

### 2.1.3 エネルギー資源および政策

#### (1) エネルギー資源

近年、内陸部およびPanama湾沖合、カリブ海岸部で大規模な石油探査が行われ、その結果、Veraguas、東部Darien、San Blas島沖合に可成りの石油埋蔵量を持つ地層の発見が公表されたが、経済的に開発可能か否かについての見通しは明らかにされていない。

現状では、依存できる唯一の国内エネルギー資源は水力資源である。全国30ヶ所の水力地点についてIRHEが行った調査の結果によると、包蔵水力は合計出力7,200MW、年間可能発電量40,400GWhと推定され、主としてBocas del Toro (Teribe河およびChanguinola河水系)、Chiriqui、VeraguasおよびDarienの4州に集中している。これらの包蔵水力のうち、経済的な開発可能地点は約20ヶ所、合計出力約2,500MW、年間可能発電量10,000GWhと見積もられている。

1986年末現在におけるIRHEの水力発電所総出力は551.6MWである。従って、経済的に開発可能な総水力資源の約22%がこれまでに開発されたこととなる。

以上のエネルギー事情によって、少なくとも電力部門においては、輸入石油にそれほど依存しないで済む結果となっている。しかしながら、水力開発には一般に巨額の内・外貨投資が必要であるという事実は念頭に置かなければならない。

#### (2) 電源開発政策

1976年、1978年、1980年を除いて、1970～84年の15年間の国際収支は毎年赤字であった。このような恒常的な国際収支の逆調と巨額の公的対外債務の累積を考慮して、政府は巨額の資金を要する大規模水力開発計画は繰延べると共に、火力は石油火力に代えて石炭火力の開発を推進する政策をとっている。

Table 2.12 GDP by Economic Sector (Current Prices)

Economic sector	(Millions of Balboas)					Share (1984) (%)
	1980	1981	1982	1983	1984	
1. Agriculture, forestry, stock farming and fisheries	354.1	401.1	413.0	434.4	442.1	10.0
2. Mining and quarrying	6.3	8.1	9.1	7.7	6.0	0.1
3. Manufacturing	371.2	375.5	401.2	401.8	405.9	9.2
4. Electricity, gas and water	109.1	119.8	132.0	147.6	149.5	3.4
5. Construction	253.4	273.6	345.0	242.0	218.1	4.9
6. Trade, restaurants, hotels	522.7	539.2	559.8	544.4	556.5	12.6
7. Transport and communication	780.9	863.3	1,016.5	1,128.2	1,100.3	24.8
8. Financing, insurance and business services	463.1	519.2	563.4	597.4	624.4	14.1
9. Community and personal services	290.7	320.0	364.2	383.9	408.4	9.2
10. Government services	410.1	475.3	517.6	547.2	573.6	13.0
11. Domestic services	36.1	39.4	43.0	44.1	46.2	1.0
12. Import duties	57.3	59.1	66.2	74.4	71.6	1.7
13. (Less) Bank service charges	-96.2	-115.6	-152.1	-173.7	-178.6	-4.0
<b>Total GDP</b>	<b>3,558.8</b>	<b>3,878.0</b>	<b>4,278.9</b>	<b>4,379.4</b>	<b>4,429.0</b>	<b>100.0</b>
GDP at 1980 prices	3,558.8	3,707.6	3,911.1	3,926.7	3,878.4	
Growth rate over the previous year (%)	15.1	4.2	5.5	4.0	-1.2	

Note: Values shown in the above table were calculated from:

- International Financial Statistics (IMF) which show the total GDP at both the current prices and 1980 prices.
- Statistics published by the Banco Nacional de Panama which show sectorial GDP at 1970 prices.

## 2.2 IRHEの組織

### 2.2.1 歴史的背景

1961年、効果的な電源開発を実施し且つ電力供給の円滑を計るため、政府は法律第37号をもってIRHEを設立した。しかし、その後1978年頃までは、電力供給はIRHEと各地の既存私営電力会社が混在する形で行われていた。設立後の当初は、IRHEは主として発電部門を担当し、既存私営電力会社は配電部門を中心に行うという業務分担が確立されていたが、IRHEの送電系統が整備されるに伴い、これらの私営企業は漸次IRHEに吸収合併された。かくして、1972年にはPanama電灯電力会社が、1973年にはChiriqui電力会社とSantiago電力会社が吸収され、更に1978年、Chorrera水力電気会社が吸収合併されるにおよび、Panama国の全地域に対して発・送・配電一貫経営のIRHEによる電力供給体制が確立されるに至った。

### 2.2.2 組織

IRHEは、政府に直結した自治財政の組織体であり、効果的、経済的な電源開発と発・送配電設備の運用を通じて全国の電力供給を確保することを使命とするPanama唯一の電気事業者である。

#### (1) 理事会

IRHEの最高議決機関として理事会が設けられている。理事会は関係各省の大臣、次官、産業労働組合の代表等、9名のメンバーで構成されており、IRHEの運営、財務に関する政策、電源開発計画、電力系統の拡張計画その他重要事項を決定する。

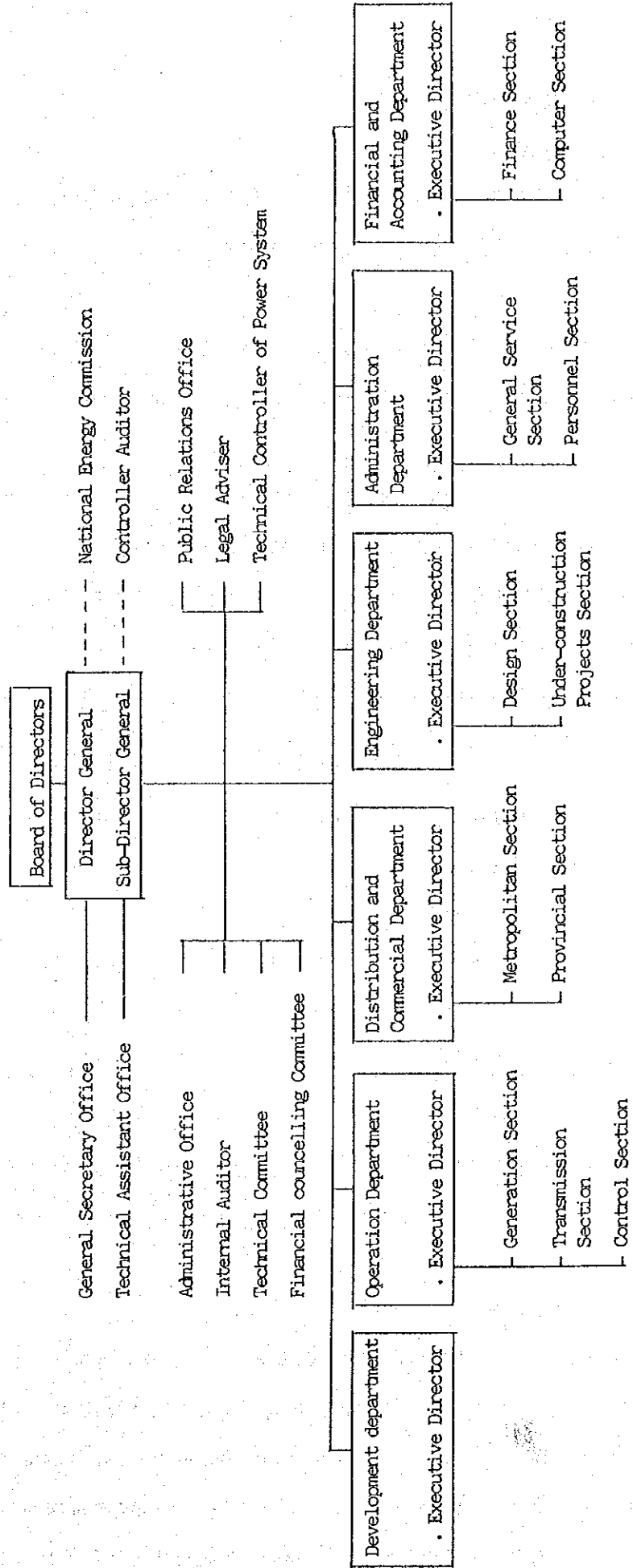
#### (2) 本部組織

日常業務の管理は総裁によって総括される。本部には次の6局が設けられ、それぞれ担当局長が業務を統轄している。

- 管理局
- 財務局
- 開発局
- 技術局
- 工務局
- 配電局

以上の組織図はFig. 2.2.2に示す通りである。

Fig. 2.2.2 Organization Chart of IRHE



## 2.3 既存電力設備

### 2.3.1 発電設備

1986年末現在におけるIRHEの発電所の総設備出力は840.6MWであり、このうち551.6MWが水力発電所、289.0MWが火力発電所であり、全て連系送電系統に接続している。

Fortuna I期計画のダムの貯水容量からくる出力上の制約と河川流量の季節的変動のため、水力発電所の合計有効出力および年間可能発電量は、それぞれ506.0MWおよび2,423.0GWhである。

火力発電所の設備出力は、汽力144.0MW、ガスタービン64.8MW、ディーゼル80.2MW、合計289.0MWであるが、汽力発電所とディーゼル発電所の老朽化のため、有効出力は255.1MWに低下している。このうち、Bahia Las Minas発電所の2号機は現在リハビリテーション実施中で、運転を停止している。

既存発電設備の諸元はTable 2.3.1に示す通りであり、次のように要約される。

発電形式	設備出力 (MW)	有効出力 (MW)	可能発電量 (GWh)
水力発電所	551.6	506.0	2,423.0
火力発電所：			
汽力	144.0	134.5	995.0
ガスタービン	64.8	54.5	143.2
ディーゼル	80.2	66.1	351.2
火力小計	289.0	255.1	1,489.4
水火力合計	840.6	761.1	3,902.4

なお、上記IRHEの発電所以外に、Panama運河委員会(Panama Canal Commission-CCC)の発電所があり、設備出力は水力94.5MW、火力115.5MW、合計210.0MWである。

### 2.3.2 送電設備

設備出力150.0MWのBayano水力発電所を除き、その他全ての水力発電所(合計401.0MW)はChiriqui州にあり、一方、国内の発生電力の大部分はPanama市およびその周辺地域で消費される。このため、1976年にBayano発電所からPanama変電所まで230kV2回線送電線が建設され、1979年にもう一つの230kV2回線送電線がPanama変電所からLlano Sanchez変電所を経由しMata de Nance変電所まで建設され、これによってLos Valles

およびLa Estrella 両発電所の発生電力が首都圏に送電されることとなった。1984年、この 230kV送電線はFortuna 発電所を結ぶと共に、Progreso変電所を經由しCosta RicaのRio Claro 変電所と連系され、ここに全国連系送電系統が完成した。

なお、Bahia Las Minas 発電所の発生電力は 115kV 4 回線送電線でPanama変電所に送られている。Panama、Llano Sanchez およびNata de Nance の 3ヶ所の 230kV変電所から115kV 送電線で二次変電所に送電され、ここから13.8kV配電線を通じて各市町村への配電が行われている。

上記の全国連系送電網は、Panama変電所に設けられた中央給電指令所によって運転および制御されている。

Bocas del Toro, San Blas, Darien等の各州では、未だに個別系統による電力供給が行われているが、人口や産業水準等の点から見て、これら地域が近い将来に全国連系系統に結合されることは考えられない。

Fig. 2.3.2 に全国送電ダイヤグラムを示す。

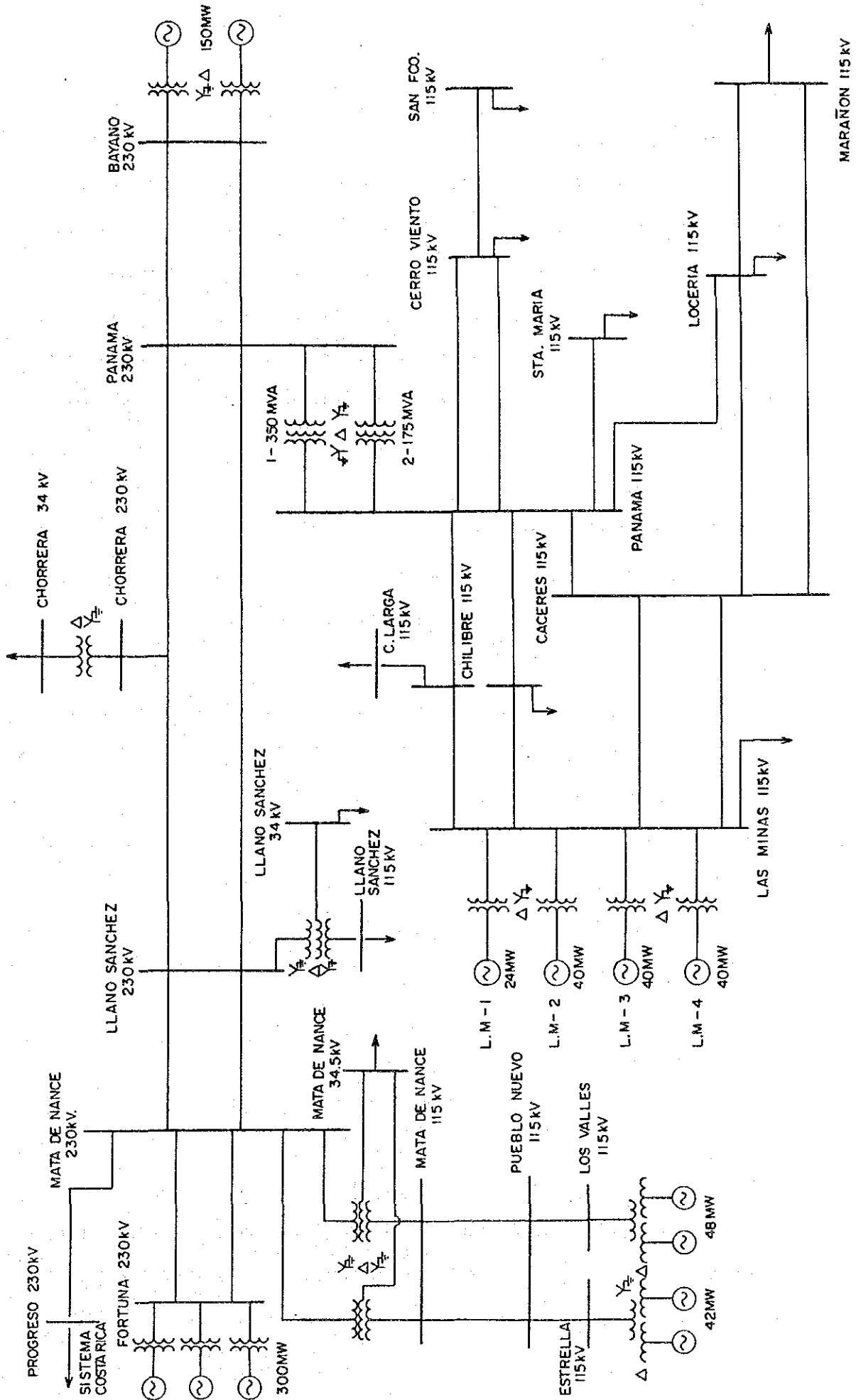
**Table 2.3.1 Existing Power Stations**

Power station	Unit cap. x Number (MW)	Installed capacity (MW)	Effective capacity (MW)	Annual generation (GWh)	Commissioning year
<u>Hydro</u>					
Bayano	75.0 x 2	150.0	150.0	605.0	1976
Los Valles	23.5 x 2	47.0	47.0	272.0	1979
La Estrella	21.5 x 2	43.0	43.0	237.0	1978
Fortuna	100.0 x 3	300.0	255.0	1,242.0	1984
Yeguada-Chiriqui	-	11.0	11.0	57.0	1967
<b>Total hydro</b>		<b>551.0</b>	<b>506.0</b>	<b>2,423.0</b>	
<u>Thermal</u>					
a) <u>Steam</u>					
Bahia Las Minas					
BLM 1	24.0 x 1	24.0	22.0	154.0	1964
BLM 2, 3, 4	40.0 x 3	120.0	112.5	841.0	1967,72,74
Sub-total		144.0	134.5	995.0	
b) <u>Gas turbine</u>					
Substation Panama	21.4 x 2	42.8	36.0	94.6	1983
Mount Hope	22.0 x 1	22.0	18.5	48.6	-
Sub-total		64.8	54.5	143.2	
c) <u>Diesel</u>					
San Francisco (PIEK)	7.0 x 4	28.0	24.0	171.7	1976
Diesel "GM"	2.5 x 11	27.5	20.0	122.6	1975
Chitre	-	12.4	-	-	1972
Capira	-	6.4	22.1	56.9	1972
Pto Armuelles	-	5.9	-	-	1961
Sub-total		80.2	66.1	351.2	
<u>Mini hydro</u>					
Coclesito	0.25 x 1	0.25	-	-	-
Santa Fe	0.35 x 1	0.35	-	-	-
Sub-total		0.6	-	-	-
<b>Grand total</b>		<b>840.6</b>	<b>761.1</b>	<b>3,902.4</b>	

Note: No.3 and No.4 units (11.0 MW and 12.0 MW) of San Francisco power station are not included in the above table due to their superannuation (Commissioning year: No.3 in 1955 and No.4 in 1964).

Source: IRHE - Plan Maestro de Expansion - 1986.

Fig. 2.3.2 Transmission Line Diagram





## 2.4 電力需給

### 2.4.1 発電量および尖頭負荷

過去15年間の電力需給状況を Table 2.4.1 に示す。この期間中に発電量は1970年の838.0 GWh から1980年には1,811.7GWh、1985年には2,346.4GWhに増大しており、年平均増加率は1970～80年は8.0%、1980～85年は5.3%であった。一方、尖頭負荷は1973年の175.7 MWから1980年には305.5MW、1985年には400.7MWに増大し、従って前7年間の年平均増加率は8.2%、後5年間のそれは5.6%であった。第二次石油危機以来の世界的不況のため、1980年以降の需要の増勢は1970年代のそれに比較して可成り鈍化している。

### 2.4.2 電力消費量および電化率

販売電力量は1970年の710.3GWhから1980年には1,472.4GWh、1985年には1,944.1GWhに増大しており、前10年間の年平均増加率は7.6%、後5年間のそれは5.7%となっている。

Table 2.4.2 は最近5年間における用途別の販売電力量および構成比を示しているが、これによると、1985年の用途別構成比は商業用が31.4%で最も高く、次いで住宅用の28.8%、公共建物用の23.0%、その他需要の16.8%の順である。

1985年の需要家数は276,455戸で、このうち88.1%の243,601戸が住宅用、次いで9.6%が商業用、残り2.3%が公共建物用、工業用、その他需要家である。

用途別	需要家数
住宅用	243,601 (年度末: 249,232)
商業用	26,618
公共建物用	2,797
工業用	1,036
その他	2,393
合計	276,445

1985年の全国総人口および所帯数は、それぞれ約2,190,000人および436,100戸と推定されるので、国全体としての電化率は $249,232/436,100 = 57.2\%$ である(都市部83.2%、農村部29.7%)。

### 2.4.3 負荷率および送配電損失率

1980～85年の5年間における負荷率は64.0%～66.8%、平均65.8%であった。一方、所内ロスを含めない送配電ロス率は5年間平均で16.7%であった。

### 2.4.4 平均発電単価

Panamaでは、社会目的、経済目的、財務目的の各目的間の均衡を確保するようなエネルギー価格政策がとられており、電力の価格構造および価格水準は長期限界供給原価を反映するように設定されている。発電用石油燃料（C重油およびディーゼルオイル）の国内価格は国境価格の水準に設定されている。電力料金は9種類の用途別に分かれており、それぞれ、固定条項と、発電用燃料価格の変動に応じて調整される燃料条項から成っている。1970年以降1984年までの各年の平均発電単価は次の通りである。

年次	発電単価 (Cent/kWh)
1970	2.82
1971	2.94
1972	3.30
1973	3.48
1974	4.70
1975	5.62
1976	5.77
1977	7.05
1978	7.42
1979	7.90
1980	9.76
1981	10.63
1982	11.52
1983	12.68
1984	12.72

Table 2.4.1 Historical of Power Market

Year	Gross generation		Net generation (Gwh)	Total sent-out energy (Gwh)	Energy sold (Gwh)	Peak load (MW)	Load factor (%)	Loss factor (%)
	Hydro (Gwh)	Thermal (Gwh)						
1970	83.7	753.4	793.3	801.8	710.3	-	-	11.4
1971	82.9	815.8	853.7	859.4	775.4	-	-	9.8
1972	82.9	924.5	958.6	980.4	869.8	-	-	11.3
1973	101.8	1,077.2	1,019.0	1,038.1	983.9	175.7	67.4	5.2
1974	105.5	1,093.0	1,103.8	1,121.1	980.7	188.3	68.0	12.5
1975	97.5	1,153.6	1,155.0	1,185.1	1,041.1	196.6	68.8	12.1
1976	138.3	1,269.9	1,314.0	1,323.1	1,143.1	227.6	66.4	13.6
1977	341.4	1,145.1	1,406.2	1,423.6	1,260.2	235.7	68.9	11.5
1978	718.9	782.8	1,438.9	1,449.3	1,268.2	252.1	65.6	12.5
1979	803.2	972.0	1,706.4	1,712.3	1,480.9	285.4	68.5	13.5
1980	963.5	848.2	1,754.3	1,756.4	1,472.4	305.5	65.6	16.1
1981	1,334.2	563.0	1,855.1	1,863.5	1,552.7	320.0	66.5	16.6
1982	1,074.3	1,013.8	2,027.0	2,030.5	1,673.3	362.2	64.0	17.6
1983	865.7	1,372.5	2,170.7	2,193.5	1,849.0	375.0	66.8	15.6
1984	1,491.5	719.1	2,167.2	2,228.0	1,816.6	385.8	65.9	18.4
1985	1,938.9	407.5	2,346.4	2,308.0	1,944.1	400.7	65.8	15.8
Annual growth rate:								
1970-1980					7.6 %	8.2 %		
1980-1985					5.7 %	5.6 %		

Source: Gross generation, net generation and sent-out energy .... IRHE - Plan Maestro de Expansion Energy sold .... IRHE - departamento de Energia y Tarifas

\* Transmission and distribution loss factor (not including station service loss).

**Table 2.4.2 Energy Consumption by Category of Consumers  
and Rate of Access to Electricity**

Item	1981	1982	1983	1984	1985
<u>Energy consumption by category (GWh)</u>					
Residential	474.6	499.0	527.9	521.6	559.6
Commercial	498.1	532.0	567.9	574.4	609.8
Industrial	188.4	218.0	218.8	228.7	252.4
Public building	281.2	287.4	311.3	337.2	326.6
Public lighting	32.7	34.7	36.8	37.1	37.7
Other systems	46.5	51.4	132.8	98.8	104.9
Sales in block	25.1	26.8	27.5	29.3	29.7
<b>Total</b>	<b>1,522.7</b>	<b>1,673.3</b>	<b>1,849.0</b>	<b>1,816.6</b>	<b>1,944.1</b>
<u>Share (%)</u>					
Residential	31.1	29.8	28.6	28.7	28.8
Commercial	32.7	31.8	30.7	31.6	31.4
Industrial	18.5	17.2	16.8	18.6	16.8
Public buildings & others	17.7	21.2	23.9	21.1	23.0
<b>Total</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>
<u>Rate of access to electricity</u>					
Total population	1,874,000	1,926,000	2,089,000	2,123,000	2,180,000
No. of families	374,800	385,300	417,700	426,800	436,100
Residential consumers	209,627	223,251	229,537	238,432	249,232
% of total population	55.9 %	58.0 %	55.0 %	55.9 %	57.2 %
Urban area	95.5 %	96.5 %	87.7 %	87.7 %	83.2 %
Rural area	17.2 %	20.2 %	21.2 %	22.6 %	29.7 %

Source: IRHE - Plan Maestro de Expansion - 1986

## 2.5 負荷変化の特徴

### 2.5.1 日負荷曲線

乾期においても雨期においても、日の尖頭負荷は、クーラーの使用電力の関係から、12時前後から15時前後の間に生ずる。電灯用需要を反映する夕方のピークは19時から21時前後にかけて生ずる。深夜から早朝にかけて負荷は可成り低下する。日の最低負荷は尖頭負荷の50～55%である。

因みに、1985年1月第3水曜日の日負荷曲線から、負荷の時間毎の変化を算出し、示すと次の通りである。

軽負荷時間帯		重負荷時間帯			
時刻	(%)	時刻	(%)	時刻	(%)
23時	66.7	8時	78.8	17時	84.1
24時	62.4	9時	92.2	18時	80.9
1時	52.4	10時	96.5	19時	89.5
2時	52.7	11時	98.7	20時	85.8
3時	53.5	12時	97.0	21時	82.8
4時	54.8	13時	94.7	22時	77.7
5時	54.6	14時	98.9		
6時	58.9	15時	100.0		
7時	60.5	16時	97.0		

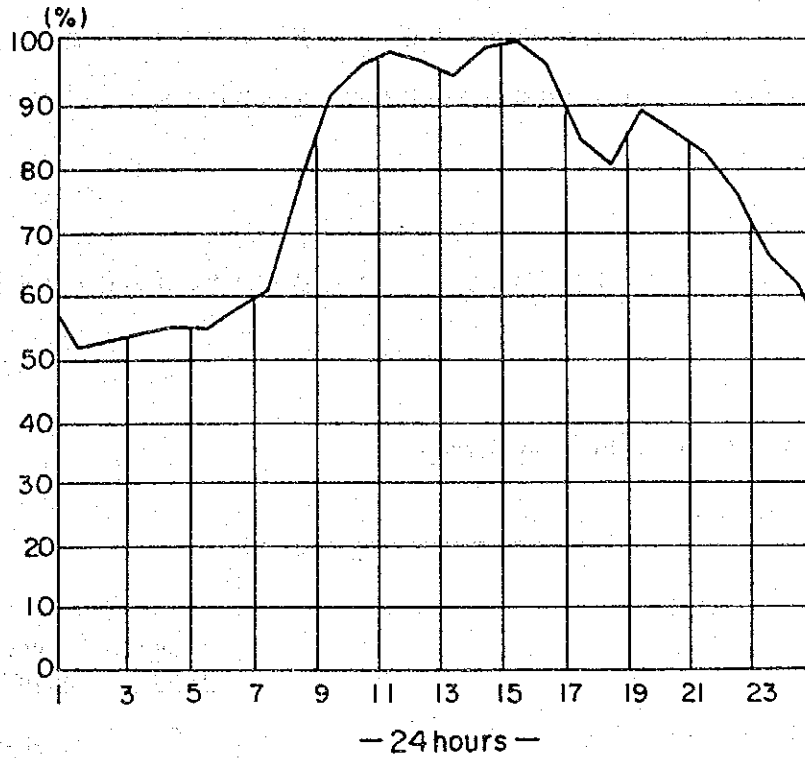
同日尖頭負荷：372.0MW (15時)

最低負荷：195.0MW (1時)

日負荷率：78%

Fig. 2.5.1 は上記の日負荷曲線を示す。

Fig. 2.5.1 Typical Daily Load Curve-3rd Wednesday of January 1985



2.5.2 月尖頭負荷の変動

年間を通じて気温の変化が殆どないため、月別尖頭負荷の変動は極めて少ない。  
 1983年および1984年の記録によると、両年の月別尖頭負荷の変動は次の通りである。

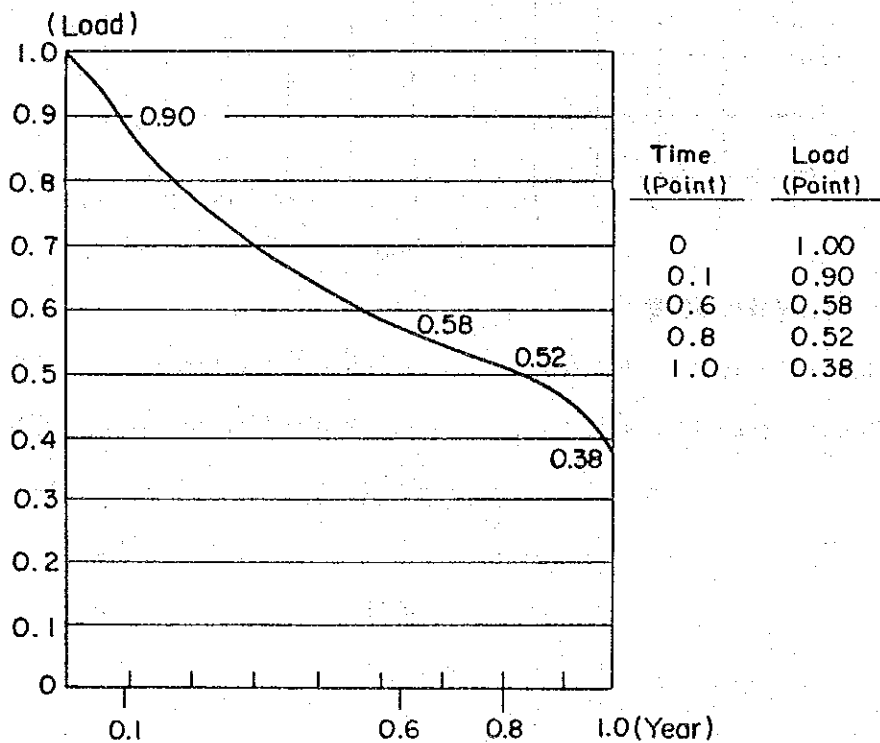
年次	1983 (%)	1984 (%)
1月	93.7	90.5
2月	96.4	90.5
3月	100.0	94.2
4月	99.8	94.9
5月	97.8	95.8
6月	97.8	96.6
7月	98.2	96.3
8月	96.3	97.9
9月	91.1	97.9
10月	95.1	98.9
11月	95.5	99.8
12月	95.0	100.0
年尖頭負荷:	375.0MW	385.8MW
尖頭負荷発生月:	3月	12月

以上の状況は、年尖頭負荷は一年のうち如何なる月にも発生する可能性があること、従って、水力発電所群の出力が最低に落ち込む月に年尖頭負荷が発生することもあり得ることを示している。

### 2.5.3 年負荷持続曲線

IRHEの調査によると電力系統全体の負荷持続曲線は次のようにして表わされとされている。

Fig. 2.5.3 Load Duration Curve







### 第3章 電力需要予測および電源開発計画





## 第3章 電力需要予測および電源開発計画

### 3.1 電力需要予測

#### 3.1.1 予測方法

短期の開発計画の基となる需要予測を樹てる場合には、過去における需要の増加トレンドや、将来における承認済みの産業・社会開発計画等を考慮して策定される徹視的な積上げ需要予測が適しているが、中期及び長期の開発計画の基となる需要予測には、以下に述べる巨視的予測方式を適用するのが適当と思われる。

##### (1) 第一次接近

一般に、所与の財貨に対する需要は所得と価格の関数として定まり、次の関係式で表わされる。

$$D_i = f(P_i, P_w, Y)$$

ここで、 $D_i$  : 財貨  $i$  に対する需要

$P_i$  : 財貨  $i$  の価格

$P_w$  : 一般物価指数で代表されるその他財貨の価格水準

$Y$  : 需要家の所得

価格と所得に対して需要関数は殆ど同質の対応を示すので、上記の関係式は次のように書改めることができる。

$$D_i = f(P_i / P_w, Y / P_w)$$

このことは、財貨  $i$  に対する需要は当該財貨の相対価格と需要家の実質所得によって規定されることを意味し、電力に対する需要関数も同様の形をとる。

Table 3.1.1 は1970年から1984年までの売電電力量と、1980年価格で算定されたGDPおよびkWh 当りの平均売電単価を示す。この表に基づいて、重回帰式を求めると次の通りとなる。

$$y = -387.4 + 0.27551x_1 + 98.93x_2$$

$$\text{重相関係数} : R^2 = 0.972$$

ここで、

$y$  : 需要電力量 (GWh)

$x_1$  : GDP (百万B/. )

$x_2$  : 売電単価 (Cent/kWh)

上の式において、売電単価の偏回帰係数 $b_2$ が負の値をとらずに正の値をとっているのは理論的に説明できない。従って、上記公式は相関係数は極めて高いけれども、予測手段として用いることは適当でない。

## (2) 第二次接近

いま、GDPを横軸、需要電力量を縦軸として、Table 3.1.1のそれぞれの数値をグラフ上にプロットすると、それぞれ上向ききの2本の曲線が認められる。即ち、1970年から1979年までの10年間についての規則的な傾向線と、1980年から1984年までは可成り不規則な傾向線であり、両曲線の間には連続性は乏しい。このような曲線に対しては、次の2次回帰式が適合する。

$$y = a + b_1 x + b_2 x^2$$

ここで、

$y$  : 需要電力量

$x$  : GDP

$a$  : 定数

$b_1$  および  $b_2$  : 回帰係数

偏回帰係数  $b_1$  および  $b_2$  は最小二乗法を用いて、次の連立方程式を解いて得られる。

$$S_{11} b_1 + S_{12} b_2 = S_{1y}$$

$$S_{12} b_1 + S_{22} b_2 = S_{2y}$$

ここで、

$$S_{11} = \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2 / n \quad (n : \text{年数})$$

$$S_{22} = \sum (x_i^2)^2 - (\sum x_i^2)^2 / n$$

$$S_{12} = \sum x_i^3 - (\sum x_i) (\sum x_i^2) / n$$

$$S_{1y} = \sum x_i y_i - (\sum x_i) (\sum y_i) / n$$

$$S_{2y} = \sum x_i^2 y_i - (\sum x_i^2) (\sum y_i) / n$$

また、定数  $a$  は次の式から得られる。

$$a = y - b_1 x - b_2 (x^2)$$

Table 3.1.1 に示された数字を基として、上記の式から次の2次回帰式が算出される。

a) 1970~1979年 :  $y = -160.58 + 154.45x + 119.93x^2 \quad R^2 = 0.94$

b) 1980~1984年:  $y = -645.44 + 404.15x + 54.29x^2$   $R^2 = 0.71$

c) 1970~1984年:  $y = -1,513.50 + 1,302.12x - 120.23x^2$

ただし、 y : 需要電力量 (GWh)

x : GDP (10億 Balboas)

R<sup>2</sup>:重相関係数

上記3通りの回帰式のうち、c)を需要予測に用いるのは適当でない。何故なら、この式を用いた需要曲線は放物線となり、或る大きさ以上のGDPに対してはGDPが増大するに伴って需要電力量は逆に減少するという結果になるからである。また、b)はデータの期間が短く、相関係数も極めて低いので使用は不適當である。従って、データ期間が長く(10年)、相関係数も高いことから、a)の回帰式を用いて需要予測を行うこととする。

### 3.1.2 パラメーターの条件

上記の重回帰式を用いて電力需要を予測するためには、将来におけるGDP成長率および送配電損失率および系統負荷率等についての予測が必要であり、本スタディで用いた予測は次の通りである。

#### (1) GDP成長率

最近におけるGDPの年平均成長率は、1980~1983年は3.3%、1980~1984年は2.2%と低く、1984年のGDPは対前年比1.2%のマイナス成長であった。1985年、1986年のGDPは不明であるが、最近におけるこれらの成長実績と政府の財政緊縮政策を考慮し、将来のGDP年平均成長率を次のように想定する。

	1985~1987年	1987~1995年
高成長予測	実質成長なし	3.2%
中間予測	"	3.0%
低成長予測	"	2.8%

#### (2) 送配電損失率

2.4.3項で述べたように、送配電損失率は1980~85年の6年間の平均で16.7%であるが本スタディでは、1986年から1995年までの送配電損失率を次のように想定する。

年次	送配電損失率
1986	17.0%

1987	15.5%
1988	"
1989	"
1990	"
1991	16.0%
1992	"
1993	"
1994	"
1995	"

### (3) 負荷率

同じ2.4.3項に述べたように、負荷率は上記6年間平均で65.8%である。従って、本スタディは系統負荷を66%として、送電端電力量から尖頭負荷を算出する。

### 3.1.3 需要予測の結果

高成長予測、低成長予測、中間予測のそれぞれの予測結果は Table 3.1.3 に示す通りであるが、これら3種類の予測のうち、中間予測を電力開発計画のベースとして用いる。

JICA調査団が行った中間予測は、次に示すように、IRHEが行った需要予測の結果と極めて接近している。

年次	JICA予測 (MW) (A)	IRHEの予測 (MW) (B)	比率 (A)/(B)
1990	539.0	548.5	0.983
1991	571.0	580.9	0.982
1992	598.0	615.1	0.972
1993	642.0	651.4	0.986
1994	676.0	689.8	0.980
1995	718.0	730.6	0.982

これら3通りの需要予測の結果はFig. 3.1.3に示す通りである。

Table 3.1.1 Basic Parameters for Load Forecasting

n	Year	Energy sold (GWh)	GDP (Millions of Balboas)		Deflator (1980=100)	1980 prices	Average rate per unit sold (Cent/kWh)	Consumers price index (1980=100)	Deflated average rate (Cent/kWh)
			Current prices	1980 prices					
1	1970	710.3	1,021.2	47.1	2,081.7	2.82	50.8	5.55	
2	1971	775.4	1,151.9	50.5	2,281.9	2.94	51.8	5.68	
3	1972	869.8	1,264.9	53.0	2,386.5	3.30	54.6	6.04	
4	1973	983.9	1,446.8	57.5	2,514.5	3.48	58.4	5.96	
5	1974	980.7	1,654.1	64.2	2,576.0	4.70	68.2	6.89	
6	1975	1,041.1	1,840.8	70.2	2,620.9	5.62	71.9	7.82	
7	1976	1,143.1	1,956.3	73.4	2,664.5	5.77	74.8	7.71	
8	1977	1,260.2	2,069.8	76.8	2,693.7	7.05	78.2	9.02	
9	1978	1,268.2	2,452.5	82.9	2,957.4	7.42	81.4	9.12	
10	1979	1,480.9	2,800.2	90.6	3,091.0	7.90	87.9	8.99	
11	1980	1,472.4	3,558.8	100.0	3,558.8	9.76	100.0	9.76	
12	1981	1,552.7	3,878.0	104.6	3,707.6	10.63	107.3	9.91	
13	1982	1,673.3	4,278.9	109.4	3,911.1	11.52	111.9	10.29	
14	1983	1,849.0	4,379.4	111.5	3,926.7	12.68	114.3	11.09	
15	1984	1,816.6	4,429.0	114.2	3,878.4	12.72	116.1	10.96	

Median

1970 - 1984  $\bar{y} = 1,258.5$

1975 - 1984  $\bar{y} = 1,455.8$

1980 - 1984  $\bar{y} = 1,672.8$

$\bar{x}_1 = 2,990.0$

$\bar{x}_1 = 3,301.0$

$\bar{x}_1 = 3,796.5$

$\bar{x}_2 = 8.31$

$\bar{x}_2 = 9.47$

$\bar{x}_2 = 10.40$

Average annual growth rate

1970 - 1983 7.6 %

1975 - 1983 7.4 %

1980 - 1983 7.9 %

5.0 %

5.2 %

3.4 %

5.5 %

4.5 %

4.4 %

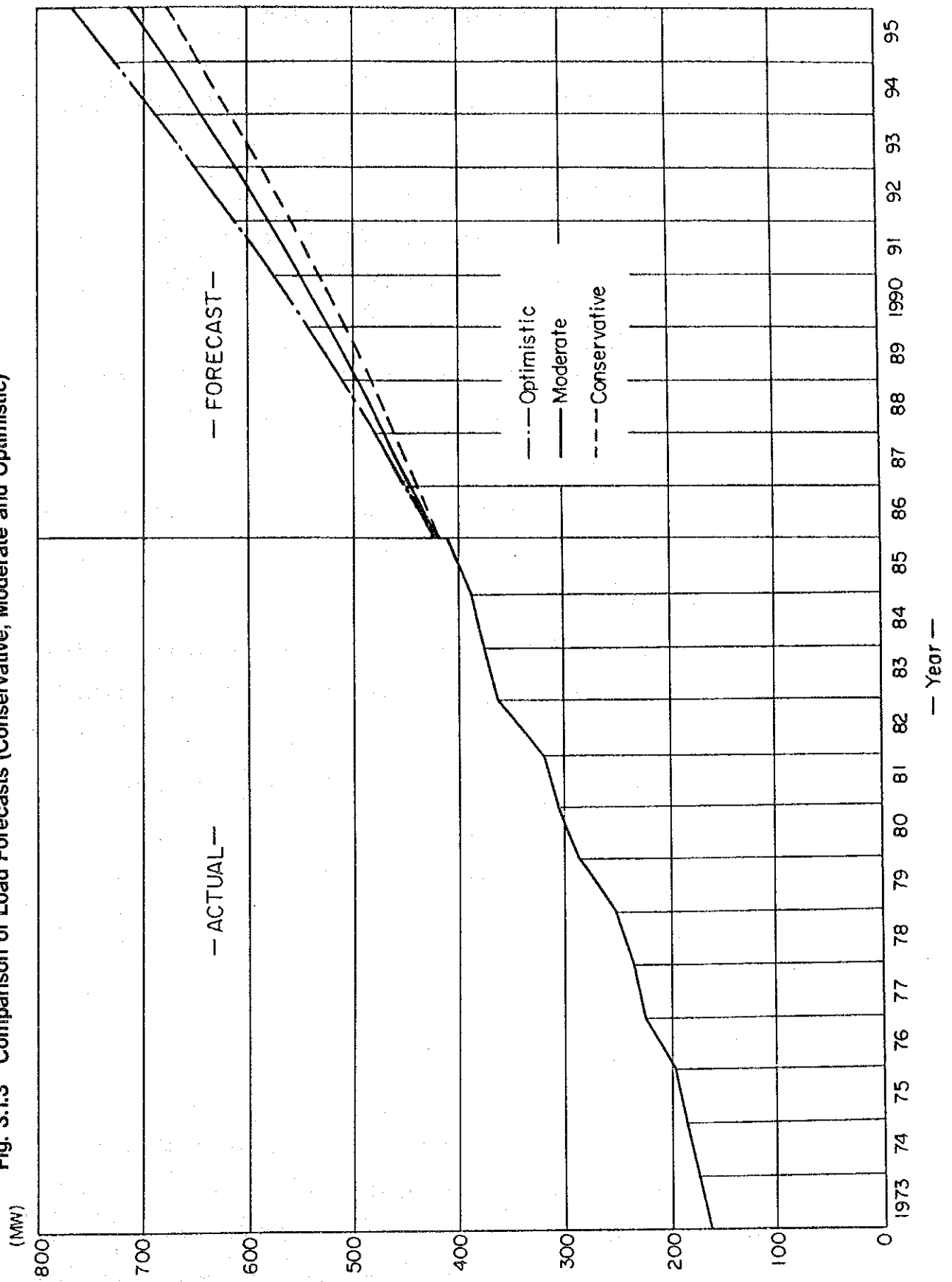
Source: Energy sold and average rate per unit sold ..... IRHE - Departamento de Energia y Tarifas  
GDP, GDP deflator and CPI ..... Financial Statistics (IMF)



Table 3.13 Load Forecast

Year	GDP at 1980 prices (Billion B/.)	Energy sold (GWh)		Constant	Total	Net generation (GWh)	Peak load	IRHE's forecast	Difference JICA/IRHE
		154.45 x	119.93 x <sup>2</sup>						
	x <sub>1</sub>				y		A	B	A/B
1984	3.878								
<u>Optimistic</u>									
1987	4.779	981.02	1,082.49	-160.58	2,242.0	2,661.3	460.0		
1989	5.198	1,067.04	1,280.63	-160.58	2,522.9	2,985.7	516.0		
1991	5.666	1,163.11	1,521.61	-160.58	2,839.6	3,360.5	581.0		
1993	6.187	1,270.06	1,814.31	-160.58	3,195.4	3,804.0	658.0		
1995	6.757	1,387.07	2,164.00	-160.58	3,595.1	4,279.9	740.0		
<u>Moderate</u>									
1986	4.503	924.37	961.07	-160.58	2,088.0	2,522.9	436.0	430.6	1.013
1987	4.683	961.32	1,039.42	-160.58	2,242.6	2,661.3	460.0	462.7	0.994
1988	4.870	999.71	1,133.60	-160.58	2,369.4	2,820.5	487.0	485.8	1.002
1989	5.065	1,039.74	1,215.93	-160.58	2,504.6	2,967.5	513.0	517.9	0.991
1990	5.268	1,081.41	1,315.36	-160.58	2,648.0	3,110.7	539.0	548.5	0.983
1991	5.489	1,126.78	1,428.03	-160.58	2,939.4	3,298.8	571.0	580.9	0.982
1992	5.720	1,174.19	1,550.74	-160.58	2,958.1	3,460.1	598.0	615.1	0.972
1993	5.960	1,223.46	1,683.64	-160.58	3,126.7	3,718.2	642.0	651.4	0.987
1994	6.210	1,274.78	1,827.82	-160.58	3,904.5	3,904.5	676.0	689.8	0.980
1995	6.471	1,328.36	1,984.71	-160.58	4,152.1	4,152.1	718.0	730.6	0.982
<u>Conservative</u>									
1987	4.589	942.03	998.13	-160.58	2,242.0	2,661.3	460.0		
1989	4.935	1,013.05	1,154.32	-160.58	2,486.4	2,942.5	509.0		
1991	5.317	1,091.47	1,339.94	-160.58	2,757.9	3,263.8	565.0		
1993	5.740	1,178.30	1,561.62	-160.58	3,058.8	3,641.4	630.0		
1995	6.197	1,272.11	1,820.18	-160.58	3,392.4	4,038.5	689.0		

Fig. 3.1.3 Comparison of Load Forecasts (Conservative, Moderate and Optimistic)



## 3.2 電力開発計画および石炭火力発電所の所要運転開始時期

### 3.2.1 電力開発計画

IRHEの“電力開発基本計画”によると、1986～95年の向う10年間の電力開発計画は次の2種類に区分される。

#### (1) 決定済開発計画（対象期間：1986～90年）

- Bahia Las Minas 火力発電所の2号機、3号機、4号機のリハビリテーション。これによって熱効率を改善し、耐用年数の延長を計る。完成予定は1989年である。
- Bahia Las Minas 火力発電所の1号機22.0MWに30.0MWのガスタービン2基を組合せた、80.0MWのコンバインド・サイクル発電所の建設。完成目標は1988年である。
- 常時電力および電力量を増加させるためダムを40m嵩上げするFortuna II期計画。完成目標は1990年である。

#### (2) 暫定開発計画案（対象期間：1991～95年）

- Colon 地区における150.0MWの石炭火力発電所の開発計画。これは経済性の見地から従来の重油火力から石炭火力に移行するための最初の計画として立案されたもので、本スタディの目的とする開発計画である。
- EstiおよびBarrigonの2ヶ地点に合計出力114.0MWの水力発電所を開発する。

上記2通りのプロジェクトの開発順序について、Esti-Barrigon 水力計画は巨額の建設資金を必要とするため、IRHEは石炭火力発電所の開発を先に実施したい意向であると云われている。

### 3.2.2 電力需給バランス

#### (1) 水力発電所の発電能力

電力需給バランスにおいて考慮しなければならない水力発電所の発電能力は、これら水力発電所群を総合した常時電力および電力量である。

“電力開発基本計画”の策定に当たって用いられたIRHEの“E.L.E.C”データベースによると、水力発電所群を総合した常時電力および電力量は、Table 3.2.2

(1)および3.2.2(2)に示すように、1989年まではそれぞれ209.2MWおよび2,320.4GWhであ

り、1990年に Fortuna II 期計画が完成すると共に、これら常時電力および電力量は 465.2MWおよび2,398.1GWhに増大する見込である。

### (2) 老朽ディーゼル発電所の待機予備力化

Bahia Las Minas 火力発電所のタービン発電機1基がリハビリテーションのため運転停止しているため、電力系統の発電出力は現在不足状態にある。従って、San Francisco、“GM”、Chitre、Capira、Pto Armuelles 等の老朽ディーゼル発電所は Fortuna II 期計画が完成するまでは運転をつづける必要がある。しかしながら、Fortuna II 期計画が完成すると共に、これらディーゼル発電所は運転停止し、待機予備力に回されるものとする。

### (3) 信頼度基準（予備力）

発電計画立案のための基準は、過去数年間の発電所群の実績発電記録、可能発電能力、信頼度等の調査、分析に基づいて設定されなければならない。実際的には、定期点検や事故による出力低下を賄うに十分な予備力がなければならない。

IRHEは、電力系統の信頼度をloss-of-load probability (LOLP) で算出し、これを基準としている。LOLPは、可能発電能力が年間の全ての日または時間毎の負荷を賄うのに不十分であるのが年間に何日間または何時間あるかを示す比率を云う。IRHEが採用しているLOLPの信頼度基準は、1986~2005年までの期間中、LOLPが年間2日以上、従って、 $2/365=0.00548$  以上であってはならないというものである。

LOLPとパーセント予備力（尖頭負荷を上回る設備出力部分を尖頭負荷に対する百分率を表したもの）との関係について、電算機による計算やシミュレーションを行った結果、IRHEの電力系統では、年間2日間のLOLPを確保するためには15%の予備力が必要であると報告されている。

これに関連して、LOLPの目標値は国によって異なることに注意しなければならない。例えば、米国の大規模連系系統では10年間に1日、ヨーロッパ諸国では2.5年から15年間に1日である。水火力混合電力系統において、パーセント予備力とLOLPは最も広く適用されている信頼度基準である。

小規模電力系統の場合に、一般に広く用いられている予備力決定の方式は、予備力は次の2通りの値のうち何れか大きい方をとることである。

尖頭負荷に対する或るパーセンテージの出力（一般に15~20%）

#### 最大および2番目に大きい単機出力の合計

従って、上記基準に従って予備力を設定すれば、最大容量1基の定検停止中に最大2番目容量の1基が事故停止しても（またはその逆）、当該予備力をもって系統の出力低下に対応することが可能である。

IRHEの電力系統における最大単機容量はFortuna水力発電所の100MW、次がBayano水力発電所の75MWであるが、予備力基準としての最大および2番目容量の合計値としてこれら水力の175MWを採用するのは妥当でない。何故なら、

- a) 火力機は毎年定期点検を必要とするが、水力機器の定期点検は10年に1回で、定検時の運転停止時間は1基当りKaplanで30～35日、Francisで25～30日である。従って、電力需給バランスに支障を与えないようなやり方で計画的に定期点検を行うことが可能である。
- b) 水力発電所の日常点検に必要な時間は数時間にすぎないので、深夜の低負荷時に実施すれば需給状況に支障を来さないで済む。
- c) 水力発電時の事故停止率は次の式で表され、その値は0.5%という低いものである。

$$\frac{\text{事故停止時間}}{\text{運転時間} + \text{事故停止時間}} = 0.5\% \text{ (水力)}$$

一般に水力の予備力は設備出力に上記の事故停止率を乗じて算出されるが、IRHEの電力系統の場合にこれを適用すると、水力総設備出力  $551.6\text{MW} \times 0.5\% = 2.8\text{MW}$  が予備力となる。この値は極めて小さいもので殆ど無視できる。

従って、IRHEの電力系統に対しては次の予備力基準を採用するのが適当であると考えられる。

予備力は次の2通りの値のうち何れか大きい方をとる。

尖頭負荷の15%

火力機の最大および2番目に大きい単機出力の合計

IRHE電力系統における将来の火力機の最大および2番目に大きい単機出力の合計は次の通りである。

年 次	最大 2 基の合計出力
1 9 8 6	$37.5(\text{BLM}) + 22.0(\text{BLM-1}) = 59.5\text{MW}$
1 9 8 7	$37.5(\text{BLM}) + 18.5(\text{Mount Hope}) = 56.0\text{MW}$
1988 ~ 91	$37.5(\text{BLM}) + 40.0(\text{Combined cycle}) = 77.5\text{MW}$
1992 以 降	$40.0(\text{Combined cycle}) + 70.5(\text{Coal-fired}) = 110.5\text{MW}$

従って、電力需給バランスに用いられる予備力は次の通りとなる。

年 次	尖頭負荷 (P) (MW)	$P \times 15\%$ (MW)	最大 2 基 (MW)	採 用 値 (MW)
1 9 8 6	4 3 6. 0	6 5. 4	5 9. 5	6 5. 4
1 9 8 7	4 6 0. 0	6 9. 0	5 6. 0	6 9. 0
1 9 8 8	4 8 7. 0	7 3. 1	7 7. 5	7 7. 5
1 9 8 9	5 1 3. 0	7 7. 0	7 7. 5	7 7. 5
1 9 9 0	5 3 9. 0	8 0. 9	7 7. 5	8 0. 9
1 9 9 1	5 7 1. 0	8 5. 7	7 7. 5	8 5. 7
1 9 9 2	5 9 8. 0	8 9. 7	1 1 0. 5	1 1 0. 5
1 9 9 3	6 4 2. 0	9 6. 3	1 1 0. 5	1 1 0. 5
1 9 9 4	6 7 6. 0	1 0 1. 4	1 1 0. 5	1 1 0. 5
1 9 9 5	7 1 8. 0	1 0 7. 7	1 1 0. 5	1 1 0. 5

### 3.2.3 石炭火力発電所の所要運転開始時期

以上の条件に従って電力需給バランスを作成すると Table 3.2.3 (1)および3.2.3 (2)の通りとなる。この表に示されるように、Fortuna II 期計画が完成を予定されている1990年までは供給力不足が続くものと考えられる。また、Fortuna II 期計画の完成と共に老朽化した全ディーゼル発電所が待機予備力に回された場合、新規発電所が運転開始しないと、次に示すように1993年には再び供給力が不足するものと予想される。

1993年のバランス (MW)	
既存発電所出力 (新規発電所計上せず) (A)	7 1 2. 2
最大需要電力	6 4 2. 0
予 備 力 (新規発電所計上せず)	9 6. 3
所要出力 (B)	7 3 8. 3
バランス (A) - (B)	- 2 6. 1

このことは、1992/1993年に電力系統に新規電力の投入が必要であることを示すものである。電力供給の信頼度を確保するためには、次のようなスケジュールで石炭火力発電所を運転開始することが望ましい。

	<u>設備出力 (MW)</u>	<u>有効出力 (MW)</u>	<u>運転時期</u>
1号機	75.0	70.5	1992年10月
2号機	75.0	70.5	1993年1月

Table 3.2.3 (1)およびFig. 3.2.3は、1995/1996年頃に更に新しい発電所の運転開始が必要であることを示している。

**Table 3.2.2 (1) Firm Capacity of Hydro Power Plants**

Power plant	(MW)					
	Yeguada Chiriqui	La Estrella	Los Valles	Bayano	Fortuna	System Total
Installed capacity	11.0	43.0	47.0	150.0	300.0	551.0
<u>1986 - 1989</u>						
January	3.6	13.0	15.1	148.7	62.1	242.5
February	3.8	15.7	17.0	140.1	138.9	315.5
March	3.3	12.3	15.1	138.6	84.9	254.2
April	3.2	11.9	13.2	130.8	50.1	<u>209.2</u>
May	5.2	19.4	26.8	123.9	140.1	315.4
June	6.9	26.1	38.9	118.5	112.8	303.2
July	6.7	25.1	38.9	116.7	99.0	286.4
August	5.6	20.9	30.2	114.8	125.7	297.2
September	9.5	35.9	47.0	114.8	167.7	374.9
October	11.0	43.0	47.0	122.3	171.6	394.9
November	8.2	31.4	43.4	135.5	181.5	400.0
December	11.0	43.0	47.0	150.0	171.6	422.6
<u>1990 and thereafter</u>						
January	3.6	23.9	24.1	150.0	300.0	501.6
February	3.8	15.7	14.7	150.0	300.0	484.2
March	3.3	11.4	12.4	145.8	299.1	472.0
April	3.2	20.7	21.2	140.1	294.9	480.1
May	5.2	17.2	19.1	137.1	294.0	472.6
June	6.9	22.3	27.6	137.1	289.8	483.7
July	6.7	17.0	19.6	137.1	289.8	470.2
August	5.6	22.1	28.0	134.0	288.0	477.7
September	9.5	26.1	30.8	132.3	288.0	486.7
October	11.0	29.1	36.9	132.3	288.9	<u>465.2</u>
November	8.2	30.9	35.3	134.0	289.8	498.2
December	11.0	30.1	33.1	135.5	288.9	498.6

Note: Calculated from "Generation Expansion Plan" - 02/05/86.



Table 3.2.2 (2) Firm Energy of Hydro Power Plants

(GWh)

Power plant	Yeguada Chiriqui	La Estrella	Los Valles	Bayano	Fortuna	System Total
<u>1986 - 1989</u>						
January	2.6	9.7	11.2	80.2	46.2	149.9
February	2.8	10.6	11.4	30.5	93.3	148.6
March	2.4	9.2	11.3	67.3	63.1	153.3
April	2.3	8.5	9.5	88.6	36.2	145.1
May	3.8	14.4	19.9	94.5	77.4	210.0
June	5.0	18.8	28.1	77.1	81.3	210.3
July	4.9	18.7	28.5	80.5	73.7	206.3
August	4.1	15.5	22.4	73.6	93.6	209.2
September	6.9	25.9	33.8	20.3	120.7	207.6
October	8.0	32.0	35.0	13.1	127.7	215.8
November	6.0	22.6	31.3	15.5	130.8	206.2
December	8.0	32.0	35.0	55.4	127.7	258.1
Total	56.8	217.9	277.8	696.6	1,071.7	2,320.4
<u>1990 and thereafter</u>						
January	2.6	17.8	18.0	63.0	103.1	204.5
February	2.8	10.6	9.8	44.8	130.7	198.7
March	2.4	8.5	9.2	48.4	127.6	196.1
April	2.3	14.9	15.2	44.9	119.4	196.7
May	3.8	12.8	14.2	44.1	118.9	193.8
June	5.0	16.1	19.9	52.3	108.3	201.6
July	4.9	12.6	14.6	50.6	118.4	201.1
August	4.1	16.4	20.8	38.5	112.4	192.2
September	6.9	18.8	22.2	41.7	112.1	201.7
October	8.0	21.7	27.5	44.4	102.5	204.1
November	6.0	22.2	25.4	38.3	110.6	202.5
December	8.0	22.4	24.7	43.8	106.2	205.1
Total	56.8	194.8	221.5	554.0	1,370.2	2,398.1

Source: IRHE- "Generation Expansion Plan" - 02/05/86

Table 3.2.3 (1) Power Demand and Supply Balance

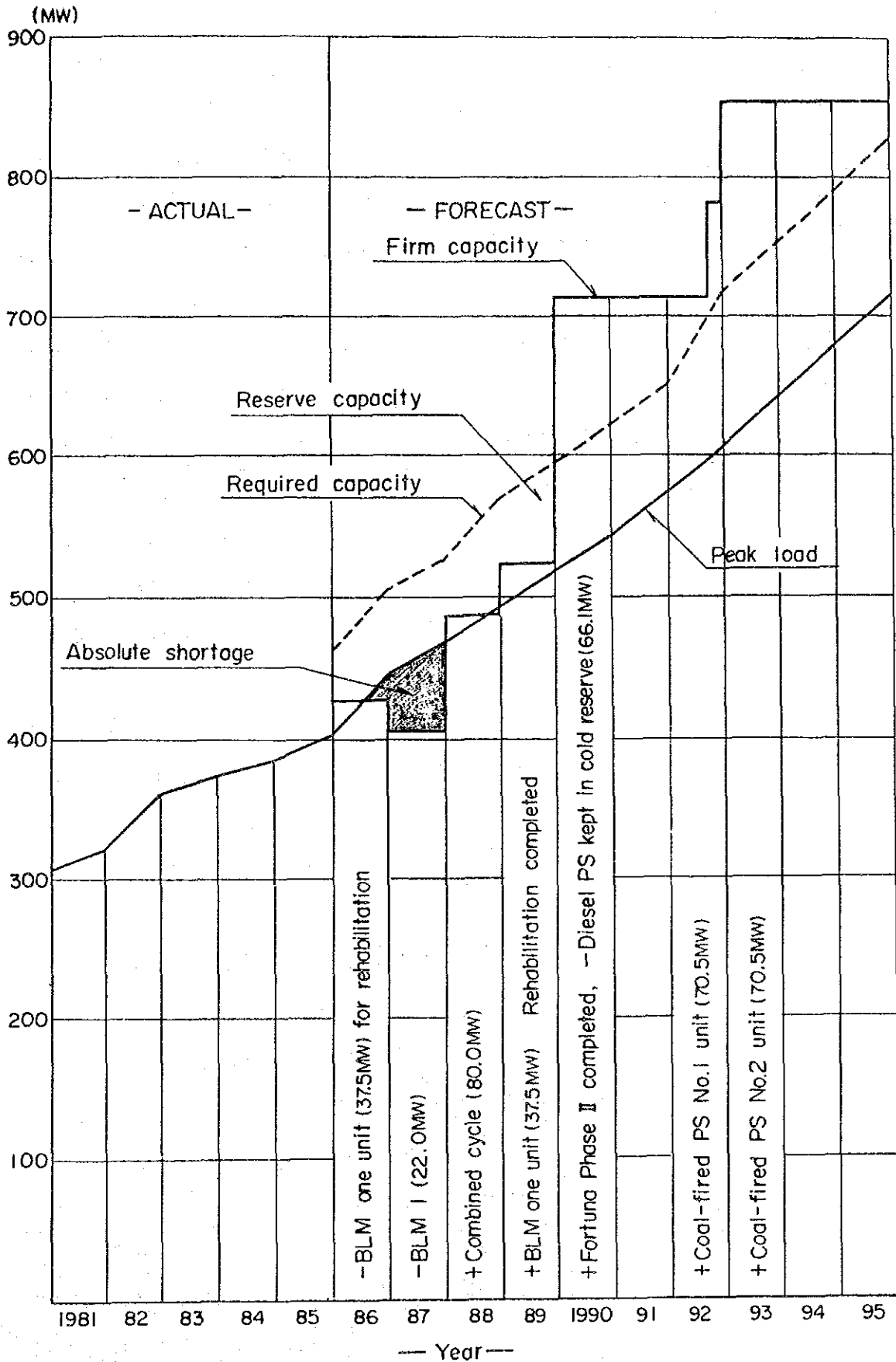
Item	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Maximum power demand	436.0	460.0	487.0	513.0	539.0	571.0	598.0	642.0	676.0	718.0
Reserve capacity	65.4	69.0	77.5	77.5	80.9	85.9	110.5	110.5	110.5	110.5
Required capacity (A)	501.4	529.0	564.5	590.5	619.9	656.9	708.5	752.5	786.5	828.5
<b>Hydro</b>										
<u>Installed capacity</u>										
Yeguada-Chiriqui hydro	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
La Estrella	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0
Los Valles	47.0	47.0	47.0	47.0	47.0	47.0	47.0	47.0	47.0	47.0
Bayano	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0
Fortuna	255.0	255.0	255.0	255.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
Sub-total	506.0	506.0	506.0	506.0	551.0	551.0	551.0	551.0	551.0	551.0
Firm capacity (B)	209.2	209.2	209.2	209.2	465.2	465.2	465.2	465.2	465.2	465.2
<b>Thermal</b>										
<u>Effective capacity</u>										
Steam (BLM 2, 3, 4)	75.0	75.0	75.0	112.5	112.5	112.5	112.5	112.5	112.5	112.5
Steam (BLM 1)	22.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combined cycle	-	-	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
Gas turbine (Panama SS)	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
Gas turbine (Mount Hope)	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5
Diesel (San Francisco)	24.0	24.0	24.0	24.0	-	-	-	-	-	-
Diesel "GM"	20.0	20.0	20.0	20.0	-	-	-	-	-	-
Diesel (Chitre, Capira ...)	22.1	22.1	22.1	22.1	-	-	-	-	-	-
Coal-fired	-	-	-	-	-	-	70.5	141.0	141.0	141.0
Sub-total (C)	217.6	195.6	275.6	313.1	247.0	247.0	317.5	388.0	388.0	388.0
Total capacity (B) + (C) = (D)	426.8	404.8	484.8	522.3	712.2	712.2	782.7	853.2	853.2	853.2
Balance (D) - (A) = (E)	-74.6	-124.2	-79.7	-68.2	+92.3	+55.5	+74.2	+100.7	+66.7	+24.7

Note: With the completion of Fortuna Phase II project (raising up dam height 40 m), the effective capacity will increase from 255.0 MW to 300.0 MW.

Table 3.2.3 (2) Power Demand and Supply Balance

Item	(GWh)										
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	
Energy demand	(A)	2,522.9	2,661.3	2,820.5	2,976.5	3,110.7	3,298.8	3,460.1	3,718.2	3,904.5	4,152.1
<u>Hydro</u>											
<u>Annual average generation</u>											
Yeguada-Chiriqui hydro	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0
La Estrella	237.0	237.0	237.0	237.0	237.0	237.0	237.0	237.0	237.0	237.0	237.0
Los Valles	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0
Bayano	605.0	605.0	605.0	605.0	657.6	657.6	657.6	657.6	657.6	657.6	657.6
Fortuna	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,483.3	1,483.3	1,483.3	1,483.3	1,483.3	1,483.3	1,483.3
Sub-total	2,413.0	2,413.0	2,413.0	2,413.0	2,706.9	2,706.9	2,706.9	2,706.9	2,706.9	2,706.9	2,706.9
Firm energy	(B)	2,320.4	2,320.4	2,320.4	2,320.4	2,398.1	2,398.1	2,398.1	2,398.1	2,398.1	2,398.1
<u>Thermal</u>											
<u>Effective energy</u>											
Steam (BLM 2, 3, 4)	560.6	560.0	560.0	841.0	841.0	841.0	841.0	841.0	841.0	841.0	841.0
Steam (BLM 1)	154.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combined cycle	-	-	560.6	560.6	560.6	560.6	560.6	560.6	560.6	560.6	560.6
Gas turbine (Panama SS)	94.6	94.6	94.6	94.6	94.6	94.6	94.6	94.6	94.6	94.6	94.6
Gas turbine (Mount Hope)	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6
Diesel (San Francisco)	171.7	171.7	171.7	171.7	-	-	-	-	-	-	-
Diesel "GM"	122.6	122.6	122.6	122.6	-	-	-	-	-	-	-
Diesel (Chitre, Capira ...)	56.9	56.9	56.9	56.9	-	-	-	-	-	-	-
Coal-fired	-	-	-	-	-	-	209.0	836.1	836.1	836.1	836.1
Sub-total	(C)	1,208.4	1,054.4	1,615.0	1,896.0	1,544.8	1,544.8	1,753.8	2,380.9	2,380.9	2,380.9
Total energy	(B) + (C) = (D)	3,528.0	3,374.8	3,935.4	4,216.4	3,942.9	3,942.9	4,151.9	4,779.0	4,779.0	4,779.0
Balance	(D) - (A) = (E)	+1,005.1	+713.5	+1,114.8	+1,239.9	+832.2	+644.1	+691.8	+1,060.8	+874.5	+626.9
Balance ratio	(E)/(A)=(F)	+39.8%	+26.8%	+39.5%	+41.7%	+26.8%	+19.5%	+20.0%	+28.5%	+22.4%	+15.1%

Fig. 3.2.3 Power Demand and Supply Balance



### 3.3 発電計画および石炭火力発電所の予想設備利用率

#### 3.3.1 水力発電所群の年間負荷持続曲線

I R H Eの電力系統では、Fortuna、Bayano、La Estrella、Los Valles、Yeguada およびChiriqui等の水力発電所群が電力供給において主導的な役割りを果しており、火力発電所群は水力発電所群の供給力の不足を補填する形で運転されている。このような状況は Fortuna II 期計画の完成に伴って益々その傾向が強くなってゆくと考えられる。従って、本計画の石炭火力発電所の設備利用率を想定するためには水力発電所群の年間負荷持続曲線を考慮しなければならない。

Yeguada およびChiriquiの両水力発電所は流れ込み式の発電所であり、供給能力はその他発電所の運転とは無関係であるが、La Estrella およびLos Vallesの両発電所の供給能力はそれらの上流に位置するFortuna 発電所の運転ルールによって影響を受ける。

ダム高を40m 嵩上げすることによって常時電力および電力量を増加しようとする Fortuna II 期計画は1990年に完成するよう計画されている。この II 期計画の完成に伴って、La Estrella およびLos Valles両発電所の月別の出力および発電量は変化する。I R H Eの電力開発基本計画によれば、Bayano発電所の運転ルールも Fortuna II 期計画の完成に伴って変更が計画されている。

上記基本計画に用いられた I R H Eの“E L E C”データ・ベースに示されている各水力発電所の月別常時出力および電力量は、それぞれ Table 3. 2. 2 (1)および3. 2. 2 (2)の通りである。これらの表に基づいて、Fortuna II 期計画完成後の水力発電所群を総合した月別常時出力、および日数で表した当該出力の持続時間を算出すると Table 3. 3. 1 (1)に示す通りとなる。

Table 3. 3. 1 (1)に示すように、水力発電所の運転は次の3通りの組合せ運転に区別される。

運 転	稼 動 発 電 所	年 間 運 転 持 続 時 間
A	Yeguada、Chiriqui	
	Los Valles、La Estrella	1 6 6. 3 日
B	上記発電所+	
	BayanoまたはFortuna	3 6. 0 日
C	全水力発電所	1 6 2. 7 日
	合 計	3 5 6 日

Table 3.3.1 (1)の月別出力と当該出力の持続時間(日数換算)を、出力の大きい順に配列すると Table 3.3.1 (2)が得られ、また、これに基づいて Fig. 3.3.1 に示すような水力発電所群の年間負荷持続曲線が得られる。

### 3.3.2 発電計画

さきに述べたように、本計画の石炭火力発電所に期待される運転開始時期は、1号機は1992年10月、2号機は1993年1月である。

火力発電所群の運転については、最も効率の高い発電所ができるだけ大きな出力で、できるだけ長時間運転され、次に2番目に効率の高い発電所が同じような運転をされ、以後、3番目、4番目と、効率の順に従って運転され、水力発電所で供給し得なかった需要の残り部分がこれら火力発電所群によって全て満たされるまで運転が行われる。

本計画の石炭火力発電所が運転開始した後の火力発電所群の運転順序は、経済性の見地から次のようになると考えられる。

- 1 番 目 : 本計画の石炭火力発電所 (150.0MW)
- 2 番 目 : コンバインド・サイクル発電所 (80.0MW)
- 3 番 目 : Bahia Las Minas 2, 3, 4号機 (112.5MW)
- 4 番 目 : Panama SS およびMount Hopeガスタービン (54.5MW)

スチームタービンの最低負荷運転を設備出力の50%と想定して1993年および1995年の発電計画を策定すると、Fig. 3.3.2 (1)および3.3.2 (2)に示す通りとなる。

### 3.3.3 石炭火力発電所の予想設備利用率

Fig. 3.3.2 (1)および3.3.2 (2)から、本計画の石炭火力発電所は、1993年には約63%、1995年には68.5%の設備利用率で運転できるものと期待される。

電力需要の増大に伴って上記設備利用率はより高くなることも考えられるが、大抵の国々において石炭火力発電所の設備利用率は高くとも70%前後であることを考慮すると、本計画発電所の設備利用率は長期平均約68.5%と想定するのが適当であろう。この設備利用率は、設備出力 150.0MWに対して年間約900GWhの発電が行われることを意味する。

**Table 3.3.1 (1) Monthly Hydro Firm Capacity and Duration  
After Completion of Fortuna Phase II Project**

Month	Yeguada, La Estrella and Los Valles			Bayano			Fortuna		
	(GWh)	(MW)	(Days)	(GWh)	(MW)	(Days)	(GWh)	(MW)	(Days)
<u>Firm power and energy by plant</u>									
January	38.4	51.6	31	63.0	150.0	17.5	103.1	300.0	14.3 (1)
February	23.2	34.2	28	44.8	150.0	12.4	130.7	300.0	18.2
March	20.1	27.1	31	48.4	145.8	13.8	127.6	299.1	17.8
April	32.4	45.1	30	44.9	140.1	13.3	119.4	294.9	16.9
May	30.8	41.5	31	44.1	137.1	13.4	118.9	294.0	16.9
June	41.0	56.8	30	52.3	137.1	15.9	108.3	289.8	15.6
July	32.1	43.3	31	50.6	137.1	15.4	118.4	289.8	17.0
August	26.3	55.7	31	38.5	134.0	12.0	112.4	288.0	16.3
September	47.9	66.4	30	41.7	132.3	13.1	112.1	288.0	16.2
October	57.2	77.0	31	44.4	132.3	14.0	102.5	288.9	14.8
November	53.6	74.4	30	38.3	134.0	11.9	110.6	289.8	15.9
December	55.1	74.2	31	43.8	135.5	13.5	106.2	288.9	15.3
<b>Total</b>			<b>365</b>			<b>166.2</b>			<b>195.2</b>

Month	Operation of Yeguada, Estrella, Valles only (Operation A)		Operation A + Bayano or Fortuna (Operation B)		Operation of the total hydro power system (Operation C)	
	(MW)	(Days)	(MW)	(Days)	(MW)	(Days)
January	51.6	13.5	201.6	3.2	501.6	14.3 (2)
February	34.2	9.8	334.2	5.8	484.2	12.4
March	27.1	13.2	326.2	4.0	472.0	13.8
April	45.1	13.1	340.0	3.6	480.1	13.3
May	45.1	14.1	335.5	3.5	472.6	13.4
June	56.8	14.1	193.9	0.3	483.7	15.6
July	43.3	14.0	333.1	1.6	470.2	15.4
August	55.7	14.7	343.7	4.3	477.7	12.0
September	66.4	13.8	354.4	3.1	486.7	13.1
October	77.0	16.2	365.9	0.8	465.2	14.0
November	74.4	14.1	354.2	4.0	498.2	11.9
December	74.2	15.7	363.1	1.8	498.6	13.5
<b>Total</b>		<b>166.3</b>		<b>36.0</b>		<b>162.7</b>

Note: Method for calculating load duration in days is as follows:

Example: Bayano - January

(1)  $63,000 \text{ MWh} \div 150.0 \text{ MW} \div 24 \text{ hours} = 17.5 \text{ days}$

(2)  $56.1 \text{ MW operation} : 31 \text{ days} - 17.5 \text{ days} = 13.5 \text{ days}$

$501.6 \text{ MW} (56.1 + 150.0 + 300.0) \text{ operation} : 14.3 \text{ days}$

$201.6 \text{ MW} (56.1 + 150.0) \text{ operation} : 17.5 \text{ days} - 14.3 \text{ days} = 3.2 \text{ days}$

300.0 MW	14.3 days
150.0 MW	17.5 days
56.1 MW	31 days

**Table 3.3.1 (2) Hydro Power Duration After Completion  
of Fortuna Phase II Project**

No.	Load (MW)	Duration		No.	Load (MW)	Duration		No.	Load (MW)	Duration	
		Days	Hours			Days	Hours			Days	Hours
1	501.6	14.3	343	13	365.9	0.8	19	25	77.0	16.2	389
2	498.6	13.5	324	14	364.2	4.0	96	26	74.4	14.1	338
3	498.2	11.9	286	15	363.1	1.8	43	27	74.2	15.7	377
4	486.7	13.1	314	16	354.4	3.1	74	28	66.4	13.8	331
5	484.2	12.4	298	17	343.7	4.3	103	29	56.8	14.1	338
6	483.7	15.6	374	18	340.0	3.6	86	30	55.7	14.7	353
7	480.1	13.3	319	19	335.5	3.5	84	31	51.6	13.5	324
8	477.7	12.0	288	20	334.2	5.8	139	32	45.1	13.1	314
9	472.6	13.4	322	21	333.1	1.6	38	33	43.3	14.0	336
10	472.0	13.8	331	22	326.2	4.0	96	34	43.2	9.8	235
11	470.2	15.4	370	23	201.6	3.2	77	35	41.5	14.1	338
12	465.2	14.0	336	24	193.9	0.3	7	36	27.1	13.2	320
<b>Total:</b>									<b>365</b>	<b>8,760</b>	

**Fig. 3.3.1 Hydro Power Duration Curve After Completion  
of Fortuna Phase II Project**

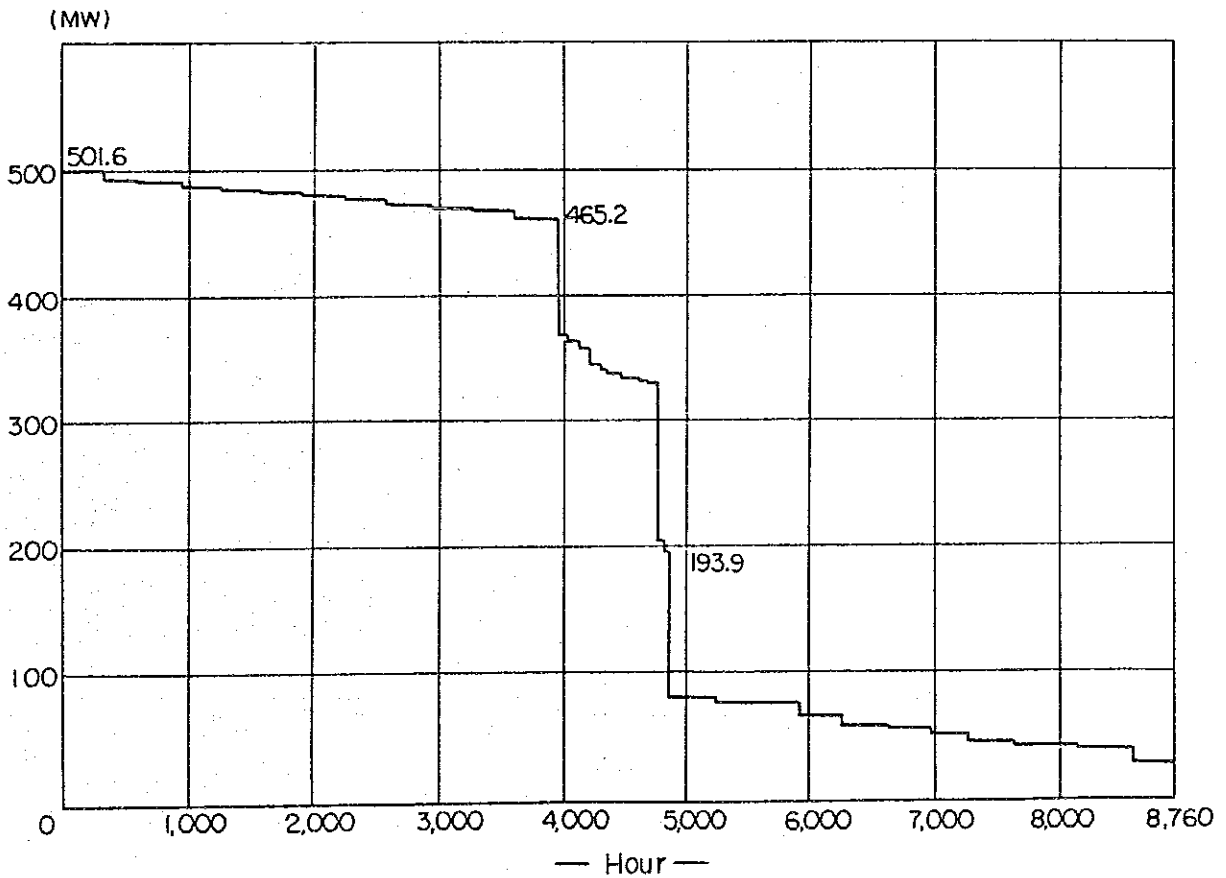




Fig. 3.3.2 (1) Power Generation Program for 1993

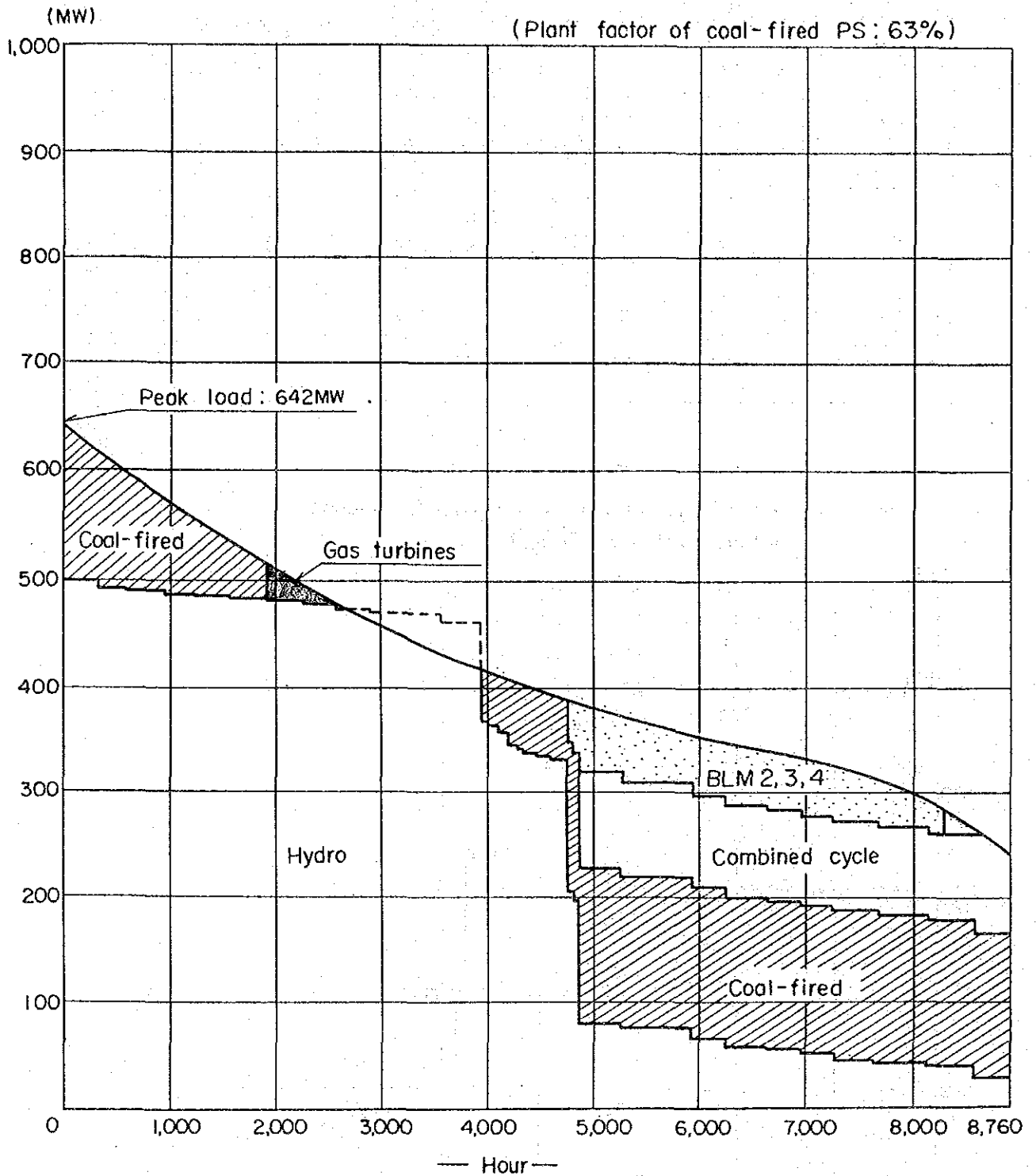
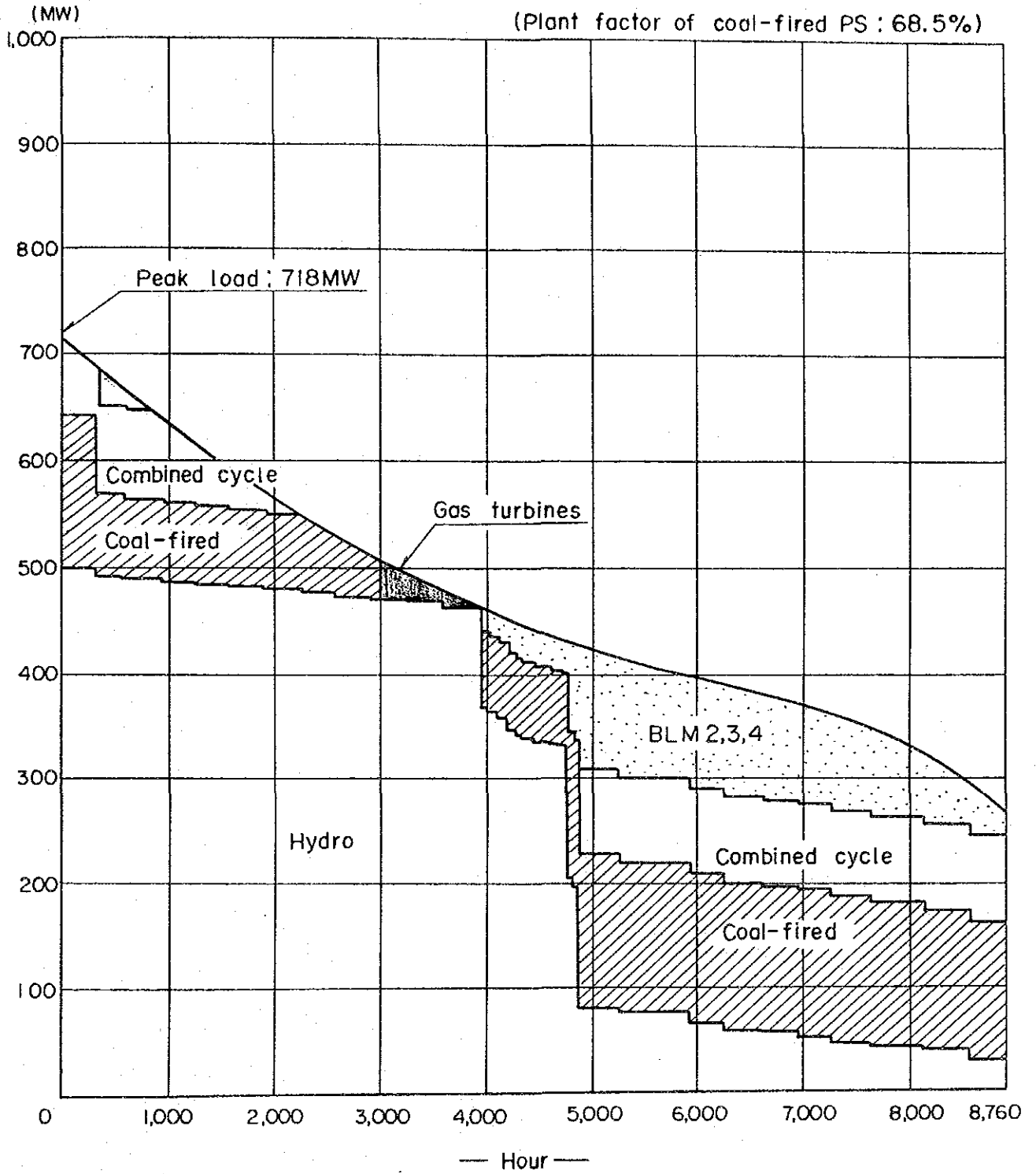


Fig. 3.3.2 (2) Power Generation Program for 1995



## 第4章 発電所計画地点の選定





## 第4章 発電所計画地点の選定

### 4.1 候補地点の調査

JICA調査団は、IRHEが事前に行ったPre Feasibility Studyによって選ばれたBahia Las Minas 地点とTelfers island地点の2つの候補地点について、1986年6月16日より3ヶ月に亘りPanama国に滞在し、Panama国外務省、経済企画政策省、DEPAT (Departamento Direccion Efectivo Para Asuntos del Tratado)、PCC (Panama Canal Commission)、Bahia Las Minas 製油所、IRHEの既設発電所、変電所、給電所、Colon 支店、水道局等を訪問し、必要な資料情報の収集を行った。

### 4.2 発電所地点選定基準

JICA調査団は前記Bahia Las Minas 地点とTelfers island地点の2候補地点について、どちらの地点が75MW×2 Units 級石炭火力建設の立地条件として最適であるかを、下記の選定基準により、比較検討した。

- (1) 地質、地形条件が良い事
- (2) 石炭の輸送および揚炭が容易である事
- (3) 良質の冷却水が得られ、かつ、温排水の再循環がない事
- (4) 十分な広さの貯炭および灰捨用地が得られる事
- (5) 発電所地点へのアクセスが容易な事
- (6) 建設用重量機器の陸揚げ、および搬入が容易な事
- (7) 良質で、十分な量の用水 (Raw water)が発電所地点近くで得られる事
- (8) 建設工事用の電力が近くから容易に得られる事
- (9) 建設用石材 (Break Water Material) が容易に得られる事
- (10) 将来の増設用地がある事
- (11) 需要地への送電線距離が短い事
- (12) 建設工事が短く、1992年迄に運転開始が出来る事
- (13) Panama運河の運行および周辺の、環境へ悪環境を与えない事
- (14) 発電コストが安い事

尚、上記比較とは別に発電所地点用地取得の可能性について、調査検討した。

## 4.3 発電所地点条件比較と発電所地点の決定

### 4.3.1 地点条件の比較

前記の各選定項目に、Bahia Las Minas 地点と、Telfers island地点の2候補地点について比較検討を行った。

比較検討結果をTable 4.3.1(1)に示す。

また、2候補地点の計画レイアウト図をFig. 4.3.1(3)およびFig. 4.3.1(4)に示す。

### 4.3.2 発電所地点用地の取得

#### (1) Bahia Las Minas 地点

発電所に計画された用地は民有地で、現在マングローブ林のままであり、農地あるいは工業用地として利用されていない。従って、今後地主との売買交渉等が必要であるが、用地の付加価値が低い事を考え合わせれば、用地取得は可能と思われる。

#### (2) Telfers island地点

発電所に計画された用地はPanama Canal zone と呼ばれる地域内で、現在Panama国と米国の共同体であるPCC (Panama Canal Commission)管理下にある。しかしながらPanama運河は、Panama国と米国間の協定によって1999年12月迄に全てPanama国へ返還される。

従って、返還される迄の間は、PCCの土地使用許可が必要である。

これらの事からPanama国政府は、外務省内にDEPAT (Departamento Direccion Effective Para Asuntos del Tratado) と称する機関(窓口)を設け、今後のPanama Canal zoneの利用計画、許認可等の管理を行っている。

上記の状況から、JICA調査団は本石炭火力発電所を、Panama Canal zone 内に建設する事の可否について、IRHEより下記の説明を受けた。

- a) IRHEは既に、DEPATと本件について折衝している。
- b) DEPATの説明では、“石炭火力発電所がPanama運河の運用と、周辺への環境に悪影響を与えない”ならば、石炭火力発電所の建設を否定する理由は何もない。
- c) 既に、本発電所計画地点の直ぐ隣りにORILLA, S. Aが、船の解体工場を計画し許可申請をしており、近日中に許可される見通しである。(1986. 8月現在)

d) 発電所建設の許可申請は I R H E から D E P A T を通して行われ、P C C でオーソライズされる。

e) 許可の時間は、O R I L L A . S . A の場合は約1年かかった。

f) 用地の取得については許可のみで、取得費用は不要である。

上記の事から、D E P A T が示す条件を満足する様、発電所設備を計画するならば、当該用地の取得は可能であると思われる。

#### 4.3.3 発電所地点の決定

上記4.3.1および4.3.2の検討の結果から、J I C A 調査団は、Telfers islandを最適発電所地点として決定し、推奨する。

その主なる理由は、

- (1) 電力需給上必要な1992年迄に、運転開始が可能。
- (2) 地質地形条件が良い。
- (3) 発電コストが安い。
- (4) 石炭輸送上有利である。
- (5) 将来増設が容易である。



Table 4.3.1 (1) Comparison of Tow Alternative Sites for the Proposed Power Plant

評価  
 A - 良い  
 B - 普通  
 C - よくない

Bahia Las Minas地点		Telfers island地点	
評価	記述	評価	記述
C	<p>この島は、海拔約0～2mの小さな島である。島のほとんどの部分は、海面に連なる沼地である。島の大部分はマングローブに被われており、地盤は大変に軟弱である。地盤は腐植土から成ると考えられる。</p>	A	<p>この島は、水はけが良く、海拔約3～4mのレベルに広がっている。地盤は、砂、サンゴ、及びPanama運河建設時代に持ち込まれた掘さく物又は、炭礫物から成ると考えられる。</p>
B	<p>発電所地点前面の海域は大変せまく、その上、対岸には精油所の棧橋がある。これらの諸条件は、揚炭棧橋の位置、石炭船の投錨位置、石炭船の数、トン数に対して制約条件を与え、石炭船のせん回広さを考慮して、30,000WTである。</p>	A	<p>Cristobal 港の第16番棧橋には、コンクリートに半裂、鋼材にサビ及び構造物劣化が見られる。この棧橋は、揚炭機の荷重を支持することは不可能と考えられる。発電所地点前面の現在投錨場所として用いられている海域は、充分な広さと水深を持っている。従って、揚炭棧橋を建設する場合は、最大60,000WTの石炭船の停泊が可能となる。</p>
B	<p>冷却水取水及び放水に関し、下記の事項を考慮しなければならぬ。</p> <p>(1) Las Minas 湾は深く、海底はへドロの沈殿物で被われていると考えられる。</p> <p>(2) 発電所地点に面する海域は、湖の干満がほんの30cmで、小さな海域であるため海水が外海との出入において良く循環しない。従って、温排水の再循環を考慮した対策が立てられなければならない。</p>	A	<p>冷却水取水及び放水に関し、下記の事項を考慮しなければならぬ。</p> <p>(1) Limon 湾からの取水は比較的良好であり、海面上の浮遊油分は少ない。</p> <p>(2) 温排水は、取水点から遠く離れたFrench運河に放水が可能。従って、温排水の再循環の可能性はほとんどない。しかしながら運河が比較的狭く浅い為、放水点を掘さくする必要はある。</p>

Bahia Las Minas地点		Telfers island地点	
評価	記述	評価	記述
	(3) 既設Las Minas 発電所の冷却水取水口に対する影響を考慮しなければならぬ。		
B	可能	A	充分
	4. 発電所設置スペース		
	5. 発電所地点へのアクセス		
C	既設道路から約3～4 kmの区間、連絡道路の建設が必要である。	A	発電所地点に添って、舗装道路があり、発電所地点への連絡は大変に簡単である。
	6. 重量物の陸揚と輸送 (最大重量100ton)		
	重量物の陸揚には、下記の2つの棧橋が可能である。		
	(1) <u>Cristobal 港第9棧橋</u>		
	第9棧橋は国に帰属している。1985年に改良工事が実施され、それ以降この棧橋は主にコンテナ陸揚用に用いられている。この棧橋は、充分なスペースを持ち、舗装道路に直結している。従って、重量物の陸揚には、この棧橋が最適である。		
	(2) <u>Coco Solo港棧橋</u>		
	Coco Solo港棧橋もまた、重量物陸揚に使用することが可能である。しかしながらこの棧橋から計画発電所地点までの距離は、Cristobal 港第9棧橋からよりも長い。		
B	輸送距離： 第9棧橋から発電所地点まで 20 km Coco Solo から発電所地点まで 20 km	A	輸送距離： 第9棧橋から発電所地点まで 4 km Coco Solo から発電所地点まで 9 km
B	発電所地点南方約8 kmにSabanta 水処理場が運転されている。このプラントは処理容量15,000 m <sup>3</sup> (4,000,000ガロン)/日であるのに対し、実際の生産水量は23,000 m <sup>3</sup> (6,000,000ガロン)/日である。これは、50%のオーバーロードであることを意味する。	A	発電所地点南方1.5 kmにMount Hope水処理場が運転されている。このプラントの一般仕様は下記のとおりである。 - 水生産 主に飲料水用
	7. 原水入手の可能性 (最大需要 500 m <sup>3</sup> (132,000ガロン)/日)		

Bahia Las Minas地点 記述		Telfers Island地点 記述	
評価	記述	評価	記述
	<p>この状況より、この水処理場から計画発電所への水の供給は不可能であると判断される。</p> <p>従って、Gatun 湖から取水する必要があり、この場合、下記の工事と手法が必要になる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— 8 kmの区間のパイプラインの設置</li> <li>— 水の予備処理プロセス</li> </ul>		<p>設置容量 : 75,000 m<sup>3</sup> (20,000,000ガロン) / 日</p> <p>最大容量 : 79,000 m<sup>3</sup> (21,000,000ガロン) / 日</p> <p>実生産量 : 72,000 m<sup>3</sup> (19,000,000ガロン) / 日</p> <p>余剰容量 : 3,000 m<sup>3</sup> (1,000,000ガロン) / 日</p> <p>上記余剰容量 3,000 m<sup>3</sup> / 日は、計画発電所 (最大必要量 500 m<sup>3</sup> / 日) への供給に当てることが出来る。パイプラインの設置は簡単である。</p>
	<p>8. 建設用電源</p> <p>C Colon 第4発電所から東にある道路に添って、13.8kVの送電線が付設されている。建設工事用電力供給のための配電線は、発電所地点の南東3 kmに位置するRio Alejandroから建設される連絡道路に添って、建設されなければならない。</p>	A	<p>発電所地点から約1.5 kmに位置するColon 第5発電所の12kVファイダーからの受電が可能である。12kVは標準電圧ではない (13.8kVが標準) ことから、この電圧のために建設期間中、変圧器を用意する必要がある。</p>
	<p>9. 防波堤用資材の入手可能性 (石材)</p> <p>(1) Villa Alondra の北東約1 kmに公共事業所所有の石切場がある。舗装道路が、高速道路から石切場へ分かれている。</p> <p>(2) この石切場からは、必要な量と質の石材が供給され得ると考えられる。</p>		
B	<p>輸送距離は6 ~ 7 kmであると予想される。</p>	B	<p>石切場から発電所地点までの石材の輸送すべてが、既設道路の用によって可能であるが、輸送距離は約20 kmと予想される。</p>
	<p>10. 将来の拡張のための土地スペース</p> <p>C 島の中には将来の拡張のためのスペースはない。従って、もし発電所の拡張が計画される場合、必要な土地は発電所背後地に見い出さずか又は埋立地造成が成されなければならない。</p>	A	<p>拡張のための広大な土地がある。</p>
	<p>11. 送電線との結合</p> <p>B 230kV 送電線 (2回線) が発電所からPanama II 発電所まで建設計画されている。送電線延長は約63 kmと予想される。</p>	C	<p>230kV 送電線 (2回線) が発電所からPanama II 発電所まで建設計画されている。送電線延長は、約72 kmと予想される。</p>

Bahia Las Minas地点 記述		Telfers island地点 記述	
評価	評価	評価	評価
C	<p>基礎地盤が悪いため、整地作業及び土木基礎工事に長期間を要する。従って、発電所の運開は1993年まで以内とは予想されない。(Fig. 4.3.1.(1)参照)</p> <p>12. 発電所運開開始時期</p>	A	<p>基礎地盤が良い為、整地作業及び土木基礎工事は9ヶ月内に完了する。従って、発電所は1992年中に運開することが可能である。(Fig. 4.3.1.(2)参照)</p> <p>12. 発電所運開開始時期</p>
A	<p>13. 環境問題</p> <p>運河の運用には、関連がない。発電所から環境への影響は出ない。</p> <p>14. 建設費</p>	A	<p>13. 環境問題</p> <p>発電所からの環境及び運河への影響は出ない。</p> <p>14. 建設費</p>
	<p>直接費</p> <p>170.76百万US\$</p> <p>電気、機械設備 96.10</p> <p>土木建築工事 45.12</p> <p>送電施設 17.46</p> <p>間接費 12.08</p> <p>15.36</p> <p>物価上昇 26.89</p> <p>建中利子 38.99</p> <p>輸入税 41.50</p> <p>合計 293.50</p> <p>単位建設費 1.957 \$/kW</p>		<p>直接費</p> <p>148.60百万US\$</p> <p>電気、機械設備 96.20</p> <p>土木建築工事 22.70</p> <p>送電施設 16.20</p> <p>間接費 13.50</p> <p>13.40</p> <p>物価上昇 19.99</p> <p>建中利子 27.80</p> <p>輸入税 35.09</p> <p>合計 244.88</p> <p>単位建設費 1.633 \$/kW</p>

Fig. 4.3.1 (1) Implementation Schedule of Telfers Island Site

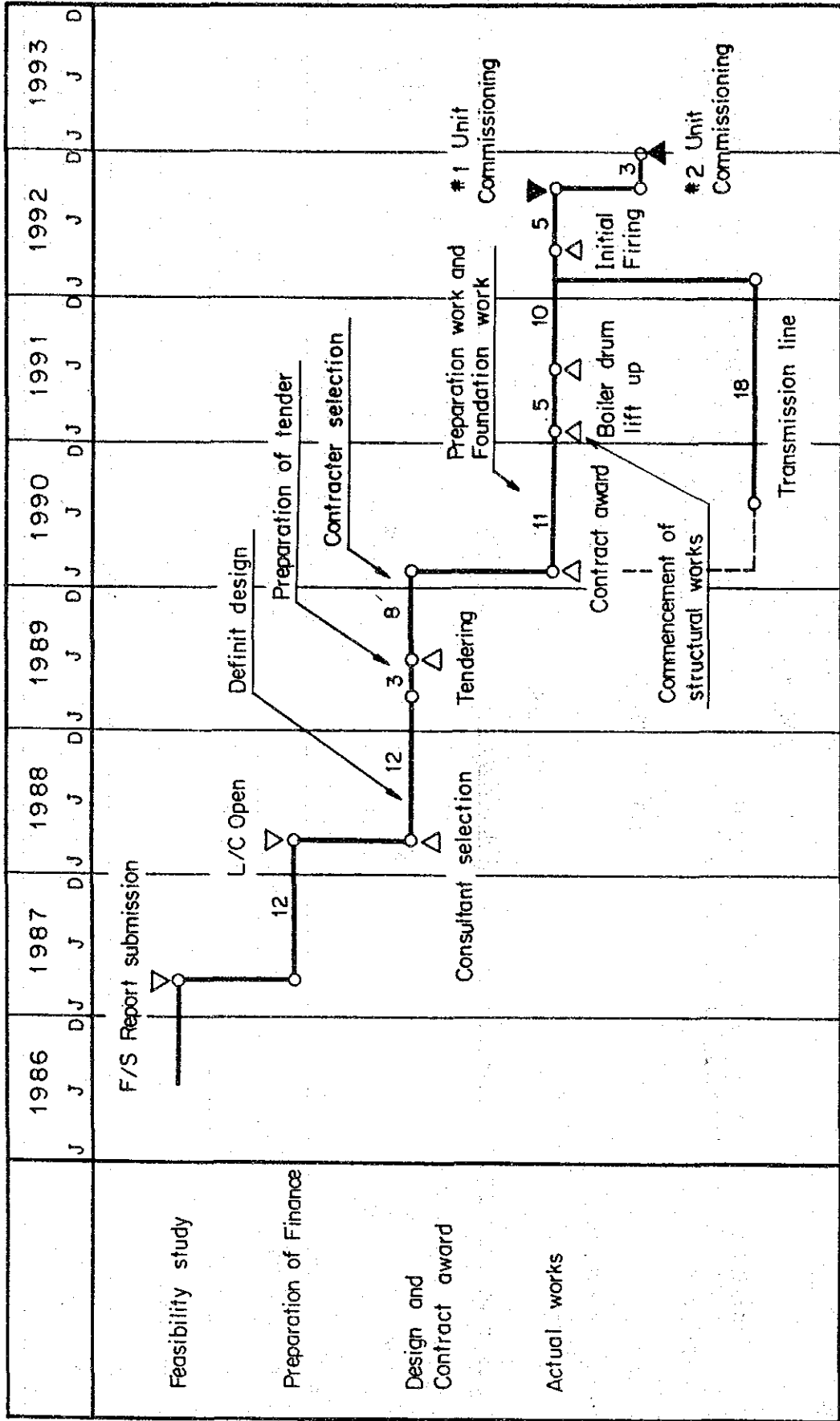


Fig. 4.3.1 (2) Implementation Schedule of Bahia Las Minas Site

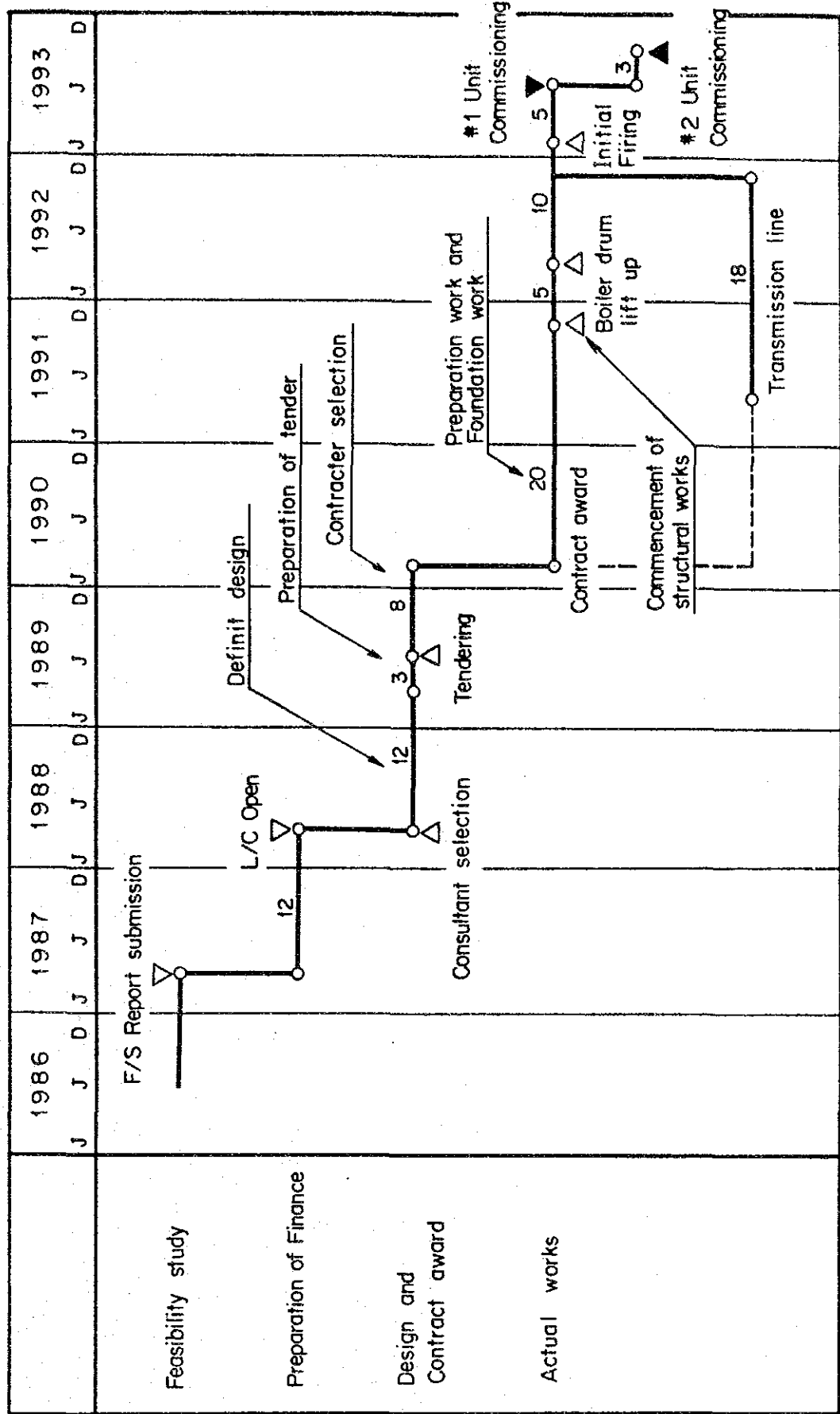
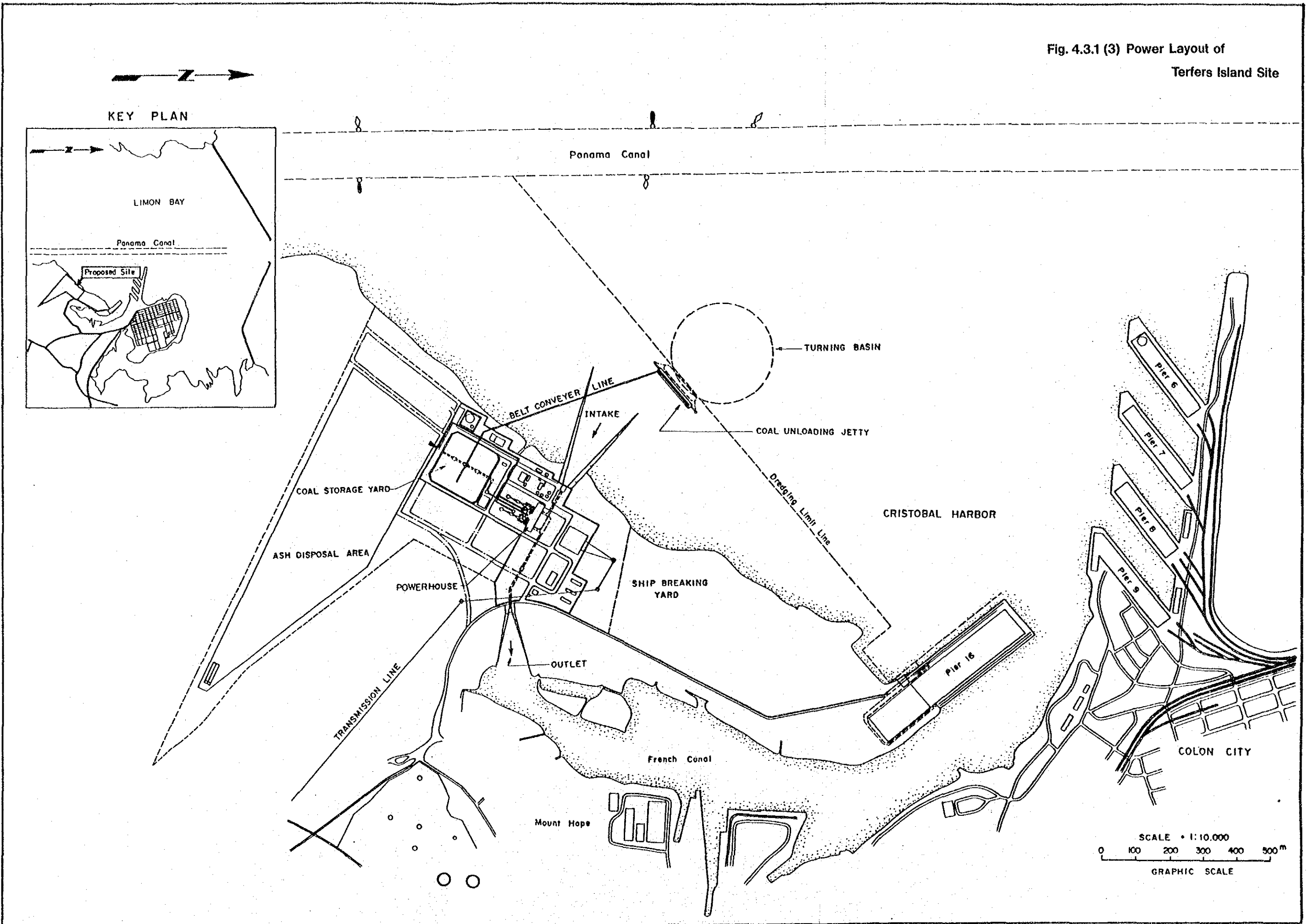








Fig. 4.3.1 (3) Power Layout of Terfers Island Site





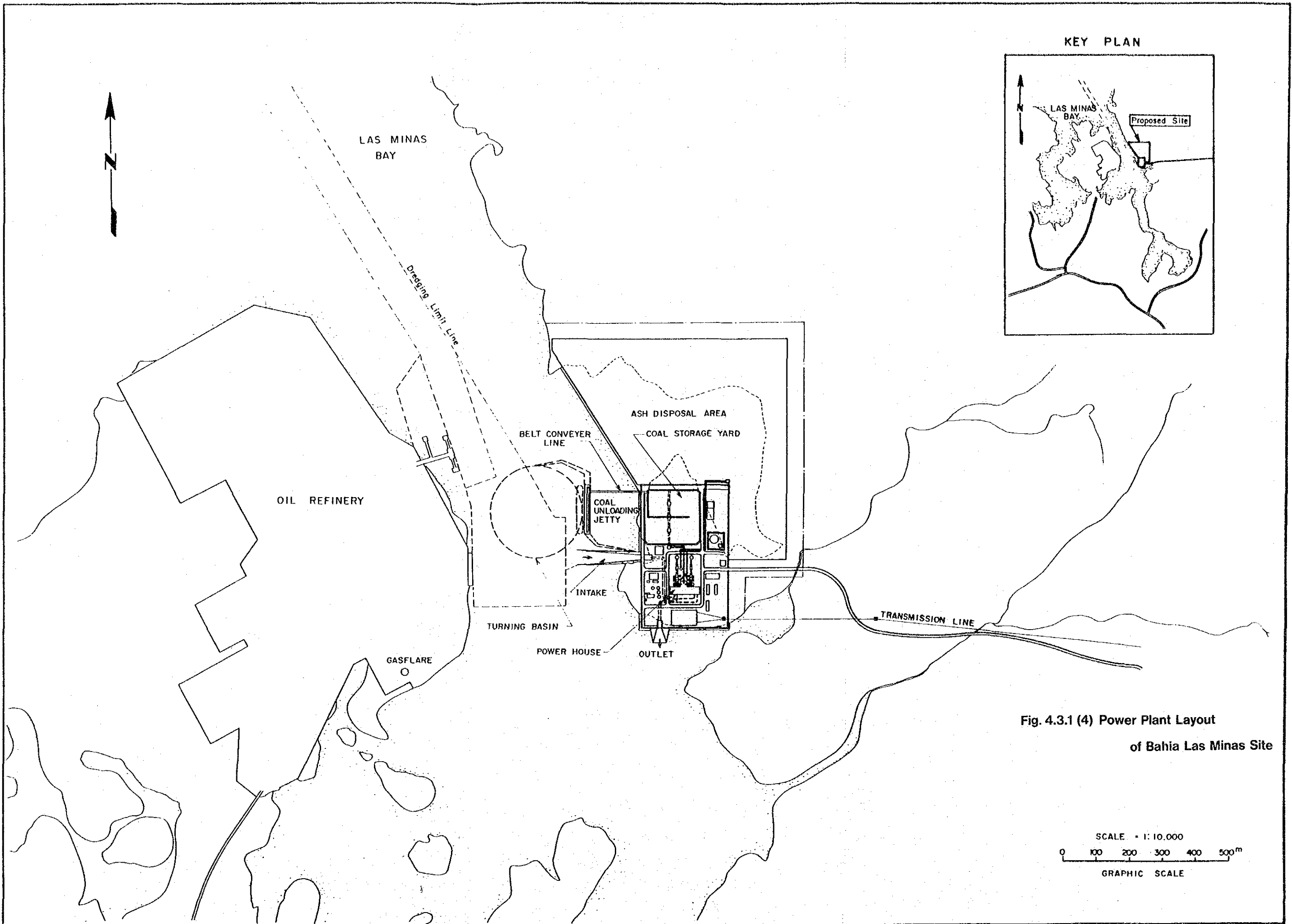


Fig. 4.3.1 (4) Power Plant Layout  
of Bahia Las Minas Site

## 第5章 計画地点の立地条件



## 第5章 計画地点の立地条件

### 5.1 位 置

発電所建設計画地点は、北緯 $9^{\circ}20'10''$ 、西経 $79^{\circ}54'35''$ に位置し、Panama運河のカリブ海側への出入口であるLimon 湾に面したTelfers islandにある。

計画地点の北側はCristobal 港に面しており、さらにその北東にColon 市がある。Colon 市の中心部より計画地点まで約3 km、また太平洋側のPanama市より計画地点までは約70kmである。

発電所計画地点の東側約1.5 kmの地点をColon 市とGatun 湖を結ぶBolivar Highway が走っており、それより分岐した舗装道路が、計画地点の東縁に添って、Telfers islandの北端にある既設の16号栈橋へ通じている。

### 5.2 アクセス

#### 5.2.1 道 路

発電所計画地点へは、Panama市からはBoyd-Roosevelt Highwayを利用し、Colon 市へ入る手前で前記のBolivar Highway へ入り、Mount HopeにあるColon5発電所付近より16号栈橋へ通じる道を利用することにより、容易に接近することができる。

Colon 市からもBolivar Highway を利用して全く同様に接近することができる。

#### 5.2.2 海上交通

重量機器の搬入には、Cristobal 港の9号栈橋あるいは、Coco solo 港の栈橋が利用できる。それぞれ、発電所地点までの陸上輸送距離は前者が約4 km、後者が約9 kmである。

また、建設資材や浚渫土砂の荷揚げ用には、計画地点の前面では水深がとれないため16号栈橋の取付部付近に仮設の栈橋を設置することが考えられる。

### 5.3 気象・海象

発電所計画地点の気候は1月から4月まで乾期、5月から12月まで雨期でありP C C (Panama運河管理委員会)のCristobal 地点における記録Fig. 5.3.(1)によれば年間の平均気温は $26.9^{\circ}\text{C}$ で年間を通じてあまり変化が無い。水温もあまり大きな変動はないが乾期、雨期それぞれの平均値は $27.4^{\circ}\text{C}$ 、 $28.4^{\circ}\text{C}$ であり、雨期が $1^{\circ}\text{C}$ 高い。

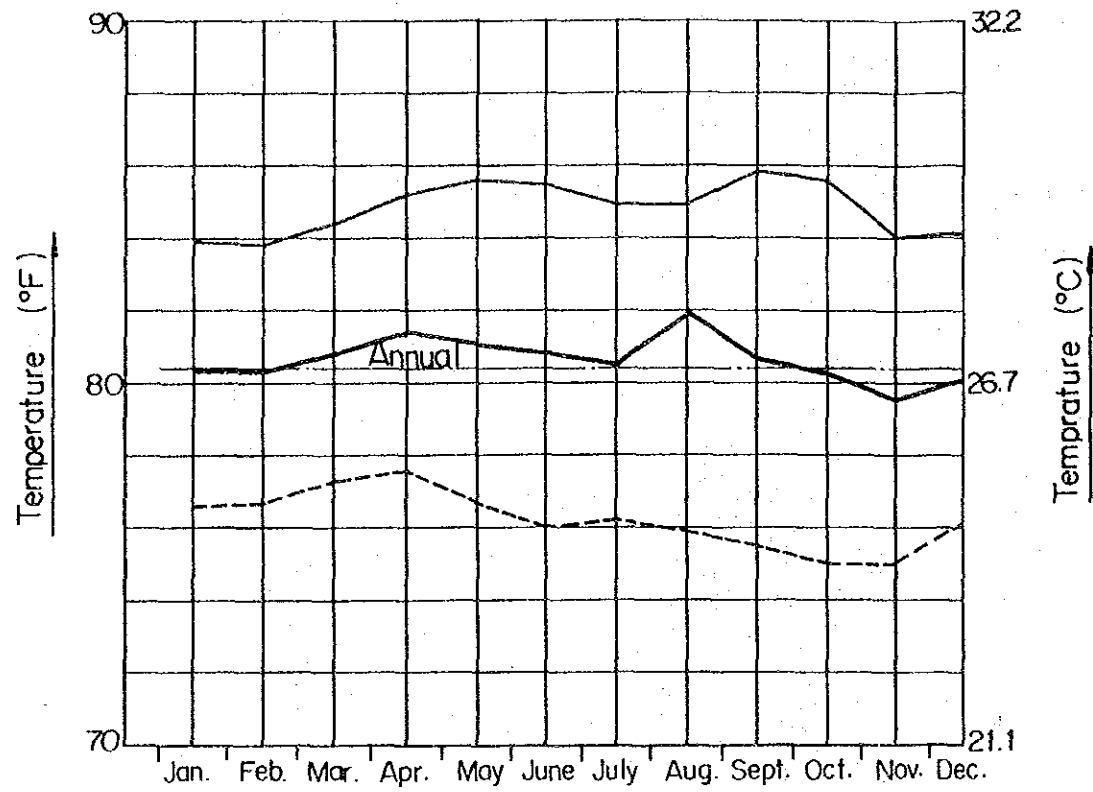




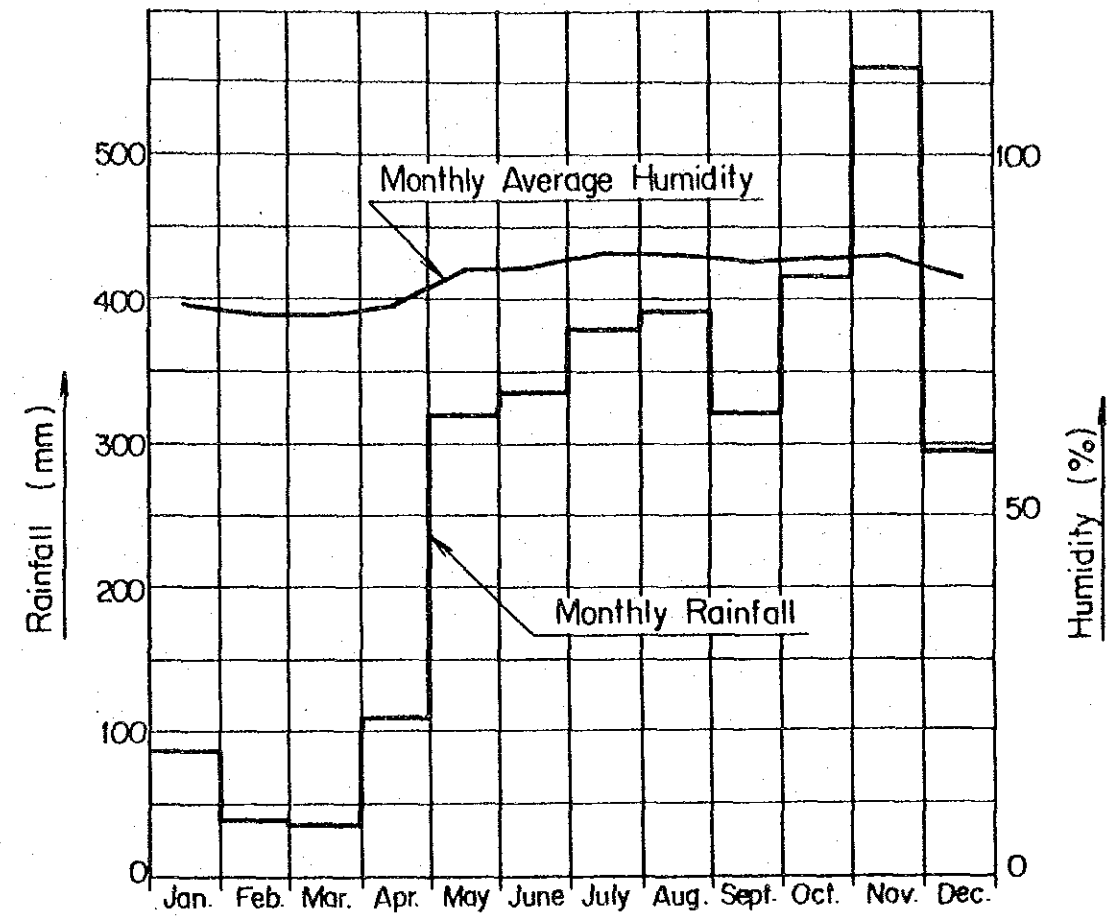




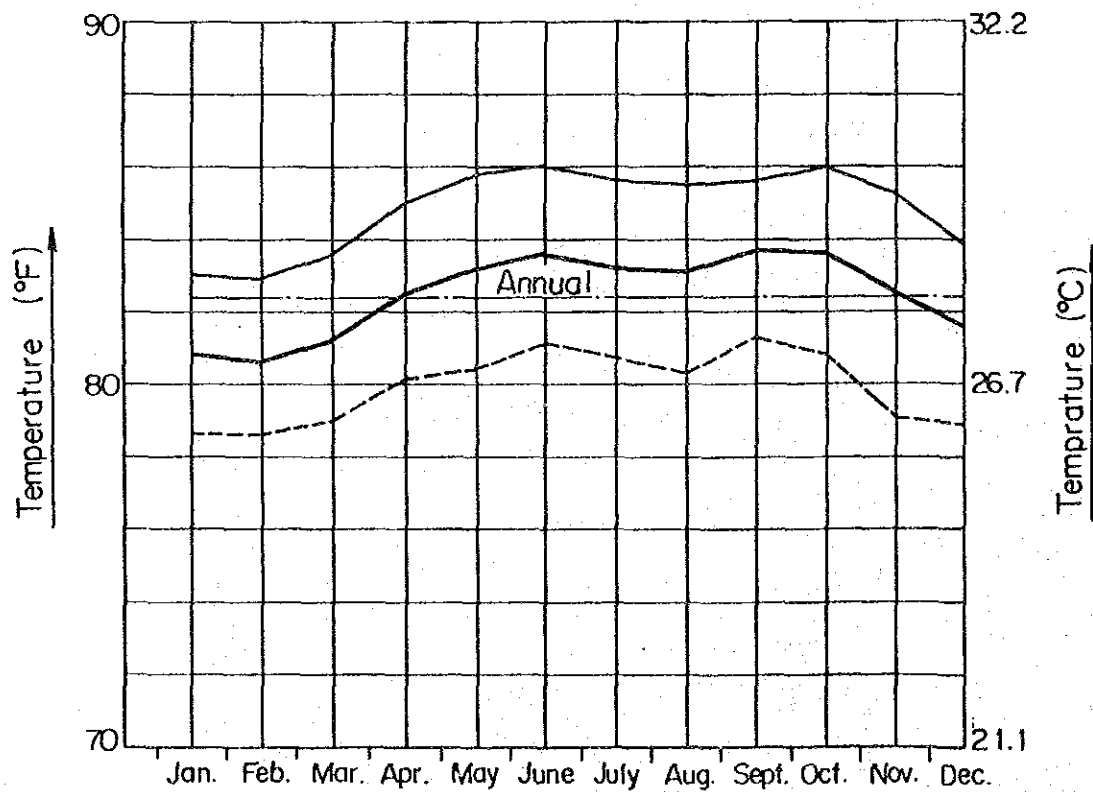
### AIR TEMPERATURE



### RAINFALL & RELATIVE HUMIDITY



### SEA WATER TEMPERATURE



#### LEGEND

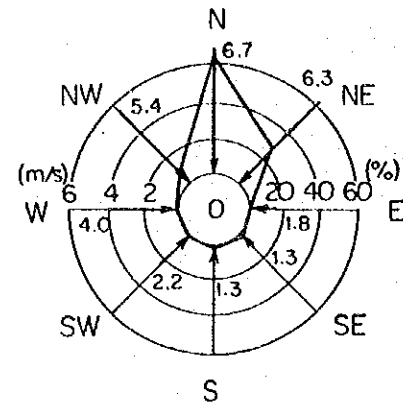
- Average Maximum
- Monthly Average
- - - Average Minimum

Fig. 5.3 (1) Meteorological Data

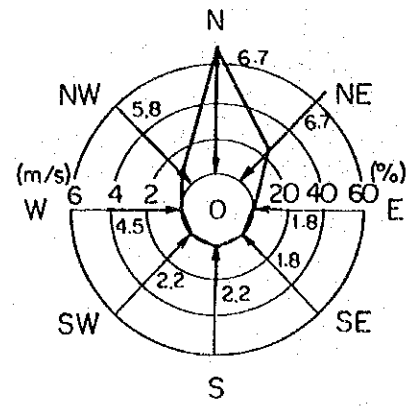


# MONTHLY WIND ROSES

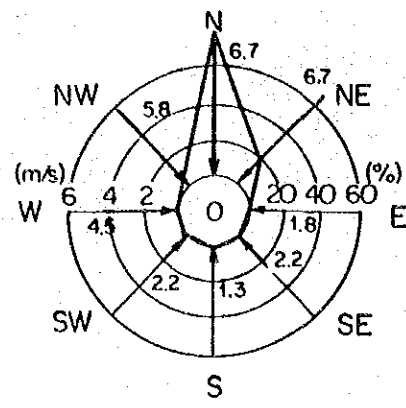
# TIDAL LEVELS



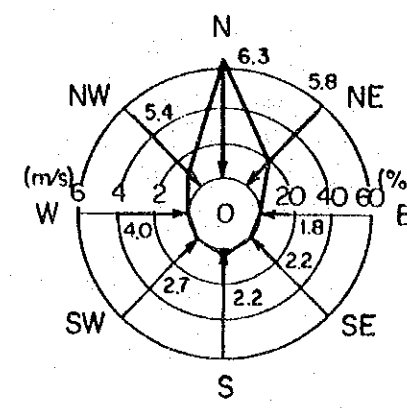
January



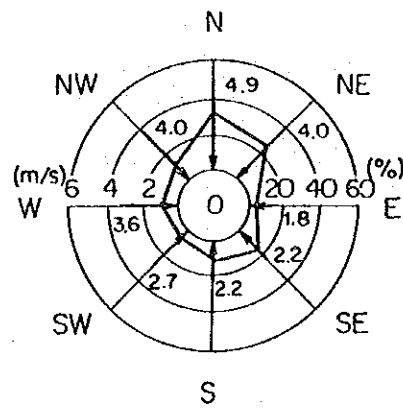
February



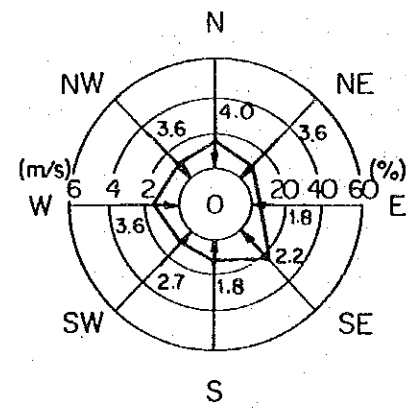
March



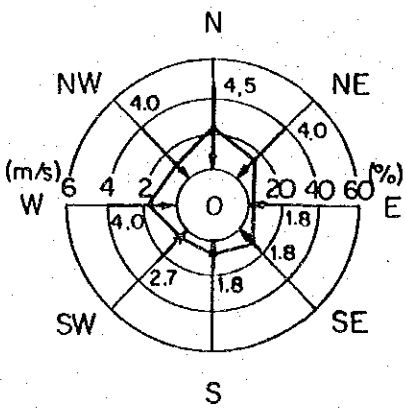
April



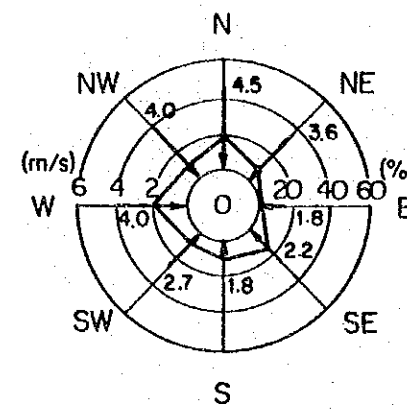
May



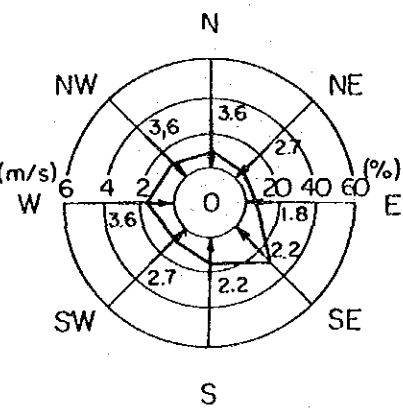
June



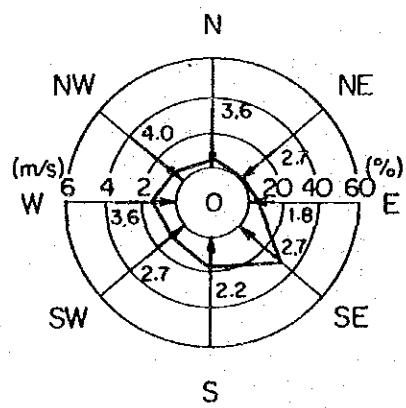
July



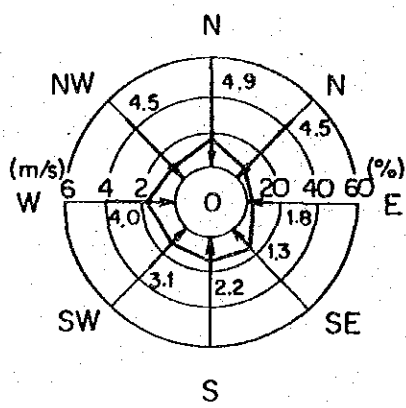
August



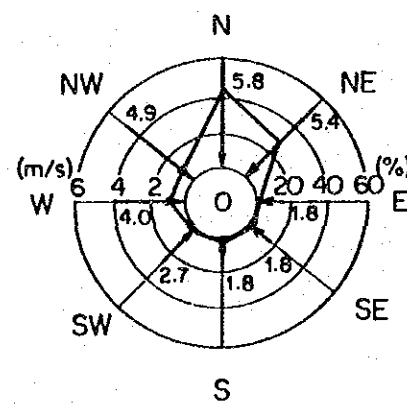
September



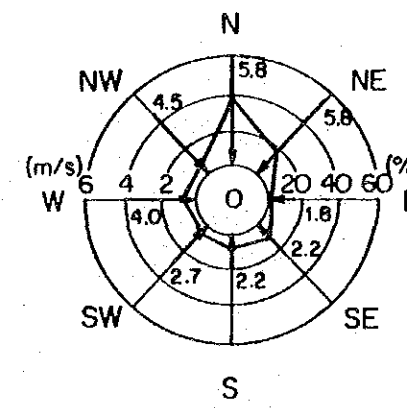
October



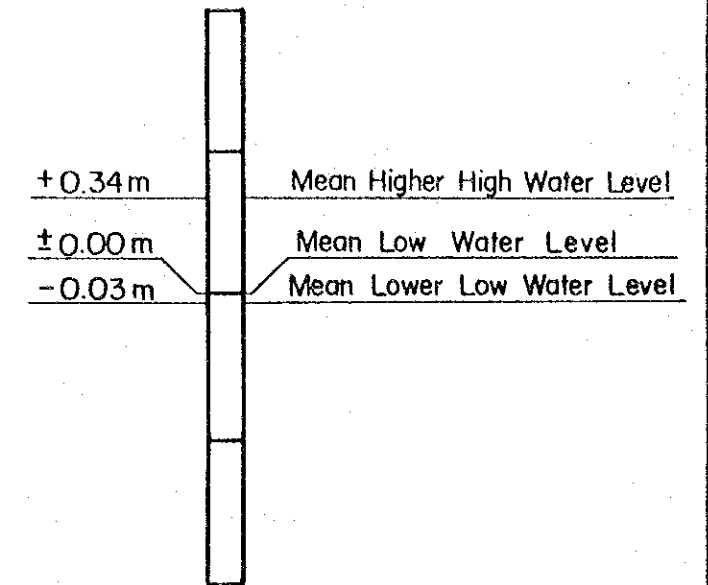
November



December



Annual



※ Length of arrow from circumference of circles represents the average velocity from the indicated direction in meter per second. The figure in the center circle indicates the percentage frequency of calms.

Fig. 5.3 (2) Monthly Wind Roses

and Tidal Level



降雨量は両者の差が著しく、乾期、雨期それぞれの平均月間降雨量は67mm, 377mmであり、平均年間降雨量は 3,268mmである。

湿度は乾期、雨期それぞれの平均値は78.5%、85.0%である。

Fig. 5.3.(2)に風向出現率および平均風速を示しているが、乾期はN方向の風が卓越し、平均風速は6.2 m/sec である。

また、雨期には卓越した風向は無く平均風速は3.4 m/sec である。

潮位の記録もFig. 5.3.(2)に示しているが、変動が約30cm程度と非常に少ない。

#### 5.4 地 形

計画地点のあるTelfers island一帯は、もともとはマングローブの密生する島であったようであり、Panama運河建設の際の浚渫土砂の捨場として埋立てられ陸続きの状態になったと言われている。

現在は、PCCの管理下にあつて、浚渫残土の土捨場並びにゴミ処分場として使用されている土地である。

現状は、16号栈橋へ通じる道路を除いて舗装された道もなく、一部林がある他はほとんど全面に背の高い草が生い茂った草地となっている。

地形的には、ほぼ平坦であり、計画発電所用地部分で標高約2.5 mから約5.5 m、計画灰捨場用地で標高約3 mから約5 mである。

ただし、発電所用地付近には、現在、PCCが浚渫によるコーラル片の採取を行うためのピット、すなわち幅約 120m長さ約 350m程度で、周縁部を盛土し、その内部にポンプ浚渫した材料を排出するためのピットを設けている。

また、詳細の地形については、今回の現地調査により、Telfers island一帯が、既にPCCの手によって測量されており、縮尺1/1000の地形図が製作されていることが判明したため、その原図を入手し、現地の状況と照らし合わせて差異が有るかどうかをチェックすることとした。

このPCCの作製した地形図は、もともとの測量年月日は不明であるが、1986年1月に今回の発電所計画地点を含むその周辺の区域について、部分的に補正測量を行っているものである。

そこで、この補正測量の結果について1986年8月時点での現況と照合を行ったところ、必ずしも全ての部分で一致しておらず、この補正測量後にも一部土地の形状に手

が加えられていることが判った。これらは、例えば前述のコーラル片採取用のピット状地の建設等のためと考えられる。

しかしながら、その差異はわずかであり、F/S段階での地形図としてはPCCのもので十分であること、また、今後においても浚渫残土等により地表面の形状が変化する可能性があるため、現況の地形図として1/1000のPCC作製の地形図を採用し、現段階で新たな地形測量は行わないこととした。

従って、実施設計の段階では、土地の引渡しを受けた後、発電所用地、灰捨場用地の詳細地形測量を行う必要がある。

また、一方、海底部の地形については、既に発行されている海図（No.26068. PUERTO CRISTOBAL）が利用でき、また、石炭船の棧橋計画位置付近の詳細水深については、これもPCCが1986年1月に行った縮尺1/4000の深淺測量図を入手することが出来たので、今回新たな深淺測量を行う必要はないと判断した。

これらの測量結果によれば、発電所計画地点の沖合約500mのところ、ほぼ岸線と並行して、Panama運河のための浚渫を行った境界線があり、この境界までは陸側から約1/90～1/100の勾配でゆるやかな海底面が続き、境界付近で、この浚渫のために約1/10～1/15の勾配で急激に-12mまで深くなっている。それより沖側は水深-12mから-14mと、ほぼ一定しており、この水域は現在、小型船舶の碇泊水域（anchorage area）として使用されている。

また、計画地点の東側にはFrench Canalと称される入江が形成されており、これはPanama運河建設の際フランス隊が計画した水路の一部が残ったということである。この水域については、海図及び現地での簡易な探査の結果、水深は放水口計画位置付近で-1.5m程度でNo.16棧橋付近では-13m程度まで深くなっており、海底には軟弱な堆積物が存在すると考えられる。

## 5.5 地 質

### 5.5.1 地質概要

Panama共和国は北緯7°9'と9°37'、西経77°9'と85°1'の間に位置し、東西方向の最大延長が約630km、南北の最大延長が約270kmの東西方向に伸びた不規則なS字型の輪郭を示している。

Panama共和国は地政上western Panama, central Panama, eastern Panamaに区分され、

計画地域はcentral Panamaの Colon州にある。Colon州の位置する付近はPanama地峡部でも陸地の幅が最もせばまった地域である。その中央部を太平洋とカリブ海を結ぶPanama運河が通っており、この付近はCanal zoneと呼称されている。計画地域はPanama運河のカリブ海側入口に位置し、その背後にGatun 湖が広がっている。

Panamaの地質は、白亜紀あるいはそれより古い玄武岩あるいは安山岩質の熔岩あるいは火山砕屑岩類を基盤岩とする。Panamaの地表の約半分は上記の基盤岩と第三紀の主に塩基性噴出岩からなる火成岩によって占められる。

残りの約半分は第三紀の堆積岩類からなり、海岸沿いに第四紀の沖積層およびサンゴ礁が小規模に分布している。

計画地域の位置するCanal zoneでは、Gatun 湖の北東側に玄武岩および安山岩質の火成岩からなる先第三紀の基盤岩が広く分布している。Gatun 湖から太平洋岸にかけては、第三紀中新世の玄武岩および安山岩を主体とする火成岩が主に分布している。Gatun 湖よりカリブ海側に向かっては、上部漸新世のCamito層、中部中新世の Gatun層、上部中新世あるいは下部更新世のToro LimestoneおよびChagres Sandstone などの堆積岩類が緩い傾斜をなして分布している。

Eastern Panamaからcentral Panamaにかけての構造は、カリブ海側にふくらんだ弧状の構造を示している。この構造弧の最北部にColombia国境からCanal zoneの数マイル東まで大陸分水嶺が形成されている。この分水嶺の核は先第三紀の基盤岩体より構成されている。

この弧状の構造を放射状に切る海峡横断断層帯が存在し、その顕著なものの一つがCanal zone付近にも存在する。この断層帯の存在がCanal zone付近に運河が築造された基本的な理由であると考えられている。

### 5.5.2 計画地点の地質

発電所計画地点付近の地質は第三紀中部中新世のGatun 層を基盤岩とする。本層は計画地点付近では主に泥岩から構成されている。

このGatun 層を覆ってシルト、粘土、砂からなる沖積層およびサンゴ礁からなる現世の堆積物が海岸沿いに分布している。

また、計画地点一帯には、これらの在来地盤上にPanama運河の浚渫土が相当量捨土してある。



### 5.5.3 地質調査結果

1986年7月29日より同年9月2日まで、現地において地質調査を実施した。

調査は陸上ボーリング7本、海上ボーリング3本、並びに、9測線、測線総延長5300mにわたる弾性波探査を行った。ボーリング位置、弾性波探査測線位置をFig. 5.5.3 (1)に示す。また、ボーリングに伴い、1.5 m毎の標準貫入試験と、必要箇所を試料採取並びに室内試験を行った。

Table 5.5.3に調査及び試験内容の詳細を示す。

今回の地質調査の目的は、最適候補地点の地質状況を明らかにして、その土質並びに基礎岩盤の性状を把握し、予備設計上の基礎資料を得ることにある。これらの調査により、土木建築基礎構造物の予備設計及び工事費算出の精度を高め、F/Sレポートの精度の向上に努めた。



Fig. 5.5.3 (1) Location of Boreholes and Seismic Refraction Survey Lines

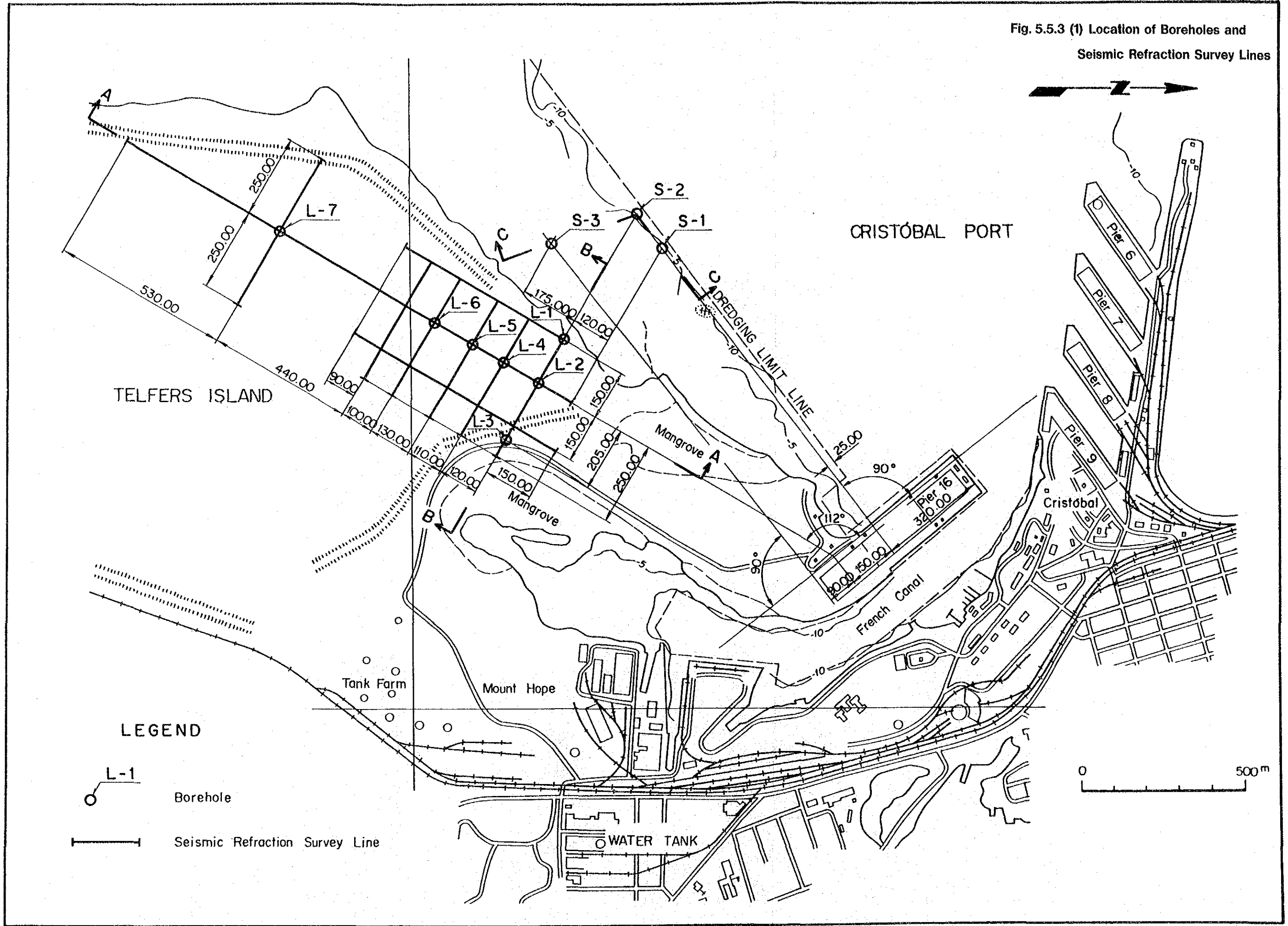




Table 5.5.3 Quantity of Boring, Standard Penetration Test and Laboratory Test

Hole Number	Length of Borings (m)			Standard Penetration Test (time)			Laboratory Test (piece)				
	Soil	Rock	Total	Soil	Rock	Total	Grain size distribution	Consolidation	Density	Unconfined compression	
										Soil	Rock
S - 1 (off-shore)	24.0	7.5	31.5	10	0	10	2	2	2	2	3
S - 2 (off-shore)	26.0	8.4	34.4	7	0	7	2	2	2	2	1
S - 3 (off-shore)	12.9	7.0	19.9	5	1	6	2	2	2	2	1
L - 1 (inland)	16.0	7.0	23.0	11	1	12	0	0	0	0	4
L - 2 (inland)	16.9	10.6	27.5	11	1	12	0	0	0	0	6
L - 3 (inland)	7.0	5.0	12.0	5	1	6	0	0	0	0	1
L - 4 (inland)	13.0	14.4	27.4	8	1	9	0	0	0	0	9
L - 5 (inland)	7.0	33.0	40.0	5	1	6	0	0	0	0	21
L - 6 (inland)	17.0	7.5	24.5	12	0	12	0	0	0	0	4
L - 7 (inland)	29.0	6.0	35.0	16	1	17	0	0	0	0	1
Total	168.8	106.4	275.2	90	7	97	6	6	6	6	51

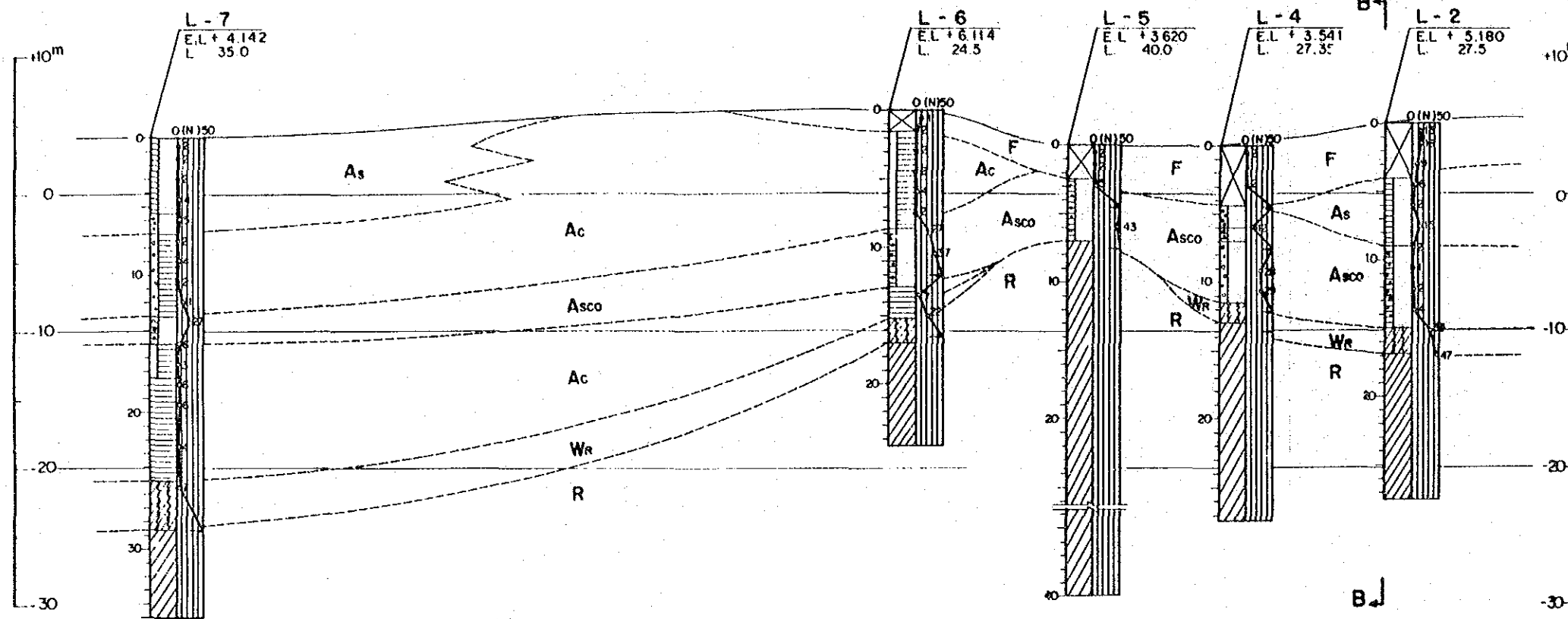
前記、地質調査の結果よりFig. 5. 5. 3 (2)に示す地質縦断図を作成した。

これによれば、陸上部発電所計画区域 (Bor. L-1~6) では、表層にPanama運河の浚渫による埋立土が0.9 mから4.4 mの厚さで分布している。埋立土のN値はBor. L-2でN=9~16であるのを除けばほぼN=2と軟弱である。

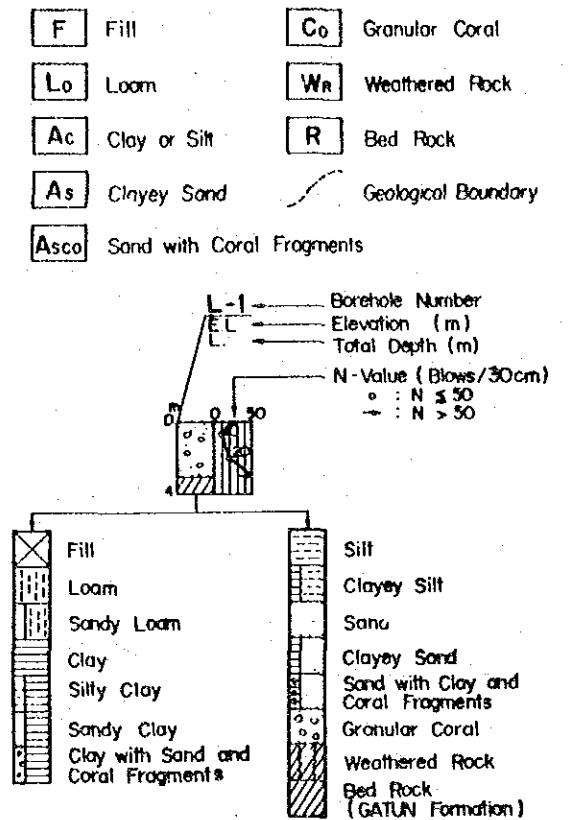
さらにその下層には、Clay or SiltあるいはClayey Sand あるいはSand with Coral Fragments が存在している。これらのうちClay or SiltおよびClayey Sand はN値がほぼ2から6程度と軟らかく、Sand with Coral Fragments はBor. L-2、L-3ではN=1~9とゆるく、Bor. L-4~~L-6ではN=12~50と締まっている傾向がみられる。



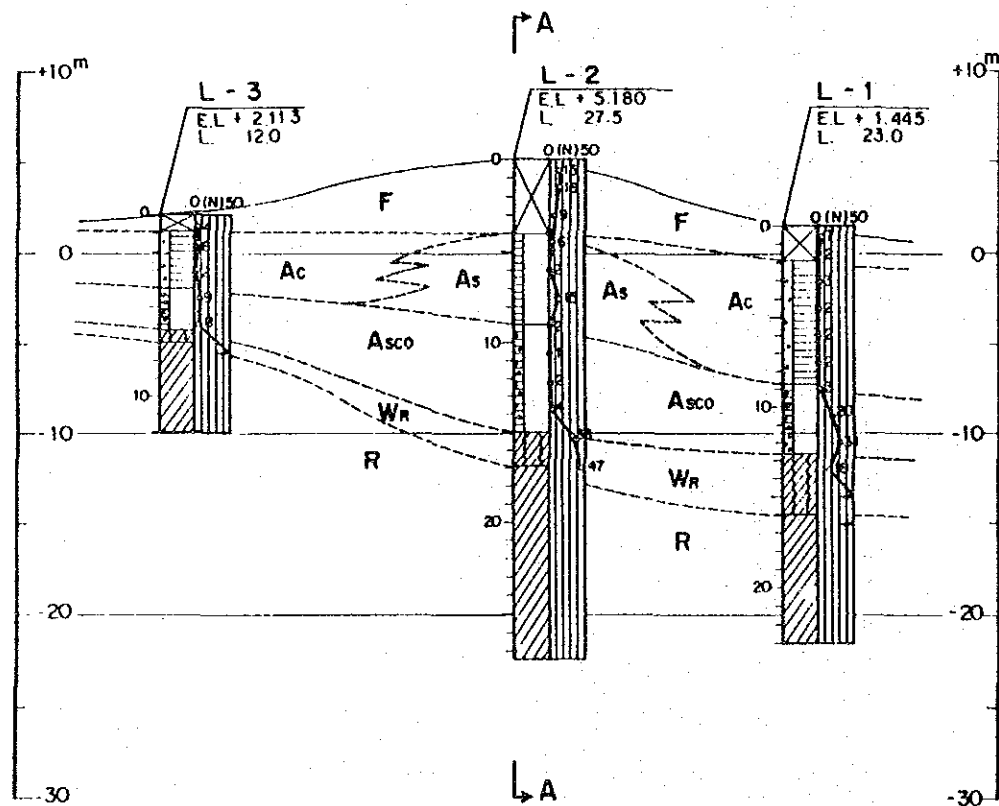
SECTION A - A



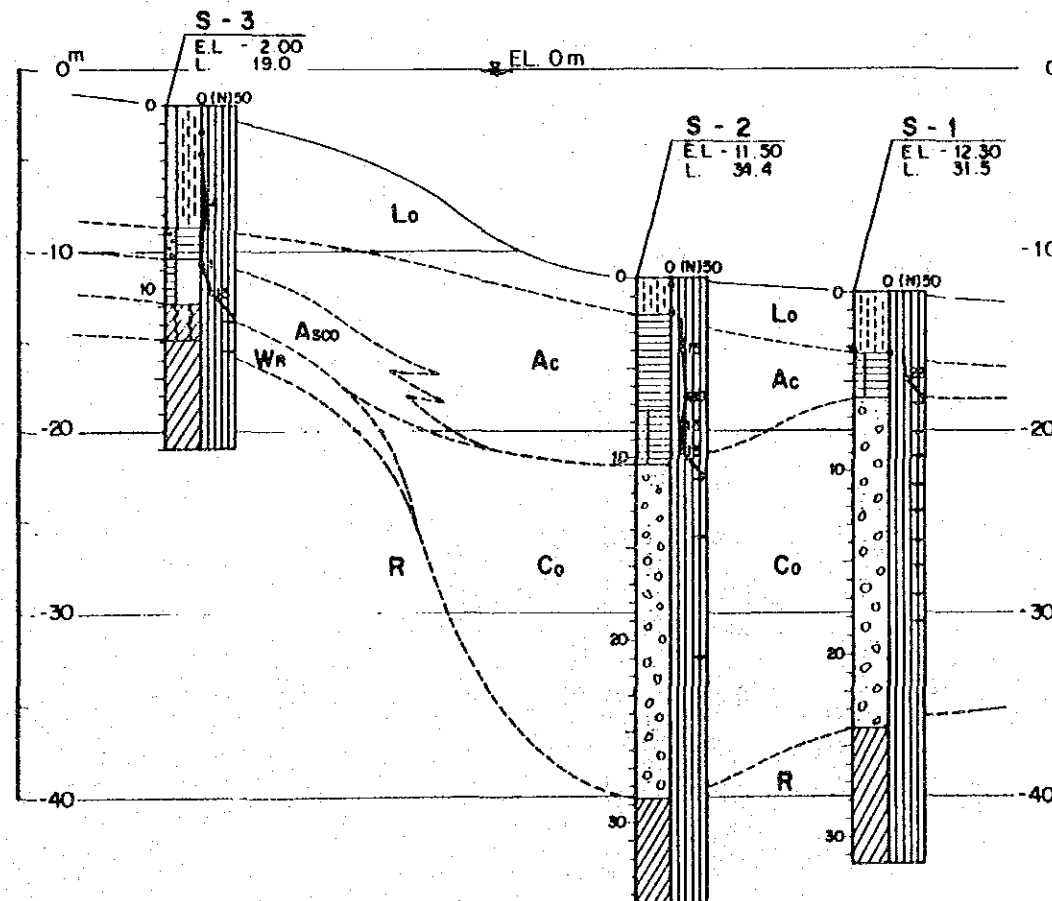
LEGEND



SECTION B - B



SECTION C - C



INDEX MAP

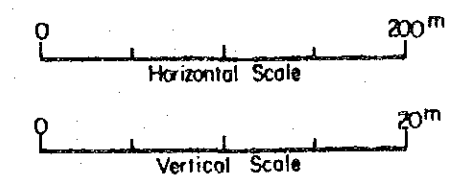
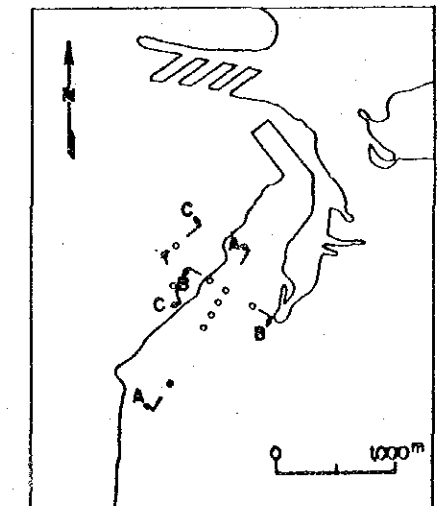


Fig. 5.5.3 (2) Geological Profile





そして、これらの層の下部に基盤層であるGatun層が存在する。Gatun層の表面には厚さ0～3m程度の軟質な風化部があるが、それより下部はN値50以上の層が続いている。今回のボーリングにおいてはL-5孔でGatun層中に最長30mの削孔を行い少なくとも30m間は同質の岩相が続くことを確認している。

Gatun層と呼ばれるこの基盤層は泥岩からなり、ボーリングコアを使用して得られた一軸圧縮強度が平均で46.0kg/cm<sup>2</sup>（最小20.8kg/cm<sup>2</sup>～最大186.4kg/cm<sup>2</sup>）と小さく、やわらかい岩である。しかしながら、火力発電所構造物の杭基礎の支持地盤としては十分な強度を有しており、今回の計画にあたっては陸上部においては同層を杭の支持層としてよいと判断される。

また、調査の結果、Gatun層の上面はかなりの起伏を持っていることが判り、陸上部Bor. L-4～L-5付近ではE L-7.0m～-9.0m程度の比較的浅いところにGatun層が存在するのに対し、Bor. L-6からL-7にかけてはE L.-17.0m～-29.0mと深くなっている。このことは、杭基礎を必要とするのが一般に本館・煙突・冷却水路等の集中的な重量のかかる構造物であり、それらの配置にあたっては杭長がより短くなるL-4～5付近が合理的であることを示している。

一方、海上部において行ったBor. S-1～S-3のボーリング結果からは、Gatun層が海側に行くに従って深くなっており、その上層に非常によく締まったサンゴ碎片からなる礫層（Granular Coral）が存在することが判った。

このGranular Coralの層は、N値50以上を示しており棧橋及び海上ベルコンの杭基礎の支持層として十分であると考えられるが、逆に棧橋部では、通常の杭打ち工法では十分な根入れがとれない可能性があることもわかった。

これらのGranular Coralの上部にはN値15程度のClay or Siltが存在しており、さらにその上部に海底面を厚さ約2mから7m程度で覆っているきわめて軟弱なLoamが存在する。

この表層のLoamについては、不攪乱試料を採取し、その性状を調べるためにいくつかの試験を行ったが、その内、一軸圧縮強度は $q_u = 0.86 \sim 1.04 \text{ kg/cm}^2$ であった。

本計画地点の地盤構成は、大局的に見て、軟弱な堆積層部とその下部のそれほど深くないところに存在するGatun層と呼ばれる基盤層の2層からなり、杭支持構造物とした場合は、その鉛直支持層はGatun層（棧橋部ではサンゴ碎片層）とすることで問題ない。

しかしながら、貯炭場のような石炭をある程度の高さで積上げるような構造の場合、全体を杭基礎とすることは、その対象の広さから明らかに不経済であり、かと言って原状地盤のままでは沈下、すべり等が生じる恐れがあり、これらについての検討が必要となるであろう。



## 第6章 石炭調達計画





## 第6章 石炭調達計画

### 6.1 Panama国内炭

入手されたPanama国内炭に関する資料は10年前のものでありまた情報量も限られているので即断する事はできないが、Panamaでは炭鉱は稼働していないと理解される。また石炭サンプルの分析結果（TEXACO INC）を見る限りでは、Table 6.1 に示すRio-Indio地区の石炭の炭質が最も良いが、high quality bituminous coalとは言い難く、設計されているボイラーで専焼する事は難しそうである。

また分析項目の中で数値が不明なものが多く、正確な判定は今後のボーリング結果を待つ必要がある。

しかし将来Panama国内炭の中に良質かつエコノミカルなものが出てくればこれを活用する事は国民経済的にも望ましい事である。

Panama石炭火力発電所において国内炭の使用を計画するためには国内炭の

- ・ 炭田位置
- ・ 輸送方法
- ・ 埋蔵量
- ・ 品質
- ・ 生産方法
- ・ コスト試算

等に関し十分な検討が必要である。

従ってPanamaのエネルギー政策の中に占める総合的炭政策の策定が待たれる所である。



Table 6.1 Coal Specification

Item	Designed Coal	Grevsa No.1 Rio Indio
Calorific value (kcal/kg)	6,600 (AD)	5,273 (AR)
Total moisture (%)	9.0 (AR)	17.59 (AR)
Surface moisture (%)	5.2 (AR)	-
<u>Proximate analysis</u>		
Inherent moisture (%)	4.0	-
- Ash	13.0	8.96 (AR)
- Volatile matter	35.0	33.05 (AR)
- Fixed carbon	48.0	40.40 (AR)
Total sulfur (%)	1.0	1.15 (AR)
Total nitrogen (%)	1.5	-
H.G.I.	45 - 55	-
Fusion temperature (°C)	1,300 - 1,400 (ID)	-
<u>Composition of ash</u>		
SiO <sub>2</sub>	58.3	-
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	26.4	-
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	6.5	-
CaO	1.6	-
MgO	1.6	-
Na <sub>2</sub> O	0.8	-
K <sub>2</sub> O	2.2	-
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0.3	-
SO <sub>3</sub>	1.3	-
TiO <sub>2</sub>	0.8	-
Others	0.2	-

Note: AR: As received AD: Air dry ID: Initial deformation

## 6.2 Coal procurement Mix

以上によりPanama石炭火力発電所においては専ら輸入炭を使用することを前提として

Coal ProcurementのBest Mixを考慮する。

### 6.2.1 石炭の調達

石炭の調達に当たっては

- a) 長期安定的な供給の確保 (以下6.2.2に説明)
- b) 経済性を保った供給の確保 (以下6.2.3に説明)
- c) プラントの設計に合った石炭とする事  
が重要なポイントである。

### 6.2.2 長期安定的な供給の確保

長期安定的な供給の確保のためには一般的には

- a) 供給パターンの組合せ即ち長期契約、スポット取引、equity participationによるProcurement Mixが必要であり、
- b) 供給ソースの分散化即ち国毎の分散、積出港毎の分散を考慮することが必要であり、また同時に
- c) 供給相手方との信頼関係樹立のためのチャンネルづくりが大切である。

まずa)の供給パターンについて説明するとTable6.2.2のとおりである。

Table 6.2.2

項目 供給パターン	価格変動	安 定 性 硬 直 性 販 売 義 務 購 入 義 務	炭 鉱 へ の バ イ ヤ ー 関 与	投 融 資 及 び バ イ ヤ ー へ の リ タ ー ン
スポット	大	短・うすい	無	無
長 契	小	中	あまり無	無
開発輸入	小	長	有	有

従って、大量の石炭を長期にわたり確保してゆくためには供給パターンについてバランスの取れた考え方を取る必要があるが、本プロジェクトの場合年間約30万tの石炭を消費するだけなので、開発輸入を行う事は現実的でなく、長期契約とスポットに

よる調達で充分である。

次に b) 供給ソースの分散化の意味は需要の全量を同一ソースに依存しないという事である。

長期的な取引を続けるうちには山元や鉄道、港湾などで予期せぬ事故やストライキが発生しないとも限らないので供給ソースを複数にするのである。

最後に c) 供給相手方との信頼関係樹立であるが、石炭の需給動向、マーケット価格は他の一次産品と同じく時によっては不安定になり fluctuate する事があるため通常より相互理解を深めるための努力が望まれる。

### 6.2.3 経済性を保った供給の確保

経済性を保った供給の確保のためには

a) 石炭関連情報の収集分析を通じ石炭の需給動向価格動向を把握する事が不可欠である。

そのためには、スポットマーケットの把握のみならず各国の石炭埋蔵量、生産量、輸出可能量、品質、引取実績、鉄道港湾等の infrastructure 整備状況、資源政策、経済動向等について幅広く調査し価格交渉に生かすことが大切である。

b) 経済性の比較検討に当たっては 6.2.2 に述べた供給パターンの組合せ (6.2.2 の

a) および b) を検討する事が有益である事は論をまたない。

### 6.2.4 石炭調達関連参考事項

石炭調達関連参考事項として JICA 調査団は下記の事項を提案する。

a) 契約方法

IRHE が直接コロンビアおよびアメリカの石炭会社と契約する必要はなく、かわりにこれらの国々から石炭をパナマに輸入する商社と契約するのが好都合であると考える。

b) セメント会社との共同購入

現在、パナマでは石炭は、セメント会社より輸入されているので、IRHE とセメント会社による石炭の共同購入が考えられる。

c) 契約交渉の開始時期

ボイラの火入れは 1992 年 5 月に予定されている。従って、輸入石炭取扱商社との契約交渉の開始時期は 1989 年 5 月頃、即ち、火入れの約 3 年前をていあんする。

### 6.3 海上輸送

石炭の海上輸送に当たっても「長期安定性の確保」と「経済性」が重要である。

従ってその実現のためにスポット傭船とCOA (contract of affreightment)のベストミックスを検討する必要がある。

### 6.4 Recommendation

石炭1トン当りの海上輸送費は原則として船型が大型化すればするほど安くなるが、これと逆に大型船を収容するバース、揚炭機の設備費は増加する。同時に設備利用率が低下する。また貯炭増減幅の変動に備えるため貯炭場も大きくする必要があり、仮に大型船の受入を前提として考えると石炭の自然発火対策等の貯炭管理にも相当の留意を払う必要があるばかりか貯炭金利等の運転コストも増加する。

出力規模70万kW～100万kWといった大規模輸入炭火力の燃料調達を策定するに当たっては、相当程度の設備費増を覚悟しても、バース、揚炭設備等を大型化したボイラー設計も幅広い炭種が燃焼可能となるよう留意する事が肝要であるが、Panama石炭火力発電所は75MW×2 Unitsの小規模のものであり、将来の増設計画も具体化していない点から見て第7章に述べたようにバースの設計を10,000D.W.T船用とした事は現実的かつ合理的な判断だと言える。また10,000D.W.Tの石炭船で海上輸送をする事を考えると、南アや豪州から石炭を調達した場合フレートがそれぞれ約50US\$/MT、約30US\$/MT程度もかかる事から現実的ではなく、Panama近隣の石炭輸出国から手当するのが自然な考え方である。近隣国から石炭を調達する事は、近隣にPanama石炭火力発電所の貯炭場がある事と同じであり安定供給に寄与することが期待できる。

石炭の品質面からは南ア炭豪州炭は一般的にfuel ratio  $\left[ \frac{FC}{VM} \right]$  が高く、ボイラー設計に当たっては設備費増の要因となるため、これらの石炭は割愛する事が妥当であると考えられる。Canada炭や米国西部炭については海上輸送距離の面で南ア炭や豪州炭よりも短い、ボイラー設計に合致した石炭を捜す事はそれほど容易ではないと思われる。

### 6.4.1 石 炭

上に述べたとおり石炭は米国とColombiaから調達する事が妥当と判断される。

以下に米国一般炭の輸出実績を示す。

Table 6.4.1 (1) 米東部炭の輸出実績

輸 出 先	数 量 (1,000 S / T)		
	1982年	1983年	1984年
カナダ	13,304	9,838	12,438
フランス	4,785	1,676	645
イギリス	203	266	55
オランダ	2,883	1,911	1,975
デンマーク	2,749	1,602	614
ベルギー/ルクセンブルグ	1,234	703	648
スペイン	2,688	1,495	757
日本	3,402	1,741	825
イタリア	3,641	3,086	1,825
西ドイツ	1,338	704	85
台湾	1,719	1,535	2,405
チリ	1	58	-
ルーマニア	147	-	-
ノルウェー	238	40	-
フィンランド	652	518	-
アイスランド	176	138	237
ブラジル	-	-	105
メキシコ	44	3	16
韓国	158	44	27
ポルトガル	148	40	44
スウェーデン	-	1	-
ユーゴスラビア	-	-	61
ギリシャ	344	532	315
スウェーデン	437	492	255
香港	91	203	-
ペルー	27	-	-
パナマ	124	155	244
パキスタン	60	28	-
その他	66	97	240
合 計 / 平 均	40,659	26,905	23,816
( M / T 換 算 )	(36,886)	(24,408)	(21,606)

Panama石炭火力発電所のボイラー設計に合致した石炭が最も多く出荷されるのは New Orleans と考えられる。一般的に“Gulf”といわれるこの地域から出て来る石炭の例としては Table 6. 4. 1. (2)に示すとおりである。

次にColombiaは1985年から輸出を開始した輸出新興国であるが 300万 t /年ずつ輸出規模を増加しつつあり、Panamaの隣国である点からも調達先としてふさわしい国である。同国のCerrejon Projectについては説明を省く。同国にはLa Loma と呼ばれる開発プロジェクトもあり、1988年から 300万 t /年それ以降 600万 t /年の輸出計画を持っていると聞いている。

Table 6. 4. 1. (3)にCerrejon炭の性状を示す。







Table 6.4.1 (2) Proposed Coal for Panama P/S

Brand	-	Ashland	-	-	Noranda	Drummond
Company name	Peabody	Ashland	Westmoreland	NERCO	Noranda	Drummond
Location of coal name	Kentucky	Extending over West Virginia and Kentucky	West Virginia Kentucky	East Kentucky	Kentucky	Alabama
Loading port	New Orleans	New Orleans	New Orleans	New Orleans	New Orleans	Mobile
Standard of quality						
Moisture (%)	8 Max (A.R.)	10 (A.R.)	9 (A.R.)	11 (A.R.)	10 Max (A.R.)	8.0 (A.R.)
Fixed moisture (%)	2.5 (A.D.)		1.5 (A.D.)			3.0 (A.D.)
Ash (%)	11 - 13 (A.R.)	15 ( " )	10 (A.R.)	14 ( " )	14 Max ( " )	12.0 ( " )
Volatile (%)	34 ( " )	32 ( " )	35 ( " )	34 ( " )	32 Min ( " )	31.0 ( " )
Fixed carbon (%)	45 - 47 ( " )		46 ( " )	48 Max ( " )		48.0 ( " )
Calorific value (%)	6,390 ( " )	6,280 ( " )	6,666 ( " )	6,500 ( " )	6,375 Min ( " )	6,390 (A.R.)
Sulfur (%)	1 Max ( " )	1.0 (A.D.)	1 Max ( " )	1 Max ( " )	1.0 Max ( " )	1.0 ( " )
H.G.I	45 Min	45 - 52	46	47	50	45
Ash fusion Temp. (°C)	1,409 (I.D.)	1,399 (I.D.)	1,397 (I.D.)		1,492 (I.D.)	1,280 (I.D.)
Ash composition analysis (%)						
SiO <sub>2</sub>	54 - 56	55.0	54.23		57.64	40.4
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	24 - 33	33.2	28.57		26.23	29.5
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	6 - 13	4.7	6.49		7.13	13.5
CaO	1 - 3	0.8	2.37		1.59	4.7
MgO	1 - 2	1.3	0.78		1.14	1.5
Na <sub>2</sub> O	0.2 - 0.4	0.7	1.15		0.23	0.5
K <sub>2</sub> O	1.2 - 2.5	2.2	1.94		2.93	2.1
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0.1 - 0.2	0.2	0.40		0.28	0.4
SO <sub>3</sub>	0.5 - 1.5	0.4	0.72		1.09	4.9
TiO <sub>2</sub>	1.0 - 1.5	0.7	1.82		0.90	1.3
Remarks	Blend coal Peabody Inc. Production - 64.5 million tons ('84) No.1 in the U.S.A. Sales - 94% of production is for domestic electric power	O/C Total production of mine lot '81 - 4.74 mil. tons '82 - 4.60 mil. tons	Bland coal Westmoreland Inc. Production - 12.51 mil. tons ('84) No.17 in the USA Sales - 17.51 mil. tons ('84) including exports of 3.0 mil. tons. (The difference with own production is purchased coal)	Blend coal NERCO Production - 16.34 mil. tons ('84) No. 10 in the USA	O/C (Mountain Top Removal) Mine production '81 - 0.61 mil. tons '82 - about 0.3 mil. tons	O/C Drummond Inc. Production - 1.22 mil. tons ('82) Sales - 1.23 mil. tons ('82) including exports of about 0.3 mil. tons.



Table 6.4.1 (3) Average Coal Quality

Cerrejon Coal-Total North Block Area  
Initial 5 Years of Mining

TYPE: High Volatile B. Bituminous

Proximate Analysis				Ultimate Analysis	
	"As Received" (2)	Dry	Dry Ash Free	"As Received"	Dry
% Moisture	9.0	-	-	9.0	-
% Ash	9.6	10.5	-	9.6	10.5
% Volatile	33.2	36.5	40.8	33.2	36.5
% Fixed Carbon	48.2	53.0	59.2	48.2	53.0
	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>
% Sulphur	0.7	0.8		0.7	0.8
Calorific Value		(gross)			
MJ/kg	27.50	30.22	33.77		
kcal/kg	6560	7210	8055		
BTU/lb	11810	12980	14500		
		(net)			
MJ/kg	26.30	29.21	32.64		
kcal/kg	6280	6970	7800		
BTU/lb	11300	12550	14020		
		Fusion Temperatures of Ash			
		Reducing	Oxidizing		
		°F °C	°F °C		
Initial Deformation	2270	1240	2370	1300	
Softening (H=W)	2410	1320	2520	1380	
Softening (H=1/2W)	2480	1360	2570	1410	
Fluid	2590	1420	2610	1430	

Other Qualities

Hardgrove Grindability Index	48
Equilibrated Moisture, weight %	8.0
Air Dried Moisture (approx.)	4.0
Base Acid Ratio	0.18
Free Swelling Index	3.0
T250	2800°F 1540°C

Mineral Analysis of Ash  
(% Weight Ignited Basis)

Silica, SiO <sub>2</sub>	61.6
Alumina, Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	19.5
Titania, TiO <sub>2</sub>	0.9
Ferric Oxide, Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	8.3
Lime, CaO	2.2
Magnesia, MgO	1.8
Potassium Oxide, K <sub>2</sub> O	2.1
Sodium Oxide, Na <sub>2</sub> O	0.9
Sulphur Trioxide, SO <sub>3</sub>	2.1
Phos Pentoxide, P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0.3
Undetermined	0.3
	<u>100.0</u>

Note: 1) Analyses by ASTM Standards  
2) As Received Basis" as defined in ASTM D-3180



米国Gulf炭とColombia Cerrejon 炭の1986, 11月時点のC & F 想定価格は次のとおりと推定される。

(カロリー：6,600kcal/kg, フレートは1万DWT 船, 単位：U\$ /MT)

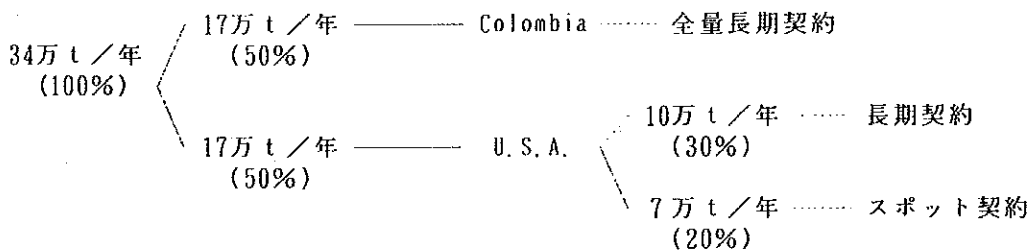
	FOB	フレート	C & F
米国Gulf炭	31 ~ 33	9.0 ~ 10.0	40 ~ 43
Colombia Cerrejon 炭	29 ~ 31	6.0 ~ 7.0	35 ~ 38

P/S着価格はこれにL/C opening charge, usance金利等が加算されたものとなる。

貯炭場置価格は更に揚炭費を加えたものとなる。米国炭とColombia炭の調達に当たっては6.2に述べたとおり、経済性のみにより判断してはならない。

上表に記したFOB、フレートは現時点のスポットレートであり、長期契約ベースでこの値を得る事は難しい。石炭価格は、フレート共に現在はマーケットが緩んでおり、FOBの長契レートはスポットレートをフレートのCOAレートはスポットレートをそれぞれ上廻っている。しかし一旦市況が回復するとFOB価格及びフレートのスポットレートは高騰し長契レート及びCOAレートを著しく上廻るところとなる。従ってこれによる影響を最小にするための工夫が必要となる。そこで6.2に述べた点を考慮してrecommendable procurement mix を考えると次のとおりである。

米国は世界有数の石炭生産国兼輸出国であり、世界の石炭マーケットの中においてもswing producerの役割を果たしている。一方Colombiaは石炭生産輸出に関しては新興国であり一定の計画の下に石炭プロジェクトが進んでいる。このような点からPanama向け石炭の調達は大略次のような組合せが望ましいと考えられる。



(注) 1. New Orleans はコールセンターとしての機能を有す。

2. スポット調達量はP/S利用率、混焼率等により変動する。

理想としてのprocurement mixは以上のように考えられるが、現実的には米国炭を長期契約ベースFOB31~33US\$/tで調達する事は難しく、スポットベースの調達をメインとして安い時を見ながら買う方式となろう。世界の一般炭市況が上昇し、米国炭のコストを充分カバーできるようになった時点で長期契約への移行を考慮すべきであろう。

米国炭のシェアをColombia炭にシフトする事も考えられるが、6.2.2に述べた供給国分散化の観点から30%程度(約10万t/年)は米国からの調達を計画すべきと考える。

#### 6.4.2 輸 送

前述のとおりPanama石炭火力発電所は10,000D.W.T船用のバースを有する計画である。New Orleansはコールセンターとしての機能も有しており10,000D.W.T船の入出港に全く問題がない。一方Cerrejon炭の積出港Puerto Bolivarについては船会社を通じて間接的に10,000D.W.T船が使えるかどうかPort authorityに問い合わせたところ、明確な回答は得られなかったが船の設計によっては入港可能なものと不可能なものがあるとの事である。従ってPanama石炭火力発電所のバース規模決定前に

- (1) 10,000D.W.Tのバルクキャリアーの利用率,
  - (2) Colombia政府のPuerto Bolivarにおける10,000D.W.T船の取扱意向確認,
  - (3) Cerrejonから別の積出港までの輸送の可能性(別の港の使用可能性),
- を確認する事が必要である。

COAによる輸送とスポットによる輸送との比率については、長期契約により調達する石炭に見合う量をCOAにより、スポット購入する石炭に見合う量をスポット備船により輸送する計画とするのが自然な考え方と思われる。



## 第7章 石炭火力発電所の概念設計







## 第7章 石炭火力発電所の概念設計

### 7.1 設計についての基本的考え方

#### 7.1.1 発電所規模およびユニット規模

JICAの収集した資料、情報を使用して電力需要予測、電源開発計画の検討を行った結果、1992年に設備出力150MWの石炭火力発電所の投入が必要である。

また、収集した資料、情報をもとに電力システムの安定度試験を実施した結果、発電設備の適正ユニットサイズは75MWとした。

#### 7.1.2 設計基準

機器、構築物の設計に用いる材料及び設計基準ならびに試験に対しては、次に示す国際的に認められている基準とこれと同等以上の日本の基準を適用する。

その主なものを以下に示す。

- (1) The American Society of Mechanical Engineer (ASME)
- (2) The American Society for Testing Materials (ASTM)
- (3) American National Standard Institute (ANSI)
- (4) International Electrotechnical Commission (IEC)
- (5) National Fire Protection Association International (NFPAI)
- (6) Japanese Industrial Standard (JIS)
- (7) Standard of the Japanese Electrotechnical Committee (JEC)
- (8) The Japan Electric Machine Industry Association Standard (JEM)
- (9) Japan Society of Civil Engineers Standards
- (10) Technical Standard for Port and Harbour Facility in Japan
- (11) Architectural Institute of Japan Standard

### 7.1.3 機器設計条件

概念設計に使用する設計条件は、現地調査結果にもとづき、Panamaの地方特性を考慮して設定する。

#### (1) 大気温度

最高 35℃

平均 27℃

最低 19℃

#### (2) 電気機器設計温度 40℃

#### (3) 風速

最大風速 20 m/Sec

設計風速 30 m/Sec

#### (4) 湿度

平均値 83%

機器電気設計 90%

#### (5) 地震係数 0.1 G

#### (6) 海水温度

最高 31.7℃

月間平均 27° ~ 29℃

最低 23.3℃

復水器冷却水設計温度 29℃

### 7.1.4 基本設計上特に配慮すべき事項

(1) 本火力発電所は石炭専焼火力として計画するが、発電設備の立上り時および微粉炭機の補修時等を考慮して、重油燃焼のみでもボイラ負荷の50%が維持可能な設計とする。

(2) 本火力発電所はベースロード火力として運用されるため、設計に当たっては、信頼性のある機器、システムを採用する。

(3) 本火力発電所の主要燃料である石炭は、ColombiaのCerrejón炭および米国東部炭を使用する。

発電所の設計に用いる石炭の諸元はColombia炭と米国東部炭の夫々50%混炭で考

えるが、設計炭の品質の巾については十分な裕度を考慮する。

補助燃料としては重油と軽油を使用する。

- (4) 蒸気条件は 102kg/cm<sup>2</sup>g 538℃、127kg/cm<sup>2</sup>g 538℃の2つが考えられるが、運転保守の容易さ、Panamaに於ける実績を考慮して下記の通り計画する。

主蒸気圧力 102 kg/cm<sup>2</sup>g  
(主蒸気止め弁入口)

主蒸気温度 538℃  
(主蒸気止め弁入口)

- (5) 中央制御方式の採用

本火力発電所は石炭火力であるため、重油火力に比較して補機の種類、台数も多いので制御もより複雑となる。

したがって、発電所本館の中央に制御室を配置しそこに主要監視計器、主要機器の制御スイッチ等を設備し、プラントおよび主要機器の起動、停止、緊急時操作、調整操作が監視計器を確認しながら、誤操作なく実施できるシステムとする。

この目的のため、主要な制御系統はシーケンスコントロールによる自動制御システムを採用する。

しかし、起動、停止、テスト等のため現場で確認しながら操作が必要な機器については現場操作盤を設けるものとする。

- (6) スラッキング、ファウリングおよびエロージョンの軽減

石炭燃焼ボイラーの場合、燃焼した灰により、スラッキング、ファウリング、エロージョンを発生するが、その度合は使用石炭の性状により異なる。

- a) スラッキング

固形又は溶融した石炭灰の粒子が、放射熱を受ける火炉壁および他の伝熱面に付着、堆積することを云う。

本ボイラ設計に使用する石炭はその性状上からスラッキング性は少ないと推定されるが、火炉容積、バーナーサイズ、火炉出口ガス温度等の検討によりスラッキングの一層の軽減を計る。

- b) ファウリング

石炭灰の粒子が、直接放射熱を受けない伝熱面に付着することを云う。

当石炭はファウリング性も少ないが、伝熱面出口ガス温度、チューブ間隙、スーパブローの数等の検討により、ファウリングの一層の軽減を計る。

c) エロージョン

燃焼ガス中の石炭灰の粒子が、チューブ表面に突当たり摩耗作用を引き起こす現象で、石炭灰の性状、ガス中の灰分濃度、灰の粒径、灰の流速に関する、本ボイラーでは、ガス流速、チューブ間隙、プロテクターの検討等でこれの軽減を計る。

(7) ユニットケーパビリティ

a) 復水器冷却水温度

1) 冷却水温度29℃に於いて連続定格(75MW)の運転が可能であること。

2) 冷却水温度28℃に於いて5%の過負荷運転が可能であること。

b) ボイラの蒸気温度制御は、定格負荷の40%～100%の範囲で可能であること。

c) 石炭専焼による最低負荷は定格負荷の40%が可能であること。

## 7.2 発電設備の概要

### 7.2.1 発電設備の設計基本諸元

本プロジェクトの発電設備の設計基本諸元はTable 7.2.1の通り。

Table 7.2.1 Basic Factor of Designing for Generating Facilities

Items	Description
(1) Installed capacity	150.0 MW (75.0 MW x 2)
(2) Annual capacity factor	68.5%
(3) Thermal efficiency	
1) Net thermal efficiency at 100% load	36.0%
2) - ditto - Annual average	35.0%
(4) Station service loss factor	
1) At kW	6.0%
2) At kWh	7.1%
(5) Gross calorific value of coal (Air dried base)	6,600 Kcal/kg
(6) Capacity of coal vessel	10,000 D.W.T.
(7) Capacity of coal storage yard	1.5 month of 2 units 63,600 t (as received base)
(8) Utility	
1) Raw water	500 t/day
2) Electricity for construction (maximum)	500 kVA

7.2.2 発電所設備概要

土木、建築、機械、電気、送変電機器の設備概要をTable 7.2.2(1) ~ 7.2.2(5)に示す。

Table 7.2.2 (1) Civil Structures

Items	Description
(1) Land Reclamation	
a) Site area	Total 620 x10 <sup>3</sup> m <sup>2</sup> Power station 81 x10 <sup>3</sup> m <sup>2</sup> Coal yard 26 x10 <sup>3</sup> m <sup>2</sup> Ash disposal area 230 x10 <sup>3</sup> m <sup>2</sup> Others 283 x10 <sup>3</sup> m <sup>2</sup>
b) Site formation level	Power station +4.0 m Coal yard +4.0 m
(2) Port Facilities	
10,000 D.W.T. coal unloading jetty	
a) Type	Steel piped pier
b) Dimension	Length 150 m Width 17 m Depth 9 m
Mooring dolphin	
a) Type	Steel piped pier
b) Number	2
(3) Condenser Cooling Water Facilities	
Intake & pump pit	
a) Type	Reinforced concrete structure
b) Dimension	Width 10.0 m Height 9.0 - 11.2 m Length 24.0 m
Intake Pipe line	
a) Type	Embedded steel pipe
b) Dimension	Inner Diameter 1.20 m Length-mean 130 m x 2 lines



Items	Description
Outlet pipe line a) Type b) Dimension	Embedded steel pipe Inner Diameter 1.20 m Length-mean 166 m x 2 lines
Discharge pit a) Type b) Dimension	Reinforced concrete structure Width 6.40 m Height 8.40 m Length 13.40 m
Discharge channel a) Type b) Dimension	Reinforced concrete structure Inner width 2.00 m Inner height 2.00 m Length 120.0 m x 2 lines
Outlet a) Type b) Dimension	Reinforced concrete structure Width 6.40 - 12.40 m Height 6.00 m Length 18.60 m
(4) Coal Storage Yard	
Coal storage yard	
a) Dimension	160 m x 160 m
Coal draw-out culvert	
a) Type	Reinforced concrete structure
(5) Ash Disposal Area	
a) Area	$230 \times 10^3 \text{m}^2$
b) Capacity	$1,280 \times 10^3 \text{m}^3$ 25 years

Table 7.2.2 (2) Architectural Works

Item	Description
<p>(1) Powerhouse</p> <p>(a) Structure</p> <p>    Foundation</p> <p>    Frame</p> <p>    Exterior wall</p> <p>    Roof</p> <p>(b) Size</p> <p>    Ground floor area</p> <p>    Building volume</p> <p>    Height</p> <p>(c) Appurtenant facilities</p>	<p>Precast reinforced concrete piles</p> <p>Reinforced concrete footing</p> <p>Steel structure</p> <p>Corrugated asbestos cement sheet</p> <p>"</p> <p>3,020 m<sup>2</sup></p> <p>67,700 m<sup>3</sup></p> <p>Turbine room           24 m</p> <p>Bunker room           29 m</p> <p>Air conditioning and ventilation system</p> <p>Plumbing and sanitary system</p> <p>Extinguishment facilities</p> <p>Fire alarm apparatus</p> <p>Lighting system</p>
<p>(2) Foundation of Equipment</p> <p>(a) Foundation of Boiler</p> <p>(b) Foundation of Transformer</p> <p>(c) Foundation of Erectrostatic Precipitator</p> <p>(d) Foundation of Induced Draft Fan</p>	<p>Precast reinforced concrete pile</p> <p>Reinforced concrete footing</p> <p>Precast reinforced concrete pile</p> <p>Reinforced concrete footing</p> <p>Precast reinforced concrete pile</p> <p>Reinforced concrete footing</p> <p>Precast reinforced concrete pile</p> <p>Reinforced concrete footing</p>
<p>(3) Administration Building</p> <p>(a) Structure</p> <p>    Foundation</p> <p>    Frame</p>	<p>Precast reinforced concrete pile</p> <p>Reinforced concrete footing</p> <p>Reinforced concrete construction</p>

Item	Description
(b) Size	
Total area	1,510 m <sup>2</sup>
(c) Rooms Accommodated	
1st floor	Chemical laboratory, Dining room, Rest room
2nd floor	Air conditioner room, Storage Office, Conference room, Plant manager room, Locker room, Library
(d) Appurtenant facilities	Air conditioning and ventilation system  Plumbing and sanitary system Extinguishment facilities Fire alarm apparatus Lighting system
(4) Other Buildings	
(a) Workshop	Reinforced concrete construction 1 floor 800 m <sup>2</sup>
(b) Warehouse	" 1 floor 1,000 m <sup>2</sup>
(c) Coal Handling Control Building	" 2 floors 270 m <sup>2</sup>
(d) Demineralization House	" 1 floor 250 m <sup>2</sup>
(e) Oil Drum and Cylinder Storage	" 1 floor 200 m <sup>2</sup>
(f) Worker's Room	Reinforced concrete construction 1 floor 300 m <sup>2</sup>
(g) Garage	" 1 floor 150 m <sup>2</sup>
(h) Guardhouse	" 1 floor 50 m <sup>2</sup>
(5) Stack	
(a) Foundation	Precast reinforced concrete pile
(b) Outer Tube	Reinforced concrete construction  Diameter Top 5 m Bottom 8 m Height 94 m

Item	Description
(c) Inner Flue  Diameter Height Lining	Steel structure  2 m 95 m Acid resistant cementitious coating

Table 7.2.2 (3) Mechanical Equipment

Items	Description
<p>(1) Boiler system</p> <p>a) Boiler</p> <p>Type</p> <p>Evaporation</p> <p>    Maximum continuous rating (MCR)</p> <p>    Economical continuous rating (ECR)</p> <p>Steam pressure</p> <p>Steam temperature (SH/RH)</p> <p>Number</p> <p>b) Economizer</p> <p>Type</p> <p>Number</p> <p>c) Air preheater</p> <p>Type</p> <p>Number</p> <p>d) Steam air preheater</p> <p>Type</p> <p>Number</p> <p>e) Soot blower</p> <p>Type</p> <p>Number</p> <p>    Boiler long retractable</p> <p>    short retractable</p> <p>    Air preheater Swing</p> <p>(2) Draft system</p> <p>a) Induced draft fan</p> <p>Type</p> <p>Capacity</p> <p>Number</p>	<p>Single drum, natural circulation, outdoor type</p> <p>240 t/h</p> <p>228 t/h</p> <p>105 kg/cm<sup>2</sup>g</p> <p>541/541°C</p> <p>1 set / 1 boiler</p> <p>Horizontal multi-loop type</p> <p>1 set</p> <p>Rotally regenerative type</p> <p>1 set</p> <p>Cu-fined steel pipe type</p> <p>1 set</p> <p>Steam blowing type with electric motor drive</p> <p>8 sets</p> <p>6 sets</p> <p>1 set</p> <p>Centrifugal type</p> <p>8,300 m<sup>3</sup>/min.</p> <p>1 set</p>

Items	Description
b) Forced draft fan  Type Capacity Number	Centrifugal type 5,400 m <sup>3</sup> /min. 1 set
c) Gas recirculation fan  Type Capacity Number	Centrifugal type 3,300 m <sup>3</sup> /min. 1 set
(3) Fuel unloading system	
a) Coal unloader  Type Capacity Number	Level lifting type 250 t/h 2 sets
b) Unloading berth belt conveyor (BC-1)  Capacity Number	600 t/h 1 set
c) Heavy oil unloading system  Type  Number	Loading arm type with transporting piping 1 set
(4) Fuel storage and handling system	
a) Coal yard supply conveyor-1 (BC-2)  Capacity Number	600 t/h 1 set / 2 units
b) Coal yard supply conveyor-2 (BC-3)  Type  Capacity Number	Stationary stacker type with tripper 600 t/h 1 set / 2 units
c) Bulldozer  Capacity Number	35 t 2 sets / 2 units

Items	Description
d) Coal yard draw-out hopper Number	3 sets
e) Coal yard draw-out conveyor (BC-4) Capacity Number	250 t/h 1 set / 2 units
f) Powerhouse supply conveyor (BC-5, 6) Capacity Number	250 t/h 2 sets / 2 units
g) Coal bunker supply conveyor (BC-7A, 7B) Capacity Number	250 t/h 1 set
h) Coal bunker Type Capacity Number	Steel plate type 300 m <sup>3</sup> 3 sets
i) Heavy oil tank Type Capacity Number	Steel plate, cone roof type 2,000 kℓ 1 set / 2 units
j) Diesel oil tank Type Capacity Number	Steel plate, cone roof type 200 kℓ 1 set / 2 units
(5) Fuel firing system	
a) Coal feeder Type Capacity Number	Gravemetric type 16 t/h 3 sets
b) Coal pulverizer Type Capacity Number	Vertical, balls and race type 16 t/h 3 sets

Items	Description
c) Primary air fan  Type Number	Centrifugal type 2 sets
d) Sealing air fan  Type Number	Turbo-blower type 2 sets
e) Coal burner  Type  Capacity Number	Circular burner type (with flame detector) 5.0 t/h 9 sets
f) Heavy oil pump  Type Capacity Number	Rotally screw type 10.6 t/h 2 sets / 2 units
g) Heavy oil heater  Type Capacity Number	Horizontal u-tube type 21.0 t/h 1 set / 2 units
h) Heavy oil burner  Type Capacity Number	Steam atomizing type 2.4 t/h 9 sets
i) Diesel oil pump  Type Capacity Number	Screw type 10 t/h 2 sets / 2 units
j) Diesel oil light-up burner  Type  Number	Electric oil lighter type (with flame detector) 9 sets
k) Diesel oil start-up burner  Type Number	Air atomizing type 2 sets



Items	Description
(6) Ash handling system	
a) Chain conveyer Capacity Number	1.5 t/h 1 set
b) Crinker crusher Capacity Number	2 t/h 1 set
c) Boiler bottom seal water pump Capacity Number	20 t/h 2 sets / 2 units
d) Bottom ash carrying conveyor-1 Capacity Number	2 t/h 1 set
e) Bottom ash carrying conveyor-2 Capacity Number	5 t/h 1 set / 2 units
f) Fly ash silo Type Capacity Number	Steel plate type (with cyclone separator, bag filter and fluidizer 100 t 1 set / 2 units
g) Vacuum blower Type Number	Rotally blower type 2 sets / 2 units
h) Dustless unloader Capacity Number	10 t/h 1 set / 2 units
i) Fluidizer blower Type Number	Rotally blower type 2 sets / 2 units

Items	Description
j) Fly ash carrying conveyor  Capacity Number	15 t/h 5 sets / 2 units
(7) Turbine system	
a) Turbine	
Type	Tandem compound, impulse type, two-cylinder, single flow, exhaust reheat condensing turbine type
Rated output (at generator end)	75 MW
Steam pressure	102 kg/cm <sup>2</sup> g
Steam temperature	
At main stop valve inlet	538°C
At reheat stop valve inlet	538°C
Number of extraction	5 stages
Exhaust vacuum	700 mmHg
Rotating speed	3,600 rpm
b) Governor	
Type	Mechanical hydraulic type
Number	1 set
c) Protective device	
Number	1 set
d) Hydraulic control system	
Number	1 set
e) Lubricating oil system	
Auxiliary oil pump	
Type	Vertical centrifugal type
Number	1 set
Emergency oil pump	
Number	1 set
Main oil tank	
Number	1 set
Oil cooler	
Number	1 set

Items	Description
Vapour extractor Number	1 set
Oil purifier Number	1 set
Oil storage tank Number	1 set / 2 units
f) Turning gear device Number	1 set
g) Grand sealing system  Grand steam seal regulator Number	1 set
Grand steam condenser Number	1 set
(8) Condenser cooling water system	
a) Bar screen Number	1 set
b) Chlorine injection equipment Number	1 set / 2 units
c) Rotary screen Number	1 set
d) Screen washing pump Number	1 set / 2 units
e) Mesh screen Number	1 set
f) Intake crane  Type Capacity Number	Gantry type 15 t 1 set / 2 units

Items	Description
<p>(9) Condensate system</p> <p>a) Condenser Type Cooling seawater inlet temperature (Design) Cooling seawater quantity Cooling seawater discharge temperature (Design) Material of condenser tubes Number</p> <p>b) Condenser cooling water pump Type Capacity Number</p> <p>c) Main air ejector Type Number</p> <p>d) Condensate pump Type Capacity Number</p>	<p>Double pass, divided water box type, surface condenser 29°C</p> <p>14,200 m<sup>3</sup>/h 36°C</p> <p>Aluminum brass 1 set</p> <p>Vertical diagonal flow type 4 m<sup>3</sup>/s 1 set</p> <p>Single-stage steam jet type 1 set</p> <p>Vertical type 100 t/h 2 sets</p>
<p>(10) Boiler feed water</p> <p>a) Low pressure feed water heater Type Number</p> <p>b) Deaerator Type Number</p> <p>c) Boiler feed water pump Type</p>	<p>U-tube type 2 sets</p> <p>Horizontal, tray type 1 set</p> <p>Motor driven, horizontal shaft, barrel, multi-stage turbine pump</p>

Items	Description
Capacity Number	120 t/h 2 sets
d) High pressure feed water heater	
Type Number	U-tube type 2 sets
e) Make-up water pump	
Type Number	Centrifugal type 1 set
(11) Miscellaneous facilities	
a) Raw water tank	
Capacity Number	600 m <sup>3</sup> 2 sets / 2 units
b) Raw water pump	
Number	2 sets / 2 units
c) Drinking water head tank	
Capacity Number	5 t 1 set
d) Miscellaneous water head tank	
Number	1 set / 2 units
e) Auxiliary cooling water cooler	
Type	Seawater
Inner of tube	Demineralized water
Outer of tube	600 t/h
Capacity Number	2 sets / 2 units
f) Cooling water pump	
Type	Vertical, volute type
Capacity	600 t/h
Number	2 sets / 2 units

Items	Description
g) Demineralization plant  Type Number	2 bed 3 tower type 1 set / 2 units
h) Demineralized water tank  Type Capacity Number	Cone roof type 600 m <sup>3</sup> 2 sets / 2 units
i) Neutralization tank  Type Capacity Number	Concrete type 150 m <sup>3</sup> 1 set / 2 units
j) Boiler chemical injection equipment  Kind of chemicals Number	Phosphate, ammonia, hydrazine
k) Fire protection equipment  Air foam type fire extinguishing equipment water type fire extinguisher Fire extinguishing pump	1 set  1 set  1 set / 2 units
l) Powerhouse crane  Type Capacity Number	Overhead travelling crane 40/15 t 1 set / 2 units
m) House service boiler  Type Steam condition Capacity Fuel Number	Package type 10 kg/cm <sup>2</sup> 10 t/h Diesel oil 1 set / 2 units

Items	Description
(12) Environmental protection facilities *)	
a) Electrostatic precipitator	
Type	Dry type electrostatic precipitator
Number	2 units
Treated flue gas capacity	282 x 10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> /h
Inlet temperature	140°C
Outlet dust concentration	0.1 g/Nm <sup>3</sup> or less
Dust removal efficiency	99.25% or more
Number of section	4 sections/unit
b) Waste water treatment	
Type	Sedimentation, filter, neutralization method
Number	1 unit
Treatment capacity	210 m <sup>3</sup> /day
Outlet water quality	PH 5 - 9
	Suspended solid (SS)
	200 mg/l or less
	Oil 5 mg/l or less
c) Coal yard water treatment	
Type	Gravity sedimentation method
Number	1 unit
Treatment capacity	140 m <sup>3</sup> /day
d) Waste water treatment for ash deposit area	
Type	Gravity sedimentation method
Number	1 unit
Treatment capacity	800 m <sup>3</sup> /day
*) For the environmental protection measurement for coal fired thermal power station, and only the installation of each environmental equipment (i.e. ESP, sound proofing wall, etc.), but also the consideration of the basic design and layout of power station's major equipment including boiler, turbine and so on must be taking into account upon the economical reason.	
Following table (supplement table) shows the measurement list of environmental protection measurement of this power station divided into each item.	

Table 7.2.2 (4) Electric Facilities

Items	Description
<p>(1) Generator</p> <p>a) Type</p> <p>b) Rating</p> <p>Generator output Voltage Current Power factor Short circuit ratio</p> <p>c) Exciter</p> <p>d) Number</p>	<p>Indoor type, horizontal shaft, 3 phase, totally enclosed, hydrogen-cooled turbine generator</p> <p>75,000 kW, 88,250 MVA 13,800 V 3,692 A 85% 0.58 (Minimum)</p> <p>Thyristor direct excite type with AVR</p> <p>2 units</p>
<p>(2) Main transformer</p> <p>a) Type</p> <p>b) Rating</p> <p>Capacity Voltage</p> <p>c) Connection method</p> <p>d) Number</p>	<p>Outdoor type, 3 phase, oil circulating, air-cooled transformer</p> <p>85,600 kVA 13.8/230 kV</p> <p>Y-<math>\Delta</math> connection, neutral point direct earthing</p> <p>2 units</p>
<p>(3) House transformer</p> <p>a) Type</p> <p>b) Rating</p> <p>Capacity Voltage</p> <p>c) Connection method</p>	<p>Outdoor type, 3 phase, oil circulating self-cooled transformer</p> <p>7,500 kVA 13.8/4.16 kV</p> <p><math>\Delta</math>-<math>\Delta</math> connection</p>



Items	Description
d) Number (4) Starting transformer a) Type b) Rating Capacity Voltage c) Connection method	2 units  Outdoor type, 3 phase, oil circulating air-cooled transformer  7,500 kVA 230/4.16 kV  Y-Δ connection, neutral point direct earthing
d) Number (5) Switchyard a) Method b) Circuit breaker Type Rating Number c) Disconnecting switch Type Rating Number d) Others	1 unit  Outdoor double bus bar method  Porcelain-clad type, air or vacuum type circuit breaker 242 KV, 1,200 A 31.5 kV (Interrupting current) 6 units  Porcelain-clad type single or double breaking switch 242 kVA, 1,200 A 14 units  ° Steel structure ° Bus bar ° Instrument transformer ° Instrument current transformer ° Arrester ° Compressor
(6) 4 kV house switchgear a) Cubicle type	Indoor, single bus, enclosed type power board

Items	Description
b) Circuit breaker Type Rating c) Number of group	Vacuum type circuit breaker 4.76 kV 1,200 A 20 kA (Interrupting current) 4 groups
(7) 210 V Power center a) Cubicle type b) Circuit breaker Type Rating c) Number of group	Indoor, single bus, enclosed type power board Air blast circuit breaker 600 V 1,200 A 20 kA (Interrupting current) 3 groups
(8) 210 V Control center a) Cubicle type b) Circuit breaker Type Rating c) Number of group	Indoor, single bus, enclosed type power board Magnetic-blast breaker 600 V 11 groups
(9) Power center transformer a) Type b) Rating Capacity Voltage c) Connection method d) Number	Indoor, 3 phase, dry type 1,500 kVA 4,160/208 V Δ-Δ connection 3 units
(10) Emergency power source a) Type b) Rating	Diesel-engine generator

Items	Description
Output Voltage Current Power factor	250 kW, 315 kVA 208 V 875 A 80%
c) Fuel	Light oil
d) Number	1 unit
(11) Control and instrumentation	
a) Boiler, Turbine, Generator control board	
Type	Enclosed, selfstanding bench type board
Kind of automatic control	<ul style="list-style-type: none"> <li>° Automatic start up and shut down control equipment</li> <li>° Automatic boiler control equipment (ABC)               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Boiler master control</li> <li>- Fuel flow control</li> <li>- Combustion air flow control</li> <li>- Furnace pressure control</li> </ul> </li> <li>° Feed water control equipment (FWC)               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Drum water level control</li> <li>- Deairator water level control</li> </ul> </li> <li>° Steam temperature control               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Superheater steam temperature control</li> <li>- Reheater steam temperature control</li> </ul> </li> <li>° Automatic load regulator</li> <li>° Turbine automatic starting speed control</li> <li>° Generator automatic synchronizer</li> <li>° Other local control systems</li> <li>° Operation supervisory and alarm annunciator systems</li> </ul>

Items	Description
Number	2 sets
b) Electronic computer  Type Memory method Number	Digital type computer Magnetic disk method 2 sets
c) Auxiliary operation board  Type Number	Enclosed, selfstanding type 2 sets
d) Auxiliary relay board  Type Number	Enclosed, self standing type 2 sets
e) Coal unloading and handling control board  Type Number	Enclosed, self standing bench type 1 set
f) Ash treatment control board  Number	Enclosed, self standing bench type 1 set
g) Water treatment control board  Type Number	Enclosed, selfstanding type 1 set
h) Generator hydrogen hermetically-sealed system control board  Type Number	Enclosed, selfstanding type 1 set
i) Supervisory television  Type Purpose, Number	Industrial color television for drum level        2 sets for furnace            2 sets for stack                1 set

Items	Description
<p>(12) Miscellaneous equipment</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) DC power source</li><li>b) Compressor for control air</li><li>c) House lighting system</li><li>d) Paging system</li><li>e) Private telephone system</li><li>f) Private telecommunication system for coal vessel</li></ul>	

Table 7.2.2 (5) Transmission Line and Substation Facilities

Item	Description
<p>(1) Transmission Facilities</p> <p>Section Length Voltage Electrical system Conductor Overhead ground-wire Insulator</p> <p>Supporting structure</p>	<p>Telfers island - Panama II S/S 72 km 230 kV 3 phase 3 line, 60 Hz ACAR 750 MCM 7 x No.8 AWG, 2 line 250 mm standard disc type suspension insulator 14-unit strings 2 circuits, vertical arrangement angle steel tower</p>
<p>(2) Substation Facilities</p> <p>a) Circuit breaker</p> <p>Type Rate Quantity</p> <p>b) Disconnecting switch</p> <p>Type Rate Quantity</p> <p>c) Protection equipment for transmission line</p> <p>230 kV transmission line protection equipment</p> <p>Power line carrier directional comparison system with single phase reclosing</p> <p>d) Other facilities</p> <p>Potential device Current transformer Lighting arrester</p>	<p>Gas circuit breaker 242 kV, 1600 A, 31.5 kA 9</p> <p>Insulator type, horizontal one or two breaking disconnecting switch 242 kV, 1200 A 24</p> <p>2 circuits</p>

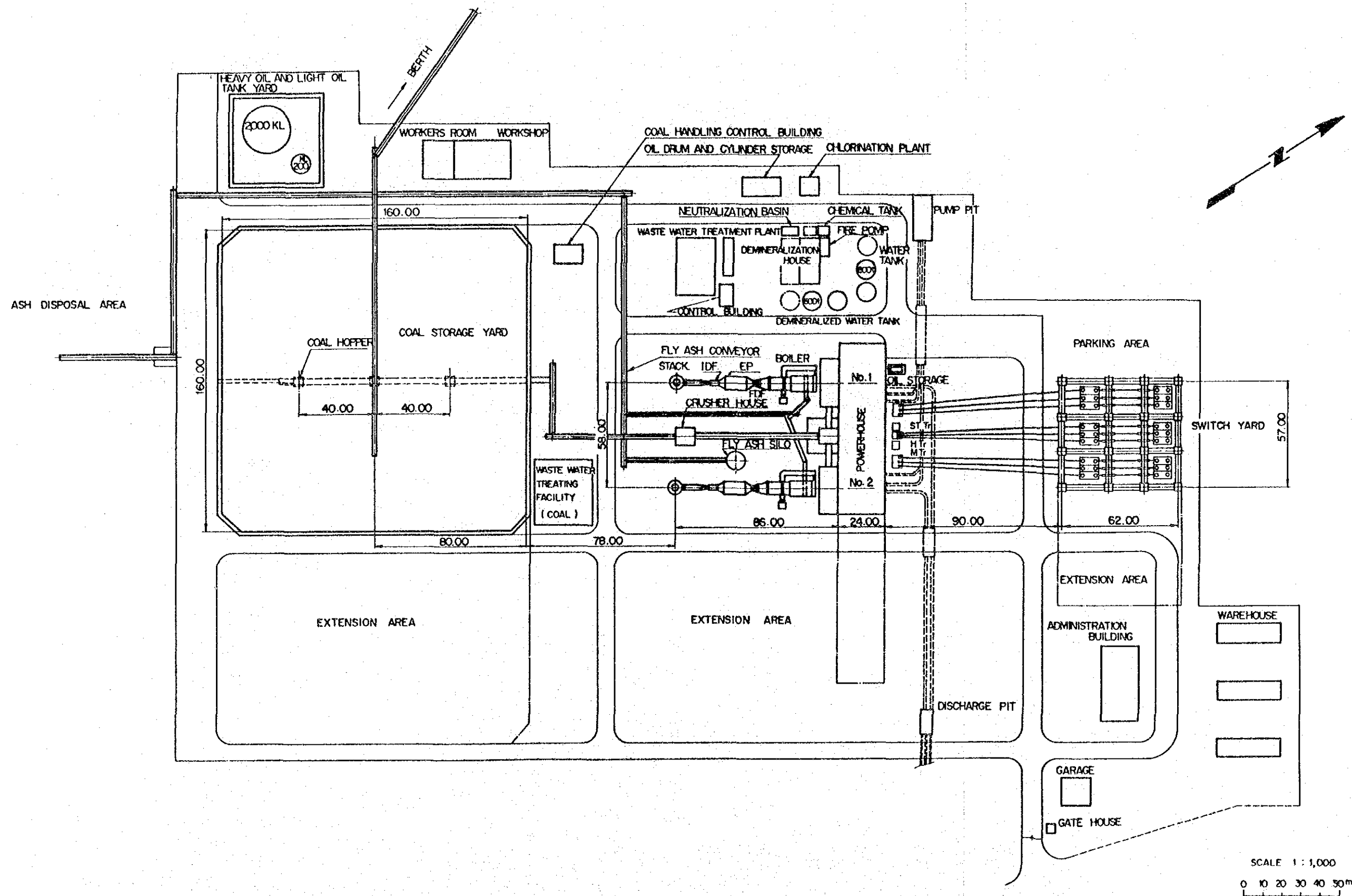
Item	Description			
(3) Telecommunication Facilities				
	Specification	Central Dispatching Office	Panama II S/S	Telfers island
Power line carrier equipment	4ch Type, 20W	2 sets	3 sets	1 set
Power line carrier relay equipment	Earth return coupling system		2 sets	2 sets
Power line carrier equipment	4 ch par 1			
Dispatching and maintenance telephone circuit	1 ch			
TM circuit of CDT system	1 ch			
Data circuit	2 ch			







Fig. 7.2.2 Detailed Plant Layout





## 7.3 発電設備の検討内容

### 7.3.1 発電所の基本諸元

(I) 発電所の利用率、発電端効率および所内比率

発電設備の利用率、発電端年平均効率および所内比率は下記により決定する。

a) 発電設備の利用率

利用率の計算は以下の通りである。

$$F_c = \frac{P}{P_G \times H_y}$$

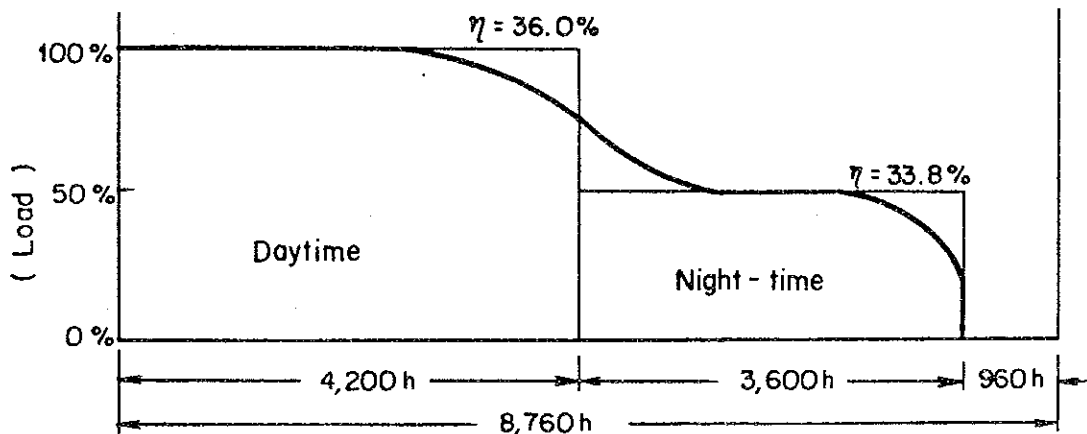
$F_c$  : 発電設備の利用率 (%)

$P_G$  : " 所の設備出力 75 (MW)

$H_y$  : 年間時間数 8,760 (h)

$P$  : 年間発電量 (MWh)

Fig. 7.3.1 (1) Duration Curve



Duration Curveにより 100%ロードの時間は 4,200 h、50%ロードの時間は 3,600 hである。

又、年間停止時間は

$$H_s = h_s + h_t$$

$H_s$  : 年間停止時間 (h)

$h_s$  : 計画停止時間 = 24 h × 30 days

$$= 720 \text{ h}$$

$h_t$  : 事故停止 =  $(H_s - h_s) \times 0.03 = 240 \text{ h}$

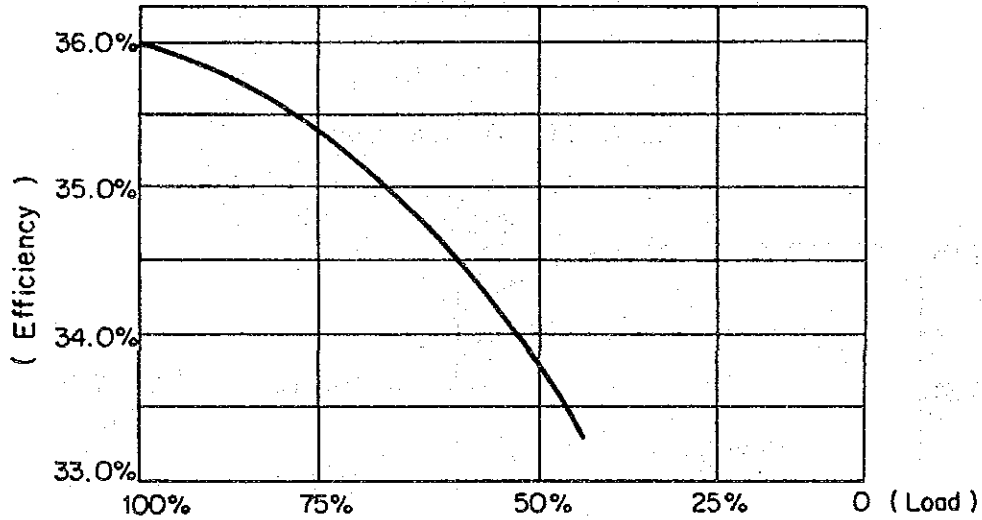
故に年間の設備利用率は

$$\begin{aligned}
 F_c &= \frac{(75\text{MW} \times 4,200\text{h}) + (37.5\text{MW} \times 3,600\text{h})}{75\text{MW} \times 8,760\text{h}} \times 100 \\
 &= \frac{450,000\text{MWh}}{657,000\text{MWh}} \times 100 \\
 &= 68.5
 \end{aligned}$$

b) 発電端年平均効率

75MW石炭火力の部分負荷カーブは次の通りである。

Fig. 7.3.1 (2) Partial Load Efficiency curve



年平均発電端効率は、

$$\eta_c = \frac{(\eta_{100} \times h_d) + (\eta_{50} \times h_n)}{H_{y0}} \times 100$$

$\eta_c$	: 年平均発電端効率	(%)
$\eta_{100}$	: 100%負荷に於ける発電端効率	36 (%)
$h_d$	: Daytime の運転時間数	1,200 (h)
$\eta_{50}$	: 50%負荷に於ける発電端効率	33.8 (%)
$h_n$	: Nighttime の運転時間数	3,600 (h)
$H_{y0}$	: 年間運転時間数	7,800 (h)

故に

$$\eta_c = \frac{(0.36 \times 4,200h) + (0.338 \times 3,600h)}{7,800h} \times 100$$

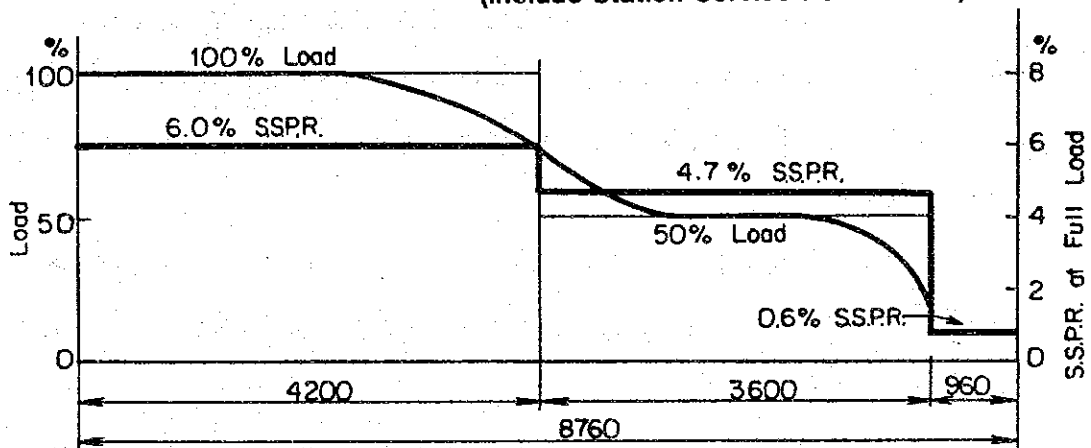
$$= \frac{2,728,800}{7,800h}$$

$$= 34.98\%$$

$$\approx 35.0\%$$

c) 発電所の所内比率

Fig. 7.3.1 (3) Duration curve  
(Include Station Service Power Ratio)



S S P R : Station Service Power Ratio

年間平均発電所所内比率は、

$$R_H = \frac{(R_d \times h_d) + (R_n \times h_n) + (R_s \times h_s)}{H_y \times F_c}$$

$R_H$  : 所内比率 (%)

$R_d$  : Daytime の所内比率 6.0 (%)

$h_d$  : " 運転時間数 4,200 (h)

$R_n$  : Nighttime の所内比率 4.7 (%)

$h_n$  : " 運転時間数 3,600 (h)

$R_s$  : 停止中の所内比率 0.6 (%)

$h_s$  : 停止時間数 960 (h)

$H_y$  : 年間時間数 8,760 (h)

$F_c$  : 設備利用率 68.5 (%)

$$R_H = \frac{(0.06 \times 4,200h) + (0.047 \times 3,600h) + (0.006 \times 960h)}{8,760h \times 0.685} \times 100$$

$$= 7.1\%$$

## (2) 石炭船の規模

本発電所で使用する石炭は、Colombiaおよび米国東部炭を輸入して使用する計画である。

石炭の海上輸送コストは、使用する船型により変化する。

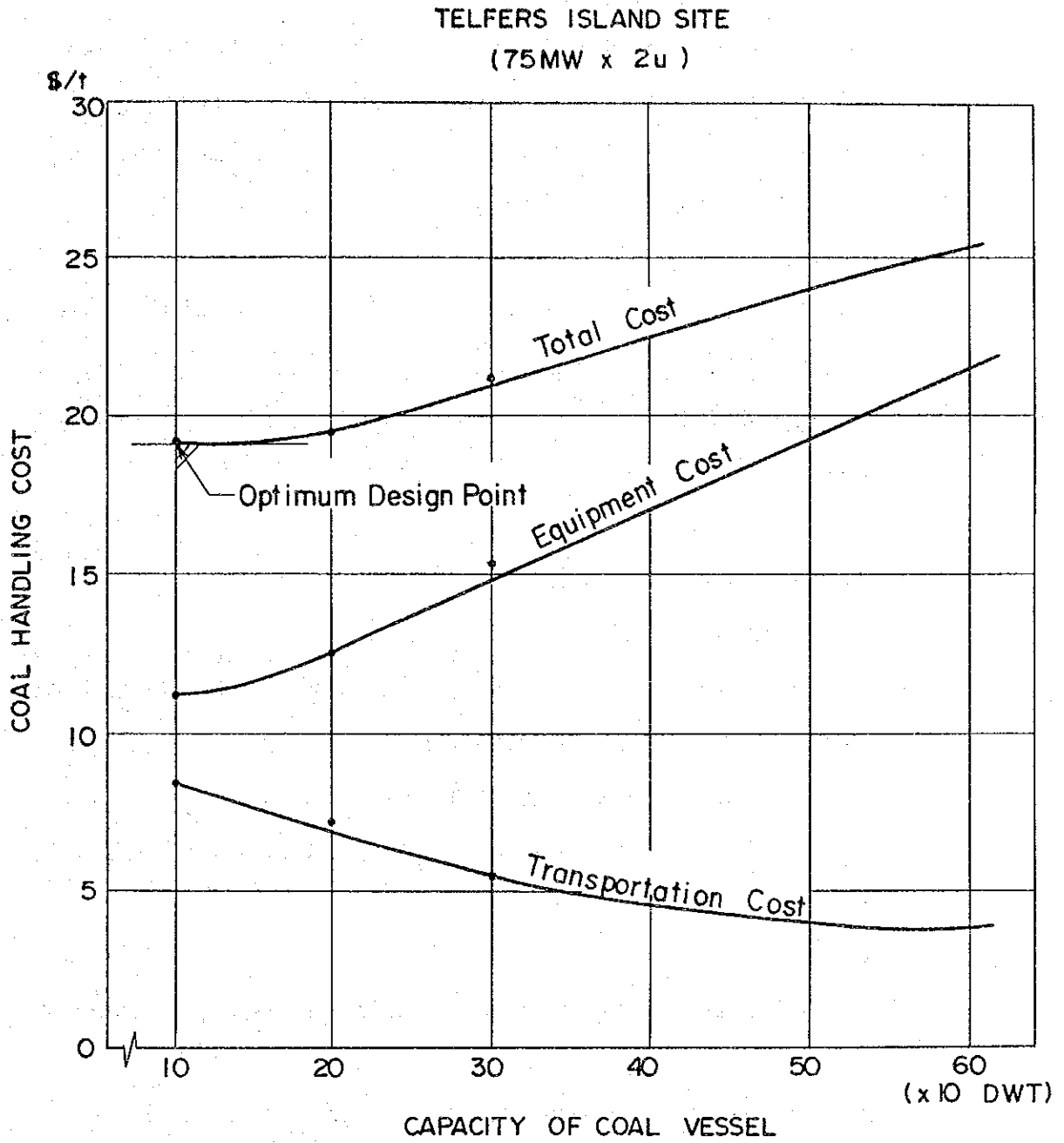
即ち、大型船を使用すればする程、石炭のton当りの海上輸送費は減少することとなる。

しかし反面大型船の受入のため港湾適地の選定が難しくなるばかりでなく、港湾のしゅんせつ、大型棧橋の建設、大型貯炭場の建設等の土木工事の増加、大型揚炭機、大容量の陸上輸送設備の設置等の機器代の増加を招き必ずしも石炭のコストは安くない。

以上の事から、船型を10,000D.W.Tから60,000D.W.T迄変化すると共に、それに伴う発電所の建設費の変化を検討し、輸送費+建設費=石炭取扱いコストとしてどれが経済的か比較を実施した。

この結果、本プロジェクトに於いては、石炭船の船型は10,000D.W.Tが最も経済的であると評価できる。

Fig 7.3.1 (4) Capacity of Coal Vessel





### 7.3.2 構内配置

本発電所は、Cristobal 港の Pier16 の南西約 1 km の地点で Orilla S.A が計画中の Shipbreaking factory 予定地に隣接して計画する。

発電所の用地は、Panama 運河地域に沿い北東から南西にかけて伸びており、開閉所、復水器冷却水路、タービン室、ボイラ、貯炭場、灰捨場の順で設備を配置する。

10,000D.W.T の石炭船が接岸可能な Jetty は、貯炭場の西北約 500m の位置に運河の Dredging Limit Line に接して設置する。

#### (1) 発電所所要敷地面積

発電所建設に必要な面積は No.1, 2 Units 用のプラントエリア約 81,000m<sup>2</sup>、貯炭場約 26,000m<sup>2</sup>、灰捨場約 230,000m<sup>2</sup> 事務所、合計 337,000m<sup>2</sup> である。また、将来 No.3, 4 Units 用の増設を考慮した場合、プラントエリア、貯炭場、開閉所スペース等を含み約 620,000m<sup>2</sup> である。

#### (2) 開閉所

開閉所は発電所敷地の北東端に配置する。

#### (3) 取水口と放水口

温排水の廻り込みを防止するため、復水器冷却水の取水口は敷地北端の Cristobal 港側に配置し、放水口は敷地北端の French Canal に配置する。

しかし、ゴミ、流木、海藻等の監視、除去を容易にするためロータリースクリーン、メッシュスクリーン等の取水口機器は本館の近くに設けた取水ポンプ場に設置する。

#### (4) 発電所本館

発電所本館は敷地の北東の部分に配置し、その東南側に増設スペースを考慮する。

本館内には主としてタービン設備、中央制御室、石炭バンカーのみを配置し、ボイラー、集塵器等は本館の南西側の屋外に本館に隣接して配置する。

#### (5) 管理棟

管理棟は、発電所正門と本館とを結ぶルートの中でかつ、開閉所の増設スペースの東南側に配置する。

(6) 水関係設備

水タンク、純水製造装置室、純水タンク、排水処理装置等の水関係の設備は、すべて発電プラントの西側に集めて配置した。

(7) 運炭灰処理制御用建物

運炭灰処理制御用建物は、石炭の受け入れ、貯蔵、払い出し、灰の処理に便利な様に、揚炭Jetty、貯炭場のいずれからも近い位置に配置する。

(8) 燃料貯蔵設備

1) 石炭

石炭は、Jettyに設置した揚炭機で陸揚げし、ベルトコンベヤーで貯炭場に輸送する。

貯炭場の容量は63,600t又は45日分の貯炭を想定し、約26,000m<sup>2</sup>の面積の敷地を確保する。

2) 重油

重油はPanama製油所より油タンカーで輸送し、石炭Jettyに設置した揚油配管を經由して重油タンクに貯蔵する。

重油タンクは、Jettyから近い貯炭場の西側に設置する。

(9) 灰捨場

クリンカーアッシュ、フライアッシュともに全量湿灰にて、ベルトコンベヤーを使用して灰捨場に送る。

灰捨場の所要面積はNo.1、No.2 Unit分で約230,000m<sup>2</sup>であり、重油タンクヤード、貯炭場の南東側に設置する。

### 7.3.3 本館機器配置

(1) タービン、発電機および同補機は屋内型、バンカー、微粉炭機、バーナーは半屋外型、ボイラーは屋外型とする。

(2) タービン、発電機の配置はボイラーに対してT型配置とする。

(3) コールバンカーはフロントバンカー型とする。

(4) 各機器は組立、分解輸送が容易な配置とする。

(5) 大型の機器の搬入、搬出のためNo.1号側に1、2号共通の搬入口を設け、かつ天井クレーンが1、2号兼用で走行できることとする。

- (6) 復水器はタービン軸を直角に設置すると共に、復水器チューブの漏洩時に容易にチューブの引き抜き交換ができる様、本館の壁に復水器チューブ拔出用の扉を設ける。
- (7) 脱気器は、ボイラ給水ポンプの正味有効吸込水頭の確保のため本館の5 F Lに設置する。
- (8) 制御用、雑用コンプレッサー、非常用ディーゼルおよびボイラー給水ポンプは、騒音減少のため本館内に設置する。
- (9) 1 F Lの他の主な機器は、復水ポンプ、冷却水ポンプ、冷却水クーラー、タービン油タンク等である。
- (10) 2 F Lの主な機器は、空気抽出機、グラウンド蒸気復水器、高、低圧給水加熱器、スイッチギヤー、バッテリー等である。
- (11) 3 F Lは、蒸気タービン、発電機、中央制御室、リレー室、ロッカー室、シャワー室等である。
- (12) 本館外壁北側には、タービン潤滑油貯油タンク、主要変圧器、所内変圧器、起動変圧器を配置する。
- (13) バンカーはフロントバンカーとし、微粉炭機、給炭機、石炭通風機等1連の微粉炭燃焼設備をボイラに最も近い場所に設置するので、燃料輸送管等の設備費の低減をはかる事ができる。
- (14) 石炭の表面水分増加によるバンカーおよび給炭管の閉塞を防止するためバンカー室には屋根を設ける。