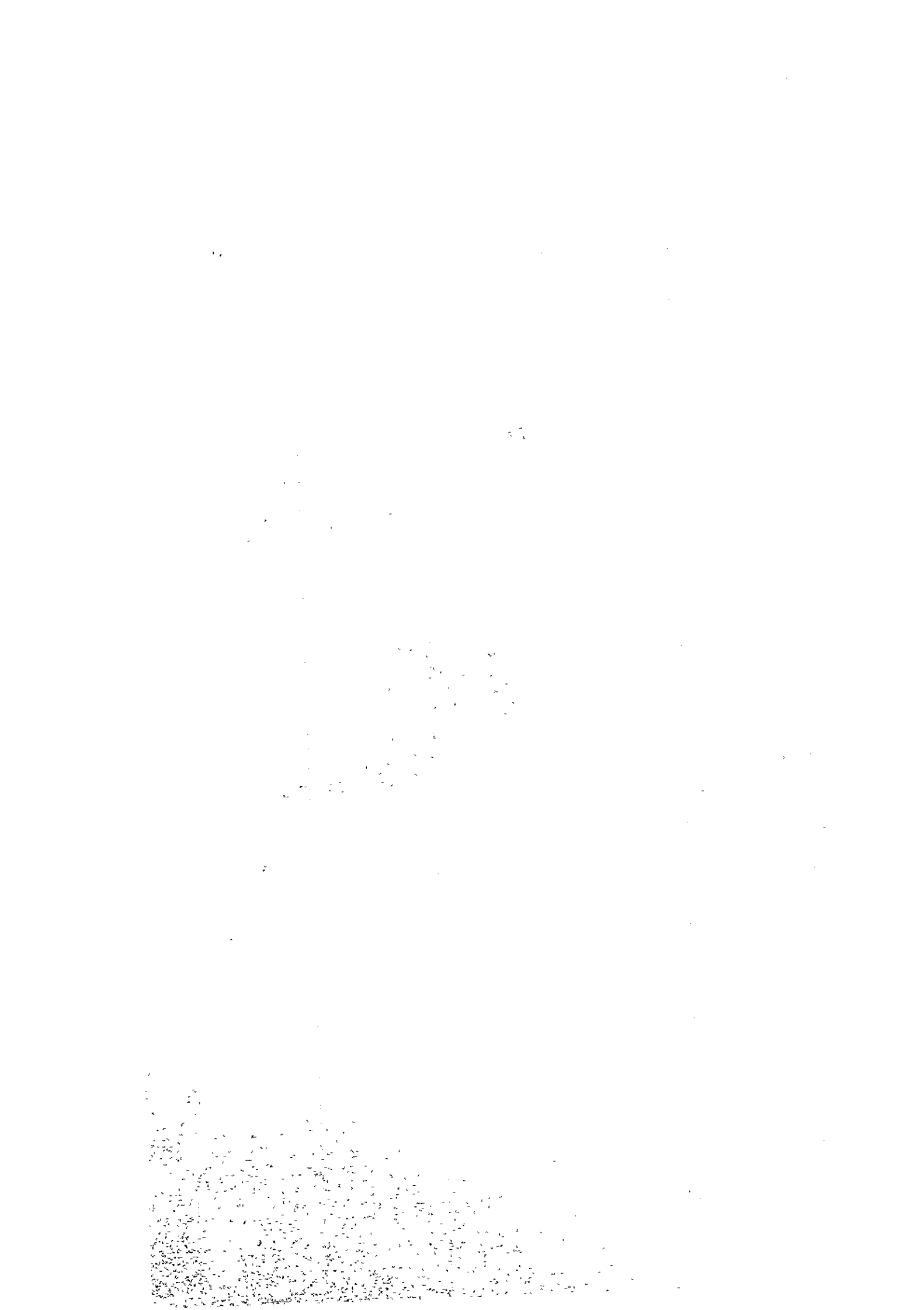


# Ⅳ 付 録



Appendix 1 List of Big Customers

As of Sep. 1979

PL. Area	Name of Customer	Annual Energy Consumption (MWh)	Maximum Demand (MW)	Category <sup>1)</sup>
Q00	Lucky Tex	99,084	13.5	L.B.
"	TH. Durable Textile	81,576	10.4	L.B.
"	Aji-No-Moto	68,544	10.1	L.B.
"	Asahi Caustic Soda	68,083	8.4	S.R.
"	B.K.K Iron & Steel Works	48,415	19.5	S.R.
"	TH. Central Chemical	15,510	2.6	L.B.
TTL	6	381,212		
D10	TH. American Textile	70,488	10.3	L.B.
"	TH. Melon	45,512	6.2	L.B.
"	TH. Textile	34,272	4.9	L.B.
"	TH. Teijin	29,394	5.2	L.B.
"	TH. Teijin 2	24,246	3.6	L.B.
"	Teijin Polyester	23,706	10.1	L.B.
"	Good Year Factory	12,846	3.2	L.B.
"	TH. Bridge Stone	6,150	3.4	L.B.
TTL	8	246,614		
R00	G.S. Steel	103,163	20.1	S.R.
"	B.K.K Steel Industry	72,887	17.4	S.R.
"	TH.-India Steel	21,440	8.2	S.R.
"	U.S. Summit	18,476	4.7	L.B.
"	Fire Stone Factory	16,211	3.4	L.B.
TTL	5	232,177		
S30	Samsen Water Works	63,132	8.9	L.B.
M20	TH. Synthetic Textile	32,113	4.5	L.B.
P10	TH. Tobacco Monopoly	24,706	8.6	L.B.
M20	TH. Blanket Factory	22,488	3.2	L.B.
T20	Thonburi Water Works	10,608	1.5	L.B.
W20	ESCAP	6,968	2.4	L.B.
D20	Bangkhen Water Works	1,341	2.0	L.B.
TTL	7	161,356		
GTTL	26	1,021,359		

Note: 1) L.B. means large business.  
S.R. means special rate.



## Appendix 2. 需要家持進相器設置による投資回収の比較

MEAの料金制度は、力率が85%を下廻って低くなった場合のペナルティ条項を有しているが、85%を上廻って高い場合のボーナス条項はない。これに対し、例えば日本などでは85%を下廻る1パーセントごとに基本料金の1パーセントを上乗せする代わりに、85パーセントを超える1パーセントごとに基本料金の1パーセントを減額する制度となっている。

需要家が自らキャパシターを設置した場合に、その投資額が将来の料金面でどのように回収されるかを、上記の異ったケースについて比較してみた。

比較計算の計算条件として、次のモデルを用いた。

(1) 契約kWを100kWとする。

(2) 月間消費電力量36,000KWH、かつ15分最大で無効電力75KVARを記録したとする。

計算の結果は次のとおり。

### 1. 需要家の支払うべき料金

(1) 基本料金	$95 \times 100 \text{ kW}$	=	9,500	パーツ
(2) 電力量料金	$0.81 \times 50 \text{ kWh}$	=	40.5	"
	$0.80 \times 150 \text{ kWh}$	=	120	"
	$0.79 \times 200 \text{ kWh}$	=	158	"
	$0.78 \times 35,600$	=	37,168	"
(3) 力率料金	$7 \times (75 - 63)$	=	84	"
			37,670.5	"

2. 50KVAキャパシターを設置する(無効電力25KVAR)として、設備費20,000パーツと仮定し、料金面で回収できる月数を求める。

#### Case A (現状の場合)

毎月の回収額	84パーツ
全回収に要する月数	238ヶ月

#### Case B (変更した場合)

毎月の力率料金減額	$7 \times (25 - 63) = 266$ パーツ
毎月の回収額	$84 + 266 = 350$ パーツ
全回収に要する月数	57ヶ月

Appendix 3. Coordination of capacity of substation facilities - 1/2

Location	Rated capacity				Required capacity		Ratio of rated capacity to required capacity					
	Transformer	Circuit breaker	Current transformer	Disconnecting switch	Maximum current (A)	Inter-rupting capacity of circuit breaker (MVA)	Circuit breaker		Current transformer	Disconnecting switch		
							Rated current / Required max. current	Rated capacity / Required breaking capacity	Rated current / Required max. current	Rated current / Required max. current		
Bangna SS.	Trans. No.1	1-3φ 30/40 MVA	1600A 3950MVA	3-200×400 : 5// 5A 3-750×1500 : 5// 5A	1250A	344	1789	4.6	2.2	1.2		
	Line No.1		" "					2.3		2.2		
	Line No.2		" "					" "		" "		
	Bus tie		" "					344		" "		
Bangyeekhan SS.	Trans. No.1	1-3φ 30/40 MVA	1260A 3500MVA	3-400/200 : 5/5A 3-1200/800/600/400/200 : 5/5A	1200A 61KA	344	2005	3.6	1.7	1.2		
	Trans. No.2		" "					" "		" "		
	Line No.1		" "					" "		1.8		1.7
	" No.2		" "					" "		" "		" "
Bus tie	" "	" "	344	3.5								
Lumpini SS.	Trans. No.1	1-3φ 30/40 MVA	1200A 1800MVA	3-600/400/300/200/100 : 5// 5A	600A 20KA	344	1871	3.5	0.96	1.7	1.7	
	" No.2		" "					" "		" "	" "	
	Line No.1		" "					" "		688	0.9	
	Line No.2		" "					" "		" "	" "	
	Bus tie		" "					" "		" "	" "	
Bus tie	" "	" "	344	1.7								
Mochit SS.	Trans. No.1	1-3φ 30/40 MVA	1200A 2500MVA	3-600/400/300/200/100 : 5/5A	600A 20KA	344	1733	3.5	1.4	1.7	1.7	
	" No.2		" "					" "		" "	" "	
	Line No.1		" "					" "		688	0.9	
	" No.2		" "					" "		" "	" "	
Bus tie	" "	" "	344	1.7								
Mahamek SS.	Trans. No.1	1-3φ 30/40 MVA	2000A 5000MVA	3-2000/1500/1200/800 : 5A 3-600/400/300/200/100 : 5A	600A 20KA	344	1067	5.8	4.6	5.8	1.7	
	" No.2		" "					" "		" "	1.7	
	Line No.1		" "					" "		688	0.9	
	" No.2		" "					" "		" "	" "	
Bus tie	" "	" "	344	1.7								
Prakanong SS.	Trans. No.1	1-3φ 30/40 MVA	2000A 5000MVA	2000/1500/1200/800 : 5A 600/400/300/200 : 5A	600A 20KA	344	1522	5.8	3.2	5.8	1.7	
	" No.2		" "					" "		" "	1.7	
	Line No.1		" "					" "		688	0.9	
	" No.2		" "					" "		" "	" "	
Bus tie	" "	" "	600A 40KA	344	1.7							

Appendix 3. Coordination of Capacity of Substation Facilities - 2/2

Location		Rated capacity				Required capacity		Ratio of rated capacity to required capacity			
		Transformer	Circuit breaker	Current transformer	Disconnecting switch	Maximum current (A)	Interrupting capacity of circuit breaker (MVA)	Circuit breaker		Current transformer	Disconnecting switch
								Rated current / Required max. current	Rated capacity / Required breaking capacity	Rated current / Required max. current	Rated current / Required max. current
Pathumwan SS.	Trans. No.1	1-3 $\phi$ 30/40 MVA	2000A 500CMVA	3- 600/400/300/200/100 : 5// 5A	600A 66KA	344	1859	5.8	2.6	1.7	1.7
	" No.2	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	Line No.1			3- 2000/1500/1200/800 : 5// 5A	2000A "	688	"	"	"	2.9	2.9
	" No.2 Bus tie			"	"	"	"	"	"	"	5.8
Samsen SS.	Trans. No.1	1-3 $\phi$ 30/40 MVA	2000A 500CMVA	3- 2000/1500/1200/800 : 5A	600A 20KA	344	2278	5.8	2.2	5.8	1.7
	" No.2	"	"	3- 600/400/300/200/100 : 5A	"	"	"	"	"	1.7	"
	Line No.1				"	688	"	"	"	"	0.9
	" No.2 Bus tie				"	"	"	"	"	"	1.7
North sapardam SS.	Trans. No.1	1-3 $\phi$ 30/40 MVA	2000A 500CMVA	3- 600/400/300/200/100 : 5// 5A	400/800A 20KA	344	1813	5.8	1.0	1.7	2.3
	" No.2	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	Line No.1			3- 2000/1500/1200/300 : 5// 5A	2000A 66KA	1376	"	1.5	"	1.5	1.5
	Line No.2 Bus tie		1200A 180CMVA	"	"	"	"	"	"	"	1.9
South sapardam SS.	Trans. No.3	1-3 $\phi$ 30/40 MVA	2000A 5000KVA	3- 600/400/300/200/100 : 5// 5A	400/800A 20KA	344	1813	5.8	1.0	1.7	2.3
	" No.4	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	Line No.3		1200A 180CMVA	3- 2000/1500/1200/800 : 5// 5A	2000A 66KA	1376	"	0.8	"	1.5	1.4
	" No.4 Bus tie		2000A 5000MVA	"	"	"	"	1.9	"	"	1.9
Silom SS.	Trans. No.1	30/40 MVA	1200A 3500MVA	3- 200x400 : 5// 5A		344	1227	3.4	2.8	1.1	
	" No.2	"	"	"		"	"	"	"	"	
	Line No.1		"	3- 1200 : 5// 5A MR		688	"	1.7	"	1.7	
	" No.2 Bus tie		"	"		"	"	"	"	1.7	
Sansab SS.	Trans. No.1	1-3 $\phi$ 30/40 MVA	2000A 3500MVA	3-400/200 : 5// 5A		344	1562	5.8	2.2	1.2	
	Line No.1		"	3-1200/800/600/400/200 : 5// 5A		"	"	"	"	3.5	
	" No.2		"	"		"	"	"	"	"	
	Bus tie				1600A	"	"	"	"	"	4.6
Watlieb SS.	Trans. No.1	1-3 $\phi$ 30/40 MVA	1200A 1800MVA	3-600/400/300/200/100 : 5// 5A	600A 20KA	344	1568	3.5	1.1	1.7	1.7
	" No.2	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	Line No.1		2000A 5000MVA	3-2000/1500/1200/800 : 5A	"	688	"	5.8	3.2	5.8	0.9
	" No.2 Bus tie		"	"	"	"	"	"	"	"	"
"	"				"	344	"	"	"	1.7	
"	"				"	"	"	"	"	"	





**Appendix 4 General Information of Surveyed Substations**

No.	Name of Substation	Terminal or Distribution Substation	Type	Existing Transformer MVA × unit	Space for 3rd bank
1	Bang kapi	T/S	Outdoor	40 × 2	Yes
2	Makasan	D/S	Outdoor	40 × 2	"
3	Chidlom	T/S	Indoor	50 × 2	No
4	Yohti	D/S	Indoor	40 × 1	"
5	Taksin	D/S	Indoor	40 × 1	"
6	Sathupradit	D/S	Indoor	40 × 1	Yes
7	Bangplee	T/S	Outdoor	24 KV 40 × 1	"
8	Paknam	D/S	Outdoor	115/24 KV 40 × 2	"
9	Watlieb	D/S	Outdoor	40 × 2	"
10	Sapandam	D/S	Outdoor	40 × 4	No
11	Lumpini	D/S	Outdoor	40 × 2	Yes
12	Pathumwan	D/S	Outdoor	40 × 2	"
13	Mahamek	D/S	Outdoor	40 × 2	"
14	Silom	D/S	Indoor	40 × 2	No
15	Mochit	D/S	Outdoor	40 × 2	Yes
16	Sansab	D/S	Indoor	40 × 1	"
17	Bangna	D/S	Indoor	40 × 1	No
18	Prakanong	D/S	Outdoor	40 × 2	"
19	Bangyeekhan	D/S	Indoor	40 × 2	"
20	Samsen	D/S	Outdoor	40 × 2	Yes
21	Pracha chuen	D/S	Outdoor	40 × 2	"
22	North bangkok	T/S	Outdoor	24 KV 40 × 1 12 KV 20 × 2	"
23	Lard plao	T/S	Outdoor	—	"
24	Klong jan	D/S	Outdoor	20 × 2	"
25	Tong kung	D/S	Outdoor	40 × 2	"

No.	Name of Substation	Terminal or Distribution Substation	Type	Existing Transformer MVA x unit	Space for 3rd Bank
26	South bangkok	T/S	Outdoor	20 x 1	Yes
27	Bang pu	D/S	Outdoor	115/24 40 x 1	"
28	South bang plee	Future plan			
29	Samrong	D/S	Outdoor	40 x 2	No
30	Bangkok noi	T/S	Outdoor	20 x 2	Yes
31	Pechkasem	D/S	Outdoor	20 x 2	"
32	Thonburi	D/S	Outdoor	40 x 2	"
33	Onnuj	D/S	Outdoor	115/24 40 x 2	No
34	Ramintra	D/S	Outdoor	115/24 40 x 2	"
35	Nonburi	D/S	Outdoor	20 x 2	Yes
36	Bang pood	D/S	Outdoor	20 x 2	"
37	Klong rangsit	T/S	Outdoor	—	"
38	Rangsit	D/S	Outdoor	40 x 2	"
39	Dong muan	D/S	Outdoor	40 x 2	No
40	Bangkurachao	D/S	Outdoor	10 x 1	Yes
41	Prapradaen	D/S	Outdoor	40 x 2	"
42	Klong sanpasamit	D/S	Outdoor	20 x 2	"
43	Rasuluran	D/S	Outdoor	40 x 2	Yes
44	Klang kred	Temporary	Outdoor	20 x 1	No
45	Lard plakao	D/S	Outdoor	Under construction	"
46	Prasanmit	D/S	Outdoor	Under construction	"
47	Sipraya	D/S	Indoor	Land purchase only	"
48	Sailom	D/S	Indoor	Future plan	"

Appendix 5. コンクリート柱の強度計算

(1) 計 算

a. コンクリート柱仕様

	1 8.5 m	2 0.0 m	2 2.0 m
頂部寸法	20×20cm	25×25cm	25×25cm
下部寸法	36.2×36.2cm	44×44cm	46×46cm
曲げ強度	10.0 t-m	14.0 t-m	14.0 t-m

b. 風圧荷重

1) 電線風圧

$$V = 60 \text{ マイル/時}$$

$$\begin{aligned} PC &= 0.0025V^2 \\ &= 0.0025 \times 60^2 \\ &= 9 \text{ LB/FT}^2 \\ &= 9 \times \frac{0.4536}{(0.0254 \times 12)^2} = 43.943 \div 44 \text{ KG/m}^2 \end{aligned}$$

2) コンクリート柱風圧

$$\begin{aligned} PF &= 0.004V^2 \\ &= 0.004 \times 60^2 \\ &= 14.4 \text{ LB/FT}^2 \\ &= 14.4 \times \frac{0.4536}{(0.0254 \times 12)^2} = 70.308 \div 70 \text{ kg/m}^2 \end{aligned}$$

3) 69 kVがいしおよび金具風圧

$$1 \text{ 連懸吊がいし連} \quad 30 \times \frac{44}{100} \div 13 \text{ kg/1 支持点}$$

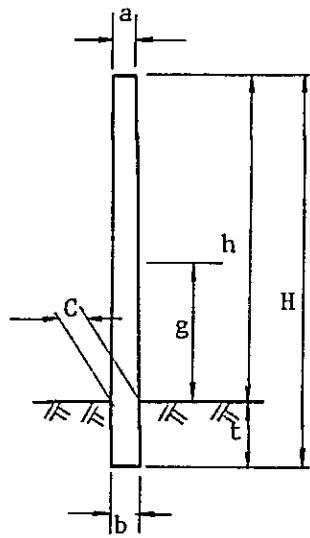
$$1 \text{ 連耐張がいし連} \quad 65 \times \frac{44}{100} \div 29 \text{ kg/1 支持点}$$

∵ 日本で風速40 mの電線風圧100 kgであり、MEAでは26.8 m/sで44 kgのためこの比によった。

c. 垂直荷重

コンクリート柱の圧縮強度は相当高く、直線か所における電線、がいし等の垂直荷重の検討は省略する。

(2) コンクリート柱の風圧計算と風圧による曲げモーメント



$$\text{地 際 巾 } C = \frac{(b-a)h}{H} + a$$

$$\text{受風面積 } A = \frac{(a+c)h}{2}$$

$$\text{重心位置 } g = h - \frac{h}{3} \left( \frac{2c+a}{c+a} \right)$$

$$\text{地際モーメント } M_p = P f A g$$

コンクリート柱風圧計算表( )内数値は根入れ2.0mの値を示す

項 目		記号	単位	H=18.5m	H=20.0m	H=22.0m
各 部 の 寸 法	頂 部 巾	a	M	0.20	0.25	0.25
	下 部 巾	b	"	0.362	0.44	0.46
	根 入 深	t	"	(2.00) 3.00	(2.00) 3.00	(2.00) 3.00
	地 際 巾	c	"	(0.3445) 0.3357	(0.421) 0.4115	(0.4409) 0.4314
	地 上 高	h	"	(16.5) 15.5	(18.00) 17.00	(20.00) 19.00
	重 心 高	g	"	(7.5202) 7.0956	(8.2355) 7.8083	(9.079) 8.657
受 風 面 積		A	M <sup>2</sup>	(4.4921) 4.1517	(6.039) 5.6228	(6.9090) 6.4733
コンクリート柱風圧		PfA	KG	(314.5) 290.6	(422.7) 393.6	(483.6) 453.1
コンクリート柱風圧 による地際モーメント		MP	kg-M	(2364.7) 2062.1	(3481.2) 3073.3	(4390.9) 3922.8

(3) コンクリート柱の許容曲げ強度

$$M_f = M - M_p \quad M = \text{コンクリート柱の曲げ強度}$$

$$M_{18.5} = 10,000 - \frac{(2,364.7)}{2,062.1} = \frac{(7,635.3)}{7,937.9} \text{ kg-m}$$

$$M_{20} = 14,000 - \frac{(3,481.2)}{3,073.3} = \frac{(10,518.8)}{10,926.7} \text{ "}$$

$$M_{22} = 14,000 - \frac{(4,390.9)}{3,922.8} = \frac{(9,609.1)}{10,077.2} \text{ "}$$

(4) 既設架渉線の曲げモーメント

a. 支持物形状

FIG. 5-1にコンクリート柱の各型別サイズの詳細を示す。

b. 架渉線の風圧

架渉線の風圧計算式はつぎのとおりである。

$$H_c = P_c D S + P_i$$

ここに D ; 架渉線の外径

S ; 径間………送電線 80 m 高圧線以下 40 m

P<sub>i</sub> ; がいし風圧 1 連懸垂 = 13 kg / 1 支持点

( 69 kV 線 ) 1 連耐張 = 29 "

P<sub>c</sub> ; 電線風圧……… 4.4 kg / m<sup>2</sup>

上式を用いて架渉線の種類別に計算した風圧荷重は次表のとおりとなった。

( 懸垂か所計算用 )

No.	架渉線種類	外径 (mm)	径間 (m)	電線風圧 P <sub>c</sub> D S (kg)	がいし風圧 P <sub>i</sub> (kg)	架渉線風圧 (kg)
1	5/16" GW	7.9375	80	27.94	0	27.94
2	795 AAL	26.0654	80	91.75	13	104.75
3	2×795 AAL	"	80	165.15	13	178.15
4	795×2c AAL	"	80	183.50	26	209.50
5	3×336.4 高圧	16.9164	40	89.32	0	89.32
6	SL WIRE	9.8044	40	17.26	0	17.26
7	低圧中性線	16.4338	40	28.92	0	28.92
8	3×336.4 低圧線	20.8788	40	110.24	0	110.24
9	通信ケーブル	48.260	40	84.94	0	84.94

注 1. 2×795AAL は 795 複導体を示す。

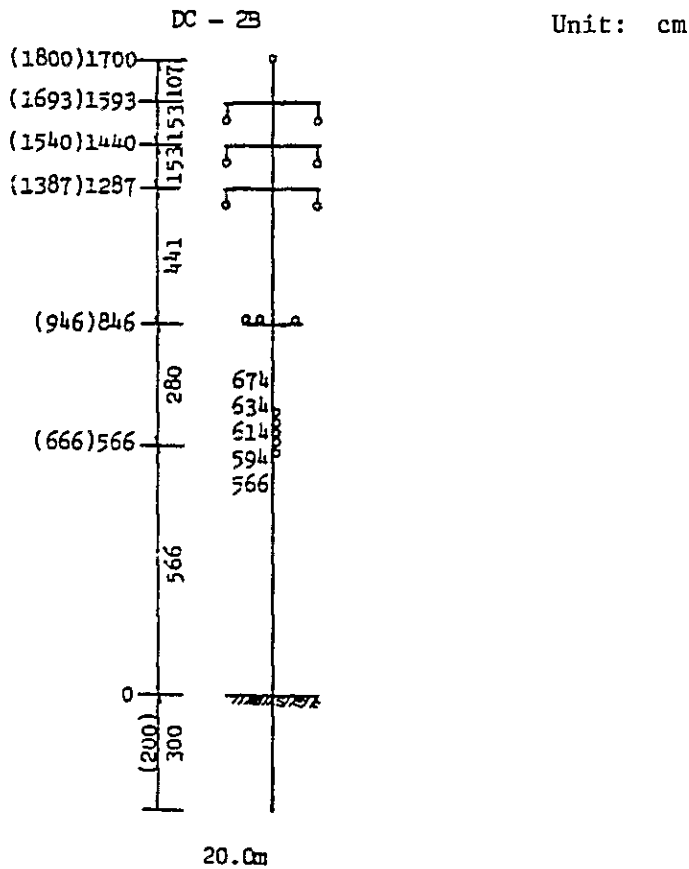
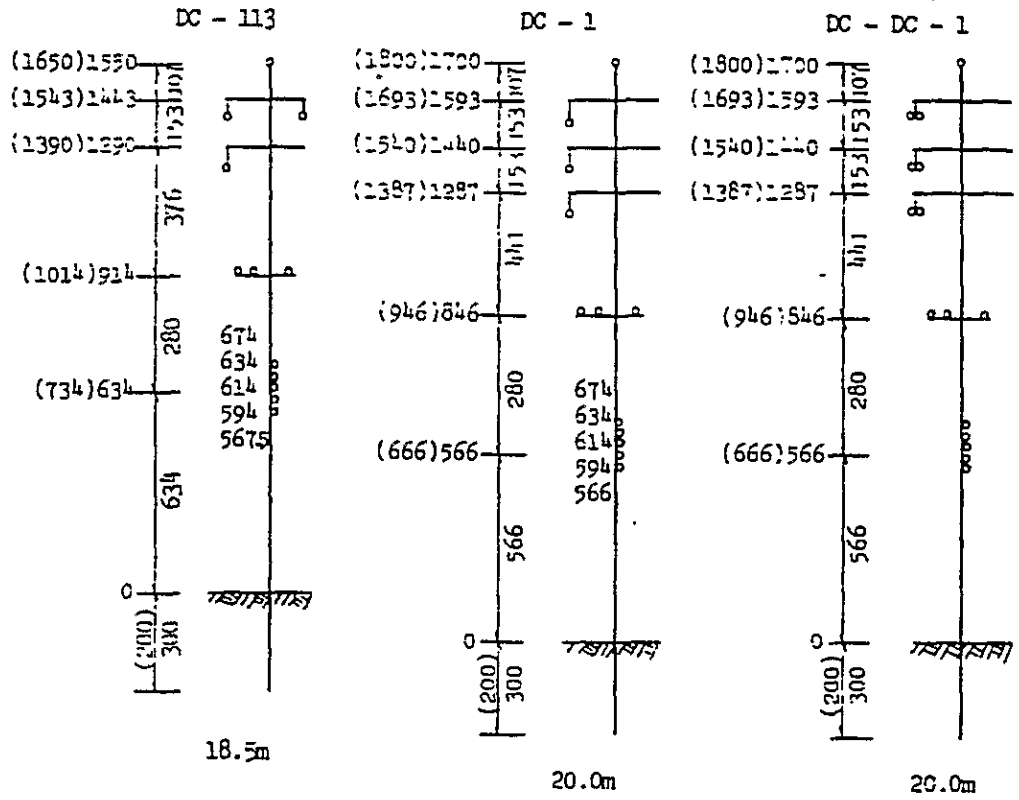
2. この場合の電線風圧は JEC-127 に従いがい単導体風圧値の 90% とした。

3. 795×2cAAL は 795AAL 2 回線を示す。

(5) 架渉線による地際の曲げモーメント計算

TABLE No. 1 ~ No. 3 に、架渉線の風圧による曲げモーメントの計算結果を示す。

Fig. 5-1 Size and type of pole



No. 1 Setting depth 3.0 m

Conductor	DC-1B (18.5 m)		DC-1 (20 m)		DC-DC-1 (20 m)		DC-2B (20 m)	
	h (m)	Mc (kg-m)	h (m)	Mc (kg-m)	h (m)	Mc (kg-m)	h (m)	Mc (kg-m)
5/16" GW.	15.50	433.07	17.00	474.98	17.00	474.98	17.00	474.98
795 AAL	12.90	1351.275	15.93 14.40 12.87	1668.668 1508.4 1348.133				
2 x 795 AAL					15.93 14.40 12.87	2837.93 2565.36 2292.79		
795 x 2C AAL	14.43	3023.085					15.93 14.40 12.87	3337.335 3016.80 2696.265
3 x 336.4 H. D/L	9.14	816.385	8.46	755.647	8.46	755.647	8.46	755.647
SL wire	6.74	116.332	6.74	116.332	6.74	116.332	6.74	116.332
L. D/L neutral	6.54	189.137	6.54	189.137	6.54	189.137	6.54	189.137
3 x 336.4 L. D/L	6.34	698.922	6.34	698.922	6.34	698.922	6.34	698.922
Communication cable	5.675	482.035	5.66	480.760	5.66	480.760	5.66	480.760
Total		7110.241		7240.979		10411.859		11766.178
Limit (Paragraph (3))	(18.5 m)	7937.9	(20 m)	10926.7	(20 m)	10926.7	(20 m)	10926.7
Tolerance		1.11		1.50		1.04		0.92
Check		O.K		O.K		O.K		NO

Note;

$$\text{Tolerance} = \frac{\text{Limit of bending moment by conductor}}{\text{Total bending moment by conductor}}$$

No. 2 Setting depth 3.0 m

Conductor	DC-1B (20 m)		DC-1 (22 m)		DC-DC-1 (22 m)		DC-2B (22 m)	
	h (m)	Mc (kg-m)	h (m)	Mc (kg-m)	h (m)	Mc (kg-m)	h (m)	Mc (kg-m)
5/16" CW.	17.0	474.98	19	530.86	19	530.86	19	530.86
795 AAL	14.4	1508.4	17.93 16.40 14.87	1878.168 1717.9 1557.633				
2 x 795 AAL					17.93 16.40 14.87	3194.230 2921.660 2649.091		
795 x 2C AAL							17.93 16.40 14.87	3756.335 3435.800 3115.265
3 x 336.4 H. D/L	10.64	950.365	10.46	934.287	10.46	934.287	10.46	934.287
SL wire	8.24	142.222	8.74	150.852	8.74	150.852	8.74	150.852
L. D/L neutral	8.04	232.517	8.54	246.977	8.54	246.977	8.54	246.977
3 x 336.4 L. D/L	7.84	864.282	8.34	919.402	8.34	919.402	8.34	919.402
Communication cable	7.175	609.445	7.66	650.640	7.66	650.640	7.66	650.640
Total		8014.796		8586.719		12197.999		13740.418
Limit (Paragraph 3)	(20 m)	10926.7	(22 m)	10077.2	(22 m)	10077.2	(22 m)	10077.2
Tolerance		1.36		1.17		0.82		0.73
Check		O.K		O.K		NO		NO

Note;

$$\text{Tolerance} = \frac{\text{Limit of bending moment by conductor}}{\text{Total bending moment by conductor}}$$



No. 3 Setting depth 2.0 m

Conductor		DC-1B (18.5 m)		DC-1 (20 m)		DC-DC-1 (20 m)		DC-2B (20 m)	
	Wind pressure (kg)	h (m)	Mc (kg-m)	h (m)	Mc (kg-m)	h (m)	Mc (kg-m)	h (m)	Mc (kg-m)
5/16" GW.	27.94	16.5	461.01	18.0	502.92	18.0	502.92	18.0	502.92
795 AAL	104.75	13.9	1456.025	16.93 15.40 13.87	1773.418 1613.15 1452.883				
2 x 795 AAL	178.15					16.93 15.40 13.87	3016.08 2743.51 2470.94		
795 x 2C AAL	209.50	15.43	3232.585					16.93 15.40 13.87	3546.835 3226.300 2905.765
3 x 336.4 H. D/L	89.32	10.14	905.705	9.46	844.967	9.46	844.967	9.46	844.967
SL wire	17.26	7.74	133.592	7.74	133.592	7.74	133.592	7.74	133.592
L. D/L neutral	28.92	7.54	218.057	7.54	218.057	7.54	218.057	7.54	218.057
3 x 336.4 L. D/L	110.24	7.34	809.162	7.34	809.162	7.34	809.162	7.34	809.162
Communication cable	84.94	6.675	566.975	6.66	565.700	6.66	565.700	6.66	565.700
Total			7783.111		7913.849		11304.928		12753.298
Limit (Paragraph 3)			7635.30		10518.80		10518.80		10518.80
Tolerance			0.98		1.32		0.93		0.82
Check			NO		O.K		NO		NO

Note;

$$\text{Tolerance} = \frac{\text{Limit of bending moment by conductor}}{\text{Total bending moment by conductor}}$$



## Appendix 6. がいしの風圧

(1) MEA基準の66kVがいし連の風圧荷重は6LB/FT<sup>2</sup> のことであり、これをkg/m<sup>2</sup>単位に換算すると、

$$P = 6 \times \frac{0.4536}{(0.0254 \times 12)^2} = 29.3 \text{ kg/m}^2 \text{ となる。}$$

この風圧値により1支持点の風圧荷重を計算すれば、

$$P_i = P A \dots\dots\dots A = \text{がいし1連の投影面積 (m}^2\text{)}$$

$$1 \text{ 連懸垂がいし連} \quad 29.3 \times 0.214 = 6.3 \text{ kg/1 支持点}$$

$$1 \text{ 連耐張} \quad " \quad 29.3 \times 0.464 = 13.6 \text{ kg/1 支持点}$$

となり非常に小さな値を示す。

しかしながらこの値は、コンクリート柱の裕度に大きな影響がないため、裕度計算は省略する。

### (2) 風圧荷重のMEA基準の比較

MEAの基準風速は60マイル/Hで秒速に換算すると、26.8m/sとなり日本での40m/sに対し44.89%の風圧値となる。MEA方式は日本に比べがいし風圧は小さく、コンクリート柱の風圧は大きくなっている。次表参照

参考に各種風圧値を対比すると次表のとおりである。

風速	日 本	MEA	
	40 m/s	60マイル/h = 26.8 m/s	
基準の根拠	電気設備 技術基準	日本式に考え 風速の2乗に 比例した値	MEA基準の 算定式または値
コンクリート柱(角型)	120 kg/m <sup>2</sup>	54 kg/m <sup>2</sup>	14.4LB/FT <sup>2</sup> = 70kg/m <sup>2</sup>
鉄柱(腹材ダブル)	220 "	99 "	
"(腹材シングル)	240 "	108 "	
鉄塔(鋼管)	170 "	76 "	
"(アングル)	290 "	130 "	
電線(単)	100 "	45 "	9LB/FT <sup>2</sup> = 44kg/m <sup>2</sup>
"(多導体)	90 "	41 "	
がいし	140 "	63 "	6LB/FT <sup>2</sup> = 29.3kg/m <sup>2</sup>
" 66kV/連懸垂	30kg/支持点	13kg/支持点	6.3kg/支持点
" 66kV/連耐張	65kg/支持点	29kg/支持点	13.6kg/支持点



## Appendix 7. 配電用コンクリート柱の強度

### (1) 設計条件

#### a. コンクリート柱仕様

	1 2.0 m	1 4.0 m
○ 頂部寸法	1 6.1 8 × 1 8.5 5	1 7.5 0 × 2 0.0 0
○ 下部寸法	2 5.2 7 × 2 8.5 5	2 8.0 0 × 3 1.5 6
○ 曲げ強度	3.5 t-m	4.1 5 t-m

#### b. 風圧荷重

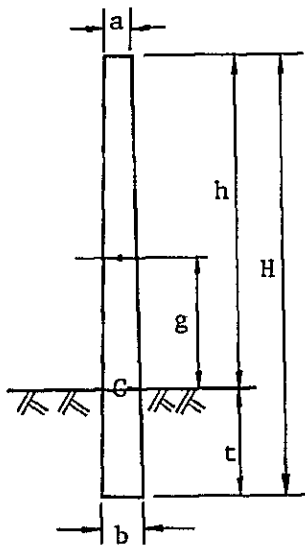
○ 電線風圧	4 4 kg/m <sup>2</sup>
○ コンクリート柱風圧	7 0 kg/m <sup>2</sup>

#### c. 垂直荷重

コンクリート柱の圧縮強度は相当高いので省略する。

### (2) コンクリート柱の許容曲げモーメント

#### a. コンクリート柱の風圧計算



$$\text{地 際 幅 } C = \frac{(b-a)h}{H} + a$$

$$\text{受風面積 } A = \frac{(a+c)h}{2}$$

$$\text{重心位置 } g = h - \frac{h}{3}$$

$$\text{地際モーメント } MP = Pf \cdot A \cdot g$$

コンクリート柱風圧計算表

項 目		記号	単位	H=12.0m	H=14.0m
各部 の 寸 法	頂 部 幅	a	m	0.1618	0.1750
	下 部 幅	b	"	0.2527	0.2800
	根 入 深	t	"	2.0	2.0
	地 際 幅	c	"	0.2376	0.2650
	地 上 高	h	"	10.0	12.0
	重 心 高	g	"	4.6837	5.5909
受 風 面 積		A	m <sup>2</sup>	1.997	2.640
コンクリート柱風圧		PF・A	kg	139.79	184.8
コンクリート柱風圧 による地際モーメント		M <sub>p</sub>	kg-m	654.73	1033.20

b. コンクリート柱の許容曲げ強度

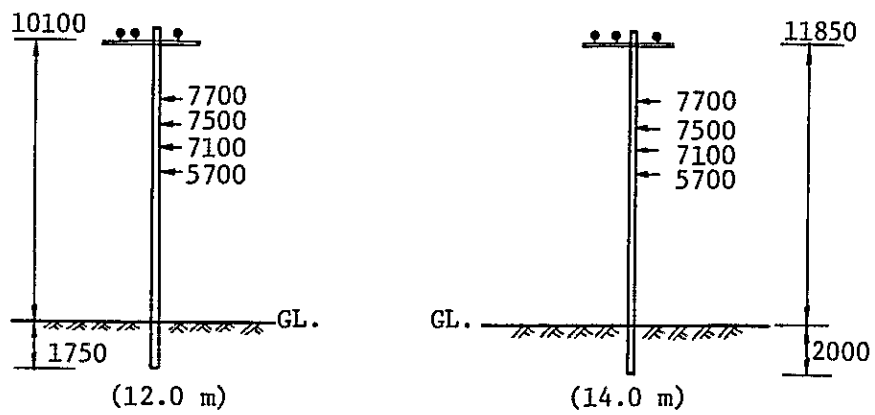
$$M_f = M - M_p \quad M; \text{コンクリート柱の曲げ強度}$$

$$M_{12} = 3500 - 654.73 = 2845.27 \text{ (kg-m)}$$

$$M_{14} = 4150 - 1033.20 = 3116.80 \text{ (kg-m)}$$

(3) 既設架渉線の曲げモーメント

a. 支持物形状



b. 架渉線の風圧

i) 架渉線の風圧計算式

$$H_c = P_c \cdot D \cdot S$$

D ; 架渉線の外径

S ; 夜間 40 m

P<sub>c</sub> ; 電圧風圧 4.4 kg/m<sup>2</sup>

ii) 架渉線風圧荷重

No	架渉線種類	外径 (mm)	径間 (m)	架渉線風圧 P <sub>c</sub> ・D・S(kg)
1	3×336.4 高圧	16.92	40	89.34
1'	3×795MCM 高圧	26.06	40	137.60
2	SL WIRE	9.19	40	16.17
3	低圧中性線	15.24	40	26.82
4	3×336.4 低圧線	19.28	40	101.79
5	通信ケーブル	48.26	40	84.94

iii) コンクリート柱地際の曲げモーメント

架渉線による地際の曲げモーメント計画表

No	架 渉 線		12 m 柱		14 m 柱	
	種 類	風 圧(kg)	h (m)	Mc (kg-m)	h (m)	Mc (kg-m)
1	3×336.4 高 圧	89.34	10.10	902.33	11.85	1058.68
1'	3×795 高 圧	(137.60)	(10.10)	(1389.76)	(11.85)	(1630.56)
2	SL Wire	16.17	7.70	124.51	7.70	124.51
3	低 圧 中 性 線	26.82	7.50	201.15	7.50	201.15
4	3×336.4 低	101.79	7.10	722.71	7.10	722.71
5	通 信 ケ ー ブ ル	84.94	5.70	484.16	5.70	484.16
	計			2434.86 (2922.29)		2591.21 (3163.09)
コンクリート柱の許容曲げ強度				2806.89		3116.80
判 定				OK (No)		OK (No)





## Appendix 8. 2次ネットワーク配電方式の解体

### (1) はじめに

M E A は、8 歳の区域に亘り低圧架空レギュラーネットワーク供給を行なっているが、需要増に伴ない同方式の設備も増強する必要にせまられている。ところが、ネットワーク変圧器に付属するネットワークプロテクターが非常に高価であるため、その入手ができなくなった。そこでこの際ネットワークを順次解体し、ネットワークプロテクターを使わないですむ樹枝状方式で電力を供給することとなった。この際どんな問題点があるか、解体の際どのような方法で行なうべきか等について考察したので、以下に述べる。

### (2) 現方式解体時の問題点

2 次ネットワーク方式を解体する際、考えられる問題点は下記の通りである。

- a. 低圧線の切分けの仕方により配電用変圧器（以下 T R という）が過負荷になる場合がある。
- b. 低圧線切分けの仕方により需要家の電圧が下がる所が出る場合がある。
- c. T R およびフィーダーが永久事故になった場合早期復旧が遅れる。
- d. 解体後の T R 負荷管理を確実に行なわないと、上記 a, b の問題が発生する。

### (3) 2 次ネットワーク解体の方法

前項 a, b の問題点に対する方法としては、

一切離れた T R にいくらの負荷を分担させるか

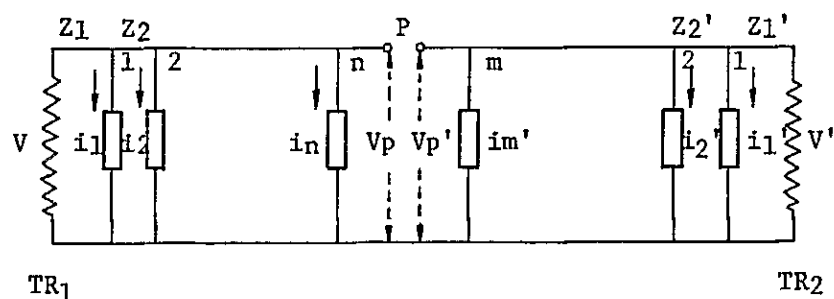
－低圧線のどこで切り離すか

の 2 点にしぼられてくる。

#### a. 理論的考察

複数の T R からネットワークに電力が供給され、それぞれ需要家に電流が流れている或る時点では諸種の条件がバランスしてどこかに電流 0 の所があり、その点が T R の負荷をバランスさせ T R からの電圧降下を等しくしている点である。

第 8 - 1 図



第8-1図において、低圧線を中間点Pにおいて切離した場合、切離し点の電圧 $V_p$ は

$$V_p = V - D_p$$

$$= V - \left( Z_1 \cdot \sum_1^n i_p + Z_2 \cdot \sum_1^n i_p + \dots \dots \dots Z_n \cdot i_n \right) \dots \dots \dots \textcircled{1}$$

$\left\{ \begin{array}{l} D_p : \text{T RからP点までの電圧降下} \\ Z_n : \text{線路インピーダンス} \\ i_p : \text{各負荷電流} \end{array} \right.$

同様に $\text{TR}_2$ 側の電圧 $V_{p'}$ は

$$V_{p'} = V' - \left( Z'_1 \cdot \sum_1^m i_{p'} + Z'_2 \cdot \sum_2^m i_{p'} + \dots \dots \dots Z'_m \cdot i'_m \right) \dots \dots \dots \textcircled{2}$$

電流0の点とは、上記P点において左右の電位差が生じない状態であるから

$$V_p = V_{p'} \quad \text{となる。} \dots \dots \dots \textcircled{3}$$

つぎに

- i)  $\text{TR}_1, \text{TR}_2$  は同じ変電所の同じバンクから供給されている。
- ii) 変電所から $\text{TR}_1, \text{TR}_2$ に至る12kVインピーダンスが等しい。  
(地下ケーブルの太さが同じで、距離も同じ)
- iii) 低圧線の各区分線路インピーダンスも同じである。  
(電線サイズ、装柱、径間も同じ)

とおくと、

$$V = V' \quad Z_n = Z'_m = Z$$

また  $\sum_1^n i_p + \sum_2^n i_p + \dots \dots \dots + i_n = \sum_1^n n \cdot i_n$  となる。

$\therefore$  第1項  $i_1 + i_2 + i_3 + \dots \dots \dots i_n$   
 第2項  $i_2 + i_3 + \dots \dots \dots i_n$   
 $\vdots$   
 $\vdots$   
 第n項  $\dots \dots \dots i_n$   
 合計  $i_1 + 2i_2 + 3i_3 + \dots \dots \dots n \cdot i_n$

$$\therefore V_p = V_{p'}$$

$$V - Z \left( \sum_1^n n \cdot i_n \right) = V - Z \left( \sum_1^m m \cdot i_m \right)$$

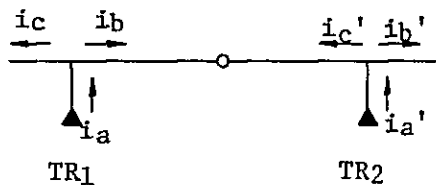
$$\sum_1^n n \cdot i_n = \sum_1^m m \cdot i_m = [N \cdot I] \dots \dots \dots \textcircled{4}$$

この4式が実用的な電流0点の条件となる。

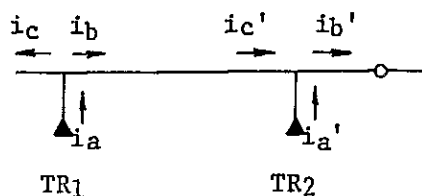
b. 低圧線切離しの方法

a の考え方に従って具体的に切離しを行なう方法として次が考えられる。

i) 負荷の片寄りのチェック



第 8 - 2 図



第 8 - 3 図

ネットワーク区域の負荷分布に対応して T R が設置されていると第 8-2 図のように電流 0 点 (以下 P 点という) は両 T R の中間にある。ところが負荷に対し、T R の位置が片寄っていた場合には第 8-3 図のように両 T R の外側に P 点が存在する。

そのため T R から出る電流が他の電流の和より大きいことを確認する。

すなわち  $i_{a'} = i_{b'} + i_{c'}$  ..... 第 8 - 2 図

$i_{a'} = i_{b'} - i_{c'}$  ..... 第 8 - 3 図 (片寄り)

ii) P 点の探知法

a) 引込電流測定法

各柱で引込線に流れている電流を測定し④式で P 点を見つける。

a	b	c	d	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	f	g	h	i
↑	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↑
TR <sub>1</sub>	8 A	15 A	1 A	3 A	5 A	13 A	2 A	TR <sub>2</sub>	

Case 1. P 点を P<sub>1</sub> とした場合

$$[NI] = 1 \times 8 + 2 \times 15 + 3 \times 1 \quad [NI] = 4 \times 3 + 3 \times 5 + 2 \times 13 + 1 \times 2$$

$$= 41 \quad = 55$$

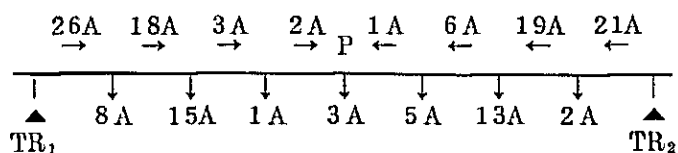
Case 2. P 点を P<sub>2</sub> と仮定した場合

$$[NI] = 1 \times 8 + 2 \times 15 + 3 \times 1 + 4 \times 3 \quad [NI] = 3 \times 5 + 2 \times 13 + 1 \times 2$$

$$= 53 \quad = 43$$

P 点は e 柱であり、少しでも電圧差の少ない Case 2 を採用し、e 柱の TR<sub>2</sub> 側で低圧線を切り離す。

b) 低圧線電流測定法



上図において柱上で低圧線の電流を測り、電流値の少ない方へ移動しP点を探す。

c) 電圧測定法

T R柱から順次各柱の線間電圧を測定して行き、最も低いか所(P点)を探す。

d) KWH法

KWHと電流は相関があるので、各柱にかかっている需要家のKWHを集計し、前記a)に準じて判定する。

e) CUT & TRY法

附近の需要の分布状況を見て、需要分布がほぼ左右等しいと思われる所で、低圧線を仮に切離し両方の電圧を測定し、極端な差がなければOKとし、差があれば他へ移って切離してみる。

この場合、ネットワークを組んでいるので、需要家の停電を伴うことはない。ただし流れている電流が大きい場合は問題がある。

f) その他の方法

今のところ考えられないが、簡単に電流方向を判定できる装置が開発されれば、それを利用する。

c. T Rへの負荷分担

ネットワーク区域の各フィーダーの最大負荷(1979年9月)と各フィーダーに接続されているT Rの容量の関係を示す利用率は別表の通り40~60%とかなり低い。

従って、各T Rとも解体前の最大負荷を分担するようにすれば、負荷分布に対する極端なT R位置の片寄りがない限り、T R不等率を考慮しても個々のT Rの利用率は60~70%以下に収まると思われる。

(4) 移行過程での注意

a. ネットワークを解体して行く過程で、解体されないT Rが各フィーダーに平等に残されていることが必要であろう。

なぜなら、1フィーダーが停電した場合、残っているネットワークT R間の負荷の融通をスムーズに行なわせるためである。

b. 前述の(3)で述べた方法は少し理論的過ぎると思われ、地勢上の理由あるいは保守員のわかり易さ等も考慮して必ずしもP点の追求を厳密にしなくてもよい。

(5) 解体後の維持管理

a. 定期的にT Rの電流測定、低圧線あるいは需要家の電圧測定を実施して、過負荷事故や極端な電圧降下を防がねばならない。

b. 樹枝状方式では事故時の復旧が遅くなることは避けられないのだから、これに対する次の対策が必要である。

i) フィーダー事故時の対策

フィーダー（地中線）事故時、故障区間を早期に切離して他のフィーダーから送電できるようにフィーダーの連けい化をはかること。

ii) T R事故時の対策

T R事故時には早急に取替工事ができるよう機動化をはかり、常に準備をしておくこと。

(6) む す び

以上ネットワークの解体について現段階で考えられることについて述べた。理論やペーパープランでは比較的容易に思われるかも知れないが、実際の現場では困難も伴なうであろう。それ故に解体は1台、1台慎重な配慮のもとに行なわれるべきであり、また解体のより良い方法を常に研究し乍ら行なわれるべきである。



## Appendix 9. ネットワーク解体時の高圧系統構成

### (1) はじめに

ネットワーク方式の利点は、フィーダーまたは配電用変圧器（以下TRという）が事故になっても即座に他バンクの低圧側から供給され、供給が継続されることにある。解体するところの利点がなくなるため、

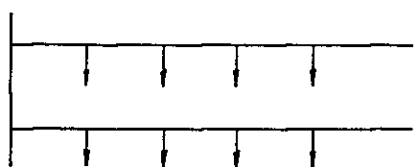
- a. フィーダー（地中線）事故時、故障区間を早期に切離して他のフィーダーから送電できるようフィーダーの連けい化をはかる。
- b. TR事故時には、早急に取替工事ができるよう機動化をはかり、TRの代替品を常備し準備しておく。
- c. 低圧線の切離し点にスイッチを設け、隣接TRから救援できるようにする。

ことが必要である。

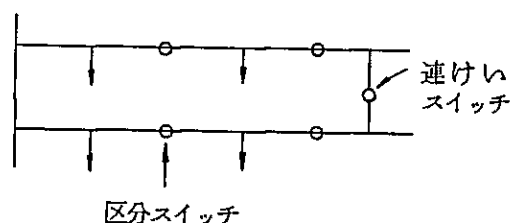
### (2) 高圧配電系統の構成

系統構成方式としては、次のa～dの方式が考えられる。

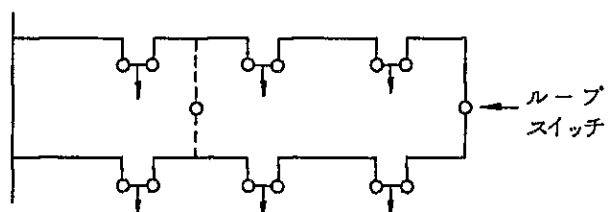
#### a. 樹枝状方式



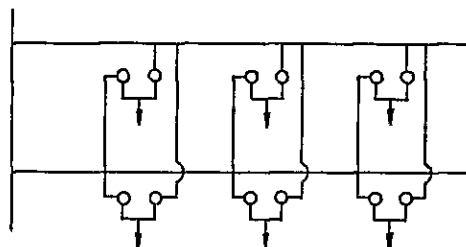
#### b. 区分連けい方式



#### c. $\pi$ ループ連けい方式



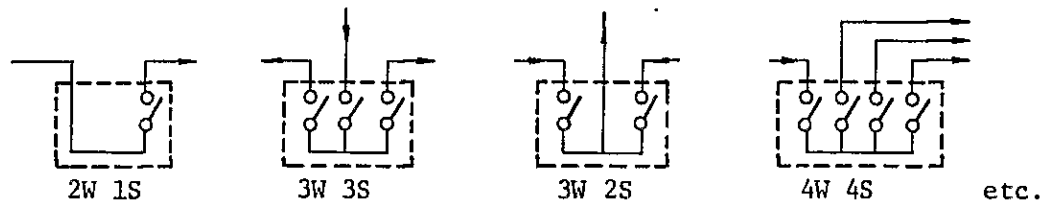
#### d. 予備線方式



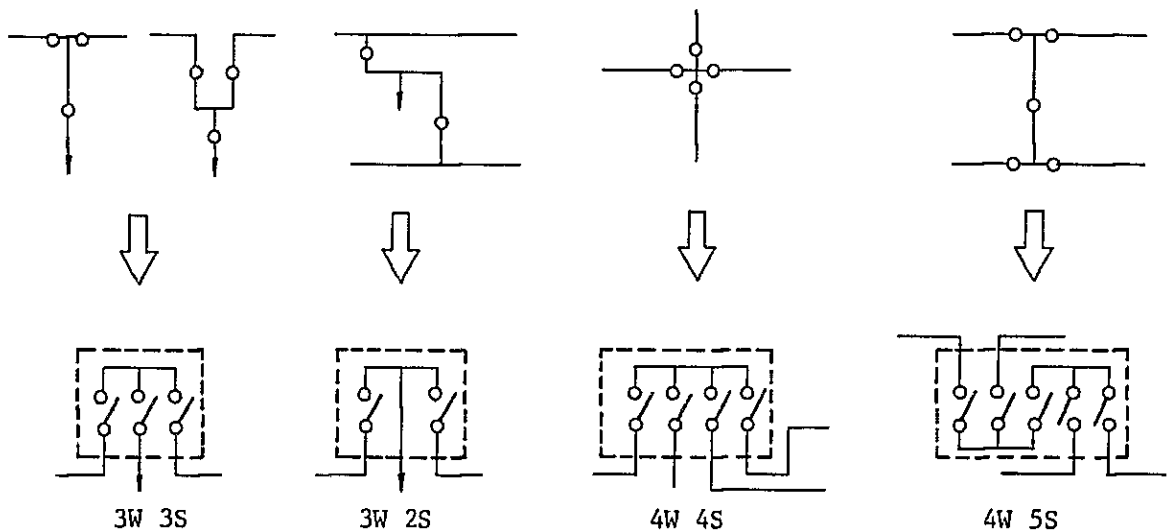
この4方式の中で、c、dは操作も単純であり信頼性も高い。MEAの系統ではフィーダーは末端ほど小サイズケーブルを使用しているので、逆送範囲は許容電流を考慮して決定する必要がある。この対策としてcの $\pi$ 方式で図の点線のように連けいスイッチを追加することを考えるとよい。またd.予備線方式は $\pi$ ループ方式と比べ許容電流の心配は少ない。

### (3) 配電線用多回路スイッチ

最近とくに地中配電系統において多回路スイッチがよく使われるようになった。多回路スイッチの回路構成は次の通りである。



また、多回路スイッチの結線の例を示すと次のとおりである。



(4) 多回路スイッチの設置場所

次の4方法が適用される。

a. 地下設置

マンホール内に設置する方法で、既製品の寸法から検討するとMEAのマンホール内に設置可能である。MEA Underground Distribution Construction Standard のDwg No2411に施設例が示されている。

b. 地上設置

歩道、公園等の空地を活用し、スマートな小型のキュービクルタイプで地上に設置する。この方式は操作が迅速簡便にできる点では、地下設置より優れている。

c. 屋内設備

高圧の新設需要家にπ引進し、需要家の供給信頼度向上とあわせて高圧系統の整備をする点では最良の方法である。既設系統の装備だけの目的で実施する場合は需要家の了解がえられにくい問題がある。



d. 柱上設置

地中ケーブルの延長、美観の点で難がある。他の方法が適用できない場合に限定すべきである。

(5) 実施設計上の注意

- a. ネットワーク区域は、同じ場所にも多数フィーダーを施設しネットワークを構成している。このためネットワークを解体した場合でも近傍の各TRは異なるフィーダーから供給されているため、事故等で他フィーダーへ負荷切替えする場合、切替負荷容量は小さくてよい。この有利な条件は踏襲、活用した方がよい。
- b. ネットワーク区域内は、TRのユニット容量が500kVAと大きいため、負荷切替はTR単位で他のフィーダーに切替えできるよう実施することが望ましい。従って、系統構成はTR単位のπか予備線方式が良いと思う。
- c. フィーダーの開閉器の型の決定に当っては、屋内用、屋外用を含め十分検討する必要がある。
- d. ネットワーク解体の工程は（信頼度低下を防ぐため）、低圧側の解列を広範囲に実施する場合は、当該TRを供給するフィーダー間の連けい工事完了後に実施する。

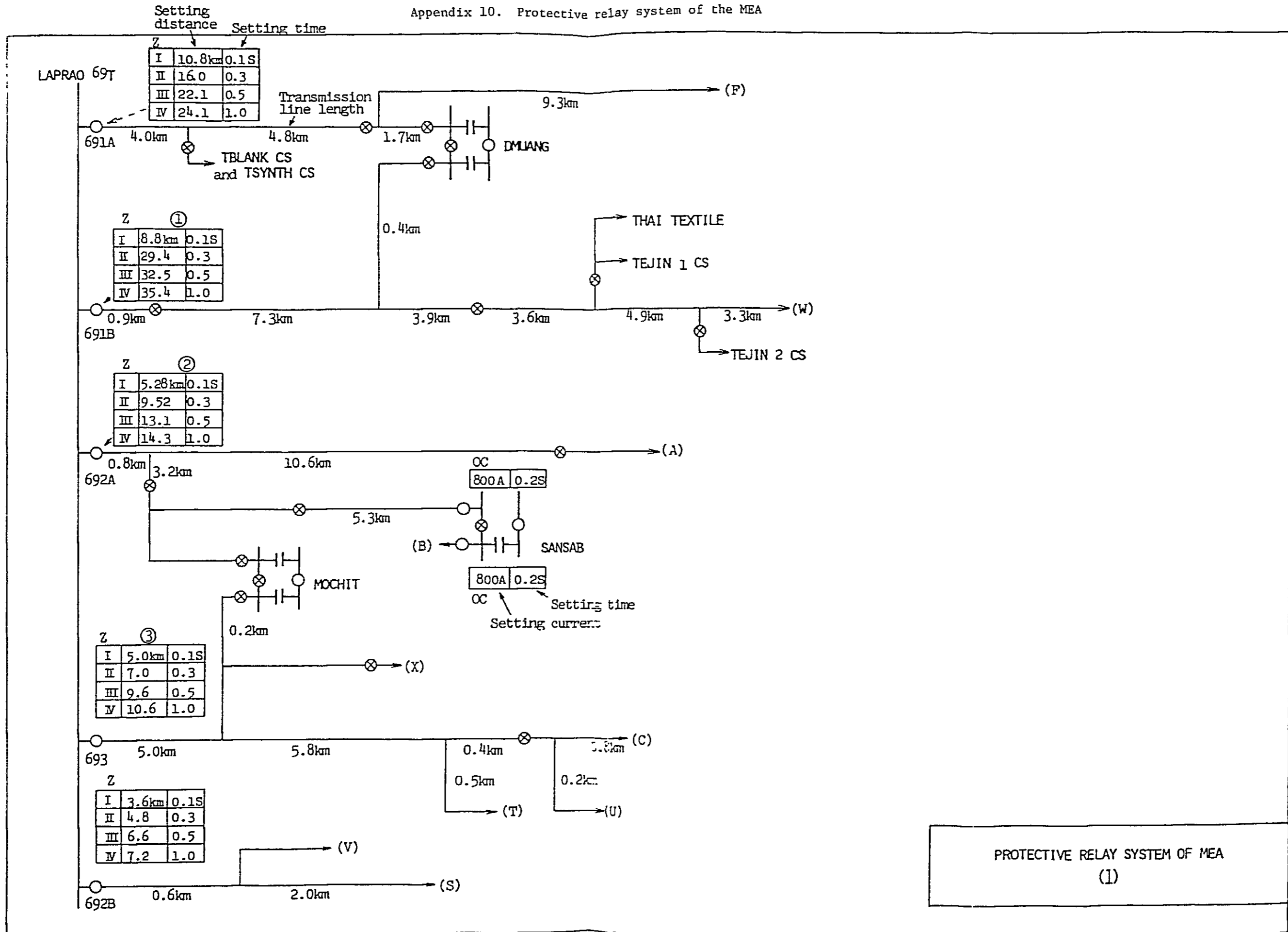
(6) 今後解決すべき問題点

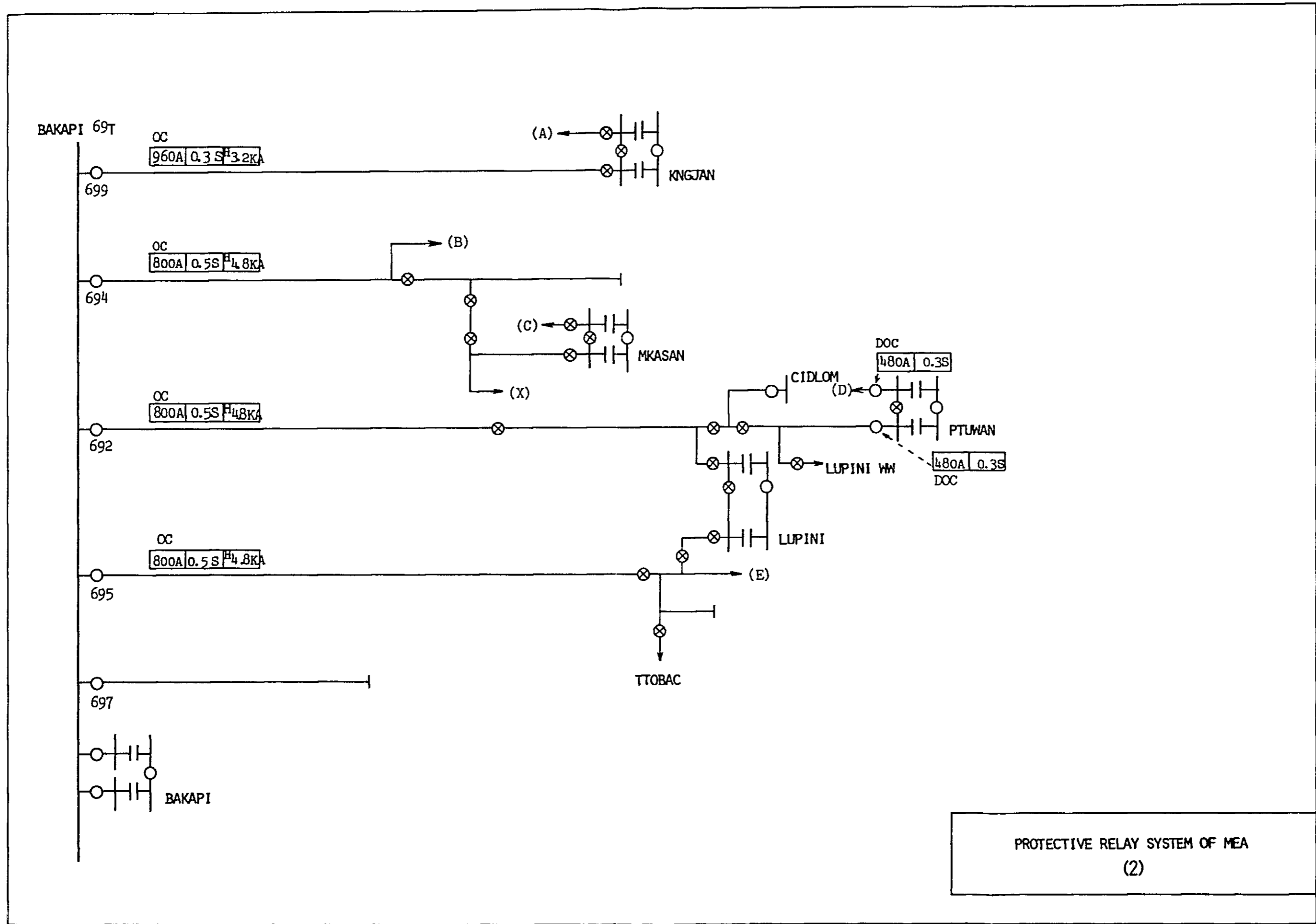
- a. 多回路スイッチについて、実際に現地で設置場所を確保できるかどうか検討する必要がある。
- b. TRごとにπ引込連けい方式か予備線方式をとるとした場合、多回路スイッチが全体で約440台必要であるので多額の工事費を要する。
- c. スイッチ端子のブレハブ型コネクタは、CVケーブル用である。ネットワーク区域に多数施設されているPILC（鉛被紙ケーブル）用の簡易接続法の検討が必要である。

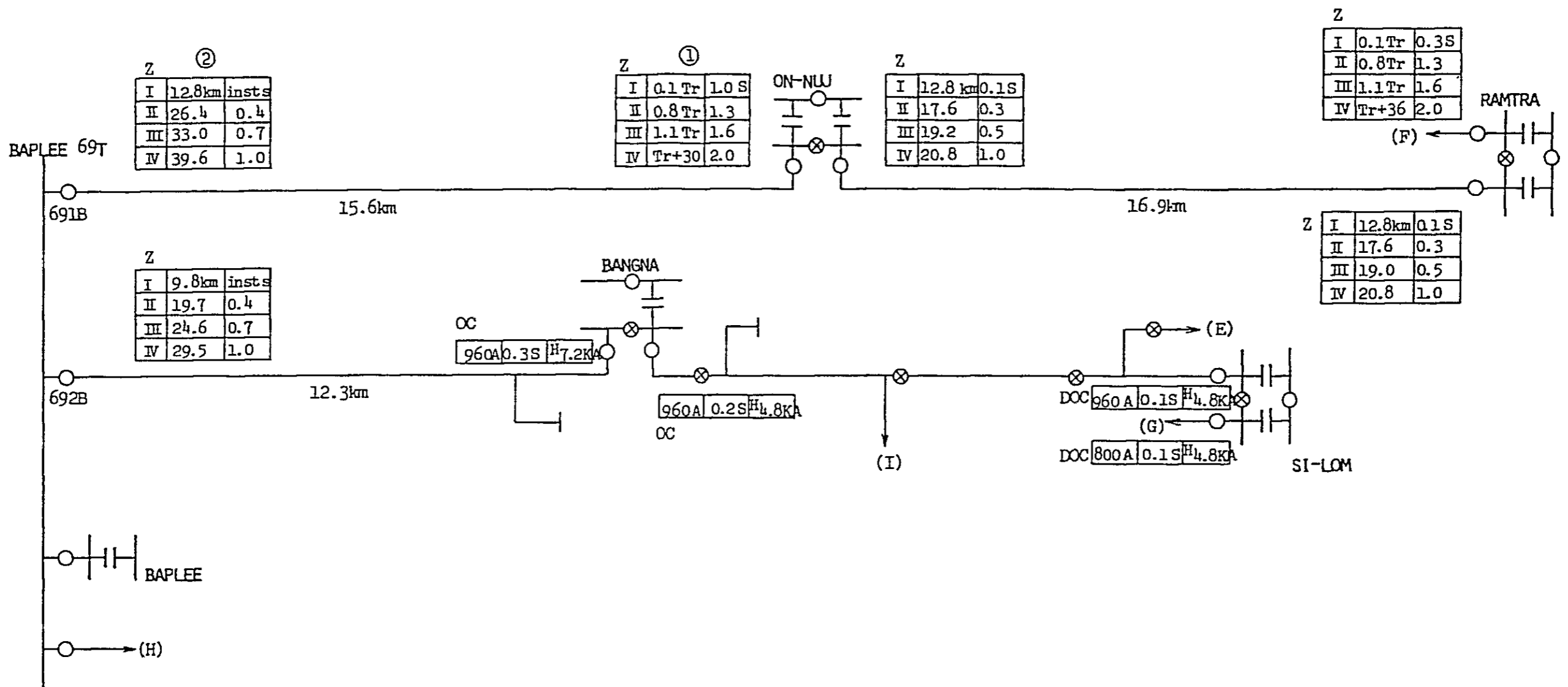


## Appendix 10. M E A の保護継電器の詳細検討

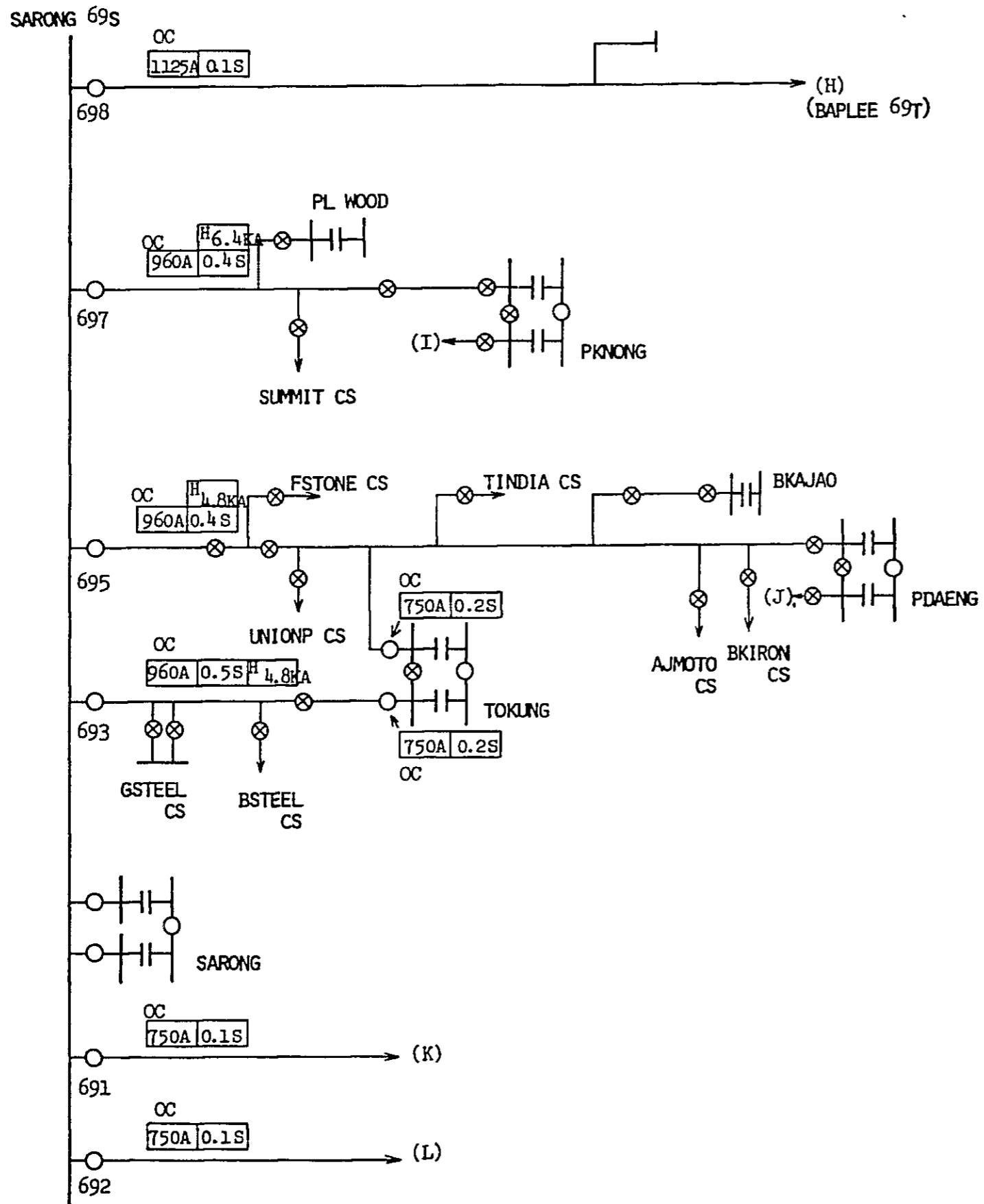
M E A 系統の各継電器についてチェックし解析した。  
以下のダイアグラム(1)～(8)にその結果を示した。





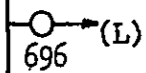
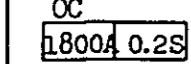
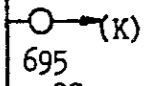
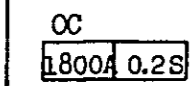
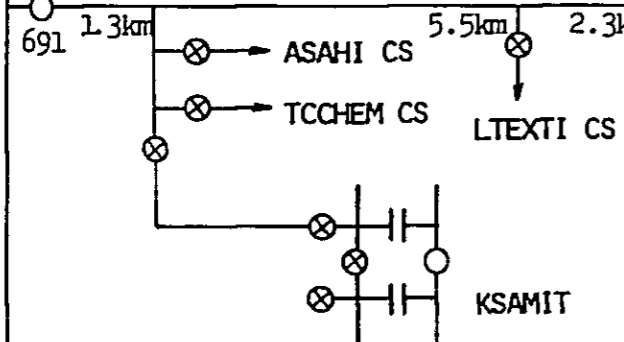
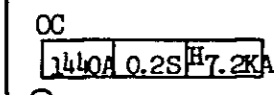
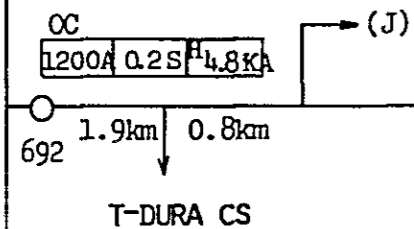
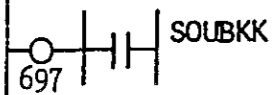


PROTECTIVE RELAY SYSTEM OF MEA  
(3)



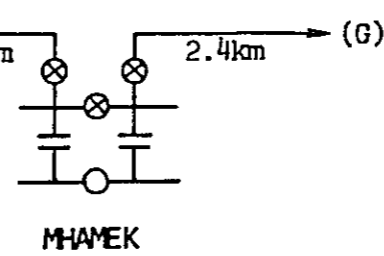
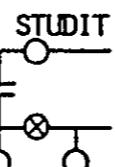
PROTECTIVE RELAY SYSTEM OF MEA  
(4)

SOLBKK 69T



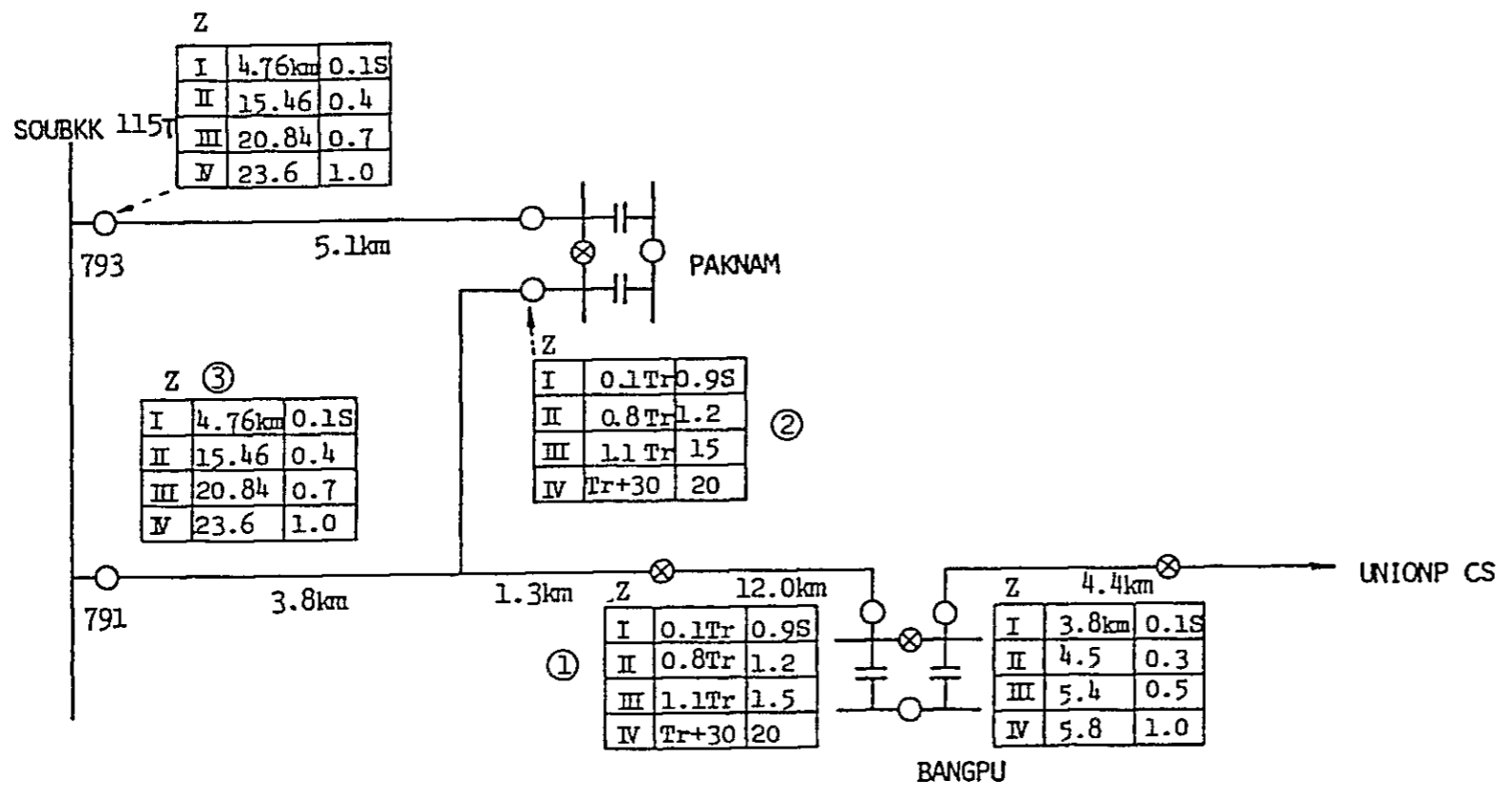
Z	
I	14.2 km 0.1 S
II	16.7 0.3
III	20.0 0.5
IV	21.7 1.0

Z	
I	3.4 km 0.1 S
II	5.3 0.3
III	6.3 0.5
IV	7.5 1.0

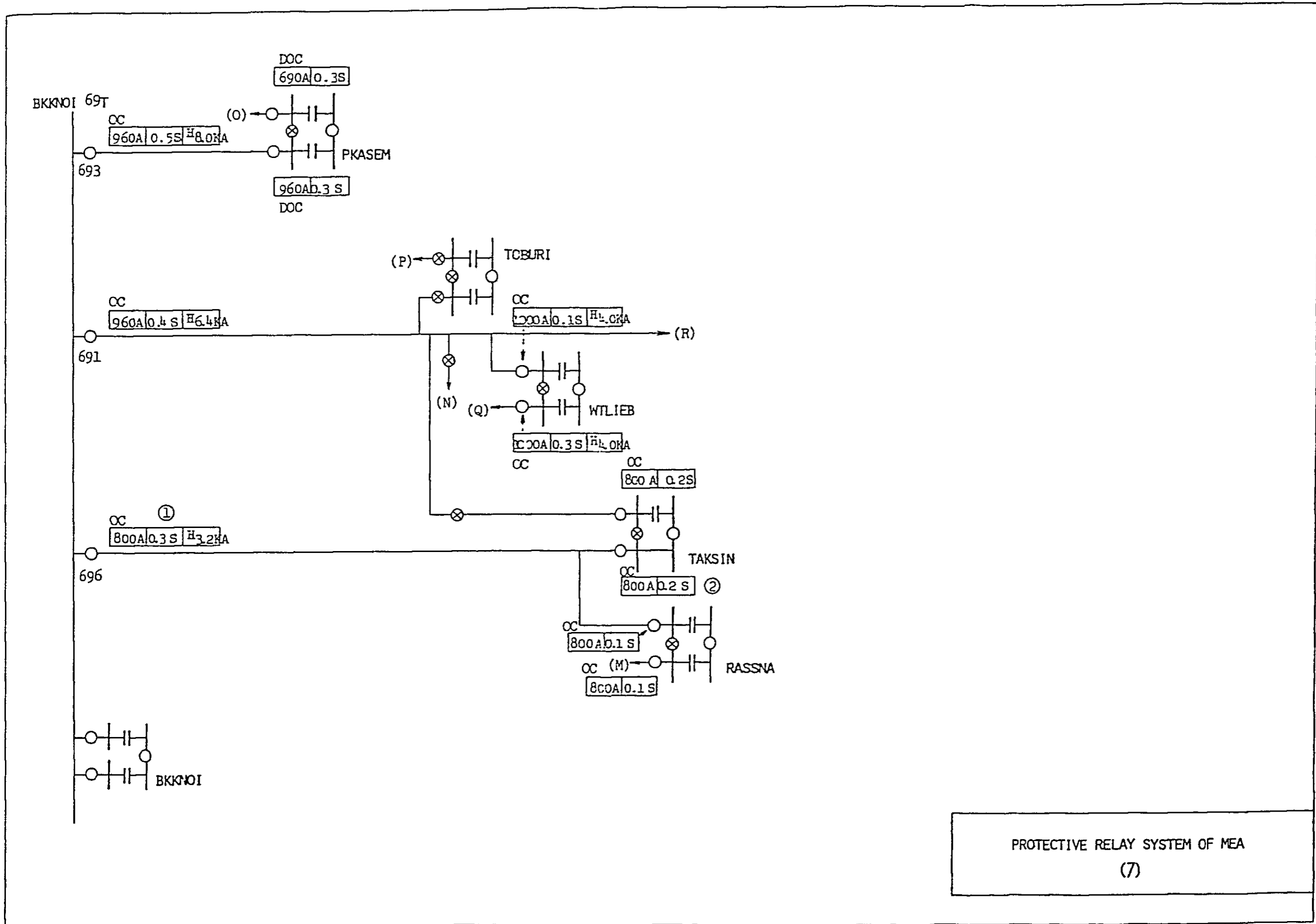


PROTECTIVE RELAY SYSTEM OF MEA  
(5)

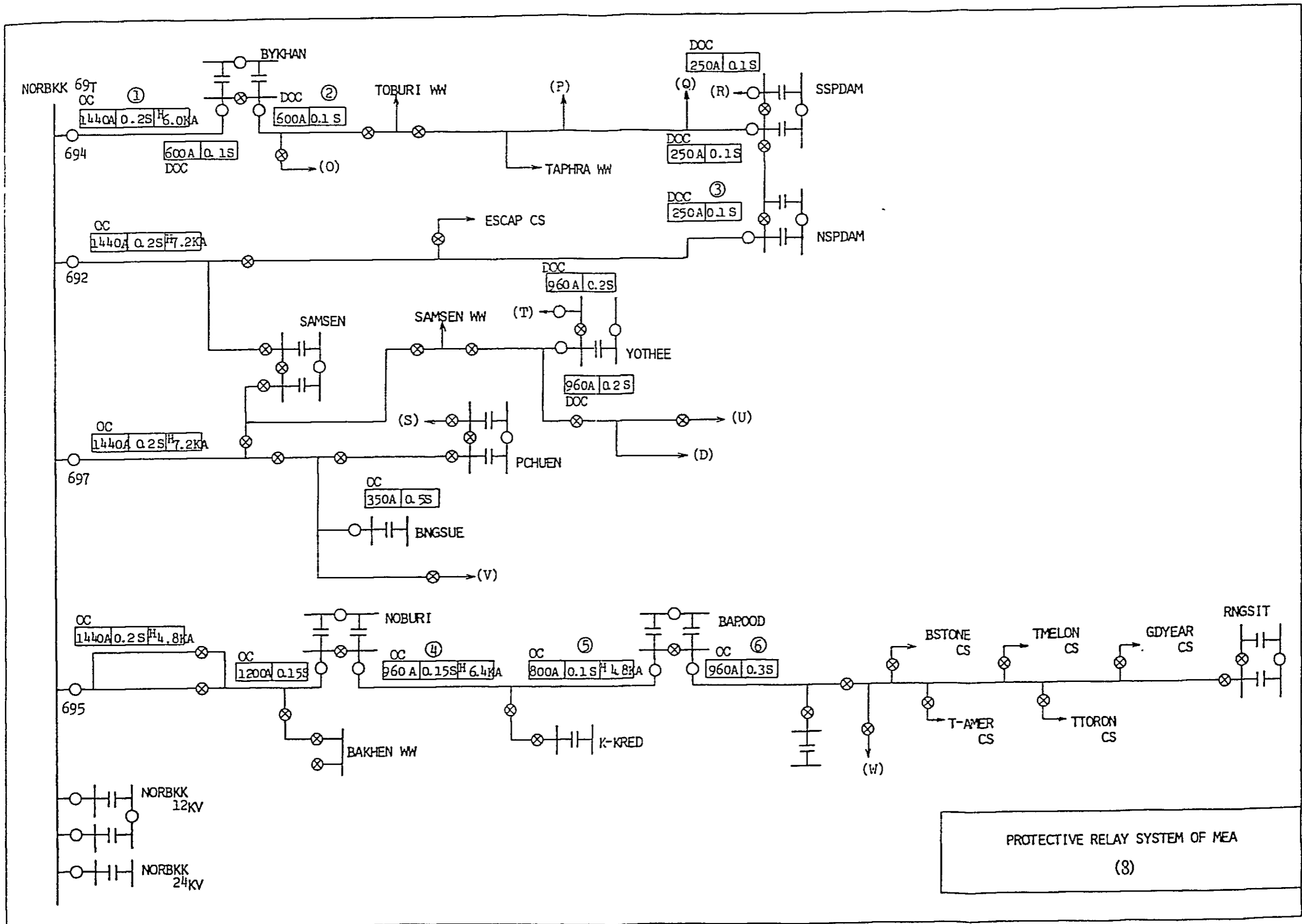




PROTECTIVE RELAY SYSTEM OF MEA  
(6)



PROTECTIVE RELAY SYSTEM OF MEA  
(7)



PROTECTIVE RELAY SYSTEM OF MEA  
 (8)



### Appendix 11. 既設変電所の利用率

1979年9月12日15時における変圧器容量と負荷の比率を43の変電所について並べてみると Table 11-1 のとおりである。

- a. 43の変電所の平均利用率は50.2%である。
- b. 下表のように利用率の分布は広い範囲に分散している。

バンク数	利用率%	30以下	40まで	50 "	60 "	70 "	80 "	計
	変電所容量							
1	10 MVA	1	—	—	—	—	1	2
	20 "	—	1	—	—	1	—	2
	40 "	—	2	1	3	1	—	7
2	20 "	—	—	—	—	—	—	—
	40 "	1	1	1	1	3	—	7
	80 "	3	3	8	6	3	2	25
計		5	7	10	10	8	3	43

- c. 2バンクの変電所で利用率が50%以下のものは、1バンク停電のときにも直ちに切替が可能と考えられる。43のうち17の変電所はそういう条件に入っている。
- d. その他の26の変電所では、1バンク事故のときは他の変電所からの融通が必要である。

Table 11-1 Utilization Factor of Substation

Substation	SS. Cap (MVA)	Bank Cap (MVA)	Bank Max Load			Bank UTF (%)	Total Load (MVA)	Average UTF (%)
			(MW)	(MVAR)	(MVA)			
BKKNO1 (K)	40	20	12.8	7.4	15.0	75.0	24.5	61.3
		20	8.0	5.6	9.7	48.5		
BAKAPI (B)	80	40	14.0	3.0	14.3	35.7	33.2	41.5
		40	18.0	6.0	19.0	47.5		
BANGNA (BG)	40	40	13.8	8.2	16.1	40.0	16.1	40.0
BNGSUE (BS)	10	10	7.0	3.0	7.6	76.0	7.6	76.0
BYKHAN (BY)	80	40	9.5	4.0	10.3	38.8	22.6	28.3
		40	12.0	3.0	12.4	31.3		
BAPOOD (BD)	40	20	5.2	5.5	7.6	38.0	11.5	28.7
		20	5.0	0.1	5.0	25.0		
BKAJAO (BC)	10	10	2.5	0.7	2.6	26.0	2.6	26.0
BAPLEE (BP)	40	40	19.0	12.2	22.6	56.5	22.6	56.5
BANGPU (BU)	80	40	30.0	10.1	31.6	79.0	43.9	54.9
		40	10.8	6.1	12.4	31.0		
CIDLOM (CL)	—	—	—	—	—	—	—	—
DMUANG (D)	80	40	15.0	5.8	16.1	40.2	40.0	50.0
		40	22.0	9.5	24.0	60.0		
KLRSIT (KR)	40	40	16.5	10.2	19.4	48.5	19.4	48.5
KSAMIT (KS)	40	20	7.5	4.0	8.5	42.5	20.4	51.0
		20	9.7	6.9	11.9	59.5		
K-KRED (KK)	20	20	—	—	—	—	—	—
KNGJAN (KJ)	40	20	13.0	4.6	13.8	68.9	27.8	69.5
		20	12.2	7.2	14.2	70.8		
LUPINI (L)	80	40	29.0	24.0	37.6	94.1	61.2	76.5
		40	16.6	14.0	21.7	54.3		
LAPRAO (LP)	—	—	—	—	—	—	—	—
MOCHIT (M)	80	40	16.0	7.0	17.5	43.7	34.8	43.5
		40	15.0	7.8	16.9	42.3		
MKASAN (MS)	80	40	17.2	11.8	20.9	52.1	40.3	50.4
		40	17.2	9.2	19.5	48.8		
MHAMEK (MM)	80	40	20.0	9.5	22.1	55.4	38.3	47.9
		40	14.2	7.8	16.2	40.5		

Substation	SS. Cap (MVA)	Bank Cap (MVA)	Bank Max Load			Bank UTF (%)	Total Load (MVA)	Average UTF (%)
			(MW)	(MVAR)	(MVA)			
NORBKK (N)	40	20	6.6	4.0	7.7	38.6	15.3	38.3
		20	6.6	3.7	7.5	37.8		
NOBURI (NR)	40	20	8.0	3.8	8.9	44.3	19.5	48.8
		20	9.4	5.0	10.9	53.2		
ON-NUJ (NU)	80	40	12.8	6.0	14.1	35.3	23.5	29.3
		40	7.8	5.4	9.5	23.7		
PLWOOD (PL)	22.4	22.4	6.4	4.0	7.5	33.5	7.5	33.5
PAKNAN (R)	80	40	30.0	10.1	31.7	79.1	43.9	54.9
		40	10.8	6.1	12.4	31.0		
PDAENG (Q)	80	40	19.5	17.5	26.2	65.5	41.9	52.4
		40	13.8	8.0	16.0	39.9		
PKNONG (P)	80	40	15.8	8.2	17.8	44.5	46.6	58.3
		40	24.7	14.8	28.8	72.0		
PTUWAN (PM)	80	40	23.7	17.2	29.3	73.2	56.2	70.3
		40	22.8	14.3	26.9	67.3		
PKASEM (PS)	40	20	11.2	9.4	14.6	73.1	27.8	69.5
		20	10.8	7.6	13.2	66.0		
PCHUEN (PC)	80	40	13.3	8.0	15.5	38.8	22.9	28.6
		40	6.1	4.1	7.3	18.4		
PASSNA (RN)	80	40	18.5	12.2	22.2	55.4	54.6	68.3
		40	23.3	23.0	32.7	81.8		
RNGSIT (RS)	80	40	10.8	7.2	13.0	32.4	25.2	31.5
		40	10.4	6.4	12.2	30.5		
RAMTRA (RT)	80	40	11.8	10.8	16.0	40.0	29.1	36.4
		40	12.6	5.0	13.6	33.9		
SAMSEN (S)	80	40	22.0	4.0	22.4	55.9	42.1	52.6
		40	19.3	4.0	19.7	49.3		
SARONG (SR)	80	40	22.0	17.1	27.9	69.8	61.6	77.0
		40	26.2	21.2	33.7	84.3		
STUDIT (SA)	40	40	11.2	7.5	13.5	33.7	13.5	33.7
SSPDAM (SD)	80	40	15.0	10.5	18.3	45.8	44.7	55.9
		40	22.0	14.5	26.3	65.9		
NSPADAM	80	40	14.0	7.5	15.9	39.7	34.0	42.5
		40	15.8	8.8	18.1	45.2		
SOUBKK (SK)	20	20	10.0	7.0	12.2	61.0	12.2	61.0

Substation	SS. Cap (MVA)	Bank Cap (MVA)	Bank Max Load			Bank UTF (%)	Total Load (MVA)	Average UTF (%)
			(MW)	(MVAR)	(MVA)			
SI-LOM (SL)	80	40	22.1	13.3	25.8	64.5	53.3	66.7
		40	24.2	13.2	27.6	68.9		
SANSAB (SS)	40	40	19.4	12.8	23.2	58.0	23.2	58.0
TOBURI (T)	80	40	18.0	6.8	19.2	48.1	37.5	46.9
		40	16.9	7.0	18.3	45.7		
TOKUNG (TK)	80	40	24.8	6.0	25.5	63.8	45.1	56.4
		40	17.2	10.5	20.2	50.4		
TAKSIN (TS)	40	40	19.0	14.2	23.7	59.3	23.7	59.3
WTLIEB (W)	80	40	16.0	5.5	16.9	43.7	30.6	38.3
		40	13.0	4.3	13.7	34.2		
YOTHEE (TY)	40	40	22.2	10.6	24.6	61.5	24.6	61.5
TOTAL	2,642.4						1,326.9	50.2

- Note: 1. Bank UTF = Bank utilization factor  
2. Average UTF = Average utilization factor  
3. These data are value as of September 12, 1979.



Appendix 12 Utilization Factor of Existing Feeders

Sept. 12, 1979 '19

Substation	Distribution Feeder	Voltage (kV)	Conductor of Main trunk Line	Feeder Capacity MVA (A)	Feeder Load MVA (B)	Utilization Factor (B/A)
BANKKAPI	B11	12	AAL 336.4 MCM	8	4.666	0.583
	B12	12	"	8	2.751	0.343
	B13	12	"	8	1.842	0.230
	B14	12	"	8	2.498	0.312
	B16	12	"	8	2.457	0.307
	B21	12	"	8	5.136	0.642
	B23	12	"	8	6.030	0.753
	B24	12	"	8	6.321	0.790
	B25	12	"	8	6.420	0.803
BANGKOK NO1	K12	12	"	8	5.561	0.695
	K13	12	"	8	5.561	0.695
	K14	12	"	8	6.798	0.850
	K22	12	"	8	5.150	0.644
	K23	12	"	8	5.943	0.743
BANGK POOD	BD11	12	"	8	3.157	0.395
	BD12	12	"	8	2.210	0.276
	BD13	12	"	8	1.815	0.227
	BD14	12	"	8	1.578	0.197
	BD21	12	"	8	0.113	0.014
	BD23	12	"	8	2.974	0.372
BANG YEE KHAN	BY11	12	"	8	5.987	0.748
	BY12	12	"	8	0.211	0.026
	BY13	12	"	8	6.786	0.848
	BY21	12	"	8	6.621	0.828
	BY22	12	"	8	5.794	0.724
	BY23	12	"	8	4.552	0.569
BANG PU	BU411	24	"	16	6.728	0.421
	BU412	24	"	16	13.662	0.854
	BU413	24	"	16	12.642	0.790
	BU421	24	"	16	6.645	0.415
	BU422	24	"	16	0.369	0.023
BANG SUE	BS11	12	"		Spare	
	BS14	12	"	8	8.105	1.013

Substation	Distribution Feeder	Voltage (kV)	Conductor of Main Trunk Line	Feeder Capacity MVA (A)	Feeder Load MVA (B)	Utilization Factor (B/A)
BANG NA	BG11	12	AAL 336.4 MCM	8	4.320	0.540
	BG13	12	"	8	3.919	0.490
	BG22	12	"	8	6.029	0.754
	BG23	12	"	8	4.020	0.503
BANG KRACHAO	BC12	12	"	8	1.621	0.203
	BC21	12	"	8	4.357	0.544
BANG PLEE	BP411	24	"	16	7.245	0.453
	BP412	24	"	16	0.201	0.012
	BP421	24	"	16	6.842	0.428
	BP422	24	"	16	9.458	0.591
DONMUANG	D12	12	"	8	6.920	0.865
	D13	12	"	8	7.327	0.916
	D14	12	"	8	6.003	0.750
	D21	12	"	8	6.513	0.814
	D22	12	"	8	5.495	0.687
	D23	12	"	8	6.992	0.874
	D24	12	"	8	6.207	0.776
KLONG RANGSIT	KR411	24	"	16	9.915	0.620
	KR421	24	"	16	10.114	0.632
	KR431	24	"	16	7.139	0.446
KLONG SANPA SAMIT	KS11	12	"	8	4.364	0.546
	KS12	12	"	8	5.610	0.701
	KS21	12	"	8	6.615	0.827
	KS22	12	"	8	6.013	0.752
	KS23	12	"	8	1.203	0.150
KONG JAN	KJ11	12	"	8	5.080	0.635
	KJ12	12	"	8	0.111	0.014
	KJ13	12	"	8	4.339	0.542
	KJ14	12	"	8	8.575	1.072
	KJ21	12	"	8	7.666	0.958
	KJ22	12	"	8	4.269	0.534
	KJ23	12	"	8	5.628	0.704

Substation	Distribution Feeder	Voltage (kV)	Conductor of Main Trunk Line	Feeder Capacity MVA (A)	Feeder Load MVA (B)	Utilization Factor (B/A)
LUMPINI	L11	12	AAL 336.4 MCM	8	5.013	0.627
	L12	12	"	8	5.213	0.652
	L13	12	"	8	4.111	0.514
	L14	12	"	8	6.015	0.752
	L15	12	"	8	7.017	0.877
	L16	12	"	8	7.620	0.953
	L21	12	"	8	6.783	0.848
	L22	12	"	8	4.658	0.582
	L23	12	"	8	4.455	0.557
	L24	12	"	8	4.252	0.532
	L25	12	"	8	7.695	0.962
	L26	12	"	8	3.747	0.468
	MAKKASAN	MS11	12	"	8	2.949
MS12		12	"	8	5.506	0.688
MS13		12	"	8	7.865	0.983
MS14		12	"	8	2.261	0.283
MS15		12	"	8	3.834	0.479
MS21		12	"	8	2.781	0.348
MS22		12	"	8	5.665	0.708
MS23		12	"	8	4.429	0.554
MS24		12	"	8	4.119	0.515
MS26		12	"	8	2.472	0.309
MAHAMEK	MM11	12	"	8	6.068	0.759
	MM12	12	"	8	6.674	0.834
	MM13	12	"	8	6.472	0.809
	MM14	12	"	8	4.855	0.607
	MM15	12	"	8	3.544	0.443
	MM21	12	"	8	3.164	0.396
	MM22	12	"	8	5.148	0.644
	MM23	12	"	8	3.362	0.420
	MM24	12	"	8	6.724	0.841
	MM26	12	"	8	0.395	0.049
MO-CHIT	M11	12	"	8	5.466	0.683
	M12	12	"	8	5.150	0.644
	M13	12	"	8	5.163	0.645
	M14	12	"	8	4.853	0.607
	M21	12	"	8	7.032	0.879
	M22	12	"	8	1.980	0.248
	M23	12	"	8	5.546	0.693

Substation	Distribution Feeder	Voltage (kV)	Conductor of Main Trunk Line	Feeder Capacity MVA (A)	Feeder Load MVA (B)	Utilization Factor (B/A)
MO-CHIT	M24	12	AAL 335.4 MCM	8	4.358	0.545
NONTHABURI	NR11	12	"	8	5.781	0.723
	NR13	12	"	8	4.794	0.594
	NR21	12	"	8	3.096	0.387
	NR23	12	"	8	2.271	0.284
	NR24	12	"	8	6.813	0.851
NORTH BANGKOK	N12	12	"	8	6.919	0.865
	N13	12	"	8	7.326	0.916
	N14	12	"	8	4.376	0.547
	N22	12	"	8	3.969	0.496
ON-NUJ	NU411	24	"	16	6.326	0.395
	NU412	24	"	16	5.905	0.369
	NU421	24	"	16	3.796	0.237
	NU422	24	"	16	0.421	0.026
	NU423	24	"	16	1.265	0.079
PAKNAM	R412	24	"	16	8.495	0.531
	R413	24	"	16	8.495	0.531
	R422	24	"	16	7.432	0.465
	R423	24	"	16	11.679	0.730
PATHUWAN	PM11	12	"	8	4.738	0.592
	PM12	12	"	8	5.529	0.691
	PM13	12	"	8	5.529	0.691
	PM14	12	"	8	6.220	0.777
	PM15	12	"	8	7.108	0.889
	PM21	12	"	8	7.392	0.924
	PM22	12	"	8	6.663	0.833
	PM23	12	"	8	6.246	0.781
	PM24	12	"	8	5.831	0.729
PRAKANONG	P11	12	"	8	5.001	0.625
	P12	12	"	8	6.329	0.791
	P13	12	"	8	4.900	0.613
	P14	12	"	8	6.023	0.753
	P21	12	"	8	7.888	0.986

Substation	Distribution Feeder	Voltage (kV)	Conductor of Main Trunk Line	Feeder Capacity MVA (A)	Feeder Load MVA (B)	Utilization Factor (B/A)
PRAKANONG	P22	12	AAL 336.4 MCM	8	6.113	0.764
	P23	12	"	8	6.804	0.851
	P24	12	"	8	5.916	0.740
	P26	12	"	8	5.718	0.715
PETCHKASEM	PS11	12	"	8	2.986	0.373
	PS12	12	"	8	2.688	0.336
	PS13	12	"	8	4.978	0.622
	PS14	12	"	8	5.874	0.734
	PS21	12	"	8	5.234	0.654
	PS22	12	"	8	4.914	0.614
	PS23	12	"	8	7.265	0.908
PRACHACHUEN	PC11	12	"	8	7.400	0.925
	PC12	12	"	8	6.284	0.786
	PC13	12	"	8	5.776	0.722
	PC22	12	"	8	5.980	0.748
	PC23	12	"	8	5.879	0.735
PRAPRADAENG	Q11	12	"	8	5.204	0.651
	Q12	12	"	8	6.412	0.802
	Q13	12	"	8	6.878	0.860
	Q14	12	"	8	5.204	0.651
	Q21	12	"	8	6.337	0.792
	Q22	12	"	8	8.448	1.056
	Q23	12	"	8	8.226	1.028
PLY WOOD	PL11	12	"	8	4.863	0.608
	PL12	12	"	8	3.546	0.443
RASBURANA	RN11	12	"	8	7.592	0.949
	RN12	12	"	8	4.801	0.600
	RN13	12	"	8	4.913	0.614
	RN14	12	"	8	8.822	1.103
	RN21	12	"	8	6.677	0.834
	RN22	12	"	8	5.286	0.661
	RN23	12	"	8	6.677	0.835
	RN24	12	"	8	6.492	0.811
RN26	12	"	8	3.246	0.406	
RAMINTRA	RT411	24	"	16	4.472	0.279
	RT412	24	"	16	6.880	0.430

Substation	Distribution Feeder	Voltage (kV)	Conductor of Main Trunk Line	Feeder Capacity MVA (A)	Feeder Load MVA (B)	Utilization Factor (B/A)
RAMINTRA	RT413	24	AAL 336.4 MCM	16	1.205	0.075
	RT421	24	"	16	7.185	0.449
	RT422	24	"	16	3.593	0.225
	RT423	24	"	16	3.593	0.225
RANGSIT	RS414	24	"	16	0.398	0.025
	RS421	24	"	16	12.653	0.791
	RS422	24	"	16	11.428	0.714
	RS423	24	"	16	3.674	0.230
SAMRONG	SR11	12	"	8	7.238	0.905
	SR12	12	"	8	5.027	0.628
	SR13	12	"	8	3.821	0.478
	SR14	12	"	8	7.841	0.980
	SR15	12	"	8	6.434	0.804
	SR21	12	"	8	5.290	0.661
	SR22	12	"	8	6.269	0.784
	SR23	12	"	8	8.228	1.028
	SR24	12	"	8	8.425	1.053
	SR26	12	"	8	4.311	0.539
SAMSEN	S11	12	"	8	4.447	0.556
	S12	12	"	8	4.268	0.534
	S13	12	"	8	5.054	0.632
	S14	12	"	8	6.064	0.758
	S16	12	"	8	5.660	0.708
	S21	12	"	8	5.255	0.657
	S22	12	"	8	6.064	0.758
	S23	12	"	8	5.559	0.695
	S24	12	"	8	3.638	0.455
	S25	12	"	8	5.660	0.708
SILOM	SL11	12	"	8	3.881	0.485
	SL12	12	"	8	2.588	0.324
	SL13	12	"	8	6.569	0.821
	SL14	12	"	8	4.379	0.547
	SL16	12	"	8	6.271	0.784
	SL21	12	"	8	5.092	0.637
	SL22	12	"	8	5.194	0.649
	SL23	12	"	8	6.111	0.764
	SL24	12	"	8	5.194	0.649
	SL25	12	"	8	6.416	0.802

Substation	Distribution Feeder	Voltage (kV)	Conductor of Main Trunk Line	Feeder Capacity MVA (A)	Feeder Load MVA (B)	Utilization Factor (B/A)
SOUTH BANGKOK	SK11	12	AAL 336.4 MCM	8	5.723	0.715
	SK12	12	"	8	6.132	0.767
	SK13	12	"	8	2.861	0.358
TONGKUNG	TK11	12	"	8	7.468	0.934
	TK12	12	"	8	5.890	0.736
	TK13	12	"	8	6.837	0.855
	TK14	12	"	8	5.890	0.736
	TK16	12	"	8	5.153	0.644
	TK21	12	"	8	5.032	0.629
	TK22	12	"	8	6.851	0.856
	TK23	12	"	8	6.405	0.801
THONBURI	TK24	12	"	8	3.203	0.400
	T11	12	"	8	6.867	0.858
	T12	12	"	8	5.453	0.681
	T13	12	"	8	7.262	0.908
	T14	12	"	8	7.070	0.884
	T16	12	"	8	4.040	0.505
	T21	12	"	8	6.795	0.849
	T22	12	"	8	5.895	0.737
	T23	12	"	8	6.295	0.787
	T24	12	"	8	6.794	0.849
T25	12	"	8	6.694	0.837	
TAKSIN	TS11	12	"	8	5.877	0.735
	TS13	12	"	8	6.687	0.836
	TS16	12	"	8	5.268	0.659
	TS21	12	"	8	6.485	0.811
	TS22	12	"	8	2.229	0.279
TOTH I	YT11	12	"	8	3.952	0.494
	YT12	12	"	8	4.965	0.620
	YT16	12	"	8	6.282	0.785
	YT22	12	"	8	4.864	0.608
	YT24	12	"	8	3.039	0.380
	YT25	12	"	8	3.242	0.405
KLANG KRED	KK411	24	"	16	1.176	0.074

Substation	Distribution Feeder	Voltage (kV)	Conductor of Main Trunk Line	Feeder Capacity MVA (A)	Feeder Load MVA (B)	Utilization Factor (B/A)
SAN SAB	SS12	12	AAL 336.4 MCM	8	5.302	0.663
	SS14	12	"	8	6.650	0.831
	SS22	12	"	8	4.303	0.538
	SS24	12	"	8	3.685	0.461
	SS25	12	"	8	4.853	0.607
SATHUPRADIT	SA12	12	"	8	4.245	0.531
	SA22	12	"	8	4.541	0.568
	SA25	12	"	8	5.824	0.728



## (Network Area)

9/9

Substation	Distribution Feeder	Voltage (kV)	Conductor of Underground Cable	Feeder Capacity MVA (A)	Feeder Load MVA (B)	Utilization Factor (B/A)
WATLIEB	W11	12	500 mcm (x) (p)	8	4.850	0.606
	W12	12	" "	8	3.959	0.495
	W13	12	" "	8	3.167	0.396
	W14	12	" "	8	5.618	0.702
	W21	12	" "	8	5.543	0.693
	W22	12	" "	8	4.355	0.544
	W23	12	" (x)	8	4.256	0.532
	W24	12	" (x) (p)	8	4.355	0.544
SOUTH SAPANDAM	SD11	12	" (p)	8	6.313	0.789
	SD12	12	" "	8	5.72	0.715
	SD13	12	" "	8	5.128	0.641
	SD14	12	" (x)	8	2.861	0.358
	SD21	12	" (p)	8	6.213	0.777
	SD22	12	" (x) (p)	8	5.524	0.691
	SD23	12	" "	8	6.115	0.764
	SD24	12	" (p)	8	5.72	0.715
NORTH SAPANDAM	SD31	12	" (x)	8	4.914	0.614
	SD32	12	" (x) (p)	8	3.079	0.385
	SD33	12	" (x)	8	4.914	0.614
	SD34	12	" "	8	2.258	0.282
	SD41	12	" "	8	6.105	0.763
	SD42	12	" "	8	4.003	0.500
	SD43	12	" "	8	0.021	0.003
	SD44	12	" "	8	5.604	0.701
	SD46	12	" "	8	2.602	0.325
				Total mean utilization factor = 171.788/277 = 0.620		



## Appendix 13. 2次送電系統の構成方式

### (1) 2次送電線系統の構成方式の種類

一般に大都市では、ある地域内にある配電用変電所群に対して、電力はターミナル変電所の電源バスから2次送電線を通じて供給される。この場合、2次送電系統についてはいくつかのパターンが考えられる。

これらの基本的パターンは、通例地域の特殊条件に適合させるため、何らかのモディファイが行われる。従って、2次送電系統の構成方式として数多くのケースが考えられるが、本論においては、2次送電線の基本的構成方式としてつぎの3つをとりあげ、それぞれのもつ特徴を比較したい。

#### a. タップドタイ方式

いずれの配電用変電所も2つの異った電源バスから受電できるよう、2次送電線を $\pi$ 型引込とする方式

#### b. ファイダートランス方式

配電用変電所に設置する変圧器1台ごとに、電源バスから専用の2次送電線を設ける方式

#### c. 2回線T分岐方式

2次送電線をすべて平行2回線とし、2回線T分岐によって各配電用変電所に引込む方式  
一般的にいて、これら3つの方式のそれぞれは、工事費、供給信頼度、運用方法などについて独自の特性をもっている。従ってどの方式を選ぶべきかは、各方式のもつ特性のうちどの有利性を重視するかというポリシーに大きくかわりをもつと思われるが、以下の項において3つの方式を詳細に比較することとする。

### (2) 同一変電所群に対し、すべての変電所を同じ方式で供給する場合の比較

前記3方式のもつ基本的特性を明らかにするために、1つの地域の配電用変電所群のモデルを作り、これらの配電用変電所群に供給するための2次送電系統が、3方式のうちのいずれかで統一されていると仮定して、投資額や信頼度等について比較を行なう。

この場合配電用変電所のロケーションモデルは、都市中心部地域(以下Aエリアと呼ぶ)、都市周辺地域(以下Bエリアと呼ぶ)及び郡部(以下Cエリアと呼ぶ)において異ったものを設定し、それぞれの地域における各方式を比較した。

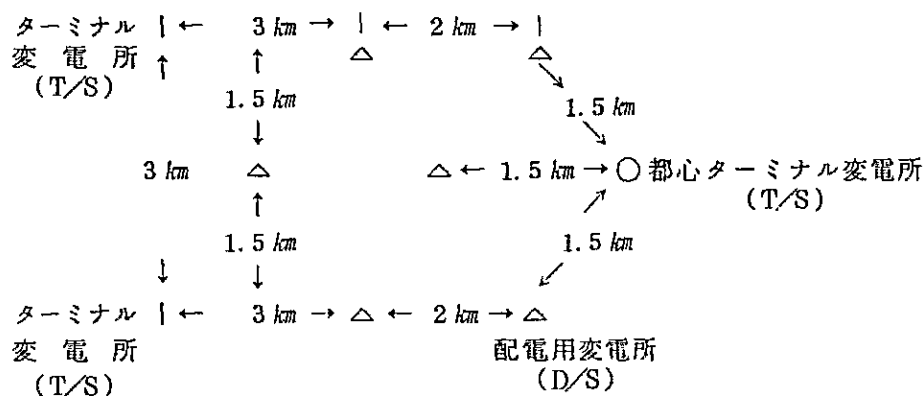
比較する項目は構成モデル、所要機材と投資額、供給信頼度、および運用面の特性とした。ただし所要機材と投資額の試算に当っては、方式の異りに応じて変化する機材のみを対象とし、各方式に共通なものは計算に含まれていない。

なお、構成モデルを決める条件として、Aエリアは3つのターミナル変電所から引き出される地中送電線と、架空送電線の併用、Bエリアは2つの電源バスから引き出される架空送電線、

Cエリアは1つの電源ブスから引き出される架空送電線を使用することとした。

a. Aエリアにおける各方式の比較

Aエリアの配電用変電所のロケーションモデルをつぎのごとく設定する。



これに対して各方式で供給するときの2次送電システムの構成モデルおよびそれぞれの投資額、供給信頼度等を比較すると、表13-1のとおりである。

表13-1の結果のとおり、投資額はフィーダートランス方式が最も小さく、ついでタップタイ方式、2回線T分岐方式の順に大きい。

一方信頼度の面から見ると、フィーダートランス方式と他の2つの方式との間には大きな差異がある。フィーダートランス方式の場合、送電線1回線事故時に変圧器1台のみが停電するが、他の方式の場合には変圧器2台もしくは4台の停電を伴う。しかしながら、フィーダートランス方式の場合、停電した変圧器を別の電源で救済することは不可能であり、送電線の故障の修理が完了するまで長時間の停電が継続することとなるが、他の2つの方式の場合には、切替のためのOB操作時間のみの停電ですむ。このことは、ターミナル変電所のブス事故時にも同じである。

停電範囲の大きさと停電継続時間の長さのどちらを重視するかは、ポリシーの問題であるが、停電時間が短いことの方が社会的影響は少ないと思われる。

2回線T分岐方式は完全な二重構造であるから、送電線事故やターミナル変電所のブス事故時、短時間で回線の切替が可能であるが、他の方式と比して投資額は大きいのが欠点である。

以上を勘案すると、Aエリアにおける方式としてフィーダートランス方式が有利と考えられる。Aエリアは架空送電線と地中送電線が併用されているが、架空送電線のみでフィーダートランス方式の送電線を建設する場合は、送電線の事故率が地中線に較べて、高いことを考慮する必要がある。また、地中送電線のみでフィーダートランス方式を建設するのは事故率の面で有利であるが、負荷増とともに回線数が増しT/Sからの引出しが困難になり、かつ投資額も多い。

Table 13-1 Comparison of system in A area

Type of system	Connection model	Required facilities and construction cost		供給信頼度・運用特性	
		Overhead line	Underground line		
Tapped tie		Subtransmission line	795MCM AA, lcct-5km. 2x795MCM AA, lcct-6km.	1600sq.mm Cu/PEX, lcct-3km. 500sq.mm Cu/PEX, lcct-1.5km. 795MCM AA, lcct-2km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時、1 つまたは 2 つの配電用変電所が停電するが、短時間で他の電源へ切替ることが可能。</li> <li>切替のため、他の変電所の C B 操作が必要。</li> <li>地中ケーブルの途中分岐が必要。</li> </ul>
		Substation switching and measuring facilities	6 Line Feeders ( 2000A CB, etc ) 2 Line Feeders ( 800A CB, etc ) 6 Trans. Feeders (800A CB, etc ) 3 Bus Tie (800A LS, etc)	same as left.	
		Construction cost	TC.59,121 x 10 <sup>3</sup> .	TC.88,608 x 10 <sup>3</sup> .	
		G.TTL TC.147,729 x 10 <sup>3</sup> .			
Feeder transformer		Subtransmission line	120sq.mm HA1, 2cct-9km.	150sq.mm Cu/PEX, 2cct-4.5km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時に、1 バックは救済可能。</li> <li>変圧器二次側ブス事故時、ターミナル変電所の C B を開放するための方策が必要。</li> <li>ターミナル変電所からの引出回線数が多くなる。</li> </ul>
		Substation switching and measuring facilities	6 Line Feeders ( 800A CB, etc )	same as left.	
		Construction cost	TC.29,448 x 10 <sup>3</sup> .	TC.80,892 x 10 <sup>3</sup> .	
		G.TTL TC.110,340 x 10 <sup>3</sup> .			
Double circuit T-branch		Subtransmission line	2x400sq.mm TA1, 2cct-4.5km. 2x795MCM, AA, 2cct-3.5km. 795MCM, AA, 2cct-1.5km.	800sq.mm Cu/PEX, 2cct-3km. 500sq.mm Cu/PEX, 2cct-0.75km. 2x795MCM, AA, 2cct-2km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時、1 つまたは 2 つの配電用変電所が停電するが、短時間で健全回線に切替えが可能。</li> <li>切替の C B 操作は、自らの変電所のみで可能。</li> </ul>
		Substation switching and measuring facilities	4 Line Feeders ( 2000A CB, etc ) 6 Line Feeders ( 800A CB, etc ) 6 Trans. Feeders (800A CB, etc ) 3 Bus Tie (800A LS, etc)	same as left.	
		Construction cost	TC.73,754 x 10 <sup>3</sup> .	TC.117,316 x 10 <sup>3</sup> .	
		G.TTL TC.191,070 x 10 <sup>3</sup> .			

C.E.

a.

供

ブ

差

ず

一

電

場

ブ

が

故

る

れ

一

考

率

つ

従って、フィーダートランス方式をもとに将来の送電線の拡充に当っては、別項(4)に詳述するユニット方式の導入採用を考慮した方が良いであろう。

b. Bエリアにおける各方式の比較

Bエリアの配電用変電所のロケーションモデルを次のとおりとして、Aエリアと同じく比較した結果は表13-2に示す。

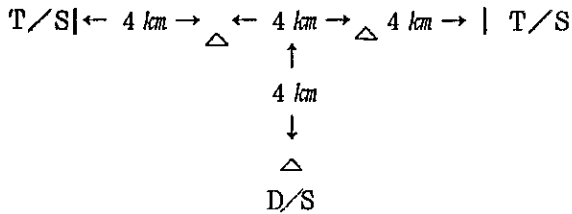


表13-2に見る如く、投資額においてはAエリアと同じくフィーダートランス方式が最も安い。しかし架空線における事故率が比較的高いことを考えると、この方式には信頼度上問題がある。この点から事故対応の容易なタップドタイ方式か、2回線T分岐方式が望ましいが、投資額からみてタップドタイ方式が好ましいと思われる。

c. Cエリアにおける方式の比較

Cエリアの配電用変電所のロケーションモデルをつぎのとおり1電源よりの供給として設定し、3方式を比較した結果を表13-3に示す。

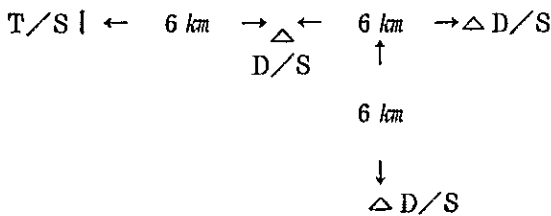


表13-3においてタップドタイ方式として示されたモデルは、理論上真のタップドタイではなく、π引込による1回線供給である。信頼度の点からフィーダートランス方式は好ましくない。地域の信頼度の必要性に応じて、π引込の形か或いは2回線T分岐方式の適用を決めるべきである。

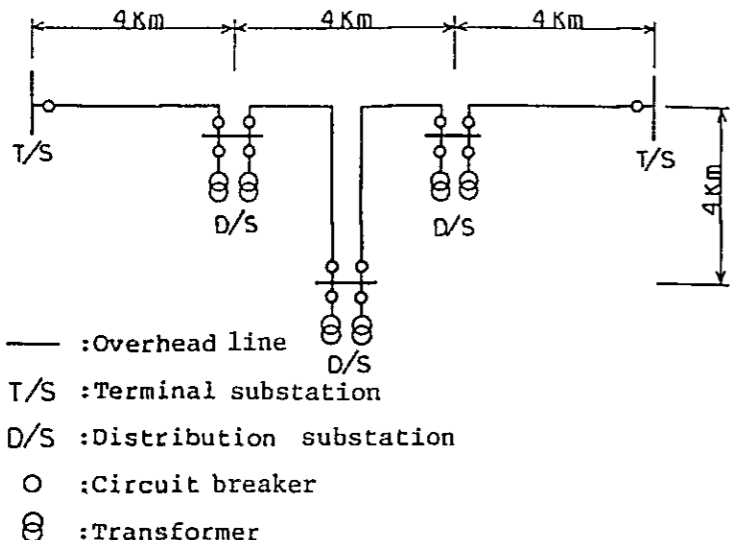
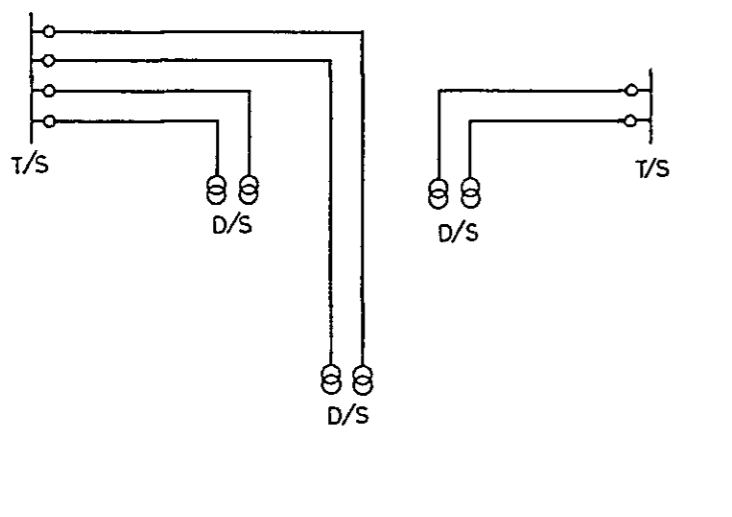
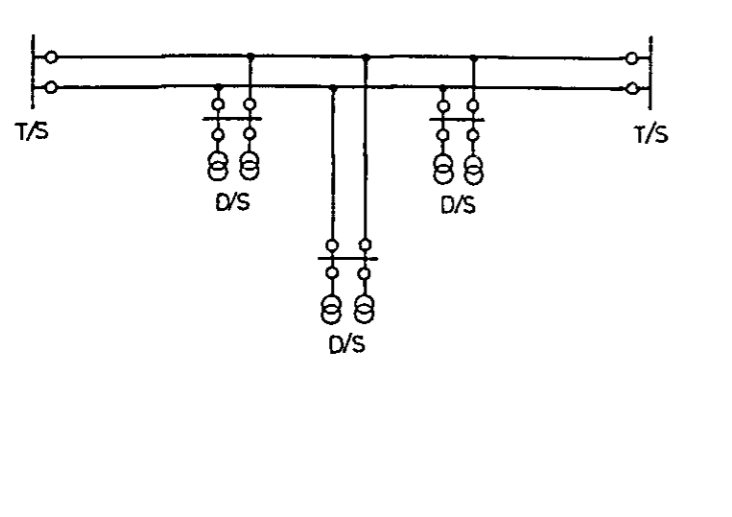
(3) 現在のタップドタイ方式に3つの方式で新設変電所を接続する場合の比較

現存設備がタップドタイ方式で構成されているとき、新しい配電用変電所への供給を3つの方式を採用した場合について比較する。

比較項目は構成モデル、所要機材と投資額、供給信頼度および運用面の特性とするが、所要機材と投資額の計算は方式に応じて変化する機材のみを対象とし、各方式に共通なものは含まれていない。

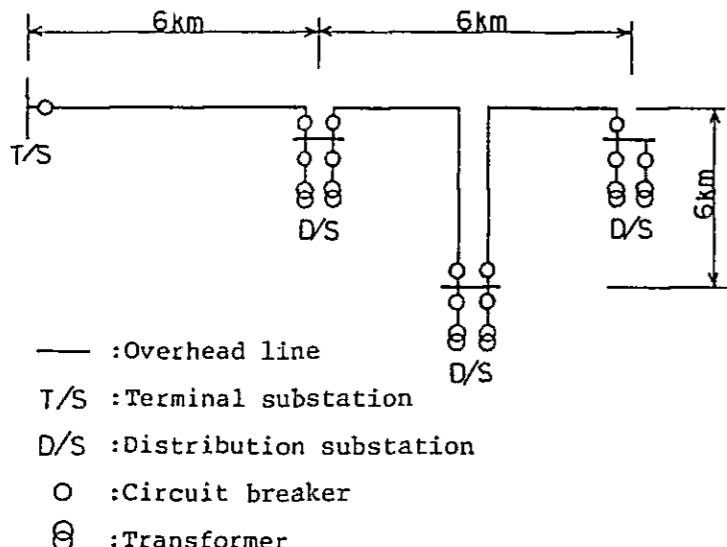
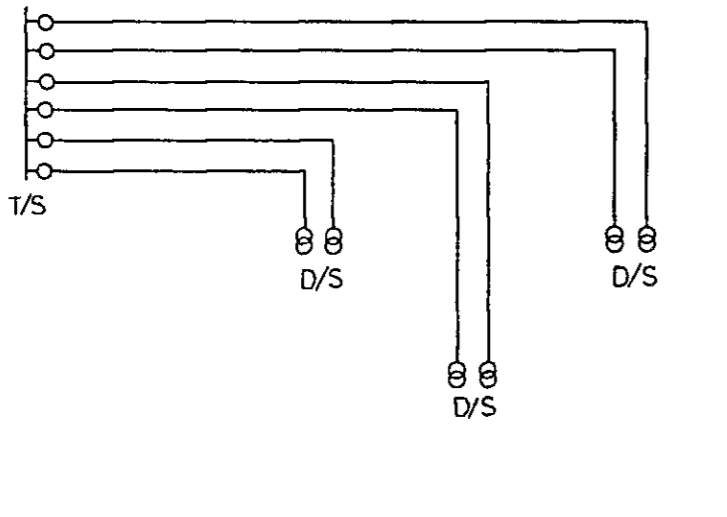
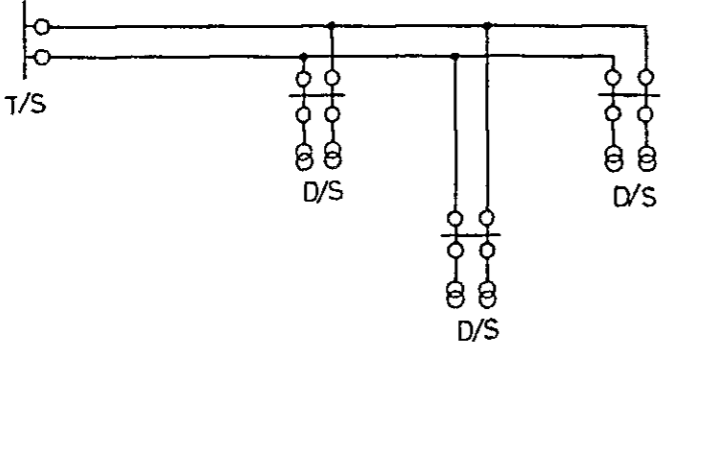
なお構成モデルを決める条件として、新設変電所に供給するための送電線は、Aエリアは地

Tabel 13-2 Comparison of system in B area

Type of system	Connection model	Required facilities and construction cost		供給信頼度・運用特性
Tapped tie	 <p>— :Overhead line  T/S :Terminal substation  D/S :Distribution substation  ○ :Circuit breaker  ⊗ :Transformer</p>	Subtransmission line	2x400sq.mm TAL, 1cct-8km. 2x795MCM AA, 1cct-4km. 2x795MCM AA, 2cct-4km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線1回線事故時、1つまたは2つの配電用変電所が停電するが、短時間で他の電源へ切替が可能。</li> <li>切替のため、他変電のCBの操作が必要。</li> </ul>
Substation switching and measuring facilities		8 Line Feeders ( 2000A, CB, etc ) 6 Trans. Feeders ( 800A, CB, etc ) 3 Bus Tie ( 2000A, LS, etc )		
Construction cost		TC.84,358 x 10 <sup>3</sup> .		
Feeder transformer		Subtransmission line	120sq.mm HAL, 2cct-18km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線1回線事故時に、1バンクは救済可能。</li> <li>変圧器二次側ブス事故時、ターミナル変電所のCBを開放するための方策が必要。</li> <li>ターミナル変電所の引出回線数が多くなる。</li> </ul>
Substation switching and measuring facilities		6 Line Feeders ( 800A, CB, etc )		
Construction cost		TC.51,444 x 10 <sup>3</sup> .		
Double circuit T-branch		Subtransmission line	2x400sq.mm TAL, 2cct-8km. 2x795MCM AA, 1cct-4km. 2x795MCM AA, 2cct-4km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線1回線事故時、1つまたは2つの配電用変電所が停電するが、短時間で他の回線へ切替可能。</li> <li>切替のCB操作は自らの変電所のみで可能。</li> </ul>
Substation switching and measuring facilities		4 Line Feeders ( 2000A, CB, etc ) 6 Line Feeders ( 800A, CB, etc ) 6 Trans. Feeders ( 800A, CB, etc ) 3 Bus Tie (800A, LS, etc )		
Construction cost		TC.98,099 x 10 <sup>3</sup> .		



Tabel 13-3 Comparison of system in C area

Type of system	Connection model	Required facilities and construction cost		供給信頼度・運用特性
Tapped tie	 <p>— :Overhead line T/S :Terminal substation D/S :Distribution substation ○ :Circuit breaker ⊗ :Transformer</p>	Subtransmission line	2x400sq.mm TAL, 1cct-6km. 795MCM AA, 1cct-3km. 2x795MCM AA, 1cct-3km. 2x795MCM AA, 2cct-6km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時、1～3 の変電所が停電し、事故復 1 日まで救済不能。</li> </ul>
Substation switching and measuring facilities		6 Line Feeders ( 2000A, CB, etc ) 6 Trans. Feeders ( 800A, CB, etc ) 3 Bus Tie ( 2000A,LS, etc )		
Construction cost		TC.84,834 x 10 <sup>3</sup> .		
Feeder transformer		Subtransmission line	120sq.mm HAL, 2cct-33km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時、1 パンクは救済不能。</li> <li>変圧器二次側ブス事故時、ターミナル変電所の C B を開放する方策が必要。</li> <li>ターミナル変電所の引出回線数が多くなる。</li> </ul>
Substation switching and measuring facilities		6 Line Feeders ( 800A, CB, etc )		
Construction cost		TC.88,104 x 10 <sup>3</sup> .		
Double circuit T-branch		Subtransmission line	2x400sq.mm TAL, 2cct-6km. 2x795MCM AA, 1cct-9km. 2x795MCM AA, 2cct-3km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時、1 つまたは 2 つの配電用変電所が停電するが、短時間で他の回線へ切替可能。</li> <li>切替のための C B 操作は自らの変電所のみで可能。 tion with power interruption.</li> </ul>
Substation switching and measuring facilities		2 Line Feeders ( 2000A,CB, etc ) 6 Line Feeders ( 800A, CB, etc ) 6 Trans. Feeders ( 800A, CB, etc ) 3 Bus Tie ( 800A, LS, etc )		
Construction cost		TC.94,288 x 10 <sup>3</sup> .		

.....

.....

中送電線と架空送電線を併用し、Bエリア、Cエリアは架空送電線を使用することとした。

a. Aエリアにおける各方式の比較

Aエリアにおける既設配電用変電所および新設配電用変電所のロケーションのモデルは、前項(2)－aに用いたモデルと同じものを使用し、中央部の2つの変電所が新設変電所であると仮定する。表13－4はその比較を示す。

投資額はフィーダートランス方式が最も小さいが、前項(2)－aで記した信頼度上の特質をもっている。

タップドタイ方式では、既設の地中ケーブルの容量が不足するため、既設地中ケーブルへのT分岐接続が不能であることが、投資額を大きくする原因である。

b. Bエリアにおける各方式の比較

Bエリアにおける配電用変電所のロケーションモデルは、前項(2)－bに用いたモデルと同じものとし、下方の変電所を新設変電所を仮定する。比較の結果を表13－5に示す。

c. Cエリアにおける各方式の比較

Cエリアにおける配電用変電所のロケーションモデルは、前項(2)－cに用いたモデルと同じものとし、下方の変電所を新設変電所と仮定した。

比較の結果を表13－6に示す。

(4) 地中線系統

a. 地中送電線系統の特徴

2次送電線の地中送電線による構成を考える場合、架空送電線による構成とは全く異った考え方が必要である。

架空線は熱放散が容易なため送電容量を大きくし易く、また線路の途中分岐、電線の張替等が容易にできる特徴がある。これに対し地中線には次のような特徴がある。

－地中埋設工事費が架空工事費に比べ高い。

－地中ケーブルの送電容量は、同じ導体断面積をもつ架空線に比べて小さい。

－地中ケーブルの途中分岐、取替等が高価につく。

－架空線に比べ雷、車両、樹木等外的要因に依る事故は少ない。

b. 地中送電線系統構成の各方式

i) フィーダートランス方式

この方式は地中送電線による構成方式としては最も簡単であり、T/S(ターミナル変電所)から配電用変電所の変圧器各バンク毎に1回線のケーブルで送電する方式である。

この方式は次のような特徴をもつ。

－T/S側にCBを設け、配電用変電所側のCBを省略し、変圧器間を結ぶブスも省略する。

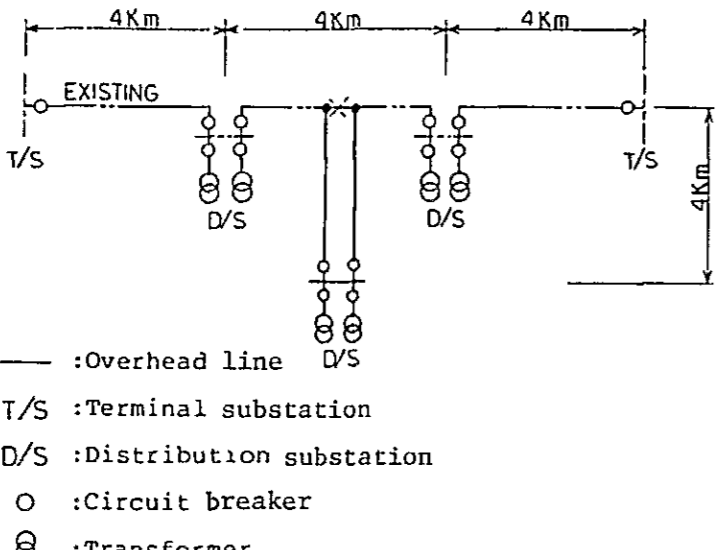
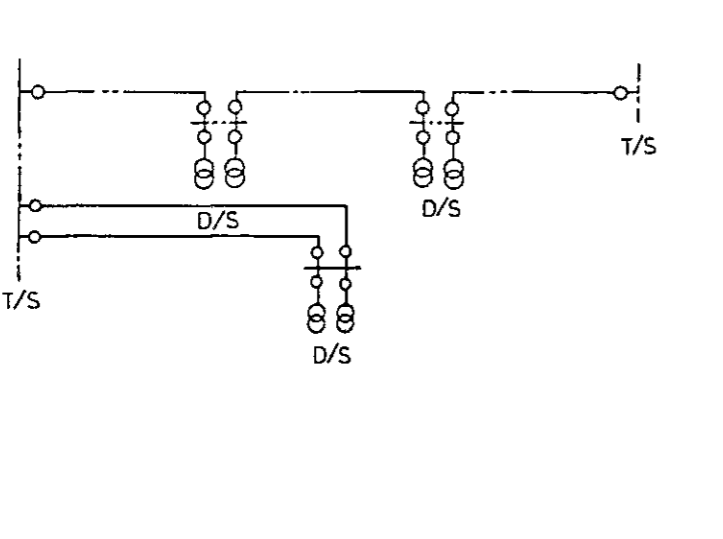
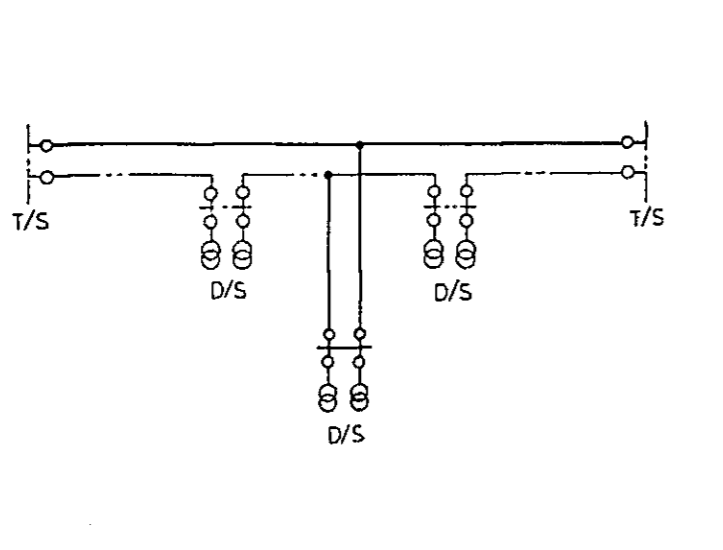
－1回線故障時には1バンクが停電する。

－需要増加に伴ない配電用変電所の変圧器が増える毎に、ターミナル変電所のCBおよび

Tabel 13-4 Comparison of system in A area

Type of system	Connection model	Required facilities and construction cost		供給信頼度・運用特性	
			Overhead line		Underground line
Tapped tie	<p>--- : Underground line    — : Overhead line                      T/S : Terminal substation    ⊗ : Transformer                      D/S : Distribution substation                      ○ : Circuit Breaker</p>	Subtransmission line	795MCM AA, 1cct-3km.	500sq.mm Cu/PEX, 2cct-1.5km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線1回線事故時, 1つまたは2つの配電用変電所が停電するが, 短時間で他の回線に切替可能。</li> <li>切替のため, 他の変電所のCB操作が必要。</li> <li>既設ケーブルの途中分岐は容量不足のため不能。</li> </ul>
		Substation switching and measuring facilities	2 Line Feeders ( 800A, CB, etc ) 2 Trans. Feeders (800A, CB, etc ) 1 BUs Tie (800A, LS, etc )	same as left.	
		Construction cost	TC.14,225 x 10 <sup>3</sup> .	TC.36,047 x 10 <sup>3</sup> .	
		G.TTL. TC.50,272 x 10 <sup>3</sup> .			
Feeder transformer		Subtransmission line	120sq.mm HAL, 2cct-3km.	150sq.mm Cu/PEX, 2cct-1.5km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線1回線事故時, 1バンクは救済不能。</li> <li>変圧器二次側ブス事故時, ターミナル変電所のCBを開放する方策が必要。</li> <li>ターミナル変電所からの引出回線数が多くなる。</li> </ul>
		Substation switching and measuring facilities	2 Line Feeders (800A, CB, etc )	same as left.	
		Construction cost	TC.9,816 x 10 <sup>3</sup> .	TC.26,802 x 10 <sup>3</sup> .	
		G.TTL. TC.36,618 x 10 <sup>3</sup> .			
Double circuit T-branch		Subtransmission line	<u>Size-up to.</u> 2x400sq.mm TAL, 2cct-1.5km. <u>New.</u> 795MCM AA, 2cct-1.5km.	500sq.mm Cu/PEX, 2cct-1.5km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線1回線事故時, 1つまたは2つの配電用変電所が停電するが, 短時間で他の回線へ切替可能。</li> <li>切替のためのCB操作は自らの変電所のみにて可能。</li> </ul>
		Substation switching and measuring facilities	1 Line Feeder (2000A, CB, etc ) 2 Line Feeders ( 800A, CB, etc ) 2 Trans. Feeders (800A, CB, etc ) 1 Bus Tie ( 800A, LS, etc )	same as left.	
		Construction cost	TC.19,328 x 10 <sup>3</sup> .	TC.38,755 x 10 <sup>3</sup> .	
		G.TTL. TC.58,083 x 10 <sup>3</sup> .			

Table 13-5 Comparison of system in B area

Type of system	Connection model	Required facilities and construction cost		供給信頼度・運用特性
Tapped tie	 <p>— :Overhead line  T/S :Terminal substation  D/S :Distribution substation  ○ :Circuit breaker  ⊗ :Transformer</p>	Subtransmission line	<u>Rearrangement.</u> 2x400sq.mm TAL, 1cct-8km. 2x795MCM AA, 1cct-4km.  <u>New.</u> 2x795MCM AA, 2cct-4km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時、1 つまたは 2 つの配電用変電所が停電するが、短時間で他の回線へ切替可能。</li> <li>切替のため他の変電所の C B を操作が必要。</li> </ul>
		Substation switching and measuring facilities	2 Line Feeders ( 2000A, CB, etc ). 2 Trans. Feeders ( 800A, CB, etc ) 1 Bus Tie (2000A, LS, etc )	
		Construction cost	TC. 39,854 x 10 <sup>3</sup> .	
Feeder transformer		Subtransmission line	<u>New.</u> 120sq.mm HAL, 2cct-10km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時、1 バンクは救済不能。</li> <li>変圧器二次側ブス事故時、ターミナル変電所の C B を開放する方策が必要。</li> </ul>
		Substation switching and measuring facilities	2 Line Feeders ( 800A, CB, etc ).	
		Construction cost	TC. 26,924 x 10 <sup>3</sup> .	
Double circuit T-branch		Subtransmission line	<u>Size-up.</u> 2x400sq.mm TAL, 2cct-8km. 2x795MCM AA, 2cct-4km.  <u>New.</u> 795MCM AA, 1cct-4km.	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時、1 つまたは 2 つの配電用変電所が停電するが短時間で他の回線へ切替可能。</li> <li>切替の C B 操作は自らの変電所のみで可能。</li> </ul>
		Substation switching and measuring facilities	2 Line Feeders ( 2000A, CB, etc ) 2 Line Feeders ( 800A, CB, etc ). 2 Trans. Feeder ( 800A, CB, etc ). 1 Bus Tie ( 800A, LS, etc ).	
		Construction cost	TC. 55,429 x 10 <sup>3</sup> .	

Tabel 13-6 Comparison of system in C area

Type of system	Connection model	Required facilities and construction cost		供給信頼度・運用特性
Tapped tie		Subtransmission line	<p><u>Size-up to.</u> 2x400sq.mm TAL, 1cct-6km. 2x795MCM AA, 1cct-3km.</p> <p><u>New.</u> 2x795MCM AA, 2cct-6km.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時, 1 つまたは 2 つの配電用変電所が停電し, 事故点復旧まで救済不能。</li> </ul>
Substation switching and measuring facilities		2 Line Feeders (2000A, CB, etc) 2 Trans. Feeders (800A, CB, etc) 1 Bus Tie (2000A, LS, etc)		
Construction cost		TC.44,907 x 10 <sup>3</sup> .		
Feeder transformer		Subtransmission line	<p><u>New.</u> 120sq.mm HA1, 2cct-15km.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時, 1 バンク救済不能。</li> <li>変圧器二次側ブス事故, ターミナル変電所の C B を開放するための方策が必要。</li> </ul>
Substation switching and measuring facilities		2 Line Feeders (800A, CB, etc)		
Construction cost		TC.39,144 x 10 <sup>3</sup> .		
Double circuit T-branch		Subtransmission line	<p><u>Size-up to.</u> 2x400sq.mm TAL, 2cct-6km. 2x795MCM AA, 2cct-6km.</p> <p><u>New.</u> 795MCM AA, 2cct-6km.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線 1 回線事故時, 1 つまたは 2 つの配電用変電所が停電するが, 短時間で他の回線へ切替可能。</li> <li>切替のための C B 操作は自らの変電所のみで可能。</li> </ul>
Substation switching and measuring facilities		1 Line Feeder (2000A, CB, etc) 2 Line Feeders (800A, CB, etc) 2 Trans. Feeders (800A, CB, etc) 1 Bus Tie (800A, LS, etc)		
Construction cost		TC.50,911 x 10 <sup>3</sup> .		

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

ケーブルも増設しなければならない。

ー配電用変電所の変圧器二次側事故の保護ができない。

上記の各項に対する改善策として以下の対策が必要である。

ー1回線事故対策

1回線事故時、他のバンクから配電線に電力を供給できるよう、変圧器の常時負荷限度を下げ利用率を低くしておく(2バンクの場合、利用率約55%、3バンクの場合、利用率約73%)あるいは、配電系統を通じ、他の配電用変電所から容易に供給できるような施設を作っておく。

ーターミナル変電所の引出回線増加対策

ターミナル変電所の建設時に予め地中管路を多管路作っておくと同時に引出用CB設置のスペースも十分とっておく。

ー変圧器2次側事故対策

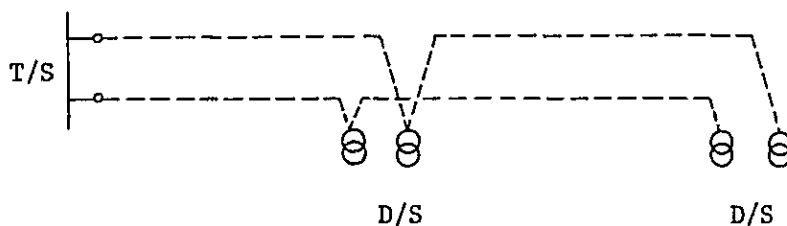
ターミナル変電所と配電用変電所間に信号伝送設備を設け、変圧器2次側事故時ターミナル変電所側のCBを転送遮断させる。

フィーダトランス方式の変形として、2ターミナル変電所から受電する方式もある。この場合は、1ターミナル変電所事故時は他のターミナル変電所から受電でき、また1ケーブルの事故時には事故ケーブルを切離した後、健全ケーブルから受電でき信頼度の向上がはかれるが、その分だけコストが高つく。

ii) ユニット方式

都市の需要密度が高く配電用変電所の数も多くなり、フィーダトランス方式では引出設備の数が多くなるので、このような場合ユニット方式がとられている。

ユニット方式とは、フィーダトランス方式をモディファイして、複数の変圧器に対して1つのフィーダで供給するもので、つぎのような結線を行なうものである。



この方式では引出設備の数は少なくてすむ。ただし1回線事故時には、その回線に接続されている変圧器はすべて停電するが、停電する変圧器は各配電用変電所ごとに分散されているので、前述の1回線事故時の対策をたてておけばよい。

この方式の変形として、1変圧器の事故のため同じフィーダで供給している他の変圧器



Table 13-7 Comparison of underground subtransmission systems

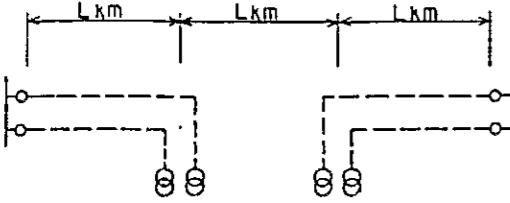
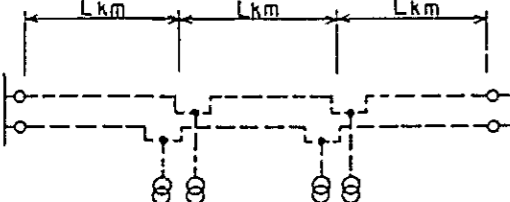
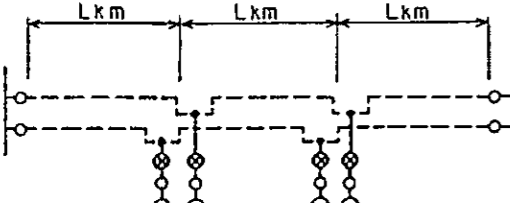
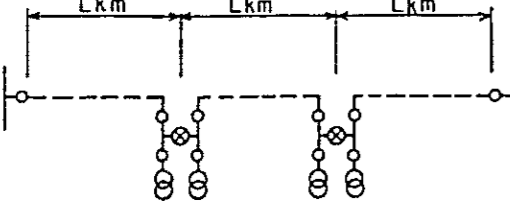
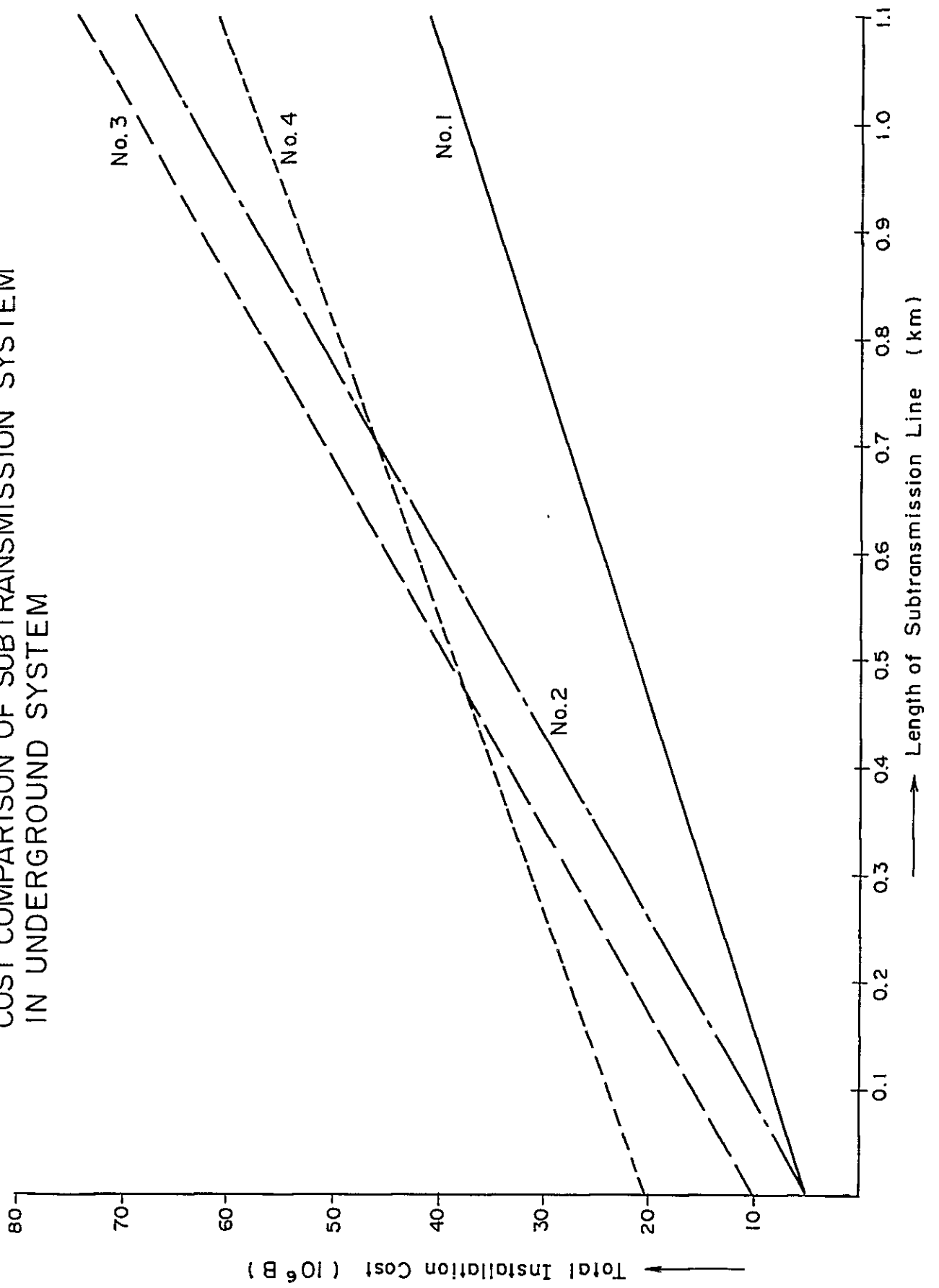
Connection model	Required facilities and construction cost	各方式の特徴
<p>No.1. Feeder transformer system</p> 	<p><u>Subtransmission line.</u> 150sq.mm Cu/PEX, 2cct-2xL km.</p> <p><u>Substation.</u> 4 Line Feeders (800A, CB, etc ).</p> <p><u>Total construction cost.</u> TC. ( 4,968 + 32,640 x L ) x 10<sup>3</sup>.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 1フィーダー1トランスでD/S側の開閉装置およびブス装置は省略する。</li> <li>(2) トランス二次側故障時の転送しや断設備が必要である。</li> <li>(3) 1フィーダー故障時には1トランスが停電する。</li> </ol>
<p>No.2. Unit system-(1)</p> 	<p><u>Subtransmission line.</u> 800sq.mm Cu/PEX, 2cct-2xL km. 150sq.mm Cu/PEX, 2cct-L km.</p> <p><u>Substation.</u> 4 Line feeders ( 800A, CB, etc )</p> <p><u>Total construction cost.</u> TC. ( 4,968 + 57,884 x L ) x 10<sup>3</sup>.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 1フィーダーに2トランスが接続され、各D/S側の開閉装置およびブス装置は省略する。</li> <li>(2) D/S間に連絡フィーダーを作り、各トランスとも2T/Sに接続される。</li> <li>(3) トランス二次側故障時の転送しや断設備が必要である。</li> <li>(4) 1フィーダー故障時に2トランスが停電するが、故障区間切離し作業後は、すべてのトランスに供給可能である。</li> <li>(5) ただし、1トランス事故時に他のトランスが同時に停電する。</li> </ol>
<p>No.3. Unit system-(2)</p> 	<p><u>Subtransmission line.</u> 800sq.mm Cu/PEX, 2cct-2xL km. 150sq.mm Cu/PEX, 2cct- L km.</p> <p><u>Substation.</u> 8 Line feeders ( 800A, CB, etc )</p> <p><u>Total construction cost.</u> TC. ( 9,936 + 57,884 x L ) x 10<sup>3</sup>.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 上記方式にトランス保護用の開閉装置を取付ける。</li> <li>(2) 転送しや断設備は不要となる。</li> <li>(3) 1トランスの事故が他のトランスへ波及しない。</li> </ol>
<p>No.4. Tapped tie system</p> 	<p><u>Subtransmission line.</u> 1600sq.mm Cu/PEX, 1cct-2xL km. 800sq.mm Cu/PEX, 1cct- L km.</p> <p><u>Substation.</u> 6 Line Feeders ( 2000A, CB, etc ) 4 Trans. Feeders ( 800A, CB, etc ) 2 Bus Tie ( 2000A, LS, etc )</p> <p><u>Total construction cost.</u> TC. ( 20,592 + 36,347 x L ) x 10<sup>3</sup>.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>(1) D/Sに送電線用開閉装置とブス装置を設ける。</li> <li>(2) 送電線は1回線で済むが、ケーブルサイズは太くなる。</li> <li>(3) 1フィーダー故障時には、他のフィーダーから供給が可能である。</li> <li>(4) 1トランス事故が他へ波及しない。</li> </ol>



FIG 13.1

COST COMPARISON OF SUBTRANSMISSION SYSTEM  
IN UNDERGROUND SYSTEM



(5) Examples of system composition in Japan

System composition of subtransmission lines of 9 private utilities companies of Japan is given in the following Table 13-8.

Table 13-8 Examples of system composition in Japan

Name of power company	Overhead system	Underground system	Remarks
Hokkaido	2 cct, "T" branch	Combination of 2 power source " $\pi$ " connection and 2 cct "T" branch	
Tohoku	"	---	Very small underground system
Tokyo	"	Unit system	Large consumers, SS are $\pi$ loop system
Chubu	"	Feeder transformer system	Large consumers, SS are $\pi$ loop system
Hokuriku	"	---	Very small underground system
Kansai	"	2 power source $\pi$ connection	Large consumer, combination of $\pi$ loop connection and 2 cct T branch
Chugoku	"	Combination of 2 power source connection and unit system	
Shikoku	"	Unit system	
Kyushu	"	2 power source, connection	

が停電するのを防ぐため、各変圧器の1次側にCBを設置する場合がある。

また、前項と同じく2ターミナル変電所から受電する方式も用いられる。

### iii) タップドタイ方式

この方式は1回線事故時でも他の回線から受電できるよう配電用変電所側に、受電回線切替用のブス設備を設ける。2ターミナル変電所から受電する構成にすれば信頼度は更に向上する。

信頼度は高くなるが、一方ブスの設備費およびケーブル費(2以上のバンクに供給するためケーブルサイズは太くなる)が高くなる。

このコストアップを防ぐため、配電用変電所側のCBを省略しLSのみでブスを構成する場合もある。

この方式では、配電用変電所の数が多くなると、ターミナル変電所の引出ケーブルも太くする必要があり、地中ケーブル1回線の送電容量により限度が生じる。

### c. 各方式の比較

上述のように各方式にはそれぞれの特徴があり、これを比較すると表13-7のようになる。この表に示すような4つのモデルについて、各変電所間の距離 $l$ をパラメーターとしてコストを算出し、グラフに示すと第13-1図のようになる。

第13-1図において $l$ が小さい時には、モデルNo.1(フィーダートランス方式)のコストが最も安く、信頼度向上のための設備が付加されるごとにコストは順次高くなる。

$l$ がある値以上になると、管路およびケーブルのコストが高くなるためモデルNo.2, No.3(ユニット方式)のコストがNo.4(タップドタイ方式)のコストより高くなる。

この図で示されたユニット方式とタップドタイ方式のコスト直線の交点の値は、このモデル計算の条件のもとでの数値であることに注意されたい。

しかしながら、一般的傾向として次のことが言える。

ーフィーダートランス方式は、信頼度は低いがトータルコストは安い。

ーユニット方式と、タップドタイ方式のコストは、管路、ケーブルの長さによって決まる。

ー配電用変電所がさらに増えた場合など、このモデル以外のケースについては、その都度コスト計算のうえ比較検討する必要がある。

(5) 日本における系統構成方式例

日本の9電力会社における2次送電系統の系統構成方法の概要は次表のとおりである。

電力会社名	系統構成方式		摘要
	架空線系統	地中線系統	
北海道	2回線T分岐	2電源 $\pi$ 引入および2回線T分岐併用	
東北	〃		地中線系統極めて少ない
東京	〃	ユニットサブステーション方式	大口需要家SSは $\pi$ ループ方式
中部	〃	フィーダートランスフォーマ方式	大口需要家SSは $\pi$ ループ方式
北陸	〃		地中線系統極めて少ない
関西	〃	2電源 $\pi$ 引込み	大口需要家は $\pi$ ループおよび2回線T分岐併用
中国	〃	2電源 $\pi$ 引込およびユニットサブステーション併用	
四国	〃	ユニットサブステーション方式	
九州	〃	2電源 $\pi$ 引込	

上表に見ると、地中系統の構成方式が地域ごとに異っているが、いずれもそれぞれの地域における立地条件や需要特性などに応じた拡充の歴史をもつものであり、9社に共通な方式はない。

9社のうち数社が採用しているユニット方式および中部のフィーダートランス方式においては、配電用変電所はすべて完全無人であり、ターミナル変電所からリモートコントロールされている。すなわち配電線による融通のための連系を強化した上、制御用施設が整備されることを条件として上記方式を採用している。

MEAがもしフィーダートランス方式やユニット方式を採用するとした場合、日本と同じ考え方に立つことについて十分な検討が必要であろう。

架空系統については共通して2回線T分岐方式が使用されている。日本では、2次送電線は通常専用の铁塔線路を使用するので、平行2回線が通常の姿となることからこの方式が最も便利なものとなる。MEAの場合は、配電線と共用のコン柱で道路沿いに建設されるので、建物

等の関係で1回線線路が増える。

従ってタップドタイ方式がやり易い方式となったものと思われる。

## (6) 結 論

### a. 都市中心部（Aエリア）における拡充

MEAが使用して居るタップドタイ方式は、配電線を共架した架空線路を使用する場合においてのみ効果的な方式である。

都市化の進展に伴い1ルートに1回線しか架設できない状況となっても、1回線πループで構成するタップドタイ方式は、経済的かつ高い信頼度の方式である。

しかしこの方式は、負荷の増大とともに多くの回線を必要とし、電線サイズは大きくなって支持物の強度の不足を来すなど 制約を受けることが考えられる。この状態は負荷密度が高くかつ、伸びの大きい都市中心部において早く出現する。

この地区での新しい回線は地中線とせざるを得ないが、地中線は架空線と異なる特性を有し、第(4)項に述べたごとく、フィーダートランス方式を基本とした独自の方式を考慮する必要がある。

一方において、系統が地中線で拡充されるとき、現有の架空系統を撤去するのは経済的でない。都市美観の見地から、地中化を要求されることは考えられるが、そのときは配電線も同時に地中化しなければ、美観の点から意味がない。故に地中化を実施するとしても、特殊な一部地域に限られると思われる。従って現有架空系統は将来も有効に使用すべきであり、地中・架空併用のタップドタイ方式として拡充するのが有利である。

以上のことから、Aエリアの拡充に当っては、現有設備を利用した架空・地中併用系統と、ターミナル変電所から近い所に建設される新しい配電用変電所に対するフィーダートランス方式の地中系統を適切に構成することが望まれる。

### b. 都市周辺部（Bエリア）における拡充

Bエリアにおいては、一部に地中線が用いられることはあっても、大部分は架空系統である。架空系統は地中系統に比して事故率の高いこと、Bエリアでは配電線の相互連系が完全には行ない難いこと、などからフィーダートランス方式は好ましくない。原則としてタップドタイ方式で拡充し、配電用変電所の数が多くなった時は、2回線T分岐方式に移行すると思われる。

### c. 郡部（Cエリア）における拡充

Cエリアにおいては、配電用変電所とターミナル変電所との距離が長く、2つの電源ブスから引き込むことは無理なケースが多い。1回線放射状の系統は信頼度が低いことは明らかで、これをカバーするため、必要に応じ、2回線T分岐方式を採用するとよい。





## Appendix 14. 配電電圧に関するスタディ

### (1) 日本における都市配電電圧のスタディ

一般的に言って、ある地域における適正な配電電圧は、その地域の負荷密度と需要構成によって決まる。しかし、大都市における電力需要は、経済成長に伴って急速に上昇し、需要構成もまた変化してゆくの常である。それらの変化に対応して不安のない供給を継続するための配電電圧及び配電方式に関するスタディが日本においてなされた。

MITI（日本政府通産省）は、政府スタッフ及び9電力会社の専門家で構成された“過密化対策委員会”を設立し、都市における配電問題を検討した。この委員会は、1971年5月にファイナルレポートを日本政府に提出した。

次項(2)にその報告内容の一部を示す。

### (2) 負荷密度と配電電圧

都市の発展とともに電力需要の増大も著しく、とくに都市中心部の電力負荷密度が極めて高くなったため、設備の拡充、高信頼度の保持、設備の管理、安全の確保等が大きな困難となった。現行方式（6kV/200V）を続けていたのでは、安定した供給力を確保することが難しいと思われた。新しい配電電圧が検討され、

- －負荷密度の現状と将来予測
- －現在の技術レベル
- －既設設備との関連

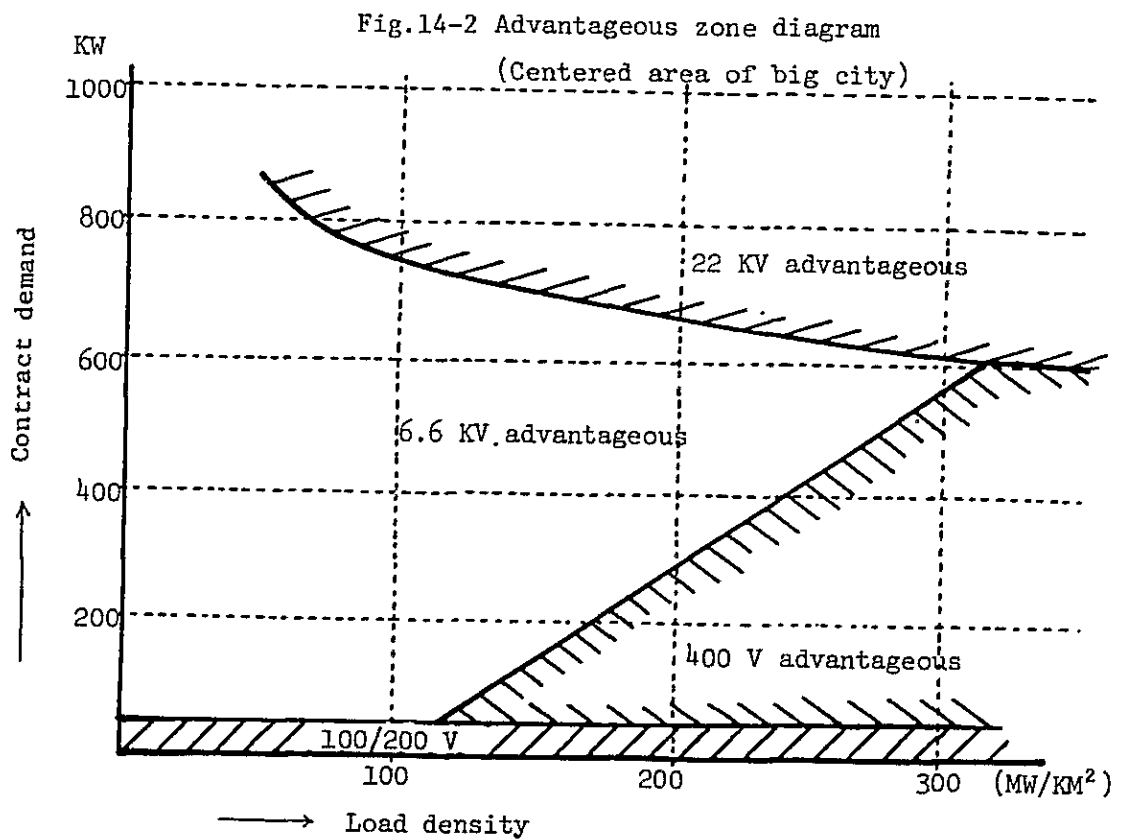
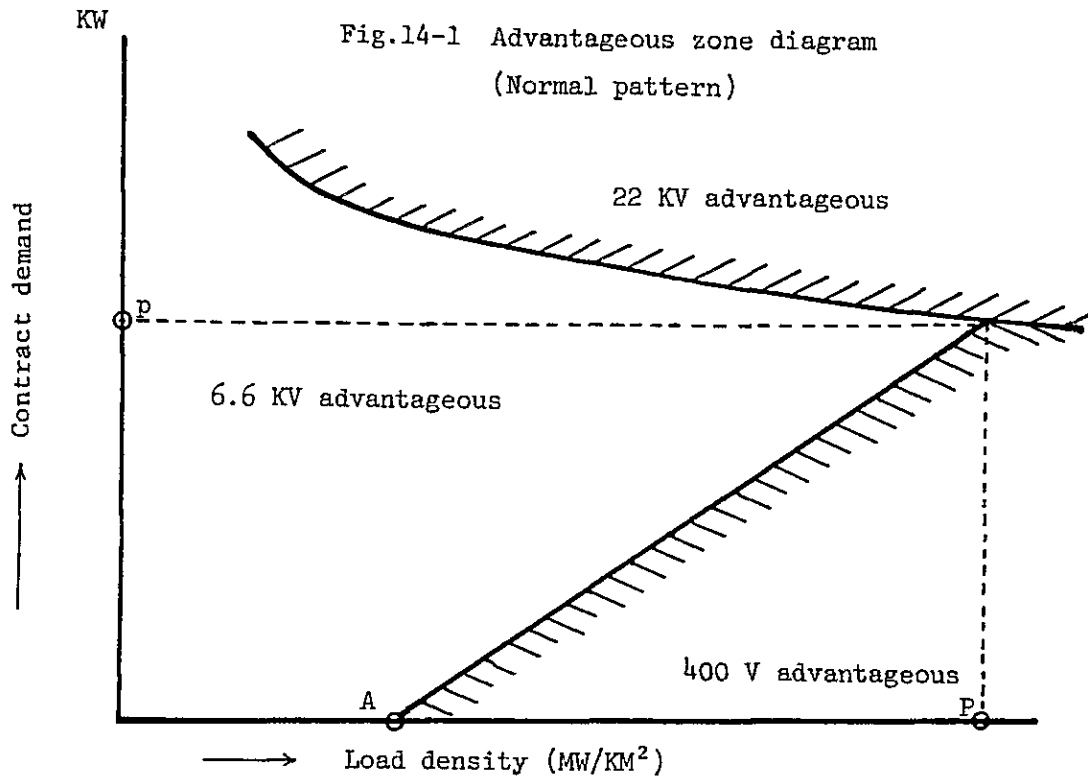
等を総合的に検討した結果、過密都市に対しては22kV/400Vが好ましいとの結論が得られた。

この22kV/400V配電方式は高密度地域で有効な配電方式であるが、すべての高負荷密度地域で有利であるとはいえず、需要構成と負荷密度にによって大きく左右される。

負荷密度及び需要構成をパラメーターとし、契約電力に応じて需要家供給電圧の区分を変化させて経済比較を行うと、その結果は第1図のごときパターンで表わされる。Fig 14-1において、負荷密度が $P \text{ MW/km}^2$ を超過すると、すべての需要家が22kV又は400Vでの供給が最適であることを示している。このPの値は、需要構成のパターンによって異なる。

東京の中心地域の需要構成を適用すれば、Fig 14-2に示すとおりとなる。第2図に基づいて、負荷密度の或る値、例えば $100 \text{ MW/km}^2$ の断面で、22kV/400Vに統一して供給したと仮定する。この場合22kV/400Vを採用することのメリットは、750kW以上のスポット負荷への供給に現われるのみである。しかしこの負荷密度ではスポット負荷のウエイトは少ない。従って、負荷密度が $100 \text{ MW/km}^2$ の断面では22kV/400V採用のメリットは現われまいといえる。

次に、負荷密度が $100 \text{ MW/km}^2$ を超えて大きくなるに従って22kV/400V供給の有利な需要家



が増え、300MW/Km<sup>2</sup>に達すれば、すべての需要家が22KV/400V供給が有利となる。従って100MW/Km<sup>2</sup>と300MW/Km<sup>2</sup>の中間の或る負荷密度の断面において22KV/400Vに統一して供給することによるメリットとデメリットが等しくなる点が存在する。

この限界点を求めるために、委員会は東京の中心部約50km<sup>2</sup>の現状をベースとしてつぎの3つの方式のもとで試算を行った。

- 22kV/400 配電
- 22kV/400 及び 6kV/200 併用
- 6kV/200V ( 現在方式 )

Fig14-3に、各方式のKV当り投資額を示す。Fig14-3は、22kV/400V方式がメリットを現わすのは負荷密度が約150MW/km<sup>2</sup>も超えたのちであることを示している。

以上は日本において検討された内容である。この結果をMEAの設備に適用すれば次のことが言える。MEAの現在の負荷密度は、バンコック市中心部で(A area)平均8MW/km<sup>2</sup>(最高20MW/km<sup>2</sup>)であり、20年後の需要想定値から想定しても平均20MW/km<sup>2</sup>(最高60MW/km<sup>2</sup>)にしかならない。従って配電電圧の経済性からいえば、少なくとも今後20年間のうちに24KV昇圧の必要性は現われないと考えられる。

(3) モデルによる12kV, 24kV建設費試算例

(本項の試算例は、前述の委員会報告とは無関係のものである。)

a. 比較の前提条件

i) 設備標準

比較に使用した設備標準は、現行MEA設備標準による。

(1) 設備標準……比較に使用した設備標準は次表のとおり

設 備 標 準			
	12kV	24kV	備 考
D/S の 容 量	2×40 MVA	2×40 MVA	
送 電 線 サ イ ズ	2×795MCM	2×795MCM	
D/Sフィーダケーブル	Cu 650MCM	Cu 650MCM	
D/S引出フィーダ数	12	6	
負 荷 配 電 線 サ イ ズ	AA336.4 MCM	AA336.4 MCM	
スポット負荷用ケーブル	Cu 650MCM	Cu 650MCM	

(注) D/S : Distribution Substation

ii) 1配電用変電所の供給区域及び送電線、配電線のモデル

- 1 D/Sの供給区域を一辺ℓ kmの正方形とする。
- 1 D/S当り送電線亘長はℓ kmとする ( Fig 14-4 )

Fig.14-3 Comparison of construction cost

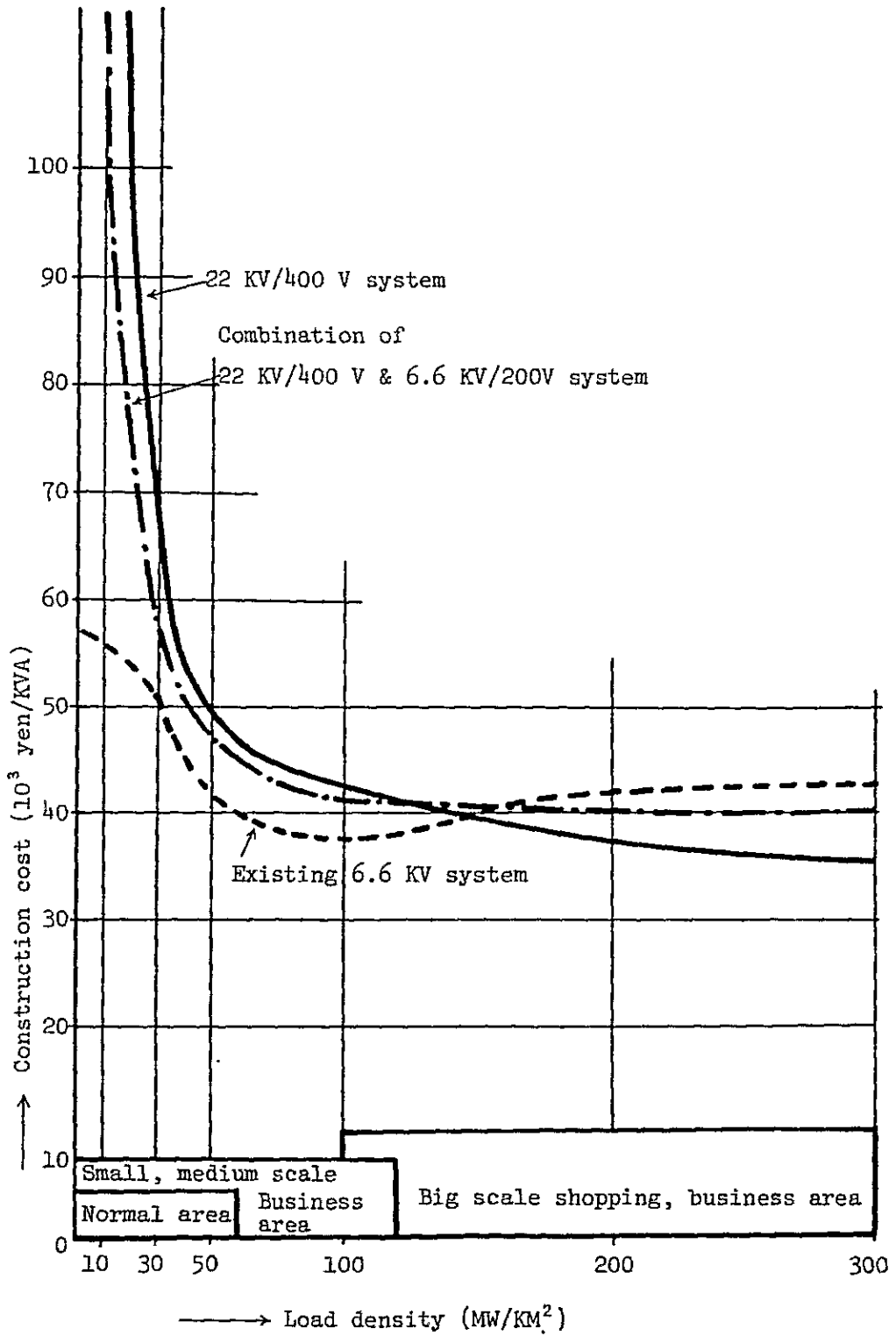
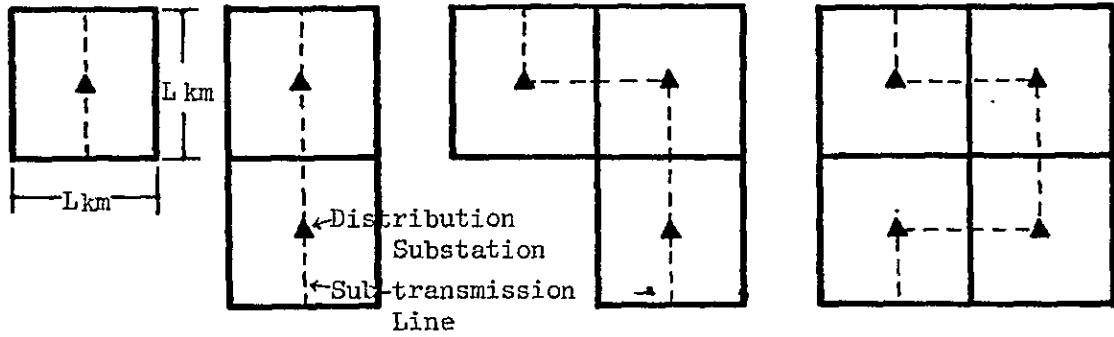


Fig.14-4 Model of sub-transmission line



Length of subtransmission line per one distribution substation is  $l$  km.

Fig.14-5 Model of distribution line

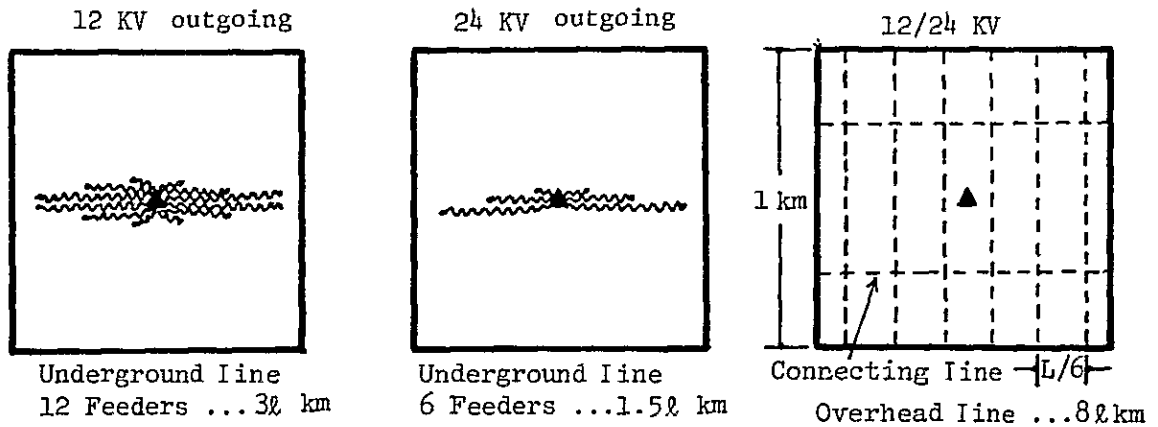
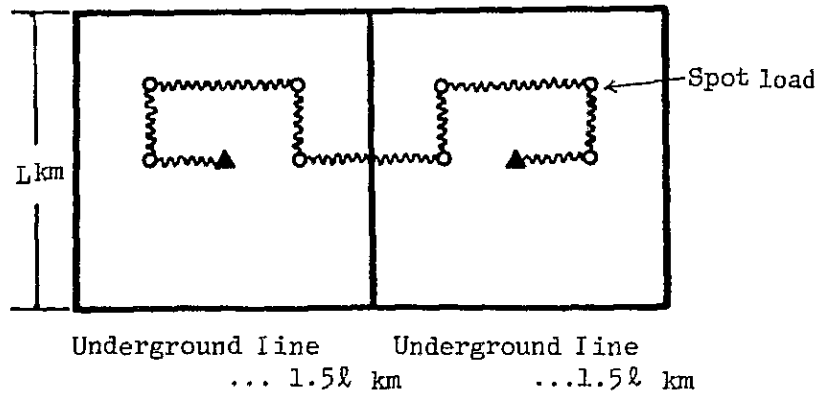


Fig.14-6 Model of special line for spot load



Underground line ...  $1.5l$  km      Underground line ...  $1.5l$  km

- D/S から引出す配電線は地中線とし、架空の配電線との接続は Fig 14-5 のとおりとする。
- 架空配電線は  $\ell / 6 \text{ km}$  の間隔で建設されるものとする。( Fig 14-5 )
- スポット負荷用配電線はすべて地中線による  $\pi$  ループ方式とし、隣接配電用変電所のスポット負荷用配電線と連けいする ( Fig 14-6 )
- スポット負荷とは、12 kV 配電線の場合 1,000 kW 以上、24 kV 配電線の場合 2,000 kW 以上の負荷を指す。

iii) Calculation Criteria

負荷密度を  $\text{DMW}/\text{km}^2$  とすると計算諸元は Table 1 のようになる。

負荷密度の変化に対応した主要な計算諸元を図示すると Fig 14-7 のようになる。

Table 14-1 計算諸元

	12kV	24kV	備考
需要密度 ( $\text{MW}/\text{km}^2$ )	D	D	
1 $\text{km}^2$ 当り D/S 数 (注1)	$N = \frac{D}{\alpha}$	$N = \frac{D}{\alpha}$	$\alpha = 80 \times \frac{\text{MLA}}{\text{D/S}} \times \text{力率} \times \text{利用率}$
1 D/S の供給面積 ( $\text{km}^2$ )	$1/N$	$1/N$	
1 D/S 供給区域の一辺 ( $\text{km}$ )	$\ell = \sqrt{\frac{1}{N}}$	$\ell = \sqrt{\frac{1}{N}}$	
1 D/S 引出フイダ直長 ( $\text{km}$ )	$3\ell$	$1.5\ell$	
1 D/S 架空配電線 ( $\text{km}$ )	$8\ell$	$8\ell$	
1 D/S 内配電トランス容量 (MVA)	$R = \frac{80 \text{ MVA}}{\beta}$	$R = \frac{80 \text{ MVA}}{\beta}$	$\beta = \frac{\text{配電トランス利用率}}{\text{力率} \times \text{D/S利用率}}$
1 D/S 内スポット用地中配電線 ( $\text{km}$ )	$1.5\ell \cdot m_1$	$1.5\ell \cdot m_2$	

(注1) D/S: Distribution Substation

(注2) スポット用配電線数の計算 ( $m_1, m_2$ )

都市の負荷密度が高くなると契約電力が 1,000 kW あるいは 2,000 kW 以上のスポット負荷が増加する。

(注) 日本におけるスポット負荷率の例を参考に、バンコックのスポット負荷率を Fig 14-8 のように想定する。

$$\text{(注) スポット負荷率} = \frac{\text{1 D/S 内のスポット負荷}}{\text{1 D/S の全負荷}} \quad (\%)$$

この率により、それぞれの需要想定に応じたスポット負荷の値を算出し、12 kV および 24 kV ごとに必要なスポット用配電線数を計算する。

iv) 建設費の計算式

各設備別建設単価を Table 14-2 のように表すと、建設費の計算式は(a)および(b)のとおりとなる。

Table 14-2 各設備別単価 (単位:  $10^3$  B) ※

	単 位	1 2kV	2 4kV	備 考
D/S	個 所	$S_1$	$S_2$	
6 9 K V 配電線	ckt · km	t	t	
地 中 配 電 線	"	$u_1$	$u_2$	
架 空 配 電 線	"	$h_1$	$h_2$	
配 電 用 変 圧 器	MVA	$d_1$	$d_2$	
配 電 用 機 器	MVA	$e_1$	$e_2$	

※ B : パーツ

(a) 1 2 kV 系統

1 D/S 当り建設費 ( $C'_1$ )

$$C'_1 = S_1 + \ell \cdot t + 3\ell u_1 + 8\ell h_1 + R(d_1 + e_1) + 1.5\ell m_1 \cdot u_1$$

$$\text{MW 当り建設費 } C_1 = \frac{C'_1}{1 \text{ D/S 内需要}} \cdot 10^3 \text{ B/MW}$$

(b) 2 4 kV 系統

1 D/S 当り建設費 ( $C'_2$ )

$$C'_2 = S_2 + \ell \cdot t + 1.5\ell u_2 + 8\ell h_2 + P(d_2 + e_2) + 1.5\ell \cdot m_2 \cdot u_2$$

$$\text{MW 当り建設費 } C_2 = \frac{C'_2}{1 \text{ D/S 内需要}} \cdot 10^3 \text{ B/MW}$$

b. 建設費の計算結果

MEA の " THE FIFTH " に用いられている各設備別建設単価を用いて負荷密度ごとに 1 2 kV, 2 4 kV の建設費 ( $10^3$  B/MW) を計算すると Fig 14-9 のようになる。

これによると負荷密度約  $120 \text{ MW/km}^2$  以下では 1 2 kV が有利、 $120 \text{ MW/km}^2$  以上となれば 2 4 kV が有利となる。

c. 配電線電圧降下および配電線路ロス

i) 配電線電圧降下

前述のモデルにより配電線最大電圧降下を計算すると、負荷密度  $10 \text{ MW/km}^2$  において、

12kVで約150V、24kVで約100Vである。負荷密度が増加するに従い、配電線長は短くなり電圧降下もこれらの値以下となるので問題ない。

ii) 配電線路ロス電力量の評価

同様のモデルにより年間配電線路ロス電力量を算出し、ロス電力量評価単価（EGATからの購入電力料単価）で評価すると、線路ロスは24kVの方が12kVより少ないが、変圧器ロスは24kVの方が12kVより多くなり、互に相殺されるため前記(2)の経済比較結果に大きく影響を与えるものではない。



Fig.14-7 Calculation criteria

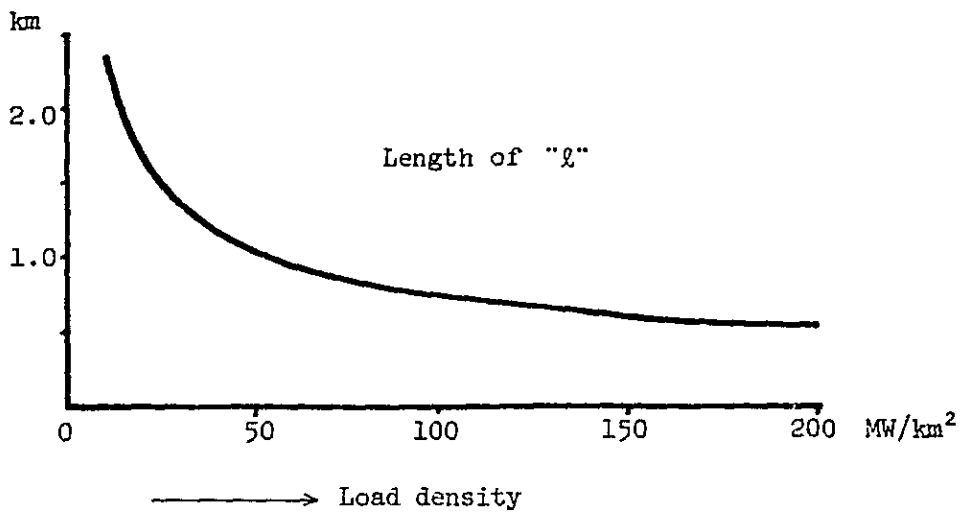
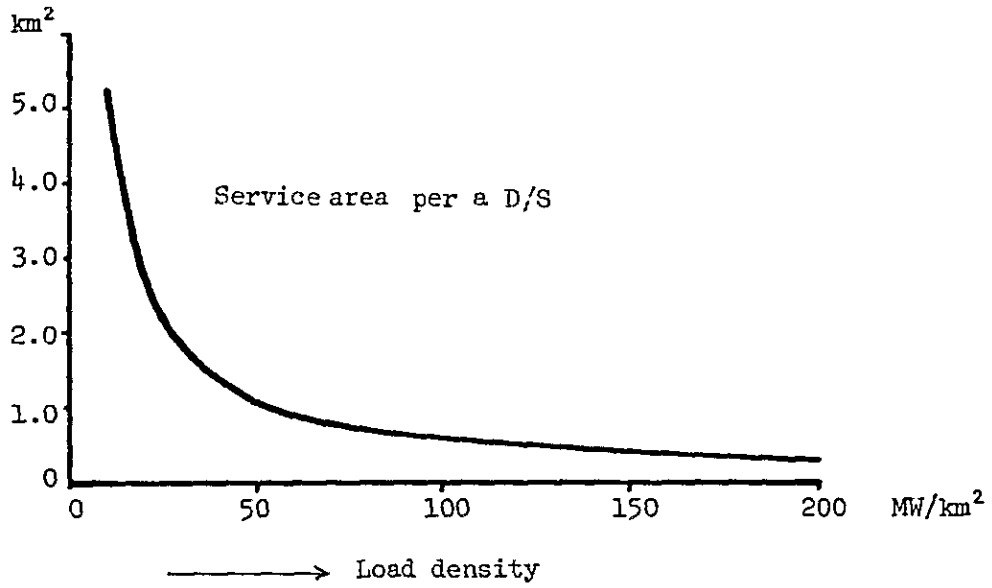
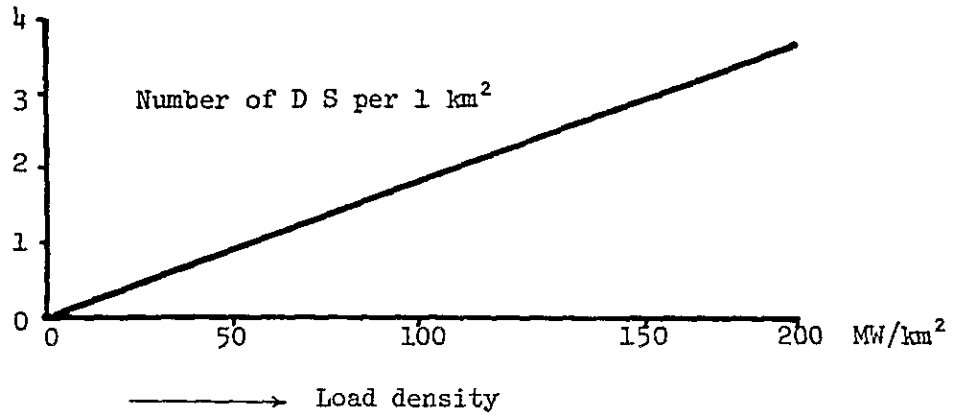
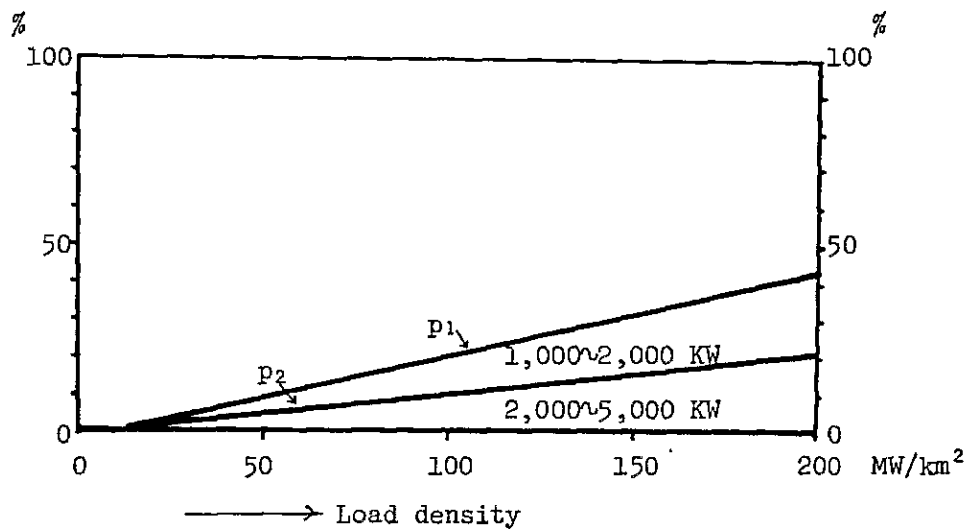
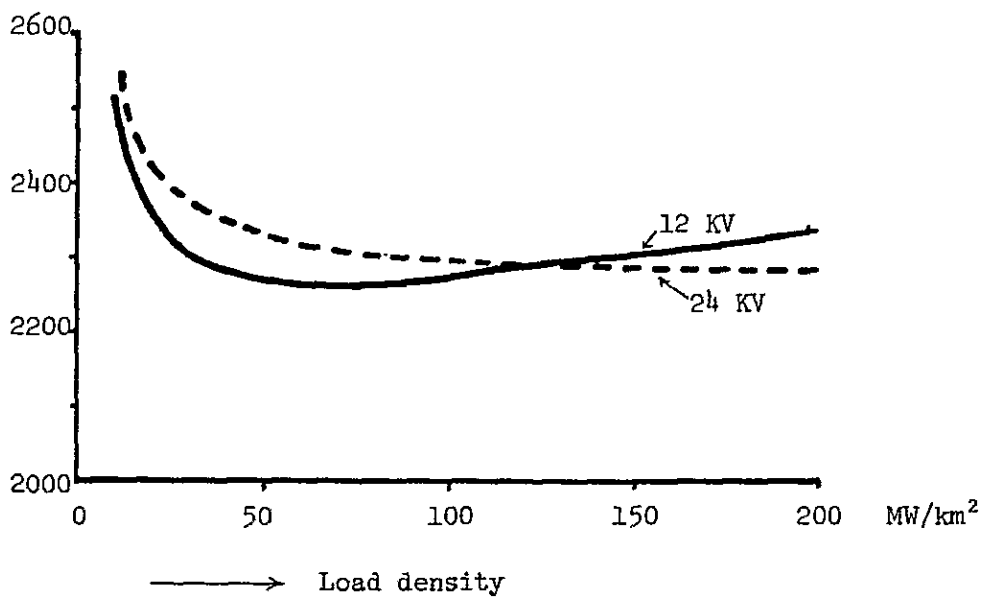


Fig.14-8 Forecast of spot load rate



10<sup>3</sup>B/MW Fig. 14-9 Construction cost



(1) 緒 言

M E A は 2 次架空送電線路の架空配電線路及び地中配電線路建設に関し、詳細な建設基準（以下“基準”と称す）を保有している。これのメリットは設計の簡素化、資材の規格化が図られるということ、今までの建設実績、運用実績等から見る限り、この“基準”は効果的に機能しており且大きな矛盾もないように見受けられる。しかしこの“基準”は約 2 0 年前に定められたもので、その後部分的に改訂、追加等の修正を行っているように見受けられるが全般的にかなり古い技術が基本となっており、現在の技術との間に大きな違いがあれば見直す必要がある。

またバンコックは急速に大都市化し、今後もますますその傾向が進むものと想定されるが、それに伴う設備規模の肥大化、環境条件の変化等により現状の“基準”では追随できなくなることが容易に想像できる。ここでは現行の“基準”を前述のような観点から眺め気付いた点、疑問点等について以下に述べることとする。

なお、現行の“基準”は、そのほとんどが決定された仕様を図表で表現したもので、その決定根拠、考え方といった詳細については記述していない。

したがって図・表 1 枚毎にその適否について指摘することは不可能であるので M E A の基準の項目に分類して、現行“基準”及び M E A から得られた知識をもとに検討した。

なお、変電設備については 上記のような建設基準が入手できてなかった。M E A の変電所の機器の購買方式は、個別に機器仕様を作りそのつど個別発注をするという性格が強い。

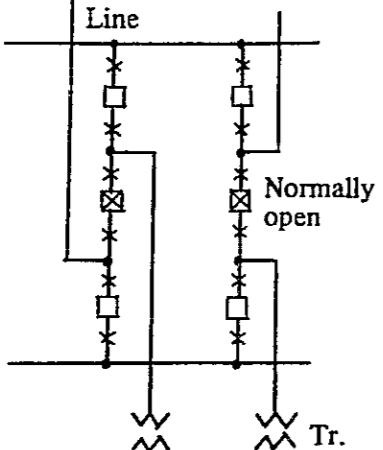
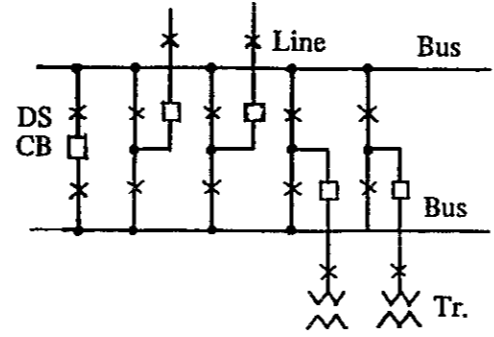
しかしながら、現在のように系統規模が大きくなり、将来もさらに大きくなることを考えれば、変電所の個々の機器仕様を決めるに当り、一定の思想のもとに行われることが必要である。

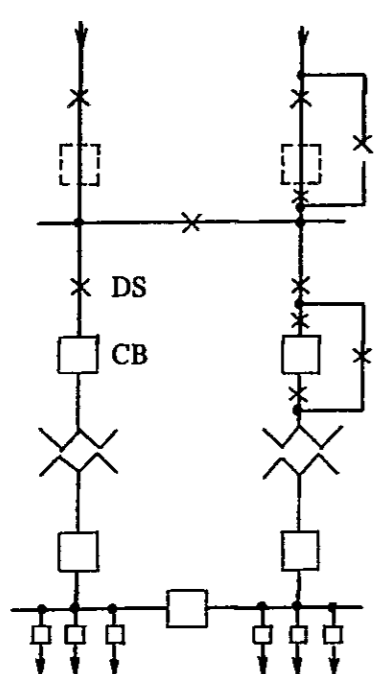
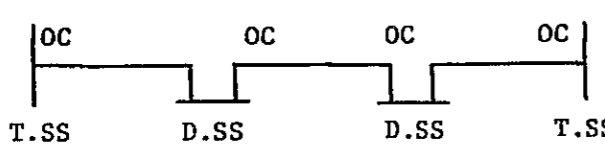
また今後、変電所の建設が数多く行われるためどの変電所でも必要とする同じタイプの工事、材料等については標準化をはかり、経済性の向上をはかるべきである。

(2) 全 般

現 在 の 基 準	改 訂 意 見	理 由 な ど
<p>a. 電気機器類の規格</p> <p>MEAの規格類は、ANSI主体にきめられている。</p>	<p>必要なところは、IECをベースにした規格に順次改訂して行くべきである。</p>	<p>ANSIのいくつかの部分は、タイの実態と合致しない部分がある。</p> <p>例 1) アメリカは60 Hzであるが、タイは50 Hzを採用している。</p> <p>2) MEAの配電電圧は、12 KV・24 KVであるが、ANSIの該当する電圧・階級は15 KV・25 KVであり、ANSIそのままあてはめれば過絶縁の仕様になり経済的に不利である。</p>

(3) 変電

現在の基準	改訂意見	理由など
<p>a. ターミナル変電所</p> <p>i) Double Bus 2CB方式</p> <p>ii) 1½ブス方式</p>  <p>b. 配電用変電所</p> <p>i) 配電用変電所の標準容量</p> <p>配電用変電所における主変圧器のユニット容量は40MVAとし、設置台数は2台である。</p>	<p>Double Bus 1CB方式</p>  <p>3台のCBのうち真中のCBを Normally Close として運転する。</p> <p>主変圧器の容量を20MVAおよび40MVAとし、設置台数は3台とする。</p>	<p>CBの設置台数が多く、不経済である。</p> <p>1½ブス方式の特色である高信頼度運転の効果を発揮させるため。</p> <p>主変圧器のユニット容量および設置台数の適正性は、供給区域の負荷密度に応じ違えるべきである。</p>

現在の基準	改訂意見	理由など
<p>ii) 主回路構成</p> <p>69 kV (115 kV) Incoming transmission line</p>  <p>12 kV (24 kV) Distribution line</p> <p>iii) 許容短絡容量 既設 69 kV 用遮断器の定格遮断容量 1800, 2500, 3500, 500 MVA</p> <p>iv) 送電線保護</p> 	<p>a) 引込送電線側に遮断器を設備するように統一する。</p> <p>b) 主変圧器二次側遮断器を省略し、負荷開閉器にする。</p> <p>c) 遮断器点検用バイパス回路を省略する。</p> <p>許容短絡容量を決める。</p> <p>Transmission SS. およびいくつかの Distribution SS. の 69 kV 送電線用保護リレーについて距離リレーの設置基準を決める。</p>	<p>変電所負荷の切替えを簡単に速くして、供給信頼度を高めることができる。</p> <p>主変圧器一次側の遮断器と共用することができる。 (主変圧器二次側の事故の場合、一次側の遮断器を動作させる)</p> <p>線路側 CB 点検時に他の回線で受電すれば、バイパス回路はいらない。</p> <p>主変圧器一次側遮断器の点検は軽負荷時に行ない、停電する変圧器の負荷を他の変圧器あるいは他の変電所の配電線を通じて供給すれば、バイパス回路はいらない。</p> <p>将来、電力系統が増強されると、電力系統の短絡容量が増加し、遮断器の定格遮断容量以上になる。こういう場合に、許容短絡容量以下にするよう、短絡容量低減対策として電力系統の運用面を規制するか、230-69 kV 連系変圧器のインピーダンス電圧の高いものを採用すれば、遮断器の定格遮断容量を増加しないですむ。</p> <p>運用が容易であり、事故設備を正確にできるだけ速く切除し、事故設備の損傷を軽減し、事故時の電力系統の動揺を少なくすることができる。</p>

現 在 の 基 準	改 訂 意 見	理 由 な ど
<p>v) 自動復旧装置 採用していない。</p> <p>vi) 配電線用キュービクル 屋内型を使用</p> <p>vii) 防音対策 採用なし</p>	<p>送電線事故時の変電所自動復旧装置を採用する。</p> <p>屋外型キュービクルを採用する。</p> <p>市街地の配電用変電所に防音壁，防音室等の防音対策を採用する。</p>	<p>送電線事故により，変電所が停電した場合，受電送電線の切替が正確に早く出来る。</p> <p>Buildingのスペースを小さくでき，建物工事等の削減がはかれる。</p> <p>付近住民からの苦情をなくする。</p>

(4) 送電線

現在の基準	改訂意見	理由など																											
<p>a. 電線</p> <p>i) 電線の種類 (DWG.No3602) 硬アルミより (AAC) 795MCM のみ 使用している。</p> <p>ii) 許容電流 (DWG.No3602) AAC 795MCM 平常時 800A 異常時 960A</p>	<p>耐熱アルミ合金より線 (TAAC) 795MCM を加える。</p> <p>バンコックの気象統計データ (気温, 風速, 日射量, etc) ならびに現在の電線性能 (許容温 度, ets) を考慮して再検討すべきである。</p>	<p>① 同一サイズ TAAC の外径, 重量ならびに機械的性質 は, AAC と同等であるが, 電線の許容温度が高い (A AC: 90℃, TAAC: 150℃) ため支持物は現行のまま で送電容量を 1.6 倍に増やせる。</p> <p>② AAC であれば, 2 導体としなければならない所でも TAAC であれば単導体ですむというケース (69KV では 85 ~ 135 MW の範囲) が出てきて経済 的メリットが出る。</p> <table border="1" data-bbox="1849 842 2579 1308"> <thead> <tr> <th></th> <th>M E A</th> <th>日 本</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>許容電流 平常時 <math>I_1</math> (A)</td> <td>800</td> <td>790</td> </tr> <tr> <td>" 異常時 <math>I_2</math> (A)</td> <td>960</td> <td>1,064</td> </tr> <tr> <td>周囲温度 <math>T</math> (℃)</td> <td>40</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>風 速 <math>V</math> (m/sec)</td> <td>0.61</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>日 射 <math>W</math> (W/cm<sup>2</sup>)</td> <td>0</td> <td>0.1</td> </tr> <tr> <td>輻射係数比 <math>Z</math></td> <td>0.5</td> <td>0.9</td> </tr> <tr> <td>許容温度 平常時 <math>t_1</math> (℃)</td> <td>80</td> <td>90</td> </tr> <tr> <td>" 異常時 <math>t_2</math> (℃)</td> <td>100</td> <td>120</td> </tr> </tbody> </table> <p>MEA と日本の AAC 795MCM の許容電流ならびに計 算諸条件を比較すると上表の通りで次のことが言える。</p> <p>一 バンコックの周囲温度, 日射は日本よりも悪条件下に あるはずなので, 風速も含めて気象統計データをもとに 見直す必要がある。</p> <p>二 許容温度は, 現在の電線性能から判断して, 日本での 採用値を推奨できる。</p>		M E A	日 本	許容電流 平常時 $I_1$ (A)	800	790	" 異常時 $I_2$ (A)	960	1,064	周囲温度 $T$ (℃)	40	40	風 速 $V$ (m/sec)	0.61	0.5	日 射 $W$ (W/cm <sup>2</sup> )	0	0.1	輻射係数比 $Z$	0.5	0.9	許容温度 平常時 $t_1$ (℃)	80	90	" 異常時 $t_2$ (℃)	100	120
	M E A	日 本																											
許容電流 平常時 $I_1$ (A)	800	790																											
" 異常時 $I_2$ (A)	960	1,064																											
周囲温度 $T$ (℃)	40	40																											
風 速 $V$ (m/sec)	0.61	0.5																											
日 射 $W$ (W/cm <sup>2</sup> )	0	0.1																											
輻射係数比 $Z$	0.5	0.9																											
許容温度 平常時 $t_1$ (℃)	80	90																											
" 異常時 $t_2$ (℃)	100	120																											



現 在 の 基 準	改 訂 意 見	理 由 な ど
<p>iii) 弛度 (DWG. No.3604, 3605)</p> <p>a) 弛度表 等価径間が125mのケースについてのみ弛度表がある。</p> <p>b) 架線時弛度と最終弛度 架線時弛度と最終弛度との間に0.06~0.07%のクリープを見込んでいる。</p> <p>iv) スペーサー (DWG. No.3715) Preformed Spacer(flexible type)を採用している。</p> <p>b. 碍子</p> <p>i) 5 3/4" x 10" 碍子の連結個数 (DWG. No.3033)</p> <p>a) 標準設計</p> <p>6.9KV.....4~7個</p> <p>11.5KV.....6~10個</p>	<p>等価径間125mの他に数ケースの弛度表を作成すべきである。</p> <p>建設後比較的年数の経過している線路で電線の弛度観測を行ない、計算上の架線時弛度と最終弛度と比較するなど、クリープ量について再検討するよう勧める。</p> <p>Semi-rigid type Spacer (comprising bolt/nut type clamps and a bar type body)を採用するよう勧める。</p> <p>6.9KV.....4個</p> <p>11.5KV.....6個</p>	<p>① 緊線区間の等価径間長をすべて125mにはできない。</p> <p>② 等間径間長が違えば弛度、張力とも異なるので、現行のままでは支持物強度、クリアランス等に悪影響を与える。</p> <p>① AACクリープ量は0.05~0.06%であるが、実際には延線時にプレストレッチを行なうのと同じような効果が出て、緊線完了後のクリープ量は上記の約半分となる。</p> <p>② 弛度・張力計算において実際の値より大きなクリープ量を想定すると、実際の最終張力は設計値よりも大きくなり、支持物に設計値以上の荷重が加わることとなる。</p> <p>スペーサーには、短絡電流による電磁吸引力等が圧縮力および引張力として作用する。とくに電磁吸引力はスペーサーに対して大きな圧縮力として作用し、現在のPreformed Spacerでは耐えられない。</p> <p>① アームの材質に関係なく予測される開閉サージによって決まる碍子連絡個数にすべきである。</p> <p>② 横振れ角および水平角の大きい個所では、碍子を増結する代わりに碍子装置のアース側にロットを挿入して離隔を確保すべきである。</p>

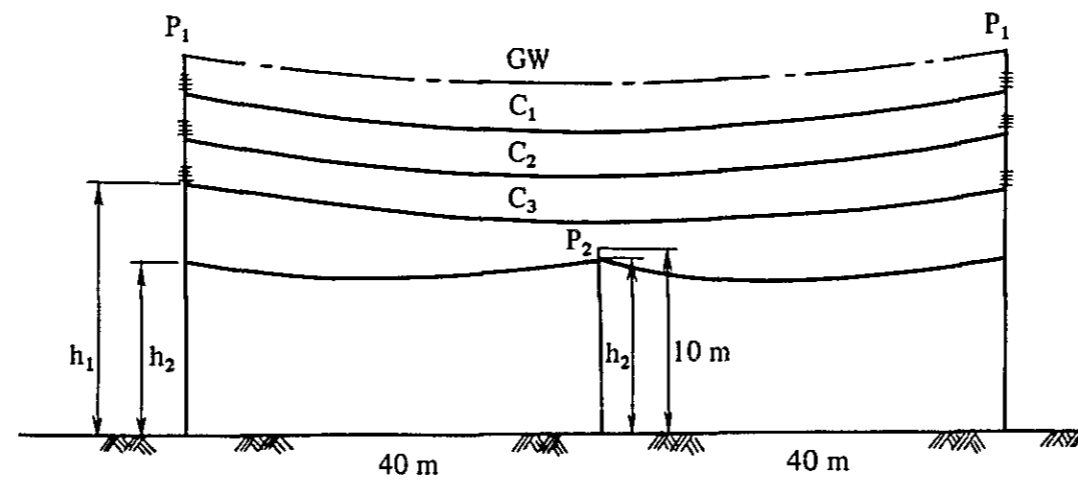
現 在 の 基 準	改 訂 意 見	理 由 な ど									
<p>b) 汚損設計</p> <p>ii) 懸垂碍子装置の使用制限  中角度柱にまで懸垂碍子を使用している。水平角度による使用制限はなく、懸垂碍子の横振れ角で制限しているようであるが、かなり大きな最大70°程度)横振れ角まで許容している。</p> <p>c. そ の 他</p> <p>i) アークホーン  現在は取付けていない。</p> <p>ii) アーム  木製アームおよび鋼製アームを採用している。</p>	<p>汚損マップを作成し、汚損量(等価塩分付着密度)によって碍子連結個数を決定する。</p> <p>懸垂碍子の使用を直線柱および極く小さな水平角度を有する支持物(水平角度2°程度まで、無風時の碍子横振れ角で20°程度以下となる個所)に制限する。</p> <p>碍子の連結個数を標準設計より1個増やしてアークホーンを取付ける。</p> <table border="1" data-bbox="1038 1218 1721 1365"> <thead> <tr> <th colspan="2">アークホーン間隔</th> <th>碍子連結個数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>6.9 KV</td> <td>5.5 cm</td> <td>5 個</td> </tr> <tr> <td>11.5 KV</td> <td>7.7 cm</td> <td>7 個</td> </tr> </tbody> </table> <p>すべて鋼製アームに替えて、かつこれを接地する。</p>	アークホーン間隔		碍子連結個数	6.9 KV	5.5 cm	5 個	11.5 KV	7.7 cm	7 個	<p>① バンコックは海に近いので、海塩による汚損がかなりあると思われる。</p> <p>② 汚損された碍子は耐電圧値が低下し、せん絡事故が発生し易くなるので、そのような事故を未然に防ぎ、送電線の安定度を高めるため。</p> <p>現在、小角度および中角度柱においては、碍子の横振れ方向を水平角荷重の作用する方向に決め、左右アームの長さを変えたり、支線の取付位置を決めたりしているが、強風が逆方向に吹いた場合には碍子が反対方向に振れて、支持物、支線等との間隔が不足する等問題が発生する。</p> <p>① バンコック地域はかなり強烈な雷が頻繁に発生する。</p> <p>② 送電線に雷撃があったとき、アークホーンがないと雷撃電流は碍子連の表面を伝って流れ、碍子が破損され易い。</p> <p>木製アームには次のような欠点がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>ㄐ 強度のバラツキが大きい。</li> <li>ㄐ 経年劣化が激しいうえ、耐用年数に大きなバラツキがある。</li> <li>ㄐ 地絡検出が難しい。</li> <li>ㄐ 碍子が絶縁不良になったとき、漏れ電流によって焼損する恐れがある。</li> </ul>
アークホーン間隔		碍子連結個数									
6.9 KV	5.5 cm	5 個									
11.5 KV	7.7 cm	7 個									

現 在 の 基 準	改 訂 意 見	理 由 な ど												
<p>iii) 最小電線離隔 DWG. No.3002にNESCのH-30をベースにした電線と各対象物との最小離隔が記載してある。</p> <p>iv) 送電線最下電線と配電線単独柱との垂直間隔支持物の装柱と電線の弛度から計算するとTable 15-1の通りである。</p>	<p>現行のNESCと比較して再検討すべきである。</p> <p>a) 送電線と配電線の共架柱(DC-1, DC-DC-1)における送電線最下電線の支持点を50cm上げる。</p> <p>b) あるいは、配電線単独柱の地上高を50cm下げる。</p>	<p>MEAの現基準はNESCのH-30をベースにしたと注記されているが、現行のNESCの値とは違っている。</p> <p>一例として、送電線と高低圧配電線との離隔を比較してみると、次のような違いがある。</p> <table data-bbox="1780 504 2582 714"> <tr> <td></td> <td>69KV</td> <td>115KV</td> </tr> <tr> <td>MEAの現行基準</td> <td>1.47m</td> <td>2.06m</td> </tr> <tr> <td>現行のNESC</td> <td>1.99m</td> <td>2.45m</td> </tr> <tr> <td>日本の技術基準(参考)</td> <td>2.12m</td> <td>2.74m</td> </tr> </table> <p>Table 15-1 に示すように、DC-1およびDC-DC-1においては、温度80℃のときの送電線最下電線と配電線単独柱との離隔が1.28mとなり、最小離隔1.47mを下廻る。</p>		69KV	115KV	MEAの現行基準	1.47m	2.06m	現行のNESC	1.99m	2.45m	日本の技術基準(参考)	2.12m	2.74m
	69KV	115KV												
MEAの現行基準	1.47m	2.06m												
現行のNESC	1.99m	2.45m												
日本の技術基準(参考)	2.12m	2.74m												

Table 15-1 Vertical clearance between lowest conductor of transmission line and distribution line

Type of Common Pole	$h_1$ (m)	$h_2$ (m)	Temp. (°C)	Sag (m)	Vertical clearance (m)	
					from dis. line conductor	from distribution pole
DC-1, DC-DC-1	12.50	9.50	37.8 (100°F)	0.82	2.18	1.68
			80	1.22	1.78	1.28
			150	1.73	1.27	0.77
DC-1B	14.05	9.21	37.8 (100°F)	0.82	4.02	3.52
			80	1.22	3.62	3.12
			150	1.73	3.11	2.51

Fig. 15-1 Longitudinal profile of joint-use section of transmission and distribution lines



(5) 配 電

現 在 の 基 準	改 訂 意 見	理 由 な ど														
<p>a. 架空配電線</p> <p>i) コンクリート柱の強度</p> <table border="0"> <tr> <td>柱 長</td> <td>許容曲げモーメント(地際)</td> </tr> <tr> <td>1 2.M</td> <td>3.5 ton-meter</td> </tr> <tr> <td>1 4.M</td> <td>4.15 "</td> </tr> </table> <p>ii) 高圧電線</p> <table border="0"> <tr> <td>幹 線</td> <td>… 3 3 6.4 MCM裸アルミ線</td> </tr> <tr> <td>分岐線</td> <td>… 4/0 AWG "</td> </tr> <tr> <td>"</td> <td>… 2/0 AWG "</td> </tr> <tr> <td>"</td> <td>… # 2 AWG "</td> </tr> </table> <p>特定な一部に限り 2 5 KV スペーサーケーブル(A<sub>L</sub>)を使用</p> <p>iii) 配電線路用開閉器</p> <p>a) 手動開閉器</p> <p>幹線には単極ディスクスイッチが使われ、分岐線にはカットアウトスイッチ(フューズ付)が使われている。</p> <p>b) 自動開閉器</p> <p>一部の限られた需要家用にのみ使用されている。</p>	柱 長	許容曲げモーメント(地際)	1 2.M	3.5 ton-meter	1 4.M	4.15 "	幹 線	… 3 3 6.4 MCM裸アルミ線	分岐線	… 4/0 AWG "	"	… 2/0 AWG "	"	… # 2 AWG "	<p>コンクリート柱の強度を高くする。</p> <p>例えば、1 2.M 4.5 ton-meter 1 4.M 5.5 "</p> <p>都心部では被覆線を使用し、狭線間の美化装柱を採用する。</p> <p>(注) BKK に適した美化装柱を検討し、装柱部品、接続部絶縁方法等を決める必要あり。</p> <p>3 極同時開閉の負荷開閉器(定格電流 1 0 0 ~ 6 0 0 A)のものを採用する。スイッチのタイプも気中型、真空型、ガス型等を目的により選択し使用する。</p> <p>配電線路に自動開閉器を採用し、事故時の配電線自動切離しシステムを採用する。</p>	<p>a) 高圧 1 回線の標準的な装柱の条件下では、支持物強度は十分であるが、許容限度に余裕がなく標準装柱のうゑに何かの機器、電線を追加すれば強度不足となる。</p> <p>b) 今後ますます配電線のルート確保が困難となるので、高圧 2 回線装柱を可能にさせる必要がある。</p> <p>都心部では建物、看板等が高圧線に接近しているので、高圧線を被覆化することにより公衆の感電防止と配電線事故を減少させる。同時に狭線間縦配列等が可能となるので、美化装柱の採用が可能となる。</p> <p>ディスクスイッチは配電線の途中で開閉する際に停電状態で開閉する必要があり、事故時に事故区間切離しに長時間を要する。</p> <p>3 極同時開閉の L B S を採用することにより、事故復旧時間を短縮させる。</p> <p>配電線事故時、事故区間を自動的に切離すことにより、大巾な信頼度向上が図れる。</p>
柱 長	許容曲げモーメント(地際)															
1 2.M	3.5 ton-meter															
1 4.M	4.15 "															
幹 線	… 3 3 6.4 MCM裸アルミ線															
分岐線	… 4/0 AWG "															
"	… 2/0 AWG "															
"	… # 2 AWG "															

現 在 の 基 準	改 訂 意 見	理 由 な ど
<p>iv) 配電変圧器</p> <p>a) 定格容量 (KVA)</p> <p>5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167, 333, 500, 750, 1000のほか、133, 150, 200, 300, 630 KVAがある。</p> <p>特に需要家持変圧器の容量は上記以外のものが多数存在する。</p> <p>b) 設置方法</p> <p>変圧器設置方法は、柱上設置が主である。</p> <p>v) 配電線路用電圧調整器</p> <p>採用なし</p> <p>vi) そ の 他</p> <p>a) アーム</p> <p>木製のアームを使用している。</p> <p>b) 電柱標識板</p> <p>採用なし</p>	<p>需要家持変圧器について一定の基準を定め、これを守らせる。</p> <p>市街地では柱上設置のほか借室設置、地上設置あるいは地下設置も併用する。</p> <p>長距離配電線で電圧降下の甚だしい線路の途中で電圧を上げる為の電圧調整器を採用する。</p> <p>軽量鋼製のアームを採用する。</p> <p>交通ひんばんな道路添いのコンクリート柱に夜光性の電柱標識板を取付ける。</p>	<p>需要家持変圧器はMEA管内配電変圧器容量の44%にも当り、品質が悪いとロスも多く、また、配電線事故の要因ともなり一般需要家へも迷惑を与えることになる。</p> <p>柱上設置では建物への接近による危険、騒音による住民の苦情などが発生するので、これを避けるため。</p> <p>長距離配電線で電圧降下甚だしい場合は、その対策として電線のサイズアップするには工事費が高くなり不経済であるので、線路の途中で電圧調整器を設置すれば経済的な電圧改修が行なえる。</p> <p>木製アームの腐蝕による事故防止および取扱費用が軽減される。</p> <p>車両衝突による配電線事故を防止するため。</p>

現在の基準	改訂意見	理由など																									
<p>b. 地中配電線</p> <p>i) 地中ケーブルの種類</p> <table border="0" data-bbox="468 401 994 640"> <tr> <td>単</td> <td>芯</td> <td>650MCM</td> <td>Cu</td> <td>XLPE</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>500MCM</td> <td></td> <td>"</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>350MCM</td> <td>Cu</td> <td>PILC</td> </tr> <tr> <td>単芯or3芯</td> <td></td> <td>4/0</td> <td>AWG</td> <td>"</td> </tr> <tr> <td>"</td> <td></td> <td>2/0</td> <td>AWG</td> <td>"</td> </tr> </table> <p>ii) 地中管路</p> <p>石綿セメント管(コンクリート巻き) および鋼管</p> <p>iii) マンホール</p> <p>現場打マンホール</p>	単	芯	650MCM	Cu	XLPE			500MCM		"			350MCM	Cu	PILC	単芯or3芯		4/0	AWG	"	"		2/0	AWG	"	<p>a. 3芯トリプレックス形XLPEケーブルを採用する。</p> <p>b. 鋼帯がい装ケーブルの採用 (市街地道路が整備され、埋設物の規制が行なわれ得る場所)</p> <p>a) 地中管路材料として左記のほか、軽量鋼管、FRP合成管、硬質プラスチック管等を採用する。 とくに橋梁添架の場合はFRP管を使用する。</p> <p>b) 変電所出口等引出管路数が多い所では洞道を採用する。</p> <p>プレハブ組立形マンホールの開発を行なう。</p>	<p>単芯ケーブルを3本同時に1管路に引き入れる場合は、引込時の張力のアンバランスができ、特定ケーブルにのみ張力が集中し絶縁部に無理がかかる。</p> <p>トリプレックス形だと張力が平均し、工法も容易である。また、トリプレックス形は3芯1体形に比べ、</p> <p>① 電流容量が約10%多い ② 重量が5~10%小さい 等の利点がある。</p> <p>ケーブル埋設の工期を短縮し、工事費を軽減させるため。</p> <p>市街地では管路工事のための道路くっさくが交通支障となるので、軽量で強度のある管路材料を使用することにより、くっさく、配管、埋戻しを短期間のうちに完了させることができる。</p> <p>とくに橋梁添架にFRP管を使用すれば軽量のため橋梁強度に与える影響が少なく、また腐蝕の恐れもない。</p> <p>上記と同じく市街地での地中線工事期間の短縮をはかるため。</p>
単	芯	650MCM	Cu	XLPE																							
		500MCM		"																							
		350MCM	Cu	PILC																							
単芯or3芯		4/0	AWG	"																							
"		2/0	AWG	"																							

現 在 の 基 準	改 訂 意 見	理 由 な ど
<p>iv) 地中開閉器および地上設置開閉器 採用していない。</p>	<p>地中多回路開閉器（耐水型）および地上設置多回路開閉器を採用する。</p>	<p>地中線路の事故，作業時に該当区間の切離しあるいは，該当区間以降の負荷側へ他の電源から送電する等により，信頼度向上がはかれる。</p> <p>また，地中線路の追加延長工事を必要とする場合にも多回路開閉器から容易に分岐することができる。</p>



.

© 2000 by the American Psychological Association

.

1000-0000/00/0000-0000

参 考

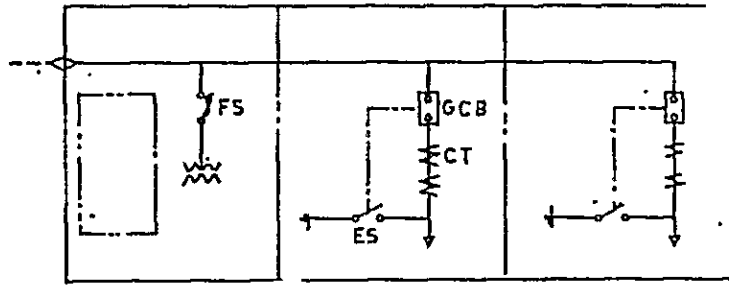
- G-1 電気機器規格値の比較例
  
- S-1 自動故障復旧装置
- S-2 GISによる6.9kV配電用変電所
- S-3 GISによる6.9kV開閉所
- S-4 2.4kV屋外用キュービクル
- S-5 変圧器の防音室
  
- T-1 耐熱アルミ線の効果
  
- D-1 美化配電柱(例1)
- D-2 " (例2)
- D-3 1.2kV手動LBS(空気遮断タイプ)
- D-4 1.5kV " (真空 " )
- D-5 1.2kV自動LBS(空気遮断タイプ)
- D-6 配電変圧器室の容量と広さ
- D-7 2.4kV配電線路用電圧調整器
- D-8 夜光性電柱標識板
- D-9 トリプレックス形ケーブルと鋼帯がい装ケーブル
- D-10 地中配電用軽量鋼管
- D-11 " 硬化プラスチック管
- D-12 " FRP管とFRP合成管
- D-13 " フレキシブル管
- D-14 プレハブマンホール
- D-15 地中配電用機器の使用例
- D-16 地中配電用多回路スイッチ(地上設置)
- D-17 " (地下設置)



**G-1 Values Comparison of Two Standards (ANSI/IEC)**

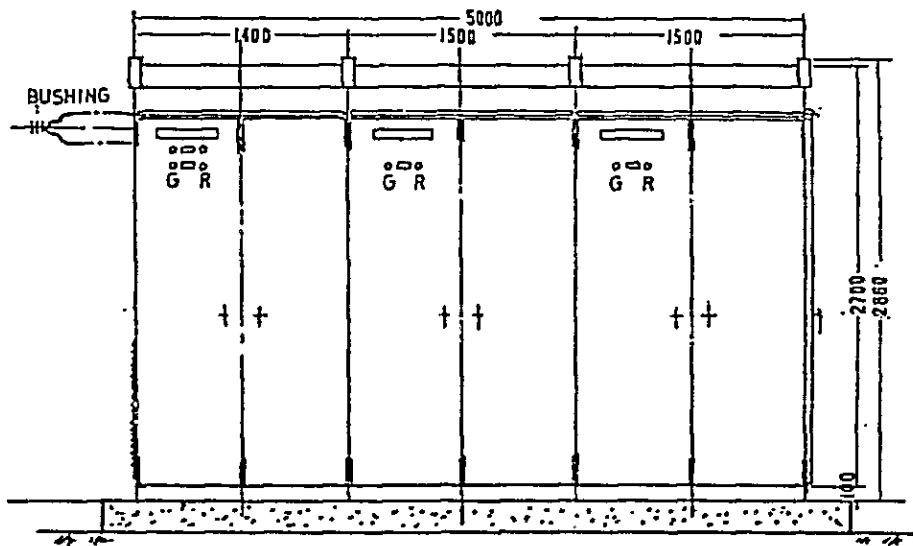
	ANSI	IEC
12 KV Three phase distribution transformer Insulation class Basic impulse insulation level	15 A 95 KV	12 75 KV
24 KV Three phase distribution transformer Insulation class Basic impulse insulation level	25 150 KV (MEA ... 125 KV)	24 125 KV
12 KV Outdoor air switch Rated maximum voltage Rated impulse withstand voltage (To earth and between poles of switch)	15.5 KV 110 KV	12 KV 75 KV
24 KV Outdoor air switch Rated maximum voltage Rated impulse withstand voltage (To earth and between poles of switch)	25.8 KV 150 KV	24 KV 125 KV

S - 1 24-KV Outdoor Cubicle

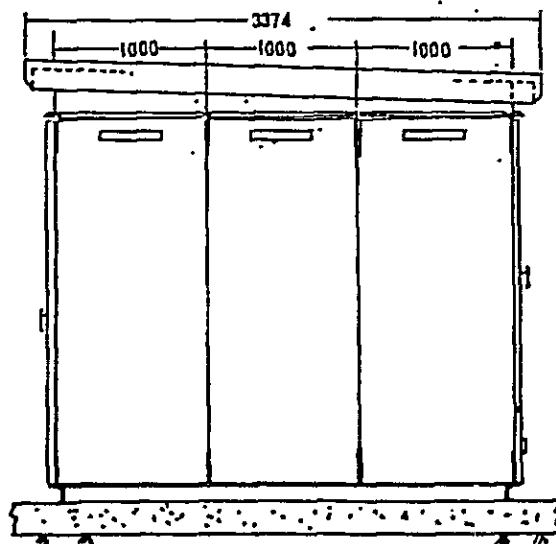


Unit : mm

One Line Connection



Front View



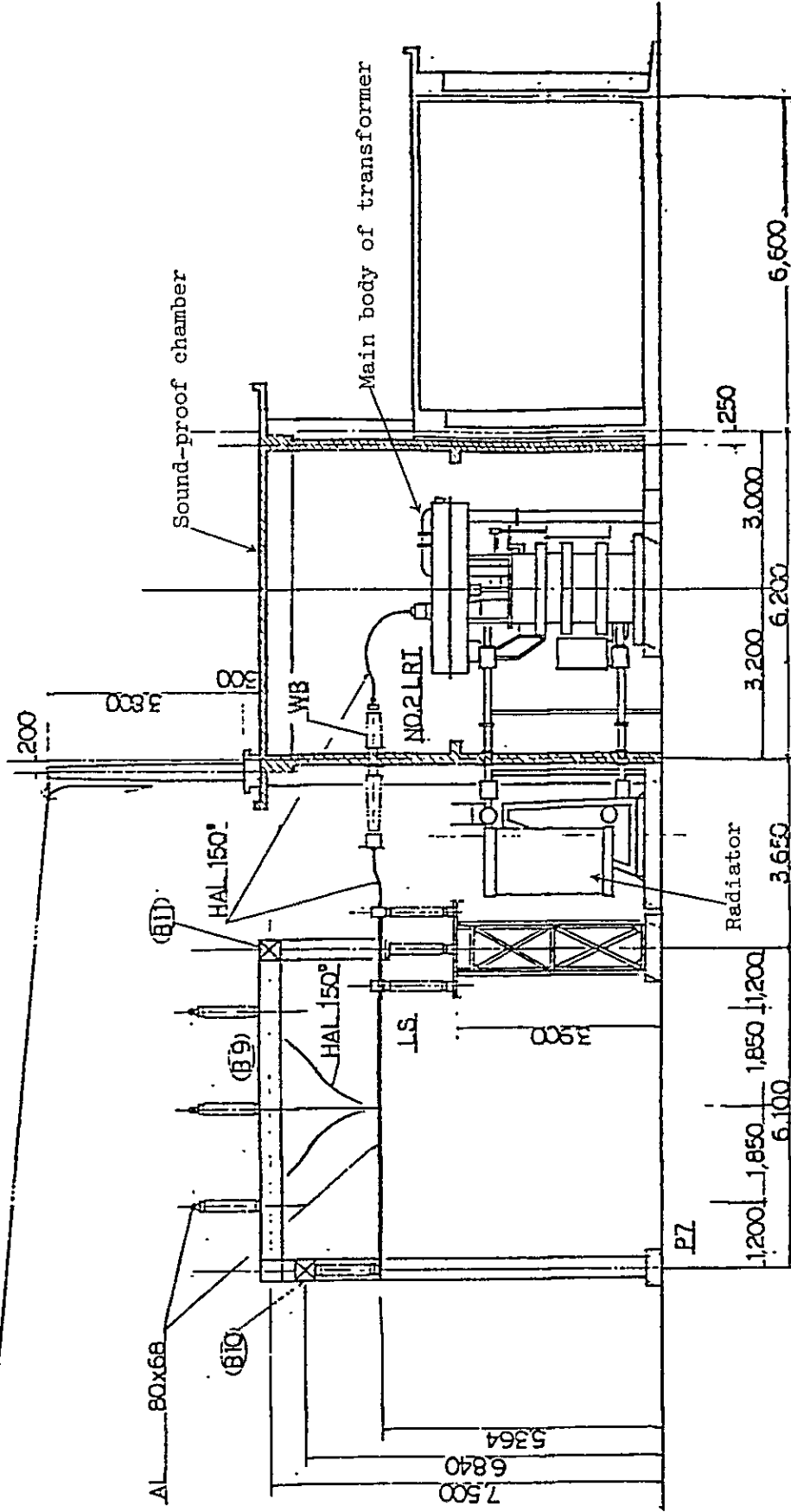
Side View

S - 2 Sound-proof Chamber for Main Transformer

Unit : mm

Note ; Transformer noise will be reduced to about two-thirds.

GWCHDC 6021



T - 1 Performance of High Conductivity Thermo-resistant  
Aluminium Alloy Conductor

The performance of this conductor (TAL) is shown below.

I. Properties

Table 1 compares an ordinary aluminium conductor (HAL), and the high conductivity thermo-resistant aluminium alloy conductor.

Table 1

Properties	HAL	TAL
Melting point (°C)	660	660
Specific heat at 20°C	0.22	0.22
Coefficient of linear expansion (°C <sup>-1</sup> )	23x10 <sup>-6</sup>	23x10 <sup>-6</sup>
Specific density (g/cm <sup>3</sup> )	2.7	2.7
Tensile strength (kg/mm <sup>2</sup> )	16-19	16-19
Elongation (250 mm) (%)	2 - 4	2 - 4
Coefficient of elasticity (kg/mm <sup>2</sup> )	approx. 6,300	approx. 6,300
Electric conductivity at 20°C	61	60
Thermal coefficient of electric resistance (°C <sup>-1</sup> )	0.0040	0.0040

II. Practical performance at normal temperature

The high conductivity thermo-resistant aluminium alloy conductor is almost equal to the other conductors in tensile strength, and other performance.

Table 2 shows comparison of the typical properties of these conductors, 4.0 mm in diameter.

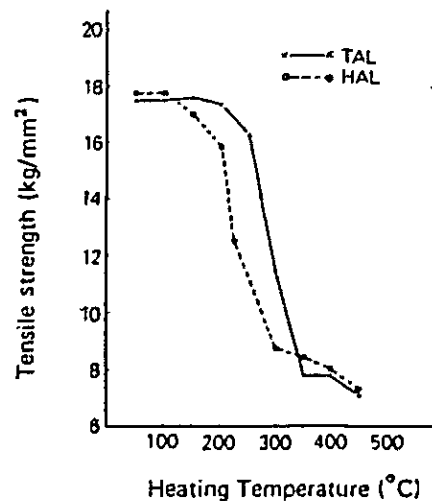
Table 2

		Tensile strength kg/mm <sup>2</sup>	Elongation (250 mm) %	Conductivity %
TAL	max.	18.49	3.4	60.7
	min.	17.69	2.6	60.3
	mean	18.12	3.1	60.5
HAL	max.	18.55	3.3	62.5
	min.	17.68	2.6	62.3
	mean	18.10	3.0	62.4

III. Annealing characteristics

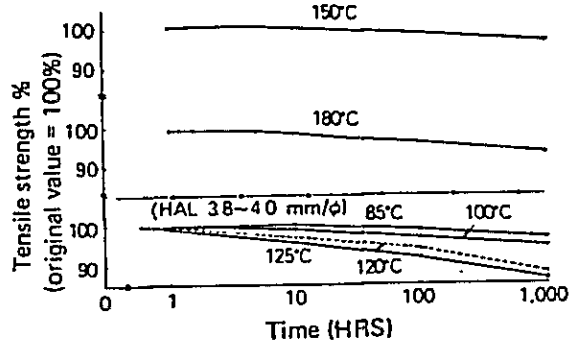
Fig. 1 shows the tensile strength of the conductors (HAL and TAL) heated for one hour at varied temperatures, and Fig. 2, their tensile strength after heating for a long time, which is a problem in actual operation of transmission lines.

Fig. 1 4.0mmφ Annealing Characteristics after 1 hr. heating



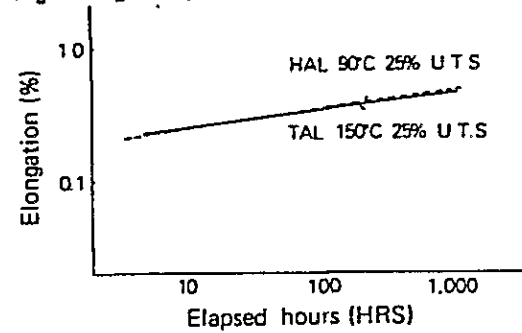
From these figures it is known that the TAL has remarkable thermo-resistant characteristics for HAL. Therefore the continuous allowable operation temperature can be adapted at 150°C, compared with 90°C at HAL, and the short time allowable operation temperature can be adapted at 180°C.

Fig. 2 TAL 4.0 mmφ Annealing Characteristics after long time heating



The creep characteristics of the conductors is shown in Fig. 3.

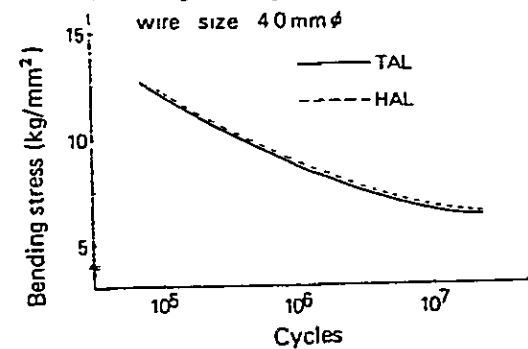
Fig. 3 High temperature creep 4.0 mmφ



#### IV. Vibration fatigue characteristics

Fig. 4 shows the vibration fatigue characteristics of the conductors examined by rotary bending tester. The TAL is equivalent to HAL.

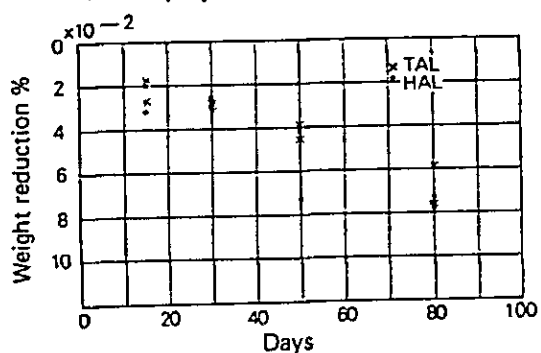
Fig. 4 Vibration fatigue characteristics (Rotating bending machine)



#### V. Corrosion resistance

In salt-water spray and chlorine tests, the TAL proved to be practically equal in corrosion resistance to HAL.

Fig. 5 Weight reduction due to corrosion in salt spray chamber



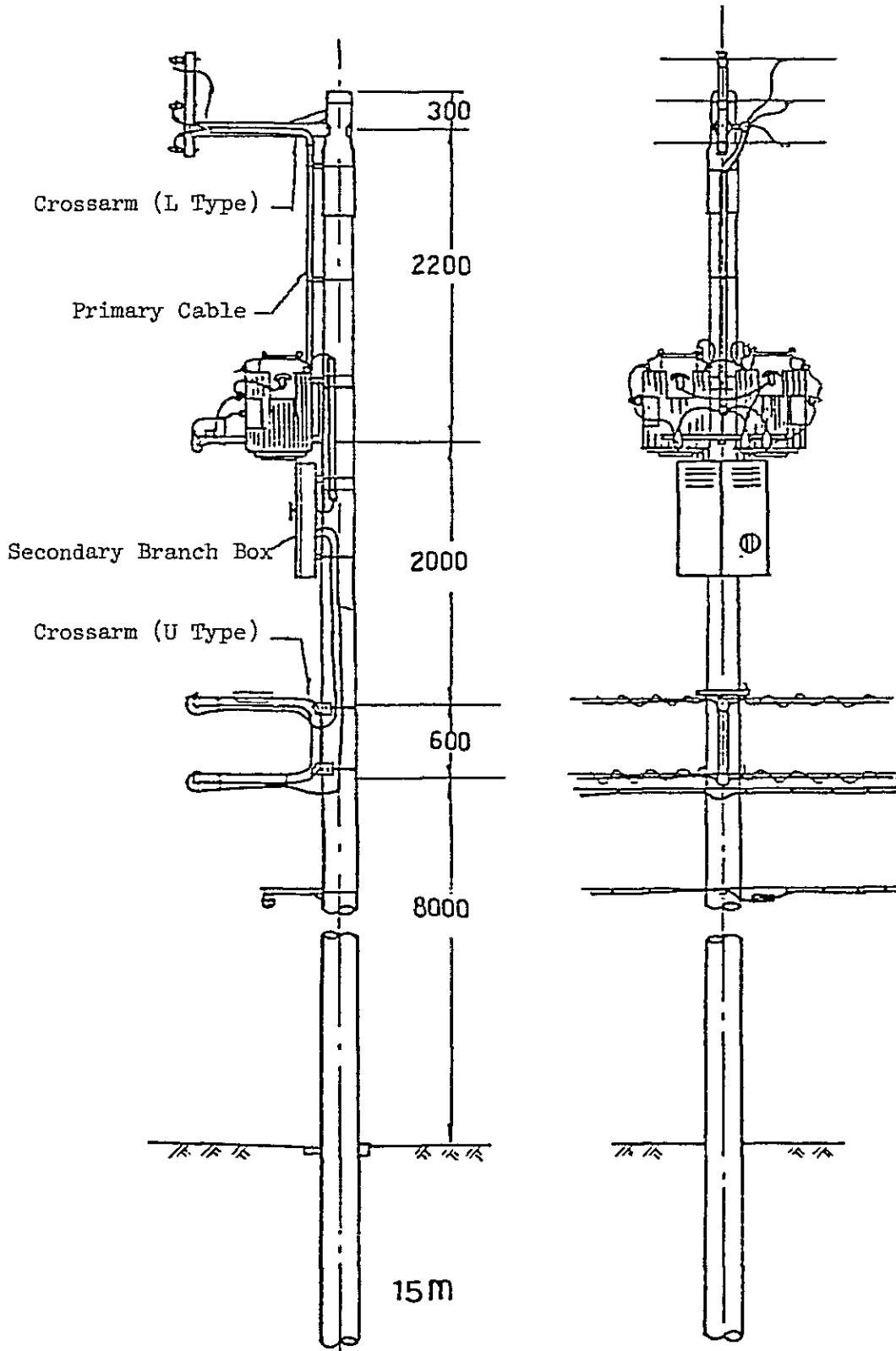
#### CONCLUSION

From the foregoing it is evident that, the TAL can be used up to the continuous allowable temperature of 150°C and the short-time allowable temperature of 180°C.



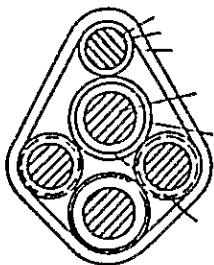
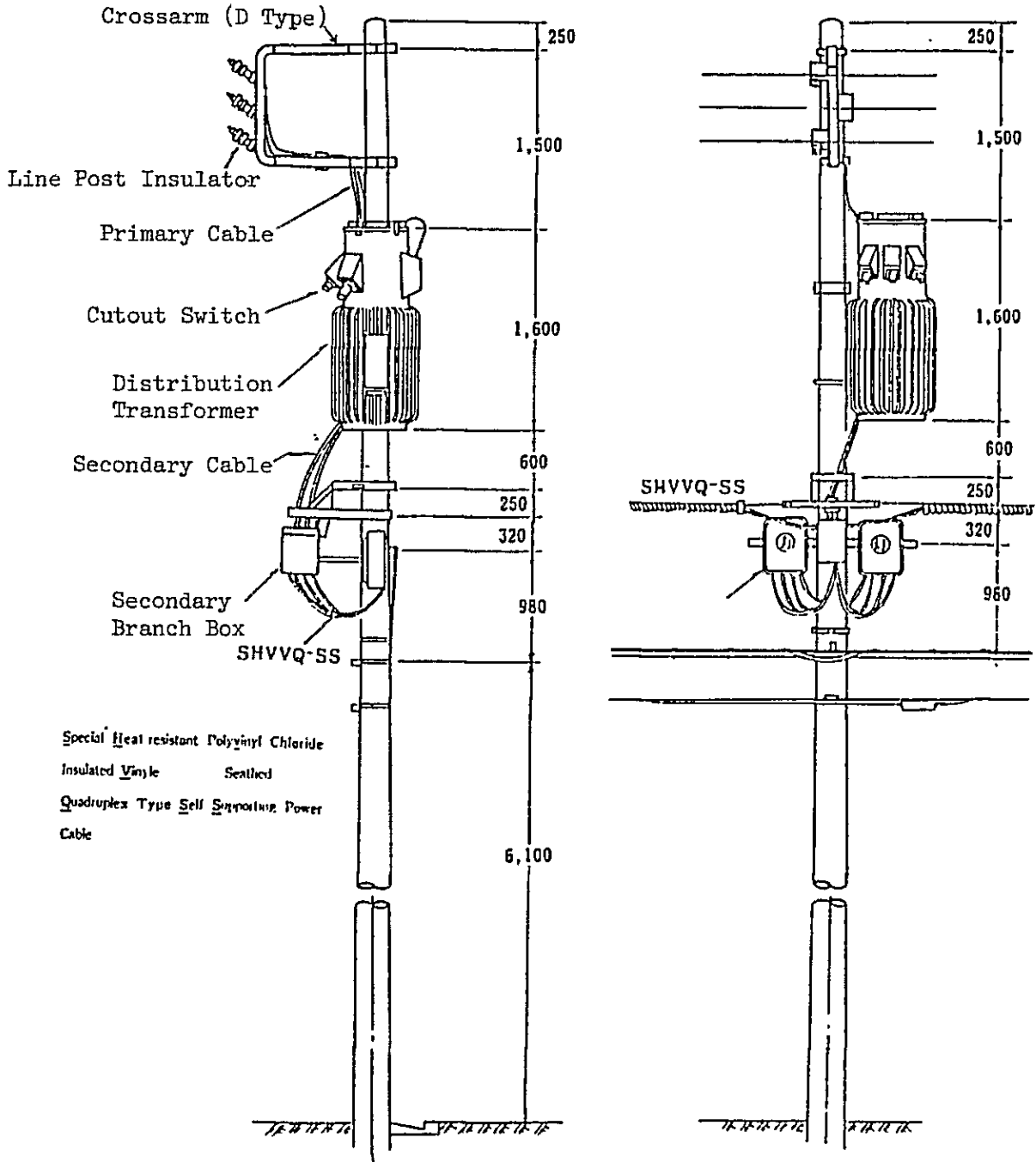
D - 1 Aesthetic Distribution Pole (1)

Unit : mm



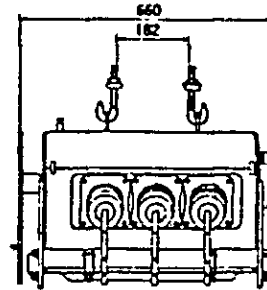
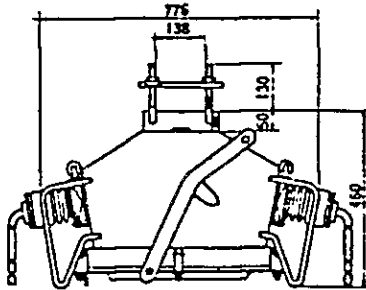
D - 2 Aesthetic Distribution Pole (2)

Unit : mm



D - 3 12-KV Manual-operating Load Break  
Switch (Air-breaking type)

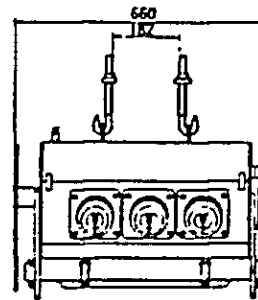
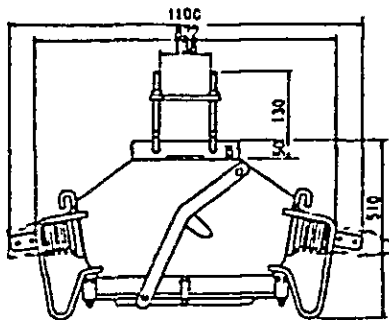
Unit : mm



Ampacity	Lead wire	Weight
----------	-----------	--------

200A	80mm <sup>2</sup>	78kg
------	-------------------	------

400A	125mm <sup>2</sup>	81kg
------	--------------------	------

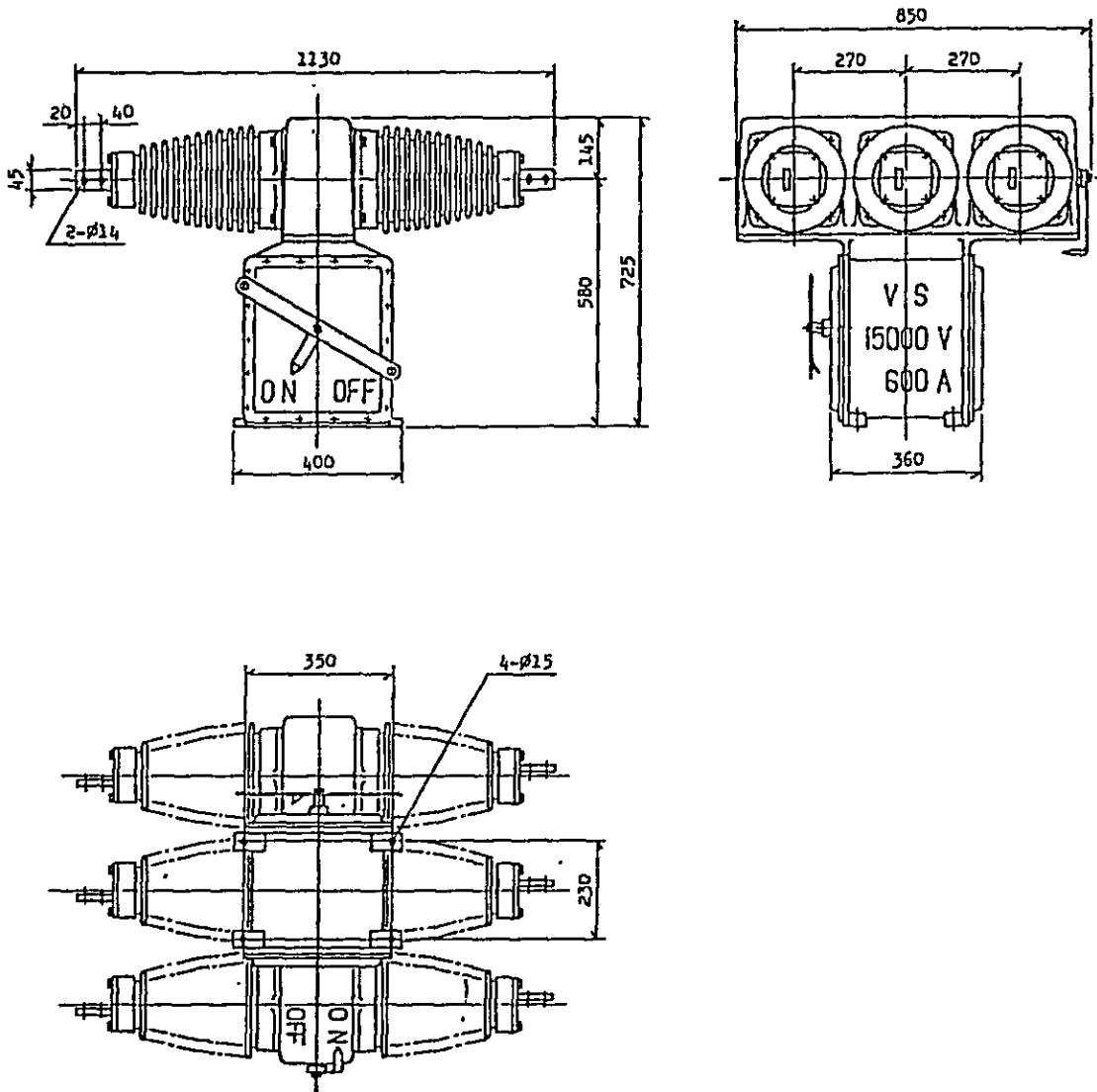


Ampacity	Weight
----------	--------

600A	92kg
------	------

D - 4 15-KV Manual-operating Load Break  
Switch (Vacuum-breaking type)

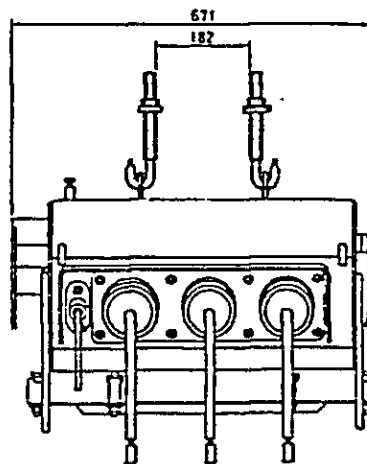
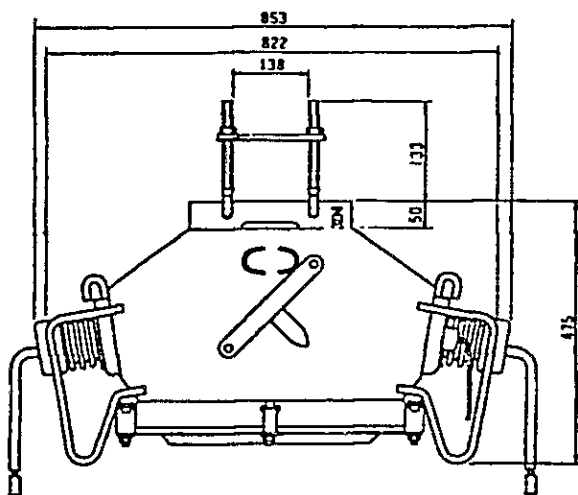
Unit : mm



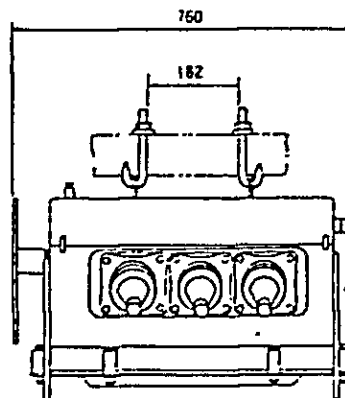
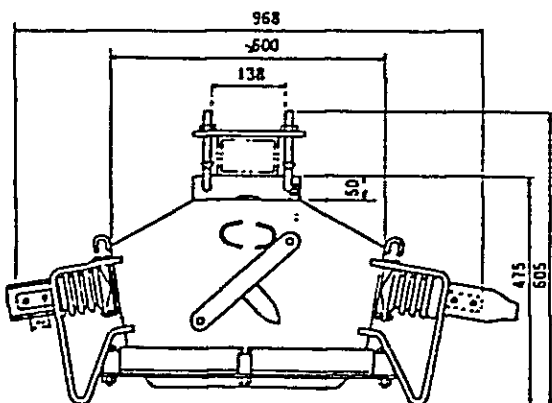
Rated voltage	15000 V
Rated current	600 A
Short - time current	25 kA
Peak making current	63 kA
Basic impulse level	95 kV
Weight	230 kg

D - 5 12-KV Automatic Load Break Switch (Air-breaking type)

Unit : mm



Ampacity	Lead wire	Weight
200A	80mm <sup>2</sup>	110kg
400A	125mm <sup>2</sup>	115kg



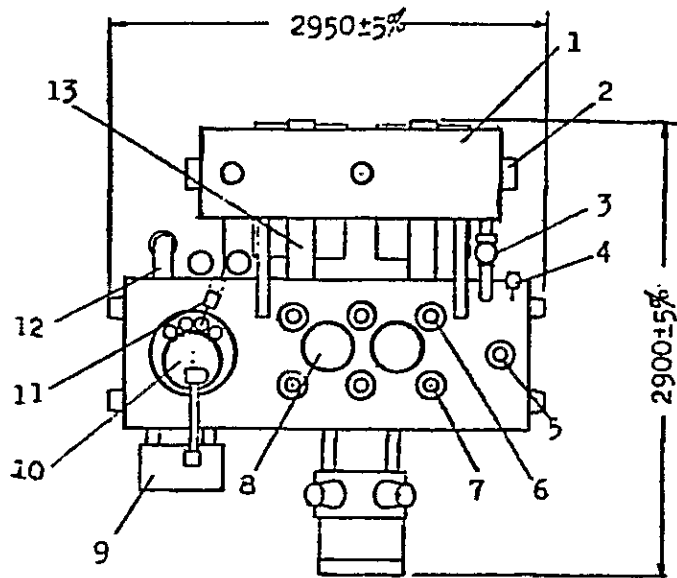
Ampacity	Weight
600A	120kg

D - 6 Capacity and Size of Distribution Transformer Station

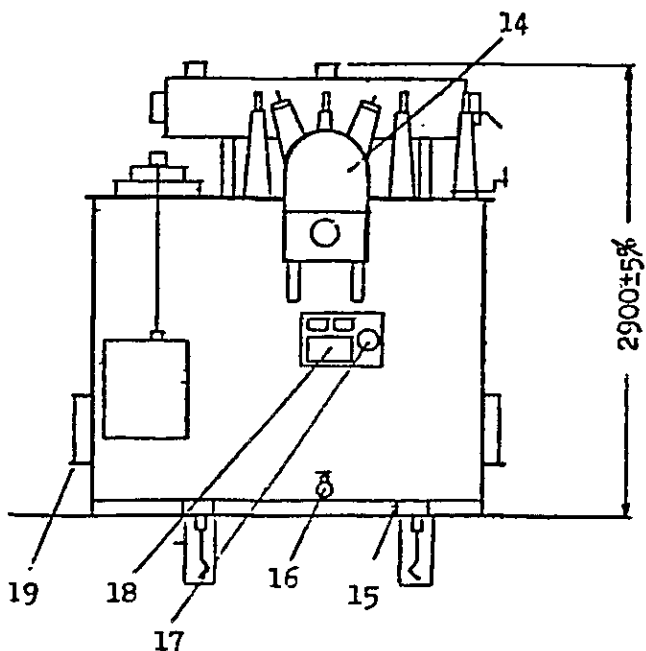
		Capacity of Transformer (KVA)												Size of Transformer Station								
														Under-road type			On-road type			In-house type (rented room)		
		125	160	200	250	260	315	400	500	630	750	800	1000	2000	depth (m)	width (m)	height (m)	depth (m)	width (m)	height (m)	depth (m)	width (m)
FEDERAL GERMANY	Berlin						o		o								2.9	2.0	1.8	4.5	3.5	2.3
	Dortmund						o		o								2.9	2.0	1.8	4.5	3.5	2.3
	Düsseldorf						o		o								2.9	2.0	1.8	4.5	3.5	2.3
	Essen						o		o								2.9	2.0	1.8	4.5	3.5	2.3
	Hamburg						o		o								2.9	2.0	1.8	4.5	3.5	2.3
	Hannover						o		o								2.9	2.0	1.8	4.5	3.5	2.3
	Munich						o		o								2.9	2.0	1.8	4.5	3.5	2.3
Stuttgart						o		o								2.9	2.0	1.8	4.5	3.5	2.3	
UNITED KINGDOM	Bristol					o		o												5.0	4.0	2.5
	London							o		o				3.66	3.05	2.44	3.66	3.05	2.47	3.66	3.05	2.44
AUSTRIA	Vienna (Wien)			o			o		o								4.0	3.0	2.8	6.0	4.0	3.0
BELGIUM	Antwerp (Anvers)	o			o			o									3.0	3.0	3.0	5.5	3.5	2.8
	Brussels (Bruxelles)				o			o		o				5.81	2.31	2.31	5.31	2.31	2.31	4.0	3.5	2.15
DENMARK	Copenhagen							o									1.8	1.8	1.83	2.89	2.65	2.35
SPAIN	Barcelona (ENHER)				o			o		o				4.2	4.2	4.2	3.9	3.0	7.90	4.2	4.2	4.4
	Barcelona (FECSA)				o			o		o				3.5	5.0	3.0	5.0	4.0	3.0	3.0	3.5	2.8
	Barcelona (HEC)					o		o		o				7.0	4.5	4.0	7.0	4.5	4.0	6.0	4.5	4.0
	Bilbac				o			o		o				8.9	4.3	3.0	6.5	4.0	3.0	6.5	4.0	2.8
	Madrid (H.E.)				o			o		o				6.45	2.70	2.5				5.0	5.0	2.5
	Madrid (U.E.)				o			o		o										6.0	4.0	3.0
	Seville (Sevilla)				o			o		o										5.0	4.0	3.2
Valencia				o			o		o				8.1	2.8	3.0	2.9	5.4	3.25	8.0	3.0	3.25	
FRANCE	Lyons		o		o									6.1	2.7	2.6	4.6	2.7	2.6	4.6	2.7	2.6
	Marseilles		o		o			o									3.7	3.2	2.6	5.0	4.0	2.5
	Paris							o		o		o		6.3	3.2	2.5				6.5	4.0	3.0
HOLLAND	Amsterdam	o			o			o									1.5	1.5	2.7	3.0	2.5	2.6
	The Hague (Den Haag)			o			o										3.5	2.5	2.8	3.5	3.5	2.7
	Rotterdam						o		o								2.9	2.2	3.3	2.7	2.7	2.7
																1.5	1.5	2.8				
ITALY	Genoa (Genova)				o			o												4.0	4.0	3.5
	Milan (Milano)		o		o			o												5.0	4.0	3.0
	Rome (Roma)		o		o			o						4.5	3.5	2.8	2.8	1.8	3.3	4.5	3.5	2.8
	Turin (Torino)		o		o			o									4.5	3.5	2.8	4.5	3.5	2.8
POLAND	Wroclaw					o		o									6.0	6.0	3.5	6.0	5.0	3.0
PORTUGAL	Lisbon (Lisboa)				o			o		o												
SWEDEN	Stockholm				o							o	o				8.0	5.0	2.7 +0.65	8.5	5.0	3.0 +0.65
SWITZERLAND	Zurich											o		15.4	11.0	4.5	4.8	1.4	3.0	11.0	4.5	3.1



D - 7 Voltage Regulator for 24-KV Distribution Line



Plane View



Front View

THREE PHASE  
ON-LOAD VOLTAGE REGULATOR  
ONAN OUTDOOR USE

THROUGH PUT	8,002 kVA
FREQUENCY	50 Hz
INPUT VOLTAGE	23.1-17.6 kV (21 TAPS)
OUTPUT VOLTAGE	23.1 kV
TOTAL WEIGHT	11,500 kg±5%
OIL QUANTITY	3,400 Lit±5%

LEGEND

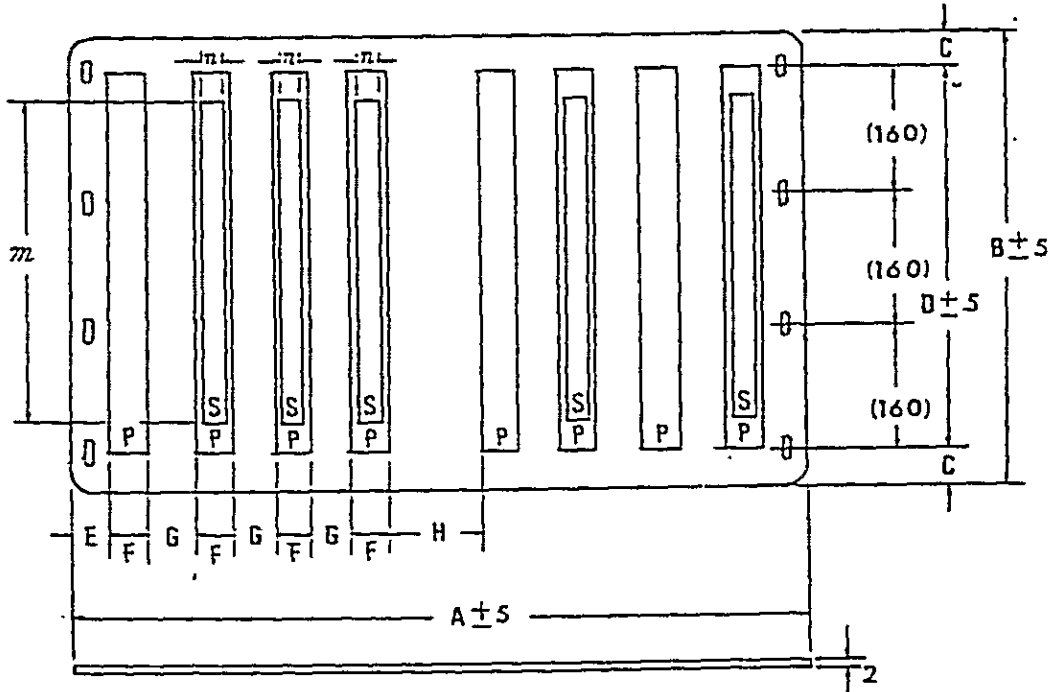
1. CONSERVATOR
2. OIL LEVEL GAUGE
3. BUCHHOLZ RELAY
4. OIL FILTER VALVE
5. NEUTRAL BUSHING.
6. INPUT BUSHING
7. OUTPUT BUSHING
8. HANDHOLE
9. MOTOR DRIVEN OPERATING BOX
10. ON-LOAD TAP-CHANGER
11. OIL FLOW RELAY
12. PRESSURE-RELIEF DEVICE
13. RADIATOR
14. POTENTIAL TRANSFORMER
15. EARTHING TERMINAL
16. OIL DRAIN VALVE
17. OIL THERMOMETER
18. NAMEPLATE
19. JACK BOSS



D - 8 Luminous Pole Sign Plate

a. Pole sign plate

Unit : mm

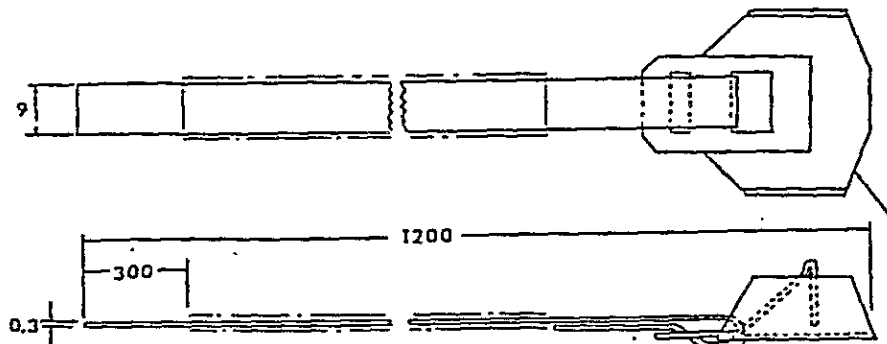


S : Scotch Light (Yellow)

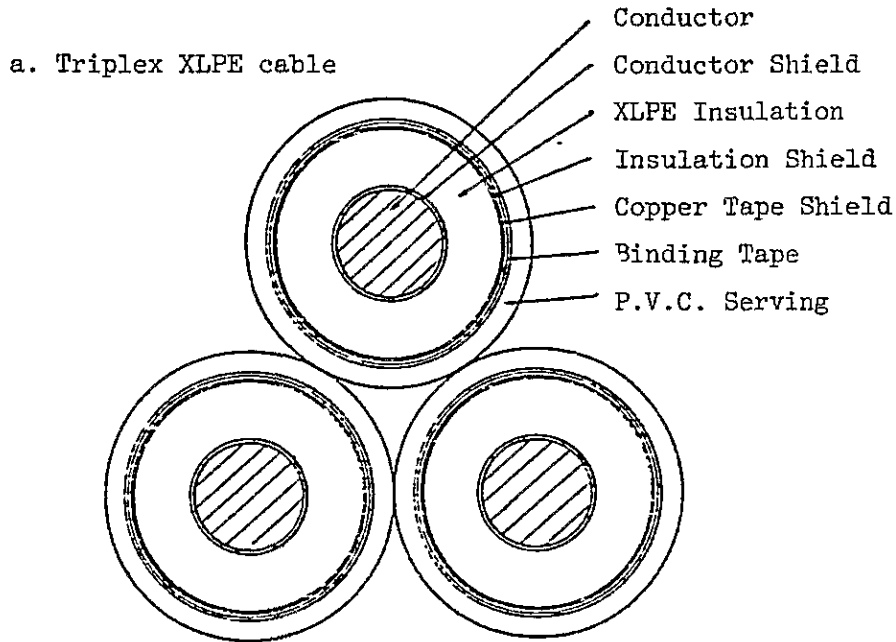
P : Polyethylene Tape (Yellow)

A	B	C	D	E	F	G	H	m	n
700	600	66	480	35	38	44	62	400	20
500	300	25	280	22	28	21	44	200	20

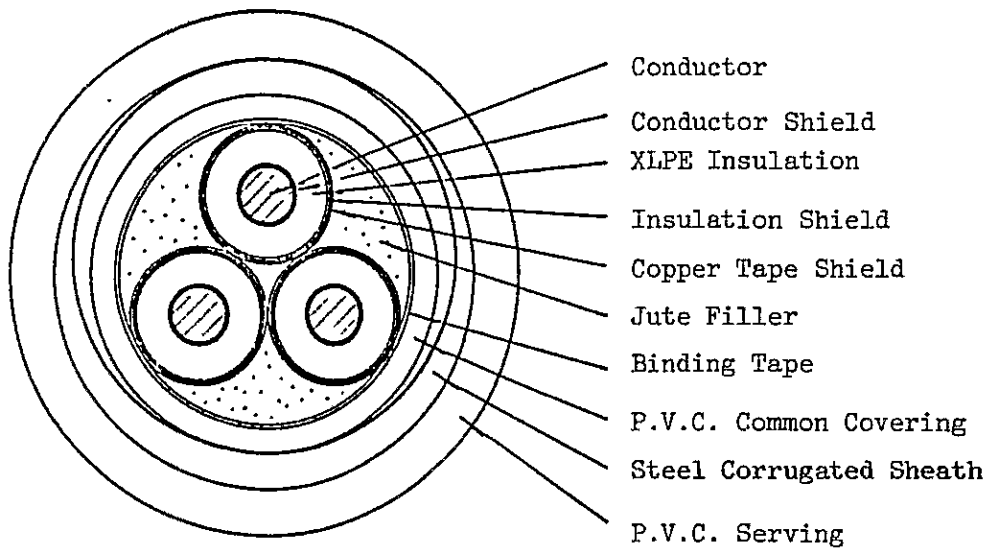
- Scotch Light is applied by a special process.
- Reflection by Scotch Light is called directional reflection, which means it reflects a beam of light back along its original path from all directions.



D - 9 Triplex Cross-linked Polyethylene Cable  
and Steel Tape Armoured Cable



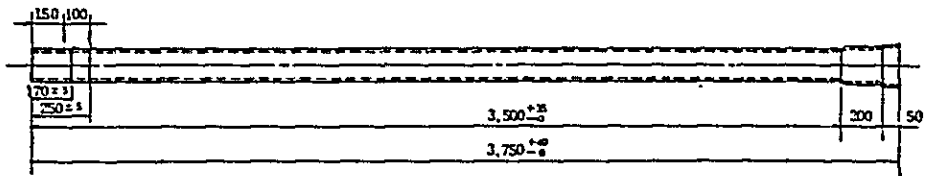
b. Steel tape armoured XLPE cable



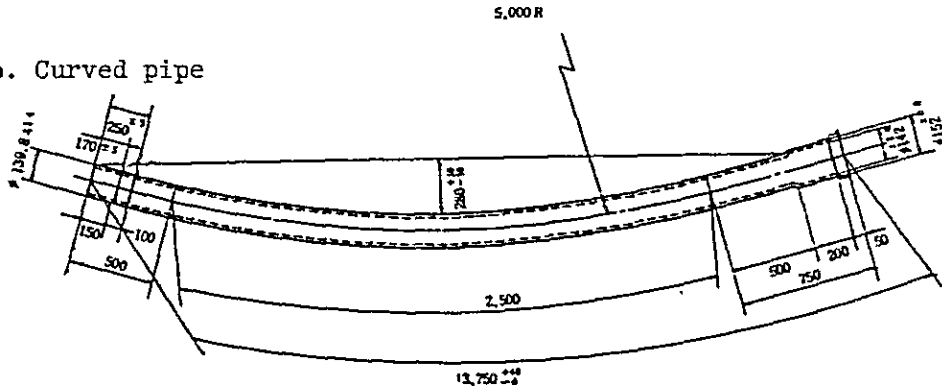
D - 10 Light-weight Steel Pipe for Underground  
Distribution Line

a. Straight pipe

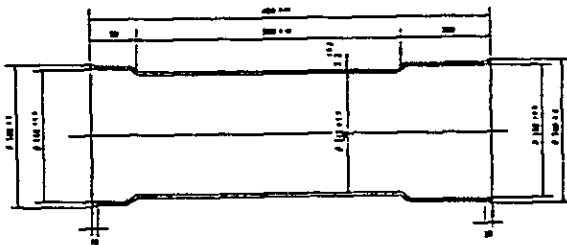
Unit : mm



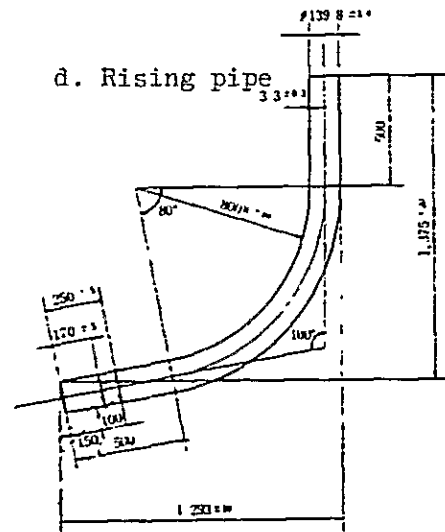
b. Curved pipe



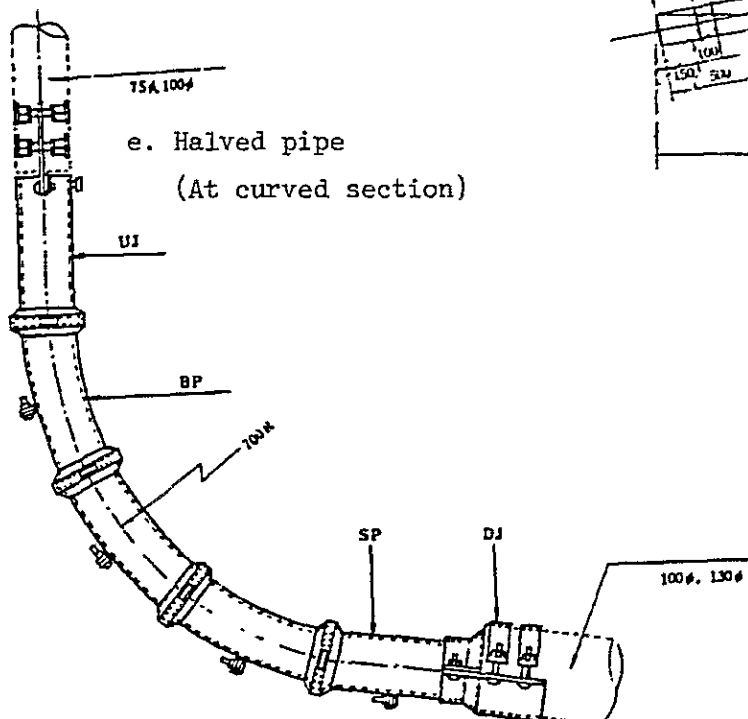
c. Joint pipe



d. Rising pipe

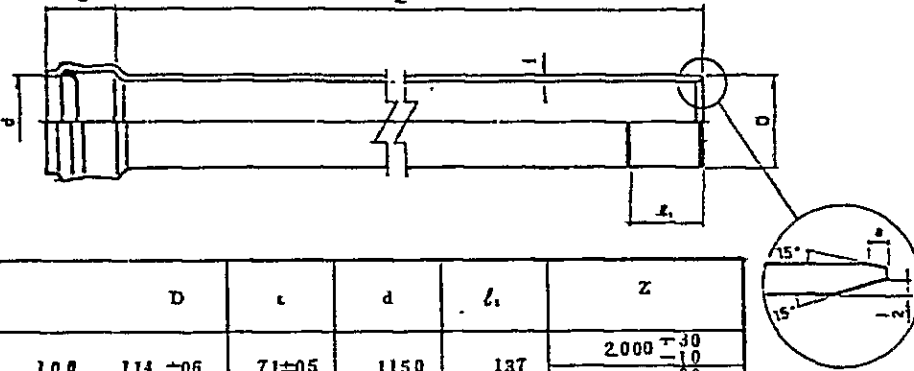


e. Halved pipe  
(At curved section)



D - 11 Cured Plastic Pipe for Underground Distribution Line

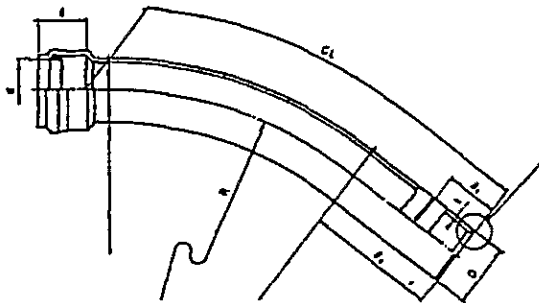
a. Straight pipe



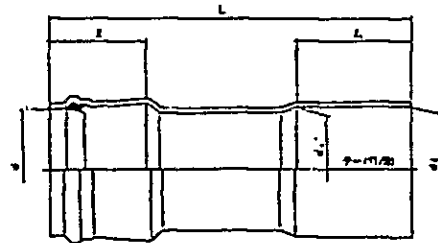
	D	t	d	$l_1$	Z
100	114 ±0.6	71 ±0.5	115.0	137	2000 +30 -10
					5000 +30 -10
125	140 ±0.8	75 ±0.5	141.2	145	2000 +30 -10
					5000 +30 -10
150	165 ±1.0	96 ±0.7	166.3	156	2000 +30 -10
					5000 +30 -10
200	216 ±1.30	110 ±0.7	217.4	180	2000 +30 -10
					5000 +30 -10

Unit : mm

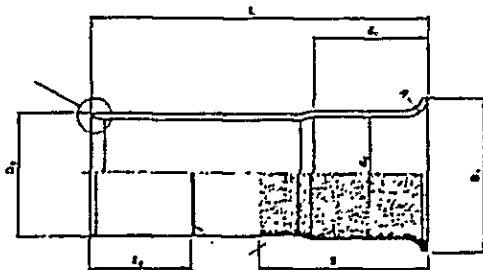
b. Curved pipe



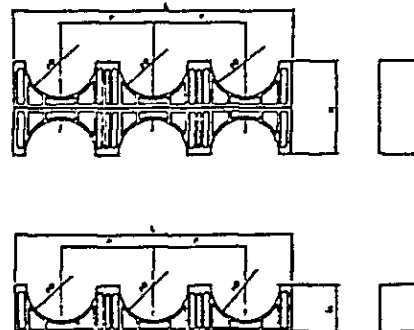
c. Joint pipe



d. Bell-mouthed pipe

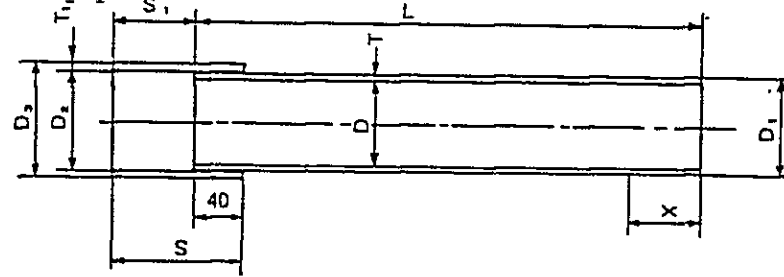


e. Sleeper



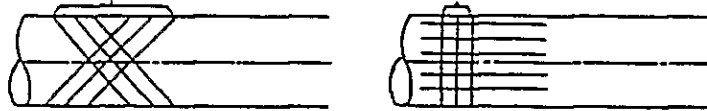
D - 12 Fiberglass Reinforced Plastic (FRP) Pipe and  
FRP Composite Pipe for Underground Distribution Line

a. FRP pipe

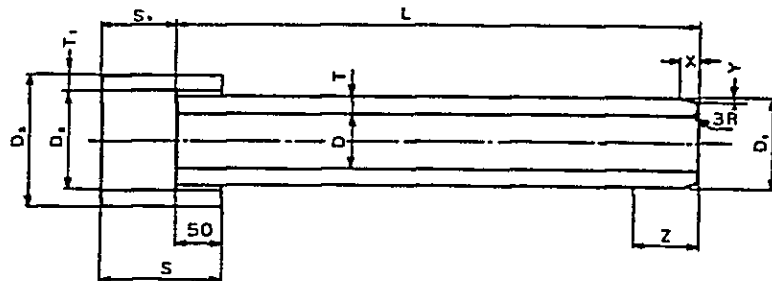


	D	T	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	T	D <sub>2</sub>	S	S <sub>1</sub>	X	L	K <sub>g</sub>	
100	100	4	108	116	4	124	110	70	73	4000	2.4	0.30
125	125	4	133	141	4	149	110	70	73		2.9	0.36
150	150	4	158	166	4	174	110	70	73		3.5	0.42
200	200	5	210	218	5	228	120	80	83	6000	5.8	0.76
250	250	5	260	268	5	278	120	80	83		7.2	0.93

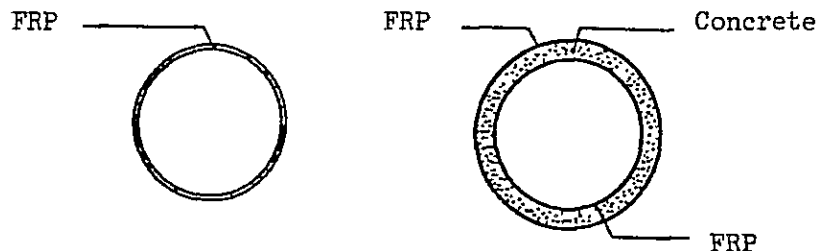
Winding method of glassfiber



b. FRP Composite pipe

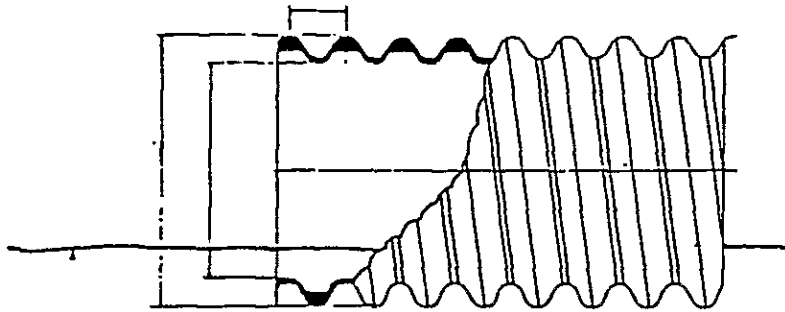


	D	T	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	T	D <sub>2</sub>	S	S <sub>1</sub>	X	Y	Z	L	K <sub>g</sub>	
100	100	10	120	130	10	150	130	80	10	3	83	1000	6.9	1.1
125	125	10	145	155	10	175	130	80	10	3	83	2000	8.5	1.3
150	150	12	174	184	12	208	130	80	10	3	83		12.2	1.9
200	200	15	230	240	15	270	140	90	10	3	93	4000	20.3	3.4
250	250	18	285	296	18	332	140	90	10	3	93		30.3	5.0



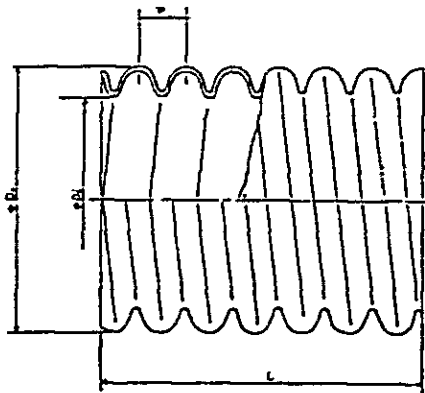
D - 13 Flexible Pipe for Underground Distribution Line

a. Straight pipe

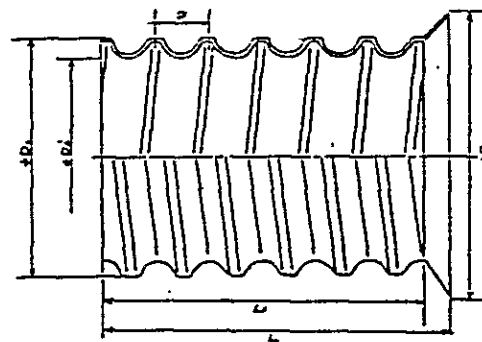


Nominal diameter (mm)	Outer (mm)	Inner (mm)	Pitch (mm)	Weight (kg/m)	Standard length per coil (m)	Standard O D and height of coil (m)
100	127	100	25.5	1.2	50, 100	2.3 X 0.8 (s,l=100)
125	156	125	35	1.4	50	2.3 X 0.5
150	190	150	40	1.9	50	2.3 X 0.75
200	250	200	50	3.8	30	2.3 X 0.75

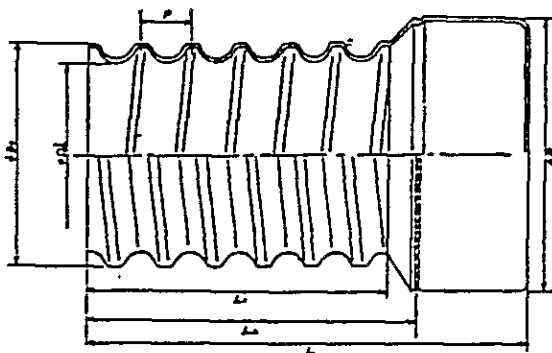
b. Joint pipe



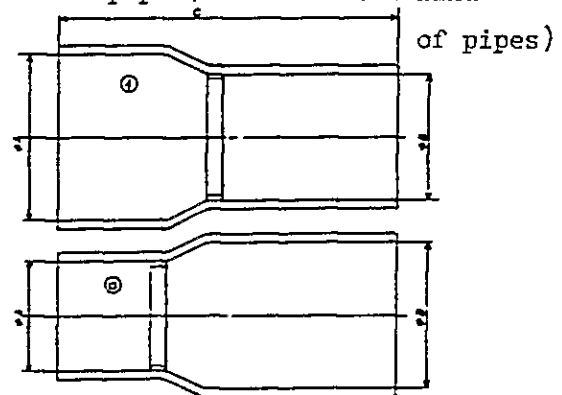
c. Bell-mouthed pipe



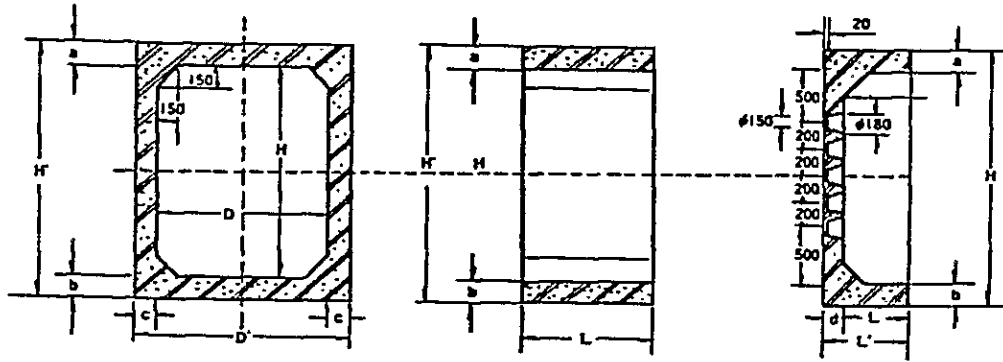
d. End-capped pipe



e. Joint pipe (for different kind



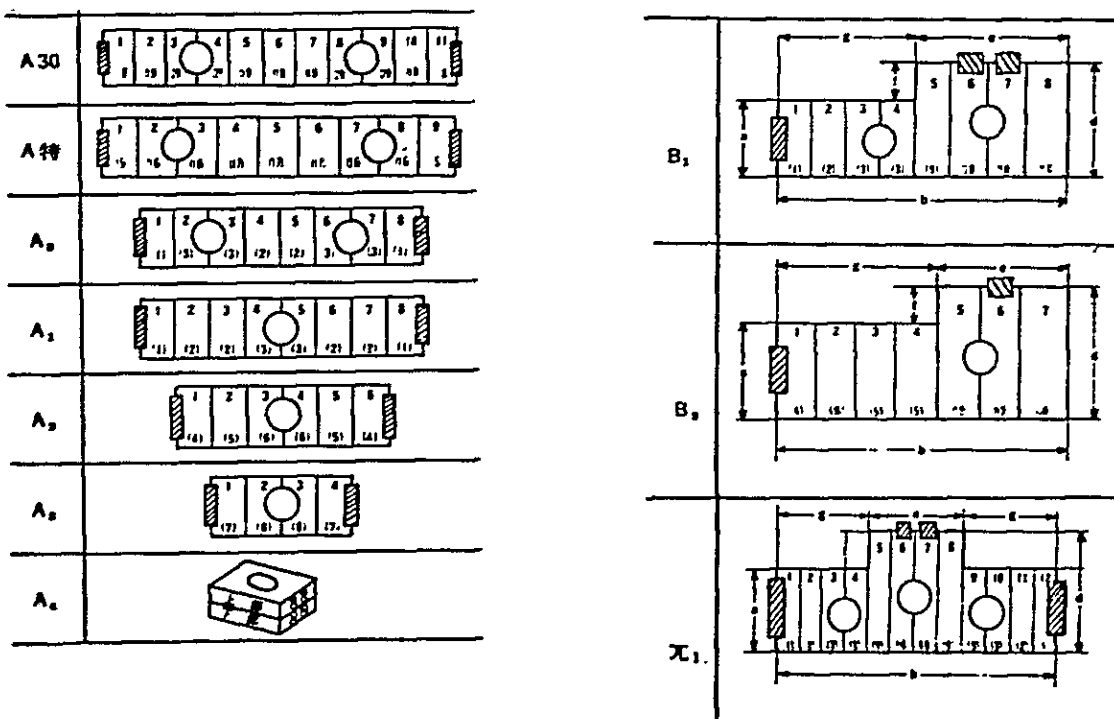
D - 14 Prefabricated Manhole



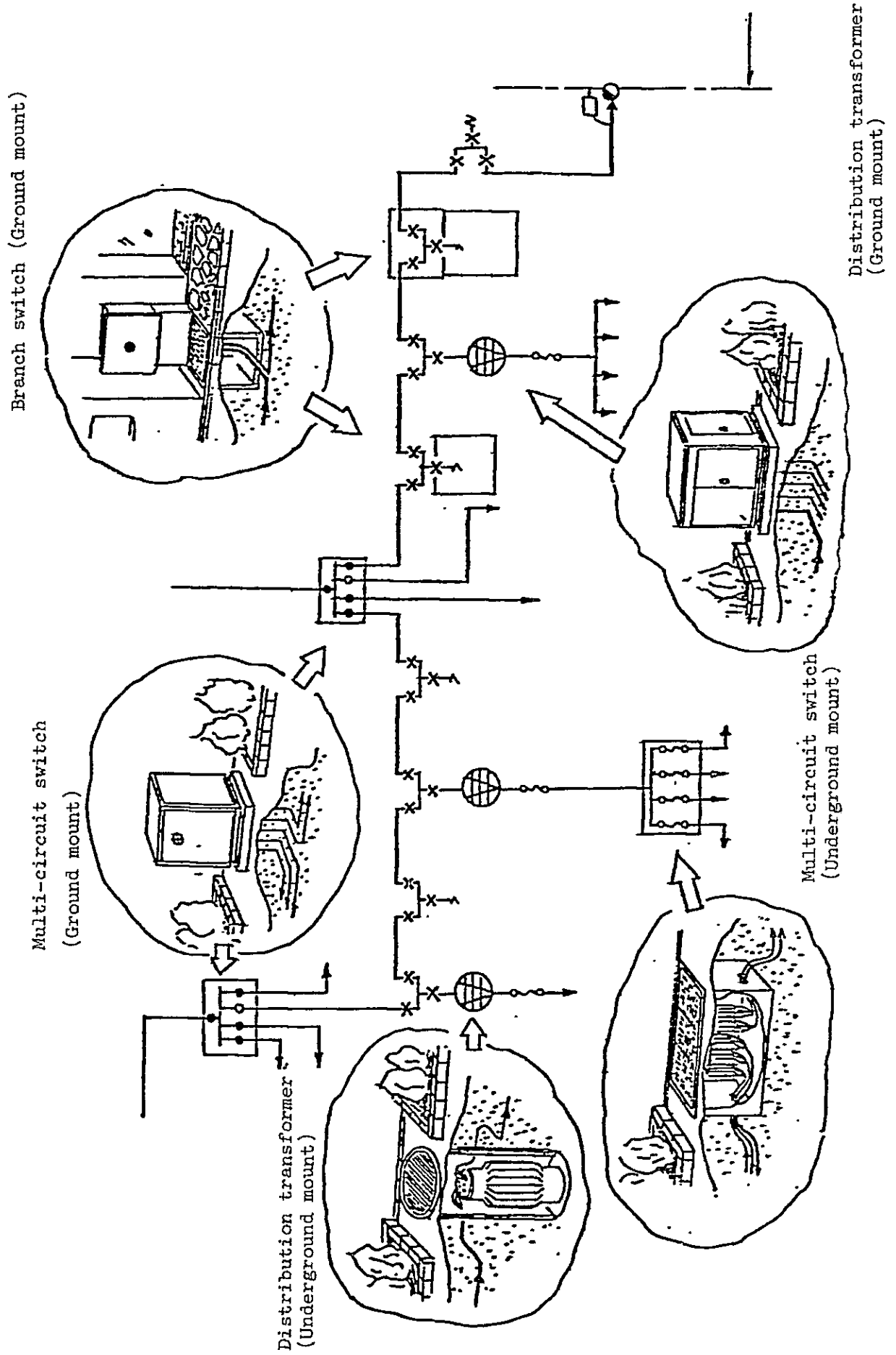
	D mm	H mm	L mm	D' mm	H' mm	L' mm	a mm	b mm	c mm	d mm	kg
1	1,800	1,800	460	2,160	2,160	600	180	180	180	140	3,060
2	1,800	1,800	600	2,160	2,160	/	180	180	180	/	2,120
3	1,800	1,800	850	2,160	2,180	/	200	180	180	/	2,930
4	1,500	1,800	460	1,780	2,080	600	140	140	140	140	2,370
5	1,500	1,800	600	1,780	2,080	/	140	140	140	/	1,510
6	1,500	1,800	900	1,780	2,140	/	200	140	140	/	2,370
7	1,300	1,800	500	1,580	2,080	640	140	140	140	140	2,250
8	1,300	1,800	1,000	1,580	2,140	/	200	140	140	/	2,480

Unit : mm

Combination



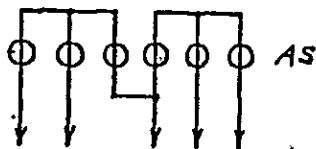
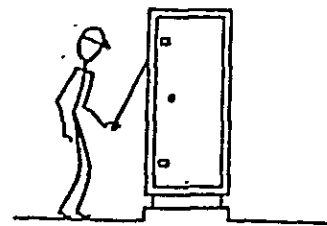
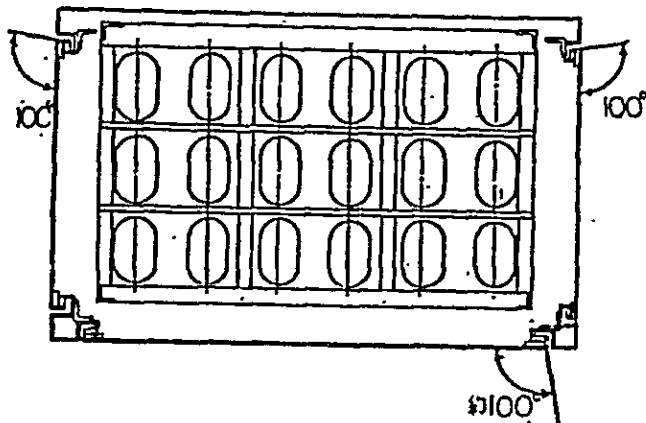
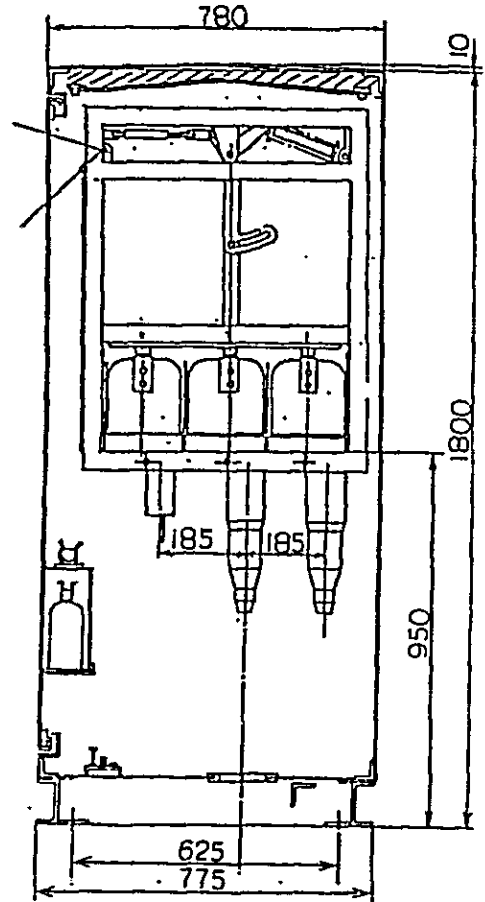
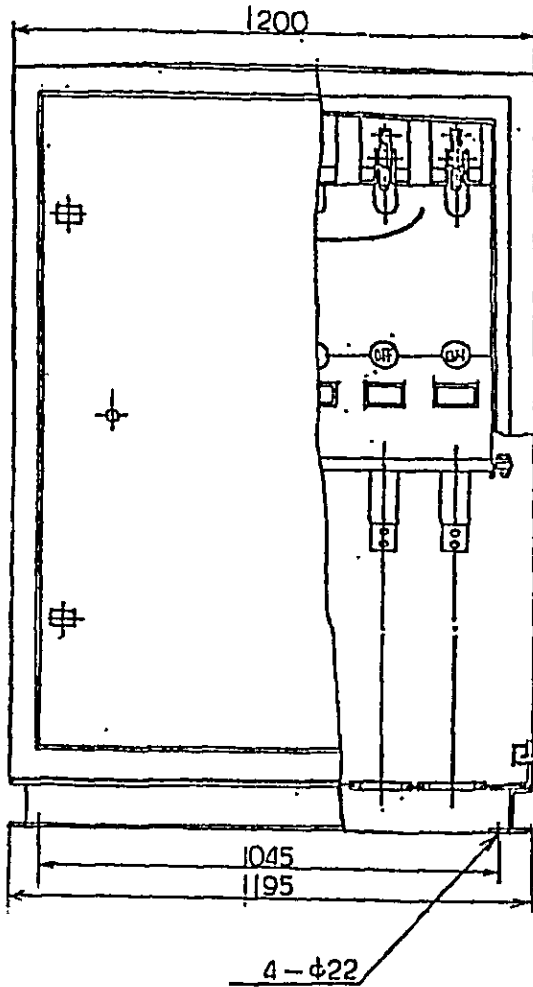
D - 15 Installation Example of Underground Distribution Equipment



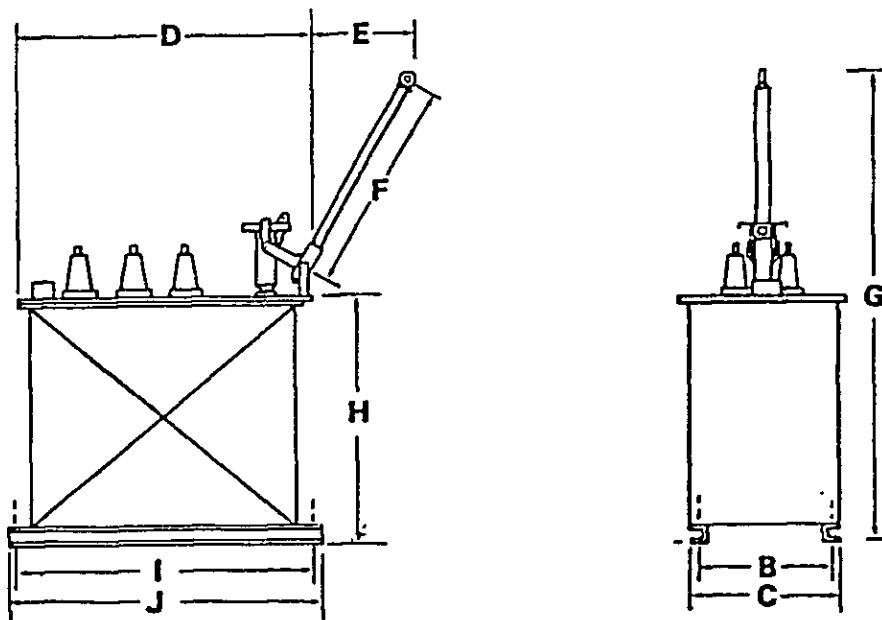
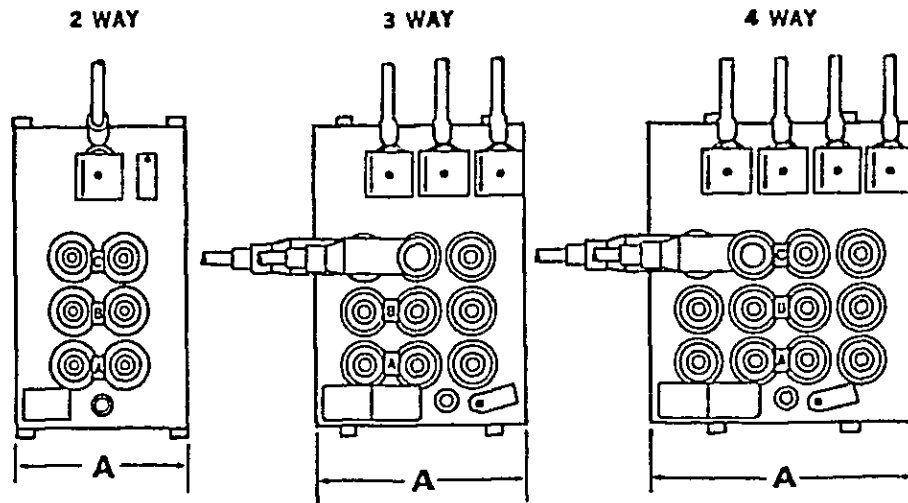


D - 16 Multi-circuit Switch for Underground Distribution Line  
 (Ground mount) . . . . , Air-breaking type

Unit : mm



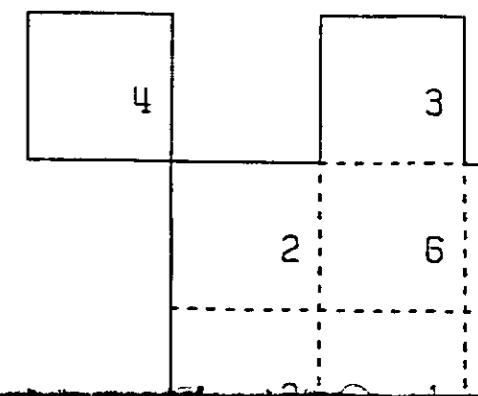
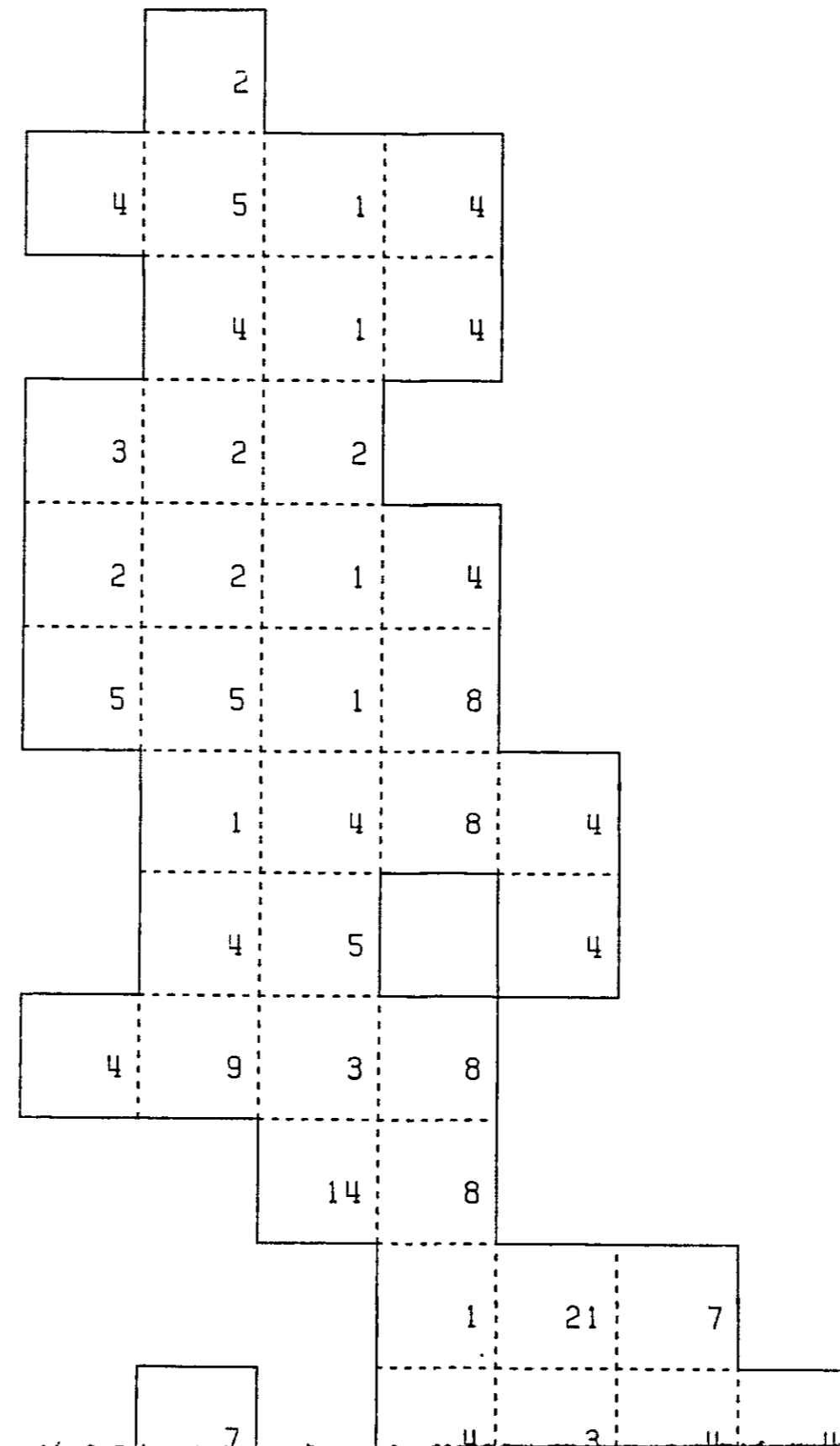
D - 17 Multi-circuit Switch for Underground Distribution Line  
 (Underground mount) . . . . . Gas-breaking type (Submergible)



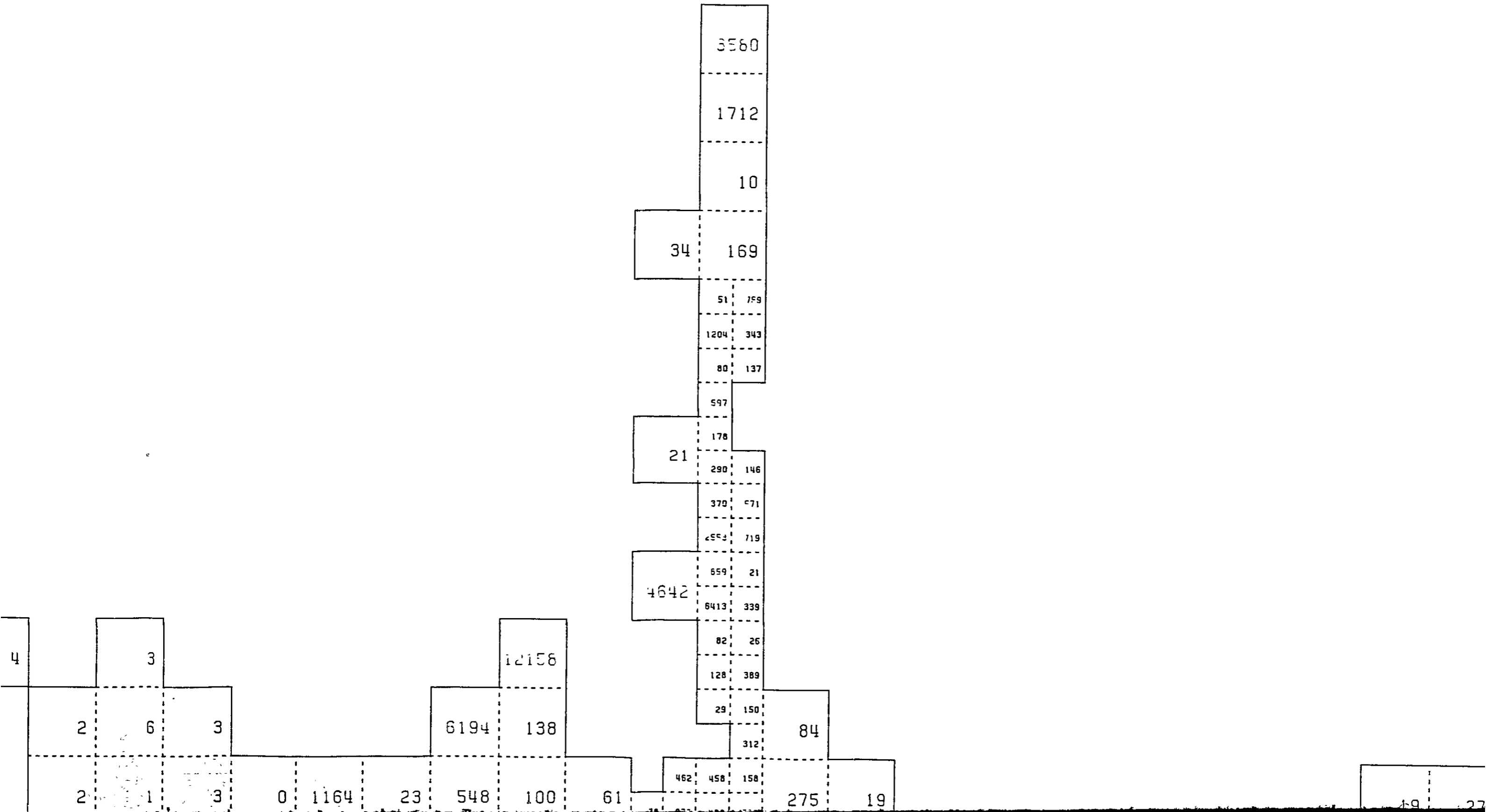
Dimensions	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	WEIGHT (Approx.)
TWO-WAY	420										70 kg
THREE-WAY	510	330	360	710	310	610	1200	590	720	760	140 -
FOUR-WAY	635										180 -

# APPENDIX 16

# LOAD DENS



# DENSITY MAP OF MEA



A

SEP 1979

UNIT: KW

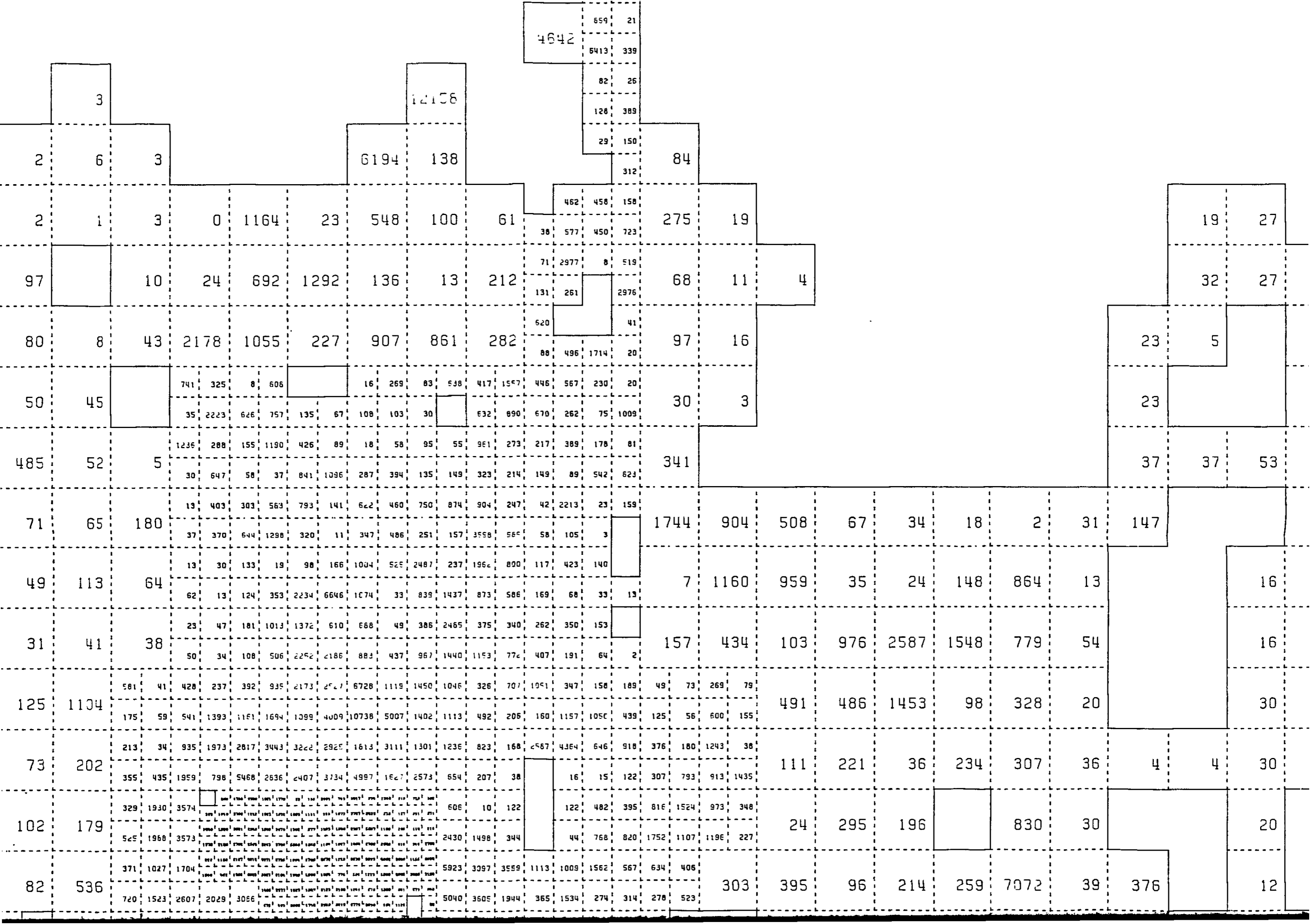
2

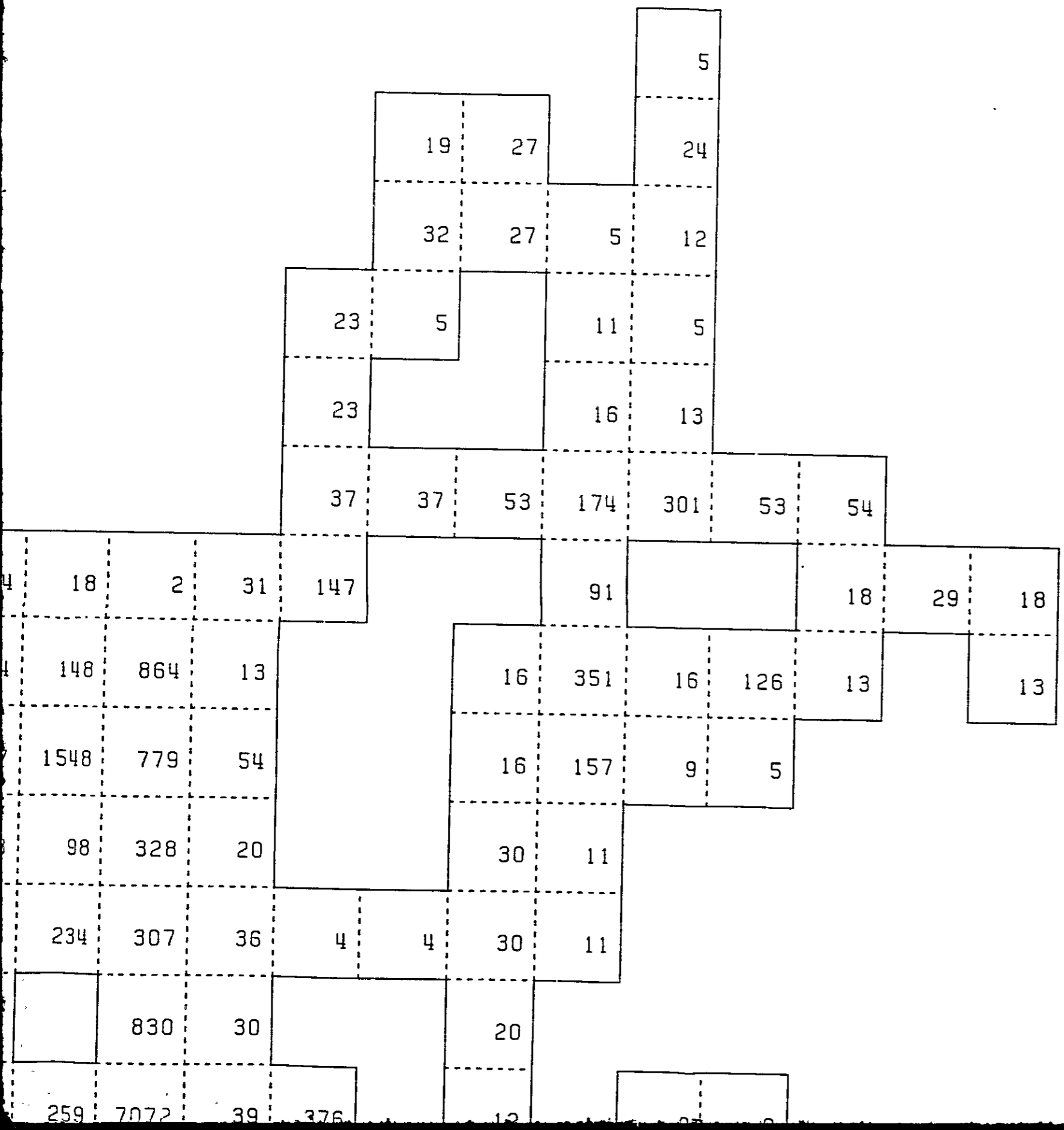
60

10 27

5







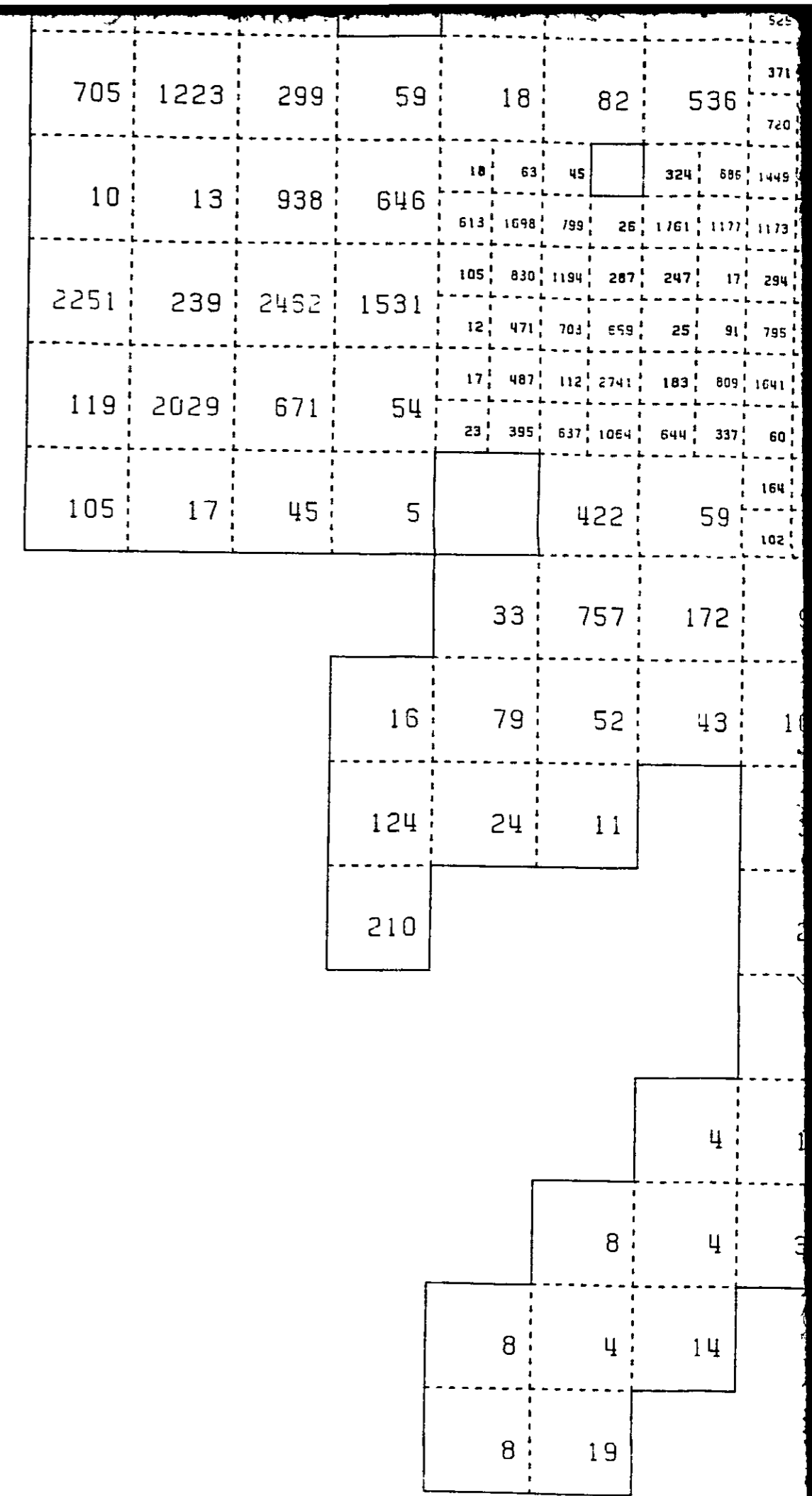
Mesh No. YY ↑

50

40

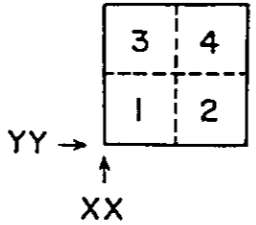
30





( Note )

(1) 0.5 x 0.5 Km<sup>2</sup> Mesh No. XXYY - 1



- ' - 2
- ' - 3
- ' - 4

(2) 1 x 1 Km<sup>2</sup> Mesh No. XXYY - 0

(3) 2 x 2 Km<sup>2</sup> Mesh No. XXYY - 9

8	82	536	371	1027	1704	5923	3097	3559	1113	1009	1562	567	634	406	303	395	96	214	259	7072	39	376	12										
63	45	324	686	1449	3059	5262	3650	3335	1862	5040	3605	1944	365	1534	274	314	278	523	1183	431	6080	345	132	68	585	109	13						
398	799	26	1761	1177	1173	1535	1224	417	3937	3673	5390	1913	1339	1153	2678	3338	2692	4231	4236	2570	248	137	226	73	807	286	86	74	15	3	7	13	6
330	1194	287	247	17	294	796	773	1118	2844	1633	4364	4205	2553	2029	491	1346	25	2003	1948	2108	704	457	143	282	100	130	53	337	618	117	7	22	54
171	703	559	25	91	795	4856	2627	5521	819	694	1743	2885	1085	417	9	106	70	295	2340	1119	157	490	807	286	86	74	15	3	7	13	6		
187	112	2741	183	809	1641	827	182	652	11326	1749	1416	1445	1242	192	1497	33	30	90	4819	3775	286	269	117	904	179	413	9	11	30	16			
395	637	1064	644	337	60	732	5442	2353	6248	1661	4	3687	750	101	160	48	39	33	864	862	1152	508	273	129	904	179	413	9	11	30	16		
422	59	164	695	1326	3526	3215	8615	5132	343	152	284	30	17	38	1733	400	415	656	182	904	179	413	9	11	30	16							
102	183	245	73	1004	3553	4491	1534	1969	1212	20	11	1461	1134	1227	1550	521	290	18	7	904	179	413	9	11	30	16							
3	757	172	91	972	2066	399	1533	103	1704	7260	6025	7644	4683	5469	2311	2367	1432	877	240	10	174	1358	308	9	10	8							
662	196	664	2730	386	2751	7259	5492	9128	4429	1671	1375	219	705	10	174	1358	308	9	10	8													
198	510	2563	1006	266	1059	3370	868	1996	856	705	10	174	1358	308	9	10	8																
9	52	43	103	63	35	22	653	1313	54	87	705	10	174	1358	308	9	10	8															
4	11	38	30	14	283	3157	1714	452	413	643	650	125	388	950	142	1924	1597	8															
460	1831	751	909	112	7	413	643	650	125	388	950	142	1924	1597	8																		
2625	2213	330	5	600	2088	62	3175	28	23	33	65	1217	25	239	56	230																	
16	115	406	1093	48	2301	613	407	3175	28	23	33	65	1217	25	239	56	230																
1848	275	759	324	1607	312	26	49	16	19	10	114	21	24	55	7																		
78	107	1337	1019	269	312	26	49	16	19	10	114	21	24	55	7																		
74	72	1718	24	800	800	5	30	7	5	29																							
62	72	7423	1885	260	800	5	30	7	5	29																							
8	4	14	8	4	38	14	50	237	55	2656	715	1331	37	15	5	66																	
8	4	14	3923	621	7230	1012	132	17	30	659																							
8	19	37	5	26	2	99	12	25																									

Mesh No XX →

30

40

50

60

259	7072	39	376		12		9	9		
345	132	68	585	109	13	21	61			
618	117	7	22		54	25	4	31	4	
15	3	7	13	6				18	53	
9	11			30	16	8			9	4
9				10	8				20	28
554	456	30	4	12	16		27		11	
	950	142	1924	1597	8		14	11		
217	25		239	56	230	72	46			
10	114	21	24	55	7	456	136	52	744	
5	30		7	5	29	43	7	48	65	
5					66	53	7		7	
		132	17	30	659	278	27	10		
2		99	12		25		12			

30

20

10

02

60

70

80

APPENDIX 17 LOAD DENSITY MAP OF MEA (A AREA)

SEP 1979

UNIT: KW

Mesh No. YY \ Mesh No. XX	31	32	33	34	35	36	37	38	39							
32		894	1758	2320	1651	1779	52	185	2881	743	1417	934	1348	810	729	802
31	383	1818	3750	1229	1563	1932	1893	1111	669	1073	3747	2433	539	157	931	971
30	1448	1526	3031	2549	1946	2078	1382	977	1493	1928	2397	5807	1109	205	114	218
29	1379	2128	2762	2503	2263	3746	5058	1959	1104	1027	1404	2700	2849	616	346	2764
28	222	1188	2127	4614	4371	2735	1084	1729	2572	1229	6530	5933	4852	2620	1155	2034
27	1080	462	1392	2023	5867	6104	1349	1560	1864	776	596	1223	1939	2563	3220	3128
				1485	2377	1627	1925	2123	2166	1248	570	1980	941	473	948	
				679	463	2080	1712	2329	9212	6775	2030	604	1126		43	
						3246	8625	6857	5547	4584	2052	1962	3631		118	
						2123	5710	1176	459	575	626	1058	1573	974	787	

JICA

