

表4-7-a 既設発電所名

グリッド	NPC/IPP	NO	発電所名	MW	種類	建設期間
ルソン	NPC	1	ボトカンヒー	17	水力	1946~48
	〃	2	カリラヤ 1~4	32	〃	1947~50
	〃	3	アンプクラオ 1~3	75	〃	1956~57
	〃	4	バリト	1.8	〃	1957
	〃	5	ビンガ 1~4	100	〃	1960
	〃	6	アンガット	200	〃	1967~68
	〃	7	バンタバンガン	100	〃	1977
	〃	8	アンガット	46	〃	1978~86
	〃	9	マシウエイ	12	〃	1981
	〃	10	カラヤン 1~2	300	〃	1982
	〃	11	マガット 1~4	360	〃	1983~84
			水力計	1,243.8		
	NPC	1	テイウイ A	110	地熱	1979
	〃	2	マクバン A	110	〃	1979
	〃	3	テイウイ B	110	〃	1979~80
	〃	4	マクバン B	110	〃	1980
	〃	5	テイウイ C	110	〃	1981~82
	〃	6	マクバン C	110	〃	1984
	〃	7	バクマン I	110	〃	1993
	〃	8	バクマン II	20	〃	1994
	〃	9	オーマットバクマン	16	〃	1994
			地熱計	806		
	NPC	1	カラカ	300	石炭	1984
			石炭計	300		
	NPC	1	マニラ1&2 (2×100Mw)	200	石油	1965~66
	〃	2	スカット1&2 (150&200Mw)	350	〃	1968~70
	〃	3	スカット3&4 200&300Mw	500	〃	1971~72
	〃	4	バターン1&2 (75&150Mw)	225	〃	1972~77
	〃	5	マラヤ1&2 (300&350)	650	〃	1975~79
	〃	6	マラヤガスタービン	90	〃	1989
	〃	7	バターンガスタービン	120	〃	1989
	〃	8	GTバーズ203	30	〃	1991
	〃	9	GTバーズ204	30	〃	1991
	〃	10	GTバーズ206	30	〃	1991

表4-7-b 既設発電所名

グリッド	NPC/IPP	NO	発電所名	MW	種類	建設期間	
ルソン	NPC	11	バターンOCA&B	600	石油	1993~94	
		12	スカットGT	30	〃	1993	
			石油計	2,885			
			NPC発電プラント計	5,234.8			
	IPP(BOT)	1	ホップウエル 1・3	210	石油	1990~91	
		2	ホップウエル 4	100	〃	1993	
		〃	3	ピナムキャンエナロン	105	〃	1993
		〃	4	スピックエナロン 2	108	〃	1994
		〃	5	FPPCパウアン	215	〃	1994
				石油計	738		
				BOT計	738		
IPP(リース)	1	ロツウエル 6&8	60	石油	1993		
	2	フェルスI	90	〃	1993		
	〃	3	フェルスII	90	〃	1994	
	〃	4	東アジア(VDH)	120	〃	1994	
	〃	5	サバ港	100	〃	1994	
			石油計	460			
			リース計	460			
IPP(PPA)	1	ヘッドコア	6	水力	1993		
	2	NMHC	6	〃	1993		
	3	ニア・バリガタン	12.1	〃	1993		
			水力計	24.1			
		1	クリークECI I-6	34	石油	1992~93	
		2	スピックエナロン	29.2	〃	1993	
		3	エジソングローバル	38	〃	1993	
			石油計	101.2			
			PPA計	125.3			
			NON-NPC計	1,323.3			
			ルソン計	6,558.1			



表4-7-d 既設発電所名

グリッド	NPC/IPP	NO	発電所名	MW	種類	建設期間
ビサヤ	IPP(PPA)	1	ACMDC	55.0		1993
			PPA計	55.0		
	IPP(OGP)	1	ジャシボール	5.0	水力	1990
			水力計	5.0		
			OGP計	5.0		
				NON-NPC計	60.0	
				ビサヤ計	862.6	
ミンダナオ	NPC	1	アグサン	1.6	水力	1957
		2	アグサVIユニット1-5	200.0	〃	1953~77
		3	アグサIIユニット1-3	180.0	〃	1979
		4	アグサVIIユニット1-2	54.0	〃	1982~83
		5	アグサVユニット1-2	55.0	〃	1985
		6	アグサIVユニット1-3	158.1	〃	1985
		7	ブラングイIVユニット1-3	255.0	〃	1985~86
		8	アグサIユニット1-2	80.0	〃	1992~94
			水力計	983.7		
	NPC	1	アブラヤI	5.5	石油	1977
		2	アブラヤII	115.7	〃	1979~81
		3	GENサントス	22.3	〃	1980
		4	ディーゼルバージ104	32.0	〃	1985
		5	GTバージ201	30.0	〃	1990
		6	GTバージ202	30.0	〃	1991
7		ミンダナオバージ117 (付注*)	100.0	〃	1994	
8		〃 〃 118 (マコ)	100.0	〃	1994	
		石油計	435.5			
		NPC計	1,419.2			
IPP(BOT)	1	NMPC	98.0	石油	1993	
		石油計	98.0			
		BOT計	98.0			
		IPP計	98.0			
			ミンダナオ計	1,517.2		

表4-7-e 既設発電所名

グリッド	NPC/IPP	NO	発電所名	場所	MW	種類	建設期間
蘇島/ルソン		1	バスコバターン	バスコ	1.089	石油	
		2	カシクラン	オーロラ	0.740	//	
		3	カブガオ	アバヤオ	0.423	//	
		4	ルバガン	アバヤオ	0.450	//	
		5	カラヤン	カガヤン	0.489	//	
		6	サブタン	バターン	0.326	//	
		7	バラナン	イサベラ	0.423	//	
		8	ポリリオ	ケソン	0.760	//	
		9	バタン	アルベイ	0.326	//	
		10	ラブラブ	アルベイ	0.326	//	
		11	パロンボンHEP	タタヤン	1.800	//	
		12	ピガ	タタヤン	1.120	//	
		13	マリナワ	タタヤン	2.060	//	
		14	パワーバージ112	タタヤン	2.240	//	
		15	カラバン	ORミンドロ	9.000	//	
		16	パワーバージ108	ORミンドロ	7.200	//	
		17	ブランルバ	OCCミント	4.200	//	
		18	パワーバージ109	OCCミント	2.240	//	
		19	パワーバージ113	OCCミント	2.240	//	
		20	マンブラオ	OCCミント	1.380	//	
		21	ルバン	OCCミント	1.060	//	
		22	ティングロイ	バタングス	0.423	//	
		23	ボアク	タタヤン	0.560	//	
		24	トリジョ	タタヤン	0.560	//	
		25	パワーバージ114	タタヤン	2.240	//	
		26	バサンガ	バラワン	1.060	//	
		27	クヨ	バラワン	0.520	//	
		28	クリオン	バラワン	0.520	//	
		29	アラセリ	バラワン	0.423	//	
		30	リナバカン	バラワン	0.326	//	
		31	ボトプリンセサ	バラワン	9.00	//	
		32	ナーラ	バラワン	3.172	//	
		33	ブロックPT	バラワン	1.120	//	

表 4 - 7 - f 既設発電所名

列/F/地区	NPC/IPP	No	発電所名	場 所	MW	種 類	建設期間
離島/ルソン		34	ロクサス	パラワン	0.423	石 油	
		35	タイタイ	パラワン	0.423	"	
		36	エルインドー	パラワン	0.423	"	
		37	マスバテ	マスバテ	3.500	"	
		38	テイカオ	マスバテ	0.586	"	
		39	クプラス	ロンブロン	2.620	"	
		40	ロンブロン	ロンブロン	1.640	"	
		41	シブヤン	ロンブロン	0.423	"	
			石油計		68.054		
			水力計		1.800		
			ルソン計		69.854		
離島/ビサヤ		1	バンタヤン	セブ	2.060		
		2	カモテ	セブ	0.578		
		3	ピラー	セブ	0.326		
		4	ドーン	セブ	0.326		
		5	ギンターカン	セブ	0.326		
		6	オランゴ	セブ	0.326		
		7	シクジョアー	シクジョアー	1.500		
		8	ギアン	サマー	0.773		
		9	ダラム	サマー	0.326		
		10	ズマラガ	サマー	0.326		
		11	マリビビ	レイテ	0.326		
		12	CFガリシア	ボホール	0.520		
		13	カルヤ	アナイ	0.326		
		14	ボ-ボ-115	ボホール	3.360		
		15	ボ-ボ-116	ボホール	3.360		
			計(ディーゼル)		14.759		
			ビサヤ計		14.759		



表 4 - 8 送電線総延長

(KM)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
合 計	11832	11997	12019	13437	13899	14060	14260	14483	14951	15896
500 KV	0	0	490	490	490	490	490	575	575	778
230 KV	3484	3484	3310	3310	3602	3634	3634	3636	3809	4064
128 KV	2336	2501	2472	2472	2848	2913	2919	3003	3043	3350
115 KV	484	484	484	499	499	508	508	508	508	508
69 KV	4773	4773	4531	5663	5705	5760	5954	6006	6261	6441
69 KV 以下	755	755	732	755	755	755	755	755	755	755
ル ソ ン	7201	7201	7517	7532	7824	7876	7893	7980	8169	8674
500 KV	0	0	490	490	490	490	490	575	575	778
230 KV	3484	3484	3310	3310	3602	3634	3634	3636	3809	4064
115 KV	484	484	484	499	499	508	508	508	508	508
69 KV	2705	2705	2705	2705	2705	2716	2733	2733	2749	2796
69 KV	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528
ビ サ ヤ	1471	1471	1165	2089	2217	2317	2443	2446	2662	2857
138 KV	532	532	503	627	755	820	820	823	840	1015
69 KV	812	812	558	1335	1335	1370	1496	1496	1695	1715
69 KV	127	127	104	127	127	127	127	127	127	127
ミンダナオ	3160	3325	3337	3816	3858	3867	3924	4057	4120	4365
138 KV	1804	1969	1969	2093	2093	2093	2099	2180	2203	2335
69 KV	1256	1256	1268	1623	1665	16744	1725	1777	1817	1930
69 KV	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

資料：1994 NPC Annual Report による。



表4-9 変電設備  
(MVA)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
合 計	13307	13627	13657	13857	14291	14381	14738	14788	14788	14788
230 KV	7278	7328	7328	7328	7590	7590	7640	7640	7640	7640
138 KV	2541	2811	2841	2991	3243	3243	3469	3519	3519	3519
115 KV	1927	1927	1927	1977	1977	2027	2147	2147	2147	2147
69 KV	1331	1331	1331	1331	1251	1251	1252	1252	1252	1252
69 KV 以下	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
ル ソ ン	10071	10121	10121	10171	10433	10483	10653	10653	10653	10653
230 KV	7278	7328	7328	7328	7590	7590	7640	7640	7640	7640
115 KV	1927	1927	1927	1977	1977	2027	2147	2147	2147	2147
69 KV	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666
69 KV	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
ピ サ ヤ	1279	1360	1390	1490	1609	1649	1682	1682	1682	1682
138 KV	1016	1097	1127	1227	1309	1309	1418	1418	1418	1418
69 KV	241	241	241	241	278	318	242	242	242	242
69 KV	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
ミンダナオ	1957	2146	2146	2196	2249	2249	2403	2453	2453	2453
138 KV	1525	1714	1714	1764	1934	1934	2051	2101	2101	2101
69 KV	424	424	424	424	307	307	344	344	344	344
69 KV	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

資料：1994 NPC Annual Report による。

表4-10 NPC 69KV送電線の技術基準  
(木 柱)

1. 導 体

区 分	導 体	架 空 地 線 (OGW)	支 線	接 地 線
形 式	ACSR, 336.4 MCM	3/8 高品質 ガルバナイズド、スチール	7/16 高張力 ガルバナイズド、スチール	3/8 ガルバナイズド スチール
ストランド	26/7	7-ストランド	7-ストランド	7-ストランド
外 径	18.3 mm	9.1 mm	11 mm	9.1 mm
面 積	198.3 mm <sup>2</sup>	51.1 mm <sup>2</sup>	74.6 mm <sup>2</sup>	51.1 mm <sup>2</sup>
重 量	0.689 ug/m	0.406 ug/m	0.594 ug/m	0.406 ug/m
破 断 強 度	6.350 ug	4.900 ug	6.575 ug	1.929 ug

2. スパン (m)

区 分	シングル・ポール 1 回 線				H-フレーム 1 回 線			3-ポール 1 回 線	シングル・ポール 2 回 線		H-フレーム 2 回 線			3-ポール 2 回 線
	B	C	D	E	HS	HT	3T	3D	BD	EE	HS-HS	HT-HT	3T-3T	3D-3D
WINDスパン	120	120	120	120	220	220	320	320	80	80	160	160	200	200
VERTICALスパン	400	500	500	600	1000	1000	1000	1200	200	300	500	500	500	600
最大スパン	130	130	130	130	320	320	375	375	130	130	320	320	375	375

3. 道路横断等のクリアランス (無風時)

道路横断の種類	クリアランス (m)
鉄 道	10
公共道路・ハイウェイ	8.8
地方道路	7.6
歩 道	6.1
地方道路沿線	7.0
支持物とのクリアランス	0.708
支線とのクリアランス	1.22

資料：NPC技術資料による。

表 4 - 11 屋外型機器の絶縁基準

電 圧 (KV)	最高回路電圧 (KV)	A C 耐 圧 Dry (KV)	インパルス耐圧 (KV)	開閉サージ耐圧 (KV)
500	550	680	1550	1175
230	245	425	900	N/A
138	145	310	650	N/A
115	120	260	550	N/A
69	72.5	160	350	N/A
34.5	38	80	200	N/A
13.8	15	50	110	N/A

資料：NPC技術基準による。

表 4 - 12 遮断器の遮断時間

-Maximum Interrupting Time

500 KV	2 cycle
230 KV	2 cycle
138 KV	3 cycle
115 KV	3 cycle
69 KV	3 cycle

資料：NPC技術基準による。

注：1. 遮断器はSF6。

2. 115KV 以上はシングル・ポール・トリップとする。

表 4 - 13 屋外型変電所のクリアランス

(1000m以下)

電 圧 (KV)	B I L (KV)	相 間 (m)	相対充電部	架空線と人体間	導電部 と接地間	道路横断 の 高 さ
13.8	110	0.90	0.30	2.80	0.20	6.00
34.5	200	1.00	0.46	3.00	0.30	7.00
69	350	2.00	0.80	3.40	0.65	7.00
115	550	3.00	1.35	3.80	1.10	8.00
138	650	3.00	1.60	4.00	1.30	8.00
230	900	4.00	2.30	5.00	1.80	8.50
500	1550	8.00	7.00	7.00	4.50	14.00

資料：NPC技術基準による。

表4-14 ピーク・デマンド  
(MW)

グリッド	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
ルソン	2311	2435	2592	2780	2938	2973	3045	3250	3473	3561
ビサヤ	256	284	307	333	354	380	410	472	512	557
セブグリッド	92	105	118	125	132	142	153	183	210	433
ネグロスグリッド	50	48	61	68	73	87	154	179	181	
バナイ "	38	48	43	53	56	53				
レイテ "	68	72	74	74	79	83	89	93	101	104
ボホール "	8	11	10	13	14	15	14	17	20	20
ミンダナオグリッド	470	484	533	571	617	621	626	573	691	696

資料：1994 NPC Annual Report による。

表4-15 負 荷 率  
(%)

グリッド	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
ルソン	71.4	69.2	70.6	71.6	70.8	72.3	73.1	70.0	65.4	70.7
ビサヤ	59.9	59.0	63.0	69.1	64.4	61.6	63.5	60.3	61.3	56.5
セブ	59.3	58.9	61.7	67.3	69.8	64.6	65.7	63.8	64.3	57.5
ネグロ	55.7	61.8	60.4	63.9	66.0	60.8	60.5	47.3	58.7	
バナイ	45.1	41.1	53.1	51.2	49.1	46.3				
レイテ	74.0	72.5	75.6	73.1	68.8	70.7	67.1	64.6	65.4	56.2
ボホール	42.8	36.3	43.6	40.4	42.4	41.9	48.9	44.3	39.4	34.4
ミンダナオ	72.0	71.7	70.1	72.6	71.5	72.2	66.1	62.5	63.0	64.5

資料：1994 NPC Annual Report による。

表4-16 送電線ロスと所内ロス  
(総発電量に対する%)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
フィリピン全土	8.6	8.4	7.9	7.7	7.7	7.6	7.2	7.1	6.8	6.1
所内ロス	4.9	4.8	4.8	4.4	4.2	4.2	4.0	4.2	4.0	3.4
送電ロス	3.9	3.6	3.1	3.3	3.5	3.4	3.2	2.9	2.8	2.7
ルソン	9.1	8.8	8.2	7.8	7.8	7.7	7.2	6.6	6.7	5.9
所内ロス	4.9	5.0	5.1	4.6	4.6	4.5	4.2	4.2	4.1	3.5
送電ロス	4.2	3.8	3.1	3.2	3.2	3.2	3.0	2.4	2.6	2.4
ビサヤ	12.7	14.0	12.0	12.4	11.6	11.4	10.7	10.3	9.8	9.4
所内ロス	10.0	10.7	9.2	9.3	8.4	8.5	7.2	7.1	6.9	6.2
送電ロス	2.7	3.3	2.8	3.1	3.2	2.9	3.5	3.2	2.9	3.2
セブグリッド	9.4	14.4	10.0	11.8	11.1	9.8	8.9	8.6	10.8	8.8
所内ロス	7.9	12.5	8.5	10.5	8.4	8.2	6.7	6.8	8.9	5.7
送電ロス	1.5	1.5	1.5	1.3	2.0	1.6	2.2	1.8	1.9	3.2
ネグロスグリッド	19.7	20.4	17.3	15.5	14.7	12.4	12.4	11.6	10.9	
所内ロス	16.2	15.4	12.7	9.3	9.9	8.3	7.0	6.3	6.4	
送電ロス	3.5	5.0	4.6	6.2	4.8	4.1	5.4	5.3	4.5	
バナイグリッド	11.9	9.8	8.5	10.1	7.1	12.4				
所内ロス	8.1	6.2	5.7	5.9	5.1	8.3				
送電ロス	3.8	3.6	2.8	4.2	2.0	4.1				
レイテグリッド	13.2	12.3	12.7	12.2	12.0	12.6	11.5	11.4	10.3	9.4
所内ロス	10.2	9.0	9.5	8.4	8.9	9.5	8.6	9.1	7.9	7.8
送電ロス	3.0	3.3	3.2	3.8	3.1	3.1	2.9	2.3	2.4	1.6
ボホールグリッド	13.3	11.4	9.5	8.7	9.6	9.1	8.3	8.3	10.4	11.9
所内ロス	9.1	6.5	5.9	6.9	5.8	5.5	5.0	6.7	7.4	8.4
送電ロス	4.2	4.9	3.6	1.8	3.9	3.6	3.3	1.6	3.0	3.4
ミンタナオグリッド	4.5	3.8	4.4	4.7	4.8	5.0	5.1	5.2	4.9	5.0
所内ロス	3.0	0.8	0.4	0.5	0.5	0.8	0.9	1.6	1.3	0.6
送電ロス	1.5	3.0	4.0	4.2	4.3	4.2	4.3	3.6	3.6	4.4

資料：1994 NPC Annual Report による。

表4-17 NPCの電源開発計画(1992~2005年)

単位: MW

地域	電源	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ルソン地域	水力	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,494	1,644	1,644	1,794	1,794	1,794
	石油火力	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925
	石炭火力	300	300	600	1,250	1,550	1,900	1,900	2,200	2,800	3,400	4,000	4,600	5,500	6,400
	Coabin.Cycle		310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310
	ガスタービン	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
	地熱	660	835	835	955	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015
	ルソン計	4,686	5,171	5,471	6,241	6,601	6,951	6,951	7,251	8,119	8,869	9,469	10,219	11,119	12,019
ヴィサヤス地域	水力	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	石炭火力	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
	ガスタービン	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
	ディーゼル	290	290	296	296	296	296	302	302	302	302	302	302	302	302
	地熱	228	288	308	308	348	(1)788	(1)1,000	1,228	1,228	1,248	1,288	1,308	1,368	1,428
	ヴィサヤス計	747	807	833	833	873	1,313	1,539	1,759	1,759	1,779	1,819	1,839	1,899	1,959
ミンダナオ地域	水力	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984	1,207	1,312	1,486	1,636
	Coabin.Cycle		210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
	ガスタービン	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
	ディーゼル	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217
	地熱			60	120	120	240	240	240	240	240	240	240	240	240
	ミンダナオ計	1,294	1,504	1,504	1,564	1,624	1,624	1,744	1,744	1,744	1,744	1,967	2,072	2,246	2,396
フィリピン全体	水力	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,485	2,635	2,858	3,113	3,287	3,437
	石油火力	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925
	石炭火力	405	405	705	1,355	1,655	2,005	2,005	2,305	2,905	3,505	4,105	4,705	5,605	6,505
	Coabin.Cycle		520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
	ガスタービン	785	785	785	785	785	785	785	785	785	785	785	785	785	785
	ディーゼル	507	507	513	513	513	513	519	519	519	519	519	519	519	519
	地熱	888	1,123	1,143	1,323	1,483	1,923	2,263	2,483	2,483	2,503	2,543	2,563	2,623	2,683
	合計	6,727	7,482	7,808	8,638	9,098	9,888	10,234	10,754	11,622	12,392	13,255	14,130	15,264	16,374

資料 NPC Power Development Program(1994~2005)による。

(注) (1) ルソン系統に接続される地熱発電所(1999年の合計で880MW)を含む。

表4-18 NPCの発電所別電源開発計画

	ルソン地域		ヴィサヤス地域		ミンダナオ地域	
	発電所名	設備容量 (MW)	発電所名	設備容量 (MW)	発電所名	設備容量 (MW)
1992年	ノヴァタス GT.No.5 スーカット GT.No.1	30.0 30.0	ジャンポール 水力 ホムルディセムII No.3 モアディセムII No.4	5.0 6.0 19.0	アグス水力、I パワーバーガス	80.0 36.0
1993年	バター C.C., Stage 1 バター C.C., Stage 2 マク・パン 地熱 バク・マン 地熱 I バク・マン 地熱 II マイバララ 地熱	210.0 100.0 12.0 110.0 40.0 13.0	セブ…ネグロス 連系 ハリヒノ地熱II, No.1 ハリヒノ地熱II, No.2 ハリヒノ地熱II, No.3	 20.0 20.0 20.0	ダバオ C.C., Stage 1 ダバオ C.C., Stage 2	140.0 70.0
1994年	カラカ石炭火力、No.2	300.0	ハリヒノ地熱II, No.4 ホムルディセムII, No.4	20.0 6.0		
1995年	マニラ石炭火力No.1 ホムルディセム BOT石炭, No.1 マニラ地熱	300.0 350.0 120.0			マニラ地熱, A	60.0
1996年	マニラ石炭火力, No.2 マニラ地熱	300.0 60.0	マンブカル地熱, A	40.0	マニラ地熱, B	60.0
1997年	ルソン…レイテ連系 ホムルディセム BOT石炭, No.2	 350.0	レイテ…セブ連系 レイテ地熱, A	 440.0	レイテ…ミンダナオ連系	
1998年			レイテ地熱, B-1 ホムルディセムII, No.5	220.0 6.0	マニラ地熱, C	120.0
1999年	石炭火力	300.0	レイテ地熱, B-2	220.0		
2000年	石炭火力 カセクナン水力	600.0 268.0				
2001年	レイテ…ミンダナオ連系 石炭火力 カラローン揚水, No.3	 600.0 150.0	レイテ…セブ連系 マニラ地熱, B-1	 20.0		
2002年	石炭火力	600.0	マニラ地熱, B-2 レイテ地熱, C-1	20.0 20.0	アグス水力, III	223.0
2003年	石炭火力 カラローン揚水, No.4	600.0 150.0	レイテ地熱, C-2	20.0	小水力, Stage-1合計	105.0
2004年	石炭火力	900.0	レイテ地熱, C-3 レイテ地熱, C-4 レイテ地熱, C-5	20.0 20.0 20.0	小水力, Stage-2合計 小水力, Stage-3合計	106.0 68.0
2005年	石炭火力	900.0	レイテ地熱, C-6 レイテ地熱, C-7 レイテ地熱, C-8	20.0 20.0 20.0	マニラ…ミンダナオ 水力	150.0
合計		7,393.0		1,242.0		1,218.0

資料 NPC 1991 Power Development Program(1994…2005)による。

表4-19 NPCの送電線計画

単位: km

地域	電圧	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ルソン地域	±350kV						429	429	429	429	429	429	429	429	429
	500kV	650	650	650	650	650	650	650	650	1,130	1,130	1,160	1,256	1,447	1,447
	230kV	3,634	3,800	4,032	4,637	4,690	4,720	4,720	4,893	4,947	5,007	5,007	5,007	5,007	5,007
	138kV						48	48	48	48	48	48	48	48	48
	115kV	508	629	659	659	659	659	709	709	709	709	709	709	709	709
	69kV	2,733	3,796	3,948	3,948	3,948	3,948	3,948	3,948	4,227	4,227	4,227	4,227	4,227	4,227
	69kV以下	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528
	計	8,053	9,403	9,817	10,422	10,475	10,982	11,032	11,205	12,018	12,078	12,108	12,204	12,395	12,395
ヴィサヤス地域	138kV	820	1,170	1,170	1,249	1,249	1,431	1,431	1,431	1,483	1,549	1,559	1,559	1,559	1,559
	69kV	1,919	2,091	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,176	2,176	2,176	2,176	2,176	2,176
	69kV以下	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
	計	2,866	3,388	3,419	3,498	3,498	3,680	3,680	3,680	3,786	3,852	3,862	3,862	3,862	3,862
ミンダナオ地域	±200kV						469	469	469	469	469	469	469	469	469
	138kV	2,333	2,812	2,812	2,998	2,998	2,998	2,998	2,998	3,028	3,028	3,032	3,032	3,032	3,096
	69kV	1,829	2,283	2,489	2,489	2,489	2,489	2,489	2,489	2,518	2,518	2,518	2,633	2,808	2,808
	69kV以下	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	計	4,262	5,195	5,401	5,587	5,587	6,056	6,056	6,056	6,115	6,115	6,119	6,234	6,409	6,473
フィリピン全体	±350kV						429	429	429	429	429	429	429	429	429
	±200kV						469	469	469	469	469	469	469	469	469
	500kV	650	650	650	650	650	650	650	650	1,130	1,130	1,160	1,256	1,447	1,447
	230kV	3,634	3,800	4,032	4,637	4,690	4,720	4,720	4,893	4,947	5,007	5,007	5,007	5,007	5,007
	138kV	3,153	3,982	3,982	4,247	4,247	4,777	4,477	4,477	4,559	4,625	4,639	4,639	4,639	4,703
	115kV	508	629	659	659	659	659	709	709	709	709	709	709	709	709
	69kV	6,481	8,170	8,559	8,559	8,559	8,559	8,559	8,559	8,921	8,921	8,921	9,036	9,211	9,211
	69kV以下	755	755	755	755	755	755	755	755	755	755	755	755	755	755
合計	15,181	17,986	18,637	19,507	19,560	20,718	20,768	20,941	21,919	22,045	22,089	22,300	22,656	22,730	

資料 NPC 1991 Power Development Programによる。



表4-20 需要想定(最大負荷/電力量) (1996~2005)

YEAR	販売電力量GWH				ピーク・デマンドMW			
	ルソン	ビサヤ	ミンダナオ	全土	ルソン	ビサヤ	ミンダナオ	全土
1986	13,535	1,355	2,980	17,850	2,435	309	484	3,228
1987	14,980	1,305	3,146	19,431	2,882	334	533	3,459
1988	16,319	1,768	3,486	21,573	2,780	358	571	3,709
1989	17,142	1,881	3,708	22,731	2,938	378	617	3,933
1990	17,638	1,924	3,781	23,323	2,973	381	621	3,975
1991	18,123	2,138	3,585	23,846	3,045	427	626	4,098
1992	18,596	2,232	3,165	23,993	3,250	472	573	4,295
1993	18,672	2,500	3,667	24,839	3,473	512	691	4,676
1994	22,057	2,755	3,934	28,746	3,581	557	696	4,814
1995	23,161	3,024	4,251	30,436	3,877	585	837	5,299
%グロス・レート (1987-1995)	6.2	9.3	4.1	6.1	5.3	7.3	6.3	5.7
1996	24,415	3,482	5,635	33,532	4,239	657	959	5,855
1997	27,331	3,918	6,641	37,890	4,744	739	1,130	6,613
1998	31,068	4,405	7,969	43,483	5,397	832	1,359	7,588
1999	35,019	5,052	9,330	49,411	6,079	985	1,587	8,821
2000	39,064	5,794	10,711	55,589	6,779	1,080	1,822	9,881
%グロス・レート (1996-2000)	11.0	13.9	20.3	12.8	11.8	13.0	16.8	12.8
2001	43,111	6,727	12,102	61,940	7,484	1,254	2,059	10,797
2002	47,616	7,536	13,640	68,792	8,286	1,405	2,321	11,992
2003	52,623	8,348	15,339	76,310	9,135	1,586	2,610	13,301
2004	58,191	8,995	17,219	84,405	10,102	1,676	2,930	14,708
2005	64,383	9,636	19,294	93,313	11,177	1,796	3,283	16,285
%グロス・レート (2001-2005)	10.5	10.7	12.5	10.9	10.5	10.7	12.5	10.9
(1996-2005)	10.8	12.3	16.3	11.9	11.2	11.9	14.6	11.9

資料：NPC Power Development Program 1996-2005による。

表 4-21 各国の発電設備容量と KW/MAN

(単位 : 1000 KW)

No	COUNTRY	DATA BY YEAR	MW				POPULATION ×1,000	KW/MAN
			HYDRAULIC	THERMAL	ATOMIC	Σ		
1	JAPAN	1988	26,500	86,250	25,920	138,670	121,000	1.15
2	KOREA	1986	2,230	12,620	4,770	19,620	40,600	0.48
3	PHILIPPINE	"	670	5,730	900 (GEOMET)	7,360	53,400	0.14
4	INDONESIA	"	1,660	6,810		8,470	159,800	0.053
5	MALASIA	"	1,040	3,350		4,390	15,200	0.29
6	SINGAPORE	"		2,740		2,740	2,530	1.08
7	THAI					7,000	50,400	0.14
8	SLI-LANKA					1,000	15,610	0.06
9	INDIA	1986	15,970	37,500	1,230	54,700	746,740	0.07
10	IRAN	"	1,800	11,600		13,400	43,410	0.31
11	VIEINAK	1993 ※1	1,950	900		2,810	61,000	0.044
12	VIEINAK	2005 ※2				10,520	70,000	0.15

注) ※1 : 1989年エネルギー経済研究所の調査は2000MWであるがその他の資料を参考に2,850MWとした。



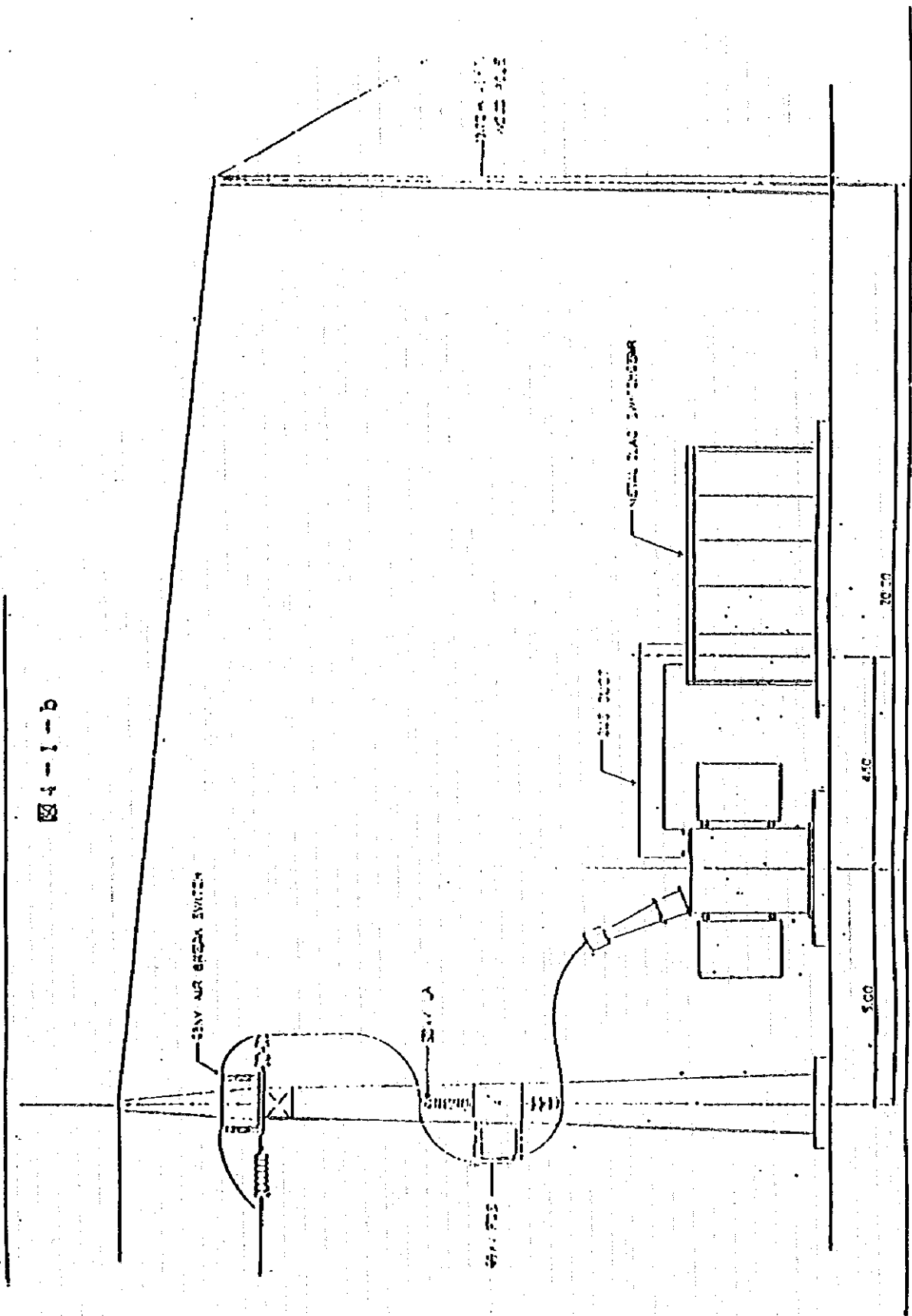
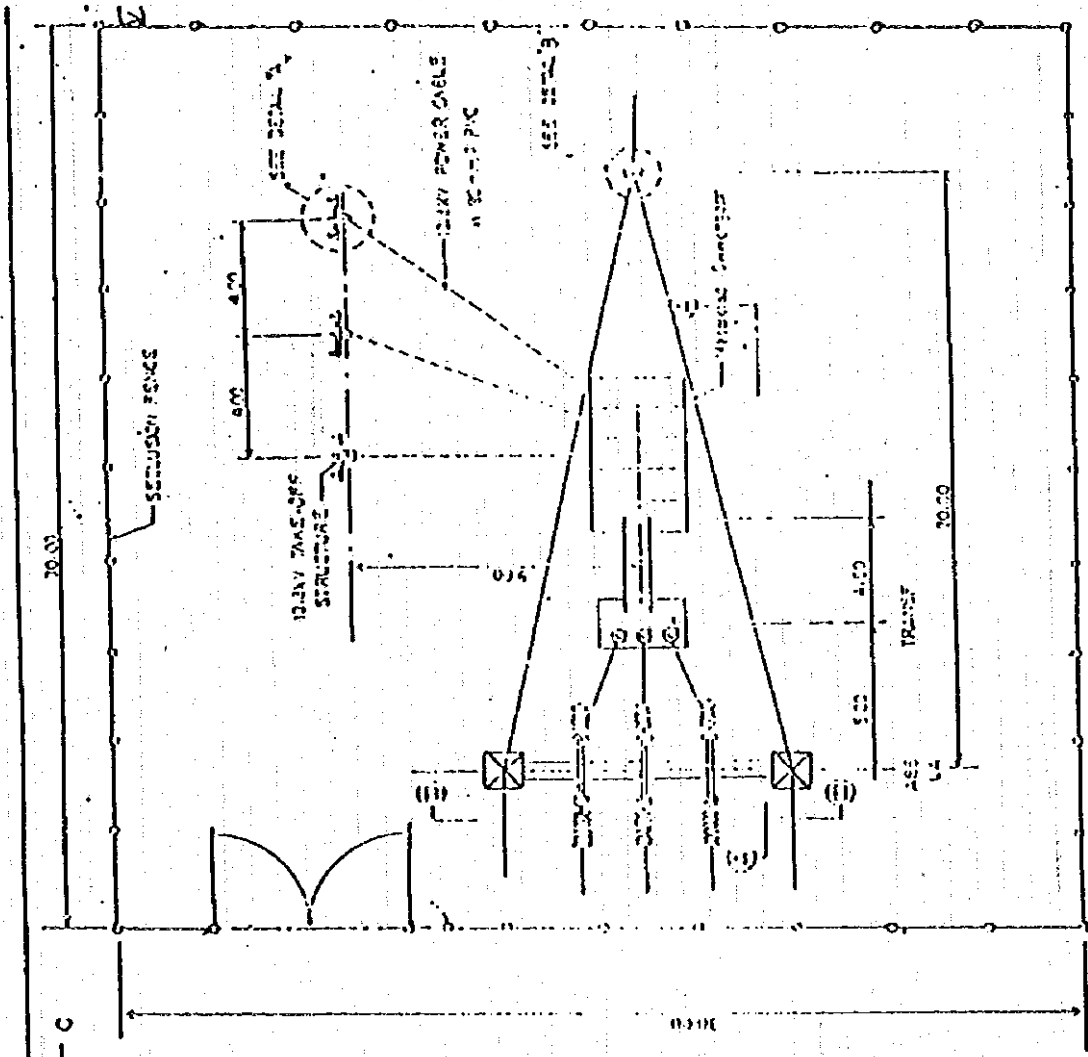


图 4-1-b

4-1-0



SCALE 1:2000

A3

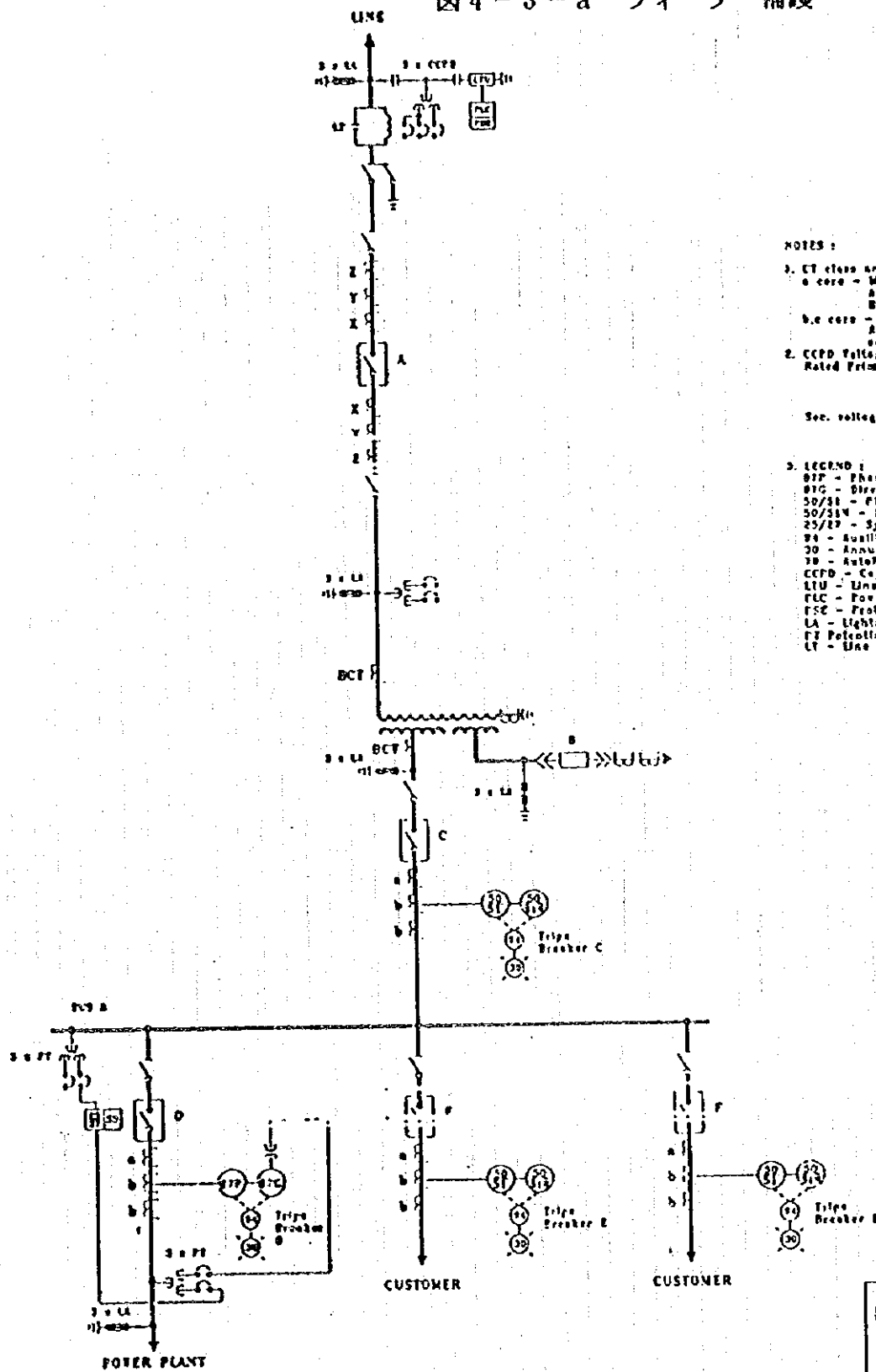
66








図 4-3-a フィーダー補護



- NOTES :
1. CT class and burden are as follows  
 a. core - Metering Type  
 Accuracy class 0.3  
 Burden 22.0  
 b. core - Relaying Type  
 Accuracy class/Burden C400  
 or 5P20, 100 VA at 6A
  2. CCPD Voltage Rating : 66 kV L-L  
 Rated Prim. voltage : 66 kV L-L  
 or 66/√3  
 47 kV Line to ground  
 Sec. voltage voltage : Main winding  
 115/69.4 volts  
 Auxiliary winding  
 115/69.4 volts
  3. IECRNO :  
 81P - Phase Directional Relay  
 81G - Directional Earth Fault Relay  
 50/51 - Phase Overcurrent Relay  
 50/51N - Residual Overcurrent Relay  
 25/27 - Synchro/voltage Check Relay  
 84 - Auxiliary Relay  
 30 - Annunciator  
 3B - AutoRecloser  
 CCPD - Capacitor Cramping Potential Device  
 LTU - Line Tuning Unit  
 FLC - Power Line Correlator  
 PSC - Protection Signalling Equipment  
 LA - Lightning Arrester  
 PT Potential Transformer  
 LT - Line Trap

	<b>NATIONAL POWER CORPORATION</b> Manila, Bureau City
	<b>FEEDER PROTECTION SCHEME</b>
Prepared by: PCU/jps	
Date: _____	
Reviewed by: _____	
Checked by: _____	
Date: _____	

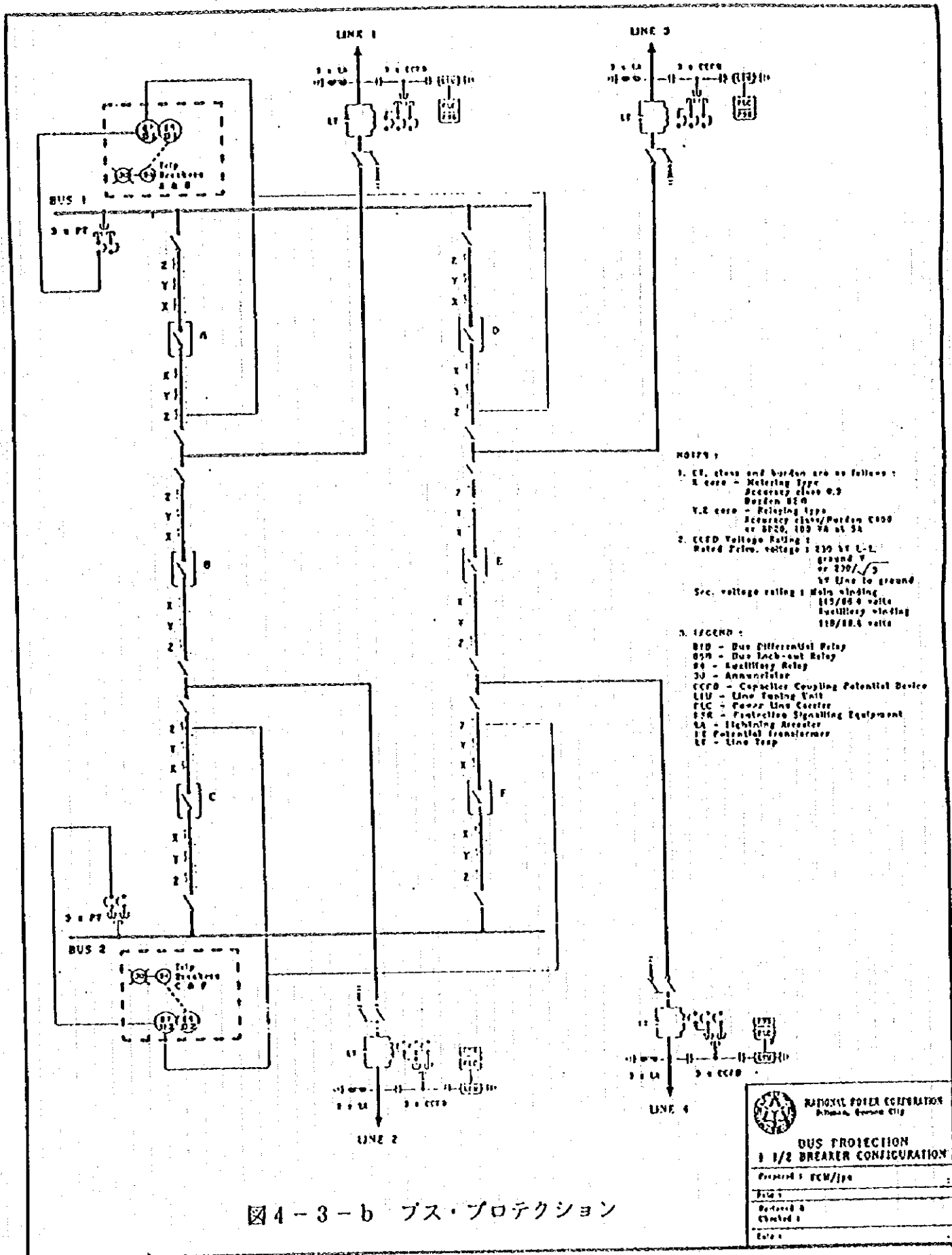
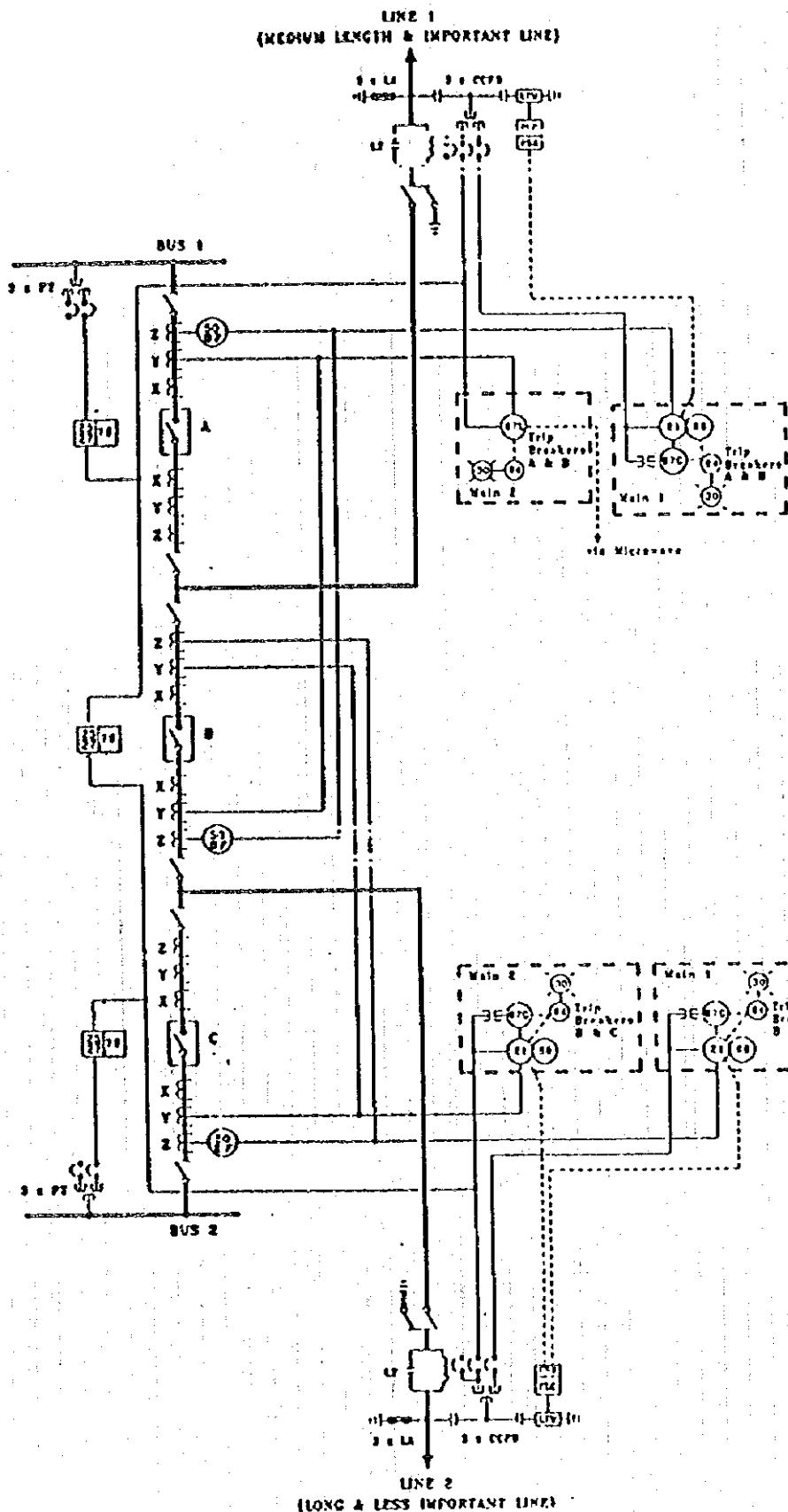


図4-3-b ブス・プロテクション



- NOTES :
1. CT class and burden are as follows  
 X case - Metering Type  
 Accuracy class 0.3  
 Burden 02.0  
 Y,Z case - Relaying Type  
 Accuracy class/Burden C100  
 or 0200, 100 VA at 5A
  2. CCB Voltage Rating :  
 Rated Fctm. voltage : 250 kV L-L  
 ground Y  
 or  $250/\sqrt{3}$   
 kV line to ground  
 Sec. voltage voltage : Main winding  
 115/66.6 volts  
 Auxiliary winding  
 115/66.6 volts
3. LEGEND :
- ZI - Distance Relay
  - ZS/ZT - Synchro/Voltage Check Relay
  - DT - Directional Fault-Fault Relay
  - BB - Power Swing Blocking Relay
  - CDL - Current Differential Relay
  - CBFR - Breaker Failure Relay
  - AR - Auxiliary Relay
  - AO - Annunciator
  - TR - AutoRecloser
  - CCPD - Capacitor Coupling Potential Device
  - LIU - Line Testing Unit
  - FLC - Power Line Carrier
  - PS - Protection Signalling Equipment
  - LA - Lightning Arrester
  - PT Potential Transformer
  - LT - Line Trap

图 4-3-c 距离继电器


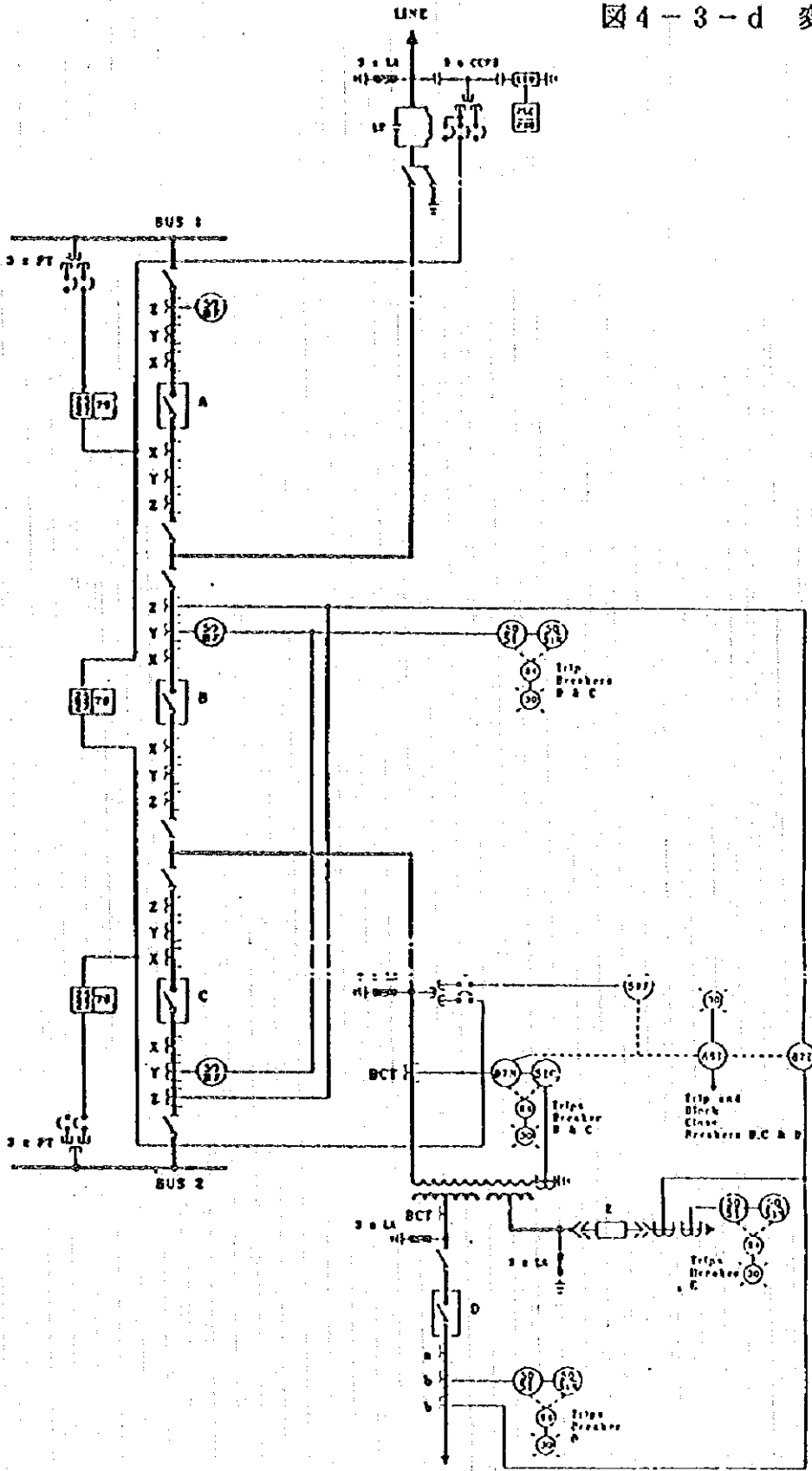

 NATIONAL POWER CORPORATION Manila, Quezon City	
<b>DISTANCE PROTECTION SCHEME</b>	
Prepared by: JCM/jps	
Rev. 1	
Revised 0	
Checked 0	
Rev. 2	

图 4-3-d 变压器保护



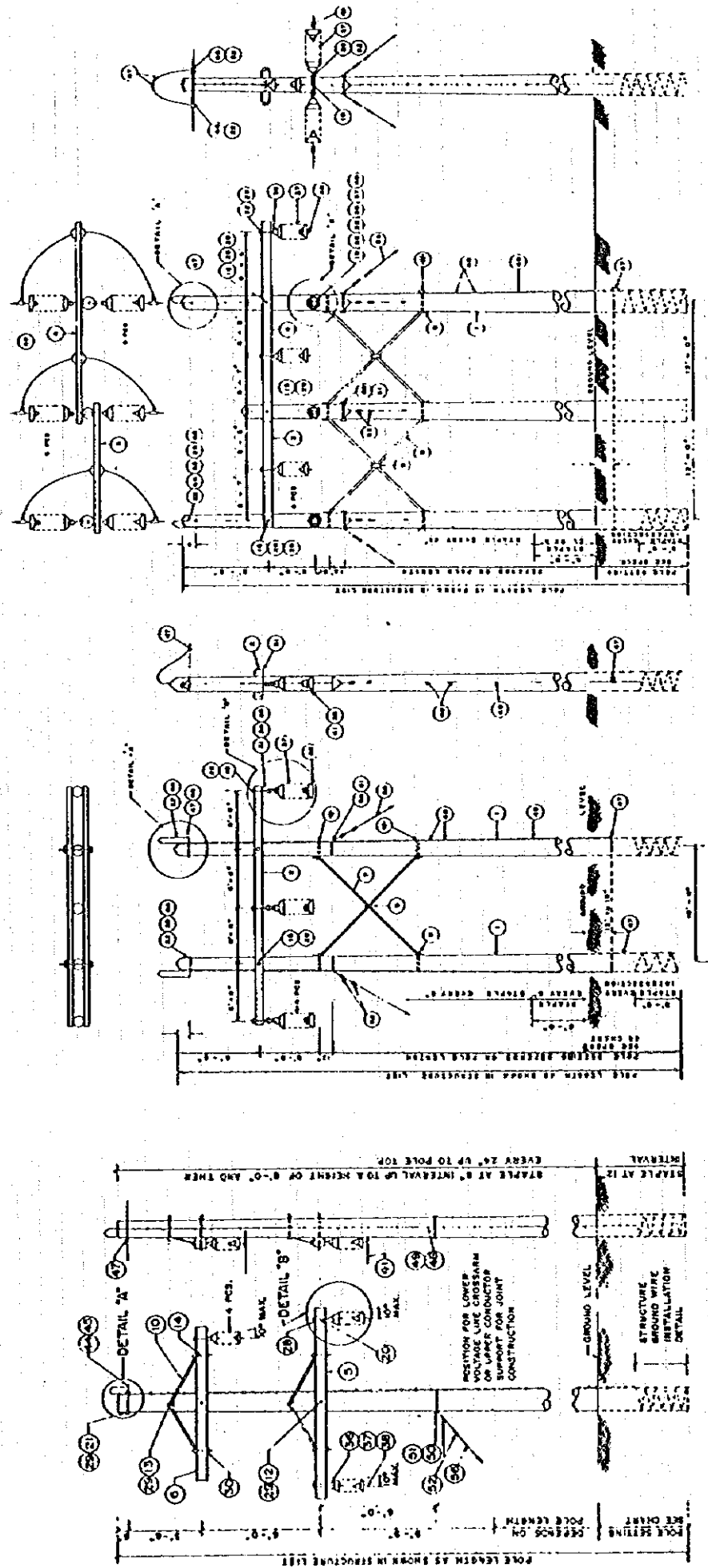
- NOTES :
- CT class and burden are as follows  
 I core - Metering type  
 Accuracy class 0.3  
 Burden 0.2 Ω  
 II core - Relaying type  
 Accuracy class/Burden C400  
 or S220, 100 VA at 0.4
  - CCPD Voltage Rating :  
 Rated Pri. voltage : 220 kV L-L  
 Ground Y  
 or  $220/\sqrt{3}$   
 kV Line to ground  
 Sec. voltage voltage : Main winding  
 115/40.4 volts  
 Auxiliary winding  
 115/40.4 volts
  - LEGEND :  
 87T - Transformer Differential Relay  
 87N - Transformer Lock-out Relay  
 87N - Restricted Earth Fault Relay  
 51G - Neutral Overcurrent Relay  
 50F - Overfusing Relay  
 50BF - Breaker Failure Relay  
 50/51 - Phase Overcurrent Relay  
 25/27 - Residual Overcurrent Relay  
 25/27 - Synchro/voltage Check Relay  
 81 - Auxiliary Relay  
 82 - Annunciator  
 70 - Autorecloser  
 CCPD - Capacitor Coupling Potential Device  
 LTU - Line Tuning Unit  
 PLC - Power Line Carrier  
 PSE - Protection Signalling Equipment  
 LA - Lightning Arrester  
 PT - Potential Transformer  
 LT - Line Trap

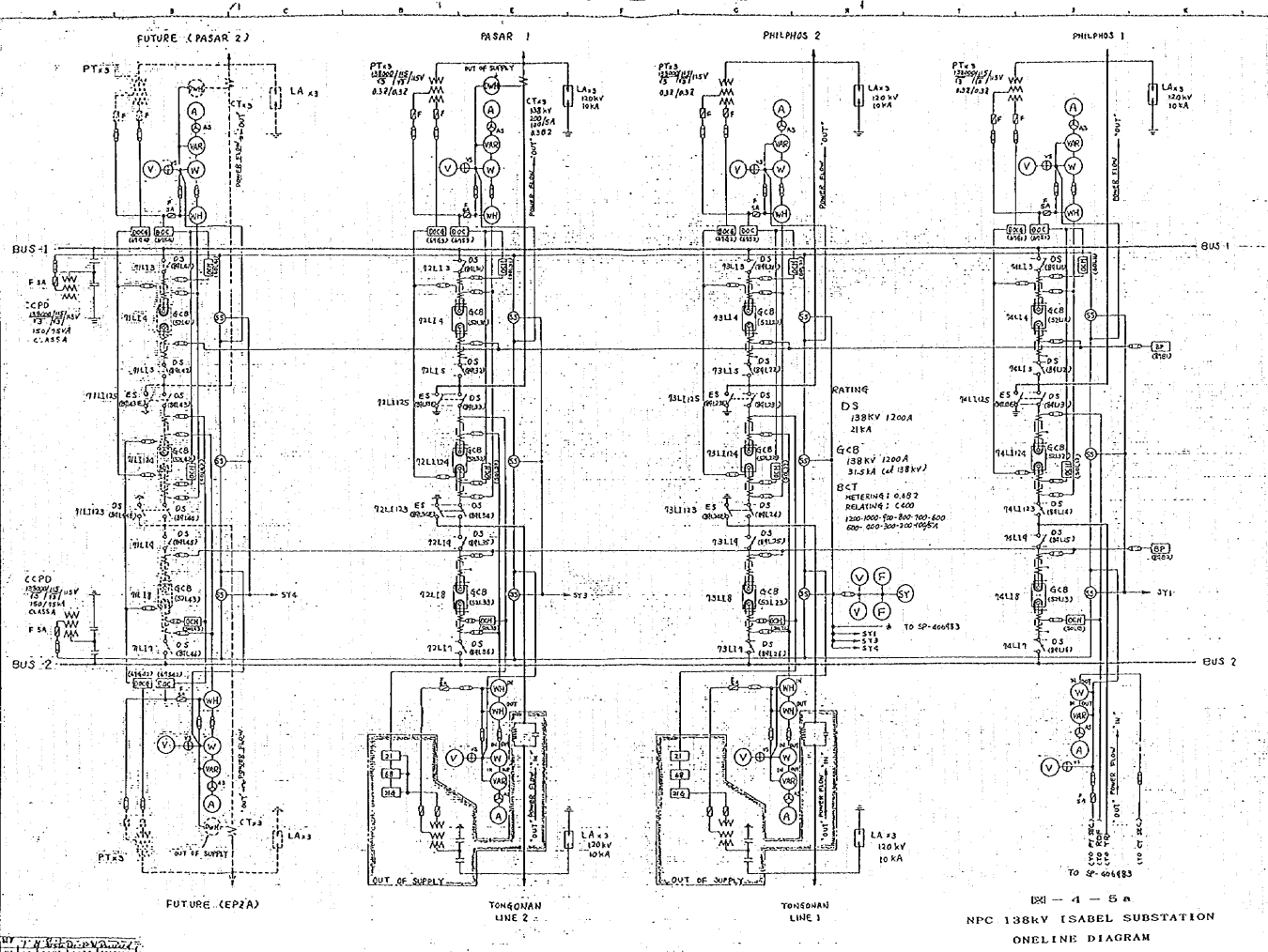
69 BY STITCHVARD

 NATIONAL POWER CORPORATION Manila, Quezon City	
<b>TRANSFORMER PROTECTION SCHEME</b>	
Prepared by FCM/jss	
Date :	
Revised by :	
Checked by :	
Date :	

APPENDIX J - DRAWINGS-69 kV WOOD POLE LINES

J-2.0 69 kV Wood Pole Line Construction Type  
Single Pole/Single Circuit





RI - 4 - 5 A  
 NPC 138kV ISABEL SUBSTATION  
 ONE-LINE DIAGRAM



### 138 kV EQUIPMENT

GCB 138kV 1200A 31.5 kA (at 138kV)

CT 1200/1000/800/600/400/300/150/100/50/100/100 - SA

(1) class 0.3B-20 METERING TYPE

(W) class C400(LANS) RELAYING TYPE

### 69 kV EQUIPMENT

PCB 69kV 1200A 20 kA (at 69kV)

CT 600/300/250/400/300/250/200/150/100/50 - SA

(1) class 0.3B-1.8 METERING TYPE


(W) class C400(LANS) RELAYING TYPE


DS 69kV 1200A

### 13.8 kV EQUIPMENT

SCB 15kV 800A 17kA (at 13kV)

CT 100/20-2A (at 600-A)

 TO BE SUPPLIED BY OTHERS

 CONTROL BOX FOR EACH CB

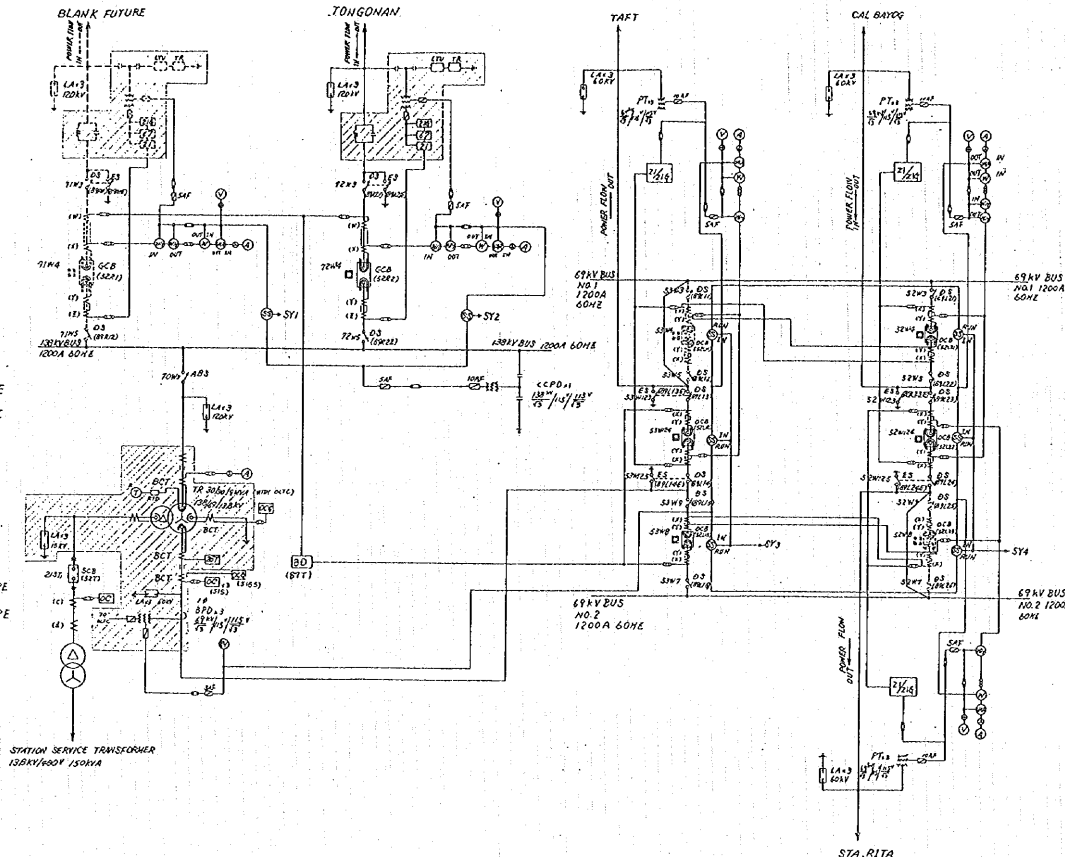
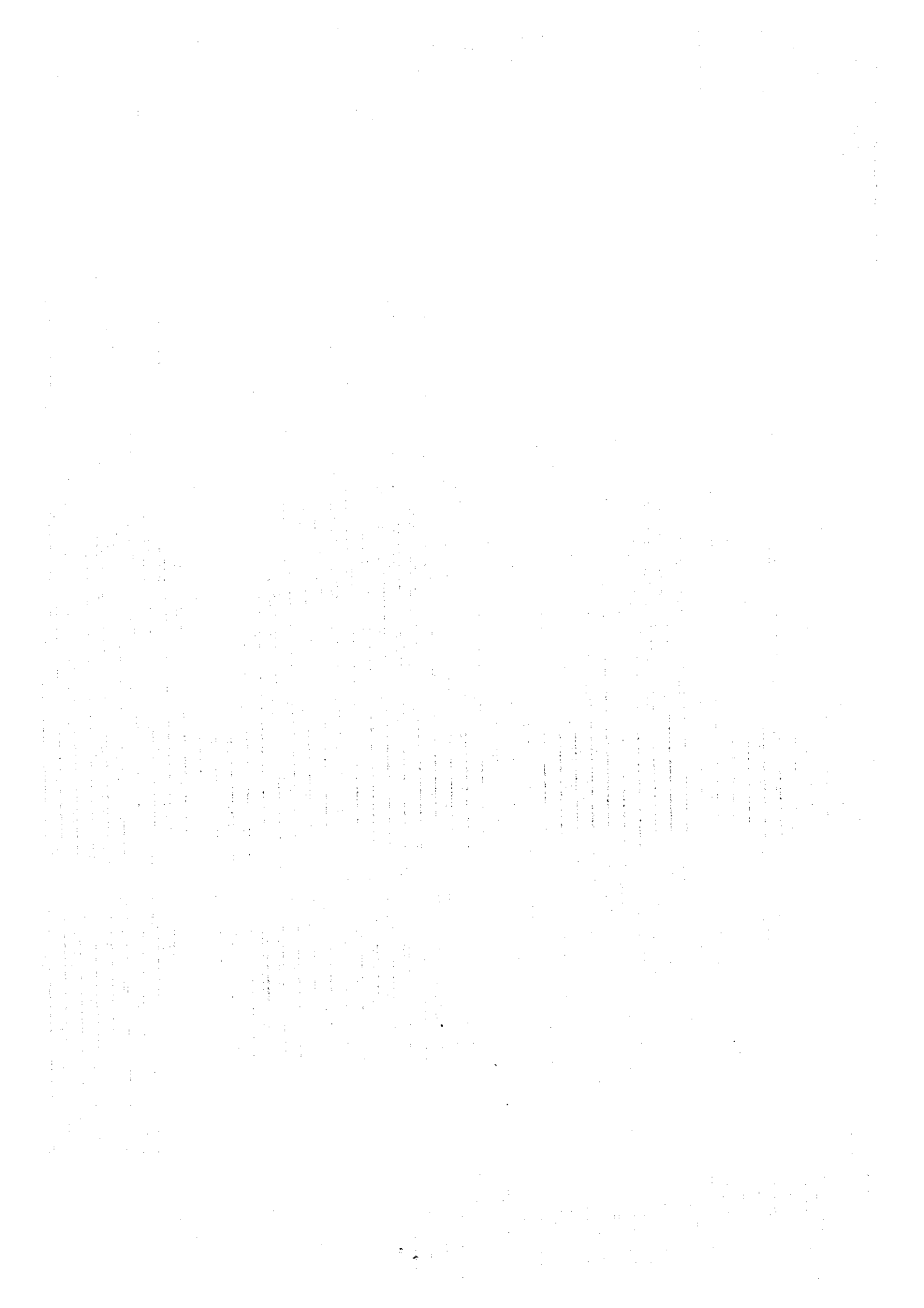


FIG - 4 - 6

NPC 138/69kV WRITGH-2 SUBSTATION  
ONLINE DIAGRAM





## 第5章 地方電化協同組合（ECs）の調査

NEAの「ECs Historical Background」によれば、ECsの発端は1964年に United States Agency for International Development (USAID) がアメリカの地方電化開発例を参考にECsの設立をフィリピン政府に勧めた事で、これが1969年の法律6038として公布されNEAの設立に連ったのである。その後1972年に公布された電気事業に対する「大統領令40」により小私企業がECsに統合され今日に到っていると考えてよい。

今回の目的はDOEの電気事業民営化構想の一環として、NPC69kv系をレイテ、サマールのECs (Rural Electrification Cooperatives, 地方電化協同組合REC s, 又はECs) に移行した場合の電気事業形体の事前調査で経済、技術の両面を含むものである。

### 1. NEAと電化協同組合

#### 1-1. NEA (National Electrification Administration 国家電化庁)

NEAは農村電化政策の推進機関として前記背景の下に1969年、フィリピン政府により設立されたもので、地方電化協同組合の設立と組織化に加え、定常的な資金援助、運営、技術面での助言を行っている監督官庁であり、DOE (Department of Energy, エネルギー省) 傘下でPNOC (Philippine National Oil Co. 国営石油公社), NPC (National Power Corporation, 電力公社) と並ぶエネルギー所管部門の一つである。ECsの変電所、配電線或は事務棟等設備はNEAが建設し、ECsに売却することになっているが、配電系統は資機材をECsに供与或は売却し、建設はECsが行っていることもあるようである。電気料金はNEAがERB (Energy Regulatory Board, エネルギー規制局) の指導の下に各ECsとの打ち合せに基いて決めている。

#### 1-2. 地方電化協同組合

##### 1) 地方電化協同組合

フィリピンは全土を「12」の地域（行政区域）に分けており、NEAも此の区分けに従ってECsを編成統括している。図5-1に地域No.を図5-2に地域と対応するECs No.を示す。ECsは全国で119社〔現在は122社とも数えているが、これはリージョンVのALECO (Albay Electric Cooperative) がALECO I, II, IIIに分かれたことと、リージョンIIIのNEECOIIがNORTHとSOUTHに分かれたことによるが、正式数の119社として記す〕あり、明細を表5-1-a~eに示す。表5-2はポテンシャル（電化、未電化を含めた総電化対象家屋を示す）表5-3は全国ECsの販売電力量を示すが、表5-3の1992年ECs合計2,988,470MWh/年は表4-2-b. NPC1992年度総販売電力量23,958,000MWhの約12.5%であり、メラルコの50~60%に較べると遙に少ない。

2) ビサヤ地域に於けるレイテ、サマールの位置

ビサヤ地域をリージョンVI (パナイ、ネグロスの1/2), リージョンVII (ネグロスの1/2, セブ, ボホール), リージョンVIII (レイテ, サマール) として主要数値を比較すると

区 分	リージョンVI		リージョンVII		リージョンVIII		計	
販売電力量 (MWH)	420,877	58	177,283	24	131,294	18	729,454	100%
電 化 率 (%)	41	-	42	-	39	-	41	-
ポテンシャル (H・H)	834,000	44	561,000	29	522,000	27	1,917,000	100%
配電線拡張計画 (KM)	13,508	33	9,610	23	18,315	44	41,433	100%
配電線改修計画 (KM)	26,425	45	19,903	34	12,488	21	58,816	100%
E C の 数	10	32	10	32	11	36	31	100%

注) 1) 拡張, 改修計画は1996年~2025年間の総計KM

2) ポテンシャルは電化, 未電化の合計家屋数

3) 電化率は1993年度, MWHは1992年度の値

表の如くなり, リージョンVIIIは総体的に低い位置となっている。

2. 対象地域の電化組合

対象地域であるリージョンVIII, レイテ, サマールは人口300万「11」のECがありムニシパリティは合計「14」である。我々が事前調査を行ったのは, LBYECO I, II, V, SAMELCO I, IIの5ヶ所でリージョンVIIIの全体との対比は下表の如くである。

(1992年度)

区 分	LEYECO1	LEYECO2	LEYECO5	SAMELCO1	SAMELCO2	計	リージョンVIII
NPCからの買電 (MWH)	12,024	56,244	37,296	8,424	12,744	126,732	171,408
E C の 売 電 (MWH)	9,060	38,820	31,344	7,236	9,636	96,096	131,294
システムロス (%)	24	31	16	13	22	24	21
年 収 (1000P)	33,312	125,544	95,400	27,252	38,516	320,124	451,212
ピーク・ロード (KW)	3,746	-	9,640	2,523	3,368	-	-
負 荷 率 (%)	37	-	44	38	43	-	-
料 金 徴 集 率 (%)	96	92	96	89	97	-	-
平均電気料金 (P/KWH)	3.68	3.23	3.04	3.77	4.01	-	3.44

上表の5社でリージョンVIII計11社に対し夫々下記の数値となっている。

NPCからの買電.....74%

EC の売電.....73%

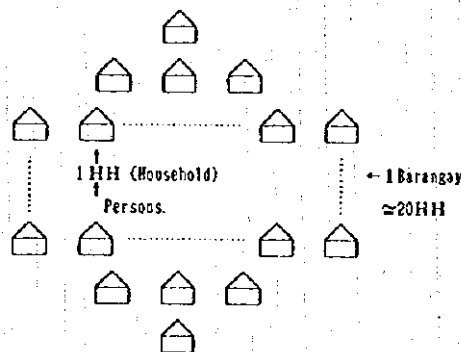
年収 .....71%

リージョンVIIIの1992年度総販売電力量131,294MWHは全ECsの4.4%, NPC総販売

電力量の0.55%、料金収入は451,212,000ペソで約18億円である。表5-4にリージョンⅧの主な指標を示す。

## 2-1. バランガイ (Barangay) とムニシパリティ (Municipality)

収集資料には Banrangay, Municipality とかの表示が出て来るので簡単に説明すると、これはスペイン統治時代の管理単位であるそうで一家屋、(一家庭)を1HH (Household)



と称し、20HH $\approx$ 1 Barangay とし、此の Barangay が10~25集って1 Municipality とするのである。即20HH $\approx$ 1 Barangay, 10~25 Barangay  $\approx$ 1 Municipality で、1HH 5人とすれば

1 Barangay=100名, 1 Municipality=1000~2500名

となる。フィリピンでは現在でも Barangay, Municipality が統計数値の単位としてよく使われている。

但し、下表の如く LBYTE 2 の Municipality, Barangays, Total connection (House Hold) の関連をみると上記の如き対応はなさそうで、例えば Tacloban City には138 (1993年) の集落があり、家屋は 24,892軒であるという程度の見方でよいと思われる。

MUNICIPALITIES	BARANGAYS						TOTAL CONNECTIONS					
	Energized Coverage	Proj Pol'l					Actual					
		1990	1991	1992	Sep. 1993	%	1993	1990	1991	1992	Sep. 1993	%
1 Babatngon	25	19	19	19	19	76	3013	792	792	818	841	28
2 Palo	33	32	32	32	32	97	6412	3379	3379	3498	3680	57
3 Tacloban City	138	138	138	138	138	100	22500	18706	18706	19645	20371	91
Total	196	189	189	189	189	96	31925	22877	22877	23961	24892	78

(注) 上表は収集資料 No. 1-3, Rural Electrification CHRONICLE P-181 による。

## 2-2. 電力需要と予測

### 1) 需要と電化率

表5-5-a, b, cに過去10年間の需要家別販売電力量を示す。1984年~1992年の8年間で総需要は122%、平均で2.75%の伸びであるが、1989~1992年の3年間で

みると年平均12.1%と高い伸び率を示している。此の理由は不明であるが、LEYECO Iは1988年から需要が減り1989年以降は激減しているのが影響している。伸び率の順位はESAMELCO, BILECO, NORSAMELCOの順となっているが何れも絶対値は少ない。

各ECを1992年度時点の一人当りKWHで示すと下表になる。

(1992年度)

区 分	MWH	人	KWH/人
LEYECO I	9,064	299,710	30.2
LEYECO II	38,818	193,085	201.0
LEYECO III	4,402	195,004	22.6
LEYECO IV	8,075	220,552	36.6
LEYECO V	31,342	460,159	68.0
SOLECO	8,815	317,421	27.8
BILECO	3,098	111,069	27.9
NORSAMELCO	6,240	383,654	16.3
SAMELCO I	7,240	204,607	35.4
SAMELCO II	9,636	310,623	31.0
ESAMELCO	4,564	329,335	13.9
計	131,294	3,025,219	43.3

1993年度のリージョンⅧの平均電化率は39%と低く、先ず電化率の向上に努めるべきである。

## 2) 需要予測と電化率

表5-6, 5-7にリージョンⅧの需要予測と電化計画を、表5-8に全国ECsの電化率計画を示す。需要予測では1993年を基準にすると2004年の合計は17.4倍と非常に大きく、2003年～2004年の1年で63%増、1996年を基準にすると8.3倍となっている、LEYECO Vが最大で2004年総需要予測の実に78.5%を占めている。これは特別の理由があると思われる。

電化計画は2010年でリージョンⅧを100%することになっているが、1994年総計で52.74%となっており、1993年の39%に比すると1年間で約14%増となっており、94年以降の増加率に比すると異常に大きい。全国計画でも2018年で100%としており、2010年では87.23%で、リージョンⅧは全国の電化計画を可成り上廻っている。

## 3) 売・買電力の差益

表5-9に1990～1992年3年間の売・買収入を示す。1ペソ4円としてこれを円表示すると次表になる。

(単位 1,000円)

区 分	1990	1991	1992
LEYECO I	44,912	61,208	55,928
LEYECO II	119,276	135,960	139,344
LEYECO III	20,900	30,548	33,092
LEYECO IV	37,616	43,192	50,756
LEYECO V	95,104	127,932	140,956
SOLECO	38,864	47,940	55,180
BILECO	12,716	19,556	20,472
NORSAMELCO	22,456	36,824	39,652
SAMELCO I	35,240	54,416	54,868
SAMELCO II	41,972	72,500	72,488
ESAMELCO	14,876	35,004	37,132
計	483,932	665,080	699,868

LEYECO Vの1992年を上表に当てはめると、

Dept Manager	(3名)	814,464円
Division Chief	(15名)	3,604,008円
Foreman	(4名)	888,576円
Reader	(23名)	4,470,096円
Lineman	(33名)	7,067,808円
Office Personnel	(64名)	13,707,264円
	(142名)	30,552,216円

1992年の LEYECO Vの料金差益は140,956,000円で人件費は十分に賄えることになっている。

#### 4) 停電事故

停電事故に対する資料は少ない。下表は SAMELCO IIの資料である。

区 分	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Hrs	302,472	301,275	294,582	278,887	281,503	267,857	242,274	702,372	192,657	325,925	469,45

注) 1) 1985年～1989年の停電時間は SAMELCO II自身によるもの。

2) 1990年～1995年はN P Cの供給サイドによるもの。

上記表示によれば実際の停電時間は此の倍以上になる訳であるが、

上表を使って1993年時点の1戸当たり停電時間を示すと、

家屋数……………17,040戸

延停電時間.....192,657Hrs

一戸当たり平均時間.....11.3時間/年

である。1990年以降は供給側のNPCによる停電であるから、全戸が停電すると考えてよい。1995年は非常に少ないが年次途中かも知れず表4-5のルソン系統の停電資料は絶対値で延び時間、延べ日数でないと考えられる。メラルコの1994年 Annual Reportによれば停電の原因の主要部はNPCの供給サイドにあるとされている。SAMBSCO Iで聞いた話では台風時には13.8KVの支柱、NPC69KVの支柱が倒れることがあるそうで、EC側は13.8KVを木柱から鋼柱に切り換え中の由であり、実際に一部で目撃した。NPCの69KV系は山林地帯では樹木に近接し、亦、木柱そのものが傾いているものがあり、メンテナンスは素より、必要に応じて支柱そのものを木柱から鉄塔に変える要があると考えられる。

### 3. 電気料金体系

各ECの電気料金の構成は電力供給に必要な費用をカバー出来る事を基本としており、ECごとに異なる電気料金を定めている。

#### 3-1. 電気料金の構成

電気料金は次の様な各種必要コストから成り立っている。

- A. 電力コスト：NPCからの買電価であり、NPCの価格表が使われている。
- B. システムロス：このロスは消費者に電力を供給する時に生ずる技術的又は非技術的要素のものであり、実際に生ずるECのロスで25%以下としている。NEAは法律の7832号又は電力盗用防止法の制定以前はECの料金に組み込むことが出来るロスの上限を使っていた。これらの法律の制定後はシステムロスの上限を1996年に22%、1997年に20%、1998年に18%、1999年に16%、2000年には14%に減少させる予定となっている。
- C. 非電力コスト：配電システムを運営、保守する費用で次の4項目に分類される。
  - 配電線運用の費用
  - 配電線保守の費用
  - 料金関係の費用
  - 一般管理の費用
- D. 償却用コスト：NEAが関与している長期ローンの元金と利子の支払いによるコストである。
- E. 再投資用コスト：保守や拡充のための資金の一部をECの運営の中より当てるものである。

この5つのコスト要素がECの基本料金計算の基礎になっている。これに加えてNPC

による調整金と賃金調整条項によるものによって料金が決まってくる。

ECの電気料金を平均的に見てみると、このうち51%が電力コスト（NPCよりの買電分）であり、11%がシステムロスで、22%が一般管理費で、11%が償却金で、残り5%が再投資分となっている。

各ECは毎年の運営成果を定められた基準（償却金支払いの遅れ、システムロス率、集金率、買電電力料の支払いの遅れ等）をベースに評価され、分類されている。この分類は1994年よりA～Dの4分類がA+とEが追加され次表の如く6分類に拡大された。

1994年全ECの分類結果

評価分類	ECの数
A+	25
A	34
B	16
C	7
D	19
E	17
評価中止	1
合計	119

これらの分類のための基準で主なものは次の通りである。

(A) 償却金の支払

NEAに償却金を支払うのはECのローンに対する責任を果たす事でありECの力を示す事である。

(B) システムロス

代表的な系統における程々の技術的な電力ロスとしては12%程度が考えられる。

ロスが多過ぎるのは通常、非技術的な要素即ち電気の盗用とか、線路の保守の不適切さが原因である。

(C) 集金効率

これはECの財務的位置付けの指標となる電気料金を集金するという事はECの能力を示す事になる。

リージョンⅧの11のECの1982年から1994年までの分類は次表の通りとなっている。

リージョンⅧにおける各ECの年度毎成績分類

E C 名	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
LEYECO I	D	C	B	B	C	C	C	B	B	D	A	C	C
LEYECO II	C	B	C	D	D	C	C	B	B	D	D	D	D
LEYECO III	D	B	D	C	C	C	D	C	C	D	D	D	D
LEYECO IV	C	A	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A+
LEYECO V	B	D	SUSP	A	A	B	B	B	A	B	A	A	A
SOLECO	D	D	C	C	C	C	B	B	B	D	A	A	A
BILECO	-	-	-	C	C	B	A	A	A	B	B	C	C
NORSAMELCO	D	D	C	D	D	D	D	C	D	D	D	D	D
SAMELCO I	D	D	B	B	B	C	B	B	B	C	B	A	C
SAMELCO II	C	C	D	D	D	C	C	C	C	D	A	A	A
EASAMELCO	D	C	C	B	C	C	C	D	C	C	D	D	D

注：SUSP - Evaluation Suspended



### 3-2. 各需要家に対する電気料金

各ECの電気料金はNPCよりの買電価格に各ECの必要経費を上乗せして家庭用、商業用、公共用、工業用、街灯用の種別毎に料金設定している。家庭用、商業用、公共用は10~30KWH/月を最低使用料として定め、それを越えるものはKWH当り単価を定めており、工業用は契約電力に対しKW当りの基本料金を定め、別に使用料に対するKWH当りの単価を定めている。(表5-15)

また各ECのNPCよりの買電価格は基本的な料金に燃料買電調整料金 (Fuel and Purchased Power Cost Adjustment : FPCA) と外貨レート調整金 (Foreign Exchange Adjustment : FOREX) を上乗せした価格となっている。(表5-16)

なおLEYTE島にはNPCが直接供給(132KV供給)している大型工場が2ヶ所あり、その電気料金は表5-17の通りとなっている。

## 4. 電気事業経営

### 4-1. 電化協同組合 (ECs) の形態

ECの事業形態は民営で、資本を持たず、利益を追求しないという事業であり、電気の消費者である会員により運営、所有されている。会員資格のための出資金はわずか5ペソである。一人一人がこのシステムの共有者であり、平等の権利と責任をもっている。

通常のECは次の様に構成されている。

- 通常の会員
- 運営の方針を作る役員会(月2回は開催)の議長
- 方針、計画の実行の監督者のチーフであるゼネラルマネージャー
- 代表3部門(技術、財務、管理)の部門長

ECは民営であるため、スタッフや他の職員の雇入れや任命、給与の支払などに責任をもつ事になる。このECの職員はフィリピン国内の各種労働関係規則の制約を受ける事になる。

1994年12月現在ECは平均30,872軒の消費者を持ち、投資額もEC当たり9,926万ペソになっており、24時間サービスを行い1EC当たり173人の従業員がいる。

また1973年から1994年まで年平均174,230軒を電化してきている。

### 4-2. 各ECの業績による分類

各ECは運営体の大きさにより分類されている。クラス分けは電化率や販売電力量、線路の回線延長等をベースにしている。1994年は超大型ECが24、大型ECが39、中型ECが30、小型ECが25に分類されている。

#### 4-3. 財務

ECの財務的な面倒を見ているのは実質的にはNEAが行っている。設備投資の斡旋から建設材料の発注業務までNEAが行い、ECはこれらの材料により線路や変電所の建設工事、改修工事、保守を実施している。

現在リージョンⅧのECのうち8ECが外国ローンをもっており、その内訳は次の通りである。

##### OECFからの借入れ

LEYECO I	4,330万ペソ	}	計 18,939万ペソ
LEYECO II	1,494万ペソ		
LEYECO IV	597万ペソ		
LEYECO V	6,197万ペソ		
SOLECO	1,405万ペソ		
NORSAMELCO	3,568万ペソ		
SAMELCO I	1,348万ペソ		

##### 世銀からの借入

SAMELCO II 220万ペソ

リージョンⅧの総合計 19,159万ペソ

なお、現地調査を行った5ヶ所のECの貸借対照表と損益計算書を表5-18、表5-19に示す。

#### 4-4. 各ECのためのNEAによる効率向上プログラム

ECはその地域の特性に応じて運営されているが、このECの運営の弱点に対応した効率的プログラムが生まれ、各ECを3つの地域に集めて研修している。

##### A. 技術面

- 技術的ロスの減少…配電線の負荷バランスのとり方、力率改善のためのコンデンサーの設置、配電よう変圧器の負荷管理、変圧器のロス低減、変電所の追加、配電線改修、計器類の較正等について研修を行っている。
- 供給信頼度関係…系統の改修による信頼度の向上、運転保守の技術改善、系統計画の改善、等の研修を行う。

##### B. 財務面

- 集金効率の向上…未払料金への対応の強化策、料金を支払い易くするための集金センターの設立、未払料金の監視、請求書の送付の処置の強化、そして集金システムのコンピューター化等について研修が行われている。

C. 制度面

○非技術的電力損失の低減…法律R A7832または電気の盗用防止法の復習とこれの厳格な実施, また運営方針の確実な実施, 検針関係の手続き, 請求書の発行, 送電停止などの外バランガイ電力協会 (BAPA) の組織化などを含んでいる。

○訓練……ECの訓練プログラムに最近加えられたのがアテネビジネス大学院との協同によるゼネラルマネージャーへの経営開発プログラムである。

5. 既存の電力系統設備と69KV系

5-1. NPCリージョンⅧ (レイテ, サマール) の発電所

幹線は全てNPCトンゴナン地熱発電所 (112.5MW) の138KV, 69KVの系統で, トンゴナンはレイテ, サマール唯一の発電所である。此の他には一部レイテ島中西部イザベル港に30MWのバージ発電所が69KVを供給しているようであるが詳細は不明である。図5-3にレイテ, サマールの系統図, 図5-4にLEYECOVの系統図を示す。両図とも図示されている系統は全てNPC138KV, 69KVの幹線のみで配電系統は図5-4にレイテIIの系統を, LBYECOVの配電系は図5-3の NATIONAL ROAD沿いの「……………」に示す。

トンゴナン地熱発電所の設備容量と供給電力をLBYECOVの資料から記すと,

		(1995年)	
発電機ユニット No. 1		31 MW	
発電機ユニット No. 2		34.5 MW	
発電機ユニット No. 3		37.5 MW	
		103 MW	
供給先	デマンド		(1995年)
パサール (銅精錬所) ……………	28.8 MW	……………	30.32 MVA
フィルホス (肥料工場) ……………	12.5 MW	……………	13.16 MVA
LEYECOV オルモック……………	8.8 MW	……………	10.35 MVA
LBYECOV イザベル ……………	2.78 MW	……………	3.27 MVA
	計	52.88 MW	57.1 MVA

で一方, 1993年時点の各ECsのピーク・デマンドは,

LEYECO I	4,007 KW
LEYECO II	不明
LEYECO III	1,938 KW
LEYECO IV	2,791 KW
LEYECO V	10,238 KW

SOLECO	3,549 KW
BILECO	1,918 KW
NORSAMELCO	3,002 KW
SAMELCO I	2,760 KW
SAMELCO II	3,351 KW
ESAMELCO	1,792 KW

計 35,346 KW +不明

不明を仮に10,000KWにとると推定約87MWでそれ程余裕はない。

### 5-2. NPCリージョンVII (レイテ, サマール) の幹線系統

図5-3にレイテ, サマールの系統図を示す。これはオルモックのNPC事務所から入手したもので最新と考えられる。

これによるとトンゴナン地熱発電所からは138kVが3回線, 69kVが2回線となっている。138kVは2回線がイザベル変電所を経由して、フィルフォス(肥料工場 約13.16MVA), パサール(銅精錬所 約30.32MVA)にそれぞれ2回線で電力を供給し, 1回線はレイテ北部を通過して直接サマールのライト-2変電所に接続している。サマールはこのライト-2変電所で69kVにステップ・ダウンされ, これで全島の電力を供給している。69kVは1回線が北上し途中分岐されてビリラン島へ1回線, トウガ変電所を経てタクロバン(LEYTE II), トロサ, アブヨグ(何れもLEYTE I), ポントック(Southern LEYTE)を経てマーシン(Southern LEYTE)でオルモック, バイバイ(LEYTE IV)を経由した1回線と連結し, トンゴナン地熱発電所を中心として「ループ」を形成している。回路構成は上述の如く簡明である。

### 5-3. NPC 138kV, 69kV の幹線設備

#### 1) 支持物

今回の対象は69kV系のECSへの移管であるが送電線支持物の状況は138kV, 69kV共に問題点は同じである。

支持物はレイテ〜サマール間の138kV, イザベル〜パサールの138kV 2回線の鉄塔を除いては全て木柱である。支持物の形状は図5-6に示すがこれは前掲(第4章の2の2-3)の「PHILIPPINE ELECTRICAL CODE PART-2」の「69kV-WOOD POLE LINES」によるもので, 138kV系の支持物に付いては触れられてないが調査の範囲では同一形状と思われる。同上「CODE」には木柱の寸法, クロス・アーム等の取付寸法等々詳細に規定されているが, 地盤或いは台風の故か傾斜している物が目に付き, 2本柱, 3本柱のクロス・アームは破損しているものが目立った。一方樹木に近接しているものも可成りあり問題点は多い。

2) 支持物の材質

材質についても同上「CODE」に詳細が規定されている。即ち、生産地、種類、形状、処理、注薬等々で、これ等はNEAの検査を受ける事と規定されている。

注薬は圧入で

- a. Creosote - Petroleum Solution
- b. Pentachlorophenol - Petroleum Solution
- c. Chromated Copper Arsenate Salts

があり、それぞれ成分も指定されている。「クレオソート」は良いがコストが高いという事で「c」のChromated Copperが使われているようである。表面は薄い緑色である。

3) キャパシター・バンク・ステーション

トウंगाを通過して LEYTE III と LEYTE II の境界付近の道路傍に 69kV 7.5MVA のキャパシター・バンク・ステーション (CAMPETEC) があり、トウंगाからタクロバンへの 69kV 送電線から分岐して設置してあった。指月製 19.9kV の直併列構成で 1990年5月とあったので比較的新しい。トタン張りの小屋に保守員が交替で寝泊りしているようであった。狭小で外柵も粗く、危険である。

5-4. ECsの変電・配電設備

1) 変電所

ECsの変電所調査は予備で5ヶ所 (LEYTE I, II, V, SAMAR I, II) 事前で二ヶ所 (LEYTE II の ABUCA S/S, LEYTE III) の計7ヶ所であった。下表に概略を示す。

区分	LEYTE I	LEYTE II		LEYTE III	LEYTE V	SAMAR I	SAMAR II
		II-a	II-b				
変圧器	HAN-YUNG×1 5***-67/13.2**	HAN-YUNG×2 5***-67/13.2**	ABB×1 10***-67/13.2**	HAN-YUNG×1 5***-67/13.2**	東芝×1 12***-69/13.8**	不明×1 5***-67/13.2**	SHILIN×1 5***-67/13.2**
1次DSF	ナシ	アリ	アリ	アリ	アリ	アリ	アリ
1次DSF	アリ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ
1次アレスター	アリ	アリ	アリ	アリ	アリ	アリ	アリ
1次P・CT	アリ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ
保護リレー	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ
2次CB	アリ (リクローザー)	アリ (リクローザー)	アリ (リクローザー)	アリ (リクローザー)	アリ (OCB)	アリ (リクローザー)	アリ (リクローザー)
2次アレスター	アリ	アリ	アリ	アリ	アリ	アリ	アリ
2次P・CT	アリ	アリ	アリ	アリ	アリ	アリ	アリ
保護リレー	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ	ナシ

- 注) 1. コンデンサは LEYTE V と SAMAR II を除いて全て、ナシ。  
 2. SAMAR II の SHILIN は変圧器入方式、他は全てオープン・タイプ。  
 3. LEYTE V は前回の予備調査時は 5\*\*\* 変圧器2台で上式電圧12\*\*\*との入れ替え作業中であったが、本調査時では完成していた。  
 4. 変電所の構内ストラクチャーは LEYTE V を除いて全て木造。LEYTE V はスチールストラクチャーである。LEYTE V では木造が劣化率が高く、最近ではスチールストラクチャーと大差ないの由であった。

上表で解る如く69kV側に遮断器を設置しているのはLEYTE Iのみで保護リレーは無い。変圧器は全て無電圧タップ切り換えで2次 13.8kV 側に直列電圧調整器を置いて電圧調整を行っているが、これも設置されている所と無い所があり、又設置されていても故障器が多く満足な物は少ない。2次側も遮断器を置いてある所はLEYTEVのOCBのみで他は全てリクローザーで、これもON/OFFはスイッチにスチール・ワイヤ又は紐を取付け、これを5~10m程離れた保守員小屋に引き込んで保守員がこれを引っ張ってON/OFFを行う所が2~3ヶ所あった。

ECsの話では69kV側機器は殆ど2nd Hand, 2次側も2nd Hand が可成りある由であった。例えばLEYTEVの東芝製変圧器は(1992年製)及び2次側のP・CT, OCB等はグアム島から移管した由である。SAMARIでは変電所から2~3km離れた所で新設のヤシ油工場用専用として5MVAの変圧器を建設中であった。LEYTE II地区は「リージョンⅧ」内で最大の電力消費地帯であるが、LEYTE II-a, II-bの構内は狭小で、特にLEYTE II-bは構内整備が悪く危険である。LEYTE II地区は変電所が3ヶ所あるそうで、他は1ヶ所との由であった。

## 2) NPCとの取引計器

NPCとの取引は69kV変圧器の2次側, 13.8kV側のM・O・Fで行われており、変圧器のロスもNPC側で持っている事になる。これをどう扱っているかは不明である。LEYTEVでは69kV側にNPCからの支給品としてM・O・Fが設置されているが電力の取引は2次側M・O・Fが設置されているが電力の取引は2次側M・O・Fで行っていると言う事であった。

## 3) 配電線

図5-7にLEYTE IIの配電系統図を示す。木柱、ポール・マウント方式でヨーロッパ式の変台方式は無い。アメリカ方式である。但し、ビルまたは工場では変台を設けて変圧器を置き13.8kVで配電している所が多い。総じて配電線は良好であるがタクロバンの市街地裏手あたりでは可成り危険な所も目立った。サマールII変電所からレイテ、サマールを連結するマルコス大橋迄約50km 13.2kV 1回線で配電されているがポール・トランスは電柱20本(スパン約40m)に1本の割合でマウントされている。殆どが民家で需要が少ないのであろう。タクロバンでは遙に多い。13.2kVラインが各エリアで連携してループを形成しているのかは不明であるが、巡回の範囲では各ECの範囲で、ループ化は行われていないようであった。

レイテ、サマールは台風被害が多く、送電、配電ともに倒壊する事が多いそうである。サマールIでは沿岸地帯の配電柱を木柱からパイプ柱に切り換え中であり、EASTERN SAMAR では、タフト~オラス間の69kV送電線が台風により倒壊し、現在送電停止(1996年7月時点)との事であった。

#### 4) 電力量計

タクロバンからアブヨブにかけて調査したがWHMは1戸に1ヶ取り付けられていた。可成りヒドイ家屋にも取り付けられており普及率は良いと考えられる。

#### 5) 電圧降下

ECでは配電電圧 13.2kV~13.8kV, 末端電圧 240V となっているが末端電圧をテスターで測定したところ 220V~230V の範囲に入っておりこれは 380V~400V の3相4線で 240V は 415V に相当し, 電圧降下を見込んで若干上げていると思われる。

## 6. ECsの開発計画と資金計画

NEAは「Rural Electrification Plan, 1996~2025, September 1995」で詳細な長期開発計画、改修計画をたてている。

但しNPCから移転を予定されている69KV系に付いては触れられていない。

### 6-1. 開発と改修計画

配電線の改修、拡張、変電所（変圧器）機器設置計画を夫々表5-10, 11, 12に示す。此処に言う配電線が13.2KV~13.8KVのみか、或いは低圧側の消費者をふくむかは不明であるが1996年~2025年の30年で改修で全国225,130KM, リージョンⅦで12,500KM, 拡張では全国130,450KM, リージョンⅦで18,300KMとなっている。

リージョンⅦの電化率は2010年で100%（表5-7）に達することになっているが、それ以後も拡張は活発である。変電機器（変圧器）の設置計画は表12で1996年~2025年迄の30年間で総計46台、内1台が10MVAである。表5-12はECs別ではなく地域別であるが、LBYTEが多く、次いでSAMAR, EAST SAMARとなっている。

### 6-2. 資金計画

表5-13にNEAの1996年~2025年の長期開発計画と必要資金計画を示す。表5-14は1996年~2000年迄を全ECsとリージョンⅦ別、資金は外資を含む構成別としてある。外資の資金源は不明であるが、図5-2のW・BとOECEPの外資別をみるとW・BとOECEPが主流と思われる。

NEAの担当は1996年~2000年の対ECsプロジェクト対応で

W・B.....9,700万ドル..... 約102億円

OECEP ..... 約114億円

計216億円

W・Bは資機材のみ、OECEPは資機材を含むプロジェクト（建設工事含み）に使われるそうである。従って図5-2はかなり実行度が高いと思われる。次表は表5-14を%表示したものである。

年度	区 分	NEA				ECs	合 計
		NEA	補助金	外 資	計		
1996	全ECs	2.9	7.6	64	74.5	25.5	100%
	リージョンⅦ	0	18	58	76	24	
1997	全ECs	26	27	23	76	24	100%
	リージョンⅦ	21	53	11	85	15	
1998	全ECs	25	27	25	77	23	100%
	リージョンⅦ	20	53	12	85	15	
1999	全ECs	36	37	≈0	73	27	100%
	リージョンⅦ	26	58	≈0	84	16	
2000	全ECs	37	37	≈0	74	26	100%
	リージョンⅦ	32	52	0	84	16	



外資比率は1996年が64%、(ECsで58%)と大きく以降急減している。

NEAの「Rural Electrification Plan, 1996~2025年」では外資の引き当て計画は2000年迄しかなく、それ以降はフィリピンサイドで賄うことになっているが、これは現在の外資ローンの範囲が2000年迄で、それ以降外資ローンが決まればその時点で資金内訳が決まって来ると思われる。

### 6-3. 1996年度のリージョンⅧの計画とNEA計画

NEAではリージョンⅧの1996年度作業計画の詳細を持っているが、表5-14に基づいて建設コストのみを比較する。

(P×1000)

区 分	NEA	ECs	合 計
LEYECO I	4,818	2,435	7,253
LEYECO II	1,084	41,173	42,257
LEYECO III	2,519	2,893	5,412
LEYECO IV	2,118	7,661	9,799
LEYECO V	2,722	15,037	17,759
SOLECO	3,672	9,235	12,907
BILECO	1,823	8,431	10,254
NORSAMELCO	29,864	7,164	37,028
SAMELCO I	10,593	7,125	17,718
SAMELCO II	5,989	3,376	9,365
ESAMELCO	23,932	9,907	33,839
合 計	89,134	114,437	203,571
NEAプラン 合 計	149,877	46,775	196,652

注) NPC 69KV 移管に伴う費用は含まれず。

内容的に配電線の拡張と Energized Connection はNEA負担が大きく、線路の改修 WHRメーターの取付け等は全てECsの負担となっている。

表5-14によれば1996年~2000年の5年間にリージョンⅧに対する総投資額は  $1,398,286 \times 1000P \cong 56$ 億、(1P=4円として)内ECsは約9億3,500万円を負担することになっている。これに見合う売上収入が明示されていないが、表5-6のリージョンⅧ需要予測では需要増は下表の如くなる。

(MWH)

区 分	1995	1996	1997	1998	1999	2000
リージョンⅧ合計	0	53,420	66,566	80,706	104,340	104,881

1996年の増加分を 3,44P/KWHとすると約18,376,000P で73,506,000円の増収となるが上記負担分の9億3500万円(5年間)と比較すると投資に見合うか否かは更に2001年以降の投資と売上増の検討が必要と考えられる。

## 7. 問題点

本、予備、事前調査の目的はレイテ、サマール、リージョンⅧ管区のNPC 69kV 送電施設運営管理をECSに移管する事に必要なS/Wの締結であるが、本格調査に当たって69kV 送電線移管計画の検討のみではECS全体の将来像は描けない、とも思われ、また、経営・設備を含めてECSの現状を調査する以上13.8kV 配電設備も含めて検討する事が自然であるとも考えられるので、問題点はこの観点から拾い出す事とする。

### 7-1. NPC 69kV 送電施設

送電線の施設は支持物と電線、碍子で今回の場合支持物と施工、メンテナンスが全てである。既述の如く施設としては良いとは言えない。然しながらこれ等の施設は長年使用されている実績を持っており、従ってその使用実績の中から問題点をピックアップし、改善する事が肝要で、全てを一律に変更してゆく事は得策ではないと思われる。

#### 1) 支持物と近接樹木

138kV, 69kV共、図5-6が基本形で材質処理は「5-3の2)」に記した「CODE」に據っている。傾斜している物が目につくが、度合いによっては補修が必要となろう。引き止めはガイ・ワイヤーで行っているが地盤そのものが弱いので前後に傾斜(Slanting)する事になる。ワン・ポールは前後、左右に弱く、支線そのものが弛んで引き止めの用をなしていない物もかなりある。タクロバン郊外でワン・ポール(69kV)で傾斜のひどい物をNPCで補修していたが地盤が弱く、同じ構造であれば、また傾斜して来ると思われる。例えば地盤の弱い所は左右に補強柱を加えて3本脚にすればかなり違うと考えられるが、近接樹木の伐採と同様土地所有者との問題があり経費だけの問題ではないようである。写真に見られるように樹木地帯を通過している所では樹葉との近接が問題で、これで接触地格を起こす事もある由であるが、土地所有者との交渉が厄介で樹木の伐採はおろか、樹葉の「枝打ち」も大変である由である。

#### 2) 施工

施工はNPC又は「CODE」の基準に従って行っていると思われ、特に問題はないが地形、地盤によっての応用動作が必要と考える。

#### 3) メンテナンス

土地所有者の問題があるので簡単には行えないのであろうが、早急に補修を要する

ところはかなりあると思われる。巡視点検はやっているようであるが、余程の事がないと補修迄は行かないようである。レイテ、サマールの場合、69kV は1回線でありこれを止めると全て停電する事になり、その面からも補修は簡単には出来難い。

#### 4) 事故

事故は Natural (台風、樹木との接触) と Man made (支持物、電線の破断等) に分けているが、台風による倒壊樹木との接触によるものが多いようで、これは E C s の 13.8kV も同様である。現に EASTERN SAMAR の TAFT~ORAS 間の 69kV 送電線は台風による支持物倒壊が停電中であり、いつ復旧するかは明瞭ではない。ここにも考慮すべき点があり、日本のように10分間停電すると大騒ぎになる国と、「月」単位で停電しても何とか生活してゆく国と、これも今後の対策、改善の中に考えに入れなければならないであろう。

#### 5) 移管時の評価

69kV送電線については元々 E C s が所有していたものを1981年に経済的理由で E C s から N P C に移管した経緯があり、この時の購入費用が未だに N P C から支払がおこなわれておらず従って今回は N P C から E C s が無償で受けて良い、と言う説があるが、問題は現状のまま移管をうけるか、問題点(例えば補修、メンテナンス等)を解決して受けるか、これによって移管時の評価額は変わって来、また、リージョンⅡの E C s で均等に負担するか、需要に応じて行うか、全く別の新会社を設立するか検討を要することは多い。

### 7-2. E C s の変・配電施設

#### 1) 変電

既述のごとく 69kV 側の補護機器、保護継電器がある。現在1次側を開・閉する時に2次側の負荷を落として1次D・SFによる開・閉を行っている由であるが緊急時には間に合わず、また、変圧器の単器容量が大きくなれば問題もあり、保護継電器と共に今後の対策を検討すべきであろう。2次側のリクローザーもこれでゆくか遮断機を設けるか、である。リクローザーも古い物が多く、既述の如く、ワイヤーで入り、切りする所もあり、13.8kV側の配電はその場しのぎの物が多く、例えば L E Y T E II のⅡ-b、変電所構内は巡視も危険である。

#### 2) 配電線

送電線に較べると良好と言えるが改修を要する所もあり、近接樹木の問題もある。特に 240V 以下低圧引込み線は電話線が巻きついている所もあり乱雑な所も多い。

### 3) メンテナンス

変電も含めてメンテナンスは良好とは言えない。NEAにはメンテナンスの技術基準がある由であるが入手は出来なかった。変電所構内では 13.8kV 側に問題が多い。

### 4) ECs間の配電の連携

配電の連携が行われているか否かは確かめていないが、LEYTE III, LEYTE Vでは 13.8kV 配電線は境界面で連携されていなかったので各ECsの範囲で供給しており電力の融通は行われていないと考えられる。検討課題の一つである。

## 7-3. ECsの受け入れ時の問題点

### 1) 送電線のメンテナンス、建設、改修

第1に 69kV 送電線のメンテナンスである。電圧に対しては変電所が 69kV であるからそれ程問題はないと考えられるがメンテナンスの手順、方法、或いは建設、補修に関する技術力、施工力についてはNPCによる指導が必要であり、また、ECs側としてもこれに対する要員の選定が必要である。NPCの要員をそのまま受け入れる事も考えられるがECs側の経営との兼ね合いとなるであろう。

### 2) NPCとの電力料金

現在は変圧器2次がわが取引点と考えられるが移管後はNPC変電所2次側(69kV側)が取引点となり、単価の変更が必要であるが、例えばSAMAR IとNOTHERN SAMARはNPC WRIGHT-2の1回線から出ており、同様にLEYTE I, II, IIIもTONGONAN地熱発電所から1回線に出ており料金単価を変更するとして各ECsの負担を如何に分配するか一考を要する問題である。

### 3) 送電線の改修と建設

これにも同様の問題が出て来る。要は各ECsに対する電力供給が共通線で行われる以上は問題が残るのであるが需要の大小、或いは送電の維持建設については単一会社にする等資金の運用とからめて検討事項は多い。

### 4) 開発計画と系統電圧

NEAのECsに対する開発計画と資金計画については「第5章の6」に記されているがNEAの1996~2025年の長期計画ではリージョンⅣの需要もかなり増大することになっており、従って送電線の拡張、建設もこれに追随してゆくことになるがNPCの長期計画(表4-19)は138kVが主力で69kVは横這い若しくは少ない。表4-19はビサヤ地区全体計画であるからレイテ、サマールについての計画は不明であり、この辺はNPC側の計画を確かめる必要があると思われる。

表5-1-a 各地域のECs, その他電力供給者と電化率(1993), 電力消費量(1992)

地域	ECs					メラルコ			その他		
	NO	ECs名	階級	電化率 %	MWH	NO	名称	電化率 %	NO	名称	電化率 %
I	23	ILOCOS NORTE (INEC)	A	90	49,909						
	34	ILOCOS SUR (ISECO)	B	78	43,267						
	27	ABRA ELECTRIC (ABREGO)	C	90	7,602						
	10	MOUNTAIN PROVINCE (MOPREGO)	D	39	2,828						
	18	LA UNION (LUELCO)	C	72	33,637				3	LA UNION CO.	73
	14	BENGUET (BENECCO)	C	58	84,444						
	9	(PANELCO 1)	C	60	11,722						
	15	(CENPELCO)	D	81	39,238				6	DRAUGPAN	77
	17	(PANELCO 3)	D	53	42,979				1	MAMAOG	93
小計	167	9		70	315,026		0		9	3	79
II	6	BATANES (BATANELCO)	D	54	437						
	12	CAGAYAN 1 (CAGELCO 1)	B	48	26,949						
	21	CAGAYAN 2	D	50	16,470						
	9	KALINGA (KALCO)	B	32	3,704						
	15	ISABELA 1 (ISELCO 1)	C	61	54,821						
	22	ISABELA 2 (ISELCO 2)	D	40	26,981						
	10	IFUGAO (IFELCO)	C	28	2,485						
	15	NUEVA (NUVELCO)	B	55	17,188						
	6	QUIRINO (QUIRELCO)	A	58	5,254						
小計	116	9		60	154,289						
III	15	TARLAC 1 (TARELCO)	D	60	28,686						
	5	TARLAC 2 (TARELCO 2)	D	76	21,568				1	TARLAC ENTERPRISES	82
	5	NUEVA (NEECO1)	D	90	28,914						
	22	NUEVA (NEECO 2)	D	63	49,736				2	CARANATUAN	81
	1	SAN JOSE (SAJELCO)	A	74	14,854						
	1	PAMPANGA (PRESCO)	D	96	3,097						
	6	PAMPANGA 1 (PELCO 1)	D	74	22,752	/	CAMDABA	100			
	7	PAMPANGA 2 (PELCO 2)	D	86	65,100				3	OTHERS	95
	6	PAMPANGA 3 (PELCO 3)	C	96	85,620	/	APALIT SANSISON	100			
	12	PENINSULA (PENELCO)	A	81	63,076						
6	ZARBALES 1 (ZARECO 1)	D	71	17,975							

表5-1-b 各地域のECs, その他電力供給者と電化率(1993), 電力消費量(1992)

地域	ECs					メラルコ			その他		
	NO	ECs名	行方	電化率 %	MWh	NO	名称	電化率 %	NO	名称	電化率 %
III	7	ZAMBALES 2 (ZAMECO 2)	B	78	22,538				1	OLONGAPO	60
小計	(92)	12		76	423,916	13	2	100	7	4	85
IV	7	AUBRA (AURECO)	A	59	5,035						
	11	FIRST LAGUNA (FLECO)	D	77	20,341	19		100			
	12	BATANGAS 1 (BATELEC 1)	A	84	49,975						
	17	BATANGAS 2 (BATELEC 2)	D	65	NO DATA				5	OTHERS	100
	23	FIRST QUEZON (QUEZELECO1)	A	51	44,249	11		100			
	6	QUEZON 2 (QUEZELECO 2)	A	40	4,528						
	2	LUBANG (LUBELCO)	D	54	500						
	9	OCCIDENTAL (OMEKO)	A	29	7,011						
	15	ORIENTAL (ORMECO)	A	41	20,392						
	6	MARINQUE (MARELCO)	A	43	6,847						
	9	TADLAS (TIDELCO)	A	36	3,475						
	4	BOMBON (BOMELCO)	D	14	963						
	2	BUSUNGA (BUSELCO)	D	27	NO DATA						
	11	PALAWAN (PALECO)	A	45	29,656	17	METRO MANILA	100			
小計	134	14		53	(193,727)	(70)	1	100	(3)	1	100
V	12	CAMARINES (CAMORECO)	A	55	41,342						
	10	CAMARINES SUR (CASURECO 1)	A	54	19,420						
	10	CAMARINES SUR (CASURECO 2)	C	72	55,404						
	7	CAMARINES SUR (CASURECO 3)	D	63	17,703						
	9	CAMARINES SUR (CASURECO 4)	B	48	8,157						
	18	ALBAY (ALECO)	D	64	74,624						
	8	SONSOON 1 (SORECO 1)	B	67	8,245						
	8	SONSOON 2 (SORECO 2)	B	66	15,711						
	11	1st CATANDUANES (FICELCO)	D	58	6,456						
	15	MASBATE (MASELCO)	D	11	7,386						
	4	TIGAO ISLAND	D	9	186						
小計	112	11		54	255,644						
VI	19	AXLAN (AXELCO)	D	50	17,698						
	16	ANTIQUE (ANTECO)	D	34	9,658						

表5-1-c 各地域のECs, その他電力供給者と電化率(1993), 電力消費量(1992)

地域	ECs					メラルコ			その他		
	NO	ECs名	カテゴリ	電化率 %	MWh	NO	名称	電化率 %	NO	名称	電化率 %
VI	17	CAPIZ (CAPELCO)	A	39	37,715						
	15	ILOILO 1 (ILECO 1)	A	55	33,768				1	PANAY	64
	15	ILOILO 2 (ILECO 2)	A	29	19,986						
	13	ILOILO 3 (ILECO 3)	A	22	8,242						
	3	GUIMARAS (GUIMELCO)	A	21	2,729						
	9	V-X-C (VRESLO)	A	NO DATA	63,695						
	5	CENTRAL NEGROS (CENECCO)	B	59	174,938						
	17	NEGROS (NOCELO)	A	36	52,388						
小計	129	10		41	420,877				1	1	43
VII	11	NEGROS (NORECO 1)	B	25	14,043						
	13	NEGROS (NORECO 2)	A	50	39,475						
	3	BATAYAN (BANELO)	A	45	4,097						
	18	CEBU 1 (CEBECCO 1)	A	37	25,144						
	13	CEBU 2 (CEBECCO 2)	A	43	47,390						
	5	CEBU 3 (CEBECCO 3)	A	54	18,433				10	VISAYAN, MACTAN	67
	6	SIGUIJON (PROSILECO)	A	34	2,244						
	4	CAMOTES (CALCO)	C	26	972						
	26	BOHOL 1 (BOHECO 1)	A	56	15,460				1	TAGBILARAN	100
	21	BOHOL 2 (BOHECO 2)	B	40	10,025						
小計	120	10		42	177,283				12	2	71
VIII	13	LEYTE 1 (LEYECO / BOHECO)	A	53	9,064						
	3	LEYTE 2 (LEYECO 2)	D	78	38,818						
	9	LEYTE 3 (LEYECO 3)	D	37	4,402						
	6	LEYTE 4 (LEYECO 4)	A	49	8,075						
	12	LEYTE 5 (LEYECO 5)	A	42	31,342						
	18	SOUTHERN LEYTE (SOLECO)	A	45	8,815						
	7	BILIRAN (BILECO)	B	40	3,098						
	24	NORTHERN SAMAR (NORSAMELCO)	D	18	6,240						
	11	SAMAR 1 (SAMELCO 1)	B	43	7,240						
	15	SAMAR 2 (SAMELCO 2)	A	32	9,636						
	23	EASTERN SAMAR (ESAMELCO)	D	18	4,664						

表5-1-d 各地域のECs, その他電力供給者と電化率(1993), 電力消費量(1992)

地域	ECs					メラルコ			その他		
	NO	ECs名	行方	電化率 %	MWH	NO	名称	電化率 %	NO	名称	電化率 %
小計	141	11		39	131,294						
IX	22	ZAMBOANGA (ZANECO)	B	NO DATA	21,753						
	22	ZAMBOANGA (ZANSURECO 1)	A	32	34,228						
	23	ZAMBOANGA (ZANSURECO 2)	A	33	18,570						
	1	ZAMBOANGA (ZANCELCO)	D	66	105,418						
	7	BASILAN (BASELCO)	D	28	5,407						
	8	SULU (SULECO)	C	12	6,577						
	1	SIASI (SIASELCO)	A	11	656						
	2	TAYI-TAYI (TAYELCO)	D	22	1,355						
	1	CAGAYAN (CASELCO)	NO DATA	10	NO DATA						
小計	87	9		34	192,904						
X	8	MISAMIS (MOELCI 1)	D	57	8,691						
	8	MISAMIS (MOELCI 2)	B	83	33,736						
	11	MISAMIS (MORSECO 2)	A	57	107,233				1	CAGAYAN	79
	12	MISAMIS (MORSECO 2)	B	56	25,046				3	CAGAYAN	62
	13	1st BUKIDNON (FIBECO)	B	39	26,358						
	9	BUKIDNON 2 (BUSECO)	B	41	15,147						
	12	AGUSAN (ANECO)	B	68	63,004						
	14	AGUSAN (ASELCO)	A	41	16,692						
	12	SURIGAO (SURSECO)	D	70	23,414						
	6	CANTON (CANFLCO)	B	41	2,486						
	9	SIARGAO (SIARELCO)	D	22	870						
	7	DIKAGAT (DIEELCO)	C	7	316						
	小計	120	12		52	322,993				4	2
II	7	SURIGAO (SURSECO 1)	A	81	20,979						
	12	SURIGAO (SURSECO 2)	B	48	6,342						
	11	DAVAO (DORSECO)	A	39	19,286						
	18	DAVAO (DORSECO)	A	35	66,218				3	DAVAO	90
	15	DAVAO (DASURECO)	A	37	33,878				1	DAVAO	62
	10	S. COTABATO 1 (SOCOTECO 1)	A	41	23,648						
	10	S. COTABATO 2 (SOCOTECO 2)	A	44	129,814						



表5-1-e 各地域のECs, その他電力供給者と電化率(1993), 電力消費量(1992)

地域	ECs					メラルコ			その他		
	NO	ECs名	タイプ	電化率 %	MWH	NO	名称	電化率 %	NO	名称	電化率 %
小計	83	7		43	300,165				4	2	66
II	15	LANAO (LANECO)	A	56	18,999				1	ILIGAN	76
	38	LAXAO (LASUNECO)	D	24	19,140						
	21	KAGUINDAYAO (KAGELCO)	A	15	22,032				1	COTABATO	68
	11	N. COTABATO (COTELCO)	A	39	18,500						
	12	S. KUDAKAT (SUKELCO)	A	29	21,681						
	97	5		29	100,352				2	2	72
合計	1398	119			2,988,470		3			17	
合計	1398			49	2,988,470	(81)		100	(43)		75

資料: 1) 1993年 REA Rural Electrification "CHRONICLE"による。

2) "80"欄は、ムニシパリティ (Municipality、自治体、市町村等) の数を示す。

表 5 - 2 地域別供給者別電化率 (1993)

地域	ECs			メラルコ			その他			計
	NO・OF ECs	ポテンシャル (H・H)	電化率	NO	ポテンシャル (H・H)	電化率	NO	ポテンシャル (H・H)	電化率	
I	9	663,000	70				3	78,000	79	
II	9	460,000	50							
III	12	614,000	76	2	183,895	100	4	186,000	85	
IV	14	657,000	53	6	1,956,465	100	1	16,448	100	
V	11	628,000	54							
VI	10	834,000	41				1	885,000	43	
VII	10	561,000	42				3	230,000	71	
VIII	11	522,000	39							
IX	9	477,000	34							
X	12	517,000	52				1	69,000	75	
XI	7	572,000	43				2	170,000	66	
XII	5	434,000	29				2	62,000	72	
合計	119	6,939,000	49	8	(2,136,312)	100	17	(862,448)	75	

資料 1) 1993 Rural Electrification 「CHRONICLE」

2) ポテンシャルは潜在戸数を示す。

3) H・Hは House Hold を示す。

表 5-3 全国地域 E C S 需要家別電力消費量 (MWH)

NO	需要家	1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988		1989		1990		1991		1992	
		MWE	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%
1	Residential	606,656	100	696,322	115	793,177	116	794,565	121	775,328	128	890,438	147	996,076	165	1,133,476	187	1,274,652	210	1,358,943	226	1,410,886	233
2	Commercial	260,386	100	204,575	109	279,292	107	276,201	106	285,564	114	334,843	129	382,079	147	430,130	165	466,297	179	493,650	190	469,299	180
3	Industrial	481,420	100	543,926	113	499,825	104	503,426	105	528,596	110	612,808	127	680,468	141	754,971	157	811,470	169	873,668	181	830,148	172
4	Public Building	64,064	100	71,810	112	70,780	110	70,599	110	74,725	117	83,618	131	92,820	145	106,064	176	112,844	176	118,576	185	118,502	166
5	Others	291,593	100	280,569	96	349,511	120	285,066	98	226,480	78	210,340	72	232,043	80	295,695	81	216,090	71	187,558	64	159,205	55
	Total	1,704,059	100	1,879,214	110	1,982,185	112	1,969,877	110	1,900,693	112	2,132,056	125	2,366,106	140	2,680,336	156	2,881,453	169	3,042,395	179	2,983,470	175

資料：1993年、NEA Rural Electrification 'CHRONICLE' による。

表5-4 地域8各ECSの需要家別電力消費量の推移

	LEYECO I DOBELCO	LEYECO II	LEYECO II	LEYECO III	LEYECO IV	LEYECO V	SOLECO	BILECO	NORSMELCO	SAVELCO I	SAVELCO II	ESAMELCO	TOTAL
NPCからの買電(MWh)	12,024	56,244	5,840	9,874	37,236	11,208	4,032	8,028	8,424	12,744	5,592	171,408	
ECの売電(MWh)	9,060	38,820	4,404	8,076	31,344	8,820	3,096	6,240	7,236	9,636	4,560	131,292	
システムロス(%)	24	31	26	18	16	21	23	22	13	22	18	21	
年 収 (1000P)	33,312	125,544	14,856	28,608	95,400	31,872	11,616	22,336	27,252	38,616	18,300	451,212	
ピークロード(MW)	3,746	—	3,194	2,636	9,640	5,809	1,333	2,471	2,523	3,366	—	—	
負 荷 率 (%)	37	—	21	43	44	22	34	37	38	43	—	35	
料金徴収率(%)	95	92	92	100	96	97	96	88	89	97	96	95	
平均電気料金(P/M)	3.68	3.23	4.05	3.54	3.04	3.61	3.75	3.66	3.77	4.01	4.01	3.44	

表 5-5-a 地域 & 各 EC の需要家別販売電力消費量の推移

EC	需 要 家	1984		1985		1986		1987		1988		1989		1990		1991		1992		1993 JAN-SEPT.			
		MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%
LEYECO 1 /DORELCO	RESIDENTIAL	2,458	100	3,843	156	3,330	135	3,810	155	4,103	167	5,261	214	5,415	220	5,689	231	6,338	266	5,165	210		
	COMMERCIAL	752	100	559	74	544	72	602	80	632	84	762	101	683	91	729	97	689	92	539	72		
	INDUSTRIAL	1,011	100	2,296	227	2,093	207	2,481	245	3,710	367	1,475	146	4615	456	4,501	445	1,547	152	685	68		
	PUBLIC Bldg.	49	100	74	151	63	129	78	159	76	155	96	196	81	165	92	166	144	234	122	249		
	OTHERS	36,839	100	44,432	121	44,504	121	50,305	137	26,395	72	2,474	7	109	0.3	114	0.3	146	0.4	114	0.3		
TOTAL	41,109	100	51,204	125	50,534	123	57,276	139	34,916	85	10,068	24	10,903	27	11,125	27	9,064	22	6,615	16			
LEYECO 2	RESIDENTIAL	6,917	100	7,476	108	7,560	109	9,806	142	9,746	141	9,775	141	11,644	168	12,636	183	13,752	199	11,074	160		
	COMMERCIAL	4,910	100	4,796	111	6,425	149	6,667	155	7,617	177	7,971	165	9,462	225	9,643	224	10,564	245	8,000	186		
	INDUSTRIAL	6,392	100	6,799	106	7,033	110	8,142	127	7,820	122	7,659	120	10,272	161	10,354	162	13,186	206	10,442	163		
	PUBLIC Bldg.	1,594	100	1,896	106	1,889	117	1,913	120	2,341	159	2,524	158	2,614	164	2,380	149	113	7	100	6		
	OTHERS	7,034	100	8,226	117	4,454	63	6,178	88	4,569	65	475	7	302	13	1,076	15	1,203	17	325	12		
TOTAL	26,247	100	28,993	110	27,841	104	32,705	125	32,293	123	23,404	108	35,114	134	36,089	137	38,813	148	30,446	116			
LEYECO 3	RESIDENTIAL	1,660	100	1,741	105	1,781	107	2,062	124	2,366	143	2,541	153	2,941	177	2,183	132	3,486	210	2,843	171		
	COMMERCIAL	206	100	220	110	246	123	278	139	274	137	311	156	338	167	255	118	359	180	325	163		
	INDUSTRIAL	128	100	526	411	799	624	315	246	350	273	380	297	364	284	389	304	327	255	256	200		
	PUBLIC Bldg.	93	100	72	77	75	81	68	73	52	56	68	73	84	90	58	62	99	106	102	110		
	OTHERS	110	100	453	412	240	218	288	261	384	304	391	355	468	425	392	356	181	119	102	93		
TOTAL	2,191	100	3,012	137	3,141	143	2,901	135	3,376	154	3,691	168	4,190	191	3,257	149	4,402	201	3,626	166			
LEYECO 4	RESIDENTIAL	1,002	100	1,242	124	1,495	149	1,499	150	2,002	200	2,533	253	3,025	302	3,044	304	3,869	386	3,405	340		
	COMMERCIAL	522	100	629	120	670	128	767	147	1,057	202	1,276	244	1,505	288	1,449	278	1,922	311	1,326	254		
	INDUSTRIAL	72	100	87	121	141	196	145	201	292	281	344	478	745	1035	354	492	390	542	341	474		
	PUBLIC Bldg.	151	100	418	277	1,153	764	1,096	726	1,666	1103	1,990	1318	1,893	1254	1,644	1089	2,060	1364	1,511	1001		
	OTHERS	52	100	63	121	94	123	320	615	959	690	149	267	166	319	127	244	134	258	105	202		
TOTAL	1,789	100	2,439	136	3,523	196	3,827	213	5,236	294	6,292	350	7,334	408	6,618	368	8,075	449	6,668	372			
LEYECO 5	RESIDENTIAL	6,629	100	6,957	102	7,777	114	8,567	125	9,707	142	10,183	149	11,573	169	11,970	175	14,040	206	11,750	172		
	COMMERCIAL	1,797	100	1,891	94	1,723	96	1,852	103	1,961	109	2,018	112	2,052	114	1,926	107	2,188	122	1,797	100		
	INDUSTRIAL	11,045	100	11,342	103	11,952	108	10,849	98	16,200	92	11,068	100	11,564	105	12,608	114	13,933	126	6,550	59		
	PUBLIC Bldg.	231	100	248	107	240	104	249	108	297	129	336	145	376	163	457	198	474	205	485	188		
	OTHERS	3,008	100	3,814	127	5,579	185	6,407	213	1,616	54	588	20	462	15	429	14	707	24	4,888	163		
TOTAL	22,903	100	24,051	105	27,271	119	27,924	122	23,787	104	24,188	106	26,027	114	27,390	120	31,342	137	25,420	111			

表5-5-5 地域8各E.C.Sの需要家別販売電力消費量の推移

E.C.S	業 家 名	1984		1985		1986		1987		1988		1989		1990		1991		1992		1993 JAN-SEPT.		
		MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	
SOLECO	RESIDENTIAL	2,231	100	2,840	127	3,077	138	3,607	164	4,015	180	4,888	219	5,349	240	5,299	238	6,639	288	5,264	236	
	COMMERCIAL	488	100	582	119	721	148	912	187	971	199	1,058	217	1,092	224	1,084	224	1,318	270	1,095	224	
	INDUSTRIAL	—	—	—	—	—	—	13	—	77	—	21	—	120	—	206	—	137	—	31	—	
	PUBLIC Bldg.	256	100	306	120	343	134	359	140	415	162	504	197	537	210	473	185	623	243	517	202	
	OTHERS	45	100	40	189	44	98	68	151	81	180	97	216	95	211	88	196	98	218	78	173	
	TOTAL	3,020	100	3,788	125	4,185	139	5,019	166	5,559	184	6,568	217	7,193	238	7,160	237	8,815	292	6,985	231	
BILECO	RESIDENTIAL	327	100	523	160	691	211	772	236	1,055	323	1,340	412	1,676	513	1,918	587	2,319	709	2,011	615	
	COMMERCIAL	69	100	115	167	184	267	208	294	290	420	406	588	436	632	606	876	548	794	447	648	
	INDUSTRIAL	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	PUBLIC Bldg.	25	100	39	156	46	184	51	204	87	348	131	524	138	552	151	604	185	740	124	496	
	OTHERS	12	100	11	92	21	175	24	200	19	158	40	333	85	542	53	442	46	383	34	283	
	TOTAL	433	100	688	159	942	218	1,050	242	1,451	335	1,923	444	2,315	535	2,728	630	3,098	715	2,616	604	
NORSAKELCO	RESIDENTIAL	664	100	514	77	638	96	845	127	855	129	864	130	2,368	357	3,276	493	3,849	580	3,388	519	
	COMMERCIAL	211	100	182	86	238	113	278	132	244	116	522	247	1,160	554	1,449	687	1,844	874	1,341	639	
	INDUSTRIAL	18	100	31	172	115	639	81	450	20	111	—	—	—	—	—	—	—	—	120	667	
	PUBLIC Bldg.	92	100	51	55	78	85	27	95	89	97	134	146	257	279	317	345	455	495	449	488	
	OTHERS	44	100	27	61	53	120	34	77	19	43	13	30	92	118	85	193	92	209	114	259	
	TOTAL	1,029	100	805	78	1,122	109	1,325	129	1,227	119	1,583	149	3,845	374	5,127	498	6,240	608	5,412	526	
SANELCO 1	RESIDENTIAL	1,859	100	1,314	97	1,654	100	1,537	113	1,865	100	2,306	174	2,843	209	3,856	269	3,748	275	3,170	233	
	COMMERCIAL	544	100	540	99	550	101	579	106	580	108	926	170	1,023	188	1,196	220	1,412	260	1,069	197	
	INDUSTRIAL	262	100	237	90	232	89	270	103	43	16	240	92	1,049	400	1,121	428	987	381	662	253	
	PUBLIC Bldg.	253	100	285	93	236	93	228	90	236	93	817	125	379	150	297	117	269	106	310	123	
	OTHERS	607	100	754	93	822	102	567	70	452	56	923	114	1,937	240	1,783	221	819	101	816	101	
	TOTAL	3,225	100	3,100	96	3,194	99	3,191	99	3,191	99	2,658	82	4,772	148	7,231	224	8,053	250	7,240	224	6,027
SANELCO 2	RESIDENTIAL	1,920	100	1,699	88	2,164	113	2,612	136	2,648	138	3,530	184	4,238	221	4,870	243	5,893	276	4,408	230	
	COMMERCIAL	968	100	918	95	1,013	105	1,175	121	1,204	124	1,736	180	2,167	224	2,063	218	2,082	215	1,607	166	
	INDUSTRIAL	638	100	572	90	967	153	860	136	676	107	520	82	984	155	1,148	181	837	132	672	106	
	PUBLIC Bldg.	484	100	468	97	491	101	578	120	539	111	784	162	999	206	1,065	220	1,153	238	946	195	
	OTHERS	1,456	100	2,430	167	4,122	283	3,848	264	527	36	255	18	256	18	251	17	261	18	238	16	
	TOTAL	5,461	100	6,087	111	8,757	160	9,074	166	5,594	102	6,827	125	8,644	158	9,197	168	9,636	176	7,871	144	

表 5-5-c 地域 8 各 E C S の需要家別販売電力消費量の推移

E C #	部 類 名	1984		1985		1986		1987		1988		1989		1990		1991		1992		1993 JAN-SEPT.		
		MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	
BSANTELCO	RESIDENTIAL	152	100	334	220	589	388	151	99	284	187	1,523	1,001	2,355	1,549	2,861	1,882	3,205	2,109	2,830	1,862	
	COMMERCIAL	30	100	372	413	728	809	87	97	162	180	288	320	417	463	665	739	935	928	829	921	
	INDUSTRIAL											23		67		148		88		149		
	PUBLIC Bldg.	18	100	47	261	75	417	20	111	82	178	205	1,159	316	1,756	363	2,017	351	1,950	209	1,661	
	OTHERS	5	100	16	320	16	320	0	-	3	60	25	500	56	1,120	75	1,500	85	1,700	103	2,060	
	TOTAL	265	100	769	290	1,408	531	258	97	481	182	2,064	779	3,211	1,212	4,112	1,552	4,564	1,722	4,210	1,589	
	RESIDENTIAL	25,519	100	28,483	12	30,456	13	35,328	15	38,146	16	44,810	19	52,427	23	57,202	24	66,743	28	55,308	23	
	COMMERCIAL	9,951	100	10,804	107	13,042	131	13,400	135	14,972	150	17,271	174	20,558	207	21,055	212	23,461	238	18,375	185	
	INDUSTRIAL	19,559	100	21,909	112	23,352	119	23,156	118	23,104	118	21,730	111	29,780	152	30,829	158	31,442	161	19,915	102	
	PUBLIC Bldg.	2,248	100	3,954	173	4,669	144	4,728	146	6,030	186	7,089	218	7,674	236	27,287	225	5,926	183	4,187	129	
	OTHERS	49,412	100	80,266	122	59,919	121	67,989	138	34,374	70	5,430	11	4,568	9	4,479	9	3,722	8	8,125	16	
	TOTAL	107,687	100	124,916	116	131,418	122	144,601	134	116,826	103	96,330	89	116,007	103	120,856	112	131,294	122	105,920	98	

資料：1993, Rural Electrification "CHRONICLE" による。

表5-6 リージョンⅧ需要予測

(MWH)

区 分		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
LEYECO I	MWH	9,148	9,331	11,244	11,614	11,965	12,339	12,714	13,073	13,428	13,788	14,148	14,514
	ロス%	28.6	26.0	24.0	22.0	20.0	18.0	16.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0
LEYECO II	MWH	41,612	46,666	52,804	60,684	70,055	81,245	94,427	110,504	130,818	155,104	185,024	221,127
	ロス%	31.4	28.0	27.0	26.0	25.0	24.0	23.0	22.0	20.0	19.0	18.0	18.0
LEYECO III	MWH	4,867	5,132	5,752	6,358	7,114	7,894	8,704	9,522	10,383	11,314	12,342	13,476
	ロス%	24.6	23.0	22.5	22.0	21.0	20.5	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
LEYECO IV	MWH	8,953	9,361	9,912	10,547	11,366	12,312	13,344	14,438	15,601	16,797	18,032	19,314
	ロス%	15.8	16.0	15.0	14.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
LEYECO V	MWH	34,567	39,424	44,461	49,985	56,352	63,602	71,812	81,227	92,074	104,854	119,138	135,362
	ロス%	13.8	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
SOLECO	MWH	9,417	10,330	11,260	12,411	13,934	15,715	17,863	20,327	23,345	26,750	30,834	35,789
	ロス%	19.8	18.0	18.0	17.0	17.0	16.0	16.0	16.0	15.0	15.0	15.0	15.0
NOSANELCO	MWH	7,090	7,908	8,953	10,229	11,911	13,742	15,806	18,215	21,154	24,673	28,887	34,683
	ロス%	22.7	19.0	18.0	17.0	16.0	15.0	14.0	13.0	12.0	12.0	12.0	12.0
SARELCO I	MWH	8,299	8,644	12,523	11,430	23,327	31,764	40,604	51,581	66,271	80,159	97,039	117,798
	ロス%	11.3	11.1	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
SARELCO II	MWH	10,774	11,886	13,090	14,381	15,876	17,433	19,216	20,911	22,736	24,581	26,609	28,702
	ロス%	20.1	19.0	18.0	17.0	17.0	17.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
ESANELCO	MWH	5,782	6,750	8,054	9,812	11,788	14,399	17,515	21,025	24,474	28,105	31,681	35,382
	ロス%	18.8	18.0	17.5	17.0	17.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
DILECO	MWH	3,524	3,901	4,404	5,079	5,774	6,686	7,724	8,987	10,543	12,453	14,853	18,082
	ロス%	26.4	24.0	22.0	20.0	18.0	18.0	17.0	17.0	16.0	16.0	16.0	16.0
TOTAL	MWH	144,043	159,333	249,497	302,917	369,483	450,189	554,529	659,410	816,528	1,072,908	1,536,897	2,504,229
	ロス%	22.1	20.0	17.7	16.9	16.2	15.6	15.2	14.9	14.3	14.0	13.7	13.5

注) 1) NEA内部資料による。(収集資料 1-6の7)

2) MWHは販売電力量を示す。



表5-7 リージョン別の電化計画

区 分	LEYTE	SO-LEYTE	BILIRAN	NORTHERN SAMAR	SAMAR	EASTERN SAMAR	計
1994	67.52%	64.24%	67.18%	27.02%	42.24%	40.20%	52.74%
// 5	68.92	64.85	70.23	28.25	44.73	40.54	54.17
// 6	71.18	65.86	73.28	29.82	47.45	41.54	56.14
// 7	75.81	68.69	76.34	35.26	52.55	44.89	60.55
// 8	78.24	72.12	79.39	39.65	56.35	49.08	63.90
// 9	80.20	74.34	82.44	43.16	59.72	53.27	66.73
2000	81.72	76.57	83.97	46.67	63.41	56.95	69.35
// 1	83.79	78.79	85.50	51.23	66.67	61.14	72.28
// 2	85.13	81.01	87.02	54.74	69.92	65.33	74.81
// 3	86.84	83.23	88.55	59.30	73.72	69.51	77.73
// 4	88.24	85.45	90.08	61.93	76.98	73.87	80.18
// 5	89.95	87.68	91.60	66.32	80.78	78.22	83.10
// 6	92.08	89.90	93.13	71.58	84.58	82.58	86.29
// 7	93.91	92.32	94.66	75.96	89.36	86.93	89.48
// 8	96.28	94.75	96.18	81.23	94.25	91.29	93.02
// 9	98.42	97.17	97.71	87.37	97.29	95.64	96.19
2010	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

資料：NEA Rural Electrification Plan (1996 ~2025) Sept. 1995 による。

表 5 - 8 NEA 1994~2025年の電化計画 (全国 E C s)

年度	電化済件数	ポテンシャル (H・H)	電化率 %
1994	3,673,718	7,028,257	52.27
1995	3,894,920	7,112,596	54.76
2000	5,101,476	7,549,718	67.57
2005	6,196,517	8,013,704	77.32
2010	7,419,919	8,506,205	87.23
2015	8,601,849	9,028,974	95.27
2018	9,357,935	9,357,935	100
2020	9,583,873	9,583,873	100
2025	10,172,873	10,172,873	100

資料 1) NEA Rural Electrification Plan (1996 ~2025) Sept. 1995 による。

2) ポテンシャル (H・H) - 全軒数。

表 5-9 リージョン毎の売・買電力料金

(単位: 1000P)

COOPERATIVE	1980				1981				1982						
	単 価 P/KW	MWH	売 電	買 電	差 益	単 価 P/KW	MWH	売 電	買 電	差 益	単 価 P/KW	MWH	売 電	買 電	差 益
LEYECO 1	2.40	10,956	26,294	15,066	11,228	3.09	11,172	34,521	19,219	15,302	3.68	9,080	33,341	13,359	13,982
DORELCO	1.12	13,452				1.40	13,728				1.61	12,024			
LEYECO 2	2.47	35,220	86,993	57,174	29,819	3.02	36,216	109,372	75,382	33,990	3.23	38,820	125,389	90,553	34,836
	1.12	51,048				1.40	53,844				1.61	56,244			
LEYECO 3	2.70	4,200	11,340	6,115	5,225	3.67	4,356	15,987	8,350	7,637	4.05	4,404	17,886	9,563	8,273
	1.12	5,460				1.40	5,964				1.61	5,940			
LEYECO 4	2.55	7,356	18,758	9,354	9,404	3.33	6,648	22,138	11,340	10,798	3.54	8,076	28,589	15,900	12,689
	1.12	8,352				1.40	8,100				1.61	9,876			
LEYECO 5	2.24	26,220	58,783	34,957	23,776	2.82	27,504	77,561	45,578	31,983	3.04	31,344	95,286	60,047	35,239
	1.12	31,212				1.40	32,556				1.61	37,296			
SOLECO	2.60	7,800	20,280	10,564	9,716	3.40	7,236	24,602	12,617	11,985	3.81	8,820	31,840	18,045	13,795
	1.12	9,482				1.40	9,012				1.61	11,208			
BILECO	2.78	2,328	6,472	3,293	3,179	3.58	2,736	9,795	4,906	4,889	3.75	3,096	11,610	6,492	5,118
	1.12	2,940				1.40	3,504				1.61	4,092			
NORSAMELCO	2.86	3,852	11,017	5,403	5,614	3.49	5,136	17,925	8,719	9,206	3.66	6,240	22,838	12,925	9,913
	1.12	4,824				1.40	6,228				1.61	8,028			
SAMELCO 1	2.44	7,356	17,949	9,189	8,810	3.21	8,184	26,271	12,667	13,604	3.77	7,236	27,280	13,563	13,717
	1.12	8,160				1.40	9,048				1.61	8,424			
SAMELCO 2	2.65	8,940	23,691	13,198	10,493	3.76	9,360	35,194	17,069	18,125	4.01	9,636	38,640	20,518	18,122
	1.12	11,784				1.40	12,192				1.61	12,744			
ESAMELCO	2.63	3,228	8,499	4,771	3,719	3.81	4,140	15,773	7,022	8,751	4.01	4,500	18,268	9,003	9,263
	1.12	4,260				1.40	5,016				1.61	5,592			
合 計	2.47	117,456				3.17	122,688				3.43	131,292			
	1.12	150,924	290,017	169,034	120,983	1.40	159,192	389,139	222,869	166,270	1.61	171,408	450,985	275,968	174,967

注) 1) 資料はNEA 1993, Rural Electrification "CHRONICLE" による。

2) N P Cの料金は1994, NPC Annual Report による。

表5-10 NEA 1996~2025年 地域別配電線改修計画  
(KM/年度)

地域	1996	2000	2005	2010	2015	2020	2025	TOTAL
I	122.83	718.04	853.84	933.03	1,106.83	1,011.96	1,091.15	27,697.04
II	129.29	386.76	459.91	502.56	596.17	545.07	587.73	14,981.69
CAR	53.87	177.63	211.23	230.82	273.81	250.34	269.93	6,875.27
III	84.04	474.66	564.43	616.78	731.66	668.95	721.30	18,311.88
IV	241.35	617.52	734.31	802.41	951.88	870.29	938.40	23,955.39
V	254.28	370.64	440.73	481.61	571.32	522.35	563.23	14,487.55
VI	146.53	684.31	813.72	889.19	1,054.82	964.41	1,039.88	26,425.20
VI	77.58	516.26	613.89	670.83	795.78	727.57	784.51	19,902.80
VII	107.75	322.39	383.36	418.91	496.94	454.35	489.90	12,488.05
IX	58.18	270.69	321.89	351.74	417.26	381.49	411.35	10,453.32
X	36.63	351.13	417.54	456.26	541.25	494.86	533.59	13,520.78
XI	47.41	433.87	515.92	563.77	668.78	611.46	659.31	16,708.71
XI	38.79	179.70	213.68	233.50	276.99	253.25	273.07	6,939.50
ARMM	71.11	85.66	101.86	111.31	132.04	120.72	130.17	3,360.63
CARAGA	60.34	233.28	277.40	303.13	359.60	328.77	354.50	9,018.92
合計	1,529.98	5,822.54	6,293.69	7,565.85	8,975.16	8,205.86	8,848.02	225,126.71

資料：NEA Rural Electrification Plan (1996~2025) Sept. 1995 による。

表5-11 NEA 1996~2025年 配電線拡張計画  
(KM/年度)

地域	1996	2000	2005	2010	2015	2020	2025	TOTAL
I	318.10	105.99	67.08	0.00	234.00	72.00	72.00	3,729.45
II	335.61	242.45	402.48	146.16	273.00	84.00	84.00	8,204.11
CAR	128.41	138.55	201.24	0.00	195.00	60.00	60.00	4,397.94
III	143.00	110.84	87.20	0.00	468.00	144.00	144.00	5,781.67
IV	588.05	323.93	436.02	0.00	546.00	168.00	168.00	11,897.03
V	461.10	450.27	402.48	621.18	429.00	132.00	132.00	12,637.92
VI	271.41	623.46	402.48	1,096.20	390.00	120.00	120.00	13,507.93
VII	280.16	450.27	335.40	0.00	390.00	120.00	120.00	9,609.67
VIII	395.44	803.98	851.92	1,213.13	429.00	132.00	132.00	18,315.40
IX	237.85	520.18	476.27	935.42	195.00	60.00	60.00	10,084.22
X	232.01	179.10	187.82	102.31	273.00	84.00	84.00	5,357.43
XI	183.86	226.90	234.78	0.00	195.00	60.00	60.00	5,359.72
XII	157.59	173.31	80.50	628.49	117.00	36.00	36.00	3,978.28
ARMM	163.43	720.17	737.85	665.03	234.00	72.00	72.00	12,062.18
CARAGA	194.07	223.34	181.12	146.16	273.00	84.00	84.00	5,527.92
合計	4,090.08	5,292.73	5,084.66	5,554.08	4,641.00	1,428.00	1,428.00	130,450.86

資料：NEA Rural Electrification Plan (1996 ~2025) Sept. 1995 による。

表5-12 リージョン別 変電所機器設置計画

区分	LEYTE		SOLEYTE		BILIRAN		NORTH・SAMAR		SAMAR		EAST・SAMAR		TOTAL	
	5 <sup>MTA</sup>	10 <sup>MTA</sup>	5 <sup>MTA</sup>	10 <sup>MTA</sup>	5 <sup>MTA</sup>	10 <sup>MTA</sup>	5 <sup>MTA</sup>	10 <sup>MTA</sup>	5 <sup>MTA</sup>	10 <sup>MTA</sup>	5 <sup>MTA</sup>	10 <sup>MTA</sup>	5 <sup>MTA</sup>	10 <sup>MTA</sup>
1996	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	1	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	4	0
1998	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	2	0
1999	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	2	0
2000	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	0
2001	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
2002	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	4	0
2003	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
2004	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	3	0
2005	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2006	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	0
2007	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	2	0
2008	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
2011	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
2015	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3	0
2016	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
2017	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	0
2018	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	0
2019	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
2020	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
2025	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
合計	19	0	4	0	3	0	5	0	8	1	6	0	45	1

表5-13 NEA 1996~2025年 ECs 事業計画

年度	年度計画					年度資金 (P×1,000)			電化率 %
	改修 KM	拡張 KM	変電所			NEA	ECs	合計	
			5MVA	10MVA	合計MVA				
1996	1,530	4,090	14	8	150	2,953,179	1,005,810	3,958,989	58.34
7	7,542	9,833	31	18	335	2,772,970	864,684	3,637,654	60.72
8	5,732	6,404	16	6	140	2,955,686	901,227	3,856,913	63.12
9	5,810	6,071	14	4	110	2,011,408	712,372	2,723,780	65.40
2000	5,823	5,293	14	4	110	2,014,809	713,052	2,727,861	67.57
01	5,898	5,012	12	4	100	2,002,538	710,598	2,713,136	69.63
02	6,154	5,030	12	4	100	2,015,311	713,152	2,728,463	71.58
03	6,411	5,048	12	4	100	2,079,464	725,983	2,805,447	73.48
04	6,667	5,066	12	4	100	2,105,891	731,268	2,837,159	75.34
05	6,924	5,085	12	4	100	2,132,317	778,839	2,911,156	77.32
06	7,053	5,467	12	4	100	2,218,400	809,324	3,027,724	79.41
07	7,180	5,485	12	4	100	2,233,391	813,148	3,046,539	81.45
08	7,309	5,503	12	4	100	2,248,383	816,146	3,064,529	83.43
09	7,437	5,529	12	4	100	2,264,797	819,429	3,084,226	85.35
2010	7,566	5,554	12	4	100	2,281,220	822,714	3,103,934	87.23
11	7,949	3,998	14	4	110	2,071,158	780,701	2,851,859	88.87
12	8,206	4,070	14	4	110	2,108,819	788,234	2,897,053	90.47
13	8,462	4,213	14	4	110	2,161,271	798,725	2,959,996	92.07
14	8,719	4,355	14	4	110	2,213,725	809,215	3,022,940	93.66
15	8,975	4,641	16	4	120	2,308,383	828,146	3,136,529	95.27
16	9,232	4,784	16	4	120	2,360,835	838,637	3,199,472	96.87
17	9,488	4,927	16	4	120	2,413,288	849,127	3,262,415	98.46
18	9,744	4,998	16	4	120	2,450,951	852,082	3,303,033	100.00
19	8,154	1,428	12	0	60	1,482,132	529,124	2,011,256	100.00
2020	8,206	1,428	12	0	60	1,486,707	533,833	2,020,540	100.00
21	8,335	1,428	12	0	60	1,498,143	539,968	2,038,111	100.00
22	8,462	1,428	12	0	60	1,509,580	546,143	2,055,723	100.00
23	8,592	1,428	12	0	60	1,521,016	552,371	2,073,387	100.00
24	8,719	1,428	12	0	60	1,532,453	558,639	2,091,092	100.00
2025	8,848	1,428	12	0	60	1,543,888	564,960	2,108,848	100.00
計	225,127	130,451	413	112	3,185	62,952,113	22,307,651	85,259,764	

資料：NEA Rural Electrification Plan (1996~2025) Sept. 1995 による。

表5-14 全国、リージョンⅧの開発資金内訳

(単位：1000P)

年	項目	NEA				E C s	合計
		NEA	補助金	外資	小計		
1996	全E C s	115,561	300,000	2,537,618	2,953,179	1,005,810	3,958,989
	リージョンⅧ	0	35,037	114,840	149,877	46,775	196,652
1997	全E C s	947,799	990,171	835,000	2,772,970	864,684	3,637,654
	リージョンⅧ	67,007	173,601	36,763	277,371	47,804	325,175
1998	全E C s	969,027	1,024,660	962,000	2,955,687	901,227	3,856,914
	リージョンⅧ	66,998	179,449	39,809	286,256	51,883	338,139
1999	全E C s	990,253	1,017,155	4,000	2,011,408	712,372	2,723,780
	リージョンⅧ	68,407	152,598	0	221,005	42,434	263,439
2000	全E C s	1,000,867	1,007,942	6,000	2,014,809	713,052	2,727,861
	リージョンⅧ	88,085	141,840	0	229,925	44,956	274,881
合計	全E C s	4,023,507	4,339,928	4,344,618	12,708,053	4,197,145	16,905,198
	リージョンⅧ	290,497	682,525	191,412	1,164,434	238,852	1,398,286

資料：1995. NEA Rural Electrification Plan (1996～2025) による。



表5-15 REGIONⅡの各電化組合の電気料金比較表  
(1995年12月現在)

単位：ペソ/KWH

電化組合名	家庭用		商業用		公共建物用		工業用		街路灯 /KWH
	最低電気料 と使用量	最低超過 のKWH当り 料金	最低電気料 と使用量	最低超過 のKWH当り 料金	最低電気料 と使用量	最低超過 のKWH当り 料金	基本料金 /KW	使用料金 /KWH	
LEYECO I	40.98/10	4.0981	82.56/20	4.1281	40.98/10	4.0981	15.00	4.1081	4.0981
LEYECO II	34.61/10	3.4613	69.63/20	3.4813	34.61/10	3.4613	15.00	3.4313	3.4613
LEYECO B	44.23/10	4.4233	44.53/10	4.4533	44.23/10	4.4233	15.00	4.3933	4.4233
LEYECO N	36.98/10	3.6979	55.47/15	3.7479	36.98/10	3.6979	16.00	3.7479	3.5979
LEYECO V	32.11/10	3.2109	64.82/20	3.2409	31.91/10	3.1909	15.00	3.2309	3.1909
SOLECO	37.48/10	3.7484	75.97/20	3.7984	37.48/10	3.7484	20.00	3.7484	3.5464
BILECO	47.25/10	4.7253	72.38/15	4.8253	47.25/10	4.7253	15.00	4.7743	4.7253
NORSAMELCO	37.17/10	3.7169	37.17/10	3.7169	37.17/10	3.7169	-	-	3.7169
SAMELCO I	43.65/10	4.3654	88.11/20	4.4054	130.95/30	4.3654	20.00	4.4074	4.3654
SAMELCO H	66.35/15	4.4233	89.07/20	4.4533	66.35/15	4.4233	15.00	4.4833	4.4233
ESAMELCO	44.01/10	4.4009	54.01/12	4.5009	44.01/10	4.4009	15.00	4.4009	4.4009

資料：収集資料 NEA1-6による。

表5-16 NPCよりLEYTE-SAMAR系の各ECへの売電価格

単位：ペソ/KWH

年 月	基本価格 (A)	調 整 分				実質価格 (F=D+E)
		燃料・買電 調 整 (B)	ERBによる調停 (C)	小 計 (D=B+C)	外貨レート 調 整 (E)	
1995年 2月	1.9735	0.0464	0.0071	0.0535	0.0145	2.0415
〃 3月	1.9735	0.0318		0.0318	0.0497	2.0550
〃 4月	1.9735	0.0354		0.0354	0.0753	2.0842
〃 5月	1.9735	0.0573		0.0573	0.0726	2.1034
〃 6月	1.9735	0.0632		0.0632	0.0730	2.1097
〃 7月	1.9735	0.0607		0.0607	0.0519	2.0861
〃 8月	1.9735	0.0848		0.0848	0.0346	2.0929
〃 9月	1.9735	0.0940		0.0940	0.0201	2.0876
〃 10月	1.9735	0.1081		0.1081	0.0190	2.1006
〃 11月	1.9735	0.0642		0.0642	0.0182	2.0559
〃 12月	1.9735	0.0794		0.0794	0.0201	2.0730
1996年 1月	1.9735	0.1202		0.1202	0.0081	2.1018
〃 2月	1.9735	0.0955		0.0955	0.0037	2.0727

注、基本価格は1993年10月改正分

表5-17 NPCのLEYTE-SAMAR系での大口工場 直接供給料金表  
(1993年10月改正)

基本 料金	最初の1,000KW迄 次の9,000KW分 10,000KW超過分	15.84 P/KW 16.72 P/KW 17.69 P/KW
従 量 料 金	契約電力のKW当り200KWH迄 契約電力のKW当り次の250KWH迄 契約電力のKW当り450KWH超過分	1.7501 P/KWH 1.7193 P/KWH 1.6929 P/KWH

資料：収集資料 NEA 1-6による。

表5-18

## 貸借対照表

科目		EC別					
		LEYECO I '95	LEYECO II '94	LEYECO V '95	SAMELCO I '95	SAMELCO II '95	
資 産 の 部	事業用設備	14,318,245	36,504,880	82,871,235	36,748,727	89,655,265	
	その他資産、設備	19,465,527	4,864,542	15,753,416	555,939	12,669,379	
	現預金、臨時投資	5,081,409	12,937,616	16,926,513	3,342,214	6,829,703	
	受取手形、売掛金	8,492,023	14,056,604	23,013,258	7,877,449	5,477,814	
	材料、貯蔵品	7,356,362	5,655,028	4,570,768	5,706,540	19,782,953	
	その他資産、流動資産	6,544,578	2,351,066	389,127	302,034	69,927	
	繰延べ資産	2,119,504	60,053,780	30,021,813	60,273,695	6,922,396	
	資産合計	63,347,648	136,423,540	173,546,128	114,806,598	141,398,437	
負 債 の 部	資本、利益金	142,828,260	57,447	42,074,230	18,080,816	5,614,862	
	長短期貸入金	57,529,759	102,541,041	108,159,056	89,634,177	112,394,657	
	流動負債	41,953,523	23,348,331	20,273,919	4,357,300	22,906,557	
	その他流動負債	1,403,026	4,630,944	2,693,454	133,271	268,572	
	繰延べ負債	5,289,600	5,960,671	345,469	2,601,034	211,789	
	留保金	-	-	-	-	-	
	負債合計	63,347,648	136,423,540	173,546,128	114,806,598	141,398,437	

資料：収集資料 NEA 1-6による。

表5-10

## 損益計算書

区 分	LEYECO I	LEYECO II	LEYECOV	SAMELCO I	SAMELCO II
	'95	'94	'95	'95	'95
販売電力量	51,694,873	156,668,172	147,607,764	36,965,544	69,328,139
購入電力量	29,685,179	126,458,689	104,675,493	20,184,367	36,406,156
配電費	5,457,460	6,685,995	10,935,838	3,890,462	4,496,674
一般管理費	2,819,531	5,783,343	9,155,097	3,396,018	2,710,874
費用計	7,290,801	10,248,523	12,401,598	4,440,969	7,389,233
事業運用利益	45,312,971	149,176,550	137,168,026	31,911,816	51,002,937
減価償却	6,381,902	7,491,622	10,439,738	5,053,728	9,325,20
支払利息	1,771,622	3,867,030	3,810,685	1,734,768	3,047,369
経常利益	1,141,375	2,599,054	6,123,540	878,256	2,382,491
事業外収益	3,468,905	1,025,538	505,513	2,440,704	3,895,342
事業外費用	140,081	5,363,336	2,036,226	782,251	928,608
特別費用	212,223	-	32,369	129,904	126,098
当期利益	-	-	68,418	-	-
	3,396,763	6,388,874	2,577,678	3,093,050	4,697,852
売上高利益率	6.6%	4.1%	1.7%	8.4%	6.8%
繰越損失		(21,545,037)			
前年度修正		(62,207)			
年度末損失		(15,218,370)			

資料：収集資料 NEA 1-6による。

