

第7章 工事工程, 工事費および経済評価

第7章 工事工程，工事費および経済評価

7-1 工事工程

本送電計画は、Michiquillay 鉱山の操業開始以前、すなわち 1981 年末までに完成するため Table 7-1 に示す工事工程に従い工事を進める必要がある。この計画の建設工事期間は約 2 年を要す。

このためには 1977 年中頃に現地測量を開始すると共に 1978 年中頃に最終設計および仕様書類を作成する必要がある。

7-2 工事費

予備設計の結果に基づき、工事数量を算出し、現地の状況を勘案して Table 7-2 の如く工事費を算出した。

工事費算出に用いた条件は次の通りである。

(1) 工事費の算出範囲

- | | |
|------|--|
| 送電線 | • Trujillo - Pacasmayo - Michiquillay 220KV送電線 |
| | • Michiquillay - Cajamarca 33KV送電線 |
| 変電所 | • Trujillo Norte 変電所 引出設備 |
| | • Michiquillay 変電所 |
| | • Cajamarca 変電所 |
| 通信設備 | • 計画設備関連通信設備 |

(2) 用地費，補償費，運転保守員の社宅などの工事費は計上しない。

(3) 主要資材および機器（鉄塔，電線，端子，主変圧器およびしゃ断器などの変電機器ならびに通信機器）はすべて輸入品によることとした。

(4) セメント，鉄筋等の工事用資材は，ペルー国産品を使用することとした。

(5) 輸入される機器および資材に対する関税，Engineering Fee に対する税金および外国人 Engineer の所得税は免除されるものとして計上していない。

(6) 工事費の積算は 1975 年 4 月時点の物価および労務費で算定されたものであり，建設工事開始までのエスカレーションは考慮されていない。

(7) 工事費は直接工事費を算定し，得られた合計に 7.5% の予備費，5% の管理費，5% の技術料と送電線ルートでの測量調査費を加算した。

(8) 運転保守用機械は必要最小限のものを計上した。

(9) 工事期間中の金利は建設費の 10% を計上した。

なお，工事費積算に当っては現地工事の実績および現状で妥当と思われる機器単価を想定し積

Table 7-1 Construction Schedule

Calendar year	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Item	3/4 4/4	1/4 2/4 3/4 4/4	1/4 2/4 3/4 4/4	1/4 2/4 3/4 4/4	1/4 2/4 3/4 4/4	1/4 2/4 3/4 4/4
1. Defumit study (Survey, design, specification)						
2. Tender, award of contract						
3. Contract						
4. Construction work (Manufacturing of equipment, transportation, installation)						
5. Acceptans test						
6. Consulting survies						

Table 7-2 Total Construction Cost

Unit: US\$ 10³

	Trujillo Norte - Michiquillay - Cajamarca		Pacasmayo - Michiquillay - Cajamarca		Total
	F. C	D. C	F. C	D. C	
Transmission line					
220 kv Transmission line	6,273	4,803	3,896	3,386	7,282
33 kv Transmission line	154	110	154	110	264
Sub Total	6,427	4,913	4,050	3,496	7,546
Substation					
Trujillo Norte Substation	796	209			1,005
Michiquillay Substation	3,228	1,168	3,228	1,168	4,396
Cajamarca Substation	457	143	457	143	600
Sub Total	4,481	1,520	3,685	1,311	4,996
Telecommunication Facilities					
Chimbote Substation	73	3			76
Trujillo Norte Substation	190	45	190	45	235
Michiquillay Substation	207	48	207	48	255
Sub Total	470	96	397	93	490
Total of direct cost	11,378	6,529	8,132	4,900	13,032
Engineering and administration fee					
Field survey	100	380	60	220	280
Engineering and administration fee	448	1,343	326	977	1,303
Sub Total	548	1,723	386	1,197	1,583
Contingency	853	490	610	368	978
Maintenance equipment	263	45	263	45	308
Total of indirect cost	1,664	2,258	1,259	1,610	2,869
Construction cost	13,042	8,787	9,391	6,510	15,901
Interest during construction	1,304	879	939	651	1,590
Grand Total	14,346	9,666	10,330	7,161	17,491

算した。

7-3 内部収益率法による220KV送変電設備の評価

才3章3-2で述べた全国統一料金でもってTrujillo又はPacasmayoでMichiquillay 鉱山の電力が引渡されるものと仮定し、本プロジェクトの内部収益率が6%、8%および10%の場合のMichiquillay 鉱山での電力料金を算定した。

この結果、内部収益率を10%としてもMichiquillay 鉱山にディーゼル発電設備を建設し、発電した場合の発電コスト27.8mills/kWhよりも電気料金は低廉である。

Table 7-3 に内部収益率および受給点をTrujillo又はPacasmayoとした場合のMichiquillay 鉱山での電気料金を示す。

なお、この内部収益率の評価にあたっては、Cajamarca, Celendin 市への電力供給は考慮していない。

内部収益率算定にあたって用いた計算条件は次のとおりである。

送変電設備の耐用年数	:	30年
ELECTROPERU との受給地点	:	Trujillo又はPacasmayo
ELECTROPERU の卸売料金	:	14.7 mills/kWh
送電線損失率	:	2.8%から3.1%
送変電設備の運転維持費	:	建設費×2.5%

Table 7-3 Power Rate of Michiquillay Mine
Delivered at Pacasmayo or Trujillo

(Unit: mills/kWh)

Delivery point of energy	Internal rate of return		
	6%	8%	10%
Pacasmayo	19.1	20.0	21.1
Trujillo	20.9	22.2	23.7

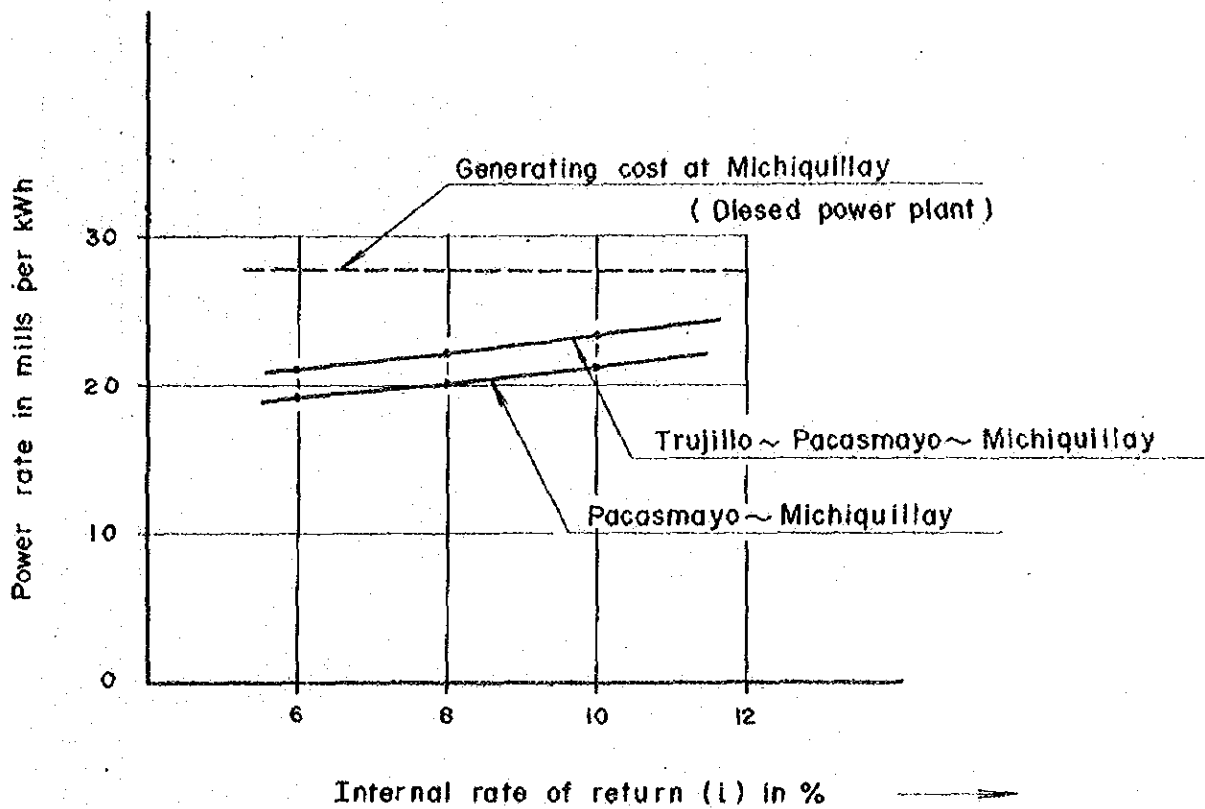


Fig. 7-1 POWER RATE IN MICHQUILLAY

Table 7-4 Internal Rate of Return (Trujillo - Pacasmayo - Michiquillay)

i	Year	Construction cost (10 ³ US\$)	Energy cost at sending end		Energy demand		Loss factor		Unit rate		Cost		Maintenance cost		Total cost		Revenue at receiving end		I.R.R. (i = 8.0)			
			Energy demand (GWh)	Loss factor (%)	Requirement (CWh)	Unit rate (mills/kWh)	Unit rate (mills/kWh)	Cost (10 ³ US\$)	Unit rate (mills/kWh)	Unit rate (mills/kWh)	Revenue (10 ³ US\$)	Present worth factor	Cost (10 ³ US\$)	Revenue (10 ³ US\$)	Present worth factor	Cost (10 ³ US\$)	Revenue (10 ³ US\$)					
-3	1979	5,195																				
-2	1980	10,392																				
-1	1981	5,195																				
1	1982		278.7	2.8	286.7	14.7	4,214	572	4,786	22.2	6,187											
2	1983		278.7	2.8	286.7	14.7	4,214	572	4,786	22.2	6,187											
3	1984		278.7	2.8	286.7	14.7	4,214	572	4,786	22.2	6,187											
4	1985		278.7	2.8	286.7	14.7	4,214	572	4,786	22.2	6,187											
5	1986		278.7	2.8	286.7	14.7	4,214	572	4,786	22.2	6,187											
6	1987		452.7	3.1	467.2	14.7	6,868	572	7,440	22.2	10,050											
7	1988		452.7	3.1	467.2	14.7	6,868	572	7,440	22.2	10,050											
8	1989		452.7	3.1	467.2	14.7	6,868	572	7,440	22.2	10,050											
9	1990		452.7	3.1	467.2	14.7	6,868	572	7,440	22.2	10,050											
10	1991																					
11	1992																					
12	1993																					
13	1994																					
14	1995																					
15	1996																					
16	1997																					
17	1998																					
18	1999																					
19	2000																					
20	2001																					
21	2002																					
22	2003																					
23	2004																					
24	2005																					
25	2006																					
26	2007		452.7	3.1	467.2	14.7	6,868	572	7,440	22.2	10,050											
27	2008		452.7	3.1	467.2	14.7	6,868	572	7,440	22.2	10,050											
28	2009		452.7	3.1	467.2	14.7	6,868	572	7,440	22.2	10,050											
29	2010		452.7	3.1	467.2	14.7	6,868	572	7,440	22.2	10,050											
30	2011		452.7	3.1	467.2	14.7	6,868	572	7,440	22.2	10,050											
		Total	20,782																		97,472	97,653

Table 7-5 Internal Rate of Return (Pacasmayo - Michiquillay)

i	Year	Construction cost (10 ³ US\$)	Energy demand (GWh)	Loss factor (%)	Energy cost at sending end (CWh)	Unit rate (mills/kWh)	Cost (10 ³ US\$)	Maintenance cost (10 ³ US\$)	Total cost (10 ³ US\$)	Revenue at receiving end Unit rate (mills/kWh)	Revenue (10 ³ US\$)	Present worth factor (10 ³ US\$)	I.R.R. (i = 8.0)	Cost Revenue (10 ³ US\$)		
-3	1979	3,710										1.260		9,575		
-2	1980	7,435										1.166		8,669		
-1	1981	3,710										1.080		4,007		
1	1982		278.7	1.6	283.2	14.7	4,163	409	4,572	20.0	5,574	0.926	4,234	5,162		
2	1983		278.7	1.6	283.2	14.7	4,163	409	4,572	20.0	5,574	0.857	3,918	4,777		
3	1984		278.7	1.6	283.2	14.7	4,163	409	4,572	20.0	5,574	0.793	3,626	4,420		
4	1985		278.7	1.6	283.2	14.7	4,163	409	4,572	20.0	5,574	0.735	3,360	4,097		
5	1986		278.7	1.6	283.2	14.7	4,163	409	4,572	20.0	5,574	0.681	3,114	3,797		
6	1987		452.7	1.8	461.0	14.7	6,777	409	7,186	20.0	9,054	0.630	4,527	5,704		
7	1988		452.7	1.8	461.0	14.7	6,777	409	7,186	20.0	9,054	0.583	4,189	5,278		
8	1989		452.7	1.8	461.0	14.7	6,777	409	7,186	20.0	9,054		(44,319)	(33,234)		
9	1990		452.7	1.8	461.0	14.7	6,777	409	7,186	20.0	9,054					
10	1991															
11	1992															
12	1993															
13	1994															
14	1995															
15	1996															
16	1997															
17	1998															
18	1999															
19	2000															
20	2001															
21	2002															
22	2003															
23	2004															
24	2005															
25	2006															
26	2007		452.7	1.8	461.0	14.7	6,777	409	7,186	20.0	9,054		7,186 x	9,054 x		
27	2008		452.7	1.8	461.0	14.7	6,777	409	7,186	20.0	9,054		10,371 x	10,371 x		
28	2009		452.7	1.8	461.0	14.7	6,777	409	7,186	20.0	9,054		0.583 x	0.583 x		
29	2010		452.7	1.8	461.0	14.7	6,777	409	7,186	20.0	9,054		43,449	54,743		
30	2011		452.7	1.8	461.0	14.7	6,777	409	7,186	20.0	9,054					
		Total											14,855		87,768	87,977

第 8 章 系統解析

第8章 系 統 解 析

8-1 系統解析の概要

Michiquillay 鉱山およびその周辺都市への電力供給は、中央電力系統と 1978 年に Lima-Chimbote 連系送電線で連系される Santa 電力系統より行なわれる。

Michiquillay 送電線は Trujillo Norte 変電所から Pacasmayo を経由する送電電圧 220KV、直長 240 Km 1 回線とし、これについて電圧調整上の問題、定態安定度、過渡安定度、短絡容量などの検討を行なった。

8-2 電圧調整

電圧調整は系統の無効電力のバランスをどのようにとるかであり、発電機、調相設備、変圧器のタップなどにより電圧調整が行なわれる。

8-2-1 検討条件

(1) 系統構成および検討年度

系統構成は Lima 以北とし、中央電力系統は 1 機系として模擬した。

対象年度は Michiquillay 鉱山の操業開始予定である 1982 年、および Lima-Chimbote 連系送電線、Chimbote-Trujillo 線がそれぞれ 2 回線に増強されると考えられる 1985 年、ならびに検討の最終年度である 1990 年の 3 段面とした。

(2) 電圧調整基準

電圧調整は次に述べる条件で行なった。

- ① 220KV 系統の母線電圧は $100 \pm 5\%$ 、発電機端子電圧を $100 \pm 5\%$ (ただし、定格力率以内) とした。
- ② 各変電所の負荷は Table 8-1 に示す通りとした。
- ③ 各変電所の負荷力率および P/N 比は Table 8-2 によった。
- ④ Michiquillay 鉱山で使用する同期モーターの力率は進み 0.9 であるが、これを運用マージンとして負荷力率をほぼ 1.0 とし微調整のみを行なった。
- ⑤ Michiquillay のオフ・ピーク負荷は鉱山が休止した場合 (1 年に 15 日程度) の最小負荷とした。

8-2-2 電圧調整の結果

電圧調整の結果を Fig A-4-2 ~ Fig A-4-7 に示す。

1982 年、1985 年、1990 年のピーク時およびオフ・ピーク時とも若干のコンデンサー、リアクトルを設置すればいずれの変電所の 220KV 母線電圧を 95% ~ 105% 以内に維持できる。

(1) 調相設備

Table 8-1 Demand at Substation

Unit: MW and MVar

Substation	1982			1985			1990		
	Peak	Off Peak	Peak	Off Peak	Peak	Off Peak	Peak	Off Peak	
Paramonga	58.0+j28.1	29.0+j14.0	58.5+j28.3	29.0+j14.0	68.0+j32.9	34.0+j16.5			
Huacho	10.0+j4.8	5.0+j2.4	10.5+j5.1	5.0+j2.4	12.0+j5.8	6.0+j2.9			
Callejon de Huaylas	28.0+j13.6	14.0+j6.8	29.0+j14.0	14.5+j7.0	31.0+j15.0	15.5+j7.5			
Chimbote No. 1 (Incl. Norte, Sur)	64.0+j31.0	21.3+j10.3	70.0+j33.9	23.3+j11.6	94.0+j45.5	31.3+j15.1			
SIDERPERU	157.0+j97.5	78.5+j48.6	159.0+j98.6	79.5+j49.2	161+j99.8	80.5+j50.0			
Trujillo Norte	17.0+j8.2	5.7+j2.7	20.0+j9.7	6.7+j3.2	25.0+j12.1	8.3+j4.0			
Trujillo Sur	32.0+j15.5	10.7+j5.2	41.0+j19.9	13.7+j6.6	75.0+j35.4	24.3+j11.8			
Santiago de Cao	28.0+j17.4	14.0+j8.7	31.0+j19.2	15.5+j9.6	31.0+j19.2	15.5+j9.6			
Michiquillay	26.8+j20.5	9.3+j6.6	29.8+j21.0	9.7+j6.8	47.3+j33.6	15.3+j10.8			
Michiquillay sy. motors	15.2+j0	-	15.2+j0	-	24.7+j0	-			
Pacasmayo (Incl. Cement Pacasmayo)			39.0+j18.9	13.0+j6.3	50.0+j24.2	16.7+j8.1			
Chiclayo					670.0+j348.2	17.0+j8.2			
Total	436+j236.6	187.5+j105.3	503.0+j268.6	209.9+j116.7	670.0+j348.2	264.4+j144.5			

Table 8-2 P/N ratio and Power factor

Substation	P/N	P. F (P. U)
Paramonga	2	0.9
Huacho	2	0.9
Chimbote No. 1	3	0.9
SIDERPERU	2	0.85
Callejon de Huaylas	2	0.9
Trujillo Norte, Sur	3	0.9
Santiago de Cao	2	0.85
Michiquillay		0.8
Cajamarca	3	0.9
Pacasmayo	3	0.85
Chiclayo	3	0.9

Note: Peak/ Niyt=P/N

電圧調整結果より 1982 年, 1985 年, 1990 年のピーク時, オフ・ピーク時の所要調相設備を Table 8-3 に示す。

1) シャントキャパシター

Michiquillay 鉱山の運開する 1982 年ピーク時は中央電力系統に 100MW 程度の余力があり, 中央電力系統から北部電力系統に電力の供給は可能である。又北部電力系統はガスタービンを稼動すれば需給バランスがとれるが, ガスタービンを非常用として停止し, 中央電力系統より 40MW 受電するものとした。

Michiquillay 変電所の電圧は Trujillo 変電所の電圧に左右され, Michiquillay 変電所に設置するシャフトキャパシターは Trujillo の 220 kV 母線電圧が 95 % 以上でかつ, Michiquillay 変電所の 220 kV 母線電圧が 95 % 以上維持できる容量とした。この結果 15 MVA のシャントキャパシターが Michiquillay 変電所に必要である。

1982 年以降 Trujillo 地区の負荷増により Trujillo 変電所の 220 kV 母線電圧が下がる傾向にあるが Lima - Chimbote 連系送電線, および Chimbote - Trujillo 線が 2 回線に増強される 1985 年には電圧が改善される。

Table 8-3 Reactive Power Facilities Required for Each Substation

Unit : MVA

Substation	1982		1985		1990	
	S. C	ShR	S. C	ShR	S. C	ShR
Chimbote No. 1	*35	20	*35	20	*35	20
Trujillo Norte	-	-	-	10	-	30
Trujillo Sur	10	-	-	-	-	-
Pacasmayo	-	-	-	5	-	5
Michiquillay	15	10	15	10	9	10

- Note: 1) S. C : Shunt capacitor
 2) ShR : Shunt reactor
 3) * : Capacity decided already

関連送電線が増強されるまでの電圧低下については Trujillo のガスタービンを稼動すれば問題は無い。

したがって Michiquillay 変電所にシャントキャパシター 15 MVA を設置すれば Michiquillay 鉱山が増設されるまでは同変電所の電圧を目標値に維持できる。

シャントキャパシターは Michiquillay 変電所の 33 kV 側に設置し、シャントキャパシターの ON-OFF 時の電圧変動を考慮 7.5 MVA 2 unit とした。

2) シャントリアクター

オフ・ピーク時は送電線汐流が軽く送電線の対地キャパシタンスにより発生 Var が多くなり系統の電圧が上昇する。

この場合 240 km と送電線が長く 1982 年オフ・ピーク時は Michiquillay 変電所の 220 kV 母線電圧が 114 % 程度に上昇する。

このため Michiquillay 変電所にリアクターが必要である。220 kV 母線電圧 105 % 以下に維持するには 10 MVA のリアクターが必要であり、リアクターの ON-OFF 時の電圧変動を考慮し 33 kV 側に 5 MVA 2 unit を設置するものとした。

なお、Chimbote No 1 変電所に 220 kV ブスとの電圧差が大きく同期がとれなくなる。

Trujillo Norte 変電所が 138 kV 運用のときは Chimbote No 1 変電所の LTC タップで電圧調整を行ない 138 kV 側で並列できる) そのため Chimbote No 1 変電所に 220 kV 直付リアクター 20 MVA が必要である。又、同送電線が 2 回線になった場合にも必要である。

(2) 負荷時電圧調整器

北部地区各変電所の電圧は Lima - Chimbote 連系送電線の汐流により変動し、さらにピーク時とオフピーク時の電圧変動差が大きい。したがって LTC のない変圧器は好ましくなく 220KV 側に負荷時電圧調整器を備えつけた変圧器とした。

各所の適正 LTC タップ巾を Table 8-4 に示すが、電圧調整の解析結果から使用タップは、Michiquillay 変電所で 95% ~ 101%、Trujillo 変電所で 93% ~ 103.5% となっており、余裕をみて 220KV 土 10% とすれば 2 次側電圧を目標値に維持できる。

Table 8-4 Tap Voltage of LTC (on-Load tap changer)

Substations	Bus voltage	1982		1985		1990	
		Peak hours	Off peak hours	Peak hours	Off peak hours	Peak hours	Off peak hours
Chimbote No. 1	220 kV	(99.8)	(101.2)	(102.1)	(104.0)	(101.1)	(102.6)
	138 kV	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
SIDERPERU	138 kV	(100.0)	(97.5)	(100.6)	(99.3)	(98.2)	(97.1)
	13.8 kV	97.5	95.0	97.5	97.5	96.5	95.0
Trujillo Norte	220 kV	(95.4)	(103.2)	(98.5)	(104.0)	(99.6)	(103.2)
	13.8 kV	93.0	103.5	95.0	100.0	95.0	100.0
"	138 kV	(99.7)	(98.5)	(100.6)	(101.7)	(101.2)	(100.9)
	13.8 kV	96.5	97.5	97.0	100.5	96.5	99.5
Trujillo Sur	138 kV	(98.8)	(98.1)	(100.0)	(101.2)	(97.7)	(99.9)
	13.8 kV	97.5	97.0	99.0	100.0	90.0	98.0
Santiago de Cao	138 kV	(98.7)	(98.0)	(99.4)	(101.2)	(100.1)	(100.4)
	13.8 kV	95.0	96.0	95.0	99.0	96.0	98.0
Pacaomayo	220 kV	-	-	(96.1)	(104.0)	(99.3)	(103.9)
	66 kV	-	-	91.0	101.5	100.0	101.0
Michiquillay	220 kV	(96.0)	(103.7)	(95.7)	(103.0)	(99.6)	(103.1)
	33 kV	95.0	101.0	95.0	100.5	95.0	100.0
Chiclayo	220 kV	-	-	-	-	(97.8)	(103.9)
	138 kV	-	-	-	-	100.0	100.0

Note: 1) Transformers with LTC are to be installed in each substation

2) Figures indicate percent voltage based on 220 kV and 138 kV

3) Figures in parenthesis indicate primary bus voltage in each substation

8-3 過渡安定度

過渡安定度は Lima - Chimbote 連系送電線、Chimbote - Trujillo 線が 2 回線となる 1985 年および北部系統から Lima に送電している状態である 1990 年ピーク時について Table 8-5 に示

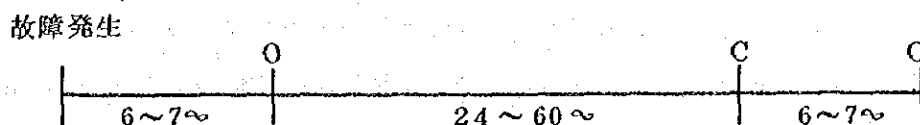
Table 8-5 Transient Stability Analysis

Year	Transmission line	Kind of fault	Duty of circuit breaker	Judging	Fault point
1985 (Peak hours)	Chavarria-N, Paramonga	1 cct, 3L.G, 0-CO	0.12s-1.12s-1.24s	steady	Chavarria
	Chimbote-Trujillo	ditto	0.1s-0.5s-0.6s	ditto	Chimbote
	N. Paramonga-Chavarria	ditto	0.12s-1.12s-1.24s	ditto	N. Paramonga
1990 (Peak hours)	Chimbote-N. Paramonga	ditto	0.12s-1.12s-1.24s	ditto	Chimbote
	Trujillo-Chimbote	ditto	0.1s-0.5s-0.6s	ditto	Trujillo
	Alto Chicama-Trujillo	ditto	"	ditto	Alto Chicama

Note: Breaking action times of C. B for Lima-Chimbote Interconnecting Transmission Line are determined taking into consideration long distance of the line

ナ1回線3相地絡の解析を行なった。

故障送電線の両端のしゃ断器動作は0-COとし、その時間は



とした。

事前汐流は Fig. A-4-4, Fig. A-4-6 に示す通りで解析結果はスイングカーブ Fig. A-4-9 ~ Fig. A-4-14 に示す通り安定であった。

1990年ピークでみると北部地区系統の過渡安定度は Chimbote-Paramonga 間(Chimbote 側)の事故がシビアであり、Lima-Chimbote 連系送電線の北部系統から Lima 向けの過渡安定度限界は 160 MW 程度と考えられる。

この容量を越えると Chimbote-Paramonga 間以外の事故でも中央電力系統と北部電力系統が系統分離し安定な送電は望めない。

したがって、北部地区の将来の電源開発計画は Lima-Chimbote 連系送電線の汐流を考慮して行なり必要がある。

8-4 定態安定度

Michiquillay 鉱山および周辺都市の電力供給は連開当初 Santa 電力系統および 1978年に Lima-Chimbote 連系送電線により連系される中央電力系統より行なわれる。

又 Michiquillay 鉱山負荷の半は選鉱用に同期電動機が使用されるため Lima-Santa-Michi-quillay 間の定態安定度によって Michiquillay の受電可能容量が決定される。

定態安定度は 1982 年ピーク時について Michiquillay 変電所負荷 44MW のケース（同期電動機負荷 15.2MW）と Michiquillay を含む Trujillo 以北に 40MW の負荷増があった場合を考慮して Michiquillay 負荷 84MW（同期電動機負荷 15.2MW）のケースについて行なった。定態安定度を使用した潮流を Fig. A-4-2, Fig. A-4-8 に示す。

検討は同期電動機に微小外乱を与え、同期電動機のすべり S がもとの状態に収束するか発散するかを安定か不安定かの判断としている。

なお、AVR などの制御系を無視した固有定態安定度とした。

結果を Fig. 8-1 に示すが Michiquillay 変電所負荷 44MW のケースは安定である。又 40MW 増加した場合のケースはすべり S の振動が持続しているが、制動定数を考慮していないのでこれを考慮すると安定と判断される。

したがって 1982 年の運開当初は、中央電力系統から 44MW は受電可能であり、1982 年以降についても Trujillo 以北の負荷が更に 40 MW 程度増加しても安定に運転を行なうことができる。

なお、Michiquillay 変電所の受電可能量は Lima-Chimbote 連系送電線の定態安定度により制約をうけるため同連系線の定態安定度を安定判別行列式（ ρ 法）の方法により検討した。

Lima-Chimbote 連系送電線の定態安定度限界は Fig. 8-2 にみられるように Chimbote 地区の電圧対策を充分に行なわれるならば 150 MW 程度と考えられる。しかし、Fig. 8-3 に示すように Chimbote 側で 120MW 以上受電する場合には有効電力の増加分より多くの無効電力を Lima 側に供給することとなり電力用コンデンサーは急激に増加する。

又 Chimbote 以北の潮流が重くなった場合の送電容量は減少する。したがって Lima-Chimbote 連系送電線の 1 回線時の供給能力は経済面および北部地区の運用面から Chimbote 側で 120MW が妥当である。

8-5 送電線の保護

Michiquillay 220KV 送電線は巨長 240km の 1 回線長距離送電線であり、将来、中間点近くに Pacasmayo 変電所が π 接続される計画である。このような長距離送電線においては、事故点の位置および状況によって故障電流が小さくなることもあり、負荷電流と故障電流の判別が難しくなることがあり、自端のみによる保護区間全域の故障を高速度、かつ確実な検出を行なうことが難しいものとなる。

従って、高速度、かつ確実な故障検出のためには保護区間両端子の検出条件組合せにより故障を判定するパイロット継電方式を採用するものとする。

再閉路については、この送電線が将来とも 1 回線送電線であるため、高速度单相再閉路を採用するものとする。

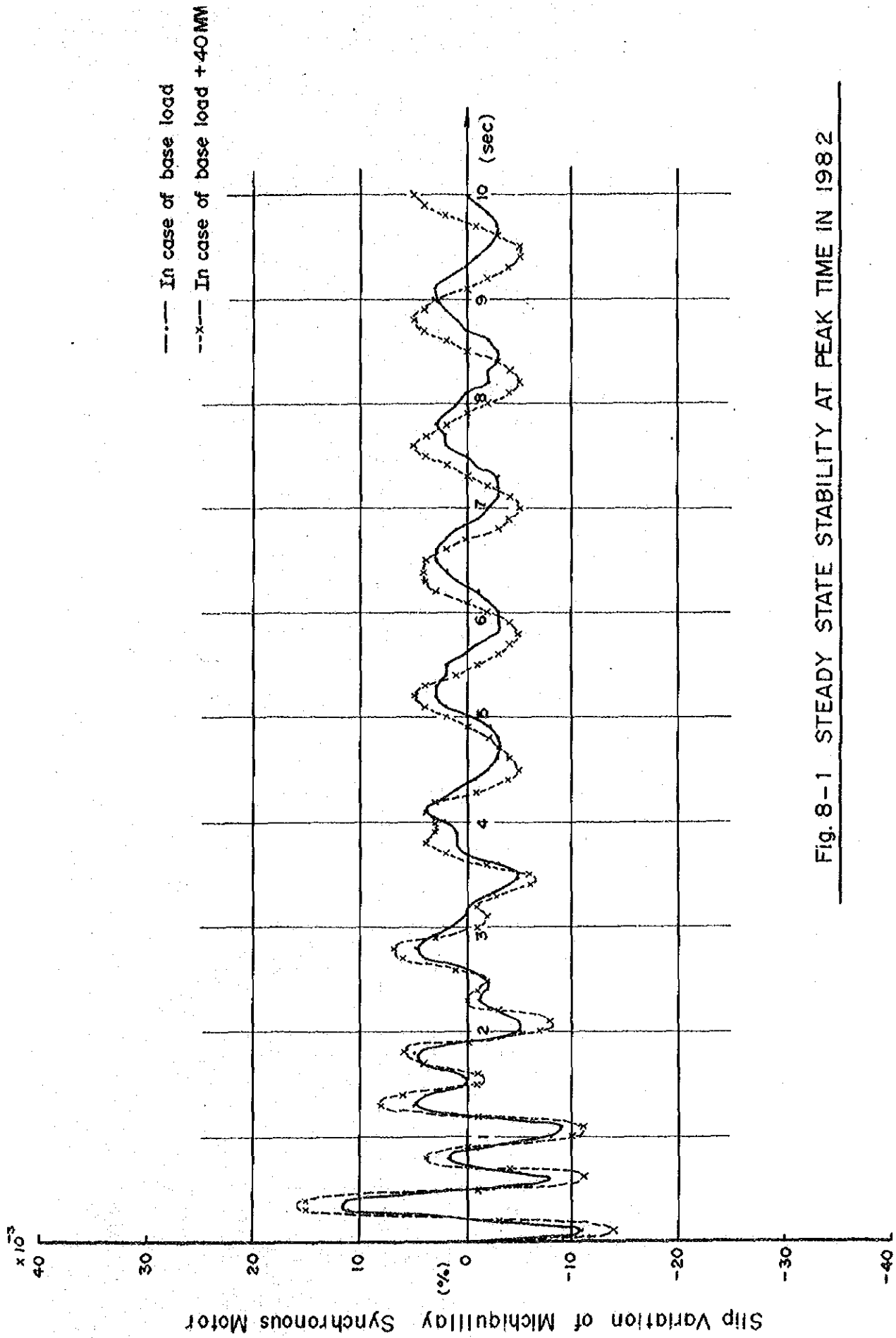


Fig. 8-1 STEADY STATE STABILITY AT PEAK TIME IN 1982

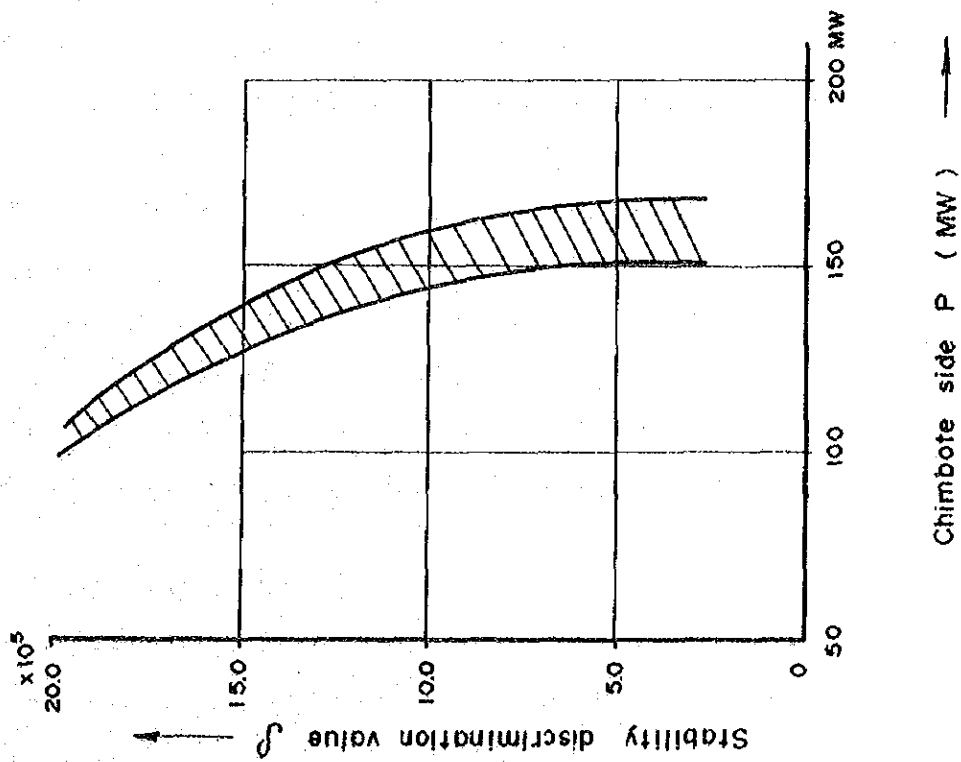


Fig. 8-2 STEADY STATE STABILITY
LIMA-CHIMBOTE LINE 1 CCT

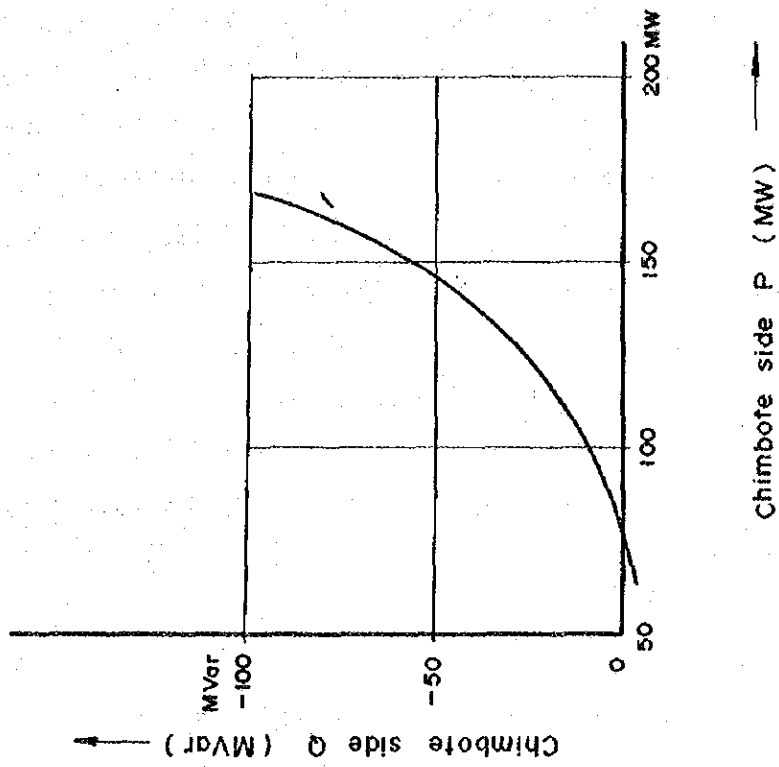


Fig. 8-3 CHARACTERISTICS CURVE P & Q
LIMA-CHIMBOTE LINE 1 CCT

8-5-1 主保護について

Michiquillay 220KV送電線は、北部における主要幹線となるものであり、機器損焼防止、事故波及拡大防止、安定度維持を図るために高速度、かつ確実な故障検出を行なわなければならない。

従って、主保護としては故障点の区間内外部の判定が確実であり、高速度両端同時しゃ断ができる搬送保護継電方式を採用するものとする。

搬送信号の伝送方式は、長距離送電線の保護においては電力線搬送とマイクロ波搬送が考えられるが、経済性を考慮し電力線搬送方式とする。

保護継電方式としては、大別して方向比較と位相比較があるが、このような長距離送電線(約200Km以上)においては両方式それぞれに適用にあたって考慮しなければならない問題があり、特に位相比較方式については送電線の充電々流と信号伝送時間の遅れ(電力線搬送方式の場合)が大きな問題となるため適用が困難となる。

従って、今計画では方向比較継電方式を採用することとするが、適用に際しては故障時の条件によって負荷電流との差が小さくなることもあり保護精度を上げるための考慮をする必要がある。

8-5-2 後備保護について

搬送保護継電方式に何らかの不具合が発生した場合、あるいは搬送部の点検等により装置が使用できない場合においては故障の検出が不可能となり、機器及び系統に様々な弊害を引き起こすこととなるので、必ず後備保護を設備する必要がある。

後備保護として方向距離継電方式を採用するものとする。

8-5-3 高速度单相再閉路方式

Michiquillay 220KV送電線は、将来ともに1回線送電線であるため、高速度3相再閉路方式の適用はできないが、1線瞬間故障に対しては送電線の供給信頼度並びに系統安定度向上のために高速度单相再閉路を行なえるようにする必要がある。これは主保護单相しゃ断時のみ行なうものとする。

一般に超高圧系統における高速度再閉路時間の決定要因は、故障電流によって出来た残留イオンが消滅してから故障点の絶縁回復が完了する迄の時間によって決められる。

220KV送電線においては、大略15サイクル以上の無電圧時間が必要である。又、高速度再閉路をさせるしゃ断器にあっては、特別な動作責務を保障されたものでなければならない。

8-6 線路しゃ断時の電圧上昇

長距離送電線ではフェランチ効果による電圧上昇が大きい。Michiquillay送電線は240Kmの長距離送電線であり、Michiquillay側でしゃ断した場合の電圧上昇はTrujillo側電圧の約1.05倍となる。

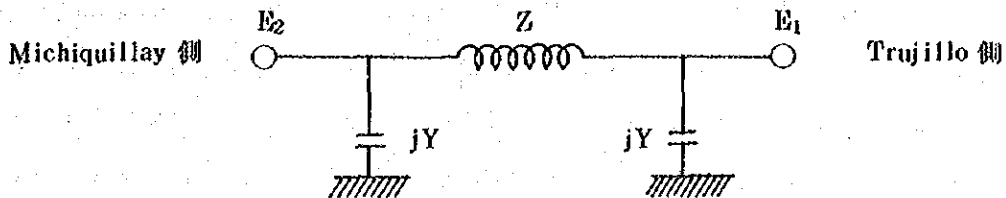
1982年のTrujillo Norte変電所は比較的短絡容量が小さいため、送電線の充電容量39MVAに

より 220KV側電圧が 108%に上昇する。従って Michiquillay 側は 114%程度になる。

電圧上昇を抑制するためには転送しゃ断方式を採用し Trujillo Norte 変電所のしゃ断器を開くようにする必要がある。

又 Trujillo Norte 変電所から Michiquillay 変電所を並列する場合も Michiquillay 側で 114%程度の電圧上昇があるため Michiquillay 変電所のリアクター 10 MVAを系統に入れ並列しなければならない。この場合 Michiquillay 220KV側電圧は 105%以下となる。

(参考) フェランチ効果の計算



$$E_2 = \frac{1}{jY} \frac{E_1}{Z + \frac{1}{jY}}$$

$$= \frac{E_1}{1 + jY \cdot Z}$$

$$= \frac{E_1}{1 + j0.0195(0.353 + j2.594)}$$

$$|E_2| = 1.0537 |E_1|$$

8-7 短絡容量

1990年の北部系統の3相短絡容量は Fig. A-4-15 に示す通りである。なお、発電機は x_d' を使用し、すべての発電機が系統に入っているものとして計算を行なった。

北部系統の短絡容量を示せば次の通りである。

Chimbote 変電所	220KVブス	1,610 MVA
"	138KVブス	1,930 MVA
Trujillo Norte 変電所	220KVブス	1,570 MVA
"	138KVブス	1,080 MVA
Pacasmayo 変電所	220KVブス	930 MVA
"	66KVブス	350 MVA
Michiquillay 変電所	220KVブス	620 MVA
"	33KVブス	450 MVA
Chiclayo 変電所	220KVブス	630 MVA
"	138KVブス	550 MVA

従って Michiquillay 変電所で採用するしゃ断器のしゃ断容量は

220KV用しゃ断器 5,200MVA

33KV用 # 780MVA

とすれば充分である。

8-8 1線地絡時の電圧上昇と故障電流

1982年および1985年の1線地絡電流を Fig. A-4-16, Fig. A-4-17 に示す。1985年でみると Michiquillay 変電所 220 kV ブスで 1,020 A, Pacasmayo 変電所 220 kV ブスで 1,180 A, Trujillo Norte 変電所で 2,080 A である。3相短絡電流に比べ Michiquillay で 1.25 倍, Trujillo Norte で 1.1 倍程度となっているが、しゃ断容量を 12.5 kA としているので問題はない。

1線地絡時の健全相の電圧上昇を Trujillo Norte 変電所, Pacasmayo 変電所, Michiquillay 変電所および Pacasmayo ~ Michiquillay 間中間点について検討を行なった。その結果を Table 8-6 に示す。過電圧倍数は 220 kV を Base としている。

最大でも 1985 年 Pacasmayo 変電所の C 相が 1.14 倍であり、1線地絡時の過電圧の心配はない。

Table 8-6 Voltage Rise of Sound Phase at One Line-to-Ground Fault (phase A)

Year	Substation	Impedance		$\frac{X_0/X_1}{(R_0/X_1)}$	Times of overvoltage	
		Z_0	Z_1		phase B	phase C
1982	Trujillo Norte	9.9+j119.9	13.3+j186.0	0.645 (0.053)	0.937	0.943
	Michiquillay	3.9+j129.6	29.9+j356.6	0.363 (0.011)	0.906	0.886
	Pacasmayo	49.5+j263.7	24.7+j271.6	0.971 (0.182)	0.970	1.024
	Intermediate point between Pacasmayo and Michiquillay	41.8+j246.1	24.3+j293.8	0.838 (0.142)	0.950	0.998
1985	Trujillo Norte	9.0+j101.0	10.6+j137.9	0.732 (0.065)	0.953	0.958
	Michiquillay	4.2+j125.7	29.2+j321.3	0.391 (0.013)	0.911	0.889
	Pacasmayo	30.7+j204.4	22.8+j228.0	0.896 (0.135)	0.968	1.138
	Intermediate point between Pacasmayo and Michiquillay	35.5+j223.0	23.8+j260.8	0.855 (0.136)	0.958	0.995

Note: Figures indicate percent value of impedance based on 1000 MVA

Table 8-7 Break-down of Supply Capability

Station	Installed Capacity	Unit: MW					
		1982		1985		1990	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
Carhuaquero	123	-	-	-	-	123	25
Gallito Ciegc	23	-	-	-	-	23	0
San Juan	60	-	-	-	-	60	0
Alto Chicama	240	-	-	-	-	225	115
Trujillo Gas	20.5	0	0	20	0	0	0
Chimbote Gas	61.5	0	0	20	0	0	0
SIDERPERU	99	93	45	93	45	93	45
El Chorro	160	120	60	120	70	120	60
Cañón del Pato	150	125	60	125	70	125	60
Cahua	40	20	20	20	20	20	20
Central Sistema del Lima	-	92	5	118	8	-92	-56
Total	-	450	190	516	213	697	269
Total Demand (Except for loss)		436	187.5	503	209.9	670	264.4

APPENDIX

APPENDIX

A-1	Alto Chicama 石炭火力発電所について	A-1
A-2	中央電力系統および Santa 電力系統の電力需要想定および需給バランス ...	A-8
A-3	Pacasmayo diesel power plant	A-16
A-4	電力系統の解析	A-26
A-5	Chiclayo および新規電源との連系	A-50
A-6	Michiquillay 送電線の代案ルート	A-53
A-7	資金計画	A-57
A-8	Trujillo Norte 変電所地点における発電コスト	A-62

A - 1 ALTO CHICAMA 石炭火力発電所について

A-1 Alto Chicama 石炭火力発電所について

A-1-1 前文

ポーランド調査団による Alto Chicama 地区の地質報告書によれば、鉱量として経済的石炭量は 270×10^6 ton, 非経済的石炭量は 11×10^6 ton, 合計 281×10^6 ton と報告されている。そのうち開発計画に含まれているのは、ブロックDにある約 77.5×10^6 ton が対象とされている。又、炭質は灰分 11.9%, 揮発分 3% 以下, 発熱量 $3,000 \sim 7,600$ kcal/kg, 平均比重 1.58 の無煙炭である。開発計画のオ1案として, 出炭量 4,200 ton/day の場合, ユニット出力 120MW を 4 基, 合計出力 480MW の発電所建設とし, オ2案としては出炭量 2,000 ton/day の場合, ユニット出力 50MW を 4 基, 合計出力 200MW の発電所建設を行ない, 発電開始は 1979 年に 200MW の発電を行なうことになっている。上記の通り炭量は充分であり, 技術的にも開発可能であることからして, ベルー国内エネルギー資源の有効活用とエネルギーの多様化の観点から産炭地火力発電所の構想が生じて来た。

現在, 考慮している発電所予定地点は標高 2,700 m の場所である。従って, 平地に建設する石炭火力発電所で考慮する一般的事項以外に高地設置に対する考慮および無煙炭燃焼に対する配慮が特に重要な命題である。標高 2,700 m の高所で, しかも無煙炭燃焼石炭火力発電所は恐らく世界でも最初の発電所となるであろう。従って計画設計および実施設計の段階において, 特に下記の点につき十分に検討される様希望致します。

A-1-2 ボイラ高地設置に対する考慮

ボイラを高地に設置する場合は, 大気圧の低下に伴う考慮が必要となる。具体的には, 大気圧の低下により影響を受けるものは, 空気, 燃焼ガス, 給水, 蒸気が考えられるが, このうち給水および蒸気については, 通常の高圧ボイラであればその影響はほとんど無視することが出来るので, 実際に対策を要するものは空気および燃焼ガスによる問題となる。ボイラ設備で対策を要するものは下記の通りである。

(1) 通風設備

標高 2,700 m, 気圧 0.73 ata とすると, 通風設備の風量・風圧はいずれも平地設置ボイラの約 40% up の設備を必要とする。

(2) ボイラ本体設備

通風設備において風量・風圧共 40% up する事に伴いボイラ本体において下記の考慮が必要となる。

1) 燃焼ガスドラフト損失を下げるために Superheater, Reheater, Economizer のガス流速を下げる事。

2) 燃料性状に見合ったガス速度の制限以内に入るよう燃焼ガス流速を下げる事。

上記 2 点に対する対策は, ボイラ火炉の炉巾を大きくする方法と, Superheater, Reheater,

Economizer の tube間の Pitch を下げる方法の 2ツが考えられる。いずれの方法を採用するかは個々のボイラによって判断する必要がある。

尚、伝熱面積の配置も上記のどの方法をとるかによって異って来るが、いずれにしても平地設置ボイラよりは大きなボイラが必要となり、価格についても平地に設置するボイラの約 20% ~ 30% up するだろう。又、ボイラ本体に附属する煙道・風道も同様に大きくする必要がある。

(3) 燃焼設備

空気中の O_2 分布低下があるため、燃焼性の立場から燃焼用空気を増加する必要がある。このことは通風機の容量増加にも影響を与える。又、バーナスロート、ウインドボックスも空気の増加と容積増加を考慮して大きくする必要がある。

A-1-3 無煙炭燃焼に対する考慮

Alto Chicama の石炭は無煙炭であるので、通常の Bituminous Coal と比較して Volatile matter (3%) が低く、Fixed carbon (87%) が多いことから着火および燃焼性が悪いと言われており、このための対策が必要となる。従って無煙炭燃焼ボイラを設計する場合は、その燃焼性を考慮して

(1) 微粉の粒子径を考慮した微粉炭設備とすること。

(2) 石炭粒子の炉内滞留時間を長くするほど石炭粒子の燃え切り度が向上し、未燃分を減少出来る。その様な火炉形状およびバーナー設備とする。具体的には火炎が U 形フレームを形成し、燃焼滞留時間が長くなる Verticallay down ward fired furnance 構造をとる必要がある。

然し乍ら、ボイラ負荷変化の大きい場合は、炉内燃焼安定のため若干の助燃料(重油)を混焼する必要があるであろう。

参考までに無煙炭燃焼ボイラ(125MW)のリーフレットを添付します。

A-1-4 石炭火力発電所で考慮すべき一般的事項

(1) 火力発電所計画の基本方針

火力発電所の経済性を判断する尺度として送電端発電原価が用いられる。この発電原価は、出力、蒸気条件、ボイラー、タービンの型式、機器配置、使用燃料の種類、および燃料単価、建設用地の入手、建家の型式等により変わるものであるが、それらは次の 3ツの要素に大別される。

- a) 建設費
- b) 燃料費(熱効率)
- c) 所内電力率

1) 建設費の節減対策

建設単価を極端に安くすると熱効率が低下し、逆に熱効率をあまり高くすると建設単価が高くなる。建設費を安くするには、正味出力に関係しない設備には必要以上の資金を投入しないことが大原則であり、設計検討の期間を充分とり、余裕の多い設計としないことである。以下その主なものを示す。

- (a) 主機の定格出力に対する裕度を少なくする。
- (b) 補機容量の裕度は必要最小限にする。
- (c) 予備機は出来るだけ省略する。
- (d) 構造物、建物は、その使用目的に合わせ簡易な設計とする。
- (e) 設計炭の品質を予定される燃料の品質に適合したものとする。
- (f) 可能な限り大容量発電所とする。

2) 発電所熱効率向上対策

熱効率向上対策の主なものを次に示す。

- (a) 蒸気条件の選定
- (b) タービン排気圧力の適正な選定
- (c) ボイラー排ガス温度を下げる。
- (d) 石炭湿分を減少させる。
- (e) 燃焼効率の向上
- (f) 起動停止の回数を少なくし、起動損失を少なくする。
- (g) 事故を少なくし、信頼度を向上させる。

こゝでは熱効率に限定してあるが、発電原価の構成でその大半を占めるものは燃料費となっているため、燃料価格についても別に検討を要する事項である。

3) 所内電力の低減、その他の対策

発電所を経済的に運用するための諸条件は次の通り。

- (a) 所内電力消費の低減
- (b) 運炭費の節減
- (c) 灰処理費の節減
- (d) 修繕費の節約
- (e) 人件費の節減

A-1-5 設計方針

工事計画の段階で設計に充分の日数をかけることが最も好ましいことである。いたずらに工程を縮め設計をおろそかにすることは、不経済な設計になり易く不適当な工法の採用による工事費の増大をきたすこともある。充分に検討されていない工事は発電所全般として一貫性がなく、不均衡な設備投資をすることにもなる。基本設計が良くても実施設計の時点で全体的に統一して、よく検討された基本的なものが織込まれなければならない。その主なものを次に示す。

- (1) 取扱が容易であること。
- (2) 適切な自動化を計ること。
- (3) 信頼度が高いこと。
- (4) 有効適切な設備を採用すること。

- (5) 設備の裕度を適切に決めること。
- (6) 保守が容易であること。
- (7) 特殊設計や特殊設備の採用をさけること。
- (8) 入手容易な部品を使用すること。

以上設計の重要性について述べたが、発電原価のうち人件費と修繕費は一旦設備が完成すると、これを低減させることは殆ど不可能と考えるからである。

A-1-5 立地条件

立地条件を検討する場合の要点は下記の通りである。

- (1) Load Centerに近いこと。
- (2) 燃料の入手が容易であること。
- (3) 灰処理が容易であること。
- (4) 復水器冷却用水が豊富に得られること。
- (5) 良質のボイラー用水が得られること。
- (6) 地盤が良好で充分のSpacaがとれること。
- (7) 用地費が安いこと。
- (8) 重量物の搬入が可能なこと。
- (9) 公害問題が少ないこと。
- (10) 送電線の引出しが容易であること。

A-1-6 補機裕度について

発電設備の裕度を考える場合、基本方針として過負荷運転を考慮して全般的にそれだけの裕度を含める場合と、プラント計画出力に対して必要な設備能力以上の余裕を削除し、経済設計に重点を置く場合とがある。

発電原価の低減を主眼として計画する場合、計画段階で可能なことは原価の約半分を占める燃料費の節減と、送電々力量に直接関係する所内消費電力の節減が最も有効である。次いで資本費と修繕費の低減が考えられる。従って、プラント補機の容量を大きな余裕を充分とることや、予備機を多く持つと言う考えを止め、設備費の低減或は所内電力の節減をはかる。主な補機類の裕度は次の通り。

(1) Pulverized Coal Firing System.

設備数量を 5 set とし、4 set で Plant 定格出力に必要な能力の 100%。

(2) Boiler Feed Water Pump.

設備数量を 3 set とし、Plant 定格出力時は 2 set 運転で 110% の能力を有する。

(3) Oil Firing System.

設備数量を 2 set とし、Boiler M. C. R. の 50% 能力を有するもの。

(4) Circulating Water Pump.

設備数量 2 台とし、最大設計水量に対する余裕を 0 % とする。

(5) Draft Fan (Induced & Forced)

設備数量各 2 台とし、M.C.R. 時のガス量および空気量の 120 %、風圧は M.C.R. 時の所要風圧の 125 % とする。

(6) Motor

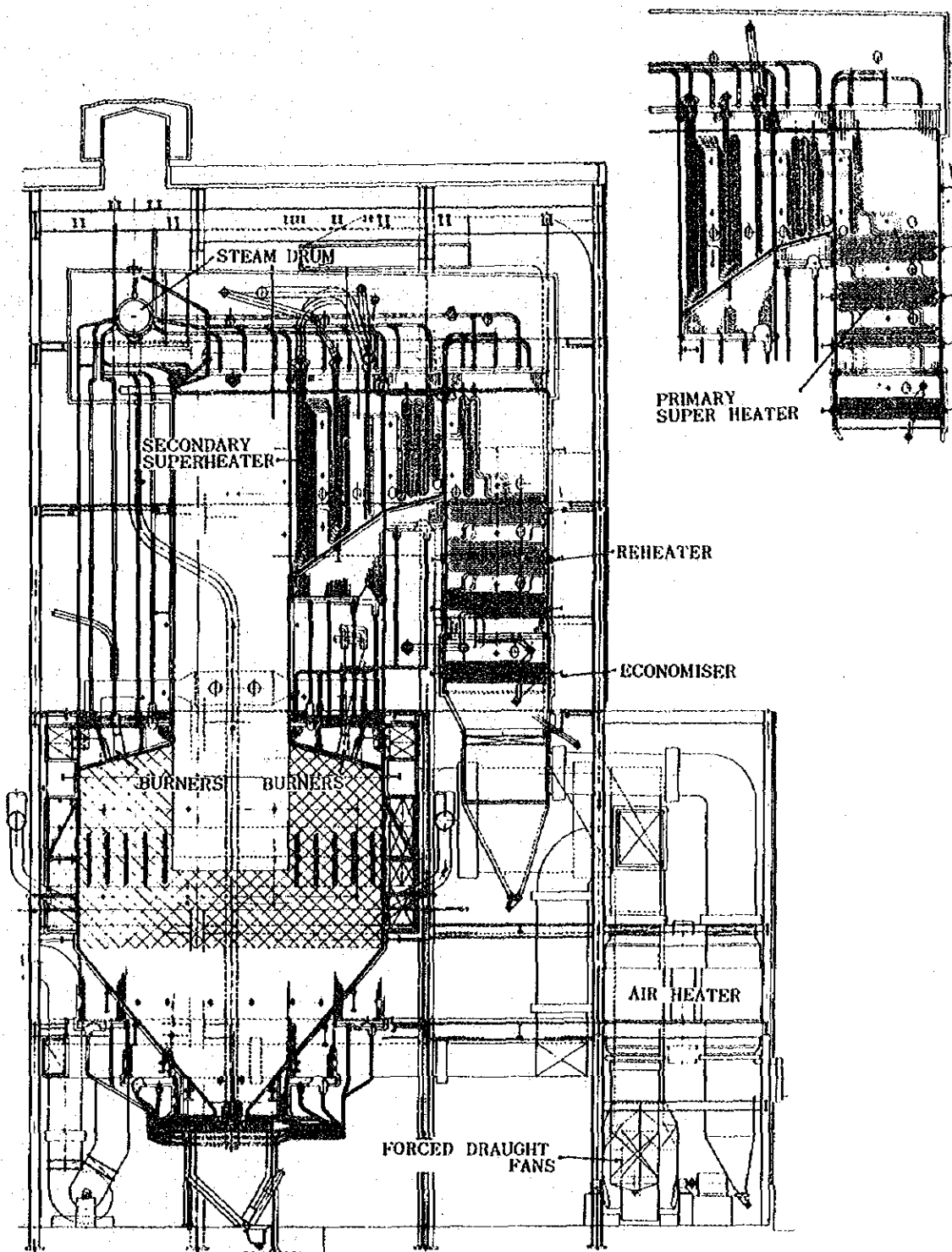
各 Fan, Pump の軸動力の 105 % ~ 110 %

A-1-7 発電所の使用条件について

発電所の使用条件および運用方針を予め調査検討し、それを主機の仕様に織込まねばならない。その主なものを示す。

- (1) 送電線路と系統構成並びに保護装置
- (2) 負荷変動のパターンとその変化速度
- (3) 最低負荷および過負荷の限界
- (4) 周波数変動の許容限度
- (5) 起動時間および急速起動

Radiant, Natural Circulation Type



Max. continuous rating	420 t/hr (926,000 lb/hr)
Superheater outlet pressure	131 kg/sq.cm (1,863 lb/sq.in)
Final steam temperature	541°C (1,005°F)
Reheat steam temperature	541°C (1,005°F)
Feed water temperature	239°C (462°F)
Fuel	P.F. (anthracite coal)

A - 2 中央電力系統および SANTA 電力系統の電力需要想定

Table A-2-1 Maximum Demand Forecast Estimated By Japanese Mission

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Increase (%)
Unit: MW																
Central System																
Sector Lima	600	655	714	779	850	927	1,011	1,103	1,204	1,313	1,433	1,563	1,706	1,861	2,030	9.1
S. Paramonga-Huacho	-	3	62	65	66	67	68	68	69	69	71	73	75	78	80	2.1
S. Cañete	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	6	5.1
S. Chincha	3	4	4	4	5	5	5	5	6	6	6	7	7	8	8	7.3
S. Pasco	16	16	17	17	17	18	18	19	19	20	20	21	22	23	23	2.6
S. Ica	8	8	9	10	10	11	12	13	13	14	15	16	17	18	19	6.4
S. Nazca	-	-	-	-	16	58	58	58	58	72	86	100	104	107	110	21.2
S. Marcona Mining	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	117	119	122	124	126	0.7
S. Huancavelica	-	-	20	35	36	37	39	40	42	43	44	45	47	48	49	7.8
S. Cestromin	209	248	289	349	392	401	410	419	429	439	448	457	466	475	485	6.2
S. Huancayo	-	3	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	7	7	8	7.8
S. Tarma	17	19	20	25	27	27	29	33	34	35	36	37	38	39	40	6.3
S. Junin	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	6.5
S. Pasco	0	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	5	13.2
S. Jauja y Mantaro	-	3	3	4	4	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	6.8
S. Huancayo	-	12	14	15	17	18	19	21	22	23	25	26	28	30	32	7.8
Estimated new demand	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60	64	67	71	75	5.7
Total	971	1,087	1,275	1,429	1,566	1,701	1,801	1,912	2,031	2,170	2,384	2,551	2,724	2,907	3,105	8.7
Northern System																
Sistema Santa	139	168	253	262	279	290	326	331	339	350	356	368	382	396	415	8.1
Pacasmayo	(2)	(6)	(7)	(8)	(9)	(11)	(13)	(14)	(16)	18	20	22	24	27	29	21.0
Lambayeque	(14)	(15)	(16)	(18)	(20)	(23)	(25)	(28)	(31)	(35)	(38)	(41)	(44)	(47)	(51)	9.7
Cajamarca	2	3	3	3	4	4	4	5	5	5	6	6	6	7	7	9.4
Celendin	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Michiquillay	-	-	-	-	-	-	40	40	40	40	40	40	40	40	40	6.3
Total	141	171	256	265	283	294	370	376	384	413	422	461	477	495	516	9.6
(157)	(192)	(279)	(291)	(312)	(312)	(328)	(408)	(418)	(431)	(448)	(460)	(502)	(521)	(542)	(567)	9.6
Interconnected System																
Maximum demand	1,112	1,258	1,531	1,694	1,849	1,995	2,171	2,288	2,415	2,583	2,806	3,012	3,201	3,402	3,621	8.8
(1,128)	(1,279)	(1,554)	(1,720)	(1,878)	(2,029)	(2,209)	(2,330)	(2,462)	(2,618)	(2,844)	(3,053)	(3,245)	(3,449)	(3,672)	(3,915)	(8.8)
Resultant max. demand	1,045	1,082	1,439	1,592	1,738	1,875	2,040	2,151	2,270	2,428	2,638	2,831	3,009	3,198	3,404	8.8
(1,060)	(1,102)	(1,461)	(1,617)	(1,765)	(1,907)	(2,076)	(2,190)	(2,313)	(2,461)	(2,675)	(2,869)	(3,050)	(3,242)	(3,451)	(3,672)	(8.8)
Transmission loss (more than 138 kV)	31	36	43	47	52	57	62	64	69	73	79	85	90	96	102	8.7
(32)	(36)	(44)	(49)	(53)	(57)	(62)	(65)	(65)	(69)	(74)	(80)	(86)	(91)	(97)	(103)	8.9
Power demand at generating end	1,076	1,218	1,482	1,639	1,790	1,932	2,102	2,215	2,339	2,501	2,717	2,916	3,099	3,294	3,506	8.8
(1,092)	(1,238)	(1,505)	(1,666)	(1,818)	(1,964)	(2,138)	(2,255)	(2,382)	(2,535)	(2,753)	(2,955)	(3,141)	(3,329)	(3,554)	(3,804)	8.8

Note : Figures in parenthesis indicate the total demand including demand of Pacasmayo and Lambayeque systems which will be interconnected with Santa Power System in 1985 and after 1990 respectively.

Table A-2-2 Energy Demand Forecast Estimated By Japanese Mission

	Unit: GWh													Increase (%)		
	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988		1989	1970
Sector Lima	3,153	3,442	3,752	4,094	4,467	4,872	5,313	5,797	6,328	6,901	7,531	8,215	8,966	9,781	10,669	9.1
S. Paramonga-Huacho	-	-	312	326	334	337	337	344	347	350	361	373	385	397	410	2.3
S. Cañete	6	7	8	9	10	10	11	12	13	13	14	14	15	16	16	7.3
S. Chincha	22	28	33	37	40	43	46	47	48	50	51	53	55	57	59	7.3
S. Pisco	39	46	53	58	61	64	67	69	71	73	75	79	80	83	86	5.8
S. Ica	36	39	43	47	51	55	59	63	67	71	75	79	83	87	94	7.1
S. Nazca	-	-	-	-	56	317	319	320	321	403	484	570	598	616	635	27.4
S. Marcona Mining	638	638	638	638	638	638	638	638	638	638	651	664	677	690	704	0.7
S. Huancavelica	-	-	170	211	215	223	230	238	246	253	259	266	273	281	288	4.5
S. Centromin	1,517	2,006	2,107	2,559	2,877	2,843	3,009	3,078	3,147	3,221	3,279	3,351	3,418	3,487	3,556	6.3
S. Huanuco	-	9	11	13	14	15	17	18	19	20	22	23	25	26	28	9.2
S. Tarma	91	97	104	130	135	137	146	169	175	181	185	190	195	200	205	6.0
S. Junin	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	5	6	13.7
S. Paaco	1	2	3	3	4	5	5	6	7	8	8	9	10	11	12	19.4
S. Jauja y Mantaro	-	-	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	15	16	17	8.4
S. Huancayo	-	35	40	45	49	53	58	63	69	74	79	86	92	99	107	9.0
Estimated new demand	5,504	6,356	7,282	8,180	8,962	9,624	10,269	10,877	11,513	12,274	13,356	14,330	15,265	16,246	17,308	8.5
Total	631	830	1,128	1,185	1,340	1,421	1,721	1,784	1,868	1,926	1,988	2,005	2,072	2,138	2,213	9.4
Sistema Santa	(11)	(25)	(30)	(35)	(40)	(45)	(52)	(58)	(65)	70	75	80	85	90	95	16.6
Pacasmayo	(66)	(73)	(79)	(86)	(93)	(102)	(110)	(120)	(132)	(140)	(155)	(170)	(180)	(190)	(200)	8.2
Lambayeque	8	9	10	11	13	13	14	15	15	17	17	18	19	20	21	7.1
Cajamarca	-	-	-	-	-	-	278	278	278	278	278	278	278	278	278	6.3
Celeddin	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Michiquillay	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	639	839	1,138	1,196	1,353	1,434	2,013	2,077	2,161	2,291	2,328	2,555	2,628	2,700	2,781	10.9
Energy demand	(716)	(937)	(1,247)	(1,317)	(1,486)	(1,581)	(2,175)	(2,255)	(2,358)	(2,431)	(2,483)	(2,725)	(2,808)	(2,890)	(2,981)	10.7
Energy demand	6,143	7,195	8,420	9,376	10,315	11,058	12,282	12,954	13,674	14,565	15,684	16,835	17,893	18,946	20,089	8.8
Transmission loss	(6,220)	(7,293)	(8,529)	(9,497)	(10,448)	(11,205)	(12,444)	(13,132)	(13,871)	(14,705)	(15,839)	(17,055)	(18,073)	(19,136)	(20,289)	8.8
(more than 138 KV)	185	218	254	282	311	333	370	391	412	437	471	507	537	568	603	8.8
Energy requirement	(186)	(218)	(255)	(284)	(313)	(336)	(373)	(393)	(416)	(441)	(475)	(511)	(542)	(574)	(608)	8.8
at generating end	6,328	7,413	8,674	9,658	10,626	11,391	12,652	13,345	14,086	15,002	16,155	17,392	18,430	19,514	20,692	8.8
Interconnected System	(6,406)	(7,511)	(8,784)	(9,781)	(10,761)	(11,541)	(12,817)	(13,525)	(14,287)	(15,146)	(16,314)	(17,566)	(18,615)	(19,710)	(20,897)	8.8

Note : Figures in parenthesis indicate the total demand including demand of Pacasmayo and Lambayeque systems which will be interconnected with Santa Power System in 1985 and after 1990 respectively.

Table A-2-3 Maximum Demand Forecast Estimated by MEM

Unit: MW

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Increase (%)
Sector Lima	623	730	789	848	958	1,028	1,102	1,183	1,271	1,366	1,450	1,558	1,676	1,802	1,940	8.5
S. Paramonga-Huacho	-	-	62	65	66	67	68	68	69	69	71	73	75	78	80	2.1
S. Cañete	3	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	6	5.1
S. Chincha	3	4	4	4	5	5	5	5	6	6	6	7	7	8	8	7.3
S. Pisco	16	16	17	17	17	18	18	19	19	20	20	21	22	23	23	2.6
S. Ica	8	8	9	10	10	11	12	13	13	14	15	16	17	18	19	6.4
S. Nazca	-	-	-	-	16	58	58	58	58	72	86	100	104	107	110	21.2
S. Marcona Mining	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	117	119	122	124	126	0.7
S. Huancavelica	-	-	20	35	36	37	39	40	42	43	44	45	47	48	49	7.8
S. Centromin	209	248	289	349	392	401	410	419	429	439	448	457	466	475	485	6.2
S. Huancayo	-	3	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	7	7	8	7.8
S. Tarma	17	19	20	25	27	27	29	33	34	35	36	37	38	39	40	6.3
S. Junin	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	6.5
S. Pasco	0	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	5	13.2
S. Jauja y Mantaro	-	3	3	4	4	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	6.8
S. Huancayo	-	12	14	15	17	18	19	21	22	23	25	26	28	30	32	7.8
Estimated new demand	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60	64	67	71	75	5.7
Total	994	1,162	1,350	1,498	1,674	1,802	1,892	1,992	2,098	2,223	2,401	2,546	2,694	2,848	3,015	8.3
Northern System																
Sistema Santa	-	256	357	395	413	475	488	501	516	580	556	572	589	607	627	7.1
Pacasmayo	-	19	21	22	23	35	38	40	43	46	50	53	56	60	64	9.8
Lambayeque	-	-	-	-	95	98	102	105	107	113	121	126	131	136	142	4.1
Cajamarca-Michiquillay	-	-	-	-	-	-	49	50	50	50	51	53	54	56	57	1.9
Total	-	275	378	417	531	608	677	696	716	789	778	804	830	859	890	9.5
Interconnected System																
Maximum demand	994	1,437	1,728	1,715	2,205	2,410	2,569	2,688	2,814	3,012	3,179	3,350	3,524	3,707	3,905	10.3
Resultant max. demand	934	1,351	1,624	1,800	2,073	2,265	2,415	2,527	2,645	2,831	2,988	3,149	3,313	3,485	3,671	10.3
Transmission loss (more than 138 kV)	28	41	49	54	62	68	72	76	79	85	90	94	99	105	110	10.3
Power demand at generating end	962	1,392	1,673	1,854	2,135	2,333	2,487	2,603	2,724	2,916	3,078	3,243	3,412	3,590	3,781	10.3

Table A-2-4 Energy Demand Forecast Estimated By MEM

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Increase (%)
Unit: GWh																
Sector Lima	3,274	3,838	4,148	4,476	4,941	5,325	5,741	6,193	6,683	7,213	7,644	7,854	8,916	9,635	10,414	8.6
S. Paramonga-Huacho	-	-	312	326	334	337	337	344	347	350	361	373	385	397	410	2.3
S. Cañete	6	7	8	9	10	10	11	11	13	13	14	14	15	16	16	7.3
S. Chincha	22	28	33	37	40	43	46	47	48	50	51	53	55	57	59	7.3
S. Pisco	39	46	53	58	61	64	67	69	71	73	75	77	80	83	86	5.8
S. Ica	36	39	43	47	51	55	59	63	67	71	75	79	84	88	94	7.1
S. Nazca	-	-	-	-	56	317	319	320	321	403	484	570	598	616	635	27.4
S. Marcona Mining	638	638	638	638	638	638	638	638	638	638	651	664	677	690	704	0.7
S. Huancavelica	-	-	170	211	215	223	230	238	246	253	259	266	273	281	288	4.5
S. Centromin	1,517	2,006	2,107	2,559	2,877	2,843	3,009	3,078	3,147	3,221	3,279	3,351	3,418	3,487	3,556	6.3
S. Huanuco	-	9	11	13	14	15	17	18	19	20	22	23	25	26	28	9.2
S. Tarma	91	97	104	130	135	137	146	169	175	181	185	190	195	200	205	6.0
S. Junin	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	5	6	13.7
S. Pasco	1	2	3	3	4	5	5	6	7	8	8	9	10	11	12	19.4
S. Juaja y Mantaro	-	6	7	8	9	10	11	12	13	14	14	15	15	16	17	8.4
S. Huancayo	-	35	40	45	49	53	58	63	69	74	79	86	92	99	107	9.0
Estimated new demand	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	340	372	393	416	13.2
Total	5,625	6,752	7,678	8,562	9,436	10,077	10,697	11,273	11,868	12,586	13,459	13,969	15,215	16,100	17,053	8.2
Sistema Santa	-	1,114	1,348	1,703	1,855	2,226	2,311	2,389	2,464	2,533	2,646	2,710	2,781	2,856	2,937	7.7
Pacasmayo	-	91	103	108	115	143	153	165	176	188	206	220	228	250	267	8.6
Lambayeque	-	-	-	-	487	503	516	532	548	564	600	617	636	657	(680)	3.4
Cajamarca-Michiquilay	-	-	-	-	-	-	283	284	285	287	294	301	308	315	323	1.7
Total	-	1,205	1,451	1,811	2,457	2,872	3,263	3,370	3,473	3,572	3,746	3,848	3,953	4,078	4,207	10.1
Energy demand	5,625	7,957	9,129	10,373	11,893	12,949	13,960	14,643	15,341	16,158	17,205	17,817	19,168	20,178	21,260	10.0
Transmission loss (more than 138 kV)	168	238	273	311	356	388	418	439	460	484	516	534	575	611	637	10.0
Energy requirement at generating end	5,793	8,195	9,402	10,684	12,249	13,337	14,378	15,082	15,801	16,642	17,721	18,351	19,743	20,789	21,897	10.0

Table A-2-5 kW and kWh Balance in Central Power System

Year	Power demand		Power supply capability										Total Dependable Power Energy (MW)	Total Dependable Energy (GWh)				
	Max. demand (MW)	Energy demand (GWh)	EE, EE, AA Dependable Power Energy (MW)	Mantaro Dependable Power Energy (MW)	Centromin Dependable Power Energy (MW)	Marccona Dependable Power Energy (MW)	Sheque Dependable Power Energy (MW)	Restitucion Dependable Power Energy (MW)	Lima thermal Dependable Power Energy (MW)	Sheque Dependable Power Energy (MW)	Marccona Dependable Power Energy (MW)	Centromin Dependable Power Energy (MW)			Mantaro Dependable Power Energy (MW)			
1976	971	5,504	528	2,822	342	2,990	141	965	42	245	-	-	-	-	-	-	1,053	7,022
1977	1,089	6,356	528	2,822	682	3,060	141	965	42	245	-	-	-	-	-	-	1,393	7,092
1978	1,213	6,970	528	2,822	682	3,060	141	965	42	245	-	-	-	-	-	-	1,393	7,092
1979	1,364	7,854	528	2,822	682	3,060	141	965	42	245	-	-	-	-	-	113	1,506	7,859
1980	1,500	8,628	528	2,822	682	3,060	141	965	42	245	-	-	-	-	-	113	1,506	7,859
1981	1,634	9,287	528	4,015 ^{1/}	682	3,060	141	965	42	245	293	680	-	-	-	113	1,799	9,732
1982	1,733	9,932	528	4,015	682	3,060	141	965	42	245	293	680	-	-	-	113	1,799	9,732
1983	1,844	10,533	528	4,015	682	3,060	141	965	42	245	585	1,792	-	-	-	113	2,091	10,844
1984	1,962	11,166	528	4,015	682	3,060	301	1,875	42	245	585	1,792	-	-	-	113	2,251	11,754
1985	2,101	11,924	528	4,015	682	3,060	301	1,875	42	245	585	1,792	-	-	-	113	2,251	11,754
1986	2,313	12,995	528	4,015	682	3,060	301	1,875	42	245	585	1,792	180	895	225	1,533	2,543	13,415
1987	2,478	13,957	528	4,015	682	3,060	301	1,875	42	245	585	1,792	180	895	225	1,533	2,543	13,415
1988	2,649	14,860	528	4,015	682	3,060	301	1,875	42	245	585	1,792	180	895	338	2,300	2,656	14,182
1989	2,829	15,849	528	4,015	682	3,060	301	1,875	42	245	585	1,792	180	895	563	3,833	2,881	15,715
1990	3,025	16,896	528	4,015	682	3,060	301	1,875	42	245	585	1,792	180	895	563	3,833	2,881	15,715

Note : 1/ : Power demand of Paramonga and Huacho was excluded from the power demand of the Central Power System

2/ : Additional energy due to operation of Sheque Power Plant

Table A-2-6 KW and kWh Balance in Santa Power System

Year	Power demand ^{1/}	Power supply capability													
		Cauha		Cañon del Pato		El Corro		Gasturbine		SIDERFERU		Alto Chicama & Others		Total	
		Dependable	Dependable	Dependable	Dependable	Dependable	Dependable	Dependable	Dependable	Dependable	Dependable	Dependable	Dependable	Dependable	Dependable
	Max. demand	Power	Power	Power	Power	Power	Power	Power	Power	Power	Power	Power	Power	Power	Power
	Energy demand	Energy	Energy	Energy	Energy	Energy	Energy	Energy	Energy	Energy	Energy	Energy	Energy	Energy	Energy
1976	139	-	75	630	-	164	144	-	-	-	-	-	-	239	774
1977	168	-	75	630	-	164	144	-	-	-	-	-	-	239	774
1978	315	40	175	655	-	5/ 82	72	66	605	-	-	-	-	313	1,507
1979	327	40	175	655	-	82	72	66	605	-	-	-	-	313	1,507
1980	345	40	175	655	-	82	72	66	605	-	-	-	-	313	1,507
1981	357	40	175	655	-	82	72	66	605	-	-	-	-	313	1,507
1982	438	40	175	655	120	1,046	82	72	66	605	-	-	-	433	2,553
1983	444	40	175	655	120	1,046	82	72	66	605	-	-	-	433	2,553
1984	453	40	175	655	120	1,046	82	72	66	605	-	-	-	433	2,553
1985	482	40	175	655	120	1,046	82	72	66	605	-	-	-	433	2,553
1986	493	40	175	655	120	1,046	82	72	66	605	54	368	487	2,921	
1987	534	40	175	655	120	1,046	82	72	66	605	54	368	487	2,921	
1988	552	40	175	655	120	1,046	82	72	66	605	2/ 185	1,019	618	3,572	
1989	573	40	175	655	120	1,046	82	72	66	605	3/ 308	1,695	741	4,248	
1990	596	40	175	655	120	1,046	82	72	66	605	4/ 368	2,256	801	4,809	

Note: 1/ : Power demand of Paramonga and Huacho was included in the power demand of the Santa Power System

2/ : 180 MW x 0.9 + 23 MW (Galito Ciego)

3/ : 180 x 0.9 + 23 + 123 (Carhuaquero)

4/ : 180 x 0.9 + 23 + 123 + 60 (San Juan)

5/ : Retire of gas turbine 82 MW

Table A-2-7 kW and kWh Balance in Interconnected System

Year	Power demand				Power supply capability			
	Max. demand (MW)	Energy demand (GWh)	Central power system		Santa power system		Total Dependable	
			Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)		
1976	1,076	6,328	1,053	7,022	239	774	1,292	7,796
1977	1,218	7,413	1,393	7,092	239	774	1,632	7,866
1978	1,482	8,674	1,393	7,092	313	1,507	1,706	8,599
1979	1,639	9,658	1,506	7,859	313	1,507	1,819	9,366
1980	1,790	10,626	1,506	7,859	313	1,507	1,819	9,366
1981	1,932	11,391	1,799	9,732	313	1,507	2,112	11,239
1982	2,102	12,652	1,799	9,732	433	2,553	2,232	12,285
1983	2,215	13,345	2,091	10,844	433	2,553	2,524	13,397
1984	2,339	14,086	2,251	11,754	433	2,553	2,684	14,307
1985	2,501	15,002	2,251	11,754	433	2,553	2,684	14,307
1986	2,717	16,155	2,543	13,415	487	2,921	3,030	16,336
1987	2,916	17,392	2,543	13,415	487	2,921	3,030	16,336
1988	3,099	18,430	2,656	14,182	618	3,572	3,274	17,754
1989	3,294	19,514	2,881	15,715	741	4,248	3,622	19,963
1990	3,506	20,692	2,881	15,715	801	4,809	3,682	20,524

A - 3 PACASMAYO DIESEL POWER PLANT

A-3 Pacasmayoディーゼル発電設備

Michiquillay 鉱山に電力を供給するにあたって Pacasmayo にディーゼル発電設備を建設し 220 kV 送電線によって電力を供給すると仮定した場合の発電設備の主要諸元および建設費は次の如くなる。

1) 送電線

区 間	:	Pacasmayo ~ Michiquillay
亘 長	:	140 km
電圧回線数	:	220 kV 1 線
建設費	:	10,156×10 ³ US\$

2) 変電設備

Michiquillay	:	引出設備 変圧器 80MVA
建設費	:	5,683×10 ³ US\$

3) 通信設備

	:	一 式
建設費	:	774×10 ³ US\$

4) Pacasmayoディーゼルプラント

設備出力	:	11MW×6 unit
建設費	:	30,029×10 ³ US\$
kW 当り建設費	:	455 US\$/kW
経費率	:	16 %

Pacasmayo にディーゼル・プラントを設置し、140km の送電線をとおして Michiquillay 鉱山に電力を供給した場合の Michiquillay 鉱山における電力コストと Michiquillay 鉱山にディーゼルプラントを建設し供給した場合の発電コストより B/C を求めれば Table A-3-1 に示す如くなる。

Table A-3-1 Comparison of Generating Cost at Michiquillay
(unit : mills/kWh)

	Diesel plants at Michiquillay (B)	Supply through interconnected transmission line (C)	(B)/(C)	(B)-(C)
Present fuel price in Peru	27.83	22.90	1.22	4.93
International market fuel price	35.74	30.97	1.15	4.77

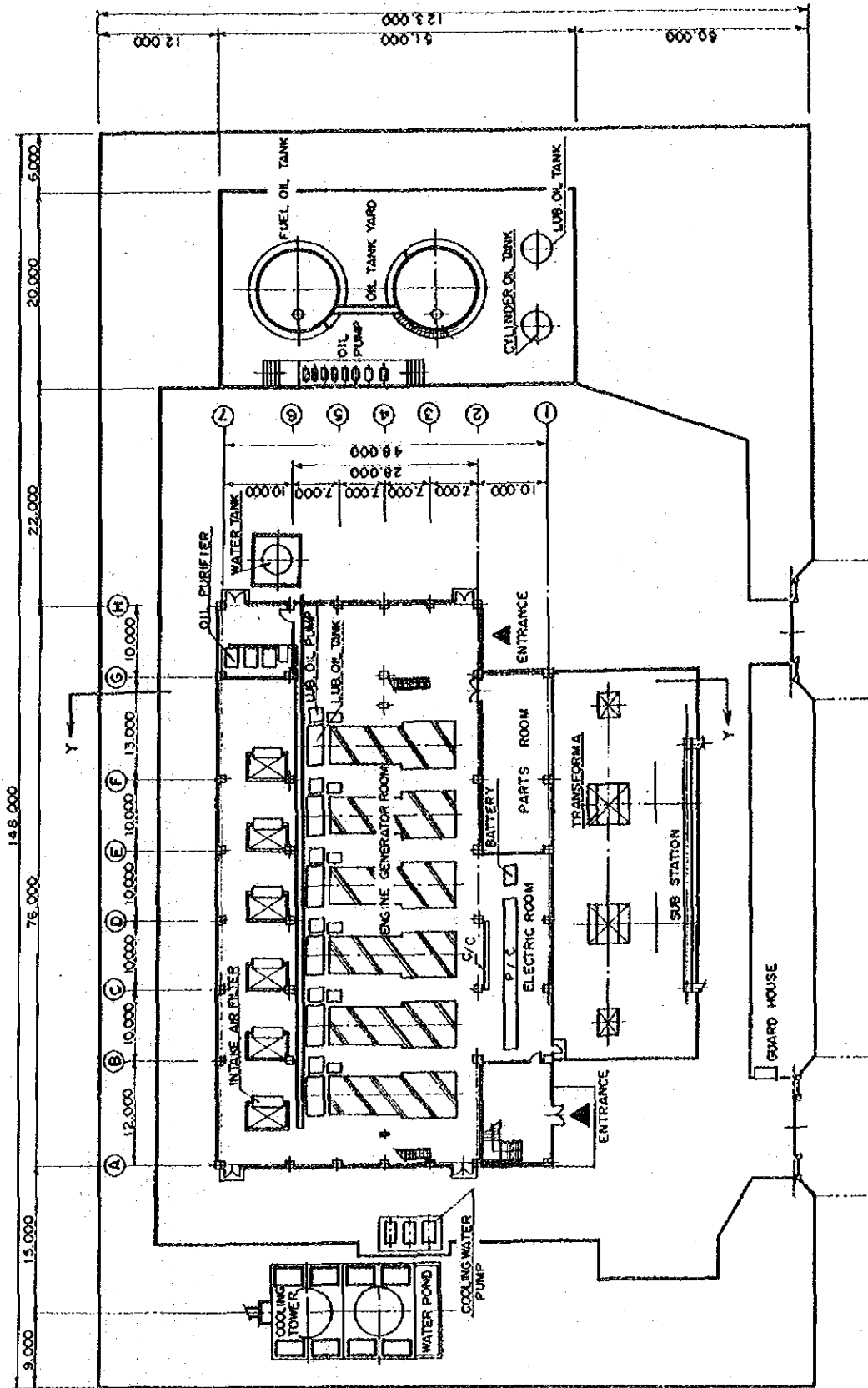
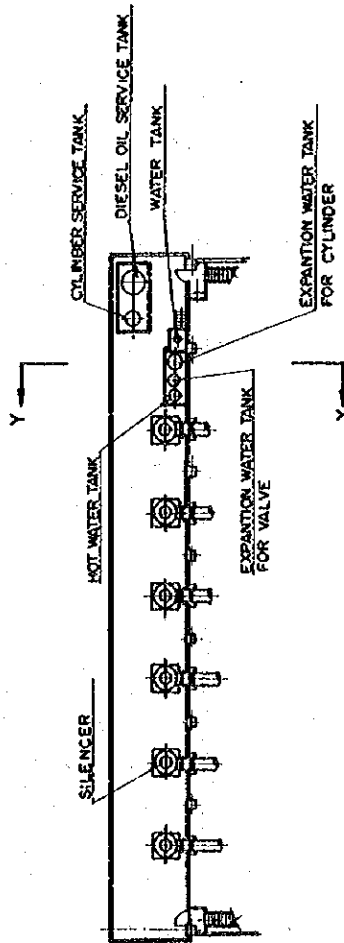
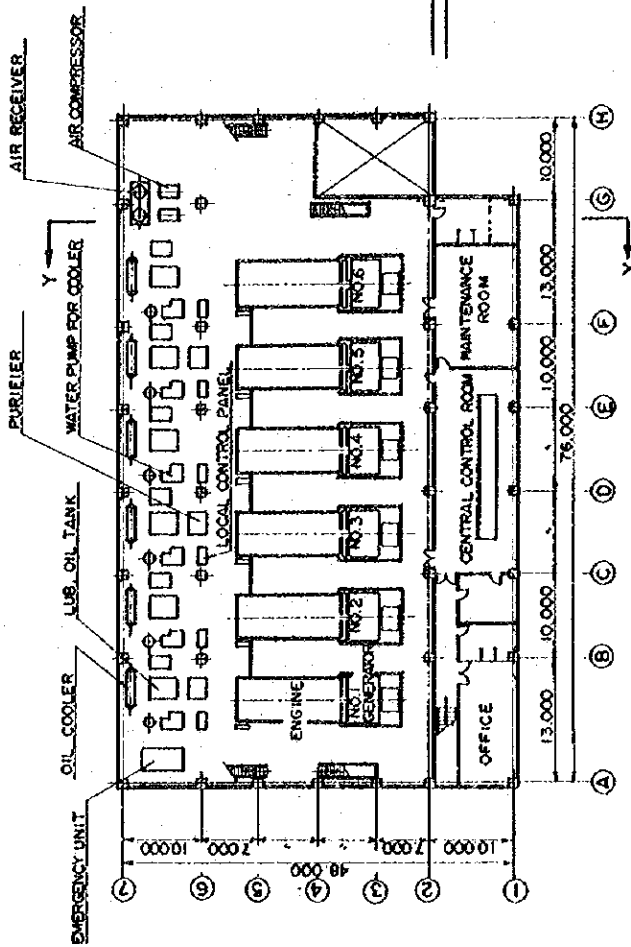


Fig. A-3-1 DIESEL GENERATING POWER PLANT LAY OUT (66 MW)

ROOFTOP



2nd. FLOOR



Y - Y SECTION

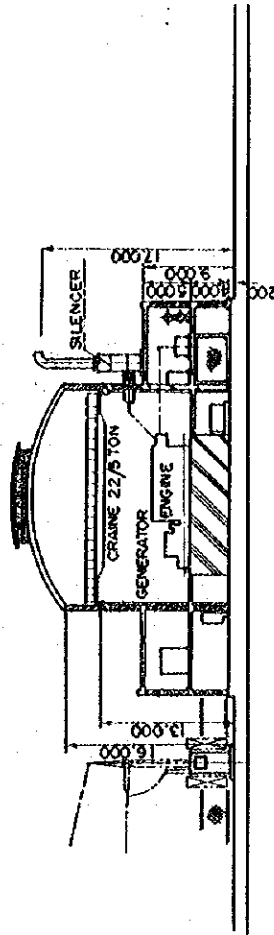
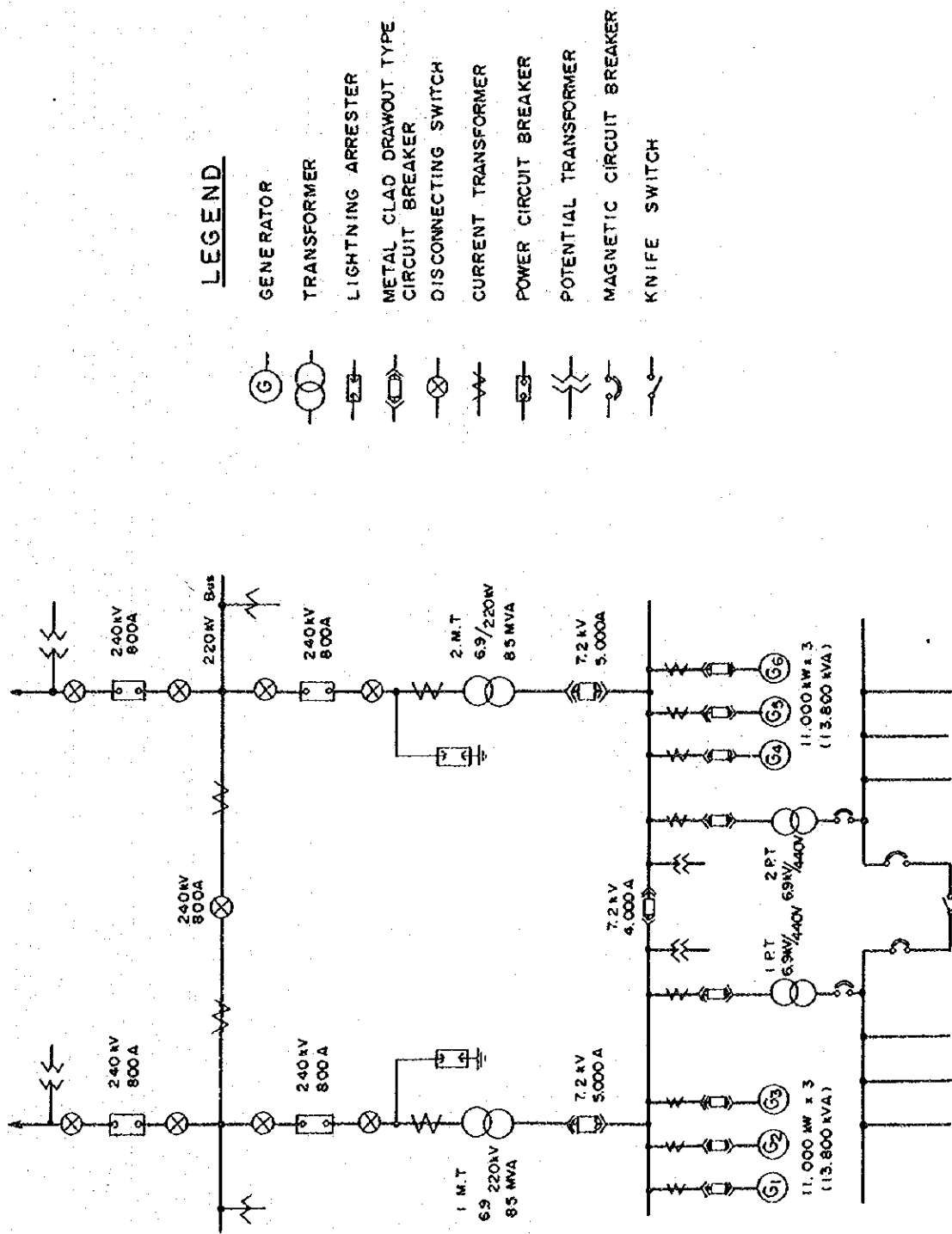


Fig. A-3-2 DIESEL GENERATING POWER PLANT LAY OUT



LEGEND

- GENERATOR
- TRANSFORMER
- LIGHTNING ARRESTER
- METAL CLAD DRAWOUT TYPE CIRCUIT BREAKER
- DISCONNECTING SWITCH
- CURRENT TRANSFORMER
- POWER CIRCUIT BREAKER
- POTENTIAL TRANSFORMER
- MAGNETIC CIRCUIT BREAKER
- KNIFE SWITCH

Fig. A-3-3 SINGLE DIAGRAM OF DIESEL POWER PLANT

66 MW

Table A-3-2 CONSTRUCTION SCHEDULE FOR DIESEL GENERATING PLANT

WORK ITEMS	1st. YEAR			2nd. YEAR			3rd. YEAR											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
OVERALL SCHEDULE																		
SPEC. BID ANALYSIS & PURCHASE																		
SITE PREPARATION																		
ASSEMBLY & INSTALLATION OF DIESEL GENERATOR																		
INSTALLATION OF AUXILIARY EQUIPMENT																		
WATER, OIL & AIR PIPING WORKS																		
STORAGE TANK WORK																		
FOUNDATION & SUPERSTRUCTURE																		
ELECTRIC WORK																		
TRANSMISSION LINE & SUBSTATION																		
CHECK - OUT & OPERATION																		

LEGEND
 ▽ TENDER
 ▽ B I O
 ▽ CONTRACT
 ▽ DESIGN WORK

Itemized list of Diesel Power Plant Equipment (66 MW)

Items	Discription
1. Fuel Oil System	
(1) Diesel oil unloading pump	20 m ³ /h, 5 kg/cm ²
(2) Diesel oil storage tank	800 kl
(3) Diesel transfer pump	20 m ³ /h, 5 kg/cm ²
(4) Flow meter & filter	
(5) Diesel oil Bufet tank	30 kl
(6) Purifier	6000 l/hr
(7) Diesel oil service tank	10 kl
(8) Heavy oil unloading pump	20 m ³ /h, 5 ks/cm ²
(9) Heavy oil storage tank	3000 kl
(10) Heavy oil transfer pump	20 m ³ /h, 5 kg/cm ²
(11) Flowmeter & filter	
(12) Heavy oil buffer tank	30 kl
(13) Heavy oil purifier	6000 l/kr
(14) Heavy oil steam heater	
(15) Heavy oil service tank	10 kl
(16) Heavy oil supply pump	10 m ³ /h, 5 kg/cm ²
(17) Drain tank	1000 l
(18) Drain discharge pump	10 m ³ /h, 5 kg/cm ²
(19) Sludge transfer pump	5 m ³ /h, 3 kg/cm ²
(20) Sludge storage tank	30 kl

Items	Description
2. Lub. oil system	
(1) Lub. oil unloading pump	10 m ³ /h, 2.5 kg/cm ²
(2) Lub. oil storage tank	30 kl
(3) Lub. oil transfer pump	10 m ³ /h, 5 kg/cm ²
(4) Main oil pump	120 m ³ /h, 7 kg/cm ²
(5) Lub. oil cooler	200 m ²
(6) Lub. oil tank for turbo-charger	100 l
(7) Lub. oil purifier	6000 l/hr.
(8) Filters	
3. Cylinder oil system	
(1) Cyl. oil unloading pump	10 m ³ /h, 2.5 kg/cm ²
(2) Cylinder oil storage tank	30 kl
(3) Cyl. oil transfer pump	10 m ³ /h, 5 kg/cm ²
(4) Cyl. oil service tank	2000 l
4. Steam system	
(1) Exhaust gas boiler	600 kg/h, 7 kg/cm ²
(2) Auxiliary boiler	3000 kg/h, 7 kg/cm ²
(3) Water service tank for aux. boiler	1500 l
5. Water system	
(1) Fresh water tank	60 kl
(2) Water feed pump	7 m ³ /h, 11 kg/cm ²
(3) Hot water tank	400 l
(4) Valve cooling water tank	1000 l

Items	Description
(5) Valve cooling water pump	10 m ³ /h, 3 kg/cm ²
(6) Cyl. cooling water tank	3000 l
(7) Cyl. cooling water pump	400 m ³ /h, 2.5 kg/cm ²
(8) Cooling tower	4000 m ³ /h, : 43° C/32° C
(9) Water treatment equipment	14 tons/hr.
6. Air system	
(1) Air compressor	100 m ³ /h, 25 kg/cm ²
(2) Air receiver	4000 l, 25 kg/cm ²
(3) Air filter & reduser	
7. Diesel engine	
out put	14,500 ps
speed	520 rpm
No. of cyl.	18 cylinder
fuel consumption	146 g/ps. h.
8. Turbo generator & accessories	
Rated capacity	13,800 kVA
Terminal voltage	72,000 V
Frequency	60 Hz
Power factor	85 %
9. Transformer (Mim)	
Phase	3
Rated voltage	220,000 V
Capacity	
(Auxiliary)	Capacity
10. House service switch gears	
(1) 440 V power center	
(2) 440 V control center	
(3) Control panels	

Items	Discription
11. Out-door Substation	
(1) Circuit breaker	
(2) Disconnecting switches	
(3) Compressed air supply system	
12. Auxiliary apparatus	
(1) Emergency electric power	200 kVA
(2) D. C. Battery & rectifier	
(3) Inter-communication equipment	
(4) Fire protection equipment	
(5) Over head traveling craine	22/5 ton
13. Civil & building works	
(1) Power house	
(2) Substation	
(3) Guardman's house	
(4) Water treatment house	
(5) Water treatment pond	
(6) Cooling tower pond	
(7) Raw water intake	
(8) Fuel oil strage tank yard	
(9) Fuel oil treatment room	

A - 4 電力系統の解析

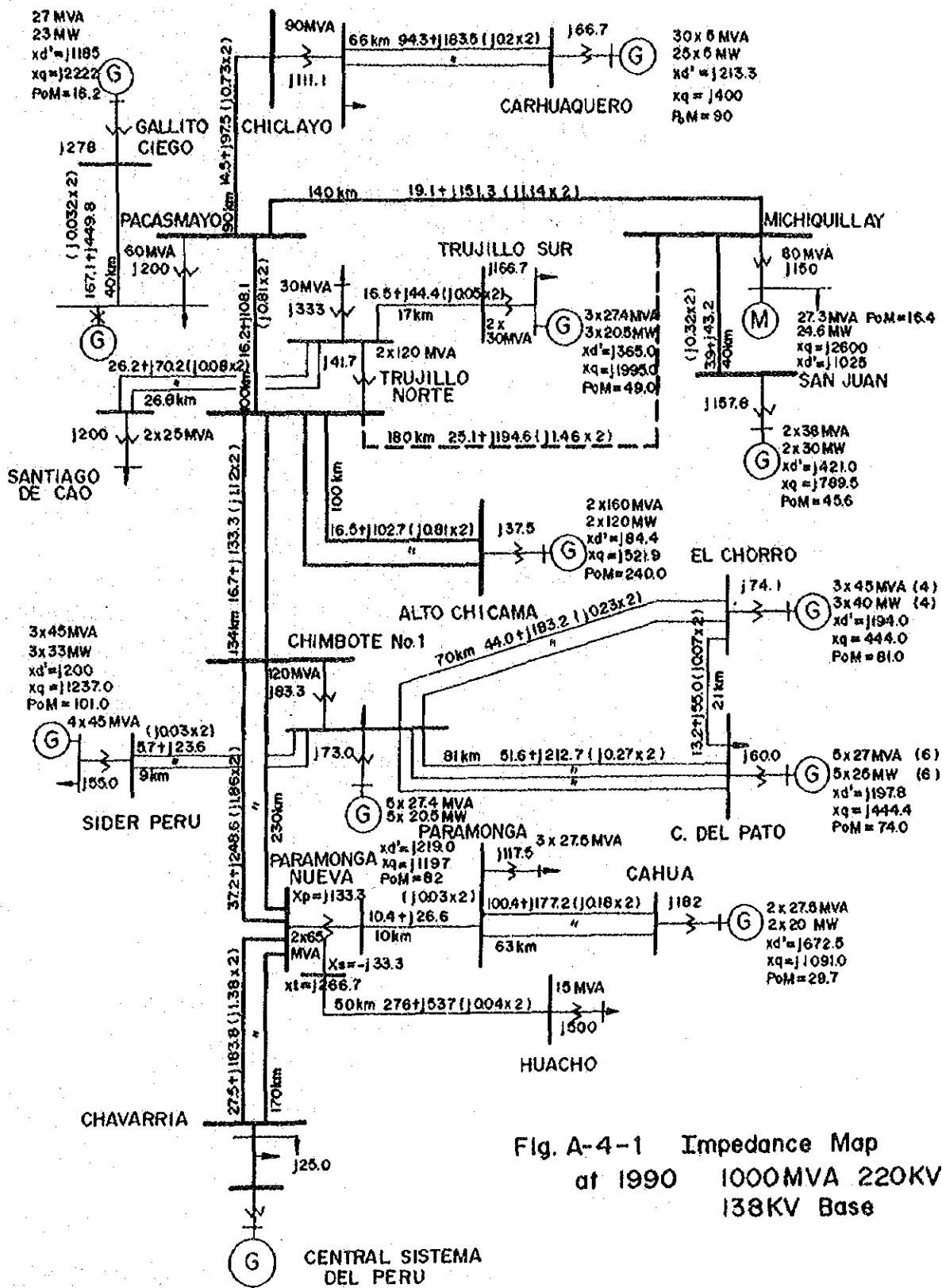


Fig. A-4-1 Impedance Map
at 1990 1000MVA 220KV
138KV Base

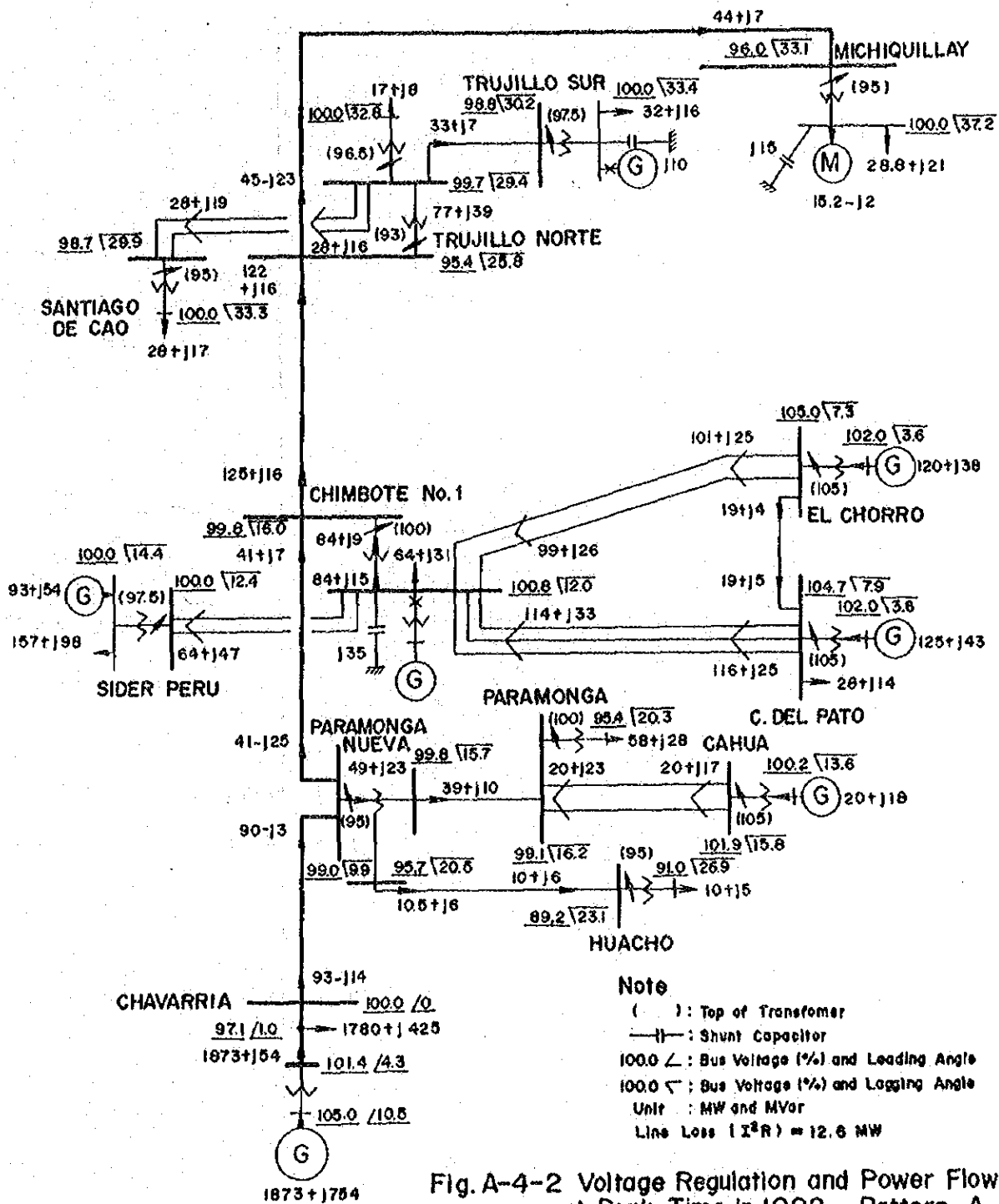


Fig. A-4-2 Voltage Regulation and Power Flow at Peak Time in 1982 Pattern A

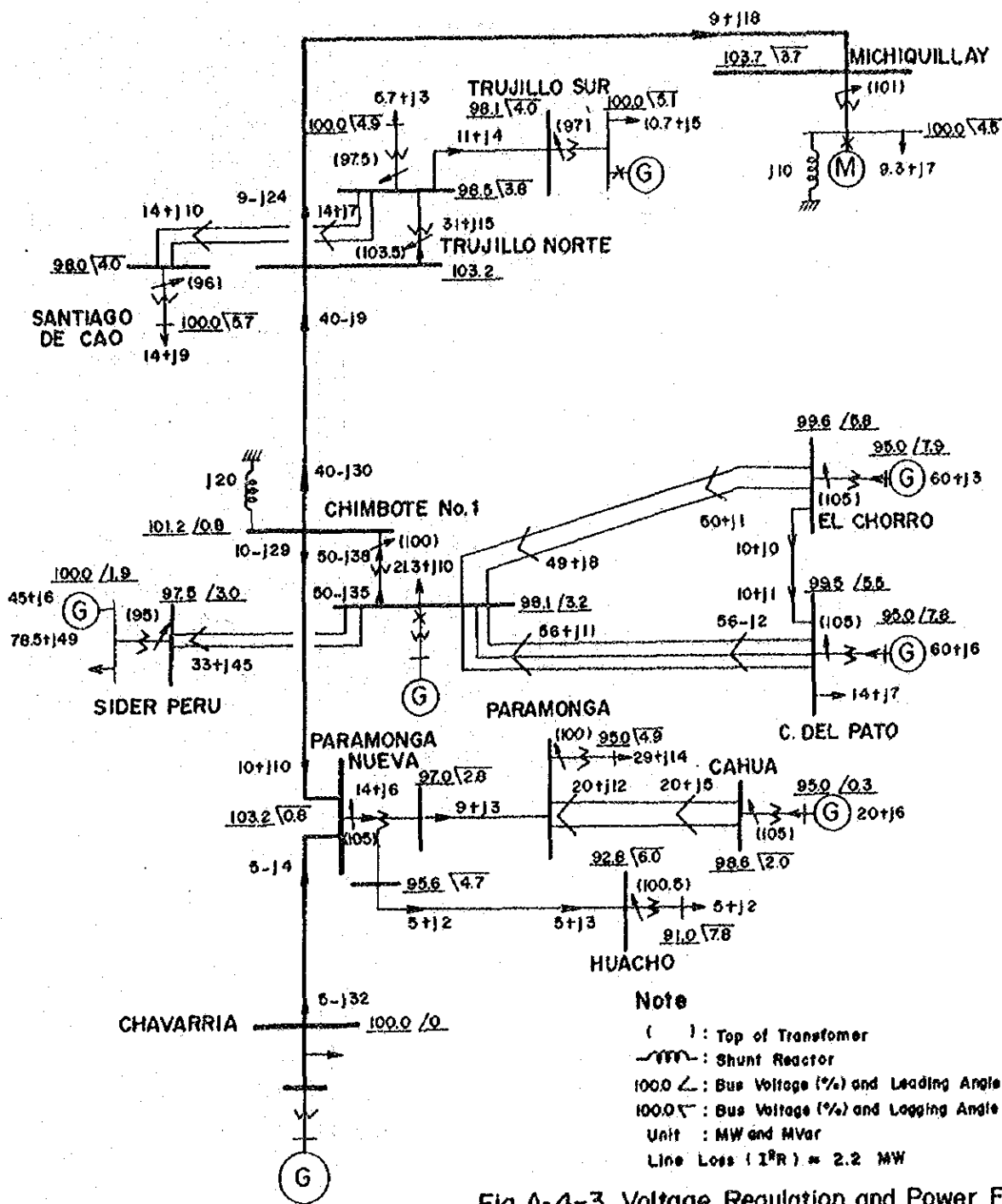


Fig. A-4-3 Voltage Regulation and Power Flow at Off Peak Time in 1982 Pattern A

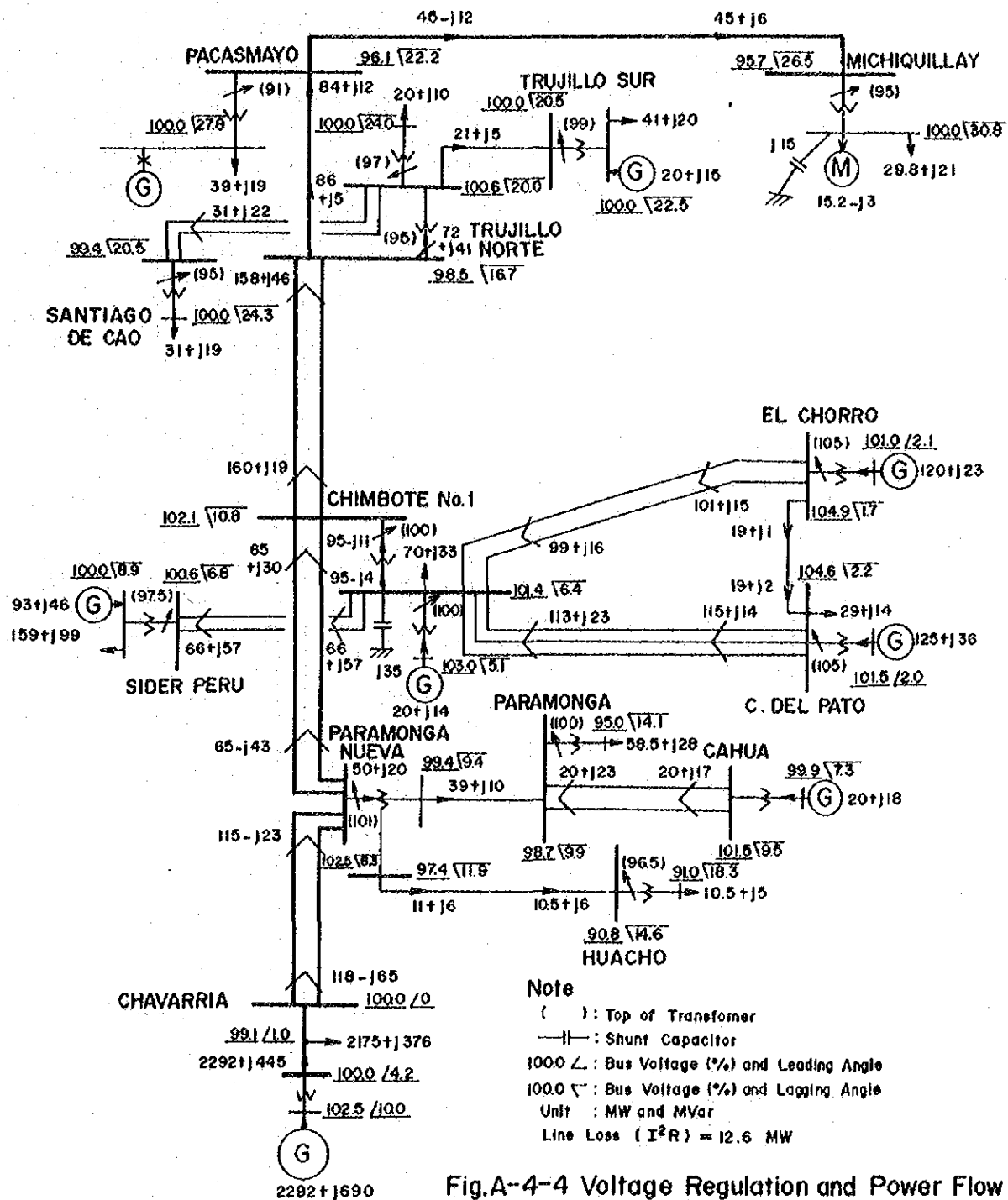


Fig.A-4-4 Voltage Regulation and Power Flow at Peak Time in 1985 Pattern A

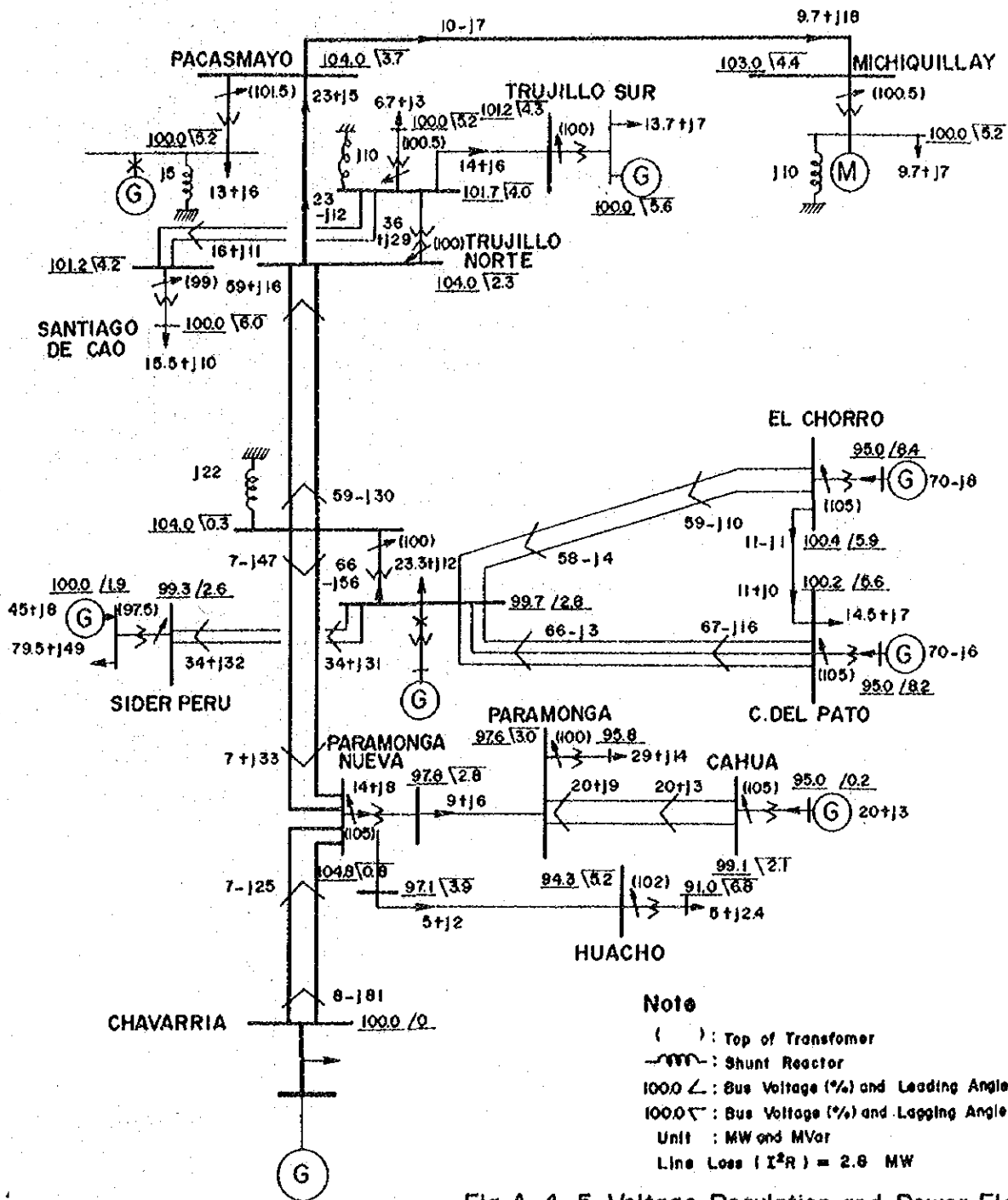


Fig.A-4-5 Voltage Regulation and Power Flow at Off Peak Time in 1985 Pattern A

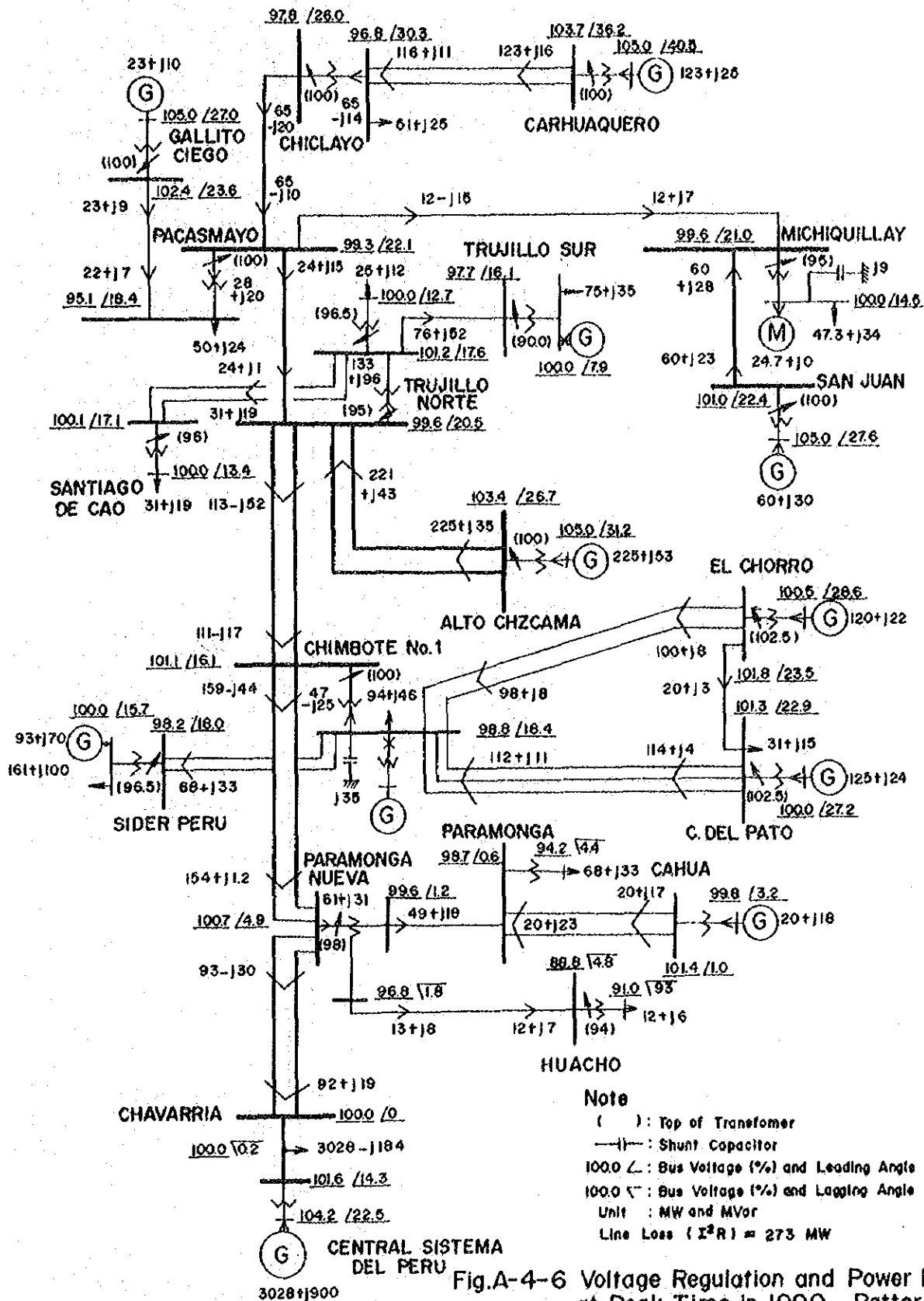


Fig.A-4-6 Voltage Regulation and Power Flow at Peak Time in 1990 Pattern A

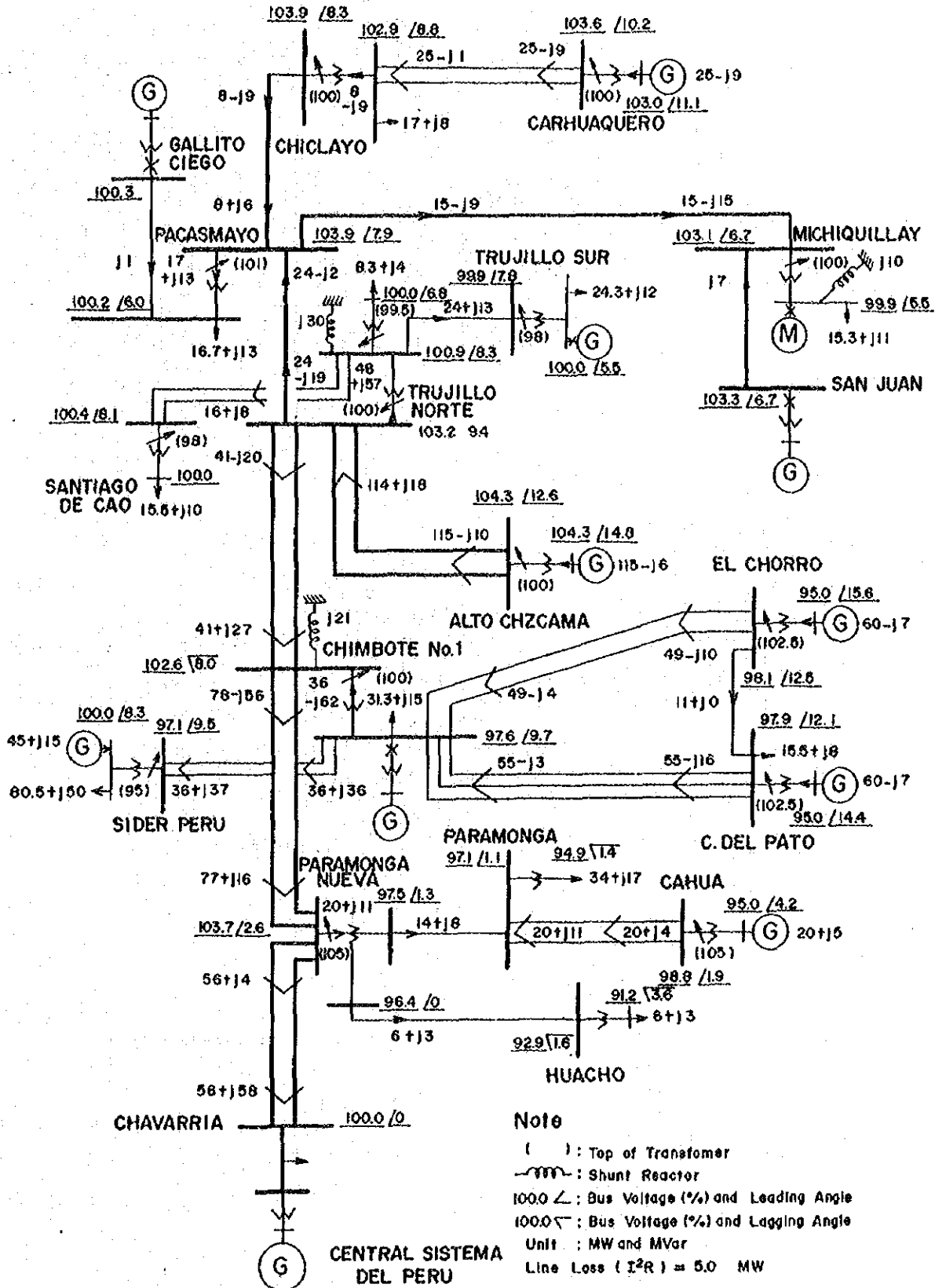


Fig.A-4-7 Voltage Regulation and Power Flow at Off Peak Time in 1990 Pattern A

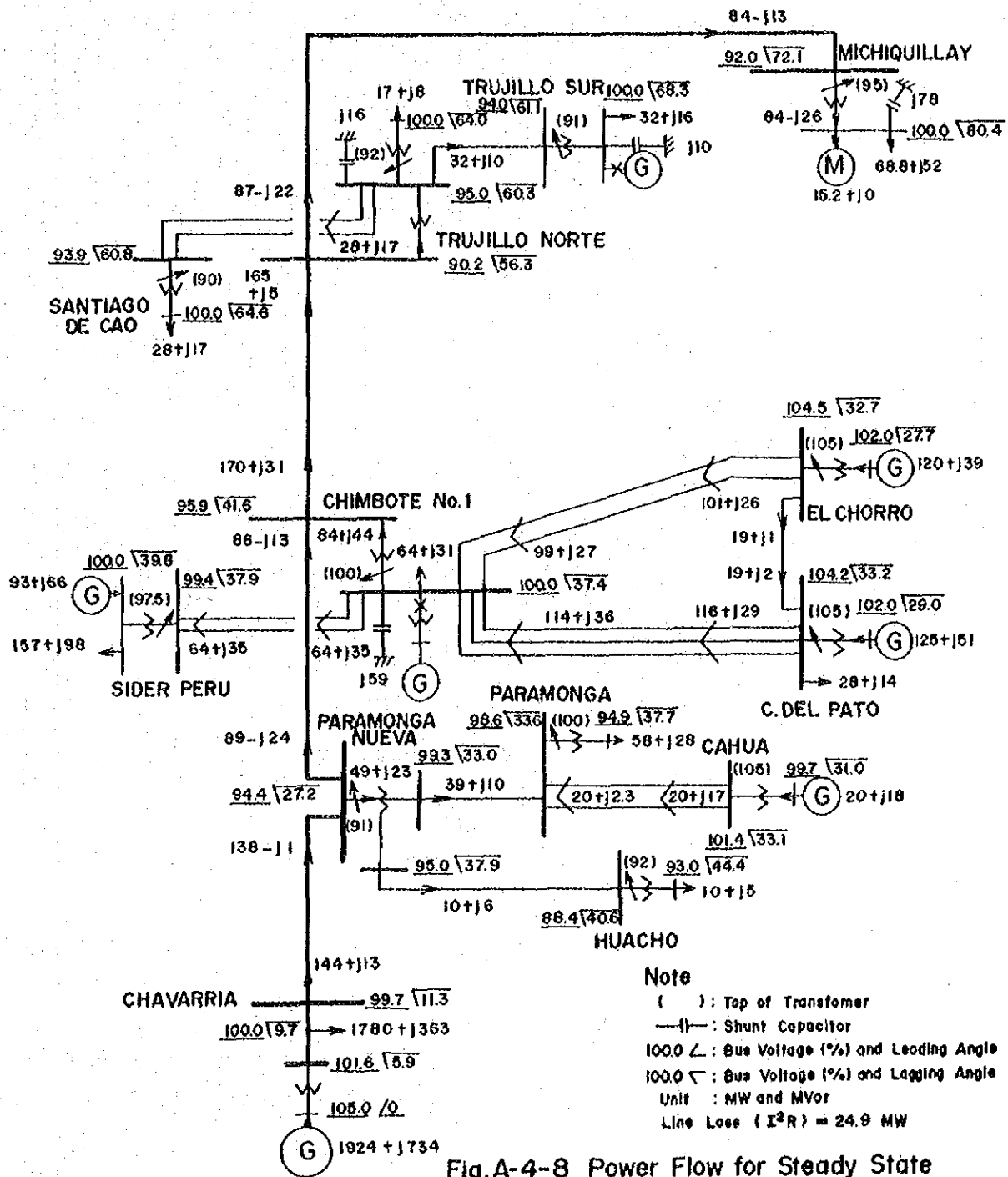


Fig.A-4-8 Power Flow for Steady State Stability at Peak Time in 1982

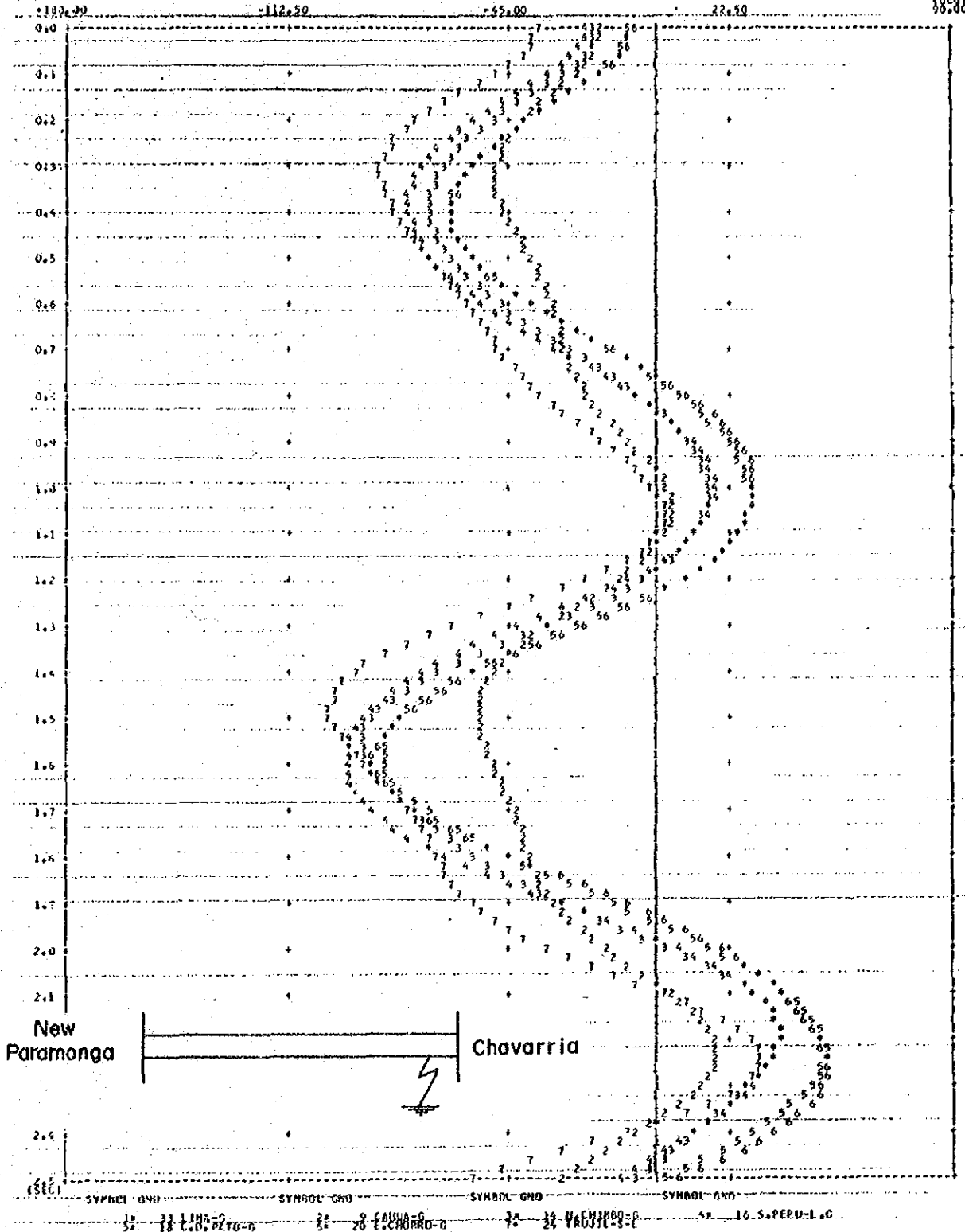


Fig. A-4-9 TRANSIENT STABILITY AT 1985
 * CHAVARRIA - N. PARAMONGA CCT 3LG 0-CO

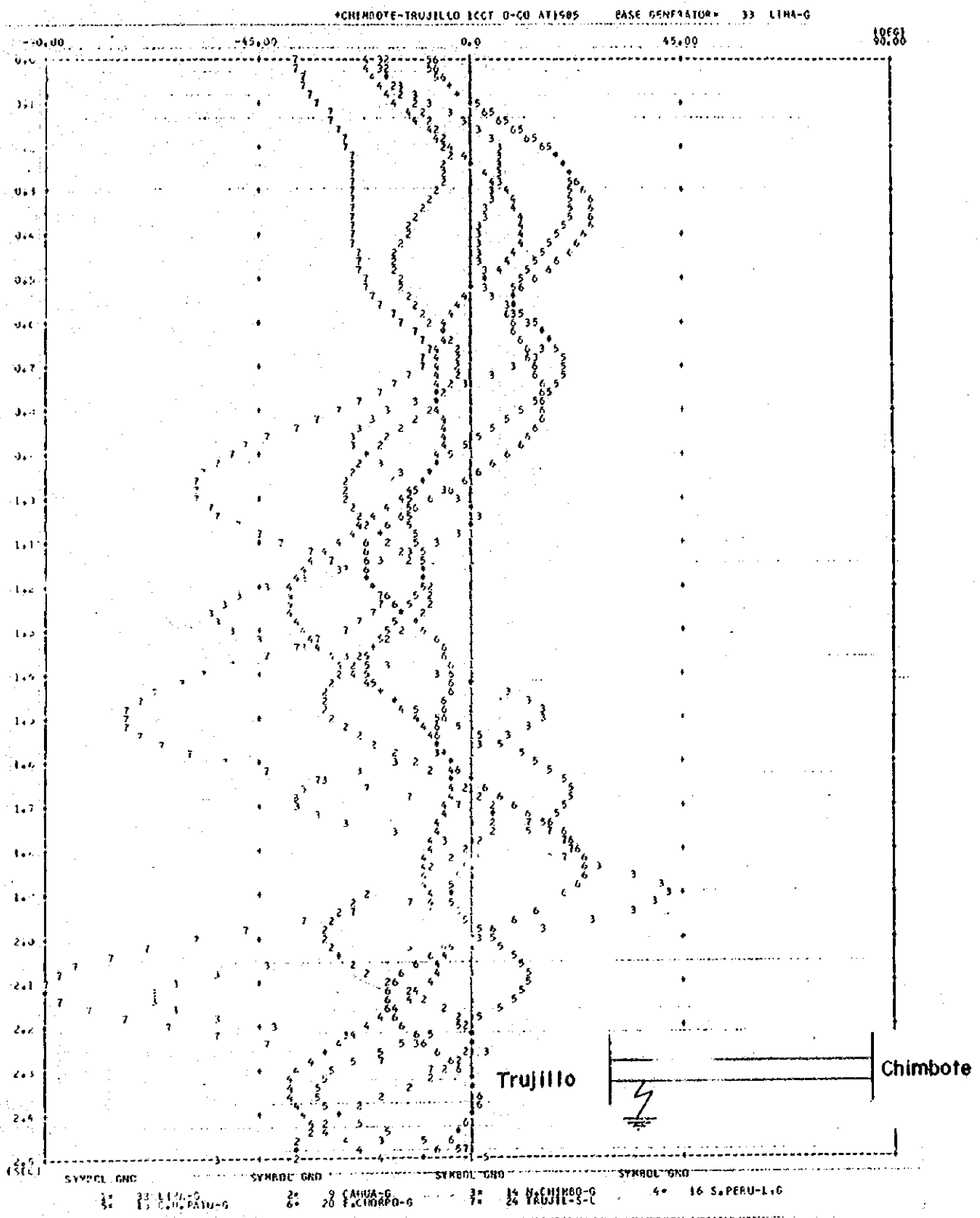


Fig. A-4-10 TRANSIENT STABILITY AT 1985
* CHIMBOTE - TRUJILLO ICCT 3LG 0-CO

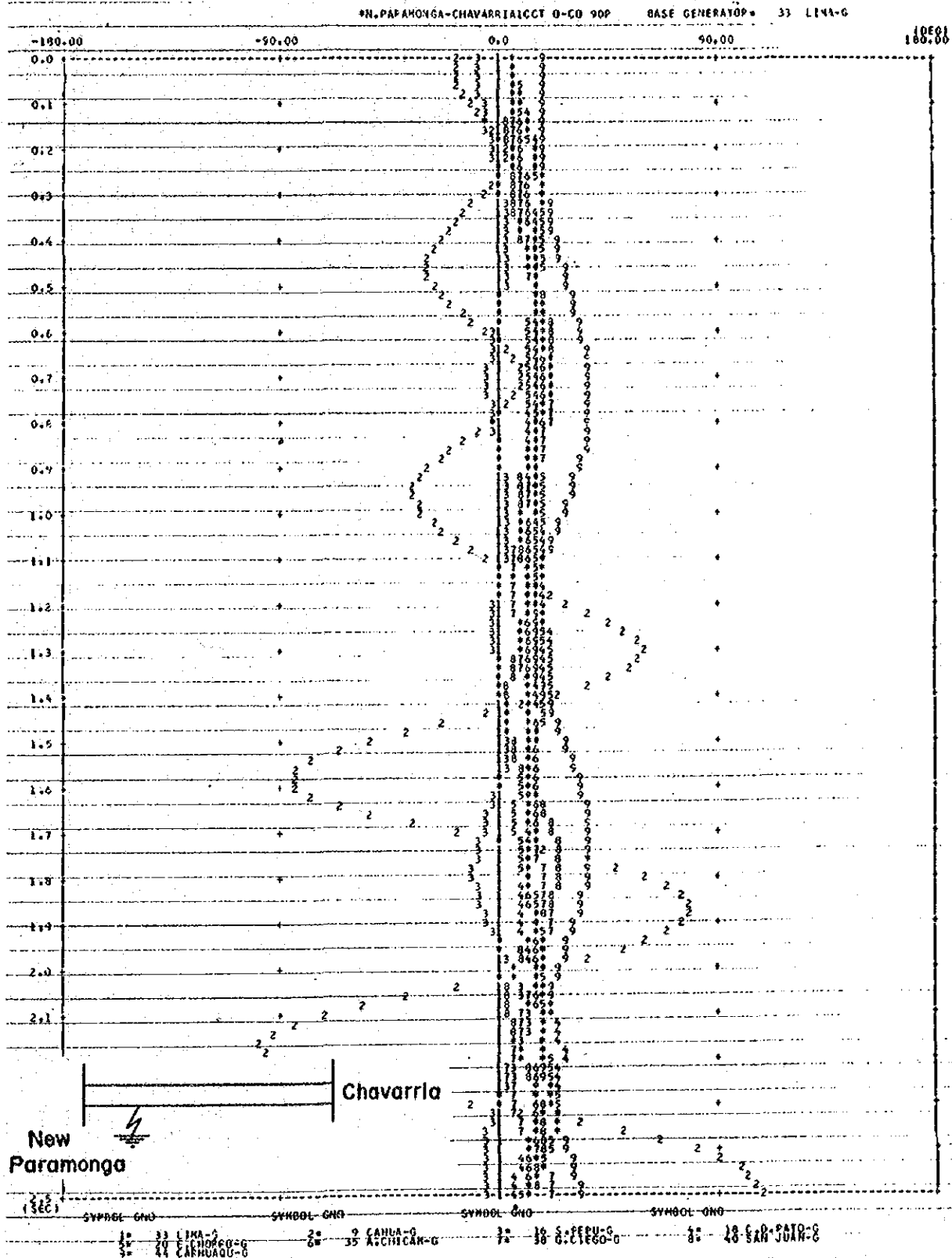


Fig. A-4-II TRANSIENT STABILITY AT 1990
* N.PARAMONGA - CHAVARRIA I CCT 3LG 0-CO

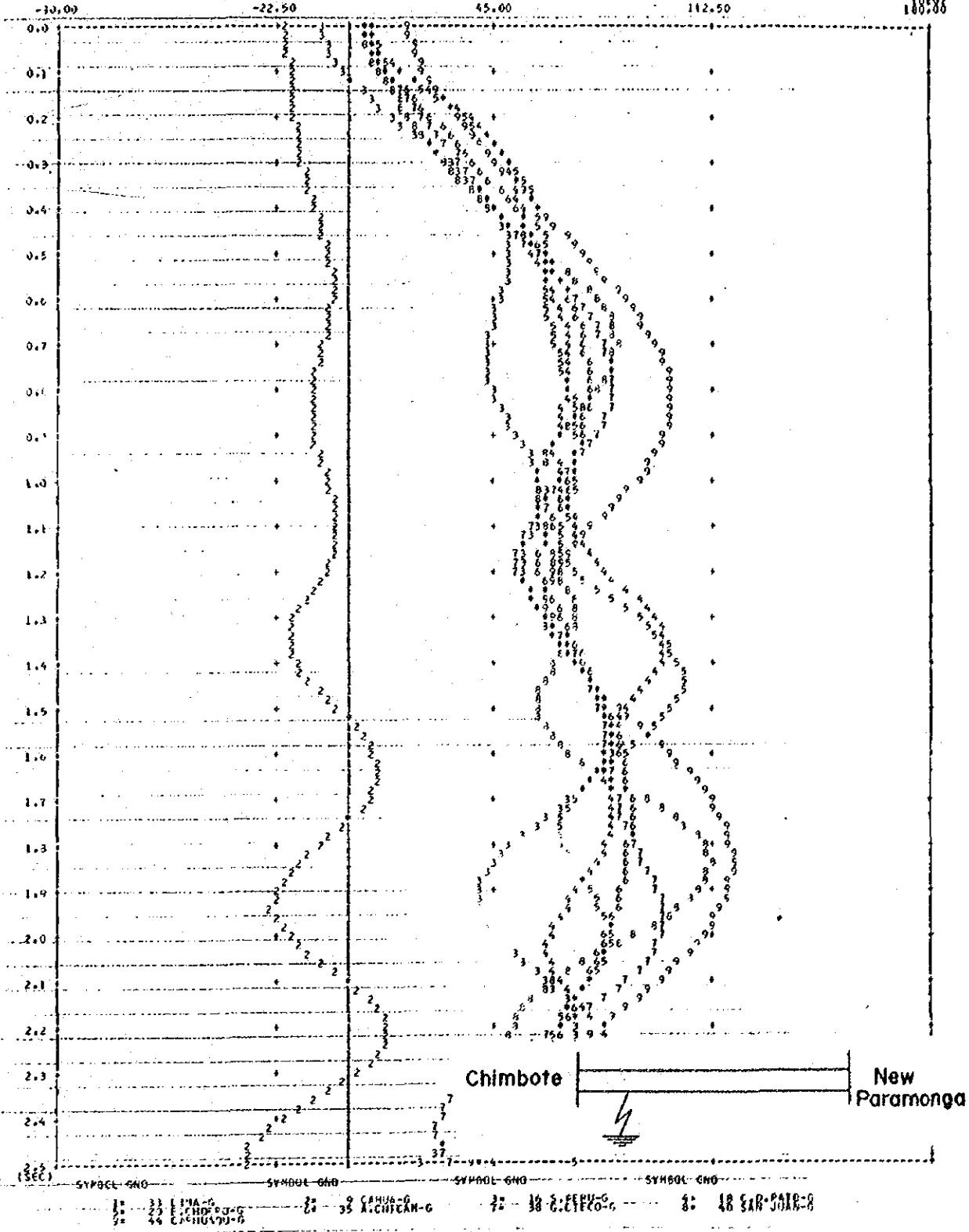


Fig. A-4-12 TRANSIENT STABILITY AT 1990
 * CHIMBOTE - N.PARAMONGA ICCT 3LG O-CO

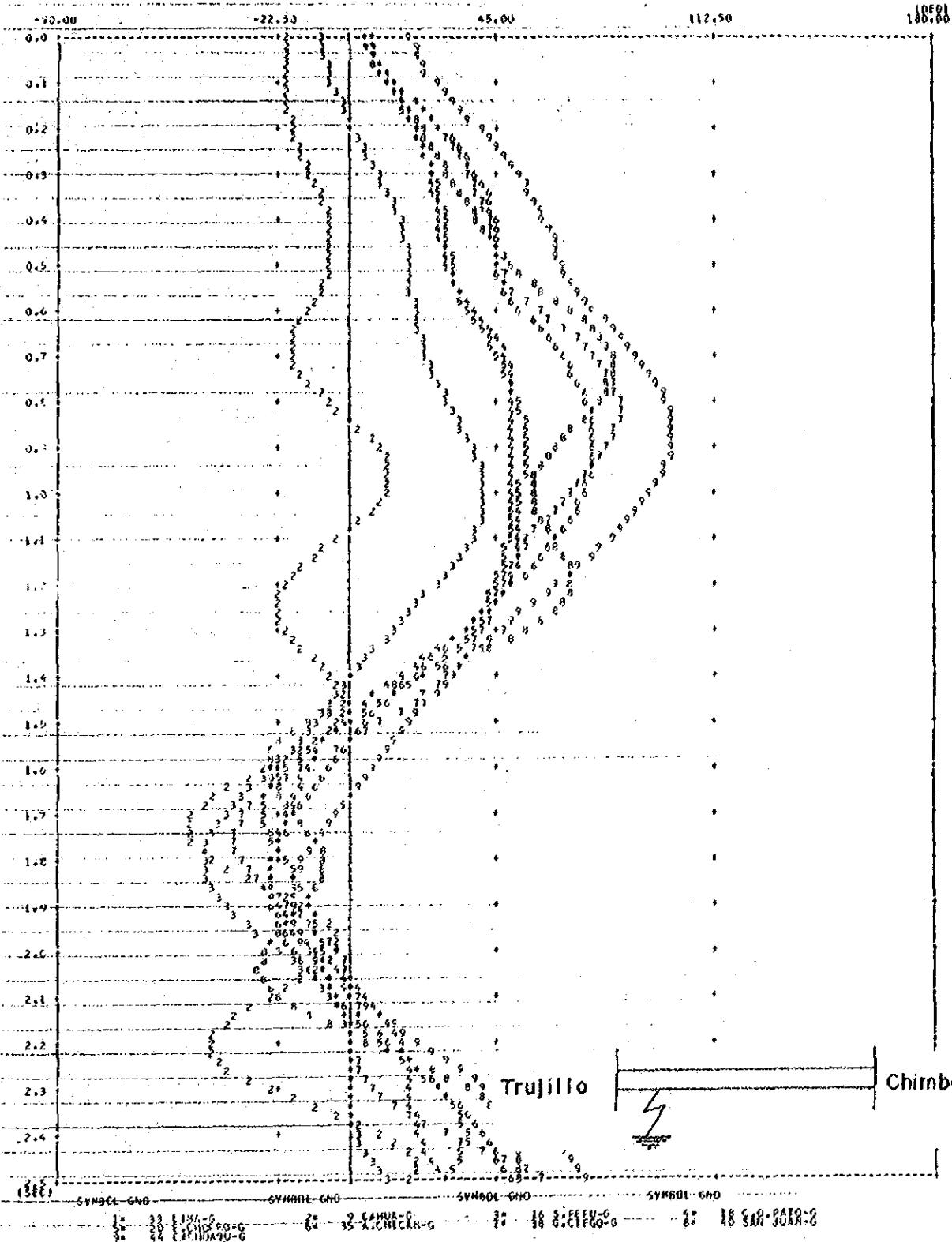


Fig. A-4-13 TRANSIENT STABILITY AT 1990
 * TRUJILLO-CHIMBOTE ICCT 3LG 0-CO

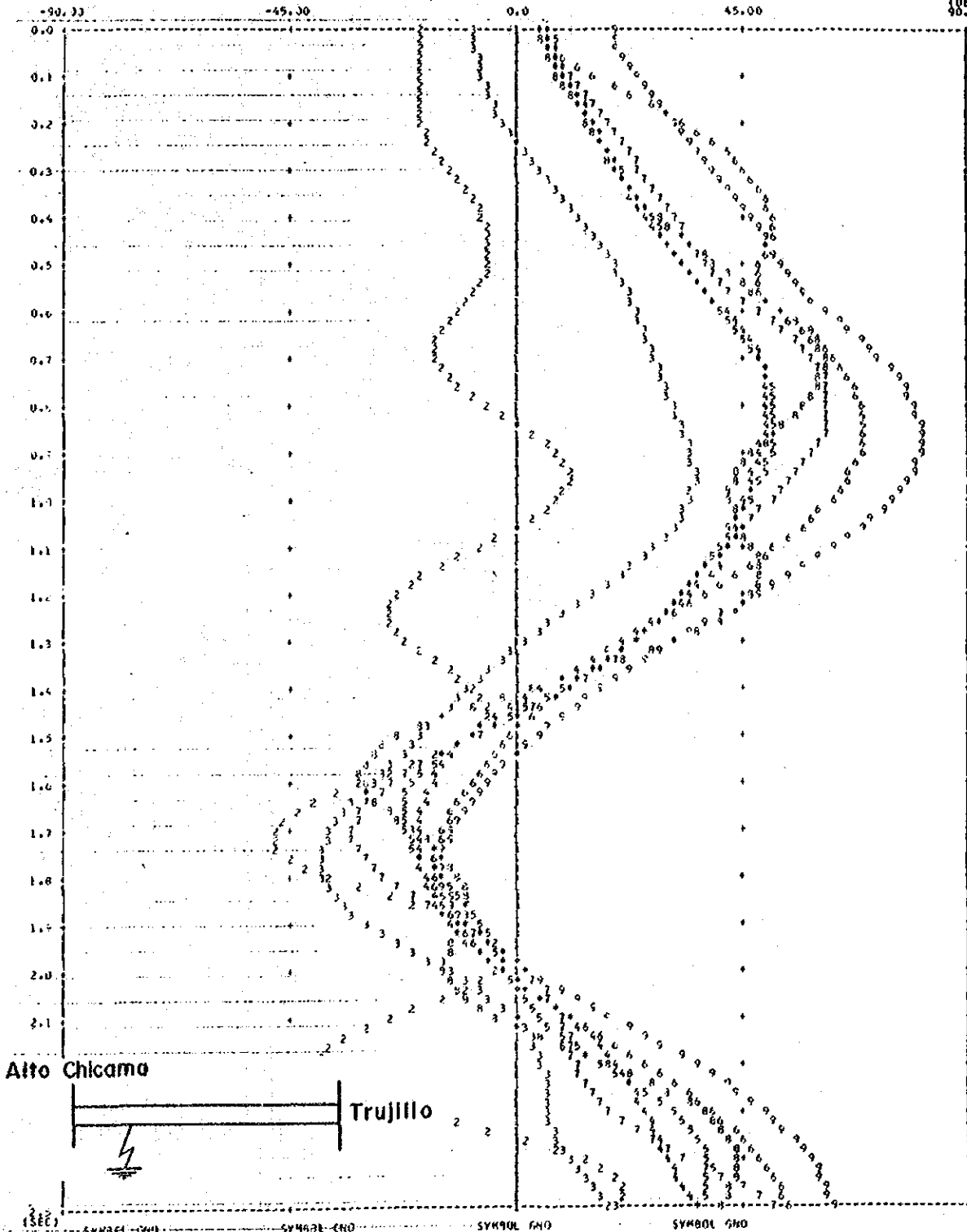
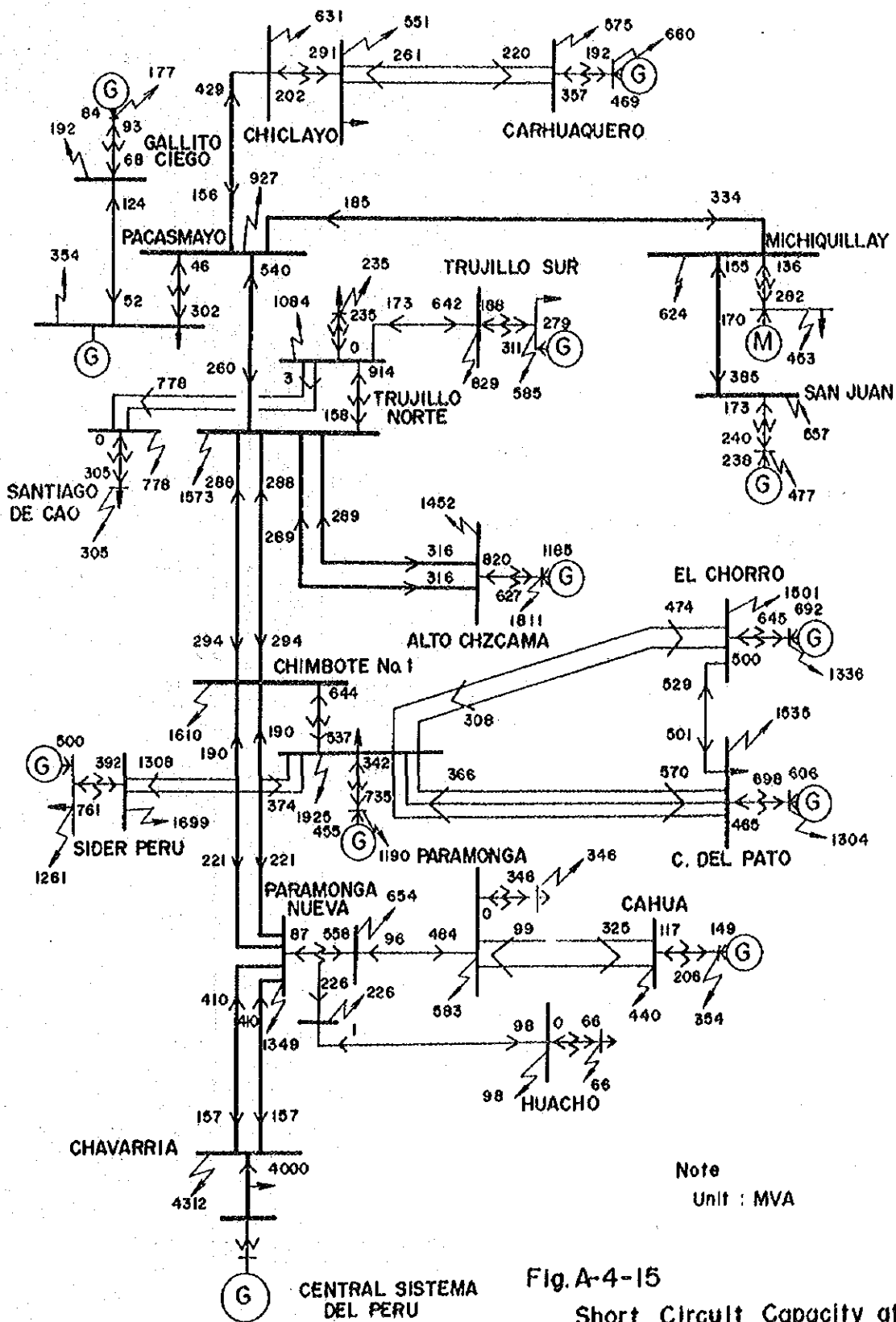


Fig. A-4-14 TRANSIENT STABILITY AT 1990
 * ALTO CHICAMA - TRUJILLO ICCT 3LG 0-CO



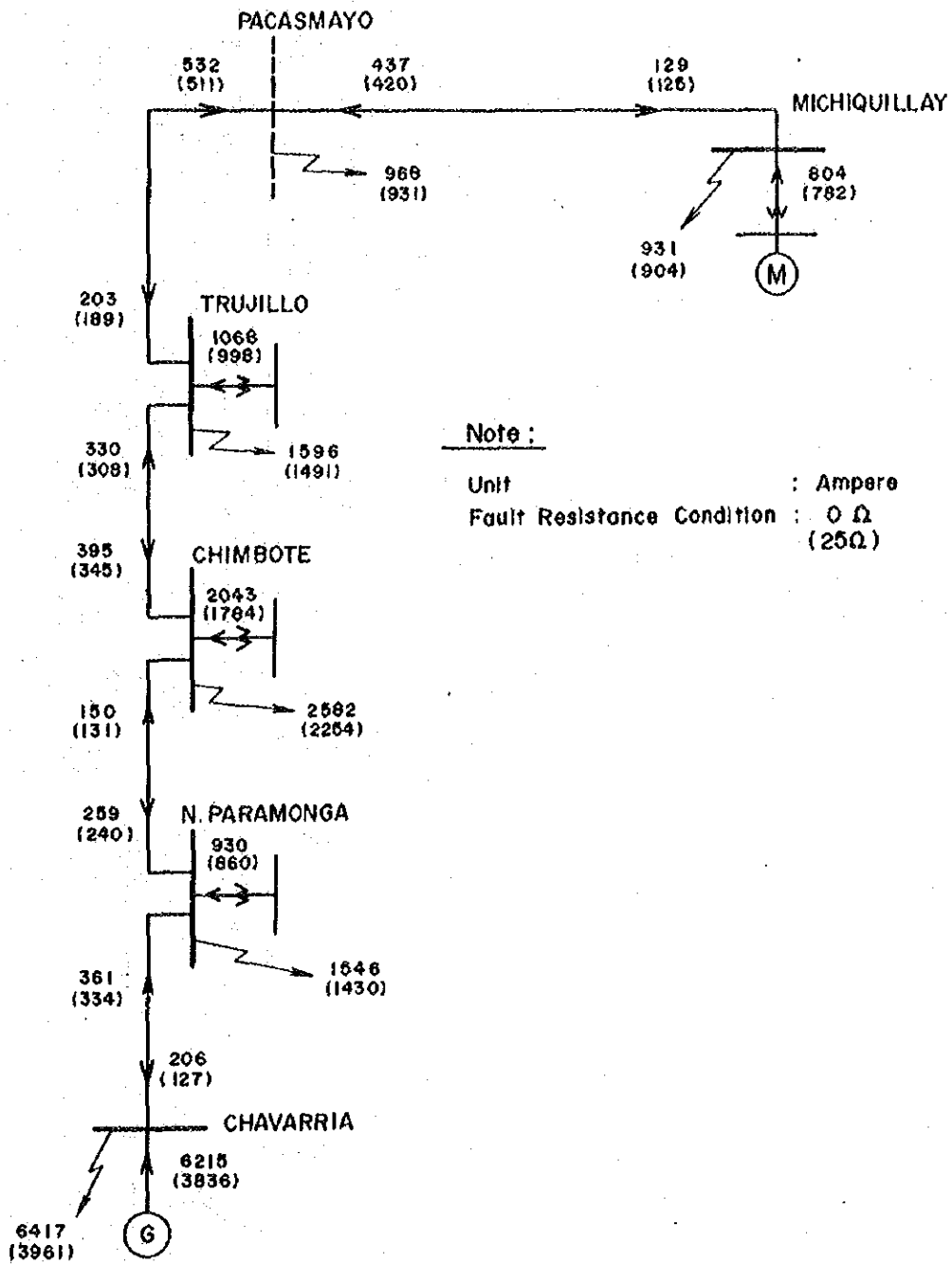


Fig. A-4-16 GROUNDING CURRENT (ILG) IN 1982

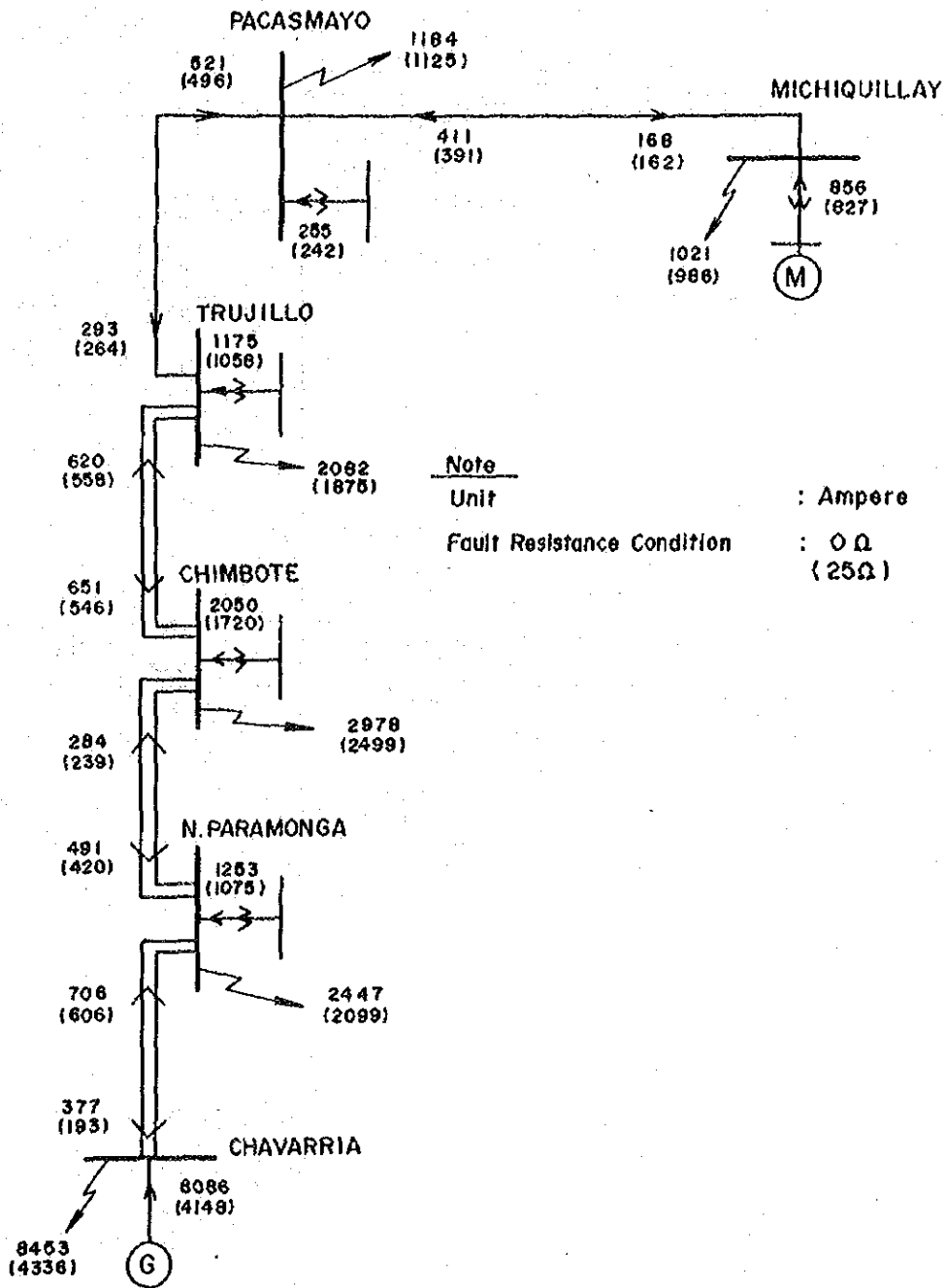


Fig. A-4-17 GROUNDING CURRENT (ILG) IN 1985

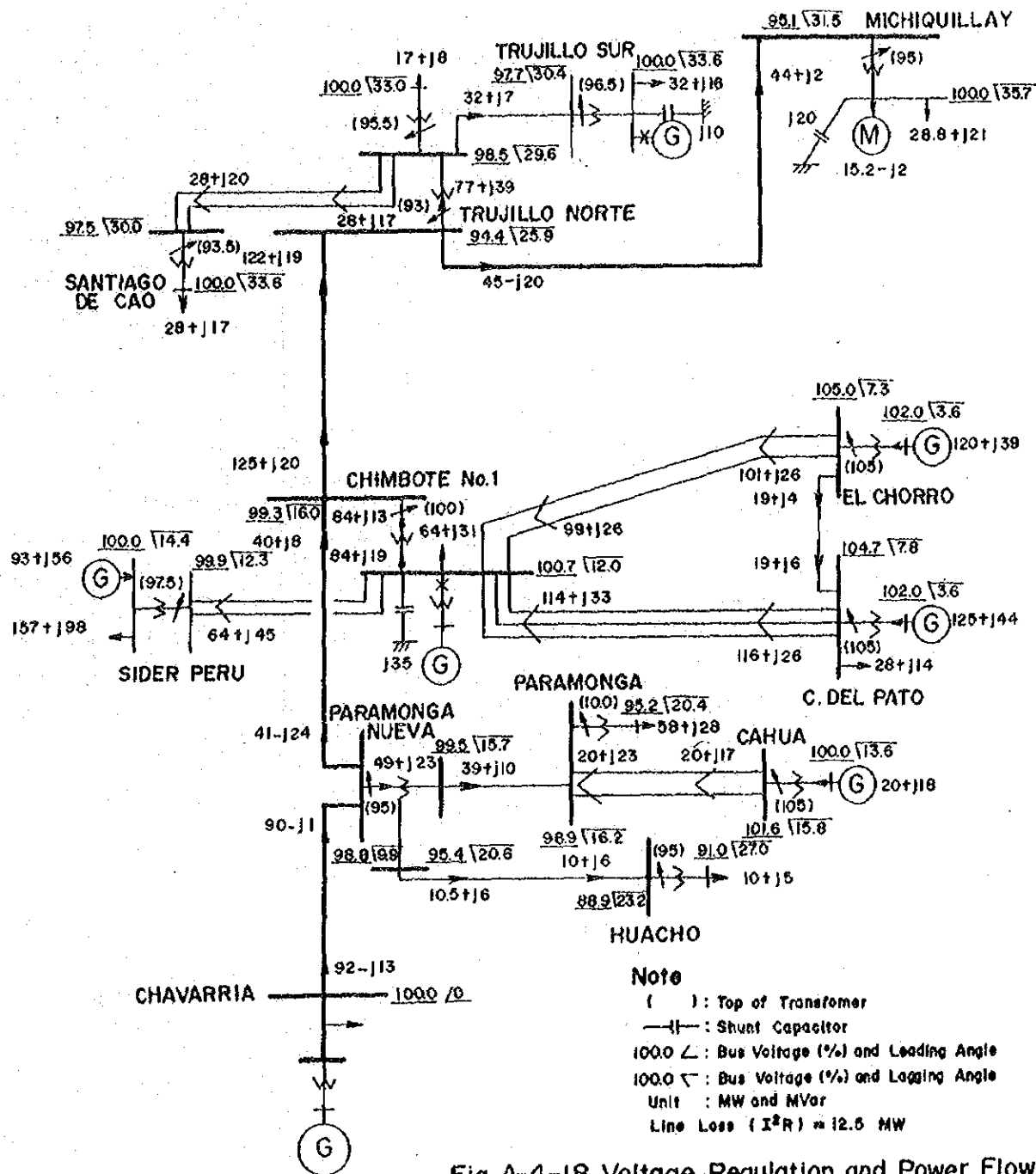


Fig.A-4-18 Voltage Regulation and Power Flow at Peak Time in 1982 Pattern B

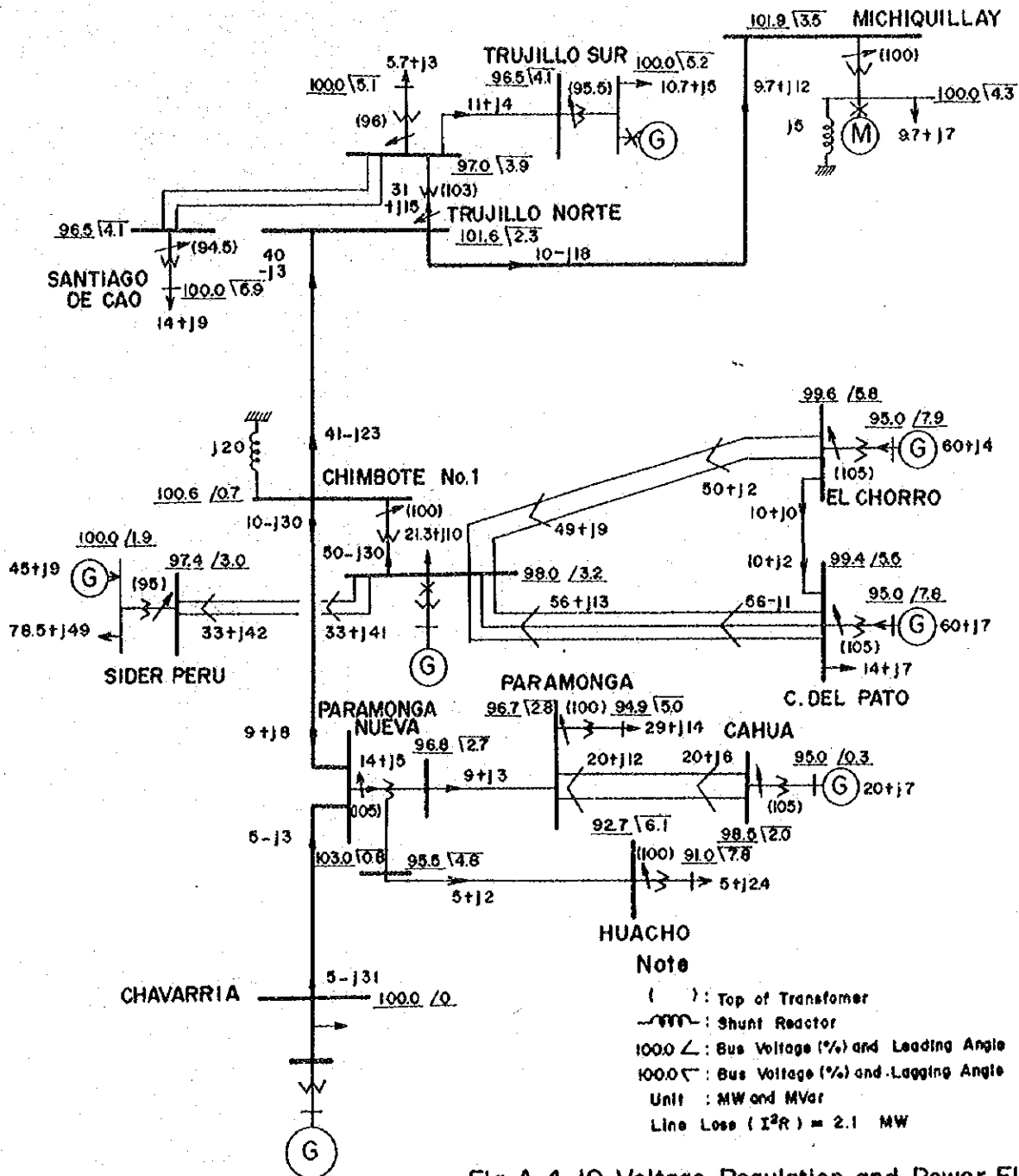


Fig. A-4-19 Voltage Regulation and Power Flow at Off Peak Time in 1982 Pattern B

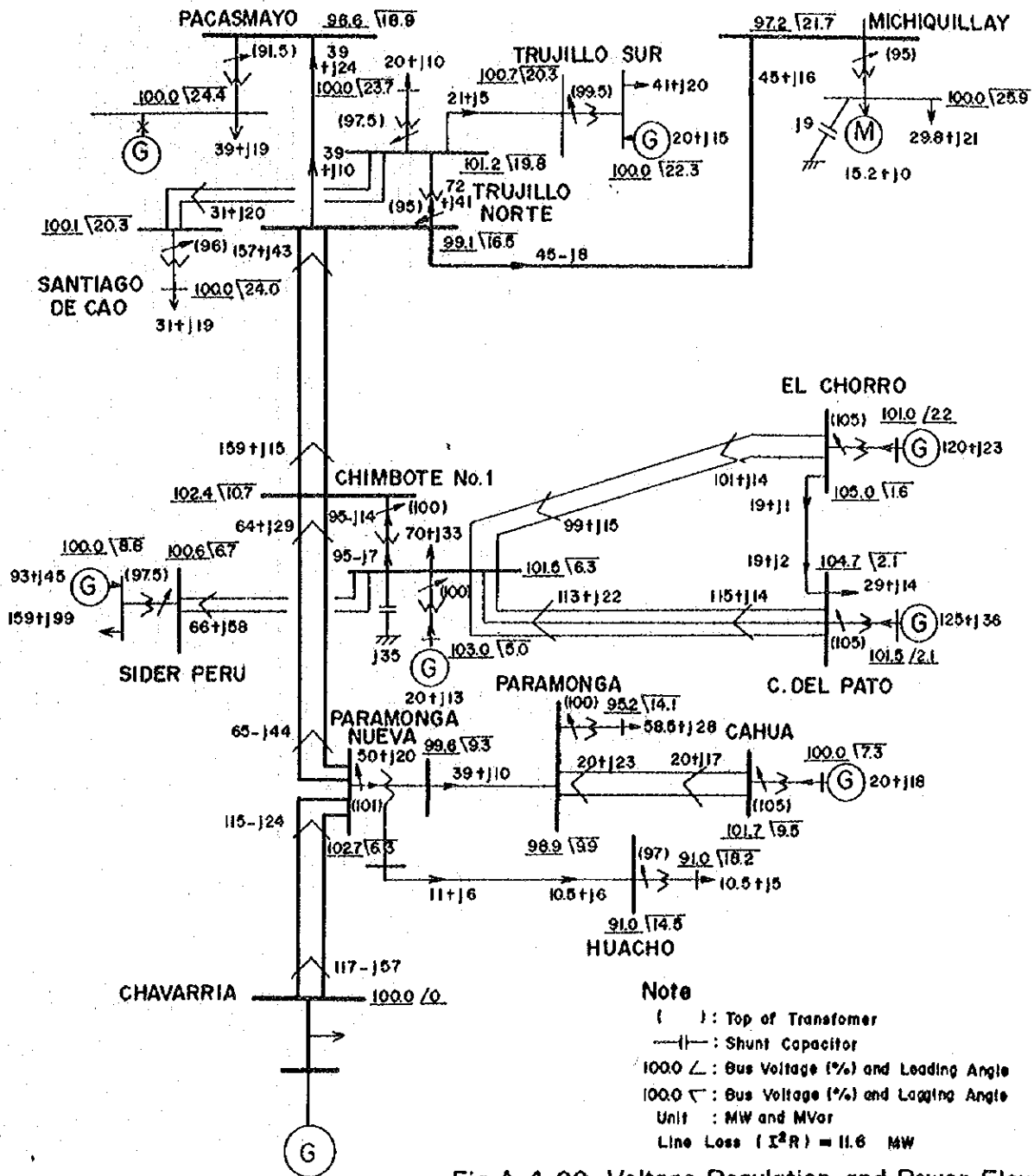


Fig.A-4-20 Voltage Regulation and Power Flow at Peak Time in 1985 Pattern B

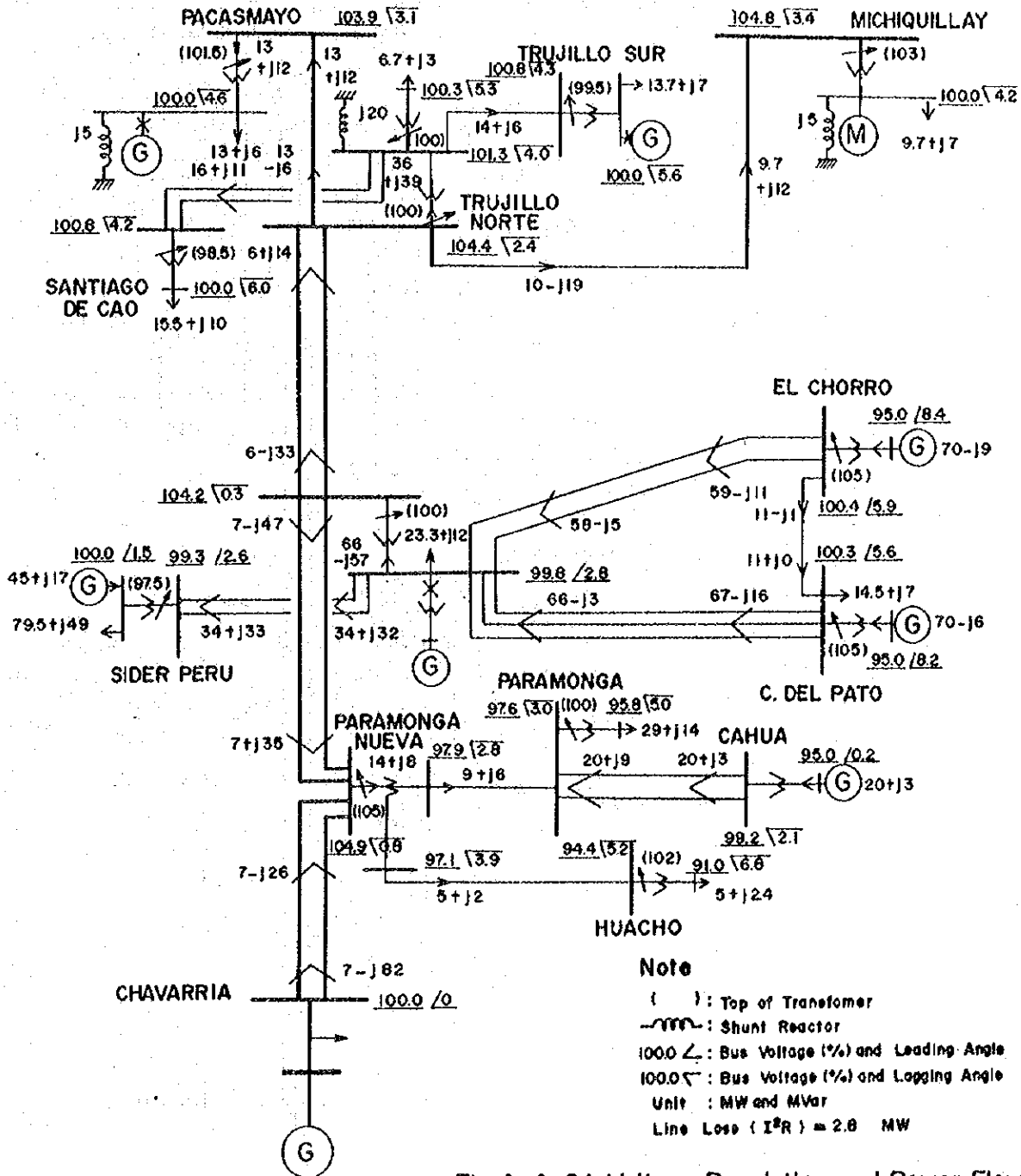


Fig.A-4-21 Voltage Regulation and Power Flow at Off Peak Time in 1985 Pattern B

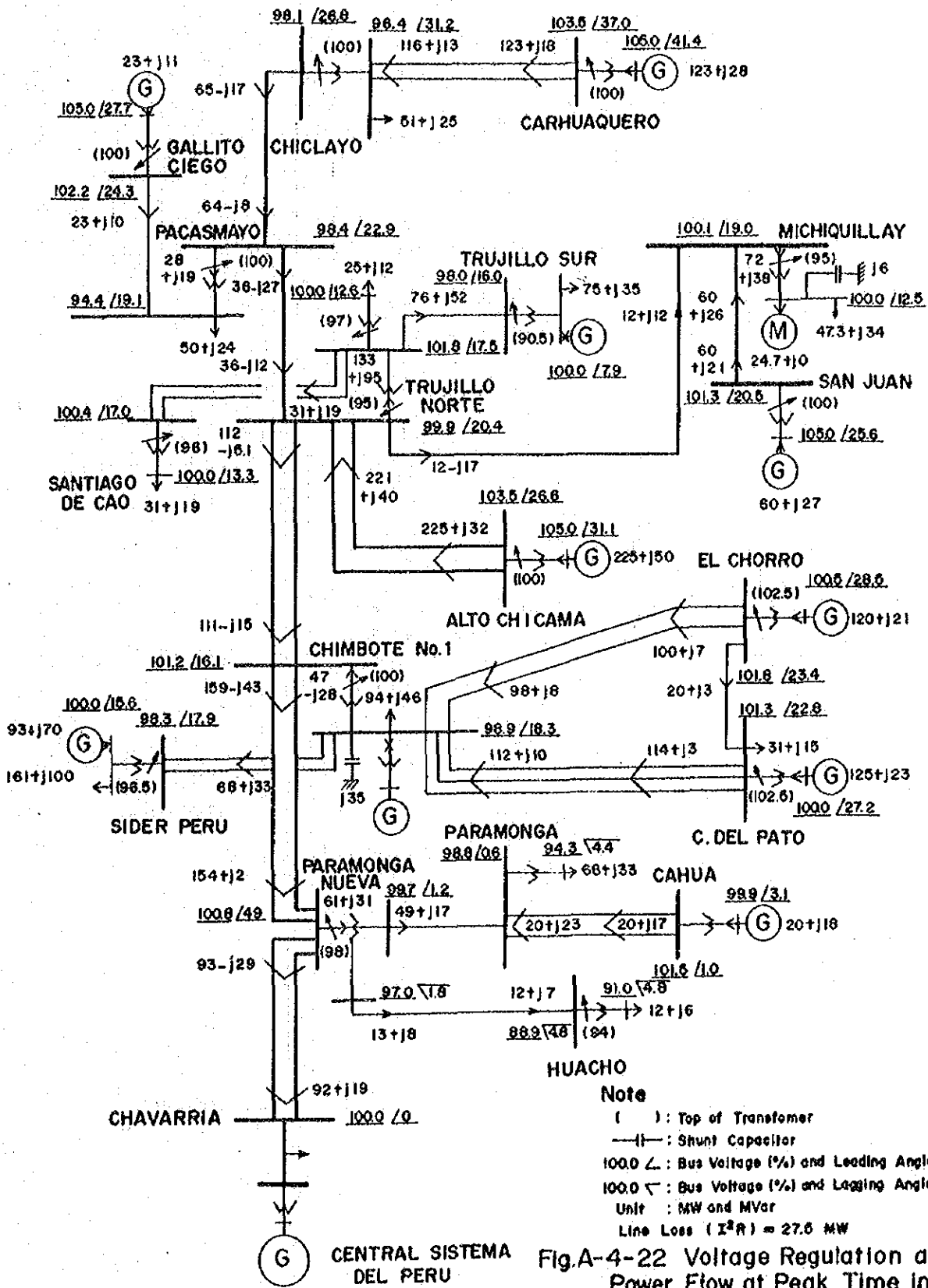


Fig.A-4-22 Voltage Regulation and Power Flow at Peak Time in 1990 Pattern B

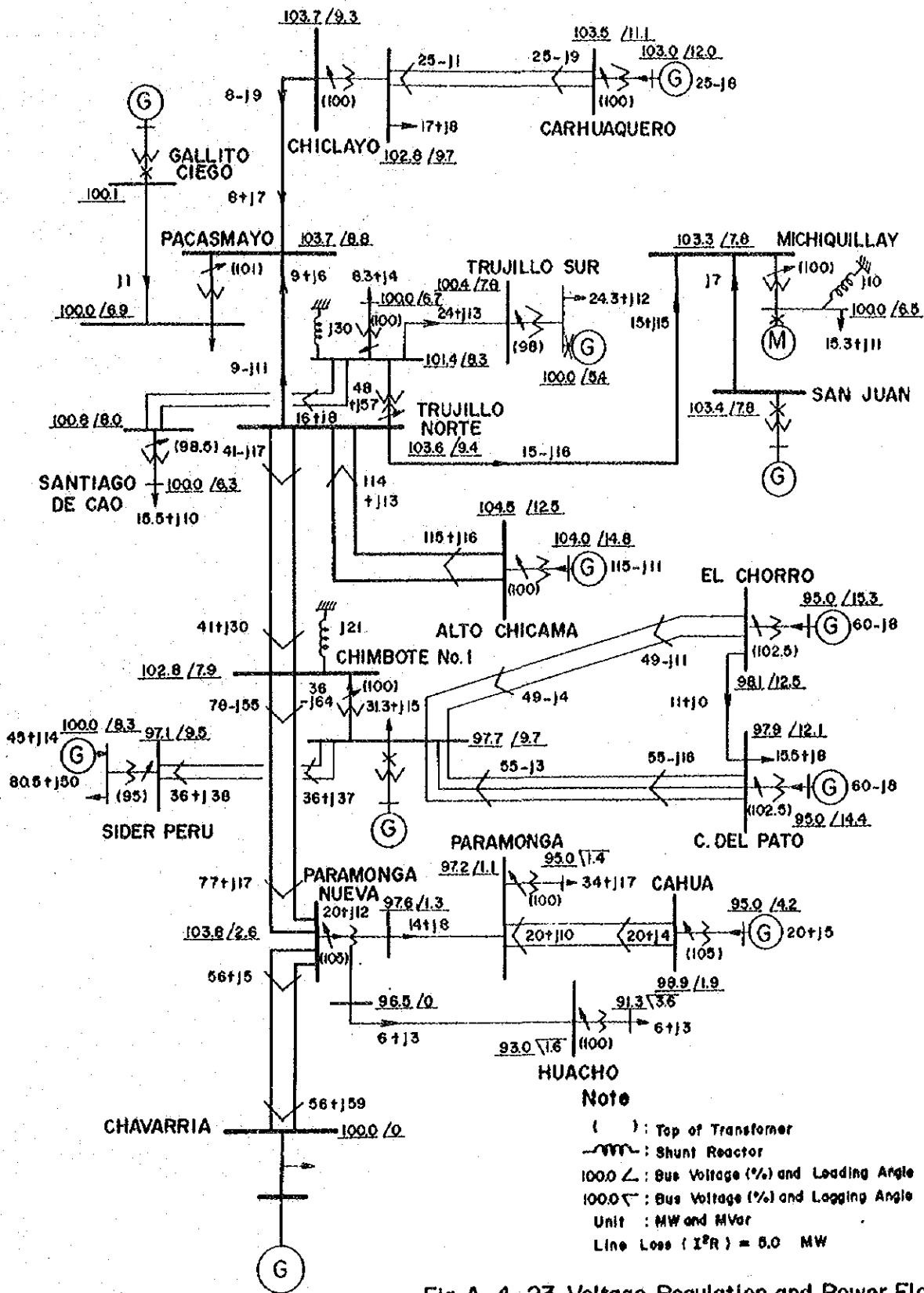


Fig. A-4-23 Voltage Regulation and Power Flow at Off Peak Time in 1990 Pattern B

A - 5 CHICLAYO および新規電源との連系

A-5 Chiclayo および新規電源との連系

A-5-1 Chiclayo 地域との連系

Chiclayo 地域と Santa 電力系統との連系が行なわれた場合次の連系メリットが考えられる。

- ① 供給信頼度の向上
- ② 供給予備力の節減
- ③ 新規投入電源のスケールメリット

しかし、この連系の経済的ならびに効果的連系時期については同地域の電力の伸びまたは同地域周辺において連系に値する新規電源の建設時期によって決定される。

新規電源の開発については、Chiclayo 東方70km に Cahuaquero の水力発電計画(123MW)があるが建設時期は確定されるに至っていない。

今回 Chiclayo 地域にとって特に経済効果の大きい同地域の供給予備力の節減メリットと連系送電線経費との比較によって、経済的連系時の検討を行なった。その結果は Chiclayo の需要が85 MW 以上となる時点であり、Table A-2-1 の需要想定より推定すれば1997年頃となる。

連系評価に用いた諸元 (1975年価格)

・連系線

1) 送電線

区 間 : Pacasmayo ~ Chiclayo
巨 長 : 80 km
電圧回線数 : 220 kV 1 cct
建設費 : 3.960×10^3 US\$

2) 変電設備

Pacasmayo : 引出設備 1 cct
Chiclayo : 引出設備 1 cct 変圧器 60 MVA × 1 unit
建設費 : 3.380×10^3 US\$ (通信設備を含む)

・現地ディーゼルプラント(節減供給予備力引当)

出 力 : 10 MW × 1 unit
建設費 : 4.550×10^3 US\$
kW当り建設費 : 455 US\$/kW
経 費 率 : 16.93 %

・Chiclayo の予備力

予備力は電源の構成および最大ユニットの系統容量に対する比率によって、その適正容量は異なるが Chiclayo の場合、総需要量の15%を予備力とした。

A-5-2 Michiquillay 系統と新規開発電源との連系について

Cajamarca県およびその周辺地域においては Yangas, San Juan, Crisnejas等の水力電源の調査が行なわれており逐次開発が進むであろう。これら水力電源は、その開発規模、地理的条件より、Michiquillay 系統と連系することが最も効果的であり、これにより Michiquillay 鉱山および周辺地域に対する供給信頼度の向上と電力コストの低減が可能となる。送電線については、送電容量、送電線の建設費、損失および電圧等によりその送電経費が異なってくるが、上述の水力電源との連系の場合、送電容量が40MW 以上となれば220kVまたは40MW以下の場合は138kVの電圧が経済的な送電電圧と考えられる。

なお、Alto Chicama の産炭地火力開発計画の電力については最終出力480MWの計画であり地理的、系統的に直接 Trujillo・変電所に接続すべきである。

A - 6 MICHIGUILLAY 送電線の代案ルート

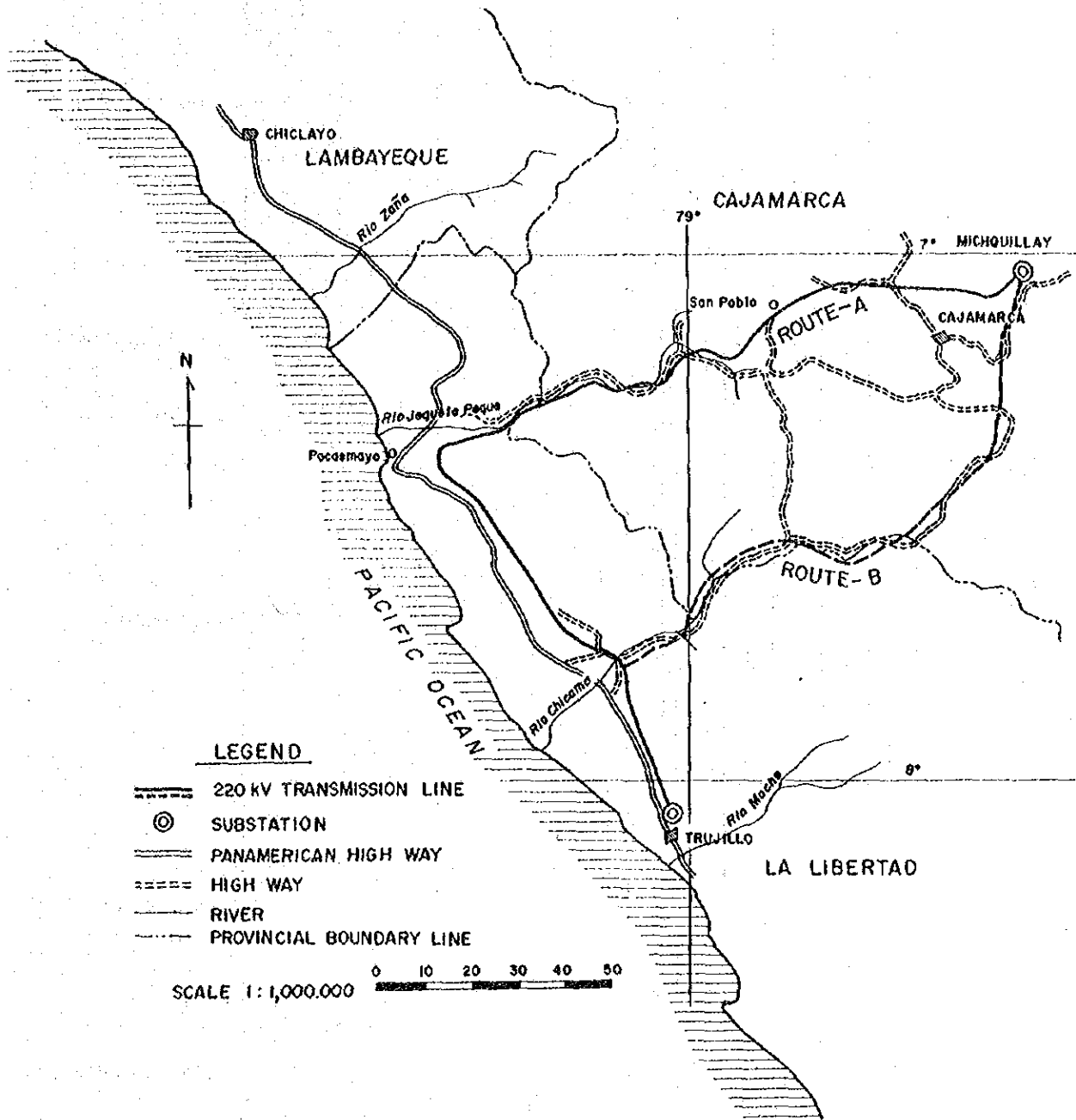


Fig.A-6-1 GENERAL MAP OF ALTERNATIVE ROUTE FOR MICHQUILLAY TRANSMISSION LINE PROJECT

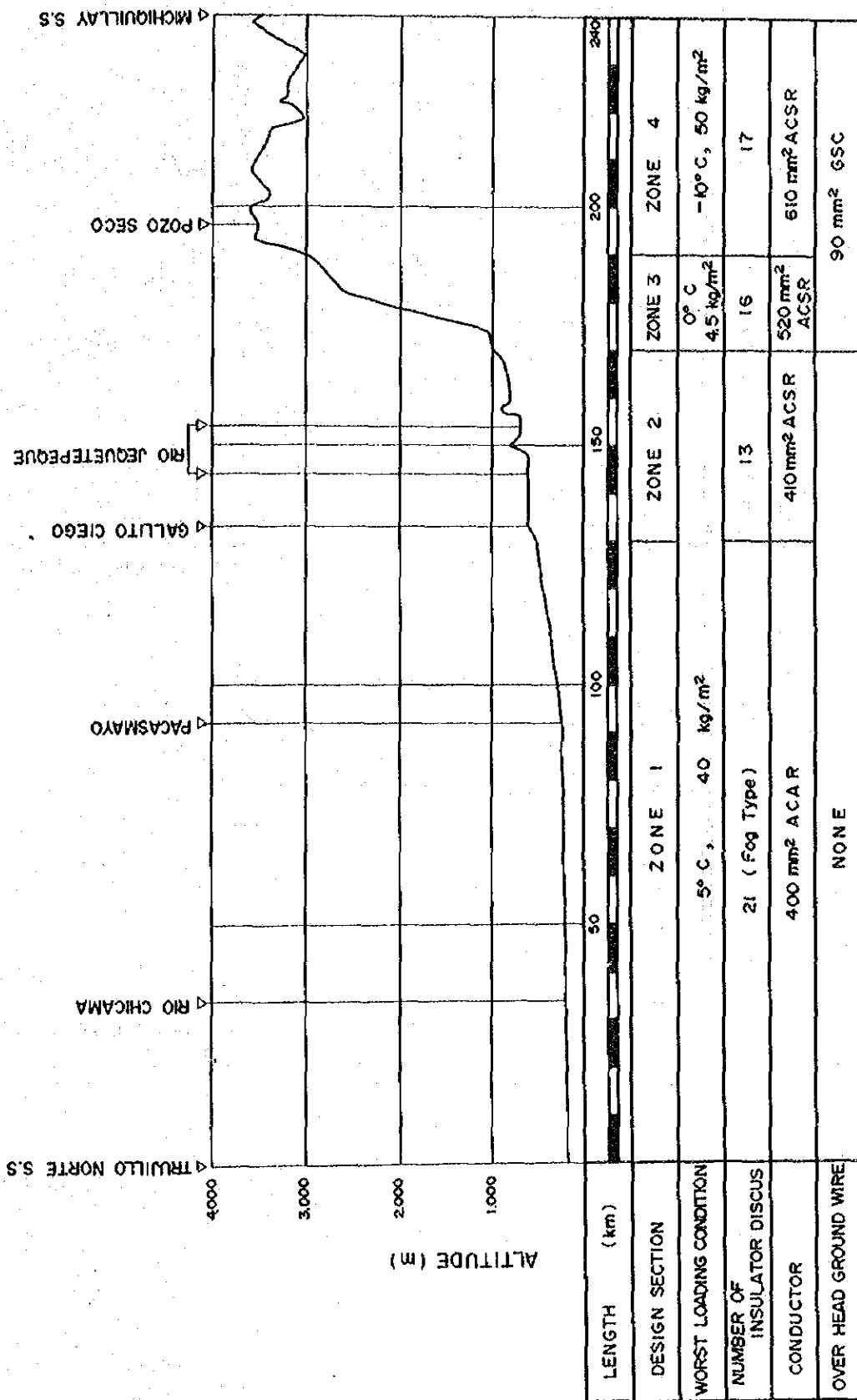


Fig. A-6-2 PROFILE OF MICHIQUELLAY TRANSMISSION LINE

ROUTE A

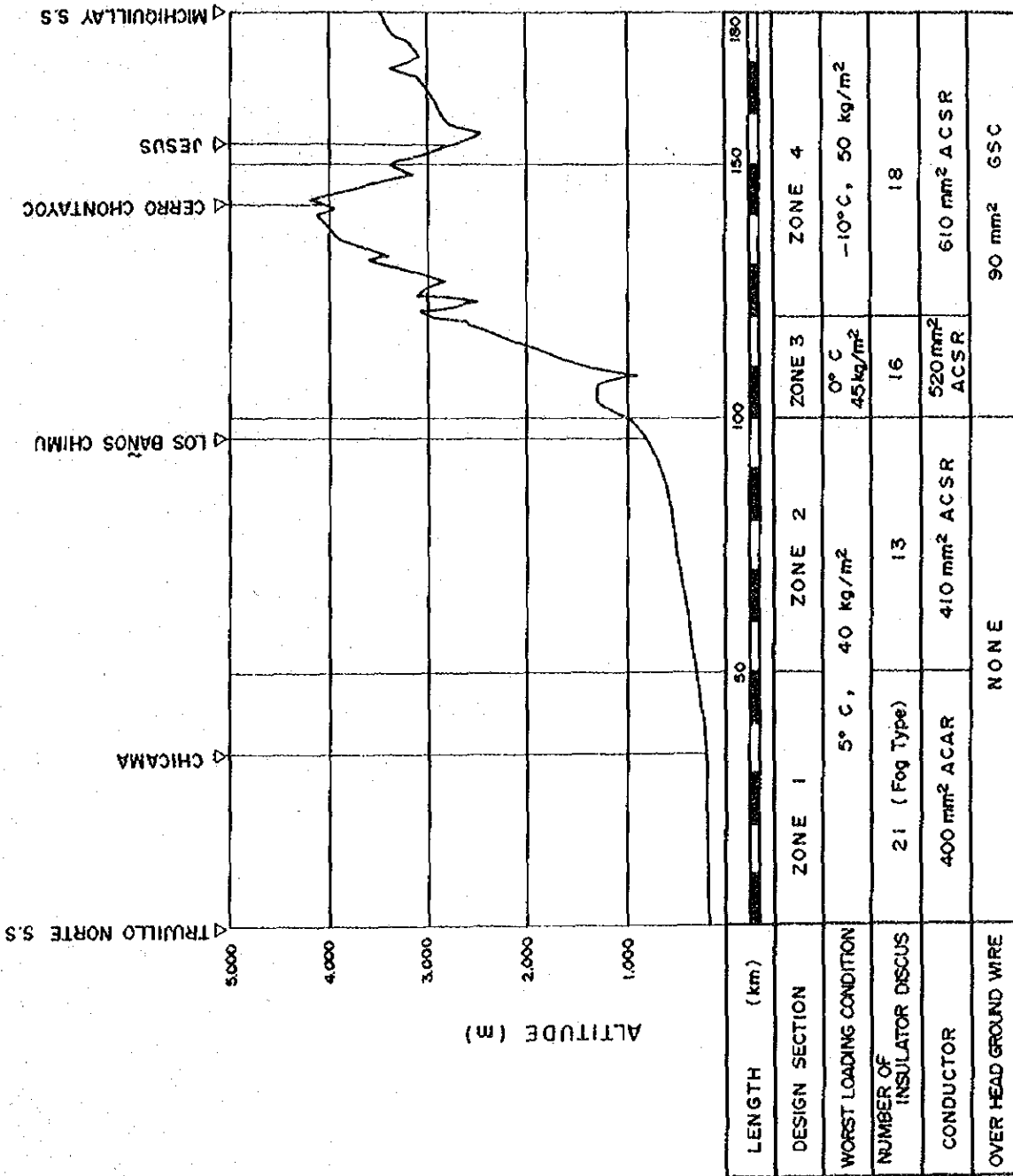


Fig. A-6-3 PROFILE OF MICHIQUELLAY TRANSMISSION LINE

ROUTE B (ALTERNATIVE)

A - 7 資金計画

A-7 資金計画

A-7-1 所要資金および調達

本送変電計画の総工事費は第7章のTable 7-2に示す通りであるがMichiquillay 鉱山の電力を供給する220kVの送変電設備のみに要する工事費は次の通りである。

但し建設中利子は除く

工事費	20,782 × 10 ³ US\$
外貨分	12,364 × 10 ³ US\$
内貨分	8,418 × 10 ³ US\$

年度別所要資金、返済計画などについては、Table A-7-1、A-7-2、A-7-3に示す。資金調達の金利および償還期間については外貨内貨共次の通り仮定した。

利 率 年 3.5 %

償 還 方 法) 7年据置 18年元本均等償還

A-7-2 電力料金収入

Trujillo の変電所よりペルーの全国統一料金 14.7 mills/kWh で受電し、本プロジェクトの内部収益率を8%として求めた Michiquillay 鉱山に対する電気料金 22.2 mills/kWh で売電するとすれば売電電力収入は1982年で6,187 × 10³ US\$ また1987年よりは10,050 × 10³ US\$ となる。

A-7-3 費用および減価償却費

保守運転費および管理費は総工事費の夫々2%、および0.5%として計上した。減価償却は設備毎の耐用年数および残存価格を下記の通りとし定額法によった。

	耐用年数	残存価格
送電設備	30年	10%
変電設備	30年	10%
通信設備	10年	0

A-7-4 返済計画

借入金の返済に引当てられる源資は経常収支における純益と減価償却引当金である。A-7-2に述べられた売電料金およびA-7-1で述べた借入条件にもとずき返済するものとして、Cash balance を計算すればTable A-7-1、A-7-2に示す通り1983年よりその収支は黒字となり Michiquillay 鉱山の電力需要のみで充分返済が可能と思われる。

Table A-7-1 Statement of Income

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
	Unit: 10 ³ US\$											
(A) Gross revenue				6,187	6,187	6,187	6,187	6,187	10,050	10,050	10,050	10,050
Energy sales (GWh)				278.7	278.7	278.7	278.7	278.7	452.7	452.7	452.7	452.7
Unit sales power rate (mills/kWh)				22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2
(B) Total operation cost				5,548	5,548	5,548	5,548	5,548	8,202	8,202	8,202	8,202
1. Operation and maintenance				458	458	458	458	458	458	458	458	458
2. Administration cost				114	114	114	114	114	114	114	114	114
3. Depreciation				762	762	762	762	762	762	762	762	762
4. Purchased energy				4,214	4,214	4,214	4,214	4,214	6,868	6,868	6,868	6,868
Annual purchased energy (GWh)				286.7	286.7	286.7	286.7	286.7	467.2	467.2	467.2	467.2
Unit price (mills/kWh)				14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7
(C) Operating income (A) - (B)				639	639	639	639	639	1,848	1,848	1,848	1,848
(D) Financial expenditure (Interest)	91	364	636	727	727	727	727	727	687	647	607	566
(E) Net income (C) - (D)	-91	-364	-636	-88	-88	-88	-88	-88	1,161	1,201	1,242	1,282

Table A-7-2 Statement of Cash Flow

Unit: 10³ US\$

	1970	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(A) Cash receipt	5,195	10,392	5,195	1,401	1,401	1,401	1,401	1,401	2,610	2,610	2,610	2,610
1. Operating income before interest				639	639	639	639	639	1,848	1,848	1,848	1,848
2. Depreciation				762	762	762	762	762	762	762	762	762
3. Exterior borrowing	5,195	10,392	5,195									
(B) Cash disbursement	5,286	10,756	5,831	727	727	727	727	1,882	1,842	1,802	1,761	1,721
1. Construction expenditure	5	10,392	5,195									
2. Interest	91	364	636	727	727	727	727	727	687	647	606	566
3. Amortization of debit (Capital)								1,155	1,155	1,155	1,155	1,155
(C) Cash balance (A) - (B)	-91	-364	-636	674	674	674	674	-481	768	808	849	889
(D) Accumulated total	-91	-455	-1,091	-417	257	931	1,605	1,124	1,892	2,700	3,549	4,438

Table A-7-3 Amortization Schedule

Unit: 10³ US\$

Year	Borrowing			Redemption			Outstanding balance	Interest during construction
	Transmission line	Substation facilities	Communication system	Total	Principal	Interest		
1 1979	4320	791	84	5,195			5195	91
2 1980	3248	6272	872	10,392			15587	364
3 1981	1344	2950	901	5,195			20782	636
4 1982							20782	727
5 1983							20782	727
6 1984							20782	727
7 1985							20782	727
8 1986					1155	727	19627	
9 1987					1155	687	18472	
10 1988					1155	647	17317	
11 1989					1155	606	16162	
12 1990					1155	566	15007	
13 1991					1155	525	13852	
14 1992					1155	485	12697	
15 1993					1155	444	11542	
16 1994					1155	404	10387	
17 1995					1155	364	9232	
18 1996					1155	323	8077	
19 1997					1155	283	6922	
20 1998					1155	242	5767	
21 1999					1155	202	4612	
22 2000					1155	161	3457	
23 2001					1155	121	2302	
24 2002					1155	81	1147	
25 2003					1147	40	1187	0

A - 8 TRUJILLO NORTE変電所地点
における発電コスト

A-8 Trujillo Norte 変電所地点における発電コスト

1982年に操業を開始するMichiquillay 鉱山に電力を供給する中央電力系統およびSanta電力系統のTrujillo Norte 変電所地点の発電コストを想定するにあたっては次の如き仮定を設けた。

- (1) 1982年のMichiquillay 鉱山操業前後に投入されるSheque, El Chorro およびYuncan水力発電所より138KVおよび220KV送電線を経て電力が供給されるものとした。(Table A-8-1参照)
- (2) 上記3水力発電所の発電コストのうちSheque およびYuncan水力発電所の発電コストは、石油危機以降の価格上昇を考慮し、現行価格で見直されたEl Chorro水力発電所の発電原価12.3 mills/kWhと等しいものとした。
- (3) Trujillo Norte変電所までの送電経費算定の対象となる送電線は上記3発電所に直接関連する送電線とLima-Chimbote-Trujillo間の220KV送電線とした。(Table A-8-2参照)

Table A-8-1 水力発電所の発電原価

水力発電所	設備出力 (MW)	保証電力量 (GWh)	発電原価 (mills/kWh)	FR作成時点 (Year)
Sheque	585	1,792	8.7	1971
El Chorro	160	1,046	12.3	1975 (見直し)
Yuncan	160	910	4.1	1966
計	905	3,748	-	-

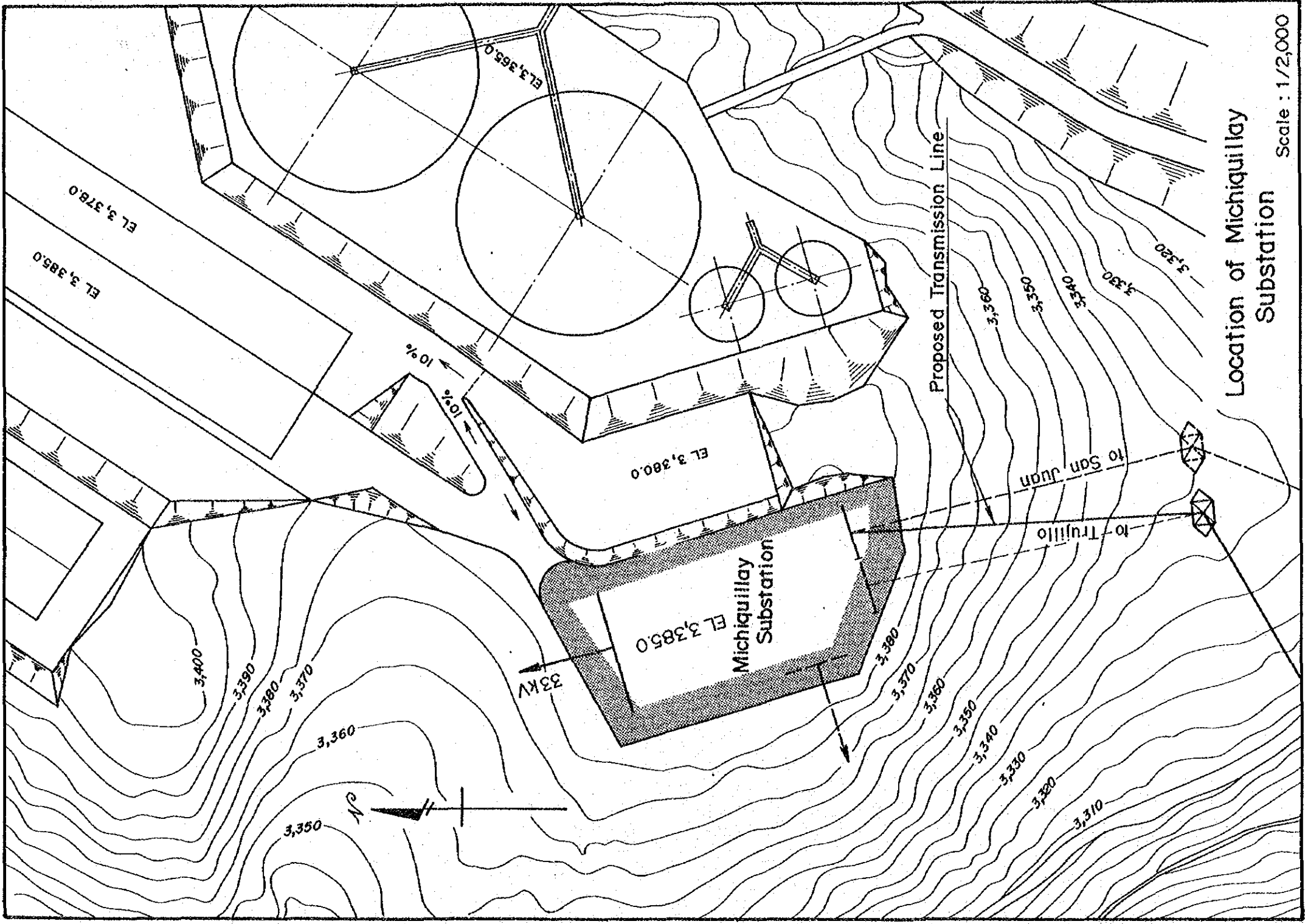
上記3水力発電所との関連において1982年までに建設される中央電力系統およびSanta電力系統の138KVおよび220KV送電線およびその送電線の現行価格における工事費および年経費をTable A-8-2に示す。

Table A-8-2 138KVおよび220KV送電線

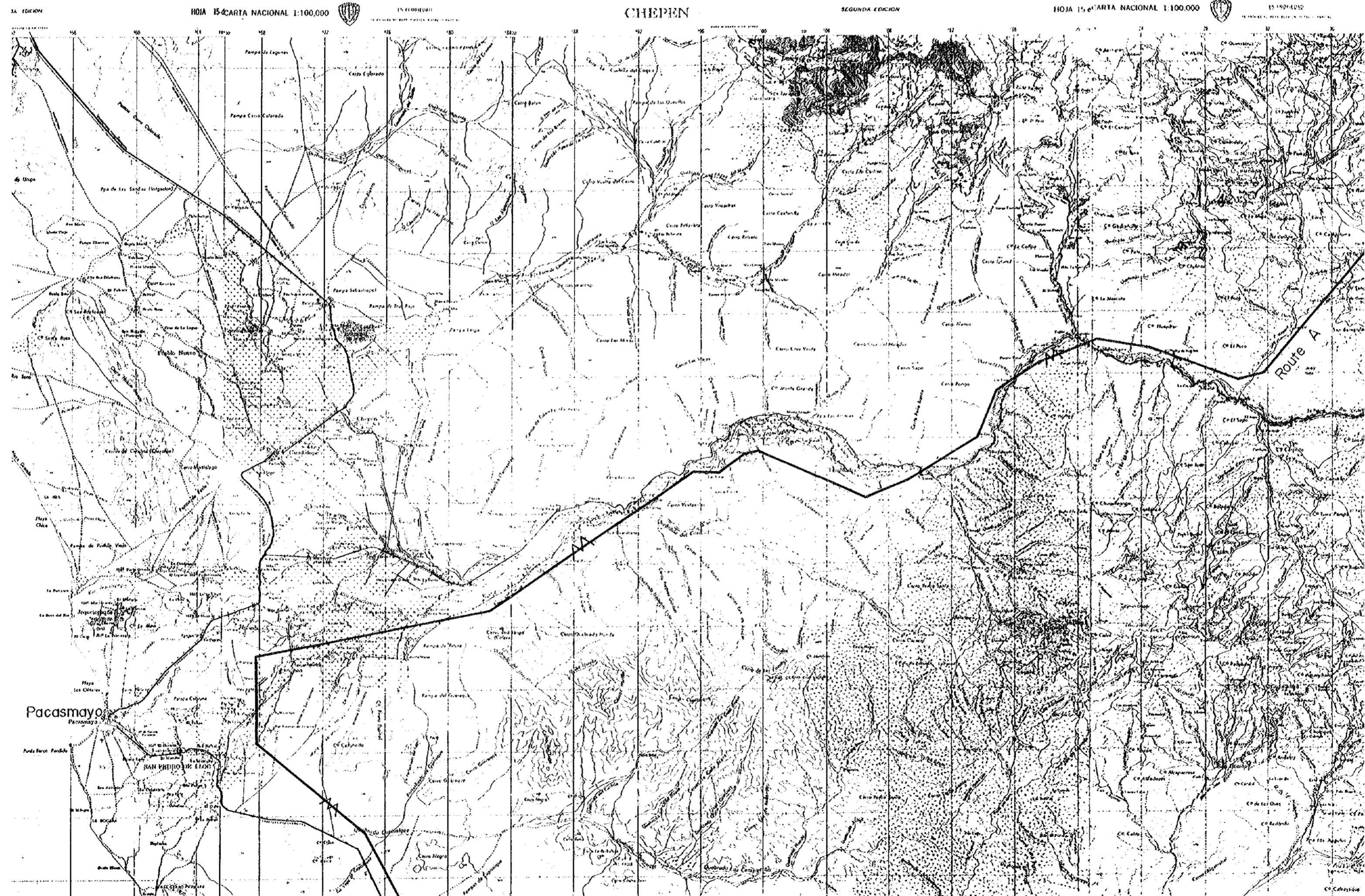
区間	距離 (km)	電圧 (kv)	回線数 (cct)	工事費 (10 ³ US\$)	年経費 (10 ³ US\$)
Sheque - Chavarria	70	220	2	4,480	590
La Oroya - Pomacocha	60	220	1	2,820	370
Lima - Chimbote	400	220	1	18,800	2,460
Chimbote - Trujillo	130	220	1	6,100	800
El Chimbote - Chimbote	70	138	2	3,950	510
計	730	-	-	36,150	4,730

上記 Table A-8-2 で求められた送電線の年経費を Table A-8-1 で求められた、3 水力発電所の保証電力量で除せば送電経費は 1.3 mills/kWh となる。

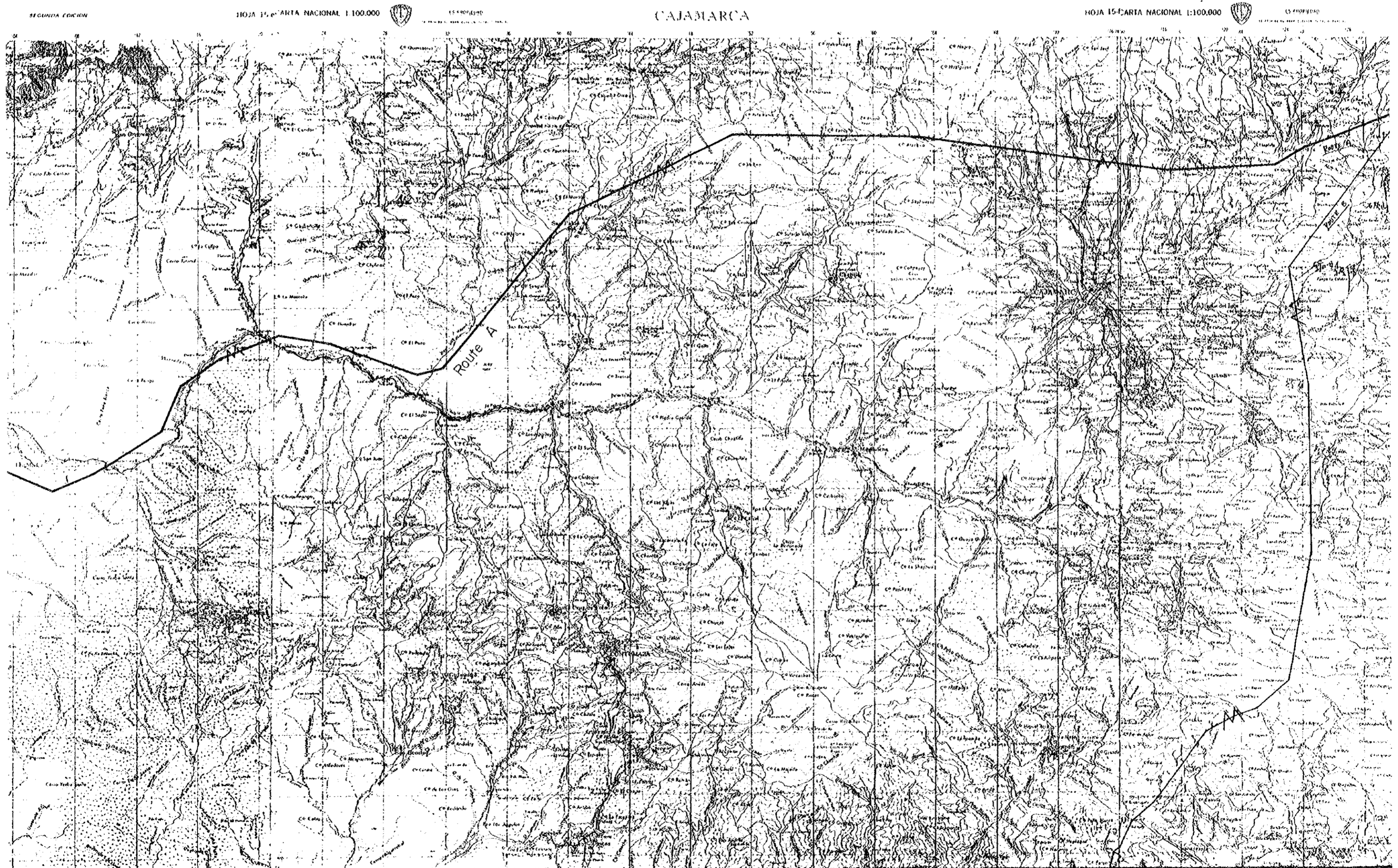
この送電経費に前述の発電コスト 12.3 mills/kWh を加えれば Trujillo Norte 変電所地点の発電コストは 13.6 mills/kWh となる。このコストは現行御売単価 14.7 mills/kWh とほぼ等しく、Michiquillay 欽山への電力供給の方法としてのコスト比較に現行御売単価を用いたことは妥当である。

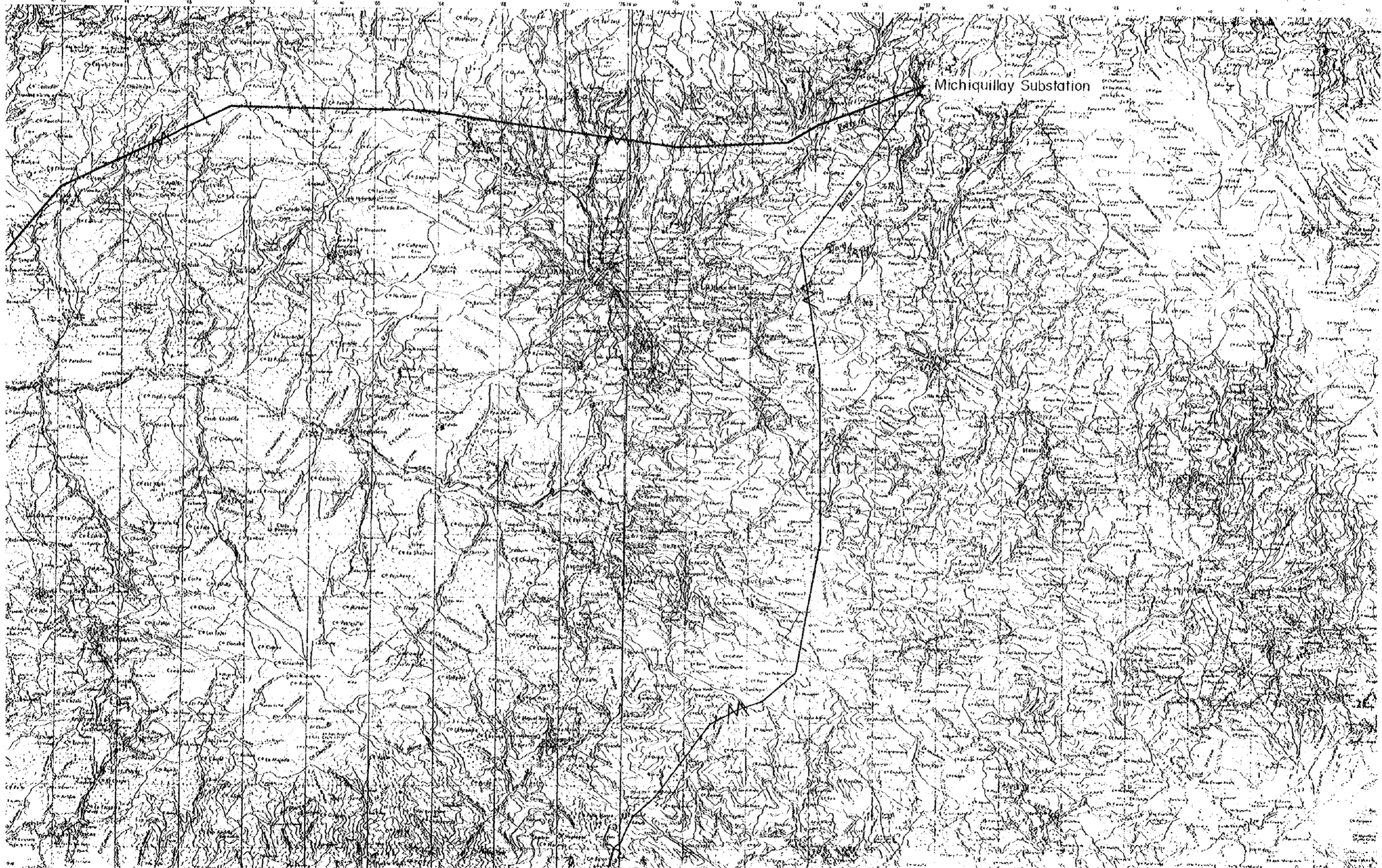


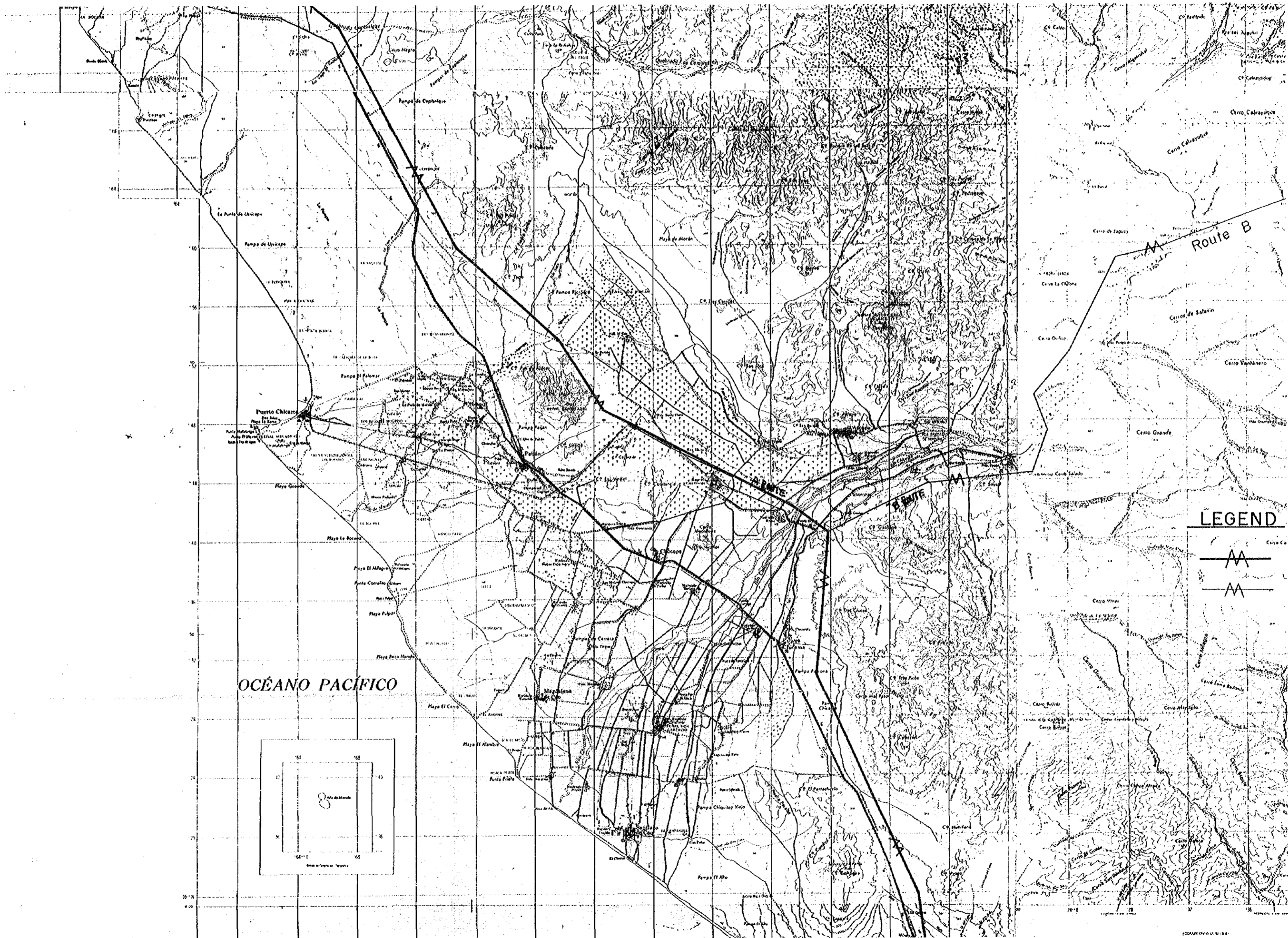
Michiquillay Transmission Line Route



Illay Transmission Line Route

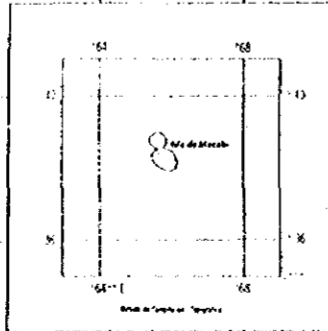
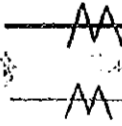


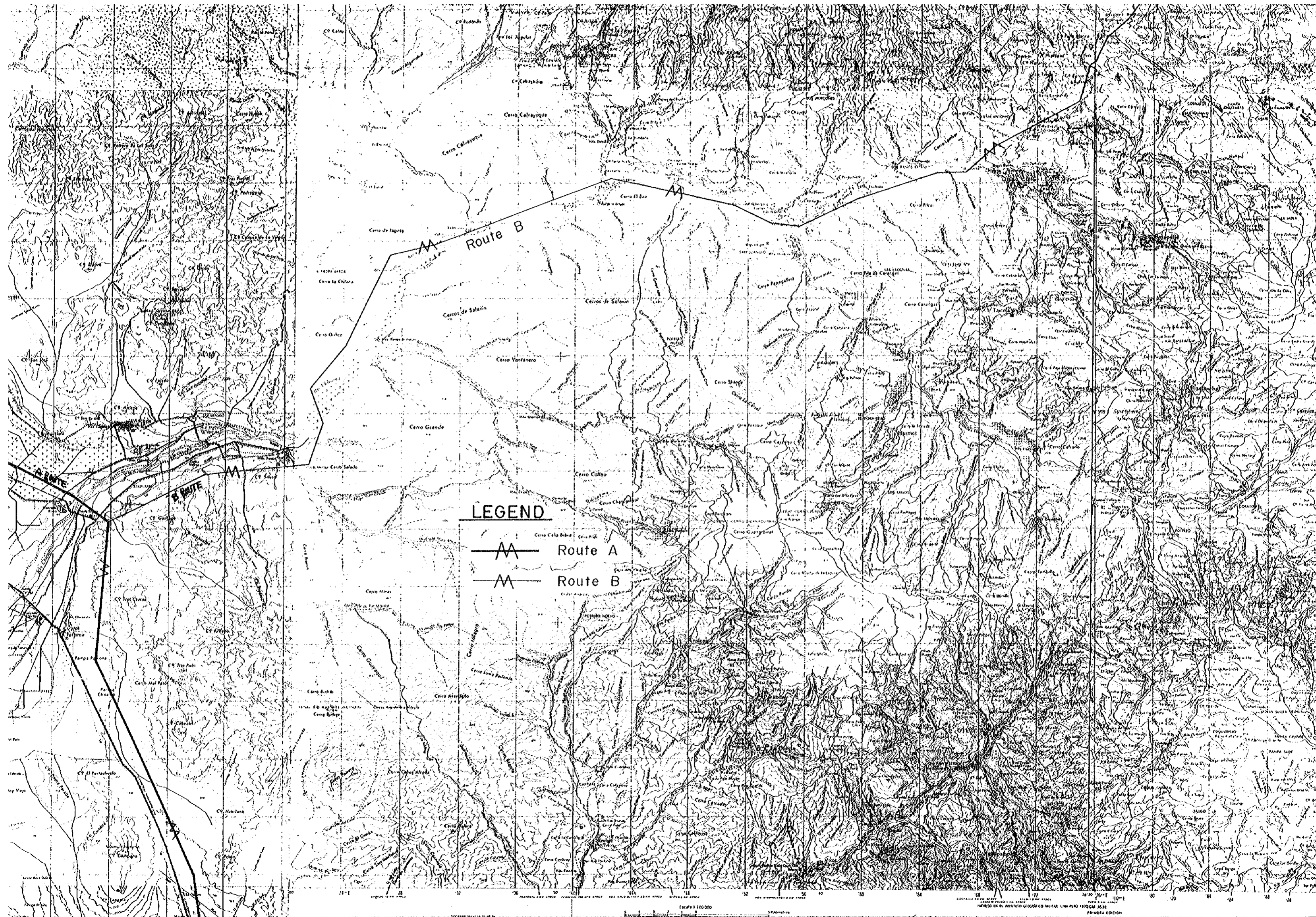




OCEANO PACÍFICO

LEGEND



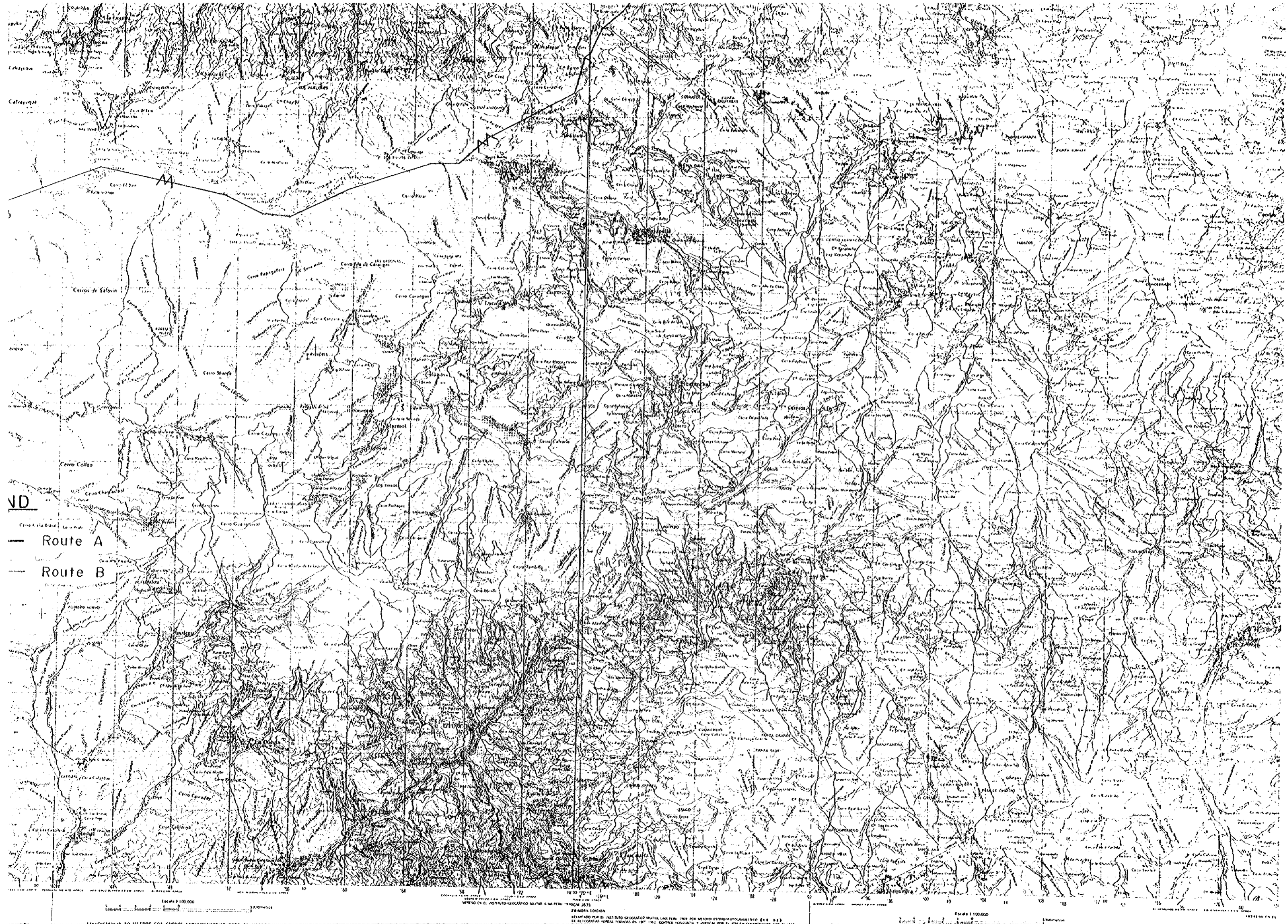


LEGEND

- A — Route A
- B — Route B

1:100,000

IMPRESO EN EL INSTITUTO GEOGRÁFICO MILITAR, LIMA, PERÚ, SEPTIEMBRE 1953
PRIMERA EDICIÓN



ND

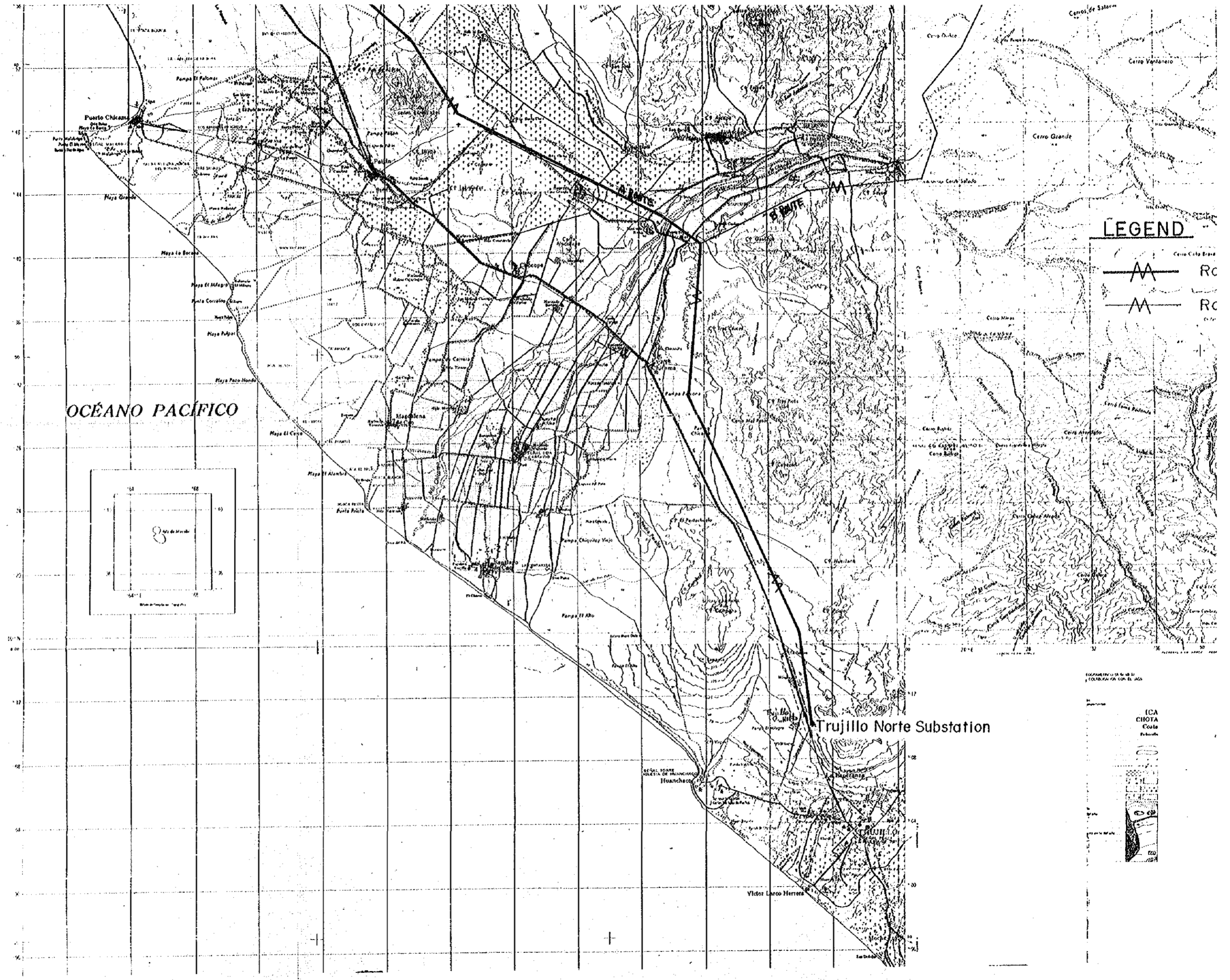
— Route A
- - - Route B

Scale 1:100,000
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

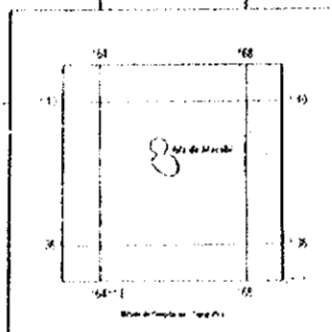
Scale 1:100,000
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Scale 1:100,000
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

ELABORADO POR EL INSTITUTO GEOGRAFICO MILITAR LAZARUS, 1963 POR MEDIO DE FOTOGRAFIAS AERIAS. E.S. 813
ES UN TIPOGRAFICO REPRODUCIDO EN UN TIPOGRAFICO HORIZONTAL Y VERTICAL POR EL SERVICIO GEOGRAFICO MILITAR.



OCEANO PACIFICO



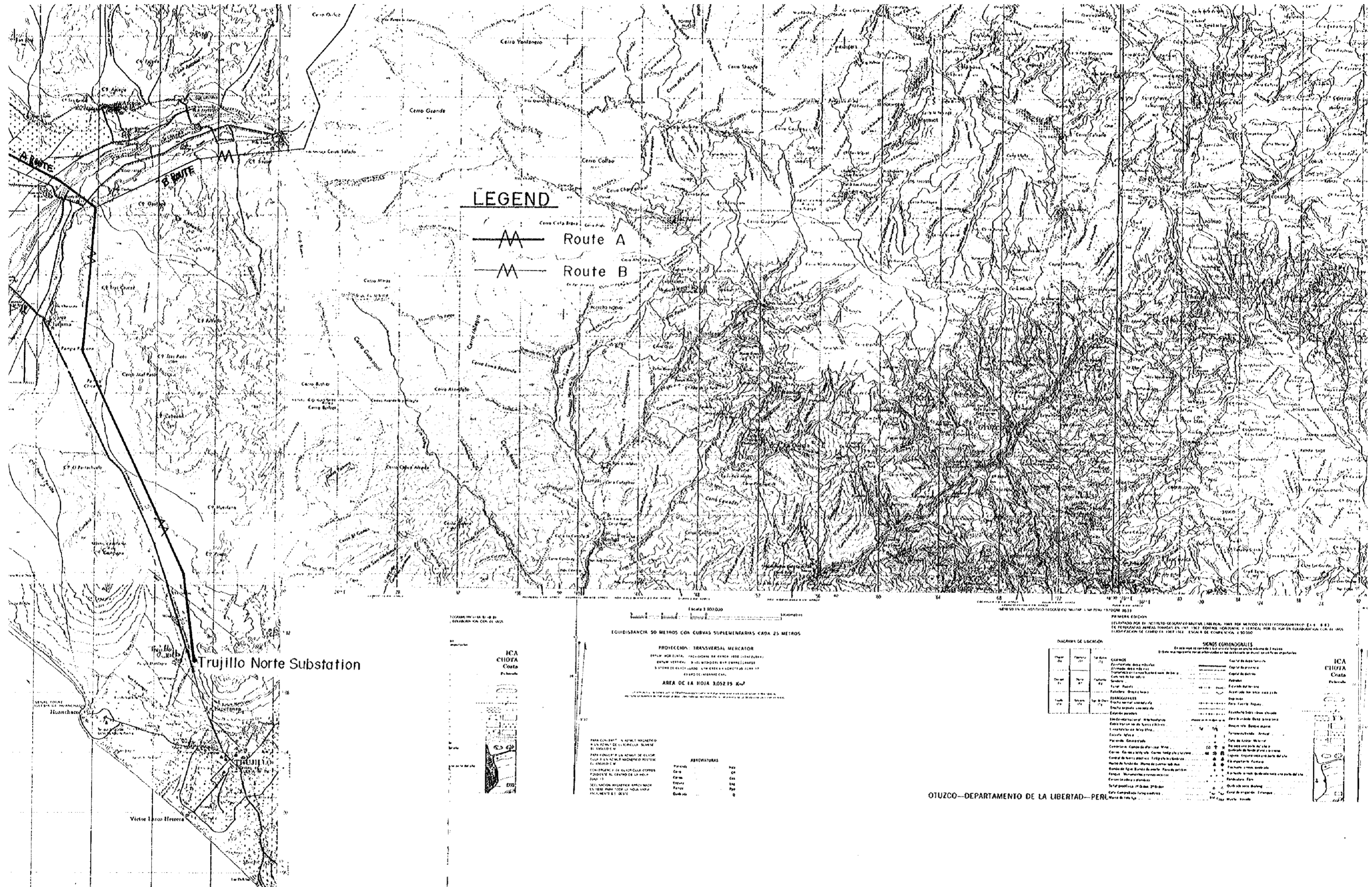
LEGEND

- Cerro City Base
- Rc
- Rc

Trujillo Norte Substation

COGNOME EN LA SE
TOLMAYAN CON EL AG





LEGEND

- Route A
- Route B

Trujillo Norte Substation

Escala 1:50,000
EQUIDISTANCIA 50 METROS CON CURVAS SUPLEMENTARIAS CADA 25 METROS.

PROYECCION: TRANSVERSAL MERCATOR
DATUM: MOYSA DE AYO
SISTEMA DE COORDENADAS: UTM
AREA DE LA HOJA: 3052.19 K²

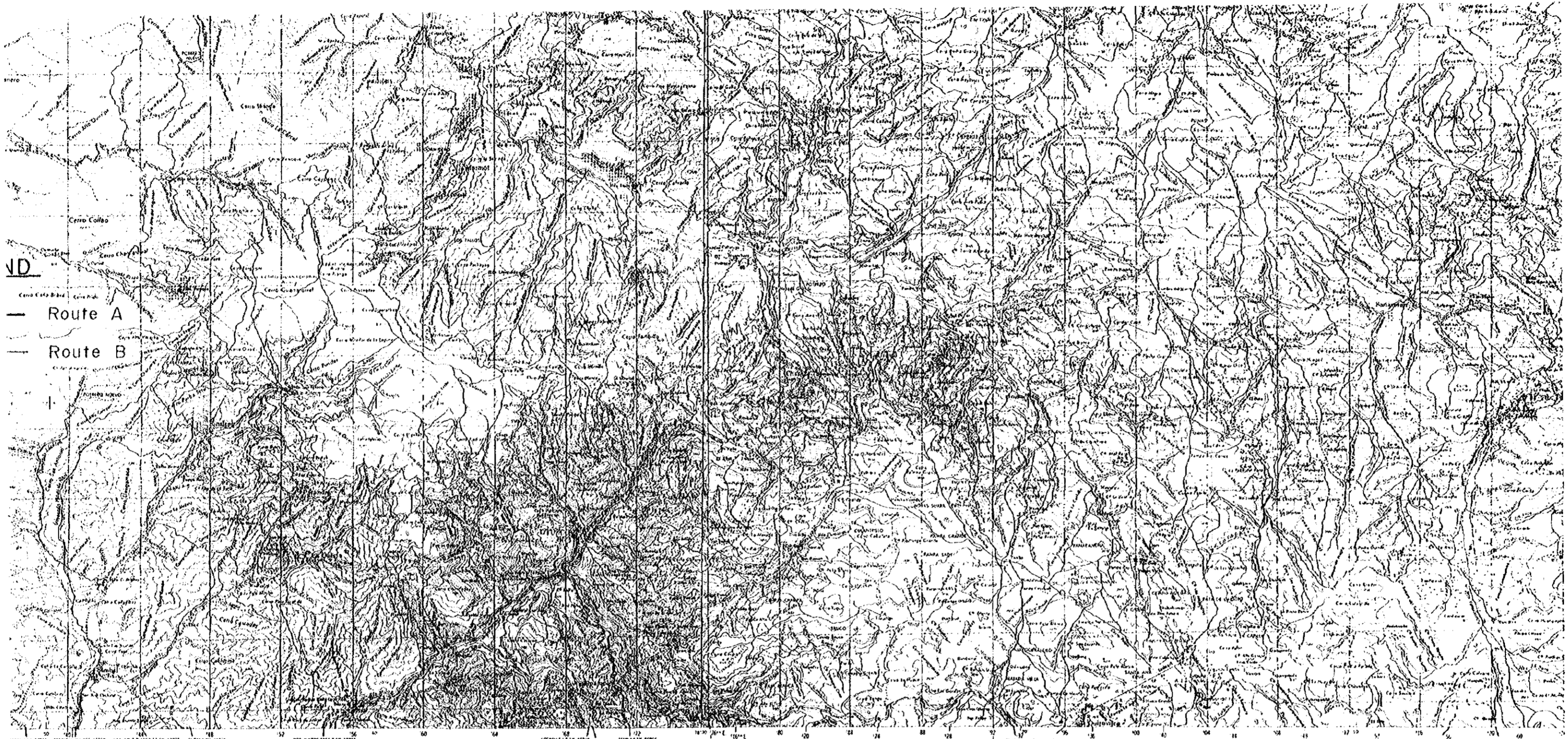
ABREVIATURAS

Alto	1000
Ca	500
Ca	100
Ca	50
Ca	25
Ca	10
Ca	5
Ca	0

DIAGRAMA DE UBICACION

Hoja	Coordenadas	Características
3052	19 S	...
3053	19 S	...
3054	19 S	...
3055	19 S	...
3056	19 S	...
3057	19 S	...
3058	19 S	...
3059	19 S	...
3060	19 S	...
3061	19 S	...
3062	19 S	...
3063	19 S	...
3064	19 S	...
3065	19 S	...
3066	19 S	...
3067	19 S	...
3068	19 S	...
3069	19 S	...
3070	19 S	...
3071	19 S	...
3072	19 S	...
3073	19 S	...
3074	19 S	...
3075	19 S	...
3076	19 S	...
3077	19 S	...
3078	19 S	...
3079	19 S	...
3080	19 S	...
3081	19 S	...
3082	19 S	...
3083	19 S	...
3084	19 S	...
3085	19 S	...
3086	19 S	...
3087	19 S	...
3088	19 S	...
3089	19 S	...
3090	19 S	...
3091	19 S	...
3092	19 S	...
3093	19 S	...
3094	19 S	...
3095	19 S	...
3096	19 S	...
3097	19 S	...
3098	19 S	...
3099	19 S	...
3100	19 S	...

OTUZCO—DEPARTAMENTO DE LA LIBERTAD—PERU



ND
 — Route A
 — Route B

ESCALA 1:100,000

EQUIDISTANCIA 50 METROS CON CURVAS SUPLEMENTARIAS CADA 25 METROS

PROYECCION: TRANSVERSAL MERCATOR
 DATUM: BOGOTA 1909
 SISTEMA DE COORDENADAS: UTM

AREA DE LA HOJA 3052 19 NUT

PARA CONSULTAR EL NOMBRE DE UN PUEBLO O LOCALIDAD EN ESTE MAPA, BUSQUE EL NOMBRE EN LA TABLA DE ABBREVIATURAS.

ABBREVIATURAS	DESCRIPCION
▲	Montaña
○	Cerro
□	Aldea
■	Aldea principal
●	Aldea principal con iglesia
○	Aldea principal con escuela
○	Aldea principal con iglesia y escuela
○	Aldea principal con iglesia, escuela y capilla
○	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla y casa de la municipalidad
○	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad y casa de la comisaria
○	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria y casa de la comisaria de distrito
○	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria, casa de la comisaria de distrito y casa de la comisaria de distrito con escuela
○	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria, casa de la comisaria de distrito, casa de la comisaria de distrito con escuela y casa de la comisaria de distrito con escuela y capilla
○	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria, casa de la comisaria de distrito, casa de la comisaria de distrito con escuela, casa de la comisaria de distrito con escuela y capilla, y casa de la comisaria de distrito con escuela y capilla

ENCUADRE DE UBICACION		SIGNOS CONVENCIONALES	
Coord. UTM	Coord. Geogr.	Aldea principal	Aldea principal con iglesia
Coord. UTM	Coord. Geogr.	Aldea principal con escuela	Aldea principal con iglesia y escuela
Coord. UTM	Coord. Geogr.	Aldea principal con iglesia y escuela	Aldea principal con iglesia, escuela y capilla
Coord. UTM	Coord. Geogr.	Aldea principal con iglesia, escuela y capilla	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla y casa de la municipalidad
Coord. UTM	Coord. Geogr.	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla y casa de la municipalidad	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad y casa de la comisaria
Coord. UTM	Coord. Geogr.	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad y casa de la comisaria	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria y casa de la comisaria de distrito
Coord. UTM	Coord. Geogr.	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria y casa de la comisaria de distrito	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria, casa de la comisaria de distrito y casa de la comisaria de distrito con escuela
Coord. UTM	Coord. Geogr.	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria, casa de la comisaria de distrito y casa de la comisaria de distrito con escuela	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria, casa de la comisaria de distrito, casa de la comisaria de distrito con escuela y casa de la comisaria de distrito con escuela y capilla

OTUZCO—DEPARTAMENTO DE LA LIBERTAD—PERU

ESCALA 1:100,000

EQUIDISTANCIA 50 METROS CON CURVAS SUPLEMENTARIAS CADA 25 METROS

PROYECCION: TRANSVERSAL MERCATOR
 DATUM: BOGOTA 1909
 SISTEMA DE COORDENADAS: UTM

AREA DE LA HOJA 3052 19 NUT

PARA CONSULTAR EL NOMBRE DE UN PUEBLO O LOCALIDAD EN ESTE MAPA, BUSQUE EL NOMBRE EN LA TABLA DE ABBREVIATURAS.

ABBREVIATURAS	DESCRIPCION
▲	Montaña
○	Cerro
□	Aldea
■	Aldea principal
●	Aldea principal con iglesia
○	Aldea principal con escuela
○	Aldea principal con iglesia y escuela
○	Aldea principal con iglesia, escuela y capilla
○	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla y casa de la municipalidad
○	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad y casa de la comisaria
○	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria y casa de la comisaria de distrito
○	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria, casa de la comisaria de distrito y casa de la comisaria de distrito con escuela
○	Aldea principal con iglesia, escuela, capilla, casa de la municipalidad, casa de la comisaria, casa de la comisaria de distrito, casa de la comisaria de distrito con escuela y casa de la comisaria de distrito con escuela y capilla

CAJABAMBA-DEPARTAM

