

エクアドル共和国

チェスピ水力発電開発計画調査

報告書

昭和61年8月

国際協力事業団

エクアドル共和国 チェスピ水力発電開発計画調査報告書

86-8

国際協力事業団 発行

706
443
MPN

発行所
86-104

エクアドル共和国

チェスピ水力発電開発計画調査

報告書

JICA LIBRARY



1030213C1J

15497

昭和61年8月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '86.10.07	706
登録No. 15497	64.3
	MPN

序 文

日本国政府は、エクアドル共和国政府の要請に基づき、同国グアイジャパンバ川中流域に計画されているカルデロン、チェスピならびにパルマ・リアル水力発電開発計画（3地点）に関するマスタープランの再検討およびチェスピ水力発電開発計画のフィジビリティ調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、牛島照美氏を団長とする15名の専門家から成る調査団を編成した。

調査団は、1985年1月10日から1985年12月24日までの間、地質調査工事や地形図の作成の技術指導を含む現地調査を数次にわたり実施し、現地調査で得られた現地の諸情報ならびに収集した資料の検討、解析などの国内作業を行った。

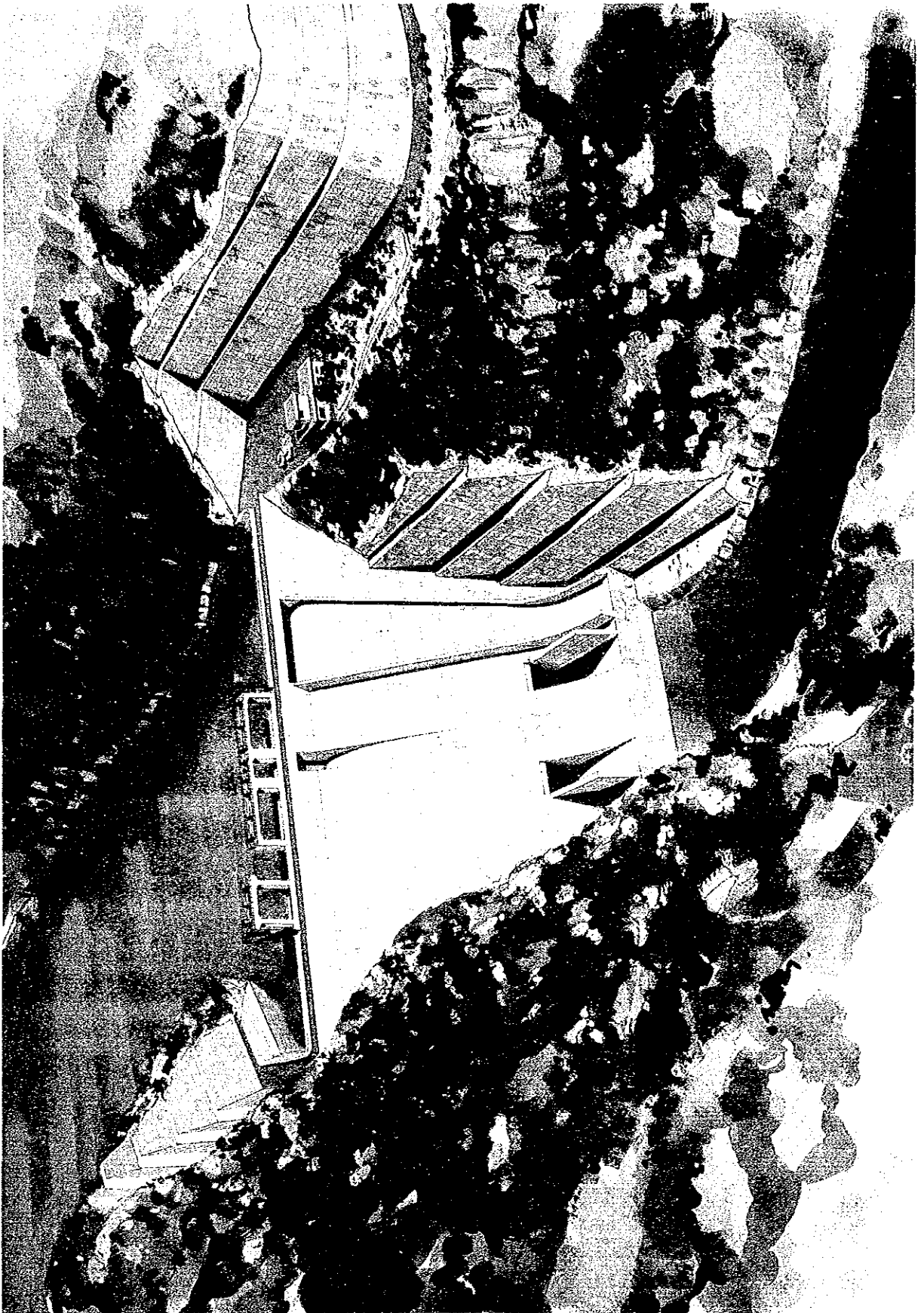
本報告書は、これらの成果を取りまとめたものである。本報告書が、エクアドル共和国における電源開発の推進に役立つとともに、同国の社会的、経済的發展に寄与し、ひいては、同国と我が国の経済交流、友好親善をより一層深めることに貢献できれば幸いである。

終わりに、本調査の任に当たられた団員各位の御努力に敬意を表するとともに、調査に際し多大の御協力をいただいたエクアドル共和国政府、国家電力公社、在エクアドル日本国大使館、外務省および通商産業省の関係各位に対し、深く感謝の意を表するものである。

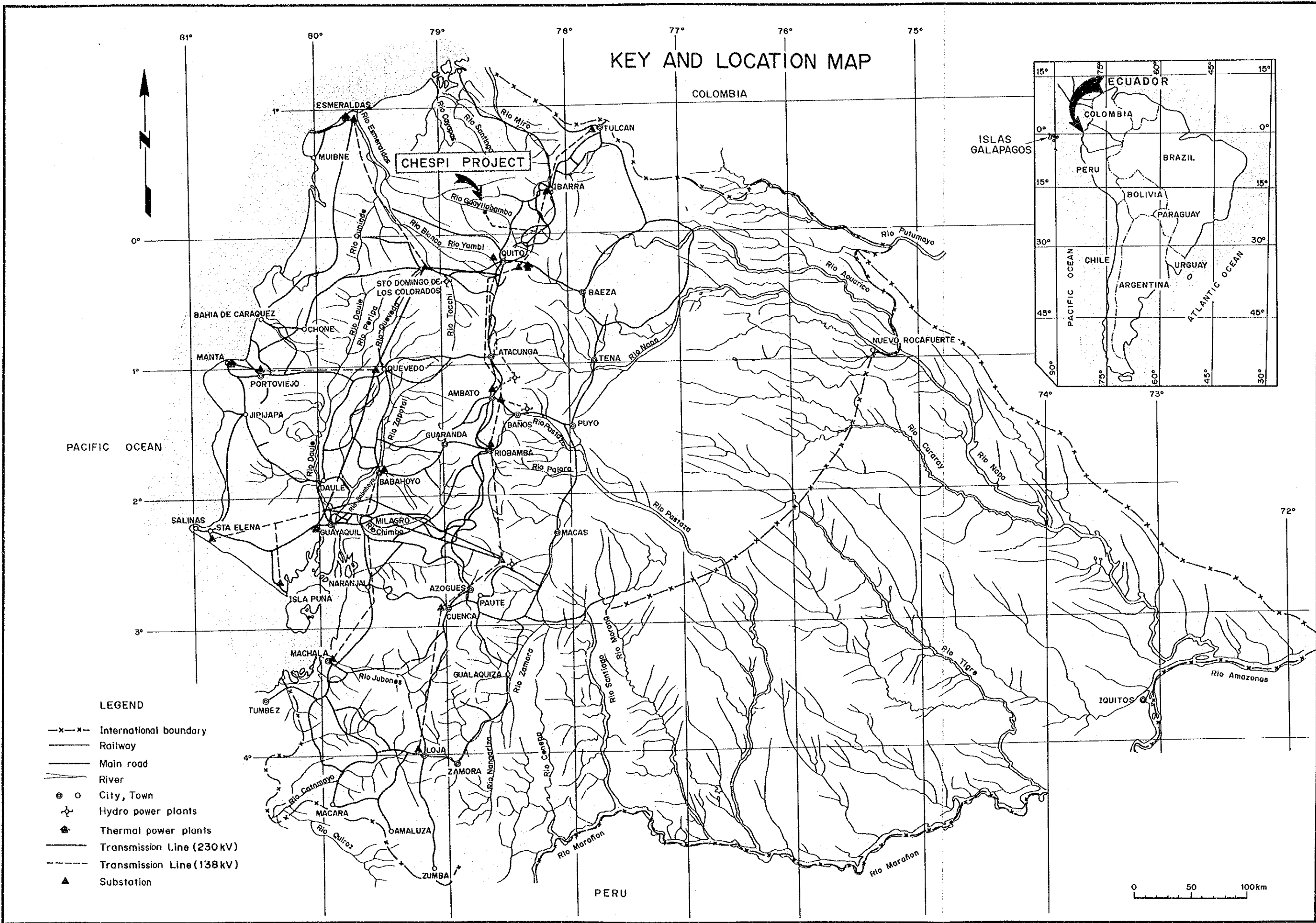
1986年8月

国際協力事業団

総裁 有田圭輔



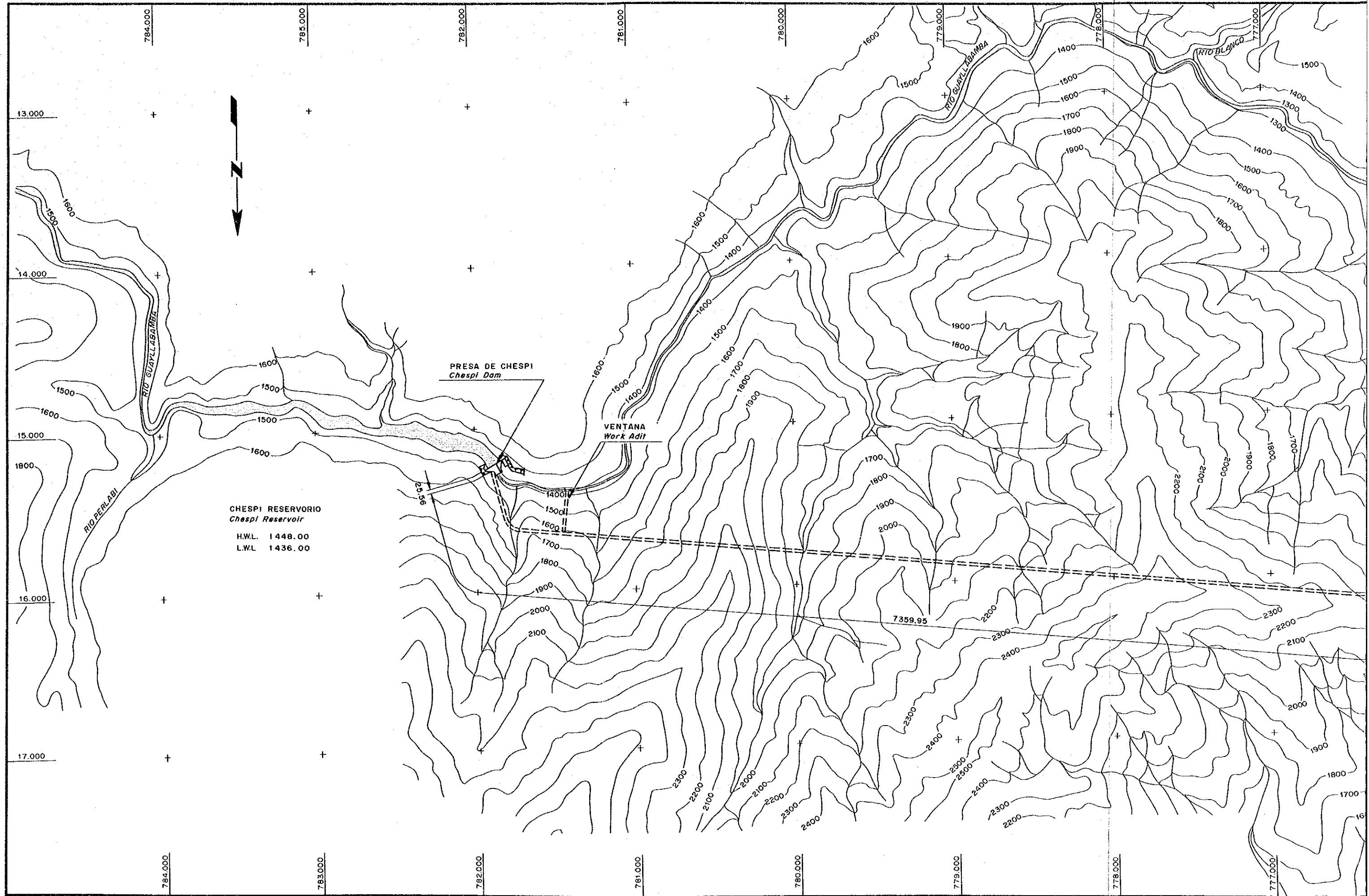
KEY AND LOCATION MAP

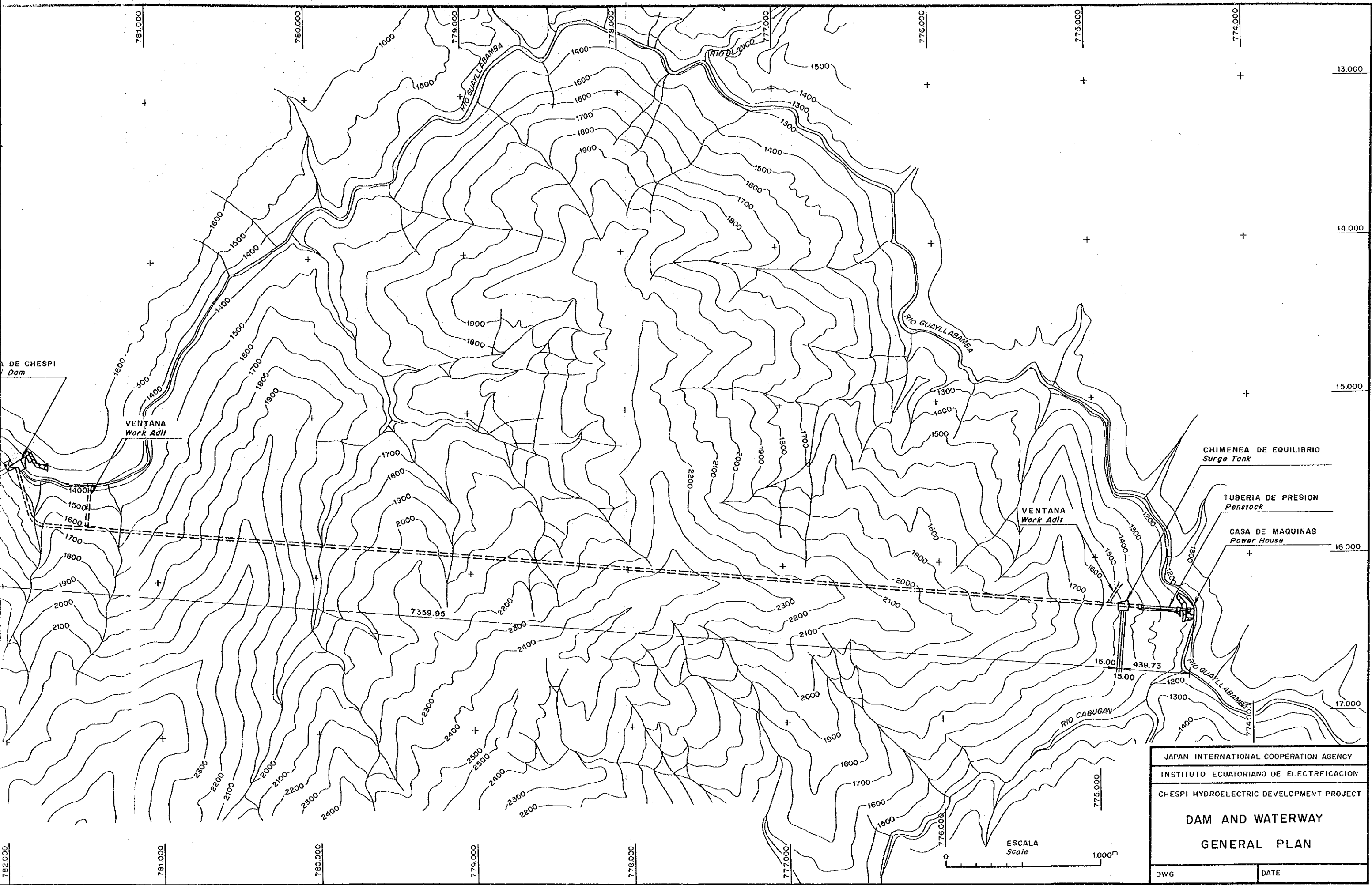


LEGEND

- x-x- International boundary
- Railway
- Main road
- River
- ⊙ ○ City, Town
- ⚡ Hydro power plants
- ⊕ Thermal power plants
- Transmission Line (230kV)
- - - Transmission Line (138kV)
- ▲ Substation

0 50 100km





JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
DAM AND WATERWAY	
GENERAL PLAN	
DWG	DATE

目 次

第1章 結 論	1 - 1
1.1 エクアドル共和国の概要	1 - 1
1.2 計画の経緯	1 - 3
1.3 過去に実施された調査	1 - 5
1.4 業務目的と範囲	1 - 6
1.5 現地調査および調査団員	1 - 6
第2章 結論と勧告	2 - 1
2.1 結 論	2 - 1
2.2 勧 告	2 - 3
第3章 電力需要供給計画	3 - 1
3.1 電気事業の現状	3 - 1
3.2 電力需要想定	3 - 4
3.3 需要供給バランス	3 -19
第4章 水文と気象	4 - 1
4.1 基本的考察	4 - 1
4.2 計画流域の気象の概要	4 - 2
4.3 気象および流量観測所	4 -12
4.4 水文周期	4 -17
4.5 流量資料の欠測補填	4 -19
4.6 地点の流量	4 -30
4.7 設計洪水量	4 -34
第5章 地質および材料	5 - 1
5.1 序論	5 - 1
5.2 地質調査工事	5 - 1

5.3	広域地質	5-2
5.4	各構造物地点の地質	5-5
5.5	建設材料	5-15
第6章	開発計画	6-1
6.1	開発計画の概要	6-1
6.2	電力量計算	6-6
6.3	開発規模の検討	6-29
6.4	開発時期の検討	6-41
第7章	予備設計	7-1
7.1	ダム	7-1
7.2	取水口	7-34
7.3	導水路トンネル	7-35
7.4	調圧水槽	7-40
7.5	水圧管路	7-44
7.6	発電所	7-61
7.7	電気設備	7-84
第8章	送電線計画および系統解析	8-1
8.1	電力系統の概要	8-1
8.2	C h e s p i 計画の送電計画	8-5
8.3	系統解析	8-13
8.4	結論と提言	8-41
第9章	建設工事	9-1
9.1	工事工程	9-1
9.2	施工計画	9-6
9.3	建設工事費	9-16

第10章 環 境	10 - 1
10. 1 一般状況	10 - 1
10. 2 自然環境	10 - 2
10. 3 社会環境	10 - 4
10. 4 ダム、発電所建設が環境に与える影響	10 - 7
10. 5 総合評価	10 - 8

第11章 財務・経済評価	11 - 1
11. 1 I N E C E Lの財務状況	11 - 1
11. 2 財務分析	11 -10
11. 3 経済分析	11 -37
11. 4 総合評価	11 -47

A P P E N D I X

(1) 中間報告書要約	1
(2) 水文資料	83
(3) 地質資料（調査工事結果他）	165
(4) 地震解析	201
(5) 工事費積算資料	223
(6) 電気関係資料	253

第 1 章 緒 論

第1章 緒 論

1.1 エクアドル共和国の概要	1 - 1
1.1.1 地 理	1 - 1
1.1.2 気 候	1 - 1
1.1.3 人 口	1 - 2
1.1.4 経 済, エネルギー資源	1 - 2
1.2 計画の経緯	1 - 3
1.3 過去に実施された調査	1 - 5
1.4 業務目的と範囲	1 - 6
1.4.1 目 的	1 - 6
1.4.2 範 囲	1 - 6
1.5 現地調査および調査団員	1 - 6

第 1 章 結 論

1. 1 エクアドル共和国の概要

1. 1. 1 地 理

エクアドル共和国は、南米大陸西北部の赤道直下に位置しており、北はコロンビア国、東および南はペルー国、西は太平洋に面しており、太平洋上にはガラパゴス (Galapagos) 諸島を有している。面積は約28万km²で、南米では仏領ギアナ、ウルグアイ、ガイアナに次ぎ4番目に小さい国である。国の中央を、コロンビア国より続くアンデス山脈が南のペルー国まで走り、その山脈が東と西の二つの連山に分かれている。そのため、両連山の間の盆地は標高1,800~3,000mの高原となり、この地域には人口が多い。二つの連山には最高峰チンボラソ (Chimborazo 6,310m) 山をはじめ、30以上の火山が連なっているが、活火山は世界最高峰活火山として知られるコトパクス (Cotopaxi 5,897m) 山を含め三山ある。

また、エクアドル国は地理学的には、太平洋沿いの海岸地帯、アンデス山脈にはさまれた高原山岳地帯、それにアマゾン源流地帯に続く東部熱帯樹林地帯の3つに大別される。本計画の対象となるGuayllabamb川の流域は高原山岳地帯であり、太平洋に流れ出るエスメラルダス (Esmeraldas) 川の支流の一つになっている。

1. 1. 2 気 候

エクアドル国は赤道直下に位置しているにもかかわらず、多様な地勢とフンボルト海流 (寒流) や中米海流 (暖流) の影響を受け、地域により様々な気候がみられる。すなわち太平洋側北部の一部とアマゾン流域の西半分にみられる高温多湿気候 (平均気温25℃、年間降雨量3,000mm~6,000mm)、太平洋側平地のやや内陸部とアマゾン流域の他の半分にみられる熱帯性高温多湿気候 (平均気温14℃~24℃、年間降雨量2,000mm以上)、太平洋の一部の熱帯性高温準乾燥気候 (平均気温20℃~26℃、雨は少ないが湿度は80%前後)、標高3,000m前後の高地の赤道温暖気候 (乾期と雨期がはっきり分かれており、Chespi計画地点流域はこの地域に入る)、3,000m以上の高地の赤道高山気候 (降雨量1,000mm~2,000mm、雨期には毎日雨があり、湿度は60%~80%) 等である。

なお本計画は、前述のエスメラルダス (Esmeraldas) 川の支流 Guayllabamba 川に位置し、流域は標高 1,500 m 以上の高地の温暖準多湿気候と、3,000 m 以上の高地の赤道高山気候とに属し、年平均降雨量は地域によって異なるが 600 mm ~ 1,600 mm である。

1. 1. 3 人 口

エクアドル国の総人口は 1983 年現在で、925 万人と推定され、近年の人口増加率は 3.5% である。人口密度は 1 平方キロメートル当り 32.6 人であるが、アンデス山脈の谷間に位置するキトー (Quito)、アンバト (Ambato)、イバラ (Ibarra)、リオバンバ (Rio Bamba)、クエンカ (Cuenca) およびロハ (Loja) 等の主要都市に全体の 49%、太平洋海岸地帯に 48%、東部アマゾン地帯その他に 3% が居住している。

(人種構成はメスディソ 40%、インディオ 39%、白人 10%、ムラト 11% となっている。)

1. 1. 4 経済・エネルギー資源

1) 経 済

エクアドル国はもともと農業国であり、バナナ、カカオ、コーヒー等の熱帯農産品を主要輸出品としていた。しかし、1960 年代末にアマゾン地方で発見された油田の生産が軌道にのり、1972 年から原油輸出が開始されると、絶対生産量は少ないが石油ブームが発生、年を追って原油輸出は増大し、石油収入をテコに 1970 年代に目覚ましい経済成長を達成した。

この石油収入により政府は 1973 年から経済開発 5 ヶ年計画に着手し、インフラストラクチャー整備、電源開発、工業化等に成果を上げた。しかし 1980 年以降は国際石油市況の悪化で経済成長率は低下し、81 年初頭から経済困難が見通され、政府は逐次パータ制導入、不要不急品の輸入制限強化措置をとり、82、83 年と平価切下げ、公的債務繰延べ交渉などの対策に追われた。これらの対策が効を奏し、また 83 年の水害のあと主要輸出農産品の生産が順調に立直ったこと、石油の生産、輸出増などから、84 年の貿易収支は約 11 億ドルの黒字に達し、85 年には債務繰り延べ交渉も有意に展開、石油生産も東北部アマゾン地域の油田から海岸部への輸送も日量 30 万バレルと能力上限を維持、72 年の原油生産開始以来最高の生産を記録した。またインフレも政府目標を下回り、エクアドル経済は順調に回復に向っている。

2) エネルギー資源

〔石油〕エクアドルはOPECに加盟する石油輸出国である。1972年に生産を開始し、1985年には日量30万バレルを生産しているが、生産地のほとんどがアンデス山脈東側のアマゾン地方にあり、アンデス越えのパイプラインで太平洋岸のエスメラルダス精油所に運ばねばならないのでコストは比較的高い。確認埋蔵量は1982年で15億バレルで未確認埋蔵量も含め全体で30億バレルの埋蔵があると推定されている。

〔天然ガス〕グアヤキル湾とアマゾン地方のシュシュフィンディに天然ガスが発見されており、グアヤキル湾の埋蔵量は3,770億立方フィートと推定されている。

〔水力〕エクアドルを縦断する東西アンデス山脈流域の河川から西は太平洋へ、東はアマゾン川へ流出する水量と高度差から得られる水力資源は豊富である。

1.2 計画の経緯

エクアドル国における主な水力資源地域は、1.1.4で述べたごとく当国を縦断する東西両アンデス山脈地帯である。エクアドル全体の理論包蔵水力は93.4百万kW、国土の81%をカバーする21主要河川においては、設備しうる総出力（技術的可能包蔵水力）は22百万kW、その発電可能電力量は900億kWh/年（石油換算で38万バレル/日）と云われている。

エクアドル国の事業用発電設備は、1984年4月時点において、水力728MW、火力954MW、合計出力1,682MWである。水力発電の既開発分を技術開発可能な包蔵水力22.4百万kWと比較すると、わずか3.2%にすぎない。

INECELが作成した“Catalogo de Proyectos Hidroelectricos（水力発電計画目録）、1985年3月作成”によると、下記に示す通り、電源開発は水力発電開発を主体に西暦2000年までの間に約1,966MWの開発と、580MWの石油火力設備の廃止を含め、総設備出力3,005MWとする計画である。

年	電力需要(MW)	設備出力(MW)
1985	860	1,593
1990	1,181	1,600
1995	1,605	2,224
2000	2,382	3,005
伸び率(%)	(7.0)	(4.3)

INECELはこれら水力電源開発に当って、現在から1992年までを短期、1992年から2000年までを中期、さらに2000年から2010年までを長期計画と3段階に区分し、現在建設中のAgoyan水力(156MW)およびPaute水力(1-C.500MW)を完成させると共に、2000年までに合計1,966MWの水力を開発しようとしている。

エクアドル政府は、このような水力資源の開発を推進することにより、現在保有している火力発電所で消費されている石油を輸出して、外貨獲得の一助とすべく考えており、Chespi計画は上述の中期計画の中に位置づけられている。

このような背景より、エクアドル政府はGuayllabamba川の水力発電計画のための調査を1970年代より数次にわたり進めてきており、Chespi計画、Palma Real計画およびCalderon計画の3地点についての水力発電開発計画の基本計画(Master Plan)を策定した。

今回は、この基本計画(Master Plan)の再検討およびChespi水力発電開発計画の位置付けを明確にしたうえで、本計画の技術的、経済的および社会的な妥当性を調査、検討する目的で日本政府に対し、このための技術協力の要請を行った。

この要請に基づき、日本政府は1984年7月、国際協力事業団(JICA・Japan International Cooperation Agency)鉱工業計画調査部次長、後藤教基を団長とする4名からなる現地事前調査団を派遣し、本計画調査の担当機関であるINECEL(Instituto Ecuatoriano de Electrificación)と調査方針について協議を行ない、"Scope of Work for the Peasibility Study on the Chespi Hydroelectric Power Development Project in the Republic of Ecuador"(S/W)が締結された。

このScope of Workに基づき、1985年1月、JICAは第1回目のChespi水力発電開発計画調査団をエクアドル国に派遣することとなったものである。

調査団は、具体的調査およびStudyの実施計画についてINECELと協議を行ない、この結果をInception Reportに取りまとめた。このReportに基づいて、調査団は

Guayllabamba川の中流域のChespi, Palma RealおよびCalderon計画のMaster Plan の再検討ならびにChespi計画の技術的、経済的および社会的な妥当性を調査、検討するための、現地調査を実施した。現地調査では、現地踏査、資料収集、およびINECELが作成した地形図のチェックおよび作成に協力した。また、INECEL、その他エクアドル側関係機関との協議などの結果に基づき、国内Studyを開始し、1985年6月中間報告書(Interim Report)を提出した。

上記中間報告書(Interim Report)で確認されたChespi計画について、地質調査工事(ボーリング、物理探査)を実施し、その結果を踏まえて最終Studyを行ない、1985年6月に最終報告書(案)を提出し同意を得た後1985年8月、本報告書を作成した。

1.3 過去に実施された調査

Guayllabamba川の水力発電開発計画に関連して、現在までに実施された調査は以下のとおりである。

(実施年)	(調査名)
1) 1975年	エクアドル地震図
2) 1975年	Guayllabamba川流域水力計画
3) 1975年	“ 予備補足調査
4) 1977年	“ 地質図
5) 1977年	“ 予備調査
6) 1977年	Esmeraldas川流域水力計画比較報告書
7) 1978年	エクアドル地震図
8) 1978年	Guayllabamba川流域水力計画比較報告書
9) 1979年	“ 水力F/S調査報告書
10) 1979年8月	Guayllabamba川中上流域のエコロジおよび堆砂
11) 1982年	Pisque, Intag, Chespi およびApaqui水力計画
12) 1983年2月	Cubi, Perlabi, Pamplona およびQuinde水力計画の予備水文調査報告書
13) 1983年	Chespi-Guayllabamba 水力計画
14) 1984年	Catalogo de Proyectos Hidroelectricos

1.4 業務目的と範囲

1.4.1 目的

本調査は、Guayllabamba川に位置するChespi計画、Palma Real計画及びCalderon計画の3計画について既存の基本計画（Master Plan）の再検討を行ない、Chespi水力発電開発計画の位置付けを明確にしたうえで、本計画の技術的、経済的及び社会的な妥当性を調査、検討し、その結果をフィジビリティ調査報告書としてとりまとめることを目的とする。

1.4.2 範囲

上述のChespi、Palma RealおよびCalderonの3計画について既存の基本計画（Master Plan）の再検討を行ない、Chespi水力発電開発計画の位置付けをするとともに、同地点の地質調査工事（ボーリング、物理探査）、INECELが作成する地形図の作成指導ならびにチェックを実施した後、国内Studyを行ない、フィジビリティ・レポートとして取りまとめる。

現地調査では、踏査、電力市場調査、資料収集および前述の地質調査工事、地形図作成の指導などからなっている。

国内作業では、現地調査で得られた情報をもとに水文解析、地質解析、設計ならびに工事費の積算等を実施する。

1.5 現地調査および調査団員

実施した現地調査は次のとおりである。

- | | |
|---------------------------|--|
| 1) 1985年1月10日～1985年3月10日 | 現地調査（Master Planの再検討、踏査、資料収集、地形図作成指導） |
| 2) 1985年6月16日～1985年12月24日 | 現地調査（中間報告書説明、資料収集、地形図作成指導、電力市場調査、地質調査工事） |
| 3) 1986年6月29日～1986年7月19日 | 最終報告書ドラフト説明 |

調査団の構成は下記のとおりである。

団 長	牛島 照美	総 括	電 源 開 発 (株)
	関沢 忠雄	土木(計画)	(株) EPDCインターナショナル
	掘 二郎	土木(設計)	電 源 開 発 (株)
	岸田 佳雄	土木(積算)	電 源 開 発 (株)
	三島 耕二	土木(水文)	電 源 開 発 (株)
	津田 延裕	地質(一般)	電 源 開 発 (株)
	大島 和夫	地質(ボーリング)	大 手 開 発 (株)
	高智英二郎	地質(物理探査)	(株) 開発土木コンサルタント
	古堅 和男	測 量	国 際 航 業 (株)
	勝川 宏	電気(電力)	(株) EPDCインターナショナル
	田中 昭	電気(系統)	電 源 開 発 (株)
	広田 昭久	経 済	住 友 信 託 銀 行 (株)
	川島 武志	土木(設計)	電 源 開 発 (株)
	北村 恵	土木(環境)	電 源 開 発 (株)
	佐藤 守弘	電気(設計)	電 源 開 発 (株)

第2章 結論と勧告

第2章 結論と勧告

2.1 結論	2 - 1
2.2 勧告	2 - 3

TABLE LIST

	Page
Table 2-1 . . . Development Scale of Chespi Project	2-4

第2章 結論と勧告

2.1 結論

- 1) INECELはエクアドル国の経済発展の度合いを考慮して電力需要を3段階に分けて予測している。即ち、その第一は今後25年間の電力消費の年間平均伸び率を7.4%とした上位的予測、第二は平均伸び率6.2%とした中位程度の予測及び、第三は4.9%とした下位的予測に分類している。

当調査団は国民総生産の成長率を用いたマクロ的予測手法によってINECELの電力需要予測をクロス・チェックした結果、INECELの行った上位的予測が妥当であると判断した。

しかし、その後1985年11月に正式に発表されたエクアドル国の国家開発計画はINECELが予測した第二番目の中位程度に相応した経済開発となっている事を指摘する必要がある。従って、当調査団の電力需要予測は上位値に近いと言えよう。

- 2) エクアドル国の電力需要が、このような伸び率で推移すると、1995年には送電端で1,578MW、8,293GWhとなり、1985年の電力需要に対し、それぞれ1.8倍、1.9倍に増加するものと推定される。

この増分需要に対する供給力については、INECELは現在建設中または建設を計画中のプロジェクトにより確保しようとしている。

しかしながら、1995年以後については供給力が不足することとなる。この増分需要をまかなう新規電源を確保するため、新しいプロジェクトの整備拡充を図る必要がある。

今回調査検討したChespi水力開発地点はその有力な候補地点の1つと判断される。このためINECELが計画中的他水力開発地点と技術経済資金等の条件を総合的に検討し、開発順位を設定することが期待される。

- 3) Guayllabamba川中流域の開発地点としては上流からCalderon, ChespiおよびPalma Realの各水力開発地点がマスタープランのレビュー対象となっていたが、河川の蛇行を巧みに利用するChespi水力開発地点が最も経済的な開発地点である。

この開発地点の最適開発規模は最大使用水量 $70\text{m}^3/\text{s}$ 、有効落差278m、最大出力167MW、年間発生電力量940GWh、送電線を含めた1985年12月時点の総建設費は $241.970 \times 10^3\text{US\$}$ である。開発計画の主な諸元をTable 2-1に示す。

- 4) 全国連系における電力量需要供給バランスの検討によると最濁水年では1994年12月以後供給不足が生ずる可能性がある。その主要な要因は水力電源の大半がアマゾン川流域に位置し、その水文特性が共通しているため、季節的流出傾向が類似しているためである。さらに火力電源が漸次廃止される計画となっているためである。
- 5) Chespi水力発電計画地点は太平洋側流域に位置しており、月別発生電力量の傾向は、アマゾン川流域の水力電源のそれとは対照的である。従って、水力電源がアマゾン川流域に片寄っている状態にChespi水力発電所の電力量を全国系統に連系すれば、本地点の雨期（10月 - 4月）の電力量がほとんど有効化し全国系統への全水力電源の月別電力量の変動を平滑化する役割をはたすことになる。
- 6) 電力系統運用上、首都圏および北部地方の電力需要は南部、中央および海岸地方から主に供給されている。本計画地点の電力を電力系統に投入すると上記地域からの電力の依存度が軽減されると共に電力系統が安定化される。
- 7) 本報告書の目的はChespi水力計画のフィジビリティを確認する事であり、INECELが計画している他のプロジェクトとの運転開始時期の比較検討は本報告書の範囲外である。しかし電力の需要供給バランスの検討および上記の諸条件を考慮すると1995年には供給力が不足する事が予想されるため、運転年を同年と想定する。
- 8) 本計画地点の建設に当たって地質的、技術的問題は特に見当たらない。運転開始後の調整池への流入土砂は、適切な排砂操作を行うことにより、発電運用上特に支障をきたすとは考えられない。
- 9) Chespi水力計画が開発される時点では、全国連系系統は 230kVのループが構成されているため、系統運用上好ましい状態にある。この系統とChespi発電所との連系は供給信頼度の高い2回線送電線で San Antonio変電所とする事が、経済性、系統安定上推奨される。
- 10) 耐用年数間均等発電原価は、38mil/kWh であり、内貨分にシャドウ交換レートを、外貨分にはこれを考慮しない場合のプロジェクトの社会価格は $208,719 \times 10^3$ US\$ となる。経済および財務分析に当たっては現在価値手法が採用された。エクアドル共和国の国民経済的視点からの位置付けを把握するための経済費用を用いた運転開始時点での財務的および経済的内部収益率はそれぞれ6.19%および13.50%である。
- 11) Chespi水力発電計画の実施が、Guayllabamba川の自然、社会環境に与える影響については、Primitive な調査を実施した結果、基本的に本計画の開発を阻害するような

大きな環境上の問題は無く、逆にダム、発電所等の建設がこの地域の発展に貢献し、現在よりもより良い社会環境を作り出すことが可能になるものと判断される。

2.2 勸告

- 1) 需要予測は電源開発計画を決定するための重要パラメータであるが、このパラメータは不確定要素が多いため、INECELによって作成された需要予測について感度分析を実施する必要がある。
- 2) 需要成長率および最濶水年での電力供給力を考慮すると電力需要の観点から1995年に供給不足が生じる可能性がある。従って本報告書では Chespi 計画の運転開始年を1995年と設定した。

本計画の運転開始年はINECELで考えている他計画地点との技術的、経済的、資金調達等を比較検討の上、最終的に決定されるべきである。

本計画の特性及びINECELが計画している地点との比較検討のため、INECEL自体の手法による経済性、電力量特性を検討することが望まれる。

- 3) 本計画の詳細設計に当たって、大縮尺の地形図、調整池周辺のLahar 堆積物を含めた地質調査及び材料調査を実施する必要がある。
- 4) 調整池での堆砂形状及びこの堆砂の排砂方式を検討するため、河川流量と堆砂量の関係、堆砂の粒度分布の測定を高頻度に、且つ詳細に実施する必要がある。

Table 2-1 Development Scale of Chespi Project

Item	Unit	Development Scale
Development System	-	Daily Regulation
Catchment Area	Km ²	4,606
Regulating Reservoir		
High-Water level	m	1,448
Total Storage Capacity	10 ⁶ m ³	3.3
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	1.5
Available Depth	m	12
Power Generating		
Effective Head	m	278.5
Maximum Discharge	m ³ /s	70
Installed Capacity	MW	167
Annual Energy Production	GWh	979 (Av. 1965 - 1984)
Dam		
Type	-	Concrete Gravity
High x Length	m x m	60 x 120
Volume	10 ³ m ³	116
Water Way		
Tunnel (D x L x n)	m x m x n	5.2 x 7,360 x 1
Penstock (D x L x n)	m x m x n	(4.5 2.1) x 552.85 x 1
Spillway		
Design Flood Discharge	m ³ /s	2,300
Turbine		
Type	-	Vertical Shaft, Francis
No. of Unit	unit	2
Generator		
Type	-	3-Phase, Alternating Current Synchronous Generator
No. of Unit	unit	2
Transmission Line		
Distance	-	San-Antonio Infernillo
Voltage x Length	KV x Km	138 x 22
Total Construction Cost	106US\$	299
Economical Indices		
Benefit-Cost Ratio (B/C)	-	*1.610 (Discount Rate = 12%)
Economic Internal Rate of Return (EIRR)	%	13.50

Note: * Cost comparison with the alternative thermal power plant.

第 3 章 電力需要供給計画

第3章 電力需要供給計画

3.1 電気事業の現状	3 - 1
3.1.1 電力需給の実績	3 - 1
3.1.2 発電設備	3 - 3
3.1.3 送変電設備	3 - 4
3.2 電力需要想定	3 - 4
3.2.1 需要想定背景	3 - 4
3.2.2 INECELによる需要想定	3 - 5
3.2.3 マクロ手法による需要想定	3 - 8
3.2.4 検討結果の比較	3 - 16
3.3 需要供給バランス	3 - 19
3.3.1 供給力	3 - 19
3.3.2 計画中発電設備の供給量	3 - 19
3.3.3 kWおよびkWh バランス	3 - 24

TABLE LIST

	Page
Table 3-1 Actual Energy Demand	3-2
Table 3-2 Power Consumption Ratios by Type of Demand	3-3
Table 3-3 Installed Capacity at 1984	3-3
Table 3-4 Characteristic Consumption Special Load	3-7
Table 3-5 Division of Actual Consumption	3-8
Table 3-6 Demand Forecast by INECEL	3-12
Table 3-7 Basic Data for Demand Forecast	3-13
Table 3-8 Results of Demand Forecast by Macro-Method	3-14
Table 3-9 Results of Demand Forecast by INECEL	3-15
Table 3-10 Comparison of Demand Forecasts	3-16
Table 3-11 Growth Rate of GDP	3-18
Table 3-12 Monthly Energy Demand of Electric Company	3-22
Table 3-13 Existing Generating Facilities in Ecuador	3-23
Table 3-14 Power Balance of Demand and Supply	3-29
Table 3-15 KWh Balance of Each Year	3-30

FIGURE LIST

Fig. 3-1 Correlation Between Per Capita and Growth Rate	3-10
Fig. 3-2 Correlation Between Per Capita GNP and Per Capita Energy	3-11
Fig. 3-3 Comparison of Energy Demand Forecasts	3-17
Fig. 3-4 Results of Monthly Energy	3-21
Fig. 3-5 Power Balance of Maximum Demand and Supply	3-25
Fig. 3-6 Demand - Supply Balance Curve (with Chespi Project)	3-27

第3章 電力需要供給計画

3.1 電気事業の現状

エクアドルの電気事業は、天然資源・エネルギー省の管轄下にある。電力の供給は、主としてエクアドル電力公社(INECEL)、INECEL傘下の17の電力会社、米国資本のEMELEC及び地方自治体によって行われており、その他に自家用発電設備を保有する需要家がわずかに存在する。

エクアドル国の最も大きな電力消費地はQuito及びGuayaquilであり、この2都市で全国の電力需要の約67%(1984年)を占めている。沿岸部および東部地方では、コーヒー、バナナ、マニラ麻等の農産物が生産されており、上記都市部では石油関連製品、農産加工品、タイヤ、繊維、合板等が生産され、工業化への途上にある。

3.1.1 電力需給の実績

1984年に於ける自家用発電設備を除く実績は次の通りである。

発生電力量	4,207GWh	(水力76%、火力24%)
最大電力	839MW	(年負荷率・57.2%)
全人口	9,250,000人	(1983年推定)
1人当りの発電設備	182W/1人	
“ 発生電力量	455kWh/1人・年	

Table 3-1 に電力需要の実績を、Table 3-2 に1983年の需要家別需要電力量の構成比を示す。

Table 3-1 Actual Energy Demand

Year	Consumption (GWh)	Generation① (GWh) 1/	Generation② (GWh) 2/	Max. demand (MW) 2/
1965	414.0	492.0	492.0	117.0
1966	438.0	534.0	534.0	127.4
1967	485.0	587.0	587.0	145.8
1968	550.0	668.0	668.0	162.4
1969	626.0	754.0	754.0	177.8
1970	684.0	822.0	822.0	193.4
1971	740.0	905.0	905.0	214.4
1972	824.0	994.0	994.0	229.7
1973	988.0	1,080.0	1,080.0	337.7
1974	1,041.0	1,257.0	1,257.0	281.1
1975	1,200.0	1,458.0	1,458.0	323.7
1976	1,437.0	1,696.0	1,696.0	380.2
1977	1,662.0	2,005.0	2,002.0	444.9
1978	1,988.0	2,370.0	2,363.0	508.1
1979	2,330.0	2,742.0	2,706.0	575.7
1980	2,615.0	3,101.0	3,057.0	647.4
1981	2,838.0	3,410.0	3,344.0	712.1
1982	3,077.0	3,819.0	3,694.0	754.4
1983	3,245.0	4,021.0	3,869.0	773.5
1984	3,376.0	4,207.0	4,025.0	803.3

1 J Generated Energy

2 J Output of Primary Substation

Table 3-2 Power Consumption Ratios by Type of Demand

Type of demand	Ratios (%)
Residential	41.3
Commercial	15.2
Industrial	32.8
Public Lighting, other	10.7
Total	100.0

3.1.2 発電設備

1984年における電気事業の保有発電設備量は、1,686.5MW であり、水力43%、火力57%の構成比となっている。この他に151.4MW の自家用発電設備があり、全国合計では、1,837.9MW に達している。

INBCBLでは、脱石油化を目指し、大規模な水力開発に力を注いでいる。その一環として開発された出力500MWのPaute A, B 水力発電所（1983年4月運開）は、供給能力の安定化に寄与すると共に、水力の設備率を著しく高めることとなった。

Table 3-3 Installed Capacity at 1984

(unit:MW)

Proprietor kind of Power Plant	INECEL (SNI)	Regional Electric Company	Self-Governing body	Total of Public Service	Private Electric Company	Total of Nation
Hydro Power Plant	570.0	158.4	3.3	731.7	14.6	746.3
Thermal Power Plant	382.5	570.7	1.6	954.8	136.8	1,091.6
• Vapor	271.0	63.0	-	334.0	-	334.0
• Diesel	31.2	363.1	1.6	395.9	136.8	532.7
• Gas	80.3	144.6	-	224.9	-	224.9
Total	952.5	724.7	4.9	1,686.5	151.4	1,837.9

3.1.3 送変電設備

全国連系送電系統 S. N. I と、地方電力、自治体の1984年における送変電設備は以下の通りとなっている。

・全国連系送電系統

送電線	230kV	510km
	138kV	590km
	計	1,100km
変電所	230/138, 69kV	1,200MVA
	138/69, 46 kV	1,609MVA
	34.5, 13.8	
	計	2,809MVA

・地方電力と自治体の送配電網

69kV	1,393km
46kV	112km
34.5kV	297km
計	1,802km

3.2 電力需要想定

電力需要想定は、供給計画、電源・送変電計画、及び燃料計画等電力会社経営計画の基盤となるものである。ここでは、INECELで実施されている需要想定の詳細を述べ、次に、既に国際原子力機構（IAEA）及び世界銀行（IBRD）で承認され、採用されているマクロ手法での需要想定を行ない、クロスチェックを行なうこととする。

3.2.1 需要想定背景

エクアドル国における公共部門の総消費電力量は、1965年から1984年の間に約8.2倍（年平均増加率11.7%）に増加した。その伸び率は、1975年から1980年の期間に最大値に達し、1980年からはスローダウンを示し始めている。

同様の傾向は下表の如く最大消費電力にも見られる。

消費電力量及び消費電力の伸び率（%）

	1965-1970	1970-1975	1975-1980	1980-1985
消費電力量	10.5	11.9	16.9	6.6
*消費電力	10.6	10.9	14.9	5.5

* 1次変電所出口の値を示す。

これらは概略次の理由によっている。

・1965～1969：工業化を目指した経済計画が展開し始め、これによる工業用電力の消費量が大幅に伸び始めた。

・1970～1979：1972年に始まった石油の探掘及び輸出ブームにより、エクアドルの史上、未曾有の加速的な経済成長が生じた。この間の国内総生産の増加率は、1970～1974年の5ヶ年で12%、1975～1979年の5ヶ年で6%を示しており、家電製品の購買力の向上が更に消費電力量の増加をもたらした。

又、1973年からは、石油のロイヤリティを財源とする国家電化基金の創設に支えられ、電源開発計画、送変電拡充計画が急速に具体化し、より広汎な区域への電力の供給が可能となった。

・1980～1984：国際石油価格の下落、1982、1983の2ヶ年に亘る気象異変（エルニーニョ）および累積財政赤字等を要因とする経済成長の鈍化により、電力消費量の伸び率がスローダウンした。

1980～1982年の間の国内総生産の伸び率は僅か3%となり、1983年には-3.8%を示した。

電力契約加入者

1966年	175,000
1983年	904,000

電力の供給を受けられる人口のパーセンテージ

1966年	23.8 %
1983年	59.4 %

3. 2. 2 INECELによる需要想定

前節に記述したとおり、1980年代に入り、エクアドル経済の趨勢は大きく変動した。特に1983年には、深刻な危機に直面し、農業、建設業、製造工業そして商業などを中心に、あらゆる生産活動がその影響を受けた。INECELにおいては、この影響を考慮し、需要の見直しを行っている。

以下にINECELにより実施されている需要想定の方法と、1985年の想定値について述べる。

INECELでは、将来の需要予測に当り、基本的には次の3つのレベルで調整及び予測が可能なコンピュータモデルを用いている。

a. 全国的包括レベルの予測

b. 地域的包括 "

c. 地域的部門 "

全国大での基本的でマクロな需要予測を先ず行い、次にそれを地域の特性に応じ、投影している。

この段階で2つの異質な消費区分に分類し、差別的処理を可能にしている。(Table 3-4)

地域的部門レベルの予測は、全国的包括計画に基づき各地方電力会社のために作成されている。

これは、総消費を、住宅用、商業用、産業用及びその他(街路照明、公共機関等)の4つに分類することを目的としている。(Table 3-5)

上記3モデルに使用される指数、パラメータ等の情報は、需要、損失率、負荷率といった市場の技術的なデータと、国内総生産、石油の輸出さらには中央銀行、CONADEの公文書といった巨視的経済データから成っている。

又、1984年の総消費電力量の26%がQuitoで41%がGuayaquilで消費されている。この2大都市で総消費電力量の60%以上を占める傾向は長年継続していることから、これが需要想定上の大きな指針となっている。

代表的な全国包括レベルの予測は、下記により行われた。

a) 消費電力量の計算

全国大での需要予測を行なうため、INECELでは、1967~1983年の期間における歴史的資料を適用し、次のモデルを得ている。

$$I_n C_{(t)} = -2.07 + 0.107 I_n PIB_{(t-1)} + 0.207 I_n PIB_{(t-2)} + 0.805 I_n C_{(t-1)}$$

但し、

$C_{(t)}$: t年の消費電力量

$C_{(t-1)}$: t-1年の "

$PIB_{(t-1)}$: t-1年の国内総生産

$PIB_{(t-2)}$: t-2年の "

b) 発生電力量及び最大電力の計算

予測モデルによる公共部門の消費電力量が確定した後、2次送電、配電による損失及び負荷率の予測を行ない、S N I 主変電所レベルの発電及び最大電力の見積りが行なわれる。

$$P_g = \frac{C(t)}{(1-Lsf)}$$

$$P_{max} = \frac{P_g}{Lf \times 8760}$$

但し、
 P_g = 発生電力量 [MWh]
 P_{max} = 最大電力 [MW]
 Lsf = 損失率
 Lf = 負荷率

1985 年に行なわれた予測の概要は次の通りである。

Year	Consumption	Growth rate (%)	Loss factor (%)	Generation (Gwh)	Load factor (%)	Max demand (MW)
1985	3,567		18.1	4,357	57.2	869
1990	4,942	6.7	16.8	5,940	59.3	1,143
1995	6,964	7.1	16.0	8,293	60.0	1,578
2000	10,427	8.4	15.2	12,295	61.0	2,301
2005	15,471	8.2	14.4	18,074	61.7	3,344
2010	22,668	7.9	13.6	26,241	62.5	4,792

Table 3-4 Characteristic Consumption Special Load

Year	Consumption (Gwh)	Generation (Gwh)	Max. Demand (MW)	Consumption (Gwh)	Generation (Gwh)	Max. Demand (MW)
1985	3,466	4,249	848	101	108	21
1990	4,588	5,564	1,095	354	376	48
1995	6,542	7,844	1,528	422	449	50
2000	9,821	11,651	2,239	606	644	62
2005	14,760	17,317	3,278	711	757	66
2010	21,907	25,430	4,720	761	811	72

Table 3-5 Division of Actual Consumption

Year	Residential	Commercial	Industrial	Others	Total
1975	41	16	32	11	100
1979	40	15	35	10	100
1980	40	15	36	9	100
1981	39	15	37	9	100
1982	39	15	35	11	100
1983	41	15	33	11	100
1984	41	15	34	10	100
1985	40	15	34	11	100
1990	40	15	35	10	100
1995	40	15	36	9	100
2000	40	14	36	10	100
2005	39	13	38	10	100
2010	38	12	41	9	100

3. 2. 3 マクロ手法による需要想定

ここでは、INECELによる需要想定結果のクロスチェックを行なうため、国連統計資料を基礎諸元としてGNPによるマクロ的な需要想定を行った。

a) GNPに基づく需要想定

国内の電力需要と国民経済の間には、相関関係があることが、統計的に実証されている。特に人口1人当りのGNPと人口1人当りの電力量の間には、かなり高い相関が存在することが知られている。

本調査では、今般1960年から1979年までの20年間にわたる約80に及ぶ世界各国の実績を基礎とし、GNPと需要の値を国民1人当りについてとらえ、統計処理を行った。

今回の需要想定（発電端発生電力量）はこの統計処理された最新の資料を用い、後述の通り行われた。

尚、本計算に当っては、エクアドル国の今後の経済が、国際的に協調のとれた歩調をとり、世界各国と同じ方向を向いて成長、発展し得ることを前提としてい

る。

i) 指針及び統計指標;

「世界的視野からみた発展途上国のエネルギーおよび電力の長期需要想定方法」

(1985 年 9 月 青木波磨顕著)

ii) 想定期間; 29年 (1982~2010)

iii) 算定条件;

Table 3-7 に示すように、1981年以降のエクアドル国のGNPは政府による種々の振興措置にもかかわらず、国際石油価格の下落、エルニーニョによる気象異変、累積財政赤字等の要因などが重なって低迷している。

このため電力需要の増加も抑制されることとなっているが、この低迷を一時的な現象と判断し、想定の出発点を1981年とした。

- ・人口1人当りのGNP (1980年ベース) : 1563.8 US\$ (1981年)
- ・人口1人当りのGNPの伸び率 : 3% (1977~81年の5年平均2.9%)
- ・人口1人当りの電力量 : 437.2kWh (1981年)
- ・人口 : 7.8×10^6 人 (1981年)
- ・人口増加率 1982~ 85年 : 2.8% (1981~84年の4年平均2.8%)
1986~2010年 : 2.7% (1975~84年の10年平均2.7%)

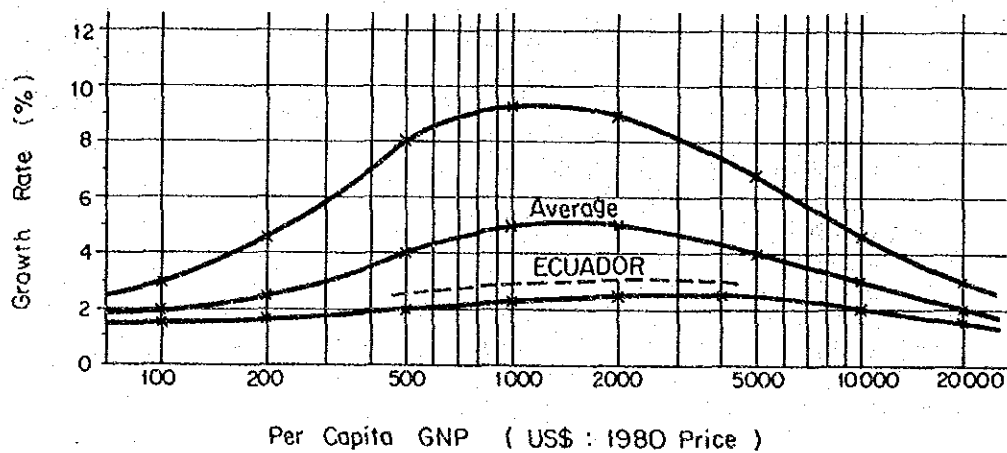
人口1人当りのGNPとその成長率との相関関係はFig3-1を基準とし、人口1人当りのGNPと人口1人当りの電力量の相関関係はFig3-2によるものとした。

b) 想定結果

Table 3-7、Fig3-1、Fig3-2に基づいて年毎の総発電電力量を求めたものがTable 3-8 に示されている。なお最大電力の想定値はINECELにより予測されている負荷率から60%と想定し、総発電電力量から算出した。

尚INECELによる方法は1次変電所端需要であるため、実績を考慮し、Table 3-9 の通り発電端発生電力量に換算した。

Fig. 3-1 Correlation Between Per GNP Capita and Growth Rate



GNP/Capita (US \$)	Growth Rate (%)	Average Growth Rate (%)
1560	3.00	
		3.00
1700	3.05	
		3.05
1900	3.10	
		3.10
2100	3.10	
		3.10
2300	3.10	
		3.05
2500	3.05	
		3.05
2700	3.05	
		3.00
2900	3.00	
		3.00
3100	3.00	
		2.95
3300	2.95	
		2.95
3500	2.95	
		2.90
3700	2.90	
		2.90
3900	2.90	

Fig. 3-2 Correlation Between Per Capita GNP and Per Capita Energy

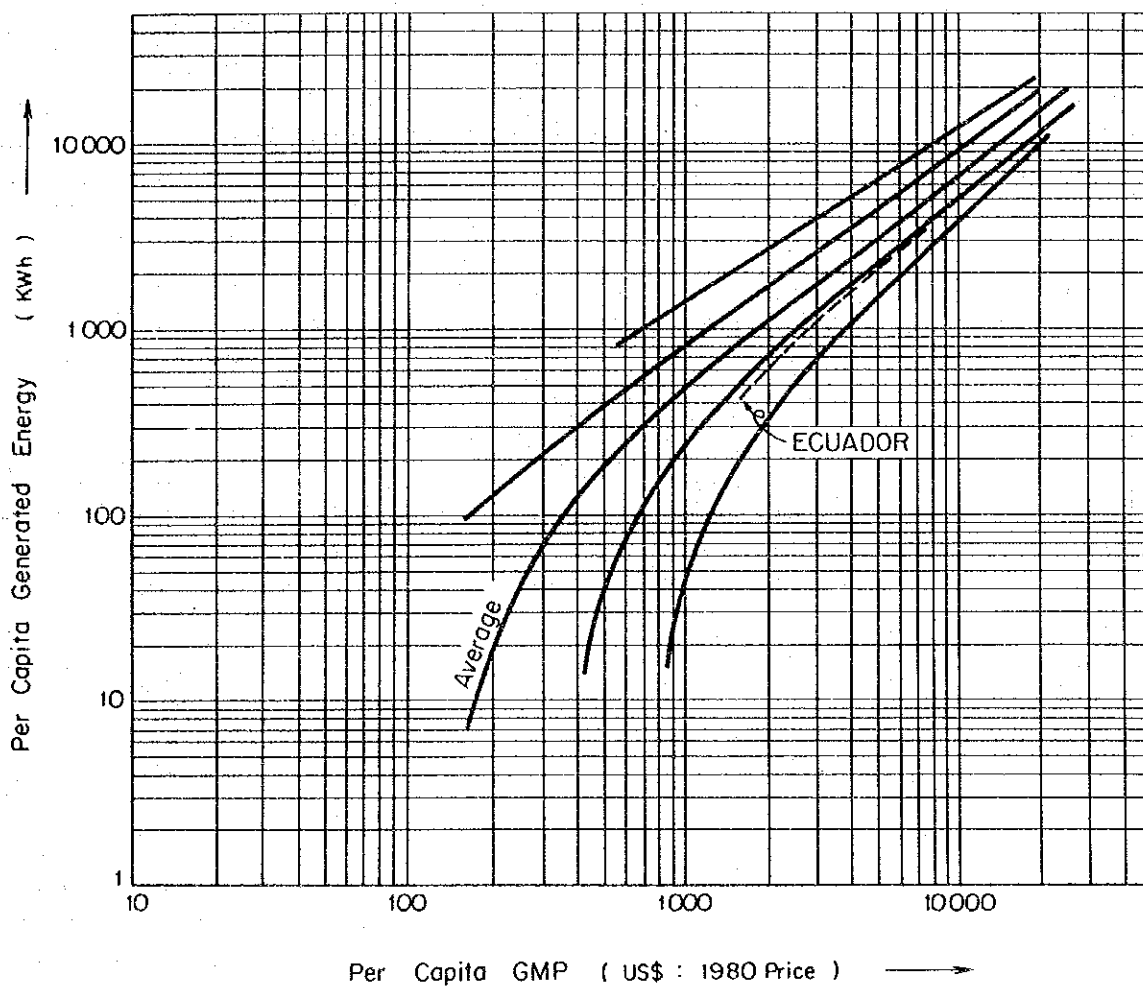


Table 3-6 Demand Forecast by INECEL
(S.N.I. + E.E. + MUNICIPIOS)

Ls.f : Loss factor
L.f : Load factor

Year	Characteristic Consumption					Special Load					Total				
	Consumption (GWh)	Ls.f (X)	Generation (GWh)	L.f (X)	Max. Demand (MW)	Consumption (GWh)	Ls.f (X)	Generation (GWh)	L.f (X)	Max. Demand (MW)	Consumption (GWh)	Ls.f (X)	Generation (GWh)	L.f (X)	Max. Demand (MW)
1985	3466	18.4	4249	57.2	848	101	-	101	-	21	3567	18.1	4357	57.2	869
1986	3637	18.2	4448	57.3	886	106	-	114	-	22	3743	18.0	4562	57.4	908
1987	3827	18.1	4670	57.5	927	157	-	160	-	32	3984	17.7	4838	57.6	959
1988	4044	17.9	4926	57.7	975	160	-	172	-	33	4204	17.5	5098	57.7	1008
1989	4297	17.7	5222	57.9	1030	195	-	209	-	36	4492	17.3	5431	58.2	1066
1990	4592	17.5	5564	58.0	1095	354	-	376	-	48	4942	16.8	5940	58.3	1143
1991	4886	17.3	5909	58.2	1159	320	-	340	-	49	5206	16.7	6249	59.1	1208
1992	5236	17.2	6321	57.9	1246	342	-	364	-	49	5578	16.6	6685	58.9	1295
1993	5629	17.0	6779	58.4	1315	369	-	393	-	49	5998	16.4	7172	59.6	1374
1994	6060	16.8	7283	58.3	1426	417	-	444	-	50	6477	16.2	7727	59.8	1476
1995	6542	16.6	7844	58.6	1528	422	-	449	-	50	6964	16.0	8293	60.0	1578
1996	7078	16.5	8475	58.8	1645	634	-	673	-	51	7712	15.7	9148	61.6	1696
1997	7670	16.2	9155	58.9	1774	627	-	665	-	51	8297	15.5	9820	61.4	1825
1998	8317	16.1	9910	59.3	1908	493	-	525	-	52	8810	15.6	10435	60.8	1980
1999	9033	15.9	10742	59.1	2075	532	-	566	-	53	9565	15.4	11308	60.7	2128
2000	9821	15.7	11651	59.4	2239	606	-	644	-	62	10427	15.2	12295	61.0	2301
2001	10690	15.5	12653	59.4	2432	633	-	673	-	63	11323	15.0	13326	61.0	2495
2002	11622	15.4	13730	59.9	2617	658	-	700	-	63	12280	14.9	14430	61.5	2680
2003	12650	15.1	14907	59.7	2850	682	-	725	-	64	13332	14.7	15632	61.2	2914
2004	13660	14.9	16060	60.2	3045	696	-	740	-	65	14356	14.5	16800	61.7	3110
2005	14750	14.8	17317	60.3	3278	711	-	757	-	66	15471	14.4	18074	61.7	3344
2006	15957	14.6	18679	60.7	3513	720	-	767	-	67	16677	14.2	19446	62.0	3580
2007	17262	14.4	20170	60.6	3800	730	-	777	-	68	17992	14.1	20947	61.8	3868
2008	18855	14.2	21974	60.7	4133	740	-	788	-	69	19595	13.9	22762	61.8	4202
2009	20226	14.1	23538	61.7	4355	750	-	799	-	70	20976	13.8	24337	62.8	4425
2010	21907	13.9	25430	61.5	4720	761	-	811	-	72	22668	13.6	26241	62.5	4792

Table 3-7 Basic Data for Demand Forecast

Year	Population (10 ⁶)		GNP		GNP/Capita		GNP/Capita at price in 1980		Generated Energy		Generated Energy /Capita	
	(10 ⁶)	(10 ⁶) Dollars	Growth Rate (%)	(U S \$)	Growth Rate (%)	(U S \$)	Growth Rate (%)	(U S \$)	(G W h)	Growth Rate (%)	(k W h)	Growth Rate (%)
1971	5.9	1,601.9		271.5		900.6		900.6	905		153.4	
1972	6.1	1,874.4	17.0	307.3	13.2	970.8	7.8	970.8	994	9.8	163.0	6.3
1973	6.3	2,489.2	32.8	395.1	28.6	1,209.6	24.6	1,209.6	1,080	8.7	171.4	5.2
1974	6.5	3,710.5	49.6	570.8	44.5	1,247.8	3.2	1,247.8	1,257	16.4	193.4	12.8
1975	6.7	4,309.6	16.1	643.2	12.7	1,278.2	2.4	1,278.2	1,458	16.0	217.6	12.5
1976	6.9	5,316.5	23.4	770.5	19.8	1,355.7	6.1	1,355.7	1,696	16.3	245.8	13.0
	(3.2%)		27.1		23.2		8.5			13.4		9.9
1977	7.0	6,655.0	25.2	950.7	23.4	1,423.7	5.0	1,423.7	2,005	18.2	286.4	16.5
1978	7.2	7,653.8	15.0	1,063.0	11.8	1,475.3	3.6	1,475.3	2,370	18.2	329.2	14.9
1979	7.4	9,358.5	22.3	1,265.7	19.1	1,511.5	2.5	1,511.5	2,742	15.7	370.5	12.5
1980	7.6	11,733.5	25.4	1,543.9	22.0	1,543.9	2.1	1,543.9	3,101	13.1	408.0	10.1
1981	7.8	13,946.5	18.9	1,788.0	15.8	1,563.8	1.3	1,563.8	3,410	10.0	437.2	7.2
	(2.5%)		21.3		18.3		2.9			15.0		12.2
1982	8.1	14,377.9	3.1	1,775.0	▲ 0.7	1,320.9	▲ 15.5	1,320.9	3,819	12.0	471.5	7.8
1983	8.3	12,977.1	▲ 9.7	1,563.5	▲ 11.9	828.9	▲ 37.2	828.9	4,021	5.3	484.5	2.8
1984	8.5	10,061.2	▲ 22.5	1,183.7	▲ 24.3	480.7	▲ 42.9	480.7	4,207	4.6	494.9	2.1
	(2.9%)		▲ 10.3		▲ 12.8		▲ 32.5			7.3		4.2

Table 3-8 Results of Demand Forecast by Macro-Method

Year	GNP/Capita		kWh/Capita		Population	Gross Generated Energy		Maximum Demand
	Growth Rate (%)	US\$ (1980 Price)	kWh	Growth Rate (%)	(10 ⁵)	GWh	Growth Rate (%)	(MW)
1981	3.0	1563.8	437		7.8	3.329.8		634
'82	3.0	1610	450		8.02	3.609		687
'83	3.0	1658	470		8.24	3.873		737
'84	3.0	1708	490		8.47	4.150		790
'85	3.05	1760	510		8.71	4.442		845
Average	3.0			4.5	(2.8%)		7.5	
1986	3.05	1814	530		8.95	4.744		903
'87	3.05	1869	560		9.19	5.146		979
'88	3.05	1926	590		9.43	5.564		1.059
'89	3.10	1986	620		9.69	6.008		1.143
'90	3.10	2047	650		9.95	6.467		1.230
Average	3.05			5.0	(2.7%)		7.8	
1991	3.10	2111	680		10.22	6.950		1.322
'92	3.10	2176	710		10.50	7.455		1.418
'93	3.10	2244	740		10.78	7.977		1.518
'94	3.10	2313	770		11.07	8.524		1.622
'95	3.05	2384	800		11.37	9.096		1.731
Average	3.10			4.2	(2.7%)		7.1	
1996	3.05	2456	840		11.68	9.811		1.867
'97	3.05	2531	880		11.99	10.551		2.007
'98	3.05	2609	920		12.32	11.334		2.156
'99	3.05	2688	960		12.65	12.144		2.311
2000	3.05	2770	1.000		12.99	12.990		2.471
Average	3.05			4.6	(2.7%)		7.4	
2001	3.0	2853	1.050		13.34	14.007		2.665
'02	3.0	2939	1.100		13.70	15.070		2.867
'03	3.0	3027	1.150		14.07	16.181		3.079
'04	3.0	3118	1.200		14.45	17.340		3.299
'05	2.95	3210	1.250		14.84	18.550		3.529
Average	3.0			4.6	(2.7%)		7.4	
2006	2.95	3305	1.310		15.24	19.965		3.799
'07	2.95	3402	1.370		15.65	21.441		4.079
'08	2.95	3503	1.430		16.07	22.980		4.372
'09	2.90	3504	1.490		16.51	24.600		4.680
2010	2.90	3709	1.550		16.96	26.282		5.002
Average	2.95			4.4	(2.7%)		7.2	

Table 3-9 Results of Demand Forecast by INECEL

Year	Gross Generated Energy (GWh)	Maximum Demand (MW)
1985	4,488	895
'86	4,699	935
'87	4,983	988
'88	5,251	1,038
'89	5,594	1,098
'90	6,118	1,177
'91	6,436	1,244
'92	6,886	1,334
'93	7,387	1,415
'94	7,959	1,520
'95	8,542	1,625
'96	9,422	1,747
'97	10,115	1,880
'98	10,748	2,019
'99	11,647	2,192
2000	12,664	2,370
'01	13,726	2,570
'02	14,863	2,760
'03	16,101	3,001
'04	17,304	3,203
'05	18,616	3,444
'06	20,029	3,687
'07	21,575	3,984
'08	23,445	4,328
'09	25,067	4,558
2010	27,028	4,936

注) 発電端発生電力量はINECELの実績から変電所端発生電力量×1.03と推定した。

3.2.4 検討結果の比較

INECELによって行われた需要想定結果とマクロ手法による需要想定結果の比較はTable3-10とFig3-3に示す通りである。

Table 3-10 Comparison of Demand Forecasts

Period (Year)	By INECEL		By Macro-method		Difference	
	GWh a	Growth Rate(%)	GWh b	Growth Rate(%)	c=a-b	$\frac{c}{a}$ (%)
End of 1985	4,488	7.1	4,442	7.5	46	1.0
End of 1990	6,118	6.7	6,467	7.8	-349	-5.7
End of 1995	8,542	7.1	9,096	7.1	-554	-6.5
End of 2000	12,664	8.4	12,990	7.4	-326	-2.6
End of 2005	18,616	8.2	18,550	7.4	66	3.5
End of 2010	27,028	7.9	26,288	7.2	740	2.7
1981-2010	-	7.4	-	7.4	-	-

Table3-10に示す如く、両手法による検討結果は、±5%前後の範囲にあり、余り差のないことが判明した。

1986年から2004年までは、マクロ手法の方が、又2005年から2010年までは、INECELによる方法の方が高い値を示している。これは、マクロ手法のGNP成長率が3.1%を最大とし飽和すること、又、人口1人当りの発生電力量も飽和曲線内にあるのに対し、INECELでは、Table3-11に示す通り国内総生産の成長率を初めは低く、1990年からは、一定と想定していることに起因していると思料される。

Fig. 3-3 Comparison of Energy Demand Forecasts

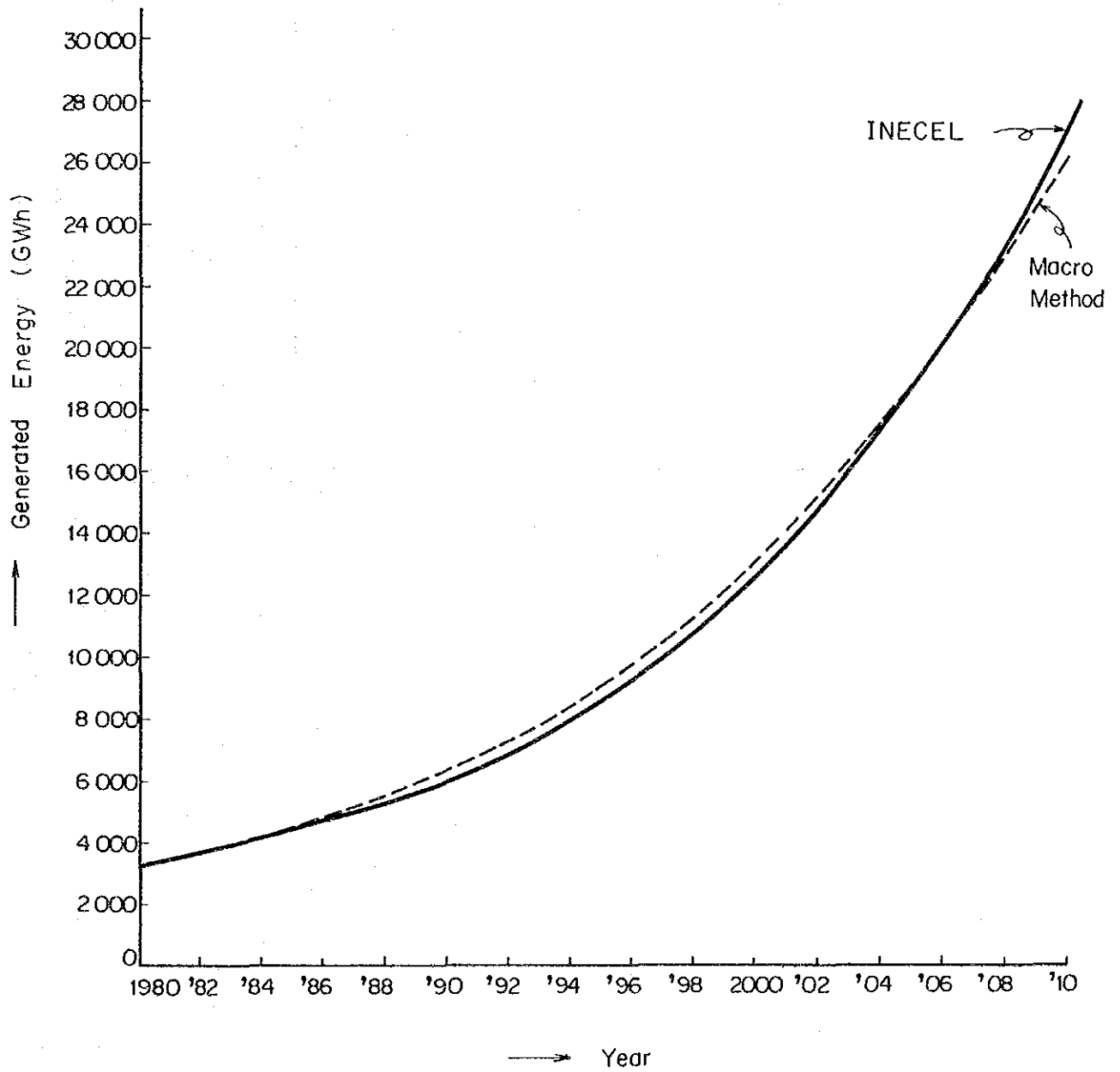


Table 3-11 Growth Rate of GDP

Year	Growth Rate (%)
1985	1.35
1986	2.30
1987	3.18
1988	4.10
1989	4.95
1990	5.50
5	5
2010	5.50

以上の検討結果から本報告書では、INECELによる需要想定を用いることとした。

3.3 需要供給バランス

前項に述べている電力需要想定値と、既設供給力および、既に INECE L において開発が決定されている供給力との過不足を、最大電力及び電力量の両面から調べ、Chespi 水力発電計画の投入時期を検討した。

安定した電力供給を行うため、最大電力需要に対する供給力（保証発電電力および発電設備電力）を調査した。

又、電力量に対する供給力は、季節によりアマゾン側に属する河川と、太平洋側に属する河川の間に流出特性の差があることを考慮し検討した。

エクアドル国は、需要の季節的变化が少なく、電力需要実績もこれを反映している。従って将来に於ける最大需要月を特定することは困難であり、本検討では、1984年の実績を参考とした。（Table 3-12, Fig 3-4）

尚、既設発電所の廃止計画については、INECEL による資料通りとした。

3.3.1 供給力

a) 既設発電設備の供給力

エクアドルが現在所有している発電設備は、1681.6MW（自家用を除く）であり、水力：石油火力：ジーゼル：ガスタービンの構成比は、43.3：19.9：23.4：13.4となっている。

又、INECEL と地方電力会社（自治体設備を含む）との比は56.6：43.4となっており、INECEL の設備の方が多い。（Table 3-13）

1983年にPaute-Molino A,B (500MW)が運開したことにより、INECEL の設備は急増した。エクアドルは石油火力、ジーゼル及びガスタービン等での脱石油化を目指していることから、これらの設備は、系統運用上必要と考えられるもの以外は、ほとんど予備力化している。

3.3.2 計画中発電設備の供給力

1985年以降の発電設備計画は、脱石油化の方針に沿って水力発電所計画のみとなっている。そして、その規模は、需要の伸び及び経済性を考慮し、130～500MW 級の調整池式が選ばれている。

いうまでもなく水力発電所の供給力は水文条件により変化するが、エクアドルの場合乾期と雨期によって、アマゾン側と太平洋側で出水の状況が異なることも考慮

する必要がある。

又、1985年以降はほとんど毎年ジーゼルとガスタービンの廃止が予定されており、最大112MWに達する年もある。

これらと経済性を検討した結果、1995年にチェスピ水力発電所を運開すべきとの結論を得た。

Under Construction and Planning	Out put (MW)	Operating Year
Agoyan	156	1988 Under Construction
Daule Peripa	130	1991 Under Construction
Paute-Molino C	200	1992 Under Construction
"	300	1993 "
Chespi	167	1995 Under Planning
Paute-Mazar	180	1996 Under Planning
San Fransisco	210	1997 Under Planning

Fig. 3-4 Results of Monthly Energy

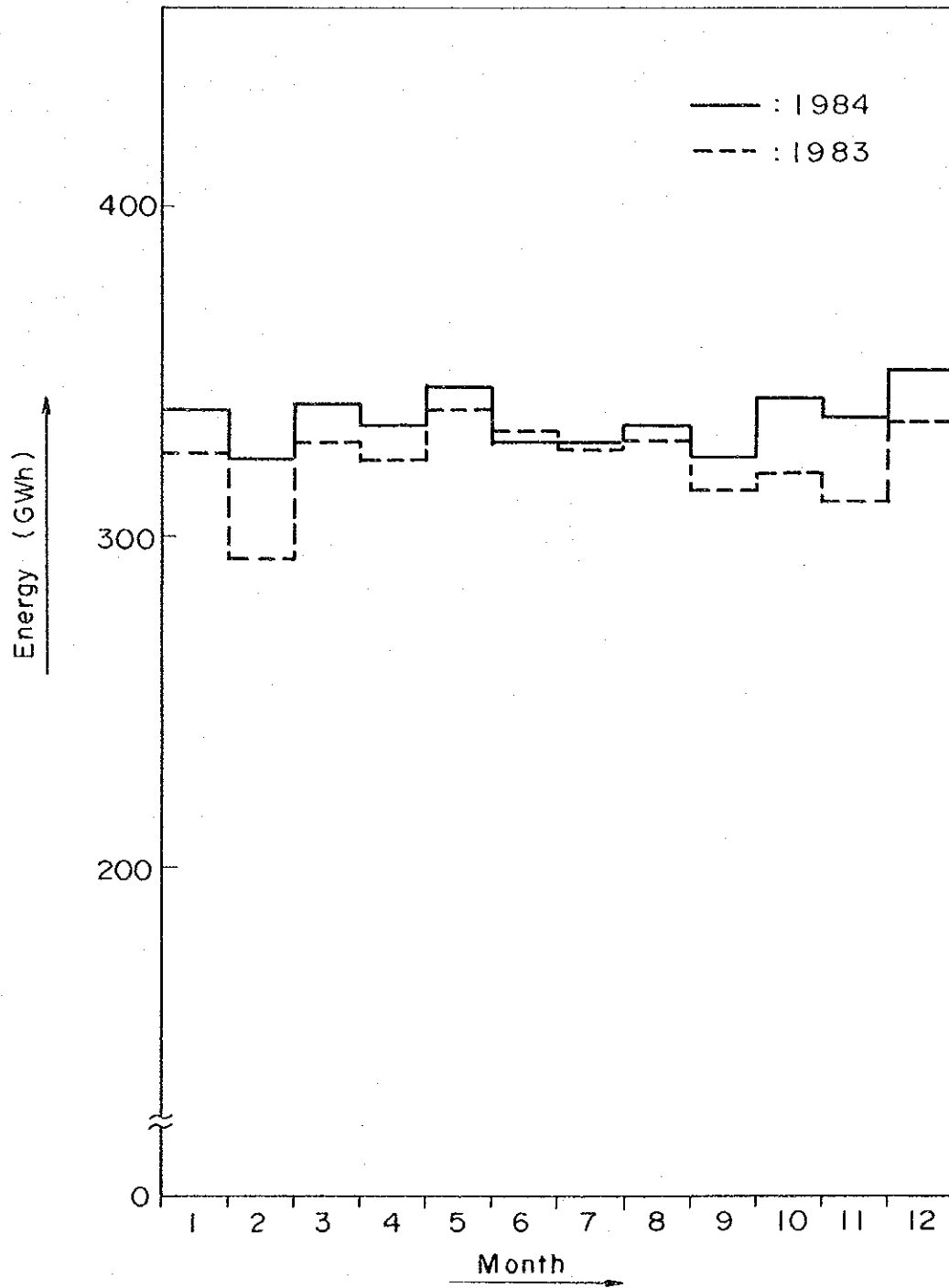


Table 3-12 Monthly Energy Demand of Electric Company

(GWh)

Company Month	1 9 8 3				1 9 8 4			
	E. E. Q	EMELEC	Other Company	Total	E. E. Q	EMELEC	Other Company	Total
1	81.1	144.6	99.8	325.5	85.4	142.8	110.6	338.8
2	74.9	127.3	90.8	293.0	85.2	135.2	103.5	323.9
3	83.5	144.0	101.6	329.1	87.9	141.5	111.0	340.4
4	82.8	139.3	101.0	323.1	85.6	138.3	109.8	333.7
5	84.8	149.3	104.9	339.0	89.8	140.8	114.4	345.0
6	82.2	147.5	102.7	332.4	87.6	129.6	111.4	328.6
7	84.4	137.7	105.1	327.2	87.4	128.1	112.8	328.3
8	84.0	141.0	103.9	328.9	87.8	132.8	114.0	334.6
9	82.2	132.3	99.6	314.1	85.8	128.8	108.7	323.3
10	84.4	130.9	103.7	319.0	91.0	135.4	115.7	342.1
11	81.9	126.9	101.4	310.2	90.9	132.8	112.1	335.8
12	84.9	140.5	109.0	334.4	87.9	144.5	118.2	350.6
Total	991.1	1661.3	1223.5	3875.9	1052.3	1630.6	1342.2	4025.1

Note : Output Energy of Primary Substation

Table 3-13 Existing Generating Facilities in Ecuador

System	Hydro	Steam	Diesel	Gas Turbine	Total
Norte	15.2	0	9.8	0	25.0
Pichincha	85.7	0	77.7	24.1	187.5
Centro-Norte	23.0	0	26.7	0	49.7
Centro-Sur	31.8	0	36.4	0	68.2
Sur	2.4	0	16.4	0	18.8
Esmeraldas	0	0	27.1	0	27.1
Manabi	0	0	52.6	0	52.6
Guayas-Los Rios	0	63.0	73.9	120.5	257.4
El Oro	0	0	31.7	0	31.7
Oriente	0.3	0	10.8	0	11.1
Sub Total	158.4	63.0	363.1	144.6	729.1
(INBCEL) S. N. I	570.0	271.0	31.2	80.3	952.5
Total	728.4	334.0	394.3	224.9	1,681.6

3. 3. 3 kW及びkWh バランス

前述の通り、1988年運転開始予定のアゴヤン水力発電所（156MW）を始め、130MW ～ 500MW の水力発電所の開発計画が逐次予定されており、INCCBLが計画している保証供給電力は電力需要以上を確保している。従って電力バランス上は問題ないと判断される。（Table 3-14、Fig. 3-5 参照）

しかしながら、過去20年間の水文資料を用いて全国連系系統全体の電力量需要供給バランスを月毎に検討した。具体的な検討内容は第6章に述べるが、1994年から供給力不足の可能性があることが判明した。従って前述の通りの順位で計画中地点を順次運転開始することとし、1995年にChespi水力発電所を運転開始し供給力を確保することとした。Table 3-15、Fig. 3-6 に上記の模様を示すが、仮に計画中地点を順次運転開始するとしても最渇水年では火力発電所を最大負荷で運転しても供給力不足が出現する月が生ずる。この現象は多くの水力発電所地点の水文特性が類似しているからであると考えられる。さらに、Fig. 3-6 に示す通り、冬期に火力発電所からの供給力依存度が大きくなっていることに注目すべきである。

Fig. 3-5 Power Balance of Maximum Demand and Supply

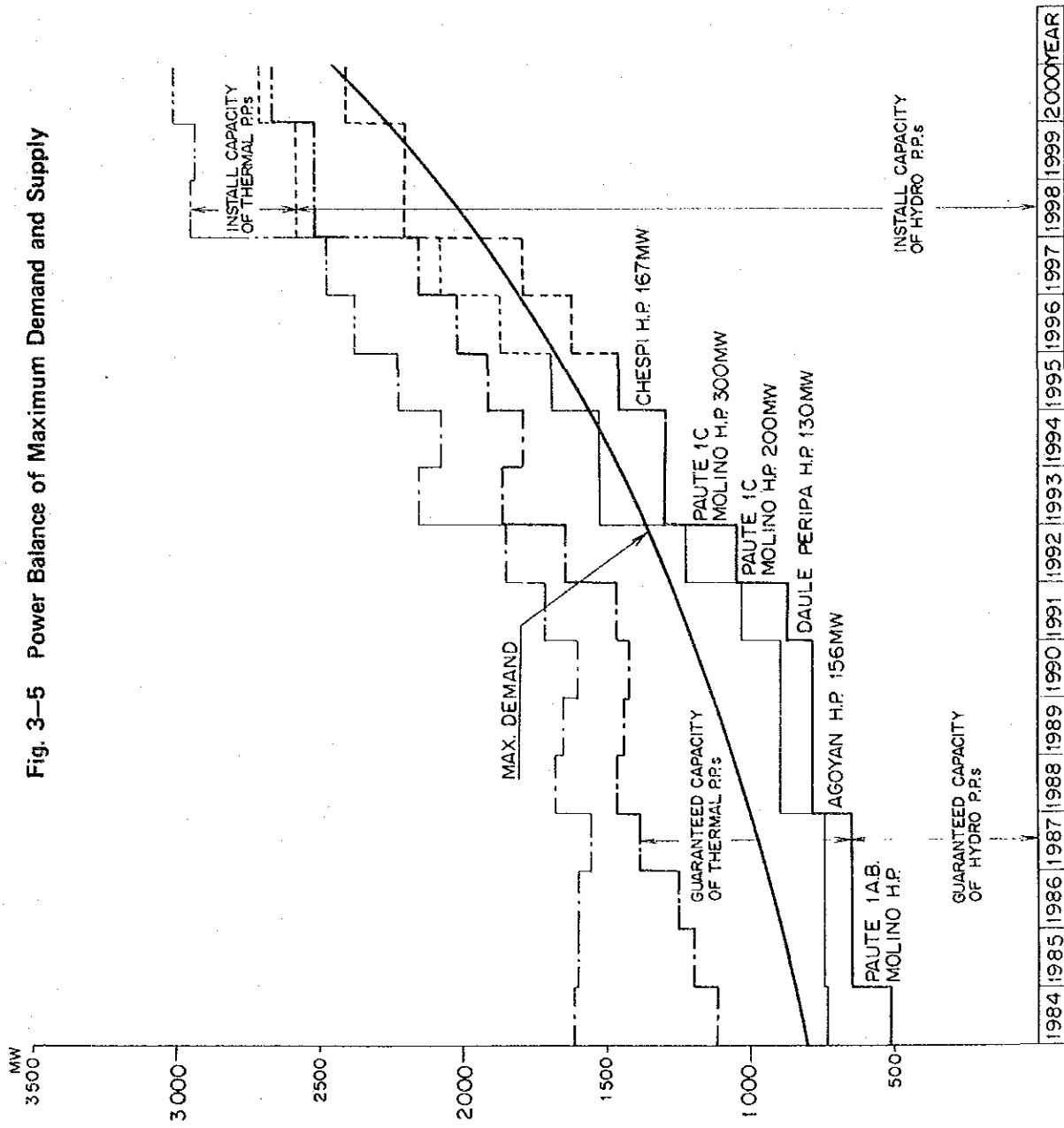


Fig. 3-6 Demand - Supply Balance Curve (with Chespi Project)

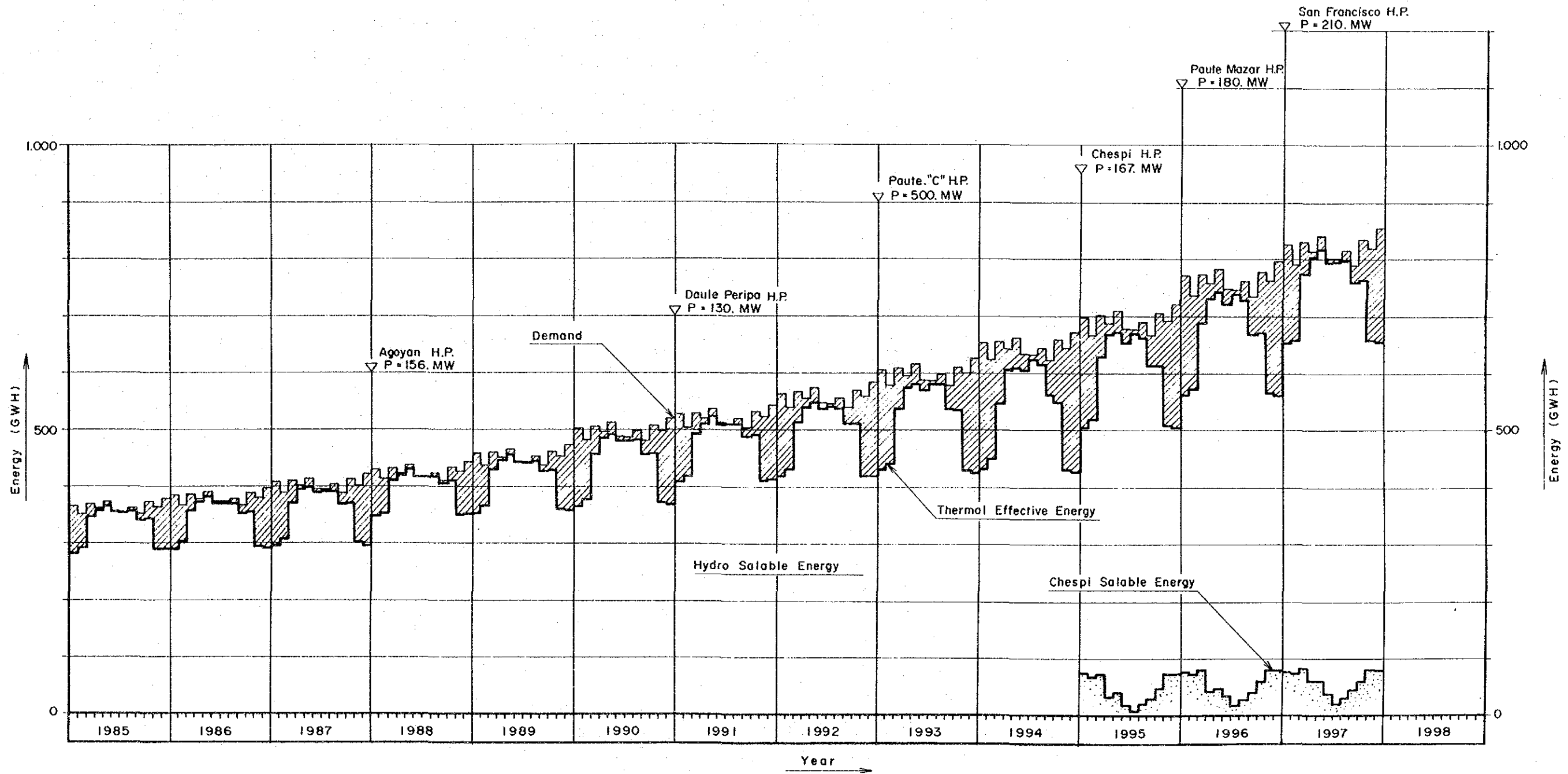


Table 3-14 Power Balance of Demand and Supply

Year	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Maximum Demand (1) (MW)	812	860	912	972	1038	1110	1181	1255	1330	1412	1503	1605	1731	1869	2020	2194	2382
Hydro Installed Capacity (MW)	722. ^{5,6}	734. ^{4,5}	734. ^{4,5}	734. ^{4,5}	890. ^{4,5}	890. ^{4,5}	890. ^{4,5}	1020. ^{4,5}	1220. ^{4,5}	1520. ^{4,5}	1520. ^{4,5}	1687. ^{4,5}	1861. ^{4,5}	2071. ^{4,5}	2571. ^{4,5}	2571. ^{4,5}	2701. ^{4,5}
Hydro Guaranteed Capacity (MW)	509. ²	641. ⁶	641. ⁶	641. ⁶	780. ²	780. ²	780. ²	872. ²	1048. ⁴	1304. ³	1304. ³	1464. ⁶	1609	1793. ⁷	2216. ⁷	2216. ⁷	2401. ⁶
Thermal Installed Capacity (MW)	883. ²	859. ²	859. ²	814. ²	779. ²	756. ²	710. ²	681. ²	631. ²	629	549	537	511	399	360	355	304
Thermal Guaranteed Capacity (MW)	606. ⁹	606. ⁸	714. ⁹	744. ⁷	683. ⁹	661. ¹	640. ⁸	598. ⁶	598. ⁶	564. ¹	491. ⁰	459. ⁶	414. ²	371. ⁷	312. ¹	312. ¹	262. ⁹
Total Installed Capacity (MW)	1606. ^{1,3}	1593. ^{8,9}	1593. ^{8,9}	1546. ^{8,9}	1669. ^{8,9}	1646. ^{8,9}	1600. ^{8,9}	1701. ^{8,9}	1901. ^{8,9}	2149. ^{8,9}	2069. ^{4,5}	2224. ^{4,5}	2372. ^{4,5}	2470. ^{4,5}	2931. ^{4,5}	2926. ^{4,5}	3005. ^{4,5}
Total Guaranteed Capacity (2) (MW)	1116	1248. ⁶	1356. ⁷	1386. ⁵	1464. ¹	1441. ³	1421	1470. ⁶	1647	1869	1795. ³	1924. ¹	2023. ²	2165. ⁴	2528. ⁸	2528. ⁸	2664. ⁵
B a l a n c e (2)-(1) (MW)	+304	+388. ⁶	+444. ⁷	+414. ⁵	+426. ¹	+331. ⁹	+240	+215. ⁶	+317	+457	+292. ³	+319. ¹	+292. ²	+296. ⁴	+508. ⁸	+334. ⁸	+282. ⁵
$\frac{(2)-(1)}{(1)} \times 100$ (%) (1)	51. ⁶	45. ²	48. ⁹	42. ⁶	41. ¹	29. ⁹	20. ⁹	17. ²	23. ⁶	32. ⁴	19. ⁵	19. ⁹	16. ⁹	15. ⁹	25. ²	15. ⁵	11. ⁹

Table 3-15 kWh Balance of Each Year

kWh Balance in 1985

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1	Energy Demand (GWh)	366.9	350.7	366.6	361.2	373.0	356.0	355.5	362.1	350.3	370.3	363.4	379.1	4,357.0
2	Hydro Effective Energy (GWh)	296.0	308.0	333.2	410.2	410.4	405.2	410.4	397.6	373.4	376.0	299.8	295.6	4,365.7
3	Hydro Salable Energy (GWh)	283.4	293.2	346.6	358.9	366.0	354.3	354.4	356.1	341.7	343.9	289.2	289.8	3,977.5
4	Hydro Effective Ratio 3 / 2 (%)	95.7	95.1	90.4	87.5	89.2	87.4	86.4	89.6	91.5	91.5	96.5	98.0	91.1
5	Other Necessary Energy 1 - 3 (GWh)	83.5	57.5	22.0	2.3	7.0	1.7	1.1	6.0	8.6	26.4	74.2	89.3	379.5
6	Thermal Installed Capacity (MW)	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	-
7	Thermal Plant Factor (%)	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/240
8	Insufficient Frequency in 16 Years	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/240

KWh Balance in 1986

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1	Energy Demand (GWh)	384.1	367.2	385.9	378.2	390.5	372.7	372.3	379.1	366.8	387.8	380.5	396.9	4,562.0
2	Hydro Effective Energy (GWh)	296.0	308.0	383.2	410.2	410.4	405.2	410.4	397.1	373.4	375.0	299.8	295.6	4,365.3
3	Hydro Salable Energy (GWh)	288.8	300.4	357.8	375.0	380.2	369.4	370.4	371.4	354.4	356.1	294.4	292.5	4,110.8
4	Hydro Effective Ratio 3 / 2 (%)	97.6	97.5	93.4	91.4	92.6	91.2	90.3	93.5	94.5	94.7	98.2	99.0	94.2
5	Other Necessary Energy 1 - 3 (GWh)	95.3	66.8	28.1	3.2	10.3	3.3	1.9	7.7	12.4	31.7	86.1	104.4	451.2
6	Thermal Installed Capacity (MW)	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	929.2	-
7	Thermal Plant Factor (%)	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/240
8	insufficient Frequency in 16 Years	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/240

KWh Balance in 1987

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1	Energy Demand (GWh)	407.3	389.5	409.3	401.1	414.1	395.3	394.8	402.0	389.0	411.2	403.5	420.9	4,838.0
2	Hydro Effective Energy (GWh)	296.0	308.0	383.2	410.2	410.4	405.2	410.4	397.1	373.4	376.0	299.8	295.6	4,365.3
3	Hydro Salable Energy (GWh)	294.8	307.5	372.3	396.1	399.1	389.4	391.7	392.0	370.0	371.7	299.8	295.6	4,280.9
4	Hydro Effective Ratio 3 / 2 (%)	99.6	99.8	97.2	96.6	97.2	96.1	95.4	98.7	99.1	98.9	100.0	100.0	98.4
5	Other Necessary Energy 1 - 3 (GWh)	112.5	82.0	37.0	5.0	15.0	5.9	3.1	10.0	19.0	39.5	103.7	125.3	558.0
6	Thermal Installed Capacity (MW)	884.2	884.2	884.2	884.2	884.2	884.2	884.2	884.2	884.2	884.2	884.2	884.2	-
7	Thermal Plant Factor (%)	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/240
8	insufficient Frequency in 16 Years	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/240

KWh Balance in 1988

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1 Energy Demand	(GWh)	429.3	410.4	431.3	422.6	436.4	416.5	416.0	423.6	409.9	433.3	425.2	442.5	5,098.0
2 Hydro Effective Energy	(GWh)	367.9	378.0	468.2	499.3	502.3	497.6	506.0	492.0	463.6	460.7	370.1	365.8	5,371.6
3 Hydro Salable Energy	(GWh)	347.2	351.8	409.9	420.7	429.8	415.9	414.1	418.3	403.1	408.1	349.2	351.8	4,719.9
4 Hydro Effective Ratio 3 / 2	(%)	94.4	93.1	87.5	84.3	85.6	83.6	81.8	85.2	86.9	88.6	94.4	96.2	87.9
5 Other Necessary Energy 1 - 3	(GWh)	82.1	58.6	21.4	1.9	6.6	0.6	1.9	5.3	6.8	25.2	76.0	91.7	378.1
6 Thermal Installed Capacity	(MW)	849.2	849.2	849.2	849.2	849.2	849.2	849.2	849.2	849.2	849.2	849.2	849.2	-
7 Thermal Plant Factor	(%)													
8 Insufficient Frequency in 16 Years		0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/240

MWh Balance in 1989

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1 Energy Demand	(GWh)	457.3	437.2	459.5	450.2	464.9	443.7	443.2	451.3	436.7	461.6	452.9	472.5	5,431.0
2 Hydro Effective Energy	(GWh)	367.9	378.0	468.2	499.3	502.3	497.6	506.0	492.0	463.6	460.7	370.1	365.8	5,371.5
3 Hydro Salable Energy	(GWh)	353.6	364.4	429.1	446.8	454.6	441.1	439.9	443.7	425.9	427.9	350.0	358.5	4,945.4
4 Hydro Effective Ratio 3 / 2	(%)	96.1	96.4	91.6	89.5	98.0	88.6	86.9	90.2	91.9	92.9	97.3	98.0	92.1
5 Other Necessary Energy 1 - 3	(GWh)	103.7	72.8	30.4	3.4	10.2	2.6	3.3	7.6	10.8	33.7	79.9	114.0	485.6
6 Thermal Installed Capacity	(MW)	826.2	826.2	826.2	826.2	826.2	826.2	826.2	826.2	826.2	826.2	826.2	826.2	-
7 Thermal Plant Factor	(%)													
8 Insufficient Frequency in 16 Years		0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/240

KWh Balance in 1990

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1	Energy Demand (GWh)	500.1	478.2	502.5	492.4	508.5	485.3	484.7	493.6	477.6	504.9	495.4	516.8	5,940.0
2	Hydro Effective Energy (GWh)	367.9	378.0	468.2	499.3	502.3	497.6	506.0	492.0	463.6	460.7	370.1	365.8	5,371.5
3	Hydro Salable Energy (GWh)	365.3	378.0	456.2	484.8	489.5	478.5	479.4	481.7	456.7	455.8	370.1	365.8	5,261.9
4	Hydro Effective Ratio 3 / 2 (%)	99.3	100.0	97.4	97.1	97.1	96.2	94.7	97.9	98.5	98.9	100.0	100.0	97.6
5	Other Necessary Energy 1 - 3 (GWh)	134.8	100.2	46.3	7.6	19.0	6.7	5.3	11.9	20.9	49.1	125.3	151.0	678.1
6	Thermal Installed Capacity (MW)	780.2	780.2	780.2	780.2	780.2	780.2	780.2	780.2	780.2	780.2	780.2	780.2	-
7	Thermal Plant Factor (%)													
8	Insufficient Frequency in 16 Years	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/240

KWh Balance in 1991

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1	Energy Demand (GWh)	526.2	503.0	528.7	518.0	534.9	510.5	509.9	519.3	502.4	531.2	521.2	543.7	6,249.0
2	Hydro Effective Energy (GWh)	420.5	428.8	524.7	553.6	558.1	547.7	557.0	542.3	512.2	510.9	420.8	418.2	5,994.8
3	Hydro Salable Energy (GWh)	407.8	418.5	492.7	511.9	520.5	507.0	509.9	510.0	486.8	490.1	410.8	413.6	5,679.5
4	Hydro Effective Ratio 3 / 2 (%)	97.0	97.6	93.9	92.5	93.3	92.6	91.5	94.0	95.0	95.9	97.6	98.9	94.7
5	Other Necessary Energy 1 - 3 (GWh)	118.4	84.5	36.0	6.1	14.4	3.5	0	9.3	15.6	41.1	110.4	130.1	569.5
6	Thermal Installed Capacity (MW)	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	-
7	Thermal Plant Factor (%)													
8	Insufficient Frequency in 16 Years	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/240

KWh Balance in 1992

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1 Energy Demand	(GWh)	562.9	538.1	565.6	554.2	572.2	546.2	545.5	555.5	537.5	568.2	557.5	581.6	6,685.0
2 Hydro Effective Energy	(GWh)	420.5	428.8	524.7	553.6	558.1	547.7	557.0	542.3	512.2	510.9	420.8	418.2	5,994.8
3 Hydro Salable Energy	(GWh)	417.8	427.9	513.0	540.2	547.6	536.0	540.6	538.3	509.0	509.5	418.1	417.9	5,916.3
4 Hydro Effective Ratio	3 / 2 (%)	99.4	99.8	97.8	97.6	98.1	97.9	97.1	99.3	99.4	99.7	99.4	99.9	98.7
5 Other Necessary Energy	1 - 3 (GWh)	145.1	110.2	52.6	14.0	24.6	10.2	4.9	17.2	28.5	58.7	139.4	163.7	768.7
6 Thermal Installed Capacity	(MW)	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	751.2	-
7 Thermal Plant Factor	(%)	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20
8 Insufficient Frequency in 16 Years		0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20

Table kWh Balance in 1993 (Without Chespi P/S)

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1	Energy Demand (GWh)	603.9	577.3	606.8	594.6	613.9	586.0	585.2	596.0	576.6	609.6	598.1	624.0	7,172.0
2	Hydro Effective Energy (GWh)	429.7	459.3	574.2	707.8	700.8	735.3	810.2	726.8	604.8	574.7	433.9	428.9	7,186.4
3	Hydro Salable Energy (GWh)	426.6	439.7	534.7	574.9	530.0	568.6	578.7	577.2	535.0	533.4	428.2	424.2	6,201.3
4	Hydro Effective Ratio (3/2) (%)	99.3	95.7	93.1	81.2	82.8	77.3	71.4	79.4	88.5	92.8	98.7	98.9	86.3
5	Other Necessary Energy(1-3) (GW)	177.3	137.6	72.1	19.7	33.9	17.4	6.5	18.2	41.6	76.2	169.9	199.8	970.7
6	Thermal Installed Capacity (MW)	699.0	699.0	699.0	699.0	699.0	699.0	699.0	699.0	699.0	699.0	699.0	699.0	-
7	Thermal Plant Factor (%)													
3'	Hydro Energy in Driest Year (GWh)	250.3	217.1	290.7	431.7	381.1	468.0	454.7	357.0	379.0	289.3	234.0	223.7	3,976.6
5'	Other Necessary Energy(1-3') (GWh)	353.6	360.2	316.1	162.9	232.8	118.0	130.5	239.0	197.6	320.3	364.1	400.3	3,195.4
7'	Thermal Plant Factor (%)													
8	95% Thermal Effective Energy (GWh) (6) × (day) × 24 × 0.95 × 0.96													
9	Insufficient Energy 9 = 1 - 3' - 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Insufficient Frequency in 16 Years	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/240

Table KWh Balance in 1994 (Without Chespi P/S)

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1	Energy Demand (GWh)	650.6	622.0	653.7	649.6	661.3	631.3	630.5	642.1	621.3	657.0	644.4	672.2	7,727.0
2	Hydro Effective Energy (GWh)	429.7	459.3	574.2	707.8	700.3	735.3	810.2	726.8	604.8	574.7	433.9	428.9	7,186.4
3	Hydro Salable Energy (GWh)	429.7	447.8	545.4	505.0	607.5	602.6	621.7	613.6	558.2	548.2	431.2	426.6	6,437.7
4	Hydro Effective Ratio (3/2) (%)	100.0	97.5	95.0	85.5	86.7	82.0	76.7	84.4	92.3	95.4	99.4	99.5	89.6
5	Other Necessary Energy (1-3) (GWh)	220.9	174.2	108.3	35.6	53.8	28.7	8.8	28.5	63.1	108.8	213.2	245.6	1,289.5
6	Thermal Installed Capacity (MW)	619.0	619.0	619.0	619.0	619.0	619.0	619.0	619.0	619.0	619.0	619.0	619.0	-
7	Thermal Plant Factor (%)													
3'	Hydro Energy in Driest Year (GWh)	250.3	217.1	407.3	431.7	381.1	468.0	454.7	357.0	379.0	289.3	234.0	223.7	4,617.7
5'	Other Necessary Energy (1-3') (GWh)	400.3	404.9	246.4	208.9	280.2	163.3	175.8	285.1	242.3	367.7	410.4	448.5	3,633.8
7'	Thermal Plant Factor (GWh)													
8	95% Thermal Effective Energy (%) (6) x (day) x 24 x 0.95 x 0.96	420.0	379.4	420.0	406.5	420.0	406.5	420.0	420.0	406.5	420.0	406.5	420.0	4,945.3
9	Insufficient Energy 9 = 1 - 3' - 8 (GWh)	0	25.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.5	54.0
10	Insufficient Frequency in 16 Years	0/20	1/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	1/20	2/240

Table KWh Balance in 1995 (With Chespi P/S)

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1	Energy Demand (GWh)	698.3	667.6	701.6	687.5	709.9	677.5	676.7	689.1	665.8	704.9	691.6	721.5	8,293.0
2	Hydro Effective Energy (GWh)	506.2	538.2	680.1	807.1	795.8	814.6	883.2	784.8	657.2	642.8	514.7	508.6	8,124.3
3	Hydro Saleable Energy (GWh)	503.2	518.1	627.0	666.7	672.9	653.2	668.2	660.7	606.3	605.8	507.8	502.7	7,192.6
4	Hydro Effective Ratio (3/2) (%)	99.4	96.3	93.6	82.6	84.5	80.2	75.7	84.2	92.3	94.2	98.7	98.8	88.5
5	Other Necessary Energy(1-3) (GWh)	195.1	149.5	74.6	20.8	37.0	24.3	8.5	28.4	60.5	99.1	183.8	218.8	1,100.4
6	Thermal Installed Capacity (MW)	607.0	607.0	607.0	607.0	607.0	607.0	607.0	607.0	607.0	607.0	607.0	607.0	-
7	Thermal Plant Factor (%)													
3'	Hydro Energy in Driest Year (GWh)	302.5	247.7	382.7	500.2	432.9	534.2	517.1	399.9	426.4	330.9	295.3	282.9	4,652.7
5'	Other Necessary Energy(1-3') (GWh)	395.8	419.9	318.9	187.3	277.0	143.3	159.6	289.2	240.4	374.0	396.3	438.6	3,640.3
7'	Thermal Plant Factor (GWh)													
8	95% Thermal Effective Energy (%) (6) x (day) x 24 x 0.95 x 0.96	411.9	372.0	411.9	398.6	411.9	398.6	411.9	411.9	398.6	411.9	398.6	411.9	
9	Insufficient Energy $9 = 1 - 3' - 8$	0	47.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26.7	74.6
10	Insufficient Frequency in 20 Years $3' + 8 < 1$	0/20	1/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	1/20	2/240

Table Kwh Balance in 1996 (With Chespi P/S)

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Totals
1	Energy Demand (GWh)	770.3	736.4	773.9	758.4	783.0	747.4	746.5	760.2	735.5	777.6	762.9	795.9	9,148.0
2	Hydro Effective Energy (GWh)	563.3	592.1	732.7	874.3	871.2	886.4	957.4	857.7	720.9	705.5	570.2	565.5	8,897.2
3	Hydro Salable Energy (GWh)	561.2	572.5	687.4	731.5	743.4	719.3	738.0	728.1	668.1	669.0	564.4	560.4	7,943.3
4	Hydro Effective Ratio (3/2) (%)	99.6	96.7	92.8	83.7	85.3	81.1	77.1	84.9	92.7	94.8	99.0	99.1	89.3
5	Other Necessary Energy(1-3) (GWh)	209.1	163.9	86.5	26.9	39.6	28.1	8.5	32.1	67.4	108.6	198.5	235.5	1,284.7
6	Thermal Installed Capacity (MW)	581.0	581.0	581.0	581.0	581.0	581.0	581.0	581.0	581.0	581.0	581.0	581.0	-
7	Thermal Plant Factor (%)													
3'	Hydro Energy in Driest Year (GWh)	348.2	289.0	423.9	551.0	484.8	593.9	575.6	441.4	466.3	372.1	335.2	329.2	5,210.6
5'	Other Necessary Energy(1-3') (GWh)	422.1	447.4	350.0	207.4	298.2	153.5	170.9	318.8	269.2	405.5	427.7	466.7	3,937.4
7'	Thermal Plant Factor (GWh)													
8	95% Thermal Effective Energy (%) (6) X (day) X 24 X 0.95 X 0.96	394.2	356.0	394.2	381.5	394.2	381.5	394.2	394.2	381.5	394.2	381.5	394.2	
9	Insufficient Energy $9 = 1 - 3' - 8$	27.9	91.4	0	0	0	0	0	0	0	11.3	46.2	72.5	
10	Insufficient Frequency in 16 Years	2/20	2/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	1/20	2/20	1/20	6/240

Table KWh Balance in 1997 (With Chespi P/S)

Item	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1	Energy Demand (GWh)	826.8	790.5	830.8	814.1	840.6	802.3	801.3	816.0	789.5	834.7	819.0	854.4	9,820.0
2	Hydro Effective Energy (GWh)	678.3	696.8	860.2	987.2	1,009.0	1,027.6	1,093.9	1,005.5	864.3	837.8	860.7	667.6	10,408.9
3	Hydro Salable Energy (GWh)	652.5	658.4	773.6	800.3	816.6	794.9	795.4	788.4	760.1	763.0	656.5	654.9	8,924.6
4	Hydro Effective Ratio (3/2) (%)	96.2	94.5	89.9	81.1	80.9	77.4	72.7	79.4	87.9	91.1	96.4	98.1	85.7
5	Other Necessary Energy(1-3) (GWh)	174.3	132.1	57.2	13.8	24.0	7.4	5.9	17.6	29.4	71.7	162.5	199.5	895.4
6	Thermal Installed Capacity (MW)	469.0	469.0	469.0	469.0	469.0	469.0	469.0	469.0	469.0	469.0	469.0	469.0	-
7	Thermal Plant Factor (%)													
3'	Hydro Energy in Driest Year (GWh)	410.5	334.8	519.4	660.9	572.6	742.0	682.5	682.5	568.8	465.4	412.2	382.5	6,286.0
5'	Other Necessary Energy(1-3') (GWh)	416.3	455.7	311.4	153.2	268.0	60.3	118.8	281.6	220.7	369.3	406.8	471.9	3,534.9
7'	Thermal Plant Factor (GWh)													
8	95% Thermal Effective Energy (%) (6) x (day) x 24 x 0.95 x 0.96	318.2	287.4	318.2	308.0	318.2	308.0	318.2	318.2	308.0	318.2	308.0	318.2	318.2
9	Insufficient Energy 9 = 1 - 3' - 8	98.1	168.3	0	0	0	0	0	0	0	51.1	98.8	152.7	
10	Insufficient Frequency in 16 Years	6/20	4/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	0/20	1/20	4/20	5/20	20/240

第4章 水文と気象

第4章 水文と気象

4.1	基本的考察	4 - 1
4.2	計画流域の気象概要	4 - 2
4.2.1	温度	4 - 2
4.2.2	蒸気	4 - 2
4.2.3	風	4 - 2
4.2.4	降雨	4 - 7
4.3	気象および流量観測所	4 - 12
4.4	水文周期	4 - 17
4.4.1	移動平均法	4 - 17
4.4.1	スペクトル解析	4 - 18
4.5	流量資料の欠測補填	4 - 19
4.5.1	測水所間の相関性	4 - 19
4.5.2	欠測補填	4 - 23
4.6	地点流量	4 - 30
4.6.1	Chespi Dam Site 流量	4 - 30
4.6.2	その他の地点流量	4 - 33
4.7	設計洪水量	4 - 34
4.7.1	一般	4 - 34
4.7.2	流量資量より求めた場合 (Case-1)	4 - 37
4.7.3	降雨量資料より求めた場合 (Case-2)	4 - 41

TABLE LIST

		Page
Table 4-1	Temperature in the Project Basin	4-3
Table 4-2	Evaporation in the Project Basin	4-5
Table 4-3	Monthly Average Rainfall	4-8
Table 4-4	Existing Rainfall Data	4-13
Table 4-5	Existing Runoff Data	4-13
Table 4-6	Monthly Average Inflow at the A.J. Cubi Gauging Station	4-24
Table 4-7	Monthly Average Inflow at the D.J. Alambi Gauging Station ...	4-25
Table 4-8	Monthly Average Inflow at the Chacapata Gauging Station ...	4-26
Table 4-9	Monthly Average Inflow at the Project Dam Site	4-31
Table 4-10	Probable Flood Discharge at the Project Dam Site	4-35
Table 4-11	Flood Discharge Records at the A.J. Cubi Gauging Station ...	4-37
Table 4-12	Probable Flood Discharge at the A.J. Cubi Gauging Station	4-39
Table 4-13	Probable Flood Discharge at the Project Dam Site	4-40
Table 4-14	Probable Daily Rainfall at the Quito Meteorological Gauging Station	4-42
Table 4-15	Relation between Daily Rainfall and Reduction Factor	4-42
Table 4-16	Probable Daily Rainfall of the Project Basin	4-44
Table 4-17	Probable Flood Discharge at the A.J. Cubi Gauging Station ... based on the Probable Rainfall	4-48
Table 4-18	Principales Características de Crecidas Estacion Guayllabamba A.J. Cubi	4-46
Table 4-19	Probable Flood Discharge at the A.J. Cubi Gauging Station ... based on the Probable Rainfall	4-48

FIGURE LIST

	Page
Fig. 4-1 Relation Between Temperature and Elevation	4-4
Fig. 4-2 Relation Between Evaporation and Elevation	4-6
Fig. 4-3 Rainfall Distribution of the Project Basin	4-9
Fig. 4-4 Monthly Precipitation	4-11
Fig. 4-5 Location Map of Gauging Stations	4-15
Fig. 4-6 Moving Average Analysis	4-17
Fig. 4-7 Smoothed Power Spectrum	4-18
Fig. 4-8 Relation Between D.J. Alambi G.S and A.J. Cubi G.S	4-20
(Monthly Data)	
Fig. 4-9 Relation Between Chacapata G.S and D.J. Alambi G.S	4-21
(Monthly Data)	
Fig. 4-10 Relation Between A.J. Cubi G.S and Chacapata G.S	4-22
(Monthly Data)	
Fig. 4-11 Daily Duration Curve at the A.J. Cubi G.S	4-27
Fig. 4-12 Daily Duration Curve at the D.J. Alambi G.S	4-28
Fig. 4-13 Daily Duration Curve at the Chacapata G.S	4-29
Fig. 4-14 Daily Duration Curve at the Project Dam Site	4-32
Fig. 4-15 Probable Flood Discharge	4-36
Fig. 4-16 Relation Between Daily Rainfall and Reduction Factor	4-43
Fig. 4-17 Unit Hydrograph of the A.J. Cubi G.S	4-47

第4章 水文及び気象

4.1 基本的考察

本計画に必要な水文資料とは、便益に係わる資料、すなわち発生電力量算定のための流量資料と、費用に係わる資料すなわちダム等の構造物の設計に関する洪水資料である。

調査団は上記の資料を作成するに先立ち、基礎資料及び既検討資料の収集を行った。それらの資料は良く整備されており、とりわけ気象の部門においては、更に検討を加える必要が少なかった。

但し、計画の評価に直接関係する流量資料について、その算出方法に修正が加えられた。

すなわち、平常時の計画地点流入量の算定においては、A. J Cubi測水所およびD. J Alambi測水所の両資料に加え新たに Chacapata測水所資料が採用された。

洪水解析については、本計画が日間調整池式の重力式ダムであり、下流に及ぼす影響が多大でない事を考慮して、その解析手法を確率手法とした。しかし、約20年間の洪水記録をもとに推定した値と92年間の Quito観測所の降雨資料をもとに推定した値とでは大きな隔たりがあった。本報告書においては、フージビリティ調査を安全側で評価する立場から大きな値となった後者を採用する事とした。

堆砂解析については、第7章予備設計で述べる。

4.2 計画流域の気象の概要

Guayllabamba川は、エクアドル国の赤道をまたぐ北西部に位置し、その源を南米大陸を縦走するアンデス山脈に発し、下流部で太平洋にそそぐEsmeraldas川に合流する、流域面積 8,662km²、流路延長 289kmの河川である。

本計画地域はGuayllabamba川の中流域に属し、その流域面積は約 4,600km²、平均勾配 4.92%、流路延長約 125kmである。

気候の特徴は、流路に従って変化する高度、並びに山地地形によって異なり、中温帯を經由して、寒帯から亜熱帯までに及ぶ多種の気候を呈している。

年間の変化は、大旨10月から4月迄の雨期と7月から8月迄の乾期、およびその間の過渡期に分けられるが、上流部においては、隣接するアマゾン流域の影響を受けて東から西に吹く貿易風に誘発された強い雨が7月から9月にかけて降る場合がある。

温度は、本流域が赤道付近に位置すると言う条件から、月間、年間ともほぼ一定である。

4.2.1 温度

流域の平均温度は標高に反比例し、1,000m毎に約4℃減少する。標高 1,490mの計画地点付近のVina de Chespi観測所では19.4℃、標高 2,800mのQuito においては、13.6℃である。月間及び年間の変動は何れの地点においてもほぼ一定で、その巾は2～3℃程度と小さい。しかし、日間においては絶対最高最低温度差が25℃前後と大きい。Table 4-1 参照。

Fig. 4-1 に温度と標高の関係を示す。

4.2.2 蒸発

Fig. 4-2 に Picheタイプおよび Panタイプで測定された蒸発量と標高の関係を示す。この図から標高 2,000m～3,000mが最も値が大きくそれ以上又はそれ以下はともに値が小さくなって行く事が読みとれる。Table 4-2 に Vina de Chespi 及びQuito 観測所での月別蒸発量を示す。

4.2.3 風

平均風速は通常 3 m/s 前後で、風向きは地形によって異なる。一般的には河道の方向で、計画地点付近は南西方向となる。

Table 4-1 Temperature in the Project Basin

Month \ Site	Vina de Chespi '78~'81			Quito Observe. G. S '68~'83		
	minimum	mean	maximum	minimum	mean	maximum
Jan.	12.1	18.9	25.3	2.4	13.6	25.5
Feb.	12.1	19.2	25.2	2.7	13.5	25.4
Mar.	14.1	19.5	27.2	3.0	13.7	25.0
Apr.	13.2	19.7	28.2	3.6	13.6	24.8
May	13.0	19.9	31.0	3.2	13.9	25.0
Jun	9.1	19.6	29.4	3.6	13.6	25.0
Jul.	11.0	19.1	30.4	3.5	13.7	24.8
Aug.	10.1	19.5	33.2	2.2	13.8	26.6
Sep.	11.1	19.2	28.0	3.0	13.8	26.1
Oct.	12.1	19.5	30.1	2.5	13.3	26.2
Nov.	12.0	19.2	28.1	3.2	13.2	25.0
Des.	13.1	19.2	27.0	2.2	13.4	25.5
Total	—	19.4	—	—	13.6	—

Fig. 4-1 Relation Between Temperature and Elevation

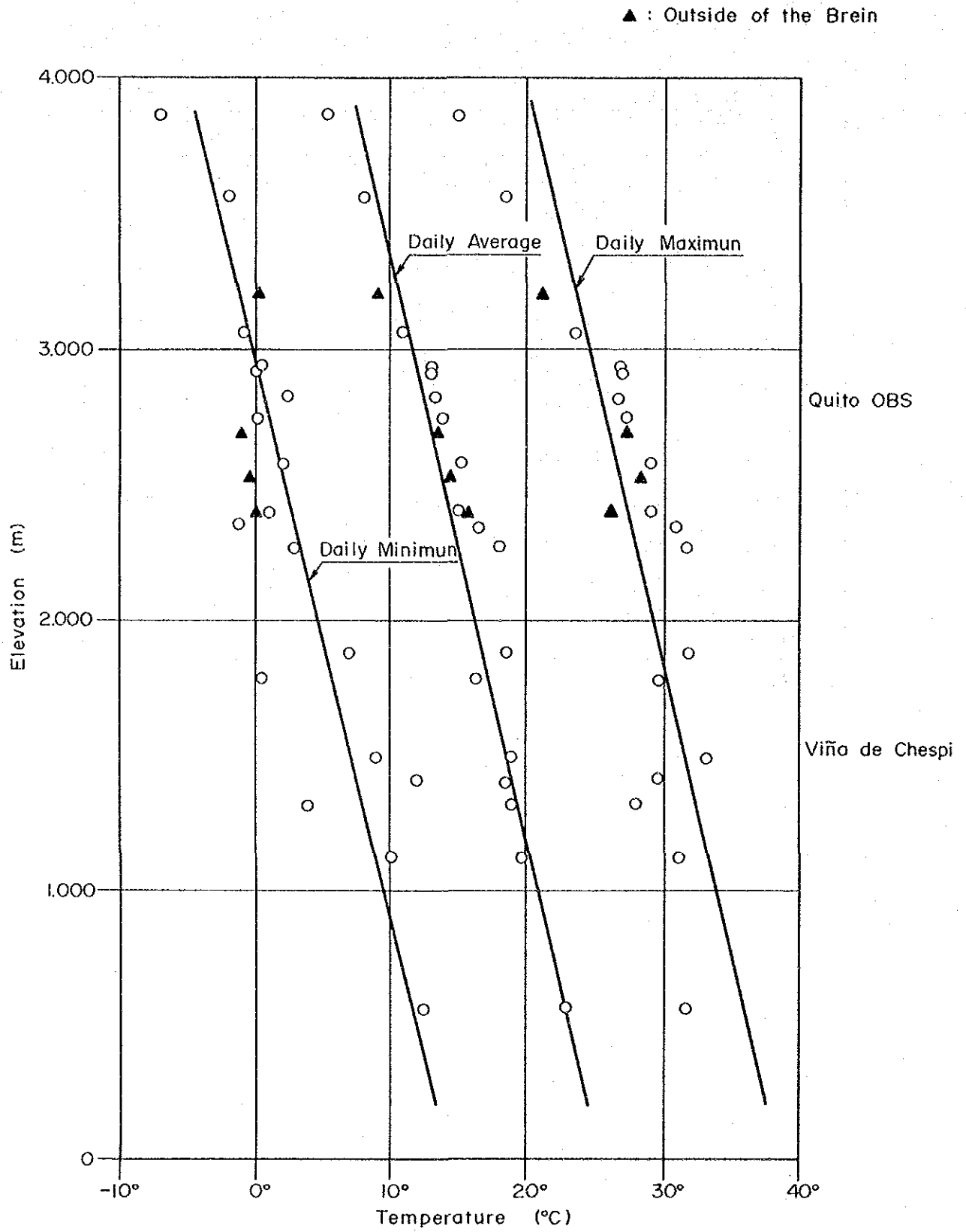
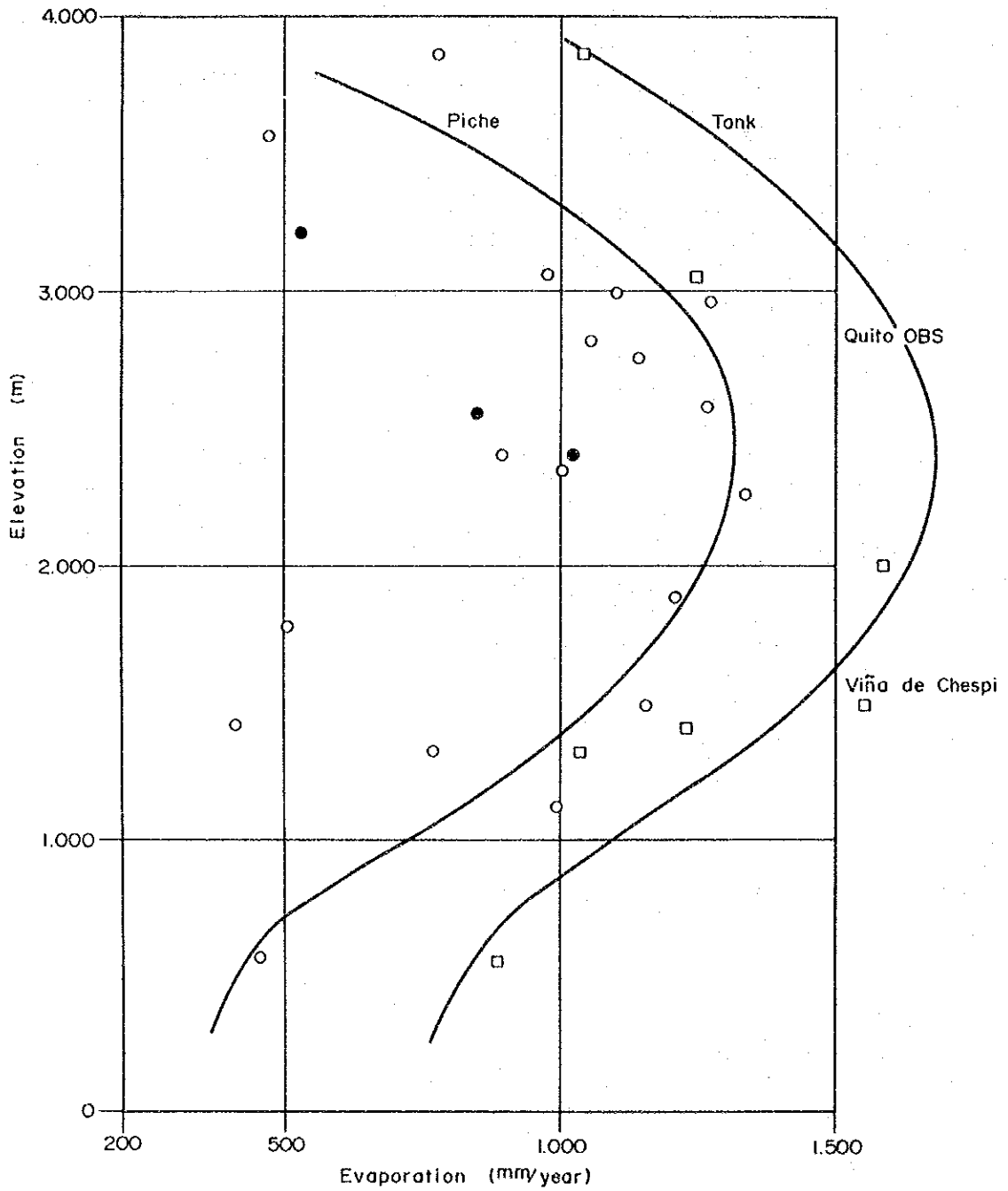


Table 4-2 Evaporation in the Project Basin

Piche Type Unit : mm

Month \ Site	Vina de Chespi '78 ~ '81	Quito obser, GS '64 ~ '81
Jan.	79.5	86.2
Feb.	72.2	71.6
Mar.	75.3	81.8
Apr.	74.8	66.7
May	90.9	78.9
Jun	100.6	93.7
Jul.	124.8	125.7
Aug.	138.9	124.9
Sep.	120.6	98.1
Oct.	131.0	78.2
Nov.	97.9	65.9
Des.	89.3	80.9
Total	1,195.8	1,052.3

Fig. 4-2 Relation Between Evaporation and Elevation



4.2.4 降雨

Guayllabamba川流域の降雨は地形的な要因によるものである。Fig. 4 - 3に降雨分布図を示す。

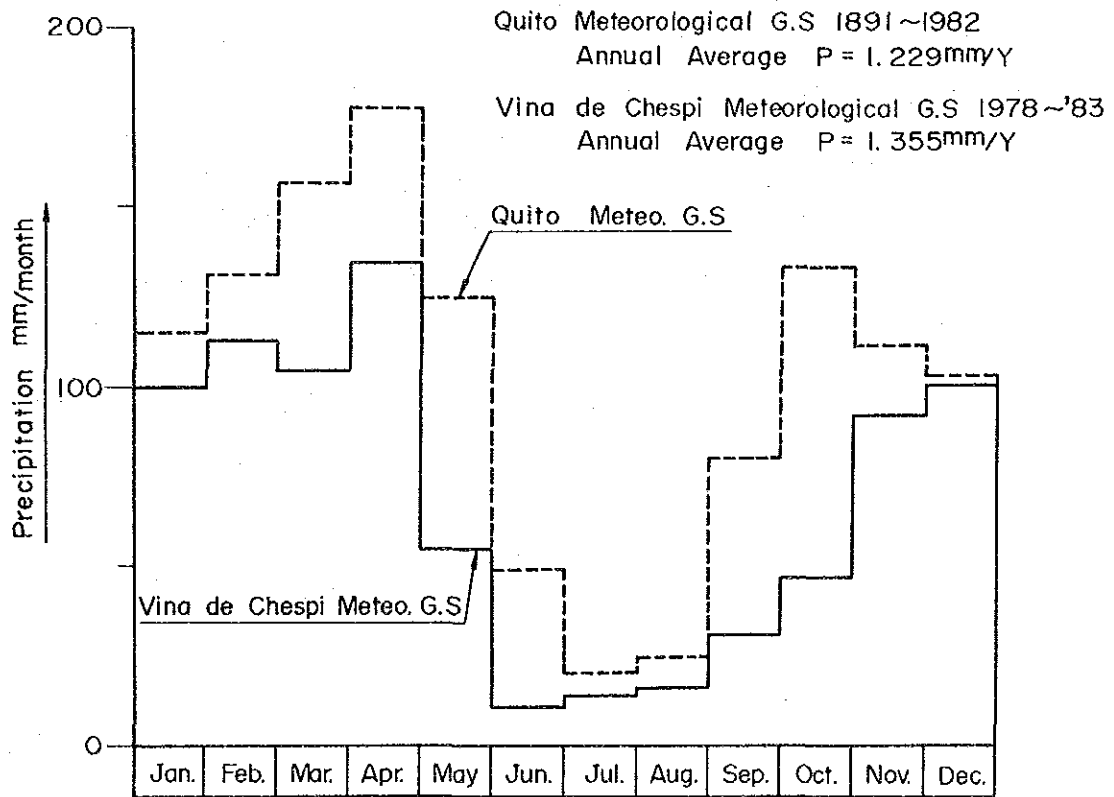
この図からその分布は地点間で急速に変化している事がわかる。とりわけ、計画地点付近においては顕著である。すなわち、計画ダム地点においては年平均降雨量が約800mmであるのに対し、下流側約23kmのChacapata 観測所では約1,600mm、他方上流側のCalderon付近は本流域で最も降雨量が少なく約500mmとなっている。

本計画地点の流域の平均降雨量は約1,116mmと見積もられる。年間での平均は10月から4月迄の雨期、7、8月の乾期およびその間の過渡期に分けられる。雨期における降雨量は年間の約75%を占め、乾期においては僅か5%である。年間を通して最も多い月は年によって異なるが、大旨3至し4月となる。Table 4 - 3及びFig. 4 - 4にVina de chespi観測所の月平均降雨量およびQuito観測所のそれを示す。

Table 4-3 Monthly Average Rainfall (mm/month)

Month	Vina de Chespi 1978~'83	Quito obs 1891~1982
Jan.	99.8	114.3
Feb.	112.6	130.8
Mar.	104.5	156.5
Apr.	134.2	177.8
May	55.8	125.2
Jun	10.8	49.4
Jul.	13.8	20.3
Aug.	16.5	25.5
Sep.	30.5	80.3
Oct.	47.3	133.2
Nov.	92.4	111.7
Des.	100.9	103.6
Total	877.7	1,228.7

Fig. 4-4 Monthly Precipitation



4.3 気象および流量観測所

本計画地点が含まれるGuayllabamba川中流域（標高 500m 迄）までの地域には気象および流量観測所が各々13ヶ所、72ヶ所設置されている。但し、気象観測所の配置は、必ずしも均等化されていない。とりわけ本計画に影響を及ぼす A. J. Cubi 測水所からChacapata 測水所迄の支流を含むGuayllabamba川流域とPisque川上流の支流 Guachala川並びにGuayllabamba川上流の支流Guambi川付近において設置の密度が低い。

測水所は、本流に5ヶ所、支流に8ヶ所有り、本流での配置は比較的適切なものとなっている。

気象および流量観測所の位置をFig. 4 - 5に示す。

本計画の検討に直接関係する水文資料は主にA. J. Cubi地点からD. J. Alambi地点迄の本流域における測水所資料である。

それらの流量資料を補足する資料として、当該流域での雨量分布が用いられた。

本計画に直接用いられた観測所はTable 4 - 4、4 - 5に示す通りである。

Table 4-4 Existing Rainfall Data

Index No.	Station	Location		Height (msnm)	Control	Year																			
		La	Lon			1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
13-9	San Antonio de Pichincha	00-00-37S	78-26-13W	2,400	INAMHI	56-																			
13-10	Malchingui	00-03-24N	78-20-05W	2,850	INAMHI																				
13-19	San José de Minas	00-06-21N	78-24-45W	2,440	INAMHI																				
13-20	Perucho	00-06-44N	78-25-19W	1,880	INECEL																				
13-21	Nanegalito	00-04-05N	78-40-47W	1,610	INECEL																				
13-22	Mindo Inecel	00-02-52S	78-46-08W	1,320	INECEL																				
13-24	Jerusalén	00-00-11N	78-21-02W	2,360	INAMHI																				
13-25	Tabacundo	00-03-11N	78-14-06W	2,955	INAMHI																				
13-34	Calderón	00-05-55S	78-25-24W	2,690	INAMHI																				
13-35	Cotocolao	00-06-27S	78-24-36W	2,780	INAMHI																				
13-36	Quito - Aeropuerto	00-08-00S	78-29-00W	2,812	D.A.C	50-																			
13-43	Quito - Observatorio	00-12-42S	78-30-02W	2,818	Poli. Nac.	1891-																			
13-67	La Perla	00-11-00N	78-40-00W	1,410	INECEL																				
13-75	Nono	00-03-52S	78-34-24W	2,740	INECEL																				
13-76	Pacto	00-08-47N	78-45-49W	1,200	INAMHI																				
13-92	Viña de Chespi	00-07-00N	78-32-00W	1,490	INECEL																				
13-93	Vindobona	00-00-02N	78-25-06W	2,270	INECEL																				
13-94	Selva Alegre	00-15-00N	78-35-00W	1,800	INAMHI																				
P6-1	Nanegal	00-08-26N	78-40-34W	1,280	INECEL																				
P - 8	Toabunchi	00-22-40N	78-26-05W	2,200	INECEL																				
2 - 18	Intag en Apuela	00-21-30N	78-30-40W	1,620	INAMHI																				
2 - 20	Cambugán	00-16-21N	78-23-30W	3,120	INAMHI																				
2 - 31	San Rafael del Lago	00-12-00N	78-14-24W	2,790	INAMHI																				

Table 4-5 Existing Runoff Data

Index No.	Station	River	Height (msnm)	Catchment Area (km ²)	Year																				
					1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
13-04	A.J Cubi	Guayllabamba	1540	4,364																					
F - 2	EN PTE. CHACAPATA	Guayllabamba	650	4,905																					
13-05	D.J Alambi	Guayllabamba	625	6,808																					

Note: INAMHI = INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA
 DAC = DIRECCION DE AVIACION CIVIL
 U C = UNIVERSIDAD CENTRAL
 POLI NAC = POLITECNICA NACIONAL

4.4 水文周期

計画に用いる水文資料の期間は全期を代表し得る標準的なものでなければならない。

本調査団が入手した流量資料の期間は最長で18年であり、長期周期を推定するには困難である。

一般に長期の流量の周期は雨のそれと同一の傾向をもつと考えられる。ここでは移動平均法及びスペクトル解析により、Quito 観測所資料を用いて検討することとした。

1891年から1982年迄の92年間におけるQuito 観測所の年平均降雨量は 1,229mm/Year である。

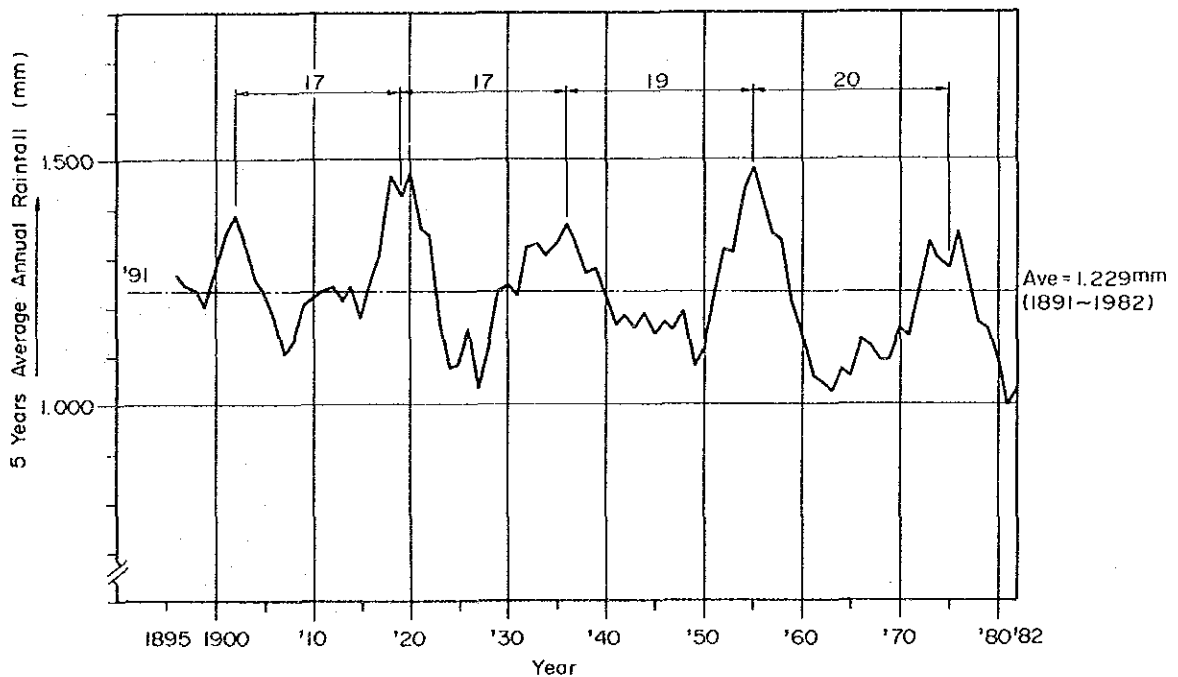
4.4.1 移動平均法

Fig. 4-6 は平均する時間の長さを5ヶ年と置いた場合の時系列図である。

1891年から1982年迄の92年間における波の傾向は、大きく次の4つに分けられる。

すなわち、1902年から1919年の17年、1919年から1936年の17年、1936年から1955年迄の19年および1955年から1975年迄の20年である。

Fig. 4-6 Moving Average Analysis



4.4.2 スペクトル解析

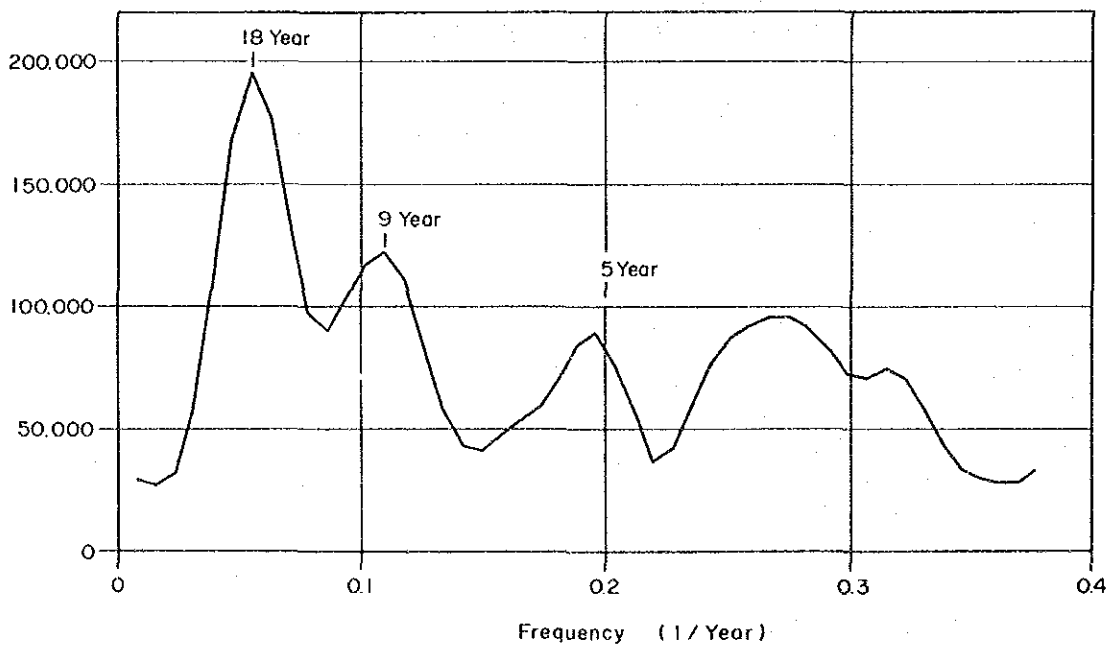
卓越する水文周期をスペクトル解析によって算定する。まず、92年にわたる年降雨量 $X(t)$ [mm] の変化を式①のFourier transformにより各周波数成分ごとの波に分解し、周波数のPower Spectrum（各周波数のもつ平均のエネルギー）を式②により解析する。

$$X(f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{-2\pi ft} dx \quad \text{①}$$

$$S_x(f) = \lim_{T \rightarrow \infty} \left[\frac{1}{2} |X(f)|^2 \right] \quad \text{②}$$

Fig. 4-7にその結果を示す。これによると強い周期は18、9及び5年の順となる。

Fig. 4-7 Smoothed Power Spectrum



4.5 流量資料の欠測補填

4.5.1 測水所間の相関性

本計画のダム地点の流入量は、前記4.2.4の降雨特性を考慮して、A. J. Cubi測水所及びChacapata 測水所資料から算出するものとした。この計算に先立ち、各測水所資料の欠測部分は、補填し引き伸ばしを行った。

INCECの既検討資料“ACTUALIZACION DEL INFORME HIDROLOGICO DEL PROYECTO CHESPI-GUAYLLABAMBA DICIEMBRE-1984”によると、流量算出の基準となる資料は、A. J. Cubi測水所及びD. J. Alambi測水所のそれであった。しかし、両測水所間の流域面積が2,184km²と大きく、さらにその残流域の70%が支流Alambi川及びIntag川の残流域によって占められ本流と気象特性が異なる事などから、両測水所間の相関性は低い。これらの理由から、ダム地点流量はMonthly Levelの精度となっていると考えられる。

今回の検討においては、上記の両測水所資料に加え、Chacapata 測水所資料を含めて3測水所に関する相関性の検討を行った。その結果、3測水所間の重相関係数は0.92(Monthly)と比較的高い値が示された。また、A. J. Cubi測水所とChacapata 測水所との単相関では相関係数が0.96(Monthly)、Chacapata 測水所とD. J. Alambi測水所とでは0.91(Monthly)とそれぞれ高い値が示された。(See:Fig. 4-8 ~ 4-10)

この事は、支流のAlambi川及びIntag川の成分と本流の成分が、Chacapata 測水所によって分割された事を意味する。又、Chacapata 測水所の信頼性が高い事をも意味する。

多重相関式

$$Q_1 = 2.483 \times Q_3 - 0.584 \times Q_2 - 20.473$$

$$r = 0.92$$

Fig. 4-8 Relation Between D.J. Alambi G.S and A.J. Cubi G.S (Monthly Data)

660101 -- 821231 * MONTH *

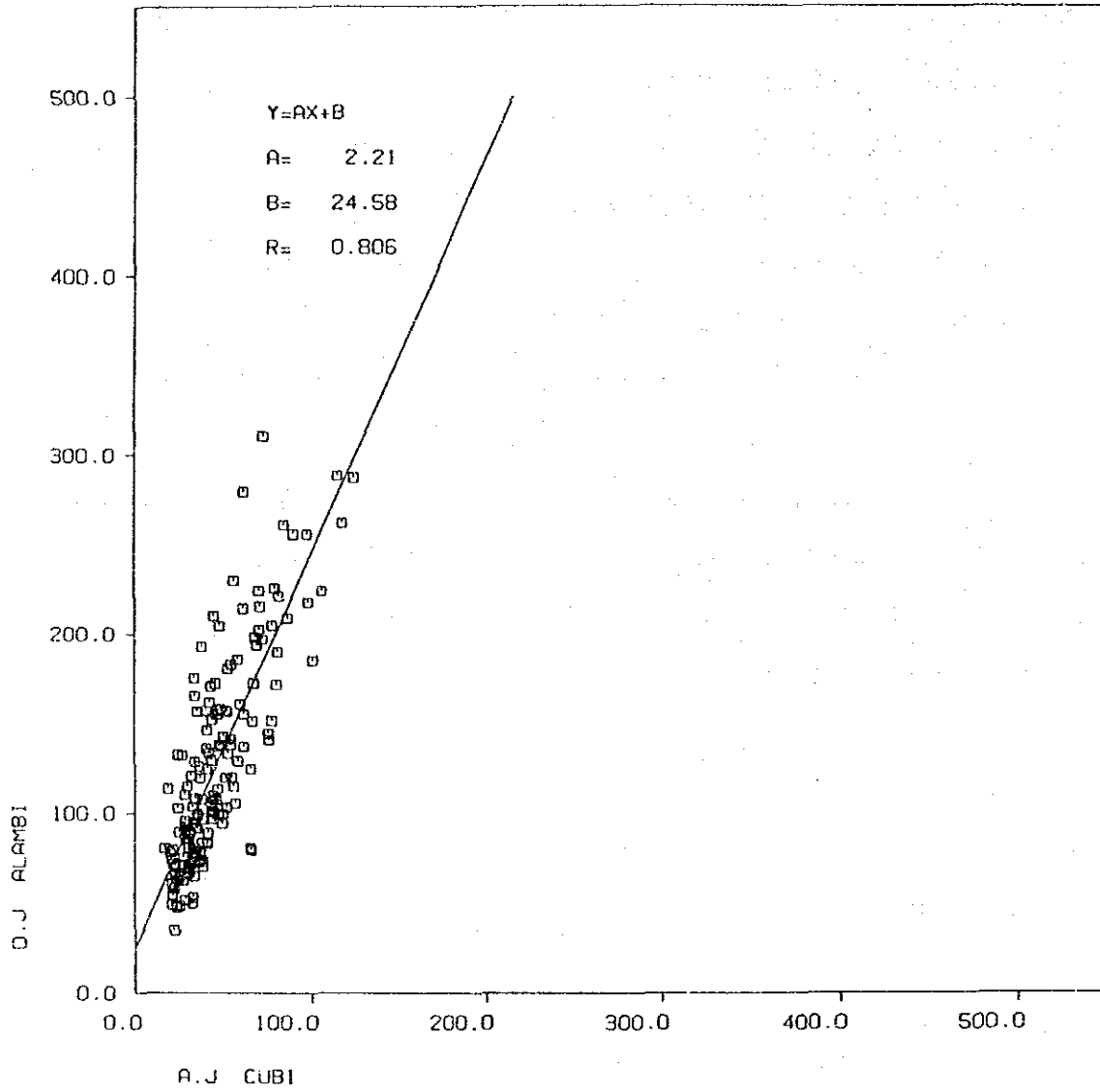


Fig. 4-9 Relation Between Chacapata G.S and D.J. Alambi G.S (Monthly Data)

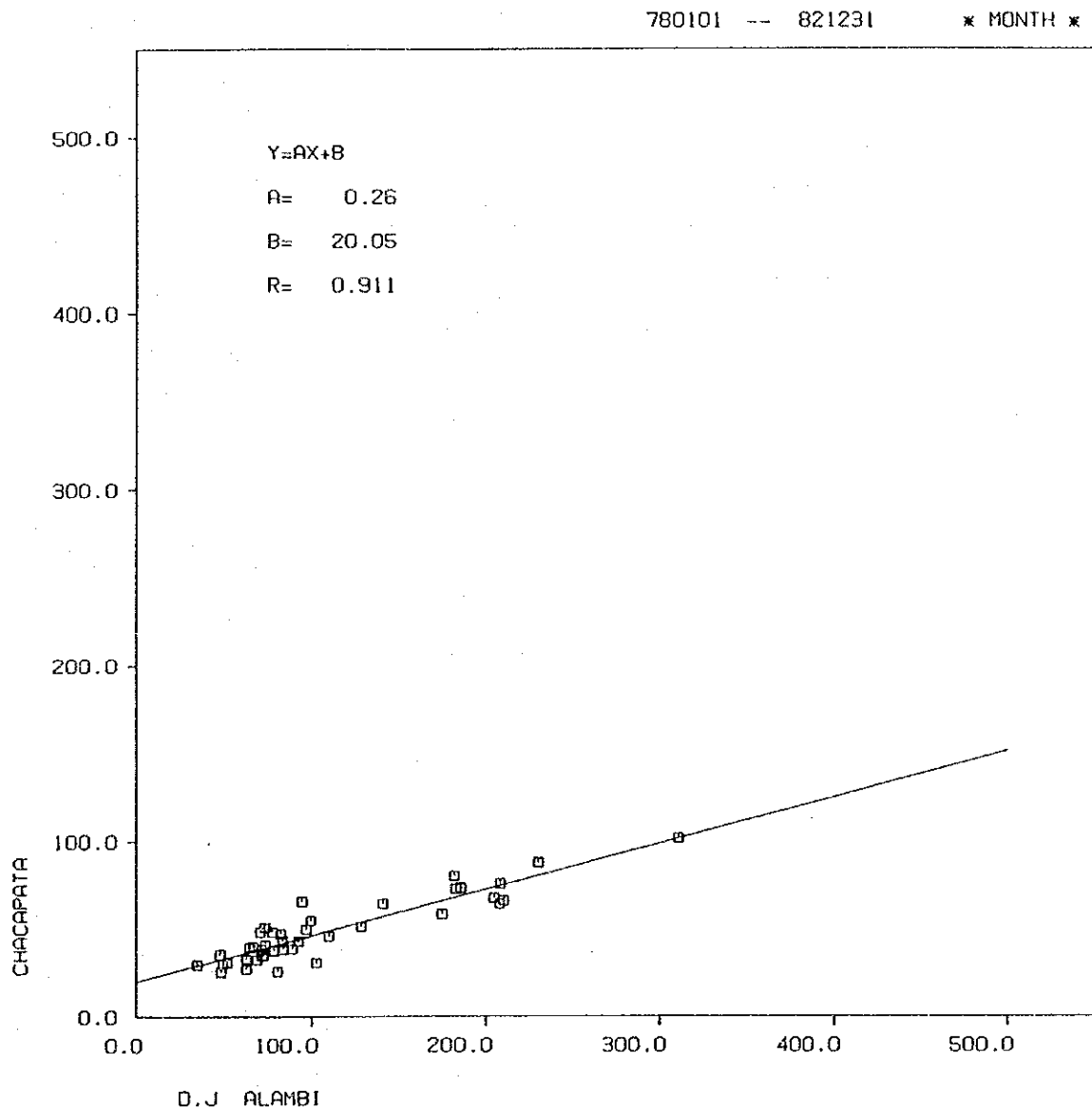
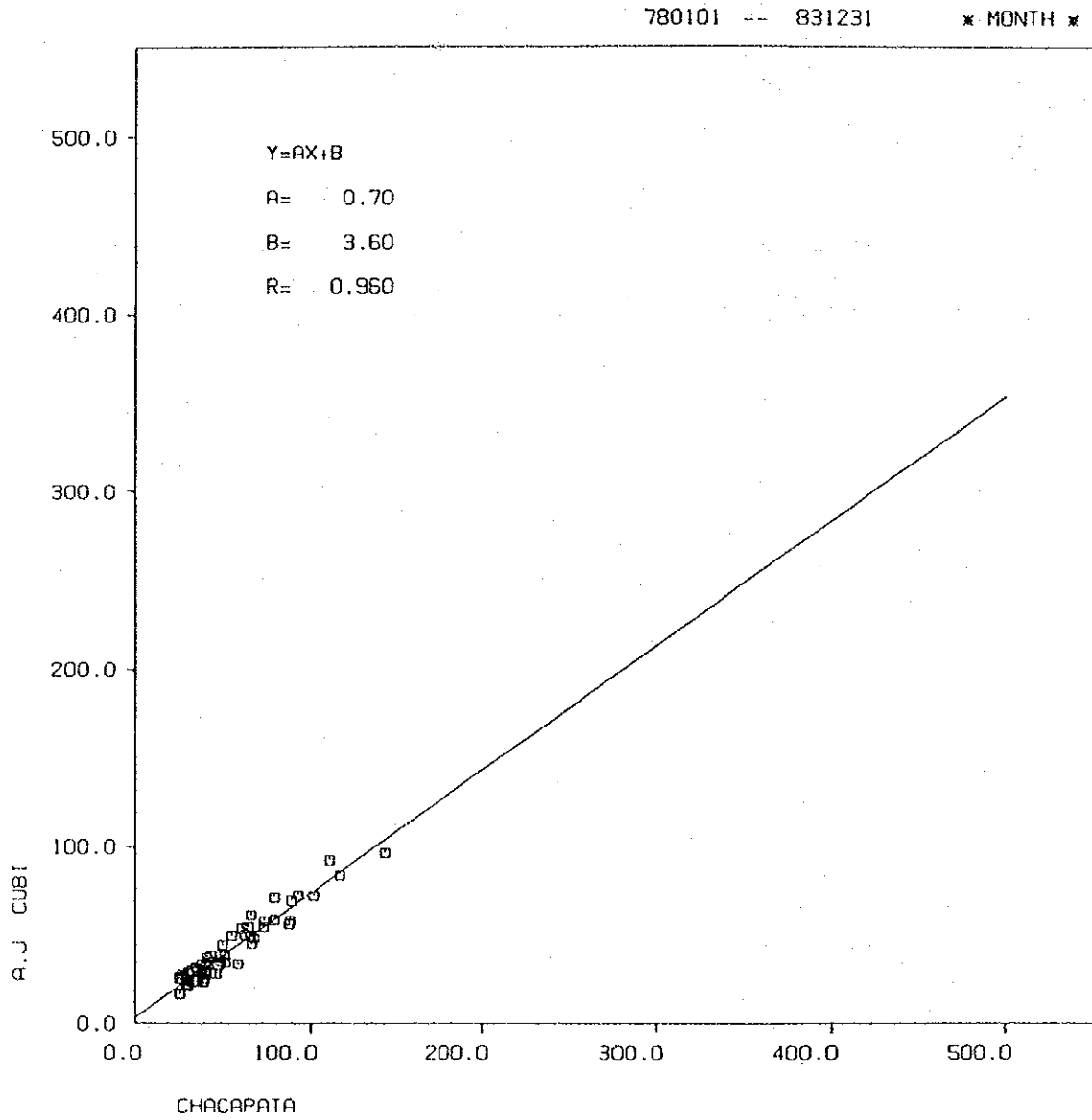


Fig. 4-10 Relation Between A.J. Cubi G.S and Chacapata G.S (Monthly Data)



4.5.2 欠測補填

A. J. Cubi及びChacapata 測水所資料の欠測補填及び引き伸ばしは下記に示す相関式によって求められた。

$$Q_1 = 0.707 \times Q_3 + 0.31 \text{ (m}^3/\text{s, Daily)}$$

$$n = 1.678 \quad r = 0.93$$

$$Q_3 = 1.414 \times Q_1 - 0.44 \text{ (m}^3/\text{s, Daily)}$$

$$n = 1.678 \quad r = 0.93$$

但し、1973/9.1~10.30, 1974/1.1~4.30, 1974/12.18~12.30 の期間については下記の式を適用した。

$$Q_3 = 0.286 \times Q_2 + 0.178 \text{ (m}^3/\text{s, Daily)}$$

$$n = 1.285 \quad r = 0.84$$

Q₁ : A. J. Cubi測水所流量 (m³/s)

Q₂ : D. J. Alambi測水所流量 (m³/s)

Q₃ : Chacapata 測水所流量 (m³/s)

n = 試料数 r = 相関係数

以上の日別計算によって求められた各測水所の月別平均流入量をTable 4-6、4-7、4-8に、日別平均流況をFig. 4-11、4-12、4-13に示す。

日別流入量をAppendix Table 2-3~2-5に示す。

Table 4-6 Monthly Average Inflow at the A.J. Cubi Gauging Station

YY	JAN.	FEB.	MAR.	APP.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	AVERAGE
65	30.64	28.11	36.59	71.19	77.65	47.73	34.92	30.20	26.51	37.55	105.17	51.85	48.35
66	40.95	35.45	52.41	48.75	42.76	20.48	35.77	21.86	30.55	35.25	40.94	67.12	40.29
67	46.75	61.37	70.20	41.28	34.05	57.76	51.71	36.83	21.25	35.30	23.63	21.16	42.11
68	28.69	47.20	70.28	61.02	24.04	32.63	44.45	22.91	21.30	55.77	47.65	30.81	41.24
69	31.65	43.24	38.14	67.45	61.53	51.25	34.40	34.26	31.25	56.58	65.13	75.86	51.61
70	77.38	123.74	106.04	70.63	97.52	68.45	39.29	37.26	34.11	28.72	66.40	42.12	64.83
71	57.13	81.71	97.82	50.85	55.70	44.17	37.10	20.13	30.65	50.94	61.74	54.61	56.68
72	40.28	85.38	78.93	81.18	72.04	51.88	46.71	25.03	26.47	21.56	58.31	54.57	56.57
73	38.06	43.53	47.84	85.89	65.44	36.60	24.12	32.77	---	---	65.16	65.85	---
74	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
75	100.67	117.50	114.58	83.09	105.26	101.91	102.19	70.78	---	54.01	80.14	72.48	---
76	52.58	63.50	70.27	76.81	77.20	70.83	75.38	38.46	22.19	25.68	40.97	43.41	55.65
77	35.55	44.62	49.00	56.40	44.49	45.95	41.59	33.11	32.75	---	---	---	---
78	24.46	18.45	40.83	67.85	52.26	42.46	32.01	25.45	23.67	23.93	21.24	33.12	34.05
79	24.39	16.64	---	---	---	54.30	20.13	28.81	38.20	31.42	27.26	25.61	---
80	20.35	58.71	61.13	71.25	52.52	49.65	27.66	22.10	22.29	38.72	38.70	35.22	42.52
81	28.04	33.65	56.22	72.08	49.46	28.38	41.45	22.36	23.50	25.68	37.12	28.40	37.19
82	54.42	44.83	48.02	58.00	68.66	34.21	28.16	23.45	28.68	44.21	58.01	92.08	49.14
83	70.65	72.40	86.16	54.51	83.01	---	---	---	---	---	35.06	50.00	---
AV	47.42	56.85	66.16	72.61	61.71	57.09	47.00	31.46	27.67	37.69	51.93	49.66	49.63
MA	100.67	123.76	114.58	87.45	105.26	101.91	102.19	70.78	38.20	56.58	105.17	92.08	64.83
MI	24.39	16.64	36.59	41.28	24.96	28.38	27.66	20.13	20.67	21.56	21.24	21.16	34.05

Table 4-7 Monthly Average Inflow at the D.J. Alambi Gauging Station

YY	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	AVERAGE
65	156.88	156.48	156.53	158.00	161.50	114.75	68.73	71.92	66.83	99.55	124.54	172.30	128.12
66	157.01	279.47	274.18	146.22	145.24	133.17	103.10	78.14	54.49	72.65	65.06	60.63	127.34
67	85.46	155.21	202.23	214.20	132.10	103.40	101.14	46.37	75.36	114.84	98.69	69.43	117.95
68	120.85	170.50	182.76	235.70	155.02	132.51	52.50	78.69	88.82	105.76	124.72	140.85	138.69
69	151.55	287.25	223.90	215.43	217.66	163.50	80.83	78.62	80.73	90.65	151.21	133.67	157.71
70	150.02	255.84	225.70	221.24	167.20	152.42	119.56	78.50	95.51	119.77	137.03	120.25	155.51
71	107.85	125.46	137.56	206.71	172.21	157.17	113.54	83.27	74.39	79.75	128.92	138.26	119.99
72	140.59	284.63	277.08	176.76	172.21	125.64	108.00	94.31	54.88	102.57	80.68	79.54	119.99
73	185.07	282.01	288.83	281.02	---	---	---	---	---	---	---	191.50	---
74	---	---	---	---	204.75	171.62	144.47	96.66	70.43	65.45	83.11	100.49	---
75	51.53	107.80	138.17	160.70	106.53	107.39	83.84	53.51	43.92	---	---	---	---
76	132.67	113.55	125.68	158.02	186.43	104.18	22.05	65.43	---	47.68	49.19	78.16	---
77	102.79	80.34	207.68	268.03	182.12	141.10	83.42	63.83	83.27	72.06	62.63	---	---
78	---	---	---	---	---	95.54	71.31	42.65	34.91	70.53	73.14	77.34	---
79	110.23	175.17	226.90	310.62	94.31	55.82	88.85	59.38	---	48.37	73.61	88.75	---
80	122.88	210.10	204.54	---	---	128.63	72.35	65.49	51.74	56.77	185.76	---	---
81	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
82	136.81	190.71	203.21	210.59	164.37	131.46	57.58	73.78	70.11	84.75	102.73	111.63	131.01
83	150.02	287.25	288.83	310.62	217.66	167.90	144.47	96.66	94.88	119.77	185.76	191.50	157.71
AV	85.46	90.68	135.98	146.22	94.31	95.92	71.31	53.51	34.91	47.68	49.19	60.63	117.95

Table 4-8 Monthly Average Inflow at the Chacapata Gauging Station

YY	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	AVERAGE
65	42.88	39.30	51.30	100.72	105.36	65.48	51.77	42.26	37.62	52.68	148.27	72.88	87.93
66	57.46	49.69	73.54	69.49	60.02	41.25	50.14	30.61	42.82	49.41	57.45	94.47	56.41
67	57.67	86.34	48.66	57.83	47.71	74.17	72.68	51.64	29.74	45.48	47.11	29.48	59.10
68	40.12	66.30	88.94	95.84	37.68	45.70	42.41	31.96	28.14	78.41	66.94	43.12	57.91
69	44.31	60.71	53.48	137.36	87.55	70.61	48.21	45.00	43.74	79.57	91.65	106.83	72.54
70	106.08	174.56	149.50	68.43	137.46	56.83	42.38	52.24	47.79	40.17	93.73	59.11	91.23
71	80.34	115.10	137.88	125.02	78.31	67.01	52.67	28.03	47.50	71.59	86.86	76.78	79.70
72	113.08	125.95	111.17	114.35	101.42	72.82	65.61	34.55	28.78	30.04	82.01	76.72	79.56
73	59.38	61.11	67.21	121.00	64.10	51.31	47.80	45.89	27.31	31.56	91.70	92.67	62.83
74	40.28	82.16	79.47	51.58	---	---	---	---	---	---	---	95.30	---
75	141.60	165.70	161.58	118.32	148.56	141.67	144.75	93.64	---	75.94	112.87	102.05	---
76	75.33	84.35	98.93	108.16	108.73	117.44	106.15	53.84	32.35	35.88	57.49	60.95	78.25
77	48.83	62.56	68.85	63.64	57.46	64.53	58.37	45.37	45.87	---	---	---	---
78	34.15	25.71	57.29	65.50	74.60	61.01	47.37	39.74	38.62	35.59	30.53	38.02	48.21
79	30.92	25.83	64.24	75.81	80.30	64.28	38.55	32.66	43.37	34.94	27.20	26.60	45.49
80	30.00	79.25	65.98	75.12	60.51	54.84	38.61	33.07	26.62	48.46	51.01	48.62	51.93
81	45.97	58.57	87.55	101.71	65.72	58.85	58.16	31.18	32.18	25.45	41.09	38.87	52.12
82	72.94	64.21	67.47	88.17	55.00	51.38	43.12	40.11	30.70	48.77	73.35	111.48	65.86
83	88.85	92.85	121.30	123.98	117.35	64.24	45.71	37.09	36.46	42.35	42.37	62.21	74.44
AV	64.34	80.30	80.76	67.82	85.27	68.74	59.67	43.30	36.96	48.90	70.68	68.68	67.81
MA	141.50	174.56	161.58	143.68	148.40	141.57	144.06	93.64	47.79	79.57	148.27	111.48	91.23
MI	30.92	25.71	51.30	51.58	37.68	30.85	38.50	28.03	27.31	25.45	27.20	26.60	45.49

Fig. 4-11 Daily Duration Curve at the A.J. Cubi G.S.

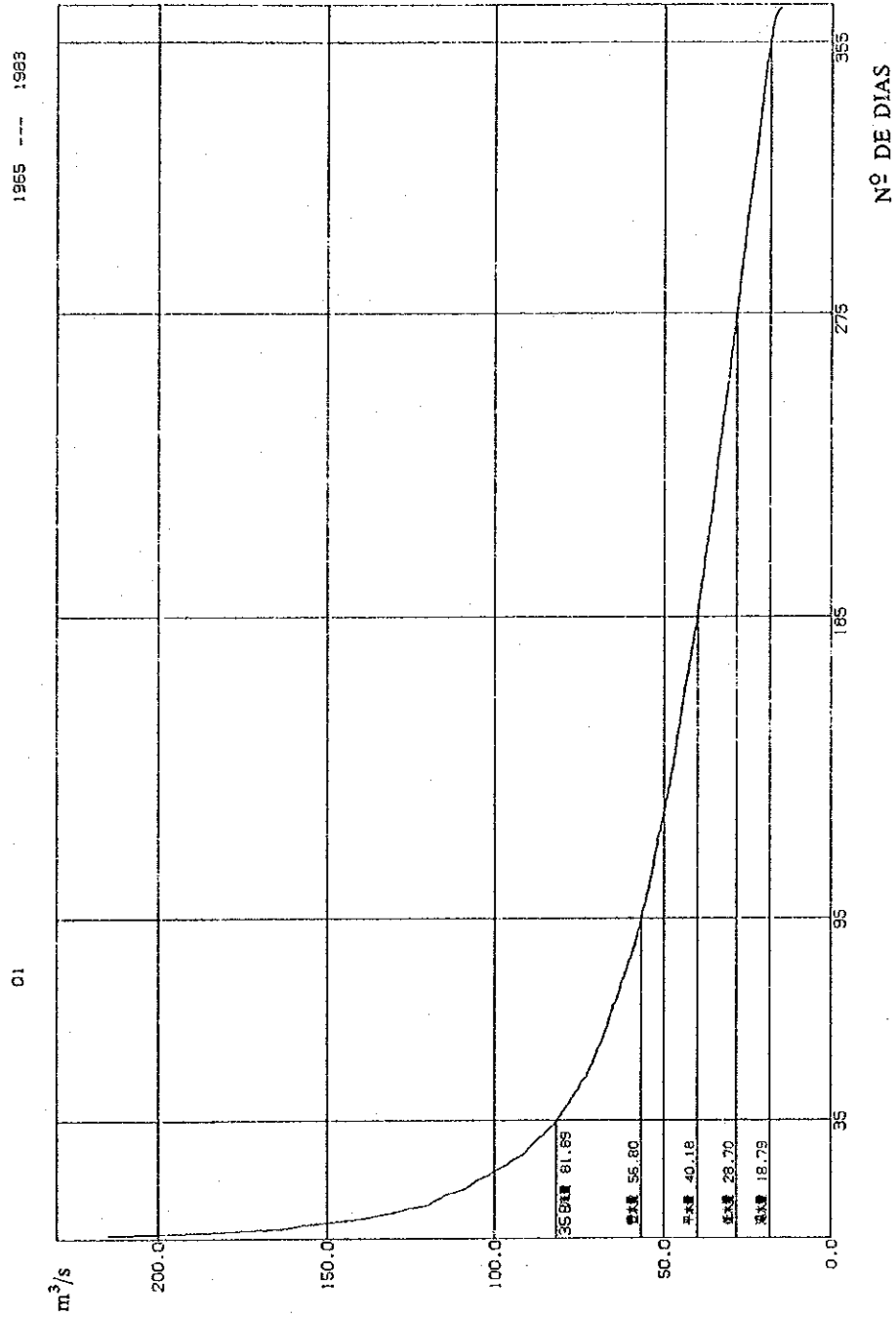


Fig. 4-12 Daily Duration Curve at the D.J. Alambi G.S.

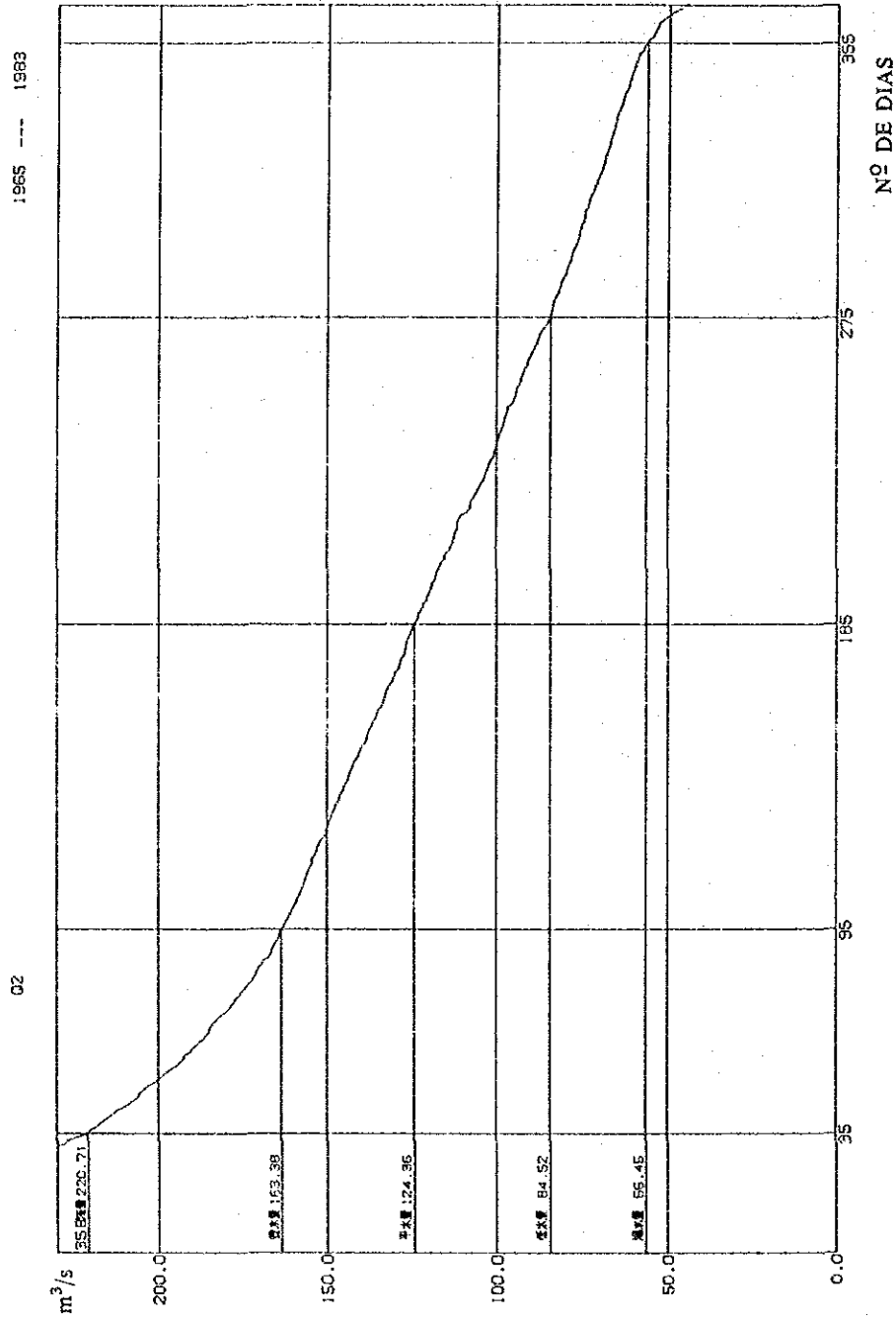
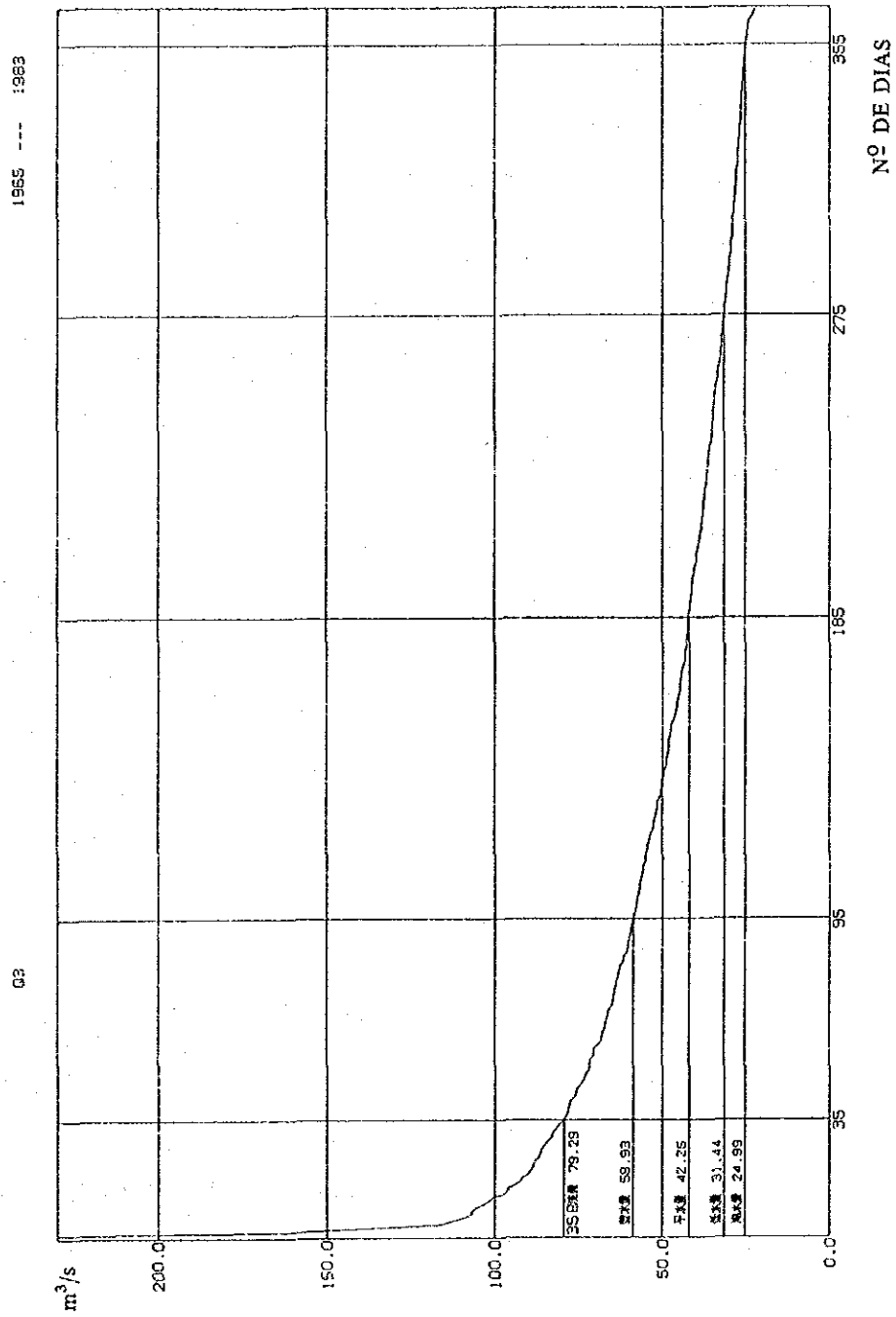


Fig. 4-13 Daily Duration Curve at the Cacapata G.S.



4.6 地点流量

本計画の評価に用いる地点流量はChespi地点のみでなく、SNI 全体の水力発電所のそれらも含まれる。但し、Chespi地点流量以外については、INECELから提供された資料をそのまま用いる事とした。

4.6.1 Chespi Dam Site 流量

本計画のダム地点の流域面積は 4,606km²で、上流のA. J. Cubi測水所と下流のChacapata 測水所の間に位置し、その距離はそれぞれの観測所から9 km、23kmである。それらの地点間の流域面積はダム地点とA. J. Cubi測水所が 242km²、Chacapata 測水所間が 299km²である。

従って、ダム地点は、流域的には上記の両測水所の中間付近となる。

ダム地点付近の降雨量は地域間の変動が厳しい。すなわち、上流側のA. J. Cubi測水所付近が年平均約 550mmであるのに対して、32km下流のChacapata 測水所付近では約 1,700mmと急激に変化している。

本計画のダム地点流入量は、上記の降雨特性を考慮して、A. J. Cubi測水所及びChacapata 測水所資料から算出するものとした。

算定式を下記に示す。

$$Q_4 = Q_1 + (Q_3 - Q_1) \times \frac{P(1-4) \times A(1-4)}{P(1-3) \times A(1-3)}$$

Q₄ : チェスピダム計画地点流量 (m³/s, Daily) CA = 4,606m²

Q₁ : A. J. Cubi測水所流量 (m³/s, Daily) CA = 4,364m²

Q₃ : Chacapata 測水所流量 (m³/s, Daily) CA = 4,905m²

P(1-4) : Project SiteとA. J. Cubi測水所間の残流域での平均降雨量
(1.083mm/Yr)

A(1-4) : 上記の残流域面積(242km²)

P(1-3) : A. J. Cubi~Chacapata 測水所間での平均降雨量(1.070mm/Yr)

A(1-3) : 上記の残流域面積(541km²)

∴ Q = Q₁ + 0.453(Q₃ - Q₁) (m³/s)

Table 4-9 に月平均流入量をFig. 4-14に平均流況を示す。

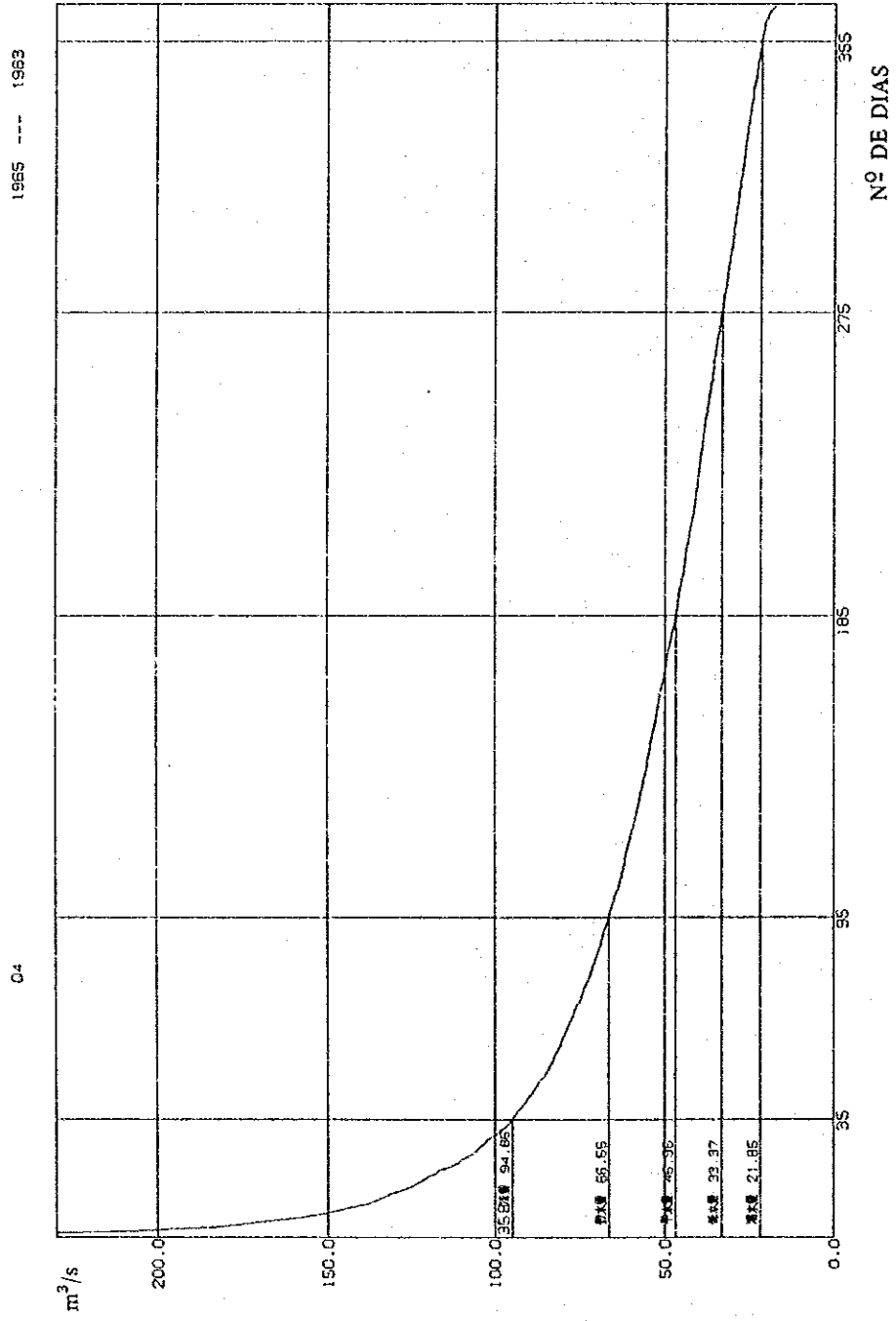
日流入量をAppendix Table に示す。

Table 4-9 Monthly Average Inflow at the Project Dam Site

YY	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	AVERAGE
65	36.19	32.18	43.25	84.34	52.01	56.00	42.65	35.57	21.76	44.25	124.65	61.38	57.22
66	48.43	41.50	62.77	57.49	53.59	34.82	42.28	23.88	26.12	41.66	48.42	79.51	47.54
67	55.72	72.68	83.28	48.82	40.74	62.46	61.21	42.54	25.15	41.72	36.74	24.93	49.80
68	32.87	55.85	82.27	72.26	21.82	38.55	52.58	27.11	22.22	66.03	56.39	36.39	48.80
69	37.28	51.16	45.10	115.52	72.86	59.47	40.66	40.48	26.91	67.00	77.15	89.89	61.09
70	91.70	146.77	125.72	82.68	115.61	81.32	35.77	44.05	40.21	33.91	78.89	49.82	76.79
71	67.64	96.83	115.87	107.69	65.54	52.25	43.86	23.71	36.20	60.25	73.12	64.66	67.10
72	55.14	105.65	83.54	56.20	85.35	61.42	55.27	28.52	24.25	25.40	69.04	64.61	66.98
73	45.00	51.45	56.61	101.79	54.01	43.26	40.32	38.71	23.10	26.66	77.18	78.00	52.93
74	34.07	65.12	66.54	43.47	(79.60)	(65.18)	(59.64)	(44.77)	(39.12)	(66.25)	(75.25)	80.19	75.88
75	119.34	129.22	135.87	89.54	124.80	120.83	121.16	83.86	(50.70)	63.94	54.57	85.88	97.40
76	63.43	75.21	83.25	51.91	91.48	94.60	85.22	65.47	27.24	30.30	48.45	51.26	65.89
77	42.02	52.75	57.99	70.58	52.63	54.36	49.19	39.12	38.69	(43.22)	(37.42)	(32.86)	45.87
78	28.85	21.76	48.26	80.28	61.58	51.41	35.46	31.92	30.58	29.21	25.45	35.34	40.47
79	27.35	20.81	53.08	62.83	65.14	52.83	33.96	31.10	40.54	33.02	27.22	26.06	40.49
80	32.51	64.01	63.33	74.82	56.51	52.90	32.62	28.16	25.61	62.12	44.28	41.79	46.73
81	36.16	44.52	70.41	85.50	56.82	33.58	49.02	26.36	27.43	25.57	38.91	33.14	43.95
82	62.81	54.51	56.83	71.64	20.58	41.98	34.24	34.26	25.60	46.72	64.56	100.87	56.72
83	78.89	81.64	102.08	118.01	95.05	53.47	38.55	31.32	30.79	37.02	38.27	55.53	63.62
(84)	(59.18)	(88.32)	(77.48)	(105.59)	(84.50)	(65.20)	(47.26)	(30.39)	(49.73)	(56.32)	(51.84)	(45.67)	(63.27)
AV	54.78	68.62	76.23	83.62	73.29	59.05	50.53	36.77	33.81	44.09	59.59	56.87	58.10
MA	119.34	146.77	135.87	118.01	124.80	120.83	121.16	83.86	40.54	67.00	124.69	100.87	76.79
MI	27.35	20.91	43.25	42.47	31.82	33.58	32.62	23.71	22.10	25.40	25.45	24.93	40.47

(): Estimated by INECEL

Fig. 4-14 Daily Duration Curve at the Project Dam Site



4.6.2 その他地点流量

西暦2000年迄にSNI に組み込まれる予定の水力発電所計画の地点流量をAppendix Table A-7-2~A-2-11に示す。

これらの値はINBCELの“Division de Hidrologia y Sedimentologia”で算定されたものである。

4.7 設計洪水量

4.7.1 一般

本計画に用いる設計洪水量は、以下の理由により確率手法によって算定するものとした。

- i) 調整池が日間調整で規模が小さい。
 - ii) ダムは重力式コンクリートダムである。
 - iii) 下流において、洪水による水没の影響を受ける家屋、かんがい設備等が少ない。
- ダムの洪水吐の設計及び建設期間中の河川処理の設計のために2種類の設計洪水量が算定された。

その1つは、A. J. Cubi測水所において現在迄に観測された洪水記録をもとに計算されたもの (Case-I)、他の1つはQuito 気象観測所の降雨資料をもとに計算されたものである。(Case-II)

それは各々に問題点がある。

前者においては、データ数 (N = 19) が少ない事、後者においては、不確定要素が多い事である。

特に降雨量資料から求めた場合において、下記に示す不確定要素が指摘される。

- i) Quito 地点降雨量と流域の平均降雨量との関係
- ii) 有効降雨量 (流出係数)
- iii) 標準的なハイドログラフの適用

上記項目を算定するためには、全流域の資料を考慮する必要がある。しかし、これらの資料は洪水記録を用いたケースと同様に少ない。それゆえ、Quito 地点降雨量が89年と長い期間の資料であったとしても、検討結果の信頼性は短い期間の資料によって制限される。

以上の様に両ケースについて各々問題点があるが、本計画の設計洪水量として i) 河川処理を対象とした洪水量は実績洪水記録から算定 (Case-I)、ii) ダム洪水吐を対象とした洪水量は降雨資料から算定 (Case-II) とした。

Table 4-10、Fig. 4-15に計画ダム地点における確率洪水量を示す。

Table 4-10 Probable Flood Discharge at the Project Dam Site

C. A = 4,606km² Unit: m³/s

Return Period Case	2	3	20	50	100	200	500	1,000
I	360	450	669	788	882	979	1,100	1,214
II	—	—	1,397	1,553	1,641	1,685	1,935	2,068

Note)

Case - I : Based on the obtained flood discharge records
at the A. J. Cubi Gauging Station

Case - II : Based on the Rainfall data

尚、第7章予備設計において採用された設計洪水量は下記の通りとした。

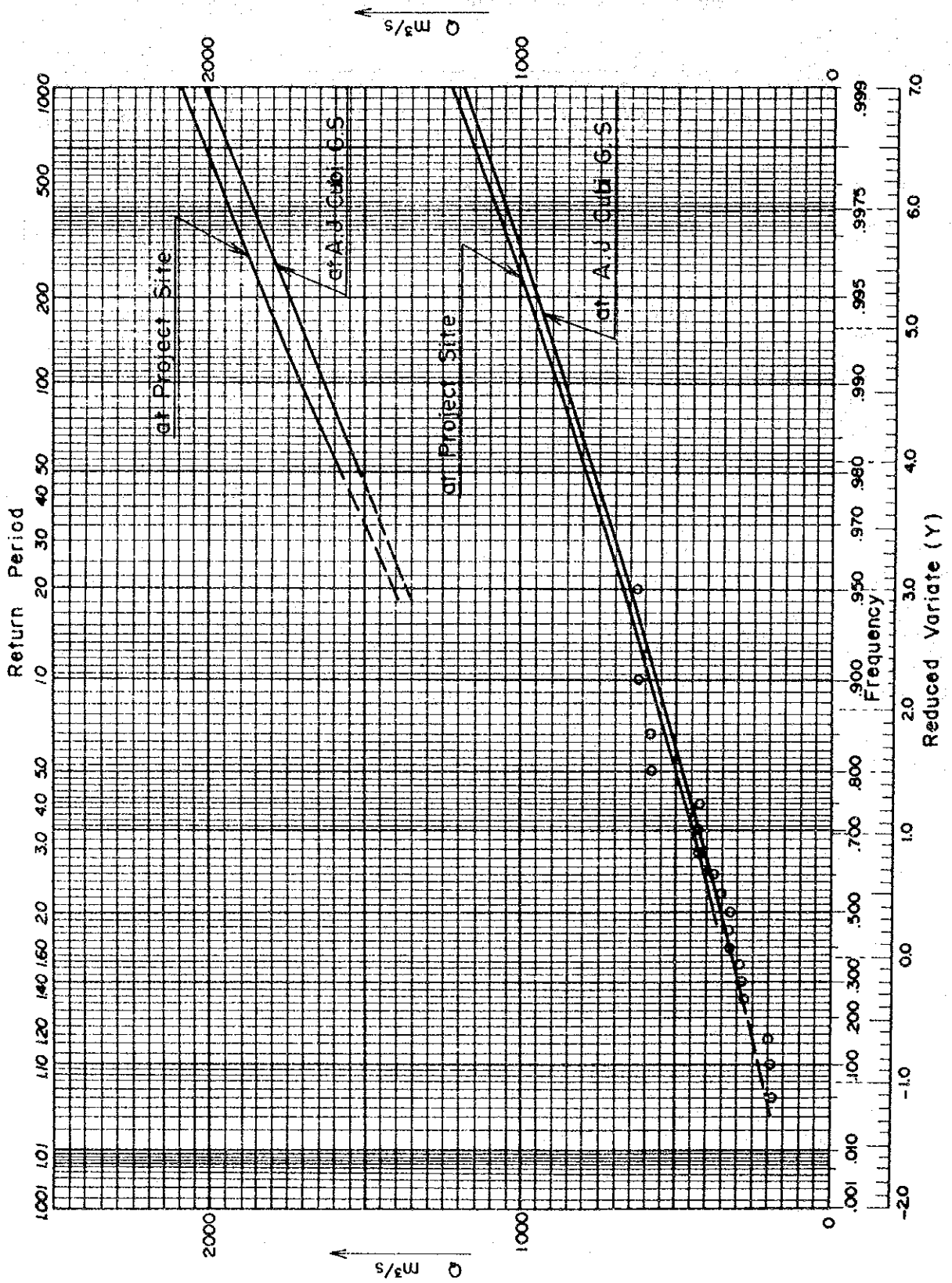
i) 工事期間中の河流処理

$Q_F = 450 \text{ m}^3/\text{s}$: Case-Iの3年確率洪水量

ii) ダム洪水吐

$Q_F = 2,300 \text{ m}^3/\text{s}$: Case- IIの1000年確率洪水量の10% 増し

Fig. 4-15 Probable Flood Discharge



4. 7. 2 Case - I : A. J. Cubi測水所流量資料から求めた場合

a) 資料

1964年から1983年迄にA. J. Cubi測水所において観測された年最大洪水量 (Table 4-11参照)

試料数 N = 19

Table 4-11 Flood Discharge Records at the A.J. Cubi Gauging Station

Year	Hmax	Equation	Qmax	No.
1964	3.030	$Q = 15.9 (h+0.22)^{2.55}$	321.14	10
65	3.420	"	428.75	5
66	2.835	"	274.27	15
67	2.880	"	284.69	14
68	2.765	$Q = 18.9 (h+0.30)^{2.51}$	314.34	11
69	2.970	"	369.81	8
70	3.590	"	571.79	4
71	3.140	"	419.98	7
72	3.600	"	575.48	3
73	2.740	"	307.95	12
74	-			
75	3.735	"	626.80	1
76	4.480	$Q = 39.9 (h-0.10)^{1.86}$	622.46	2
77	2.240	$= 17.1 (h+0.45)^{2.46}$	195.07	18
78	3.130	$= 30.1 (h+0.10)^{2.09}$	348.98	9
79	2.990	$= 15.5 (h+0.40)^{2.39}$	286.75	13
80	2.750	$= 18.5 (h+0.40)^{2.26}$	247.37	16
81	2.420	"	192.63	19
82	3.615	"	428.06	6
83	2.450	"	197.30	17
84	-			
			$\bar{X}=369.14$	

b) 総計量

i) 生データ

平均	$\bar{X} = 369.14 \text{ m}^3/\text{s}$
分散	$S^2 = 20.111$
標高偏差	$S = 141.81$
変動係数	$Cv = 0.384$
歪度	$Cs = 0.671$
尖度	$Ck = 3.096$

ii) 対数変換値

平均	$(\bar{X}) = 2.5375$
分散	$(S^2) = 0.0272$
標高偏差	$(S) = 0.1650$
変動係数	$(Cv) = 0.0650$
歪度	$(Cs)y = 0.1051$
尖度	$(Ck)y = 2.8592$

c) 分布関数の選定

各分布関数には次の関係がある。

- i) 正規分布 : $Cs = 0, Ck = 3$
- ii) 対数正規分布 : $(Cs)y = 0, (Ck)y = 3$
- iii) ピアソンⅢ型分布 : $Ck \approx \frac{1}{2} (3Cs^2 + 6)$

注) $Cs = 0$ のとき正規分布となる。

- iv) 対数ピアソンⅢ型分布 : $(Ck)y \approx \frac{1}{2} \{ 3(Cs)^2 y + 6 \}$
- v) グルベン分布 (Extreme Type I) : $Cs \approx 1.13, Ck = 5.4$

上記から、正規分布および Log Pearson TypeⅢが適用される。

一般的に洪水解析においては、Log Pearson TypeⅢ又はGumbelが採用されている。従って、本検討においては Log Pearson TypeⅢ分布を適用する事とした。

d) A. J. Cubi地点の確率洪水量

基本式は下記の通りである。

$$P = 1 - F = 1 - \frac{1}{\Gamma(P+1)} \int_0^Z e^{-z} \cdot z^P dz$$

$$Z = \frac{1}{a} (Y' - m)$$

$$0 \leq Z < \infty$$

P : Y' の分布の超過確率

F : Y' の分布の非超過確率

Y' : 水文量の対数変換した値

P, a, m : 定数

$\Gamma(P+1)$: 引数 P+1 のガンマ関数

計算結果を Table 4-12 に示す。

Table 4-12 Probable Flood Discharge at the A.J. Cubi Gauging Station

Tr	P %	QTr m ³ /s
2	50	350
5	20	474
10	10	563
20	5	651
50	2	768
100	1	859
200	0.5	953
500	0.2	1,081
1,000	0.1	1,182
10,000	0.01	1,547

$$X(1-n), N=19$$

$$y = \text{Loy } x$$

$$\bar{y} = \frac{1}{N} \sum y = \frac{1}{N} \sum \log x$$

$$= 2.5375$$

$$S_y = 0.1650$$

$$y = y \sqrt{y} = 4.0421$$

$$y = 0.0272$$

$$C_v = 0.0650$$

$$C_s = 0.106$$

e) 計画地点の確率洪水量

計画ダム地点はA. J. Cubi測水所の下流約9 kmに位置し、その間の残流域面積は242km²でこれは測水所流域面積の5.5%に相当する。ここでは下記に示す式にしたがって計画地点の確率洪水量を算定した。

$$Q_{dam} = Q_{cubi} \times \frac{A_{dam}}{A_{cubi}}$$

$$= 1.027 \times Q_{cubi}$$

計算結果をTable 4-13に示す。

Table 4-13 Probable Flood Discharge at the Project Dam Site

Tr	P %	QTr m ³ /s
2	50	360
5	20	487
10	10	578
20	5	669
50	2	789
100	1	882
200	0.5	979
500	0.2	1.110
1,000	0.1	1.214
10,000	0.01	1.589

4.7.3 Case-II: 降雨量資料から求めた場合

a) 資料

- i) 1891年から1983年迄の期間でQuito 気象観測所において観測された日最大降雨量 資料数 $N = 86$ (Appendix Table 参照)
- ii) A. J. Cubi測水所流域の平均降雨量
- iii) A. J. Cubi測水所の洪水記録

b) Quito 気象観測所の降雨資料の統計量

i) 生データ

平均	$\bar{X} = 41.61 \text{ mm}$
分散	$S^2 = 88.98$
標準偏差	$S = 9.43$
変動係数	$Cv = 0.227$
歪度	$Cs = 0.671$
尖度	$Ck = 4.622$

ii) 対数変換値

平均	$(\bar{X}) = 1.609$
分散	$(S^2) = 0.00877$
標準偏差	$(S) = 0.09364$
変動係数	$(Cv) = 0.05820$
歪度	$(Cs)_y = 0.38500$
尖度	$(Ck)_y = 3.1914$

c) 分布関数の選定

上記 b) の結果を各分布関数の特徴に照合すると、本資料はLog Pearson Type III及びGumbelに適用する事が分かる。

d) Quito 気象観測所地点の確率降雨量結果はTable 4-14 の通りである。

Table 4-14 Probable Daily Rainfall at the Quito Meteorological Gauging Station

Probability		Log Pearson	Gumbel	Adopted
%	Year	Type III		Value
50	2	40.1	40.1	40
20	5	48.5	48.9	49
10	10	54.0	54.8	55
5	20	59.2	60.5	61
2	50	66.1	67.7	68
0.5	200	71.3	73.2	74
0.2	500	83.6	85.8	86
0.1	1,000	89.2	91.3	92

e) 流域の平均降雨量とQuito 気象観測所地点降雨量との関係

一般的に地点降雨量と流域の平均降雨量との関係は、その時の気象状況によって変化し、一定の傾向を示す事は困難である。しかし、その分布範囲は実績値から帰納的に見定める事が出来る。

INECELの報告によると、Quito 地点降雨量と流域の平均降雨量の限界値（換算率で表現）との関係はTable 4-15 に示す通りである。

Table 4-15 Relation between Daily Rainfall and Reduction Factor

P _{QUITO} Item	20 mm	25	30	35	40	45	50
No of event	58	45	27	12	4	3	2
Reduction Factor (%)	72	69	68	62	52	48	48

$$\text{Reduction Factor } F_s = \frac{\sum P \cdot A}{\sum A} \times 100(\%)$$

これによると、Quito 地点降雨量が増加するにつれ、換算率（平均降雨量の限界値）は減少する傾向を示している。

上記を回帰式で表すと次の通りである。

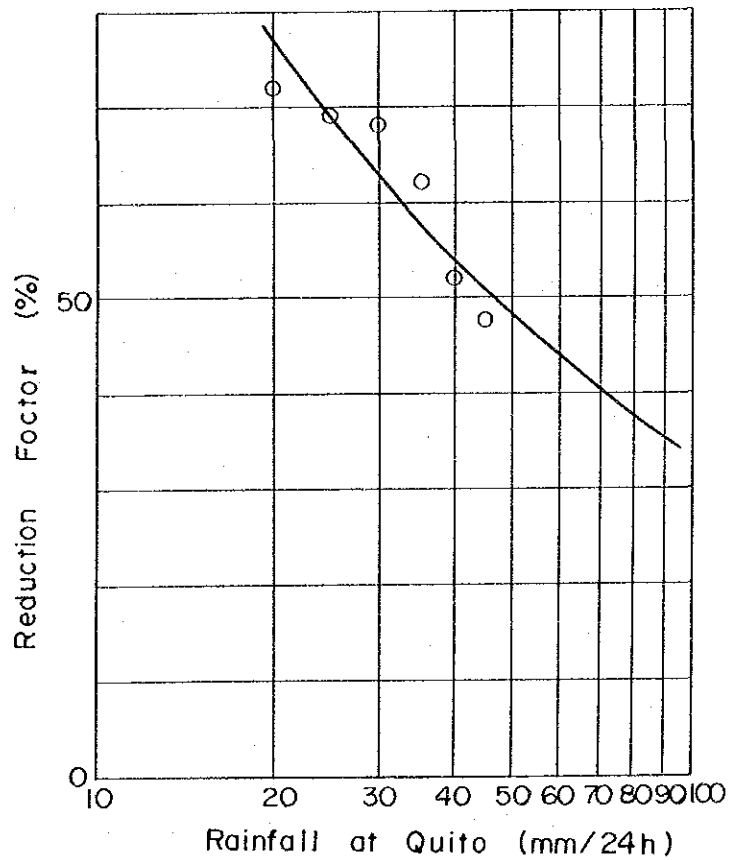
$$P_s = 352.39 P_{\text{Quito}}$$

$$r = 0.94$$

Assumed Reduction Factor

P_{Quito} (mm)	50	60	70	80	90	100
P_s (%)	48.2	43.9	40.6	37.9	35.7	33.9

Fig. 4-16 Relation between Daily Rainfall and Reduction Factor



しかし、これら関係を正確に推定するには資料が不十分である。

本検討においては、安全側をもって換算率を 0.4 とした。

採用された平均降雨量を Table 4-16 に示す。

Table 4-16 Probable Daily Rainfall of the Project Basin

Probability (year)	P _{Avmm} / 24 hours
50	27.2
100	28.8
200	29.6
500	34.4
1,000	36.8

f) 有効降雨量 (流出係数)

ここでは簡便的な帰納法として、有効降雨量を流出係数から求める事とした。

Guayllabamba川における洪水記録から求められた流出定数は以下の通りである。

A. J. Cubi G/S	Feb. 1970	c = 0.37*
	May 1982	c = 0.43
D. J. Alambi G/S	Feb. 1969	c = 0.34*

*: The INCEEL's Report "Proyecto Hidroelectrico Guayllabamba, Estudios de Factibilidad, Aprovechamiento Villadora-Contal INFORME FINAL-AGOSTO 1979, TOMO II - A"

これらの値は直接流出量に対するもので、基底流量は、含まれていない。

しかし、これらの値は現在迄の報告書にも指摘されている様に一般的に見て幾分小さい。

本検討においては、流出係数を 0.6 とする。

g) ユニットハイドログラフ

本計画流域の洪水の継続時間 (Time Base) は一般的な経験式で試算するとおよそ次に式で表される。

$$N = 0.8A^{0.2} \\ = 4.28日 = 103時間$$

A : 流域面積 4,364km²

又、Snyder法で算出すると約4.91日となる。一方、実績ではその値が1~2日程度と短い。(Table 4-17 参照)

ピーク時間については、降雨継続時間を6時間と仮定した場合、Snyder法によると約14~16時間と見積もられる。実績値の最も長いものは14時間であり、比較的似かよっている。

以上の事から、A. J. Cubi測水所で記録された洪水は、そのほとんどが流域全体から発したものでなく、一部の支流からのものである事が考えられる。これは本流域の流域面積が4,364km²と比較的大きく、その降雨型が地形性のものである事などの原因が考えられる。

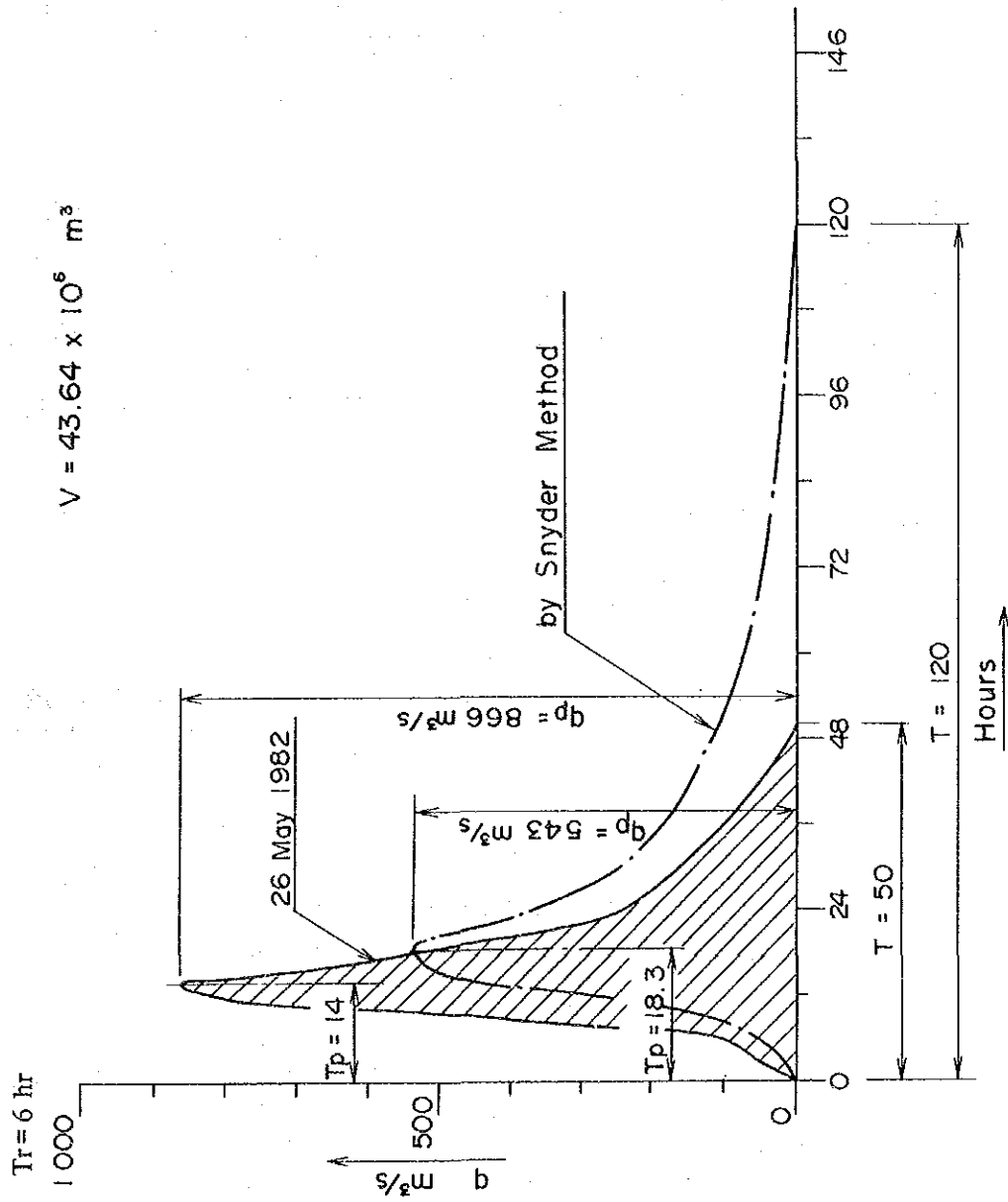
従って、これら実績値のハイドログラフの形状は洪水の継続時間が短いために洪水の体積に対してピーク洪水量が大きいと言う傾向がある。この点については、今後更に調査を進め、解明する事が望ましい。

本検討においては、記録の中で最も峻険で規模の大きい1982年5月27日のハイドログラフを採用する事とした。(Fig. 4-17 参照)

Table 4-18 Principales Características de Credidas Estacion Guayllabamba A.J. Cubi

FECHA	Q(pico) m ³ /seg	Q(base) m ³ /seg	Q(pico) Crecida m ³ /seg	Volumen Crecida x 10 ⁶ m ³	Tiempo pico hr	Tiempo base hr	Caudal medio m ³ /seg	Q(pico)	
								Q(pico)	Q(med.)
19-XI-65	348	152	196	5.85	5.0	16.2	100.3	1.94	
20-XI-65	376	178	198	4.49	5.4	14.8	84.3	2.34	
21-XI-65	410	152	258	6.26	3.2	22.6	76.9	3.34	
25-XI-65	250	120	130	2.94	4.6	14.4	56.7	2.30	
6-II-70	425	78	347	12.50	9.0	34.0	102.1	3.40	
25-II-75	324	100	224	6.05	4.8	14.0	120.0	1.86	
26-II-75	357	110	247	5.08	5.0	14.8	95.0	2.58	
18-VII-76	260	72	188	2.99	4.6	15.6	53.2	3.52	
19-VII-76	305	104	201	5.76	5.6	17.6	90.9	2.22	
24-IV-76	318	92	226	6.83	6.0	18.6	102.0	2.22	
27-V-82	428	62	366	18.47	14.0	50.0	102.6	3.57	
Med.	345.54	110.91	234.64	7.02	6.11	21.15	89.45	2.66	
Min.	250	78	188	2.94	3.2	14.4	53.2	1.86	
Max.	428	178	366	18.47	14.0	50.0	102.6	3.57	

Fig. 4-17 Unit Hydrograph of the A.J. Cobi Basin
(RAINFALL : 1 cm)



h) A. J. Cubi地点の確率洪水量

降雨資料をもとに算定された確率洪水量をTable 4-18 に示す。

Table 4-17 Probable Flood Discharge at the A.J. Cubi Gauging Station based on the Probable Rainfall

Return Period	P mm	Pef 0.6	Qpeak	Qbase	Qmax m ³ /s
50	27.2	16.3	1,412	100	1,512
100	28.8	17.38	1,498	100	1,598
200	29.6	17.8	1,541	100	1,641
500	34.4	20.6	1,784	100	1,884
1,000	36.8	22.1	1,914	100	2,014

i) 計画地点の確率洪水量

計画地点の確率洪水量は、前記のCase-Iと同じ手法で求めた。

$$Q_{dam} = Q_{cubi} \times A_{dam} / A_{cubi}$$

$$= 1.027 \times Q_{cubi} \quad m^3/s$$

計算結果をTable 4-19に示す。

尚、ダム洪水吐の設計洪水量は、1000年確率洪水量の10% 増しの値を採用する事とした。

$$Q_d = 2,068 \times 1.10$$

$$= 2,275$$

$$\approx 2,300$$

Table 4-19

Return Period	Qmax m ³ /s
year	
50	1,553
100	1,641
200	1,685
500	1,935
1,000	2,068