Table 8-6 Disbursement Schedule of Project Cost (Substation)

(Unit : In Thousand)

Category		Cost Item \ Year	1984	1985	1986	1987	1988	1989	Total
Solano, San Jose, Kalayaan and Gened Substations	Foreign Currency Cost ($)	Direct Cost		4,678	18,713	18,713	-	4,679	46,783
		Engineering		1,001	1,001	1,001	-	-	3,003
		Administration		-	-	-	-	-	-
		Sub-total		5,679	19,714	19,714	-	4,679	49,786
		Contingencies		284	986	986	-	233	2,489
		Sub-total		5,963	20,700	20,700	-	4,912	52,275
		Price Escalation		2,916	12,295	14,593	-	3,464	33,268
		Sub-total		8,879	32,995	35,293	-	8,376	85,543
		Interest during Construction		267	1,256	2,315	-	-	3,838
		Total		9,146	34,251	37,608	-	8,376	89,381
	Local Currency Cost (₱)	Direct Cost		11,702	22,205	77,716	-	-	111,023
		Engineering		4,041	4,041	4,042	-	-	12,124
		Administration		3,849	3,849	3,850	-	-	11,548
		Sub-total		18,992	30,095	85,608	-	-	134,695
		Contingencies		2,849	4,514	12,841	-	-	20,204
		Sub-total		21,841	34,609	98,449	-	-	154,899
		Price Escalation		32,499	68,734	254,294	-	-	355,527
		Total		54,340	103,343	352,743	-	-	510,426
		GRAND TOTAL (₱)		122,935	360,226	634,803	-	62,820	1,180,784

Table 8-7 Disbursement Schedule of Project Cost (Total)

(Unit : In Thousand)

Category		Cost Item \ Year	1984	1985	1986	1987	1988	1989	Total
Total Project (Categories Transmission Line and Substation)	Foreign Currency Cost ($)	Direct Cost	5,044	45,033	64,112	41,413	-	17,290	172,892
		Engineering	2,698	3,699	3,699	3,699	-	-	13,795
		Administration	-	-	-	-	-	-	-
		Sub-total	7,742	48,732	67,811	45,112	-	17,290	186,687
		Contingencies	387	2,437	3,390	2,256	-	864	9,334
		Sub-total	8,129	51,169	71,201	47,368	--	18,154	196,021
		Price Escalation	3,187	25,022	42,293	33,394	-	12,800	116,696
		Sub-total	11,316	76,191	113,494	80,762	-	30,954	312,717
		Interest during Construction	339	2,626	6,030	8,453	-	-	17,448
		Total	11,655	78,817	119,524	89,215	-	30,954	330,165
	Local Currency Cost (₱)	Direct Cost	-	153,999	307,997	363,508	-	-	825,504
		Engineering	1,053	16,443	21,474	16,737	-	-	55,507
		Administration	1,002	15,660	20,452	15,941	-	-	53,055
		Sub-total	2,055	186,102	349,923	396,186	-	---	934,266
		Contingencies	308	27,916	52,488	59,428	-	-	140,140
		Sub-total	2,368	214,018	402,411	455,614	-	-	1,074,406
		Price Escalation	2,538	318,458	799,189	1,176,851	-	-	2,297,036
		Total	4,901	532,476	1,201,600	1,632,465	-	-	3,371,442
		GRAND TOTAL (₱)	92,313	1,123,603	2,098,031	2,301,578	-	232,155	5,847,680

Fig. 8-1 Procedure of Cost Estimates for Transmission Line Work

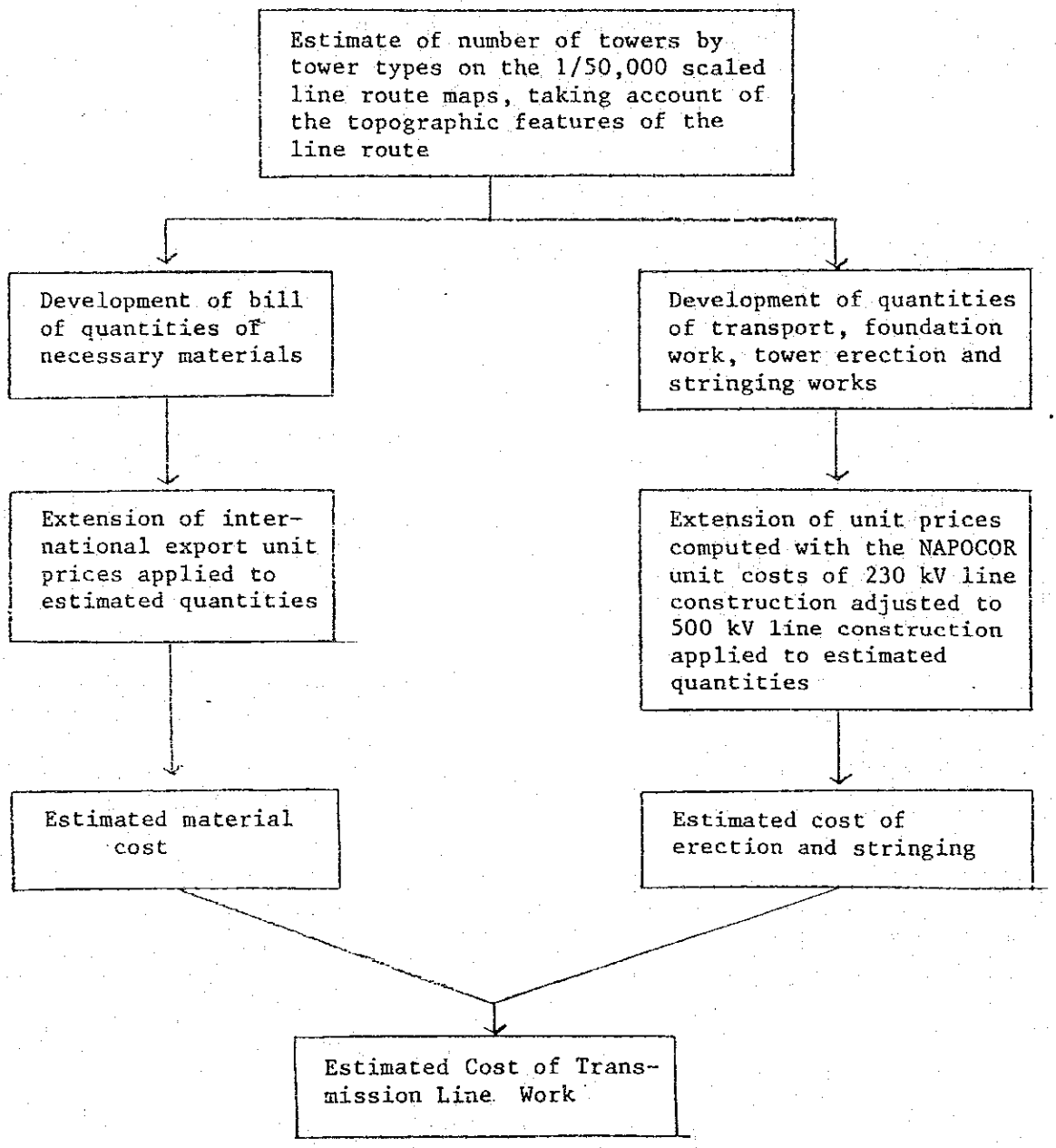
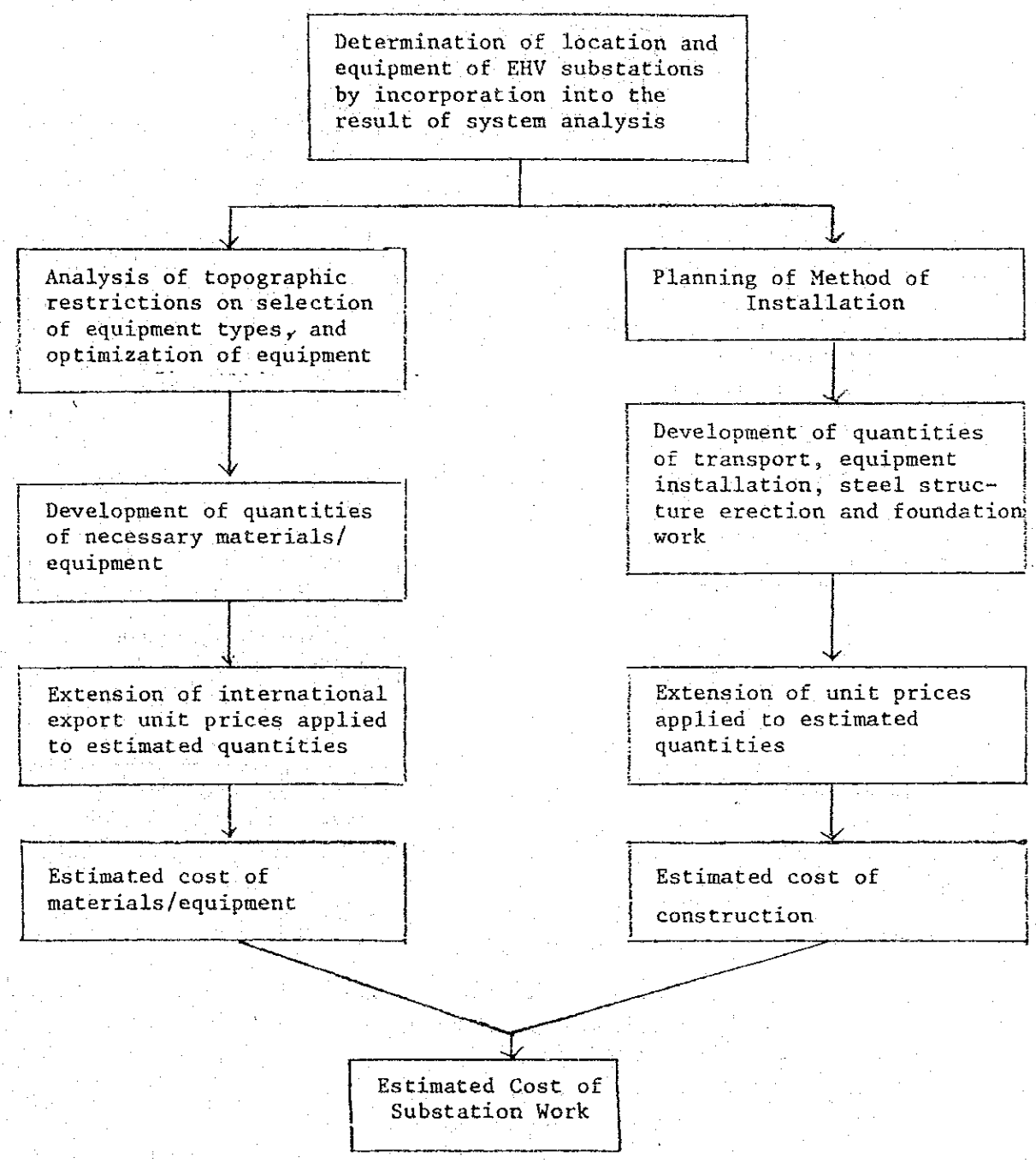


Fig. 8-2 Procedure of Cost Estimates for Substation Work



第 9 章　経済・財務検討

9－1　経済検討

9－1－1　経済検討における想定

(1) 費　用　（10^3ペソ）

(a) 建設中利子を除いた建設費

500kv　プロジェクト	2,544,564
Gened	3,690,170
CFTⅢ	1,694,160
Chico	1,771,030
Diduyon	2,882,000
関連送電線	462,644

(b) 年間運転維持費

水力発電所	45.52ペソ/kw
石炭火力	84.07ペソ/kw
送電線・変電所	建設費の 2.5 %

(c) 燃　料　費　　0.24ペソ/kwh

(2) 便　益　（10^3ペソ）

(a) 代替電源とその関連送電線（建設中利子は除く）

石炭火力と230KV送電線

1988年完成の石炭火力（600MW水力同等分）	3,548,325
1993年完成の石炭火力（300MW火力同等分）	1,694,160
1994年完成の石炭火力（300MW水力同等分）	2,552,534
1995年完成の石炭火力（350MW水力同等分）	2,445,237
関連送電線	887,270

(b) 年間運転維持費

石　炭　火　力	84.07ペソ/kw
送電線・変電所	建設費の 2.5 %

(c) 燃　　料　　費　　0.24ペソ/kwh

(d) その他条件は(1)費用に同じ

(3) 経済検討の結果

経済検討の結果はTable 9−1に示す。この表で本計画の経済的内部収益率（E・I・RR）は13.46％である。

9−2 財務検討

財務検討は、本計画の送電線そのものは何も収入がないので、この送電線によって送られる水力発電所の電力を勘案した。

9−2−1 本計画（500KV 送電線）

(1) 資金の支出計画

物価の上昇率を考えた資金支出計画はTable 9−2 に示す通りで、外貨分 312,717千ドル、内貨分 3,371,442千ペソ、合計で 5,716,820千ペソになり、1984 年から1989年に支出される。

(2) 外貨資金の条件

外貨資金基はまだきまっていないが、財務検討では次のような想定を行った。

(a) 金利は年率　3.5％

(b) 10年間の据置期間を含め30年間返済

(c) 返済は元利均等払い

(3) 外貨分の建設中利子

Table 9−3に示すように、建設中利子は130,856千ペソとなる。

(4) 運転開始後の元金と利息の支払

Table 9−4に元金と利息の支払を示す。

9−2−2 発電所

(1) 発電所の条件

(a) 開発計画は次の通り。

地　点	容　量	完成年
Gened	600MW	1988
CFTH-III	300MW	1993
Chico IV	360MW	1994
Diduyon	350MW	1995

(b) 年間発生電力量

1988年	1.153GWH	Gened
1993年	1.989GWH	CFTH-III
1994年	804GWH	Chico IV
1995年	950GWH	Diduyon

(c) 年間管理費

水力発電所	13.20ペソ/kwh
石炭火力発電所	24.38ペソ/kwh

(d) 燃　料　費　　0.24ペソ/kwh

(2) 資金の支出計画

物価上昇率を考え、9－2－3の関連送電線を含めた資金の支出計画はTable 9－5の通りで、外貨分1,393,312.5千ドル、内貨分31,753,095千ペソ、合計42,202,939千ペソになり、1981年から1994年に支出される。

(3) 外貨資金の条件

財務検討に対しては次のような想定を行った。

(a) 総資金を3等分して、それぞれ3％，8.5％，8.1％の年率の金利となる。

(b) 据置期間を含めそれぞれ30年，20年，25年の返済とする。

(c) 返済は年間均等払い

(4) 外貨分の建設中利子

Table 9－6に示すように、関連送電線含めて建設中利子は1,980,644千ペソとなる。

(5) 運転開始後の元金と利息の支払

Table 9－7に元金と利息の支払を示す。

9－2－3　発電所に関連した送電線

(1) 関連送電線の条件

(a) 開発計画

区　間	内　容	完成年
CFTHⅢ－Santiago	230kv2回線複導体	1992年末
Chico Ⅳ－Solano	230kv2回線複導体	1993年末
Diduyon－Solano	230kv2回線複導体	1994年末

(b) 230kv送電線の建設費（km当り）

複　導　体	178,944ドル
単　導　体	117,953ドル

(c) 年間運転維持費　　建設費の2.5％

(2) 資金の支出計画

物価上昇率を考えた資金の支出計画はTable 9－5に含まれており、外貨分14,159千ドル、内貨分200,494千ペソ、合計で306,686千ペソになり、1990年から、1994年に支出される。

(3) 外貨資金の条件

財務検討には、次のような想定を行った。

(a) 金利は年率　3％

(b) 据置期間10年を含んで30年の返済

(c) 返済は年均等払い

(4) 外貨分の建設中利子

Table 9－6に含まれており、35,786千ペソとなる。

(5) 運転開始後の元金と利息の支払

Table 9－7に元金と利息の支払が含まれている。

9－2－4　電力単価

内貨分はNAPOCORの内部留保と政府資金によってまかなわれる。この条件で8％の財務収益率を保って、外貨分と運転維持費に必要な財務資金をまかなえる電力単価は、108.14センタボ/kwh（Table 9－8参照）

9－2－5　資金運用表と返済能力

物価の上昇を考えてのプロジェクトの予想資金運用表をTable 9－9 に示す。資金返済能力を示すデト・サービス・レシオ〔内部資金÷（支払利息＋返済資金）〕の値は、運転開始の初年度において2.56であり、1995年以降は5以上に達する。その後は年間支出額の減少につれて漸次上昇する。従って108センタボ/kWh の電力単価（1980年単価35.32センタボ/kWh の約3倍）が保たれるならば、電力収入が元利支払に必要な資金を十分生みだすことが可能である。

9－2－6　高利率資金による場合の財務検討

財務検討の代案とに次のような想定を行った。

(a) 利　　率 ： 年8.5％

(b) 支　　払 ： 据置期間含め20年

(c) 据置期間 ： 工事期間

その検討結果は次の通り　（千ペソ）

項　目	原案（A）	代表（B）	（B/A）
1. 建設中利子	2,111,500	2,417,013	1.14
2. 利子支払	8,366,524	9,101,341	1.09
3. 電力単価	108.14	112.10	1.04
4. 運開初年度の	2.56		
デト・サービス・レシオ	2.56	2.58	1

Table 9-1 Economic Internal Rate of Return

(₱ 10^3)

No.	Year	COST						BENEFIT					
		Investment		O & M		Others (Fuel)	Total	Investment		O & M		Others	Total
		P/S	T/L & S/S	P/S	T/L & S/S			P/S	T/L & S/S	P/S	T/L & S/S		
1	1981	228,740					228,740						0
2	1982	482,450					482,450						0
3	1983	582,650					582,650						0
4	1984	578,930	63,330				642,260	574,674	10,706				585,380
5	1985	717,360	597,786				1,315,146	915,147	94,244				1,009,391
6	1986	674,990	936,419				1,611,409	1,405,456	130,184				1,535,640
7	1987	337,210	810,874				1,148,084	653,048	158,688				811,736
8	1988	87,840	-	17,616	63,614		169,070	274,380	-	40,885	10,478	138,360	464,103
9	1989	274,380	138,860	35,232	63,614		512,086	436,940	30,325	81,771	10,478	276,720	836,234
10	1990	796,940	27,930	35,232	63,614		923,716	1,084,438	39,337	81,771	10,478	276,720	1,492,744
11	1991	1,787,670	90,813	35,232	63,614		1,977,329	1,366,145	91,975	81,771	10,478	276,720	1,827,089
12	1992	1,989,350	137,238	35,232	63,614		2,225,434	1,641,684	142,430	81,771	10,478	276,720	2,153,083
13	1993	1,125,850	136,871	67,767	65,514	477,360	1,873,362	1,438,313	115,126	114,306	13,133	754,080	2,434,958
14	1994	373,000	43,650	88,906	72,642	477,360	1,055,558	450,031	53,780	163,326	18,164	947,040	1,632,341
15	1995	0	17,255	109,164	75,180	477,360	678,959	0	11,649	210,285	22,182	1,175,040	1,419,156
16	1996		6,182	109,164	75,180	477,360	667,886		8,826	210,285	22,182	1,175,040	1,416,333
17	1997		0	109,164	75,180	477,360	661,704		0	210,285	22,182	1,175,040	1,407,507
⋮	⋮			⋮	⋮	⋮	⋮			⋮	⋮	⋮	⋮
29	2009			109,164	75,180	477,360	661,704			210,285	22,182	1,175,040	1,407,507
30	2010			109,164	75,180	477,360	661,704			210,285	22,182	1,175,040	1,407,507
Total		10,037,360	3,007,208	2,061,841	1,659,106	8,592,480	25,357,995	10,240,256	887,270	4,010,161	438,599	21,747,000	37,323,286

Computed economic internal rate of return (EIRR) = 13.46 %

C: Cost = 6,845,173 x 10^3

B: Benefit = 6,847,716 x 10^3

B/C = 1.00037

Table 9-2 Disbursement Schedule of the Project Cost Used for Financial Analysis (with Price Escalation)

(₱ 10^3)

No.	Year	Foreign Cost	Local Cost	Total
1	1984	84,866	4,901	89,767
2	1985	571,430	532,477	1,103,907
3	1986	851,209	1,201,599	2,052,808
4	1987	605,718	1,632,465	2,238,183
5	1988	-	-	-
6	1989	232,155	-	232,155
Total		2,345,378	3,371,442	5,716,820

Table 9-3 Interest during Construction of the Project

Interest : 3% per anum
Repayment : 30 years including grace period
Grace Period : 10 years
Principal Repayment : annual equal installment

(₱ 10^3)

No.	Year	Draw-down	Outstanding Loan	Interest during Construction
1	1984	84,866	84,866	2,546
2	1985	571,430	656,296	19,689
3	1986	851,209	1,507,505	45,225
4	1987	605,718	2,113,223	63,396
5	1988	—	(2,113,223)	-
6	1989	232,155	(2,345,378)	-
Total		2,345,378		130,856

Note : Commencing year of the Project is expected to be in 1988.

Table 9-4 Principal Repayment and Interest Payment of the Project

(₱ 10^3)

No.	Year	Year End Principal	Principal Repayment	Interest Payment
1	1988	2,113,223		63,397
2	1989	2,345,378		70,361
3	1990	"		"
4	1991	"		"
5	1992	"		"
6	1993	"		"
7	1994	2,228,109	117,269	"
8	1995	2,110,840	"	66,843
9	1996	1,993,571	"	63,325
10	1997	1,876,302	"	59,807
11	1998	1,759,033	"	56,289
12	1999	1,641,764	"	52,771
13	2000	1,524,495	"	49,253
14	2001	1,407,226	"	45,735
15	2002	1,289,957	"	42,217
16	2003	1,172,688	"	38,699
17	2004	1,055,419	"	35,181
18	2005	938,150	"	31,663
19	2006	820,881	"	28,145
20	2007	703,612	"	24,626
21	2008	586,343	"	21,108
22	2009	479,074	"	17,590
23	2010	351,805	"	14,072
24	2011	234,536	"	10,554
25	2012	117,268	117,268	7,036
26	2014	0	"	3,518
Total			2,345,378	1,153,995

Table 9-5 Disbursement Schedule of the Capital Costs for Power Plants Including Rebated Transmission Lines

(₱ 10^3)

No.	Year	Foreign Cost	Local Cost	Total
1	1981	82,652	184,730	267,382
2	1982	217,245	434,900	652,145
3	1983	257,164	641,344	916,508
4	1984	406,159	595,547	1,001,706
5	1985	534,075	892,396	1,426,471
6	1986	462,652	1,148,846	1,611,498
7	1987	397,860	372,134	769,994
8	1988	59,282	237,958	297,240
9	1989	401,692	367,908	769,600
10	1990	1,055,455	1,980,846	3,036,301
11	1991	2,307,526	5,915,335	8,222,861
12	1992	2,440,013	9,179,441	11,619,454
13	1993	1,324,679	7,035,791	8,360,470
14	1994	485,390	2,765,919	3,251,309
Total		10,449,844	31,753,095	42,202,939

Table 9-6 Interest during Construction of the Power Plants Projects Including Related Transmission Lines
(Each projects are divided into equalized 3 portions)

Interest 3, 8.5% and 8.1% per anum

Repayment: 30, 20 and 25 years

Grace Period: 10 years, construction periods for the letter two

(₱ 10^3)

No.	Year	Draw-down	Outstanding Loan	Interest during Construction
1	1981	82,652	82,652	5,400
2	1982	217,245	299,897	19,593
3	1983	275,164	575,061	37,571
4	1984	406,159	981,220	64,104
5	1985	534,075	1,515,295	98,999
6	1986	462,652	1,977,947	129,224
7	1987	397,860	2,375,807	155,217
8	1988	59,282	2,435,089	159,092
9	1989	401,692	2,836,781	26,244
10	1990	1,055,455	3,892,236	94,329
11	1991	2,307,526	6,199,762	246,570
12	1992	2,440,013	8,639,775	410,155
13	1993	1,324,679	9,964,454	319,544
14	1994	485,390		214,602
Total		10,449,844		1,980,644

Note : This table is not usable for direct calculation of IDC, since IDC was calculated with different interest rates separately.

Table 9-7 Principal Repayment and Interest Payment for Power Plants Including Related Transmission Lines

(₱ 10^3)

No.	Year	Principal Repayment	Interest Payment
1	1989	115,389	159,092
2	1990	115,389	149,475
3	1991	155,974	139,858
4	1992	155,973	129,023
5	1993	257,659	302,050
6	1994	324,573	420,978
7	1995	449,534	612,031
8	1996	449,534	577,262
9	1997	449,533	541,978
10	1998	449,533	506,682
11	1999	501,014	471,418
12	2000	577,026	434,592
13	2001	550,093	395,489
14	2002	550,093	360,912
15	2003	550,093	326,337
16	2004	550,092	291,759
17	2005	550,091	257,180
18	2006	502,344	222,607
19	2007	502,344	191,896
20	2008	502,344	161,184
21	2009	444,631	130,476
22	2010	373,224	104,672
23	2011	294,894	84,941
24	2012	294,893	69,632
25	2013	294,892	54,326
26	2014	250,921	39,016
27	2015	197,365	27,274
28	2016	168,198	19,863
29	2017	168,198	14,815
30	2018	168,198	9,769
31	2019	116,718	4,723
32	2020	40,708	1,219

Table 9-8 Financial Rate of Return

(₱ 10^3) (1/2)

No.	Year	COST						REVENUE			
		IDC & Comm. fee	Principal Repayment	Interest Payment	Local Cost	Q & M	Total	Rate c/kWh	Energy (GWh)	Revenue	
1	1981	5,400			184,730		190,130		0	0	
2	1982	19,593			434,900		454,493		0	0	
3	1983	37,571			641,344		678,915		0	0	
4	1984	66,650			600,448		667,098		0	0	
5	1985	118,688			1,424,873		1,543,561		0	0	
6	1986	174,449			2,350,445		2,524,894		0	0	
7	1987	218,613			2,004,599		2,223,212		0	0	
8	1988	159,092		63,397	237,958	81,230	541,677	108.14	576	622,886	
9	1989	26,244	115,389	229,453	367,908	98,846	837,840	108.14	1,153	1,246,854	
10	1990	94,329	115,389	219,836	1,980,846	98,846	2,509,246	108.14	1,153	1,246,854	
11	1991	246,570	155,974	210,219	5,915,335	98,846	6,626,944	108.14	1,153	1,246,854	
12	1992	410,155	155,973	199,384	9,179,441	98,846	10,043,799	108.14	1,153	1,246,854	
13	1993	319,544	257,659	372,411	7,035,791	610,641	8,596,046	108.14	3,142	3,397,759	
14	1994	214,602	441,842	491,339	2,765,919	638,908	4,552,610	108.14	3,946	4,267,204	
15	1995		566,803	678,874		661,704	1,907,381	108.14	4,986	5,294,534	
16	1996		566,803	640,587		661,704	1,869,094	108.14	4,896	5,294,534	
17	1997		566,802	601,785		661,704	1,830,291	108.14	4,896	5,294,534	
18	1998		566,802	562,971		661,704	1,791,477	108.14	4,896	5,294,534	
19	1999		618,283	524,189		661,704	1,804,176	108.14	4,896	5,294,534	
20	2000		694,295	483,845		661,704	1,839,844	108.14	4,896	5,294,534	
21	2001		667,362	441,224		661,704	1,770,290	108.14	4,896	5,294,534	
22	2002		667,362	403,129		661,704	1,732,195	108.14	4,896	5,294,534	
23	2003		667,362	365,036		661,704	1,694,102	108.14	4,896	5,294,534	
24	2004		667,361	326,940		661,704	1,656,005	108.14	4,896	5,294,534	
25	2005		667,360	288,843		661,704	1,617,907	108.14	4,896	5,294,534	

(₱ 10^3)

No.	Year	COST						REVENUE			
		IDC & Comm.fee	Principal Repayment	Interest Payment	Local Cost	O & M	Total	Rate c/kWh	Energy (GWh)	Revenue	
26	2006		619,613	250,752		661,704	1,532,069	108.14	4,896	5,294,534	
27	2007		619,613	216,522		661,704	1,497,839	108.14	4,896	5,294,534	
28	2008		619,613	182,292		661,704	1,463,609	108.14	4,896	5,294,534	
29	2009		561,900	148,066		661,704	1,371,670	108.14	4,896	5,294,534	
30	2010		490,493	118,744		661,704	1,270,941	108.14	4,896	5,294,534	
31	2011		412,163	95,495		661,704	1,169,362	108.14	4,896	5,294,534	
32	2012		412,161	76,668		661,704	1,150,533	108.14	4,896	5,294,534	
33	2013		412,160	57,844		661,704	1,131,708	108.14	4,896	5,294,534	
34	2014		250,921	39,016		661,704	951,641	108.14	4,896	5,294,534	
35	2015		197,365	27,274		661,704	886,343	108.14	4,896	5,294,534	
36	2016		168,198	19,863		661,704	849,765	108.14	4,896	5,294,534	
37	2017		168,198	14,815		661,704	844,717	108.14	4,896	5,294,534	
38	2018		168,198	9,769		661,704	839,671	108.14	4,896	5,294,534	
39	2019		116,718	4,723		661,704	783,145	108.14	4,896	5,294,534	
40	2020		40,708	1,219		661,704	703,631	108.14	4,896	5,294,534	
Total		2,111,500	13,416,843	8,366,524	35,124,537	18,930,467	77,949,871			150,933,149	

Discount rate : 8% Cost = ₱ 24,756,584 Revenue/Cost = 0.99997

Revenue = ₱ 24,755,739

Table 9-9 Projected Cash Flow Statement (1981 - 2020)

(Unit : ₱ x 10^3) (1/4)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
I. Source of Funds										
A. Internal Cash Generation										
A-1 Income								622,886	1,246,854	1,246,854
A-2 Depreciation								253,868	253,868	253,868
B. Foreign Borrowing	82,652	217,245	275,164	491,025	1,105,505	1,313,861	1,003,578	59,282	667,467	1,055,455
C. Equity Contribution	190,130	454,493	678,915	667,098	1,543,561	2,524,894	2,223,212	397,050	394,152	2,075,175
TOTAL SOURCE OF FUNDS	272,782	671,738	954,079	1,158,123	2,649,066	3,838,755	3,226,790	1,333,086	2,562,341	4,631,352
II. Application of Funds										
A. Addition to Plant/Transmission Line	267,382	652,145	916,508	1,091,473	2,530,378	3,664,306	3,008,177	297,240	1,035,375	3,036,301
B. Project										
B-1 Interest during Construction				2,546	19,689	45,225	63,396			
B-2 Operating Interest								63,397	71,370	71,370
B-3 Principal Repayment										
C. Power Plants & Associated Transmission										
C-1 Interest during Construction	5,400	19,593	37,571	64,104	98,999	129,224	155,217	159,092	26,244	94,329
C-2 Operating Interest									159,092	149,475
C-3 Principal Repayment									115,389	115,389
TOTAL APPLICATION OF FUNDS	272,782	671,738	954,079	1,158,123	2,649,066	3,838,755	3,226,790	519,729	1,407,470	3,466,864
III. Cash Excess (Deficit)	0	0	0	0	0	0	0	813,357	1,154,871	1,164,488
Debt Service Ratio	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	2.56	1.82	1.34

(Unit : ₱ x 10^3) (2/4)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
I. Source of Funds										
A. Internal Cash Generation										
A-1 Income	1,246,854	1,246,854	3,397,759	4,267,204	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534
A-2 Depreciation	253,868	253,868	445,269	648,166	1,036,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629
B. Foreign Borrowing	2,307,526	2,440,013	1,324,679	485,390						
C. Equity Contribution	6,161,905	9,589,596	7,355,335	2,980,521						
TOTAL SOURCE OF FUNDS	9,970,153	13,530,331	12,523,042	8,381,281	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163
II. Application of Funds										
A. Addition to Plant/Transmission Line	8,222,861	11,619,454	8,360,470	3,251,309						
B. Project										
B-1 Interest during Construction										
B-2 Operating Interest	71,370	71,370	71,370	71,370	67,801	64,233	60,664	57,096	53,527	49,959
B-3 Principal Repayment				118,950	118,950	118,950	118,950	118,950	118,950	118,950
C. Power Plants & Associated Transmission										
C-1 Interest during Construction	246,570	410,155	319,544	214,602						
C-2 Operating Interest	139,858	129,023	302,050	420,978	612,031	577,262	541,978	506,682	471,418	434,592
C-3 Principal Repayment	155,974	155,973	257,659	324,573	449,534	449,534	449,533	449,533	501,014	577,026
TOTAL APPLICATION OF FUNDS	8,836,633	12,385,975	9,311,093	4,401,782	1,248,316	1,209,979	1,171,125	1,132,261	1,144,909	1,180,527
III. Cash Excess (Deficit)	1,133,520	1,144,356	3,211,949	3,979,499	5,081,847	5,120,184	5,159,038	5,197,902	5,185,254	5,149,636
Debt Service Ratio	1.13	1.09	1.34	1.90	5.07	5.23	5.41	5.59	5.53	5.36

(Unit : ₱ x 10^3) (3/4)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
I. Source of Funds										
A. Internal Cash Generation										
A-1 Income	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534
A-2 Depreciation	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,053,629	1,035,629	1,035,629
B. Foreign Borrowing										
C. Equity Contribution										
TOTAL SOURCE OF FUNDS	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163
II. Application of Funds										
A. Addition to Plant/Transmission Line										
B. Project										
B-1 Interest during Construction										
B-2 Operating Interest	46,390	42,822	39,253	35,685	32,116	28,548	24,979	21,411	17,842	14,274
B-3 Principal Repayment	118,950	118,950	118,950	118,950	118,950	118,950	118,950	118,950	118,950	118,950
C. Power Plants & Associated Transmission										
C-1 Interest during Construction										
C-2 Operating Interest	395,489	360,912	326,337	291,759	257,180	222,607	191,896	161,184	130,476	104,672
C-3 Principal Repayment	550,093	550,093	550,093	550,092	550,091	502,344	502,344	502,344	444,631	373,224
TOTAL APPLICATION OF FUNDS	1,110,922	1,072,777	1,034,633	996,486	958,337	872,449	838,169	803,889	711,899	611,120
III. Cash Excess (Deficit)	5,219,241	5,257,386	5,295,530	5,333,677	5,371,826	5,457,714	5,491,994	5,526,274	5,618,264	5,719,043
Debt Service Ratio	5.70	5.90	6.12	6.35	6.61	7.26	7.55	7.87	8.89	10.36

(Unit : ₱ x 10^3) (4/4)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
I. Source of Funds										
A. Internal Cash Generation										
A-1 Income	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534	5,294,534
A-2 Depreciation	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629	1,035,629
B. Foreign Borrowing										
C. Equity Contribution										
TOTAL SOURCE OF FUNDS	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163	6,330,163
II. Application of Funds										
A. Addition to Plant/Transmission Line										
B. Project										
B-1 Interest during Construction										
B-2 Operating Interest	10,705	7,137	3,568							
B-3 Principal Repayment	118,950	118,949	118,949							
C. Power Plants & Associated Transmission										
C-1 Interest during Construction										
C-2 Operating Interest	84,941	69,632	54,326	39,016	27,274	19,863	14,815	9,769	4,723	1,219
C-3 Principal Repayment	294,894	294,893	294,892	250,921	197,365	168,198	168,198	168,198	116,718	40,708
TOTAL APPLICATION OF FUNDS	509,490	490,611	471,735	289,937	224,639	188,061	183,013	177,967	121,441	41,927
III. Cash Excess (Deficit)	5,820,673	5,839,552	5,858,428	6,040,226	6,105,524	6,142,102	6,147,150	6,152,196	6,208,722	6,288,236
Debt Service Ratio	12.42	12.90	13.42	21.83	28.18	33.66	34.59	35.57	52.16	150.98

第10章　実　行　機　関

10－1　NAPOCORの設立と事業内容

NAPOCORは1936年大規模事業の資金受入のため、資本金なしの国策会社として設立された。政府は後にNAP·OCORに対しその電力供給事業を遂行するため、社債を発行し国際金融機関よりの借款が出来るようにした。現在、株式はすべて政府が保有している。現在の資本金は、500億ペソである。

法律第6395号および大統領令第40号の公布により、電力供給事業に必要な電源開発はすべてNAPOCORにゆだねられている。この電源開発事業には、電力系統の建設および発電設備の建設が含まれている。

10－2　NAPOCORの組織の概要

NAPOCORはその事業を推進するため、以下に示すような組織により運営されている。

(1) 総　裁

(2) 副総裁

(3) 総合計画担当

(4) 技術担当

(5) 運用担当

(6) 財務担当

(7) 人事、庶務担当

NAPOCORの組織図はTable 10－1に示す通りである。又従業員数の推移とその構成はFig. 10－1に示す通りである。

10－3　EHV建設工事と関係部門の役割

EHV建設工事と関係部門の役割は次の通りである。

(1) 総合計画担当内の系統計画部と財務部において需要想定と系統計画を行う。

(2) 技術担当内のプロジェクト計画部において、系統計画で順位づけされた事業の可能性検討を行う。

(3) 技術担当内の設計部において図面および見積仕様書の準備を行う。

(4) 技術担当内のルソン島送電線建設所において見積り評価、契約、現場監督ならびに建設工事を行う。

Table 10-1 Organization Chart of National Power Corporation

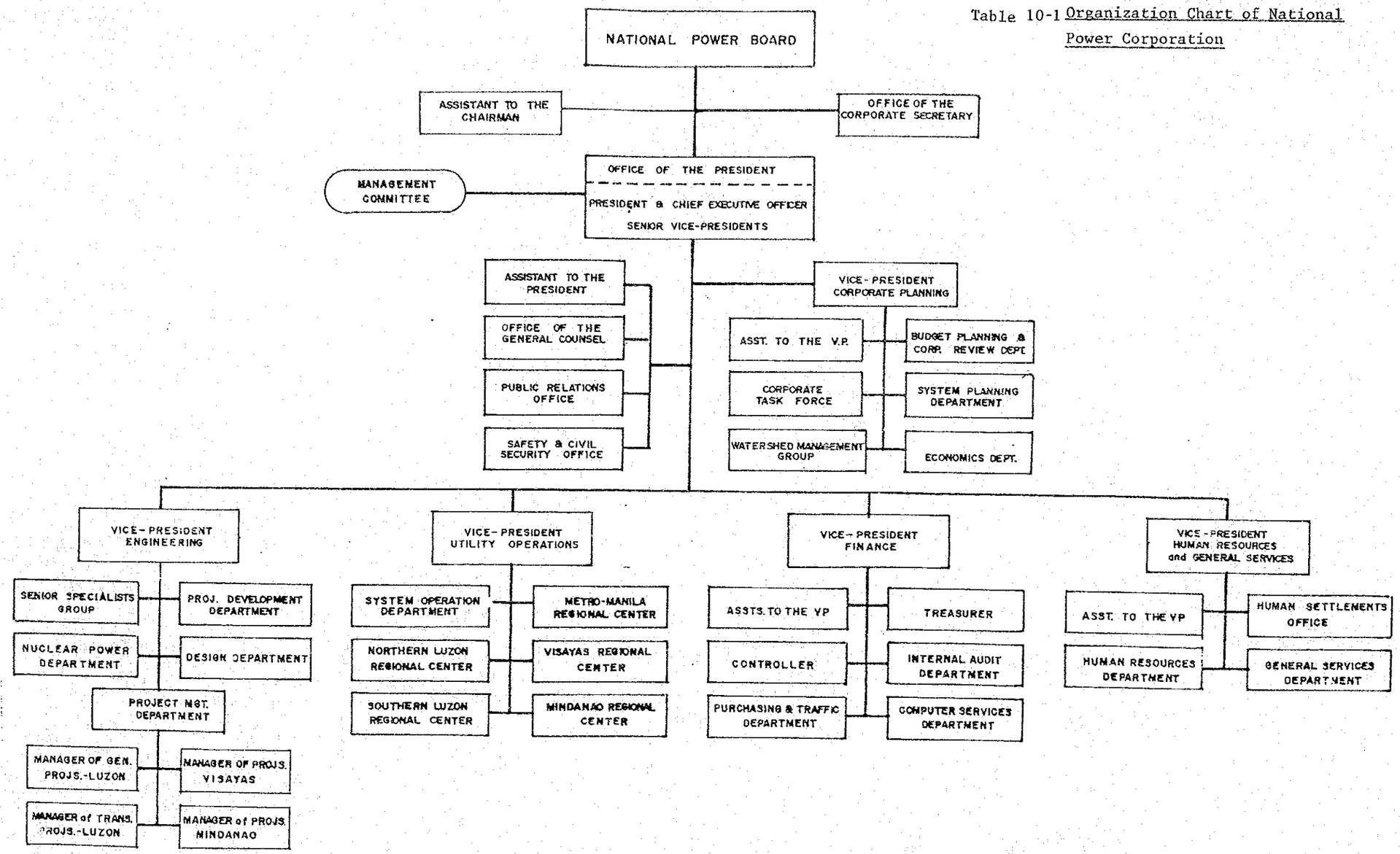
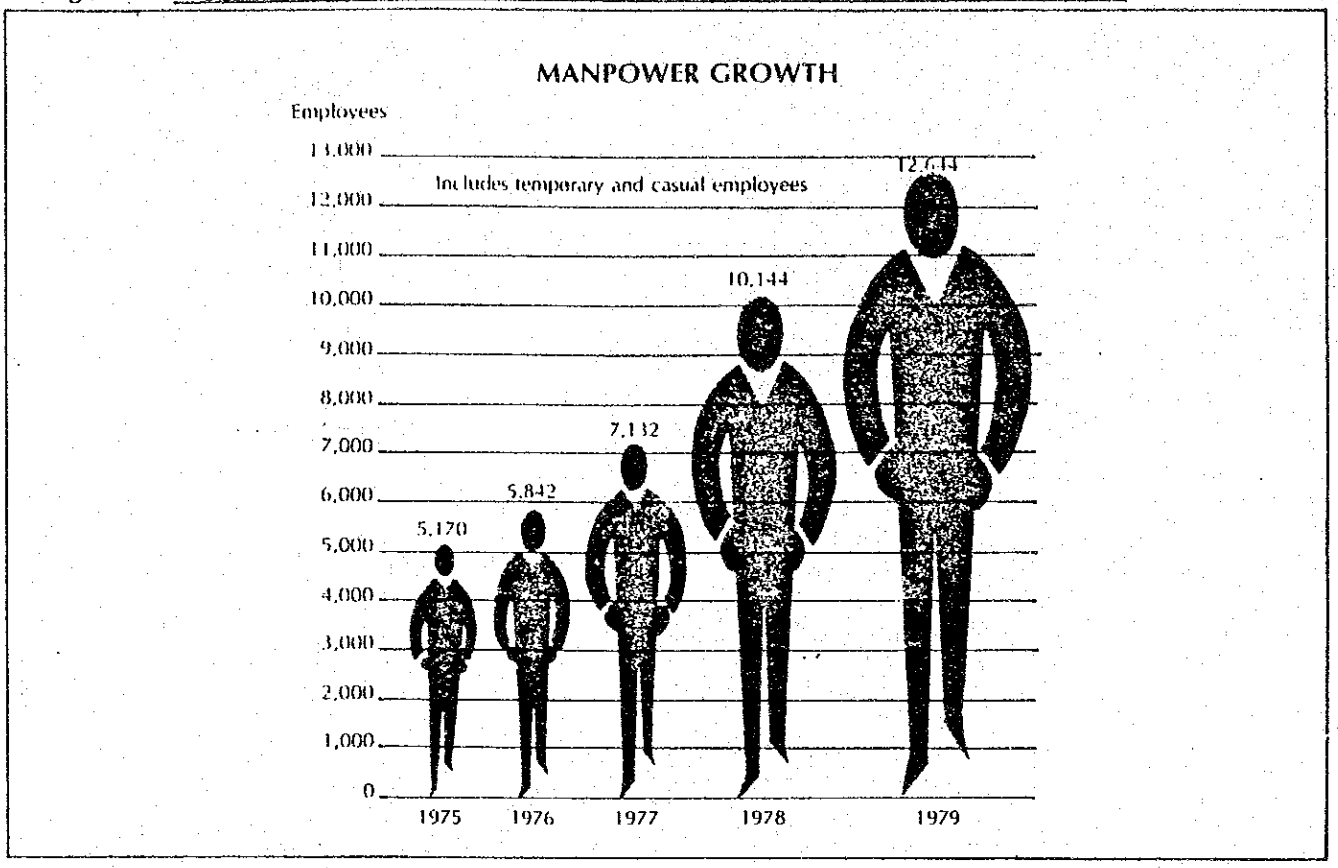
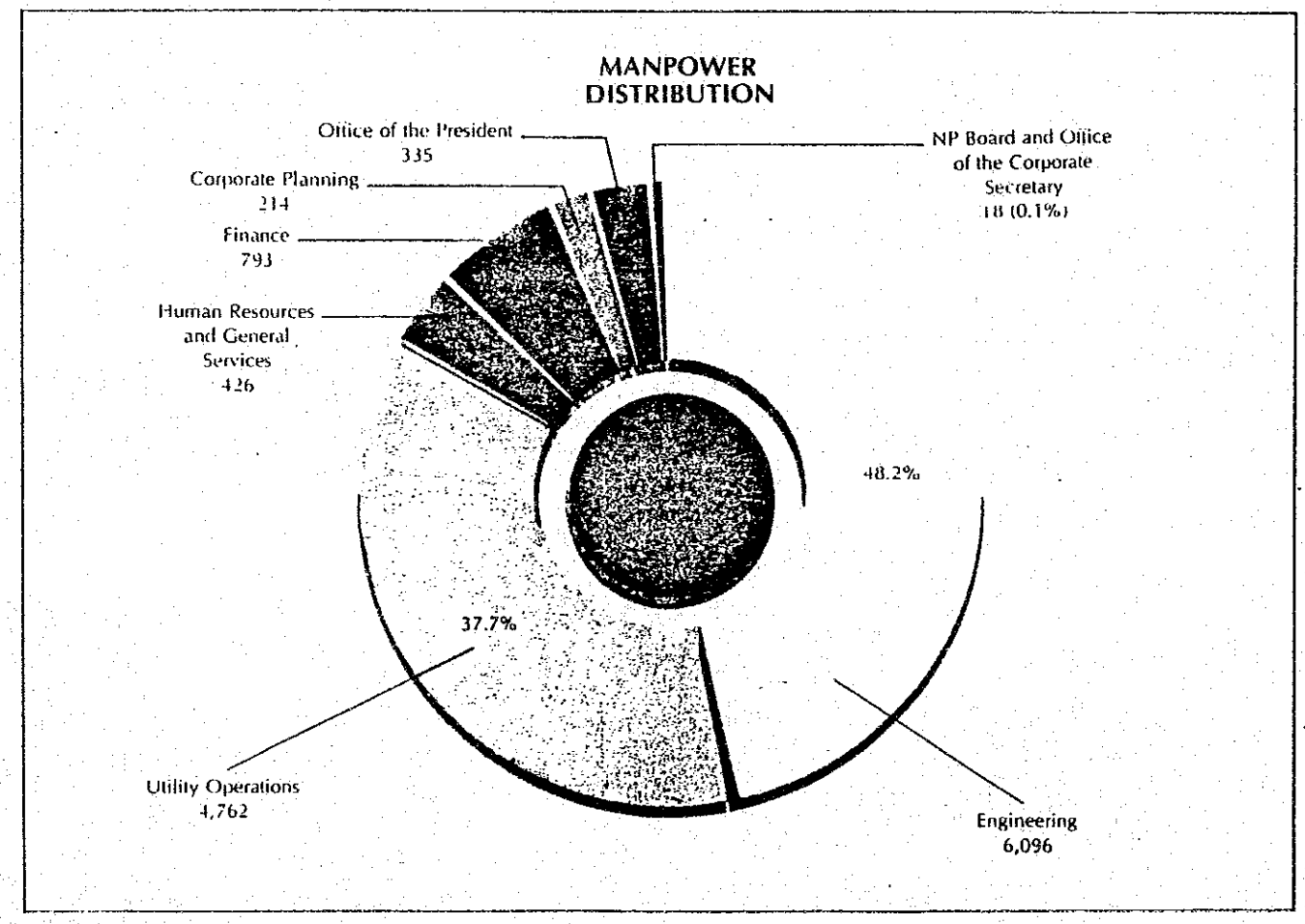


Fig. 10-1 Manpower Growth and Distribution of National Power Corporation





付　　録

1. Armstrong Whiteheadの雷しゃへい理論

1. 雷遮蔽理論

従来の雷遮蔽理論は幾何学的解析が主であったが最近では雷撃機構を考慮に入れた確率的解析を行うのが特徴である。

その代表的なものがArmstrong Whiteheadの理論であり世界的に特にEHV級以上の線路の雷遮蔽デザインに取り入れられている。この理論の骨子はStriking distance、Critical stroke currentおよびLightning leaderの侵入角であり、これらを使用して完全および不完全遮蔽の場合の事故率が計算できる。

雷撃距離（Striking distance）

雷放電初期の段階においてまず雷雲からstepped leaderが約50 μS 間隔で約50 mずつ段階的に大地に向って進み、地上約100m付近に達した段階で放電対象物が決定しここからconnecting streamerが発生する。この時のleaderと地上の放電対象物間の距離をstriking distance といい雷撃電流Ioの関数として次式で表わすことができる。

$$\hat{r}_s = 6.0\ I_o^{0.8}$$

$\hat{r}_s$: Effecfive striking distance (m)

$$= \bar{r}_s - \sigma = 0.9\ \bar{r}_s$$

$\bar{r}_s$: Mean striking distance (m)

$$= 6.7\ I_o^{0.8}$$

Io : Stroke current (kA)

臨界電撃電流（Crifical stroke current to conductor）

雷撃距離$\hat{r}_s$においてIoが小さい場合$\hat{r}_s$も小さく従って遮蔽線の遮蔽範囲は小さい。従って電力線および遮蔽線の地上高が$\hat{r}_s$と比較して大きい送電線では完全遮蔽が困難となってくる。しかし遮蔽失敗の直撃が生じてもがいし連でのせん絡が生じなければ問題はない。従って次式で示される電流以下では遮蔽設計は不要でありこれを臨界雷撃電流という。

$$I_c = E/Z/2$$

Ic：導体への臨界雷撃電流（kA）

E ：がいし連の５０％I.F.O.V（kV）

Z ：導体のサージインピーダンス（Ω）

Lightning leaderの侵入角度

従来の遮蔽理論では垂直雷撃のみを考慮していたがこれでは２回線垂直配列送電線の中下相雷事故を説明することができない。Lightning leaderの侵入角度の確率は垂線を基準として直撃雷事故の実績より次式で表わすことができる。

$$f(\alpha) = Km \cdot \cos^{m} d$$

$f(\alpha)$：Lightning leaderの侵入角確率密度

α ：侵入角（$-90° \leqq \alpha \leqq 90°$）

m ：定数（$0<m<\infty$）通常１～５

Km ：定数

2. 雷遮蔽モデル

図１に雷遮蔽モデルを示す。図１(1)において$\overset{\frown}{AB}$がExposure arcでありこの部分にleader先端が達すると導体直撃が発生し雷遮蔽は失敗する。大地に傾斜角（θg）のある場合は$\overset{\frown}{AB'}$がExposure arcである。ここで有効遮蔽を得るためには円孤$\overset{\frown}{AB}$を消滅させればよい。このためにはC点を中心にして△ASCを時計方向に回転させA点をB点に一致させる様な配置をとればよい。図１(2)がExposure arcのない遮蔽モデルである。

3. 有効遮蔽角（Effective shielding angle）

図１の雷遮蔽モデルにおいて有効遮蔽を行うための条件は次式で与えられる。

$$\bar{\theta}sc \leqq \bar{\theta}g - \sin^{-1}[(Y/\hat{r}s)\cos\bar{\theta}g - 1] - \beta$$

$\bar{\theta}sc$：有効遮蔽角

$\bar{\theta}g$ ：平均地盤傾斜角

$\bar{Y}$ ：導体平均地上高（m）

$\hat{r}s$ ：Effective striking distance （m）

β ：$\beta = \sin^{-1}(\bar{C}/2\hat{r}s)$

$\bar{C}$ ：遮蔽線と導体間距離（m）

4. 雷事故確率の計算

遮蔽失敗による事故確率は図１のExposure arcについて次の積分値を求めればよい。

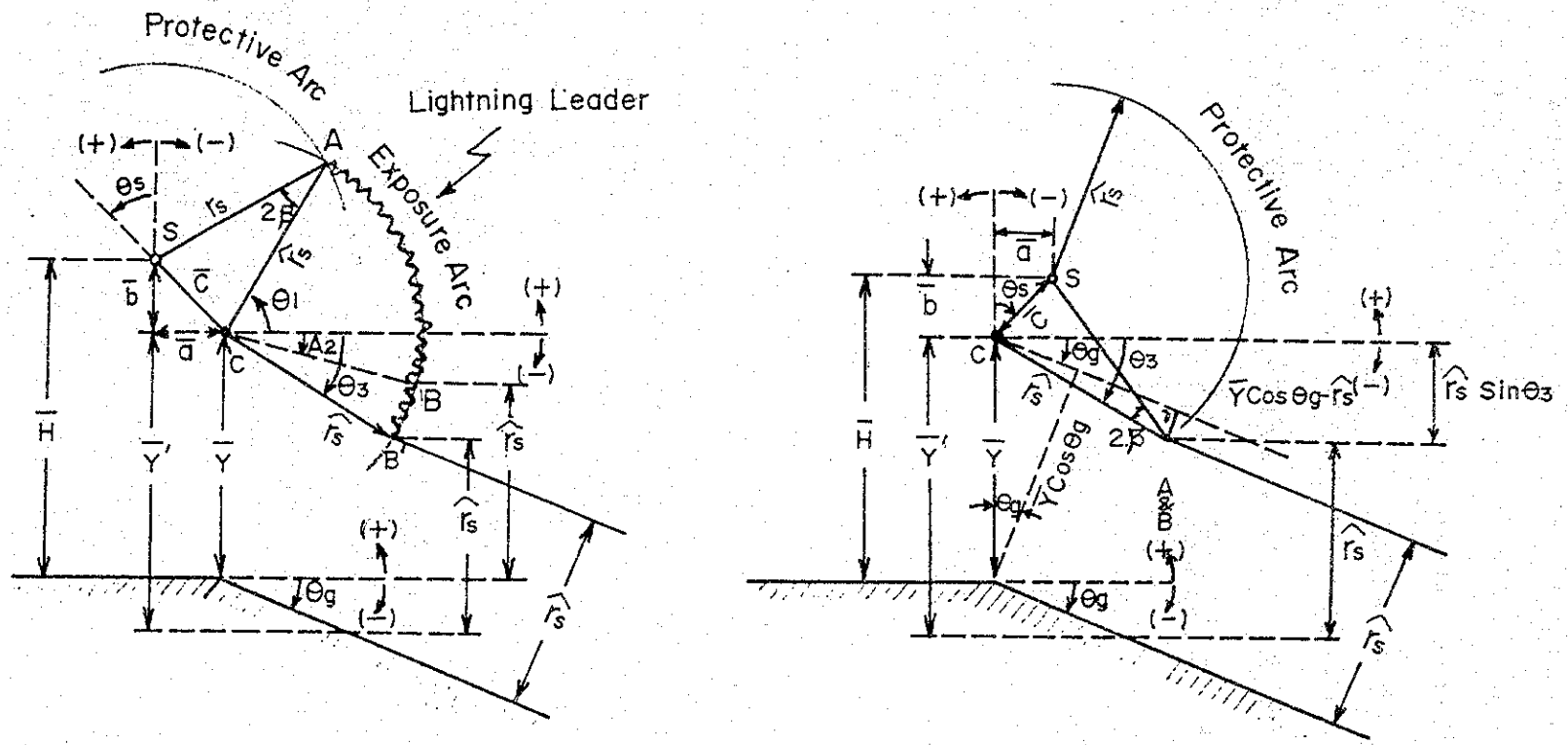
$$P = \int_{rc}^{Rc} P(r) \int_{\theta_1}^{\theta_2} \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} f(\alpha)\, \hat{r}s \; d\alpha \; d\theta \; dr$$

r_c : Lower critical value of striking distance

R_c : Upper value of striking distance at which exposure arc disappears。

$P_{(r)}$: 雷撃電流発生頻度　$P(i) = 4.75\,e^{-i/20} + 0.1\,e^{-i/50}$

またこの式中で $\iint f(\alpha)\,\hat{r}_s\,d\alpha\,d\theta$ は $f(\alpha) = K_m \cos^m \alpha$ の m を1として $\hat{r}_s/2\,(\cos\theta_2 - \cos\theta_1 + \theta_1 - \theta_2)$ で求められるのでこれらの式から遮蔽失敗による事故確率の概略値を求めることができる。



(1) Model of Non-Effective Shielding

(2) Model of Effective Shielding

Fig. 1. Lightning Shielding Models

2. 1回線事故時の電線温度上昇

1. 電線の熱バランス

電線の熱バランスは次式で示される。

$$I^2 r + Ws\ \eta\ d = (hw + \eta\ hr)\ \pi\ d\theta \quad \cdots\cdots\cdots \quad (1)$$

上式の左辺Pは、電線の発生熱と吸収熱を表わし、右辺Qは放散熱を表わし定常状態では　P＝Q　で両者はバランスする。

過渡時には、次の微分方程式が成立つ

$$\frac{d\theta}{dC} = \frac{P-Q}{C} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (2)$$

これを差分形式に直せば、次の近似式を得る。

$$\Delta\theta = (P-Q)\frac{\Delta t}{C} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (3)$$

θ ：電線の温度（℃）

t ：時間（ min ）

C ：電線の熱容量（watt min/cm.℃）

（ACSR795MCM ： 9.25 w-sec/cm.℃）

2. 電線のP－Q特性

図 1. において縦軸に次のP，Qをとる。

P ：Accumulated heat in conductor

$$= I^2 r\,[1+\alpha(\theta + T - 20)] \times 10^{-5} + Ws\ \eta\ d\ [W/cm] \cdots (4)$$

Q ：Convected and radiated heat in conductor

$$= (hw + \eta\ hr)\ \pi\ d\theta\ \ [W/cm] \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (5)$$

式(5) はθのみの関数で

$$Q = \left\{\frac{0.002427}{\left(313+\frac{\theta}{2}\right)^{0.123}} + 0.0005184\,\frac{\left(\frac{313+\theta}{100}\right)^4 - 95.979}{\theta}\right\} \times 8.72106\ \theta \cdots (6)$$

であるから、1本の曲線となる。

θ ：	30°	60	90	120	150
Q ：	0.5032	1.0605	1.6827	2.3813	3.1686

又、式（4）はθとIの関数であり I ＝ 200～1800の場合について、Pを 図.1 に示した。

$$P = 0.719\times10^{-6} I^2 [\ 1.08+0.004\theta\ ] + 0.298 \quad \cdots\cdots\cdots \quad (7)$$

I	0°	30°	60°	90°	120°	150°
200	0.281	0.284	0.288	0.291	0.295	0.298
400	0.374	0.388	0.402	0.415	0.429	0.443
600	0.528	0.560	0.591	0.623	0.654	0.685
800	0.747	0.802	0.857	0.912	0.968	1.023
1000	1.026	1.113	1.199	1.285	1.371	1.458
1200	1.368	1.492	1.616	1.741	1.865	1.989
1400	1.772	1.941	2.110	2.279	2.448	2.617
1600	2.238	2.459	2.679	2.900	3.121	3.342
1800	2.766	3.045	3.325	3.604	3.884	4.163

式（3）の微分方程式は

$$P - Q = \Delta\theta \frac{C}{\Delta t} = \frac{0.154\Delta\theta}{\Delta t} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (8)$$

$$C = 9.25 [\ W.sec/℃.cm\ ] = 0.154 [\ W.min/℃-cm\ ]$$

$$\Delta t = 1.\ 2.5\ \ 5.\ 10\ min.$$

式（8）のP－Qを図示すると図1となる。

3. 1回線事故時の電線温度上昇

今、2cctの各素導体にContinuous Current-Carrying Capacityの80％（820×0.80＝655A）が流れていたとき、lcct trip-outにより残りlcctに160％（820×1.60＝1310A）の過電流が流れた場合、時間経過に伴うTemperature Rise on Corductorを 図 1を使用して計算する。

(1) Trip 前の状態では I ＝ 655AとQの交点の横軸より

θ ＝ 37℃（θ＋T＝37＋40＝77℃）

(2) t＝0において、80→160％ ：I＝1310Aとなったとする。

(3)　t ＝　（min）

θ ＝ 37℃ において　I ＝ 1,310 Aは

P ＝ 1.77　W/cm

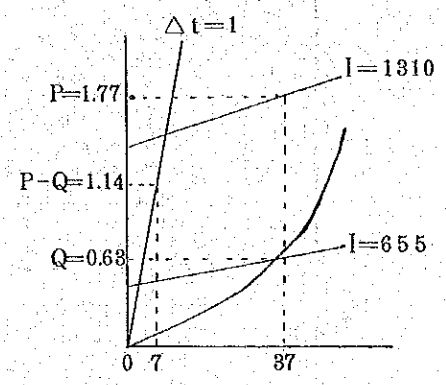
Q ＝ 0.63　〃

∴ P － Q ＝ 1.14　W/cm

△t ＝ 1 の直線のP － Qをみると7.3℃

∴ θ ＝ 37 ＋ 7.3 ＝ 44.3℃

（θ ＋ T ＝ 44.3 ＋ 40 ＝ 84.3℃）



(4)　t ＝ 2（min）

θ ＝ 44.3℃において、

P ＝ 1.80

Q ＝ 0.75

∴ P － Q ＝ 1.05

△t ＝ 1において、△θ ＝ 6.8℃

∴ θ ＝ 44.3 ＋ 6.8 ＝ 51.1 ℃

（θ ＋ T ＝ 51.1 ＋ 40 ＝ 91.1℃）

以下同じ操作を繰返し、次表をうることが出来る。これを図示すると、図２の Temperature Rise on Corductor を求めることができる。

同様に90→180％　75→150％　70→140％および65→130％の計算結果をも図２に示した。

Time〔mm〕	P〔W/cm〕	Q〔W/cm〕	P－Q	△t．△θ	θ℃	θ＋T℃
0					37.0	77.0
1	P_{37} ＝1.77	Q_{37} ＝0.63	1.14	1：7.3	44.3	84.3
2	$P_{44.3}$ ＝1.80	$Q_{44.3}$ ＝0.75	1.05	1：6.8	51.1	91.1
3	$P_{51.1}$ ＝1.84	$Q_{51.1}$ ＝0.88	0.96	1：6.1	57.2	97.2
4	$P_{57.2}$ ＝1.87	$Q_{57.2}$ ＝1.00	0.87	1：5.5	62.7	102.7
5	$P_{62.7}$ ＝1.80	$Q_{62.7}$ ＝1.10	0.80	1：5.0	67.7	107.7
10	$P_{67.7}$ ＝1.92	$Q_{67.7}$ ＝1.20	0.72	5：23.2	90.9	130.9
15	$P_{90.9}$ ＝2.04	$Q_{90.9}$ ＝1.70	0.34	5：11.0	101.9	141.9
20	$P_{101.9}$ ＝2.09	$Q_{101.9}$ ＝1.95	0.14	5：4.5	106.4	146.4
25			0.06	5：2.0	108.4	148.4
30	$P_{106.4}$ ＝2.11	$Q_{106.4}$ ＝2.05	0.06	10：3.6	110.0	150.0
40	P_{110} ＝2.13	Q_{110} ＝2.13	0	10：0	110.0	150.0

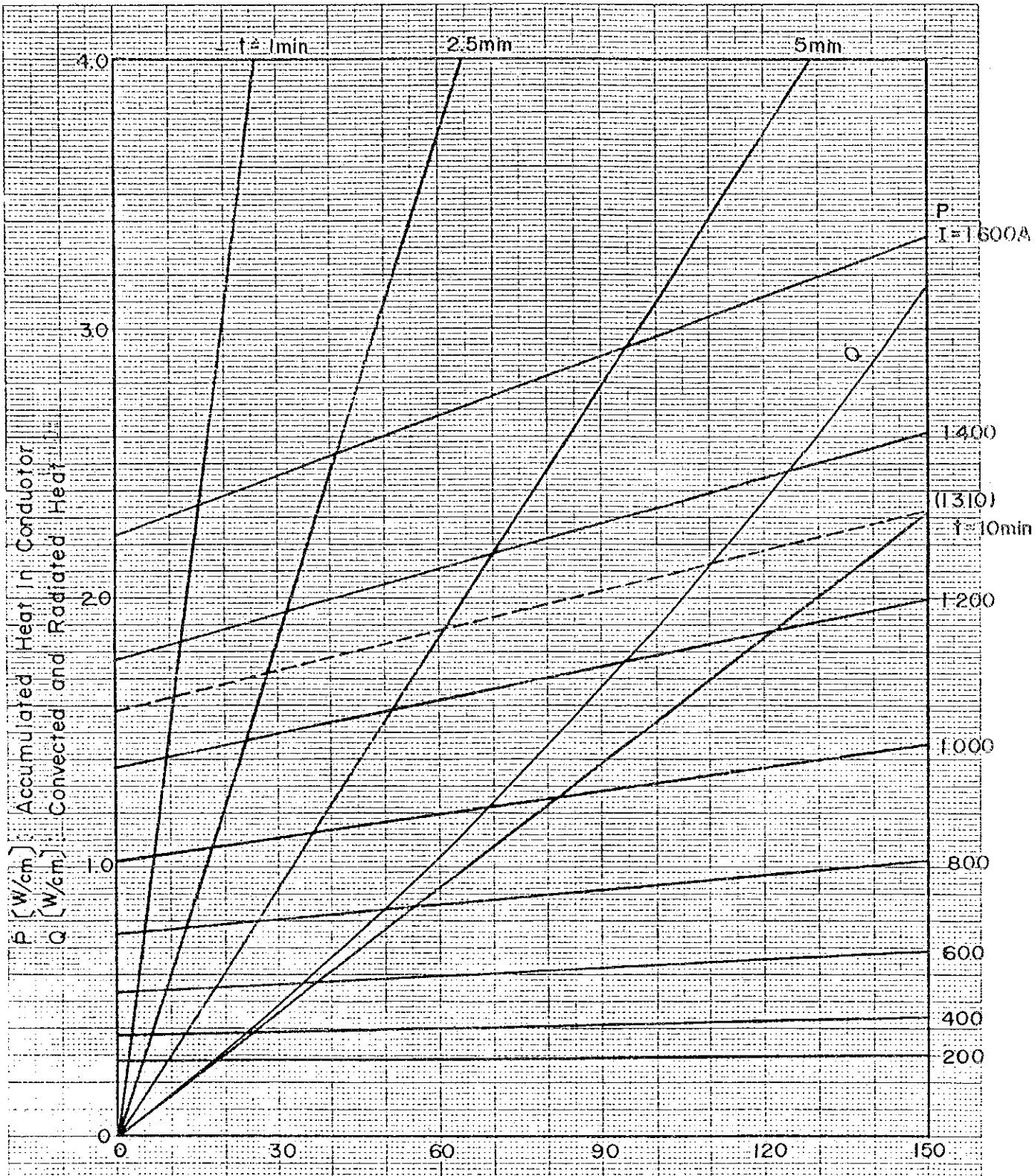


Fig. 1 P-Q Characteristic (ACSR 795MCM)

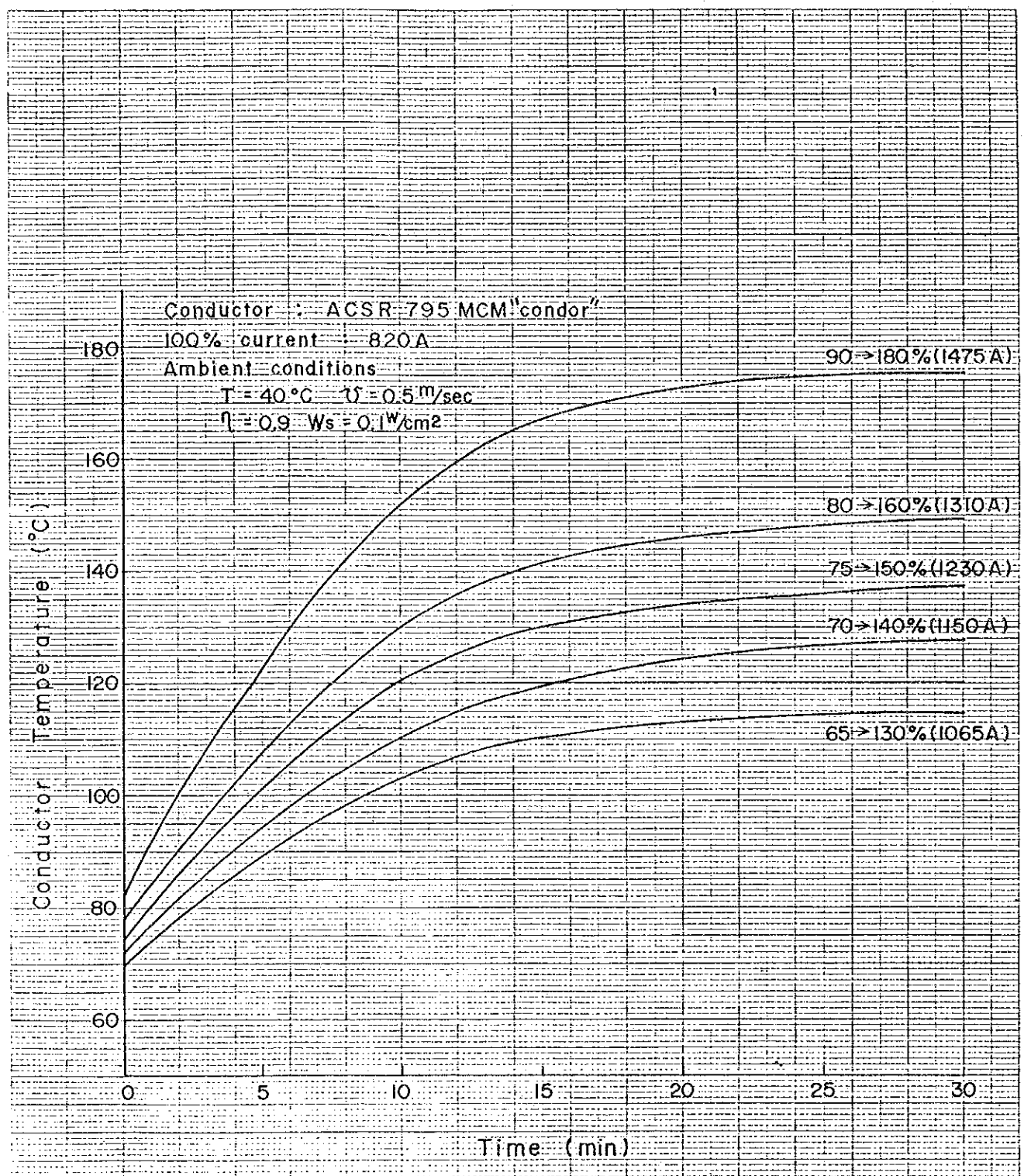


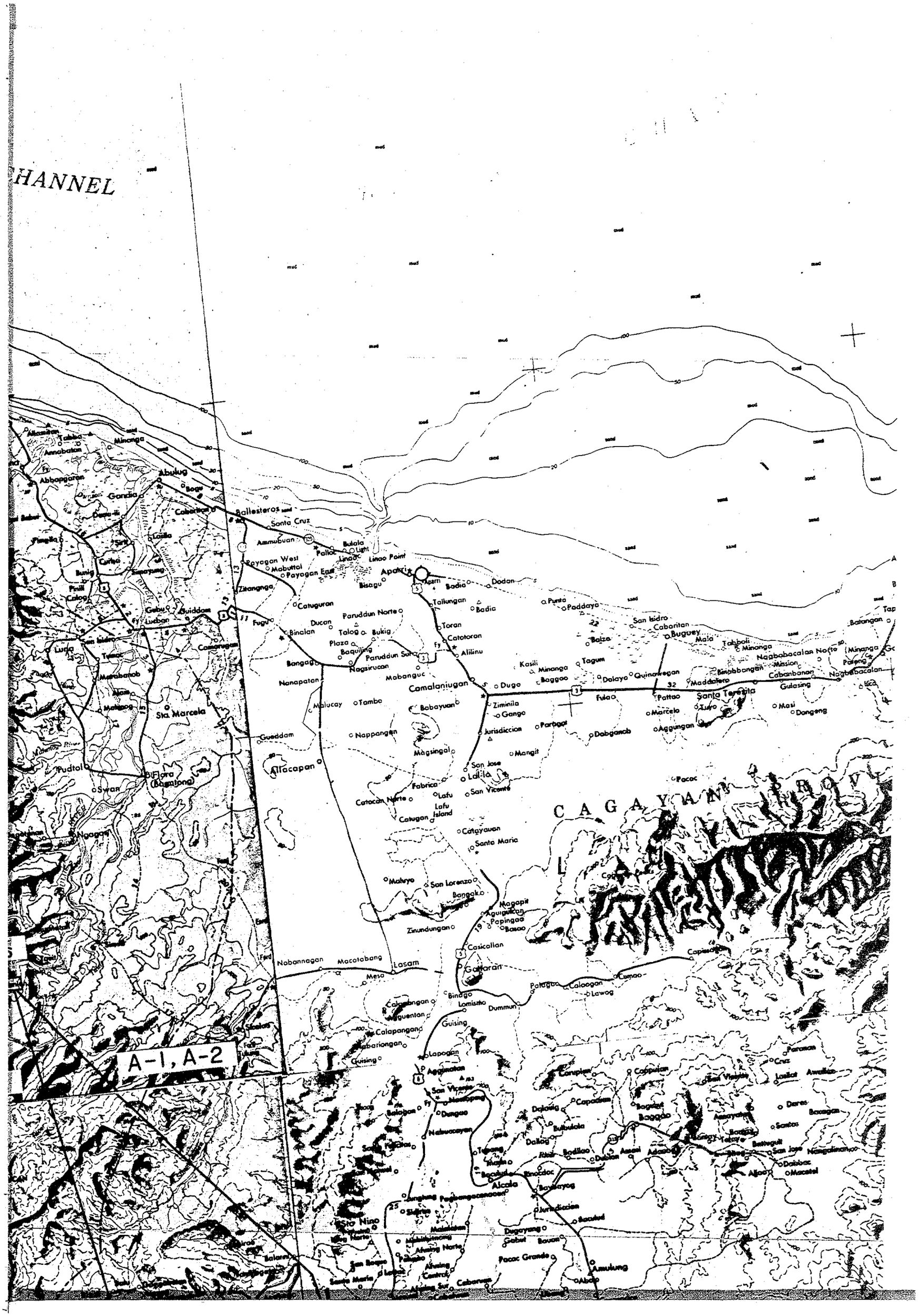
Fig. 2, Temperature Rise on Conductor Caused by Icct Trip-Out

APPENDIX 4 COMPARISON OF CONSTRUCTION COST

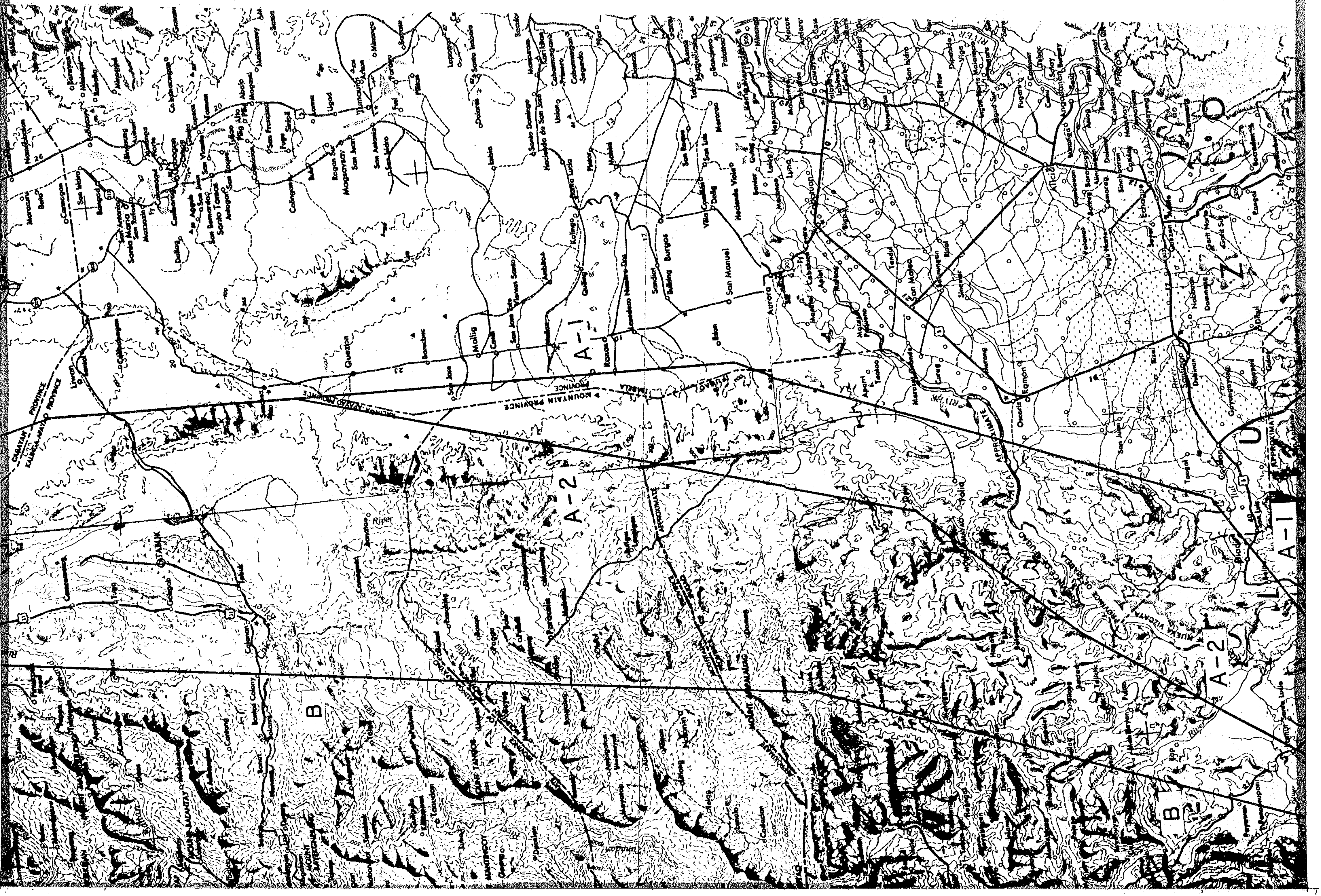
Item	Construction Cost (%)	
	Double Circuit	Single Circuit
Steel tower	100	70
Insulators accessories	100	50
Conductors, ground wires	100	55
Tools, equipment rental	100	80
Subtotal: material	100	61
Erection of towers	100	80
Stringing works	100	75
Subtotal: work	100	79
Right of Way	100	92
Total Direct Cost	100	68

Appendix 3

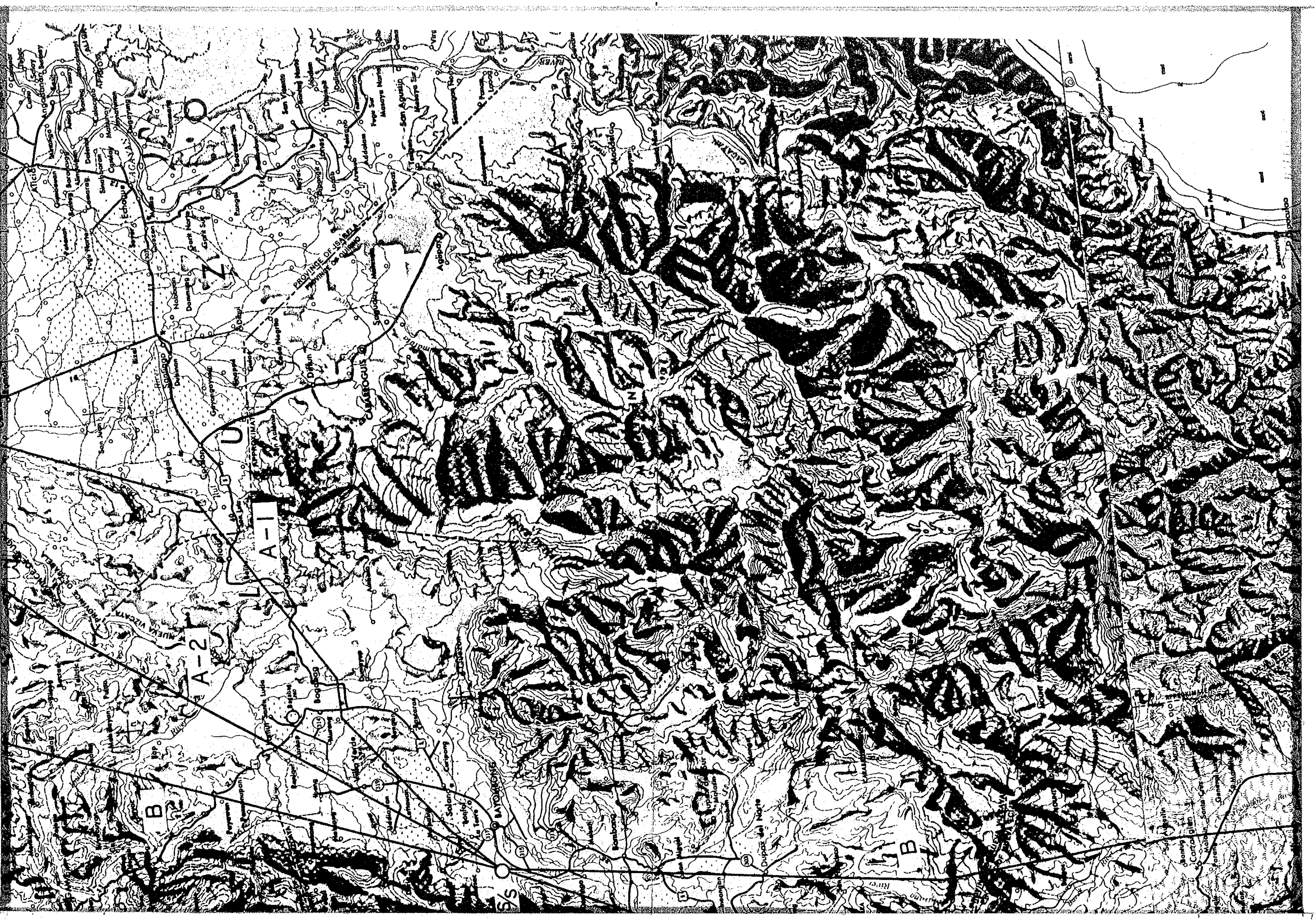
Route Map (Scale: $\frac{1}{250,000}$)


HANNEL
Abulug
Gonzaga
Ballesteros
Santa Cruz
Aparri
Camalaniugan
Sta Marcela
Pudtol
Flora (Bagatabong)
Alcacapan
Lasam
Gattaran
Alcala
Sto Nino
Santa Teresita
CAGAYAN
A-1, A-2

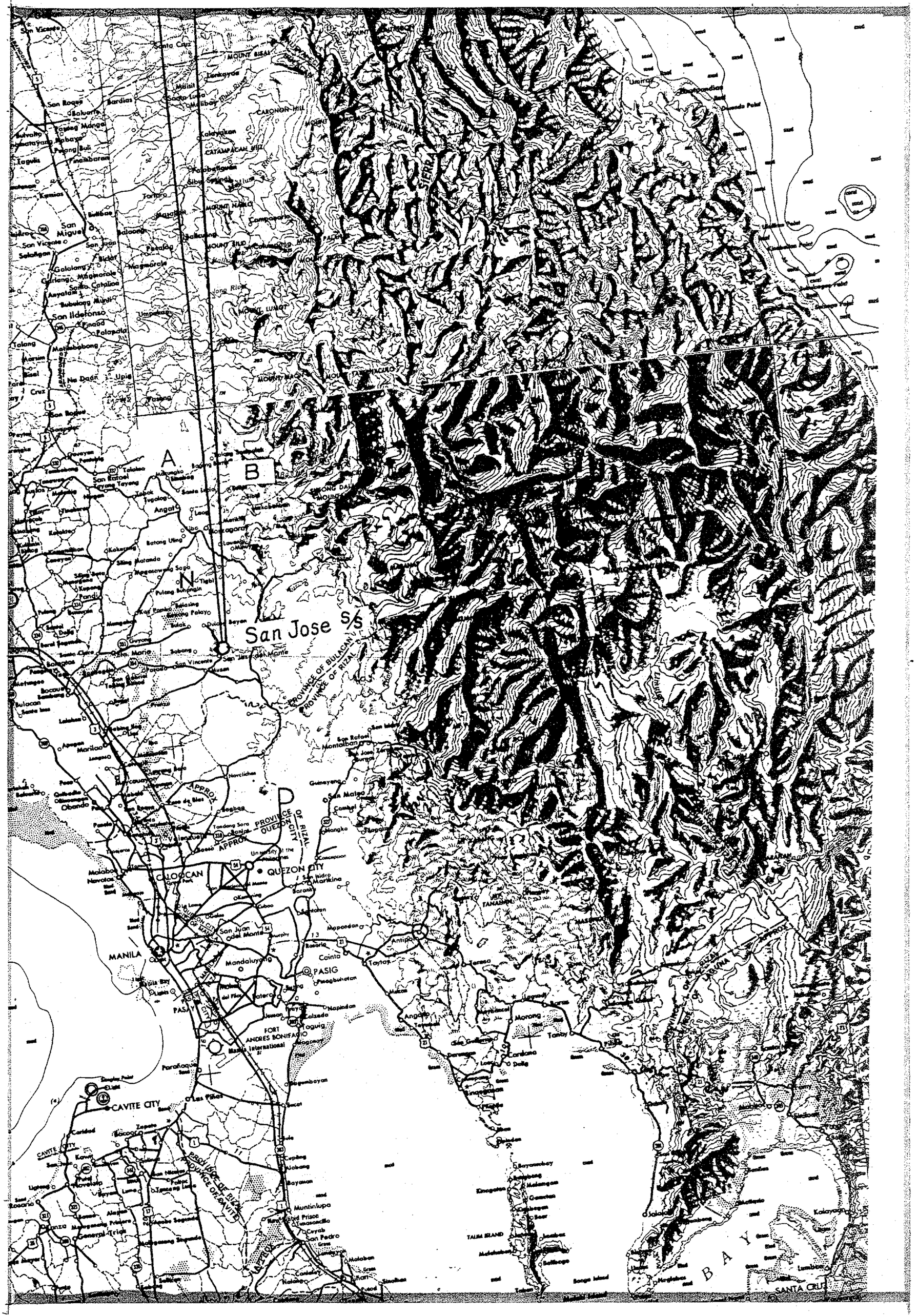

A-1, A-2
B
CAGAYAN
TUGUEGARAO
CAGAYAN PROVINCE
KALINGA-APAYAO PROVINCE
CAGAYAN PROVINCE APPROXIMATE
PROVINCE OF KALINGA-APAYAO
CHICO RIVER
TABUK
Camalaniugan
Santa Teresita
Lasam
Solana
Enrile
Peñablanca
Alcala
Amulung
Iguig
Rizal
Piat
Tuao
Sto. Niño
Nabannagan
Macatabang
Malucay
Tambo
Nappangan
Gattaran
Dugo
Aparri

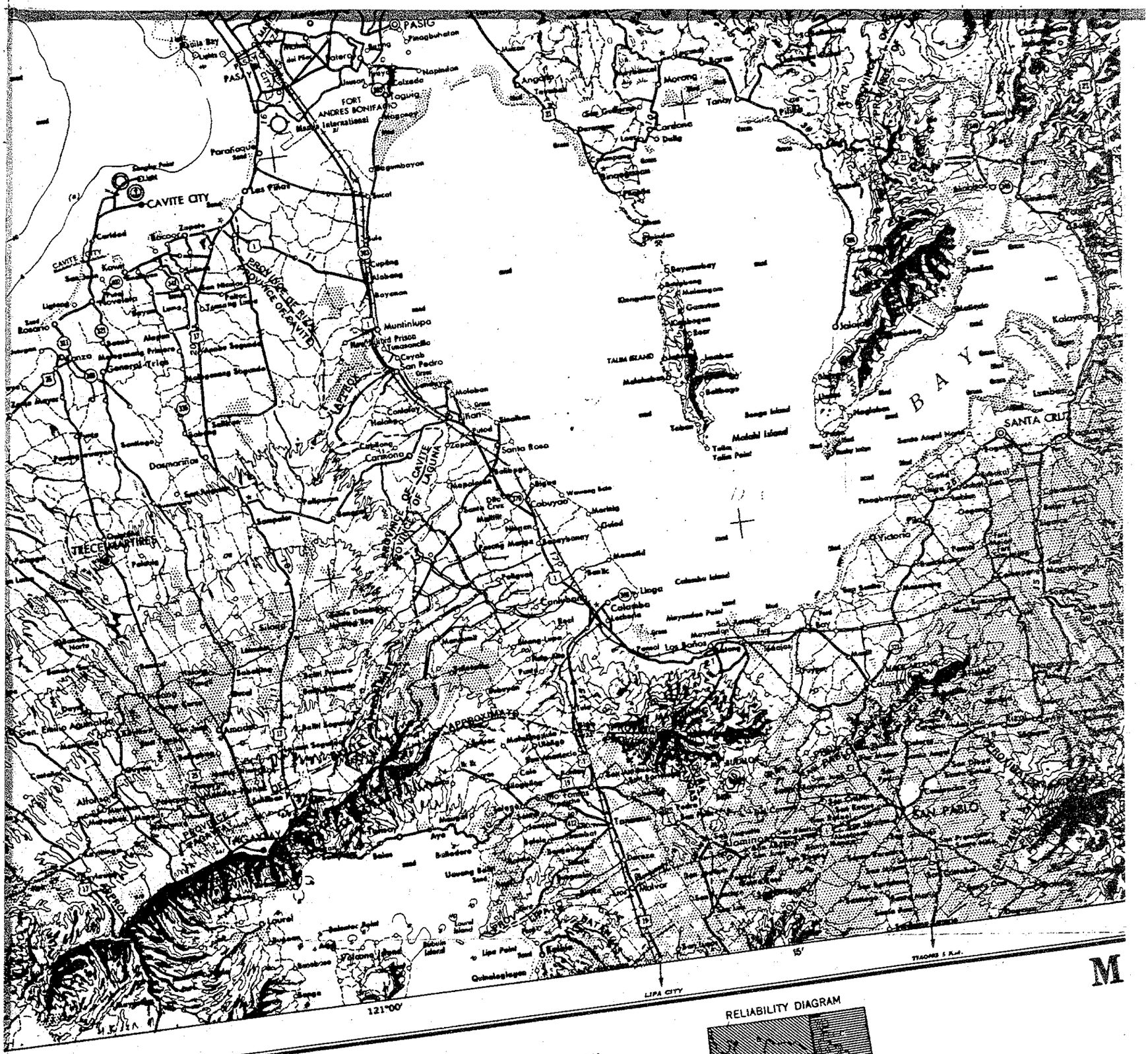


A-1
A-2
B
A-1
A-2
B
MOUNTAIN PROVINCE
ISABELA
APAYAO PROVINCE
KALINGA-APAYAO PROVINCE
CAGAYAN
NUEVA VIZCAYA
APPROXIMATE
Aurora
Quezon
Roxas
San Manuel
San Mateo
Ramon
Cordon
Alicia
Echague
Santiago
Cauayan
Ilagan
Burgos
Luna
Tabuk
Itabak
Bagabag


A-1
A-2
B
B
PROVINCE OF ISABELA
PROVINCE OF QUIRINO
NUEVA VIZCAYA
CABAROGUIS
BAGABAG
BAYOMBONG


A
B
SIERRA
CAPE ENGAÑO
BALER
Maria Aurora
Dinalungan
Casiguran
Dipaculao
Llanera
Palanan
Divilacan
Cabagan
Tuguegarao
Gamu
Ilagan
Cauayan
Alicia
Echague
Jones
Angadanan
Santiago
Cabatuan
Ilocos Norte
Ilocos Sur
Abra
Kalinga-Apayao
Cagayan
Isabela
Nueva Vizcaya
Quirino
Aurora
Pacific Ocean


San Jose S/S
QUEZON CITY
MANILA
CALOOCAN
PASIG
CAVITE CITY
PROVINCE OF BULACAN
PROVINCE OF RIZAL
PROVINCE OF QUEZON
PROVINCE OF CAVITE
FORT ANDRES BONIFACIO
Manila International
MOUNT BIEAK
CARONOR HILL
CATAMPACAN HILL
MOUNT NAMO
MOUNT LUMOT
MOUNT MAO
SIERRA
A
B
N
P
APPROX
TALIM ISLAND
BAY
SANTA CRUZ

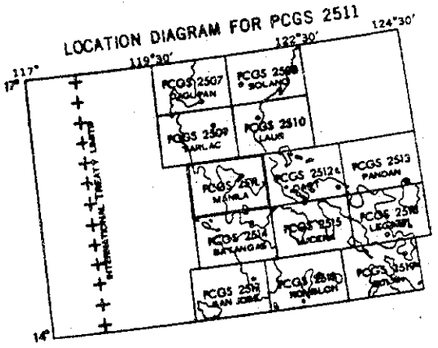


M

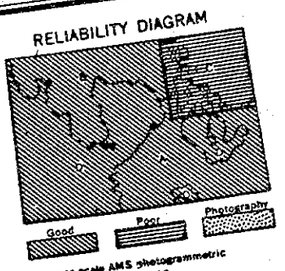
,000 15 20 25 30 Kilometers
10 15 20 Statute Miles

TOR PROJECTION
66 LUZON DATUM
ABOVE MEAN SEA LEVEL
E CONTOURS 100 METERS
13' EASTERLY MEAN ANNUAL CHANGE IS 0° 02' WESTERLY
THE SECRETARY OF NATIONAL DEFENSE
ST AND GEODETIC SURVEY
Philippines
Director
September 1973

LOCATION DIAGRAM FOR PCGS 2511



RELIABILITY DIAGRAM



A. Large scale AMS photogrammetric completions, 1947–52
B. Large scale topographic maps, photogrammetric survey, 1946–52
C. Large scale topographic maps, compiled 1944–47
D. Medium scale hydrographic charts, 1933–37
Planimetry revised from 1946–48 aerial photography