

3-4. 電気料金

ANDEの電気料金は、需要種別毎、供給電圧毎、計量地点毎に分けられ、多種にわたっている。低圧供給は電力量料金のみで、中圧以上の供給は基本料金と電力量料金からなっており、時間帯別料金が採用されている。

電気料金は1989年6月改訂されたが、平均収入単価で1988年との比較で示せば次の通りである。

	1988年	1989年 (改定料金)
家庭用	26.16 ¢/kWh	49.86 ¢/kWh
商業用	34.25	65.15
工業用	19.26	41.00
その他	22.26	44.76
農 村	23.58	46.64
街路灯	28.66	33.26
平 均	24.79	47.31

なおITAIPU合弁会社からのANDEの買電契約単価は@14.85 US\$/kW/月となっている。

第4章 電力需要想定

第4章 電力需要想定

目次

	頁
4-1 電力需要の現状と動向	4 - 1
4-1-1 パラグアイ国の電力需要の現状と動向	4 - 1
4-1-2 計画地域の需要	4 - 1
4-1-3 計画地域の日負荷曲線と年間の需要動向	4 - 1
4-2 ANDEによる電力需要想定	4 - 12
4-2-1 長期需要想定	4 - 12
4-2-2 短期需要想定	4 - 12
4-3 計画地域の電力需要想定	4 - 21
4-3-1 電力需要想定で考慮した事項	4 - 21
4-3-2 電力需要想定の方法	4 - 21
4-3-3 計画地域の人口の想定	4 - 21
4-3-4 人口予測に基づく需要端電力量の想定	4 - 23
4-3-5 時系列傾向に基づく需要端電力量の想定	4 - 23
4-3-6 需要端電力量の想定	4 - 30
4-3-7 計画地域の電力需要想定	4 - 30
4-3-8 需要想定値の見直しの必要性	4 - 31
4-3-9 1 kmメッシュ毎の需要想定	4 - 31

List of Tables and Figures

- Table 4-1 Historical Data of Power and Energy Demand in Paraguay
- Table 4-2 Historical Data of Energy Demand of Each Area
- Table 4-3 Breakdown of Energy Demand (GWH) at Ultimate Consumer's Level of the Project Area (1981 - 1988)
- Table 4-4 Energy Demand (GWH) at the Substations of the Project Area
- Table 4-5 Monthly Substation Peaks in the Project Area (1988)
- Table 4-6 Demand Forecast for Integrated Power System (ANDE)
- Table 4-7 Estimated Maximum Demand for ANDE Power System
- Table 4-8 Short-term Load Forecast by ANDE
- Table 4-9 Population in Paraguay
- Table 4-10 Estimation and Prediction of Population of Paraguay
- Table 4-11 Forecast of Energy Demand at Ultimate Consumer's Level and Estimates and Forecast of Population in the Project Area
- Table 4-12 Predicted Energy Demand at Consumer's Level in the Project Area
- Table 4-13 Power Demand Projection for The Project Area
-
- Fig. 4-1 Actual Daily Load Curve at Centro Substation (Commercial Load Area)
- Fig. 4-2 Actual Daily Load Curve at Barrio Parque Substation (Lighting Load Area)
- Fig. 4-3 Typical Daily Load Curve in the Project Area
- Fig. 4-4 Transition of Total of Monthly Substations Peaks in the Project Area (1988)
- Fig. 4-5 Demand Forecast for Integrated Power System (ANDE)
- Fig. 4-6 Demand Forecast for Integrated Power System (ANDE)
- Fig. 4-7 Maximum Demand Forecast (ANDE)
- Fig. 4-8 Short-term Power Demand Forecast by ANDE Foresighted on 01.June.1989

- Fig. 4-9 Transition of Population in the Project Area,
Estimated and Predicted
- Fig. 4-10 Predicted Energy Demand (GWh) and Energy Demand Per Capita
(kWh) at Consumer's Level
- Fig. 4-11 Predicted Energy Demand (GWh) at Consumer's Level
in the Project Area
- Fig. 4-12 Load Forecast of Project Area
- Fig. 4-13 Predicted Load Density in the Project Area in 2000

第4章 電力需要想定

4-1. 電力需要の現状と動向

4-1-1 パラグアイ国の電力需要の現状と動向

(1) 最近数年のパラグアイ国内の消費電力量および送電端最大電力の推移を Table 4-1 に示す。また各地域毎の電力需要の推移を Table 4-2 に示す。

1988年の電力需要をみると全国の消費電力量 1,509.7Gwh のうち、家庭用・商業用が合わせて全体の53%、工業用が26%、公共用・街灯・その他が合わせて21%を夫々占めている。需要構成の特徴として家庭用および商業用の割合が大きく、工業用の割合が小さいことがあげられるが、1985~88年の需要の伸び率をみると全国需要の年平均伸び率14.7%に対し、工業用需要の伸び率は24.3%となっており、工業用需要の増大傾向がみられる。

(2) 地域別にみると、首都圏需要は全国需要の約74%を占めている(1988年の場合)。

地方の電力需要の伸び率が全国平均値を上まわっていることから、地方の需要が急速に増大しつつあることがわかる。

4-1-2 計画地域の需要

(1) 計画地域の需要実績を Table 4-3に示す。計画地域の需要は首都圏需要の約90%を占めている。需要構成は家庭用と商業用とで全体需要の約60%近くを占めている。工業用需要は全体の約20%を占めるにすぎない。残りの20%は家庭用・商業用・工業用に明確に分類出来ない需要と街路灯需要で占められている。

1981~88年の年平均の伸び率は10.2%である。

(2) 計画地域内の変電所の需要実績を Table 4-4 に示す。Asuncion 市内中心部の変電所より、Lambare, Jardin Botanico, San Lorenzo, Tres Bocas, Guarambareなど市周辺部および市郊外の変電所の需要の伸びがはるかに大きいことが注目される。

4-1-3 計画地域の日負荷曲線と年間の需要動向

(1) 業務用負荷地域 (Centro Substaion) および電灯負荷地域 (Barrio Parque Substation) の実際の日負荷曲線を Fig.4-1および Fig.4-2 に示す。

Table 4-1 Historical Data of Power and Energy Demand in Paraguay

Year		1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Energy Consump- tion (GWH)	Residential	468.9	492.2	540.7	399.5	461.2	504.9	566.7
	Commercial				166.2	176.3	197.0	232.5
	Industrial	241.7	260.5	286.5	204.7	221.8	287.1	393.0
	Others				143.7	158.6	184.0	207.8
	Public	28.6	32.6	33.1	34.9	36.6	42.8	46.4
	Street Lighting	37.5	41.9	47.0	50.9	55.5	60.1	63.3
Total		776.7	827.2	907.3	999.9	1,110.0	1,275.9	1,509.7
Energy at Sending End (GWH)		895.4	970.7	1,065.3	1,206.6	1,326.3	1,483.6	1,766.3
Maximum Demand (MW)		190.6	202.0	217.5	242.0	271.5	303.6	357.5
Load Factor (%)		53.6	54.9	55.9	56.9	55.8	55.8	56.4

Table 4-2 Historical Data of Energy Demand of Each Area

(GWH)

Area	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Average Annual Increase (%) (1982 - 1988)
Metropolitan	700.4	761.0	831.6	915.5	985.4	1,094.9	1,238.5	10.0
Eastern	66.3	70.2	75.7	87.4	106.1	113.1	152.7	14.9
Central	48.2	50.6	58.2	67.6	73.9	84.3	109.4	14.6
Southern	25.7	29.5	35.7	43.4	55.9	78.2	119.0	29.1
Northern	-	-	3.4	27.2	30.3	36.3	57.7	60.3
Total	840.6	911.3	1,004.6	1,141.1	1,251.6	1,406.8	1,677.3	12.2
Transmission Losses	54.8	59.4	60.7	65.5	74.7	76.8	89.0	8.4
Energy at Sending End	895.4	970.7	1,065.3	1,206.6	1,326.3	1,483.6	1,766.3	12.0

Table 4-3 Breakdown of Energy Demand (GWH) at Ultimate Consumer's Level of the Project Area (1981 - 1988)

Category	(GWH)								Average Annual Increase (%)
	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	
Residential	305.7	353.8	376.5	397.7	299.7	346.2	369.1	407.8	
Commercial					114.7	122.6	137.4	154.7	
Industrial	139.7	145.8	166.8	180.3	133.6	144.6	176.1	192.3	
Street Lighting	20.7	21.8	23.1	24.5	25.1	26.4	27.7	28.6	
Others	19.7	24.4	25.6	28.9	132.8	144.3	172.0	177.1	
Total	485.9	545.8	591.9	631.4	705.7	784.3	882.3	960.6	10.2
Increase Rate (%)	-	12.3	8.4	6.7	11.8	11.1	12.5	8.9	-

Table 4-4 Energy Demand (GWH) at the Substations of the Project Area

Substation	(GWH)								Average Annual Increase (%)
	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	
Puerto Sajonia	127.9	127.6	112.1	115.0	119.8	133.3	125.5	122.6	4.5
San Miguel	127.2	129.9	135.9	136.4	141.1	145.6	136.7	139.4	
Centro	-	-	-	-	-	-	24.5	40.8	
Barrio Parque	88.6	97.5	119.4	124.1	140.0	142.6	155.8	165.8	15.5
Lambare	54.8	86.9	111.0	125.0	138.2	147.4	165.6	205.1	
Jardin Botanico	61.7	61.8	62.9	75.3	82.8	91.7	104.7	114.0	
San Lorenzo	72.2	89.3	100.0	121.1	128.1	128.8	134.2	146.4	14.3
Tres Bocas	44.3	46.8	53.8	57.6	61.8	66.2	75.0	88.3	
Guarambare	-	-	-	-	14.9	32.6	43.2	62.4	
Acepar	-	-	-	-	-	5.7	28.8	33.7	
Total	576.7	639.8	695.1	754.5	826.7	893.9	994.0	1,118.5	9.9

Fig.4-1 Actual Daily Load Curve at Centro Substation
(Commercial Load Area)

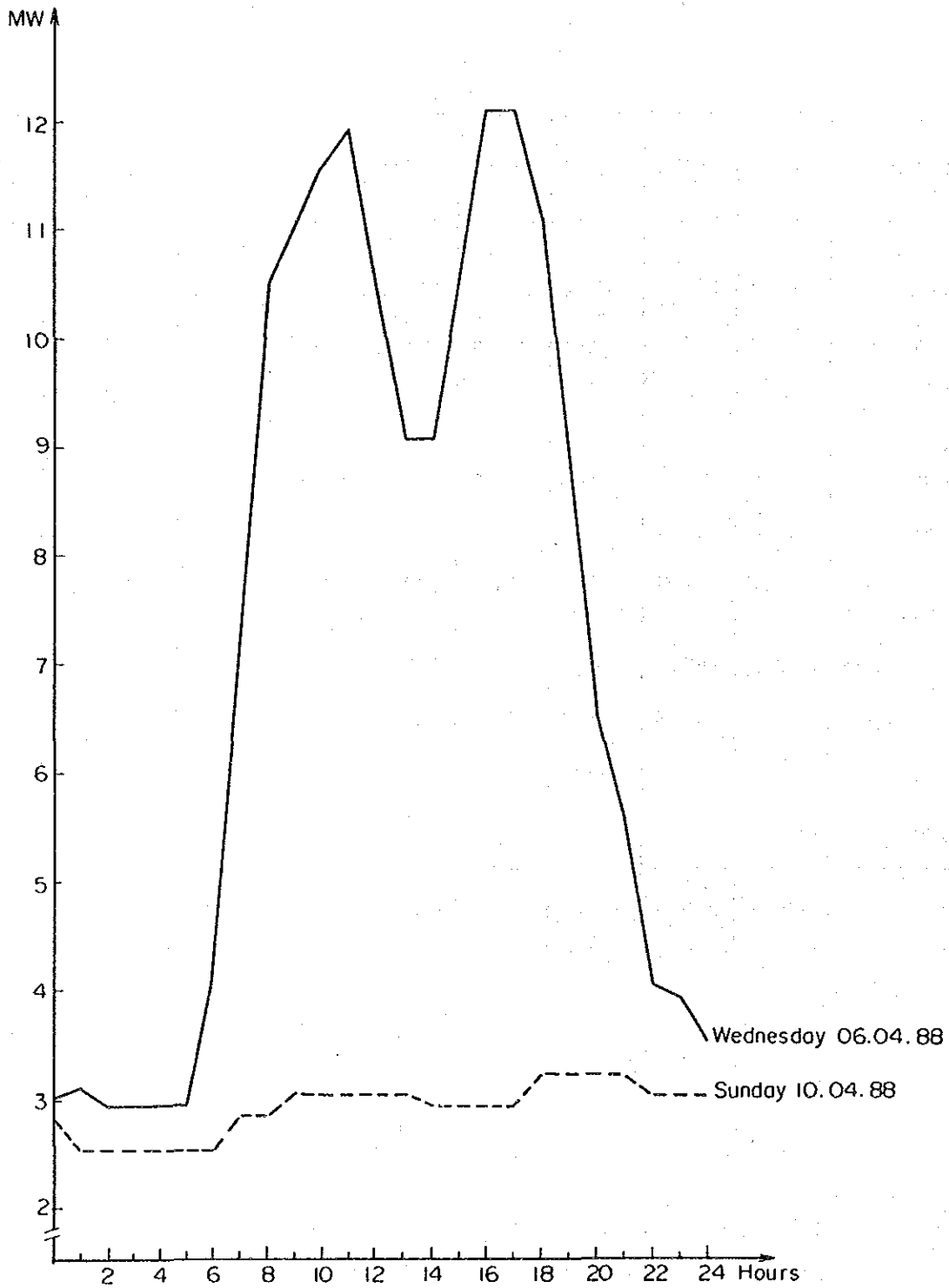
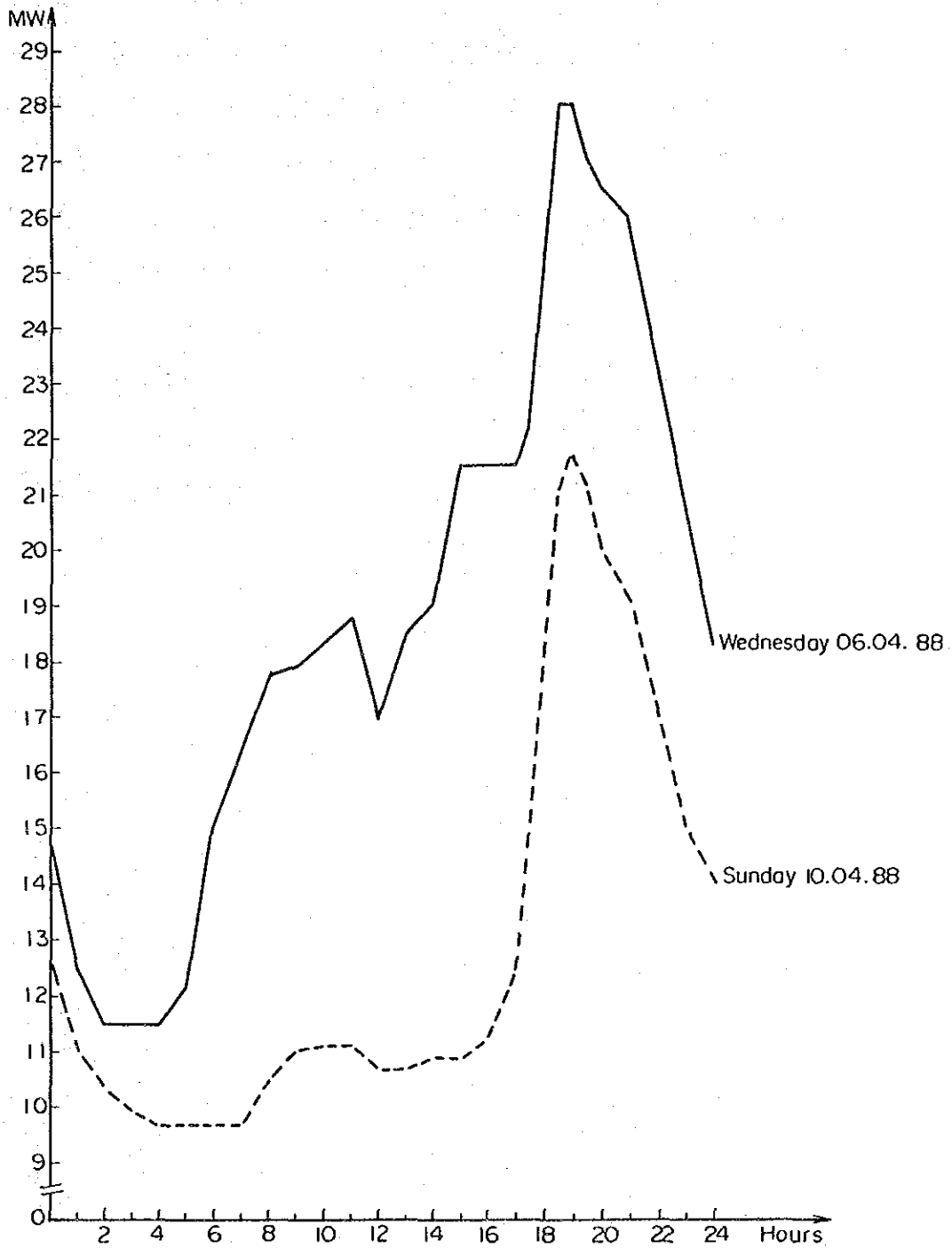


Fig.4-2 Actual Daily Load Curve at Barrio Parque Substation
(Lighting Load Area)



計画地域全体の1日の負荷変動状況をパーセント表示で表わしたものが Fig.4-3 である。これは現在首都圏への電力の供給拠点となっている San Lorenzo と Lambare 両変電所の1988年の同一日時の負荷を合成したものであり、計画地域全体の日負荷曲線であると言える。

(2) 計画地域の需要には住宅用需要の割合が大きく、工業用需要の割合が小さい(全体の約20%)という需要構成の特長があり、計画地域全体では需要のピークは夕方7時～8時に現われている。計画地域には製鉄、セメント、植物油、綿花工場などの工業があり、また同地域南端には今後開発が期待される Villetta工業団地があるので、工業用需要の増加も予想される。しかし、その全体に占める割合はまだしばらくは小さいと思われるので、需要のピークは当分は夕方に現われるであろう。

(3) Table 4-5 に1988年における計画地域内変電所の月別最大電力を示す。また、Fig.4-4 に同年の月別変電所最大電力の合計値の推移を示す。

年間を通して月最大電力にさ程変化はないが、5～7月の冬期に若干落ち込みが見られ、夏期12月にピークが現われている。

Fig.4-3 Typical Daily Load Curve in the Project Area

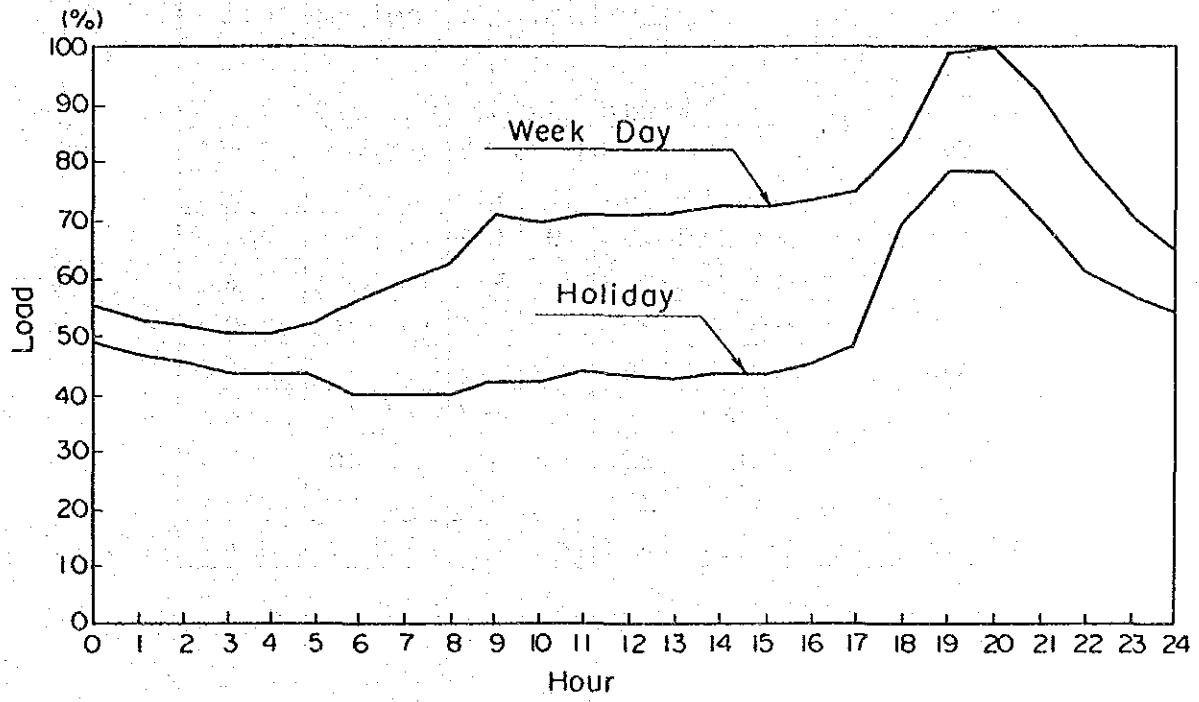
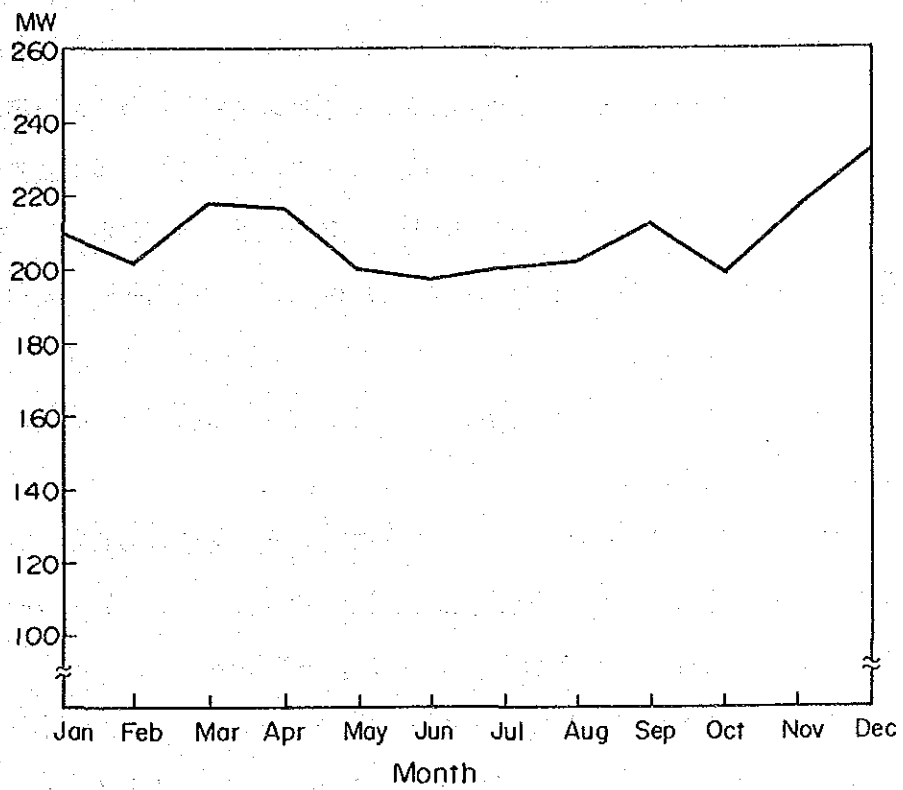


Table 4-5 Monthly Substation Peaks in the Project Area (1988)

(MW)

MONTH	SLO	PSA	JBO	SMI	DEN	BPA	TBO	LAM	TOTAL
Jan	28	23.8	22.4	31.6	15.4	31.4	18.3	39	209.9
Feb	28	23.2	19.8	28.8	14	30	17.3	40.5	201.6
Mar	33	27.1	20	32.4	16.2	31.2	18.2	40	218.1
Apr	32	26.3	19.9	29.7	14	30.9	22.2	41.5	216.5
May	30	20.6	22.3	25.4	9	31.2	22	40	200.5
Jun	30	21.1	21.3	27.3	7.5	30.8	18.4	40.5	196.9
Jul	31	21.5	19.7	29.4	8	31.2	19	40.5	200.3
Aug	33.5	22.3	19.5	28.1	9.2	30.7	19.6	39	201.9
Sep	28.7	24	20.8	31	11.5	34.7	20.3	41	212
Oct	27.8	20.8	19.5	26.2	11.7	31	21.7	40	198.7
Nov	28.3	22.8	19.7	32.9	20.3	32.7	19.8	40	216.5
Dec	31.9	31	21.1	28.7	24.3	32.1	20.7	42	231.8

Fig.4-4 Transition of Total of Monthly Substation Peaks in the Project Area (1988)



4-2. ANDEによる電力需要想定

4-2-1 長期需要想定

- (1) ANDEによる電力需要想定を Table 4-6に示す。これをグラフに表したものがFig.4-5 およびFig.4-6 である。この需要想定は1975年に作成されたものであるが、現在までの電力需要の推移をみるとまだ有効であると考えられている。
- (2) 想定はANDEの全国系統に対し、A・B・Cの3ケースについて行われている。最も大きな伸びを想定した Alternative Aでは、2000年における需要端の消費電力量は 4,930 Gwh、最大電力は約 1,150MWとなっている。また最も控え目な想定である Alternative Cでは同年における需要端消費電力量を3,787Gwh、最大電力を約 880MWと想定している。いずれのケースにおいても工業用需要が家庭用および商業用需要の伸びを上まわって増加すると見込まれている。
- (3) Fig.4-5 および Fig.4-6には1979年～1988年の需要実績も併せて表示している。これまで需要端消費電力量・最大電力ともに実績値は最も控え目な想定 Alternative Cを下まわって推移して来たが、最近になって Alternative Cに漸近する傾向が見られる。
- (4) 次に1980年に作成された“パラグアイ国電力輸送システムの開発”のマスタープランに採用されている需要想定（最大電力のみを扱っている）を Table 4-7に示す。また、これをグラフ化したものが Fig.4-7である。

これによると2000年における全系統の最大電力は Itaipu 発電所の発生電力 6,300MW(パラグアイ国分)の15%相当である 945MWと想定されている。この値は先の Alternative Cの予想値を若干(65MW)上まわるものである。また同年の首都圏地域（今回の計画地域より広い面積をカバーしている）の需要として全国需要の約60%である 554MWが見込まれている。

4-2-2 短期需要想定

- (1) 1989年6月にANDEにより作成されたSISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN), HISTORICO Y PREVISION DE POTENCIA Y ENERGIAによれば、全国電力系統および首都圏系統の需要実績および短期需要予測は Table 4-8 および Fig. 4-8 のようになっている。

ここで首都圏需要は ITAUGUA, CAACUPE, PARAGUARI, QUILINDY, CAAPUCU等の需

Table 4-6 Demand Forecast for Integrated Power System (ANDE)

a) Alternative A

Year		1976	1980	1985	1990	2000	1990/2000 Average Annual Increase (%)
Energy Demand at Consumer's Level (GWH)	Residential	226	380	651	992	2,142	8.0
	Industrial	115	359	745	1,156	2,788	9.2
	Total	341	739	1,396	2,148	4,930	8.7
Energy Demand at Generation Level (GWH)		382	828	1,564	2,406	5,522	8.7
Peak Demand (MW)		79.3	171.9	324.6	499.4	1,146.1	8.7
Load Factor (%)		55	55	55	55	55	-

b) Alternative B

Year		1976	1980	1985	1990	2000	1990/2000 Average Annual Increase (%)
Energy Demand at Consumer's Level (GWH)	Residential	224	373	633	951	1,999	7.7
	Industrial	113	348	719	1,106	2,620	9.0
	Total	337	721	1,352	2,057	4,619	8.4
Energy Demand at Generation Level (GWH)		377	808	1,514	2,304	5,173	8.4
Peak Demand (MW)		78.3	167.6	314.3	478.2	1,073.7	8.4
Load Factor (%)		55	55	55	55	55	-

c) Alternative C

Year		1976	1980	1985	1990	2000	1990/2000 Average Annual Increase (%)
Energy Demand at Consumer's Level (GWH)	Residential	221	358	556	815	1,632	7.2
	Industrial	110	313	642	962	2,155	8.4
	Total	331	671	1,198	1,777	3,787	7.9
Energy Demand at Generation Level (GWH)		371	752	1,342	1,990	4,241	7.9
Peak Demand (MW)		77.0	156.1	278.5	413.0	880.2	7.9
Load Factor (%)		55	55	55	55	55	-

Fig.4-5 Demand Forecast for Integrated Power System (ANDE)

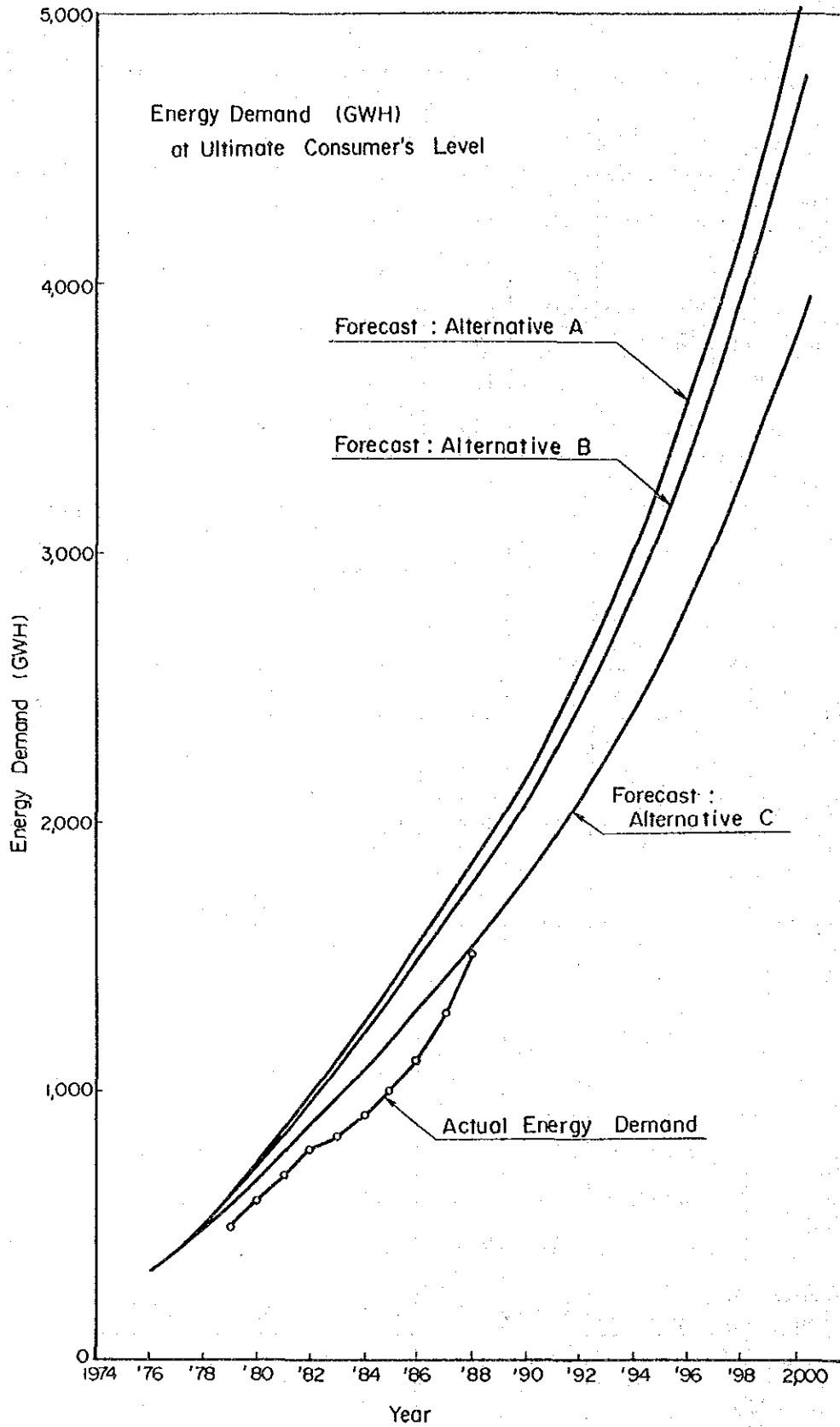


Fig.4-6 Demand Forecast for Integrated Power System (ANDE)

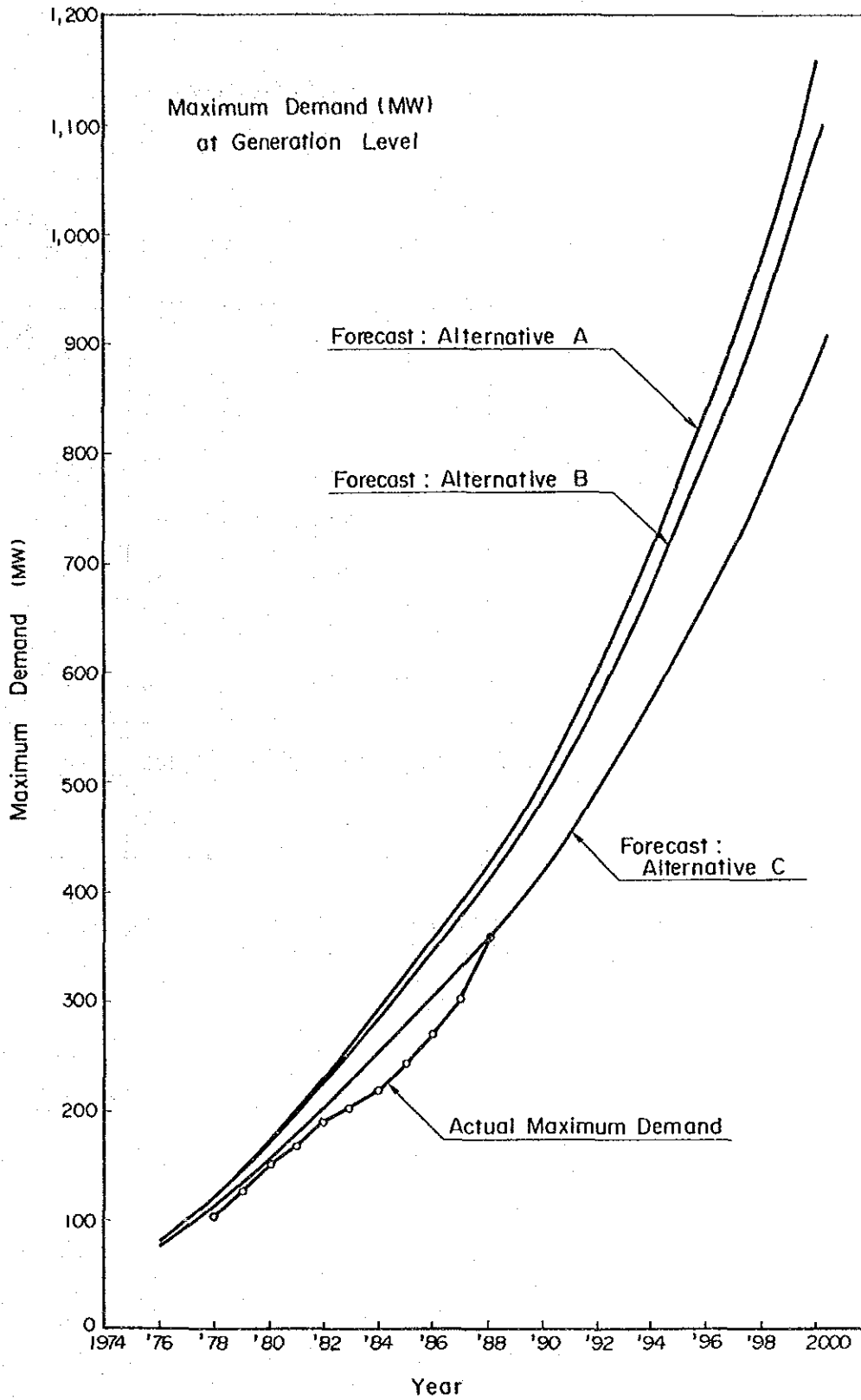


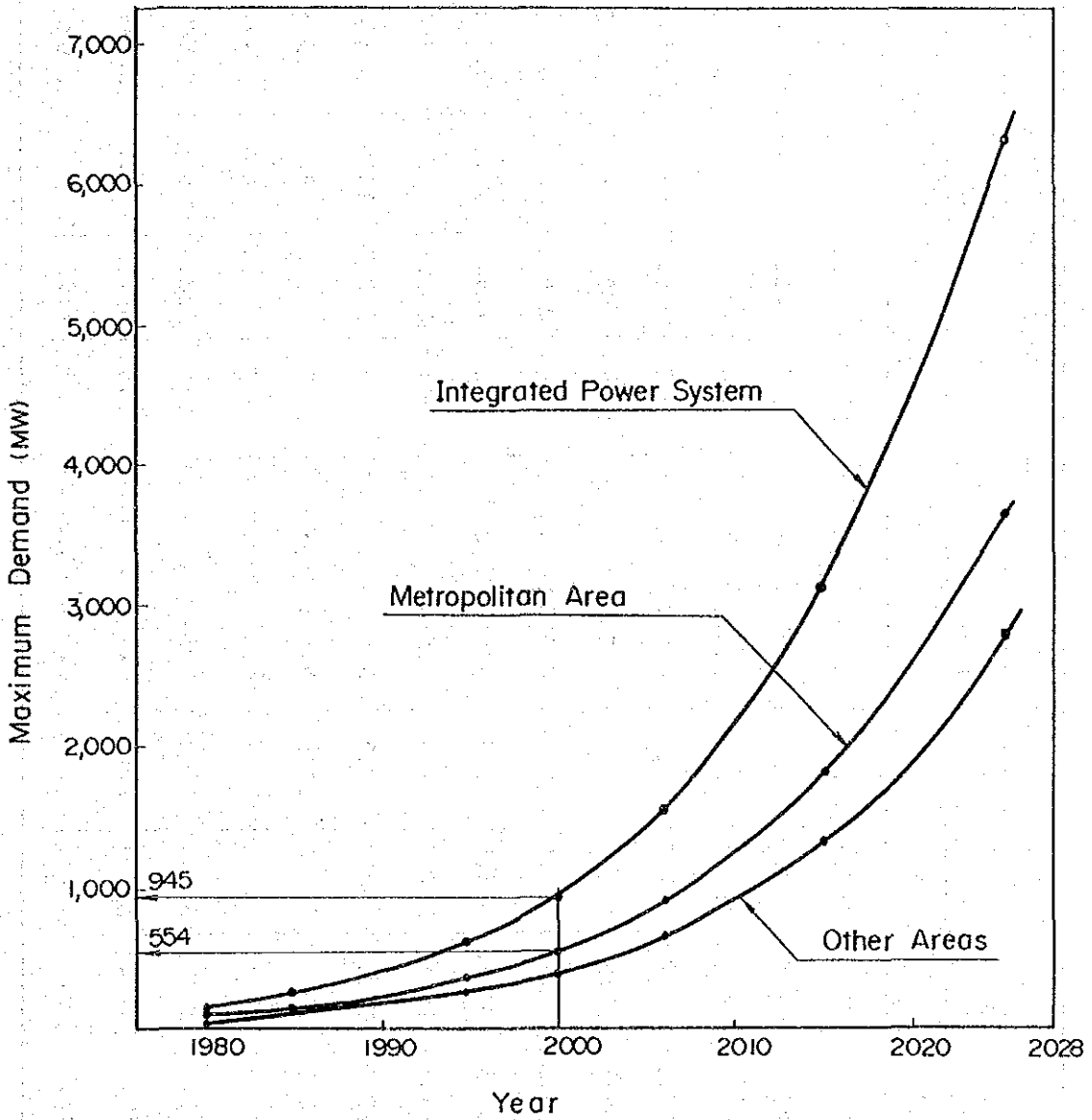
Table 4-7 Estimated Maximum Demand for ANDE Power System

(MW)

Area	1980	1985	1995	2000	2006	2015	2025	1985/2000 Average Annual Increase (%)
Metropolitana	108	155	369	554	921	1,825	3,582	8.9
Central	18	30	67	101	169	355	697	8.4
Parana	11	30	58	78	130	248	505	6.6
Norte	3	20	60	91	150	303	593	10.6
Sur	4	30	60	90	150	303	595	7.6
Perdidas	1	5	16	31	55	116	328	12.9
System (Total)	145	270	630	945	1,575	3,150	6,300	8.7
%	-	-	10	15	25	50	100	-

As per: PLAN MAESTRO DE DESARROLLO DEL SISTEMA NACIONAL DE
TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA DE PARAGUAY

Fig. 4-7 Maximum Demand Forecast (ANDE)



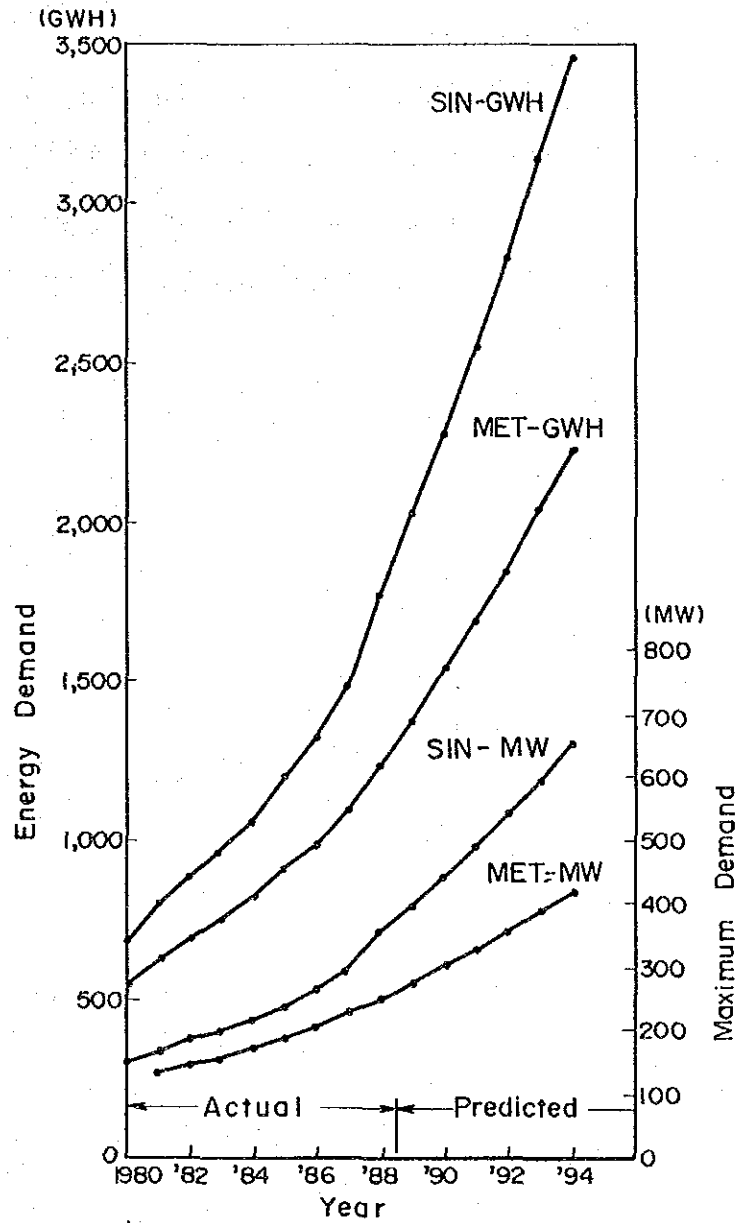
As per. PLAN MAESTRO DE DESARROLLO DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA DE PARAGUAY

Table 4-8 Short-term Load Forecast by ANDE

Year	Integrated Power System					Metropolitan Power System					Rate (2)/(1) (%)
	Energy Demand (1)		Maximum Demand		Load Factor	Energy Demand (2)		Maximum Demand		Load Factor	
	GWH	% In-crease	MW	% In-crease		GWH	% In-crease	MW	% In-crease		
1981	806.2	17.4	167.7	12.1	0.549	632.8	17.0	137.3	-	-	78.5
1982	895.4	11.1	190.6	13.7	0.536	700.4	10.7	146.4	6.6	0.546	78.2
1983	970.7	8.4	202.0	6.0	0.549	761.0	8.7	160.8	9.8	0.540	78.4
1984	1,065.3	9.7	217.5	7.7	0.559	831.6	9.3	175.1	8.9	0.542	78.1
1985	1,206.6	13.3	242.0	11.3	0.569	915.5	10.1	190.6	8.9	0.548	75.9
1986	1,326.3	9.9	271.5	12.2	0.558	985.4	7.6	206.5	8.3	0.545	74.3
1987	1,483.6	11.9	303.6	11.8	0.558	1,094.9	11.1	229.5	11.1	0.545	73.8
1988	1,766.3	19.1	357.5	17.8	0.564	1,238.5	13.1	252.7	10.1	0.560	70.3
1989	2,025.0	14.6	400.0	11.9	0.578	1,380.3	11.4	278.0	10.0	0.567	67.7
1990	2,276.0	12.4	443.0	10.8	0.586	1,536.5	11.3	305.0	9.7	0.575	67.5
1991	2,543.0	11.7	491.0	10.8	0.591	1,687.6	9.8	331.8	8.8	0.581	66.4
1992	2,831.0	11.3	541.0	10.2	0.597	1,853.1	9.8	358.8	8.1	0.589	65.5
1993	3,150.0	11.3	596.0	10.2	0.603	2,035.4	9.8	388.0	8.1	0.599	64.6
1994	3,458.0	9.8	654.0	9.7	0.604	2,224.8	9.3	419.0	8.0	0.606	64.3

Note: 1981 - 88 Historical
1989 - 94 Predicted

Fig.4-8 Short-term Power Demand Forecast by ANDE
Foresighted on 01, June, 1989



Note : SIN-GWH Energy Demand of Integrated Power System
 SIN-MW Maximum Demand of Integrated Power System
 MET-GWH Energy Demand of Metropolitan Power System
 MET-MW Maximum Demand of Metropolitan Power System

要を含むもので、今回の首都圏配電網整備計画の対象地域より面積的にかなり広い地域をカバーするものである。首都圏の電力需要はこれまで全国の電力需要の70～80%を占めてきているが、その割合は徐々に減少している。これは地方電化の進展の速度ならびに地方の電力需要の伸びが首都圏の需要の伸びを上まわって進んでいることを表すものである。

- (2) 1994年の全国の電力需要は電力量が 3,458.0GWh、最大電力が654MW、首都圏の電力需要は電力量が2,224.8GWh、最大電力が 419MWと予測されており、1989～1994年の電力需要の年平均増加率は全国系統で約11%、首都圏系統で約10%になっている。なお、今回の計画地域は首都圏需要の約90%を占めるものである。

4-3. 計画地域の電力需要想定

4-3-1 電力需要想定で考慮した事項

電力需要想定は設備計画、資金計画の基礎となるものであるから可能なかぎり精度の高い想定値を求める必要がある。想定に当たって考慮した事項は次の通りである。

- a) 送変配電設備は予想される最大電力に対して常に十分な供給能力を有するものでなければならない。そのため、設備計画には各年の最大電力の想定を的確に行う必要があり、またその想定値は電力量や負荷率の想定値と十分に整合のとれたものでなければならない。
- b) 設備投資の適否は直接企業経営に大きな影響を与えるため、過剰な設備投資は排除する必要がある。このため、過去の需要の伸びを分析し、経済動向・社会構造の変化を予測しながらも過大な想定値にならないように注意する必要がある。
- c) 効率的な電力設備の計画にあたって、計画地域全体の電力需要の動向を把握すると共に、地域毎の需要動向を把握する必要がある。これは変電所の新增設計画・配電網の計画に特に重要となる。

4-3-2 電力需要想定の方法

前述のように電力輸送設備の計画には最大電力の想定が重要である。計画地域全体の最大電力の想定は、需要端消費電力量と年負荷率の傾向からマクロ的に求めていく方法を採用した。需要端消費電力量は次の2方法より想定したが、最終的には想定値の高い方を採った。

- a) 計画地域の将来の人口と一人当りの年間消費電力量を想定し、それらより需要端消費電力量を求める方法
- b) 需要端消費電力量自体の時系列的な傾向より想定する方法

4-3-3 計画地域の人口の想定

- (1) 国際連合統計局より発行されている Statistical Yearbook によるとパラグアイ全国の人口は1972年で 2,357,955人, 1982年で 3,029,830人, 人口増加率は1975~80年で年平均 3.7%, 1980~86年で年平均 3.2%となっている。(Table 4-9)

Table 4-9 Population in Paraguay

References	Latest Census (in units)				Mid-year Estimates (in thousands)		Annual Rate of Increase (%)
	Date	Both Sexes	Male	Female			
1981 Statistical Yearbook	9-VII-'72	2,357,955	1,169,111	1,188,844	2,647 (as of 1975)	3,168 (as of 1980)	(1975 - 80) 3.7
1985/86 Statistical Yearbook	11-VII-'82	3,029,830	1,521,409	1,508,421	3,147 (as of 1980)	3,807 (as of 1986)	(1980 - 86) 3.2

Issued by Department of International Economic and Social Affairs,
Statistical Offices United Nations.

- (2) また、1986年以降についての Dirección General de Estadística y Censo の推定値は1986年 3,807 (千人)、1993年 4,642.6 (千人)、2000年 5,537.6 (千人) となっており、人口増加率は1986～93年で年平均 2.9%、1993～2000年で年平均 2.6%となっている。(Table 4-10)
- (3) 一方、1982年に行われた国勢調査結果によると計画地域の人口は 807.3千人であった。1972年の調査では 581.8千人であったから1972～82年間の人口増加率は年平均3.33%であったことになる。
- (4) 首都圏各地の現在および将来の人口推定について公式な最新のものはないが、1982年における計画地域の人口 807.3千人からパラグアイ全国の人口予測の平均伸び率、1981～86年 3.2%、1986～93年 2.9%、1993年～2000年、2.6%を計画地域にも適用して将来値を予測すると1993年で 1,118.6千人、2000年で 1,338.7千人となる。(Table 4-11, Fig.4-9)

4-3-4 人口予測に基づく需要端電力量の想定

計画地域における1981年より1988年までの需要端電力量実績値と同期間における人口推定値から Energy Demand Per Capita (需要端) を求め、その時系列的傾向より将来の Energy Demand Per Capita (需要端) を予測した。これと前節による将来の人口予測とから需要端電力量を想定した。

想定結果を Table 4-11 および Fig.4-10 に示す。2000年における需要端電力量の想定値は 2,141.4Gwh である。

4-3-5 時系列傾向に基づく需要端電力量の想定

過去何年間にわたった経済・社会の発展パターンが今後とも持続されると予想される場合には、時系列傾向線による電力需要の予測はきわめて有効な予測手法である。今回のプロジェクトにはこの手法が適用できる。傾向線計算の方法として、最小2乗法による実数1次式および実数2次式を用いた。

想定結果を Table 4-12 および Fig.4-11 に示す。

Table 4-10 Estimation and Prediction of Population of Paraguay

Year	Total	Male	Female
1986	3,807,030	1,927,052	1,879,977
1987	3,922,374	1,985,776	1,936,597
1988	4,039,161	2,045,117	1,994,043
1989	4,157,287	2,105,054	2,052,231
1990	4,276,649	2,165,568	2,111,080
1991	4,397,306	2,226,676	2,170,630
1992	4,519,328	2,288,392	2,230,935
1993	4,642,624	2,350,688	2,291,936
1994	4,767,107	2,413,538	2,353,569
1995	4,892,687	2,476,914	2,415,773
1996	5,019,312	2,540,783	2,478,529
1997	5,147,042	2,605,165	2,541,877
1998	5,275,953	2,670,106	2,605,847
1999	5,406,126	2,735,657	2,670,468
2000	5,537,636	2,801,867	2,735,769

Source: Direccion General de Estadistica y Censo

Table 4-11 Forecast of Energy Demand at Ultimate Consumer's Level and Estimates and Forecast of Population in the Project Area

(X)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Year	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Energy Demand (GWH)	485.9	545.8	591.9	631.4	705.7	784.3	882.3	960.6	1,022.7	1,106.1
Population (in thousands)	782.3	807.3	833.1	859.8	887.3	915.7	942.3	969.6	997.7	1,026.6
Energy Demand per Capita (y) (kWH)	621.1	676.1	710.5	734.4	795.3	856.5	936.3	990.7	1,025.1	1,077.4

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
1,193.3	1,284.6	1,380.4	1,476.2	1,576.1	1,680.1	1,788.6	1,901.4	2,019.0	2,141.4	
1,056.4	1,087.0	1,118.6	1,147.6	1,177.5	1,208.1	1,239.5	1,271.7	1,304.8	1,338.7	
1,129.6	1,181.8	1,234.0	1,286.3	1,338.5	1,390.7	1,443.0	1,495.2	1,547.4	1,599.6	

Note: 1. Annual rates of increase used for estimate and forecast of the population are as follows:

3.2% (1981 - 86), 2.9% (1986 - 93), 2.6% (1993 - 2000)

2. Energy demand per capita (kWH) = Energy demand (GWH) x 10³ / Population (in thousands) for 1981 - 1988, but the equation as follows is used for 1989 - 2000.

$$y = 555.09 + 52.274X \quad r = 0.98934$$

3. Energy demand (GWH) for 1981 - 88 is actual,

Energy demand (GWH) for 1989 - 2000 = Population (in thousand) x Energy demand per capita (kWH) x 10⁻³

Fig.4-9 Transition of Population in the Project Area,
Estimated and Predicted

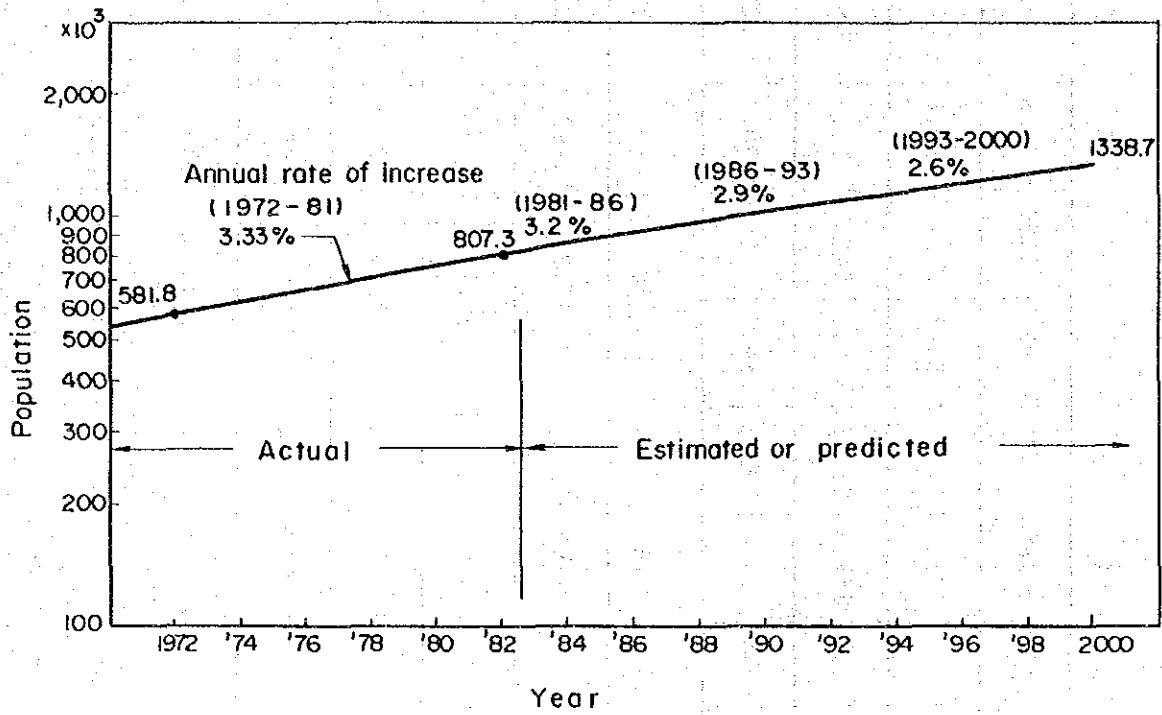


Fig.4-10 Predicted Energy Demand (GWH) and Energy Demand Per Capita (kWH) at Consumer's Level

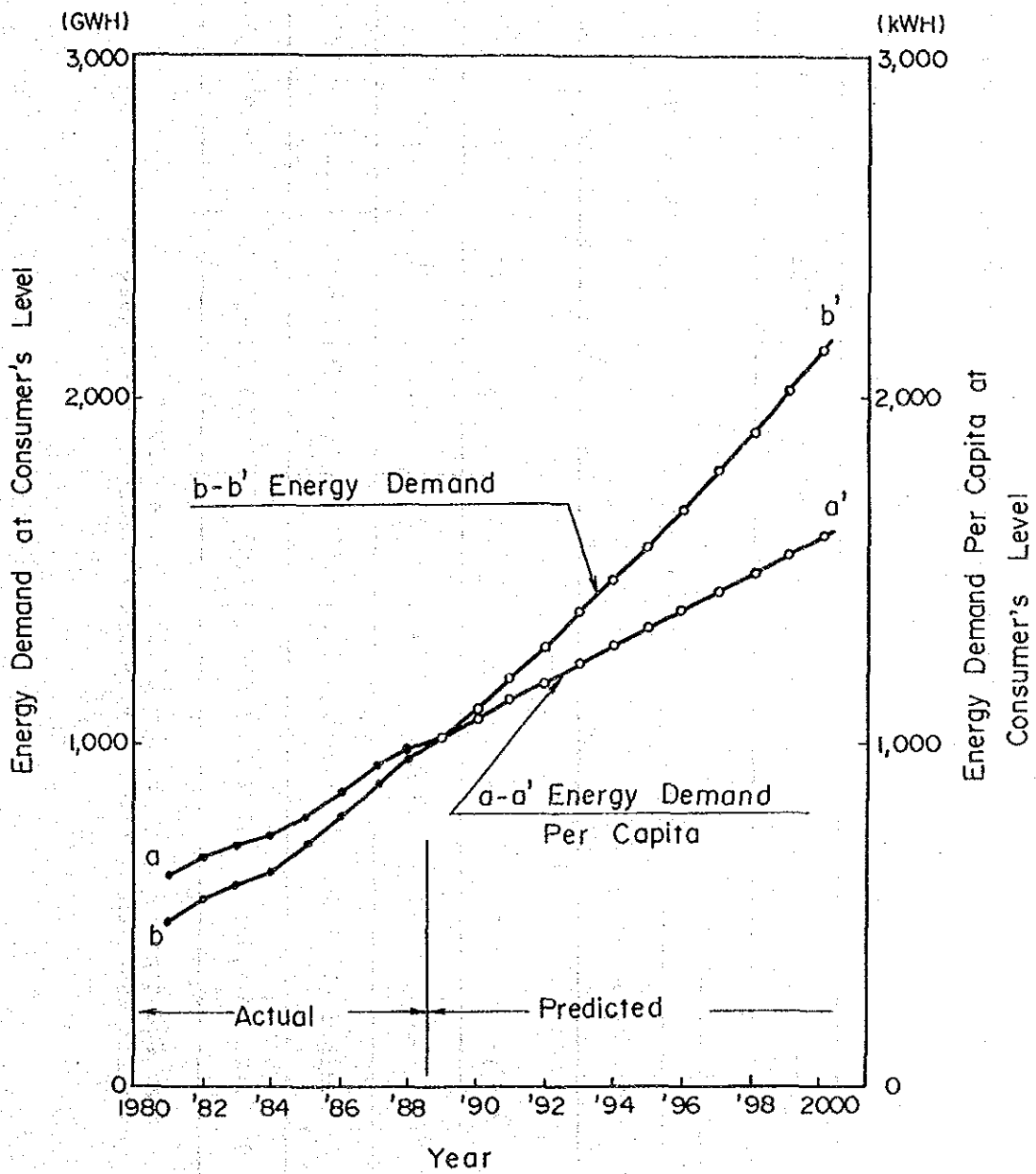


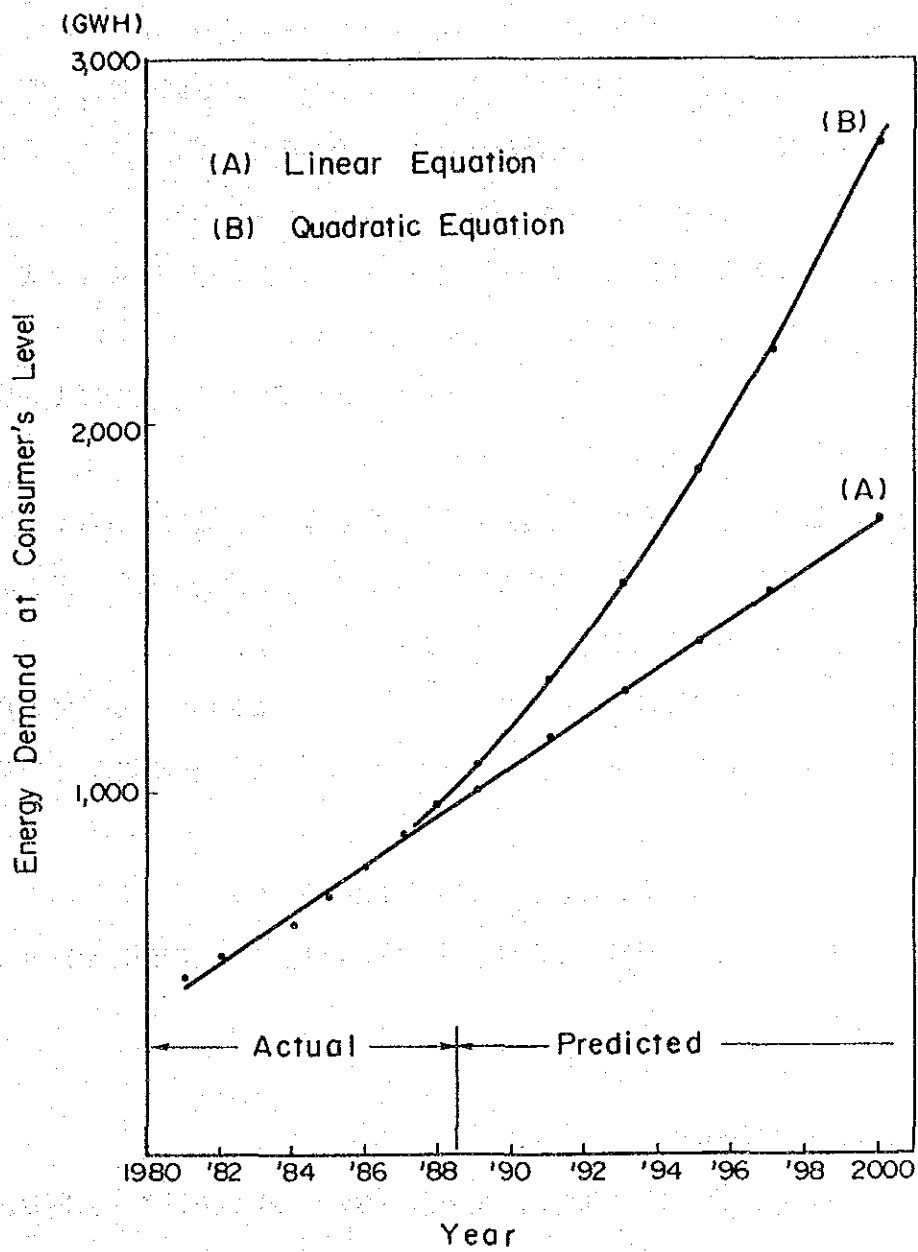
Table 4-12 Predicted Energy Demand at Consumer's Level in the Project Area

	(X)	-7	-5	-3	-1	1	3	5	7	9	11	(GWH)
Year		1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
(A) Linear Equation (y)										1,001.5	1,068.9	
(B) Quadratic Equation (y)		485.9	545.8	591.9	631.4	705.7	784.3	882.3	960.6		1,067.5	1,178.9

	13	15	17	19	21	23	25	27	31	33	35	37
1991		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1,136.2	1,203.6	1,270.9	1,338.3	1,405.6	1,472.9	1,540.3	1,607.6	1,675.0	1,742.3	1,809.7	1,877.0	
1,299.0	1,428.0	1,565.7	1,712.2	1,867.6	2,031.7	2,204.7	2,386.4	2,576.9	2,776.3	2,984.4	3,201.4	

Note: Linear Equation $y = 698.5 + 33.67x$ $r = 0.9902$
 Quadratic Equation $y = 675.4 + 33.67x + 1.10x^2$ $r = 0.9986$

Fig.4-II Predicted Energy Demand (GWH) at Consumer's Level in the Project Area



4-3-6 需要端電力量の想定

- (1) 前記2方法による需要端電力量の想定結果について2000年における想定値を比較すると下記の通りである。

2000年における需要電力量 (想定値)

2次式近似法 2,776.3 (GWh)

人口予測による法 2,141.4 (GWh)

1次式近似法 1,742.3 (GWh)

- (2) 1次式近似法が最も低い値を示し、2次式近似法が最も高い値を示している。

また、人口予測法による想定値が両者の中間にある。2次式近似法は過去の電力需要の実績に最も適合度が高いと言われている。今回の計算でも非常に誤差が小さいことを示しており、至近年の需要想定には非常に有効であると言える。

しかし、2次式近似による想定は10年以上の長期の需要想定を行う場合には一般に遠年度で高めに出る傾向がある。したがって2000年の需要予測について言えば、実際にはこの想定値を下まわり、人口予測による想定値あるいは1次式近似による想定値に近づく可能性が高いと思われる。

- (3) 長期的需要想定には経済動向・社会構造の変化など様々な要因による誤差が生じることは避けられず、また電力供給設備の側においても、設備事故などによる予測不可能な供給能力の変動が生じる可能性がある。

過剰な設備投資は避けなければならないが、このような条件の中で信頼度の高い設備計画を行うために、需要の想定値には許される範囲で安全側即ち高めの値を採らざるを得ない。

このような理由で2次式近似による需要端電力量の想定結果をもとに、計画地域の送電端 (変電所 23KV 母線) における電力量および最大電力の想定を行うことにした。

4-3-7 計画地域の電力需要想定

- (1) 計画地域の電力需要すなわち送電端 (変電所 23KV 母線) における電力量および最大電力の想定を2次式近似法により求めた需要端電力量の想定値と次の諸ファクターを用いて行った。

年間電力量送電損失率	14.2%
年負荷率(送電端)	54.8%
損失係数	0.375
ピーク時送電損失率	20.8%

(2) 想定結果を Table 4-13 および Fig.4-12 に示す。

2000年における計画地域の送電端電力量および最大電力の想定値は夫々 3,235.8Gwhおよび 674.1MWであり、1989~2000年の年平均増加率は夫々9.08%である。

4-3-8 需要想定値の見直しの必要性

今回の需要想定値は時系列傾向線を用いたマクロ的手法により行ったが、前述のように遠年度では予測値が高目に出る可能性がある。また、経済動向や社会構造変化等による誤差も生じると思われる。技術的、経済的に適切な設備計画を行うためには少なくとも2~3年毎に需要想定値の見直しを行う必要がある。

計画地域の電力需要は民生用需要が主体であり、産業用需要はさほど多くない。電力需要の伸びもそれ程急峻ではなく、1994年に首都圏送配電網の骨格が完成すると、その後の設備増強には長い工事期間を要するものはないので、逐次需要見直しを行い、合理的な設備拡充計画をたてることが可能であると考えられる。

4-3-9 1kmメッシュ毎の需要想定

(1) 1kmメッシュ毎の最大電力の需要想定は新設変電所計画および配電設備計画の基礎となるものである。

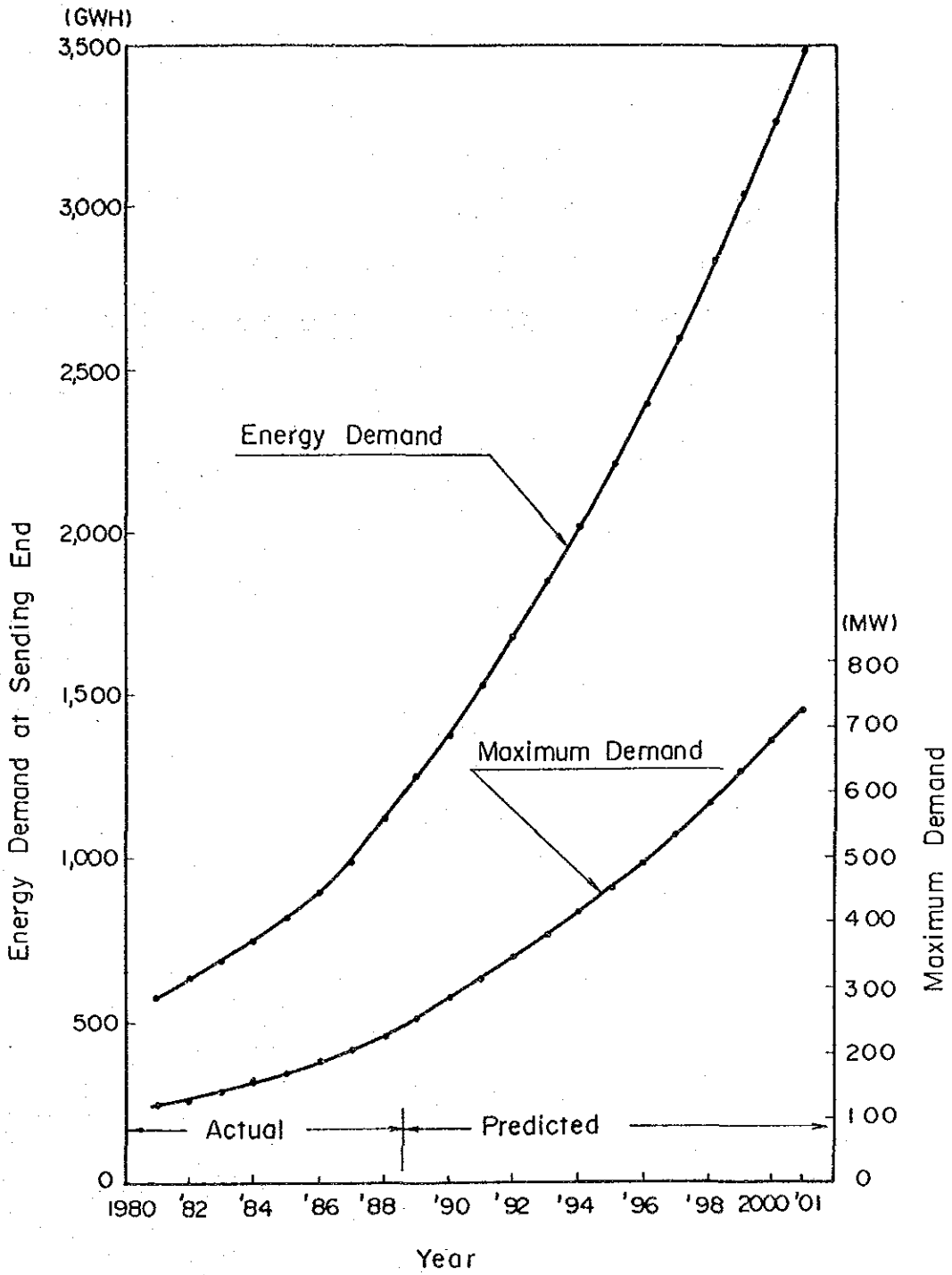
ANDEは1Km²メッシュ毎の需要想定を行っている。

メッシュ毎の需要想定ではまず、1988年の計画地域の最大電力実績値をもとに各メッシュ内の電灯および電力用柱上変圧器の総容量に推定需要率を乗じて最大負荷を算定し、また、23kV大口需要家などの受電設備容量からも同様にして最大電力を算定し、これらに需要者相互間の不等時性を考慮して、メッシュ毎に総合想定最大電力が求められた。

Table 4-13 Power Demand Projection for the Project Area

Year	Energy Demand at Consumer's Level (GWH)	Energy Demand at Sending End		Transmission Losses (%)	Maximum Demand		Annual Load Factor (%)
		(GWH)	% Increase		(MW)	% Increase	
1981	485.9	576.7	16.3	15.7	124.8	-	52.8
1982	545.8	639.8	10.9	14.7	133.7	7.1	54.6
1983	591.9	695.1	8.6	14.9	145.5	8.8	54.5
1984	631.4	754.5	8.6	16.3	157.7	8.4	54.6
1985	705.7	826.7	9.6	14.6	171.1	8.5	55.2
1986	784.3	893.9	8.1	12.3	185.7	8.5	55.0
1987	882.3	994.0	10.1	11.2	207.2	11.6	54.8
1988	960.6	1,118.5	12.5	14.1	225.9	9.0	56.5
1989	1,067.5	1,244.2	11.2	14.2	259.2	14.7	54.8
1990	1,178.9	1,374.0	10.4	14.2	286.2	10.4	54.8
1991	1,299.0	1,514.0	10.2	14.2	315.4	10.2	54.8
1992	1,428.0	1,664.3	9.9	14.2	346.6	9.9	54.8
1993	1,565.7	1,824.8	9.6	14.2	380.1	9.7	54.8
1994	1,712.2	1,995.6	9.4	14.2	415.7	9.4	54.8
1995	1,867.6	2,176.7	9.1	14.2	453.4	9.1	54.8
1996	2,031.7	2,367.9	8.8	14.2	493.3	8.8	54.8
1997	2,204.7	2,569.6	8.5	14.2	535.3	8.5	54.8
1998	2,386.4	2,781.4	8.2	14.2	579.4	8.2	54.8
1999	2,576.9	3,003.4	8.0	14.2	625.6	8.0	54.8
2000	2,776.3	3,235.8	7.7	14.2	674.1	7.8	54.8
2001	2,984.4	3,478.3	7.5	14.2	724.6	7.5	54.8

Fig.4-12 Load Forecast of Project Area



計画対象年の需要予測は、需要の実績の伸び率と人口増加に伴う需要の伸びを勘案し、またビル建設計画・工業団地建設計画等も考慮して作成された。

(2) JICA調査団はこのANDEが作成した2000年のメッシュ毎の需要想定結果に対して、日本およびパラグアイの実績等より妥当と思われる下記不等率を適用して、計画地域の需要想定値（最大電力）と比較検討した結果、概ね妥当なものであると判断した。

適用した不等率：

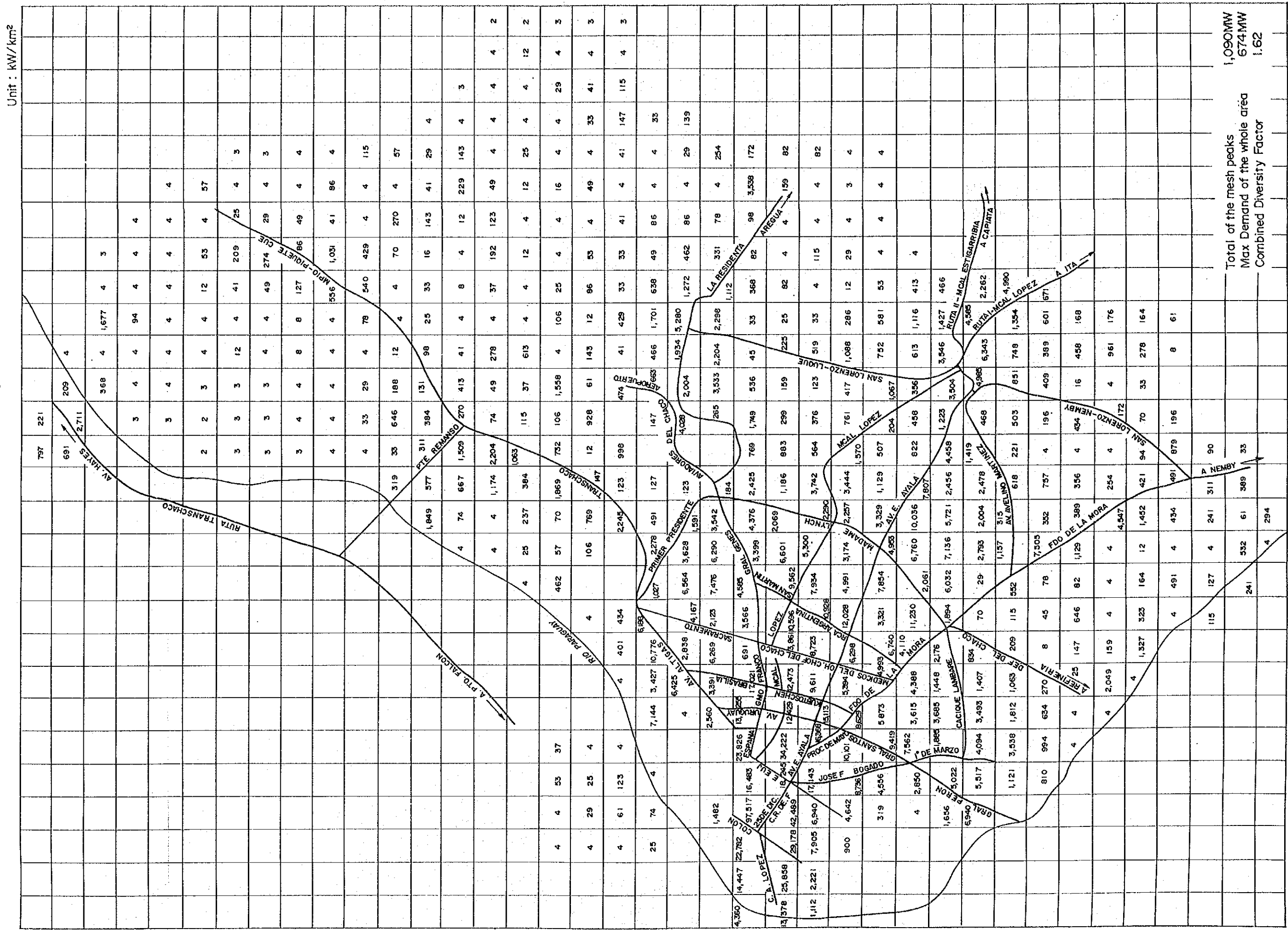
変圧器相互間 1.18 ～ 1.36

給電線相互間 1.09 ～ 1.15

変電所相互間 1.13（首都圏変電所実績平均値）

計画地域内の1km²毎の最大電力需要想定の結果を、Fig.4.13に示す。

Fig.4-13 Predicted Load Density in the Project Area in 2000



第5章 電力系統計画

第5章 電力系統計画

目次

	頁
5-1 パラグアイ国の電力系統の現状	5 - 1
5-1-1 首都圏への電力供給	5 - 1
5-1-2 首都圏の電力系統	5 - 1
5-1-3 220kV 主幹系統の電力輸送能力	5 - 5
5-2 計画地域の系統増強計画（220kV および 66kV 系統）	5 - 6
5-2-1 系統増強計画立案のための基本条件	5 - 6
5-2-2 系統増強計画	5 - 8
5-2-3 第 1 案	5 - 9
5-2-4 第 2 案	5 - 16
5-2-5 第 1 案と第 2 案の比較	5 - 22
5-2-6 第 3 案	5 - 23

List of Tables and Figures

- Table 5-1 Installed Transformers and Supply Capability of the Substations in the Project Area in 1989
- Table 5-2 Outline of the Installation Plan at 1st Stage of Alternative 1
- Table 5-3 Outline of The Installation Plan at 1st Stage of Alternative 1
- Table 5-4 Outline of the Installation Plan at 2nd Stage of Alternative 1
- Table 5-5 Outline of The Installation Plan at 2nd Stage of Alternative 1
- Table 5-6 Outline of the Installation Plan at 1st Stage of Alternative 2
- Table 5-7 Outline of The Installation Plan at 1st Stage of Alternative 2
- Table 5-8 Outline of the Installation Plan at 2nd Stage of Alternative 2
- Table 5-9 Outline of The Installation Plan at 2nd Stage of Alternative 2
- Table 5-10 Outline of the Installation Plan of Alternative 3
- Table 5-11 Outline of the Installation Plan of Alternative 3
- Table 5-12 Installation Plan of Shunt Capacitors
-
- Fig. 5-1 220 kV Trunkline in Paraguay (1989)
- Fig. 5-2 Power System in and Around Asuncion
- Fig. 5-3 Power System Diagram in and around Asuncion in 1990
- Fig. 5-4 Power System Diagram in the Project Area in 2000 Alternative 1
- Fig. 5-5 Supply-Demand Balance in the Project Area by Alternative 1 and 2
- Fig. 5-6 Power System Diagram in the Project Area in 2000 Alternative 2
- Fig. 5-7 Power System Diagram in and around Asuncion by Alternative 3 (1994-95)
- Fig. 5-8 Power System Diagram in and around Asuncion by Alternative 3 (1996-97)
- Fig. 5-9 Power System Diagram in and around Asuncion by Alternative 3 (1998-99)
- Fig. 5-10 Power System Diagram in and around Asuncion by Alternative 3 (2000)
- Fig. 5-11 Supply Capability and Maximum Power Demand of the Project Area

第5章 電力系統計画

5-1. パラグアイ国の電力系統の現状

5-1-1 首都圏への電力供給

- (1) Asuncion市には Puerto Sajonia 変電所に隣接して 33.15MWの汽力発電設備があるが、Itaipu 発電所が運転を開始してからは殆ど利用されておらず、1987年に1940kWh の発電を行った後、予備力設備となっている。
- (2) 首都圏への電力供給は、もっぱら東部の Itaipu 発電所および Acaray 発電所より 300~320kmの220kV 送電線を通して行われることになる。
- (3) 現在、上記発電所より首都圏へ送電する 220kV送電線は Acaray-Campodos C. Oviedo-San Lorenzo 1回線 302.2km、Acaray -C. Oviedo-Guarambare -San Lorenzo 1回線 309.4km、Acaray-Guarambare-Lambare 1回線 314.7kmがあり、またItaipu-Itaquyry-Limpio-Puerto Botanico 1回線約 348kmが1990年の完成を目途として建設中である。(Fig.5-1)
- (4) すなわち1990年には東部電源地帯より首都圏まで、220kV 4回線の送電形態が完成する。電流容量から決まる1回線の送電容量は 175MVA である。なお、建設中の Itaipu-Itaquyry-Limpio-Puerto Botanico 220kV 送電線は鉄塔が2回線設計であるので、増架により 220kV、5回線による供給形態に発展させることが比較的容易である。

5-1-2 首都圏の電力系統

- (1) 現在の首都圏の電力系統(66kV以上)をFig.5-2に示す。

計画地域の66kV系統は、San Lorenzo, Lambare両 220kV変電所を拠点とした1回線ループ状の構成となっている。ループを構成する66kV送電線の送電容量は、現在一部30MVAの箇所もあるが、ケーブルの取替え工事が進められており、1990年には殆どの区間で50~60MVAとなる予定である。
- (2) 建設中のLimpio-Puerto Botanico間の送変電設備が完成すると計画地域への電力供給は Lambare-Guarambare-San Lorenzo-Limpio-Puerto Botanicoを接続した220kV外輪系から66kVおよび23kVに降圧して行われることになる。(Fig.5-3)
- (3) 首都中心部にはLambare, San Lorenzo, Puerto Botanicoの3つの220kV変電

Fig.5-1 220kV Trunk Line in Paraguay (1989)

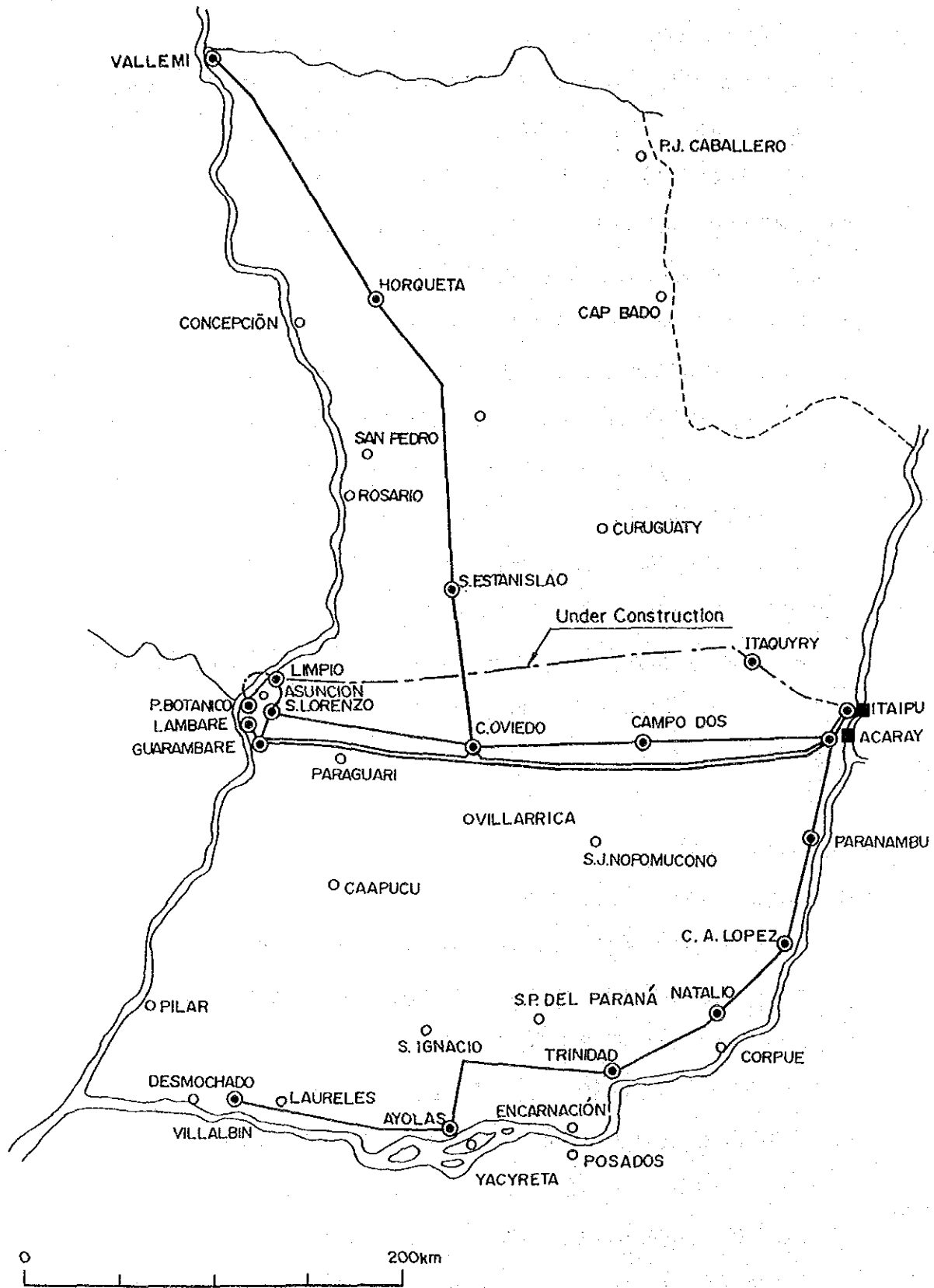


Fig. 5-2 Power System in and Around Asuncion

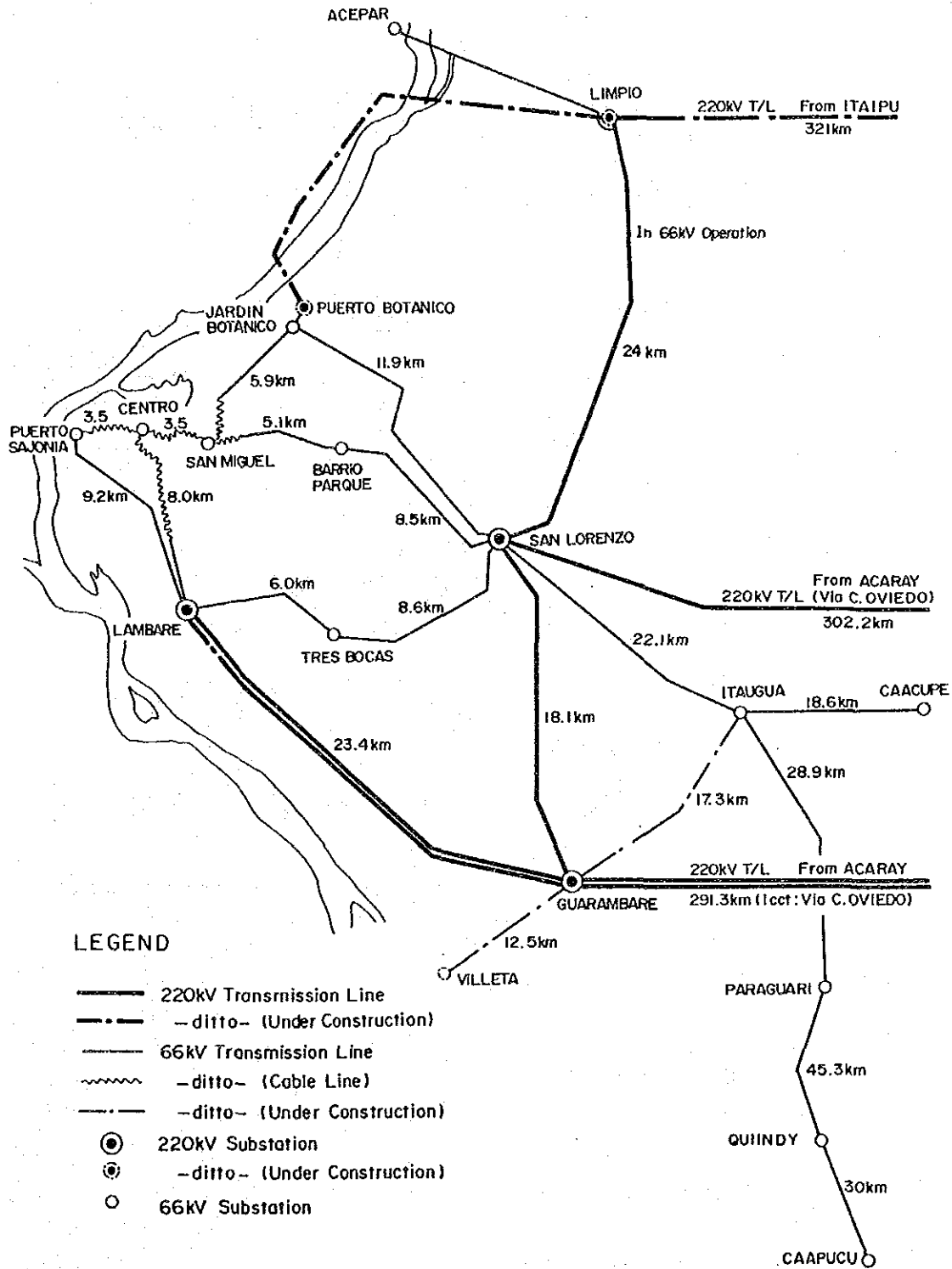
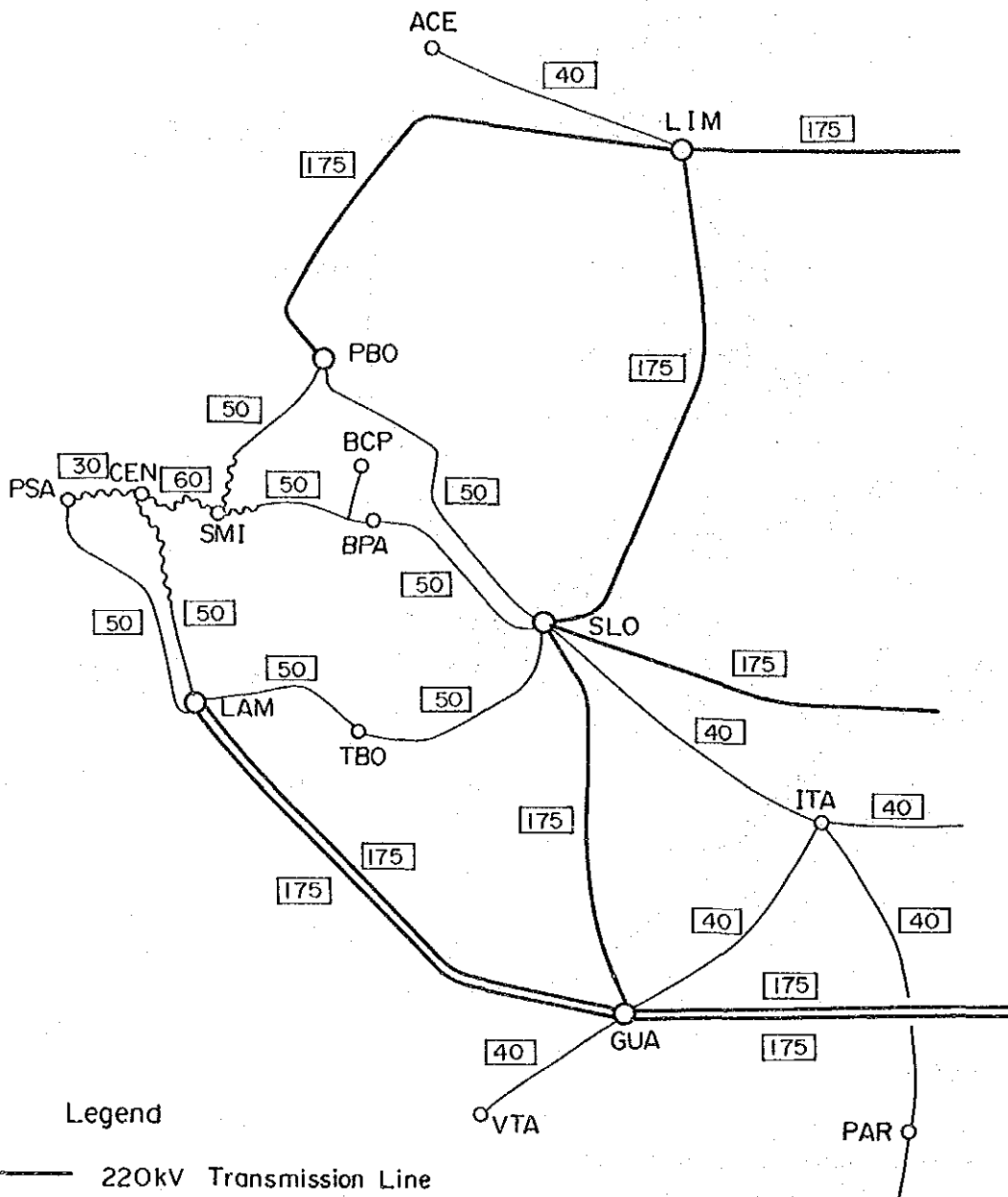


Fig.5-3 Power System Diagram In and around Asuncion in 1990



Legend

- 220kV Transmission Line
- ~ ditto (Cable Line)
- 66kV Transmission Line
- ~ ditto (Cable Line)
- 220 kV Substation
- 66 kV Substation
- Transmission Capacity (MVA)

所より供給されることになり、供給信頼度はかなり改善される。しかしながら都心の66kV変電所の多くは容量が40MVAであり、1990年時点ではかなりの重負荷状態となる。またLambare, Puerto Botanicoなど比較的大きな23kV設備容量を有する変電所が有効活用されない場合には、都心部二次変電所の重負荷状態は非常にきびしいものとなり、1バンク事故停止時等には負荷制限が必要になることも考えられる。

Puerto Botanico 変電所が完成すると、既設の Jardín Botanico 変電所は廃止される予定である。

5-1-3 220kV主幹系統の電力輸送能力

- (1) 東部電源地帯より首都圏へ電力を供給する 220kV主幹系統の電力輸送能力については、本整備計画の調査範囲外である。したがって、詳細な検討は行わないが、簡易な手法によりその輸送能力を推定すると下記のようなになる。なお、この場合輸送能力とは、送電線の1回線が停止しても対応可能な電力を意味している。

手 法	220kV送電線	
	4 回線	5 回線
送受電端位相角差による方法	500 MW	660 MW
送 電 容 量 係 数 法	500	660
サージインピーダンス法	420	560

- (2) しかるに計画地域の電力需要は1994年 415.7MW、1995年に 453.4MWと想定されているので、1994年には4回線では限界になることが予想される。(5回線目の必要性)

さらに、電力需要は1997年に 535.3MW、1998年 579.4MWと想定される。従って、220kV 主幹系統を5回線構成にしても1997年には輸送限界に達することが予想されるので、次なる系統増強策が必要となる。

- (3) 主幹系統の電力輸送限界の算定と輸送能力の向上策については、電算機を使用して詳細な調査検討を行う必要があり、上記の簡易手法による結果から結論を出す訳にはいかないもので、早急に調査検討に着手する必要がある。

5-2. 計画地域の系統増強計画 (220kV および 66kV 系統)

5-2-1 系統増強計画立案のための基本条件

- (1) 第4章 電力需要想定で述べたように、計画地域の電力需要は年平均約9%の割合で増大し、2000年には需要家レベルの消費電力量が約2,776GWh、最大電力は約674MWと想定される。しかし、現在の首都圏の電力系統はTable 5-1に示すように、このような需要の増大に対して十分な供給力を有しておらず、2~3年後には供給力不足が生ずると予想されるので、早急な整備・拡充による強化が行われなければならない。

具体的にはAsuncion市内への220kV送電線の新設、66kV送電線の新設、220kV変電所（一次変電所と言う）の新設、66kV配電用変電所（二次変電所と言う）の新設等が考えられる。

- (2) 電力系統増強計画をたてるにあたって考慮した基本的事項は下記の通りである。

a) 供給信頼度

- i) 一次変電所あるいは負荷密度の高い地域への電力供給にかかわる重要系統では、送電線の1回線事故または変圧器の1台事故など単一設備の事故の場合に供給支障が生じないこと。
- ii) 上記以外の系統では単一設備の事故の場合に、一時的な停電が生じても短時間に供給回復が可能であること。

b) 使用電圧

使用電圧は、現在パラグアイ国において運用されている220kVおよび66kVとし、新たな電圧階級を導入しない。

c) 系統構成

- i) 拠点変電所へ送電する220kV送電線あるいは66kV送電線は、2回線あるいは数回線構成とする。
- ii) San Lorenzo-Limpio-Puerto Botanico 220kV送電線の220kV昇圧後は、計画地域の66kV系統は原則として一次変電所より2回線放射状方式、または放射状環状方式（環状形態で放射状運用）の系統とする。

d) 変電所標準ユニット容量とバンク数

i) 一次変電所

新設の場合は、候補地点の用地面積、関連220kV送電線の容量、二次

Table 5-1 Installed Transformers and Supply Capability of the Substations in the Project Area in 1989

Substation	Transformer		Supply Capability (MVA)	
	Voltage (kV)	Capacity (MVA) x No. of Banks	66 kV	23 kV
San Lorenzo	220/66 220/23	60 x 2 40 x 1	120 -	- 40
Lambare	220/66/23	120/60/60 x 2	120	120
Guarabare	220/66 66/23	37.5 x 1 20 x 1	37.5 -	- 20
Puerto Sajonia	66/23	20 x 2	-	40
San Miguel	66/23	20 x 2	-	40
Barrio Parque	66/23	20 x 2	-	40
Jardin Botanico	66/23	12 x 2	-	24
Tres Bocas	66/23	10 x 2	-	20
Centro	66/23	20 x 2	-	40
Total			277.5	384

Note: Exclusive of Acepar 66 kV/13.8 kV, 15 MVA x 2

(66kV)側及び三次(23kV)側に可能な引出回線の数、供給信頼度などを考慮して、最終設備を下記とする。

220kV / 66kV / 23kV、120MVA/99MVA / 21MVA × 3バンク

または 220kV / 66kV、120MVA × 3バンク

既設変電所の場合は、用地面積上許容できる範囲で既設と同定格のものを増設する。

ii) 二次変電所

二次変電所は二次(23kV)側機器の定格電流、引出回線数、供給信頼度などから最終形態を 66kV/23kV、20MVA × 3 バンクとする。ただし、既設設備については、用地面積上許容できる範囲で既設と同定格のものを増設する。

e) 設備運用限度

i) 送電線

1回線事故時に健全回線に短時間(約30分)の過負荷が許容される限度。

ii) 変電所

2バンク設置の場合

1バンク事故時に残存バンクの過負荷が130%を限度とする。

3バンク設置の場合

1バンク事故時に残存バンクの過負荷が120%を限度とする。

e) 送電線および変電所増強時期

単一設備事故時の残存設備の過負荷が、上記を超えるおそれがあるとき。

5-2-2 系統増強計画

(1) 計画地域の系統増強計画については、現地調査結果とANDEとの打合せにもとづいてまず下記の2案を検討した。

a) 第1案

都心部へ220kV系統を導入し、都心に一次変電所2ヶ所を新設する。また66kV送電線および二次変電所を随時新增設し、66kV系の強化を図る。

b) 第2案

都心部への電力供給を66kV系統の拡大強化によって行う。そのため首都圏周辺に一次変電所を新設して、都心への供給力を増大し、更に66kV送電線および

二次変電所を随時新增設して66kV系統の強化を図る。

- (2) 本整備計画は計画地域の送配電網の整備を2000年を目途に行うものであるが、整備計画を2段階に分けて実施することとし、第1段階を1994年ピーク負荷時までに、また第2段階を1997年末に完了することを目標として計画策定を行った。

5-2-3 第 1 案

- (1) 第1案すなわち 220kVを首都中心に導入する案の2000年における電力系統図を Fig.5-4 に示す。また設備計画を Table 5-2~Table 5-5 に示す。

本案による計画地域送変電設備（二次変電所以上）の需給バランスを Fig.5-5 に示す。

- (2) 本案の主要点は下記の通りである。

a) 220kV送電線の建設

- i) Lambare-A (BARRIO OBRERO 地点) 間に 220kV 2cct 送電線を建設する。

Guarabare-Lambare間の 220kV, 2cct 送電線を Lambare変電所に 1 cct π で引込む形にして、都心A地点まで延長する。220kV送電線は人口稠密な都心部を通過することになるため、全区間を架空で行うことは実際上不可能であると思われるので、途中地点にケーブルヘッドを設置して、新設A一次変電所への引込みはケーブルで行う。

- ii) Limpio~Puerto Botanico 間の 220kV送電線（現在1回線工事中）の2回線化を行う。

- iii) Puerto Botanico ~B (Caballero Park地点) 間に 220kV 2cct 送電線を建設する。

- iv) A~B間を 220kV、1回線送電線で接続する。

b) 一次変電所の建設

都心A、B地点に一次変電所を設置する。変電所に単相3巻変圧器

$$\frac{220\text{kV}}{\sqrt{3}} / \frac{66\text{kV}}{\sqrt{3}} / 23\text{kV}、\frac{120\text{MVA}}{3} / \frac{99\text{MVA}}{3} / \frac{21\text{MVA}}{3} \times 3、$$

3バンクおよび引出設備、220kV 3回線、66kV 4回線を設置する。

Fig.5-4 Power System Diagram in the Project Area
in 2000

Alternative 1

- 220kV Line
- 66kV Line
- Substation

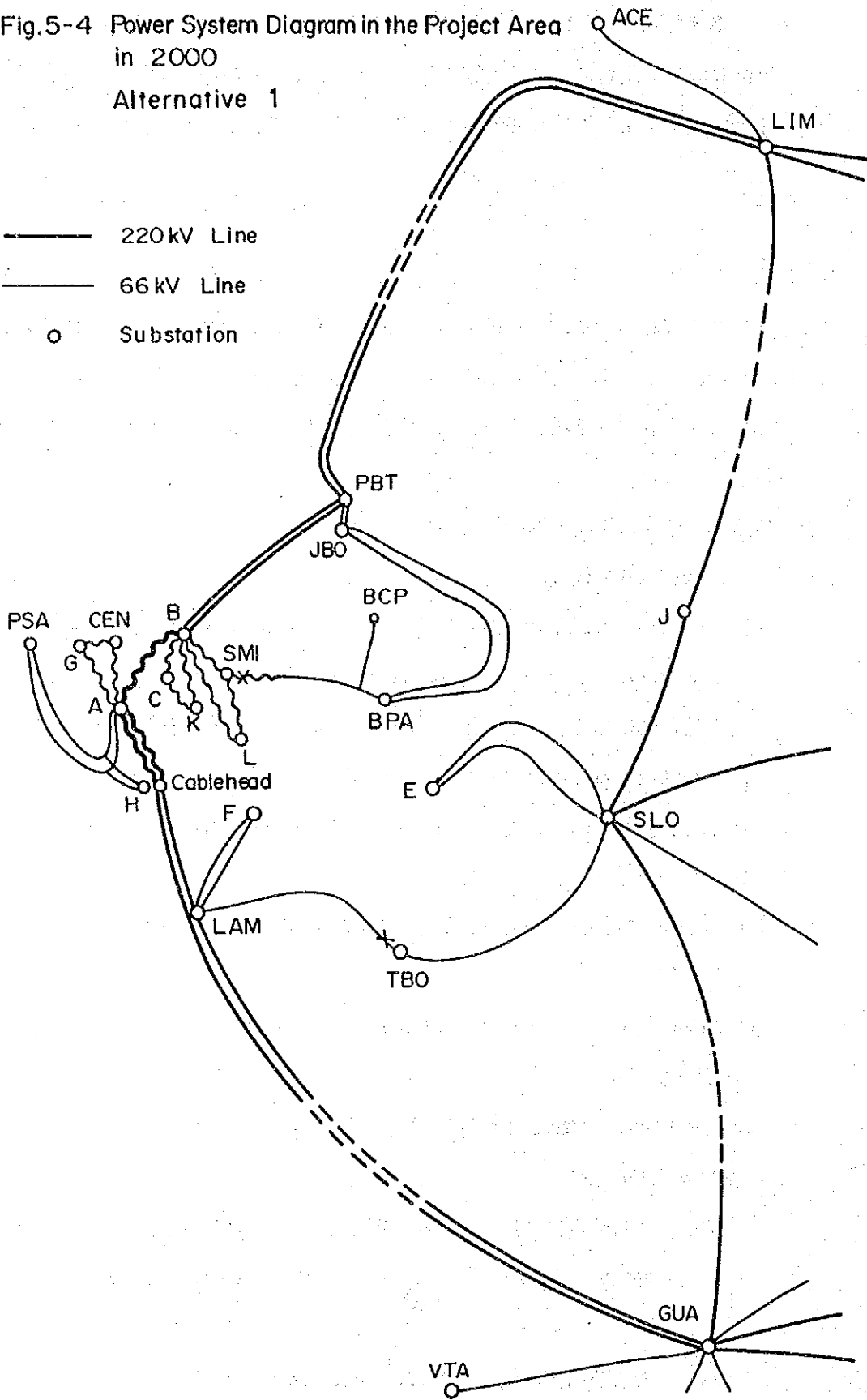


Table 5-2 Outline of the Installation Plan at 1st Stage of Alternative 1

Transmission Lines

Voltage (kV)	Equipment to be installed		From - To	Transmission Capacity (MVA)
220	1 double cct.	OL	Lambare - Cable head	250/cct.
"	2 single cct.	UC	Cable head - A	250/cct.
"	1/2 double cct.	OL	Limpio - Puerto Botanico	250/cct.
"	1 double cct.	OL	Puerto Botanico - B	250/cct.
66	2 single cct.	OL	A - Puerto Sajonia	50/cct, partly 70/cct
"	1 single cct	UC	A - Centro	90
"	"	"	Centro - G	90
"	"	"	G - A	90
"	"	"	B - San Miguel	100
"	"	"	B - C	100
"	2 single cct.	OL	Jardin Botanico - Barrio Parque	70/cct.
"	"	"	Puerto Botanico - Jardin Botanico	70/cct.
"	"	"	Lambare - F	100/cct.
"	"	"	San Lorenzo - E	70/cct.

Note: Abbreviations

cct. circuit
 OL Overhead Line
 UC Underground Cable

Table 5-3 Outline of The Installation Plan at 1st Stage of Alternative 1

Substations

Substation		Equipment to be installed		Equipment as of the End of 1993	
		Transformer	Line Equipment	Transformer	Line Equipment
A	New	220/66/23kV 120/99/21MVA x 2	220kV, 2 cct 66kV, 4 cct	220/66/23kV 120/99/21MVA x 2	220kV, 2 cct 66kV, 4 cct
B	New	220/66/23kV 120/99/21MVA x 2	220kV, 2 cct 66kV, 2 cct	220/66/23kV 120/99/21MVA x 2	220kV, 2 cct 66kV, 2 cct
Limpio	Existing	-	220kV, 2 cct	220/66/13.8kV 37.5/37.5/ 12.5MVA x 1 66/23kV 20MVA x 1	220kV, 5 cct 66kV, 1 cct
Puerto Botánico	Existing	220/66/23kV 120/60/60MVA x 1	220kV, 3 cct 66kV, 2 cct	220/66/23kV 120/60/60MVA x 2	220kV, 4 cct 66kV, 2 cct
Jardin Botánico	Existing	66/23kV 12MVA x 1	66kV, 2 cct	66/23kV 12MVA x 3	66kV, 4 cct
Puerto Sajonia	Existing	66/23kV 20MVA x 1	-	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
San Miguel	Existing	66/23kV 20MVA x 1	-	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 3 cct
Barrio Parque	Existing	66/23kV 20MVA x 1	66kV, 1 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 3 cct
C	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
E	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
F	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
G	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct

Table 5-4 Outline of the Installation Plan at 2nd Stage of Alternative 1

Transmission Lines

Voltage (kV)	Equipment to be installed		From - To	Transmission Capacity (MVA)
220	1 single cct.	UC	A - B	250/cct.
"	1 double cct.	OL	J - 220 kV line	175/cct.
66	2 single cct.	OL	H - 66 kV line	50/cct
"	1 single cct.	UC	C - K	100
"	"	"	B - K	100
"	"	"	B - L	100
"	"	"	San Miguel - L	100

Note: Abbreviations

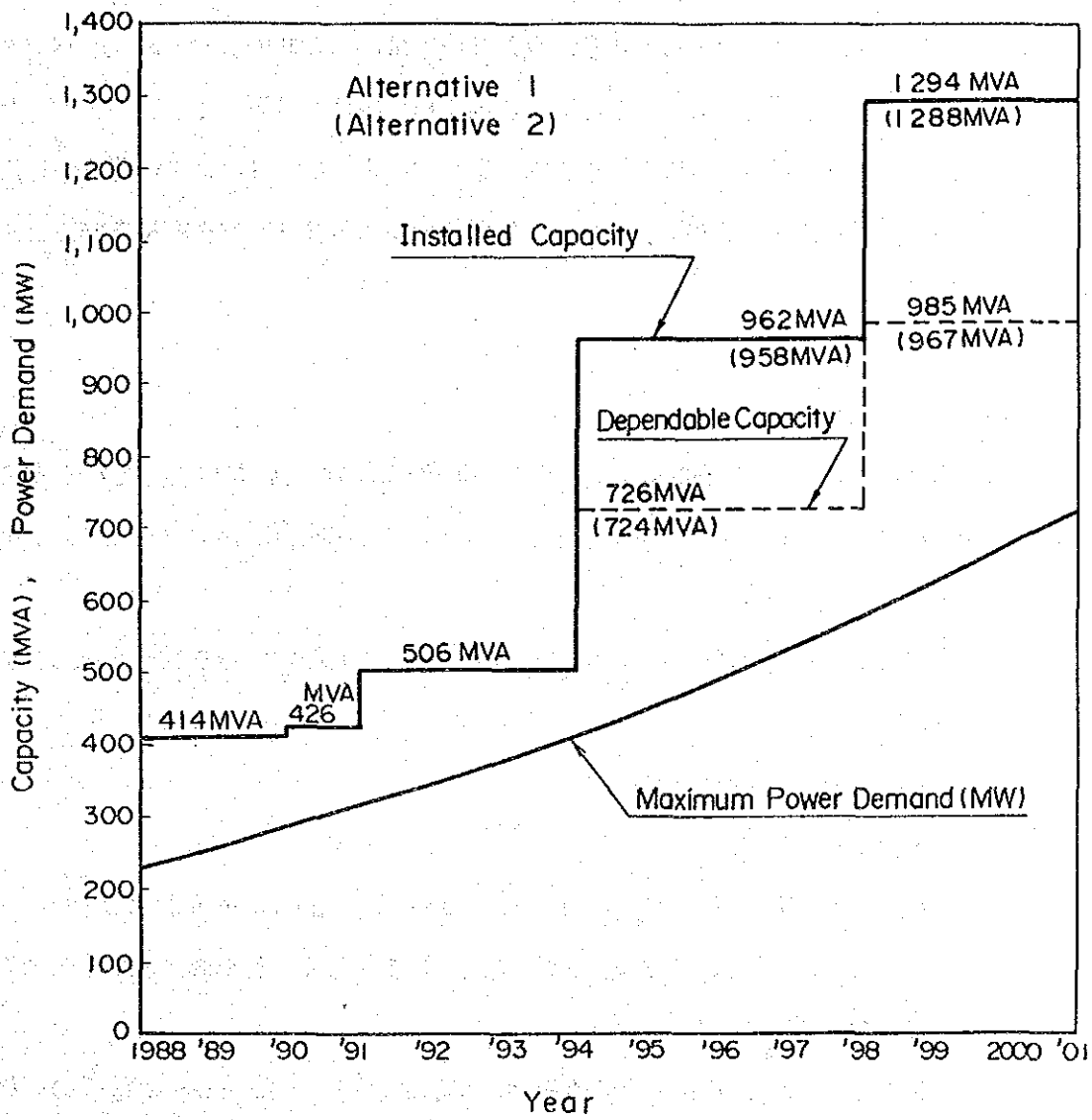
cct. circuit
 OL Overhead Line
 UC Underground Cable

Table 5-5 Outline of The Installation Plan at 2nd Stage of Alternative 1

Substations

Substation		Equipment to be installed		Equipment as of the End of 1997	
		Transformer	Line Equipment	Transformer	Line Equipment
A	New	220/66/23kV 120/99/21MVA x 1	220kV, 1 cct	220/66/23kV 120/99/21MVA x 3	220kV, 3 cct 66kV, 4 cct
B	New	220/66/23kV 120/99/21MVA x 1	220kV, 1 cct 66kV, 2 cct	220/66/23kV 120/99/21MVA x 3	220kV, 3 cct 66kV, 4 cct
San Lorenzo	Existing	220/66kV 60MVA x 1 220/23kV 40MVA x 1	-	220/66kV 60MVA x 3 220/23kV 40MVA x 2	220kV, 3 cct 66kV, 4 cct
J	New	220/23kV 40MVA x 1	220kV, 2 cct	220/23kV 40MVA x 1	220kV, 2 cct
Guarambare	Existing	220/66kV 37.5MVA x 1 66/23kV 20MVA x 1	-	220/66kV 37.5MVA x 2 66/23kV 20MVA x 2	220kV, 5 cct 60kV, 4 cct
Tres Bocas	Existing	66/23kV 10MVA x 1	-	66/23kV 10MVA x 3	66kV, 2 cct
H	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
K	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
L	New	66/23kV 20MVA x 2	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct

Fig.5-5 Supply - Demand Balance in the Project Area by Alternative 1 and 2



c) 66kV系統の構成

220kV 送電線の都心導入および 220kVループ系統の構築により、既設を含めて1回線ループ状の66kV系統を一次変電所から放射状1回線2ルートあるいは放射状ループ方式で供給する形態に変更する。(Fig.5-4)

送電線は1回線が事故停止した際にも供給支障を生じない容量を有する設備とする。そのため既設66kV送電線は一部を除いて容量不足であるので、電線の張替えあるいは撤去新設が必要となる。

d) 二次変電所

二次変電所は原則として新設地点については66kV/23kV、20MVA ×3バンク(最終)、増設設備については既設と同定格の機器を設置することとする。ただし、1バンク事故時にも供給支障が生じないように、3バンク使用時の運用限度をバンク容量の80%、2バンク使用時の運用限度をバンク容量の65%とする。

5-2-4 第 2 案

(1) 第2案すなわち都心部への電力供給を66kV系統の拡大強化によって行う案の2000年の電力系統図をFig.5-6に示す。また設備計画をTable 5-6~Table 5-9に示す。

本案による計画地域送変電設備(二次変電所以上)の需給バランスもFig.5-5に示されている。

(2) 本案の主要点は下記の通りである。

a) 一次変電所の建設

Asuncion市周辺の一次変電所であるLambare, San Lorenzoおよび Puerto Botanico 変電所は用地面積上機器増設がむずかしく、首都圏への供給力の増大に十分に対処できない。

従って、Lambare 変電所の隣接地(N)、およびSan Lorenzo 変電所の近傍(M)に一次変電所を建設し、66kVによる首都圏への供給力を増大する。

b) 66kV系統の構成

首都中心への電力供給は一次変電所 Lambare, N, San Lorenzo, M および Puerto Botanico 変電所から66kV送電線によって行われる。66kV送電線は上記

Fig.5-6 Power System Diagram in the Project Area
in 2000

Alternative 2

- 220kV Line
- 66kV Line
- Substation

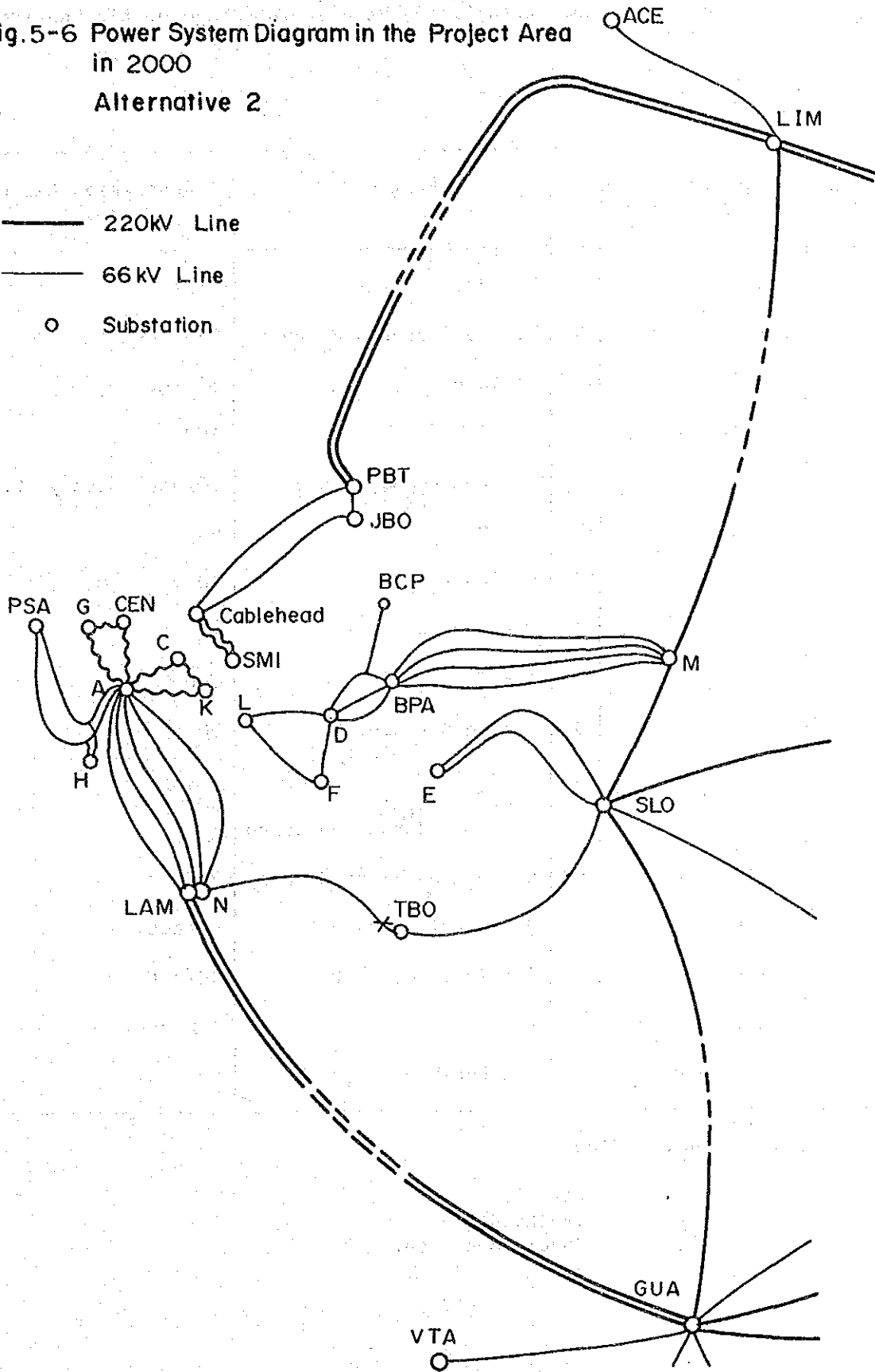


Table 5-6 Outline of the Installation Plan at 1st Stage of Alternative 2

Transmission Lines

Voltage (kV)	Equipment to be installed		From - To	Transmission Capacity (MVA)
220	1 double cct.	OL	M - 220 kV line	175/cct
"	1/2 double cct.	OL	Limpio - Puerto Botanico	250/cct.
66	2 single cct.	OL	Lambare - A	100/cct.
"	1 single cct.	"	N - A	100
"	2 single cct.	"	A - Puerto Sajonia	50/cct, partly 70/cct
"	1 single cct.	UC	A - G	90
"	"	"	G - Centro	90
"	"	"	Centro - A	90
"	"	"	A - C	100
"	"	OL	Puerto Botanico - Cable head	90
"	"	"	Puerto Botanico - Jardin Botanico	90
"	2 single cct.	UC	Cable head - San Miguel	90/cct.
"	3 single cct.	OL	M - Barrio Parque	90/cct.
"	2 single cct.	"	Barrio Parque - D	90/cct.
"	2 single cct.	"	D - L	100/cct.
"	2 single cct.	"	San Lorenzo - E	60/cct.

Note: Abbreviations

cct. circuit
 OL Overhead Line
 UC Underground Cable

Table 5-7 Outline of The Installation Plan at 1st Stage of Alternative 2

Substations

Substation		Equipment to be installed		Equipment as of the End of 1993	
		Transformer	Line Equipment	Transformer	Line Equipment
N	New	220/66kV 120MVA x 2	* 220kV, 2 cct 66kV, 3 cct	220/66kV 120MVA x 2	* 220kV, 2 cct 66kV, 3 cct
A	New	66/23kV 20MVA x 2	66kV, 8 cct	66/23kV 20MVA x 2	66kV, 8 cct
G	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
C	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
Puerto Sajonia	Existing	66/23kV 20MVA x 1	-	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
Puerto Botanico	Existing	220/66/23kV 120/60/60MVA x 1	220kV, 1 cct 66kV, 2 cct	220/66/23kV 120/60/60MVA x 2	220kV, 2 cct 66kV, 2 cct
Jardin Botanico	Existing	66/23kV 12MVA x 1	-	66/23kV 12MVA x 3	66kV, 2 cct
San Miguel	Existing	66/23kV 20MVA x 1	-	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 3 cct
M	New	220/66kV 120MVA x 2	220kV, 2 cct 60kV, 3 cct	220/66kV 120MVA x 2	220kV, 2 cct 66kV, 3 cct
Barrio Parque	Existing	66/23kV 20MVA x 1	66kV, 3 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 5 cct
D	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 4 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 4 cct
L	New	66/23kV 20MVA x 2	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 2	66kV, 2 cct
E	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
Limpio	Existing	-	220kV, 3 cct	220/66/13.8kV 37.5/37.5/ 12.5MVA x 1 66/23kV 20MVA x 1	220kV, 5 cct 66kV, 1 cct

Note: 220kV, 2 cct and 66kV 2 cct are for interconnection between busses of N and Lambare Substation.

Table 5-8 Outline of the Installation Plan at 2nd Stage of Alternative 2

Transmission Lines

Voltage (kV)	Equipment to be installed		From - To	Transmission Capacity (MVA)
66	1 single cct.	UC	C - K	100
"	"	"	A - K	100
"	2 single cct	OL	H - 66 kV line	50/cct
"	"	"	F - 66 kV line	100/cct
"	"	"	N - A	100/cct
"	1 single cct	"	Barrio Parque - D	90
"	"	"	M - Barrio Parque	90
"	"	"	M - J	60

Note: Abbreviations

cct. circuit
 OL Overhead Line
 UC Underground Cable

Table 5-9 Outline of The Installation Plan at 2nd Stage of Alternative 2

Substations

Substation		Equipment to be installed		Equipment as of the End of 1997	
		Transformer	Line Equipment	Transformer	Line Equipment
N	New	220/66kV 120MVA x 1	66kV, 2 cct	220/66kV 120MVA x 3	* 220kV, 2 cct 66kV, 5 cct
A	New	66/23kV 20MVA x 1	66kV, 3 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 11 cct
H	New	220/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
K	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
M	New	220/66kV 120MVA x 1 66/23kV 20MVA x 2	66kV, 2 cct	220/23kV 120MVA x 3 66/23kV 20MVA x 2	220kV, 2 cct 66kV, 5 cct
L	New	66/23kV 20MVA x 1	-	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
F	New	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct	66/23kV 20MVA x 3	66kV, 2 cct
Tres Bocas	Existing	66/23kV 10MVA x 1	-	66/23kV 10MVA x 3	66kV, 2 cct
Guarambare	Existing	220/66kV 37.5MVA x 1 66/23kV 20MVA x 1	-	220/66kV 37.5MVA x 2 66/23kV 20MVA x 2	220kV, 5 cct 66kV, 4 cct

Note: 220kV, 2 cct and 66kV, 2 cct are for interconnection between busses of N and Lambare Substation.

変電所から放射状1回線2ルートあるいは多回線を構成するものとし、都心AおよびBarrio Parque 変電所を電力供給のための拠点変電所とする。拠点変電所より放射状1回線2ルートあるいは放射状ループ方式による送電を行う。

送電線は1回線が事故停止した際にも供給支障を生じない設備とするため、容量不足の既設送電線は電線の張替えあるいは撤去新設が必要となる。

c) 二次変電所

二次変電所は原則として新設設備については 66kV/23kV, 20MVA × 3 バンクを、増設設備については既設と同定格の機器3バンクを最終形態とする。ただし、1バンク事故時にも供給支障が生じないように3バンク使用時の運用限度をバンク容量の80%、2バンク使用時の運用限度をバンク容量の65%とする。

5-2-5 第1案と第2案の比較

(1) 第1案および第2案の得失は下記の通りである。

a) 第1案

i) ANDEは将来 Asuncion 市内に 220kVシステムを導入し、且つ、Lambare ~ Puerto Botanico 間を 220kV送電線で連系して Asuncion 市をとりまく 220kV送電線リングシステムを構成したいという考えをもっており、本案はこの考えに沿うものである。

ii) 220kVシステムを Asuncion 市内に導入するため 220kV送電線の敷設ルートや一次変電所の設置場所などに制約がある。

iii) 工事費は、送電設備が 220kV送電線の建設により第2案より高くなるが、変電設備が 66kV/23kV変圧器バンク数や66kVの引出設備が少ないことなどにより第2案より安くなる。総合工事費は第2案より若干安い。

iv) 将来の電力需要増に対しては、A、B変電所を拠点として供給することが出来るので、将来の送電線建設費が少なく済む。

v) 220kVシステムを導入することにより、送電損失や電圧降下の点から有利である。

b) 第2案

i) Limpio~Puerto Botanico 220kV 送電線の有効活用が出来ない。

ii) Asuncion市内に 220kVシステムの導入がないので、送電線や変電所の建設に制

約要因が少ない。

iii) 送電線工事費は第1案より安い、変電所工事費は変圧器バンク数や66kV引出設備が多くなるので高くなり、総合工事費は第1案より若干高い。

iv) 将来の需要増に対しては、一次変電所M、Nからの供給力を漸次増やしていく必要があり、そのため、N-A間及びM-BPA (Barrio Parque)間の66kV送電線の増強を逐次行っていく必要がある。

v) 66kV送電のため、第1案より送電損失および電圧降下の点で不利である。

(2) JICA調査団は第1案および第2案を総合的に比較検討した結果第1案が得策であると判断し、中間報告時に検討結果をANDE側に説明した。

ANDEとの協議の結果、基本的には第1案の構想を採用することとするが、設備の運用条件をよりきびしくして工事費の削減を図った案(第3案)を検討することとした。

5-2-6 第3案

(1) 本案は第1案の修正案である。ANDEとの協議により以下の点を考慮して作成した。

- a) Micro Centro地区における変電所の新設を減らす。
- b) そのため、AおよびB変電所の設備構成を再検討する。
- c) 既設66kV送電線の利用拡大を図る。
- d) 変電所新增設計画を数段階に分ける。
- e) A～B間の220kVケーブル敷設計画を盛り込まない。
- f) 変圧器2バンク設置の場合の利用率を最大80%とする。

第3案の電力系統図をFig.5-7～Fig.5-10に示す。また設備計画をTable 5-10およびTable 5-11に示す。

本案による計画地域の需給バランスをFig.5-11に示す。

(2) 本案の主要点は下記の通りである。

- a) 220kV送電線の建設
 - i) Lambare-A (BARRIO OBRERO) 間に220kV 2cct送電線(送電容量250MVA/cct)を建設する。

Guarabare-Lambare間の220kV, 2cct送電線をLambare変電所に1cct π

Fig.5-8 Power System Diagram in and around Asuncion by Alternative 3 (1996 - 97)

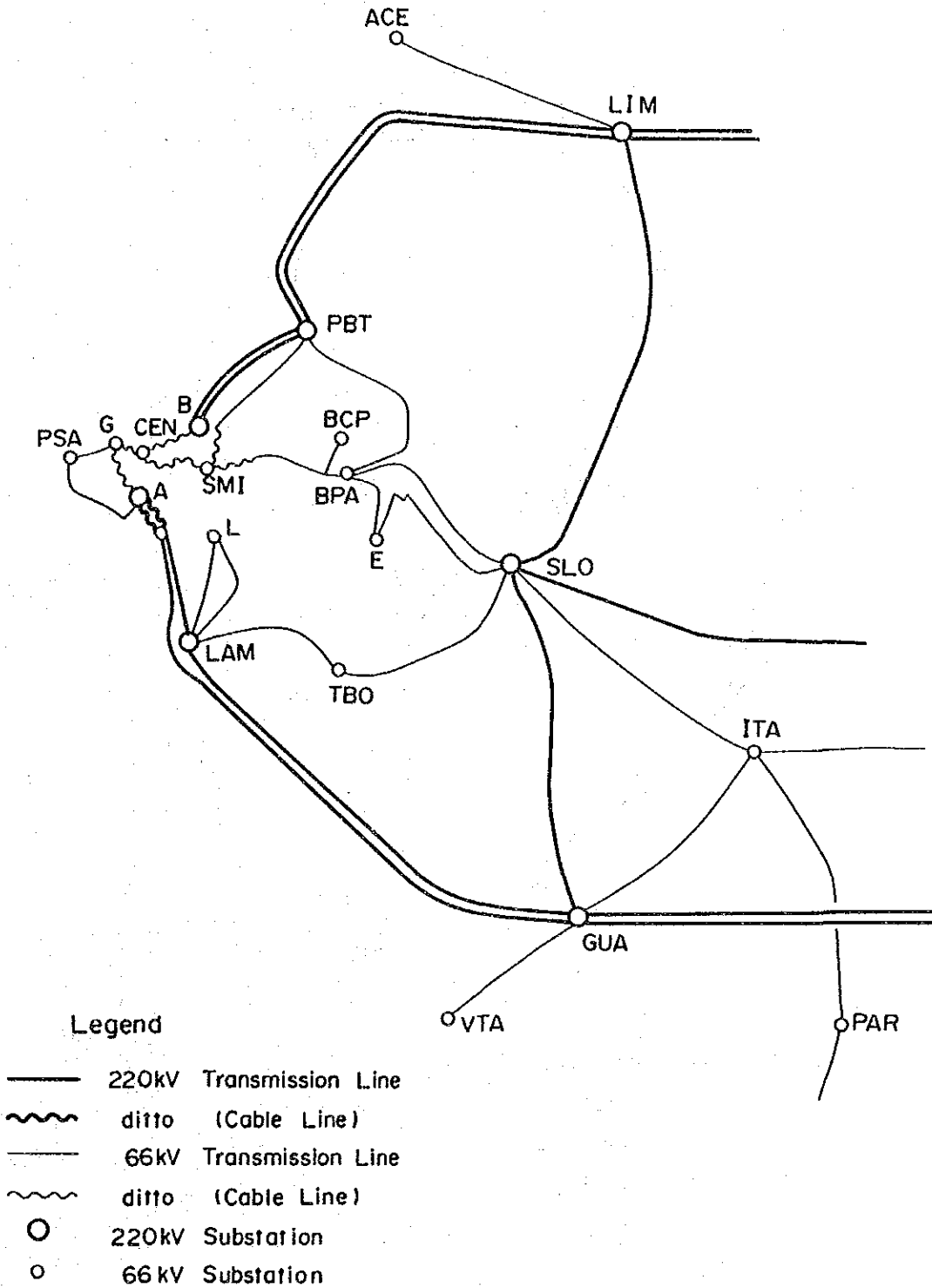


Fig.5-9 Power System Diagram in and around Asuncion by Alternative 3 (1998-99)

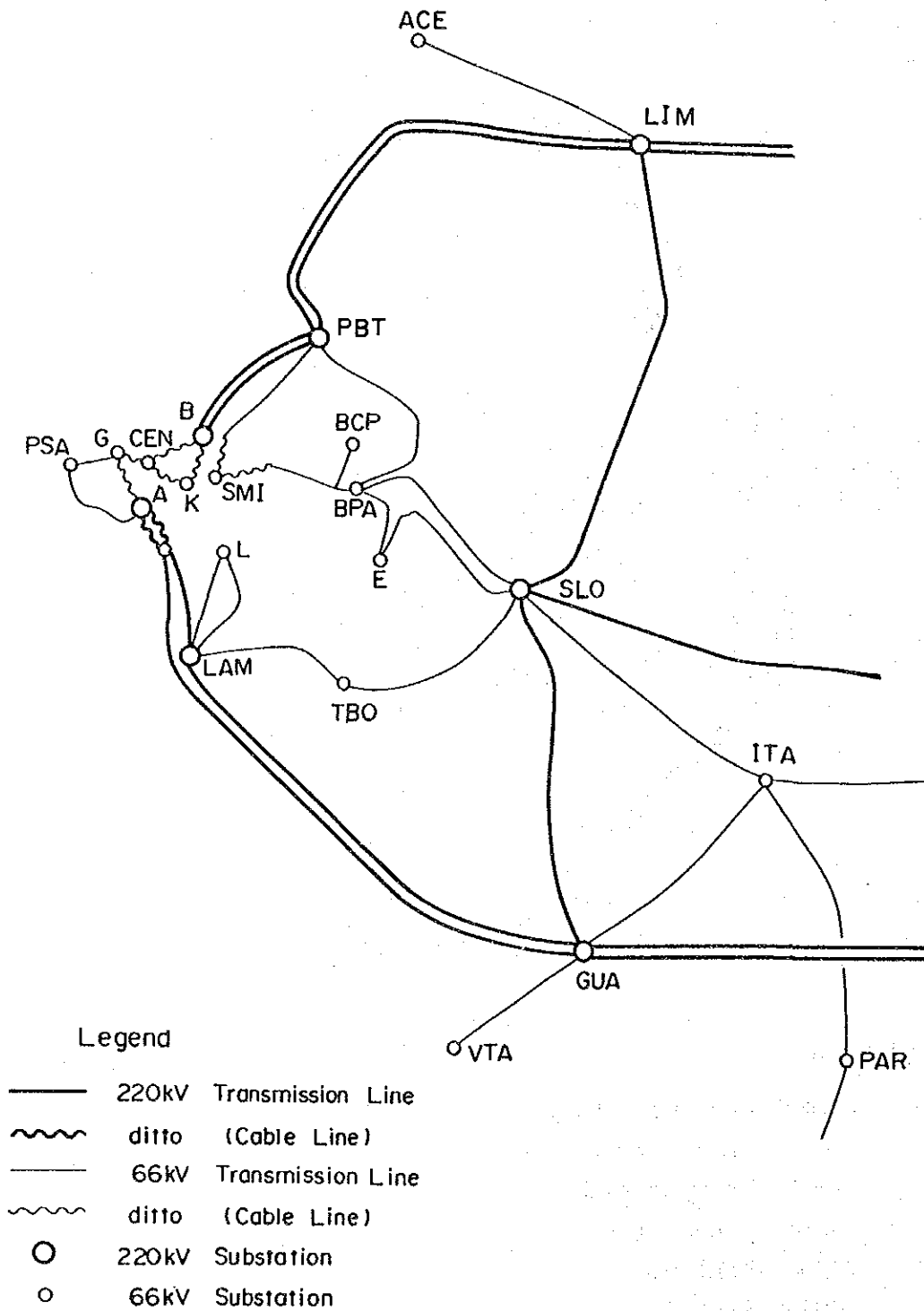


Fig. 5-10 Power System Diagram in and around Asuncion
by Alternative 3 (2000)

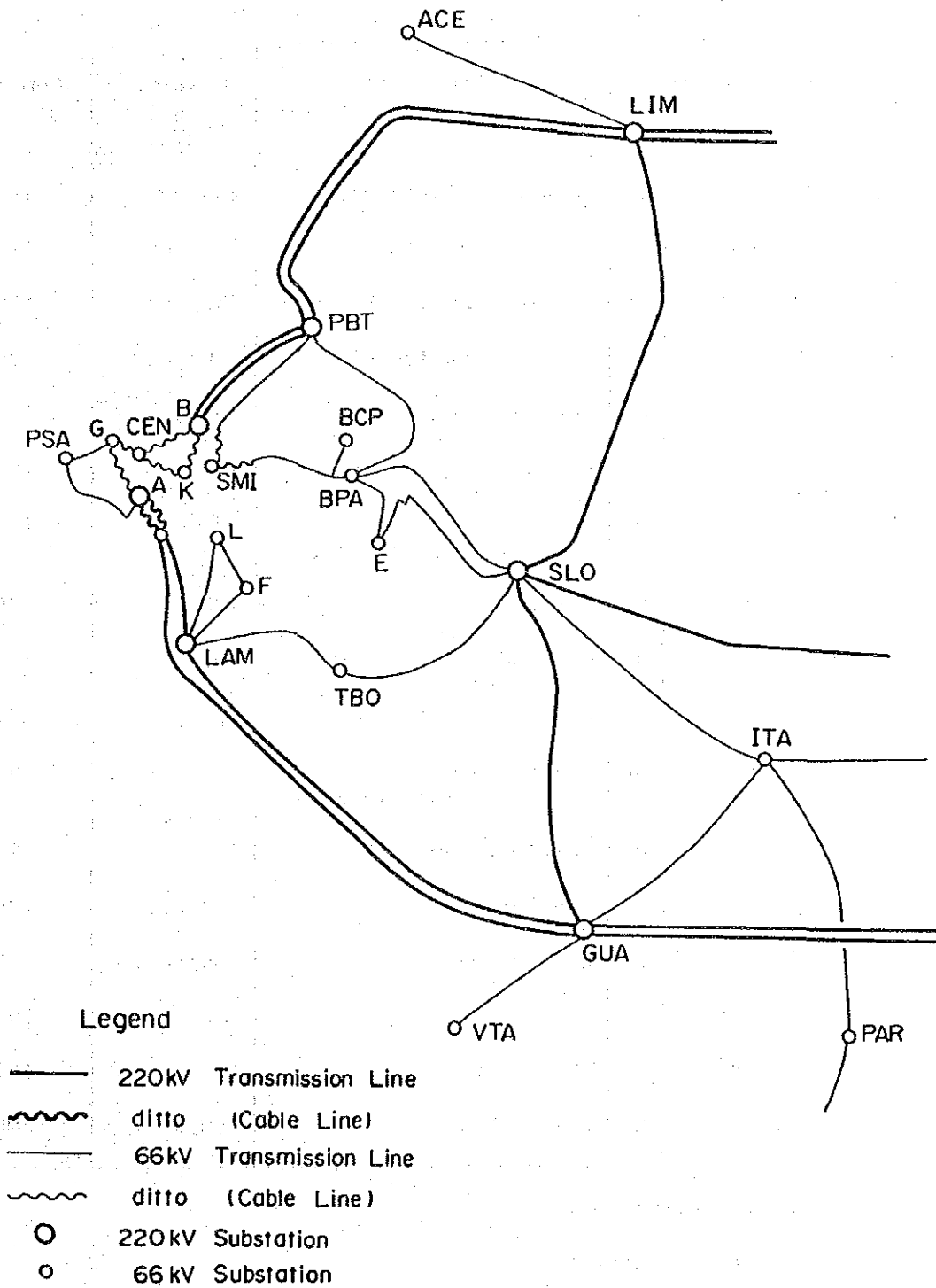


Table 5-10 Outline of the Installation Plan of Alternative 3

Transmission Lines

Voltage (kV)	Transmission Lines		From - To	Transmission Capacity (MVA)	Commissioning
220	1 double cct.	OL	Lambare - Cable head	250/cct.	1994
220	2 single cct.	UC	Cable head - A	250/cct.	1994
220	1/2 double cct.	OL	Limpio - Puerto Botanico	250/cct.	1994
220	1 double cct.	OL	Puerto Botanico - B	250/cct.	1994
66	1 single cct.	OL	Puerto Sajonia - A	50	1994
66	1 single cct.	UC	B - Centro	100	1994
66	1 single cct.	OL	Puerto Botanico - Barrio Parque	50	1994
66	1 single cct.	UC	A - G	100	1996
66	1 single cct.	UC	G - CEN	100	1996
66	1 single cct.	OL	Puerto Sajonia - G	50	1996
66	1 single cct.	OL	San Lorenzo - Barrio Parque	50	1996
66	1 single cct.	OL	Barrio Parque - E	50	1996
66	1 single cct.	OL	San Lorenzo - E	50/cct.	1996
66	2 single cct.	OL	Lambara - L	100/cct.	1996
66	1 single cct.	UC	B - K	100	1998
66	1 single cct.	UC	K - Centro	60	1998
66	1 double cct.	OL	F - 66kV line	100/cct.	2000

Note: Abbreviations

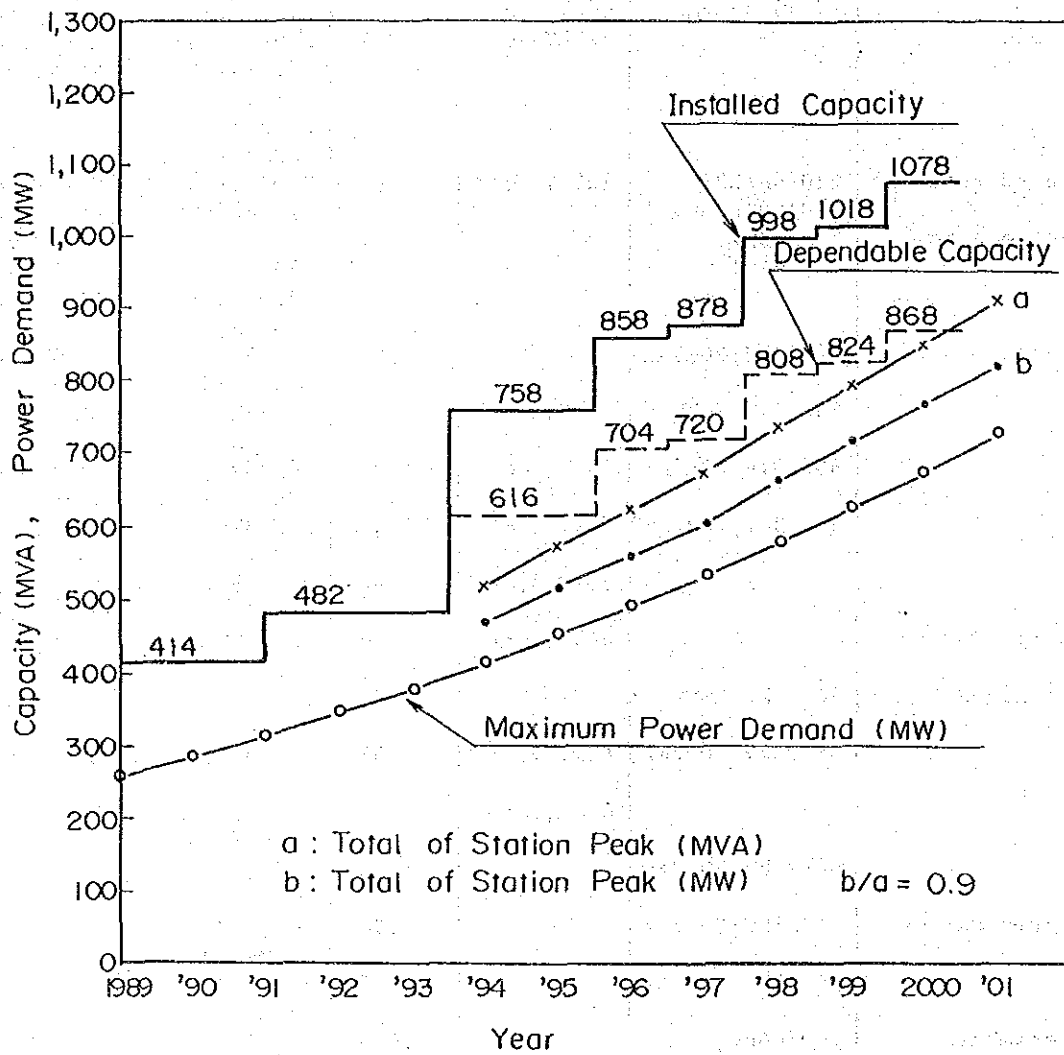
cct. circuit
 OL Overhead Line
 UC Underground Cable

Table 5-11 Outline of the Installation Plan of Alternative 3

Substations

Substation	Installation Plan			Equipment as of the End of the Commissioning Year	
	Transformer	Line Equipment	Commissioning		
A	220/66/23kV 99/60/39MVAx2	220kV, 2cct 66kV, 1cct	1994	220/66/23kV 99/60/39MVAx2	220kV, 2cct 66kV, 1cct
B	220/66/23kV 99/60/39MVAx2	220kV, 2cct 66kV, 1cct	1994	220/66/23kV 99/60/39MVAx2	220kV, 2cct 66kV, 1cct
Limpio	-	220kV, 1cct	1994	220/66/13.8kV 37.5/37.5/ 12.5MVAx1	220kV, 5cct 66kV, 1cct
Puerto Botanico	220/66/23kV 120/60/60MVAx1	220kV, 3cct	1994	220/66/23kV 120/60/60MVAx2	220kV, 4cct 66kV, 2cct
San Lorenzo	220/23kV, 40MVAx1	-	1994	220/66kV, 60MVAx2	220kV, 3cct
Puerto Sajonia	66/23kV, 20MVAx1	-	1994	220/23kV, 40MVAx2	66kV, 4cct
L	66/23kV, 20MVAx1	66kV, 2cct	1996	66/23kV, 20MVAx1	66kV, 2cct
E	66/23kV, 20MVAx1	66kV, 2cct	1996	66/23kV, 20MVAx1	66kV, 2cct
G	66/23kV, 20MVAx3	66kV, 3cct	1996	66/23kV, 20MVAx3	66kV, 3cct
A	-	66kV, 1cct	1996	220/66/23kV 99/60/39MVAx2	220kV, 2cct 66kV, 2cct
Barrio Parque	-	66kV, 2cct	1996	66/23kV, 20MVAx2	66kV, 4cct
San Miguel	66/23kV, 20MVAx1	-	1997	66/23kV, 20MVAx3	66kV, 3cct
K	66/23kV, 20MVAx3	66kV, 2cct	1998	66/23kV, 20MVAx3	66kV, 2cct
B	-	66kV, 1cct	1998	220/66/23kV 99/60/39MVAx2	220kV, 2cct 66kV, 2cct
L	66/23kV, 20MVAx1	-	1998	66/23kV, 20MVAx2	66kV, 2cct
Barrio Parque	66/23kV, 20MVAx1	-	1998	66/23kV, 20MVAx3	66kV, 4cct
E	66/23kV, 20MVAx1	-	1998	66/23kV, 20MVAx2	66kV, 2cct
Guarambare	220/66kV, 37.5MVAx1	-	1998	220/66kV, 37.5MVAx2	220kV, 5cct
L	66/23kV, 20MVAx1	-	1999	66/23kV, 20MVAx3	66kV, 4cct
F	66/23kV, 20MVAx2	66kV, 2cct	2000	66/23kV, 20MVAx2	66kV, 2cct
Guarambare	66/23kV, 20MVAx1	-	2000	220/66kV, 37.5MVAx2	220kV, 5cct
				66/23kV, 20MVAx2	66kV, 4cct

Fig.5-11 Supply Capability and Maximum Power Demand of the Project Area



で引込む形にして、都心A地点まで延長する。220kV送電線は人口稠密な都心部を通過することになるため、全区間を架空で行うことは実際上不可能であると思われるので、途中地点にケーブルヘッドを設置して、新設一次変電所（A地点）への引込みはケーブルで行う。

ii) Limpio～Puerto Botanico 間の 220kV送電線（現在1回線工事中）の2回線化を行う。

iii) Puerto Botanico ～B（Caballero Park地点）間に 220kV 2cct 送電線（送電容量 250MVA/cct）を建設する。

b) 一次変電所の建設

都心A、B地点に一次変電所を設置する。変電所に3相変圧器 220kV/66kV/23kV、99MVA/60MVA/39MVA × 2バンクおよび引出設備 220kV 2回線、66kV 2回線を設置する。

変電所設備容量はMicro Centro地区に新設する二次変電所の数を減らすため、A、B変電所に設置する変圧器の23kV側容量を第1案より増大し、66kV側容量を減少した。

c) 66kV系統の構成

一次変電所A、B変電所間を66kV系統で接続し、220kV系統と合わせて計画地域を取巻くループ系統を形成する。また、Barrio Parque 変電所に既設66kV送電線を引込み、San Lorenzo 変電所とPuerto Botanico 変電所間の連系を強化する。

新設送電線は1回線事故停止時には供給支障を生じないような設備とする。

d) 二次変電所

二次変電所は原則として新設地点については66kV/23kV、20MVA × 3バンク（最終）、増設設備については既設と同定格の機器を3バンクまで設置することとする。1バンク事故時にも供給支障が生じないように、運用限度をバンク容量の80パーセントとする。ただし、2バンク使用中に1バンクに事故が発生した場合には速やかな負荷抑制あるいは負荷切替えを行うものとする。

e) 調相設備

電圧を適正に維持するために、殆どの変電所に電力用コンデンサーの設置が必要である。設置する容量は電力汐流計算から求めた。負荷力率を0.9とした

場合、変電所の23kV送電端電圧を100～104%程度に維持するに必要なコンデンサ容量をTable 5-12に示す。

二次変電所には6MVARバンク、一次変電所には12MVARバンクを単位として原則として23kV母線に接続することとする。

Table 5-12には、Limpio, San Lorenzo, Guarambare など首都圏電力系統の入口となる一次変電所に必要な電力用コンデンサ容量も示しているが、これらは参考値である。これらの変電所の調相設備容量は220kV基幹系統の増強計画を検討する際に電力系統解析により適正に決められるべきである。

f) 運用条件および供給信頼度

本案による設備の運用条件は第1案よりきびしく、変圧器の事故時には速やかな系統切替えや負荷抑制が必要となる場合がある。そのため、供給信頼度は第1案に比較すると若干低下すると考えられる。

また大きなループ系統を形成しているため汐流制御に多少むずかしい面がある。

Table 5-12 Installation Plan of Shunt Capacitors

Substation	Installation Plan			
	1994	1997	2000	Total as of 2000
A	12 MVAR x 2	12 MVAR x 1	-	12 MVAR x 3
B	12 MVAR x 2	12 MVAR x 1	12 MVAR x 1	12 MVAR x 4
G	6 MVAR x 1	6 MVAR x 1	-	6 MVAR x 2
L	-	6 MVAR x 1	-	6 MVAR x 1
F	-	-	6 MVAR x 1	6 MVAR x 1
K	-	-	6 MVAR x 2	6 MVAR x 2
PBT	12 MVAR x 1	12 MVAR x 2	12 MVAR x 2	12 MVAR x 5
LAM	-	12 MVAR x 1	12 MVAR x 1	12 MVAR x 2

Note: Shunt Capacitors required to be available (MVAR)

Year	1994	1997	2000
LIM	-	3	3
SLO 23 kV	12	60	60
66 kV	12	48	48
GUA 23 kV	6	6	18
66 kV	-	30	42

第6章 電力系統解析

第6章 電力系統解析

目 次

	頁
6-1 系統解析のための諸条件	6 - 1
6-1-1 系統解析の対象とした系統	6 - 1
6-1-2 220kV 基幹系統の構成	6 - 1
6-1-3 電力潮流計算のための系統条件	6 - 1
6-2 電力系統解析の結果	6 - 3
6-2-1 現在系統 (1990年系統)	6 - 3
6-2-2 将来系統	6 - 3
6-2-3 供給信頼度	6 - 21
6-2-4 短絡容量	6 - 21

List of Table and Figures

Table 6-1	3-Phase Short Circuit Current in the Project Area in 1990 and 2000
Fig. 6-1	Power Flow in 1990
Fig. 6-2	Power Flow in 1994
Fig. 6-3	Power Flow in 1997
Fig. 6-4	Power Flow in 2000
Fig. 6-5	Power Flow in 1994 LAM-A 66 kV Line Out of Use
Fig. 6-6	Power Flow in 1997 LAM-A 66 kV Line Out of Use
Fig. 6-7	Power Flow in 2000 LAM-A 66 kV Line Out of Use
Fig. 6-8	Power Flow in 1997 LAM-A 66 kV Line Out of Use ACY-GUA 220 kV Line off
Fig. 6-9	Power Flow in 1997 LAM-A 66 kV Line Out of Use LIM-SLO 220 kV Line off
Fig. 6-10	Power Flow in 1997 LAM-A 66 kV Line Out of Use B-CEN 66 kV Line off
Fig. 6-11	Power Flow in 2000 LAM-A 66 kV Line Out of Use LIM-SLO 220 kV Line off
Fig. 6-12	Power Flow in 2000 LAM-A 66 kV Line Out of Use A-G 66 kV Line off
Fig. 6-13	Impedance Map in 1990
Fig. 6-14	Impedance Map in 1994
Fig. 6-15	Impedance Map in 1997
Fig. 6-16	Impedance Map in 2000

第6章 電力系統解析

6-1. 系統解析のための諸条件

6-1-1 系統解析の対象とした系統

電源開発㈱所有の電子計算機プログラムCASTLEを用いて将来系統に関する電力汐流計算と短絡容量計算を行った。

電力汐流計算では1990年、1994年、1997年、2000年の電力系統に対してピーク負荷時の予想汐流を計算した。また、短絡容量計算は1990年、2000年の系統について行った。計算の対象とした1990年の電力系統は、建設中のItaipu-Itaquyry-Limpio-Puerto Botanico 220kV送電線1回線が完成した後の系統とした。また1994年～2000年の電力系統は第5章電力系統計画の第3案にもとづく計画系統である。

6-1-2 220kV基幹系統の構成

1994年の電力系統にはItaipu-Limpio間の送電線が2回線化され、Itaipu, Acarayなどの東部の電源より首都圏まで220kV、5回線の送電系統が形成されているものとした。

電力汐流計算では1997年における東部電源と首都圏までの送電系統は1994年のそれと同じにしてある。

2000年の電力系統には遠隔地の電源を220kV送電線でGuarambare変電所に接続している。これを含めて計画地域外の送電系統にはANDEの計画にない送電線や電力用コンデンサなどが付加されているが、これは計画地域の送電網の解析を行うためにとった必要な処置であり、JICA調査団が特に推奨する系統増強案として提示するものではない。

6-1-3 電力汐流計算のための系統条件

(1) 系統

原則として平常時系統について、参考として特定の送電線を不使用とした系統について計算を行う。

(2) 送電線電圧

220kVおよび66kV系統 94%～107%

23kV送電端 原則として100%～105%

(3) 電圧制御

23kV送電端電圧を上記値に維持するため変圧器のタップの切替え、または電力用コンデンサの入切を行う。

(4) 負荷

各年ピーク時予想負荷

負荷力率：0.9

(5) Itagua, Caacupe, Paraguari, Quiindy, Caapucu 地域への供給。

計画地域外にある上記地域への電力供給を、San Lorenzo および Guarambare より行うと仮定した。

系統解析上、これら2変電所の変圧器設備を下記とした。

		1994	1997	2000
SLO	220kV/23kV	40 MVA × 2	40 MVA × 2	40 MVA × 2
	220kV/66kV	60 MVA × 2	60 MVA × 2	60 MVA × 2
GUA	220kV/66kV	37.5MVA × 1	37.5MVA × 1	37.5MVA × 4

Table 5-11 に示す、当プロジェクトの設備増強計画の中では、2000年におけるGUAの220kV/66kV変圧器の設備容量は37.5MVA×2となっているが、これは計画地域への電力供給に必要な設備のみを示すものである。

計画地域外にある上記地域への送電方法は、将来の電源地帯と首都圏の間の基幹系統の増強を検討する際に、一緒に検討される必要がある。もし今回の仮定のように2000年においても、主としてGuarambareから供給することになれば、同変電所の220kV/66kV変圧器設備は上記のごとく、37.5MVA×4となる必要がある。

6-2. 電力系統解析の結果

計算結果の電力潮流図を Fig.6-1～Fig.6-12に示す。また計画地域の変電所の短絡電流を Table 6-1に示す。計算に使用したインピーダンスマップをFig.6-13～Fig.6-16に示す。

6-2-1 現在系統（1990年系統）

- (1) 23kV側の負荷分担が適正であれば1990年の66kV1回線ループ系統（平常時系統）に潮流ネックが生ずる部分はない。送電線1回線事故時にも健全回線からの供給が可能なので供給支障を生ずる部分はないと考えられる。
- (2) しかし、現在Lambare 変電所の利用率が低く、一方Jardin Botanico 変電所やTres Bocas 変電所の利用率が過度に高いというように、変電所間の負荷配分に大きな偏りがみられる。このような場合には一部の送電線や変圧器バンクが重負荷となり、送電線や変圧器に事故が発生すると、大幅な負荷抑制を行う必要が生じることもあり得る。
- (3) また今回の増強対策が始まる1994年まではこの系統が運用されるが、増大する需要に対して今後2～3年で供給力不足となり、たとえ変電所間の負荷分担を調整しても解決が出来なくなることも予想される。また送電線や変圧器の事故の際には健全設備の過負荷防止のため速やかな負荷抑制が必要になる。

6-2-2 将来系統

- (1) 系統計画には、既設送電線を出来るだけ利用し、送電容量に不足が予想される部分には系統をループ化し、また事故時の速やかな負荷制御（系統切替え、負荷抑制）を許容することが考慮されている。したがって、各年とも運用上、平常系統で問題になる箇所は存在しないと考えられる。
- (2) しかし、系統電圧を適正に維持するため、新設変電所（Puerto Botanico 変電所を含む）には電力用コンデンサを設置する必要がある。また、新設する変圧器には現在設備と同様のタップ切替え装置をつける必要がある。
- (3) 東部電源と首都圏の間の基幹送電線は、1994年には少なくとも 220kV、5回線とし、1997年以降の系統では更に増強を考える必要がある。また、電圧維持対策として、220kV変電所にはかなりの容量の電力用コンデンサの設置が必要となるが、これは基幹系統の増強計画と共に検討されなければならない。

(4) 既設の Lambare (LAM)～Puerto Sajonia (PSA)間の66kV送電線をA変電所の66kV母線に π 接続し、LAM-A間の66kV送電線を使用した場合(Fig 6-2～4)と不使用とした場合(Fig 6-5～7)について潮流計算を行った。LAM-A間の66kV送電線に流れる電力は、A変電所に流入する電力の0.2～4.7%とごく少量であり、電力の大部分は220kV送電線に流れることから、系統運用上はこの66kV送電線のもつ意味はほとんどないので撤去することも考えられる。

(5) LAM-A間の66kV送電線を不使用とする系統をベースとして、下記の異常時系統における潮流を計算した。

1997年

- i) ACY - GUA 220kV 送電線 不使用 (Fig 6-8)
- ii) LIM - SLO 220kV 送電線 不使用 (Fig 6-9)
- iii) B - CEN 66kV 送電線 不使用 (Fig 6-10)

2000年

- i) LIM - SLO 220kV 送電線 不使用 (Fig 6-11)
- ii) A - G 66kV 送電線 不使用 (Fig 6-12)

(6) Acaray (ACY) - Guarabare (GUA)間の220kV送電線が不使用になった場合(Fig 6-8)には電力系統の電圧が大幅に低下して、安定な運用が不可能になることが予想される。従って(3)項で述べたように、系統増強を行う必要がある。

(7) Limpio (LIM)～San Lorenzo (SLO)間の220kV送電線が不使用になった場合(Fig 6-9、Fig 6-11)でも、Puerto Botanico～San Lorenzo間およびA-B間に66kV送電線による連系があるので問題はない。

(8) B - Centro (CEN)間の66kV送電線やA-G間の66kV送電線など、比較的重潮流となっている66kV送電線が不使用になった場合でも、電力系統に過負荷となるなど運用上問題となるところはない(Fig 6-10、Fig 6-12)。

Fig. 6-1 Power Flow in 1990

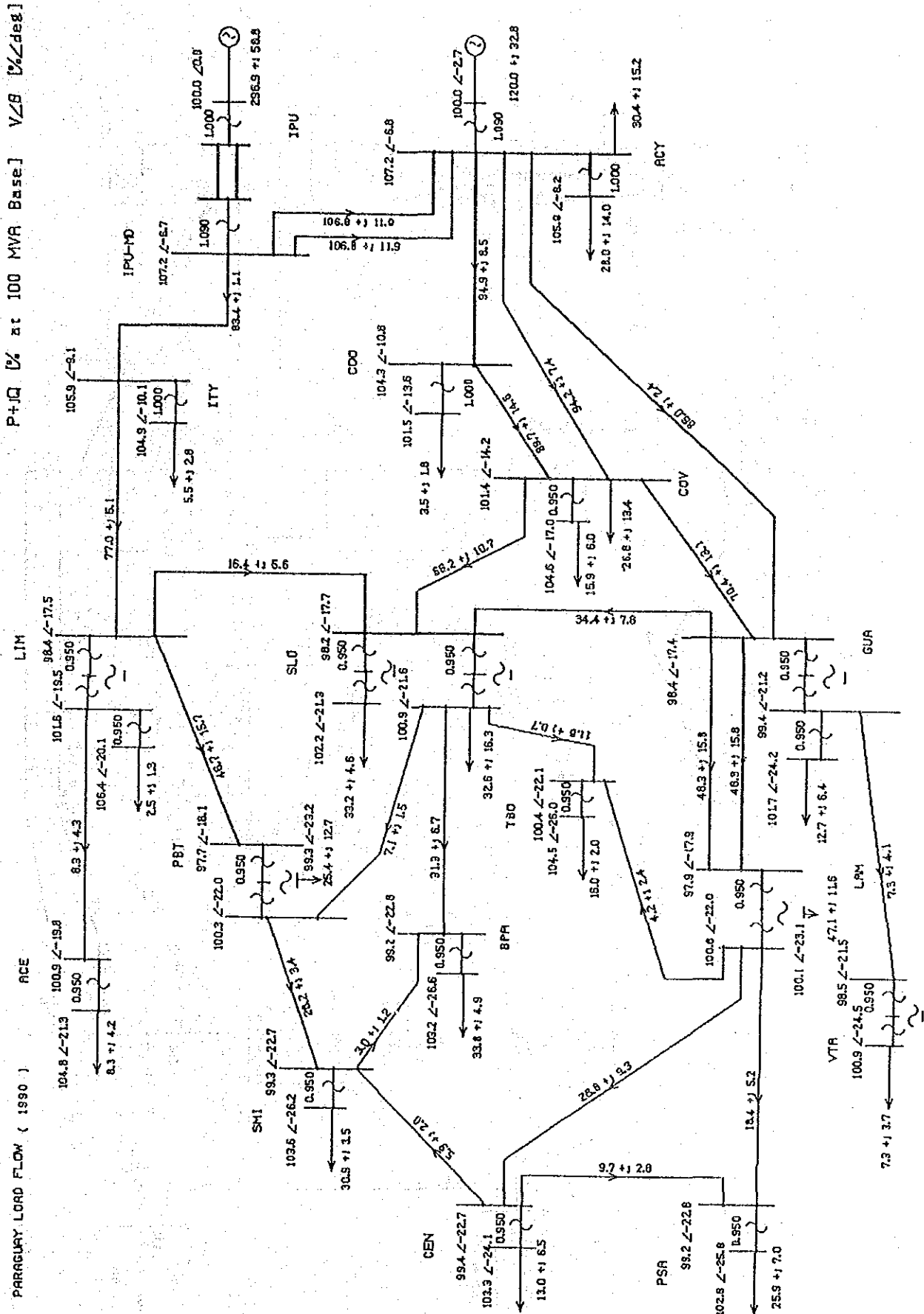


Fig. 6-2 Power Flow in 1994

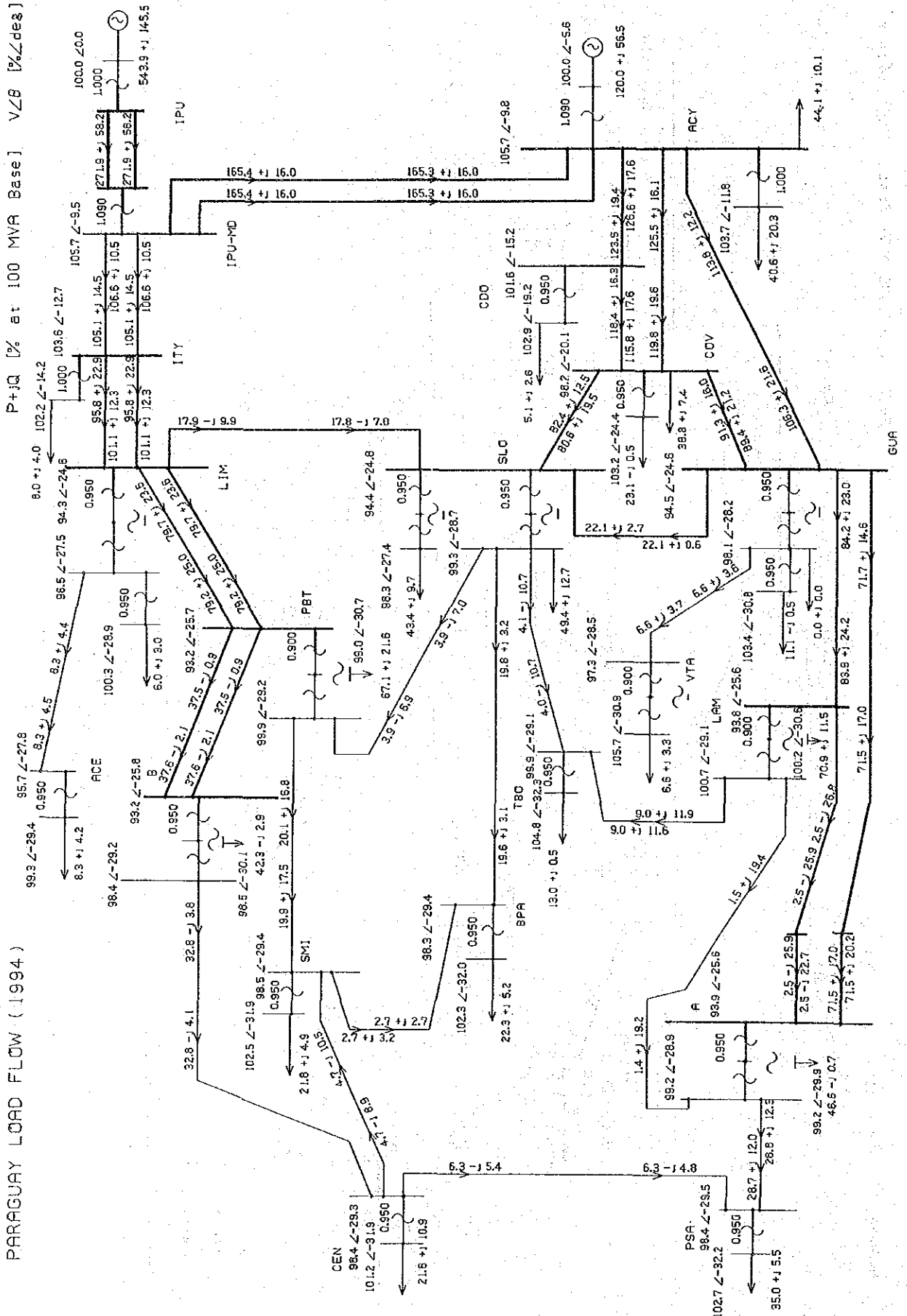


Fig. 6-3 Power Flow in 1997

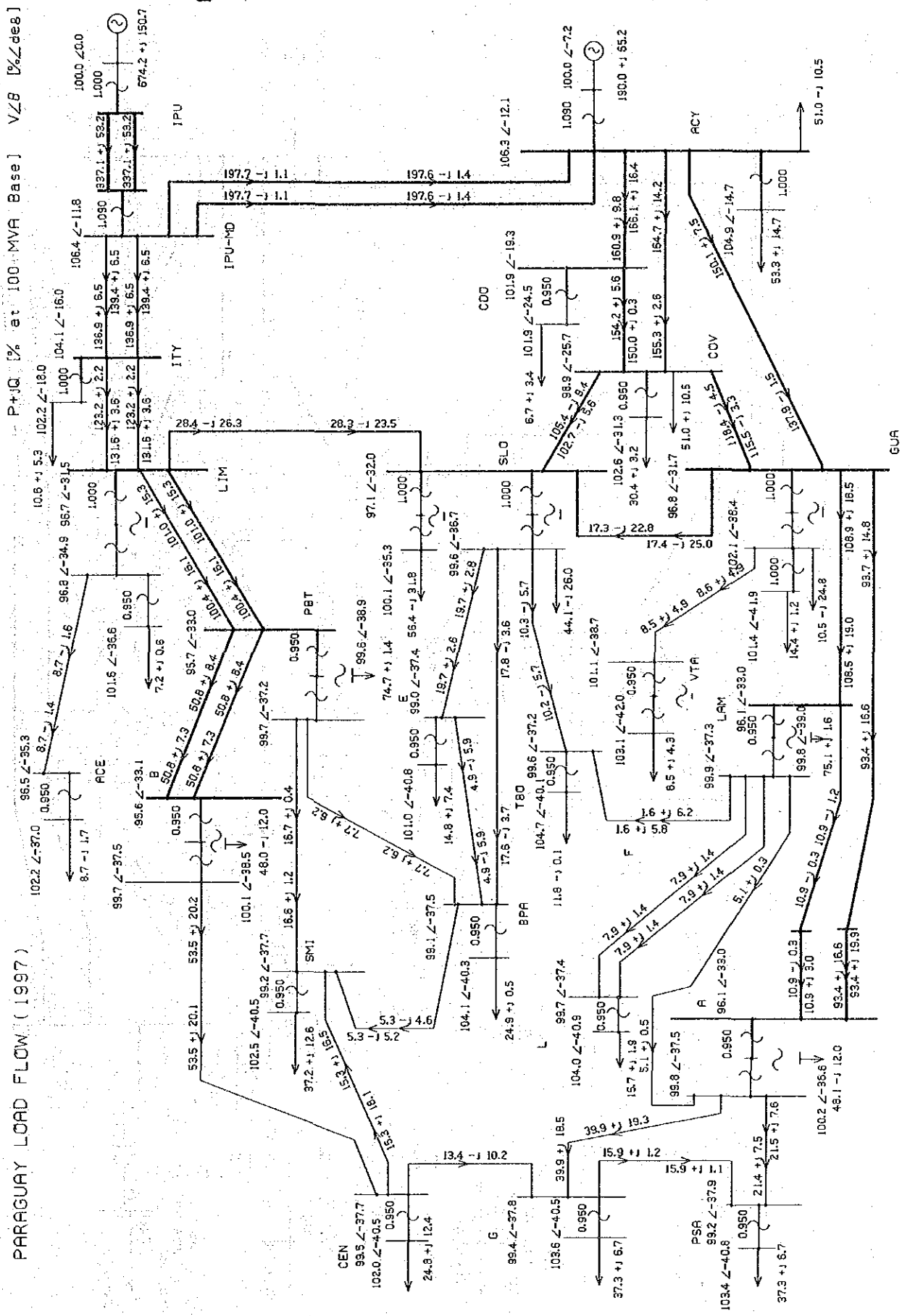


Fig. 6-4 Power Flow in 2000

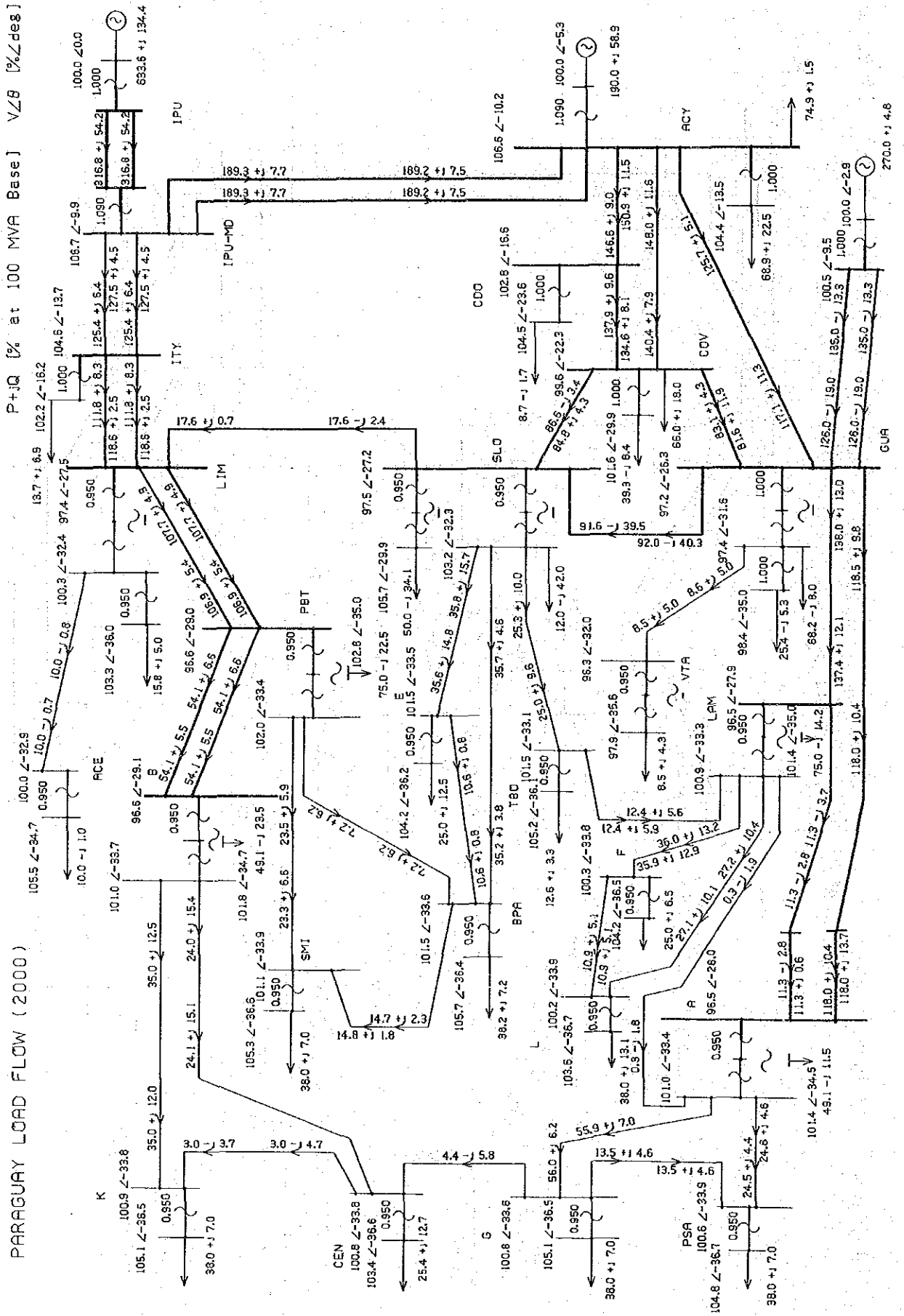


Fig. 6-5 Power Flow in 1994
LAM-A 66kV Line Out of Use

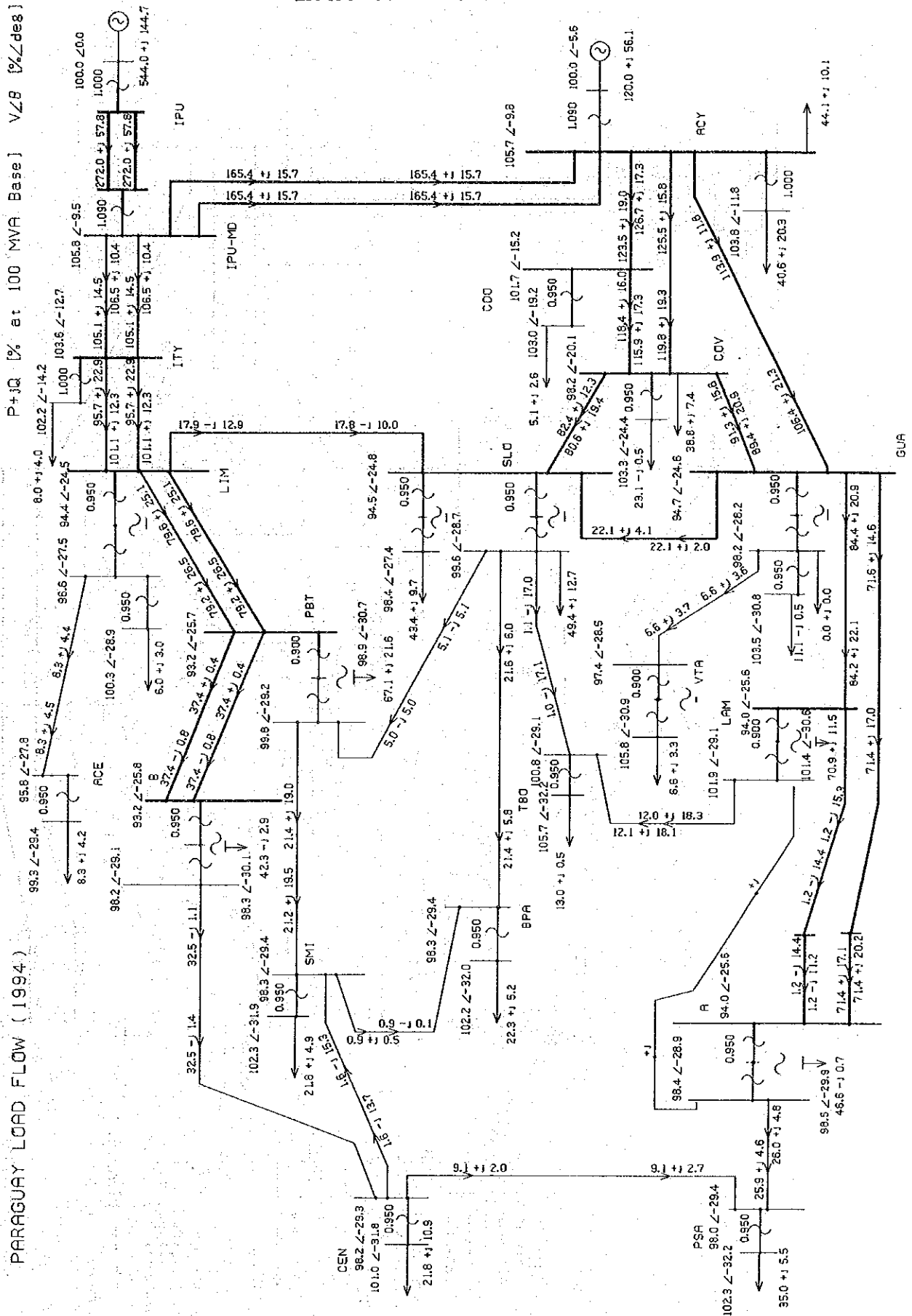


Fig. 6-6 Power Flow in 1997
LAM-A 66kV Line Out of Use

P+JQ [% at 100 MVA Base] V/δ [%/deg]

PARAGUAY LOAD FLOW (1997)

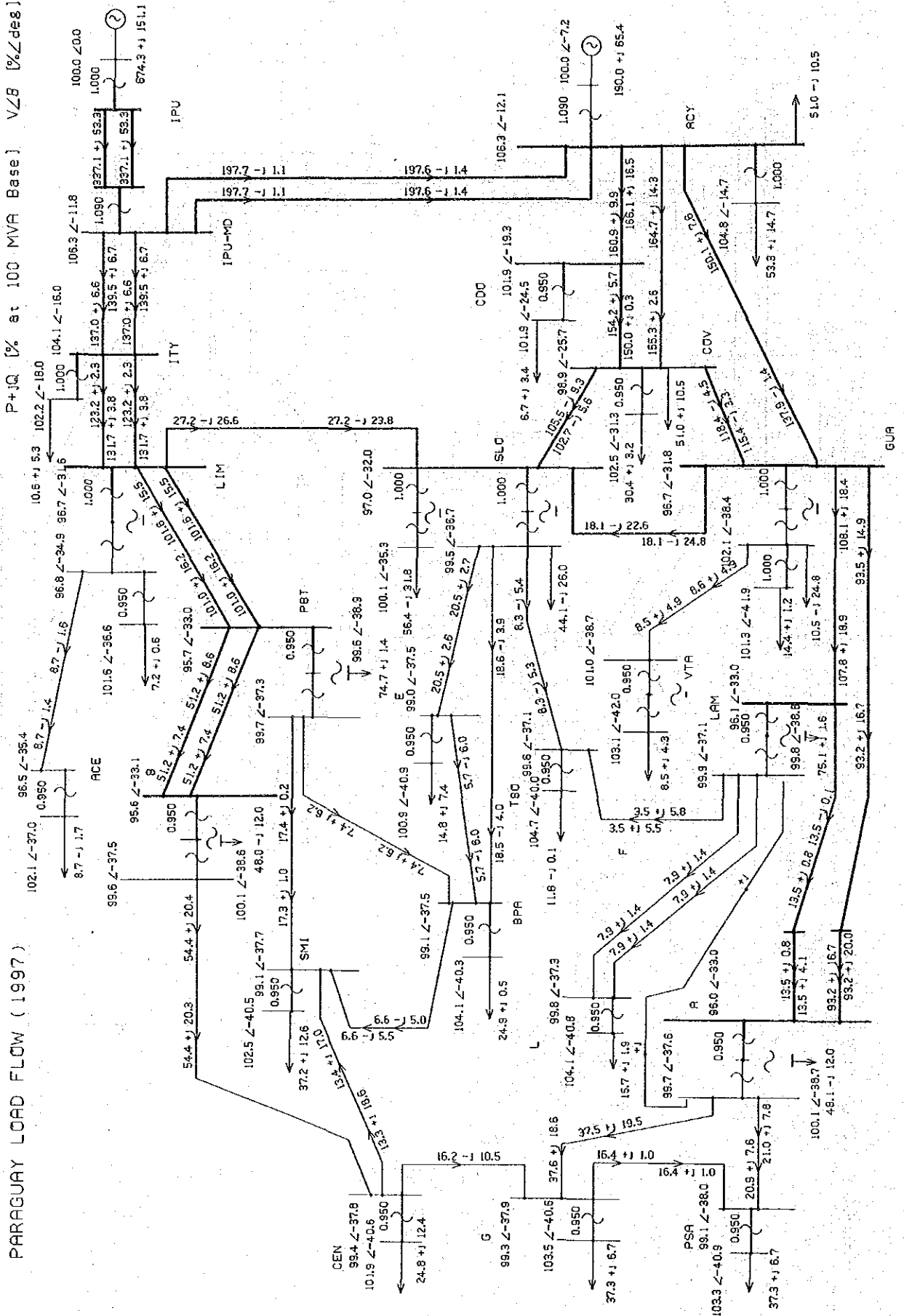


FIG. 6-7

Power Flow in 2000
LAM-A 66kV Line Out of Use

PARAGUAY LOAD FLOW (2000)

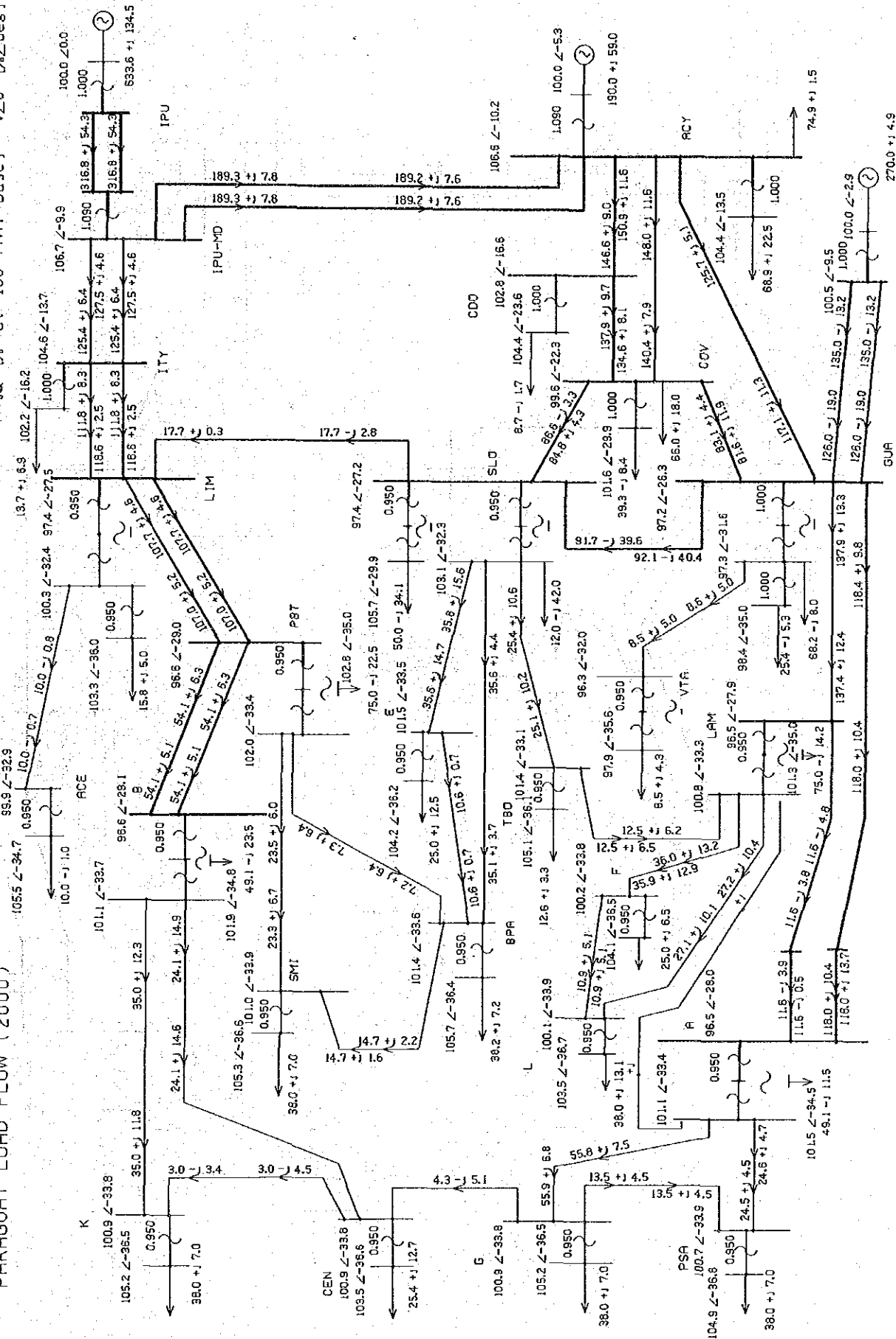


Fig. 6-9

Power Flow in 1997
 LAM-A 66kV Line Out of Use
 LIM-SLO 220kV Line off

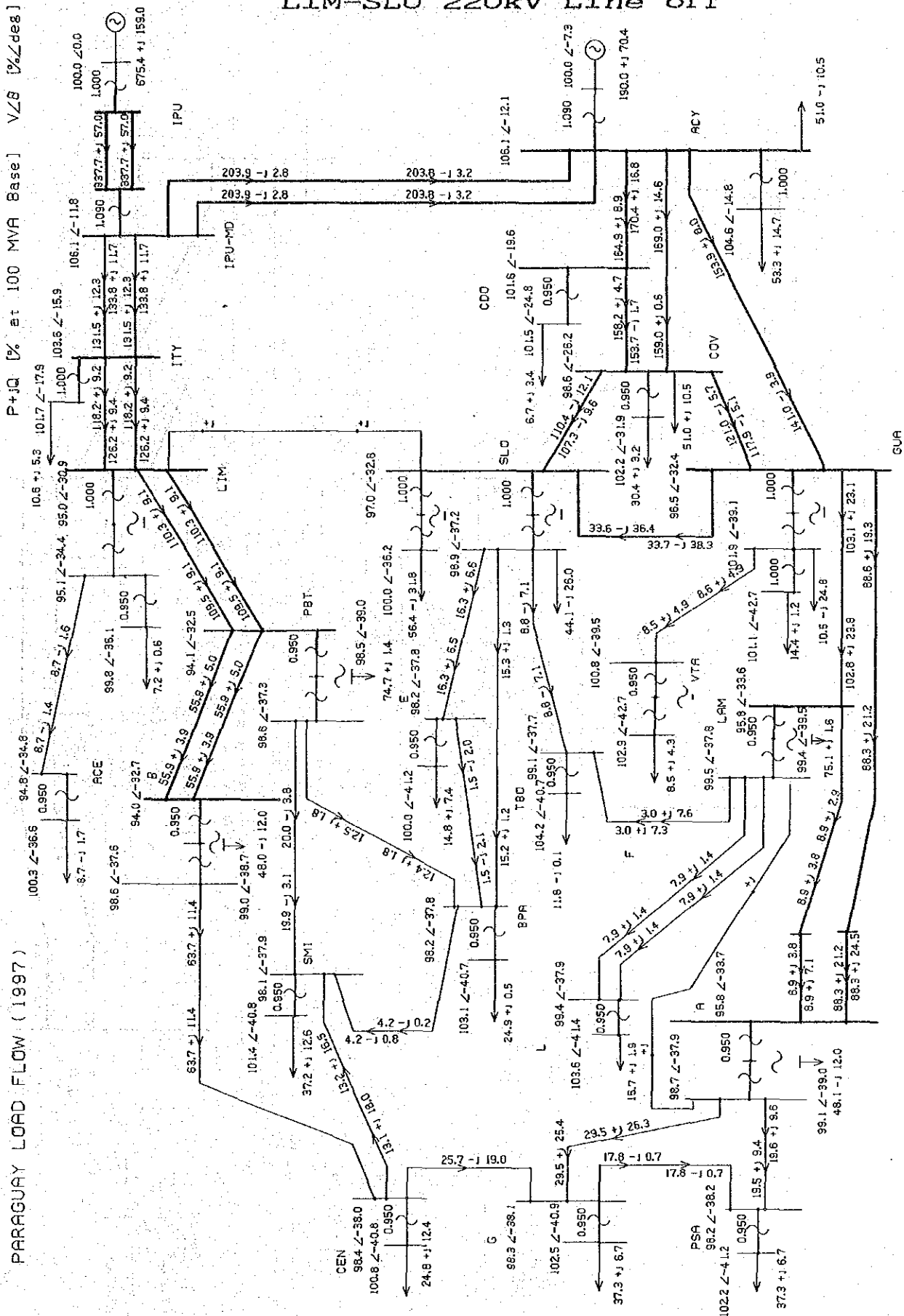


Fig. 6-10

Power Flow in 1997
 LAM-A 66kV Line Out of Use
 B-CEN 66kV Line Off

P+jQ [% at 100 MVA Base] V/Z [%/deg]

PARAGUAY LOAD FLOW (1997)

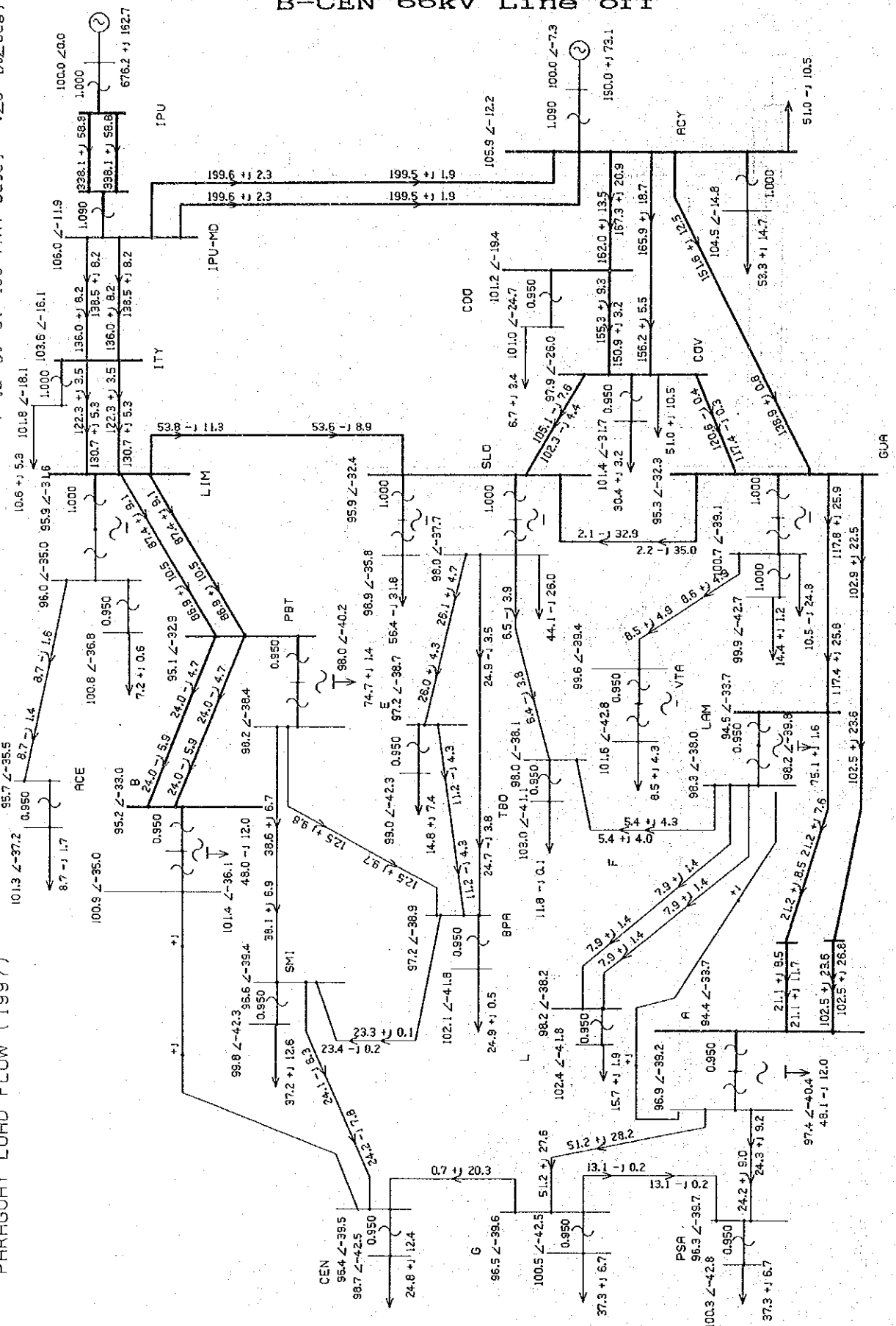


Fig. 6-11

Power Flow in 2000
 LAM-A 66kV Line Out of Use
 LIM-SLO 220kV Line off

P+JQ [% at 100 MVA Base] V∠δ

PARAGUAY LOAD FLOW (2000)

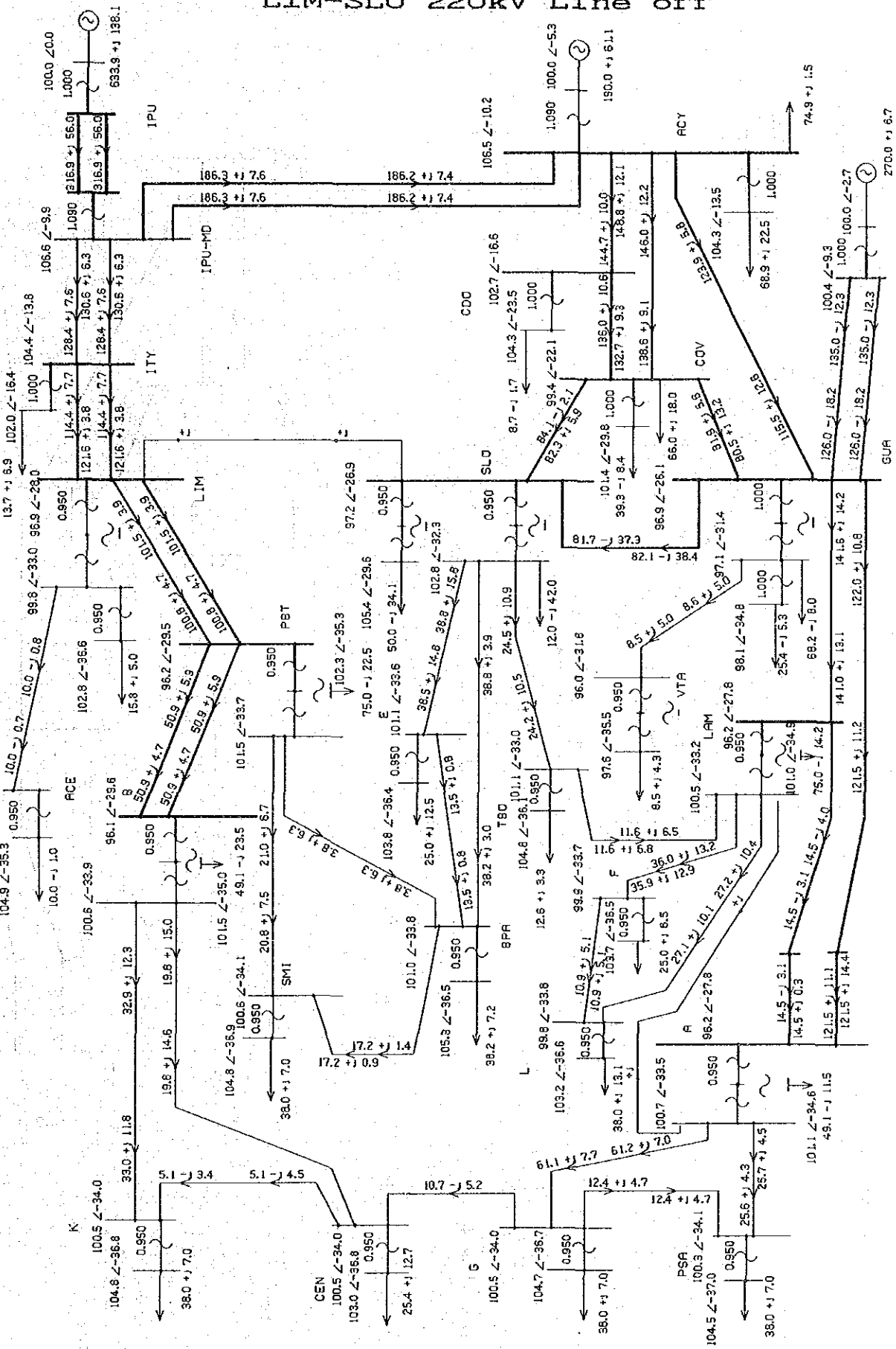


Fig. 6-12

Power Flow in 2000
LAM-A 66kV Line Out of Use
A-G 66kV Line off

P+Q [% at 100 MVA Base] V/δ [%/deg]

PARAGUAY LOAD FLOW (2000)

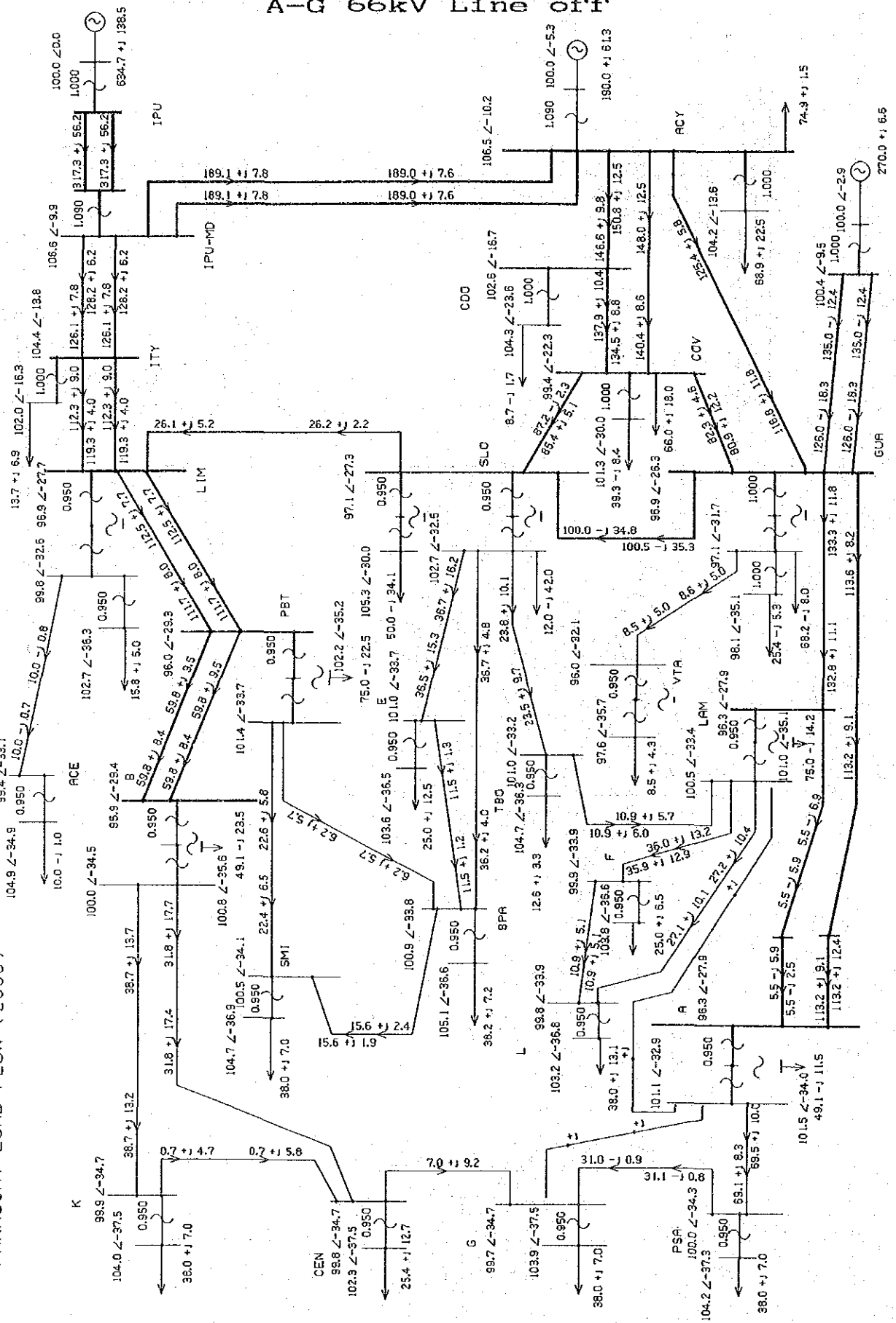
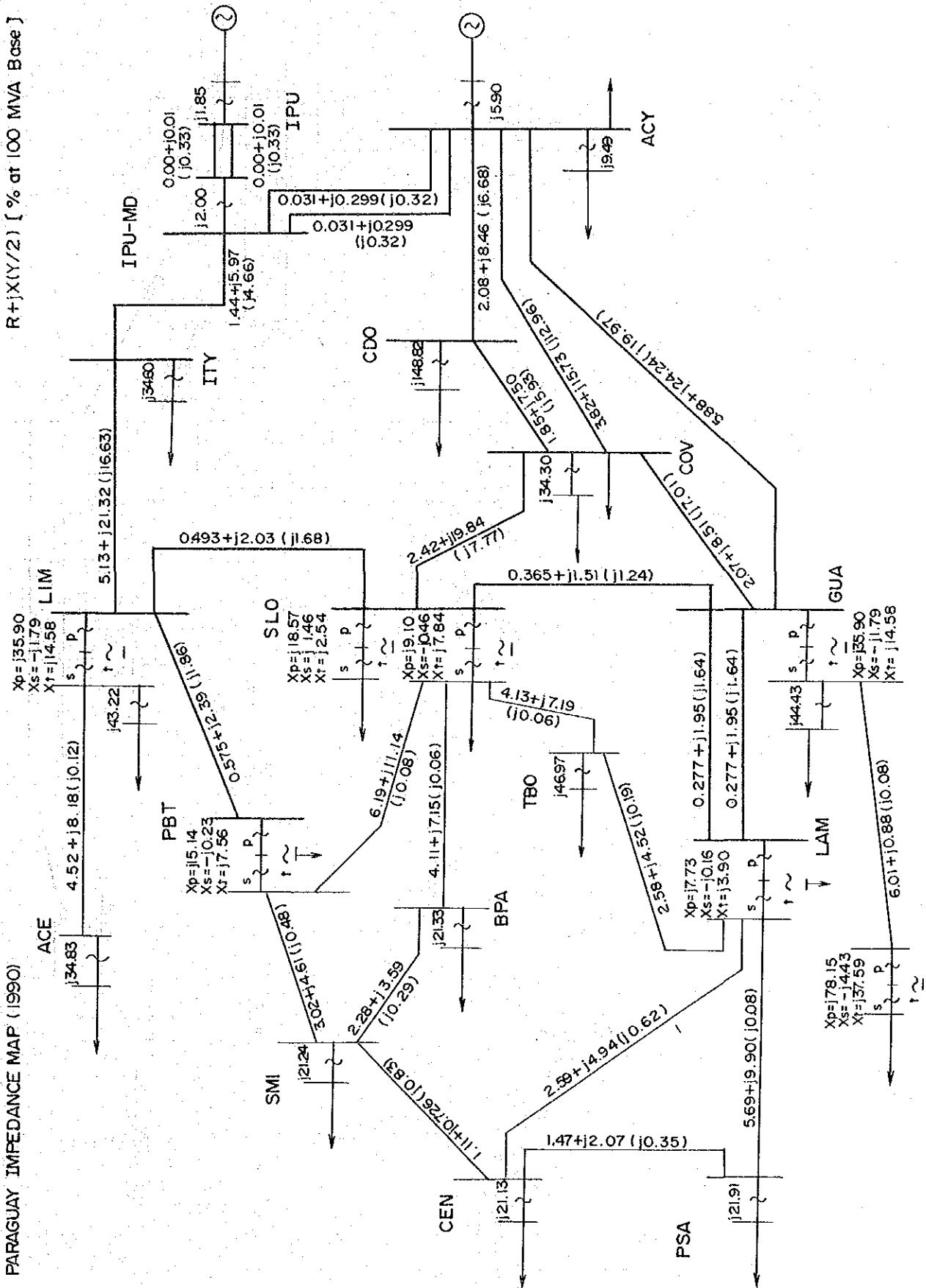


Fig. 6-13 Impedance Map in 1990

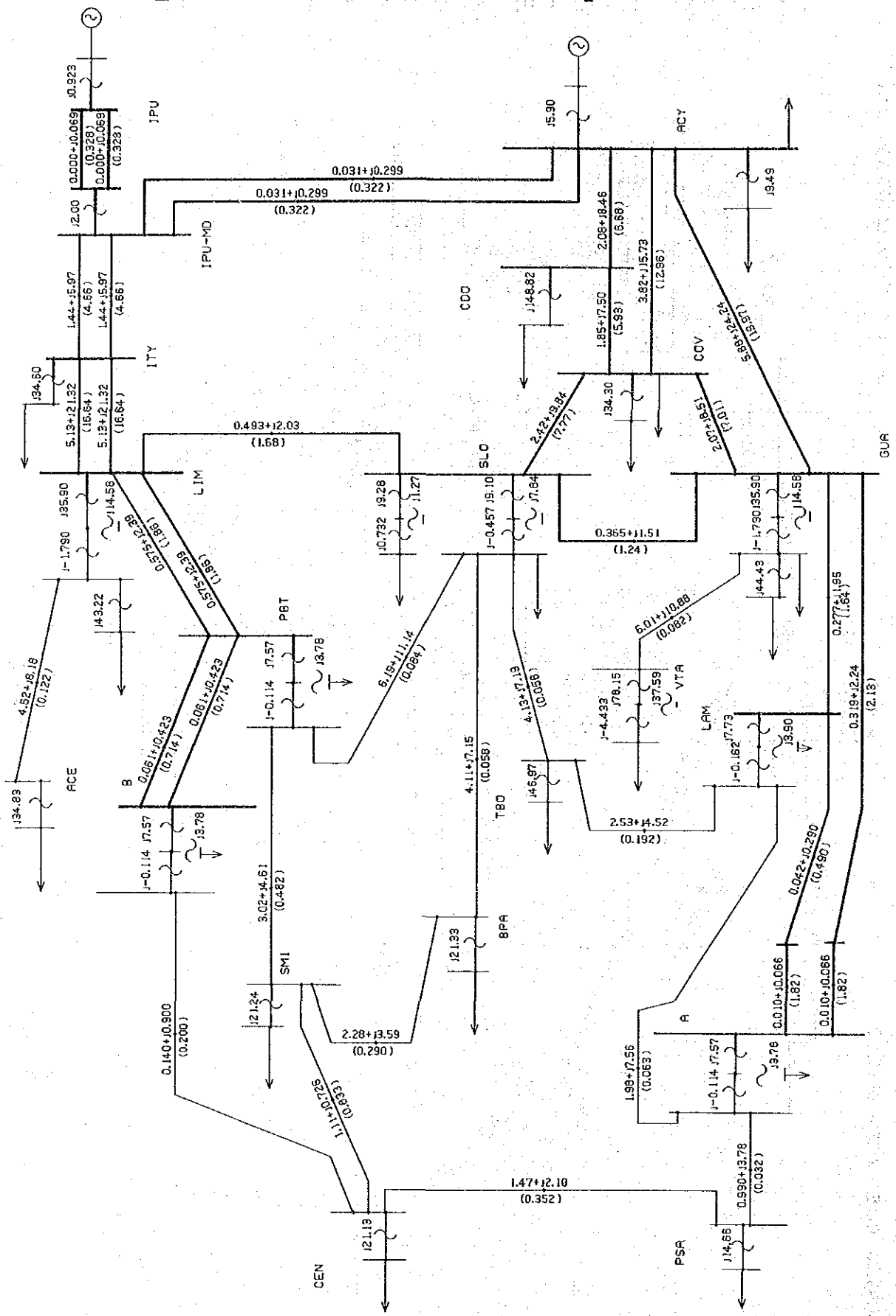
$R + jX(Y/2)$ [% at 100 MVA Base]



PARAGUAY IMPEDANCE MAP (1994)

R+jX(Y/2) [% at 100 MVA Base]

Fig.6-14 Impedance Map in 1994



R+jX(Y/2) [% at 100 MVA Base]

PARAGUAY IMPEDANCE MAP (1997)

Fig.6-15 Impedance Map in 1997

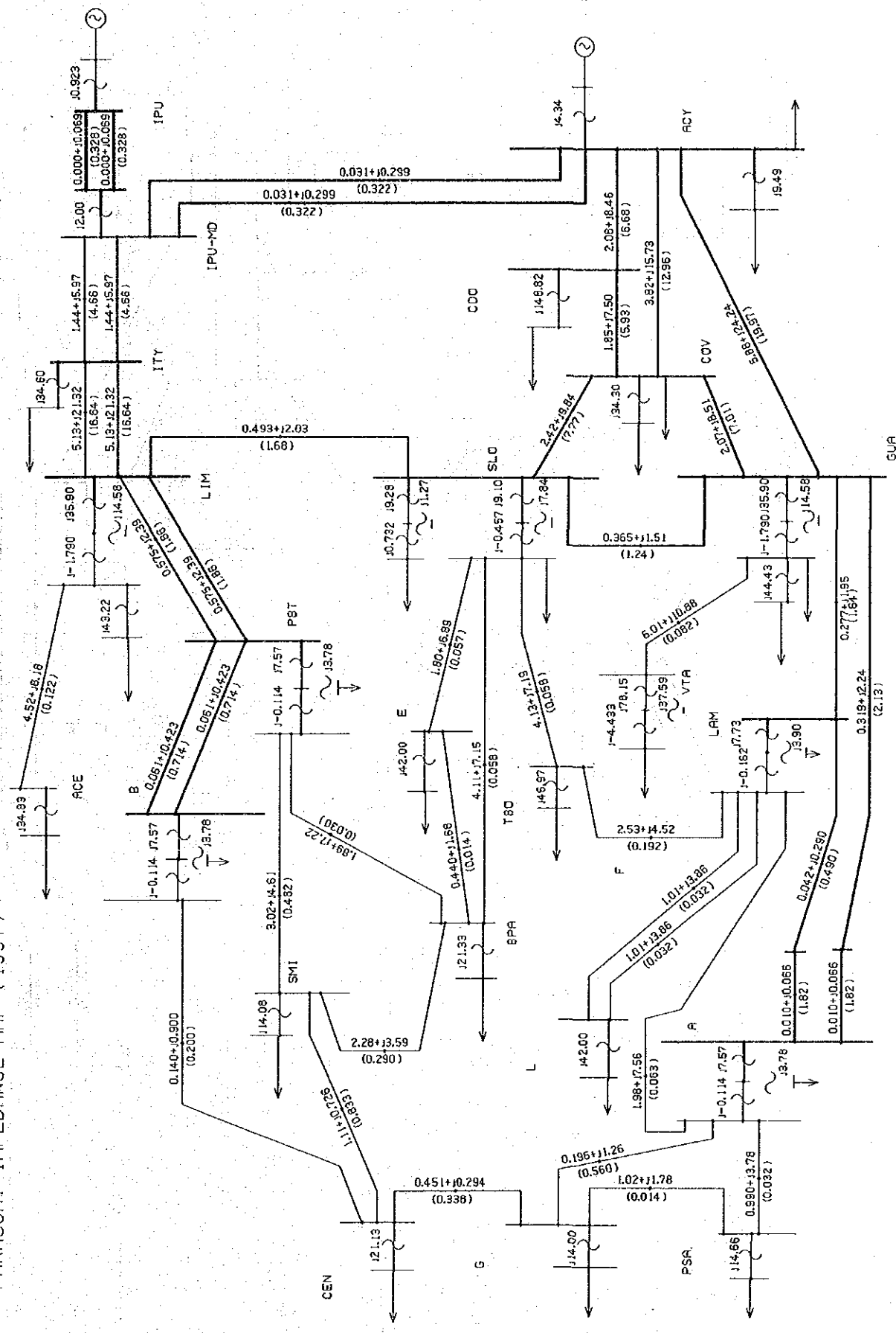
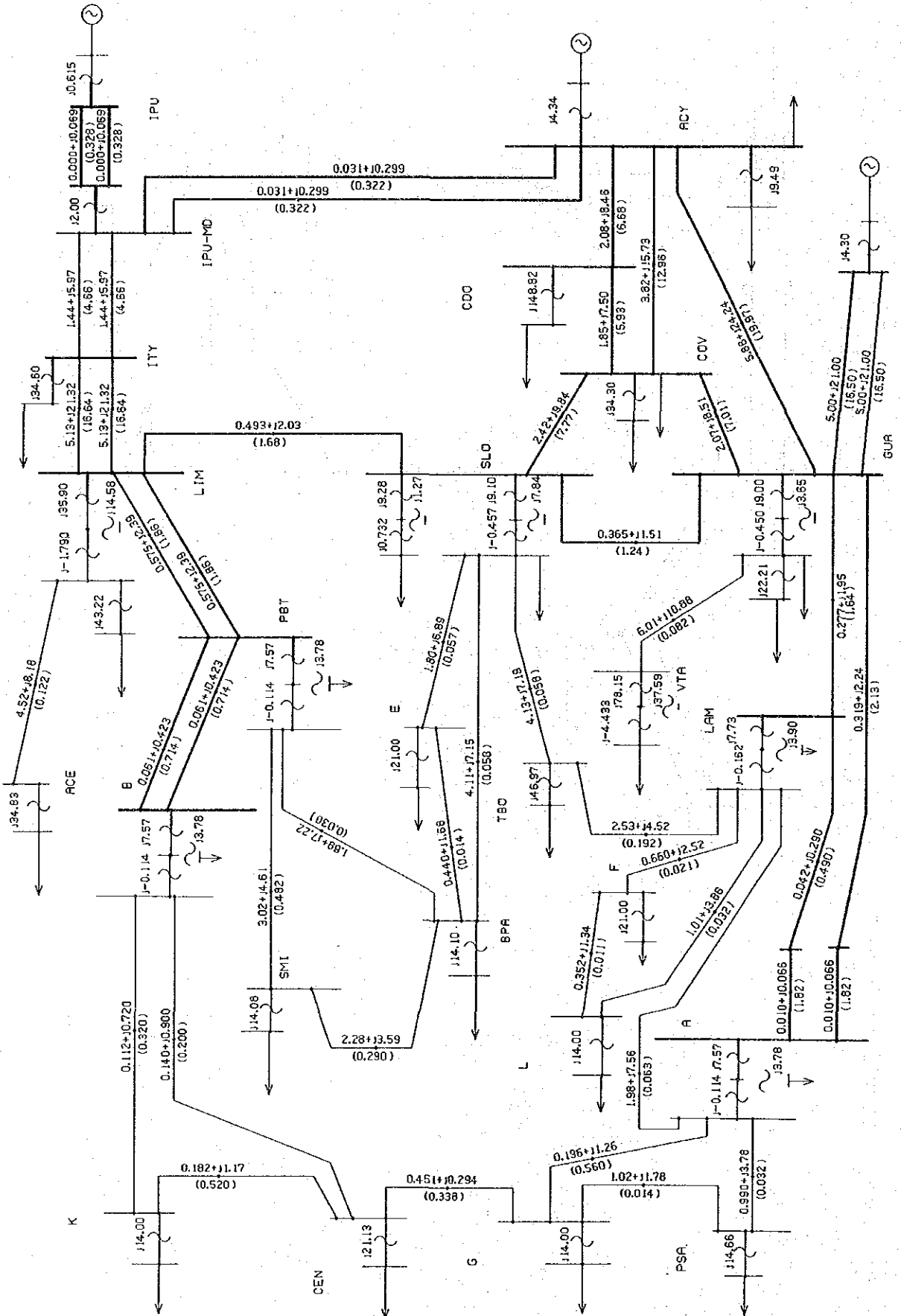


Fig. 6-16 Impedance Map in 2000

R+IX(Y/2) [% at 100 MVA Base]

PARAGUAY IMPEDANCE MAP (2000)



6-2-3 供給信頼度

現在系統では2～3年後に平常時系統でも供給力不足となるおそれがある。

将来(2000年)系統では想定される需要に対して、十分な供給力が用意されている。また、殆ど全ての変電所が異ルート2回線以上の送電線により供給されているので送電線1回線事故による供給支障はないと考えられる。

しかし、変圧器事故では23kV側の系統切替えや負荷抑制が必要となる場合がある。特に変圧器1バンク又は2バンク使用の変電所ではこのことを念頭に入れる必要がある。

また供給信頼度を高めるために電力系統の増強および負荷の動向に対応して変電所間の負荷配分を適正にし、特定の変電所が重負荷にならないように配慮する必要がある。

6-2-4 短絡容量

- (1) 3相短絡電流の計算結果を Table 6-1 に示す。1990年系統では電源として Itaipu 発電所の2ユニット、Acaray 発電所の3ユニットが接続されているものとした。

また2000年系統では Itaipu 発電所の3ユニット、Acaray 発電所の4ユニット、さらに Itaipu 発電所または Yacyreta 発電所の2ユニットが接続されるものとした。

いずれのケースにおいても発電機のインピーダンスには初期過渡リアクタンス X_d'' を使用している。

- (2) 1990年系統では3相短絡電流が既設遮断器の遮断電流を超える変電所はない。

しかし、2000年系統では San Lorenzo 変電所および Lambare 変電所における23kV母線の3相短絡電流は14～15kAとなり、既設遮断器の遮断電流12.5kAを超過する。したがって、2000年までには容量不足となる23kV遮断器の取替え、あるいは何らかの限流対策が必要である。

その時期は東部電源地帯から首都圏までの220kV主幹系統の増強対策と関わってくるが、1997年ごろには実施する必要があるだろう。

Table 6-1 3-Phase Short Circuit Current in the Project Area
in 1990 and 2000

Substation	Nominal Voltage (KV)	Short Circuit Current (A)	
		1990	2000
L I M	220 66 23	1980 1796 2584	3484 2063 2783
S L O	220 66 23	2112 4664 7450	3786 7423 14234
G U A	220 66 23	2146 1839 2585	4035 3722 5492
L A M	220 66 23	2014 4555 10878	3520 6694 14768
P B T	220 66 23	1745 4263 8995	3162 6745 14995
A	220 66 23	—	3513 7347 16002
B	220 66 23	—	3106 7272 15894
B P A	66 23	4127 5631	6700 8822
T B O	66 23	4186 3595	6320 4046
C E N	66 23	4367 5820	7272 7298
P S A	66 23	4094 5354	6703 8644
S M I	66 23	4381 5814	6081 8414
A C E	66 23	1528 2559	1718 2756
V T A	66 23	1483 1717	2493 2240
K	66 23	—	7089 9088
E	66 23	—	6413 6976
G	66 23	—	7278 9206
L	66 23	—	5810 8209
F	66 23	—	5909 6731

Note 1. No. of connected generators:

In 1990: Itaipu 2, Acaray 3
In 2000: Itaipu 3, Acaray 4, New 2

2. Generator Impedance: X_d'

