

#### 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-7.7 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した。

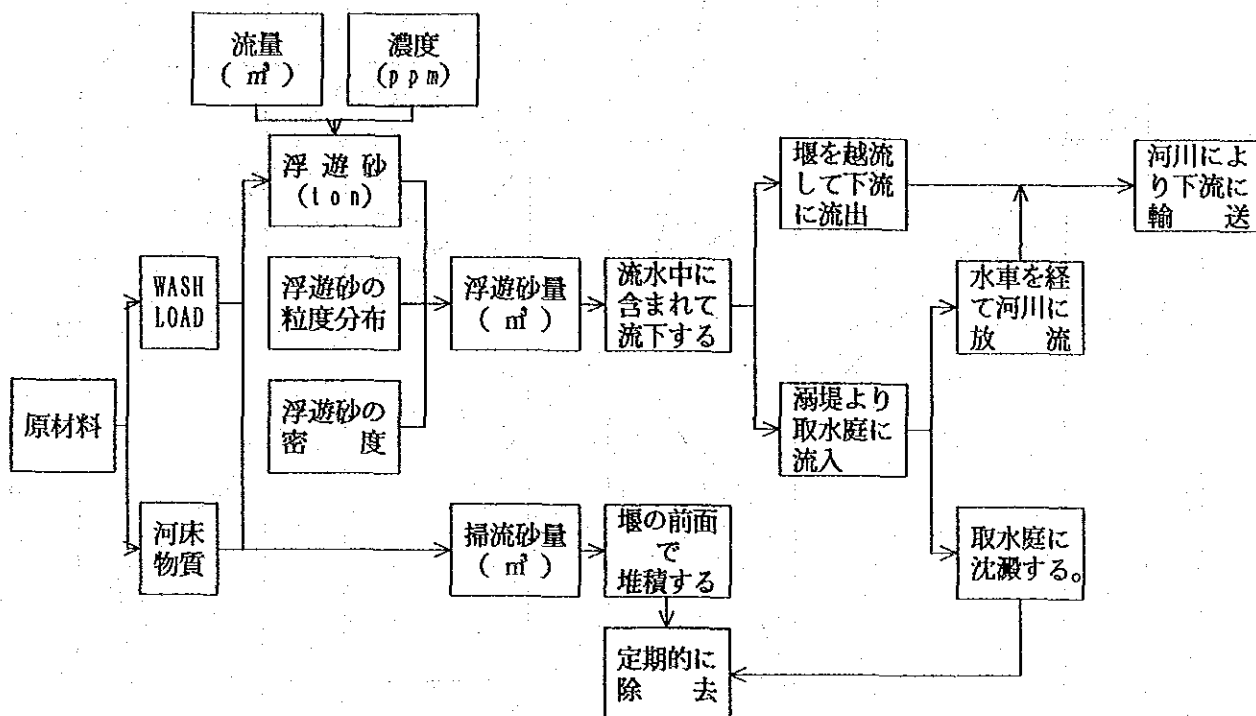


図-7.7 土砂流出の機構と流出土砂量のフロー

##### 7.4.1 土砂流出状況

Andagueda川の流域は本川を中心に左右岸に比較的短い支川が流入した羽毛形状を呈している。これらの流域より流出する土砂は溪谷の河床と堤防の浸食、本川沿いに発達した段丘面での耕作に伴う土砂流出、段丘の崩壊によるガリー浸食等が主なものである。流域内での植生は良好である。

浮遊土砂量曲線はRio NusのRating曲線の基本形状を参考に作成してこれを図-7.8 に示す。測水所地点での浮遊土砂量 (ton/年) は次に示す。

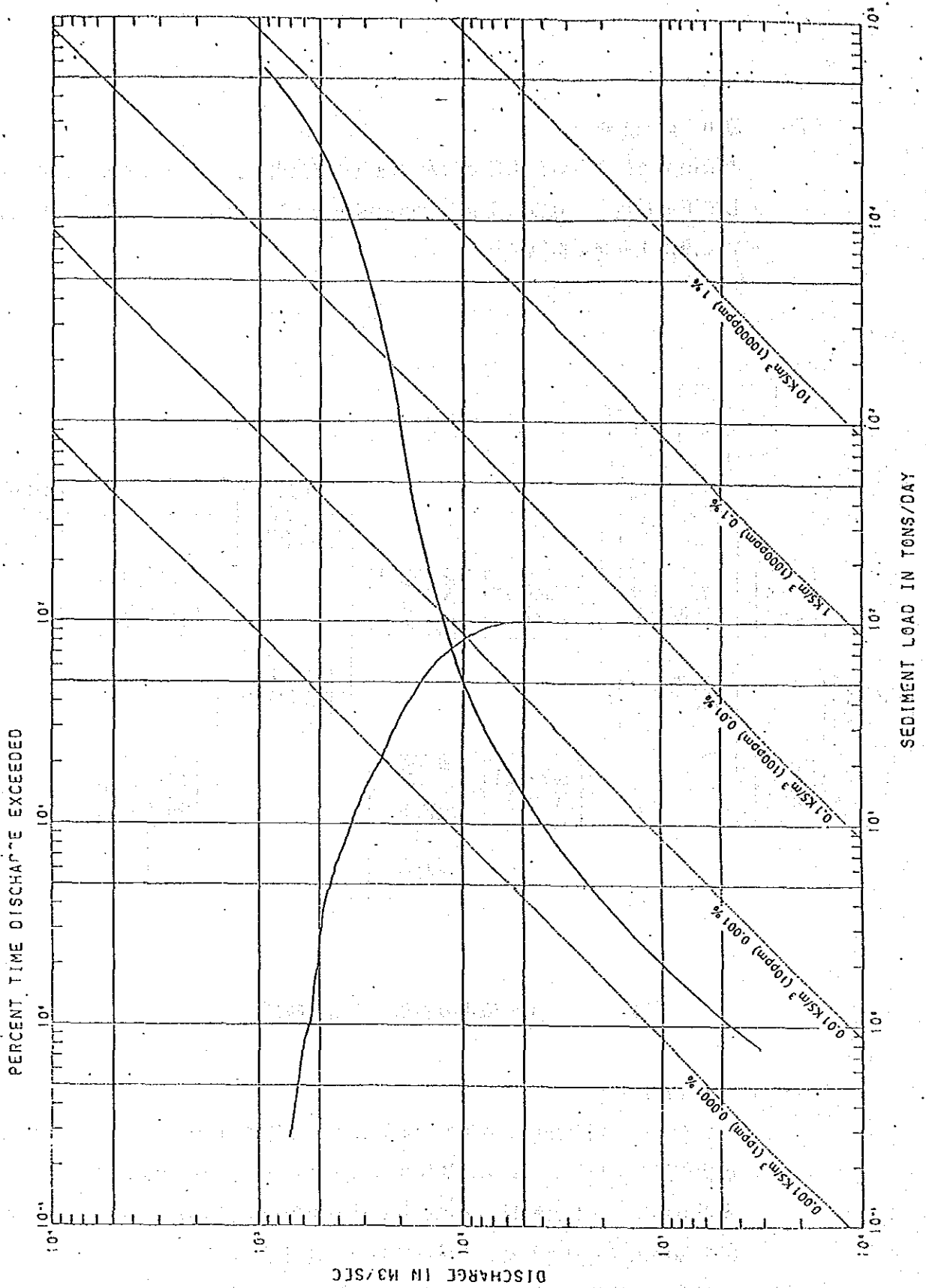


Fig. 7.8 Sediment Rating Curve

河川	集水面積 (km <sup>2</sup> )	河川流出量			濃度		浮遊土砂量 (10 <sup>3</sup> ton/年)
		全流出量 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /年)	最大流量 (m <sup>3</sup> /s)	最少流量 (m <sup>3</sup> /s)	最大値 (ppm)	最小値 (ppm)	
Andagueda	914	5,437,000	1322	18.6	—	—	280

Andagueda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300 ton/km<sup>2</sup>となり、年平均浮遊砂濃度は50ppmとなる。

#### 7.4.2 流出土砂量の推定

##### (1) 主要物性

##### (a) 粒度分布

本地点の堆砂（浮遊砂、掃流砂、沈殿土砂等）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既往の資料を参考に粒度分布を推定しこれを図-7.9に示す。粒度構成は次のようになる。

砂	シルト	粘土
10%	60%	10%

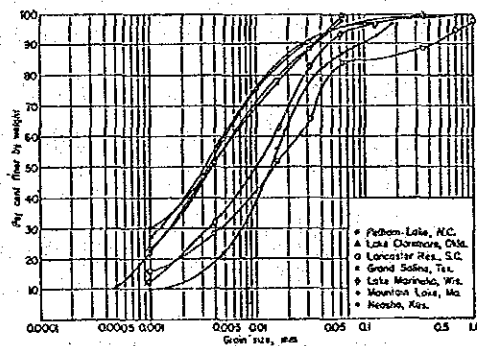


図-7.9 浮遊砂の粒度構成

\*Handbook of Applied Hydrology

(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。既往の実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/m<sup>3</sup>) \*

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ベラダム（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た。

集水面積 (km <sup>2</sup> )	河川流出量 10 <sup>6</sup> (m <sup>3</sup> )	浮遊砂量 10 <sup>3</sup> (ton)	掃流砂量 10 <sup>3</sup> (ton)	流入砂量 10 <sup>3</sup> (ton)
885.3	5,268	272	28	300

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た。

掃流土砂

	礫	砂	シルト	合計
粒度構成 (%)	30	60	10	100
単位体積重量 (ton/m <sup>3</sup> )	1.68	1.48	1.04	
粒度ごとの単位重量 (ton/m <sup>3</sup> )	0.504	0.888	0.104	1.496 … 1.50

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 <sup>3</sup> )	1.48	1.04	0.80	
粒度ごとの単位重量 (ton/m <sup>3</sup> )	0.148	0.624	0.240	1.01

掃流砂の全ては取水堰と取水庭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路を流下する。水路に流入した浮遊砂は一部の粒子が取水庭で沈澱し残りの浮遊砂は流水と共に水車を経て河川に放流される。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 <sup>2</sup> )	河川流出量 10 <sup>6</sup> (m <sup>3</sup> )	掃流土砂量 10 <sup>3</sup> (ton)	浮遊土砂量 10 <sup>3</sup> (ton)
885.3	5,268	28	272
		↓	↓
		× 10 <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	× 10 <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )
		19	269
			↓
			取水庭流入分
			↓
			河川流下
			↓
			取水庭沈澱
			↓
			放水路流下

設計流量 Q m <sup>3</sup> /s	10 <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	10 <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )
50	94	175
100	161	108

設計流量 Q m <sup>3</sup> /s	10 <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	10 <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )
50	2	159
100	2	159

以上の解析結果から取水堰前面での堆砂量は年平均約50 m<sup>3</sup>/日、取水庭の沈澱土砂量は約5 m<sup>3</sup>/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 $54 \text{ m}^3/\text{s}$ 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たてた。

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%を下廻らない範囲で最大使用水量を変えて発電出力及び年間発生電力量を計算し、技術的ならびに経済的に適正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、既設Trinchoを現位置で修復し残りの水路工作物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は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べきである。

本地点の比較代替案の一つとして、現在のトリンチョ (Trincho) 式の取水堰をコンクリートダムに改造すると同時に、取水位の上昇即ち有効落差の増加を図る計画が考えられる。しかしながら本調査の段階では、次のような未確認事項が多く存在するので比較検討の対象から除外し、巻末にその発電計画の概要を付録として収録した。

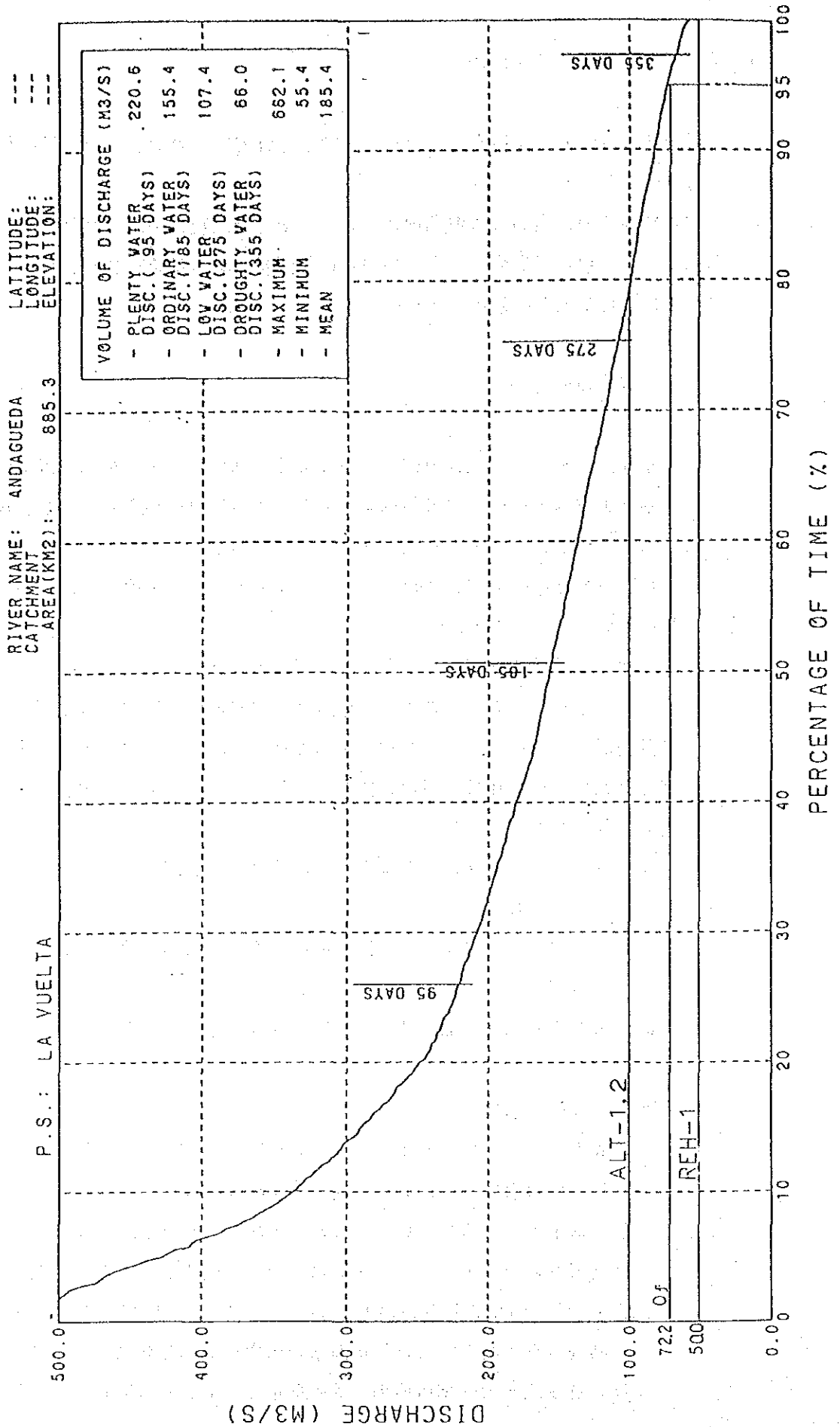
- ① コンクリートダムの基礎としての地質調査が河床および左岸段丘部について実施されていない。
- ② ダム堰き上げによる背水影響を検討する地形図（縮尺1:5,000 ~ 1:10,000の航測図面）が作成されていない。
- ③ 水没する部落、畑、林野等の補償物件調査が実施されていない。

#### (1) 最大使用水量

既設発電所の最大使用水量は、 $Q = 54.0 \text{ m}^3/\text{s}$ で計画されている。一方、図-8.1の取水口地点における代表的な流況曲線に示すように、年間95%を通じて保証できる流量は $Q = 12.2 \text{ m}^3/\text{s}$ である。したがって最大使用水量は $Q = 50.0 \text{ m}^3/\text{s}$ と $100 \text{ m}^3/\text{s}$ の2ケースについて比較することと、それぞれの発電出力および年間発生電力量を算定する。最大使用水量 $Q = 150.0 \text{ m}^3/\text{s}$ 及び $200.0 \text{ m}^3/\text{s}$ に設定すると、年間水利用率がそれぞれ86.0%と75.0%となり、流れ込み式水力発電所の場合妥当な案として認め難い。

図-8.1 La Vuelta 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発生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た。

有効落差 $H_e$ は取水庭と放水路間の損失水頭を次式により求めた。

$$H_e = H_g - \Delta H + \frac{V_q^2}{2g} - \frac{V_f^2}{2g}$$

$$\Delta H = \frac{v_2^2}{2g} (f_e + \frac{V_2^2 - V_1^2}{V_2^2} + f_p + f_n) + \Delta h$$

ここに

$H_g$  = 総落差 取水庭水位 (79.70m) - 放水位 (75.20m) = 4.50 m

$\Delta H$  = 全損失水頭 (m)

$V_1$  = 取水庭での流速 (m/s)

$V_2$  = 取水口入口での流速 (m/s)

$f_e$  = 流入損失係数 0.1

$f_p$  = 制水門扉の橋脚による損失係数 0.095

$f_n$  = 塵除格子による損失係数 0.353

$V_q^2 / 2g$  = 水車入口の流速水頭 ( $V_q = 1.0\text{m/s}$ )

$V_f^2 / 2g$  = 放水路の流速水頭 ( $V_f = 1.5\text{m/s}$ )

$\Delta h$  = 余裕 (m)

$n$  = 粗度係数 0.015

Q ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	$H_g$ (m)	$V_2^2/2g$ (m)	$\Sigma f$	$\Delta h$ (m)	$\Delta H$ (m)	$V_q^2/2g$ (m)	$V_f^2/2g$ (m)	$H_e$ (m)
50	4.50	0.022		0.015	0.037	0.047	0.110	4.40
100	4.50	0.039		0.015	0.054	0.047	0.113	4.38

以上の計算結果より基準有効落差として4.40mを使用した。

## 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 ( $\eta_2$ ) 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 <sup>3</sup> /s)	基準有効落差 (m)	9.8×①×② 理論出力 (kW)	合成効率 $\eta$	③×④ 発電出力 P (kW)
隣接新規配置 計画案 REH-1	50.0	4.4	2,156	0.815	1,757
隣接新規配置 計画案 ALT-1	100.0	4.4	4,312	0.823	3,548

## 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。

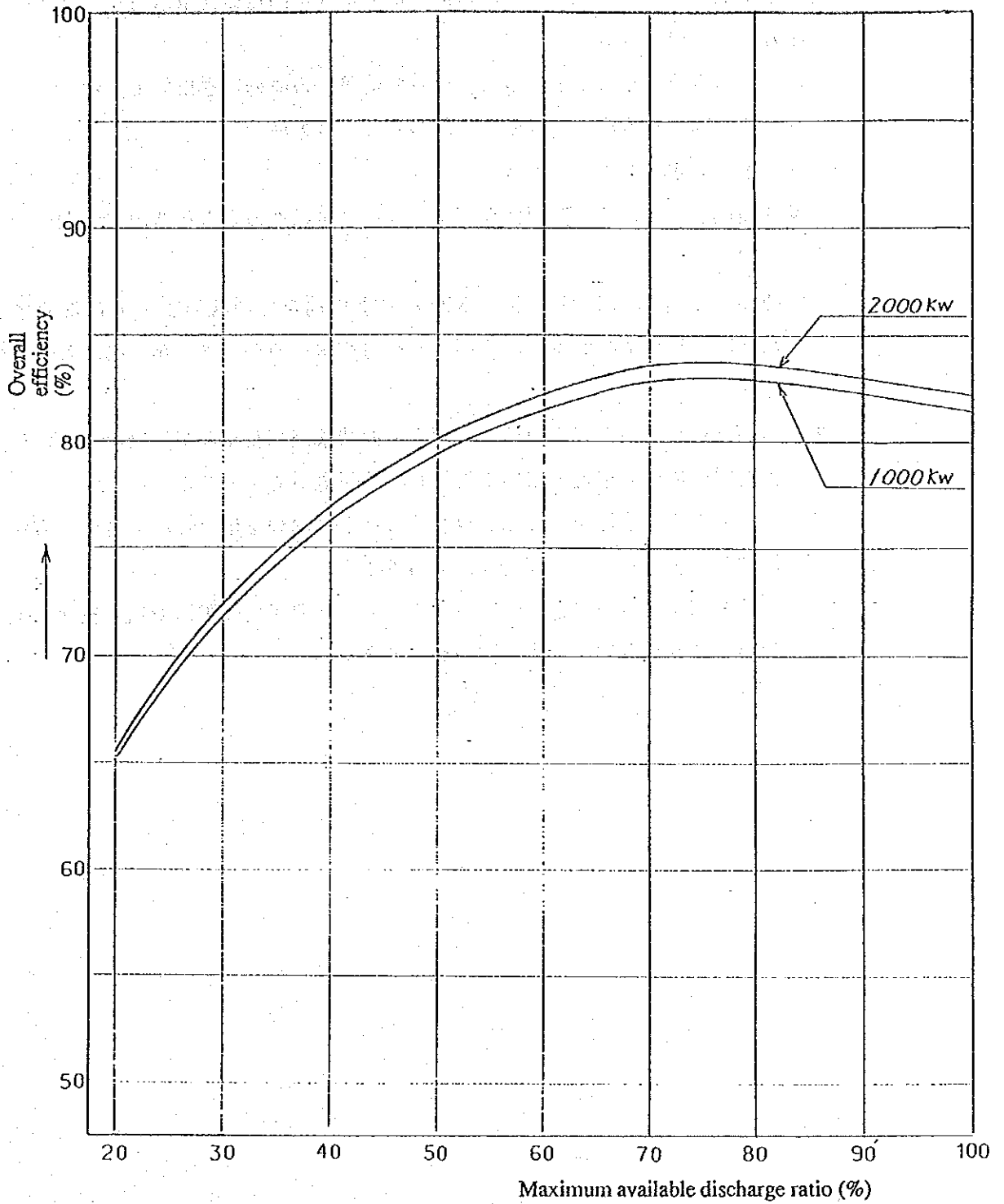
$$E = P \cdot t \text{ (kWh)}$$

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

ここに P : 発電出力 (kW)

t : 運転時間 (hr)

Fig. 8.2 Resultant Efficiency Curve of Conduit Type Bulb Turbine and Generator



(Source: The above curves are drawn according to the study standard for formulation of mini-hydro power generating facilities plan prepared by the Structural Improvement Bureau of the Ministry of Agriculture, Forestry and Fishery )

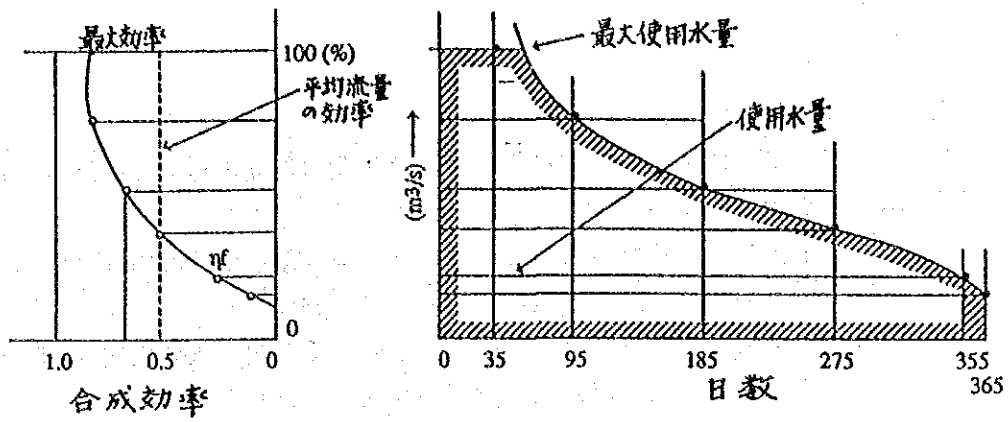
水力発電所が年間を通じて事故停止もせず、点検維持補修停止もしないものと仮定した場合に、1年間に発生が可能な電力量（年間可能発電電力量）は次のような方法で算出される。

- (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3km下流にあるHIMAT所管のAgusal測水所のデータから換算したものであること。
- ② Agusal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の通りである。



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

① 日順	② 日数	③ 使用水量 ( $\text{m}^3/\text{t}$ )	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担率とし、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 $25\text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニットの隣接新規配置計画案 (REH-1) の場合の年間発電電力量 15.4GWh (100%)
- (2) 最大使用水量 $50\text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニットの隣接新規配置計画案 (ALT-1) の場合の年間発電電力量 29.9GWh (96%)

表-8.3 年間可能発電電力量の計算

#### (1) 隣接新規配置計画案 (REH-1)

最大使用水量:  $25\text{ m}^3/\text{s} \times 2$  ユニット, 基準有効落差 4.4m  
水車型式; コンジット型バルブ水車

日順	日数	使用水量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	負担率使用水量 最大使用水量	合成効率 $\eta$	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
最大	365	50	1.0	0.815	1,757	(1,757)	15,391

## (2) 隣接新規配置計画案1 (ALT-1)

最大使用水量 50 m<sup>3</sup>/s × 2 ユニット, 基準有効落差 4.4 m,

水車型式: コンジット型バルブ水車

日順	日数	使用水量 (m <sup>3</sup> /s)	負担率使用水量 最大使用水量	合成効率 $\eta$	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
最大	289	100	1.0	0.823	3,548	3,548	24,608
295	6	97.8	0.978	0.825	3,479	3,513	505
300	5	95.5	0.955	0.826	3,401	3,440	412
305	5	93.9	0.939	0.827	3,348	3,374	404
310	5	91.1	0.911	0.830	3,260	3,304	396
315	5	88.9	0.889	0.830	3,181	3,220	386
320	5	85.3	0.853	0.833	3,063	3,122	374
325	5	83.2	0.832	0.835	2,995	3,029	363
330	5	81.1	0.811	0.837	2,927	2,961	355
335	5	78.7	0.787	0.837	2,840	2,883	345
340	5	76.1	0.761	0.837	2,746	2,793	335
345	5	73.5	0.735	0.837	2,652	2,699	323
350	5	70.2	0.702	0.837	2,533	2,592	311
355	5	66.0	0.660	0.830	2,362	2,447	293
360	5	62.3	0.623	0.827	2,221	2,291	274
365	5	55.4	0.554	0.812	1,937	2,079	249
計	365					(2,955)	29,933





## 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, Interconexion Electrica SA.）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 200mの取水堰の補修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  $Q = 50\text{m}^3/\text{s}$ ,  $100\text{m}^3/\text{s}$ 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する。

表-9.1 修復計画比較代替案の内容

代替案 項目		現位置 現状修復計画	隣接新規レイアウト計画	
		REH-1	ALT-1	ALT-2
使用水量 $Q$ ( $\text{m}^3/\text{s}$ )		50	100	100
最大出力 $P$ (kW)		1,700	3,500	7,700
設備利用率 (%)		100	96	96
修復 改造 計画	取水堰	現取水堰を現在規模で補修する	コンクリート造り 取水堰に改築する	
	取水口	新設する		
	取水庭	新設する		
	発電機器	新品に取替える		
	発電所建屋	隣接して新設する		
放水路		新設する		

現位置・現状修復計画案も候補の対象にあげたが、水車発電機を取替える場合、現在の建屋構造では設置出来ないこと、工事期間中のカヌーの就航確保からこのケースはフィジブルではないので採択しない。

## 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、円貨ベースで集計した。

### 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 (金額単位 百万円)

項目		比較代替案		
		REH-1	ALT-1	
仕 様	設計流量 (m <sup>3</sup> /S)	25	50	
	基準有効落差 (m)	4.4	4.4	
	理論出力 (kW)	1,078	2,156	
	水車機種	コンジット バルブ型	コンジット バルブ型	
	水車出力 (kW)	920	1,860	
	発電機力率	0.9	0.9	
	発電機出力 (kVA)	1,000	2,000	
	主変圧器容量 (kVA)	2,000	4,000	
F O B 機 器 価 格 ( 百 万 円 )	発 電 機 器	①水車及び付属機器	110.5	156.4
		②発電機及び付属機器	55.3	75.7
		③=①+②小計	165.8	232.1
		④ユニット数	2	2
		⑤=③×④計	331.6	464.2
	⑥4.16kVスイッチギヤ-他	20.5	20.5	
	⑦変電所	34.2	38.6	
	⑧=⑤+⑥+⑦ 合計	386.3	523.3	

表-9.3 発電設備の事業費

(金額単位：百万円)

代替案	REH-1		ALT-1	
	外貨分	現地貨分	外貨分	現地貨分
① FOB 価格	386.3	—	523.3	—
② 運賃・保険	① × 0.12	—	62.8	—
③ 税金	① × 0.233	86.1	—	116.7
④ 付加価値税	① × 0.134	51.8	—	70.1
⑤ その他	① × 0.22	85.0	—	115.1
⑥ 計	432.7	222.9	586.1	301.9
⑦ Contingency	① × 0.17	—	89.0	—
⑧ Eng. Fee	① × 0.149	—	78.0	—
⑨ 計	⑥ + ⑦ + ⑧	222.9	753.1	301.9
⑩ 総計		778.9		1,055.0

### 9.2.2 土工事費の積算

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

表-9.4 土工事費の積算（金額単位 10<sup>6</sup> ペソ）

比較代替案 項目	REH-1	ALT-1
取水堰工事	18.2	18.2
取水庭工事	100.2	130.4
取水口工事	93.0	168.2
機器基礎工事	296.0	363.9
発電所建屋工事	31.9	36.4
放水路工事	46.7	135.1
仮設備	35.1	35.1
その他雑工事	52.0	52.0
① 計	673.1	939.3
② Contingency (①×0.15)	101.0	140.9
③ Eng. Fee (①+②)×0.1	77.4	108.0
④ 計 (①+②+③)	851.5	1188.2
⑤ Output Loss	37.9	37.9
総計 ④+⑤	889.4	1,226.1

### 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した。

- 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した。

$$1 \text{ US\$} = 140 \text{ 円}$$

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

$$1 \text{ ペソ} = 0.379 \text{ 円}$$

- 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 4US\$ 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 542千円/kWと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	
		REH-1	ALT-1
既設設備出力 (kW)	定格出力 $P_o$	2,000	2,000
	現有出力 $P_e$	500	500
修復後の出力 $P_1$ (kW)		1,700	3,500
回復又は増加出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)		1,200	3,000
修復工事費 (百万円)	外貨分 $C_f$	556	753.1
	現地貨分 $C_l$	560	766.6
	計 $C = C_f + C_l$	1,116	1,519.7
kW当りの建設コスト (千円/kW)	$C/P_1$	656.5	434.2
	$C/\Delta P$	930	506.6

### 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した。

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

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

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画結果を示すと表-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 5.0円/kWhと最低値を示している。

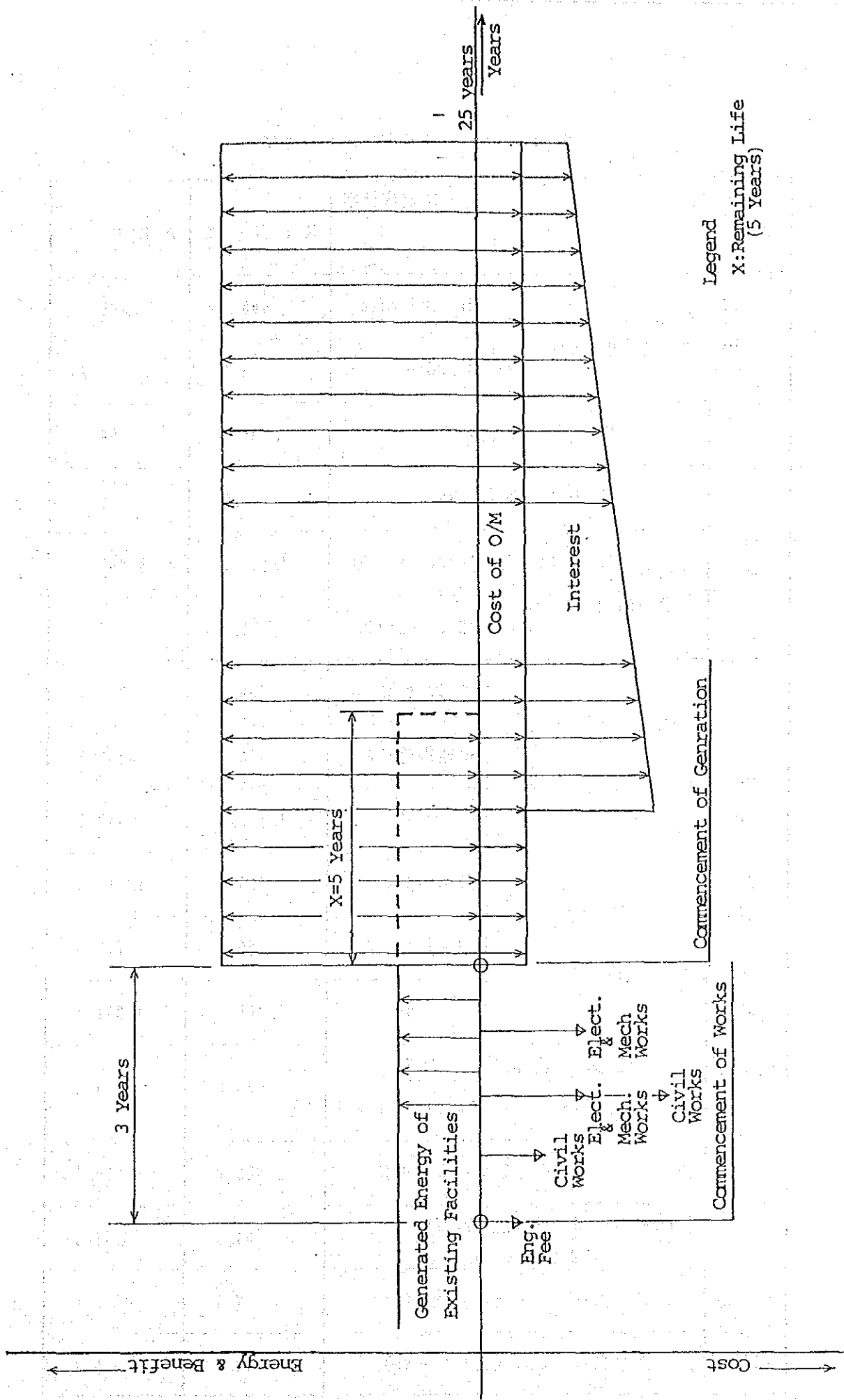


図-9.1 水力発電所の修復計画における費用と収入

表-9.6 KWh当り発電コストの比較

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)	500	500	
		電力量 $E_e$ (GWh)	6.25	6.25	
修復計画	出力 $P_1$ (kW)		1,700	3,500	
	電力量 $E_1$ (GWh)		15.4	29.9	
	回復又は 増加電力	出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)	1,200	3,000	
		電力量 $\Delta E = E_1 - E_e$ (GWh)	9.1	23.6	
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 $C_{i1}$	556.0	753.1
			現地貨分 $C_{l1}$	560.0	766.6
			計	1,116.0	1,519.7
	支払金利  $C_2 = C_{i2} + C_{l2}$		外貨分 $C_{i2}$	895.2	1,212.5
			現地貨分 $C_{l2}$	569.0	778.9
			計	1,465.2	1,991.4
	運転・維持・管理費  $C_3 = 4U.S.\$ \times P_1 \times 25年 \times 140円/U.S.\$$		23.8	49.0	
	合計 $\Sigma C_i = C_1 + C_2 + C_3$		2,605.0	3,560.1	
	25年間平均年間発電経費 (百万円) $C = \Sigma C_i \div 25$		104.2	142.4	
	発電 コスト (円/kWh)	$E_1$ 当り $C / (E_1 \times 0.95)$		7.1	5.0
$\Delta E$ 当り $C / (\Delta E \times 0.95)$		12.1	6.4		



### 9.3.3 総合判定

各比較代替案毎のkW当り建設コストならびに kWh当りの発電コストが低くなるALT-1案が便益的に大きな効果をもたらすので、本案を最適案として選定する。



## 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動する残存寿命は、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	4.24	(-) 452	(-) 3.1
ALT-1	2.71	(-) 513	(-) 0.6
ALT-2	2.29	(-) 896	0.5

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。

## 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、2013年より利益を生み出すことになるが、費用と便益の差はマイナス2,362百万円となる。

(2) PROJECTED FUNDS FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989)

== La Vuelta : ALT-2 ==

(B) Application (US\$:1000)

(1) PROJECTED REVENUE AND EXPENDITURE STATEMENT (at 1989 Price)

== La Vuelta : ALT-2 ==

(B) Operating Expenditure (US\$:1000)

(C)

Year	Year in Order	(A)			Year in Order	Benefit before Interest	(A) Source		Long/Short Term Borrowing	Total	(B) Application			Total	Cash Balance (A)-(B)
		Total Operating Revenue	O/M Cost	Depreciation			Interest on Investment	Total			Depreciation	Balance Brought Forward	Construction Progress		
1989	-6	85.0	2.0	0.0	0.0	83.0	0.0	0.0	0.0	83.0	0.0	0.0	0.0	83.0	
1990	-5	85.0	2.0	0.0	0.0	83.0	0.0	0.0	0.0	83.0	0.0	0.0	0.0	83.0	
1991	-4	85.0	2.0	0.0	0.0	83.0	0.0	0.0	659.2	742.2	659.2	0.0	659.2	83.0	
1992	-3	85.0	2.0	0.0	65.9	17.1	67.9	659.2	659.2	742.2	659.2	0.0	725.2	17.1	
1993	-2	85.0	2.0	0.0	131.8	-48.9	133.8	329.6	329.6	412.6	329.6	0.0	461.5	-48.9	
1994	-1	85.0	2.0	0.0	164.8	-81.8	166.8	4693.4	4693.4	4776.4	4693.4	0.0	4858.2	-81.8	
1995	0	33.7	2.0	0.0	1075.6	-1043.9	1077.6	9247.9	9247.9	9279.6	9247.9	0.0	10323.4	-1043.9	
1996	1	33.7	2.0	566.7	2680.7	-3215.7	3249.4	4290.2	4290.2	4321.9	4290.2	1632.3	8603.3	-4281.4	
1997	2	856.4	30.8	566.7	3244.8	-2985.9	3842.3	825.6	825.6	825.6	825.6	3244.8	4877.1	-4051.5	
1998	3	856.4	30.8	566.7	2902.0	-2643.1	3499.5	825.6	825.6	825.6	825.6	2902.0	4936.9	-4111.3	
1999	4	856.4	30.8	566.7	2519.0	-2260.1	3116.5	825.6	825.6	825.6	825.6	2519.0	4553.9	-3728.3	
2000	5	856.4	30.8	566.7	2136.0	-1877.0	2733.4	825.6	825.6	825.6	825.6	2136.0	4170.8	-3345.2	
2001	6	856.4	30.8	566.7	1752.9	-1494.0	2350.4	825.6	825.6	825.6	825.6	1752.9	3787.8	-2962.2	
2002	7	856.4	30.8	566.7	684.3	-425.4	1281.8	825.6	825.6	825.6	825.6	684.3	2719.2	-1893.6	
2003	8	856.4	30.8	566.7	644.1	-385.2	1241.5	825.6	825.6	825.6	825.6	644.1	1046.6	-221.0	
2004	9	856.4	30.8	566.7	603.8	-344.9	1201.3	825.6	825.6	825.6	825.6	603.8	1006.4	-180.8	
2005	10	856.4	30.8	566.7	563.6	-304.6	1161.0	825.6	825.6	825.6	825.6	563.6	966.1	-140.5	
2006	11	856.4	30.8	566.7	523.3	-264.4	1120.8	825.6	825.6	825.6	825.6	523.3	925.9	-100.3	
2007	12	856.4	30.8	566.7	483.1	-224.1	1080.5	825.6	825.6	825.6	825.6	483.1	885.6	-60.0	
2008	13	856.4	30.8	566.7	442.8	-183.9	1040.3	825.6	825.6	825.6	825.6	442.8	845.3	-19.8	
2009	14	856.4	30.8	566.7	402.5	-143.6	1000.0	825.6	825.6	825.6	825.6	402.5	805.1	20.5	
2010	15	856.4	30.8	566.7	362.3	-103.4	959.8	825.6	825.6	825.6	825.6	362.3	764.8	81.2	
2011	16	856.4	30.8	566.7	322.0	-63.1	919.5	825.6	825.6	825.6	825.6	322.0	724.6	182.2	
2012	17	856.4	30.8	566.7	281.8	-22.9	879.2	825.6	825.6	825.6	825.6	281.8	684.3	323.5	
2013	18	856.4	30.8	566.7	241.5	17.4	839.0	825.6	825.6	825.6	825.6	241.5	644.1	505.0	
2014	19	856.4	30.8	566.7	201.3	57.7	798.7	825.6	825.6	825.6	825.6	201.3	603.8	726.8	
2015	20	856.4	30.8	566.7	161.0	97.9	758.5	825.6	825.6	825.6	825.6	161.0	563.6	988.8	
2016	21	856.4	30.8	566.7	120.6	138.2	718.2	825.6	825.6	825.6	825.6	120.6	523.3	1291.1	
2017	22	856.4	30.8	566.7	80.5	178.4	678.0	825.6	825.6	825.6	825.6	80.5	483.1	1633.6	
2018	23	856.4	30.8	566.7	40.3	178.4	637.7	825.6	825.6	825.6	825.6	40.3	442.8	2016.4	
2019	24	856.4	30.8	566.7	0.0	258.9	597.5	825.6	825.6	825.6	825.6	0.0	0.0	2842.0	
2020	25	856.4	30.8	566.7	0.0	258.9	597.5	825.6	825.6	825.6	825.6	0.0	0.0	3667.5	
TOTAL		20875.6				-16872.8	37748.3								
						1.81	C/R:								





## 第11章 基本設計

修復計画の最適案はALT-1であり、ALT-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する。

- (1) 取水堰は現在の施設を補修するに止め、堰頂標高は現状のままとし土砂吐は設けない。
- (2) 取水庭入口付近より取水堰間の堆砂についてはドラッグラインにより堆砂の除去を行う。
- (3) 水車入口での流速は1.0~1.5m/s、放水路出口での流速は1.5~1.8m/sとする。
- (4) 取水庭は河川水がほぼ直角に取水出来るように設け、入口には土砂止め用の溺堤を設ける。取水庭水路内では1mm粒径以上の粒子が除去出来る流速とする。

#### 11.1.2 主要構造物の改修設計

##### (1) 取水設備

補修した取水堰は越流頂EL. 79.7 m、越流長 120m、設計洪水流量 1700 m<sup>3</sup>/secを HWL 85.00mで流下させる。越流水深は4.30mとなる。

取水堰前面には年平均50 m<sup>3</sup>/日 堆積すると予想される土砂は左岸に設けたドラッグラインで採取し建設材料としての利用を考える。

##### (2) ナビゲーション・ロック

カヌー用ロック設備は現在の施設を継続使用する。現在の取水庭は発電所が廃止されるのでカヌー航行に必要な幅に狭め残りを埋め戻し、これにより造成された敷地は荷揚げ用、その他に利用する。水路幅は 5m、水路長45.3 mである。

##### (3) 取水庭

###### — 洪水位

取水庭は幅18m、高さ11m、水路長45.3mで水路床標高は 75.00mである。入口に設けた土砂止め用の溺堤は高さ2m、長さ18m、堤頂標高

77.00mである。常時水位は 79.70mである。取水庭での洪水位は取水堰の下流 193mの地点より河川の流れを不等流として取扱い計算した。

(a) 計算式

水路の流れは次式により任意の断面についてその流量に対応する水位をもとめる。

$$i. \Delta x - \Delta H = \alpha \cdot Q^2 / 2 \cdot g \times (1/A_1^2 - 1/A_2^2) + n^2 \cdot Q^2 / 2 \times (1/R_1^3 A_1^2 + 1/R_2^3 A_2^2) \Delta x \quad (2)$$

ここに

$\alpha$  = 流速分布に関する補正係数 (普通は約 1.1)

$i$  = 底勾配

$H$  = 流れの水深 (m)

$A$  = 断面積 (m<sup>2</sup>) Suffix (1)は下流断面, (2)は上流断面

$R$  = 径深 Suffix (1)は下流断面, (2)は上流断面

$Q$  = 流量 (m<sup>3</sup>/s)

$n$  = Coefficient of Roughness

適当な距離  $\Delta x$  離れた2つの断面間の水位差  $\Delta H$  を仮定すれば上流断面の水位は図-11.1に示すようになる。

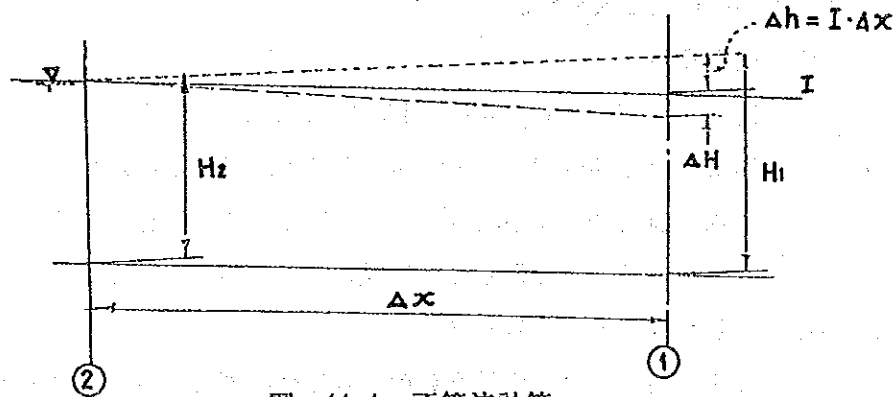


図-11.1 不等流計算

$H_1, H_2$  に対する  $A_1 R_1$  及び  $A_2 R_2$  を求めて (2) 式の右辺に代入し右辺と左辺の値を比較し、一致するまで  $\Delta H$  を修正し続ける。

(b) 粗度係数に影響する事項

現水路の河床材質と状況から見て粗度係数に影響している主要な要素には次の事項がありこれらを参考にして値を予測する。

### 1. Surface Roughness

底質が細かい場合の  $n$  の値は小さく、水位の変化による影響は比較的小さい。一方、底質が砂利や玉石である場合の  $n$  の値は一般に大きく、水位が低い時と高い時には特に著しい。

### 2. 植生

植物は著しく水路の通水容積を減少させ流れを阻害する。その影響は主として植物の高さ、密生の程度、分布およびその種類によって値は異なる。

### 3. 断面の規則性

潤辺の不規則性と水路に沿う横断面、大きさおよび形状の変化とを含めて値に影響する。水路横断面、大きさおよび形状の変化が緩やかで一様であれば  $n$  の値はあまり影響しないがこれらの変化が急激であって、また大小の断面が交互に続く場合には  $n$  の値の増加は 0.005 あるいはそれ以上になることがある。

### 4. 曲線型

曲率半径が大きく滑らかに湾曲する水路では  $n$  の値は比較的小さいが、蛇行が著しくて湾曲が鋭い場合は  $n$  の値が増加する。

### 5. 沈澱と洗掘

物質の沈澱は場合によって非常に不規則な水路を比較的一様な水路に変えて、 $n$  を減少させることがあるが、洗掘は逆に  $n$  を増加させる。沈澱による効果は主として堆積する物質に支配される。

### 6. 水位と流量

水位および流量が増加すれば  $n$  の値は減少する。

### 7. 浮遊材料と掃流材料

浮遊物質および掃流物質はエネルギーを消費して水頭損失を生じるか、あるいは見掛け上の水路粗度を増加させる効果がある。

### (c) 粗度係数

各種材料についてのマンニングの粗度係数を表-11.1に示す。

表-11.1 Manningの粗度係数

	最 少	平 均	最 大
A) 鋼			
1. ロックバーおよび溶接	0.010	0.012	0.014
2. リベットおよびねじ	0.013	0.016	0.017
B) 鋳鉄			
1. 塗装	0.010	0.013	0.014
2. 塗装なし	0.011	0.014	0.016
C) コンクリート			
1. 暗渠, 直線で堆積物がない	0.010	0.011	0.013
2. 暗渠, 屈曲部や継目があって若干の堆積物がある。	0.011	0.013	0.014
3. 仕上げしたもの	0.011	0.012	0.014
4. 打放し、滑らかな木製型枠	0.012	0.014	0.016
5. 砂利を露出している古いコンクリート面 コンクリート底面はこて仕上げ、側面は次のようにする	0.015	0.016	0.018
1. 化粧石練り積み	0.015	0.017	0.020
2. 雑石練り積み	0.017	0.020	0.024
3. 粗石空積み又は捨石 内面に水苔の生えている水路は+0.002を加える。	0.020	0.030	0.035
D) 自然河川	最 小	平 均	最 大
線形断面共に規則正しく 水深大なるもの、砂床	0.025	0.030	0.033
同上、但し礫床・草岸	0.030	0.036	0.040
蛇行線形、淵・瀬のあるもの	0.033	0.040	0.045
蛇行、多少石礫及び草あるもの	0.035	0.042	0.050
同上、水深小なるもの	0.040	0.050	0.055
同上、石礫床・水深小	0.045	0.055	0.060
蛇行及び淵瀬の変化甚だしく、 水草多いもの	0.050	0.070	0.080
同上水草繁茂甚だしく、 流勢鈍いもの	0.075	0.080	0.150

(d) 計算結果

計算結果は図-11.2に示す。計算結果によると取水庭入口での断面U-0※で水位83.75mとなるが左岸側の地形が明確でないので発電所での洪水位としては85.00mを採用した。

※5.1(2)の測量図による。

取水庭での堆砂

(a) 沈降速度

流水中の土砂が流下するときの沈降速度は次式で示される。

$$V_s = (s - 1) g / 18 \nu \times D^2$$

ここに

$V_s$  = 沈降速度 (cm/sec)

$D$  = 球体としての粒子の径 (cm)

$s$  = 粒子の比重

$g$  = 加速度 (980cm/sec<sup>2</sup>)

$\nu$  = 粘性係数 (cm<sup>2</sup>/sec)

Rubeyによる石英粒子 ( $s=2.65$ ,  $T=16^\circ\text{C}$ ) の沈降速度と粒径の関係を図-11.3に示す。

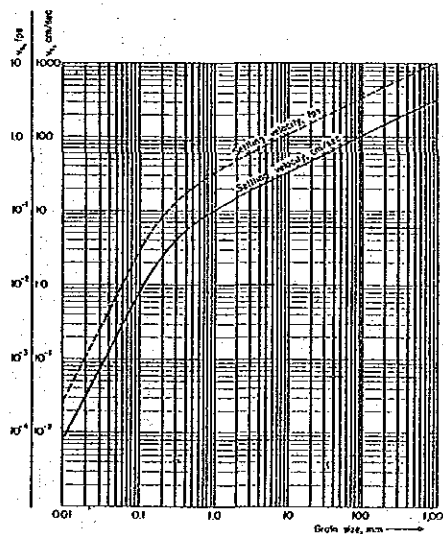


図-11.3 粒径と沈降速度

EL. 101  
 100  
 99  
 98  
 97  
 96  
 95  
 94  
 93  
 92  
 91  
 90  
 89  
 88  
 87  
 86  
 85  
 84  
 83  
 82  
 81  
 80  
 79  
 78  
 77  
 76

$Q = 1700 \text{ m}^3/\text{s}$

H=1:3000  
 V=1:200

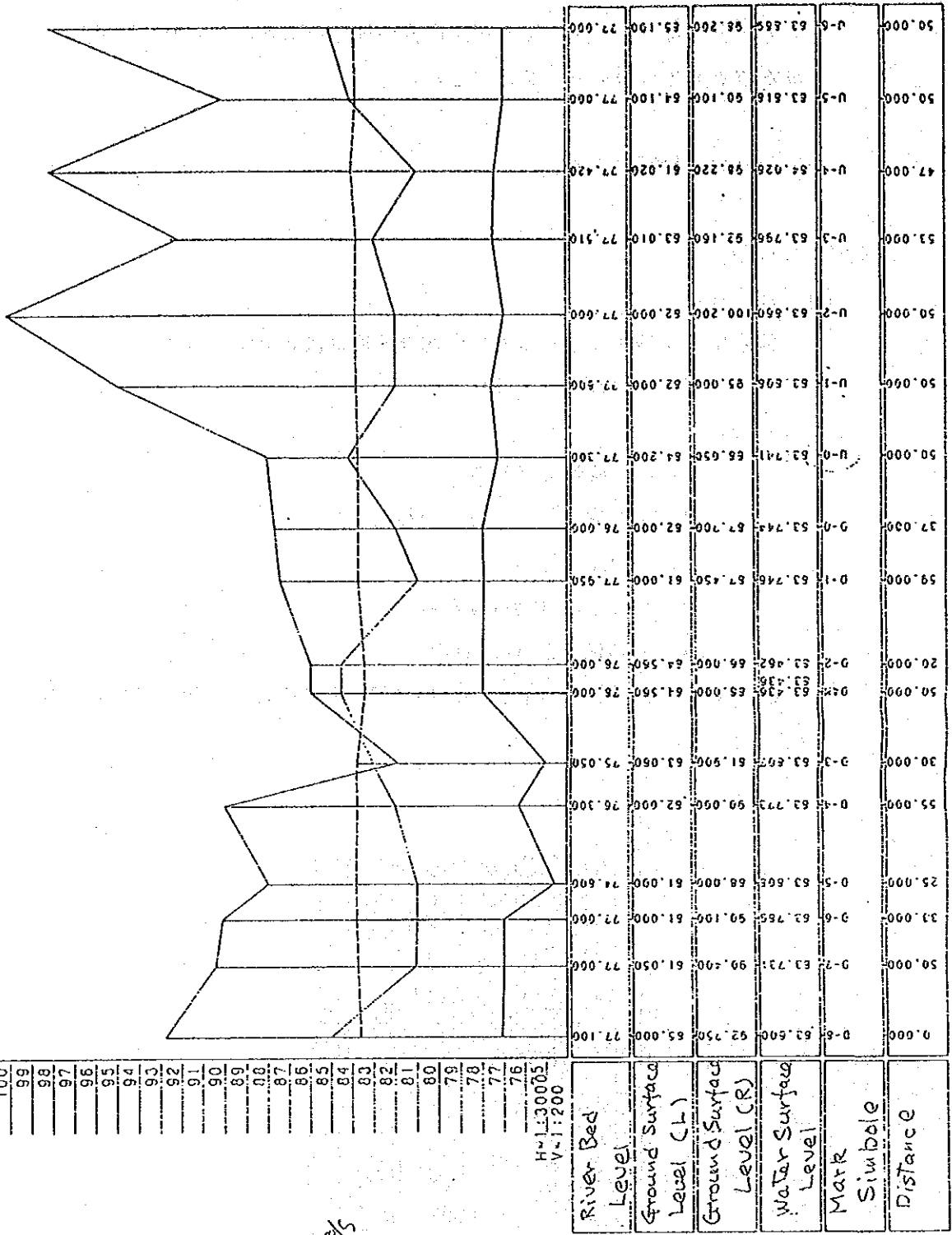


Fig. 11.2 Water Level of Flood

図-11.3に示す粒径と沈降速度の関係をもとに取水庭の流水中の土砂の除去を検討する。

(b) 堆砂粒径

取水庭の形状より除去できる粒子の粒径は次式より求める。

$$v = \frac{h \times B \times C}{L}$$

ここに

L = 取水庭の長さ (m)

h = 取水庭の沈降水深 4.70m

v = 土砂の沈降速度 (m/sec)

B = 取水庭の平均流速 1.18m/sec

C = 係数

沈降速度より堆砂粒径はほぼ1mmとなる。

(c) 堆砂の除去

取水庭は年平均5 m<sup>3</sup>/dayが予想される土砂は流水と共に排砂管から河川に放流することが可能である。

(4) 発電所

発電所は既設発電所の上流にほぼ平行して設ける。

発電所の位置には機器の基礎として十分な基盤岩がある。

(5) 放水路

放水水位は現在 75.60m前後で使用水量は水理計算結果で約40 m<sup>3</sup>/s程度と推定される。現状の放水路でQ=54 m<sup>3</sup>/sを使用すると水位は 75.70mとなる。Q=100 m<sup>3</sup>/sを使用すると水位は 76.26mと約0.50mの上昇が予想される。放水路と本川との河床標高の差は断面D-17で約 1.0m放水路が高くなっている。河床勾配はそれぞれ1:1100と1:360であり河床を1.00m浚渫することでドラフト出口の水位を 75.20mに保持する。

### 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-11.2に示す。

表-11.2 ゲート、バルブ類の概要

名称	制水ゲート	排砂バルブ	スクリーン	制水ゲート
用途	取水用	取水庭排砂用	除塵用	放水路
形式	鋼板製 スルースゲート	鋼板製 スルースバルブ	固定式	鋼板製 スルースゲート
幅×高	8.60m×7.00m ×2門	φ500mm	8m×13m ×2門	7.60m×5.50m ×2門
設計水深	10m	15m	—	6m
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	ワイヤードラム式	スピンドル式		ワイヤードラム式
巻揚速度	0.30m/分		勾配 1:0.3	
揚程	7m		—	6m
鋼材重量	60屯 巻揚機 27屯	ゲート類 1屯	37屯	ゲート類 42屯 巻揚機 16屯

#### 11.1.4 発電機器の標準仕様

発電機器として、水車・発電機の仕様を次の様に定めた。

##### (1) 水車・発電機の台数

水車・発電機の補修、点検が交互に行なえること並びに発電機器の停止による損益を軽減することから水車・発電機は2台を設置することとした。

##### (2) 水車の仕様

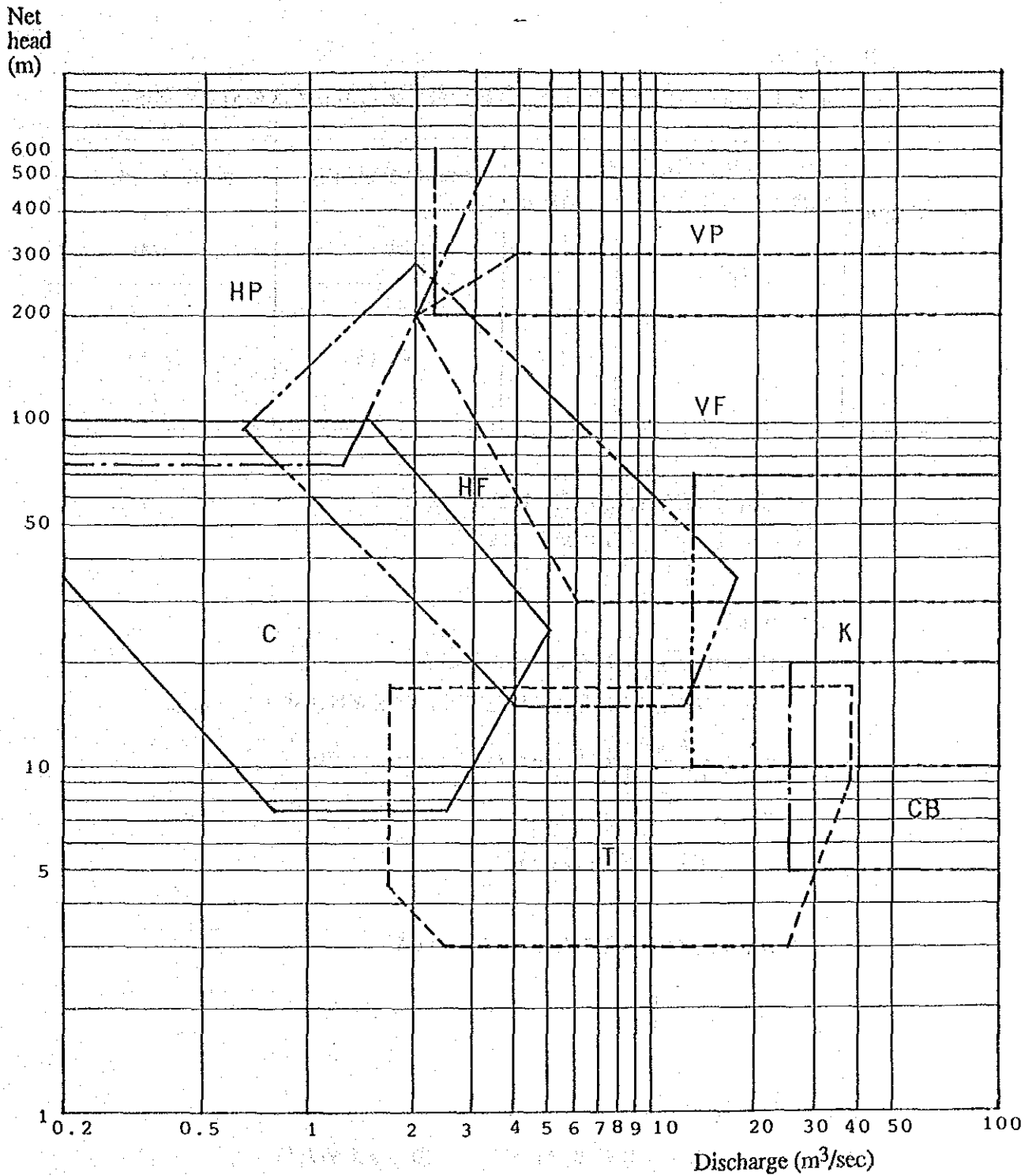
###### 1) 機種

計画地点の有効落差および流量が決定されれば、図-11.4から水車の機種が選定される。

修復発電計画の最適案に対する機種の選定は次の通りとなる。

代替案	修復発電計画		機種の選定
	水車1台当りの流量 (m <sup>3</sup> /s)	有効落差 (m)	
ALT-1	50	4.4	コンジット型バルブ水車





**KEY**

- H = horizontal shaft type
- V = vertical shaft type
- P = Pelton turbine
- F = Francis turbine
- K = Kaplan turbine
- C = cross flow turbine
- T = tubular turbine
- CB = conduit type bulb turbine

(Source: Enterprise Bureau, Gunma Prefectural Government)

Fig. 11.4 Turbine Type Selection Table

2) 出力

水車1台当りの出力は修復発電計画の最適案に対して次の通りとなる。

代替案	修復発電計画		水車の予想効率 $\eta_T$	水車の出力 $P_T$ (kW)
	水車1台当りの流量 $Q$ ( $m^3/s$ )	有効落差 $H$ (m)		
ALT-1	50	4.4	0.866	1,860

水車の出力 (kW) は次の式で計算される。

$$P_T = 9.8 \times Q \times H \times \eta_T \quad (\text{kW})$$

3) 回転数

水車の回転数は次の順序により定める。

チューブラ水車の場合、比速度  $N_s$  の限界は次式で示される。

$$N_s \leq \frac{20,000}{H_e + 20} + 50 \quad (\text{m-kW}) \quad \text{.....①}$$

ここで

$H_e$  : 有効落差 (m)

また、水車の回転数  $N$  は次式で示される。

$$N = N_s \times \frac{H_e^{5/4}}{P^{1/2}} \quad (\text{rpm}) \quad \text{.....②}$$

ここで

$N_s$  : 比速度 (m-kW), ①式で求めた値

$H_e$  : 有効落差 (m)

$P$  : 水車の出力 (kW)

さらに、発電機の同期速度Nは次式で示される。

$$N = \frac{120f}{\text{Pole}} = \frac{120 \times 60}{\text{Pole}} = \frac{7,200}{\text{Pole}} \text{ (rpm)} \dots\dots ③$$

ここで

f : 周波数

Pole : 極数

③式で求めるNは、②式で求めたNの値より低くて、それに最も近い値になるような極数を選ぶ。

③式で求めたNの値を②式に代入して比速度Nsを決定する。

修復発電計画の最適案に対し、計算結果を示すと下表の通りとなる。

代替案	有効落差 He (m)	水車の出力 P (kW)	極数 Pole	比速度 Ns (m-kW)	回転数 N (rpm)
ALT-1	4.4	1,860	56	865	128.5

### (3) 発電機の仕様

#### 1) 定格電圧

標準化を計り、4.16kVとする。

#### 2) 力率

大容量の発電機は、電力系統への無効電力供給の目的を考慮して力率を0.8~0.85とするが、小容量の発電機はその必要性が少ないので、経済性を重視して力率を0.9とする。

#### 3) 極数

発電機の極数は水車の回転数を決める際に、決定されているので、前述の水車の極数と同じである。

#### 4) 発電機の容量

発電機1台当りの容量は修復発電計画の最適案に対して次の通りとなる。

代替案	修復発電計画		水車の 予想 効率 $\eta_r$	発電機の 予想効率 $\eta_g$	発電機 の容量 $P_g$ (kW)	力率	発電機 の 容量 (kVA)
	水車1台当りの流量 $Q$ ( $m^3/s$ )	有効落差 $H_e$ (m)					
ALT-1	50	4.4	0.866	0.95	1,780	0.9	2,000

発電機の容量 (kW) は次の式で計算する。

$$P_g = 9.8 \times Q \times H_e \times \eta_r \times \eta_g \quad (\text{kW})$$

#### 11.1.5 電気装置の標準仕様

発電機に附属した電気装置並びに変電所の電気設備に対して次の様に機器の仕様を定めた。

##### (1) 励磁装置

発電機の励磁方式は保守点検の簡便さを重視して、ブラシレス励磁方式とした。

##### (2) 接地方式

発電機の地絡電流の値を小さくおさえて発電機の保護をするために高抵抗接地の一種である変圧器接地方式とした。

##### (3) スイッチギア

発電機回路にはスイッチギアとして次の電気品を収納する。

- しゃ断器
- 避雷器
- 計測用変流器, 変圧器
- 励磁用変圧器
- 所内用変圧器
- 低圧分電盤

##### (4) 直流装置

発電機の励磁回路への初期励磁並びに制御盤への直流電流供給のために、充電器と鉛バッテリーを設置した。

(5) 制御・保護リレー盤

水車・発電機のスタート、停止及び発電機しゃ断器の同期投入並びに速度調整等に必要な装置は全て水車・発電機制御盤に設置されており、一人の運転員にて操作が出来るものである。

また、発電機の保護リレー盤には発電機回路の保護に必要なリレーが設置されていて、事故の発生によりリレーが動作することで水車・発電機の停止と同時にブザーとフリッカーで運転員に知らせるものとする。

(6) 変電所機器

変電所は設備を簡略化し設備費の低減を図る目的で通常型の屋外機器で構成するものとした。

変電機器の定格電圧は連係される既設の電圧に合わせて34.5kVとした。

主要機器の仕様は表-11.3の通りである。

表-11.3 主要機器の仕様

項目	仕様
1. 主変圧器	
1) 台数	1
2) 型式	油入、自冷、3相
3) 電圧	4.16/34.5kV
4) 容量	4,000kVA
5) 結線	△/△
2. 遮断器	
1) 台数	2
2) 型式	ABB
3) 電圧	36kV
4) 電流	600A
5) 遮断容量	25kA
3. 断路器	
1) 台数	4
2) 型式	3相1括投入引外し
3) 電圧	36kV
4) 電流	600A
4. 変流器	
1) 台数	1相×6台
2) 電流	100/5A
5. 変圧器	
1) 台数	1相×6台
2) 電圧	34.5kV/110kV

図-11.5に変電所の主回路接続図を、また図-11.6に機器配置図を示す。

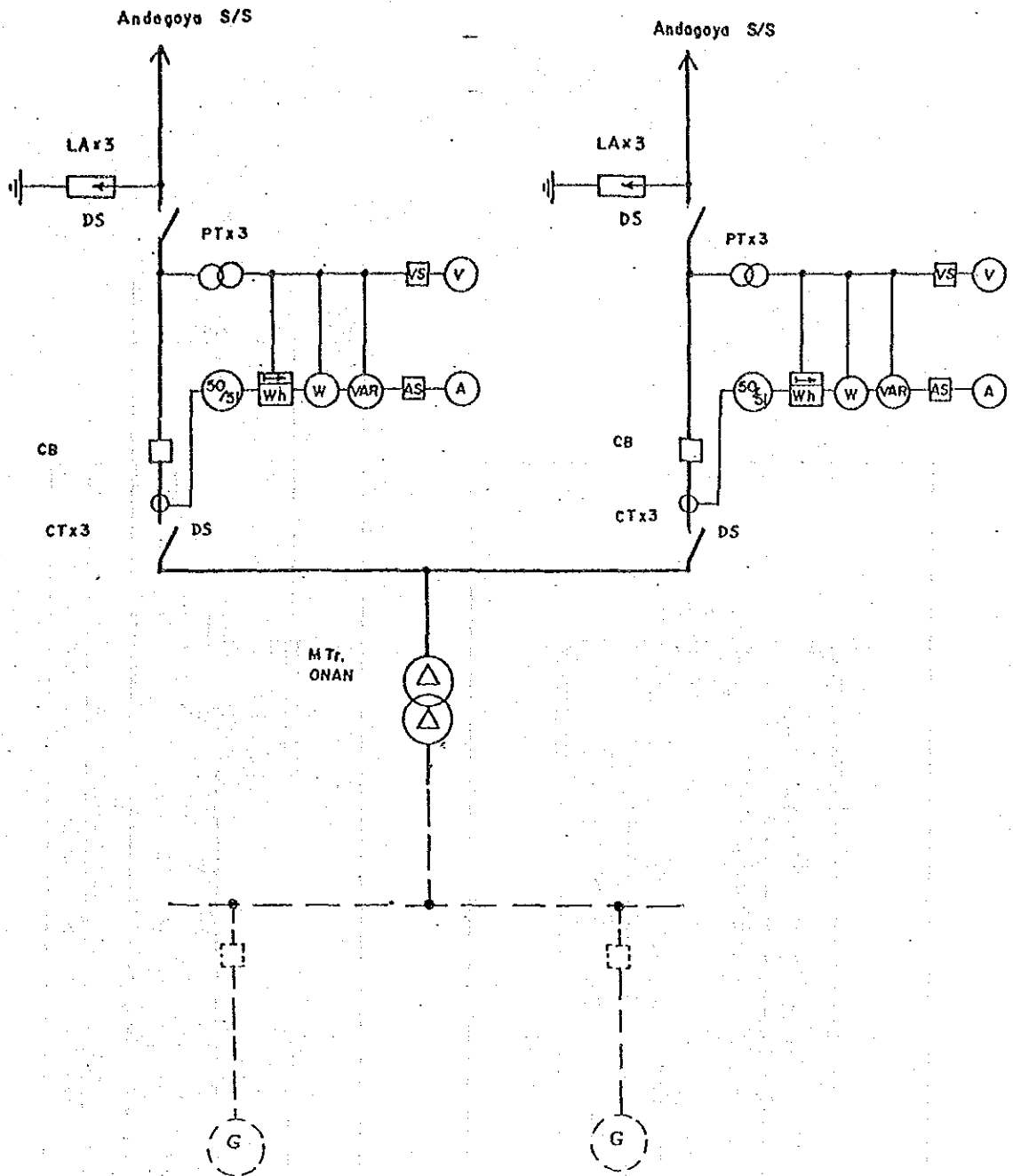


Fig. 11.5 Substation Main Circuits Connection Diagram

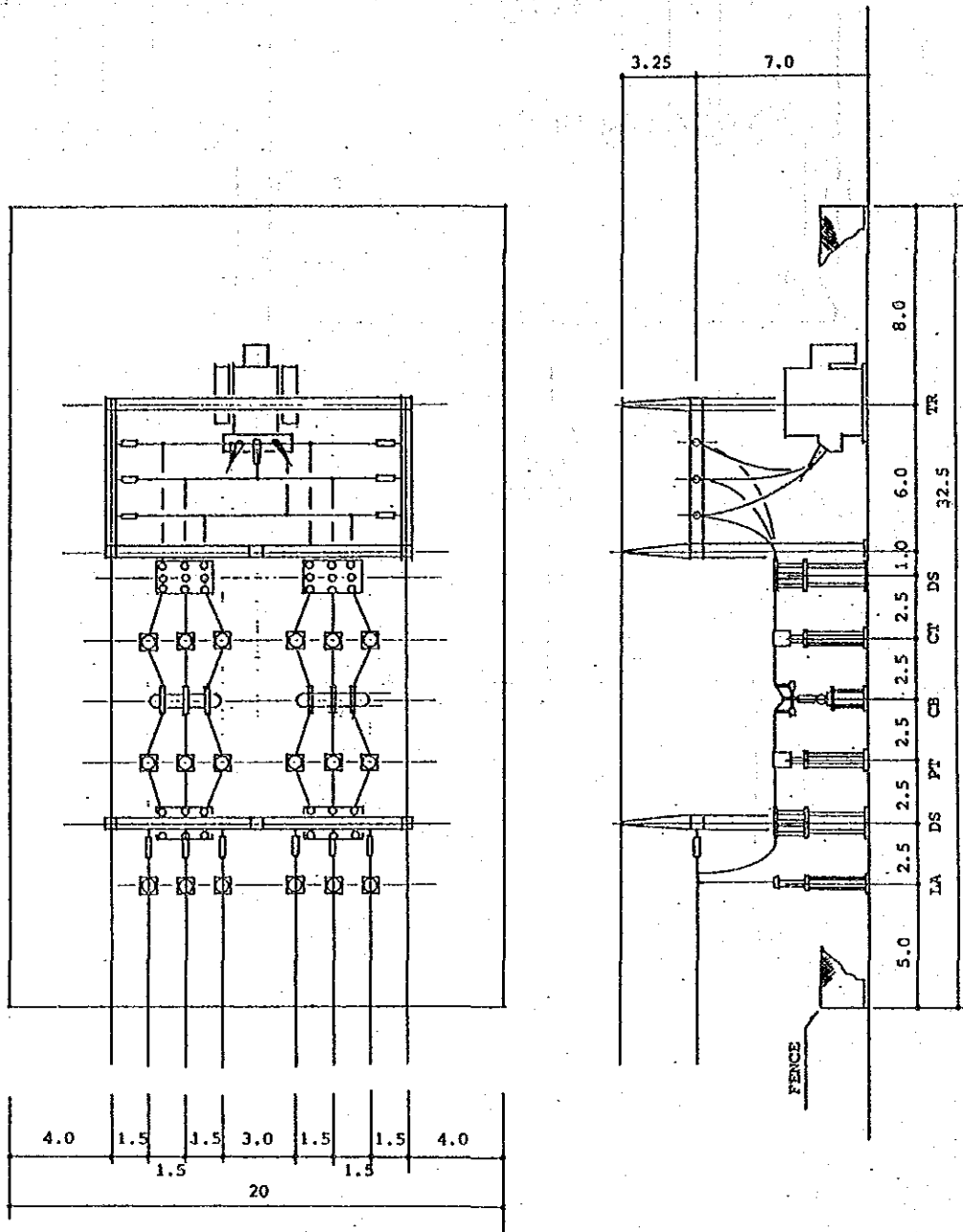
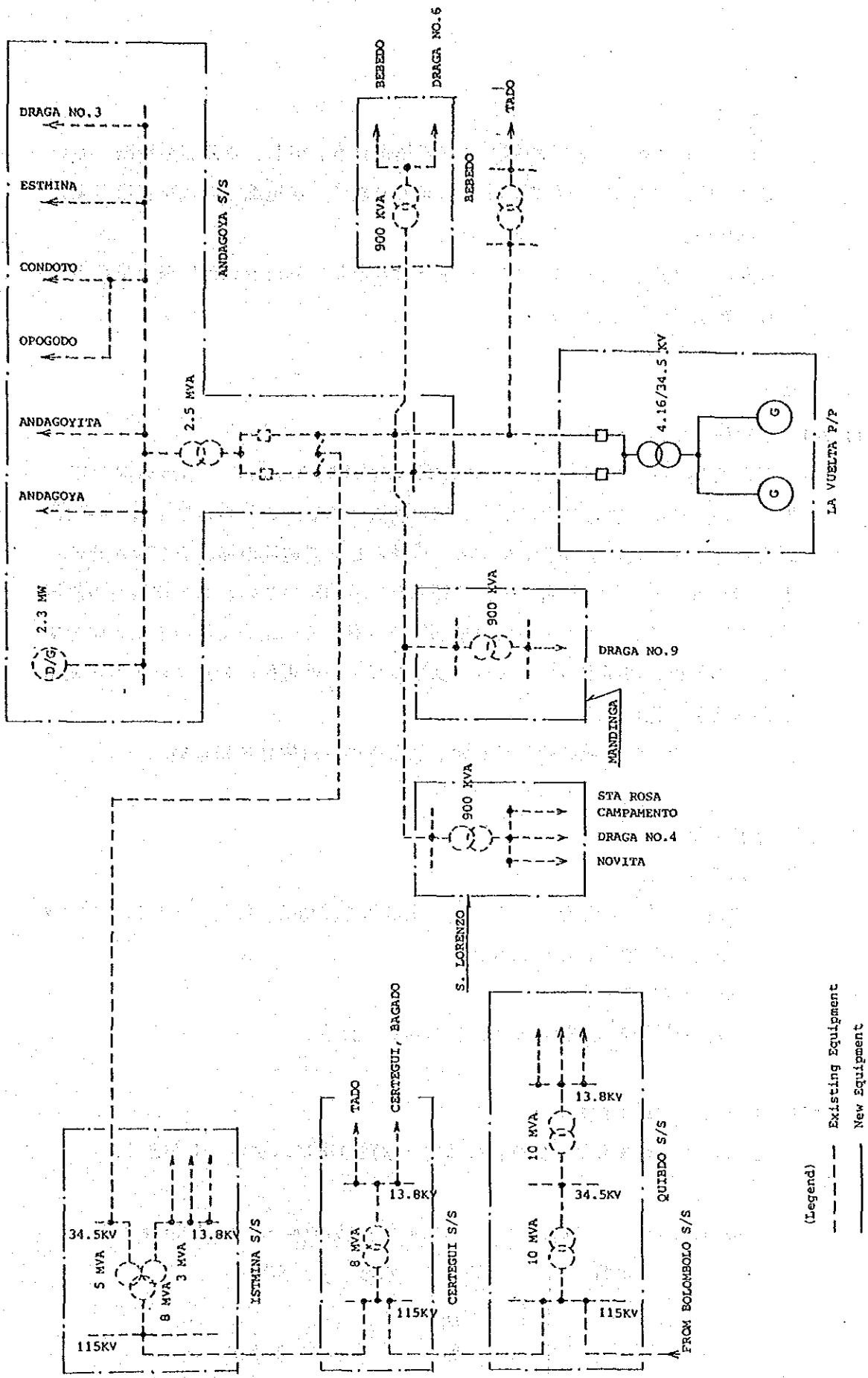


Fig. 11.6 Substation Equipment Layout Plan





(Legend)  
 --- Existing Equipment  
 — New Equipment

Fig. 11.7 Power Schematic Diagram

## (7) 送電線

新設変電所から既設送電線へつなぎ込まれる。但し、本調査の段階においては、既設送電線へつなぎ込まれるまでの鉄塔、送電線等の建設費は考慮に入れない。

本発電所の発生電力は図-11.7に示される通り、Andagoya変電所までに点在する需要家に供給される。

## 11.2 施工計画

### 11.2.1 工事施工条件の検討

既設発電所は発電機2台×1000kWが現在稼働中である。新設の発電所と取水庭の敷地には既設の変電所と送電の鉄塔がある。これらの施設は一時的移設を行なうか新設の位置を更に上流に移動させて発電機の運転を継続させることも考えられる。しかし新設の工事期間が比較的短いこと、新設発電所の設置位置を変えることによる工事費の増加等を考慮して既設発電所の運転を中止するが、運転停止期間中のLa Vuella部落及びその他近傍への送電は工所用変電所から可能な様にする。

また、カヌー就航の他には利水、漁業等の既得権は特にならない。

### 11.2.2 準備工事

#### (1) 締切り、水替え

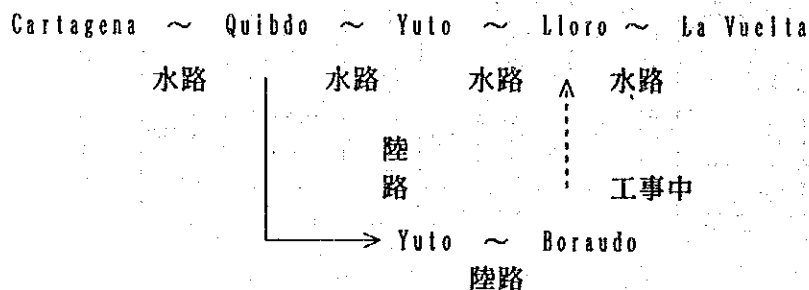
発電所の施工に先だってドラフト出口部を締切る。締切り工事によりカヌーの就航が妨げられないようにする。

#### (2) 既発電施設の撤去

転用可能な発電設備と変電設備の撤去を行う。

### 11.2.3 工所用アクセス道路工事

工所用アクセス道路には既存の陸路と水路の次に示すルートがある。



既存ルートのうちLloroからLa Vuelta間の水路は4～11月の出水期は水深2m以上あるが12～3月間の渇水期には水深が0.3m程度に低下する。Yuto～La Vueltaまでの陸路は工事中の区間が一部あるが本計画の着工までには完成する見込みであり、Quibdo～La Vuelta間の陸路輸送が可能となる。(Yutoでは河川横断フェリーを利用する)2つのアクセス道路としてQuibdo～La Vuelta間を陸路にする場合と、水路とする場合とではそれぞれに問題を含んでいるが現在のところ基礎資料が充分でないので実施に当っては詳細な検討を行ないいずれかのルートを選定する。

#### 11.2.4 工専用仮設備

主な工専用仮設備には次のものがある。

1. 掘削設備
2. コンクリート設備
3. 索道設備
4. 工専用動力

##### (1) 掘削設備

主要な掘削ヶ所は発電所、取水庭である。掘削量のうち地表に薄く分布する土砂はブルドーザ作業で行ない、その下部の基礎岩盤はシンカ(空気消費量 $2.0\text{m}^3/\text{min}$ , 重量 $14\text{kg}$ )4台, コンプレッサー(可搬式 $5\text{m}^3/\text{min}$ , 吐出圧力 $7\text{kg}/\text{cm}^2$ , 重量 $1\text{ton}$ )2台の組合せで地表より下方に向かって切り下がる。掘削土砂は工専用道路で下流に設けた土捨場に収容する。

##### (2) コンクリート設備

コンクリートは $0.5\text{m}^3$ ミキサー2台を用いて打設する。骨材瓶(砂, 砂利)とセメント倉庫は取水庭右岸側に骨材はLa Vuelta付近の河床に堆積している砂利をふるい分けて使用する。

セメント及び鉄筋はMedellin内より入手することになる。

##### (3) 索道設備

取水庭の右岸上流部にAndagueda川を横断する策道を設ける。骨材、資財等の運搬に使用する。

##### (4) 動力設備

工専用電力は既設の送電線を利用して取水庭対岸に受電地点として工専用変電所(容量 $900\text{kVA}$ )を設けAndagozaからの電圧 $34.5\text{kV}$ を $4,400\text{V}$ に変圧して配電する。工専用変電所の容量は工専用動力用設備の他に、発電所近傍の需要家を含めたものとする。

## 11.2.5 工事工程

工事工程は表-11.4に示す。

表-11.4 La Vuelta水力発電所修復計画全体工程表

年 月	1989			1990			1991			1992			1993			1994			1995			1996		
	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12
修復計画調査																								
修復計画審査																								
主要土木構造物 設計及書類作成																								
入札及裁定																								
交渉と契約調印																								
融資交渉期間																								
発注																								
建設工事																								
流量観測等 資料集積																								

注) 建設工事期間の詳細は表-11.5参照

表-11.5 工事工程表

	1							2							3																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36		
取水堰撤去工																																						
TRINCHO																																						
取水庭締切																																						
土工																																						
コンクリート																																						
取水口ゲート																																						
スクリーン																																						
発電所基礎																																						
土工																																						
コンクリート																																						
保護工																																						
放水路																																						
締切																																						
土工																																						
ゲート																																						
保護工																																						
発電所撤去工																																						
建屋																																						
機器 No.1																																						
機器 No.2																																						
変電所																																						
機																																						
器																																						
準備工																																						
工事用変電所																																						
ナビゲーションロック																																						

### 11.3 工事費

#### 11.3.1 積算基本条件

##### (1) 積算方針

###### (a) 積算工事費の構成

プロジェクトに関する概略工事費は以下の項目で構成される。

###### 土木工事費

直接工事費+予備費+技術管理費

###### 機器工事費

F. O. B+海上輸送費+陸上輸送費+各種関税+据付費+試験費  
(含輸送保険) (含輸送保険)

+予備費+技術管理費

###### (b) 土木工事費の算定

- 直接工事費は、各種工事数量×単価で表わされる。
- 各種工事数量は、添付DWG. No. LV-C-01~No. LV-C-05を基に積算した。
- 単価には、直接仮説費 (A. I. U) をコロンビアで通常採用されている30%を考慮した。
- 予備費および技術管理費としては、ISAが通常水力プロジェクトに適用している直接工事費に対する下記比率で算定した。

予備費 直接工事費×15%

技術管理費 (直接工事費+予備費) ×10%

###### (c) 機器工事費の算定

機器工事費は、ISAが通常水力プロジェクトに適用しているF. O. B及び直接工事費に対する下記比率で算定した。

— F. O. B	100.0%	
— 海上輸送費	F. O. B の10.0%	
— 海上輸送保険	F. O. B の2.0%	
— TAXES	} FOB の22.3%	3.15×1.105
— LAW 68		2.0×1.105
— LAW 50		8.0×1.105
— PROEXPO		5.0×1.105
— ADDED VALUE TAX	FOB の13.4%	上記計の10%
— 陸上輸送及保険費	FOB の6.0%	
— 据付費	FOB の10.0%	
— TEST, CONNECTION	FOB の6.0%	

直接工事費（上記計）	FOB の169.7 %
予備費	FOB の17.0% 直接工事費の10%
技術管理費	FOB の14.9% 直接工事費+予備費8%

(d) 工種の分類

La Vuelta水力発電所の工事費積算は下記工種分類により行った。

- 取水ダム ; 土工事, 既設コンクリート斫り, コンクリート玉石  
コンクリート
- 取水庭 ; 土工事, コンクリート, 鉄筋, 石積
- 取水口 ; 土工事, 既設コンクリート斫り, コンクリート, 鉄  
筋, ゲート, スクリーン, 法面保護
- 発電所 ; 土工事, コンクリート, 鉄筋, 建物（新設及改造）,  
既設コンクリート斫り
- 変電所 ; 土工事, コンクリート, 鉄筋

また、発電設備については以下の通り分類した。

- 水車および付属機器
- 発電機および付属機器
- 水車・発電機制御盤
- 発電機用スイッチギア
- 所内変圧器, 分電盤, バッテリー, 充電器
- 発電所

(e) 積算年次

積算年次は、ICELとの打合せの結果1989年9月時点で積算した。

(2) 土木工事単価

1989年9月時点の単価としてE. CHOCOにより準備された単価（前出 5.4）  
を使用した。

尚この単価には、工所用仮設のキャンプ, 電源, 通信施設等の費用も含ま  
れる。

(3) 機器のF. O. Bコスト

日本国内メーカー2社の見積りを取りその最低価格の90%をF. O. Bコスト  
とした。

11.3.2 土木工事費内訳

ALT-1に対する土木工事費の内訳は次紙の通りである。



No	DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY	RATE	ESTIMATE AMOUNT	REMARKS
La Vuelta (A.L.T-1)						
1	DIVERSION WEIR					
1.1	TRINCHO	LS			14,000,000	
	SUB TOTAL				14,000,000	
2	FOREBAY					
2.1	EARTH WORK	m <sup>3</sup>	19,000	2,950	56,050,000	
2.2	CONCRRETE WORK	"	1,100	26,800	29,480,000	
2.3	REINFORCING BAR	t	33	447,500	14,767,500	
	SUB TOTAL				100,297,500	
3	INTAKE					
3.1	GATE	t	60	1,100,000	66,000,000	
3.2	HOIST	"	24	1,100,000	26,400,000	
3.3	SCREEN	"	37	1,000,000	37,000,000	
	SUB TOTAL				129,400,000	
4	FOUNDATION OF EQUIP					
4.1	EARTH WORK	m <sup>3</sup>	10,000	2,950	29,500,000	
4.2	CONCRETE	"	4,000	26,800	107,200,000	
4.3	REINFORCING BAR		320	447,500	143,200,000	
	SUB TOTAL				279,900,000	
5	POWER HOUSE					
5.1	BUILDING	m <sup>2</sup>	560	50,000	28,000,000	
	SUB TOTAL				28,000,000	
6	TAIL RACE					
6.1	DREDGE WORK	m <sup>3</sup>	13,000	2,950	38,350,000	
6.2	GABION	"	200	8,800	1,760,000	
6.3	GATE	t	42	1,100,000	46,200,000	
6.4	HOIST	"	16	1,100,000	17,600,000	
	SUB TOTAL				103,910,000	
7	仮設備					
7.1	工事用動力設備	LS			23,000,000	
7.2	索道	LS			4,000,000	
	SUB TOTAL				27,000,000	
8	OTHERS					
8.1	LOCK	LS			40,000,000	
	SUB TOTAL				40,000,000	
	GRAND TOTAL				722,507,500	

### 11.3.3 発電機器予算内訳

ALT-1に対する発電機器の予算内訳は下記の通りである。

FOB COST OF ELECTRIC & MECHANICAL EQUIPMENT (ALT - 1)		
No.	Description	FOB Cost ( 百万円 )
1	Water Turbine and Auxiliary Equipment	312.8
2	Generator and Auxiliary Equipment	137.8
3	Turbine and Generator Control Panel	13.6
4	Switchgear for Generator	17.0
5	Auxiliary Service Transformer, Distribution Board, Battery and Charger	3.5
6	Main Transformer	9.2
7	33 kV Substation	29.4
	Total	523.3

#### 11.3.4 年度別工事費

全体工事費及び工事工程表に基づき年度別工事費を算定すると次表の通りである。

年度別土建工事費の概算 (金額単位: 10<sup>6</sup> ペソ)

比較代替案 年度 項目	R E H - 1		A L T - 1	
	1年度	2年度	1年度	2年度
	取水堰工事	—	18.2	—
取水庭工事	44.9	55.3	65.6	64.8
取水口	12.4	80.6	24.0	144.2
機器基礎工事	8.8	287.2	11.5	352.4
発電所建屋工事	—	31.9	—	36.4
放水路工事	—	46.7	—	135.1
仮設備工事	35.1	—	35.1	—
その他雑工事	52.0	—	52.0	—
① 計	153.2	519.9	188.2	751.1
② Contingency (① × 0.15)	23.0	78.0	28.2	112.7
③ Eng. Fee (① + ②) × 0.1	17.6	59.8	21.6	86.4
④ ① + ② + ③	193.8	657.7	238.0	950.2
⑤ Output Loss	16.5	21.4	16.5	21.4
総計 (④ + ⑤)	210.3	679.1	254.5	971.6

## 第12章 結論及び助言

プレ・フィージビリティ調査（1987年11月から1988年6月までの8ヶ月間）に引続いて実施した La Vuelta水力発電所の修復計画に関するフィージビリティ調査（1988年11月から1990年3月までの17ヶ月間）に対するJICA調査団の結論をまとめると以下の通りである。

### 12.1 最も実現性の高い設備計画

現在、Trincho と水路の破損ならびに発電機器の機能低下により最大出力は500kWで運転している La Vuelta水力発電所の修復計画において、技術的なならびに経済的な見地から最も実現性の高い修復の計画概要を示すと次の通りである。

表-12.1 修復後の最適設備概要

	項 目		単 位	記 述 内 容
(1) 発 電 計 画 の 諸 元	最大使用水量 Q		m <sup>3</sup> /s	100
	基準有効落差 H <sub>e</sub>		m	4.4
	理論出力		kW	4,312
	最大出力 P		kW	3,500
	発電機器台数		台	2
	年間可能発電電力量 E <sub>1</sub>		GWh	29.9
	設備利用率		%	96
(2) 土 木 構 造 物 の 諸 元	取 水 堰	型 式 寸 法	m	木製ダム 2条 高さ 2 越流頂長 200, 240
	取 水 口	型 状 寸 法	m	無圧式 矩形 幅 18.00 高さ 5.50
	取 水 ゲ ー ト	型 式 寸 法	m	鋼板製スルースゲート 2門 幅 8.60 高さ 7.0
	取 水 庭	形 状 / 寸 法		矩形開水路 幅 18.00 高 11.00
	土砂吐バルブ	型 式 ゲ ー ト 数 寸 法	m	スルースバルブ 1 φ 0.50
	発 電 所	形 状 寸 法	m	矩形 RC構造 幅 29.90 奥行 16.50
	放 水 路	形 状 寸 法	m	矩形 幅 7.00 高 4.80
	放水路ゲート	型 式 ゲ ー ト 数 寸 法	m	鋼板製スルースゲート 2 幅 7.60 高 5.50

(3) 発電機器設備の諸元	水車	型式 台数 出力 回転数	台 kW rpm	コンジットバルブ型 2 1,860 128.5
	発電機	型式 台数 出力 極数 回転数	台 kVA Pole rpm	同期 2 2,000 56 128.5
	主変圧器	型式 台数 電圧 容量	台 kV kVA	油入 自冷 3相 1 4.16/34.5 4,000
(4) 修復工事費	発電機器	外貨分	千円	753,100
		現地貨分	千円	301,900
	土建工事費	外貨分	千円	0
		現地貨分	千円	464,700
プロジェクトコスト		千円	1,519,700	
建設コスト	kW当り	千円/kW	434.2	
	kWh当り	円/kWh	50.8	

## 12.2 経済指標

現実性を評価する一般的な指標として電力連系公社 (ISA) が1987年6月に発刊した評価基準 (General Criteria Vol-I) にkW当りの建設コストとkWh 当りの平均発電コストが挙げられている。これ等の経済指数についての検討結果は9章に述べた通りであるが、表-12.1に挙げた最適修復計画案のケースについて、指標を抜粋して示すと次の通りである。

kW当りの建設コスト	.....	434.2千円/kW
年間供給電力量の平均発電コスト	.....	5 円/kWh

## 12.3 運転・維持・管理用のマニュアル

維持管理マニュアルは、電力供給の安定確保に万全を期すとともに、施設された設備を常に正常状態に保守するための規則であり、本来各電力会社ごとに独自の運営方針に沿って定められるべきものである。

本 La Vuella水力発電所の場合、修復により水車、発電機および主変圧器等の発電機器設備はすべて新品に取替えられるので機器納入メーカーからそれぞれの仕様に適合した運転・維持・管理用のマニュアルが提示される。

したがって本報告書では主要土木構造物および発電機器設備の保守点検のための汎用管理マニュアルを巻末の附属資料に収録した。

## 12.4 修復計画に関連する技術的助言

本 La Vuelta 水力発電所の修復計画が実現化し、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の中で、留意しておくべき事項を参考として記述する。

### (1) 地形・地質・植生等の調査

出来うれば、航空写真から縮尺1/10,000~1/5,000の地形図を図化し、流域内の地形・地質・植生等の特性把握のための現況調査を実施しておくことが望ましい。

取水口地点ならびに Aguasal 測水所地点の流域面積も確認する。

取水位を増加して有効落差の増加を図る計画に対しては特に次の項目を追加する。

- i) 取水堰（左右岸アバットを含む）、発電所・放水路の構造物の基礎としての地質調査を行い基盤岩の状況と池からの漏水の可能性を確認する。
- ii) 取水位増加による背水影響を検討すると共に水没による補償物件の調査を実施する。

### (2) 河川流況に関する確認作業

流量観測データ入手先である HIMAT 所管の Aguasal 測水所で使用している Rating curve を実測によって確認しておくことが望ましい。併せて定期的な堆砂、水質検査を継続的に実施し、河川の堆砂、水質特性を確認する。また、測水所地点および取水口地点における流域面積を縮尺1/10,000~1/5,000の地形図を用いて確認する。

### (3) 水路の保護対策

TRINCHO より取水庭入口付近までの堆砂の進行は取水庭への土砂流入を許容し、水車の損耗に連なる。河川の堆砂特性より堆砂量の推定を行ないこれが除去を具体的に立案する。



## 付 録 目 録

### § 1 発電計画（案）

- (1) 最大使用水量
- (2) 基準有効落差
- (3) 発電出力
- (4) 発電電力量

### § 2 修復工事費（案）

- (1) 土建工事費
- (2) 発電機器設備費
- (3) 年度別工事費

### § 3 経済指標（案）

## § 1 発電計画 (案)

取水位を増加させた場合を検討する。

現在の取水堰の構造は木製ダムで取水効率の悪いことに加えて毎年これが補修を必要としている。

取水堰は本計画に適合するように河川部を右岸アバットにはコンクリートダムを左岸アバットは地形と基礎岩盤の状況が不明であることからフィルダムを設ける。

取水庭と発電所は既設の上流にこれとほぼ平行して設ける。

### (1) 最大使用水量

取水口地点における代表的な流況曲線に示すように年間を通じて95%が保証できる流量は72.2 m<sup>3</sup>/sであり、100 m<sup>3</sup>/sでは80%が保証される。8.1. (1) 最大使用水量の検討結果を考慮して最大使用水量を100 m<sup>3</sup>/sとする。

### (2) 基準有効落差

取水地点での取水位の上限はどの程度まで上昇可能かを既存の地形図と現地踏査結果により検討し取水位はEL. 85.00mに放水位はEL. 75.20mとする。

水車の出力決定及び年間発生電力量の算出のため、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  $H_e$  は取水庭と放水路間の損失水頭を次式により求める。

$$H_e = H_g - \Delta H + \frac{V_1^2}{2g} - \frac{V_2^2}{2g}$$

$$\Delta H = \frac{V_2^2}{2g} \left( f_e + \frac{V_2^2 - V_1^2}{V_2^2} + f_p + f_n \right) + \Delta h$$

ここに

$$H_g = \text{総落差} \quad \text{取水庭水位 (85.00m)} - \text{放水位 (75.20m)} = 9.8$$

$$\Delta H = \text{全損失水頭 (m)}$$

$$V_1 = \text{取水庭での流速 (m/s)}$$

$$V_2 = \text{取水口入口での流速 (m/s)}$$

$$f_e = \text{流入損失係数} \quad 0.1$$

$$f_p = \text{制水門扉の橋脚による損失係数} \quad 0.095$$

$$f_n = \text{塵除格子による損失係数} \quad 0.353$$

$Vq^2/2g =$  水車入口の流速水頭 ( $Vq = 1.0\text{m/s}$ )

$Vl^2/2g =$  放水路の流速水頭 ( $Vl = 1.5\text{m/s}$ )

$\Delta h =$  余 裕

$n =$  粗度係数 0.015

Q ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	Hg (m)	$Va^2/2g$ (m)	$\Sigma l$	$\Delta h$ (m)	$\Delta H$ (m)	$Vq^2/2g$ (m)	$Vl^2/2g$ (m)	He (m)
1.00	9.80	0.039		0.015	0.054	0.047	0.113	9.68

以上の計算結果より基準有効落差として 9.65 m を使用する。

### (3) 発電出力

発電出力の計算結果を示すと下表の通りである。

発電出力の計算

項目	①	②	③	④	⑤
	使用水量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	基準有効落差 (m)	$9.8 \times ① \times ②$ 理論出力(kW)	合成効率 $\eta$	$③ \times ④$ 発電出力(kW)
比較案 ALT-2 (Tentative)	100	9.65	9.457	0.823	7.783

### (4) 発電電力量

年間可能発電電力量の計算結果を示すと次表の通りである。

隣接新規配置計画案ALT-2 (Tentative)

最大使用水量  $50\text{m}^3/\text{s} \times 2$  ユニット , 基準有効落差 9.65m

水車型式 ; コンジット型バルブ水車

日順	日数	使用水量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	負担率使用水量 最大使用水量	合成効率 $\eta$	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
最大	289	100	1.0	0.823	7,783	7,783	53,982
295	6	97.8	0.978	0.825	7,630	7,706	1,109
300	5	95.5	0.955	0.826	7,459	7,544	905
305	5	93.9	0.939	0.827	7,343	7,401	888
310	5	91.1	0.911	0.830	7,150	7,246	869
315	5	88.9	0.889	0.830	6,978	7,064	847
320	5	85.3	0.853	0.833	6,719	6,848	821
325	5	83.2	0.832	0.835	6,569	6,644	797
330	5	81.1	0.811	0.837	6,419	6,494	779
335	5	78.7	0.787	0.837	6,229	6,324	758
340	5	76.1	0.761	0.837	6,023	6,126	735
345	5	73.5	0.735	0.837	5,817	5,920	710
350	5	70.2	0.702	0.837	5,556	5,686	682
355	5	66.0	0.660	0.830	5,180	5,368	644
360	5	62.3	0.623	0.827	4,872	5,026	603
365	5	55.4	0.554	0.812	4,254	4,563	547
計	365					( 6,483)	65,676

## 8.2 修復工事費 (案)

取水堰の越流部は現在の河川流水部に土砂吐と洪水吐をコンクリートダム上に設け、右岸アバットにはコンクリートダム左岸アバットにはフィルダムの非越流部を設ける。越流部は右岸側より土砂吐用ゲート (敷標高 77.00m), 非常用洪水吐としてラバーダム (越流が可能で敷標高 82.00m) と洪水吐ゲート 2 門 (敷標高 79.00m) を設け設計洪水流量を BL 86.00 で流下させる。

また、堰柱には橋渠を架設し左右岸の交通を可能にする。

### (1) 土建工事費

土建工事費の総額は下表の通りである。

また各項目別の工事費は次紙の通りである。

土建工事費の積算 (金額単位: 10<sup>6</sup> ペソ)

項目	ALT-2 (Tentative)
取水堰工事	1,699.5
取水庭工事	152.4
取水口工事	168.2
機器基礎工事	435.5
発電所建屋工事	42.9
放水路工事	135.1
仮設備	35.1
その他雑工事	153.4
① 計	2,822.1
② Contingency (①×0.15)	423.3
③ Eng. Fee (①+②)×0.1	324.5
④ 計 (①+②+③)	3,569.9
⑤ Output Loss	37.9
総計 ④+⑤	3,607.8

No.	DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY	RATE	ESTIMATE AMOUNT
La Vuelta (ALT-2) (Tentative)					
1	DIVERSION WEIR				
1.1	EARTH WORK	m <sup>2</sup>	23,000	2,950	67,850,000
1.2	CONCRETE WORK	m <sup>2</sup>	12,000	26,800	321,600,000
1.3	CYCLOPEAN CONCRETE WORK	m <sup>2</sup>	5,000	24,000	120,000,000
1.4	REINFORCING BAR	t	450	447,500	201,375,000
1.5	GATE	t	185	1,100,000	203,500,000
1.6	SCREEN	t	110	1,100,000	121,000,000
1.7	Fabric Dam	LS			242,000,000
1.8	Fill Dam	LS			30,000,000
	SUB TOTAL				1,307,325,000
2	FOREBAY CHANNEL				
2.1	EARTH WORK	m <sup>2</sup>	32,000	2,950	64,900,000
2.2	CONCRETE WORK	m <sup>2</sup>	1,300	26,800	34,840,000
2.3	REINFORCING BAR	t	39	447,500	17,452,500
	SUB TOTAL				117,192,500
3	INTAKE				
3.1	GATE	t	60	1,100,000	66,000,000
3.2	SCREEN	t	37	1,000,000	37,000,000
3.3	HOIST	t	24	1,100,000	26,400,000
	SUB TOTAL				129,400,000
4	FOUNDATION OF EQUIP				
4.1	EARTH WORK	m <sup>2</sup>	12,000	2,950	35,400,000
4.2	CONCRETE WORK	m <sup>2</sup>	5,000	26,800	134,000,000
4.3	REINFORCING BAR	t	370	447,500	165,575,000
	SUB TOTAL				334,975,000
5	POWER HOUSE				
5.1	BUILDING	m <sup>2</sup>	660	50,000	33,000,000
	SUB TOTAL				33,000,000
6	TAIL RACE				
6.1	EARTH WORK	m <sup>2</sup>	13,000	2,950	38,350,000
6.2	GATE	t	42	1,100,000	46,200,000
6.3	HOIST	t	16	1,100,000	17,600,000
6.4	CABION	m <sup>2</sup>	200	8,800	17,600,000
	SUB TOTAL				103,910,000
7	仮設備				
7.1	工事用動力設備	LS			23,000,000
7.2	索道	LS			4,000,000
	SUB TOTAL				27,000,000
8	OTHERS				
8.1	Bridge	LS			78,000,000
	Lock	LS			40,000,000
	SUB TOTAL				118,000,000
	GRAND TOTAL				2,170,802,500

## (2) 発電機器設備費

発電設備の仕様とFOB価格並びにCIF価格を示すと次表の通りである。

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	ALT-2 (Tentative)
仕 様	設計流量 (m <sup>3</sup> /s)		50
	基準有効落差 (m)		9.65
	理論出力 (kW)		4,728
	水車機種		コンジットバルブ型
	水車出力 (kW)		4,100
	発電機力率		0.9
	発電機出力 (kVA)		4,300
	主変圧器容量 (kVA)		8,600
F O B 機 器 格 （ 百 万 円 ）	発 電 機 器	① 水車及び付属機器	221.4
		② 発電機及び付属機器	104.7
		③ = ① + ②	326.1
		④ ユニット数	2
		⑤ = ③ × ④	652.2
	⑥ 4.16kVスイッチギヤ－他	20.5	
	⑦ 変電所	47	
	⑧ = ⑤ + ⑥ + ⑦ 合計	719.7	

発電設備の事業費

(金額単位：百万円)

		代替案	ALT-2 (Tentative)	
			外貨分	現地貨分
①	FOB 価格		719.7	—
②	運賃・保険	①×0.12	86.4	—
③	税金	①×0.223	—	160.5
④	付加価値税	①×0.134	—	96.4
⑤	その他	①×0.22	—	158.3
⑥	計		806.1	415.2
⑦	Contingency	①×0.17	122.3	—
⑧	Eng. Fee	①×0.149	107.2	—
⑨	計	⑥+⑦+⑧	1,035.6	415.2
⑩	総計			1,450.8

(3) 年度別工事費

全体工事費及び工事工程表に基づき年度別工事費を算定すると次表の通りである。

年度別土工事費の概算（金額単位：10<sup>6</sup> ペソ）

項目	比較代替案	A L T - 2 (Tentative)	
	年度	1 年度	2 年度
取水堰工事		499.0	1,200.5
取水庭工事		76.0	76.4
取水口工事		24.0	144.2
機器基礎工事		13.8	421.7
発電所建屋工事		—	42.9
放水路工事		—	135.1
仮設備工事		35.1	—
その他雑工事		52.0	101.4
① 計		699.9	2,122.2
② Contingency (①×0.15)		105.0	318.3
③ Eng. Fee (①+②)×0.1		80.5	244.0
④ 計 ①+②+③		885.4	2,684.5
⑤ Output Loss		16.5	21.4
総計 (④+⑤)		901.9	2,705.9



### § 3 経済指標 (案)

#### (1) kW当り建設コスト

下表に示す通り、増加出力当りの建設コストは 391千円/kWである。

項目		kW当り建設コスト	
		比較代替案	ALT-2 (Tentative)
既設設備出力 (kW)	定格出力 $P_0$		2,000
	現有出力 $P_e$		500
修復後の出力 $P_1$ (kW)			7,700
回復又は増加出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)			7,200
修復工事費 (10 <sup>6</sup> 円)	外貨分 $C_f$		1,035.6
	現地貨分 $C_l$		1,782.5
	計 $C = C_f + C_l$		2,818.1
kW当りの建設コスト (千円/kW)	$C / P_1$		366
	$C / \Delta P$		391

#### (2) kWh当りの発電コスト

年間供給電力量当り (kWh 当り) の発電コストは 4.1円/kWhとなる。

Kwh当り発電コスト

項目		比較代替案	
		A L T - 2 (Tentative)	
既設発電設備 の現在能力	出力 $P_e$ (kW)	500	
	電力量 $E_e$ (GWh)	6.25	
修復計画	出力 $P_1$ (kW)		7,700
	電力量 $E_1$ (GWh)		65.7
	回復又は 増加電力	出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)	7,200
		電力量 $\Delta E = E_1 - E_e$ (GWh)	59.4
発電端 経費の 合計  (百万円)	建設工事費  $C_1 = C_{i1} + C_{\ell 1}$	外貨分 $C_{i1}$	1,035.6
		現地貨分 $C_{\ell 1}$	1,782.5
		計	2,818.1
	支払金利  $C_2 = C_{i2} + C_{\ell 2}$	外貨分 $C_{i2}$	1,667.3
		現地貨分 $C_{\ell 2}$	1,811.0
		計	3,478.3
	運転・維持・管理費  $C_3 = 4U.S.\$ \times P_1 \times 25年 \times 140円/U.S.\$$		107.8
	合計 $\Sigma C_i = C_1 + C_2 + C_3$		6,404.2
	25年間平均年間発電経費 (百万円) $C = \Sigma C_i \div 25$		256.1
発電 コスト (円/kWh)	$E_1$ 当り $C / (E_1 \times 0.95)$	4.1	
	$\Delta E$ 当り $C / (\Delta E \times 0.95)$	4.5	



表 La Vuelta 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	⑪	⑫	⑬ 現有設備能力		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘
	最大 使用水量 $Q_0$ ( $m^3/s$ )	有効 落差 $H_0$ (m)	定格 出力 $P_0$ (kW)	出力 $P_e$ (kW)	発電電力量 $E_e$ (GWh)	最大 使用水量 $Q_1$ ( $m^3/s$ )	基 準 有 効 落 差 $H_1$ (m)	理論出力 $= 9.8 \times ⑩ \times ⑪$ (kW)	合 成 効 率 $\eta$	出力 $= ⑩ \times ⑪$ $P_1$ (kW)	年間可能発電電力量 $E_1$ (GWh)	流量設備 利用率 $\epsilon$ (%)	出力 $= ⑩ - ⑬$ $\Delta P$ (kW)	年間可能発電電力量 $= ⑩ - ⑬$ $\Delta E$ (GWh)
ALT-2	54.0	4.8	2,000	500	6.25	100.0	9.65	9,457	0.823	7,700	65.7	96	7,200	59.4

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	⑨	
	⑩ 発電機器費			⑭	⑮	⑯	⑰	⑱ 建設費の元利償還額 (25年平均)			⑲	⑳	C/B	優 先 順 位		
	⑲	⑳	㉑	土 建 工 事 費 $C_2$	⑳ + ㉑ $C$	$\Delta P$ 当りコスト $= ⑮ / ⑰$ $C / \Delta P$	$P_1$ 当りコスト $= ⑮ / ㉑$ $C / P_1$	⑳	㉒	㉓	㉔	㉕ + ㉖			$E_1$ 当り $= ⑲ / ㉑ \times 0.95$	$\Delta E$ 当り $= ⑲ / ㉑ \times 0.95$
	外貨分 $C_{1f}$	現地貨分 $C_{1l}$	⑳ + ㉑ $C_1$										㉒	㉓		
ALT-2	1,035.6	415.2	1,450.8	1,367.3	2,818.1	391.4	366.0	4.3	108.1	143.7	251.8	256.1	4.1	4.5	2.29	—

〔備考〕

①: 既設発電設備の諸元はブレ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19年から19年の年間の平均運転実績に準拠。

⑳:  $\eta$ はタービン及び発電機の合成効率。

㉕:  $E_1$ (Energie Media)

㉖:  $\epsilon = \frac{\text{水車が利用する年間総使用水量 (m}^3 \cdot \text{s} \cdot \text{hr)}}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100$  (%)

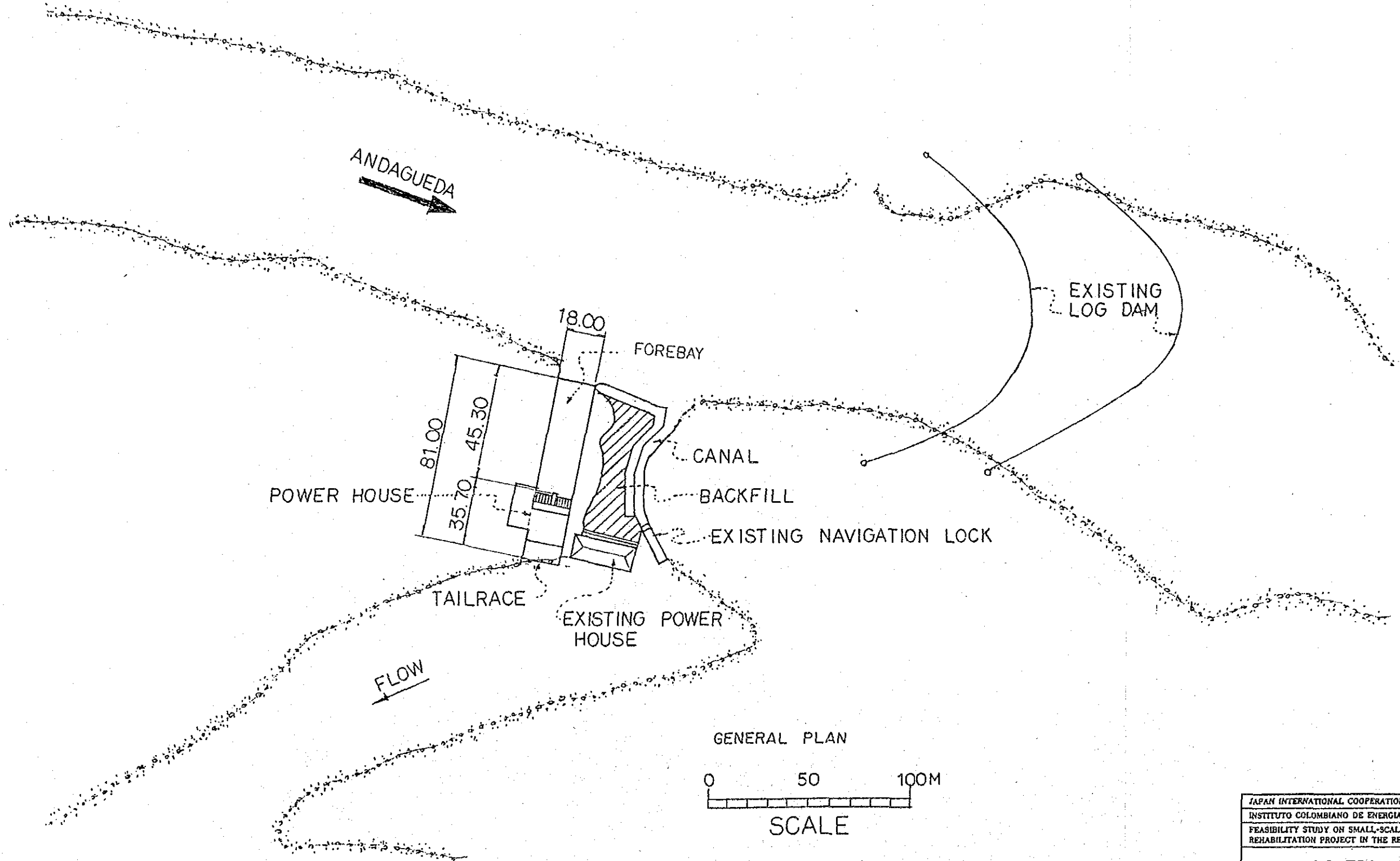
㉗: 年間AOMはkW当り US\$4 相当額

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

# 圖 面 集

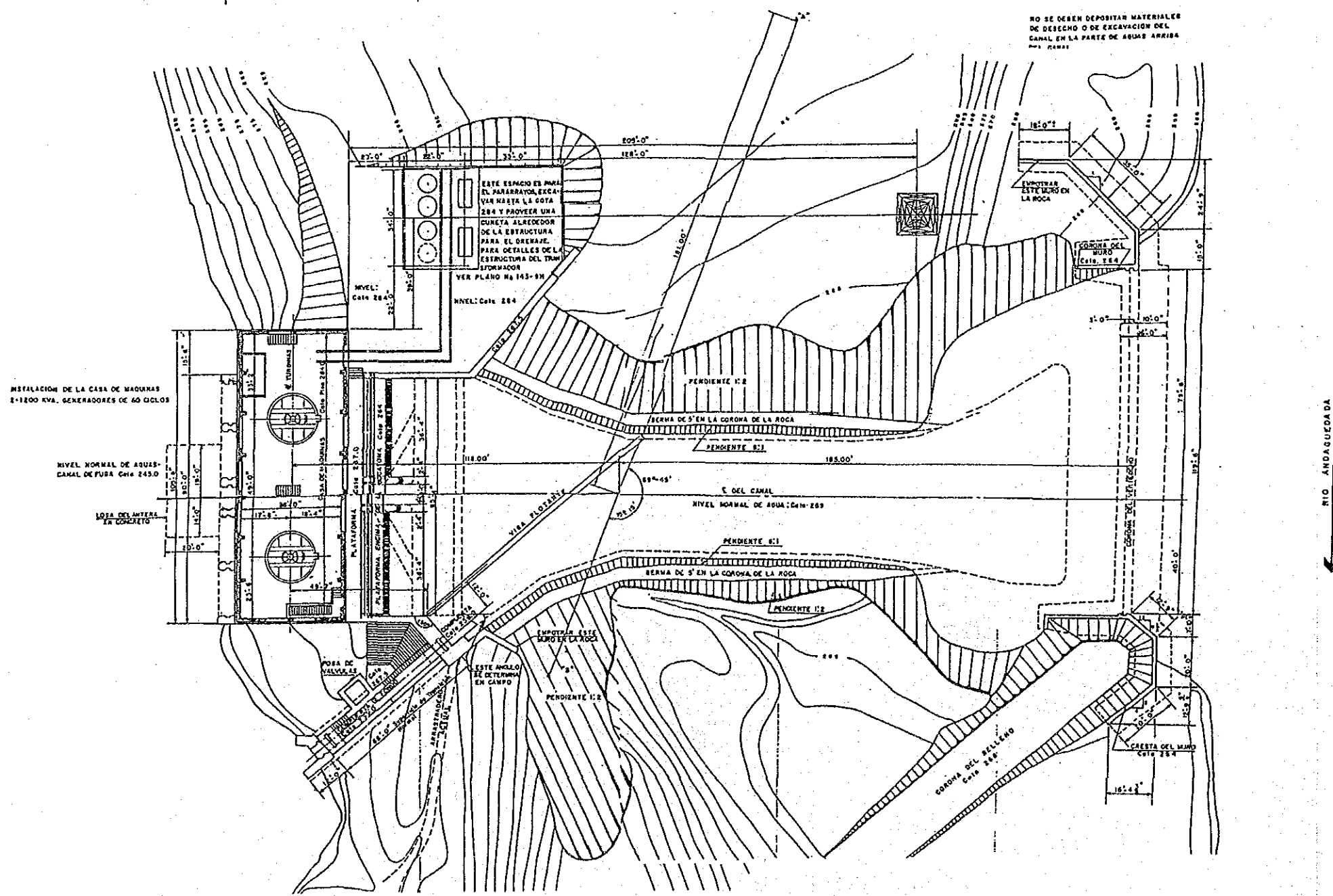
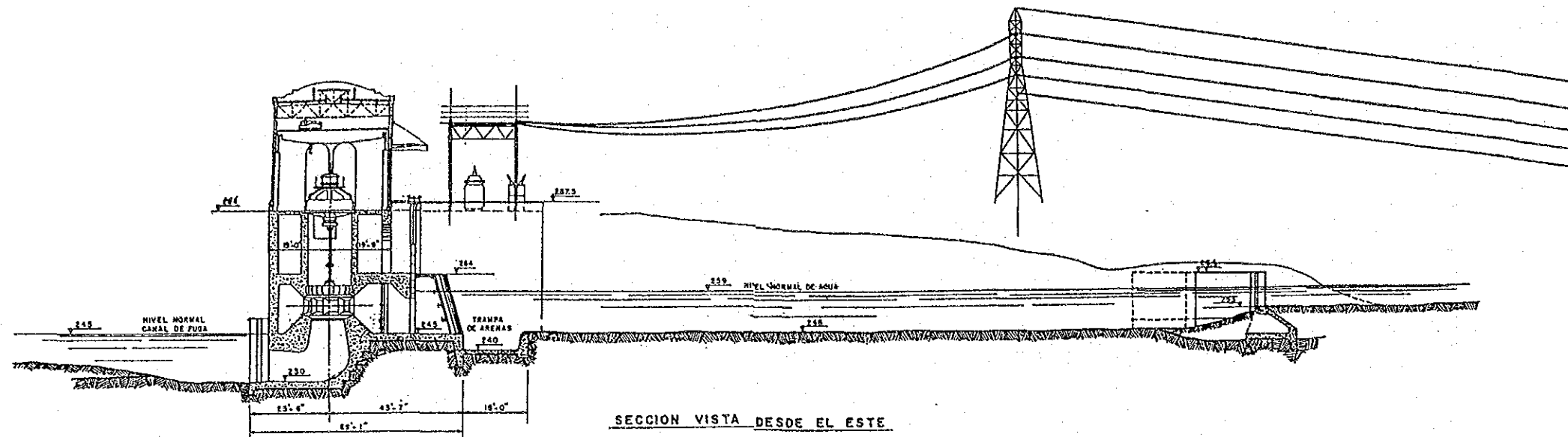
Title	Drawing No.
<u>ALT-1</u>	
General Plan	LV-C-01
General Plan and Section of Existing Plant	LV-C-02
General Plan of Powerhouse	LV-C-03
Powerhouse Typical Section	LV-C-04
Powerhouse Profile and Cross Sections	LV-C-05
Duration Curves	LV-H-01
Geological Plan and Profile	LV-G-01
One Line Diagram	LV-E-01
<u>ALT-2</u>	
General Plan	LV-C-06
Profile and Sections of Diversion Weir	LV-C-07
Plan and Sections of Diversion Weir	LV-C-08





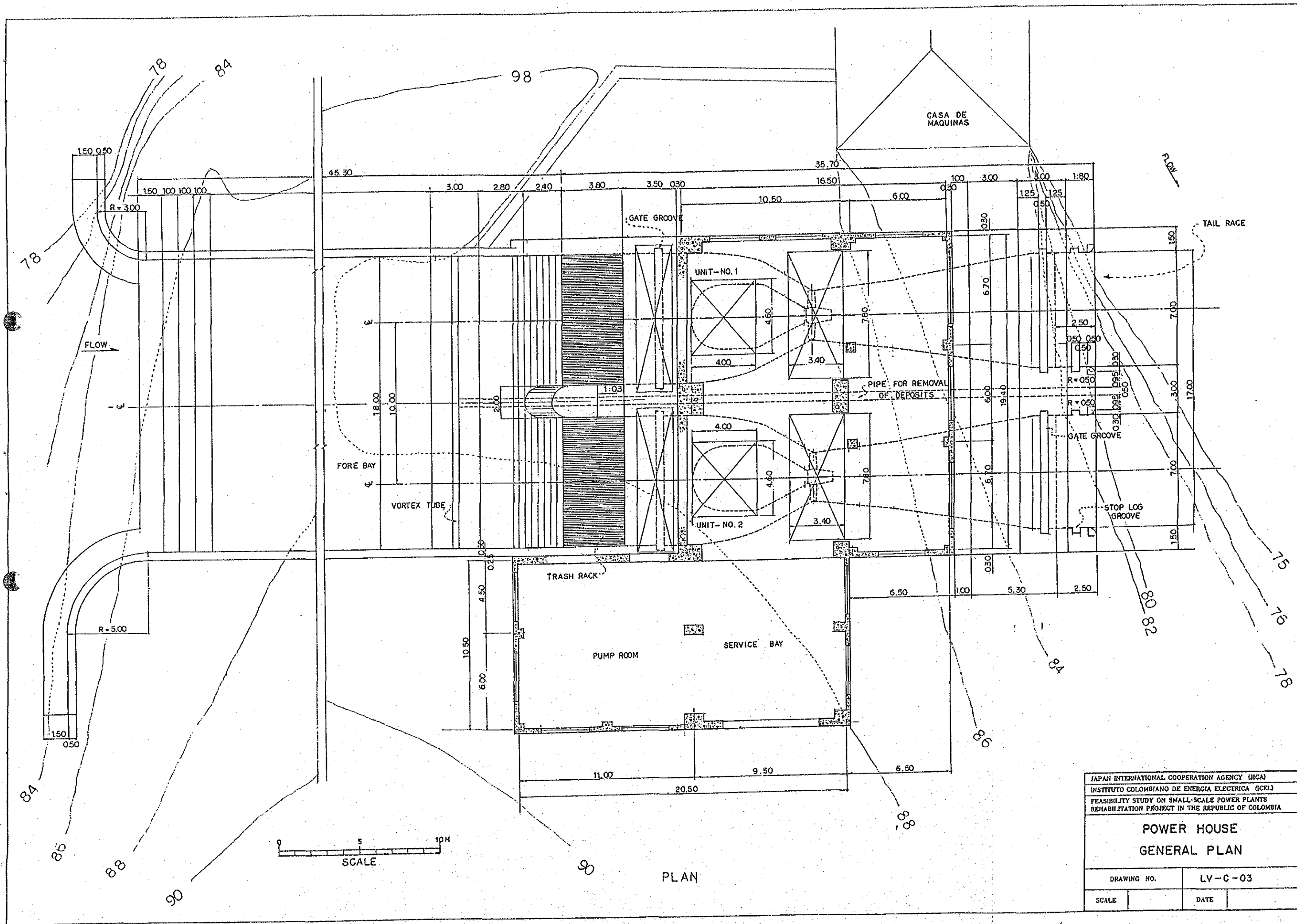
GENERAL PLAN  
 0 50 100M  
 SCALE

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 (ALT - 1)			
DRAWING NO.		LV-C-01	
SCALE		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			
<b>EXISTING PLANT</b>			
<b>GENERAL PLAN AND SECTION</b>			
DRAWING NO.		LV-C-02	
SCALE		DATE	

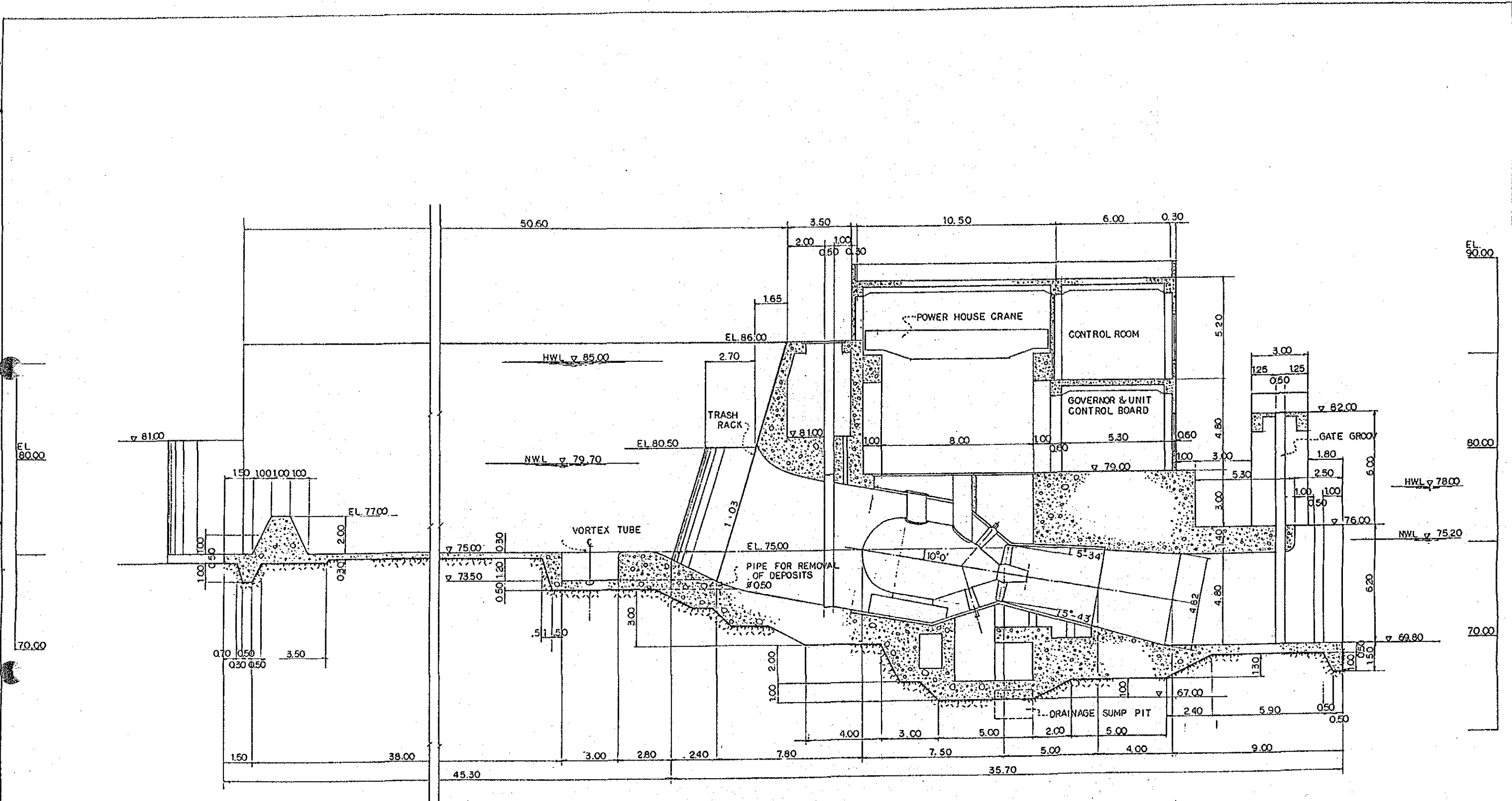




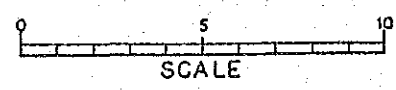
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)  
 INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)  
 FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS  
 REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA

**POWER HOUSE  
 GENERAL PLAN**

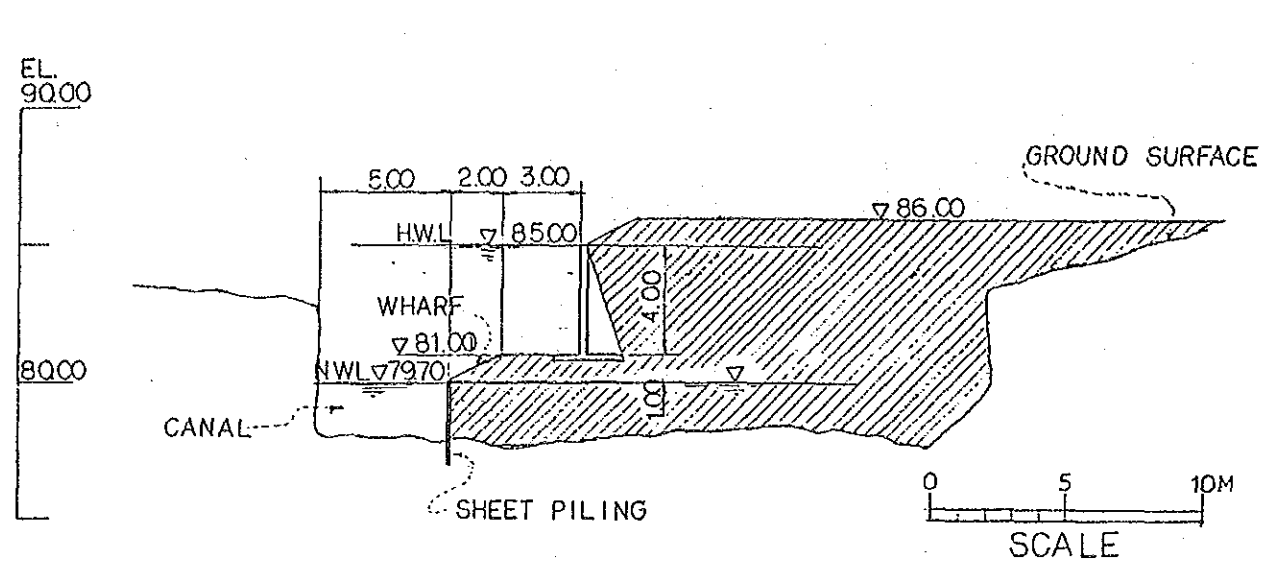
DRAWING NO.	LV-C-03
SCALE	DATE



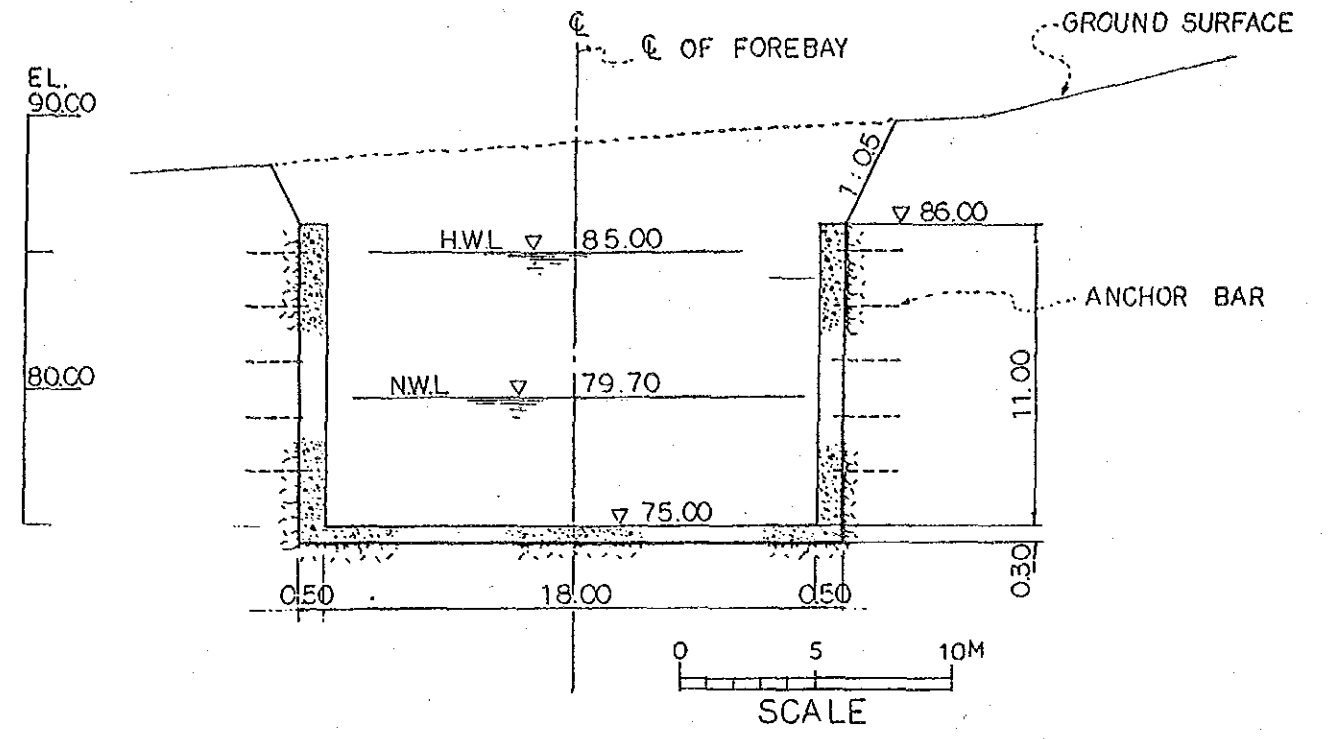
PROFILE ON CENTERLINE OF POWER HOUSE



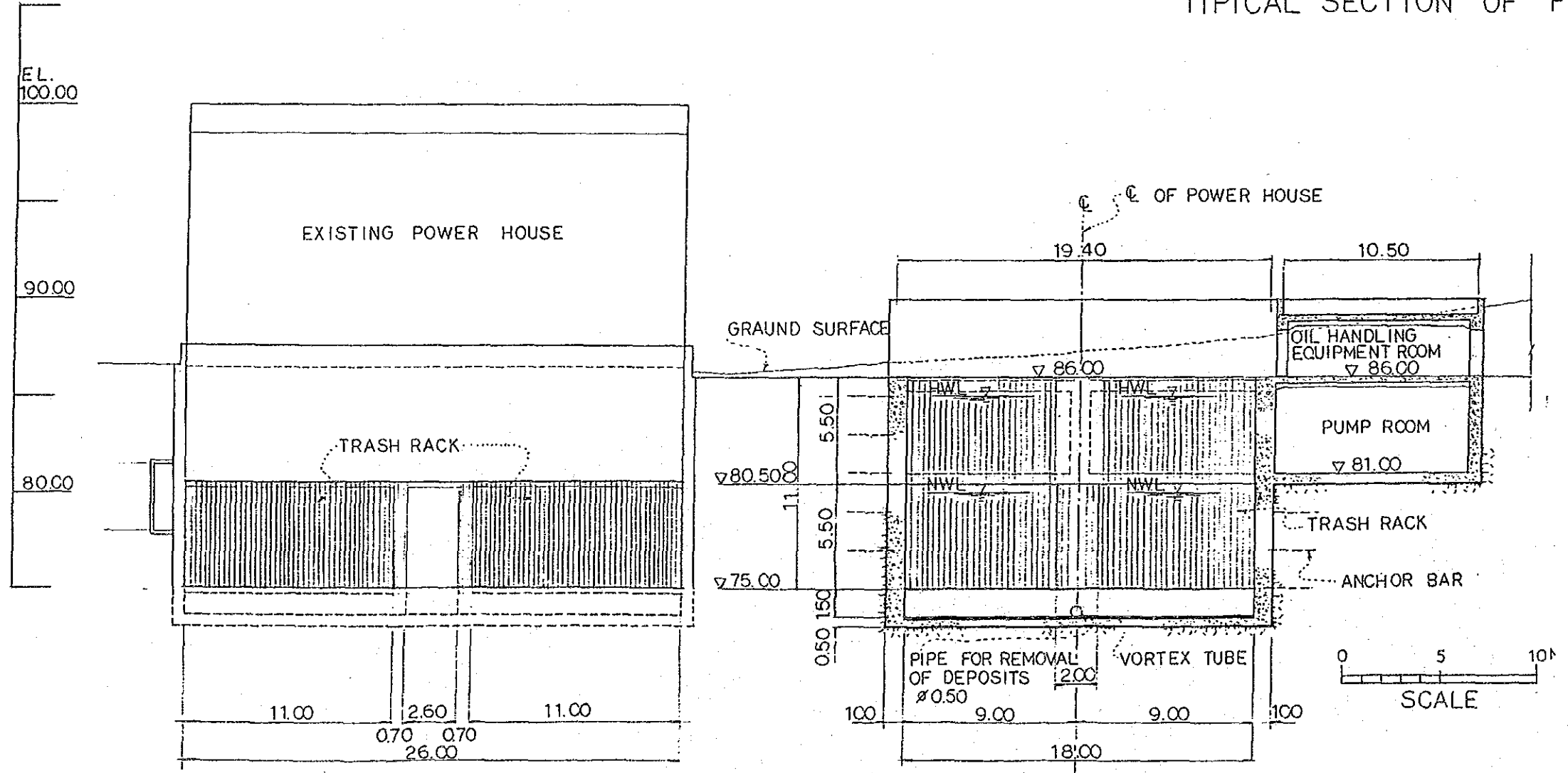
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)			
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICE)			
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA			
<b>POWER HOUSE TYPICAL SECTION</b>			
DRAWING NO.		LV-C-04	
SCALE		DATE	



TYPICAL SECTION OF CANAL

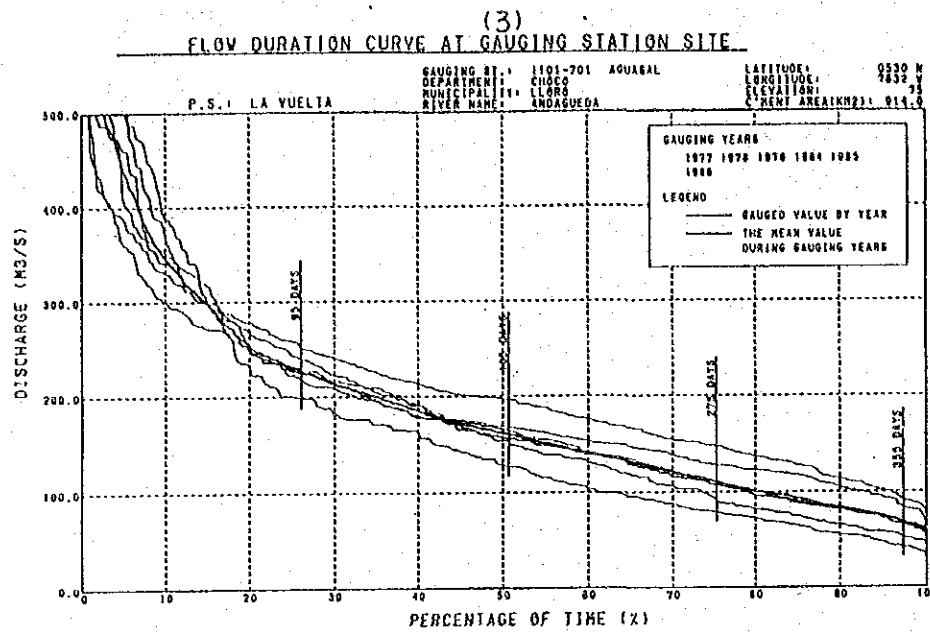
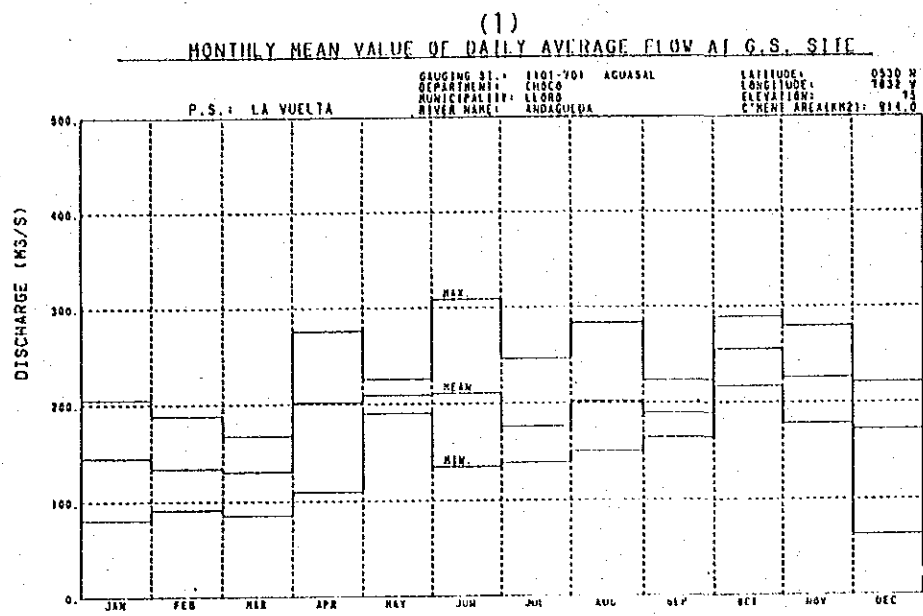


TYPICAL SECTION OF FOREBAY



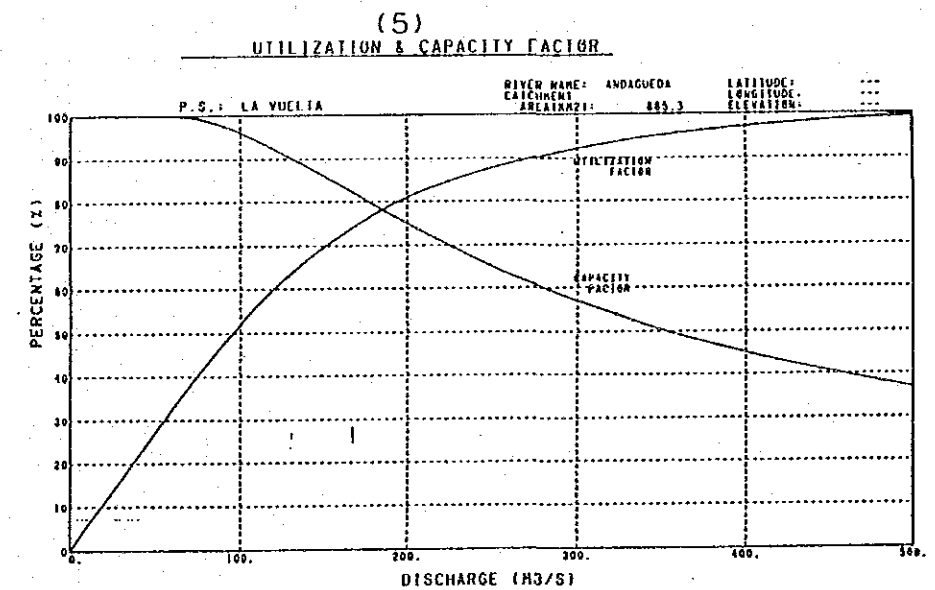
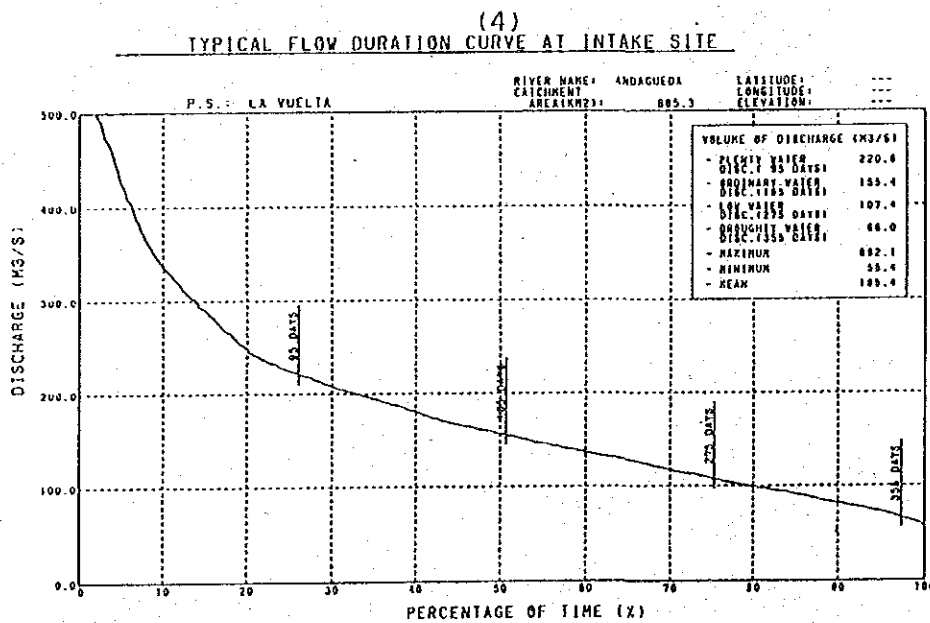
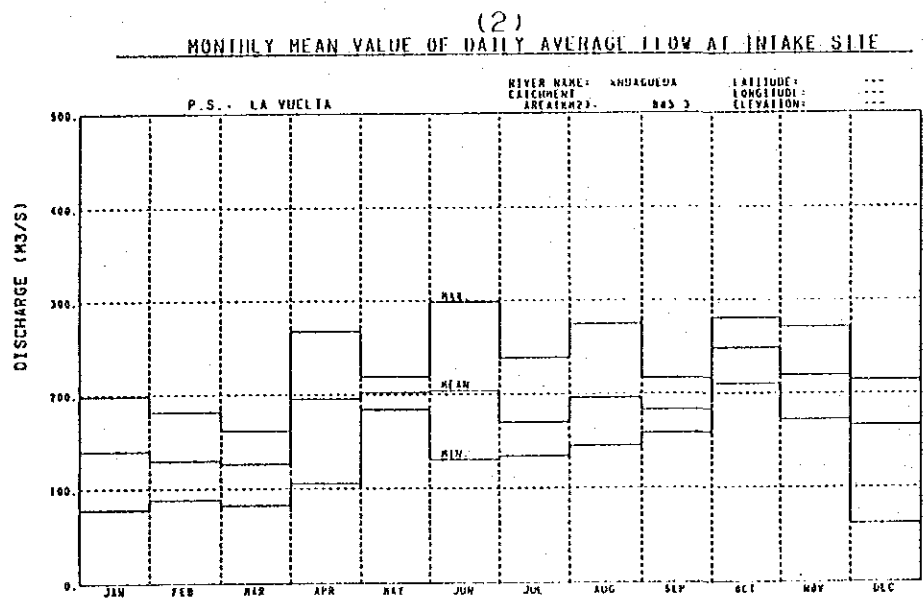
PROFILE

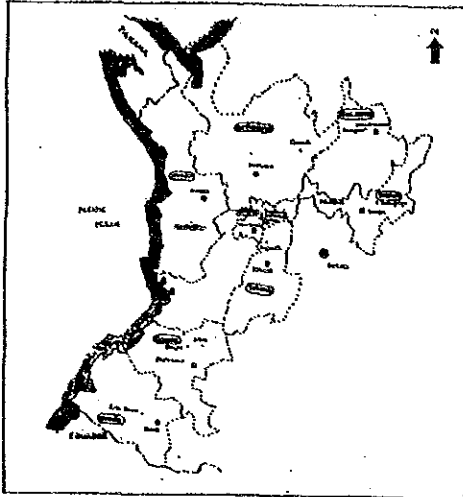
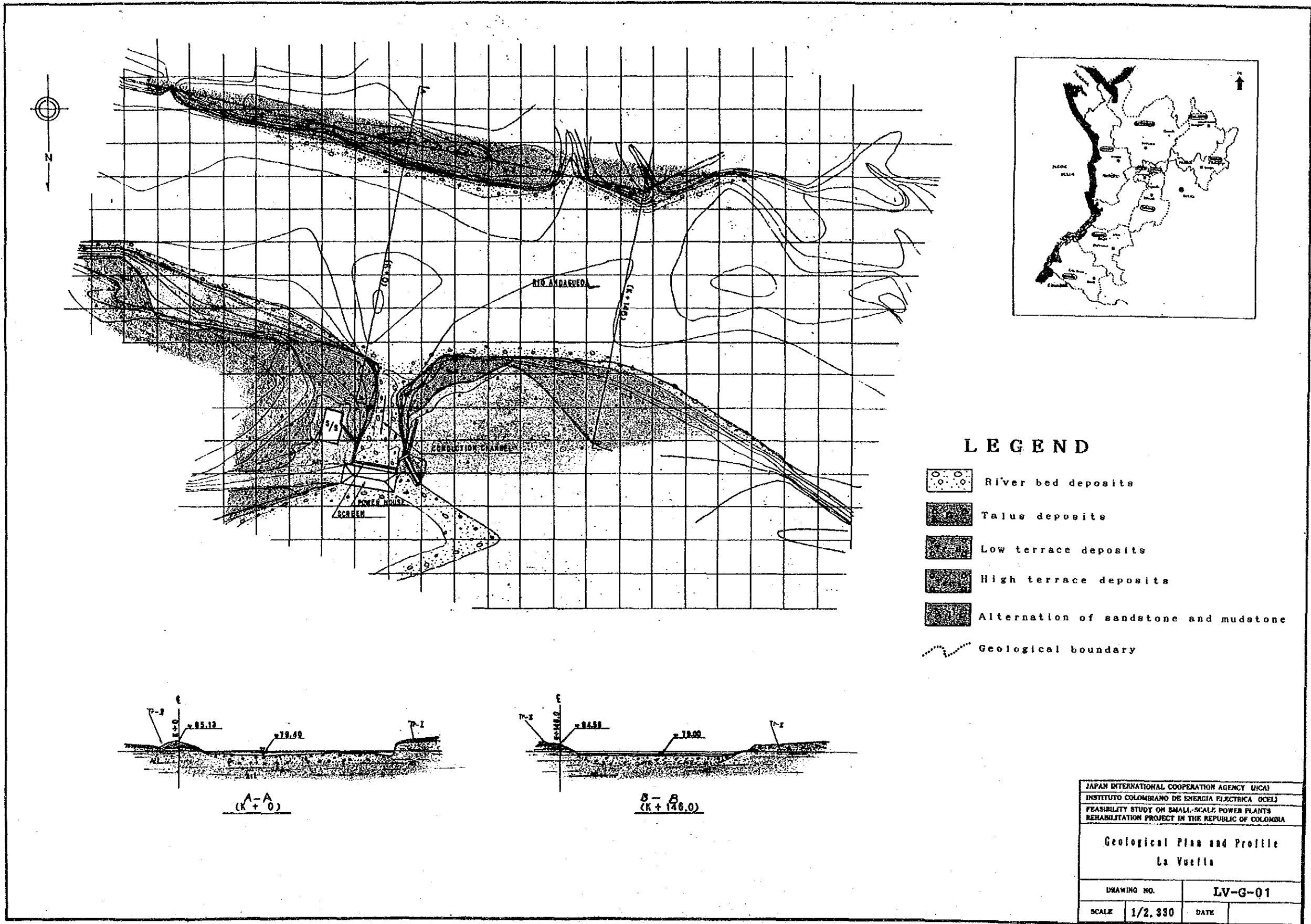
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)			
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)			
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA			
<b>POWER HOUSE</b>			
<b>PROFILE AND CROSS SECTIONS</b>			
DRAWING NO.		LV-C-05	
SCALE		DATE	



Data of Hydrological Gauging Station

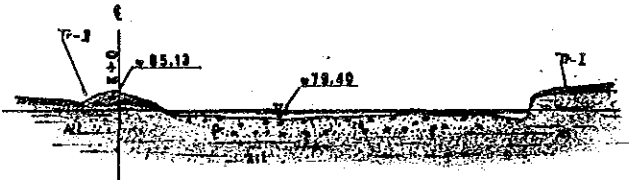
No. of Station	1101 - 701
Name of Station	AGUASAL
River	Andaguéda
Management	HIMAT
Installation Year - Month	1976 05
Coordinates (Deg. - Min.)	
Latitude	0530
Longitude	7632
Above Sea Level s.n.m. (m)	75
Long River (km)	76
Catchment Area (km <sup>2</sup> )	1031.0
Water Shed (m)	1148
Observation Period	1977 - 1986



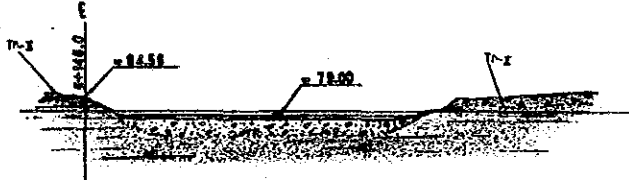


**LEGEND**

- River bed deposits
- Talus deposits
- Low terrace deposits
- High terrace deposits
- Alternation of sandstone and mudstone
- Geological boundary

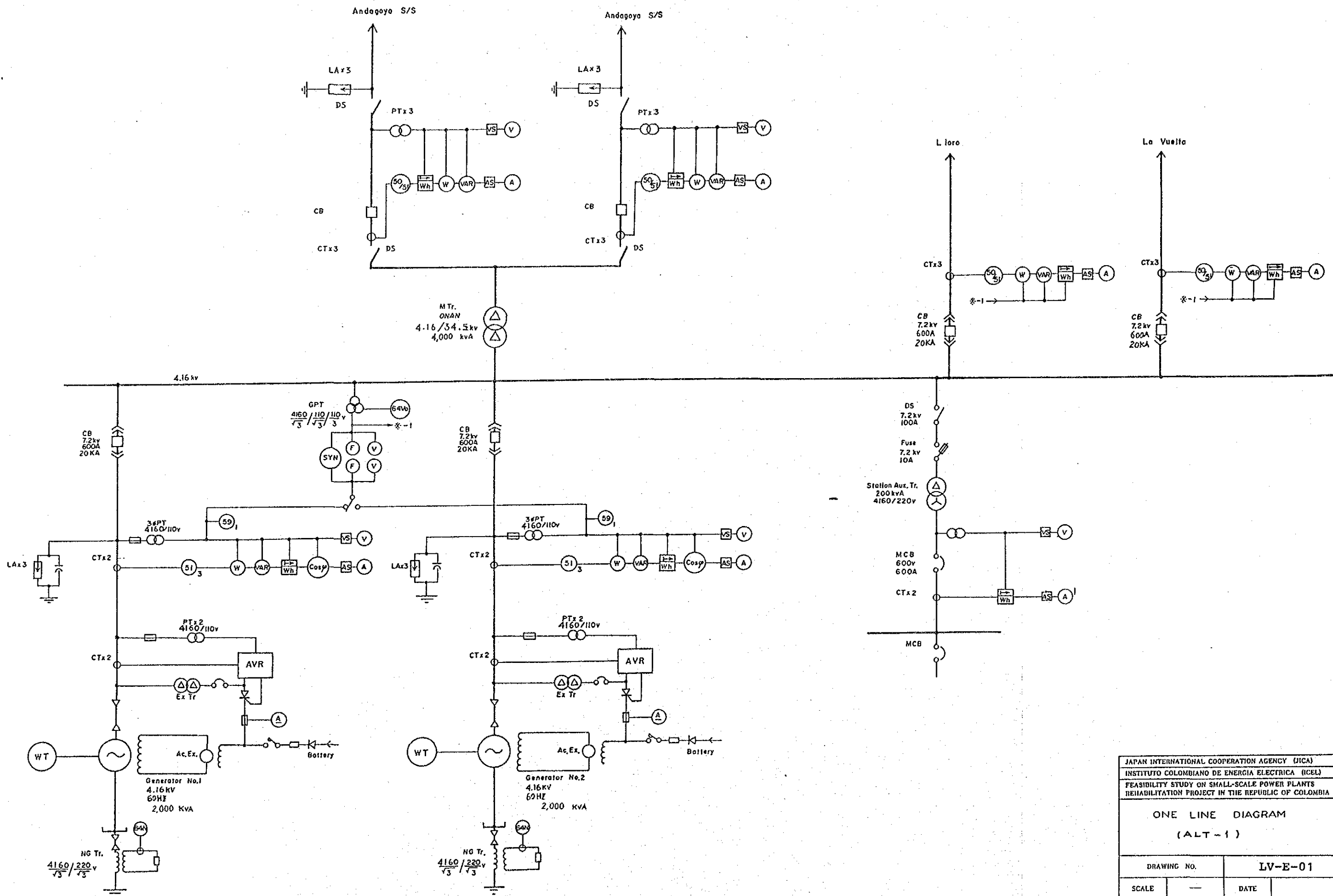


A-A  
(K+0)

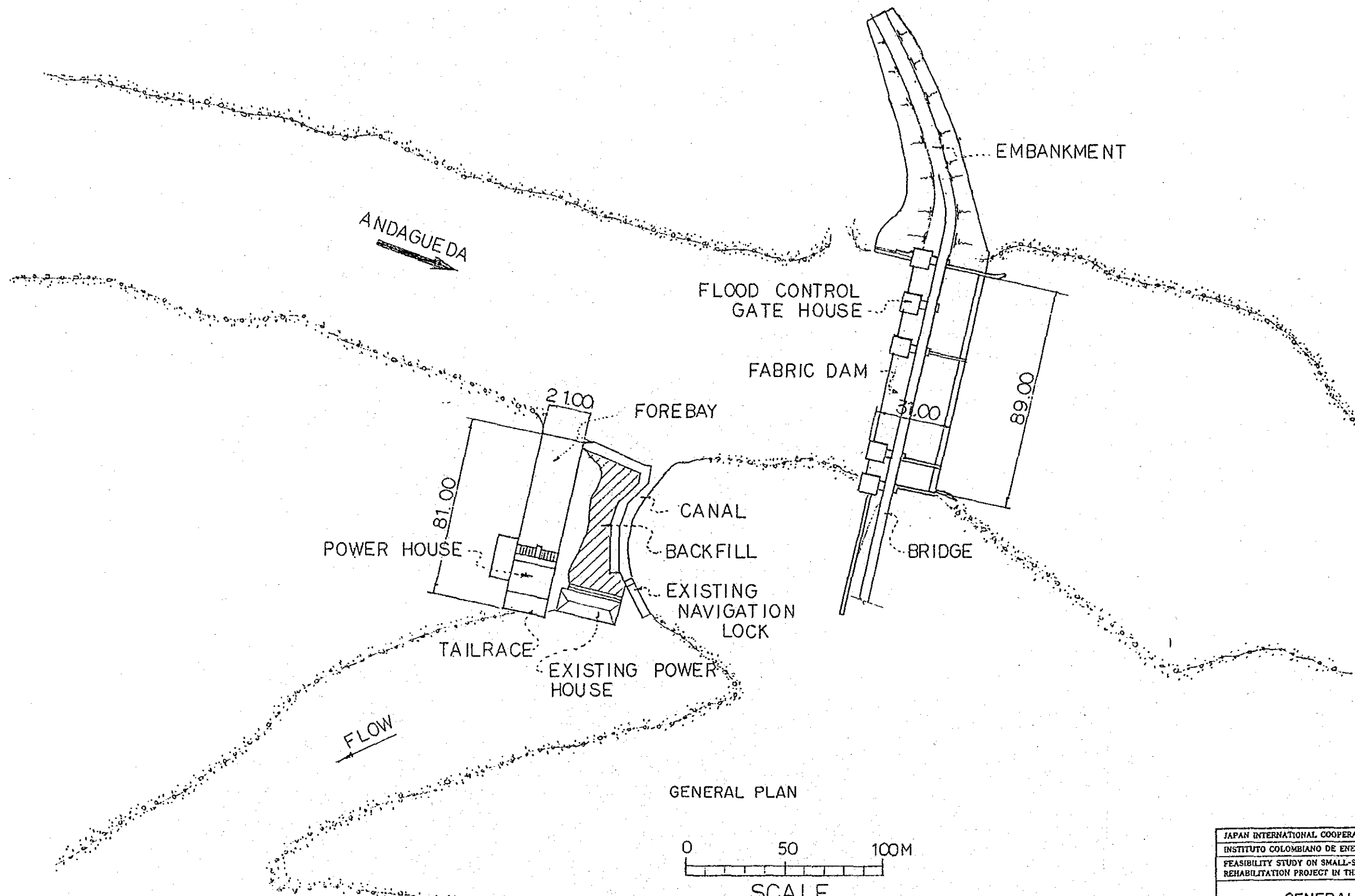


B-B  
(K+146.0)

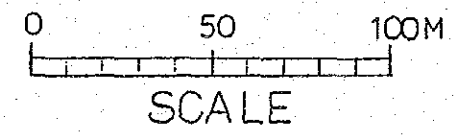
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)			
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICE)			
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA			
Geological Plan and Profile La Vuella			
DRAWING NO.		LV-G-01	
SCALE	1/2,330	DATE	



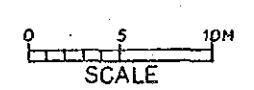
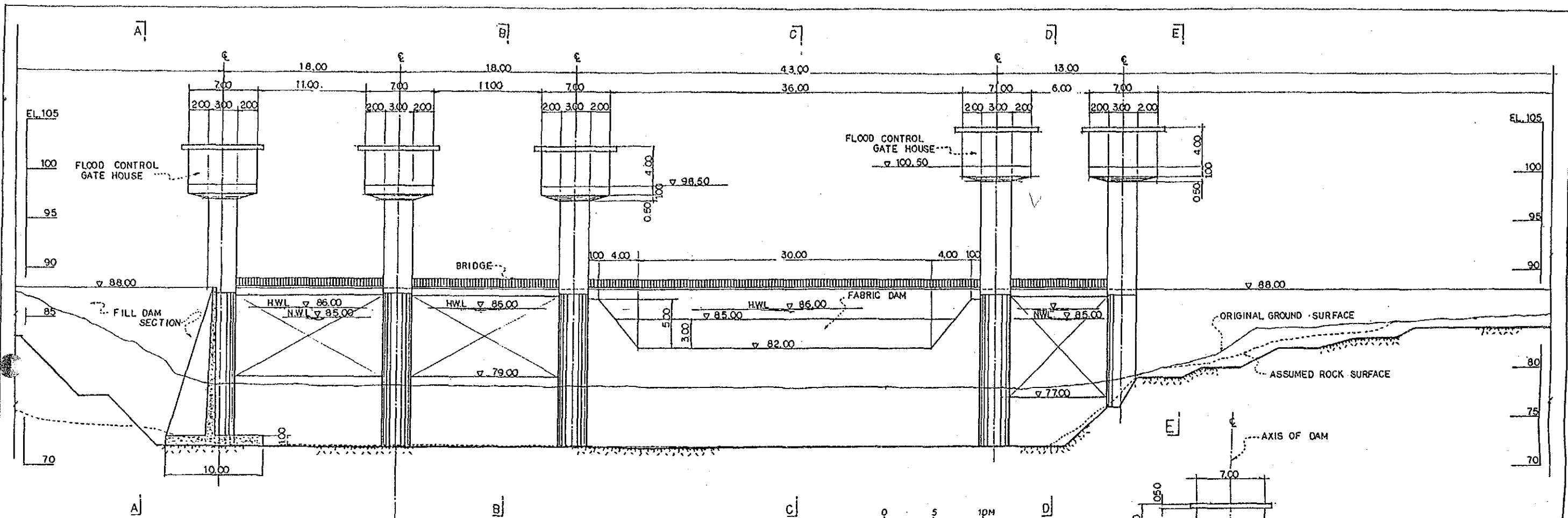
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)			
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)			
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS			
REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA			
<b>ONE LINE DIAGRAM</b>			
<b>(ALT - 1)</b>			
DRAWING NO.		LV-E-01	
SCALE	—	DATE	



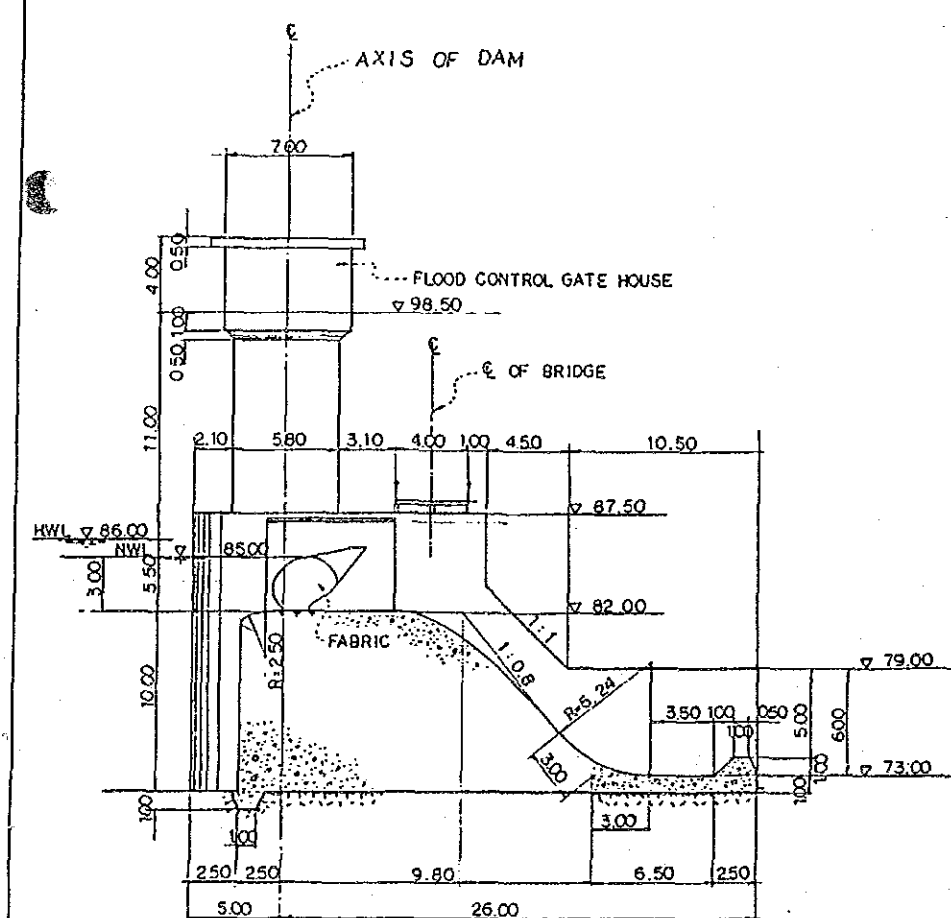
GENERAL PLAN



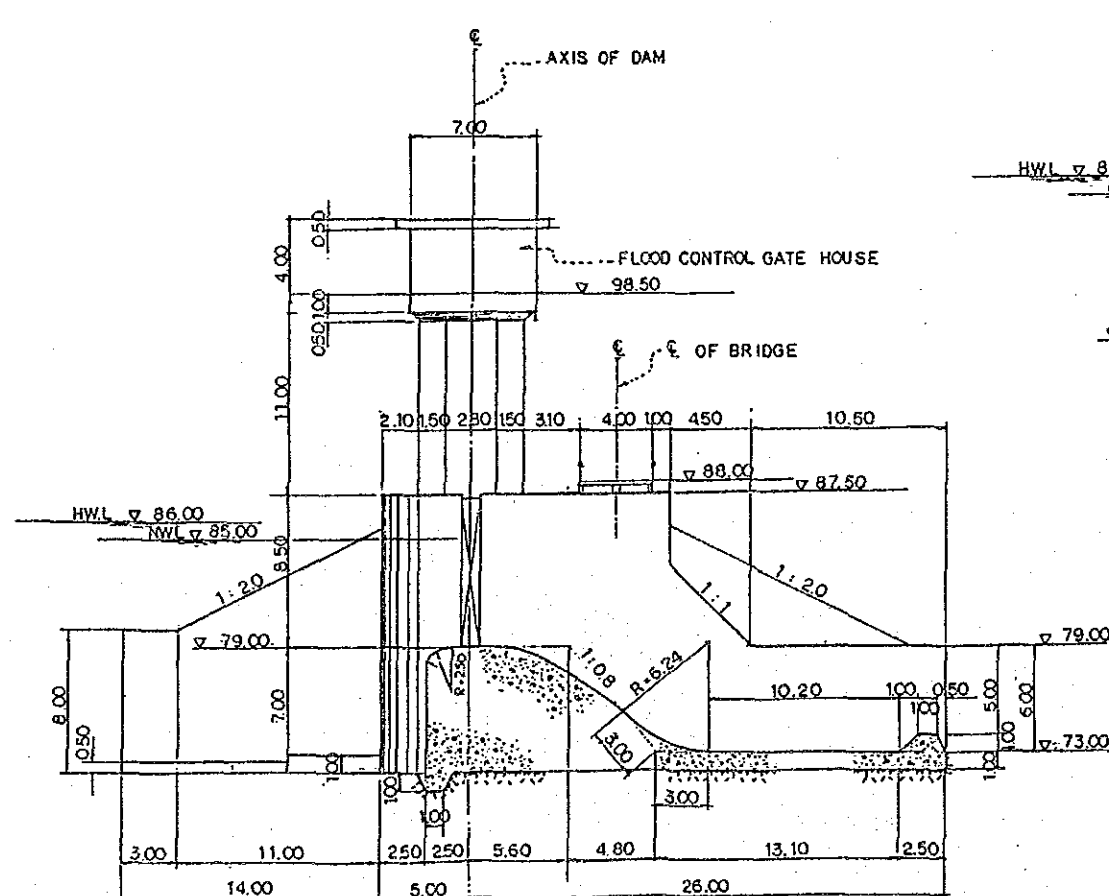
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)			
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)			
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA			
GENERAL PLAN (ALT-2)			
DRAWING NO.		LV-C-06	
SCALE		DATE	



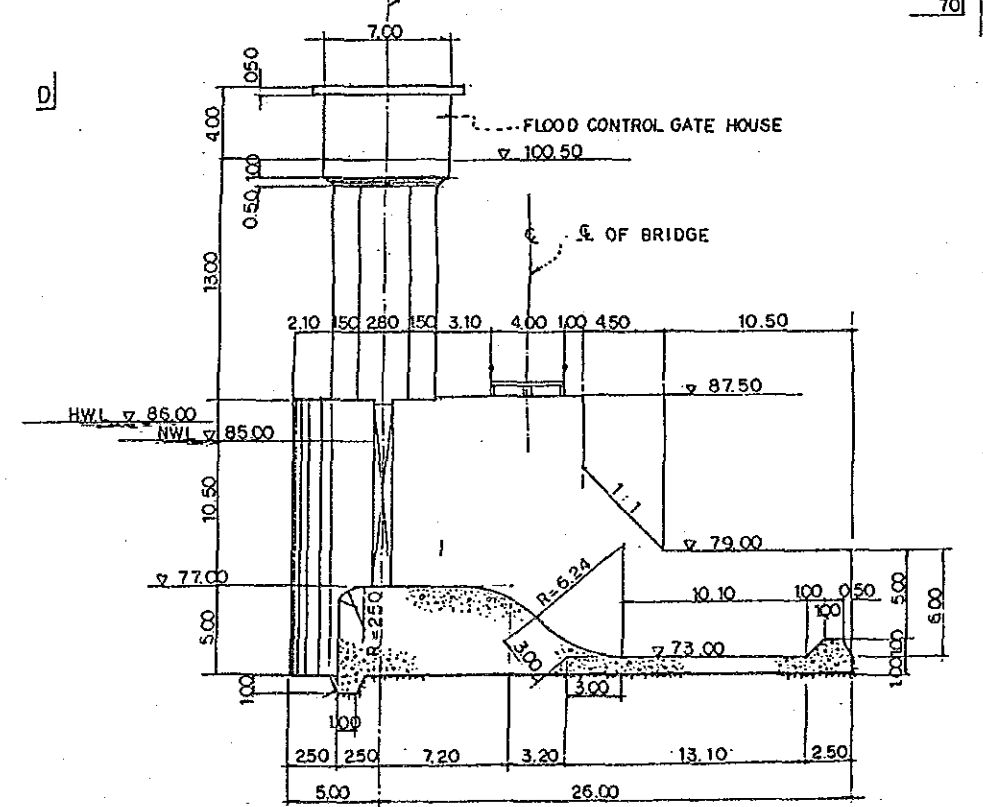
PROFIL



SECTION C-C



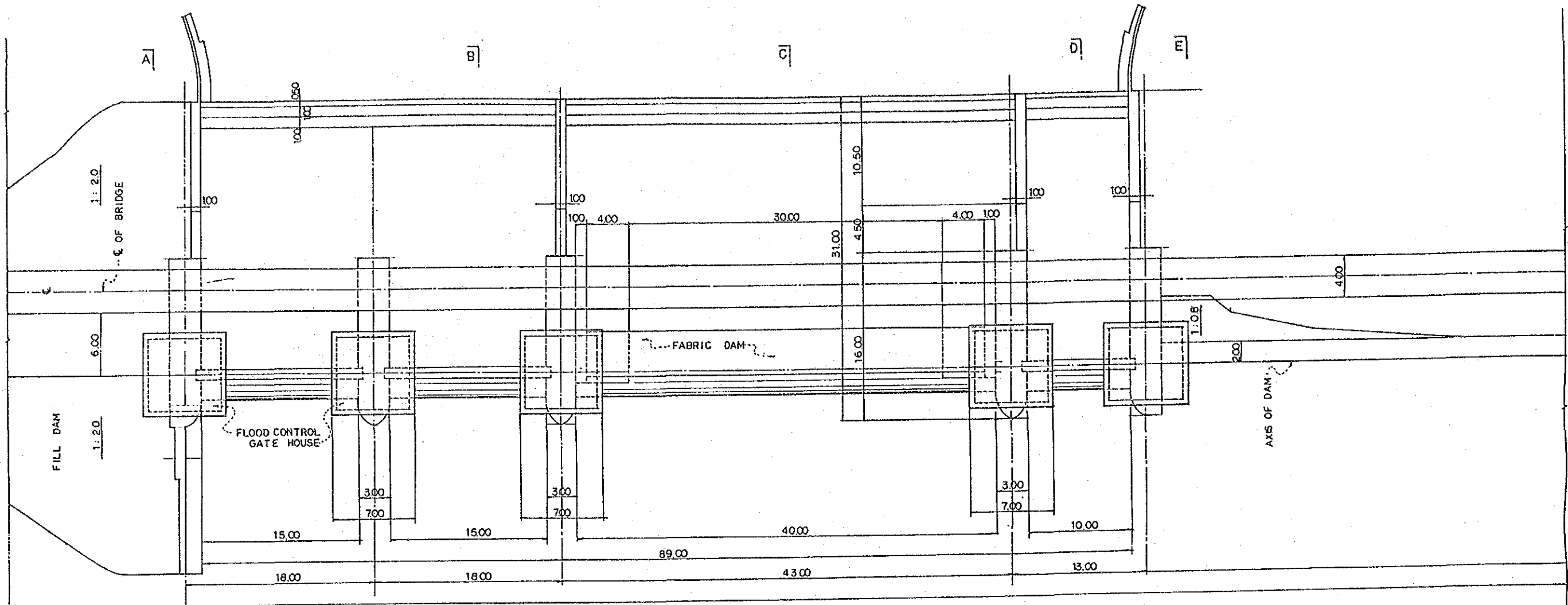
SECTION B-B



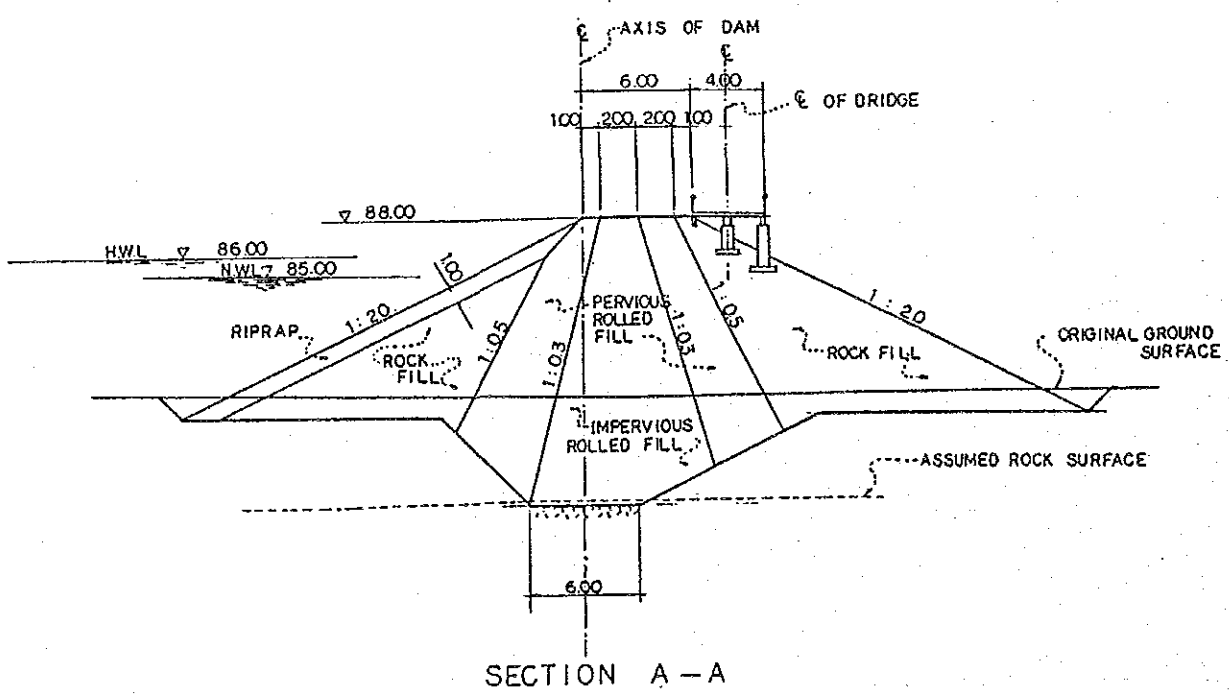
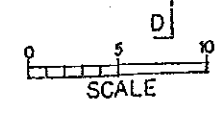
SECTION D-D

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			
<b>DIVERSION WEIR          PROFILE AND SECTIONS</b>			
DRAWING NO.		LV-C-07	
SCALE		DATE	

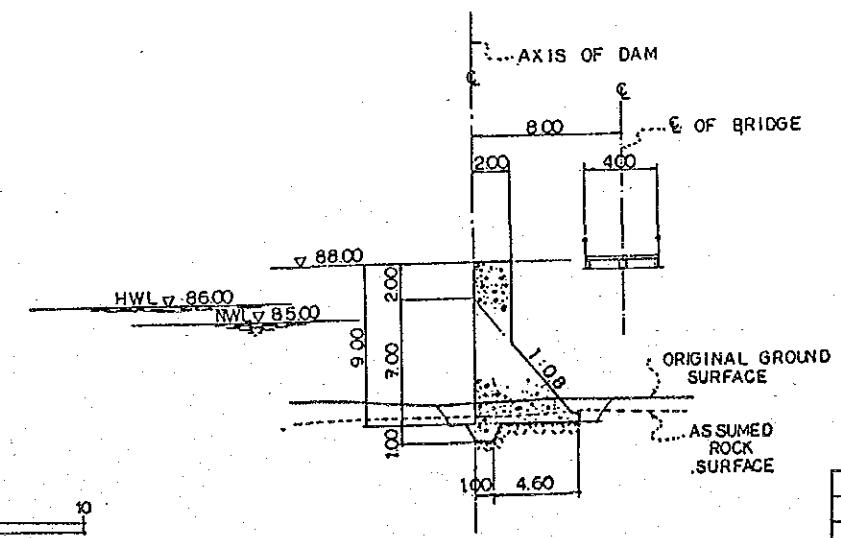




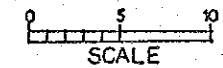
PLAN



SECTION A - A



SECTION E - E



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>DIVERSION WEIR</b>			
<b>PLAN AND SECTIONS</b>			
DRAWING NO.		LV-C-08	
SCALE		DATE	



## 附 属 资 料

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

Facility Register for the Existing Power Plant

Power Plant	La Vuelta
Electric Power Company	E. CHOCO
Location	La Vuelta/CHOCO
River	Andagueda
Generating Method	Run-of-River
Year Installed	1916
Years in Service	
Installed Capacity	2,000 kW
Available Capacity	500 kW

## Civil

Item	Data
1. Dam	
1) Type	Wooden
2) Height (m)	4.8
3) Crest length (m)	120
4) Height of overflowing crest (m)	no data available
5) Width of overflowing crest (m)	120
6) Depth of overflowing crest (m)	no data available
2. Intake Gate	
1) Type	Sluice
2) Number of gates	6
3) Dimensions (W x H)(m)	3.0 x 6.0
3. Intake	
1) Intake sill height (m)	no data available
2) Number of intake	2
3) Dimensions (W x H)(m)	12.0 x 6.0
4. Desilting Basin	
1) Dimensions (W x L x H)(m)	N/A
5. Sand Trap Gate	
1) Type	1
2) Number of gates	1
3) Dimensions (W x H)(m)	1
6. Headrace	
1) Type	open channel
2) Dimensions (W x H)(m)	13.0 x 12.0
3) Length (m)	37

Civil

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

**Equipment**

Item	Data	
	#1	#2
<b>1. Water Turbine</b>		
1) Manufacturer's name		
2) Year manufactured	1915	1930
3) Type	Francis (v.axis)	Francis (v.axis)
4) Output (kW)	895.2	895.2
5) Revolution (rpm)	72	72
6) Ancillary equipment		
a) Type of governor	Woodward	Woodward
b) Inlet valve	Not existing	Not existing
- Type		
- Diameter (mm)		
<b>2. Generator and Exciter</b>		
1) Manufacturer's name	GE	GE
2) Year manufactured	1895	1895
3) Type	Synchro.	Synchro.
4) Capacity (kVA)	1,250	1,250
5) Power factor (%)	80	80
6) Voltage (V)	4,400	4,400
7) Frequency (Hz)	60	60
8) Revolution (rpm)	72	72
9) Method of neutral earthing	<i>no data available</i>	
10) Type of exciter	/	

Equipment

Item	Data	
<b>3. Transformer</b>		
1) Manufacturer's name	GE	
2) Year manufactured	1895	
3) Type	Outdoor, ONAN	
4) Capacity (kVA)	833 x 3	
5) Primary voltage (kV)	4.4	
6) Secondary voltage (kV)	34.5	
7) Number of unit	1	
8) Vector-group symbol	Δ - Δ	
9) Impedance (%)	<i>no data available</i>	
10) Purpose for use	Step-up	
<b>4. Circuit Breaker</b>		
1) Manufacturer's name	<i>no data available</i>	
2) Year manufactured	"	
3) Type	OCB	
4) Voltage (kV)	<i>no data available</i>	
5) Rated current (A)	"	
6) Rupturing capacity (kA)	"	
7) Purpose for use	"	
<b>5. Transmission Line</b>		
1) Destination	Andagoya	Lloro
2) Length (m)	51,500	4,440
3) Voltage (kV)	3 3	4.4
4) Number of circuit	2	<i>no data available</i>
5) Number of pylons	218	"
6) Size of conductors	2 AWG	#6
7) Materials of conductors	Copper	Copper



---

---

Equipment

---

Item	Data
6. Battery	
1) Manufacturer's name	GE
2) Year manufactured	no data available
3) Capacity (AH/HR)	66 units x 40 AH
4) DC voltage (V)	120
5) Type	no data available
7. Battery Charger	
1) Manufacturer's name	GE
2) Year manufactured	no data available
3) Capacity	0.95 kVA
4) Incoming voltage (V)	115
8. Overhead Crane	
1) Weight (ton)	35
2) Method of operation	motor
3) Span (m)	no data available

Survey Records

La Vuelta 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) Existence of corrosion 2) Wear in thickness 3) Presence of vibration	1) No 2) There is no visible diminution. 3) No vibration
	Runner 1) Existence of corrosion 2) Occurrence of porosity by sand pitting	1) No existence 2) No existence
	Shaft 1) Shaking of shaft axis	1) Yes, it presents shaking;
	Bearing 1) Oil shortage on bearing surface 2) Lack of oil viscosity	1) with good condition 2) Yes, it exists by friction between surface
	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) No, hydraulic and manual control 2) Electric control 3) Electric control 4) Yes, manual 5) Regular

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine	<p>Oil pressure equipment</p> <p>1) Existence of oil leakage 2) Application of oil pressure pumping system</p> <p>Inlet valve</p> <p>1) Operation method 2) Locking condition 3) Smoothness of pressurized oil operation</p> <p>Guide vanes</p> <p>1) Smoothness of control 2) Presence of water leakage from casing when guide vanes are closed 3) Break frequency of shear pins</p> <p>Sealing device</p> <p>1) Sufficiency of water sealing for shaft 2) Sufficiency of packing for shaft seal</p>	<p>1) Yes, regular (little)</p> <p>2) Yes, it functions adequately.</p> <p>1) } There is no inlet valve. 2) } 3) } It is controlled by flood-gate.</p> <p>1) Regular 2) Yes, there is water loss. The guide vanes are not closed. 3) It breaks very few.</p> <p>1) Regular 2) They are sufficient. (It functions without any problem.)</p>

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) <i>Yes, it has been discolored.</i> 2) <i>No existence</i> 3) <i>Normal</i>
Stator winding	1) Frequency of burning trouble or repair 2) Reduction of insulation resistance 3) Rust and erosion of core	1) <i>It isn't frequent.</i> 2) <i>Yes, it has reduced.</i> 3) <i>No existence</i>
Bearing	1) Occurrence of deformation on metal surface 2) Lack of oil lubrication 3) Occurrence of temperature rise	1) <i>Yes, the deformation exists.</i> 2) <i>Yes, it exists.</i> 3) <i>No</i>
Exciter	1) Exchange frequency of brushes worn out 2) Sufficient stock of spare brush	1) <i>8 months</i> 2) <i>Yes, it is sufficient.</i>
Voltage regulator	1) Operation method of voltage regulator 2) Response of voltage detection for load variation	1) <i>Electric (rheostat)</i> 2) <i>It responds slowly.</i>

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 3) Presence of vibration	1) It doesn't present. 2) There is no visible diminution. 3) Yes, there is vibration
Runner	1) Existence of corrosion 2) Occurrence of porosity by sand pitting	1) Yes 2) It is not by sand. Friction of axle bearing.
Shaft	1) Shaking of shaft axis	1) Sufficient stressed with bad axle bearing.
Bearing	1) Oil shortage on bearing surface 2) Lack of oil viscosity	1) The problems don't exist in the upper axle bearing. There is in below part. 2) Yes, it exists. The oil is changed each 15 days.
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) No, hydraulic and manual control 2) Electric motor 3) Electric motor 4) Manual 5) Regular

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine	<p>Oil pressure equipment</p> <p>1) Existence of oil leakage 2) Application of oil pressure pumping system</p> <p>Inlet valve</p> <p>1) Operation method 2) Locking condition 3) Smoothness of pressurized oil operation</p> <p>Guide vanes</p> <p>1) Smoothness of control 2) Presence of water leakage from casing when guide vanes are closed 3) Break frequency of shear pins</p> <p>Sealing device</p> <p>1) Sufficiency of water sealing for shaft 2) Sufficiency of packing for shaft seal</p>	<p>1) Yes, it exists. 2) Yes, it functions adequately.</p> <p>1) } 2) } There is no inlet valve. 3) } It is adjusted with flood-gate.</p> <p>1) Regular 2) Yes, it exists. 3) Very little</p> <p>1) It is sufficient. 2) It is sufficient.</p>

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) Yes, it is discolored. 2) Yes, it is moderate. 3) Normal
Stator winding	1) Frequency of burning trouble or repair 2) Reduction of insulation resistance 3) Rust and erosion of core	1) It is not frequent (only one time) 2) Yes, it is reduced. 3) Normal
Bearing	1) Occurrence of deformation on metal surface 2) Lack of oil lubrication 3) Occurrence of temperature rise	1) Yes, it exists. 2) Yes, it exists. 3) No
Exciter	1) Exchange frequency of brushes worn out 2) Sufficient stock of spare brush	1) 8 months 2) Yes, it is sufficient.
Voltage regulator	1) Operation method of voltage regulator 2) Response of voltage detection for load variation	1) Electric (rheostat) 2) Slowly



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) No, it is bad accuracy. 2) It is completed, but it is regular condition. 3) MW, VAR, A, F, PF, Temp.
Protection equipment	1) Lack of relays to be installed 2) Operation method in case of accident in transmission lines	1) No 2) Electric and manual
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) Automatic 2) Automatic hydraulic governor and electric for exciter 3) Manual with synchroscope
Power system	1) Power supply voltage (kV) after rehabilitation work	1) —

Control Board

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Insulation level  Accessibility and Safety  Indoor Switchgear	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Sufficiency of insulation level</li> <li>2) Unification of insulation level</li> <li>3) Reduction of insulation resistance</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Accessibility to high voltage devices</li> <li>2) Sufficiency of protection for high voltage cable terminals</li> <li>3) Method and reliability of operation for synchronizing circuit breaker</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Yes</li> <li>2) Yes</li> <li>3) Yes, it is sufficient.</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) All are closed and screened.</li> <li>2) Sufficient</li> <li>3) Good and trustworthy</li> </ol>

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results	
Outdoor Equipment	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) Electric with batteries and manual, in bad condition. 2) Annual
	Line switch	1) Operation method 2) Reliability of operation	1) Electric and manual 2) Regular
	Insulator	1) Presence of damage and dusts	1) Yes, the dust exists, no damage
	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) No, it doesn't useful.

II. ACTUAL GENERATED ENERGY AND OPERATION TIME

Unit No.: 1 and 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
1955	MWH	1,270.261	754.991	1,338.084	1,325.971	1,314.119	1,347.348	1,363.791	1,281.130	1,322.802	1,253.051	1,263.041		
	OPER. TIME	672	744	720	744	720	737.3	744	720	744	720	738.3		
1980	MWH	624.51		532.749	510.989	687.517	697.737	654.319	346.529	366.508	426.228	386.070		
	OPER. TIME	744		744	720	720	744	744	720	744	720	744		
1981	MWH		673.109	749.766	704.095	721.998		712.873	699.266	698.17				
	OPER. TIME		672	744	744	720		744	720	744				
1982	MWH	666.732		607.053	620.112	586.457	586.478	557.58	490.753	524.665		337.319		
	OPER. TIME	744		744	744	720	744	744	744	744		744		

Unit No.: 1 and 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													
	OPER. TIME													
1984	MWH													
	OPER. TIME													
1985	MWH	464,804	469,025	531,814	541,551	512,835	434,678	526,713	* 565,006	* 555,561	* 565,006	565,006	6,297,065	1
	OPER. TIME	720	672	720	720	120	720	744	* 744	744	744	744	8,736	
1986	MWH	495,412							676,589	673,445	518,793			
	OPER. TIME	144							720	744	720			
1987	MWH													
	OPER. TIME													
1988	MWH													
	OPER. TIME													

(Note) 1. MWH : Gross  
 2. OPER. TIME : Hour  
 3. \* : These data are estimated by JICA F/s Team, because these data were not given.

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)	Repaired locations and method for repairing	
2)	Causes for damage/defect	
3)	Duration of repairing and power supply stoppage	
4)	Repaired by: <ul style="list-style-type: none"> <li>a) staff in Power Plant</li> <li>b) manufacturer</li> <li>c) other</li> </ul>	
5)	Repair cost	
6)	Operation life after the completion of repairing work	

*Without available information*

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><i>Without available information</i></p>

V. E. CHOCO's INTENTION FOR REHABILITATION

No.	Study Item	Results			
		Leaving as it is	Repair work	Replacement	Notes
	Mark with ✓ in pertinent columns.				
-	Inlet valve .....	✓			1
-	Turbine, governor, auxiliary equipment .....		✓		2
-	Generator, exciter .....		✓		2
-	Control panel .....		✓		2
-	Switchgear .....		✓		2
-	Transformer .....		✓		2
-	Substation equipment (Circuit breaker, Isolator, etc.) .....		✓		2
-	Transmission tower, conductor and insulator .....	✓			3
-	Power House .....		✓		4

(Notes)

1. The system doesn't exist.
2. Old equipment
3. In good condition
4. Completely old construction





