



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

地点別調査報告書
(VOL.2/2)

平成2年3月

国際協力事業団

705
683
MMN

JICA LIBRARY



1081007151

コロンビア共和国
小規模発電設備修復計画
フィージビリティ調査

LAGUNILLA 水力発電所

20954

平成2年3月

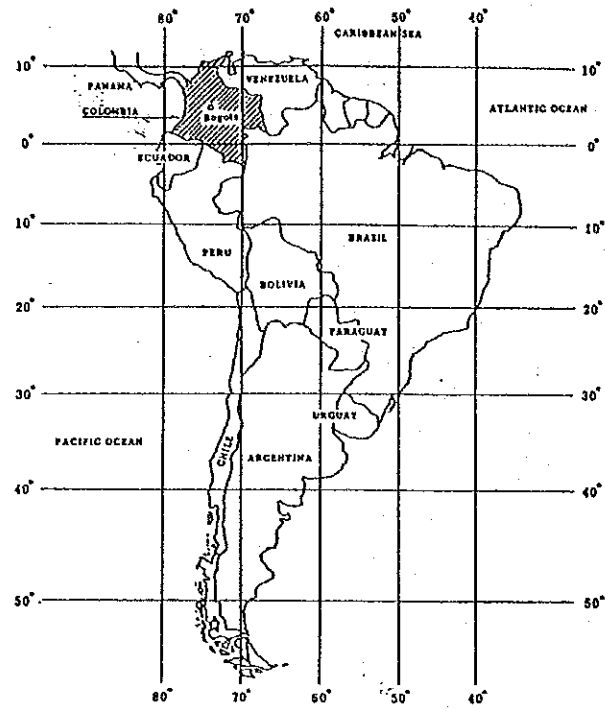
国際協力事業団

国際協力事業団

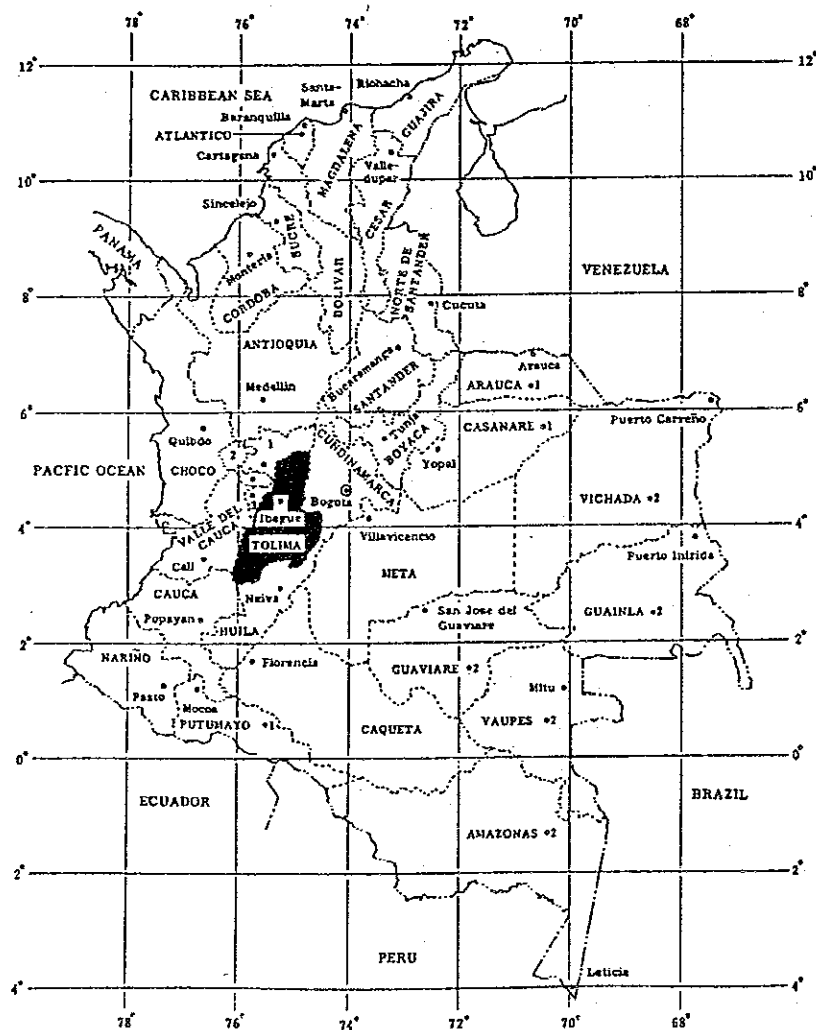
20954

MAP OF SOUTH AMERICA

NEW WORLD ATLAS
JIKUHAMA CO., LTD.
(1973)



POLITICAL DIVISION IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA



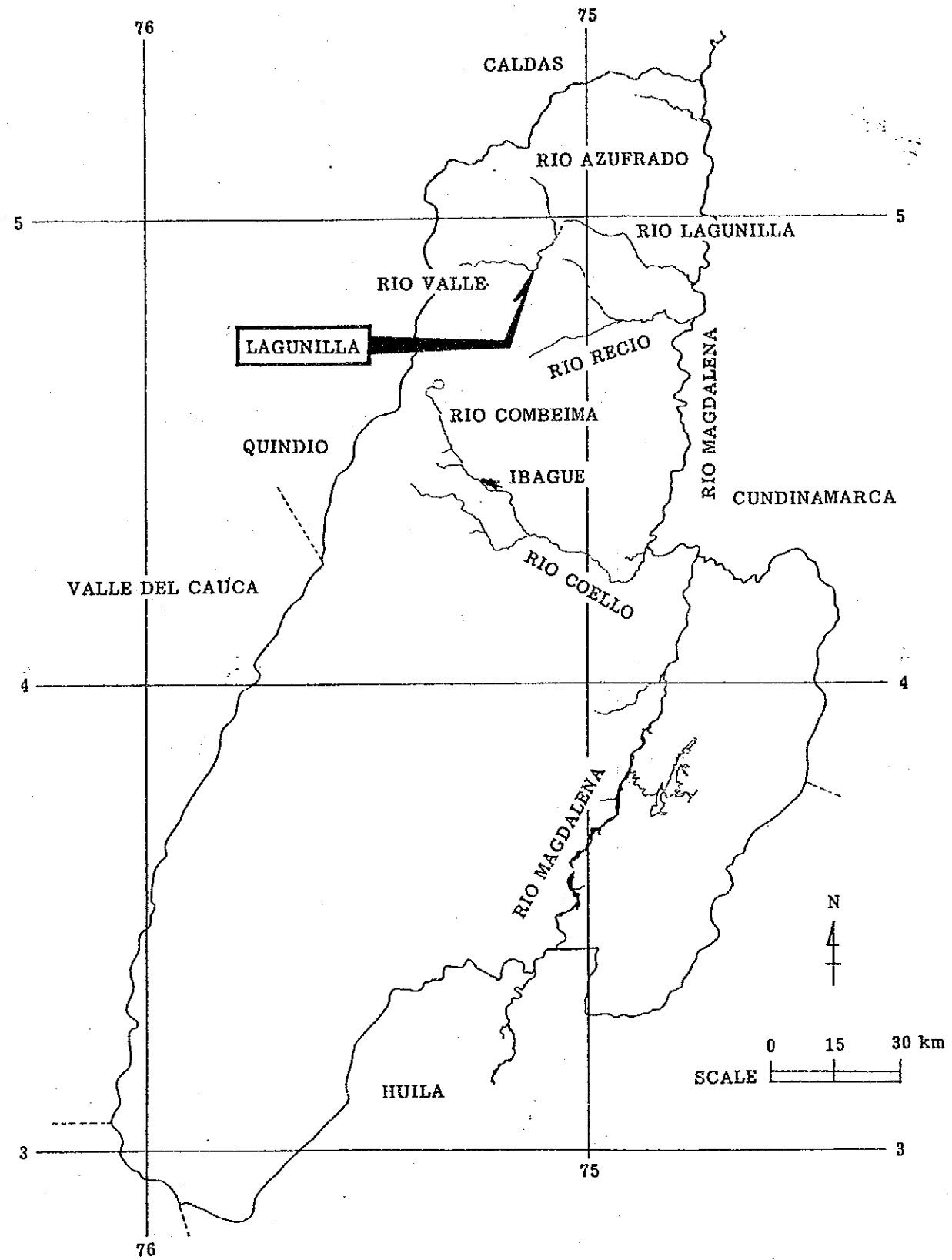
SCALE 0 250 500 km

LEGEND

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

NOTES

- No. Department (Capital)
- 1 CALDAS (Manizales)
 - 2 RISARALDA (Pereira)
 - 3 QUINDIO (Armenia)



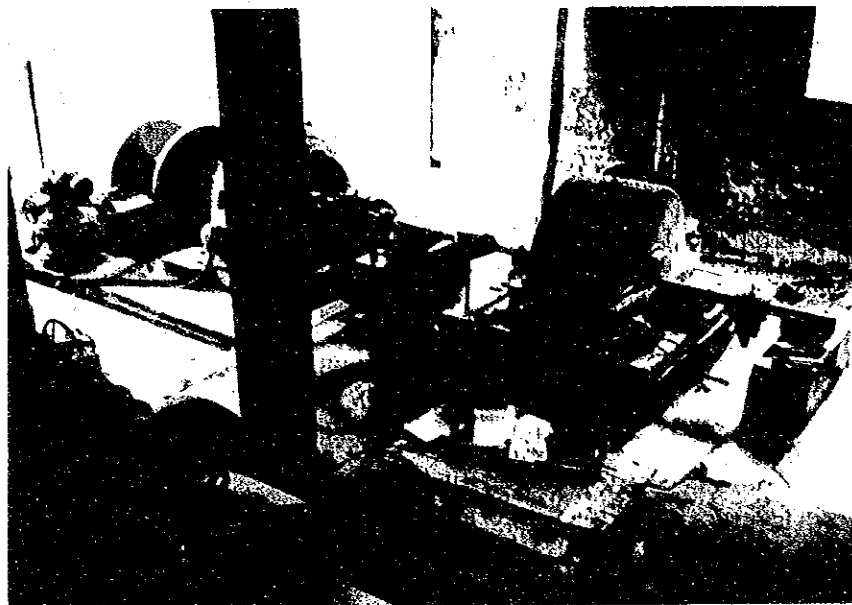
調査地域の位置図



発電所建設および流



滝の頂部



ペルトン水庫

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	4-4
4.3 発電設備・施設の概況	4-4
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	5-3
5.4 その他関連資料	5-5
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 発電所地点の地質	6-4
6.3 建設用材料の分布	6-5

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	7-11
7.4	流出土砂量解析	7-15
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	8-7
8.3	年間可能発電電力量	8-9
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	9-2
9.3	経済指標の比較	9-5
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	ゲート類の仕様と諸元	11-4
11.1.4	発電機器の標準仕様	11-6
11.1.5	電気装置の標準仕様	11-11
11.2	施工計画	11-17
11.2.1	工事施工条件の検討	11-17
11.2.2	準備工事（縮切水替等）	11-17
11.2.3	工専用アクセス道路	11-17

11.2.4	工事用仮設備	11-18
11.2.5	工事工程	11-18
11.3	工事費	11-21
11.3.1	積算基本条件	11-21
11.3.2	土木工事費内訳	11-24
11.3.3	発電機器予算内訳	11-28
11.3.4	年度別工事費	11-29
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	12-3
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ヶ月間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Lagunilla流れ込み式水力発電所（定格出力 0.392MW）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）と日本国の国際協力事業団（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。

修復計画の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Lagunilla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航空写真測量が実施されており、縮尺1/5000の図化作業も実施されていること。
- ②地形的な立地条件に恵まれていて、約300mに及ぶ滝の落差が発電に利用されること。
- ③1985年11月に発生したNevado del Ruiz火山噴火による土石流によって流量観測施設は全て流失したままであるが、河川流量が比較的豊富である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Lagunilla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 5.0MW、年間可能発電電力量 43.2GWh、流量設備利用率99%である。

第2章 調査結果の要約

本発電所はTollima県のLagunilla川に位置し、ELECTROLIMA電力会社が所管する定格出力392kWの滝の落差を利用した流れ込み式水力発電所である。1940年より供用を開始しているが、発電機器の故障により1972年から運転を停止し、送電設備も撤去されて放棄の状態にある。また1985年に発生したNevado del Ruiz火山爆発による土石流によって取水施設は流失している。

(1) 発電所施設の現況と問題点

既設の取水施設は流失してその痕跡はないが、恐らく簡単な取水堰を滝の直上流部に設けて延長わずか56mの開水路で水槽まで導水していたと思われる。滝の総落差は約300mあるが、地形的制約の為に既設の発電所はその内の約1/3相当の120mしか発電落差として利用していない。

1984年に滝の上流、標高EL. 1,960m付近に取水堰を設けて、計画使用水量 $Q = 9.0 \text{ m}^3/\text{s}$ 、右岸側の導水路総延長 $L = 4,960 \text{ m}$ 、総落差 $H = 897 \text{ m}$ 、最大出力 $P = 66.5 \text{ MW}$ の発電計画を2つの水力発電所のシリーズで達成するフィージビリティ調査が実施されたが、翌年1985年に発生したNevado del Ruiz火山の爆発事故のため、未だ実現化に至っていない。

本発電所の修復計画に関する最大の問題点は、Lagunilla川流域に現存する測水所がないことである。本調査報告書ではHIMATの前身であるIAAPE (Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Electrico) が、El Bosque測水所で1957年から1964年まで8年間にわたって観測した流量資料にもとづいて発電計画が策定してある。本計画の実現化に向けては、早急に測水所を開設し、最近のLagunilla川の流況を把握する必要がある。

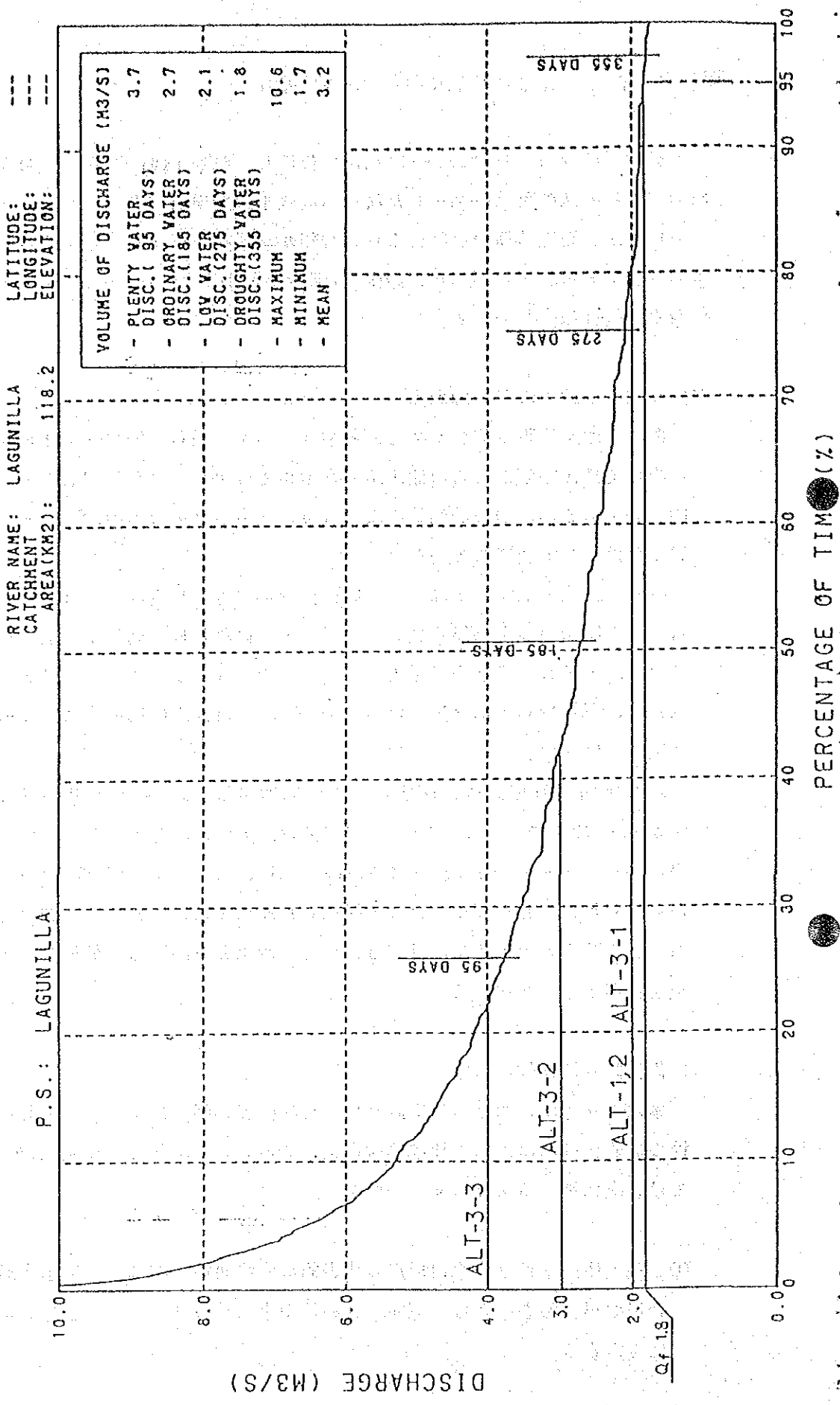
(2) 修復計画の比較代替案

本水力発電所における修復計画は、現状回復計画ではなくて、むしろ新たな発電規模の最適化計画のための比較検討作業である。したがって、比較代替案の立案に当たっては、次に挙げるような前提条件が考慮された。

- ① 最大使用水量は取水口地点の代表的な流況曲線(図-2.1)に示す通り、流量設備利用率が50%を超えない範囲で計画使用水量を2.0, 3.0及び4.0 m^3/s の3ケースに設定する。

図-2.1 Lagunilla 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



RIVER NAME: LAGUNILLA
 CATCHMENT AREA(KM2): 118.2
 LATITUDE: ---
 LONGITUDE: ---
 ELEVATION: ---

VOLUME OF DISCHARGE (M3/S)	
- PLENTY WATER DISC. (95 DAYS)	3.7
- ORDINARY WATER DISC. (185 DAYS)	2.7
- LOW WATER DISC. (275 DAYS)	2.1
- DROUGHTY WATER DISC. (355 DAYS)	1.8
- MAXIMUM	10.6
- MINIMUM	1.7
- MEAN	3.2

② 約 300m に及ぶ滝の落差を最大限に利用した発電計画とする。ただし、水路ルートが右岸にとった場合、滝の右岸側の地形は余りにも急峻で既設発電所建屋の位置 (EL. 1, 650m) より下は、地下構造物となる。したがって右岸水路ルート案の場合の利用落差は、EL. 1, 650m の高さまでが限度とする。

③ 土石流の発生頻度は現在までの調査結果によると70年に1回程度と言われているが、取水施設を除いて他の構造物及び施設は土石流に対して安全なレイアウトと設計を採択する。

比較代替案の計画概要ならびにレイアウトを示すとそれぞれ表-2.1 及び図-2.2 の通りである。

表-2.1 Lagunilla水力発電所修復計画比較代替案

項目	代替案				
	ALT-1	ALT-2	ALT-3		
取水位標高	EL. 1, 782.5m		EL. 1, 821m		
導水路ルート	右岸ルート		左岸ルート		
発電所位置	既設発電所と同位置 (EL. 1, 650m)		左岸EL. 1, 500m		
有効落差 H_e (m)	125.9	161.5	309.0		
使用水量 Q (m ³ /s)	2.0	2.0	2.0	3.0	4.0
最大出力 P (kW)	2,000	2,600	5,000	7,700	10,200
流量設備利用率 (%)	99	99	99	85	71

(3) 最適案の選択

比較代替案の検討結果をまとめて示すと表-2.2 の通りである。経済的に有利で便益効果の大きい左岸ルート案の $Q=2.0$ m³/s (ALT-3-1) を最適案として選択する。ALT-3-1案について、フィージビリティ段階での基本設計が第11章に収録してある。

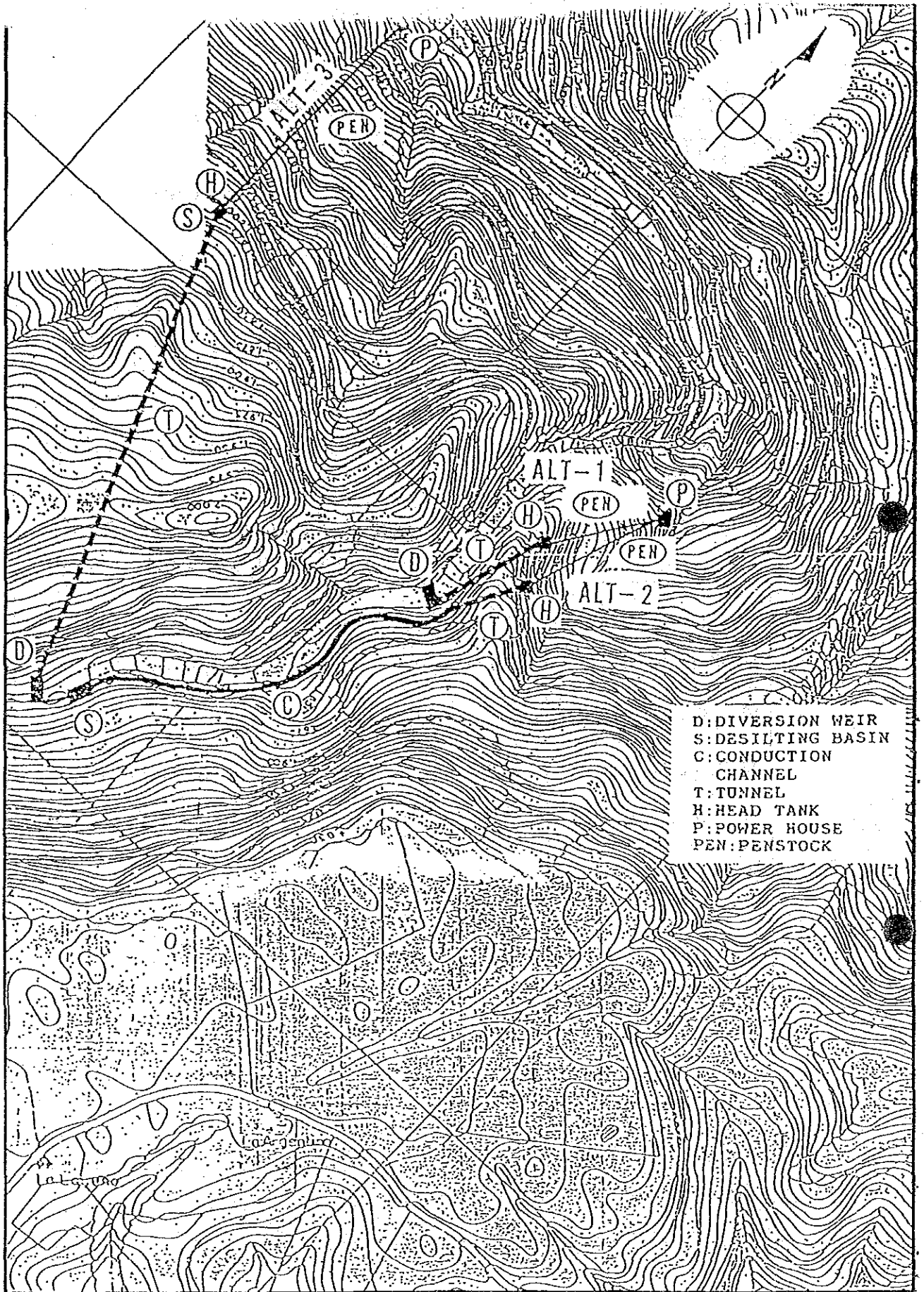


Fig. 2.2 Layout for the Alternative Plans.

表-2.2 Lagunilla 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)	⑭ 出力 P_e (kW)	⑮ 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 $= 9.8 \times ⑳ \times ㉑$ (kW)	合成 効率 η	出力 $= ㉒ \times ㉓$ P_1 (kW)	年間可能発電電力量 E_1 (GWh)	流量設備 利用率 ϵ (%)	出力 $= ㉔ - ⑭$ ΔP (kW)	年間可能発電電力量 ΔE (GWh)
ALT-1	0.5	120.0	392	0	0	2.0	125.9	2,467	0.830	2,000	17.6	99	2,000	17.6
ALT-2						2.0	161.5	3,165	0.830	2,600	22.6	99	2,600	22.6
ALT-3-1						2.0	309.0	6,056	0.830	5,000	43.2	99	5,000	43.2
ALT-3-2						3.0	309.0	9,084	0.850	7,700	56.7	85	7,700	56.7
ALT-3-3						4.0	309.0	12,112	0.850	10,200	62.4	71	10,200	62.4

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			⑫	⑬	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		
	⑪ 外貨分 C_{1f}	⑫ 現地貨分 C_{1l}	⑬ ⑪+⑫ C_1	⑭ 土建 工事費 C_2	⑮ ⑬+⑭ C	⑯ ΔP 当りコスト $= ⑬ / ⑩$ $C/\Delta P$	⑰ P_1 当りコスト $= ⑯ / ㉑$ C/P_1	⑱ 運転維持 管理費 AOM	⑲ ⑲ 25	⑳ ⑲ 25	㉑ ⑲+⑳	㉒ $= ⑲ / ㉕ \times 0.95$			㉓ $= ⑳ / ㉖ \times 0.95$	
ALT-1	278.7	111.8	390.5	99.1	489.6	244.8	244.8	1.1	29.1	17.0	46.1	47.2	2.8	2.8	1.28	4
ALT-2	337.0	135.1	472.1	131.8	603.9	232.3	232.3	1.5	35.2	21.5	56.7	58.2	2.7	2.7	1.24	3
ALT-3-1	538.2	215.8	754.0	222.2	976.2	195.2	195.2	2.8	56.2	35.3	91.5	94.3	2.3	2.3	1.06	1
ALT-3-2	787.3	315.7	1,103.0	266.5	1,369.5	177.9	177.9	4.3	82.2	46.9	129.1	133.4	2.5	2.5	0.96	1
ALT-3-3	1,025.6	411.2	1,436.8	309.0	1,725.8	169.2	169.2	5.7	107.1	58.1	165.2	170.9	2.9	2.9	1.29	5

〔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： E_1 (Energy Media)

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

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）、水力発電設備（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 武羅夫
〃	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
〃	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 Penaloza Rosas	Ing. Civil	Jeff Div. de Centrales
Jairo E. Gonzalez Morales	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Mario Gutierrez Ospina	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Rafael Torres Marino	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Rafael Gomez Florez	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Jorge E. Hurtado Munoz	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales

3.1.3 ELECTROLIMA 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ELECTROLIMAの技術スタッフの協力、支援を得た。

Ivan Nicholls N.	President
Hugo Neira S.	Chief of Planning Division
Francisco Corrales	Chief of Small Power Plants

3.2. 調査項目と調査工程

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

3.2.1 調査項目

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

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

3.2.2 調査工程

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

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

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

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

表一3.1 調査工程表

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

凡例： ■■■■ IICA現地作業, ⊞ IICA現地作業, ⊞ IICA国内作業, △ IICA報告書提出

表-3.2 現地調査のスケジュール

1回目の現地調査

月・日	行程	調査内容	メンバー	
			ICEL	JICA
2. 8	Bogota → Ibague	ELECTROLIMAにて打合せ	J. Gonzalez	小野 匡 美 川 崎 義 雄
2. 9		Lagunilla 発電所の現地調査		
2. 10		ELECTROLIMAにて打合せ、 資料収集		

2回目の現地調査

月・日	行程	調査内容	メンバー	
			ICEL	JICA
7. 4	Bogota → Ibague	ELECTROLIMAにて打合せ、資料収集	Mario Gutierrez Ospina	遠 山 武 羅 夫 内 瀬 戸 信 彦
7. 5		Lagunilla 発電所の現地調査		
7. 6		全 上		
7. 7		ELECTROLIMAにて打合せ		

3.3 現地調査工事の内容

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

3.3.1 地形測量およびボーリング調査の範囲

F/S調査団が示した代替案は図-3.1に示される通りであり、各々代替案に対する測量範囲は図-3.2～図-3.4に示される通りである。

現況図は縮尺1:200、等高線2mピッチで図化し、既設の主要構造物、ベンチマーク及びボーリングの位置を図示する。

Legend

- Rio Lagunilla
- ==== Tunnel
- ==== Penstock
- ==== Open Channel
- D : Diversion Weir
- T.C: Head Tank
- C.M: Power House

0 50 100 m
Scale

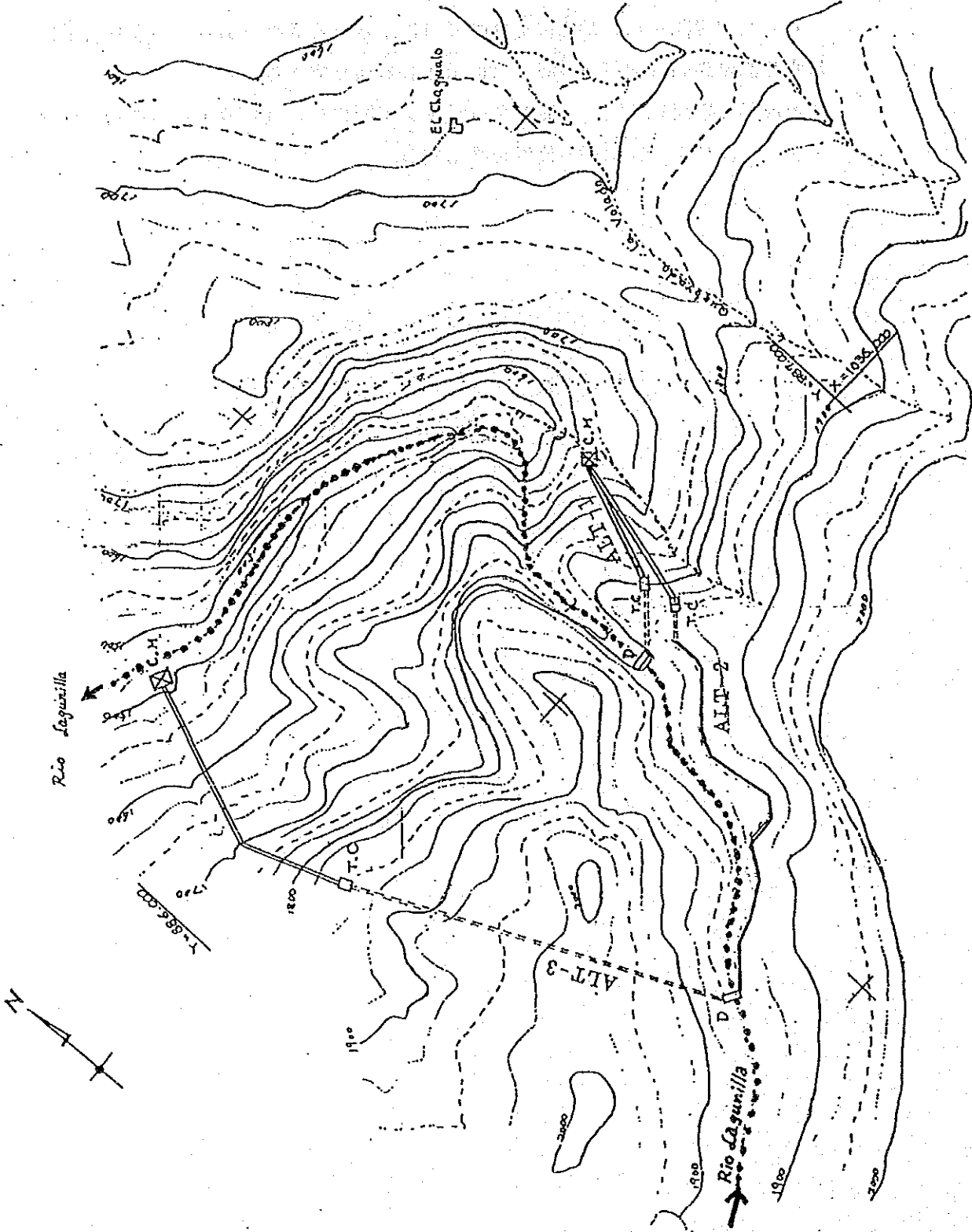


Fig. 3.1 General Plan

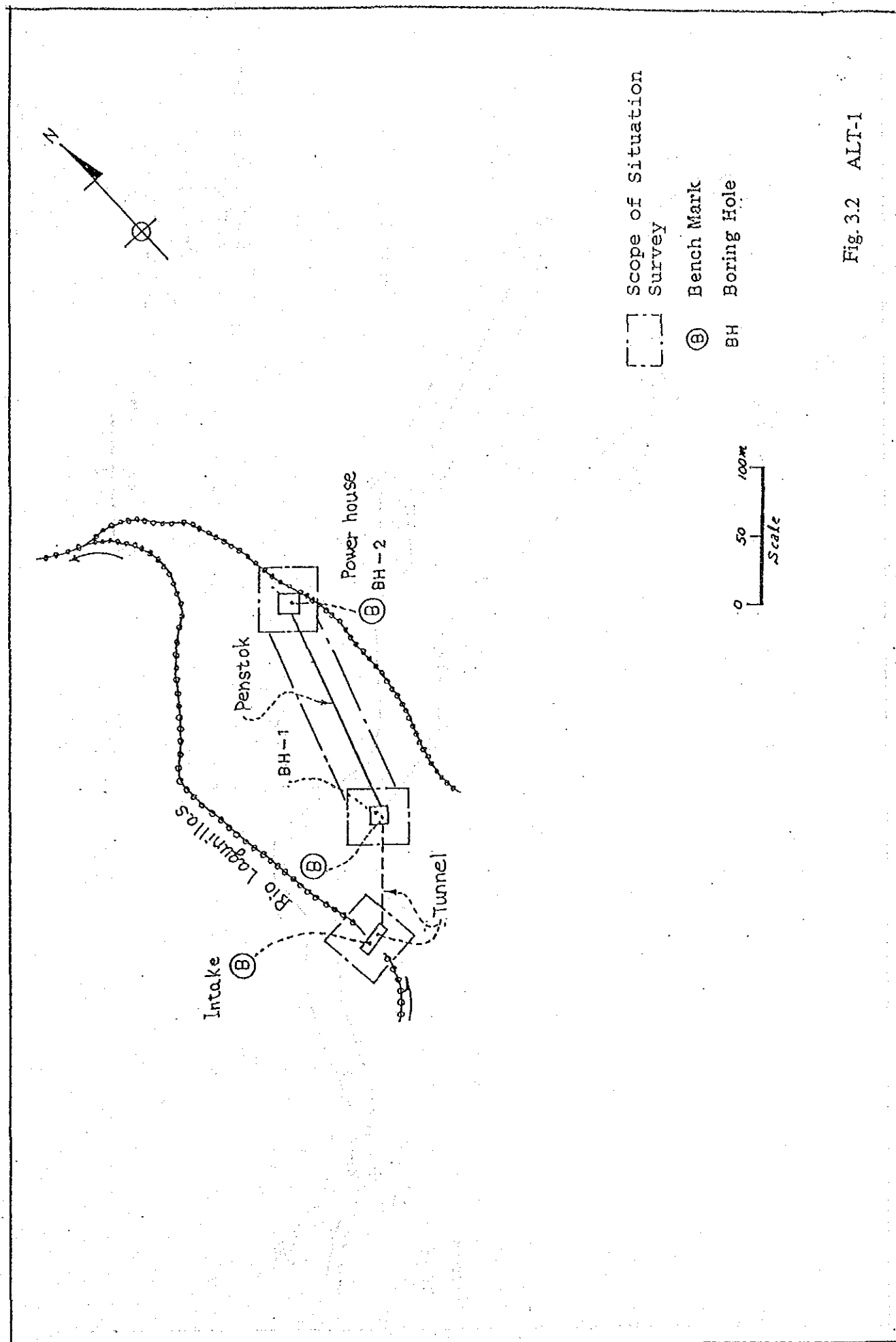


Fig. 3.2 ALT-1

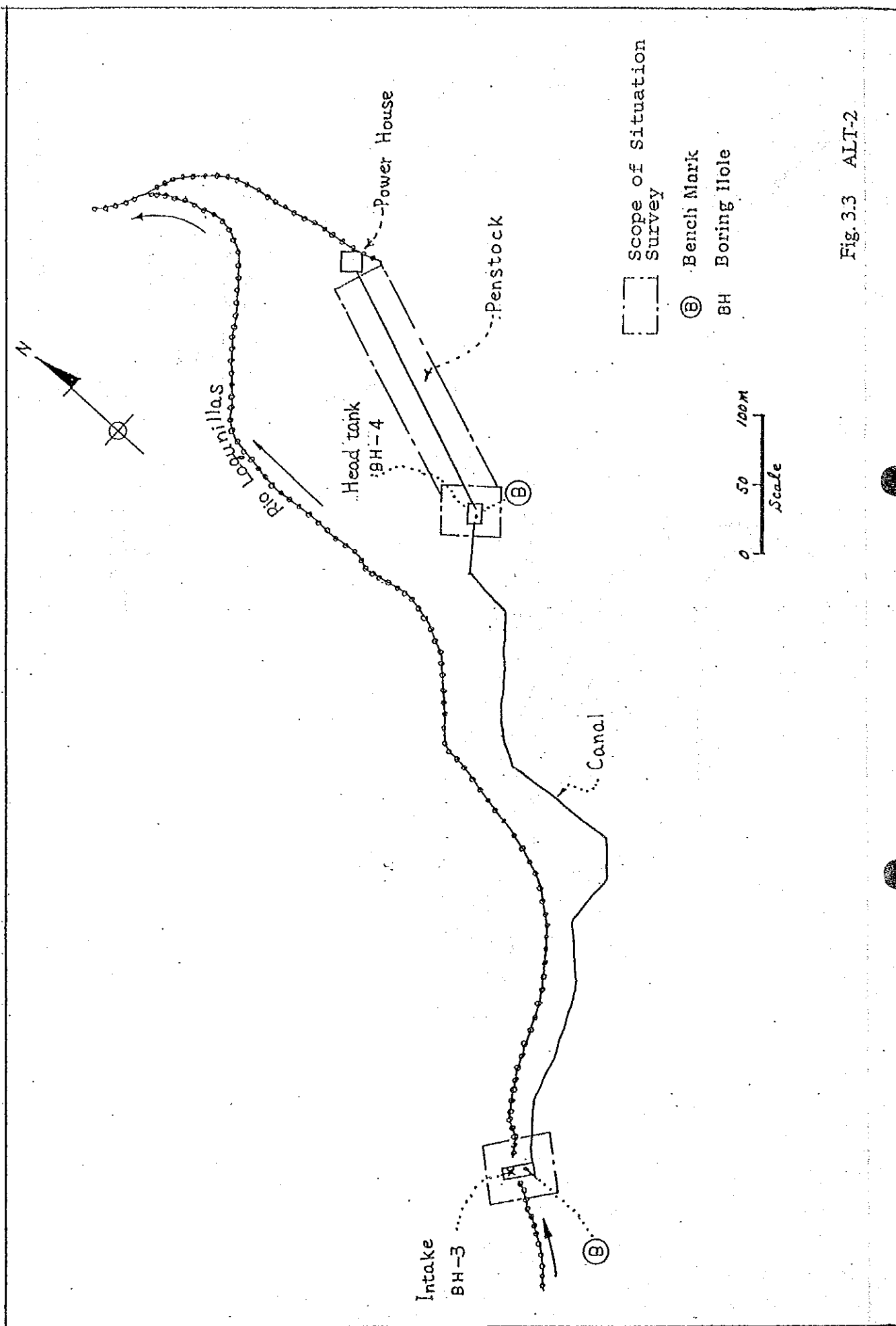


Fig. 3.3 ALT-2

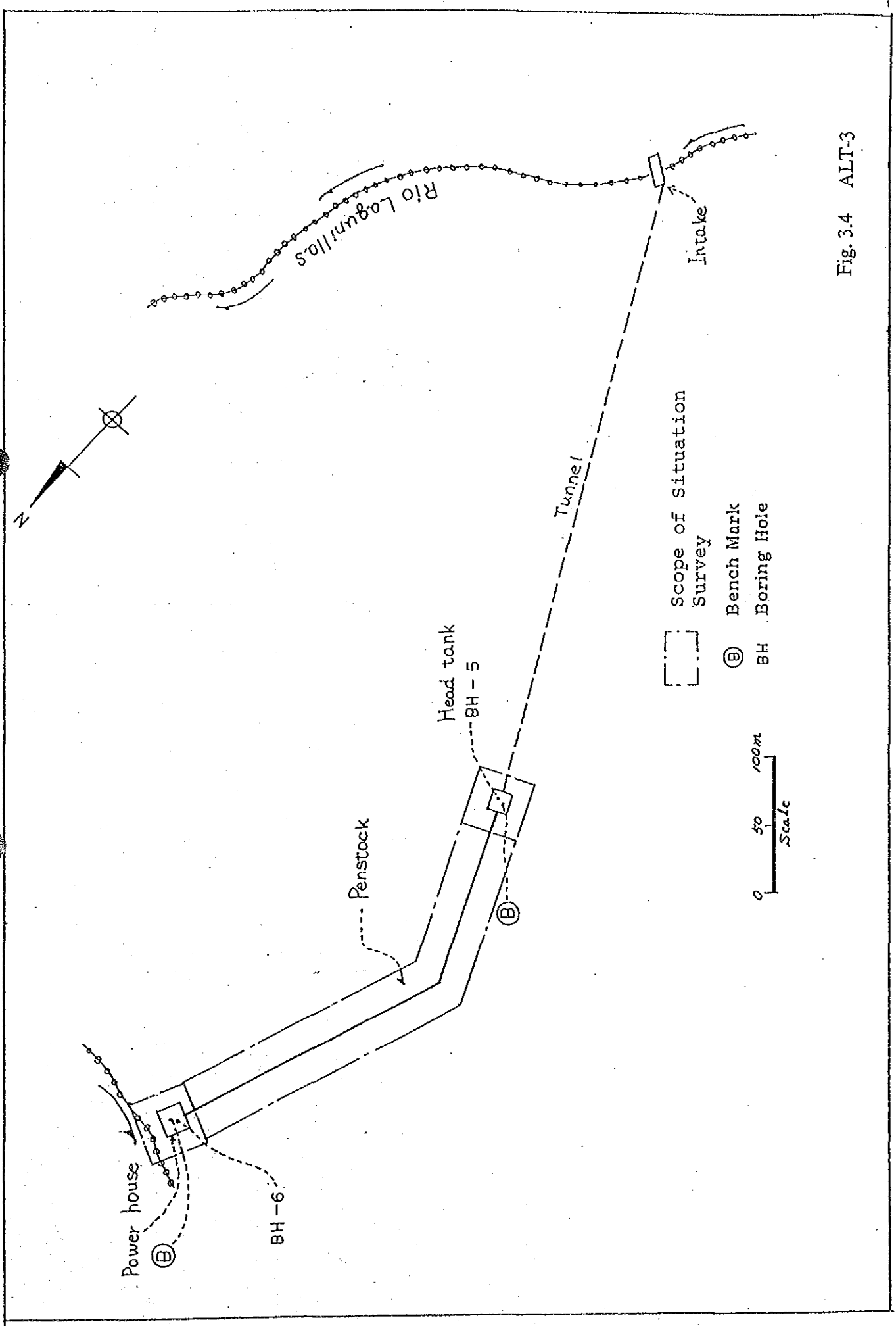


Fig. 3.4 ALT-3

第4章 調査地点の現況

4.1 電力セクターの電力事情

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

4.1.1 電力需給の現状

近年5ヶ年（1983年から1987年）における電力需給バランスは、表-4.1に示す通りであり、1987年における需給バランスは、最大電力130MWに対し、設備容量が66MW（約51%）また、電力量は需要の495GWhに対し、170GWh（約34%）を供給し、455GWhの電力量は買電に依存している。

一方、電力需要構成別では、1987年においては住宅用38%、商業用9%、工業用28%及びその他25%となっており住宅用需要が高く、商業用が低い割合となっている。

尚、1983年から1987年における需要電力量の年平均増加率は、2.5%で、発電電力量のそれは-8.9%と低下し、買電に依存する割合が大幅に増えている状況にある。

表-4.1 電力需給の現状（1983～1987年）

項目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均増加率(%)
需 要						
1. 最大電力(MW)	83	97	103	106	130	11.9
2. 電力量(GWh)						
1) 住宅用	157	164	174	178	189	4.7
2) 商業用	44	45	45	45	47	1.7
3) 工業用	111	119	128	136	139	5.8
4) その他	136	186	134	171	120	-3.1
合計	448	514	481	530	495	2.5
供 給						
1. 設備容量(MW)	67	67	66	66	66	-0.4
2. 発電電力量(GWh)	247	338	239	304	170	-8.9
3. 損失(GWh)	123	131	129	125	130	1.4

(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11.9%の場合)
 $83 \times (1 + X)^4 = 130$
 $X = 0.119$ (11.9%)

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、発電方式は全て水力発電である。

表-4.2 発電設備の状況(1983~1987年)

(単位: MW)

項 目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均 増加率 (%)
総発電設備容量						
1. 火力発電	0	0	0	0	0	0
2. 水力発電	67	67	66	66	66	-0.4
3. その他	0	0	0	0	0	0
合 計	67	67	66	66	66	-0.4

(出典: INFORME ESTADISTICO: RESUMEN 1983-1987)

一方、F/S対象発電所は1972年以降故障により発電を停止し、現状は廃止施設となっている。

(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、対象発電所の送電設備は存在しない。

4.1.3 発電原価と電気料金

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

表-4.4 発電原価と電気料金

項 目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均 増加率 (%)
発電原価 (Col\$/kWh)	3.66	4.04	5.63	6.65	10.61	30.5
電気料金 (平均) : (COL\$/kWh)						
1. 住宅用	2.92	2.99	3.05	3.92	4.91	13.9
2. 商業用	5.24	5.79	6.97	9.39	12.37	24.0
3. 工業用	5.32	6.05	6.16	7.63	10.01	17.1
4. 公共用	3.56	3.70	5.17	6.37	10.02	29.5
5. 全体平均値	3.46	3.57	4.26	5.23	7.36	20.8
加入者の構成 (件)						
1. 住宅用	101.315	110.665	114.968	118.400	125.622	5.5
2. 商業用	8.555	8.725	8.829	8.984	9.530	2.7
3. 工業用	422	404	405	367	385	-2.3
4. その他	1.798	1.903	1.930	1.969	1.886	1.2
5. 合計	112.090	121.697	126.132	129.720	137.423	5.2
電気の普及						
1. 全体 (千戸)	1,025	1,038	1,052	1,065	1,079	1.3
2. 加入者 (千戸)	459	501	521	536	569	11.3
3. 電化率 (%)	45	48	50	50	53	4.2

(出典 : INFORME ESTADISTICO : RESUMEN 1983-1987)

4.1.4 電力供給の予測

ELECTROLIMA が予測した2000年までの電力供給は表-4.5 に示す通りである。

表-4.5 電力供給の予想

(単位 : GWh)

	1995	2000
供 給		
1. 発電電力量	210	210
2. 買電電力量	566.1	794
3. 合計	776.1	1,004

4.2 既設発電所の運転実績

1940年より運転を開始しているが、1972年より発電機器の故障のため現在に至るまで運転を停止している。

したがって、1972年以降の運転時間及び発生電力量の実績はない。

4.3 発電設備・施設の概況

4.3.1 主要機器の概況

主要機器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

1940年より運転を開始しているが、1972年より発電機器の故障のため現在に至るまで運転を停止している。

発電機器は1972年以降、保守を実施していないため現在ではスクラップの状態に有り、再び使用することは出来ない。

水車・発電機制御盤はすでに撤去されており現在存在しない。

(2) 発電所・配電線

現在では、変電所及び配電線はすでに撤去されており、現在存在しない。

4.3.2 土木施設の概況

本発電所は、18年前から発電を停止しておりその後発生した Nevado Del Ruiz火山爆発による土石流により取水堤も破壊され放置された状態にある。

(1) 取水設備

取水設備は落差 300m の滝口に位置しているが前述の如く、取水堰は無い。

取水口は、右岸側にあり素掘りのトンネルでスクリーンは流されゲートは当初より無い。

(2) 導水路

約46mの導水路は 0.7m×0.6 mの断面でRCカバー付きである。

(3) 水槽沈砂池

水槽、沈砂池は一体になっているが合計容量約17 m^3 であり、沈砂能力、水槽の調整能力も殆んど無い状況である。

(4) 水圧管路

$\phi 500 \sim \phi 300$ の長さ 114m の 2 本が設置されているが、破損ヶ所が多く、全く使用に耐えない。

(5) 発電建屋

12.9m \times 11.55 m の R C 建屋が取水口より約 100m 下の斜面に設置されている。滝の落差 300m に対し発電落差はその 1/3 しか利用していないが、地形的制約によるものである。

(6) 放水路

放水路としての施設はなく、たれ流しの状態にある。

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・水文気象その他関連ある資料類を列挙して示すと次の通りである。

5.1 地形図

Nevado del Roizを源とするLagunilla川は、Libano, Armeroを通りMagdalena川に合流する。

Lagunilla発電所は、Armeroより西約25kmにある。

地形図に関する収集資料は、IGACが発行している1/10,000~1/400,000の地図と本調査のためにELECTROLIMAが実測した地形図及び1984年にELECTROLIMAがF/Sの為に航測より作成した1/5,000の地形図がある。

(1) IGAC発行の地形図

縮尺	図面番号	摘要
1 : 400,000	—	} TOLIMA県全体図
1 : 100,000	225	
1 : 25,000	226	} 発電所周辺
	225-II-A, B, C, D	
	226-I-A, C	
1 : 10,000	226-I-A-1, 2	発電所付近

(2) ELECTROLIMAの実測地形図

ELECTROLIMAが本調査のために1989年3月~8月に実施した地形測量平面図は以下の通り。

縮尺	図面番号	摘要
1 : 500	1	ALT-1 全域, ALT-2 発電所
"	2	ALT-2 水路ルート
"	3	ALT-2, 3 取水堰
"	4	ALT-3 水路
"	5	ALT-3 鉄管路, 発電所
1 : 200	6	ALT-1 水槽, 発電所, ALT-2 発電所
"	7	ALT-1 取水堰, ALT-2 水槽
"	8	ALT-2 取水堰, ALT-3 取水堰, 水槽
"	9	ALT-3 発電所
"	10	ALT-2 水槽増設

(3) 航測より作成した地形図

縮尺	図面番号	摘要
1/5,000	LE-01	
"	LE-02	
"	LE-03	
"	LE-04	

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。

- 1) Mapa Actualizado de Amenaza Volcanica Potencial del Nevado del Ruiz; 1986 INGROMINAS
- 2) Proyecto Hidroelectrico Lagunilla Factibilidad Tecnica; 1984 ICEL

この他本F/S調査のために、ELECTROLIMAが実施したボーリング調査として次の報告書がある。

Estudios de Geologia Nueva Planta Lagunilla Perforaciones Exploratorias : 1989 Consitoria Colombia S. A.

5.3 水文気象資料

既設のLagunilla水力発電所には雨量及び流量観測設備がないので、本調査の実施にあたって、JICA調査団はHIMATの水文気象資料を収集した。

現在Lagunilla川には流量観測設備は存在せず収集した流量資料はいずれも過去の記録である。即ちHIMATの所管であったQuinta Cobla測水所とHIMATの前身であるIAAFBが所管していたEl Bosque測水所の流量資料が収集されている。

現在これらQuinta Cobla及びEl Bosqueの両測水所とも存在していない。

参考までにLagunilla川の北側を流れるSabandija川のPte Sanfrancisco測水所及び南側を流れるRecio川のNueva La測水所の流量資料も収集してある。

収集した水文気象資料を類別してリストアップすると次のように示される。

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

測 候 所 No	名 称	管理者	位 置		標 高 (m)	観 測 記 録 自 至
			緯 度	経 度		
2125-007	Sierra La	HIMAT	0448	7456	477	1955~'85
2125-011	Murillo	"	0453	7511	2960	1970~'86
2125-012	Villahermos	"	0502	7507	2025	1970~'86
2125-037	Florida Hda La	"	0456	7449	340	1970~'85
2125-045	Potosi Hda	"	0506	7455	341	1971~'86
2125-050	Libano	"	0456	7504	1585	1958~'86
2125-051	Armero Gza-C Unive	"	0458	7455	390	1977~'86
2125-508	Salto El	"	0448	7448	450	1970~'85
2125-512	Villa Hermosa	"	0503	7506	2029	1975~'85
2125-514	Quinta La	HIMAT	0449	7456	500	1984~'85

(2) 流量観測記録

測 水 所		河川名	管理者	設立年月	位 置		標高 (m)	流量 面積 (m^2)	観測記録 自 至
No	名 称				緯度	経度			
2125-708	Quinta Cobla	Lagunilla	HIMAT	1972-04	0458	7456	360	460	1974~75
4-132	El Bosque	Lagunilla	IAAPE	1956-02	0458	7506	1900	155	1957~64
2125-707	Pte Sanfrancisco	Sabandija	HIMAT	1972-03	0503	7455	260	230	1972~87
2125-710	Nueva La	Recio	HIMAT	1977-01	0448	7459	470	610	1978~85

(3) 水質観測記録

- ① Lagunilla川 1989年4月22日~6月11日
水質分析結果 PH, S, Cl, Fe
- ② Recio川 1980年2月11日~1985年10月23日
水質分析結果 PH, Ma, Na, Cl, SO_4 , HCO_3 , S, 伝導率
- ③ Sabandija川 1988年1月19日
水質分析結果 PH, Cl, S, 伝導率

(4) 堆砂観測記録

- ① Lagunilla川
- ② Recio川 1981~1987年, 7年間の資料が入手された。

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、CANCOL (Camara Colombiana De La Construccion) が1ヶ月に1回発行する県別の "Catalogo De Precios De Materiales De Construccion" がある。しかしながら同発刊物は、コロンビア全県で発行されている訳でなく、本調査のTolima県では発行されていない。したがって本調査に使用する建設工事単価は、ELECTROLIMA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) ELECTROLIMAの電力事情を知る目的で次の資料を収集している。

- 1) 水力発電所(5ヶ所)の運転・維持コスト(1984年~1988年)
- 2) 水力発電所(5ヶ所)発電電力量の記録(1984年~1988年)
- 3) ELECTROLIMAの電力系統図

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 CON.)	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

Lagunilla川は中央山脈上に点在する第四紀の活火山の一つである Nevado del Ruiz火山（標高 5,400m）の山頂付近にその源を發し、火山体の東側斜面を小さな蛇行を繰返しながら概ね東方に流下し、1985年の土石流災害を受けた Armero市を経てコロンビア第1の河川である Magdalena川に合流する。

計画地点はその流域の上流部の山岳地帯に位置し、周辺の地形は全体的に急峻であり、谷形状はV字型を呈す。

河床標高は約BL. 1,750~1,450mの範囲にあり、その中に落差約300mの滝がある。

現河床部の河川幅は約20~30mであり、左右両岸とも急斜面よりなり、廊下状を呈する。

なお、航空写真判読の結果、計画地点周辺には顕著なリニヤメントは、認められない。

6.1.2 地質

第四紀のNevado del Ruiz火山を構成する火山岩類の基盤はPre-Cambrianの変成岩類よりなる。



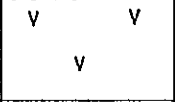

計画地点はこの変成岩類地域に位置する。

計画地点の地質は表-6.1に示すように、左右岸の低標高部は結晶片岩 (Crystalline schist) よりなり、本岩はさらに緑色片岩 (Green schist), 黒色片岩 (Black schist) および石英片岩 (Quartz schist) の3種類の片岩 (schist) に分けられる。

右岸側ではschistの上部に (概略EL. 1,900m以上), 第三紀の安山岩溶岩 (Andesite Lava) が分布し、さらにその上部はNevado del Ruiz火山に由来する第四紀火山噴出物 (Breccia, pumice, Volcanic ash etc) が覆っている。

現河床砂礫の構成は安山岩 (約70%), 結晶片岩 (20%) および花こう岩 (約10%) と推定される。

表-6.1 計画地点周辺の地質層序

Age			Lithology	Remarks
新 生 代	第四紀		River Bed Materials (Gravel & Sand)	
			Pyroclastic Fall deposit (Breccia, Pumice, Ash)	
	第三紀		Andesite Lava	
Pre-Cambrian			Crystalline schist { Green schist Black schist Quartz schist }	

6.1.3 地質構造

計画地点周辺地域の模式的地質構造は図-6.1に示すとおりである。基盤の結晶片岩の片理面 (Schistosity) の走向, 傾斜は $N10^{\circ} E \sim N10^{\circ} W$, $70^{\circ} E \sim 80^{\circ} W$ の範囲にあり、走向は概ね $N-S$ で、傾斜は非常に高角度である。右岸に分布する安山岩溶岩と結晶片岩の境界面はほぼ水平と推定される。

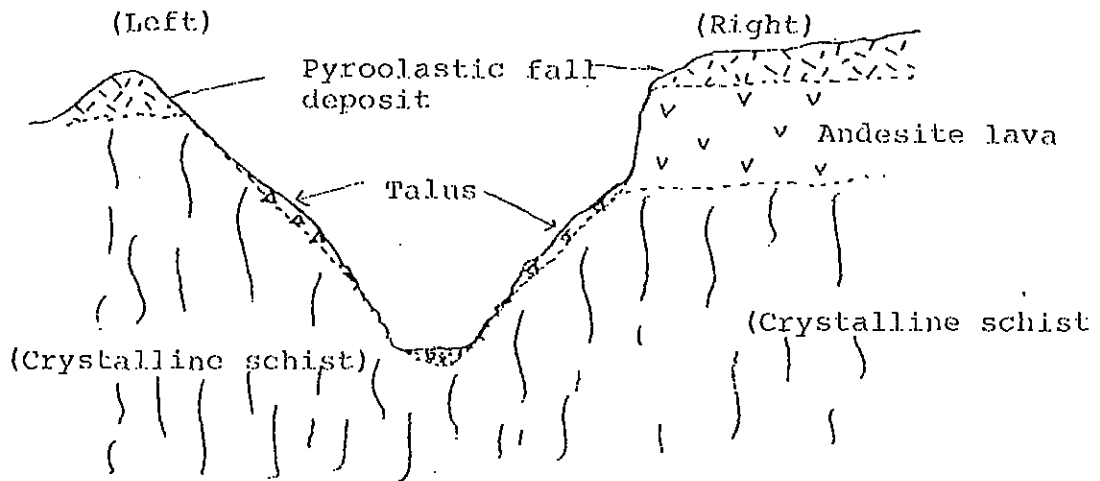


図-6.1 計画地点周辺の模式的地質構造

6.2 発電所地点の地質

発電所に関連した各種構造物の基礎の地質状況は以下のとおりである。

- 1) 取水堰; ALT-1, ALT-2およびALT-3案とも基盤の緑色片岩 (Green schist) は新鮮堅固であり、強度的にはまったく問題はない。現河床砂礫層は3~5m程度の層厚と推定される。ALT-2およびALT-3案計画地点の左右岸中腹部に崩積土砂よりなる不安定な緩斜面がある。この斜面の安定化は必至である。
- 2) トンネル; 呑口から吐口にかけて大半が新鮮、堅硬な結晶片岩よりなり (ALT-3案) 強度的には問題ない。しかし吐口付近の地質状況は全体に軟質化しており、一部火山噴出物又は強風化結晶片岩となることも予想される (ボーリングBH-5)。
- 3) 水槽; トンネルの吐口同様、地質状況は軟質化が著しい。(ボーリングBH-5) 第四紀火山噴出物又は結晶片岩の強風化ゾーンの可能性もある。
- 4) 水圧管路; 急傾斜部は概ね良好な結晶片岩よりなるが、緩斜面部は崖錐 (ALT-3案) 堆積物 (Talus) よりなる。
- 5) 発電所; 2本の小沢に挟まれた所に位置する (間隔50~60m)。(ALT-3案) 半地下の埋込みタイプの場合、基盤は概ね新鮮な結晶片岩よりなるものと推定される。(ボーリングBH-6)

以上述べたようにALT-3案の取水堰、トンネルおよび発電所の基礎は新鮮堅硬な結晶片岩よりなり、地質的な問題はない。しかしALT-3案の水槽の基礎については、風化軟質化が著しい (ボーリングBH-5) ことから、設計上の対応が必要である。

また、Nevado del Ruiz火山に由来する土石流 (Debris Flow) 又は火山泥流 (Lahar) の発生が予想されることから、これに対する設計上の配慮は必至である。

6.3 建設用材料の分布

計画地点周辺に分布するコンクリート骨材の候補材料としては、安山岩溶岩と河床砂礫が挙げられる。

i) 安山岩溶岩は、Lagunilla川の右岸台地下に広域に分布する。従って、量的な不安はないが品質についての適否の確認が必要である。骨材試験を実施し、品質についての確認が得られれば、計画地点に近いこともあり、有利な材料のひとつと考えられる。

ii) 河床材料はLagunilla川の現河床に分布する砂礫層である。

砂礫中には結晶片岩の偏平な礫が約20%含まれており、これはコンクリート強度の低下に結びつく可能性がある。本材料は、分布域が現河床に限られることから、量的な不安もあり、質、量両面の確認が必要である。

上記2材料のほかに、Armero市に分布するNevado del Ruiz火山に由来する泥流堆積物が考えられる。

本堆積物の分布域には既に墓地が形成されており、聖地化していることを考慮すると骨材としての採取は困難が予想される。

品質的には砂、泥分が多いが、上記の河床砂礫に類似したものと推定される。使用に当たっては、骨材試験による品質的確認が必至である。

第7章 水文解析

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

7.1 計画地域の一般気象

Tolima県はコロンビア国の西に有り、北緯 $2^{\circ} 53'$ ～北緯 $5^{\circ} 20'$ に在って赤道付近に位置している。Tolima県は大きく分けると、3地区に分けられる。第1は中央アンデス山脈系の山岳地区で山頂には常に雪がある。第2はMagdalena川とSaldana川の流域で斜面と平野である。第3は、東アンデス山脈系の斜面で地形はけわしい。

一般に低地部は熱帯性気候であり有数の高温、多湿、多雨地域となっている。標高が高くなるにつれ温帯性気候から寒帯性気候へと変移する。

気温は低地部で 28°C 前後であり $1800\sim 2800\text{m}$ の高さで $12^{\circ}\text{C}\sim 18^{\circ}\text{C}$ 前後である。県都のIbagueは標高約 1400m 程度の高さに有り気温は、 18°C 程度である。

雨量は中央アンデス山脈系と東アンデス山脈系の間における低地部で約 $2000\text{mm}/\text{年}$ 程度で比較的少なく、雨量の多い北部地域でも $3000\text{mm}/\text{年}$ 程度である。

計画地点を流れるLagunilla川は中央アンデス山脈に源を発し東側斜面を東に向かって流下しMagdalena川に合流するまで流路延長約 88km の河川である。

計画地点は県都Ibagueの北方に位置し標高約 1650m の高さに在る。計画地域の気候は温帯性気候に近く、気温は、 20°C 前後であり、雨量は約 $1000\text{mm}/\text{年}$ 程度である。雨の多い年と少ない年があるが、雨期と乾期の区分はそれ程明確ではない。(図-7.2 参照)

Observation Item	Gauging Station		Latitude	Longitude
	No	Name		
Precipitation	2125-007	Sierra La	0448	7456
	2125-011	Murillo	0453	7511
	2125-012	Villahermosa	0502	7507
	2125-037	Florida Hda La	0456	7449
	2125-045	Potosi Hda	0506	7445
	2125-050	Libano	0456	7504
	2125-051	Armero Gja-C Uinive	0458	7455
	2125-508	Salto El	0448	7448
	2125-512	Villa Hermosa	0503	7506
	2125-514	Quinta La	0449	7456

Observation Item	Gauging Station		Latitude	Longitude
	No	Name		
Discharge	2125-708	Quinta Cobla	0458	7456
	4-132	El Bosque	0458	7506
	2125-709	Pte Sanfrancis	0503	7455
	2125-710	Nueva La	0448	7459

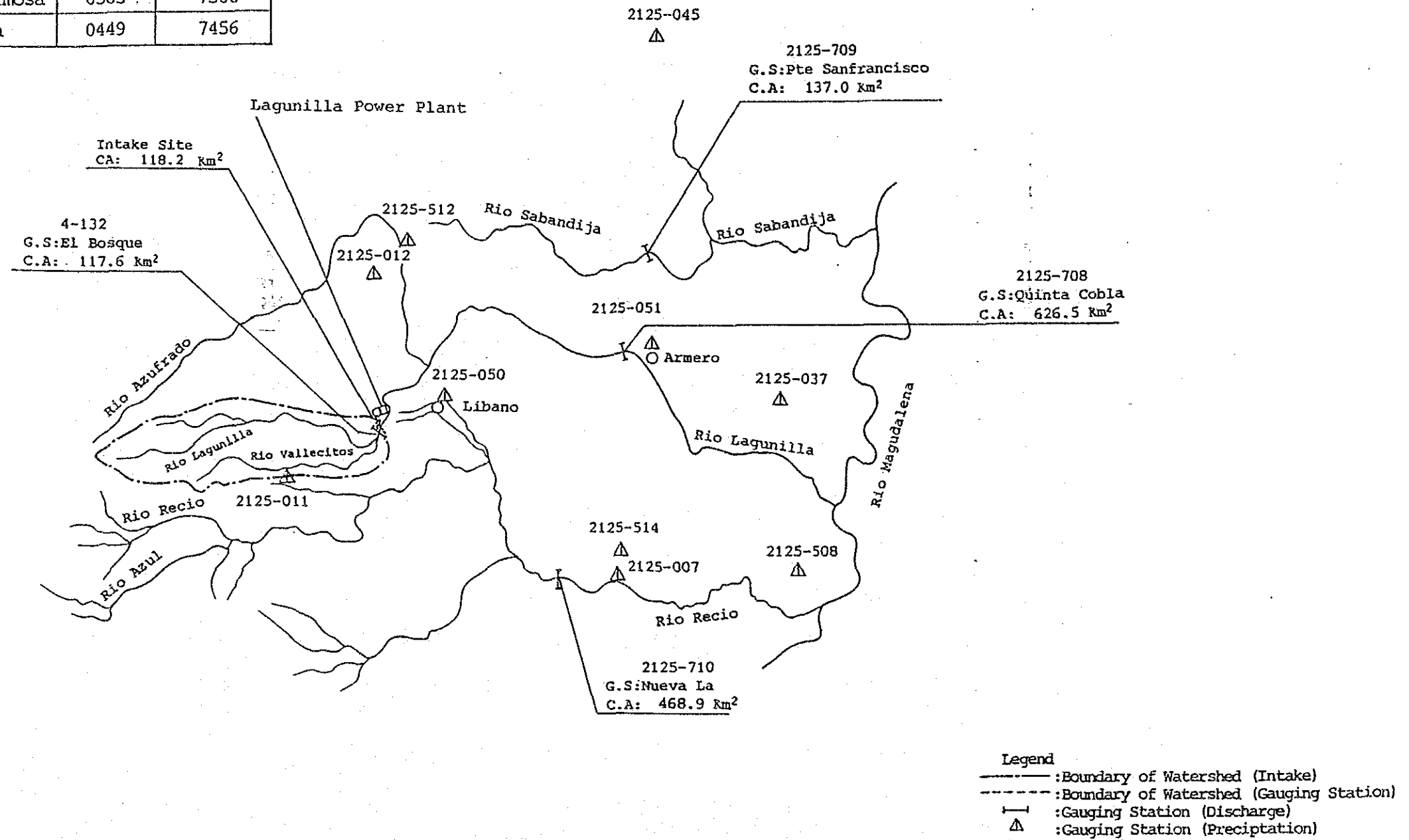


Fig-7.1 Location Map of Gauging Stations in The Watershed of The Study Area.

測候所 No. 2125-011 Murillo
 北緯 4° 53′ 西経 75° 11′ 標高 2,960m
 平均年間雨量 1,887.5mm

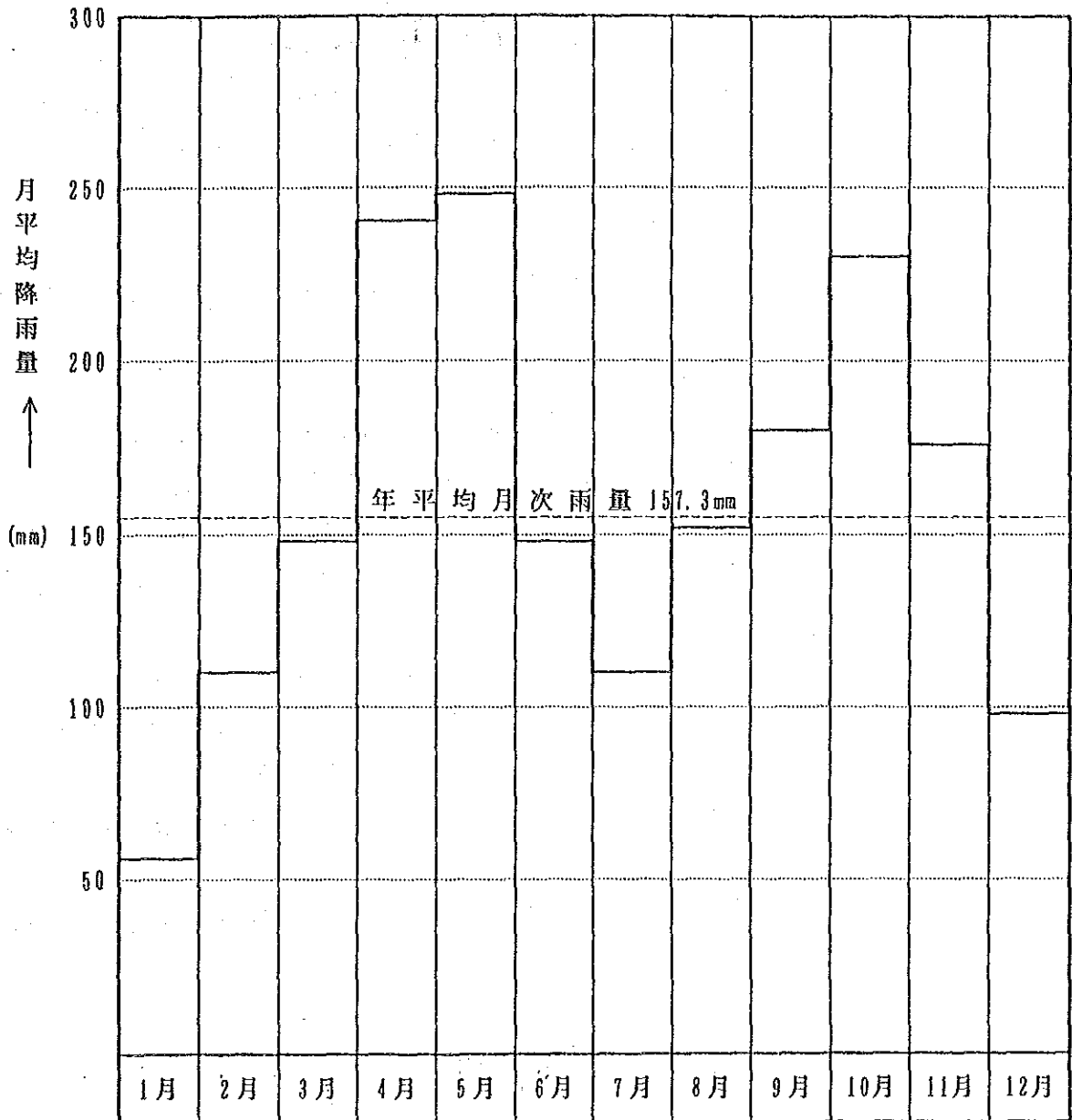


図- 7.2 計画地域の月平均降水量 (1970~1986)

7.2 流量解析

本計画地点の流量ならびに流況曲線は、El Bosque, Quinta Cobla, Pte Sanfrancisco 及 Nueva La の各測水所の観測記録を整理し、それらを比較検討の結果、新設計画発電所の取水口地点に最も近接しているEl Bosque測水所の7年間の資料をもとに流域換算によって求めている。(図面LA-H-01の(4) 参照)

7.2.1 流量資料に対する照合

本調査の実施に当たって調査団が入手した流量資料の観測期間は次の通りである。

El Bosque	1957~1964年	8年間	(設立 1956-2月)
Quinta Cobla	1974~1975年	2年間	(設立 1972-4月)
Pte Sanfrancisco	1972~1987年	15年間	(設立 1972-3月)
Nueva La	1978~1985年	8年間	(設立 1977-1月)

Lagunilla川にある測水所はEl BosqueとQuinta Coblaの両測水所であるがQuinta Cobla測水所の観測記録は2年間で非常に短期日であり後述するように欠測月日を調べると年間を通じて利用できる流量資料ではない。一方El Bosque測水所の観測期間は8年で比較的長期にわたって観測されているが、時期が古い。

入手した流量観測記録には欠測月日があり年間を通じて観測記録が整備されている年次を示すと次のようになる。

El Bosque	1958~1964年	7年間
Quinta Cobla		0
Pte Sanfrancisco	1973~1978年	6年間
	1980~1985, 1987年	7年間
Nueva La	1978~1985年	8年間

(1) 流域面積の照合

既設測水所の位置確認のためHIMATの測水所台帳に示されている緯度、経度をIGAC発行の地形図(尺度 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との間にずれが認められた。したがって測水所の流域

面積について、IGACが発行している縮尺10万分の1の地形図を用いて照合を行ったが、表-7.1 に示すように流域面積に大きな違いが認められた。

表-7.1 測水所の位置及び流域面積の照合結果

測水所名	Quinta Cobla	El Bosque	
項目	流域面積 (km ²)	緯度	流域面積 (km ²)
HIMAT台帳	460	0458	155
計測値	468.9	0455	117.6
差異	8.9	0003	37.4

したがってEl Bosque測水所の流量資料から取水口地点の流量及び流況曲線を換算する場合の流域面積比はJICA調査団の計測値を用いて算定することとする。

(2) 100 km²当りの単位流況曲線の照合

El Bosque (Lagunilla川) , Pte Sanfrancisco (Sabandija川) および Nueva La (Recio川) 測水所における 100km²当りの単位流況曲線図を求めて比較してみると図-7.3 のようにそれぞれの流域特性が異なっていることが判る。

したがって、Pte Sanfrancisco及びNueva La両測水所の流量資料は最近の観測記録で観測期間も長いですが、本発電所の流量解析の資料としては利用できない。

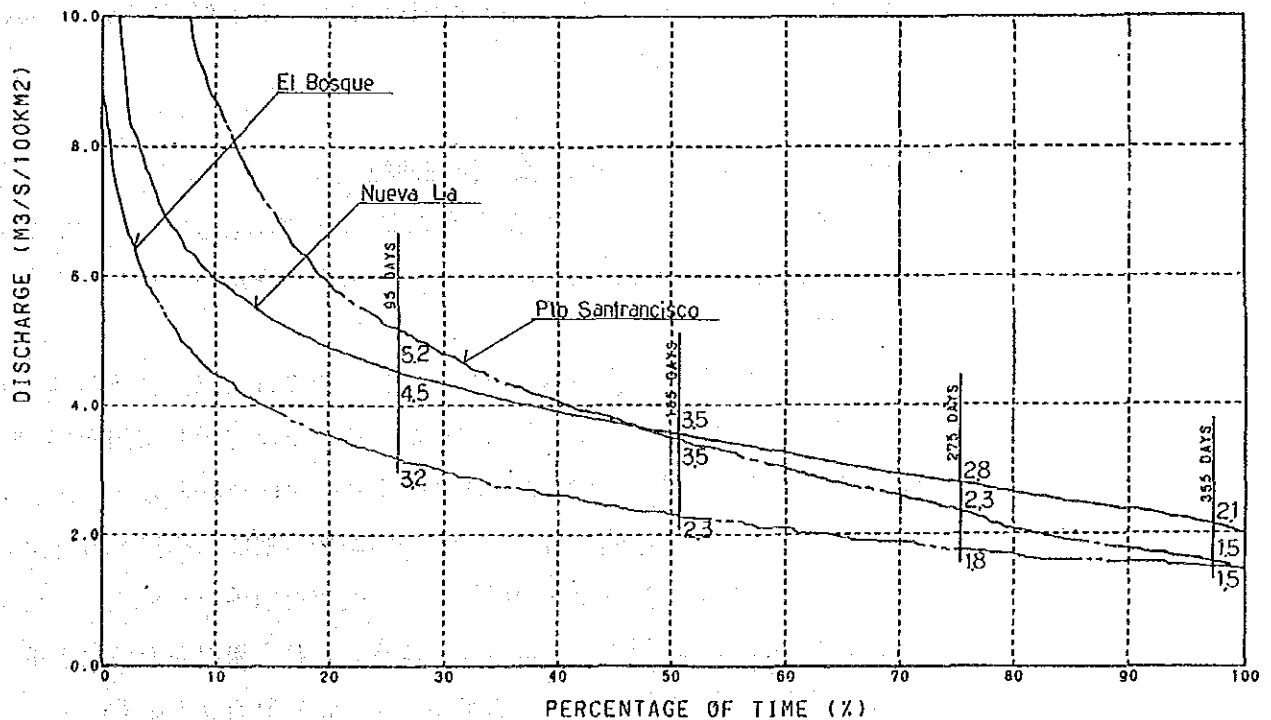


図-7.3 100km²当り単位平均流況曲線の比較

7.2.2 代表的な流況曲線の作成

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

- (a) パラレル法 1年365日間の毎日の平均流量を大きい順に並べて各年の流況曲線を描き、それらの平均をとる方法。
- (b) 標準年法 各年の流況曲線を描き、その中で平均的であると思われる年の流況曲線を選んで、これを標準年流況曲線とする方法。
- (c) シリーズ法 1日平均流量を15年にわたって大きさの順に並べて、1年の曲線のように横軸だけ修正する方法。
- (d) 曲線そう入法 流量要覧から長年間（少なくとも最近10箇年間またはそれ以上）にわたる渇水量、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 (m^3/s) を示している。

7.2.3 El Bosque測水所地点の流量及び流況曲線

Lagunilla 水力発電所の既設取水口地点より上流約 0.5kmにあったEl Bosque 測水所の流量を欠測日のない7年間の資料を用い整理して示すと表-7.3の通りである。

表-7.4の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LA-H-01の(1)から分かるように豊水期間と渇水期間の区別は判然としないが、4月～7月及び10月～12月の年間を通じて7ヶ月間が豊水期間に相当すると思われる。

パラレル法を用いて1958年～1964年の7年間流況曲線から求めた、代表的な流況曲線が図面LA-H-01の(3)に示してある。これら流況曲線の豊水量、平水量、低水量および渇水量を数値で示すと、表-7.4の通りである。

表-7.5には、El Bosque測水所で1957年～1964年の8年間に記録された最大流量が示してある。

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

GAUGING ST.: 4-132 EL 8080UE
 RIVER NAME: LAGUNILLA (UNIT: M3/S)

GAUGING YEAR	TYPE	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL
1957	MAX.	(1)	(1)	4.7	11.1	8.6	7.9	5.0	2.9	6.5	7.9	6.6	5.9	11.1
	MEAN	(1)	(1)	(2)	4.4	5.0	3.9	2.8	2.1	2.3	3.0	3.0	2.6	3.2
	MIN.	(1)	(1)	2.0	2.2	3.0	2.7	1.9	1.8	1.7	1.7	1.9	1.9	1.7
1958	MAX.	2.0	2.9	8.0	6.2	6.5	6.2	4.4	5.6	6.5	4.7	5.5	2.9	8.0
	MEAN	1.8	1.8	2.0	2.6	3.1	2.3	1.8	2.3	1.9	2.5	2.5	1.9	2.2
	MIN.	1.7	1.6	1.6	1.7	1.9	1.8	1.5	1.6	1.5	1.7	1.7	1.6	1.5
1959	MAX.	1.7	1.7	3.0	8.0	11.0	8.4	3.8	8.2	2.7	11.7	7.6	4.5	11.7
	MEAN	1.6	1.5	1.6	2.0	4.3	5.1	2.6	2.6	1.9	4.1	4.0	2.5	2.8
	MIN.	1.5	1.4	1.5	1.5	1.6	2.0	1.9	1.7	1.7	1.7	2.2	1.9	1.4
1960	MAX.	5.3	5.5	11.4	9.3	9.5	10.7	7.8	5.9	7.7	9.5	10.4	10.4	11.4
	MEAN	2.4	2.1	2.7	4.3	3.9	3.7	3.6	2.5	2.5	3.3	4.8	4.0	3.3
	MIN.	1.8	1.7	1.7	2.3	2.3	2.2	2.0	1.7	1.8	1.8	3.0	2.3	1.7
1961	MAX.	5.7	4.1	7.5	8.9	5.0	10.2	9.3	2.4	5.0	8.6	10.0	7.5	10.2
	MEAN	2.6	2.8	2.7	5.2	3.1	3.2	3.8	2.0	2.6	4.6	6.3	3.2	3.5
	MIN.	2.0	1.8	1.8	2.6	2.2	2.2	2.2	1.8	1.9	1.9	4.4	2.4	1.8
1962	MAX.	3.2	4.6	7.3	9.6	7.8	9.1	6.4	3.7	4.8	10.0	6.6	4.4	10.0
	MEAN	2.5	2.6	3.5	3.9	4.5	5.4	3.2	2.4	2.5	4.9	4.6	3.4	3.6
	MIN.	2.2	2.0	2.0	2.3	2.2	3.7	2.4	2.0	1.9	3.2	3.3	2.8	1.9
1963	MAX.	3.3	4.6	7.7	12.3	10.8	9.5	4.6	3.2	7.5	4.5	9.0	3.3	12.3
	MEAN	2.4	2.6	3.8	5.5	5.7	3.8	2.6	2.1	2.3	2.6	4.6	2.4	3.4
	MIN.	2.2	1.9	2.3	3.7	3.5	2.6	2.2	1.9	1.9	2.0	3.2	2.0	1.9
1964	MAX.	2.3	3.5	3.0	6.2	8.4	10.0	8.7	5.9	7.3	8.2	6.9	5.3	10.0
	MEAN	2.0	2.1	2.1	3.5	4.1	5.8	4.0	3.3	3.5	4.6	4.5	3.5	3.6
	MIN.	1.9	1.9	1.9	2.0	2.6	3.7	2.8	2.6	2.6	2.8	3.3	2.8	1.9
TOTAL	MAX.	5.7	5.5	11.4	12.3	11.0	10.7	9.3	8.2	7.7	11.7	10.4	10.4	12.3
	MEAN	2.2	2.2	2.6	3.9	4.2	4.1	3.1	2.4	2.5	3.7	4.3	2.9	3.2
	MIN.	1.5	1.4	1.5	1.5	1.6	1.8	1.5	1.6	1.5	1.7	1.7	1.6	1.4

(NOTE) (1) ALL DATA MISSING
 (2) NOT ENOUGH NUMBERS OF DATA FOR MONTHLY MEAN VALUE TO BE CALCULATED.

Table-7.4 FLOW DURATION TABLE AT GAUGING STATION SITE

GAUGING ST.: 4-132 EL BOSQUE
 P. S.: LAGUNILLA RIVER NAME: LAGUNILLA (UNIT: M3/S)

GAUGING YEAR	MAX. (1ST DAY)	PLENTY (95 DAY)	ORDINARY (185 DAY)	LOW (275 DAY)	DROUGHTY (355 DAY)	MIN. (LAST DAY)	MEAN
1958	8.0	2.3	1.8	1.7	1.6	1.5	2.2
1959	11.7	3.3	2.0	1.6	1.5	1.4	2.8
1960	11.4	3.9	3.0	2.0	1.7	1.7	3.3
1961	10.2	4.2	2.8	2.2	1.9	1.8	3.5
1962	10.0	4.2	3.2	2.4	2.0	1.9	3.6
1963	12.3	4.1	2.7	2.2	1.9	1.9	3.4
1964	10.0	4.1	3.2	2.4	1.9	1.9	3.6
MEAN	10.5	3.7	2.7	2.1	1.8	1.7	3.2

Table-7.5 MONTHLY ABSOLUTE MAXIMUM FLOW TABLE AT G.S. SITE

GAUGING ST.: 4-132 EL BOSQUE
RIVER NAME: LAGUNILLA (UNIT: M3/S)

GAUGING YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL
1958	2.2	3.3	10.9	7.1	7.3	6.9	5.3	7.3	8.7	5.7	10.2	3.9	10.9
1959	1.9	1.9	5.1	12.2	13.4	10.4	4.1	11.6	2.8	14.1	8.7	8.7	14.1
1960	6.8	6.9	15.9	10.2	11.1	12.3	12.0	6.9	12.3	14.1	14.1	8.4	15.9
1961	6.6	4.4	9.1	14.1	5.0	12.7	10.9	2.6	8.7	9.3	10.5	8.7	14.1
1962	3.3	6.8	8.7	10.5	11.4	10.5	8.2	3.9	5.9	11.4	6.9	4.6	11.4
1963	3.3	5.1	8.7	16.3	12.7	13.4	5.0	3.3	10.5	5.9	10.5	3.3	16.3
1964	2.3	4.1	3.3	7.3	9.8	12.3	10.5	6.2	12.3	9.8	8.4	6.2	12.3
TOTAL	6.8	6.9	15.9	16.3	13.4	13.4	12.0	11.6	12.3	14.1	14.1	8.7	16.3

7.2.4 取水口地点における流量及び流況曲線

本計画取水口地点における流量及び流況曲線は、既設取水口地点より約 0.5 km上流にあったEl Bosque測水所の観測記録にそれぞれの集水面積比を乗じることによって求めてある。

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

したがって、Lagunilla水力発電所の取水口地点とEl Bosque測水所との集水面積の比率は、 $118.2/117.6 \approx 1.01$ に設定してある。

集水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LA-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の通りである。

表-7.6 取水口地点における代表的な流量

1) 月別平均流量

項目 \ 月別	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
平均最大流量 (m^3/s)	2.6	2.6	3.8	5.5	5.7	5.8	4.0	3.3	3.5	4.9	6.3	4.0	3.6
日平均流量 (m^3/s)	2.2	2.2	2.6	3.9	4.2	4.1	3.1	2.4	2.5	3.7	4.3	2.9	3.2
平均最小流量 (m^3/s)	1.6	1.5	1.6	2.0	3.1	2.3	1.8	2.0	1.9	2.5	2.5	1.9	2.2

2) 流況曲線の代表的流量

豊水量 (95日流量)	平水量 (185日流量)	低水量 (275日流量)	濁水量 (355日流量)
3.7 m^3/s	2.7 m^3/s	2.1 m^3/s	1.8 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LA-H-01の(5)に示してある。

7.3 洪水流出解析

洪水流量は施設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 El Bosque 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る。

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-7.7に示す。

表-7.7 年最大洪水流量

観測年	年最大流量 (m ³ /sec)
1957	15.93
1958	10.90
1959	14.13
1960	15.93
1961	14.10
1962	11.40
1963	16.30
1964	12.30

測水資料は8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は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-7.4, 7.5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-7.8に示す。

表-7.8 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 /t)	16	17	18	19	20	21	22	22
順序確率法								
トーマスプロット (m ³ /t)	16	18	19	21	22	23	24	25
ヘイズンプロット (m ³ /t)	16	17	18	19	20	21	22	23
ガンベル法								
トーマスプロット (m ³ /t)	16	18	19	21	23	25	27	28
ヘイズンプロット (m ³ /t)	16	17	18	20	21	22	24	25

< THOMAS PLOT >

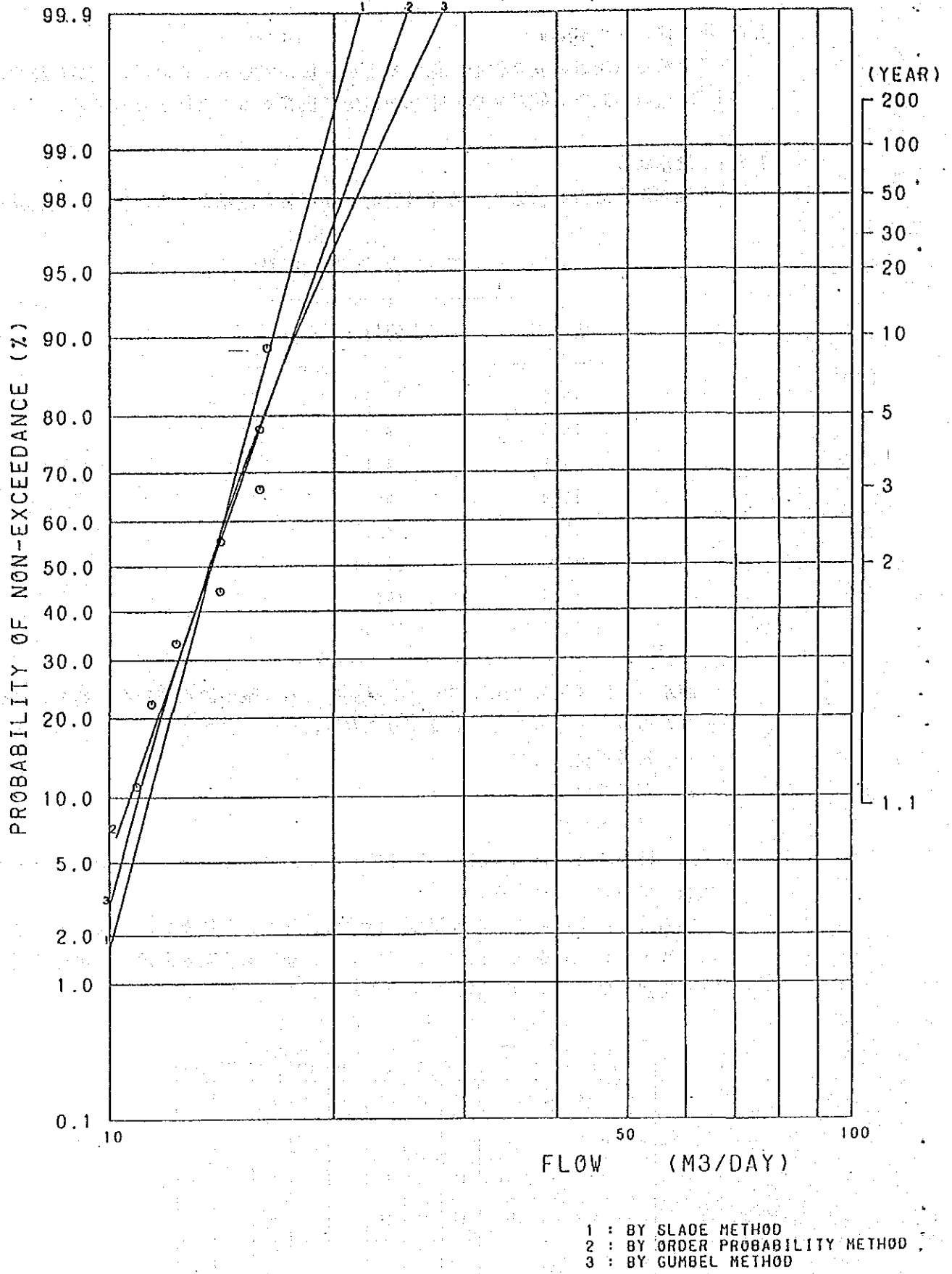


Fig. 7.4 Probability Curve of the Lagunilla River (Thomas Plot)

< HAZEN PLOT >

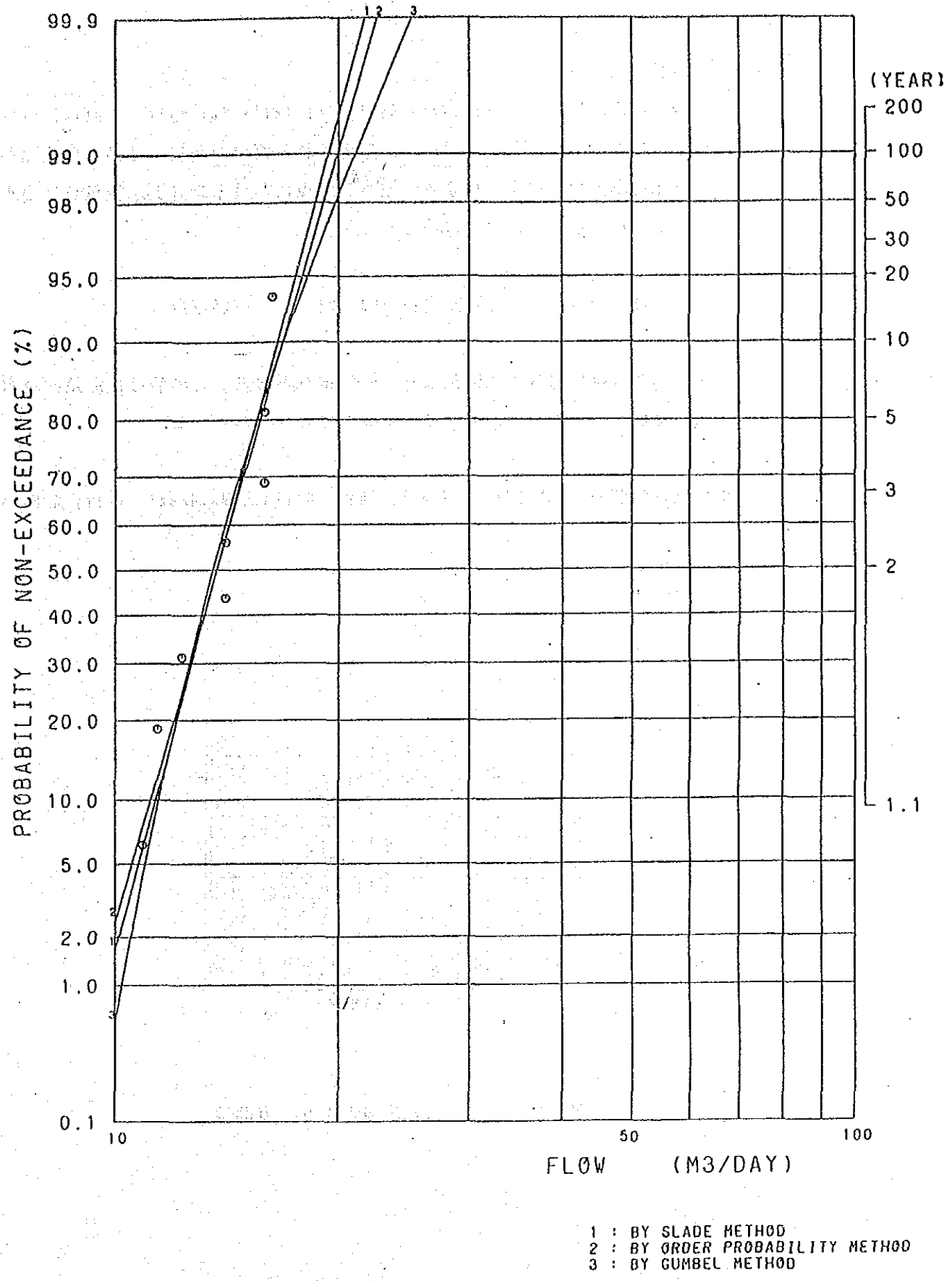


Fig. 7.5 Probability Curve of the Lagunilla River (Hazen Plot)

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。

$$Q = 23 \text{ m}^3/\text{s} \times 118.2 \text{ km}^2 / 117.6 \text{ km}^2 = 23.1 \dots \dots 25 \text{ m}^3/\text{s}$$

集水面積 (km²) 当りの比流量は $q = 0.21 \text{ m}^3/\text{s}$ となる。この値は比流量～集水面積の関係を示す図-7.6 のクリーガ曲線で $C = 7.2$ となる。

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

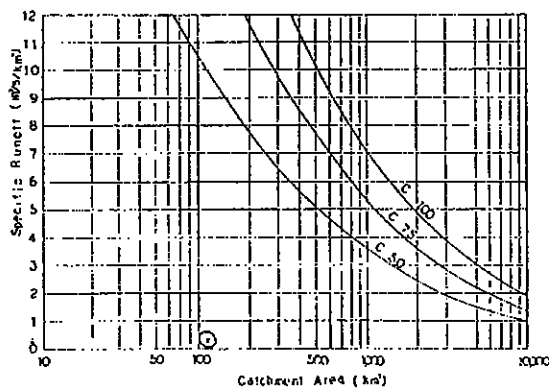


図-7.6 設計洪水流量とクリーガ曲線

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-7.7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する。

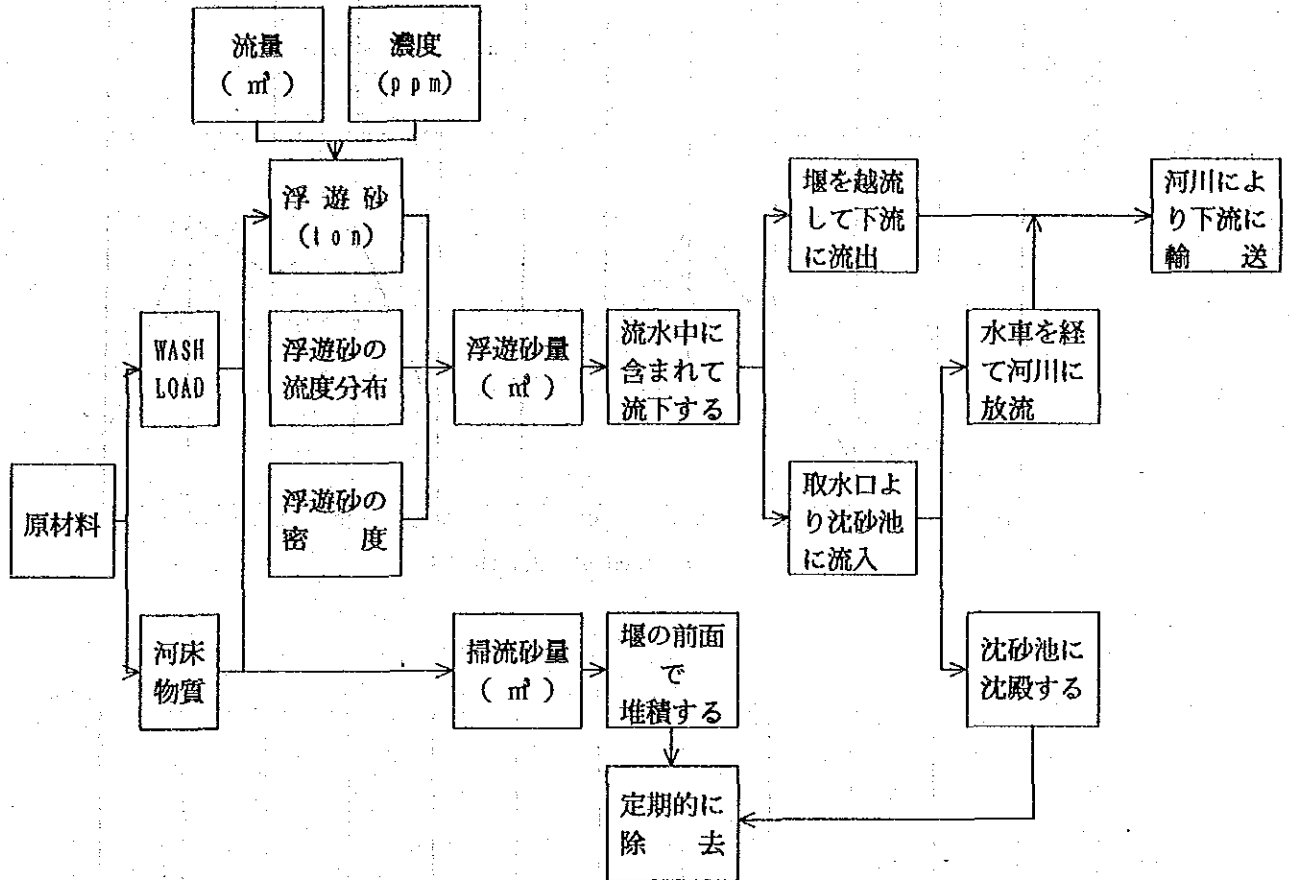


図-7.7 土砂流出の機構と流出土砂量のフロー

7.4.1 土砂流出状況

Lagunilla川の流域はその分水嶺にNevado del Ruizがある。上流域は比較的急峻な渓谷から形成されている。流域の植生は良好である。これらの流域より流出する土砂は火山噴出物および河床と堤防の浸食や段丘や崖錐の崩壊によるガリー浸食等が主なものである。土砂流出状況の傾向として計画地点の近傍にあるRecio川の月別浮遊土砂濃度と土量を図-7.8に示す。土砂流出量はその経過を見るに5月と9~11月に多く渇水期には少なくなっている。濃度の傾向は明瞭でない。浮遊土砂換算曲線は図-7.9に示し、測水所地点での浮遊土砂量 (ton/年) は次に示す。

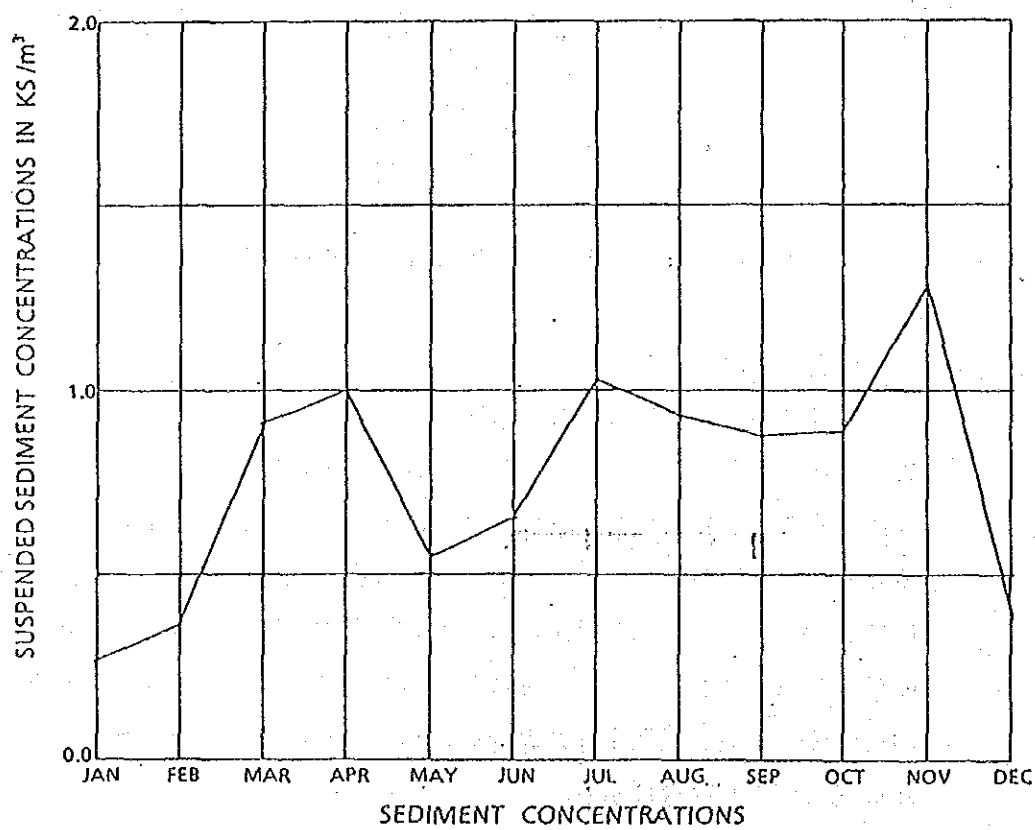
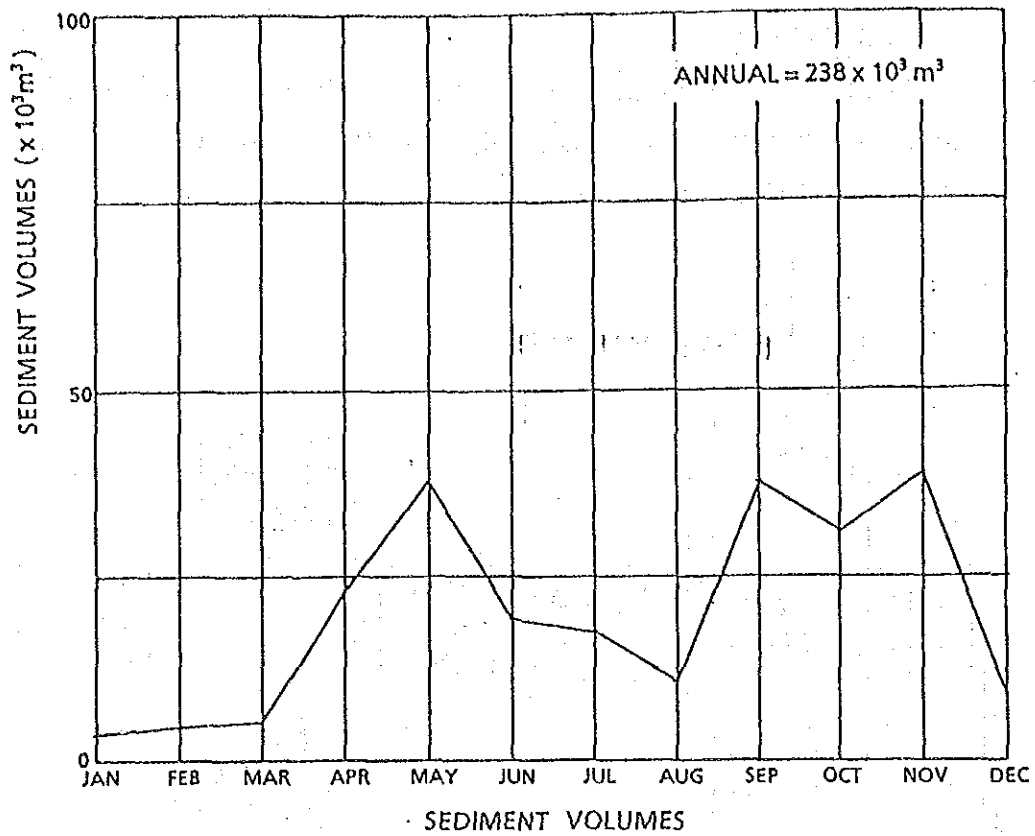


Fig. 7.8 Monthly Sediment Volume and Density

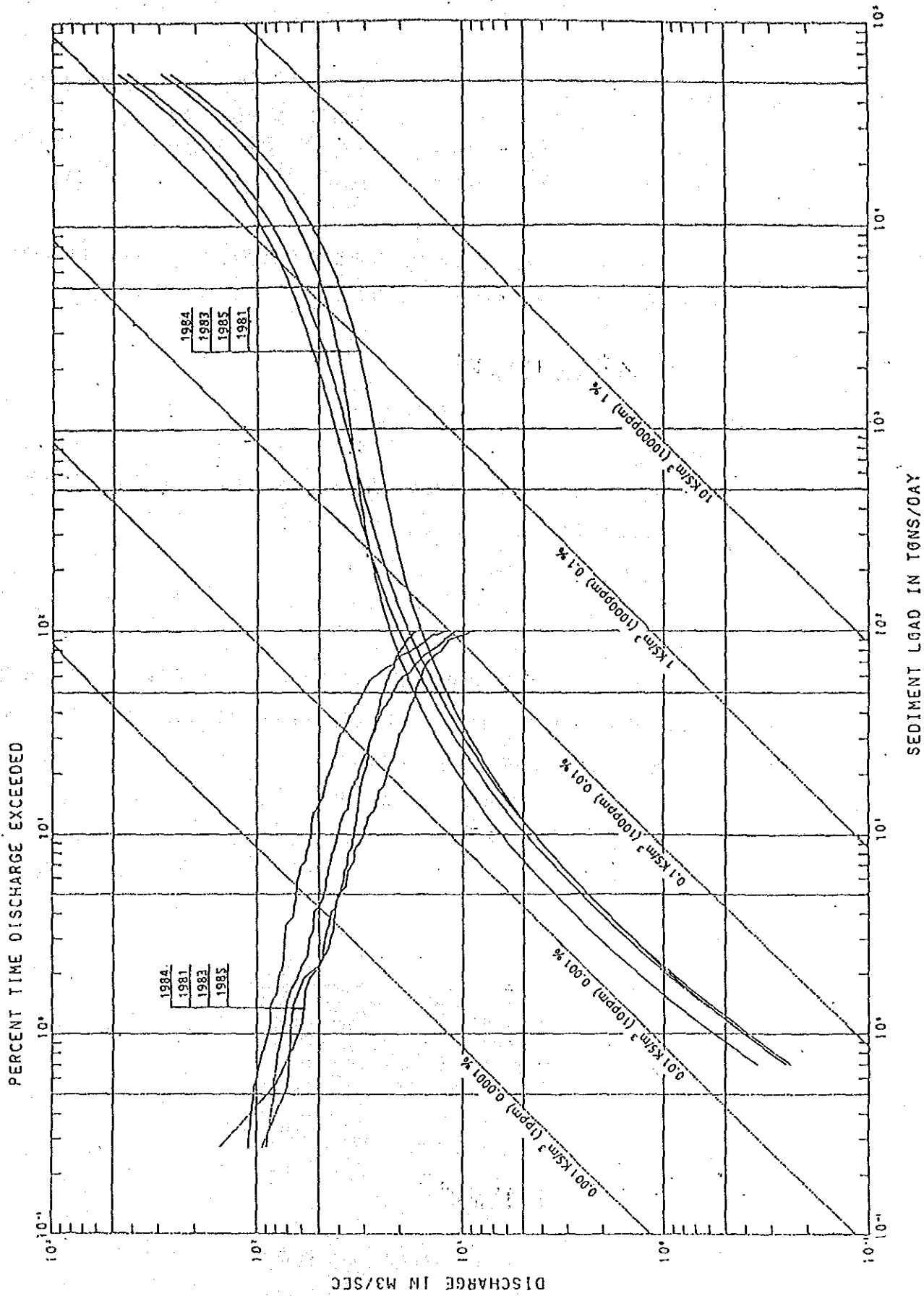


Fig. 7.9 Sediment Rating Curve

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 × 10 ³ m ³ /年	最大流量 m ³ /s	最少流量 m ³ /s	最大値 ppm	最小値 ppm	
Reclio	621.7	818,000	101.8	15.01	6820	6	238

Reclio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400ton/km²となり、年平均浮遊砂濃度は300ppmとなる。

7.4.2 流出土砂量の推定

(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なる。

礫	砂	シルト
10 %	80 %	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-7.10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 %

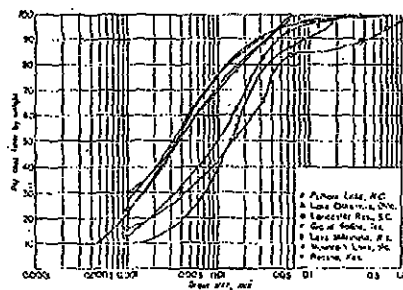


図-7.10 浮遊砂の粒度構成*

*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している。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-7.9 に示す範囲となる。

表-7.9 単位体積重量の範囲 (ton/m) *

粒徑	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Recio川の資料から推定するもので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参考にして求める。

集水面積 (km ²)	河川流出量 10 ⁶ (m ³)	浮遊砂量 10 ³ (ton)	掃流砂量 10 ³ (ton)	流入砂量 10 ³ (ton)
118.2	100	40	4	44

平均粒度構成と各粒徑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 (%)	10	80	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)	0.168	1.184	0.104	1.456 …1.46

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	1.01	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路を流下する。水路に流入した浮遊砂は一部の粒子が沈砂池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 ²)	河川流出量 10 ⁶ (m ³)	掃流土砂量 10 ³ (ton)	浮遊土砂量 10 ³ (ton)
118.2	100	4	40
		↓	↓
		× 10 ³ (m ³)	× 10 ³ (m ³)
		2.5	39
			↓
			水路流入分
		設計流量 Q m ³ /s	× 10 ³ (m ³)
		2	23
		3	31
		4	35
			↓
			河川流下
			× 10 ³ (m ³)
			16
			8
			4
			↓
			沈砂池沈澱
		設計流量 Q m ³ /s	(m ³)
		2	2000
		3	3000
		4	3000
			↓
			水路流下
			(m ³)
			21000
			28000
			32000

以上の解析結果から取水堰前面での堆砂量は年平均約 7 m³/日沈砂池での沈澱土砂量は使用水量 2 m³/s の場合 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

水質のうち最も設備に影響を与えられとされる酸性等と比抵抗について検討する。

7.5.1 判定基準

(1) 酸性等

酸性等による影響はこれを判断するのに表-7.10に示す基準及び表-7.11に示す既往の事例を参考にする。

表-7.10 水の浸蝕性の判断基準 (DIN 4030)

項目	浸蝕性の等級		
	弱い浸蝕性	強い浸蝕性	非常に強い浸蝕性
PH	6.5~5.5	5.5~4.5	4.5 以下
CO ₂ mg/l	15~30	30~60	60 以上
NH ₄ ⁺ mg/l	15~30	30~60	60 以上
Mg ²⁺ mg/l	100~300	300~1500	1500 以上
SO ₄ ²⁻ mg/l	200~600	600~3000	3000 以上

表-7.11 水の浸蝕環境におけるコンクリートの被害例

項目	水の性質	被害状況
地下水	PH: 2.3~6.7	トンネルコンクリート 施工後約4年で漏水の徴候が現れる。 7年後では吹付けモルタル層の剥離、 コンクリートの欠落が始まる。
河川水 (吾妻川)	PH: 3.1~2.7 Mg ²⁺ : 13.5 ppm SO ₄ ²⁻ : 316.8 ppm Cl ⁻ : 101.8 ppm	コンクリート供試体 (φ15cm) の浸漬試験 単位セメント量 320kg/m ³ 、w/c=53.1% 材令3か月のものを河川中に浸漬したところ、 15か月後その直径が14.6cmに減少した。 表面から約2mmが溶脱、次の2~3mmは脆く なっていた。

(2) 比抵抗

比抵抗の小さい水は鋼の腐蝕を促進する可溶性塩類を多く含むため腐蝕性が大きい。比抵抗が腐蝕に及ぼす影響は表-7.12に示す米国標準局 (NBS) の調査結果からも明らかであるが、例外のあることも知られており、比抵抗だけから腐蝕性を判定することは困難である。

表-7.12 比抵抗と腐蝕性

腐蝕性	酸性度		比抵抗 Ω-cm	12年間の最大孔蝕深さ mm
	PH	全酸度		
	7.8	3.0	1770	0.74
	4.5	4.6	11200	1.19
	7.3	2.6	2980	0.99
	5.9	12.8	45000	1.02
	7.6	alkaline	350	3.02
	7.4	ditto	263	3.48
	9.4	ditto	278	4.39
	6.8	36.0	800	2.62

7.5.2 水質の評価

Lagunilla川とRecio川の水質試験の結果はつぎのとおりである。

測定年	PH	比抵抗 Microohms	SO mg/l	Cl mg/l	
1981	7.0~6.5	—	26.5~13.2	9.9~4.2	"
1982	6.3~6.2	—	11.0~9.2	7.1~6.7	"
1983	8.4~5.5	—	21.5~1	10.3~3.9	"
1984	7.2~6.0	—	19.5~3	7.8~3.5	"
1985	7.4~6.1	—	29.5~6.6	5.7~2.3	"
1987	6.7~6.6	124.6~89	27.3~10	6.1~4.8	"
1989	6.4~5.7	—		38~12	Lagunilla

Lagunilla川のPHの最低値は現在のところ5.7と弱い侵蝕性を示している。比抵抗は小さく腐蝕性の高いことを示している。WHOの水質基準で比べて塩化物と硫酸塩低い値を示している。

Lagunilla川の観測値は少ないが、これらの値から判断して特に施設に特別の耐腐蝕性の材料を必要としない。

第8章 発電計画

既設発電所の最大使用水量は $0.50 \text{ m}^3/\text{s}$ 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%を下回らない範囲内で、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正な発電計画の実現を図る。

8.1 比較案の検討

本水力発電所における修復計画は、現状回復計画ではなくて、次に挙げるような諸条件を勘案した上で、発電規模の最適化計画のための比較検討を行なう。

- (1) 約300mに及ぶ滝の落差を最大限に利用した発電計画とする。ただし、滝の右岸側の地形は余りにも急峻で既設発電所建屋の位置(EL. 1,650m)より下は、半地下構造物となるので、現時点ではその利用を放棄する。
- (2) 土石流の発生頻度は現在までの調査結果によると70年に1回程度と言われているが、取水施設を除いて他の構造物及び施設は土石流に対して安全なレイアウトと設計を採択する。

以上のような条件を勘案してLagunilla流れ込み式水力発電所の修復計画として採択した比較代替案を表-8.1に示してある。比較代替案の各レイアウトを縮尺1/5,000の航測図に示すと図-8.1のようになる。

表-8.1 Lagunilla水力発電所修復計画比較代替案

項目	代替案				
	ALT-1	ALT-2	ALT-3		
取水位標高	EL. 1,782.5m		EL. 1,821m		
導水路ルート	右岸ルート		左岸ルート		
発電所位置	既設発電所と同位置 (EL. 1,650m)		左岸EL. 1,500m		
有効落差 H_e (m)	125.9	161.5	309.0		
使用水量 Q (m^3/s)	2.0	2.0	2.0	3.0	4.0
最大出力 P (kW)	2,000	2,600	5,000	7,700	10,200
流量設備利用率 (%)	99	99	99	85	71

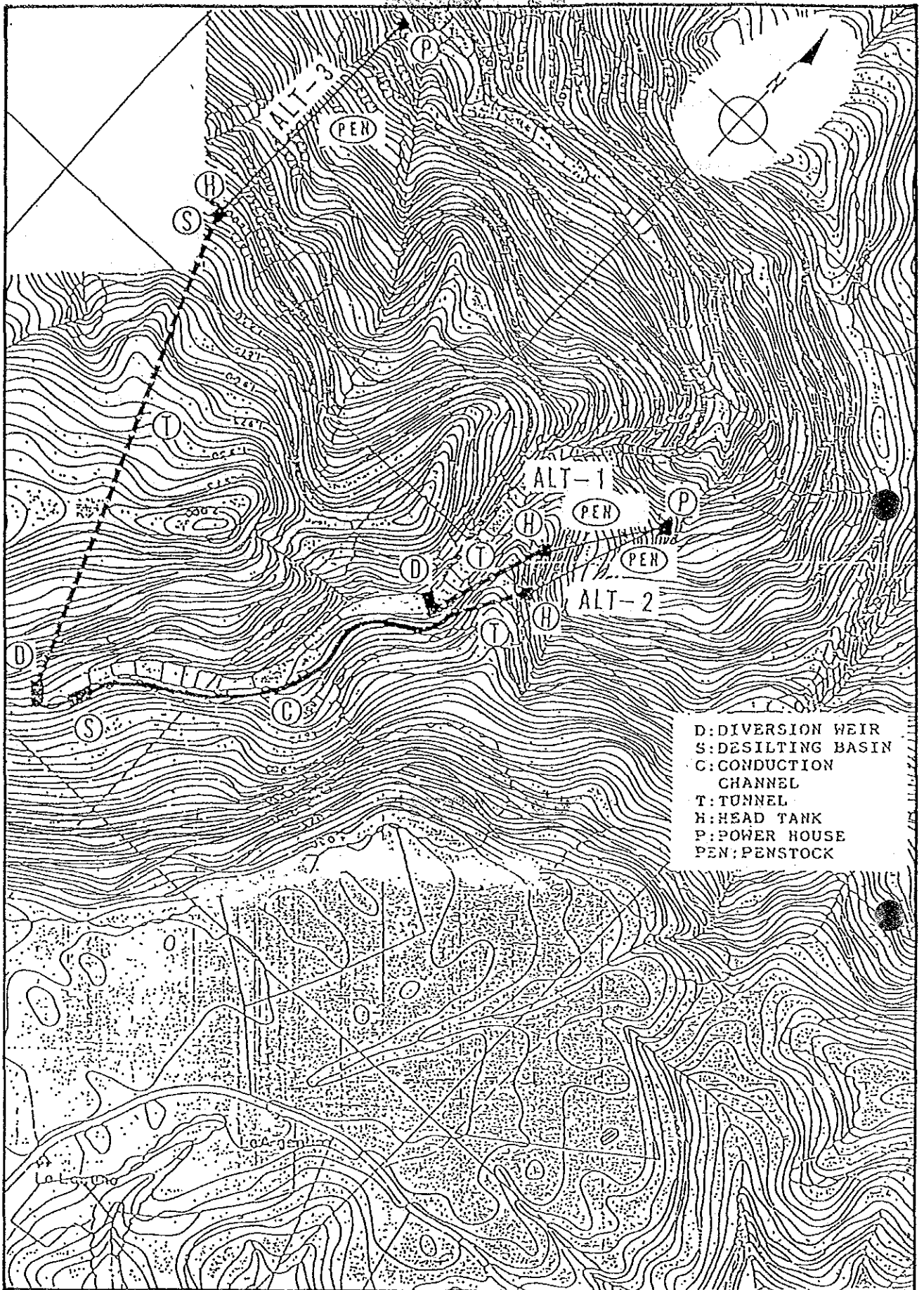


Fig. 8.1 Layout for the Alternative Plans.

(1) 最大使用水量

本計画地点における最大使用水量は、図-8.2の取水口地点における代表的な河川流況曲線に示すように、年間95%保証可能流量が1.8m³/sであることを注目し、Q=2.0, 3.0, 4.0m³/sの3ケースを比較案に設定し、それぞれの発電出力及び年間発生電力量を算定する。ただし、図-8.1に示したレイアウト比較案のALT-1およびALT-2の両案については、最大使用水量2.0m³/sに対して、またALT-3については2.0, 3.0及び4.0m³/sの3ケースの比較を行うこととする。

(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は取水口と放水路間の損失水頭を次式により求める。

$$H_e = H_g - \Sigma \Delta H$$

ここに

H_g = 総落差 (取水水位 - 放水水位)

	取水水位	放水水位	H _g
ALT-1	1782.5	1650	132.5
ALT-2	1821.0	1650	170.0
ALT-3	1821.0	1500.5	320.5

$$\Sigma \Delta H = \Delta H_1 + \Delta H_2 + \Delta H_3$$

ΣΔH = 全損失水頭 (m)

ΔH₁ = 取水口に於ける損失水頭 (m)

ΔH₂ = 導水路に於ける損失水頭 (m)

ΔH₃ = 水圧管に於ける損失水頭 (m)

(I) 取水口に於ける損失水頭

$$\Delta H_1 = \frac{V^2}{2g} \times (1 + f_1) + \Delta h_1$$

$V^2 / 2g$ = 流速水頭 (m)

f₁ = 流入損失係数 0.1

Δh₁ = 余裕 (m)

図-8.2 Lagunilla 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE

RIVER NAME: LAGUNILLA
 CATCHMENT AREA (KM²): 118.2
 LATITUDE: ---
 LONGITUDE: ---
 ELEVATION: ---

P.S.: LAGUNILLA

VOLUME OF DISCHARGE (M ³ /S)	
- PLENTY WATER DISC. (95 DAYS)	3.7
- ORDINARY WATER DISC. (185 DAYS)	2.7
- LOW WATER DISC. (275 DAYS)	2.1
- DROUGHTY WATER DISC. (355 DAYS)	1.8
- MAXIMUM	10.6
- MINIMUM	1.7
- MEAN	3.2

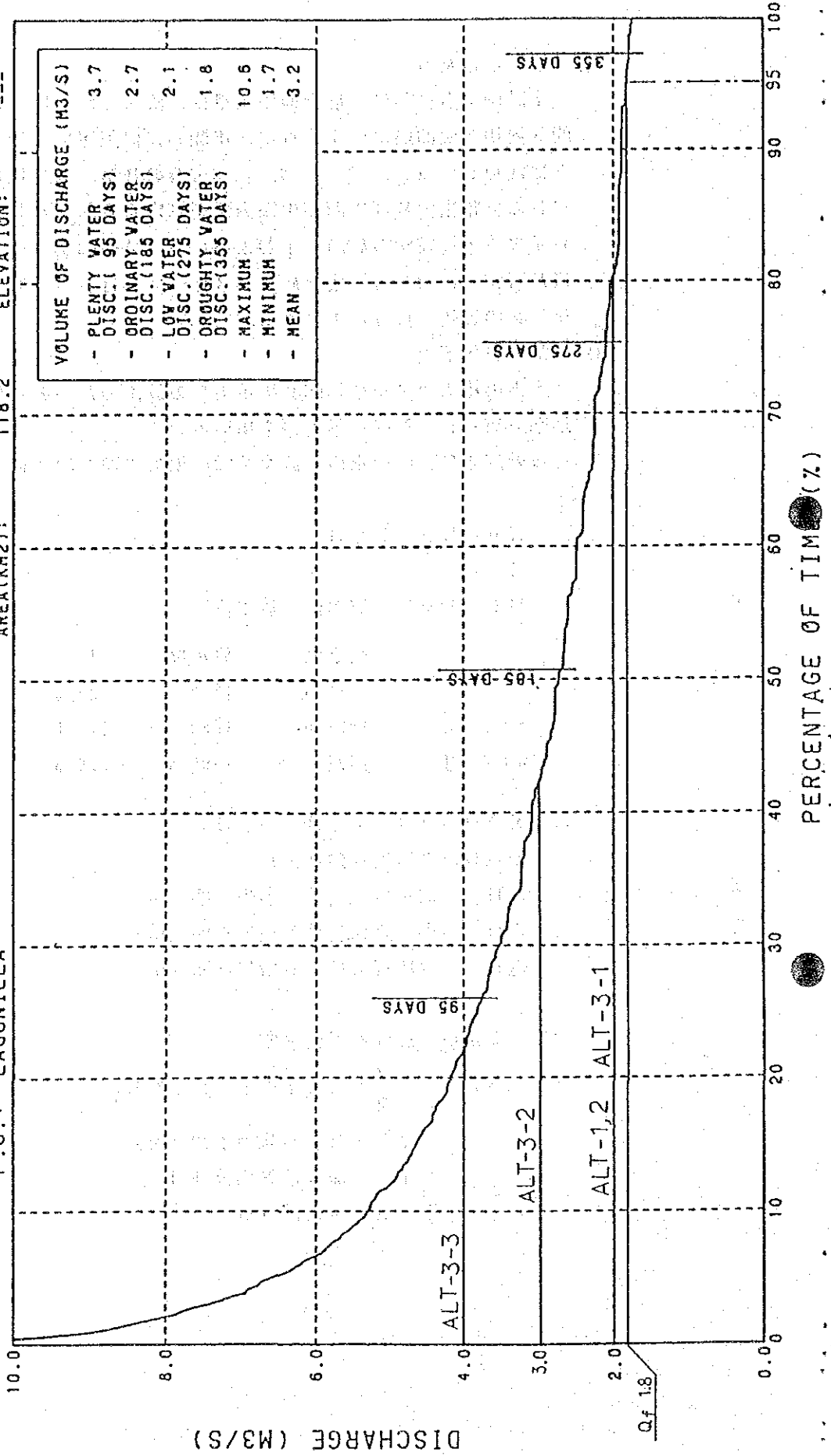


表-8.1 取水口における損失水頭

	Q (m ³ /s)	V (m/s)	V ² /2g (m)	V ² /2g(1+0.1) (m)	Δh ₁ (m)	ΔH ₁ (m)
ALT-1	2.0	1.0	0.051	0.056	0.014	0.070
ALT-2	2.0	1.0	0.051	0.056	0.014	0.070
ALT-3	2.0	1.0	0.051	0.056	0.014	0.070
ALT-3	3.0	1.0	0.051	0.056	0.014	0.070
ALT-3	4.0	1.0	0.051	0.056	0.014	0.070

(2) 水路による損失水頭

$$\Delta H_2 = i \times L_1 + \Delta h_2$$

$$i = \text{導水路勾配 } 1.8\text{‰}$$

$$L_1 = \text{導水路延長 (m)}$$

$$\Delta h_2 = \text{余裕 (m)}$$

	Q (m ³ /s)	i ‰	L ₁ (m)	i × L ₁ (m)	Δh ₂ (m)	ΔH ₂ (m)
ALT-1	2.0	1.8	115	0.207	0.023	0.23
ALT-2	2.0	1.8	580	1.046	0.024	1.07
ALT-3	2.0	1.8	590	1.062	0.018	1.08
ALT-3	3.0	1.8	590	1.062	0.018	1.08
ALT-3	4.0	1.8	590	1.062	0.018	1.08

(3) 鉄管路による損失水頭

$$\Delta H_3 = V^2 / 2g (1 + f_2 + f_3 \times L/D + f_m) + \Delta h_3 = V^2 / 2g (1.85 + f_3 \times L/D) + \Delta h_3$$

$$V^2 / 2g = \text{流速水頭 (m)}$$

$$f_2 = \text{流入損失係数 } 0.1$$

$$f_3 = \text{摩擦損失係数 } 124.6 n^2 / D^{1/3}$$

$$L = \text{水圧管路の延長 (m)}$$

$$D = \text{管路の径 (m)}$$

$$f_m = \text{分岐損失係数 } 0.75$$

$$\Delta h_3 = \text{余裕 (m)}$$

$$n = \text{粗度係数 } 0.012$$

	Q (m ³ /s)	D (m)	L (m)	V (m/s)	V ² /2g (m)	f _s × L/D	V ² /2g (m)	Δh _s (m)	ΔH _s (m)
ALT-1	2	0.8	220	3.98	0.808	5.315	5.789	0.501	6.29
ALT-2	2	0.8	270	3.98	0.808	6.523	6.765	0.505	7.27
ALT-3-1	2	0.8	470.6	3.98	0.808	11.370	10.682	0.498	11.18
ALT-3-2	3	0.95	470.6	4.23	0.913	9.040	9.943	0.497	10.44
ALT-3-3	4	0.10	470.6	4.21	0.904	7.433	8.392	0.498	8.89

(4) 基準有効落差

	Q (m ³ /s)	H _g (m)	ΔH ₁ (m)	ΔH ₂ (m)	ΔH ₃ (m)	$\sum_{i=1}^3 \Delta H_i$ (m)	H _e (m)
ALT-1	2	132.5	0.07	0.23	6.29	6.59	125.9
ALT-2	2	170.0	0.07	1.07	7.27	8.41	161.5
ALT-3-1	2	320.5	0.07	1.08	11.18	12.33	308.1
ALT-3-2	3	320.5	0.07	1.08	10.44	11.59	308.9
ALT-3-3	4	320.5	0.07	1.08	8.89	10.04	310.4

以上の計算結果として

ALT-3に関しては基準有効落差は 309mとする。

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 (m^3/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)

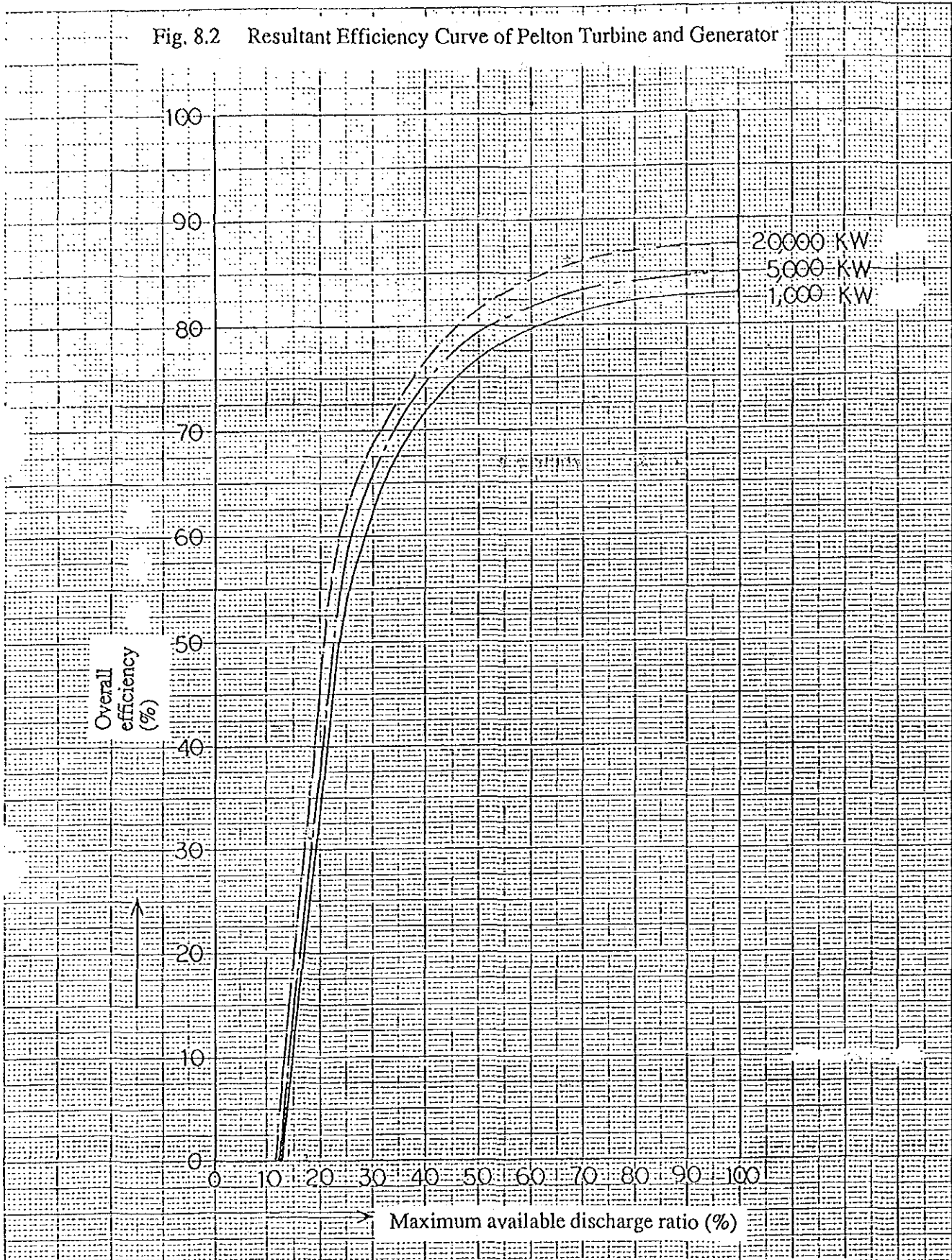
9.8 : 定数 (重力加透度 (m/s^2))

合成効率 (η) は水車効率 (η_t) 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)	$9.8 \times ① \times ②$ 理論出力 (kW)	合成効率 η	$③ \times ④$ 発電出力 P (kW)
ALT-1	2.0	125.9	2,467	0.830	2,000
ALT-2	2.0	161.5	3,165	0.830	2,600
ALT-3-1	2.0	309.0	6,056	0.830	5,000
ALT-3-2	3.0	309.0	9,084	0.850	7,700
ALT-3-3	4.0	309.0	12,112	0.850	10,200

Fig. 8.2 Resultant Efficiency Curve of Pelton Turbine and Generator



(Source: The above curves are 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。

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

ここに P : 発電出力 (kW)

t : 運転時間 (hr)

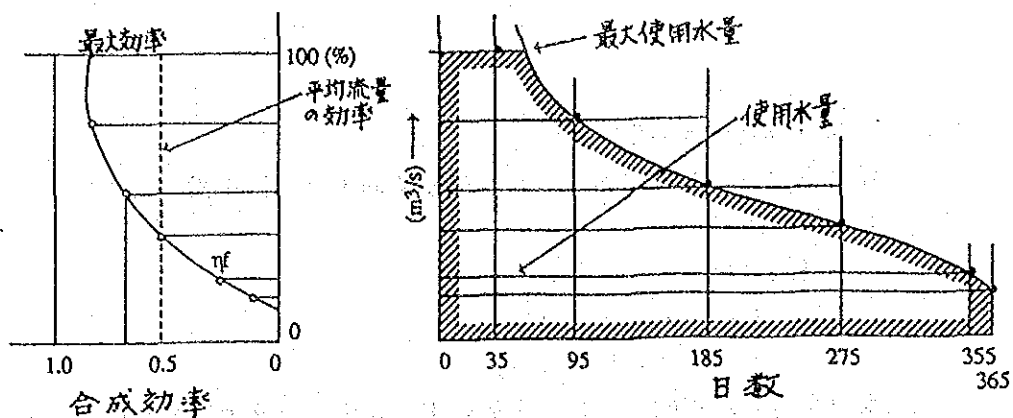
水力発電所が年間を通じて事故停止もせず、点検維持補修停止もしないものと仮定した場合に、1年間に発生が可能な電力量(年間可能発電電力量)は次のような方法で算出される。

- (1) 流量資料の日流量とそのときの有効落差、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 0.5km上流にあるIAAPE所管であったEl. Bosque測水所のデーターから換算したものであること。
- ② El. Bosque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 = m^3/s , 有効落差 $H_e = \text{m}$

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 $1.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニットの代替案 (ALT-1) の場合の年間発電電力量 17.6GWh (99%)
- (2) 最大使用水量 $1.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニットの代替案 (ALT-2) の場合の年間発電電力量 22.6GWh (99%)
- (3) 最大使用水量 $1.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニットの代替案 (ALT-3-1) の場合の年間発電電力量 43.2GWh (99%)
- (4) 最大使用水量 $1.5 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニットの代替案 (ALT-3-2) の場合の年間発電電力量 56.7GWh (85%)
- (5) 最大使用水量 $2.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニットの代替案 (ALT-3-3) の場合の年間発電電力量 62.4GWh (71%)

表-8.3 年間可能発電電力量の計算

(1) ALT-1

最大使用水量 = $1.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニット, 基準有効落差 = 125.9m, 水車型式, ペルトン水車

日順	日数	使用水量 (m^3/s)	負担率使用水量 最大使用水量	合成効率 η	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
最大	285	2.0	1.0	0.83	2,047	2,047	14,001
299	14	1.9	0.95	0.83	1,945	1,996	670
341	42	1.8	0.90	0.828	1,838	1,891	1,906
365	24	1.7	0.85	0.825	1,730	1,784	1,027
計	365	—	—	—	—	(1,929)	17,604

(2) ALT-2

最大使用水量 = $1.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニット, 基準有効落差 = 161.5m, 水車型式, ペルトン水車

日順	日数	使用水量 (m^3/s)	負担率使用水量 最大使用水量	合成効率 η	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
最大	285	2.0	1.0	0.830	2,627	2,627	17,968
299	14	1.9	0.95	0.830	2,495	2,561	860
341	42	1.8	0.90	0.828	2,358	2,426	2,445
365	24	1.7	0.85	0.825	2,219	2,288	1,317
計	365	—	—	—	—	(2,475)	22,590

(3) ALT-3-1

最大使用水量 = $1.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニット, 基準有効落差 = 309.0m, 水車型式, ペルトン水車

日順	日数	使用水量 (m^3/s)	負担率使用水量 最大使用水量	合成効率 η	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
最大	285	2.0	1.0	0.830	5,026	5,026	34,377
299	14	1.9	0.95	0.830	4,775	4,900	1,646
341	42	1.8	0.90	0.828	4,513	4,644	4,681
365	24	1.7	0.85	0.825	4,247	4,380	2,522
計	365	—	—	—	—	(4,735)	43,226

(4) ALT-3-2

最大使用水量 = $1.5 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニット, 基準有効落差 = 309.0m, 水車型式, ペルトン水車

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	150	3.0	1.0	0.850	7,721	7,721	27,795
159	9	2.9	0.966	0.848	7,446	7,583	1,637
166	7	2.8	0.933	0.846	7,173	7,309	1,227
181	15	2.7	0.900	0.845	6,908	7,040	2,534
193	12	2.6	0.866	0.844	6,645	6,776	1,951
207	14	2.5	0.833	0.843	6,381	6,513	2,188
222	15	2.4	0.800	0.842	6,119	6,250	2,250
235	13	2.3	0.766	0.840	5,850	5,984	1,867
249	14	2.2	0.733	0.837	5,576	5,713	1,919
267	18	2.1	0.700	0.835	5,309	5,442	2,350
285	18	2.0	0.666	0.828	5,014	5,161	2,229
299	14	1.9	0.633	0.827	4,758	4,886	1,641
341	42	1.8	0.600	0.817	4,453	4,605	4,641
365	24	1.7	0.566	0.810	4,169	4,311	2,483
計	365					(6,092)	56,712

(5) ALT-3-3

最大使用水量 = $2.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニット, 基準有効落差 = 309.0m, 水車型式, ペルトン水車

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	79	4.0	1.0	0.850	10,295	10,295	19,519
85	6	3.9	0.975	0.849	10,026	10,160	1,463
90	5	3.8	0.950	0.848	9,758	10,392	1,247
95	5	3.7	0.925	0.847	9,490	9,624	1,154
102	7	3.6	0.900	0.846	9,222	9,356	1,571
109	7	3.5	0.875	0.845	8,955	9,088	1,526
114	5	3.4	0.850	0.844	8,689	8,822	1,058
122	8	3.3	0.825	0.823	8,224	8,456	1,623
125	3	3.2	0.800	0.842	8,159	8,191	589
140	15	3.1	0.775	0.840	7,885	8,022	2,887
150	10	3.0	0.750	0.838	7,612	7,748	1,859
159	9	2.9	0.725	0.826	7,253	7,432	1,605
166	7	2.8	0.700	0.835	7,079	7,166	1,203
181	15	2.7	0.675	0.830	6,786	6,932	2,495
193	12	2.6	0.650	0.827	6,511	6,648	1,914
207	14	2.5	0.625	0.823	6,230	6,370	2,140
222	15	2.4	0.600	0.817	5,937	6,083	2,189
235	13	2.3	0.575	0.813	5,662	5,799	1,809
249	14	2.2	0.55	0.807	5,376	5,519	1,854
267	18	2.1	0.525	0.802	5,100	5,238	2,262
285	18	2.0	0.500	0.873	4,802	4,951	2,138
299	14	1.9	0.475	0.785	4,516	4,659	1,565
341	42	1.8	0.450	0.773	4,213	4,364	4,398
365	24	1.7	0.425	0.760	3,912	4,062	2,339
計	365					(7,307)	62,407

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、JICA調査団が実施するF/Sの主旨は、スクラップ アンド ビルト方式ではなくて現存施設を最大限利用して、発電機能の再生或いは増加を図ることにある。しかしながら当発電所は、河川水利用率が極めて低く建設後50年経過し、かつ16年以上放置されている現状を勘案し、現存施設の利用は放棄する。

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

既に述べた通り、本発電所の施設はすべて新設となる。

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、

ALT-1, ALT-2, ALT-3-1	Q = 2.00 m ³ /s
ALT-3-2	Q = 3.00 m ³ /s
ALT-3-3	Q = 4.00 m ³ /s

の5ケースを表9-1に示す。

それぞれの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事によって、最適計画を選定する。

表-9.1 Lagunilla 水力発電所修復計画比較代替案

項目	代替案				
	ALT-1	ALT-2	ALT-3		
取水位標高	EL 1,782.5m	EL 1,821m			
導水路ルート	右岸ルート		左岸ルート		
発電所位置	既設発電所と同位置 (EL 1,650m)		左岸 EL 1,500m		
有効落差He (m)	125.9	161.5	309.0		
使用水量Q (m ³ /s)	2.0	2.0	2.0	3.0	4.0
最大出力P (KW)	2,000	2,600	5,000	7,700	10,200
流量設備利用率 (%)	99	99	99	85	71

9.2 修復工事費の積算

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

9.2.1 発電機器費の積算

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

CIF価格は表-9.3の通りでCIF/FOB=1.12の比率になっている。

表-9.2 発電設備の仕様とFOB価格 (全額単位；百万円)

項目		比較代替案	ALT-3				
			ALT-1	ALT-2	1	2	3
仕様	設計流量 (m ³ /s)		1.0	1.0	1.0	1.5	2.0
	基準有効落差 (m)		125.9	161.5	309.0	309.0	309.0
	理論出力 (kW)		1,233	1,582	3,028	4,542	6,056
	水車機種		ペルトン	ペルトン	ペルトン	ペルトン	ペルトン
	水車出力 (kW)		1,070	1,380	2,640	4,060	5,420
	発電機効率		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	発電機出力 (kVA)		1,200	1,500	2,800	4,300	5,800
	主変圧器容量 (kVA)		2,400	3,000	5,600	8,600	11,600
FOB 価格 (百万 円)	発電 機 器	① 水車及び付属機器	55.3	70.6	117.3	175.1	233.8
		② 発電機及び付属機器	25.5	29.8	50.2	71.4	92.7
		③=①+② 小計	80.8	100.4	167.5	246.5	326.5
		④ ユニット数	2	2	2	2	2
		⑤=③×④ 計	161.6	200.8	335	493	653
	⑥ 4.16kVスイッチギヤ-、他	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	
	⑦ 変電所	18.5	19.7	25.3	40.4	46	
	⑧=⑤+⑥+⑦ 合計	193.8	234.2	374	547.1	712.7	

表-9.3 発電設備の事業費

(金額単位：百万円)

代替案	ALT-1		ALT-2		ALT-3							
	外貨分		外貨分		1		2		3			
	現地貨分	外貨分	現地貨分	外貨分	現地貨分	外貨分	現地貨分	外貨分	現地貨分	外貨分		
① FOB価格	193.8	—	234.2	—	—	374.0	—	—	547.1	—	712.7	—
② 運賃・保険 ①×0.12	23.2	—	28.1	—	—	44.9	—	—	65.7	—	85.5	—
③ 税金 ①×0.223	—	43.2	—	52.2	83.4	—	—	122.0	—	—	—	158.9
④ 付可価値税 ①×0.134	—	26.0	—	31.4	50.1	—	—	73.3	—	—	—	95.5
⑤ その他 ①×0.22	—	42.6	—	51.5	82.3	—	—	120.4	—	—	—	156.8
⑥ 計	216.9	111.8	262.3	135.1	215.8	418.9	315.7	612.8	798.2	411.2	—	—
⑦ Contingency ①×0.17	32.9	—	39.8	—	—	63.6	—	—	93.0	—	121.2	—
⑧ Eng. Fee ①×0.149	28.9	—	34.9	—	—	55.7	—	—	81.5	—	106.2	—
⑨ 計	278.7	111.8	337.0	135.1	215.8	538.2	315.7	787.3	1,025.6	411.2	—	—
⑩ 総計	390.5	—	472.1	—	754.0	—	—	1,103.0	—	—	—	1,436.8

9.2.2 土工事費の積算

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

修復計画案毎に積算された土工事費を比較すると表-9.4 の通りである。

表-9.4 土工事費の積算 (全額単位 10^6 ペソ)

項目	比較代替案		ALT-3		
	ALT-1	ALT-2	1	2	3
取水堰及び取水口工事	27.0	23.5	23.5	25.9	28.2
沈砂池工事	19.6	38.0	19.6	28.4	37.2
水路工事	11.2	46.9	77.4	85.1	92.9
水槽工事	27.9	27.9	27.9	36.3	44.6
水圧管路工事	32.7	43.7	91.8	133.1	170.3
機器基礎工事	28.1	32.9	51.7	75.7	99.7
発電所建屋工事	52.3	52.3	154.8	154.8	154.8
仮設備	4.9	6.8	11.7	11.7	11.7
その他雑工事	2.9	2.9	5.0	5.0	5.0
① 計	206.6	274.9	463.4	556.0	644.4
② Contingency ①×0.15	31.0	41.2	69.5	83.4	96.7
③ Eng. Fee (①+②)×0.10	23.8	31.6	53.3	63.9	74.1
④ 計(①+②+③)	261.4	347.7	586.2	703.3	815.2
⑤ Output Loss	0	0	0	0	0
⑥ 総計 ④+⑤	261.4	347.7	586.2	703.3	815.2

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 US \$ = 140 円

1 US \$ = 369.4 ペソ

1 ペソ = 0.379 円

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

③ 金利は、外貨分と現地貨分に分けて次のような条件で計上する。

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

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

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

9.3.1 kW当り建設コストの比較

kW当りの建設コストを比較すると、表-9.5 に示すように、ALT-3-3案が増加出力当り 169.2千円/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		ALT-3		
		ALT-1	ALT-2	1	2	3
既設設備出力 (kW)	定格出力 P_0	392	392	392	392	392
	現有出力 P_e	0	0	0	0	0
修復後の出力 P_1 (kW)		2,000	2,600	5,000	7,700	10,200
回復又は増加出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)		2,000	2,600	5,000	7,700	10,200
修復工事費 (10 ⁶ 円)	外貨分 C_I	278.7	337.0	538.2	787.3	1,025.6
	現地貨分 C_ℓ	210.9	266.9	438.0	582.2	702.2
	計 $C = C_I + C_\ell$	489.6	603.9	976.2	1,369.5	1,725.8
kW当りの建設コスト (千円/kW)	C/P_1	244.8	232.3	195.2	177.9	169.2
	$C/\Delta P$	244.8	232.3	195.2	177.9	169.2

9.3.2 kWh当りの発電コストの比較

kWh当りの発電コストは、次の式で計算される。

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

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

年間発電端経費の合計額は、図-9.1に示すように、水力発電所耐用年数を25年として、その間の運転・維持・管理費(AOM, 年間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。本地点は、既設の発電所が発電機能を1972年以来失ってしまっているため、新しい発電計画と同じケースとなっている。年間供給電力量当りの発電コストはALT-3-1案が2.3円/kWhと最低値を示している。

9.3.3 総合判定

kWh当りの発電コストが最低のALT-3-1案を最適案として選定する。

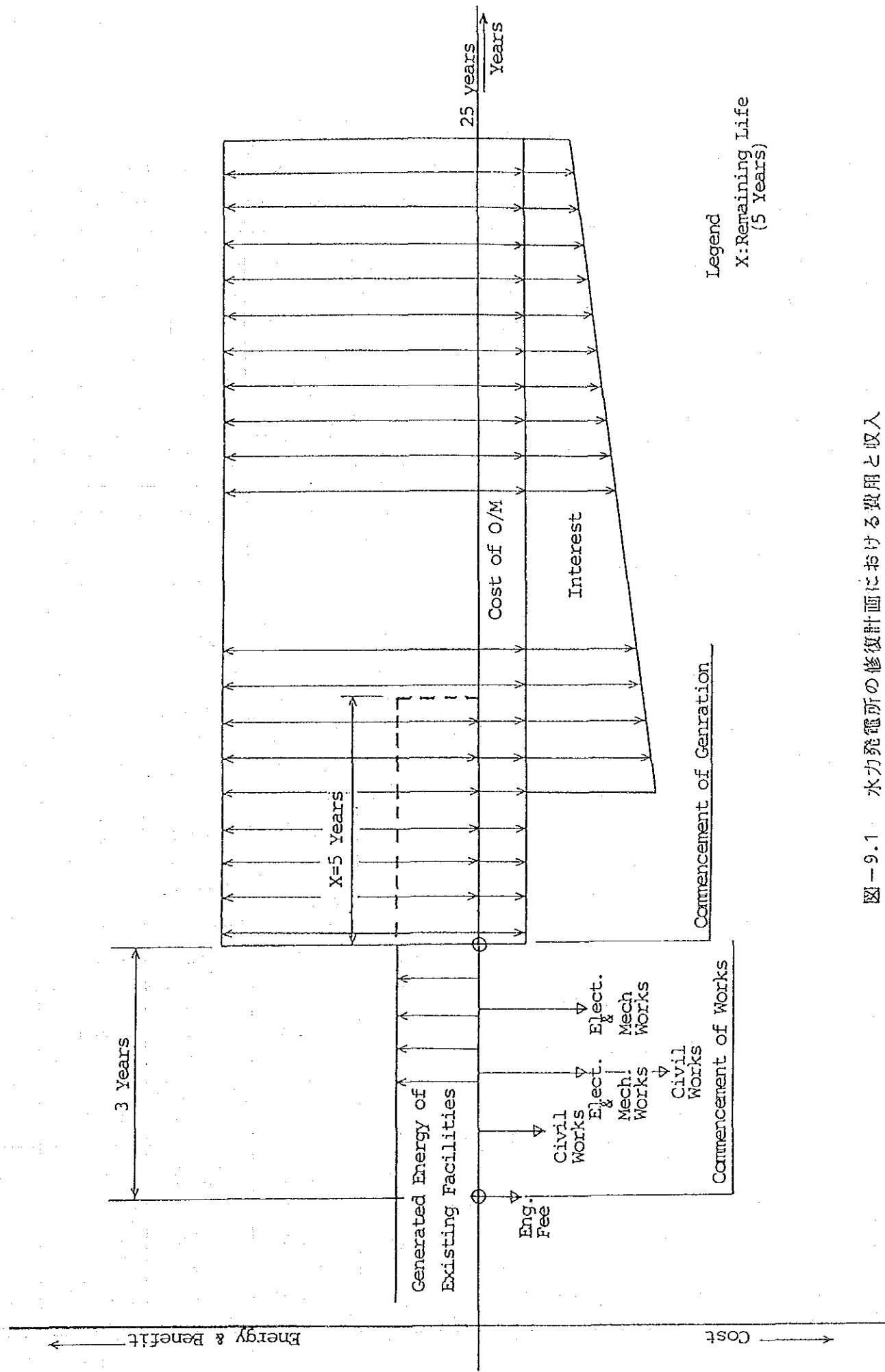


図-9.1 水力発電所の修復計画における費用と収入

表-9.6 kWh当りの発電コスト比較

項目		比較代替案		ALT-3			
		ALT-1	ALT-2	1	2	3	
既設発電設備 の現在能力		出力 P_e (kW)	0	0	0	0	0
		電力量 E_e (GWh)	0	0	0	0	0
修復計画	出力 P_1 (kW)		2,000	2,600	5,000	7,700	10,200
	電力量 E_1 (GWh)		17.6	22.6	43.2	56.7	62.4
	回復又は 増加電力	出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)	2,000	2,600	5,000	7,700	10,200
		電力量 $\Delta E = E_1 - E_e$ (GWh)	17.6	22.6	43.2	56.7	62.4
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}	278.7	337.0	538.2	787.3	1,025.6
		現地貨分 C_{l1}	210.9	266.9	438.0	582.2	720.2
		計	489.6	603.9	976.2	1,369.5	1,745.8
	支払金利 $C_2 = C_{i2} + C_{l2}$	外貨分 C_{i2}	448.7	542.6	866.5	1,267.6	1,651.2
		現地貨分 C_{l2}	214.3	271.2	445.0	591.5	731.7
		計	663.0	813.8	1,311.5	1,859.1	2,382.9
	運転・維持・管理費 $C_3 = 40. \text{S. \$} \times P_1 \times 25 \text{年} \times 140 \text{円/U. S. \$}$		28.0	36.4	70.0	107.8	142.8
	合計 $\Sigma C_i = C_1 + C_2 + C_3$		1,180.6	1,454.1	2,357.7	3,336.4	4,271.5
	25年間平均年間発電経費 (百万円) $C = \Sigma C_i \div 25$		47.2	58.2	94.3	133.5	170.9
	発電 コスト (円/kWh)	E_1 当り $C / (E_1 \times 0.95)$	2.8	2.7	2.3	2.5	2.9
ΔE 当り $C / (\Delta E \times 0.95)$		2.8	2.7	2.3	2.5	2.9	

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 ICBL 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)
ALT-1	1.28	(-) 58	5.5
ALT-2	1.24	(-) 63	5.3
ALT-3-1	1.06	(-) 28	7.0
ALT-3-2	0.96	(-) 26	8.1
ALT-3-3	1.29	(-) 210	4.9

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-3-2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-3-1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、2002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31百万円となる。

Table - 10.2 PROJECTED FINANCIAL STATEMENTS

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

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

== Lagunilla : ALT-3-1 ==

== Lagunilla : ALT-3-1 ==

Year in Order	(A) Total Operating Revenue				(B) Operating Expenditure (US\$:1000)				(C) Net Benefit (A)-(B)		(A) Source				(B) Application (US\$:1000)				Cash Balance (A)-(B)		
	Total Operating Revenue	O/M Cost	Depreciation	Interest on Investment	Total	Depreciation	Interest	Investment	Year in Order	Year in Order	Benefit before Interest	Balance Brought Forward	Long/Short Term Borrowing	Total	Construction Progress	Debt Service Interest	Debt Service Principal	Total			
1989	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1989	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1990	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1990	-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1991	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1991	-4	0.0	0.0	205.2	205.2	0.0	0.0	0.0	205.2	0.0	0.0
1992	0.0	0.0	0.0	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	-20.5	1992	-3	0.0	0.0	205.2	205.2	20.5	0.0	20.5	225.7	-20.5	-20.5
1993	0.0	0.0	0.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	-41.0	1993	-2	0.0	0.0	102.6	102.6	41.0	0.0	41.0	143.6	-41.0	-41.0
1994	0.0	0.0	0.0	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	-51.3	1994	-1	0.0	0.0	1109.6	1109.6	51.3	0.0	51.3	1160.9	-51.3	-51.3
1995	0.0	0.0	0.0	245.4	245.4	245.4	245.4	245.4	-245.4	1995	0	0.0	0.0	3043.8	3043.8	245.4	0.0	245.4	3289.2	-245.4	-245.4
1996	281.7	10.0	218.9	709.5	938.4	709.5	709.5	938.4	-656.7	1996	1	52.8	218.9	2229.7	2501.4	709.5	406.6	709.5	3345.8	-844.4	-844.4
1997	563.4	20.0	218.9	1002.7	1241.6	218.9	1002.7	1241.6	-678.2	1997	2	324.5	218.9	543.4	543.4	1002.7	406.6	1002.7	1409.3	-865.9	-865.9
1998	563.4	20.0	218.9	917.3	1156.2	218.9	917.3	1156.2	-592.8	1998	3	324.5	218.9	543.4	543.4	917.3	599.5	917.3	1516.8	-973.3	-973.3
1999	563.4	20.0	218.9	812.6	1051.5	218.9	812.6	1051.5	-488.1	1999	4	324.5	218.9	543.4	543.4	812.6	599.5	812.6	1412.1	-868.6	-868.6
2000	563.4	20.0	218.9	708.0	946.9	218.9	708.0	946.9	-383.4	2000	5	324.5	218.9	543.4	543.4	708.0	599.5	708.0	1307.4	-764.0	-764.0
2001	563.4	20.0	218.9	603.3	842.2	218.9	603.3	842.2	-278.8	2001	6	324.5	218.9	543.4	543.4	603.3	599.5	603.3	1202.7	-659.3	-659.3
2002	563.4	20.0	218.9	527.8	566.7	218.9	527.8	566.7	-5.3	2002	7	324.5	218.9	543.4	543.4	527.8	599.5	527.8	927.3	-383.8	-383.8
2003	563.4	20.0	218.9	308.5	547.5	218.9	308.5	547.5	16.0	2003	8	324.5	218.9	543.4	543.4	308.5	192.8	308.5	501.4	42.1	42.1
2004	563.4	20.0	218.9	289.3	528.2	218.9	289.3	528.2	35.3	2004	9	324.5	218.9	585.5	585.5	289.3	192.8	289.3	482.1	103.4	103.4
2005	563.4	20.0	218.9	270.0	508.9	218.9	270.0	508.9	54.6	2005	10	324.5	218.9	646.8	646.8	270.0	192.8	270.0	462.8	184.0	184.0
2006	563.4	20.0	218.9	250.7	489.6	218.9	250.7	489.6	73.8	2006	11	324.5	218.9	727.5	727.5	250.7	192.8	250.7	443.5	283.9	283.9
2007	563.4	20.0	218.9	231.4	470.3	218.9	231.4	470.3	93.1	2007	12	324.5	218.9	827.4	827.4	231.4	192.8	231.4	424.3	403.1	403.1
2008	563.4	20.0	218.9	212.1	451.0	218.9	212.1	451.0	112.4	2008	13	324.5	218.9	946.6	946.6	212.1	192.8	212.1	405.0	541.6	541.6
2009	563.4	20.0	218.9	192.8	431.8	218.9	192.8	431.8	131.7	2009	14	324.5	218.9	1085.0	1085.0	192.8	192.8	192.8	385.7	699.4	699.4
2010	563.4	20.0	218.9	173.6	412.5	218.9	173.6	412.5	151.0	2010	15	324.5	218.9	1242.8	1242.8	173.6	192.8	173.6	366.4	876.4	876.4
2011	563.4	20.0	218.9	154.3	393.2	218.9	154.3	393.2	170.3	2011	16	324.5	218.9	1419.8	1419.8	154.3	192.8	154.3	347.1	1072.7	1072.7
2012	563.4	20.0	218.9	135.0	373.9	218.9	135.0	373.9	189.5	2012	17	324.5	218.9	1616.2	1616.2	135.0	192.8	135.0	327.8	1288.3	1288.3
2013	563.4	20.0	218.9	115.7	354.6	218.9	115.7	354.6	208.8	2013	18	324.5	218.9	1831.8	1831.8	115.7	192.8	115.7	308.5	1523.2	1523.2
2014	563.4	20.0	218.9	96.4	335.3	218.9	96.4	335.3	228.1	2014	19	324.5	218.9	2066.7	2066.7	96.4	192.8	96.4	289.5	1777.4	1777.4
2015	563.4	20.0	218.9	77.1	316.1	218.9	77.1	316.1	247.4	2015	20	324.5	218.9	2320.9	2320.9	77.1	192.8	77.1	270.0	2050.9	2050.9
2016	563.4	20.0	218.9	57.9	296.8	218.9	57.9	296.8	266.7	2016	21	324.5	218.9	2594.3	2594.3	57.9	192.8	57.9	250.7	2343.6	2343.6
2017	563.4	20.0	218.9	38.6	277.5	218.9	38.6	277.5	286.0	2017	22	324.5	218.9	2887.1	2887.1	38.6	192.8	38.6	231.4	2655.7	2655.7
2018	563.4	20.0	218.9	19.3	258.2	218.9	19.3	258.2	305.2	2018	23	324.5	218.9	3199.1	3199.1	19.3	192.8	19.3	212.1	2987.0	2987.0
2019	563.4	20.0	218.9	0.0	238.9	218.9	0.0	238.9	324.5	2019	24	324.5	218.9	3530.4	3530.4	0.0	0.0	0.0	0.0	3530.4	3530.4
2020	563.4	20.0	218.9	0.0	238.9	218.9	0.0	238.9	324.5	2020	25	324.5	218.9	4073.9	4073.9	0.0	0.0	0.0	0.0	4073.9	4073.9
TOTAL	13804.5				14025.1			14025.1	-220.6												
									1.02												

第11章 基本設計

11.1 施設設計

経済比較により選定されたALT-3-1について以下に各施設の設計を行う。

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) 取水堰はチロリアン式コンクリートダムとし設計洪水流量は越流部より安全に流下出来るようにする。
- (2) 取水口スクリーンを通る流入速度は 0.6～1.0m/sec程度とする。
- (3) 取水口スクリーン面積の有効率を30%とする。
- (4) 沈砂池は、水路が全区間トンネルの為一部トンネル断面を拡申して沈砂機能を持たせる。
- (5) 沈砂池は 0.075mm粒径以上の粒子が除去できる容量とする。
- (6) 水槽の規模は設計流量の2分間相当の容量とする。
- (7) 水圧管路は実用性を重視し、既往実例を参考に管径を決める。

11.1.2 主要構造物の改修設計

(1) 取水設備

新設する取水堰の概要は次の通り

堰形式	チロリアン式コンクリートダム
越流頂レベル	1823.0m
ダム高	3.0 m
越流長	20.5m
設計洪水量	60m ³ /sec
設計洪水越流水渠	1.4 m
取水口呑口寸法 (スクリーン)	W 2.5m × L 20.0m
取水位	1821.0m

(2) 水路

地形による制約上、全区間トンネルとなる。

トンネル断面寸法は設計流量通水確保はもとより施工性、経済性、耐久性

(流速に関連)等を考慮して決定される。

本サイトに於ては、設計流量が 2.0 m³/s と小さい為、断面は施工性により最小断面が設定され W = 1.8 m、H = 2.0 m となる。

流速は従来経験上から適当とされる 2.0 m/sec とする。

(a) 計算式

水路流量計算式は、マンニング式を用いる。

$$Q = A \times \frac{1}{n} \times R^{2/3} \times I^{1/2}$$

(b) 粗度係数 m

マンニングの粗度係数より 0.013 を採用する。

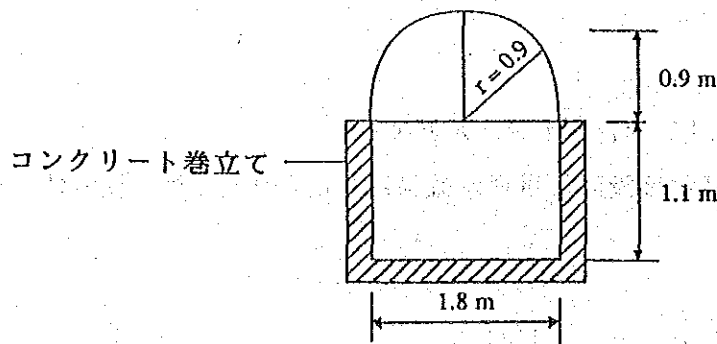
コンクリート

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	0.015	0.016	0.018

上記より流速 2.0 m/s を与える縦断勾配は 1.8 ‰ とする。

型 式	無圧式トンネル
延 長	590 m (内 35 m は沈砂池)
内 径	巾 1.8 m × 高 2.0 m
断 面	馬蹄形
勾 配	1.8 ‰
最大通水量	2.0 m ³ /sec

コンクリート巻立て 通水部のみ



(4) 水 槽

水槽は設計流量2分間分の容量を持つと共に発電停止時設計流量に見合う余水吐を設けるものとする。

形式は円形とし、直径 ϕ 13.0m、平均水渠 2.5mとする。

尚、水圧管路入口にスルースゲートとエアバルブを設ける。

(5) 水圧管路

水圧管路は図-11.1に示す関係より求め ϕ 0.8mとする。

地形勾配が急であるため管路添いに取付道路を設ける事は不可能であり容量 5.0 tの仮設インクラインを設ける。

又、将来のメンテの為に巾 1.0mのRC階段を全区間管路に添って設けるものとする。

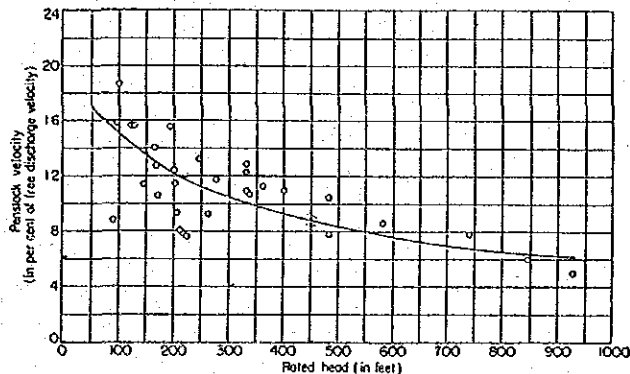


図-11.1 既存設備の落差と流速（自由落下のときの流速との比）*

* Handbook of Applied Hydraulics Editor DAVIS and SORENSEN

型 式	地表式、溶接接手
条 数	1条、分岐後2条（Y型分岐）
最大通水量	2.0 m^3/sec
内 径	ϕ 800mm
管 厚	6mm~18mm
延 長	470.6m

(6) 発電所

型 式	R・C地上式
建物寸法	巾 45.0m
	奥行 22.5m
	軒下高さ 7.0m

11.1.3 ゲート類の仕様と諸元

本設備に使用するゲート及びスクリーンの仕様は表-11.2の通りである。

表-11.2 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	制水ゲート	スクリーン	排砂ゲート
用途	取水用	土砂吐排砂用	除塵用	沈砂池排砂用	水圧管路取水用	水槽除塵用	水槽排砂用
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	鋼板製スルースゲート	固定式	木製スルースゲート
幅×高	1.50m×2.00m	2.60m×3.00m	2.5m×20.0m 1.5m×19.0m	1.50m×2.00m	0.90m×0.90m	2.0m×1.50m	0.90m×0.90m
設計水深	10m	10m	-	10m	5m	-	5m
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	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		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	エンジン及び 手動		手動
巻揚速度	0.1 m/分	-		-	0.1 m/分	勾配 1:0.3	-
巻揚人力	10 kg	-		-	10 kg		-
揚程	3 m	4 m	-	3 m	2 m	-	2 m

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。

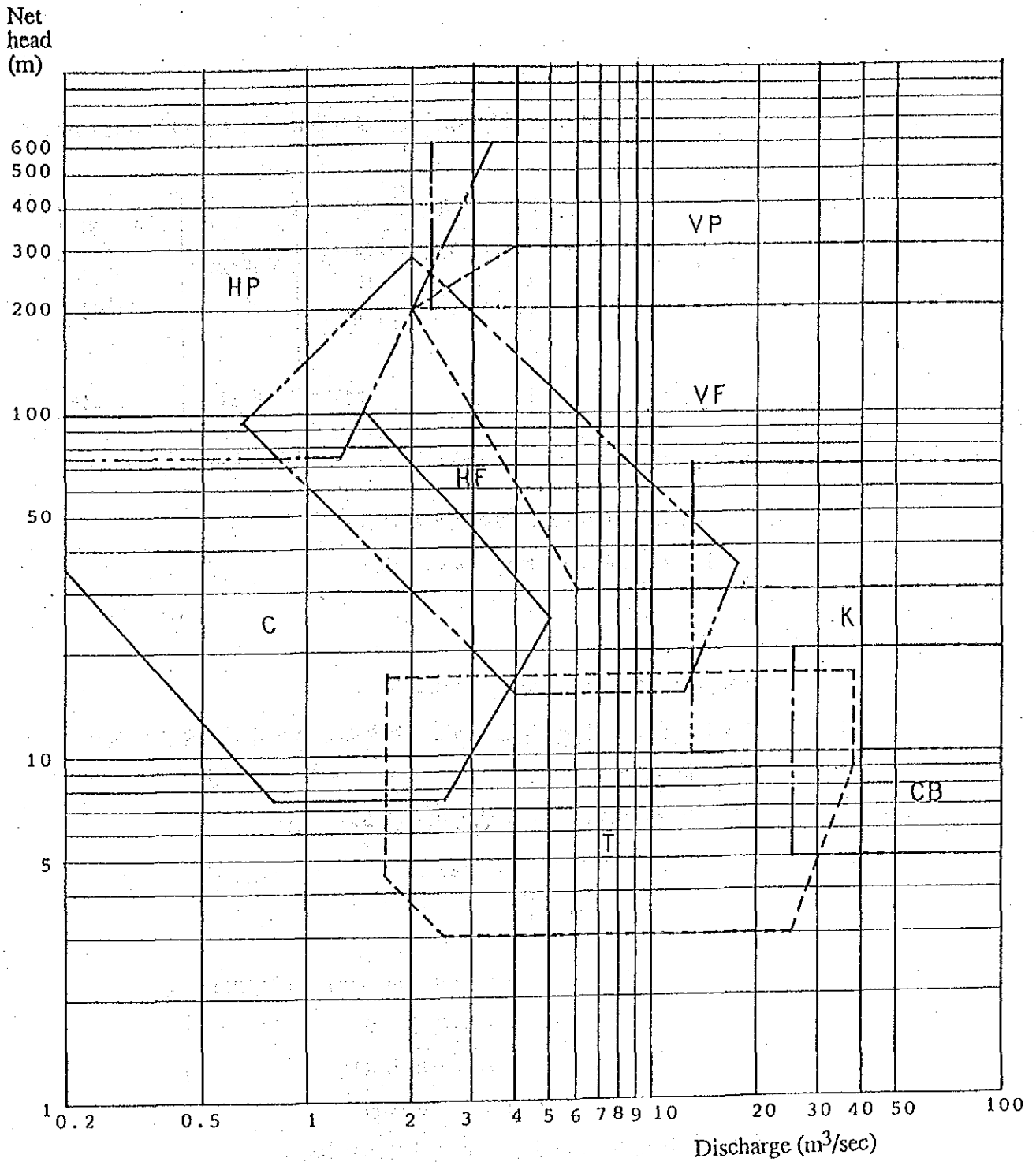
(2) 水車の仕様

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-11.2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 ³ /s)	有効落差 (m)	
ALT-3-1	1.0	309.	横軸ペルトン



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. 11.2 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 η_r	水車の出力 P_r (kW)
	水車1台当りの流量 Q (m^3/s)	有効落差 H_e (m)		
ALT-3-1	1.0	309	0.87	2.640

水車の出力 (kW) は次の式で計算される。

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

3) 回転数

水車の回転数は次の順序により定める。

ペルトン水車の場合、比速度 N_s の限界は次式で示される。

$$12 \leq N_s \leq 23 \quad \text{①}$$

また、水車の回転数 N は次式で示される。

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

ここで、 N_s : 比速度 (m-kW)、①で求めた値

H_e : 有効落差 (m)

P : 水車の出力 (kW)

Z : ノズルの数量

さらに、発電機の同期速度 N は次式で示される。

$$N = \frac{120f}{\text{pole}} = \frac{120 \times 60}{\text{pole}} = \frac{7200}{\text{pole}} \quad (\text{rpm}) \quad \text{③}$$

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 N_s 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-3-1	309	2,640	12	18	600

(注) 比速度Nsはノズル1本当り(合計2ノズル)の出力に対して表示してある。

(3) 発電機の仕様

1) 冷却方式

発電機の冷却は、屋内より大気のを吸い込み屋内へ直接排気する方式とする。

2) 定格電圧

標準化を計り、4.16kVとする。

3) 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。

4) 極数

水車の回転数を決める際に、発電機の極数が決定されているので、前述の水車の仕様を参照のこと。

5) 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 η_r	発電機の 予想効率 η_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-3-1	1.0	309	0.87	0.95	2,500	0.9	2,800

発電機の容量 (kW) は次の式で計算される。

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