

3.3 地形・地質の概況


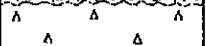
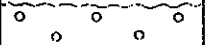


3.3.1 地域の地形と地質

Suarez 川は首都 Bogota 市の北東方約50kmの東山脈中にその源を發し、北東方へ流下し、Santander 県の県都 Bucaramanga 市の南西方約40km付近で Magdalena 川の右支川である Sogamoso 川に合流する。計画地点は Suarez 川の上流域に位置し、周辺の地形は山頂部に緩斜面を有する幅の広い谷をなしており、高さ20~50mの絶壁が所々に見られる。

基盤岩は白亜紀の砂岩と泥岩の互層（砂岩優勢）よりなり、被覆層として崖錐堆積物、土石流堆積物（現河床堆積物）が部分的に分布する。

計画地点周辺の地質層序は表-3.1 に示す通りである。

表-3.1 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		土石流堆積物	
		崖錐堆積物	
		段丘堆積物	
白亜紀		細粒砂岩	
		泥岩	

層理面は緩く波打っているが、全体的には NW 系の走向で南側（上流側）へ向って3°~8°程度で緩傾斜している。特に大規模な断層は観察されない。航空写真判読によれば、水槽直下の絶壁沿いに NS 方向に延びるリニアメントが観察されるが、リニアメントの上流延長部には EW 方向に延びる別の絶壁があり、上流の絶壁ではこのリニアメントに相当する断層は観察されなかった。

3.3.2 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) 取水堰および沈砂池

取水堰および沈砂池付近には露頭がなく、砂岩の大塊を含む土石流堆積物（現河床堆積物）および崖錐堆積物が分布している。

2) 水路および水圧管路

水路は2ヶ所の沢部を除いて、岩盤中に設けられている。沢部では崖錐堆積物を基礎としている。水圧管路は水槽直下の絶壁部分を除けば崖錐堆積物を基礎としている。

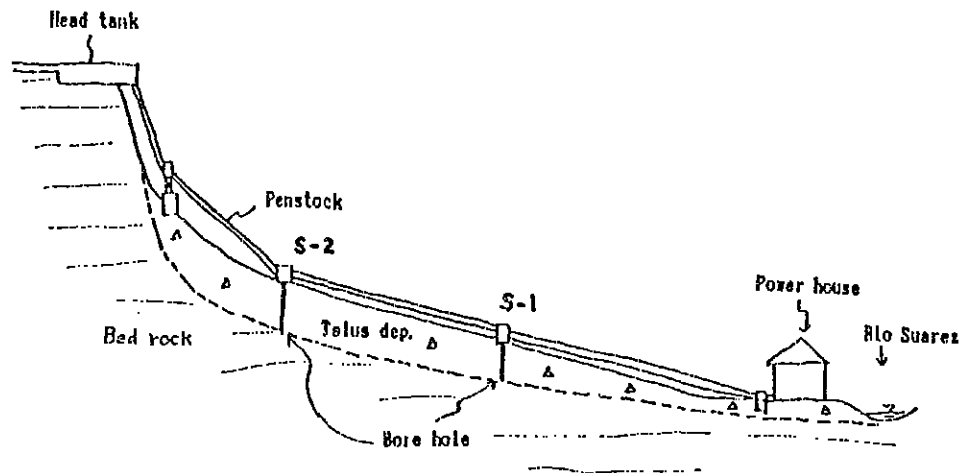


図-3.1 模式地質断面図

3) 水槽

水槽は絶壁の上に位置しており、砂岩優勢層を基礎として着岩している。

4) 発電所

発電所周辺には基盤岩の露頭がなく、砂岩の大塊を含む土石流堆積物および崖錐堆積物が分布している。周辺の露頭状況から発電所は着岩していないものと推定される。

3.3.3 地質工学的評価

- 1) 計画地点の基盤岩を構成する白亜紀の砂岩と泥岩は、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) 絶壁下部に分布する崖錐堆積物は砂岩の巨礫を含むが、マトリックスはルーズであり、変形性を考慮すると重要構造物の基礎としては不適である。
- 3) 水圧管路基礎の崖錐堆積物が一部すべっている。ただし、本地点は地形的にはいわゆる「地回り地形」を呈していないことから、既往活動礫を持つ地回りではない。ボーリング調査によれば、崖錐堆積物の厚さは30m以上と厚く、直径1m以上の巨礫を多量に含んでおり、回り面の位置は不明である。しかし、地表に表われた変状の範囲は水圧管路周辺に限られており、幅約10mで長さは崖錐堆積物の頭部から第3基礎ブロックまでの間約100mである。このような地表変状から考えて、すべり面の深度は比較的浅いものと推定される。

上記すべりはその地形的特徴から自然発生的なものではなく、人為的要因により発生した局所的な地回りであると考えられる。その誘因は、水圧管路への通水による荷重が崖錐堆積物頭部に働いたことが主要因であろうと考えられる。なお、ボーリング調査によれば崖錐堆積物中の地下水位は地表下約2～3mと浅い位置にある。これも地回り発生の一因の一つと考えられる。

- 4) 計画地点の周辺には大規模な地回りは分布しないが計画地点上流のRW方向の絶壁には比較的新しい崩壊が1ヶ所認められる。調査地点の絶壁の一部にはオーバーハングした部分があり、長期間の安定を考えると何らかの対策が望まれる。

3.3.4 地質的問題点

水圧管路基礎の地回りに対する対策が必要である。対策としては、水圧管路基礎を杭等により基盤岩に着岩させる事が最も有効である。また、表面排水及びドレーンにより地下水位をできるだけ低く保つことも有効と考えられる。

第4章 水圧管路破損の要因分析

水圧鉄管とその基礎の損傷の原因を解明するため、基盤の調査結果とアンカーブロックに作用する力について検討した。

4.1 現状把握

既設水圧管はその損傷ヶ所を1955年作成の竣工図に重ね、1989年実施の地質調査資料に基づいて考察して見ると次の事項が問題点として浮上してくる。

- (1) アンカーブロックNo.2から発電所間の管路の基礎はすべて崖錐上にのっている。
- (2) 崖錐の分布は比較的深く（基盤岩の位置は現在確認されていない。）それに加えて基盤の変形特性（圧縮応力に対する変形量）が解明されていない。
- (3) 地下水位の変動は未確認で、もし変動があれば圧縮応力は増減し管路の基盤の変形に影響する。（地下水位が1 m降下すると基盤に1 ton/m²の有効応力が増加する）
- (4) 水圧管路呑口のアナカーブロックNo.1は基盤岩に着岩しておらず構造物の基礎として十分な状態ではない。
- (5) アンカーブロックの根入れ長が不十分ではないか。

4.2 基盤の土質特性値

III-1およびIII-2地点で採取されたボーリングコアによる土質試験結果を整理して基盤の土質特性値を求めると次のようになる。

- (1) 自然含水比、コンシステンシー指数および-200 μ 含有量

III-1およびIII-2におけるボーリングコアの深度と自然含水比、コンシステンシー指数および-200 μ 含有量（ ≈ 0.075 mm含有量）との関連が図4.1に示されている。この図より次のことがわかる。

- ・ 自然含水比は地表より4.0 m付近までの変化が大きいがそれより深くなると、ほぼ20%（16～24%）程度に収束する。

- ボーリングBII-1とBII-2の孔口の標高差は約16mあり、各孔の地表より8mの範囲では同じ深度での含水比の差が4～10%あり、標高の低いBII-1の方が小さい値を示している。
- 自然含水比は塑性限界に近いか又はそれより低い値を示している。
- コンシステンシー指数 (Ic) は地表付近に小さい値が見られるがほぼ 1.0以上の値を示している。Terzaghi[※]によると $Ic = 1.0$ のときの不攪乱土の一軸圧縮強度 (qu) は大体 1～5 kg/cm²の範囲に入る。

※ Terzaghi, K. and Peck, R. B. "Soil Mechanics in Engineering Practice"
John Wiley & Sons, Inc.

- 基盤の粒度組成は-200#含有量で平均70%程度で60～80%の範囲に分布している。BII-1とBII-2では深度4m以深でNo.1の方が粗粒である。

(2) N 値

図-4.2 は深度とN値の関係を示しており、この図より基盤の深さとN値の関係を求めると次のようになる。

深 さ (m)	N 値
4～9	10
9～16	20

(3) 一軸圧縮強度

図-4.3 は深度と一軸圧縮強度の関係を示している。この図より基盤の深さと一軸圧縮強度の関係がわかる。

深 さ (m)	一軸圧縮強度 [※] qu (kg/cm ²)
4～9	1.0
9～16	1.5

※ Pocket Penetrometer の値は採用しなかった。

以上の値はコンシステンシー指数 Ic からの推定値と比べてもほぼ合致する。

以上の結果より基盤の物性を整理すると次のようになる。

表-4.1 水圧管路の基盤における土質特性値

深 度 (m)		4 ~ 9	9 ~ 16	
単位体積 重 量 (ton/d)	湿 潤	2.0	2.0	
	乾 燥	No. 1	1.75	1.80
		No. 2	1.60	1.60
一軸圧縮強度 (kg/cm ²)				
q _u		1.0	1.50	
C = q _u /2		0.50	0.75	
φ		0	0	

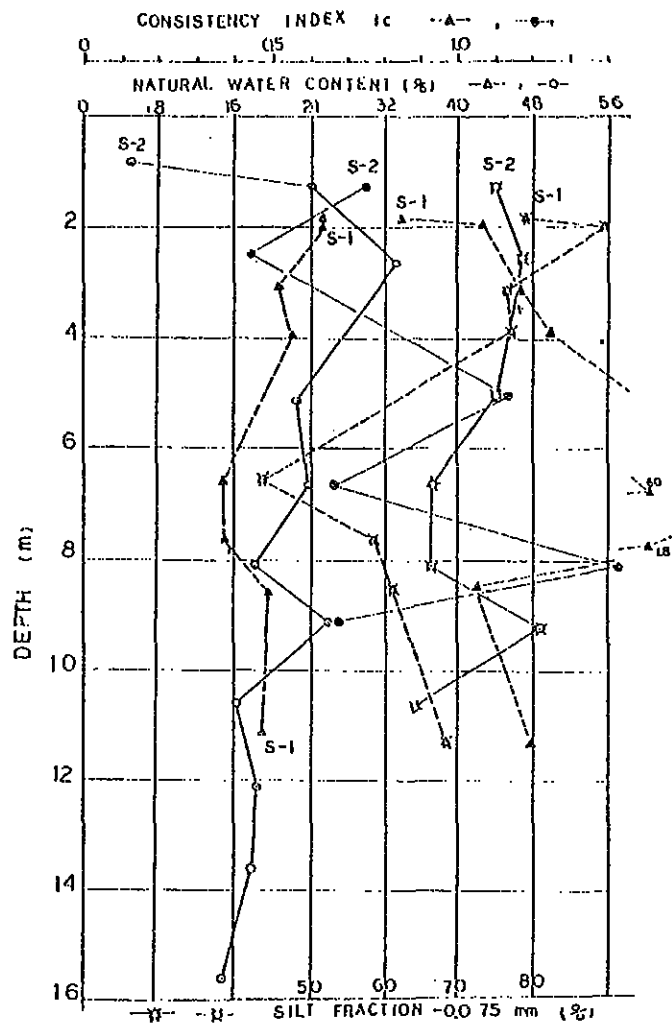


図-4.1 深度と自然含水比コンシステンシー指数及び -0.075 mm 含有量

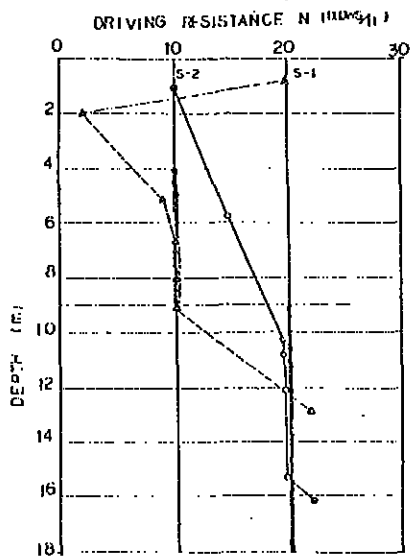


図-4.2 深度とN値

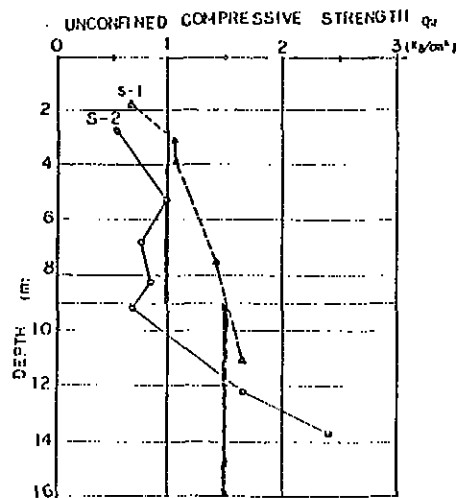


図-4.3 深度と一軸圧縮強度

4.3 基礎の極限支持力

極限支持力を求めるには色々な方法があるが、ここでは経験的に定めるN値と土質試験結果を用いる Terzaghi の支持力公式による。

$$Q_u = B \left(C \cdot N_c + \gamma \cdot D_f \cdot N_q + \frac{1}{2} \gamma \cdot B \cdot N_r \right)$$

$$q_a = Q_u / F.S$$

$$Q_u = B \left(C \cdot N_c + r \cdot D_f \cdot N_q + \frac{1}{2} r \cdot B \cdot N_r \right)$$

$$q_a = Q_u / F.S$$

ここに、 Q_u : 全般せん断に対する極限支持力 (単位長さ当り) (t/m²)

B : 基礎巾 (m)

D_f : 掘削深さ (m)

C : 粘着力 (t/m²)

γ : 基礎の単位重量 (t/m³)

F.S : 安全率 3

N_c , N_q , N_r : 支持力係数 (内部摩擦角 ϕ できまる)

q_a : 許容支持力 (t/m²)

支持力公式による既設アンカーブロック No.2, No.3 の支持力は地表より 4.0m 下の地層に基礎を置いたと仮定した場合の値を次に示す。

	No.2 アンカーブロック	No.3 アンカーブロック
Q_u (t/m ²) _{lim}	53	53
$q_a = \frac{Q_u}{3}$ (t/m ²)	18	18

4.4 アンカーブロックに作用する力の検討

水圧鉄管のわん曲部は水圧によ合成力、管の自重、管内の水の重量、温度変化、地震力などの力が作用する。

水圧管のアンカーブロックに及ぼす外力は次の通りである。

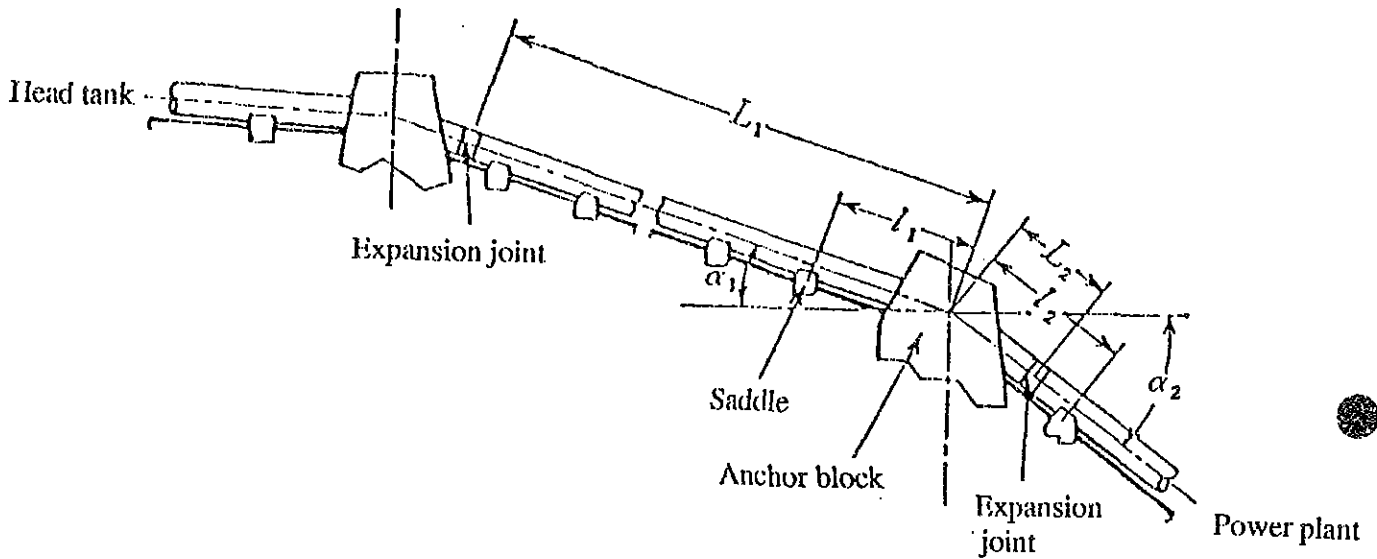


図-4.4 水圧鉄管縦断図

(1) 計算式

計算式は次の通りである。

(a) 管の傾斜による推力

- 管軸に垂直方向の合力

$$\text{上部鉄管について} \quad W_1 = \frac{1}{2} (w_1 + s_1) l_1 \cdot \cos \alpha_1$$

$$\text{下部鉄管について} \quad W_2 = \frac{1}{2} (w_2 + s_2) l_2 \cdot \cos \alpha_2$$

- 管軸方向の分力

$$\begin{aligned} \text{上部鉄管について} \quad T_1 = & s_1 \cdot L_1 \cdot \sin \alpha_1 \pm C \times (w_1 + s_1) \\ & \times \left(L_1 - \frac{l_1}{2} \right) \times \cos \alpha_1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{下部鉄管について} \quad T_2 = & s_2 \cdot L_2 \cdot \sin \alpha_2 \pm C \times (w_2 + s_2) \\ & \times \left(L_2 - \frac{l_2}{2} \right) \times \cos \alpha_2 \end{aligned}$$

(b) 管内流水の摩擦による推力

$$\text{上部鉄管について} \quad P_1 = \frac{2 \cdot f \cdot Q^2}{g \cdot \pi \cdot D_1^3} \cdot L_1$$

$$\text{下部鉄管について} \quad P_2 = \frac{2 \cdot f \cdot Q^2}{g \cdot \pi \cdot D_2^3} \cdot L_2$$

(c) わん曲に作用する遠心力

$$P_3 = \frac{2 v^2}{g} A \cdot \sin \frac{\phi}{2}$$

(d) わん曲部に作用する管内水圧の合成力

$$P_4 = 2 H A \cdot \sin \frac{\phi}{2}$$

(e) 漸縮管に作用する管軸方向の内圧による推力

$$P_5 = H (A_1 - A_2)$$

以上の各式における記号は次のとおりである。

α_1 : 上部鉄管中心線と水平線との交角

α_2 : 下部鉄管中心線と水平線との交角

ℓ_1 : アンカーブロックより上部アンカーブロックまでの距離 (m)

ℓ_2 : アンカーブロックより下部アンカーブロックまでの距離 (m)

L_1 : アンカーブロックより上部伸縮継手までの距離 (m)

L_2 : アンカーブロックより下部伸縮継手までの距離 (m)

S_1 : 上部水圧鉄管の長さ 1 m 当り重量 = $\pi D_1 \cdot t \cdot \gamma$ (t)

S_2 : 下部水圧鉄管の長さ 1 m 当り重量 = $\pi D_2 \cdot t \cdot \gamma$ (t)

$$w_1 : \text{上部水圧鉄管の長さ 1 m 当りの管内水の重量} = \frac{\pi}{4} \cdot D_1^2 \quad (t)$$

$$w_2 : \text{下部水圧鉄管の長さ 1 m 当りの管内水の重量} = \frac{\pi}{4} \cdot D_2^2 \quad (t)$$

D : 管の内径 (m)

t : 管 厚 (m)

γ : 鋼材の比重 (= 7.85)

C : アンカーブロックの摩擦係数

ϕ : わん曲部の中心角 (度)

A : 管内断面積 (m²)

Q : 管内流量 (m³/sec)

f : 管内流水の摩擦係数 (0.02)

(2) 計算結果

既設アンカーブロック No 2, No 3 は水圧鉄管より作用する力による転倒, 滑動および支圧応力度の結果をまとめて次に示す。

		Na 2 アンカーブロック	Na 3 アンカーブロック
転 倒		Middle third に 入っている。	Middle third に 入っている。
滑 動 (水平力) (t)	常 時	1.0	4.9
	地震時	2.3	7.7
支 圧 応 力 度 t/m ²	常 時	10	12
	地震時	13	14

4.5 考 察

№2 および№3 アンカーブロックの基盤の支持力と滑動係数は、地表より 4.0 m 下の地盤を支持層とした場合次のように安全である。

- (1) 既設のアンカーブロックの合成力の作用線は、Middle third に入っている。
- (2) 滑動に対して“アンカーブロックと基盤との間の摩擦力は滑動係数0.35として12 t程度”が期待できる。№2, №3 ブロックに作用する水平力は地震時で2 tと8 tで滑動についてはほぼ満足している。
- (3) 許容支持力は18 t/m²で№2, №3 ブロックに作用する支圧応力度は地震時で13 t/m², 14 t/m²となりほぼ満足している。

以上のように力学的には安定であっても変形による不等沈下の影響も十分考えられる。しかしながら、変形量に関する調査資料がないので、変形による影響については言及できない。また、既設の水圧管路のアンカーブロックは崖錐堆積物の上に構築されているので、水圧管路からの漏水や降雨の流入等により、基盤を構成している崖錐堆積物の地下水位が上昇して、小規模な地すべり現象が発生したことも破損の原因として考えられる。

第5章 水槽および水圧管路の修復設計

水槽および水圧管路の修復設計に当り、それぞれの工作物に対する設計基準を次のように設定する。

- (1) 最大使用水量は、既設と同じく $Q = 2.60 \text{ m}^3/\text{s}$ とする。
- (2) 水槽は水圧鉄管のレイアウトに合わせて改造するが、改造後の水槽容量は最大使用水量の2分間相当量とする。
- (3) 水圧管路は、既設施設と同じく $\phi 800 \text{ mm/m}$ を2条布設する。

5.1 水槽の設計

水槽の形状は巾 11.00m、長さ6.00m、深さ6.10mである。余水吐は2ヶ所に分けて設け、それぞれ自由越流長6.00m、越流頂標高 95.00m、越流水深0.25mで越流流量 $2.60 \text{ m}^3/\text{s}$ を既存の余水路 $\phi 0.800 \text{ m}$ 2条に連結し河川に放流する。排砂路は $\phi 0.50 \text{ m}$ の排砂管より既存の余水路に連結する。

水槽での水圧管路の呑口中心線は水路と水圧管路の位置関係より既設と同じく水路中心線に対して 120° とする。水槽の修復設計図が図面PG-C-02 および03に示してある。

5.2 水圧管路の設計

水圧管路は既設と同じルートに $\phi = 0.800 \text{ m}$ 、延長 183m の鉄管路を2条布設する。水圧管路の設計図は図面PG-C-03 および04に示してある。

既設水圧管路の破損は、既設アンカーブロックの不等沈下現象に起因するが、アンカーブロックの基盤までの根入れ深さが不十分であったことも考えられる。既存の調査資料では、圧縮応力と変形量との関係が不明であるが、現在地表より4m下の地盤にアンカーブロックの基礎をおけば安定と考えられる。

既設のアンカーブロックNo.1とNo.2は、図面PG-C-03に示すように、崖部の前側面を掘り込んで、コンクリート覆工によって鉄管を着岩させる構造に変更した。残りの下流側3ヶ所のアンカーブロックは、在来通り崖錐上に設けるが、基礎の掘削深さを4.0mとした。鉄管の支持方式はサドル式とする。水圧管路入口にはゲート2門、スクリーン巾 3.5m、高さ 6.8mを設ける。

5.3 ゲート・バルブ類の仕様と諸元

水槽及び水圧管路の修復にともなって新設するゲート・バルブ類の概要を示すと次の通りである。

名 称	制水ゲート	スクリーン	排砂ゲート
用 途	水圧管路取水用	水槽除塵用	水槽排砂用
形 式	鋼板製スルースゲート	固 定 式	鋼板製スルースゲート
巾 × 高	1.10 m × 1.10 m, 2門	3.50 m × 6.80 m	1.0 m × 1.0 m
設計水深	10 m	—	10 m
止水方式	後方四方水密	ラック間隔 100mm	後方四方水密
操作方式	スピンドル式	—	スピンドル式
巻揚装置	エンジン及手動	—	手 動
巻揚速度	0.1 m/分	勾配 1:0.3	—
巻揚人力	10 kg	—	—
揚 程	2.0 m	—	2.0 m
鋼材重量	ゲート類 1.4ト 兼用巻揚機 1.4ト	4.3ト	ゲート類 1.4ト

5.4 修復工事費の積算

土建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 BADE 他6社が定める工事単価を参考に本地点工事単価を想定し、これを工事数量に乗じて現地貨ベースで概算した。

(1) 水槽改修工事

(金額単位：ペソ)

DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY	RATE	ESTIMATE AMOUNT	REMARKS
EARTH WORK	m ²	800	2,400	1,920,000	
CONCRETE WORK	m ²	270	27,000	7,290,000	
REINFORCING BAR	t	22	350,000	7,700,000	80 kg/m ²
GATE	t	1.4	1,100,000	1,540,000	
SCREEN	t	4.3	1,000,000	4,300,000	180 kg/m ²
DEMOLITION CONCRETE	m ²	170	10,000	1,700,000	
SHOTCREAT t = 10cm	m ²	—	—	—	
SUB TOTAL				24,450,000 × 1.3 = 31,785,000	

(2) 水圧管路復旧工事

(金額単位：ペソ)

DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY	RATE	ESTIMATE AMOUNT	REMARKS
EARTH WORK	m ³	500	2,400	1,200,000	
CONCRETE WORK	m ³	360	27,000	9,720,000	
REINFORCING BAR	t	22	350,000	7,700,000	60kg/m ²
PENSTOCK	t	43	1,000,000	43,000,000	
DEMOLITION CONC.	m ³	70	10,000	700,000	
SUB TOTAL				62,320,000 × 1.3 = 81,016,000	

(3) その他雑工事

(金額単位：ペソ)

DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY	RATE	ESTIMATE AMOUNT	REMARKS
インクライン				7,000,000	
索道				4,000,000	
アクセス道路				5,000,000	
SUB TOTAL				16,000,000 × 1.3 = 20,800,000	

(4) 復旧工事費の合計 (金額単位：10³ ペソ)

① 直接工事費

水 槽 工 事 31,785

水圧管路工事 81,016

その他雑工事 20,800

小 計 133,601

② 予 備 費 (①×15%) 20,040

③ 技術管理費 (①+②) × 10% 15,364

合 計 169,009

5.5 施工計画

5.5.1 工事施工条件の検討

本発電所は休止中であり修復計画の進捗具合を拘束する条件は特にはない。他の利水、漁業等の既得権も特にはない。

水槽工事に必要な用地は確保されているものとする。

5.5.2 工事用アクセス道路工事

修復工事に必要となるアクセス道路は既存の道路が利用できる。

Bogota～Barbosa 道路より分岐し、取水口より発電所に至る道路がある。一方、水槽に至る道路は水路沿いに平坦で充分道路として使用出来る敷地があるが、水路橋の所では谷を迂廻するか橋梁を必要とする。

5.5.3 工事用仮設備

主な工事用仮設備には次のものがある。

- － 掘削設備
- － コンクリート設備
- － 索道設備
- － インクライン設備

(1) 掘削設備

主要な掘削ヶ所は水槽と水圧管路のNo.2 アンカーブロックまでである。No.2 アンカーブロックより発電所間の掘削断面には巨礫の出現が予想されるが、これは限られた範囲である。

岩掘削はシンカ（空気消費量 2.0 m³/min, 重量14kg）2台, コンプレッサー（可搬式 5 m³/min, 吐出圧力 7 kg/cm², 重量 1 ton）1台の組合せで実施する。

(2) コンクリート設備

コンクリートは 0.5 m³ミキサー1台で打設する。コンクリート用骨材については段丘堆積物から入手可能である。セメント及び鉄筋は Chiquiquira 市より入手することになる。

(3) 索道設備

索道は水槽と水圧管路の施工上水圧管路に平行して設け、インクライン設備と同時稼働することにより作業の効率化を計る。

(4) インクライン設備

インクライン設備は水圧管路のコンクリート打設および水圧管搬入据付のために水圧管路の傾斜面に沿って敷設し、軌道上に台車を走行させる。

第 6 章 本修復計画の実現に対する提言

本修復計画の実現に関し、フィージビリティ調査段階から基本設計ならびに詳細設計の段階に移行していく過程で留意しておくべき事項を参考までに記述すると次の通りである。

- (1) 既設のボーリング調査 (BH-1, BH-2) に加えて図-7.1 に示すヶ所に着岩するまで 2 本 (BH-4, BH-5) のボーリング孔を追加する。
- (2) ボーリングコアを利用して物理試験, 不攪乱試料による一軸, 三軸, 圧密試験等を行い, 支持力・安定性および圧密沈下の設計定数を求める。
- (3) ボーリング孔を利用して地下水位の変動を継続して観測する。
- (4) 鉄管の変形に対して伸縮, 曲げ, 偏心, 振れが吸収できる伸縮可撓管継手の適用を考える。

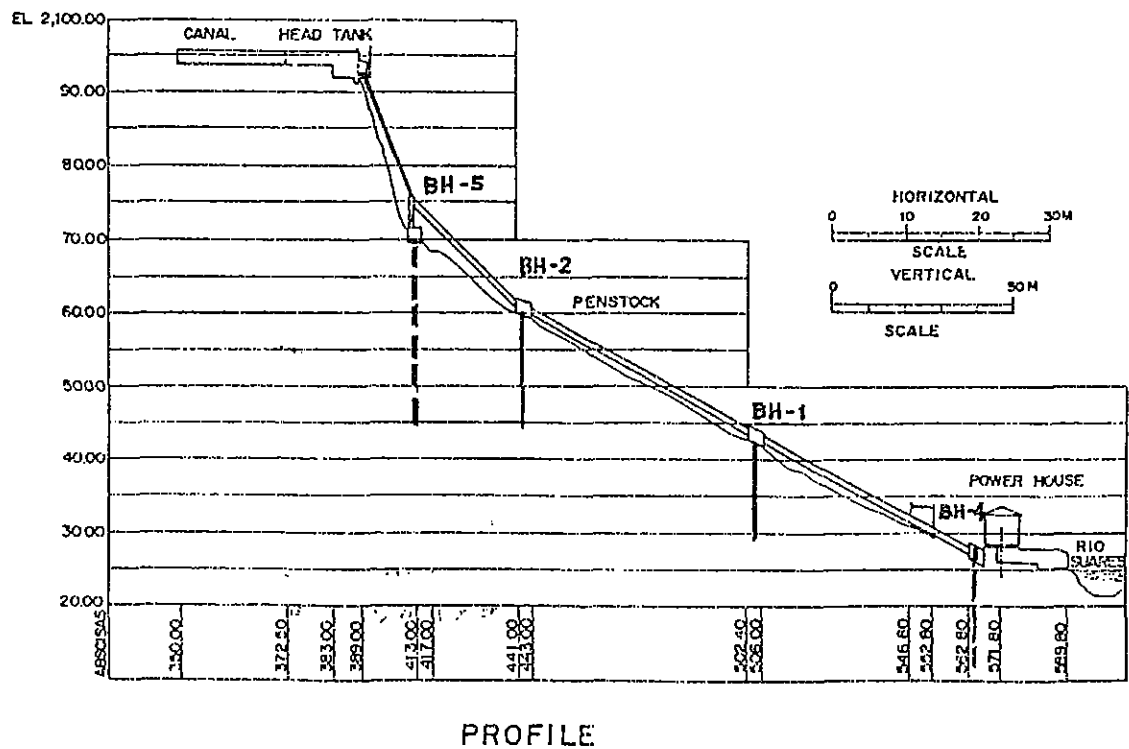
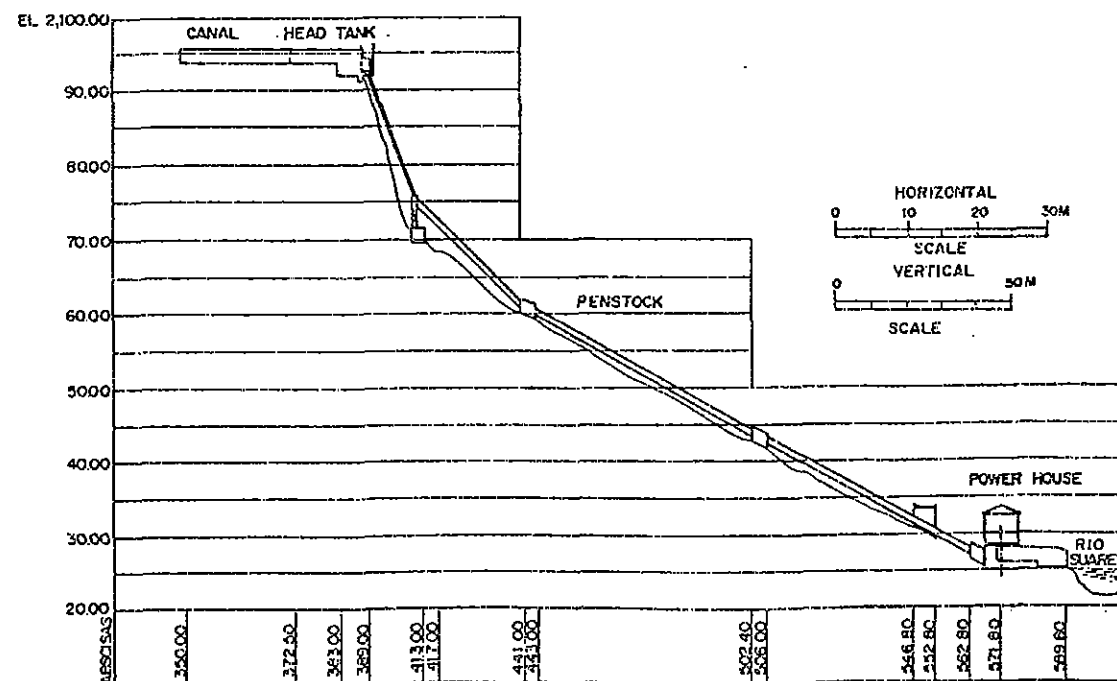
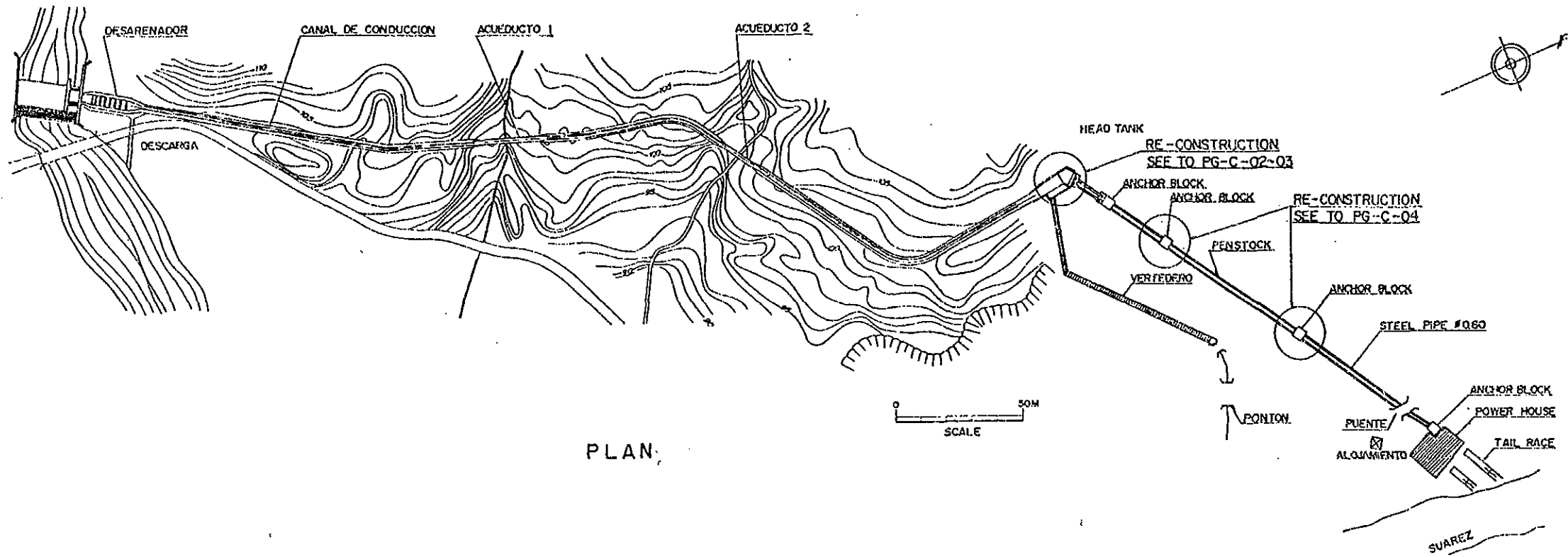


図-7.1 追加ボーリング調査計画

圖 面 集

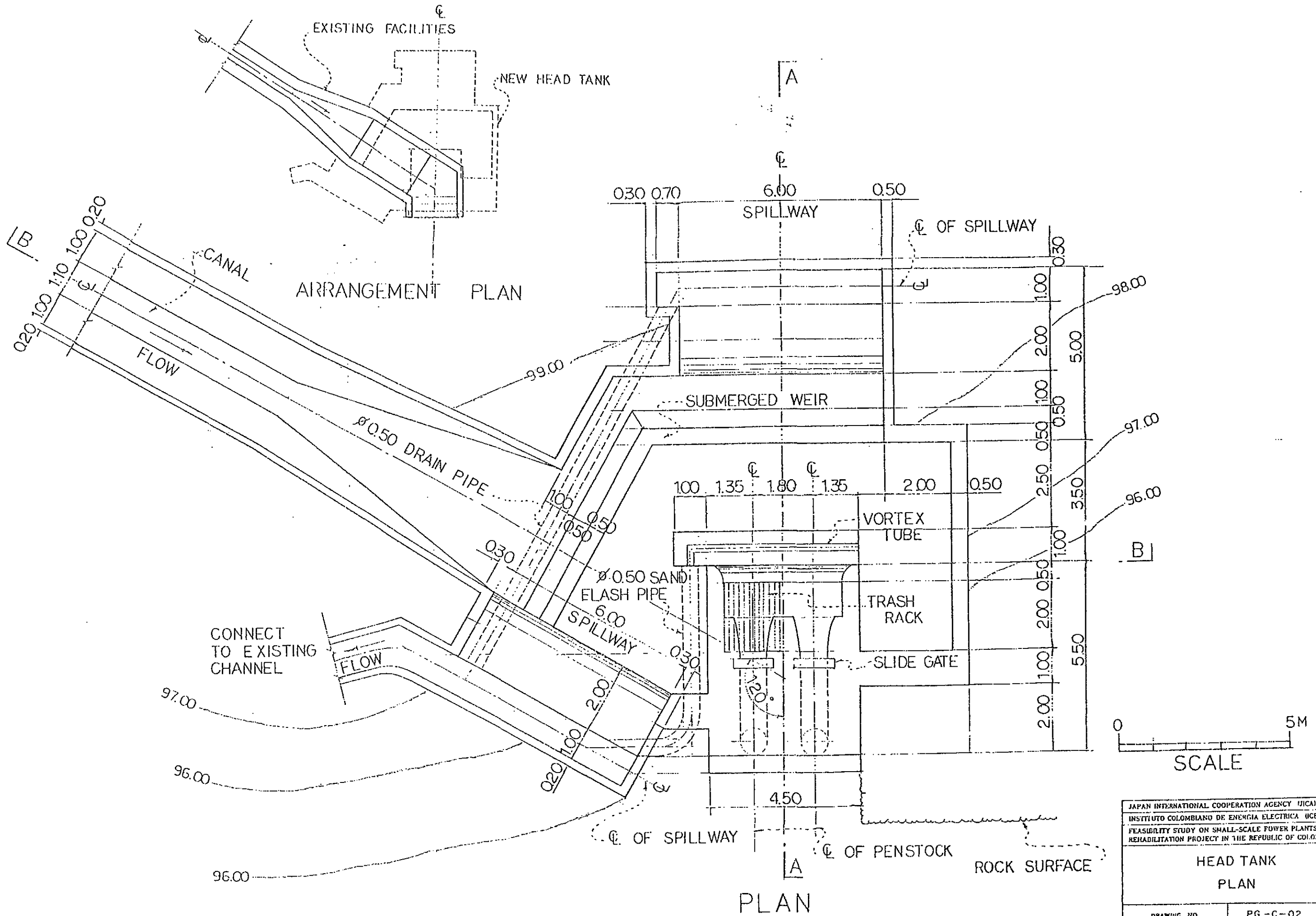
Title	Drawing No.
General Plan and Profile of Existing Plant	PG-C-01
Head Tank, Plan	PG-C-02
Head Tank, Sections	PG-C-03
Penstock Plan and Sections	PG-C-04
Geological Plan and Profile	PG-G-01



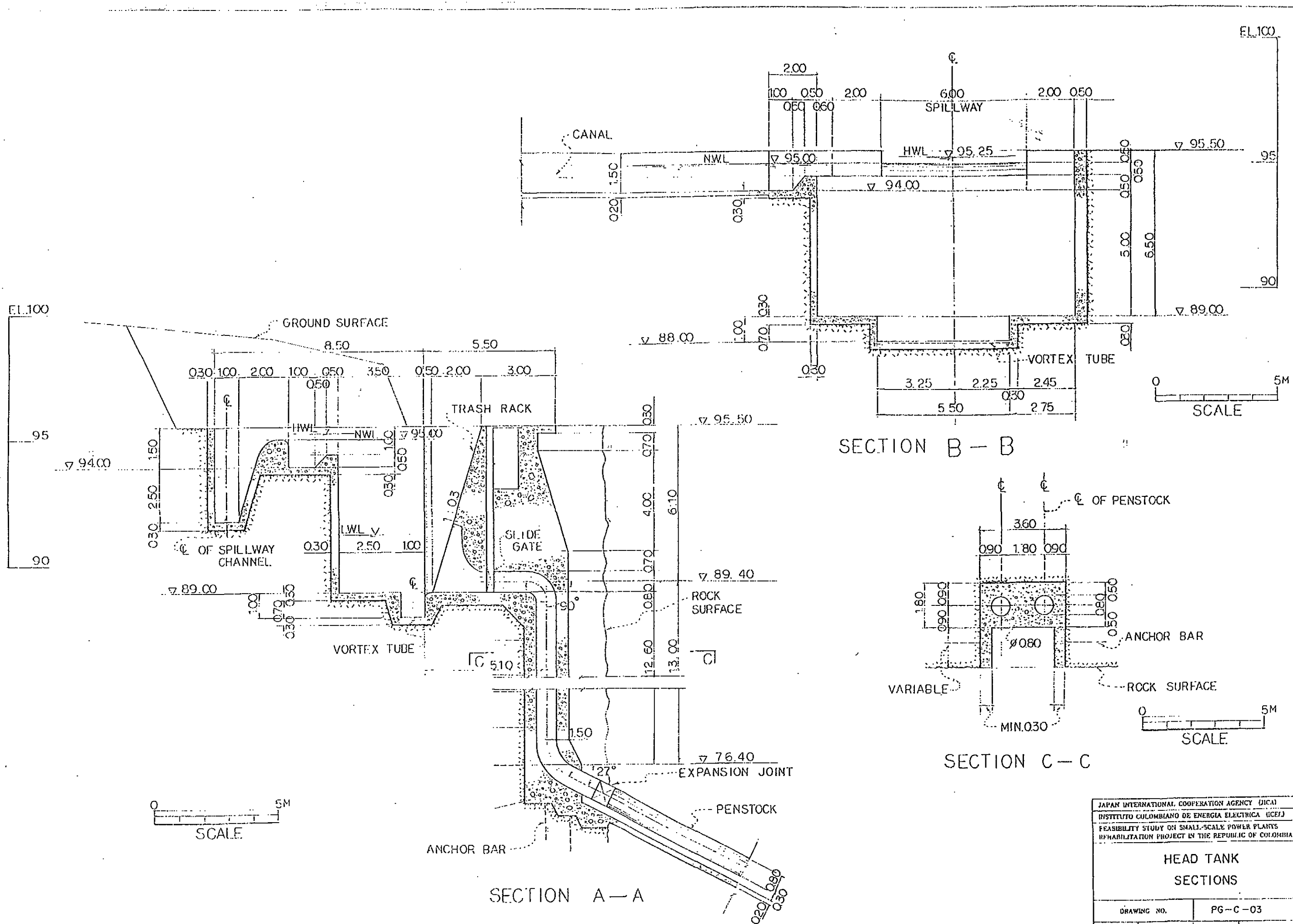
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)
 INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)
 FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS
 REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA

EXISTING PLANT
 GENERAL PLAN AND PROFILE

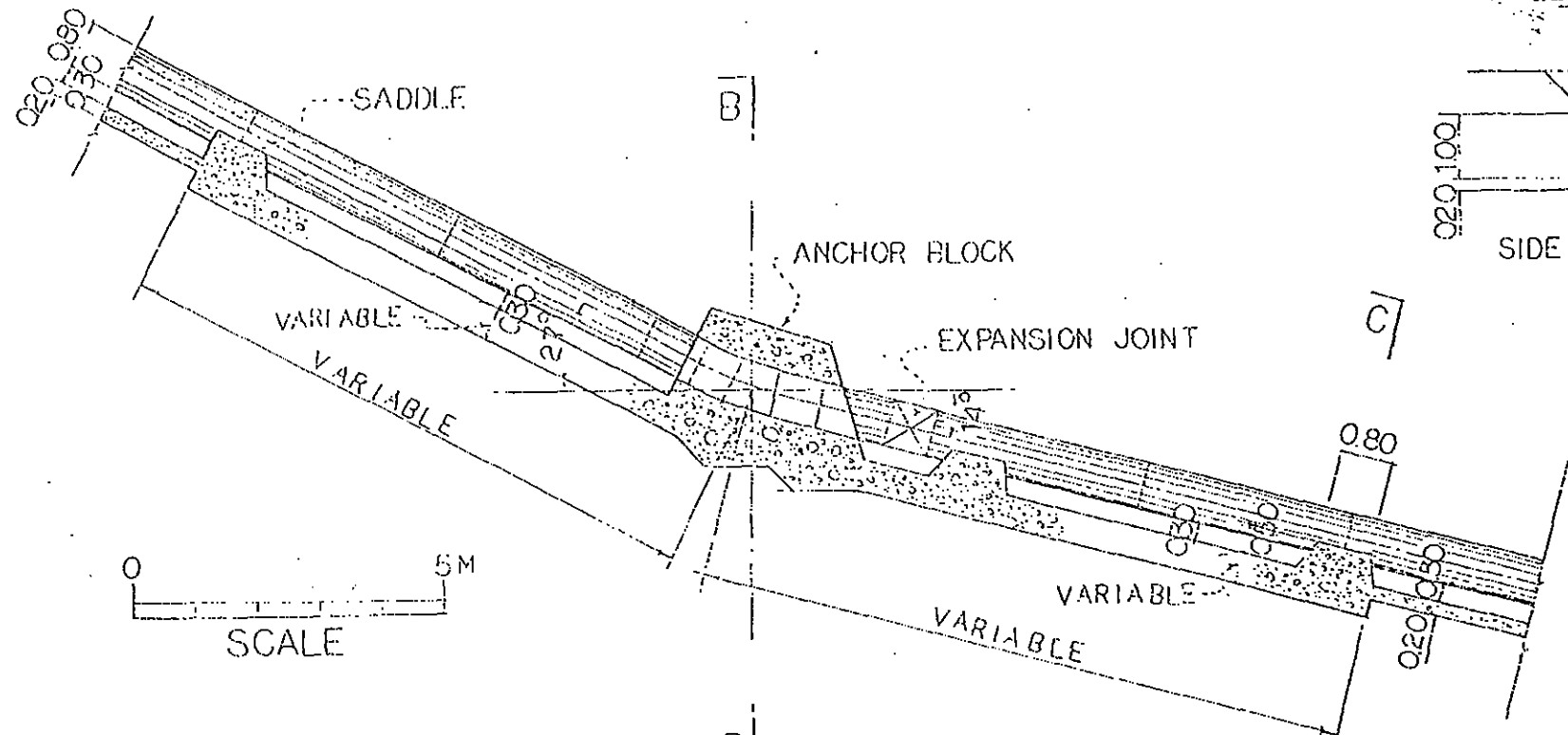
DRAWING NO.	PG-C-01
SCALE	DATE



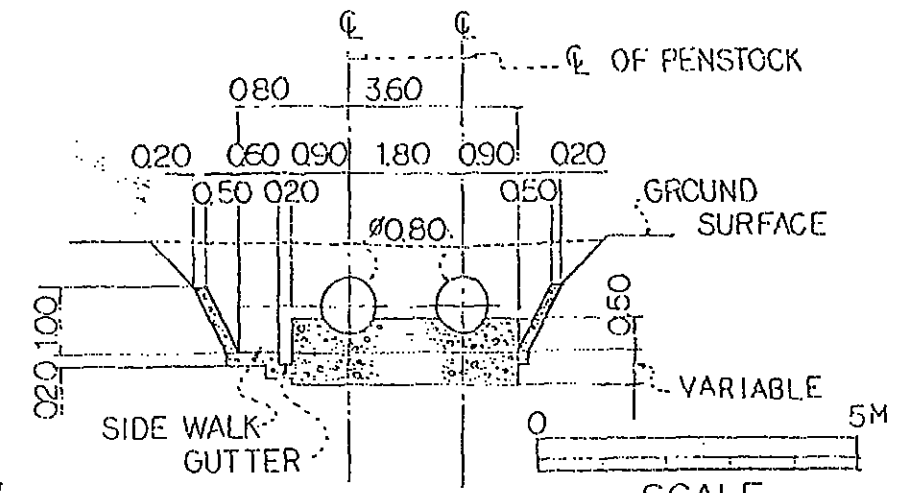
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)			
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICE)			
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS			
REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA			
HEAD TANK PLAN			
DRAWING NO.		PG-C-02	
SCALE		DATE	



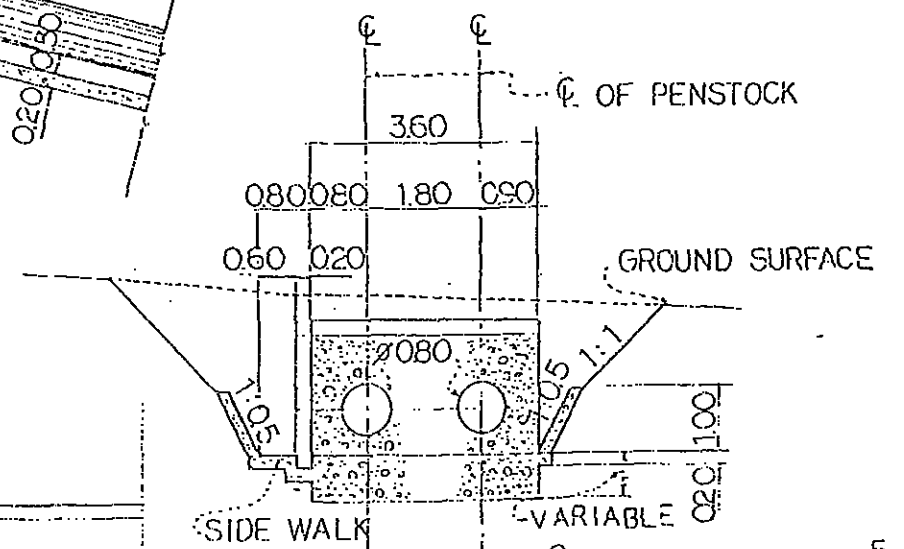
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)			
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICE)			
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS			
REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA			
HEAD TANK			
SECTIONS			
DRAWING NO.	PG-C-03		
SCALE		DATE	



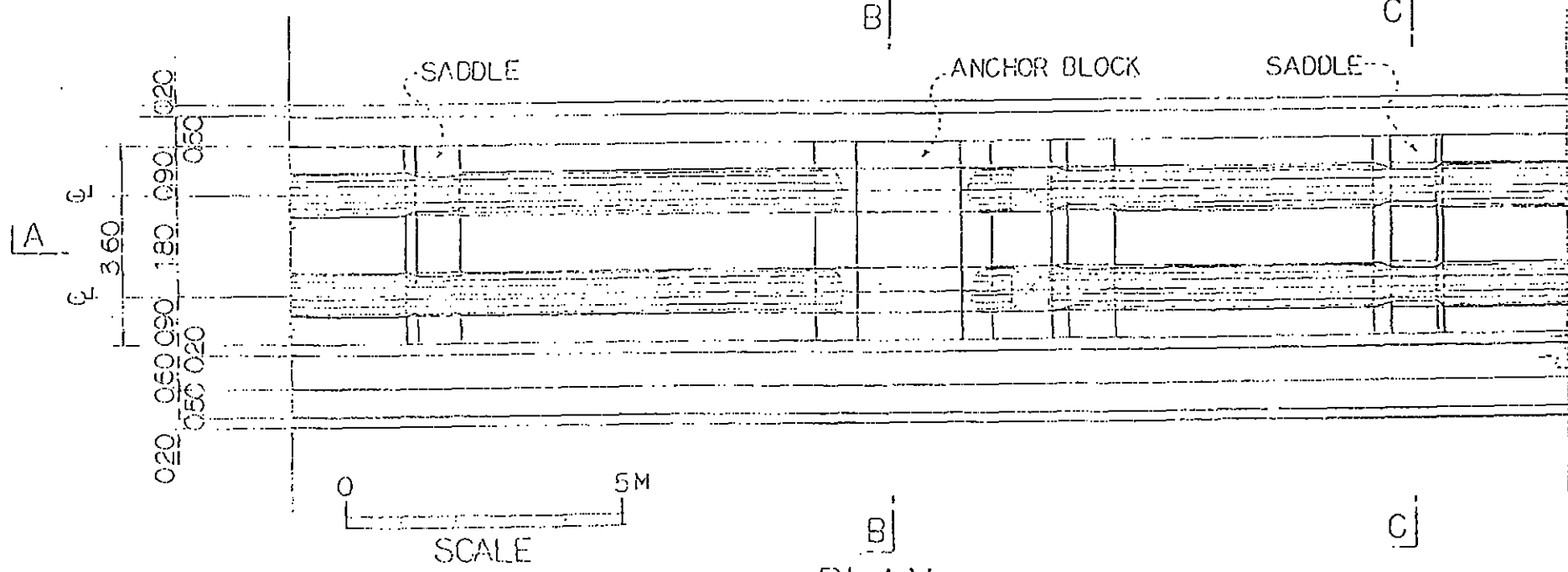
SECTION A-A



SECTION C-C

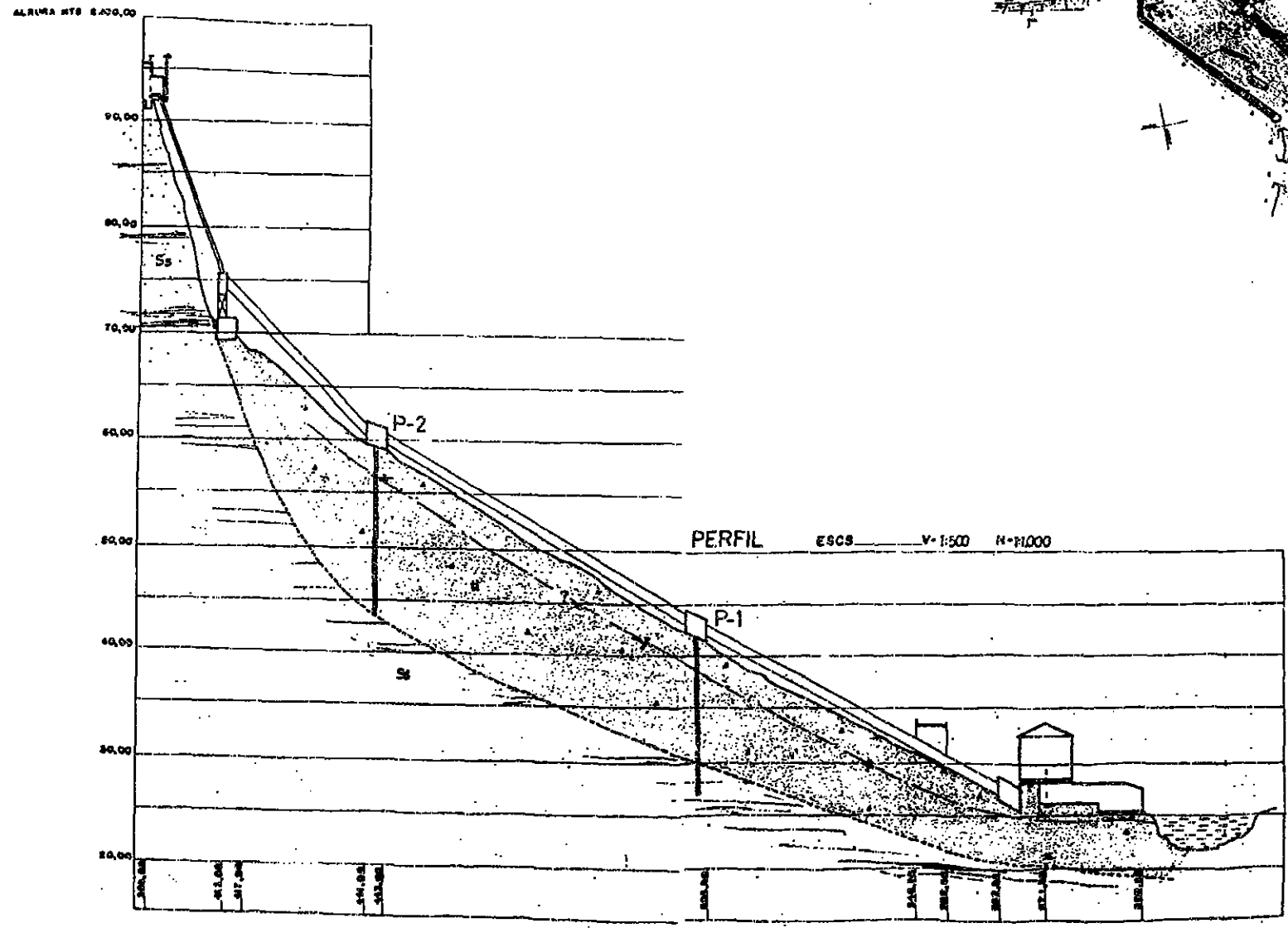
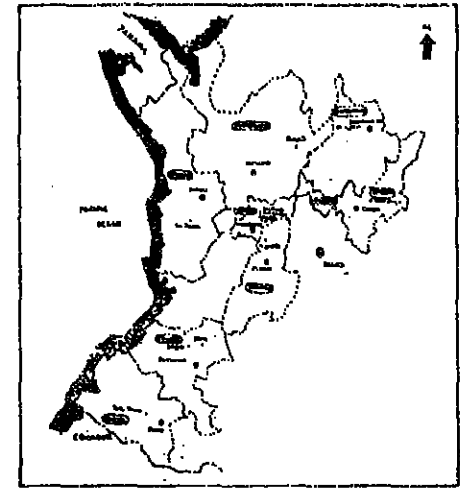
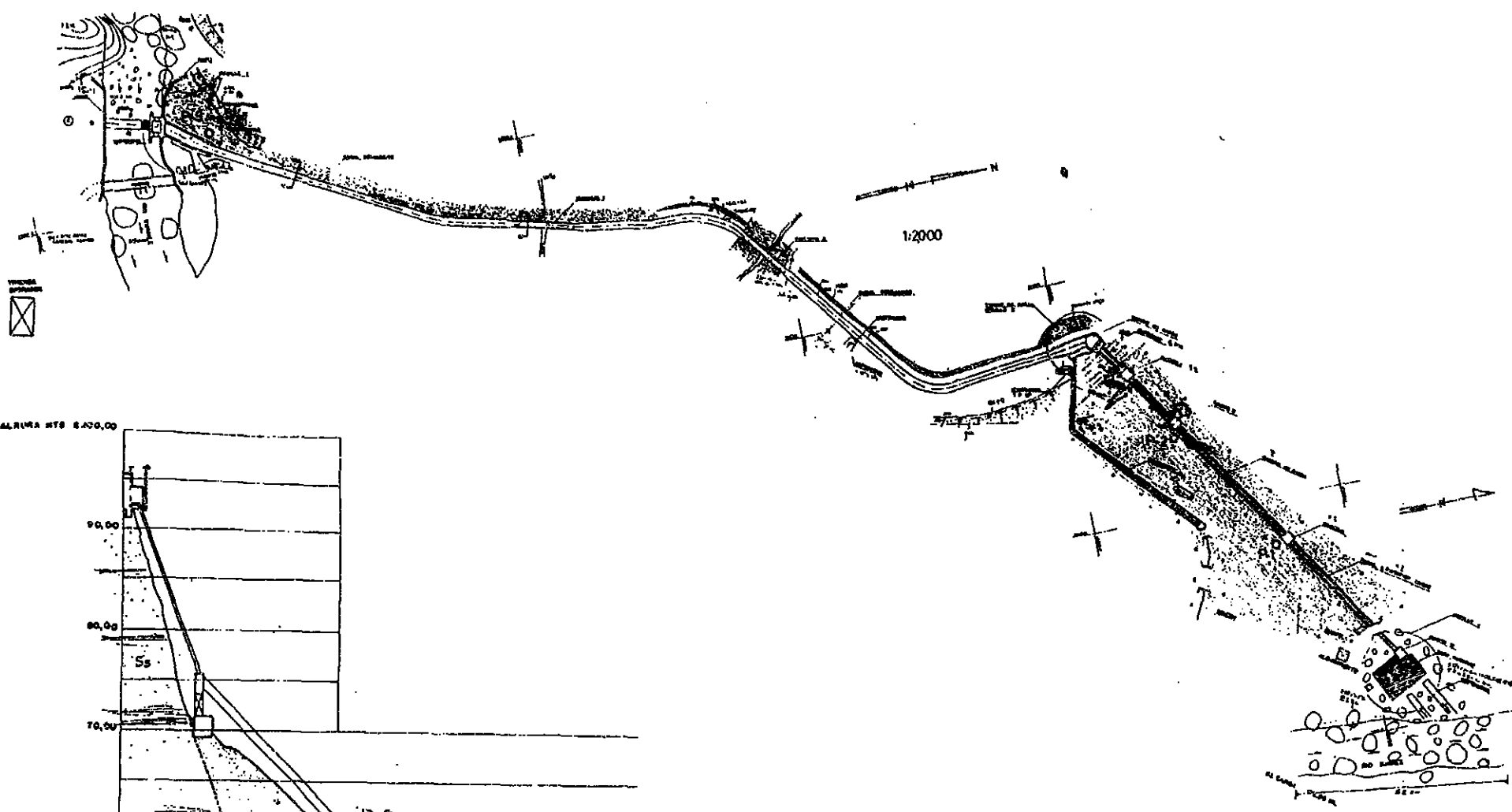


SECTION B-B



PLAN

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			
PENSTOCK			
PLAN AND SECTIONS			
DRAWING NO.		PG-C-04	
SCALE		DATE	



LEGEND

- River bed deposits
- Talus deposits
- Sandstone
- Mudstone
- Geological boundary
- Borehole

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			
Geological Plan and Profile Puente Guillermo			
DRAWING NO.		PG-G-01	
SCALE	1/2.500	DATE	

附 屬 資 料

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

Facility Register for the Existing Power Plant

Power Plant	P. Guillermo
Electric Power Company	EBSA
Location	P. Guillermo/Boyaca
River	Suarez
Generating Method	Run-of-River
Year Installed	1963
Years in Service	1963
Installed Capacity	1,280 kW
Available Capacity	0

Civil

Item	Data
1. Dam	
1) Type	<i>no data available</i>
2) Height (m)	,
3) Crest length (m)	,
4) Height of overflowing crest (m)	,
5) Width of overflowing crest (m)	,
6) Depth of overflowing crest (m)	,
2. Intake Gate	
1) Type	,
2) Number of gates	2
3) Dimensions (W x H)(m)	<i>no data available</i>
3. Intake	
1) Intake sill height (m)	,
2) Number of intake	2
3) Dimensions (W x H)(m)	<i>no data available</i>
4. Desilting Basin	
1) Dimensions (W x L x H)(m)	W x L x H 4.0 x x 4.0
5. Sand Trap Gate	
1) Type	<i>no data available</i>
2) Number of gates	2
3) Dimensions (W x H)(m)	<i>no data available</i>
6. Headrace	
1) Type	<i>channel</i>
2) Dimensions (W x H)(m)	3.0 x 2.0
3) Length (m)	380

Civil

Item	Data
7. Reservoir Tank	
1) Dimensions (W x L x H)(m)	<i>no data available</i>
8. Forebay	
1) Dimensions (W x H)(m)	<i>N/A</i>
9. Penstock	
1) Number of lines	<i>2</i>
2) Penstock diameter (d)(m)	<i>1.0</i>
3) Penstock length (L)(m)	<i>no data available</i>
10. Tailrace	
1) Dimensions (W x H)(m)	<i>,</i>

Equipment

Item	Data	
	#1	#2
1. Water Turbine		
1) Manufacturer's name		
2) Year manufactured	1960	1950
3) Type	Francis	Francis
4) Output (kW)	800	750
5) Revolution (rpm)	900	900
6) Ancillary equipment		
a) Type of governor		
b) Inlet valve		
- Type	Geared manual	Geared manual
- Diameter (mm)	500	500
2. Generator and Exciter		
1) Manufacturer's name	Siemens	Siemens
2) Year manufactured		
3) Type	Synchro.	Synchro.
4) Capacity (kVA)	800	800
5) Power factor (%)	80	80
6) Voltage (V)	240	240
7) Frequency (Hz)	60	60
8) Revolution (rpm)	900	900
9) Method of neutral earthing	<i>no data available</i>	
10) Type of exciter	<i>,</i>	

Equipment

Item	Data	
3. Transformer		
1) Manufacturer's name	Siemens	
2) Year manufactured	1961	
3) Type	ONAN	
4) Capacity (kVA)	800	
5) Primary voltage (kV)	0.24	
6) Secondary voltage (kV)	22	
7) Number of unit	2	
8) Vector-group symbol	Y/D	
9) Impedance (%)	no data available	
10) Purpose for use	Step-up	
4. Circuit Breaker		
1) Manufacturer's name	Siemens Schuckert	Siemens Schuckert
2) Year manufactured	no data available	
3) Type	R 913 DM	H626.20
4) Voltage (kV)	0.24	20
5) Rated current (A)	2000	400
6) Rupturing capacity (kA)	12	15
7) Purpose for use	Generator and interconnection	Outgoing
5. Transmission Line		
1) Destination	no data available	
2) Length (m)	"	
3) Voltage (kV)	"	
4) Number of circuit	"	
5) Number of pylons	"	
6) Size of conductors	"	
7) Materials of conductors	"	

Equipment

Item	Data	
6. Battery		
1) Manufacturer's name	Magna	Magna
2) Year manufactured	1987	1987
3) Capacity (AH/HR)	180	180
4) DC voltage (V)	24	24
5) Type	Lead acid	Lead acid
7. Battery Charger		
1) Manufacturer's name	Siemens	
2) Year manufactured	<i>no data available</i>	
3) Capacity	E4x16	
4) Incoming voltage (V)	24	
8. Overhead Crane		
1) Weight (ton)	5	
2) Method of operation	<i>no data available</i>	
3) Span (m)		

Survey Records

P. Guillermo Hydroelectric Power Plant

I. RECORDS BY VISUAL INSPECTION AND HEARING SURVEY

Unit No.: /
 Type of Turbine: Francis (1963)

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine		
Casing	1) Existence of corrosion 2) Wear in thickness 3) Presence of vibration	1) <i>Minim.</i> 2) <i>Corrected new shield, and reconstructed with welding.</i> 3) <i>No</i>
Runner	1) Existence of corrosion 2) Occurrence of porosity by sand pitting	1) <i>No</i> 2) <i>Minim.</i>
Shaft	1) Shaking of shaft axis	1) <i>No</i>
Bearing	1) Oil shortage on bearing surface 2) Lack of oil viscosity	1) <i>No</i> 2) <i>No</i>
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) <i>Yes</i> 2) <i>Yes</i> 3) <i>Yes</i> 4) <i>Yes</i> 5) <i>Yes</i>

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>No</i> 3) <i>No</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>Minimum</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

Unit No. /

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) Yes
Stator winding	1) Frequency of burning trouble or repair 2) Reduction of insulation resistance 3) Rust and erosion of core	1) No 2) 5 MΩ 3) No
Bearing	1) Occurrence of deformation on metal surface 2) Lack of oil lubrication 3) Occurrence of temperature rise	1) No 2) Sufficient 3) No
Exciter	1) Exchange frequency of brushes worn out 2) Sufficient stock of spare brush	1) 3 months 2) Yes
Voltage regulator	1) Operation method of voltage regulator 2) Response of voltage detection for load variation	1) Manual, remote 2) Constant

Generator

Unit No.: 2

Type of Turbine: Francis (1955)

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine Casing	1) Existence of corrosion 2) Wear in thickness 3) Presence of vibration	1) <i>Minim.</i> 2) <i>Corrected new shield and reconstructed with welding.</i> 3) <i>No</i>
Runner	1) Existence of corrosion 2) Occurrence of porosity by sand pitting	1) <i>No</i> 2) <i>Minim.</i>
Shaft	1) Shaking of shaft axis	1) <i>No</i>
Bearing	1) Oil shortage on bearing surface 2) Lack of oil viscosity	1) <i>No</i> 2) <i>No</i>
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) <i>Yes</i> 2) <i>Yes</i> 3) <i>Yes</i> 4) <i>Yes</i> 5) <i>Yes</i>

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine	Oil pressure equipment 1) Existence of oil leakage 2) Application of oil pressure pumping system	1) No 2) Yes
	Inlet valve 1) Operation method 2) Locking condition 3) Smoothness of pressurized oil operation	1) Manual 2) No 3) No
	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) Yes 2) Minim. 3) No
	Sealing device 1) Sufficiency of water sealing for shaft 2) Sufficiency of packing for shaft seal	1) Yes 2) Yes

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) Yes
Stator winding	1) Frequency of burning trouble or repair 2) Reduction of insulation resistance 3) Rust and erosion of core	1) No 2) 5MΩ 3) No
Bearing	1) Occurrence of deformation on metal surface 2) Lack of oil lubrication 3) Occurrence of temperature rise	1) No 2) Sufficient 3) No
Exciter	1) Exchange frequency of brushes worn out 2) Sufficient stock of spare brush	1) 3 months 2) Yes
Voltage regulator	1) Operation method of voltage regulator 2) Response of voltage detection for load variation	1) Manual, remote 2) Constant

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) OK 2) <i>Sufficient</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>Sufficient</i> 2) <i>Existing methods</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 and electrical</i> 2) <i>ditto</i> 3) <i>ditto</i>
Power system	1) Power supply voltage (kV) after rehabilitation work	1) <i>Existing 22 kv</i>

Control Board

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Insulation level	1) Sufficiency of insulation level 2) Unification of insulation level 3) Reduction of insulation registance	1) <i>Sufficient</i> 2) <i>Sufficient</i> 3) <i>No reduction</i>
Accessibility and Safety	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	1) <i>No</i> 2) <i>Sufficient</i> 3) <i>Trustworthy</i>
Indoor Switchgear		

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Transformer	1) Presence of over load operation	1) No
Circuit breaker	1) Situation of tripfor outgoing feeder breaker in case of accident on transmission line 2) Fitness of maintenance in case of oil circuit breaker	1) Yes (maintenance is regular)
Line switch	1) Operation method 2) Reliability of operation	1) Manual and remote 2) Yes
Insulator	1) Presence of damage and dusts	1) No
Structural steel	1) Occurence of erosion due to rust 2) Presence of injury	1) No 2) No
Line protection	1) Existence of adequate protection relays to connect to RED	1) Yes

Outdoor Equipment

II. ACTUAL GENERATED ENERGY AND OPERATION TIME

The records during the past five years are not available due to power plant's stoppage.

18
 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>	
1)	<p>Repaired locations and method for repairing</p>	<p>Repair : Stator's coil of two groups in 1984.</p>
2)	<p>Causes for damage/defect</p>	<p>Condensation of water and humidity</p>
3)	<p>Duration of repairing and power supply stoppage</p>	<p>10 months</p>
4)	<p>Repaired by; a) staff in Power Plant b) manufacturer c) other</p>	<p>Staff in Termopaipa</p>
5)	<p>Repair cost</p>	<p>No data</p>
6)	<p>Operation life after the completion of repairing work</p>	<p>Since Aug. 20 1985 this plant did'nt operate. After the date formerly mentioned, general maintenance of civil structures, hydraulic equipment and electrical equipment have been realized.</p>

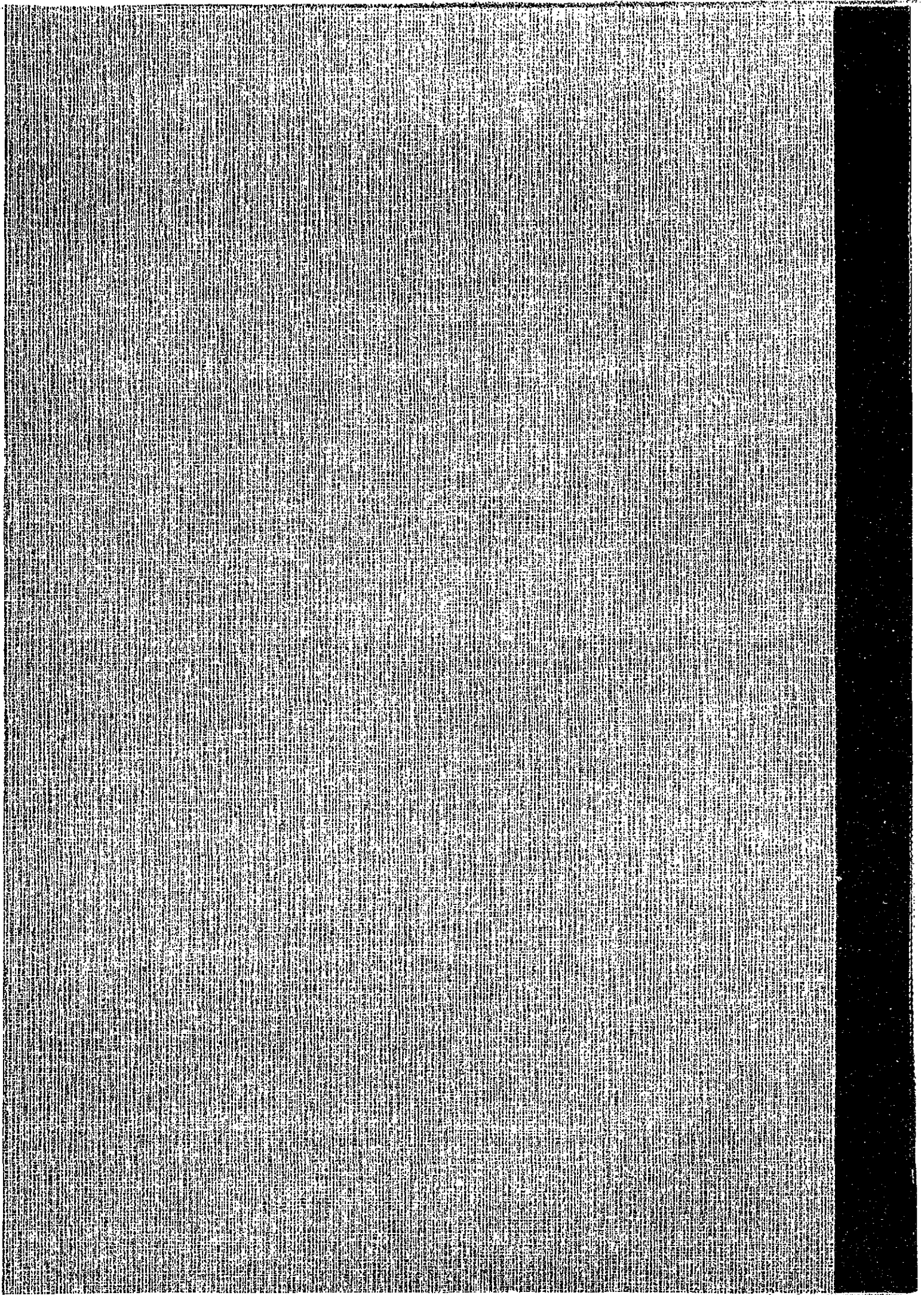
IV . SITUATION OF STOCK SPARE PARTS

No.	Study Item	Results
	<p>Date on the situation of stock spare parts shall be obtained to evaluate maintainability of generating facilities.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 3 sets of generator's coil and 1 set of brush - circuit breaker 240V , 1200A, 12KA - bearing - various spare parts

V. EBSA'S INTENTION FOR REHABILITATION

No.	Study Item	Results
	Mark with ✓ in pertinent columns	
	- Inlet valve	Leaving as it is ✓ Repair work Replacement (see Note)
	- Turbine, governor, auxiliary equipment	✓
	- Generator, exciter	✓
	- Control panel	✓
	- Switchgear	✓
	- Transformer	✓
	- Substation equipment (Circuit breaker, Isolator, etc.)	✓
	- Transmission tower, conductor and insulator	✓
	- Power House	✓

(Note) Inlet valves are in operating condition, but the purpose is to change them to automatic driving valves by remote operation with safety control.



コロンビア共和国
小規模発電設備修復計画
フェージビリティ調査

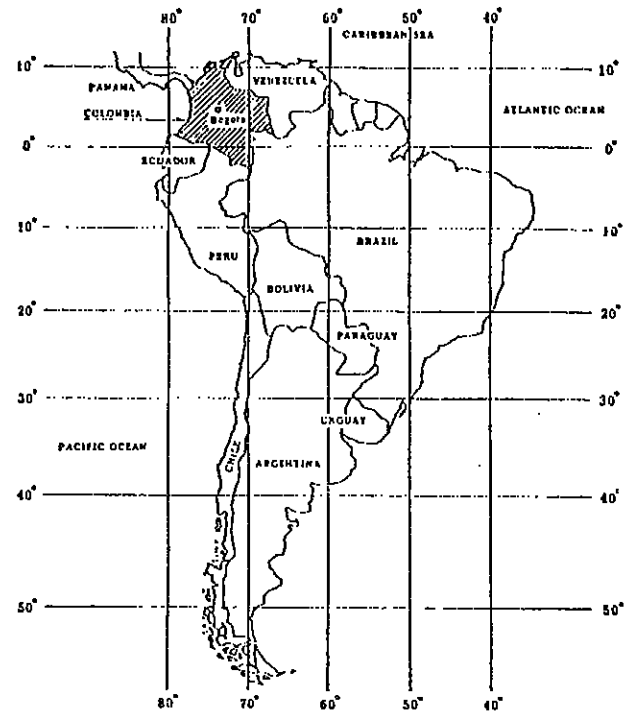
CARACOLI水力発電所

平成2年3月

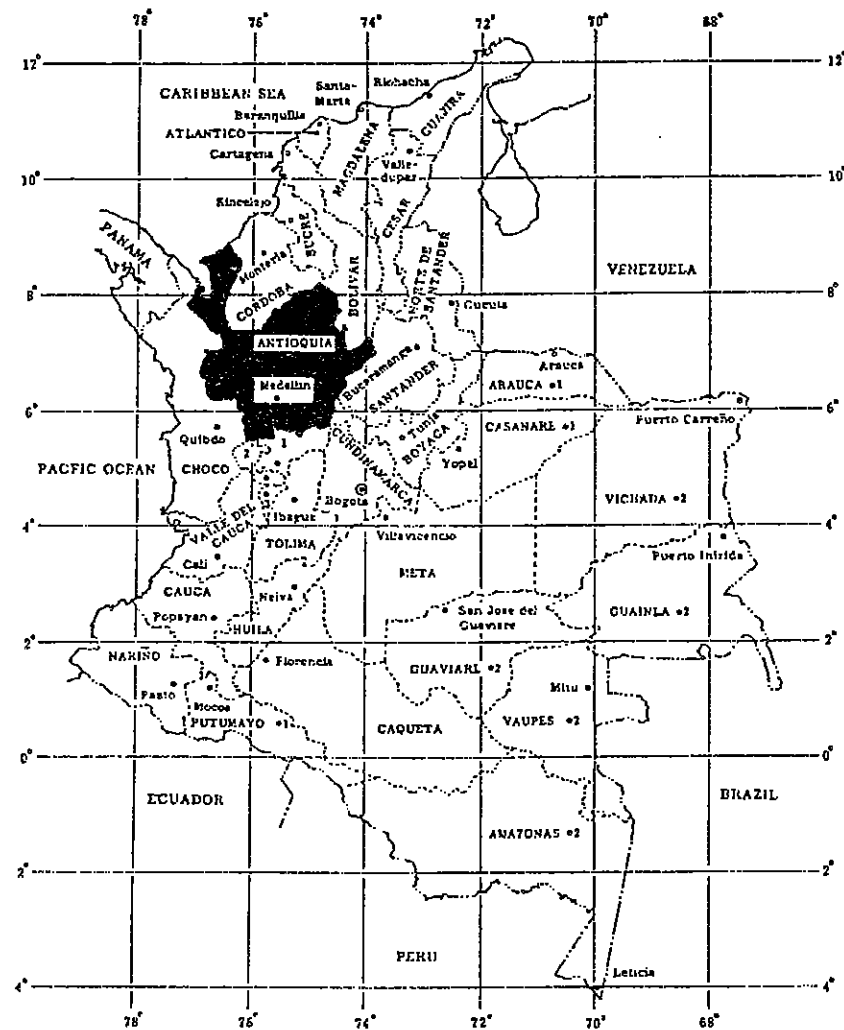
国際協力事業団

MAP OF SOUTH AMERICA

NEW WORLD ATLAS
JINBUISHA CO., LTD.
(1971)



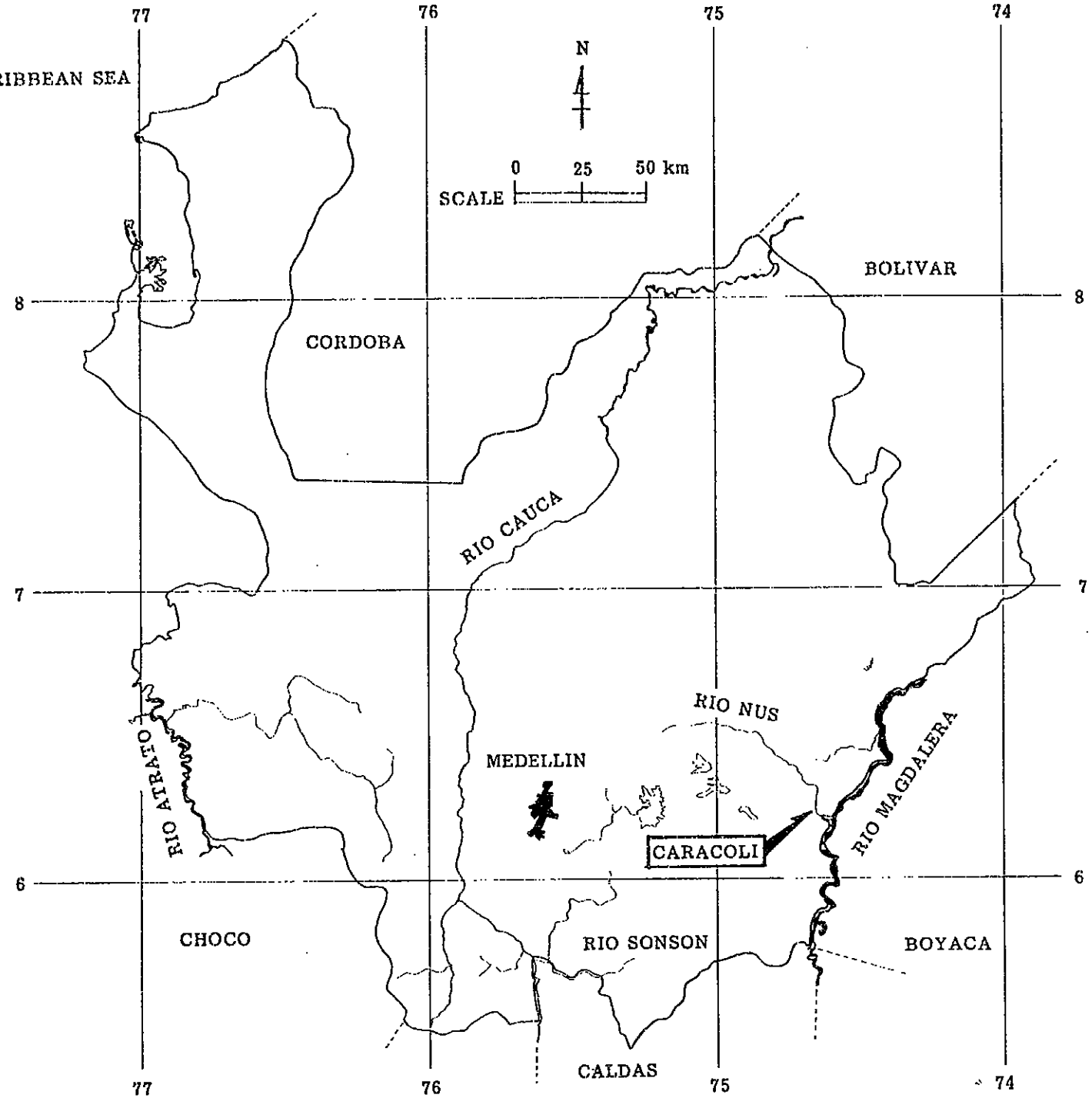
POLITICAL DIVISION IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA



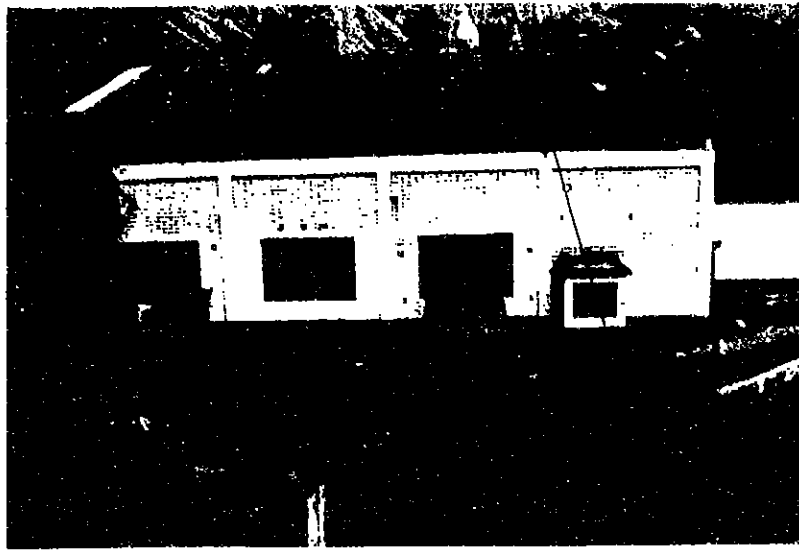
- LEGEND**
- Border
 - - - Limit of Department
 - ⊙ Capital
 - Capital of Department
 - 1 Intendency
 - 2 Commissary

- NOTES**
- No. Department (Capital)
- 1 CALDAS (Manisales)
 - 2 RISARALDA (Pereira)
 - 3 QUINDIO (Armenia)

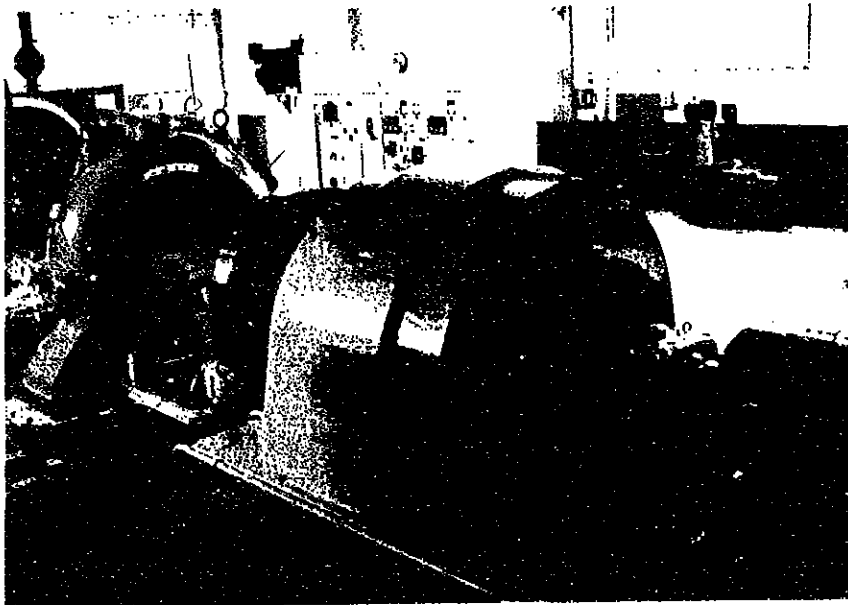
CARIBBEAN SEA



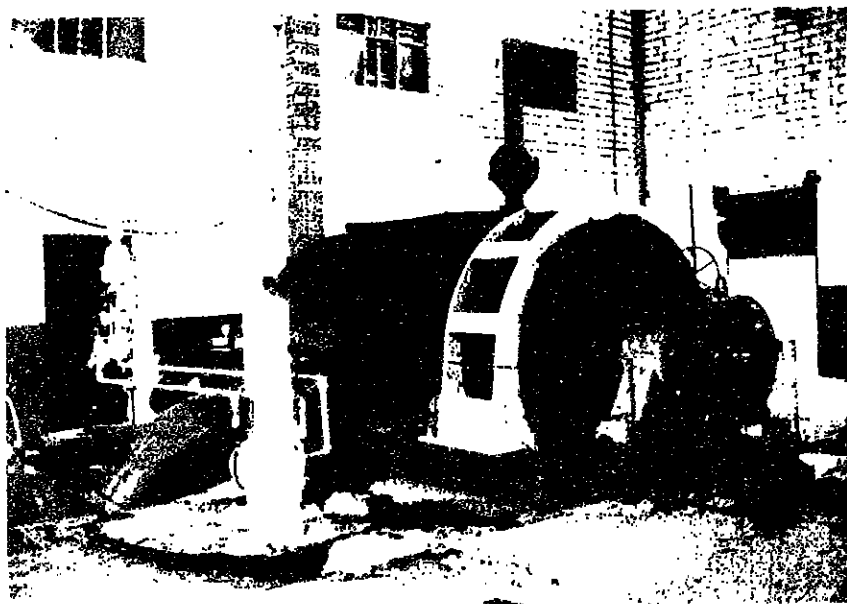
調査地域の位置図



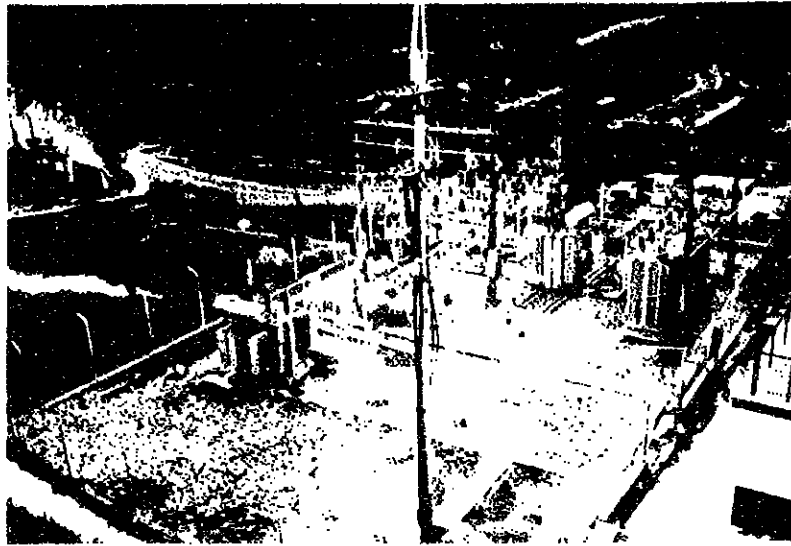
変電所建物



フランスス水車および発電機



ペルトン水車および発電機



變電所

目 次

調査地域の位置図

写 真

第1章 序 文	1-1
第2章 調査結果の要約	2-1
第3章 調査計画	3-1
3.1 調査団の編成	3-1
3.2 調査項目と調査工程	3-2
3.3 現地調査工事の内容	3-5
第4章 調査地点の現況	4-1
4.1 電力セクターの電力事情	4-1
4.2 既設発電所の運転実績	4-6
4.3 発電設備・施設の概況	4-8
第5章 基礎資料の収集	5-1
5.1 地形図	5-1
5.2 地質調査資料	5-2
5.3 水文・気象資料	5-2
5.4 その他関連資料	5-3
第6章 地形・地質概況	6-1
6.1 地域の地形と地質	6-1
6.2 計画地点の地質	6-1
6.3 コンクリート用骨材の分布	6-2
6.4 地質工学的評価	6-2

第7章	水文解析	7-1
7.1	計画地域の一般気象	7-1
7.2	流量解析	7-4
7.3	洪水流出解析	7-10
7.4	流出土砂量解析	7-14
7.5	水質解析	7-21
第8章	発電計画	8-1
8.1	比較案の検討	8-1
8.2	発電出力	8-3
8.3	年間可能発電電力	8-5
第9章	修復計画	9-1
9.1	修復計画案の策定	9-1
9.2	修復工事費の積算	9-3
9.3	経済指標の比較	9-6
第10章	財務分析	10-1
10.1	分析の前提条件	10-1
10.2	収益性の比較	10-4
10.3	財務計画	10-4
第11章	基本設計	11-1
11.1	施設設計	11-1
11.1.1	工作物の設計基準	11-1
11.1.2	主要構造物の改修設計	11-1
11.1.3	ゲート・バルブ類の仕様と諸元	11-3
11.1.4	発電機器の標準仕様	11-4
11.1.5	電気装置の標準仕様	11-8
11.2	施工計画	11-10
11.2.1	工事施工条件の検討	11-10
11.2.2	準備工事（締切水替等）	11-10
11.2.3	工事用アクセス道路工事	11-10

11.2.4	工事用仮設備	11-10
11.2.5	工事工程	11-11
11.3	工事費	11-14
11.3.1	積算基本条件	11-14
11.3.2	土木工事費内訳	11-16
11.3.3	発電機器予算内訳	11-19
11.3.4	年度別工事費	11-20
第12章	結論及び助言	12-1
12.1	最も実現性の高い設備計画	12-1
12.2	経済指標	12-4
12.3	運転・維持・管理用のマニュアル	12-4
12.4	修復計画に関連する技術的助言	12-4

図面集

附属資料

第 1 章 序 文

本調査報告書は、1987年11月から1988年6月までの8ヶ月にわたって実施されたプレ・フィージビリティ調査に引き続いて行なわれたCaracoli流れ込み式水力発電所（定格出力3.2 MW）の修復計画に関するフィージビリティ調査の結果をとりまとめたものである。

今回のフィージビリティ調査は、1988年7月にコロンビア電力庁（ICEL, Instituto Colombiano de Energia Electrica）と日本側の国際協力事業団（JICA, Japan International Cooperation Agency）との間で合意・署名された Scope of Workにもとづいて実施されている。その調査期間は1988年11月から1990年3月までの17ヶ月間である。

修復計画調査対象に挙げられたICEL所管の小規模水力発電所62地点の中から、本Caracoli流れ込み式水力発電所がフィージビリティ調査の候補に選ばれた主な理由に、

- ① 環境破壊のインパクトが小さく、又、他の既得水利権との競合がないこと。
- ② 取水堰、取水口及び水槽の既存施設の構造的欠陥ならびに破損の進行により、その機能を十分果し得ないこと。

等が挙げられる。

本フィージビリティ調査の結果、最適な修復計画として、JICA調査団が提案しているCaracoli流れ込み式水力発電所の修復後における発電規模は、最大出力 6,700 kW、年間可能発電電力量 57.0GWh、流量設備利用率96%である。

第2章 調査結果の要約

本発電所は、Antioquia県のNus川に位置し、RADE電力会社が所管する定格出力3,200kWの流れ込み式水力発電所である。

1982年2月現在の最大出力は2,300kWで、約900kW(28%)の出力低下が生じている。また1988年における年間発電電力量は18,285.9MWhと記録されている。

(1) 発電所施設の現況と問題点

本水力発電所はNus川の湾曲部に生じた上下流の高低差を鉄管路で短絡した発電所である。既存の発電用施設のうち、取水堰、取水口及び沈砂池兼水槽は破損、老朽化が進んでいるが、延長80mの石積覆工圧力トンネル部と延長1300mの $\phi 1350$ mmの水圧管路からなる導水路は堅牢性を維持している。

発電機器は1935年に製造されたペルトン型発電施設(定格出力1600kW)と1963年に製造された横軸フランシス型発電設備(定格出力1600kW)が併置されている。供用年数もそれぞれ55年及び27年を経過している。現在最大出力はいずれも1150kWで定格出力の約72%を維持している。

修復計画の立案に当たっての問題点は、本発電所には流量観測設備がなく、また、発電所の上下流近傍にも測水所が開設されていないことである。本調査では取水口地点より上流約5kmの地点にあるHIMATの#2308-716 Caramanta測水所の流量資料を収集して使用しているが、同測水所の流域面積の登録値(320.0km²)とJICAチームの計測値(414.4km²)との間に94.4km²の違いが認められた。

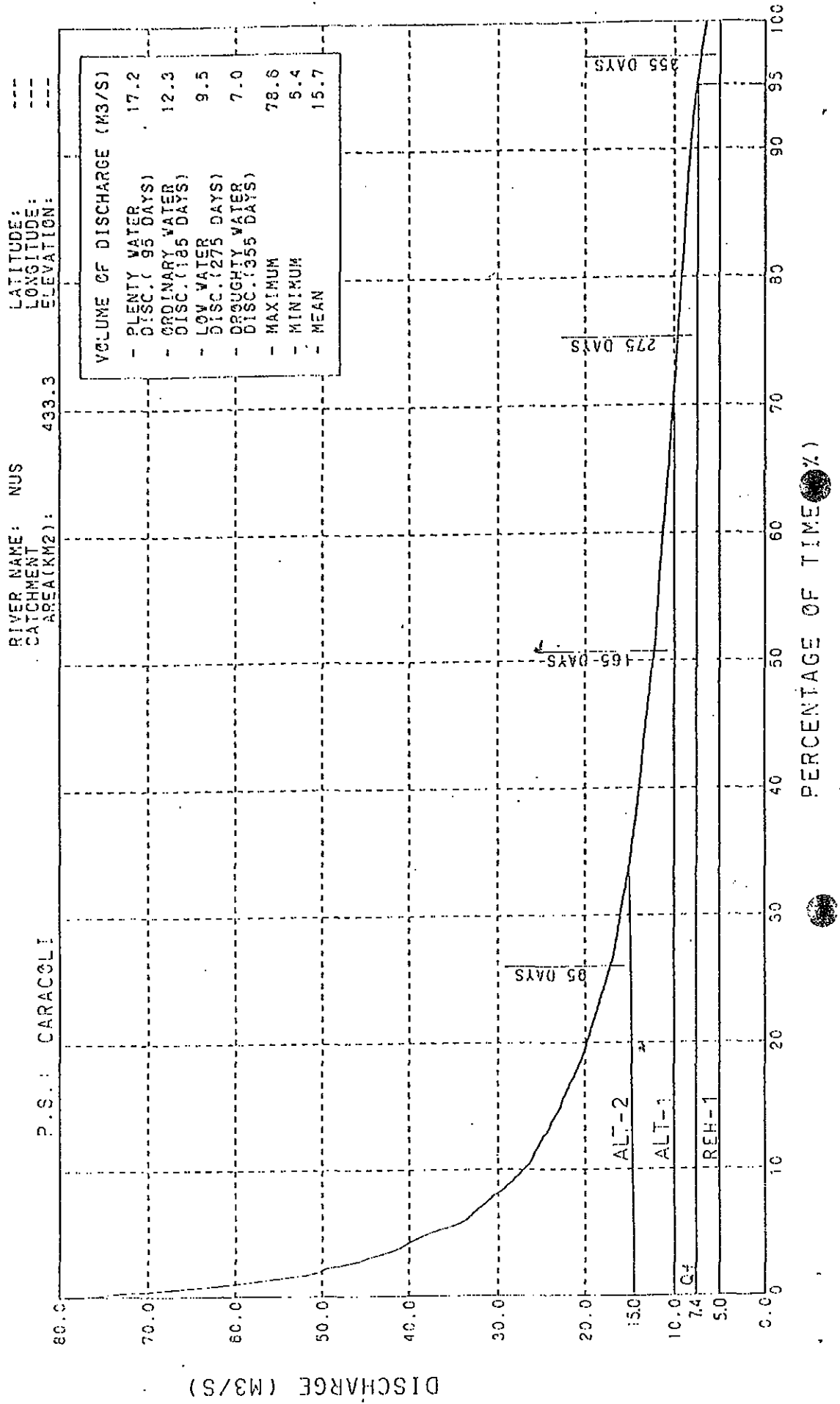
(2) 修復計画の比較代替案

HIMATのCaramanta測水所の流量資料より換算した取水口地点における流況曲線(図-2.1)から分かる様に、既設水力発電所の最大使用水量 $Q = 5.0$ m³/sは、水利用の観点からみて、過少な計画流量である。

したがって、本修復計画においては、単に現状修復案だけで留まらず、発電規模の最適化計画まで含めた比較検討案を作成した。即ち、最大使用水量は、5.0 m³/s及び10.0 m³/s及び15.0 m³/sの3ケースを設定し、それぞれの発電計画を立案した。

図-2.1 Caracoli 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



本修復計画に採択した比較代替案は表-2.1に示すように、現状修復計画（REH-1）案と発電出力増力案（ALT-1及びALT-2）の2案の計3案である。

REH-1案の場合の発電機器の修復については、1935年製の古い#1ペルトン型発電機器だけを#2発電機器（1963年製）と同型式の横軸フランシス型に取替えるものとする。ALT-1及びALT-2案の場合は発電、設備容量が2倍以上に増加するので、新しい同じ出力の横軸フランシス型発電機器で2ユニットシステムを形成する。

表-2.1 Caracoli水力発電所修復計画比較代替案

代替案 種 日		現 状 修 復 計 画 案			発電設備の最適化計画案	
		REH-1			ALT-1	ALT-2
		#1ユニット	#2ユニット	計		
使用水量	Q (m ³ /s)	2.5	2.5	5.0	10.0	15.0
最大出力	P (kW)	1,700	1,100 (現在出力)	2,800	6,700	10,200
流量設備利用率	(%)	100			96	80
修復・ 改造 計画	取水堰	損傷がひどいので改造し、排砂門を設備する。 (各案共通施設)				
	取水口	取水堰の改造に合わせて横取水型に改造する。 スクリーン・ゲート類は取替える。				
	沈砂池兼水槽	現在の施設は過流が発生しているので取水施設のレイアウトに合わせて改造する。(各案共通施設)				
	水圧鉄管	既存利用			新品取替	
	発電機器	#1ペルトン型発電施設の取替			新品取替	
	発電所建屋	部分的な補修によって既設建物及び天井クレーン施設を利用する。 ただし、発電機器の基礎部は改造する。				

(3) 最適案選択

表-2.2 に比較代替案について検討した結果を示してある。

使用水量を $5 \text{ m}^3/\text{s}$ から $10 \text{ m}^3/\text{s}$ に倍増する改造計画 (ALT-1) がkW当りの建設コストならびに kWh当りの発電コストの経済指標からみてバランスのとれた有望な発電計画である。

但し、ALT-1案の場合は、水圧鉄管路の取替え工事が必要になるが、現在の水圧鉄管路は外観的には維持管理状況も良好で早急の取替えの必要に迫られている訳ではない。

本調査報告ではALT-1案についてフィージビリティ段階の基本設計を行ない、その内容を第11章に記述してある。

表-2.2 Caracoli 水力発電所修復計画案の比較

代替案	① 既設発電設備諸元					② 修復発電計画							③ 回復又は増加電力		
	⑩ 最大 使用水量 Q ₀ (m ³ /s)	⑪ 有効 落差 H ₀ (m)	⑫ 定格 出力 P ₀ (kW)	⑬ 現有設備能力		⑳ 最大 使用水量 Q ₁ (m ³ /s)	㉑ 基 準 有 効 落 差 H ₁ (m)	㉒ 理論出力 = 9.8 × ⑩ × ㉑ (kW)	㉓ 合 成 効 率 η	㉔ 出 力 = ㉒ × ㉓ P ₁ (kW)	㉕ 年間可能発電電力量 E ₁ (GWh)	㉖ 流量設備 利用率 ε (%)	㉗ 出 力 = ㉔ - ⑬ ΔP (kW)	㉘ 年間可能発電電力量 ⑬ - ㉕ ΔE (GWh)	
				⑭ 出 力 P _e (kW)	⑮ 発電電力量 E _e (GWh)										
REH-1	Pelton	2.5	86.0	1,600	1,200	9.17	2.5	82.9	2,031	0.835	1,700	14.9	100	500	5.7
	Francis	2.5	86.0	1,600	1,100	9.64	2.5	82.9	2,031	0.542	1,100	9.6	100	0	0
	Total	5.0	86.0	3,200	2,300	18.81	5.0	82.9	4,062	-----	2,800	24.5	100	500	5.7
ALT-1							10.0	82.9	8,124	0.835	6,700	57.0	96	4,400	38.1
ALT-2							15.0	82.9	12,186	0.845	10,200	72.3	80	7,900	53.5

代替案	④ 修復工事費 (百万円)				⑤ kW当り建設コスト (千円/kW)		⑥ 年間発電端経費の合計 (百万円)				⑦ kWh当り平均発電コスト (円/kWh)		⑧ 便 益 C/B	⑨ 優 先 順 位			
	⑩ 発電機器費			⑪ 土 建 工 事 費 C ₂	⑫ ⑩ + ⑪ C	⑬ ΔP当りコスト = ⑫ / ⑩ C/ΔP	⑭ P ₁ 当りコスト = ⑫ / ㉔ C/P ₁	⑮ 運 転 維 持 管 理 費 AOM	⑯ 建設費の元利償還額 (25年平均)			⑰ ⑮ + ⑯			⑱ E ₁ 当り = ⑰ / ㉕ × 0.95	⑲ ΔE 当り = ⑰ / ㉘ × 0.95	
	① 外 貨 分 C _{1f}	② 現 地 貨 分 C _{1l}	③ ① + ② C ₁						② 外 貨 分 2.510 × ① 25	③ 現 地 貨 分 2.016 × (② + ④) 25	④ ② + ③						
REH-1	Pelton	143.7	57.7	201.4	127.2	328.6	657.2	193.3	1.0	15.0	14.9	29.9	30.9	2.2	5.7	1.51	3
	Francis																
	Total																
ALT-1		409.2	164.1	573.3	407.3	980.6	222.8	146.3	3.8	42.7	46.1	88.8	92.6	1.7	2.6	0.99	1
ALT-2		505.7	202.8	708.5	525.0	1,233.5	156.1	120.9	5.7	52.8	58.7	111.5	117.2	1.7	2.3	0.96	1

〔補 考〕 ①：既設発電設備の諸元はプレ F/S 報告書の設備台帳を参照のこと。
 ⑦：発電コスト = $\frac{\text{年間平均発電端経費の合計}}{\text{年間平均供給電力量}}$
 ⑧：C/B は財務分析によって算定された費用便益比の値である。
 ⑮：E_e は1984年から1988年の5年間の平均運転実績に準拠。
 ⑳：η はタービン及び発電機の合成効率。

㉕：E₁ (Energia Media)
 ㉖：ε = $\frac{\text{水車を利用する年間総使用水量 (m}^3/\text{s} \cdot \text{hr)}}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100$ (%)
 ㉗：年間AOMはkW当り US\$4 相当額
 ㉘：金利は次のような条件で元金均等償還方式で計算してある。
 外貨ポーション：年利10%、4年据置、25年間返済
 現地貨ポーション：年利21%、1年据置、8年間返済

第 3 章 調査計画

3.1 調査団の編成

3.1.1 JICA F/S 調査団

JICA F/S 調査団は、プレ・F/S に従事した団長・団員全員に水力発電計画（土木）、水力発電計画（機械）、水文、地質及び経済の専門家を補強して下記のメンバーで構成された。

区 分	担当分野	氏 名
団 長	総 括	小野 匡美
団 員	水力発電計画（土木）	遠山武権夫
	水 文	野 仲 進
	水力発電計画（土木）	川 崎 義 雄
	水力発電設備（機械）	高 橋 彰（国内作業のみ）
	水力発電設備（電気）	玉 井 昌 幸
	地 質	内瀬戸信彦
	地 質	井 上 隆
	経 済	上 田 正 明

3.1.2 ICEL のカウンターパートエンジニア

JICA F/S 調査団のカウンターパートとして本調査に従事した ICEL のエンジニアは次の通りである。

Juvenal Peñaloza Rosas	Ing. Civil	Jefe Div. de Centrales
Jairo E. Gonzalez Morales	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Mario Gutierrez Ospina	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Rafael Torres Mariño	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Rafael Gomez Florez	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Jorge E. Hurtado Muñoz	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales

3.1.3 EADE の支援スタッフ

本調査の現地踏査、資料収集ならびに技術協議に際して、次に挙げる EADE の技術スタッフの協力、支援を得た。

Humberto Alonso Codavid A.	Manager of Planning Department
David Aguilar	Manager of Substation and Plants
Walter Leon Ospina Ortiz	Planning Engineer

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 項目調査

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) 電力情報調査
- (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。

Caracoli水力発電所の現地調査は表-3.2に示す通り2回にわたり実施された。

1回目の現地踏査に於いては、既存施設の現況調査並びに資料収集が水力発電計画（土木）と（電気）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。

表一 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	
			I C E L	J I C A
2・6	Bogota → Medellin	EADEにて打合せ	R. Torres	遠山武羅夫
2・7	Medellin → Caracoli	Caracoli発電所の現地調査		
2・8		全 上		
2・9		移 動		
2・10	Caracoli → Medellin	BADEにて打合せ		

2回目の現地調査

月・日	行 程	調 査 内 容	メ ン バ ー	
			I C E L	J I C A
7・12	Bogota → Medellin → Caracoli	EADEにて打合せ, 移動	—	川崎 義雄 井上 隆
7・13		Caracoli発電所の現地調査		
7・14		全 上		
7・15	Caracoli → Medellin	BADEにて打合せ, 移動		

3.3 現地調査の工事の内容

現地踏査の結果に基づいて、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れない。

3.3.1 地形測量の範囲

地形測量の範囲は図-3.1に示す通りである。

下記に示す縮尺で図化する。

縮尺=1:200

等高線=2mピッチ

断面A-Aの縮尺=1:200(H), 1:50(V)

3.3.2 ボーリング調査工事の計画

ボーリング調査は図-3.1に示される箇所に実施する。

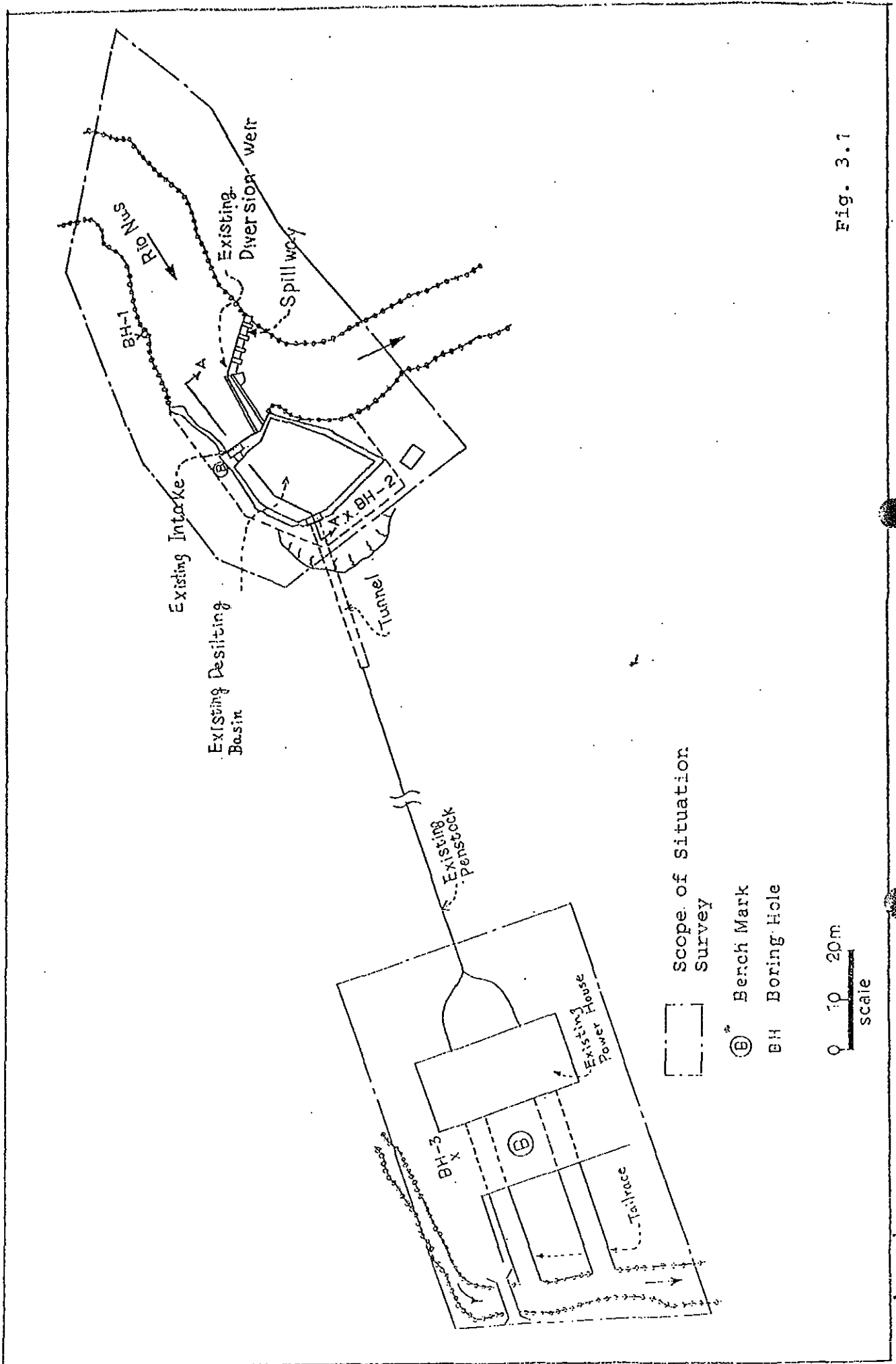


Fig. 3.1

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の示す通りである。

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、最大出力 182MWに対し、設備容量が13MW（約7%）また、電力量は需要の911GWhに対し、66GWh（約7%）を供給し、1098GWh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79%、商業用8%、工業用6%及びその他7%となっており住宅用需要が高く、工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、10.3%で、発電電力量のそれは31.6%と上昇しているものの、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)	113	120	130	132	182	12.7
2. 電力量(GWh)						
1) 住宅用	471	528	571	635	719	11.2
2) 商業用	59	57	60	67	73	5.5
3) 工業用	35	45	48	52	59	13.9
4) その他	51	53	68	54	60	4.1
合 計	616	683	747	808	911	10.3
供 給						
1. 設備容量(MW)	13	13	13	13	13	0
2. 発電電力量(GWh)	22	37	45	64	66	31.6
3. 損 失(GWh)	177	207	227	246	253	9.3

(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11.0%の場合)

$$113 \times (1 + X)^4 = 182$$

$$X = 0.127 \quad (12.7\%)$$

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ディーゼル発電である。

表-4.2 発電設備の状況 (1983~1987年)

項目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均 増加率 (%)
総発電設備容量 (MW)						
1. ディーゼル発電	1.7	1.7	1.3	1.3	1.3	-6.5
2. 水力発電	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	0
3. その他	0	0	0	0	0	0
合計	12.9	12.9	12.5	12.5	12.5	-0.78

(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 Caracoli発電所の状況 (1983~1987年)

項目	1983	1984	1985	1986	1987	1988
1) 設備容量 (kW)	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200
2) 発電電力量 (MWh)	4,708	17,225	19,869	19,578	19,114	18,286
3) 設備利用率 (%)	17	61	71	70	68	65
4) 運転時間 (%)	45	84	94	90	88	86

(出典: CEDRELCA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13.2kV並びに44kVを採用している。

4.1.3 発電減価と電気料金

近年5ヶ年（1983年から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	2.25	2.73	3.51	4.58	5.70	26.0
電気料金(平均) : (COL\$/kWh)						
1. 住宅用	1.61	2.11	2.83	3.74	4.66	30.4
2. 商業用	4.58	5.37	9.42	12.96	16.46	37.7
3. 工業用	3.70	4.19	5.17	6.99	9.08	25.2
4. 公共用	2.35	3.00	4.49	6.08	8.13	36.4
5. 全体平均値	2.06	2.57	3.61	4.83	6.05	30.9
加入者の構成(件)						
1. 住宅用	132,705	151,954	166,407	188,912	208,557	12.0
2. 商業用	12,965	13,041	13,619	14,451	15,566	4.7
3. 工業用	1,134	1,204	1,265	1,488	1,653	9.9
4. その他	2,842	3,107	3,452	3,439	3,759	7.2
5. 合計	149,646	169,306	184,743	208,290	299,535	11.3
電気の普及						
1. 全体(千戸)	1,637	1,675	1,713	1,752	1,791	2.3
2. 加入者(千戸)	626	717	785	892	984	12.0
3. 電化率(%)	38	43	45	51	55	9.7

(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、電力量の年平均増価率は次の通りとした。

- 1) 需要電力量の年平均増価率は10.3%
- 2) 発電電力量の年平均増価率は0% (表-4.1 に於いては、発電電力量の年平均増価率は33.8%であるが、設備容量が13MWと横ばいの状態にあるので、1987年以降の発電電力量も66GWhの横ばいの状態が続くものとし0%とした。
- 3) 電力損失の年平均増価率は9.3%
- 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。

$$911 \times (1 + 0.103)^8 = 1,996 \text{ (GWh)}$$

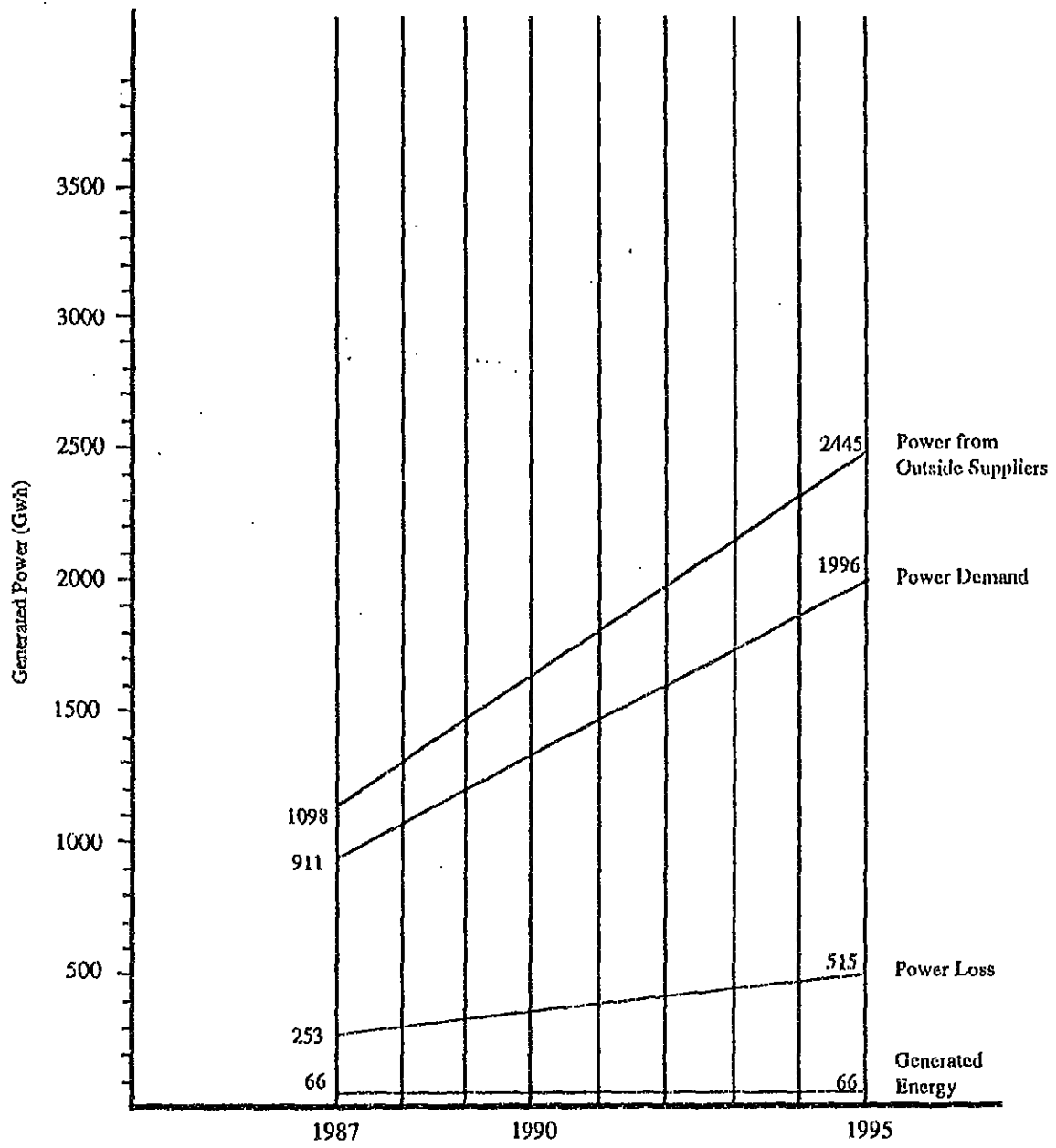


Fig. 4.1 Power Demand Forecast

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1983年から1988年までの6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。

1983年に於いて、1号機は4月から8月まで運転停止。また、2号機は1年間運転停止であったために設備利用率は17%と低い値が示されている。

1984年から1988年までの5ヶ年間の平均設備利用率は67%であり、並みの運転状況であったと言える。

表-4.5 発生電力並びに運転時間の記録

年	ユニット番号	銘板出力 (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 (%)
1983	1	1.6	4,708	4,708	4,032	7,936	34	17	46	45
	2	1.6	0		3,904		0		45	
1984	1	1.6	10,350	17,224.7	8,134	14,793	74	61	93	84
	2	1.6	6,874.7		6,659		49		76	
1985	1	1.6	10,376	19,868.5	8,326	16,482	74	71	95	94
	2	1.6	9,492.5		8,156		68		93	
1986	1	1.6	10,408	19,577.5	8,197	15,806	74	70	94	90
	2	1.6	9,169.5		7,609		65		87	
1987	1	1.6	10,598	19,113.7	7,977	15,351	75	68	91	88
	2	1.6	8,515.7		7,374		61		84	
1988	1	1.6	10,631	18,285.9	8,145	15,011	76	65	93	88
	2	1.6	7,654.9		6,866		55		78	

(備考) 1. 設備利用率 (%) = $\frac{\text{発電電力量 (MWh)}}{8760 \times \text{銘板出力}} \times 100$ 2. 稼働率 (%) = $\frac{\text{運転時間 (hr)}}{8760 \text{ (hr)}} \times 100$

4.2.2 運転・維持コスト

本発電所の1984年から1988年までの5年間に於ける運転・維持コストの記録は表-4.6に示される通りである。

発生電力量当りの運転・維持コストの平均値は 471 pesos/MWh である。

表-4.6 運転・維持コストの記録

月	発生電力量 (MWh)	運転・維持コスト (pesos)	Pesos/MWh
1	1,531.1	718,125	469
2	1,127.9	"	637
3	1,019	"	705
4	1,355.3	"	530
5	1,666.7	"	431
6	1,918.2	"	374
7	1,339.1	"	536
8	1,707.7	"	421
9	1,564.2	"	459
10	1,655.5	"	434
11	1,639.1	"	438
12	1,762.1	"	408
合計	18,285.9	8,617,500	471

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

本発電所にはペルトン及びフランシス型水車が設置されている。

ペルトン水車は1935年製で、55年経過している。

バケットは砂による摩耗が生じ、このため2年毎に修理をしている。

また、フランシス水車は1963年製で、27年経過している。

ランナーは砂による摩耗が生じ、このため5年毎に修理をしている。

発電機器の主な欠陥は表-4.7に示される通りである。

表一 4.7 発電機器の主な欠陥

	N0.1 ユニット (ペルトン水車)	N0.2 ユニット (ランシス水車)
水車	<p>1) バケットは砂による摩耗が生じている。2年毎に、溶接によりバケットの摩耗を修理している。</p> <p>2) 軸受温度警報がない</p>	<p>1) ケーシングとランナーは薬により摩耗が生じている。</p> <p>2) ガイドベドも砂による摩耗が生じている。従ってガイドベドは完全にしまらない。</p> <p>3) 5年毎に上記の修理が必要である。</p>
入口弁	<p>1) 手動なので操作が困難である。</p> <p>2) 完全にしまらない。</p>	<p>1) 全 左</p> <p>2) 全 左</p>
调速機	<p>1) 4kVの系統の関連していない時に、周波数の調整が出来ない。</p>	
発電機	<p>1) 5年前に巻線が焼失したので、高絶縁の巻線に取り替えたので、現在問題無し</p>	
水車・発電機制御盤	<p>1) 計器と盤内配線は改造された為にオリジナルのものではない。</p>	<p>1) 全 左</p>

(2) 変電所

本発電所からSan Jose del Nus変電所へ送電するための44kV変電所が屋外に設置されている。

No. 1主変圧器は、単相、667kVA×3で製造後53年が経過している。また、No. 2主変圧器は3相、2000kVAで製造後28年が経過している。3年前に高圧巻線を新品に取り替えたばかりである。

しゃ断器、断路器は製造後22年が経過している。変電所機器はこれといった欠陥は無い。

(3) スイッチギア

本発電所からCaracoli, Virginia, Cascaronにそれぞれ13.2kVで配電するために13.2kVスイッチギアが発電所建物内に設置されている。

このスイッチギアは製造後2年が経過しただけであり、これといった欠陥は無い。

(4) 送電線・配電線

21年前に建設された44kV送電線及び13.2kV配電線がある。

13.2kV配電線は徐々に新しい設備に交換されている。

4.3.2 土木施設の概況

(1) 取水設備

取水堰は粗石コンクリート造りで越流頂長45m、天端標高996m、高さ2mでほぼその基礎は岩盤上に設けてある。左岸側の15m間のクレストには約2m間隔にピヤーが設けてありその間に挿入する堰板により水位を調整することが出来る。

水路はNus川の右岸側に設けてあり河川に平行に幅10m長さ15mで水槽に連絡しており、水路下流端の右岸側には取水口、左岸側には土砂吐が設けてある。

取水口の呑口形状は幅3m×高さ3.3mで河川に平行するように設けてあり、呑口敷標高は992mである。呑口にはゲートが設けてありその前面にはスクリーンを備える。

土砂吐は水路壁にほぼ垂直に2門あり、その形状は幅1.0m高さ1.0mでそれぞれにゲートを備えている。

(2) 水槽（沈砂池を兼ねる）

水槽は矩形に近い形状で平均幅20m長さ約20m深さ4.0mで水路にほぼ平行している。水槽の河側の壁には排砂路が5門（ ϕ 0.3~0.45m）設けてある。水槽内での水の流れは過流が発生しやすく、水槽での沈砂の進行を阻害している。水圧管路へのトンネル呑口は水槽の右岸隅部に設けてある。構造物は粗石コンクリート造りで一部のコンクリートの剝離を除くと比較的良好な状態にある。

(3) 水圧管路

水圧管路は呑口より135m間はトンネルでそのうち上流約80m間は石積覆工の圧力トンネルでその断面は幅3.0m高さ2.0m、それ以降は鉄管路 ϕ 1.35mで延長は1300mである。明り部の水圧管路は基盤岩を基礎とするコンクリート、サドルで支持されている。水圧管路は漏水や特に大きな変形がなく比較的良好な状態にある。

(4) 発電所・放水路

発電所の建屋は13.3m \times 24.2mで床標高は901mである。放水路は2条あり、断面は幅2.3m \times 高0.8mと幅2.4m高1.1mで水路長はそれぞれ33m、30mで右岸側の水路はコンクリート巻立て、左岸側は掘削だけの自然水路である。

機械基礎及び放水路は共に比較的良好な状態にある。

建屋については約50年を経過しているが比較的良好な状態にある。

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、水分気象その他関連する資料類を列挙して示すと次の通りである。

5.1 地形図

Caracoli 発電所は Medellín 市より約90km東にある。収集資料としては、IGACが発行している縮尺1/25,000~1/500,000の地図及び本地点調査のためにEADGが実測した地形図及び竣工図がある。

(1) IGAC発行地形図

縮尺	図面番号	摘用
1/500,000	—	Antioquia 県全体図
1/100,000	132	Rio Nus 上流域
"	133	Rio Nus 下流域
1/25,000	132-III-A, B, C, D	Rio Nus 上流域
"	IV-A, C	発電所周辺

(2) EADGにより実測された地形図

縮尺	図面番号	摘用
1/200	1 de 2	取水設備回り平面図
"	1 de 2	発電所回り平面図

(3) 竣工図

縮尺	図面番号	摘用
1/200, 1/50	PLANO No. 1 AUG/64	取水施設平面及 詳細断面図
1/1,000	PLANO No. 2 JAN/64	発電所全体平面図
1/50	PLANO No. 3 JAN/64	発電所建屋平面図
1/20	1004	発電機基礎詳細図

5.2 地質調査資料

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。

- 本地点周辺の航空写真
- PERFORACIONES PLANTA ELECTRICA MUNICIPIO DE CARACOLI
1989. Tecnisuelos
- MAPA GEOLOGICO DE COLOMBIA 1988. Ingeominas

5.3 水文気象資料

既設Caracoli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EPM(Empresas Publicas de Medellin)の気象資料を収集した。

本D/S計画に直接関連あるNus川の流量観測は取水口地点より上流5kmによるHIMAT所管のCaramanta測水所で実施されている。

収集した雨量観測記録及び流量観測記録を整理して列挙すると次の通りである。

表 5.1 水文気象に関する収集資料リスト

(1) 雨量観測記録

No.	観測所 名称	管理者	位置		標高 (m)	観測記録	
			緯度	経度		自	至
2308050	San Roque	EPM	0630	7501	1450	1969	1987
2308033	Santo Domingo	EPM	0628	7510	1940	1959	1987
2308701	Bella Lina	EPM	0633	7506	1460	-	1987
2308077	Guacharacas	EPM	0633	7457	830	-	1987
2308508	San Jose Del Nus	EPM	0629	7450	835	1972	1987
2308053	Caracoli	EPM	0625	7446	600	1969	1987
2310009	La Ceiba	EPM	---	---	1260	1985	1987

(2) 流量観測記録

No.	観測所 名称	河川名	管理者	設立 年月	位置		標高 (m)	流域 面積 (km ²)	観測記録	
					緯度	経度			自	至
2308716	Caramanta	Nus	HIMAT	1973-07	0628	7443	820	320	1975	85

(3) 水質観測記録

Nus川の水質観測は実施されていないため、入手できなかつた。

(4) 堆砂観測記録

① Nus川Caramanta観測所での1981～1987年7年間の記録を入手した。

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建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 ANTIOQUIA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 EADEの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) EADEの電力事情を知る目的で次の資料を収集した。

- 1) EADEの1978年から1987年までの10年間の発生電力量、買電の記録
- 2) EADEの電力系統

(2) Caracoli発電所について次のような資料を収集した。

- 1) 単線結線図
- 2) 発電コスト
- 3) 運転・維持要員
- 4) 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 ³	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 ³		3,965				1,900		2,800
3. CONCRETE WORK (MASS CCN.)	p/m ³	-	-	-	-	24,000	-	-	-
4. CONCRETE WORK (STRUCTURAL)	p/m ³	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 ²	-	10,000	-	-	-	-	-	-
10. POWER HOUSE (NEW CONST.)	p/m ²	-	40,000	47,000	55,000	50,000	50,000	50,000	50,000
11. CYCLOPEAN CONCRETE	p/m ³	-	14,000	17,000	20,000	-	-	8,000	9,000
12. DEMOLITION CONCRETE	p/m ³	13,000	14,000	17,000	20,000	-	-	8,000	9,000
13. STEEL PIPE	p/t	-	-	-	1,250,000	-	-	-	-
14. GABION	p/m ³	-	-	8,800	-	-	-	-	-
15. TUNNEL EXCAVATION	p/m ³	-	-	-	-	-	-	-	19,600
16. TUNNEL CONCRETE	p/m ³	-	-	-	-	-	-	-	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

Nusa川はAntioquia県の県都Medellin市の北東約50km中央山脈の東麓にその源を発し、東～南東方へ流下して、Nareizi付近でMagdalena川に合流する。

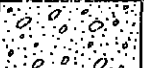
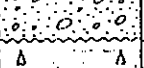
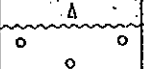
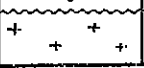
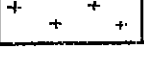
計画地点はその中流部の山間地に位置し、周辺の地形は中起伏山地を呈する。

6.1.2 地質

基盤岩は白亜期の花崗閃緑岩よりなり、被覆層として段丘堆積物、崖錐堆積物、土石流堆積物（現河床堆積物）が局所的に分布する。

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

地 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	
白亜紀		花崗閃緑岩	

6.1.3 地質構造

計画地点周辺において特に大きな断層は認められない。

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) 取水堰および水槽

水槽周辺では花崗岩閃緑岩を基盤岩とし、厚さ3m程度の段丘堆積物が分布し、更にこれを覆って崖錐堆積物が分布している。河床レベルには新鮮な露岩が多くみられ、取水堰・水槽とも着岩しているものと推定される。段丘面より高標高部の花崗岩閃緑岩は強風化し、マサ化している。現河床堆積物は取水堰下流では2m未満の厚さと推定される。

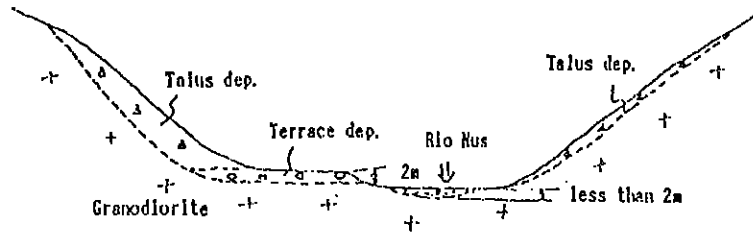


図-- 6.1 模式地質断面図

2) 水圧管路

水圧管路区間では、風化した花崗閃緑岩を土石流堆積物が部分的に被覆している。土石流堆積物は総じて薄く、水圧管路の基礎は着岩している。

3) 発電所

発電所付近では風化した花崗閃緑岩の上に土石流堆積物が分布する。発電所建屋の上流側と東側には岩盤が露頭しており、建屋はほとんど岩盤の上になっている。発電所の山側部分は掘削されているが、その法面には弱風化岩が分布しており、安定している。

6.3 コンクリート用骨材の分布

骨材としては現河床砂礫および土石流堆積物が候補としてあげられ、質的にも利用可能である。

6.4 地質工学的評価

- 1) 計画地点では全般に被覆面は薄く、比較的浅い深度に基盤岩が分布している。基盤岩を構成する花崗閃緑岩は、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) 計画地点の各種当該構造物は基盤岩を基礎としており、地質的な問題はない。ただし、水圧管路沿いの通路の所々に流水により浸食が進んだ箇所がある。流水による浸食は土石流堆積物が分布する区間で著しく、場所によって水圧管路の基礎を保護するための処置が今後必要となる可能性がある。

- 3) 計画地点の周辺には大規模な地切りは分布しない。

第7章 水文学解析

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。

7.1 計画地域の一般気象

ANTIOQUIA県はコロンビア国の北西に在り、北緯 $5^{\circ}30'$ ～ $8^{\circ}52'$ の赤道付近に位置している。

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て温帯性気候に変移する。

気温は、低地部で 28°C 程度であり、 $1,800\sim 2,800\text{m}$ の高さでは、 $12^{\circ}\text{C}\sim 18^{\circ}\text{C}$ 前後である。県都のMEDELLINはコロンビア国、第2の都市である。標高は約 $1,500\text{m}$ 程度の高さに在り、気温は 20°C 前後である。

雨量は西アンデス山脈と中央アンデス山脈の間における低地部で $3,000\text{mm}/\text{年}$ 、西アンデス山脈の東側高地で $2,000\text{mm}/\text{年}$ 、中央アンデス山脈の西側高地も同様に $2,000\text{mm}/\text{年}$ 程度である。

計画地点を流れるNus河は中央アンデス山脈に源を発し、東側斜面を東南に向かって流下しMagdalena川に合流するまで流路延長約 43.0km の河川である。

計画地点は県都Medellinの東方に位置し、標高約 700m の高さで熱帯性気候を呈していることから気温は 24°C 前後と高く、雨量は、 $2,000\text{mm}/\text{年}$ 程度である。雨量の多い年と少ない年があるが、雨期と乾期とが比較的はっきりしている。

(図7.2 参照)

Observation Item	Gauging Station		Latitude	Longitude
	No	Name		
Discharge	2308-716	Caramanta	0628	7443
Precipitation	2308-050	San Roque	0630	7501
	2308-033	Santo Domingo	0628	7510
	2308-701	Bella Lina	0633	7506
	2308-077	Guacharacas	0633	7457
	2308-508	San Jose Dei Nus	0629	7450
	2308-053	Caracoli	0625	7446
	2310-009	La Ceiba	----	----

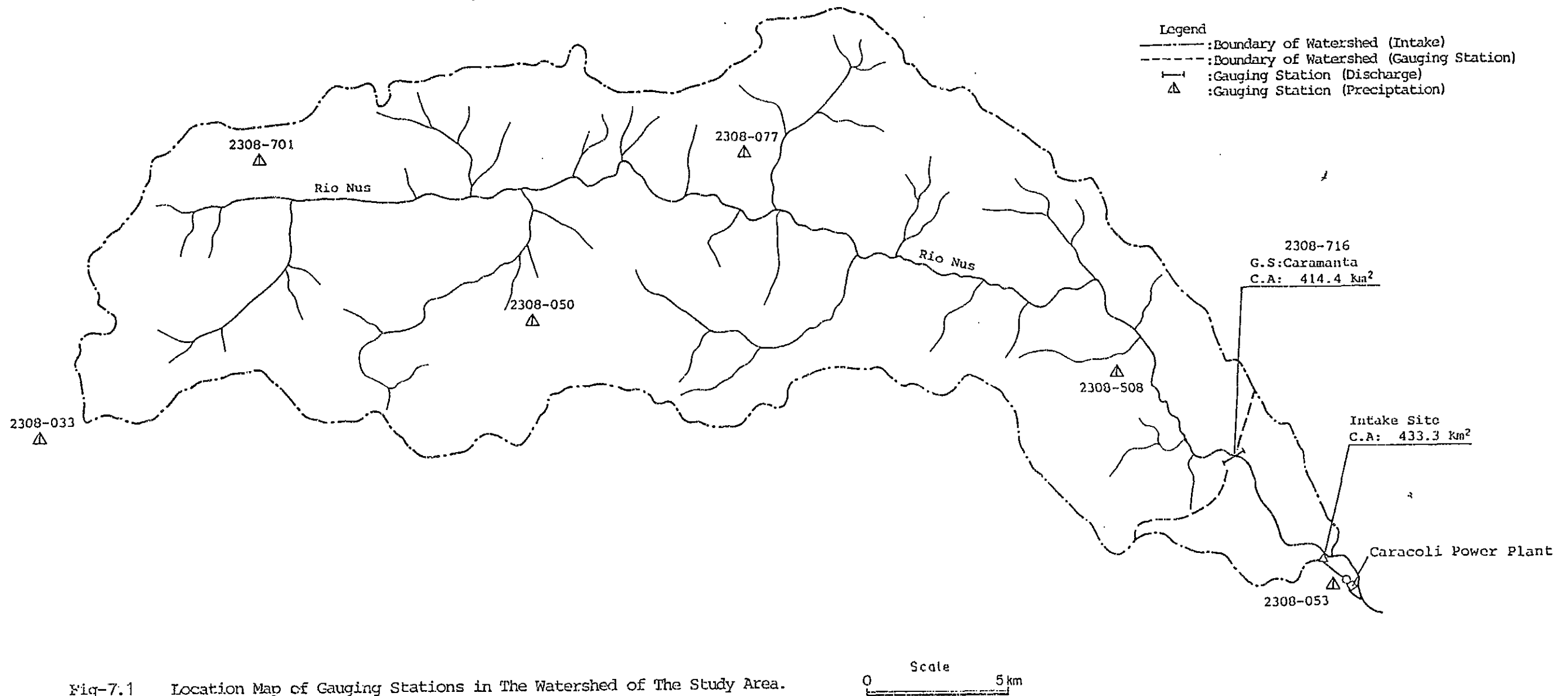


Fig-7.1 Location Map of Gauging Stations in The Watershed of The Study Area.

測候所 No. 2308-053 Caracoli

北緯 6° 25' 西經 74° 46' 標高 600m

平均年間雨量 3,356.0mm

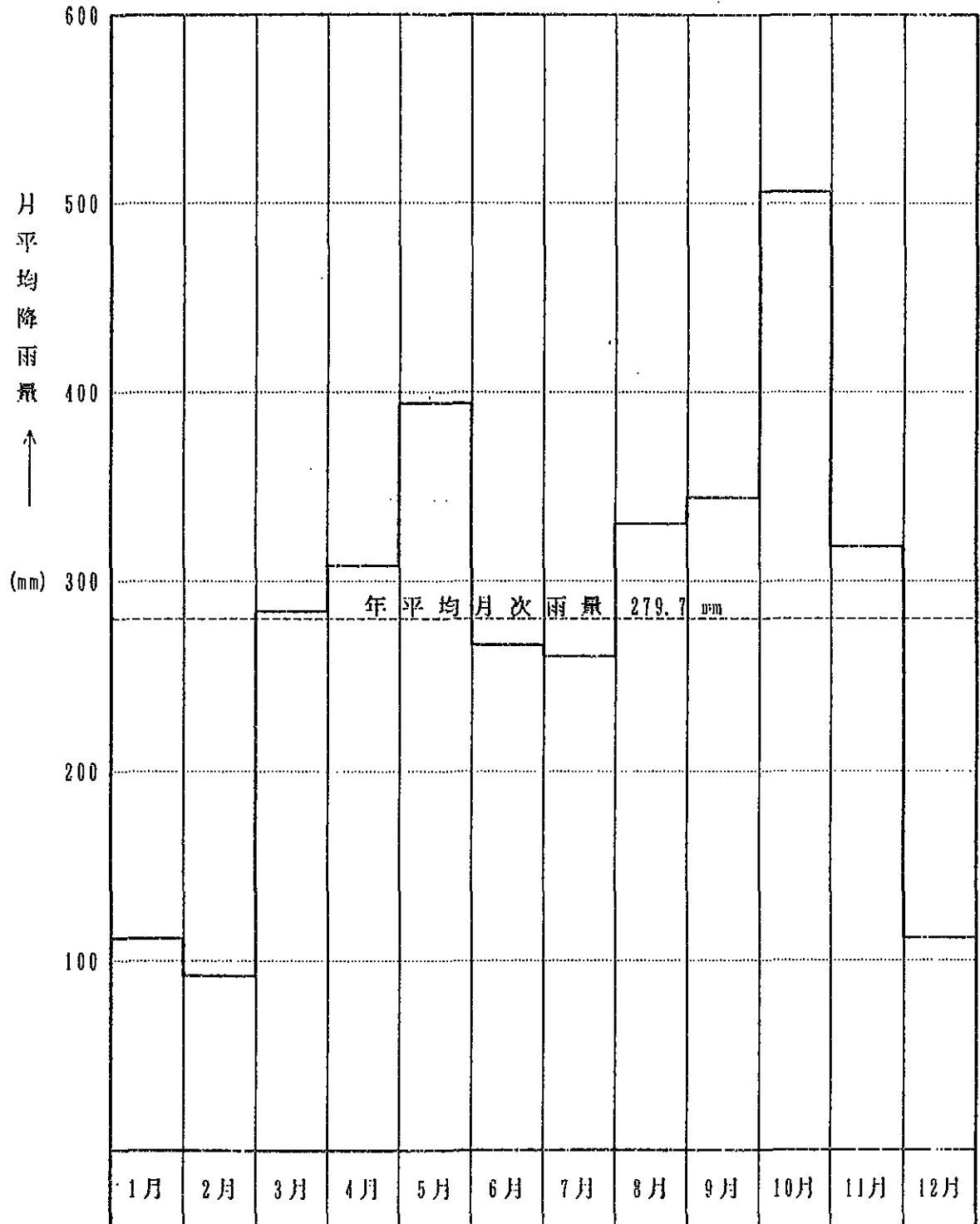


図- 7.2 計画地域の月平均降雨量 (1969~1970)

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Caramanta測水所の11年間にわたる観測記録（自1975年，至1985年）を整理した資料を基に流域換算によって求めた。（図面 CA-H-01参照）

7.2.1 流量観測記録の照合

Caramanta 測水所は、1973年7月の設立で、調査団が入手できた観測記録は1975年から1985年の11年間分である。

これら入手記録の中には欠測日もなく完全な観測記録である。

7.2.2 測水所の流域面積に対する照合

既設測水所の現位置確認のために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位置との間に相違が認められた。したがってIGAC発行の地形図（縮尺1：100,000）を用いて測水所の流域面積について照合を行った結果、HIMAT台帳に記入されている流域面積とJICA調査団が計測した流域面積の間には表-7.1に示すような違いが認められた。

表-7.1 Caramanta 測水所の位置及び流域面積の照合結果

項 目	緯 度	流域面積 (km ²)
HIMAT台帳	0628	320.0
照 合 値	0627	414.4
差 異	0001	94.4

7.2.3 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) バラレル法

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年にわたって大ききの順に並べて、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，豊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作成している。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 (m³/s) を示している。

7.2.4 Caramanta測水所地点の流量及び流況曲線

Caracoli水力発電所の取水口地点より上流約5kmにあるCaramanta測水所の流量を欠測日のない11年間の資料を用い整理して示すと、表-7.2の通りである。

表-7.2 月別平均流量の算定に当っては、その月の観測日数が10日未満の場合に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 CA-II-01の(1) から分るように豊水期間と濁水期間の区別は、5月～11月の7ヶ月間が豊水期間で12月～4月の5ヶ月間が濁水期間に相当すると思われる。

パラレル法を用いて1975～1985年の11年間流況曲線から求めた、代表的な流況曲線が図面-CA-II-01の(3) に示してある。これら流況曲線の豊水量，平水量，低水量および濁水量を数値で示すと、表-7.3の通りである。

表-7.4 には、Caramanta 測水所で1975～1985年の11年間に記録された最大流量が示してある。

7.2.5 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、取水口地点より上流5kmにある既設のCaramanta 測水所の観測記録にそれぞれの流域面積比を乗じることによって求めてある。Caramanta 測水所と取水口地点の流域面積は、整合性を持たせる意味から調査団の測定した流域面積を使用した。

Table-7.2 MONTHLY FLOW TABLE OF DAILY AVERAGE FLOW AT G. S. SITE

GAUGING ST.: 2306716 CARAMANTA

RIVER NAME: NUS

(UNIT: M3/S)

GAUGING YEAR	TYPE	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL
1975	MAX.	30.4	20.6	41.9	37.4	65.4	97.7	63.1	55.1	72.2	58.3	51.2	81.2	97.7
	MEAN	16.8	15.2	20.2	21.9	26.6	27.7	31.4	23.1	26.1	29.6	24.1	25.9	24.2
	MIN.	14.5	13.3	12.9	13.2	16.4	16.6	15.9	14.3	16.7	18.1	17.4	15.5	12.9
1976	MAX.	29.9	20.5	37.5	53.2	50.2	52.1	20.7	52.5	45.0	47.7	42.3	20.4	53.2
	MEAN	14.6	12.8	16.0	20.7	17.4	15.9	10.2	14.5	16.1	23.6	16.9	11.2	16.2
	MIN.	2.5	0.9	1.5	11.4	11.2	11.0	5.2	8.3	8.4	12.5	11.7	9.0	8.2
1977	MAX.	9.0	9.5	16.1	34.7	58.0	22.4	63.0	48.6	39.7	45.9	17.3	20.9	63.0
	MEAN	6.2	7.7	6.0	9.6	16.0	13.6	19.1	22.0	15.9	21.5	12.6	11.2	14.0
	MIN.	7.6	7.0	5.5	6.9	7.9	9.8	10.1	11.4	10.3	12.4	11.3	9.6	6.8
1978	MAX.	10.0	13.5	15.1	27.2	75.5	66.8	67.8	32.7	43.9	74.0	62.3	50.5	75.5
	MEAN	7.7	7.1	7.2	13.6	23.2	19.5	22.7	11.9	19.5	17.4	16.3	12.2	14.9
	MIN.	6.9	5.6	5.5	5.9	9.2	9.0	11.4	6.7	9.9	8.6	6.8	7.9	5.5
1979	MAX.	7.1	7.7	22.9	37.3	32.6	33.4	20.4	53.9	31.3	26.9	25.1	18.2	53.9
	MEAN	6.3	5.4	6.6	11.6	13.2	13.0	9.1	16.4	14.2	13.6	14.1	10.4	11.2
	MIN.	5.5	4.4	4.0	3.6	6.2	6.4	3.5	5.7	5.8	5.8	5.8	6.0	3.5
1980	MAX.	14.2	6.6	40.2	17.3	42.5	36.7	33.9	51.3	42.1	102.4	33.4	25.6	102.4
	MEAN	8.6	6.5	8.4	6.5	12.7	12.1	10.4	12.0	12.6	23.8	15.5	9.5	11.6
	MIN.	7.0	5.5	3.2	4.2	4.9	6.3	5.4	3.3	7.0	11.1	8.8	7.1	3.2
1981	MAX.	9.1	10.3	11.3	40.7	77.8	83.5	52.9	21.9	41.4	43.3	18.3	24.7	83.5
	MEAN	7.0	6.5	6.3	15.9	25.1	26.0	17.5	11.4	13.7	18.9	10.0	9.6	14.0
	MIN.	6.3	5.5	5.0	5.4	9.4	11.5	9.3	8.5	9.7	9.1	7.9	7.4	5.0
1982	MAX.	8.8	35.4	24.6	93.0	56.1	70.1	54.3	62.1	85.3	81.5	95.3	10.7	95.3
	MEAN	6.7	11.9	6.6	18.6	22.5	13.4	10.7	16.4	29.5	20.5	18.9	6.7	15.7
	MIN.	5.2	5.9	5.0	7.5	9.7	7.5	6.8	7.1	7.5	11.9	10.0	7.1	5.0
1983	MAX.	18.7	7.8	9.0	37.4	53.2	22.9	32.5	24.5	60.0	34.8	40.9	13.3	60.0
	MEAN	7.6	6.5	5.7	12.2	16.8	8.5	10.3	10.1	18.6	12.6	11.8	9.7	10.9
	MIN.	6.5	5.9	4.7	4.5	6.4	5.9	5.9	5.8	8.2	7.5	7.3	7.3	4.5
1984	MAX.	23.1	37.4	16.8	36.7	40.0	34.5	26.2	37.5	65.0	61.2	35.2	21.1	65.0
	MEAN	11.1	13.0	9.4	11.3	19.1	17.6	17.0	14.5	25.2	21.3	20.8	16.0	16.3
	MIN.	9.0	9.0	8.0	8.0	6.3	9.7	9.7	9.7	11.5	10.4	10.0	12.8	6.0
1985	MAX.	16.0	14.9	27.5	56.2	46.0	30.0	45.4	59.5	77.5	51.8	32.9	29.3	77.5
	MEAN	11.9	10.7	13.5	16.7	20.4	11.1	10.3	19.1	23.8	22.0	16.8	12.5	15.7
	MIN.	10.4	9.4	8.3	6.3	11.1	6.4	4.4	8.3	11.5	14.2	12.2	9.0	4.4
TOTAL	MAX.	30.4	37.4	41.9	93.0	86.1	97.7	67.8	62.1	85.3	102.4	95.3	81.2	102.4
	MEAN	9.7	9.4	10.2	14.4	19.7	16.2	15.3	15.8	19.6	20.4	16.3	12.5	15.0
	MIN.	5.2	4.4	3.2	3.6	4.9	5.9	3.5	3.3	5.5	5.9	5.8	6.0	3.2

Table-7.3 FLOW DURATION TABLE AT GAUGING STATION SITE

GAUGING ST.: 2308-7:6 CARAMANTA
RIVER NAME: NUS (UNIT: M3/S)

GAUGING YEAR	MAX.	MEAN	MIN.	PLENTY (95 DAYS)	ORDINARY (185 DAYS)	LOW (275 DAYS)	DROUGHTY (355 DAYS)
1975	97.7	24.3	12.9	27.2	19.4	16.4	13.4
1976	53.2	16.2	8.2	17.3	13.0	11.3	8.7
1977	63.0	14.0	6.8	14.7	11.4	8.3	7.1
1978	75.5	14.9	5.5	18.0	11.7	8.1	5.8
1979	53.9	11.2	3.5	13.3	9.3	6.3	4.4
1980	102.4	11.6	3.2	12.4	8.3	6.9	4.6
1981	83.5	14.0	5.0	15.0	10.1	7.7	5.5
1982	95.3	15.7	5.0	15.7	10.7	7.6	5.5
1983	60.0	10.9	4.5	11.7	8.3	6.6	5.0
1984	65.0	16.3	6.0	18.7	14.2	10.4	8.0
1985	77.5	15.8	4.4	16.9	12.8	10.4	5.2
MEAN	75.2	15.0	6.1	16.5	11.8	9.1	6.7

Table-7.4 MONTHLY ABSOLUTE MAXIMUM FLOW TABLE AT G.S. SITE

GAUGING YEAR	GAUGING ST.: 2306716 CARAYANTA RIVER NAME: NUS												ANNUAL TOTAL	
	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC		
1975	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	
1976	56.0	63.6	176.6	125.0	104.9	170.3	41.8	157.0	114.7	136.0	154.0	44.9	176.6	
1977	9.3	12.5	38.8	125.9	94.5	31.8	99.0	73.0	66.2	64.5	19.5	27.6	126.9	
1978	12.6	20.3	21.6	40.5	128.5	106.7	107.6	72.4	128.9	120.0	102.5	53.5	128.9	
1979	7.5	10.9	73.2	67.7	106.4	91.1	39.2	165.5	78.8	29.8	35.9	43.3	165.5	
1980	22.5	15.2	55.0	59.5	138.6	97.7	94.5	151.7	175.9	231.8	106.7	74.0	231.8	
1981	11.9	14.0	20.7	115.5	221.0	174.9	86.0	31.6	62.5	120.0	58.7	39.2	221.0	
1982	10.2	40.5	36.5	62.5	133.0	120.0	53.5	111.0	144.2	125.1	171.7	16.0	171.7	
1983	52.7	9.3	20.2	130.3	171.7	34.0	120.0	63.2	189.2	114.6	109.3	21.6	189.2	
1984	32.0	57.1	26.1	48.0	54.5	61.0	31.0	54.5	88.0	68.0	54.5	24.0	88.0	
1985	16.9	16.0	37.2	71.6	71.6	39.6	71.6	88.0	124.0	113.2	54.5	39.0	124.0	
TOTAL	56.0	63.6	175.6	162.5	221.0	174.9	120.0	165.5	189.2	231.8	171.7	74.0	231.8	

(UNIT: M3/S)

NOTE) (1) DATA MISSING

したがって、Caracoli発電所の取水口地点とCaramanla測水所との流域面積の比率は $433.3/414.4 \approx 1.04$ に設定した。

流域面積比で換算された取水口地点における流量および流況曲線は図面CA-H-01 にまとめて示してあるが、平均的な月別日平均流量ならびに豊水量、平水量、低水量および濁水量の代表値を示すと次通りである。

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

月別 項目	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)	17.7	15.8	21.0	22.8	29.7	28.8	32.6	24.0	30.6	30.7	25.0	26.9	25.1
日平均流量 (m^3/s)	10.0	9.8	10.6	15.0	20.5	16.8	15.9	16.4	20.4	21.2	16.9	13.0	15.6
平均最小流量 (m^3/s)	6.5	5.6	5.9	6.7	13.2	8.8	9.5	10.5	13.1	13.1	10.4	9.0	11.3

2) 流況曲線の代表的流量

豊水量	平水量	低水量	濁水量
(95日流量)	(185日流量)	(275日流量)	(355日流量)
17.2 m^3/s	12.3 m^3/s	9.5 m^3/s	7.0 m^3/s

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 CA-H-01の(5) に示してある。

7.3 洪水流出解析

洪水流量は現在の施設と修復部分の安全性を確保する上から重要である。設計洪水流量は測水所Caramanta の記録を統計処理し集水面積比で換算することにより求めた。

7.3.1 洪水頻度

確率洪水流量を求めるため流量資料より年最大流量をまとめ表-7.6 に示す。

表- 7.6 年最大洪水流量

観測年	年最大流量 (m/sec)
1976	176.6
1977	126.9
1978	128.9
1979	165.5
1980	231.8
1981	221.0
1982	171.7
1983	189.2
1984	88.0
1985	124.0

測水資料は10年分で比較的短い小標本である。確率洪水流量を求めるには幾通りかの方法があるがここでは次の3方法について検討する。

1. 対数正規分布法
2. 順序確率法
3. ガンベル法

順序確率法とガンベル法についてトーマスプロットとヘイズンプロットの2通りについて検討する。

極値確率紙を用いて年最大流量を横軸に、計算した超過確率の百分率を縦軸にプロットしこれを図-7.3, 7.4 に示す。図に示す確率曲線より再現期間のうち主要年についての確率洪水流量を表-7.7 に示す。

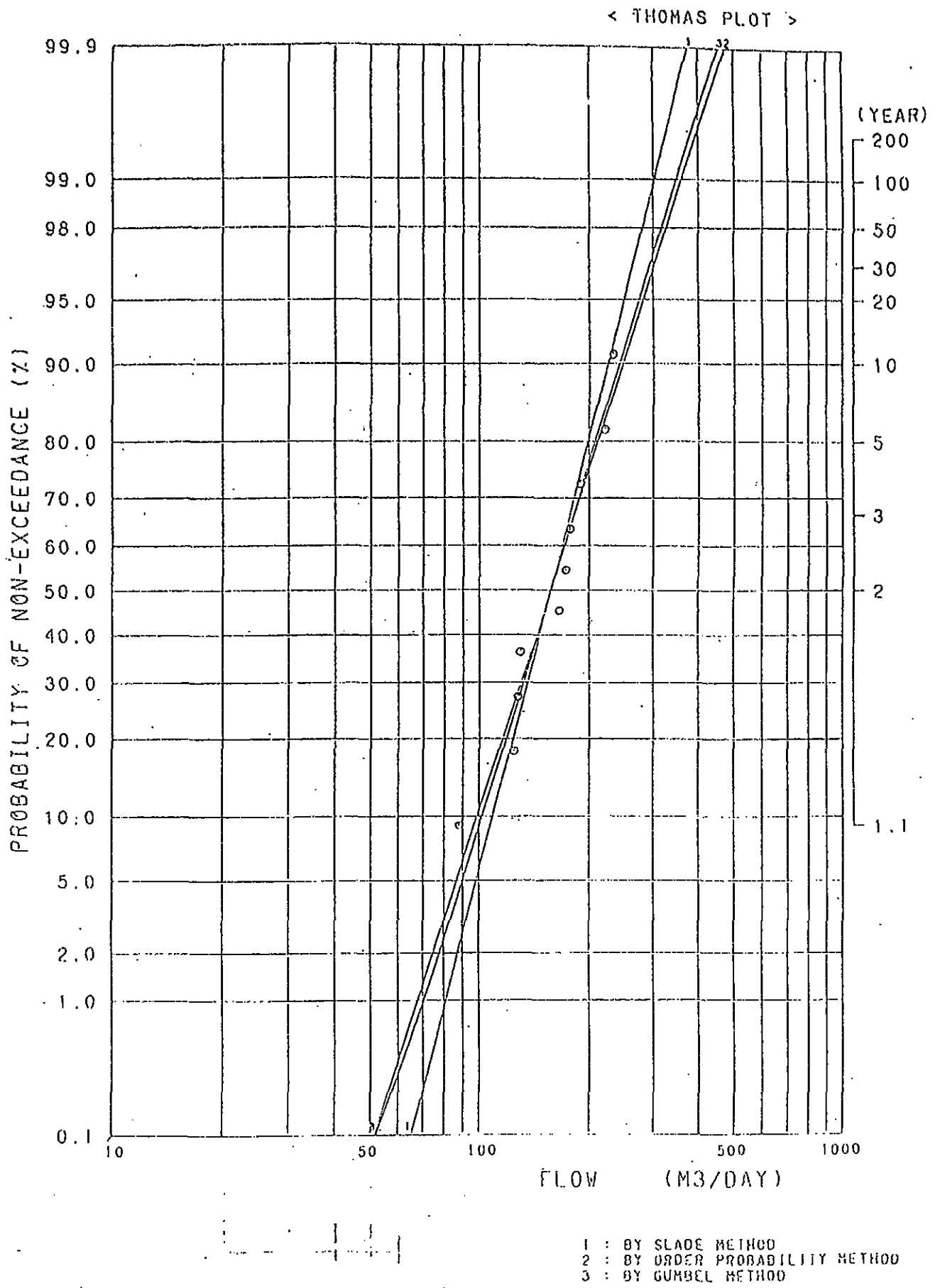


Fig. 7.3 Probability Curve of Rio Nus at Carananta (Thomas Plot)

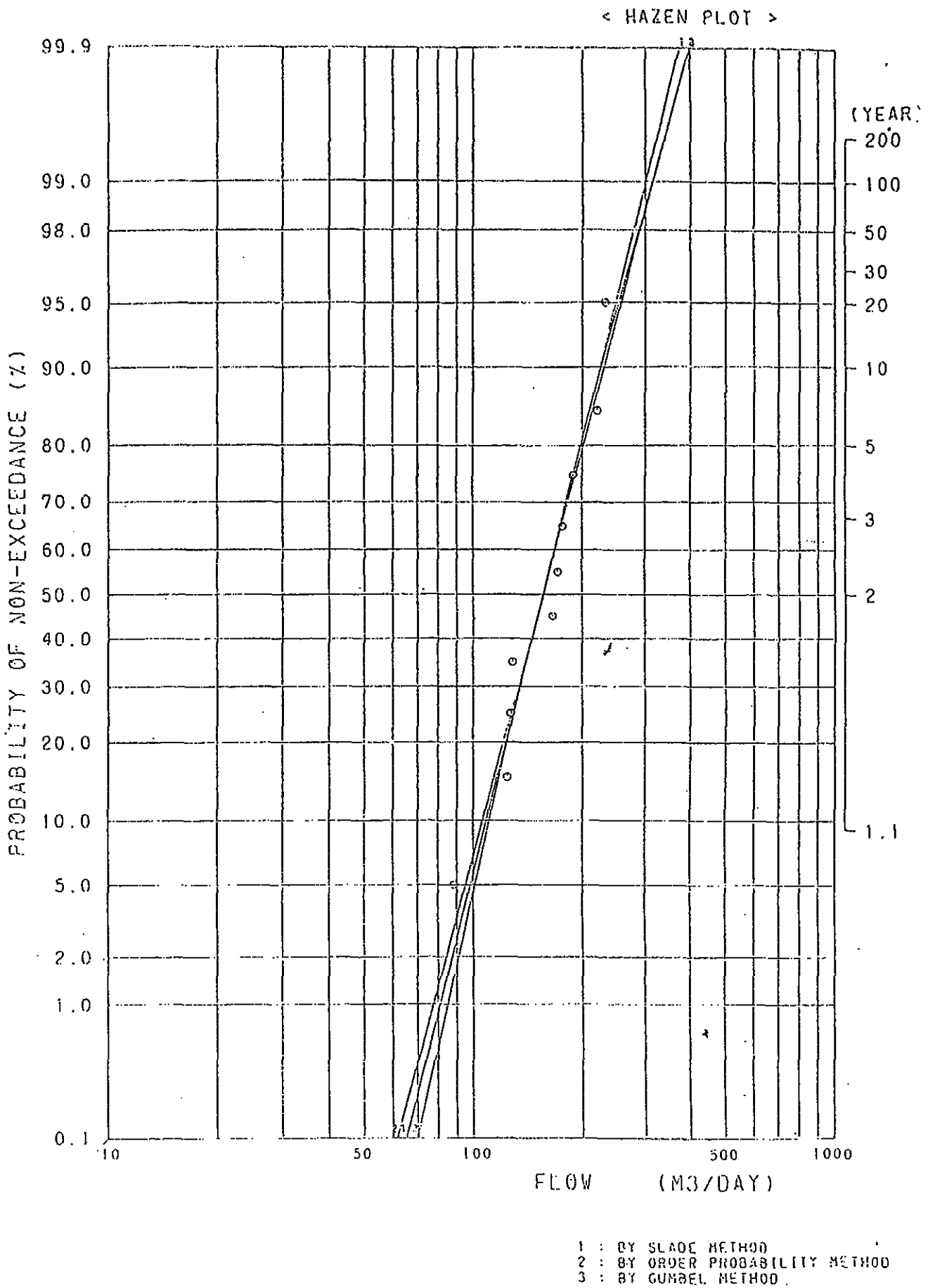


Fig. 7.4 Probability Curve of Rio Nus at Caramanta (Hazen Plot)

表-7.7 確率洪水流量

方 法	再 現 期 間 (年)							
	5	10	20	50	100	200	500	1000
対数正規分布法 (m ³ /s)	189	225	249	280	302	324	353	375
順序確率法								
トーマス								
プロット (m ³ /s)	211	248	282	327	316	394	439	474
ヘインズ								
プロット (m ³ /s)	202	230	257	291	316	340	373	397
ガンベル法								
トーマス								
プロット (m ³ /s)	208	242	275	317	349	381	423	454
ヘインズ								
プロット (m ³ /s)	198	226	253	288	314	340	374	400

7.3.2 設計洪水流量

設計洪水流量は“Generalized design criteria for water-control structures” * を参考にして本構造物に適用される再現期間50~100年の範囲から100年確率洪水流量を採用する。取水口地点における設計洪水流量Qは集水面積比で換算することにより求める。

$$Q \times 361 \times 433.3 / 414.4 = 377.5 \dots\dots 380 \text{ m}^3/\text{s}$$

集水面積 (km²) 当りの比流量は $q = 0.88 \text{ m}^3/\text{s}$ となる。この値は比流量~集水面積の関係を示す図-7.5 のクリーガ曲線で $C = 8.0$ となる。

* APPLIED HYDROLOGY Editor. Ven Te Chow, David R. Maidment, Larry W. Mays.

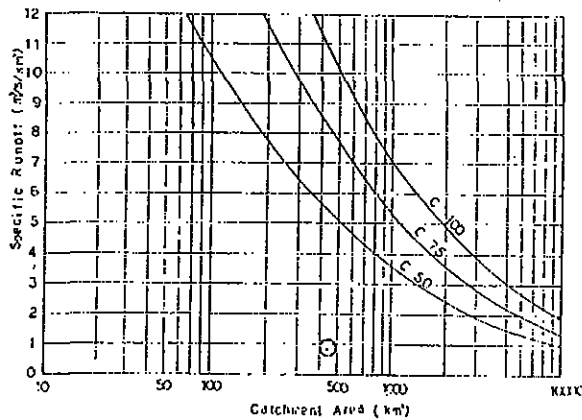


図-7.5 設計洪水流量とクリーガ曲線

7.4 流出土砂量解析

流域山地で生産された土砂は取水口地点まで流出し、これより水路と河川を経由して下流に流送される。土砂の流出過程を図-7.6 のフローで示し、これにもとづいて流出土砂量の概略を検討する。

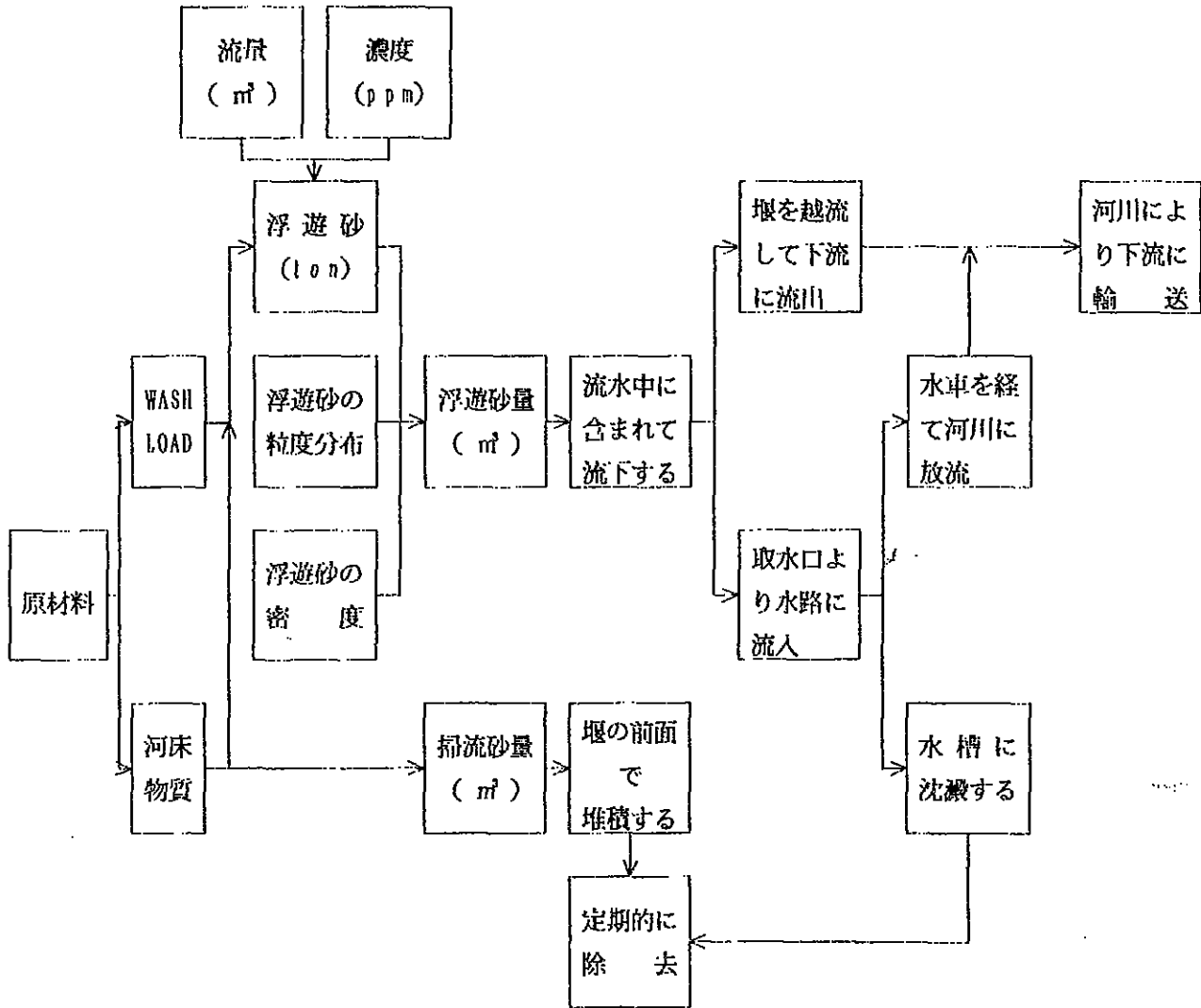


図- 7.6 土砂流出の機構と流出土砂量のフロー

7.4.1 土砂流出状況

Nus川の流域は比較的緩かな山岳地形で形成されている。流域の植生は良好である。この流域より流出する土砂は段丘や崖錐によるガリー浸蝕等が主なものである。

月別流出土砂量と濃度の分布を図-7.7に示す。土砂流出量はその経過をみるに4月と9月～11月に多く、渇水期の12月～4月は少ない。濃度の傾向は明瞭でないが、12月～1月、4月の渇水期と7月に比較的低い値を示している。測定値（濃度と流量）にもとづいて作成した浮遊土砂量曲線を図-7.8に示す。

測水所地点での浮遊土砂量（ton/年）は次のとおりである。

河川	集水面積 (km ²)	河川流出量			濃度		浮遊土砂量 10 ³ ton/年
		全流出量	最大流量	最少流量	最大値	最小値	
		10 ³ m ³ /年	m ³ /s	m ³ /s	ppm	ppm	
Nus	414.4	473,000	231.8	3.2	6,410	10	314

Nus川の測水所に流送される浮遊砂量は集水面積当り1年間で760ton/km²となり、年平均浮遊砂濃度は700ppmとなる。

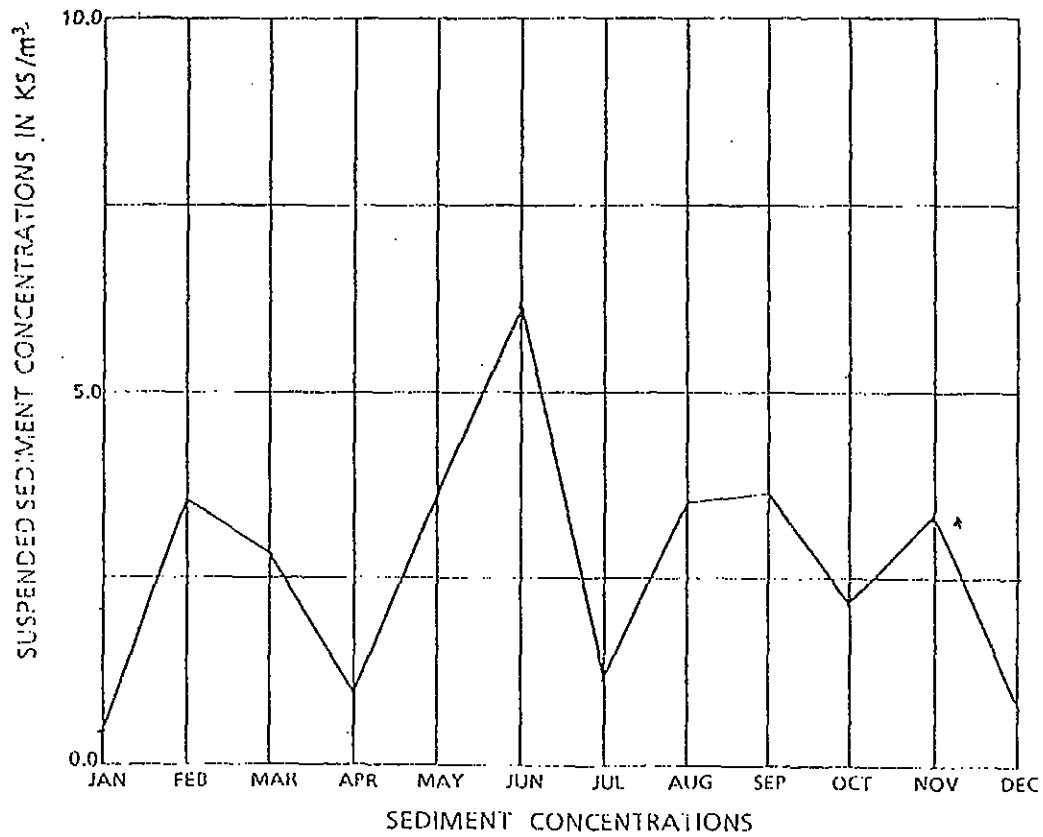
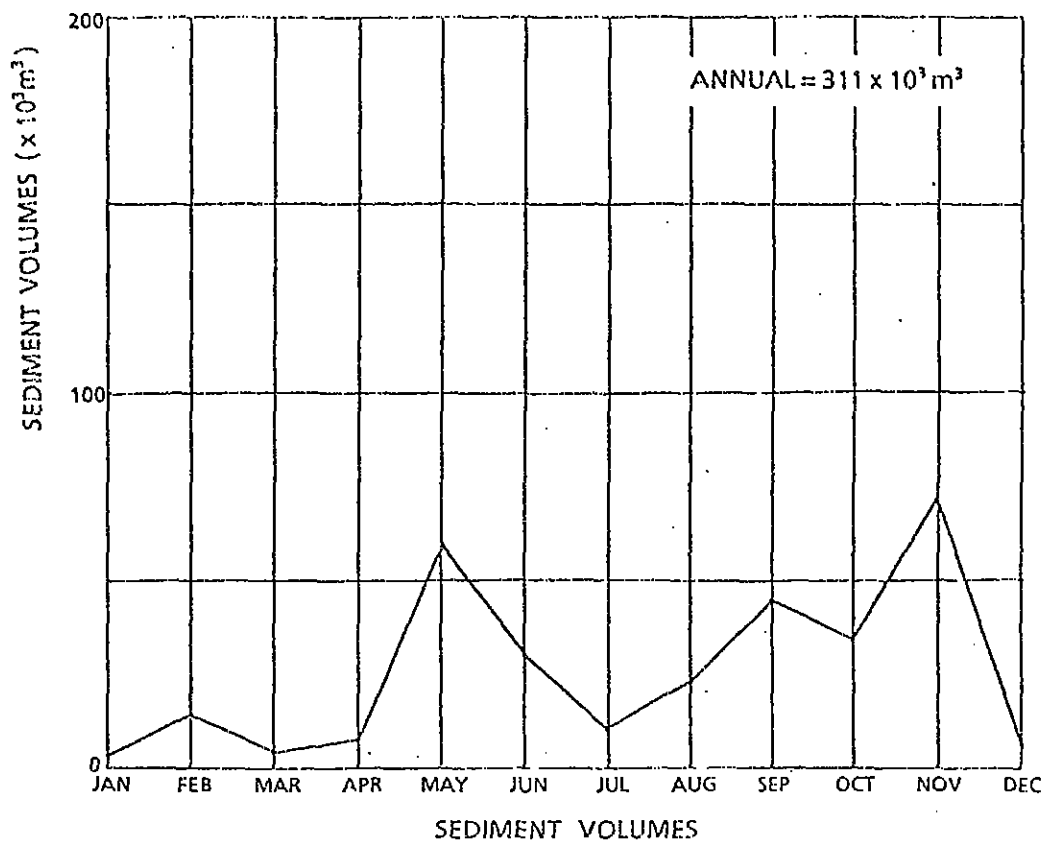


Fig 7.7 Sediment Concentrations and Volumes

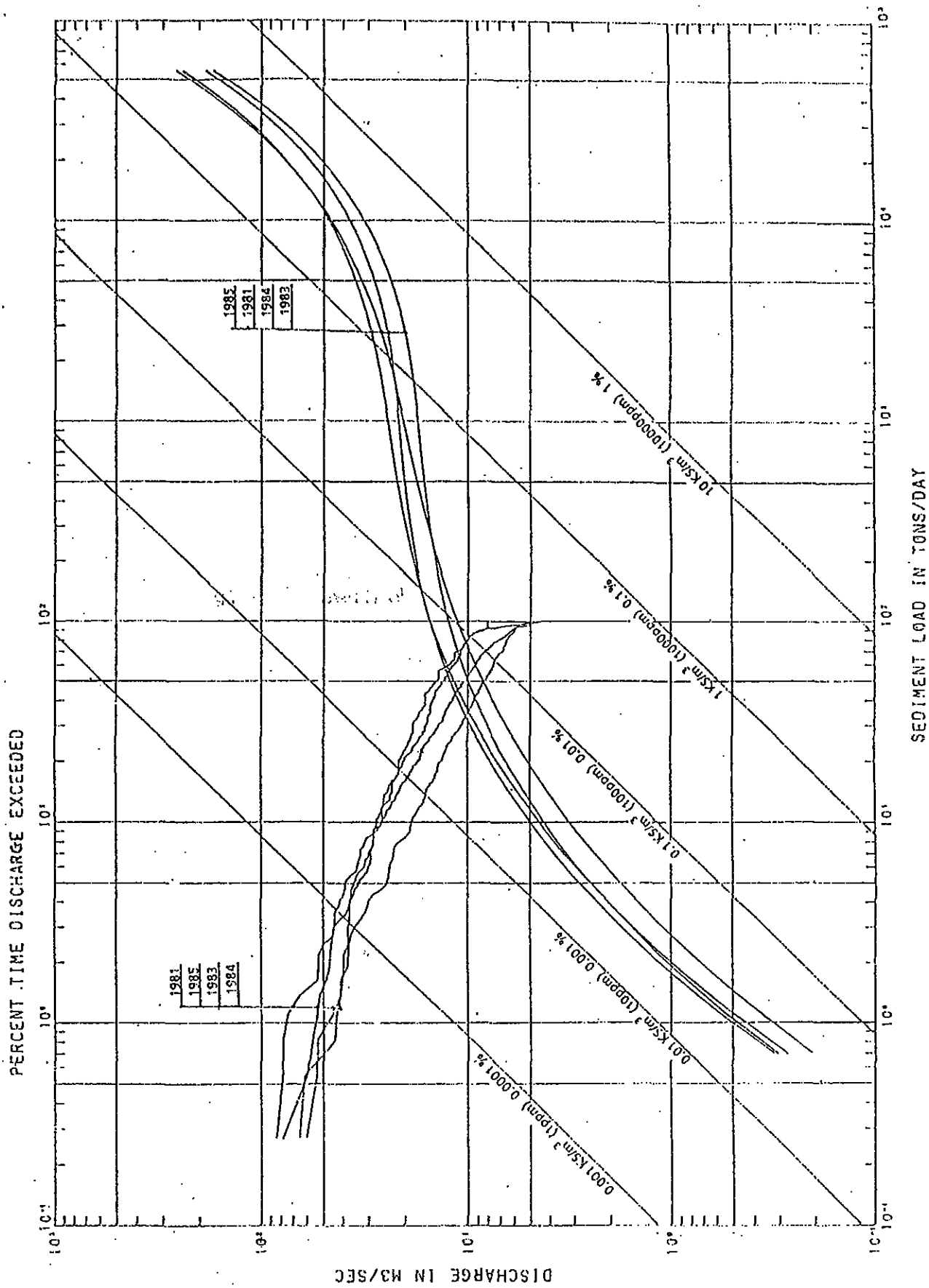


Fig. 7.8 Sediment Rating Curve

7.4.2 流出土砂の推定

(1) 主要物性

(a) 粒度分布

掃流砂の資料は入手できなかった。既往の資料を参考に粒度分布を推定し、その粒度構成は次の様にする。

礫	砂	シルト
60 %	30 %	10 %

浮遊砂、沈澱土砂等の資料は入手できなかった。浮遊砂については貯水池の堆砂に関する資料*を参考に粒度分布を推定しこれを図-7.9に示す。

その粒度構成は次のようになる。

砂	シルト	粘土
10 %	60 %	30 %

* Handbook of applied Hydrology

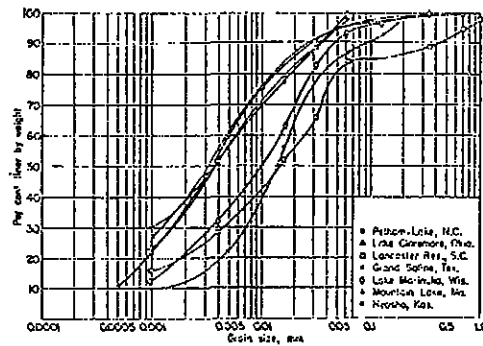


図- 7.9 浮遊砂の粒度構成

(b) 単位体積重量

流出土砂の単位体積重量は資料が入手できなかったので文献を参考に決定する。砂および礫の単位体積重量は圧密荷重にも影響するが沈澱後比較的短時間に圧密が終了するが粘土やコロイド等の細粒子は砂や礫に比べて長時間を必要とする。既往の实例より貯水池での堆砂の粒度構成とその時の荷重の作用条件（水面下又は水面上）から表- 7.8に示す範囲となる。

表 7.8 単位体積重量の範囲 (ton/m³)

粒 径	ほとんど水面下	水面上
粘 土	0.64~0.96	0.96~1.28
シルト	0.88~1.20	1.20~1.36
粘土とシルトの混合 (等量)	0.64~1.04	1.04~1.36
砂とシルトの混合 (等量)	1.20~1.52	1.52~1.76
粘土、シルトと砂の混合 (等量)	0.80~1.28	1.28~1.60
砂	1.36~1.60	1.36~1.60
礫	1.36~2.00	1.36~2.00
砂 と 礫	1.52~2.08	1.52~2.08

* Handbook of Applied Hydrology

(2) 土砂の流出量

土砂の取水口地点での流出量の検討は浮遊砂と掃流砂について考慮する。浮遊砂は濃度測定と流量記録から求められる。掃流砂は量的記録が入手されていない。掃流砂は一般に全堆砂量の10~50%と言われておりコロラド川の掃流砂は全堆砂量の12~50%である。インダス川の掃流砂はタルペラダム(パキスタン国)地点で浮遊砂の5%と世銀調査団が推定している。

(3) 年間流入土砂量

取水口地点での年間流入土砂量は測水所地点の値を集水面積比で換算して求める。

集水面積	河川流出量	浮遊砂量	掃流砂量	流入砂量
(km ²)	10 ⁶ (m ³)	10 ³ (ton)	10 ³ (ton)	10 ³ (ton)
433.3	494	314	16	330

平均粒度構成と各粒径ごとの単位重量から流入土砂の平均密度は次のように求める。

掃流土砂

	礫	砂	シルト	合 計
粒度構成 (%)	60	30	10	100
単位体積重量 (ton/m ³)	1.68	1.48	1.04	
粒度ごとの単位重量 (ton/m ³)	1.008	0.444	0.104	1.556 ... 1.56

浮遊土砂

	砂	シルト	粘土	合計
粒度構成 (%)	10	60	30	100
単位体積重量 (ton/m ³)	1.48	1.04	0.80	
粒度ごとの単位重量 (ton/m ³)	0.148	0.624	0.240	1.01

掃流砂の全ては取水堰と取水口前面に堆積し、水路への流入は無いものとする。浮遊砂は設計流量の範囲内で流量に含まれて取水口より水槽に流下する。水槽に流入した浮遊砂は一部の粒子がここで沈澱し残りの浮遊砂は水圧管路から水車を経て河川放流される。設計流量以上の河川流量に含まれている浮遊砂は流量と共に堰を越流して河川を流下する。

集水面積 (km ²)	河川流出量 10 ⁶ (m ³)	掃流砂量 10 ³ (ton)	浮遊砂量 10 ³ (ton)
433.3	494	16	314
		↓	↓
		× 10 ³ (m ³)	× 10 ³ (m ³)
		10	314
			┌──────────┴──────────┐
			水槽流入分 河川流下
	設計流量 Q m ³ /s	10 ³ (m ³)	10 ³ (m ³)
	5	78	233
	10	155	156
	15	217	94
		┌──────────┴──────────┐	
		水槽沈澱	放水路流下
	設計流量 Q m ³ /s	10 ³ (m ³)	10 ³ (m ³)
	5	2	76
	10	3	152
	15	4	213

以上の解析結果から取水堰前面の堆砂量は年平均約27 m³/日、水槽の沈澱土砂量は使用水量10 m³/sの場合約8 m³/日が予想される。これらの堆積土砂量の除去対策は充分考慮しなければならない。

7.5 水質解析

水質試験の結果は入手できなかった。

流域の環境と河川水の視覚による限りでは特に水質に問題があるとは考えられない。

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

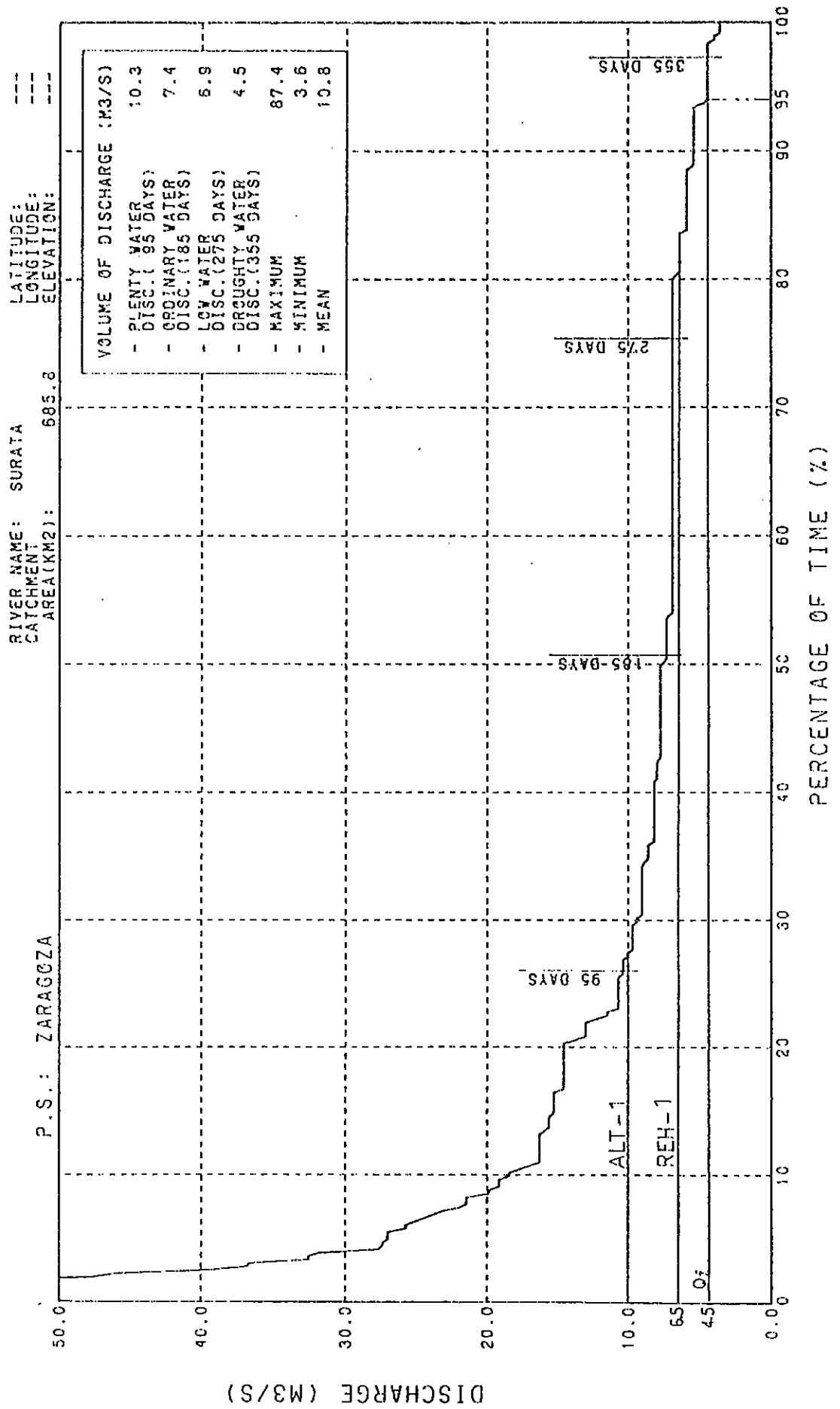
本地点の水力発電設備の修復に当っては、取水設備の改良と水路の部分改造及び水槽の増設とその付帯設備はすべて改造或いは取替が必要であり、加えて発電設備や変圧器についても新品と取替が必要である。したがって本計画において単に既設発電設備の現状修復案だけに留まらず、発電規模の最適化案まで含めて比較検討するべきである。

(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



$$f_2 = \text{摩擦損失係数} \quad 124.6n^2 / D^{1/3}$$

L = 水圧管路の延長 (m)

D = 管路の径 (m)

$$f_m = \text{分岐損失係数} \quad 0.75$$

h = 余 裕 (m)

$$n = \text{粗度係数} \quad 0.012 \text{ (既設)}, 0.0145 \text{ (新設)}$$

Q (m/s)	D (m)	L (m)	v (m/s)	V ² /2g (m)	f ₂ L/D	Σf	V ² /2g (m)	Σf	Δh (m)	H _e (m)
5	1.35	1300	3.49	0.621	22.83	24.68	15.38	0.42	82.90	
10	1.65	1300	4.68	1.117	11.94	13.79	15.40	0.40	82.90	
15	1.95	1300	5.03	1.288	9.55	11.40	14.68	0.42	83.10	

以上の計算結果より基準有効落差として82.9m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 (H_e) 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。

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

ここに、 P : 発電出力 (kW)

Q : 任意の使用水量 (m³/s)

H_e : 基準有効落差 (m)

η : 水車及び発電機の合成効率 (単機容量の合成効率)

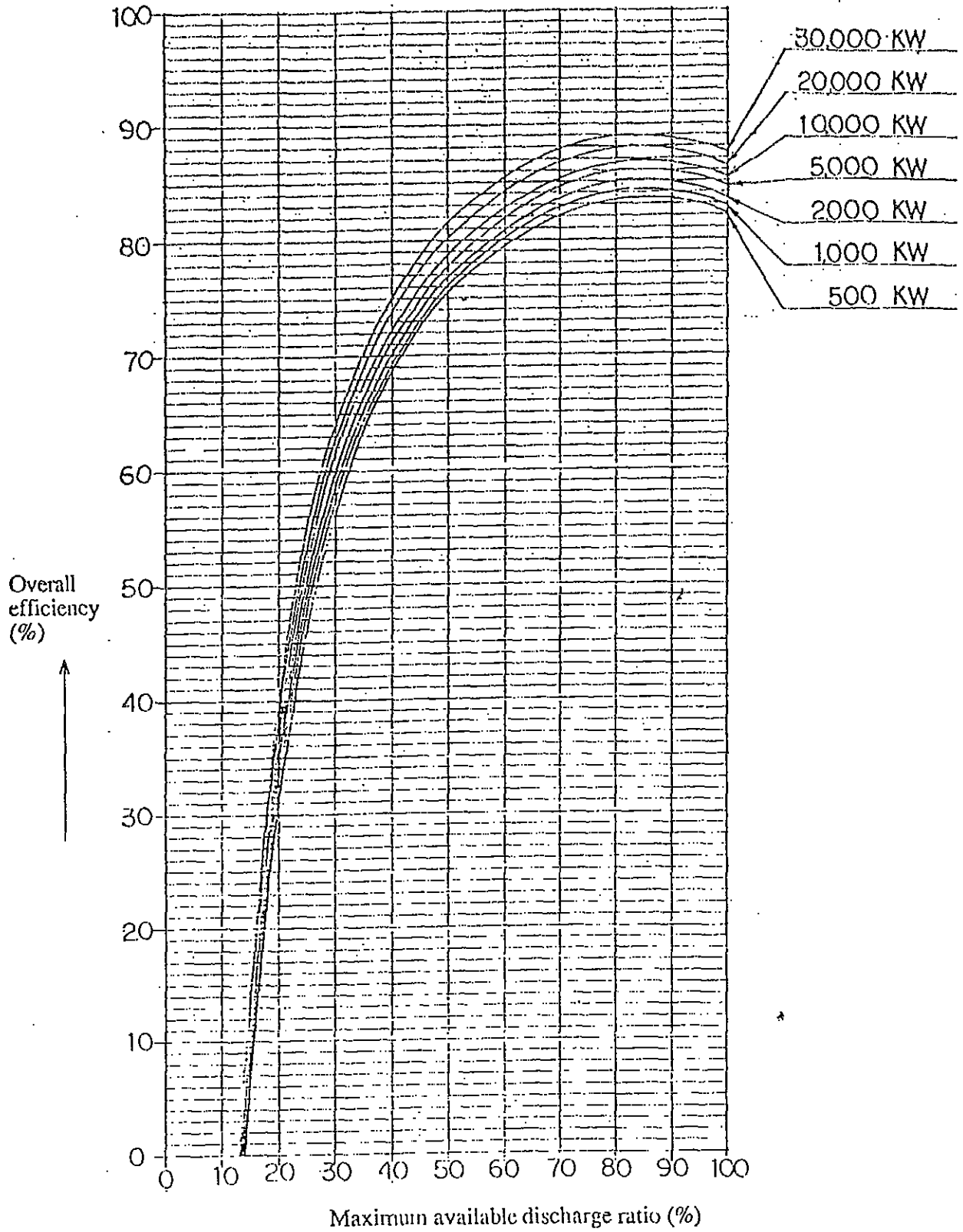
9.8 : 定数 (重力加速度 m/s²)

合成効率 (η) は水車効率 (η_c) と発電機効率 (η_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

項目 比較案	①	②	③	④	⑤
	使用水量 (m ³ /s)	基準有効落差 (m)	9.8 × ① × ② 理論出力 (kW)	合成効率 η	③ × ④ 発電出力 P (kW)
REH-1	2.5	82.9	2,031	0.835	1,700
ALT-1	10.0	82.9	8,124	0.835	6,700
ALT-2	15.0	82.9	12,186	0.845	10,200

Fig. 8.2 Resultant Efficiency Curve of Francis Turbine and Generator



(Source: The above curve is drawn according to the study standard for formulation of hydroelectric development plan (March, 1981).

8.3 年間可能発電電力量

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

$$E = P \cdot t \text{ (kWh)}$$
$$= \rho \times Q \times H \times \eta \times t$$

ここに、P : 発電出力 (kW)

t : 運転時間 (hr)

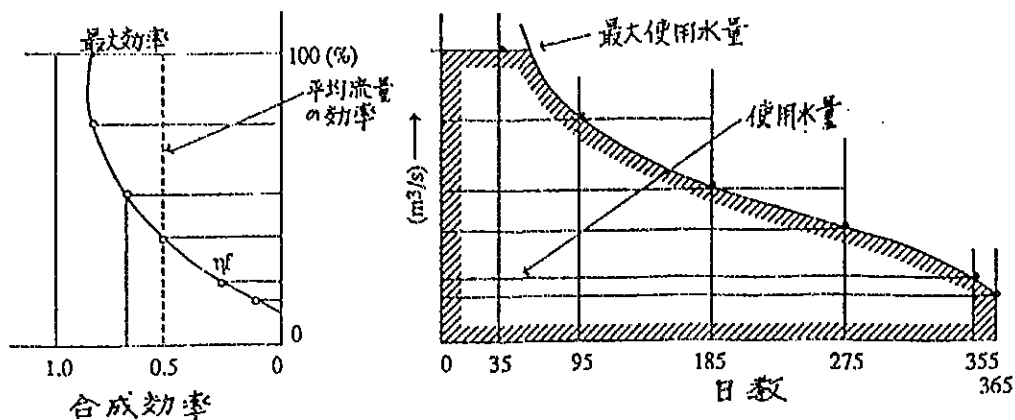
水力発電所が年間を通じて事故停止もせず、点検維持補修停止もしないものと仮定した場合に、1年間に発生が可能な電力量 (年間可能発電電力量) は次のような方法で算出される。

- 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5 km 上流にあるHIMAT所管のCaramanta測水所のデータから換算したものであること。
- ② Caramanta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-効率法の計算要領を示すと次通りである。



最大使用水量 = m^3/s , 有効落差 $H_e = m$

① 日順	② 日数	③ 使用水量 (m^3/s)	④ 負担率 $\frac{\text{使用水量}}{\text{最大使用水量}}$	⑤ 合成効率 η	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 \times ② $\times 24$ 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。

図一 8.3 流況一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

流況一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 $2.5 \text{ m}^3/\text{s} \times 1$ ユニットの現状復旧 (RBH-1) の場合の
年間発電電力量 14.9 GWh (100%)
- (2) 最大使用水量 $5.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニットの代替案 (ALT-1) の場合の
年間発電電力量 57.0 GWh (96%)
- (3) 最大使用水量 $7.5 \text{ m}^3/\text{s}$ の2ユニットの代替案 (ALT-2) の場合の
年間発電電力量 72.3 GWh (80%)

表 8.3 年間可能発電電力量の計算

(1) 現状復旧案 (RBH-1)

最大使用水量 $2.5 \text{ m}^3/\text{s} \times 1$ ユニット, 基準有効落差 82.9 m , 水車式型フランシス水車

日順	日数	使用水量 (m^3/s)	負担率	合成効率 η	発電力 (kW)	平均発電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
			使用水量 最大使用水量				
最大	365	2.5	1.0	0.835	1,700	1,700	14,892
計	365					(1,700)	14,892

(2) 代替案 (ALT-1)

最大使用量 $5.0 \text{ m}^3 / \text{s} \times 2$ ユニット, 基準有効落差 82.9 m , 水車型式: フランス水車

日順	日数	使用水量 (m^3/s)	負担率	合成効率 η	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				
最大	258	10.0	1.0	0.835	6,783	6,783	42,000
261	3	9.9	0.990	0.836	6,723	6,753	486
265	4	9.8	0.980	0.839	6,679	6,701	643
270	5	9.6	0.960	0.843	6,574	6,626	795
275	5	9.5	0.950	0.845	6,521	6,547	785
280	5	9.4	0.940	0.846	6,460	6,490	778
285	5	9.3	0.930	0.847	6,399	6,429	771
290	5	9.1	0.910	0.849	6,276	6,337	760
296	6	9.0	0.900	0.850	6,215	6,245	899
300	4	8.9	0.890	0.851	6,153	6,184	593
305	5	8.8	0.880	0.851	6,084	6,118	734
310	5	8.7	0.870	0.851	6,014	6,049	725
315	5	8.6	0.860	0.851	5,945	5,979	717
320	5	8.4	0.840	0.851	5,807	5,876	705
325	5	8.2	0.820	0.851	5,669	5,738	688
330	5	8.1	0.810	0.851	5,600	5,634	676
335	5	7.9	0.790	0.849	5,448	5,524	662
340	5	7.7	0.770	0.847	5,298	5,373	644
345	5	7.5	0.750	0.844	4,142	5,220	626
350	5	7.2	0.720	0.840	4,913	5,027	603
355	5	7.0	0.700	0.835	4,748	4,830	579
360	5	6.7	0.670	0.829	4,512	4,630	555
365	5	6.4	0.640	0.821	4,268	4,390	526
計	365					(5,890)	56,950

(3)-1 代替案 (ALT-2)

最大使用量 $7.5 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニット, 基準有効落差 82.9 m , 水車型式: フランス水車

日順	日数	使用水量 (m^3/s)	負担率 使用水量	合成効率 η	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
			最大使用水量				
最大	125	15.0	1.0	0.845	10,297	10,297	30,891
130	5	14.8	0.986	0.849	10,208	10,252	1,230
135	5	14.5	0.966	0.851	10,024	10,116	1,213
140	5	14.3	0.953	0.854	9,921	9,972	1,196
145	5	14.0	0.933	0.856	9,736	9,828	1,179
150	5	13.8	0.920	0.857	9,608	9,672	1,160
155	5	13.6	0.906	0.858	9,479	9,543	1,145
160	5	13.5	0.900	0.859	9,421	9,450	1,134
165	5	13.2	0.880	0.860	9,222	9,321	1,118
170	5	13.0	0.866	0.861	9,093	9,157	1,098
175	5	12.7	0.846	0.861	8,883	8,988	1,078
180	5	12.5	0.833	0.861	8,743	8,813	1,057
185	5	12.3	0.820	0.861	8,603	8,673	1,040
190	5	12.1	0.806	0.861	8,463	8,533	1,023
195	5	12.0	0.800	0.860	8,384	8,423	1,010
200	5	11.8	0.786	0.859	8,234	8,309	997
205	5	11.7	0.780	0.857	8,146	8,190	982
210	5	11.5	0.766	0.856	7,997	8,071	968
215	5	11.4	0.760	0.855	7,918	7,957	954
220	5	11.2	0.746	0.853	7,761	7,839	940
225	5	11.0	0.733	0.852	7,614	7,687	922
230	5	10.8	0.720	0.851	7,466	7,540	904
235	5	10.6	0.706	0.847	7,294	7,380	885
241	6	10.5	0.700	0.846	7,216	7,255	1,044
245	4	10.4	0.693	0.844	7,131	7,173	688

(次紙へ続く)

(3)-2 代替案 (ALT-2)

最大使用量 7.5 m³/s × 2 ユニット, 基準有効落差 82.9 m, 水車型式: フランス式水車

日順	日数	使用水量 (m ³ /s)	負担率 使用水量	合成効率 η	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
			最大使用水量				
250	5	10.3	0.686	0.842	7,045	7,088	850
255	5	10.1	0.673	0.841	6,900	6,972	836
260	5	10.0	0.666	0.837	6,799	6,849	821
265	5	9.8	0.653	0.835	6,648	6,723	806
270	5	9.6	0.640	0.832	6,488	6,568	788
275	5	9.5	0.633	0.830	6,405	6,446	773
280	5	9.4	0.626	0.826	6,307	6,356	762
285	5	9.3	0.620	0.825	6,233	6,270	752
290	5	9.1	0.606	0.822	6,077	6,155	738
296	5	9.0	0.600	0.818	5,981	6,029	868
300	5	8.9	0.593	0.816	5,900	5,940	570
305	5	8.8	0.583	0.814	5,819	5,859	703
310	5	8.7	0.580	0.812	5,739	5,779	693
315	5	8.6	0.570	0.808	5,645	5,692	683
320	5	8.4	0.560	0.805	5,493	5,569	668
325	5	8.2	0.546	0.798	5,316	5,404	648
330	5	8.1	0.540	0.796	5,238	5,277	633
335	5	7.9	0.526	0.791	5,076	5,157	618
340	5	7.7	0.513	0.785	4,910	4,993	599
345	5	7.5	0.500	0.777	4,734	4,822	578
350	5	7.2	0.480	0.767	4,486	4,610	553
355	5	7.0	0.466	0.755	4,293	4,389	526
360	5	6.7	0.444	0.746	4,060	4,176	501
365	5	6.4	0.426	0.730	3,795	3,927	471
計	365	---	---	---	---	(7,254)	72,294

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にとっても、その計画立案にあたってはスクラップアンドビルト方式ではなくて現在施設を最大限利用して発電機能の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.）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にも述べた通りに、本発電所の施設は延長1300mの水圧管路と発電所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 $Q = 5 \text{ m}^3/\text{s}$, $10 \text{ m}^3/\text{s}$, $15 \text{ m}^3/\text{s}$ について施設の修復計画3ケースを示すと表- 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費を積算し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した。

表-9.1 Caracoli水力発電所修復計画 比較代替案

代替案		現状修復計画案			発電設備の最適化計画案	
		REH-1			ALT-1	ALT-2
種 目			計			
	#1ユニット	#2ユニット				
使用水量 Q (m ³ /s)	2.5	2.5	5.0	10.0	15.0	
最大出力 P (kW)	1,700	1,100 (現在出力)	2,800	6,700	10,200	
流量設備利用率 (%)	100			96	80	
修復・ 改造計画	取水堰	損傷がひどいので改造し、排砂門を設備する。 (各案共通施設)				
	取水口	取水堰の改造に合わせて横取水型に改造する。 スクリーン・ゲート類は取替える。				
	沈砂池兼水槽	現在の施設は過流が発生しているので取水施設のレイアウトに合わせて改造する。(各案共通施設)				
	水圧鉄管	既存利用			新品取替	
	発電機器	#1ペルトン型発電施設の取替			新品取替	
	発電所建屋	部分的な補修によって既設建物及び天井クレーン施設を利用する。 ただし、発電機器の基礎部は改造する。				

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建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に集計した。

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価格に換算した。発電機器使用および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 $CIF/FOB = 1.12$ の比率とした。

表-9.2 発電設備の仕様とFOB価格 (金額単位, 百万円)

項 目		比較代替案	現状復旧案		
			RBH-1	ALT-1	ALT-2
仕 様	設計流量 (m ³ /s)		2.5	5.0	7.5
	基準有効落差 (m)		82.9	82.9	82.9
	理論出力 (kW)		2,031	4,062	6,093
	水車機種		横軸フランシス	横軸フランシス	横軸フランシス
	水車出力 (kW)		1,800	3,600	5,400
	発電機力率		0.9	0.9	0.9
	発電機出力 (kVA)		1,900	3,800	5,700
F O B 機 器 百 万 円	①水車及び付属機器 ②発電機及び付属機器 ③=①+② 小計 ④ユニット数 ⑤=③×④ 計		60.5	80.8	88.4
			32	47.6	69.7
			92.5	128.4	158.1
			1	2	2
			92.5	256.8	316.2
	⑥スイッチギア-他		7.3	12.4	12.4
	⑦主変圧器		0	15.2	22.8
	⑧=⑤+⑥+⑦ 合計		99.8	284.4	351.4
主変圧器容量 (kVA)		既設使用	3,800	5,700	

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		ALT-2	
	外貨分	現地貨分	外貨分	現地貨分	外貨分	現地貨分
① FOB 価格	99.8	—	284.4	—	351.4	—
② 運賃・保険 ①×0.12	12.0	—	34.1	—	42.2	—
③ 税 ①×0.223	—	22.3	—	63.4	—	78.4
④ 付加価値税 ①×0.134	—	13.4	—	38.1	—	47.1
⑤ その他 ①×0.22	—	22.0	—	62.6	—	77.3
⑥ 計	111.8	57.7	318.5	164.1	393.6	202.8
⑦ Contingency ①×0.17	17.0	—	48.3	—	59.7	—
⑧ Eng Fee ①×0.149	14.9	—	42.4	—	52.4	—
⑨ 計 ⑥+⑦+⑧	143.7	57.7	409.2	164.1	505.7	202.8
⑩ 総 計	201.4	573.3	708.5			

9.2.2 土建工事費の概算

土建工事費は重要構造物の復旧あるいは改造のための工事数量にEADR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。修復計画案ごとに積算された土建工事費を比較すると表-9.4 のとおりである。

表-9.4 土建工事費の積算（金額単位 10⁶ ペソ）

項 目	比較代替案	出力増加案	
	現状復旧案 REN-1	ALT-1	ALT-2
取水堰及び取水口工事	53.2	53.2	53.2
水 槽 工 事	22.0	22.0	22.0
水 圧 管 路 工 事	33.0	603.0	844.9
機 械 基 礎 工 事	5.8	17.4	21.0
発 電 所 建 屋 工 事	0	2.5	2.5
仮 設 備	19.0	19.0	19.0
そ の 他 雑 工 事	0	0	0
① 計	133.0	717.1	962.6
② Contingency (①×0.15)	20.0	107.6	144.4
③ Eng. Fee (①+②)×0.1	15.3	82.5	110.7
④ 計 (①+②+③)	168.3	907.2	1,217.7
⑤ Output Loss	167.5	167.5	167.5
⑥ 総 計 ④+⑤	335.8	1,074.7	1,385.2

9.3 経済指標の比較

kW当りの建設コストおよび 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。

$$1 \text{ US \$} = 140 \text{ 円}$$

$$1 \text{ US \$} = 369.4 \text{ pesos}$$

$$1 \text{ ペソ} = 0.379 \text{ 円}$$

② 新品の発電機器ならびに回収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ヶ年据置きで25年間の元金均等，償還方法で計上する。

— 現地貨分の金利：年利21%，1年据置きで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1US\$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-2案が増加出力当り156.1千円/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	出力増加案	
		現状復旧案 REH-1	ALT-1	ALT-2
既設設備出力 (kW)	定格出力 P_o	1,600	3,200	3,200
	現有出力 P_e	1,200	2,300	2,300
修復後の出力 P_i (kW)		1,700	6,700	10,200
回復又は増加出力 $\Delta P = P_i - P_e$ (kW)		500	4,400	7,900
修復工事費 (10 ⁶ 円)	外貨分 C_f	143.7	409.2	505.7
	現地貨分 C_l	184.9	571.4	727.8
	計 $C = C_f + C_l$	328.6	980.6	1,233.5
kW当りの建設コスト (千円/kW)	C / P_i	193.3	146.3	120.9
	$C / \Delta P$	657.2	222.8	156.1

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、水力発電所の耐用年数を25年として、その間の運転・維持・管理費 (AOM, 年間4US\$/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, ALT-2案共に 1.7円/kWhと最低の値を示している。

また、△E当りの発電コストはALT-2案が 2.3円/kWhと最低の値を示している。

9.3.3 総合判定

各比較代替案のkW当りの建設コストならびに kWh当りの発電コストをグラフに示すと図- 9.2のようになる。

図からも分る様に最適案はALT-1とALT-2の中間にあり実施設計に当たっては再度詳細に比較検討を行い最適案の選定を行う必要があるが、ここではALT-1案について基本設計を行う。

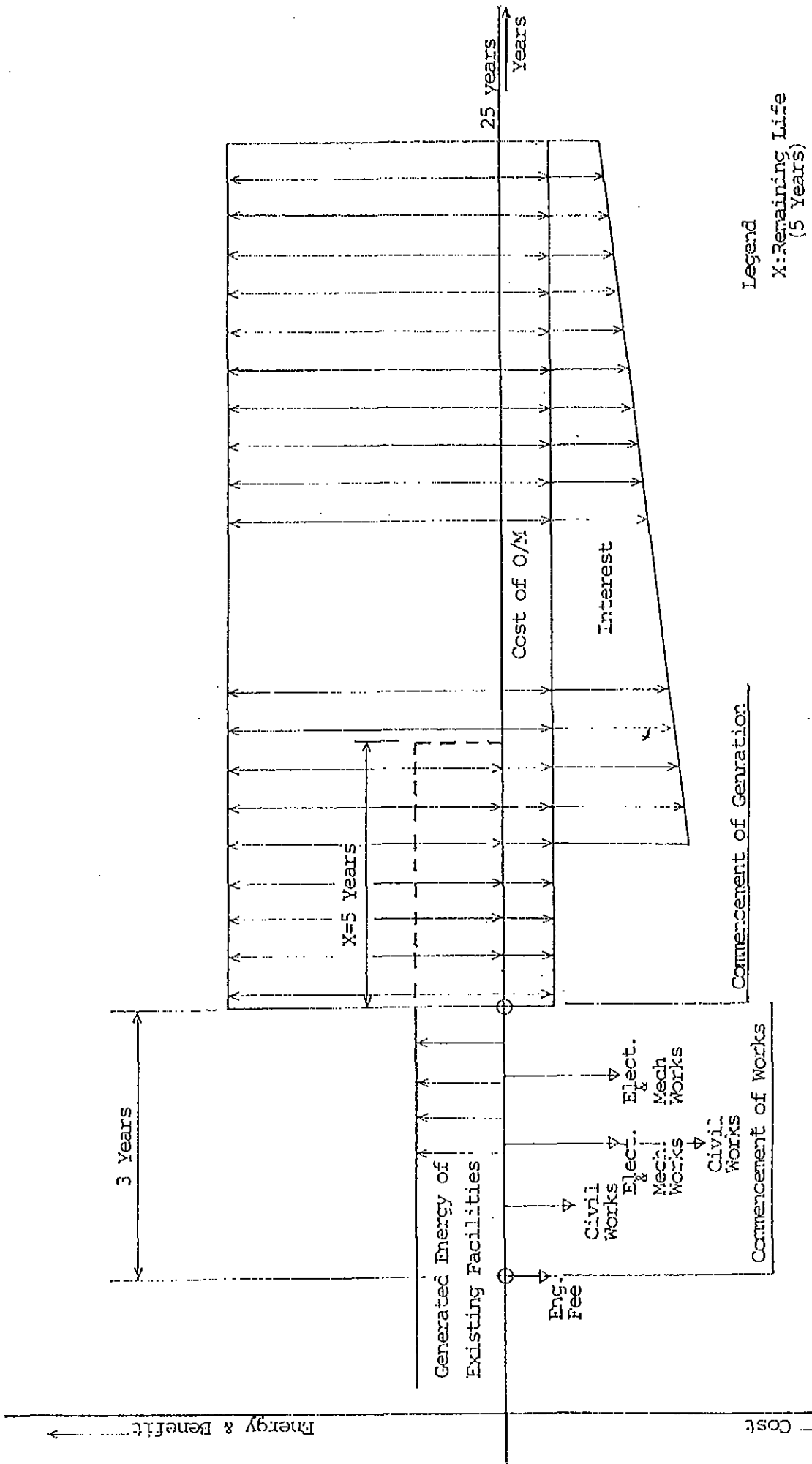


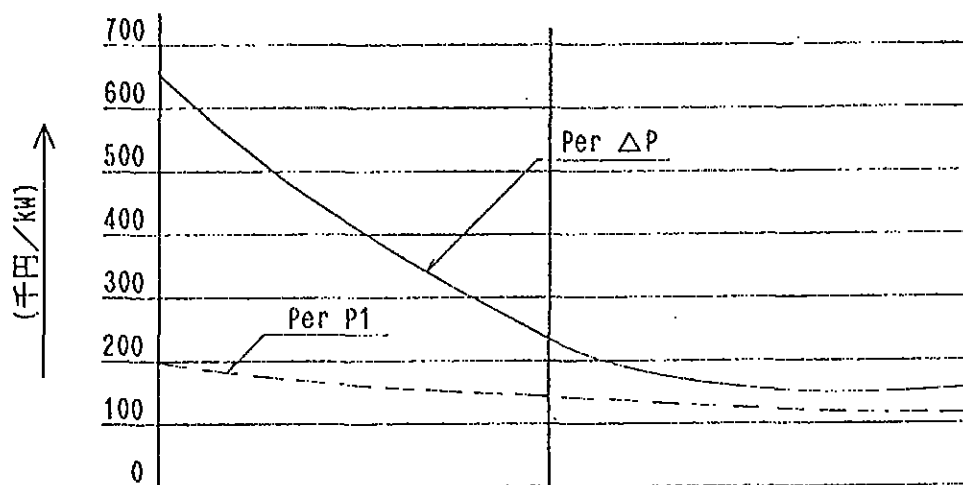
図-9.1 水力発電所の修復計画における費用と収入

表-9.6 kWh当りの発電コスト比較

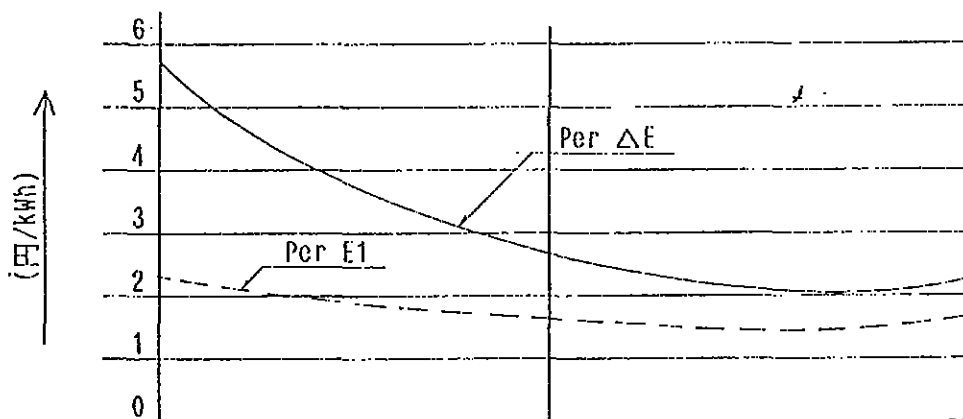
項目		比較代替案	現状復習案	出力増加案	
			REH-1	ALT-1	ALT-2
既設発電設備 の現在能力		出力 P_e (kW)	1,200	2,300	2,300
		電力量 E_e (GWh)	9.17	18.81	18.81
修復計画	出力 P_1 (kW)		1,700	6,700	10,200
	電力量 E_1 (GWh)		14.9	57.0	72.3
	回復又は 増加電力	出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)	500	4,400	7,900
		電力量 $\Delta E = E_1 - E_e$ (GWh)	5.7	38.1	53.5
発電端 経費の 合計 (百万円)	建設工事費 $C_1 = C_{f1} + C_{l1}$	外貨分 C_{f1}	143.7	409.2	505.7
		現地貨分 C_{l1}	184.9	571.4	727.8
		計	328.6	980.6	1,233.5
	支払金利 $C_2 = C_{f2} + C_{l2}$	外貨分 C_{f2}	231.4	658.8	814.2
		現地貨分 C_{l2}	187.9	580.5	739.4
		計	419.3	1,239.3	1,553.6
	運転・維持・管理費 $C_3 = 4U.S.\$ \times P_1 \times 25年 \times 140円/U.S.\$$		23.8	93.8	142.8
	合計 $\Sigma C_i = C_1 + C_2 + C_3$		771.7	2,313.7	2,929.9
	25年間平均年間発電経費 (百万円) $C = \Sigma C_i \div 25$		30.9	92.6	117.2
	発電 コスト (円/kWh)	E_1 当り $C / (E_1 \times 0.95)$	2.2	1.7	1.7
ΔE 当り $C / (\Delta E \times 0.95)$		5.7	2.6	2.3	

図 - 9.2 最適案の選定

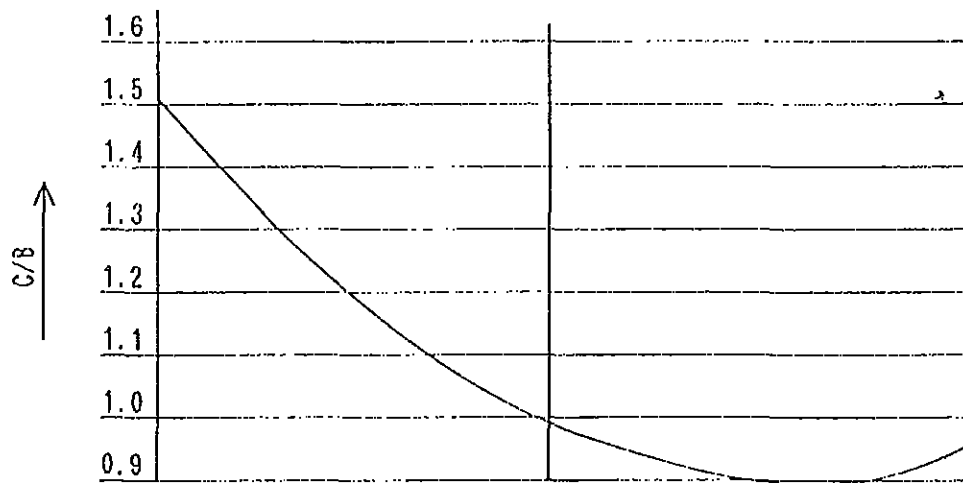
建設コスト



発電コスト



C/B



REH-1
5.0

ALT-1
10.0

ALT-2
15.0

9-10

(Q max m/s)

第10章 財務分析

財務分析の方法としては、費用便益分析と呼ばれている一般的な方法を採用する。つまり、修復を行なった後の収益性 (with project) から修復を行なわなかった場合の収益性 (without project) を差引いた増分費用・便益を投資に対する収益性とみなす。そして選定された修復計画案について収支バランスの財務計画を行なうものとする。なお国家経済的観点からの投資の妥当性を評価する経済分析は主報告書の中に記述してあるので参照されたい。

10.1 分析の前提条件

財務分析を行なうに当たって、設定した前提条件を要約すると次の通りである。

(1) 既存発電所の残存寿命

新品に取替えなかった場合、古い既存の発電設備が稼働する残存寿命は、一律に平均5年間と設定した。

(2) 建設コストの見積り

建設コストは内貨・外貨別に1989年9月の市場価格で見積られている。なお、外貨 (U. S. \$) と内貨 (col. \$) の交換レートは DNPが定めた U. S. \$ 1=col. \$ 369.4 で設定している。

建設コストには、予備費および技術管理費が含まれている。土地収用費および補償費は含まれていない。

発電設備の FOB コストは、日本国内価格で見積られている。また、CIF価格は ISAが通常水力発電プロジェクトに適用している対 FOBコスト比率 (FOB 価格 : CIF価格 = 1.00 : 1.12) を用いて算定した。

(3) サービスライフ

収益性評価のためのプロジェクトのサービスライフは修復後25年間と設定した。

各年次の減価償却費は ICEL が採用している定額法によって算定した。なお、この場合施設別の耐用年数は次のように設定し、残存価格は“0”としてある。

- ① 土木構造物の耐用年数 …… 50年
- ② 発電設備の耐用年数 …… 25年

(4) 運転、維持管理費

通常、運転維持管理費は、施設の投資規模に応じて発生する固定費と電力生産量に比例して増減する変動費からなっているが、本調査では ISA が水力発電所の運転維持管理費の予算化に通常適用させる平均的コスト、即ち、年間を通じて設備容量 (kW) 当り U. S. \$ 4.0 を適用する。

(5) 便益の推定

1988年12月の ICEL の売電単価 U. S. \$ 13.36/MWh (col \$ 4,936.18/MWh) および発電高 U. S. \$ 2,942.36/MW (col \$ 1,086,909.69/MW) の需要高を財務的便益単価とする。

年間の収益はこの単価に発電端年間供給電力量と定格出力をそれぞれ乗じて算出する。

(6) 割引率

純現在価値 (NPV) 及び費用便益率 (C/B レシオ) の算定に適用させる割引率は、コロンビア国の実質金利の推定から割引率は年率 7.6% と設定した。

(7) 資金の調達条件

外貨ならびに内貨の資金調達のための借入条件は次の通りである。

① 外貨の借入条件

- 年 利： 10%
- 元本支払期間： 25年間（うち4年間据置期間を含む）
- 支払条件： 元本均等払い

② 内貨の借入条件

- 年 利： 21%
- 元本支払期間： 8年間（うち1年間据置期間を含む）
- 支払条件： 元本均等払い

(8) 固定価格表示

コロンビア国のインフレーションは年24%～30%の範囲で変動しているが、便益及び費用ストリームに表示する価格は1989年の固定価格とする。

(9) 収益性の指標

収益性を評価する方法としては、一般的に用いられる次の3つの指標によるものとする。

- ① 費用便益比 (Cost-Benefit Ratio: C/B レシオ)
- ② 純現在価値 (Net Present Value: NPV)
- ③ 内部収益率 (Internal Rate of Return: IRR)

これらの指標はwithとwithout projectのキャッシュフローを用いて算定される。

10.2 収益性の比較

発電計画の各代替案の現金の流入と現金の流出を示すキャッシュフローに基づいて収益性を求めると表-10.1の通りである。

表-10.1 比較代替案別の収益性指標

代替案	費用便益比 (C/B)	純現在価値 (NPV) (百万円)	内部収益率 (IRR)
REH-1	1.51	(-) 48	4.8
ALT-1	0.99	7	7.7
ALT-2	0.96	35	8.0

総資本の立場からの財務分析の結果、最も収益性（収益率及び収益額の大きい）のよい修復案はALT-2案である。

前章 9.3.3で最適案として選定され、かつ収益性の高い修復計画はALT-1案となる。

10.3 財務計画

選定された修復計画案に対して財務的観点からキャッシュフローを検討した。財務計画として必要な損益計算書及び資金繰表を表-10.2に示す。

本計画では、2002年より利益を生み出すことになり、その総額は786百万円となる。

Table - 10.2 PROJECTED FINANCIAL STATEMENTS

(1) PROJECTED REVENUE AND EXPENDITURE STATEMENT (at 1989 Price) (2) PROJECTED FUND FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989)

== Caracas: ALT-1 == (A) (B) Generating Expenditure (US\$:1000) (C) (A) Source (B) Application (US\$:1000)

Year in Order	Total Operating Revenue	C/M Cost	Depreciation	Interest on Investment	Total	Net Benefit (A)-(B)	Year in Order	Benefit before Interest	(A) Source		Long/Short term Borrowing	Total	(B) Application		Total	Cash Balance (A)-(B)
									Depreciation	Forward			Progress	Interest		
1989	258.1	9.2	0.0	0.0	9.2	248.9	1989	248.9	0.0	0.0	0.0	248.9	0.0	0.0	0.0	248.9
1990	258.1	9.2	0.0	0.0	9.2	248.9	1990	248.9	0.0	0.0	0.0	248.9	0.0	0.0	0.0	248.9
1991	258.1	9.2	0.0	0.0	9.2	248.9	1991	248.9	0.0	0.0	206.0	454.9	206.0	0.0	206.0	248.9
1992	258.1	9.2	0.0	20.6	29.8	228.3	1992	248.9	0.0	0.0	206.0	454.9	206.0	20.6	226.6	228.3
1993	258.1	9.2	0.0	41.2	50.4	207.7	1993	248.9	0.0	0.0	103.0	351.9	153.0	41.2	144.2	237.7
1994	258.1	9.2	0.0	51.5	60.7	197.4	1994	248.9	0.0	0.0	1327.1	1576.0	1327.1	51.5	0.0	1378.6
1995	258.1	9.2	0.0	330.6	339.8	-278.4	1995	22.2	0.0	0.0	2955.1	2977.3	2955.1	300.6	0.0	3255.7
1996	258.1	9.2	193.9	788.1	991.2	-999.8	1996	-17.7	193.9	1695.3	1695.3	1772.5	788.1	469.8	2955.2	-1235.6
1997	258.1	26.8	193.9	1011.0	1231.7	-489.0	1997	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	1011.0	469.8	1463.7	-734.9
1998	258.1	26.8	193.9	912.3	1133.0	-393.4	1998	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	912.3	622.3	1534.7	-818.8
1999	258.1	26.8	193.9	798.4	1019.1	-276.5	1999	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	798.4	622.3	1420.7	-764.9
2000	258.1	26.8	193.9	684.5	905.2	-162.5	2000	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	684.5	622.3	1336.8	-591.0
2001	258.1	26.8	193.9	570.6	791.3	-48.6	2001	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	570.6	622.3	1192.9	-477.1
2002	258.1	26.8	193.9	259.4	483.1	262.6	2002	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	259.4	622.3	881.7	-165.8
2003	258.1	26.8	193.9	244.1	444.8	277.8	2003	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	244.1	152.6	396.7	319.2
2004	258.1	26.8	193.9	228.9	449.6	293.1	2004	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	228.9	152.6	381.4	655.6
2005	258.1	26.8	193.9	213.6	434.3	338.3	2005	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	213.6	152.6	366.2	1005.3
2006	258.1	26.8	193.9	198.3	419.1	323.6	2006	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	198.3	152.6	350.9	1368.3
2007	258.1	26.8	193.9	183.1	403.8	338.9	2007	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	183.1	152.6	335.7	1748.5
2008	258.1	26.8	193.9	167.8	388.6	354.1	2008	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	167.8	152.6	320.4	2144.0
2009	258.1	26.8	193.9	152.6	373.3	369.4	2009	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	152.6	152.6	305.1	2594.7
2010	258.1	26.8	193.9	137.3	358.0	384.6	2010	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	137.3	152.6	289.9	2980.7
2011	258.1	26.8	193.9	122.1	342.8	399.9	2011	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	122.1	152.6	274.6	3421.9
2012	258.1	26.8	193.9	106.8	327.5	415.1	2012	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	106.8	152.6	259.4	3878.5
2013	258.1	26.8	193.9	91.5	312.3	439.4	2013	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	91.5	152.6	244.1	4350.2
2014	258.1	26.8	193.9	76.3	297.0	445.7	2014	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	76.3	152.6	228.9	4837.2
2015	258.1	26.8	193.9	61.0	281.8	460.9	2015	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	61.0	152.6	213.6	5359.5
2016	258.1	26.8	193.9	45.8	266.5	476.2	2016	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	45.8	152.6	198.3	5837.0
2017	258.1	26.8	193.9	30.5	251.2	491.4	2017	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	30.5	152.6	183.1	6399.8
2018	258.1	26.8	193.9	15.3	236.0	506.7	2018	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	15.3	152.6	167.8	6937.9
2019	258.1	26.8	193.9	0.0	220.7	521.9	2019	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	0.0	0.0	0.0	7553.7
2020	258.1	26.8	193.9	0.0	205.4	521.9	2020	521.9	193.9	715.9	715.9	715.9	0.0	0.0	0.0	8269.6
TOTAL	1866.2				1305.4	5610.9										
					0.0	0.0										

第 1.1 章 基 本 計 画

修復計画の最適案はATL-1である。従ってATL-1に対する基本設計は次の通りである。

11.1 施設設計

11.1.1 工作物の設計基準

施設の設計に当り構造物には次の基準を適用した。

- (1) 取水堰は15m以下の重力式コンクリートダムとし設計洪水流量はゲートを設けない越流部より安全に流下出来るようにする。
- (2) 取水口と取水堰の間に土砂吐を設ける。土砂吐の水路幅は堆砂の除去を考慮してCAT D4C級（全幅1.83m，重量 6.85ton）ブルドーザの出入りが出来るようにする。
- (3) 取水口は河川とほぼ直角に取水出来るように設け、入口に設けたスクリーンを通る流入速度は 0.6～ 1.0m/s 程度とする。
- (4) 水槽では粒径約 0.5mm以上の粒子の除去を考慮する。
水槽の規模は設計流量の2分間相当の容量とする。
水槽のFree boardは 0.3mとする。
- (5) 水圧管路は実用性を重視し、既往実例を参考に管路を決める。

11.1.2 主要構造物の改修設計

(1) 取水設備

新設する取水堰は越流頂EL 998m，越流長32.5m，設計洪水流量 380m³/s をHWL 1,001.70mで流下させる。越流水深は3.70mとなる。

取水口敷はEL 996m，土砂吐敷EL 995m，より 1.0m高く形状は幅 5.0m 高さ2.80mで呑口での流入速度は 1.0m/s となる。取水口前面にはスクリ

ーンを設ける。土砂吐の幅は 2.0 m とし敷勾配は土砂の流水による排除を容易にするため 1 : 25 とする。

取水口の水路入口にはゲートを 1 門設ける。

取水堰前面には年平均 27 m³/日堆積すると予想される土砂を定期的に流水又は機械的な方法で除去し、これらの土砂は土捨場に収容する。

(2) 水槽 (沈砂池を兼ねる)

水槽の容量を確保すると共に洪水時の水槽の安全性を確実にするため既設の河川壁を改造する。水槽の形状は幅 18 m, 長さ 25 m, 平均深さ 3 m である。余水吐 (自由越流長 9.5 m, 越流頂 EL 998 m, 越流水深 0.7 m) は下流側壁を改造して設ける。排砂路は既存の施設を利用する。土砂吐用ゲート 5 門は新品とする。

(3) 水圧管路

水圧管路は図-11.1 に示す関係より 1 条 ϕ 1.65 m, 管内流速 4.68 m/s とし支持方式をリングガード方式とする。水圧管路入口にはスクリーン 5.0 m \times 3.0 m を設ける。上流部 135 m 区間はトンネル内に設けその内 30 m 区間は、コンクリートで鉄管の周辺をプラグする。

(4) 発電所

発電所は既設発電所の西側に増設する。発電機器の基礎として十分な基盤岩は期待できる。

(5) 放水路

放水路は既存設備で設計流量が流下できるので発電所の取付け部のみ改造する。

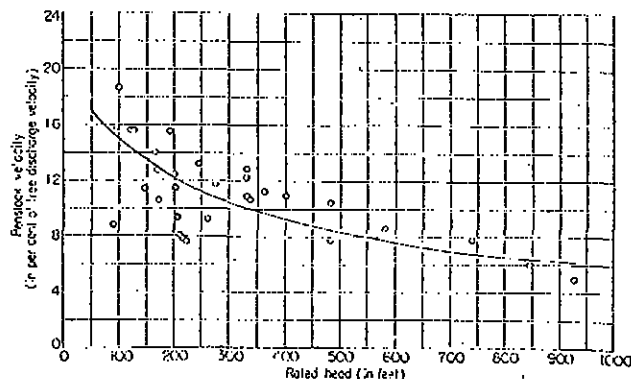


Fig. 11.1 Penstock Velocities at Full Turbine Discharge. Existing Plant

11.1.3 ゲート、バルブ類の仕様と諸元

本設備に設けるゲート、バルブ類の概要を表-11.1に示す。

表-11.1 ゲート、バルブ類の概要

名 称	制水ゲート	排砂ゲート	スクリーン	排砂ゲート	スクリーン
用 途	取水用	土砂吐 排砂用	除塵用	水槽 排砂用	除塵用
型 式	鋼板製 スルースゲート	木製 スルースゲート	固 定 式	鋼板製 スルースゲート	固 定 式
幅 × 高	2.6m × 2.3m	2.6m × 2.3m	5.0m × 2.8m	0.4m × 0.4m 4門	3.0m × 5.0m
設計水深	10 m	10 m	10 m	6 m	
止水方式	後方四方 水密	後方四方 水密	ラック間隔 100mm	後方四方 水密	ラック間隔 100mm
操作方式	スピンドル 式	スピンドル 式		スピンドル 式	
巻揚装置	エンジン 及び手動	エンジン 及び手動		手 動	
巻揚速度	0.1m/分		勾配1:0.3		勾配1:0.3
巻揚人力	10 kg				
揚 程	3 m	3 m	--	0.5 m	
鋼材重量	ゲート3屯 巻揚機3屯 巻揚機は排 砂ゲートと 兼用とする。	1屯	2.5屯	ゲート類 2.7屯 巻揚機 2.5屯	2.7屯