3のとおり。

### V-2. 想定結果の要約

#### 1. TOTAL LOAD (MW)

TOTAL LOADの想定値を要約するとTable V-1のとおりである。

Table V-1 MEA's Total Load

Year	Distribution Load (MW)	69kV Customer Load (MW)	Total (MW)
1982	1,304	255	1,559
1986	1,651	407	2,058
1991	2,186	676	2,865
1996	2,889	1,060	3,949
2001	3,834	1,562	5,396
2001/1982	2.9	6.1	3.5

MEAのTOTAL LOADは、2001年において5,396 MW (1982 想定値の3.5倍)となる。

TOTAL LOADのうちDistribution Loadは3,834 MW (1982 想定値の2.9倍)となり、この値がMEA配電用変電所拡充計画のベースとなる。

TOTAL LOADの各年の値は、Table V-2 ESTIMATION OF MEA'S LOADの通りである。

#### 2. Planning Area 別 Load (kW)

Planning Area 別 Distribution Load の想定値は、Table V-3 (No. 1, No. 2)のとおりである。

Planning Area 別 69 kV Customer Load の想定値は、Table V-4 (No. 1, No. 2)のとおりである。

### 3. メッシュ別 Distribution Load (kW)

メッシュ別 Distribution Load (kW) の想定値を要約すると Table V-5 のとおりで、20年後も地域的に負荷密度に差がある。

Table V-5 Distribution Load by Mesh

Mesh	Average load density (kW/km <sup>2</sup> )	
	1979	2001
0.5 km <sup>2</sup>	8,200	21,200
1.0 km <sup>2</sup>	1,100	4,100
2.0 km <sup>2</sup>	80	320

メッシュ毎の Distribution Load (kW) 想定値の詳細は、OUTPUT-25に記載されている。

また、次の負荷密度図が、電子計算機を通じ作図されている。

MEA LOAD DENSITY MAP (1982)..... ZE9Q 4013, 4014  
// (1986)..... // 4015, 4016  
// (1991)..... // 4017, 4018  
// (2001)..... // 4019, 4022

(注) この負荷密度図は別冊 ATTACHMENT に編集されている。

Fig V-1 MEA Load Forecast

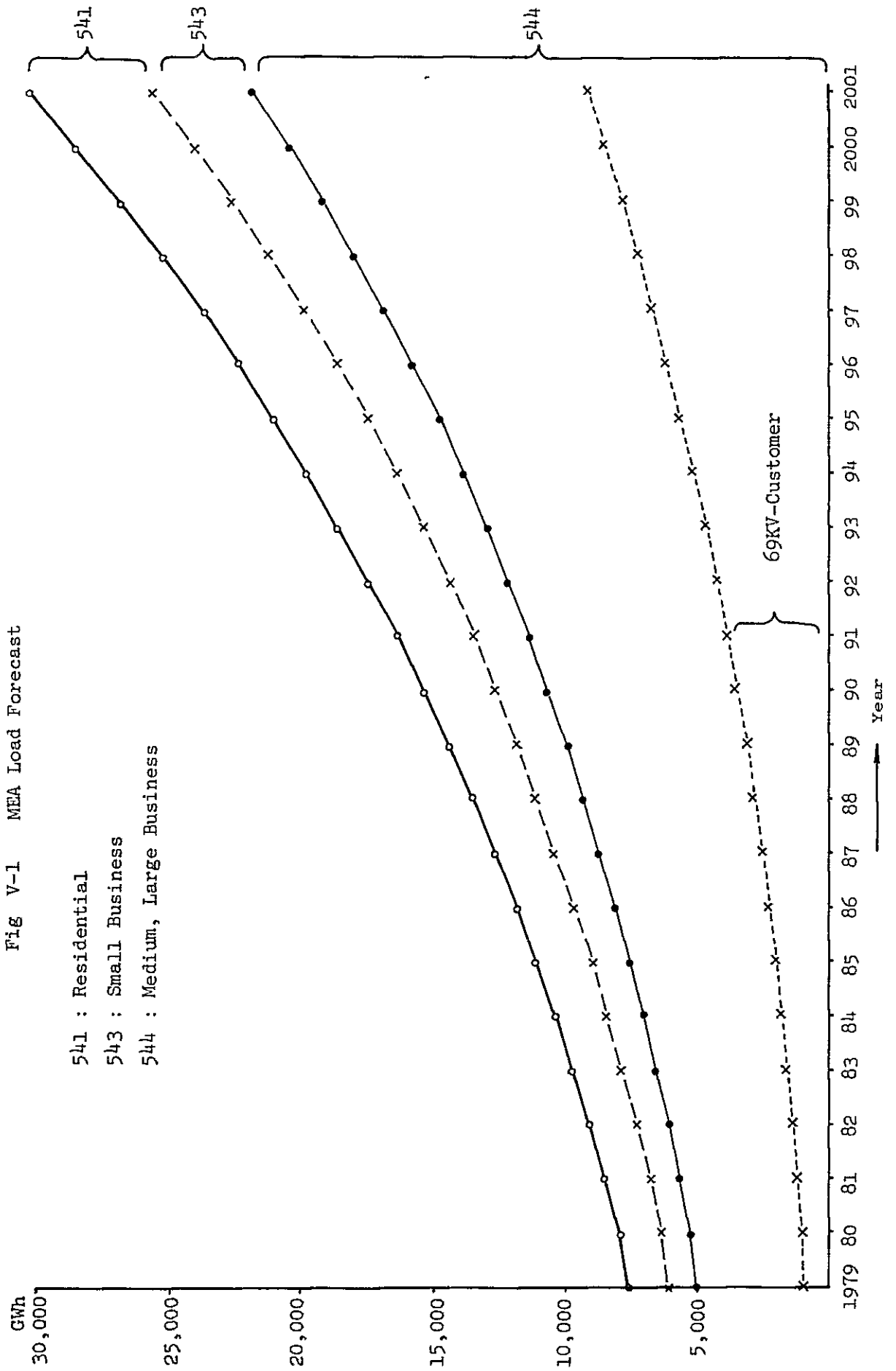
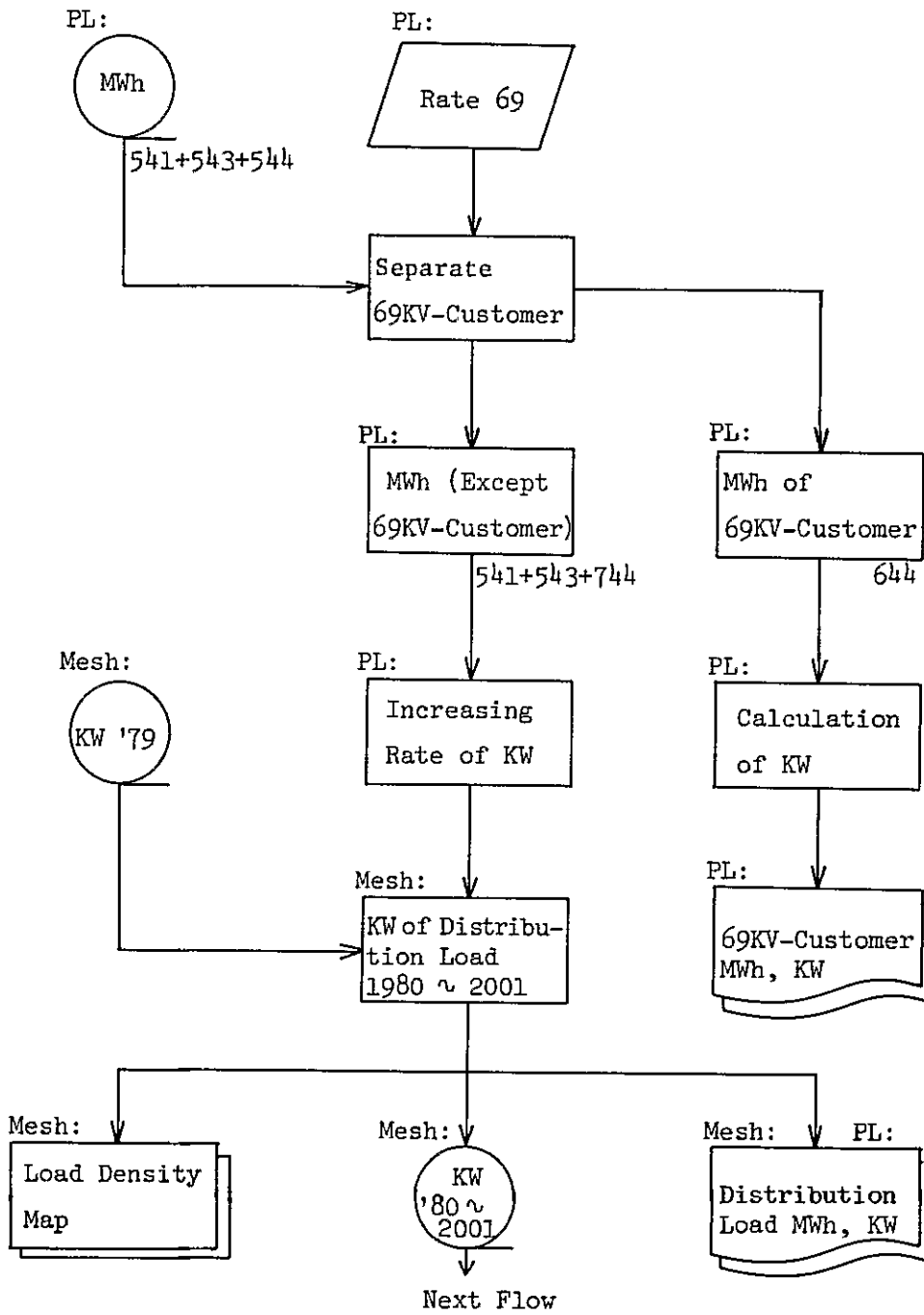




Fig.V-2 Projection Flow Chart



(Note)

PL : Each Planning Area

644 : 69KV-Customer

Mesh: Each Mesh

744 : Except 69KV-Customer

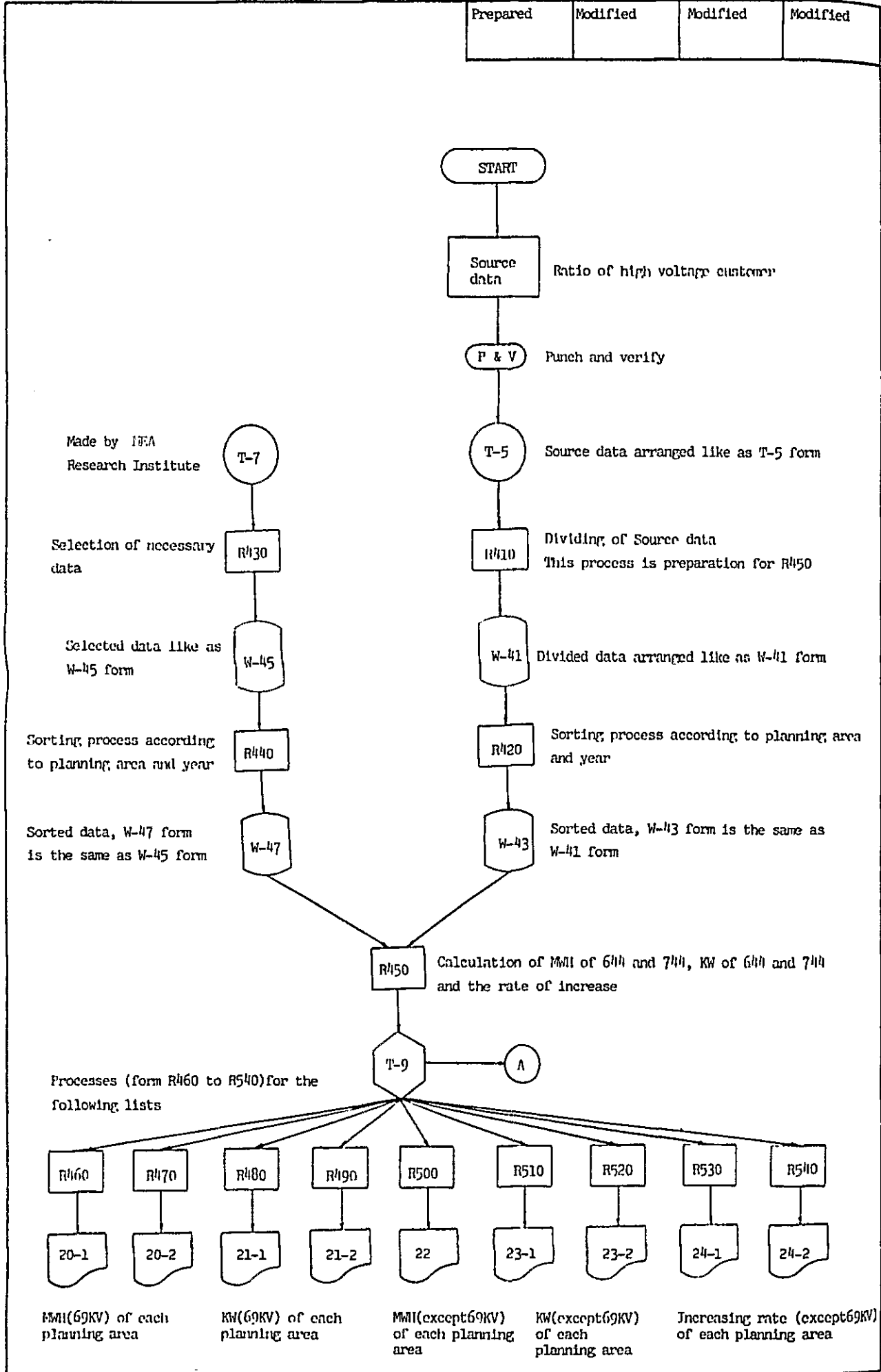
541 : Residential

543 : Small Business

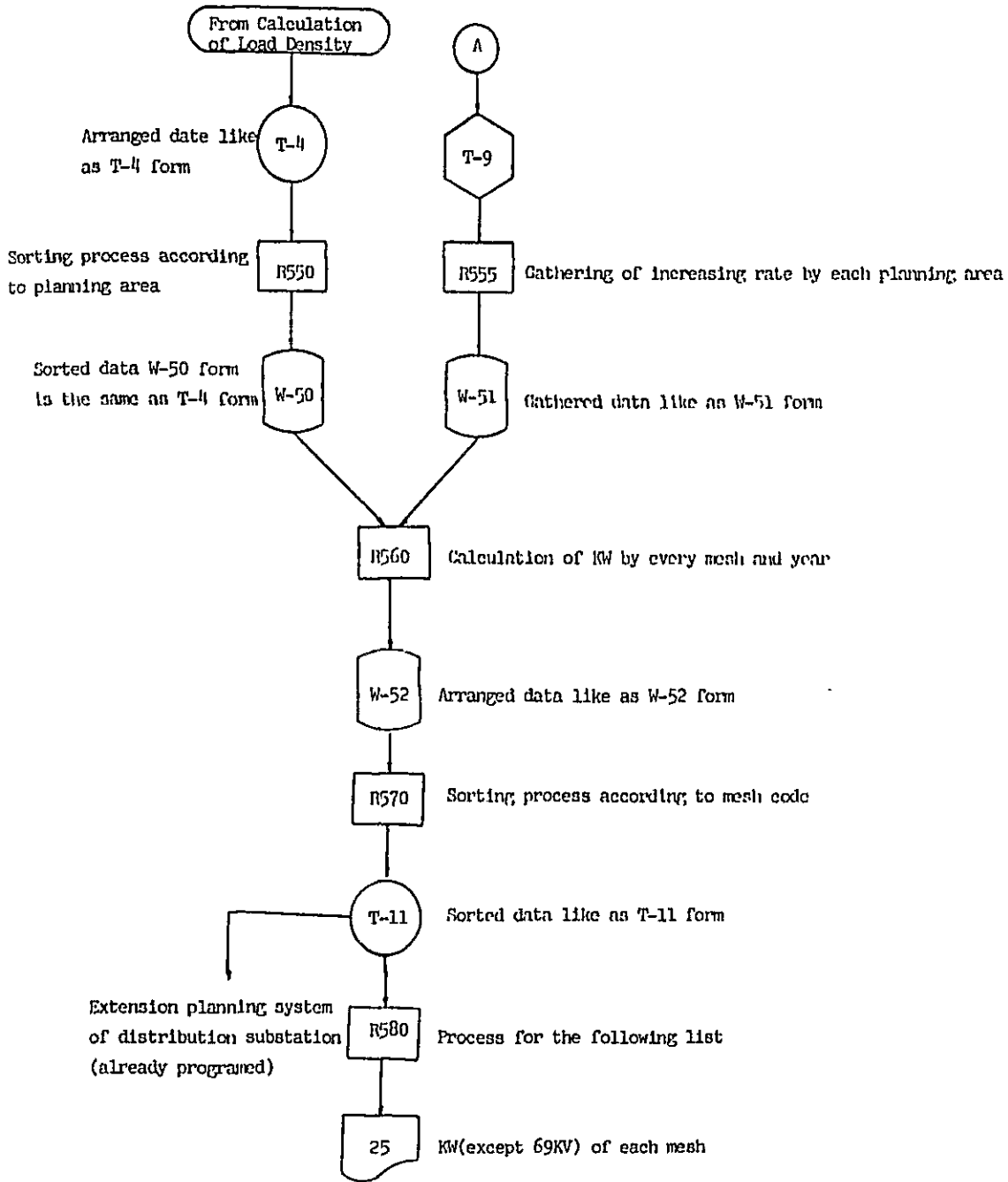
544 : Medium and Large Business

$$\text{Rate 69} = \frac{644 \text{ MWh}}{544 \text{ MWh}} \times 100 \%$$

Prepared	Modified	Modified	Modified
----------	----------	----------	----------



Prepared	Modified	Modified	Modified
----------	----------	----------	----------



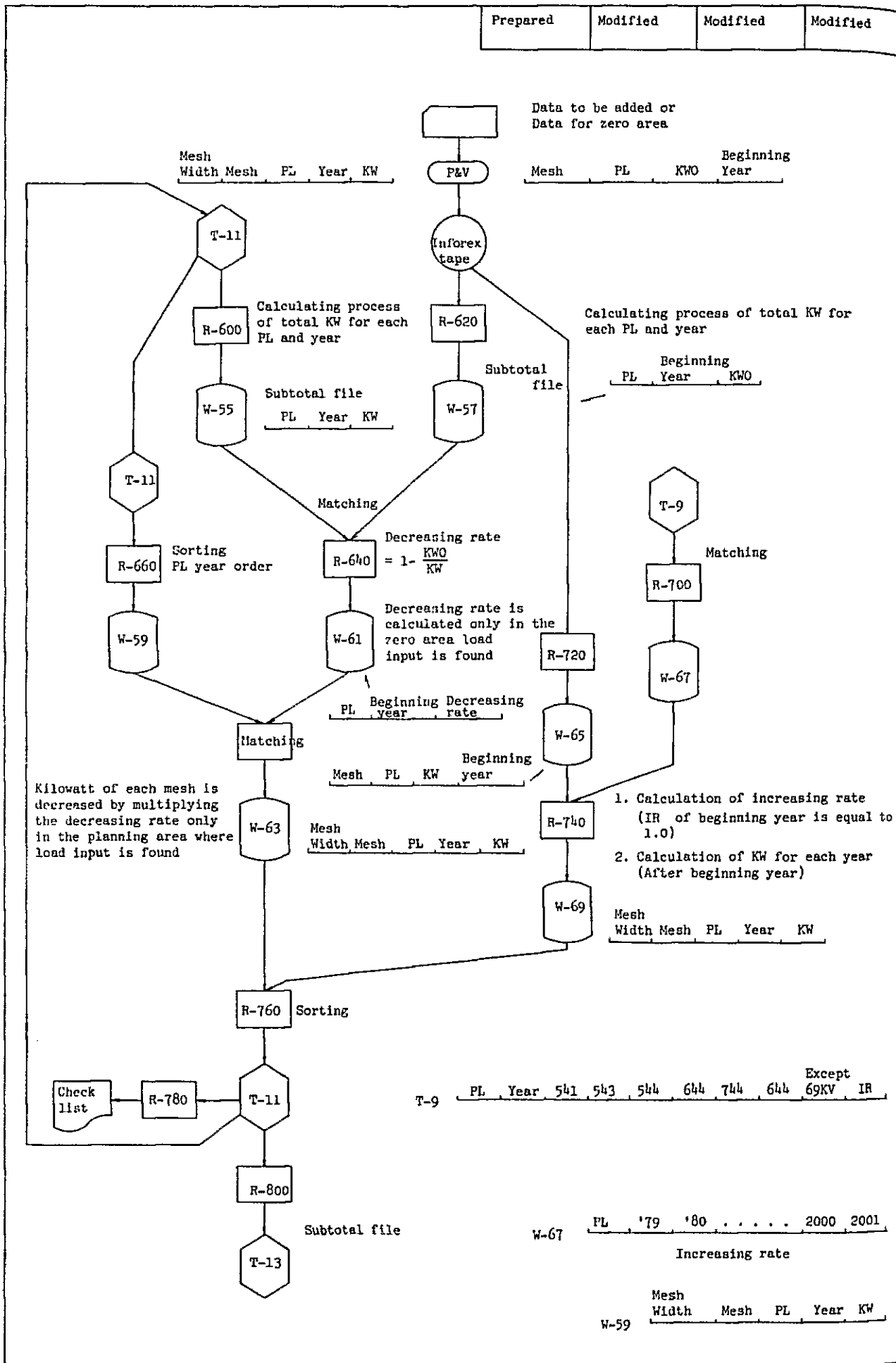


Table V-2 ESTIMATION OF MEA's LOAD

	September	69 KV-Customer		(MW)
		Distribution Load (A)	Annual Max.	
				TTL (A+B)
'82	1,304	282	255	1,559
'83	1,386	316	285	1,671
'84	1,472	357	322	1,794
'85	1,563	397	358	1,921
'86	1,651	451	407	2,058
'87	1,752	499	450	2,202
'88	1,858	550	496	2,354
'89	1,959	614	554	2,513
'90	2,070	681	615	2,685
'91	2,189	749	676	2,865
'92	2,315	821	741	3,056
'93	2,448	902	814	3,262
'94	2,589	984	888	3,477
'95	2,735	1,076	971	3,706
'96	2,889	1,175	1,060	3,949
'97	3,056	1,275	1,151	4,207
'98	3,233	1,380	1,245	4,478
'99	3,421	1,491	1,346	4,767
2000	3,622	1,608	1,451	5,073
2001	3,834	1,731	1,562	5,396

(Note)

$$\text{Diversity Factor} = \frac{\sum \text{Annual Max. MW of 69 KV-Customer}}{\sum \text{MW of 69 KV-Customer at System Peak}}$$

$$= 1.108$$

Table V -3

YEAR	***** KM (EXCEPT 69KV) OF EACH PL AREA (NO.1)											TOTAL		
	BNO	B50	B00	D10	D20	D30	P L	A R E A	L30	MM1	MM2		M10	M20
1979	27135.7	11109.2	43131.2	43989.6	41548.2	31928.4	13096.0	53631.2	61084.1	47400.5	10638.6	21516.1	65958.3	472167.1
1980	27821.3	11615.0	46849.3	46269.4	44813.4	32074.0	13041.1	54251.0	56772.8	49088.5	10741.7	22635.7	70485.7	486458.9
1981	30888.1	12508.9	49144.8	48926.3	48407.3	34507.1	13808.3	57259.5	58220.2	53676.7	11414.1	25103.6	75900.4	519765.3
1982	34154.6	13506.6	53353.1	51679.8	52038.9	37016.7	14640.2	55607.5	59698.6	58559.2	12140.3	27748.3	81573.2	551717.0
1983	37630.5	14607.5	57684.1	54536.2	55757.0	39635.3	15539.9	57795.9	61213.5	63754.1	12923.3	30575.5	87522.7	589155.5
1984	41327.6	14165.4	62182.2	57514.5	59596.7	42309.8	16510.3	60101.9	62770.9	69285.8	13766.4	33594.4	93762.4	626888.3
1985	45253.9	14731.8	66871.8	60610.4	63613.9	45114.0	17552.7	62531.5	64389.3	75163.7	14668.4	36812.8	100318.4	667632.6
1986	49427.0	15307.1	71806.4	63856.3	67860.4	43893.9	18672.3	65094.9	66063.1	81405.8	15634.4	40241.0	107198.0	706460.6
1987	53855.9	15898.2	77029.3	67256.8	72376.3	46000.8	19873.2	67787.3	67798.3	88037.5	16667.5	43889.6	114446.9	750917.6
1988	58560.7	16510.6	82578.9	70806.2	77217.2	48185.2	21158.2	70635.4	69506.1	95086.3	17769.5	47771.3	122071.9	797957.5
1989	58883.6	17151.2	88508.9	74540.2	82434.9	50452.4	22530.6	73638.7	71499.5	95000.7	18944.7	51899.9	130112.1	835597.4
1990	62086.5	17834.7	94871.2	78461.9	88078.2	52808.3	23995.7	76818.7	73478.9	99735.7	20199.3	53081.4	138594.1	880044.6
1991	65388.9	18570.3	101691.0	82570.6	94185.2	55267.0	25558.3	80192.1	75555.7	104599.5	21534.7	56183.7	147557.9	928854.9
1992	68809.7	19371.0	109014.5	86881.1	100803.9	57837.4	27225.3	83764.1	77730.9	109623.6	22955.8	59395.8	157029.4	980442.5
1993	72387.2	20254.1	116894.4	91437.9	107966.6	60525.5	28999.9	87571.9	80027.4	114846.4	22697.4	62732.6	167048.7	1033390.0
1994	76131.9	21230.8	123352.5	96211.1	1115698.7	63341.3	30888.5	91615.6	82446.5	120297.7	23633.5	66223.4	177641.5	1090713.0
1995	80900.3	22310.6	134422.2	101231.0	124050.0	66297.6	32898.6	95943.2	84999.3	126033.5	24595.2	69893.8	188874.7	1151640.0
1996	84282.3	23512.7	144135.9	106514.9	133044.7	69401.1	35034.3	100561.0	87705.5	132086.8	25588.9	73769.9	2200780.4	1216417.7
1997	88757.4	24846.8	154530.1	112057.0	142701.4	72670.4	37307.9	105495.4	90576.3	138523.6	26617.5	77876.1	1213391.1	1285351.0
1998	93544.8	26321.1	165628.3	117893.1	153054.5	76115.9	39723.0	110777.8	95618.6	145396.8	27689.9	82255.0	226747.5	1358766.3
1999	98678.6	27945.1	177464.1	124029.5	161423.5	79751.9	42290.0	116436.1	96861.7	152753.6	28814.5	86941.3	3240928.2	1437018.1
2000	104203.4	29727.2	190057.8	130492.0	175952.0	83593.8	45016.3	125491.3	100313.4	160650.3	29995.2	91961.3	3255954.0	1520408.0
2001	110159.5	31674.5	203461.4	137283.9	188561.8	87658.0	47911.9	128985.5	103978.3	169168.1	31247.6	97344.6	6271875.8	1609310.9
****	469459.4	440710.4	2416663.4	1905049.7	2533884.7	11276365.8	603272.5	51878987.5	51746408.9	92350174.4	460878.4	41259446.4	4435773.3	21497074.8

\*\*\*\*\* K W (EXCEPT 69KV) O F E A C I I P L A R E A (NO.2)

YEAR	P10	P20	Q00	R00	S10	S20	P L S30	A R E T10	T20	M10	M20	M30	TOTAL	ALL TOTAL
1979	33019.0	39446.4	95718.9	204675.2	12494.8	37820.7	38538.7	59048.8	40770.5	35516.3	30844.2	28838.6	656732.1	1128899.2
1980	33537.7	34184.6	98005.4	207027.4	13104.3	36626.1	38866.3	72257.7	40932.4	35720.0	31098.4	29040.3	670370.6	1156829.5
1981	35859.4	35947.9	103558.6	223014.6	13854.1	37590.8	40150.3	75045.0	43732.4	37516.8	32425.0	30342.3	709037.2	1228802.5
1982	38276.3	37849.3	109674.5	239775.8	14656.0	38334.1	41514.7	79804.9	46678.0	39460.1	33816.9	31791.3	751931.9	1303648.9
1983	40785.7	39892.4	116356.9	257337.0	15514.2	39757.7	42967.3	84634.9	49775.4	41549.2	35271.6	33362.8	797205.1	1386360.6
1984	43394.0	42073.8	123601.9	275778.8	16433.1	40964.1	44508.7	89595.0	53036.2	43789.1	36789.3	35051.5	845015.5	1471903.8
1985	46111.7	44397.1	131392.8	295183.5	17414.8	42261.6	46150.8	94732.7	56448.4	46197.3	38374.5	36863.9	895529.1	1563161.7
1986	48961.1	46862.2	139740.3	315586.9	14265.0	43649.8	47888.4	100099.7	60023.0	48768.8	40025.1	38812.5	944682.8	1651143.4
1987	51962.5	49481.9	148641.5	337099.4	15006.2	45132.3	49730.8	105768.3	63776.3	51517.2	41739.5	40890.0	1000745.9	1751663.5
1988	55145.7	52247.3	158128.1	359780.4	15787.1	46712.6	51677.8	111792.3	67720.4	54456.0	43525.4	43111.9	1060085.0	1858042.5
1989	58550.1	55173.9	168197.8	383705.8	16610.4	48392.1	53734.9	118222.2	71876.5	57582.6	45383.1	45475.7	1122905.1	1958502.5
1990	62205.4	58262.8	178880.7	408940.2	17481.4	50180.9	55916.2	125118.9	76254.0	60918.5	47317.0	47995.2	1189471.2	2069515.8
1991	66140.9	61520.6	190185.2	435591.4	18398.2	52076.2	58213.1	132518.2	80881.9	64466.9	49327.4	50668.8	1259988.8	2188843.7
1992	70400.7	64960.3	202160.4	466373.1	19365.5	54084.3	60641.1	140489.5	85781.6	68243.5	51427.8	53509.6	1334795.8	2315238.3
1993	75020.4	68589.0	214851.3	493495.9	20384.0	56213.4	63203.7	149041.2	90982.2	72251.0	53624.1	56525.2	1414181.4	2447571.4
1994	80032.3	72407.8	228233.0	524915.3	21453.2	58463.5	65905.7	158223.2	96508.8	76517.1	55922.3	59722.7	1498304.9	2589017.9
1995	85467.3	76435.3	242429.0	558148.9	22580.4	60842.7	68757.9	166071.1	910239.1	57666.4	58327.7	63113.5	1583232.5	2734872.5
1996	91337.5	80684.1	257447.6	593273.2	23766.4	58928.6	71767.0	178613.0	108662.6	80075.9	60866.3	66704.8	1672127.0	2888544.7
1997	97697.1	85161.6	273346.6	630443.5	25015.4	60744.1	74934.7	189861.2	115346.4	83639.1	63539.8	70508.2	1770237.5	3055588.5
1998	104562.2	89882.8	290164.4	6669740.6	26325.2	62666.7	78276.6	201859.7	122483.5	87368.2	66369.5	74537.7	1874216.7	3232983.0
1999	111941.8	94873.3	30978.0	711310.4	27705.6	64639.6	81802.5	214608.5	130099.7	91276.9	69364.1	78802.5	1984402.7	3421420.8
2000	119866.5	100126.5	326823.0	75295.9	29158.8	66731.6	85514.1	228178.6	138235.4	95376.8	72553.1	83315.1	2101175.4	3621583.4
2001	128358.6	105681.7	346790.6	801836.1	30685.7	68917.6	89433.5	242586.6	146917.6	99699.2	75952.0	88092.2	2224961.4	3834272.3
**	578643.9	445361.4	4452305.9	1455687.7	447459.8	172011.1	1350094.8	1201172.0	8889314.7	448572.9	133884.1	1167046.3	29361335.6	50858410.4

Table V-4

\*\*\* OUT PUT 21-1 (1) \*\*\*\*\* K W (69KV) O F E A C H P L A R E A (NO.1) PAGE 001

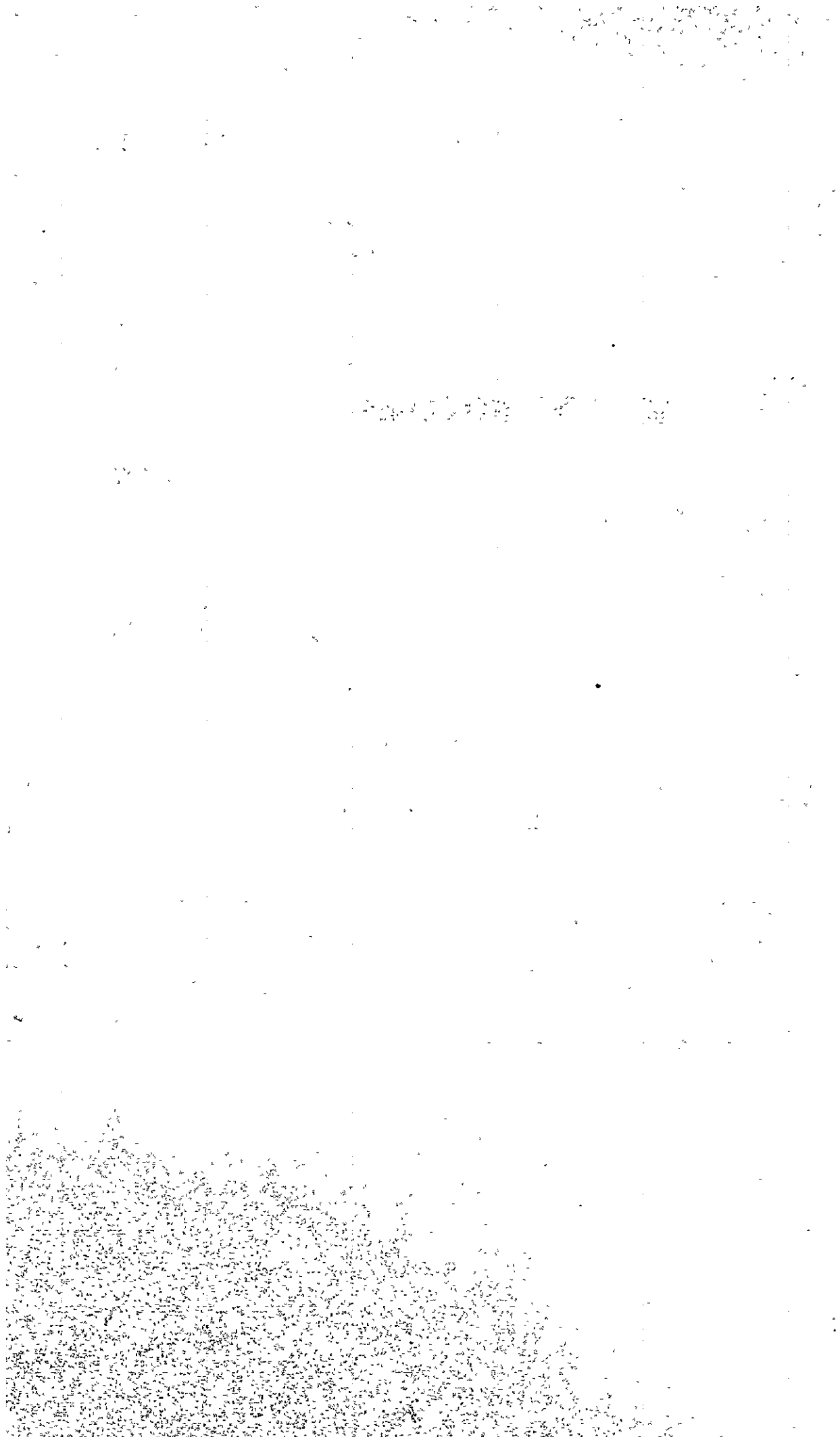
YEAR	BNO	D50	B00	D10	D20	P L D30	A R E A L10	L20	L30	MM1	MM2	M10	M20	TOTAL
1979				46916	253								10389	57558
1980				49679	5001			4998					9783	69461
1981			4999	52580	7698			5899					11327	82503
1982			7937	55486	10729		5000	6882					12980	99014
1983			11224	58428	14076		6303	7964					14742	112737
1984		4998	14831	61402	17725		7729	9140					16615	132440
1985		7275	18750	64453	21649		9286	10416					18605	150434
1986		9868	22946	67561	25827	5000	10970	11803					20717	174692
1987		12776	27402	70748	30249	6139	12796	13302					22946	196358
1988		15997	32100	74047	34891	7350	14763	14917					25302	219367
1989	4999	19528	37012	77438	39744	8641	16875	16649	4998				27785	253669
1990	7248	23348	42126	80942	44792	10010	19130	18503	7120		5000		30390	288609
1991	9739	27449	47437	84582	50040	11462	21529	20485	9482		7435		33122	322762
1992	12477	31813	52952	88367	55488	12997	24084	22597	12079		10157		35982	358993
1993	15445	36424	58645	92269	61141	14619	26775	24834	14911		4999		38974	402200
1994	18651	41270	64553	96348	67024	16330	29626	27207	17979		6896		42100	444431
1995	22076	46357	70688	100597	73143	18136	32613	29717	21271		9010		45351	488951
1996	25723	51659	77070	105023	79528	20033	35752	32359	24791		11338		48727	535802
1997	29571	57180	83728	109657	86213	22025	39037	35132	28514		13888		52248	585044
1998	33623	62944	90700	114489	93230	24115	42468	38054	32447		16659		55915	636776
1999	37869	68952	98018	119551	100619	26300	46043	41103	36578		19643		59717	691017
2000	42301	75227	105743	124833	108406	28582	49772	44298	40905		22849		63676	747921
2001	46914	81798	113888	130369	116648	30963	53643	47642	45412		26261		67808	807591
**	306636	674863	1082749	1925765	1144114	262702	504194	483901	296487		131543		765201	7858330



YEAR	P10	P20	Q00	R00	S10	P L S20	A R E A S30	T10	T20	W10	M20	M30	TOTAL	ALL TOTAL
1979	4700		72524	44168		12011		2017			1324		136744	194302
1980	4992	4999	74993	44636		11922		2340			1608		145490	214951
1981	6541	5353	82103	48191		12348	4998	3312			2037		164883	247386
1982	8382	5752	89231	51945		12818	8127	4454			2543		183252	282266
1983	10529	6202	96449	55915		13330	11653	5778			3132		202988	315725
1984	12989	6701	103814	60119		13887	15537	7290			3815		224152	356592
1985	15766	7254	111401	64577		14491	19759	8997			4594		246839	397273
1986	18852	7868	119265	69308	5000	15144	24284	10909			5483		276113	450805
1987	22246	8543	127473	74334	5451	15848	29084	13030			6491		302500	498858
1988	25941	9285	136056	79675	5941	16607	34127	15364			7620		330616	549983
1989	29923	10097	145079	85355	6473	17424	39405	17908			8882		360546	614215
1990	34184	10985	154591	91397	7047	18293	44886	20669			10285		392337	680946
1991	38727	11953	164647	97826	7670	19231	50380	23642			11833		426109	748871
1992	43536	13007	175279	104670	8343	20228	56462	26827			13533		461885	820878
1993	48614	14148	186519	111957	9070	21293	62570	30218			15391		499780	901980
1994	53963	15390	198477	119717	9857	22433	68908	33822			17413		539980	984411
1995	59589	16733	211122	127982	10706	23645	75485	37626	5001	19608			587497	1076448
1996	65526	18178	224537	136786	11621	24932	82352	41643	6597	21969			639141	1174943
1997	71769	19739	238768	146165	12607	26302	89345	45868	8359	24508			689577	1274621
1998	78350	21413	253867	156158	13673	27763	97092	50305	10285	27228			743097	1379873
1999	85316	23207	269888	166806	14817	29306	105070	54957	12382	30127			799923	1490940
2000	92692	25133	286889	178153	16045	30949	113471	59829	16659	33208			860233	1608154
2001	100505	27189	304930	190244	17367	32686	122372	64941	17105	36469			924250	1731841
**	933632	289129	3627902	2306084	161688	45604	1155767	581746	74388	309101			10137932	17996262



## ・ VI 計画基準および条件



## Ⅵ 計画基準および条件

### Ⅵ-1 計画基準

配電網拡充の基本となる計画基準について、技術的な検討を加え、TableⅥ-1 のようにとりきめた。

計画基準の主要なポイントを述べる。

1. MEA のサービスエリアをA.B.C の3エリアに分け、負荷密度に適した設備やサービスの基準を設けた。

#### 2. 設備基準

(1) 配電用変電所容量をつぎの3ケースで検討した。

Case A 3×40MVA & 3×20MVA

Case B 2×40MVA & 2×20MVA

Case C 3×30MVA & 3×20MVA

(2) 二次送電線

常開πループ(2回線引込)方式

フィーダートランス方式

2回線T分岐方式

(注) 現状報告書 Appendix 13 参照

(3) 配電線

多回線連けい方式および樹枝状方式

#### 3. 運用基準

(1) 供給電圧

230KV, 69KV(115KV); 12KV(24KV)<sup>※</sup>

※ 現状報告書 Appendix 14 参照

(2) 配電線電圧降下

事故時に配電線間の負荷融通を行った場合でも、需要家電圧が一定範囲内に収まるよう、平常時の電圧降下限度をつぎのようにきめた。

12KV平常時

{	A area	300V
	B area	600V
	C area	900V

(注) 電圧降下検討資料 Appendix 2

Service Voltage for Each Area 参照

(3) 配電用変電所トランス利用率

配電用変電所のトランス1バンク停電時に供給信頼度を維持するため、各バンクの

最大利用率をつぎのようにきめた。

A area 85%

B area 80%

C area 65%

(4) 事故時の運用

a. 二次送電線1回線事故時

配電用変電所は、スイッチ操作により他の回線から受電する。

b. 配電用変電所のトランス1バンク事故時

事故バンクの負荷は、つぎにより送電する。

(a) 同一変電所の他のバンクから送電する。

(b) 配電線のスイッチ操作により他の変電所から送電する。

(c) 移動用変圧器を運び、これから送電する。

c. 配電線事故時

多回線逃げ方式の配電線では、事故の区間を除き、他の区間へは、配電線のスイッチ操作により送電する。

樹枝状方式の配電線では、事故区間の電源側のみ、配電線スイッチ操作により送電する。

VI-2 計画条件

1. 技術的条件

(1) 計算ブロックの設定

配電用変電所への負荷配分を考える場合につぎのような制限条件がある。

a. 地形的な制約(大きな河)のために配電線の逃げができない。

b. 配電々圧が異なるため、配電負荷の融通ができない。

c. 多数の変電所を経由して配電負荷を融通することは困難である。

MEAの供給区域は、大きな河により2分されており、また配電々圧も12KV, 24KVの2つがある。この実状に合わせて配電システムを計算するため、FigVI-1のように計算のためのブロックを決め、ブロック相互間の融通の制限を設けた。

(2) 配電用変電所候補地

配電用変電所を建設する場合、河や池などの地形上の制約があり、工事ができない場合がある。

また、現実に変電所を作るにあたって既に他の建物や公園などの設備があれば建設は不可能である。

従って、配電用変電所の位置は、実際に建設可能と思われる候補地の中から適切な

場所を選択することが、実際的である。

配電用変電所候補地について、MEA と協議のうえ、91ヶ所を選定した。

選定された候補地は、Appendix 3 に示す。

(3) 近年度計画の固定

MEA が、既に建設中の変電所の新設および変圧器の増設工事については、Table VI-2 のとおり Fixed して計算する。

(4) 変電所新設時の変圧器容量

最初から2バンクでスタートする場合と、最初は1バンクでスタートする場合の2ケースを検討する。

(5) 引出フィーダ数の限度

40MVA …… 6フィーダー (12KV), 3フィーダー (24KV)

30MVA …… 5フィーダー (12KV), 3フィーダー (24KV)

20MVA …… 3フィーダー (12KV), 2フィーダー (24KV)

(6) 二次送電線へ耐熱アルミ線 (TAAC) の採用

次の理由で、二次送電線にTAACを採用することとして計算する。

- 理由 a. MEA の送電線は、コンクリート柱使用の架空線で、家屋に接近して建てられているため、多回線に変更することができない。
- b. コンクリート柱の強度上の制限により、2×795MCM以上の太い電線に取替えられない。
- c. TAACを使用すれば、装柱、強度とも現在使用中のAACと変わりなく、送電容量を1.6倍にすることができる。

2. 経済的条件

投資計算を行うにあたっての経済条件は、つぎのとおり。

(1) 単価

a. MEA の単価 (1979) を使用する。

b. 日本の単価を使う場合の租税、関税

(a) 69KV以上の機器 …… 18%

(b) 69KV未満の機器 …… 42%

(2) 管理費

a. エンジニアリング部門管理費 …… 国内材料の2%  
輸入材料 (除く税) の5%

b. 資材倉庫部門管理費 …… 同上

c. 工事部門管理費 …… 工費の50%

(3) 予備費 …… 3%

- (4) ロス電力量の評価単価…………… 0.6020ペーヅ/KWH  
 ( 1979年のEGATからの購入電力料単価 )
- (5) 物価上昇率…………… 8 % / 年 ( 第5次計画値 )
- (6) 利 子 率…………… 8.5 % / 年 ( ADB . 1979 )

(7) 設備投資に対する年経費率

- a. 送電設備…………… 毎年の投資累計額の 12.99 %

内 訳

- (a) 平均耐用年数…………… 29年
- (b) 減価償却費率…………… 3.45 %
- (c) 利 子 率…………… 8.5 %
- (d) 運転維持費率…………… 1.04 %

- b. 変電設備…………… 毎年の投資累計額の 15.12 %

内 訳

- (a) 平均耐用年数…………… 24年
- (b) 減価償却費率…………… 4.17 %
- (c) 利 子 率…………… 8.5 %
- (d) 運転維持費率…………… 2.45 %

- c. 配電設備…………… 毎年の投資累計額の 15.65 %

内 訳

- (a) 平均耐用年数…………… 21年
- (b) 減価償却費率…………… 4.76 %
- (c) 利 子 率…………… 8.5 %
- (d) 運転維持費率…………… 2.39 %

- d. 車輛、試験装置等…………… 毎年の投資累計額の 22.14 %

内 訳

- (a) 平均耐用年数…………… 8年
- (b) 減価償却費率…………… 11.25 %
- (c) 利 子 率…………… 8.5 %
- (d) 運転維持費率…………… 2.39 %

(注) Ⅰ) 経費率は資本費 ( 減価償却費・利子率 ) + 運転維持費率 ( 除人件費 )

Ⅱ) MEA Accounting & Finance Dept. のデータによる。



Table VI -1

## PLANNING CRITERIA

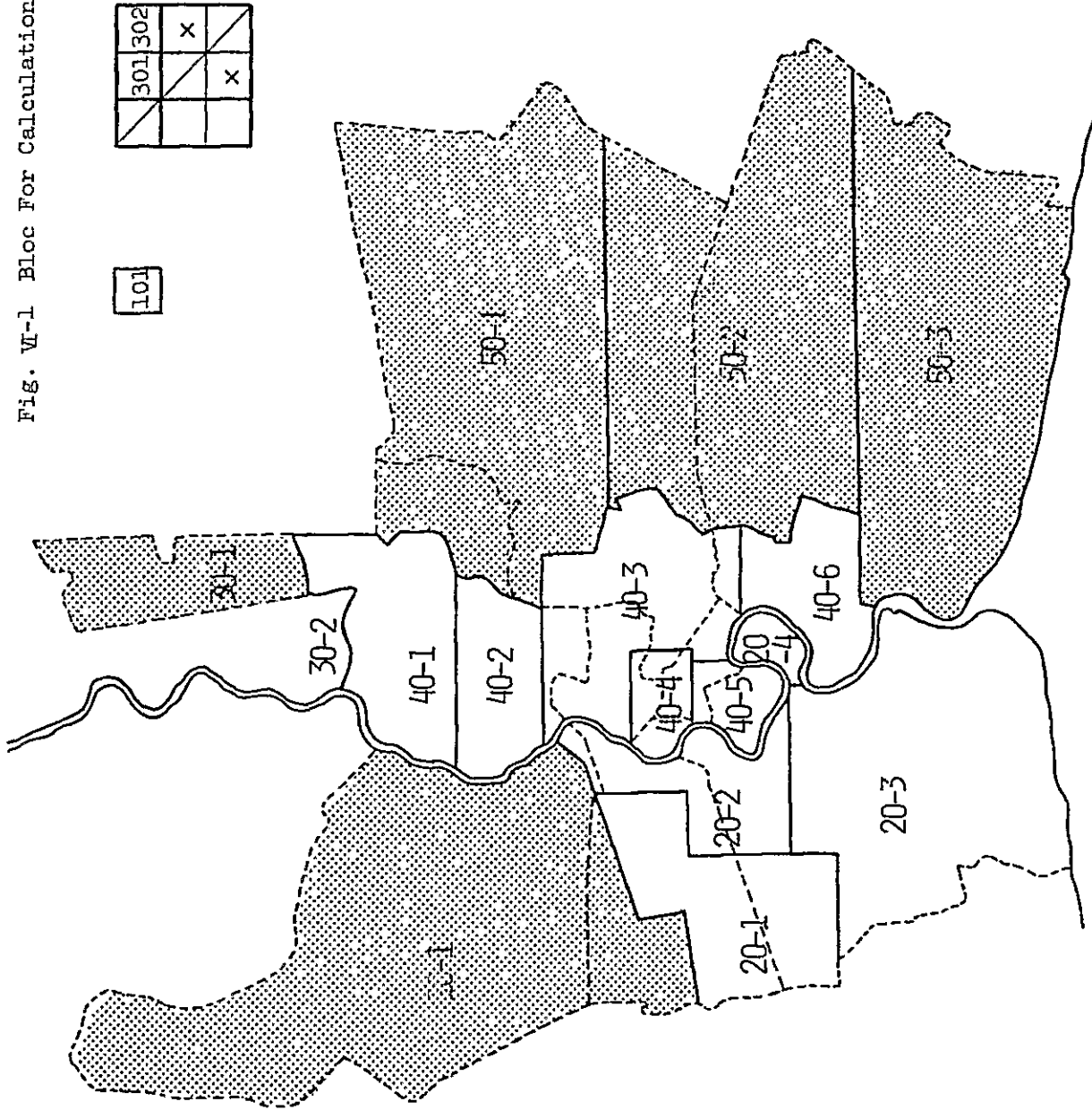
Item	Class	A area	B area	C area
1. Classification of Service Area		<p>1. Main part of Bangkok urban area</p> <p>2. Load density is more than 5000 KW/KM<sup>2</sup> in 1979.</p> <p>3. Geographical coverage is 34 km<sup>2</sup>.</p> <p>4. Many important loads are located in this area.</p>	<p>1. Area surrounding Bangkok urban area.</p> <p>2. Load density is between 500 KW/KM<sup>2</sup> and 5000 KW/KM<sup>2</sup>. In 1979.</p> <p>3. Geographical coverage is 608 km<sup>2</sup>.</p> <p>4. This area is under rapid development and power demand is growing quickly.</p>	<p>1. Remote area far from Bangkok urban area. Mostly, agricultural field, farmer village and fisherman village</p> <p>2. Load density is less than 500 KW/KM<sup>2</sup> in 1979.</p> <p>3. Geographical coverage is 2464 km<sup>2</sup>.</p>
2. Facility Criteria				
(1) Unit capacity of Distribution substation		<p>40 MVA x 3 units</p> <p>40 MVA x 2 units</p> <p>30 MVA x 3 units</p>	<p>40 MVA x 3 units</p> <p>40 MVA x 2 units</p> <p>30 MVA x 3 units</p>	<p>20 MVA x 3 units</p> <p>20 MVA x 2 units</p> <p>20 MVA x 3 units</p>
(2) Type of distribution substation		Underground or indoor	Indoor or outdoor	Outdoor

Item	Class	A area	B area	C area
(3) Type of connection of subtransmission lines (4) Type of subtransmission line (5) Type of distribution lines (6) Control of distribution switches	Normally open $\pi$ - loop (two incoming lines) and Feeder transformer Underground or overhead  Multi-Interlinked Underground or overhead Automatic or remote control	Normally open $\pi$ - loop (two incoming lines) Underground or overhead  Multi-interlinked Underground or overhead Time share control (loop)	Normally open $\pi$ - loop (two incoming lines) and Double circuit T-branch Overhead  Radial overhead  Time share control (radial)	
3. Operation criteria (1) Frequency (2) System voltage Transmission line Subtransmission line Distribution line (3) Allowable load current of distribution feeder Overhead Normal Emergency Underground Normal Emergency	50 Hz  230 KV 69 KV 12 KV  (336.4 MCM) 400 A ( " ) 530 A (650 MCM) 500A (in case of single cct. in duct), (500 MCM) 400 A (650 MCM) 600 A (in case of single cct. in duct), (500 MCM) 500 A	50 Hz  230 KV 69 KV 12 KV or 24 KV  (336.4 MCM) 400 A ( " ) 530 A (650 MCM) 500A (in case of single cct. in duct), (500 MCM) 400 A (650 MCM) 600 A (in case of single cct. in duct), (500 MCM) 500 A	50 Hz  230 KV 69 KV or 115 KV 24 KV or 12 KV  (336.4 MCM) 400 A ( " ) 530 A - -	

Item	Class	A area	B area	C Area
(4) Allowable voltage drop on primary distribution feeder	12 KV Normal Emergency	300 V 600 V	600 V 1100 V	900 V 1200 V
24 KV Normal Emergency	-	-	1200 V 2100 V	1800 V 2400 V
(5) Utilization factor of transformer in distribution substation	Normal Emergency	Through the planning period 85 % (Max. for each substation) 120 % (Within 4 - 5 hours) 90 %	Through the planning period 80 % (Max. for each substation) 120 % (Within 4 - 5 hours) 90 %	Through the planning period 65 % (Max. for each substation) 120 % (Within 4 - 5 hours) 90 %
(6) Power factor at substation	-	In case that the substation is equipped with 3 banks, customer service will be interrupted only during switching operation	In case that the substation is equipped with 3 banks, customer service will be interrupted only during switching operation	In case that the substations equipped with 3 banks, customer service will be interrupted only during switching operation
(7) Emergency operation (Distribution substation)	-	In case that the substation is equipped with 3 banks, customer service will be interrupted only during switching operation	In case that the substation is equipped with 3 banks, customer service will be interrupted only during switching operation	In case that the substations equipped with 3 banks, customer service will be interrupted only during switching operation
-	One bank of transformer goes into fault at peak time.	In case that the substation is equipped with 3 banks, customer service will be interrupted only during switching operation	In case that the substation is equipped with 3 banks, customer service will be interrupted only during switching operation	In case that the substations equipped with 3 banks, customer service will be interrupted only during switching operation

Item	Class	A area	B area	C area <i>Service Interruption</i>
<p>(Subtransmission line)</p> <p>- One circuit of sub-transmission line goes into fault at peak time.</p>	<p>In case that the substation is still equipped with 1 or 2 banks, customer service will be interrupted during switching operation.</p>	<p>In case that the substation is still equipped with 1 or 2 banks, customer will be interrupted during switching operation and despatching of portable transformer.</p>	<p>In case that the substation is still equipped with 1 or 2 banks, customer service will be interrupted during switching operation and despatching of portable transformer.</p>	<p>Customer service will be interrupted during switching operation at the substation.</p>
<p>(Distribution Line)</p> <p>- When one circuit of distribution line goes out of operation by reason of fault or maintenance work :</p>	<p>Customer service will be interrupted during switching operation at the substation.</p>	<p>Customer service will be interrupted during switching operation at the substation.</p>	<p>Customer service will be interrupted during switching operation at the substation.</p>	<p>Only the sections on power source side of faulted section or maintenance work section are served by its own bank.</p>

Fig. VI-1 Bloc For Calculation



o : Can Interlink  
 x : Cann't Interlink

	201	202	203	204
201		o	x	x
202	o		o	x
203	x	o		o
204	x	x	o	

	401	402	403	404	405	406
401		o	x	x	x	x
402	o		o	x	x	x
403	x	o		o	o	o
404	x	x	o		o	x
405	x	x	o	o		x
406	x	x	o	x	x	

	501	502	503
501		o	x
502	o		o
503	x	o	

Table VI -2

## PLANNING CONDITION

Fixation of construction

(1) New Substation

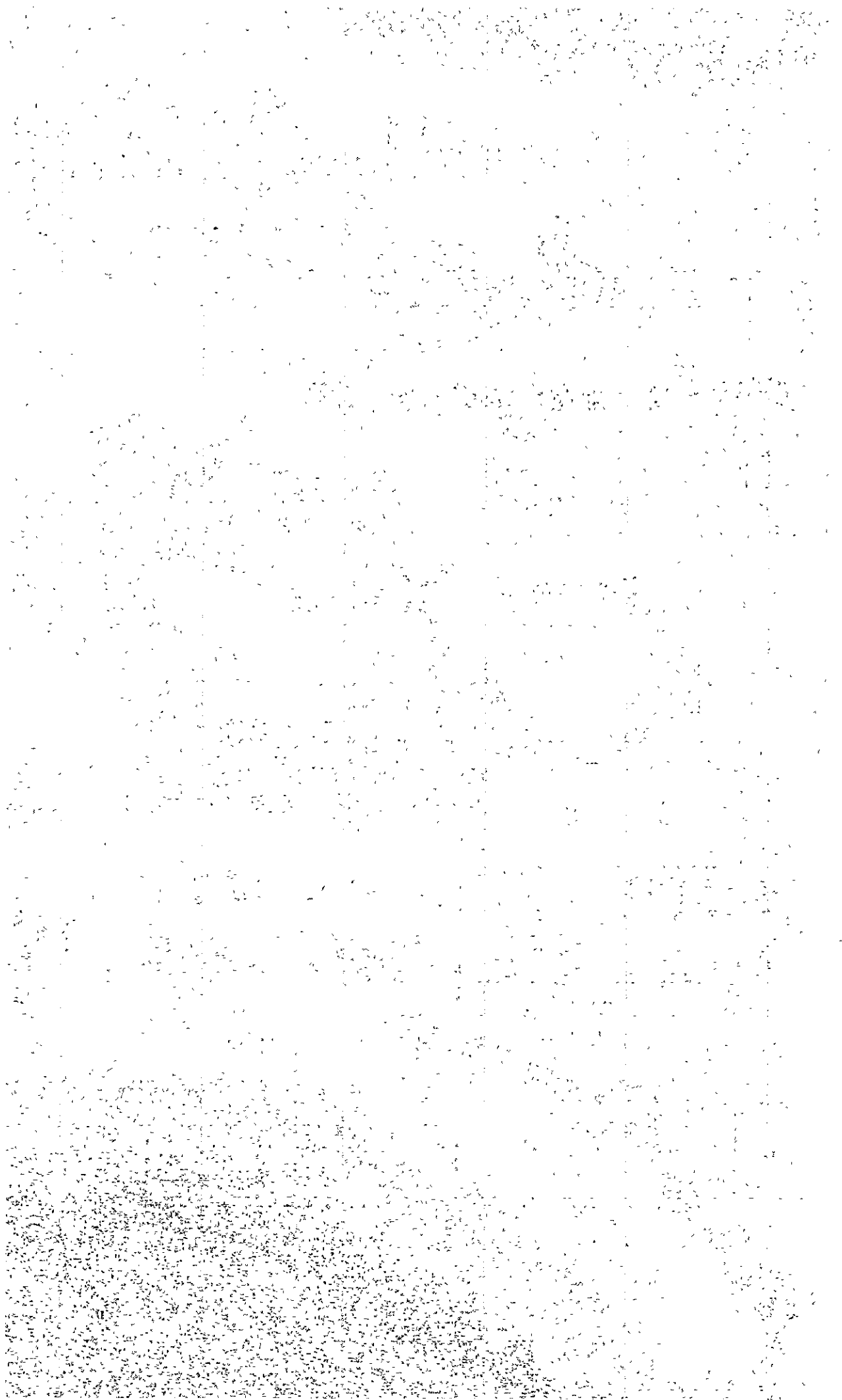
1981	1982	1983	1984
LADPLAKAO 1x40 MVA	SIPRAYA 1x40 MVA	KLONG TOEY 2x40 MVA	
	PAHOLYOTHIN 1x40 MVA	PRAN NOK 1x40 MVA	
		BANGBON 1x40 MVA	
		POO-JAO	
		VISUTKASAT	
		CHIDLUM 12KV 2x40 MVA	

(2) Addition of Transformer

1981	1982	1983	1984
KLONG JAN 2x20 → 2x40	KLONG SANPASA- MIT	BANGKOK NOI	PLYWOOD
PECHKASEM 2x20 → 3x20	NONTABURI	SIPRAYA 1x40 → 2x40	PECHKASEM 3x20 → 2x20 1x40
YOTHEE 1x40 → 2x40	SATUPRADIT 1x40 → 2x40	PAHOLYOTHIN 1x40 → 2x40	BANGBON 1x40 → 2x40
SANSAB 1x40 → 2x40			
TAKSIN 1x40 → 2x40			
BANGNA 1x40 → 2x40			

(Note)  is fixed

## Ⅶ 配電網拡充のケース計算





## Ⅶ 配電網拡充のケース計算

### Ⅶ-1 配電網拡充計算方法

配電網拡充計算方法は、既に開発されている配電用変電所計画システムにより、大型電算機を使用して行われる。

計算の概要を述べる。

#### 1. インプットデータ

- (1) メッシュ別20年間の負荷 (KW)
- (2) 計画基準、計画条件 (前章で述べた事項をすべて)
- (3) 既設変電所のデータ (位置、容量、バンク数、電圧、配電フィーダー数、バンク増設の可否等)  
※ 位置は、すべてメッシュ座標で表わす。
- (4) 新設候補変電所のデータ (位置、容量、最終バンク数、電圧、最終配電フィーダー数等)
- (5) 送電線のデータ (変電所の新增設に伴なり送電線の亘長、サイズ等)
- (6) 配電線のデータ (地中ケーブル、架空電線の許容電流、電圧降下限度等)
- (7) 信頼度計算データ (バンク停電事故率、停電継続時間等)

#### 2. 計算の概要

##### (1) 配電用変電所計画

配電用変電所計画の計算概要を Fig Ⅶ-1 に示す。

- a. ブロック内の負荷の合計に対し、変圧器の合計容量が十分であるかを計算する。  
(この際、ブロック内の各変圧器の Coincident Factor を 0.9 とする。)
- b. 変電所容量が不足している場合は、新設候補変電所毎にその変電所の理想的供給区域を設定し、その区域内の負荷がユニット容量 (例  $40\text{MVA} \times \text{U.F.}$ ) の 80% 以上か否かを計算する。
- c. 不足量がユニット容量の 80% 以上であれば、変電所を新設する。  
80% 以上になる候補変電所が複数ある場合は、候補変電所に  $\Sigma W \cdot \ell$  を計算し、 $\Sigma W \cdot \ell$  が小さい変電所を選ぶ。
- d. 不足量がユニット容量の 80% 未満であれば、既設変電所の増設で対応する。  
どの変電所を増設するかは、個々の変電所毎に  $\Sigma W \cdot \ell$  を計算し、その最小の変電所を選ぶ。
- e. 新設あるいは増設する変電所を選定後、ブロック内の負荷の合計が変圧器の合計容量 (新增設分を含む) 以内となったかを再計算する。  
不足の場合は、十分となるまで以上の計算をくりかえす。

f. ブロック内の負荷の合計が変圧器の合計容量以内となった時点で、ブロック内の変電所の最適供給区域を計算する。

g. 新增設変電所の選定および各変電所の供給区域を最適にするための計算手順は次のとおり。

(a) メッシュの負荷 ( $W$ ) とメッシュと変電所間の距離 ( $\ell$ ) を求める。

(b)  $\Sigma W \cdot \ell$  の値が最小になるような供給区域を求める。

(注) Ⅰ 上記の計算は、ブロック内変電所の負荷分担を最適にする考え方(配電経費最小)にたっており、送電線・変電所を含む最小経費は、工事費、年経費計算後、各ケース比較のうえ最終的に評価される。

Ⅱ  $\Sigma W \cdot \ell$  計算の詳細は、Appendix 4,

Load Sharing Calculation 参照

## (2) 二次送電線計画

配電用変電所が決まれば、次の方法によりこれに引込む二次送電線の巨長、サイズを求め、インプットする。

a. Type of connection について比較検討し、area 毎に Most economical type を選定し、この標準タイプに従って拡充していく。(現状報告書 Appendix 13 参照)

b. 変電所の位置がきまれば最も近い既設の送電線に接続する。

c. 既設のアルミ線を耐熱アルミ線に張替え、送電容量を UP させることにより、送電線の新設を極力避け経済性の向上をはかる。

(注) 変電所は点であるのに対し、送電線は線であり、また送電線のルート選定は既設の送電線や地形の影響をうけるために最適計画の選定を理論的に行うことは困難である。そこで現実的解決策として、上記により計画した。

## (3) 高圧配電線計画

高圧配電線計画の計算概要は、Fig VII-2 のとおり。

a. 配電線の容量限度により最少フィーダー数を求める。(4方向別)

b. 最少フィーダー数に対する平均電圧降下を計算する。(4方向別)

c. 電圧降下が限度を超える場合、フィーダーが新設できるか否かを判定する。(フィーダー数に限度がある。)

d. 電圧降下が限度を超えるが、フィーダーを新設できない場合には、電圧改良工事として架空電線を複導体にするか、または、SVR(ステップアップ電圧調整器)を取付ける。

e. 変電所の1バンク事故時、同じ変電所の他のバンクからの融通電力および配電線のスイッチ操作による他の変電所からの融通電力を計算し、融通率を計算する。

$$\text{融通率 (Interchange Factor)} = \frac{\text{融通される電力 (KW)}}{\text{事故バンクの常時最大負荷 (KW)}}$$

(4) 工事費計算

工事費計算の概要は、つぎのとおりである。

- a. 送電、変電、配電の工事量に工事単価をかけ、物価上昇額を計算し、毎年必要とする投資額を計算する。
- b. aの毎年投資額を利率で割引き、現在価値を計算する。
- c. aの毎年投資額を累積し、年経費率をかけ、年経費を計算する。年経費には、配電ロス電力量の評価額を含める。
- d. 毎年の経費の現在価値を計算する。

(注) 年経費の現在価値 ( $\ell_i$ )

$$\ell_i = (P_1 + P_2 + \dots + P_n) \times \frac{\alpha}{(1+r)^i} + \frac{\ell \cdot W_i}{(1+r)^i}$$

$\ell_i$  : 1年目の経費の現在価値

$P_i$  : 1年目の投資額

$W_i$  : 1年目の配電ロス電力量

$r$  : 利率

$\alpha$  : 年経費率

$\ell$  : ロス電力量評価単価

(5) 信頼度計算

信頼度計算は、変電所変圧器の1バンク停電を想定して次のように行う。

- a. 1バンク停電率および停電継続時間のデータにより変電所別に年間停電時間を計算する。
- b. 1バンク停電時の負荷からバンク間融通電力、配電線融通電力を差し引き、需要家が停電する電力を計算する。
- c. 年間平均停電時間を計算する。

3. アウトプット

配電用変電所計画システムのアウトプットは、次のとおり。

- (1) SS 新增設計画 …… ブロック別需給バランス
- (2) " …… SS ユニット容量
- (3) " …… SS 負荷分担
- (4) 供給区域図
- (5) 高圧配電線拡充計画

- (6) 変電所別工事費
- (7) 年度別工事費
- (8) 工事費の現在価値換算
- (9) 年 経 費
- (10) 年経費の現在価値換算
- (11) 信頼度計算

## Ⅶ-2 計算結果

### 1. 比較計算のケース ( Case study )

比較計算は7ケースについて行った。

各ケースの条件は、次のとおり。

- (1) Case 1 …… テストケース ( Trial case )

Case 2 ~ Case 7

- a. 変圧器の利用率限度を初年度より適用する。
- b. 配電用変電所の容量および当初設置バンクをTable Ⅶ-1 のように変えてケースを設定する。

### 2. 比較計算の結果

- (1) 変電所のトータル容量

計算された各ケース ( 2 ~ 7 ) について配電用変電所のトータル容量および利用率をTable Ⅶ-2 に示す。

- a トータル容量

想定された配電需要に対し、各ケースとも最適な負荷配分を行っており、その結果変電所のトータル容量は、

1991年 3970 ~ 4020 MVA

2001年 6290 ~ 6600 MVA

で、ほぼ似ている。

次に、負荷に追随して変電所のトータル容量が、年毎にどのように変化するかをFig Ⅶ-3 ~ Fig Ⅶ-8 に示す。

これらの図では、次のような重要なことが示されている。

- (a) '82~'84の間は、Fixed された変電所のためトータル容量は、増加するが、'84~'91の間は、トータル容量は、余り増加しない。
- (b) 遠年度 ( '92~2001 ) において負荷の増加に追随してトータル容量は増加している。
- (c) 年毎に増加容量は、2バンクスタートの場合は、大きさに増え、1バンク

スタートの場合には、小さくも増えている。

b. 利用率

系統ピークに対する変電所の利用率 ( $\frac{\text{Total Load}}{\text{Total Capacity}} \times 100\%$ ) は、

1991年 60.5 - 61.3%

2001年 64.6 - 67.7%

で各ケースとも、ほぼ似ている。

次に、Fig VII-9 に利用率の年度毎の変化を示す。

各ケースともゆるやかに上昇し、1996年頃から平行状態になる。

すなわち、

(a) 計画基準の変圧器1バンク利用率限度を現状より高く決めても、全体の利用率は急速にはあがらない。全体の利用率は、現状の利用率が低いいため負荷の増加に従って徐々にあがっていく。

(b) MEAの系統全体の利用率は、各エリアを総合すると、65-68%が限度となる。

(2) 変電所の数

計算された変電所の数を比較すると Table VII-3 のとおりである。変電所数は、1991では57-63ヶ所で余り差はないが、2001には、76-109ヶ所とケースにより差が出てくる。

1982から2001年の間に新設される変電所数は、ケースにより大巾な差が出ており、Case 2では、30ヶ所であるが、Case 7では63ヶ所となっている。

この差の原因は、Table VII-3に示す2001年における変電所数の内訳をみれば明らかである。

すなわち、

a. 1バンクスタートのケース (Case 3.5.7) では、負荷の増加に従い、1バンクの変電所を多く作っていく。

b. 1変電所あたりの容量が小さい場合 (Case 4……80MVA, 40MVA) は、変電所数が多くなる。

c. 1変電所あたりの容量が大きい場合 (Case 2……120MVA, , 80MVA) は、変電所数が少ない。

変電所数の年毎の増加の状況は、Fig VII-10のとおりである。この図から次のことがいえる。

すなわち、

a. 近年度は、変電所の増加数は少なく、各ケースとも大差はない。

b. 遠年度になって各ケース毎の差が大きくなる。

(3) 配電線フィーダー数

配電線フィーダーの状況は、Table VII-4のとおりである。各フィーダとも余り差はない。

この原因は、各ケースともトータル負荷は同じであり、電子計算機内で必要最少のフィーダー数が計算されているからである。

(4) 投資額の比較

配電網拡充の各ケースの比較は、毎年の投資額（含物価上昇8%）を算定し、さらに投資の年度別の差を評価するため基準年度（1979）の現在価値に換算して行う。（Discount rate は、8.5%）

現在価値（1979）に換算された年間投資額の合計を二次送電線、配電用変電所、配電線（高圧）に分けて示すと、Table VII-5 および Fig VII-11 のとおりである。比較の結果は次のとおり。

- a. 20年間の投資額を現在価値に換算すると21,510～22,750百万パーツであり、Case 2が最も少ない。
- b. 近年度の投資額は、20年間の投資額の約1/3でCase 2とCase 4には、余り差がない。  
遠年度においてCase 2の投資が最小である。
- c. 設備別の投資額は、送電変電の投資が少ない場合には、配電の投資が多くなり、送電変電の投資が多い場合には配電の投資が少ない。

(5) 年経費の比較

設備別の投資額の違いを評価するため年経費の計算を行う。

年経費には、設備投資によって生ずる減価償却費、金利、修繕費その他の維持運転費（人件費を除く）が含まれる。年経費は、通常ある年度までに投資された投資額の総額に設備別に一定比率を掛けて計算する。（前述のとおり）

年経費比較には、各ケース毎に配電ロス電力量を計算し、評価単価を掛け、配電ロスが多いか少ないかの評価もつけ加えられる。

年経費および配電ロス評価額は、毎年計算され、さらに基準年（1979）の現在価値に換算する。

現在価値（1979）に換算された年経費の合計をTable VII-6 およびFig VII-12に示す。

比較の結果は、次のとおり。

- a. 20年間の年経費を現在価値に換算すると、22,270～23,090百万パーツであり、Case 2が最も少ない。
- b. 近年度の経費は、20年間の経費の約1/3でCase 2, Case 4, Case 5に余り

差がない。速年度の経費は、Case 2が最も少ない。

(6) 結 論

以上の比較結果を要約すると次のとおり。

- a. MEAの配電網は、現在において容量的に余裕があるため、近年度は、余り変電所を増やす必要はない。
- b. 速年度において負荷の年間増加値が大きくなった際に、変電所をいつ、どこに増やすかが問題である。
- c. 1バンクスタートと2バンクスタートのケースでは、1バンクスタートのケースは、変電所数が多くなり不利である。

( Case 3, Case 5, Case 7 )

- d. Case 4 (  $40\text{MVA} \times 2 = 80\text{MVA}$  ) と Case 6 (  $30\text{MVA} \times 3 = 90\text{MVA}$  ) では、1変電所あたりの容量に余り差がないため、新設すべき変電所数も余り差がない。
- e. Case 2の場合、近年度は、Case 4と余り変わらないが、負荷密度が増加する後年度において有利になる。

以上の分析結果と、下記の理由により我々は、Case 2を最適計画として推薦する。理由、次のとおり。

- a. 20年間を通じ、投資額および経費の合計が最も少ない。特に速年度の投資および経費を少なくできる。
- b. 新設すべき変電所の数が最も少なく、将来の変電所用地の取得が容易である。
- c. 変電所数が少ないため、二次送電線のルート確保も容易となる。
- d. 別記のように送電系統の潮流計算 ( Study )、事故計算 ( Study ) および供給信頼度上も問題ない。

なお、次善の計画としては、Case 4を推薦する。

Fig VII -1 Outline of Distribution Substation Planning

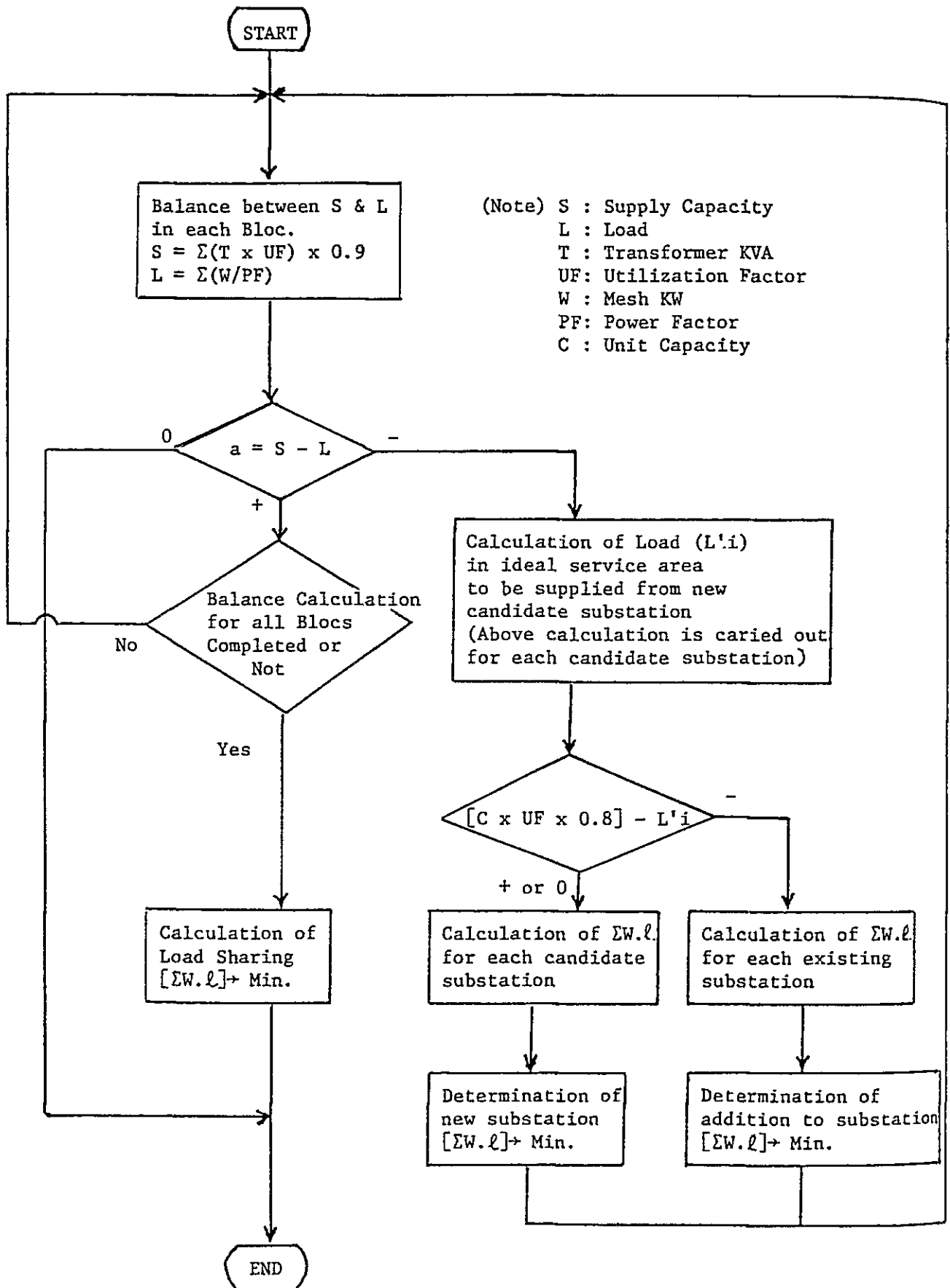




Fig. VII-2 Outline of Thigh Tension  
Distribution Line Planning

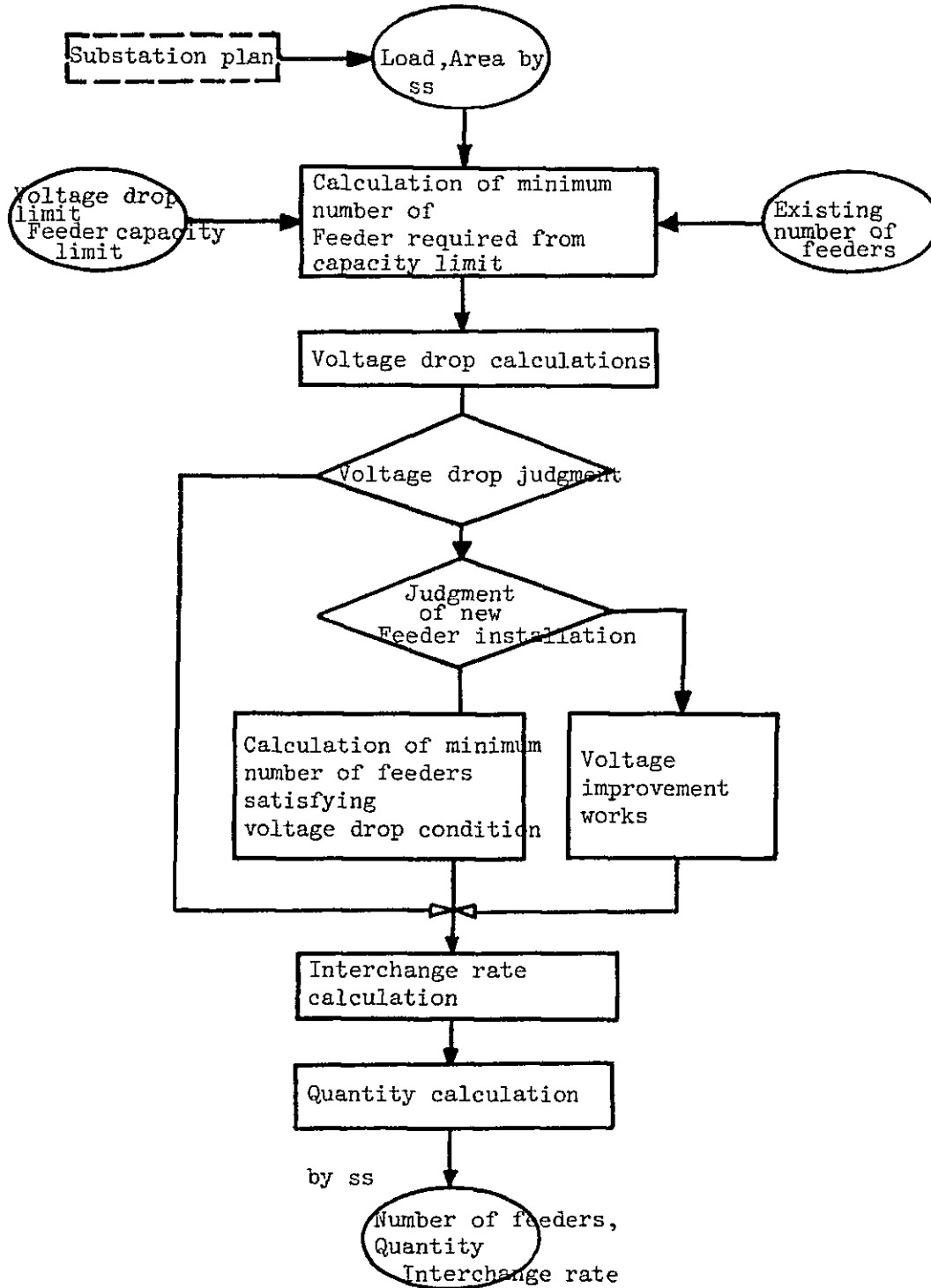


Table VII -1 Calculating conditions for each cases

Utilization factor	Final capacity	Installation procedure	Case No.
A Area : 0.85	A area 40 x 3	2-Bank start	2
	B area 40 x 3 C area 20 x 3	1 "	3
B Area : 0.80	A area 40 x 2	2-Bank start	4
	B area 40 x 2 C area 40 x 2	1 "	5
C Area : 0.65	A area 30 x 3	2-Bank start	6
	B area 30 x 3 C area 20 x 3	1 "	7

Table VII-2 Comparison of Total Capacity and Total Utilizing Factor

	Case 2 (40-3B,2S)	Case 3 (40-3B,1S)	Case 4 (40-2B,2S)	Case 5 (40-2B,1S)	Case 6 (30-3B,2S)	Case 7 (30-3B,1S)
<u>1982</u>						
Capacity (MVA)	3,150		(Same)			
Load (MVA)	1,448		(Same)			
Utl. Factor (%)	46.0		(Same)			
<u>1991</u>						
Capacity (MVA)	3,990	3,970	3,970	3,970	4,020	3,970
Load (MVA)	2,432	2,432	2,432	2,432	2,432	2,432
Utl. Factor (%)	60.9	61.3	61.3	61.3	60.5	61.3
<u>2001</u>						
Capacity (MVA)	6,540	6,290	6,600	6,290	6,380	6,300
Load (MVA)	4,261	4,261	4,261	4,261	4,261	4,261
Utl. Factor (%)	65.1	67.7	64.6	67.7	66.8	67.6

(Note) 40-3B, 2S : 40 MVA, 3 Bank, 2 Bank start

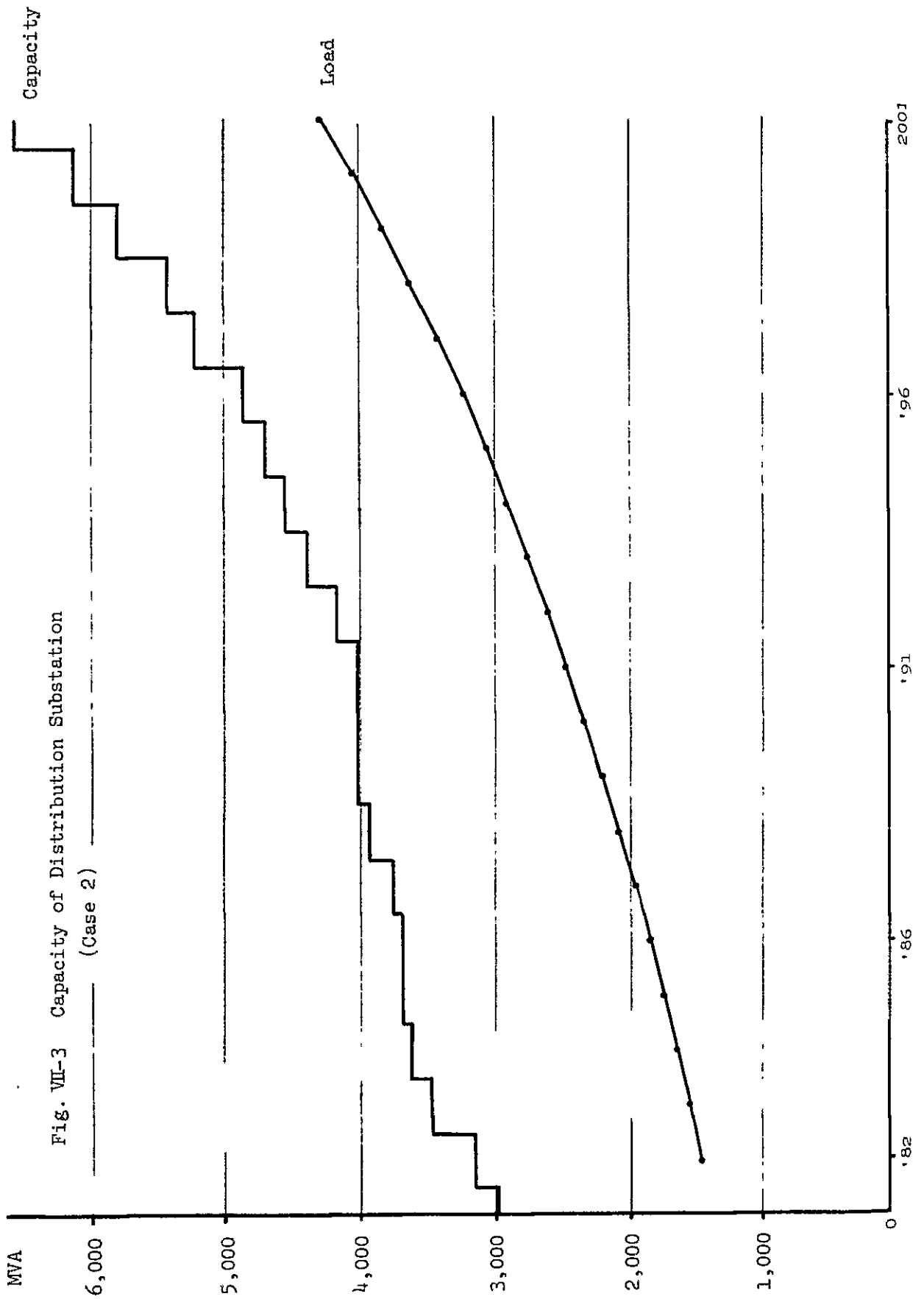
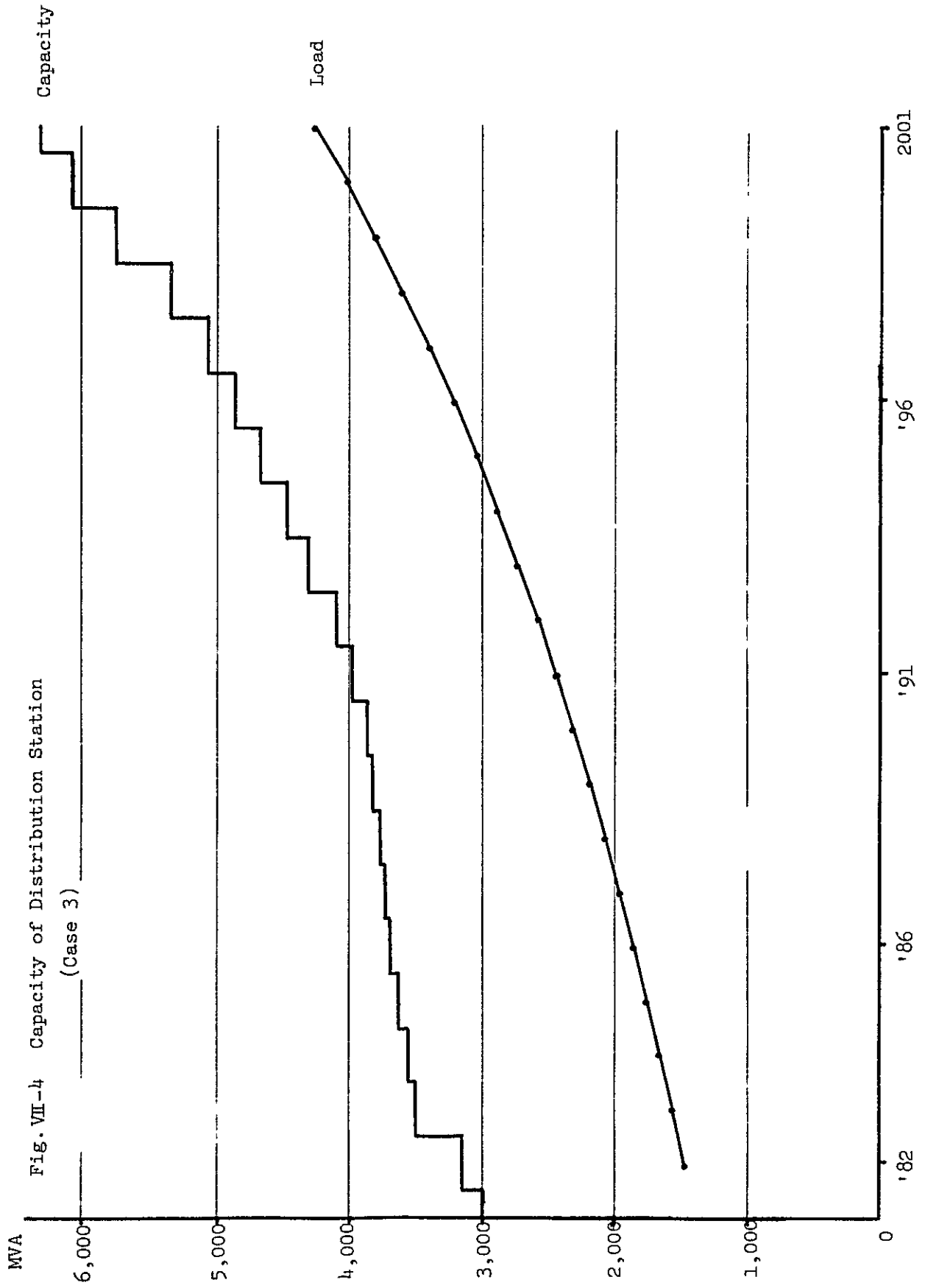


Fig. VII-3 Capacity of Distribution Substation  
(Case 2)



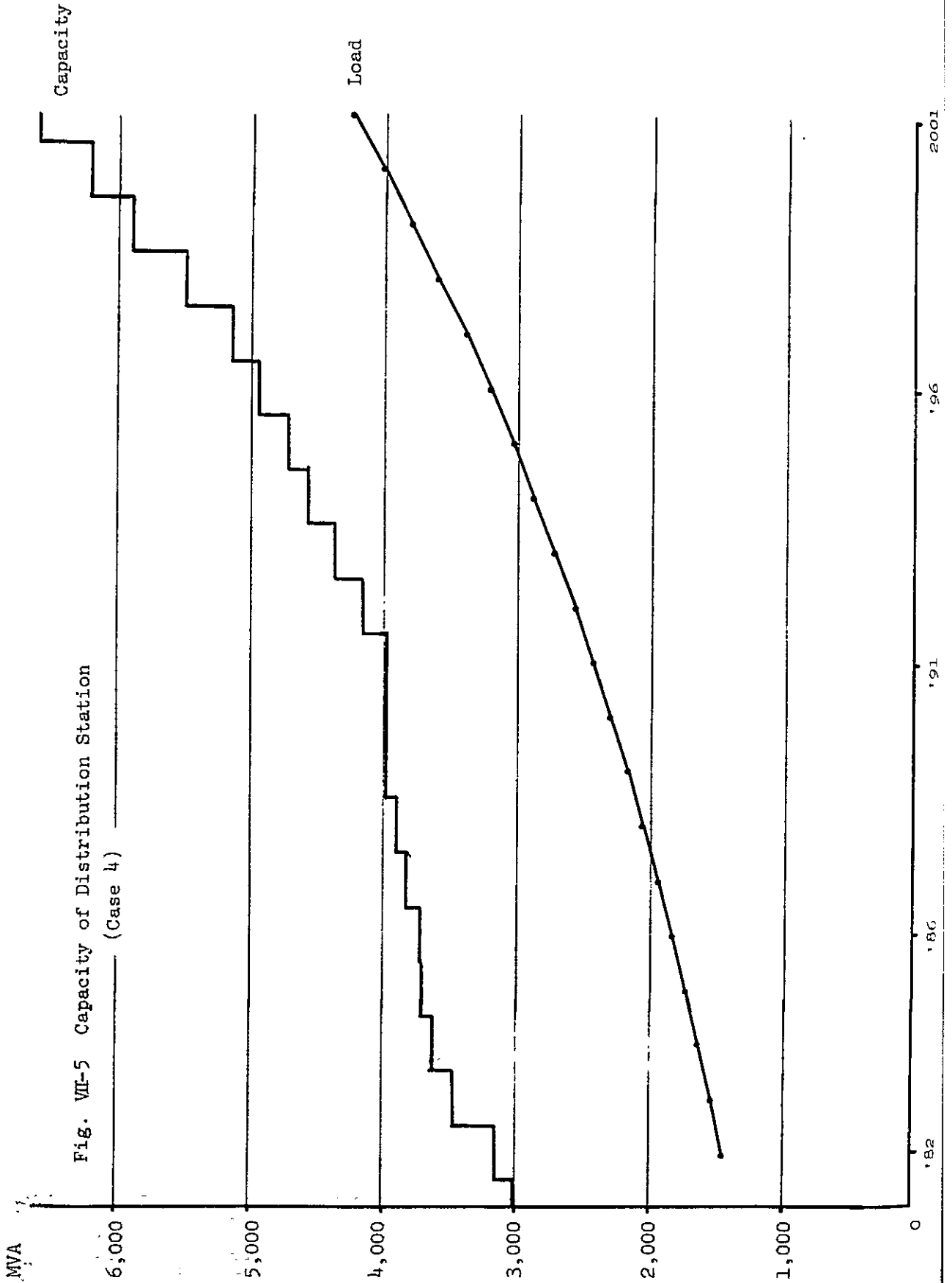
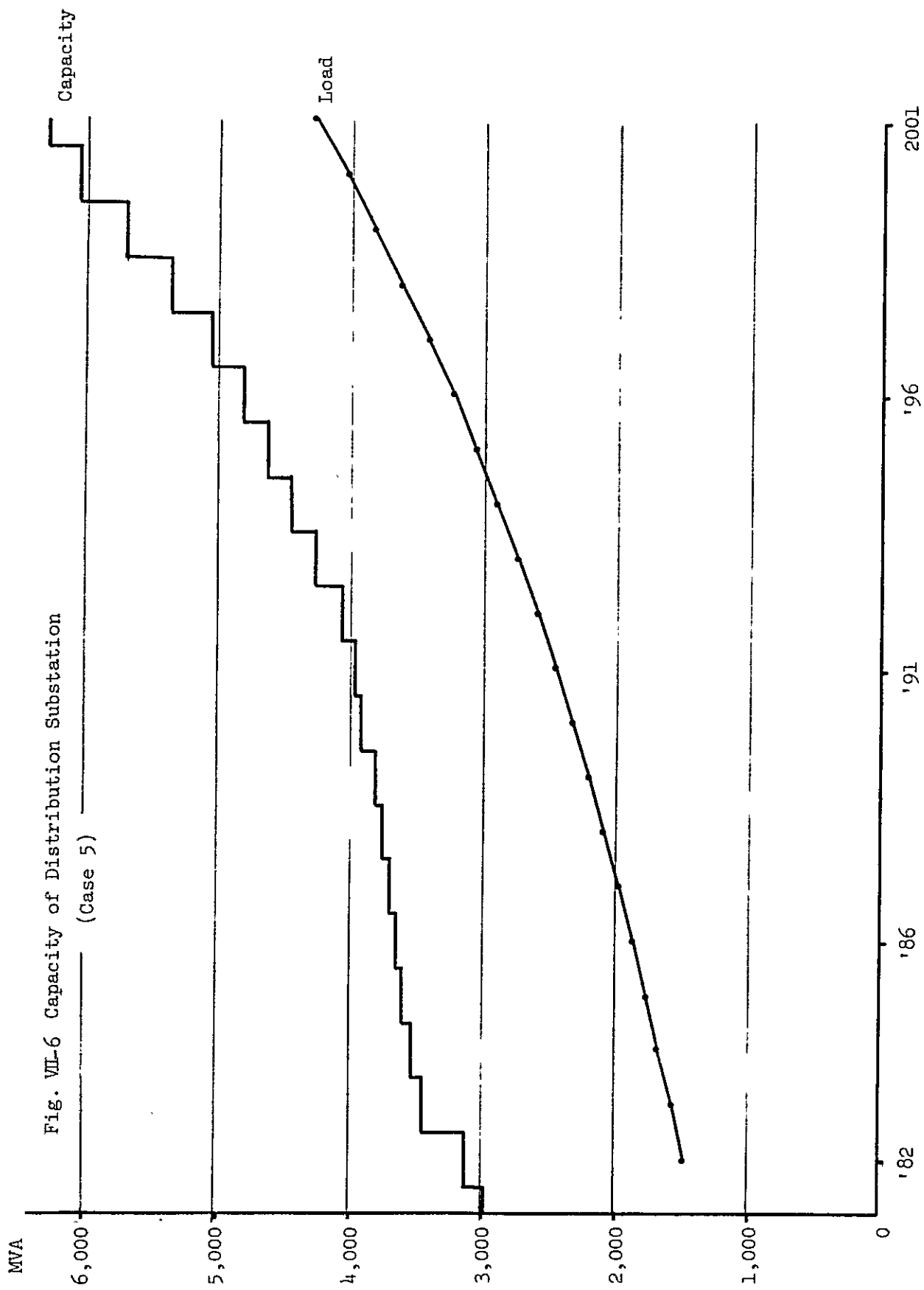


Fig. VII-5 Capacity of Distribution Station  
(Case 4)



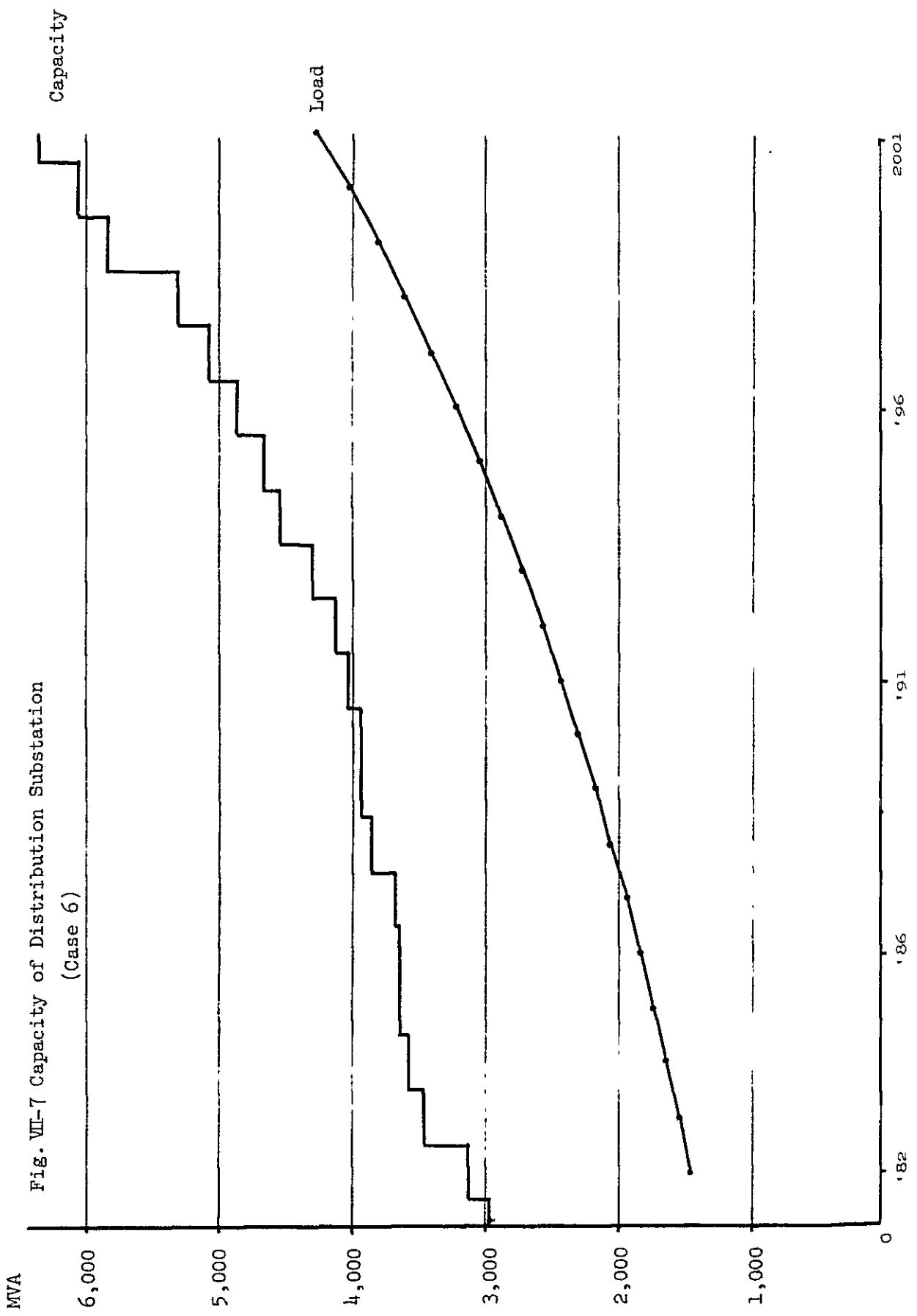


Fig. VI-7 Capacity of Distribution Substation  
(Case 6)



Capacity

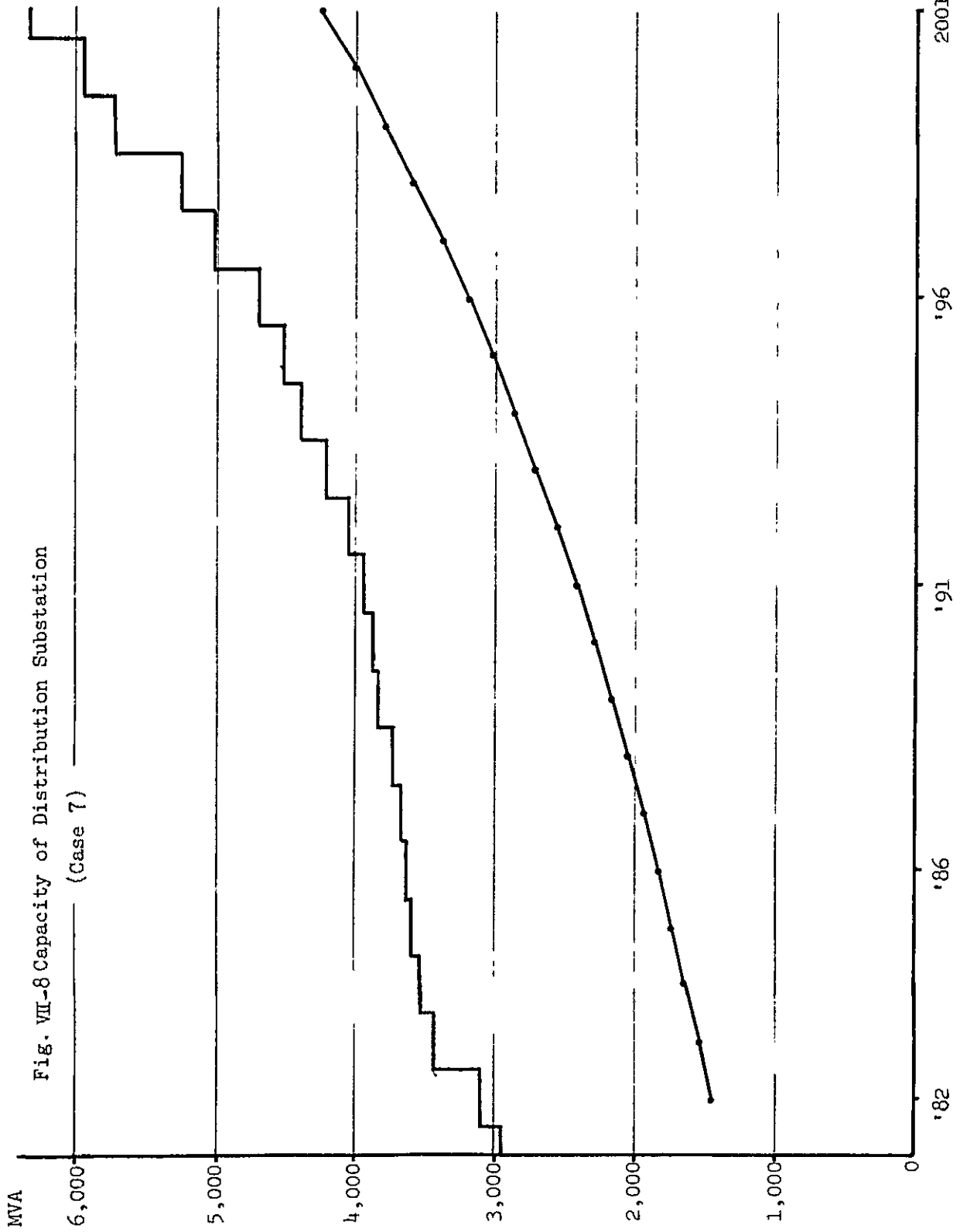


Fig. VII-8 Capacity of Distribution Substation

(Case 7)

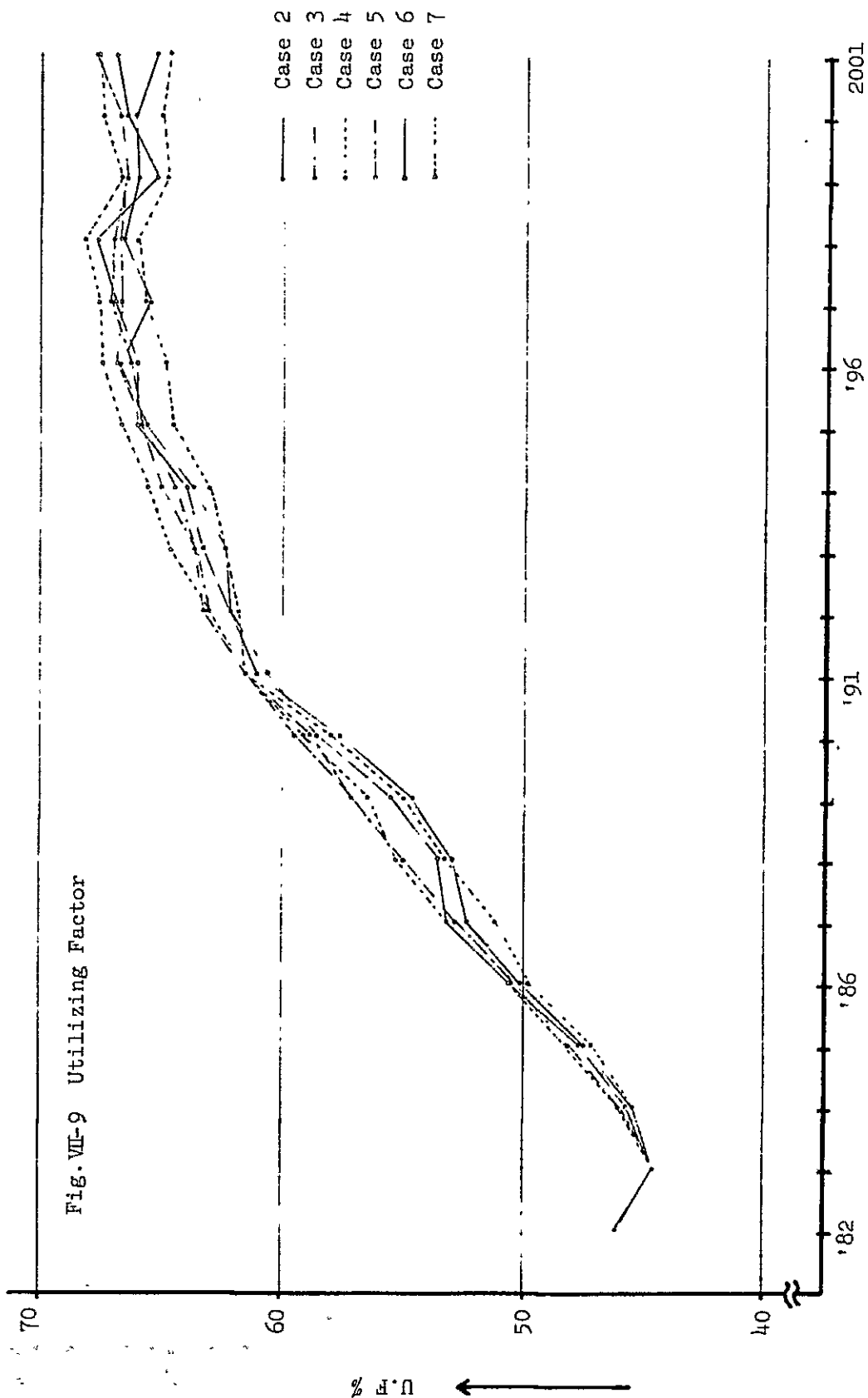


Table VII-3 Comparison of Number of Distribution Substation

	Case 2 (40-3B,2S)	Case 3 (40-3B,1S)	Case 4 (40-2B,2S)	Case 5 (40-2B,1S)	Case 6 (30-3B,2S)	Case 7 (30-3B,1S)
<u>Existing</u> (81' '82 ~ '91)	46 (+11)	46 (+15)	46 (+12)	46 (+15)	46 (+13)	46 (+17)
<u>1991</u> '92 ~ 2001)	57 (+19)	61 (+42)	58 (+34)	61 (+45)	59 (+27)	63 (+46)
<u>2001</u> '82 ~ 2001)	76 (+30)	103 (+57)	92 (+46)	106 (+60)	86 (+40)	109 (+63)
<u>Details on 2001</u>						
1x20 MVA	1	10	1	12	1	13
1x30 "						19
1x40 "	3	28	2	26	2	3
2x10 "	1	1	1	1	1	1
2x20 "	5	6	17	11	6	5
2x30 "					18	18
2x40 "	32	45	68	51	25	34
2x Combine				2	2	1
3x20 MVA	7	5			9	6
3x30 "					8	4
3x40 "	24	4	*1 1	*1 1	1	1
3xCombine	2	2	*2 1	*2 1	12	3
4x40 MVA	1	1	1	1	1	1

(Note) Combine : Combination of different capacity  
 \*1 : Klong Ransit (for PEA)  
 \*2 : Pechkasem (fixed Distribution Substation)

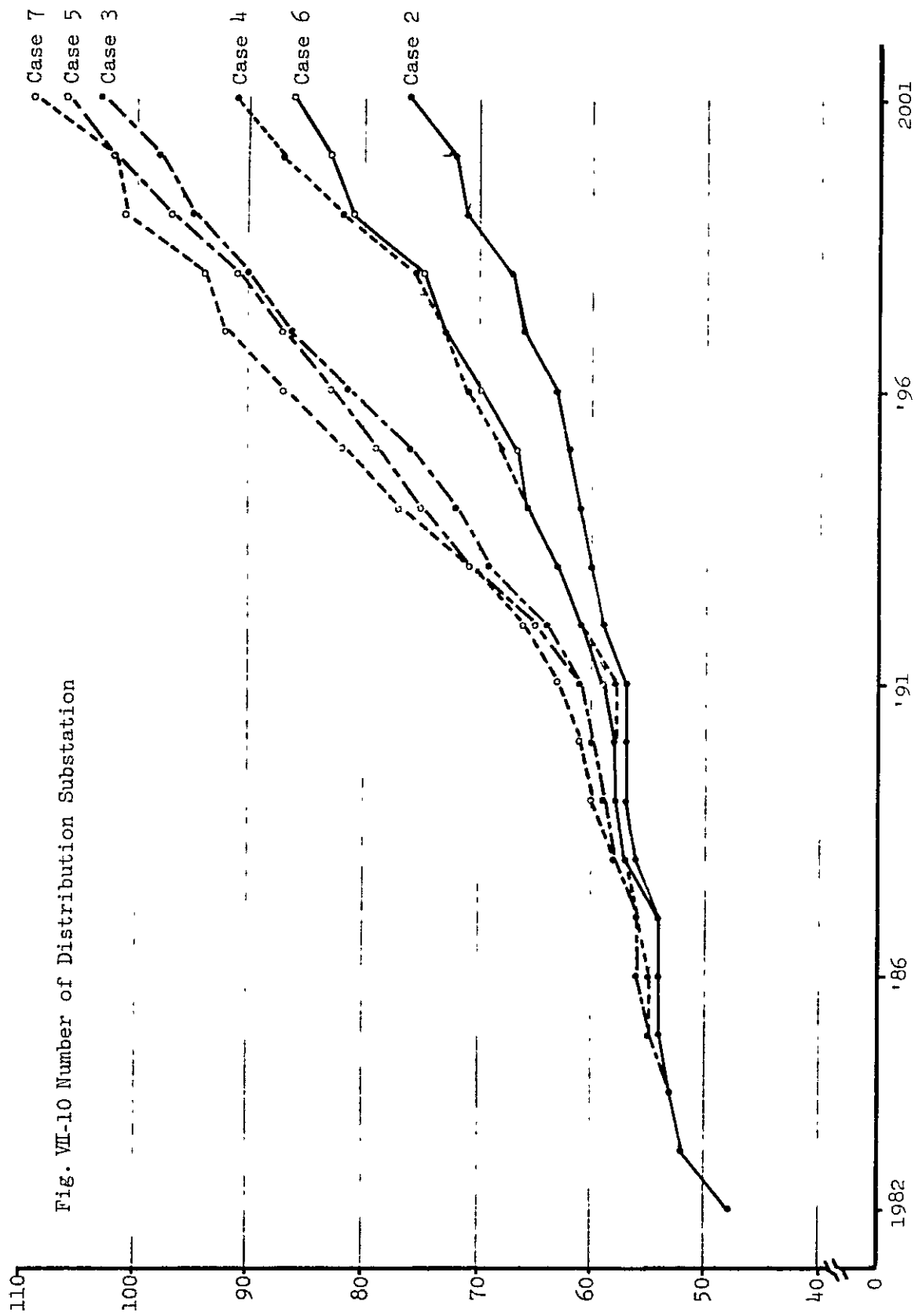


Fig. VI-10 Number of Distribution Substation

Table VI-4 Comparison of Number of Feeder

	Case 2 (40-3B,2S)	Case 3 (40-3B,1S)	Case 4 (40-2B,2S)	Case 5 (40-2B,1S)	Case 6 (30-3B,2S)	Case 7 (30-3B,1S)
Existing	345	345	345	345	345	345
1991	487	491	489	490	492	495
2001	770	773	801	780	769	774

Table VII-5 Comparison of Present Value of  
Amount of Investments ('79)

Unit : 10<sup>6</sup> Baht

	Case 2 (40-3B,2S)	Case 3 (40-3B,1S)	Case 4 (40-2B,2S)	Case 5 (40-2B,1S)	Case 6 (30-3B,2S)	Case 7 (30-3B,1S)
1982 - 1991						
S.T.	750	820	810	810	850	820
D.S.	1,480	1,640	1,540	1,600	1,620	1,710
D.L.	5,560	5,550	5,470	5,480	5,570	5,530
V.E.	540	540	540	540	540	540
TTL	8,330	8,550	8,360	8,430	8,580	8,600
1992 - 2001						
S.T.	1,900	2,150	2,050	2,230	1,990	2,260
D.S.	2,600	3,240	2,980	3,270	2,810	3,400
D.L.	7,990	7,800	7,900	7,700	7,910	7,800
V.E.	690	690	690	690	690	690
TTL	13,180	13,880	13,620	13,890	13,400	14,150
1982 - 2001						
S.T.	2,650	2,970	2,860	3,040	2,840	3,080
D.S.	4,080	4,880	4,520	4,870	4,430	5,110
D.L.	13,550	13,350	13,370	13,180	13,480	13,330
V.E.	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230
TTL	21,510	22,430	21,980	22,320	21,980	22,750

S.T. : Sub-transmission Line  
D.S. : Distribution Substation  
D.L. : Distribution Line  
V.E. : Vehicle & Equipment

Fig. VII-11 Present Value of Amount of Investments ('79)

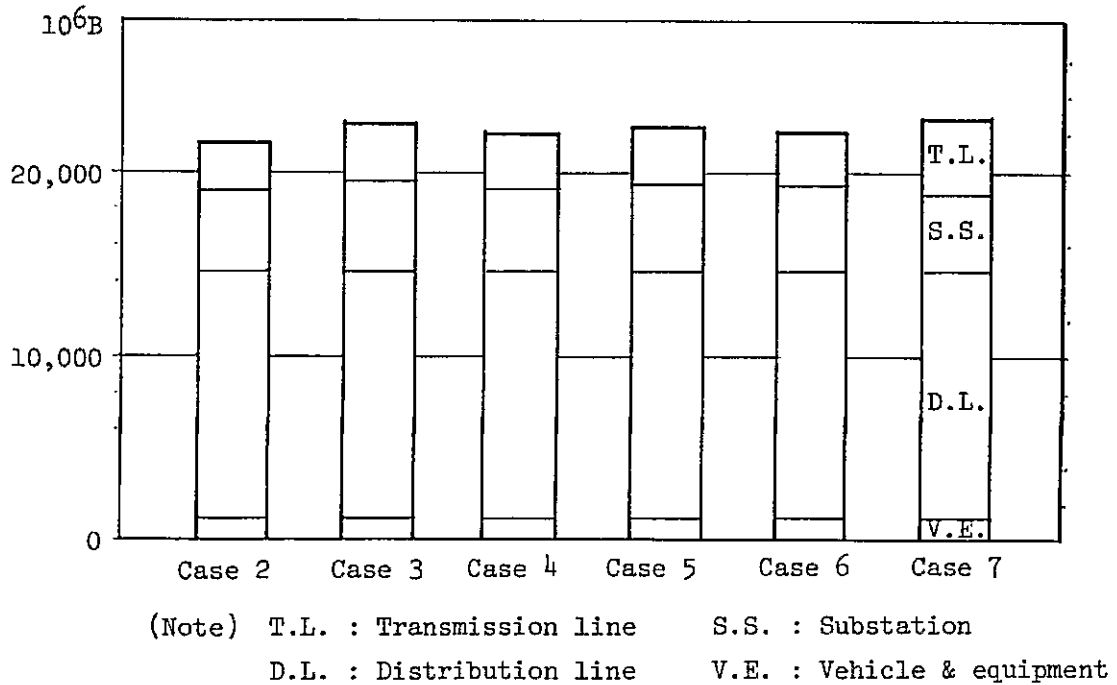
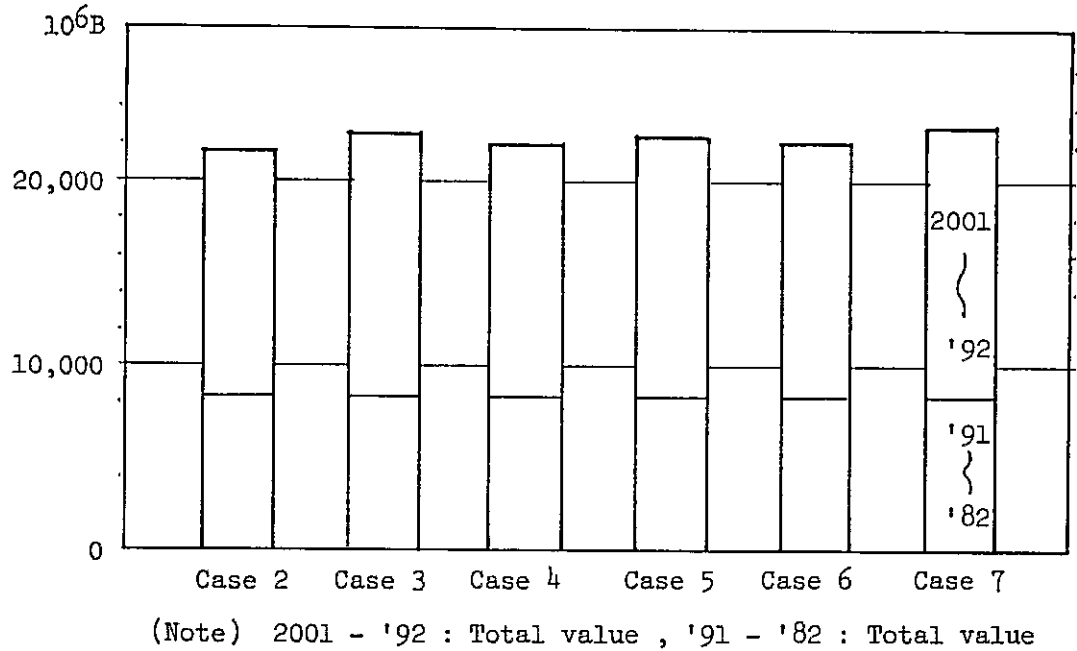


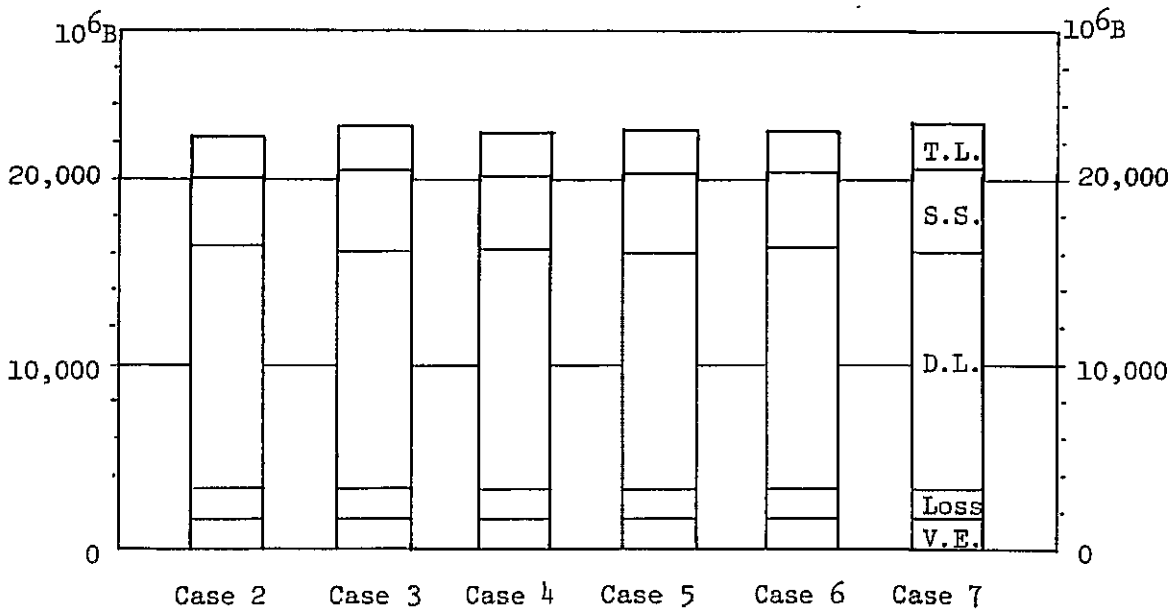
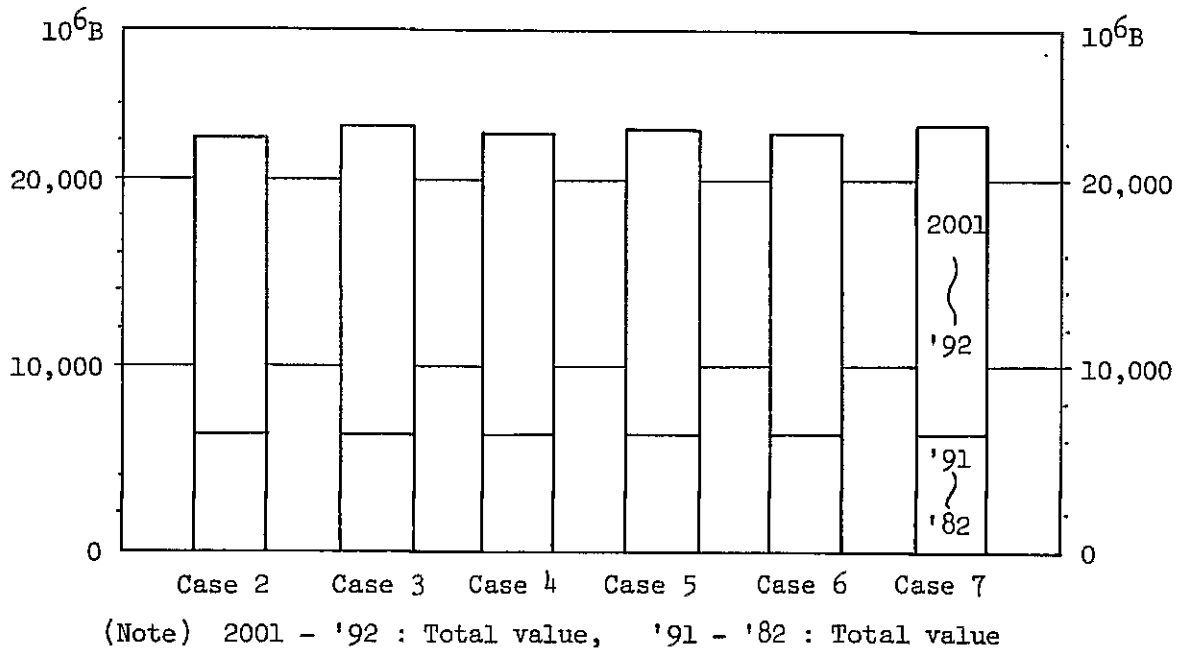
Table VI-6 Comparison of Present Value of Amount of Expenses ('79)

	Case 2 (40-3B,2S)	Case 3 (40-3B,1S)	Case 4 (40-2B,2S)	Case 5 (40-2B,1S)	Case 6 (30-3B,2S)	Case 7 (30-3B,1S)
<u>1982-1991</u>						
S.T.	350	400	390	390	380	390
D.S.	1,020	1,080	1,060	1,060	1,070	1,090
D.L.	3,830	3,790	3,770	3,750	3,810	3,780
V.E.	510	510	510	510	510	510
Loss	620	610	620	610	610	620
TTL	6,330	6,390	6,350	6,320	6,380	6,390
<u>1992-2001</u>						
S.T.	1,770	1,950	1,850	2,000	1,850	2,030
D.S.	2,720	3,320	2,980	3,320	2,980	3,480
D.L.	9,220	9,130	9,100	9,010	9,200	9,070
V.E.	1,210	1,210	1,210	1,210	1,210	1,210
Loss	1,020	910	960	920	970	910
TTL	15,940	16,520	16,100	16,460	16,210	16,700
<u>1982-2001</u>						
S.T.	2,120	2,350	2,240	2,390	2,230	2,420
D.S.	3,740	4,400	4,040	4,380	4,050	4,570
D.L.	13,050	12,920	12,870	12,760	13,010	12,850
V.E.	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Loss	1,640	1,520	1,580	1,530	1,580	1,530
TTL	22,270	22,910	22,450	22,780	22,590	23,090

S.T. : Sub-transmission Line  
D.S. : Distribution Substation  
D.L. : Distribution Line  
V.E. : Vehicle & Equipment  
Loss : Loss of Distribution Line



Fig. VII-12 Present Value of Amount of Expenses ('79)



(Note) T.L. : Transmission line      S.S. : Substation  
 D.L. : Distribution line      Loss : Distribution loss  
 V.E. : Vehicle & equipment



## VIII APPENDICES

(資料および図面)



## Ⅷ 付 録

ページ

Appendix 1	MEA ベース需要のメッシュ別負荷への変換 .....	213
Appendix 2	地域別供給電圧 .....	221
Appendix 3	配電用変電所予定地点.....	231
Appendix 4	負荷分担計算 .....	233
Appendix 5	地域別配電用変電所拡充計画 .....	235
Appendix 6	ケース別の投資額と年経費 .....	262
Appendix 7	ケース別投資額の明細.....	
Appendix 8	2001年における大口需要家変電所 .....	294
Appendix 9	負荷密度図(添付)	



## MEAベース需要のメッシュ別負荷への変換

### 1. はじめに

MEA全体のベース需要(GWh)と各Planning area別需要は、“MEA LOAD FORECAST(1982~2001) August, 1980”において想定されている。

配電用設備計画のためには、このベース需要(GWh)を次のような負荷(KW)に変換する必要がある。

(1) 69KVや115KVで供給されている需要家(以下69KV需要家という)の負荷

(2) MEAの配電用変電所を通して供給されている負荷  
(以下配電負荷という)

### 2. 69KV需要家の負荷の想定

(1) 69KV需要家のGWhの想定

69KV需要家のGWhの想定には、次のRateを用いる。

$$\text{Rate 69} = \frac{\text{69KV需要家 (GWh)}}{\text{Medium \& Large Business (GWh)}} \times 100\%$$

#### a. Rate 69の実績

1975~1979のRate 69の値はFig 1のとおりである。

#### b. Rate 69のモデル曲線

あるPlanning areaに69KV需要家(5,000KW)が、次々に発生するモデルを考えると、Rate 69の値は、Fig 2のようになる。

#### c. Rate 69の標準的な増加曲線

Rate 69(Planning area S30, ROOを除く)の実績値からRate 69の標準的な増加曲線を画くと、Fig 3のようになる。

$$\text{増加曲線: } y = 52.0 - 65.566 \times 0.99396^z$$

$z$ : Planning area別のMedium & Large Business(GWh)

$y$ : Rate 69(%)

#### d. Rate 69の適用

各Planning areaのGWh(特別なarea ROOを除く)が増加するとRate 69の値は、標準増加曲線に従って増加する。(Fig 4)

#### e. 想定結果

69KV需要家の(GWh)の想定結果は、OUTPUT 20のとおりであり、これをまとめるとTable 1のとおりである。

Table 1

単位：GWh

		1979	1991	2001
541		1,478	2,885	4,638
543		1,043	2,107	3,791
544	744	4,097	7,382	12,567
	(TTL)	(6,618)	(12,374)	(20,996)
	644	1,021	3,936	9,103
GTTL		7,639	16,310	30,099

## (2) 69KV 需要家のKWの想定

69KV 需要家のKWは、負荷率60% (MEAの実績)を適用して計算した。

計算結果は、OUTPUT 21 のとおりである。

## 3. 配電負荷の想定

## (1) KWとKWhの重回帰分析

KWとKWhの重回帰分析を各Planning areaについて行った。重回帰方程式は次の通り。

$$Y = a + bX_1 + cX_2 + dX_3$$

ここでY : KW

$X_1$  : Residential のMWh [541]

$X_2$  : Small Business のMWh [543]

$X_3$  : Medium & Large Business (除69KV需要家)のMWh [744]

上記データは、各Planning areaごとにと与えられる。

a.b.c.d : 導かれる係数

分析の結果、重回帰方程式は、次の通り。

$$Y = 2,415.4 + 0.068324X_1 + 0.40594X_2 + 0.16135X_3$$

重相関係数 : 0.9796

## (2) Planning area 別KW増加率の計算

Planning area 別KW増加率 ( $IR_{n,p}$ ) は、次式で求める。

$$IR_{n,p} = \frac{Y_{n,p}}{Y_{79,p}} \quad \begin{array}{l} n : 1980 \sim 2001 \\ p : \text{Planning area} \end{array}$$

Planning area 別KW増加率は、OUTPUT 24 の通りである。

## (3) メッシュ別KWの計算

1981~2001のメッシュ別KWは、既に計算されたメッシュ別KW (1979)にPlanning area 別KW増加率 ( $IR_{n,p}$ )を乗じて計算する。



メッシュ別配電負荷 (KW) の想定結果は、OUTPUT 25 の通りであり、1991と2001年のKWは、負荷密度図に示す。

さらに、メッシュ別配電負荷を0.5 Km<sup>2</sup>, 1 Km<sup>2</sup>, 2 Km<sup>2</sup> メッシュごとにまとめるとTable 2の通りとなる。

#### 4. まとめ

MEA のベース需要を69KV 需要家の負荷と配電負荷に変換した結果は、Table 3 の通りである。

Table 3

単位：MW

年	配電負荷	69KV需要家	合計
1982	1,304	255	1,559
1986	1,651	407	2,058
1991	2,189	676	2,865
1996	2,889	1,060	3,949
2001	3,834	1,562	5,396

以上の結果をベースにして配電用設備計画が行われる。

Fig. 1 Rate 69 (1975 ~ 1979)

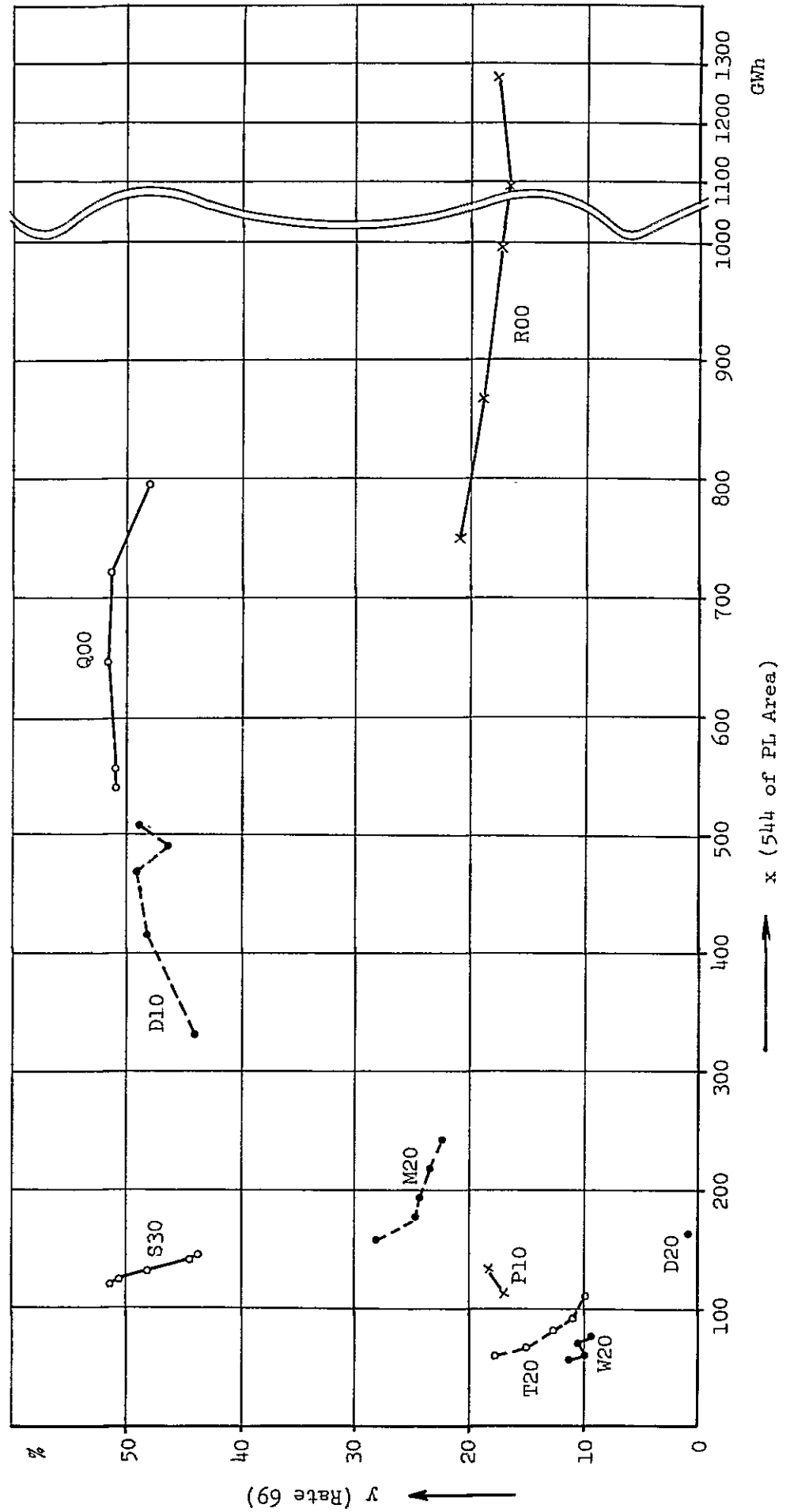


Fig. 2 Model Curve of Rate 69

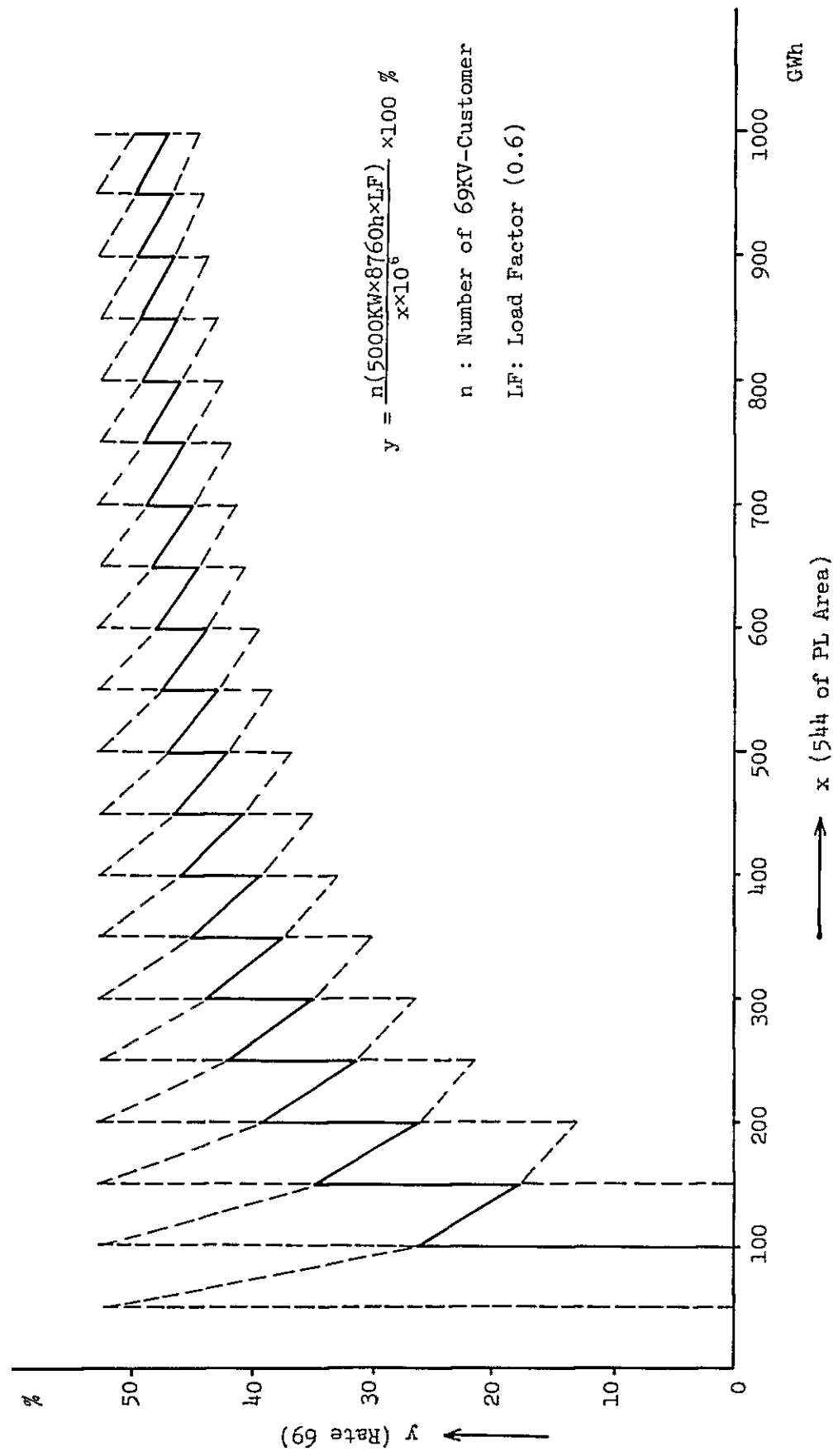


Fig. 3. Standard Increasing Curve of Rate 69

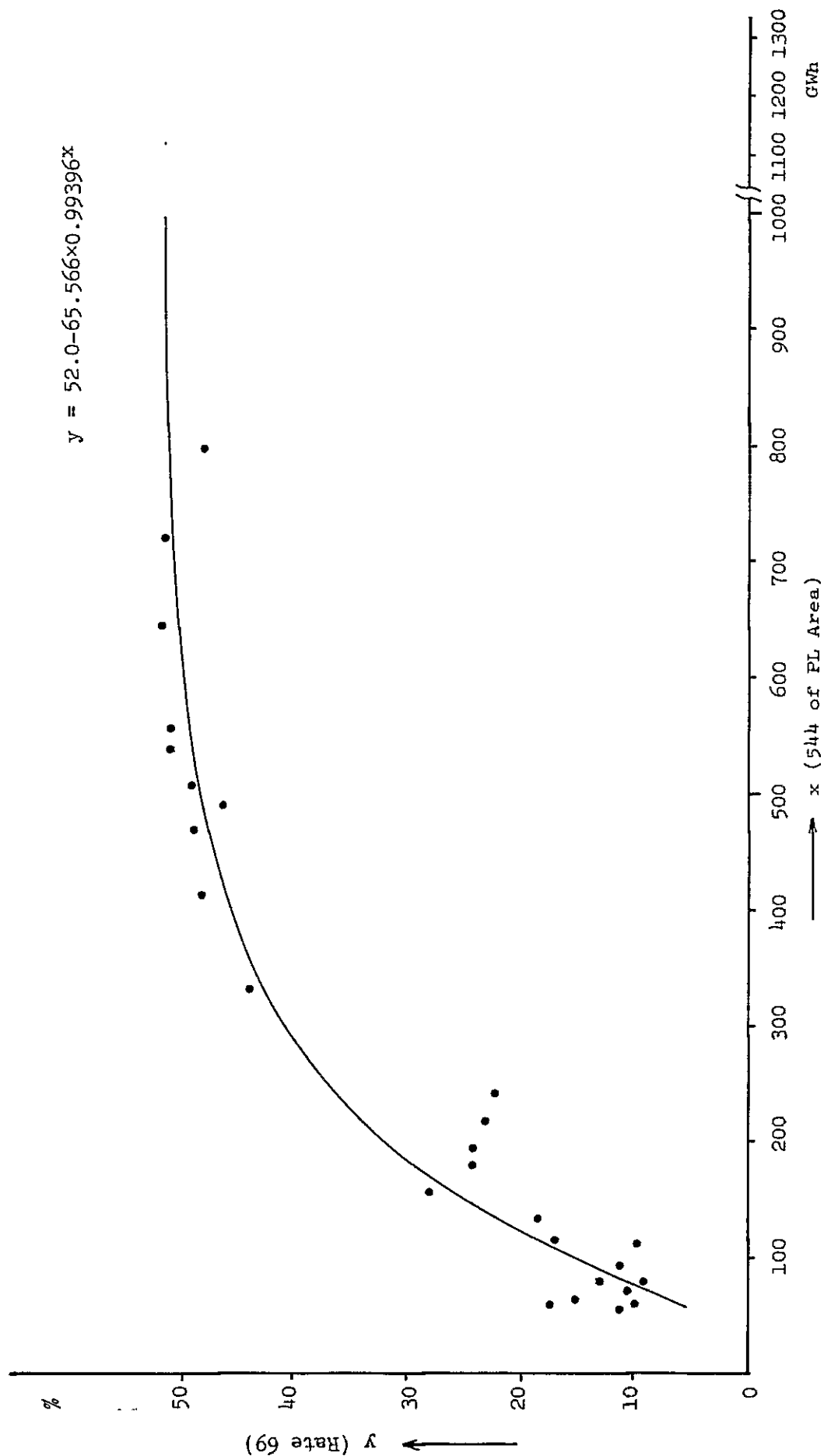


Fig. 4. Estimation of Rate 69

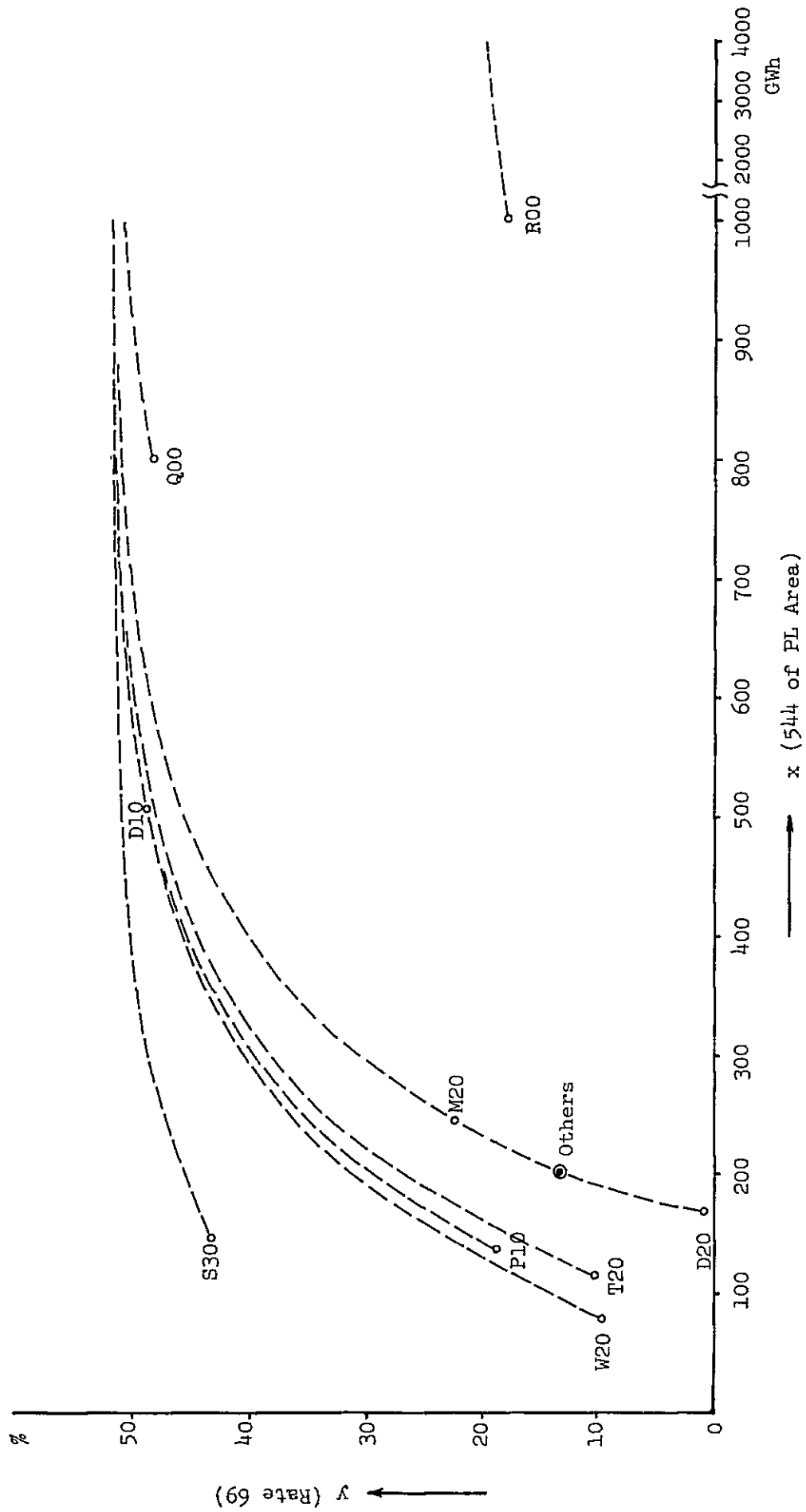


Table 2. Calculation Result of Load (KW) by Mesh

	500 m mesh	1.0 km mesh	2.0 km mesh	Total
Number of mesh	137	608	451	1,196
Area km <sup>2</sup>	34.25	608	1,804	2,446.25
1979 (A)	282,151.7	695,913.3	150,834.2	1,128,899.2
2001 (B)	726,792.4	2,521,934.9	585,540.3	3,834,267.6
Ratio:B/A	2.576	3.624	3.882	3.396
1979 KW/km <sup>2</sup>	8,238.0	1,144.6	83.6	461.5
2001 "	21,220.2	4,147.9	324.6	1,567.4
Load density				

Appendix 2

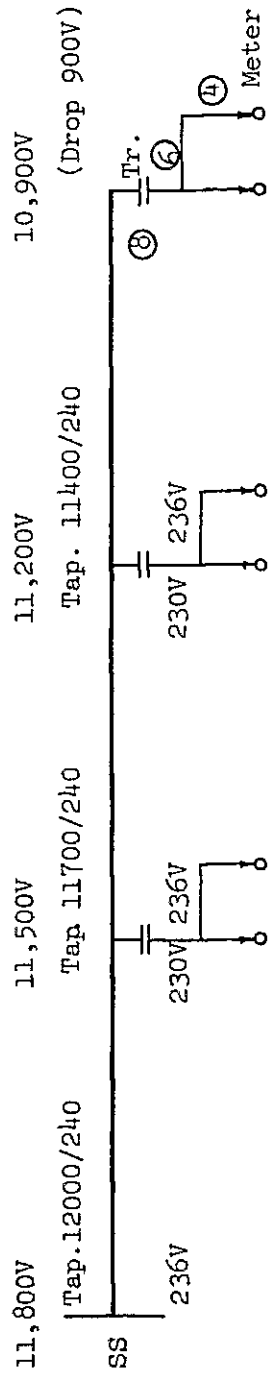
SERVICE VOLTAGE FOR EACH AREA

Unit.: Volt

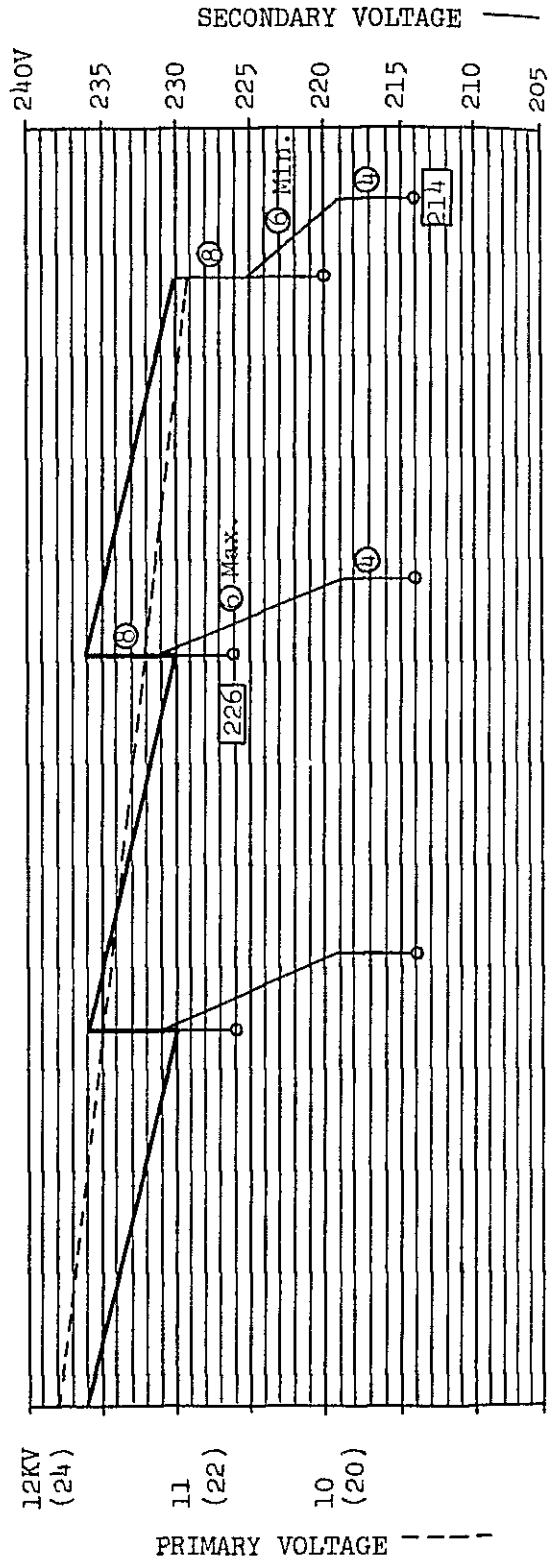
		Light Load	Heavy Load
A Area	Normal Voltage		
	Min	218	214
	Max	222	226
	Emergency Voltage		
	Min	214	213
	Max	220	230
B Area	Normal Voltage		
	Min	218	214
	Max	226	226
	Emergency Voltage		
	Min	215	208
	Max	223	230
C Area	Normal Voltage		
	Min	218	214
	Max	230	226
	Emergency Voltage		
	Min	215	203
	Max	226	230

Study of Distribution Line Voltage Drop.

Normal Voltage -- Heavy Load



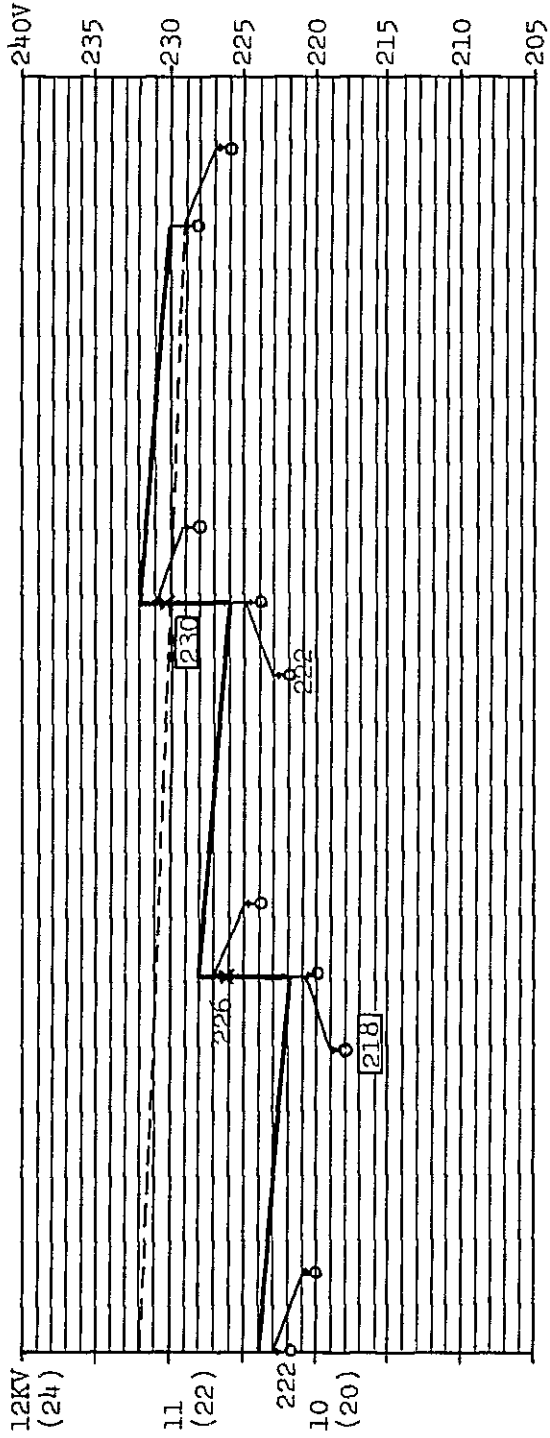
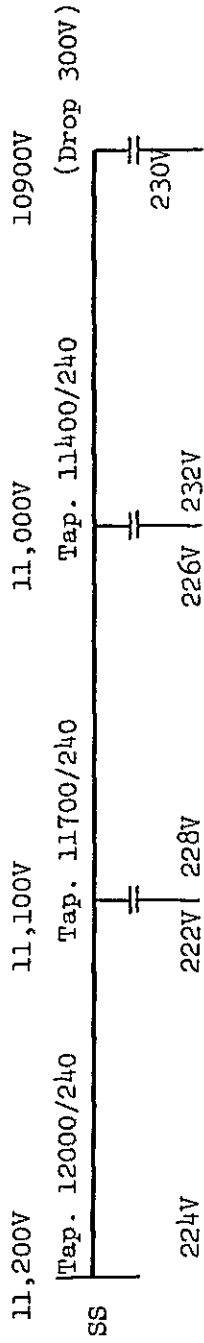
- ⑧ Voltage drop through Tr.
- ⑥ " " in secondary line
- ④ " " in service wire



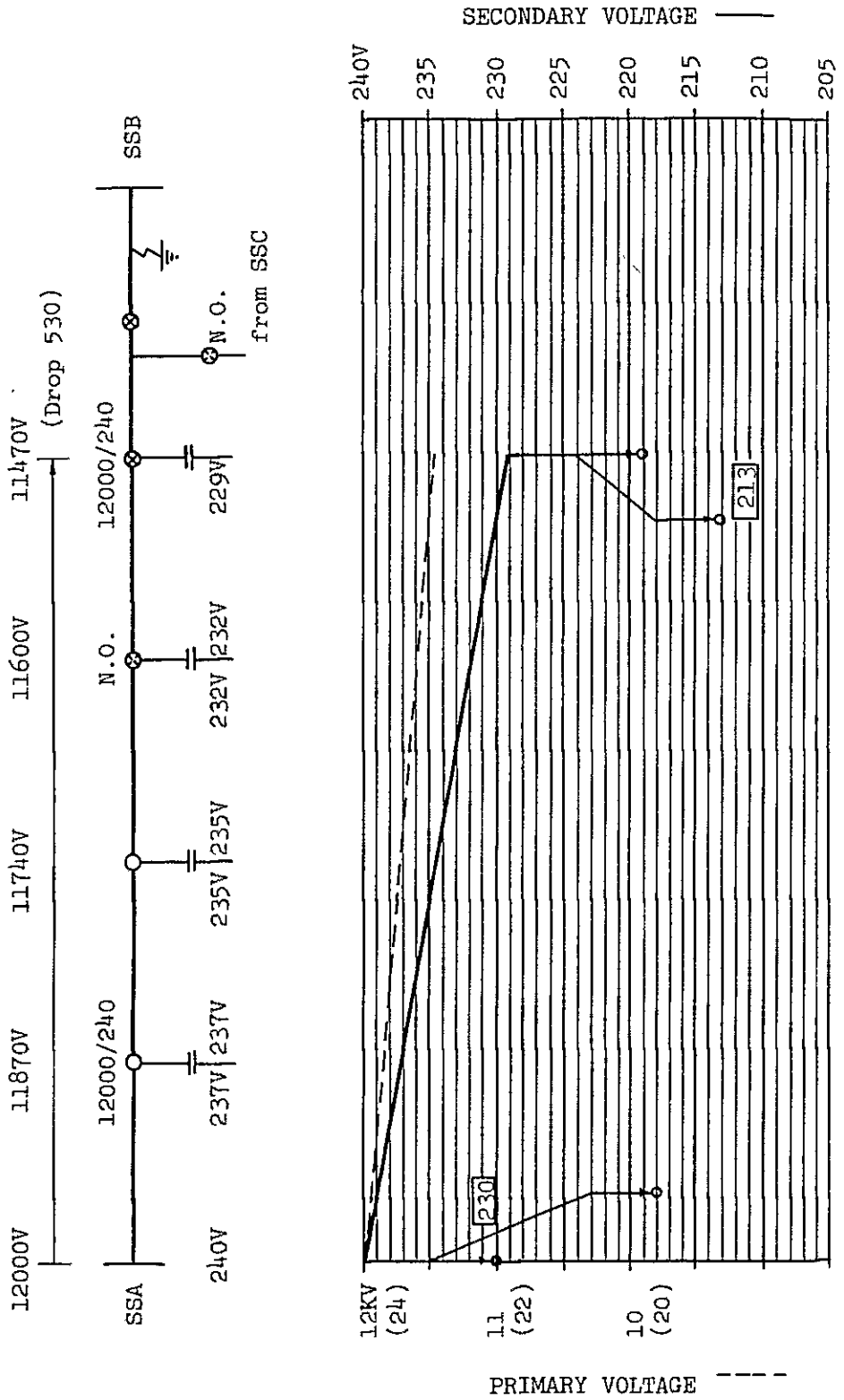


Normal Voltage - Light Load

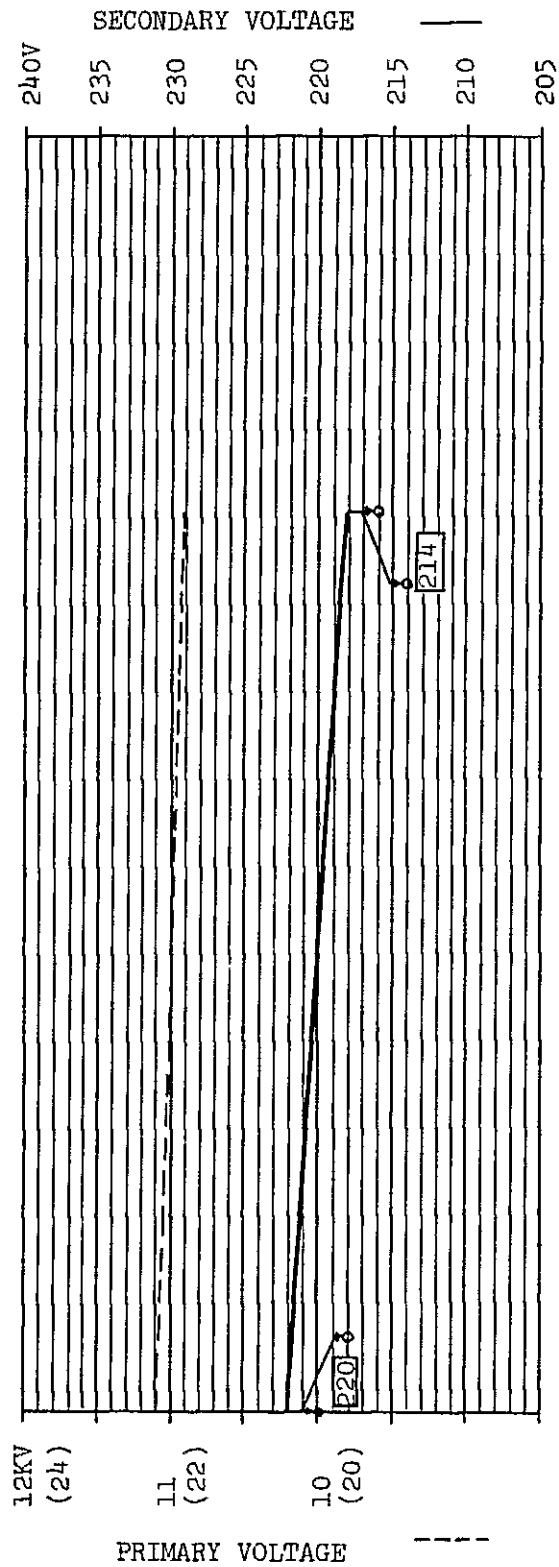
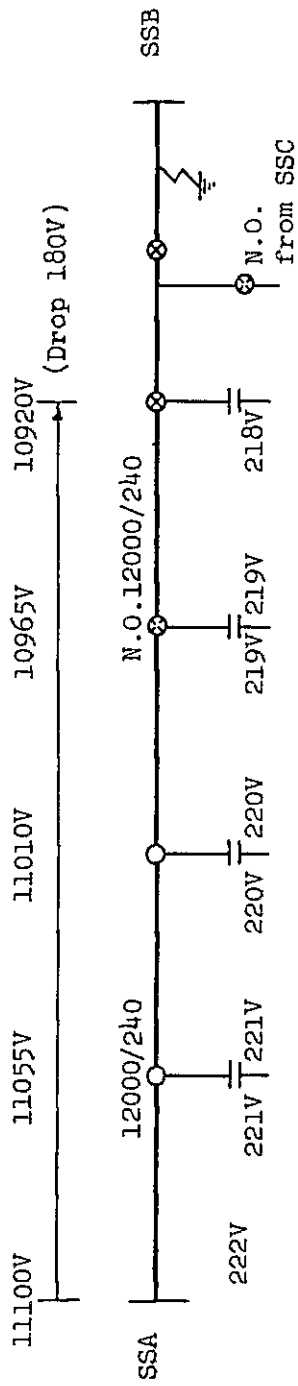
---



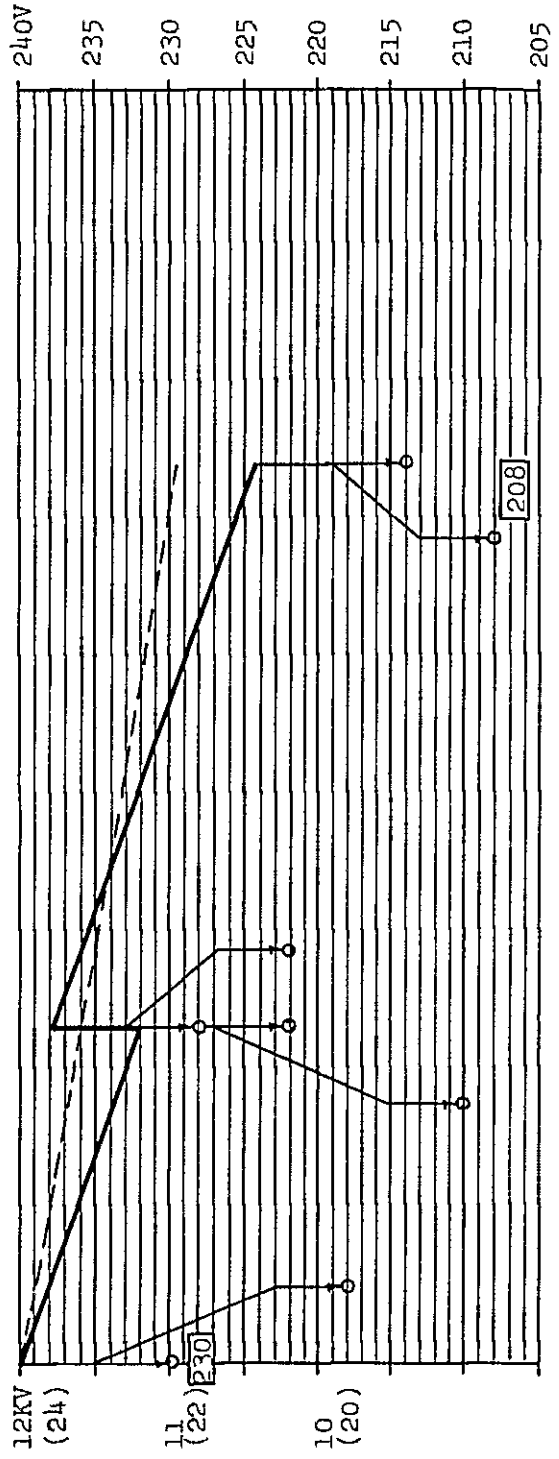
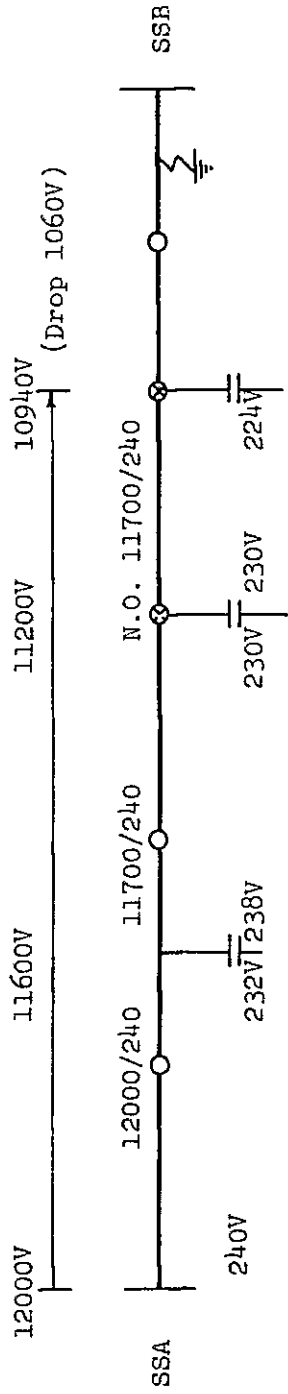
Emergency Voltage - Heavy Load - A area



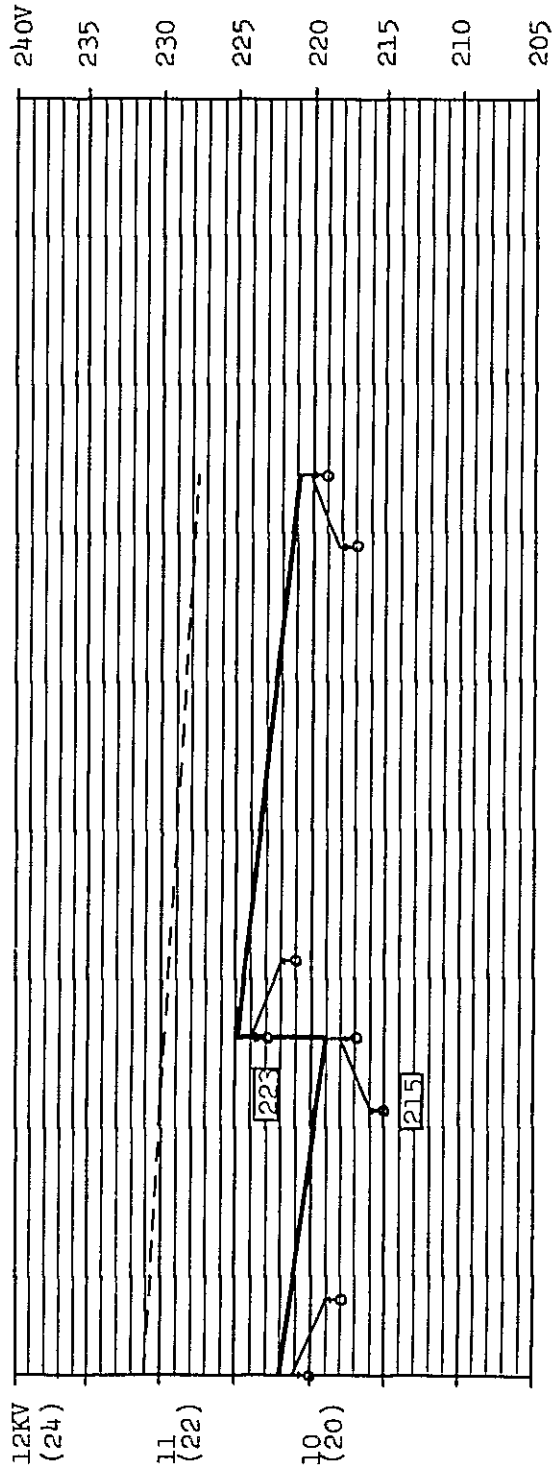
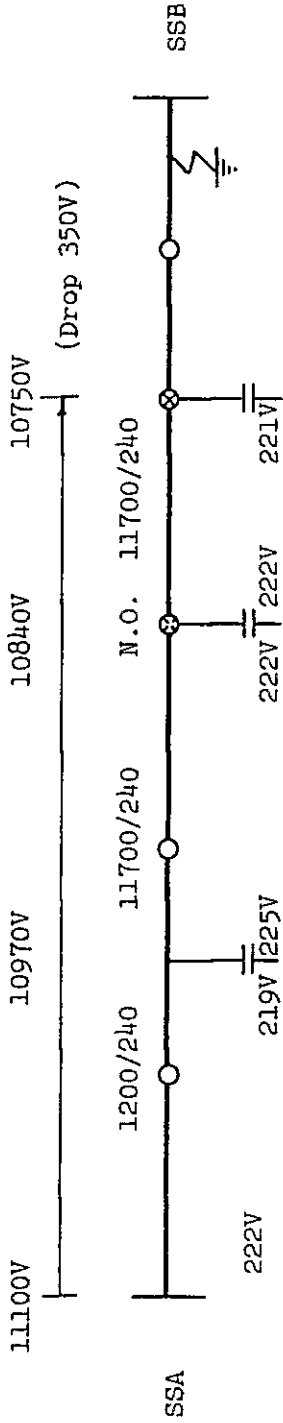
Emergency Voltage - Light Load - A area



Emergency Voltage - Heavy Load - B area

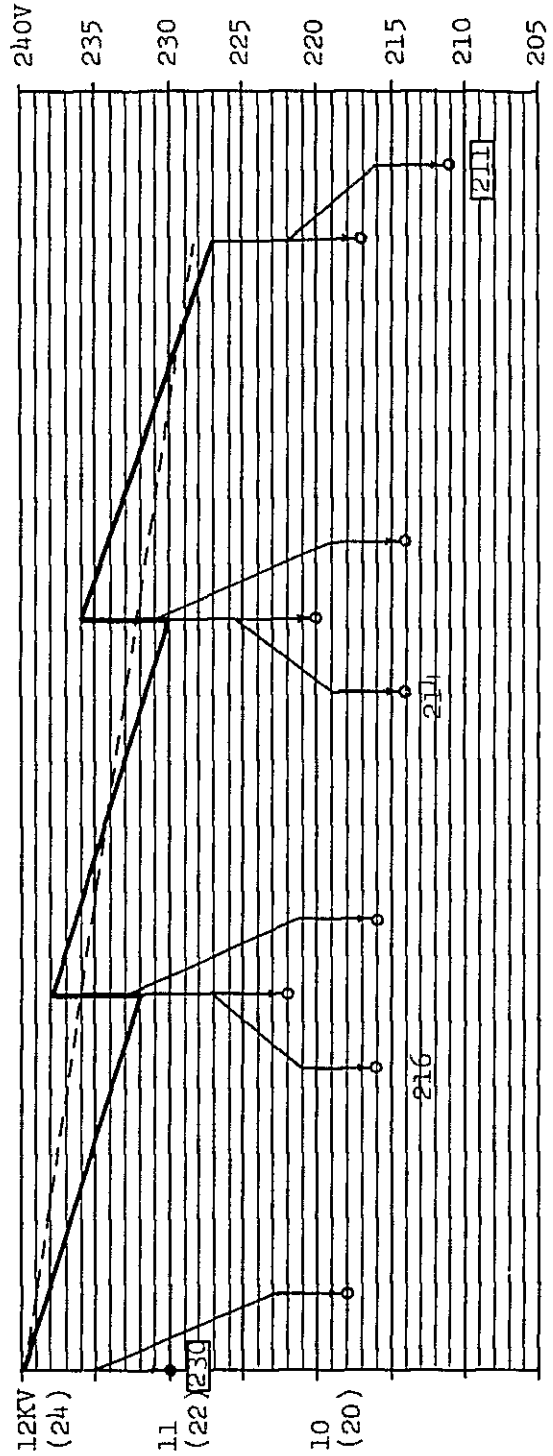
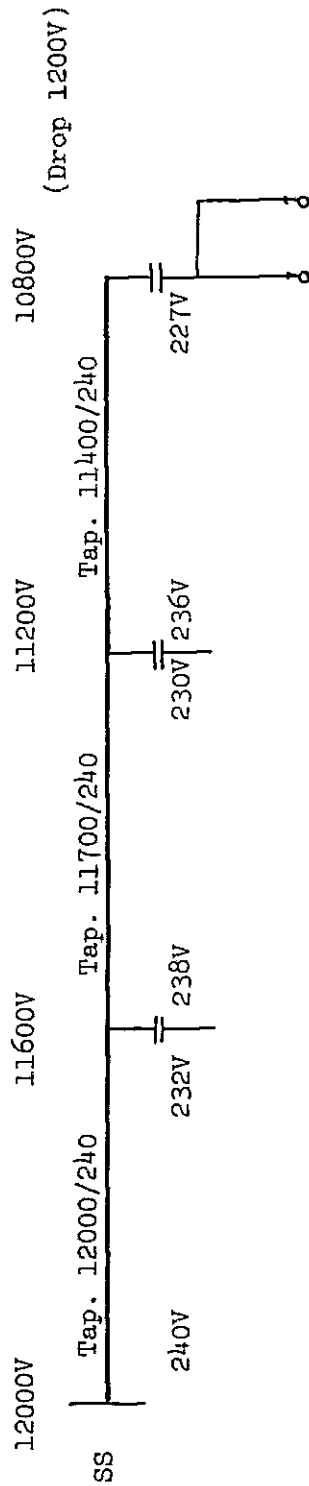


Emergency Voltage - Light Load - B area



Emergency Voltage - Heavy Load - C area

---



Emergency Voltage - Light Load - C area

