

### 3.2 調査項目と調査工程

本調査は、1988年7月にJICA及びICELとの間で合意・署名された Scope of Work に基づいて、自1988年11月～至1990年3月の17ヶ月間にわたって実施された。

#### 3.2.1 調査項目

上記Scope of Work に挙げられたF/Sのための調査項目を示すと次の通りである。

- 1) 既存資料の検討分析
- 2) 現地踏査
- 3) 現地調査工事
  - (1) 地形測量
  - (2) 航測図化（必要と認められた場合）
  - (3) 地質調査
  - (4) 資料収集
- 4) 電力事情調査
- 5) 最適計画案の選定
- 6) フィージビリティ段階の設計
- 7) 構造安定解析
- 8) 施工方法の検討
- 9) 工事費積算
- 10) 経済・財務分析
- 11) 維持・管理マニュアル

#### 3.2.2 調査工程

Scope of Work に示された全体調査工程表は、表-3.1 の通りである。

表-3.1 調査工程表

年	1988												1989												1990			
	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4		
プロジェクト月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17											
1. 既存資料の検討・分析	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■																								
2. 現地踏査	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■																								
3. (1) 作業計画	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■																								
(2) 作業準備					■■■■																							
(3) 地形測量					■■■■	■■■■																						
(4) 航測図化					■■■■	■■■■	■■■■																					
(5) 地質調査					■■■■	■■■■	■■■■	■■■■																				
(6) 資料収集					■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■																			
4. 電力事情調査									■■■■	■■■■																		
5. 最適計画案の選定										■■■■	■■■■																	
6. ファージビリティ・グレード設計											■■■■	■■■■	■■■■	■■■■														
7. 構造安定解析												■■■■	■■■■	■■■■														
8. 施工計画													■■■■	■■■■														
9. 工事費積算														■■■■														
10. 経済・財務分析														■■■■														
11. 維持・管理マニュアル														■■■■														
1. インセンション・レポート														△														
2. プログレス・レポート													①△															
3. インテリム・レポート																												
4. ドラフト・ファイナル・レポート																												
5. ファイナル・レポート																												

凡例： ■■■■■ JICA現地作業, ■■■■■ ICEL現地作業, □ JICA国内作業, △ 報告書提出



Zaragoza水力発電所の現地調査は表- 3.2に示される通り2回にわたり実施された。

1回目の現地踏査に於いては、既存施設（主として土木構造物）の現況調査並びに資料収集が水力発電計画（土木）の担当技師2名により実施された。

また、2回目の現地調査に於いては、地質の担当技師が主体となり、水力発電計画（土木）の担当技師1名の計2名により地質調査を中心に資料収集が行なわれた。

表- 3.2 現地調査のスケジュール

1 回目の現地踏査

月・日	行程	調査内容	メンバー	
			ICEL	JICA
1・23	Bogota → Bucaramanga	ESSAにて打合せ、資料収集	R. Torres	遠山 武羅夫 川崎 義雄
1・24		Zatagoza発電所の現地調査		
1・25		ESSAにて打合せ、資料収集		

2 回目の現地調査

月・日	行程	調査内容	メンバー	
			ICEL	JICA
7・4	Bogota → Bucaramanga	ESSAにて打合せ、現地調査 Zatagoza発電所の現地調査	R. Torres	川崎 義雄 井上 隆
7・5	Bucaramanga	Zatagoza発電所の現地調査		

### 3.3 現地調査工事の内容

現地踏査の結果にもとづいて、JICA F/S調査団がICBLのカウンターパートスタッフと協議の上計画した現地調査工事の内容は次に挙げる地形測量とボーリング調査で航測図化作業は含まない。

#### 3.3.1 地形測量の範囲

地形測量の範囲は図－ 3.1に示される通りであり、縮尺等は次の通りである。

##### (1) 取水堰、沈砂池、水槽、水圧管路、発電所建物

現況図を縮尺1：200、等高線2mピッチで図化する。

ベンチマークを3ヶ所に設置する。

#### 3.3.2 ボーリング調査工事の計画

図－ 3.1に示される通り、4ヶ所の位置でボーリング調査を実施する。

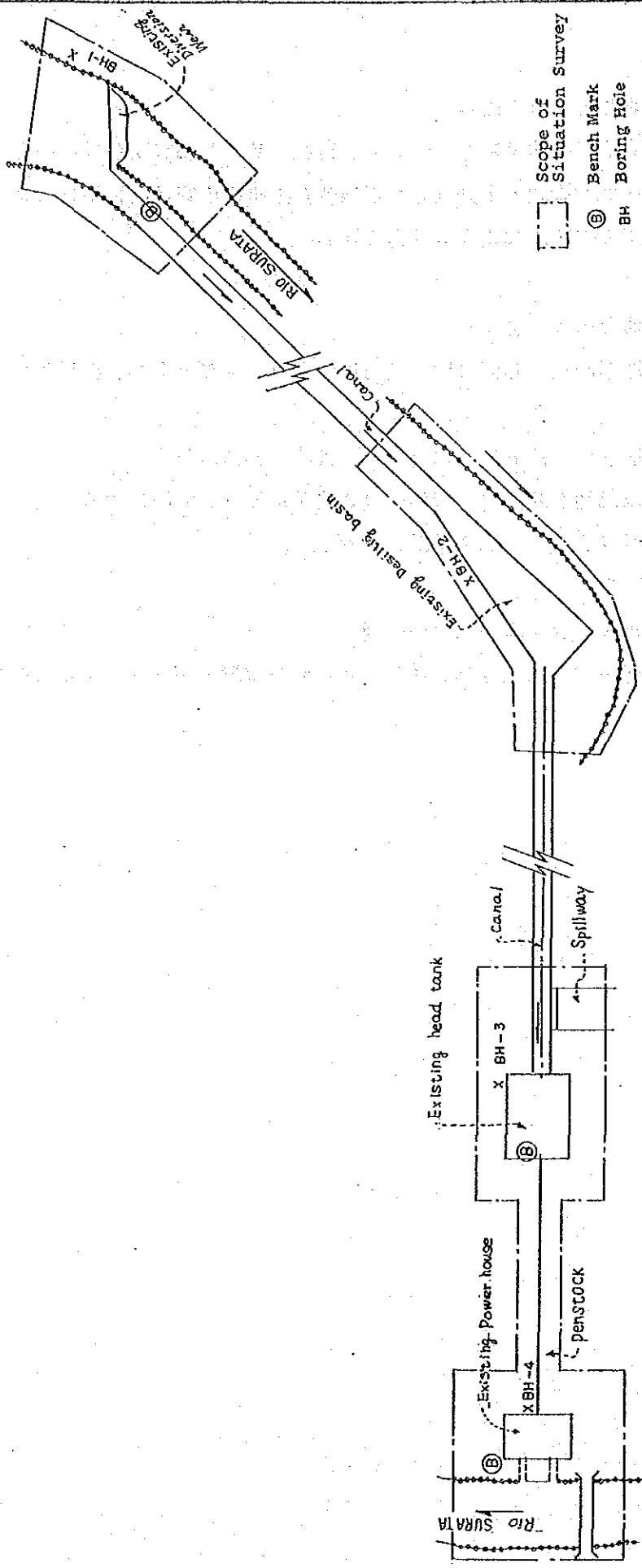


Fig. 3.1

## 第4章 調査地点の現況

### 4.1 電力セクターの電力事情

当該公営電力会社の電力事情を電力需給バランス及び電力設備等に分類すると以下に示す通りである。

#### 4.1.1 電力需給の現状

近年5ヶ年（1983年から1987年）における電力需給バランスは、表-4.1に示す通りであり、1987年における需給バランスは、最大電力151MWに対し、設備容量が135MW（約89%）また、電力量は需要の599GWhに対し、234GWh（約39%）を供給し、545GWhの電力量は買電に依存している。

一方、電力需要構成別では、1987年においては住宅用50%、商業用15%、工業用23%及びその他12%となっており住宅用需要が高く、商業用が低い割合となっている。

尚、1983年から1987年における需要電力量の年平均増加率は、5.0%で、発電電力量のそれは、-15.2%と低下し、買電に依存する割合が大幅に増えている状況にある。

表-4.1 電力需給の現状（1983～1987年）

※

項目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均増加率 (%)
需 要						
1. 最大電力 (MW)	106	125	144	137	151	9.2
2. 電力量 (GWh)						
1) 住宅用	245	266	281	291	298	5.0
2) 商業用	74	84	87	86	89	4.7
3) 工業用	105	129	144	127	135	6.5
4) その他	68	131	119	69	77	3.2
合 計	492	610	631	573	599	5.0
供 給						
1. 設備容量 (MW)	159	159	135	135	135	-4.0
2. 発電電力量 (GWh)	453	451	530	191	234	-15.2
3. 損 失 (GWh)	94	77	100	163	180	17.6

(出典：INFORME ESTADISTICO : RESUMEN 1983-1987)

※年平均増加率は次の通り計算した。

(例、最大電力 9.2%の場合)  $106 \times (1 + X)^4 = 151$      $X = 0.092$  (9.2%)



#### 4.1.2 電力設備の現状

##### (1) 発電設備

総発電設備容量は表-4.2の通りで、発電方式は水力発電並びに火力発電である。

表-4.2 発電設備の状況 (1983~1987年)

(単位: MW)

項目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均増加率 (%)
総発電設備容量						
1. 火力発電	133	133	109	109	109	- 4.9
2. 水力発電	26	26	26	26	26	0
3. その他	0	0	0	0	0	0
合計	159	159	135	135	135	- 4.0

(出典: INFORME ESTADISTICO : RESUMEN 1983-1987)

一方、F/S対象発電所の現状を示すと表-4.3に示す通りである。

表-4.3 Zaragoza発電所の状況 (1984~1988年)

項目	1984	1985	1986	1987	1988
1) 設備容量 (kW)	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560
2) 発電電力量 (MWh)	6,883	7,757	6,884	5,068	4,870
3) 設備利用率 (%)	50	57	50	37	36
4) 運転時間 (%)	63	69	62	45	45

(出典: ESSAより収集した資料)

##### (2) 送電設備

送変電設備の現状は、最大 115kV送電線を有している。尚、対象発電所の送電電圧は11.4kVを採用している。

#### 4.1.3 発電原価と電気料金

近年5ヶ年（1983から1987年）における発電原価と電気料金の推移は表一4.4に示す通りである。

表一 4.4 発電原価と電気料金

項目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均増加率 (%)
発電原価 (COL \$/kWh)	4.30	4.50	5.67	7.84	9.33	21.4
電気料金 (平均) : (COL \$/kWh)						
1. 住宅用	2.95	3.25	3.23	5.93	7.93	28.0
2. 商業用	4.85	5.70	7.00	9.77	12.45	26.6
3. 工業用	3.16	3.48	3.99	9.48	11.71	38.7
4. 公共用	3.29	3.92	4.62	6.86	8.78	27.8
5. 全体平均値	3.27	3.55	4.08	7.35	9.49	30.5
加入者の構成 (件)						
1. 住宅用	140,211	155,422	174,494	185,247	197,318	8.9
2. 商業用	13,823	14,932	14,891	15,269	14,979	2.0
3. 工業用	1,617	1,717	1,656	1,551	1,532	- 1.3
4. その他	2,686	2,944	3,253	4,496	3,292	5.2
5. 合計	158,337	175,015	194,294	206,563	217,121	8.2
電気の普及						
1. 全体 (千戸)	1,381	1,408	1,438	1,467	1,497	2.0
2. 加入者 (千戸)	670	743	834	885	943	8.9
3. 電化率 (%)	49	53	58	60	63	6.5

(出典 : INFORME ESTADISTICO : RESUMEN 1983-1987 )

#### 4.1.4 電力需給の予測

表- 4.1に示される電力需給の現状をもとに1995年までの電力需給バランスを予測した結果は図- 4.1に示される通りとなる。

予測にあたって、電力量の年平均増加率は次の通りとした。

- 1) 需要電力量の年平均増加率は 5.0%
- 2) 発電電力量の年平均増加率は -15.2%
- 3) 電力損失の年平均増加率は 17.6%
- 4) 買電電力量は次式で計算する

$$\text{買電電力量} = (\text{需要電力量} + \text{電力損失}) - \text{発電電力量}$$

(計算例)

1995年に於ける需要電力量は次の様に計算される。

$$599 \times (1 + 0.05)^8 = 885 \text{ (GWh)}$$

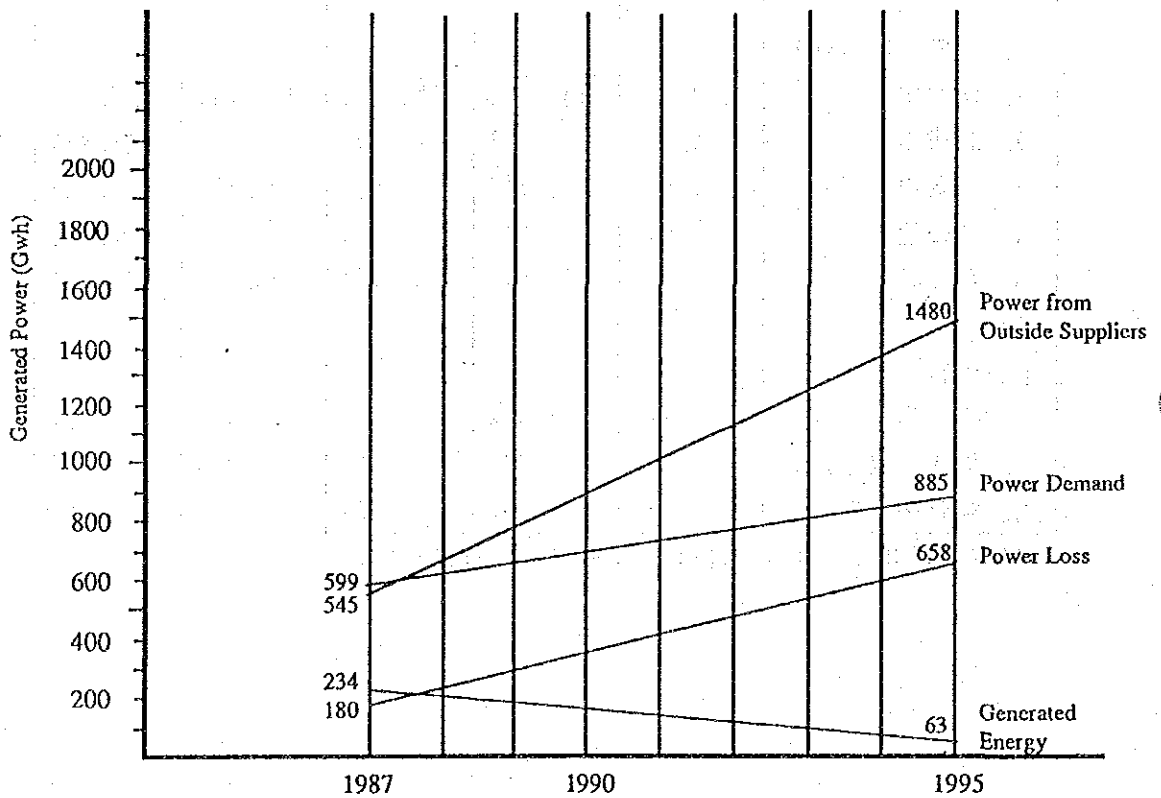


Fig. 4.1 Estimation of Power Demand

## 4.2 既設発電所の運転実績

### 4.2.1 発生電力量

本発電所の1984年から1988年までの5年間に於ける発生電力量並びに運転時間の記録は表-4.5に示される通りである。

この5年間に於いて長期間にわたる発電所の停止期間は次の通りである。

第1号ユニット：1985年3月および4月

1986年1月

1987年6月から8月

第2号ユニット：1988年10月から12月

第3号ユニット：1986年11月から1988年6月まで

1988年8月および9月

この5年間の設備利用率の平均値は46%であり水車の効率が低くなっているためと思われる。

表一 4.5 発生電力量並びに運転時間の記録

年	ユニット番号	銘出力 (MW)	発生電力量 (MWh)	発生電力量の合計 (MWh)	運転時間 (hour)	運転時間の合計 (hour)	設備利用率 (%)	設備利用率の合計 (%)	稼働率 (%)	稼働率の合計 (%)
1984	1	0.52	2,181.4	6,882.4	5,385	16,680	48	50	61	63
	2	"	2,801		6,496		61		74	
	3	"	1,900		4,800		42		55	
1985	1	"	1,592.2	7,757.5	3,982	18,150	35	57	45	69
	2	"	3,312.6		7,429		73		85	
	3	"	2,852.7		6,739		63		77	
1986	1	"	1,831	6,883.7	4,684	16,266	40	50	53	62
	2	"	3,080		7,045		68		80	
	3	"	1,972.7		4,537		43		52	
1987	1	"	1,947.2	5,067.9	4,602	11,869	43	37	53	45
	2	"	3,120.7		7,267		69		83	
	3	"	0		0		0		0	
1988	1	"	2,764	4,870.3	6,647	11,724	61	36	76	45
	2	"	1,650		3,921		36		45	
	3	"	456.3		1,156		10		13	

(備考)

1. 設備利用率 (%) =  $\frac{\text{発生電力量 (MWh)}}{8760 \times \text{銘出力}} \times 100$

2. 稼働率 (%) =  $\frac{\text{運転時間 (hr)}}{8760 \text{ (hr)}} = 100$

### 4.3 発電設備・施設の概況

#### 4.3.1 発電設備の概況

発電設備の使用状態を概略記述すると次の通りである。

##### (1) 発電機器

水車の製造年はNo.1ユニットが1950年、No.2ユニットが1932年、No.3ユニットが1937年であり、それぞれ40、58、53年が経過している。

老朽化した機器なので最近5年間の設備利用率は46%であり、水車の効率が低下したためと思われる。

ESSAの調査によれば、3ユニット共に水車のケーシング、ランナーは砂による摩耗が生じていると報告されており、従って、ESSAはより効率の良い新品の機器に取り替えることを要望している。

##### (2) 変電所

発電所建物に隣接した場所に4台の変圧器が設置されており、この変圧器で11.4kVに昇圧して2ヶ所へ配電している。

変圧器は製造後60年を経過しているが、これといった欠陥は無い。

##### (3) 配電線

本発電所より Principal変電所およびMatanza, Surata, California 等へ11.4kVの配電線が敷設されている。

配電線はこれといった欠陥は無い。

#### 4.3.2 土木施設の概況

##### (1) 取水設備

取水口地点には、取水堰というよりも河川を斜め方向に横切る延長65.0m、高さ3.0mの導流堤を設けて取水口まで導水している。

導流堤には幅2.0m及び3.0mの木製角落しゲートが2ヶ所と幅2.0mのメタルゲートが1ヶ所あるが、木製は破損しメタルゲートは開閉不能である。

取水口はスクリーンが設置されているのみで制水ゲート施設はない。

取水施設は破損の都度修復され、その機能は保持しているが、良好な設計構造物とは言えない。

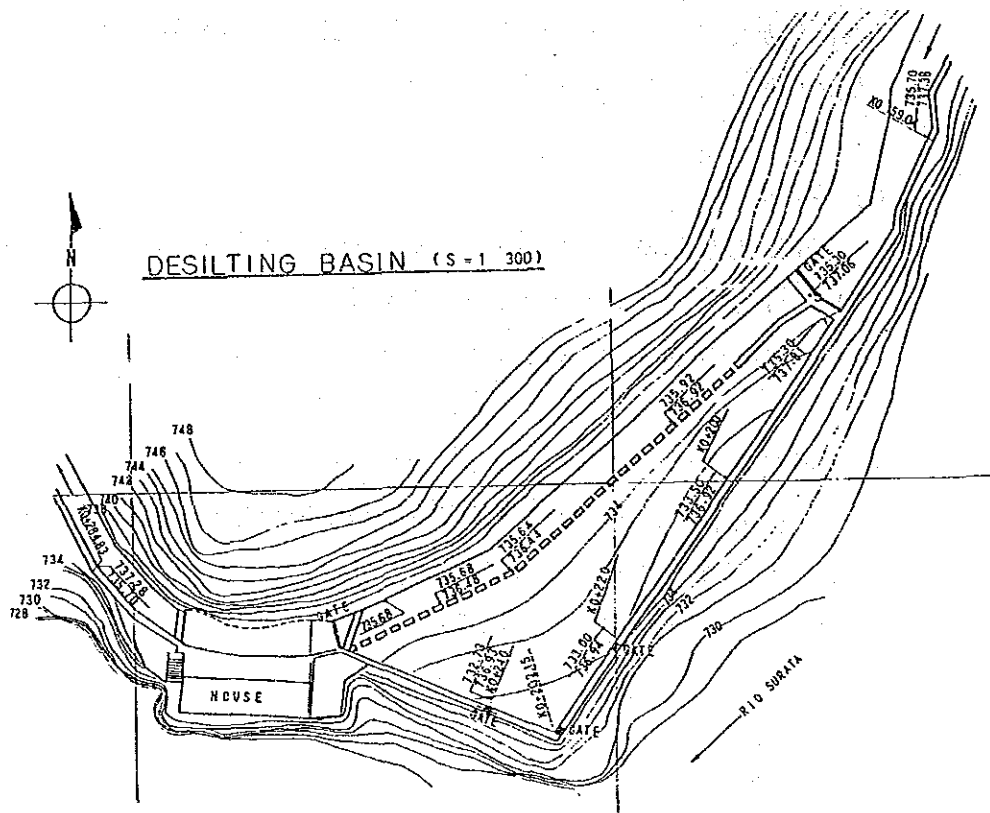
(2) 導水路

平均幅 3.0m、平均深 1.5m 延長 1,685m の堅牢な導水路は急斜面の山腹に沿って建設された開渠は、縦断勾配断面変化が多く、水路内で射流も発生している。

修復に当って水路幅の拡巾は地形的制約上難しい。

(3) 沈砂池

取水口下流 180m に位置する沈砂池は横溢流式で地形的制約を受けた平面形状になっている。



平均巾13.0m、長さ60.0m、平均深さ2.9 mの沈砂池は設計流量 6.5 $\text{m}^3/\text{s}$ に対して十分な容量があるが、ゲート類は老朽化している。

(4) 水槽

巾 2.6m~11.0m、長さ35.5m、深さ 2.1mの水槽の有効貯水量は約 450 $\text{m}^3$ となり、設計流量 6.5 $\text{m}^3/\text{s}$ に対し約70秒分となり、目標とする 120秒に対し 1/2強の有効貯水量しかない。

(5) 水圧管路

$\phi = 1.52\text{m}$ ,  $L = 107.3\text{m}$ の管路は良好な状態にあり、特に補修の必要はない。

(6) 発電建屋

幅14.0m, 長さ26.0m, 高さ7.0mのRC建屋は堅牢でスペースも充分あり発電機が3台設置されている。





## 第5章 基礎資料の収集

1987年11月から1988年7月まで実施されたプレF/S調査に続いて1988年11月に開始されたF/S調査を通じて収集された地形、地質、水文気象その他関連ある資料類を列挙して示すと次の通りである。

### 5.1 地形図

Zaragoza発電所はBucaramanga市北方にあり、Tona川との合流地点より1km弱下流に取水口がある。収集資料としては、IGACが発行している縮尺1/25,000～1/400,000の地図及び本地点調査のためにESSAが実測した地形図がある。

#### (1) IGAC発行地形図

縮尺	図面番号	摘用
1/400,000	-	Santander県全体図
1/100,000	109	} 発電所周辺
"	110	
"	120	} 発電所下流
"	121	
1/25,000	109-IV-B, C, D	} 発電所周辺
"	110-III-C	
"	120-II-B	} 発電所下流
"	121-I-A	

#### (2) ESSAにより実測された地形図

縮尺	図面番号	摘用
H : 1/1000 V : 1/100	1 de 6	平面及び水路縦断 1/2
"	2 de 6	" 1/2
1/200	3 de 6	取水設備回り平面図
"	4 de 6	沈砂池回り平面図
"	5 de 6	水槽～発電所平面図
"	6 de 6	水路横断図

## 5.2 地質資料収集

本調査のために収集した地質に関する既存資料は次の通りである。

- Mapa Geologico de Colombia  
1988, INGEOMINAS
- 本地点周辺の航空写真
- Optimizacion Planta de Zaragoza  
de la Electrofocadora A de Santander  
1989, Ingenieria De Suelos Ltda

## 5.3 水文気象資料

既設 Zaragoza 水力発電所には、雨量及び流量観測設備がないので本調査の実施に当って、調査団は HIMAT 及び C.A.M.B. S.A (Compañía Del Acueducto Metropolitano De Bucaramanga S.A) より水文気象資料を収集した。

収集した資料の雨量及び流量観測所ならびに観測記録の期間を列挙すると次の通りである。

本 F/S 計画に直接関連ある Surata 川の流量観測資料は、C.A.M.B. S.A より 1982 年から 1988 年までの 7 年間の観測記録が入手されている。

表-5.3 水文気象に関する収集資料リスト

### (1) 雨量観測記録

測候所 No	名称	管理者	位置		標高 (m)	観測記録	
			緯度	経度		自	至
2319-036	Portachuelo	HIMAT	0720	7310	800	1970	'86
2319-034	Matajira	"	0713	7304	996	1967	'86
2319-035	Llano de Polmas	"	0715	7312	778	1967	'86
2319-504	Unive, Ind. Santander	"	0708	7306	1018	1961	'85

(2) 流量観測記録

No.	測水所		河川名	管理者	設立年月	位置		標高 (m)	流域 面積 (km <sup>2</sup> )	観測記録	
	名称					緯度	経度			自	至
2319729	Cafe Madrid	Lebrija	HIMAT	1968-12	0717	7308	600	1284	1975~	85	
	Zaragoza	Surata	CAMBSA	-	-	-	700	-	1982~	88	

(3) 水質資料

Surata川におけるCAMB S. A所管の水質資料が入手されている。

- ① PH-1981年10月~1983年12月, 1989年3月~4月
- ② Conductivity: 1989年5月19日~5月26日
- ③ S : 1982, 1983年1月~12月
- ④ Fe : 1982, 1983年
- ⑤ Cl : 1982年3月~1989年5月

他にLebrija川の水質資料が入手されている。

観測期間: 1983年11月30日~1984年12月15日

測定項目: PH, Cl, HCO<sub>3</sub> etc.

(4) 堆砂資料

Surata川におけるCAMB S. A所管の下記地点別における堆砂資料が入手されている。

地点名	観測年	標高 (MSNH)
Zaragoza	1986~1989	700
Bahondo	1987~1989	-
Matajira	1987~1989	950
Siperas	1986~1989	1,140
Charta	1986~1989	1,600
Unagato	1986~1989	1,725
Povedas	1986~1989	1,930
La Baya	1987~1989	2,000

## 5.4 その他関連資料

### 5.4.1 建設物価に関する資料

コロンビア国内における土工工事関連の建設物価に関しては、CAMACOL (Camara Colombiana De La Construccion) が1ヶ月に1回発行している Santander 県の “Catalogo De Precios De Materiales De Construccion ” がある。しかしながら、同発行物はコロンビア全県で発行されている訳でなく、他の F / S 対象地点との整合性を考慮して、本調査に使用する建設工事単価は ESSA 社内資料を採用した。(表- 5.2 参照)

### 5.4.2 電力事情に関する資料

(1) ESSA の電力事情を知る目的で次の資料を収集した。

1) ESSA の電力系統図

(2) Zaragoza 発電所について次のような資料を収集した。

1) 残存価値

Table 5.2 UNIT PRICE LIST  
表-5.2 建設工事単価表

	UNIT	EADE	CHEC	CEDELCA		E. CHOCO	CEDENAR	ESSA	ELECTROLIMA
				SILVIA	OVEJAS				
1. EARTH WORK (EARTH)	p/m <sup>3</sup>	NOV./88	FEB./89	JUN./89	JUN./89	MAR./89	JUN./89	APR./89	MAY/89
		2,400	2,925	700	800	2,950	990	2,500	1,100
2. EARTH WORK (ROCK)	p/m <sup>3</sup>		3,965				1,900		2,800
3. CONCRETE WORK (MASS CON.)	p/m <sup>3</sup>	-	-	-	-	24,000	-	-	-
4. CONCRETE WORK (STRUCTURAL)	p/m <sup>3</sup>	26,300	27,625	34,000	40,000	26,800	20,500	15,600	17,900
5. REINFORCING BAR	p/t	354,000	454,000	350,000	360,000	447,500	300,000	320,000	215,000
6. GATE	p/t	1,682,000	500,000	1,310,000	1,420,000	1,100,000	1,100,000	1,100,000	480,000
7. SCREEN	p/t	1,682,000	5,000,000	804,195	874,125	1,000,000	1,000,000	1,000,000	650,000
8. PENSTOCK	p/t	1,000,000	1,000,000	1,250,000	1,250,000	-	815,000	1,260,000	420,000
9. POWER HOUSE (REPAIR)	p/m <sup>2</sup>	-	10,000	-	-	-	-	-	-
10. POWER HOUSE (NEW CONST.)	p/m <sup>2</sup>	-	40,000	47,000	55,000	50,000	50,000	50,000	50,000
11. CYCLOPEAN CONCRETE	p/m <sup>3</sup>	-	14,000	17,000	20,000	-	-	8,000	9,000
12. DEMOLITION CONCRETE	p/m <sup>3</sup>	13,000	14,000	17,000	20,000	-	-	8,000	9,000
13. STEEL PIPE	p/t	-	-	-	1,250,000	-	-	-	-
14. GABION	p/m <sup>3</sup>	-	-	8,800	-	-	-	-	-
15. TUNNEL EXCAVATION	p/m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	19,600
16. TUNNEL CONCRETE	p/m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	25,000



## 第6章 地形・地質概況

### 6.1 地域の地形と地質

#### 6.1.1 地形

Surata川はその源を東山脈の北端近くの西麓に発し、南西方へ流下し、Santander県の県都Bucaramanga市付近でMagdalena川の右支川であるLebr-ija川に合流する。

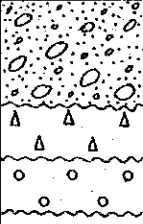
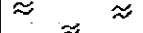
調査地点はSurata川の中～下流部に位置し、周辺の地形は比較的急峻で谷形状はV字型を呈する。

#### 6.1.2 地質

基盤岩はプレカンブリア紀の片麻岩よりなり、被覆層として段丘堆積物、崖錐堆積物、現河床堆積物が局所的に分布する。なお、発電所サイトの西方約300mにNNW-SSE方向にBucaramanga断層（活断層）が通る。

計画地点周辺の地質層序は表-6.1に示す通りである。

表-6.1 計画地点周辺の地質層序

時代	模式柱状	地層名	備考
第四紀		現河床堆積物	
		土石流堆積物	
		崖錐堆積物	
		段丘堆積物	
プレカンブリア紀		片麻岩	

#### 6.1.3 地質構造

発電所サイトの西方に地形的に非常に明瞭なリニアメントがあり、ブカラムンガ断層に相当する。道路沿いの露頭調査によれば、少なくとも発電所の西方約300mまでは片麻岩の露頭があり、断層本体はこれより西方を通る。



## 6.2 計画地点の地質

発電所および各種構造物の基礎の地質状況は以下に述べるとおりである。

### 1) 導流堤

右岸側には片麻岩の露岩があるが、左岸側には露岩がない。また、右岸上流には深い沢があり、沢口付近では土石流堆積物が片麻岩を被覆している。なお、現河床堆積物の厚さは2 m程度であり、導流堤は着岩していない。

### 2) 水路

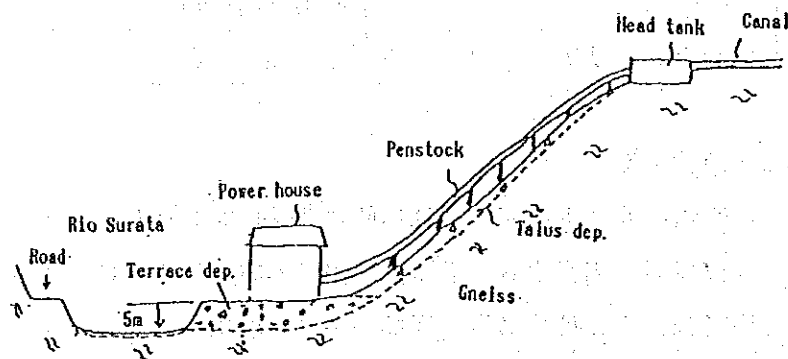
水路は全般に片麻岩を基礎としており、水路の山側や川側には局所的に段丘堆積物および崖錐堆積物が分布する。

### 3) 沈砂池

沈砂池付近では片麻岩の上に高位段丘堆積物が分布しており、沈砂池はほとんど着岩している。

### 4) 水槽および水圧管路

水槽は片麻岩を基礎としており、水圧管路は崖錐堆積物を基礎としている。水槽付近の片麻岩は強～中風化してマサ状を呈する。



図一 6.1 模式地質断面図

## 5) 発電所

発電所付近では片麻岩の上に段丘堆積物が分布する。発電所の建屋は段丘堆積物を基礎としている。ボーリング調査によれば、段丘下の岩盤線はほとんど現河床レベルである。

## 6.3 コンクリート用骨材の分布

骨材としては現河床堆積物および沢からの土石流堆積物が候補としてあげられ、質・量とも充分利用可能である。

## 6.4 地質工学的評価

- 1) 計画地点では全般に被覆層は薄く、比較的浅い深度に基盤岩（片麻岩）が分布している。基盤岩を構成するプレカンブリア紀の片麻岩は、新鮮なものは非常に堅硬緻密であり、高さ10m程度のコンクリートダムおよび各種当該構造物の基礎として十分な耐荷性および遮水性を有している。
- 2) 導流堤を除き各種当該構造物は基盤岩を基礎としており、地質的な問題は無い。ただし、導流堤は現河床堆積物（厚さ約2m）を基礎としていると推定される。実績から、現況規模の堤であれば強度的に現河床堆積物を基礎とし得るものと考えられるが、取水堰を新設する場合にはダム基礎に要求される強度および透水性を考慮すると、ダムを基盤岩に着岩させることが必要である。
- 3) 計画地点の周辺には大規模な地切りは分布しないが、水路区間の一部には比較的規模の大きな崩壊地が1箇所分布する。また、水路沿いの急斜面の一部にトッピングによる落石が認められる。

## 6.5 地質的問題点

- 1) 広域文献によれば Bucaramanga断層は活断層と考えられており、実施設計段階において広域調査によりその活動性の評価を行うことを勧告する。また、各種構造物の設計にあたっては地震に対する配慮が必要である。
- 2) 水路沿いの斜面崩壊および落石に対する防護工を実施する必要がある。



## 第7章 水文解析

本計画地点の流域内に分布する既存の雨量及び流量観測所の位置を示すと図-7.1の通りである。

### 7.1 計画地域の一般気象

Santander 県はコロンビア国の北に有り、北緯 $5^{\circ} 43'$  ~北緯 $8^{\circ} 11'$  に在って赤道付近に位置しており山脈部と平野部の二つに分けられる。

一般に低地部は熱帯性気候であり有数の高温多湿多雨地域となっている。標高が高くなるにつれ温帯性気候から寒帯性気候へと変移する気温は低地部で $28^{\circ}\text{C}$ 程度であり、 $1800\sim 2800\text{m}$ の高さで $12^{\circ}\text{C}\sim 18^{\circ}\text{C}$ 、 $3000\text{m}$ 以上の高さで $10^{\circ}\text{C}$ 程度である。

県都の Bucaramanga は標高約 $1000\text{m}$ 程度の高さに有り気温は、 $20^{\circ}\text{C}$ 前後である。

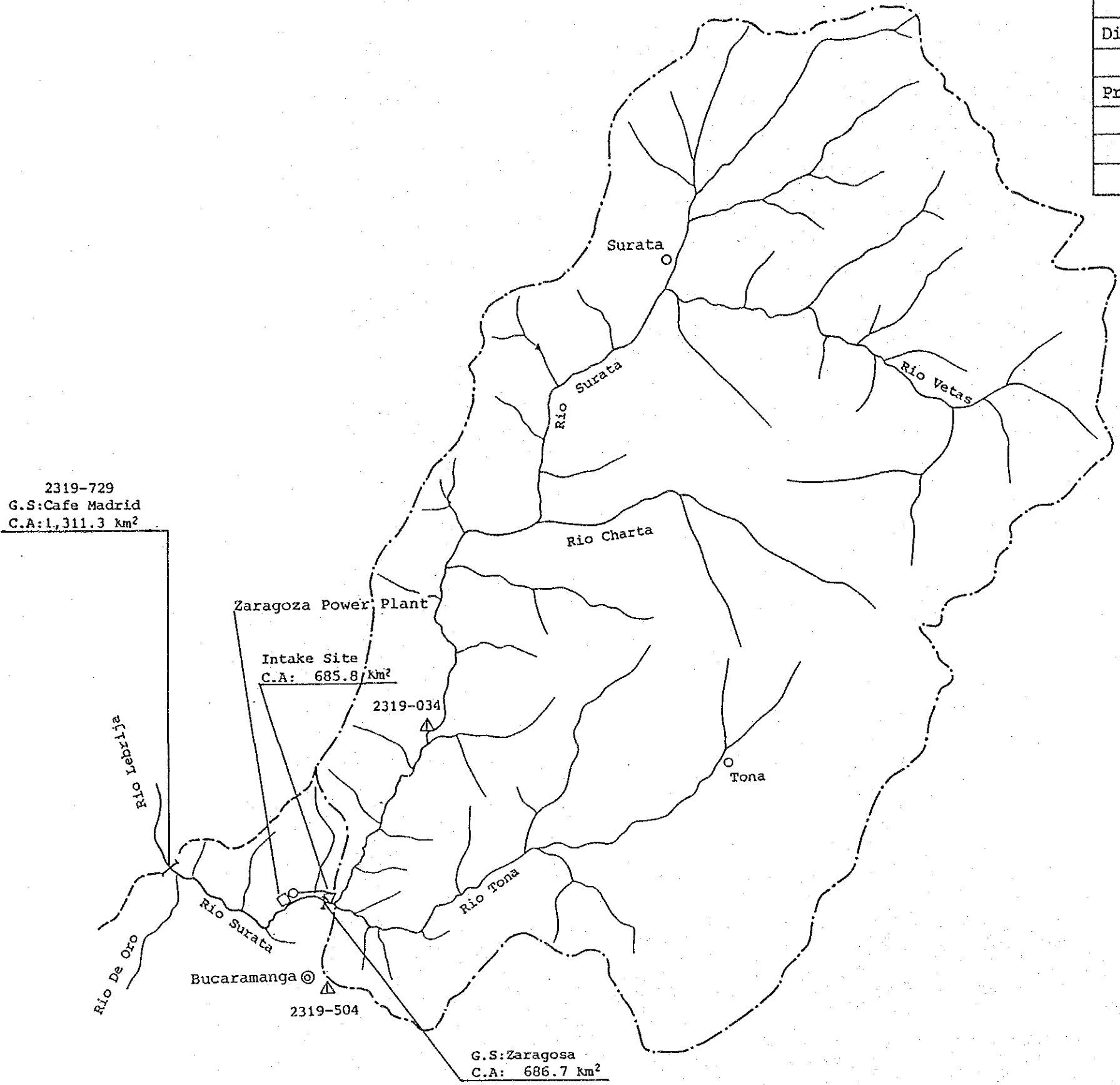
雨量は、低地部で約 $2000\sim 3000\text{mm}/\text{年}$ 、高地部で $1000\sim 2000\text{mm}/\text{年}$ 程度である。

計画地点を流れる Surata 川は、中央アンデス山脈に源を發し西側斜面を南に向かって流下し、Bucaramanga 市近くの北側で Oro 川と合流し Lebrija 川となって北西に流下し Magdalena 川に合流する河川で、Surata 川の流路延長は約 $45\text{km}$ である。

計画地点は県都 Bucaramanga の北方に位置し、標高約  $800\text{m}$  の高さに在る。

計画地域の気候は、温帯制気候に近く、気温は $20^{\circ}\text{C}$ 前後であり、雨量は、 $1000\sim 2000\text{mm}/\text{年}$ 程度である。雨の多い年と少ない年があるが、雨期と乾期の区分は明確ではない。(図-7.2 参照)

Observation Item	Gauging Station		Latitude	Longitude
	No	Name		
Discharge	2319-729	Cafe Madrid	0717	7308
	-----	Zaragoza	-----	-----
Precipitation	2319-036	Portachuelo	0720	7310
	2319-034	Matjira	0713	7304
	2319-035	Llano De Palmas	0715	7312
	2319-504	Unive Ind Santander	0708	7306



Legend

- : Boundary of Watershed (Intake)
- : Boundary of Watershed (Gauging Station)
- |—: Gauging Station (Discharge)
- △: Gauging Station (Precipitation)

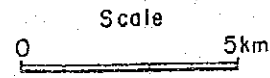


Fig-7.1 Location Map of Gauging Stations in The Watershed of The Study Area.



測候所 No.2319-504 Univ Ind Santander  
 北緯 7° 08′ 西徑 73° 06′ 標高 1,018m  
 平均年間雨量 1,254.1mm

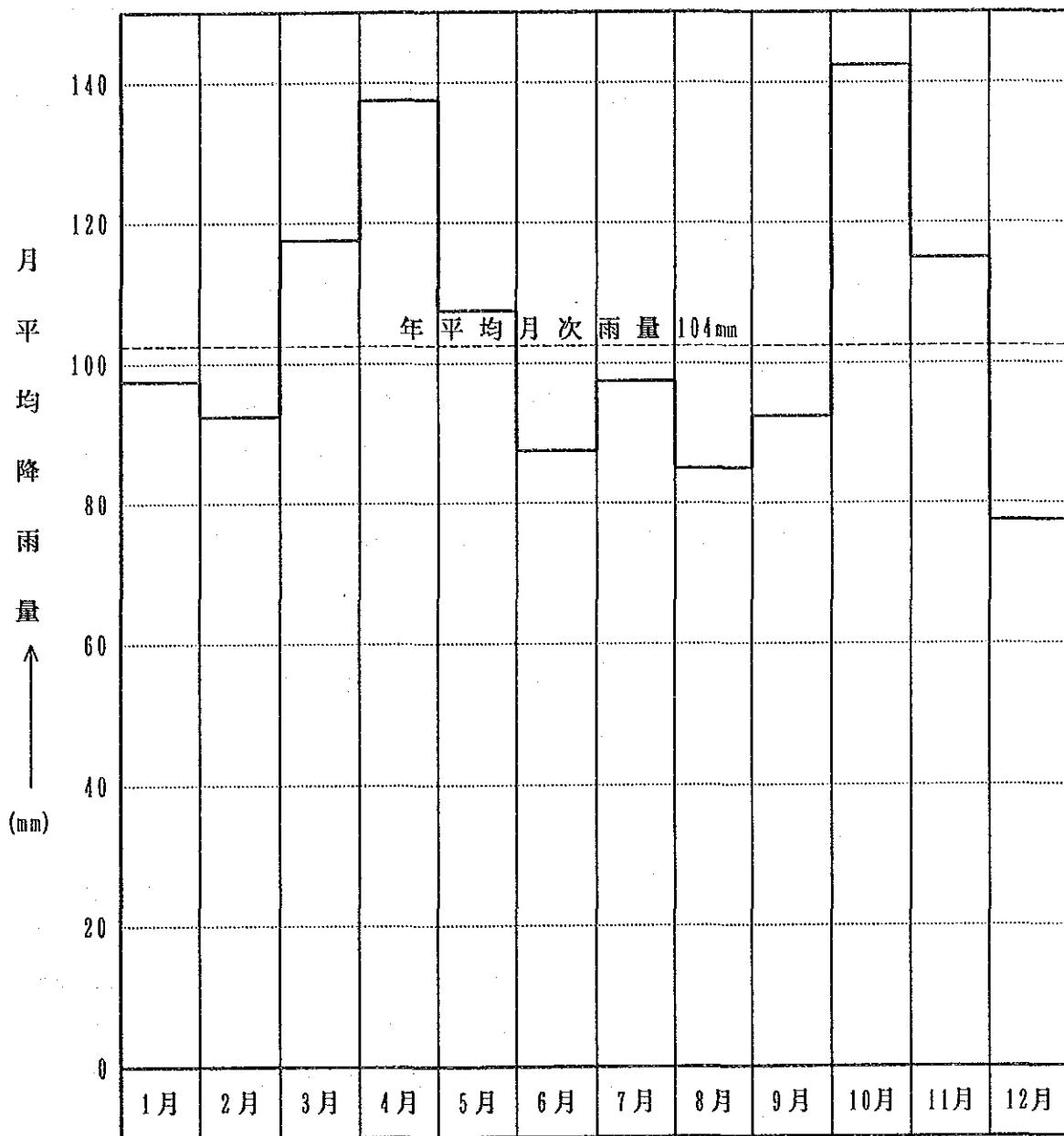


図-7.2 計画地域の月平均降水量 (1961~1985)

## 7.2 流量解析

本計画地点の流量ならびに流況曲線は、収集したCafe Madrid, Zaragozaの各測水所の観測記録を整理し、それらを比較検討の結果、Zaragoza発電所の取水口地点に最も近いZaragoza測水所の1987年の流量をもとに流域換算によって求めている。(図面 ZA-H-01の(4)参照)

### 7.2.1 流量資料に対する照合

本調査の実施にあたって調査団が入手した流量資料の観測期間は次の通りである。

Zaragoza	1982～1988年	7年間 (設立: ……不明)
Cafe Madrid	1975～1985年	11年間 (設立: 1968-12月)

Surata川にある測水所は、CAMB S. A所管のZaragoza測水所であるが、観測記録は7年間であるが欠測日が多く、流量資料として適用できるのは1987, 1988年の2年間である。

Lebrija川にある測水所のCafe Madrid測水所の観測記録は、11年間で全期間欠測日も無く適用できる。

#### (1) 流域面積に対する照合

既設測水所の現位置確認のため HIMATの測水所台帳に示されている緯度、経度をIGAC発行の地形図(縮尺 1:100,000)にプロットした結果、調査団が現地踏査により確認した測水所の間はずれが認められた。したがって、測水所の流域面積についてIGACが発行している縮尺10万分1の地形図を用いて照合を行ったが表-7.1に示すように流域面積に大巾な差が認められた。

表-7.1 測水所の位置及び流域面積の照合結果

測水所名	Cafe Madrid		
	緯度	経度	流域面積
HIMAT 台帳	0717	7308	128.4
CAMB S・A	—	—	—
計測値	0710	7309	1311.3
差異	0007	0001	27.3



(2) 100 km<sup>2</sup>当りの単位流況曲線の照合

取水口地点に最も近いZaragoza測水所の適用可能な流量資料が2年間と非常に少ないことから、Zaragoza測水所の各年ごとの100km<sup>2</sup>当りの単位流況曲線とCafe Madrid測水所の100km<sup>2</sup>当りの平均流況曲線(11年間の平均)を求めて比較してみると図-7.3に示す通りである。

Zaragoza測水所における2年間の流況曲線を比較してもわかるように雨の多い年と少ない年の差がはっきりとしている。又1987年の流況曲線とCafe Madridの平均流況曲線を比較してみると差はほとんど小さいことから1987年の流況曲線を使用する。

Cafe Madrid測水所対Zaragoza測水所

(Cafe Madrid測水所, 11年間の平均流況曲線とZaragoza測水所における各年流況曲線との比較)

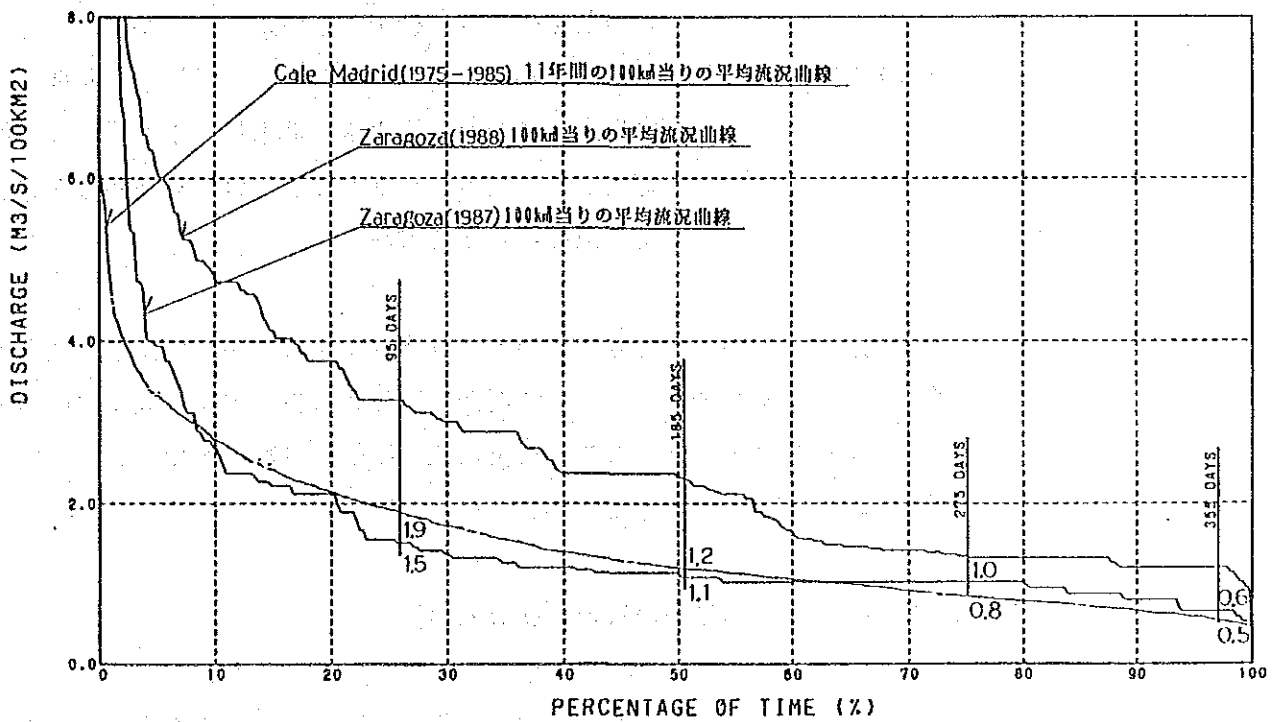


図-7.3 100km<sup>2</sup>当り単位平均流況曲線の比較

#### 7.2.4 代表的な流況曲線の形成

河川の流況曲線は同一地点であっても、年によってバラツキを生じるものである。したがってある地点の代表的な流況曲線を作成するにあたっては、次にあげるような色々な方法が提案されている。

- (a) パラレル法 1年 365日間の毎日の平均流量を大きい順に並べて各年の流況曲線を描き、それらの平均をとる方法。
- (b) 標準年法 各年の流況曲線を描き、その中で平均的であると思われる年の流況曲線を選んで、これを標準年流況曲線とする方法。
- (c) シリーズ法 1日平均流量を15年にわたって大きさの順に並べて、1年の曲線のように横軸だけ修正する方法。
- (d) 曲線そう入法 流量要覧から長年間（少なくとも最近10箇年間またはそれ以上）にわたる濁水量、低水量、平水量、の平均値を算出し、これをプロットし、それらを適当な曲線で結んで流況曲線とする方法。

本調査では最も汎用化されている (a)パラレル法を用いて測水所地点の代表的な流況曲線を形成している。流況曲線の作成に当っては、欠測日のある観測年を除外してある。又、これら流況曲線は横軸に日数を%で表わし、縦軸に日平均流量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) を示している。

#### 7.2.5 Zaragoza測水所地点の流量及び流況曲線

Zaragoza水力発電所の取水口地点より下流約 1.9kmにあるZaragoza測水所の流量を欠測日の少ない2年間資料を用いて整理して示すと表-7.3の通りである。

表-7.3の月別平均流量の算定にあたっては、その月の観測日数が10日未満の場合は計算から除外してある。月別平均流量をグラフで示した図面 ZA-H-01の(1)から分かるように豊水期間と渇水期間の区別は、9月~12月の4ヶ月間が豊水期間で1月~8月の8ヶ月間が渇水期間に相当すると思われる。

パラレル法を用いて1987年の1年間流況曲線から求めた代表的な流況曲線が図面 ZA-II-01に示してある。これら流況曲線の豊水量，平水量，低水量および渇水量を数値で示すと、表-7.4の通りである。

#### 7.2.6 取水口地点における流量及び流況曲線

本計画地点における取水口地点の流量及び流況曲線は取水口地点より約 1.9 km下流にZaragoza測水所の観測記録にそれぞれの集水面積比を乗じることによって求めている。

取水口地点の集水面積は公式に認定された数値がないので、調査団の測定した流域面積を使用する。

したがって、Zaragoza水力発電所の取水口地点とZaragoza測水所との集水面積の比率は  $685.8/686.7 \div 1.00$  に設定してある。

取水口地点における流量および流況曲線は図面 ZA-II-01にまとめて示してあるが平均的な月別平均流量ならびに豊水量，平水量，低水量および渇水量の代表値を示すと次の通りである。

表-7.5 取水口地点における代表的な流量

##### 1) 月別平均流量

項目 \ 月別	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
平均最大流量 ( $m^3/s$ )	9.0	11.3	9.1	11.0	13.5	12.4	16.6	20.5	29.4	26.1	43.2	20.7	18.5
日平均流量 ( $m^3/s$ )	8.1	8.9	7.4	8.5	13.1	10.0	11.8	13.9	18.9	24.5	33.7	16.9	14.6
平均最小流量 ( $m^3/s$ )	7.3	6.5	5.7	6.1	12.7	7.6	6.9	7.3	8.5	22.8	24.3	13.1	10.8

##### 2) 流況曲線の代表的流量

豊水量 (95日流量)	平水量 (185日流量)	低水量 (275日流量)	渇水量 (355日流量)
10.3 $m^3/s$	7.4 $m^3/s$	6.9 $m^3/s$	4.5 $m^3/s$

Table-7.3 MONTHLY FLOW TABLE OF DAILY AVERAGE FLOW AT G.S. SITE

GAUGING ST.: --- ZARAGOZA  
RIVER NAME: SURATA (UNIT: M<sup>3</sup>/S)

GAUGING YEAR	TYPE	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL
1987	MAX.	8.2	8.0	9.0	9.0	67.1	9.7	9.0	9.4	27.4	57.9	67.5	16.3	87.5
	MEAN	7.3	6.5	5.7	6.1	13.5	7.6	6.9	7.3	8.5	22.8	24.3	13.1	10.8
	MIN.	7.0	4.0	3.6	3.6	6.0	6.0	4.5	4.5	5.6	8.9	10.6	9.0	3.6
1988	MAX.	10.2	33.9	13.0	32.5	39.3	34.2	19.8	47.8	62.9	50.1	99.5	32.5	99.5
	MEAN	9.0	11.3	9.1	11.0	12.7	12.4	16.6	20.5	29.4	26.1	43.2	20.7	18.5
	MIN.	8.2	8.2	6.5	8.2	8.2	7.8	14.6	14.5	11.8	14.7	21.4	16.3	6.5
TOTAL	MAX.	10.2	33.9	13.0	32.5	67.1	34.2	19.8	47.8	62.9	57.9	99.5	32.5	99.5
	MEAN	8.1	8.9	7.4	8.5	13.1	10.0	11.8	13.9	18.9	24.5	33.7	16.9	14.6
	MIN.	7.0	4.0	3.6	3.6	6.0	6.0	4.5	4.5	5.6	8.9	10.6	9.0	3.6

Table-7.4 FLOW DURATION TABLE AT GAUGING STATION SITE

GAUGING YEAR	GAUGING ST. : --- ZARAGOZA (UNIT: M3/S)					MEAN	
	MAX. (1ST DAY)	PLENTY (95 DAY)	ORDINARY (185 DAY)	LOW (275 DAY)	DROUGHTY (355 DAY)		MIN. (LAST DAY)
1987	87.5	10.3	7.4	7.0	4.5	3.6	10.8
MEAN	87.5	10.3	7.4	7.0	4.5	3.6	10.8

取水口地点における代表的な流況曲線に対してある使用水量の河水利用率（実際に取水し使用できる流量の合計量と取水口地点に流入する河川流量の総量との比率）ならびに流量設備利用率（使用水量に対して年間を通じて実際に取水可能な流量の総量と年間を通じて使用水量を確保できるとした場合の水の総量の比率）をグラフ化して図面 ZA-II-01の (5) に示してある。

## 第 8 章 発電計画

既設発電所の最大使用水量は $6.50 \text{ m}^3/\text{s}$ で計画されているので、この流量を基準として発電計画を立てる。即ち取水口地点の代表的な流況曲線においてその流量設備利用率が50%を下廻らない範囲内で最大使用水量を変えて発電出力及び年間の発生電力量を計算し、技術的ならびに経済的に適性な発電計画の実現を図る。

### 8.1 比較案の検討

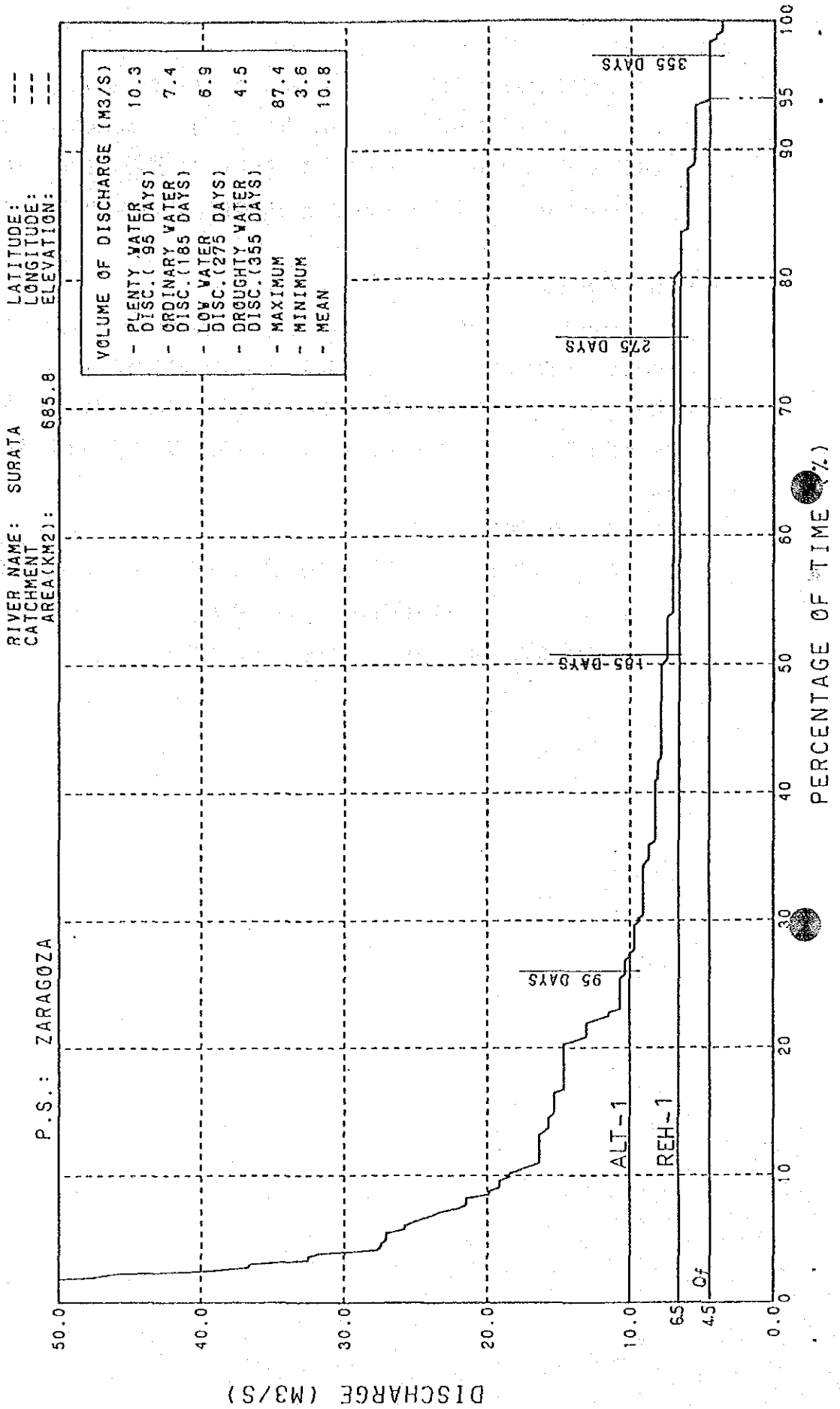
本地点の水力発電設備の修復に当っては、取水設備の改良と水路の部分改造及び水槽の増設とその付帯設備はすべて改造或いは取替が必要であり、加えて発電設備や変圧器についても新品と取替が必要である。したがって本計画において単に既設発電設備の現状修復案だけに留まらず、発電規模の最適化案まで含めて比較検討するべきである。

#### (1) 最大使用水量

Zaragoza水力発電所の既設水路は流量  $6.5 \text{ m}^3/\text{s}$ を安全に通水する能力を十分保有していることから既設同様最大使用水量は、 $6.5 \text{ m}^3/\text{s}$ に設定する。又比較する意味から最大使用水量 $10 \text{ m}^3/\text{s}$ についても検討する。

図-8.1 Zaragoza 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE





(2) 基準有効落差

水車の出力決定及び年間電力量の算出のための有効落差は一定であると仮定し、次のような基準で算定した基準有効落差を用いる。

有効落差  $H_e$  は水槽と放水路間の損失水頭を次式により求める。

$$H_e = H_g - H$$

$$H = \frac{v^2}{2g} (1.0 + f_1 + f_2 \times L/D + f_m) + h = \frac{v^2}{2g} (1.85 + f_2 L/D) + h$$

ここに

$H_g$  = 総落差      水槽水位 (732.32m) - 放水位 (697.40m) = 34.92m

$H$  = 全損失水頭 (m)

$v^2/2g$  = 流速水頭 (m)

$f_1$  = 流入損失係数      0.1

$f_2$  = 摩擦損失係数       $124.6n^2/D^{5/3}$

$L$  = 水圧管路の延長 (m)

$D$  = 管路の径 (m)

$f_m$  = 分岐損失係数 ; 0.75

$h$  = 余裕 (m)

$n$  = 粗度係数 ; 0.012

表-8.1 基準有効落差の計算結果

Q	D	L	v	$v^2/2g$	$f_2 L/D$	$v^2/2g(\Sigma f)$	h	H	$H_e$
( $m^3/s$ )	(m)	(m)	(m/s)	(m)		(m)	(m)	(m)	(m)
6.5	1.52	124.5	3.58	0.654	1.28	2.05	0.47	2.52	32.40
10.0	2.10	124.5	2.89	0.426	0.83	1.14	0.48	1.62	33.30

以上の計算結果より基準有効落差として32.8mを使用する。

## 8.2 発電出力

発電出力は、使用水量 (Q) と基準有効落差 (He) より求まる理論出力に機器の合成効率を乗じて次式で算定する。

$$P = 9.8 \times Q \times He \times \eta$$

ここに P : 発電出力 (kW)

Q : 任意の使用水量 (m<sup>3</sup>/s)

He : 基準有効落差 (m)

$\eta$  : 水車及び発電機の合成効率 (単機容量の合成効率)

9.8 : 定数 (重力加速度 m/s<sup>2</sup>)

合成効率 ( $\eta$ ) は、水車効率 ( $\eta_1$ ) と発電機効率 ( $\eta_g$ ) を乗じた総合効率を示す値で、図-8.2 に示す合成効率曲線において最大使用水量比 100% の値に相当する。比較代替案に対する発電出力の計算結果を示すと表-8.2 の通りである。

表-8.2 発電出力の計算

比較案	項目	①	②	③	④	⑤
		使用水量 Q (m <sup>3</sup> /s)	基準有効落差 He (m)	9.8 × ① × ② 理論出力 (kW)	合成効率 $\eta$	③ × ④ 発電出力 P (kW)
現状修復計画案 (RBH-1)		6.5	32.8	2,089	0.830	1,734
発電出力 増加計画案 (ALT-1)		10.0	32.8	3,214	0.830	2,667

### 8.3 年間可能発電電力量

発生電力量は、発電電力 (kW) , 運転時間 t (hr) を乗じた次式で計算する。

$$\begin{aligned} E &= P \cdot t \text{ (kWh)} \\ &= 9.8 \times Q \times H_e \times \eta \times t \end{aligned}$$

ここに P : 発電出力 (kW)

t : 運転時間 (hr)

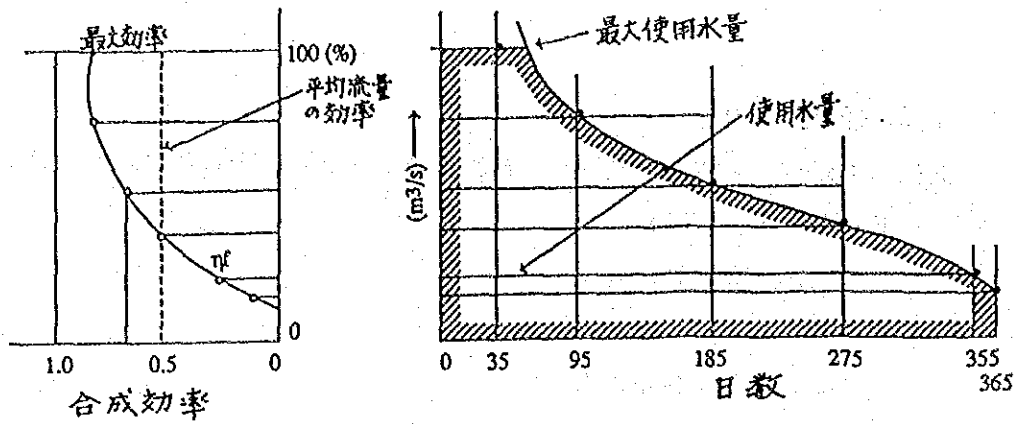
水力発電所が年間を通じて事故停止もせず、点検維持補修停止もしないものと仮定した場合に、1年間に発生が可能な電力量 (年間可能発電電力量) は次のような方法で算出される。

- (1) 流量資料の日流量とそのときの有効落差, 合成効率を用いる方法
- (2) 流況図から流況と合成効率を組合せて行う方法
- (3) 平均電水比を用いる方法

本計画地点における年間可能発電電力量の計算は次のような理由で、(2)の方法を採択している。

- ① 使用する流量資料は、本発電所の取水口地点での観測記録ではなくて、約 1.9km 下流にあるCAMBSA所管のZaragoza測水所のデーターから換算したものであること。
- ② Zaragoza測水所と取水口地点の両方で同時観測した記録が皆無のため、単純に両方の流域面積比を用いて換算した流量資料であること。
- ③ (3)の平均電水比を用いて計算する方法も流況図を用いるが、(2)の方法に比較して精度の粗い目算的方法であること。

流況曲線図から流況と合成効率を組合せて、年間可能発電電力量を概算する流況一効率法の計算要領を示すと次の通りである。



最大使用水量 =  $\text{m}^3/\text{s}$ , 有効落差  $H_e = \text{m}$

① 日順	② 日数	③ 使用水量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	④ 負担率 $\frac{\text{使用水量}}{\text{最大使用水量}}$	⑤ 合成効率 $\eta$	⑥ 発電力 (kW)	⑦ 平均発電力 (kW)	⑧ 発電電力量 (kWh)
最大							
95	95-						
185	185-95 90						
275	275-185 90						
355	355-275 80						
365	365-355 10						
計	365					( )	

- ① の頭切日順は、最大使用水量取水可能日数を挿入する。
- ② の日数は、計算段と直上段の日順の差である。本例では、便宜的に流況代表日数を採った。
- ③ 最大使用水量で頭打ちした日順の流量を使用水量とする。
- ④ 使用水量を最大使用水量で割ったものを入力負荷率とし、合成効率；⑤を読み取り記入する。
- ⑥  $9.8 \times Q \times H_e \times \eta$
- ⑦ 計算段と直上段の発電力の平均値
- ⑧ ⑦×②×24が計算日数間の発電電力量で、その合計値が年間可能発電電力量となる。

図-8.3 流況-効率法による年間可能発電電力量の計算要領

8.3.1 年間可能発電電力量の計算

流況-効率法によって比較代替案毎の年間可能発電電力量を計算した結果を示すと次の通りである。

- (1) 最大使用水量  $3.25 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$  ユニットの現状復旧案 (REH-1) の場合の年間発電電力量: .....14.7GWh (96.5%)
- (2) 最大使用水量  $5.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$  ユニットの発電出力増加計画案 (ALT-1) の場合の年間発電電力量: .....18.4GWh (78%)

表-8.3 年間可能発電電力量の計算

(1) 現状復旧案 (REH-1)

最大使用水量  $3.25 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$  ユニット, 基準有効落差 32.8m, 水車型式: 横軸フランシス

日順	日数	使用水量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	負担率	合成効率 $\eta$	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
			使用水量 最大使用水量				
Max	294	6.5	1.0	0.83	1,734	1,734	12,235
306	12	6.0	0.923	0.84	1,620	1,677	482
324	18	5.6	0.861	0.842	1,515	1,567	676
341	17	5.5	0.846	0.842	1,488	1,501	612
359	18	4.5	0.692	0.827	1,196	1,342	579
365	6	3.5	0.538	0.779	876	1,036	149
計	365					(1,476)	14,733

## (2) 発電出力増加計画案 (ALT-1)

最大使用水量  $5.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2 \text{ ユニット}$ , 基準有効落差  $32.8 \text{ m}$ , 水車型式: 横軸フランシス

日順	日数	使用水量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	負担率	合成効率 $\eta$	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
			使用水量 最大使用水量				
Max	99	10.0	1.0	0.830	2,667	2,667	6,336
105	6	9.7	0.97	0.834	2,600	2,633	379
110	5	9.3	0.93	0.839	2,508	2,554	306
125	15	9.0	0.90	0.84	2,430	2,469	888
130	5	8.6	0.86	0.842	2,327	2,378	285
135	5	8.2	0.82	0.842	2,219	2,273	272
150	15	8.0	0.8	0.841	2,162	2,190	788
155	5	7.9	0.79	0.84	2,133	2,147	257
182	27	7.8	0.78	0.84	2,106	2,119	1,373
195	13	7.4	0.74	0.835	1,986	2,046	638
292	97	6.9	0.69	0.826	1,832	1,909	4,444
294	2	6.5	0.65	0.817	1,707	1,769	84
306	12	6.0	0.60	0.802	1,546	1,626	468
324	18	5.6	0.56	0.788	1,418	1,482	640
341	17	5.5	0.55	0.784	1,386	1,402	572
359	18	4.5	0.45	0.731	1,057	1,221	527
365	6	3.5	0.35	0.645	725	891	128
計	365					( 1,986 )	18,385

## 第9章 修復計画

現状復旧案に限らず、改良による出力増加案の場合でも、その計画立案に当たっては、スクラップ アンド ビルト方式ではなくて現存施設を最大限利用して、発電機能の再生或いは増加を図るものとする。尚、修復計画立案に際しては、電力連系公社 (ISA, Interconexlon Electrica S. A.) が1987年6月に発刊した評価基準に準拠する。

### 9.1 修復計画案の策定

既に 4.3にも述べた通り、本発電所の施設は、沈砂池、水圧管路及び発電建屋を除いて、残りの水路工作物は全て改造あるいは新設を必要としている。発電機器設備や変圧器についても新品の調達・取替えが必要である。

最大使用水量の比較案、即ち  $Q = 6.5 \text{ m}^3/\text{s}$ 、および  $10.00 \text{ m}^3/\text{s}$  の2ケースについて、施設の修復計画を示すと表-9.1の通りである。

それぞれの修復計画案について建設工事量を積算し、kW当りの建設コストならびに発電コストを算定比較することによって、最適修復計画を選定する。

表-9.1 Zaragoza水力発電所修復計画 比較代替案

項目	代替案	現状修復計画案 REH-1	発電出力増加計画案 ALT-1
使用水量 $Q$ ( $\text{m}^3/\text{s}$ )		6.5	10.0
最大出力 $P$ (kW)		1,700	2,600
流量設備利用率 (%)		96.5	78
修復・改造計画	取水堰	導流堤構造を維持。	取水堰は改造し、排砂門を設ける。
	取水口	現状維持。	取水堰に合わせて設計変更する。
	沈砂池	適正規模に改造する。	
	導水路	現状維持。	拡幅、改造工事を行う。
	水槽	容量増加のため改造する。	同左
	水圧管路	現状維持。	新設
	発電機器	2ユニットの新品に取替える	
	発電所建屋	既存建屋を利用し、発電機器の基礎部の改造を行なう。	

## 9.2 修復工事費の積算

建設工事費は、発電機器費の予算と土工工事費に分けて積算する。また、外貨ポーションと現地通貨ポーションに分けて積算した後で、1989年9月現在の通貨換算レートを用いて、円貨ベースに集計してある。

### 9.2.1 発電機器費の積算

発電機器は、FOB of JapanをベースにISAの評価基準に拠ってCIF価格に換算してある。発電機器仕様およびFOB価格を示すと表-9.2の通りである。

CIF価格は表-9.3の通りでCIF/FOB=1.12の比率になっている。

表-9.2 発電設備の仕様とFOB価格 (全額単位;百万円)

項目		比較代替案	現状復旧案	出力増加案
			REH-1	ALT-1
仕様	設計流量 (m <sup>3</sup> /s)		3.25	5.0
	基準有効落差 (m)		32.8	32.8
	理論出力 (kW)		1,045	1,607
	水車機種		横軸フランス	横軸フランス
	水車出力 (kW)		920	1,400
	発電機効率		0.9	0.9
	発電機出力 (kVA)		1,000	1,500
	主変圧器容量 (kVA)		2,000	3,000
FOB 価格 ( 百 万 円 )	発電 機器	① 水車及び付属機器	59	61.2
		② 発電機及び付属機器	31.8	34
		③=①+② 小計	90.8	95.2
		④ ユニット数	2	2
		⑤=③×④ 計	181.6	190.4
	⑥ 4.16KVスイッチギヤ-、他	13.7	13.7	
	⑦ 主変圧器	9.4	15.6	
	⑧=⑤+⑥+⑦ 合計	204.7	219.7	



表-9.3 発電設備の事業費

(金額単位：百万円)

代替案		現状復旧案		出力増加案		
		REH-1		ALT-1		
		外貨分	現地貨分	外貨分	現地貨分	
①	FOB価格		204.7	—	219.7	—
②	運賃・保険	①×0.12	24.6	—	26.4	—
③	税金	①×0.223	—	45.6	—	49
④	付加価値税	①×0.134	—	27.4	—	29.4
⑤	その他	①×0.22	—	45.0	—	48.3
⑥	計		229.3	118.0	246.1	126.7
⑦	Contingency	①×0.17	34.8	—	37.3	—
⑧	Eng. Fee	①×0.149	30.5	—	32.7	—
⑨	計	⑥+⑦+⑧	294.6	118.0	316.1	126.7
⑩	総計		412.6		442.8	

9.2.2 土工工事費の積算

土工工事費は、主要構造物の復旧或いは改造のための工事数量にESSAが定める工事単価（表-5.2 参照）を乗じて、現地貨ベースで積算してある。

修復計画案毎に積算された土工工事費を比較すると表-9.4 の通りである。

表-9.4 土工工事費の積算 (金額単位 $10^6$  ペソ)

項目 \ 比較代替案	REH-1	ALT-1
取水堰及び取水口工事	20.6	76.4
沈砂池工事	17.6	20.3
水路工事	0	48.8
水槽工事	36.5	42.8
水圧管路工事	6.4	63.4
機器基礎工事	5.1	10.8
発電所建屋工事	-	-
仮設備	5.6	5.6
その他雑工事	3.9	3.9
① 計	95.7	272.0
② Contingency (① $\times$ 0.15)	14.4	40.8
③ Eng. Fee ((①+②) $\times$ 0.1)	11.0	31.3
④合計 (①+②+③)	121.1	344.1
⑤ Output Loss	17.7	24.6
⑥ 総計 ④+⑤	138.8	368.7

### 9.3 経済指標の比較

kW当り建設コストおよび kWh当りの発電コストの2つの経済指標による比較検討を進めるに当たって、各比較代替案に共通する基本条件を次のように設定する。

① 通貨換算レートは、1989年9月の実勢レートにもとづいて次のように設定する。

$$1 \text{ US\$} = 140 \text{ 円}$$

$$1 \text{ US\$} = 369.4 \text{ ペソ}$$

$$1 \text{ ペソ} = 0.379 \text{ 円}$$

② 新品の発電機器ならびに改修又は改造された構造物の耐用年数は25年とする。

③ 金利は、外貨分と現地貨分に分けて次のような条件で計上する。

— 外貨分の金利：年利10%，4ヶ年据置で25年間の元金均等償還方式で計上する。

— 現地貨分の金利：年利21%，1年据置で8年間の元金均等償還方式で計上する。

④ 水力発電所の運転・維持・管理コストは年間を通じて設備容量 (kW) 当り 4 U.S. \$ とする。

#### 9.3.1 kW当り建設コストの比較

kW当りの建設コストを比較すると、表-9.5 に示すように、ALT-1案が増加出力当り 416.1千円/kWと最も低い値を示している。

表-9.5 kW当り建設コスト比較

項目		比較代替案	
		現状復旧案 REH-1	出力増加案 ALT-1
既設設備出力 (kW)	定格出力 $P_0$	1,560	1,560
	現有出力 $P_e$	1,200	1,200
修復後の出力 $P_1$ (kW)		1,700	2,600
回復又は増加出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)		500	1,400
修復工事費 (10 <sup>6</sup> 円)	外貨分 $C_f$	294.6	316.1
	現地貨分 $C_l$	170.6	266.4
	計 $C = C_f + C_l$	465.2	582.5
kW当りの建設コスト (千円/kW)	$C/P_1$	273.6	224.0
	$C/\Delta P$	930.4	416.1

### 9.3.2 kWh当りの発電コストの比較

kWh当りの発電コストは、次の式で計算される。

$$\text{発電コスト} = \frac{\text{年間発電端経費の合計}}{\text{年間供給電力量}}$$

$$\begin{aligned} \text{ここに年間供給電力量} &= \text{年間可能発電電力量 (E)} \times \text{利用率} \\ &= 0.95 E \end{aligned}$$

年間発電端経費の合計額は、図-9.1 に示すように、水力発電所耐用年数を25年として、その間の運転・維持・管理費(AOM, 年間4 US\$/kW)に建設工事費および建設資金の金利支払額を加算した総額を耐用年数で平均した値である。

kWh当りの発電コストの計算結果を示すと表-9.6 の通りである。年間供給電力量当りの発電コストはALT-1案が3.20円/kWhと最低値を示している。

### 9.3.3 総合判定

各比較代替案毎のkW当りの建設コストならびにkWh当りの発電コストを総合的に判断した結果、ALT-1を便益的に最も有利な案と判断し、最適案として選定する。

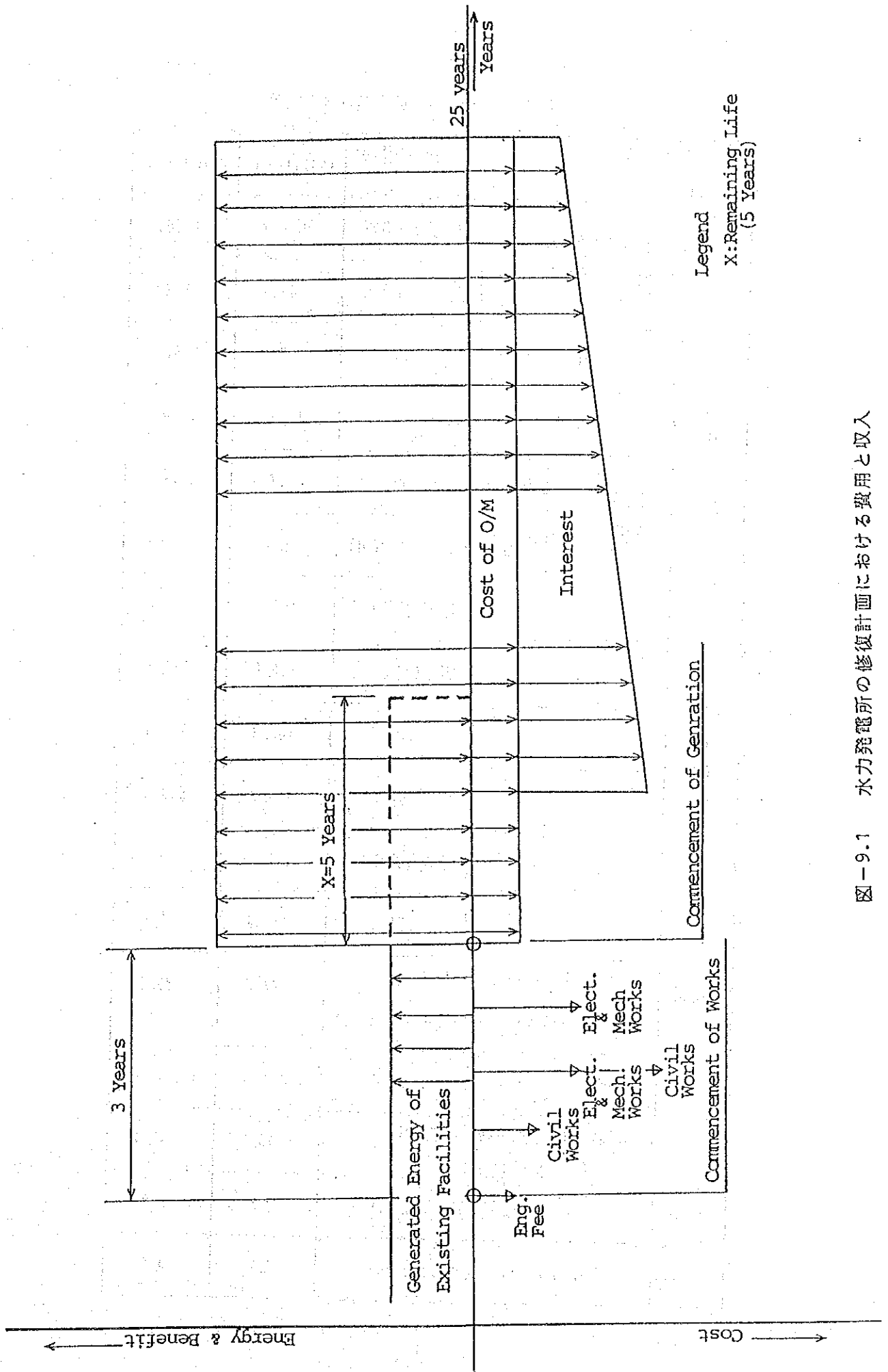


図-9.1 水力発電所の修復計画における費用と収入

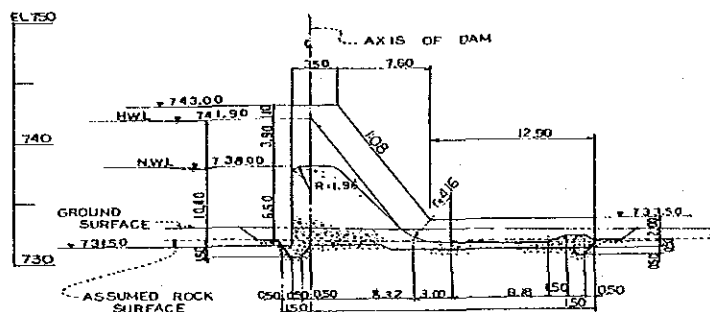
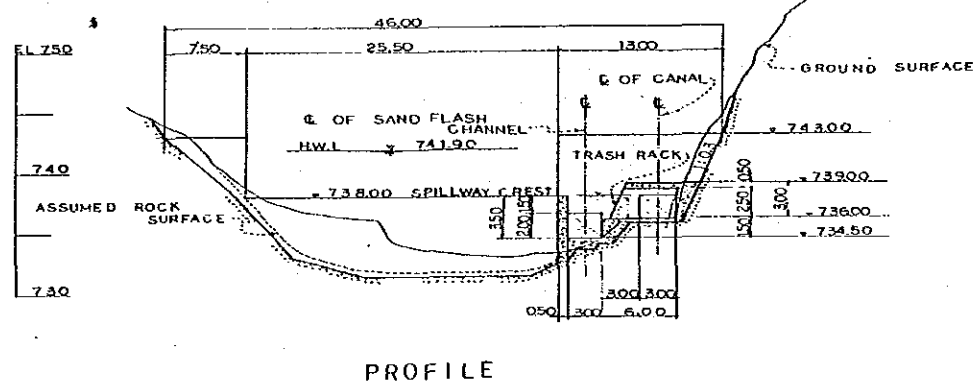
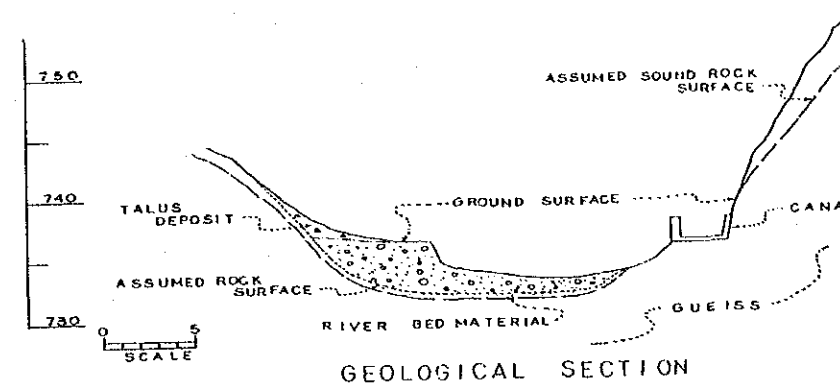
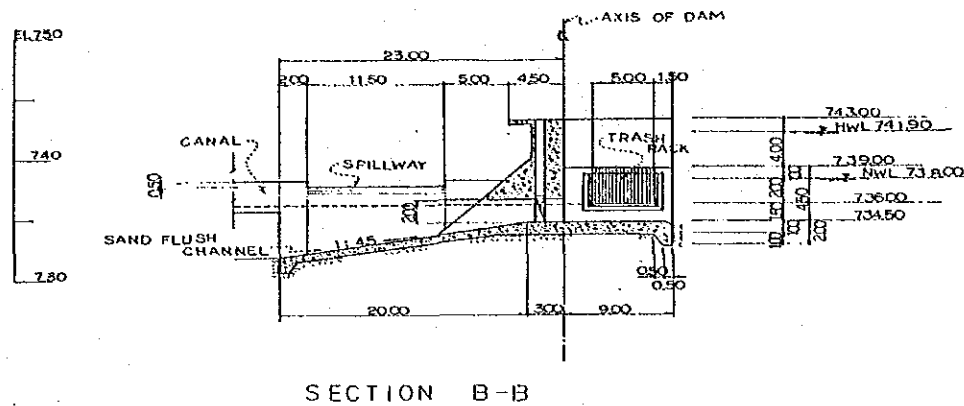
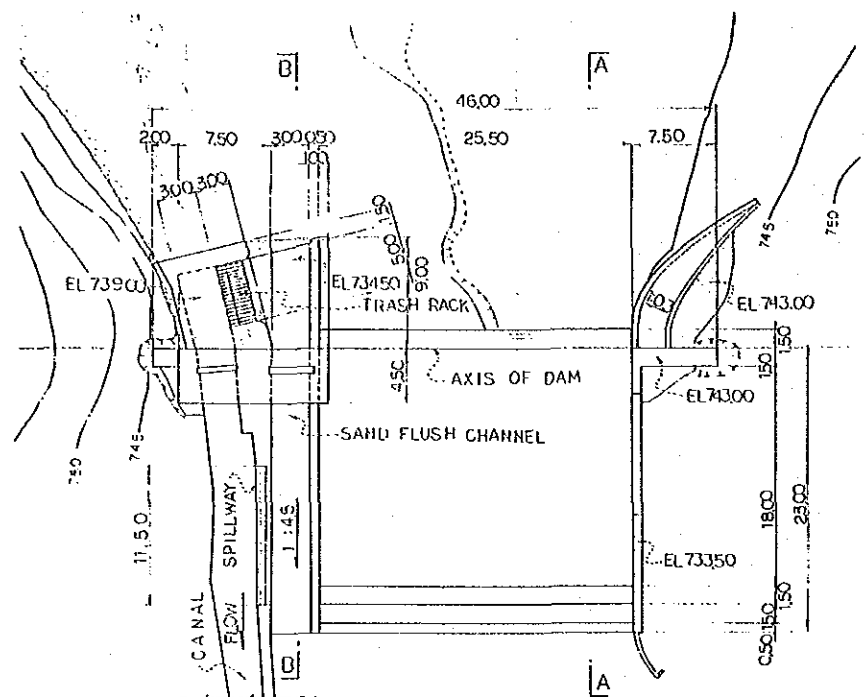
表-9.6 kWh当りの発電コスト比較

項目		比較代替案		
		REH-1	ALT-1	
既設発電設備 の現在能力		出力 $P_e$ (kW)	1,200	1,200
		電力量 $E_e$ (GWh)	6.29	6.29
修復計画	出力 $P_1$ (kW)		1,700	2,600
	電力量 $E_1$ (GWh)		14.7	18.4
	回復又は 増加電力	出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)	500	1,400
		電力量 $\Delta E = E_1 - E_e$ (GWh)	8.4	12.1
発電端 経費の 合計  (百万円)	建設工事費  $C_1 = C_{i1} + C_{l1}$	外貨分 $C_{i1}$	294.6	316.1
		現地貨分 $C_{l1}$	170.6	266.4
		計	465.2	582.5
	支払金利  $C_2 = C_{i2} + C_{l2}$	外貨分 $C_{i2}$	474.3	508.9
		現地貨分 $C_{l2}$	173.3	270.7
		計	647.6	779.6
	運転・維持・管理費  $C_3 = 40. \text{ U.S. } \$ \times P_1 \times 25 \text{ 年} \times 140 \text{ 円/U.S. } \$$		23.8	36.4
	合計 $\Sigma C_i = C_1 + C_2 + C_3$		1,136.6	1,398.5
	25年間平均年間発電経費 (百万円) $C = \Sigma C_i \div 25$		45.5	55.9
	発電 コスト  (円/kWh)	$E_1$ 当り $C / (E_1 \times 0.95)$	3.3	3.2
$\Delta E$ 当り $C / (\Delta E \times 0.95)$		5.7	4.9	

## 圖 面 集

Title	Drawing No.
General Plan of Diversion Weir	ZA-C-01
Head Tank & Powerhouse	ZA-C-02
Duration Curve	ZA-H-01
Geological Plan	ZA-G-01
One Line Diagram (ALT-1)	ZA-E-01

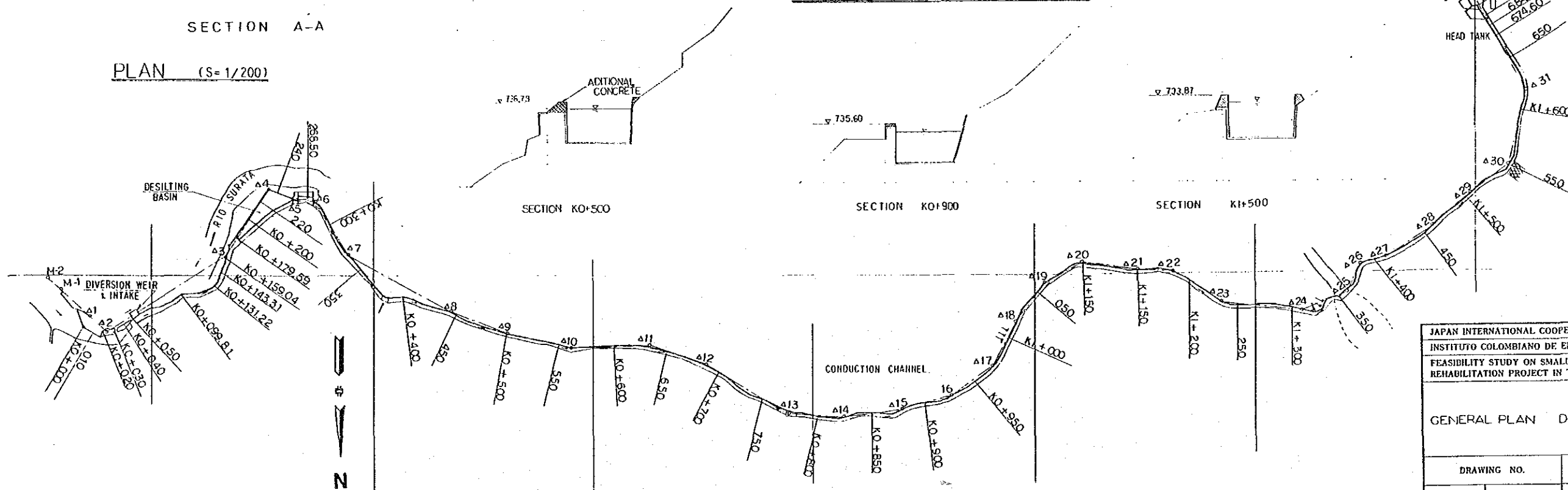
DIVERSION WEIR & INTAKE (S=1/300)



SECTION A-A

PLAN (S=1/200)

CONDUCTION CHANNEL (S=1/100)



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)  
 INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)  
 FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS  
 REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA

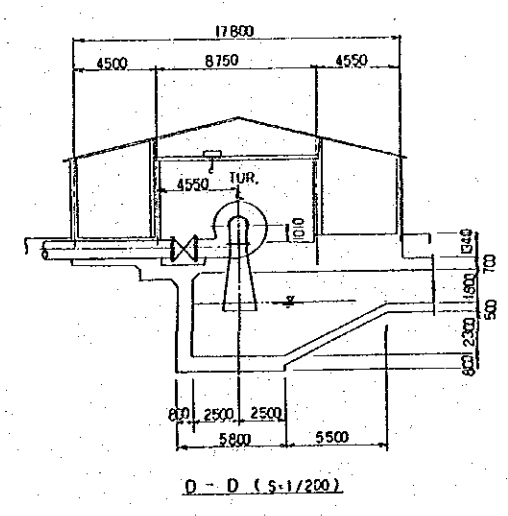
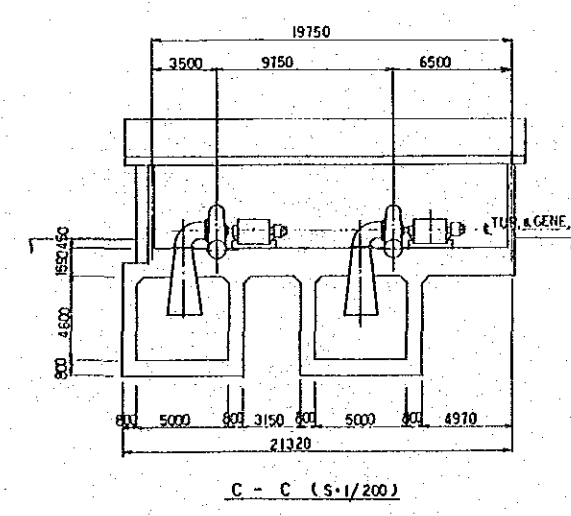
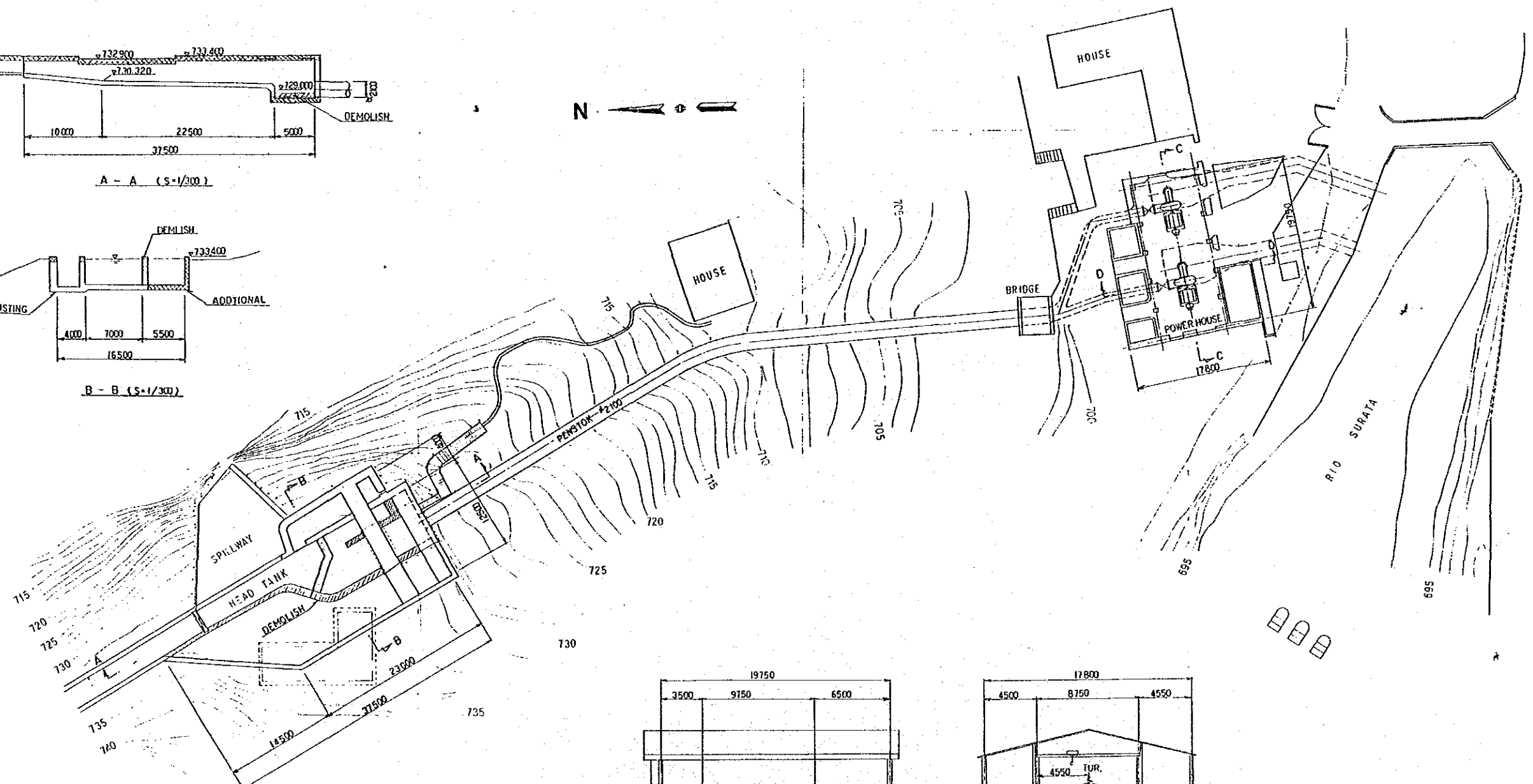
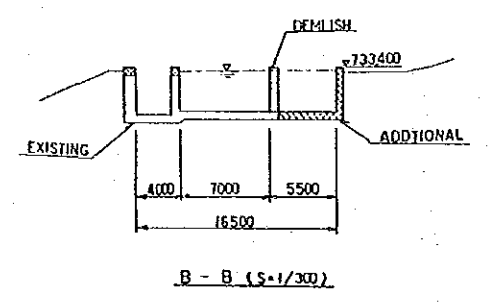
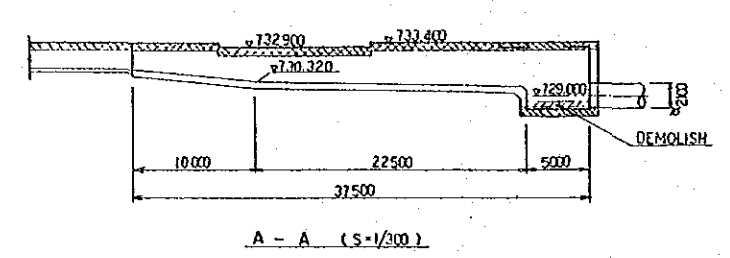
GENERAL PLAN DIVERSION WEIR

DRAWING NO. ZA-C-01

SCALE 1/100, 1/200, 1/300 DATE

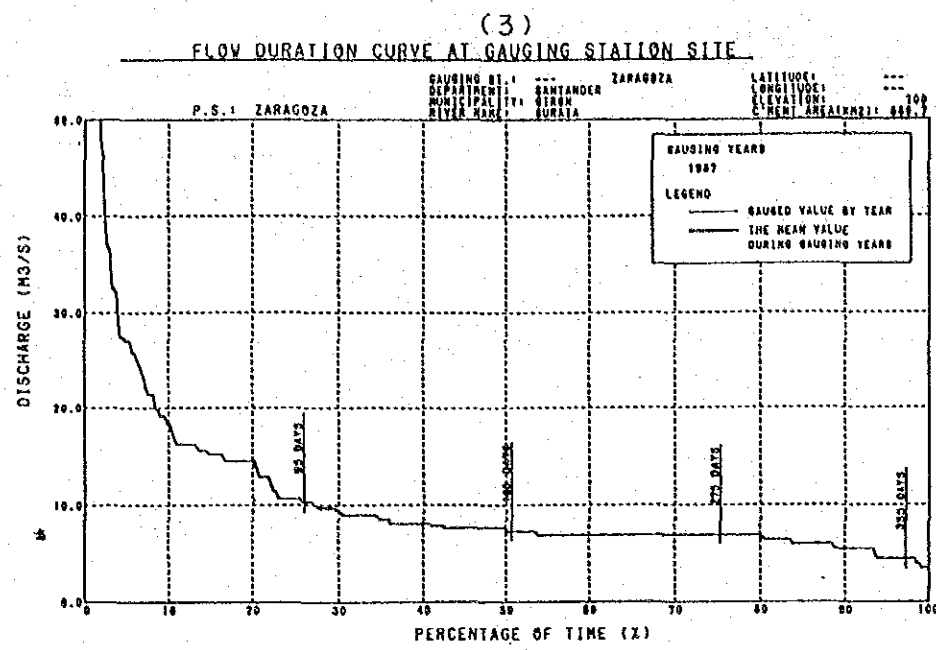
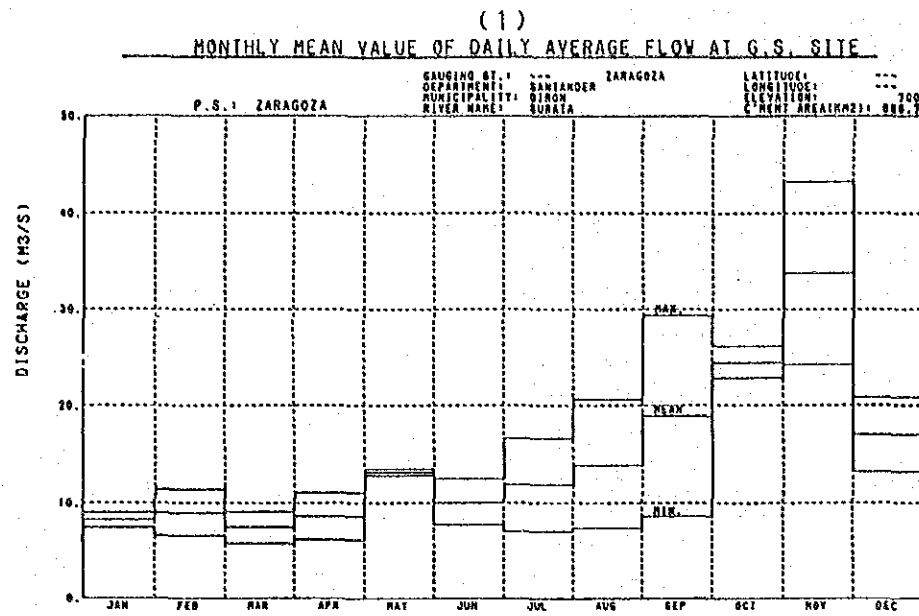


# PLAN OF HEAD TANK, PENSTOCK & POWER HOUSE (S-1/300)



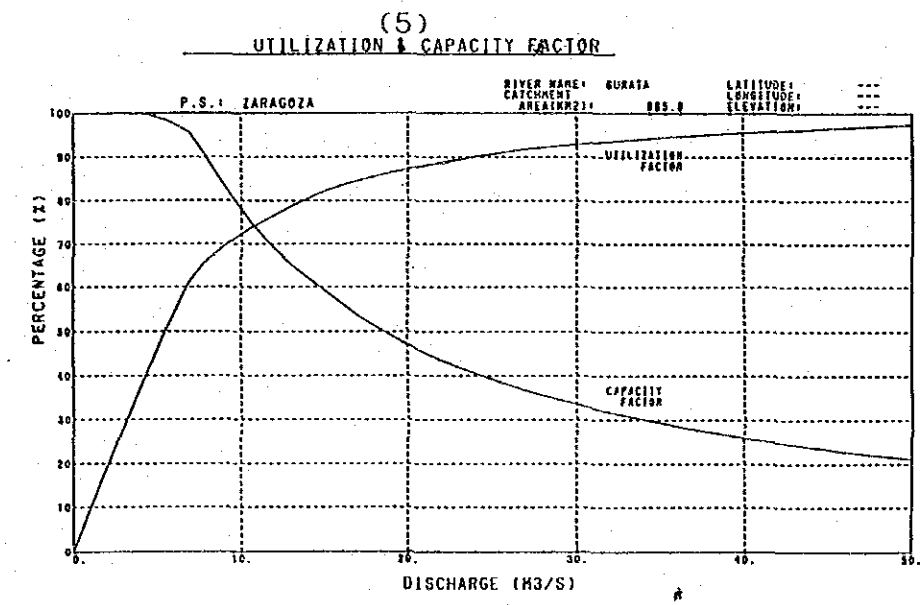
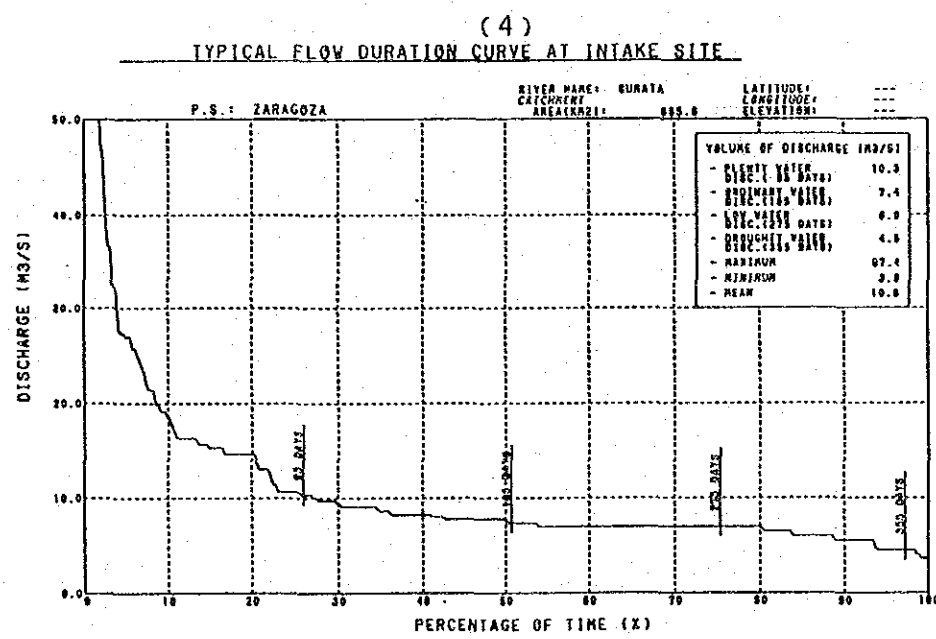
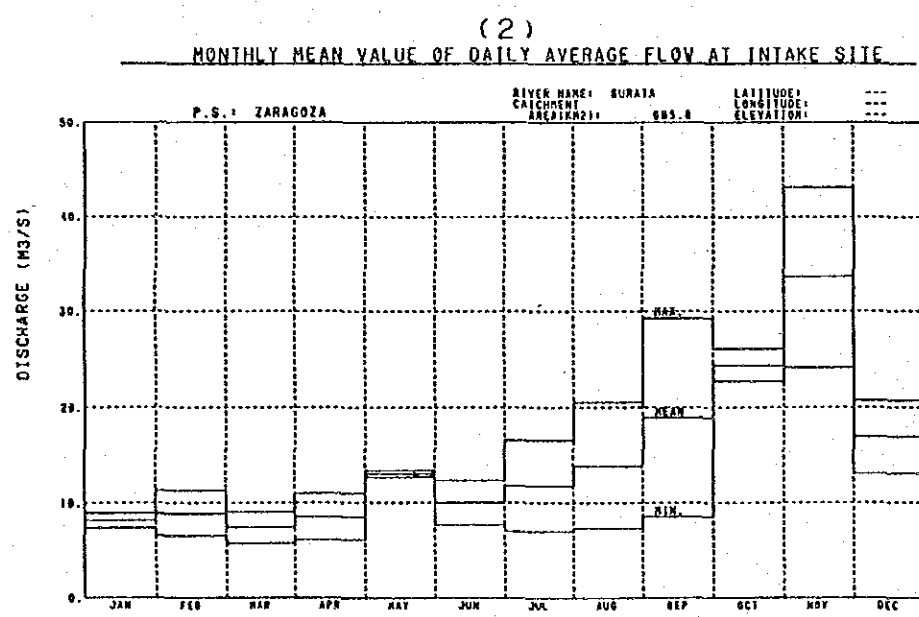
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA) INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL) FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA			
HEAD TANK & POWER HOUSE			
DRAWING NO.	ZA-C-02		
SCALE	1/200, 1/300	DATE	

13



Data of Hydrological Gauging Station

No. of Station	---
Name of Station	Zaragoza
River	Surata
Management	CAMB S-A
Installation Year - Month	---
Coordinates (Deg. - Min.)	---
Latitude	---
Longitude	---
Above Sea Level s.n.m. (m)	---
Long River (km)	---
Catchment Area (km <sup>2</sup> )	---
Water Shed (m)	700
Observation Period	1982 - 1988

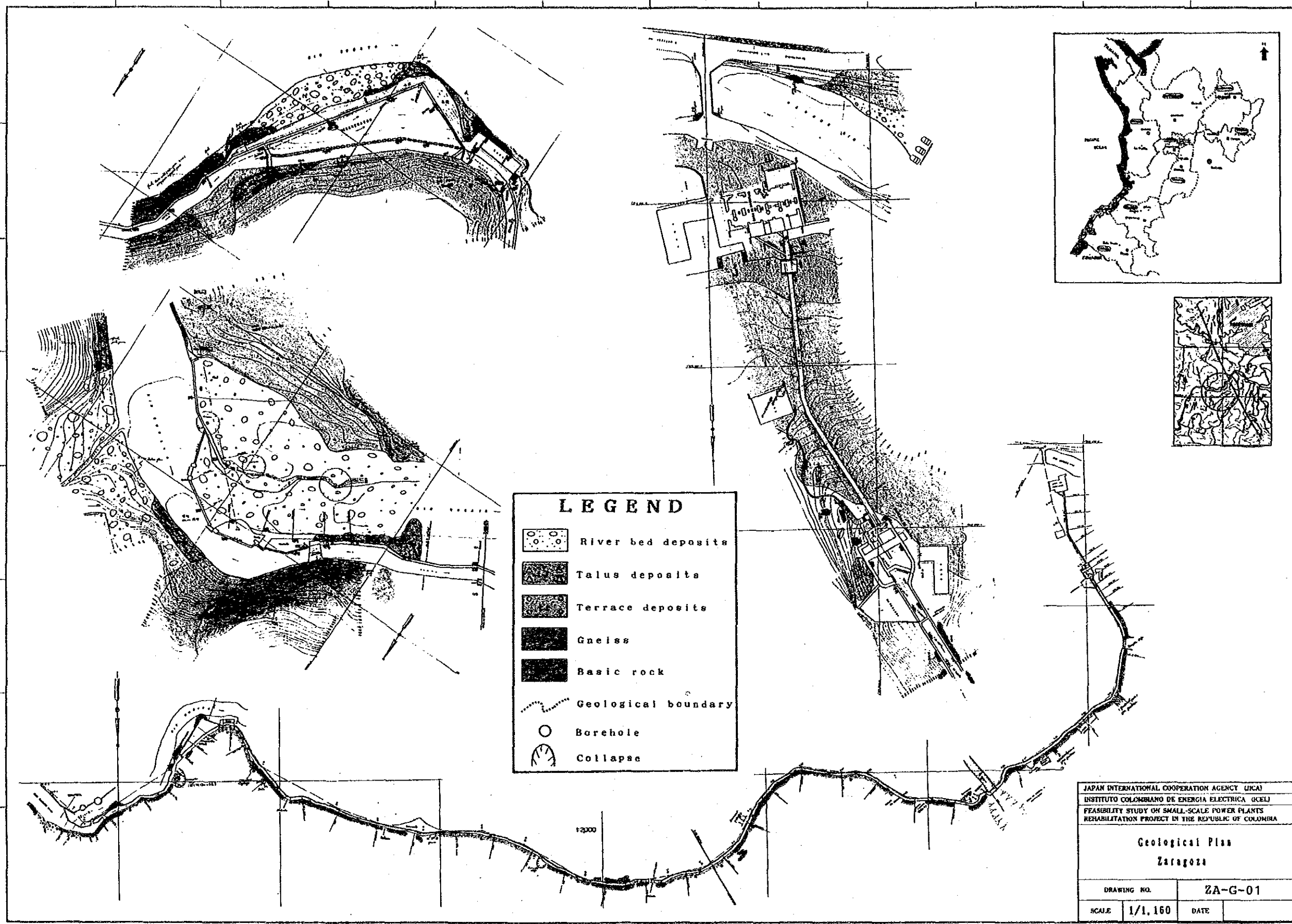


JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)  
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)  
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS  
REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA

DURATION CURVES

DRAWING NO.	Z A - H - 0 1
SCALE	---
DATE	---

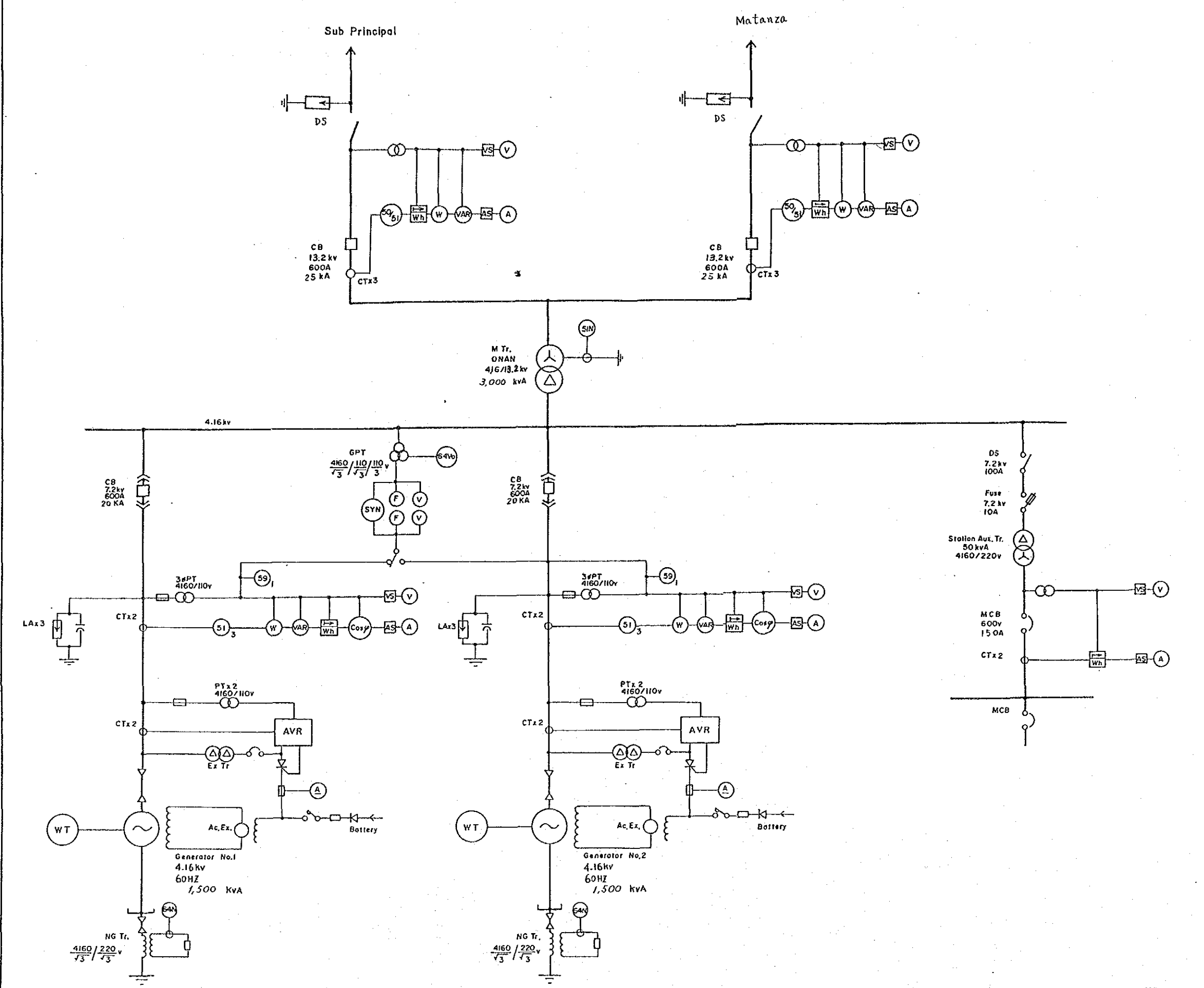
134



**LEGEND**

	River bed deposits
	Talus deposits
	Terrace deposits
	Gneiss
	Basic rock
	Geological boundary
	Borehole
	Collapse

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)			
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICE)			
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA			
<b>Geological Plan</b>			
<b>Zaragoza</b>			
DRAWING NO.		ZA-G-01	
SCALE	1/1,160	DATE	



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)			
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)			
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA			
ONE LINE DIAGRAM (ALT-1)			
DRAWING NO.		ZA-E-01	
SCALE	—	DATE	

12/5



## 附 屬 資 料

1. Facility Register for the Existing Power Plant
2. Survey Record

Facility Register for the Existing Power Plant

Power Plant	Zaragoza
Electric Power Company	ESSA
Location	Zaragoza/Santander
River	Surata
Generating Method	Run-of-River
Year Installed	1931/1935/1948
Years in Service	1931
Installed Capacity	1,560 kW
Available Capacity	800 kW

Civil

Item	Data
1. Dam	
1) Type	concrete
2) Height (m)	3.0
3) Crest length (m)	65.0
4) Height of overflowing crest (m)	737.8
5) Width of overflowing crest (m)	65.0
6) Depth of overflowing crest (m)	no data available
2. Intake Gate	
1) Type	"
2) Number of gates	"
3) Dimensions (W x H)(m)	"
3. Intake	
1) Intake sill height (m)	no data available
2) Number of intake	1
3) Dimensions (W x H)(m)	4.0 x 2.0
4. Desilting Basin	
1) Dimensions (W x L x H)(m)	13.0 x 60.0 x 2.9
5. Sand Trap Gate	
1) Type	wood metal sluice
2) Number of gates	2 1
3) Dimensions (W x H)(m)	2.0 x 3.0 2.0 x 2.0
6. Headrace	
1) Type	conc. open channel
2) Dimensions (W x H)(m)	3.0 x 1.5
3) Length (m)	1,685



---

Civil

---

Item	Data
7. Reservoir Tank	
1) Dimensions (W x L x H)(m)	2.6 ~ 11.0 x 35.5 x 2.1
8. Forebay	
1) Dimensions (W x H)(m)	no data available
9. Penstock	
1) Number of lines	1
2) Penstock diameter (d)(m)	1.52
3) Penstock length (L)(m)	107.3
10. Tailrace	
1) Dimensions (W x H)(m)	no data available

Equipment			
Item	Data		
	#1	#2	#3
1. Water Turbine			
1) Manufacturer's name	Aktiebolaget	Finshvttans	Brunk "Suecia"
2) Year manufactured	1950	1932	1937
3) Type	Francis	Francis	Francis
4) Output (kW)	520	520	520
5) Revolution (rpm)	720	720	720
6) Ancillary equipment			
a) Type of governor	Kt-Aktiebolaget		Finshvttans
b) Inlet valve			
- Type	Gate	Gate	Gate
- Diameter (mm)	700	700	700
2. Generator and Exciter			
1) Manufacturer's name	ASEA	ASEA	ASEA
2) Year manufactured	1950	1932	1937
3) Type	Synchro.	Synchro.	Synchro.
4) Capacity (kVA)	650	650	650
5) Power factor (%)	80	80	80
6) Voltage (V)	2,300	2,300	2,300
7) Frequency (Hz)	60	60	60
8) Revolution (rpm)	720	720	720
9) Method of neutral earthing	<i>One resistance (266 ohm) for three generators</i>		
10) Type of exciter	<i>no data available</i>		

Equipment

Item	Data			
<b>3. Transformer</b>				
1) Manufacturer's name	ASEA	ASEA	ASEA	ASEA
2) Year manufactured	1930	1930	1930	1940
3) Type	TKL	TKL	TKL	TKL
4) Capacity (kVA)	500	500	500	500
5) Primary voltage (kV)	2.3	2.3	2.3	2.3
6) Secondary voltage (kV)	11.4	11.4	11.4	11.4
7) Number of unit	1	1	1	1
8) Vector-group symbol	Y/Y OA <sub>2</sub>	Y/Y OA <sub>2</sub>	Y/Y OA <sub>2</sub>	Y/Y OA <sub>2</sub>
9) Impedance (%)	5.52	5.44	5.44	5.30
10) Purpose for use	Step-up	Set-up	Set-up	Set-up

<b>4. Circuit Breaker</b>				
1) Manufacturer's name	GE		ASEA	
2) Year manufactured	1925		1928	
3) Type	FK-192-4.16-25		HL 813/150	
4) Voltage (kV)	4.16		13.2	
5) Rated current (A)	100		100, 150	
6) Rupturing capacity (kA)	0.6		0.4 at 13kV	
7) Purpose for use	Generator		Transformer and 11.4kV bar	

<b>5. Transmission Line</b>				
1) Destination				
2) Length (m)	8,000			
3) Voltage (kV)	11.4			
4) Number of circuit	2			
5) Number of pylons	no data available			
6) Size of conductors	1/0			
7) Materials of conductors	Copper			

---

Equipment

---

Item	Data
6. Battery	
1) Manufacturer's name	N/A
2) Year manufactured	
3) Capacity (AH/HR)	
4) DC voltage (V)	
5) Type	
7. Battery Charger	
1) Manufacturer's name	N/A
2) Year manufactured	
3) Capacity	
4) Incoming voltage (V)	
8. Overhead Crane	<i>no data available</i>
1) Weight (ton)	
2) Method of operation	⚡
3) Span (m)	⚡

Survey Records

Zaragoza Hydroelectric Power Plant

I. RECORDS BY VISUAL INSPECTION AND HEARING SURVEY

Unit No.: \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_

Type of Turbine: Francis

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine	Casing	1) No 2) Yes 3) No
Runner	1) Existence of corrosion 2) Wear in thickness 3) Presence of vibration	1) No 2) Yes
Shaft	1) Shaking of shaft axis	1) No
Bearing	1) Oil shortage on bearing surface 2) Lack of oil viscosity	1) No 2) No
Governor control	1) Control by belt-driven type 2) Speed detection device 3) Speed regulation system 4) Installation of load limiter 5) Accuracy of governor speed regulation	1) Yes 2) Yes 3) Yes 4) No 5) Yes

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine	Oil pressure equipment	1) No 2) Yes
	Inlet valve	1) Manual 2) Good 3) Yes
	Guide vanes	1) Smoothness of control 2) Presence of water leakage from casing when guide vanes are closed 3) Break frequency of shear pins
	Sealing device	1) Sufficiency of water sealing for shaft 2) Sufficiency of packing for shaft seal

Unit No. 1

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Rotor	1) Discoloration of winding surface due to heat 2) Existence of erosion for core 3) Fitness of between rotor and shaft	1) No 2) No 3) No
Stator winding	1) Frequency of burning trouble or repair 2) Reduction of insulation resistance 3) Rust and erosion of core	1) No 2) No 3) No
Bearing	1) Occurrence of deformation on metal surface 2) Lack of oil lubrication 3) Occurrence of temperature rise	1) No 2) No 3) No
Exciter	1) Exchange frequency of brushes worn out 2) Sufficient stock of spare brush	1) Yes 2) Yes
Voltage regulator	1) Operation method of voltage regulator 2) Response of voltage detection for load variation	1) Automatic 2) Constant load

Generator



Unit No.: 2

Type of Turbine: Francis

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine		
Casing	1) Existence of corrosion 2) Wear in thickness	1) No 2) Yes
Runner	3) Presence of vibration 1) Existence of corrosion 2) Occurrence of porosity by sand pitting	3) No 1) No 2) Yes
Shaft	1) Shaking of shaft axis	1) No
Bearing	1) Oil shortage on bearing surface 2) Lack of oil viscosity	1) No 2) No
Governor control	1) Control by belt-driven type 2) Speed detection device 3) Speed regulation system 4) Installation of load limiter 5) Accuracy of governor speed regulation	1) Yes 2) Yes 3) Yes 4) No 5) Yes

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Oil pressure equipment	1) Existence of oil leakage 2) Application of oil pressure pumping system	1) <i>No</i> 2) <i>Yes</i>
Inlet valve	1) Operation method 2) Locking condition 3) Smoothness of pressurized oil operation	1) <i>Manual</i> 2) <i>Good</i> 3) <i>Yes</i>
Guide vanes	1) Smoothness of control 2) Presence of water leakage from casing when guide vanes are closed 3) Break frequency of shear pins	1) <i>Yes</i> 2) <i>No</i> 3) <i>No</i>
Sealing device	1) Sufficiency of water sealing for shaft 2) Sufficiency of packing for shaft seal	1) <i>Yes</i> 2) <i>Yes</i>

Francis Turbine

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Rotor	1) Discoloration of winding surface due to heat 2) Existence of erosion for core 3) Fitness of between rotor and shaft	1) No 2) No 3) No
Stator winding	1) Frequency of burning trouble or repair 2) Reduction of insulation resistance 3) Rust and erosion of core	1) No 2) No 3) No
Bearing	1) Occurrence of deformation on metal surface 2) Lack of oil lubrication 3) Occurrence of temperature rise	1) No 2) No 3) No
Exciter	1) Exchange frequency of brushes worn out 2) Sufficient stock of spare brush	1) Yes 2) Yes
Voltage regulator	1) Operation method of voltage regulator 2) Response of voltage detection for load variation	1) Automatic 2) Constant Load

Generator

Unit No.: 3

Type of Turbine: Francis

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results	
Francis Turbine	Casing	1) Existence of corrosion	1) No
		2) Wear in thickness	2) Yes
		3) Presence of vibration	3) No
	Runner	1) Existence of corrosion	1) No
		2) Occurrence of porosity by sand pitting	2) Yes
	Shaft	1) Shaking of shaft axis	1) No
	Bearing	1) Oil shortage on bearing surface	1) No
		2) Lack of oil viscosity	2) No
	Governor control	1) Control by belt-driven type	1) Yes
		2) Speed detection device	2) Yes
		3) Speed regulation system	3) Yes
		4) Installation of load limiter	4) No
		5) Accuracy of governor speed regulation	5) Yes

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine	<p>Oil pressure equipment</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Existence of oil leakage</li> <li>2) Application of oil pressure pumping system</li> </ol> <p>Inlet valve</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Operation method</li> <li>2) Locking condition</li> <li>3) Smoothness of pressurized oil operation</li> </ol> <p>Guide vanes</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Smoothness of control</li> <li>2) Presence of water leakage from casing when guide vanes are closed</li> <li>3) Break frequency of shear pins</li> </ol> <p>Sealing device</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Sufficiency of water sealing for shaft</li> <li>2) Sufficiency of packing for shaft seal</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) No</li> <li>2) Yes</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) <i>Manual</i></li> <li>2) <i>Good</i></li> <li>3) <i>Yes</i></li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) <i>Yes</i></li> <li>2) <i>No</i></li> <li>3) <i>No</i></li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) <i>Yes</i></li> <li>2) <i>Yes</i></li> </ol>

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results	
Generator	Rotor	1) No 2) No 3) No	
	Stator winding	1) Discoloration of winding surface due to heat 2) Existence of erosion for core 3) Fitness of between rotor and shaft 1) Frequency of burning trouble or repair 2) Reduction of insulation resistance 3) Rust and erosion of core	1) No 2) No 3) No
	Bearing	1) Occurrence of deformation on metal surface 2) Lack of oil lubrication 3) Occurrence of temperature rise	1) No 2) No 3) No
	Exciter	1) Exchange frequency of brushes worn out 2) Sufficient stock of spare brush	1) Yes 2) Yes
	Voltage regulator	1) Operation method of voltage regulator 2) Response of voltage detection for load variation	1) Automatic 2) Constant load

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Metering equipment	1) Sufficiency of accuracy for instruments 2) Lack of necessary instruments 3) Items constantly recorded	1) <i>Good</i> 2) <i>No</i> 3) <i>No</i>
Protection equipment	1) Lack of relays to be installed 2) Operation method in case of accident in transmission lines	1) <i>No</i> 2) <i>Manual</i>
Remote control equipment	1) Control method for turbine and generator operation 2) Control method for voltage and speed control 3) Operation method of synchronized switching	1) <i>Manual</i> 2) <i>Automatic</i> 3) <i>Manual by synchroscope and lamp</i>
Power system	1) Power supply voltage (kV) after rehabilitation work	1) <i>13.8 kV</i>

Control Board

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Indoor Switchgear	<p>Insulation level</p> <p>1) Sufficiency of insulation level 2) Unification of insulation level 3) Reduction of insulation registance</p> <p>Accessibility and Safety</p> <p>1) Accessibility to high voltage devices 2) Sufficiency of protection for high voltage cable terminals 3) Method and reliability of operation for synchronizing circuit breaker</p>	<p>1) <i>Yes</i> 2) <i>Yes</i> 3) <i>No</i></p> <p>1) <i>Yes</i> 2) <i>Yes</i> 3) <i>Good</i></p>



Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Outdoor Equipment	Transformer	1) <i>No</i>
	Circuit breaker	1) <i>Yes</i> 2) <i>Yes</i>
	Line switch	1) <i>Manual</i> 2) <i>Yes</i>
	Insulator	1) <i>No</i>
	Structural steel	1) <i>No</i> 2) <i>No</i>
	Line protection	1) Existence of adequate protection relays to connect to RED 1) <i>Yes</i>

II. ACTUAL GENERATED ENERGY AND OPERATION TIME

Unit No.: \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
 Installed Capacity of Generator: \_\_\_\_\_ KVA  
 Type of Turbine: \_\_\_\_\_

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL	REMARKS
1983	MWH													
	OPER. TIME													
1984	MWH	165.8	107.4	76.5	76.4	221.5	131.9	293.4	261.8	277.9	220.1	272.2	2,181.4	
	OPER. TIME	484:12	309:27	117:06	174:12	612:24	366:00	674:24	663:00	618:06	552:42	696:35	5,385:14	
1985	MWH	286.0	23.9	0	0	249.0	302.8	123.7	167.2	83.3	277.7	40.9	1,592.2	
	OPER. TIME	738:15	62:30	0	0	628:24	683	342:30	430:36	208:36	652:24	95:04	3,982:31	
1986	MWH	0	21.9	120.8	202.9	164.1	32.2	30.5	271.4	249.8	299.3	330.6	1,831	
	OPER. TIME	0	62	495:18	486:24	356:18	490:48	78:54	674:06	557:36	638:54	729:18	4,684:36	
1987	MWH	326.5	227	168.8	254.1	168.8	0	0	126.1	97.9	280.4	297.6	1,947.2	
	OPER. TIME	736	618:12	375:10	588:54	375:10	0	0	338:35	225:42	648:42	696:6	4,602:31	
1988	MWH	299.9	76.5	47.9	269.3	285.8	294.4	281.4	191.2	299.2	154.57	263.157	2,764.127	
	OPER. TIME	706:48	178:18	132:24	669:18	686:54	720:51	662:09	445:20	688:40	400	729:18	6,647:14	

Unit No.: 2

Installed Capacity of Generator: \_\_\_\_\_ KVA

Type of Turbine: \_\_\_\_\_

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL	REMARKS
1983														
MWH														
1984														
MWH	122.05	227.312	144.628	166.3	144.628	289.256	282.586	301.127	271.7	290.928	249.464	310.968	2,800.967	
1985														
MWH	239.12	526.18	321.24	377.18	321.24	693.12	689.00	712.30	663.00	673.30	578.12	700.20	6,495.20	
1986														
MWH	289.925	293.942	311.986	318.838	176.191	283.237	236.671	320.3	303.47	238.3	277.635	262.1	3,312.595	
1987														
MWH	703.30	643	712.12	687.24	389.36	643.24	520.06	705.24	675.06	513.30	622.06	614	7,429.18	
1988														
MWH	319.8	296.195	307.146	247.456	177.817	117.374	283.655	334.316	262.76	191.11	297.61	244.76	3,080.019	
1989														
MWH	698	661.30	706.36	559.54	457.06	348.30	671.48	706.54	614.48	413.48	639.30	567.24	7,045.48	
1990														
MWH	333.313	253.726	224.55	147.5	224.5	316.4	257.237	334.985	261.25	227.946	269.108	270.697	3,120.742	
1991														
MWH	735.42	631.42	501.30	362.36	501.30	662.12	616.15	735.48	688.54	527.48	648.12	655.24	7,267.33	
1992														
MWH	289.841	74.822	40.044	264.343	286.242	256.903	255.732	121.220	60.860	0	0	0	1,650.007	
1993														
MWH	708.18	177.42	129.42	620.12	677.24	590.41	625.47	304.40	86.57	0	0	0	3,921.23	

Unit No.: 3  
 Installed Capacity of Generator: \_\_\_\_\_ KVA  
 Type of Turbine: \_\_\_\_\_

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL	REMARKS
1983	MWH													
	OP. TIME													
1984	MWH	162.184	44.308	65.178	90.200	65.178	144.628	183.92	127.072	222.376	215.88	225.72	293.603	1,900.247
	OP. TIME	44:12	103:12	155:00	187:30	155:00	392:24	513:00	346:18	579:00	667:06	552:12	708:15	4,800:09
1985	MWH	277.97	271.987	288.153	321.84	245.127	253.726	182.769	208.6	185.76	231.0	172.55	233.2	2,852.662
	OP. TIME	716:30	663	719:18	679:42	548:30	598:36	345	603:24	402:54	475:48	428	563:18	6,739
1986	MWH	324.3	283.738	198.634	39.543	54.424	244.697	234.247	151.82	120.8	0	0	1,972.725	
	OP. TIME	687:54	611:36	464:06	85:18	150:12	621:54	612:00	368:36	273	0	0	4,537:30	
1987	MWH	0											0	
	OP. TIME	0											0	
1988	MWH	0					9,8648	0	0	168,788	24,996	252,629	456,278	
	OP. TIME	0					→ 0	39:19	0	0	60:55	678	1,156:38	

III. REPAIR RECORDS

No.	Study Item	Results
	<p>The past records concerning the following items shall be obtained to evaluate reliability of generating facilities.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Repaired locations and method for repairing</li> <li>2) Causes for damage/defect</li> <li>3) Duration of repairing and power supply stoppage</li> <li>4) Repaired by:               <ol style="list-style-type: none"> <li>a) staff in Power Plant</li> <li>b) manufacturer</li> <li>c) other</li> </ol> </li> <li>5) Repair cost</li> <li>6) Operation life after the completion of repairing work</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Intake</li> <li>2) Damage in the dam by increasing of the river</li> <li>3) 2 years</li> <li>4) Staff of the Enterprise (civil work, electric maintenance and staff of the power plant)</li> <li>5) \$ 20,000,000</li> <li>6) 6 years</li> </ol>

The economic losses by the damage in intake were in following form :

1) Loss of generation 1200KW/h .....	\$150.000.000
2) Purchase of this energy to the interconnected system .....	\$150.000.000
3) Repair cost (dam) .....	\$ 10.000.000
4) Repair of various canal conductions .....	\$ 1.000.000
5) General maintenance of turbines, generators and electric equipments	\$ 4.000.000
6) Other expenses .....	\$ 5.000.000
<u>T o t a l</u> .....	<u>\$320.000.000</u>

IV. SITUATION OF STOCK SPARE PARTS

No.	Study Item	Results
	<p>Data on the situation of stock spare parts shall be obtained to evaluate maintainability of generating facilities.</p>	<p>The power plant hasn't stock spare parts for maintenance of generating facilities.</p> <p>The maintenances are realized by the staff of same Enterprise, reconstructing their wasted components.</p>

V. ESSA'S INTENTION FOR REHABILITATION

No.	Study Item	Results
	Mark with in pertinent columns.	
	- Inlet valve .....	✓ <u>Leaving as it is</u> ✓ <u>Repair work</u> ✓ <u>Replacement</u> <u>Notes:</u> <i>Good</i>
	- Turbine, governor, auxiliary equipment .....	✓ <i>Bigger efficiency</i>
	- Generator, exciter .....	✓ <i>Bigger efficiency</i>
	- Control panel .....	✓ <i>Modernization</i>
	- Switchgear .....	✓ <i>New system fitting</i>
	- Transformer .....	✓ <i>Expansion of load</i>
	- Substation equipment (Circuit breaker, Isolator, etc.) .....	✓ <i>Expansion</i>
	- Transmission tower, conductor and insulator .....	✓ <i>Increasing of capacity</i>
	- Power House .....	✓ <i>Adaptations</i>



