

4.5 電力需要の現状

4.5.1 電力需要一般

1994年の国内電力消費量は 4,204GWhでその内訳は次の通りであった。

家庭用	1,915 GWh	(45.6 %)
一般 (商業及びサービス)	888 GWh	(21.1 %)
工業	1,284 GWh	(30.5 %)
街路照明他	117 GWh	(2.8 %)
計	4,204 GWh	(100.0 %)

Costa Ricaの電力市場は堅調に伸びており、1985年から1994年にかけての電力消費の伸びは年平均 5.8%とかなり高い伸び率であった。

そのセクター別の電力消費の実績を Table 4-4 に示す。尚、同国の電化率は1994年において92.7%と中米においては高い数値となっている。1985年からの電化率の変化は次表の通りとなっている。

(%)

年	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
電化率	83.48	84.80	86.00	87.20	88.41	89.97	91.24	92.40	92.53	92.70

4.5.2 電力需要の日間変動および季節変動

(1) 電力需要の日間変動

Fig. 4-3 に1994年の需要最大日の日負荷曲線を示す。この日の需要ピークは18時の 858MWで、最低負荷は深夜の 330MWであった。

負荷は朝3時半頃より立上がり6時に急に大きくなり11時頃に午前中のピークとなる。その後昼食のため約150MW程度需要が下がり16時半頃より再び立ち上がり18時に最大ピークとなっている。

このピークは約1時間程で徐々に低下し、夜の11時頃には前日の深夜負荷まで低下している。

この傾向は ウィークデイにおいてはほとんど同じである。これよりCosta Ricaの日負荷は大略次のことが言える。

- i) 最大ピーク発生時刻は18～19時頃で負荷は他の時間帯に比べて非常に大きい。
- ii) 深夜の最低負荷は午前2～3時頃で、最大ピークの約40%程度である。
- iii) 午後の昼間帯は比較的負荷変化は無く最大ピークの約75%である。
- iv) ピーク継続時間は約3～4時間程度である。
- v) ロード・カーブの形状は過去10年間ほとんど変化は無く今後も同様な負荷配分で継続するものと思われる。(ピーク負荷に大きく影響を与えるエアコンの需要は、需要の最大消費地であるSan Jose地区は約1,000mの高地にあり、気温はそれほど高くなく、夜になれば涼しく過ごしやすい気候で、エアコンの必要性があまり無い。)
- vi) 負荷形状を見ると、昼間の電力使用量より夜間の電力使用量が多いことから、一般電力需要(一般家庭用、商業用)が大きなウェイトを占めていると思われる。

(2) 電力需要の季節変動

Fig. 4-4 に1987～1993年間のSan Isidro変電所での月間の最大負荷変動カーブを示す。このロード・カーブから次のことが言える。

- i) 年間の最大ピークは通常11～12月頃に発生している。
- ii) 6～8月頃が通常最低のピークとなっている。
- iii) 最大電力は年々増加の傾向が明らかである。

4.6 電気料金

Costa Ricaにおける電気料金は0～3,000kWh/月、3,001～20,000kWh/月、20,000～kWh/月と使用目的（家庭用、一般、工業用、商業用、その他）毎にきめ細かに電気料金が決められている。

基本的には各カテゴリー毎に基本料金と従電料金の組み合わせとなっている。電気料金の改訂にはICEが案を作成し、政府へ申請をし政府の承認が必要である。

1995年2月におけるICEおよび配電会社の平均電気料金は次の通りとなっている。

家庭用	12.00	¢/kWh
一般	19.20	¢/kWh
工業大	14.80	¢/kWh
小	17.20	¢/kWh
工事用	27.50	¢/kWh
公共	4.60	¢/kWh

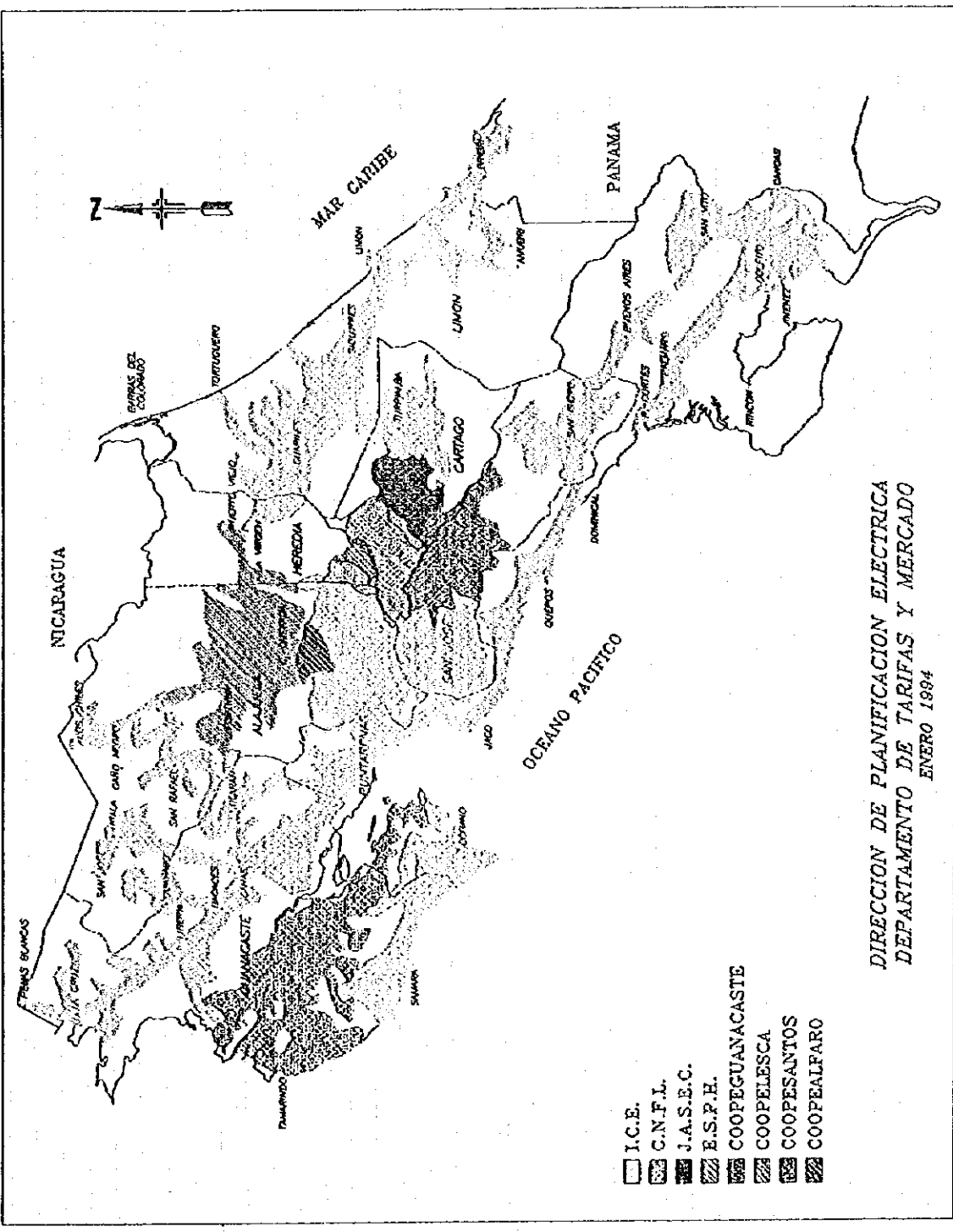
4.7 ICEの開発計画

ICEは将来の需要は今後も年率5～6%台で継続して伸びて行くものと想定している。（詳細は第5章「電力需要想定および電力供給計画」の中で述べる。）

ICEの想定によると2000年には最大ピークは1994年の1.5倍の1,241MWに、2010年には同2.4倍の2,031MWになると想定している。この想定される電力需要に対応するためICEは電源の開発計画、送電線・変電所の拡充計画を独自に作成している。特にICEは電源の開発に当たっては唯一の国内の天然資源である水力発電所の開発を最優先に考えている。

Table 4-3, Table 5-4 にICE作成の電源・送電線の拡充計画を示す。

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
 AREAS SERVIDAS POR CADA EMPRESA DISTRIBUIDORA



DIRECCION DE PLANIFICACION ELECTRICA
 DEPARTAMENTO DE TARIFAS Y MERCADO
 ENERO 1984

Fig. 4-1 Service Area Map

NOMENCLATURA (SUBESTACIONES)

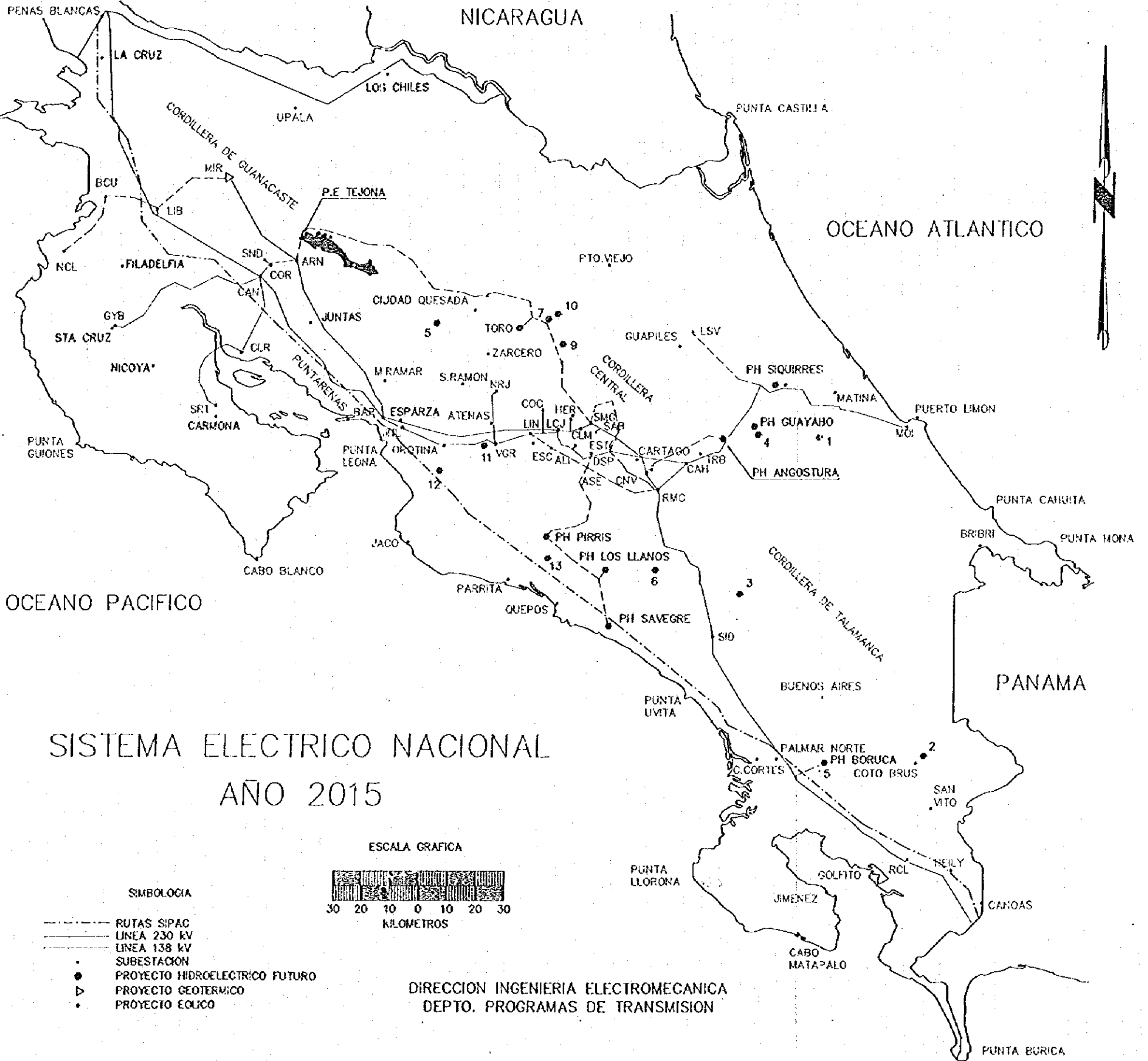
ALT	ALAJUELITA
ARN	ARENAL
BAR	BARRANCA
CAH	CACHI
CAN	CANAS
CLM	COLIMA
COS	CIUDAD QUESADA
CLR	COLORADO
CNV	CONCAVAS
COR	COROBICI
DSP	DESAMPARADOS
COC	EL COCO
ESC	ESCAZU
EST	EL ESTE
GYB	GUAYABAL
HER	HEREDIA
JNL	JUANILAMA
LCJ	LA CAJA
LIB	LIBERIA
LSV	LEESVILLE
MIR	MIRAVALLS
MOI	MOIN
NRJ	NARANJO
RCL	RIO CLARO
RMC	RIO MACHO
SAB	SABANILLA
SIO	SAN ISIDRO
SIJG	SAN MIGUEL
SND	SANDILLAL
SRT	SANTA RITA
SQR	SQUIRRES
TOR	TORO
TRB	TURRIALBA
VGR	VENTANAS GARITA

PROYECTOS FUTUROS

	CAPACIDAD (MW)
1	AYL 195
2	CEIBO 98
3	CHMIROL 58
4	PACUARE 225
5	SAN LORENZO 57
6	BRUJO 1 100
7	LAGUNA HULE 90
8	LOS LLANOS 98
9	SAN FERNANDO 66
10	VOLCAN 44
11	PURIRES 165
12	TURRUBARES 100
13	PARRITA 80
14	SAVEGRE 57
15	BORUCA 1520

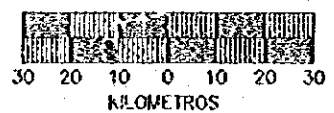
PROYECTOS AL AÑO 2010

	CAPACIDAD (MW) 1992	CAPACIDAD (MW) 2010
ARENAL	157	157
COROBICI	174	174
BARRANCA	42	42
VENTANAS-GARITA	120	120
COLIMA	20	20
RIO MACHO	120	120
CACHI	100	100
MOIN	32	108
MIRAVALLS	165	165
SANDILLAL	32	32
TORO		90
GUAYABO		245
SQUIRRES		412
ANGOSTURA		177
PIRRIS		120
TEJONA		20



SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
AÑO 2015

ESCALA GRAFICA



SIMBOLOGIA

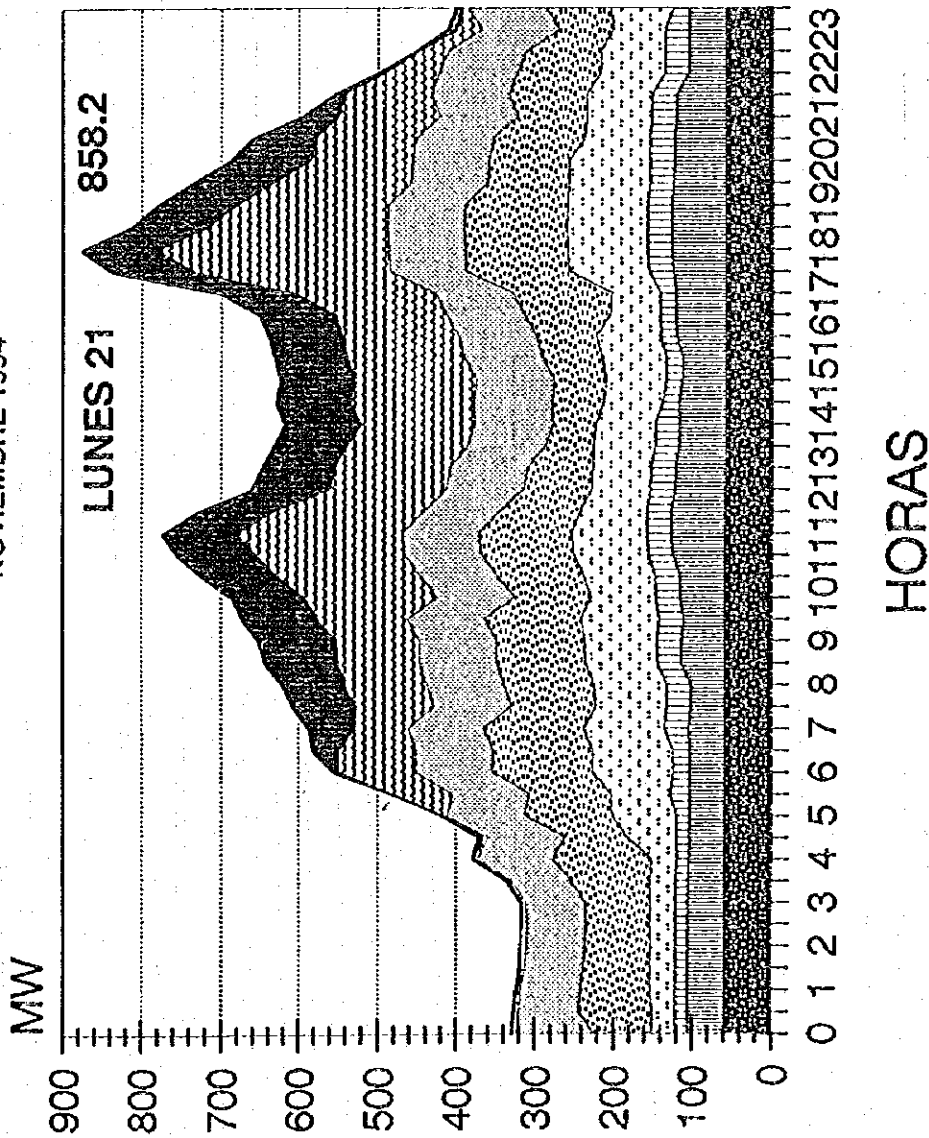
- RUTAS SIPAC
- LINEA 230 KV
- LINEA 138 KV
- SUBESTACION
- PROYECTO HIDROELECTRICO FUTURO
- ▷ PROYECTO GEOTERMICO
- PROYECTO EOLICO

DIRECCION INGENIERIA ELECTROMECHANICA
DEPTO. PROGRAMAS DE TRANSMISION

Fig. 4-2 Electric Power System in Costa Rica (2015)

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

DEMANDA MAXIMA MENSUAL
NOVIEMBRE 1994



- ▨ INTERCAMBIO
- ▨ TERMICO
- ▨ ARCOSEA
- ▨ CACHI
- ▨ R.MACHO
- ▨ VENTANAS
- ▨ GARITA
- ▨ MENORES
- ▨ GEOTERMICO

FILOS AGUA:	8 382 MWH
ARCOSEA:	2 526 MWH
TERMICO:	1 348 MWH
GEOTREM.:	1 440 MWH
INTERCAM.:	-124 MWH
CONSUMO:	13 572 MWH
Factor Carga:	65.89 %

Fuente: Ofna. Centro de Información
Subdirección Control de Energía

Fig. 4-3 Daily Load Curve

DEMANDA POT MAX MENSUAL Y PROM ANUAL.
S.R. SAN SIDRO 1987 - 1993

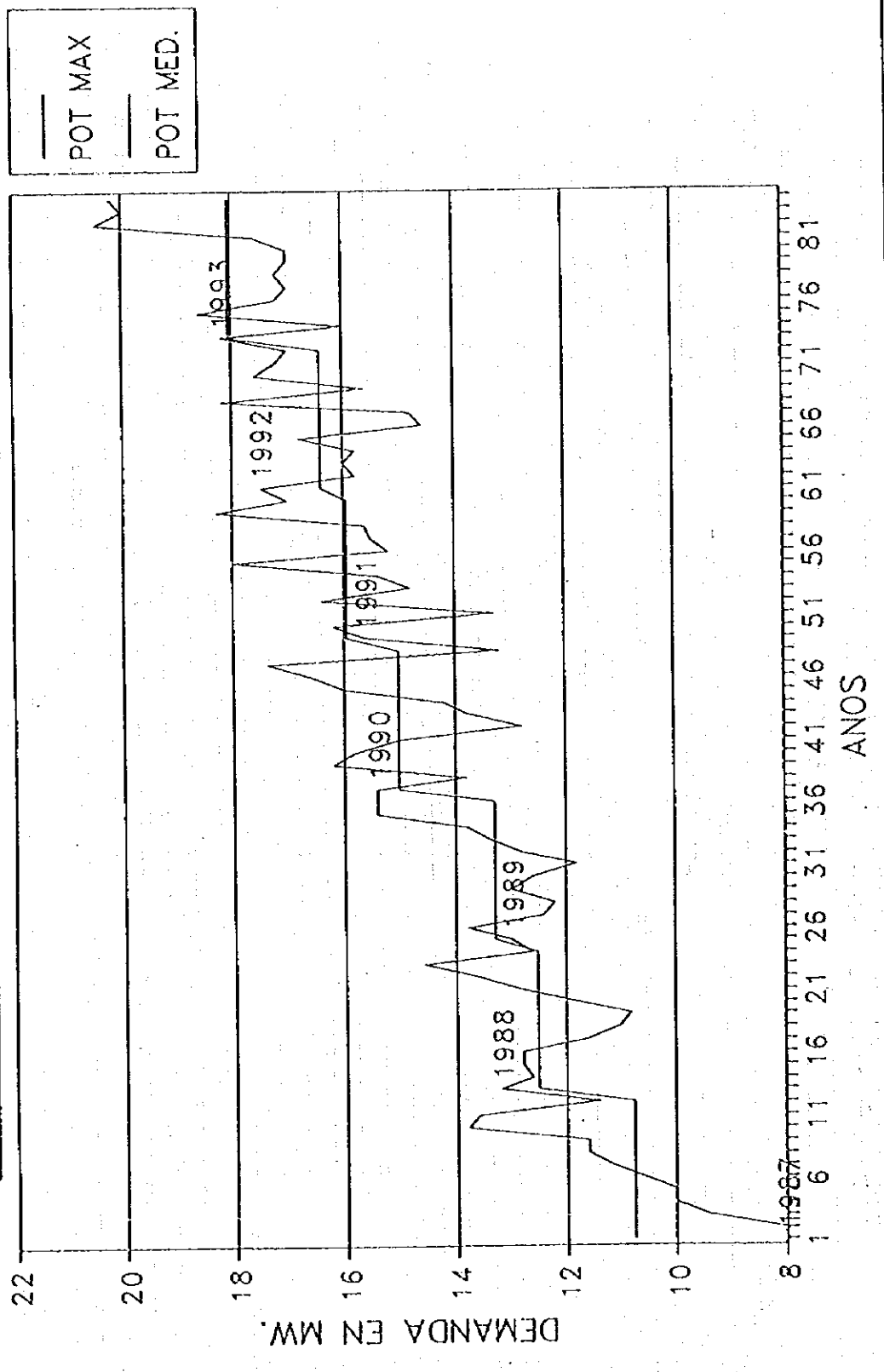


Fig. 4-4 Monthly Load Curve

Table 4-1 Installed Generating Capacity

As of end of 1994

	Plant Name	Type	No. of Machine	Capacity (MW)		Generation Engery (MWh)		Commission Year
				Installed	Dependable Available	Average	Firm	
ICE	La Garita	F	2	30	20	162	162	1958
	Rio Macho	P	5	120	90	501	396	1963
	Cachi	F	3	100	90	596	565	1966
	Arenal	F	3	156	156	601	601	1979
	Corobici	F	3	174	174	672	672	1982
	Ventanas Garita	F	2	100	70	434	361	1987
	Sandillal	K	2	32	32	124	124	1993
	Plantas Menores	-	6	74	37	261	180	--
	Generacion Privada	-	-	12	6	68	20	--
		Sub Total			798	675	3,419	3,081
ICE	Colima	D	6	19.5	14.0	136.6	136.6	1956
	San Antonio	V-G	4	48.1	40.0	170.1	170.1	1954
	Barranca	Gas	2	41.6	30.0	109.3	109.3	1974
	Moin	D Gas	7	140.3	125.0	508.0	508.0	1977
	Pto. Jimenez	D	4	1.3	1.2	9.1	9.1	--
	Miravalles	Ge.	1	55	52.3	433.6	433.6	1994
		Sub Total			305.5	262.5	1,366.7	1,366.7
Another Company	ESPH	-	5	2.3	1.2	--	7.3	--
	JASEC	-	4	22.7	11.3	--	69.3	--
	CNFL	-	19	37.5	18.7	--	114.7	--
	Mata Moros	-	7	3.3	1.6	--	9.8	--
		Sub Total			65.8	32.8	--	201.1
Co. Gene.	Varias	T	1	4	2		12.2	
	Varias	M	4	4.5	2.3		19.7	
		Sub Total			8.5	4.3		31.9
	Total			1,177.8	974.6		4,680.7	

- P : Pelton
- F : Francis
- D : Diesel
- V-G : Vapor Gas
- Gas : Gas Turbine
- D Gas : Diesel Gas
- Ge : Geo Thermal
- T : Thermal
- M :

Table 4-2 Major Transmission Lines in Operation

As of end of 1994

	Voltage	Location (From ~ To)	Length (km)	Conductor
Existent	230 kV	Peñas Blancas (Frontera Nicaragua) ~ Liberia	77.0	DRA
		Liberia ~ Canas	42.0	DRA
		Sandillal ~ Corobici	3.0	DRA
		Miravalles ~ Arenal	42.0	DRA
		Arenal ~ Corobici	11.0	DRA
		Corobici ~ Canas	7.0	DRA
		Canas ~ Barranca	70.0	GRO
		Arenal ~ Barranca (2 cct)	68.0	CON
		Arenal ~ Ciudad Quesada	83.0	2 x GRO
		Ciudad Quesada ~ Toro	30.0	2 x GRO
		Toro ~ San Miguel	50.0	2 x GRO
		Barranca ~ La Caja (2 cct)	62.0	DRA
		Río Macho ~ San Isidro	65.0	DRA
		San Isidro ~ Río Claro	110.0	DRA
		Río Claro ~ Progreso (Panama)	30.0	DRA
		Total	880.0	
	138 kV	Guayabal ~ Canas	58.2	ORI
		Canas ~ Colorado	25.0	LIN
		Canas ~ Santa Rita	32.0	CAN
		Canas ~ Cempa	1.2	LIN
		Barranca ~ Ventanas Garita	34.4	LIN
		Ventanas Garita ~ Naranjo	17.3	ORI
		Naranjo ~ Daniel Guetierrez	25.0	GRO
		Ventanas Garita ~ El Coco	19.2	GRO
		El Coco ~ La Caja	15.9	GRO
		Ventana Garita ~ La Caja	21.8	GRO
		La Caja ~ Heredia	7.9	GRO
		Heredia ~ Colima	7.1	GRO
		La Caja ~ Colima	8.5	GRO
		Colima ~ San Miguel	10.0	GRO
		San Miguel ~ SBN	6.0	GRO
		SBN ~ Cachi	19.2	GRO
		Colima ~ El Este	8.5	GRO
La Caja ~ El Este		18.5	GRO	
El Este ~ Cachi		29.0	GRO	
La Caja ~ Escazu		3.0	GRO	
Escazu ~ Desamparados		17.0	GRO	
Desamparados ~ El Este		10.4	GRO	
La Caja ~ Alajuelita		11.6	GRO	
Alajuelita ~ El Este		19.1	GRO	
El Este ~ Concavas		16.4	GRO	
Concavas ~ Río Macho		9.1	GRO	
El Este ~ Río Macho		25.5	GRO	
Río Macho ~ Cachi (2 cct)		14.6	DRA	
Cachi ~ PIS	19.2	GRO		
Leesville ~ PIS	33.0	GRO		
PIS ~ Siquirres	20.0	GRO		
Siquirres ~ Moin (2 cct)	41.5	LIN		
Cachi ~ Siquires	42.7	GRO		
	Total	703.9		

Table 4-3 Major Transmission Lines in Planning by ICE

As of end of 1994

	Voltage	Location (From ~ To)	Length (km)	Conductor
Future	500 kV	Ticuantepe (Nicaragua) ~ San Rafael	353.9	
		San Rafael ~ Boruca	119.8	
		Boruca ~ Veladero (Panama)	231.5	
		Total	705.2	
	230 kV	Liberia ~ Bahia Culebra	23.0	GRO
		Bahia Culebra ~ Nuevo Colon	25.0	GRO
		Nuevo Colon ~ Guayabal	20.0	GRO
		Liberia ~ Miravalles	33.0	DRA
		Canas ~ LIND	112.0	CAR
		La Caja ~ Val	14.0	CAR
		Val ~ San Miguel	11.0	CAR
		La Caja ~ LIND (2 cct)	5.5	
		LIND ~ Aserri (2 cct)	18.0	
		Aserri ~ Pirris (2 cct)	33.3	
		Pirris ~ San Rafael	10.8	
		Los Llanos ~ San Rafael	20.0	
		Savegre ~ Los Llanos	19.0	
		Aserri ~ El Este	14.0	
		Aserri ~ Rio Macho	27.0	
		San Miguel ~ Siquirres	80.0	2 x 795
		San Miguel ~ El Este	15.0	
		El Este ~ Gua (2 cct)	58.0	2 x 795
		El Este ~ Rio Macho	26.1	
Gua ~ Siquirres	24.0	2 x 795		
Siquirres ~ Moin	40.0	2 x 795		
	Total	743.5		
138 kV	Con Cavas ~ Angostula	33.0	CAR	
	San Pedro de Poas ~ Coco			
	Guayabal ~ Santa Rita	26.0		
	Naranjo ~ San Pedro de Poas			
	Total	59.0+2		

Table 4-4 Transitions of Electric Energy Consumption

: GWh

Year	Energy Consumption (GWh) and Number of User																	
	Residential			General			Industrial			Street Lighting			Construction			Total		
	User	Rate %	Coms.	Rate %	Coms.	User	Rate %	Coms.	Rate %	Coms.	User	Rate %	Coms.	Rate %	Coms.	User	Rate %	Coms.
1985	420896	5.1	1123	7.1	54774	7.5	576	8.3	4605	7.4	675	0.2	81	3.0	17	131.2	2472	5.7
1986	448558	6.6	1242	10.6	58758	7.2	609	5.7	5127	7.4	758	0.2	82	0.9	26	53.6	2696	9.1
1987	481869	7.4	1359	9.4	61640	4.9	656	7.8	6185	11.3	793	9.3	86	5.2	11	-56.9	2905	7.7
1988	518855	7.7	1406	3.5	65818	6.8	677	3.1	7144	20.6	789	7.5	92	6.8	4	-60.4	2969	2.2
1989	552193	6.4	1458	3.7	68907	4.7	704	4.0	7583	15.5	869	-0.4	89	-2.9	4	-19.1	3125	5.3
1990	589635	6.8	1580	8.4	71535	3.8	730	3.6	8325	6.1	921	10.1	91	1.8	3	-26.8	3325	6.4
1991	622209	5.5	1614	2.1	74239	3.8	726	-0.5	9032	9.8	969	6.0	100	9.7	2	-16.6	3411	2.6
1992	655270	5.3	1682	4.2	77817	4.8	781	7.6	9674	8.5	1028	11.6	103	3.4	5	107.1	3599	5.5
1993	685139	4.6	1792	6.5	80589	3.6	813	4.1	10155	7.1	1173	21.1	108	4.5	4	-2.9	3890	8.1
1994	716885	4.6	1915	6.9	86266	7.0	888	9.2	10571	4.3	1284	9.5	114	5.5	3	-25.0	4204	8.1

第5章 電力需要想定および電力供給計画

第5章 電力需要想定および電力供給計画

目次

	頁
5.1 電力需要想定	5-1
5.1.1 ICEの需要想定	5-1
5.1.2 調査団の需要想定	5-2
5.1.3 需要想定結果の比較	5-3
5.2 電力供給計画	5-4
5.2.1 将来の負荷パターンの予測	5-4
5.2.2 供給計画	5-5
5.2.3 電源開発計画	5-5
5.3 最適電力開発計画	5-7

List of Figures

- Fig. 5-1 Demand Pass Chart
- Fig. 5-2 GDP/Capita and its Growth Rate
- Fig. 5-3 Peak Power Forecast by ICE 1995 ~ 2015
- Fig. 5-4 Demand Forecast by ICE 1995 ~ 2015
- Fig. 5-5 Daily Load Curve (Peak day in 2004)
- Fig. 5-6 Load Duration Curve (Peak day in 2004)
- Fig. 5-7 Power (kW) Balance of Demand and Supply
- Fig. 5-8 Energy (kWh) Balance of Demand and Supply
- Fig. 5-9 Electric Power Development Schedule by Demand Supply Program

List of Tables

- Table 5-1 Basic Data for Demand Forecast
- Table 5-2 Demand Forecast by ICE 1995 ~ 2015
- Table 5-3 Demand Forecast by Macroscopic Method
- Table 5-4 Construction Schedule by ICE 1995 ~ 2015
- Table 5-5 Decommissioning Plan by ICE
- Table 5-6 Power (kW) Balance of Demand and Supply
- Table 5-7 Energy (kWh) Balance of Demand and Supply
- Table 5-8 Electric Power Development Schedule

第5章 電力需要想定および電力供給計画

5.1 電力需要想定

コスタリカの電力需要は第4章でも述べている様に、1985年から1994年にかけては年平均5.8%とかなり高い伸び率であった。

電力需要と経済成長との関係を調べてみると、電力需要はGDPの伸びに添った推移を示している。

Table 5-1 に1980年から1994年までの Costa Rica におけるGDPと電力需要及び人口の伸びの実績を示す。

コスタリカの経済は1981年、1982年は前年に比較してマイナス成長となっているが、それ以後プラスに転じ、4.5～5%台で成長を継続して来ている。今後もこの程度の成長率で継続して伸びていくものと考えられる。

5.1.1 ICEの需要想定

ICEは将来の需要増に対応して電源開発計画を作成するため独自で需要想定を行っている。

ICEの需要想定はセクター別（住宅、工業、一般）に契約者数および契約者の電力使用実績より需要を予測する方法で、1995～2015年間の需要想定を作成している。

ICEは需要想定を作成にあたり、想定増加率の高・中・低の3シナリオについて検討している。

ICEの公式の需要想定としてはシナリオの“中”（ベースと呼んでいる。）を採用している。

ICEが作成した需要想定結果を Table 5-2 に示す。この想定結果によると、1995～2000年間はGWhおよびMWとも6.6%台で増加するものとし、2000～2015年間はこの増加率が少し低下するものと考え、5.3～5.7%で推移すると考えられている。即ち、1994年の需要 4,723GWh、858MWが2000年には1.5倍の 6,813GWh、1,241MWに、2010年には2.4倍の 11,153GWh、2,031MWに、2015年には3.0倍の 13,866GWh、2,526MWになると予想している。

5.1.2 調査団の需要想定

(1) 需要想定方法

本調査団としては、調査期間が短期間であることより詳細な資料収集、確認調査が難しいこと等よりマクロ的に需要想定を実施するものとした。

ここで採用するマクロ手法は1人当りの電力消費と経済成長率との相関性に注目してマクロ的に電力需要を行う方法で、「Method of Long Range Demand Forecast of Energy for Developing Countries from World-Wide Stand Point, BPDC Sep. 1985」によった。

この方法は全世界の平均的な電力の需要経路図 Fig. 5-1 及び1人当りのGDPとその伸び率の図 Fig. 5-2 を基に当該国のこれまでの実績を図中にプロットして行く。

通常、途上国の場合、低い方から徐々に世界の平均的成長曲線へ近づく。次にこれらの実績値を延長して平均曲線と交わる点(年)を基準に、それ以後はこの平均的成長曲線上に添って成長して行くのが長期的、かつ世界的視野から見た場合望ましい成長のあり方であるという考え方である。

国によってはこの世界の平均的伸びよりも大きめの成長(High Case)をするケースが考えられるが、長期的にみた場合、この平均線に近づくものとして考えた。

(2) 算定条件

(a) 想定期間：21年間(1995～2015年)

Los Llanos発電所の運開はICEの長期電源開発計画で2005年に予定されているが、余裕をみて1995～2015年までの21年間とした。

(b) 基準年：1993年

過去25年間(1970～1994年)の実績から考えて Fig. 5-1 の世界平均の成長曲線へ到着すると見込まれる1993年を長期予測の基準年とした。

(c) 1人当りのGDP：2,060 US\$/cap.

ICEから収集したCosta Rica中央銀行のGDP資料及びOECD Annual Reportをクロスチェックし推定した。

但し、価格は1980年のCosta Rica通貨コロンと米ドル換算レート及びエスカレーションを考慮して算出した。

この結果、1人当りのGDPを2,060 US\$/cap (1993年)とした。人口1人当りのGDPの伸び率は、1985～1994年間は約2%となっている。この伸び率は世界的平均値約5%に対し低い値となっている。しかし、将来は現状より上向くものと考えられるので実績と世界的平均値の間とし基準年の伸び率を3.5%と仮定した。

(d) 人口：3,199千人 (1993年)

ICE資料 (Población y PIB (1980～2015)) によった。

1995～2015年間についてもICEの Table 5-2 に示す資料の数値を採用した。

(e) 1人当りの電力量：1,370kWh (1993年)

基準年1993年の電力需要の実績値である4,382GWhをその年の人口3,199千人で除した値1,370kWhとした。

(f) 年負荷率

1980～1994の実績を見てみると58.67～61.9%の間にあり、60%を基準に上下している。このため、将来エアコン等のピーク負荷が増えて尖頭化しても現状より下がることはなく将来も同様に推移するものと考え、年負荷率を60%とした。

本手法によるマクロの需要想定結果を Table 5-3 と Fig.5-4 に示す。

5.1.3 需要想定結果の比較

ICE作成の想定値 (Base) に比べて全体的に大差のない値となった。

Los Llanos発電所運開予定の2005年近辺に於いても、ほとんど差がなく両想定は比較的一致していると言える。このため、需給バランス計画に於いてはICEの需要想定結果を採用することとした。

5.2 電力供給計画

電力需給バランスの検討にあたっては、一般に短期計画においては電力量を重点に供給計画が検討される。

他方、10年以上の長期計画の場合にはkWhよりkWを重点において検討されるのが普通である。

ICEの電力系統の特徴は水主火従の系統であり、全設備の68%が水力である。

このため河川の流量変化による水力供給力がICEの電力系統に与える影響が大きい。よって電力需給バランスの検討にあたっては水力のファーム出力を充分考慮して考えるものとする。

5.2.1 将来の負荷パターンの予測

将来の供給計画の検討にあたっては、電力需要の季節的及び時間的特徴を充分把握しておく必要がある。

このため、過去の需要実績を分析して将来の負荷パターンを予測した。

(1) ピーク発生月

Costa Ricaの電力需要のピークは11～12月が最大ピーク発生月となっている。

Costa Ricaの電力需要は夏期の冷房負荷よりも冬期の電灯負荷が支配的であるためと思われる。

最大電力需要に関係深いエアコンの普及率は上がって来ているが、電力消費地の中心であるSan Jose市は約1,000mの高地に位置しており、エアコンが無くても意外と過ごしやすい、このため夏期(6～8月)の冷房負荷が今後急に伸びるとは考えにくい。

この傾向は今後も暫くは変わらないものと思われる。

よって需要供給計画においては11月を年間最大ピーク発生月として考えることとした。

(2) 日負荷曲線

日負荷パターンは季節、曜日によっても異なるが、最大ピーク発生日はこの数年間においてはウィークデイに発生している。

又、ピーク日の負荷パターンはほぼ同じ形状をしている。このため、将来のkWピークバランスの検討にあたっては最大ピーク発生日の1994年11月21日（火）の日負荷パターン（第4章「電気事業の現状」の Fig. 4-3）をベースに考えるものとする。

この日の最大ピークは点灯時の18時頃で午前中にも11時頃にピークが現れている。ピーク継続時間は約3～4時間で、日負荷率は約66%である。

2004年における想定日負荷曲線を Fig. 5-5 に、日負荷持続曲線を Fig. 5-6 に示す。

5.2.2 供給計画

ICE作成の1995年から2015年までの電源開発計画を Table 5-4 に示す。

この開発計画はLOGOS (Logiciel du Gestion Optimal du System Electrique) という、最適電源開発プログラムを用いている。

ここで採用された信頼度目標の年間の電力不足日数は2日と想定されている。

この開発計画が予定通り進められた場合、発電設備はLos Llanosの運開予定2005年には1994年現在の1.75倍となり1,921MWに達する。今後2015年までの開発予定電源2,170MWのうち水力は1,600MWであり、水力の占める割合は73%となり、高いウェートを継続して占めている。水力は国内エネルギー資源として、電力需給に大きく貢献している。

5.2.3 電源開発計画

電源開発計画の検討にあたっては、基本的にICEの電源開発計画をベースに検討した。

(1) 検討条件

(a) kWバランス

ピーク発生月で、かつ比較的渇水期である11月の最大ピーク発生日について検討を行った。

(b) kWhバランス

年間総電力需要に対して検討した。

(c) 火力発電所

- 出力減少及び廃止 : ICEの廃止計画による。Table 5-5 にICEの火力発電所の廃止計画を示す。
- 事故 : kWバランスの検討において、最大ピーク発生日に最大ユニット1台が事故で停止すると仮定する。但し、事故はすぐ復旧するものとし、年間の発電エネルギー計画へは影響しないものとする。
- 年間利用率 : ガスタービン30%、ディーゼル80%、地熱90%とする。
- 補修計画 : ピーク月に補修は行わない。

(d) 水力発電所

- 廃止・事故 : 考慮しない。

i) 年間kWhバランス

平均出水年相当の電力量 (Average Energy) と最低保証電力量 (Firm Energy) の両方を考慮した。

ii) ピーク日のkWバランス

検討にあたっては、日負荷持続曲線に添ってピーク負荷からミドル、ベース負荷へ優先的に水力の供給力を配合し、ベースの不足分は火力機で賄うという考えを基本とした。水力のピーク供給力としては常時尖頭出力 (Dependable Peak Capacity) を考慮した。

iii) 電力輸入

kWピークバランスの検討においては、電力輸入は考慮しないが、kWhエネルギーバランスでは考慮する。

(2) 検討結果

需要が予想通り伸びるものと仮定するならば、kW及びkWhバランス上 Los Llanos 水力計画は不可欠である。然し、物理的な開発スケジュールから考えて、Los Llanos水力発電所の運開は早くて、2005年又はそれ以降と考えられる。このため、当水力発電所の開発が2005年以降にずれ込んだ場合、kW及びkWhバランス上非常にきびしくなる。この場合には適当な代替の発電設備が必要となる。

5.3 最適電力開発計画

1995年から2015年までの電力需要に対する最適電力開発計画について検討を行った。

検討結果、Los Llanosは2005年に運転開始すべきとの結果を得た。(Table 5-8 参照)。

この結果はICEがLOGOSを使用して検討した結果と一致した。

然し、2015年までの長期開発計画においては、ICEの開発計画では2007年以降kWhでのバランスがくずれることとなる。これは全体に占める水力の割合が高いこと、又、ICEのプログラムで採用しているデータ処理および計算手法の差によるものと思われる。

過去に経験したと同様な渇水に見舞われた場合には、水力の発電量が相当低下する。この分を火力で補おうとしても不足が考えられる。一方、隣国からの電力融通も期待出来るが、この量についても限りがある。

このため、ICEの開発計画を若干変更し、2007年に64MWのベース火力を追加した。

これ以外はICEの開発計画と同じ結果となった。

2015年までの長期開発計画の中でも、Los Llanos水力発電所は需要供給バランス上、必要不可欠であり、その実現が強く望まれる。

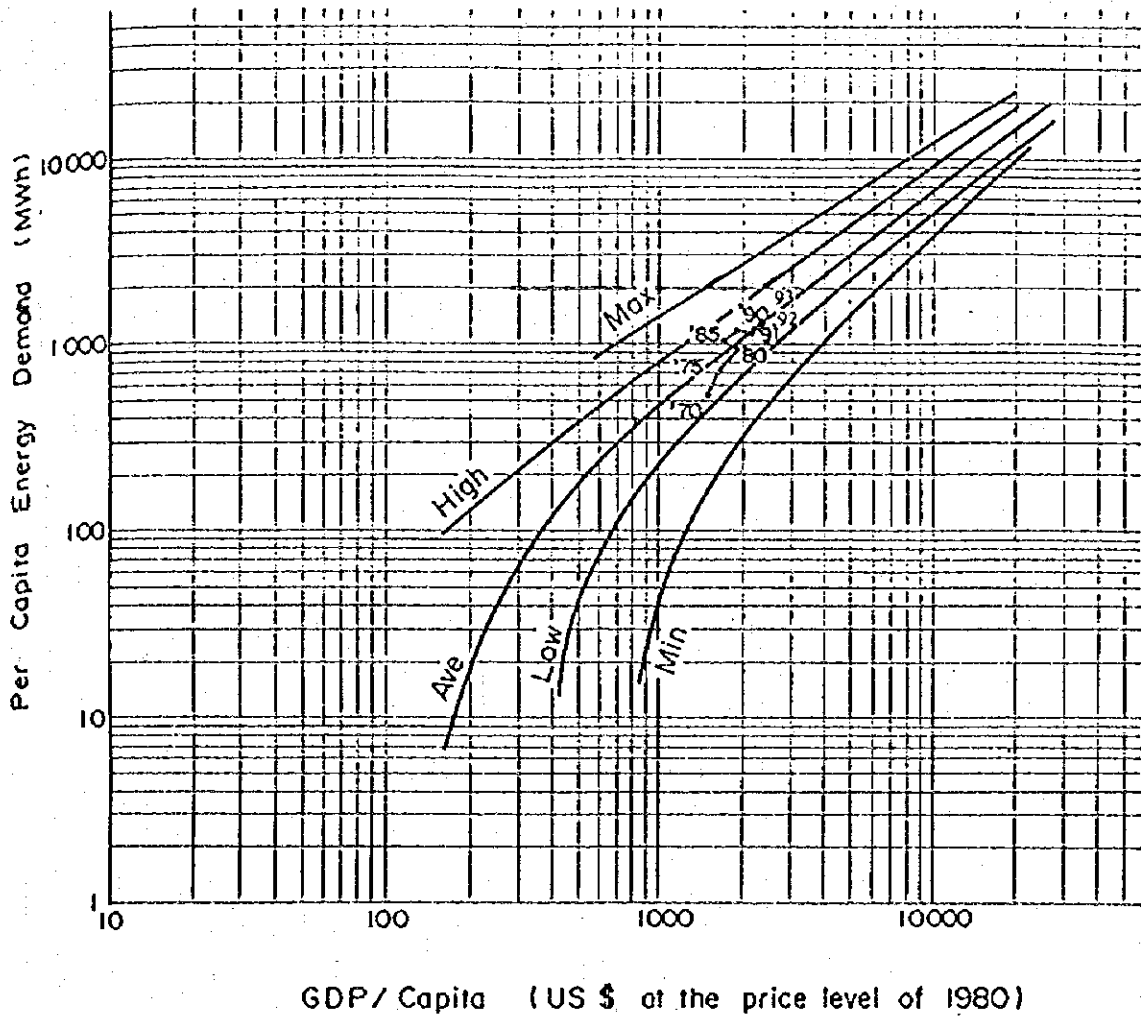


Fig. 5-1 Demand Pass Chart

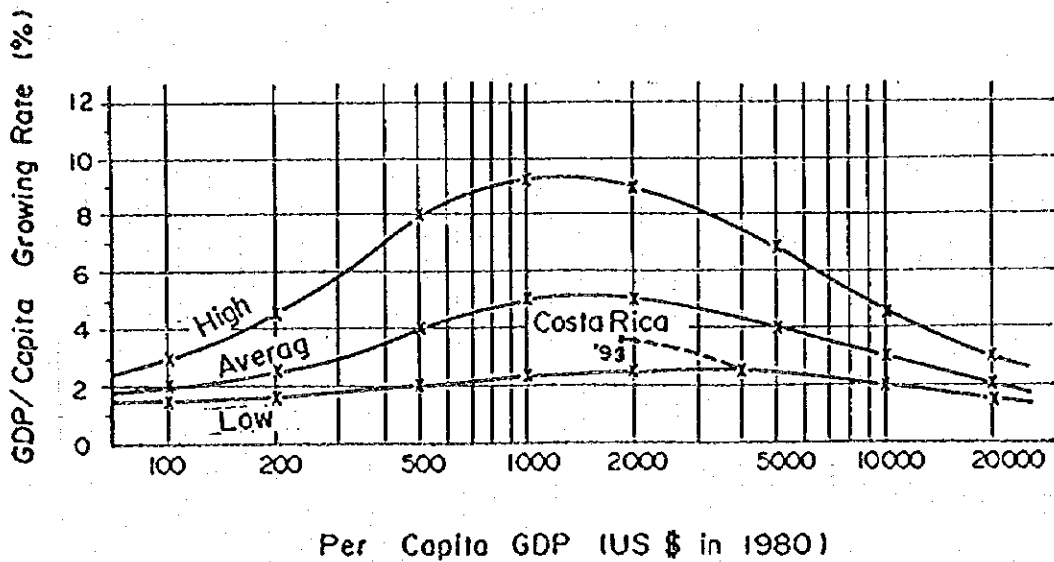


Fig. 5-2 GDP/Capita and its Growth Rate

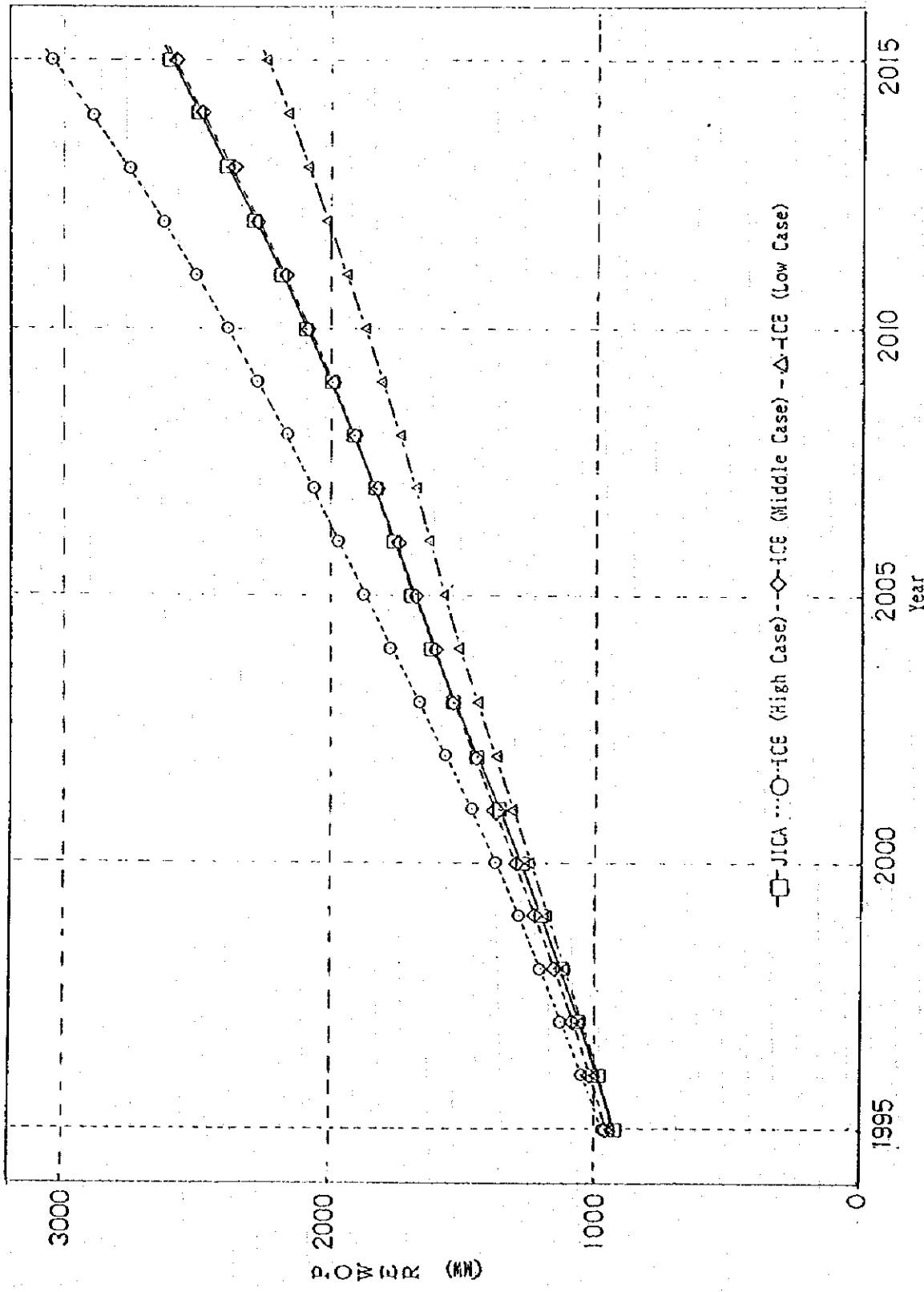


Fig. 5-3 Peak Power Forecast by ICE 1995 ~ 2015

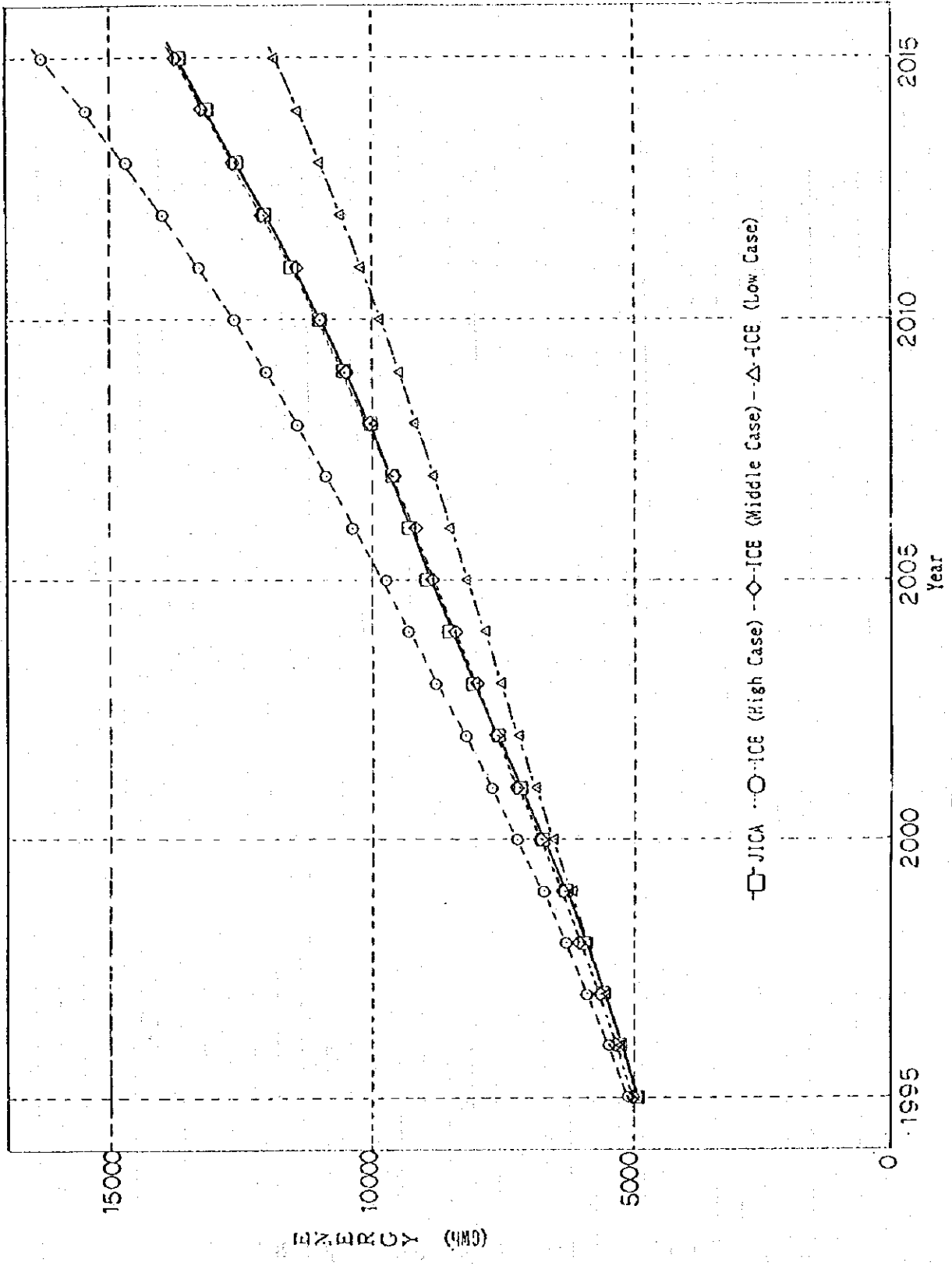


Fig. 5-4 Demand Forecast by ICE 1995 ~ 2015

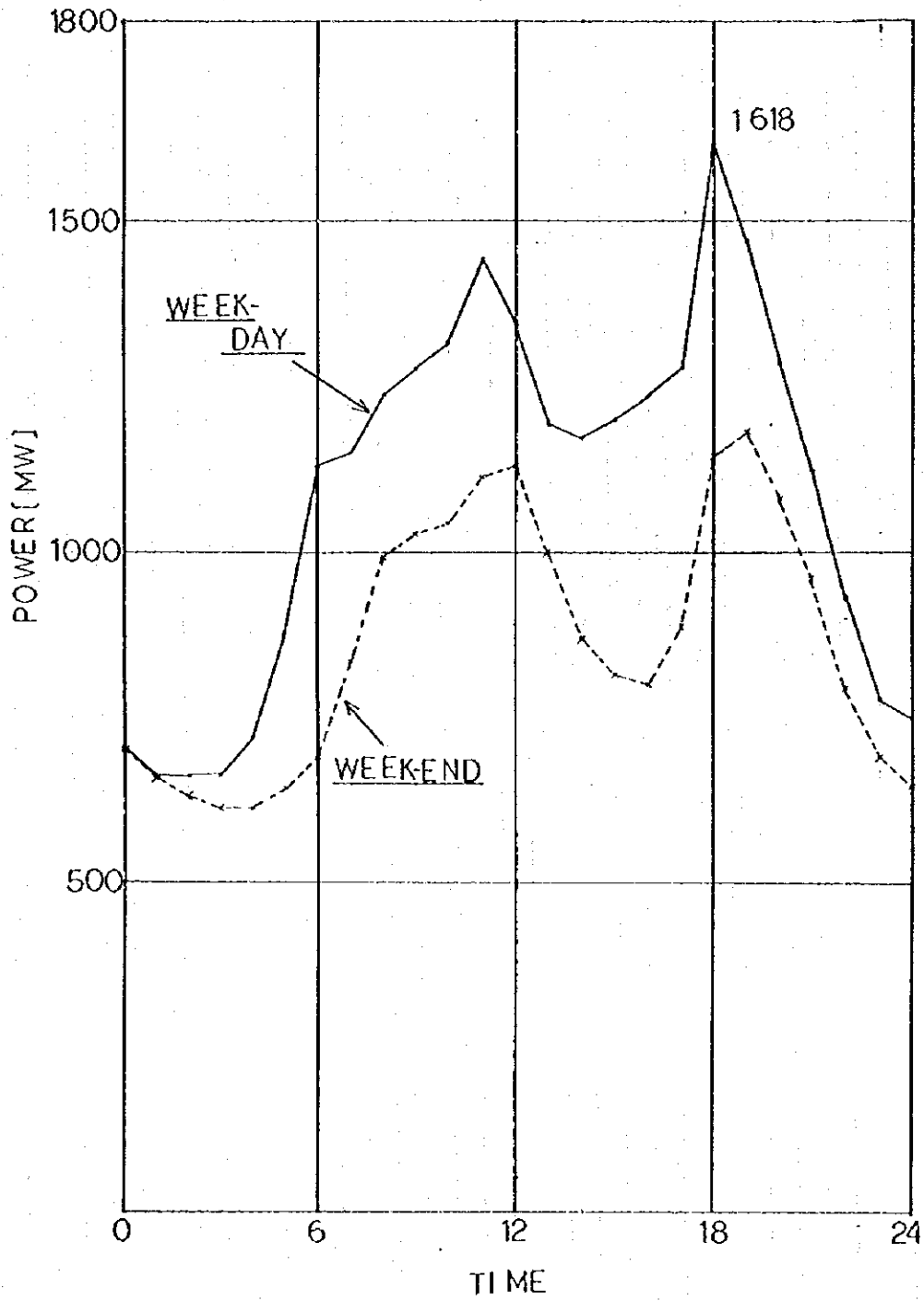


Fig. 5-5 Daily Load Curve (Peak day in 2004)

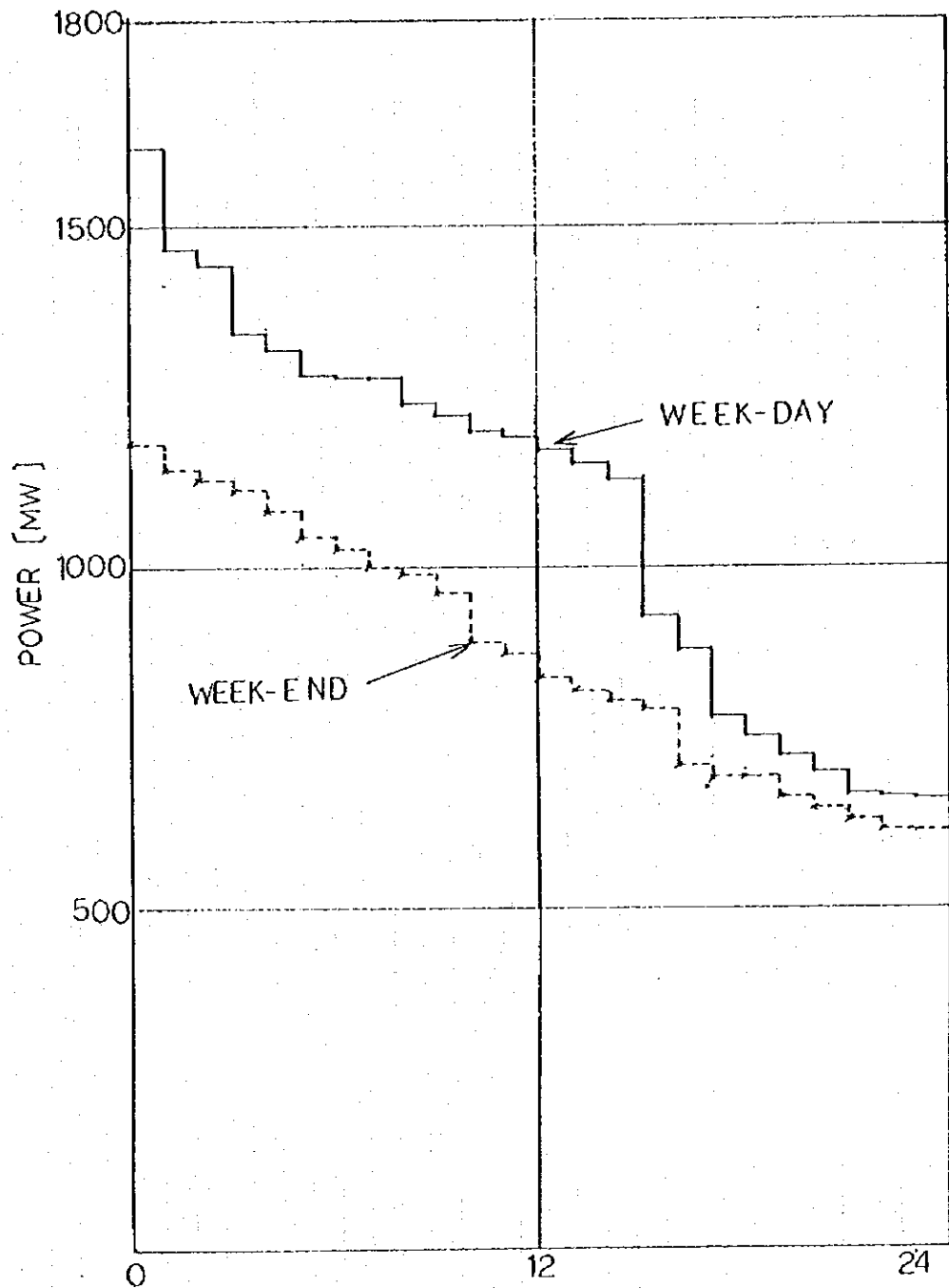


Fig. 5-6 Load Duration Curve (Peak day in 2004)

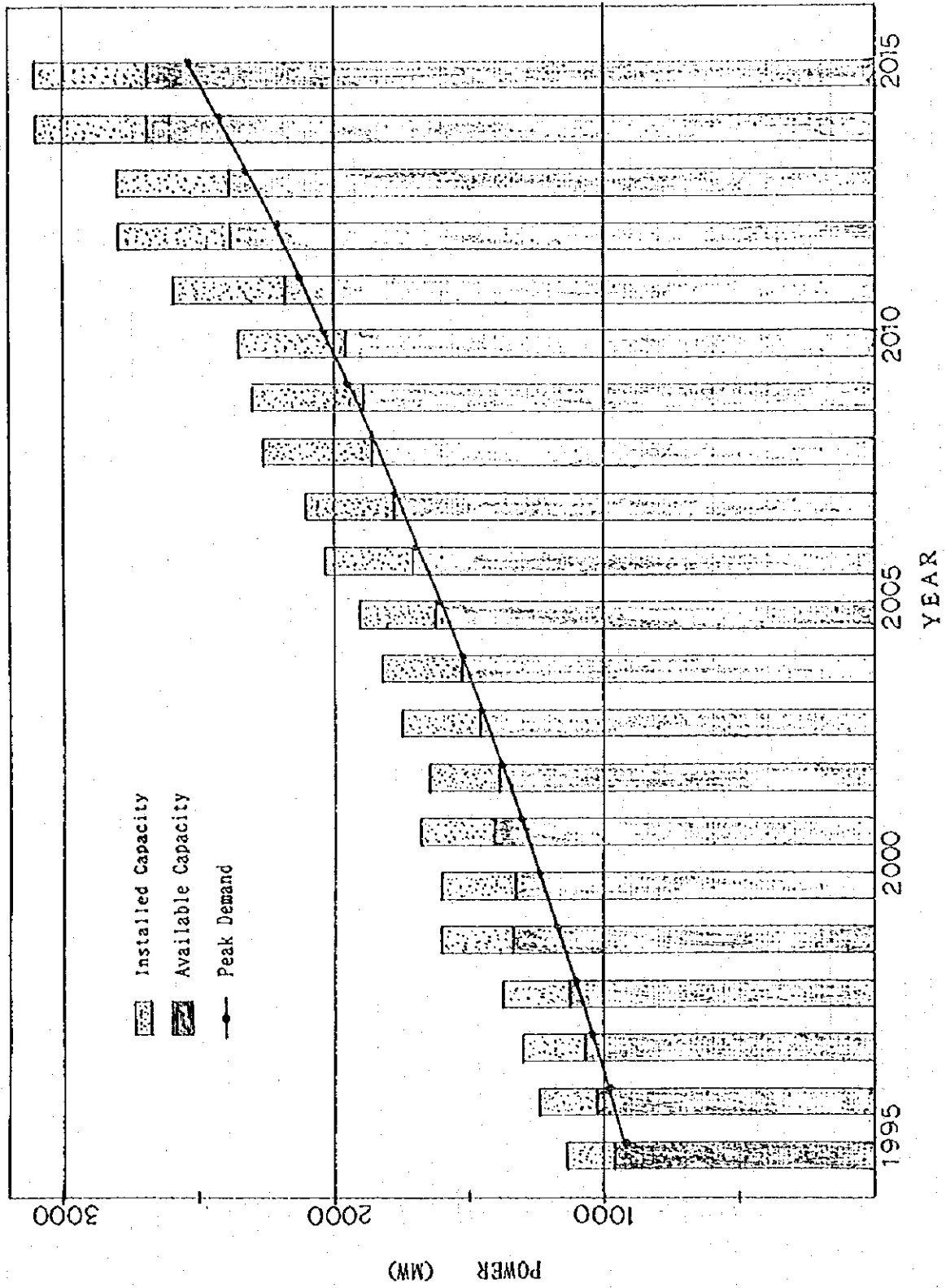


Fig. 5-7 Power (kW) Balance of Demand and Supply

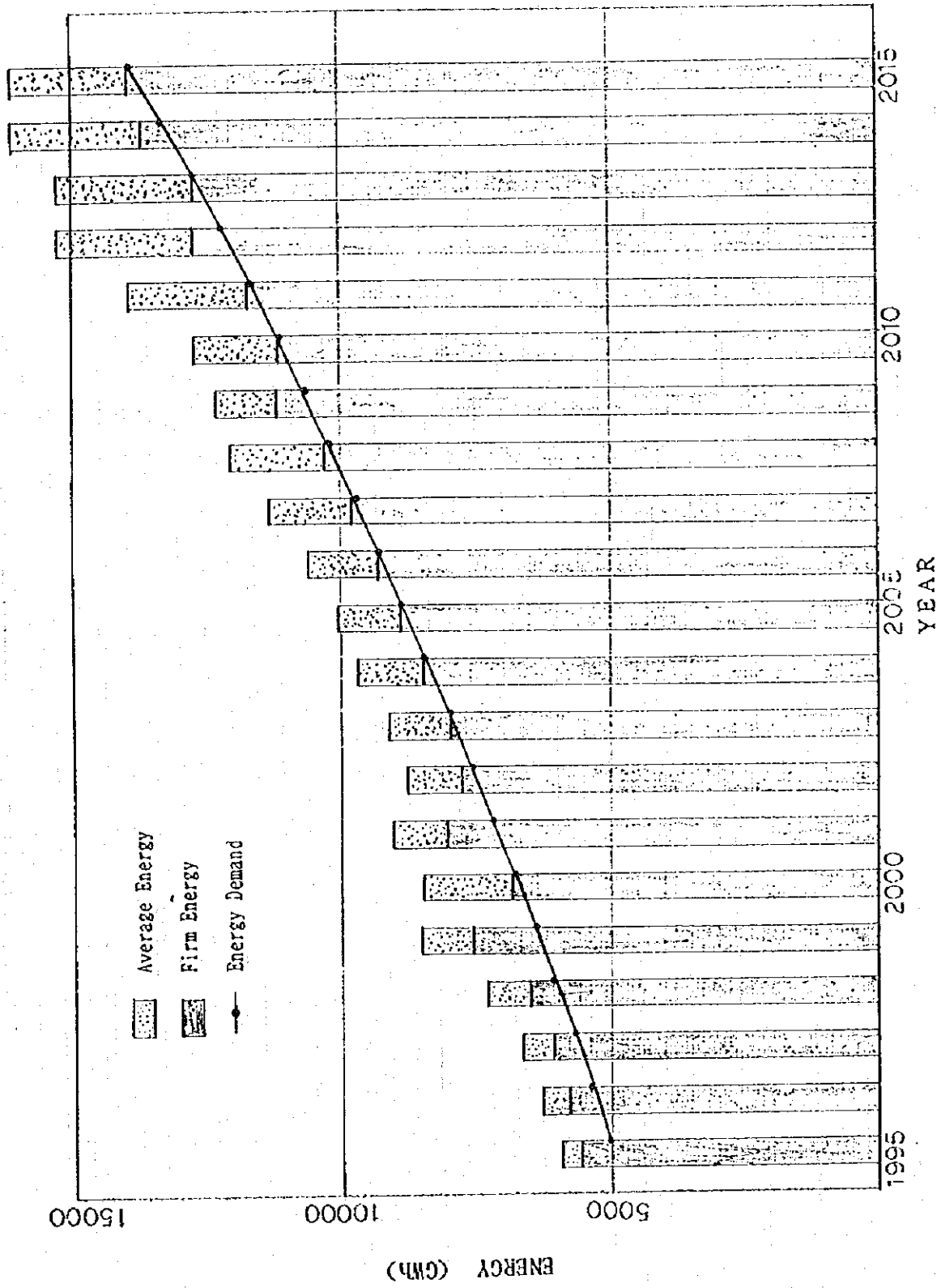


Fig. 5-8 Energy (kWh) Balance of Demand and Supply

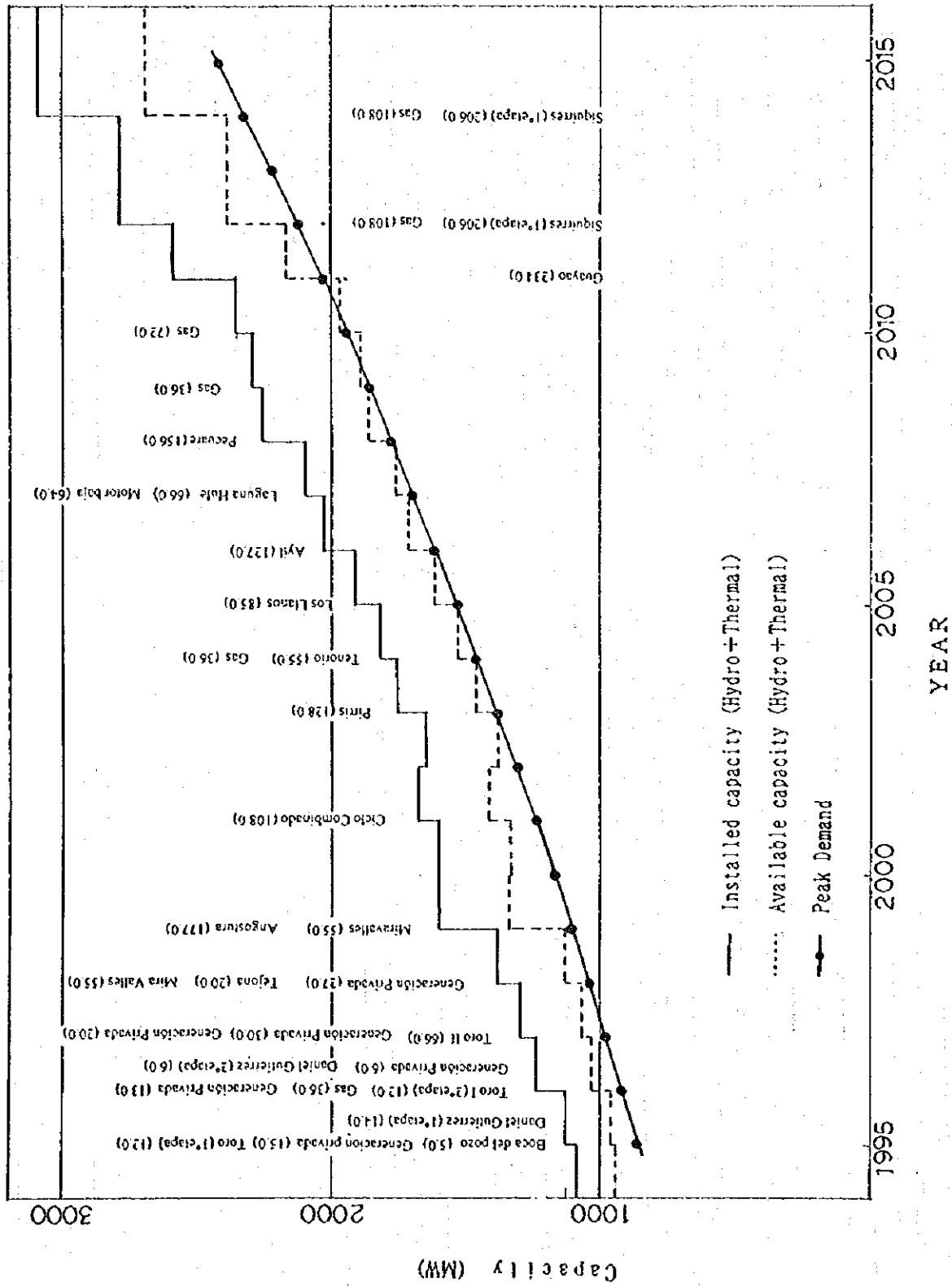


Fig. 5-9 Electric Power Development Schedule by Demand Supply Program

Table 5-1 Basic Data for Demand Forecast

(At the price levels and exchange rate of 1980)

Year	GDP US\$		Energy (Generation)		Population		GDP/Capita		Energy/Capita	
	(Million)	Rate (%)	(GWh)	Rate (%)	(Thousand)	Rate (%)	(US\$)	Rate (%)	(kWh)	Rate (%)
1980	4,482	0.81	2,144	12.25	2,296	3.02	1,952	-2.16	934	8.98
1981	4,380	-2.28	2,291	6.86	2,365	3.04	1,852	-5.12	969	3.75
1982	4,061	-7.28	2,292	0.04	2,437	3.04	1,666	-10.04	941	-2.89
1983	4,177	2.86	2,372	3.49	2,511	3.02	1,663	-0.12	945	0.43
1984	4,513	8.04	2,568	8.26	2,578	2.68	1,751	5.17	996	5.40
1985	4,545	0.71	2,708	5.45	2,646	2.61	1,718	-1.83	1,023	2.71
1986	4,796	5.53	2,968	9.60	2,713	2.53	1,768	2.91	1,094	6.94
1987	5,025	4.77	3,246	9.37	2,781	2.53	1,807	2.32	1,167	6.67
1988	5,198	3.44	3,324	2.40	2,851	2.53	1,823	2.71	1,166	-0.08
1989	5,492	5.66	3,493	5.08	2,941	3.13	1,867	0.00	1,188	1.89
1990	5,687	3.55	3,707	6.13	3,015	2.51	1,886	1.78	1,221	2.78
1991	5,816	2.27	3,827	3.24	3,086	2.35	1,885	2.96	1,240	1.56
1992	6,240	7.29	4,079	6.58	3,132	1.49	1,992	2.29	1,302	5.00
1993	6,615	6.01	4,382	7.43	3,199	2.14	2,068	2.84	1,370	5.22
1994	6,922	4.64	4,723	7.78	3,243	1.38	2,134	5.50	1,456	6.28

Table 5-2 Demand Forecast by ICE 1995 ~ 2015

Proyecciones de Demanda de Energia Elctrica 1995-2015, Mayo, 1995

Year	High Case			Base Case (Middle Case)			Low Case			Population	
	Energy (GWh)	Power (MW)	L.f (%)	Energy (GWh)	Power (MW)	L.f (%)	Energy (GWh)	Power (MW)	L.f (%)	(Thousand)	Rate (%)
1995	5,089	925	62.8	5,046	917	62.8	5,020	912	62.8	3,651	2.2
1996	5,477	995	62.8	5,384	979	62.8	5,323	967	62.8	3,732	2.6
1997	5,883	1,069	62.8	5,729	1,041	62.8	5,627	1,024	62.8	3,829	2.3
1998	6,309	1,146	62.9	6,082	1,106	62.8	5,933	1,079	62.8	3,917	2.2
1999	6,707	1,216	63.0	6,439	1,171	62.8	6,239	1,135	62.8	4,005	2.4
2000	7,124	1,289	63.1	6,813	1,241	62.7	6,555	1,193	62.7	4,103	2.4
2001	7,561	1,368	63.1	7,201	1,311	62.7	6,890	1,254	62.7	4,202	2.6
2002	8,021	1,449	63.2	7,602	1,384	62.7	7,237	1,317	62.7	4,312	2.3
2003	8,497	1,532	63.3	8,017	1,459	62.7	7,600	1,382	62.8	4,412	2.0
2004	8,990	1,620	63.4	8,449	1,537	62.7	7,978	1,453	62.7	4,502	1.2
2005	9,504	1,712	63.4	8,885	1,618	62.6	8,359	1,522	62.7	4,558	0.6
2006	10,023	1,803	63.4	9,320	1,699	62.6	8,735	1,592	62.7	4,587	0.6
2007	10,556	1,898	63.5	9,764	1,778	62.7	9,117	1,660	62.7	4,614	0.8
2008	11,107	1,995	63.6	10,220	1,862	62.7	9,507	1,732	62.7	4,652	1.5
2009	11,670	2,093	63.6	10,681	1,947	62.6	9,898	1,804	62.6	4,723	1.5
2010	12,251	2,195	63.7	11,153	2,031	62.7	10,295	1,875	62.7	4,794	1.5
2011	12,862	2,302	63.8	11,647	2,122	62.7	10,710	1,951	62.7	4,866	1.5
2012	13,505	2,418	63.8	12,165	2,217	62.6	11,142	2,031	62.6	4,939	1.5
2013	14,182	2,536	63.8	12,705	2,316	62.6	11,591	2,110	62.7	5,013	1.5
2014	14,895	2,660	63.9	13,272	2,417	62.7	12,060	2,197	62.7	5,088	1.5
2015	15,647	2,795	63.9	13,866	2,526	62.7	12,550	2,287	62.6	5,165	1.5

Table 5-3 Demand Forecast by Macroscopic Method

(At the price levels and exchange rate of 1980)

Year	GDP/Capita		Energy/Capita		Population		GDP (USA)		Energy Demand		Power (MW)
	(US\$)	Rate (%)	(KWh)	Rate (%)	(Thousand)	Rate (%)	(Million)	Rate (%)	(GWh)	Rate (%)	
1995	2,206	3.47	1,486	4.13	3,304	1.88	7,289	5.42	4,910	6.09	934
1996	2,282	3.44	1,547	4.10	3,378	2.22	7,709	5.76	5,226	6.43	994
1997	2,360	3.41	1,610	4.07	3,466	2.60	8,180	6.11	5,580	6.77	1,062
1998	2,439	3.38	1,673	3.91	3,545	2.29	8,646	5.70	5,931	6.29	1,128
1999	2,521	3.34	1,738	3.88	3,624	2.24	9,136	5.67	6,298	6.19	1,198
2000	2,604	3.30	1,804	3.80	3,713	2.45	9,669	5.83	6,698	6.35	1,274
2001	2,689	3.26	1,872	3.77	3,803	2.41	10,226	5.76	7,119	6.29	1,354
2002	2,776	3.22	1,942	3.74	3,902	2.61	10,832	5.93	7,578	6.45	1,442
2003	2,864	3.18	2,012	3.60	3,993	2.33	11,436	5.58	8,034	6.02	1,529
2004	2,954	3.14	2,083	3.53	4,075	2.05	12,038	5.26	8,488	5.65	1,615
2005	3,045	3.09	2,156	3.50	4,125	1.24	12,561	4.34	8,894	4.78	1,692
2006	3,138	3.04	2,230	3.43	4,151	0.63	13,026	3.70	9,257	4.08	1,761
2007	3,232	2.99	2,304	3.32	4,176	0.60	13,497	3.61	9,621	3.93	1,830
2008	3,327	2.94	2,379	3.26	4,210	0.81	14,007	3.78	10,016	4.11	1,906
2009	3,423	2.89	2,455	3.19	4,274	1.53	14,630	4.45	10,493	4.76	1,996
2010	3,520	2.84	2,532	3.14	4,339	1.50	15,273	4.40	10,986	4.70	2,090
2011	3,618	2.79	2,609	3.04	4,404	1.50	15,934	4.33	11,490	4.59	2,186
2012	3,717	2.74	2,687	2.99	4,470	1.50	16,615	4.27	12,011	4.53	2,285
2013	3,817	2.69	2,766	2.94	4,537	1.50	17,318	4.23	12,549	4.48	2,387
2014	3,918	2.63	2,845	2.86	4,605	1.50	18,042	4.18	13,101	4.40	2,493
2015	4,019	2.58	2,924	2.78	4,674	1.50	18,785	4.12	13,667	4.32	2,600

Table 5-4 Construction Schedule by ICE 1995 ~ 2015

Escenario de Demanda : Base (Abril 1995)
Escenario de Combustibles : Caso Base

Año	Energía (GWh)	Crecim. (%)	Pot. (MW)	Crecim. (%)	Proyectos de generación	Año	Mes
1994	4,723		858			1994	
1995	5,046	6.8	917	6.9	P.G. Boca del Pozo (5 MW)	1995	1
					P.H. Generación Privada (15 MW)		7
					P.H. Toro I (1° etapa, 12 MW)		9
					P.H. Daniel Gutiérrez (1° etapa, 14 MW)		11
1996	5,384	6.7	979	6.8	P.H. Toro I (2° etapa, 12 MW)	1996	1
					P.T. Gas (1 x 36 MW)		1
					P.H. Generación Privada (13 MW)		1
					P.H. Generación Privada (6 MW)		6
					P.H. Daniel Gutiérrez (2° etapa, 6 MW)		6
1997	5,729	6.4	1,041	6.3	P.H. Toro II (66 MW)	1997	1
					P.H. Generación Privada (30 MW)		1
					P.H. Generación Privada (20 MW)		1
1998	6,082	6.2	1,106	6.2	P.H. Generación Privada (27 MW)	1998	1
					P.E. Tejona (1 x 20 MW)		3
					P.G. Miravalles II (55 MW)		4
1999	6,439	5.9	1,171	5.9	P.G. Miravalles III (1 x 55 MW)	1999	1
					P.H. Angostura (177 MW)		6
2000	6,183	5.8	1,241	6.0	-----	2000	
2001	7,201	5.7	1,311	5.6	P.T. Ciclo Combinado (1 x 108 MW)	2001	1
2002	7,602	5.6	1,384	5.6	-----	2002	
2003	8,017	5.5	1,459	5.4	P.H. Pirrís (128 MW)	2003	1
2004	8,449	5.4	1,537	5.3	P.G. Tenorio (1 x 55 MW)	2004	1
					P.T. Gas (1 x 36 MW)		1
2005	8,885	5.2	1,618	5.3	P.H. Los Llanos (84 MW)	2005	1
2006	9,320	4.9	1,699	5.0	P.H. Ayil (127 MW)	2006	1
2007	6,764	4.8	1,778	4.6	P.H. Laguna Hule (66 MW)	2007	1
2008	10,220	4.7	1,862	4.7	P.H. Pacuare (156 MW)	2008	1
2009	10,681	4.5	1,947	4.6	P.T. Gas (1 x 36 MW)	2009	1
2010	11,153	4.4	2,031	4.3	P.T. Gas (2 x 36 MW)	2010	1
2011	11,647	4.4	2,122	4.5	P.H. Guayabo (234 MW)	2011	1
2012	12,165	4.6	2,217	4.5	P.H. Siquirres (1° etapa, 206 MW)	2012	1
2013	12,705	4.4	2,316	5.5	-----	2013	
2014	13,272	4.5	2,417	4.4	P.H. Siquirres (2° etapa, 206 MW)	2014	1
					P.T. Gas (3 x 36 MW)		1
2015	13,866	4.5	2,526	4.5	-----	2015	

- Período : 1995-2015
- Valor presente del plan de expansión : 1,447.32
(Milliones de dólares)
- Costo marginal de largo plazo (\$/MWh) : 58.59
- Nivel de precios : Diciembre 1994
- Año base : 1994
- Actualización a : Diciembre 1994
- Fecha : Agosto 1995

Table 5-5 Decommissioning Plan by ICE

Year	Name of Power Station	TYPE	Unit No.	Capacity (MW)		Generation Energy	
				Installed	Dependable Available	Average	Firm
1995							
1996							
1997							
1998	Colima	DG	2	2.97	2	20.8	20.8
	Colima	DG	5	3.83	3	26.8	26.8
1999	Colima	DG	4	2.97	2	20.8	20.8
	Colima	DG	6	3.83	3	26.8	26.8
2000	Colima	DG	1	2.97	2	20.8	20.8
	Colima	DG	3	2.97	2	20.8	20.8
2001	Moin P	P	2	8	6.5	56	56
	Moin P	P	3	8	6.5	56	56
	San Ant. G	G	4	19	15	49.9	49.9
2002	Moin P	P	1	8	6.5	56	56
	San Ant	V	1	5	5	35	35
	San Ant	V	2	5	5	35	35
	Barranca	G	1	20.8	15	54.6	54.6
2003	Moin	P	4	8	6.5	56	56
	San Ant	G	3	19	15	49.9	49.9
2004	Barranca	G	2	20.8	15	54.6	54.6

Table 5-6 Power (KW) Balance of Demand and Supply

Year	(1) Peak Demand (MW)	(2) Hydro Installed Capacity (MW)	(3) Hydro Dependable Peak Capacity (MW)	(4) Thermal Available Capacity (MW)	(5) Maximum Thermal Unit Capacity (MW)	(6) Total Installed Capacity (2)+(4) (MW)	(7) Total Installed Capacity (2)+(4)-(5) (MW)	(8) {(6)-(1)} /(1)x100 (%)	(9) {(7)-(1)} /(1)x100 (%)
1995	917	922.3	744.1	267.5	52.3	1,137.5	959.3	24.1	4.6
1996	979	990.3	783.1	300.5	52.3	1,238.5	1,031.3	26.5	5.3
1997	1,041	1,053.3	821.1	300.5	52.3	1,301.5	1,069.3	25.1	2.7
1998	1,106	1,080.3	835.1	347.9	52.3	1,375.8	1,130.6	24.4	2.2
1999	1,171	1,257.3	994.1	395.1	52.3	1,599.4	1,336.2	36.6	14.1
2000	1,241	1,257.3	994.1	391.1	52.3	1,595.4	1,332.2	28.6	7.3
2001	1,311	1,257.3	994.1	471.1	52.3	1,675.4	1,412.2	27.8	7.7
2002	1,384	1,257.3	994.1	439.6	52.3	1,643.9	1,380.7	18.8	-0.2
2003	1,459	1,385.3	1,096.1	418.1	52.3	1,750.4	1,461.2	19.9	0.1
2004	1,537	1,385.3	1,096.1	488.4	52.3	1,820.7	1,531.5	18.5	-0.3
2005	1,618	1,470.3	1,174.8	488.4	52.3	1,905.7	1,610.2	17.8	-0.4
2006	1,699	1,597.3	1,276.8	488.4	52.3	2,032.7	1,712.2	19.6	0.8
2007	1,778	1,663.3	1,322.8	552.4	52.3	2,098.7	1,758.2	18.0	-1.1
2008	1,862	1,819.3	1,422.8	552.4	52.3	2,254.7	1,858.2	21.1	-0.2
2009	1,947	1,819.3	1,422.8	585.4	52.3	2,287.7	1,891.2	17.5	-2.8
2010	2,031	1,819.3	1,422.8	651.4	52.3	2,353.7	1,957.2	15.9	-3.6
2011	2,122	2,053.3	1,638.8	651.4	52.3	2,587.7	2,173.7	21.9	2.4
2012	2,217	2,259.3	1,844.8	651.4	52.3	2,793.7	2,379.2	26.0	7.3
2013	2,316	2,259.3	1,844.8	651.4	52.3	2,793.7	2,379.2	20.6	2.7
2014	2,417	2,465.3	2,050.8	750.4	52.3	3,098.7	2,684.2	28.2	11.1
2015	2,526	2,465.3	2,050.8	750.4	52.3	3,098.7	2,684.2	22.7	6.3

Table S-7 Energy (kWh) Balance of Demand and Supply

Year	(1) Energy Demand (GWh)	(2) Hydro Average (GWh)	(3) Hydro Firm (GWh)	(4) Thermal Available (GWh)	(5) Gas Special Operation (GWh)	(6) Import (GWh)	(7) Average (2)+(4)-(5) (GWh)	(8) Firm Total (3)+(4)+(5) +(6) (GWh)	(9) {(7)-(1)} /(1)x100 (%)	(10) {(8)-(1)} /(1)x100 (%)
1995	5,046	3,874	3,537	1,400.3	657	-	5,931.3	5,594.4	17.7	10.9
1996	5,384	4,150	3,631	1,494.9	657	-	6,301.9	5,782.9	17.1	7.4
1997	5,729	4,447	3,856	1,582.5	657	-	6,685.5	6,075.5	16.7	6.1
1998	6,082	4,600	3,846	2,056.1	657	-	7,313.1	6,559.1	20.0	7.8
1999	6,439	5,464	4,474	2,442.1	657	-	8,563.1	7,573.1	33.0	17.6
2000	6,813	5,464	4,474	2,400.5	657	-	8,521.5	6,874.5	25.1	0.9
2001	7,201	5,464	4,474	2,995.4	590.5	-	9,049.9	8,059.9	25.7	11.9
2002	7,602	5,464	4,474	2,814.8	517.7	-	8,796.5	7,806.5	15.7	2.7
2003	8,017	5,992	4,799	2,708.9	451.2	60	9,152.1	8,019.1	14.2	0
2004	8,449	5,992	4,799	2,182.5	504.5	-	9,679.0	8,486.0	14.6	0.4
2005	8,885	6,363	5,081	3,182.5	504.5	125	10,050.0	8,893.0	13.1	0.1
2006	9,320	6,930	5,494	3,182.5	504.5	150	10,617.0	9,331.0	13.9	0.1
2007	9,764	7,201	5,666	3,631.0	504.5	-	11,336.5	9,801.5	16.1	0.3
2008	10,220	7,941	6,145	3,631.0	504.5	-	12,076.5	10,280.5	18.2	0.6
2009	10,681	7,941	6,145	3,725.6	630.6	185	12,297.2	10,686.2	15.1	0.1
2010	11,153	7,941	6,145	3,914.8	882.8	215	12,738.6	11,157.6	14.2	0.4
2011	11,647	9,102	6,950	3,914.8	882.8	-	13,899.6	11,747.6	19.3	0.9
2012	12,165	10,442	7,926	3,914.8	882.8	-	15,213.6	12,723.6	25.3	4.6
2013	12,705	10,442	7,926	3,914.8	882.8	-	15,239.6	12,723.6	19.9	0.2
2014	13,272	10,662	8,198	4,198.6	1,261.2	-	16,121.8	13,657.8	21.5	2.9
2015	13,866	10,662	8,198	4,198.6	1,261.2	215	16,121.8	13,872.8	16.3	0.1

Table 5-8 Electric Power Development Schedule

Year	Plant Name					
	LOGOS		(HW)	by Demand Supply Program		(MW)
1995	Boca del pozo	P.G.	(5.0)	Boca del Pozo	P.G.	(5.0)
	Generación privada	P.H.	(15.0)	Generación privada	P.H.	(15.0)
	Toro (1°etapa)	P.H.	(12.0)	Toro (1°etapa)	P.H.	(12.0)
	Daniel Gutierrez (1°etapa)	P.H.	(14.0)	Daniel Gutierrez (1°etapa)	P.H.	(14.0)
1996	Toro I (2°etapa)	P.H.	(12.0)	Toro I (2°etapa)	P.H.	(12.0)
	Gas	P.T.	(36.0)	Gas	P.T.	(36.0)
	Generación Privada	P.H.	(13.0)	Generación Privada	P.H.	(13.0)
	Generación Privada	P.H.	(6.0)	Generación Privada	P.H.	(6.0)
	Daniel Gutierrez (2°etapa)	P.H.	(6.0)	Daniel Gutierrez (2°etapa)	P.H.	(6.0)
1997	Toro II	P.H.	(66.0)	Toro II	P.H.	(66.0)
	Generación Privada	P.H.	(30.0)	Generación Privada	P.H.	(30.0)
	Generación Privada	P.E.	(20.0)	Generación Privada	P.E.	(20.0)
1998	Generación Privada	P.H.	(27.0)	Generación Privada	P.H.	(27.0)
	Tejona	P.E.	(20.0)	Tejona	P.E.	(20.0)
	Miravalles	P.G.	(55.0)	Miravalles	P.G.	(55.0)
1999	Miravalles	P.G.	(55.0)	Miravalles	P.G.	(55.0)
	Angostura	P.H.	(177.0)	Angostura	P.H.	(177.0)
2000						
2001	Ciclo Combinado	P.T.	(108.0)	Ciclo Combinado	P.T.	(108.0)
2002						
2003	Pirris	P.T.	(128.0)	Pirris	P.H.	(128.0)
2004	Tenorio	P.G.	(55.0)	Tenorio	P.G.	(55.0)
	Gas	P.T.	(36.0)	Gas	P.T.	(36.0)
2005	Los Llanos	P.H.	(85.0)	Los Llanos	P.H.	(85.0)
2006	Ayil	P.H.	(127.0)	Ayil	P.H.	(127.0)
2007	Laguna Hule	P.H.	(66.0)	Laguna Hule	P.H.	(66.0)
				Motor baja	P.T.	(64.0)
2008	Pacuare	P.H.	(156.0)	Pacuare	P.H.	(156.0)
2009	Gas	P.T.	(36.9)	Gas	P.T.	(36.9)
2010	Gas	P.T.	(72.0)	Gas	P.T.	(72.0)
2011	Guayabo	P.H.	(234.0)	Guayabo	P.H.	(234.0)
2012	Siquirres (1°etapa)	P.H.	(206.0)	Siquirres (1°etapa)	P.H.	(206.0)
	Gas	P.H.	(108.0)	Gas	P.H.	(108.0)
2013						
2014	Siquirres (2°etapa)	P.H.	(206.0)	Siquirres (2°etapa)	P.H.	(206.0)
	Gas	P.T.	(108.0)	Gas	P.T.	(108.0)
2015						

第6章 気象および水文

第6章 気象および水文

目 次

	頁
6.1 気象および水文の概要	6-1
6.1.1 一般	6-1
6.1.2 気象および流量観測資料	6-1
6.1.3 計画地点流域の気象および水文	6-2
6.2 計画地点の低水解析	6-2
6.2.1 Los Llanosダム計画地点流量	6-2
6.2.2 その他地点流量の算定	6-4
6.3 堆砂	6-8
6.3.1 堆砂量の算定に用いる資料	6-8
6.3.2 貯水池に堆積する土砂量(重量)の算定	6-9
6.3.3 貯水池の堆砂容量の算定	6-10
6.4 洪水解析	6-12
6.4.1 概要	6-12
6.4.2 洪水量の算定に用いる資料	6-12
6.4.3 計画地点の確率洪水量	6-13
6.4.4 可能最大洪水量(PMF)	6-16

List of Figures

- Fig. 6-1 Location Map of Runoff and Meteorological Gauging Stations
- Fig. 6-2 Annual Isohyetal Map of Project Region
- Fig. 6-3 Monthly Precipitation at Naranjillo
- Fig. 6-4 Correlation between the Daily Discharge of Londres and Los Llanos Gauging Stations
- Fig. 6-5 Estimated Discharge at the Los Llanos Site
- Fig. 6-6 Duration Curve at the Londres Gauging Station
- Fig. 6-7 Duration Curve at the Los Llanos Gauging Station
- Fig. 6-8 Mass Curve at the Tocori Site
- Fig. 6-9 Correlation between the Concentration of Suspended Load and the Discharge at the Londres Gauging Station
- Fig. 6-10 Correlation between the Suspended Load and the Discharge at the Londres Gauging Station
- Fig. 6-11 Hydrographs and Hyetographs during several floods at the Los Llanos Site
- Fig. 6-12 Correlation between Duration of the Londres and the Los Llanos Gauging Stations
- Fig. 6-13 Isohyetal Map of Project Region During Joan Hurricane in 1988
- Fig. 6-14 Probable Flood Discharge at the Londres Gauging Station
- Fig. 6-15 Probable Flood Discharge at Los Llanos Site
- Fig. 6-16 Maximum Persisting 12-hour 1,000 hPa Dew Point at the Playon Site
- Fig. 6-17 Tentative Maximizing Factor of the Playon Site
- Fig. 6-18 Depth - Duration Curve at the Naranjillo Site in 22 to 24 Oct. 1988
- Fig. 6-19 Depth - Duration Curve at the Providencia Site in 22 to 24 Oct. 1988
- Fig. 6-20 Rainfall Distribution in the Project Basin in 26 Oct. 1993
- Fig. 6-21 Flood Hydrograph at the Los Llanos Site in 26 October 1993
- Fig. 6-22 Unit Hydrograph at the Los Llanos Site
- Fig. 6-23 Time Distribution of PMP in the Project Basin
- Fig. 6-24 Hydrograph of PMF at the Los Llanos Site
- Fig. 6-25 Specific Flood Discharge for Existing and Los Llanos Dam Site

List of Tables

Table 6-1	Existing Meteorological Gauging Stations
Table 6-2	Existing Runoff Gauging Stations
Table 6-3	Monthly Average In-flow at the Londres Gauging Station
Table 6-4	Monthly Average In-flow at the Los Llanos Site
Table 6-5	Monthly Average In-flow at the Intake Channel Site (without Project)
Table 6-6	Monthly Average In-flow at the Intake Channel Site (with Project)
Table 6-7	Monthly Average In-flow at the River Mouth of Naranjo (without Project)
Table 6-8	Monthly Average In-flow at the River Mouth of Naranjo (with Project)
Table 6-9	Monthly Average In-flow at the Power House Site (without Project)
Table 6-10	Monthly Average In-flow at the Power House Site (with Project)
Table 6-11	Monthly Average In-flow at the Cerritos Site (without Project)
Table 6-12	Monthly Average In-flow at the Cerritos Site (with Project)
Table 6-13	Monthly Average In-flow at the Tocori Site
Table 6-14	Monthly Average In-flow at the River Mouth of Paquita (without Project)
Table 6-15	Monthly Average In-flow at the River Mouth of Paquita (with Project)
Table 6-16	Flood Discharge at Londres and Los Llanos Sites
Table 6-17	Maximum Persisting 12-hour Dew Point at the Playon Site
Table 6-18	Tentative PMP of Observed Storms at 1,000 hPa
Table 6-19	Rainfall Duration for PMP
Table 6-20	Process of PMP Estimation
Table 6-21	Time Distribution of PMP in the Project Basin
Table 6-22	Annual Maximum Daily Precipitation Records
Table 6-23	Probable Daily Precipitation and PMP
Table 6-24	Process of PMF Estimation

第6章 気象および水文

6.1 気象および水文の概要

6.1.1 一般

Costa Rica国の降雨量は中央高地を境としてカリブ海側および太平洋側南部の地域が多く、中央高地および太平洋側北部が少ない地域となっている。

本計画ダム地点は太平洋川南部のNaranjo川上流に位置する。

Naranjo川は東経 $83^{\circ} 55' \sim 84^{\circ} 10'$ 、北緯 $9^{\circ} 20' \sim 9^{\circ} 40'$ の範囲で、その流域面積は332km²である。主な支流はNaranjillo川とBurujo川で、計画地点は前者支流と本流の合流点に位置する。河口部における平均流量はおよそ35m³/s \sim 40m³/s程度と見積もられる。発電所計画地点はNaranjo川の北西側に隣接するPaquita川の上流部に位置する。Paquita川は東経 $84^{\circ} 4' \sim 84^{\circ} 11'$ 、北緯 $9^{\circ} 26' \sim 9^{\circ} 37'$ の範囲で、その流域面積は179km²である。河口部に於ける平均流量はおよそ20m³/s \sim 25m³/s程度と見積もられる。両流域付近の季節はおよそ12 \sim 3月の乾期と4 \sim 11月の雨期に分けられるが、最も降雨量の少ない2月においても30 \sim 120mm/月程度あり、雨期の10月においては600 \sim 1,000mmに達する。年間降雨量はNaranjo川流域平均で約5,500mm/年と世界的にも多雨地域と言える。

気温は年間を通して差は少なく、平地部で日平均気温は25 $^{\circ}$ C \sim 27 $^{\circ}$ C、日間の気温差は10 $^{\circ}$ C \sim 12 $^{\circ}$ C前後である。相対湿度は多雨地帯であるため、月平均で乾期においても70%、雨期では80 \sim 90%に達する。

6.1.2 気象および流量観測資料

Los Llanos計画の流域内およびその周辺区域には、Fig. 6-1 に示す気象観測所と測水所がある。また、主要な観測所および測水所の観測記録保有期間を Table 6-1 および Table 6-2 に示す。以下に主要な観測所および測水所を示す。

- Londres 測水所 : Naranjo川中流部 C.A = 210.2 km²
- Los Llanos 測水所 : " 上流部 (計画ダム地点) C.A = 147.0 km²
- Playon 気象観測所 : 計画流域境の西方約25km (観測種類が多く期間が長い)
- Naranjillo 気象観測所 : 計画ダム地点近傍 (露点関係データの期間が短い)
- rovidencia 気象観測所 : 計画流域境の東方約 7km (")

6.1.3 計画地点流域の気象および水文

Fig. 6-2 に計画流域の年平均等雨量線図を示す。

この図から年間降雨量はダム計画地点の下流約5 km付近のBurujo川合流点付近の8,000mmを頂点に上下流方向に減少する分布を示している。

ダム地点における流域面積は約147 km²であり、年間平均降雨量は6,200mmに達している。

Fig. 6-3 にNaranjillo観測所の年間降雨量変化を示すが、乾期・雨期の差が著しく乾期の12月から3月の月平均は100~200mmに対し、雨期の特に9、10月には月別平均で900~1,000mmとなっている。これは雨期の太平洋側からの貿易風と流域を構成する山斜面とが原因でもたらされる地形性降雨(oro-graphic regions)によるものであるが、流域内で洪水を引き起こす豪雨は大西洋側からのハリケーンによる非地形性降雨(non-oro-graphic regions)である。

6.2 計画地点の低水解析

6.2.1 Los Llanosダム計画地点流量

(1) 流量資料

Los Llanos計画の流量算定にあたっては、Los Llanosダム地点で1993年2月より日流量資料が整備されているが、観測期間が短いため、ダム計画地点の下流約15kmにあるLondres測水所の観測資料を用いて、両者の相関性より算定する。

Londres測水所地点流量の概要は以下の通りである。

年間平均流量	28	m ³ /s
最大月平均流量(23ヶ年10月平均)	56	m ³ /s
最小月平均流量(23ヶ年3月平均)	5.7	m ³ /s

Table 6-3 に月別平均流量、Fig. 6-4 に平均流況曲線を示す。また、Appendix-1 に日流量を示す。

(2) Londres測水所との相関性

Los Llanos測水所とLondres測水所の両データが揃っている1993年2月から1994年7月までの495個からなる日流量の相関性を検討した。

その結果、以下の点が判明した。

- ① 両者間の相関係数は日流量単位でも0.95と高い値を示している。
- ② 雨期の5月から11月のLos Llanosの流量はLondresに比べ、比流量で70~80%と小さい。これは前述の Fig. 6-2 に示される降雨分布の影響を受けているものと考えられる。
- ③ 乾期の12月から4月のLos Llanosの流量はLondresに比べて、比流量で85~110%と概ね流域面積に比例した値となっている。これは地下水流出量が卓越しているからであろう。

Fig. 6-5 に両測水所間の相関図、Fig. 6-6 にLos Llanos地点での実測と計算値のハイドログラフを示す。

(3) Los Llanosダム計画地点流量

前記で得られた相関式を用いて、1971年5月から1994年4月までの23カ年の流量を算定した。なお、1993年2月以降は実測値を用いた。

以下に相関解析より求められた換算式を示す。

$$Qd = 1.041 \cdot QL^{0.814} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

Qd : ダム地点流量(Los Llanos 測水所) (m³/s)
QL : Londres 測水所記録 (m³/s)

その結果の概要は以下のとおりである。

年間平均流量	15	m ³ /s
最大月平均流量(23ヶ年10月平均)	27	m ³ /s
最小月平均流量(23ヶ年3月平均)	4.3	m ³ /s
95%保証流量 (95% firm discharge)	3.91	m ³ /s

Table 6-4 に月別平均流量、Fig. 6-7 に平均流況曲線を示す。また、Appendix-2 に日流量を示す。

6.2.2 その他地点流量の算定

本スタディでは、発電計画地点の流量以外に主に環境評価に用いる幾つかの地点流量を把握する必要がある。

算定方法はLondres測水所を基準とし、Fig. 6-2 に示す降雨分布を考慮した流域面積比を用いて算定した。以下に各地点の算定式を示す。

(1) Naranjo川下流農業用水取水地点

当地点はLondres測水所の下流約9 km地点にあり、右岸側下流平野部のヤシ農園のための農業用水用の取水地点である。算定流量は取水前の本川流量である。

$$Q_{nt} = Q_L \times \frac{P_{NT}}{P_L} \times \frac{C.A_{NT}}{C.A_L} \quad (m^3/s)$$

Q_{nt}	:	取水地点流量	
P_{NT}	:	流域の年間平均降雨量	6,167 mm
$C.A_{NT}$:	流域面積	230 km ²
Q_L	:	Londres 測水所流量	
P_L	:	流域の年間平均降雨量	6,577 mm
$C.A_L$:	流域面積	210.2 km ²

完成後の地点流量は以下の式によった。

$$Q_{nt}' = Q_{nt} - Q_{ud} \quad (m^3/s)$$

Q_{ud} : Los Llanos発電所によるPaquita 川への分水量

その結果は以下の通りである。

	完成前	完成後
年間平均流量	28 m ³ /s	14 m ³ /s
最大月平均流量(23ヶ年10月平均)	58 m ³ /s	32 m ³ /s
最小月平均流量(23ヶ年3月平均)	5.8 m ³ /s	1.6 m ³ /s

Table 6-5 および Table 6-6 に完成前後の月平均流量を示す。

(2) Naranjo川河口地点

$$Q_{nrm} = Q_L \times \frac{P_{Nm}}{P_L} \times \frac{C.A_{Nm}}{C.A_L} \quad (m^3/s)$$

Q_{nrm}	:	河口地点流量	
P_{Nm}	:	流域の年間平均降雨量	5,543 mm
$C.A_{Nm}$:	流域面積	332 km ²

QL	:	Londres 測水所流量	
P _L	:	" 流域の年間平均降雨量	6.577 mm
C.A _L	:	" の流域面積	210.2 km ²

完成後の地点流量は以下の式によった。

$$Q_{nrm}' = Q_{nrm} - Q_{ud} \quad (m^3/s)$$

Q_{ud} : Los Llanos 発電所によるPaquita 川への分水量

その結果は以下の通りである。

	完成前	完成後
年間平均流量	37 m ³ /s	22 m ³ /s
最大月平均流量(23ヶ年10月平均)	75 m ³ /s	49 m ³ /s
最小月平均流量(23ヶ年3月平均)	7.6 m ³ /s	3.3 m ³ /s

Table 6-7 および Table 6-8 に完成前後の月平均流量を示す。

(3) Paquita川発電所地点

$$Q_{pp} = Q_L \times \frac{P_{pp}}{P_L} \times \frac{C.A_{pp}}{C.A_L} \quad (m^3/s)$$

Q _{pp}	:	発電所地点流量	
P _{pp}	:	" 流域の年間平均降雨量	7.577 mm
C.A _{pp}	:	" の流域面積	24.5 km ²
QL	:	Londres 測水所流量	
P _L	:	" 流域の年間平均降雨量	6.577 mm
C.A _L	:	" の流域面積	210.2 km ²

完成後の地点流量は以下の式によった。

$$Q_{pp}' = Q_{pp} + Q_{ud} \quad (m^3/s)$$

Q_{ud} : Los Llanos 発電所によるPaquita 川への分水量

その結果は以下の通りである。

	完成前	完成後
年間平均流量	3.7 m ³ /s	18 m ³ /s
最大月平均流量(23ヶ年10月平均)	7.5 m ³ /s	33 m ³ /s
最小月平均流量(23ヶ年3月平均)	0.8 m ³ /s	5.0 m ³ /s

Table 6-9 および Table 6-10 に完成前後の月平均流量を示す。

(4) Paquita 川 Cerritos地点

$$Q_{pc} = Q_L \times \frac{P_{pc}}{P_L} \times \frac{C.A_{pc}}{C.A_L} \quad (m^3/s)$$

Q_{pc}	:	Cerritos地点流量	
P_{pc}	:	" 流域の年間平均降雨量	7,241 mm
$C.A_{pc}$:	" の流域面積	68 km ²
Q_L	:	Londres 測水所流量	
P_L	:	" 流域の年間平均降雨量	6,577 mm
$C.A_L$:	" の流域面積	210.2 km ²

完成後の地点流量は以下の式によった。

$$Q_{pc}' = Q_{pc} + Q_{ud} \quad (m^3/s)$$

Q_{ud} : Los Llanos 発電所によるPaquita 川への分水量

その結果は以下の通りである。

	完成前	完成後
年間平均流量	10 m ³ /s	24 m ³ /s
最大月平均流量(23ヶ年10月平均)	20 m ³ /s	45 m ³ /s
最小月平均流量(23ヶ年3月平均)	2.0 m ³ /s	6.3 m ³ /s

Table 6-11 および Table 6-12 に完成前後の月平均流量を示す。

(5) Paquita川支流Tocori谷地点

当地点の降雨量は Fig. 6-12 からおよそ6,400~8,000mmの間となるが、流域積が小さいため、算定が困難である。安全側の算定として、Londres測水所流域と同程度と仮定した。

$$Q_{pto} = Q_L \times \frac{C.A_{pto}}{C.A_L} \quad (m^3/s)$$

Q_{pto}	:	Tocori谷地点流量	
$C.A_{pto}$:	" の流域面積	5.0 km ²
Q_L	:	Londres 測水所流量	
$C.A_L$:	" の流域面積	210.2 km ²

その結果は以下の通りである。

年間平均流量	0.66 m ³ /s
年間総流量	21×10 ⁶ m ³
最大月平均流量	1.3 m ³ /s
最小月平均流量	0.13 m ³ /s

Table 6-13 に月平均流量、Fig. 6-8 にマスカーブを示す。

(6) Paquita川河口地点

$$Q_{prm} = QL \times \frac{P_{prm}}{P_L} \times \frac{C.A_{prm}}{C.A_L} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

Q_{prm}	:	河口地点流量	
P_{prm}	:	" 流域の年間平均降雨量	6.207 mm
$C.A_{prm}$:	" の流域面積	178.8 km ²
QL	:	Londres 測水所流量	
P_L	:	" 流域の年間平均降雨量	6.577 mm
$C.A_L$:	" の流域面積	210.2 km ²

完成後の地点流量は以下の式によった。

$$Q_{prm}' = Q_{prm} + Q_{ud} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

Q_{ud} : Los Llanos 発電所によるPaquita 川への分水量

その結果の概要は以下の通りである。

	完成前	完成後
年間平均流量	22 m ³ /s	37 m ³ /s
最大月平均流量(23ヶ年10月平均)	45 m ³ /s	70 m ³ /s
最小月平均流量(23ヶ年3月平均)	4.6 m ³ /s	8.8 m ³ /s

Table 6-14 および Table 6-15 に完成前後の月平均流量を示す。

6.3 堆砂

本計画の基本案は総貯水容量が約1.5百万 m^3 と小さく、構造および運用面からも堆砂され難いものとなっている。すなわち、洪水吐ゲートのクレスト頂は利用水位以下であり、流入土砂が多い洪水時にはゲートから洪水と共に排出される。

また、本調整池の水位変動は日間で大きいため、湛水池内と言えども河川状態となる頻度が高い。そのため、常にフラッシング効果が期待出来る。

一方、比較案は総貯水容量が約17百万 m^3 と比較的大きく、水位変動が緩慢なため堆砂され易いものとなっている。

本スタディでは、これまでにICEが行った観測、分析および解析の結果を用いて、貯水池の堆砂を推定する。

なお、基本案については後述する捕捉率(trap efficiency)の項で恒久的な堆砂は無い事が判明したので、それ以降の項での記述は省いた。

6.3.1 堆砂量の算定に用いる資料

河川を流下する土砂はその流化形態によって浮流砂と掃流砂に分けられる。このうち、浮流砂についてはサンプリングによる観測手法が確立されており、Costa Rica国内においてもICEによって観測が行われている。しかし、掃流砂については実河川における観測は困難であり、推定によらざるを得ないのが現状である。

貯水池の計画堆砂量を算定する場合、一般に、計画地点近傍での浮流砂量の観測資料や、既設貯水池の堆砂実績資料が用いられる。また、流域内での観測資料がない場合には、流域特性の類似した近傍河川での観測記録を利用することもある。

Naranjo川流域では Londres測水所での観測資料が利用できる。

Fig. 6-9 および Fig. 6-10 に Londres測水所での流量と浮遊砂濃度および浮遊砂量の関係を示す。

(1) 浮流砂量

浮流砂量については、ICE がLondres の測水所において河川流量と浮流砂量の観測を行っている。浮遊砂量(浮遊砂濃度)と河川流量との関係を Fig. 6-11 に示す。

年総浮遊砂量 151,000 ton/year

比浮遊砂量 720 ton/year/km²

この図は、浮流砂量と河川流量の間に相関関係があることを示している。

(2) 掃流砂量

掃流砂量については、測定方法が確立されていないため、ICEにおいて掃流砂量式を用いた算定を行っている。計算は、Londres 測水所地点について、2つの掃流砂量式を用い、これらの結果の平均値を採用することとしている。

計算結果は以下の通りである。

Londres 測水所 (210.2 km²)

Meyer-Peter の式 49,000 ton/year

Einstein-Brownの式 35,000 ton/year

平均 42,000 ton/year

比掃流砂量 200 ton/year/km²

6.3.2 貯水池に堆積する土砂量 (重量) の算定

計画ダム地点における浮流砂量および掃流砂量は前述のLondres 測水所から流域面積換算により求める。

貯水池に流入する土砂量を求めた結果は次の通りである。

ダム地点 (147.0 km²)

浮流砂量 106,000 ton/year (720 ton/year/km²)

掃流砂量 30,000 ton/year (200 ton/year/km²)

計 136,000 ton/year (920 ton/year/km²)

(1) 貯水池の捕捉率

Brunetは、捕捉率と {総貯水容量/年間総流入量} の関係を示している。

ここで {総貯水容量/年間総流入量} の値を計算すると以下の通りである。

i) 基本案：総貯水容量を $1.5 \sim 2 \times 10^6 \text{ m}^3$ とした場合

$$\{(1.5 \sim 2) \times 10^6 \text{ m}^3 / 472 \times 10^6 \text{ m}^3\} \approx 0.003$$

ここに、総貯水容量 : $1.57 \sim 2 \times 10^6 \text{ m}^3$

年間総流入量 : $472 \times 10^6 \text{ m}^3$

(1971～1993年の平均、流域面積 147.0km²)

この値を用いて Bruneの図から求められる流入土砂捕捉率は殆ど0となる。

すなわち、流入土砂は多少の時間差があるものの堆砂せずに流下する。

ii) 比較案：総貯水容量を $17 \times 10^6 \text{ m}^3$ とした場合

$$\{17 \times 10^6 \text{ m}^3 / 472 \times 10^6 \text{ m}^3\} = 0.035$$

ここに、総貯水容量 : $17 \times 10^6 \text{ m}^3$

年間総流入量 : $472 \times 10^6 \text{ m}^3$

(1971～1993年の平均、流域面積 147.0km²)

この値を用いて Bruneの図から求められる流入土砂捕捉率は75%となる。

(2) 堆砂密度

貯水池内に堆積する土砂の体積は、堆積後の密度を考慮して算定する必要がある。

LoneとKoelzerによれば、時間 t 経過後の平均堆積密度 W_t (ton/m³) は次式で求められる。

$$W_t = W_1 + 0.434k \times \left\{ \frac{t}{t-1} (\log_e t - 1) \right\}$$

ここに、 W_1 : 初期密度 (ton/m³)、 K : 密度増加係数 (ton/m³)

ここで初期密度 W_1 および密度増加係数 K の値は、堆砂成分および貯水池の運用条件によって異なる。ここでは、浮流砂の観測結果等と貯水池の運用条件を考慮して $W_1 = 74 \text{ lb/cuft}$ 、 $K = 2.7$ の値を用いることとする。

なお、計画堆砂量の算定期間 t は50年とした。

この結果、貯水池の50年後の平均堆砂密度は1.241 ton/m³と算定される。

6.3.3 貯水池の堆砂容量の算定

本項では比較案について記述する。上記で求めた諸値を用いて下流ダム地点の計画堆砂量 (V_s) を下式により算定する。

$$\begin{aligned} V_s &= (\text{年間総流入土砂量}) \times (\text{捕捉率}) \times (\text{期間}) / (\text{堆砂密度}) \\ &= 136,000\text{ton/年} \times 75\% \times 50\text{年} / 1.241 \\ &= 4.2 \times 10^9 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

(1) 貯水池の堆砂面の設定

本計画の比較案の堆砂面を設定するにあたって、堆砂形状は水平と仮定するものとする。したがって、推定堆砂面標高はダム地点の貯水容量曲線より下流ダム地点はEL.496mに設定した。

低水位（LWL）については、導水路への空気混入を防止するために、導水路直径の2倍程度の水深を確保すること、および土砂流入防止の観点から、堆砂面から導水路敷まで2m程度の水深をとることとして、低水位を設定した。