

用

エクアドル共和国
LA MICA 電源開発計画
フィジビリティ調査報告書

昭和44年3月

海外技術協力事業団

| | |
|---------------------|------|
| 国際協力事業団 | |
| 受入 月日 '84. 3. 30 | 706 |
| | 64.3 |
| 登録No. 02287 | KE |

は し が き

日本政府はエクアドル政府の要請により、同国首都QUITOを対称とする、LAMICA電源開発計画に関するフィジビリティ調査を行なうこととなり、その実施を政府の実施機関である海外技術協力事業団に委託した。事業団は同国における電気事業の重要性に鑑み、調査の効率的な実施を期して、電源開発株式会社海外協力部次長、楠本明を団長とする電源開発関係の専門家6名より成る調査団を編成した。

調査団は昭和43年8月14日に東京を出発、現地に約2ヶ月間滞在し、電源開発事業について討議研究するとともに、計画地点を踏査し、資料の収集を行なった。幸い現地における調査をエクアドル政府関係者ならびにキトー電力株式会社（EEQ S.A）の技師の格別の支援と協力のもとに行なわれ、調査団全員無事帰国した。帰国後調査団は直ちに4ヶ月にわたる設計作業に従事し、ここに調査報告書提出の運びとなった。

事業団は日本政府の行なう海外技術協力の実施機関として昭和37年6月に発足し、爾来開発途上にある国々よりの研修生の受入れ、あるいは、それらの国々への技術専門家の派遣、コンサルティングサービスなど、各種の政府ベースによる技術協力を実施して、着々実効を挙げて来た。この調査報告書がエクアドル国の主要施策である電源開発事業の発展に役立つとともに、両国の友好親善と経済の交流に寄与すれば、これにまさる喜びはない。

終りに本調査の実施に当り、支援を惜しまれなかったエクアドル政府関係者ならびにキトー電力株式会社関係の各位に対し、また調査団団員各位、現地において調査に協力された在外公館の方々、並びに調査団の派遣に御協力をいただいた通商産業省、外務省、電源開発株式会社関係各位に対し、この機会に厚く御礼申し上げます。

昭和44年3月

海外技術協力事業団
理事長 洪 沢 信 一

伝 達 状

海外技術協力事業団

理事長 洪 沢 信 一 殿

茲にエクアドル共和国，LAMICA電源開発計画調査団長は調査団の使命として遂行した作業の報告書を提出する光栄を有します。

調査団は昭和43年8月14日より，約2ヶ月間現地に滞在し，エクアドル政府ならびにキト-電力株式会社と打合せの上，調査地域の地形，地質調査，電力事情の調査，水文気象資料，工事費積算資料の収集，その他計画作成に必要な情報や資料の収集を行ないました。

日本国内においては，これらの資料を使用して，団長の所属する電源開発株式会社（EPDC）が同社のチーフ，エンジニアの指導のもとに本計画に関する各種の検討を実施し，本報告書の作成に当りました。

LAMICA計画は最大出力18,300kW，年間発生電力量127,700MWhの発電所および25kmにおよぶ46Kv送電線を建設し，その発生電力をQUITO市の電力需要にあててのものです。また1984年以降のQUITO市の水道需要を18年間にわたって，満たすものであります。この計画は電力需給上の観点から1974年7月に運転開始できるように建設する必要があります。

また，この工事のためには発電所建設に対し，約2.5ケ年の工期と工事費S/.176908700（US\$9,730,000）を必要としますが，この計画と対比できる代替ディーゼルプラントと比較すると，その便益-費用比は2.30以上となり，有利なプロジェクトと考えられます。

我々は，この報告書がエクアドル共和国の開発事業に役立つと共に両国間の友好親善と経済の交流発展に寄与することを切望して止みません。

昭和44年3月

エクアドル国LAMICA電源開発計画
調査団長

（電源開発株式会社海外協力部次長）

楠 本 明

目 次

| | |
|------------------------------|----|
| 第 1 章 緒 論 | 1 |
| 1 - 1 経 緯 | 1 |
| 1 - 2 調査の目的と範囲 | 1 |
| 1 - 3 調査および研究 | 1 |
| 1 - 4 資 料 | 2 |
| 第 2 章 結論と勧告 | 4 |
| 2 - 1 結 論 | 5 |
| 2 - 2 勧 告 | 7 |
| 第 3 章 需要想定 | 9 |
| 3 - 1 関 連 地 域 | 10 |
| 3 - 2 需 要 想 定 | 19 |
| 3 - 3 需給バランス | 31 |
| 3 - 4 開発の時期 | 42 |
| 第 4 章 プロジェクトの概要 | 49 |
| 4 - 1 プロジェクト地域の概要 | 50 |
| 4 - 2 計 画 概 要 | 50 |
| 第 5 章 水 文 | 55 |
| 5 - 1 測水所および気象観測所 | 56 |
| 5 - 2 降 水 量 | 56 |
| 5 - 3 気 温 | 60 |
| 5 - 4 流 出 量 | 62 |
| 5 - 5 Laguna Mica の貯水量 | 64 |
| 5 - 6 洪 水 量 | 73 |
| 第 6 章 地 質 | 75 |
| 6 - 1 一 般 | 76 |
| 6 - 2 M I C A 湖周辺の地質 | 76 |
| 6 - 3 ダム地点の地質 | 77 |
| 6 - 4 水路の地質 | 79 |
| 6 - 5 発電所地点の地質 | 80 |
| 6 - 6 材 料 | 80 |
| 6 - 7 今後の調査 | 81 |
| 第 7 章 発 生 電 力 | 83 |
| 7 - 1 設 備 出 力 | 84 |

| | | |
|------------|---|-----|
| 7 - 2 | 可能発生電力および電力量 | 89 |
| 7 - 3 | 有効出力および有効電力量 | 95 |
| 7 - 4 | LAMICA 発電所運転開始後の需給バランス | 102 |
| 第 8 章 | 予 備 設 計 | 109 |
| 8 - 1 | 設 計 | 110 |
| 8 - 2 | 工事工程および施工方法 | 120 |
| 第 9 章 | 工 事 費 | 126 |
| 9 - 1 | 基 本 条 件 | 127 |
| 9 - 2 | LAMICA プロジェクトの全体工事費 | 128 |
| 9 - 3 | 水道とアロケーションの対称となる共同工事費 | 135 |
| 9 - 4 | 分離費用残余便益法による水道とのコストアロケーションの計算 | 138 |
| 9 - 5 | 'EEQ' SA と Empresa de Agua Potable 協定による アロケーション計算 | 140 |
| 9 - 6 | 土木工事に関する工事種目別内訳 | 141 |
| 第 10 章 | LAMICA 発電所の経済解析 | 165 |
| 10-1 | 有効可能電力および有効売電電力量 | 166 |
| 10-2 | 年 間 経 費 | 167 |
| 10-3 | 発電代替設備との比較 | 176 |
| 10-4 | LAMICA 発電所の年間便益 | 185 |
| 10-5 | 便益～経費の比率 | 189 |
| 第 11 章 | 資 金 計 画 | 190 |
| 11-1 | 所 要 資 金 | 191 |
| 11-2 | 資 金 調 達 | 191 |
| 11-3 | 収入および費用 | 192 |
| 11-4 | 資金返済計画 | 193 |
| APPENDIX-I | LAMICA ダム位置の検討 | 218 |
| " | -II LAMICA 発電計画と水道計画の関連について | 223 |
| " | -III DATA OF METEORLOGY AND NYDROLOGY | 241 |

第 1 章 緒 論

| | | |
|-----------|----------------|---|
| 1 - 1 | 経 緯 | 1 |
| 1 - 2 | 調査の目的と範囲 | 1 |
| 1 - 2 - 1 | 目 的 | 1 |
| 1 - 2 - 2 | 範 囲 | 1 |
| 1 - 3 | 調査および研究 | 1 |
| 1 - 3 - 1 | 現 地 調 査 | 1 |
| 1 - 3 - 2 | 研 究 | 2 |
| 1 - 4 | 資 料 | 2 |

第 1 章 緒 論

1-1 経 緯

LA MICA プロジェクトは "EEQ" SA によって Quito 市にその電力を供給し、更に 1984 年以降の Quito 市の水道用水もあわせ供給する計画である。Quito 市は電力、水道ともに不足する状態にあり、早期に Feasibility 調査を行ない、計画を立案し、関係機関に説明するため、技術上の可能性、経済性および資金の見通しを立てる必要があった。1968 年 4 月、"INECEL" および "JUNTA" が在エクアドル国日本大使を通じて、本計画について日本政府の技術協力を求め、Feasibility Study のための調査団の派遣を要請した。この要請をうけて日本政府はエクアドル国の経済技術開発事業の推進に協力することを決め、1968 年 8 月海外協力事業団 (OTCA) を通じて電源開発株式会社 (EPDC) の技師 6 名からなる調査団を編成し、エクアドル国に派遣した。

本計画に対する調査は今回の調査が実施される以前において "EEQ" SA によって、水文調査、地形測量などが実施されていた。

1-2 調査の目的と範囲

1-2-1 目 的

本調査報告書は La Mica 電源開発計画に関する技術的および経済的可能性を明らかにしたものであり、本計画を実施するための所要資金を国際金融機関から借款を得るための申請に使用するためのものである。

1-2-2 範 囲

Feasibility Study の対象となるプロジェクトの範囲は La Mica 発電所を所有し、運用を行なう "Empresa Electrica" Quito " S A が電力供給を行なっている Quito 市およびその周辺の都部都市などの地域に限定し、その 1 次変電所までとする。また将来 Quito 市水道用水に転用するために La Mica 水路の費用配分、La Mica 発電所からの新設導水路工事などについても検討する。また電力送電線検討区間は La Mica 発電所から既設 GUANGOPOLO 発電所の変電所までとする。

1-3 調査および研究

1-3-1 現地調査

EPDC 技師により構成された日本政府 La Mica プロジェクト調査団は 1968 年 8 月 14 日より土木技師 3 名、地質技師 1 名、電気技師 1 名および電力需要専門 1 名の合計 6 名で 2 ヶ月間に亘り下記の調査を実施した。

本調査に参加した技師の所属および氏名は次の通りである。

団長 (土木技師) 楠 本 明 (EPDC)

| | | |
|-------|--------|--------|
| 土木技師 | 吉沢 広吉 | (EPDC) |
| 地質技師 | 福竹 養三 | (") |
| 土木技師 | 長谷川 泰資 | (") |
| 電気技師 | 酒井 敏充 | (") |
| 需要専門家 | 福間 三郎 | (") |

- (1) 1968年8月16日より8月31日にかけてキトー市においてLa Micaプロジェクトに関し"INECEL", "EEQ" SA, "Empresa de Agua Potable" と計画の進め方, 計画の取扱い, 需要想定などについて具体的に打合せを行なうと共に, Quito市を中心とするプロジェクトの範囲全般に亘る電力事情一般について調査した。
- (2) 1968年9月1日より9月20日にかけて"EEQ" SA 設営のMica キャンプを基地として, La Micaプロジェクト地域の地形, 地質, 水文などの現地調査を実施した。調査に当り, "EEQ" SA 土木技師の参加を得て補足測量, 立坑を堀削して地質構造の鑑定を行なった。
- (3) 1968年9月21日より10月8日にかけて適時"INECEL"および"EEQ" SA との間に報告書の作成方針について協議し, また必要資料の収集を行なった。

1-3-2 研究

1968年10月15日から東京において, 電源開発株式会社(EPDC)は水文資料, 解析, 電力需要想定, 需給計画, 発電方式開発規模の検討, 構造物の予備設計, 工事費の積算, 経済性の検討等を実施し, 本計画のFeasibility Report を作成した。

1-4 資料

本計画に使用した資料は"INECEL", "EEQ" SA, Republica del Ecuador Ministerio de Fomentoなどより現地調査実施の際に入手したものである。

INECELよりはEcuador電化計画, 需要関係資料, "EEQ" SAからは計画地点の流量測定資料, 貯水池, 水路ルート, 発電所候補地点の測量地形図, Quito市の電力需要関係資料, 既設供給設備概要, 配給電設備資料などであり, REMF(Republica del Ecuador Ministerio de Fomento)よりは気温, 雨量などの気象一般に関するデータ, Ecuador全体およびQuito市の人口統計とその想定値についてはJunta Nacional de Planificacion y Coordinacion Economica division de Estadistica y Censosの資料を用いた。

またQuito水道関係の資料は"Empresa de Potable"より"EEQ" SAを通じて入手したものを用了。またその他にLatin Americaに関する種々の発行書籍を参考にした。

主なデータは次の通りである。

(1) 気象一般

Servicio Nacional de Meteorologia e Hidrologia

○ Anuario Meteorologico (気象年報) (1961年～1966年度)

Servicio Nacional de Meteorologia e Hidrologia

○ Mensual Meteorologico (気象月報) (1967年1月～12月)

Micacocha 気象観測所 記録 ("EEQ" SA)

(2) 測 量 図

1/50,000 地形図 (IGM 作成)

(不足部は "EEQ" SA により補足されたものである)

La Mica 湖地形図 (含深淺測量) 1/10,000～1/1,000 ("EEQ" SA 作成)

La Mica 水路地形図 1/10,000 ("EEQ" SA 作成)

発電所付近 , 地形平面図および断面 1/10,000 ("EEQ" SA 作成)

水準測量成果 ("EEQ" SA 作成)

(3) 流量資料

ANTIZANA 測水所の流量測定 ("EEQ" SA 作成)

GUANGOPOLO 測水所の流量測定 ("EEQ" SA 作成)

RIO PITA 測水記録 ("Empresa de Agua Potable" 作成)

MICA 湖水位測定記録 ("EEQ" SA 作成)

(4) その他の報告書および関連プロジェクト資料

INECEL 事業案内書 ("INECEL" 作成)

ECUADOR 電化計画報告書 (1965年版 , 1968年版) ("INECEL" 作成)

NAYON プロジェクト・フィジビリティ報告書 ("EEQ" SA 作成)

PASOCHOA 発電計画設計図 ("EEQ" SA 作成)

QUITO 水道 , Rio PITA 導水計画設計図 ("Empresa de Agua Potable" 作成)

PISAYAMBO プロジェクト・フィジビリティ報告書 ("INECEL" 作成)

TOACHI プロジェクト , 計画概要 ("INECEL" 作成)

など。

第 2 章 結 論 と 勧 告

| | | | |
|-----|-----|-------|---|
| 2-1 | 結 論 | | 4 |
| 2-2 | 勧 告 | | 6 |

第2章 結論と勧告

2-1 結論

La Mica水力発電プロジェクトについて調査研究の結果、次の結論が導かれた。

- (1) 本プロジェクトの建設、運用を行なう "EEQ" SA の電力供給地域は Ecuador 国の首都 Quito (人口45万人) を中心としており、政治、経済、産業、文化の中心地である。したがって将来において大きく発展する可能性をもち、人口増加は年間4.35%、電力需要の伸び率は9.0%と予想される。

"EEQ" SA の現在保有し、また建設予定の決定をみている設備を考慮しても1975年頃には不足を生じる時点が到来し、とくに渇水期(8月~9月)の不足はNayon投入後でも1972年に3,450kw生ずるなど渇水補給の可能な電力開発が強く要望されている。

- (2) この電力不足に対処するために La Mica プロジェクトおよびその代替となるプロジェクトについて開発の可能性について調べた結果、"EEQ" SA による電力供給地区が未だ他地域との間に送電連けいがない現在では、新規開発地点は "EEQ" SA の供給地区単独で考える必要があり、La Mica Projectはこの地域内で最も有利なプロジェクトである。

La Mica プロジェクトは Quito の東南50kmに位置し、東アンデス東斜面を流れる Oriente 地方の水を Laguna Mica 湖に貯留し、季節的に調整し Quito 盆地側の渇水期(8月~10月)に集中して、分水するものであり、この水は La Mica 発電所のみならず、Rio SAN PEDRO 系に存在する "EEQ" SA 所属の発電所群 (Guangopolo, Cumbaya, Nayon) においても使用することができる。したがって既設発電能力の増強をもたらすことができる。

- (3) La Mica プロジェクトの構造物はダム、取水口、トンネル、開きよ、日間調整池、ベンストック、発電所よりなる。

ダムは自然湖の Laguna Mica の出口部に設ける。このダムにより水位を4m嵩上げして、季節調整に必要な貯水容量21,000,000m³を得る。このダムの諸元は高さ12m、体積55,000m³のアース・ダムである。取水口は Laguna Mica 湖の南岸に設け、現在水位(3,900m)の下5.5mの水深まで取水できるものとする。トンネルは取水口に連なる部分および東アンデス山脈の分水嶺を横断する部分に設けその主要諸元は延長約5.22km、内径高さ2.20×巾2.84m、最大通水量45m³/Sとし、Non-Pressure type である。開きよは東アンデス山脈の台地沿いに設け、高原の丘りょう地帯を地形に順応して蛇行して設ける。

調整池は開きよの終端、発電所の裏山にあたる Tablon Alto 台地に設ける。その容量は25,000m³であり、La Mica 貯水池からの水量および時間差を調整できる。水圧管

路は1条とし、発電所内で2条に分岐するものとし、地表面に設ける。発電規模は最大使用水量 $4.5 \text{ m}^3/\text{S}$ 、有効落差 49.65 m を利用して $18,300 \text{ kw}$ とするのが適当である。水車はベルトン型とし、台数は2台とする。この電力はLa Mica~Guangopolo間に新設する 25 km 、 46 KV の送電線によりQuito市に送電されるものである。

(4) La Mica発電所工事の工期は約25ヶ月を要する。したがって1974年7月運転開始を目標にするならば準備工事を1971年9月から、本工事を1972年7月に開始する必要がある。

(5) La Mica発電所の建設に必要な工事費は総額 $\text{S}/.176,900,000$ ($\text{US}\$9,730,000$ に相当)である。この中、建設中利子は外貨分 6.5% 、内貨分 10% として算出した結果、 $\text{S}/.13,478,600$ である。機器機械などを購入しその他の工事に必要な外貨分は国際金融機関からの融資分を引き当てるものとし、その金額は建設中利子もふくめて $\text{S}/.72,184,000$ ($\text{US}\$3,970,000$)である。また土木工事などの工事に必要な内貨分は $\text{S}/.104,716,000$ 必要である。

(6) La Mica発電所の発電端における年間可能発生電力量は自己が $82,300,000 \text{ kwh}$ 、Guangopolo、Cumbaya、Nayonなどの発電所において発生する増加電力量は年間 $45,400,000 \text{ kwh}$ であり、合計 $127,700,000 \text{ kwh}$ である。

需給バランスを考慮し、かつ送電ロスを差引いた耐用年数(50年)期間内の売電可能な有効電力量は年平均 $118,540,000 \text{ kwh}$ である。これに対して電力関係の所要総工事費(送電線も含む)は $\text{S}/.176,900,000$ ($\text{US}\$9,730,000$ 相当)であるので有効電力量 kwh 当り建設単価は $\text{S}/.149/\text{kwh}$ となる。また年経費率は 10.66% であるからQuito南変電所渡しの発電コストは $\text{S}/.0159 \text{ Per kwh}$ である。

また kw 当り建設単価は電力関係の総工事費を最大出力 $18,300 \text{ kw}$ で除すと $\text{S}/.9,830/\text{kw}$ ($\text{US}\$540/\text{kw}$)となる。しかし下流で有効化する $\text{kw}:20,000 \text{ kw}$ を考慮すると $\text{S}/.5,900/\text{kw}$ ($\text{US}\$325/\text{kw}$)である。

(7) La Mica発電所の設備のうち、水道関係との共同設備(貯水池、取水口水路など)について10年後の1984年より水道に使用するものとして電力と水道のコスト・アロケーション計算を行なった結果、電力関係工事費は $\text{S}/.143,240,000$ ($\text{US}\$7,880,000$)となる。このさい売電有効電力量は平年より $97,580,000 \text{ kwh}$ に減少し、そのため kwh 当り建設単価は $\text{S}/.1468/\text{kwh}$ となり、年経費率 10.66% を考慮するとQuito南変電所渡しの発電コストは $\text{S}/.0157/\text{kwh}$ である。

(8) La Mica発電所の耐用年数期間の平均便益は代替発電所設備としてDiesel Power Plantを考慮して、求めた。Diesel Powerの年間費用は kw 当り $\text{S}/.570$ 、 kwh 当り $\text{S}/.020$ であり、この値をLa Mica発電所が10年後1984年より水道に分水を開始する場合の kw および kwh 当り便益として、年間便益を求めると、 $\text{S}/.34,590,000$ となる。一方La Mica発電所の年間経費は $\text{S}/.15,274,000$ (経費率 10.66%)であり

便益(B)/費用(C)は(B)/(C)=2.26となる。また年間超過便益(便益(B)-費用(C))は S/. 1,931,600 である。

- (9) 現在 "EEQ" SA の需用家平均の販売電力料金は S/. 0.48/kwh であるから配電経費 S/. 0.20/kwh を差引いても S/. 0.28/kwh で売電できるものと判断される。これに対して La Mica 発電所の Quito 南変電所渡しの電力原価は S/. 0.157/kwh であり電力料金に比して格段に安価である。

したがって、La Mica 発電所は Quito 南変電所端で S/. 0.309/kwh の収入があるものとして、資金返済計画を検討した結果、十分返済能力があるものと判断した。

2-2 勸 告

前項の結論と後述する調査結果をもとに判断すると "INECEL" および "EEQ" SA は今後 La Mica プロジェクトを推進するために次の事項に留意すべきであると考える。

- (1) La Mica プロジェクトは "EEQ" SA が現在建設準備を進めている Nayon プロジェクト (30 MW) に引き続いて、1974年7月運転開始を目途に推進すべきである。そのためには1971年中に Definite Study を実施し、工事のための準備を進めるべきである。
- (2) La Mica プロジェクトは "EEQ" SA が所有する Rio SAN PEDRO 系の発電所群に下流増加電力と電力質の改善が見込まれるので、本プロジェクトを実施する企業体は "EEQ" SA が担当することが良策である。
- (3) "EEQ" SA は La Mica プロジェクトの建設必要期間25ヶ月を考慮すると本工事着手までに余り時間的余裕がないので、工事用道路、用地買収などを自己の資金であらかじめ完了しておく必要がある。
- (4) "EEQ" SA は本工事の外貨分資金を確保するために、エクアドル政府との調整を早く終えて、直ちに国際金融機関に融資の申込みをすべきである。また内貨分資金についても、内部留保の蓄積、市中銀行あるいはその他の機関からの調達見通しを立てておくべきである。
- (5) "Empresa de Agua Potable" との間で水使用に関する協定、コスト・アロケーションの方法などの具体化を進めておく必要がある。
- (6) "EEQ" SA は本プロジェクト全体の建設工事を担当しなければならないが、完成後においても、その運用に支障なきよう、社員の採用、人材の登用などを行なうと共に研修制度を確立して、社員の養成に努力すべきである。
- (7) "INECEL" および "EEQ" SA は La Mica プロジェクトによる Guangopolo, Cumbaya, Nayon などの下流増加電力が将来においてはその水が水道に使用されることになるのでそれをおぎなうための次期開発地点の調査を進めるべきである。
- (8) 今後早急に実施しなければならない Definite Study のための調査は地質調査を主体

に Chapter 6 においてのべた事項について実施することを希望する。

(9) Guangopolo-Quito間 4 6 KV送電線の増設の必要性

La Mica発電所からの 4 6 KV新設送電線は Guangopolo 昇圧変電所で "EEQ" SA の電力系統に連系される。Nayon stage における "EEQ" SA の送配電線の整備により Guangopolo-Quito間 は 4 6 KV送電線 2 回線となる。しかしながら La Mica 発電所が運開し、その出力の有効化が進むにつれてこれら 2 回線の送電容量は一杯となり、1 回線が事故停止の場合発電所出力の制限を余ぎなくされ、系統的に安定を欠く恐れがでてくる。従って La Mica 発電所運開後できるだけ至近年に Guangopolo-Quito間 に 4 6 KV送電線をもう一回線増設することが必要である。

(10) 中央給電指令所の設置について

貯水池を持ち調整能力を備えた La Mica 発電所の運開は従来の自流式および日調整の貯水池を持った発電所群で構成されていた "EEQ" SA の電力系統の運用に大きな影響を及ぼすことになる。La Mica 貯水池の運用は "EEQ" SA の需給バランスにおいて下流発電所の供給能力の改善との関連から極めて重要なものとなり、その経済的運用が必要となる。"EEQ" SA は La Mica 発電所完成後は水力 6 発電所 1 0 3,9 6 0 kw と 9,8 0 0 kw のディーゼル設備を持つことになるが、事業の近代化と電力系統全体の経済的運用を計るため、給電業務体制の整備を行なう必要がある。

発電から配電に至るまでの各設備の状態を把握し、各発電変電所の運転箇所に運転停止、出力調整、電圧および周波数調整、貯水池の計画的運用購入電力の受給、事故時の復旧操作などの運用上の指令を発する中央給電指令所を設置し電力系統の一貫運用を期すべきである。

第 3 章 需 要 想 定

| | |
|------------------------|----|
| 3-1 関 連 地 域 | 10 |
| 3-1-1 関連地域のあらまし | 10 |
| 3-1-2 電気事業の形態 | 10 |
| 3-1-3 需給の現状 | 18 |
| 3-2 需 要 想 定 | 19 |
| 3-2-1 各クラス別の需要想定 | 19 |
| 3-2-2 電力損失 | 29 |
| 3-2-3 負 荷 率 | 30 |
| 3-2-4 総需要想定 | 30 |
| 3-2-5 日負荷曲線の想定 | 30 |
| 3-3 需 給 バ ラ ン ス | 31 |
| 3-3-1 kW-バランス | 31 |
| 3-3-2 kWh-バランス | 38 |
| 3-4 開 発 の 時 期 | 42 |

第3章 需 要 想 定

3-1 関 連 地 域

3-1-1 あ ら ま し

La Mica プロジェクトで発生した電力はQUITO市およびその周辺の市町村に送電される。この地域で電力事業を行なっている機関はQUITO市にある " Empresa Electrica Quito " SAである。

本地域はPICHINCHA県にありECUADOR人口の約10%がこのQUITO市に集中している。QUITO市は人口45万人を有し、標高2,800mのアンデス山中にあるがECUADOR国の政治、文化の中心であり、農産物の集積、家内工業が発達している。

3-1-2 電 気 事 業 の 形 態

(1) ECUADORの電気事業

ECUADORは1967年現在271MWの発電設備をもち、水力は94MW(43%)、火力は127MW(57%)である。この電力設備は人口1人当り35W/人で南米諸国の平均をわずか下まわる状態である。電力の主体はQUITOおよびGUAYAQUILに集中し、全国的な規模の電力連けい綱は組まれておらず、個々の地域に電力会社が散在しており、中小都市ではMunicipalが直接電力供給を担当している。この中で、" EEQ " SA電力系統はGuayaquilのEMELEC(EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC)とともにECUADOR国内における最大規模(現在60MW所有)のものであり、この系統内の人口1人当りの年間電力消費量は350kwhである。

その他ECUADORが数百万kw/cのぼる未開発水力資源をもちながら、全般的に電力が不足しており、国家的見地に立って電力計画、電力行政を担当するため1961年に設立されたINECEL(INSTITUTE ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION)がある。

INECELは電源開発基本法(Ley Basica de Electrificacion)にもとずき発電計画の企画、促進および実施を精力的に行なっている。

(2) " EEQ " SAの歴史

QUITO市は1937年以前においてはアメリカ系資本の " EMPRESA de QUITO " より電力の供給を受けていた。その当時 " EMPRESA de QUITO " が所有していた発電所はGUAPULO(920kw、近年廃止)とLOS CHILLOS(1,760kw)であった。しかしQUITO市議会は1937年、増大する需要に対応するため、市議会管轄の商業会社として " EMPRESA ELECTRICA MUNICIPAL(EEM) " を創設し、Guangopolo発電所(9,400kw)を建設した。

その後、新規地点の開発資金調達をはかるために自治権を有する合資会社の設立が要求され、1955年9月" EEM "は合資会社として発足することになり" EMPRESA ELECTRICA QUITO " SA が設立された。

" EEQ " SA は直ちに CUMBAYA (1 期工事 20,000 kw) の開発に着手し、その建設資金として、1956年3月に世銀より第1回 US \$ 5,000,000 の融資契約を締結し、1957年9月に第2回 US \$ 5,000,000 の追加融資をうけた。かくして、1958年9月、CUMBAYA 1 期工事を開始し、1961年8月に完成運転に入った。更に CUMBAYA 2 期工事 20,000 kw を 1966年12月に完成させた。

現在、" EEQ " SA は資本金 \$ 221,000,000、所有設備 59,925 kw (水力 52,080 kw、ディーゼル 7,845 kw)、販売電力量 159,573 Mwh を有している。

(3) " EEQ " SA の設備概要

(3)-1 発電設備

" EEQ " SA は 1968年8月現在、水力発電設備4ヶ地点、出力 52,080 kw、16基の Diesel 発電機をもつ火力設備1ヶ所 7,845 kw、合計 59,925 kw を所有している。(Table 3-1) このうち GUAPULO (920 kw) 発電所は 1905年に建設された老朽設備であり 1970年 NAYON 発電所の新設に伴ない廃止する予定である。火力発電設備は 1960年には 8,035 kw 所有していたが、1961年に CUMBAYA 1 期発電所の運転開始により供給力に余裕が出来たので、小容量の Diesel 設備 (2,190 kw) を INECEL に移設し、1966年には 5,845 kw に縮小した。

その後需要の増大に伴ない EEQ は 濁水補給のため 1967年に 1,000 kw Unit の Diesel 2 台を増設し、現在は 7,845 kw を所有している。

更に 1968年12月には現在据付中の新鋭の Diesel 1,000 kw 2 台が運転を開始する予定である。加うるに " EEQ " SA は 1966年 Machachi 市との間に雨期において 1,000 kw 乾期には 800 kw の給電を Machachi 発電所から受ける買電契約を締結した。この発電所の出力は 2,000 kw である。この契約は 1968年2月に終了の予定であったが、更に向こう3年間 250 kw の給電を受けることで延長された。

また " EEQ " SA は同様の契約を Pifo 市にある放送会社 HCJB (アンデスの声) LA VOZ DE LOS ANDES との間に結んだ。

放送会社が所有する最大出力 1,500 kw の Papallacta 発電所から 800 kw の給電を受ける契約で期限は 1967年9月から向う3年間の予定である。

Table 3-1 Existing Power Plants in "EEQ" S.A.

August, 1968

| | Installed Capacity KW | Number of Units | Unit Capacity KW | Year of Installation |
|-------------------------|-----------------------|-----------------|------------------|----------------------|
| <u>Hydraulic Plants</u> | | | | |
| Guapulo | 920 | 3 | 200 | 1905 |
| | | 1 | 320 | 1919 |
| Los Chillos | 1,760 | 2 | 880 | 1922 |
| Guangopolo | 9,400 | 2 | 1,700 | 1937 |
| | | 2 | 2,000 | 1946 |
| | | 1 | 2,000 | 1953 |
| Cumbaya 1st stage | 20,000 | 2 | 10,000 | 1961 |
| Cumbaya 2nd stage | 20,000 | 2 | 10,000 | 1967 |
| Sub-total | 52,080 | 15 | | |
| <u>Thermal Plant</u> | | | | |
| Central Diesel | 7,845 | 3 | 270 | 1958 |
| | | 2 | 500 | 1958 |
| | | 2 | 1,000 | 1959 |
| | | 3 | 325 | 1960 |
| | | 2 | 200 | 1960 |
| | | 2 | 330 | 1960 |
| | | 2 | 1,000 | 1967 |
| Sub-total | 7,845 | 16 | | |
| Total | 59,925 | | | |

(3)-2 送電設備

現在 "EEQ" SA の主力発電所である Cumbaya (40 MW) の電力は 46 KV, 2 cct の送電線 6.2 km により QUITO の北変電所に送電されている。

Guangopolo (9.4 MW) から南変電所間 6.8 km は 46 KV, 1 cct, 2 線で結び, Guangopolo (1.74 MW) からは電圧 22 KV, 延長 27.7 km の送電線で南変電所に送っている。南北両変電所は連絡送電線 46 KV (将来は環状送電線になる予定) により, Drawings に示すように直接連けいされている。したがって Loschillos, Pifo および Machachi からの 22 KV の電力は南変電所において 46 KV に昇圧している。Guapulo および Diesel 発電所は 6.3 KV の配電線により, 配電用変電所に直接, 連けいしている。

既設送電線の概要は table 3-2 に示す通りである。

Table 3-2 Existing Transmission Lines in "EEQ" SA

at August, 1968

| Voltage | Name of Line | Length in km | Number of Circuits | Number of Supports | Conductor |
|---------|---------------|--------------|--------------------|--------------------|------------------|
| 46 KV | Cumbaya | 6.2 | 2 | 35 | ACSR 477, MCM |
| 46 KV | Guangopolo #1 | 6.8 | 1 | 47 | Copper 1/0 AWG |
| 46 KV | Guangopolo #2 | 6.8 | 1 | 43 | ACSR 3/0 AWG |
| 22 KV | Machachi | 27.7 | 1 | 350 | ACSR 3/0 AWG |
| 22 KV | Los Chillos | 19.5 | 1 | 187 | Copper #1 AWG |
| 22 KV | Pifo | 11.7 | 1 | 100 | Aluminum 1/0 AWG |
| 6.3 KV | Guapulo | 5.1 | 2 | 172 | Coppel #4 AWG |

Note;

Guangopolo #1 and #2 Lines are still operating at 22KV, but they were constructed for 46KV, the transmission voltage in near future.

(3)-3 配電設備 (Distribution System)

Quito 市には都市外輪に設けた 46 KV の Ring 状の Sub-Transmission Line とそれより Quito 市の郊外および将来の住宅地, 産業団地への 46 KV と 22 KV の分岐送電線が南部と北部にあり, 各配電用変電所に送電するように計画され, Drawing-16 に示す通り, 現在既にその 1 部は完成している。

また, QUITO 市周辺の教会区には市内の配電用変電所から 6.3 KV の配電線が延長されているが, 低圧配電網はまだ構成されていない。近い将来には "EEQ" SA は小規模 Diesel 設備をもって運営している教会区あるいは未点灯の教会区に配電線を新設あるいは延長し, QUITO の電力系統内に統合していく予

定である。

QUITO市は現在18の配電区に分かれ、各配電区には各々配電用変電所(4.6KV/6.3KV)がある。この配電用変電所は将来の需要増加に対処して増設可能なるように設計され、供給安定のために非常用連絡線(Emergency Tie Line)を設けている。既設の配電変電所、Subtransmission Lines、配電変圧器および配電線に関する資料は各々Table 3-3, 3-4, 3-5および3-6に示す通りである。

(4) La Micaプロジェクト以前に"EEQ"SAによって建設決定をみているプロジェクト概要。

(4)-1 発電設備

(4)-1-1 PASOCHOA発電所

この発電所は"EEQ"SAがEmpresa de Agua PotableのPITA水道計画に関連して計画し、現在1970年7月運転開始を目的にその工事の一部を建設中である。この発電所は水道用水としてRio PITAにおいて取水した水を水路により導水しQUITOに運ぶ途中のPASOCHOA地点において得られる有効落差194mを利用し、最大使用水量3m³/Sとして最大出力4,500kwとするものである。この電力は4.6KVに昇圧し、4.6KV、延長19kmの送電線でGuangopolo Sub-Stationにおいて既設電力系統に結ぶものとする。

(4)-1-2 NAYON発電所

この発電所は"EEQ"SAが1972年7月運転を目的に既設CUMBAYA発電所の直下流に建設を計画しているものである。現在、準備工事を終了し、工事を開始すべく努力中である。本発電所はCUMBAYA発電所の放流水36m³/Sをそのまま取水し、2.6kmのトンネル水路でRio SAN PEDROの本流沿いのNAYON地点に導水し、98mの落差を得て最大出力30,000kw、年間107,400,000kwhの発電を行なうものである。

発生電力は4.6KVに昇圧し、CUMBAYA変電所で既設送電線と連絡し、QUITO市の北変電所に送電するものである。

(4)-1-3 Central Diesel 発電所の増設

"EEQ"SAはNAYON, PASOCHOA両発電所投入前の不足するピーク供給を確保するために、Diesel発電の増設を考慮している。現存設備は7,845kwであるが、1968年12月運転開始を目的に1,000kw×2台の増設機器の据付中であり、合計出力は9,845kwになる。

Table 3-3 Existing Distribution Substation

August, 1968

| Name or Number of Substation | Voltage KV | Installed Capacity KVA | Number of Distribution Circuit in Service |
|------------------------------|-------------|------------------------|---|
| Hospitalillo | 22/6.3 | 1,000 | 1 |
| Argelia | 22/6.3 | 1,000 | 1 |
| La Tola (Old No. 3) | 22/4.16/2.3 | 2,500 | 2 |
| El Recreo | 22/4.16/2.3 | 3,000 | - |
| No. 2 | 22/4.16/2.3 | 4,000 | 3 |
| No. 3 | 22/6.3 | 4,000 | 2 |
| No. 6 | 46/6.3 | 6,250 | 6 |
| No. 8 | 46/6.3 | 6,250 | 6 |
| No. 9 | 46/6.3 | 6,250 | 5 |
| No. 10 | 46/6.3 | 6,250 | 2 |
| No. 12 | 46/6.3 | 6,250 x 2 | 5 |
| No. 14 | 46/6.3 | 6,250 | 4 |
| No. 16 | 46/6.3 | 6,250 | 3 |
| No. 17 | 46/22/6.3 | 4,000 | 4 |
| Total | | 68,500 | |

Substation "El Recreo" belongs to a local industry.

Table 3-4 Existing Subtransmission Lines

August, 1968

| Name | Voltage | Length in km |
|----------------------------------|---------|--------------|
| East bus No. 2 | 46 KV | 8.20 |
| Taps to distribution substations | 46 KV | 3.63 |
| West bus No. 1 | 46 KV | 11.0 |
| Taps to distribution substations | 22 KV | 5.30 |
| Total | | 28.13 |

Table 3-5 Existing Distribution Transformers

August, 1968

| Primary voltage (V) | Number of transformers | | | | | | | | | | Installed capacity (KVA) | | |
|---------------------|-------------------------|-----------------|----------|-------------------------|-----------------|----------|---------------|--------------|-------------|-----------|--------------------------|--|--|
| | Single phase | | | Three phase | | | Total 1φ & 3φ | Single phase | Three phase | Total | | | |
| | Property of particulars | Property of EEO | Total 1φ | Property of particulars | Property of EEQ | Total 3φ | | | | | | | |
| 6,300 | 71 | 293 | 364 | 331 | 1,005 | 1,336 | 1,700 | 8,169.5 | 98,652 | 106,821.5 | | | |
| 2,300 | 61 | 231 | 292 | 27 | 17 | 44 | 336 | 5,082.6 | 2,494 | 7,576.6 | | | |
| Total | 132 | 524 | 656 | 358 | 1,022 | 1,380 | 2,036 | 13,252.1 | 101,146 | 114,398.1 | | | |

Table 3-6 Existing Distribution Lines

Length in km

August, 1968

| | Primary System | | | | | | Secondary System | | | |
|-------------|----------------|-------------|-------|--------------|-----------|-------------|------------------|-----------|-------------|-------|
| | 6.3 KV | | | 4.16/2.3 KV | | | 210/121 V | | | |
| | Single phase | Three phase | Total | Single phase | Two phase | Three phase | Total | Two phase | Three phase | Total |
| Underground | - | 58.1 | 58.1 | - | - | - | 58.1 | - | 113.8 | 113.8 |
| Aerial | 50.5 | 209.8 | 260.3 | 7.9 | 0.4 | 76.0 | 344.6 | 68.2 | 244.4 | 338.2 |
| Total | 50.5 | 267.9 | 318.4 | 7.9 | 0.4 | 76.0 | 402.7 | 68.2 | 358.2 | 452.0 |

Table 3-7 Project under Construction and Planning

August, 1968

| Name of Project | Installed Capacity | Number of unit | Unit Capacity kw | Year of Completion |
|-------------------------|--------------------|----------------|------------------|--------------------|
| <u>Hydraulic Plants</u> | | | | |
| Pasochoa | 4,500 | 2 | 2,250 | 1,970 |
| Nayon | 30,000 | 2 | 15,000 | 1,972 |
| <u>Thermal Plant</u> | | | | |
| Central Diesel | 2,000 | 2 | 1,000 | 1,968 |
| Total | 36,500 | | | |

(4)-1-4 送電設備

1970年に運転開始を目前にしているPASOCHOA発電所とQUITO電力系統を結ぶための、PASOCHOA-GUANGOPOLO LINE 46kV, 1回線延長19kmを新設し、昇圧後のGUANGOPOLO~QUITO LINE 46kVを通して南変電所に送電する。

LOS CHILLOS-GUANGOPOLO 46kV, 1回線を新設し、既設のLOS CHILLOS-QUITO 22kV 1回線はSAN RAFAEL地区への配電用に転用する。

NAYON発電所の完成に伴ないCUMBAYA-QUITO №1, 46kV 1回線, 延長6kmおよびNAYON-CUMBAYA 46kV, 1回線, 延長3kmがそれぞれ建設され1972年には運転に入る。

(4)-1-5 変電設備

"EEQ" S.A 電力系統内における送電電圧の統一ならびに、送電損失の軽減を計るために、Guangopolo 発電所付近に昇圧変電所(22/46kV)を建設し、Guangopolo(94MW)およびLos Chillos 発電所(17.4MW)の電力を電圧46kVに昇圧して、QUITOに送電する。

(4)-1-6 Sub-Transmission Line

現庄QUITOにおける2大変電所である南変電所と北変電所とはWest-Bus №2(46kV, 1回線)が建設され、Sub-Transmission LineのRing回線が形成される予定である。

更にEast-Bus №1(46kV, 1回線)とそれに連系される№16配電用変電所および№18配電用変電所, およびWest-Bus №1(46kV, 1

回線)とそれに連系される $\#15$, $\#17$ 配電用変電所を建設する予定である。

また $\#2$, $\#3$ 配電用変電所に連絡するWest-Bus $\#3$ (46 kV, 1回線)およびArgelia, Hospitalillo, El Recveo 変電所を結ぶためのEast-Bus $\#3$ が夫々建設されている予定である。

既に完成している $\#6$, $\#7$, $\#9$, $\#11$ および $\#13$ (又は $\#15$)配電用変電所への連けい線として分岐線(46 kV 1回線)を1976年完成を目途に建設中である。

(4)-1-7 "QUITO" 市周辺への配電網拡充計画

"EEQ" S.Aは将来想定されるキトー市周辺の配電区域の拡大に備えて配電用変電所および6.3 kV の配電網の建設を進めている。

また"EEQ" S.Aは現在、小型Dieselで給電しているか、あるいは全く電化されていないQUITO周辺の村落に対しても電力を供給するために新しく13.8 kV の配電線拡充を計画している。

3-1-3 需給の現状

"EEQ" S.Aの1945年より1967年までの需要家数、最大kW需要とその伸び率、kWh需要の実績とその伸び率はTABLE3-8に示す通りである。

1945年から1961年まで、すなわちCUMBAYA I期20 MWが投入されるまでは需給バランスが不安定であり、"EEQ"はその電力不足をGuangopolo発電所の増設とMachachi発電所からの融通電力により水力のみで供給力は安定した結果、Diesel発電所は予備力化し、8月、9月の濁水補給、あるいは最大需要月(12月)のピーク補給に使用するのみとなった。

ついで"EEQ" S.AはCUMBAYA II期20 MWを1967年1月に完成し、1967年末の時点では最大kW需要: 45,200 kW, kWh需要: 196,420 MWhとなり、電力供給設備は他社よりの融通電力も含め、水力、火力合わせて最大出力60,975 kWを所有している。

一方"EEQ" S.Aは、年伸び率約9%の高い電力需要増加に対処するため、1966年以降、NAYON 30 MWの建設計画を進め1972年7月運転開始を目途にその準備を進めている。

"EEQ" S.Aの電力需要の種目構成は住宅用が全需要の42%を占め、最も多く、産業用27%、商業用14%、公共照明用、ポンプ揚水用などより成っている。この経年記録はTABLE3-9およびFig 3-1に示す通りである。

"EEQ" S.Aの電気料金は1964年に改定されて現在に至っているが、家庭用、業務用、産業用、公共機関用および公共照明用など5種目に大別されている。また消費量によっても区分され、料金構成は基本料金と従量料金とより成っている。

1964年以降の販売電力量に対する収入を調べた結果は、Table 3-10に示す通りである。このTableより1967年におけるkWh当りの平均単価をみると約 s/kWh 0.48 / kWh (US\$ 0.026 / kWh)であった。この料金は南米における各国の料金の平均に近い値である。

3-2 需 要 想 定

需要想定は1967年"EEQ" S・A作成の資料にもとずき種々検討を行なった。その結果は次の通りである。

"EEQ" S・Aの電力系統内の電力需要を次の4つの種類に分類し、その各々について、1968年から1977年までの10年間について想定した。

Class-A; Residential, Commercial, Government Lighting,
Municipal Lighting

Class-B; Industrial

Class-C; Water Pumping

Class-D; Street Lighting

将来の電力需要を想定するに当り過去の実績について観察した結果、1961年にCUMBAYA I期を投入するまでは供給力不足のため負荷制限を行なった年もあるので、需要の増加率は一定でなく、これをもって将来の需要想定資料とすることは不適当と考えられる。したがって将来の電力需要を想定する年度としては、需給バランスの安定している1962年以降1967年までの6年間の資料を用いることにした。

次に今回分類した各種目について6年間の実績を示すとTable 3-11に示す通りである。

3-2-1 各Class 別の需要想定

(1) Class-A の需要想定

(Residential, Commercial, Government Lighting,
Municipal Lighting)

Class-A 需要の伸びは人口増加、電力受給契約者の普及率および契約者1戸当りの電力消費量の伸び率より想定するものとする。

QUITO市およびその周辺都市の人口増加は"Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica División de Estadística y Censos"が発表した資料にもとずき、年増加率4.35%と想定した。

電力受給契約者の1962年における普及率は89%であった。しかし"EEQ" S・Aは1974年頃までに配電網の拡充計画を立て実行に移しているため、普及率は97%までに到達するだろう。したがって1974年頃までは普及率は7%で伸びるものとし、1974年以降の普及率は97%の状態が続くものとした。需要想定に当っては1967年における契約者1人当りの電力消費量: 1.60 MWh/年/人

Table 3 - 8 For Period 1945 to 1946

| Year | Number of Consumer | | Installed Capacity | | | Maximum Demand | | Energy Demand at Generating End | | | | Load Factor | |
|------|---------------------|------------|--------------------|------------|-------------|----------------|-------|---------------------------------|-----------|--------------|--------------|-------------|-----------|
| | Number of Consumers | Increase % | Hydro MW | Thermal MW | Purchase MW | Total MW | MW | Increase % | Hydro MWh | Thermal MWh* | Purchase MWh | | Total KWh |
| 1945 | 5,127 | 5.5 | 6.08 | - | - | 6.08 | 6.44 | 21.8 | 33.74 | - | - | 30,639,000 | 6.39 |
| 46 | 15,790 | 207.98 | 10.08 | - | - | 10.08 | 7.84 | 21.8 | 33.74 | - | - | 33,840,640 | 10.45 |
| 47 | 18,202 | 15.28 | 10.08 | - | - | 10.08 | 8.70 | 10.7 | 39.01 | - | - | 39,132,560 | 15.64 |
| 48 | 20,370 | 11.91 | 10.08 | - | - | 10.08 | 9.60 | 10.35 | 42.02 | - | - | 42,102,200 | 7.64 |
| 49 | 22,483 | 10.37 | 10.08 | - | - | 10.08 | 10.30 | 7.95 | 44.05 | - | - | 44,443,430 | 5.51 |
| 1950 | 24,652 | 9.65 | 10.08 | - | - | 10.08 | 10.50 | 1.94 | 50.10 | - | - | 50,884,530 | 12.86 |
| 51 | 26,910 | 9.16 | 10.08 | - | - | 10.08 | 10.90 | 3.32 | 55.65 | - | - | 55,884,530 | 11.39 |
| 52 | 28,738 | 6.79 | 10.08 | - | - | 10.08 | 10.90 | 10 | 59.08 | - | - | 59,036,760 | 5.66 |
| 53 | 30,779 | -7.10 | 12.08 | - | - | 12.08 | 12.90 | 1.83 | 64.71 | - | - | 64,815,720 | 9.79 |
| 54 | 33,121 | 7.61 | 12.08 | - | - | 12.08 | 13.10 | 1.86 | 71.33 | - | - | 70,401,020 | 8.62 |
| 1955 | 32,579 | -0.16 | 12.08 | - | - | 12.08 | 13.30 | 1.22 | 75.23 | - | - | 75,346,540 | 7.02 |
| 56 | 34,314 | 5.32 | 12.08 | - | - | 12.08 | 13.40 | 2.56 | 78.08 | - | - | 78,072,510 | 3.62 |
| 57 | 35,541 | 3.57 | 12.08 | - | - | 12.08 | 15.11 | 10.78 | 74.00 | 2.63 | - | 76,842,660 | 1.58 |
| 58 | 39,077 | 9.94 | 12.08 | 3.40 | 2.00 | 17.48 | 17.89 | 18.07 | 73.82 | 6.23 | 7.24 | 87,271,230 | 13.57 |
| 59 | 41,697 | 6.70 | 12.08 | 5.40 | 2.00 | 19.48 | 20.26 | 13.57 | 75.27 | 12.18 | 8.54 | 96,119,856 | 10.14 |
| 1960 | 45,109 | 8.18 | 12.08 | 8.035 | 2.00 | 22.115 | 22.85 | 12.78 | 75.77 | 19.52 | 9.20 | 105,345,466 | 9.60 |
| 61 | 48,605 | 7.75 | 32.08 | 7.915 | 2.00 | 41.995 | 27.36 | 19.74 | 99.25 | 14.34 | 5.65 | 117,311,200 | 11.36 |
| 62 | 50,908 | 4.74 | 32.08 | 7.915 | 2.00 | 41.995 | 29.80 | 8.92 | 128.56 | 0.136 | 3.68 | 132,386,760 | 12.85 |
| 63 | 54,533 | 7.75 | 32.08 | 7.525 | 2.00 | 41.605 | 32.32 | 8.46 | 138.44 | 0.334 | 3.85 | 142,631,880 | 7.74 |
| 64 | 57,009 | 4.53 | 32.08 | 6.175 | 1.20 | 40.255 | 34.50 | 6.75 | 150.07 | 1.794 | 3.84 | 155,692,386 | 9.16 |
| 1965 | 60,194 | 5.58 | 32.08 | 5.845 | 1.20 | 39.125 | 37.00 | 7.24 | 160.65 | 2.192 | 3.85 | 166,672,580 | 7.05 |
| 66 | 63,962 | 6.25 | 32.08 | 5.845 | 1.20 | 39.125 | 40.05 | 8.24 | 169.83 | 4.85 | 3.85 | 178,538,910 | 7.11 |
| 1967 | 63,962 | 6.25 | 52.08 | 7.845 | 1.20 | 61.125 | 45.20 | 12.85 | 183.33 | 8.233 | 3.68 | 196,419,798 | 10.01 |

Note: Computed from MW meter reading.

Table 3-9 Consumption according to Consumer Classifications

| Year | Residential KWh | Commercial KWh | Street Lighting KWh | Industrial KWh | Water pumping KWh | Municipal Lighting KWh | Government Lighting KWh | Total KWh | Increase % |
|------|--------------------|-------------------|------------------------|-------------------|----------------------|------------------------------|-------------------------------|--------------|---------------|
| 1947 | 8,981,536 | 3,756,962 | 2,080,500 | 6,733,821 | 4,002,360 | 171,092 | 1,818,996 | 27,545,267 | 54.00 |
| 1948 | 10,424,653 | 4,170,575 | 2,086,200 | 7,413,330 | 3,522,680 | 175,121 | 1,859,093 | 29,751,652 | 8.01 |
| 1949 | 11,711,499 | 4,538,670 | 2,080,500 | 6,422,721 | 3,795,840 | 181,946 | 2,190,479 | 30,921,655 | 3.93 |
| 1950 | 13,421,444 | 4,741,550 | 2,249,592 | 6,762,452 | 4,077,588 | 199,051 | 2,138,773 | 33,590,450 | 8.63 |
| 1951 | 14,350,408 | 4,883,529 | 3,394,500 | 7,990,050 | 5,526,963 | 220,494 | 2,408,351 | 38,774,295 | 15.43 |
| 1952 | 15,804,646 | 5,242,624 | 3,394,500 | 8,328,025 | 5,688,192 | 370,427 | 2,912,767 | 41,741,181 | 7.65 |
| 1953 | 17,434,142 | 5,779,686 | 3,394,500 | 9,011,648 | 7,108,358 | 406,551 | 3,106,052 | 46,240,937 | 10.78 |
| 1954 | 19,105,271 | 6,430,843 | 3,808,596 | 10,234,794 | 7,910,797 | 271,371 | 3,103,841 | 50,865,513 | 10.00 |
| 1955 | 20,989,238 | 7,334,926 | 3,899,552 | 12,465,647 | 11,276,113 | 2,144,695 | 3,373,639 | 61,483,810 | 20.87 |
| 1956 | 22,939,261 | 8,256,417 | 3,954,747 | 12,504,374 | 10,134,774 | 2,432,638 | 3,589,753 | 63,805,964 | 3.78 |
| 1957 | 25,459,205 | 8,591,268 | 3,252,055 | 12,368,206 | 7,975,108 | 1,040,421 | 3,484,650 | 62,170,913 | -2.56 |
| 1958 | 29,574,656 | 9,897,156 | 3,317,525 | 12,311,807 | 8,361,637 | 913,749 | 3,889,412 | 68,265,942 | 9.80 |
| 1959 | 33,628,673 | 10,597,163 | 3,527,677 | 12,084,293 | 8,222,578 | 838,597 | 3,129,612 | 72,608,593 | 6.36 |
| 1960 | 35,086,488 | 11,205,381 | 3,900,961 | 14,385,916 | 7,897,913 | 918,572 | 4,288,578 | 77,683,809 | 6.99 |
| 1961 | 37,930,218 | 13,455,704 | 5,010,693 | 16,762,779 | 8,036,537 | 1,243,638 | 5,668,752 | 88,108,326 | 13.42 |
| 1962 | 42,175,836 | 13,718,958 | 6,052,227 | 23,548,557 | 7,000,610 | 1,637,719 | 6,328,140 | 100,462,047 | 14.02 |
| 1963 | 47,230,232 | 16,098,126 | 6,825,050 | 24,709,510 | 8,038,144 | 1,000,981 | 6,235,861 | 110,137,904 | 9.63 |
| 1964 | 49,853,047 | 16,836,851 | 5,896,728 | 28,471,919 | 9,134,054 | 922,338 | 6,263,832 | 117,428,769 | 6.62 |
| 1965 | 54,866,099 | 18,007,946 | 6,326,228 | 30,951,364 | 10,107,647 | 775,647 | 7,474,508 | 128,509,505 | 9.44 |
| 1966 | 60,621,135 | 19,377,862 | 6,830,685 | 35,466,254 | 11,087,197 | 961,552 | 8,063,032 | 142,407,717 | 10.81 |
| 1967 | 67,209,665 | 21,582,621 | 7,455,080 | 43,280,345 | 10,121,267 | 986,408 | 8,901,875 | 159,537,261 | 12.02 |

Fig. 3-1 Actual Load in Quito Electric Power System
(from 1945 to 1967)

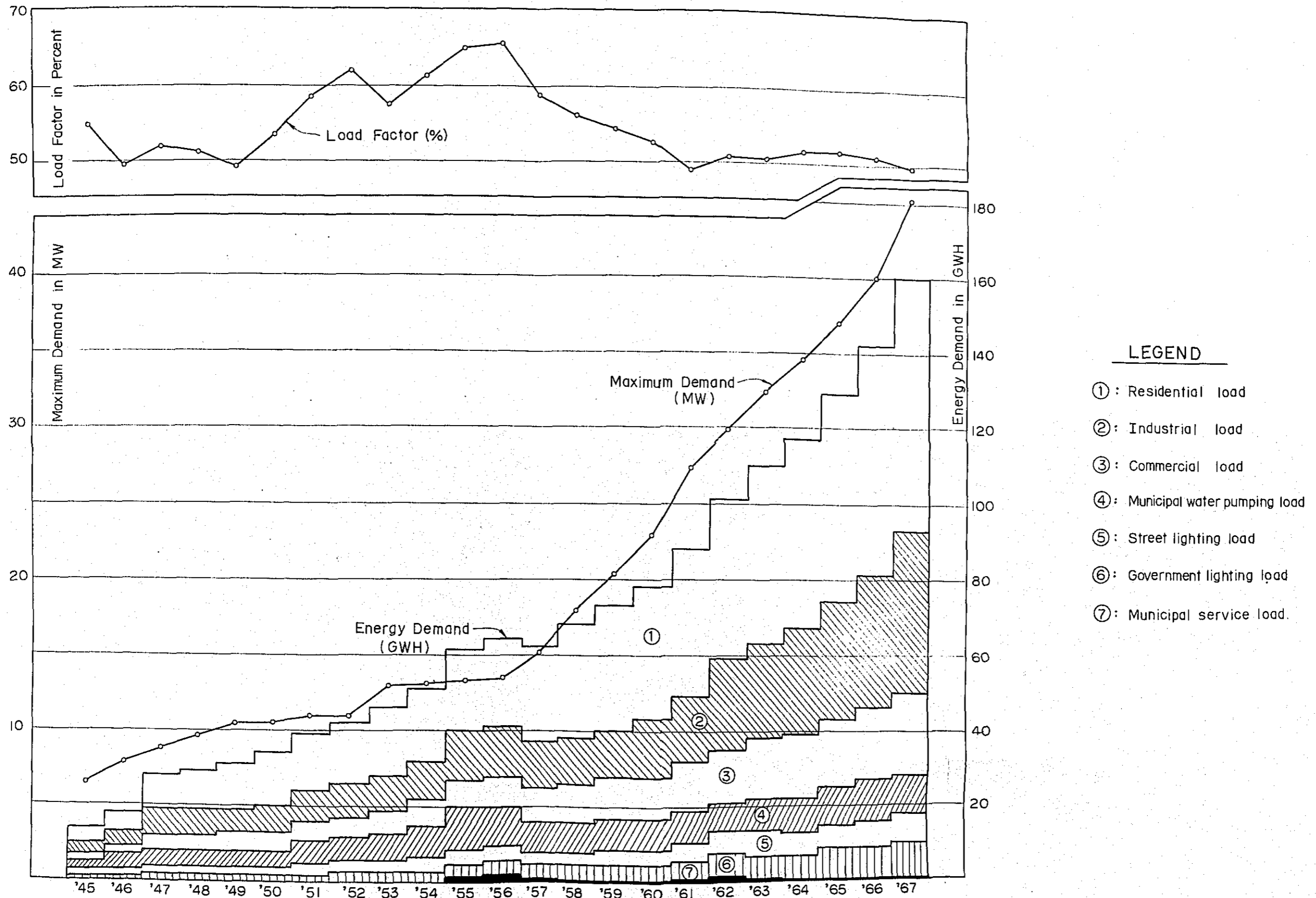


Table 3-10 Revenues from Sales of Electricity-Empresa Electrica "Quito" S.A.

Unit: sucres

| Year | Residential | | Commercial | | Street Lighting | | Industrial | | Water Pumping | | Municipal Lighting | | Government Lighting | | Total | |
|------|-------------|---------|------------|---------|-----------------|---------|------------|---------|---------------|---------|--------------------|---------|---------------------|---------|------------|---------|
| | Amount | per KWh | Amount | per KWh | Amount | per KWh | Amount | per KWh | Amount | per KWh | Amount | per KWh | Amount | per KWh | Amount | per KWh |
| 1947 | 2,783,651 | 0.3099 | 1,368,642 | 0.3643 | 392,798 | 0.1888 | 1,085,492 | 0.1612 | 280,165 | 0.070 | 29,428 | 0.1720 | 316,691 | 0.1741 | 6,283,075 | 0.2281 |
| 1948 | 3,163,466 | 0.3035 | 1,541,099 | 0.3815 | 442,065 | 0.2119 | 1,208,373 | 0.1630 | 266,267 | 0.0735 | 30,243 | 0.1727 | 326,427 | 0.1756 | 6,976,762 | 0.2345 |
| 1949 | 3,461,251 | 0.2955 | 1,637,287 | 0.3607 | 443,180 | 0.2159 | 1,150,952 | 0.1792 | 275,198 | 0.025 | 29,239 | 0.1607 | 309,850 | 0.1415 | 7,312,971 | 0.2365 |
| 1950 | 3,893,774 | 0.2901 | 2,242,465 | 0.4729 | 449,244 | 0.1997 | 2,176,157 | 0.3218 | 299,295 | 0.0734 | 34,854 | 0.1751 | 507,269 | 0.2362 | 9,603,510 | 0.2859 |
| 1951 | 4,164,380 | 0.2902 | 2,357,479 | 0.4827 | 449,092 | 0.1223 | 2,485,025 | 0.3190 | 440,499 | 0.0797 | 42,533 | 0.1929 | 576,951 | 0.2395 | 10,600,892 | 0.2734 |
| 1952 | 4,560,319 | 0.2885 | 2,548,794 | 0.4861 | 449,092 | 0.1323 | 2,534,218 | 0.3043 | 449,367 | 0.0790 | 69,232 | 0.1869 | 726,283 | 0.2493 | 11,336,905 | 0.2716 |
| 1953 | 5,023,565 | 0.2881 | 2,792,344 | 0.4831 | 449,092 | 0.1323 | 2,819,680 | 0.3127 | 526,729 | 0.0741 | 75,009 | 0.1845 | 285,055 | 0.2849 | 12,443,436 | 0.2719 |
| 1954 | 5,494,108 | 0.2876 | 3,121,190 | 0.4853 | 449,033 | 0.1179 | 3,209,631 | 0.3136 | 557,711 | 0.0705 | 50,909 | 0.1876 | 915,837 | 0.2950 | 13,820,160 | 0.2717 |
| 1955 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1956 | 6,575,159 | 0.2867 | 3,905,834 | 0.4731 | 449,208 | 0.1136 | 3,994,758 | 0.3195 | 1,337,764 | 0.1320 | 82,783 | 0.0340 | 986,584 | 0.2748 | 17,332,091 | 0.3716 |
| 1957 | 7,312,044 | 0.2872 | 4,134,762 | 0.4813 | 449,208 | 0.1381 | 4,156,888 | 0.3361 | 1,586,932 | 0.1990 | 135,647 | 0.1304 | 1,099,033 | 0.3154 | 18,874,514 | 0.3036 |
| 1958 | 9,932,477 | 0.3358 | 5,537,252 | 0.5595 | 449,208 | 0.1354 | 4,726,982 | 0.3839 | 2,098,373 | 0.2510 | 178,808 | 0.1957 | 1,424,237 | 0.3662 | 24,347,447 | 0.3567 |
| 1959 | 11,035,551 | 0.3282 | 5,972,025 | 0.5635 | 449,208 | 0.1273 | 4,747,863 | 0.3935 | 2,161,699 | 0.2629 | 176,370 | 0.2103 | 1,486,034 | 0.3984 | 26,028,750 | 0.3585 |
| 1960 | 12,363,807 | 0.3524 | 6,881,587 | 0.6141 | 449,208 | 0.1152 | 5,635,842 | 0.3918 | 1,990,260 | 0.2520 | 188,932 | 0.2057 | 1,649,064 | 0.3845 | 29,158,702 | 0.3754 |
| 1961 | 13,634,080 | 0.3595 | 8,152,967 | 0.6059 | 449,208 | 0.0896 | 6,371,690 | 0.3801 | 2,192,585 | 0.2728 | 266,841 | 0.1824 | 2,208,054 | 0.3895 | 33,235,424 | 0.3772 |
| 1962 | 15,707,532 | 0.3724 | 9,043,078 | 0.6592 | 632,906 | 0.1045 | 8,467,764 | 0.3596 | 2,059,796 | 0.2942 | 226,286 | 0.1362 | 2,873,221 | 0.4540 | 39,010,582 | 0.3883 |
| 1963 | 17,592,564 | 0.3725 | 9,295,863 | 0.5775 | 525,108 | 0.0769 | 9,157,901 | 0.3706 | 1,377,485 | 0.2399 | 237,176 | 0.2369 | 2,735,365 | 0.4387 | 41,472,612 | 0.377 |
| 1964 | 23,803,324 | 0.4775 | 12,219,353 | 0.7236 | 2,027,583 | 0.3438 | 12,018,815 | 0.4221 | 2,377,485 | 0.2603 | 460,012 | 0.4987 | 2,760,429 | 0.4407 | 55,667,001 | 0.474 |
| 1965 | 27,302,447 | 0.4976 | 13,512,179 | 0.7503 | 2,323,220 | 0.3672 | 13,371,637 | 0.4220 | 2,658,786 | 0.2630 | 420,177 | 0.5185 | 2,009,904 | 0.2689 | 61,580,350 | 0.4792 |
| 1966 | 30,474,925 | 0.5027 | 14,800,357 | 0.7638 | 2,667,920 | 0.3906 | 14,916,210 | 0.4206 | 2,752,556 | 0.2480 | 461,505 | 0.4800 | 2,198,764 | 0.2727 | 68,272,237 | 0.4794 |
| 1967 | 33,417,620 | 0.4972 | 16,392,249 | 0.7595 | 2,848,853 | 0.3821 | 17,415,447 | 0.4203 | 3,134,656 | 0.3097 | 466,882 | 0.4733 | 2,377,036 | 0.267 | 76,052,743 | 0.4767 |

Table 3-11 Records of Each Classification of Demand

| Category of Demand | 1962 | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | Annual increase rate % |
|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------------------------|
| Demand at consuming end in MWh. | 63,860 | 70,565 | 73,926 | 81,133 | 89,024 | 98,681 | 9.1 |
| Number of subscriber | 48,970 | 51,784 | 53,700 | 55,281 | 58,154 | 61,607 | 4.7 |
| MWh per subscriber | 1.30 | 1.36 | 1.38 | 1.47 | 1.53 | 1.60 | 4.2 |
| Demand at consuming end in MWh | 23,549 | 24,710 | 28,472 | 31,034 | 35,466 | 43,280 | 13.1 |
| Number of subscriber | 804 | 861 | 849 | 869 | 890 | 921 | 2.9 |
| MWh per subscriber | 239 | 287 | 335 | 357 | 398 | 446 | 10.0 |
| Demand at consuming end in MWh | 7,001 | 8,038 | 9,134 | 10,016 | 11,087 | 10,121 | 8.2 |
| Number of subscriber | 27 | 29 | 22 | 21 | 23 | 24 | -3.3 |
| MWh per subscriber | 259 | 277 | 414 | 477 | 482 | 421 | 12.0 |
| Demand at consuming end in MWh | 6,052 | 6,825 | 5,897 | 6,326 | 6,831 | 7,455 | 4.7 |
| Demand at consuming end in MWh | 100,462 | 110,138 | 117,429 | 128,509 | 142,408 | 159,537 | 9.7 |
| Number of subscriber | 49,801 | 52,674 | 54,571 | 56,171 | 59,092 | 62,559 | 4.7 |

Note: The number of subscribers represents the average of each year.

Table 3-12 Forecast of Class "A" Demand

| Year | Population | Number of subscribers | MWh per subscriber | Energy Demand MWh |
|-------------------------|------------|-----------------------|--------------------|-------------------|
| 1968 | 483,850 | 64,690 | 1.67 | 107,300 |
| 1969 | 505,580 | 67,920 | 1.74 | 118,200 |
| 1970 | 528,090 | 71,320 | 1.81 | 129,100 |
| 1971 | 551,160 | 74,880 | 1.89 | 141,500 |
| 1972 | 575,120 | 78,630 | 1.96 | 154,100 |
| 1973 | 599,900 | 82,560 | 2.05 | 169,200 |
| 1974 | 625,590 | 86,690 | 2.13 | 184,600 |
| 1975 | 652,290 | 91,020 | 2.22 | 202,100 |
| 1976 | 680,130 | 95,570 | 2.32 | 221,700 |
| 1977 | 709,160 | 100,350 | 2.41 | 241,800 |
| Annual rate of increase | 4.35% | 5.0% | 4.2% | 9.45% |

- Note: (1) Population forecast was obtained from publications of "Division de Estadísticas y Censos" of Junta Nacional de Planificación.
- (2) The number of subscribers and population are estimated figures for December of each year.

および過去6年間の実績伸び率：4.2%を基準としてClass A需要の計算を行なった。

その結果はTable 3-12に示す通りであり、Class-Aの年伸び率は9.45%となるだろう。

(2) Class-Bの需要想定 (Industrial)

産業用電力需要用の1962年から1968年にかけて政府の工業振興政策にもとづいて工場などの新設、増設が実施されており、既に1966年末で対前年伸び率は14.3%を示していた。更に1967年にはこの増加率は22.1%という高い値に達した。1968年においても前年と同様の高い伸び率を維持することが予想される。しかしながらこの急激な増加は1時的なもので1969年頃からは1962年から1966年までの5年間の安定した伸び率約11%程度に落ち着くものと予想できる。従って1969年以降は、伸び率を11%として需用想定を行なった。

この11%という値は過去数年間のエクアドルにおける総工業生産の伸び率10.4%より少し高い値であり妥当な値と考えて良い。

以上の想定に基づき産業用需用を求めた結果はTable 3-13に示した通りである。

Table 3-13 Forecast of Class 'B' Demand

| Year | Energy Demand (MWh) | Annual Average rate of Increase (%) | Remarks |
|------|---------------------|-------------------------------------|------------------------------|
| 1968 | 51,900 | 20.0 | 1967年実績43,280 MWh に対して20% |
| 1969 | 57,600 | 11.0 | 1969年以降は推定値である |
| 1970 | 64,000 | 11.0 | |
| 1971 | 71,000 | 11.0 | |
| 1972 | 78,800 | 11.0 | |
| 1973 | 87,400 | 11.0 | |
| 1974 | 97,000 | 11.0 | |
| 1975 | 107,700 | 11.0 | |
| 1976 | 123,800 | 11.0 | |
| 1977 | 132,600 | 11.0 | |

(3) Class-C (Water pumping) の需要想定

現在、QUITO市の水道用水はその大部分がQUITO市内でのポンプ揚水に頼っている状態であり、1968年ではその設備は約3,000 HPであり、揚水に使用される

Table 3-14 Forecast of Class "C" Demand

| Year | Existing Wells MWh | New Wells | | | Pumping Stations | | New Water Treatment Plant MWh | Total Energy Demand MWh |
|------|-----------------------|--------------|-------------------|-------------------|------------------|------------|----------------------------------|----------------------------|
| | | No. 6 MWh | El Rosario MWh | La Delicia MWh | "A" MWh | "B" MWh | | |
| 1968 | 6,170 | - | 164 | - | 4,767 | 285 | - | 11,386 |
| 1969 | 7,741 | 780 | 225 | 164 | 4,767 | 285 | - | 13,972 |
| 1970 | 9,311 | 780 | 800 | 225 | 4,767 | 285 | - | 16,168 |
| 1971 | 9,311 | 780 | 800 | 225 | 4,767 | 285 | - | 16,168 |
| 1972 | 1,570 | 13 | 13 | 13 | - | 285 | 1,221 | 3,115 |
| 1973 | 90 | 13 | 13 | 13 | - | 285 | 1,360 | 1,774 |
| 1974 | 90 | 13 | 13 | 13 | - | 285 | 1,460 | 1,874 |
| 1975 | 90 | 13 | 13 | 13 | - | 285 | 1,560 | 1,974 |
| 1976 | 90 | 13 | 13 | 13 | - | 285 | 1,670 | 2,084 |
| 1977 | 90 | 13 | 13 | 13 | - | 285 | 1,790 | 2,204 |

Note: Pumping station "A" includes the following stations: No. 1, El Sena, Ichimbia Alto and Guapolo.
Pumping station "B" includes the existing water treatment plant of El Placer.

電力量は年間 1 1,386 MWh であった。

しかし、Pumping のみでは QUITO 市の水道需要に対応できないので "Empresa de Agua Potable" は Rio Pita より水道用水を引水するための PITA 水道計画を立て、1972年に完成し、平均 $1.6 m^3/S$ の導水が可能になるので、揚水設備は一時不用になるが、供給予備力として一部を残してその殆んどが廃止されることになる。

また、QUITO 市周辺には地形上自然流下式に頼れぬ地域もあるため揚水設備の新設も計画されている。

したがって、Class-C の電力需要は TABLE-14 に示すごとく 1971年までは現在より微増し、1972年 Rio Pita より導水開始後は急速に減少する。

(4) Class-D (Street Lighting) の需要想定

"EEQ" S-A は 1966年より 1972年までの間に QUITO 市周辺の街燈照明設備の増設計画を予定しており、需要想定に盛込んだ。その概要は次の通りである。

- (1) QUITO 市内の各配電区に、水銀灯および白熱灯による照明設備、4,000 箇所 (520 kW) を新設する計画。
- (2) QUITO 市郊外の村落に、照明灯 1,000 箇所 (100 kW) を新設する計画。
- (3) 市内の照明電力系統の変更による約 100 kW の負荷増加
- (4) 新都市化計画にもとづく街路照明灯の負荷増加 (150 kW) 以上の建設計画を考慮すれば 1968年から 1974年までの6年間のこの Class の需要の平均伸び率は 7.6% になる。

また 1974年以後は現在のところ具体的な計画はないが自然増が見込まれるので増加率 2.5% と想定した。

この結果、Class-D 需要の予想は Table 3-15 に示す通りとなる。

Table 3-15 Forecast of Class "D" Demand

| Year | Energy Demand (MWh) | Increase ratio (%) | Remarks |
|------|---------------------|--------------------|---------|
| 1968 | 8,136 | 9.1 | |
| 69 | 8,822 | 8.4 | |
| 70 | 9,508 | 7.8 | |
| 71 | 10,194 | 7.2 | |
| 72 | 10,880 | 6.7 | |
| 73 | 11,566 | 6.3 | |
| 74 | 11,856 | 2.5 | |
| 75 | 12,152 | 2.5 | |
| 76 | 12,455 | 2.5 | |
| 77 | 12,768 | 2.5 | |

3-2-2 電力損失

"EEQ" S.Aの電力供給系統における電力損失率の過去の実績はTABLE3-16に示す通りである。これによると電力損失率は年々減少する傾向を示している。

1961年から"EEQ" S.Aは送電設備、配電網の再編成に取りかかり、1974年に完成する予定である。その結果、1962年より現在に至るまで電力損失も減少し、その成果を上げている。更に"EEQ" S.Aは各配電用変電所にCapacitorを設置して電力損失率の低下を計画しているので1968年以降の電力損失率は18.5%になり、当分この状態が続くものと想定される。

Table 3-16 Record of Loss Factor of "EEQ" S.A.

| Year | Energy at generating end (KWh) | Energy at consuming end (KWh) | Losses (KWh) | Loss factor % |
|------|--------------------------------|-------------------------------|--------------|---------------|
| 1947 | 39,132,560 | 27,545,267 | 11,587,293 | 29.6 |
| 1948 | 42,102,200 | 29,751,652 | 12,370,548 | 29.2 |
| 1949 | 44,443,430 | 30,921,655 | 13,521,755 | 30.4 |
| 1950 | 50,160,780 | 33,590,450 | 16,570,330 | 33.0 |
| 1951 | 55,884,530 | 38,774,295 | 17,100,235 | 30.6 |
| 1952 | 59,036,760 | 41,741,181 | 17,295,579 | 29.3 |
| 1953 | 64,815,720 | 46,240,937 | 18,574,783 | 28.7 |
| 1954 | 70,401,020 | 50,865,513 | 19,535,507 | 27.7 |
| 1955 | 75,346,540 | 61,483,810 | 13,862,730 | 18.4 |
| 1956 | 78,072,510 | 63,805,964 | 14,266,546 | 18.3 |
| 1957 | 76,842,660 | 62,170,913 | 14,671,747 | 19.1 |
| 1958 | 87,271,230 | 68,265,942 | 19,005,288 | 21.8 |
| 1959 | 96,119,856 | 72,608,593 | 23,511,263 | 24.5 |
| 1960 | 105,345,466 | 77,683,809 | 27,661,657 | 26.3 |
| 1961 | 117,311,200 | 88,108,326 | 29,202,874 | 24.9 |
| 1962 | 132,386,700 | 100,462,047 | 31,924,653 | 24.1 |
| 1963 | 142,631,880 | 110,137,904 | 32,493,976 | 22.8 |
| 1964 | 155,692,386 | 117,428,769 | 38,263,617 | 24.6 |
| 1965 | 166,672,580 | 128,509,505 | 38,163,075 | 23.0 |
| 1966 | 178,538,910 | 142,407,717 | 36,131,193 | 20.2 |
| 1967 | 196,419,798 | 159,537,261 | 36,882,537 | 18.8 |

3-2-3 負 荷 率

1945年以降の“EEQ”S・A系統の電力需要の年負荷率の実績はTable3-8に示す通りであるが、それによると1961年までは50%~65%と変動巾が大きく1962年以降Cumbaya 1st Stage 完成後の供給能力の安定により、年負荷率51~52%に落ち着き安定している。

以上の結果を参考にして1968年以降の年負荷率を次の方法で想定することにした。

電力需要の種目のうちで年負荷率を支配するものはClass-A需要、すなわちResidential, Commercial, Government Lighting などである。

それで全需要とClass-A需要との比率を求め、負荷率の変化を想定するものとした。即ち1962年より1967年までの実績値についてClass-A/全需要の比率を求め、その比率と全負荷率との相関を求め、実績の相関より年負荷率の変化を調べ各年の負荷率を求めた。この方法により求めた各年の負荷率はTable3-17に示す通りである。

3-2-4 総 需 要 想 定

3-2-1項で求めた各需要種目についての想定値を集計し、電力損失率を考慮して発電端における必要電力量を求め、次に必要電力量と負荷率より最大電力(kW)需要を想定した。その結果はTable3-17に示す通りである。この結果より必要電力量(kWh)の増加率を求めると、1977年までの平均値は約9.0%であり、最大電力(kW)需要の増加率も9.0%となる。この増加率は1945年以来の実績この地域の生活水準の向上、産業開発などを考慮すると妥当なものであると判断する。

3-2-5 日 負 荷 曲 線 の 想 定

将来の電力需要の負荷曲線を想定するにあたり、次の理由により1967年の実績日負荷形状がそのまま将来においても保たれてゆくものとした。すなわち、3-2-3項で述べた通り年負荷率は将来においても51~52%でほぼ一定した値と想定される。また需要種目の構成比率割合の変化が少なく、とくに電力需要の主体となる家庭用需要(Residential)の全体に占める割合がほぼ一定と考えることができる。

1967年の実績について、平日負荷と休日負荷について調べた結果、各月の水曜日の負荷が月曜日より金曜日まで5日間を代表する平日負荷と考えられる。また土曜、日曜日は平日に比して需要も低下し、負荷形状も異なっているため日曜日の負荷形状も異なっているため日曜日の負荷をもって休日負荷とした。

また各月によっても負荷の形状が若干異なるので各々季節を代表させるため SAN PEDRO 系の発電条件より 1 月（平水月），4 月（豊水月），9 月（渇水月），1 2 月（需要最大月）としてえらび，各々について平日負荷，休日負荷を想定した。その結果は Fig 3 - 2 に示す通りである。

3-3 需給バランス

3-3-1 電力(kW) バランス

電力の最大需要を示す月は 1 2 月であるが，SAN PEDRO 系の水力供給能力よりみると，1 2 月の出水条件が年平均に相当し，需給バランスの点からみると Critical でない。電力需要に対して供給の最も不足する月は流量が最も少くなくなる 9 月である。

したがって，9 月について kW - バランスを検討し，供給力を決定すれば年間を通じて不足する事態は生じない。9 月の kW 需要は 1 2 月の需要想定値の 93% である。9 月の最大需要想定値を求めると次の Table 3 - 1 8 に示す通りである。

Table 3 - 1 8 Assumed Maximum kW-Demand in
EEQ'S System

| Year | Max Demend in Sept (kW) | Max Demand in Dec (kW) | Year | Max Demand in Sept (kW) | Max Demand in Dec (kW) |
|------|-------------------------------|------------------------------|------|-------------------------------|------------------------------|
| 1968 | 47,000 | 50,600 | 1973 | 69,600 | 74,900 |
| 69 | 52,000 | 56,000 | 74 | 77,000 | 82,800 |
| 70 | 56,400 | 60,700 | 75 | 84,400 | 90,800 |
| 71 | 61,500 | 66,200 | 76 | 93,800 | 100,900 |
| 72 | 63,700 | 68,500 | 77 | 102,400 | 110,200 |

Note: 1 2 月需要は Table 3 - 1 7 参照

水力の供給力については，各発電所について Potential Output を求める。これは渇水月（9 月）の 25 日間は確保できる流量（以後 Firm-Runoff と云う）を基準にして算定した。更に水力供給力を自流分電力と調整分電力に分けて，その発電能力を判断することにした。その結果は Table 3 - 1 9 および Table 3 - 2 0 に示す通りである。

Table 3-17 Total Load Forecast

| Year | Class "A" MWh | Class "B" MWh | Class "C" MWh | Class "D" MWh | Total demand at consuming end MWh | Loss factor % | Total demand at generating end MWh | Annual load factor % | Maximum demand KW |
|---------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------------------------|------------------|---------------------------------------|-------------------------|----------------------|
| 1968 | 107,300 | 51,900 | 11,400 | 8,100 | 178,700 | 18.5 | 219,300 | 49.5 | 50,600 |
| 1969 | 118,200 | 57,600 | 14,000 | 8,200 | 198,000 | 18.5 | 242,900 | 49.5 | 56,000 |
| 1970 | 129,100 | 64,000 | 16,200 | 9,500 | 218,800 | 18.5 | 268,500 | 50.5 | 60,700 |
| 1971 | 141,500 | 71,000 | 16,200 | 10,200 | 238,900 | 18.5 | 293,100 | 50.5 | 66,200 |
| 1972 | 154,100 | 78,800 | 3,100 | 10,900 | 246,900 | 18.5 | 302,900 | 50.5 | 68,500 |
| 1973 | 169,200 | 87,400 | 1,800 | 11,600 | 270,000 | 18.5 | 331,300 | 50.0 | 74,900 |
| 1974 | 184,600 | 97,000 | 1,900 | 11,900 | 295,400 | 18.5 | 362,500 | 50.0 | 82,800 |
| 1975 | 202,100 | 107,700 | 2,000 | 12,200 | 324,000 | 18.5 | 397,500 | 50.0 | 90,800 |
| 1976 | 221,700 | 123,800 | 2,100 | 12,500 | 360,100 | 18.5 | 441,800 | 50.0 | 100,900 |
| 1977 | 241,800 | 132,600 | 2,200 | 12,800 | 389,400 | 18.5 | 477,800 | 49.5 | 110,200 |
| Average growth rate | 9.45% | 11.0% | -16.7% | 5.1% | 9.0% | | 9.0% | | 9.0% |

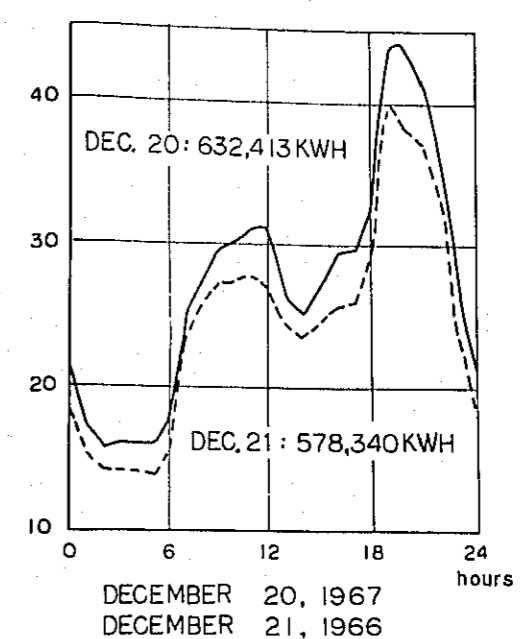
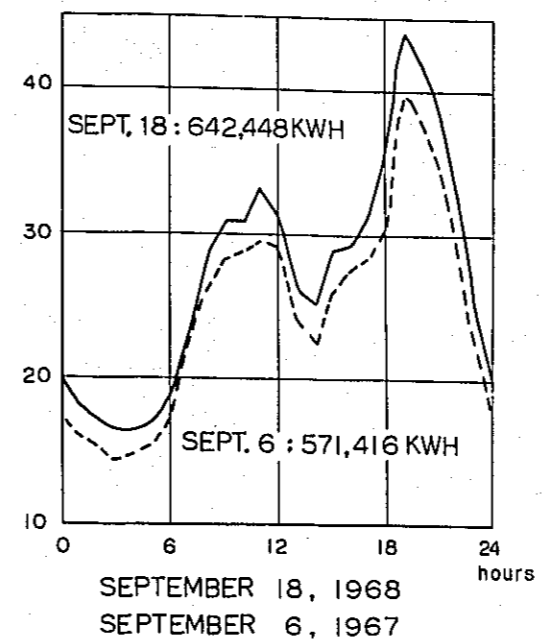
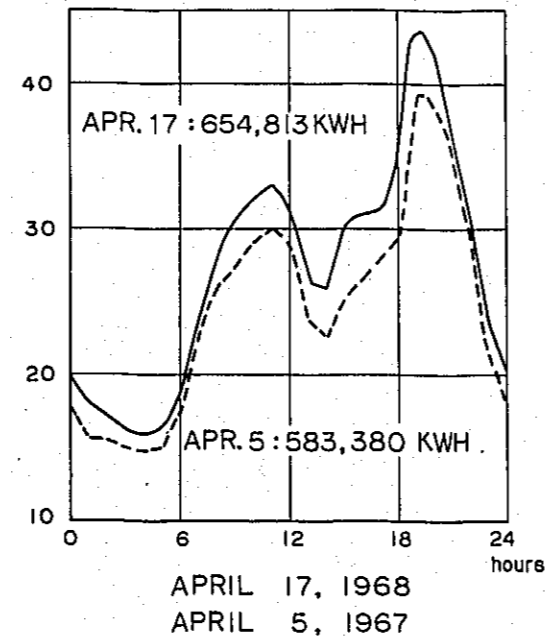
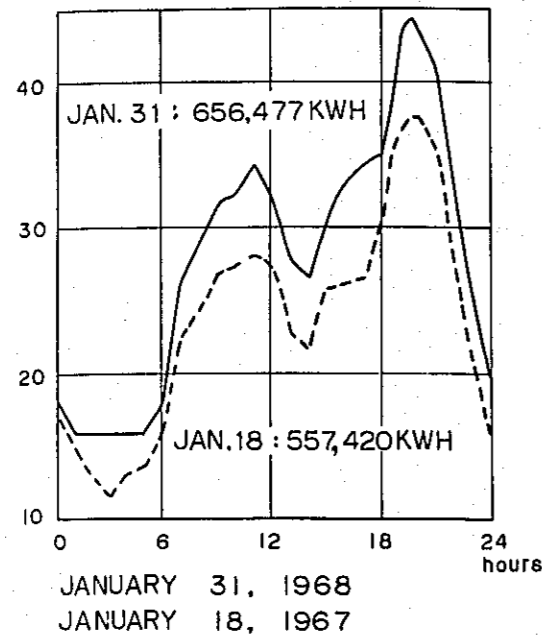
Note: Class "A" - Residential, commercial, government and municipal lighting

Class "B" - Industrial

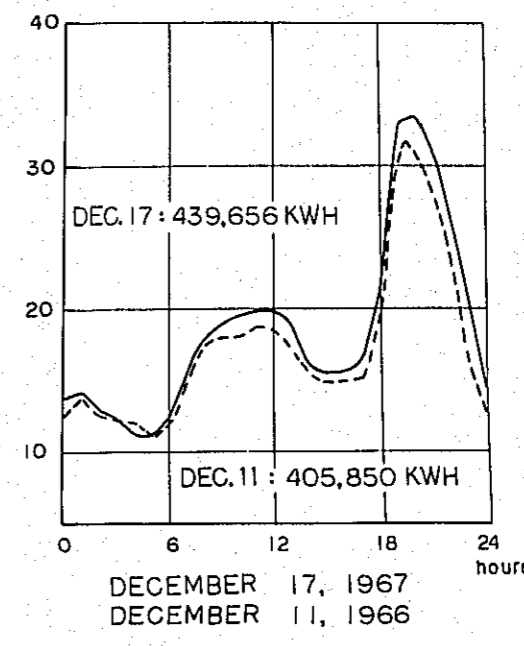
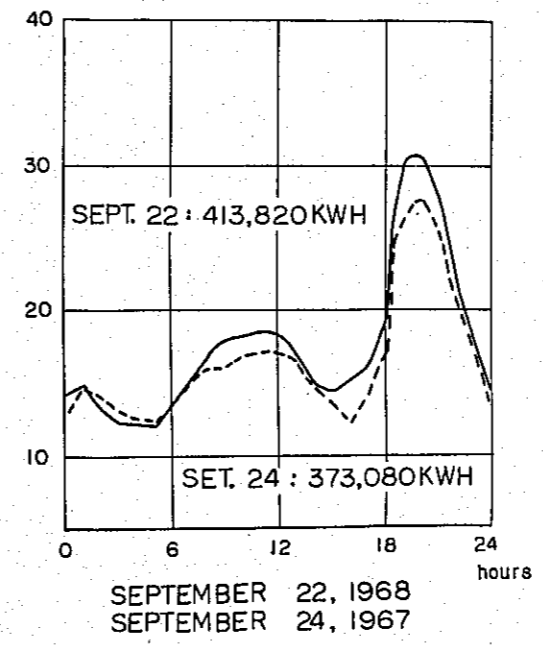
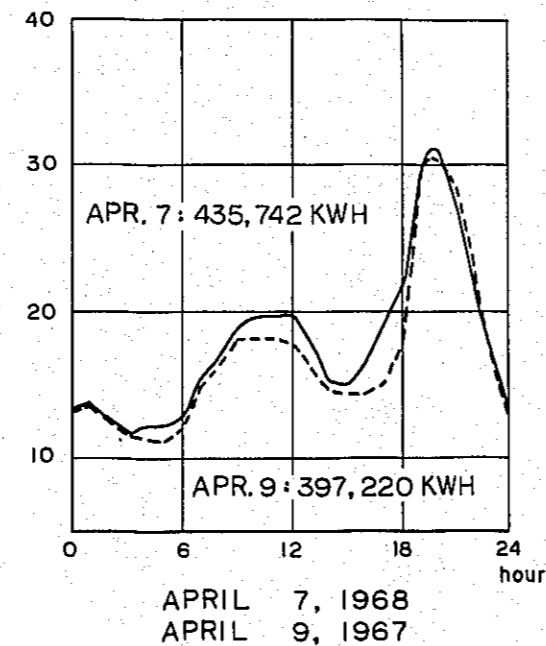
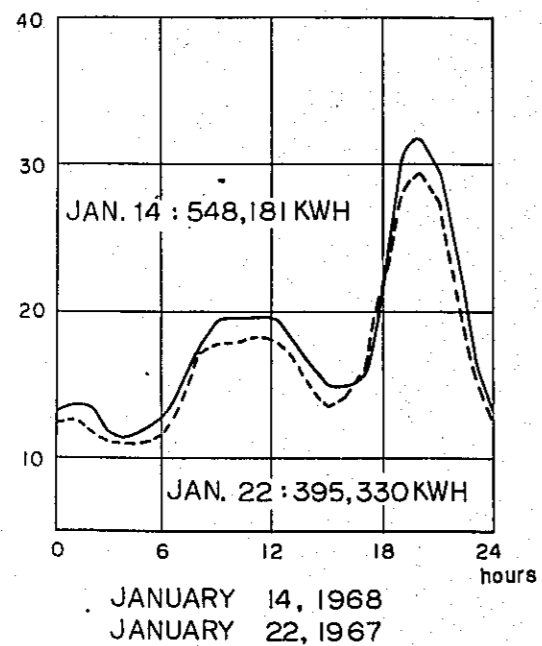
Class "C" - Water pumping

Class "D" - Street lighting

Fig. 3-2 Typical Load Curve



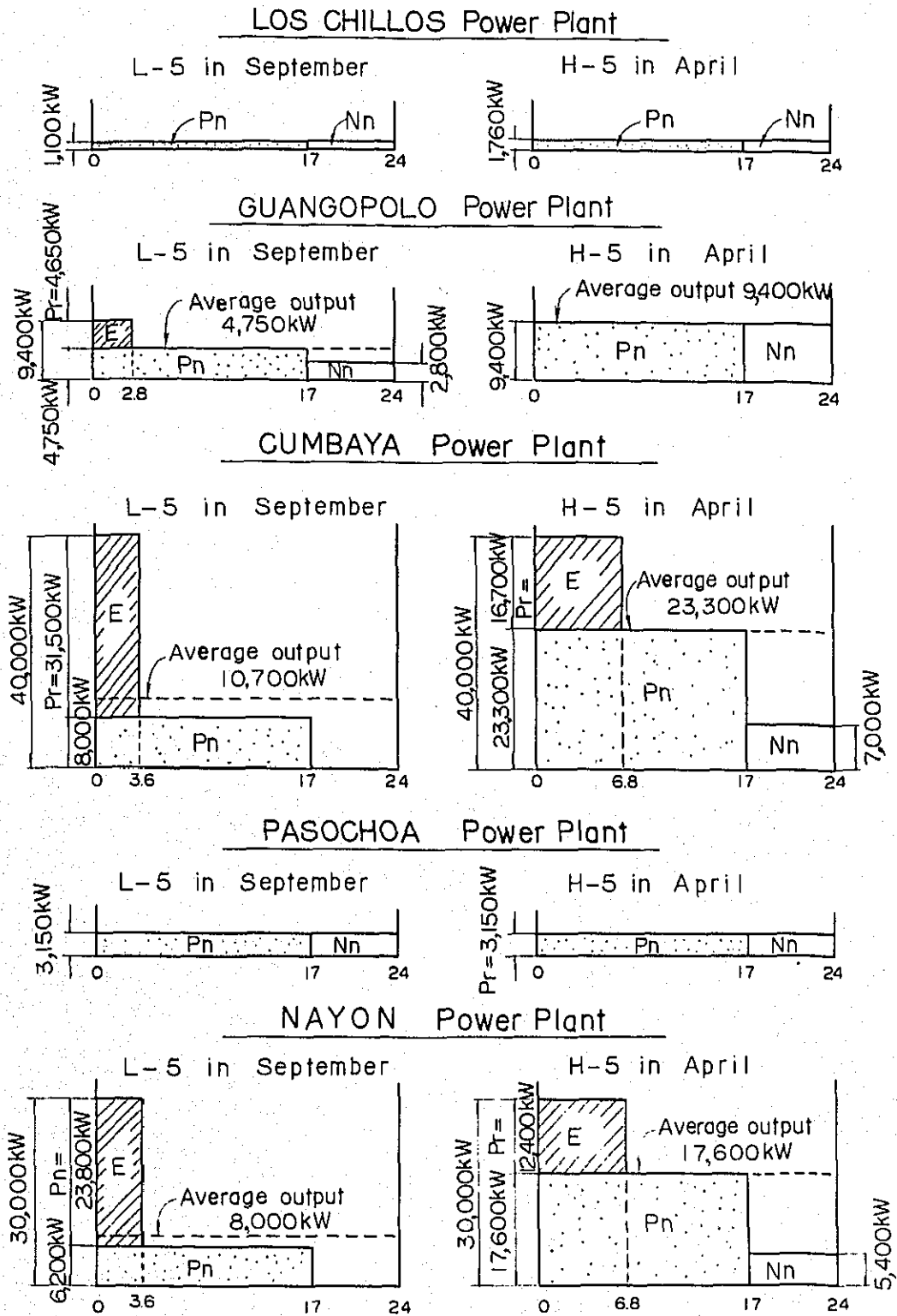
TYPICAL LOAD CURVE IN WEDNESDAY



TYPICAL LOAD CURVE IN SUNDAY

Note; These load curves are quoted from the records of EEQ in 1968

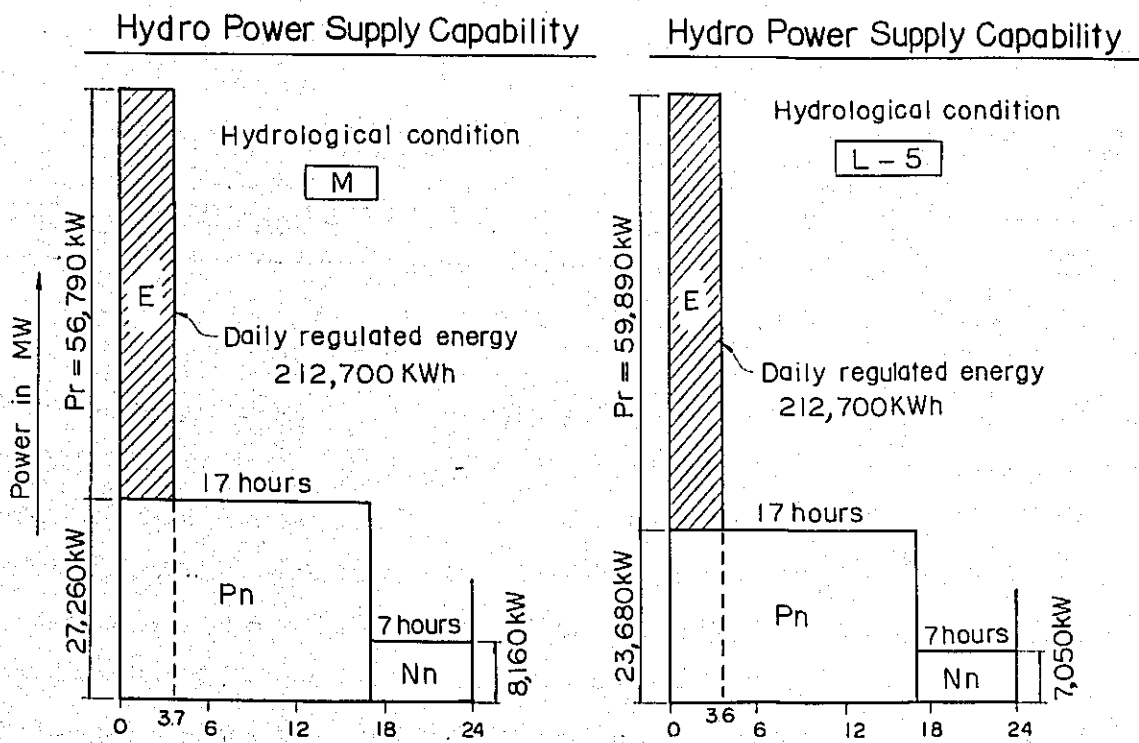
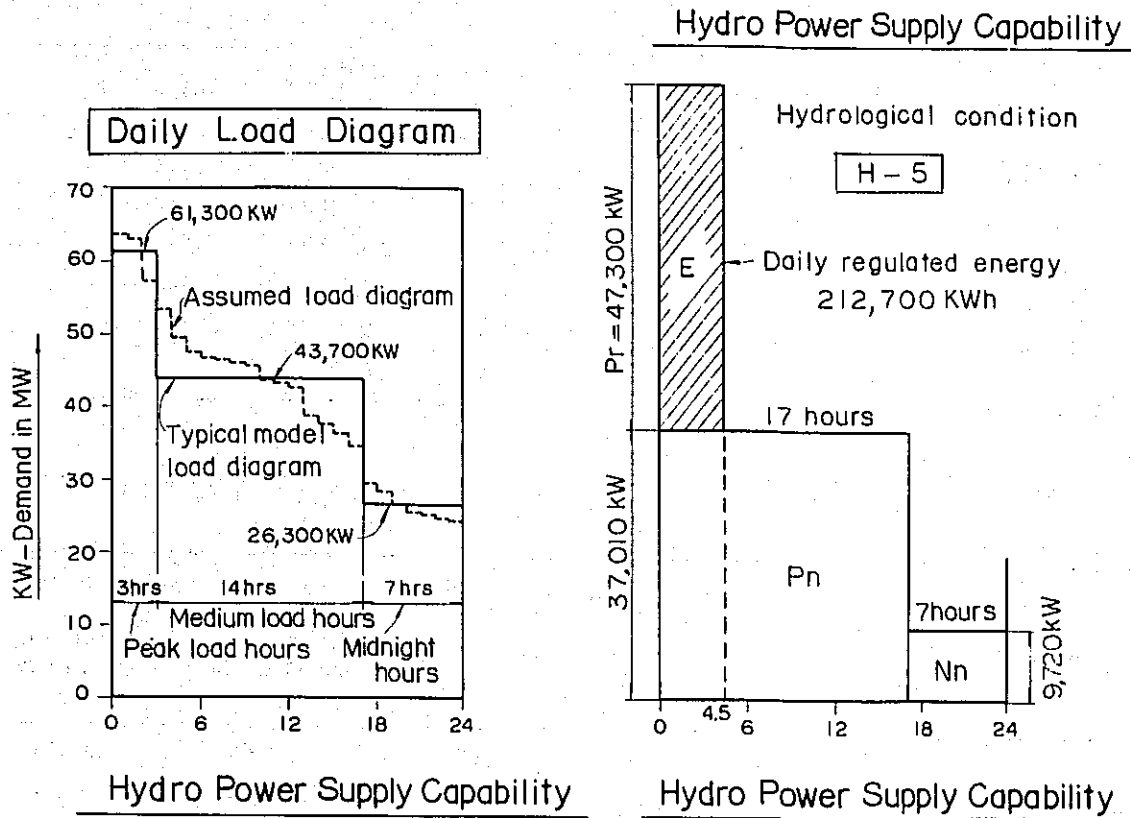
Fig. 3-3 Capability of EEQ's Existing Power Plant



Note

- Pr : Daily regulated power (KW)
- E : Daily regulated energy (KWh)
- Pn : Natural flow power in peak hours (KW)
- Nn : Natural flow power in off-peak hours(KW)

Fig. 3-4 Daily Load Diagram and Hydro Power Capability in Sept. 1972



Note

- Pn : Natural flow output in peak hours
- Nn : Natural flow output in off-peak hours
- E : Daily regulated energy
- Pr : Regulated flow output.

Table 3-19 既設水力発電所についての Firm-Run-Off による平均電力 (kW) および日間発生電力量

| 発電所名 | 最大出力 (kW) | Firm-Run-off (m ³ /s) | 平均電力 (kW) | 日間発生電力量 (kWh) | 備考 |
|-------------|-----------|----------------------------------|-----------|---------------|-----|
| Los Chillos | 1,760 | - | 1,100 | 26,400 | 自流式 |
| Guangopolo | 1,400 | 9.1 | 4,750 | 114,000 | 調整式 |
| Cumbaya | 40,000 | 9.6 | 10,700 | 257,000 | " |
| Pasochoa | 4,500 | - | 3,150 | 74,500 | 自流式 |
| Nayon | 30,000 | 9.6 | 8,000 | 192,700 | 調整式 |
| Total | 85,660 | | 27,700 | 664,600 | |

Table 3-20 Firm Power of EEQ'S Existing Power Plant in Sept

| Power Plant | Installed Capacity (kW) | Regulated Flow Out-Put | | Natural Flow Out-Put | |
|-------------|-------------------------|------------------------------------|-----------------|------------------------------|----------------------------------|
| | | Daily Regulated Energy E (kWh/day) | Out-Put Pr (kW) | Out-Put in Peak Hour Pn (kW) | Out-Put in off Peak Hour Nn (kW) |
| Los Chillos | 1,760 | 0 | 0 | 1,100 | 1,100 |
| Guangopolo | 9,400 | 13,200 | 4,650 | 4,750 | 2,800 |
| Combaya | 40,000 | 113,900 | 31,580 | 8,420 | 0 |
| Pasochoa | 4,500 | 0 | 0 | 3,150 | 3,150 |
| Nayon | 30,000 | 85,600 | 23,740 | 6,260 | 0 |
| Total | 85,660 | 212,700 | 59,970 | 23,680 | 7,050 |

Note: Installed Capacity=(Pr+Pn)

Table 3-20 に示すように自流式発電所は Natural Flow Out-Put (自流分出力) のみしかもたず、調整式発電所は Off-Peak hour に余剰流量を調整池に貯くわえ、Peak-hour に使用するものとし、その電力を Regulated Flow Out-Put と名づけた。調整式発電所の上記能力を図示すれば Fig 3-3 に示す通りである。すなわち Pn は Peak hour に無調整で発電する部分であり、Pr は Peak hour に調整池を使用して必要な時間に適応して発電できる能力を示すものである。また Nn は Off-Peak hour に無調整で発電する部分であり、Daily regulated energy (kWh/day) は調整池を全容量利用するときの水量を電力量に換算したものである。

"EEQ" S-A の所有する各水力発電所について Firm-Run-Off 出水時点の Firm-Power 能力を図示すれば Fig 3-4 に示す通りになる。

以上の "EEQ" S-A の水力発電所をもって 1968 年から 1977 年にわたり各年

の渇水月（9月）の日負荷をみたすものとして、kW バランスを調べてみた。すなわち日負荷の中に Natural Flow Energy と Regulated Flow Energy に分けて図式解法をもって投入して電力量のバランス状態を調べる。先づ日負荷の図中に Base Load 部分をみたす。Natural Flow Energy: $(P_n \times 17 \text{時}) + (N_n \times 7 \text{時})$ を投入し、次に Regulated Flow Energy: E を投入し、過不足を調べ不足量を生じたときはその部分の負荷率をできるだけ大きくとり、系統全体を考慮の設備投資を最も経済的になるようにした。また火力の供給力は1968年末の設備 9.8 MW を存続させるものとし、不足をみたすための補給設備として利用するものとした。

以上の方法で kW バランスを各年について求めた結果は TABLE 3-21, Fig 3-5 に示す通りである。

Table 3-21 渇水期（9月）における既設供給力との kW バランス

| Year | | 1970 | 1972 | 1974 | 1976 |
|--|-------------------|---------|----------|---------|---------|
| Max. demand in Sept.: (1) (KW) | | 56,400 | 63,700 | 77,000 | 93,800 |
| Capability of hydro power plant. | Natural flow (KW) | 18,720 | 23,680 | 23,680 | 23,680 |
| | Regulated flow. | 21,780 | 26,770 | 30,760 | 36,420 |
| | Total: (2) | 40,500 | 50,450 | 54,440 | 60,100 |
| (3) = (1) - (2) | | -15,900 | -13,250 | -22,560 | -33,700 |
| Diesel Power: (4) | | 9,800 | 9,800 | 9,800 | 9,800 |
| Shortage in Capability (KW) (5) = (3) - (4) | | -6,100 | -3,450 | -12,760 | -23,900 |
| Marginal max. hydro power capability (KW): (6) | | *54,950 | **83,650 | 83,650 | 83,650 |
| Non-utilized output (KW) (6) - (2) | | 14,450 | 32,650 | 29,210 | 23,550 |

Note: * 54,950 kW = 1,100 + 9,400 + 40,000 + 3,150 + 1,300
 Los Chillios Guangoplo Cumbaya Pasochoa Guapulo
 Machachi
 Pifo

** 83,650 kW = 1,100 + 9,400 + 40,000 + 3,150 + 30,000
 Los Chillios Guangoplo Cumbaya Pasochoa Nayan

限界最大供給力 (Marginal max Hydro Power Capability) とは自流水発電所 (例 Los Chillios 発電所) についてはその日の流量によって得られる平均出

力を云い、調整式発電所については調整池をもって調整し、最大出力を発生できるので最大設備出力を云う。Table 3-21中の数値はEEQ 系統全体の水力発電所についてのものであり、Firm-Run-off 時点における可能発生最大出力を示している。

Fig 3-6は1968年から1976年に至る代表的な数年間について、日負荷に対する既設供給力がその能力すなわちNatural Flow Power, Regulated Flow Power, Diesel Powerにわけて、それぞれ負担する部分を示したものである。Fig 3-6中Regulated Flow Power が一部深夜のOff-Peak時に使用されている場合があるが、これは水力発電所がせつかく調整能力を持ちながら流量の出水条件、負荷の形状によっては必ずしもその調整池の能力が全部使用されていないことを示している。

Table 3-21, Fig 3-5に示す如く、渇水月における電力(kW) バランスにおいて電力の供給不足量は1968年において、既に生じており1972年のNAYON 30 MWの投入により1時的に3,450 kW まで減少するが、その後は経年ごとの増加して行く傾向にある。

またFig 3-7は需要最大値と設備出力の関係を示すものであるが、1974年には需要最大値が現在"EEQ" S・Aの所有する。水力の設備出力を上廻ることになる。

以上は渇水月(9月)におけるCriticalの条件のもとで需給のバランス状態を調べてみたものであるが他の月については1974年以降は不足状態が生ずる。

3-3-2 電力量(kWh) バランス

需用電力量と供給能力バランスを調べるための計算にあたっては簡便化のため次の方法を採用した。

(1) 1年を次の4ヶ月で代表させること。

1月 平水月で1月, 2月, 3月の3ヶ月を代表

4月 豊水月で4月, 5月, 6月の3ヶ月を代表

9月 渇水月で7月, 8月, 9月の3ヶ月を代表

12月 需要最大月で11月, 12月の2ヶ月を代表

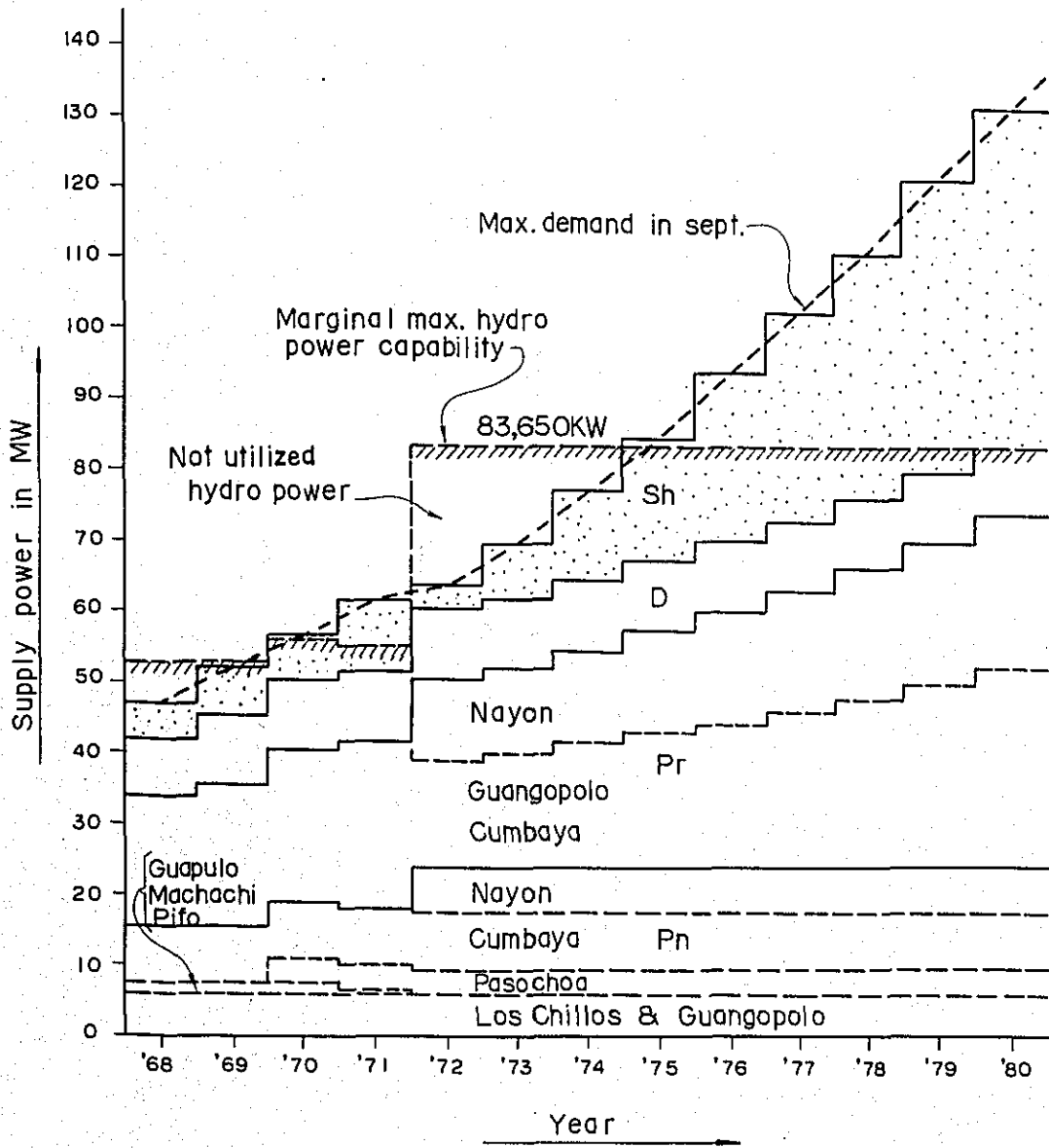
(2) 日間の負荷曲線をFig 3-4に示すようにPeak時(3時間), 中間時(14時間)深夜時(7時間)の3つの時間帯に分割し、負荷曲線をモデル化した。

(3) 水力の供給力は月間の流況を最大流量時(5日間)平均流量時(20~21日間)最少流量時(5日間)の3つの流量に分類し、Fig 3-4に示すように、各流況条件ごとに供給能力を計算した。

以上の3つの仮定の下に、モデル化された日間の負荷曲線に各発電所の供給能力を投入し、自流分調整分の配分を行ない、ディーゼル供給量、不足電力量および水

Fig. 3-5 Diagram of KW-Balance of EEQ's System in Sept.

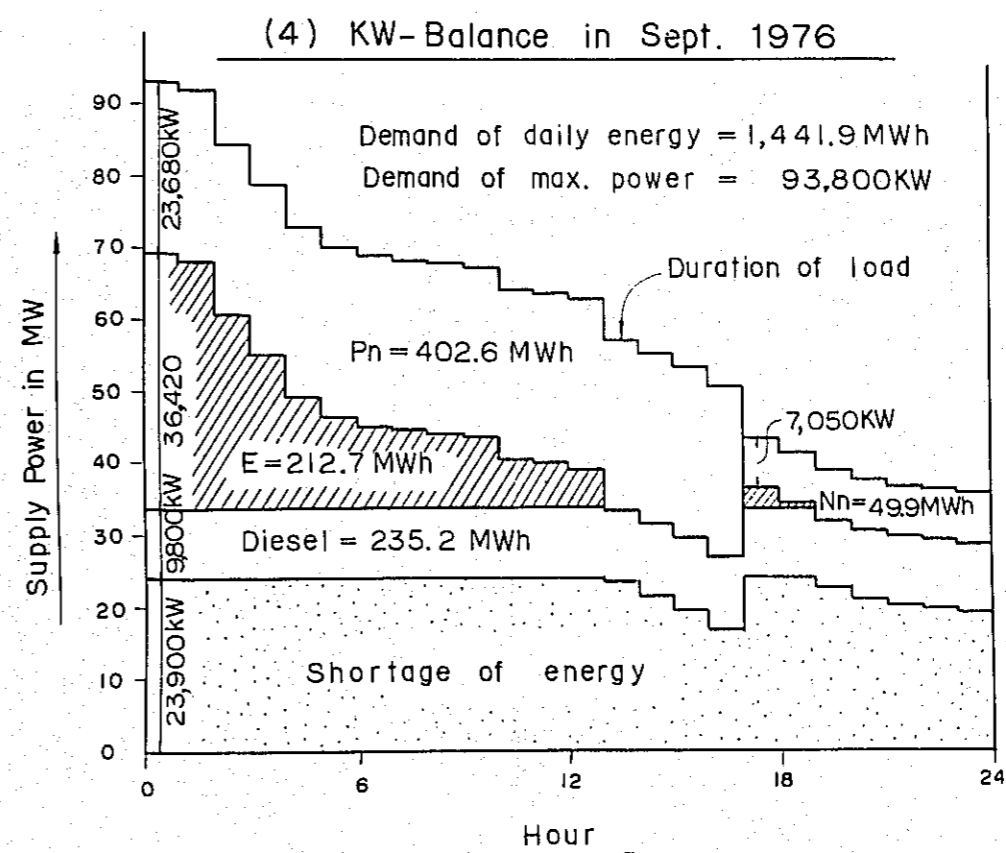
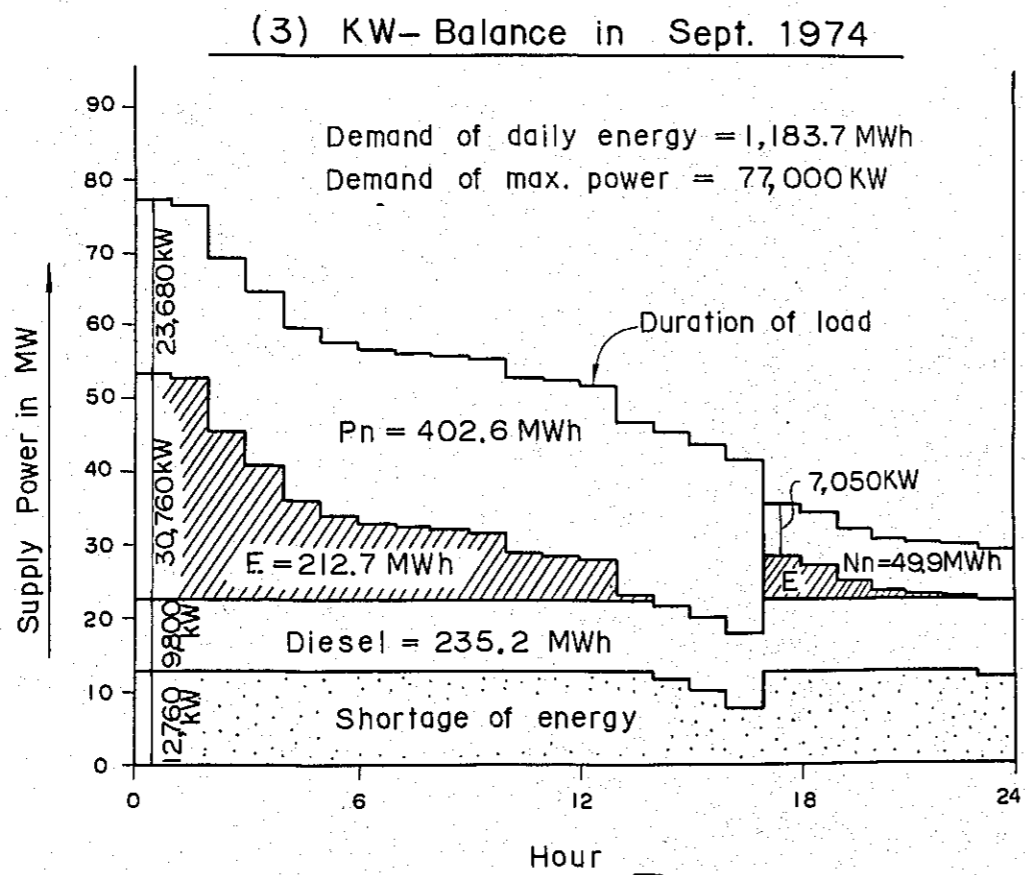
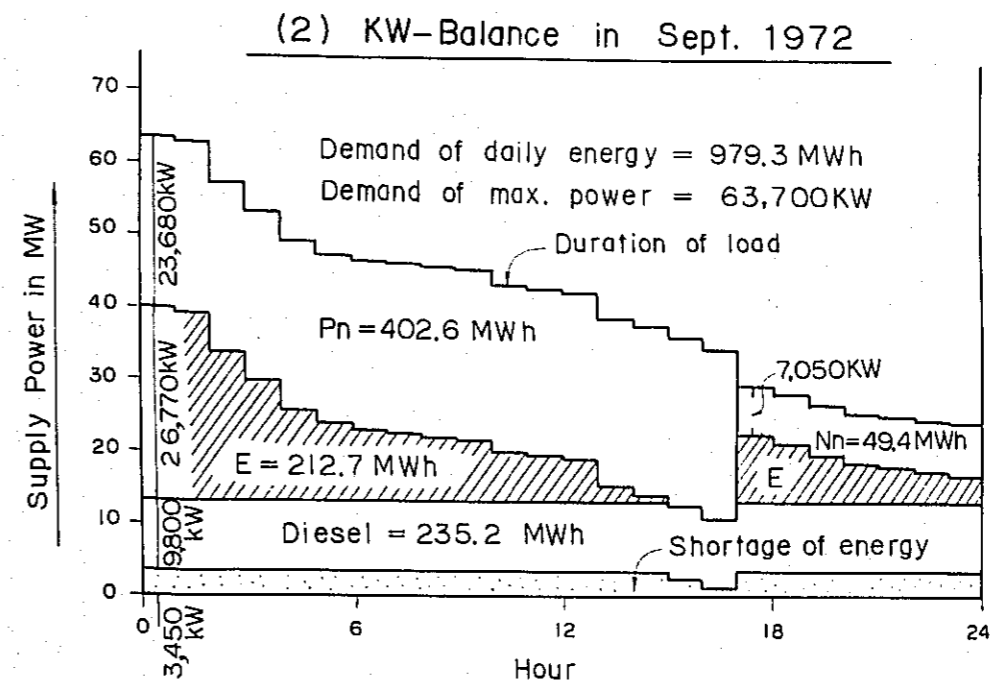
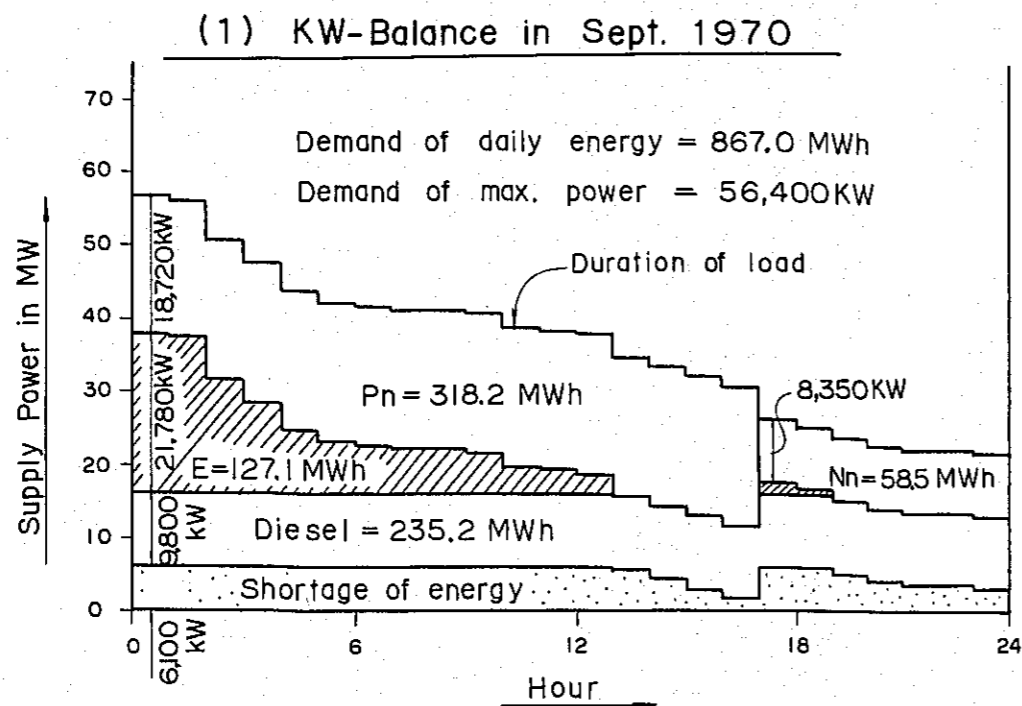
KW - BALANCE IN SEPT.
(Hydrological condition : L-5)



LEGEND

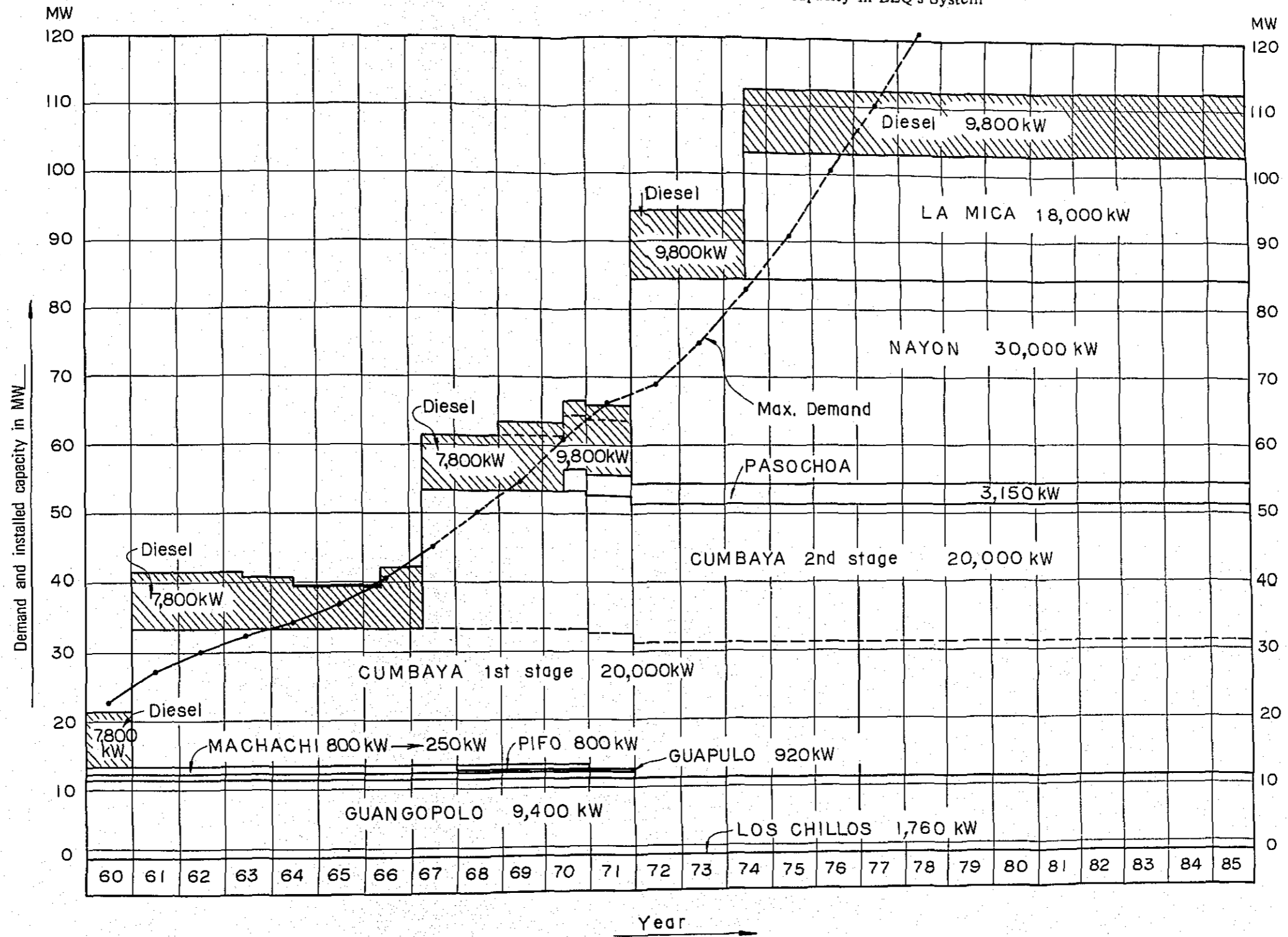
- Pn : Natural flow output
- Pr : Regulated flow output
- D : Diesel output
- Sh : Shortage of KW-power

Fig. 3-6 Diagram of KW-Balance of Existing EEQ's System in Sept.



Note E : Regulated energy
Pn: Natural flow energy in peak hour
Nn: Natural flow energy in off-peak hour

Fig. 3-7 Relation Between Max. Demand and Installed Capacity in EEQ's System



LEGEND

- : Hydro Power Plant
- ▨ : Diesel Power Plant
- : Historical Max. Demand in KW
- - - : Assumed Max. Demand in KW

力の余剰力の計算を行なった。Fig 3-8およびFig 3-9はこの配分方法の一例を示したものである。

このようにして計算された日間のkWhバランスを各月別に集計し、1967年の実績にもとづいて休日需用(土曜日、日曜日、祭日など)補正計算を行ない需用と供給力のkWhバランスを求めた。

TABLE 3-22はEEQの既設の水力設備および現在建設中の水力設備の発生可能電力量を示したものである。TABLE 3-23は各年のkWhバランスの計算結果を示したものであり、これを図化したものがFig 3-10である。

図から言えることは1968年以来渇水月に生じていた電力量の不足は1972年のNayon発電所の運開により、1時的に減少するが、その後経年的に増加し1976年には渇水月のみならず、年間を通じてkWh供給力が不足することを示している。また1974年には年間4,9450MWhの余剰水力を持ちながら、渇水期および需用最大月に14,890MWhの電力量の不足を生じており、水力設備の持つ供給能力が有効に利用されていないことを物語っている。

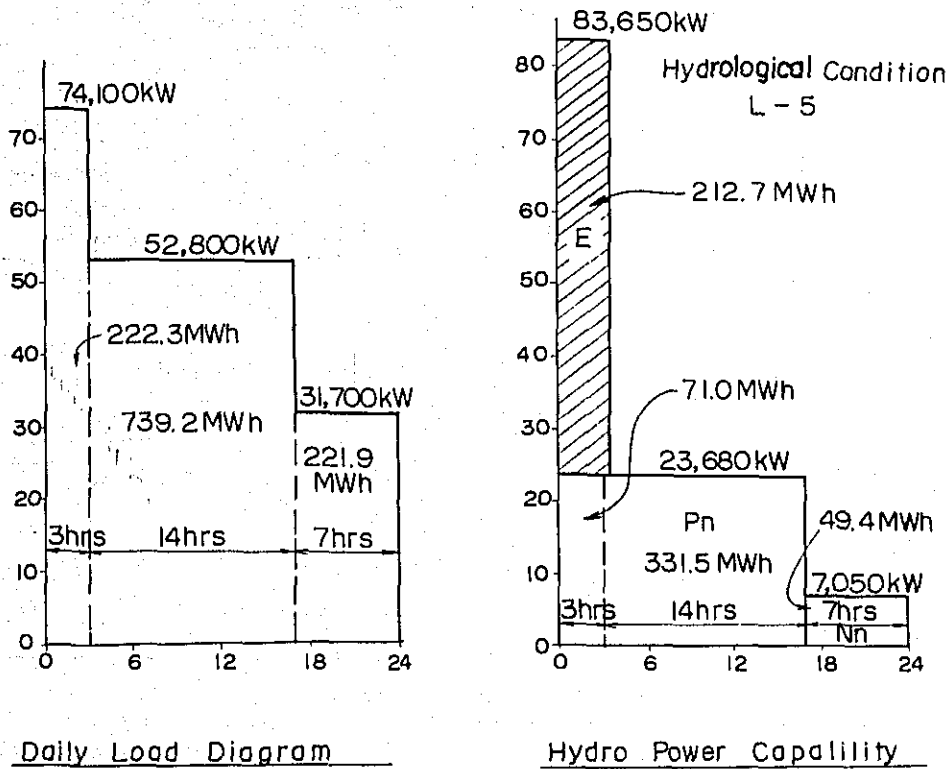
また、EEQの持つ水力設備の各年各月の有効発生電力量および余剰電力量をTABLE 3-24に示す。

3-4 開発の時期

前項において記述した"EEQ" S・A電力系統の電力(kW)および電力量(kWh)についての需給バランス総合的に判断すると、既設供給力および現在建設中の設備では1968年以来、慢性的に生じている渇水期のkWおよびkWh供給力の不足をカバーすることができない。しかも、この不足の程度は経年ごとに増大し、不足月は渇水期のみならず、豊水期にも及び、1975年には最大需要に対して年間を通して設備出力(kW)すらも不足する状態になる。とくに豊水、渇水期の供給能力の差がはげしくなり、この状態より脱するためには、渇水期に供給力を集中できる貯水式の開発地点が必要である。

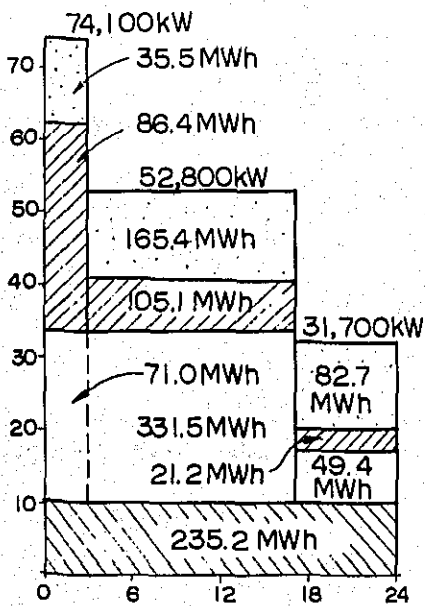
したがってLa Micaプロジェクトは出来るだけ早く開発する必要性がある。第9章に述べるようにLa Mica発電所の運転開始は出来るだけ早期開発に努めるにしても、"EEQ" S・Aが建設予定のNayonプロジェクトの工程と仕事量を考慮し、今後Definite Study 入札準備、準備工事を行ない、更に約25ヶ月間の本工事期間を見込めばLa Mica発電所の発電開始は1974年7月末日となるだろう。

Fig. 3-8 Calculation Method of Energy Balance



Daily Load Diagram

Hydro Power Capability



Energy Balance

Results

Hydro Natural Flow Energy : 451.9 MWh
 Hydro Regulated Energy : 212.7 MWh
 Total Hydro Energy : 664.6 MWh
 Diesel Energy : 235.2 MWh
 Shortage of Energy : 283.6 MWh

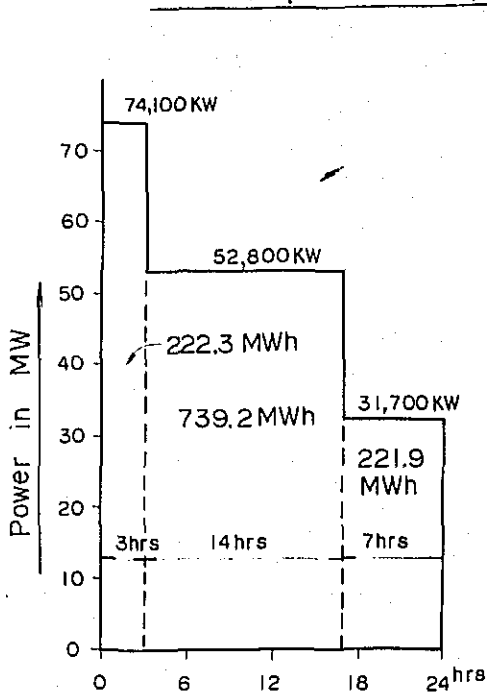
- Regulated Energy
- Natural Flow Energy
- Diesel Energy
- Shortage of Energy

Note

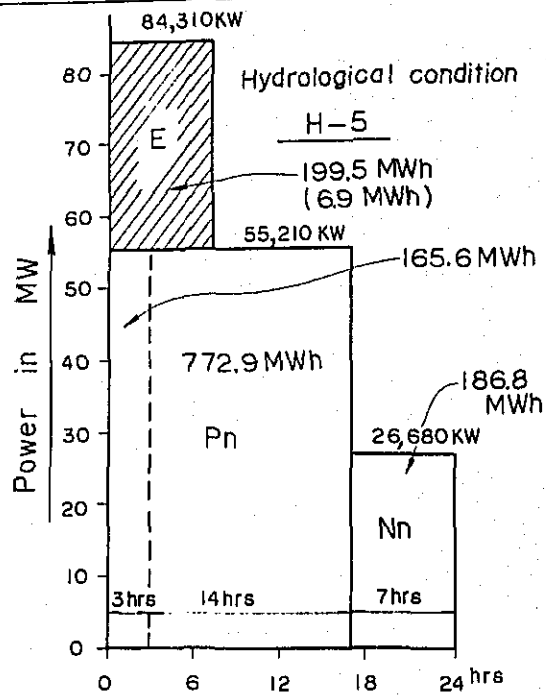
Pn : Natural Flow Energy in Peak Hours
 Nn : Natural Flow Energy in Off-peak Hours
 E : Regulated Energy

Fig. 3-9 Calculation Method of Energy Balance

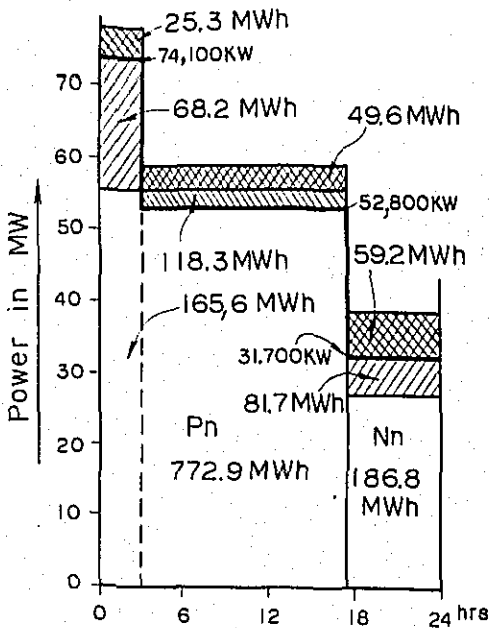
Example in April 1974



Daily load diagram



Hydro power capability



Energy Balance

Results

Hydro natural flow energy : 1125.3 MWh

Hydro regulate energy : 199.5 MWh

Total hydro energy : 1324.8 MWh

Surplus energy : 202.8 MWh

- : Regulated Energy
- : Natural Flow Energy
- : Surplus Energy

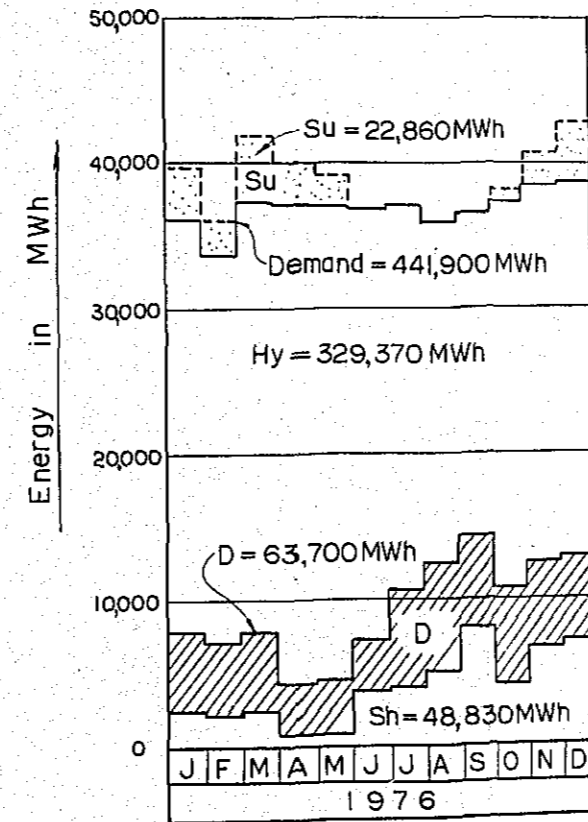
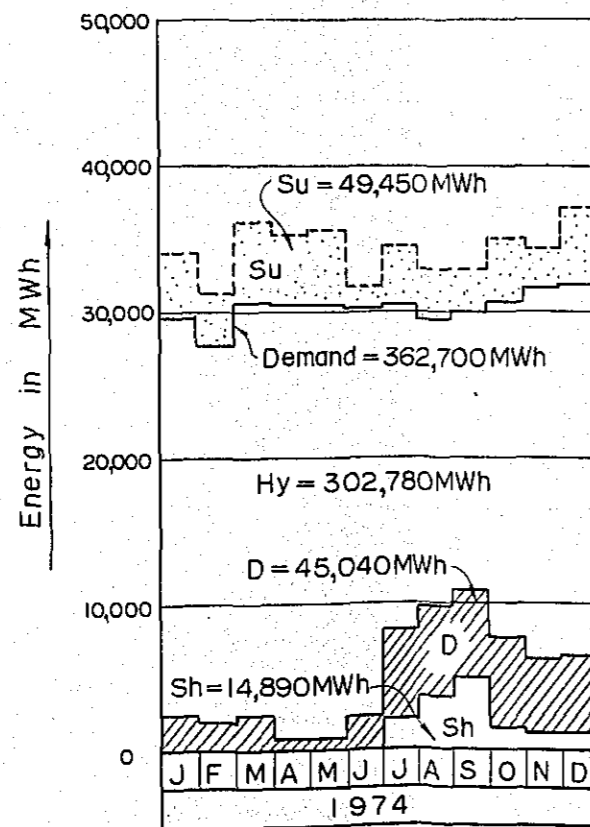
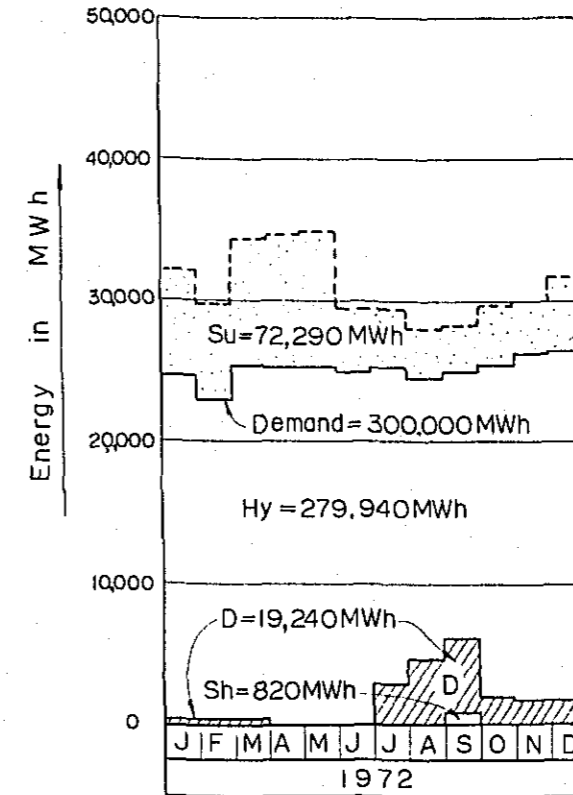
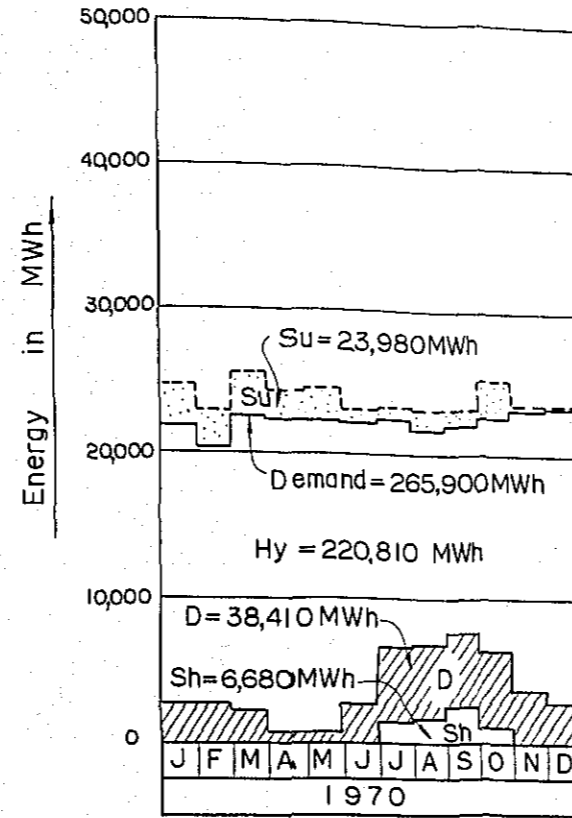
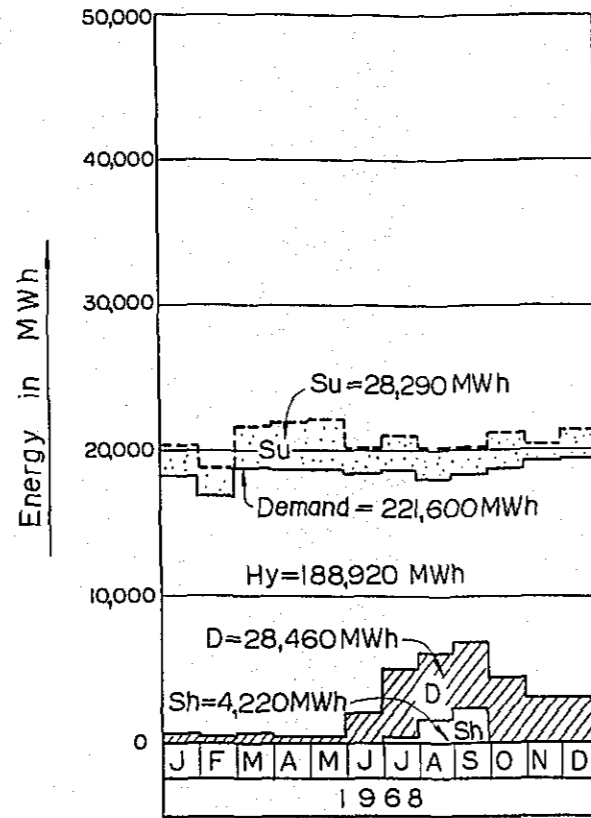
Note

Pn : Natural flow energy in peak hours

Nn : Natural flow energy in off-peak hours

E : Regulated energy

Fig. 3-10 Balance of Energy Demand in EEQ's Existing System



LEGEND

- Su : Surplus energy
- Hy : Hydro energy
- : Diesel energy
- Sh : Shortage of energy

Table 3-22 Available Hydro Energy of Existing Power Plants in
EEQ's System

Unit: MWh

| | Los Chillos | Guangopolo | Cumbaya | Pasochoa | Nayon | Total |
|---------------------------|----------------|------------|----------|----------|----------|----------|
| Installed Capacity(KW) | 1,760 | 9,400 | 40,000 | 4,500 | 30,000 | 85,660 |
| Jan. | 818 | 5,825 | 13,105 | 2,344 | 9,804 | 31,896 |
| Feb. | 739 | 5,366 | 12,129 | 2,117 | 9,074 | 29,425 |
| Mar. | 818 | 6,174 | 14,157 | 2,344 | 10,590 | 34,083 |
| Sub-total | (2,375) | (17,365) | (39,391) | (6,805) | (29,468) | (95,404) |
| Apr. | 792 | 6,276 | 14,483 | 2,268 | 10,834 | 34,653 |
| May | 818 | 6,369 | 14,480 | 2,344 | 10,833 | 34,844 |
| June | 792 | 5,412 | 11,978 | 2,268 | 8,960 | 29,410 |
| Sub-total | (2,402) | (18,057) | (40,941) | (6,880) | (30,627) | (98,907) |
| July | 818 | 4,815 | 10,597 | 2,344 | 7,928 | 26,502 |
| Aug. | 818 | 4,155 | 9,141 | 2,344 | 6,838 | 23,296 |
| Sept. | 792 | 3,946 | 8,690 | 2,268 | 6,501 | 22,197 |
| Oct. | 818 | 5,009 | 11,083 | 2,344 | 8,291 | 27,545 |
| Sub-total | (3,246) | (17,925) | (39,511) | (9,300) | (29,558) | (99,540) |
| Nov. | 792 | 5,186 | 11,508 | 2,268 | 8,609 | 28,363 |
| Dec. | 818 | 5,475 | 12,215 | 2,344 | 9,138 | 29,990 |
| Sub-total | (1,610) | (10,661) | (23,723) | (4,612) | (17,747) | (58,353) |
| Annual | 9,633 | 64,008 | 143,566 | 27,597 | 107,400 | 352,204 |

Table 3-23 Balance of Energy Demand in EQ's Existing System

Unit: MWh

| Year | 1968 | | | | 1970 | | | | 1972 | | | | 1974 | | | | 1976 | | | |
|--------|---------|----------------------------------|-------------------------|--------------------|---------|----------------------------------|-------------------------|--------------------|---------|----------------------------------|-------------------------|--------------------|---------|----------------------------------|-------------------------|--------------------|---------|----------------------------------|-------------------------|--------------------|
| | Demand | Supply of Effective Hydro Energy | Supply of Diesel Energy | Shortage of Energy | Demand | Supply of Effective Hydro Energy | Supply of Diesel Energy | Shortage of Energy | Demand | Supply of Effective Hydro Energy | Supply of Diesel Energy | Shortage of Energy | Demand | Supply of Effective Hydro Energy | Supply of Diesel Energy | Shortage of Energy | Demand | Supply of Effective Hydro Energy | Supply of Diesel Energy | Shortage of Energy |
| Jan. | 18,200 | 17,600 | 600 | 0 | 21,800 | 19,090 | 2,710 | 0 | 24,600 | 24,260 | 340 | 0 | 29,700 | 27,340 | 2,230 | 130 | 36,200 | 28,340 | 5,390 | 2,470 |
| Feb. | 16,800 | 16,260 | 540 | 0 | 20,200 | 17,560 | 2,640 | 0 | 22,800 | 22,490 | 310 | 0 | 27,600 | 25,480 | 2,120 | 0 | 33,600 | 26,530 | 4,870 | 2,200 |
| Mar. | 18,700 | 18,100 | 600 | 0 | 22,500 | 20,330 | 2,170 | 0 | 25,300 | 24,960 | 340 | 0 | 30,600 | 28,240 | 2,230 | 130 | 37,300 | 29,440 | 5,390 | 2,470 |
| Apr. | 18,600 | 18,180 | 420 | 0 | 22,300 | 21,670 | 630 | 0 | 25,200 | 25,200 | 0 | 0 | 30,500 | 29,680 | 820 | 0 | 37,100 | 32,730 | 3,520 | 850 |
| May | 18,600 | 18,160 | 440 | 0 | 22,300 | 21,700 | 600 | 0 | 25,200 | 25,200 | 0 | 0 | 30,500 | 29,650 | 850 | 0 | 37,100 | 32,590 | 3,630 | 880 |
| June | 18,400 | 16,460 | 1,940 | 0 | 22,100 | 19,370 | 2,730 | 0 | 24,900 | 24,900 | 0 | 0 | 30,100 | 27,710 | 2,390 | 0 | 36,700 | 29,410 | 3,520 | 3,770 |
| July | 18,600 | 13,710 | 4,570 | 320 | 22,300 | 15,600 | 5,210 | 1,490 | 25,200 | 22,370 | 2,830 | 0 | 30,500 | 22,310 | 6,150 | 2,040 | 37,100 | 26,500 | 6,590 | 4,010 |
| Aug. | 18,000 | 11,900 | 4,570 | 1,530 | 21,600 | 14,800 | 5,210 | 1,590 | 24,300 | 19,660 | 4,640 | 0 | 29,400 | 19,600 | 6,150 | 3,650 | 35,800 | 23,300 | 6,590 | 5,910 |
| Sept. | 18,300 | 11,500 | 4,430 | 2,370 | 21,900 | 14,350 | 5,040 | 2,510 | 24,800 | 18,730 | 5,250 | 820 | 29,900 | 18,990 | 5,960 | 4,960 | 36,500 | 22,200 | 6,160 | 8,140 |
| Oct. | 18,700 | 14,290 | 4,410 | 0 | 22,500 | 16,200 | 5,210 | 1,090 | 25,300 | 23,250 | 2,050 | 0 | 30,600 | 23,000 | 6,150 | 1,450 | 37,300 | 26,550 | 6,590 | 4,160 |
| Nov. | 19,300 | 16,380 | 2,920 | 0 | 23,100 | 19,520 | 3,580 | 0 | 26,100 | 24,390 | 1,710 | 0 | 31,600 | 25,450 | 3,920 | 1,230 | 38,500 | 26,000 | 5,630 | 6,870 |
| Dec. | 19,400 | 16,380 | 3,020 | 0 | 23,300 | 20,620 | 2,680 | 0 | 26,300 | 24,530 | 1,770 | 0 | 31,700 | 25,330 | 5,080 | 1,290 | 38,700 | 25,780 | 5,820 | 7,100 |
| Annual | 221,600 | 188,920 | 28,460 | 4,220 | 265,900 | 220,810 | 38,410 | 6,680 | 300,000 | 279,940 | 19,240 | 820 | 362,700 | 302,780 | 45,040 | 14,880 | 441,900 | 329,370 | 63,700 | 48,830 |

Table 3-24 Monthly Effective Energy of Hydro Power Plants in EEQ's System

Unit: MWh

| Year Month | 1968 | | | 1970 | | | 1972 | | | 1974 | | | 1976 | | |
|---------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------------|
| | Available Hydro Energy Hd | Effective Hydro Energy Hl | Surplus Energy So | Available Hydro Energy Hd | Effective Hydro Energy Hl | Surplus Energy So | Available Hydro Energy Hd | Effective Hydro Energy Hl | Surplus Energy So | Available Hydro Energy Hd | Effective Hydro Energy Hl | Surplus Energy So | Available Hydro Energy Hd | Effective Hydro Energy Hl | Surplus Energy So |
| Jan. | 19,730 | 17,668 | 2,150 | 22,078 | 19,090 | 3,000 | 31,900 | 24,260 | 7,640 | 31,900 | 27,340 | 4,560 | 31,900 | 28,340 | 3,560 |
| Feb. | 18,230 | 16,260 | 1,970 | 20,350 | 17,560 | 2,790 | 29,450 | 22,490 | 6,960 | 29,480 | 25,480 | 3,970 | 29,450 | 26,530 | 2,920 |
| Mar. | 21,150 | 18,100 | 3,050 | 23,490 | 20,330 | 3,160 | 34,080 | 24,960 | 9,120 | 34,080 | 28,240 | 5,840 | 34,080 | 29,440 | 4,640 |
| Apr. | 21,550 | 18,180 | 3,370 | 23,820 | 21,670 | 2,150 | 34,650 | 25,200 | 9,450 | 34,650 | 29,680 | 4,970 | 34,650 | 32,730 | 1,920 |
| May | 21,670 | 18,160 | 3,510 | 24,010 | 21,700 | 2,310 | 34,840 | 25,200 | 9,640 | 34,840 | 29,650 | 5,190 | 34,840 | 32,590 | 2,250 |
| June | 18,180 | 16,460 | 1,720 | 20,450 | 19,370 | 1,080 | 29,410 | 24,900 | 4,510 | 29,410 | 27,710 | 1,700 | 29,410 | 29,410 | 0 |
| July | 16,230 | 13,710 | 2,520 | 18,570 | 15,600 | 2,970 | 26,500 | 22,370 | 4,130 | 26,500 | 22,310 | 4,190 | 26,500 | 26,500 | 0 |
| Aug. | 14,110 | 11,900 | 2,210 | 16,460 | 14,800 | 1,660 | 23,300 | 19,660 | 3,640 | 23,300 | 19,600 | 3,700 | 23,300 | 23,300 | 0 |
| Sept. | 13,430 | 11,500 | 1,930 | 15,700 | 14,350 | 1,350 | 22,200 | 18,730 | 3,470 | 22,200 | 18,990 | 3,210 | 22,200 | 22,200 | 0 |
| Oct. | 16,910 | 14,290 | 2,620 | 19,250 | 16,200 | 3,050 | 27,550 | 23,250 | 4,300 | 27,550 | 23,000 | 4,550 | 27,550 | 26,550 | 1,000 |
| Nov. | 17,490 | 16,380 | 1,110 | 19,750 | 19,520 | 230 | 28,360 | 24,390 | 3,970 | 28,360 | 25,450 | 2,910 | 28,360 | 26,000 | 2,360 |
| Dec. | 18,510 | 16,380 | 2,130 | 20,850 | 20,620 | 230 | 29,990 | 24,530 | 5,460 | 29,990 | 25,330 | 4,660 | 29,990 | 25,780 | 4,210 |
| Annual | 217,210 | 188,920 | 28,290 | 244,790 | 220,810 | 23,980 | 352,230 | 279,940 | 72,290 | 352,230 | 302,780 | 49,450 | 352,230 | 329,370 | 22,860 |

第4章 プロジェクト概要

| | | |
|-------|-------------|----|
| 4-1 | プロジェクト地域の概要 | 50 |
| 4-2 | 計画概要 | 50 |
| 4-2-1 | 発電計画 | 50 |
| 4-2-2 | 水道用水計画 | 52 |
| 4-2-3 | 変電，送電計画 | 54 |

第4章 プロジェクトの概要

4-1 プロジェクト地域の概要

La Mica プロジェクトはQuito 市にその全電力を供給するものであり、一方Quito 市の水道用水を1984年以降まかなうものである。したがって、関連区域は需要地であるQuito市、その南東50kmに位置するLa Mica 湖、水路経由地域およびTablon Alto 台地の斜面に設ける発電所地点などであるが、これに加えて増加電力が期待できるRio San Pedro 系に「EEO」S.Aが所有する発電所群、Quito市に対する上水道のためのRio Pita 計画などにも及ぶものである。

本地域はエクアドル中央部を南北に縦断しているアンデス山脈山中の標高2,000m～2,800mのキトー盆地に位置し、エクアドルの政治、経済、農業の中心地であり、人口集中地区に属する。この地域の気候は赤道直下にありながら高地のため年間を通じて余り気温の変化がなく温帯性の気候である。しかし雨期と乾期の差がはげしく、3月～6月に集中し、8月～10月は乾期となる。したがって雨期には電力、水道用水を十分みたくことができても、乾期には不足する事態が生ずる。

この状態を改善するためには雨期、乾期が全く異なるアマゾン河側地域に属するLa Mica 湖およびそれに流入する河川より水を導入しRio San Pedro系の既設発電設備にこの水を補給し、乾期の発電能力を増強すること。更に1984年以降不足する水道用水として水質、温度ともに上質に属するこの水を使用することを考えなければならない。この目的のために立案された計画が「La Mica 計画」である。本計画は東アンデス山脈を横断して、アマゾン河に流入する水を流域変更し、太平洋にそそぐRio San Pedroに導水する必要があるが、わずか2.95kmのアスデス山脈横断トンネルとそれに連なる開きよ20.9kmおよび部分的に設ける1.77kmおよび0.5kmのトンネルよりなる導水路により可能であり、地形地質とも好条件に恵まれている。また8年前の1960年より調査が進められ、流量測定、地形測置などが「EEQ」S.Aの手により実施されて来た。

また、構造物を築造する地域はHacienda内にあり、道路条件もよく全地域をジープにより調査活動ができる状態にあり、早期着手を目途に準備工事、建設工事を直ぐ実施できる環境にある。

4-2 計画概要

4-2-1 発電計画

La Mica 計画は発電と水道用水のためにアマゾン河に流入するLa Mica 湖を4m嵩上げして、21,000,000m³の貯水池を築造し、この貯水池により年間流入量を調整して平均2.3m³/secの水量として、太平洋に流れるRio San Pedroに流域変更し、使用するものである。この分水のためには27.4kmの導水路が必要であり、こ

の水路により、Tablon Alto地点まで導水すると東アンデス山脈の西側斜面を利用して水圧管路を設けることにより総落差530.3m、有効落差496.5mを得ることができる。一方水路の通水量を渇水補給を考慮して4.5 m³/secとすると、最大出力18,300kWの発電所を得ることができる。この発電所の放水位は将来水道用水としてRio Pita水道計画（後述）に連絡可能なものとして計画した。この発電所において年平均2.3 m³/secの水量を使用することにより、年間82,300,000 kWhの電力が生産され、水道に使用する時点が少なくとも1984年以降となるので、その時点ではRio San Pedroに流下させることにより、この川筋に設けておる既設発電所Guangapolo (Q_{max}=18 m³/s、P=9,400kW) Cumbaya (Q_{max}=36 m³/s、P=10,000kW)、Nayon (1972年運用予定、Q_{max}=36 m³/sec、P=30,000kWなど)において使用することにより、年間45,420,000 kWhの電力量を増加することが可能である。

この増加電力量は水道に水を使用し始めると段々減少するが、耐用年数50年間について試算してみると1984年より水道に水を転用開始しても年平均18,760,000 kWh/年の電力量があり、しかもこの電力の殆んどが渇水期に発生できるのでEEQ、S.A.系の電力供給能力を大巾に増強するのに役立つものである。

La Mica発電所の主な諸元とその経済性は次の通りである。

最大出力：18,300kW

最大使用水量：4.5 m³/sec

有効落差：496.5m

貯水池

満水位：3,904m

低水位：3,894.5m

利用水深：9.5m

有効貯水量：21,000,000 m³

ダム

ダム型式：アース・フィルダム

ダム高：12m（平均高さ6.3m）

ダム天端長：415m

ダム体積：55,000 m³

水路（トンネルおよび開きよ）

総延長：27,410m（トンネル：5,223m、開きよ：20,907m）

最大通水量：4.5 m³/sec

集水水路（開きよ）

総延長：1,070m

調整池 (Head tank)

満水位: $3.870.90\text{ m}$

有効貯水量: $25,000\text{ m}^3$

水圧管路

延長: $2,596\text{ m}$

条数: 1 条

管径: $1.60 \sim 1.00\text{ m}$

発電所

型式: 地上屋内式

台数: 2 台

1 台当り出力: $9,500\text{ kW}$

発生電力量 (下流増加電力量もふくむ)

年間: $101,010,000\text{ kWh/年}$ (発電端)

送電月: $97,580,000\text{ kWh/年}$ (送電端)

湯水月 (7月~10月): $48,000,000\text{ kWh/湯水月}$

工事費

総工事費: $\text{s}/176,900,000$ (内貨 $\text{s}/104,716,000$,

外貨 $\text{s}/72,184,000$)

10年後水道とアロケーション後の運開時点換算

工事費: $\text{s}/143,240,000$ (内貨 $\text{s}/80,400,000$,

外貨 $\text{s}/62,840,000$)

経済性 (水道分水がない場合)

工事単価 (kW 当り): $\text{s}/9,830/\text{kW}$

kWh 当り工事単価: $\text{s}/1.49/\text{kWh}$ (Guangopolo 変電所端)

発電原価: $\text{s}/0.159/\text{kWh}$ (Guangopolo 変電所端)

経済性 (1984年より水道分水する場合のアロケーション後)

kW 当り工事単価: $\text{s}/7,960/\text{kW}$

kWh 当り工事単価: $\text{s}/1.468/\text{kWh}$ (Guangopolo 変電所端)

発電原価: $\text{s}/0.157/\text{kWh}$ (" ")

便益 / 経費: $B/C = 2.26$

4-2-2 水道用水計画

La Mica 貯水池に貯水され、調整された水は1984年以降はQuito市の水道に補給される。その補給最大水量は $3\text{ m}^3/\text{sec}$ 、年平均 $2.3\text{ m}^3/\text{sec}$ で La Mica 流入量の全量を使用することになる。しかし、水道需要の伸びよりみて、この全量を使用するまでには18年を要し、それまでの期間は La Mica 流入量を Rio Pedro

系発電所において使用することが可能である。この水道用水は La Mica 発電所において発電に使用後、1984年以降に建設される La Mica 連絡水路（最大通水量 $3 \text{ m}^3/\text{sec}$ 、延長 2.15 km）により、Rio Pita 水道計画 1 期工事（1972 年完成予定）の Pita 取水ダムに導水されて、Pasochaal 麓の水路および大サイフォンを通して Quito 市効外に設ける浄水場に導水されるものである。

この La Mica からの用水は 18 年間にわたり Quito 市の水道用水をみたすことができる。

La Mica 連絡水路の調査は今後実施されなければならないが、今回概略試算してみた結果では諸元および概算工事費は次の通りである。

最大取水量； $3 \text{ m}^3/\text{sec}$

平均取水量； $2.3 \text{ m}^3/\text{sec}$

(1) 逆調整池

目的；発電に使用した最大 $4.5 \text{ m}^3/\text{sec}$ の水量を $3 \text{ m}^3/\text{sec}$ に逆調整し、直径水路の容量で通水可能にする。

満水位； 3,339.00 m

有効調整容量； $42,000 \text{ m}^3$

(2) 発電所停止時の水道用バイパス水路

目的；発電所事故あるいは補修時に水圧管路および水車を通して、水を取水できない場合、Head tank より余水吐を通して Qda de Secas に放流し、この水を発電所放水路に連絡させるものである。

型式；台形開きよ

通水量； $3 \text{ m}^3/\text{sec}$

延長； 5,000 m

(3) 発電所放水路～逆調整池間水路

目的；発電所にて使用後の水を逆調整池に導水するための水路。

型式；台形開きよ

通量； $4.5 \text{ m}^3/\text{sec}$

延長； 1,200 m

(4) 逆調整池～Rio Pita 取水ダム間水路

目的；逆調整池より Rio Pita 取水ダム（1 期工事 1972 年完成予定）に導水するためのものである。

型式；開きよおよびトンネル

通水量； $3 \text{ m}^3/\text{sec}$

全延長； 21,500 m（開きよ 20,000 m，トンネル 1,500 m）

La Mica 連絡水路のたゆの工事費は、 $\$82,360,000$ であり、La Mica

発電所の分損額(1984年度) $s/79,681,000$ を加算すると全工事費は $s/162,041,000$ となり、年経費率を10%とすると年経費は $s/16,200,000$ となり残存年数40年間の年当り平均水道用水量 $38,340,000 \text{ m}^3$ で除してみると田水 m^3 当り $s/0.42 \text{ m}^3$ となる。

4-2-3 変電、送電計画

La Mica 発電所において発生する電力18.3 MW は発電所北側に接近して設ける昇圧変電所により46 kVに昇圧し、こゝよりPintag, Alangasiを經由し、延長2.5 km, 46 kV, 1 cctの新設送電線でGuangopolo 昇圧変電所に送電し、Guangopolo~Quito南変電所間は1回線として既に完成しているが、1972年には2回線として完成する予定であり、この延長6.8 km, 46 kV, 2 cctの送電線を利用して送電する。また1974年運転開始後、Goangopolo, CumbayaおよびNayon発電所において発生する増加電力量は各発電所とQuito間を結ぶ既設送電線が十分な容量をもっているのを、これを利用して送電する。

変電設備および新設送電線の主な諸元、工事費は次の通りである。

(1) La Mica 変電所

型 式； 屋外用3相，油入自冷型
台 数； 2 台
容 量； 10,000 kVA
電 圧； 6.9 / 46 kV

(2) 新設送電線

区 間； La Mica ~ Guangopolo 昇圧変電所
延 長； 2.5 km
電 圧； 46 kV
回 線 数； 1 cct

概算工事費； $s/5,000,000$ ，内貨 $s/2,476,500$ ，外貨 $s/2,523,500$

第5章 水 文

| | | |
|-------|--------------------|----|
| 5-1 | 測水所および気象観測所 | 56 |
| 5-1-1 | La Mica地点における流量記録 | 56 |
| 5-1-2 | Rio San Pedroの流量記録 | 56 |
| 5-2 | 降水量 | 56 |
| 5-3 | 気 温 | 60 |
| 5-4 | 流 出 量 | 62 |
| 5-4-1 | 流量資料の取扱い | 62 |
| 5-4-2 | 計画地点の流量とマス・カーブ | 64 |
| 5-5 | La Mica貯水池の貯水量 | 64 |
| 5-6 | 洪水量 | 73 |
| 5-6-1 | 洪水量の推定 | 73 |
| 5-6-2 | 計画洪水量 | 74 |

第5章 水 文

5-1 測水所および気象観測所

5-1-1 La Mica 地点における流量記録

La Mica 計画流域内 ($Ca = 125 \text{ Km}^2$) における測水資料としては Laguna Mica の Desaguadero 地点の下流約 2 km の地点に、Rio Antizana の流出量を測定するための Antizana 側水所 (EEQ 所有) がある。本測水所は 1960 年以降 1966 年 11 月まで約 7 年にわたって測定され、現在は休止しているが、必要に応じて再開できる状態にある。また Laguna Mica の出口に Desaguadero 水位測定設備があり Laguna Mica から流出量を 1960 年 9 月以降、1966 年 5 月まで水位測定を行なった。一方 Laguna Mica の湖面変動を調べるために、湖の西岸に水位計を設備し、1960 年以降 1966 年 11 月まで測定観測を継続し、現在は休止している。その他に Rio Segundo において 1960 年 9 月以降 1959 年 11 月まで水位測定を実施した。

流量資料としては Antizana 測水所のデータが測水条件の良い点からみて最も信頼度が高く、長期間にわたり測定されているので La Mica プロジェクト立案に当って、この測水所の流量を使用するのが最も妥当である。

5-1-2 Rio San Pedro の流量記録

La Mica プロジェクトに直接又は間接的に関係のある気象観測所は 17 地点設置されている。Mica 貯水池地点には Laguna Mica の湖岸に EEQ が設置した Mica-cocha 観測所 (標高 3,900 m) がある。本観測所は La Mica プロジェクトの調査を目的としたもので 1959 年 5 月開設され、1966 年 10 月まで約 8 年間にわたり観測を継続し、現在は休止している。また La Mica 発電所地点に最も近い観測所としては Rumipamba があるが観測年数はまだ数年に満たない程度である。しかし、発電所地点は、Quito 市と近い距離にあるので 1936 年に開設され、長期観測を実施して来ている Quito Observatorio の観測値を参考にするのが妥当である。

プロジェクトの東アンデス山脈の東側斜面すなわち Oriente 地方と呼ばれる地域の気象を調べるためには Papallacta, Cajas Pedregal, Borja などの観測所をみなければならない。

5-2 降水量

La Mica プロジェクトの集水流域は赤道直下に位置しているが、アンデス山脈 (4,000 ~ 5,000 m) の東側斜面の山中にあるため、気候的にはアンデス山岳気候に支配され、アマゾン河多雨地帯の影響を強く受けている。また、本地域がアンデス山脈の巾が最も狭くなった地形にあるため、太平洋岸を流れているニーニョ、フンボルト両寒暖海流の影響下

にあり、年間を通じて平均した雨量分布を示している。一般的にみると7月、8月、9月10月の4ヶ月が雨季であり、1月、2月、3月が渇水期であるが、降水量の差は雨季といえども渇水期の2.5倍程度である。また、この地域における年間降水量の一般的分布はFig 5-2に示す通りである。これによるとプロジェクト地点は年間降水量1,500mm～2,000mmの地区に属し、アマゾン多雨地帯の影響を強くうけていることを示している。一般に年間を通じて最も雨量の多い8月、9月はアマゾン河雨季のピークに当り、渇水季と言えども降水量が多いのは、太平洋からの影響を受けた、対流性降雨と山岳性降雨に支配されているためである。したがって、この両者が重なって発生したときに大雨を降らせる。また、時間的にも最も気温の高いときに発生する。すなわち正午から午後4時頃までに生じ、一般的にみて午後に降ることが多い。したがって、年間を通して午前は晴れている。

以上の気候特性を解析できる資料としてはMicacocha 観測資料がある。この資料はLa Mica 集水流域内の平均に近い気象特性を示すものと判断させる。Micacocha 観測所の測定値によると年間降水量は最大856.0mm、最少576.9mm、平均値794.9mmであり、年間安定した降水量である。

また、月量大雨量は188.0mm、日最大は51.0mmである。(Table-5-1参照)

Table 5-1 Micacocha 観測所の月別降水量

(1959年～1966年の期間における測定値)

(単位: mm)

| 月 | 最大降水量 | 平均降水量 | 最少降水量 |
|-----|-------|-------|-------|
| 1 月 | 48.7 | 29.3 | 8.6 |
| 2 月 | 67.8 | 42.6 | 13.6 |
| 3 月 | 139.2 | 68.2 | 35.7 |
| 4 月 | 133.7 | 71.1 | 42.2 |
| 5 月 | 141.2 | 85.7 | 25.8 |
| 6 月 | 156.5 | 91.7 | 37.7 |
| 7 月 | 188.0 | 88.9 | 56.7 |
| 8 月 | 95.7 | 63.4 | 43.6 |
| 9 月 | 124.1 | 65.5 | 23.3 |
| 10月 | 91.7 | 70.0 | 49.0 |
| 11月 | 139.6 | 70.8 | 24.5 |
| 12月 | 57.3 | 47.7 | 25.3 |
| 年合計 | | 794.9 | |

Fig. 5-1 Location of Meteorological Sta. & Run-off Gaging Sta.

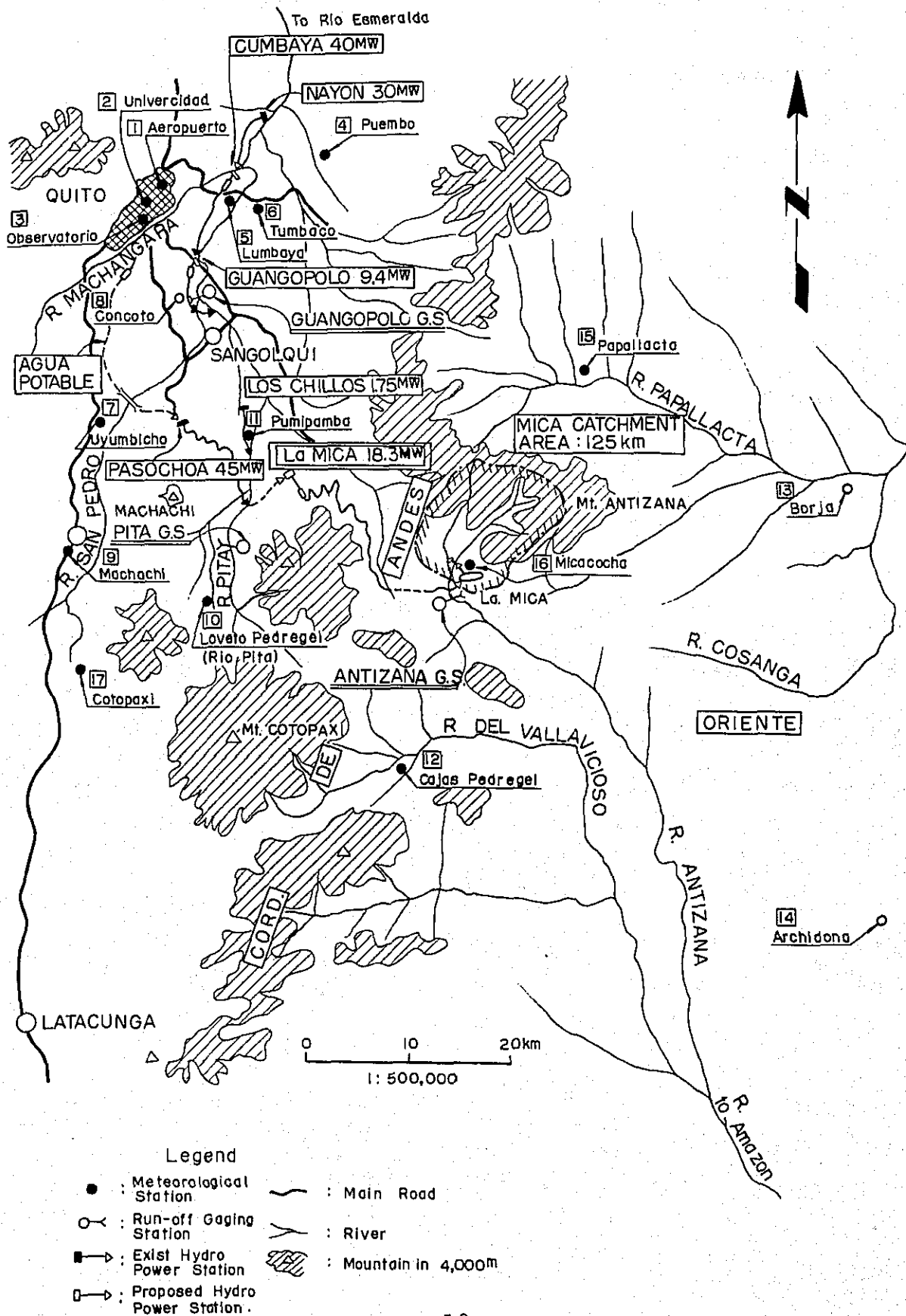
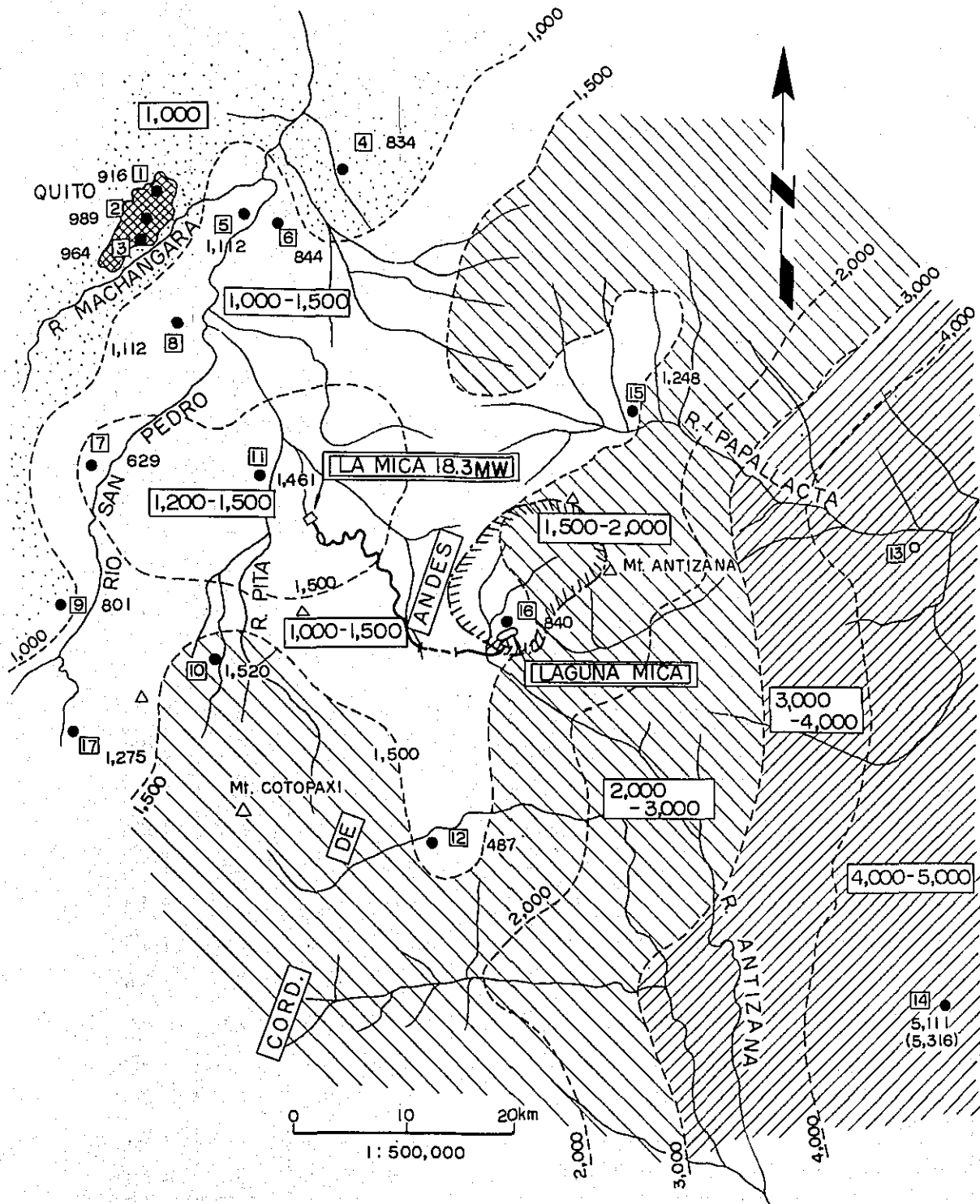


Fig. 5-2 Rainfall Chart in La Mica Project Area



Legend

- : Location of Meteorological Station
- ② : Marks of Meteorological Station (See Fig.5-1)
- : Proposed Hydro Power Station

Note

Source : The Report of "Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología"

5-3 気 温

La Mica プロジェクト地域の気温は一般に標高によって差はあるが、この周辺一帯の気温の分布を調べてみると季節を通じて温度差はなく、1°~2°程度の範囲である。しかし高山に位置するため日間の変化は激しく、夜明けと夜間は温度が低下する。一方正午ないしは13時頃は最高気温となる。この気温変化巾は20°C以上になることもある。

La Mica プロジェクトの貯水池地点は標高4,000mの山岳地帯に位置しており、東アンデス山中のPapallacta (標高3,160m)、Cotopaxi (標高3,560m)などと概略同じ特性を持つものと推定され、これらの観測所の観測値より想定すると年平均気温は9.5°C~7.7°Cである。また最低気温は9月頃の夜間に生じ0°C~1.5°Cまで低下する。しかし、年間を通じて最低気温は4.8°Cの範囲で変化する。一方最高気温は正午に発生し19.0°C~14.0°Cに達する。以上の気温条件は貯水池および水路経過地一帯が標高4,000mの高原にあるため同じものと想定されるが、La Mica 発電所地点はこれよりも700m低い標高3,340mの山岳盆地にあるためQuitoとCotopaxiの中間値程度と推定され、平均気温10.6°C、最低気温4.4°C、最高気温19.0°Cの条件下にあるものと想定される。

Table 5-2 月別気温表

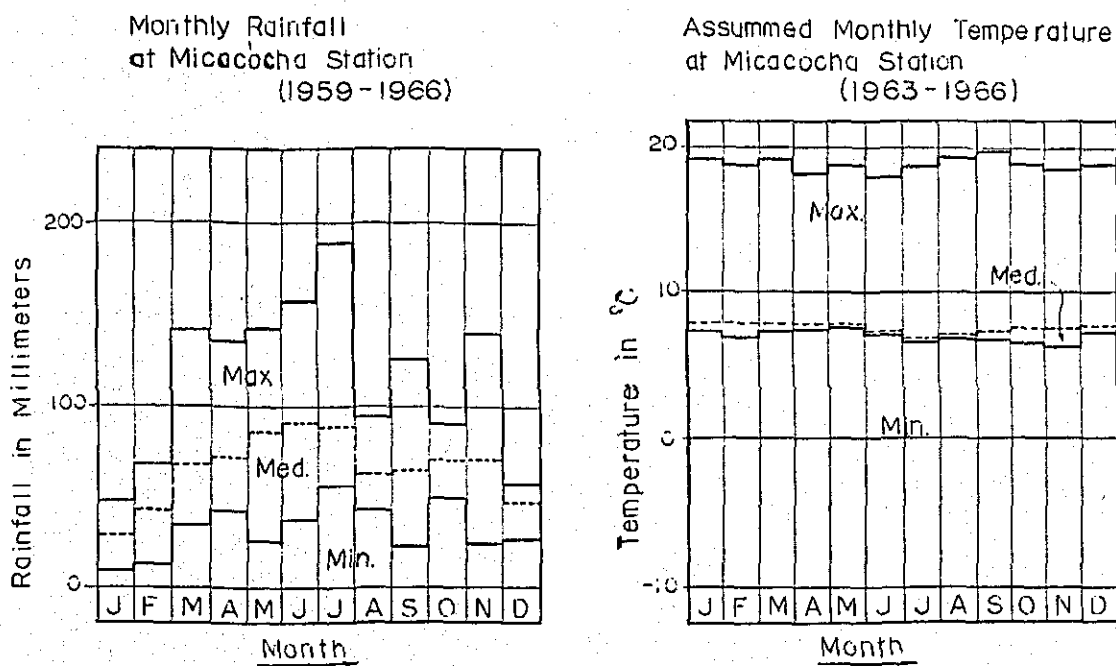
| 地名 | Papallacta | | | Cotopaxi | | | Quito | | | |
|-----|------------|------|------|----------|------|------|--------|------|------|------|
| | 3,160m | | | 3,560m | | | 2,818m | | | |
| 月 | Max. | Min. | Med. | Max. | Min. | Med. | Max. | Min. | Med. | |
| 1月 | 17.5 | 2.9 | 10.0 | 16.5 | 1.1 | 8.1 | 22.0 | 8.1 | 13.8 | |
| 2月 | 18.4 | 3.0 | 10.0 | 16.1 | 0.8 | 7.9 | 21.6 | 8.1 | 13.6 | |
| 3月 | 17.4 | 2.7 | 9.5 | 17.2 | 1.4 | 8.0 | 21.7 | 8.4 | 13.7 | |
| 4月 | 16.6 | 3.7 | 9.8 | 15.6 | 1.8 | 7.7 | 21.1 | 8.5 | 13.5 | |
| 5月 | 17.0 | 4.8 | 10.2 | 16.0 | 2.1 | 8.0 | 21.9 | 8.2 | 13.9 | |
| 6月 | 16.0 | 2.5 | 8.9 | 15.0 | 1.0 | 7.3 | 21.4 | 7.6 | 13.5 | |
| 7月 | 15.1 | 2.0 | 8.6 | 15.7 | 0.1 | 7.0 | 22.1 | 7.2 | 13.6 | |
| 8月 | 15.5 | 2.9 | 8.6 | 15.9 | 0.4 | 7.4 | 22.9 | 7.0 | 13.7 | |
| 9月 | 16.4 | 2.6 | 9.1 | 16.6 | 0 | 7.7 | 23.1 | 7.2 | 13.9 | |
| 10月 | 18.1 | 2.1 | 9.7 | 16.2 | 0.4 | 7.8 | 22.0 | 7.7 | 13.3 | |
| 11月 | 18.4 | 2.8 | 10.2 | 16.1 | 0 | 7.8 | 21.2 | 7.7 | 13.1 | |
| 12月 | 18.1 | 2.9 | 9.9 | 16.3 | 1.5 | 7.8 | 21.5 | 8.1 | 13.5 | |
| 年間 | 最大 | 19.6 | 4.0 | 10.6 | 17.8 | 3.5 | 8.7 | 24.2 | 9.1 | 14.4 |
| | 平均 | 17.0 | 2.9 | 9.5 | 16.1 | 0.9 | 7.7 | 21.9 | 7.8 | 13.6 |
| | 最低 | 16.2 | 0 | 8.3 | 14.0 | -1.5 | 6.5 | 19.3 | 6.5 | 12.3 |

Note: PapallactaはAug, 1963年よりDec. 1966年まで

CotopaxiはJan. 1963年よりDec. 1966年まで

QuitoはJan. 1959年よりDec. 1966年までの平均値である。

Fig. 5-3 Monthly Rainfall and Assumed Temperature in Micacocha Station



Note. Source: The Report of "Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología"

Micacocha Station is 3,800m above mean sea level

5-4 流出量

5-4-1 流量資料の取扱

La Mica 貯水池に流入する流量はMt. Antizanaに源を発するQd. Banio Urria Pungo (Ca = 55 Km²) と Chico (Ca = 35 Km²) の2大支流と Laguna Mica (ミカ湖) 自己の流域 (Ca = 35 Km²) からの水よりなる。これらの2つの川とMica湖よりの水が合流してRio Antizanaとなりアマゾン河本流に流入するが、この合流点の直下流にAntizana測水所がある。このAntizana測水所の流域とLa Mica貯水池への取水可能流域とは殆んど同じ面積である。したがってLa Mica貯水池の流入量はAntizana測水所の測定値を使用しても不都合を生じない。

La Mica 貯水池の貯留水は東アンデス山脈を横断して、太平洋に流入するRio San Pedroに分水され、Rio San Pedro沿にあるEEQの既設発電所において使用され、増加電力の発生が可能である。したがってLa Mica貯水池から分水後のSan Pedro川の流況を調べるためには、Guangopolo 測水所の測定値を使用するものとする。Antizana測水所の月別流入量を豊水年、渇水年、平均年について調べてみた結果はTable 5-3およびFig 5-4に示す通りである。

Table 5-3 La Mica貯水池月別平均流入量

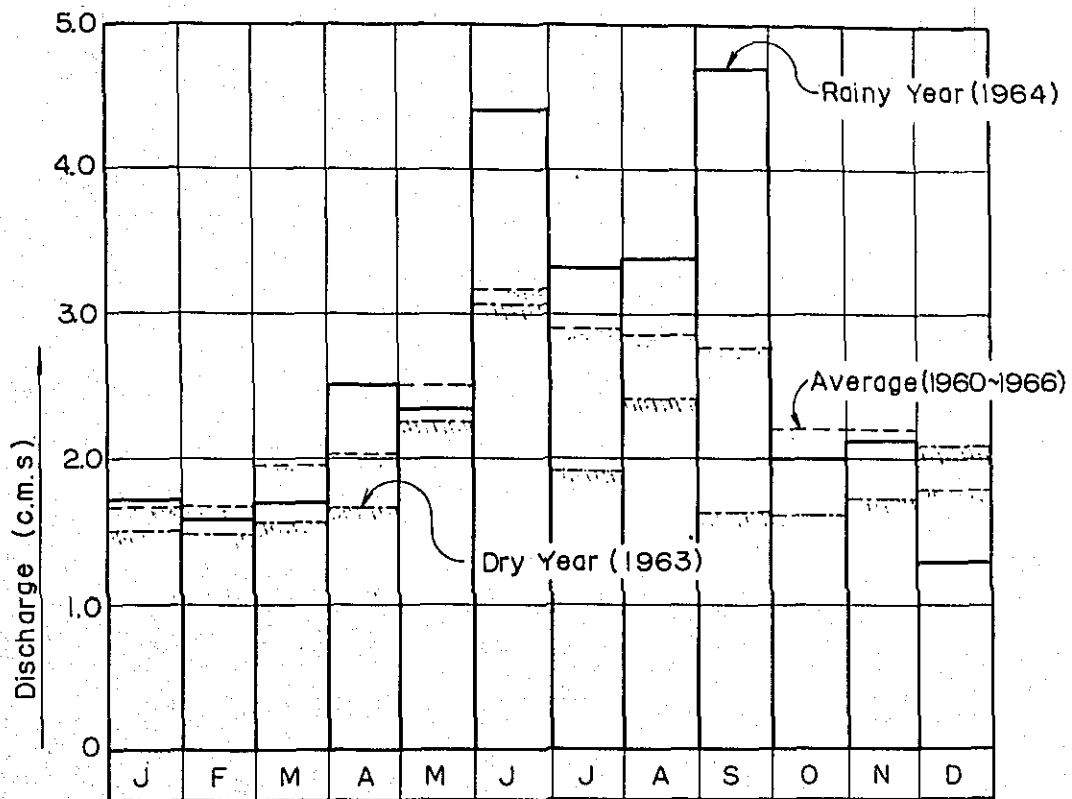
(単位: m³/s)

| 月 | Antizana 流量 | | | 備 考 |
|-----|-------------|------|------|--|
| | 平均年 | 豊水年 | 渇水年 | |
| 1 月 | 1.66 | 1.73 | 1.50 | ※ Rio San Pedro 系河川の渇水月は8 月, 9月, 10月の 3ヶ月である。 |
| 2 月 | 1.67 | 1.59 | 1.49 | |
| 3 月 | 1.95 | 1.70 | 1.57 | |
| 4 月 | 2.03 | 2.52 | 1.69 | |
| 5 月 | 2.52 | 2.35 | 2.27 | |
| 6 月 | 3.18 | 4.41 | 3.07 | |
| 7 月 | 2.92 | 3.33 | 1.92 | |
| 8 月 | ※2.87 | 3.38 | 2.43 | |
| 9 月 | ※2.78 | 4.71 | 1.64 | |
| 10月 | ※2.21 | 2.00 | 1.62 | |
| 11月 | 2.21 | 1.73 | 2.13 | |
| 12月 | 1.79 | 1.29 | 2.09 | |
| 年平均 | 2.32 | 2.56 | 1.95 | |
| 最高 | 3.18 | 4.71 | 3.07 | |
| 最低 | 1.66 | 1.29 | 1.49 | |

Note: 平均年は1960年より1966年まで7年間の月別平均値

豊水年は1964年, 渇水年は1963年である。

Fig. 5-4 Monthly Average Discharge in La Mica Reservoir



5-4-2 計画地点の流量とマス・カーブ

La Mica 貯水池に流入する水量は5-4-1でも述べた通り Qd Banio Urria Pungo 川と Chico 川の2大支流と La Mica 湖であり、これらの水を貯水池に一時貯留し、豊水年、渇水年の調整および季節調整するための必要貯水量を検討するために1959年から1966年までの日間流入量のマス・カーブを画いてみる必要がある。Qd Banio Urria Pungoと Chico川よりの流入量は既往最大 $8.0 \text{ m}^3/\text{s}$ であり水路の最大通水量 $4.5 \text{ m}^3/\text{s}$ とすると年間流入量の殆んど100%を La Mica の貯水池に導水できるので、La Mica 貯水池に流入する水量は Antizana 湖水所の測定流量のマス・カーブを計算することによって求められる。このマス・カーブは Fig 5-5, Fig 5-6 の2図に示す通りである。

(1) Fig 5-5 に示す図は、La Mica 貯水池を発電単独で使用する場合の運用であり、Rio San Pedro系河川の渇水期、すなわち7月、8月、9月、10月の4ヶ月に平均 $4.0 \text{ m}^3/\text{s}$ の水量を使用し、その他の月には平均 $1.436 \text{ m}^3/\text{s}$ の水量を使用するものとした。

(2) Fig 5-6 に示す図は、La Mica 貯水池を発電および水道の2目的に使用する場合の運用であり1月～6月：平均 $1.8 \text{ m}^3/\text{s}$ 、7月～9月：平均 $3.0 \text{ m}^3/\text{s}$ 、10月：平均 $2.8 \text{ m}^3/\text{s}$ 、11月：平均 $2.6 \text{ m}^3/\text{s}$ 、12月 $2.35 \text{ m}^3/\text{s}$ の水量を使用するものとする。

(1), (2)の図よりみると、1960年、1961年、1963年、1965年は水文的にみて渇水年または平水年に相当するが、 $21,000,000 \text{ m}^3$ の貯留水を持ち越して、年平均 $2.3 \text{ m}^3/\text{s}$ に平均化して使用することが可能である。

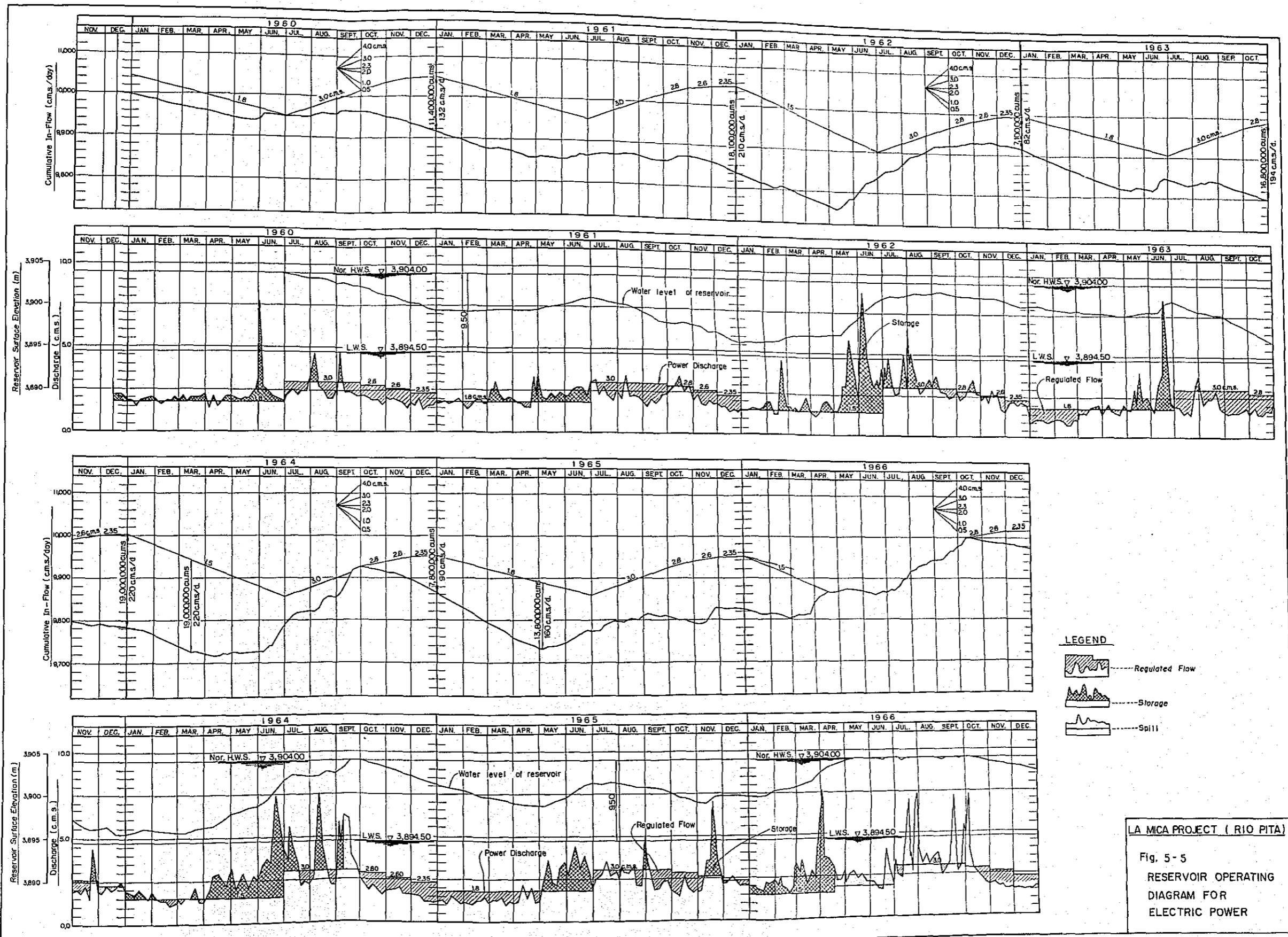
Note : 上記のマス・カーブの縦軸にプロットしてある水量は ($\text{m}^3/\text{sec} \cdot \text{days}$) は日流量の累加値から8年間の平均流量 $2.3 \text{ m}^3/\text{s}$ を差引いたものである。

5-5 La Mica 貯水池の貯水量

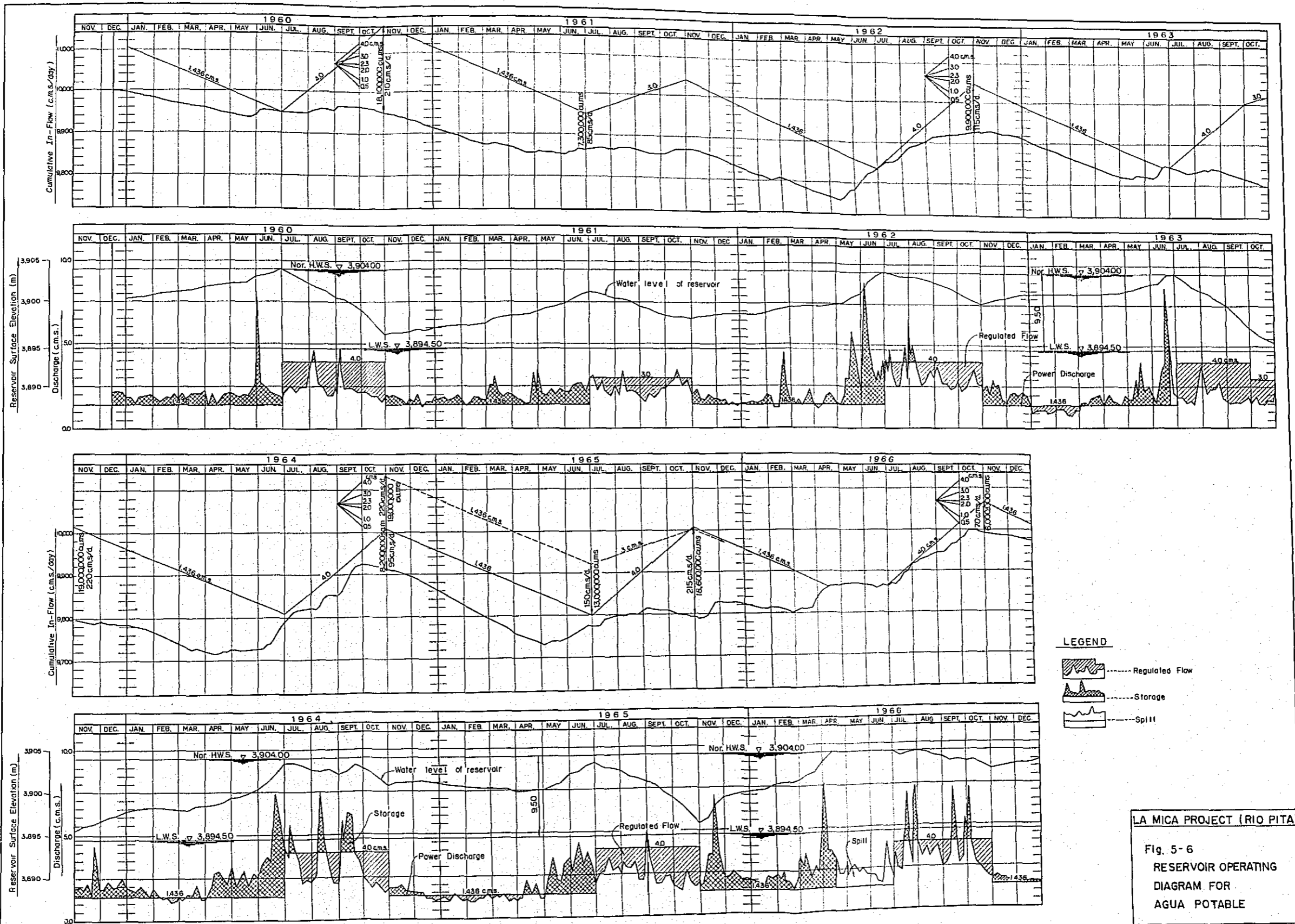
La Mica 貯水池の容量を決定するにあたり、発電単独の運用と水道に使用する場合の運用とを考慮した。各貯水池の運用は次の通りである。

(1) 発電単独の貯水池運用

La Mica 湖に流入する流入水量の既往調査の7年間の記録をみると Fig 5-7 に示すような豊水年 (Wet year) と渇水年 (Dry year) との2つに分類される。発電上の貯水池運用を考える場合、渇水年が3年継続して発生することを条件にして検討することが妥当であり、渇水年が3年継続して発生した場合と、2年継続して発生し3年目に豊水年が来る場合の2つのケースを想定して、Fig 5-7 に示すよう操作ルールを適用し運用を再現してみた結果、最大 $18,600,000 \text{ m}^3$ の有効貯水量が必要であり、約13%の余裕量を見込むと $21,000,000 \text{ m}^3$ となる。ただし、貯水池をフルに使用し



LA MICA PROJECT (RIO PITA)
 Fig. 5-5
 RESERVOIR OPERATING
 DIAGRAM FOR
 ELECTRIC POWER

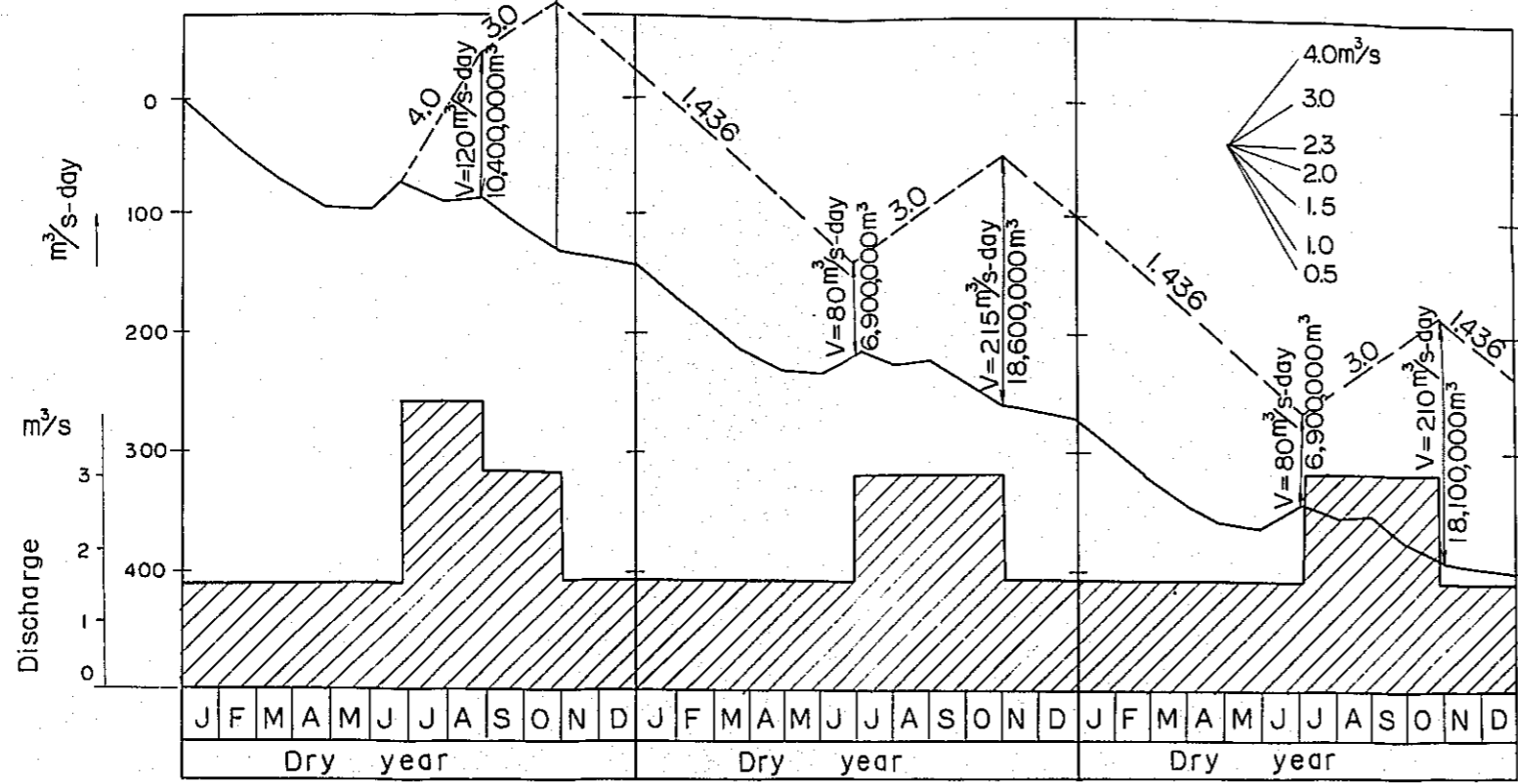


LEGEND

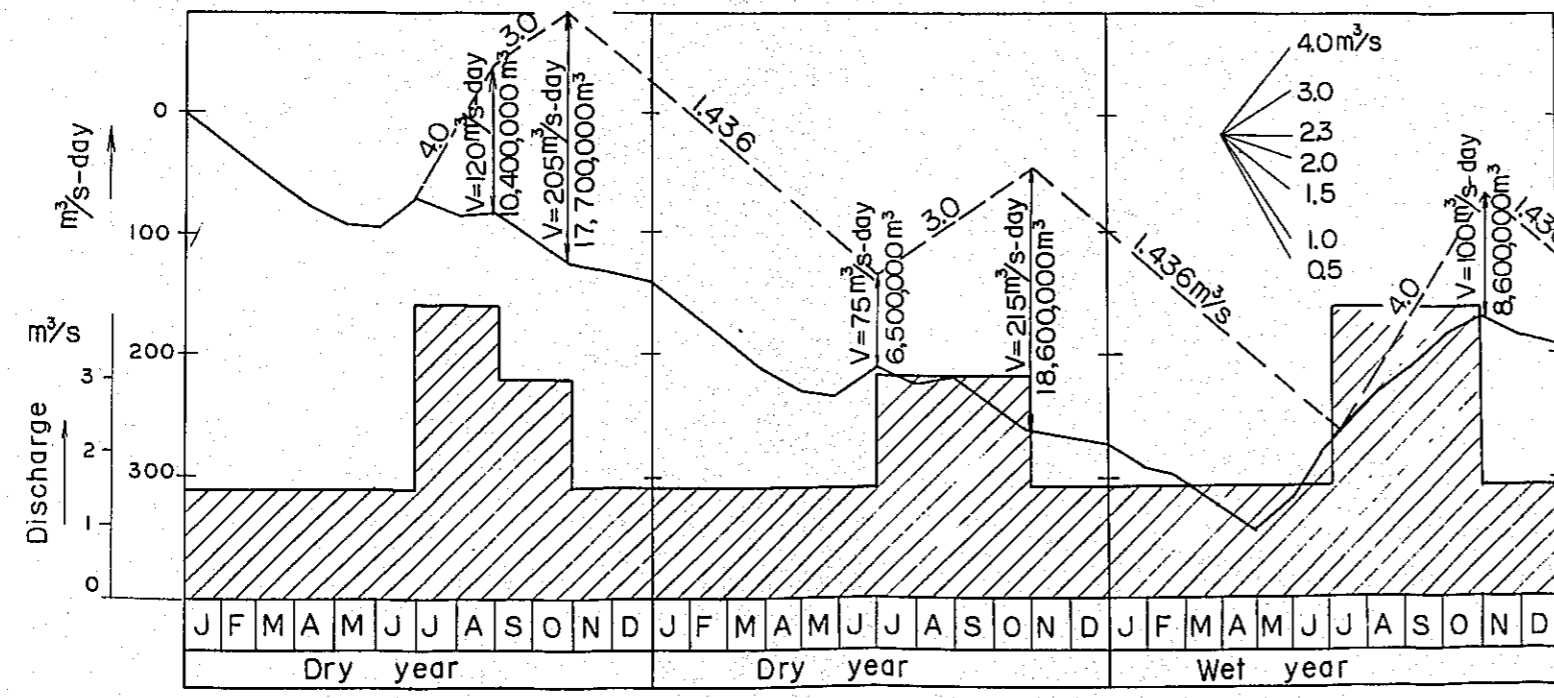
- Regulated Flow
- Storage
- Spill

LA MICA PROJECT (RIO PITA)
 Fig. 5-6
 RESERVOIR OPERATING
 DIAGRAM FOR
 AGUA POTABLE

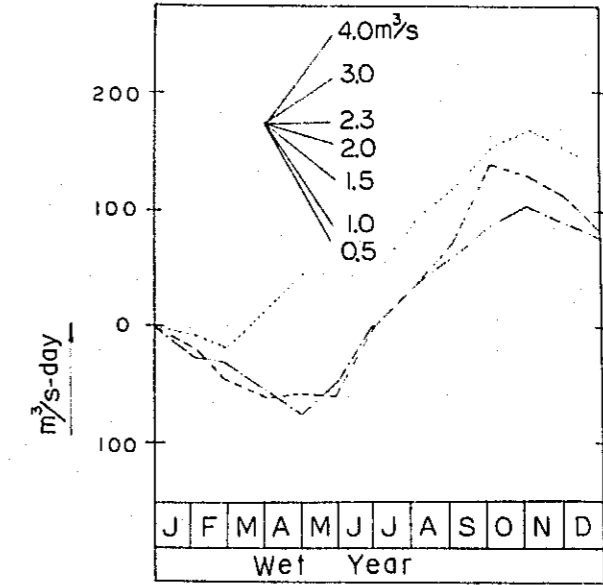
Fig. 5-7 Reservoir Operating Rule for Electrical Power in La Mica Lake



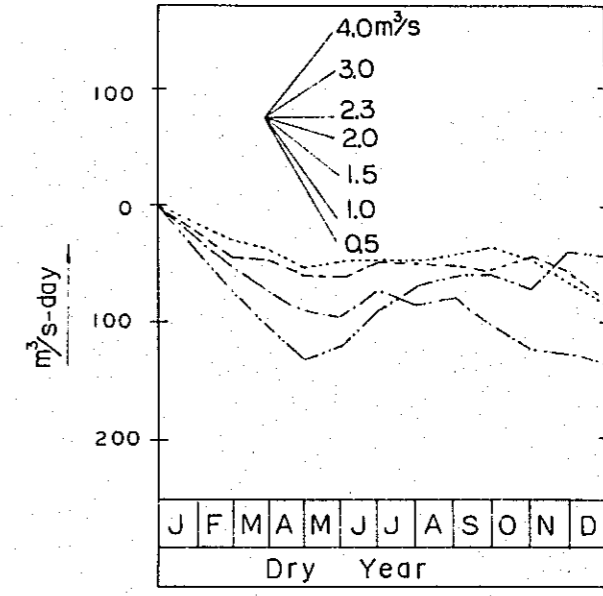
(A) Reservoir operation rule in the occurrence of driest 3-years



(B) Reservoir operation rule in the occurrence of driest 2-years



Mass curve in wet years



Mass curve in dry years

- V = Emptied Capacity of Reservoir
- : Regulating Curve (m³/s-day)
- : Mass Curve (m³/s-day)
- ▨ : Regulated Discharge (m³/s)

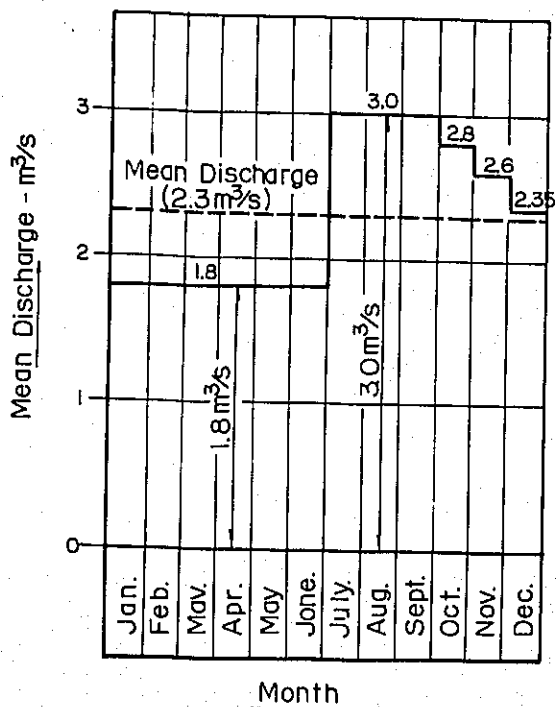
てしまう月は10月末になる。各月別の平均使用水量は11月～6月までは $1,436\text{ m}^3/\text{sec}$ 、渇水期の7月～10月までの4ヶ月間は $4.0\text{ m}^3/\text{sec}$ とし、渇水年が2年連続して発生した場合は7月～10月までの期間平均使用水量を $3.0\text{ m}^3/\text{sec}$ に制限する。

(2) 水道に使用する場合の貯水池の運用

水道用水の需要負荷からみて年間の月別使用水量は次の通りとなる。

| 月 | 月別平均使用水量 | |
|-----|-------------------------|--------------|
| | m^3/sec | m^3 |
| 1月 | 1.8 | 4,821,120 |
| 2月 | 1.8 | 4,354,560 |
| 3月 | 1.8 | 4,821,120 |
| 4月 | 1.8 | 4,665,600 |
| 5月 | 1.8 | 4,821,120 |
| 6月 | 1.8 | 4,665,600 |
| 7月 | 3.0 | 8,035,200 |
| 8月 | 3.0 | 8,035,200 |
| 9月 | 3.0 | 7,776,000 |
| 10月 | 2.8 | 7,499,520 |
| 11月 | 2.6 | 6,739,200 |
| 12月 | 2.35 | 6,294,240 |
| 年平均 | 2.3 | 72,528,480 |

Fig 5-8 Reservoir Operating Rule for Potable Water Supply

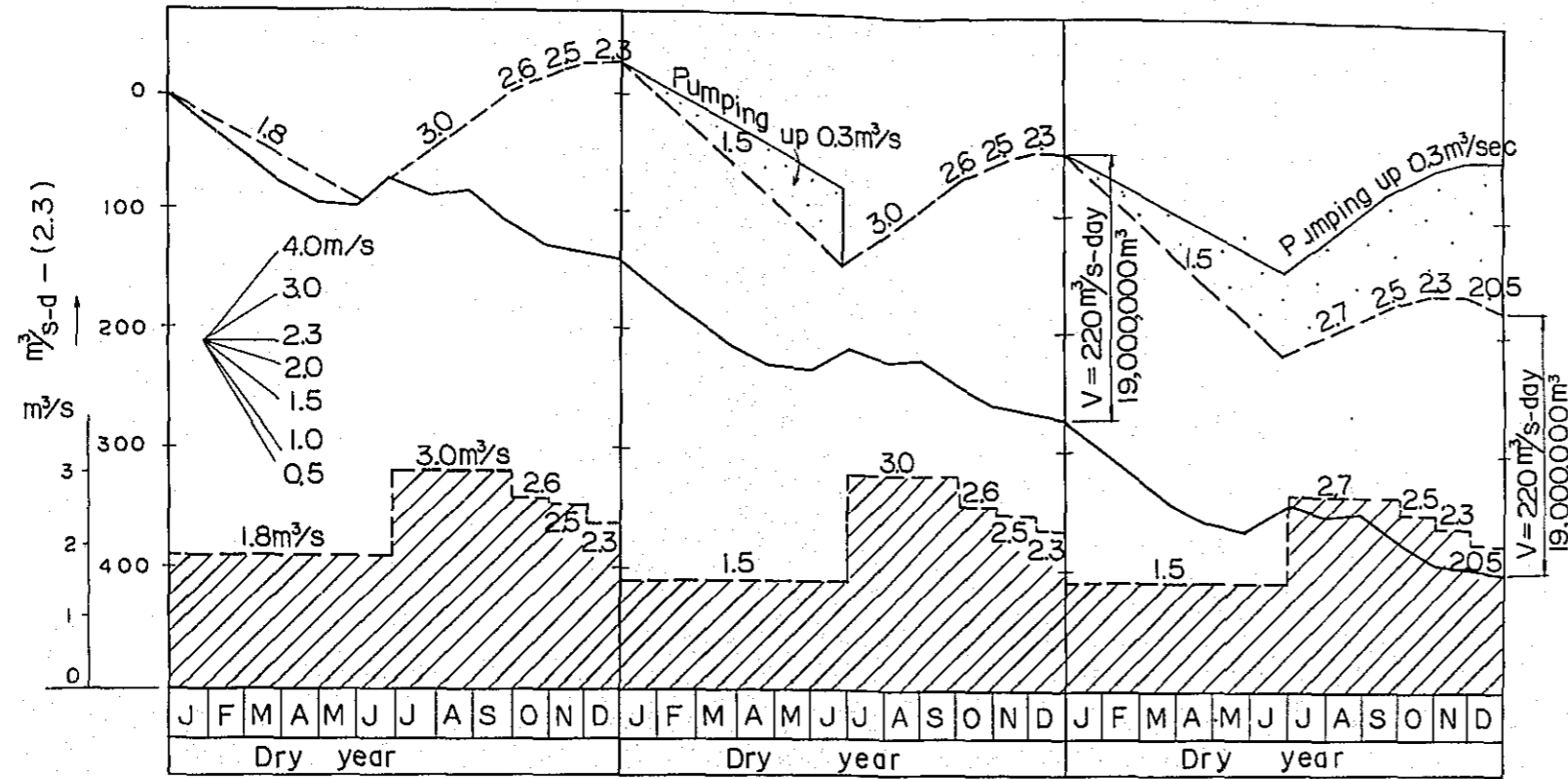


必要貯水量の検討にあたり、3年間続いて渇水年(Dry year)が発生した場合の必要貯水量をマス・カーブにより計算してみた結果、渇水年の2年目には1月～6月までの豊水期には $1.5\text{ m}^3/\text{sec}$ の制限しなければならない。この期間には予備力として持っているQuito 周辺のポンプ・プラントをフルに運転して $0.3\text{ m}^3/\text{sec}$ の補給を行なうものとした。

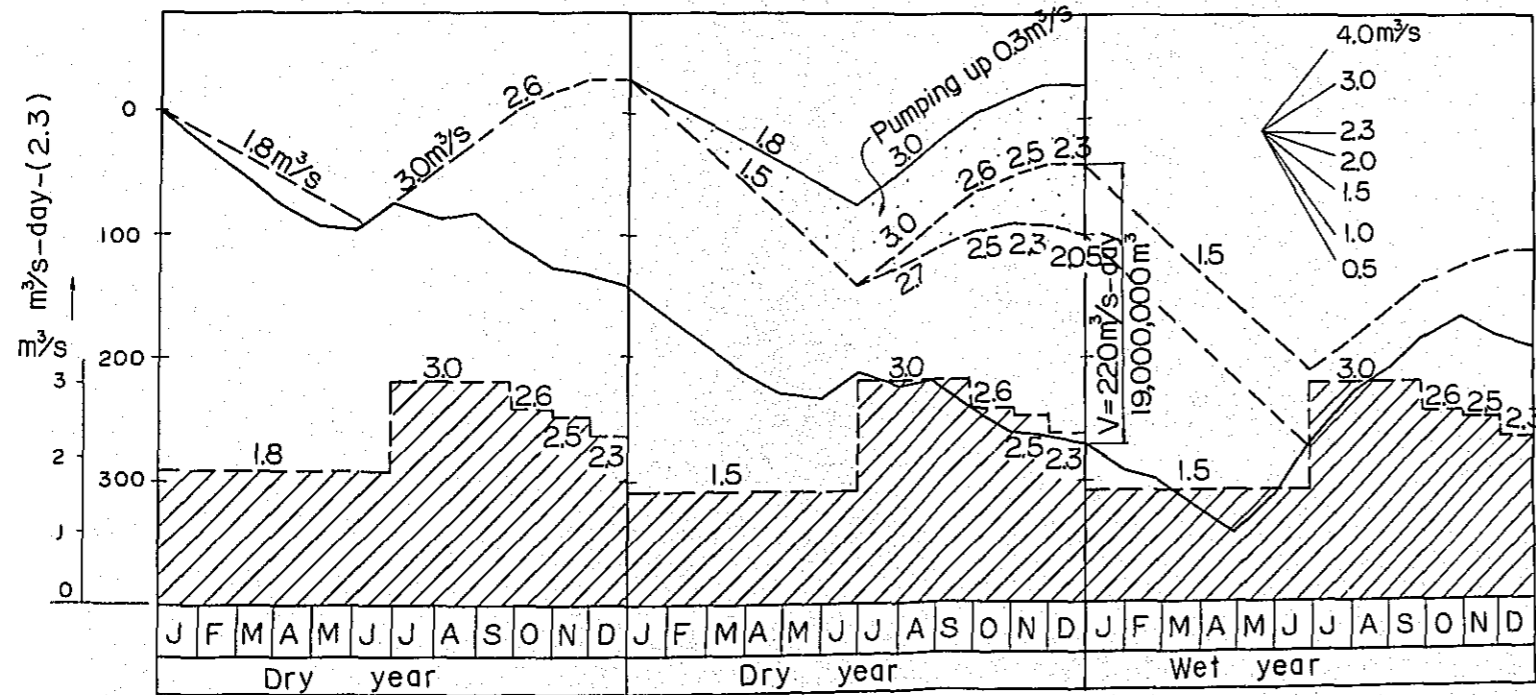
また、渇水年が3年間継続する場合は、3年目は7月～9月に $2.7\text{ m}^3/\text{sec}$ 、10月 $2.5\text{ m}^3/\text{s}$ 、11月 $2.3\text{ m}^3/\text{s}$ 、12月 $2.05\text{ m}^3/\text{sec}$ に制限されることになる。このような運転を行なうために必要な貯水量は、Fig-5-9に示すように $19,000,000\text{ m}^3$ である。これに10%の余裕を見込むと、水道のために必要なLa Micaの貯水量は発電単独の場合同様 $21,000,000\text{ m}^3$ となる。

以上の貯水池運用操作ルールを適用し、1960年から1966年までの7年間について、実績流量を使用して $21,000,000\text{ m}^3$ の貯水池の運用を再現してみた結果はFig-5-5, Fig-5-6に示す通りである。この結果では1960年と1961年は渇水年が2ヶ年間続いて発生するが他の年度は交互に豊水、渇水が発生しているので、発電の運用

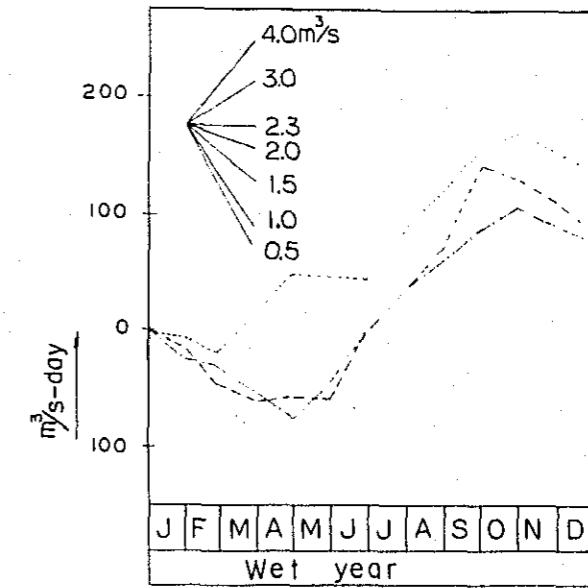
Fig. 5-9 Reservoir Operating Rule for Potable Water in La Mica Lake



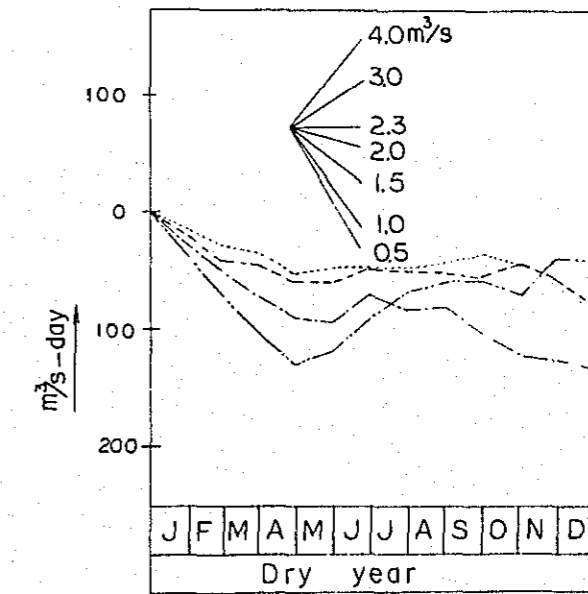
(A) Reservoir operation rule in the occurrence of driest 3-years



(B) Reservoir operation rule in the occurrence of driest 2-years.



Mass curve in wet years



Mass curve in dry years

Reserved Capacity of Pumping Station (0.3 m³/sec)

V : Emptied Capacity of Reservoir

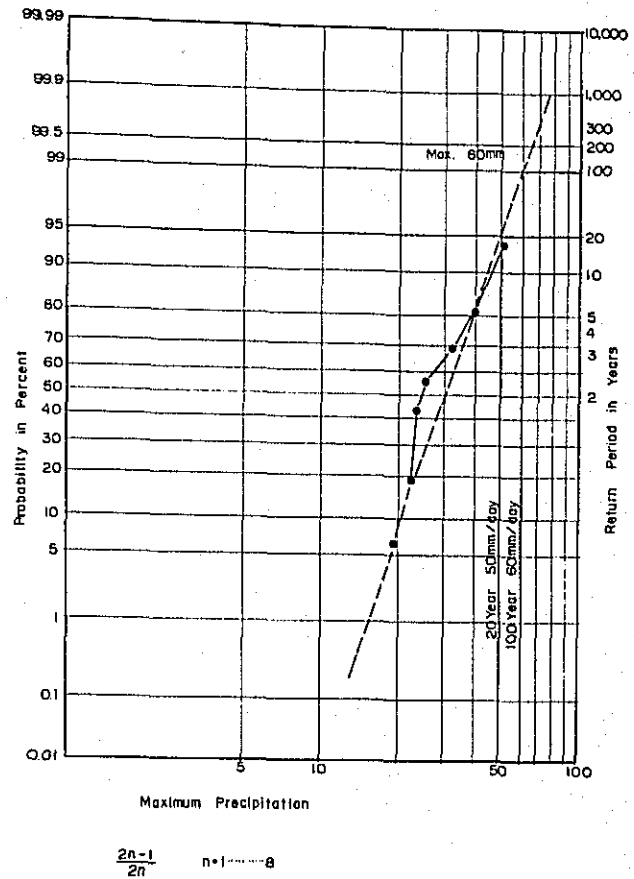
-----:Regulating Curve (m³/s-day)

—————:Mass Curve (m³/s-day)

▨▨▨▨:Regulated Discharge (m³/s)

上記 Table 5-6 をもとに Hazen method により確率計算を行なった結果は次の通りである。(Fig 5-10 参照)

Fig 5-10
Probability of
Observatory Maximum
Daily Precipitation
at Micawcha



- 20年確率日降雨量 ; 50 mm/day
- 50年 " " ; 52 mm/day
- 100年 " " ; 60 mm/day

この日降水量が全流域内に降るものとして、洪水量を想定するのに Rational 公式を使用する。

$$Qp = \frac{1}{3.6} \times f \times r \times A \quad \dots\dots\dots (1)$$

こゝに f = 流出率, r = 洪水到達時間内の平均降雨強度 (mm/hour),

A = 集水面積 (Km^2)

r は次式より求める

$$r = \frac{R_{24}}{24} \left(\frac{24}{T}\right)^t \quad \dots\dots\dots (2)$$

こゝに R_{24} ; 日降雨量 (mm/day), T = 洪水到達時間 (hour), $t = \frac{1}{2}$

こゝで洪水到達時間; T は次式により計算する。

$$T = \frac{L}{72(H/L)^{0.6}} \quad \dots\dots\dots (3)$$

こゝで L = 最上流点より洪水推定地点までの距離 (Km), H = 最上流点と洪水推定地点の標高差 (m), H/L = 流出河川の勾配

Table 5-7 は洪水到達時間を取水地点ごとに計算したものである。(Fig 5-11 参照)

Table 5-7 洪水到達時間計算結果

| 取水地点名 Name of intake dam | 区 間 Interval | Length of Channel (Km) | Gradient (H/L) | Velocity of flood discharge (V) | Arrival time of flood (T) |
|------------------------------------|-----------------|------------------------------|-------------------|---------------------------------------|---------------------------------|
| Rio Chico | 1 ~ 2 | 5.0 | 0.016 | 6.02 | 0.831 |
| | 2 ~ 3 | 3.0 | 0.013 | 5.32 | 0.564 |
| | 3 ~ 4 | 2.5 | 0.016 | 6.02 | 0.415 |
| | 4 ~ A | 1.5 | 0.213 | 7.15 | 0.210 |
| | 合 計 | | | | 2.020 |
| Qda. Banio Urria pung | 1 ~ 2 | 5.5 | 0.015 | 5.78 | 0.952 |
| | 2 ~ 3 | 4.5 | 0.036 | 9.80 | 0.459 |
| | 3 ~ 4 | 2.3 | 0.122 | 20.38 | 0.113 |
| | 4 ~ B | 1.1 | 0.109 | 19.05 | 0.058 |
| | 合 計 | | | | 1.582 |
| Rio Desaguadero (La Mica ダム) | 1 ~ 2 | 3.7 | 0.005 | 3.14 | 1.179 |
| | 2 ~ 3 | 2.0 | 0.050 | 11.93 | 0.168 |
| | 3 ~ 4 | 1.7 | 0.047 | 11.51 | 0.148 |
| | 4 ~ C | 0.3 | 0.067 | 14.18 | 0.021 |
| | 合 計 | | | | 1.516 |

Note : $V = 7.2 (H/L)^{0.6}$ (Km/hour)

$T = L/V$ (hour)

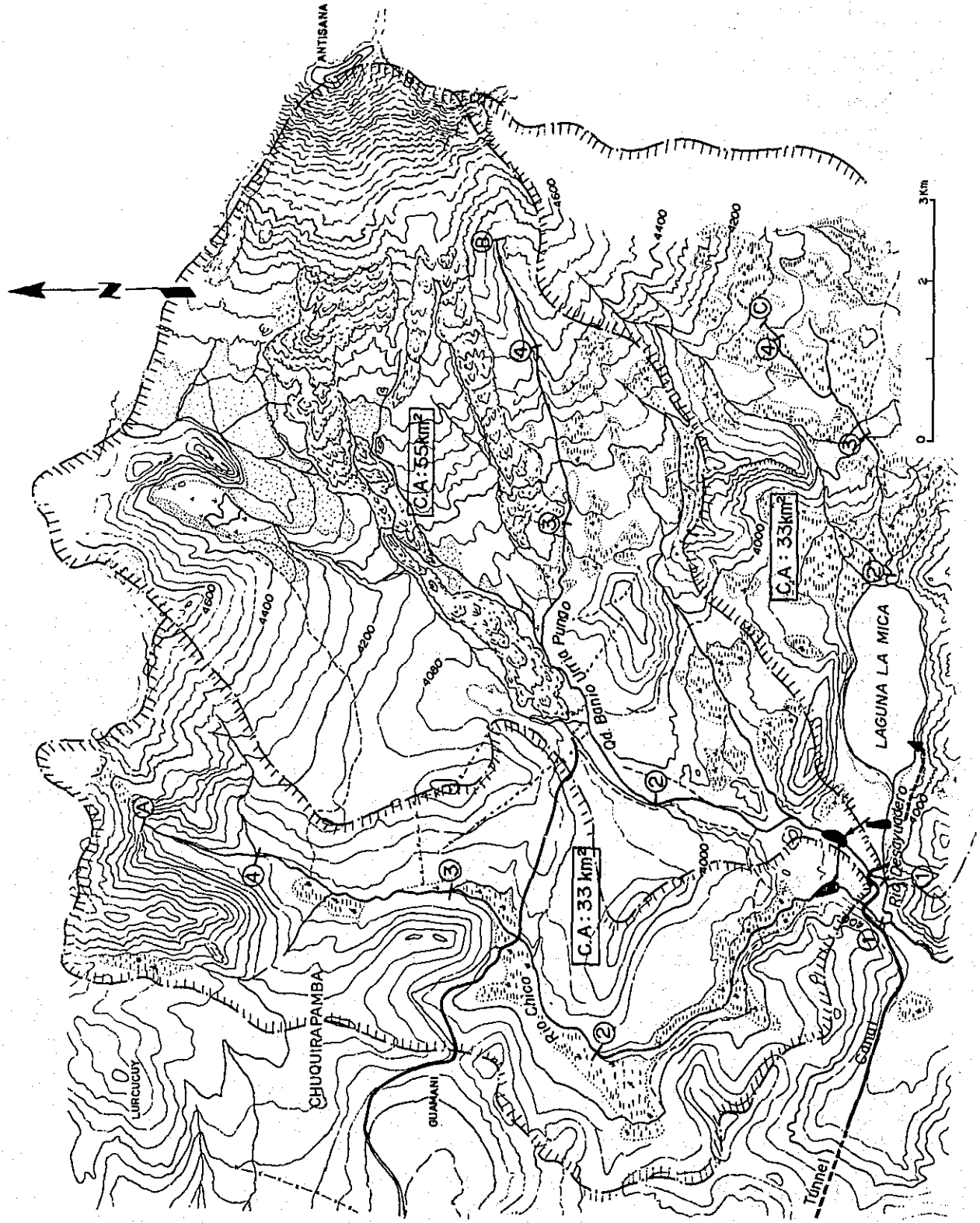
各取水ダム地点について100年日降水量 $R_{24} = 60 \text{ mm/day}$ に対する計算を行ない、平均降雨強度 r (mm/hour) を求めると次の通りになる。

| Name of intake dam | $R_{24}(\text{mm/d})$ | T (hour) | r (mm/hour) |
|-----------------------|-----------------------|----------|---------------|
| Rio Chico | 60 | 2.020 | 8.617 |
| Qda. Banio Urria pung | 60 | 1.582 | 9.738 |
| Rio Desaguadero | 60 | 1.516 | 9.948 |

また、流域内の河川流出係数(f)はMicacocha 雨量観測所およびRio Antizana 流量測水所の記録を比較し、更に流域内の状況を考慮してみた結果、 $f = 0.2$ 程度であると推定した。

以上の値より各取水地点の100年確率の洪水量を計算した結果は、Table 5-8 の通りとなる。

Fig. 5-11 Topographical Condition of La Mica Basin



では1963年に最も貯水池を使い込み、その量は19,000,000 m³となる。一方水道のための運用では、最も使い込む年は1964年になり、その量は19,000,000 m³となる。したがって、La Mica湖は21,000,000 m³の貯水量をもつものとして計算することにより十分にその機能をはたすことができる。

Drawing - 4 に示す通り La Mica湖を21,000,000 m³の有効貯水量として使用するためには、現在の満水位3,900 mを4 m嵩上げして、総貯水量34,200,000 m³の池とし、利用水深9.5 mを利用して所定の貯水量を得るものとする。

5-6 洪水量

5-6-1 洪水量の推定

La Micaプロジェクトに関連する測水所は、La Mica湖より約2 Km 下流の Antizana測水所 (Ca=125Km²) であり、1959年~1966年11月まで7年間にわたり測定されている。この記録によると1962年6月に最大8.79 m³/sec (Km² 当り0.032 m³/sec)の洪水が生じているが、この記録は定時水位観測によるものであり、日平均流量として整理され、洪水時のピーク流量を測定したものではない。したがって、各年の最大流量の観測値より直接確率計算を行ない、計画洪水量を推定することは危険である。このためLa Mica 取水地点における計画洪水量は雨量記録より推定することにした。

最大日雨量の想定にあたり、Micacocha 観測所が流域内の気象を最も代表しているものと考えられるので、計算には、この観測所の値を使用することにした。

Micacocha 観測所の各年における最大雨量の記録はTable 5-6 に示す通りである。

Table 5-6 Maximum daily precipitation recorded at Micacocha Station

| Order of year | Maximum daily precipitation (mm/day) | Month and year of Occurrence |
|---------------|--------------------------------------|------------------------------|
| 1 | 51.0 | May. 1959 |
| 2 | 32.0 ※ | Nov. 1965 |
| 3 | 30.0 | June. 1962 |
| 4 | 25.3 | Aug. 1964 |
| 5 | 24.5 | April. 1961 |
| 6 | 23.0 | May. 1960 |
| 7 | 22.6 | March. 1966 |
| 8 | 21.6 | Nov. 1963 |

Note : Order -2 の記録は、その測定量よりみて4日間の合計雨量を記入しているものと判断されるので1日最大に換算して32mm/dayとした。

Table 5-8 100年確率洪水量

| Name of intake dam | Catchment area : A (Km ²) | Coefficient of River Run-off : f | r (mm/hour) | Flood Discharge : Qp (m ³ /sec) |
|-----------------------|---------------------------------------|----------------------------------|-------------|--|
| Rio chico | 3.5 | 0.2 | 8.6 | 1.7 |
| Qda. Banio Urria pung | 5.5 | 0.2 | 9.7 | 3.0 |
| Rio Desaguadero | 3.5 | 0.2 | 9.9 | 2.0 |

Table 5-8に示す通り、Rio chico 取水ダム地点の100年確率洪水量は1.7 m³/sec、Qda Banio Urria pung 取水ダム地点は3.0 m³/sec、La Mica ダム (Rio desaguadero 地点) における洪水量は2.0 m³/secとなる。

5-6-2 計画洪水量

La Mica プロジェクトに関連する3つの取水ダム地点における100年確率洪水量は5-6-1において述べた通りであるが、La Mica ダム (Rio desaguadero 地点) ダム型式がフィルタイプである点を考慮して25%余裕を見込み、更に Rio chico、Qda Banio Urria pungより流入量4.5 m³/sを加算して、洪水吐の設計洪水量は3.0 m³/secとする。また、Rio chicoおよびQda Banio Urriapung 取水ダムはダム型式がコンクリートダムであり、洪水吐を100年確率で設計しても十分であるので、それぞれ1.7 m³/sec、3.0 m³/secとする。

La Mica ダムの設計洪水量については貯水池のサーチャージ量1m分の貯留量3,260,000 m³を考慮すると洪水ピークはかなりつぶされるので、maximum probable flood discharge に対しても十分安全である。

第 6 章 地 質

| | | |
|-------|------------|----|
| 6 - 1 | 一 般 | 76 |
| 6 - 2 | Mica湖周辺の地質 | 76 |
| 6 - 3 | ダム地点の地質 | 77 |
| 6 - 4 | 水路の地質 | 79 |
| 6 - 5 | 発電所地点の地質 | 80 |
| 6 - 6 | 材 料 | 80 |
| 6 - 7 | 今後の調査 | 81 |

6-1 一般 (General)

Ecuador は南米大陸西北部の赤道直下に位置し、北は Colombia、東および南は Peru に接し、西は大太平洋に面している。その一般的な地形は3つの Zone に分類される。即ち、太平洋側の海岸地帯 (Costa) 中央部の山岳地帯 (Sierra) およびアマゾン側の東部地帯 (Oriente) である。

Oosta は太平洋に沿って南北に広がる熱帯樹林におよばれた平坦な標高 200~300 m の丘陵地で、その間に低湿な沖積地が発達している。

Sierra は南北に延び、ほぼ平行する2列の東西両 Andes 山脈およびこれらの両山脈にはさまれた山間盆地 (Intercordilleran depression) に主都 Quito をはじめ主な都市 (Ibarra, Ambato, Cuenca etc) や村落が発達し、農業、牧畜の中心地となっている。この地域の大部分は標高 2,000~4,000 m 以上の山岳地帯である。山岳地帯 (Sierra) は第三紀 (Tertiary) より第四紀 (Quaternary) にかけて地質構造的に複雑な機構の造陸運動の結果形成されたものであるため、この地域には構造線 (tectonic line) の発達が著しい。そして、多くの構造線 (tectonic lines) は magma を地表に導く通路となっているので、この地域には第四紀に活動した多くの火山 (Cotopaxi, Antizana, Chimborazo, Cayambe etc) が山脈沿いに南北に配列されている。

東部地帯 (Oriente) はアマゾン上流の大森林地帯をなしており、大部分の地域が未踏、未開発の地域である。

以上述べた通り Ecuador の地形は3つの Zone に分けられるが、その地質概要は、海岸地帯および東部地帯は一般に堆積岩 (Sedimentary rock) よりなり、山岳地帯は堆積岩、これを原岩 (original rock) とする変成岩 (metamorphic rock)、および種々な火山噴出物 (volcanic products) ならびに氷河堆積物 (Glacial deposits) より構成されている。

La Mica プロジェクト地域は Quito 市の東南約 50 Km の距離に位置し、東 Andes 山脈のアマゾン側斜面にそびえる Andes 主峰群の一つである Mt Antizana (標高 5,705 m 休眠火山) の南西斜面の山裾に位置する。この地帯一帯は典型的な火山の山相を呈し、火山活動の結果形成された湖およびその周辺に発達した湿原が広く分布している。湖の最大のもは Mica 湖であり、その規模は水深 15 m、面積約 2 Km² の楕円形のものである。

6-2 Mica 湖周辺の地質

La Mica プロジェクトにおいて利用する Mica 湖周辺の地形は既述の如く、火山と密接な関係にある。この附近で最も大規模な火山は氷河に覆われた Mt Antizana である。

この火山は山間盆地に噴出した他の火山と同様に、第4紀に活動した火山で、現在は休火山である。

Mt Antizana の活動史をたどると、この火山は長い時間をかけて、幾度にもわたり種々な火山噴出物を放出したと考えられる。Mica 湖周辺で観察出来るこの火山の噴出物は安山岩 (Andesite)、集塊岩 (Agglomerate)、火山灰 (volcanic ash) および最も新しい時期に噴出した熔岩 (Lava flow) である。安山岩は主として当地域の基盤をなし集塊岩は andesite と同時期又はその直後に噴出したものである。火山灰は安山岩、集塊岩を覆って、当地域全体に広く、厚く堆積しており、安山岩の急崖部を除いた全域になだらかな丘陵を形成している。最新の熔岩は比較的小規模であるが、Mica 湖周辺の Qda Banio urria pungo や Derrame Lavico の谷間を埋めている。

現在のMica湖の流出口により約1,000m下流附近には、当地域の基盤をなす安山岩より形成された急崖が左右両岸より、せまったきょうあい部が存在する。火山活動のある時期において、上流部より流出した泥流 (Mud flow) は、このきょうあい部で一時的に、せき止め湖を形成したものと考えられる。この泥流は主として、Rio Chico 側より流出したもので、その舌端部は現在のMica 湖西縁部までせまっていたものと想像される。このせき止めにより造られた湖は、現在のMica 湖よりも大規模なものであったと考えられるが、侵食によりせき止め部は除々に開口され、水面の低下によって現在のMica 湖が形成されたものと考えられる。

この様にして形成されたMica 湖周辺の地質は湖をとりまく山体は安山岩より構成され湖の周辺に広がる平坦部は砂礫層およびその上部を覆っている火山灰質土より構成されている。なお、Mica 湖の湖底は湖岸より湖心にかけてなだらかな斜面をなす舟底型となっている。

6-3 Dam地点の地質

Dam予定地点として、上流地点 (A地点) および下流地点 (B地点) とが比較されている。A地点は、La Mica 湖流出部の desaguadero 河に沿って600m下流に位置し、B地点はRio desaguadero, Rio Chico およびQda Banio Urria pungo の3つが合流する部分の Antizana 河に位置し、Mica 湖より1,300m下流になる。

(1) A 地点

A地点の地形は、左岸は基盤をなす安山岩山体の裾に位置し、やゝ急な斜面をなすが右岸およびダム本体部の大部分が位置するところはMica 湖形成の原因となった堆積物よりなり、なだらかな傾斜の丘陵地となっている。ダム軸は、この丘陵地の頂部に選定した。なお、Rio desaguadero は湖よりみて、左岸側山体の裾を流れ、河幅は約5m程度であり、河川勾配はゆるやかで、緩流となっている。

Dam基礎の地質は、黒色火山灰質腐食土、湖成堆積層および火山噴出物よりなる。

黒色火山灰質腐食土はローム質であり、約1.5 mの厚さで、表層部全体を覆っている。湖成堆積層は黒色腐食土の下部にあり、構成する材料は砂層（細砂、粗砂）および礫層の互層である。砂および砂礫はいずれも火山起源の材料で、礫の淘汰は比較的悪く、角礫が多い。この湖成層の上部2ないし3 mは未固結で透水性もやゝ高いものと判断される。しかし、下部ではよく締り、一部では礫岩（conglomerate）のような強固さを示す。

A地点に計画されるダムの高さは平均6 mであり、その最高部においても12 mであるので、貯水による現地盤におよぼす影響は極めて小さいものと推定される。その上、ダム軸の下流部の地形は極めてなだらかであり、しかもよく締った堆積物より構成されているため、多少の地下滲透水の増加はきたしても滲透距離が非常に長いので地山の安定に影響ないものと判断する。従って、ダムコア部基礎の掘削は表層部の黒色腐食土（約1.5 m）および未固結の砂礫層2ないし3 mを掘削し、よく締った堆積層を基盤とすれば充分であると判断した。なお、この湖成堆積層の厚さは10 m以上と判断される。この基盤まで掘削してダム基礎を設けることは経済的にみても不利であり、土木技術的にみても必要ないものとする。ダム左岸取付部の基盤は、その深部は安山岩よりなる。その上に厚さ数mと予想されるよく締った火山噴出物が堆積しているが、この部分にはコンクリート構造物を設けることになるので、堆積物を掘削し、基礎は安山岩まで掘削すべきである。

(2) B 地 点

B地点は、La Mica 湖の成因となった火山噴出物によるせき止め部の終端に近い位置にあるため、兩岸の取付部は安山岩の山体よりなり急峻な地形をなしている。右岸は傾斜約30度の斜面をなし、左岸はRio Antizanaの流により侵食され露出した安山岩の急崖を形成している。この兩岸にはさまれた平坦部は、その幅約400 mであるが、そのほぼ中央に高さ2.5 mの小山が存在する。

B地点の地質はA地点同様黒色腐食土、湖成堆積層および火山噴出物よりなる。ダム基礎部の大部分を占める平坦部は黒色腐食土および湖成堆積層よりなり、その性状はA地点におけるものとほとんど同様である。兩岸の取付部は、左岸では安山岩が直接露出しており、右岸では安山岩の上部に厚さ数mと予想される崖錐が堆積している。ダム軸中央部にある小山の表層部は約1.5 mの腐食土で覆われており、内部の地質は未調査であるが、恐らく安山岩の小丘（volcanic dome）又は氷積土（Glacial deposit）よりなるものと推定される。

B地点においては、A地点に比べ地表の標高が低いのでダム高さは最大約2.5 m程度となる。従って基盤に作用する水圧も高くなり、ダム下流側の地形も河川により深く侵食されているので透水に対して十分対策を考えるべきである。また、堆積層の厚さは相当深いものと予想されるので、これを全部掘削し、ダム基礎を設けることは経済的に不

利である。

6-4 水路の地質

水路は、Drawing 4 に示すように、3つのトンネルそれぞれに結び開きよ部から構成されている。トンネルの延長は、取水口に連なるNo.1トンネルは延長約1.77 Km、東アンデス山脈の分水嶺を横断するNo.2トンネルは延長約2.95 Km、そして開きよのShortcutを目的とするNo.3トンネルは0.5 Kmであり、これらトンネル部の総延長は5.22 Kmである。

(1) トンネルの地質

No.1トンネル

No.1トンネル経路周辺の一般地質は、主として湖成堆積物および火山噴出物（火山灰、安山岩質熔岩など）から構成されている。従って、トンネル経路は湖岸に近づくにつれて掘削に際して湖からの湧水に遭遇するおそれがあるので、山体の深部を構成している堅硬な安山岩体を通させるべきである。

No.2トンネル

No.2トンネル通過区間は安山岩、集塊岩および火山灰よりなる。山体の深部は安山岩および集塊岩よりなり、黒色火山灰はその山体の表層を覆っているのみである。

黒色火山灰は厚さ1ないし3 mの厚さでよく締っているが、未団結である。安山岩、集塊岩はよく団結しているためトンネル掘削に特に支障ないものと思われる。地層部を覆っている黒色火山灰はトンネル通過区間の山腹の斜面の一部で表層地を起しているところが見られるため、トンネル施工のための坑口位置選定に当たっては、山相を十分調査し、地を起す心配のない位置を選ぶべきである。

No.3トンネル

通過区域は全面厚い、黒色火山灰に覆われている。この火山灰の下部は恐らく集塊岩又は凝灰岩と予想されるが、現在のところ露頭が全く見られない。しかし、地形的には尾根部を横断する位置にあるため、湧水等トンネル掘削に支障になる条件は見当たらない。

(2) 開きよの地質

開きよ-I

開きよ-Iの延長は3.75 Kmであり、その前半は傾斜約10~15度の斜面の山腹を通過し、後半はほぼ平坦な草原を通過する。この草原には一部湿原が分布しており、それを横断して開きよを設ける必要がある。したがって、この部分に関しては湿原土を掘除去し、客土を行なって安定した基礎とすべきである。

開きよ-IIおよび開きよ-III

開きよ-IIおよび開きよ-IIIの延長は20.4 Kmであり、通過区間の大部分の地形はなだらかな丘陵を形成している。この区域は全体に厚い黒色火山灰に覆われ、その下部はよく締った黄灰色火山灰よりなっている。この区間は山腹の斜面が緩かなうえに難透水

性の黒色火山灰が厚く堆積しており、地形・地質が全体に安定しているので、開きよの施工に支障ないものと考えられる。

(3) Head tank および水圧管路地点の地質

Head tank は東アンデス山脈の西端にある Tablon Alto の台地に位置し、地質は厚さ 3 ~ 5 m の黒色火山灰層により覆われている。その深部は安山岩または集塊岩よりなるものと推定される。Head tank 基礎は黒色火山灰層の表層部を除去し、安定した基礎のうえに設けることが必要である。

水圧管路は前記した Tablon Alto の山裾斜面を利用するものであり、延長約 2,600 m、平均勾配 12 度の条件のもとに設けるものである。このルート上の地質は Head tank 地点と同様厚い火山灰層に覆われ、地形・地質共に安定している。水圧・管路・アンカーブロック基礎としては表層部約 2 m 程掘削する必要があると考えられる。

6-5 発電所地点

発電所地点は Qda. del. Carman の右岸が予定されている。予定地点附近は標高約 3,420 m より低い部分は平坦な丘陵地帯を形成している。この地点を構成する地質は最上部に厚さ約 2 m の黒色火山灰質腐食土（ローム質）が堆積し、腐食土の下部はよく団結した礫岩となっている。発電所の基礎は、この礫岩上に設けることになり、基礎として十分安定したものである。

6-6 材 料

ダムコア部に使用する土質材料は約 1,630,000 m³ 必要であり、これをダム地点周辺の丘陵地より採取することを計画している。この材料採取地の深部は安山岩より構成されているが、その表層部は火山灰で、広範囲におよぼれている。この地層は当地域に広範囲に降下した灰白色、細粒の火山灰である。現地調査の結果によれば、本層を不透水性コアとして使用することができるものと判断した。しかし、今後本層の質と量について十分な現場地質調査および室内における土質試験を行なって、最終的に決定する必要がある。上下流面の盛りたて部の材料は当地点周辺の安山岩山体を原石山として掘削し、ダム地点まで運搬するよりは、むしろ地点周辺に分布する砂礫堆積物および No. 1 トンネル掘削ずりなどを利用することが経済的である。

取水口、洪水吐、No. 1 トンネル、No. 2 トンネルなどのコンクリート骨材についてはダム地点下流に堆積する砂礫堆積物およびトンネルずりを利用することが経済的と考えられるが、この堆積物の骨材試験は今後実施すべきである。また、No. 3 トンネルより発電所に至る部分のコンクリート構造物にたいする骨材はこの地域には砂礫の堆積が見当たらないため No. 2 トンネルより得られる掘削ずりおよび Rio Pita 河本流に分布する砂礫層を運搬す

るものとする。しかし、今後運搬距離の短い範囲を調査して、骨材の経済的入手に努力すべきである。

6-7 今後の調査

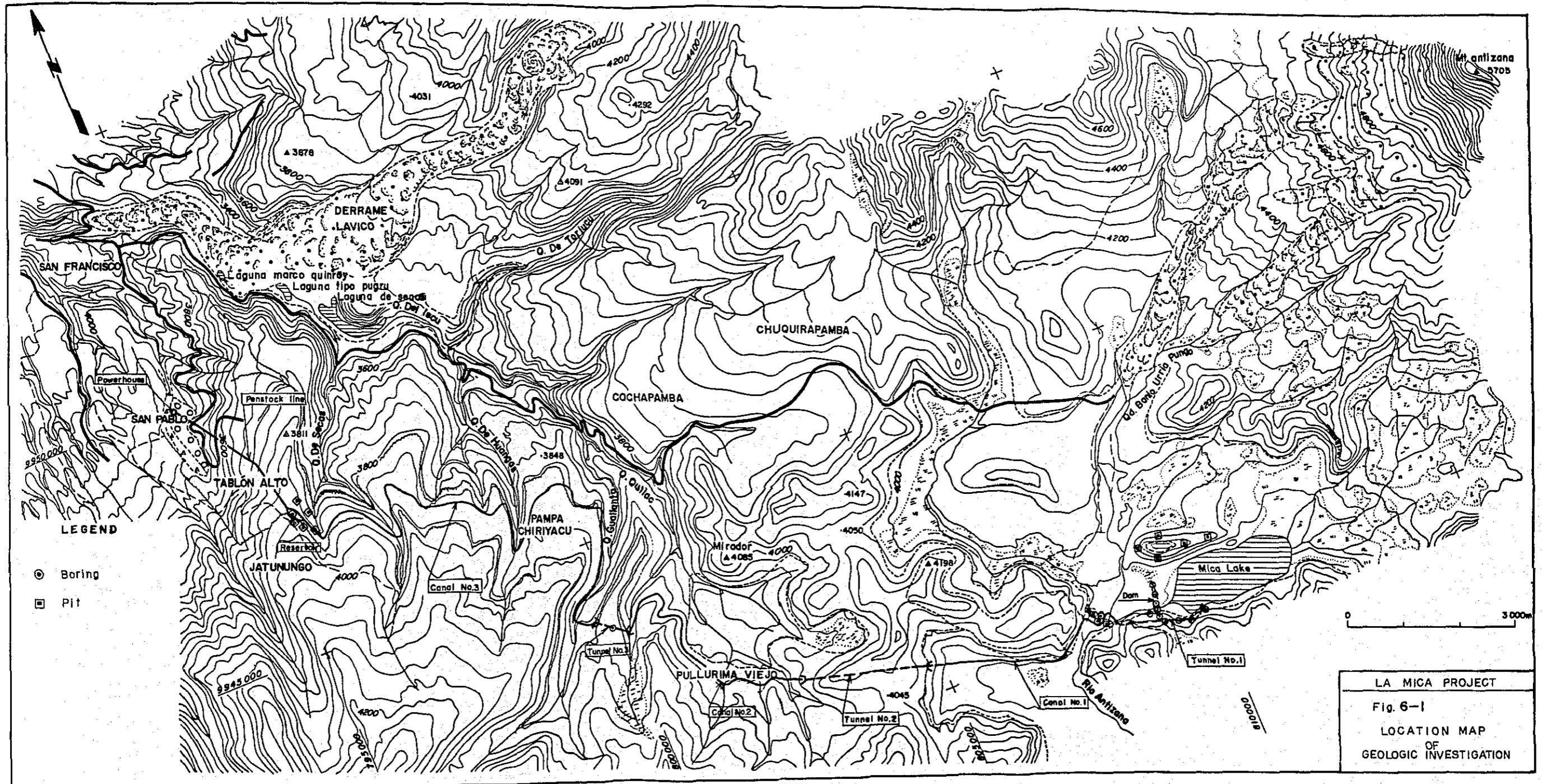
今回の地表地質調査の結果によれば、当地域の地質は湖成堆積層、火山噴出物よりなる。これらのうち、安山岩を除く地層はいずれもほぼ水平に堆積し、その地質構造は比較的単純である。しかし、いずれの地質も第四紀に属する新しい地層であるため団結度が悪い。したがって、各地層の透水性については十分調査する必要がある。

今後、本計画の definite study のために必要と考えられる地質調査計画は次の通りである。

(1) ダム地点

| | | | |
|-----------------|-------|-----------------------------|--|
| A 地点 | ダム軸上 | Boring 4孔, 各孔長 15 m, 計 60 m | |
| | | 各孔にて透水試験を実施 | |
| | | たて坑 5坑 5 m 計 25 m | |
| | 洪出吐地点 | Boring 2孔, 各孔長 20 m, 計 40 m | |
| | | 横坑 1坑 20 m 計 20 m | |
| B 地点 | ダム軸上 | Boring 2孔, 各孔長 15 m, 計 30 m | |
| | | 各孔にて透水試験実施 | |
| | | たて坑 2坑 5 m 計 10 m | |
| (2) 取水口 | | Boring 3孔 各孔長 25 m 計 75 m | |
| | | 各孔にて透水試験実施 | |
| | | たて坑 1坑 5 m 計 5 m | |
| (3) №1トンネル | | 湖岸に近いルート上にて実施 | |
| | | Boring 3孔 各孔長 35 m 計 105 m | |
| (4) Head tank地点 | | たて坑 5坑 各孔長 10 m 計 50 m | |
| (5) 発電所地点 | | たて坑 2坑 各孔長 10 m 計 20 m | |
| (6) 工質材料地点 | | たて坑 5坑 各孔長 5 m 計 25 m | |
| 合計 | | Boring 14孔 310 m | |
| | | たて坑 20坑 135 m | |
| | | 横坑 1坑 20 m | |

調査位置は Fig 6 - 1 参照



第7章 発 生 電 力

| | |
|--|-----|
| 7-1 設 備 出 力 | 84 |
| 7-1-1 有 効 落 差 | 84 |
| 7-1-2 最 大 使 用 水 量 | 84 |
| 7-1-3 可 能 使 用 水 量 | 86 |
| 7-1-4 最 大 出 力 | 87 |
| 7-1-5 主 機 台 数 | 88 |
| 7-2 可 能 発 生 電 力 お よ び 電 力 量 | 89 |
| 7-3 有 効 出 力 お よ び 有 効 電 力 量 | 95 |
| 7-4 La Mi ca 発 電 所 運 転 開 始 後 の 需 給 バ ラ ン ス | 102 |

7-1 設 備 出 力

7-1-1 有 効 落 差

La Mica 貯水池の水位は満水位 $3,904\text{ m}$ 、低水位 $3,894.5\text{ m}$ であるがバルブを使用して水圧を殺して取水するので、取水位は $3,892.4\text{ m}$ になる。しかも、この水位よりトンネル、開渠などの勾配を考慮すると Tablon Alto 地点に設ける調整池の水位は満水位 $3,870.9\text{ m}$ 、低水位 $3,868.4\text{ m}$ となる。一方 La Mica 発電所の放水位は将来水道のために Rio Pita ダム ("Empresa de Agua Potable" が建設予定) の水位より逆に計算し、水路勾配 $1/1,000$ として必要高を求め、これに若干の余裕高を加えて、標高 $3,339.0\text{ m}$ とし、これに Pelton 水車中心までの放水落差余裕高 1.9 m を見込んで標高 $3,340.6\text{ m}$ とした。この両者から利用可能な総落差を求め、水圧管路による損失落差 33.8 m ($Q_{\max}=4.5\text{ m}^3/\text{S}$ 時) を差し引いて有効落差 496.5 m を算出した。

7-1-2 最 大 使 用 水 量

La Mica 発電所の下流に位置する Guangopolo, Cumbaya, Nayon を含めて E EQ 電力系統が年間をとおして最も効果の大きい開発規模を決定するために、まず始めに La Mica 発電所の貯水池運用を仮定し、渇水期補給水量を $5\text{ m}^3/\text{S}$ 、 $4.5\text{ m}^3/\text{S}$ 、 $4.0\text{ m}^3/\text{S}$ 、 $3.5\text{ m}^3/\text{S}$ および $3.0\text{ m}^3/\text{S}$ の場合について便益-費用比の検討を行なった。

この結果 Table 7-1-1 の様に Rio San Pedro 系が渇水期には La Mica 貯水池から平均 $4.0\text{ m}^3/\text{S}$ 、豊水期には平均 $1.44\text{ m}^3/\text{S}$ を補給運転すると、上記 4 つの発電所を通じての Firm Power を最大にすることが出来る。

次に前述の貯水池運用をもとに、発電所の最大使用水量を、 $5\text{ m}^3/\text{S}$ 、 $4.5\text{ m}^3/\text{S}$ 、 $4.0\text{ m}^3/\text{S}$ の場合について便益-費用比を求めた結果 Table 7-1-2 に示すように最大使用水量 $4.5\text{ m}^3/\text{S}$ とした場合が超過便益は最大となった。すなわち渇水期には負荷率 90% の運転を行ない豊水期には 32% で運転するのが、最も E EQ 電力系統に与える効果が大きい。したがって発電所最大使用水量は $4.5\text{ m}^3/\text{S}$ 最大出力 $18,300\text{ kW}$ となる。

Table 7-1-1 Maximum Discharge of La Mica Project

| Max. discharge (Q m ³ /sec.) Max. output KW | Q = 5 m ³ /sec. Pm = 20,400 KW | Q = 4.5 m ³ /sec. Pm = 18,300 KW | Q = 4.0 m ³ /sec. Pm = 16,300 KW | Q = 3.5 m ³ /sec. Pm = 14,200 KW | Q = 3.0 m ³ /sec. Pm = 12,200 KW |
|--|--|--|--|--|--|
| (I) Construction costs Grand total | s/. 181,712,200 | s/. 171,908,700 | s/. 163,805,400 | s/. 155,719,400 | s/. 148,035,200 |
| (II) Annual energy and power output including downstream benefits | E: 125,140,000 P: 37,200 | E: 124,400,000 P: 37,330 | E: 123,320,000 P: 35,520 | E: 122,260,000 P: 31,000 | E: 121,200,000 P: 26,640 |
| Unit construction cost (KWh) | s/. 1.45 | s/. 1.38 | s/. 1.33 | s/. 1.27 | s/. 1.22 |
| (III) Annual cost: (C) = Construction costs x annual cost ratio (10.66) | s/. 19,371,000 | s/. 18,325,000 | s/. 17,462,000 | s/. 16,600,000 | s/. 15,781,000 |
| (IV) Annual benefit: (B) P x s/. 570 E x s/. 0.20 Total (B) - (C) (B) / (C) | 21,200,000 25,028,000 s/. 46,228,000 s/. 26,857,000 2.39 | 21,278,000 24,880,000 s/. 46,158,000 s/. 27,833,000 2.52 | 20,246,000 24,668,000 s/. 44,910,000 s/. 27,448,000 2.57 | 17,670,000 24,452,000 s/. 42,122,000 s/. 25,522,000 2.54 | 15,185,000 24,240,000 s/. 39,425,000 s/. 23,644,000 2.50 |
| (V) Annual unit cost (C) / (E) | s/. 0.155 | s/. 0.147 | s/. 0.142 | s/. 0.136 | s/. 0.130 |

7-1-3 La Mica 発電所の可能使用水量

(1) 発電単独の場合

La Mica 貯水池 (21,000,000 m³) において、季節調整すると、流入量を年間を通じて平均化 (2.3 m³/S) することが可能であり、需要に応じて何時でも最大使用水量を補給できる。しかし、下流発電所との関連運用のため、Rio San Pedro 系の渇水期 (7月~10月) には平均 4.0 m³/S、豊水期をふくむ、その他の月には平均 1.436 m³/S とする。マス・カーブを用いて 1960年から1966年までの7年間の実績流入量について、運転を再現してみた結果各月の La Mica 発電所の使用水量は Table 7-2 に示す通りである。

Table 7-2 月別使用水量表

(単位: m³/S)

| 月 年 | 1960 | 1961 | 1962 | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 平 均 |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1月 | 1.436 | 1.436 | 1.436 | 1.436 | 1.436 | 1.436 | 1.436 | 1.436 |
| 2 | " | " | " | " | " | " | " | " |
| 3 | " | " | " | " | " | " | " | " |
| 4 | " | " | " | " | " | " | " | " |
| 5 | " | " | " | " | " | " | " | " |
| 6 | " | " | " | " | " | " | " | " |
| 7 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 |
| 8 | " | " | " | " | " | " | " | " |
| 9 | " | " | " | " | " | " | " | " |
| 10 | " | " | " | " | " | " | " | " |
| 11 | 1.436 | 1.436 | 1.436 | 1.436 | 1.436 | 1.436 | 1.436 | 1.436 |
| 12 | " | " | " | " | " | " | " | " |
| 年平均 | 2.30 | 2.30 | 2.30 | 2.30 | 2.30 | 2.30 | 2.30 | 2.30 |

(2) 水道用水として使用する場合

La Mica 発電所で発電放流された水は将来水道用水として "Empresa de Agua Potable" に引渡されることになるであろう。現在 "Empresa de Agua Potable" に La Mica からの取水に関して次の2つの案について検討中である。

"A" Case: La Mica 発電所運開後約10年後の1984年頃から取水する計画

"B" Case Rio Tanbo からの取水を先行させ La Mica からの水は La Mica 発電所運開後、約25年後の1999年頃から利用を開始する計画

水道用水の取水が開始されれば La Mica の貯水池を水道用水の需要に適合するための運用を行なうので、1月～6月までは平均 $1.8 \text{ m}^3/\text{sec}$ 、7月～9月の3ヶ月は平均 $3 \text{ m}^3/\text{sec}$ 、10月 $2.8 \text{ m}^3/\text{sec}$ 、11月 $2.6 \text{ m}^3/\text{sec}$ 、12月 $2.35 \text{ m}^3/\text{sec}$ の水量を補給するものとする。マス・カーブを用いて1960年から1966年までの7年間の累積流入量について水道用水のための運用を再現してみた結果：La Mica 発電所の月別使用水量及 Table 7-3 に示す通りである。

Table 7-3 月別使用水量表

(単位: m^3/S)

| 月 年 | 1960 | 1961 | 1962 | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 平均 |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1月 | 1.8 | 1.8 | 1.5 | 1.8 | 1.5 | 1.8 | 1.5 | 1.67 |
| 2 | " | " | " | " | " | " | " | 1.67 |
| 3 | " | " | " | " | " | " | " | 1.67 |
| 4 | " | " | " | " | " | " | " | 1.67 |
| 5 | " | " | " | " | " | " | 1.8 | 1.71 |
| 6 | " | " | " | " | " | " | " | 1.71 |
| 7 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 |
| 8 | " | " | " | " | " | " | " | " |
| 9 | " | " | " | " | " | " | " | " |
| 10 | 2.8 | 2.8 | 2.8 | 2.8 | 2.8 | 2.8 | 2.8 | 2.8 |
| 11 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.6 |
| 12 | 2.35 | 2.35 | 2.35 | 2.35 | 2.35 | 2.35 | 2.35 | 2.35 |
| 年平均 | 2.30 | 2.30 | 2.15 | 2.30 | 2.15 | 2.30 | 2.20 | 2.24 |

この TABLE 7-2, Table 7-3 からわかるように電力と水道の取水月が一致しているので水道用水の取水後であっても水道需要をみたすための要求が La Mica 発電所の運転にそう大きな影響を及ぼさない。しかも "A" Case, "B" Case いずれの案においても水道取水の開始は遠い将来の問題であり、電力需給上 La Mica 発電所が効果を発揮する運開当初数年間は発電専用の貯水池運用が可能である。

7-1-4 最大出力

以上の検討の結果、La Mica 発電所の設備出力は $18,300 \text{ kW}$ となる。なお、基本数値は次の通りである。

- | | |
|-------------------------|------------------------|
| (1) 取水位 | 標高 $3,892.4 \text{ m}$ |
| (2) 放水位 (ベルトル水車中心) | " $3,340.6 \text{ m}$ |
| (3) 有効落差 (最大使用水量時) : He | 496.5 m |

- | | |
|--------------------------|-----------------------|
| (4) 最大使用水量: Q_{max} | 4.5 m ³ /S |
| (5) 水車(ペルトン)効率: η_t | 87% |
| (6) 発電機効率: η_g | 96% |
| (7) 最大出力 | |

$$P_{max} = 9.8 \times Q_{max} \times H_e \times \eta_t \times \eta_g = 18,300 \text{ kW}$$

7-1-5 主機台数

一般的に言って主機台数の決定にあたって考慮すべきことは次の事項である。

- (1) 停止時の損失と支障
- (2) 建設費と運転上の便益との経済比較
- (3) 輸送限界
- (4) Unit容量の系統容量に占める割合
- (5) 送電線の所要充電容量

La Mica 発電所の場合投入年度である1974年の系統の設備容量に対して約18%を占めている。事故停止あるいは補修のための停止による系統からの脱落の場合Unit容量が小さいほど支障の程度は少なく、これを補うためのディーゼル火力の設備容量も小さいもので済むことになる。

主機台数を1台、2台および3台とした場合の建設費の比較をTABLE7-4に示す。主機台数を多く選ぶほど信頼度は向上するがTable 7-4からわかるように工事費がかさんでくる。従って、工事費と信頼度とのかね合いで主機台数を決定すべきであり、1台か2台かということになる。1台案は2台案よりも約4,000,000 Sucresほど工事費は節減できる。しかしながら1台案の場合系統からの脱落に対してこれを補う火力設備が必要となるのでこの設備に資金が必要となる。

これに対し2台の場合、停止時には既設のディーゼル火力の設備容量9,800 kWを維持することで十分補ない得ることを考慮すればこの程度の工事費の差額は問題にするに当たらないであろう。

一方、輸送限界に関しては1台案、2台案共に問題はなく、送電線も25 km程度であるので充電容量も主機台数を決定する要素とはなりえない。La Mica 発電所は"EEQ" SA の系統において唯一の季節調整可能な発電所でありしかも運開当初は下流3発電所の供給能力を増強できる効果を持っているので安定した運転を要求される重要な発電所である。従って系統に対する信頼度の向上に主眼を置き主機台数を2台としUnit容量を9,150 kWとした。

Table 7-4 Number of Units and Construction Costs

| Installed capacity | Unit: sueres | | |
|----------------------|-----------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | One unit 18,300 KW | 2 units of 9,150 KW each | 3 units of 6,100 KW each |
| Cost of equipment 1/ | 19,960,000 | 20,333,000 | 24,380,000 |
| Civil works | 75,580,200 | 78,530,200 | 84,580,200 |
| Other costs | 72,458,900 | 73,045,500 | 74,828,500 |
| Total | 167,999,100 | 171,908,700 | 183,788,700 |

Note: 1/ Includes turbine, generator, transformer, switchyard, crane, etc.

7-2 可能発生電力および電力量

La Mica 発電所の使用水量は Rio San Pedro 最上流に発電後放流される。従って将来水道用水としての利用が開始され、水道需要が La Mica からの水でまかないきれなくなる時点までこの河の下流にある既設の Gnanopol, Cumbaya および Nayon の 3 発電所の出力および電力量に増加をもたらすことになる。

La Mica 発電所完成により "EEQ" S. A. の各発電所における Firm Run-Off による平均電力および日間発生電力量がどのように増加するかを計算した結果を Table 7-5 に示す。また Table 7-6 には La Mica 発電所完成後の 9 月および 12 月における EEQ の発電所全体の Firm Power の供給能力が以前とどのように変化しているかを示したもので Fig 7-1 および 7-2 はこれを図化したものである。

La Mica 発電所の完成により Rio San Pedro 水系の発電所の供給能力が大巾に改善されることを図は示しており、特に深刻な水不足に悩む 8 月 9 月の渇水期にその効果が極めて大きいことがわかる。

La Mica 発電所の月別可能発生電力量および下流の既設の 3 発電所における増加電力量を計算した結果を Table 7-7 に示す。この Table 7-7 から明らかなように La Mica 発電所の可能発生電力量は自己分として年間 82,300 MWh であり SAN PEDRO 系 3 発電所の増加電力量は年間 45,400 MWh となり、合計 127,700 MWh となる。

Table 7-5 Available Power and Energy by the Firm Run-off at EEQ's Power Plants
(after completion of La Mica Project)

| In September | Installed Capacity | | | Firm Run-off (m ³ /sec.) | | | Average output (KW) | | | Daily energy product (KWh) | | | |
|--------------|--------------------|--------------|----------|-------------------------------------|--------------|-----------|---------------------|--------------|-----------|----------------------------|--------------|-----------|-----------|
| | (KW) | Natural flow | Increase | Total | Natural flow | Increment | Total | Natural flow | Increment | Total | Natural flow | Increment | Total |
| Los Chillos | 1,760 | - | 0 | - | 1,100 | 0 | 1,100 | 26,400 | 0 | 26,400 | 26,400 | 0 | 26,400 |
| Guangopolo | 9,400 | 9.1 | 4.0 | 13.1 | 4,750 | 2,090 | 6,840 | 114,000 | 50,200 | 164,200 | 114,000 | 50,200 | 164,200 |
| Gumbaya | 40,000 | 9.6 | 4.0 | 13.6 | 10,700 | 4,400 | 15,100 | 257,000 | 105,800 | 362,800 | 257,000 | 105,800 | 362,800 |
| Pasoshoa | 4,500 | - | - | - | 3,150 | 0 | 3,150 | 74,500 | 0 | 74,500 | 74,500 | 0 | 74,500 |
| Nayon | 30,000 | 9.6 | 4.0 | 13.6 | 8,000 | 3,340 | 11,340 | 192,700 | 80,200 | 272,900 | 192,700 | 80,200 | 272,900 |
| La Mica | 18,300 | 4.0 | - | - | 16,000 | 0 | 16,000 | 384,000 | 0 | 384,000 | 384,000 | 0 | 384,000 |
| Total | 103,960 | - | - | - | 43,700 | 9,830 | 53,530 | 1,048,600 | 236,200 | 1,284,800 | 1,048,600 | 236,200 | 1,284,800 |

| In December | Installed Capacity | | | Firm Run-off (m ³ /sec.) | | | Average output (KW) | | | Daily energy product (KWh) | | | |
|-------------|--------------------|--------------|----------|-------------------------------------|--------------|-----------|---------------------|--------------|-----------|----------------------------|--------------|-----------|-----------|
| | (KW) | Natural flow | Increase | Total | Natural flow | Increment | Total | Natural flow | Increment | Total | Natural flow | Increment | Total |
| Los Chillos | 1,760 | - | 0 | - | 1,100 | 0 | 1,100 | 26,400 | 0 | 26,400 | 26,400 | 0 | 26,400 |
| Guangopolo | 9,400 | 11.7 | 1.9 | 13.6 | 6,100 | 990 | 7,090 | 146,400 | 23,800 | 170,200 | 146,400 | 23,800 | 170,200 |
| Gumbaya | 40,000 | 12.3 | 1.9 | 14.2 | 13,700 | 2,090 | 15,790 | 328,800 | 50,200 | 379,000 | 328,800 | 50,200 | 379,000 |
| Pasoshoa | 4,500 | - | - | - | 3,150 | 0 | 3,150 | 74,500 | 0 | 74,500 | 74,500 | 0 | 74,500 |
| Nayon | 30,000 | 12.3 | 1.9 | 14.2 | 10,270 | 1,590 | 11,860 | 246,500 | 38,200 | 284,700 | 246,500 | 38,200 | 284,700 |
| La Mica | 18,300 | 1.9 | 0 | 1.9 | 7,600 | 0 | 7,600 | 180,000 | 0 | 180,000 | 180,000 | 0 | 180,000 |
| Total | 103,960 | - | - | - | 41,920 | 4,670 | 46,590 | 1,002,600 | 112,200 | 1,114,800 | 1,002,600 | 112,200 | 1,114,800 |

Table 7-6 Firm Power Supply Capability
(After completion of La Mica Project)

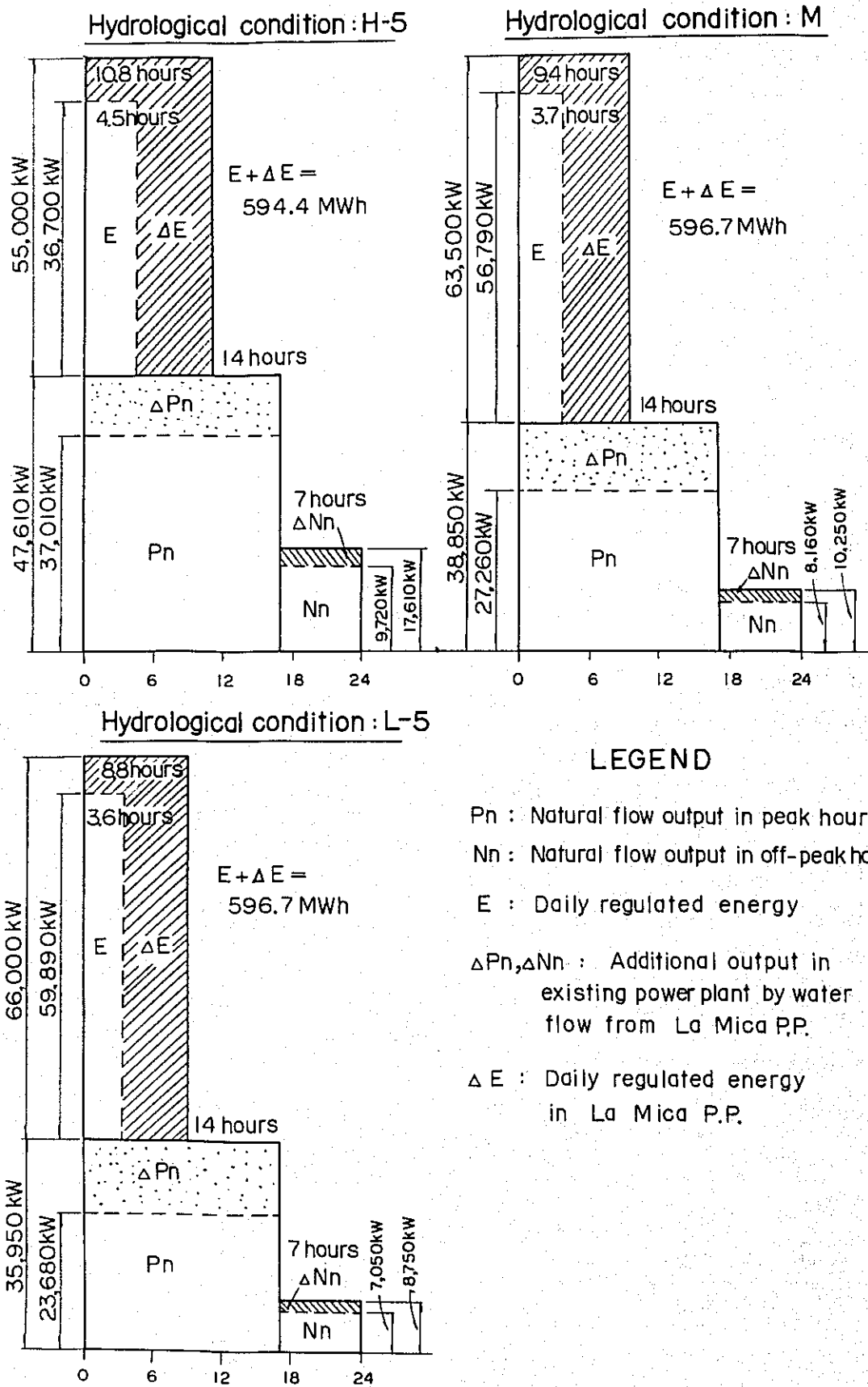
In September

| Power Plant | Installed Capacity (KW) | Regulated flow output | | Natural flow output | |
|-------------|----------------------------|------------------------------------|---------------|---------------------------------|-------------------------------------|
| | | Daily Energy output E (KWh/day) | Power (KW) | Output in peak hours Pn (KW) | Output in off-peak hours Nn (KW) |
| Los Chillos | 1,760 | 0 | 0 | 1,100 | 1,100 |
| Guangopolo | 9,400 | 13,200 | 3,100 | 6,300 | 4,500 |
| Cumbaya | 40,000 | 113,900 | 25,550 | 14,450 | 0 |
| Pasochoa | 4,500 | 0 | 0 | 3,150 | 3,150 |
| Nayon | 30,000 | 85,600 | 19,050 | 10,950 | 0 |
| Sub-total | 85,660 | 212,700 | 47,700 | 35,950 | 8,750 |
| La Mica | 18,300 | 384,000 | 18,300 | 0 | 0 |
| Total | 103,960 | 596,700 | 66,000 | 35,950 | 8,750 |

In December

| Power Plant | Installed Capacity (KW) | Regulated flow output | | Natural flow output | |
|-------------|----------------------------|------------------------------------|---------------|---------------------------------|-------------------------------------|
| | | Daily Energy output E (KWh/day) | Power (KW) | Output in peak hours Pn (KW) | Output in off-peak hours Nn (KW) |
| Los Chillos | 1,760 | 0 | 0 | 1,100 | 1,100 |
| Guangopolo | 9,400 | 13,200 | 2,300 | 7,100 | 5,200 |
| Cumbaya | 40,000 | 113,900 | 24,650 | 15,350 | 0 |
| Pasochoa | 4,500 | 0 | 0 | 3,150 | 3,150 |
| Nayon | 30,000 | 85,600 | 18,350 | 11,650 | 0 |
| Sub-total | 85,660 | 212,700 | 45,300 | 38,350 | 9,450 |
| La Mica | 18,300 | 180,000 | 18,300 | 0 | 0 |
| Total | 103,960 | 392,700 | 63,600 | 38,350 | 9,450 |

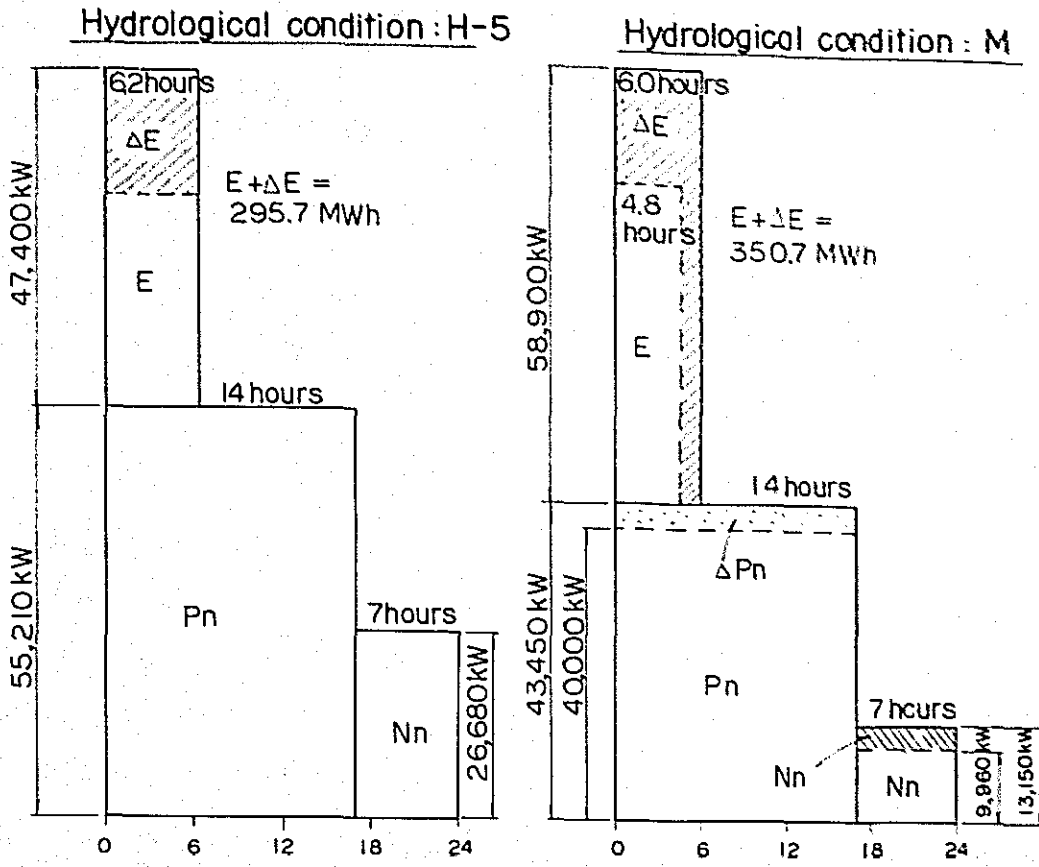
Fig. 7-1 Hydro Power Capability in Sept. 1974



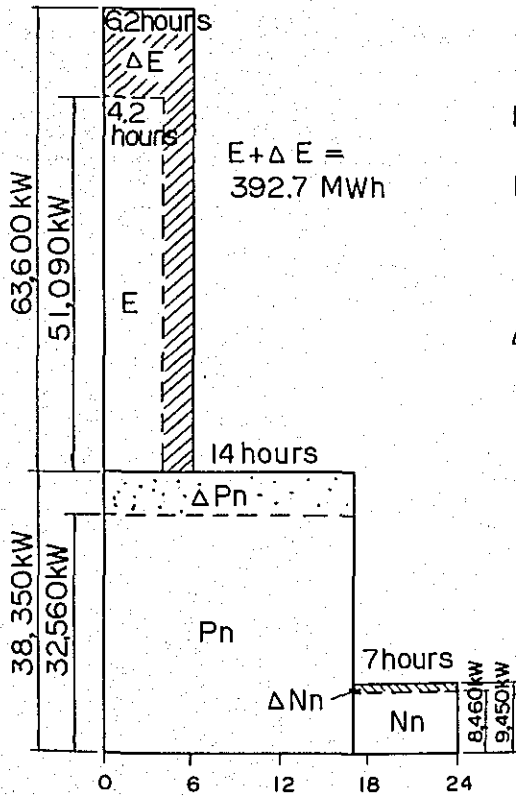
LEGEND

- Pn : Natural flow output in peak hours
- Nn : Natural flow output in off-peak hours
- E : Daily regulated energy
- ΔPn, ΔNn : Additional output in existing power plant by water flow from La Mica P.P.
- ΔE : Daily regulated energy in La Mica P.P.

Fig. 7-2 Hydro Power Capability in Dec. 1974



Hydrological condition: L-5



LEGEND

- Pn : Natural flow output in peak hours
- Nn : Natural flow output in off-peak hours
- E : Daily regulated energy
- ΔPn, ΔNn : Additional output in existing power plant by water flow from La Mica power plant
- ΔE : Daily regulated energy in La Mica power plant

Table 7-7 Energy Production of La Mica Power Plant and Downstream Benefits of Existing Power Plants on the Rio San Pedro

| Power Plant Month | La Mica | | Guangopolo | | Cumbaya & Nayon | | Total | |
|----------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|--------------|-----------------------|--------------|-----------------------|--------------|
| | Average Capacity (KW) | Energy (MWh) | Average Capacity (KW) | Energy (MWh) | Average Capacity (KW) | Energy (MWh) | Average Capacity (KW) | Energy (MWh) |
| Jan. | 5,750 | 4,450 | 650 | 490 | 2,380 | 1,770 | 8,780 | 6,710 |
| Feb. | 5,750 | 3,900 | 650 | 430 | 2,380 | 1,570 | 8,780 | 5,900 |
| Mar. | 5,750 | 4,450 | 650 | 490 | 2,380 | 1,770 | 8,780 | 6,710 |
| Apr. | 5,750 | 4,200 | 170 | 120 | 2,380 | 1,700 | 8,300 | 6,020 |
| May | 5,750 | 4,450 | 170 | 120 | 2,380 | 1,770 | 8,300 | 6,340 |
| Jun. | 5,750 | 4,200 | 170 | 120 | 2,380 | 1,700 | 8,300 | 6,020 |
| Jul. | 16,000 | 12,100 | 2,090 | 1,550 | 7,710 | 5,740 | 25,800 | 19,390 |
| Aug. | 16,000 | 12,100 | 2,090 | 1,550 | 7,710 | 5,740 | 25,800 | 19,390 |
| Sept. | 16,000 | 11,700 | 2,090 | 1,500 | 7,710 | 5,550 | 25,800 | 18,750 |
| Oct. | 16,000 | 12,100 | 2,090 | 1,550 | 7,710 | 5,740 | 25,800 | 19,390 |
| Nov. | 5,750 | 4,200 | 650 | 470 | 2,380 | 1,700 | 8,780 | 6,370 |
| Dec. | 5,750 | 4,450 | 650 | 490 | 2,380 | 1,770 | 8,780 | 6,710 |
| Annual Total | 82,300 | | 8,880 | | 36,520 | | 127,700 | |

7-3 有効出力と有効電力量

一般に発電所において発生する電力は運転開始後、その全量が直ぐに有効化するものではなく電力需要の伸びにつれて年を追って有効化が進むものである。したがって La Mica 発電所の場合も運転後の各年について有効出力 (KW) と有効電力量 (MWh) を計算する必要がある。このため各年各月について "EEQ" SA の電力系統の需給バランスを組みその中で La Mica 発電所の発生電力がどのように有効化していくかを調べた。

Table 7-8 は 9 月における出力 (KW) の有効化について計算した結果を示したもので Fig. 7-3 はこれを図化したものである。これを見ると La Mica 発電所は運転後 7 年目の 1981 年にその全出力が有効化することがわかる。

また、La Mica 発電所の湧水補給は Rio San Pedro 水系の発電所群の有効化を促進し 1964 年にはその全出力が有効化している。しかし水道用水の取水が開始され、その需要の増大とともに下流発電所群の有効出力は除々に減少する。発電所の耐用年数 50 年間に於ける年平均の有効出力は La Mica 発電所自己分として 17,740 KW であり下流発電所群の増加分は "A" Case の場合 6,260 KW, "B" Case の場合 8,910 KW である。

Table 7-9 は発電所の耐用期間 50 年間に於ける年間有効発生電力量を示したものであり、Fig 7-4 はこれを図化したものである。これによれば系統需要の増大に伴なり KW h の有効化の傾向および水道取水開始後の下流発電所における増加電力量の減少の傾向が示されている。図から明らかなように La Mica 発電所は初年度 (1974 年) において 45,420 MWh の余剰電力量があるが 6 年後の 1980 年までには全量有効化し、下流増もふくめると年平均の有効発生電力量は "A" Case の場合 10,1010 MWh となり、"B" Case の場合 110,120 MWh となる。

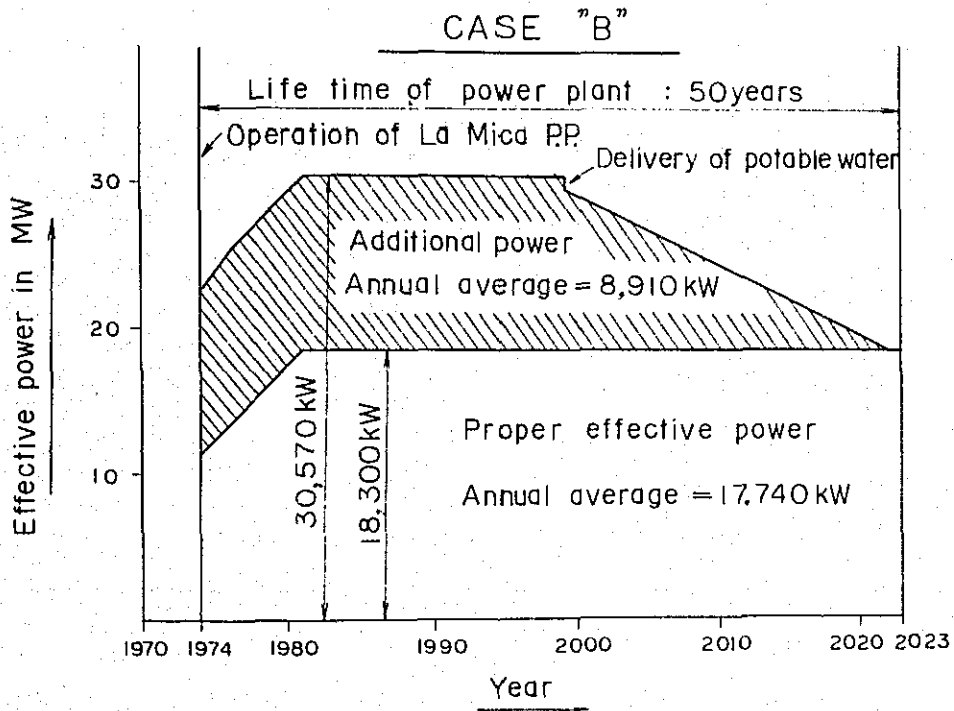
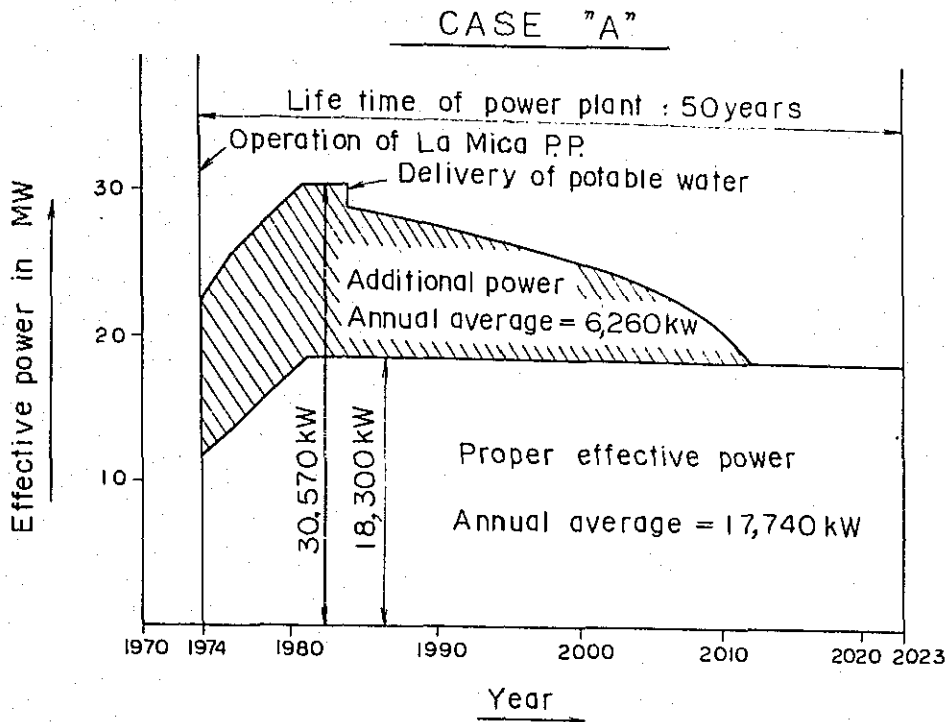
Table 7-8 Effective Power in September

| Case "A" | | | | Case "B" | | | |
|----------------|---------------------|-------------------------|------------|----------------|---------------------|-------------------------|------------|
| Year | La Mica proper (KW) | Downstream benefit (KW) | Total (KW) | Year | La Mica proper (KW) | Downstream benefit (KW) | Total (KW) |
| 1974 | 11,700 | 10,860 | 22,560 | 1974 | 11,700 | 10,860 | 22,560 |
| 1975 | 12,470 | 11,530 | 24,000 | 1975 | 12,470 | 11,530 | 24,000 |
| 1976 | 13,270 | 12,270 | 25,540 | 1976 | 13,270 | 12,270 | 25,540 |
| 1977 | 14,230 | " | 26,500 | 1977 | 14,230 | " | 26,500 |
| 1978 | 15,230 | " | 27,500 | 1978 | 15,230 | " | 27,500 |
| 1979 | 16,330 | " | 28,600 | 1979 | 16,330 | " | 28,600 |
| 1980 | 16,980 | " | 29,250 | 1980 | 16,980 | " | 29,250 |
| 1981 | 18,300 | " | 30,570 | 1981 | 18,300 | 12,270 | 30,570 |
| 1982 | " | " | " | : | | | |
| 1983 | " | " | " | 1990 | 18,300 | 12,270 | 30,570 |
| 1984 | 18,300 | 10,500 | 28,800 | : | | | |
| : | | | | 1995 | 18,300 | 12,270 | 30,570 |
| 1990 | 18,300 | 9,400 | 27,700 | : | | | |
| : | | | | 1999 | 18,300 | 11,200 | 29,500 |
| 1995 | 18,300 | 8,200 | 26,500 | : | | ∇ | ∇ |
| : | | | | 2005 | 18,300 | 8,400 | 26,700 |
| 2000 | 18,300 | 6,900 | 25,300 | : | | ∇ | ∇ |
| : | | ∇ | ∇ | 2010 | 18,300 | 6,100 | 24,400 |
| 2005 | 18,300 | 5,300 | 23,600 | : | | ∇ | ∇ |
| : | | ∇ | ∇ | 2015 | 18,300 | 3,600 | 21,900 |
| 2010 | 18,300 | 2,400 | 20,800 | : | | ∇ | ∇ |
| : | | ∇ | ∇ | 2020 | 18,300 | 1,300 | 19,600 |
| 2012 | 18,300 | 0 | 18,300 | : | | ∇ | ∇ |
| : | | ∇ | ∇ | 2022 | 18,300 | 0 | 18,300 |
| 2023 | 18,300 | 0 | 18,300 | 2023 | 18,300 | 0 | 18,300 |
| Annual average | 17,740 | 6,260 | 24,000 | Annual average | 17,740 | 8,910 | 26,650 |

Note

- (1) Case "A" 1984年から水道用水の取水を開始する場合
Case "B" 1999年から水道用水の取水を開始する場合
- (2) 年平均有効出力 (KW) は耐用年数を50年として平均したものである。

Fig. 7-3 Assumed Annual Effective Power of La Mica Project



LEGEND

- : Proper effective power in La Mica power plant
- : Additional effective power in Guangopolo, Cumbaya and Nayon power plant

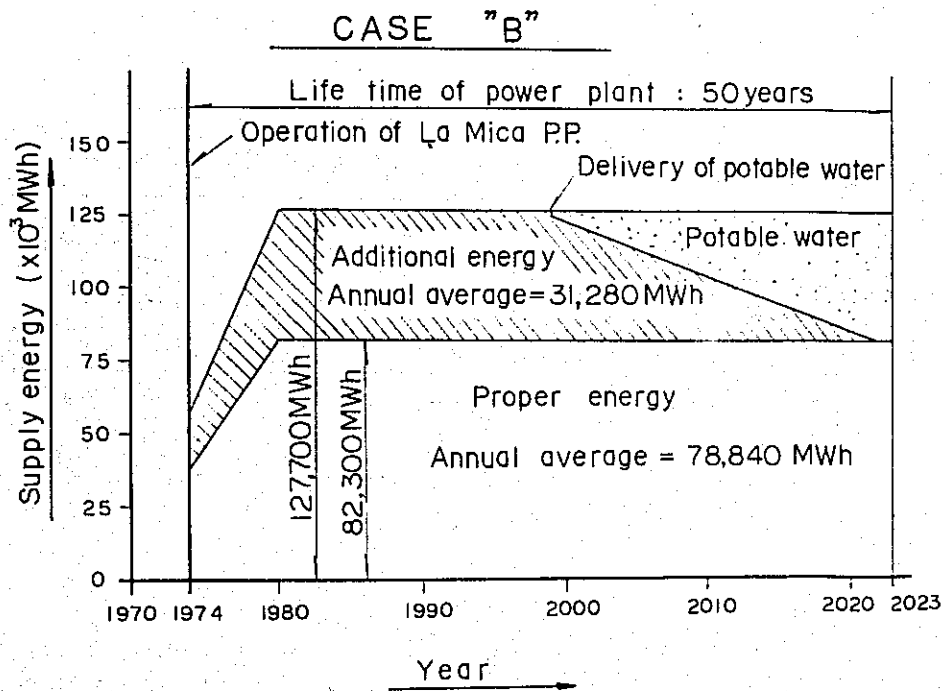
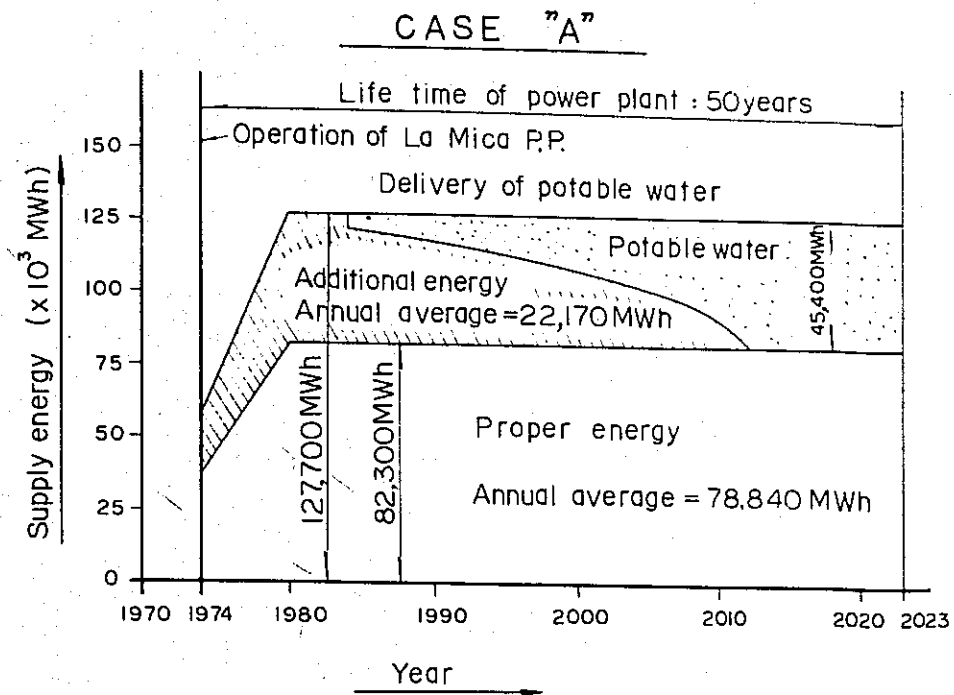
Table 7-9 Annual Effective Energy of La Mica Project

| Case "A" | | | | Case "B" | | | |
|----------------|----------------------|---------------------------|-------------|----------------|----------------------|---------------------------|-------------|
| Year | La Mica proper (KWh) | Down-stream benefit (KWh) | Total (MWh) | Year | La Mica proper (KWh) | Down-stream benefit (KWh) | Total (MWh) |
| 1974 | 36,880 | 20,350 | 57,230 | 1974 | 36,880 | 20,350 | 57,230 |
| 1975 | 46,080 | 25,420 | 71,500 | 1975 | 46,080 | 25,420 | 71,500 |
| 1976 | 51,560 | 28,450 | 80,010 | 1976 | 51,560 | 28,450 | 80,010 |
| 1977 | 56,070 | 30,930 | 87,000 | 1977 | 56,070 | 30,930 | 87,000 |
| 1978 | 59,610 | 32,880 | 92,490 | 1978 | 59,610 | 32,880 | 92,400 |
| 1979 | 70,760 | 39,040 | 109,800 | 1979 | 70,760 | 39,040 | 109,800 |
| 1980 | 82,300 | 45,400 | 127,700 | 1980 | 82,300 | 45,400 | 127,700 |
| 1981 | " | " | " | : | | | |
| 1982 | " | " | " | 1985 | 82,300 | 45,400 | 127,700 |
| 1983 | 82,300 | 45,400 | 127,700 | : | | | |
| 1984 | 82,300 | 39,700 | 122,000 | 1990 | 82,300 | 45,400 | 127,700 |
| : | | ∇ | ∇ | : | | | |
| 1990 | 82,300 | 35,600 | 117,900 | 1995 | 82,300 | 45,400 | 127,700 |
| : | | ∇ | ∇ | : | | | |
| 1995 | 82,300 | 30,800 | 113,100 | 1999 | 82,300 | 43,510 | 125,810 |
| : | | ∇ | ∇ | : | | ∇ | ∇ |
| 2000 | 82,300 | 25,100 | 107,400 | 2005 | 82,300 | 32,210 | 114,510 |
| : | | ∇ | ∇ | : | | ∇ | ∇ |
| 2005 | 82,300 | 18,900 | 101,200 | 2010 | 82,300 | 22,790 | 105,090 |
| : | | ∇ | ∇ | : | | ∇ | ∇ |
| 2010 | 82,300 | 10,200 | 92,500 | 2015 | 82,300 | 13,370 | 95,670 |
| : | | ∇ | ∇ | : | | ∇ | ∇ |
| 2012 | 82,300 | 0 | 82,300 | 2022 | 82,300 | 0 | 82,300 |
| : | | | | : | | | |
| 2023 | 82,300 | 0 | 82,300 | 2023 | 82,300 | 0 | 82,300 |
| Annual average | 78,840 | 22,170 | 101,010 | Annual average | 78,840 | 31,280 | 110,120 |

Note

- (1) Case "A" 1984年から水道用水を開始する場合
- (2) Case "B" 1999年から水道用水の取水を開始する場合
- (3) 年平均有効電力量は耐用年数を50年として平均したものである。

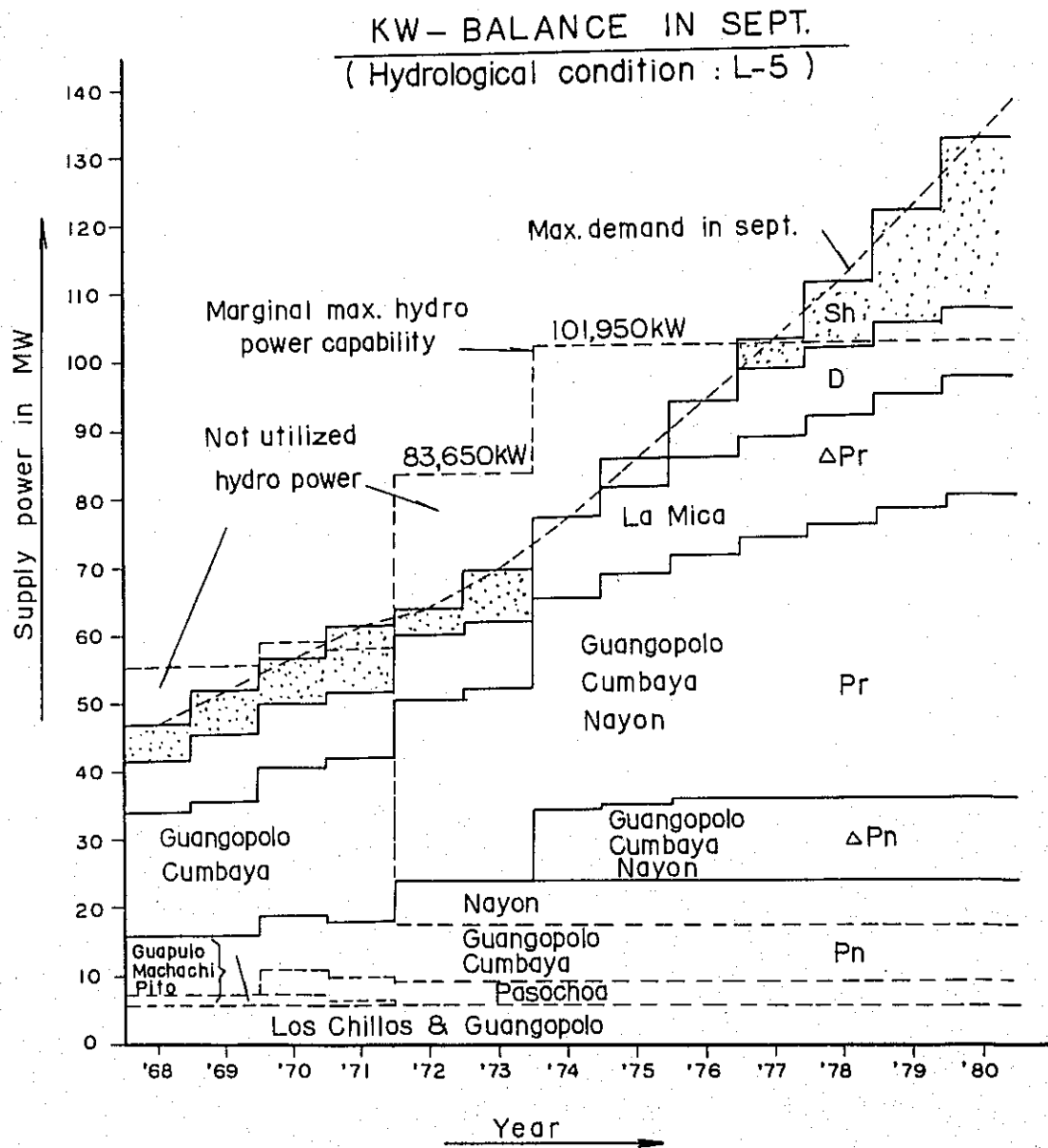
Fig. 7-4 Assumed Annual Effective Energy of La Mica Project



LEGEND

- : Proper energy in La Mica power plant
- : Additional energy in Guangopolo Cumbaya and Nayon power plant
- : Potable water

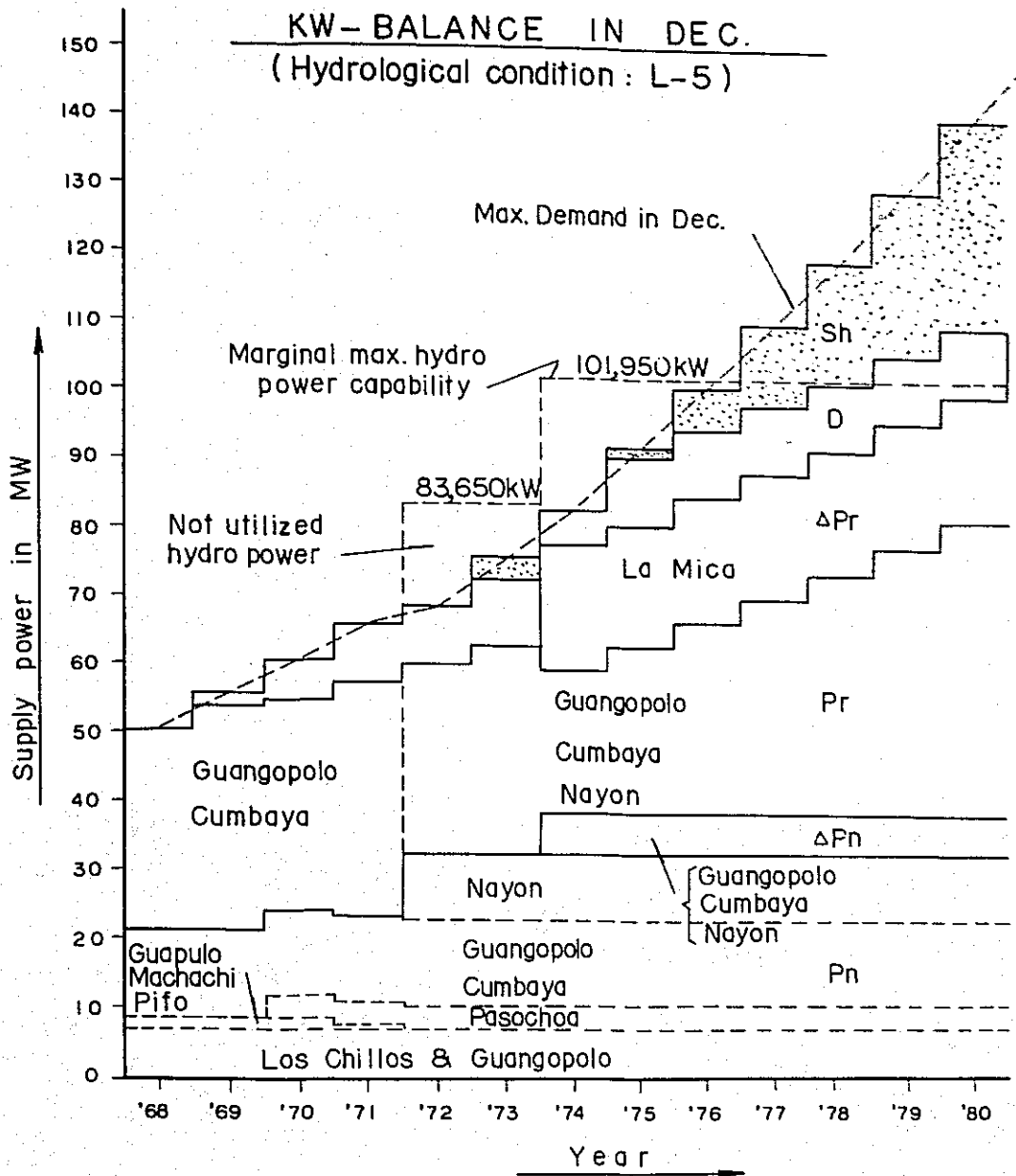
Fig. 7-5 Diagram of KW-Balance of EEQ's System in Sept.



LEGEND

- Pn : Natural flow output in existing power plant
- ΔPn : Additional output in existing power plant by La Mica project
- Pr : Regulated output in existing power plant
- ΔPr : Proper output of La Mica project
- D : Diesel output
- Sh : Shortage of KW-power

Fig. 7-6 Diagram of EEQ's System in Dec.



LEGEND

- Pn : Natural flow output in existing power plant
- ΔPn : Additional output in existing power plant by La Mica project
- Pr : Regulated output in existing power plant
- ΔPr : Proper output of La Mica project
- D : Diesel output
- Sh : Shortage of KW-power

7-4 La Mica 発電所運転開始後の需給バランス

3-3において述べた手法を用いてLa Mica 運開後の"EEQ"SA の電力系統内における渇水月(9月)および最大需用月(12月)におけるkWバランスを求めた。その結果はTable 7-10, Fig 7-5 および 7-6 に示す通りである。図から言えることは、1968年以來慢性的に生じている渇水月におけるkW-供給力の不足はLa Mica の投入で一挙に解消して、ディーゼルの供給力は完全に予備力化し、需給バランス上安定した状態となる。しかしながらこの状態は長く続かず1977年には再びkW供給力に不足を生じ始めることが予測される。また各年の渇水月および最大需用月における想定日負荷曲線にLa Mica 運開後のEEQの水力設備の供給能力を投入し、図化したものをFig 7-7 および 7-8 に示す。この図によるとLa Mica 発電所はRio San Pedro系の渇水月にはベース負荷部を受け持ち、その他の月(代表として12月)にはピーク負荷部をみたく役割をはたしていることがわかる。また、下流の3発電所(Guangopolo, Cumbaya および Nayon)における自流分電力量の増加は既設設備の発電能力の増加をもたらすのに役立っている。

Table 7-11 および Table 7-12 はそれぞれLa Mica 発電所運開後のkwh-バランスとEEQの水力設備の有効発生電力量を示している。これらのTABLEを図化すればFig 7-9となる。この図から明らかなようにLa Mica 発電所運転の初年度(1974年)においてはkwh-需用の殆んどは水力で受け持っておりディーゼルの運転は最大需用月の11月、12月にとどまっている。従って渇水期(7月、8月、9月および10月)における水力のkwh供給力はLa Mica 発電所の完成により大巾に増加し、需給バランス上、最も苛酷な状態を生ずる月は従前の渇水月(9月)から最大需用月(12月)に移行していることがわかる。

La Mica 発電所は季節的な調節が可能である意味において需給上極めて効果的な発電所でEEQの系統全体の需要が増大するにつれてその機能をフルに発揮し"EEQ"SA 系統内の中心的発電所になるであろう。

Table 7-10 Demand and Supply Capability
Hydrological condition : L - 5

| | September | | | | | December | | | | |
|--|-----------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|
| | 1972 | 1974 | 1976 | 1978 | 1980 | 1972 | 1974 | 1976 | 1978 | 1980 |
| Max Demand (KW) (1) | 63,700 | 77,000 | 93,800 | 110,900 | 131,400 | 68,500 | 82,800 | 100,900 | 119,300 | 140,900 |
| Hydro Capability | | | | | | | | | | |
| Natural flow (KW) | 23,680 | 34,400 | 35,950 | 35,950 | 35,950 | 32,560 | 38,350 | 38,350 | 38,350 | 38,350 |
| Regulated flow (KW) | 26,770 | 42,600 | 50,710 | 56,810 | 63,120 | 27,790 | 39,460 | 46,360 | 53,370 | 61,580 |
| Total(KW) (2) | 50,450 | 77,000 | 86,660 | 82,760 | 99,070 | 60,350 | 77,810 | 84,710 | 91,720 | 99,930 |
| (3) = (1) - (2) | -13,250 | 0 | -7,140 | -18,140 | -32,330 | -8,150 | -4,990 | -16,190 | -27,580 | -40,970 |
| Diesel Power(KW) (4) | 9,800 | 0 | 7,140 | 9,800 | 7,800 | 8,150 | 4,990 | 9,800 | 9,800 | 9,800 |
| Shortage of capability (KW) (5) = (3) - (4) | -3,450 | 0 | 0 | -8,340 | -22,530 | 0 | 0 | -6,390 | -17,780 | -31,170 |
| Marginal max. hydro capability (KW) (6) | 83,650 | 101,950 | 101,950 | 101,950 | 101,950 | 83,650 | 101,950 | 101,950 | 101,950 | 101,950 |
| Idle output (KW) (7) = (6) - (2) | 33,200 | 24,950 | 16,310 | 9,190 | 2,250 | 23,300 | 24,140 | 17,240 | 10,230 | 2,020 |

Fig. 7-7 Diagram of KW-Balance of EEQ's System in Sept.

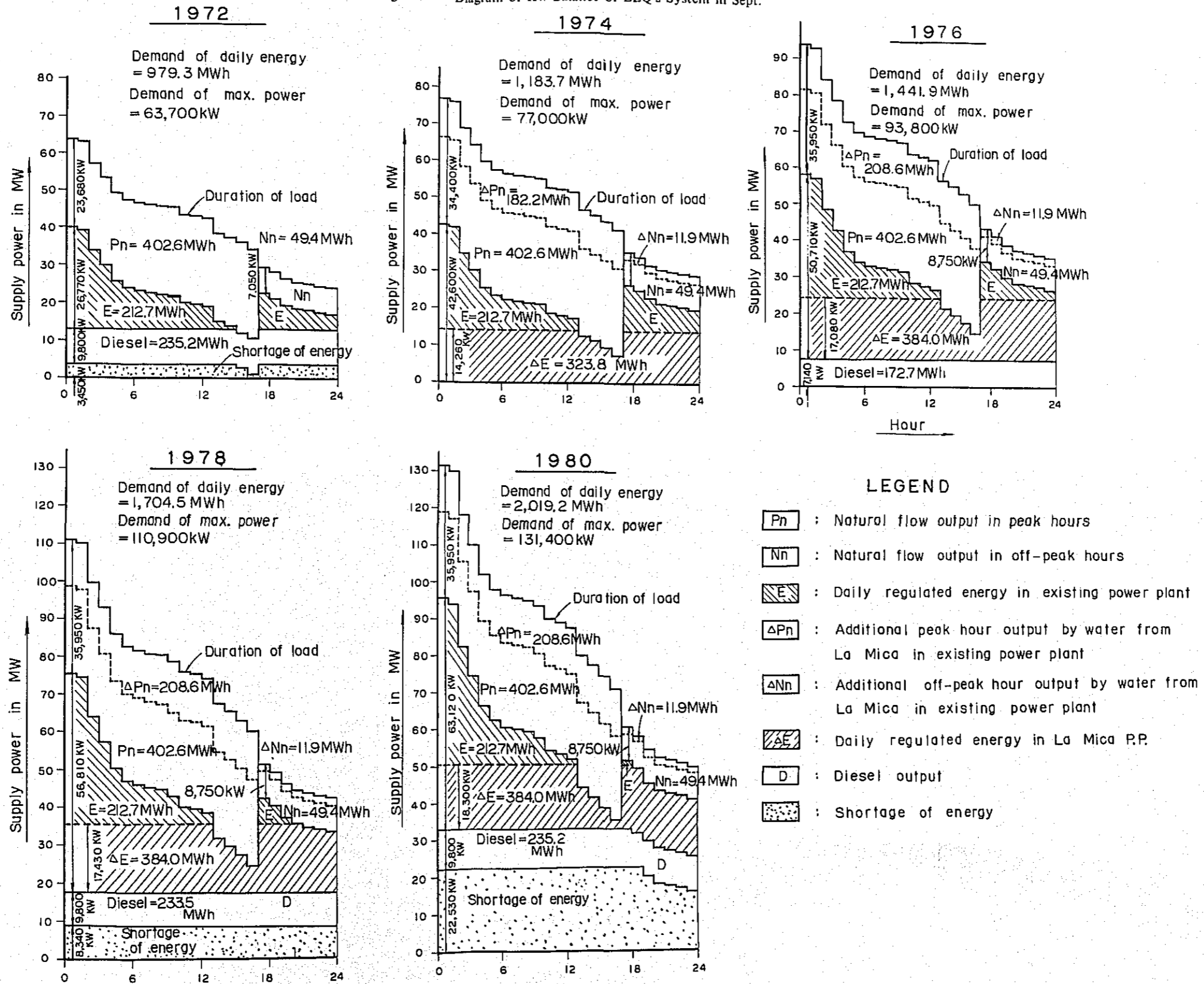


Fig. 7-8 Diagram of KW-Balance of EEQ's System in Dec.

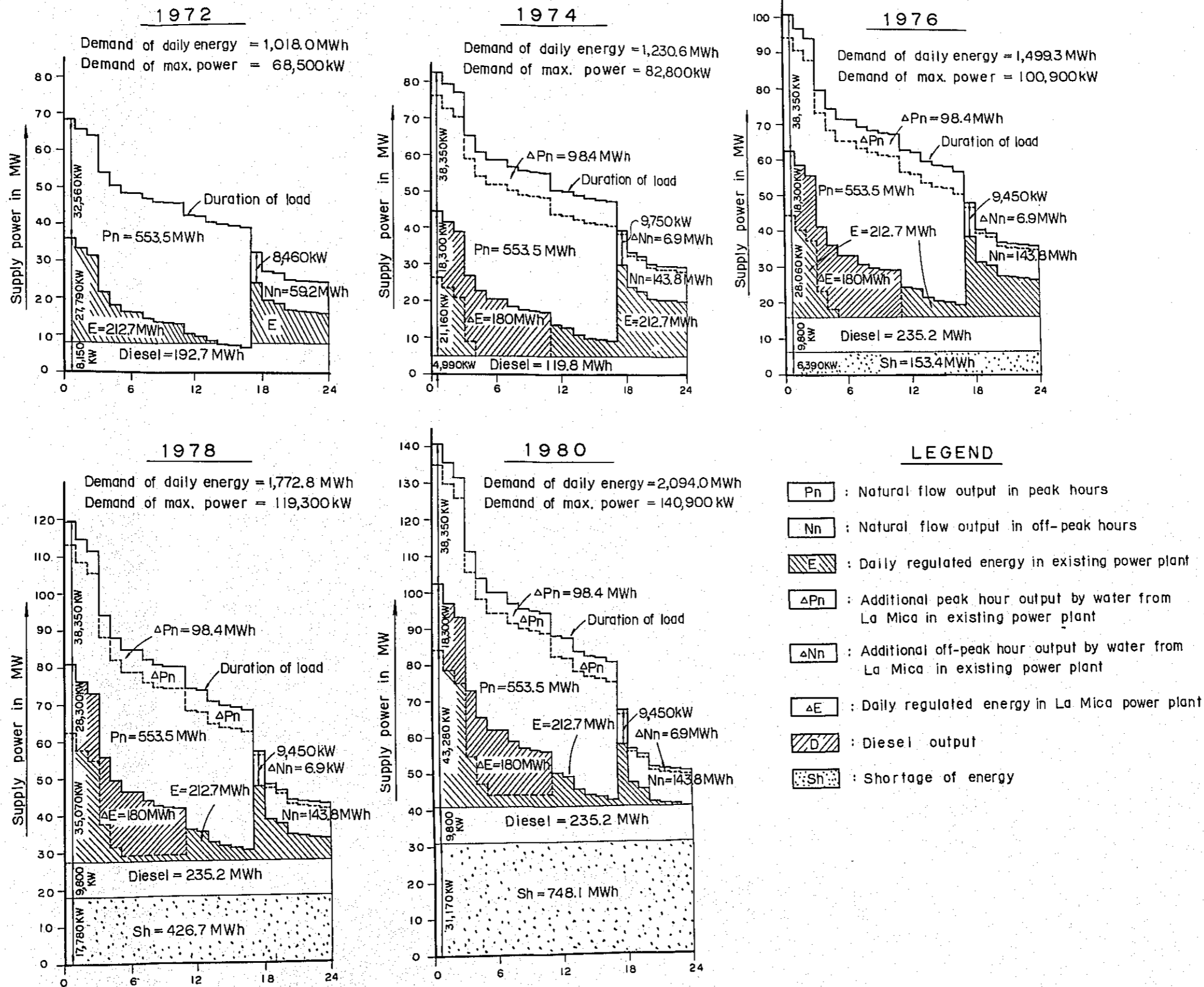


Table 7-11 Balance of Energy Demand in EEQ's System
(After Completion of La Mica Project)

Unit: MWh

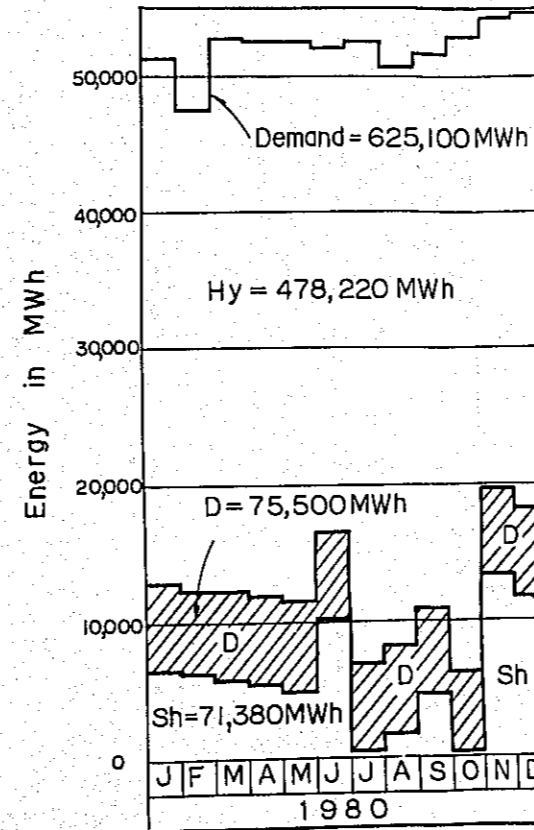
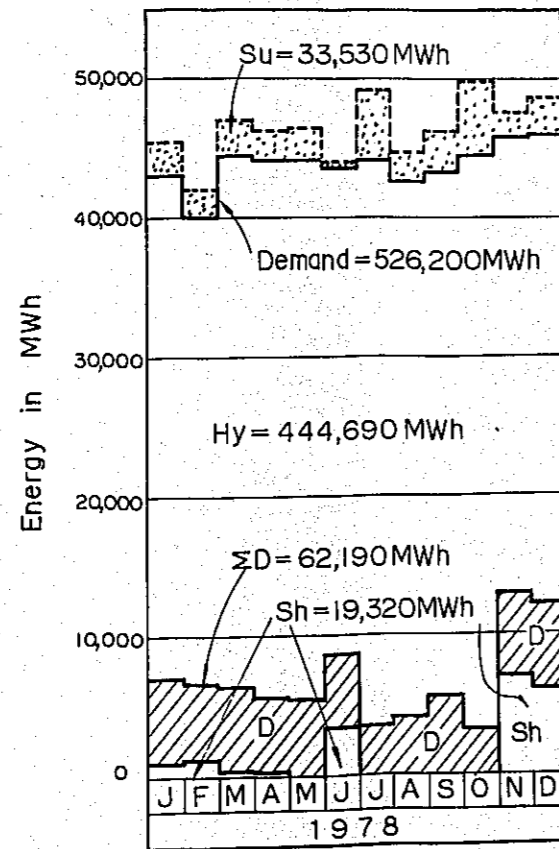
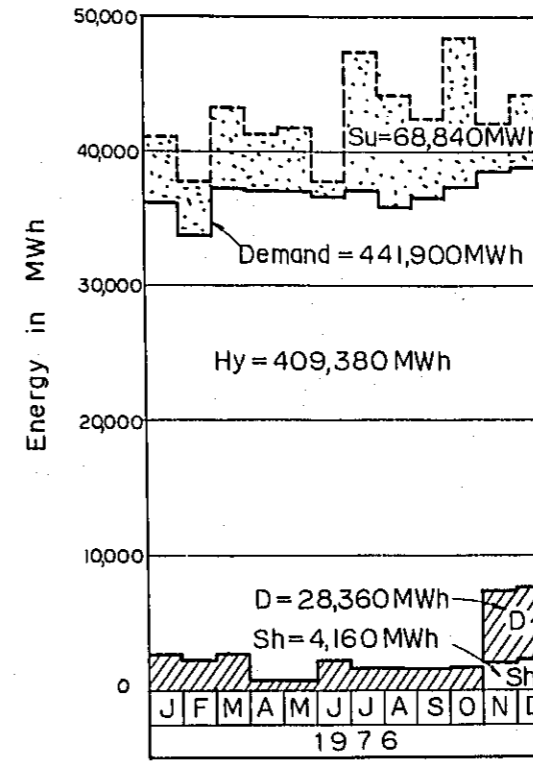
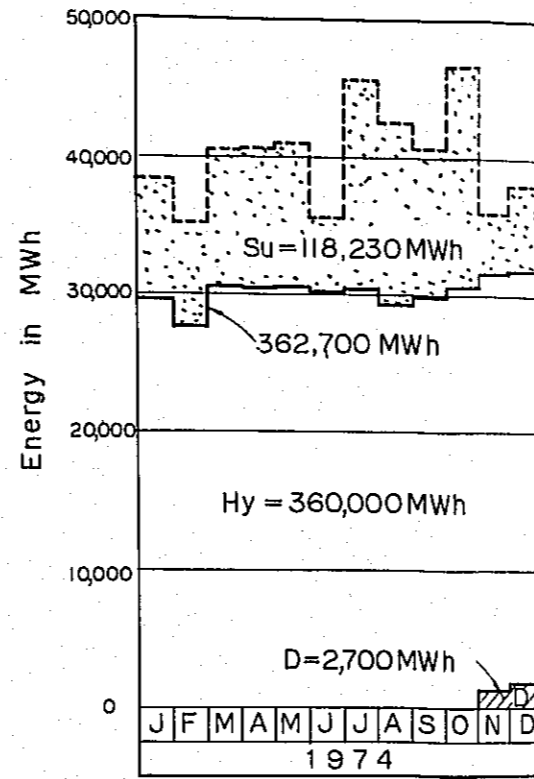
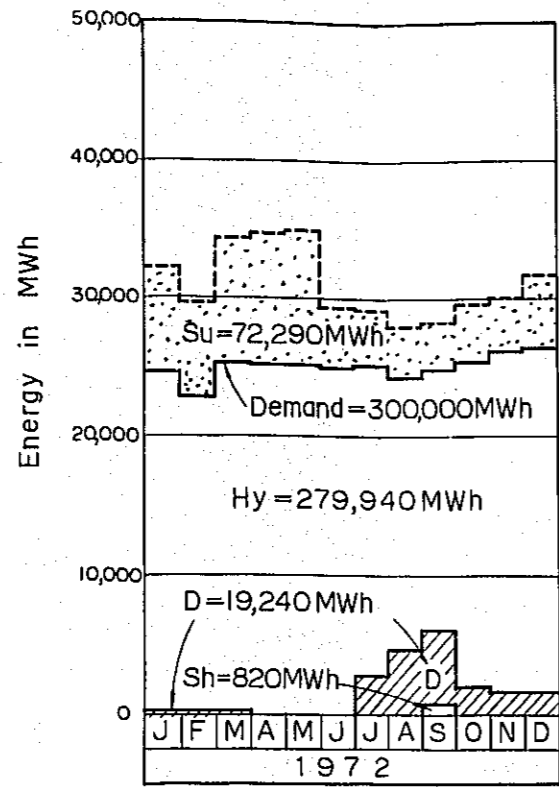
| Year | 1972 | | | | | 1974 | | | | | 1976 | | | | | 1978 | | | | | 1980 | | | | |
|--------|---------|------------------------|---------------|----------|---------|------------------------|---------------|----------|---------|------------------------|---------------|----------|---------|------------------------|---------------|----------|---------|------------------------|---------------|----------|--------|------------------------|---------------|----------|--|
| | Demand | Effective Hydro Energy | Diesel Energy | Shortage | Demand | Effective Hydro Energy | Diesel Energy | Shortage | Demand | Effective Hydro Energy | Diesel Energy | Shortage | Demand | Effective Hydro Energy | Diesel Energy | Shortage | Demand | Effective Hydro Energy | Diesel Energy | Shortage | Demand | Effective Hydro Energy | Diesel Energy | Shortage | |
| Jan. | 24,600 | 24,260 | 340 | 0 | 29,700 | 29,700 | 0 | 0 | 36,200 | 33,630 | 2,570 | 0 | 43,100 | 36,030 | 6,110 | 960 | 51,300 | 38,420 | 6,420 | 6,460 | | | | | |
| Feb. | 22,800 | 22,490 | 310 | 0 | 27,600 | 27,600 | 0 | 0 | 33,600 | 31,280 | 2,320 | 0 | 40,000 | 33,290 | 5,500 | 1,210 | 47,500 | 35,300 | 5,780 | 6,420 | | | | | |
| Mar. | 25,300 | 24,960 | 340 | 0 | 30,600 | 30,600 | 0 | 0 | 37,300 | 34,730 | 2,570 | 0 | 44,500 | 38,050 | 6,110 | 340 | 52,800 | 40,610 | 6,420 | 5,770 | | | | | |
| Apr. | 25,200 | 25,200 | 0 | 0 | 30,500 | 30,500 | 0 | 0 | 37,100 | 36,470 | 630 | 0 | 44,200 | 38,560 | 5,340 | 300 | 52,500 | 40,620 | 6,390 | 5,490 | | | | | |
| May | 25,200 | 25,200 | 0 | 0 | 30,500 | 30,500 | 0 | 0 | 37,100 | 36,450 | 650 | 0 | 44,200 | 38,730 | 5,470 | 0 | 52,500 | 41,000 | 6,580 | 4,920 | | | | | |
| June | 24,900 | 24,900 | 0 | 0 | 30,100 | 30,100 | 0 | 0 | 36,700 | 34,500 | 2,200 | 0 | 43,700 | 34,940 | 5,340 | 3,420 | 51,900 | 35,370 | 6,390 | 10,140 | | | | | |
| July | 25,200 | 22,370 | 2,830 | 0 | 30,500 | 30,500 | 0 | 0 | 37,100 | 35,410 | 1,690 | 0 | 44,200 | 40,710 | 3,490 | 0 | 52,500 | 45,700 | 6,360 | 440 | | | | | |
| Aug. | 24,300 | 19,660 | 4,640 | 0 | 29,400 | 29,400 | 0 | 0 | 35,800 | 34,110 | 1,690 | 0 | 42,600 | 38,460 | 4,140 | 0 | 50,600 | 42,490 | 6,360 | 1,750 | | | | | |
| Sept. | 24,800 | 18,730 | 5,250 | 820 | 29,900 | 29,900 | 0 | 0 | 36,500 | 34,860 | 1,640 | 0 | 43,400 | 37,820 | 5,580 | 0 | 51,600 | 40,770 | 6,170 | 4,660 | | | | | |
| Oct. | 25,300 | 23,250 | 2,050 | 0 | 30,600 | 30,600 | 0 | 0 | 37,300 | 35,610 | 1,690 | 0 | 44,500 | 41,330 | 3,170 | 0 | 52,800 | 46,740 | 5,750 | 310 | | | | | |
| Nov. | 26,100 | 24,390 | 1,710 | 0 | 31,600 | 30,270 | 1,330 | 0 | 38,500 | 31,180 | 5,270 | 2,050 | 45,800 | 32,930 | 5,880 | 6,990 | 54,400 | 34,680 | 6,340 | 13,380 | | | | | |
| Dec. | 26,300 | 24,530 | 1,770 | 0 | 31,700 | 30,330 | 1,370 | 0 | 38,700 | 31,150 | 5,440 | 2,110 | 46,000 | 33,840 | 6,060 | 6,100 | 54,700 | 36,520 | 6,540 | 11,640 | | | | | |
| Annual | 300,000 | 279,940 | 19,240 | 820 | 362,700 | 360,000 | 2,700 | 0 | 441,900 | 409,380 | 28,360 | 4,160 | 526,200 | 444,690 | 62,190 | 19,320 | 625,100 | 478,220 | 75,500 | 71,380 | | | | | |

Table 7-12 Monthly Effective Energy of Hydro Power Plant in EEQ's System
(After Completion of La Mica Project)

Unit: MWh

| Year | 1972 | | | 1974 | | | 1976 | | | 1978 | | | 1980 | | |
|--------|---------------------------|---------------------------|-------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------|
| | Available Hydro Energy Hd | Effective Hydro Energy Hl | Surplus Energy So | Available Hydro Energy Hd | Effective Hydro Energy Hl | Surplus Energy So | Available Hydro Energy Hd | Effective Hydro Energy Hl | Surplus Energy So | Available Hydro Energy Hd | Effective Hydro Energy Hl | Surplus Energy So | Available Hydro Energy Hd | Effective Hydro Energy Hl | Surplus Energy So |
| Jan. | 31,900 | 24,260 | 7,640 | 38,420 | 29,700 | 8,720 | 38,420 | 33,630 | 4,790 | 38,420 | 36,030 | 2,390 | 38,420 | 38,420 | 0 |
| Feb. | 29,450 | 22,490 | 6,960 | 35,300 | 27,600 | 7,700 | 35,300 | 31,280 | 4,020 | 35,300 | 33,290 | 2,010 | 35,300 | 35,300 | 0 |
| Mar. | 34,080 | 24,960 | 9,120 | 40,610 | 30,600 | 10,010 | 40,610 | 34,730 | 5,880 | 40,610 | 38,050 | 2,560 | 40,610 | 40,610 | 0 |
| April | 34,650 | 25,200 | 9,450 | 40,620 | 30,500 | 10,120 | 40,620 | 36,470 | 4,150 | 40,620 | 38,560 | 2,060 | 40,620 | 40,620 | 0 |
| May | 34,840 | 25,200 | 9,640 | 41,000 | 30,500 | 10,500 | 41,000 | 36,450 | 4,550 | 41,000 | 38,730 | 2,270 | 41,000 | 41,000 | 0 |
| June | 29,410 | 24,900 | 4,510 | 35,370 | 30,100 | 5,270 | 35,370 | 34,500 | 870 | 35,370 | 34,940 | 430 | 35,370 | 35,370 | 0 |
| July | 26,500 | 22,370 | 4,130 | 45,700 | 30,500 | 15,200 | 45,700 | 35,410 | 10,290 | 45,700 | 40,710 | 4,990 | 45,700 | 45,700 | 0 |
| Aug. | 23,300 | 19,660 | 3,640 | 42,500 | 29,400 | 13,100 | 42,490 | 34,110 | 8,380 | 42,490 | 38,460 | 4,030 | 42,490 | 42,490 | 0 |
| Sept. | 22,200 | 18,730 | 3,470 | 40,770 | 29,900 | 10,870 | 40,770 | 34,860 | 5,910 | 40,770 | 37,820 | 2,950 | 40,770 | 40,770 | 0 |
| Oct. | 27,550 | 23,250 | 4,300 | 46,740 | 30,600 | 16,140 | 46,740 | 35,610 | 11,130 | 46,740 | 41,330 | 5,410 | 46,740 | 46,740 | 0 |
| Nov. | 28,360 | 24,390 | 3,970 | 34,680 | 30,270 | 4,410 | 34,680 | 31,180 | 3,500 | 34,680 | 32,930 | 1,750 | 34,680 | 34,680 | 0 |
| Dec. | 29,990 | 24,530 | 5,460 | 36,520 | 30,230 | 6,190 | 36,520 | 31,150 | 5,370 | 36,520 | 33,840 | 2,680 | 36,520 | 36,520 | 0 |
| Annual | 352,230 | 279,940 | 72,290 | 478,230 | 360,000 | 118,230 | 478,220 | 409,380 | 68,840 | 478,220 | 444,690 | 33,530 | 478,220 | 478,220 | 0 |

Fig. 7-9 Balance of Energy Demand in EEQ's System



REGEN

- Su Surplus energy
- Hy Hydro energy
- D Diesel energy
- Sh Shortage

第 8 章 予 備 設 計

| | |
|---------------------------|-----|
| 8-1 設 計 | 110 |
| 8-1-1 土 木 構 造 物 | 110 |
| 8-1-2 発 変 電 設 備 | 113 |
| 8-1-3 送 電 設 備 | 114 |
| 8-1-4 主 要 諸 元 | 116 |
| 8-2 工 事 工 程 お よ び 施 工 方 法 | 120 |
| 8-2-1 工 事 工 程 | 120 |
| 8-2-2 施 工 方 法 | 123 |

第8章 予備設計

8-1 設計

8-1-1 土木構造物

La Mica 発電所の主要構造物はダム、取水口、トンネル、開きよ、調整池、水圧管路、発電所補助取水設備などである。

(1) ダム (La Mica 貯水池)

La Mica 貯水池は自然湖の Laguna Micacocha (満水位: 3.900 m , 湛水面積: 2.09 km^2 , 最大水深: 約 15 m , 火山活動によるせき止め湖) を利用し, その出口部の Desaguadero 地点にダムを築造し, Laguna Mica 湖面を 4 m , 嵩上げて年間調整するための貯水容量: ($21,000,000\text{ m}^3$) を得るものである。ダムは, 技術的, 経済的検討の結果 Mica 湖に最も近いせき止め台地付近の Desaguadero 地点 (A 地点) を選んだ。(Appendix-II 参照) La Mica ダムは現地付近で容易に得られる土質材料を利用した均一型アースフィルダムとし法面勾配は上流 $1:3$, 下流 $1:2.5$, $1:3$ とし堤体内下流側にはドレーンを設けて浸潤線を低下させることにした。またダム上流面は, Riprap で保護する。詳細設計に当たっては, 材料のほか基礎地盤の諸性質を十分把握しておくことが必要である。

ダム天端は, 巾 6.00 m とし道路として利用する。

ダムの主要諸元はダム高 12.00 m , ダム体積 $55,000\text{ m}^3$, ダム天端長 415.00 m であり, 平均ダム高は 6.30 m で, 高さ 12.00 m の部分は, わずか 10.00 m の区間のみである。

洪水吐は, 横越流型シュート式 (容量 $30\text{ m}^3/\text{S}$) としダム左岸に設ける。設計洪水量は, $30\text{ m}^3/\text{S}$ であり, 洪水は 1 m のサーチャージによってコンクリートせきの天端を Over Flow させ, 下流に放流することが可能である。

(2) 取水口

取水口は, 導水路への取付を考慮してダム左岸に設置する。

その構造は, 貯水池の利用水深が 9.5 m であり, その低水位が自然湖の満水位以下 5.5 m であること, したがって, 1部水中施工が必要であること等を考慮し, Drawing の設計とした。呑口には, スクリーンをもうけ, トンネル内に, エネルギーを減殺し, 流量をコントロールするバルブを設置する。なおトンネル呑口上流部には, バルブの修理点検用のゲートを設置する。なおバルブ室への Access には堅坑を使用するものとする。

(3) 本水路

取水口より Tablon Alto 地点に設ける調整池 (Head Tank 兼用) まで最大 $4.5\text{ m}^3/\text{S}$ の水量を導水するためにトンネル, 開渠カルバートの組合せで水路を設

ける。本水路の延長は27,410mであり、トンネル総延長約5,223m、開渠総延長22,907mカルバート総延長330mとなる。

(3)-1 トンネル

トンネルは、無圧式とし、勾配は水理上、施工上の問題点を考慮して1/1500～1/600(0.067～0.17%)の範囲で検討した結果、勾配は1/800(0.125%)断面は上部半円、下部短形の全巻立断面とインバートのみを巻立てる断面の2種類を採用した。主要諸元は、全巻断面の場合高さ2.00m、巾1.80mインバートのみ巻立断面の場合は高さ2.20m、巾2.84mである。このうち全巻断面は、地質条件を考慮して、全トンネル長の30%区間に適用し残り70%は無巻立断面の適用可能と推定した。又最長トンネルは東アンデス山脈を横断する部分に設けるNo.2トンネルであり延長2,950mである。

(3)-2 開渠及びカルバート

水路の大部分(約84%)は開渠である。断面は水路ルートが丘陵地帯であるので、建設が容易であり、しかも工事費が安価(m当たりトンネルに比して3.1%ですむ)である台形断面とした。底巾1.20m側面勾配1:1水路勾配1/1,500, 0.067%を採用した。開渠表面には法面の保護のため、練石張りとし、開渠底部には、ドレンを設けるものとした。これらCanalの一部は、湿地帯を通過しなければならないがこの区間では排水工を完備させるとともに部分的に良質の土質材料と置き換えて基礎を安定させるものとする。一方水路は11ヶ所の谷川を渡る必要があるがこれらの横断部にはDrawing-11に示すようなCulvertを採用することにした。なお本水路は牧場(Hacienda)の中心部を通るので牧場運営に支障を来たさない様に必要に応じてコンクリートあるいは木製の渡り橋を設けることが必要である。また水路の両側には柵を設けて動物による事故の発生を防ぐものとした。

(4) 調整池(Head Tank兼用)

水路の終端、水圧管路始点となるTablon Alto台地に調整池を設ける。これは次の理由によるものである。

(i) La Mica貯水池よりHead Tankまで27.4mの水路を、所要の流量が到達するのに約8時間必要である。

したがってLa Mica貯水池の放流操作と電力負荷から要求される発電所の運転に時間差の生ずる心配がある。

(ii) 流入量と発電に使用する水量との間に微小時間に生ずる誤差を調整する必要がある。

(iii) 運転用員による誤操作に対応する必要がある。

以上の条件をみたすのに必要な調整池容量は、電力系統内で想定される負荷形

状 (Fig 3-2 参照), 種々変化する月間平均使用水量と, これに応ずる運転状況から検討した結果 $25,000\text{ m}^3$ の容量が必要であるとの結論を得た。この容量に対し, 構造上の安定を考慮した結果利用水深を 2.5 m とし, 巾 40 m , 長さ約 250 m の池を築造することにした。(Drawing-12 参照)

水圧鉄管始点付近の Tablon Alto 地点は, 平坦な台地であり地形, 地質共に絶好の良条件と考えられるので, この地点に調整池を設けることにした。また構造形式は La Mica の水が沈砂ずみの澄んだ状態にあることを考慮して沈砂の掃除作業が頻繁に生ずることはないものと判断し, 単室式を採用し, 極めて単純な型式として工事の容易化を計り合せて経済性に注意して設計した。なお付帯設備として余剰水を Qda. de Secas に放流するための越流型余水吐 (容量 $4.5\text{ m}^3/\text{S}$) を, また調整池の入口, 出口にはゲートを設備する。また La Mica 発電所が電力系統内に占める比重の高いことを考慮し, 排砂作業中においても発電所の全機能を停止することのないように山側にバイパス水路を設けるものとした。調整池の内面はソイル・セメントで保護し, 部分的に石張りを施工する。土砂吐設備は, 調整池内に土砂止めの潜りせきを設け底勾配をつけ土砂の除去作業を容易ならしめる構造とする。土砂は調整池内より Culvert 水路により余水吐に連絡させ流下させる。本調整池付近の地質は Chapter-6 で述べた如く, 表層部は風化し, 黒色火山灰質の $3\sim 4\text{ m}$ の層でおおわれているので, 構造物を設置する場合, この部分を取除き, 安定した土質基礎の上に設置する必要がある。また盛土による基礎部は良質の材料を選定し, 良く突きかためて安定した状態にした上, 更に十分確実な排水設備を設ける必要がある。

(5) 水 圧 管 路

水圧管路は調整池 (Head Tank 兼用) と発電所間の地形を考慮した上, 最短距離で結び, 施工も容易となるような単純な配置とした。また鉄管本数については検討の結果経済的に有利な 1 条案を採用した。水圧管路の補修, とくに内側のペイントぬりかえについては La Mica の水がきれいであり, 摩耗による破損の進行する心配もないので, 補修の回数も極めて少ないものと推定されるので問題はない。鉄管は経済性検討を行ない, 呑口内径 1.60 m , 平均 1.30 m , 終端内径 1.00 m とした。延長は約 $2,600\text{ m}$ である。また鉄管は地形からみて, 地上に設ける露出式とし, 平均勾配 12° で極めて緩なものである。発電所取付部は勾配 40° であるが, その区間はわずかであるがアンカブロックは最長 150 m 間隔に設け, 支承形式はリングガード型式を採用し, 継手は電気溶接によるものとする。ドレッサージョイントによるものについても比較検討したが最大水圧値, 耐久性, 信頼性を考慮し, 電気溶接を採用した。鉄管の内径 (Dia= $1.60\sim 1.00\text{ m}$) の適用は輸送を考慮して " 入れ子 " (管径の大きいものの中に小さいものを入れること) 運搬を可能

なように配慮してある。鉄管材料は最大内径がかなり高くなるが内径が小さいため普通鋼（SM41）を使用しても最大管厚25mmであり、電気溶接効率の高い施工容易な普通鋼が採用可能である。水圧管下部には、2台のペルトン水車に接続するために発電所内にT型分岐を設け発電所、基礎コンクリートに固定するものとした。なお鉄管呑口部には制水ゲートを設け必要に応じて、鉄管補修、その他の事故に対処する。

(6) 発電所

発電所の型式は地形、地質条件から見て、地上、屋内式を採用する。その位置は、検討の結果、地形、地質条件Rio Pita取水ダム（水道用）の位置、放水水位等から見て最も適当と思われるDrawing-14に示すOda, El Carmen地点に選んだ。本地点は発電単独運転を行なう場合も放流水をOd. El Carmenを通してRio Pitaに流入させ、下流発電所群で使用が可能な条件にある。また道路条件もよく発電所地点まで容易に取り付くことが可能であり多少の改良で直ぐ工事用として利用出来る。本発電所はペルトン水車、横軸発電機、各々2台の機器と付属設備から構成され、建屋面積約540㎡（19.0m×28.5m）が必要である。発電所基礎はChapter-6の“発電所の地質”で述べた如く凝灰岩の地層上に設けるが設計荷重が比較的小さいので十分安全であると判断した。建屋は鉄骨構造とし、水車発電機室、配電盤室、事務室などの必要な部屋を備えるものとする。また建屋の直ぐ裏側に主変圧器を配置し、開閉所も発電所に隣設して設け、全体としてコンパクトになるように配置した。山側の掘削法面高は15～20mに及ぶ部分もあるが地質に応じて石張り工で補強することにし、特に排水溝を完備させる。

本発電所地点のOd. El Carmenは、流域も小さく大きな洪水の危険もないので特に洪水に対する防護設備を設ける必要はないが、発電所前面に放水路と平行して、谷川の流入水および洪水を処理するためのバイパス水路を設けるものとする。

更に発電所の放水路に水道用取水設備および放流水調整のためのゲート設備を設ける。

8-1-2 変電設備

La Mica発電所はCHAPTER-7で述べた通り主機は9500KWの水車と発電機10,000KVA各々2台となる。水車1台当りの最大使用水量は2,25m³/Sであり、しかも有効落差が496.5mと高落差であるためその設計条件はペルトン水車の適用範囲となる。その他の形式を採用することは技術的にみて無理が多いのでLa Mica発電所の場合水車はペルトン形式とした。更にペルトン水車のノズル数を2ノズルとし回転数を高くすることにより発電機の工事費の節減を計った。水車および発電機は小容量であること、回転数が600rpmであること、保守点検上の問題などを考慮して横軸とした。機器の配置については据付および保守運転に使

利なように配置し、全体としてできるだけコンパクトになるよう努力した。主要変圧器の台数についてはLa Mica発電所が“EEQ”SAの電力系統において重要な役割を果すものであり、系統内の電力需給の信頼度向上を計るためにもユニットシステムを採用し2台とした。また予備電源として小型ジーゼル発電機を1台設置し所内変圧器の事故による非常事態に備えることにした。発電所に隣接して設けた屋外変電所には46kVしゃ断器を設置しLa Mica-Guangopolo間の送電線の事故に備える設計とした。また主要変圧器および屋外開閉機器を雷撃から保護するため鉄構頂部に架空地線を設けるなど耐雷設計に十分留意した。

以上の結果La Mica発電所の単線結線図はDraining-18に示す通りとなった。

8-1-3 送電設備

La Mica発電所で発生した18.3MW電力はGuangopolo昇圧変電所を経由してキトー市の南変電所に送電される。

La MicaよりGuangopolo昇圧変電所までの亘長2.5kmの46kV, 1cctの新設送電線のルートは建設および保守上の便および経過地の家屋密度などを考慮し、既設の道路沿いに選定し、できるだけ短距離で結ぶべく配慮した。送電線の経過地は標高約3,000mの地帯になるので送電線の設計に当り、空気密度の低下に対する絶縁耐力の増加を考慮した。

電線の太さはTABLE 8-1に示すように年間の電力損失と年間経費の経済比較を行ないその結果、最少値の200mm²ACSRに決定した。

TABLE 8-1 年間送電損失と年間経費の比較

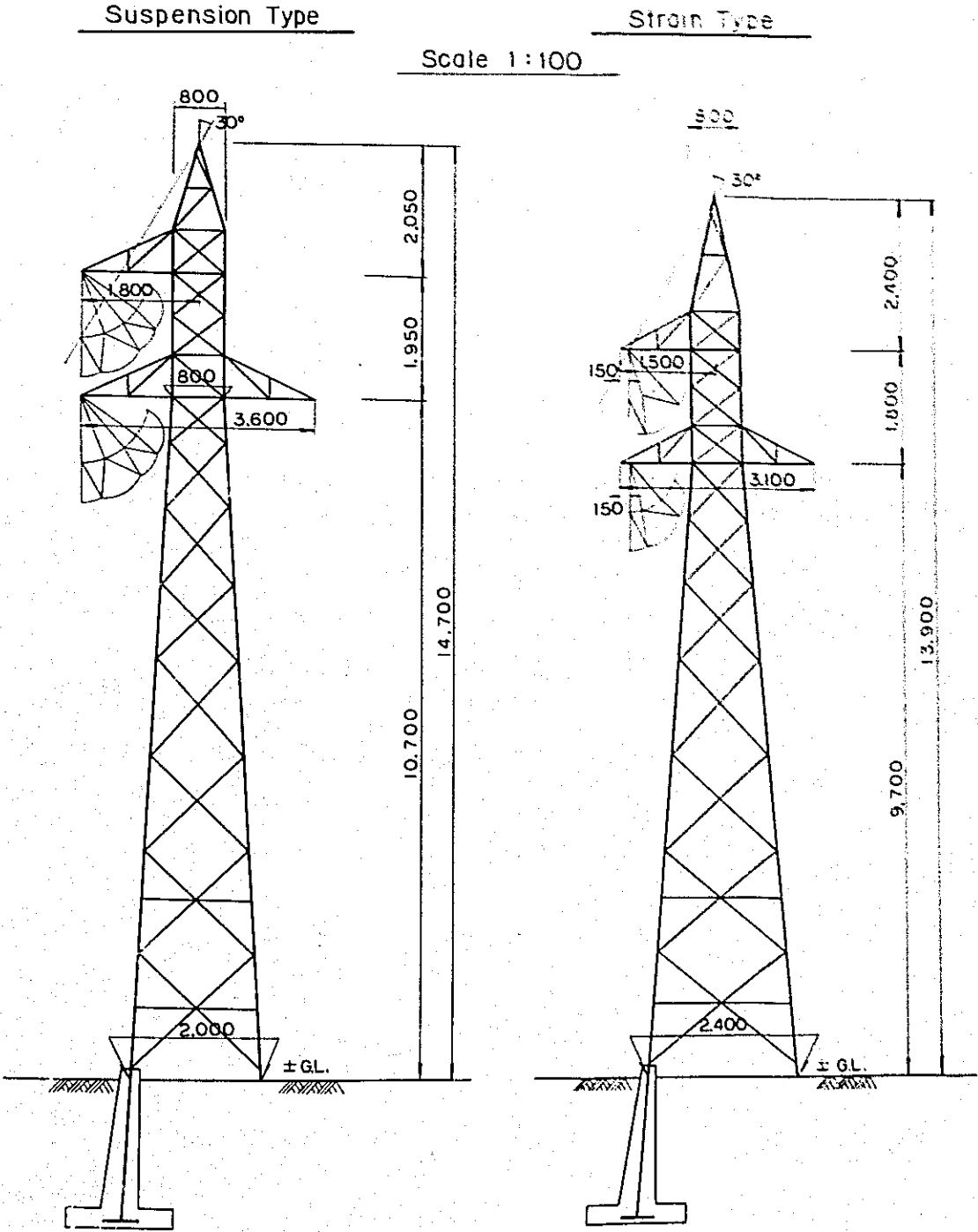
Unit: Sucre

| 電線の種類 | 120mm ² ACSR | 160mm ² ACSR | 200mm ² ACSR | 240mm ² ACSR |
|--------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 年間送電損失 | 660,000 | 510,000 | 410,000 | 340,000 |
| 年間経費 | 510,000 | 560,000 | 640,000 | 740,000 |
| 合計 | 1,170,000 | 1,070,000 | 1,050,000 | 1,080,000 |

送電線の支持物は三角配列自立形一回線鉄塔とし標準径間は200mとした。雷防護のため鉄雷頂部に38mm亜鉛メッキ銅より線1条をもうけ架空地線の遮蔽角が30°以下になるようにした。また鉄塔から線路への逆閃絡を防止するため埋設地線を設け接地抵抗を低くとった。

Fig 8-1に代表的な一回線鉄塔を示す。

Fig. 8-1 Typical Steel Tower



8-1-4 主要諸元

La Mica発電所および送電線の主要諸元は次の通りである。

A 土木構造物 (Hydraulic Structure)

(1) 貯水池

| | |
|-------|---------------------------|
| 有効貯水量 | 21,000,000 m ³ |
| 満水位 | 3,904 m |
| 低水位 | 3,894.50 m |
| 利用水深 | 9.50 m |

(2) №1取水設備 №1

取水ダム (コンクリート・ダム)

| | |
|-------|--------------------|
| ダム高 | 6.20 m |
| ダム天端長 | 19.00 m |
| ダム体積 | 450 m ³ |

水路 (開渠)

| | |
|------|-----------------------|
| 通水量 | 1.8 m ³ /S |
| 断面台形 | |
| 底巾 | 1.20 m |
| 側面勾配 | 1:1 |
| 水路勾配 | 0.14% |

(3) №2取水設備

№2

取水ダム (コンクリート・ダム)

| | |
|-------|--------------------|
| ダム高 | 7.20 m |
| ダム天端長 | 19.0 m |
| ダム体積 | 620 m ³ |

通水量 2.7 m³/S

断面：台形

底巾 1.20 m

側面勾配 1:1

水路勾配 0.14%

(4) 主ダム

型式：アースフィル・ダム

ダム高 112.00 m

ダム天端長 415.00 m

ダム天端巾 6.00 m

| | |
|---------|--------------|
| トンネル体積 | 52000 π |
| 上流面勾配 | 1:20 |
| 下流面勾配 | 1:25, 1:20 |
| 排水吐：越流型 | |
| 容 量 | 30 π /S |
| オーバーン水位 | 390600 π |

(5) 主 取 水 口

型式・構造：鉄筋コンクリート
 最大取水量
 制水型式：ハウエルバンダー・バルブ

(6) 水 路

水路全延長 27,410 m
 最大通水量 4.5 π /S

(6)-1 ト ン ネ ル

断面-I：全コンクリート巻立

延長：5,223 m

上部半円 半径 0.90 m
 下部短形 1.10 \times 1.80 m
 高 さ 2.00
 巾 1.80

断面-II：インバートのみ巻立

上部半円 半径 1.45 m
 下部短形 0.78 \times 2.84 m
 高 さ 2.20 m
 巾 2.84 m

水路勾配 I, II 共 1/800 (0.125%)

(6)-2 開 渠

延長：20,907 m

断面：台形

底 巾 1.20 m
 側 面 勾 配 1:1
 水 路 勾 配 1/1500 (0.067%)

(6)-3 カ ル バ ー ト

断面 全コンクリート巻立

上部半円半径 0.90 m

| | |
|------|----------------|
| 下部短形 | 1.10 × 1.80 m |
| 高さ | 2.00 m |
| 巾 | 1.80 m |
| 水路勾配 | 1/800 (0.125%) |

(7) 補助取水路/延長 1.050 m

(7)-1 No.1 取水路 (開渠)

延長: 700 m

最大通水量: 1.8 m³/S

断面: 台形

底巾 1.20 m

側面勾配 1:1

高さ 1.05 m

水路勾配 1/700 (0.143%)

(7)-2 No.2 取水路 (開渠)

延長: 350 m

最大通水量

断面: 台形

底巾 1.20 m

側面勾配 1:1

高さ 1.55 m

水路勾配 1/700 (0.143%)

(8) 調整池 (Head tank 兼用)

寸法 長さ 250 m

巾 40 m

満水位 3,870.90 m

低水位 3,868.40 m

有効調整容量 25,000 m³

利用水深 2.5 m

(9) 水圧管路

延長: 2,596 m

条数: 1

内径 呑口 1.60 m

平均 1.30 m

終端 (分岐前) 1.00 m

支承型式: リングガード

アンカブロック数 19

継手型式 電気溶接

(10) 発電所

型式：地上：屋内式

建屋構造：鉄骨

建屋面積 $540 m^2 (19.0m \times 28.5m)$

B 発電設備

(1) 水車

型式：横軸単輪，2ノズルベルトン水車

台数 2

出力 9,500 kW

最大使用水量 $2.25 m^3 / S$

有効落差 496.5 m

(2) 発電機

型式：横軸回転界磁

全閉内冷形

空気冷却式

3相同期発電機

台数 2

発電容量 10,000 KVA

周波数 60サイクル

回転数 600 rpm

(3) 主変圧器：

型式：屋外用 3相 油入自冷形

台数 2

容量 10,000 KVA

電圧 6.9 / 46 kV

(4) 送電線

電圧 46 kV

回線数 1 cct

延長 2.5 km

支持物：三角配列，1回線鉄塔

インピーダンス $4.0 + j 10.5 \text{ ohm}$

8-2 工事工程および施工方法

8-2-1 工事工程

Field Works の工事期間としては工事規模、構造物の配置、請負業者の施工能力ならびに地域の諸条件を考慮して、検討した結果、Fig 8-2 に示す通り、工期は25ヶ月とするのが最も妥当である。

La Mica 発電所の発電開始時期は第3章3-4で述べた如く1974年7月が最も望ましいので、この時点より逆のぼって、本工事開始期日を想定すると1972年7月1日となり、Field Worksはおそくともこの時点までに着手しなければならない。

しかし、その前に準備工事として、工事用道路、動力設備などの期間として約8ヶ月を見込むと、資金調達の見通しおよび最終設計を1971年12月頃までには終了している必要がある。

次に各年度ごとの主な工事内容について述べる。

(1) 1年目(1972年)

1972年の7月1日より6ヶ月間の工事であり、La Mica ダムでは早速、バイパス工事に着手し、ダム掘削の80%を終了し次年度の濁水期の降雨日数の少ない時期にダム本位の盛立てを実施できるようにしておく必要がある。一方、取水口の明り掘削を終了し、湖面以下の掘削を進めるため、 $\#$ 切工事の盛立てを1972年の12日より開始できる状態にもって行くものとする。 $\#$ 切工事の盛立土砂は取水口の明り掘削土砂およびダム本体の掘削土砂を流用することが得策なので工事工程を総合的に立案した。 $\#$ 1 Canal 工事は $\#$ 1 トンネルに抗口に連なる部分より着手する。また、 $\#$ 2 トンネルは本工事の全体工事期間を左右するものであるため、8月～9月より、上口、下口の両方より掘削を開始し、25%を年度内に終了させる。 $\#$ 2 Canal については $\#$ 1 トンネル下口と結合する部分は早期着手が可能であり、年内に40%の進捗率を上げる必要がある。 $\#$ 3 Canal についても工事道路に近い部分より掘削を開始し、20%の終了を見込むものとする。水圧管路の掘削は発電所建屋工事の早期着手を計るため、8月より着手し、発電所に近い部分に重点をおき、年内に33%の終了を見込み、発電所掘削に支障ないようにする。また8月より水圧鉄管の工場製作を開始できるようにするために7月には製作者と契約を終了しておく必要がある。発電所については掘削を8月より10月中旬までの2.5ヶ月間に終了し、建屋工事に次年度初めより着手できるようにするため、コンクリート基礎部のコンクリート打設を10月中旬より12月末までの2.5ヶ月間に終了する必要がある。一方水力発電機の発注を本工事着手前の3月末に行ない、据付工事に支障なきよう努力する必要がある。

(2) 2年目(1973年)

1973年の工事はLa Mica 発電所工事の50%相当を完成しなければなら、前半は土木工事、後半は機器の据付工事に重点をおいて進められることになる。No.1取水ダムおよびNo.2取水ダムを年度初めより着手し、Canal工事もふくめて、年度内に工事の90%を終えるものとする。La Micaダムは前年度に引き続き掘削工事を終えて、ダム本体の盛土を2月より5月までの4ヶ月間で終了し、雨期に入る前、すなわち7月末までに洪水吐コンクリート工事も終了させ、雨期に入って何時洪水が来ても心配ない状態にしておくものとする。No.1トンネルについては年度初めより掘削に着手し、年内いっぱい掘削工事を行ない、80%の進捗を見込むものとする。No.1 Canalについては月別工事量の集中化を防ぐため、年度の後半に行なりものとし、掘削、盛立とを完了させる。No.2トンネルは前年度に引き続き、掘削を行こない、年度末までに残る部分の掘削工事を完了させるものとする。No.2 CanalおよびNo.3 Canalについては掘削を完了し、No.2 Canalより、法面保護工を開始し、年内に70%の進捗を目標とする。No.3トンネルは延長も短いので上・下流のCanalの或る程度の進行を待って、道路条件が良くなってから着工し、年度内に掘削コンクリート巻立工事すべてを終えるものとする。Headtankの掘削は先行する必要がある工事、すなわちダム発電所などの掘削用機械があくのを待ってそれを転用して着工する。その時期は1973年3月になるだろう。掘削期間 は3月～9月までの7ヶ月間であり同時に盛立部も完了させる。コンクリート構造部は10月中に行ない、法面工は雨期の終わった11月より開始する。鉄骨の据付には8ヶ月必要である。発電所は年度初めより建屋の工事に着手し、6月までに建屋工事を終え、7月に天井走行クレーンを据付け、9月より水車などの三機垂の据付を開始する。主機器の運搬には工場側の港を出荷して3ヶ月後には現場に到着できるものとして工程を組んだ。

(3) 3年目(1974年)

3年目は運転開始までの7ヶ月間であり、土木工事は主にコンクリート工および最終仕上げ工事に重点がおかれ、主機器の据付工事が本格化する期間である。運転試験のために1ヶ月間みることにし、7月をこれに当てる。したがって工事は6月中に終了すべく工程を組んだ。更にCanal工事は法面工、トンネル工事はコンクリート巻立を行こない両者とも6月までにすべてを完了するものとする。

S-2-2 施工方法

(1) 輸送道路、工事基地、工事用電力および工事用水

工事に使用する資材および機器の輸送道路はGuayaquilからQuitoを経て“EEQ”S, Aの資材倉庫基地のあるCumbayaまでは改道、道路のいずれも利用可能であり、Cumbaya基地には十分な荷卸し、保管設備をもっている。Cumbaya基地はCumbaya, Nayan両発電所工事に使用したものであるが、La Mica発電所まで道路で40kmの近距離にあるので利用するものとする。

CumbayaからQuitoを経て、La Micaに連絡する道路はDrawing-2に示すルートとし、本格的工事に先立って改良工事を行ない、工事用に使用するものとする。これより分岐する工事用仮道路は確實設けるものとする。

工事基地については、“EEQ”S, AおよびConsultant Engineer用としてANTIZANAにある調査用キャンプを拡充して使用するものとし、各現場に補助キャンプを設ける。Contractor用の基地はダム付近と、発電所付近に分かれて設けることになるだろう。

工事用電力については最大300~400kWの配電設備が必要となるがS-1-3で述べた通り、Guangopolo~La Mica発電所~ダムを結ぶ予備電源用の送電線を先行して建設し、工事用に利用するものとする。しかしトンネル工事、水路開き工事のためにはポータブル・ディーゼルの設備を配備し、工事の進行について移動させて利用するものとする。工事用水については付近を流れるRio Antizanaおよび水路経過地にある谷川(Qda)の水を自然流下あるいはポンプ揚水によって取水する。また非かんがい期には既設かんがい用水路も利用することが可能である。本工事地域には年間を通じて十分な水量があり、工事用水の不足する事態は生じないものと考えられる。

(2) 資材の調達および骨材

La Mica発電所工事に必要な主な資材は次の通りである。

| | |
|------|---|
| セメント | : 5,500 t, = 12,940 sacks (42.5 kg/sacks) |
| 鉄筋 | : 310 t |
| 鋼材 | : 10 t |
| 骨材 | : 40,000 t |

上述の如くセメントの全使用量は約5,500 tであり、質、量ともEcuador国産品の使用が可能である。鉄筋、鋼材、機器、工具類についてはその大部分を外国から輸入しなければならない。骨材は必要数量の全量を自然骨材によって得ることができる。しかし骨材不足の事態も考慮すると砕石プラントを設けておくものとする。骨材プラントの容量はコンクリートの最大打設量が40 m³/dayと想定されるので最大30 t/時程度のものがよいだろう。なお骨材プラントの位置は骨材採取

場と道路配置を考慮し、十分調査して決定するのが妥当である。

(3) 主要構造物の施工

ミカ湖をせき止めるダム工事に当っては、第1に河流の処理が必要である。この地点では地形、流量、気象条件、ダムの形式等を考慮して、仮締切を設け、付替水路により、河流を切替えるものとする。付替水路は、カルバート型とし、ダムサイト左岸のダム基礎下部に設ける。この仮排水路の最大容量は、 $3.5 \text{ m}^3/\text{S}$ で既往最大の洪水を十分流下できる。なおカルバートが、ダム本体を通る場所は、カットオフカラーをもうけ、止水に安全を期す。

河流の切替後ダムの基礎掘削を開始する。掘削は主として表土の除去程度にとどめ、中央のしゃ水壁部分の基礎についてのみ透水性の小さい層まで掘削を行なう。但し基礎地盤のうち、特に軟弱な部分については置換工法等により、処理を行なう必要がある。

堤体材料は、ダム周辺の丘陵地より採取、運搬し、十分締め固めながら盛り立てる。なお締め固め、盛り立ての方法については土質材料試験を行ない、適正含水比等の性質をよく把握し、気象条件も考慮した十分な施工管理をする必要がある。またダム基礎、取水口、洪水吐などの掘削ズリは、その性質に適したゾーンに盛り立て、工事費の低減をはかる。

工事用道路に関しては、地形、工事の規模からみて、特に問題はないと考えられる。

取水口は、ミカ湖の現在の満水面（ $3,900 \text{ m}$ ）を対象とした仮締切を設け、pump排水によりDryにした部分に構造物を施工する。取水口構造物およびNo.1 Tunnel完成後、仮締切を撤去し取水口前面部の湖底の掘削を行う。この工事は、水中工事であり、その水深が最大 9 m に達するので、最低部は水面の低下時に施工する。

この具体的な方法に関しては、今後更に詳細な調査、検討を行なう必要がある。

取水口のためのAccess Roadは、ダム左岸に設け、ダム進入道路と結んで将来点検保守用道路とする。

ダム取水口関係の全工事完了後、仮排水路のカルバート部の前面に角度しを挿入し、貯水を開始する。角落しによる仮閉塞後、カルバート内をコンクリートで閉塞する。

水路は全長約 27.4 km に及び、トンネル、カルバートおよび開水路よりなるが、地形、地質の状況から全体として特に施工上問題となる点はないと考えてよい。

工程を支配するのは、トンネルNo.1（ 1773 m ）、No.2（ 2950 m ）であるが、地質も良好と推定されるので、特殊工法を使用する必要はなく、又中間に作業横坑を設けることもなく、現在の工程内で完成可能である。No.3トンネルについて

は延長も短く問題はないが坑口の保護に注意を払うべきである。

水路の途中で小川を横断する部分にはカルバート構造を適用するが、現状からみて、容易に施工可能と考えられる。

開水路に関しては、基礎の部分が盛土となる場合完成後のトラブルをさけるため沈下をおこさぬ様締め固める。なお施行は各区分に分けて同時着工し完成も同時期とし、地盤の安定、養生期間を均等に与えるよう配慮して行なう。

Rio Chico および Qta Bantio Urria Pung における取水ダムと La Mica 湖への水路の工事は地形、地質上より見て問題はなく、普通工法をもって施工可能である。

Head Tank は Tablon Alto の広い台地に設け、工事機械による能率的な施工が可能である。なお遮水部分はソイルセメントを用いるが基礎の安定処理、施工、配合は材料試験その他によって決定すべきである。

水圧管路は数ヶ所の工区に分割し、工期の短縮をはかり基礎構造物の養生期間を十分とるのが望ましい。

発電所は地形上、比較的掘削量が多いので早期に着工し、掘削完了後、余裕を以って基礎工事にかかる方が基礎の安定上好ましい。

以上の構造物のコンクリート施工は、ダム・トンネル関係は第1トンネル下口付近にコンクリート・プラントを設け、これによってダム・取水口、第1トンネル、第2トンネル上口部等のコンクリートを供給する。また、第2トンネル下口にも補助プラントを設け、第2トンネル下口および開渠にコンクリートを供給する。

開渠のコンクリート打設は移動式プラントで十分補給可能であり、その運搬にはアジテータカーを使用する。水圧管路及び発電所用には発電所に主コンクリート・プラントを設け、その打設にはシュートを用いる。

La Mica ~ Guangopolo 間の送電線は Mica - Pintag - Guangopolo 間の道路ぞいに設けることになっているので比較的平坦な部分を通過することになる。したがって施工上問題はなく、極めて容易である。

第 9 章 工 事 費

| | | |
|-----|---|-----|
| 9-1 | 基 本 条 件 | 127 |
| 9-2 | La Mica プロジェクトの全体工事費 | 128 |
| 9-3 | 水道とアロケーションの対称となる共同工事費 | 135 |
| 9-4 | 分離費用, 残余便益法による水道とのコスト・アロケーション計算 | 138 |
| 9-5 | "EEQ" S.Aと Empresa De Agua Potable 協定による アロケーション計算 | 140 |
| 9-6 | 土木工事に関する工事種目別内訳 | 141 |

第9章 工事費

9-1 基本条件

La Mica 発電所および送電線をふくむ La Mica プロジェクトの工事費を積算するにあたり次の事項を基本条件とした。

(1) 工事費積算の範囲

工事費積算の対象範囲は La Mica 発電所, La Mica ~ Guangopolo 間送電線および Guangopolo 開閉所出口端までとする。

(2) 工事数量の積算

工事数量の算定に当っては添付図版 1 ~ 版 12 を使用し, 不足部分については補助図を作成し, 精度の高上を計った。また, 設計に使用した地形図は 'EEQ' S.A. 提示の測量図によった。

(3) 利 子

利子は外質 6.5% とし, 国内通貨 (US \$ = 18.18 スークレ) については 10% とした。

(4) 関税, 輸入税

関税および輸入税は免税とした。

(5) 基 準 単 価

国内における調達資材については 1968 年の販売価格に物価上昇 5% を考慮し, 外国よりの輸入資材および機器については 1968 年における Guayaquil 港の倉庫渡し価格すなわち OIF 価格によった。

また労務賃金についても 1968 年の基準を使用した。

(6) 国内通貨, 外貨

国内通貨分は 'EEQ' S.A. の自己調達資金によるものとし, 土木建築工事, 機器据付, 国内輸送, 国内での資材調達に引き当てられ, 外貨分は輸入機器購入費, 外国請負業者, Engineering & Supervisory Costs などに使用するものとして計上した。

(7) 請負工事の範囲

ダム, 取水口, トンネル, 水圧管路, 発電所などの土木工事は外国業者, 開渠, 調整池などの土木工事は国内業者によるものとした。

(8) 準 備 工 事

工事用道路は QUITO ~ PIFO 利用し, Hazienda 内は既設道路を使用するものとし, その一部を改良する。新設分としては EEQ キャンプからダムまで, 更にトンネル工事坑口までの道路, 水路 (開渠) 工事のための道路新設費を計上した。工事用キャンプはダムと発電所地点の 2ヶ所に新設するものとした。

工事用動力設備は Guangopolo ~ La Mica 間に非常用予備電源の永久送電線を本工事

に先立って施工し、これを利用するが、この費用は準備工事として見積った。資材、機器などの倉庫、仮り置き場は Cumbaya キャンプを使用するが、発電所地点にも補助キャンプを設営する。

(9) 補償費

La Mica プロジェクトの殆どどの構造物が私有地 (Hacienda) に築造することになるため、用地の買収が必要である。また農場の放牧に多少の被害を与えることが予想されるので補償に必要な金額を見込むものとした。

(10) 'EEQ' S.A. の管理費

工事に必要な期間について、現場、本社などで必要とする人件費、その他の関連費用である。

(11) Engineering and supervisory costs

Engineering & Supervisory 業務遂行のために外国コンサルティング会社およびエクアドル国内コンサルタント会社との間に契約をするものとした。

(12) 予備費

工事費積算表中の A 項の土木建築工事費に対しては 10%、B 項の機器購入、据付工事費に対しては 5% をそれぞれ見込むものとする。

9-2 La Mica プロジェクトのための全体工事費

La Mica プロジェクトを発電目的のために建設するため、必要とする工事費を 9-1 で述べた条件にもとずいて計算した結果、建設中利子および送電線工事をふくむ全体工事費は次の通りである。

内貨分工事費 : S/. 104,716,000
 外貨分工事費 : S/. 72,184,000 (US\$ 3,970,000)
 全体工事費 : S/. 176,900,000 (US\$ 9,730,000)

以上に示す通り全体工事費に占める外貨分は約 40% である。また工事項目別の工事費は Table 9-1 (3-1, 3-2, 3-3) に示す通りである。

Chapter 8 の 8-2 において述べた、1974 年 7 月末運転開始するための工事工程を消化するため、年度別資金は次の通りである。

Unit : sucres

| 年 度 | 1972 | 1973 | 1974 | 合 計 |
|--------|------------|------------|------------|-------------|
| | (7月~12月) | (1月~12月) | (1月~7月) | |
| 内貨分工事費 | 22,844,200 | 49,328,450 | 32,543,350 | 104,716,000 |
| 外貨分工事費 | 8,135,000 | 34,451,050 | 29,597,950 | 72,184,000 |
| 全体工事費 | 30,979,200 | 83,779,500 | 62,141,300 | 176,900,000 |

また工事種目別内訳工事費は Table 9-2 (3-1, 3-2, 3-3) に示す通りである。

Table 9-1 Construction Cost of La Mica Project (3-1)

Unit: sucres

| No. | Works | Foreign Currency | Local Currency | Total Costs | Remarks |
|-----------|--|------------------|----------------|-------------|---------|
| A | Civil Works | | | | |
| A-1 | No. 1 Diversion dam | 211,250 | 314,950 | 526,200 | |
| A-2 | No. 1 Diversion canal | 96,800 | 359,200 | 456,000 | |
| A-3 | No. 2 Diversion dam | 289,400 | 423,600 | 713,000 | |
| A-4 | No. 2 Diversion canal | 190,900 | 712,100 | 903,000 | |
| A-5 | Main dam | 1,801,900 | 3,210,100 | 5,012,000 | |
| A-6 | Intake Q = 4.5 m ³ /s | 882,800 | 1,217,200 | 2,100,000 | |
| A-7 | No. 1 tunnel Q = 4.5 m ³ /s L = 1,773 m | 2,697,500 | 4,652,500 | 7,350,000 | |
| A-8 | No. 1 canal Q = 4.5 m ³ /s L = 3,752 m | 1,081,600 | 3,918,400 | 5,000,000 | |
| A-9 | No. 2 tunnel L = 9,950 m | 4,483,700 | 7,716,300 | 12,200,000 | |
| A-10 | No. 2 canal | 1,373,500 | 4,926,500 | 6,300,000 | |
| A-11 | No. 3 tunnel | 768,800 | 1,231,200 | 2,000,000 | |
| A-12 | No. 3 canal | 3,718,500 | 13,621,500 | 17,340,000 | |
| A-13 | Reservoir | 932,100 | 2,247,900 | 3,180,000 | |
| A-14 | Penstock foundation | 1,485,900 | 3,714,100 | 5,200,000 | |
| A-15 | Penstock | 3,552,600 | 6,277,400 | 10,150,000 | |
| Sub-total | | 23,267,250 | 54,662,950 | 78,530,200 | |

Table 9-1 Construction Cost of La Mica Project (3-2)

Unit: sucres

| No. | Works | Foreign Currency | Local Currency | Total Costs | Remarks |
|-----------|--------------------------------------|------------------|----------------|-------------|---------|
| B | Mechanical Equipment | | | | |
| B-1-1 | Trashrack & stop logs | 280,000 | 50,000 | 330,000 | |
| B-1-2 | Gates | 597,000 | 358,000 | 955,000 | |
| B-1-3 | Penstocks 1,700 ton | 13,819,000 | 10,986,000 | 24,805,000 | |
| B-1-4 | Turbines 160 ton | 5,596,000 | 1,123,000 | 7,079,000 | |
| Sub-total | | 20,652,000 | 12,517,000 | 33,169,000 | |
| | Electrical Equipment | | | | |
| B-1-5 | Generator 145 ton | 5,579,000 | 1,022,000 | 6,601,000 | |
| B-1-6 | Main Transformer 60 ton | 1,348,000 | 266,000 | 1,614,000 | |
| B-1-7 | Control board and cubicles 22 ton | 2,362,000 | 168,000 | 2,530,000 | |
| B-1-8 | Switchyard equipment 31 ton | 883,000 | 216,000 | 1,099,000 | |
| B-1-9 | Miscellaneous equipment 32 ton | 819,000 | 190,000 | 1,009,000 | |
| Sub-total | | 10,991,000 | 1,862,000 | 12,853,000 | |
| B-1-10 | Mechanical Equipment | | | | |
| | Crane | 311,000 | 90,000 | 401,000 | |
| | Sub-total (B) | 31,954,000 | 14,469,000 | 46,423,000 | |

Table 9-1 Construction Cost of La Mica Project (3-3)

Unit: sucres

| No. | Works | Foreign Currency | Local Currency | Total Costs | Remarks |
|-------|--|------------------|----------------|-------------|--|
| C | Preliminary Works | | | | |
| C-1-1 | Access road - (1) Width = 5.5 m L = 3.0 km | 240,000 | 1,440,000 | 1,680,000 | Unit cost: s/. 560/m |
| C-1-2 | Access road - (2) Width = 4.5 m L = 18.5 km | 1,350,000 | 7,900,000 | 9,250,000 | Unit cost: s/. 500/m |
| C-1-3 | Base camp | 1,350,000 | 150,000 | 1,500,000 | |
| C-1-4 | Distribution line for the construction L = 6.3 kV L = 20 km | 350,000 | 150,000 | 500,000 | s/. 25,000/km |
| | Sub-total | 3,290,000 | 9,640,000 | 12,930,000 | |
| D | Studies & Investigation | | 1,500,000 | 1,500,000 | |
| E | Right-of-way and Land Acquisition Area = 800,000 m ² s/. 2/m ² | | 1,600,000 | 1,600,000 | |
| F | EEQ's Administration Cost | | 2,400,000 | 2,400,000 | Personal expense = \$400 x 25 month x 6 persons = \$60,000 Expense of office = s/. 1,300,000 |
| G | Engineering & Supervisory Cost | 1,900,000 | 827,000 | 2,727,000 | Definite design = US\$70,000 Supervisory = US\$80,000 Total \$150,000 |
| H | Contingency | 4,494,850 | 7,816,350 | 12,311,200 | |
| I | Interest during Construction | 4,153,900 | 9,324,700 | 13,478,600 | |
| | GRAND TOTAL | 69,660,000 | 102,240,000 | 171,900,000 | |

Table 9-2 Annual Fund Requirement (3-1)

Unit: sucres

| No. | Works | Construction Costs | | | 1972 | | | 1973 | | | 1974 | | |
|------|-----------------------|--------------------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|-----------|------------|------------|
| | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total |
| | | | | | | | | | | | | | |
| A-1 | No. 1 Diversion dam | 211,250 | 314,950 | 526,200 | | | | 203,950 | 302,700 | 506,650 | 7,300 | 12,250 | 19,550 |
| A-2 | No. 1 Diversion canal | 96,800 | 359,200 | 456,000 | | | | 90,000 | 271,250 | 361,250 | 6,800 | 87,950 | 94,750 |
| A-3 | No. 2 Diversion dam | 289,400 | 423,600 | 713,000 | | | | 289,400 | 423,600 | 713,000 | 0 | 0 | 0 |
| A-4 | No. 2 Diversion canal | 190,900 | 712,100 | 903,000 | | | | 71,100 | 159,500 | 230,600 | 119,800 | 552,600 | 672,400 |
| A-5 | Main dam | 801,900 | 3,210,100 | 5,012,000 | 256,200 | 406,800 | 663,000 | 1,300,700 | 2,048,300 | 3,349,000 | 245,000 | 755,000 | 1,000,000 |
| A-6 | Intake | 882,800 | 1,217,200 | 2,100,000 | 463,000 | 422,000 | 885,000 | 353,500 | 487,200 | 840,700 | 66,300 | 308,000 | 374,300 |
| A-7 | No. 1 Tunnel | 2,697,500 | 4,652,500 | 7,350,000 | | | | 2,247,500 | 3,880,500 | 6,128,000 | 450,000 | 772,000 | 1,222,000 |
| A-8 | Canal-I | 1,081,600 | 3,918,400 | 5,000,000 | 151,000 | 340,000 | 491,000 | 353,200 | 793,400 | 1,146,600 | 577,400 | 2,785,000 | 3,362,400 |
| A-9 | No. 2 Tunnel | 4,483,700 | 7,716,300 | 12,200,000 | 750,000 | 1,200,000 | 1,950,000 | 2,999,000 | 4,831,000 | 7,830,000 | 734,700 | 1,685,300 | 2,420,000 |
| A-10 | Canal-II | 1,373,500 | 4,926,500 | 6,300,000 | 320,900 | 721,500 | 1,042,400 | 1,052,600 | 4,205,000 | 5,257,600 | 0 | 0 | 0 |
| A-11 | Tunnel | 768,800 | 1,331,200 | 2,100,000 | | | | 768,800 | 1,331,200 | 2,100,000 | 0 | 0 | 0 |
| A-12 | Canal-III | 3,718,500 | 13,621,500 | 17,340,000 | 347,000 | 777,000 | 1,124,000 | 2,363,500 | 7,679,300 | 10,042,800 | 1,008,000 | 5,165,200 | 6,173,200 |
| A-13 | Reservoir | 932,100 | 2,247,900 | 3,180,000 | | | | 604,100 | 1,448,000 | 2,052,100 | 328,000 | 799,900 | 1,127,900 |
| A-14 | Penstock line | 1,485,900 | 3,714,100 | 5,200,000 | 16,000 | 78,300 | 94,300 | 1,068,100 | 2,477,700 | 3,545,800 | 401,800 | 1,158,100 | 1,559,900 |
| A-15 | Powerhouse | 3,852,600 | 6,297,400 | 10,150,000 | 872,100 | 1,706,900 | 2,579,000 | 2,924,100 | 4,082,900 | 7,007,000 | 56,400 | 507,600 | 564,000 |
| | Sub-total (A) | 23,867,250 | 54,662,950 | 78,530,200 | 3,176,200 | 5,652,500 | 8,828,700 | 16,689,550 | 34,421,550 | 51,111,100 | 4,001,500 | 14,588,900 | 18,590,400 |

Table 9-2 Annual Fund Requirement (3-2)

Unit: sucres

| No. | Works | Construction Costs | | | 1972 | | | 1973 | | | 1974 | | |
|--------|--------------------------|--------------------|------------|-------------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total |
| B-1-1 | Trashrack & stop log | 280,000 | 50,000 | 330,000 | | | | 84,000 | 10,000 | 94,000 | 196,000 | 40,000 | 236,000 |
| B-1-2 | Gates | 597,000 | 358,000 | 955,000 | | | | 328,400 | 179,000 | 507,400 | 268,600 | 179,000 | 447,600 |
| B-1-3 | Penstocks | 13,819,000 | 10,986,000 | 24,805,000 | | | | 6,054,100 | 4,119,800 | 10,173,900 | 7,764,900 | 6,866,200 | 14,631,100 |
| B-1-4 | Turbines | 5,936,000 | 1,123,000 | 7,079,000 | | | | 2,739,800 | 449,200 | 3,189,000 | 3,216,200 | 673,800 | 3,890,000 |
| | Sub-total | 20,652,000 | 12,517,000 | 33,169,000 | | | | 9,206,300 | 4,758,000 | 13,964,300 | 11,445,700 | 7,759,000 | 19,204,700 |
| B-1-5 | Generator | 5,579,000 | 1,022,000 | 6,601,000 | | | | 2,566,300 | 408,800 | 2,975,100 | 3,012,700 | 613,200 | 3,625,900 |
| B-1-6 | Main transformer | 1,348,000 | 266,000 | 1,614,000 | | | | 134,800 | 0 | 134,800 | 1,213,200 | 266,000 | 1,479,200 |
| B-1-7 | Control board & cubicles | 2,362,000 | 168,000 | 2,530,000 | | | | 236,200 | 0 | 236,200 | 2,125,800 | 168,000 | 2,293,800 |
| B-1-8 | Switchyard equipment | 883,000 | 216,000 | 1,099,000 | | | | 88,300 | 0 | 88,300 | 794,700 | 216,000 | 1,010,700 |
| B-1-9 | Miscellaneous equipment | 819,000 | 190,000 | 1,009,000 | | | | 81,900 | 0 | 81,900 | 737,100 | 190,000 | 927,100 |
| | Sub-total | 10,991,000 | 1,862,000 | 12,853,000 | | | | 3,107,500 | 408,800 | 3,516,300 | 7,883,500 | 1,453,200 | 9,336,700 |
| B-1-10 | Crane | 311,000 | 90,000 | 401,000 | | | | 311,000 | 90,000 | 401,000 | 0 | 0 | 0 |
| | Total | 31,954,000 | 14,469,000 | 46,423,000 | 0 | 0 | 0 | 12,624,800 | 5,256,800 | 17,881,600 | 19,329,200 | 9,212,200 | 28,541,400 |
| | Grand Total (A-B) | 55,821,250 | 69,131,950 | 124,953,200 | 3,176,200 | 5,652,500 | 8,828,700 | 29,314,350 | 39,678,350 | 68,992,700 | 23,330,700 | 23,801,100 | 47,131,800 |

Table 9-2 Annual Fund Requirement (3-3)

Unit: sucres

| No. | Works | Construction Costs | | | | | | 1972 | | | 1973 | | | 1974 | | | |
|-------|------------------------------------|--------------------|-------------|-------------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------|-------|--|--|
| | | Foreign | | Local | | Total | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| C-1 | Preliminary works | | | | | | | | | | | | | | | | |
| C-1-1 | Access road -- (1) | 240,000 | 1,440,000 | 1,680,000 | 240,000 | 1,440,000 | 1,680,000 | | | | | | | | | | |
| C-1-2 | Access road -- (2) | 1,350,000 | 7,900,000 | 9,250,000 | 1,350,000 | 7,900,000 | 9,250,000 | | | | | | | | | | |
| C-1-3 | Base camp | 1,350,000 | 150,000 | 1,500,000 | 1,350,000 | 150,000 | 1,500,000 | | | | | | | | | | |
| C-1-4 | Distribution line for construction | 350,000 | 150,000 | 500,000 | 350,000 | 150,000 | 500,000 | | | | | | | | | | |
| | Sub-total | 3,290,000 | 9,640,000 | 12,930,000 | 3,290,000 | 9,640,000 | 12,930,000 | | | | | | | | | | |
| D | Studies & Investigation | 0 | 1,500,000 | 1,500,000 | 0 | 1,500,000 | 1,500,000 | | | | | | | | | | |
| E | Indemnities | 0 | 1,600,000 | 1,600,000 | 0 | 1,600,000 | 1,600,000 | | | | | | | | | | |
| F | EEQ's Administration | 0 | 2,400,000 | 2,400,000 | 0 | 2,400,000 | 2,400,000 | | | | | | | | | | |
| G | Engineering & Supervisory | 1,900,000 | 827,000 | 2,727,000 | 456,000 | 198,500 | 654,500 | | | | | | | | | | |
| | Total (A-C) | 61,011,250 | 85,098,950 | 146,110,200 | 6,922,200 | 19,167,000 | 26,089,200 | 30,226,350 | 41,227,250 | 71,453,600 | 33,862,700 | 24,704,700 | 48,567,400 | | | | |
| H | Contingency | 4,494,850 | 7,816,350 | 12,311,200 | 510,900 | 1,760,500 | 2,271,400 | 2,230,700 | 3,786,800 | 6,017,500 | 1,753,250 | 2,269,050 | 4,022,300 | | | | |
| | Total (A-H) | 65,514,650 | 92,915,450 | 158,430,100 | 7,433,100 | 20,927,500 | 28,360,600 | 32,457,050 | 45,014,050 | 77,471,100 | 25,615,950 | 26,973,750 | 52,589,700 | | | | |
| I | Interest during construction | 4,152,900 | 9,324,700 | 13,478,600 | 449,900 | 1,916,700 | 2,366,600 | 1,994,000 | 4,314,400 | 6,308,400 | 1,710,000 | 3,093,600 | 4,803,600 | | | | |
| | Total | 69,660,000 | 102,240,000 | 171,900,000 | 7,883,000 | 22,844,200 | 30,727,200 | 34,451,050 | 49,328,450 | 83,779,500 | 27,325,950 | 30,067,350 | 57,393,300 | | | | |
| | Transmission line | 2,524,000 | 2,476,000 | 5,000,000 | 252,000 | 0 | 252,000 | 0 | 0 | 0 | 2,272,000 | 2,476,000 | 4,748,000 | | | | |
| | Grand total | 72,184,000 | 104,716,000 | 176,900,000 | 8,135,000 | 22,844,200 | 30,979,200 | 34,451,050 | 49,328,450 | 83,779,500 | 29,597,950 | 32,543,350 | 62,141,300 | | | | |

9-3 水道とプロジェクトの対称となる共同工事費

La Mica プロジェクトにおいて、水道とプロジェクトの対称となる共同工事は La Mica 貯水池へ Rio Chico, Qda Bania, Urria Pungo より導水する設備、La Mica ダム、取水口、導水路（トンネル、開渠など）、およびこれに関連する諸経費を対称とする。以上の項目につき Table 9-1 より抽出し、その合計値を求めると次の通りになる。

| | |
|--------|-------------------------------------|
| 内貨分工事費 | : S / . 65,805,000 |
| 外貨分工事費 | : S / . 27,165,000 (US\$ 1,494,000) |
| 全体工事費 | : S / . 92,970,000 (US\$ 5,114,000) |

以上の金額は総工事費 S / . 176,900,000 に対して 49% に相当する。また各項目および諸経費の内訳は Table 9-3 に示す通りである。

水道工事は最大 $3 m^3 / sec$ の通水量を必要とするのに対して、発電は $4.5 m^3 / sec$ のピーク流量をもって設計しているため導水路関係の工事費は差流量の $1.5 m^3 / sec$ 分だけ大きくなっている。したがって水道のための身代り工事費を次にのべる事情を考慮して、積算してみた。

身代り工事費で前記した共同工事費より減少するものは No. 1 Canal, No. 2 Canal, No. 3 Canal である。La Mica ダムについては Chapter 5 で述べた通り発電用も水道用水のいずれも $21,000,000 m^3$ の貯水量を必要とするので身代り工事費は同額となる。またトンネル工事については $4.5 m^3 / S$ 通水トンネルも高 $2.00 \times$ 巾 $1.80 m$ の断面であり、工事施工上最少断面であるため、 $3.0 m^3 / S$ 通水の場合も工事費に差を上げない。以上の事情を考慮して身代り工事費を積算した結果は次の通りである。

| | |
|----------|-------------------------------------|
| 内貨分工事費 | : S / . 63,301,000 |
| 外貨分工事費 | : S / . 26,129,000 (US\$ 1,437,000) |
| 身代り工事費合計 | : S / . 89,430,000 (US\$ 4,919,000) |

Table 9-3 Construction Costs of Joint Facilities

Unit: sucres

| No. | | Construction Cost | Foreign Currency | Local Currency |
|------|------------------------------|-------------------|------------------|----------------|
| A-1 | No. 1 diversion dam | 526,200 | 211,250 | 314,950 |
| A-2 | No. 2 diversion canal | 456,000 | 96,800 | 359,200 |
| A-3 | No. 2 diversion dam | 713,000 | 289,400 | 423,600 |
| A-4 | No. 2 diversion canal | 903,000 | 190,900 | 712,100 |
| A-5 | Main dam | 5,012,000 | 1,801,900 | 3,210,100 |
| A-6 | Intake | 2,100,000 | 882,800 | 1,217,200 |
| A-7 | No. 1 Tunnel | 7,350,000 | 2,697,500 | 4,652,500 |
| A-8 | No. 1 Canal | 5,000,000 | 1,081,600 | 3,918,400 |
| A-9 | No. 2 Tunnel | 12,200,000 | 4,493,700 | 7,716,300 |
| A-10 | No. 2 Canal | 6,300,000 | 1,373,500 | 4,926,500 |
| A-11 | No. 3 Tunnel | 2,100,000 | 768,800 | 1,331,200 |
| A-12 | No. 3 Canal | 17,340,000 | 3,718,500 | 13,621,500 |
| | Sub-total | 60,000,200 | 17,596,650 | 42,403,550 |
| B-1 | Hydraulic equipment | 330,000 | 280,000 | 50,000 |
| C-1 | Preliminary works | 12,455,000 | 3,169,000 | 9,286,000 |
| D | Studies & investigation | 1,140,000 | 0 | 1,140,000 |
| E | Land acquisition | 1,220,000 | 0 | 1,220,000 |
| F | EEQ's Administration | 1,820,000 | 0 | 1,820,000 |
| G | Engineer & supervisory | 2,073,000 | 1,440,000 | 629,000 |
| | Sub-total | 19,038,000 | 4,893,000 | 14,145,000 |
| H | Contingency | 6,653,800 | 2,432,350 | 4,221,450 |
| I | Interest during construction | 7,278,000 | 2,243,000 | 5,035,000 |
| | Sub-total | 13,931,800 | 4,675,350 | 9,256,450 |
| | Grand total | 92,970,000 | 27,165,000 | 65,805,000 |

Table 9-4 Construction Cost of Alternative Facilities for Water Supply

Unit: sucres

| No. | Item | Construction Cost | Remarks |
|------|-------------------------|-------------------|--|
| A-1 | No. 1 diversion dam | 526,200 | |
| A-2 | No. 1 diversion canal | 456,000 | |
| A-3 | No. 2 diversion dam | 713,000 | |
| A-4 | No. 2 diversion canal | 903,000 | |
| A-5 | Main dam | 5,012,000 | |
| A-6 | Intake | 2,100,000 | |
| A-7 | No. 1 Tunnel | 7,350,000 | |
| A-8 | No. 1 Canal | 4,489,000 | 5,000,000 x 904/1.007 Q = 3 m ³ /sec. |
| A-9 | No. 2 Tunnel | 12,200,000 | |
| A-10 | No. 2 Canal | 5,656,000 | 6,300,000 x 904/1.007 Q = 3 m ³ /sec. |
| A-11 | No. 3 Tunnel | 2,100,000 | |
| A-12 | No. 3 Canal | 15,567,000 | 17,340,000 x 904/1.007 Q = 3 m ³ /sec. |
| A-13 | Cascade | 500,000 | |
| | Sub-total | 57,572,200 | |
| B-1 | Hydraulic equipment | 330,000 | |
| C-1 | Preliminary works | 11,951,000 | 12,455,000 x 60,000,200/57,572,200 |
| D | Studies & investigation | 1,094,000 | 1,140,000 " |
| E | Land acquisition | 1,171,000 | 1,220,000 " |
| F | Administration | 1,746,000 | 1,820,000 " |
| G | Engineer & supervisory | 1,996,000 | 2,080,000 " |
| | Sub-total | 18,288,000 | |
| H | Contingency | 6,403,800 | 6,640,000 x 75,860/78,748 |
| I | Interest during const. | 7,166,000 | 7,439,000 " |
| | Grand Total | 89,430,000 | |

9-4 分離費用、残余便益法による水道とのコスト・アロケーション計算

A 10年後(1984年)より水道に分水を開始する場合

A-1 妥当投資額

(発電) 1984年時点におけるkWhの現価: 1,123,850 MWh

山元発電原価 = $S / .0181 \text{ kWh}$

妥当投資額 = $1,123,850 \text{ MWh} \times S / .018$

= $S / .202,293,000$

(水道) $3 \text{ m}^3 / S$ 取水を行なうための身代り工事費をもって妥当投資額とする。

身代り工事費 = $S / .89,430,000$ (Table 9-4 内訳)

A-2 分離費用

(発電) 共同費 - 身代り費 = $S / .91,236,300 - S / .87,755,400$

= $S / .4,480,900$

(1984年時点における残存価格)

(水道) なし

A-3 発電専用費

全工事費 - 共同費 = $S / .171,900,000 - S / .92,970,000$

= $S / .78,930,000$

1984年時点における残存価格 : $S / .77,467,900$

A-4 アロケーション対称の共同費

1984年時点における共同費の残存価格とする

A $S / .91,236,300$

A-5 費用割振

| 割振部門 | (発電) | (水道) | (合計) |
|-------------------|--------------------|-------------------|--|
| a 身代り建設費 | $S / .90,000,000$ | $S / .89,430,000$ | |
| b 妥当投資額 | $S / .202,293,000$ | - | |
| c a.bのうちいずれか小さいもの | $S / .90,000,000$ | $S / .89,430,000$ | |
| d 専用費 | $S / .77,467,900$ | - | |
| e (c) - (d) | $S / .12,532,100$ | $S / .89,430,000$ | $S / .101,962,100$ |
| f 分離費用 | $S / .3,480,900$ | $S / .0$ | $S / .3,480,900$ |
| g 残余便益 (e-f) | $S / .9,051,200$ | $S / .89,430,000$ | $S / .98,481,200$ |
| h 同上パーセント | 9.2% | 90.0% | 100% |
| i 残余共同費配分 | $S / .8,074,000$ | $S / .79,681,000$ | $S / .87,755,000$ ($S / .91,236,300$ $-3,480,900$) |
| j 負担額 | $S / .11,555,300$ | $S / .79,681,000$ | $S / .91,236,300$ |
| k 負担率 | 12.7% | 87.3% | 100% |

水道分損額 $S / . 79,681,900$ は 1984 年時点のものであり、これを 1974 年時点に現価換算すると

$$\begin{aligned} & S / . 79,681,000 \times 1 / (1 + 0.09)^{10} \\ & = S / . 79,681,000 \times 0.4224 \\ & = S / . 33,660,000 \end{aligned}$$

上記金額を負担すればよいことになる。したがって発電目的の工事費は次の金額となる。

$$\begin{aligned} (\text{全工事費}) - (\text{水道負担額}) &= S / . 176,900,000 - S / . 33,660,000 \\ &= S / . 143,240,000 \end{aligned}$$

A - case における耐用年数期間平均年発生電の量は $97,580,000$ MWh であり、kWh 当り工事費は

$$S / . 143,240,000 / 97,580,000 \text{ kWh} = S / . 1468 / \text{kWh}$$

となる。

B 25 年後 (1999 年) より水道に分水を開始する場合

B-1 妥当投資額および身代り工事費

(発電) 1999 年時点における kWh の現価: $1,011,240$ MWh

$$\text{山元発電原価} = S / . 0.18 / \text{kWh}$$

$$\text{妥当投資額} = 1,011,240 \text{ MWh} \times S / . 0.18 = S / . 182,023,200$$

$$\text{身代り工事費} = 18,000 \text{ kW} \times S / . 5,000 / \text{kW} = S / 90,000,000$$

(水道) $3 \text{ m}^3 / \text{sec}$ 取水を行なうための身代り工事費をもって妥当投資額とする。

$$\text{身代り工事費} = S / . 89,430,000$$

B-2 分離費用

(発電) 共同費の残存価格 - 身代り工事費の残存価格

$$= S / . 83,307,800 - S / . 80,129,900$$

$$= S / . 3,177,900$$

注) 1999 年時点における残存価格

(水道) なし

B-3 発電専用費

$$\text{全工事費} - \text{共同費} = S / . 171,900,000 - S / . 92,970,000$$

$$= S / . 78,930,000$$

1999 年時点における残存価格は Table 9-1 より: $S / . 70,735,400$

B-4 プロケーション対象の共同費

1999 年時点における共同費の残存価格とする: $S / . 83,307,800$

B-5 費用割振

| 割振部門 | (発 電) | (水 道) | (合 計) |
|-----------------|-----------------|----------------|---|
| a 身代り建設費 | S/. 90,000,000 | S/. 89,430,000 | |
| b 妥当投資額 | S/. 182,023,200 | - | |
| c a・b・いずれか小さいもの | S/. 90,000,000 | S/. 89,430,000 | |
| d 専用費 | S/. 70,735,400 | - | |
| e (c) - (d) | S/. 19,264,600 | S/. 89,430,000 | S/. 108,694,600 |
| f 分離費用 | S/. 3,177,900 | - | S/. 3,177,900 |
| g 残余便益(e-f) | S/. 16,086,700 | S/. 89,430,000 | S/. 105,516,700 |
| h 同上パーセント | 15.2% | 84.8% | 100% |
| i 残余共同費配分 | S/. 12,179,700 | S/. 67,950,200 | S/. 80,129,900 (=S/. 83,307,800 - 3,177,900) |
| j 負担額 | S/. 15,357,600 | S/. 67,950,200 | S/. 83,307,800 |
| k 負担率 | 18.4% | 81.6% | 100% |

水道分担額 S/. 67,950,200 は 1999 年時点のものであり、これを 1974 年時点に現価換算すると

$$\begin{aligned} & S/. 67,950,200 \times 1 / (1 + 0.09)^{25} \\ & = S/. 67,950,200 \times 0.11597 \\ & = S/. 7,900,000 \end{aligned}$$

1974 年時点では水道は S/. 7,900,000 だけ負担すればよいことになる。したがって発電目的の工事費は次の金額となる。

$$\begin{aligned} & (\text{全工事費}) - (\text{水道負担額}) \\ & = S/. 176,900,000 - S/. 7,900,000 \\ & = S/. 169,000,000 \end{aligned}$$

B-case における耐用年数期間平均年間売買電の量は 106,560,000 MWh であり、kWh 当り工事費は

$$S/. 169,000,000 / 106,560,000 \text{ kWh} = S/. 1.586 / \text{kWh}$$

となる。

9-5 "EEO" S.A と Empresa DE Agua Potable 協定によるアロケーション計算

1968 年 1 月に "EEQ" S.A と Empresa de Agua Potable との間に取り交わされた、文書による共同費のコストアロケーションは次の通りになる。

$$I_e = 4.5 \text{ m}^3 / \text{S の水路を作るための共同費の初期投資} = S/. 92,970,000$$

$$I_a = 3.0 \text{ m}^3 / \text{S の水路を作るための水道の身代り工事費の初期投資} = S/. 89,422,200$$

耐用年数は 45 年として計算する。

$$\text{毎年の償却額} = \frac{I_a}{45} = S/. 1,987,200 / \text{year}$$

(1) 1984年より水道の使用する場合

1984年時点で水道が支払うべき金額は

$$\frac{35}{45} \times S / .89,422,200 = S / .69,552,000 \text{ となり}$$

$$1974 \text{ 年時点の現価} = S / .69,552,000 \times 0.4224 = S / .29,378,800$$

(2) 1999年より水道が使用する場合

1999年時点で水道が支払うべき金額は

$$\frac{20}{45} \times S / .89,422,200 = S / .39,744,000 \text{ となり}$$

$$1974 \text{ 年時点の現価} = S / .39,744,000 \times 0.11597 = S / .4,609,000$$

9-6 土木工事に関する工事種目別内訳

9-1でのべた基本条件にもとずき、Drawings-1~18を用いて工事数量の積算を行ない。工事種目別の工事単価を想定し、工事費の積算を行なった。その結果は〔A-1〕～〔A-17〕に示す通りである。

Table 9-5 Present Worth in 1983 (40 years from 1983 to 2023)

| | Year | Energy MWh | Present worth factor | Present worth MWh | | Year | Energy MWh | Present worth factor | Present worth MWh |
|----|------|------------|----------------------|-------------------|----|-------|------------|----------------------|-------------------|
| 1 | 1984 | 113,090 | 0.9174 | 103,750 | 22 | 2005 | 93,810 | 0.1502 | 14,090 |
| 2 | 1985 | 112,540 | 0.8417 | 94,720 | 23 | 2006 | 92,700 | 0.1378 | 12,770 |
| 3 | 1986 | 112,070 | 0.7722 | 86,540 | 24 | 2007 | 91,490 | 0.1264 | 11,560 |
| 4 | 1987 | 111,430 | 0.7084 | 78,940 | 25 | 2008 | 90,100 | 0.1160 | 10,450 |
| 5 | 1988 | 110,780 | 0.6499 | 72,000 | 26 | 2009 | 88,250 | 0.1064 | 9,390 |
| 6 | 1989 | 110,030 | 0.5963 | 65,610 | 27 | 2010 | 85,750 | 0.09761 | 8,370 |
| 7 | 1990 | 109,290 | 0.5470 | 59,780 | 28 | 2011 | 81,110 | 0.08955 | 7,260 |
| 8 | 1991 | 108,460 | 0.5019 | 54,440 | 29 | 2012 | 74,720 | 0.08215 | 6,140 |
| 9 | 1992 | 107,620 | 0.4604 | 49,550 | 30 | 2013 | 74,720 | 0.07537 | 5,630 |
| 10 | 1993 | 106,700 | 0.4224 | 45,070 | 31 | 2014 | 74,720 | 0.06915 | 5,170 |
| 11 | 1994 | 105,770 | 0.3875 | 40,990 | 32 | 2015 | 74,720 | 0.06344 | 4,740 |
| 12 | 1995 | 104,840 | 0.3555 | 37,270 | 33 | 2016 | 74,720 | 0.05820 | 4,350 |
| 13 | 1996 | 103,820 | 0.3262 | 33,870 | 34 | 2017 | 74,720 | 0.05339 | 3,990 |
| 14 | 1997 | 102,800 | 0.2992 | 30,760 | 35 | 2018 | 74,720 | 0.04899 | 3,660 |
| 15 | 1998 | 101,780 | 0.2745 | 27,940 | 36 | 2019 | 74,720 | 0.04494 | 3,360 |
| 16 | 1999 | 100,670 | 0.2519 | 25,360 | 37 | 2020 | 74,720 | 0.04123 | 3,080 |
| 17 | 2000 | 99,560 | 0.2311 | 23,000 | 38 | 2021 | 74,720 | 0.03783 | 2,830 |
| 18 | 2001 | 98,350 | 0.2120 | 20,850 | 39 | 2022 | 74,720 | 0.03470 | 2,590 |
| 19 | 2002 | 97,240 | 0.1945 | 18,910 | 40 | 2023 | 74,720 | 0.03184 | 2,380 |
| 20 | 2003 | 96,130 | 0.1784 | 17,150 | | | | | |
| 21 | 2004 | 94,920 | 0.1637 | 15,540 | | Total | | | 1,123,850 |

Table 9-6 Present Worth in 1999 (25 years from 1999 to 2023)

| | Year | Energy (MWh) | Present Worth Factor | Present Worth (MWh) |
|-------|------|--------------|----------------------|---------------------|
| 1 | 1999 | 116,630 | 0.9174 | 107,000 |
| 2 | 2000 | 114,880 | 0.8417 | 96,690 |
| 3 | 2001 | 113,140 | 0.7722 | 87,370 |
| 4 | 2002 | 111,390 | 0.7084 | 78,910 |
| 5 | 2003 | 109,650 | 0.6499 | 71,260 |
| 6 | 2004 | 107,900 | 0.5963 | 64,340 |
| 7 | 2005 | 106,150 | 0.5470 | 58,060 |
| 8 | 2006 | 104,410 | 0.5019 | 52,400 |
| 9 | 2007 | 102,660 | 0.4604 | 47,260 |
| 10 | 2008 | 100,910 | 0.4224 | 42,620 |
| 11 | 2009 | 99,170 | 0.3875 | 38,430 |
| 12 | 2010 | 97,420 | 0.3555 | 34,630 |
| 13 | 2011 | 95,670 | 0.3262 | 31,210 |
| 14 | 2012 | 93,930 | 0.2992 | 28,100 |
| 15 | 2013 | 92,180 | 0.2745 | 25,300 |
| 16 | 2014 | 90,430 | 0.2519 | 22,780 |
| 17 | 2015 | 88,690 | 0.2311 | 20,500 |
| 18 | 2016 | 86,940 | 0.2120 | 18,430 |
| 19 | 2017 | 85,200 | 0.1945 | 16,570 |
| 20 | 2018 | 83,450 | 0.1784 | 14,890 |
| 21 | 2019 | 81,700 | 0.1637 | 13,370 |
| 22 | 2020 | 79,960 | 0.1502 | 12,010 |
| 23 | 2021 | 78,210 | 0.1378 | 10,780 |
| 24 | 2022 | 76,460 | 0.1264 | 9,660 |
| 25 | 2023 | 74,720 | 0.1160 | 8,670 |
| Total | | | | 1,011,240 |

Table 9-7 Residual Value of Joint Facilities

Joint facilities: s/. 92,969,200

Unit: Mil sucs

| | Year | Redemption of Principal Rate = 0.091227 | Interest Rate = 0.09 | Redemption Principal | Outstanding Principal |
|----|------|---|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| 1 | 1974 | 8,480 | 8,367.2 | 114.1 | 92,855.1 |
| 2 | 1975 | " | 8,357.0 | 124.3 | 92,730.8 |
| 3 | 1976 | " | 8,345.8 | 135.5 | 92,595.3 |
| 4 | 1977 | " | 8,333.6 | 147.7 | 92,447.6 |
| 5 | 1978 | " | 8,320.3 | 161.0 | 92,286.6 |
| 6 | 1979 | " | 8,305.8 | 175.5 | 92,111.1 |
| 7 | 1980 | " | 8,290.0 | 191.3 | 91,919.8 |
| 8 | 1981 | " | 8,272.8 | 208.5 | 91,711.3 |
| 9 | 1982 | " | 8,254.0 | 227.3 | 91,484.0 |
| 10 | 1983 | " | 8,233.5 | 247.7 | 91,236.3 |
| 11 | 1984 | " | 8,211.3 | 270.0 | 90,966.3 |
| 12 | 1985 | " | 8,187.0 | 294.3 | 90,672.0 |
| 13 | 1986 | " | 8,160.5 | 320.8 | 90,351.2 |
| 14 | 1987 | " | 8,131.6 | 349.7 | 90,001.5 |
| 15 | 1988 | " | 8,100.1 | 381.2 | 89,620.3 |
| 16 | 1989 | " | 8,065.8 | 415.5 | 89,204.8 |
| 17 | 1990 | " | 8,028.4 | 452.9 | 88,751.9 |
| 18 | 1991 | " | 7,987.7 | 493.6 | 88,258.3 |
| 19 | 1992 | " | 7,943.2 | 538.1 | 87,720.2 |
| 20 | 1993 | " | 7,894.8 | 586.5 | 87,133.7 |
| 21 | 1994 | " | 7,842.0 | 639.3 | 86,494.4 |
| 22 | 1995 | " | 7,784.5 | 696.8 | 85,797.6 |
| 23 | 1996 | " | 7,721.8 | 759.5 | 85,038.1 |
| 24 | 1997 | " | 7,653.4 | 827.9 | 84,210.2 |
| 25 | 1998 | " | 7,578.9 | 902.4 | 83,307.8 |

Table 9-8 Residual Value of Power Facilities

Total construction cost – cost of joint facilities = s/. 78,939,500

Unit: Mil sucres

| | Year | Redemption of Principal Rate = 0.091227 | Interest Rate = 0.09 | Redeemed Principal | Outstanding Princiapl |
|----|------|---|-------------------------|-----------------------|--------------------------|
| 1 | 1974 | 7,201.4 | 7,095.8 | 105.6 | 78,842.6 |
| 2 | 1975 | " | 7,086.3 | 115.1 | 78,727.1 |
| 3 | 1976 | " | 7,076.0 | 125.4 | 78,622.0 |
| 4 | 1977 | " | 7,064.7 | 136.7 | 78,496.5 |
| 5 | 1978 | " | 7,052.4 | 149.0 | 78,360.0 |
| 6 | 1979 | " | 7,039.0 | 162.4 | 78,210.8 |
| 7 | 1980 | " | 7,024.4 | 177.1 | 78,048.3 |
| 8 | 1981 | " | 7,008.4 | 193.0 | 77,871.3 |
| 9 | 1982 | " | 6,991.0 | 210.4 | 77,678.3 |
| 10 | 1983 | " | 6,972.1 | 229.3 | 77,467.9 |
| 11 | 1984 | " | 6,951.5 | 249.9 | 77,238.6 |
| 12 | 1985 | " | 6,929.0 | 272.4 | 76,988.7 |
| 13 | 1986 | " | 6,904.5 | 297.0 | 76,716.2 |
| 14 | 1987 | " | 6,877.7 | 323.7 | 76,419.3 |
| 15 | 1988 | " | 6,848.6 | 352.8 | 76,095.6 |
| 16 | 1989 | " | 6,816.9 | 384.6 | 75,742.8 |
| 17 | 1990 | " | 6,782.2 | 419.2 | 75,358.2 |
| 18 | 1991 | " | 6,744.5 | 456.9 | 74,939.1 |
| 19 | 1992 | " | 6,703.4 | 498.0 | 74,482.2 |
| 20 | 1993 | " | 6,658.6 | 542.8 | 73,984.2 |
| 21 | 1994 | " | 6,609.7 | 591.7 | 73,441.3 |
| 22 | 1995 | " | 6,556.5 | 644.9 | 72,849.6 |
| 23 | 1996 | " | 6,498.4 | 703.0 | 72,204.7 |
| 24 | 1997 | " | 6,435.2 | 766.3 | 71,501.7 |
| 25 | 1998 | " | 6,366.2 | 835.2 | 70,735.4 |

Table 9-9 Residual Value of Alternative Structure for Water Supply

Construction costs: s/. 89,422,200

Unit: Mil sucres

| | Year | Redemption of Principal Rate = 0.091227 | Interest Rate = 0.09 | Redeemed Principal | Outstanding Principal |
|----|------|---|-------------------------|-----------------------|--------------------------|
| 1 | 1974 | 8,157.7 | 8,048.0 | 109.7 | 89,312.5 |
| 2 | 1975 | " | 8,038.1 | 119.6 | 89,192.9 |
| 3 | 1976 | " | 8,027.4 | 130.3 | 89,062.6 |
| 4 | 1977 | " | 8,015.6 | 142.1 | 88,920.5 |
| 5 | 1978 | " | 8,002.8 | 154.9 | 88,765.6 |
| 6 | 1979 | " | 7,988.9 | 168.8 | 88,596.8 |
| 7 | 1980 | " | 7,973.7 | 184.0 | 88,412.8 |
| 8 | 1981 | " | 7,957.2 | 200.5 | 88,212.3 |
| 9 | 1982 | " | 7,939.1 | 218.6 | 87,993.7 |
| 10 | 1983 | " | 7,919.4 | 238.3 | 87,755.4 |
| 11 | 1984 | " | 7,898.0 | 259.7 | 87,495.7 |
| 12 | 1985 | " | 7,874.6 | 283.1 | 87,212.6 |
| 13 | 1986 | " | 7,849.1 | 308.6 | 86,904.0 |
| 14 | 1987 | " | 7,821.4 | 336.3 | 86,567.7 |
| 15 | 1988 | " | 7,791.1 | 366.6 | 86,201.1 |
| 16 | 1989 | " | 7,758.1 | 399.6 | 85,801.5 |
| 17 | 1990 | " | 7,722.1 | 435.6 | 85,365.9 |
| 18 | 1991 | " | 7,682.9 | 474.8 | 84,891.1 |
| 19 | 1992 | " | 7,640.2 | 517.5 | 84,373.6 |
| 20 | 1993 | " | 7,593.6 | 564.1 | 83,809.5 |
| 21 | 1994 | " | 7,542.9 | 614.8 | 83,194.7 |
| 22 | 1995 | " | 7,487.5 | 670.2 | 82,524.5 |
| 23 | 1996 | " | 7,427.2 | 730.5 | 81,794.0 |
| 24 | 1997 | " | 7,361.5 | 796.2 | 80,997.8 |
| 25 | 1998 | " | 7,289.8 | 867.9 | 80,129.9 |

[A-1] No. 1 Diversion dam

Unit: sucres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | Total | Construction Cost | | | |
|----------|--|------|----------------|------------|-------|--------|-------------------|----------|---------|---------|
| | | | | Foreign | Local | | Foreign | Local | Total | |
| | Open-cut excavation (common) | 900 | m ³ | 8 | 26 | 34 | 7,200 | 396.0 | 23,400 | 30,600 |
| | Back-fill | 30 | m ³ | 5 | 10 | 15 | 150 | 8.3 | 300 | 450 |
| | Rubble masonry in river bed t = 0.5 m | 80 | m ² | 20 | 100 | 120 | 1,600 | 88.0 | 8,000 | 9,600 |
| | Concrete in structure | 450 | m ³ | 300 | 500 | 800 | 135,000 | 7,425.7 | 225,000 | 360,000 |
| | Reinforcing steel bar | 20 | ton | 2,200 | 1,800 | 4,000 | 44,000 | 2,420.2 | 36,000 | 80,000 |
| | Metal works | 2 | ton | 8,000 | 5,000 | 13,000 | 16,000 | 880.1 | 10,000 | 26,000 |
| | Illumination system | 3 | post | 2,100 | 1,000 | 3,100 | 6,300 | 346.5 | 3,000 | 9,300 |
| | Other works | - | lump-sum | | | | 1,000 | 55.0 | 9,250 | 10,250 |
| Total | | | | | | | 211,250 | 11,619.8 | 314,950 | 526,200 |

[A-2] No. 1 Diversion canal

Unit: sueres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|--------------|------------------------------|-------|----------------|------------|-------|-------|-------------------|----------------|----------------|----------------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| 1 | Open-cut excavation (common) | 5,800 | m ³ | 2 | 8 | 10 | 11,600 | 638.1 | 46,400 | 58,000 |
| 2 | Embankment & backfill | 5,900 | m ³ | 6 | 10 | 16 | 35,400 | 1,947.2 | 59,000 | 94,400 |
| 3 | Rock facing | 2,250 | m ² | 20 | 100 | 120 | 45,000 | 2,475.2 | 225,000 | 270,000 |
| 4 | Rubble masonry | 200 | m ² | 20 | 80 | 100 | 4,000 | 220.0 | 16,000 | 20,000 |
| 5 | Drain system | 350 | m | 0 | 15 | 15 | 0 | 0 | 5,250 | 5,250 |
| 6 | Other works | - | lump-sum | | | | 800 | 44.0 | 7,550 | 8,350 |
| Total | | | | | | | 96,800 | 5,324.5 | 359,200 | 456,000 |

[A-3] No. 2 Diversion dam

Unit: sueres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|--------------|------------------------------------|------|----------------|------------|-------|--------|-------------------|-----------------|----------------|----------------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| | | | | | | | | | | |
| 1 | Open-cut excavation (common) | 700 | m ³ | 8 | 26 | 34 | 5,600 | 308.0 | 18,200 | 23,800 |
| 2 | Back-fill | 40 | m ³ | 5 | 10 | 15 | 200 | 11.0 | 400 | 600 |
| 3 | Rubble masonry in river bed t=0.5m | 140 | m ² | 20 | 100 | 120 | 2,800 | 154.0 | 14,000 | 16,800 |
| 4 | Concrete in structure | 620 | m ³ | 300 | 500 | 800 | 186,000 | 10,231.0 | 310,000 | 496,000 |
| 5 | Reinforcing steel bar | 25 | ton | 2,200 | 1,800 | 4,000 | 55,000 | 3,025.3 | 45,000 | 100,000 |
| 6 | Metal works | 4 | ton | 8,000 | 5,000 | 13,000 | 32,000 | 1,760.2 | 20,000 | 52,000 |
| 7 | Illumination system | 3 | post | 2,100 | 1,000 | 3,100 | 6,300 | 346.5 | 3,000 | 9,300 |
| 8 | Other works | - | lump-sum | | | | 1,500 | 82.5 | 13,000 | 14,500 |
| Total | | | | | | | 289,400 | 15,918.5 | 423,600 | 713,000 |

[A-4] No. 2 Diversion canal

Unit: sucres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|--------------|------------------------------|--------|----------------|------------|-------|-------|-------------------|-----------------|----------------|----------------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| | | | | | | | | | | |
| 1 | Open-cut excavation (common) | 11,700 | m ³ | 2 | 8 | 10 | 23,400 | 1,287.1 | 93,600 | 117,000 |
| 2 | Embankment & backfill | 11,900 | m ³ | 6 | 10 | 16 | 71,400 | 3,927.4 | 119,000 | 190,400 |
| 3 | Rock facing | 4,410 | m ² | 20 | 100 | 120 | 88,200 | 4,851.5 | 441,000 | 529,200 |
| 4 | Rubble masonry | 300 | m ² | 20 | 80 | 100 | 6,000 | 330.0 | 24,000 | 30,000 |
| 5 | Drain system | 700 | m | 0 | 25 | 25 | 0 | 0 | 17,500 | 17,500 |
| 6 | Other works | - | lump-sum | | | | 1,900 | 104.5 | 17,000 | 18,900 |
| Total | | | | | | | 190,900 | 10,500.5 | 712,100 | 903,000 |

[A-5] Main dam

Unit: sures

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|----------|--|--------|----------------|------------|-------|--------|-------------------|----------|-----------|-----------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| | | | | | | | | | | |
| 1 | Open-cut excavation (common) | 39,000 | m ³ | 5 | 7 | 12 | 195,000 | 10,726.1 | 273,000 | 468,000 |
| 2 | Open-cut excavation (rock) | 6,300 | m ³ | 15 | 25 | 40 | 94,500 | 5,198.0 | 157,500 | 252,000 |
| 3 | Embankment (imperrious zone) | 16,300 | m ³ | 10 | 15 | 25 | 163,000 | 8,965.9 | 244,500 | 407,500 |
| 4 | Embankment (earth zone) including drain zone | 34,500 | m ³ | 15 | 25 | 40 | 517,500 | 28,465.3 | 862,500 | 1,380,000 |
| 5 | Rock facing (thickness: 50 cm) | 3,900 | m ³ | 30 | 70 | 100 | 117,000 | 6,435.6 | 273,000 | 390,000 |
| 6 | Concrete of structure in spillway | 1,400 | m ³ | 300 | 500 | 800 | 420,000 | 23,102.3 | 700,000 | 1,120,000 |
| 7 | Concrete of diversion canal including plug | 300 | m ³ | 300 | 500 | 800 | 90,000 | 4,950.5 | 150,000 | 240,000 |
| 8 | Excavation of coffer dam | 1,800 | m ³ | 4 | 16 | 20 | 7,200 | 396.0 | 28,800 | 36,000 |
| 9 | Embankment of coffer dam | 1,300 | m ³ | 10 | 15 | 25 | 13,000 | 715.1 | 19,500 | 32,500 |
| 10 | Reinforcement steel bar | 26 | ton | 2,200 | 1,800 | 4,000 | 57,200 | 3,146.3 | 46,800 | 104,000 |
| 11 | Handrail of steel pipe | 15 | ton | 8,000 | 5,000 | 13,000 | 40,000 | 2,200.2 | 25,000 | 65,000 |
| 12 | Illumination system | 20 | post | 2,100 | 1,000 | 3,100 | 42,000 | 2,310.2 | 20,000 | 62,000 |
| 13 | Other works | - | lump-sum | | | | 45,500 | 2,502.8 | 409,500 | 455,000 |
| Total | | | | | | | 1,801,900 | 99,114.3 | 3,210,100 | 5,012,000 |

[A-6] Intake

Unit: sueres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | Construction Cost | | | | |
|----------|--|-------|----------------|------------|-------|-------------------|---------|----------|-----------|-----------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| | | | | | | | | | | |
| 1 | Excavation (common) | 6,500 | m ³ | 6 | 14 | 20 | 39,000 | 2,145.2 | 91,000 | 130,000 |
| 2 | Excavation (rock) | 3,000 | m ³ | 15 | 25 | 40 | 45,000 | 2,475.2 | 75,000 | 120,000 |
| 3 | Excavation in vertical shaft | 100 | m ³ | 250 | 400 | 650 | 25,000 | 1,375.1 | 40,000 | 65,000 |
| 4 | Excavation in tunnel | 200 | m ³ | 250 | 370 | 600 | 46,000 | 2,530.3 | 74,000 | 120,000 |
| 5 | Concrete of structure | 700 | m ³ | 300 | 500 | 800 | 210,000 | 11,551.2 | 350,000 | 560,000 |
| 6 | Concrete of lining in vertical shaft] Concrete of lining in tunnel | 180 | m ³ | 300 | 480 | 780 | 54,000 | 2,970.3 | 86,400 | 140,400 |
| 7 | Reinforcement steel bar | 35 | ton | 2,200 | 1,800 | 4,000 | 77,000 | 4,235.4 | 63,000 | 140,000 |
| 8 | Illumination system | 6 | post | 2,100 | 1,000 | 3,100 | 12,600 | 693.1 | 6,000 | 18,600 |
| 9 | Metal works | 4 | ton | 8,000 | 5,000 | 13,000 | 32,000 | 1,760.2 | 20,000 | 52,000 |
| 10 | Embankment of coffer dam | 2,400 | m ³ | 10 | 20 | 30 | 24,000 | 1,320.1 | 48,000 | 72,000 |
| 11 | Sheet pile | | ton | 4,500 | 3,000 | 7,500 | 300,000 | 16,501.7 | 200,000 | 500,000 |
| 12 | Other works | | lump-sum | | | | 18,200 | 1,001.1 | 163,800 | 182,000 |
| Total | | | | | | | 882,800 | 48,558.9 | 1,217,200 | 2,100,000 |

[A-7] No. 1 Tunnel

Unit: sucres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|----------|-----------------|-------|----------------|------------|-------|-------|-------------------|-----------|-----------|-----------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| 1 | Excavation | 9,800 | m ³ | 230 | 370 | 600 | 2,254,000 | 123,982.4 | 3,626,000 | 5,880,000 |
| 2 | Concrete lining | 1,360 | m ³ | 300 | 520 | 820 | 408,000 | 22,442.2 | 707,200 | 1,115,200 |
| 3 | Other works | - | lump-sum | | | | 35,500 | 1,952.7 | 319,300 | 354,800 |
| Total | | | | | | | 2,697,500 | 148,377.3 | 4,652,500 | 7,350,000 |

[A-8] No. 1 Canal

Unit: sucres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|--------------|------------------------------|--------|----------------|------------|-------|-------|-------------------|-----------------|------------------|------------------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| | | | | | | | | | | |
| 1 | Open-cut excavation (common) | 62,800 | m ³ | 2 | 8 | 10 | 125,600 | 6,908.7 | 502,400 | 628,000 |
| 2 | Embankment & backfill | 63,100 | m ³ | 6 | 10 | 16 | 378,600 | 20,825.1 | 631,000 | 1,009,600 |
| 3 | Rock facing | 23,770 | m ² | 20 | 100 | 120 | 475,400 | 26,149.6 | 2,377,000 | 2,852,400 |
| 4 | Concrete in culvert | 280 | m ³ | 300 | 550 | 850 | 84,000 | 4,620.5 | 154,000 | 238,000 |
| 5 | Drain system | 3,662 | m | 0 | 25 | 25 | 0 | 0 | 92,000 | 92,000 |
| 6 | Other works | - | lump-sum | | | | 18,000 | 990.1 | 162,000 | 180,000 |
| Total | | | | | | | 1,081,600 | 59,494.0 | 3,918,400 | 5,000,000 |

[A-9] No. 2 Tunnel

Unit: sucres

| Item No. | Item of Works | Qty | Unit | Unit Price | | Construction Cost | | |
|----------|-----------------|--------|----------------|------------|-------|-------------------|-----------|------------|
| | | | | Foreign | Local | Foreign | Local | Total |
| 1 | Excavation | 16,300 | m ³ | 230 | 370 | 3,749,000 | 6,031,000 | 9,780,000 |
| 2 | Concrete lining | 2,260 | m ³ | 300 | 520 | 678,000 | 1,175,000 | 1,853,000 |
| 3 | Other works | - | lump-sum | | | 56,700 | 510,300 | 567,000 |
| | | | | | | 4,483,700 | 7,716,300 | 12,200,000 |
| | Total | | | | | | | |

[A-10] No. 2 Canal

Unit: sucres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|--------------|------------------------------|--------|----------------|------------|-------|-------|-------------------|-----------------|-------------------|------------------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| | | | | | | | | | | |
| 1 | Open-cut excavation (common) | 80,000 | m ³ | 2 | 8 | 10 | 160,000 | 8,800.9 | 640,000 | 800,000 |
| 2 | Embankment & backfill | 80,300 | m ³ | 6 | 10 | 16 | 481,800 | 26,501.7 | 803,000 | 1,284,800 |
| 3 | Rock facing | 30,290 | m ² | 20 | 100 | 120 | 605,800 | 33,322.3 | 3,029,000 | 3,634,800 |
| 4 | Concrete in culvert | 370 | m ³ | 300 | 550 | 850 | 111,000 | 6,105.6 | 203,500 | 314,500 |
| 5 | Drain system | 4,660 | m | 0 | 25 | 25 | 0 | 0 | 116,500 | 116,500 |
| 6 | Other works | - | lump-sum | | | | 14,900 | 819.6 | 134,500 | 149,400 |
| Total | | | | | | | 1,373,500 | 75,550.1 | 14,926,500 | 6,300,000 |

[A-11] No. 3 Tunnel

Unit: sures

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | Construction Cost | | | |
|----------|-----------------|-------|----------------|------------|-------|-------------------|----------|-----------|-----------|
| | | | | Foreign | Local | Foreign | Local | Total | |
| 1 | Excavation | 2,800 | m ³ | 230 | 370 | 644,000 | 35,423.5 | 1,036,000 | 1,680,000 |
| 2 | Concrete lining | 380 | m ³ | 300 | 520 | 114,000 | 6,270.6 | 197,600 | 311,600 |
| 3 | Other works | - | lump-sum | | | 10,800 | 594.1 | 97,600 | 108,400 |
| | | | | | | 768,800 | 42,288.2 | 1,331,200 | 2,100,000 |
| | Total | | | | | | | | |

[A-12] No. 3 Canal

Unit: sures

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|--------------|------------------------------|---------|----------------|------------|-------|-------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| | | | | | | | | | | |
| 1 | Open-cut excavation (common) | 228,100 | m ³ | 2 | 8 | 10 | 456,200 | 25,093.5 | 1,824,800 | 2,281,000 |
| 2 | Embankment & backfill | 232,000 | m ³ | 6 | 10 | 16 | 1,392,000 | 76,567.7 | 2,320,000 | 3,712,000 |
| 3 | Rock facing | 86,230 | m ² | 20 | 100 | 120 | 1,724,600 | 94,862.5 | 8,623,000 | 10,347,600 |
| 4 | Concrete in culvert | 370 | m ³ | 300 | 550 | 850 | 111,000 | 6,105.6 | 203,500 | 314,500 |
| 5 | Drain system | 13,535 | m | 0 | 25 | 25 | 0 | 0 | 338,400 | 338,400 |
| 6 | Other works | - | lump-sum | | | | 34,700 | 1,908.7 | 311,800 | 346,500 |
| Total | | | | | | | 3,718,500 | 204,538.0 | 13,621,500 | 17,340,000 |

[A-13] Reservoir

Unit: sucres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | Construction Cost | | Total | |
|----------|-------------------------------------|--------|----------------|------------|-------|-------------------|----------|-----------|-----------|
| | | | | Foreign | Local | Foreign | Local | | |
| 1 | Open-cut excavation | 55,300 | m ³ | 5 | 10 | 276,500 | 15,209.0 | 553,000 | 829,500 |
| 2 | Embankment | 4,900 | m ³ | 10 | 15 | 49,000 | 2,695.3 | 73,500 | 122,500 |
| 3 | Soil cement facing including cement | 14,000 | m ² | 10 | 40 | 140,000 | 7,700.8 | 560,000 | 700,000 |
| 4 | Concrete in structure | 950 | m ³ | 300 | 500 | 285,000 | 15,676.6 | 475,000 | 760,000 |
| 5 | Subgrade | 300 | m ³ | 15 | 60 | 4,500 | 247.5 | 18,000 | 22,500 |
| 6 | Rubble masonry | 2,250 | m ³ | 20 | 100 | 45,000 | 2,475.2 | 225,000 | 270,000 |
| 7 | Reinforcement steel bar | 37 | ton | 2,200 | 1,800 | 81,400 | 4,477.4 | 66,600 | 148,000 |
| 8 | Illumination system | 10 | post | 2,100 | 1,000 | 21,000 | 1,155.1 | 10,000 | 31,000 |
| 9 | Other works | - | lump-sum | | | 29,700 | 1,633.7 | 266,800 | 296,500 |
| Total | | | | | | 932,100 | 51,270.6 | 2,247,900 | 3,180,000 |

[A-14] Penstock

Unit: sueres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|--------------|-------------------------|--------|----------------|------------|-------|-------|-------------------|-----------------|------------------|------------------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| | | | | | | | | | | |
| 1 | Open-cut excavation | 26,100 | m ³ | 2 | 10 | 12 | 52,200 | 2,871.3 | 261,000 | 313,200 |
| 2 | Concrete in structure | 2,700 | m ³ | 300 | 550 | 850 | 810,000 | 44,554.5 | 1,485,000 | 2,295,000 |
| 3 | Rubble masonry | 14,200 | m ² | 20 | 100 | 120 | 284,000 | 15,621.6 | 1,420,000 | 1,704,000 |
| 4 | Reinforcement steel bar | 30 | ton | 2,200 | 1,800 | 4,000 | 66,000 | 3,630.4 | 54,000 | 120,000 |
| 5 | Illumination system | 110 | post | 2,100 | 1,000 | 3,100 | 231,000 | 12,706.3 | 110,000 | 341,000 |
| 6 | Other works | - | lump-sum | | | | 42,700 | 2,348.7 | 384,100 | 426,800 |
| Total | | | | | | | 1,485,900 | 81,732.8 | 3,714,100 | 5,200,000 |

[A-15] Powerhouse

Unit: sucres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|----------|-----------------------------|--------|----------------|------------|-------|-------|-------------------|-----------|-----------|------------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| 1 | Open-cut excavation | 56,400 | m ³ | 6 | 14 | 20 | 338,400 | 18,613.9 | 789,600 | 1,128,000 |
| 2 | Back-fill | 200 | m ³ | 5 | 10 | 15 | 1,000 | 55.0 | 2,000 | 3,000 |
| 3 | Concrete in super structure | 2,600 | m ³ | 360 | 600 | 960 | 936,000 | 51,485.1 | 1,560,000 | 2,496,000 |
| 4 | Concrete in sub-structure | 2,210 | m ³ | 300 | 500 | 800 | 663,000 | 36,468.6 | 1,105,000 | 1,768,000 |
| 5 | Rubble masonry | 1,900 | m ² | 20 | 100 | 120 | 39,000 | 2,145.2 | 190,000 | 229,000 |
| 6 | Stone paving | 1,260 | m ² | 10 | 40 | 50 | 12,600 | 693.1 | 50,400 | 63,000 |
| 7 | Reinforcement steel bar | 136 | ton | 2,200 | 1,800 | 4,000 | 299,200 | 16,457.6 | 244,800 | 544,000 |
| 8 | Architectural fechure | lot | | | | | 750,000 | 41,254.1 | 1,150,000 | 1,900,000 |
| 9 | Sanitary system | lot | | | | | 50,000 | 2,750.3 | 20,000 | 70,000 |
| 10 | Ventilation system | lot | | | | | 175,000 | 9,626.0 | 75,000 | 250,000 |
| 11 | Indoor lighting system | lot | | | | | 215,000 | 11,826.2 | 95,000 | 310,000 |
| 12 | Outdoor equipment | lot | | | | | 85,000 | 4,675.5 | 340,000 | 425,000 |
| 13 | Steel roof structure | lot | | | | | 232,000 | 12,761.3 | 168,000 | 400,000 |
| 14 | Other works | - | lump-sum | | | | 56,400 | 3,102.3 | 507,600 | 564,000 |
| Total | | | | | | | 3,852,600 | 211,914.2 | 6,297,400 | 10,150,000 |

2nd Stage Works

[A-16] No. 4 Canal

Unit: sueres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|--------------|-------------------------|--------|----------------|------------|-------|-------|-------------------|-----------------|------------------|------------------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| | | | | | | | | | | |
| 1 | Open-cut excavation | 83,000 | m ³ | 2 | 8 | 10 | 166,000 | 9,130.9 | 664,000 | 830,000 |
| 2 | Embankment & backfill | 99,000 | m ³ | 6 | 10 | 16 | 594,000 | 32,673.3 | 990,000 | 1,584,000 |
| 3 | Rock facing | 40,500 | m ² | 20 | 100 | 120 | 810,000 | 44,554.5 | 4,050,000 | 4,860,000 |
| 4 | Concrete in structure | 340 | m ³ | 300 | 550 | 850 | 102,000 | 5,610.6 | 187,000 | 289,000 |
| 5 | Drain system | 1,200 | m | 10 | 30 | 40 | 12,000 | 660.1 | 36,000 | 48,000 |
| 6 | Reinforcement steel bar | 14 | ton | 2,200 | 1,800 | 4,000 | 30,800 | 1,694.2 | 25,200 | 56,000 |
| 7 | Other works | | lump-sum | | | | 43,500 | 2,392.7 | 391,500 | 435,000 |
| Total | | | | | | | 1,758,300 | 96,716.3 | 6,343,700 | 8,102,000 |

[A-17] Regulating reservoir for Agua potable

Unit: sucres

| Item No. | Item of Works | Q'ty | Unit | Unit Price | | | Construction Cost | | | |
|----------|-------------------------|---------|----------------|------------|-------|--------|-------------------|-----------|-----------|-----------|
| | | | | Foreign | Local | Total | Foreign | Local | Total | |
| | | | | | | | | | | |
| 1 | Open-cut excavation | 167,000 | m ³ | 5 | 10 | 15 | 835,000 | 45,929.6 | 1,670,000 | 2,505,000 |
| 2 | Embankment & backfill | 151,000 | m ³ | 10 | 15 | 25 | 1,510,000 | 83,058.3 | 2,265,000 | 3,775,000 |
| 3 | Rubble masonry | 2,500 | m ³ | 20 | 100 | 120 | 50,000 | 2,750.3 | 250,000 | 300,000 |
| 4 | Soil cement facing | 38,000 | m ² | 10 | 40 | 50 | 380,000 | 20,902.1 | 1,520,000 | 1,900,000 |
| 5 | Concrete in structure | 180 | m ³ | 300 | 500 | 800 | 54,000 | 2,970.3 | 90,000 | 144,000 |
| 6 | Reinforcement steel bar | 7 | ton | 2,200 | 1,800 | 4,000 | 15,400 | 847.1 | 12,600 | 28,000 |
| 7 | Drain system | - | lot | | | | 96,000 | 5,280.5 | 224,000 | 320,000 |
| 8 | Illumination system | 10 | post | 2,100 | 1,000 | 3,100 | 21,000 | 1,155.1 | 10,000 | 31,000 |
| 9 | Metal works | 4 | ton | 8,000 | 5,000 | 13,000 | 32,000 | 1,760.2 | 20,000 | 52,000 |
| 10 | Other works | - | lump-sum | | | | 44,500 | 2,447.7 | 400,500 | 445,000 |
| Total | | | | | | | 3,037,900 | 167,101.2 | 6,462,100 | 9,500,000 |

[H] Contingency

Unit: sucres

| Item No. | Percent | Total Cost | Foreign Currency | Local Currency |
|----------|---------|------------|------------------|----------------|
| A | 10 | 7,844,300 | 2,378,150 | 5,466,150 |
| B | 5 | 2,321,200 | 1,597,700 | 723,500 |
| C | 10 | 1,293,000 | 329,000 | 964,000 |
| D | 20 | 300,000 | 0 | 300,000 |
| E | 10 | 160,000 | 0 | 160,000 |
| F | 5 | 120,000 | 0 | 120,000 |
| G | 10 | 272,700 | 190,000 | 82,700 |
| Total | 8.4 | 12,311,200 | 4,494,850 | 7,816,350 |

第10章 La Mica 発電所の経済解析

| | | |
|--------|-------------------------------|-----|
| 10-1 | 有効可能電力および有効売電電力量 | 166 |
| 10-2 | 年間経費 | 167 |
| 10-2-1 | La Mica 発電所の年間経費 ('A' case) | 167 |
| 10-2-2 | " " ('B' case) | 172 |
| 10-2-3 | La Mica 発電所の発電原価 | 176 |
| 10-3 | 発電代替設備との比較 | 176 |
| 10-3-1 | 代替設備の型式と規模 | 176 |
| 10-3-2 | 代替発電設備の電力原価 | 180 |
| 10-4 | La Mica 発電所の年間便益 | 185 |
| 10-5 | 便益～経費の比率 | 187 |

第 10 章 La Mica 発電所の経済解析

10-1 有効可能電力および有効売電電力量

La Mica 発電所の耐用年数期間の有効電力および有効電力量については Chapter 7 に記述した。この値に Quito の南変電所までの送電損失 (KW 損失: 最大 5.8%, KWh 損失: 最大 3.7%) を考慮し, 有効売電電力 (KW) および有効売電電力量を計算した。この計算は "A" case, "B" case の 2 つのケースについて行ない, その結果は Table 10-1, Table 10-2 に示す通りである。

Table 10-1 Effective Saleable Energy for Case "A"
at Sub-Station end

| Year | Effective Saleable Power (KW) | Effective Saleable Energy (MWh) | Year | Effective Saleable Power (KW) | Effective Saleable Energy (MWh) |
|------|-------------------------------|---------------------------------|----------------|-------------------------------|---------------------------------|
| 1974 | 23,100 | 55,460 | 2000 | 21,200 | 103,750 |
| 1976 | 28,500 | 77,530 | 2002 | 20,300 | 101,330 |
| 1978 | 28,500 | 89,620 | 2004 | 19,400 | 98,920 |
| 1980 | 28,500 | 123,740 | 2006 | 18,600 | 96,600 |
| 1982 | 28,500 | 123,740 | 2008 | 17,700 | 93,900 |
| 1984 | 28,100 | 117,850 | 2010 | 17,400 | 89,360 |
| 1986 | 27,200 | 116,790 | 2012 | 17,200 | 79,250 |
| 1988 | 26,400 | 115,440 | | | |
| 1990 | 25,500 | 113,890 | | | |
| 1992 | 24,600 | 112,150 | | | |
| 1994 | 23,800 | 110,220 | 2023 | 17,200 | 79,250 |
| 1996 | 22,900 | 108,190 | Annual average | 22,170 | 97,580 |
| 1998 | 22,000 | 106,070 | | | |

Table 10-2 Effective Saleable Energy for Case "B"
at Sub-Station end

| Year | Effective Saleable Power (KW) | Effective Saleable Energy (MWh) | Year | Effective Saleable Power (KW) | Effective Saleable Energy (MWh) |
|------|-------------------------------|---------------------------------|----------------|-------------------------------|---------------------------------|
| 1974 | 23,100 | 55,460 | 2006 | 24,500 | 108,800 |
| 1976 | 28,500 | 77,530 | 2008 | 23,500 | 105,160 |
| 1978 | 28,500 | 89,620 | 2010 | 22,500 | 101,520 |
| 1980 | 28,500 | 123,740 | 2012 | 21,500 | 97,880 |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ | 2014 | 20,500 | 94,240 |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ | 2016 | 19,500 | 90,600 |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ | 2018 | 18,000 | 86,960 |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ | 2020 | 17,400 | 83,320 |
| 1998 | 28,500 | 123,740 | 2022 | 17,200 | 79,680 |
| 2000 | 27,500 | 119,720 | 2023 | 17,200 | 79,500 |
| 2002 | 26,500 | 116,070 | Annual average | 25,120 | 106,560 |
| 2004 | 25,500 | 112,440 | | | |

- Note : (1) case "A" 1984年から水道用水 (Agua Potable) の取水を開始する場合
 (2) case "B" 1999年から水道用水の取水を開始する場合
 (3) Annual average は耐用年数期間を50年として算術平均した値である。
 (4) Effective Saleable max out-put は9月における値である。

10-2 年間経費

10-2-1 La Mica 発電所の年間経費 ("A" case)

La Mica 発電所の水道とのアロケーション後の工事費は Chapter 9 において述べた通り S/. 143,251,000 であり, "EEQ" SA によって決定されている。各設備に対する耐用年数ごとに工事費を分割すると Table 10-3-1 に示す通りになる。この工事費は発電所に送電線をふくめたものである。

Table 10-3-1 Total Construction Costs of La Mica Project for Case "A"

Unit: sucres

| Item | Life in years | Local currency | Foreign currency | Total costs |
|---------------------------|---------------|----------------|------------------|-------------|
| Lands and right of way | - | 2,035,300 | 0 | 2,035,300 |
| Access roads | 50 | 12,072,100 | 2,286,500 | 14,358,600 |
| Powerhouse | 50 | 8,010,800 | 4,540,700 | 12,551,500 |
| Camp & buildings | 30 | 190,800 | 1,591,100 | 1,781,900 |
| Civil works | 50 | 32,484,400 | 12,485,400 | 44,969,800 |
| Penstocks | 32 | 4,724,700 | 1,751,300 | 6,476,000 |
| Turbines and generators | 35 | 2,728,600 | 13,595,200 | 16,323,800 |
| Electrical equipment | 33 | 908,300 | 5,704,400 | 6,612,700 |
| Other equipment | 29 | 14,494,200 | 17,320,700 | 31,814,900 |
| Step-up substation | 28 | 274,800 | 1,040,700 | 1,315,500 |
| Total cost of power plant | | 77,924,000 | 60,316,000 | 138,240,000 |
| Transmission line | 35 | 2,476,000 | 2,524,000 | 5,000,000 |
| Grand total | | 80,400,000 | 62,840,000 | 143,240,000 |

Note: Overhead costs are allocated proportionately to all items.

Chapter 9において述べた金利、外貨6.5%、内貨1.0%および発電所の耐用年数を50年としての資本換元係数を適用して、年経費を求めた結果はTable10-3-2からTable10-3-4に示す通りである。

この場合、次の条件を適用した。

Replacement Costs : The Present worth of replacement cost after the life of the facilities averaged for 50 years. The residual value of the facilities is not considered in this case.

Amortization of the initial investments

: The total cost averaged for 50 years.

Table 10-3-2 Replacement Cost

Unit: sucres

| | Investment (1) | fs.p (%) (2) | fc.r (%) (3) | Annual cost (1)x(2)x(3) |
|--------------------|-------------------|-----------------|-----------------|----------------------------|
| At 28 years | | | | |
| Local currency | 274,800 | 0.0693 | 0.1009 | 1,920 |
| Foreign currency | 1,040,700 | 0.1715 | 0.0679 | 12,120 |
| At 29 years | | | | |
| Local currency | 14,494,200 | 0.0630 | 0.1009 | 92,140 |
| Foreign currency | 17,320,700 | 0.1610 | 0.0679 | 189,350 |
| At 30 years | | | | |
| Local currency | 190,800 | 0.0573 | 0.1009 | 1,100 |
| Foreign currency | 1,591,100 | 0.1512 | 0.0679 | 16,330 |
| At 32 years | | | | |
| Local currency | 4,724,700 | 0.0473 | 0.1009 | 22,600 |
| Foreign currency | 1,751,300 | 0.1333 | 0.0679 | 15,850 |
| At 33 years | | | | |
| Local currency | 908,300 | 0.0430 | 0.1009 | 3,950 |
| Foreign currency | 5,704,400 | 0.1252 | 0.0679 | 48,490 |
| At 35 years | | | | |
| Local currency | 5,205,100 | 0.0356 | 0.1009 | 18,700 |
| Foreign currency | 16,118,700 | 0.1103 | 0.0679 | 120,720 |
| Annual cost | | | | 544,000 |

Amortization of initial investments:

The total cost averaged for 50 years.

Table 10-3-7 Amortization of Initial Investment

Unit: sucres

| | Investment (1) | fc.r (2) | Annual cost (1) x (2) |
|-----------------------------|-------------------|-------------|--------------------------|
| Local currency (i = 10%) | 99,000,000 | 0.1009 | 9,990,000 |
| Foreign currency (i = 6.5%) | 70,000,000 | 0.0679 | 4,760,000 |
| Annual costs | | | 14,750,000 |

Note: fc.r = Capital recovery factor (%)

i = Annual interest

Table 10-3-8 Maintenance, Operation and Administrative Costs

Unit: sucres

| Item | Annual cost |
|--|-------------|
| (1) Personnel expense | |
| Plant personnel (12 persons x s/.48,000) | 576,000 |
| Camp personnel (10 persons x s/.32,000) | 320,000 |
| (2) Other expenses | 135,000 |
| (3) Maintenance of machinery and equipment | 573,000 |
| (4) Maintenance of structures | 426,000 |
| Sub-total | 2,030,000 |
| (5) Administrative expenses | 450,000 |
| Annual costs | 2,480,000 |

Note:

- (3) Estimated at 0.7% of the construction cost of the related items, that is, s/. 573,300 (See Table 10-3-5).

| | |
|-----------------------|-------------------------------------|
| Access road: | s/. 14,358,600 |
| Penstock: | s/. 6,476,000 |
| Turbine & generator: | s/. 16,323,800 |
| Electrical equipment: | s/. 6,612,700 |
| Other equipment: | s/. 31,814,900 |
| Step-up substation: | s/. 1,315,500 |
| Transmission line: | s/. 5,000,000 |
| Total cost: | 81,901,500 x 0.007 = s/. 573,000 |

- (4) Estimated at 0.5% of the construction cost of the related items, that is, s/. 425,500 (See Table 10-3-5).

| | |
|------------------|-------------------------------------|
| Powerhouse: | s/. 12,551,500 |
| Camp & building: | s/. 1,781,900 |
| Civil works: | s/. 70,758,300 |
| Total cost: | 85,091,700 x 0.005 = s/. 426,000 |

Other annual costs were estimated from actual costs in 1968 of existing power plants of "EEQ" S.A.

The total annual costs were estimated from Table 3-6, Table 3-7 and Table 3-8.

| | |
|-------------------------------------|----------------|
| Replacement cost: | s/. 544,000 |
| Amortization of initial investment: | s/. 14,750,000 |
| Maintenance and Operation costs: | s/. 2,480,000 |
| Total annual costs: | s/. 17,774,000 |

10-2-2 La Mica 発電所の年間経費 ("B" case)

'A' case 同様, 'B' case についてのアロケーション後の工事費を耐用年数ごとに分類した結果は Table 10-3-5 に示す通りとなる。

Table 10-3-5 Total Construction Costs of La Mica Project for Case "B"

Unit: sucres

| Item | Life in years | Local currency | Foreign currency | Total costs |
|---------------------------|---------------|----------------|------------------|-------------|
| Land and right of way | - | 2,035,300 | 0 | 2,035,300 |
| Access road | 50 | 12,072,100 | 2,286,500 | 14,358,600 |
| Powerhouse | 50 | 8,010,800 | 4,540,700 | 12,551,500 |
| Camp & buildings | 30 | 190,800 | 1,591,100 | 1,781,900 |
| Civil works | 50 | 51,084,400 | 19,645,400 | 70,729,800 |
| Penstocks | 32 | 4,724,700 | 1,751,300 | 6,476,000 |
| Turbine and generator | 35 | 2,728,600 | 13,595,200 | 16,323,800 |
| Electrical equipment | 33 | 908,300 | 5,704,400 | 6,612,700 |
| Other equipment | 29 | 14,494,200 | 17,320,700 | 31,814,900 |
| Step-up substation | 28 | 274,800 | 1,040,700 | 1,315,500 |
| Total cost of power plant | | 96,524,000 | 67,476,000 | 164,000,000 |
| Transmission line | 35 | 2,476,000 | 2,524,000 | 5,000,000 |
| Grand total | | 99,000,000 | 70,000,000 | 169,000,000 |

Chapter 9 において述べた金利外貨 6.5%, 内貨 10% および発電所の耐用年数を 50 年として資本換元係数を適用して, 年経費を求めた結果は Table 10-3-6 から Table 10-3-8 に示すとおりである。

この場合次の条件を適用した。

Replacement cost : The present worth of replacement cost after the life of the facilities averaged for 50 years. The residual value of the facilities is not considered in this case

Amortigation of the initial investments

: The total cost averaged for 50 years

Table 10-3-6 Replacement Cost

Unit: sueres

| | Investment (1) | fs.p (%) (2) | fc.r (%) (3) | Annual cost (1)x(2)x(3) |
|------------------|-------------------|-----------------|-----------------|----------------------------|
| At 28 years | | | | |
| Local currency | 274,800 | 0.0693 | 0.1009 | 1,920 |
| Foreign currency | 1,040,700 | 0.1715 | 0.0679 | 12,120 |
| At 29 years | | | | |
| Local currency | 14,494,200 | 0.0630 | 0.1009 | 92,140 |
| Foreign currency | 17,320,700 | 0.1610 | 0.0679 | 189,350 |
| At 30 years | | | | |
| Local currency | 190,800 | 0.0573 | 0.1009 | 1,100 |
| Foreign currency | 1,591,100 | 0.1512 | 0.0679 | 16,330 |
| At 32 years | | | | |
| Local currency | 4,724,700 | 0.0473 | 0.1009 | 22,600 |
| Foreign currency | 1,751,300 | 0.1333 | 0.0679 | 15,850 |
| At 33 years | | | | |
| Local currency | 908,300 | 0.0430 | 0.1009 | 3,950 |
| Foreign currency | 5,704,400 | 0.1252 | 0.0679 | 48,490 |
| At 35 years | | | | |
| Local currency | 5,205,100 | 0.0356 | 0.1009 | 18,700 |
| Foreign currency | 16,118,700 | 0.1103 | 0.0679 | 120,720 |
| Annual cost | | | | 544,000 |

Amortization of initial investment:

The total cost averaged for 50 years.

Table 10-3-3 Amortization of Initial Investment

Unit: sucres

| | Investment (1) | fc.r (2) | Annual cost (1) x (2) |
|-----------------------------|-------------------|-------------|--------------------------|
| Local currency (i = 10%) | 80,400,000 | 0.1009 | 8,113,000 |
| Foreign currency (i = 6.5%) | 62,840,000 | 0.0679 | 4,267,000 |
| Annual cost | | | 12,380,000 |

Note: fc.r = Capital recovery factor (%)

i = Annual interest

Table 10-3-4 Maintenance, Operation and Administrative Costs

Unit: sucres

| Item | Annual costs |
|--|--------------|
| (1) Personnel expense | |
| Plant personnel (12 persons x s/.48,000) | 576,000 |
| Camp personnel (10 persons x s/.32,000) | 320,000 |
| (2) Other expenses | 135,000 |
| (3) Maintenance of machinery and equipment | 573,000 |
| (4) Maintenance of structures | 296,000 |
| Sub-total | 1,900,000 |
| (5) Administrative expenses | 450,000 |
| Annual costs | 2,350,000 |

Note:

- (3) Estimated at 0.7% of the construction cost of the related items, that is, s/. 573,300. (See Table 10-3-1)

| | |
|-----------------------|-----------------------|
| Access roads: | s/. 14,358,600 |
| Penstock: | s/. 6,476,000 |
| Turbine & generator: | s/. 16,323,800 |
| Electrical equipment: | s/. 6,612,700 |
| Other equipment: | s/. 31,814,900 |
| Step-up substation: | s/. 1,315,500 |
| Transmission line: | s/. 5,000,000 |
| Total cost: | s/. 81,901,500 |
| | x 0.007 = s/. 573,000 |

- (4) Estimated at 0.5% of the construction cost of the related items, that is, s/. 296,600. (See Table 10-3-1)

| | |
|-------------------|-----------------------|
| Powerhouse: | s/. 12,551,500 |
| Camp & buildings: | s/. 1,781,900 |
| Civil works: | s/. 44,980,800 |
| Total cost: | s/. 59,314,200 |
| | x 0.005 = s/. 296,000 |

Other annual costs were estimated from actual costs in 1968 of existing power plants of "EEQ" S.A.

Therefore the total annual costs were estimated from Table 9-(4), 9-(5) and 9-(6).

| | |
|-------------------------------------|----------------|
| Replacement costs: | s/. 544,000 |
| Amortization of initial investment: | s/. 12,380,000 |
| Maintenance and operation costs: | s/. 2,350,000 |
| Total annual costs: | s/. 15,274,000 |

10-2-3 La Mica 発電所の発電原価

(1) "A" case

10-2-1 で計算した La Mica 発電所の年間経費 S/. 15,274,000 を, Guangopolo 変電所端の耐用年数期間の平均売電電力量 9,758,000 KWh で除すと, KWh 当り発電原価は S/. 0.157/KWh となる。年間経費 S/. 15,274,000 を全工事費 S/. 143,251,000 で除すと経費率は 10.66% となる。

(2) "B" case

10-2-2 で計算した La Mica 発電所の年間経費 S/. 17,774,000 を Guangopolo 変電所端の耐用年数期間の平均売電電力量 106,560,000 KWh で除すと KWh 当り発電原価は S/. 0.167/KWh となる。年間経費 S/. 17,774,000 を全工事費 S/. 169,028,500 で除すと経費率は 10.51% となる。

10-3 発電代替設備との比較

10-3-1 代替設備の型式と規模

La Mica 発電所の代替設備として, 出力 30,000 KW の火力発電所を Quito 市郊外に建設することを考慮した。

その理由はこのプロジェクトが La Mica 発電所自己で 18,000 KW, Guangopolo Cumbaya, Nayan の 3 発電所において, 渇水期 (9 月) に下流増加電力量になって有効化される出力 12,000 KW を発生可能にする効果をもっているからである。

火力発電所の型式は次の 3 つ種類について比較検討を行わない, この中より最も経済性の高い型式を選んだ。

Table 10-4 火力発電型式の比較

| Type | Installed capacity MW x unit | Construction cost sucres | Efficiency (BTU/KWh) | Years of depreciation | Unit cost of energy sucres/KWh |
|--------------|---------------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------------------|
| Diesel power | 5 MW x 6 =30,000KW | s/. 102,000,000 | 11,500 | 15 | 0.373 |
| Steam power | 15 MW x 2 =30,000KW | s/. 120,000,000 | 14,000 | 20 | 0.412 |
| Gas turbine | 15 MW x 2 =30,000KW | s/. 93,000,000 | 17,000 | 10 | 0.513 |

Note : (1) BTU/Gallon of fuel = 148,000

(2) Efficiency includes influence of high elevation at Quito (El 2,800m)

(3) Annual energy production = 97,580,000 KWh/year

(4) Utilization factor = (Average Output) $11.140 \text{ KW} / 30,000 \text{ KW} = 37.1\%$

(5) Construction Cost perKW

Diesel power : S/. 3,400/KW

Steam power : S/. 4,000/KW (include cooling plant)

Gas turbine : S/. 3,100/KW

Table 10-5 Construction Costs of Alternative Thermal Plants (1)

| | Diesel power 5 MW x 6 units | Steam power 15 MW x 2 units | Gas turbine 15 MW x 2 units |
|-----------------------|---|---|--|
| Initial Investment | S/. 102,000,000 | S/. 120,000,000 | S/. 93,000,000 |
| Foreign currency | $C_1 = 86,700,000$ | 102,000,000 | 79,000,000 |
| Local currency | $C_2 = 15,300,000$ | 18,000,000 | 14,000,000 |
| (1) Amortization Cost | T = 15 | T = 20 | T = 10 |
| Foreign $i = 6.5\%$ | $C_1 \times 0.068 =$ S/. 5,896,000 | $C_1 \times 0.068 =$ S/. 6,936,000 | $C_1 \times 0.068 =$ S/. 5,372,000 |
| Local $i = 10\%$ | $C_2 \times 0.101 =$ 1,545,000 | $C_2 \times 0.101 =$ 1,818,000 | $C_2 \times 0.101 =$ 1,414,000 |
| Total | 7,441,000 | 8,754,000 | 6,786,000 |
| (2) Replacement Cost | At 15 $C_1 \times 0.389 \times 0.106 = 3,575,000$ $C_2 \times 0.239 \times 0.131 = 479,000$ At 30 $C_1 \times 0.151 \times 0.076 = 995,000$ $C_2 \times 0.057 \times 0.106 = 92,000$ At 45 $C_1 \times 0.059 \times 0.069 = 353,000$ $C_2 \times 0.014 \times 0.101 = 22,000$ | At 20 $C_1 \times 0.284 \times 0.091 = 2,636,000$ $C_2 \times 0.149 \times 0.117 = 314,000$ At 40 $C_1 \times 0.080 \times 0.071 = 579,000$ $C_2 \times 0.022 \times 0.102 = 40,000$ | At 10 $C_1 \times 0.533 \times 0.139 = 5,853,000$ $C_2 \times 0.385 \times 0.163 = 879,000$ At 20 $C_1 \times 0.284 \times 0.091 = 2,042,000$ $C_2 \times 0.149 \times 0.117 = 244,000$ At 30 $C_1 \times 0.151 \times 0.076 = 907,000$ $C_2 \times 0.057 \times 0.106 = 85,000$ At 40 $C_1 \times 0.080 \times 0.070 = 442,000$ $C_2 \times 0.022 \times 0.102 = 31,000$ |
| Total | 5,516,000 | 3,569,000 | 10,483,000 |

continued on next page

Table 10-5 Construction Costs of Alternative Thermal Plants (2)

| | Diesel power 5 MW x 6 units | Steam power 15 MW x 2 units | Gas turbine 15 MW x 2 units |
|---|---|---|--|
| (3) Operating cost | | | |
| Energy production in KWh | 97,580,000 | 97,580,000 | 97,580,000 |
| Fuel consumption in gallon | KWh x $\frac{11,500}{148,000}$ = 7,582,000 | KWh x $\frac{14,000}{148,000}$ = 9,230,000 | KWh x $\frac{17,000}{148,000}$ = 11,208,000 |
| Cost of fuel | s/. 2.25/gal. | s/. 2.25/gal. | s/. 2.25/gal. |
| Fuel expenses | s/. 17,060,000 | s/. 20,768,000 | s/. 25,218,000 |
| Personnel expenses | 35 p x s/. 4,500 = s/. 1,575,000 | s/. 1,575,000 | s/. 1,575,000 |
| Other expenses | s/. 250,000 | s/. 250,000 | s/. 250,000 |
| Maintenance expenses Cost x 0.076 | s/. 1,632,000 | s/. 1,920,000 | s/. 1,860,000 Cost x 0.02 |
| Oil and lubricant costs Fuel Ex. x 0.0115 | s/. 1,962,000 | s/. 2,388,000 | s/. 2,900,000 |
| Administration expenses | s/. 1,000,000 | s/. 1,000,000 | s/. 1,000,000 |
| Total | 23,479,000 | 27,901,000 | 32,803,000 |
| Grand total (1) - (3) | s/. 36,395,000 | s/. 40,224,000 | s/. 50,072,000 |
| Cost/KWh | s/. 0.373 | s/. 0.412 | s/. 0.513 |

代案としての Steam power plant は約 $6,000 m^3 / \text{hours}$ ($1.67 m^3 / \text{sec}$) の冷却水が必要であり、Quito においてはこの冷却水を得ることは困難である。もし、冷却塔をこの plant に追加するならば他の代替案よりもコスト高になるだろう。Gas turbine plant はまだ南アメリカでは余り用いられていないが将来はこの型式がピーク 負荷用として広く用いられるようになるだろう。しかし $2,800 m$ の高地にある Quito のような場所ではその出力に 25% の損失を見込まねばならないため電力原価は $S / .0513 / \text{KWh}$ と非常に高くなる。また発電所の over-hauling を考慮すると Quito では困難であり、3つの代替案の中で最も不経済である。

Steam power あるいは Gas turbine plant を Quito の電力需給系統の中で運転するためにはユニット容量をもう少し小さくせねばならず、その結果電力原価の上昇を招くことになる。

Table 10-4 にも示す通り 3 代替案の中で Diesel power が最も安価であり、Quito においては Diesel power plant を計画するのが最も妥当である。

10-3-2 代替発電設備の電力原価

10-3-1 において述べた通り、Quito においては Diesel power plant の建設が最も良い代替案であり、電力原価は以下にのべる諸元にもとずいて計算した。

(A) 30,000 KW Diesel power plant の建設工事費

Diesel 発電所の工事費積算に当り次のような諸元を適用した。

発 電 機 :

| | |
|--------|-----------|
| 主機器台数 | : 6 |
| ユニット容量 | : 5 MW |
| 速 度 | : 500 rpm |
| 冷却方式 | : 水 冷 |
| 発電電圧 | : 6,600 V |

昇圧変圧器 :

| | |
|------|--------------------|
| 台 数 | : 3相 1台 |
| ユニット | : 30,000 KVA OA/FA |
| 電 圧 | : 6.6 KV / 4.6 KV |

送 電 線 :

| | |
|-----|--------|
| 延 長 | : 1 Km |
|-----|--------|

用 地 :

| | |
|--|------------------------|
| | : $120 m \times 120 m$ |
|--|------------------------|

オイルタンク : 台 数

: 2

容 量

: 500,000 gallon

建 寸 法 :

: $65 m \times 35 m$

付 属 建 屋 寸 法 :

: $20 m \times 10 m$

Table 10-6 Construction Costs of 30 MW Diesel Power Plant at Quito

Unit: sucres

| | Life in year | Local Currency | Foreign Currency | Total cost |
|--|--------------------|-------------------|---------------------|-------------|
| (1) Cost of land | - | 150,000 | | 150,000 |
| (2) Powerhouse, cooling pond & shops | 30 | 1,700,000 | 2,500,000 | 4,200,000 |
| (3) Waterhouse & other buildings | 30 | 125,000 | 125,000 | 250,000 |
| (4) Fuel tanks, Fuel handling equipment | 29 | 1,000,000 | 11,000,000 | 12,000,000 |
| (5) Motor-generator sets | 15 | 6,500,000 | 57,000,000 | 63,500,000 |
| (6) Electrical equipment (Control board, switchgear, etc.) | 22 | 120,000 | 1,100,000 | 1,220,000 |
| (7) Other equipment | 22 | 200,000 | 1,000,000 | 1,200,000 |
| (8) Step-up substation | 28 | 300,000 | 2,100,000 | 2,400,000 |
| (9) Transmission line | 35 | 140,000 | 200,000 | 340,000 |
| Sub-total | | 10,235,000 | 75,025,000 | 85,260,000 |
| (10) Engineering and supervision | - | - | 3,000,000 | 3,000,000 |
| (11) Administration costs | | 1,600,000 | - | 1,600,000 |
| (1) - (11) | | 11,835,000 | 78,025,000 | 89,860,000 |
| (12) Contingency | | 1,775,000 | 5,461,000 | 7,236,000 |
| (1) - (12) | | 13,610,000 | 83,486,000 | 97,096,000 |
| (13) Interest during construction | | 1,690,000 | 3,214,000 | 4,904,000 |
| Grand total | | 15,300,000 | 86,700,000 | 102,000,000 |

(B) Diesel power plant の年間経費

Diesel power plantの年間経費は La Mica Hydro power と同じ方法にもとずいて計算するものとし、耐用年数は50年とした。

初期投資の償却、設備改造費および保守運転費は Table 10-8, Table 10-9, Table 10-10 に示す通りである。

Table 10-7 Construction Costs of 30 MW Diesel Power Plant at Quito

Unit: sucres

| Item | Life in year | Local currency | Foreign currency | Total cost |
|---|--------------|----------------|------------------|-------------|
| (1) Cost of land | - | 224,000 | - | 224,000 |
| (2) Powerhouse, cooling pond & shops | 30 | 2,541,000 | 2,888,000 | 5,429,000 |
| (3) Warehouse & other buildings | 30 | 187,000 | 145,000 | 332,000 |
| (4) Fuel tanks & fuel handling equipment | 29 | 1,495,000 | 12,711,000 | 14,206,000 |
| (5) Motor-generator sets | 15 | 9,716,000 | 65,872,000 | 75,588,000 |
| (6) Electrical equipment (Control board, switchyard, etc.) | 22 | 179,000 | 1,271,000 | 1,450,000 |
| (7) Other equipment | 22 | 299,000 | 1,155,000 | 1,454,000 |
| (8) Step-up substation | 28 | 449,000 | 2,427,000 | 2,876,000 |
| (9) Transmission line | 35 | 210,000 | 231,000 | 441,000 |
| Grand total | | 15,300,000 | 86,700,000 | 102,000,000 |

Table 10-8 Replacement Cost of Diesel Power Plant

Unit: sucres

| | Investment (1) | fs.p (2) | fc.r (3) | Annual costs (1)x(2)x(3) |
|------------------|-------------------|-------------|-------------|-----------------------------|
| At 22 years | | | | |
| Local currency | 478,000 | 0.1228 | 0.1140 | 6,690 |
| Foreign currency | 2,426,000 | 0.2502 | 0.0867 | 52,630 |
| At 28 years | | | | |
| Local currency | 449,000 | 0.0693 | 0.1075 | 3,340 |
| Foreign currency | 2,427,000 | 0.1715 | 0.0785 | 32,670 |
| At 29 years | | | | |
| Local currency | 1,495,000 | 0.0630 | 0.1067 | 10,050 |
| Foreign currency | 12,711,000 | 0.1610 | 0.0775 | 158,600 |
| At 30 years | | | | |
| Local currency | 12,444,000 | 0.0573 | 0.1061 | 75,650 |
| Foreign currency | 68,905,000 | 0.1512 | 0.0766 | 798,050 |
| At 35 years | | | | |
| Local currency | 210,000 | 0.0356 | 0.1037 | 780 |
| Foreign currency | 231,000 | 0.1103 | 0.0731 | 1,860 |
| At 15 years | | | | |
| Local currency | 9,716,000 | 0.2394 | 0.1310 | 304,710 |
| Foreign currency | 65,872,000 | 0.3888 | 0.1064 | 2,725,000 |
| At 44 years | | | | |
| Local currency | 478,000 | 0.0151 | 0.1015 | 6,690 |
| Foreign currency | 2,426,000 | 0.0626 | 0.0693 | 52,630 |
| At 45 years | | | | |
| Local currency | 22,160,000 | 0.0137 | 0.1014 | 30,780 |
| Foreign currency | 134,777,000 | 0.0588 | 0.0691 | 547,610 |
| Annual costs | | | | 4,807,740 |

Note: fs.p = Single payment present worth factor (%)
fc.r = Capital recovery factor (%)

Table 10-9 Amortization of Initial Investment of Diesel Plant

Unit: sucres

| | Investment | fc.r | Annual cost |
|-----------------------------|------------|---------|-------------|
| Local currency (i = 10%) | 15,300,000 | 0.10086 | 1,543,000 |
| Foreign currency (i = 6.5%) | 86,700,000 | 0.0679 | 5,896,000 |
| Annual cost | | | 7,439,000 |

Note: fc.r = Capital recovery factor (%)

i = Annual interest

Table 10-10 Maintenance, Operation and Administrative Costs

Unit: sucres

| | Annual cost |
|---|-------------|
| (1) Fuel expenses (s/. 0.175/KWh) 97,580,000 KWh x s/. 0.175 | 17,060,000 |
| (2) Personnel expense (35 persons) 35 p x s/. 4,500 | 1,575,000 |
| (3) Other expenses | 250,000 |
| (4) Maintenance expenses | 1,632,000 |
| (5) Oil and lubricant expenses | 1,962,000 |
| (6) Administrative expenses | 1,000,000 |
| Annual cost | 23,479,000 |

Note: For cost of fuel, the present cost of diesel fuel at Quito of s/. 2.25/gallon, has been taken.

(C) Diesel power plant の発電原価

Diesel power plant の年間経費は Table 10-8, Table 10-9, Table 10-10 に示す値の合計値である。

| | |
|---|----------------|
| Replacemet cost | S/. 4,807,740 |
| Amortization | S/. 7,411,000 |
| Maintenance, Operation and Administrative Expenses | S/. 23,479,000 |
| Total annual cost | S/. 35,697,740 |

年間経費 S/. 35,697,740 を耐用年数期間年平均売電電力量 97,580,000 KWh で除すと、Diesel power の KWh 当り発電原価は S/. 0.366/KWh となる。

10-4 La Mica 発電所の年間便益

La Mica 発電所の年間便益は KW と KWh について求めねばならない。このために Table 10-11 に示すように代替設備と考えられる Diesel power plant の年間経費を固定費と可変費に分割し、KW および KWh の単位当りコストを計算する。この単位当りコストを La Mica 発電所の年間便益の計算に用いるものとする。

単位当りコストは次の通りである。

$$\text{KW 当り便益} : S/. 17,138,740 / 30,000 \text{KW} = S/. 570 / \text{KW}$$

$$\text{KWh 当り便益} : S/. 19,559,000 / 97,580,000 \text{KWh} = S/. 0.20 / \text{KWh}$$

Table 10-11 Annual benefit for KW and KWh

Unit: sucres

| | Total annual costs | Fixed cost | Variable cost |
|---|--------------------|------------|---------------|
| (1) Replacement | 4,807,740 | 4,807,740 | - |
| (2) Amortization | 7,411,000 | 7,411,000 | - |
| (3) Maintenance, operation & administration costs | | | |
| Fuel expenses | 17,060,000 | - | 17,060,000 |
| Personnel expenses | 1,575,000 | 1,575,000 | - |
| Other expenses | 250,000 | 150,000 | 100,000 |
| Maintenance expenses | 1,632,000 | 1,300,000 | 332,000 |
| Oil & lubricants | 1,962,000 | 1,295,000 | 1,667,000 |
| (4) Administrative expenses | 1,000,000 | 600,000 | 400,000 |
| Total | 35,697,740 | 17,138,740 | 19,559,000 |

上記単位当り便益を用い、La Mica 発電所の耐用年数期間について10-1でのべた有効売電電力(KWおよびKWh)から、各年の便益を求め、この合計値を現在時点に資本換元して、La Mica 発電所の便益を求める。

"A" case, "B" case について求めた結果はTable 10-12およびTable 10-13に示す通りである。

Table 10-12 Annual benefit of La Mica Project for Case "A"

| No. | Year | Effective Saleable power & Energy | | Annual benefit | | 1974 present worth | |
|---|------|-----------------------------------|--------------|--------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| | | Power (KW) | Energy (KWh) | Power (mil sucres) | Energy (mil sucres) | KW annual benefit (mil sucres) | KW annual benefit (mil sucres) |
| 1 | 1974 | 23,100 | 55,460 | 13,167 | 11,092 | 12,080 | 10,180 |
| 3 | 76 | 28,500 | 77,530 | 16,245 | 15,506 | 12,540 | 11,970 |
| 5 | 78 | 28,500 | 89,620 | 16,245 | 17,924 | 10,560 | 11,650 |
| 7 | 80 | 28,500 | 123,740 | 16,245 | 24,748 | 8,890 | 13,540 |
| 9 | 82 | 28,500 | 123,740 | 16,245 | 24,748 | 7,480 | 11,390 |
| 11 | 84 | 28,100 | 117,850 | 16,017 | 23,570 | 6,210 | 9,130 |
| 13 | 86 | 27,200 | 116,790 | 15,504 | 23,358 | 5,060 | 7,620 |
| 15 | 88 | 26,400 | 115,440 | 15,048 | 23,088 | 4,130 | 6,340 |
| 17 | 90 | 25,500 | 113,890 | 14,535 | 22,778 | 3,360 | 5,260 |
| 19 | 92 | 24,600 | 112,150 | 14,022 | 22,430 | 2,730 | 4,360 |
| 21 | 94 | 23,800 | 110,220 | 13,566 | 22,044 | 2,220 | 3,610 |
| 23 | 96 | 22,900 | 108,190 | 13,053 | 21,638 | 1,800 | 2,980 |
| 25 | 98 | 22,000 | 106,070 | 12,540 | 21,214 | 1,450 | 2,460 |
| 27 | 2000 | 21,200 | 103,750 | 12,084 | 20,750 | 1,190 | 2,040 |
| 29 | 2002 | 20,300 | 101,330 | 11,571 | 20,266 | 950 | 1,670 |
| 31 | 4 | 19,400 | 98,920 | 11,058 | 19,784 | 760 | 1,370 |
| 33 | 6 | 18,600 | 96,600 | 10,602 | 19,320 | 620 | 1,120 |
| 35 | 8 | 17,700 | 93,900 | 10,089 | 18,780 | 490 | 920 |
| 37 | 2010 | 17,400 | 89,360 | 9,918 | 17,872 | 410 | 740 |
| 39 | 2012 | 17,200 | 79,250 | 9,804 | 15,850 | 340 | 550 |
| | : | : | : | : | : | sub-total | sub-total |
| | : | ditto | ditto | ditto | ditto | from 2012 | from 2012 |
| | : | : | : | : | : | to 2023 | to 2023 |
| | : | : | : | : | : | 2,320 | 3,740 |
| 50 | 2023 | 17,200 | 79,250 | 9,804 | 15,850 | | |
| Total | | | | | | 168,860 | 221,540 |
| Capital recovery factor at 50 years = 9.0 % | | | | | | KW Bene- fit = s/.15,200 | KWh Bene- fit = s/.19,940 |
| | | | | | | Total Benefit = s/.35,140 | |

Note: The interest rate is 9.0% which is the same weighted average interest rate for La Mica Project.

Table 10-13 Annual Benefit of La Mica Project for Case "B"

| No. | Year | Effective Saleable power & energy | | Annual benefit | | 1974 present worth | | | |
|---|------|-----------------------------------|--------------|--------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------|---------|
| | | Power (KW) | Energy (KWh) | Power (mil sucres) | Energy (mil sucres) | KW annual benefit (mil sucres) | KWh annual benefit (mil sucres) | | |
| 1 | 1974 | 23,100 | 55,460 | 13,167 | 11,090 | 12,080 | 10,180 | | |
| 3 | 1976 | 28,500 | 77,530 | 16,245 | 15,506 | 12,540 | 11,970 | | |
| 5 | 1978 | 28,500 | 89,620 | 16,245 | 15,506 | 10,560 | 10,080 | | |
| 7 | 1980 | 28,500 | 123,740 | 16,245 | 24,748 | 8,890 | 13,540 | | |
| : | : | : | : | : | : | sub total from 1980 to 1998 | sub total from 1980 to 1998 | | |
| : | : | : | : | : | : | | | | |
| : | : | : | : | : | : | | | | |
| : | : | : | : | : | : | | | | |
| : | : | ditto | ditto | ditto | ditto | | | 77,800 | 118,530 |
| : | : | : | : | : | : | | | | |
| 25 | 1998 | 28,500 | 123,740 | 16,245 | 24,748 | 1,880 | 2,870 | | |
| 27 | 2000 | 27,500 | 119,720 | 15,675 | 23,944 | 1,530 | 2,340 | | |
| 29 | 2002 | 26,500 | 116,070 | 15,105 | 23,214 | 1,240 | 1,910 | | |
| 31 | 2004 | 25,500 | 112,440 | 14,535 | 22,488 | 1,000 | 1,550 | | |
| 33 | 2006 | 24,500 | 108,800 | 13,965 | 21,760 | 810 | 1,270 | | |
| 35 | 2008 | 23,500 | 105,160 | 13,395 | 21,032 | 660 | 1,030 | | |
| 37 | 2010 | 22,500 | 101,520 | 12,825 | 20,304 | 530 | 840 | | |
| 39 | 2012 | 21,500 | 97,880 | 12,255 | 19,576 | 430 | 680 | | |
| 41 | 2014 | 20,500 | 94,240 | 11,685 | 18,848 | 340 | 550 | | |
| 43 | 2016 | 19,500 | 90,600 | 11,115 | 18,120 | 270 | 450 | | |
| 45 | 2018 | 18,000 | 86,960 | 10,260 | 17,392 | 210 | 360 | | |
| 47 | 2020 | 17,400 | 83,320 | 9,918 | 16,664 | 170 | 290 | | |
| 49 | 2022 | 17,200 | 79,680 | 9,804 | 15,936 | 140 | 230 | | |
| 50 | 2023 | 17,200 | 79,500 | 9,805 | 15,900 | 130 | 210 | | |
| Total | | | | | | 184,620 | 239,230 | | |
| Capital recovery factor at 50 year = 9.0% | | | | | | KW Bene- fit = 16,620 | KWh Bene- fit = 21,530 | | |
| | | | | | | Total Benefit = 38,150 | | | |

Note: The interest rate is 9.0% which is the same weighted average interest rate for La Mica Project.

10-5 便益～経費の比率

"A" case, "B" case について, La Mica 発電所の便益, 経費は 10-2-1, 10-2-2, および 9-4 で求めた。その結果は次の通りである。

"A" case : 年間便益(B) = S / . 34,590,000 / year

年間経費(C) = S / . 15,274,000 / year

超過便益 = (B) - (C) = S / . 19,316,000

(B) / (C) = 2.26

年間便益(B) = S / . 37,430,000 / year

年間経費(C) = S / . 17,774,000 / year

超過便益 = (B) - (C) = S / . 19,656,000

(B) / (C) = 2.11

第 1 1 章 資 金 計 画

| | | | |
|-------------|-------------|-------|-----|
| 1 1 - 1 | 所 要 資 金 | | 191 |
| 1 1 - 2 | 資 金 調 達 | | 191 |
| 1 1 - 2 - 1 | 調 達 源 | | 191 |
| 1 1 - 2 - 2 | 金利および償還期限 | | 192 |
| 1 1 - 3 | 収入および費用 | | 192 |
| 1 1 - 3 - 1 | 買 電 収 入 | | 192 |
| 1 1 - 3 - 2 | 運 転 保 守 経 費 | | 193 |
| 1 1 - 3 - 3 | 減 価 償 却 費 | | 193 |
| 1 1 - 3 - 4 | 純 益 | | 193 |
| 1 1 - 4 | 資 金 返 済 計 画 | | 193 |

第 11 章 資 金 計 画

本ラ・ミカプロジェクトの事業主である「EEQ」SAは現在、資本金S/. 221,000,000、設備出力60MW、年間販売電力量160,000Mwhを有し、その運営を全て自己の販売電力収入でもつて行なっている純粋の民間電力企業である。従つて、本計画の資金計画の立案にあつては「EEQ」SAが現在実施しているその他プロジェクトとの関連およびEEQの全体の財務状況を確認した上、資金計画を立てることが望しい。本計画の調査を実施した6人の技師が所属する電源開発株式会社(EPDC)は1966年「EEQ」SAとの間の「ナヨン水力発電所建設に関する技術役務契約」に基き、同計画のフイージビリテイーレポートを作成し、EEQに提出した。このフイージビリテイーレポートで考慮された資金計画は1966年現在のEEQ全体の財務状況を基礎とし、それにナヨン計画の必要資金および運開後の収支バランスを組み入れて作成されたものである。ナヨン発電所建設工事の着工は1969年7月頃に着工の見通しであるため「EEQ」SAは現在全体の資金計画について再調整を行つている。

従つて、今回ナヨン計画の調査の際、行なつたのと同様の方法で、EEQの財務状況を基礎とした資金計画を立案することは多くの不確定要素を前提とすることとなるので、本計画では本計画単独の収支バランスを計算して、以下の通り資金計画を立案した。

11-1 所 要 資 金

本計画の総工事費は第9章に詳述の通り、外貨所要分S/. 72,193,000、内貨所要分S/. 104,717,000、合計176,910,000であり、その年度別資金の内訳は次の通りである。

| | 1972 S/. 10 ³ | 1973 S/. 10 ³ | 1974 S/. 10 ³ | 計 S/. 10 ³ |
|-----|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------|
| 外貨分 | (8,450) | (1,994) | (1,710) | (72,193) |
| 内貨分 | (22,844) | (4,328) | (3,094) | (104,717) |
| 計 | (30,367) | (6,379) | (4,804) | (176,910) |

(注) 上段()内数字は建設中利息で、各年の所要資金の中に含まれている。

11-2 資 金 調 達

11-2-1 調 達 源

資金調達源としては外国借款、国内金融機関からの借入れ、増資、自己資金の投入等の方法があるが、今回の検討にあつては外貨分については国際金融機関からの借款を期待した。内貨分の調達源としては剰余金、その他の融通可能資金が考えられるが、これらの源資よりの融通可能額は本章の冒頭で述べた通り、明確につかみがない現状にあるので、これら既設設備の運営に基くfavorは考慮に入れなかった。

又増資についても現在のところ資金を必要額だけ調整するため、EEQの株式を国内の一般投資家および金融機関に買わせることは不可能とのことなので、考慮しなかつた。従つて、内貨分については全額国内金融機関からの借入れにより賄うものとした。

11-2-2 金利および償還期限

(1) 外貨分

国際金融機関からの借款について「EEQ」SAは1963年にCumbaya水力発電所1期工事の工事資金を世界銀行の借款により調達している。又「EEQ」SAはナヨン発電所建設工事実施のため、現在、世界銀行との間に借款交渉を進めているが、世界銀行は金利年6.5%、償還期限17年の条件を提示しており、この融資条件で借款成立の見通しである。今回のラ・ミカプロジェクトについては次の条件を適用することにした。

金 利： 年率6.5%

償還期限： 運転開始後20年間元利均等償還

(2) 内貨分

現在、エクアドル国の市中銀行あるいはその他金融機関からの借入条件は一般的に云つて金利年9~10%で、償還期限は7~10年である。従つて、本計画の内貨分の借款条件は安全を見て、下記の通り想定した。

金 利： 年率10%

償還期限： 運転開始後10年間元利均等償還

11-3 収入および費用

11-3-1 買電収入

(1) 変電所渡し売電単価：

ラ・ミカプロジェクトにより発電される電力はキトー南変電所において引渡されるものとし、同変電所渡し売電単価を下記の通り想定した。

過去の「EEQ」SAの電力系統の需要家端の平均売電単価を見ると、1966年は $S/\cdot 0.479$ 、1967年は $S/\cdot 0.477$ であつた。平均売電単価を将来のプロジェクトに対して適用する場合、電力需用の構成変化から生じる変動をあらかじめ考慮する必要があるが、本計画についてはナヨン計画で採用された需用家端平均売電単価 $S/\cdot 0.483$ を採用することにした。ただし、この売電単価は「EEQ」SAが過去に投入した変電および配電経費を含んだ値段であるので、これら経費についてEEQが過去に投入した資金比率を求めたところ25%の数値が得られた。一方、「EEQ」SA電力系統の平均電力損失率を18.5%と想定すれば、本計画のキトー南変電所迄の電力量損失率が3.7%であるので需用家端の平均売電単価 $S/\cdot 0.483$ をキトー南変電所母線に換算すれば $S/\cdot 0.412$ となる。従つて、この数値に75%を乗じて得られる S/\cdot

0.309 を以つて本計画の売電可能単価とした。

(2) 南変電所渡し可能電力量：

南変電所渡しの可能電力量は第7章で記載した如く、送電ロス3.7%として算定した。

(3) 収入：

(1),(2)によりラ・ミカ発電所のキトー南変電所における電力収入を計算すると、Table 11-1 'Income Statement' 記載の通りとなる。

11-3-2 運転保守経費

(1) 人件費：

ラ・ミカ発電所の運転保守要員は22名を予定し、昇給率を年5%として、給与を積算した。

(2) 諸経費：

1968年現在のEEQの全系統の諸経費を基に積算した。

(3) 補修費：

機器については機器関係工事費の0.7%、構造物については関連工事費の0.5%を補修費として積算計上した。

(4) 管理費：

1968年現在のEEQ全系統の管理費を基に、年間増加率を3%として積算した。

11-3-3 減価償却費

減価償却費については第10章Table 11-3-1に記載の耐用年数を適用し、残存価格10%の定額法を採用した。

11-3-4 純 益

以上のような条件で年別に本計画に対する収入を予想し、運転保守経費、減価償却費を差し引き、更に資金の外貨借款分および内貨借款分に対する支払利息を控除すると、ラ・ミカ発電所の建設による純益はTable 11-1 'Income Statement' の通りとなる。

11-4 資金返済計画

資金返済に充当される源資は経常収支における純益および減価償却費である。11-2-2で述べた借款条件に基いて外貨分および内貨分の返済額を算定するとTable 11-2 'Amortization Schedule' の通りとなる。又、これと返済源資を対比したものがTable 11-3 'Cash Flow Statement' である。この表で明かのように1975年以降3年間は入金返済のため合計S/・6,580,000の不足を生じるので、'EEQ' SAは本計画を組み入れた全体の資金計画を立案する際には、この不足額を確保するため内部留保金の引当等による調達方法を別途考慮しなければならない。しかしながら、1978年以降は

常に黒字となり、想定した諸条件による外貨、内貨の借入金の返済は十分可能である。

従つて、本ラ・ミカプロジェクトは計画自体の経済性も極めて高いうえ、資金的にも十分可能な計画といえる。

Table 11-1 Income Statement

Unit: Mil Sucre

| Order of Years | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|------------------------------------|--------|---------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Year | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 |
| (A) Gross Revenue from Sales | 7,140 | 21,408 | 23,957 | 26,049 | 27,693 | 32,878 | 38,236 | 38,236 | 38,236 | 38,236 | 36,416 |
| Annual Sales of Energy (MWh) | 23,108 | 69,280 | 77,530 | 84,300 | 89,620 | 106,400 | 123,740 | 123,740 | 123,740 | 123,740 | 117,850 |
| Unit Sales Price (Sucre/KWh) | 0.309 | 0.309 | 0.309 | 0.309 | 0.309 | 0.309 | 0.309 | 0.309 | 0.309 | 0.309 | 0.309 |
| (B) Total Operating Costs | 3,451 | 8,281 | 8,339 | 8,400 | 8,463 | 8,530 | 8,599 | 8,672 | 8,748 | 8,828 | 8,911 |
| Operating and Wages | 980 | 2,351 | 2,409 | 2,470 | 2,533 | 2,600 | 2,669 | 2,742 | 2,818 | 2,898 | 2,981 |
| Salaries and Wages | 373 | 896 | 896 | 896 | 896 | 896 | 896 | 896 | 896 | 896 | 896 |
| Other Expenses | 56 | 135 | 135 | 135 | 135 | 135 | 135 | 135 | 135 | 135 | 135 |
| Operation and Maintenance Costs | 363 | 870 | 870 | 870 | 870 | 870 | 870 | 870 | 870 | 870 | 870 |
| Administration Expense | 188 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 |
| Increase in Salaries | - | - | 45 | 92 | 141 | 193 | 247 | 304 | 364 | 427 | 493 |
| Increase in Administration Expense | - | - | 13 | 27 | 41 | 56 | 71 | 87 | 103 | 120 | 137 |
| Depreciation | 2,471 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 |
| (C) Operating Income: (A) - (B) | 3,689 | 13,127 | 15,618 | 17,649 | 19,230 | 24,348 | 29,637 | 29,564 | 29,488 | 29,408 | 27,505 |
| (D) Final Expenditure (Interest) | - | 15,164 | 14,385 | 13,534 | 12,602 | 11,581 | 10,464 | 9,240 | 7,900 | 6,432 | 4,823 |
| Local Loan (10 years) | - | 10,472 | 9,814 | 9,092 | 8,297 | 7,422 | 6,460 | 5,402 | 4,238 | 2,958 | 1,549 |
| Foreign Loan (20 years) | - | 4,692 | 4,571 | 4,442 | 4,305 | 4,159 | 4,004 | 3,838 | 3,662 | 3,474 | 3,274 |
| (E) Net Income: (C) - (D) | 3,689 | - 2,037 | 1,233 | 4,115 | 6,628 | 12,767 | 19,173 | 20,324 | 21,588 | 22,976 | 22,682 |

Table 11-2 (1) Amortization Schedule - Foreign Currency

Unit: Mil Suces

| Year | Borrowing | | | Redemption | | | Outstanding Balance | Remarks |
|-------|-----------------------|-------------------|--------|------------|----------|---------|---------------------|--|
| | Generating Facilities | Transmission Line | Total | Principal | Interest | Total | | |
| 1972 | 7,883 | 252 | 8,135 | | | | | Interest Rate: 6.5% |
| 1973 | 34,451 | - | 34,451 | | | | | |
| 1974 | 27,326 | 2,272 | 29,598 | | | | 72,184 | Redeemable in equal annual installments in 20 years after beginning of commercial operation. Amortization Rate: 0.09075640 |
| 1975 | | | | 1,859 | 4,692 | 6,551 | 70,325 | |
| 1976 | | | | 1,980 | 4,571 | 6,551 | 68,345 | |
| 1977 | | | | 2,109 | 4,442 | 6,551 | 66,236 | |
| 1978 | | | | 2,246 | 4,305 | 6,551 | 63,990 | |
| 1979 | | | | 2,392 | 4,159 | 6,551 | 61,598 | |
| 1980 | | | | 2,547 | 4,004 | 6,551 | 59,051 | |
| 1981 | | | | 2,713 | 3,838 | 6,551 | 56,338 | |
| 1982 | | | | 2,889 | 3,662 | 6,551 | 53,449 | |
| 1983 | | | | 3,077 | 3,474 | 6,551 | 50,372 | |
| 1984 | | | | 3,277 | 3,274 | 6,551 | 47,095 | |
| 1985 | | | | 3,490 | 3,061 | 6,551 | 43,605 | |
| 1986 | | | | 3,717 | 2,834 | 6,551 | 39,888 | |
| 1987 | | | | 3,958 | 2,593 | 6,551 | 35,930 | |
| 1988 | | | | 4,216 | 2,335 | 6,551 | 31,714 | |
| 1989 | | | | 4,490 | 2,061 | 6,551 | 27,224 | |
| 1990 | | | | 4,781 | 1,770 | 6,551 | 22,443 | |
| 1991 | | | | 5,092 | 1,459 | 6,551 | 17,351 | |
| 1992 | | | | 5,423 | 1,128 | 6,551 | 11,928 | |
| 1993 | | | | 5,776 | 775 | 6,551 | 6,152 | |
| 1994 | | | | 6,152 | 399 | 6,551 | 0 | |
| Total | 69,660 | 2,524 | 72,184 | 72,184 | 58,836 | 131,020 | | |

Table 11-2 (2) Amortization Schedule - Local Currency

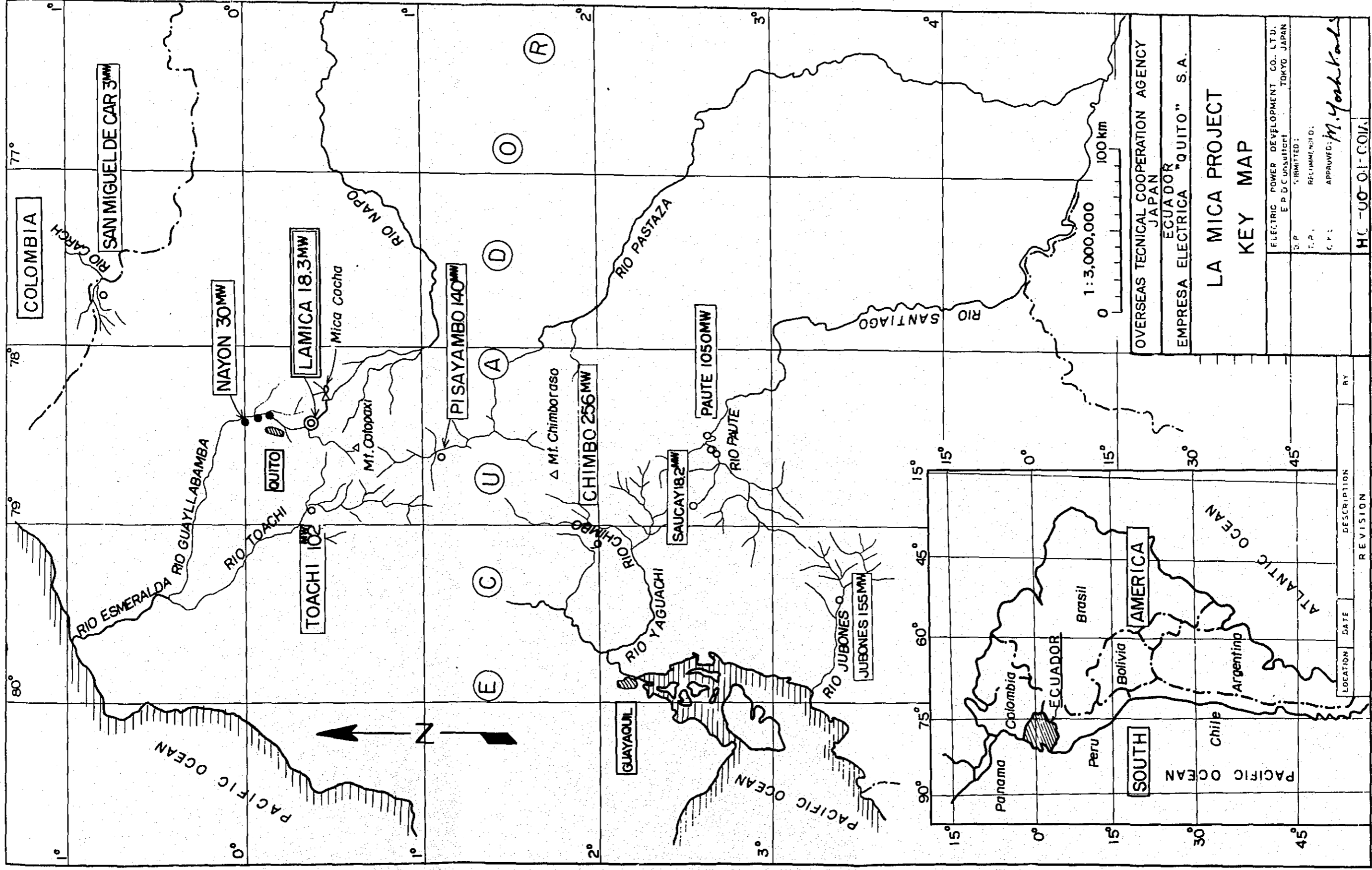
Unit: Mil Suces

| Year | Borrowing | | | Redemption | | | Outstanding Balance | Remarks |
|-------|-----------------------|-------------------|---------|------------|----------|---------|---------------------|---|
| | Generating Facilities | Transmission Line | Total | Principal | Interest | Total | | |
| 1972 | 22,844 | - | 22,844 | | | | | Interest Rate: 10% |
| 1973 | 49,328 | - | 49,328 | | | | | |
| 1974 | 30,068 | 2,476 | 32,544 | | | | 104,716 | |
| 1975 | | | | 6,570 | 10,472 | 17,042 | 98,146 | Redeemable in equal annual installments in 10 years after beginning of commercial operation. Amortizations Rate: 0.16274539 |
| 1976 | | | | 7,228 | 9,814 | 17,042 | 90,918 | |
| 1977 | | | | 7,950 | 9,092 | 17,042 | 82,968 | |
| 1978 | | | | 8,745 | 8,297 | 17,042 | 74,223 | |
| 1979 | | | | 9,620 | 7,422 | 17,042 | 64,603 | |
| 1980 | | | | 10,582 | 6,460 | 17,042 | 54,021 | |
| 1981 | | | | 11,640 | 5,402 | 17,042 | 42,381 | |
| 1982 | | | | 12,804 | 4,238 | 17,042 | 29,577 | |
| 1983 | | | | 14,084 | 2,958 | 17,042 | 15,493 | |
| 1984 | | | | 15,493 | 1,549 | 17,042 | 0 | |
| Total | 102,240 | 2,476 | 104,716 | 104,716 | 65,704 | 170,420 | | |

Table 11-3 Cash Flow Statement

Unit: Mil Sucre

| | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| (A) Cash Receipt | 30,979 | 83,779 | 68,302 | 3,893 | 7,163 | 10,045 | 12,558 | 18,697 | 25,103 | 26,254 | 27,518 | 28,906 | 28,612 |
| (1) Net Income | | | 3,689 | -2,037 | 1,233 | 4,115 | 6,628 | 12,767 | 19,173 | 20,324 | 21,588 | 22,976 | 22,682 |
| (2) Depreciation | | | 2,471 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 | 5,930 |
| (3) Borrowings | | | | | | | | | | | | | |
| Domestic Loan | 22,844 | 49,328 | 32,544 | | | | | | | | | | |
| Foreign Loan | 8,135 | 34,451 | 29,598 | | | | | | | | | | |
| (B) Cash Disbursement | 30,979 | 83,779 | 62,142 | 8,429 | 9,208 | 10,059 | 10,991 | 12,012 | 13,129 | 14,353 | 15,693 | 17,161 | 18,770 |
| (1) Construction Expenditure | | | | | | | | | | | | | |
| Domestic Currency | 23,844 | 49,328 | 32,544 | | | | | | | | | | |
| Foreign Currency | 8,135 | 34,451 | 29,598 | | | | | | | | | | |
| (2) Amortization of Debt (Principal) | | | | | | | | | | | | | |
| Domestic Currency | | | | 6,570 | 7,228 | 7,950 | 8,745 | 9,620 | 10,582 | 11,640 | 12,804 | 14,084 | 15,493 |
| Foreign Currency | | | | 1,859 | 1,980 | 2,109 | 2,246 | 2,392 | 2,547 | 2,713 | 2,889 | 3,077 | 3,277 |
| (C) Balance Carried Forward: | 0 | 0 | 6,160 | -4,536 | -2,045 | -14 | 1,567 | 6,685 | 11,974 | 11,901 | 11,825 | 11,745 | 9,842 |
| (A) - (B) | | | | | | | | | | | | | |



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY
JAPAN
ECUADOR
EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

LA MICA PROJECT
KEY MAP

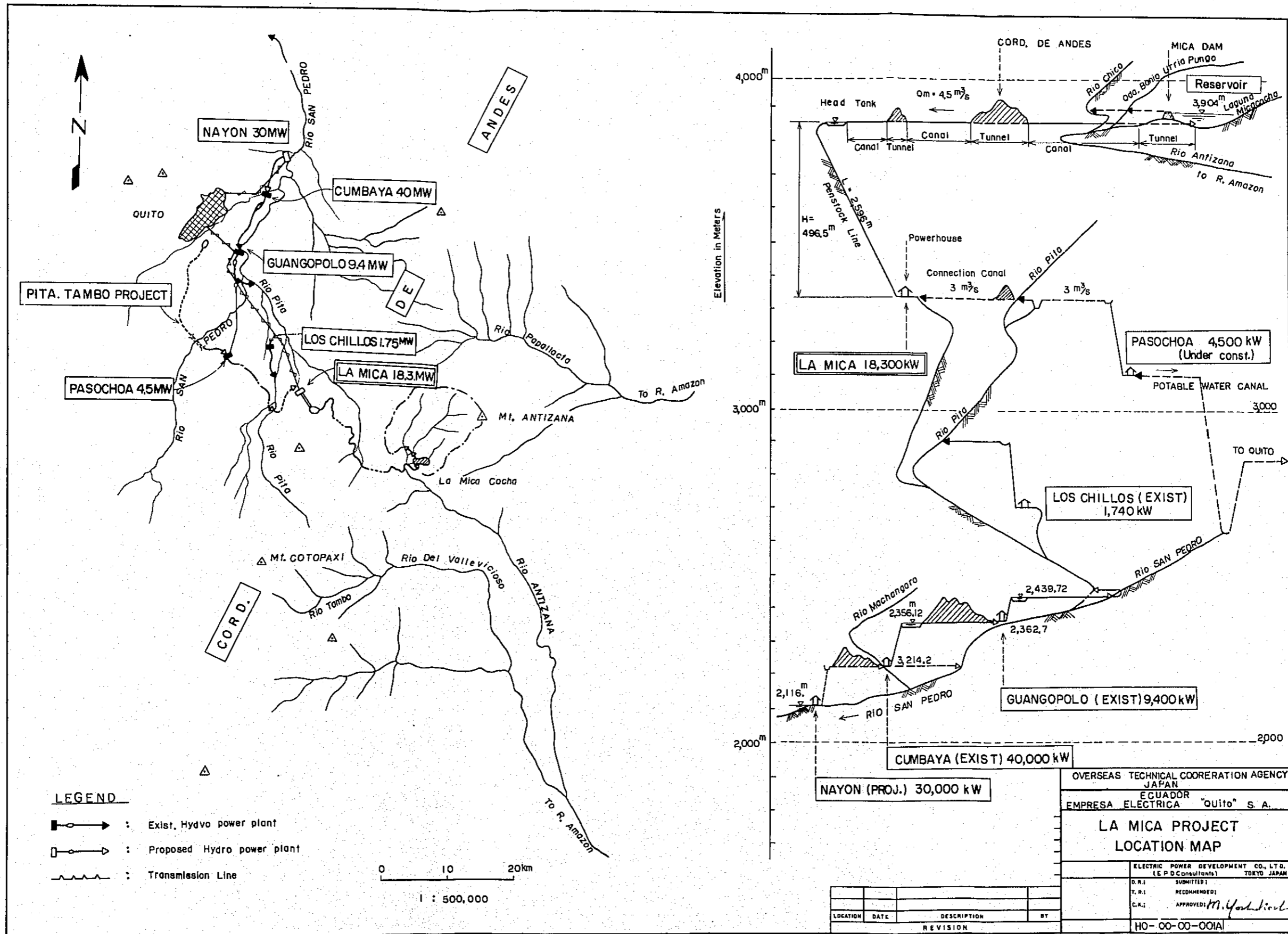
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
E.P.D.C. CONSULTANT
TOKYO JAPAN

D.P. SUBMITTED:
T.P. REFERENCE NO. D:
C.P. APPROVED: *M. Yoshikawa*

HC-00-01-COJA

| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| | | | |
| | | | |

DRAWING NO. 1



LEGEND

- : Exist. Hydro power plant
- : Proposed Hydro power plant
- : Transmission Line

0 10 20km
1 : 500,000

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY
JAPAN
EQUADOR
EMPRESA ELECTRICA "Quito" S. A.

**LA MICA PROJECT
LOCATION MAP**

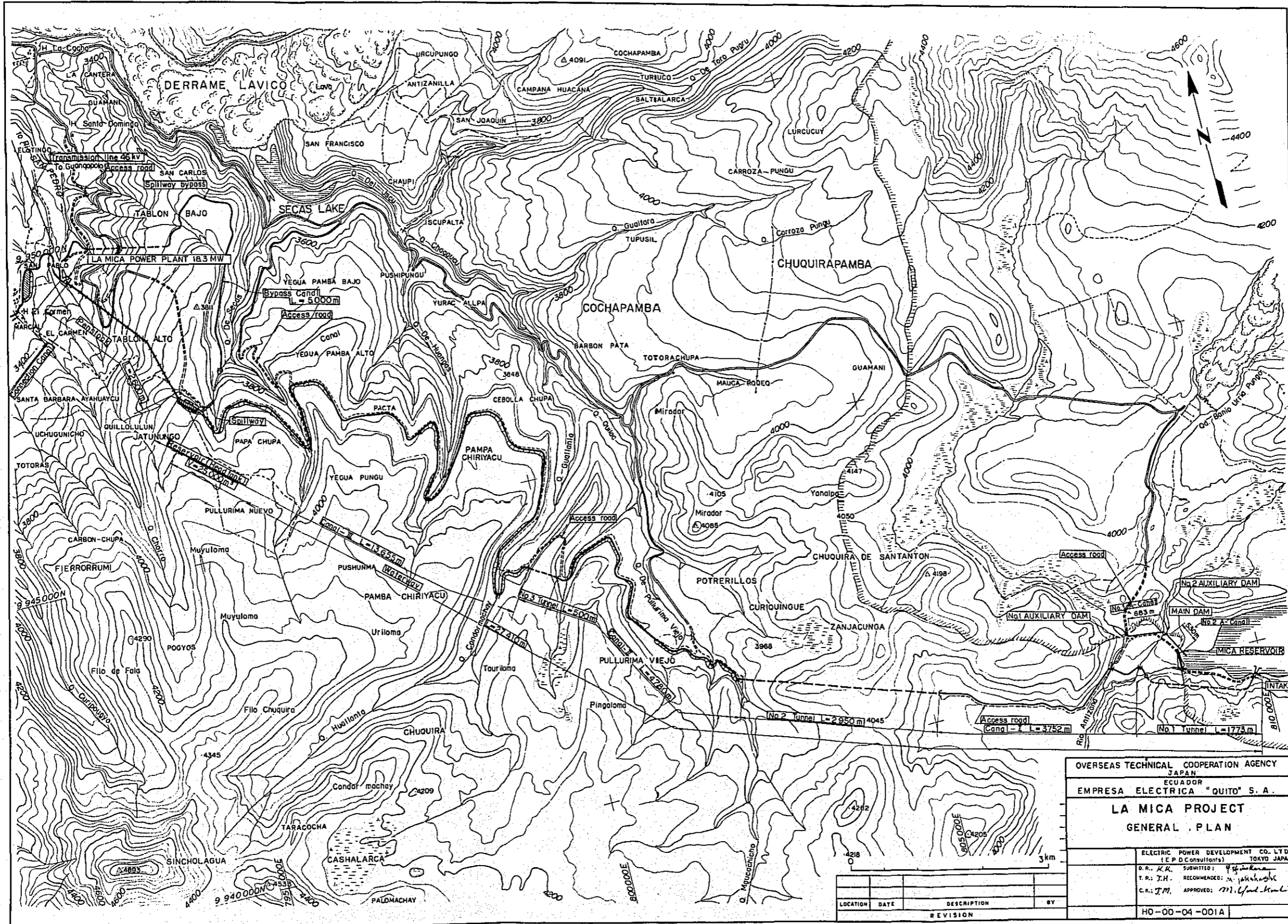
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
(E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN

D.R.: SUBMITTED:
T.R.: RECOMMENDED:
C.R.: APPROVED: *M. Yoshida*

HO-00-00-001A

| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| | | REVISION | |

DRAWING NO. 2



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY
JAPAN
ECUADOR
EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S. A.

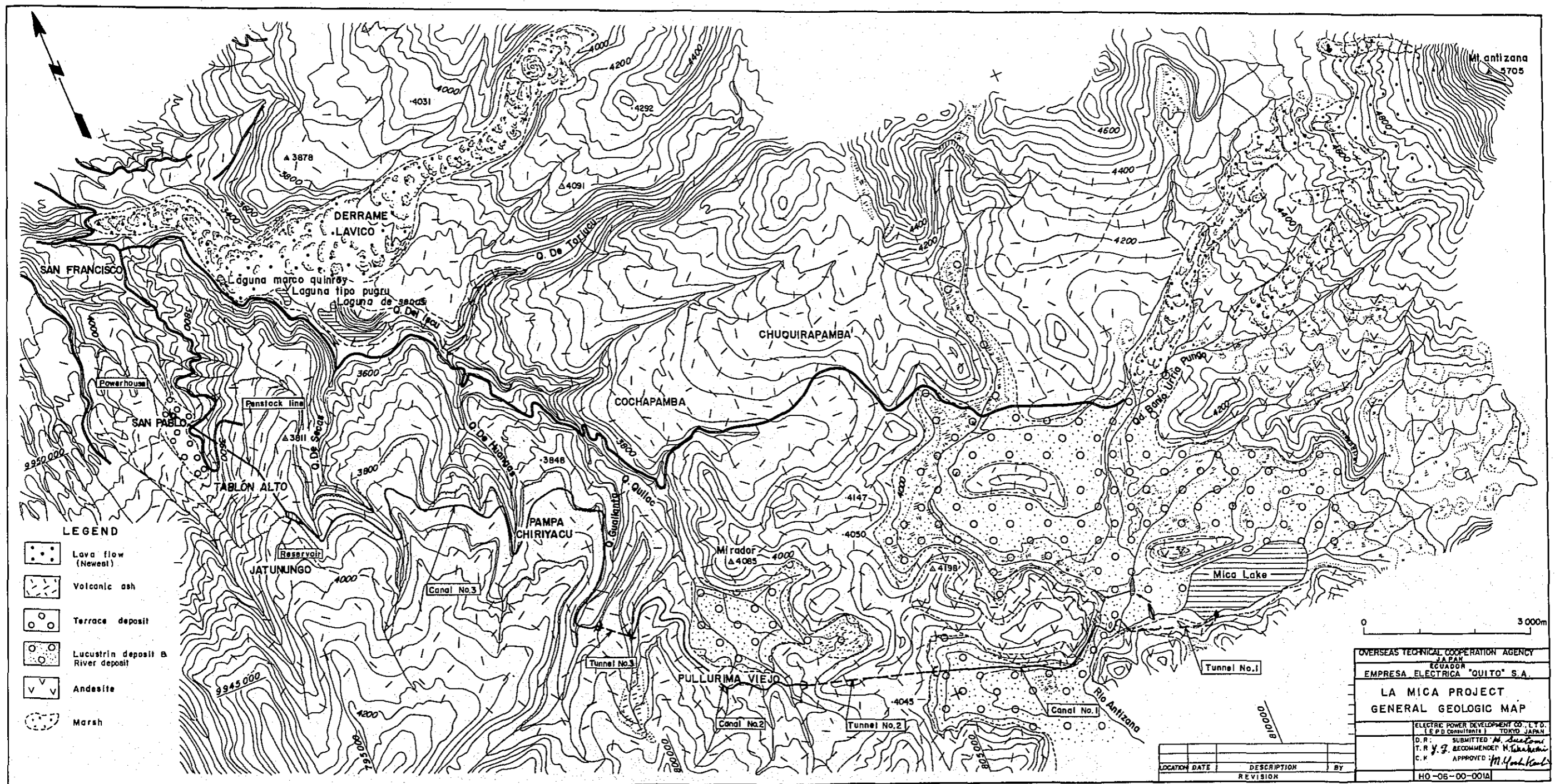
**LA MICA PROJECT
GENERAL PLAN**

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD.
(E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN
D.R.: K.K. SUBMITTED: 4/26/64
T.R.: J.H. RECOMMENDED: 11/18/64
C.R.: J.M. APPROVED: 11/18/64

| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| REVISION | | | |

HO-00-04-001A

DRAWING NO. 3



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY
 JAPAN
 ECUADOR
 EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

**LA MICA PROJECT
 GENERAL GEOLOGIC MAP**

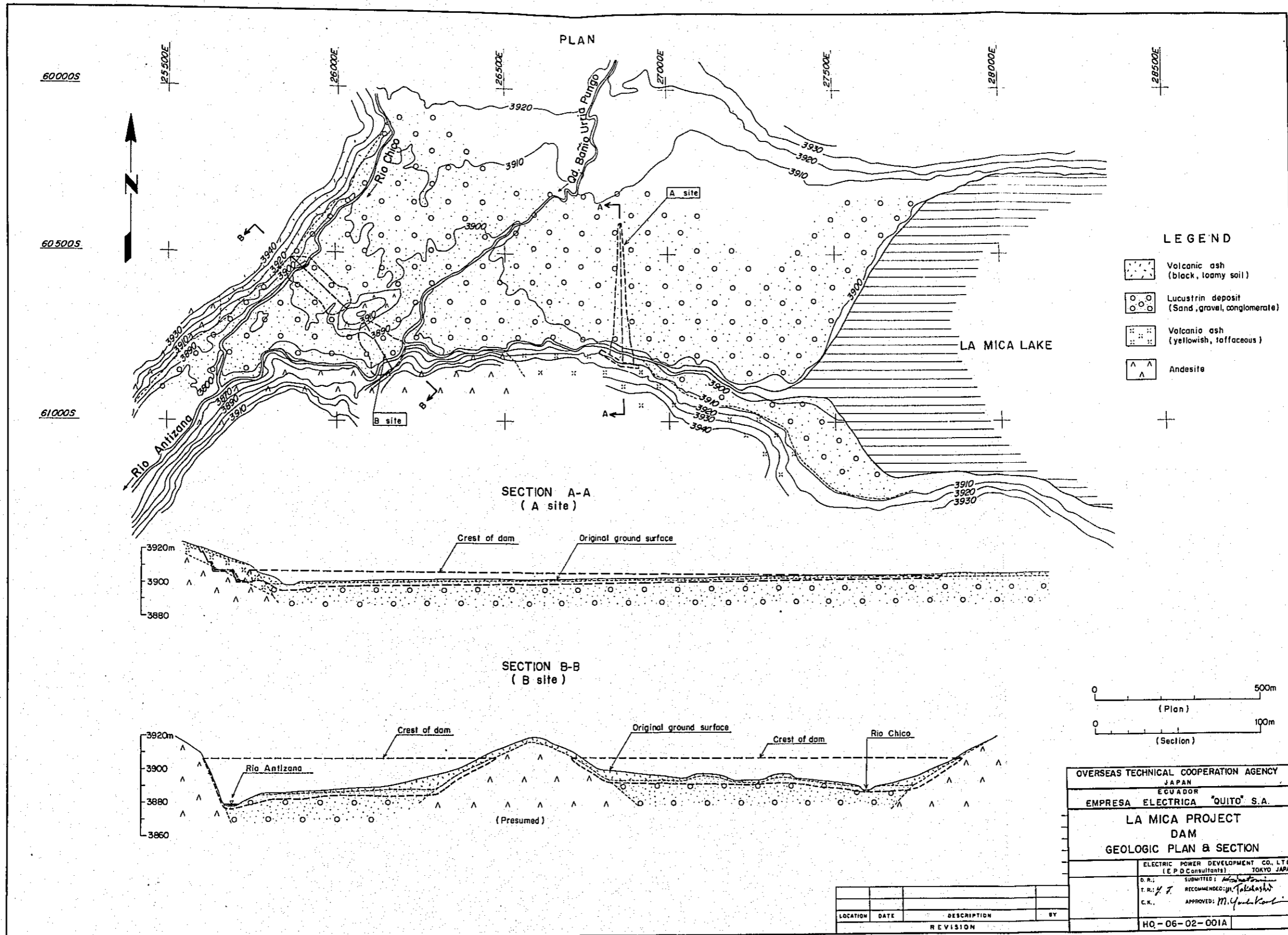
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
 (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN

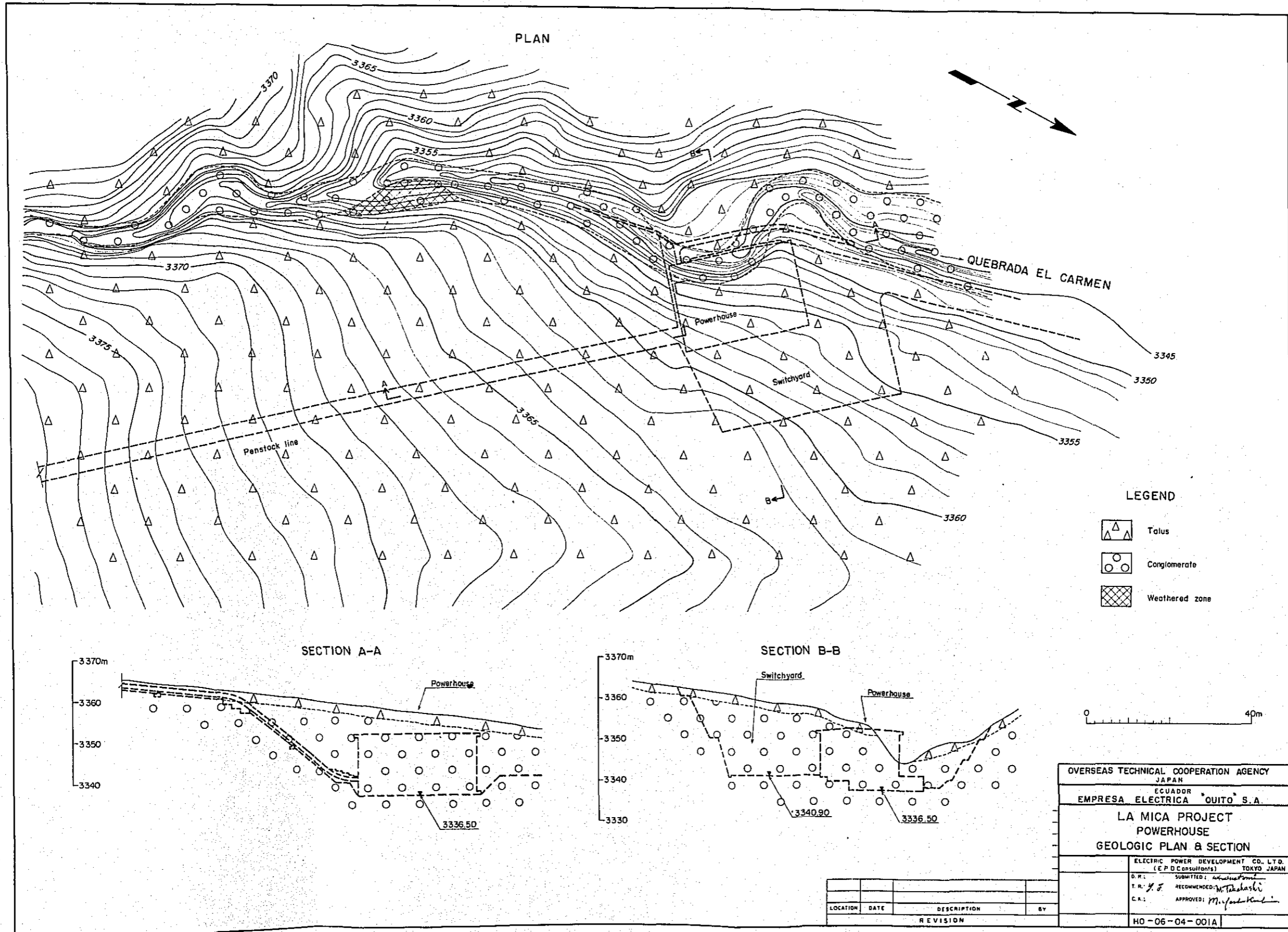
D.R. SUBMITTED BY *M. Saito*
 T.R. & RECOMMENDED BY *H. Takahashi*
 C.K. APPROVED BY *M. Yoshikawa*

HO-08-00-001A

| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| | | | |
| | | | |

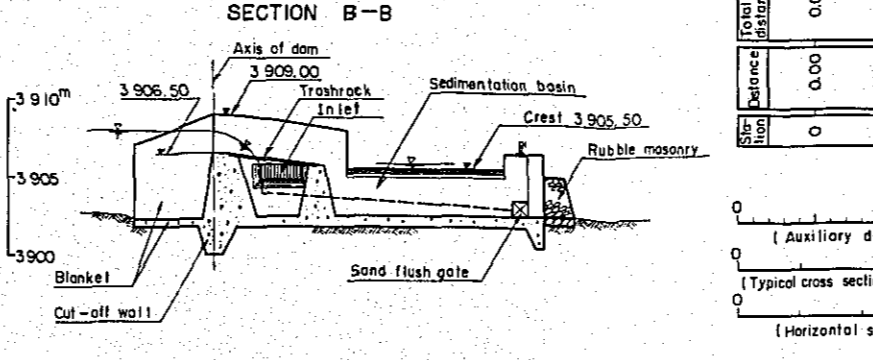
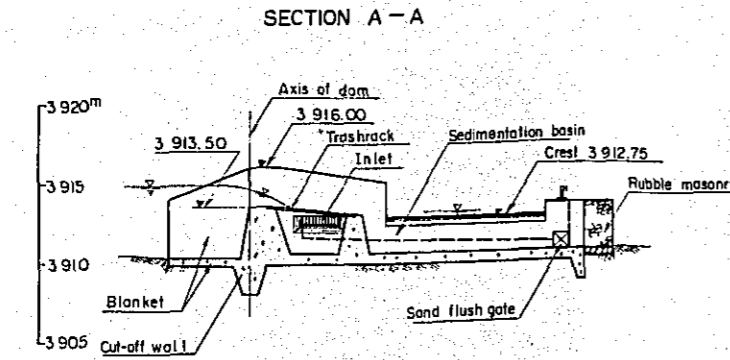
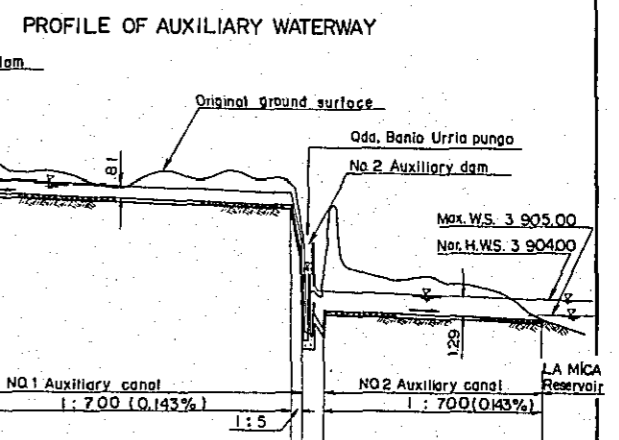
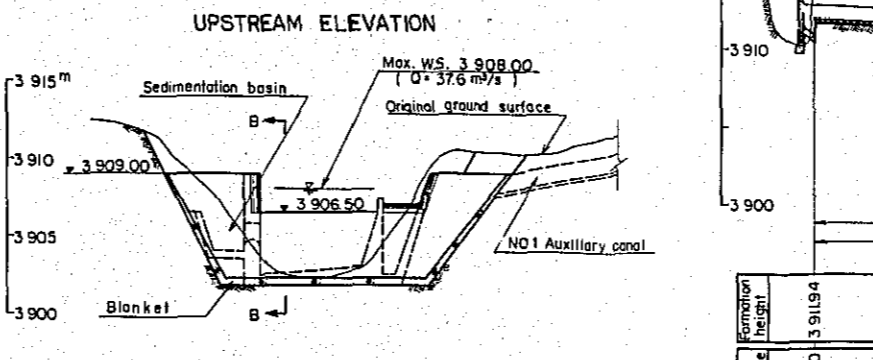
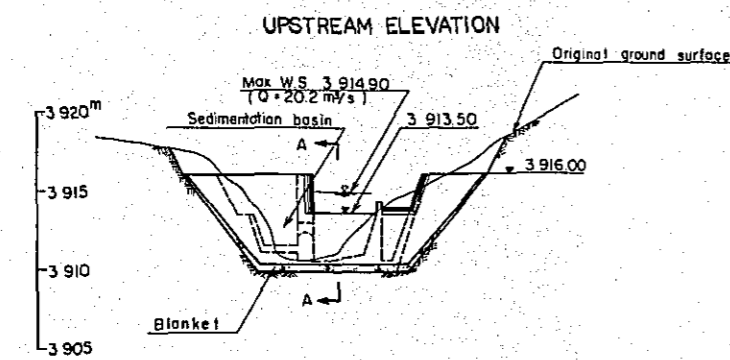
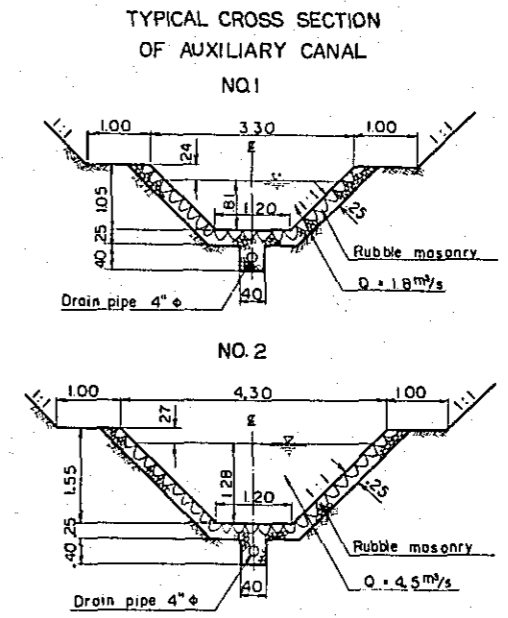
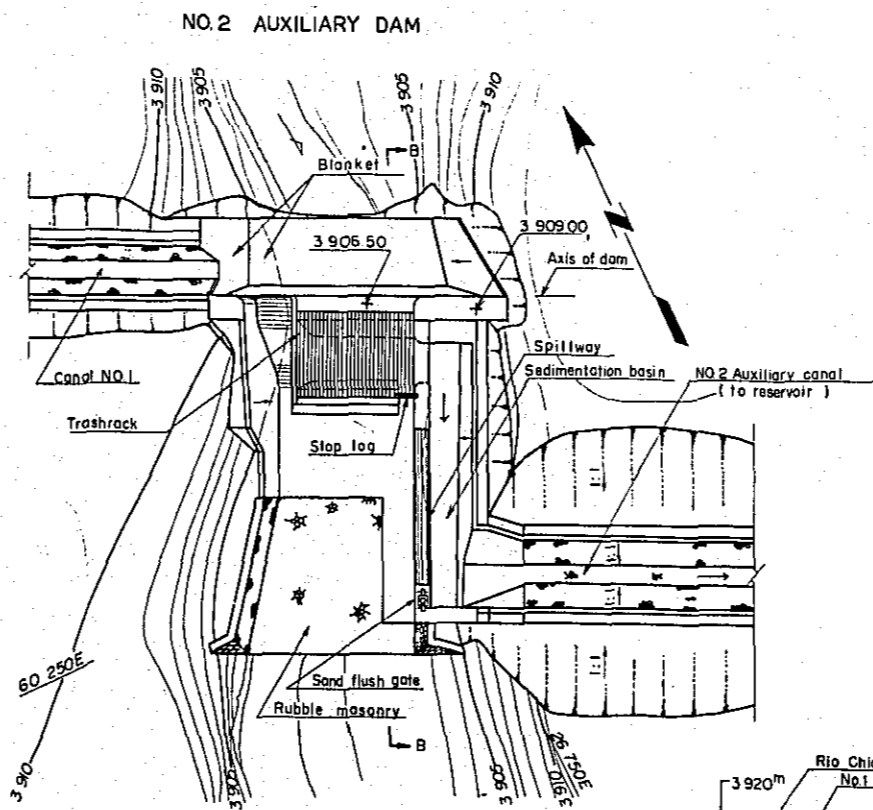
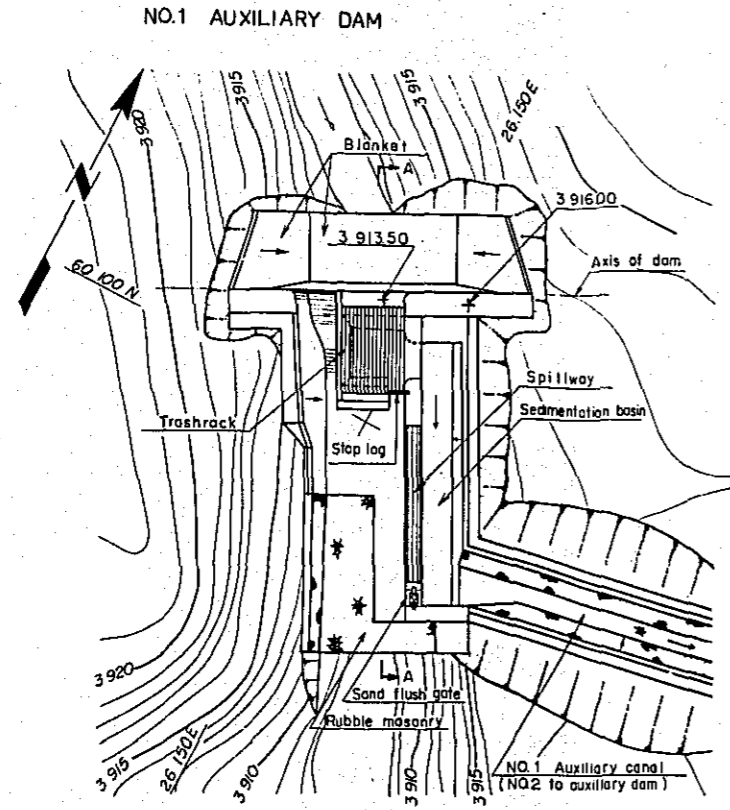
DRAWING NO. 4





| | |
|--|--|
| OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY JAPAN | |
| EQUADOR EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A. | |
| LA MICA PROJECT POWERHOUSE GEOLOGIC PLAN & SECTION | |
| ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN | |
| D.R.: T.R.: C.R.: | SUBMITTED: <i>[Signature]</i> RECOMMENDED: <i>M. Takahashi</i> APPROVED: <i>M. [Signature]</i> |
| HO-06-04-001A | |

| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| REVISION | | | |



| Formation height | Total distance | Distance | Station |
|------------------|----------------|----------|---------|
| 3911.94 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| 3910.96 | 683.8 | 683.8 | 1682 |
| 3907.60 | 700.00 | 0.00 | 0 |
| 3904.22 | 0.00 | 3500.0 | 3500.0 |
| 3903.72 | | | |

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY
JAPAN
ECUADOR
EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

LA MICA PROJECT
AUXILIARY DAM & CANAL
PLAN & SECTIONS

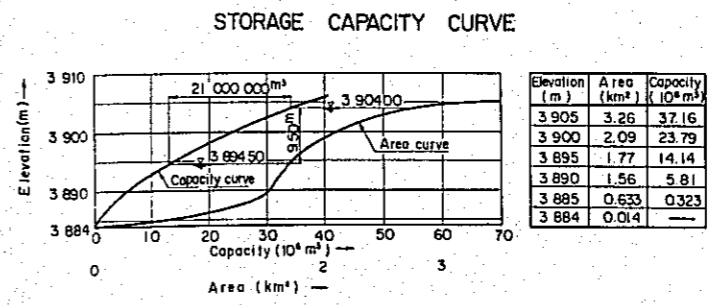
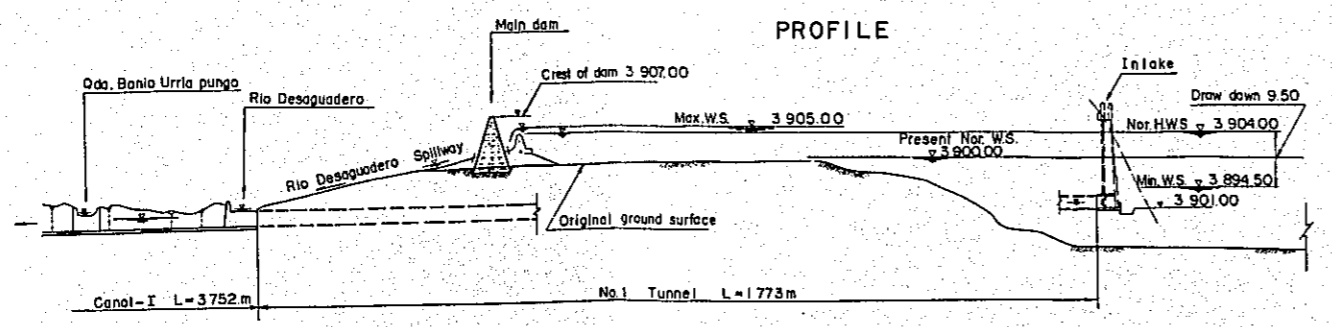
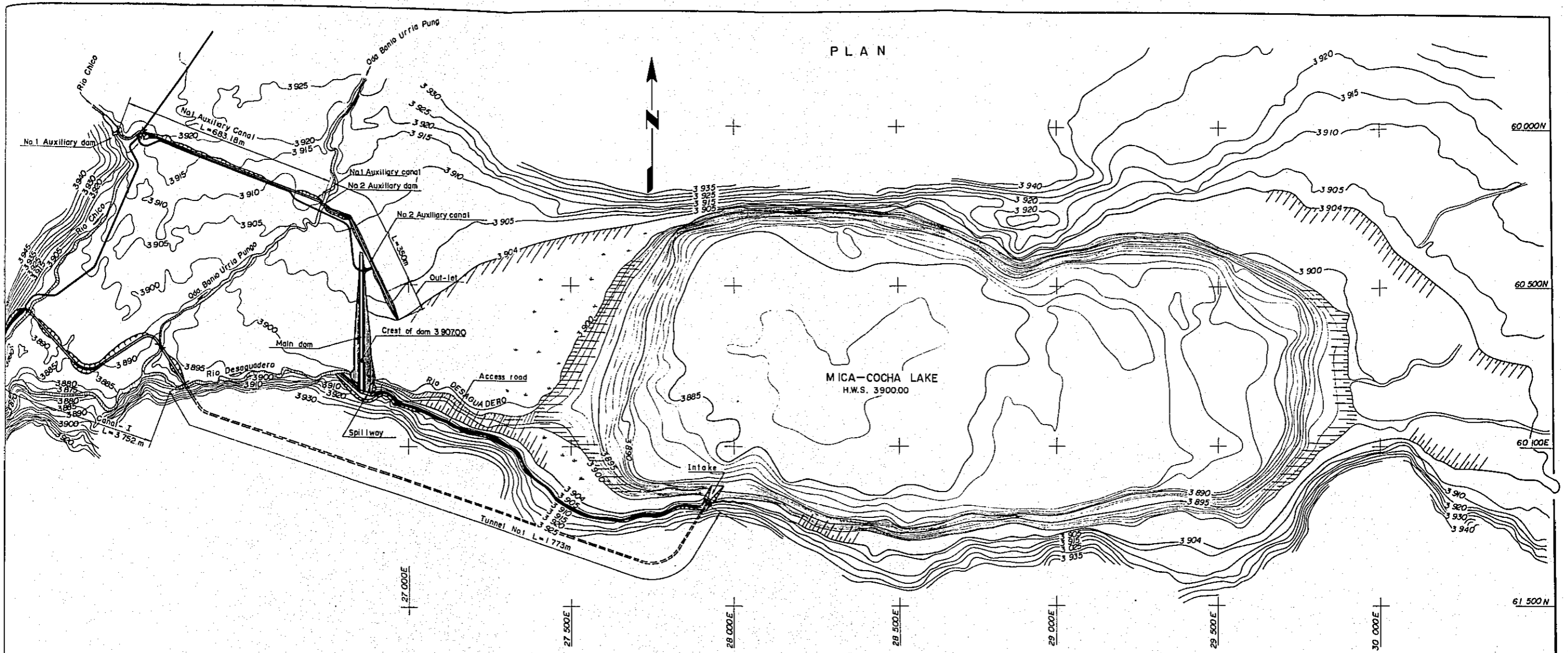
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD.
(E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN

D.R.: K.K. SUBMITTED: J.H.B.
T.R.: J.H. RECOMMENDED: M. Yoshida
C.K.: J.M. APPROVED: M. Yoshida

| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| | | REVISION | |

H3-01-00-001A

DRAWING NO. 7



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY
JAPAN
ECUADOR
EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

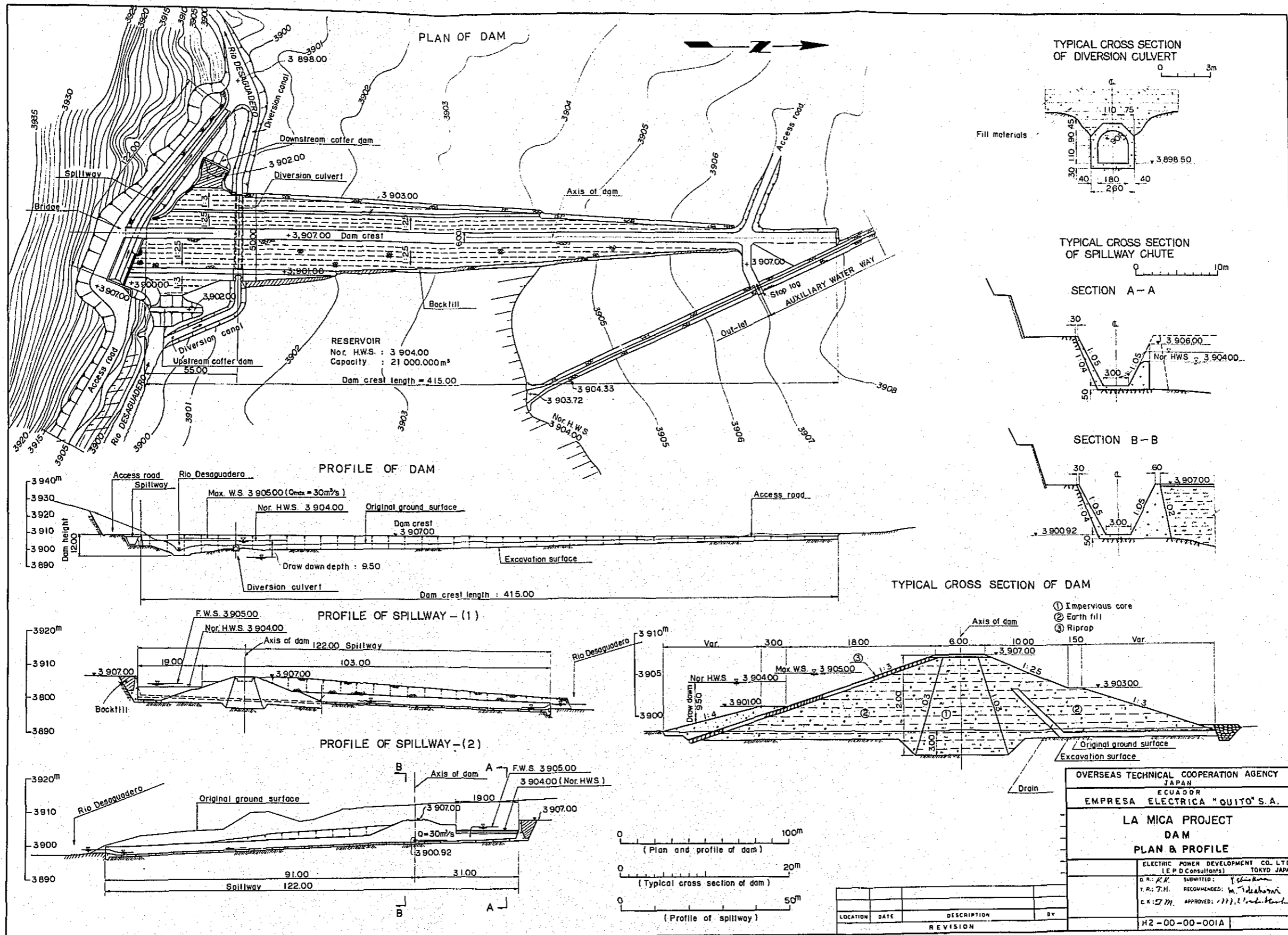
LA MICA PROJECT RESERVOIR PLAN & PROFILE

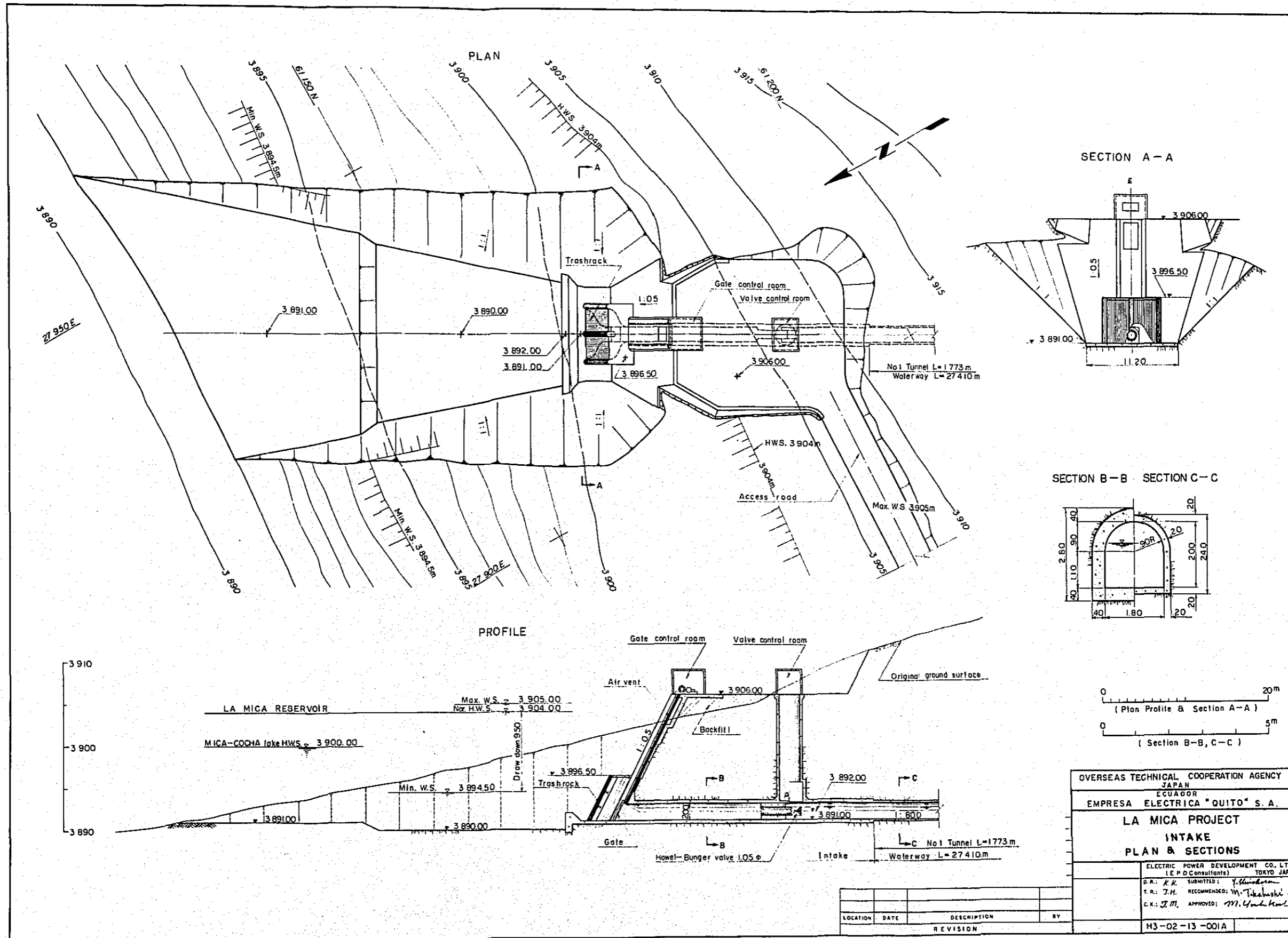
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD.
(E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN

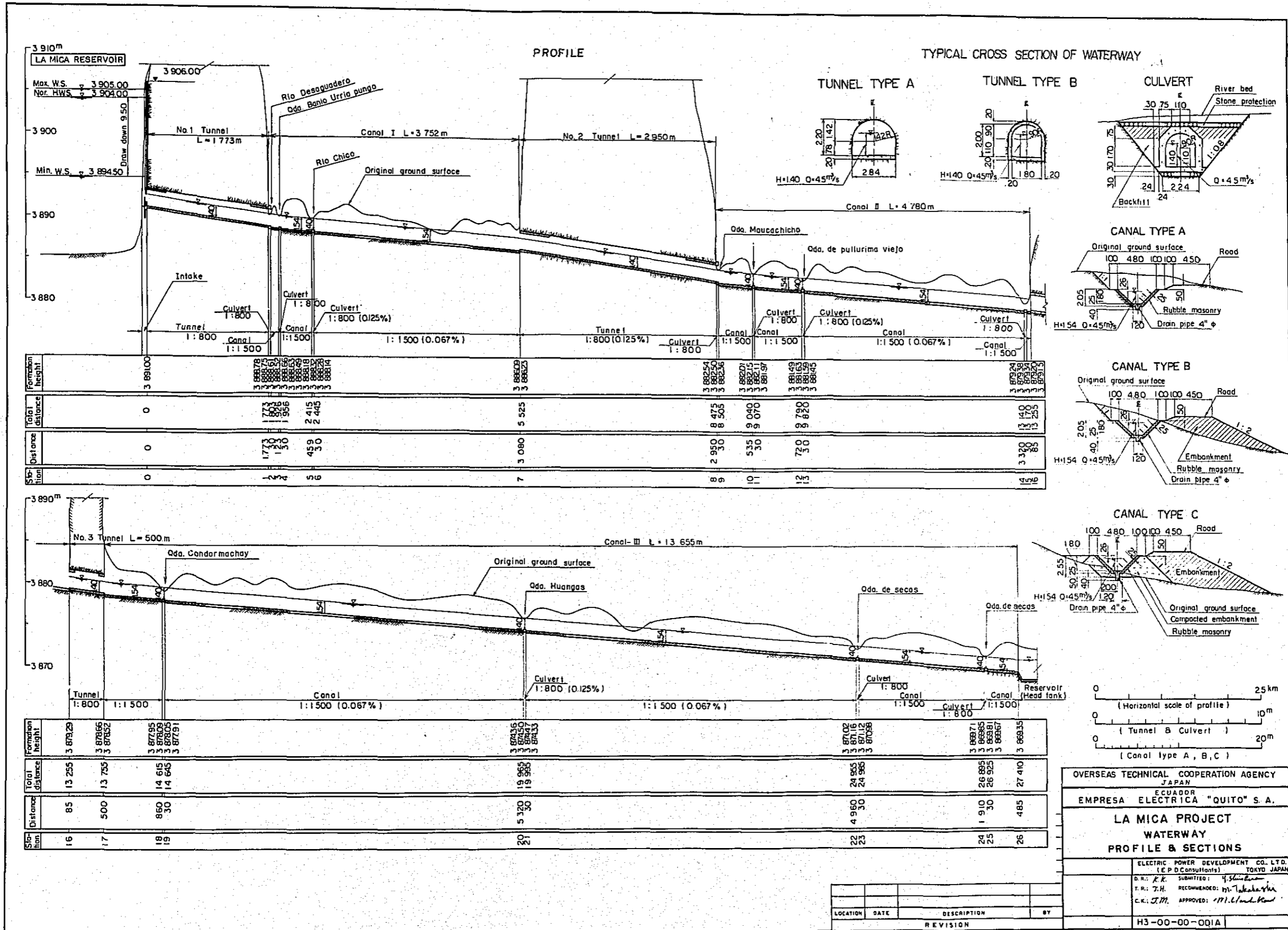
D.R.: K.K. SUBMITTED: *[Signature]*
 T.R.: T.H. RECOMMENDED: *[Signature]*
 C.R.: J.M. APPROVED: *[Signature]*

| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| | | | |
| | | | |

HO-04-00-001A





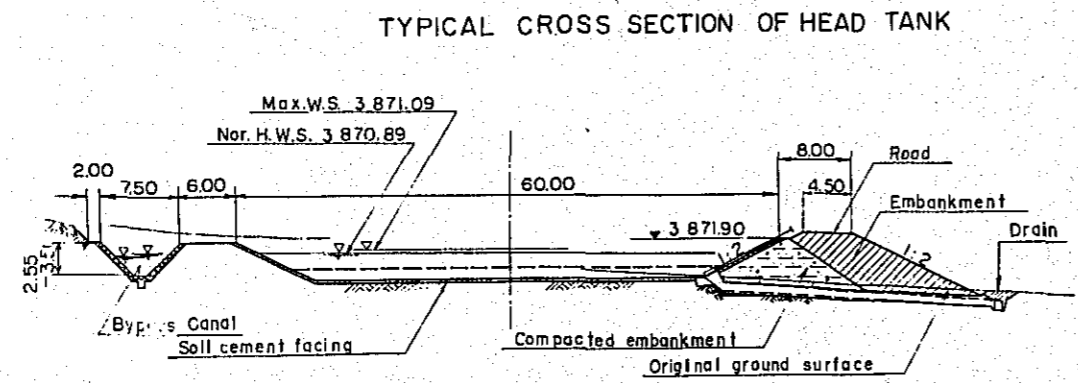
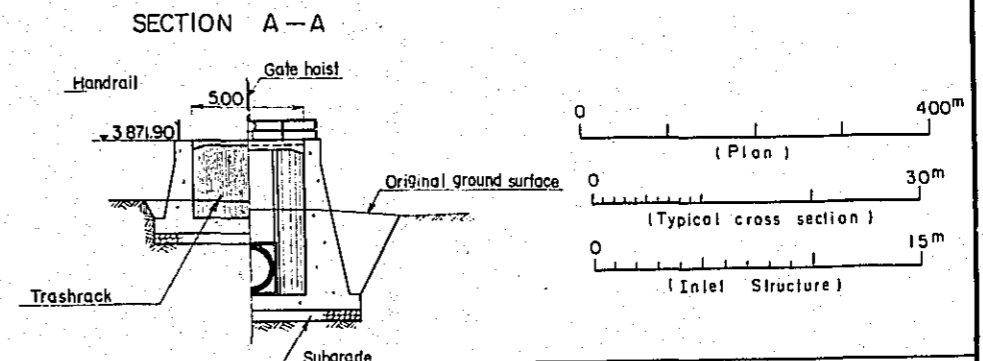
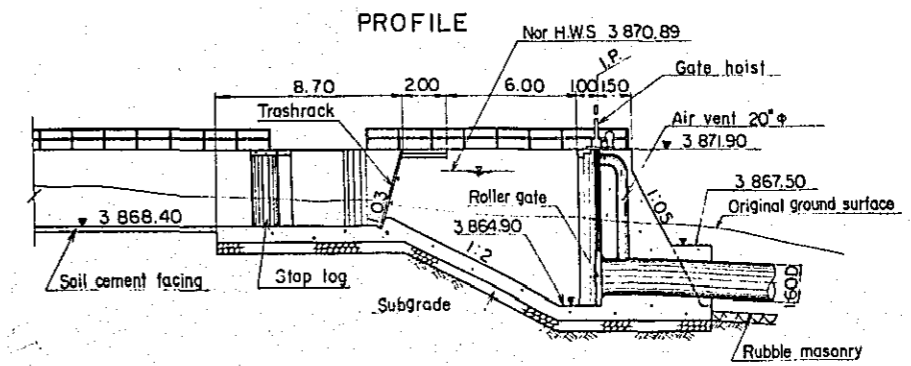
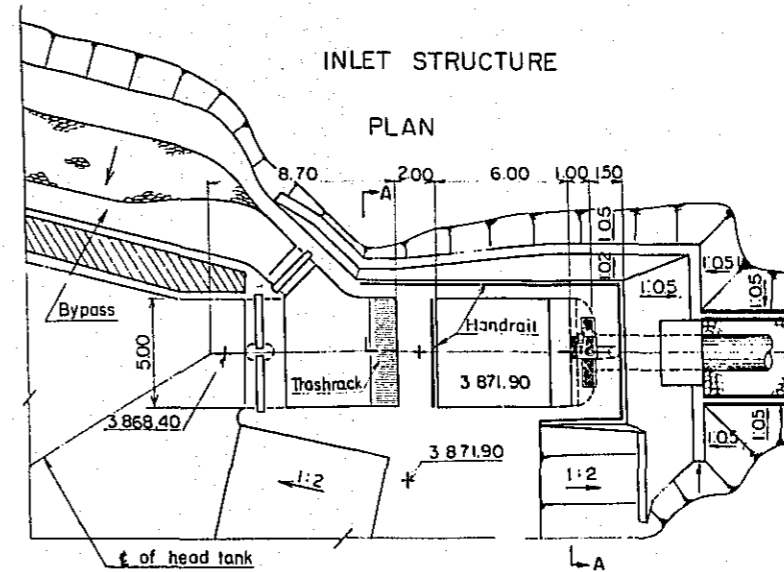
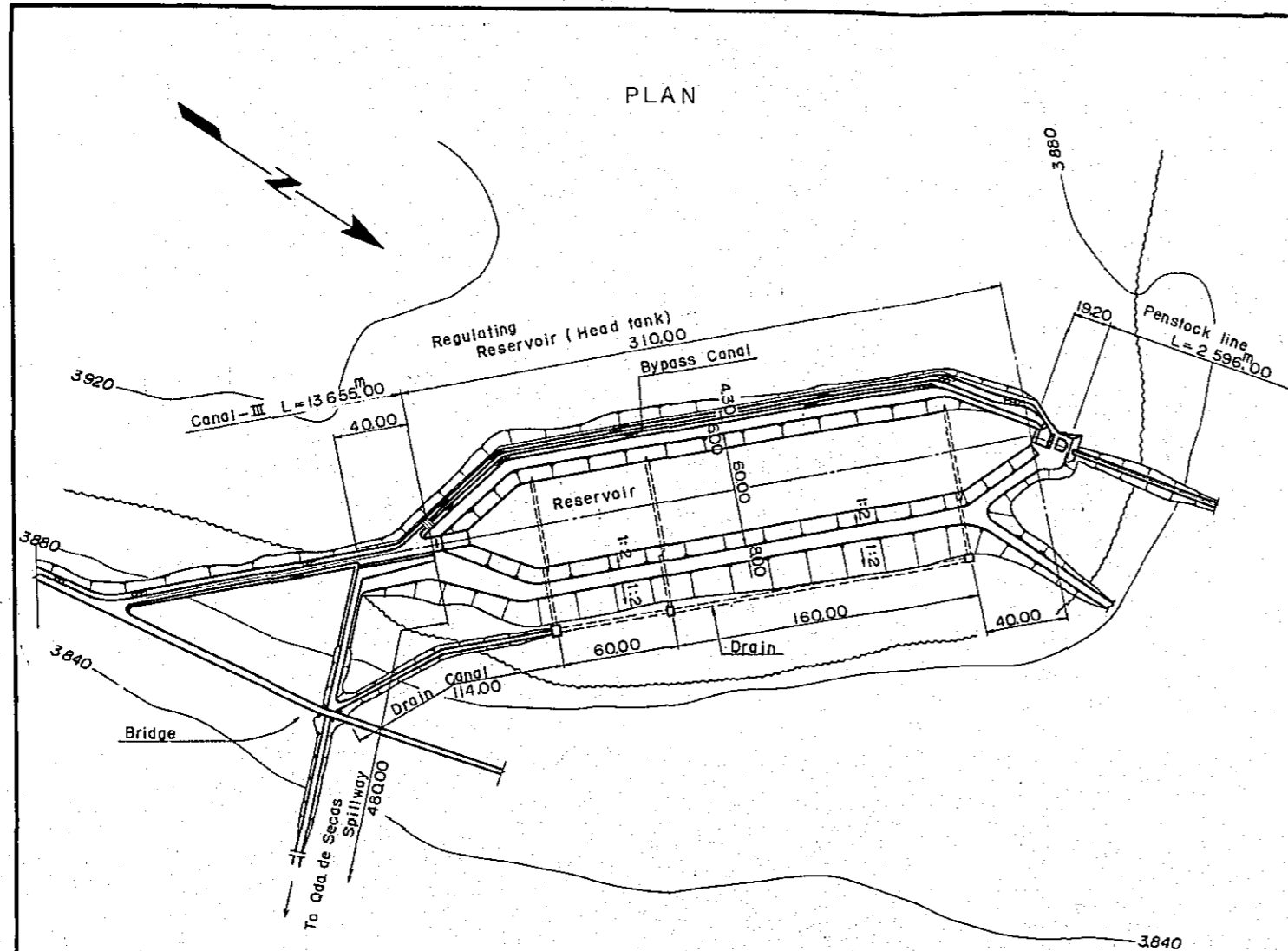


OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY
 JAPAN
 ECUADOR
 EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

LA MICA PROJECT
WATERWAY
PROFILE & SECTIONS

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD.
 (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN
 D.R.: K.K. SUBMITTED: 4/3/68
 T.H. RECOMMENDED: M. Takahashi
 C.K.: J.M. APPROVED: M. Takahashi

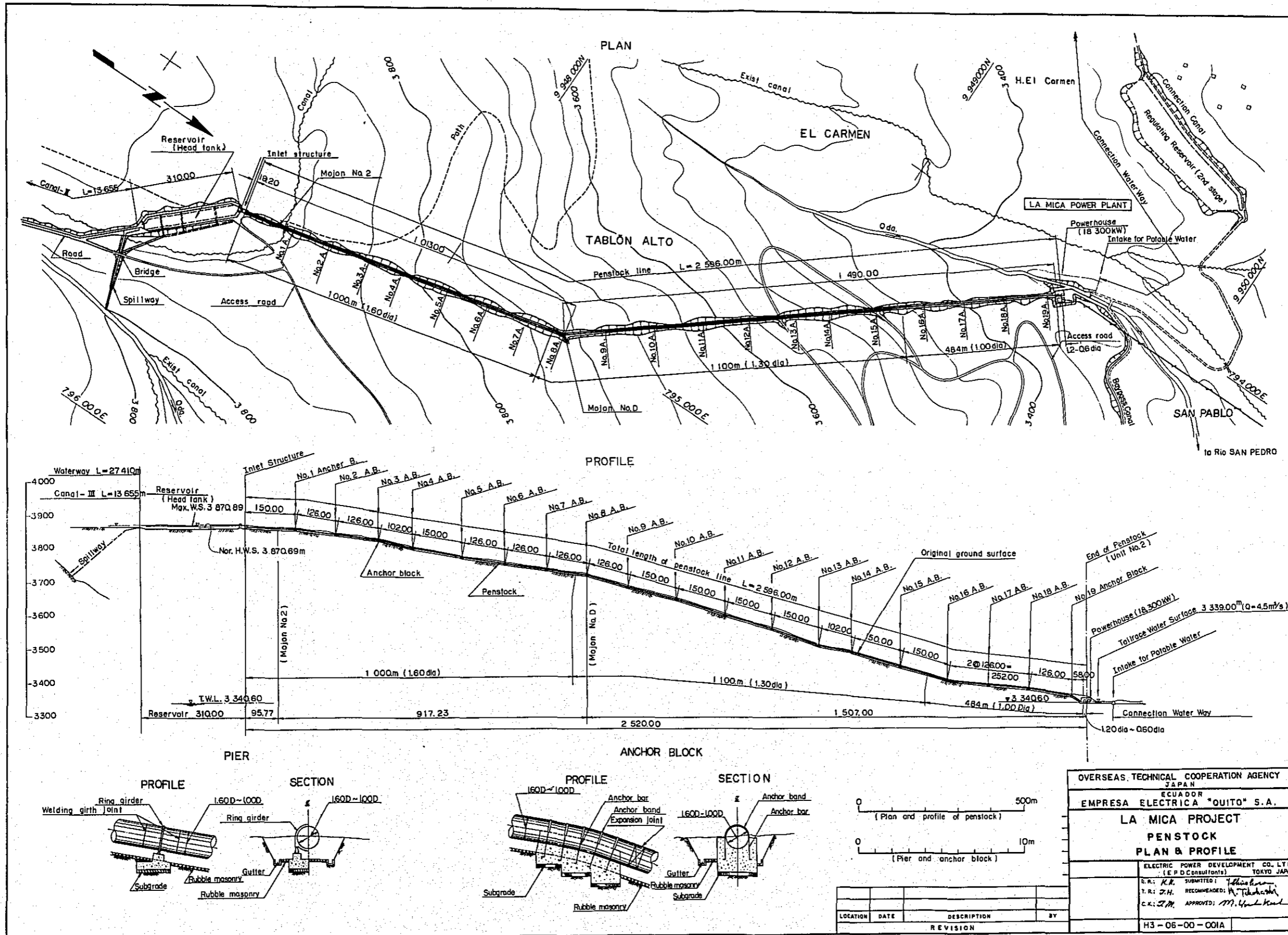
H3-00-00-OQIA
 DRAWING NO. 11



| | | | |
|---------------------------------------|------|-----------------|---------------------|
| OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY | | | |
| JAPAN | | | |
| ECUADOR | | | |
| EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A. | | | |
| LA MICA PROJECT | | | |
| REGULATING RESERVOIR | | | |
| PLAN & SECTIONS | | | |
| ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. | | | |
| (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN | | | |
| D.R.: | K.K. | SUBMITTED BY: | <i>Y. Shimizu</i> |
| T.R.: | J.H. | RECOMMENDED BY: | <i>M. Takahashi</i> |
| C.K.: | J.M. | APPROVED BY: | <i>M. Yoshida</i> |
| H3-05-00-001A | | | |

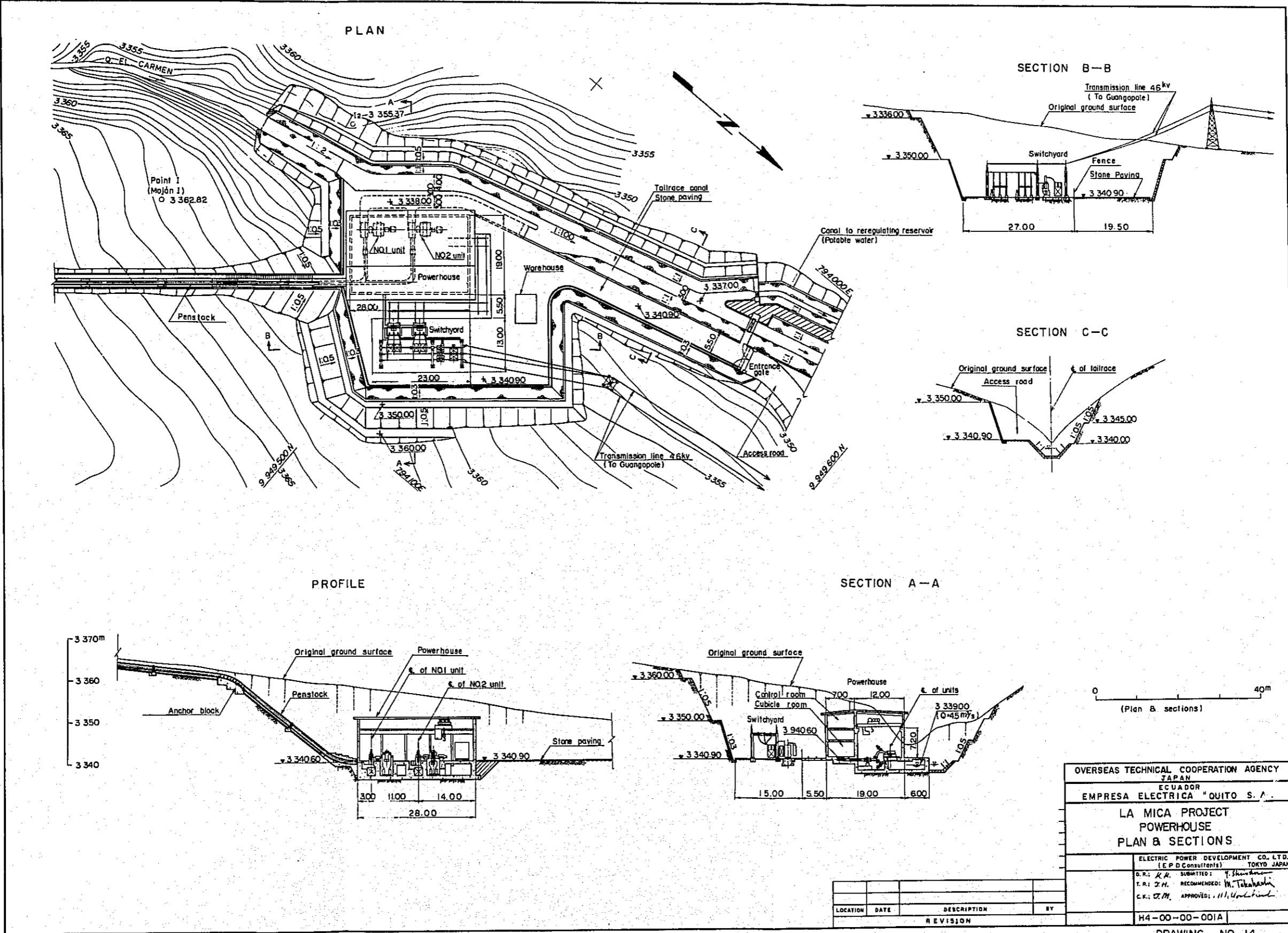
| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| | | | |
| REVISION | | | |

DRAWING NO. 12



| | | | |
|---|------|---|----|
| OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY JAPAN | | | |
| ECUADOR | | | |
| EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A. | | | |
| LA MICA PROJECT | | | |
| PENSTOCK | | | |
| PLAN & PROFILE | | | |
| ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN | | | |
| D.R.: K.R. SUBMITTED: <i>John R...</i> | | T.R.: J.H. RECOMMENDED: <i>H. Takahashi</i> | |
| C.K.: J.M. APPROVED: <i>M. Yoshikawa</i> | | | |
| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
| | | REVISION | |

DRAWING NO. 13

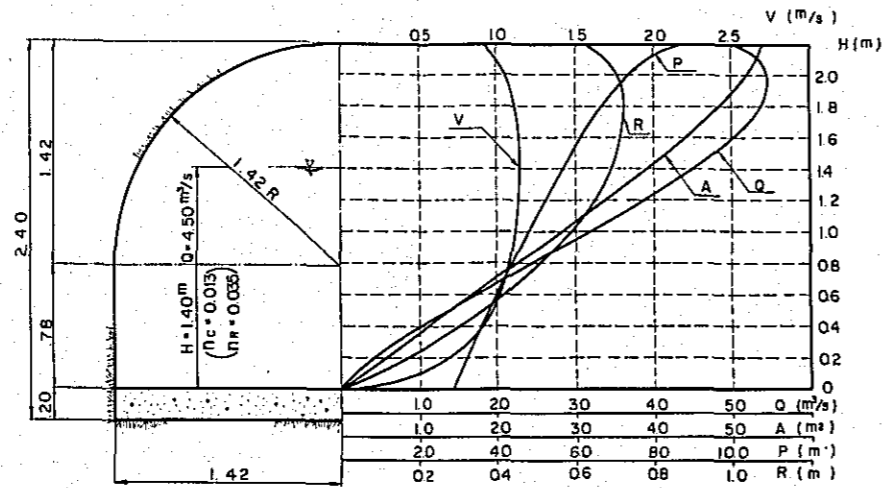


| | |
|--|---------------------------|
| OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY JAPAN | |
| ECUADOR EMPRESA ELECTRICA "QUITO S. A." | |
| LA MICA PROJECT POWERHOUSE PLAN & SECTIONS | |
| ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN | |
| D.R.: K.R. | SUBMITTED: Y. Shimizu |
| T.R.: J.M. | RECOMMENDED: M. Takahashi |
| C.K.: J.M. | APPROVED: H. Ueda |
| H4-00-00-001A | |

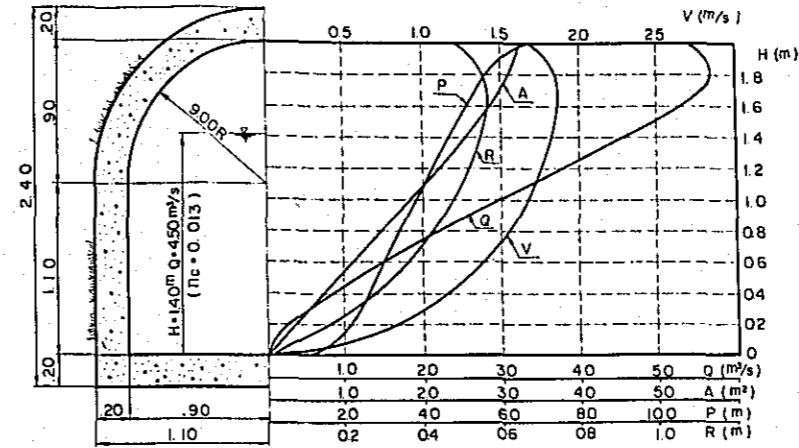
| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| | | REVISION | |

DRAWING NO. 14

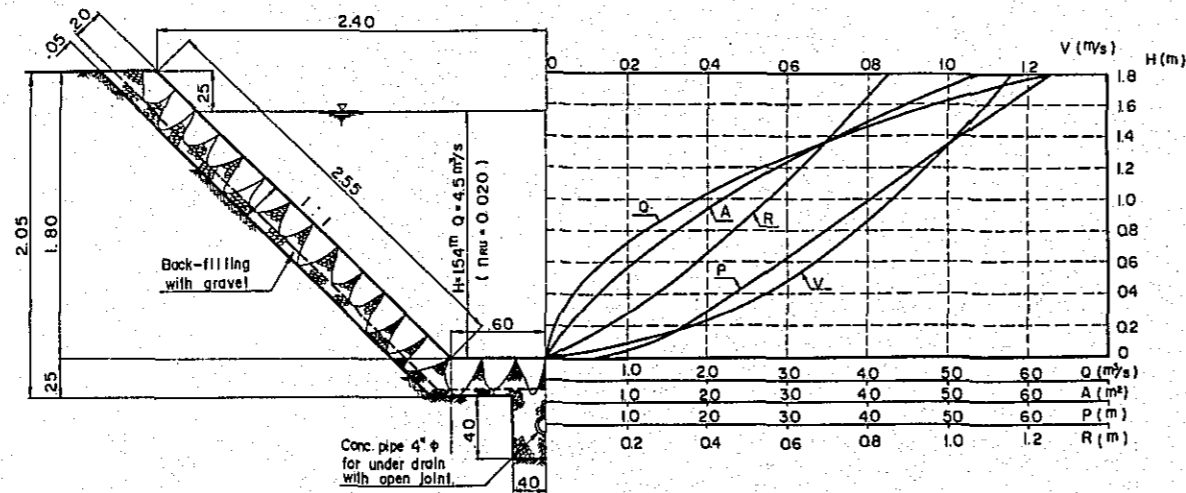
TUNNEL TYPE A
TYPICAL SECTION HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVES



TUNNEL TYPE B
TYPICAL SECTION HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVES



CANAL
TYPICAL SECTION HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVES



NOTE

Manning's Formula
 $V = \frac{1}{n} R^{2/3} I^{1/2}$
 $Q = A V$

Where,

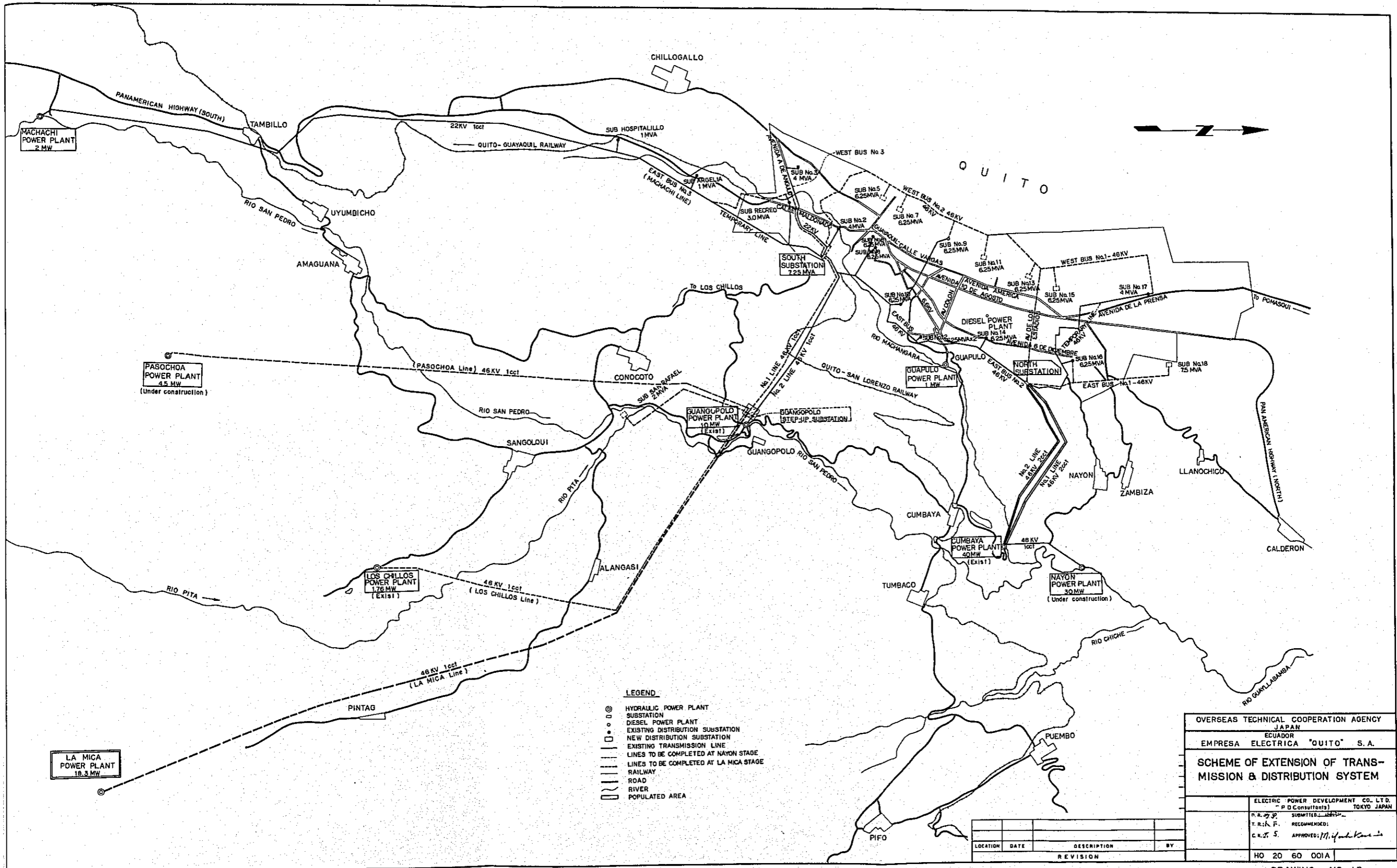
- I : Gradient of tunnel 1/800, Canal 1/1500
- H : Depth of water (m)
- A : Sectional area of flow (m²)
- P : Wetted perimeter (m)
- R : Hydraulic mean depth (m)
- V : Velocity of flow (m/s)
- Q : Quantity of discharge (m³/s)
- n_c : Coefficient of roughness of concrete surface.
- n_r : Coefficient of roughness of rock surface.
- n_m : Coefficient of roughness of rubble masonry.



| | |
|---|---------------------------|
| OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY JAPAN ECUADOR | |
| EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S. A. | |
| LA MICA PROJECT WATERWAY HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVES | |
| ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN | |
| D. A.: K.K. SUBMITTED: | |
| T. R.: J.H. RECOMMENDED: | |
| C. R.: | APPROVED: <i>M. Y. K.</i> |
| H3 - 04 - 03 - 001A | |

| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| REVISION | | | |

DRAWING NO. 15



LEGEND

- ⊙ HYDRAULIC POWER PLANT
- SUBSTATION
- ▣ DIESEL POWER PLANT
- ▢ EXISTING DISTRIBUTION SUBSTATION
- ▤ NEW DISTRIBUTION SUBSTATION
- EXISTING TRANSMISSION LINE
- - - LINES TO BE COMPLETED AT NAYON STAGE
- - - LINES TO BE COMPLETED AT LA MICA STAGE
- RAILWAY
- ROAD
- RIVER
- ▭ POPULATED AREA

| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| REVISION | | | |

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY
JAPAN
EQUADOR
EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

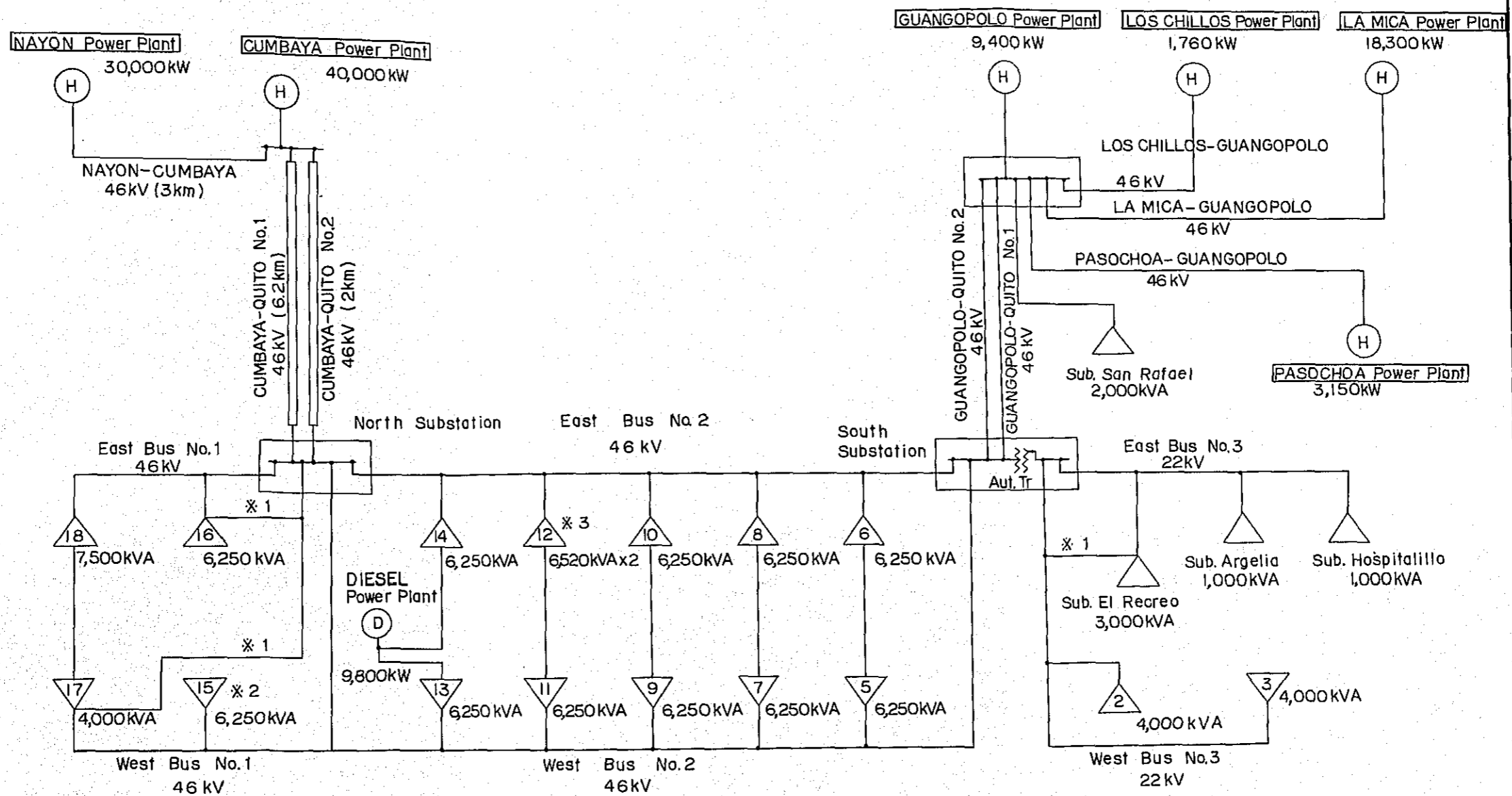
SCHEME OF EXTENSION OF TRANSMISSION & DISTRIBUTION SYSTEM

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD.
P. O. Consultants TOKYO JAPAN

T. R. F. SUBMITTED: 1963
C. R. S. APPROVED: 11.10.63

| |
|---------------|
| HO 20 60 001A |
|---------------|

DRAWING NO. 16



LEGND

- (H) : Hydro Power Plant
- (D) : Diesel Power Plant
- : Main Substation
- △ : Distribution Substation
- : Existing Lines
- : Lines to be Complited at NAYON stage
- : Lines to be Complited at LA MICA stage

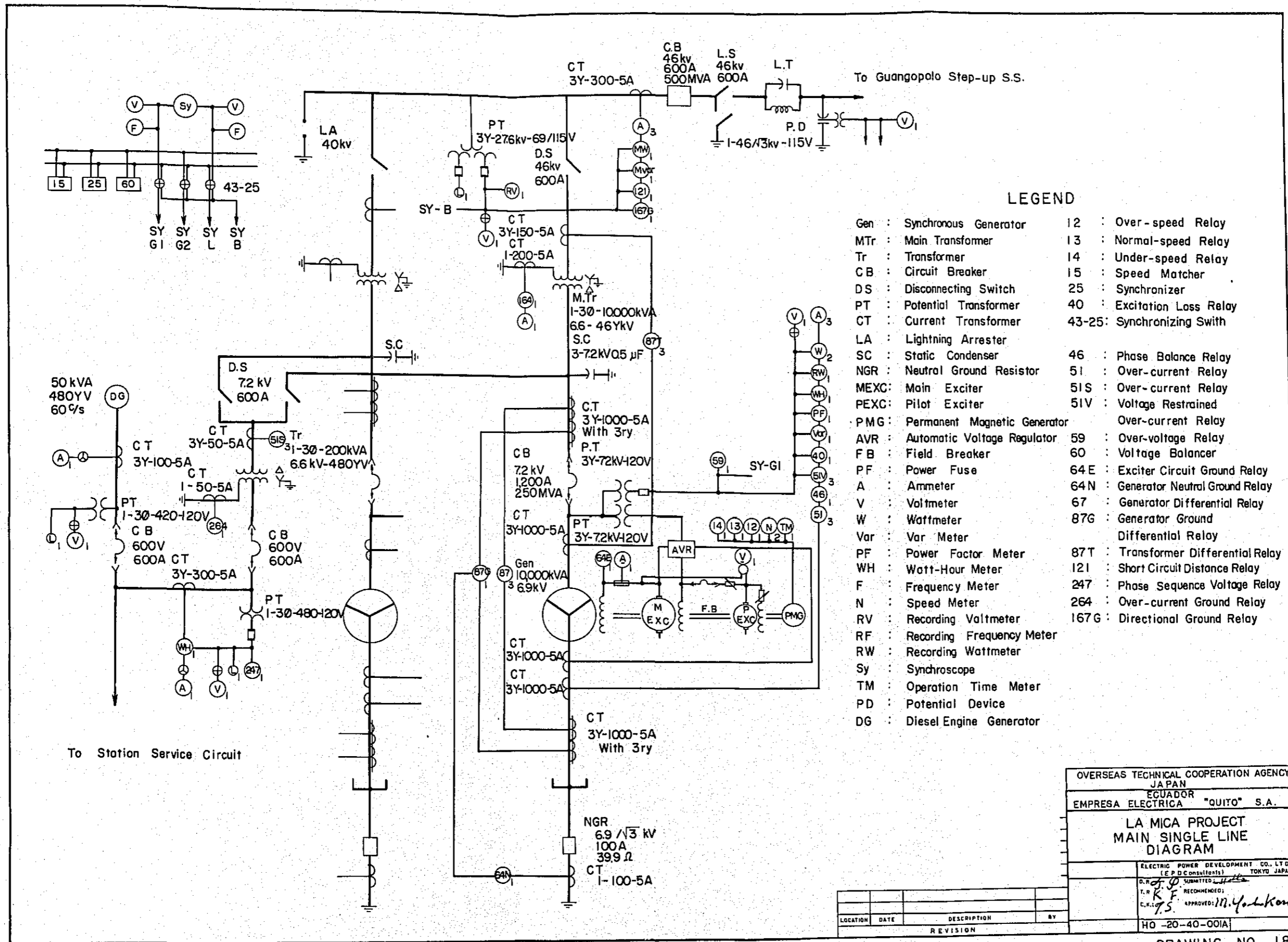
NOTE

- * 1 These lines will be removed after completion of transmission line system at NAYON stage
- * 2 Either substation No.13 or No.15 will be constructed
- * 3 One 6,250kVA transformer will be moved to substation No.11 after completion

| | |
|--|----------------------------|
| OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY JAPAN | |
| EQUADOR EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S. A. | |
| LA MICA PROJECT SINGLE LINE DIAGRAM IN EEQ'S SYSTEM | |
| ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D.C. Consultants) TOKYO JAPAN | |
| D. P. J. V. T. R. K. F. C. A. G. S. | APPROVED: <i>M. J. ...</i> |
| HO -20-50-001A | |

| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| | | REVISION | |

DRAWING NO. 17



LEGEND

- Gen : Synchronous Generator
- MTr : Main Transformer
- Tr : Transformer
- CB : Circuit Breaker
- DS : Disconnecting Switch
- PT : Potential Transformer
- CT : Current Transformer
- LA : Lightning Arrester
- SC : Static Condenser
- NGR : Neutral Ground Resistor
- MEXC: Main Exciter
- PEXC: Pilot Exciter
- PMG: Permanent Magnetic Generator
- AVR : Automatic Voltage Regulator
- FB : Field Breaker
- PF : Power Fuse
- A : Ammeter
- V : Voltmeter
- W : Wattmeter
- Var : Var Meter
- PF : Power Factor Meter
- WH : Watt-Hour Meter
- F : Frequency Meter
- N : Speed Meter
- RV : Recording Voltmeter
- RF : Recording Frequency Meter
- RW : Recording Wattmeter
- Sy : Synchroscope
- TM : Operation Time Meter
- PD : Potential Device
- DG : Diesel Engine Generator
- 12 : Over-speed Relay
- 13 : Normal-speed Relay
- 14 : Under-speed Relay
- 15 : Speed Matcher
- 25 : Synchronizer
- 40 : Excitation Loss Relay
- 43-25: Synchronizing Swith
- 46 : Phase Balance Relay
- 51 : Over-current Relay
- 51S : Over-current Relay
- 51V : Voltage Restrained Over-current Relay
- 59 : Over-voltage Relay
- 60 : Voltage Balancer
- 64 E : Exciter Circuit Ground Relay
- 64 N : Generator Neutral Ground Relay
- 67 : Generator Differential Relay
- 87G : Generator Ground Differential Relay
- 87T : Transformer Differential Relay
- 121 : Short Circuit Distance Relay
- 247 : Phase Sequence Voltage Relay
- 264 : Over-current Ground Relay
- 167G : Directional Ground Relay

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY
JAPAN
ECUADOR
EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

**LA MICA PROJECT
MAIN SINGLE LINE
DIAGRAM**

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
(E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN

D.R. *[Signature]* SUBMITTED *[Signature]*
T.R. *[Signature]* RECOMMENDED
C.R. *[Signature]* APPROVED: *[Signature]*

| LOCATION | DATE | DESCRIPTION | BY |
|----------|------|-------------|----|
| REVISION | | | |

HO-20-40-001A

DRAWING NO. 18

Appendix - I La Mica Dam 位置の検討

La Mica 湖を利用して貯水池を築造するためのダムサイトの候補地点としてはMica 湖の下流400mに位置するA-Site と1,300m下流のB-Site, 更に2,100m下流のC-Siteの3つの地点が考えられる。(FigA-1-1 参照)

そのうちC-Siteは他の2つに比してダム高も52mと非常に高く, ダム体積も650,000m³と多いので, そのコストが高くなり, 経済性において劣るものと想定されるので詳細検討より除外した。したがってA-Site, B-Site について検討することにした。

Table A-I-1, A-I-2はA, B-Siteのダム諸元およびその経済性を比較したものである。その結果次のことがわかる。A-SiteはRio chicoおよびQda Banio Urria Pungoに取水ダムを設け, canalによりMica湖に流入水を集水する必要があり, 更に $\%1$ トンネルにより湖底より取水しなければならない面があるが, その全工事費がS/・15,620,000とB-Siteに比して非常に安価である。またダム高が最大12m, 平均6mと低いのでダム構造の設計も極めて容易である。それに比してB-Siteは全流入水を1つのダムで集水できる面はあるが, Rio Antizanaの $\%1$ ダムとRio Chicoに設ける $\%2$ ダムと分離され, ダム高も28mと高くなり, ダム体積は340,000m³必要である。また洪水吐も80m³/secの容量として設計する必要があり, その全工事費はS/・29,190,000必要である。更にFig A-I-1に示すようにMica湖せき止め台地を3.904mの盤まで掘り下げる必要があり, 水中掘削となるので容易な工事とはいえない。

以上の面およびChapter 6でのべた地質条件を考慮し, 技術的判断をした結果A-Siteが最も経済的であり, しかも工事が容易なのでA-Siteを選んだ。

Table A-I-1 Comparison of dam dimension of each site

| | A-Site (Rio Desaguadero) | B-Site (Rio Antizana) |
|-------------------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| Reservoir | | |
| Normal high water level | 3,904 m | 3,094 m |
| Min. water level | | |
| Total reservoir capacity | 3,420,000 m ³ | 36,000,000 m ³ |
| Effective capacity | 21,000,000 m ³ | 21,000,000 m ³ |
| Drawdown | 9.5 m | 9.0 m |
| Dam | | |
| Height | 12 m | 28 m |
| Crest length | 415 m | 400 m |
| Volume | 55,000 m ³ | 340,000 m ³ |
| Spillway | | |
| Design flood discharge | 30 m ³ /sec | 80 m ³ /sec |
| Estimated construction costs | s/. 5,012,000 | s/. 29,190,000 |

Table A-I-2 Comparison of construction cost of dam of each site

Unit: sucres

| | A-Site (Rio Desaguadero) | B-Site (Rio Antizana) |
|---|-----------------------------|--------------------------|
| No. 1 diversion dam | 526,200 | |
| No. 1 diversion canal | 456,000 | |
| No. 2 diversion dam (including spillway) | 713,000 | |
| No. 2 diversion canal | 903,000 | |
| Main dam | 5,012,000 | Main dam 29,190,000 |
| No. 1 tunnel | 7,350,000 | |
| Canal-I (= 690 m) | 660,000 | |
| Total cost | 15,620,000 | 29,190,000 |

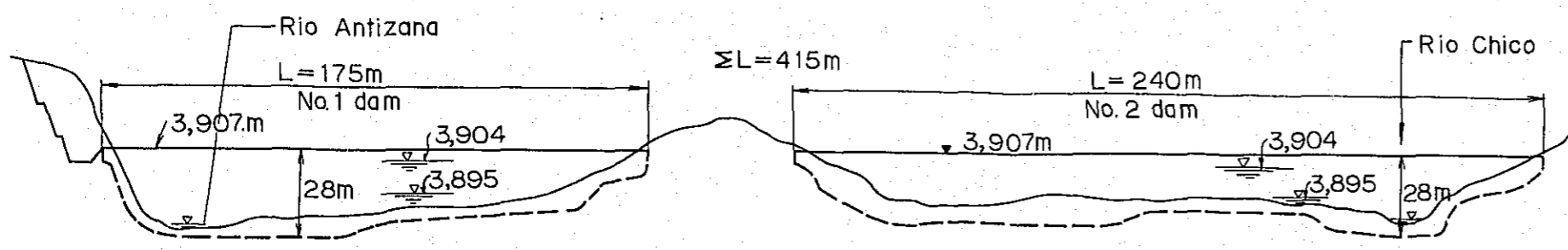
Note: See Table 9-1

Table A-I-3 Construction cost of main dam at B-site

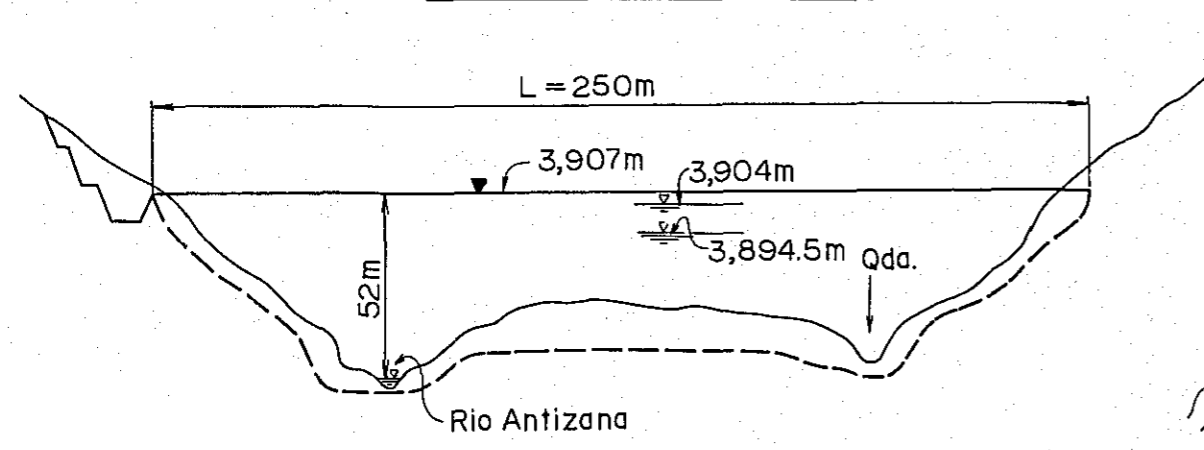
Unit: sucres

| | Quantity | Unit Price | Total |
|---|------------------------|------------|-------------------|
| Open-cut excavation (common) including dike excavation | 250,000 m ³ | 15 | 3,750,000 |
| Open-cut excavation (rock) | 30,000 m ³ | 40 | 1,200,000 |
| Embankment (impervious zone) | 85,000 m ³ | 37 | 3,145,000 |
| Embankment (rock zone) | 197,000 m ³ | 40 | 7,880,000 |
| Concrete in spillway | 5,000 m ³ | 800 | 4,000,000 |
| Concrete in diversion canal including plug | 1,500 m ³ | 800 | 1,200,000 |
| Excavation of coffer dam | 3,500 m ³ | 20 | 75,000 |
| Embankment of coffer dam | 2,800 m ³ | 25 | 70,000 |
| Reinforcement steel bar | 50 ton | 4,000 | 200,000 |
| Foundation grouting | lump-sum | — | 2,000,000 |
| Handrail, steel pipe | 20 ton | 13,000 | 260,000 |
| Illumination system | 30 post | 3,100 | 93,000 |
| Other works | lump-sum | — | 2,657,000 |
| Total | | | 29,190,000 |

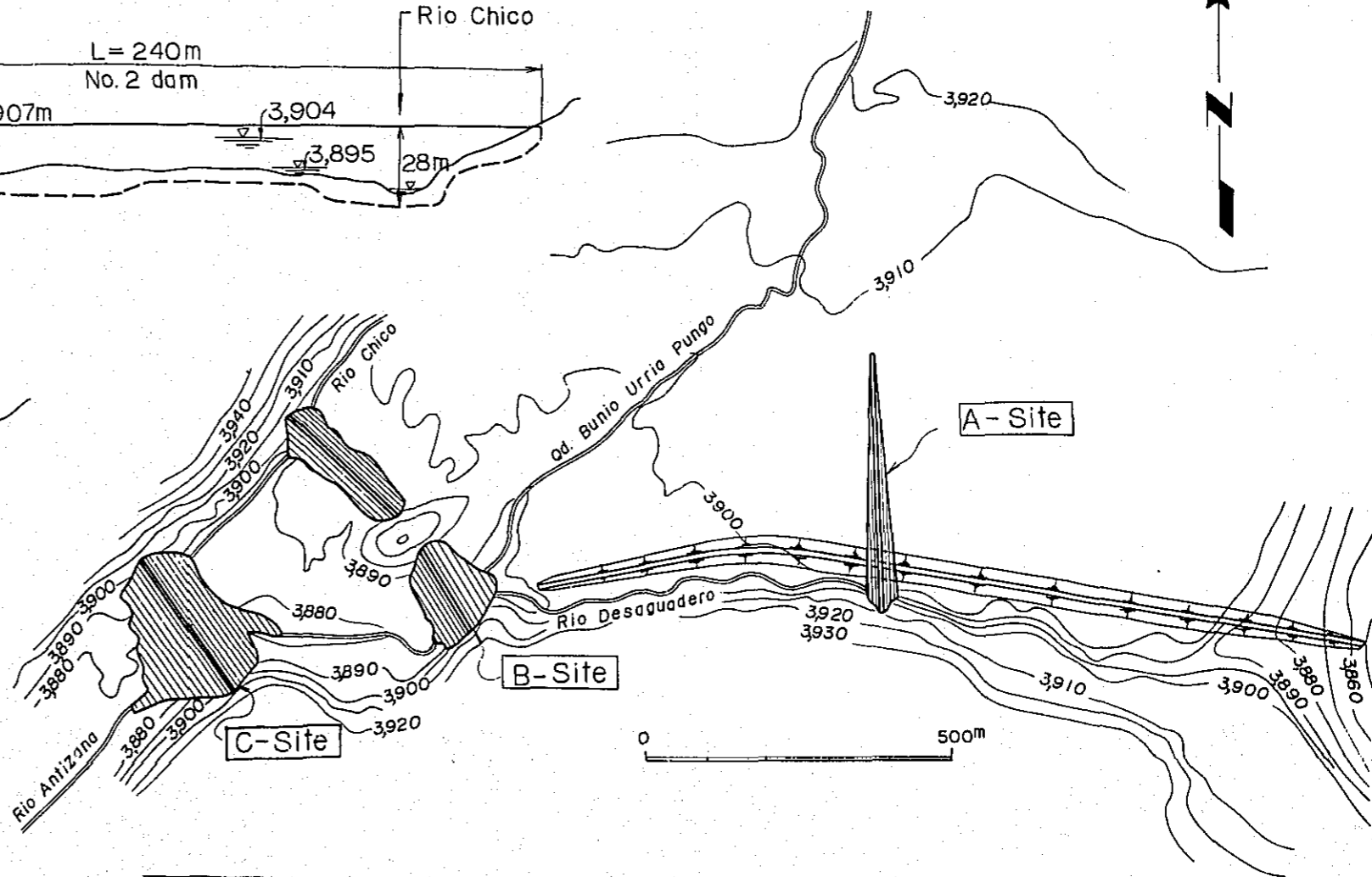
PROFILE OF "B" Site Dam



PROFILE OF "C" Site Dam



PLAN



C-Site Volume of dam=650.000m³ B-Site Volume of dam=340.000m³ A-Site Volume of dam = 55.000m³

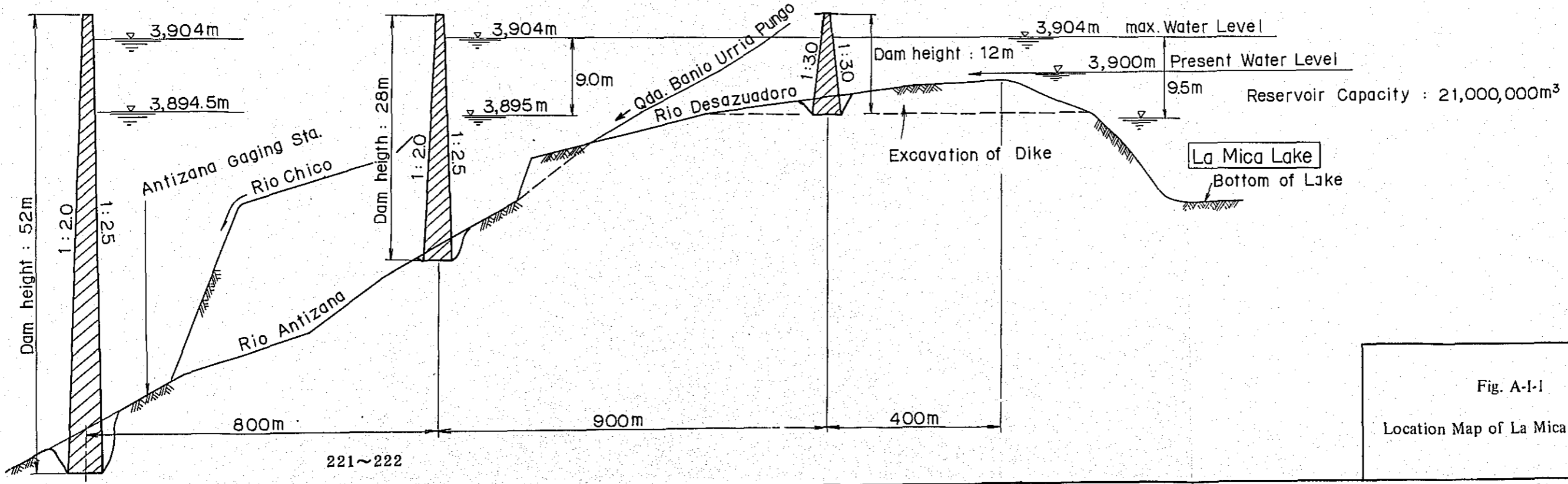


Fig. A-I-1
Location Map of La Mica Dam Site

Appendix - II La Mica 発電計画と水道計画の関連について

EMPRESA DE AGUA POTABLE は Quito 市の不足する水道用水に対して、Pita-Tambo 計画を推進しており、その 1 期工事として 1972 年運転開始を目的に Rio Pita より $1.6 \text{ m}^3/\text{sec}$ の用水を取水する予定である。この水量では 1973 年より 1984 年までの 12 年間の水道用水をみたくに過ぎない。したがって 1984 年以降の不足する事態に対慮するため、次の 3 つの計画が検討されている。

- (1) 1984 年以降 La Mica 発電所より最大 $3 \text{ m}^3/\text{s}$ の用水を連絡水路によつて導水する。
- (2) Rio Tambo より $1.4 \text{ m}^3/\text{sec}$ 取水し、Rio Rita に導入する。
- (3) Rio Pita 中流に年間調整可能な貯水池を策造し、豊水湖に従来無効放流していた水量を貯留し、渇水期に放流して使用可能にする計画である。

A. Quito 水道の需要

Quito 市における水道消費人口は 1967 年実績では 394,992 人であり、 $1,000 \text{ liter}/\text{sec}$ を消費していることになっているが、最大負荷に対しては大きな制限を実施している現状であり、潜在需要をも考慮すると $1,600 \text{ liter}/\text{sec}$ の最大需要があるものと想定される。

Empresa de Agua Potable の 1967 年における集水実績は次表 Table A-II-1 に示す通りである。

Table A-II-1 1967 年における集水実績

| Month | Actual result | | Demand m^3/s |
|-------|------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| Jan | 2,749,300 m^3 | 1.025 m^3/s | 0.960 |
| Fed | 2,481,490 | 0.600 | 0.960 |
| Mor | 2,731,210 | 1.019 | 0.960 |
| Apr | 2,722,920 | 0.706 | 0.960 |
| May | 2,832,490 | 1.056 | 0.960 |
| Jun | 2,208,590 | 0.702 | 0.960 |
| Jul | 2,707,370 | 1.010 | 1.600 |
| Aug | 2,556,650 | 0.954 | 1.600 |
| Sept | 2,329,680 | 0.604 | 1.600 |
| Oct | 2,723,700 | 1.016 | 1.600 |
| Nov | 2,504,290 | 0.649 | 1.280 |
| Dec | 2,406,920 | 0.898 | 1.280 |
| Total | 31,454,610 | 0.857 | 1.229 |

Note : 上記 Table 中の Actual result は Empresa de Agua Potable の提出によるものである。

Actual Population は1967年では394,992人であり；最大需要は350 ℓ /day (0.000405 ℓ /sec) とすると1,600 ℓ /sec となる。

Quito cityにおいては現在6月から10月まで大きな需要負荷制限をしており最大需用に対して、60～70%をまかなっているに過ぎない。

また将来に対しては人口1人当り350 liter/dayの使用量であるとの想定を基本にして、需要量を想定してみた。その結果はTable A-II-1に示す通りである。

B. Empresa de Agua Potable が所有する設備

現在Quito市に対して水道用水設備は非常に貧弱でありPLACERおよびRUMIPANBA地点より0.38 m^3 /sec, Quito市内に設けたポンプ揚水場において約0.62 m^3 /secの合計1.0 m^3 /secを確保する能力をもっているに過ぎず、現状においても最大需要をみたしてはいない。

C. Pita 計画 (1期工事)

Pita 計画とはMt Gotopaxi 東斜面を流れるRio Pitaの水を標高3,322.15m 取水し、最大3 m^3 /secの水路でPasochoa 山麓を約15.5kmの開きよで導水し、途中で落差194mを利用して4,500Kwの発電を行ない、発電放流後の水を再びトンネルおよび開きよで導水し、Rio san pedroの大谷をサイフォンで通過し、Quito市郊外に設ける浄水池まで導く計画である。

本計画は1969年より工事に着手し、1972年には完成する予定である。この工事によりQuito市の水道は1984年までの12年間にわたり不足を生じないであろう。

D. La Mica よりの導水計画

1985年以降のQuito水道をみたすための水道II期工事であり、La Mica 発電計画によつて1974年に運転状態に入っているLa Mica 発電所より最大3.0 m^3 /sec, 年平均2.3 m^3 /secの水量を連絡水路により導水する計画である。

La Mica 貯水池はその貯水量を決定するに当り、水道需要も考慮して検討し、その結果、発電のための貯水量と同量の21,000,000 m^3 である。この貯水池により最大月3 m^3 /sec (渇水月7月, 8月, 9月)その他の月1.8 m^3 /sec (1月～6月), 2.8 m^3 /sec～2.35 m^3 /sec (10月～12月)の運用が可能である。(Fig 5-9 参照)

La Mica 発電所よりPita 取水ダム(1期工事分)まで導水するために、逆調整池、水道用バイパス水路、連絡水路などの工事が必要である。また工事費は以上の分としてS/.19237500 必要であり、更にLa Mica 発電計画の分担金額s/.79,681,900 (1984年より分水開始の場合)を加算すると合計S/.98,919,400 となる。

連絡水路工事主要諸元

(1) 水道用バイパス水路

La Mica 発電所の機器あるいは水圧鉄管補修時にHead tank より放流し、連絡水路に導くための設備である。

通水量： 3 m^3 /sec

延 長： 5,000 m

断 面： 台形，高さ1.40 m，巾1.20

水路勾配： 1/1,000 (0.1%)

バイパス水路には高さ40 mの落差工が付帯する

なお，代潜案として発電用の水圧鉄管と併行して，鋼製パイプによるバイパス水路も考えられるが本案に比してコスト高につく。

(2) 逆調整池

発電に使用された最大4.5 m³/secの流量を通水量3 m³/secの水路に流入させるために逆調整するための設備である。

満 水 位： 3,339.0 m

低 水 位： 3,337.8 m

有効容量： 42,000 m³

利用水深： 1.20 m

寸 法： 長さ=500 m，巾=100 m

(3) 発電所～逆調整池間水路（開きよ）

通 水 量： 4.5 m³/sec

延 長： 1.100 m

断 面： 台形

底 巾： 1.20 m

側面勾配： 1 : 1

高 さ： 1.80 m

水路勾配： 1/1,500 (0.067%)

(4) 連絡水路（逆調整池～Pita ダム間）

延 長： 21,500 m（開きよ：20,000 m，トンネル1,500 m）

(4)-1 開きよ

延 長： 20,000 m

断 面： 台形

底 巾： 1.20 m

側面勾配： 1 : 1

高 さ： 1.50 m

水路勾配： 1/1,000 (0.1%)

(4)-2 トンネル

延 長： 1.500 m

断 面： インバートのみ巻立

上部半円： 1.20 m

下部短形： 0.70 m
 高さ： 1.900
 巾： 2.40 m
 水路勾配： 1/1000(0.1%)

Table A-II-3

La Mica 連絡水路工事費

(La Mica Interconnection Water Way)

| | Total Cost | Local currency | Foreign currency |
|--------------------------|-----------------|-----------------|------------------|
| (1) 逆調整池 | S/・9,500,000 | S/・6,462,100 | S/・3,037,900 |
| (2) 水道用バイパス水路 | S/・7,000,000 | S/・5,481,000 | S/・1,519,000 |
| (3) 発電所～逆調整池間水路 | S/・8,102,000 | S/・6,343,700 | S/・1,758,300 |
| (4) 逆調整池へPita取水ダム間水路 | S/・34,220,000 | S/・26,794,300 | S/・7,425,700 |
| (小計) | (S/・58,822,000) | (S/・45,081,100) | (S/・13,740,900) |
| (5) Over Head Cost (40%) | S/・23,538,000 | S/・18,038,900 | S/・5,499,100 |
| 合計 | S/・82,360,000 | S/・63,120,000 | S/・19,240,000 |

Note : unit cost of canal (4) = S/・1,400/m

unit cost of tunnel = S/・4,150/m

E. Tambo 計画

Pita 計画 (1期工事) に引き続いてII期工事分として1.4 m³/secの取水を行なうために計画されていたものである。すなわちアマゾン河に流れるRio Antizanaの支流Rio Tamboより水路でRio Pita流域内に導水し、1期工事で建設予定のPite取水ダムで再び取水し、Quitoに導く計画である。本計画は水路延長も長く、経費高である上に、水量の測定期間もまだ短期であるため、計画的に不安がある。しかしII期工事としての有力候補の計画である。

F. Pite 貯水池計画

1期工事においては流れ込み式取水であり、豊水期には下流に対するかんがい用水0.45 m³/secを差引いてもかなりの越流水がある。(Fig A-II-1 参照)

この水を10,000,000 m³の貯水池に貯留し、7月～12月までの期間に放流し、渇水補給を行なう計画である。このためにPita川中流のQda Panzapungo合流点の300 m上流の谷に高さ45 mのロック・ファイルダムを築造し、10,000,000 m³貯水池を得る計画を立案した。流量資料は1965年より現在に至るまでの45年間の資料があり、これを図示したものがFig A-II-1である。

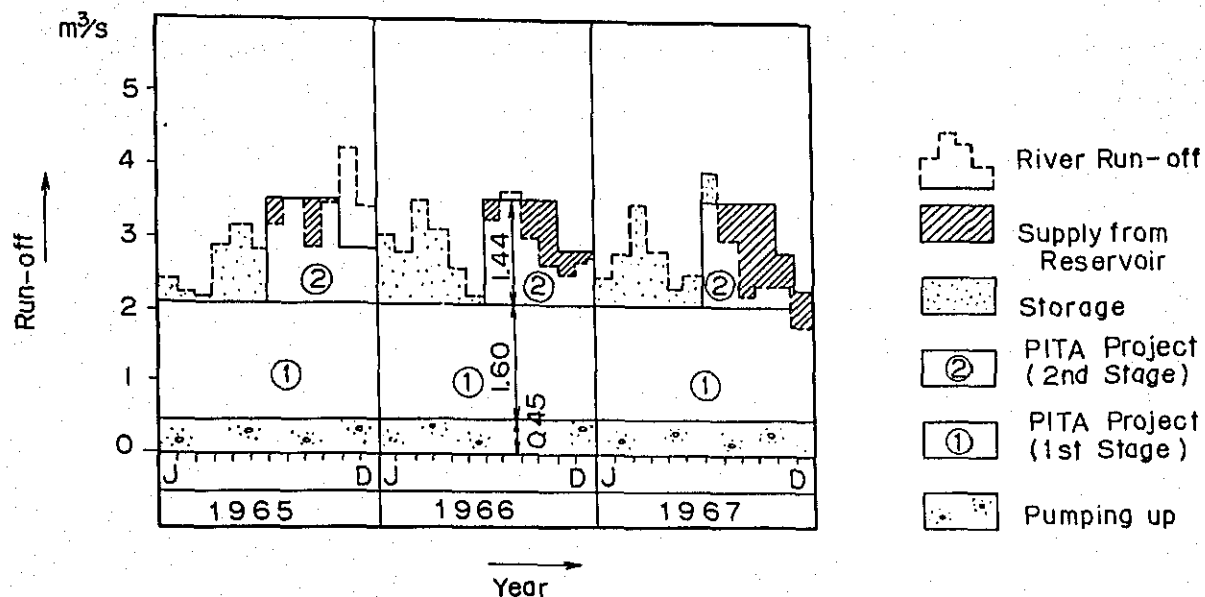


Fig. A-II-2 Gaging discharge in Rio Pita

Pita 貯水池の主要諸元は次の通りである。

有効貯水量： 10,000,000 m³

満水位： 3,560 m

低水位： 3,535 m

利用水深： 25 m

Pita No.1 ダム

型式： ロックフィルダム

ダム高： 43 m

ダム天端長： 515 m

ダム天端巾： 8 m

ダム体積： 570,000 m³

上流面勾配： 1 : 2.5

下流面勾配： 1 : 2.0

Pita No.2 ダム

型式： ロックフィルダム

ダム高： 25 m

ダム天端長： 715 m

ダム天端巾： 8 m

ダム体積： 380,000 m³

上流面勾配： 1 : 2.5

下流面勾配： 1 : 2.0

Pita貯水池計画に要する工事費はS/72,300,000であり、その内訳はTable II-8に示す通りである。

Table A-II-4 5 days-Discharge in Rio Pita (4.1)

| | | (Unit: m ³ /s) | | | | | | | | | | | Year: 1965 | |
|---------|--------|---------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------|------------|--------|
| Date | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | Date | |
| 1-5 | 2.39 | 2.36 | 2.15 | 4.48 | 3.28 | 2.79 | 2.89 | 6.10 | 2.92 | 2.53 | 3.33 | 3.60 | 1-5 | |
| 6-10 | 2.39 | 2.21 | 2.16 | 2.49 | 2.99 | 2.79 | 2.53 | 3.33 | 2.93 | 3.41 | 3.98 | 4.56 | 6-10 | |
| 11-15 | 2.39 | 2.15 | 2.12 | 2.42 | 3.53 | 2.59 | 3.11 | 2.82 | 2.58 | 4.39 | 5.66 | 2.86 | 11-15 | |
| 16-20 | 2.32 | 2.20 | 2.23 | 2.66 | 2.65 | 2.97 | 4.09 | 3.03 | 2.74 | 3.17 | 5.30 | 2.80 | 16-20 | |
| 21-25 | 2.39 | 2.19 | 2.14 | 2.41 | 3.11 | 3.19 | 3.03 | 2.81 | 2.86 | 2.79 | 3.61 | 2.97 | 21-25 | |
| 26-31 | 2.45 | 2.15 | 2.16 | 2.78 | 3.11 | 2.40 | 2.99 | 2.80 | 2.76 | 4.15 | 3.30 | 3.31 | 26-31 | |
| Average | (2.39) | (2.21) | (2.16) | (2.87) | (3.11) | (2.79) | (3.11) | (3.48) | (2.80) | (3.41) | (4.20) | (3.35) | Average | |
| Total | 14.33 | 13.26 | 12.96 | 17.24 | 18.67 | 16.73 | 18.64 | 20.89 | 16.79 | 20.44 | 25.18 | 20.10 | Total | |
| | | | | | | | | | | | | Annual Total | (17.94) | 215.23 |

5 days-Discharge in Rio Pita (4-2)

(Unit: m³/s) Year: 1966

| Date | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | Date |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| 1-5 | 3.25 | 2.68 | 4.44 | 3.67 | 2.60 | 2.19 | 2.25 | 3.22 | 2.74 | 2.88 | 2.36 | 2.72 | 1-5 |
| 6-10 | 3.41 | 2.96 | 3.10 | - | 2.57 | 2.13 | 2.25 | 4.24 | 2.66 | 2.44 | 2.73 | 2.53 | 6-10 |
| 11-15 | 3.30 | 2.99 | 2.78 | - | 2.74 | 2.22 | 3.22 | - | 3.94 | 2.92 | 2.18 | 2.80 | 11-15 |
| 16-20 | 2.66 | 2.63 | 3.32 | 2.72 | 2.39 | 2.12 | 2.61 | - | 2.79 | 2.64 | 2.36 | 3.15 | 16-20 |
| 21-25 | 2.65 | 2.72 | 2.69 | 3.08 | 2.57 | 2.16 | 5.72 | 4.14 | 2.69 | 2.16 | 2.29 | 2.27 | 21-25 |
| 26-31 | 2.71 | 2.61 | 4.48 | 2.80 | 2.27 | 2.29 | 3.10 | 2.73 | 2.80 | 2.30 | 2.82 | 2.35 | 26-31 |
| Average | (3.00) | (2.77) | (3.47) | (3.07) | (2.52) | (2.19) | (3.19) | (3.58) | (2.94) | (2.56) | (2.46) | (2.64) | Average |
| Total | 17.98 | 16.59 | 20.81 | 12.27 | 15.14 | 13.11 | 19.15 | 14.33 | 17.62 | 15.34 | 14.74 | 15.82 | Total |
| Annual Total | | | | | | | | | | | | (16.08) | 192.90 |

5 day-Discharge in Rio Pita (4-3)

(Unit: m³/s) Year: 1967

| Date | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | Date |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| 1-5 | 2.31 | 2.36 | 2.82 | 2.80 | 2.20 | 3.12 | 3.63 | 3.31 | 2.86 | 2.16 | 1.54 | 2.11 | 1-5 |
| 6-10 | 2.18 | 3.51 | 4.76 | 2.87 | 2.21 | 2.37 | 2.97 | 3.89 | 1.85 | 2.33 | 2.14 | 1.66 | 6-10 |
| 11-15 | 2.82 | 2.38 | 4.13 | 2.34 | 2.43 | 4.00 | 2.75 | 2.35 | 1.85 | 1.85 | 2.09 | 1.89 | 11-15 |
| 16-20 | 2.67 | 2.95 | 3.35 | 2.70 | 2.36 | 2.49 | 3.70 | 2.26 | 2.24 | 2.09 | 4.14 | 2.04 | 16-20 |
| 21-25 | 2.15 | 2.67 | 2.73 | 3.47 | 2.24 | 2.96 | 3.04 | 3.20 | 2.30 | 1.98 | 1.68 | 1.47 | 21-25 |
| 26-31 | 2.33 | 2.48 | 2.72 | 2.50 | 2.24 | 2.81 | 7.21 | 2.64 | 1.95 | 3.57 | 2.53 | 1.59 | 26-31 |
| Average | (2.41) | (2.73) | (3.42) | (2.78) | (2.28) | (2.96) | (3.88) | (2.94) | (2.18) | (2.33) | (2.35) | (1.79) | Average |
| Total | 14.46 | 16.35 | 20.51 | 16.68 | 13.68 | 17.75 | 23.30 | 17.65 | 13.05 | 13.98 | 14.12 | 10.76 | Total |
| Annual Total | | | | | | | | | | | | (16.02) | 192.29 |

5 day-Discharge in Rio Pita (4-4)

(Unit: m³/s) Year: 1968

| Date | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Date |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| 1-5 | 2.13 | 2.20 | 2.06 | 2.06 | 2.13 | 2.11 | 2.17 | 1-5 |
| 6-10 | 2.20 | 1.12 | 2.28 | 2.73 | 2.07 | 2.96 | 2.36 | 6-10 |
| 11-15 | 1.69 | 1.75 | 2.67 | 2.52 | 1.84 | 3.12 | | 11-15 |
| 16-20 | 1.38 | 2.16 | 2.38 | 2.18 | 1.70 | 2.37 | | 16-20 |
| 21-25 | 2.26 | 1.40 | 2.23 | 2.10 | 1.92 | 2.94 | | 21-25 |
| 26-31 | 2.43 | 3.25 | 2.25 | 1.99 | 2.01 | 2.62 | | 26-31 |
| Average | (2.02) | (1.98) | (2.31) | (2.26) | (1.95) | (2.69) | (2.27) | Average |
| Total | 12.09 | 11.88 | 13.87 | 13.58 | 11.67 | 16.12 | | Total |

Annual Total (13.20) 79.21

Table A-II-5 Regulating of Rio Pita's Discharge by Reservoir in 1965

| Month | River Run-off m ³ /s(1) | (1) - (2.05 m ³ /s) | | Storage m ³ | Supply | |
|--------|---------------------------------------|--------------------------------|----------------|----------------------------|----------------|-------------------|
| | | m ³ /s | m ³ | | m ³ | m ³ /s |
| Jan. | 2.39 | 0.34 | 910,660 | 0 | 0 | 0 |
| Feb. | 2.21 | 0.16 | 387,070 | 1,297,730 | 0 | 0 |
| Mar. | 2.16 | 0.11 | 294,620 | 1,592,350 | 0 | 0 |
| Apr. | 2.87 | 0.82 | 2,125,400 | 3,717,750 | 0 | 0 |
| May | 3.11 | 1.06 | 2,839,100 | 6,556,850 | 0 | 0 |
| Jun. | 2.79 | 0.74 | 1,918,080 | 8,474,930 | 0 | 0 |
| Jul. | 3.11 | 1.06 | 2,839,100 | 7,462,120 | 3,856,890 | 1.44 |
| Aug. | 3.48 | 1.43 | 3,830,110 | 7,435,340 | 3,856,890 | 1.44 |
| Sept. | 2.80 | 0.75 | 1,944,000 | 5,622,450 | 3,756,890 | 1.44 |
| Oct. | 3.41 | 1.36 | 3,642,620 | 5,408,180 | 3,856,890 | 1.44 |
| Nov. | 4.20 | 2.15 | 5,572,800 | 9,114,740 | 1,866,240 | 0.72 |
| Dec. | 3.35 | 1.30 | 3,481,920 | 10,000,000 ^{over} | 1,928,450 | 0.72 |
| Annual | | | 29,785,480 | | 19,122,250 | |

Table A-II-6 Regulating of Rio Pita's Discharge by Reservoir in 1966

| Month | River Run-off m ³ /s (1) | (1) - (2.05 m ³ /s) | | Storage m ³ | Supply | |
|--------|--|--------------------------------|----------------|---------------------------|----------------|-------------------|
| | | m ³ /s | m ³ | | m ³ | m ³ /s |
| Jan. | 3.00 | 0.95 | 2,544,480 | 0 | 0 | 0 |
| Feb. | 2.77 | 0.72 | 1,741,820 | 4,286,300 | 0 | 0 |
| Mar. | 3.47 | 1.42 | 3,803,330 | 8,089,630 | 0 | 0 |
| Apr. | 3.07 | 1.02 | 2,467,580 | 10,000,000 over | 0 | 0 |
| May | 2.52 | 0.47 | 1,258,850 | 10,000,000 over | 0 | 0 |
| Jun. | 2.19 | 0.14 | 338,690 | 10,000,000 over | 0 | 0 |
| Jul. | 3.19 | 1.14 | 3,053,380 | 9,196,490 | 3,856,890 | 1.44 |
| Aug. | 3.58 | 1.53 | 4,097,950 | 9,437,550 | 3,856,890 | 1.44 |
| Sept. | 2.94 | 0.89 | 2,153,090 | 7,833,750 | 3,756,890 | 1.44 |
| Oct. | 2.56 | 0.51 | 1,365,980 | 9,199,730 | 3,856,890 | 1.44 |
| Nov. | 2.46 | 0.41 | 991,870 | 8,325,360 | 1,866,240 | 0.72 |
| Dec. | 2.64 | 0.59 | 1,580,260 | 7,977,170 | 1,928,450 | 0.72 |
| Annual | | | 25,397,280 | | 19,122,250 | |

Table A-II-7 Regulating of Rio Pita's Discharge by Reservoir in 1967

| Month | River Run-off m ³ /s (1) | (1) - (2.05 m ³ /s) | | Storage m ³ | Supply | |
|--------|--|--------------------------------|----------------|---------------------------|----------------|-------------------|
| | | m ³ /s | m ³ | | m ³ | m ³ /s |
| Jan. | 2.41 | 0.36 | 964,200 | 0 | 0 | 0 |
| Feb. | 2.73 | 0.68 | 1,645,000 | 2,609,200 | 0 | 0 |
| Mar. | 3.42 | 1.37 | 3,669,400 | 6,278,600 | 0 | 0 |
| Apr. | 2.78 | 0.73 | 1,892,200 | 8,170,800 | 0 | 0 |
| May | 2.28 | 0.23 | 616,000 | 8,786,800 | 0 | 0 |
| Jun. | 2.96 | 0.91 | 2,358,720 | 10,000,000 | 0 | 0 |
| Jul. | 3.88 | 1.83 | 4,901,500 | 10,000,000 | 3,856,890 | 1.44 |
| Aug. | 2.94 | 0.89 | 2,383,780 | 8,526,890 | 3,856,890 | 1.44 |
| Sept. | 2.18 | 0.13 | 336,960 | 5,105,960 | 3,756,890 | 1.44 |
| Oct. | 2.33 | 0.28 | 749,950 | 1,999,020 | 3,856,890 | 1.44 |
| Nov. | 2.35 | 0.30 | 777,600 | 910,380 | 1,866,240 | 0.72 |
| Dec. | 1.79 | 0 | | 0 | 910,380 | |
| Annual | | | 20,295,310 | | 10,390,400 | |

Table A-II-8 Estimated Construction Costs of Pita Project

Unit: Suces

| No. | Works | Total Cost | Remarks |
|-----|------------------------------|------------|-------------------------------------|
| A-1 | Pita No. 1 dam | 33,800,000 | dam volume : 570,000 m ³ |
| A-2 | Pita No. 2 dam | 21,800,000 | dam volume : 380,000 m ³ |
| A-3 | Spillway | 1,780,000 | |
| A-4 | Outlet structure | 755,000 | See A-1, A-2, A-3, A-4 |
| | Sub-total | 58,135,000 | |
| B-1 | Preliminary works | 500,000 | |
| | Sub-total (A – B) | 58,635,000 | |
| C | Studies & investigation | 1,255,000 | |
| D | Land acquisition | 100,000 | |
| E | Administration | 1,000,000 | |
| F | Engineering fee | 1,600,000 | |
| | Sub-total (A – F) | 62,790,000 | |
| G | Contingency | 6,210,000 | |
| H | Interest during construction | 3,300,000 | 0.4 R.T. = 0.048 T = 1.5 |
| | Grand Total | 72,300,000 | Annual interest R = 0.08 |

| [A-1] Works of Pita No. 1 dam | | volume of dam: | 570,000 m ³ | | |
|-------------------------------|--------------------|----------------|------------------------|------------|-----------------------|
| | | crest length: | 515 m | | |
| Item No. | Item of Works | Quantity | Unit | Unit Price | Construction Cost |
| 1 | Excavation, common | 190,000 | m ³ | s/. 15 | s/. 2,850,000 |
| 2 | " rock | 20,000 | m ³ | 40 | 800,000 |
| 3 | Embankment, core | 100,000 | m ³ | 25 | 2,500,000 |
| 4 | " , filter | 90,000 | m ³ | 40 | 3,600,000 |
| 5 | " , earth | 380,000 | m ³ | 38 | 14,400,000 |
| 6 | Grouting | 3,400 | m | 750 | 2,550,000 |
| 7 | Water treatment | — | lump-sum | — | 1,200,000 |
| 8 | Division tunnel | 300 | m | 5,000 | 1,500,000 |
| 9 | Others | — | lump-sum | — | 4,400,000 |
| Total | | | | | s/. 33,800,000 |

| [A-2] Works of Pita No. 2 dam | | volume of dam: | 380,000 m ³ | crest length: | 715 m | dam height: | 25 m |
|-------------------------------|--------------------|----------------|------------------------|---------------|---------------|-----------------------|------|
| 1 | Excavation, common | 160,000 | m ³ | 15 | s/. 2,400,000 | | |
| 2 | " , rock | 13,000 | m ³ | 40 | 520,000 | | |
| 3 | Embankment, core | 80,000 | m ³ | 25 | 2,000,000 | | |
| 4 | " , filter | 70,000 | m ³ | 40 | 2,800,000 | | |
| 5 | " , earth | 230,000 | m ³ | 38 | 8,720,000 | | |
| 6 | Grouting | 2,000 | m | 750 | 1,500,000 | | |
| 7 | Others | — | lump-sum | — | 2,860,000 | | |
| Total | | | | | | s/. 21,800,000 | |

| [A-3] Works of Spillway | | | | | | | |
|-------------------------|--------------------|--------|----------------|-----|-------------|----------------------|--|
| 1 | Excavation, common | 50,000 | m ³ | 15 | s/. 750,000 | | |
| 2 | " , rock | 10,000 | m ³ | 40 | 400,000 | | |
| 3 | Concrete | 1,200 | m ³ | 530 | 396,000 | | |
| 4 | Others | — | lump-sum | — | 234,000 | | |
| Total | | | | | | s/. 1,780,000 | |

| [A-4] Outlet Structure | | | | | | | |
|------------------------|--------|-----|----------|-------|-------------|--------------------|--|
| 1 | Intake | — | lump-sum | — | s/. 120,000 | | |
| 2 | Tunnel | 150 | m | 4,000 | 600,000 | | |
| 3 | Others | — | lump-sum | — | 35,000 | | |
| Total | | | | | | s/. 755,000 | |

G. 水道用水開発計画（Ⅱ期工事）の開発順序

Pita 計画をⅠ期工事として開発した後，1984年以降開発しなければならない計画としては前述の通り，1) La Mica からの導水計画 2) Tambo 計画 3) Pita 貯水池計画の3つの計画案がある。

この中よりⅡ期工事として，いずれを選ぶべきかの問題は今後，' Empresa de Agua Potable' と ' EEQ 'S A との間で調整してゆかねばならない。しかし La Mica 発電計画を立案するにあたり，各々の水道Ⅱ期計画が如何に影響するかを調べておく必要がある。したがって水道の3つの計画案につき La Mica 発電計画との調べてみたその結果は次の通りである。

(1) 1984年に La Mica からの導水計画を開発する場合

Fig A-II-2に示す如く，水道需要想定曲線内に La Mica からの導水計画を投入してみると，1984年には最大 $0.45 \text{ m}^3/\text{s}$ の導水量となり，年ごとに増加し，2012年に最大 $3 \text{ m}^3/\text{s}$ となる。La Mica からの導水計画は1984年より Quito 市に対して18年間に亘り水道用水の供給が可能であることを示している。

(2) 1984年に Tambo 計画を開発する場合

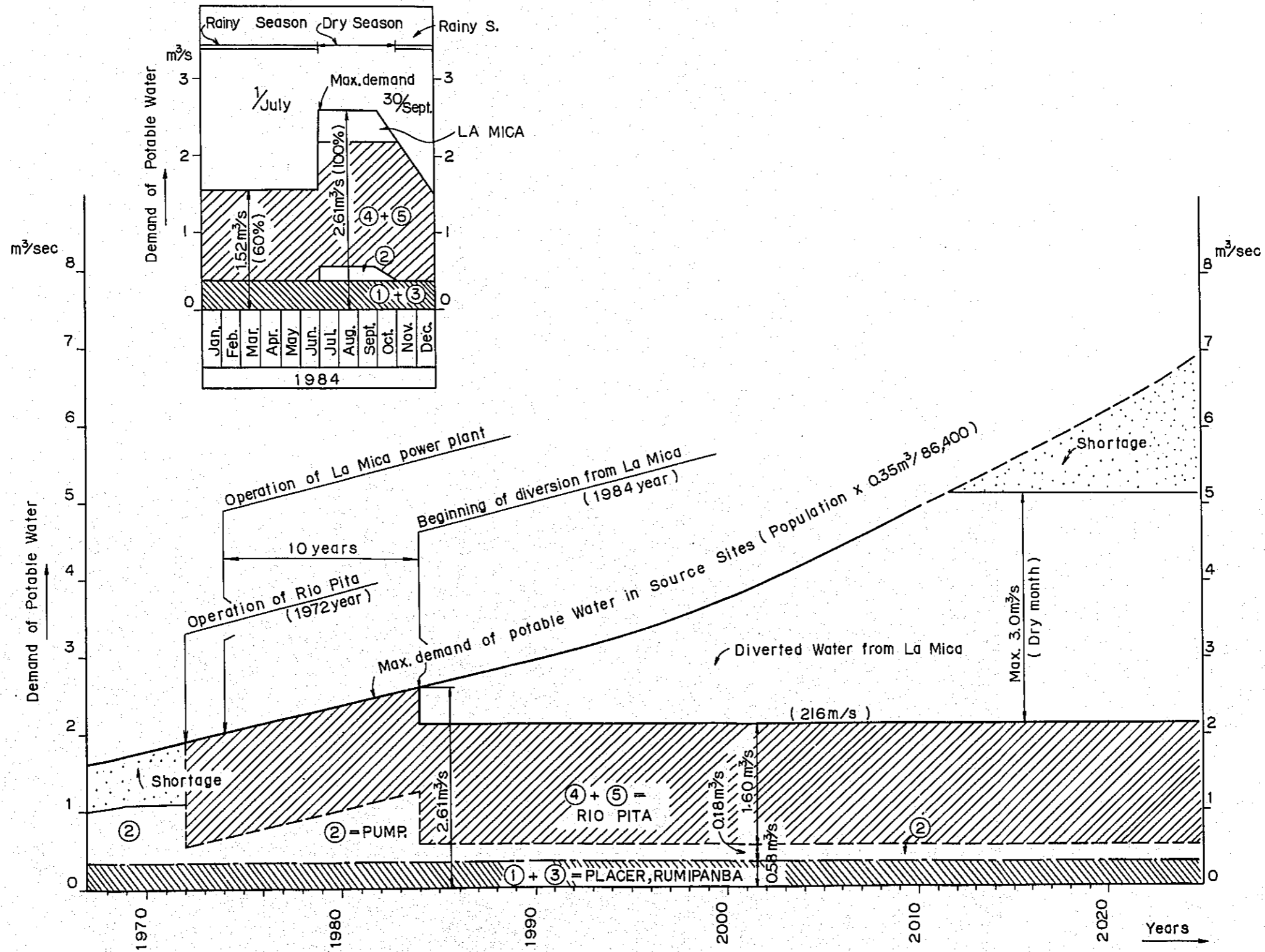
Fig A-II-3 に示す如く，水道需要想定曲線内に Tambo 計画を投入してみると1985年には最大 $0.45 \text{ m}^3/\text{s}$ を供給し，年ごとに供給量は増加し，1998年に最大 $1.4 \text{ m}^3/\text{s}$ の限度に達する。Tambo 計画は1984年より15年間にわたり水道用水の供給が可能であり，Ⅲ期工事として1999年から La Mica からの導水計画を投入すればよいことになる。

(3) 1984年に Pita 貯水池を開発する場合

Fig A-II-4 に示す如く，水道需要曲線内にⅡ期工事として Pita 貯水池計画を投入してみると1984年には最大 $0.45 \text{ m}^3/\text{sec}$ の導入量から始まり，年々増加して，1998年に最大 $1.44 \text{ m}^3/\text{s}$ の限度に達する。Pita 貯水池計画は1984年から(2)と同様15年間にわたり水道用水の供給が可能であり，La Mica からの導水計画はⅢ期工事として1999年から投入すればよいことになる。

以上の結果よりみると La Mica 発電計画において水道用水のための分水時期を La Mica が運転開始してから，10年後の1984年から投入する場合と，25年後の1999年から投入する場合の2つのケースについて検討しておけば水道のためのⅡ期計画として前述したいずれの案を採用してもよいことになる。Fig A-II-5は1985年より投入する場合の Power と Potable Water の各年度各月における水の配分を示したものである。

Fig. A-II-3 Diagram of Potable Water Demand and Supply
(in case of La Mica Project Diverted in 1985)

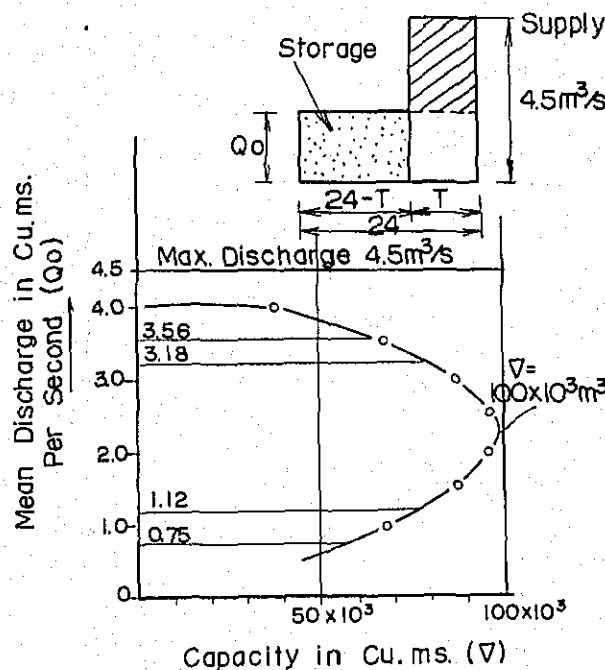


Appendix - III 調整池 (Head tank) の Capacity について

LA MICA Reservoir より、Regulating Reservoir (Head tank 兼用) まで水路延長 27.4 Km もあるので、取水された水が流速 $1 \text{ m}^3/\text{sec}$ で下流したとしても約 8 時間を必要とする。したがって LA MICA 発電所の運転能力の性能を上げるためには Head tank を大きくして Regulating Reservoir の働きをもたせる必要がある。

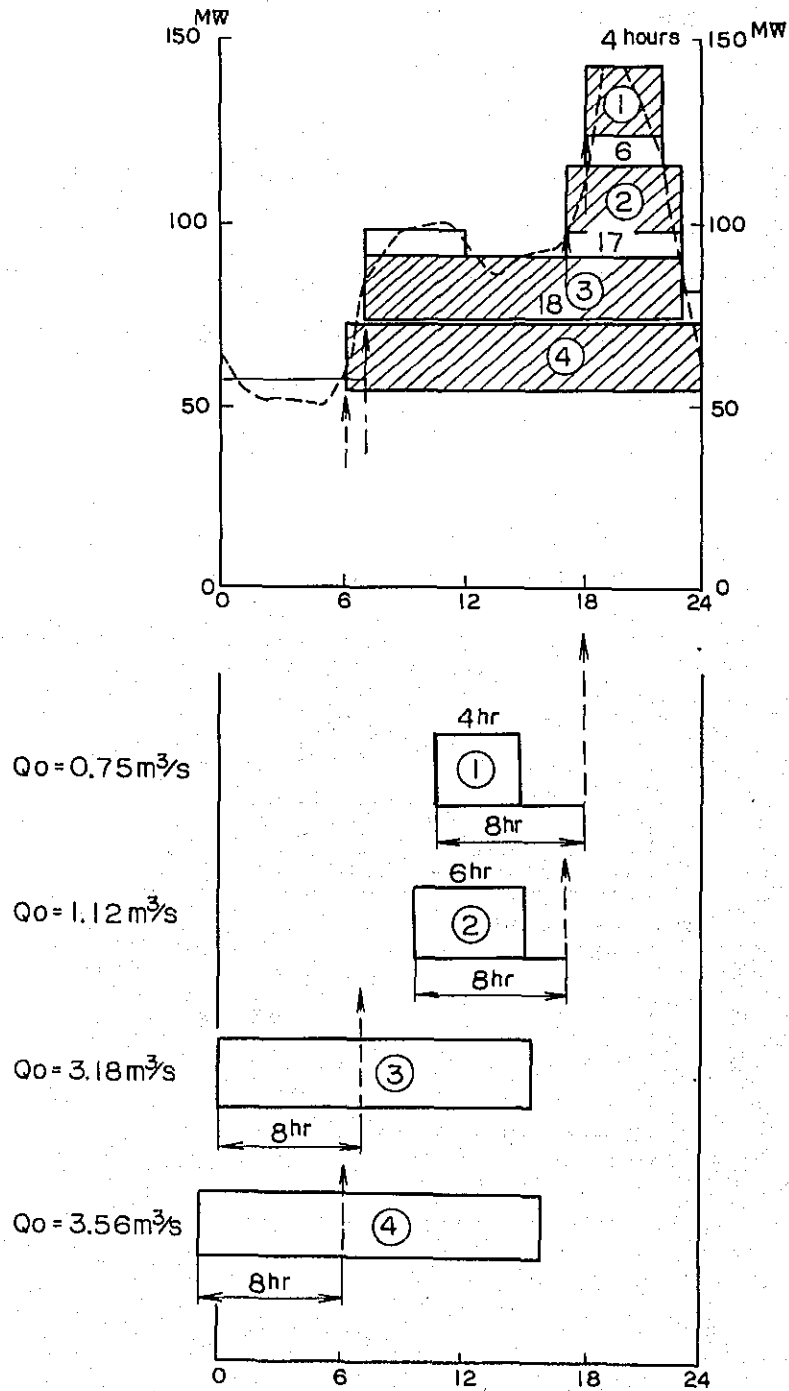
(1) LA MICA 湖より日間使用水量を平均して放流する場合 Fig A-III-1 に示す如く、平均流入量をすべてピーク負荷に対応させるためには $2.25 \text{ m}^3/\text{s}$ の流入量に対して $100,000 \text{ m}^3$ の capacity が必要であり、 $4.00 \text{ m}^3/\text{s}$ に対しては $25,000 \text{ m}^3$ 、 $3.00 \text{ m}^3/\text{s}$ に対して $86,000 \text{ m}^3$ の capacity となる。この考え方は LA MICA 湖が Regulating の能力を十分もっておりしかも水路の通水量が $4.5 \text{ m}^3/\text{s}$ となつているので、運用を考慮することにより Regulating Reservoir の Capacity を小さくすることが可能である。

Fig. A-III-1 Operation Diagram for Regulating Reservoir in case of Average Release from La Mica Lake



(2) LA MICA LAKE より、 $4.5 \text{ m}^3/\text{s}$ の流量として放流する場合

Fig. A-III-2 Operating Diagram of Regulating Reservoir in case of Maximum Release from La Mica Lake



4.5 m³/sの流量としてLA MICA 湖より放流を開始する時間はLA MICA 発電所が運転に入る8時間前でなければならない。また放流継続時間はLA MICA 発電所が負荷形状のどの部分を受けもつかによつて異なる。したがつて "EEQ" SA 系統内の負荷を調べてみた。(Fig-A-III-2 参照) その結果, Fig-A-III-2 に示すような負荷形状の中で4つの部分について適応できれば十分であることが理解できる。

①-は18時より始まる最先端のピーク負荷であり, 継続時間4時間と想定され, これに適応するためには図に示すように午前10時より放流開始する必要がある。

②-は17時より始まるピーク負荷に対しては6時間の継続時間が必要であり, 放流開始時間は午前9時である。

③-および④は中間ピーク負荷であり, 発電所の始動開始が午前6時~7時頃であり, LA MICA 湖の放流開始は深夜の0時~1時頃である。

①~④の運用により, 大略すべての負荷に対して適用できるが, 負荷形状よりみて, 負荷発生に1~1.5時間の誤差が生じたり, また到達時間に1時間程度の誤差を生じる心配がある。また, 4.5 m³/sの流入水に対して負荷始動時に部分負荷のみしか使用しない場合もあるので, この事態に対処するためにRegulating Reservoir を働かせるものとする。

4.5 m³/sの流入水を1.5時間分貯留し, また補給するためのCapacityは $4.5 \text{ m}^3/\text{s} \times 5.400 \text{ sec} = 25,000 \text{ m}^3$ あれば十分である。

また①~②のケースにおいて, 予想に反して負荷を75%に制限する事態が生じても余水吐より越水させずすべてReservoir 内に貯留できる。

以上の考察を考慮してRegulating Reservoir のCapacity は25,000 m³とする。

(3) 平均流量 Q_0 でLA MICA 湖より放流を続けている状態において, 急にPeak 運転の要請があつた場合。

$Q_0=1.12 \text{ m}^3/\text{s}$, $Q_0=2.25 \text{ m}^3/\text{s}$, $Q_0=3.18 \text{ m}^3/\text{s}$ の平均流量でLA MICA 湖より放流していたとき, 急に系統内の要求によりLA MICA 発電所がピーク運転をしなければならないことが発生する。

Regulating Reservoir (25,000 m³) がないときは8時間前に予想し放流しなければならないが, Fig A-III-3 に示すごとく, 6~4時間前になつてその事態が発生しても, Reservoir による補給時間が2~4時間あるのでこれにより補給を行こなつているうちに放流水が到達することになり, 運用上非常に効果大きい。

Appendix-IV

Appendix-IV 气象・水文資料

1. Monthly Max. Med. and Min. Temperature
2. Monthly Rainfall in La Mica Cocha
3. Daily Rainfall in La Mica Cocha
4. Monthly Rainfall in La Mica Project Area
5. Gaged Discharge in ANTIZANA Gaging Station (from 1960 to 1966)

| 1-3 Temperature | | STATION (10) Rio Pita | | CATCHMENT AREA | | ELEVATION | | UNIT | | °C | | S 00° 36' W 28° 28' | |
|-----------------|------|-----------------------|------|----------------|------|-----------|------|------|------|------|------|---------------------|--------|
| Rio Pita | | RIVER IN THE BASIN OF | | Rio Esmeraldas | | ELEVATION | | m | | °C | | S 00° 36' W 28° 28' | |
| YEAR | Ene. | Feb. | Mar. | Abr. | May. | Jun. | Jul. | Ago. | Sep. | Oct. | Nov. | Dic. | ANNUAL |
| 1965 | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | - | - | - | - | - | - | - | - | 14.2 | 15.0 | 13.5 | 12.5 | |
| Med. | - | - | - | - | - | - | - | - | 6.6 | 6.9 | 6.9 | 6.1 | |
| Min. | - | - | - | - | - | - | - | - | -1.5 | -1.0 | -3.5 | -0.5 | |
| 1966 | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | 15.0 | 15.0 | 13.0 | 13.7 | 13.4 | 14.0 | 11.7 | 11.7 | 12.7 | 13.8 | 14.5 | 13.7 | 15.0 |
| Med. | 6.7 | 6.4 | 6.1 | 6.0 | 6.6 | 5.3 | 4.6 | 4.9 | 5.3 | 5.8 | 6.0 | 5.9 | 5.8 |
| Min. | -0.7 | 0.3 | -0.8 | -2.3 | 1.0 | -5.4 | -3.0 | 0.5 | -3.0 | -6.1 | -3.2 | -3.1 | -6.1 |
| Average | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | 15.0 | 15.0 | 13.0 | 13.7 | 13.4 | 14.0 | 11.7 | 11.7 | 13.5 | 14.4 | 14.0 | 13.1 | 13.5 |
| Med. | 6.7 | 6.4 | 6.1 | 6.0 | 6.6 | 5.3 | 4.6 | 4.9 | 6.0 | 6.4 | 6.5 | 6.0 | 6.0 |
| Min. | -0.7 | 0.3 | -0.8 | -2.3 | 1.0 | -5.4 | -3.0 | 0.5 | -2.3 | -3.6 | -3.4 | -1.8 | -1.8 |

| 1-4 Temperature | | STATION (15) Papallacta | | CATCHMENT AREA | | ELEVATION | | UNIT | | °C | | S 00° 23' W 78° 08' | |
|-----------------|------|-------------------------|------|----------------|------|-----------|------|------|------|------|------|---------------------|--------|
| Rio Papallacta | | RIVER IN THE BASIN OF | | Rio Napo | | ELEVATION | | m | | °C | | S 00° 23' W 78° 08' | |
| YEAR | Ene. | Feb. | Mar. | Abr. | May. | Jun. | Jul. | Ago. | Sep. | Oct. | Nov. | Dic. | ANNUAL |
| 1963 | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | | | | | | | | 15.6 | 17.3 | 17.1 | 18.0 | 17.6 | |
| Med. | | | | | | | | 8.9 | 9.8 | 9.8 | 10.2 | 10.3 | |
| Min. | | | | | | | | 3.0 | 2.6 | 3.2 | 1.2 | 4.8 | |
| 1964 | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | 18.4 | 18.8 | 18.2 | 16.8 | 16.2 | 15.3 | 15.0 | 15.2 | 16.0 | 18.2 | 16.6 | 18.6 | 18.8 |
| Med. | 10.8 | 10.1 | 9.6 | 10.2 | 10.2 | 8.7 | 8.7 | 8.3 | 8.9 | 9.6 | 9.1 | 9.4 | 9.5 |
| Min. | 1.2 | 4.8 | 0.3 | 3.0 | - | - | 2.5 | 3.0 | 3.0 | 0.0 | 3.3 | 2.0 | - |
| 1965 | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | 17.6 | 17.9 | 16.6 | 16.4 | 17.4 | 15.0 | 14.2 | 14.6 | 16.2 | | 19.6 | 18.0 | 19.2 |
| Med. | 9.6 | 10.4 | 9.2 | 9.7 | 10.1 | 8.8 | 8.5 | 8.4 | 9.1 | - | 10.7 | 9.8 | 9.5 |
| Min. | 2.8 | 2.2 | 3.5 | 4.5 | 5.5 | 4.0 | 2.0 | 2.5 | 3.9 | - | 4.0 | 3.9 | 0.8 |
| 1966 | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | 16.6 | 18.4 | 17.4 | 16.6 | 17.5 | 17.6 | 16.2 | 16.4 | 16.2 | 19.0 | 19.2 | 18.3 | |
| Med. | 9.6 | 9.6 | 9.7 | 9.6 | 10.3 | 9.1 | 8.7 | 8.8 | 8.7 | 9.8 | 10.6 | 10.0 | |
| Min. | 4.6 | 2.0 | 4.4 | 3.5 | 4.0 | 1.0 | 1.6 | 3.0 | 0.8 | 3.0 | 2.5 | 1.0 | |
| Average | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | 17.5 | 18.4 | 17.4 | 16.6 | 17.0 | 16.0 | 15.1 | 15.5 | 16.4 | 18.1 | 18.4 | 18.1 | 17.0 |
| Med. | 10.0 | 10.0 | 9.5 | 9.8 | 10.2 | 8.9 | 8.6 | 8.6 | 9.1 | 9.7 | 10.2 | 9.9 | 9.5 |
| Min. | 2.9 | 3.0 | 2.7 | 3.7 | 4.8 | 2.5 | 2.0 | 2.9 | 2.6 | 2.1 | 2.8 | 2.9 | 2.9 |

| 1-5 Temperature | | STATION (17) Cotopaxi | | CATCHMENT AREA | | ELEVATION 3,560 m | | UNIT | | S 00° 37' W 78° 34' | | °C | |
|--|------|-----------------------|------|----------------|------|-------------------|------|------|-------|---------------------|------|------|--------|
| Río San Pedro RIVER IN THE BASIN OF Río Esmeraldas | | | | | | | | | | | | | |
| YEAR | Ene. | Feb. | Mar. | Abr. | May. | Jun. | Jul. | Ago. | Sept. | Oct. | Nov. | Dic. | ANNUAL |
| 1963 | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | 16.0 | 14.5 | 14.0 | 16.0 | 16.0 | 15.5 | 14.5 | 16.5 | 17.5 | 17.0 | 15.0 | 16.5 | 17.5 |
| Med. | 7.7 | 7.0 | 7.6 | 8.1 | 8.0 | 7.4 | 6.8 | 7.8 | 8.0 | 8.0 | 7.5 | 8.4 | 7.7 |
| Min. | 0.0 | 0.0 | 2.0 | 1.0 | 1.6 | 0.0 | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 3.0 | 0.0 |
| 1964 | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | 17.0 | 17.5 | 17.8 | 16.0 | 15.5 | 14.0 | 15.0 | 15.5 | 16.0 | 15.5 | 16.5 | 15.5 | 17.8 |
| Med. | 8.7 | 8.6 | 8.4 | 7.5 | 8.1 | 6.8 | 6.5 | 6.8 | 7.1 | 7.1 | 7.3 | 6.9 | 7.5 |
| Min. | 0.5 | 3.0 | 0.0 | 3.5 | 1.5 | 2.5 | 0.0 | 1.0 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1965 | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | 16.5 | 16.0 | 15.5 | 15.0 | 16.4 | 15.1 | 16.2 | 16.0 | 16.5 | 16.0 | 16.5 | 15.5 | 16.5 |
| Med. | 7.5 | 7.7 | 7.6 | 7.4 | 7.6 | 7.1 | 7.3 | 7.1 | 8.0 | 8.0 | 7.8 | 8.1 | 7.6 |
| Min. | 1.5 | 0.0 | 1.0 | 1.0 | 3.2 | 0.5 | 0.4 | 0.2 | 0.4 | 1.5 | -0.5 | 1.5 | -0.5 |
| 1966 | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | 16.5 | 16.4 | 17.5 | 15.5 | 16.0 | 15.5 | 17.0 | 15.5 | 16.5 | 16.4 | 16.5 | 16.5 | 17.5 |
| Med. | 8.4 | 8.3 | 8.3 | 7.8 | 8.3 | 7.7 | 7.3 | 7.7 | 7.6 | 7.9 | 8.1 | 7.9 | 7.9 |
| Min. | 2.5 | 0.0 | 2.5 | 1.5 | 2.0 | -1.0 | -0.5 | 0.5 | -1.5 | 0.0 | 0.5 | 1.5 | 1.5 |
| Average | | | | | | | | | | | | | |
| Max. | 16.5 | 16.1 | 17.2 | 15.6 | 16.0 | 15.0 | 15.7 | 15.9 | 16.6 | 16.2 | 16.1 | 16.3 | 16.1 |
| Med. | 8.1 | 7.9 | 8.0 | 7.7 | 8.0 | 7.3 | 7.0 | 7.4 | 7.7 | 7.8 | 7.8 | 7.8 | 7.7 |
| Min. | 1.1 | 0.8 | 1.4 | 1.8 | 2.1 | 1.0 | 0.1 | 0.4 | 0 | 0.4 | 0 | 1.5 | 0.9 |

2. Monthly Rainfall in La Mica Cocha

| 2 Monthly Rainfall | | STATION La Mica Cocha | | CATCHMENT AREA | | ELEVATION | | UNIT | | S | | W | |
|-----------------------|-------|-----------------------|-------|----------------|-------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|
| RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | | |
| YEAR | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | ANNUAL |
| 1959 | | | | 42.3 | 137.9 | 105.6 | 188.0 | 64.8 | 68.2 | 71.1 | 89.3 | 36.6 | 803.80 |
| 1960 | 20.0 | 45.4 | 66.5 | 42.2 | 73.4 | 37.7 | 69.4 | 53.5 | 57.6 | 49.0 | 24.5 | 37.7 | 576.90 |
| 1961 | 36.1 | 27.9 | 92.5 | 90.9 | 53.7 | 83.0 | 58.8 | 51.1 | 58.1 | 91.7 | 45.9 | 25.3 | 715.00 |
| 1962 | 31.5 | 64.1 | 62.0 | 44.5 | 110.0 | 123.4 | 101.7 | 65.1 | 63.3 | 91.2 | 50.1 | 49.1 | 856.00 |
| 1963 | 48.7 | 63.6 | 38.1 | 55.1 | 76.1 | 96.8 | 59.6 | 43.6 | 23.3 | 52.0 | 113.3 | 51.7 | 721.90 |
| 1964 | 8.6 | 15.6 | 43.6 | 123.7 | 67.1 | 156.5 | 56.7 | 95.7 | 124.1 | 52.5 | 32.6 | 57.3 | 844.00 |
| 1965 | 20.8 | 13.6 | 35.7 | 86.2 | 141.2 | 65.8 | 65.3 | 56.0 | 40.1 | 90.4 | 139.6 | 76.2 | 830.90 |
| 1966 | 39.6 | 67.8 | 139.2 | 73.6 | 25.8 | 64.5 | 111.8 | 77.5 | 88.9 | 61.7 | | | 750.40 |
| Total | 205.3 | 298.0 | 477.6 | 568.5 | 685.2 | 733.3 | 711.3 | 507.3 | 523.6 | 559.6 | 495.3 | 333.9 | 6,098.90 |
| Average | 29.3 | 42.6 | 68.2 | 71.1 | 85.7 | 91.7 | 88.9 | 63.4 | 65.5 | 70.0 | 70.8 | 47.7 | 794.90 |

3. Daily Rainfall in La Mica Cocha

| 3-1 Daily Rainfall | | | | | | | | | | | | | STATION | La Mica Cocha | | Quito, Ecuador | | | |
|-----------------------|------|------|------|------|-------|-------|-------|------|-------|------|------|--------|-----------|---------------|------|----------------|------|--|------|
| RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | | ELEVATION | | UNIT | mm | YEAR | | 1959 |
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE | | | | | | |
| 1 | | | | | 9.9 | 0.0 | 1.4 | 0.0 | 9.1 | 4.5 | 3.3 | 0.2 | 1 | | | | | | |
| 2 | | | | | 3.3 | 0.0 | 20.4 | 0.0 | 0.8 | 1.2 | 6.7 | 0.0 | 2 | | | | | | |
| 3 | | | | | 1.9 | 1.0 | 37.0 | 1.8 | 2.7 | 0.0 | 0.9 | 0.0 | 3 | | | | | | |
| 4 | | | | | 0.9 | 1.7 | 20.0 | 5.5 | 1.5 | 0.0 | 1.1 | 0.9 | 4 | | | | | | |
| 5 | | | | | 5.9 | 0.3 | 5.1 | 3.6 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 5 | | | | | | |
| 6 | | | | | 51.0 | 0.8 | 11.1 | 0.0 | 0.7 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 6 | | | | | | |
| 7 | | | | | 15.0 | 4.4 | 4.2 | 0.0 | 3.8 | 1.1 | 1.0 | 4.0 | 7 | | | | | | |
| 8 | | | | | 1.4 | 0.5 | 2.0 | 0.0 | 1.7 | 0.0 | 2.0 | 0.0 | 8 | | | | | | |
| 9 | | | | 0.0 | 8.3 | 1.8 | 2.3 | 0.8 | 0.7 | 0.0 | 0.0 | 3.0 | 9 | | | | | | |
| 10 | | | | 0.0 | 1.5 | 4.9 | 3.8 | 7.8 | 0.5 | 0.0 | 0.3 | 1.2 | 10 | | | | | | |
| 11 | | | | 0.8 | 5.4 | 14.6 | 1.8 | 0.1 | 1.6 | 0.0 | 10.5 | 0.2 | 11 | | | | | | |
| 12 | | | | 0.0 | 0.3 | 0.0 | 2.8 | 2.4 | 0.5 | 0.0 | 20.5 | 14.2 | 12 | | | | | | |
| 13 | | | | 0.0 | 2.8 | 12.6 | 0.1 | 0.0 | 8.9 | 15.0 | 2.9 | 0.1 | 13 | | | | | | |
| 14 | | | | 0.0 | 0.3 | 3.8 | 0.0 | 0.3 | 5.7 | 3.4 | 5.0 | 7.2 | 14 | | | | | | |
| 15 | | | | 3.4 | 1.1 | 0.2 | 4.4 | 0.7 | 0.3 | 2.9 | 6.0 | 0.0 | 15 | | | | | | |
| 16 | | | | 14.2 | 5.5 | 1.6 | 18.3 | 2.3 | 0.0 | 2.1 | 0.0 | 0.2 | 16 | | | | | | |
| 17 | | | | 4.2 | 2.7 | 7.3 | 20.3 | 3.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 17 | | | | | | |
| 18 | | | | 0.8 | 0.7 | 4.1 | 8.3 | 3.0 | 1.1 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 18 | | | | | | |
| 19 | | | | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 1.9 | 0.0 | 10.2 | 0.0 | 0.0 | 19 | | | | | | |
| 20 | | | | 0.4 | 0.0 | 1.6 | 5.9 | 0.3 | 10.4 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 20 | | | | | | |
| 21 | | | | 2.6 | 0.0 | 6.9 | 9.9 | 0.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 21 | | | | | | |
| 22 | | | | 1.4 | 6.3 | 5.7 | 2.8 | 0.7 | 0.8 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 22 | | | | | | |
| 23 | | | | 2.4 | 10.9 | 2.9 | 0.0 | 0.0 | 0.6 | 11.1 | 4.5 | 0.3 | 23 | | | | | | |
| 24 | | | | 8.1 | 0.6 | 0.0 | 0.0 | 1.9 | 0.5 | 0.5 | 0.3 | 0.2 | 24 | | | | | | |
| 25 | | | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2.3 | 5.1 | 0.0 | 1.5 | 6.8 | 0.6 | 25 | | | | | | |
| 26 | | | | 1.1 | 0.0 | 2.6 | 0.0 | 11.0 | 8.7 | 12.4 | 0.0 | 0.2 | 26 | | | | | | |
| 27 | | | | 0.8 | 0.3 | 16.4 | 2.8 | 6.8 | 1.7 | 0.0 | 10.4 | 0.4 | 27 | | | | | | |
| 28 | | | | 0.2 | 0.3 | 6.7 | 0.0 | 2.0 | 0.0 | 3.6 | 0.3 | 0.6 | 28 | | | | | | |
| 29 | | | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 5.5 | 0.0 | 4.7 | 0.0 | 29 | | | | | | |
| 30 | | | | 1.4 | 1.2 | 3.2 | 0.0 | 1.3 | 0.4 | 0.0 | 2.1 | 0.0 | 30 | | | | | | |
| 31 | | | | | 0.4 | | 0.0 | 1.2 | | 1.3 | | 2.1 | 31 | | | | | | |
| Total | | | | 42.3 | 137.9 | 105.6 | 188.0 | 64.8 | 68.2 | 71.1 | 89.3 | 36.6 | | | | | | | |
| Annual Total (mm) | | | | | | | | | | | | 803.80 | | | | | | | |

| 3-2 Daily Rainfall | | | | | | | | | | | | | STATION | La Mica Cocha | | Quito, Ecuador | | | |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|--------|-----------|---------------|------|----------------|------|--|------|
| RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | | ELEVATION | | UNIT | mm | YEAR | | 1960 |
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE | | | | | | |
| 1 | 1.3 | 0.3 | 0.6 | 0.0 | 0.0 | 3.7 | 4.3 | 0.1 | 0.4 | 0.0 | 9.0 | 3.0 | 1 | | | | | | |
| 2 | 0.0 | 0.0 | 1.6 | 0.0 | 1.3 | 0.0 | 2.6 | 0.3 | 10.5 | 0.0 | 0.2 | 0.8 | 2 | | | | | | |
| 3 | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 5.2 | 0.0 | 7.8 | 0.0 | 11.4 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 3 | | | | | | |
| 4 | 0.4 | 0.0 | 0.9 | 1.6 | 4.1 | 1.1 | 0.4 | 13.2 | 1.4 | 1.1 | 0.8 | 0.0 | 4 | | | | | | |
| 5 | 1.2 | 0.0 | 0.0 | 1.2 | | 0.2 | 0.8 | 4.3 | 1.7 | 0.5 | 1.0 | 0.9 | 5 | | | | | | |
| 6 | 0.6 | 4.2 | 0.0 | 2.4 | | 1.9 | 1.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 6 | | | | | | |
| 7 | 1.4 | 1.6 | 2.5 | 0.0 | 0.3 | 4.5 | 2.7 | 0.0 | 0.3 | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 7 | | | | | | |
| 8 | 1.3 | 0.8 | 3.6 | 0.0 | 3.8 | 0.1 | 1.2 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 5.4 | 0.0 | 8 | | | | | | |
| 9 | 1.7 | 0.6 | 0.7 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.4 | 1.0 | 2.7 | 0.0 | 0.4 | 1.1 | 9 | | | | | | |
| 10 | 0.0 | 12.3 | 0.0 | 0.4 | 2.2 | 0.0 | 2.5 | 2.8 | 2.2 | 0.4 | 1.1 | 0.2 | 10 | | | | | | |
| 11 | 0.0 | 2.4 | 0.4 | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 5.3 | 6.8 | 0.8 | 0.0 | 1.9 | 5.0 | 11 | | | | | | |
| 12 | 0.2 | 0.0 | 11.2 | 0.3 | 0.4 | 0.0 | 0.0 | 3.0 | 0.4 | 0.3 | 1.9 | 1.4 | 12 | | | | | | |
| 13 | 0.7 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.2 | 0.0 | 0.3 | 1.3 | 2.8 | 0.0 | 0.0 | 2.6 | 13 | | | | | | |
| 14 | 3.4 | 7.6 | 0.4 | 2.7 | 0.0 | 0.3 | 0.0 | 0.1 | 2.6 | 0.5 | 0.0 | 3.2 | 14 | | | | | | |
| 15 | 0.9 | 0.0 | 0.0 | 0.8 | 0.2 | 1.4 | 0.3 | 0.0 | 1.3 | 1.0 | 0.0 | 0.6 | 15 | | | | | | |
| 16 | 0.6 | 0.2 | 0.0 | 8.2 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 0.1 | 0.1 | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 16 | | | | | | |
| 17 | 0.0 | 0.5 | 1.6 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.8 | 0.7 | 2.2 | 17 | | | | | | |
| 18 | 0.0 | 2.7 | 0.3 | 6.8 | 1.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.3 | 0.0 | 0.0 | 12.0 | 18 | | | | | | |
| 19 | 0.0 | 5.5 | 0.5 | 0.0 | 0.3 | 5.2 | 0.5 | 0.3 | 1.9 | 6.0 | 0.0 | 1.2 | 19 | | | | | | |
| 20 | 0.0 | 1.0 | 7.3 | 1.3 | 1.4 | 0.0 | 6.1 | 1.3 | 2.5 | 0.4 | 0.0 | 0.0 | 20 | | | | | | |
| 21 | 0.5 | 1.7 | 8.6 | 7.4 | 0.2 | 4.5 | 1.7 | 4.0 | 0.6 | 0.4 | 0.5 | 0.0 | 21 | | | | | | |
| 22 | 0.0 | 0.0 | 4.3 | 0.9 | 0.5 | 0.0 | 0.1 | 1.5 | 0.0 | 5.5 | 1.1 | 0.0 | 22 | | | | | | |
| 23 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 3.8 | 0.0 | 3.9 | 0.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 3.0 | 23 | | | | | | |
| 24 | 0.2 | 0.8 | 9.4 | 0.0 | | 0.0 | 3.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.2 | 24 | | | | | | |
| 25 | 0.0 | 0.4 | 0.2 | 0.1 | | 5.7 | 10.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 25 | | | | | | |
| 26 | 0.0 | 1.5 | 0.0 | 0.1 | | 0.1 | 0.6 | 0.0 | 10.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 26 | | | | | | |
| 27 | 0.0 | 0.0 | 5.8 | 0.1 | | 0.0 | 0.7 | 1.7 | 1.4 | 0.8 | 0.0 | 0.9 | 27 | | | | | | |
| 28 | 0.0 | 0.7 | 0.3 | 6.2 | | 3.2 | 3.6 | 0.0 | 0.3 | 1.2 | 0.5 | 0.0 | 28 | | | | | | |
| 29 | 4.7 | 0.6 | 0.0 | 1.0 | 3.9 | 4.1 | 8.7 | 1.2 | 0.0 | 7.5 | 0.0 | 0.0 | 29 | | | | | | |
| 30 | 0.3 | | 6.3 | 0.0 | 21.3 | 1.4 | 0.0 | 10.0 | 0.7 | 17.9 | 0.0 | 0.0 | 30 | | | | | | |
| 31 | 0.0 | | 0.0 | | | | 0.4 | | | 2.8 | | 0.0 | 31 | | | | | | |
| Total | 20.0 | 45.4 | 66.5 | 42.2 | 73.4 | 37.7 | 69.4 | 53.5 | 57.6 | 49.0 | 26.5 | 37.7 | | | | | | | |
| Annual Total (mm) | | | | | | | | | | | | 576.90 | | | | | | | |

3-3 Daily Rainfall STATION La Mica Cocha Quito, Ecuador

| DATE | RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | DATE |
|---------------------|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|--------|------|
| | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | |
| 1 | 0.6 | 1.9 | 1.4 | 0.5 | 3.9 | 2.4 | 0.4 | 5.9 | 0.0 | 1.4 | 4.5 | 0.9 | 1 |
| 2 | 0.3 | 6.0 | 0.3 | 0.0 | 1.0 | 1.6 | 3.6 | 2.5 | 0.0 | 3.1 | 0.0 | 0.1 | 2 |
| 3 | 0.1 | 2.5 | 2.1 | 1.1 | 0.5 | 2.4 | 1.1 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 0.6 | 0.0 | 3 |
| 4 | 0.0 | 0.0 | 2.0 | 8.8 | 2.1 | 1.9 | 4.8 | 0.0 | 0.4 | 3.1 | 0.6 | 0.0 | 4 |
| 5 | 0.0 | 1.4 | 0.4 | 4.1 | 0.0 | 1.2 | 7.2 | 0.2 | 0.0 | 0.2 | 7.2 | 0.1 | 5 |
| 6 | 0.0 | 0.0 | 1.3 | 0.6 | 0.0 | 8.1 | 2.1 | 2.4 | 0.4 | 0.8 | 2.0 | 0.0 | 6 |
| 7 | 0.0 | 0.0 | 9.2 | 0.0 | 0.0 | 4.7 | 0.9 | 6.7 | 8.1 | 1.1 | 0.0 | 0.0 | 7 |
| 8 | 0.0 | 6.3 | 0.6 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.3 | 7.1 | 7.1 | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 8 |
| 9 | 0.3 | 0.0 | 2.1 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 1.8 | 6.4 | 2.1 | 2.6 | 0.0 | 2.7 | 9 |
| 10 | 0.0 | 0.0 | 15.4 | 3.3 | 0.0 | 1.8 | 0.1 | 2.6 | 0.1 | 4.6 | 0.0 | 1.3 | 10 |
| 11 | 1.4 | 2.9 | 17.0 | 0.0 | 4.1 | 4.2 | 0.6 | 0.2 | 0.0 | 1.1 | 0.0 | 3.5 | 11 |
| 12 | 0.1 | 1.4 | 0.1 | 0.0 | 7.3 | 1.3 | 1.6 | 0.4 | 0.1 | 11.5 | 0.0 | 0.3 | 12 |
| 13 | 0.0 | 0.8 | 1.6 | 0.0 | 1.2 | 5.4 | 6.0 | 0.1 | 0.0 | 7.3 | 0.0 | 4.3 | 13 |
| 14 | 0.0 | 0.0 | 5.3 | 0.5 | 0.1 | 5.1 | 0.5 | 0.8 | 0.2 | 10.9 | 15.0 | 0.7 | 14 |
| 15 | 0.0 | 0.0 | 4.2 | 0.0 | 4.7 | 1.4 | 1.9 | 0.1 | 2.5 | 4.8 | 0.0 | 0.0 | 15 |
| 16 | 8.4 | 0.1 | 6.1 | 1.1 | 0.7 | 14.8 | 1.9 | 2.4 | 14.9 | 1.3 | 0.1 | 5.2 | 16 |
| 17 | 9.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 0.0 | 5.9 | 0.1 | 0.0 | 0.9 | 9.2 | 0.4 | 0.3 | 17 |
| 18 | 0.5 | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 0.0 | 0.3 | 3.0 | 0.0 | 0.7 | 3.1 | 2.1 | 18 |
| 19 | 0.0 | 3.9 | 2.5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.4 | 1.5 | 0.1 | 0.0 | 1.1 | 0.7 | 19 |
| 20 | 0.3 | 0.1 | 4.8 | 0.2 | 0.0 | 0.3 | 0.8 | 0.8 | 0.0 | 0.0 | 3.7 | 0.7 | 20 |
| 21 | 0.3 | 0.0 | 0.9 | 0.2 | 0.4 | 0.4 | 0.1 | 2.2 | 8.5 | 1.3 | 3.0 | 0.0 | 21 |
| 22 | 0.0 | 0.0 | 1.5 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 4.9 | 1.0 | 2.8 | 8.2 | 0.0 | 0.0 | 22 |
| 23 | 0.5 | 0.0 | 1.9 | 24.5 | 2.7 | 1.7 | 0.4 | 0.0 | 0.7 | 0.6 | 0.0 | 0.0 | 23 |
| 24 | 0.2 | 0.0 | 3.1 | 15.3 | 3.1 | 1.4 | 0.0 | 0.3 | 0.1 | 0.1 | 0.9 | 0.0 | 24 |
| 25 | 0.2 | 0.0 | 1.9 | 6.7 | 13.9 | 0.6 | 0.5 | 1.1 | 0.7 | 4.4 | 0.7 | 0.4 | 25 |
| 26 | 0.0 | 0.0 | 0.6 | 1.7 | 2.7 | 0.0 | 0.1 | 0.3 | 0.0 | 1.0 | 0.8 | 0.4 | 26 |
| 27 | 0.0 | 0.0 | 0.9 | 0.2 | 3.4 | 1.3 | 7.4 | 1.0 | 0.0 | 2.5 | 1.3 | 0.0 | 27 |
| 28 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 0.4 | 0.3 | 0.0 | 6.7 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 28 |
| 29 | 1.6 | | 4.2 | 5.7 | 0.0 | 2.3 | 0.5 | 0.8 | 2.7 | 0.0 | 0.9 | 0.0 | 29 |
| 30 | 3.0 | | 0.9 | 15.7 | 0.6 | 10.1 | 0.0 | 0.8 | 5.6 | 0.0 | 0.0 | 1.3 | 30 |
| 31 | 9.3 | | 0.2 | | 0.7 | | 0.8 | 0.5 | | 9.3 | | 0.3 | 31 |
| Total | 36.1 | 27.9 | 92.5 | 90.9 | 53.7 | 83.0 | 58.8 | 51.1 | 58.1 | 91.7 | 45.9 | 25.3 | |
| Annual Total (mm) | | | | | | | | | | | | 715.00 | |

3-4 Daily Rainfall STATION La Mica Cocha Quito, Ecuador

| DATE | RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | DATE |
|---------------------|-----------------------|------|------|------|-------|-------|-------|------|-------|------|------|------|------|
| | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | |
| 1 | 0.0 | 0.0 | 2.0 | 0.4 | 2.4 | 0.0 | 0.0 | 1.3 | 3.2 | 14.0 | 5.4 | 0.0 | 1 |
| 2 | 0.4 | 0.0 | 0.0 | 1.1 | 0.7 | | 6.4 | 3.3 | 2.4 | 1.2 | 0.8 | 4.0 | 2 |
| 3 | 0.4 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 0.1 | | 7.6 | 6.5 | 2.8 | 1.5 | 6.3 | 0.7 | 3 |
| 4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.2 | 2.7 | | 0.2 | 3.0 | 2.7 | 10.0 | 0.7 | 0.1 | 4 |
| 5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.8 | 2.2 | 53.6 | 1.6 | 1.6 | 2.9 | 1.8 | 3.8 | 0.6 | 5 |
| 6 | 0.0 | 6.3 | 0.6 | 2.5 | 0.8 | 0.2 | 3.2 | 0.4 | 4.9 | 2.0 | 0.4 | 1.0 | 6 |
| 7 | 0.0 | 1.2 | 5.8 | 0.5 | | 0.1 | 6.4 | 1.7 | 1.8 | 0.0 | 0.0 | 0.9 | 7 |
| 8 | 0.0 | 2.4 | 6.3 | 0.0 | 11.2 | 1.0 | 0.0 | 0.1 | 0.2 | 1.3 | 0.0 | 0.4 | 8 |
| 9 | 0.0 | 9.5 | 8.6 | 0.5 | 1.6 | 0.2 | 0.6 | 3.3 | 0.1 | 9.8 | 0.3 | 0.0 | 9 |
| 10 | 3.7 | 0.0 | 1.0 | 6.0 | 1.2 | 13.8 | 0.5 | 0.6 | 0.0 | 4.7 | 0.3 | 0.7 | 10 |
| 11 | 2.9 | 4.8 | 3.4 | 0.1 | 11.8 | 2.3 | 1.0 | 0.0 | 0.2 | 5.6 | 0.2 | 4.5 | 11 |
| 12 | 7.1 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 0.4 | 9.8 | 0.0 | 0.0 | 3.1 | 4.1 | 0.7 | 4.6 | 12 |
| 13 | 4.2 | 0.4 | 0.0 | 0.0 | 1.4 | 0.3 | 0.3 | 0.0 | 0.1 | 2.6 | 0.3 | 2.2 | 13 |
| 14 | 4.4 | 2.7 | 2.5 | 0.4 | 4.0 | 0.1 | 0.7 | 3.9 | 1.4 | 1.5 | 4.5 | 2.3 | 14 |
| 15 | 0.0 | 0.1 | 0.8 | 0.0 | 2.1 | 0.1 | 2.0 | 0.7 | 4.7 | 3.4 | 0.0 | 1.7 | 15 |
| 16 | 0.0 | 6.3 | 0.7 | 0.0 | 6.7 | 2.9 | 0.5 | 2.3 | 0.8 | 3.8 | 0.2 | 1.6 | 16 |
| 17 | 1.7 | 2.5 | 2.8 | 0.0 | 25.7 | 8.9 | 0.7 | 1.2 | 1.2 | 0.0 | 0.4 | 0.0 | 17 |
| 18 | 0.5 | 3.4 | 0.7 | 0.8 | 2.8 | 0.0 | 0.0 | 2.6 | 0.0 | 0.0 | 12.6 | 0.0 | 18 |
| 19 | 0.0 | 7.0 | 0.9 | 0.4 | 14.0 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 0.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 19 |
| 20 | 0.1 | 9.6 | 0.1 | 3.1 | 3.8 | | 9.4 | 0.4 | 1.1 | 6.8 | 0.8 | 0.8 | 20 |
| 21 | 0.0 | 1.4 | 0.6 | 3.6 | 0.8 | 6.1 | 0.0 | 0.3 | 3.0 | 7.2 | 4.8 | 19.2 | 21 |
| 22 | 0.0 | 0.5 | 3.8 | 2.2 | 1.0 | 2.5 | 0.6 | 0.0 | 5.7 | 2.2 | 2.1 | 2.5 | 22 |
| 23 | 0.1 | 0.8 | 2.0 | 0.0 | 0.0 | 5.8 | 6.5 | 0.0 | 4.3 | 0.3 | 0.5 | 0.0 | 23 |
| 24 | 4.6 | 0.8 | 5.9 | 0.5 | 2.5 | 0.0 | 9.7 | 8.3 | 0.1 | 0.2 | 0.7 | 0.0 | 24 |
| 25 | 0.0 | 0.3 | 12.5 | 11.7 | 5.6 | 0.5 | 11.4 | 6.5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 25 |
| 26 | 0.2 | 1.9 | 0.8 | 1.4 | 1.7 | 8.6 | 1.3 | 1.3 | 4.2 | 0.0 | 1.5 | 1.4 | 26 |
| 27 | 0.1 | 0.2 | 0.0 | 0.3 | 0.0 | 2.6 | 0.0 | 2.4 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 27 |
| 28 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 1.8 | 0.0 | 8.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 28 |
| 29 | 0.1 | | 0.0 | 0.4 | 0.0 | 2.2 | 7.8 | 0.5 | 0.3 | 5.4 | 2.6 | 0.0 | 29 |
| 30 | 0.0 | | 0.1 | 4.7 | 0.2 | 0.0 | 20.9 | 0.0 | 11.8 | 0.6 | 0.0 | 0.5 | 30 |
| 31 | 0.0 | | 0.1 | | 2.6 | | 2.4 | 3.9 | | 0.6 | | 0.0 | 31 |
| Total | 31.5 | 64.1 | 62.0 | 44.5 | 110.0 | 123.4 | 101.7 | 65.1 | 63.3 | 91.2 | 50.1 | 49.1 | |
| Annual Total (mm) | | | | | | | | | | | | 856 | |

3-5 Daily Rainfall

STATION

La Mica Cocha

Quito, Ecuador

| RIVER IN THE BASIN OF | | ELEVATION | | | | | | | | | | UNIT | YEAR | DATE |
|-----------------------|------|-----------|------|------|------|------|------|------|-------|------|-------|-------|------|------|
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE | |
| 1 | 0.0 | 0.0 | 1.7 | 3.6 | 0.0 | 0.0 | 2.2 | 1.5 | 0.0 | 5.7 | 7.4 | 0.0 | 1 | |
| 2 | 0.0 | 14.4 | 0.4 | 0.0 | 0.4 | 0.8 | 1.2 | 0.4 | 0.0 | 4.2 | 4.0 | 0.3 | 2 | |
| 3 | 6.9 | 7.5 | 0.3 | 5.8 | 4.3 | 0.0 | 0.4 | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 4.0 | 0.0 | 3 | |
| 4 | 1.3 | 0.0 | 0.4 | 6.9 | 0.0 | 0.1 | 2.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 2.1 | 4 | |
| 5 | 2.7 | 9.1 | 1.3 | 9.6 | 0.0 | 0.0 | 0.9 | 0.0 | 0.0 | 1.3 | 4.8 | 0.0 | 5 | |
| 6 | 0.8 | 0.1 | 0.0 | 1.4 | 3.5 | 0.0 | 0.0 | 7.1 | 0.0 | 0.0 | 9.2 | 0.0 | 6 | |
| 7 | 0.1 | 3.7 | 0.0 | 0.3 | 0.8 | 0.0 | 0.0 | 4.8 | 0.0 | 0.1 | 3.6 | 1.3 | 7 | |
| 8 | 0.0 | 1.7 | 0.5 | 1.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.8 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 2.1 | 8 | |
| 9 | 9.5 | 0.0 | 2.8 | 0.0 | 3.4 | 7.5 | 0.4 | 1.8 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 2.4 | 9 | |
| 10 | 0.3 | 0.5 | 0.5 | 0.0 | 8.7 | 15.0 | 0.0 | 0.4 | 0.9 | 0.3 | 0.7 | 1.4 | 10 | |
| 11 | 0.3 | 1.5 | 1.5 | 0.0 | 19.7 | 1.9 | 1.2 | 0.6 | 1.6 | 0.0 | 8.0 | 0.4 | 11 | |
| 12 | 0.0 | 0.5 | 0.2 | 0.0 | 2.1 | 4.2 | 3.0 | 0.3 | 1.5 | 0.0 | 7.4 | 0.0 | 12 | |
| 13 | 0.0 | 0.0 | 1.1 | 0.7 | 0.4 | 1.7 | 0.5 | 0.3 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 13 | |
| 14 | 5.4 | 0.0 | 1.0 | 1.1 | 0.3 | 16.5 | 0.0 | 1.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 14 | |
| 15 | 0.6 | 2.6 | 0.2 | 0.0 | 2.3 | 0.8 | 0.0 | 3.8 | 0.0 | 0.0 | 11.2 | 0.0 | 15 | |
| 16 | 1.4 | 0.0 | 0.3 | 0.0 | 12.8 | 0.0 | 4.7 | 1.6 | 2.7 | 0.2 | 1.0 | 0.0 | 16 | |
| 17 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 3.4 | 3.8 | 0.0 | 4.2 | 10.9 | 0.7 | 0.3 | 0.0 | 17 | |
| 18 | 0.0 | 2.2 | 0.1 | 0.1 | 5.9 | 19.7 | 0.0 | 5.7 | 0.1 | 4.0 | 0.0 | 3.0 | 18 | |
| 19 | 0.0 | 1.1 | 3.1 | 0.2 | 0.0 | 16.7 | 0.4 | 0.6 | 0.3 | 0.0 | 0.0 | 5.9 | 19 | |
| 20 | 0.5 | 0.4 | 0.0 | 8.0 | 0.1 | 5.6 | 0.8 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2.0 | 20 | |
| 21 | 2.9 | 0.0 | 0.3 | 1.8 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 0.0 | 1.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 21 | |
| 22 | 0.0 | 1.2 | 0.0 | 0.7 | 0.0 | 0.0 | 4.0 | 0.0 | 2.3 | 0.0 | 13.9 | 5.9 | 22 | |
| 23 | 0.0 | 8.7 | 0.0 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 5.8 | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 14.2 | 6.5 | 23 | |
| 24 | 0.0 | 4.2 | 0.8 | 4.6 | 0.8 | 0.2 | 0.9 | 0.2 | 0.0 | 2.0 | 21.5 | 3.6 | 24 | |
| 25 | 0.0 | 0.7 | 3.3 | 0.5 | 4.7 | 0.3 | 4.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.4 | 1.3 | 25 | |
| 26 | 0.0 | 0.4 | 12.6 | 2.3 | 2.3 | 0.0 | 0.0 | 4.4 | 0.9 | 6.2 | 0.4 | 5.0 | 26 | |
| 27 | 9.6 | 2.0 | 0.0 | 0.4 | 0.2 | 0.0 | 0.3 | 1.7 | 0.0 | 0.8 | 0.0 | 1.8 | 27 | |
| 28 | 3.8 | 1.1 | 0.2 | 2.8 | 0.0 | 0.0 | 5.8 | 0.0 | 0.0 | 4.0 | 0.3 | 0.0 | 28 | |
| 29 | 0.0 | | 2.5 | 1.3 | 0.0 | 0.8 | 8.4 | 0.0 | 0.0 | 2.9 | 0.0 | 0.2 | 29 | |
| 30 | 1.6 | | 2.1 | 0.7 | 0.0 | 1.2 | 8.3 | 0.0 | 0.0 | 9.2 | 0.0 | 3.5 | 30 | |
| 31 | 0.0 | | 0.9 | | 0.0 | | 2.9 | 1.0 | | 9.9 | | 3.0 | 31 | |
| Total | 48.7 | 63.6 | 38.1 | 55.1 | 76.1 | 96.8 | 59.6 | 43.6 | 23.3 | 52.0 | 113.3 | 51.7 | | |
| Annual Total (mm) | | | | | | | | | | | | 721.9 | | |

3-6 Daily Rainfall

STATION

La Mica Cocha

Quito, Ecuador

| RIVER IN THE BASIN OF | | ELEVATION | | | | | | | | | | UNIT | YEAR | DATE |
|-----------------------|------|-----------|------|-------|------|-------|------|------|-------|------|------|-------|------|------|
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | June | July | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE | |
| 1 | 0.0 | 0.0 | 1.9 | 4.7 | 15.1 | 0.3 | 2.9 | 0.2 | 7.1 | 0.5 | 1.7 | 1.5 | 1 | |
| 2 | 0.0 | 0.0 | 0.7 | 1.3 | 0.0 | 0.2 | 2.5 | 2.0 | 4.0 | 2.7 | 0.2 | 5.6 | 2 | |
| 3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 3.1 | 0.0 | 1.2 | 5.4 | 4.1 | 18.0 | 0.0 | 0.1 | 0.1 | 3 | |
| 4 | 0.0 | 0.1 | 0.5 | 6.3 | 0.0 | 9.5 | 1.3 | 0.9 | 0.9 | 0.0 | 0.5 | 0.5 | 4 | |
| 5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 4.7 | 0.3 | 1.4 | 3.8 | 1.0 | 3.7 | 0.5 | 5 | |
| 6 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.6 | 8.9 | 1.0 | 0.7 | 3.6 | 0.0 | 2.3 | 0.4 | 6 | |
| 7 | 0.6 | 1.7 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 4.2 | 15.8 | 0.0 | 18.0 | 0.0 | 3.3 | 0.5 | 7 | |
| 8 | 0.0 | 0.4 | 0.5 | 11.4 | 0.0 | 0.1 | 3.5 | 0.0 | 3.8 | 0.0 | 0.7 | 8.5 | 8 | |
| 9 | 0.0 | 0.5 | 0.0 | 11.1 | 3.4 | 5.7 | 2.2 | 25.3 | 6.4 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 9 | |
| 10 | 0.9 | 0.0 | 0.3 | 16.0 | 0.2 | 3.6 | 0.3 | 16.5 | 1.5 | 0.4 | 0.0 | 0.0 | 10 | |
| 11 | 0.3 | 4.8 | 0.9 | 8.0 | 5.9 | 2.1 | 0.6 | 14.1 | 11.0 | 3.0 | 0.1 | 1.5 | 11 | |
| 12 | 0.0 | 2.3 | 1.2 | 0.6 | 1.5 | 0.1 | 0.0 | 2.5 | 12.3 | 6.0 | 1.3 | 0.0 | 12 | |
| 13 | 0.0 | 0.3 | 4.2 | 7.6 | 3.0 | 0.0 | 1.6 | 4.8 | 15.0 | 3.1 | 0.7 | 0.0 | 13 | |
| 14 | 0.0 | 0.0 | 2.0 | 0.8 | 3.4 | 4.2 | 1.4 | 0.2 | 2.0 | 0.3 | 0.0 | 0.0 | 14 | |
| 15 | 0.3 | 0.0 | 8.8 | 9.6 | 3.4 | 4.6 | 1.3 | 0.0 | 1.8 | 1.2 | 8.1 | 0.0 | 15 | |
| 16 | 0.0 | 0.0 | 15.8 | 5.1 | 1.2 | 3.6 | 0.0 | 0.0 | 1.1 | 0.7 | 0.0 | 0.0 | 16 | |
| 17 | 0.4 | 0.0 | 1.6 | 17.1 | 1.1 | 4.0 | 1.2 | 4.4 | 3.5 | 14.2 | 3.3 | 0.0 | 17 | |
| 18 | 4.5 | 0.0 | 0.4 | 1.5 | 0.4 | 11.4 | 0.0 | 4.0 | 0.5 | 3.7 | 0.0 | 0.0 | 18 | |
| 19 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 10.0 | 0.2 | 2.0 | 0.0 | 0.2 | 0.4 | 0.0 | 19 | |
| 20 | 0.0 | 0.9 | 1.4 | 0.2 | 0.4 | 17.5 | 0.9 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.7 | 20 | |
| 21 | 0.0 | 1.5 | 0.0 | 1.1 | 0.0 | 10.4 | 1.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 1.6 | 21 | |
| 22 | 0.0 | 0.4 | 0.0 | 0.1 | 5.8 | 11.3 | 2.0 | 0.0 | 2.1 | 0.0 | 0.1 | 0.3 | 22 | |
| 23 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.6 | 5.0 | 5.5 | 0.3 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 0.3 | 23 | |
| 24 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.7 | 3.3 | 0.0 | 0.2 | 1.0 | 1.5 | 1.4 | 0.0 | 7.4 | 24 | |
| 25 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 0.5 | 1.5 | 3.4 | 0.0 | 0.0 | 3.4 | 0.3 | 1.9 | 0.9 | 25 | |
| 26 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 4.2 | 0.8 | 12.0 | 0.0 | 3.5 | 0.0 | 4.3 | 0.3 | 1.3 | 26 | |
| 27 | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 12.5 | 1.8 | 7.5 | 1.8 | 3.0 | 1.3 | 0.4 | 0.0 | 7.6 | 27 | |
| 28 | 1.4 | 1.5 | 0.0 | 1.9 | 1.5 | 0.8 | 3.7 | 0.7 | 1.5 | 0.5 | 0.8 | 7.2 | 28 | |
| 29 | 0.0 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 1.7 | 6.3 | 0.0 | 0.6 | 0.0 | 2.0 | 1.4 | 1.3 | 29 | |
| 30 | 0.0 | | 2.9 | 15.3 | 1.0 | 3.9 | 0.0 | 1.5 | 0.0 | 4.0 | 1.8 | 7.4 | 30 | |
| 31 | 0.0 | | 0.4 | | 6.1 | | 0.0 | 2.0 | | 2.6 | | 1.9 | 31 | |
| Total | 8.6 | 15.6 | 43.6 | 133.7 | 67.1 | 156.5 | 56.7 | 95.7 | 124.1 | 52.5 | 32.6 | 57.3 | | |
| Annual Total (mm) | | | | | | | | | | | | 844.0 | | |

| 3-7 Daily Rainfall | | | | | | | | | | | | | STATION | La Mica Cocha | | Quito, Ecuador | | |
|-----------------------|------|------|------|------|-------|------|------|------|-------|------|-------|-------|-----------|---------------|------|----------------|------|------|
| RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | | ELEVATION | | UNIT | mm | YEAR | 1965 |
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | June | July | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE | | | | | |
| 1 | 0.1 | 0.5 | 7.6 | 0.8 | 13.9 | 2.3 | 1.8 | 0.1 | 0.0 | 0.5 | 5.1 | 2.5 | 1 | | | | | |
| 2 | 0.3 | 0.0 | 0.7 | 1.1 | 0.7 | 1.2 | 1.0 | 0.0 | 0.2 | 0.2 | 0.1 | 2.4 | 2 | | | | | |
| 3 | 0.0 | 1.2 | 7.2 | 0.7 | 4.1 | 7.6 | 4.4 | 0.3 | 2.0 | 0.1 | 0.0 | 1.9 | 3 | | | | | |
| 4 | 0.0 | 0.0 | 4.2 | 2.4 | 8.8 | 5.0 | 1.5 | 0.0 | 1.3 | 0.0 | 1.0 | 0.0 | 4 | | | | | |
| 5 | 0.5 | 0.0 | 5.4 | 0.0 | 1.0 | 0.2 | 1.2 | 9.0 | 3.2 | 0.0 | 2.0 | 0.0 | 5 | | | | | |
| 6 | 0.2 | 0.3 | 0.0 | 3.2 | 0.5 | 2.9 | 2.5 | 6.4 | 0.0 | 0.0 | 6.0 | 0.0 | 6 | | | | | |
| 7 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 18.0 | 0.0 | 3.0 | 4.1 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 0.1 | 8.5 | 7 | | | | | |
| 8 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 3.3 | 28.4 | 2.0 | 5.6 | 1.3 | 0.8 | 0.0 | 1.7 | 4.2 | 8 | | | | | |
| 9 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 0.6 | 4.6 | 0.3 | 2.8 | 0.4 | 0.4 | 4.3 | 3.7 | 9 | | | | | |
| 10 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 15.1 | 4.4 | 4.9 | 0.0 | 2.4 | 0.3 | 0.5 | 14.6 | 11.5 | 10 | | | | | |
| 11 | 1.3 | 0.0 | 0.0 | 1.6 | 0.4 | 2.8 | 5.1 | 3.0 | 0.2 | 0.0 | 7.6 | 4.7 | 11 | | | | | |
| 12 | 0.0 | 0.0 | 0.9 | 0.9 | 2.1 | 1.9 | 8.2 | 2.9 | 1.4 | 0.0 | 0.0 | 1.2 | 12 | | | | | |
| 13 | 2.1 | 0.0 | 1.3 | 0.0 | 4.2 | 0.3 | 6.6 | 3.0 | 0.5 | 9.7 | 8.3 | 7.2 | 13 | | | | | |
| 14 | 1.0 | 1.4 | 0.4 | 0.0 | 1.8 | 1.4 | 0.0 | 1.2 | 0.0 | 17.3 | 1.2 | 0.0 | 14 | | | | | |
| 15 | 1.0 | 2.0 | 0.0 | 1.8 | 11.0 | 0.9 | 0.0 | 0.4 | 7.4 | 10.0 | 4.1 | 0.3 | 15 | | | | | |
| 16 | 1.4 | 1.0 | 0.0 | 8.0 | 2.2 | 3.0 | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 10.8 | 5.5 | 0.0 | 16 | | | | | |
| 17 | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 5.5 | 0.0 | 9.9 | 1.0 | 0.2 | 2.6 | 1.2 | 32.0 | 2.3 | 17 | | | | | |
| 18 | 0.0 | 1.0 | 0.0 | 0.2 | 0.5 | 1.1 | 0.3 | 0.0 | 5.0 | 2.9 | 2.0 | 0.0 | 18 | | | | | |
| 19 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 11.0 | 2.4 | 1.0 | 0.3 | 0.0 | 2.0 | 1.3 | 22.8 | 0.0 | 19 | | | | | |
| 20 | 0.3 | 2.2 | 0.0 | 0.6 | 3.7 | 2.4 | 5.4 | 1.2 | 0.6 | 0.0 | 3.5 | 0.0 | 20 | | | | | |
| 21 | 0.5 | 0.1 | 0.0 | 0.8 | 3.0 | 2.7 | 4.1 | 3.1 | 3.0 | 0.4 | 6.3 | 0.0 | 21 | | | | | |
| 22 | 0.0 | 0.0 | 1.3 | 0.3 | 0.3 | 0.0 | 3.5 | 0.3 | 1.6 | 4.9 | 9.8 | 0.0 | 22 | | | | | |
| 23 | 0.0 | 0.4 | 2.3 | 0.8 | 10.0 | 1.5 | 0.7 | 0.0 | 2.3 | 8.0 | 0.9 | 0.0 | 23 | | | | | |
| 24 | 0.0 | 0.2 | 2.1 | 0.5 | 2.0 | 1.7 | 1.6 | 0.0 | 1.0 | 1.4 | 0.2 | 0.0 | 24 | | | | | |
| 25 | 0.0 | 0.4 | 0.2 | 0.2 | 6.2 | 0.7 | 1.2 | 0.3 | 0.3 | 0.0 | 0.5 | 6.0 | 25 | | | | | |
| 26 | 0.0 | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 2.4 | 0.7 | 0.5 | 0.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 8.4 | 26 | | | | | |
| 27 | 5.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 7.9 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 2.9 | 0.0 | 6.0 | 27 | | | | | |
| 28 | 0.2 | 2.4 | 0.3 | 0.0 | 6.0 | 0.0 | 0.0 | 4.1 | 0.0 | 13.5 | 0.0 | 0.6 | 28 | | | | | |
| 29 | 4.5 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 8.8 | 0.1 | 0.2 | 16.0 | 1.6 | 3.4 | 0.0 | 0.2 | 29 | | | | | |
| 30 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 8.8 | 1.7 | 0.0 | 3.2 | 11.5 | 2.2 | 1.0 | 0.0 | 2.0 | 30 | | | | | |
| 31 | 1.5 | | 1.7 | | 2.2 | | 0.4 | 0.2 | | 0.0 | | 2.5 | 31 | | | | | |
| Total | 20.8 | 13.6 | 35.7 | 86.2 | 141.2 | 65.8 | 65.3 | 56.0 | 40.1 | 90.4 | 139.6 | 76.2 | | | | | | |
| Annual Total (mm) | | | | | | | | | | | | 830.9 | | | | | | |

| 3-8 Daily Rainfall | | | | | | | | | | | | | STATION | La Mica Cocha | | Quito, Ecuador | | |
|-----------------------|------|------|-------|------|------|------|-------|------|-------|------|------|-------|-----------|---------------|------|----------------|------|------|
| RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | | ELEVATION | | UNIT | mm | YEAR | 1966 |
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | June | July | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE | | | | | |
| 1 | 0.0 | 0.0 | 2.1 | 6.5 | 0.5 | 3.7 | 5.6 | 1.7 | 2.8 | 18.3 | 0.2 | | 1 | | | | | |
| 2 | 0.0 | 0.0 | 10.7 | 5.6 | 0.0 | 2.8 | 9.5 | 0.5 | 0.6 | 7.4 | 0.2 | | 2 | | | | | |
| 3 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.6 | 0.0 | 3.1 | 11.0 | 0.0 | | 3 | | | | | |
| 4 | 0.0 | 0.2 | 3.0 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 0.0 | 0.0 | 12.5 | 0.3 | 0.4 | | 4 | | | | | |
| 5 | 0.0 | 3.6 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 6.9 | 0.0 | 0.7 | 0.4 | | 5 | | | | | |
| 6 | 1.7 | 5.7 | 0.2 | 0.3 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 1.5 | 3.1 | 0.0 | 0.0 | | 6 | | | | | |
| 7 | 0.0 | 3.0 | 13.9 | 0.1 | 2.7 | 0.0 | 0.4 | 9.1 | 0.0 | 0.0 | 0.6 | | 7 | | | | | |
| 8 | 0.0 | 8.3 | 5.9 | 3.3 | 0.4 | 0.0 | 1.5 | 4.4 | 3.0 | 0.0 | 0.4 | | 8 | | | | | |
| 9 | 0.0 | 2.5 | 9.9 | 0.0 | 2.6 | 0.0 | 1.6 | 5.2 | 3.8 | 0.0 | 0.6 | | 9 | | | | | |
| 10 | 0.0 | 3.3 | 1.3 | 6.9 | 7.7 | 0.0 | 2.7 | 0.3 | 9.4 | 1.2 | 2.6 | | 10 | | | | | |
| 11 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 5.9 | 0.0 | 0.0 | 6.6 | 0.1 | 0.5 | 0.0 | | | 11 | | | | | |
| 12 | 0.8 | 16.2 | 1.0 | 10.4 | 12.5 | 0.6 | 7.0 | 2.4 | 0.1 | 1.3 | | | 12 | | | | | |
| 13 | 1.8 | 0.0 | 0.0 | 7.3 | 0.0 | 0.2 | 4.0 | 1.1 | 11.8 | 0.5 | | | 13 | | | | | |
| 14 | 3.5 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 1.8 | 0.2 | 9.7 | 0.3 | 5.5 | 1.6 | | | 14 | | | | | |
| 15 | 0.2 | 2.2 | 0.7 | 0.0 | 0.4 | 0.0 | 7.5 | 2.0 | 0.0 | 0.6 | | | 15 | | | | | |
| 16 | 0.8 | 0.7 | 0.4 | 0.0 | 0.4 | 0.1 | 7.5 | 0.2 | 0.1 | 0.4 | | | 16 | | | | | |
| 17 | 1.5 | 0.3 | 8.0 | 0.0 | 0.0 | 8.0 | 0.4 | 0.0 | 0.4 | 0.7 | | | 17 | | | | | |
| 18 | 3.0 | 0.0 | 4.2 | 0.0 | 0.0 | 20.0 | 0.7 | 2.4 | 2.1 | 2.7 | | | 18 | | | | | |
| 19 | 0.8 | 0.3 | 3.1 | 0.0 | 0.6 | 4.8 | 2.4 | 4.3 | 0.8 | 9.4 | | | 19 | | | | | |
| 20 | 0.0 | 1.4 | 0.3 | 0.0 | 0.0 | 6.6 | 0.0 | 7.1 | 0.6 | 0.0 | | | 20 | | | | | |
| 21 | 1.0 | 0.9 | 7.6 | 5.0 | 0.0 | 1.2 | 0.0 | 2.5 | 0.7 | 0.1 | | | 21 | | | | | |
| 22 | 2.7 | 0.0 | 0.6 | 2.9 | 0.3 | 0.0 | 0.0 | 2.3 | 0.0 | 0.0 | | | 22 | | | | | |
| 23 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 0.0 | 2.8 | 0.0 | 7.2 | 3.5 | 0.2 | | | 23 | | | | | |
| 24 | 0.2 | 7.4 | 0.0 | 1.7 | 0.0 | 1.8 | 3.1 | 6.4 | 3.2 | 0.0 | | | 24 | | | | | |
| 25 | 0.9 | 4.8 | 0.3 | 0.0 | 0.7 | 4.0 | 19.0 | 3.1 | 0.2 | 0.0 | | | 25 | | | | | |
| 26 | 14.6 | 1.6 | 15.0 | 3.5 | 1.3 | 2.5 | 12.1 | 4.0 | 1.8 | 1.7 | | | 26 | | | | | |
| 27 | 5.6 | 4.1 | 22.6 | 10.3 | 0.2 | 0.0 | 1.7 | 0.0 | 7.8 | 3.0 | | | 27 | | | | | |
| 28 | 0.0 | 1.3 | 14.0 | 0.3 | 0.0 | 0.2 | 0.2 | 0.1 | 1.2 | 0.0 | | | 28 | | | | | |
| 29 | 0.0 | | 3.3 | 3.5 | 0.0 | 0.0 | 5.2 | 0.1 | 8.2 | 0.1 | | | 29 | | | | | |
| 30 | 0.0 | | 1.6 | 0.2 | 0.0 | 4.5 | 1.5 | 0.2 | 2.1 | 0.2 | | | 30 | | | | | |
| 31 | 0.4 | | 9.2 | | 0.3 | | 1.1 | 2.1 | | 0.3 | | | 31 | | | | | |
| Total | 39.6 | 67.8 | 139.2 | 73.6 | 25.8 | 64.5 | 111.8 | 77.5 | 88.9 | 61.7 | | | | | | | | |
| Annual Total (mm) | | | | | | | | | | | | 750.4 | | | | | | |

4. Monthly Rainfall in La Mica Project Area

| 4-1 Monthly Rainfall | | | | | | | | | | | | | STATION | Micacocha | CATCHMENT AREA | sq. km | Quito, Ecuador | | | |
|-----------------------|------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-----------|-----------|----------------|--------|----------------|--------|---|---------|
| RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | | ELEVATION | m | UNIT | mm | S | 0° 32' | W | 78° 13' |
| YEAR | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | ANNUAL | | | | | | | |
| 1965 | 19.9 | 20.7 | 28.9 | 99.3 | 129.6 | 65.5 | 59.8 | 70.3 | 40.2 | 95.5 | 137.0 | 73.3 | 840.0 | | | | | | | |
| 1966 | 39.6 | 69.7 | 143.6 | 67.6 | 29.0 | 66.4 | 107.9 | 78.6 | 104.4 | 43.4 | - | - | - | | | | | | | |

| 4-2 Monthly Rainfall | | | | | | | | | | | | | STATION | Papallacta | CATCHMENT AREA | sq. km | Quito, Ecuador | | | |
|-----------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-----------|------------|----------------|--------|----------------|--------|---|---------|
| RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | | ELEVATION | m | UNIT | mm | S | 0° 22' | W | 78° 08' |
| YEAR | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | ANNUAL | | | | | | | |
| 1963 | - | - | - | - | - | - | - | 60.4 | 43.1 | 23.7 | 58.3 | 53.4 | - | | | | | | | |
| 1964 | 22.3 | 46.9 | 72.0 | 87.6 | 69.9 | 175.5 | 110.9 | 164.0 | 188.2 | 75.5 | 60.2 | 61.8 | 1,134.8 | | | | | | | |
| 1965 | 54.1 | 26.6 | 61.7 | 103.5 | 138.0 | 114.1 | 151.1 | 174.1 | 66.6 | - | 144.8 | 66.4 | - | | | | | | | |
| 1966 | 86.8 | 77.2 | 157.7 | 91.3 | 42.7 | 95.5 | 196.7 | 98.7 | 151.3 | 55.2 | 63.5 | 131.8 | 1,248.4 | | | | | | | |

4-3 Monthly Rainfall STATION Borja CATCHMENT AREA sq km Quito, Ecuador
 RIVER IN THE BASIN OF _____ ELEVATION 1,500 m UNIT mm s 0° 25' w 77° 50'

| YEAR | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | ANNUAL |
|------|-------|------|-------|-------|-------|-------|------|------|-------|------|-------|-------|--------|
| 1965 | - | - | - | - | - | - | - | - | 272.8 | - | - | - | - |
| 1966 | 296.0 | - | 280.4 | 168.9 | 249.0 | 438.0 | - | - | - | - | 176.7 | 373.8 | - |

4-4 Monthly Rainfall STATION Cajsa Pedregal CATCHMENT AREA sq km Quito, Ecuador
 RIVER IN THE BASIN OF _____ ELEVATION 3,980 m UNIT mm s 0° 41' w 78° 20'

| YEAR | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | ANNUAL |
|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| 1963 | - | - | - | - | 74.1 | 135.0 | 95.0 | 88.5 | 73.3 | 72.6 | 165.8 | 121.6 | - |
| 1964 | 20.1 | 34.3 | 63.1 | 158.6 | 88.1 | 221.7 | 128.0 | 166.7 | 192.1 | 91.4 | 67.5 | 102.0 | 1,333.6 |
| 1965 | 55.9 | 45.2 | 57.6 | 114.3 | 170.4 | - | 147.6 | 124.7 | 112.6 | 120.8 | 143.2 | 101.9 | - |
| 1966 | 73.8 | 89.2 | 182.1 | 73.0 | 67.7 | 139.1 | 202.9 | 166.1 | 161.2 | 102.6 | 103.3 | 126.1 | 1,487.1 |

| 4-5 Monthly Rainfall | | STATION | | Tiputini | | CATCHMENT AREA | | sq km | | Quito, Ecuador | | | |
|-----------------------|-------|-----------|-------|----------|-------|----------------|-------|-------|-------|----------------|-------|--------------------|---------|
| RIVER IN THE BASIN OF | | ELEVATION | | 220 | | m | | UNIT | | mm | | S 0° 45' W 75° 32' | |
| YEAR | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | ANNUAL |
| 1962 | 144.9 | 118.2 | 309.6 | 259.9 | 420.5 | 440.0 | 288.8 | 288.2 | 389.8 | 222.3 | | | |
| 1963 | 27.7 | 190.3 | 291.9 | 221.7 | 255.4 | 137.9 | 173.4 | 194.2 | 104.4 | 164.4 | 164.9 | 164.4 | 2,090.6 |
| 1964 | 17.0 | 98.7 | 187.3 | 197.3 | 270.9 | 444.4 | 275.5 | - | 272.2 | 350.9 | 102.6 | - | - |
| 1965 | - | - | 268.6 | 139.9 | 329.1 | 210.8 | 239.4 | - | 333.0 | 228.9 | 91.9 | 248.9 | - |
| 1966 | 183.8 | 79.0 | 28.2 | 105.2 | 88.2 | 99.3 | 118.5 | 87.0 | 158.6 | 215.4 | 54.8 | 95.7 | 1,373.7 |

| 4-6 Monthly Rainfall | | STATION | | Archidona | | CATCHMENT AREA | | sq km | | Quito, Ecuador | | | |
|-----------------------|-------|-----------|-------|-----------|-------|----------------|-------|-------|-------|----------------|-------|--------------------|---------|
| RIVER IN THE BASIN OF | | ELEVATION | | 600 | | m | | UNIT | | mm | | S 0° 55' W 77° 48' | |
| YEAR | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | ANNUAL |
| 1964 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 224.5 | 223.9 | 335.4 | - |
| 1965 | 250.2 | 156.9 | 351.8 | 428.7 | 416.7 | 511.4 | 442.1 | 351.5 | 418.2 | 283.5 | 460.9 | 244.4 | 4,316.3 |
| 1966 | 293.4 | 250.8 | 393.2 | 517.5 | 749.9 | 420.7 | 659.7 | 373.3 | 392.3 | 232.9 | 251.2 | 576.2 | 5,111.1 |

| 4-7 Monthly Rainfall | | | | | | | | | | | | | STATION | Tena | CATCHMENT AREA | sq. km | Quito, Ecuador | | | | |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|------|----------------|--------|----------------|---|--------|---|---------|
| RIVER, IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | | ELEVATION | 527 | m | UNIT | mm | S | 0° 59' | W | 77° 49' |
| YEAR | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | ANNUAL | | | | | | | | |
| 1964 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 350.5 | 130.9 | 518.9 | - | | | | | | | | |
| 1965 | 267.8 | 139.2 | 168.4 | 373.2 | 608.2 | 811.9 | 441.4 | 334.5 | 383.7 | 333.4 | 383.2 | 249.4 | 4,514.3 | | | | | | | | |
| 1966 | 137.4 | 264.4 | 445.8 | 541.0 | 285.2 | 267.0 | 152.6 | 133.2 | 254.9 | 282.5 | 601.1 | 391.8 | 3,756.9 | | | | | | | | |

| 4-8 Monthly Rainfall | | | | | | | | | | | | | STATION | Salayambo | CATCHMENT AREA | sq. km | Quito, Ecuador | | | | |
|------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|-------|-----------|-----------|----------------|--------|----------------|---|---------|---|---------|
| RIVER, IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | | ELEVATION | 3,750 | m | UNIT | mm | S | 01° 02' | W | 78° 20' |
| YEAR | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | ANNUAL | | | | | | | | |
| 1965 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 104.0 | 104.6 | - | | | | | | | | |
| 1966 | 89.6 | 145.7 | 187.5 | 160.1 | 174.9 | 277.9 | - | 180.7 | 103.5 | 91.7 | 82.4 | - | - | | | | | | | | |

4-9 Monthly Rainfall

STATION Satzayacu CATCHMENT AREA 470 m UNIT mm Quito, Ecuador
 RIVER IN THE BASIN OF _____ ELEVATION _____ s 1° 11' w 77° 52'

| YEAR | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | ANNUAL |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| 1964 | - | - | - | - | - | - | - | - | 313.3 | 326.0 | 185.7 | 357.7 | - |
| 1965 | 265.6 | 207.4 | 342.9 | 195.1 | 566.3 | 471.9 | 395.5 | 307.6 | 325.3 | 242.0 | 377.3 | 252.1 | 3,851.0 |
| 1966 | 306.1 | 257.2 | 411.6 | 470.8 | 399.6 | 325.0 | 393.5 | 233.7 | 458.4 | 251.5 | 274.2 | 296.0 | 4,077.3 |

4-10 Monthly Rainfall

STATION Curaray CATCHMENT AREA 300 m UNIT mm Quito, Ecuador
 RIVER IN THE BASIN OF _____ ELEVATION _____ s 1° 30' w 76° 50'

| YEAR | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | ANNUAL |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| 1965 | 204.5 | 270.9 | 377.1 | 60.4 | 156.1 | - | 243.3 | 142.0 | 167.1 | 328.8 | 325.6 | 228.3 | - |
| 1966 | 284.5 | 135.7 | 107.9 | 218.3 | 202.7 | 115.6 | 397.2 | 186.5 | 254.6 | 279.2 | 146.9 | 69.2 | 2,398.3 |

5. Gaged Discharge in ANTIZANA Gaging Station (from 1960 to 1966)

5-1 Gaged discharge in ANTIZANA gaging station

| STATION | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|-----------------------|------|------|------|-------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-----------|------|---------------------|------|------|
| RIO ANTIZANA | RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | ELEVATION | UNIT | m ³ /sec | YEAR | 1960 |
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE | | | | |
| 1 | 1.89 | 1.80 | 1.77 | 2.03 | 2.09 | 6.74 | 2.08 | 2.79 | 2.15 | 2.13 | 2.00 | 1.45 | 1 | | | | |
| 2 | 1.80 | 1.90 | 1.75 | 1.99 | 2.09 | 4.89 | 2.30 | 2.52 | 3.42 | 2.13 | 1.88 | 1.72 | 2 | | | | |
| 3 | 1.76 | 1.95 | 1.82 | 2.04 | 2.05 | 3.87 | 2.56 | 2.28 | 5.32 | 2.13 | 1.88 | 1.79 | 3 | | | | |
| 4 | 1.76 | 1.79 | 1.77 | 1.81 | 2.00 | 3.12 | 2.42 | 3.78 | 4.68 | 2.10 | 1.92 | 1.69 | 4 | | | | |
| 5 | 1.60 | 1.75 | 2.09 | 1.43 | 1.96 | 2.74 | 2.33 | 4.67 | 3.50 | 2.18 | 1.83 | 1.58 | 5 | | | | |
| 6 | 1.88 | 1.62 | 2.03 | 1.34 | 1.98 | 2.73 | 2.47 | 3.53 | 2.91 | 2.03 | 1.95 | 1.65 | 6 | | | | |
| 7 | 1.88 | 1.58 | 2.11 | 1.70 | 2.03 | 2.73 | 2.62 | 2.84 | 2.55 | 2.03 | 1.90 | 2.08 | 7 | | | | |
| 8 | 1.90 | 1.63 | 2.00 | 2.06 | 2.00 | 2.69 | 2.47 | 2.55 | 2.35 | 1.89 | 1.90 | 1.93 | 8 | | | | |
| 9 | 1.76 | 1.64 | 2.04 | 2.02 | 1.86 | 2.55 | 2.37 | 2.42 | 2.33 | 1.98 | 1.92 | 1.85 | 9 | | | | |
| 10 | 1.55 | 1.67 | 1.81 | 2.03 | 1.88 | 2.52 | 2.48 | 2.69 | 2.39 | 1.97 | 1.94 | 2.04 | 10 | | | | |
| 11 | 1.65 | 1.87 | 1.91 | 1.82 | 1.85 | 2.31 | 2.75 | 3.51 | 2.35 | 1.91 | 1.91 | 1.67 | 11 | | | | |
| 12 | 1.87 | 1.75 | 1.93 | 1.88 | 2.00 | 2.28 | 2.39 | 3.23 | 2.39 | 1.84 | 1.87 | 1.46 | 12 | | | | |
| 13 | 1.83 | 1.65 | 1.98 | 1.71 | 1.96 | 2.30 | 2.32 | 2.79 | 2.37 | 1.84 | 2.03 | 1.44 | 13 | | | | |
| 14 | 1.85 | 1.65 | 1.91 | 1.55 | 1.91 | 2.23 | 2.21 | 2.46 | 2.41 | 1.84 | 1.97 | 1.51 | 14 | | | | |
| 15 | 1.88 | 1.88 | 2.01 | 1.52 | 1.97 | 2.20 | 2.19 | 2.39 | 2.39 | 1.82 | 1.79 | 1.31 | 15 | | | | |
| 16 | 1.92 | 1.75 | 2.08 | 1.27 | 1.98 | 2.21 | 2.12 | 2.16 | 2.29 | 1.79 | 1.77 | 1.37 | 16 | | | | |
| 17 | 1.94 | 1.66 | 2.15 | 1.55 | 1.89 | 2.04 | 2.16 | 2.12 | 2.10 | 1.88 | 1.71 | 1.34 | 17 | | | | |
| 18 | 1.94 | 2.69 | 2.02 | 1.77 | 0.91 | 2.03 | 2.09 | 2.04 | 2.15 | 1.93 | 1.73 | 1.44 | 18 | | | | |
| 19 | 1.94 | 1.74 | 1.98 | 1.88 | 1.91 | 2.01 | 2.19 | 2.00 | 2.20 | 1.90 | 1.75 | 1.47 | 19 | | | | |
| 20 | 1.90 | 1.86 | 2.08 | 1.78 | 1.93 | 2.00 | 2.39 | 2.03 | 2.30 | 1.99 | 1.72 | 1.57 | 20 | | | | |
| 21 | 1.92 | 2.27 | 1.99 | 1.72 | 2.03 | 1.91 | 2.31 | 2.33 | 2.36 | 1.77 | 1.72 | 1.59 | 21 | | | | |
| 22 | 1.92 | 2.32 | 2.72 | 1.85 | 1.99 | 1.90 | 2.12 | 2.43 | 2.26 | 1.69 | 1.77 | 1.53 | 22 | | | | |
| 23 | 1.95 | 2.26 | 2.24 | 2.00 | 2.09 | 1.91 | 2.19 | 2.20 | 2.19 | 1.57 | 1.74 | 1.63 | 23 | | | | |
| 24 | 2.02 | 2.20 | 1.83 | 1.96 | 2.21 | 1.89 | 2.23 | 2.08 | 2.17 | 1.55 | 1.79 | 1.69 | 24 | | | | |
| 25 | 1.96 | 2.03 | 2.04 | 2.01 | 2.29 | 1.90 | 2.39 | 2.03 | 2.14 | 1.63 | 1.42 | 1.60 | 25 | | | | |
| 26 | 1.99 | 1.87 | 1.83 | 1.97 | 2.32 | 1.90 | 2.39 | 1.97 | 2.31 | 1.60 | 1.75 | 1.30 | 26 | | | | |
| 27 | 2.00 | 1.98 | 1.73 | 1.94 | 2.30 | 1.90 | 2.23 | 2.03 | 2.44 | 1.59 | 1.51 | 1.69 | 27 | | | | |
| 28 | 1.93 | 2.00 | 2.00 | 1.95 | 2.24 | 1.90 | 2.12 | 2.02 | 2.29 | 1.61 | 1.64 | 1.77 | 28 | | | | |
| 29 | 1.96 | 1.87 | 1.90 | 2.07 | 2.20 | 1.90 | 2.42 | 2.17 | 2.16 | 1.74 | 1.78 | 1.78 | 29 | | | | |
| 30 | 1.96 | 2.22 | 2.04 | 2.08 | 2.95 | 1.82 | 3.23 | 2.39 | 2.18 | 1.79 | 1.73 | 1.80 | 30 | | | | |
| 31 | 1.95 | | 1.98 | | 7.67 | | 2.88 | 2.29 | | 1.78 | | 1.74 | 31 | | | | |
| Average | 1.88 | 1.85 | 1.99 | 1.82 | 2.255 | 2.50 | 2.37 | 2.54 | 2.57 | 1.859 | 1.807 | 1.628 | | | | | |
| Annual Total (Average) | | | | | | | | | | | | 2.089 | | | | | |

5-2 Gaged discharge in ANTIZANA gaging station

| STATION | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|------|---------------------|------|------|
| RIO ANTIZANA | RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | ELEVATION | UNIT | m ³ /sec | YEAR | 1961 |
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE | | | | |
| 1 | 1.69 | 1.57 | 1.83 | 1.58 | 3.76 | 2.12 | 2.93 | 2.36 | 1.73 | 2.40 | 2.50 | 1.79 | 1 | | | | |
| 2 | 1.64 | 1.48 | 2.11 | 1.67 | 3.23 | 2.38 | 2.76 | 2.37 | 1.66 | 2.55 | 2.26 | 1.90 | 2 | | | | |
| 3 | 1.64 | 1.41 | 2.11 | 1.62 | 2.90 | 2.35 | 2.57 | 2.18 | 1.63 | 2.47 | 2.18 | 1.79 | 3 | | | | |
| 4 | 1.70 | 1.31 | 2.41 | 1.67 | 2.43 | 2.15 | 2.76 | 2.02 | 1.59 | 2.52 | 2.28 | 1.66 | 4 | | | | |
| 5 | 1.75 | 1.36 | 2.52 | 0.76 | 2.10 | 2.19 | 3.04 | 1.89 | 1.55 | 2.66 | 2.31 | 1.61 | 5 | | | | |
| 6 | 1.80 | 1.38 | 2.55 | 1.85 | 1.98 | 2.90 | 2.87 | 1.93 | 1.58 | 3.30 | 2.12 | 1.83 | 6 | | | | |
| 7 | 1.85 | 1.47 | 2.95 | 1.81 | 1.89 | 3.91 | 2.69 | 2.28 | 1.72 | 3.02 | 2.00 | 1.95 | 7 | | | | |
| 8 | 1.78 | 1.50 | 2.59 | 1.74 | 1.91 | 3.45 | 2.58 | 3.23 | 1.97 | 2.83 | 1.95 | 1.94 | 8 | | | | |
| 9 | 1.57 | 1.50 | 2.28 | 1.80 | 1.94 | 2.70 | 2.54 | 3.70 | 2.12 | 2.75 | 1.89 | 1.81 | 9 | | | | |
| 10 | 1.79 | 1.54 | 2.57 | 1.70 | 1.91 | 2.48 | 2.27 | 3.30 | 1.99 | 2.81 | 1.885 | 1.69 | 10 | | | | |
| 11 | 1.69 | 1.45 | 3.04 | 1.66 | 2.05 | 2.49 | 2.21 | 2.99 | 1.88 | 2.80 | 1.88 | 1.56 | 11 | | | | |
| 12 | 1.63 | 1.52 | 2.65 | 1.65 | 2.35 | 2.68 | 2.25 | 2.72 | 1.84 | 3.68 | 1.90 | 1.49 | 12 | | | | |
| 13 | 1.71 | 1.67 | 2.27 | 1.79 | 2.38 | 2.78 | 2.73 | 2.58 | 1.79 | 3.99 | 2.30 | 1.50 | 13 | | | | |
| 14 | 1.61 | 1.78 | 2.19 | 1.72 | 2.22 | 2.84 | 2.70 | 2.36 | 1.77 | 3.44 | 1.93 | 1.36 | 14 | | | | |
| 15 | 1.65 | 1.86 | 2.20 | 1.45 | 2.30 | 2.65 | 2.74 | 2.38 | 1.76 | 3.17 | 1.69 | 1.39 | 15 | | | | |
| 16 | 1.66 | 1.83 | 2.07 | 1.49 | 2.20 | 3.97 | 2.60 | 2.30 | 2.30 | 3.02 | 1.63 | 1.55 | 16 | | | | |
| 17 | 1.57 | 1.67 | 1.79 | 1.48 | 2.10 | 4.77 | 2.41 | 2.32 | 2.38 | 3.01 | 1.76 | 1.49 | 17 | | | | |
| 18 | 1.61 | 1.65 | 1.70 | 1.50 | 2.08 | 3.52 | 2.32 | 2.21 | 2.24 | 2.87 | 1.91 | 1.38 | 18 | | | | |
| 19 | 1.68 | 1.76 | 1.82 | 1.54 | 2.04 | 2.92 | 2.27 | 2.16 | 2.10 | 2.77 | 1.96 | 1.38 | 19 | | | | |
| 20 | 1.73 | 1.82 | 1.87 | 1.47 | 2.05 | 2.64 | 2.13 | 2.23 | 2.00 | 2.55 | 1.93 | 1.49 | 20 | | | | |
| 21 | 1.57 | 1.74 | 1.73 | 1.39 | 2.00 | 2.42 | 2.02 | 2.30 | 2.14 | 2.50 | 1.88 | 1.44 | 21 | | | | |
| 22 | 1.70 | 1.62 | 1.64 | 1.39 | 1.97 | 2.30 | 2.18 | 2.27 | 2.24 | 2.55 | 1.81 | 1.38 | 22 | | | | |
| 23 | 1.85 | 1.74 | 1.65 | 1.66 | 1.87 | 2.22 | 2.08 | 2.03 | 2.46 | 2.38 | 1.77 | 1.35 | 23 | | | | |
| 24 | 1.87 | 1.65 | 1.82 | 3.00 | 1.96 | 2.20 | 1.85 | 2.22 | 2.46 | 2.34 | 1.76 | 1.34 | 24 | | | | |
| 25 | 1.94 | 1.71 | 2.07 | 3.28 | 2.33 | 2.13 | 1.87 | 2.12 | 2.30 | 2.79 | 1.76 | 1.34 | 25 | | | | |
| 26 | 1.91 | 1.64 | 1.97 | 2.56 | 2.61 | 2.11 | 1.79 | 2.02 | 2.12 | 2.84 | 1.84 | 1.44 | 26 | | | | |
| 27 | 1.90 | 1.78 | 1.97 | 2.20 | 2.54 | 2.07 | 2.33 | 1.93 | 2.13 | 2.68 | 1.78 | 1.56 | 27 | | | | |
| 28 | 1.82 | 1.73 | 1.97 | 2.07 | 2.27 | 2.02 | 3.06 | 1.78 | 2.09 | 2.51 | 1.82 | 1.61 | 28 | | | | |
| 29 | 1.83 | | 1.97 | 2.20 | 2.20 | 2.18 | 2.86 | 1.80 | 2.17 | 2.33 | 1.81 | 1.43 | 29 | | | | |
| 30 | 1.66 | | 1.90 | 3.38 | 2.16 | 2.67 | 2.52 | 1.83 | 2.34 | 2.23 | 1.75 | 1.42 | 30 | | | | |
| 31 | 1.63 | | 1.82 | | 2.03 | | 2.32 | 1.77 | | 2.29 | | 1.41 | 31 | | | | |
| Average | 1.723 | 1.613 | 2.131 | 1.869 | 2.260 | 2.675 | 2.461 | 2.304 | 2.003 | 2.777 | 1.941 | 1.558 | | | | | |
| Annual Total (Average) | | | | | | | | | | | | 2.113 | | | | | |

5-3 Gaged discharge in ANTIZANA gaging station

| STATION | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|---------|-----------|------|------|
| Rio ANTIZANA RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | | ELEVATION | UNIT | YEAR |
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE | | |
| 1 | 1.51 | 1.97 | 1.66 | 1.28 | 1.55 | 2.28 | 2.87 | 4.53 | 3.40 | 2.60 | 2.26 | 1.53 | 1 | | |
| 2 | 1.58 | 2.00 | 1.90 | 1.19 | 1.53 | 2.19 | 3.87 | 4.32 | 3.83 | 2.61 | 2.34 | 1.67 | 2 | | |
| 3 | 1.82 | 1.86 | 1.73 | 1.20 | 1.28 | 5.10 | 4.17 | 5.03 | 3.88 | 2.76 | 2.55 | 1.92 | 3 | | |
| 4 | 1.80 | 1.80 | 1.59 | 1.28 | 1.31 | 8.79 | 3.57 | 5.14 | 3.94 | 2.57 | 2.62 | 1.91 | 4 | | |
| 5 | 1.42 | 1.81 | 1.44 | 1.19 | 1.55 | 7.48 | 3.49 | 4.47 | 3.64 | 2.27 | 2.59 | 2.07 | 5 | | |
| 6 | 1.24 | 1.54 | 1.63 | 1.13 | 1.53 | 5.97 | 4.80 | 3.90 | 3.89 | 2.12 | 2.24 | 2.35 | 6 | | |
| 7 | 1.40 | 1.32 | 1.58 | 1.16 | 1.54 | 4.95 | 4.44 | 3.67 | 3.63 | 2.07 | 2.08 | 2.35 | 7 | | |
| 8 | 1.60 | 1.33 | 1.60 | 1.26 | 1.99 | 4.16 | 3.84 | 3.58 | 3.23 | 2.19 | 2.05 | 2.42 | 8 | | |
| 9 | 1.58 | 1.24 | 1.74 | 1.33 | 2.18 | 3.64 | 3.58 | 3.89 | 2.90 | 2.48 | 2.15 | 2.32 | 9 | | |
| 10 | 1.50 | 1.16 | 1.63 | 1.35 | 2.12 | 4.87 | 3.37 | 3.57 | 2.74 | 2.41 | 2.10 | 2.16 | 10 | | |
| 11 | 1.45 | 1.28 | 1.55 | 1.62 | 3.01 | 5.17 | 3.05 | 3.26 | 2.69 | 2.67 | 2.36 | 1.95 | 11 | | |
| 12 | 1.74 | 1.27 | 1.59 | 2.09 | 2.90 | 5.21 | 2.87 | 3.10 | 2.63 | 2.54 | 2.49 | 2.24 | 12 | | |
| 13 | 1.91 | 1.36 | 1.62 | 1.88 | 2.70 | 4.39 | 2.69 | 2.94 | 2.52 | 2.29 | 2.43 | 2.33 | 13 | | |
| 14 | 1.73 | 1.48 | 1.46 | 1.75 | 2.97 | 3.76 | 2.62 | 2.94 | 2.47 | 2.77 | 2.81 | 2.24 | 14 | | |
| 15 | 1.57 | 1.25 | 1.39 | 1.86 | 2.99 | 3.42 | 2.50 | 2.62 | 2.63 | 3.01 | 2.53 | 1.93 | 15 | | |
| 16 | 1.45 | 1.32 | 1.79 | 1.93 | 2.82 | 3.69 | 2.47 | 2.78 | 2.62 | 2.79 | 2.46 | 1.87 | 16 | | |
| 17 | 1.54 | 1.41 | 1.92 | 2.00 | 5.62 | 4.01 | 2.43 | 2.62 | 2.50 | 2.61 | 3.35 | 1.91 | 17 | | |
| 18 | 1.47 | 2.24 | 1.75 | 1.82 | 5.49 | 3.38 | 2.33 | 2.94 | 2.44 | 2.29 | 2.71 | 1.84 | 18 | | |
| 19 | 1.41 | 3.62 | 1.84 | 1.85 | 5.81 | 3.15 | 2.47 | 2.94 | 2.40 | 2.08 | 2.43 | 1.84 | 19 | | |
| 20 | 1.44 | 4.51 | 1.75 | 2.03 | 5.42 | 2.89 | 2.59 | 2.78 | 2.35 | 3.46 | 2.61 | 2.13 | 20 | | |
| 21 | 1.54 | 3.69 | 1.46 | 1.84 | 4.46 | 3.08 | 2.37 | 2.62 | 2.78 | 3.34 | 2.41 | 2.06 | 21 | | |
| 22 | 1.38 | 3.31 | 1.40 | 1.77 | 3.90 | 3.38 | 2.22 | 2.47 | 2.87 | 3.20 | 2.28 | 2.05 | 22 | | |
| 23 | 1.56 | 2.85 | 1.32 | 1.67 | 3.92 | 3.40 | 2.94 | 2.31 | 2.79 | 3.01 | 1.98 | 2.12 | 23 | | |
| 24 | 1.47 | 2.71 | 1.47 | 1.67 | 3.51 | 3.00 | 4.41 | 2.94 | 2.52 | 2.77 | 1.77 | 2.09 | 24 | | |
| 25 | 1.62 | 2.42 | 2.28 | 1.80 | 3.70 | 2.91 | 4.99 | 3.42 | 2.43 | 2.63 | 1.71 | 1.90 | 25 | | |
| 26 | 1.43 | 2.15 | 1.94 | 1.57 | 3.67 | 3.54 | 3.98 | 3.26 | 2.42 | 2.55 | 1.77 | 1.79 | 26 | | |
| 27 | 1.67 | 2.02 | 1.71 | 1.60 | 3.22 | 4.09 | 3.38 | 3.57 | 2.34 | 2.51 | 1.61 | 1.76 | 27 | | |
| 28 | 1.89 | 1.62 | 1.60 | 1.51 | 2.74 | 4.10 | 2.97 | 4.24 | 2.22 | 2.45 | 1.53 | 1.59 | 28 | | |
| 29 | 1.94 | | 1.51 | 1.47 | 2.44 | 3.63 | 3.86 | 3.42 | 2.22 | 2.39 | 1.53 | 1.38 | 29 | | |
| 30 | 1.93 | | 1.34 | 1.48 | 2.37 | 3.15 | 6.58 | 3.13 | 2.78 | 2.50 | 1.53 | 1.37 | 30 | | |
| 31 | 1.85 | | 1.44 | | 2.37 | | 5.23 | 3.34 | | 2.42 | | 1.37 | 31 | | |
| Average | 1.596 | 2.019 | 1.633 | 1.587 | 2.989 | 4.094 | 3.45 | 3.411 | 2.856 | 2.592 | 2.242 | 1.95 | | | |
| Annual Total | | | | | | | | | | | | Average | 2.535 | | |

5-4 Gaged discharge in ANTIZANA gaging station

| STATION | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|------|---------|-----------|------|------|
| Rio ANTIZANA RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | | | ELEVATION | UNIT | YEAR |
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE | | |
| 1 | 1.37 | 1.55 | 1.53 | 1.47 | 1.80 | 1.98 | 1.84 | 3.36 | 1.68 | 1.45 | 1.93 | 1.92 | 1 | | |
| 2 | 1.31 | 1.91 | 1.53 | 1.56 | 1.62 | 2.07 | 1.88 | 2.97 | 1.62 | 1.35 | 2.20 | 1.84 | 2 | | |
| 3 | 1.42 | 1.65 | 1.46 | 1.91 | 1.65 | 2.03 | 1.83 | 2.54 | 1.54 | 1.32 | 2.06 | 1.69 | 3 | | |
| 4 | 1.44 | 1.60 | 1.53 | 2.13 | 1.77 | 1.81 | 1.73 | 2.14 | 1.48 | 1.62 | 2.08 | 1.79 | 4 | | |
| 5 | 1.52 | 1.60 | 1.53 | 1.93 | 1.69 | 1.55 | 1.83 | 2.00 | 1.50 | 1.84 | 1.99 | 1.80 | 5 | | |
| 6 | 1.53 | 1.46 | 1.53 | 1.75 | 1.75 | 1.49 | 1.77 | 2.66 | 1.48 | 1.85 | 2.40 | 1.91 | 6 | | |
| 7 | 1.49 | 1.49 | 1.53 | 1.69 | 1.83 | 1.60 | 1.62 | 3.71 | 1.50 | 1.67 | 2.09 | 1.97 | 7 | | |
| 8 | 1.45 | 1.42 | 1.49 | 1.54 | 1.79 | 1.64 | 1.49 | 3.11 | 1.42 | 1.69 | 1.83 | 1.97 | 8 | | |
| 9 | 1.63 | 1.39 | 1.53 | 1.62 | 1.84 | 1.78 | 1.48 | 2.64 | 1.51 | 1.58 | 1.77 | 2.12 | 9 | | |
| 10 | 1.53 | 1.53 | 1.43 | 1.69 | 2.97 | 3.22 | 1.51 | 2.34 | 1.51 | 1.42 | 1.78 | 2.27 | 10 | | |
| 11 | 1.53 | 1.53 | 1.28 | 1.71 | 2.80 | 3.30 | 1.62 | 2.04 | 1.52 | 1.48 | 2.08 | 2.35 | 11 | | |
| 12 | 1.52 | 1.53 | 1.37 | 1.47 | 2.39 | 3.34 | 1.67 | 2.02 | 1.67 | 1.46 | 1.89 | 2.33 | 12 | | |
| 13 | 1.53 | 1.40 | 1.40 | 1.40 | 1.75 | 3.05 | 1.63 | 1.86 | 1.61 | 1.56 | 1.68 | 2.47 | 13 | | |
| 14 | 1.63 | 1.25 | 1.62 | 1.50 | 1.96 | 3.95 | 1.62 | 2.00 | 1.51 | 1.46 | 1.79 | 2.12 | 14 | | |
| 15 | 1.53 | 1.22 | 1.77 | 1.58 | 3.34 | 3.98 | 1.63 | 2.39 | 1.51 | 1.42 | 2.21 | 1.97 | 15 | | |
| 16 | 1.55 | 1.22 | 1.69 | 1.61 | 4.00 | 3.24 | 1.64 | 2.93 | 1.55 | 1.47 | 1.97 | 1.95 | 16 | | |
| 17 | 1.51 | 1.26 | 1.67 | 1.68 | 3.93 | 3.31 | 1.50 | 3.65 | 1.74 | 1.40 | 1.73 | 1.84 | 17 | | |
| 18 | 1.53 | 1.53 | 1.64 | 1.60 | 3.26 | 6.54 | 1.40 | 3.75 | 1.93 | 1.58 | 1.55 | 1.77 | 18 | | |
| 19 | 1.45 | 1.48 | 1.81 | 1.38 | 2.65 | 8.75 | 1.30 | 3.20 | 1.88 | 1.70 | 1.53 | 1.68 | 19 | | |
| 20 | 1.38 | 1.22 | 1.79 | 1.39 | 2.27 | 6.88 | 1.34 | 2.76 | 1.67 | 1.68 | 1.52 | 1.91 | 20 | | |
| 21 | 1.50 | 1.22 | 1.66 | 1.50 | 2.02 | 5.25 | 1.47 | 2.48 | 1.66 | 1.57 | 1.58 | 2.08 | 21 | | |
| 22 | 1.46 | 1.42 | 1.45 | 1.74 | 1.95 | 4.05 | 1.57 | 2.18 | 1.89 | 1.54 | 1.99 | 2.16 | 22 | | |
| 23 | 1.40 | 1.72 | 1.45 | 1.82 | 1.99 | 3.14 | 1.90 | 2.04 | 1.83 | 1.55 | 2.33 | 2.30 | 23 | | |
| 24 | 1.49 | 1.82 | 1.68 | 1.79 | 2.00 | 2.60 | 2.43 | 1.93 | 1.76 | 1.56 | 4.32 | 2.59 | 24 | | |
| 25 | 1.42 | 1.56 | 1.99 | 1.98 | 2.50 | 2.20 | 2.97 | 1.79 | 1.78 | 1.64 | 3.90 | 2.48 | 25 | | |
| 26 | 1.52 | 1.53 | 1.75 | 2.10 | 2.48 | 1.98 | 2.31 | 1.86 | 1.79 | 1.45 | 3.37 | 2.58 | 26 | | |
| 27 | 1.74 | 1.68 | 1.64 | 2.01 | 2.26 | 1.93 | 1.99 | 2.04 | 1.76 | 1.37 | 2.85 | 2.50 | 27 | | |
| 28 | 1.49 | 1.55 | 1.43 | 1.78 | 2.04 | 1.84 | 2.14 | 1.89 | 1.70 | 1.53 | 2.41 | 2.48 | 28 | | |
| 29 | 1.43 | | 1.38 | 1.69 | 1.91 | 1.70 | 2.89 | 1.79 | 1.48 | 1.90 | 1.17 | 2.11 | 29 | | |
| 30 | 1.56 | | 1.45 | 1.74 | 1.93 | 1.83 | 3.82 | 1.64 | 1.59 | 2.54 | 1.93 | 1.99 | 30 | | |
| 31 | 1.52 | | 1.54 | | 2.03 | | 3.72 | 1.55 | | 2.47 | | 1.84 | 31 | | |
| Average | 1.496 | 1.491 | 1.567 | 1.693 | 2.266 | 3.068 | 1.92 | 2.429 | 1.637 | 1.62 | 2.13 | 2.09 | | | |
| Annual Total | | | | | | | | | | | | Average | 1.950 | | |

5-5 Gaged discharge in ANTIZANA gaging station

| STATION | | | | | | | | | | | | | 1964 |
|------------------------|-------|-------|-------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| RIVER IN THE BASIN OF | | | | ELEVATION | | | | UNIT | | | | YEAR | |
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE |
| 1 | 1.96 | 1.59 | 1.41 | 1.36 | 2.95 | 2.60 | 4.66 | 2.06 | 2.60 | 2.47 | 1.84 | 1.37 | 1 |
| 2 | 2.05 | 1.57 | 1.56 | 1.50 | 2.53 | 2.58 | 4.77 | 2.06 | 3.46 | 2.47 | 1.84 | 1.37 | 2 |
| 3 | 2.02 | 1.63 | 1.58 | 1.61 | 2.20 | 2.46 | 4.72 | 2.15 | 5.73 | 2.26 | 1.84 | 1.37 | 3 |
| 4 | 1.80 | 1.48 | 1.21 | 1.70 | 2.03 | 3.34 | 4.21 | 2.28 | 5.09 | 2.15 | 1.68 | 1.39 | 4 |
| 5 | 1.89 | 1.57 | 1.26 | 1.77 | 1.94 | 3.23 | 3.68 | 2.52 | 4.75 | 2.15 | 1.84 | 1.53 | 5 |
| 6 | 1.81 | 1.69 | 1.23 | 1.79 | 1.89 | 3.88 | 3.40 | 2.40 | 4.91 | 2.08 | 1.92 | 1.39 | 6 |
| 7 | 1.79 | 1.27 | 1.27 | 1.75 | 1.98 | 3.90 | 5.18 | 2.14 | 6.52 | 1.92 | 2.07 | 1.44 | 7 |
| 8 | 1.79 | 1.45 | 1.61 | 2.27 | 1.79 | 3.85 | 5.56 | 1.99 | 6.16 | 1.84 | 1.99 | 1.53 | 8 |
| 9 | 1.80 | 1.55 | 1.59 | 2.77 | 1.88 | 4.04 | 5.17 | 4.56 | 5.81 | 1.84 | 1.99 | 1.53 | 9 |
| 10 | 1.75 | 1.36 | 1.48 | 2.77 | 1.94 | 3.65 | 4.53 | 7.54 | 5.21 | 1.84 | 1.84 | 1.53 | 10 |
| 11 | 1.85 | 1.37 | 1.38 | 2.86 | 2.36 | 3.29 | 3.92 | 7.94 | 6.43 | 1.88 | 1.84 | 1.42 | 11 |
| 12 | 1.93 | 1.71 | 1.21 | 2.65 | 2.52 | 2.94 | 3.59 | 6.91 | 7.47 | 2.22 | 1.84 | 1.37 | 12 |
| 13 | 2.01 | 1.37 | 1.09 | 2.26 | 2.49 | 2.68 | 3.35 | 6.83 | 7.70 | 2.38 | 1.84 | 1.27 | 13 |
| 14 | 1.91 | 1.84 | 1.22 | 2.19 | 2.73 | 2.74 | 3.31 | 5.24 | 6.63 | 2.18 | 1.85 | 1.22 | 14 |
| 15 | 1.96 | 1.36 | 1.46 | 2.83 | 2.85 | 3.47 | 3.74 | 4.35 | 6.09 | 2.15 | 1.92 | 1.22 | 15 |
| 16 | 1.89 | 1.05 | 3.66 | 2.66 | 2.65 | 3.62 | 2.93 | 3.64 | 5.96 | 2.11 | 1.80 | 1.22 | 16 |
| 17 | 1.74 | 1.28 | 3.98 | 3.91 | 2.44 | 3.73 | 2.65 | 3.80 | 5.71 | 2.78 | 1.70 | 1.11 | 17 |
| 18 | 1.83 | 1.31 | 3.13 | 3.79 | 2.27 | 5.40 | 2.42 | 4.05 | 5.17 | 2.51 | 1.53 | 1.11 | 18 |
| 19 | 1.78 | 1.31 | 2.44 | 3.14 | 2.02 | 5.76 | 2.23 | 3.63 | 4.41 | 2.01 | 1.57 | 1.13 | 19 |
| 20 | 1.81 | 1.11 | 2.03 | 2.53 | 2.06 | 7.43 | 2.19 | 3.13 | 3.90 | 1.84 | 1.62 | 1.22 | 20 |
| 21 | 1.79 | 1.04 | 1.87 | 2.35 | 2.11 | 7.60 | 2.39 | 2.82 | 3.56 | 1.77 | 1.62 | 1.17 | 21 |
| 22 | 1.59 | 1.36 | 1.88 | 2.51 | 2.41 | 7.46 | 2.55 | 2.66 | 3.27 | 1.53 | 1.58 | 1.22 | 22 |
| 23 | 1.53 | 1.65 | 1.71 | 2.31 | 2.62 | 7.01 | 2.85 | 2.40 | 3.10 | 1.62 | 1.53 | 1.18 | 23 |
| 24 | 1.26 | 1.24 | 1.90 | 2.05 | 2.71 | 5.61 | 2.66 | 2.24 | 3.52 | 1.58 | 1.53 | 1.22 | 24 |
| 25 | 1.44 | 1.24 | 1.35 | 2.20 | 2.64 | 5.39 | 2.35 | 2.19 | 3.37 | 1.62 | 1.61 | 1.18 | 25 |
| 26 | 1.27 | 1.45 | 1.45 | 3.43 | 2.35 | 5.80 | 2.20 | 2.14 | 2.93 | 1.80 | 1.58 | 1.09 | 26 |
| 27 | 1.10 | 1.61 | 1.27 | 3.29 | 2.32 | 5.49 | 2.30 | 2.28 | 2.78 | 1.84 | 1.53 | 1.16 | 27 |
| 28 | 1.26 | 1.69 | 1.39 | 2.81 | 2.41 | 4.65 | 2.68 | 2.15 | 2.78 | 1.84 | 1.53 | 1.27 | 28 |
| 29 | 1.55 | 1.27 | 1.30 | 2.35 | 2.67 | 4.44 | 2.53 | 2.15 | 2.64 | 1.69 | 1.58 | 1.22 | 29 |
| 30 | 1.79 | 1.30 | 3.12 | 2.56 | 2.64 | 4.29 | 2.24 | 2.15 | 2.47 | 1.68 | 1.53 | 1.28 | 30 |
| 31 | 1.75 | | 1.37 | | 2.65 | | 2.15 | 2.15 | | 1.84 | | 1.22 | 31 |
| Average | 1.732 | 1.588 | 1.701 | 2.522 | 2.353 | 4.410 | 3.328 | 3.375 | 4.705 | 1.995 | 1.731 | 1.288 | |
| Annual Total (Average) | | | | | | | | | | | | 2.561 | |

5-6 Gaged discharge in ANTIZANA gaging station

| STATION | | | | | | | | | | | | | 1965 |
|------------------------|-------|-------|-------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| RIVER IN THE BASIN OF | | | | ELEVATION | | | | UNIT | | | | YEAR | |
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE |
| 1 | 1.22 | 1.15 | 1.17 | 0.89 | 1.55 | 2.78 | 1.95 | 2.07 | 3.59 | 1.68 | 1.67 | 2.15 | 1 |
| 2 | 1.22 | 1.01 | 1.14 | 1.04 | 1.55 | 2.47 | 2.15 | 1.94 | 3.14 | 1.78 | 1.57 | 2.40 | 2 |
| 3 | 1.22 | 0.91 | 1.14 | 1.13 | 1.77 | 3.42 | 2.23 | 1.84 | 2.93 | 1.67 | 1.63 | 2.52 | 3 |
| 4 | 1.22 | 1.00 | 1.11 | 1.21 | 2.74 | 4.37 | 2.26 | 1.96 | 2.98 | 1.61 | 1.63 | 2.39 | 4 |
| 5 | 1.22 | 1.09 | 1.27 | 1.17 | 2.57 | 3.57 | 2.47 | 2.81 | 2.95 | 1.55 | 1.75 | 2.22 | 5 |
| 6 | 1.22 | 1.05 | 1.39 | 1.24 | 2.51 | 3.26 | 3.36 | 3.15 | 2.61 | 1.53 | 2.23 | 2.19 | 6 |
| 7 | 1.11 | 1.10 | 1.20 | 1.80 | 2.09 | 3.10 | 3.97 | 2.79 | 2.42 | 1.48 | 1.96 | 2.23 | 7 |
| 8 | 1.01 | 1.18 | 1.19 | 1.62 | 4.83 | 3.26 | 3.75 | 2.44 | 2.03 | 1.42 | 2.34 | 2.32 | 8 |
| 9 | 1.06 | 1.13 | 1.19 | 1.79 | 4.36 | 3.42 | 3.05 | 2.44 | 1.92 | 1.32 | 3.58 | 2.46 | 9 |
| 10 | 1.04 | 1.02 | 1.26 | 2.19 | 3.56 | 4.37 | 2.65 | 2.77 | 1.81 | 1.41 | 3.55 | 2.53 | 10 |
| 11 | 1.22 | 0.94 | 1.28 | 1.76 | 3.26 | 4.05 | 3.19 | 2.99 | 1.64 | 1.15 | 2.89 | 2.84 | 11 |
| 12 | 1.31 | 0.90 | 1.13 | 1.52 | 2.84 | 4.05 | 5.22 | 3.21 | 1.84 | 1.27 | 3.61 | 2.99 | 12 |
| 13 | 1.33 | 1.15 | 1.30 | 1.37 | 2.64 | 3.42 | 5.19 | 3.74 | 1.84 | 1.44 | 2.77 | 2.79 | 13 |
| 14 | 1.32 | 1.18 | 1.37 | 1.35 | 2.32 | 3.10 | 4.14 | 3.55 | 1.81 | 2.18 | 2.62 | 2.51 | 14 |
| 15 | 1.42 | 1.22 | 1.35 | 1.39 | 2.31 | 2.94 | 3.40 | 3.13 | 1.87 | 2.53 | 3.56 | 2.27 | 15 |
| 16 | 1.40 | 1.30 | 1.15 | 1.63 | 2.93 | 3.10 | 3.13 | 2.78 | 1.80 | 3.10 | 4.06 | 2.14 | 16 |
| 17 | 1.37 | 1.33 | 1.27 | 1.84 | 2.33 | 5.16 | 3.02 | 2.50 | 2.11 | 2.70 | 6.07 | 2.26 | 17 |
| 18 | 1.27 | 1.45 | 1.18 | 1.48 | 2.15 | 4.05 | 2.77 | 2.11 | 2.41 | 2.36 | 6.09 | 2.22 | 18 |
| 19 | 1.30 | 1.47 | 1.11 | 1.86 | 2.15 | 3.57 | 2.69 | 1.95 | 2.38 | 1.99 | 6.98 | 1.96 | 19 |
| 20 | 1.31 | 1.24 | 0.95 | 1.88 | 2.15 | 3.73 | 2.75 | 2.10 | 2.24 | 1.89 | 6.09 | 1.94 | 20 |
| 21 | 1.22 | 1.28 | 0.87 | 1.69 | 2.15 | 3.42 | 3.51 | 2.38 | 2.35 | 1.75 | 6.03 | 1.96 | 21 |
| 22 | 1.11 | 1.22 | 0.92 | 1.53 | 2.15 | 2.94 | 3.47 | 2.38 | 2.55 | 1.64 | 5.60 | 1.96 | 22 |
| 23 | 1.21 | 1.28 | 0.95 | 1.36 | 2.78 | 2.94 | 3.03 | 2.02 | 2.57 | 1.94 | 4.90 | 1.84 | 23 |
| 24 | 1.15 | 1.40 | 1.15 | 1.22 | 3.26 | 3.03 | 2.87 | 1.90 | 2.47 | 1.79 | 4.08 | 1.93 | 24 |
| 25 | 1.08 | 1.37 | 1.17 | 1.13 | 3.10 | 2.96 | 2.83 | 2.01 | 2.32 | 1.63 | 3.29 | 2.06 | 25 |
| 26 | 1.04 | 1.39 | 1.00 | 1.06 | 2.78 | 2.47 | 2.77 | 2.50 | 2.02 | 1.53 | 2.91 | 2.02 | 26 |
| 27 | 1.00 | 1.31 | 0.94 | 1.17 | 2.94 | 2.26 | 2.40 | 2.19 | 1.81 | 1.99 | 2.66 | 2.13 | 27 |
| 28 | 0.97 | 1.18 | 0.91 | 1.05 | 3.42 | 2.14 | 2.36 | 3.14 | 1.64 | 2.01 | 2.36 | 2.07 | 28 |
| 29 | 0.91 | | 0.95 | 1.04 | 3.89 | 1.94 | 2.27 | 5.56 | 1.68 | 2.14 | 2.22 | 2.22 | 29 |
| 30 | 1.10 | | 1.04 | 1.17 | 3.42 | 1.84 | 2.32 | 4.95 | 1.73 | 1.82 | 2.10 | 2.13 | 30 |
| 31 | 1.28 | | 0.88 | | 3.10 | | 2.16 | 4.34 | | 1.75 | | 1.96 | 31 |
| Average | 1.188 | 1.187 | 1.125 | 1.418 | 2.761 | 3.237 | 3.017 | 2.761 | 2.261 | 1.808 | 3.424 | 2.244 | |
| Annual Total (Average) | | | | | | | | | | | | 2.203 | |

5-7 Gaged discharge in ANTIZANA gaging station

| STATION | | RIVER IN THE BASIN OF | | | | | | | | | | | ELEVATION | | m ³ /sec UNIT | | YEAR 1966 | |
|--------------|-------|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|------|-----------|--|--------------------------|--|-----------|--|
| DATE | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | Jun. | Jul. | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | DATE | | | | | |
| 1 | 1.96 | 2.18 | 3.27 | 7.54 | 2.94 | 2.08 | 3.31 | 3.53 | 2.39 | 6.08 | 1.86 | | 1 | | | | | |
| 2 | 1.77 | 2.17 | 3.93 | 6.34 | 2.83 | 2.18 | 4.42 | 3.03 | 2.32 | 7.22 | 1.98 | | 2 | | | | | |
| 3 | 1.98 | 2.11 | 3.42 | 4.94 | 2.69 | 1.96 | 3.57 | 2.93 | 2.57 | 5.92 | 1.94 | | 3 | | | | | |
| 4 | 1.88 | 1.94 | 3.05 | 4.12 | 2.58 | 1.96 | 2.76 | 2.81 | 2.65 | 4.57 | 1.93 | | 4 | | | | | |
| 5 | 1.88 | 1.90 | 2.73 | 3.60 | 2.47 | 1.97 | 2.42 | 3.07 | 2.52 | 4.04 | 1.84 | | 5 | | | | | |
| 6 | 1.81 | 1.98 | 2.81 | 3.23 | 2.35 | 1.85 | 2.19 | 2.91 | 2.26 | 3.55 | 1.72 | | 6 | | | | | |
| 7 | 1.77 | 2.03 | 3.06 | 3.03 | 2.27 | 1.81 | 2.03 | 4.20 | 2.15 | 3.22 | 1.58 | | 7 | | | | | |
| 8 | 1.68 | 2.40 | 3.38 | 2.94 | 2.49 | 1.71 | 1.92 | 4.74 | 2.15 | 2.93 | 1.53 | | 8 | | | | | |
| 9 | 1.72 | 2.16 | 3.39 | 3.52 | 2.56 | 1.62 | 1.89 | 4.24 | 2.88 | 2.78 | 1.63 | | 9 | | | | | |
| 10 | 1.75 | 1.90 | 3.07 | 3.77 | 2.66 | 1.62 | 2.27 | 3.61 | 3.15 | 2.71 | 1.69 | | 10 | | | | | |
| 11 | 1.71 | 1.97 | 2.64 | 3.68 | 2.61 | 1.59 | 3.33 | 3.19 | 2.69 | 2.55 | | | 11 | | | | | |
| 12 | 1.84 | 1.98 | 2.30 | 4.26 | 2.54 | 1.65 | 2.93 | 3.15 | 2.48 | 2.47 | | | 12 | | | | | |
| 13 | 1.70 | 2.00 | 2.07 | 3.76 | 2.47 | 1.56 | 4.17 | 3.10 | 6.03 | 2.47 | | | 13 | | | | | |
| 14 | 1.67 | 1.76 | 1.66 | 3.19 | 2.31 | 1.44 | 4.89 | 3.24 | 7.15 | 2.47 | | | 14 | | | | | |
| 15 | 1.63 | 1.74 | 2.08 | 3.02 | 2.23 | 1.51 | 5.09 | 3.06 | 6.00 | 2.47 | | | 15 | | | | | |
| 16 | 1.56 | 1.57 | 2.20 | 2.78 | 2.20 | 1.54 | 6.94 | 2.65 | 4.85 | 2.47 | | | 16 | | | | | |
| 17 | 1.71 | 1.50 | 2.84 | 2.50 | 2.30 | 2.48 | 6.07 | 2.47 | 4.02 | 2.44 | | | 17 | | | | | |
| 18 | 1.74 | 1.59 | 2.96 | 2.47 | 2.24 | 3.06 | 5.07 | 2.48 | 3.56 | 2.76 | | | 18 | | | | | |
| 19 | 1.91 | 1.44 | 2.78 | 2.31 | 2.15 | 4.01 | 4.49 | 2.62 | 3.10 | 2.35 | | | 19 | | | | | |
| 20 | 2.13 | 1.46 | 2.61 | 2.15 | 2.40 | 4.10 | 3.68 | 3.43 | 2.70 | 2.12 | | | 20 | | | | | |
| 21 | 2.14 | 1.51 | 2.48 | 2.30 | 2.12 | 3.57 | 3.15 | 3.46 | 2.47 | 1.89 | | | 21 | | | | | |
| 22 | 2.11 | 1.72 | 2.44 | 2.47 | 2.01 | 3.17 | 2.75 | 3.25 | 2.47 | 1.84 | | | 22 | | | | | |
| 23 | 2.13 | 1.70 | 2.39 | 2.44 | 1.96 | 2.81 | 2.47 | 3.87 | 2.65 | 1.84 | | | 23 | | | | | |
| 24 | 2.06 | 1.61 | 2.33 | 2.36 | 1.84 | 2.52 | 2.65 | 3.88 | 2.94 | 1.84 | | | 24 | | | | | |
| 25 | 1.99 | 1.89 | 2.37 | 2.19 | 2.12 | 2.72 | 6.69 | 3.73 | 2.86 | 1.76 | | | 25 | | | | | |
| 26 | 2.89 | 2.18 | 5.62 | 3.57 | 1.90 | 2.94 | 7.32 | 3.98 | 2.78 | 1.88 | | | 26 | | | | | |
| 27 | 3.52 | 2.78 | 8.27 | 3.23 | 1.79 | 2.44 | 5.87 | 3.44 | 4.28 | 1.88 | | | 27 | | | | | |
| 28 | 2.99 | 3.09 | 7.82 | 2.70 | 1.92 | 2.02 | 4.69 | 2.97 | 4.24 | 1.84 | | | 28 | | | | | |
| 29 | 2.52 | | 6.25 | 2.62 | 1.96 | 1.84 | 4.70 | 2.64 | 5.28 | 1.81 | | | 29 | | | | | |
| 30 | 2.25 | | 5.16 | 2.62 | 2.11 | 1.84 | 4.06 | 2.42 | 4.81 | 1.76 | | | 30 | | | | | |
| 31 | 2.18 | | 6.39 | | 2.00 | | 3.89 | 2.31 | | 1.68 | | | 31 | | | | | |
| Average | 2.018 | 1.937 | 3.472 | 3.321 | 2.291 | 2.251 | 3.924 | 3.238 | 3.412 | 2.825 | 1.770 | | | | | | | |
| Annual Total | | | | | | | | | | | Average | | 2.969 | | | | | |

