

RY

エクアドル共和国

チェスピ水力発電開発計画調査

報告書

要約

JICA LIBRARY

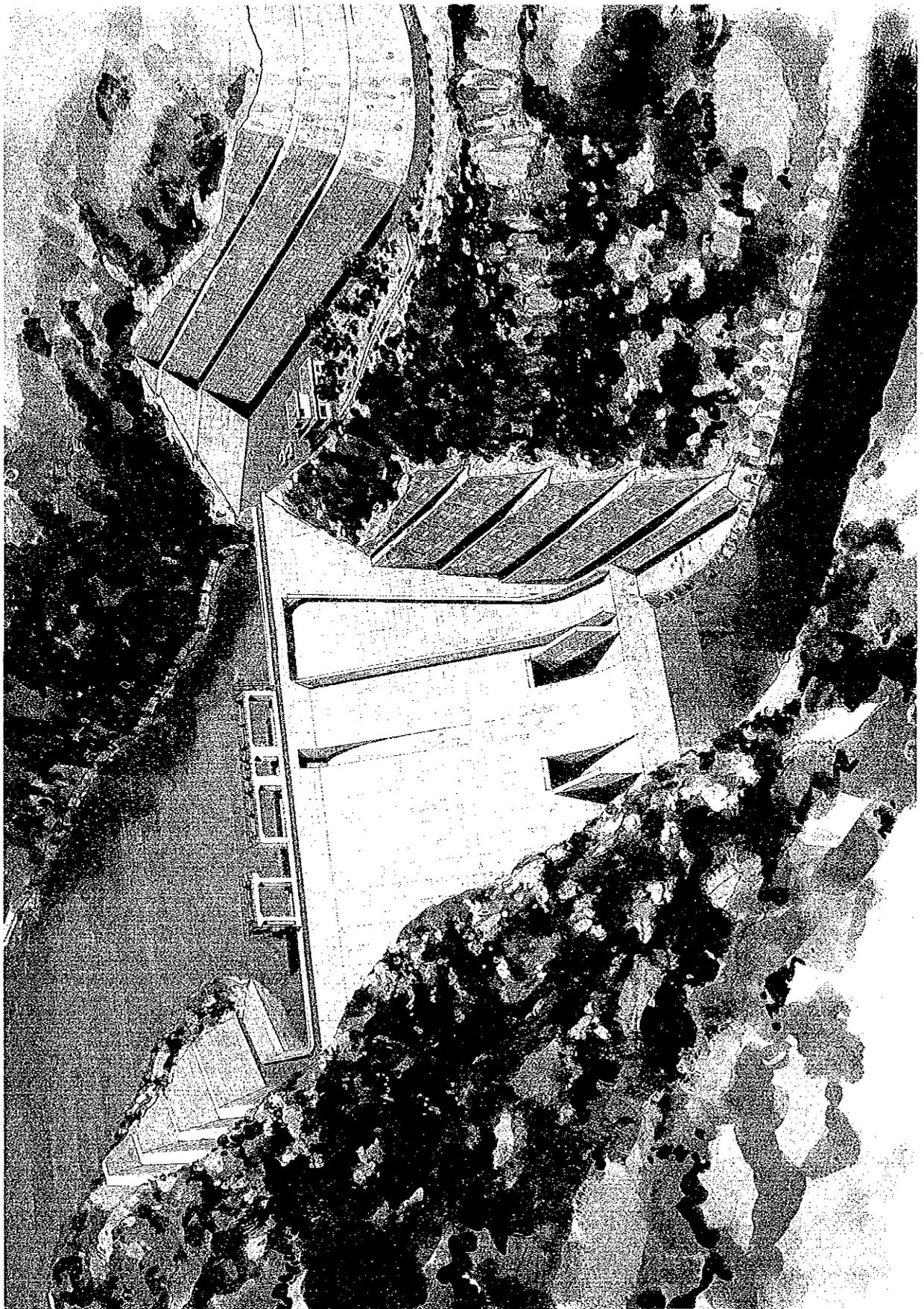


1030221[4]

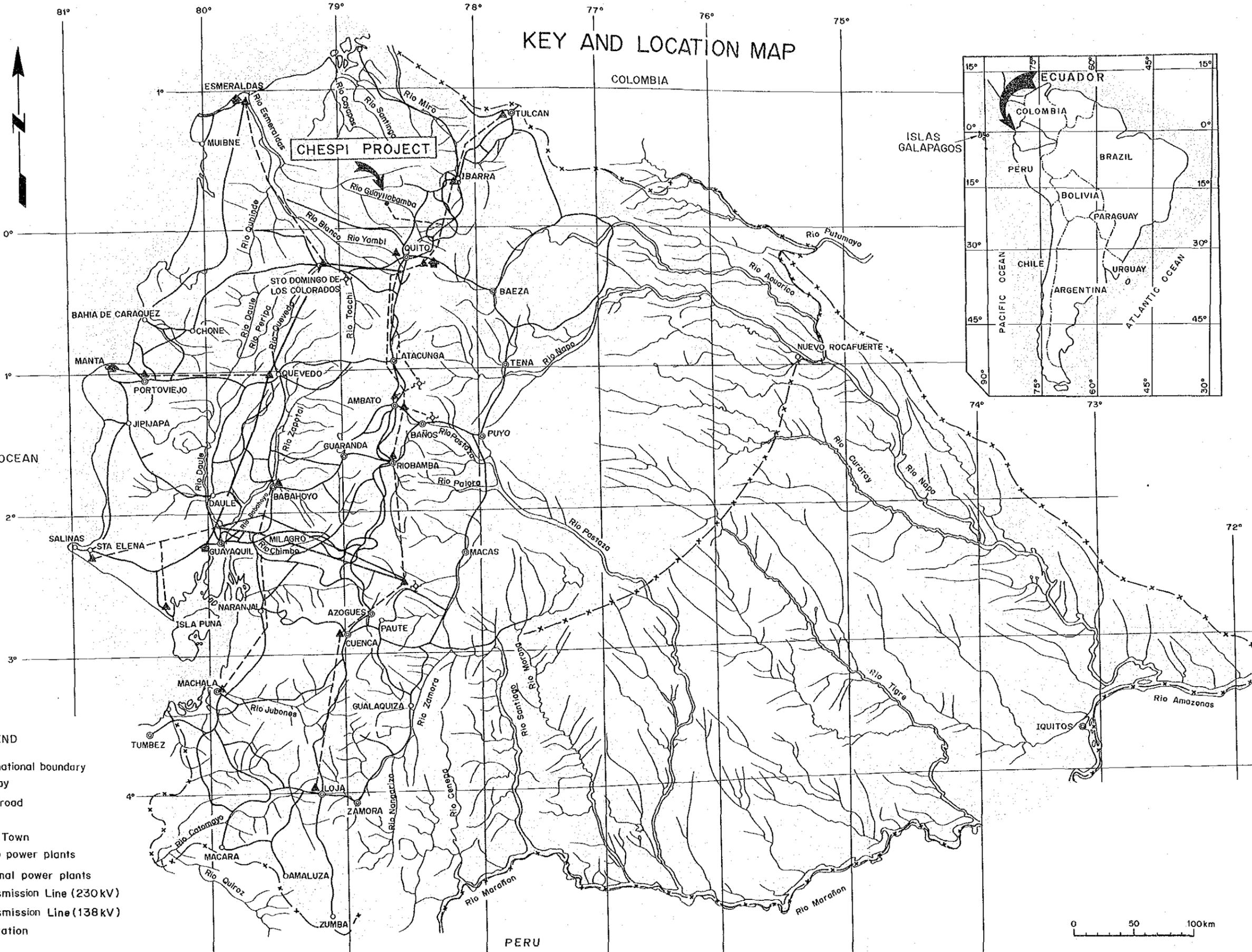
昭和61年 8月

国際協力事業団

| | |
|--------------------|------|
| 国際協力事業団 | |
| 受入 月日 '86.10.07 | 706 |
| 登録No. 15496 | 64.3 |
| | MPN |



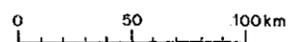
KEY AND LOCATION MAP

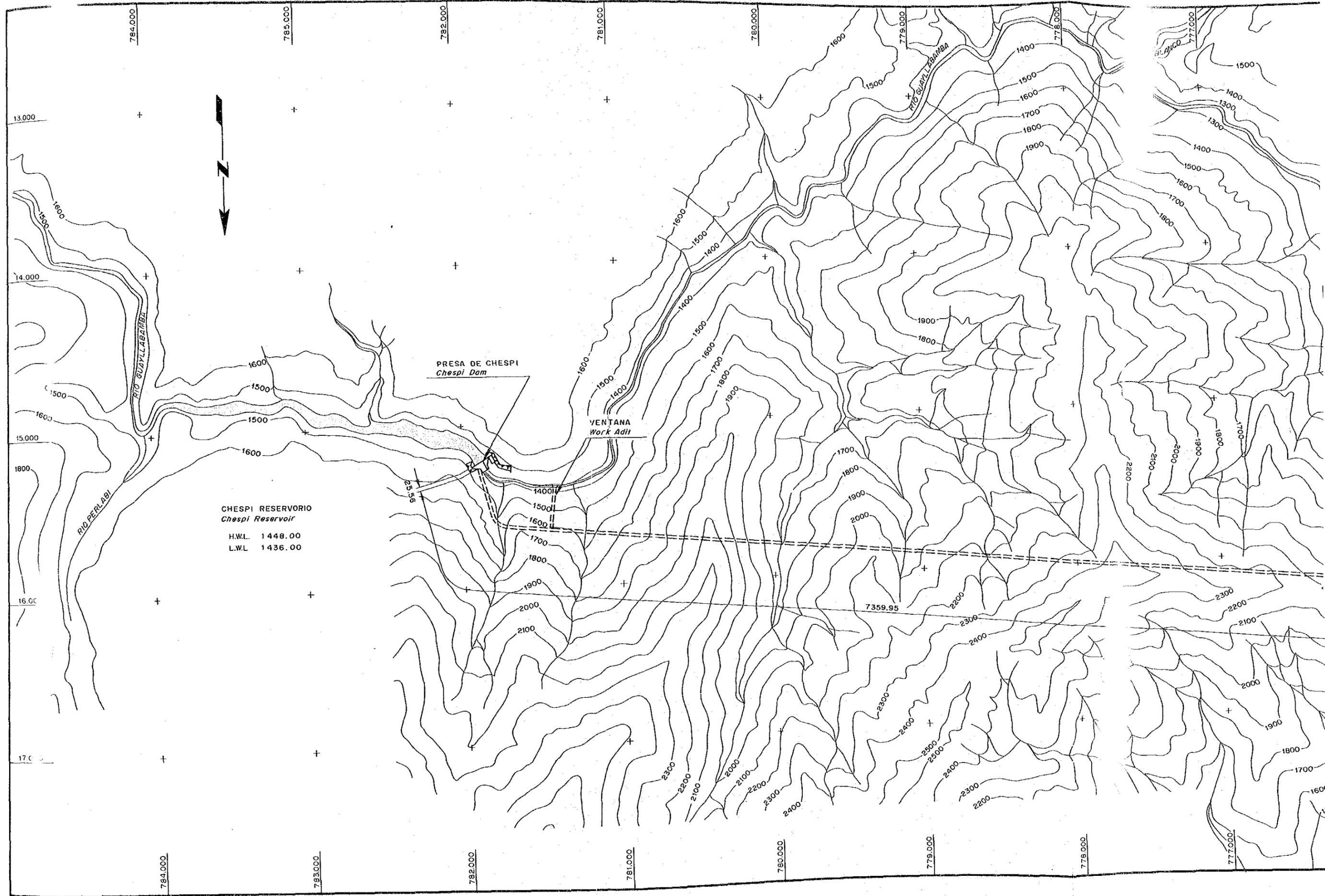


CHESPI PROJECT

LEGEND

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





CHESPI RESERVORIO
Chespi Reservoir
H.W.L. 1448.00
L.W.L. 1436.00

PRESA DE CHESPI
Chespi Dam

VENTANA
Work Adit

RIO GUAYLLABAMBA

RIO PERLABI

RIO GUAYLLABAMBA

7359.95

13.000

14.000

15.000

16.000

17.000

784.000

785.000

782.000

781.000

780.000

779.000

778.000

784.000

783.000

782.000

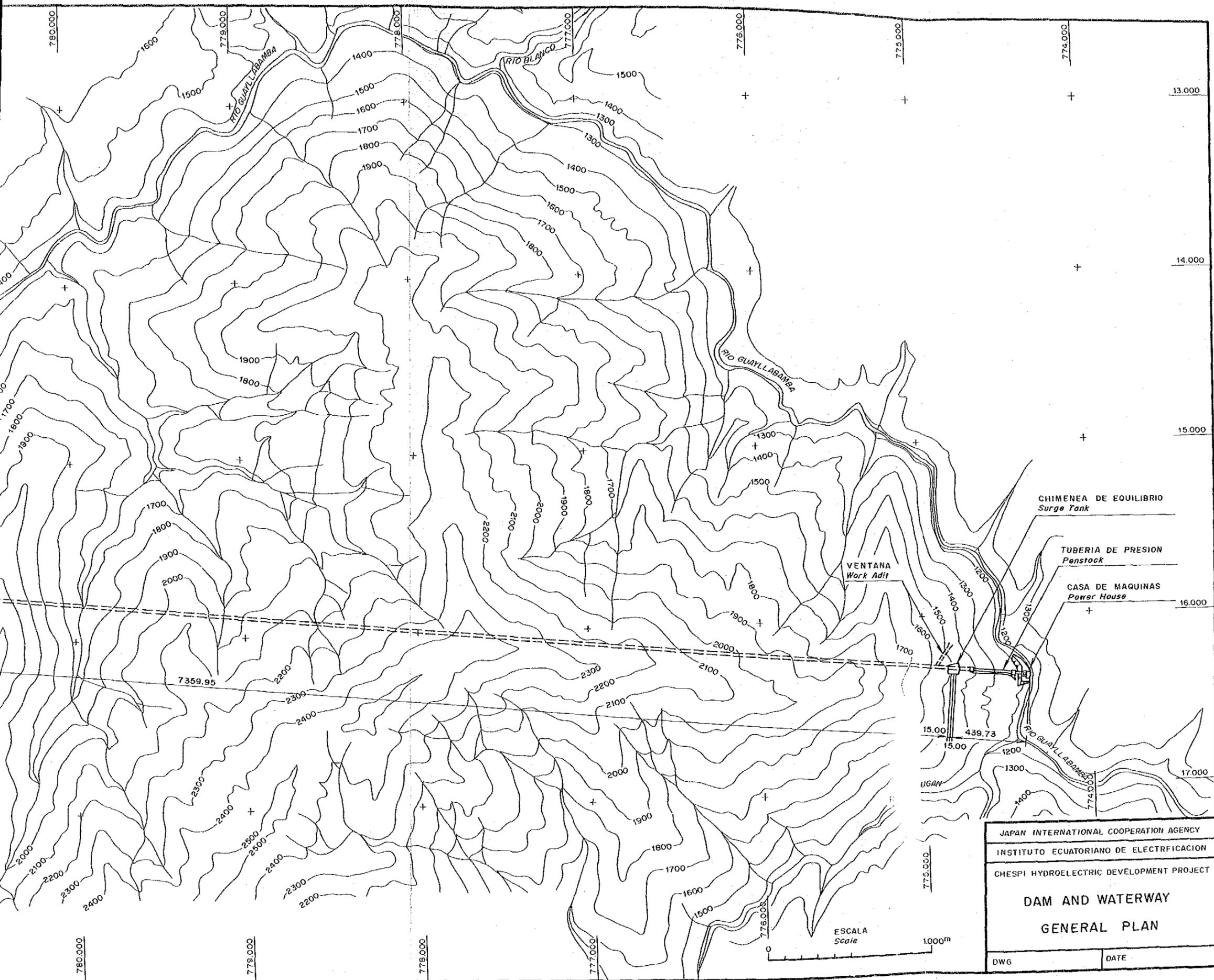
781.000

780.000

779.000

778.000

777.000



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

目 次

| | |
|--------------------------|----|
| 1. 計画諸元 | 1 |
| 2. 結論と勧告 | 2 |
| 2.1 結 論 | 2 |
| 2.2 勧 告 | 4 |
| 3. 電力需要供給計画 | 5 |
| 3.1 電力需要 | 5 |
| 3.2 需要供給バランス | 7 |
| 4. 水文と気象 | 11 |
| 4.1 Chespi, Dam Site 流量 | 11 |
| 4.2 設計洪水量 | 11 |
| 5. 開発計画 | 16 |
| 5.1 開発計画の概要 | 16 |
| 5.2 開発規模の検討 | 18 |
| 5.3 開発時期の検討 | 22 |
| 6. 予備設計 | 23 |
| 6.1 主要構造物 | 23 |
| 6.2 電気機器 | 24 |
| 7. 建設工事 | 41 |
| 7.1 施工計画 | 41 |
| 7.2 工事費および資金計画 | 43 |
| 8. 環 境 | 46 |
| 8.1 一 般 | 46 |
| 8.2 ダムおよび発電所の建設が環境に与える影響 | 46 |
| 8.3 総合評価 | 47 |
| 9. 財務, 経済評価 | 48 |
| 9.1 財務分析 | 48 |
| 9.2 経済分析 | 48 |
| 9.3 総合評価 | 49 |

1. 計画諸元

| | | |
|-------|-----------------|-----------------------------------|
| 発電方式 | : | 日間調整式 |
| 流域面積 | : | 4,606km ² |
| 調整池 | 常時満水位 | : 1,448m |
| | 総貯水容量 | : $3.3 \times 10^6 \text{m}^3$ |
| | 有効貯水容量 | : $1.5 \times 10^6 \text{m}^3$ |
| | 利用水深 | : 12m |
| 電力 | 基準有効落差 | : 278.5m |
| | 最大使用水量 | : 70m ³ /S |
| | 設備出力 | : 167MW |
| | 年間発生電力量 | : 9796GWh (1965年から1984年までの20ヶ年平均) |
| ダム | 型式 | : コンクリート重力式 |
| | 高さ × 堤頂長 | : 60m × 120m |
| | 体積 | : $116 \times 10^3 \text{m}^3$ |
| 水路 | 導水路トンネル (φ × L) | : 5.2m × 7,360m |
| | 水圧管路 (φ × L) | : 4.50m ~ 2.10m × 552.85m × 1条 |
| 洪水吐 | 設計洪水量 | : 2,300m ³ /S |
| 水車 | 形式 | : 立軸フランス水車 |
| | 台数 | : 2台 |
| 発電機 | 形式 | : 3相交流同期発電機 |
| | 台数 | : 2台 |
| 送電 | 区間 | : San Antonio ~ Infernillo |
| | 電圧 × 距離 | : 138kV × 22km |
| 工事費 | 総額 | : $299 \times 10^6 \text{US\$}$ |
| 経済性指標 | 便益費用比率 | : 1.610 (割引率 12% : 代替火力比較) |
| | 内部収益率 | : 13.50% |

2. 結論と勧告

2.1 結論

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

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

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

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

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

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

今回調査検討したChespi水力開発地点はその有力な候補地点の一つと判断される。このためINECELが計画中的他水力開発地点と技術経済資金等の条件を総合的に検討し、開発順位を設定することが期待される。

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

この開発地点の最適開発規模は最大使用水量70m³/s、有効落差278m、最大出力167MW、年間発生電力量940GWh、送電線を含めた1985年12月時点の総建設費は241.970×10³US\$である。開発計画の主な諸元をTable 2-1に示す。

- 4) 全国連系における電力量需要供給バランスの検討によると最渇水年では1994年12月

以後供給不足が生ずる可能性がある。その主要な要因は水力電源の大半がアマゾン川流域に位置し、その水文特性が共通しているため、季節的流出傾向が類似しているためである。さらに火力電源が漸次廃止される計画となっているためである。

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

現在よりもより良い社会環境を作り出すことが可能になるものと判断される。

2.2 勸告

- 1) 需要予測は電源開発計画を決定するための重要パラメータであるが、このパラメータは不確定要素が多いため、INECBLによって作成された需要予測について感度分析を実施する必要がある。
- 2) 需要成長率および最濁水年での電力供給力を考慮すると電力需要の観点から1995年に供給不足が生じる可能性がある。従って本報告書では Chespi 計画の運転開始年を1995年と設定した。
本計画の運転開始年はINECBLで考えている他計画地点との技術的、経済的、資金調達等を比較検討の上、最終的に決定されるべきである。
本計画の特性及びINECBLが計画している地点との比較検討のため、INECBL自体の手法による経済性、電力量特性を検討することが望まれる。
- 3) 本計画の詳細設計に当たって、大縮尺の地形図、調整池周辺のLahar 堆積物を含めた地質調査及び材料調査を実施する必要がある。
- 4) 調整池での堆砂形状及びこの堆砂の排砂方式を検討するため、河川流量と堆砂量の関係、堆砂の粒度分布の測定を高頻度に、且つ詳細に実施する必要がある。

3. 電力需要供給計画

3.1 電力需要

INECELによって行われた需要想定結果とマクロ手法による需要想定結果の比較はTable3-1とFig3-1に示す通りである。

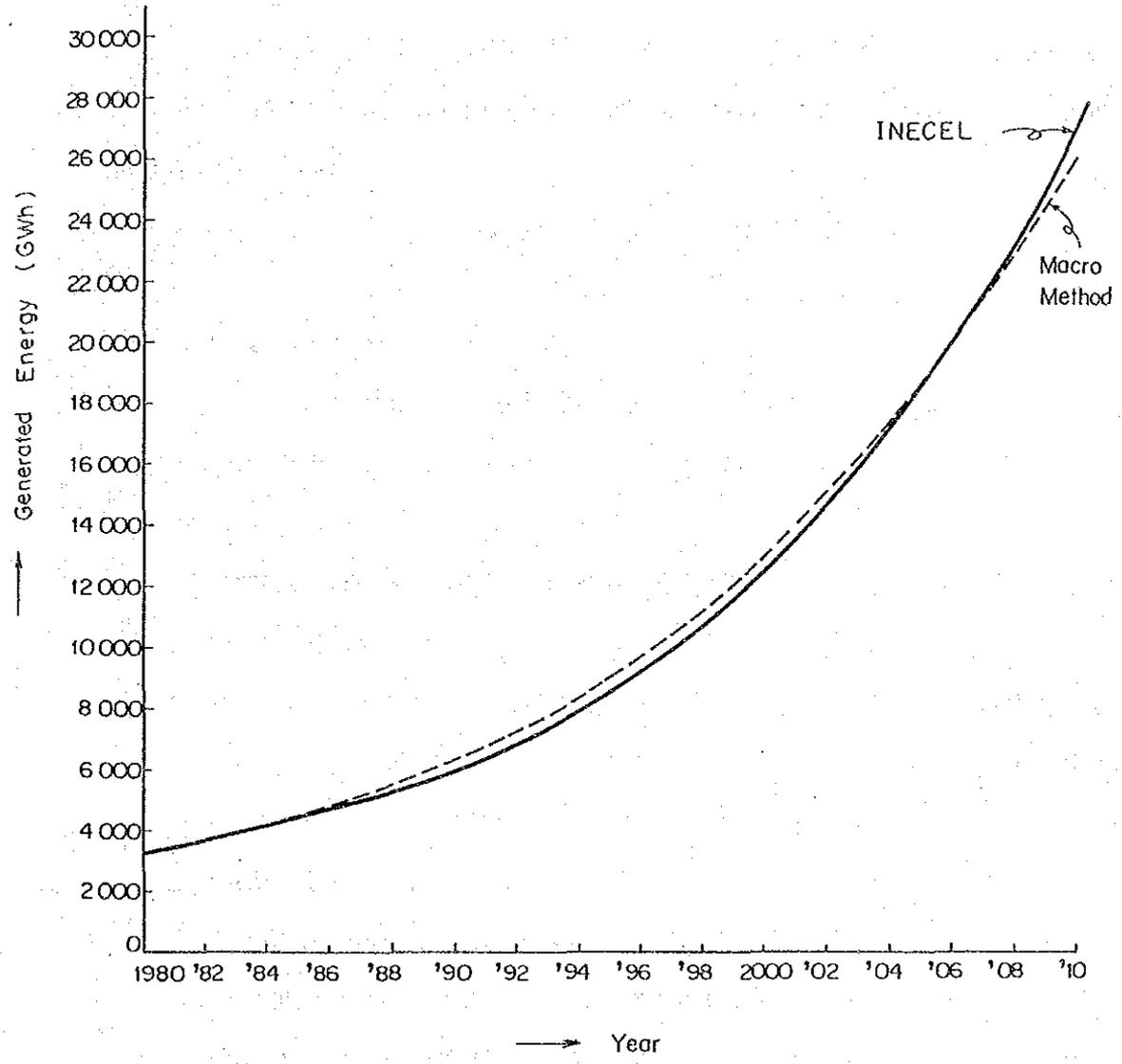
Table 3-1 Comparison of Demand Forecasts

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

Table3-1に示す如く、両手法による検討結果は、±5%前後の範囲にあり、余り差のないことが判明した。

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

Fig. 3-1 Comparison of Energy Demand Forecasts



3.2 需要供給バランス

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

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

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

尚、既設発電所の廃止計画については、INECEL による資料通りとした。

3.2.1 供給力

a) 既設発電設備の供給力

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

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

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

3.2.2 計画中設備の供給力

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

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

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

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

3.2.3 kW及びkWh バランス

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

(Fig-3-2 参照)

しかしながら、過去20年間の水文資料を用いて全国連系系統全体の電力量需要供給バランスを月毎に検討した結果1994年から供給力不足の可能性があることが判明した。従って計画中地点を順次運転開始することとし、1995年にChespi水力発電所を運転開始し供給力を確保することとした。しかし仮に計画中地点を順次運転開始するとしても最濁水年では火力発電所を最大負荷で運転しても供給力不足が出現する月が生ずる。この現象は多くの水力発電所地点の水文特性が類似しているからであると考えられる。さらに、Fig3-3に示す通り、冬期に火力発電所からの供給力依存度が大きくなっていることに注目すべきであろう。

Fig. 3-2 Power Balance of Maximum Demand and Supply

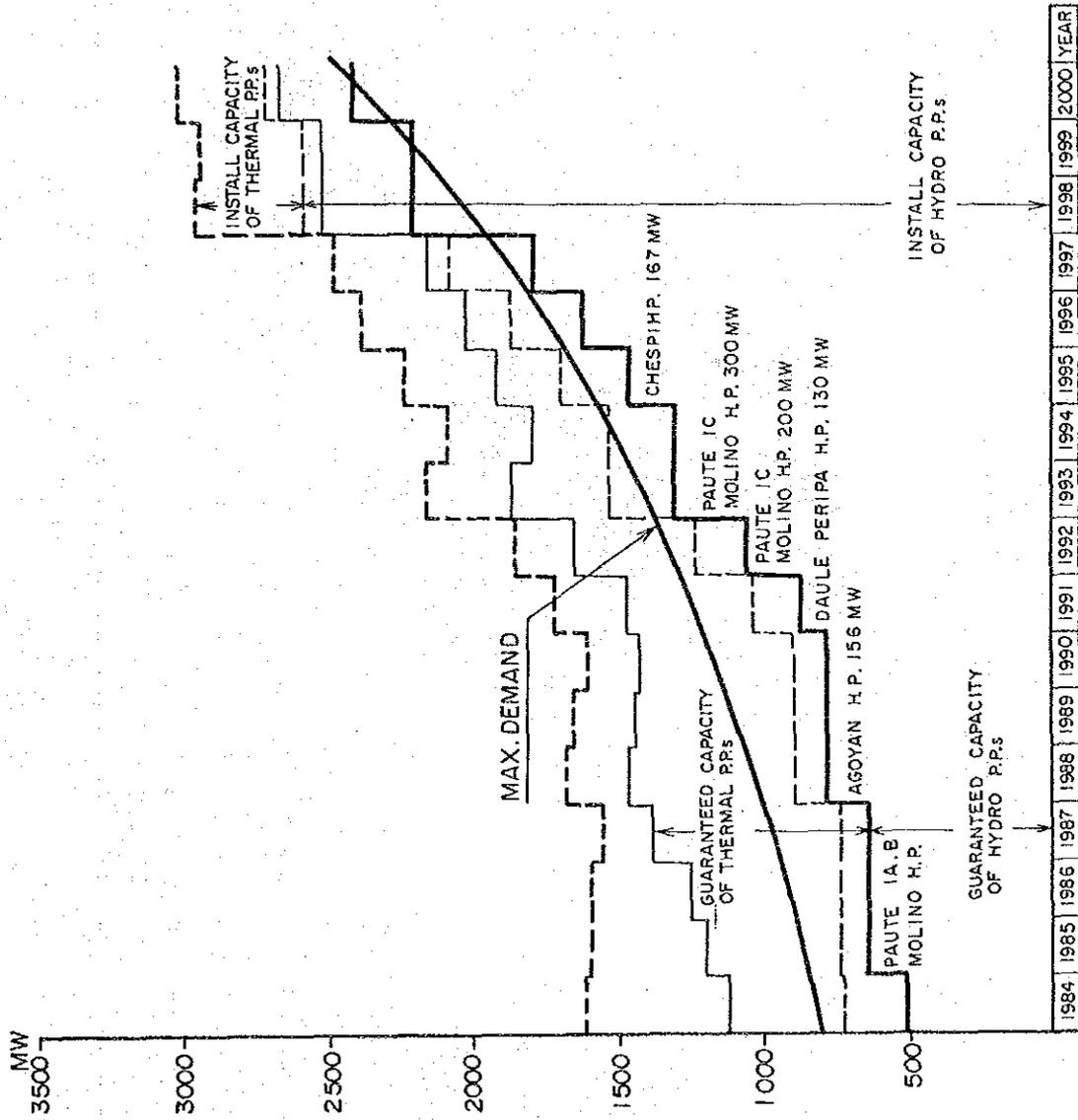
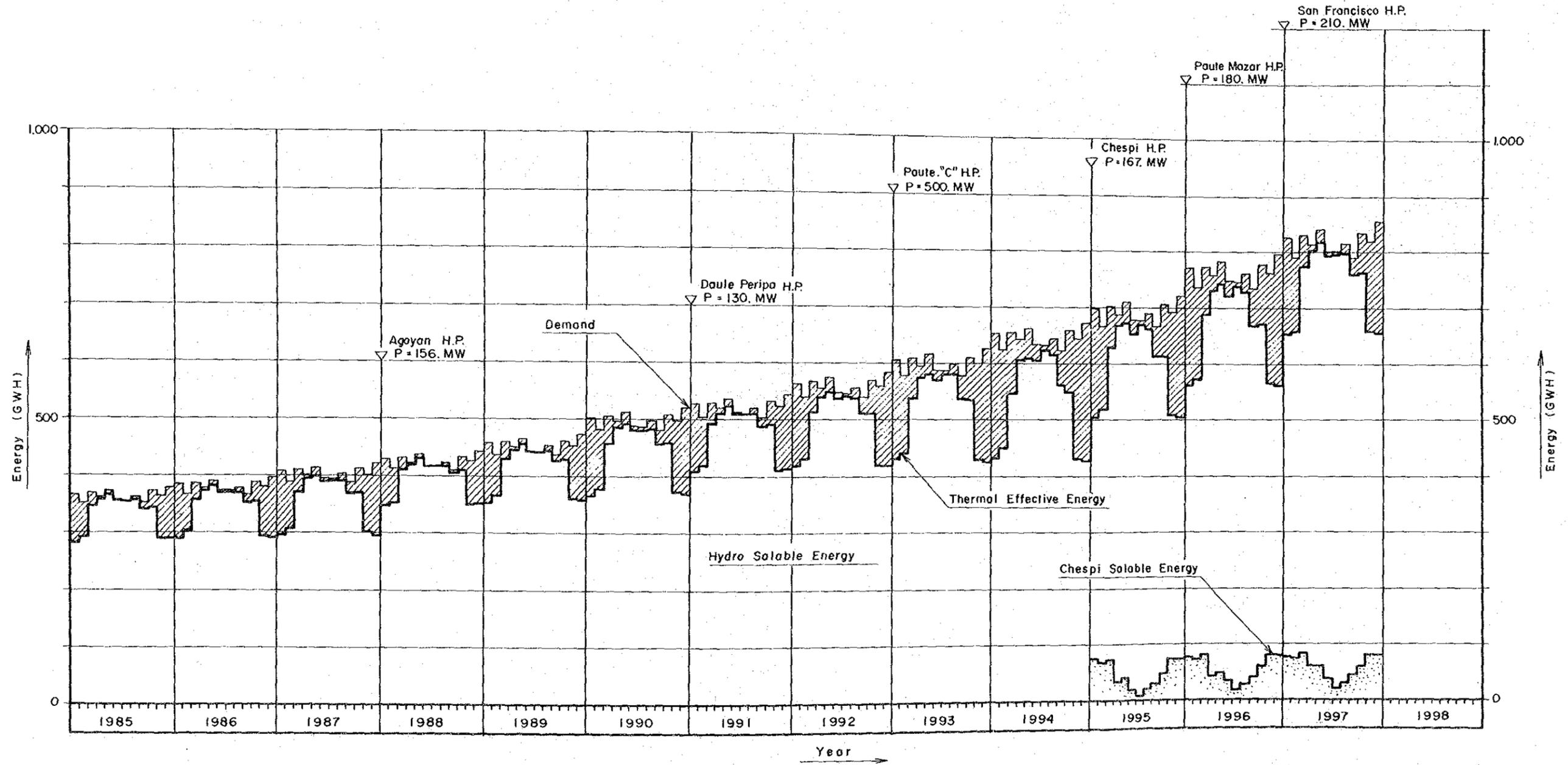


Fig. 3-3 Demand - Supply Balance Curve (with Chespi Project)



4. 水文と気象

4.1 Chespi Dam Site 流量

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

従って、ダム地点は、流域的には上記の両測水所の中間付近となる。

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

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

Table 4-1, Fig. 4-1 に 計画地点流量およびその流況を示す。

4.2 設計洪水量

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

- i) 調整池が日間調整で規模が小さい。
- ii) ダムは重力式コンクリートダムである。
- iii) 下流において、洪水による水没の影響を受ける家屋、かんがい設備等が少ない。

ダムの洪水吐の設計及び建設期間中の河流処理の設計のために 2 種類の設計洪水量が算定された。

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

本計画の設計洪水量として i) 河流処理を対象とした洪水量は実績洪水記録から算定 (Case - I)、ii) ダム洪水吐を対象とした洪水量は降雨資料から算定 (Case - II) とした。

Table 4-2, Fig 4-2 に計画ダム地点における確率洪水量を示す。

Table 4-1 Monthly Average Inflow at the Project Dam Site

| YY | JAN. | FEB. | MAR. | APP. | MAY | JUN. | JUL. | AUG. | SEP. | CCT. | NOV. | DEC. | AVERAGE |
|------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 65 | 36.19 | 32.16 | 43.25 | 84.34 | 52.01 | 56.00 | 43.65 | 35.57 | 31.76 | 44.29 | 124.69 | 61.38 | 57.22 |
| 66 | 48.43 | 41.50 | 62.77 | 57.60 | 53.59 | 34.82 | 42.28 | 25.88 | 36.13 | 41.66 | 48.42 | 79.51 | 47.54 |
| 67 | 55.32 | 72.68 | 83.28 | 48.82 | 40.74 | 67.46 | 61.21 | 43.54 | 25.15 | 41.72 | 35.74 | 24.93 | 49.80 |
| 68 | 32.87 | 55.85 | 82.27 | 72.24 | 31.82 | 38.55 | 52.58 | 27.01 | 32.22 | 66.03 | 56.39 | 36.39 | 48.80 |
| 69 | 37.38 | 51.16 | 45.10 | 115.53 | 72.86 | 59.47 | 40.66 | 43.48 | 36.91 | 67.00 | 77.15 | 29.89 | 61.09 |
| 70 | 91.70 | 146.77 | 125.72 | 83.68 | 115.61 | 81.33 | 25.77 | 44.05 | 40.31 | 33.91 | 78.89 | 49.82 | 76.79 |
| 71 | 67.64 | 96.83 | 115.67 | 107.68 | 65.54 | 52.25 | 43.86 | 23.71 | 36.20 | 60.29 | 73.12 | 64.66 | 67.10 |
| 72 | 55.14 | 105.65 | 83.54 | 56.20 | 85.35 | 61.42 | 55.27 | 29.82 | 24.25 | 23.40 | 69.04 | 64.61 | 66.98 |
| 73 | 45.00 | 51.45 | 56.61 | 101.79 | 54.01 | 43.26 | 40.32 | 38.71 | 23.10 | 26.66 | 77.18 | 78.00 | 52.93 |
| 74 | 34.07 | 65.13 | 66.84 | 43.47 | (79.60) | (65.18) | (59.64) | (44.77) | (39.12) | (66.25) | (75.25) | 80.19 | 75.88 |
| 75 | 119.34 | 139.33 | 135.87 | 99.54 | 124.90 | 120.83 | 121.16 | 83.86 | (50.70) | 63.94 | 54.57 | 85.88 | 97.40 |
| 76 | 63.43 | 75.21 | 82.25 | 51.01 | 81.48 | 54.60 | 85.32 | 45.47 | 27.34 | 30.30 | 48.45 | 51.36 | 65.89 |
| 77 | 42.02 | 52.75 | 57.99 | 70.58 | 52.63 | 54.36 | 49.19 | 39.12 | 38.69 | (43.23) | (32.86) | 45.87 | 40.47 |
| 78 | 28.85 | 21.74 | 48.28 | 80.38 | 61.59 | 51.41 | 35.46 | 31.92 | 30.58 | 29.21 | 25.45 | 35.34 | 40.49 |
| 79 | 27.35 | 20.81 | 53.08 | 74.82 | 55.14 | 58.83 | 33.56 | 31.10 | 40.54 | 33.02 | 27.23 | 26.06 | 46.78 |
| 80 | 32.61 | 68.01 | 63.33 | 74.82 | 56.81 | 52.00 | 32.62 | 28.16 | 25.61 | 42.12 | 44.28 | 41.29 | 43.95 |
| 81 | 36.16 | 44.92 | 70.41 | 85.50 | 56.82 | 33.58 | 49.02 | 26.36 | 27.43 | 25.57 | 38.91 | 33.14 | 43.95 |
| 82 | 62.81 | 54.51 | 56.83 | 71.64 | 20.55 | 41.99 | 34.54 | 34.28 | 25.60 | 44.73 | 64.56 | 100.87 | 56.72 |
| 83 | 78.89 | 81.64 | 102.08 | 118.01 | 98.05 | 53.47 | 38.55 | 31.32 | 30.79 | 37.02 | 38.37 | 55.53 | 63.62 |
| (84) | (59.18) | (88.32) | (77.48) | (105.59) | (84.50) | (65.20) | (47.26) | (30.39) | (49.73) | (56.32) | (51.84) | (45.67) | (63.27) |
| AV | 54.78 | 68.62 | 76.23 | 83.62 | 73.29 | 59.05 | 50.53 | 36.77 | 33.81 | 44.09 | 59.59 | 56.87 | 58.10 |
| MA | 119.34 | 146.77 | 135.87 | 118.01 | 124.80 | 120.83 | 121.16 | 83.86 | 40.54 | 67.00 | 124.69 | 100.87 | 76.79 |
| MI | 27.35 | 20.81 | 43.25 | 43.47 | 31.82 | 33.58 | 32.62 | 23.71 | 23.10 | 25.40 | 25.45 | 24.93 | 40.47 |

(): Estimated by INECEL

Fig. 4-1 Daily Duration Curve at the Project Dam Site

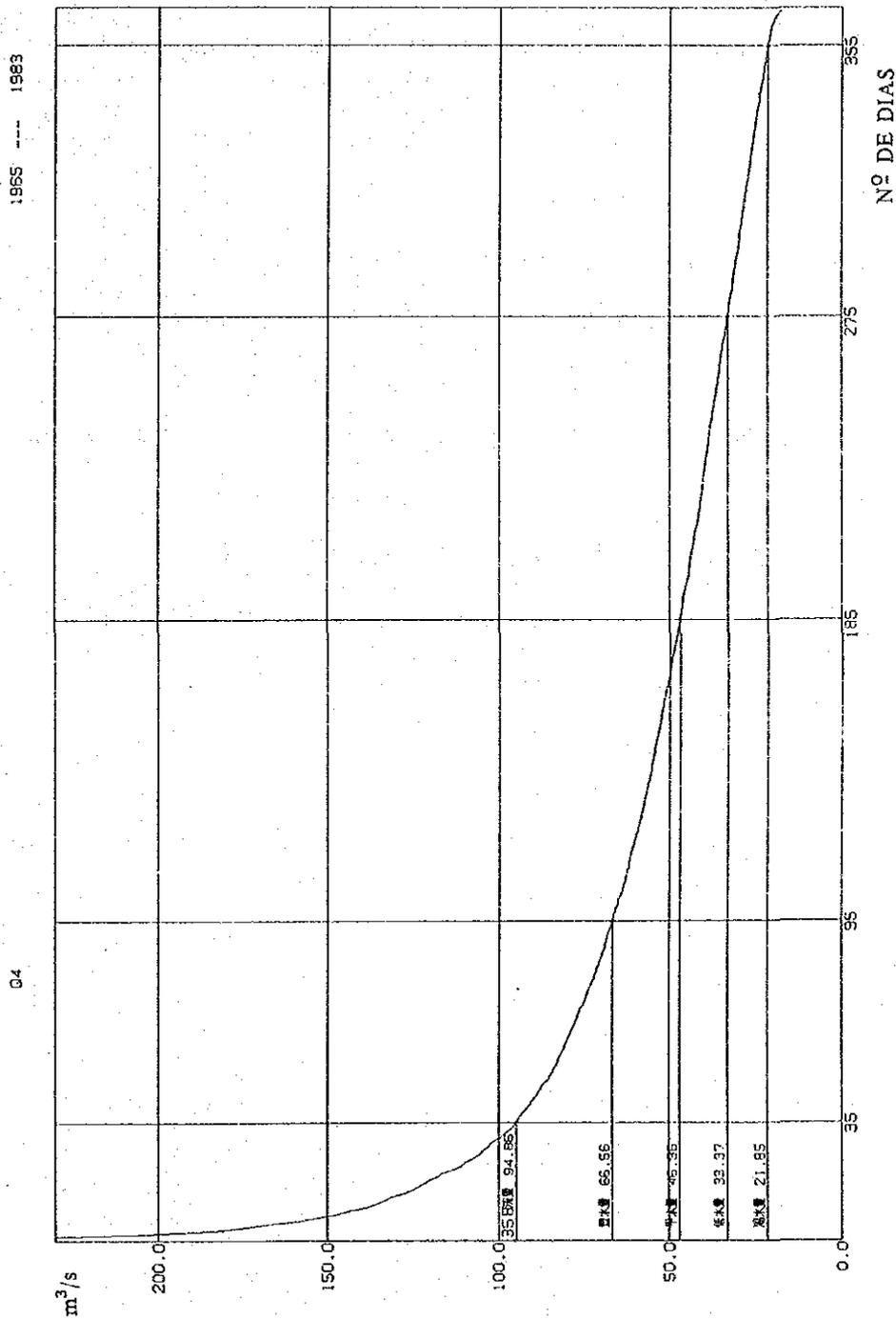


Table 4-2 Probable Flood Discharge at the Project Dam Site

C.A = 4,606km² Unir: m³/S

| Return Period Case | 2 | 3 | 20 | 50 | 100 | 200 | 500 | 1,000 |
|--------------------|-----|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| I | 360 | 450 | 669 | 788 | 882 | 979 | 1,100 | 1,214 |
| II | - | - | 1,397 | 1,553 | 1,685 | 1,792 | 1,935 | 2,068 |

Note)

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

Case- II : based on the Rainfall data

尚、第7章予備設計において採用された設計洪水量は下記の通りとした。

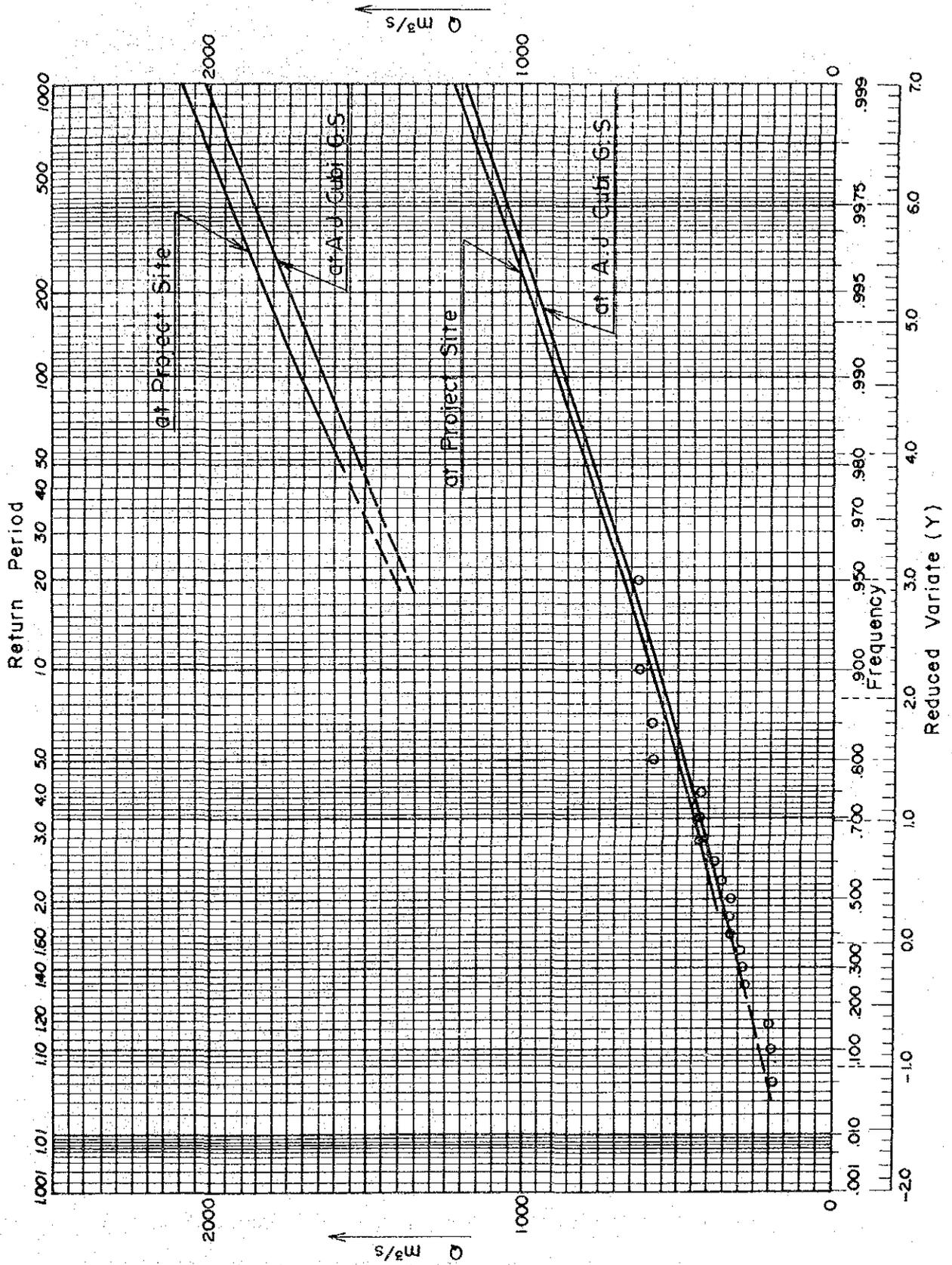
i) 工事期間中の河流処理

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

ii) ダム洪水吐

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

Fig. 4-2 Probable Flood Discharge



5. 開発計画

5.1 開発計画の概要

5.1.1 計画地点の概要

本計画はGuayllabamba川の中流部に位置している。Guayllabamba川はアンデス山脈を水源とし、多くの支流を集めながら西方に流れ、大支流Quininde川と合流するとEsmeraldas川と名を変え、Esmeraldas市で太平洋にそそぐエクアドル共和国の大河川である。

本計画地点はQuito市の約30km北方に位置している。計画地域周辺は、標高2,500m～3,000mの急峻な山地よりなっているが、Guayllabamba川およびその支流沿いの標高1,500m～1,700m付近にかけては、火山噴出物の堆積による平坦面が数段にわたって見られる。一般にGuayllabamba川の両岸は河川の浸食作用のため、数10mの垂直な崖をなしている。

ダム地点より上流はほとんど裸地に近い緩い傾斜面がつらなっている。ダム地点を過ぎると次第に草木が多くなり、発電所地点では亜熱帯性気候らしく、バナナ等の植生が繁茂している。

5.1.2 発電計画

Chespi計画地点はマスタープランのレビュー時点から経済性の高い地点と想定されていた。基本レイアウトは地形地質的条件から判断して本報告書で述べる位置が最適であると判断される。

Chespi水力発電計画は、Guayllabamba川の蛇行している部分を約7,500mの導水路でショートカットすることによって得られる278mの落差を利用して、最大使用水量70m³/Sによって最大出力167MWを得るものである。この発電所の可能発生電力量は979×10⁶MWhと見積られ、これらの電力量は主にQuito市および北部地域の電力需要をまかなうこととなる。

a) ダム

ダム地点は、地形的条件、地質的条件および発電型式を考慮して、選定された。地質的な問題は、現地調査工事を含む地質調査の結果、特にないと判断される。

日間調査池容量は、調整時間12時間の1,512,000m³とし、ダム高さは60mである。調整池内の堆砂は2門の排砂ゲートを設けて排砂することとする。排砂は平水年

で2回程度行うことにより、調整池の機能をはたすことができる。調整池は沈砂池の役目をはたし、調整池の表面部のみを取水できる表面取水設備を設ける。

洪水の処理は小洪水量の場合は、ダム上部に設けた自由越流部から放流し、設計洪水量に対しては排砂ゲートを併用して放流する。

b) 水路

導水路トンネルは、経済性および施工性を考慮して調圧水槽まで内径 5.2m で直線で結ぶ計画とする。

調圧水槽は、地形、地質条件を考慮して、オリフィスタイプの上部水室を有する構造とする。

水圧管路のルートは発電所の位置を含めて決定すべきである。このため、水圧管路のルートおよび発電所の位置の技術的経済的な比較検討を行い、前半を明り式、後半を立抗およびトンネルのレイアウトとした。

c) 発電所は水圧管路のルートも含めて比較検討した結果、半地下式の発電所が最も経済的となった。水車型式は、フランシス型とペルトン型が考えられるが、経済性比較検討の結果、フランシス水車2台を設けることとした。

5.1.3 送変電計画

発電所の屋上を利用して、昇圧変電所を設ける。発電機室から地上までの距離は50mあるため、発電機から主変圧器の間は、13.8kVのXLPEケーブルを使用する。変電所のタイプは普通タイプとする。

Chespi発電所の昇圧変電所から San Antonio変電所は 138kVの送電線を設け系統に連系する。送電線の亘長は約22kmである。

5.1.4 開発時期

Chespiプロジェクトをはじめ、INECBLが計画している水力開発地点の開発時点は、INECBLによって技術的、経済的および資金的要素を総合比較して、最終的に決定されるべきである。

本プロジェクトを1990年代中頃に運転開始とするならば、電力需要供給バランスから判断すると1995年頃が妥当と考えられる。さらに、全国連系内の水力発電所がアマゾン川流域に片寄っているため、本プロジェクトを運転開始すれば、本地点の雨期の電力量がほとんど有効化し、水力発電所全体の月別電力量の変動が平滑化される。また、首都圏および北部地方の需要は現在、南部、中央および海岸地方

からの供給力にたよっているが、本プロジェクトの投入によって上記地域からの供給依存度が軽減される。

5.1.5 概算工事費

Chespiプロジェクトの工事費は、現時点で期待される技術水準による予備設計、施工方法および施工材料を適用するものとし、計画地点の地形、地質条件、地域条件、工事規模等を考慮して積算した。積算時点は、1985年12月とし、工事費は 299×10^6 US\$ である。

なお、工事工程は上述の諸条件を考慮して5ヶ年と見積もっている。

5.1.6 経済性

本プロジェクトの経済性を内部収益率法によって計算すると、財務IRRは、6.19%、経済的IRRは13.50%である。一方、代替火力設備との経済費用による比較によると、割引率は12%とすると、便益-費用は 182×10^6 US\$ となる。内部収益率は、エクアドル国内の社会的割引率と比較すると、決して高い水準にあるとは言えないが、プロジェクトの経済的開発は可能であると考えられる。

5.2 開発規模の検討

5.2.1 一般

開発規模の比較検討には、代替火力を用いるのが一般的である。従って、本報告書では代替火力を想定して行うこととする。

即ち、本プロジェクトの耐用年数50年間に必要な費用と、本プロジェクトと同等な火力発電所の費用を比較して開発規模を決定する。

本プロジェクトの耐用年数間に必要な費用は、建設費、運転保守費および設備更新費である。これらの費用を各年毎に展開し、キャッシュ・フローを作成する。一方、本プロジェクトと同等の代替火力発電所を想定し、この火力発電所の建設費、運転保守費および設備更新費を想定する。さらに本プロジェクトにより発生する電力量に相当する燃料代を各年毎に展開し、キャッシュ・フローを作成する。上記の代替火力発電所の諸費用を本プロジェクトの便益とする。

なお、前記の諸費用（建設費、運転保守費および設備更新費）は、下記条件で積算する。

- a) 建設中利子および輸入税は除く。

b) 諸費用の内貨については、シャドー・エクステンジレートを考慮する。

前記の費用および便益のキャッシュ・フローを割引率（12%）を用いて現在費用（C）および便益（B）を求める。これらの値の差（B - C）を純便益とし、純便益が最大となる開発規模を最適開発規模とする。

5.2.2 開発規模の選定

本発電所は地形、地質的に見て開発規模を変えても、基本的レイアウトは変わらない。従って、本発電所の開発規模を決定する要素は有効落差と最大使用水量である。

本発電所の場合、有効落差は日間調整池の取水水位、水路の損失水頭および放水水位によって定められるが、開発規模を変化させても、有効落差は大きく変わらない。従って、基本的には最大使用水量を変化させた場合の比較検討をすることとなる。

開発規模検討のための最大使用水量は、50m³/sec, 60m³/sec, 70m³/sec, 80m³/secの4種類とする。

5.2.3 開発規模の検討結果

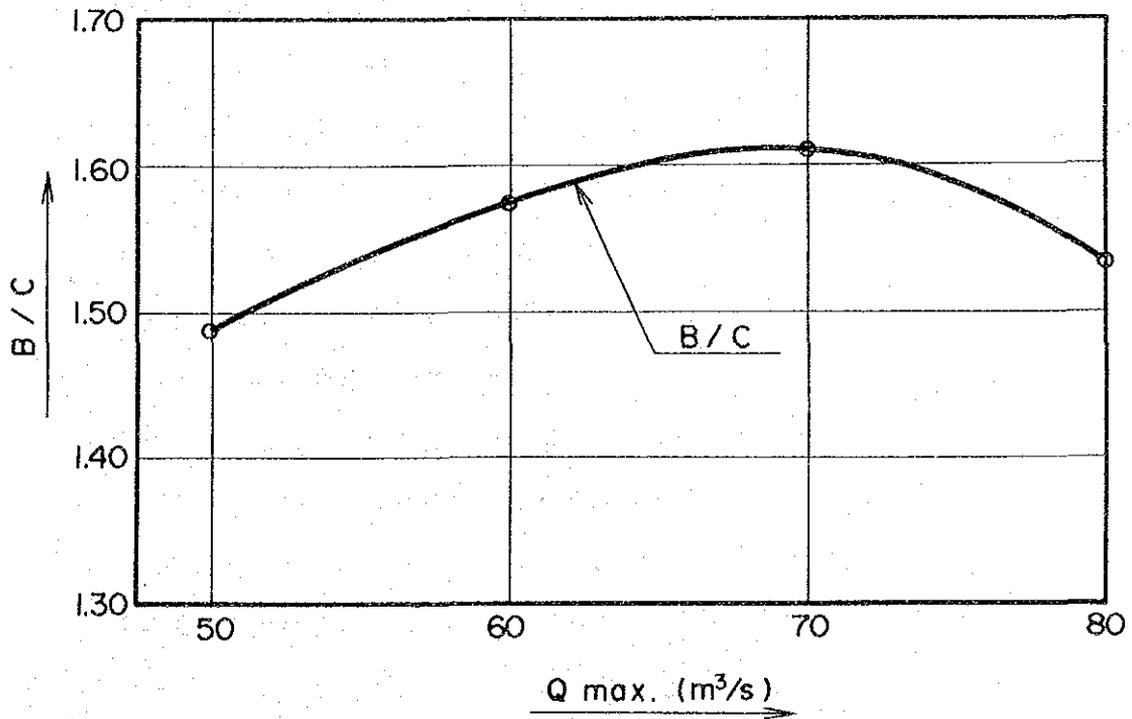
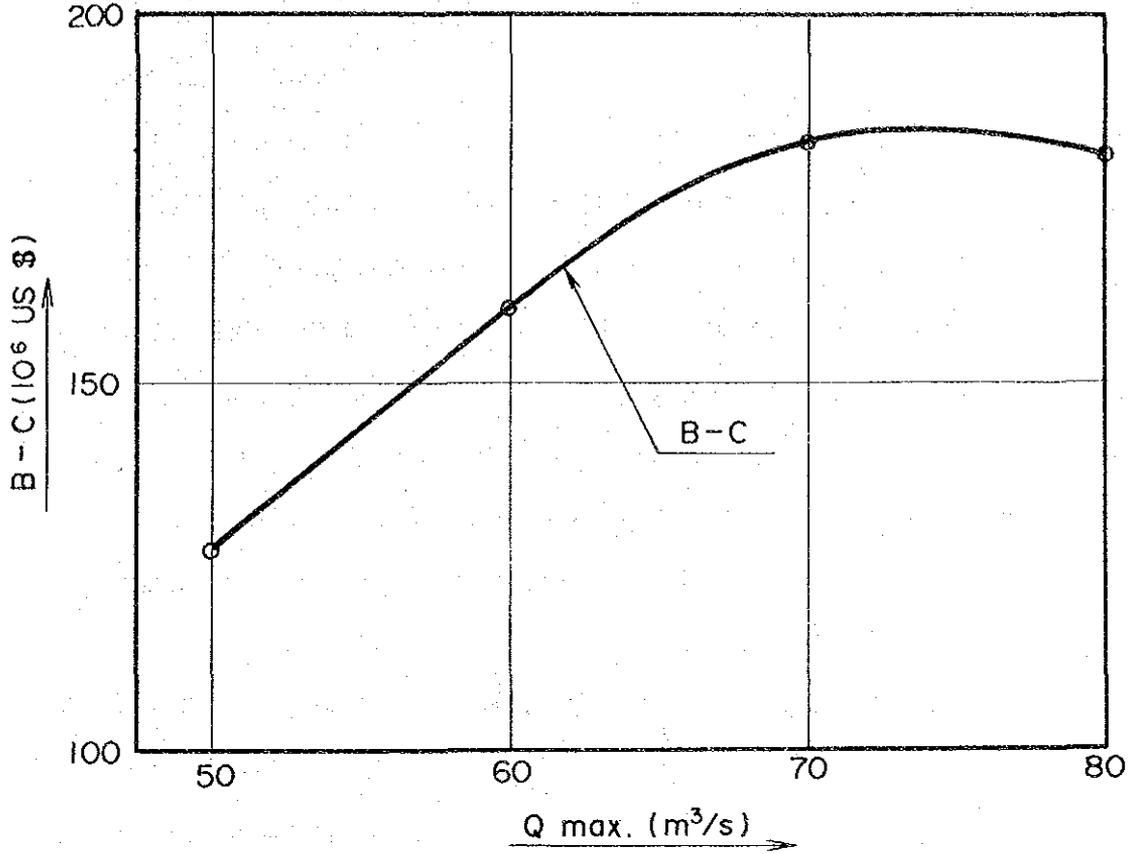
各ケースの現在費用（C）および便益（B）を求め、経済比較検討の結果をTable 5-1 とFig5-1に示す。

一般に最適開発規模の選定は、投資効果（B - C）の最も大きい場合の計画が採用される。本プロジェクトにおいても基本的にはこの考え方に基づくため、Fig5-1に示されるように（B - C）の最大点である最大使用水量70m³/S(P=167MW)を最適開発規模として選定した。

Table 5-1 Development Scale at Chespi Project

| Development System | Unit | Daily Regulation Type | | | |
|----------------------------|--------------------------------|-----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 50 | 60 | 70 | 80 |
| Case (Qmax) | m ³ / s | 4,606 | 4,606 | 4,606 | 4,606 |
| Catchment Area | km ² | 60.1 | 60.1 | 60.1 | 60.1 |
| Average Annual Runoff | " | 42.4 | 46.7 | 49.9 | 52.3 |
| Reservoir (Pondage) | | | | | |
| High Water Level | m | 1,446.0 | 1,447.0 | 1,448.0 | 1,449.0 |
| Low Water Level | m | 1,436.0 | 1,436.0 | 1,436.0 | 1,436.0 |
| Available Drawdown | m | 10.0 | 11.0 | 12.0 | 13.0 |
| Total Storage Capacity | 10 ³ m ³ | 2,881 | 3,124 | 3,367 | 3,528 |
| Effective Storage Capacity | 10 ³ m ³ | 1,080 | 1,296 | 1,512 | 1,728 |
| Dam | | | | | |
| Type | | C.G | C.G | C.G | C.G |
| H × L | m × m | 57.0 × 115.0 | 58.5 × 118.0 | 60.0 × 120.0 | 61.0 × 127.0 |
| Volume | m ³ | 105,000 | 110,000 | 116,000 | 120,000 |
| Tunnel | | | | | |
| D × L × n | m × m × n | 4.4 × 7.360 × 1 | 4.8 × 7.360 × 1 | 5.2 × 7.360 × 1 | 5.6 × 7.360 × 1 |
| Power Generating | | | | | |
| Intake Water Level | m | 1,441.0 | 1,441.5 | 1,442.0 | 1,442.5 |
| Tailracewater Level | m | 1,147.0 | 1,147.5 | 1,148.0 | 1,148.5 |
| Effective Head | m | 278.5 | 278.5 | 278.5 | 278.5 |
| Maximum Discharge | m ³ / s | 50 | 60 | 70 | 80 |
| Installed Capacity | MW | 119 | 143 | 167 | 190 |
| Annual Energy Production | 10 ⁶ kWh | 833.0 | 917.3 | 979.0 | 1,019.2 |
| Construction Cost | 10 ³ US \$ | 260,000 | 278,900 | 299,130 | 340,460 |
| Net Present Value (B-C) | 10 ³ US \$ | 126,800 | 160,234 | 182,585 | 181,641 |
| Benefit-Cost Ratio (B/C) | | 1.488 | 1.575 | 1.610 | 1.534 |

Fig. 5-1 Optimum Development Scale



5.3 開発時期の検討

5.3.1 一般

本プロジェクトの開発時期はSNIレベルで、需要に対して供給力が不足する時期が一応の目安となる。

本プロジェクトの運転開始年は、Paute-C 発電所が運転開始した後と本報告書では想定する。INECELは、Paute-C 発電所の運転開始後の次期プロジェクトとしていくつかの開発計画地点を計画している。従って、次期開発地点の選定については、技術、経済性、資金計画等を総合的に検討して決定されることが期待される。

本項では、Chespiプロジェクトの開発年を1993年から1997年の間にあると想定し、本プロジェクトを考慮しない場合の需要供給バランスの検討を行う。

供給力としては、水力発電所の電力量を優先的に充当する。水力電源では供給不足が生じた場合は火力電源で供給するものとする。

水力および火力発電所の全てを運転しても供給不足が生ずる場合はその不足供給力を各月毎に計算する。この検討結果を判断してChespiプロジェクトの運転開始年を想定することとする。

5.3.2 開発時期の検討結果

1994年の終わりおよび1995年の始めには、多少大きな電力量不足が予想され、この傾向は年毎に増大する。1996年の終わりから、たとえ火力発電所を全負荷運転をしても慢性的な電力量不足が発生する。

このプロジェクトが1990年代の中頃に運転開始されるとするならば、運転開始年は1995年が妥当であろう。この勧告は需要供給バランスの検討から導かれたものである。この場合、Chespi計画の電力量は、既設水力発電所の電力量が優先的に需要に充当されるとすると、数年間潜在化することとなろう。

しかし、運転開始年が1995年より1、2年遅れたとしても、内部収益率は大きく変わらないことが判明している。従って、運転開始年を上記の通りとして、本プロジェクトの財務および経済評価を行うこととする。

勿論、INECELにおいて他のプロジェクトを考慮の上、最終的な運転開始年を設定することを期待する。

6. 予備設計

6.1 主要構造物

(i) 仮排水路トンネル

| | |
|-------|-------------------------------|
| 設計洪水量 | 400m ³ /sec (3年確率) |
| 型式 | 標準馬蹄型圧力式 |
| 条件 | 1. |
| 内径 | 6.00m |
| 延長 | 267.65m |

(ii) ダム

| | |
|------|-----------------------|
| 型式 | コンクリート重力式ダム |
| 天端標高 | 1,453.00m |
| 堤頂長 | 125.5m |
| 堤頂幅 | 5.0m |
| ダム体積 | 116,000m ³ |
| 満水位 | EL. 1,448.00m |
| 低水位 | EL. 1,436.00m |

(iii) 洪水吐

| | |
|-------|--------------------------|
| 設計洪水量 | 2,300m ³ /S |
| 洪水吐容量 | 2,300m ³ /sec |
| 越流頂標高 | EL. 1,448.00m |
| 越流幅 | 20.00m |

(iv) 取水口

| | |
|-------|-----------------------|
| 取水口数 | 1 |
| 最大取水量 | 70m ³ /sec |
| 呑口部標高 | EL. 1,425.00m |

(v) 導水路トンネル

| | |
|------|-----------------------|
| 条数 | 1 |
| 最大流量 | 70m ³ /sec |
| 内径 | 5.20m |

| | | |
|--------------|---|-----------------------|
| 全 | 長 | 7,360.00 m |
| (vi) 水 圧 管 路 | | |
| 条 | 数 | 1 条 ~ 2 条 |
| 最 大 流 量 | | 70m ³ /sec |
| 内 径 | | 4.50 ~ 2.10 m |
| 全 | 長 | 552.85 m |

| | | |
|-------------|--|----------------|
| (vii) 発 電 所 | | |
| 型 式 | | 半地下式 |
| 水 車 形 式 | | 立軸フランシス型 |
| 水車中心標高 | | EL. 1,143.00 m |

6.2 電気機器

(i) 発電所出力

(ii) 水 車

| | | |
|---------|--|-----------------------|
| 形 式 | | 立軸フランシス型 |
| 台 数 | | 2 台 |
| 基準有効落差 | | 278.5 m |
| 使用水量 | | 35m ³ /sec |
| 基準出力 | | 85,400kW |
| 回 転 速 度 | | 360rpm |

(iii) 発 電 機

| | | |
|-------|--|--------------------|
| 形 式 | | 3 相交流同期発電機 |
| 台 数 | | 2 台 |
| 出 力 | | 93,000kVA(力率0.9遅れ) |
| 周 波 数 | | 60Hz |

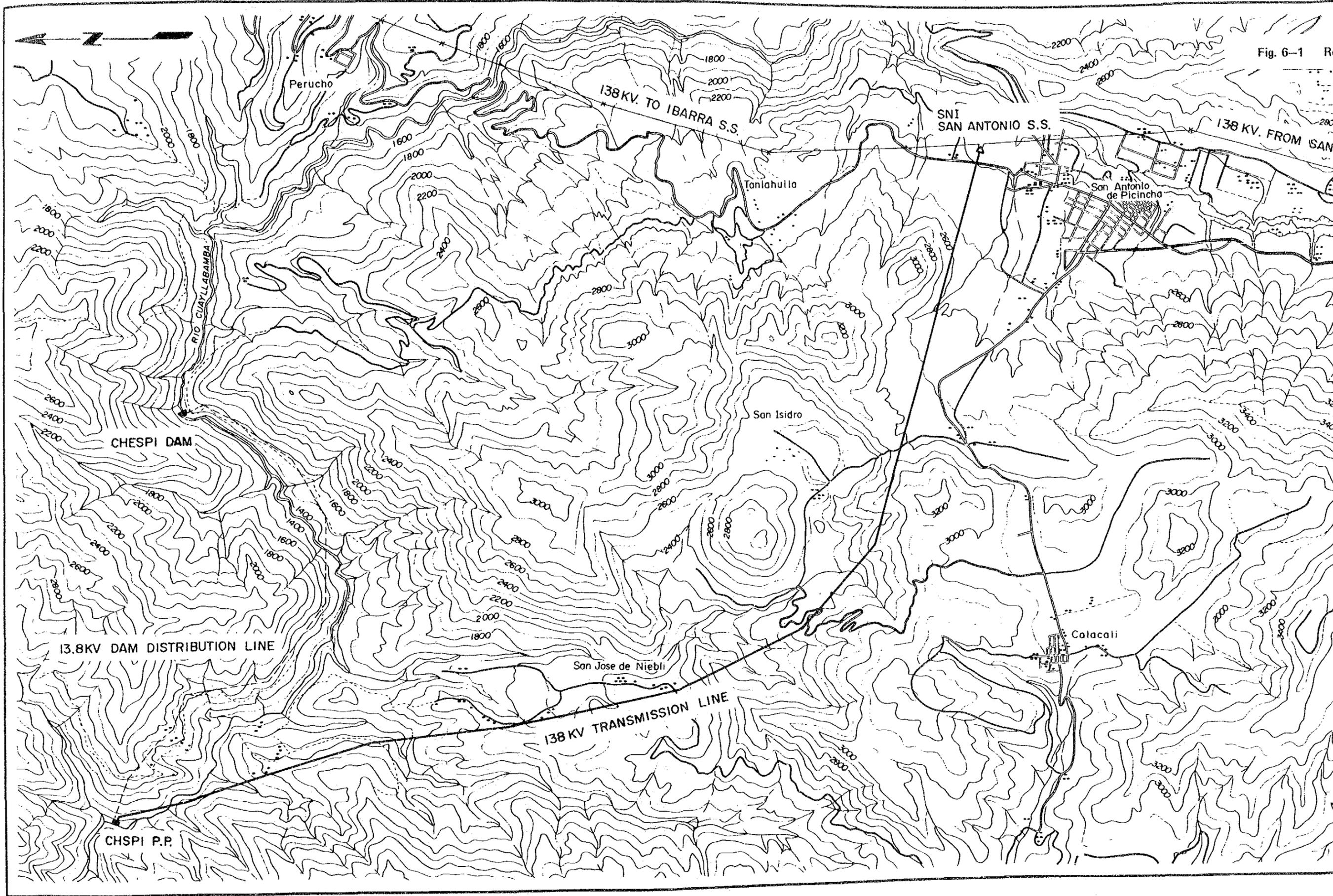
(iv) 主要変圧器

| | | |
|-----|--|------------|
| 形 式 | | 屋外形三相送油風冷式 |
| 台 数 | | 2 台 |
| 容 量 | | 93,000kVA. |
| 電 圧 | | 130/13.8kV |

(v) 開閉所機器

| | | |
|---|---|--------------|
| 形 | 式 | 三重母線方式 (GIS) |
| 電 | 圧 | 138kV |
| 送 | 電 | 線 |
| | | 2回線 (将来3回線) |

Fig. 6-1 Rc



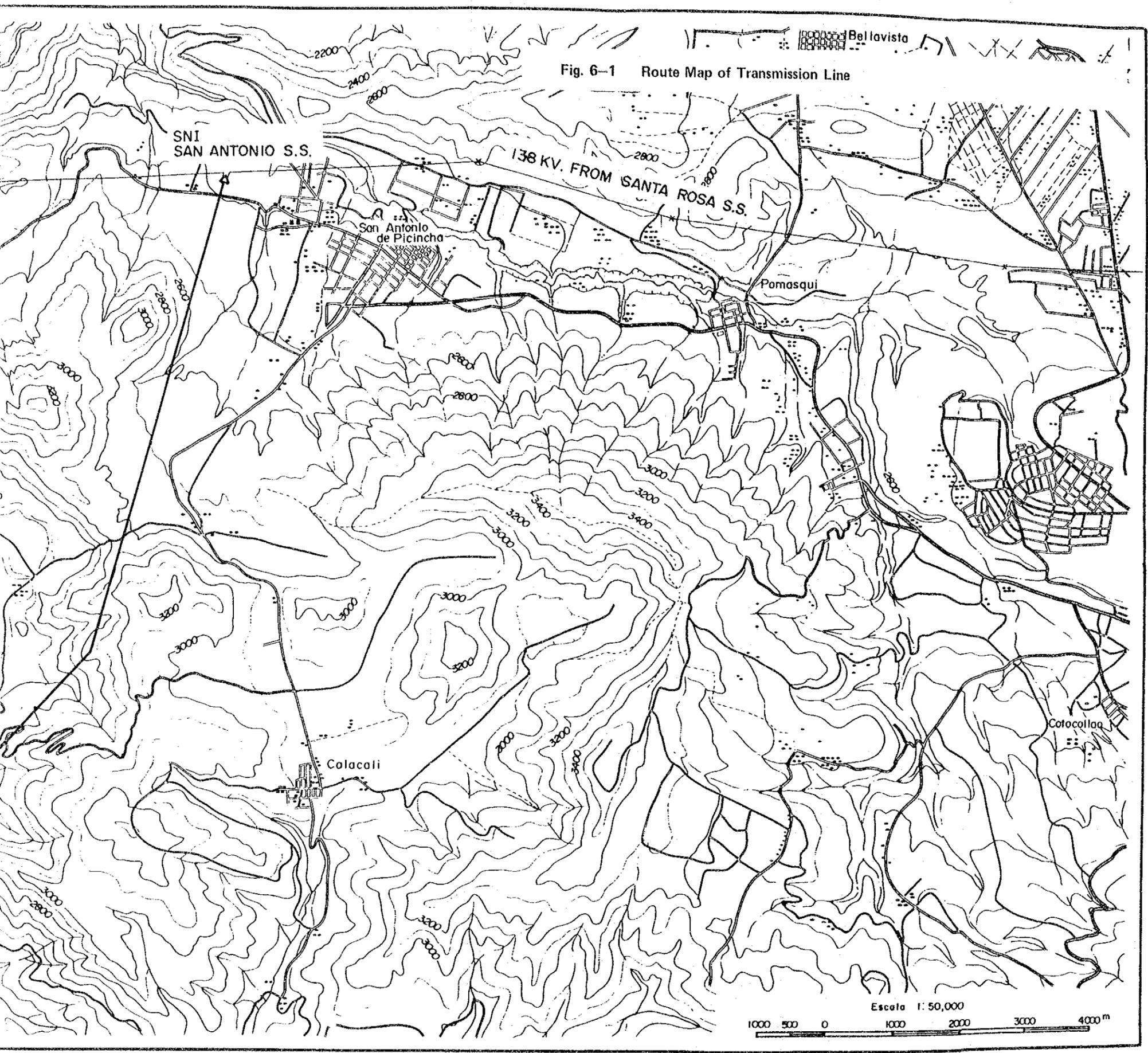


Fig. 6-1 Route Map of Transmission Line

Fig. 6-2 One Line Diagram of Chespi Power Plant

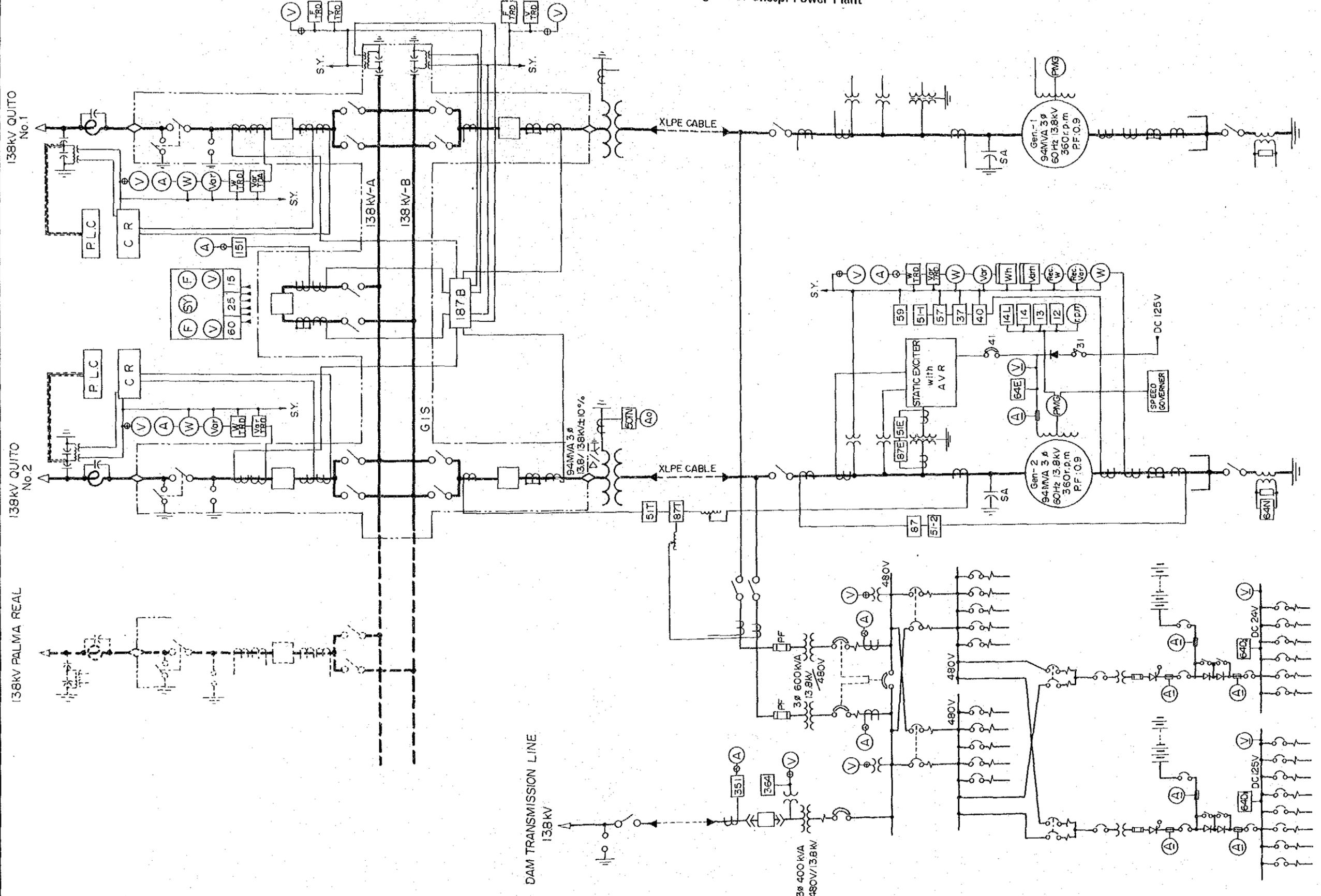
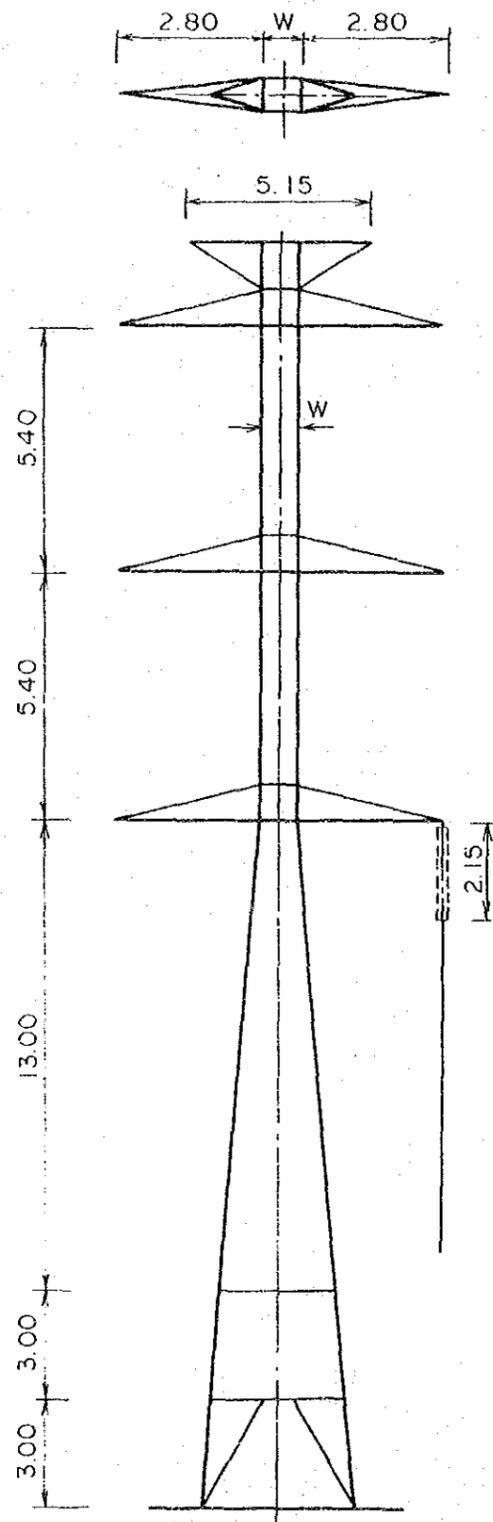
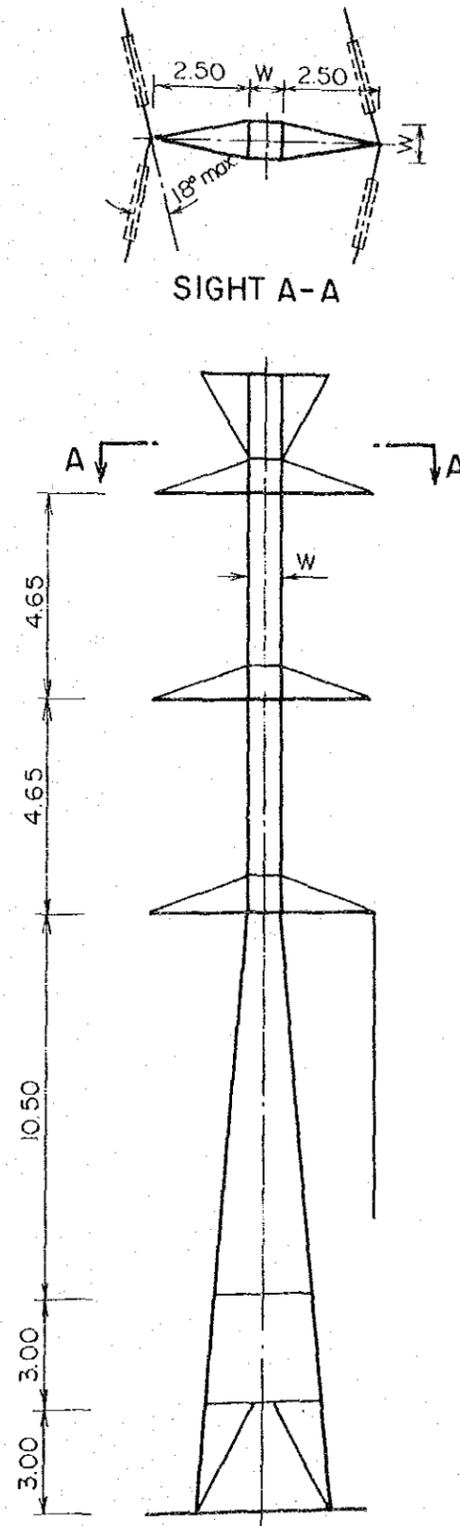


Fig. 6-3 Steel Tower Configuration

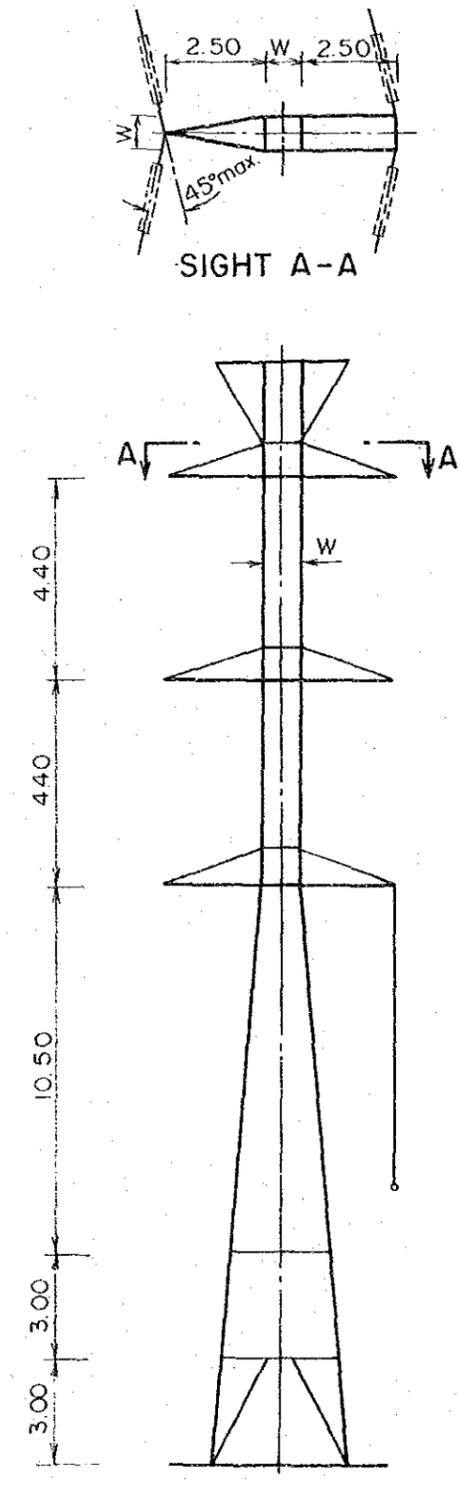
138 kV SUSPENSION (0°-5°)

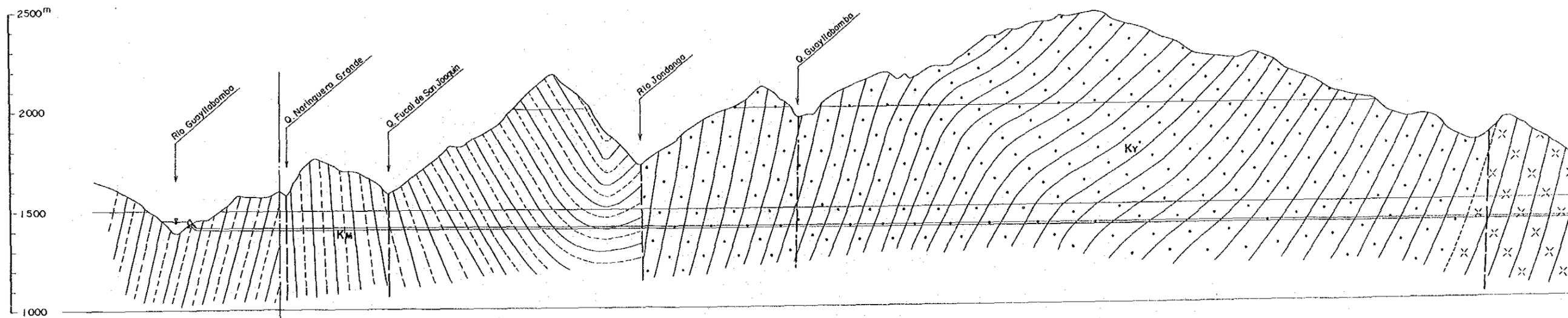
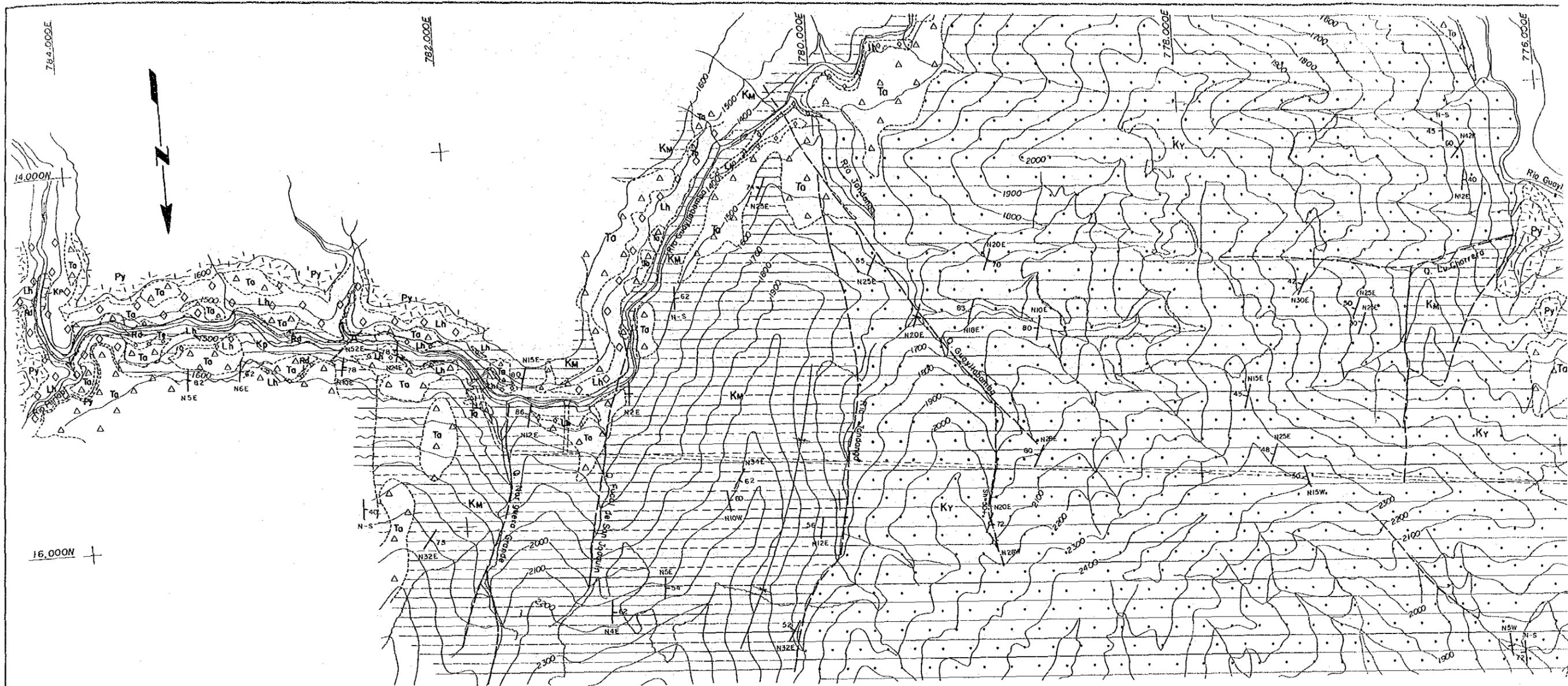


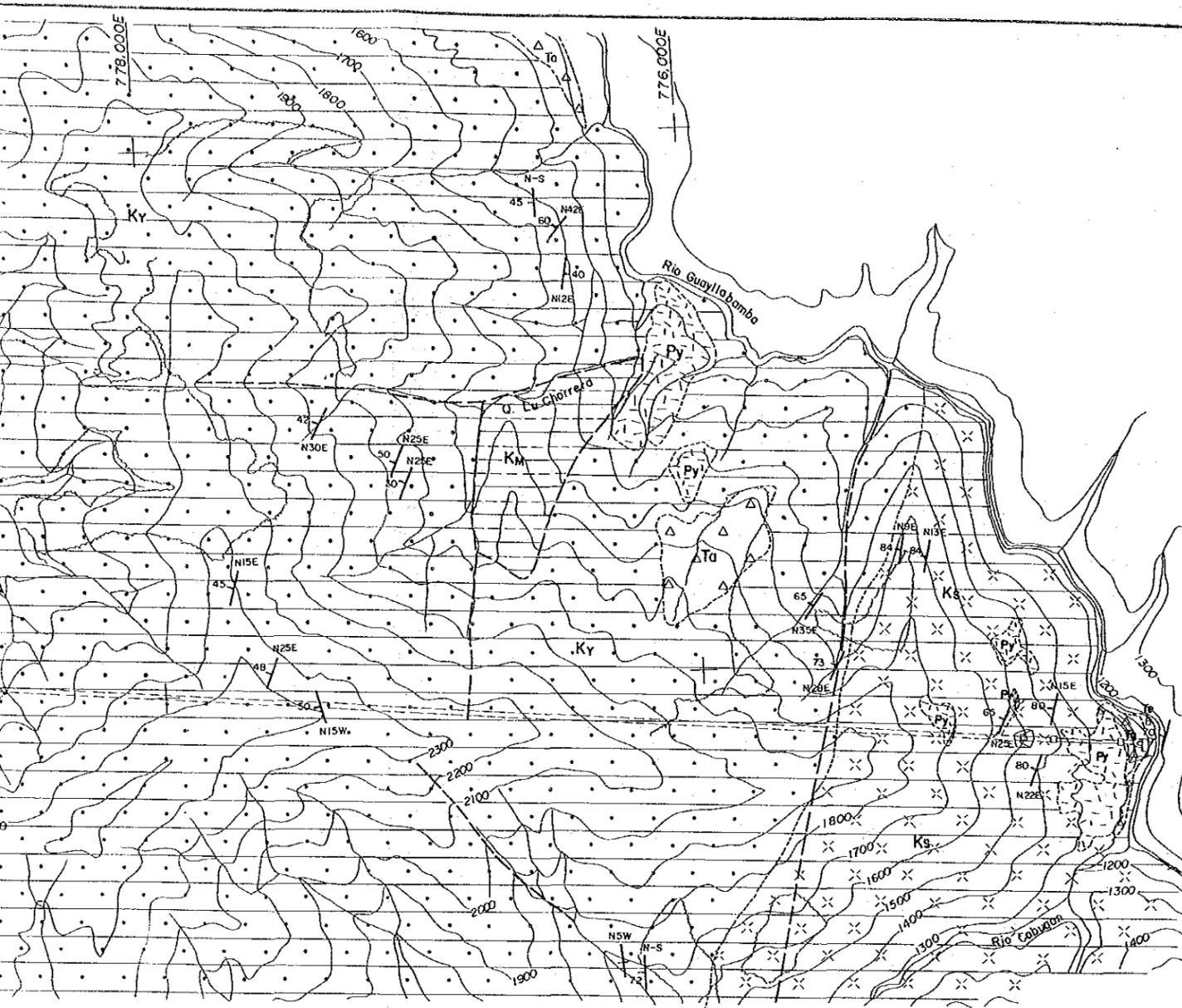
138 kV STRAIN (0°-20°)



138 kV STRAIN (0°-60°)

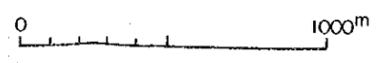
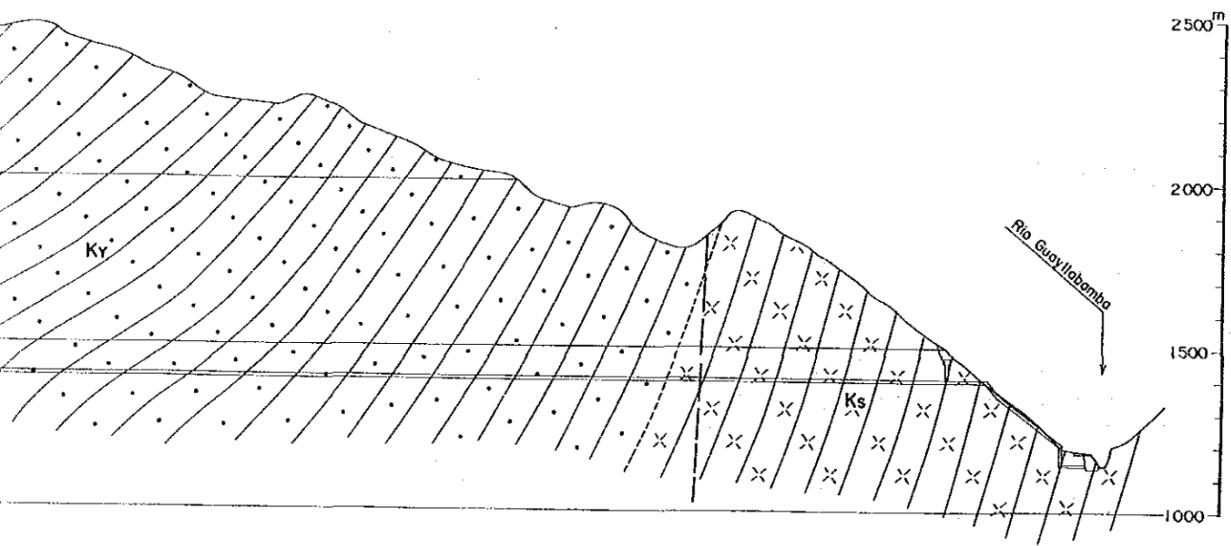




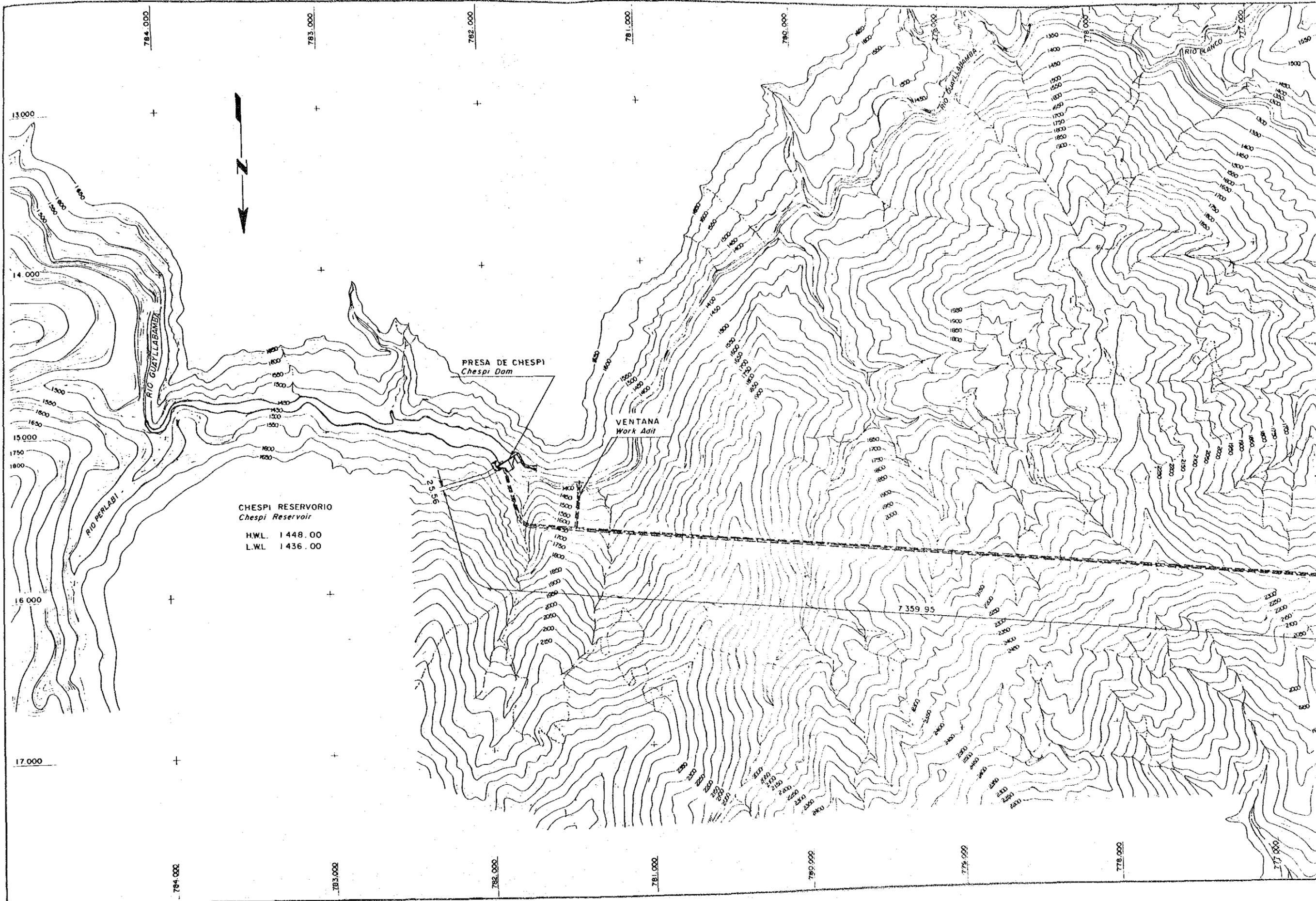


LEGEND

- Quaternary
 - Talus deposit
 - Recent river deposit
 - Terrace deposit
 - Pyroclastics
 - Lahar deposit
- Cretaceous
 - Yunguilla formation ; sandstone, calcareous sandstone, shale, chert
 - Silante formation ; coarse tuff, sandy tuff, tuffaceous mudstone, tuffaceous conglomerate
 - Macuchi formation ; andesite, agglomerate, tuff shale, calcareous sandstone
 - Perlabi formation ; phyllite, tuff, shale.
- Strike and dip of strata
- Strike and dip of fault (Sh; width of shear zone)
- Assumed fault and aerophoto lineament
- Axis of syncline
- Geologic boundary



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
 INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT
GEOLOGY
 GENERAL PROJECT AREA PLAN AND
 WATERWAY PROFILE
 DWG. 1 DATE :



PRESA DE CHESPI
Chespi Dam

VENTANA
Work Adit

CHESPI RESERVOIR
Chespi Reservoir

H.W.L. 1448.00
L.W.L. 1436.00

784.000

783.000

782.000

781.000

780.000

13.000

14.000

15.000

16.000

17.000

784.000

783.000

782.000

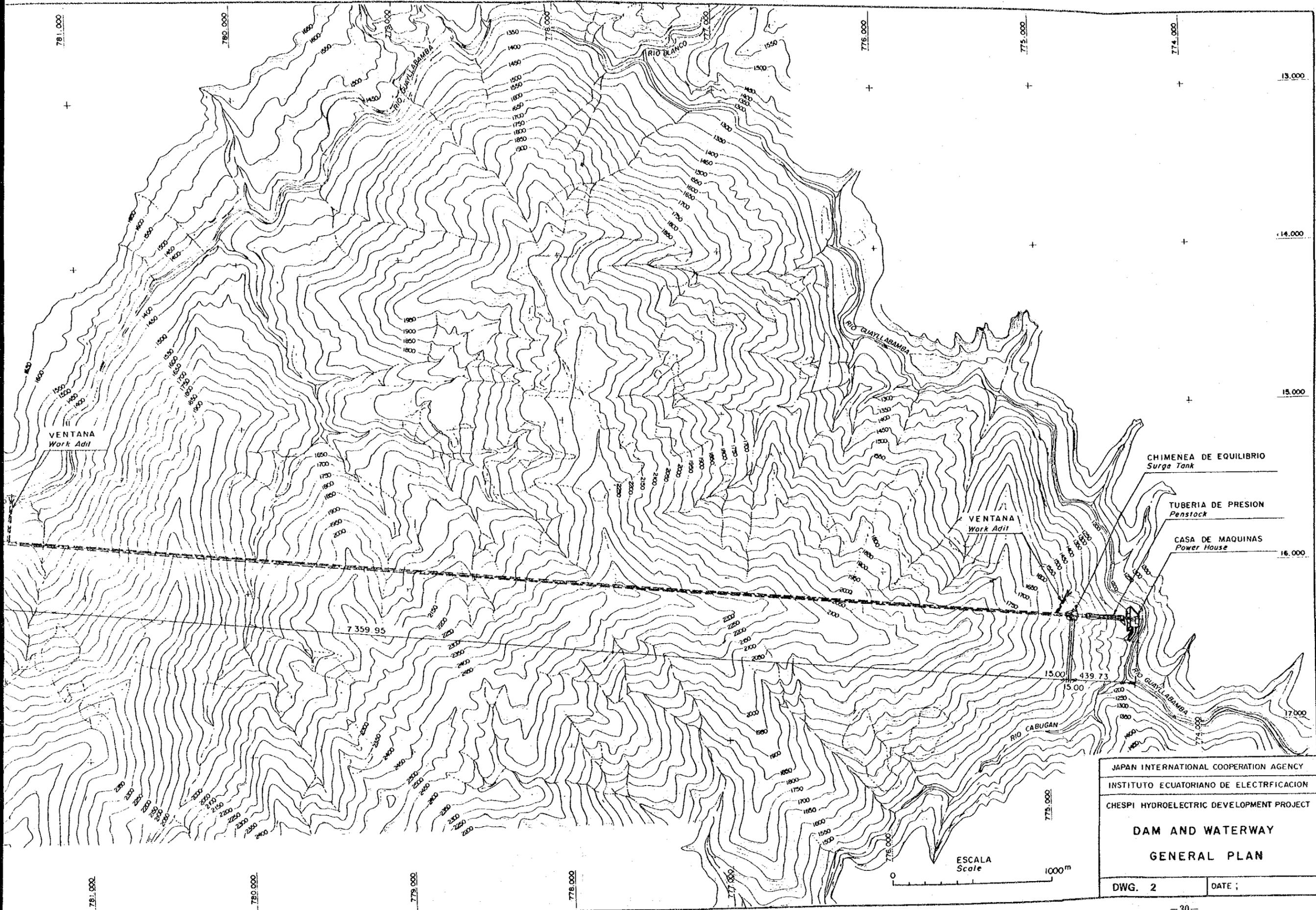
781.000

780.000

779.000

778.000

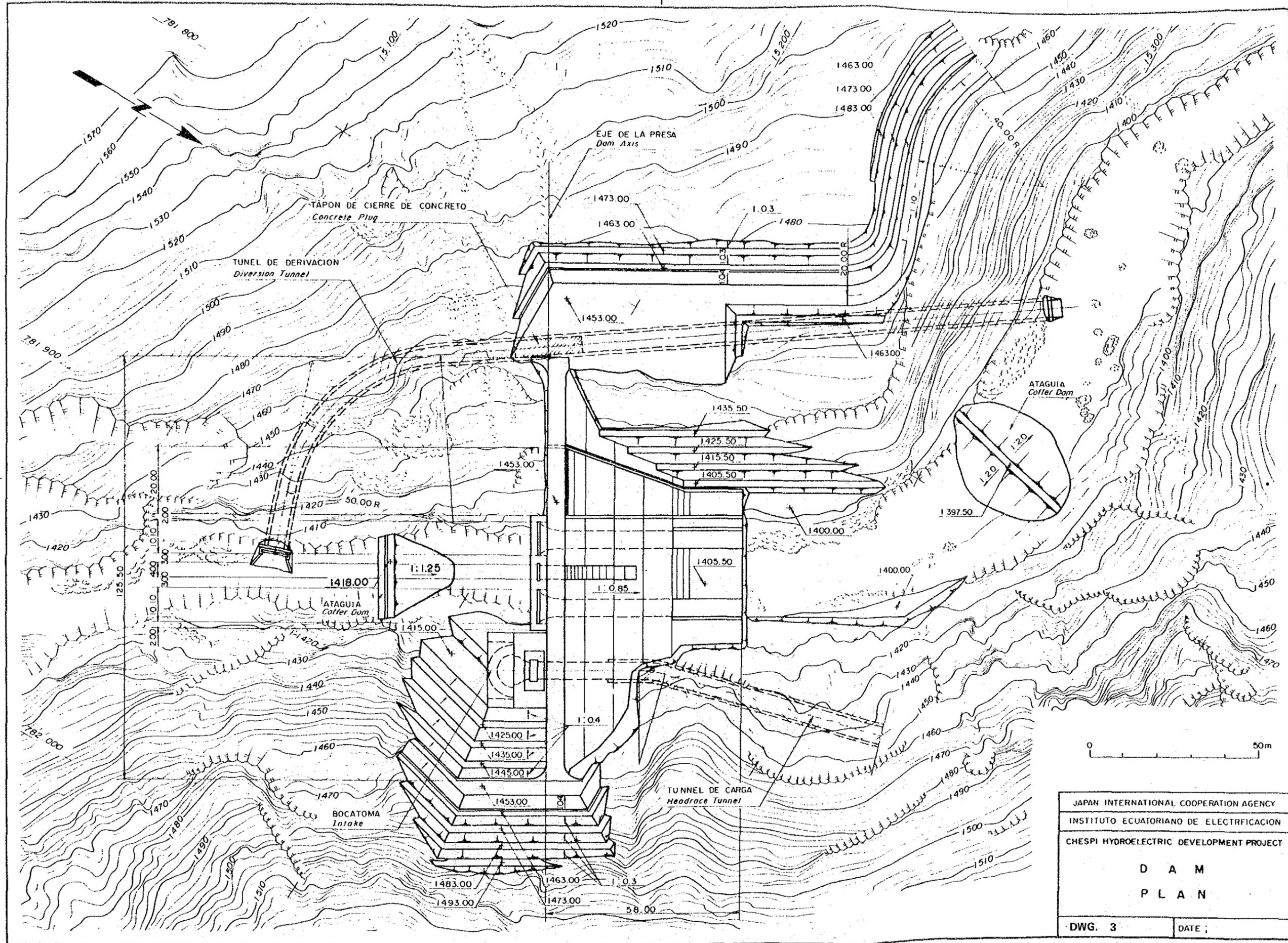
777.000



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
 INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

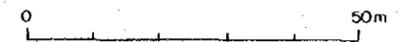
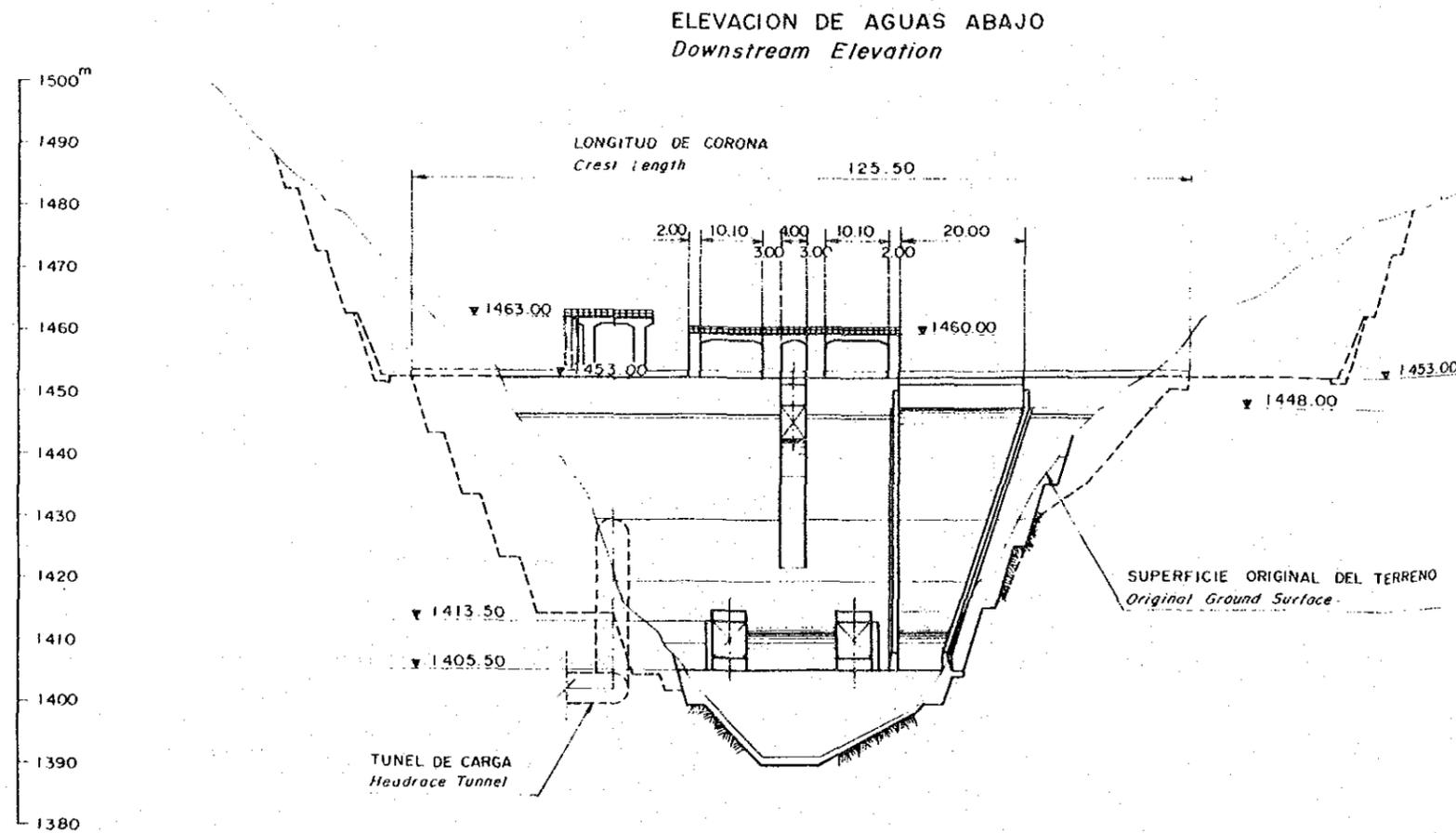
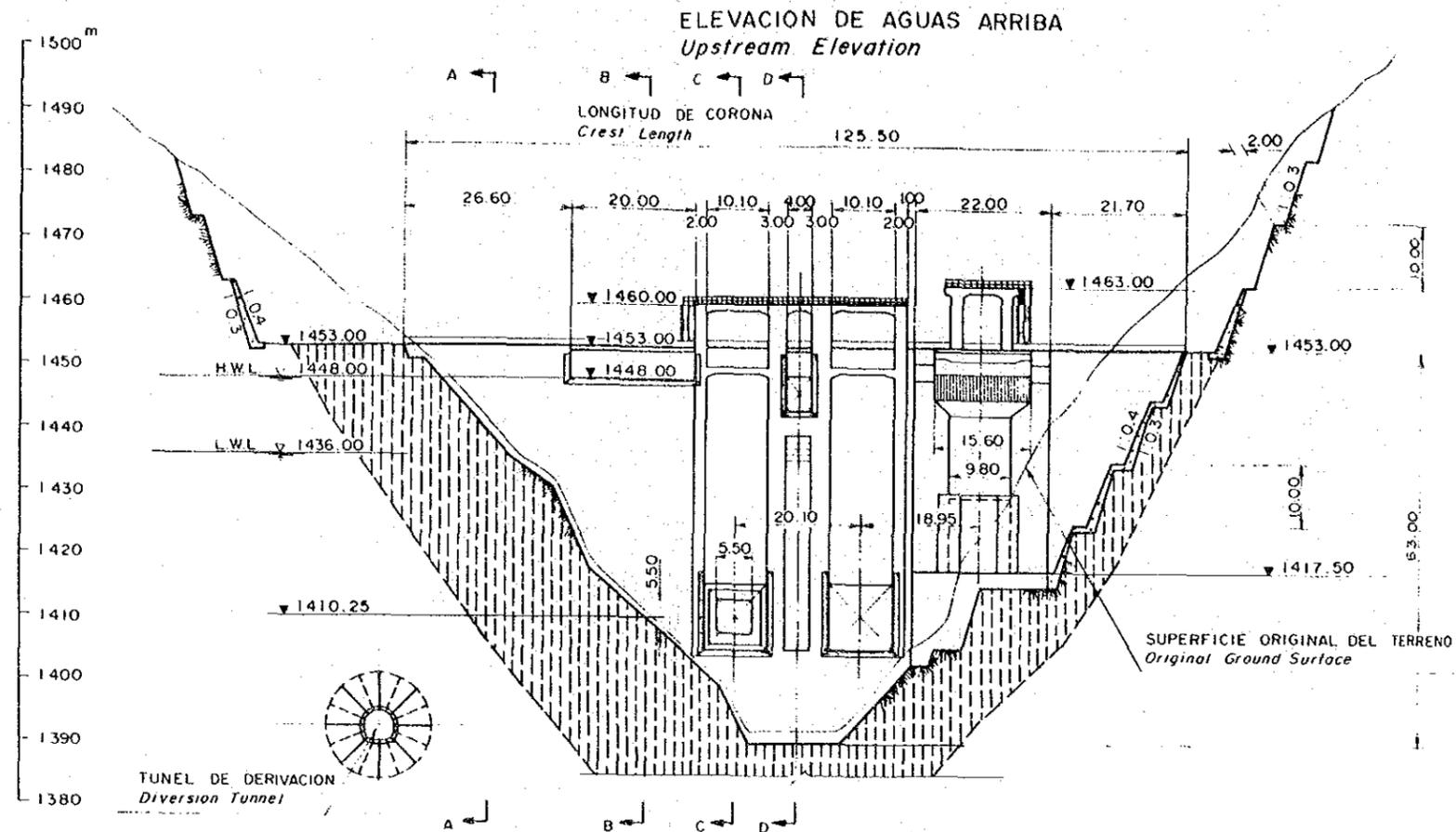
**DAM AND WATERWAY
 GENERAL PLAN**

DWG. 2 DATE ;



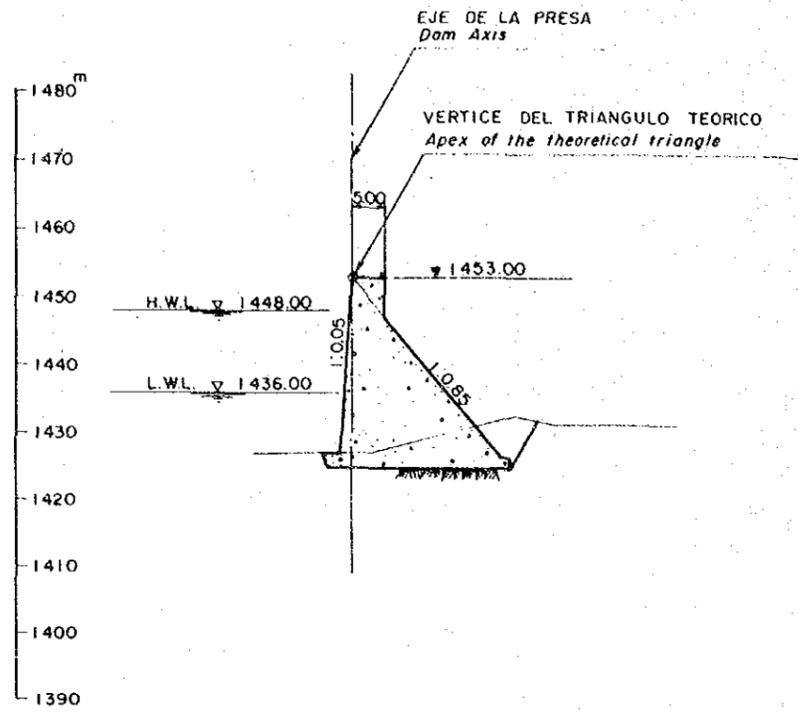
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
 INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

D A M
P L A N
 DWG. 3 DATE:

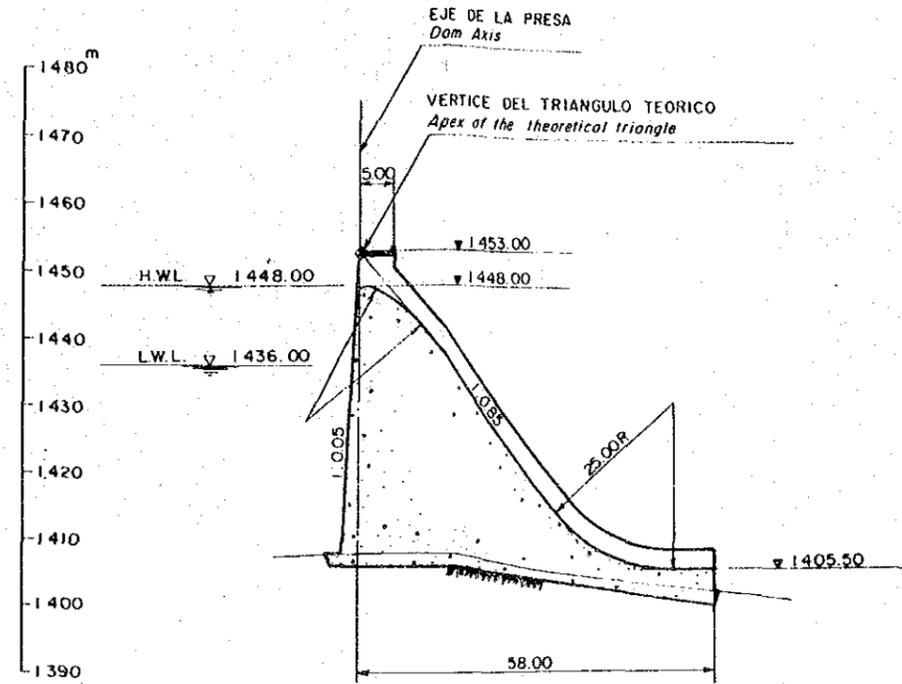


| | |
|--|--------|
| JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY | |
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION | |
| CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT | |
| D A M | |
| P R O F I L E | |
| DWG. 4 | DATE ; |

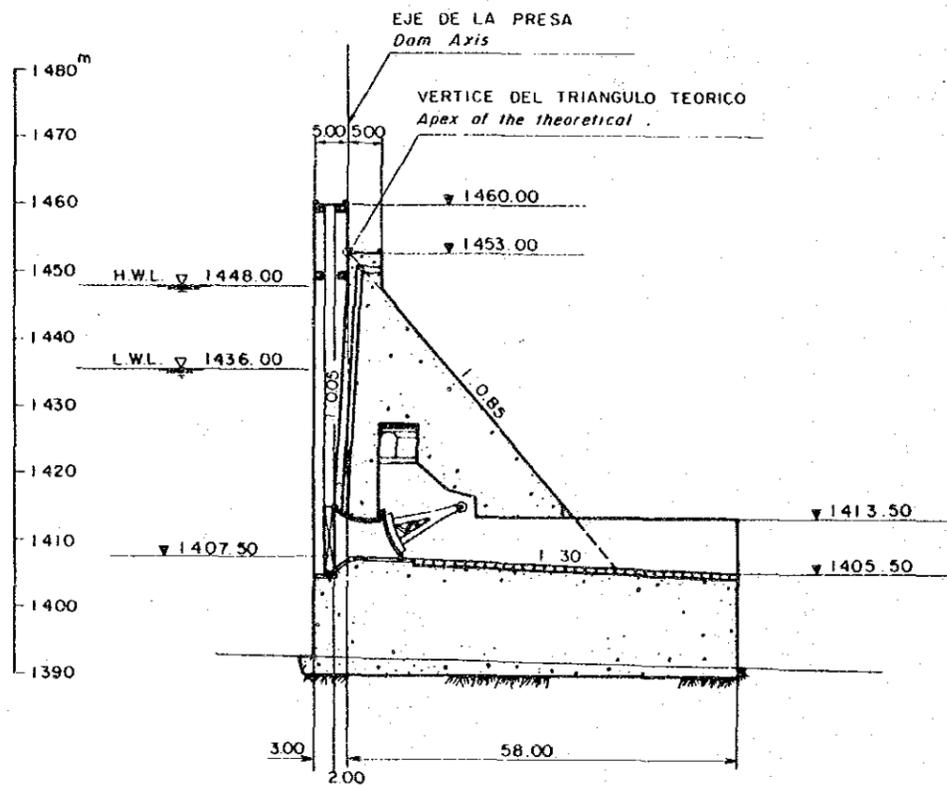
SECCION A - A
Section A - A



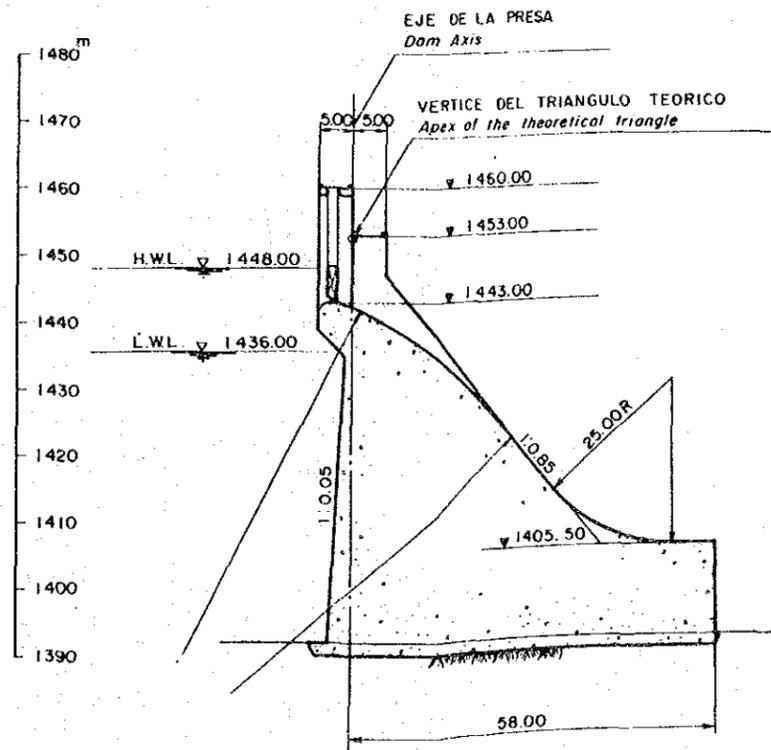
SECCION B - B
Section B - B



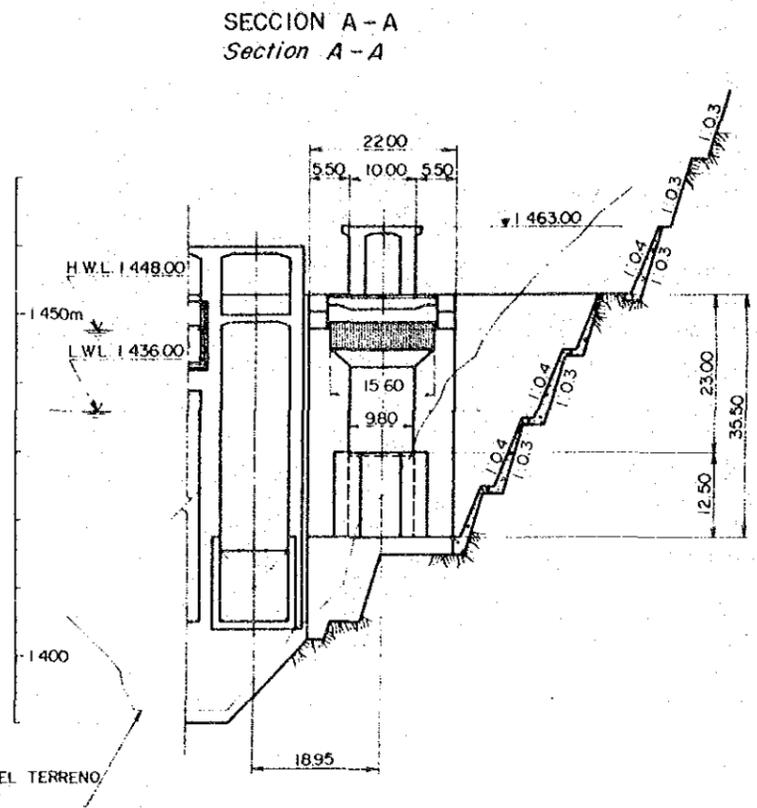
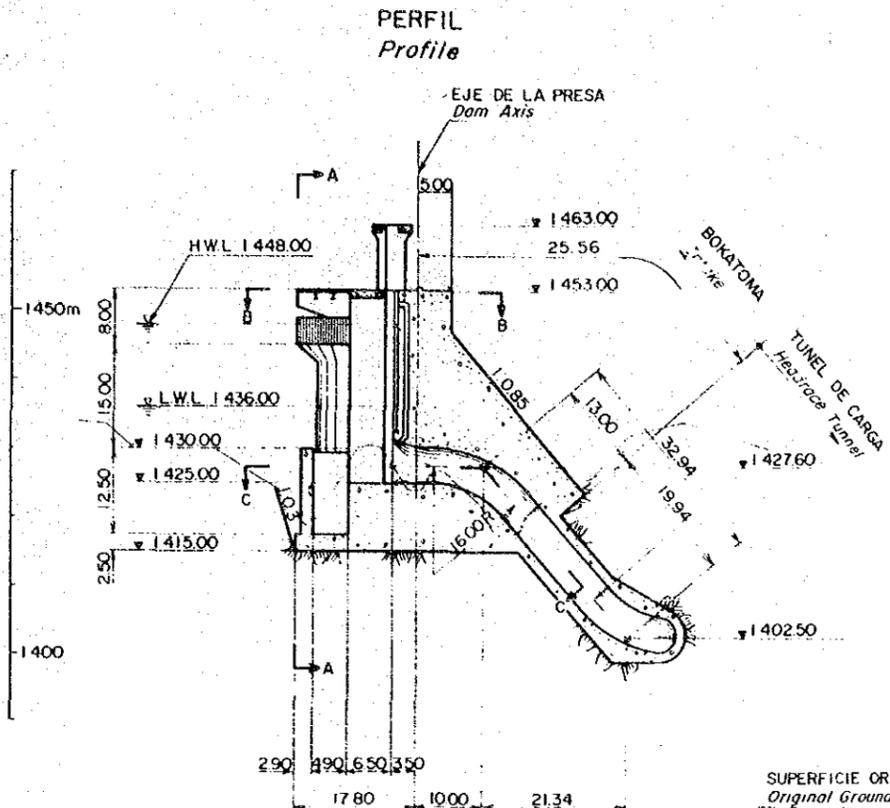
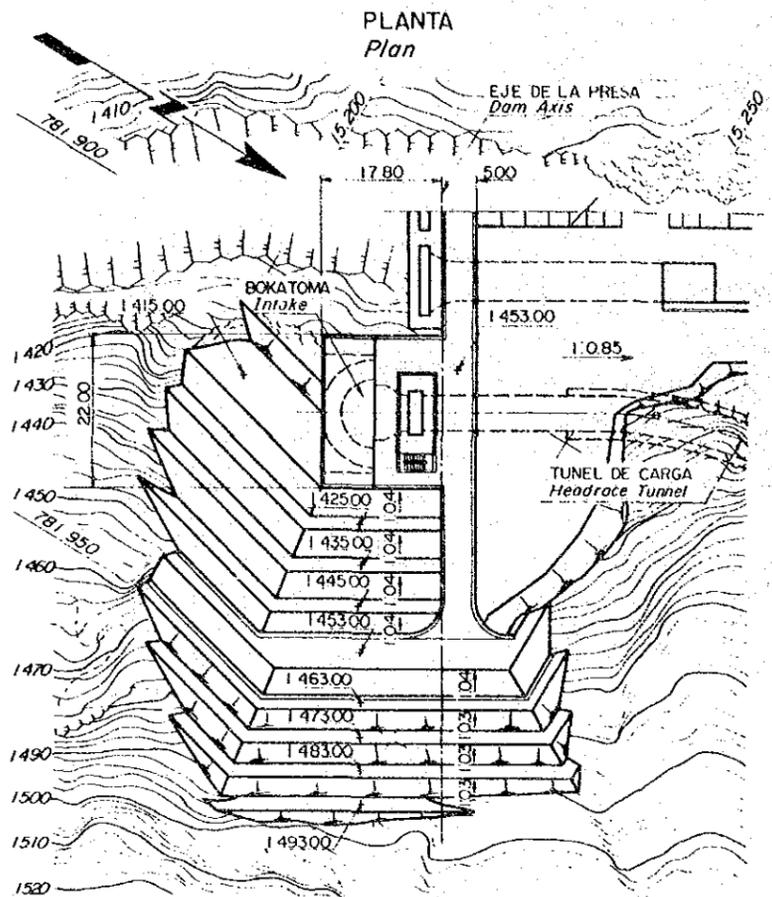
SECCION C - C
Section C - C



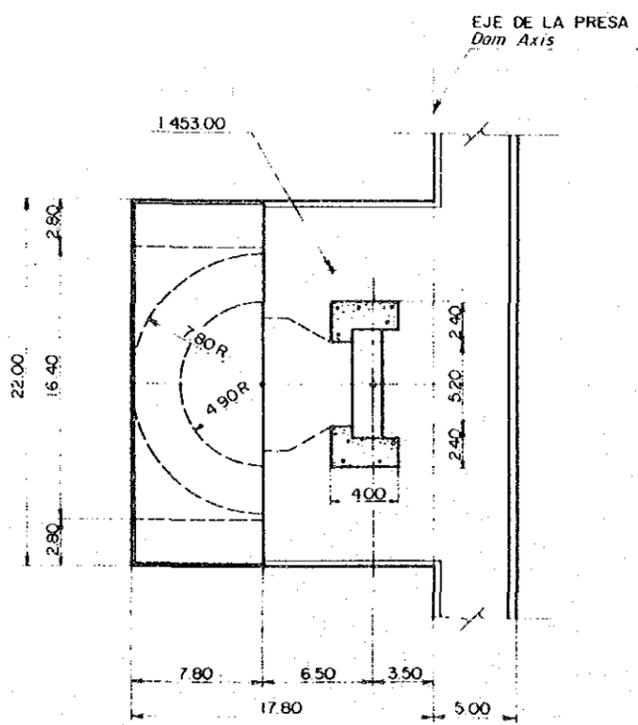
SECCION D - D
Section D - D



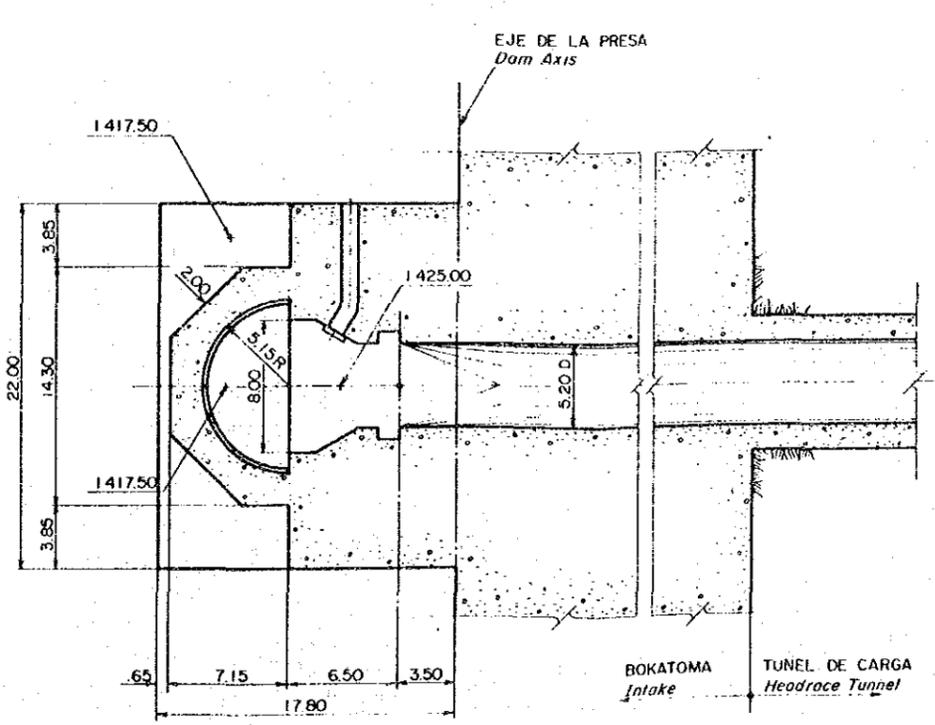
| | |
|--|--------|
| JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY | |
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION | |
| CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT | |
| D A M | |
| TYPICAL CROSS SECTION | |
| DWG. 5 | DATE ; |



SECCION B-B
Section B-B



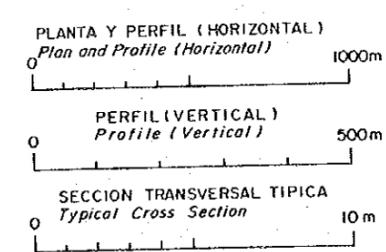
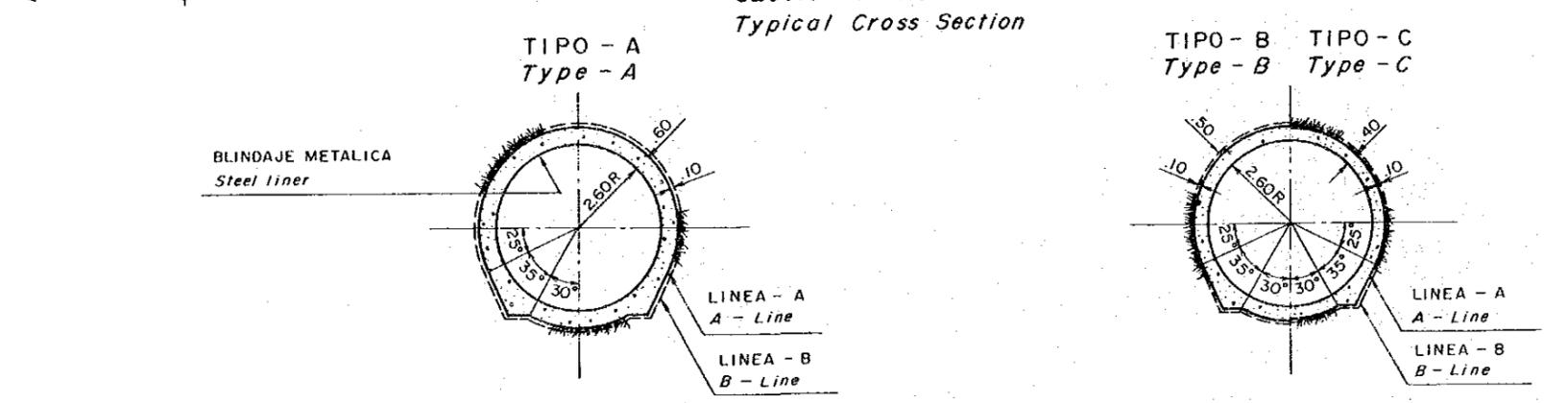
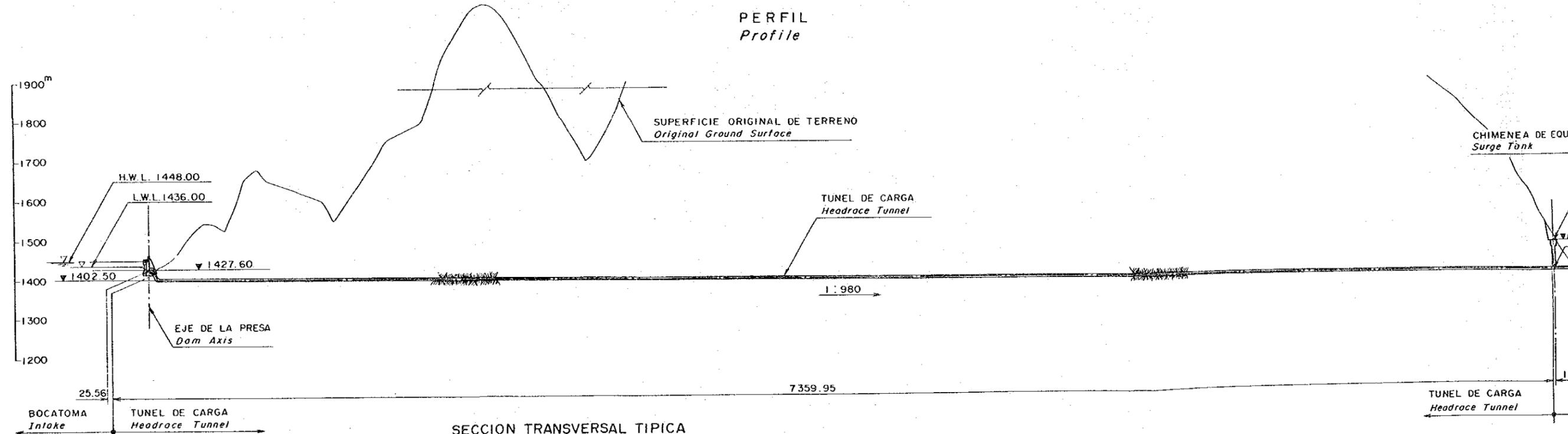
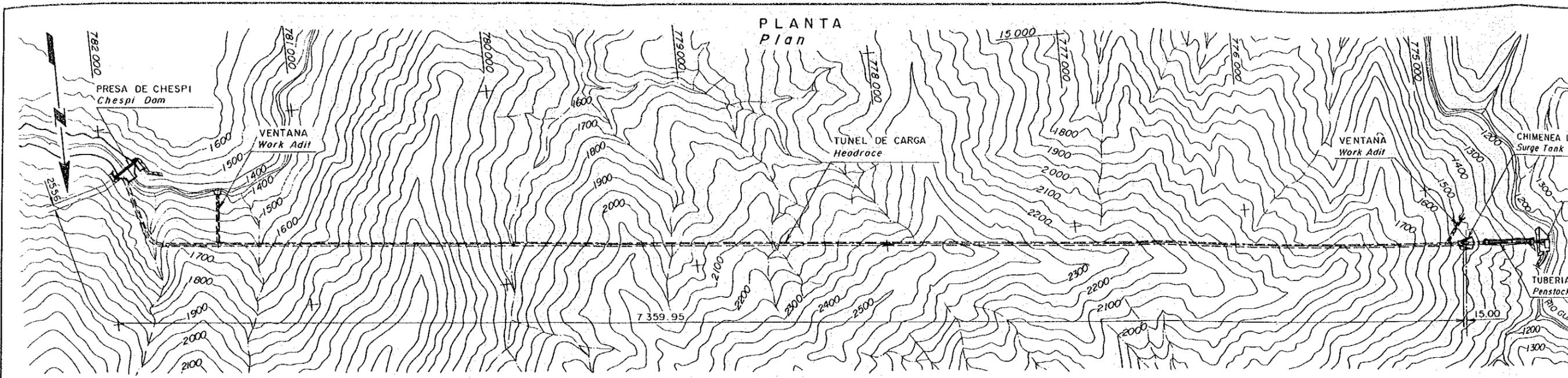
SECCION C-C
Section C-C



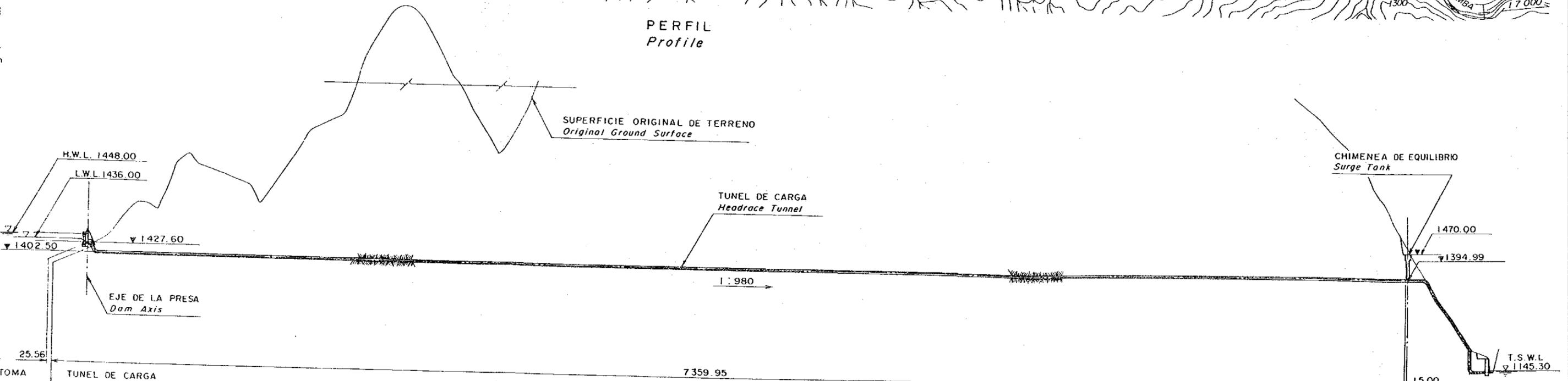
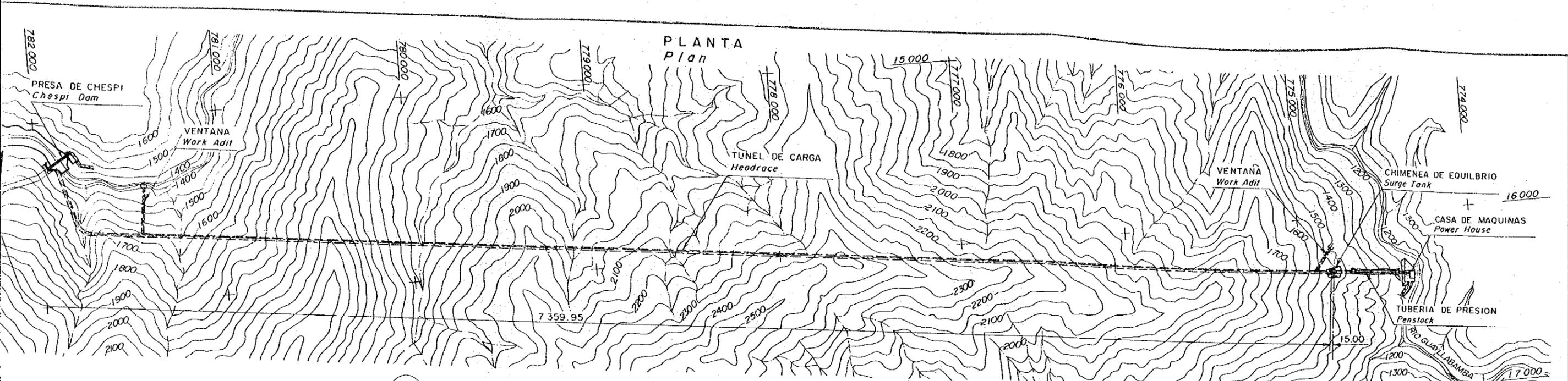
(PLANTA, PERFIL Y SECCION A-A)
(Plan, Profile and Section A-A)

(SECCION B-B, C-C)
(Section B-B, C-C)

| | |
|--|--------|
| JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY | |
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION | |
| CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT | |
| WATERWAY | |
| INTAKE PLAN, PROFILE AND SECTION | |
| DWG. 6 | DATE : |

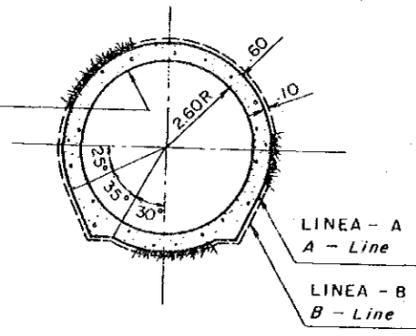


| |
|-----------------|
| JAPAN INTERNAT |
| INSTITUTO ECUAT |
| CHESPI HYDROELE |
| W |
| HEADRACE TU |
| DWG. 7 |

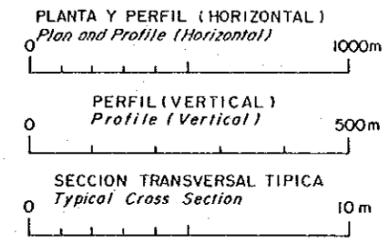
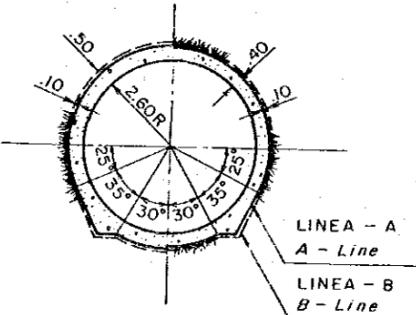


SECCION TRANSVERSAL TIPICA
Typical Cross Section

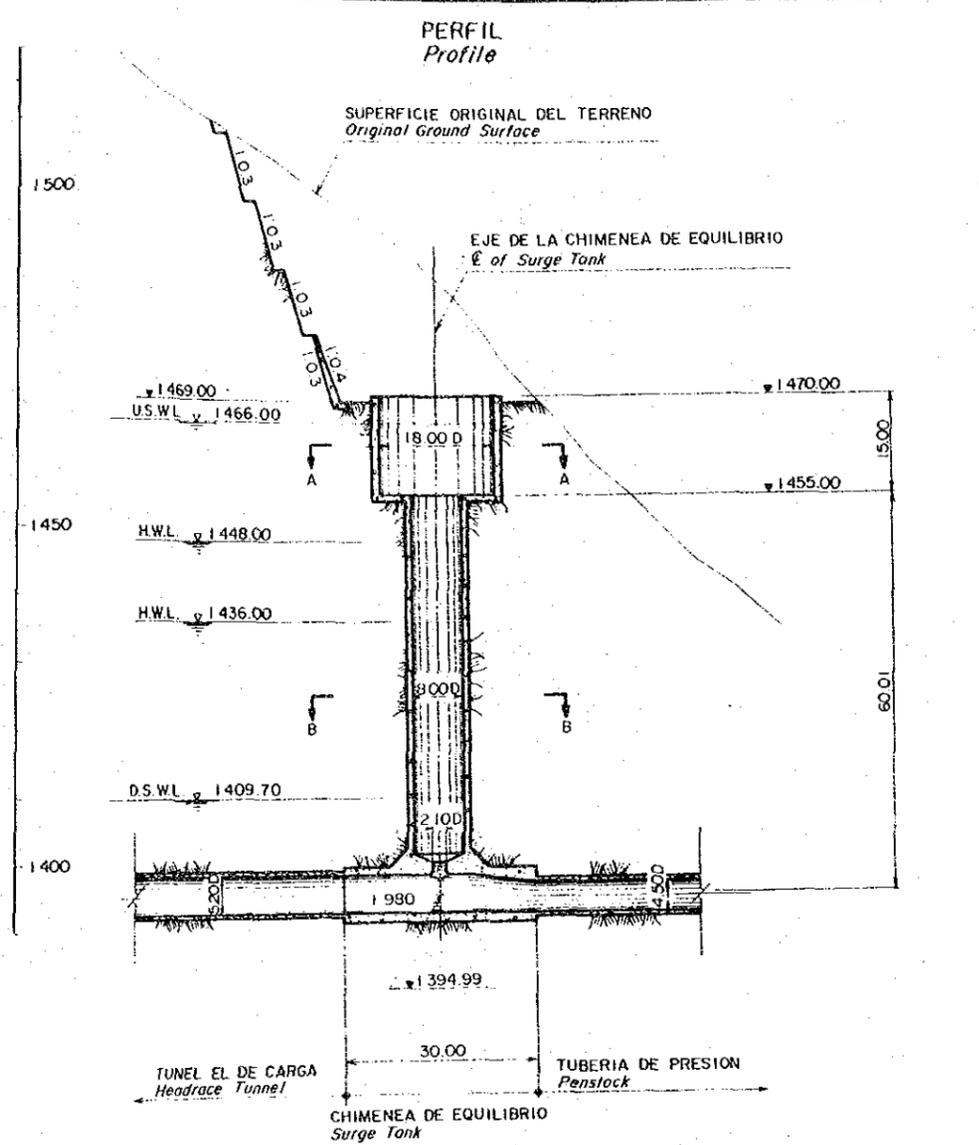
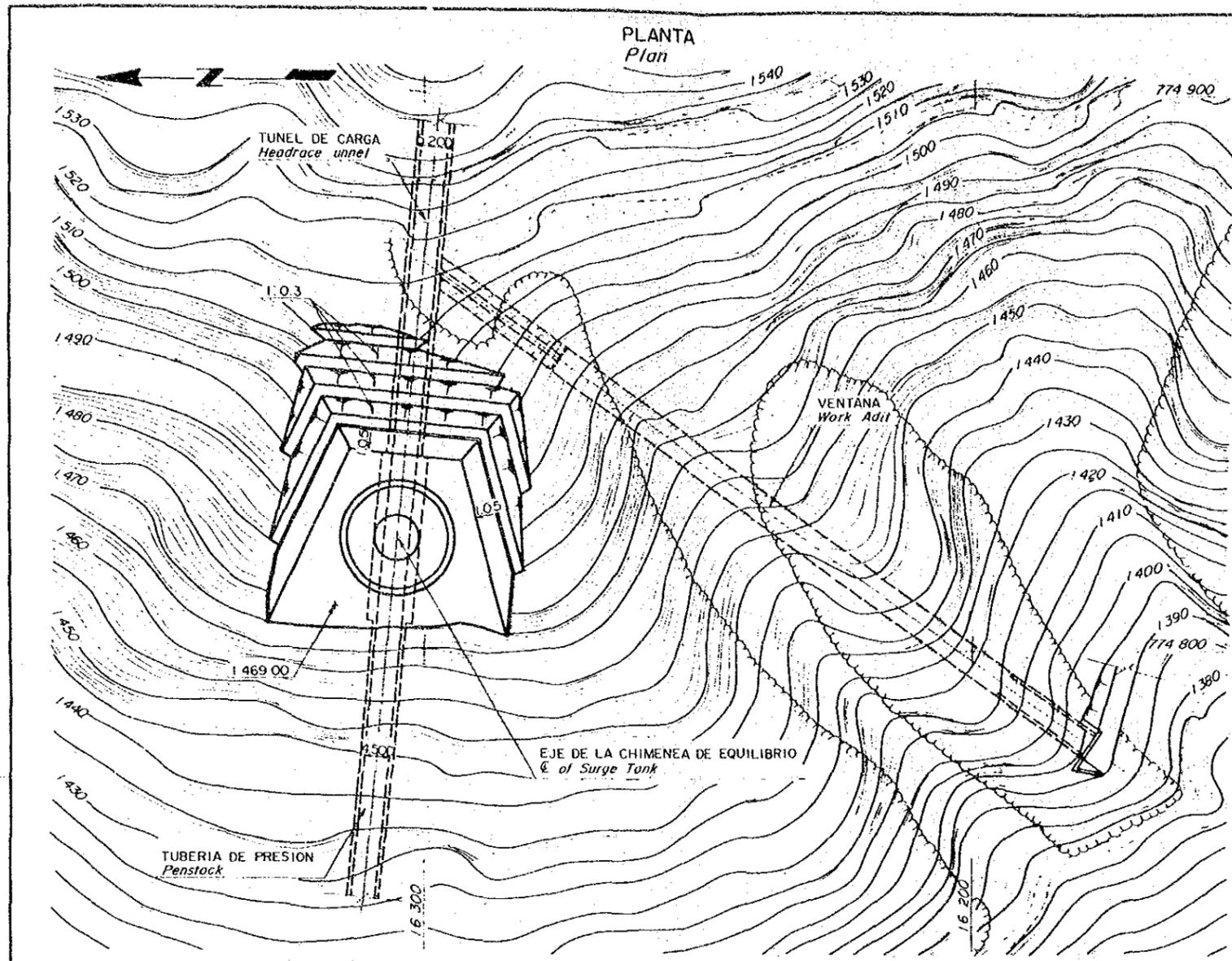
TIPO - A
Type - A



TIPO - B TIPO - C
Type - B Type - C

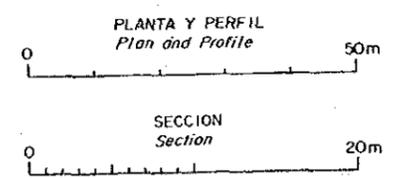
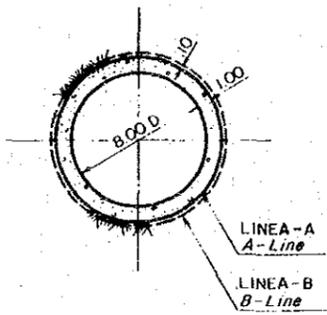
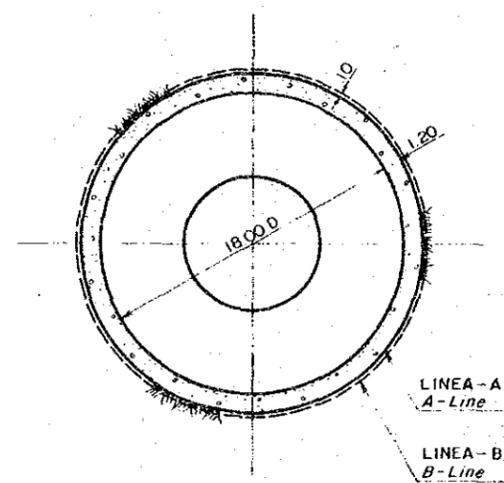


| | |
|--|--------|
| JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY | |
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION | |
| CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT | |
| WATERWAY | |
| HEADRACE TUNNEL PLAN, PROFILE AND SECTION | |
| DWG. 7 | DATE ; |

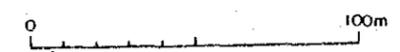
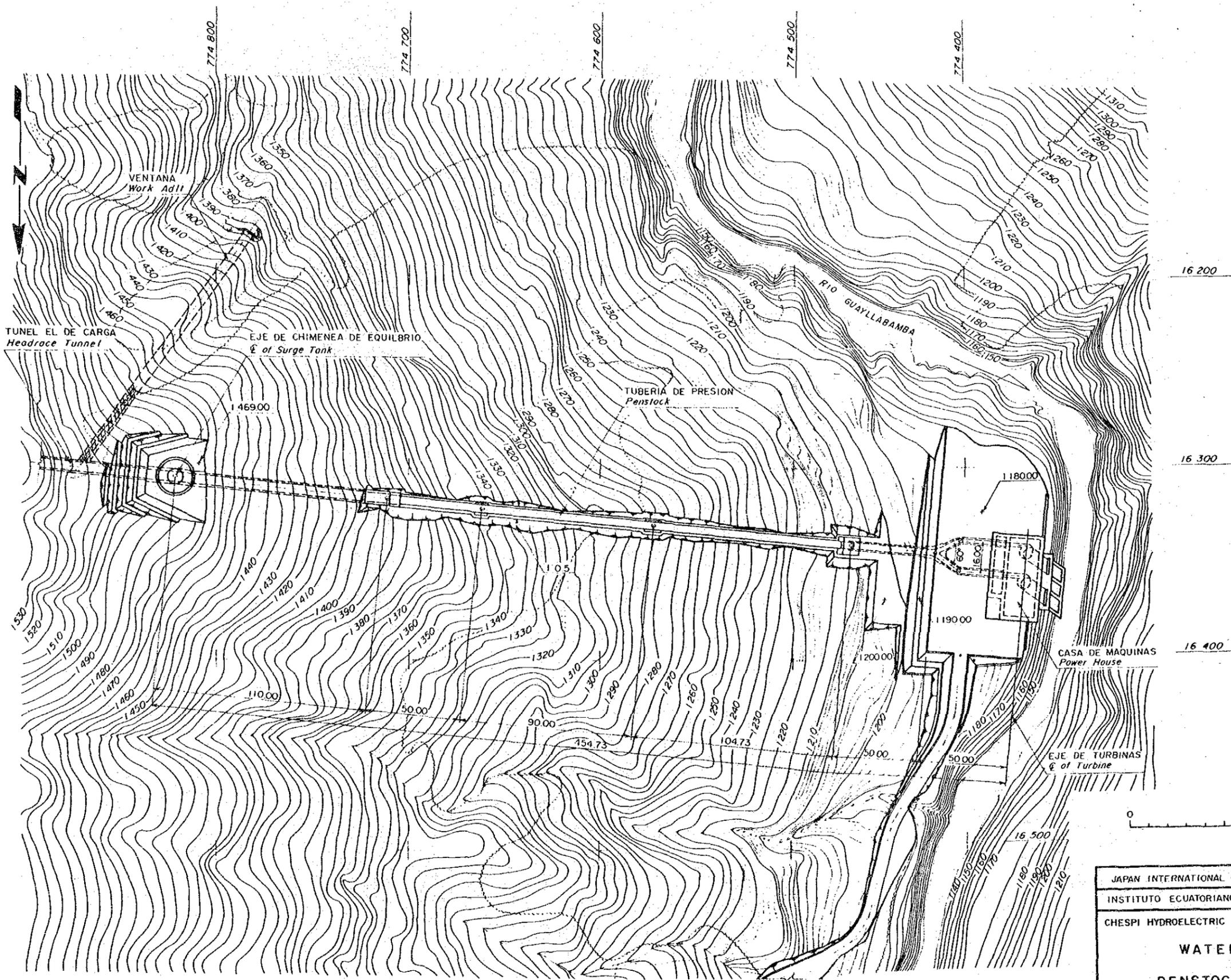


SECCION A-A
Section A-A

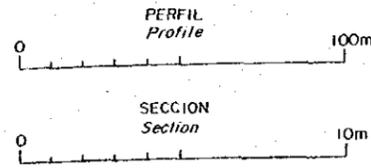
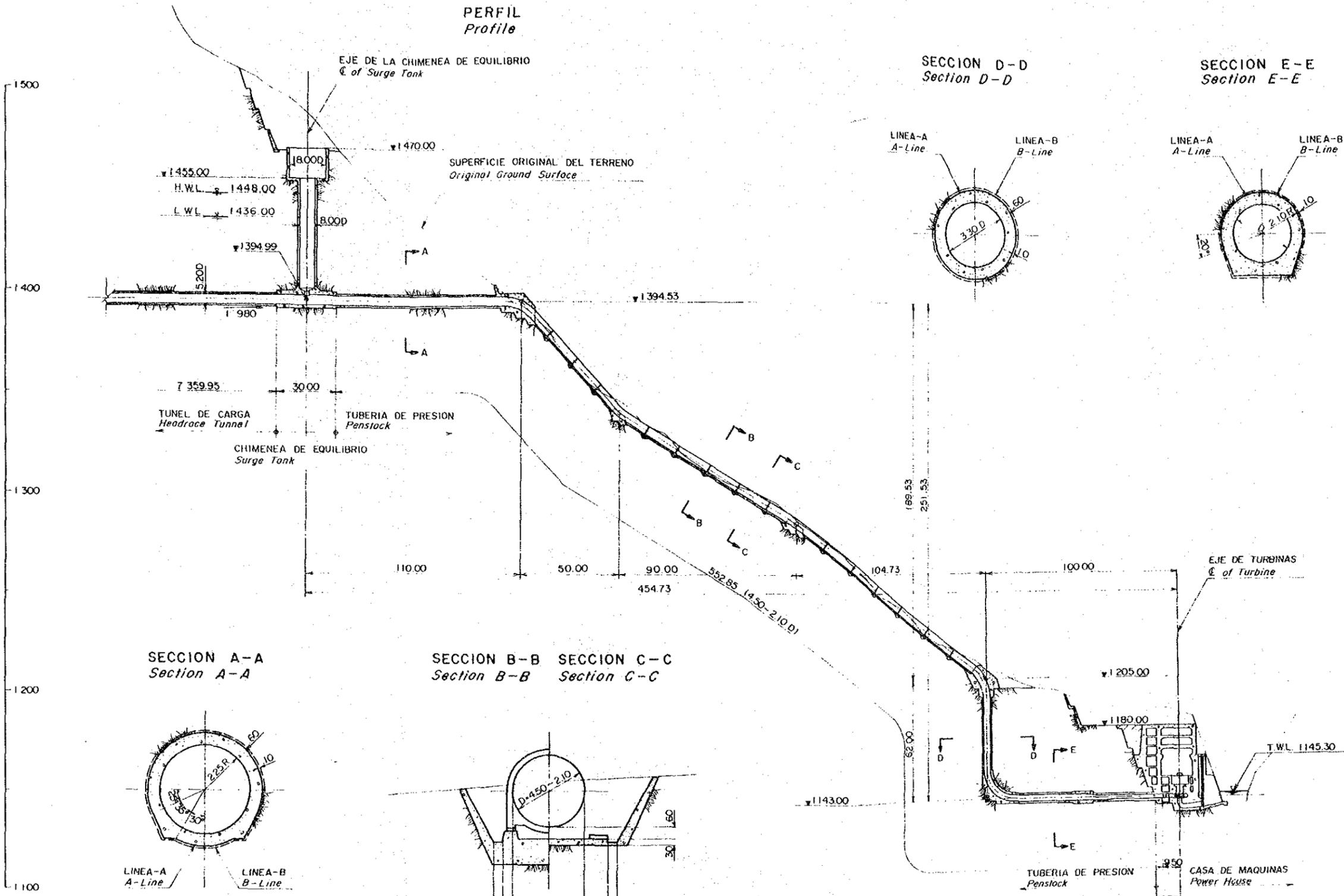
SECCION B-B
Section B-B



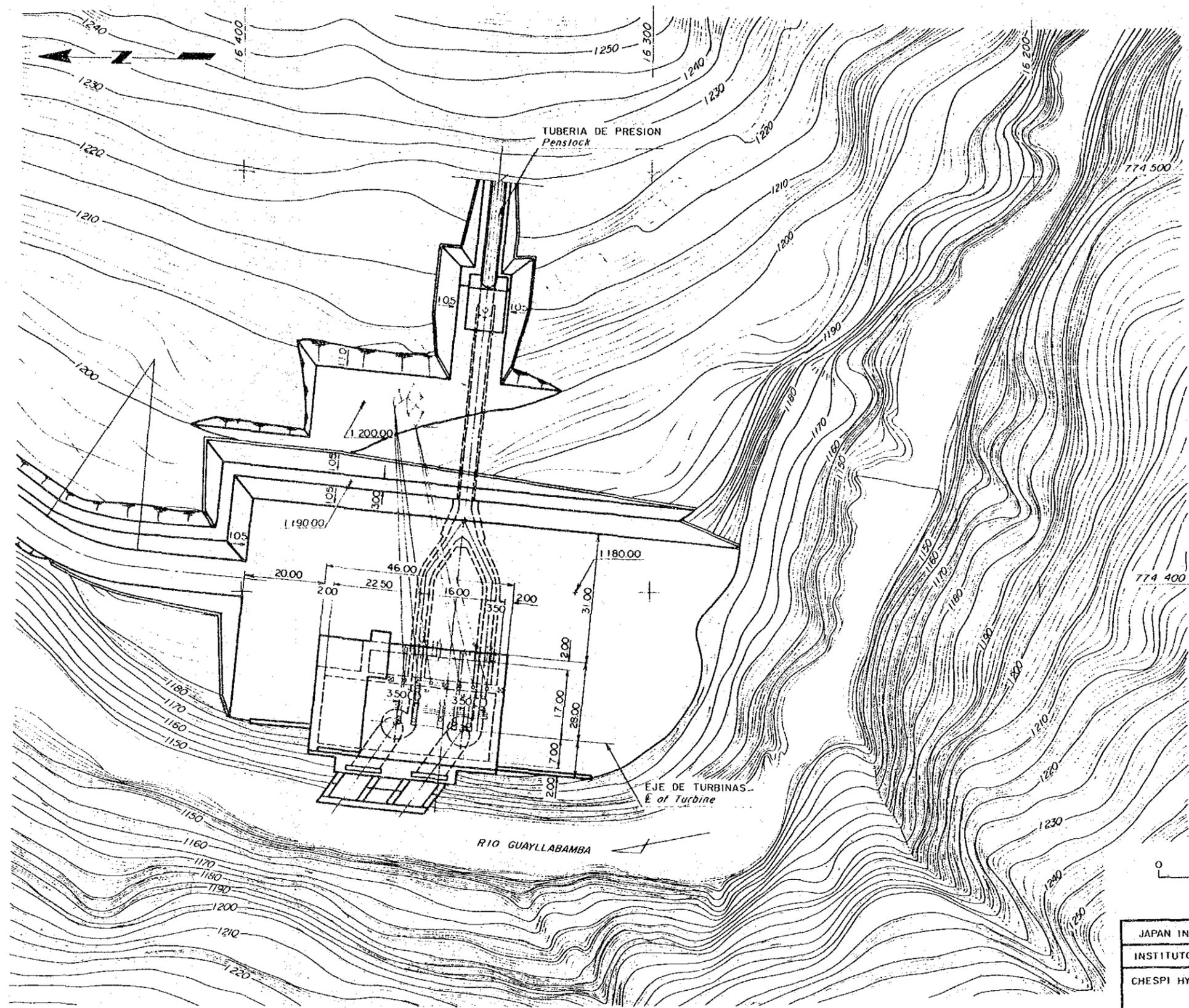
| | |
|--|--------|
| JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY | |
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION | |
| CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT | |
| WATERWAY | |
| SURGE TANK PLAN, PROFILE AND SECTION | |
| DWG. 8 | DATE : |



| | |
|--|--------|
| JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY | |
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION | |
| CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT | |
| WATERWAY PENSTOCK PLAN | |
| DWG. 9 | DATE : |

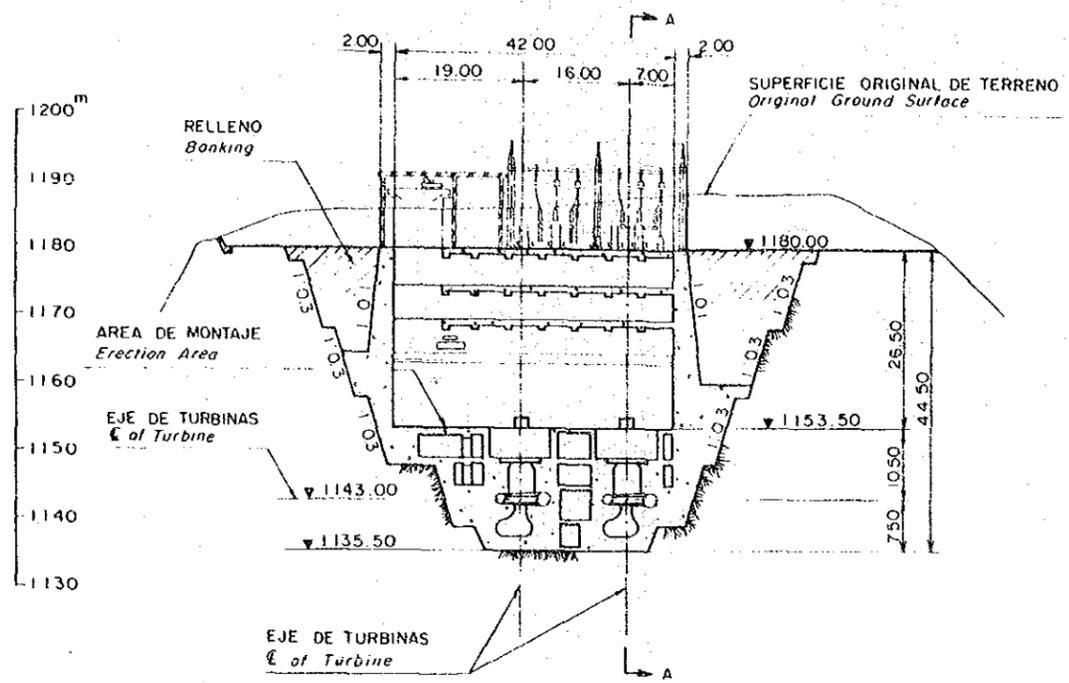


| | |
|--|-------|
| JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY | |
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION | |
| CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT | |
| WATERWAY | |
| PENSTOCK PROFILE AND SECTION | |
| DWG. 10 | DATE: |

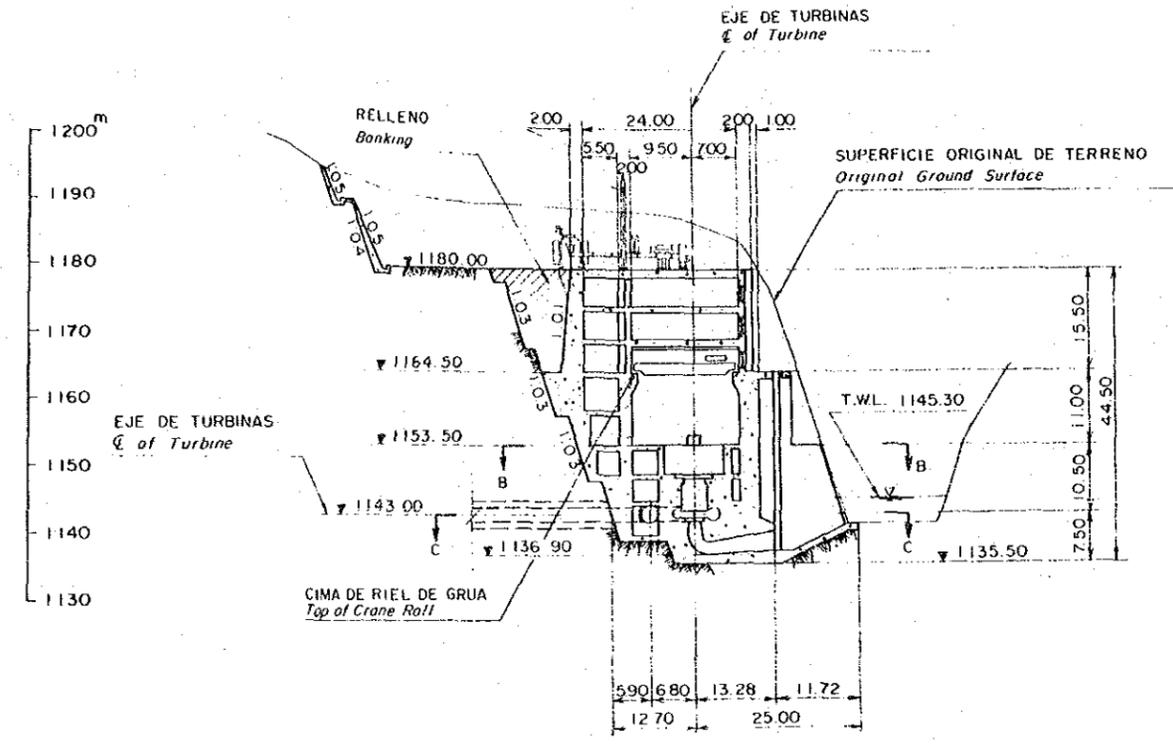


| | |
|--|--------|
| JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY | |
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION | |
| CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT | |
| POWER HOUSE | |
| P L A N | |
| DWG. 11 | DATE : |

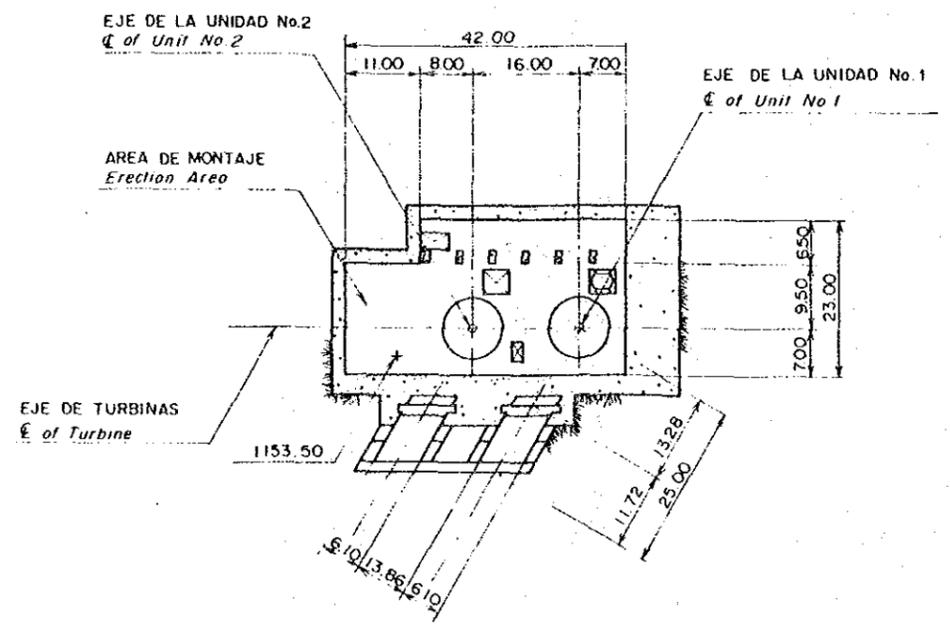
PERFIL
Profile



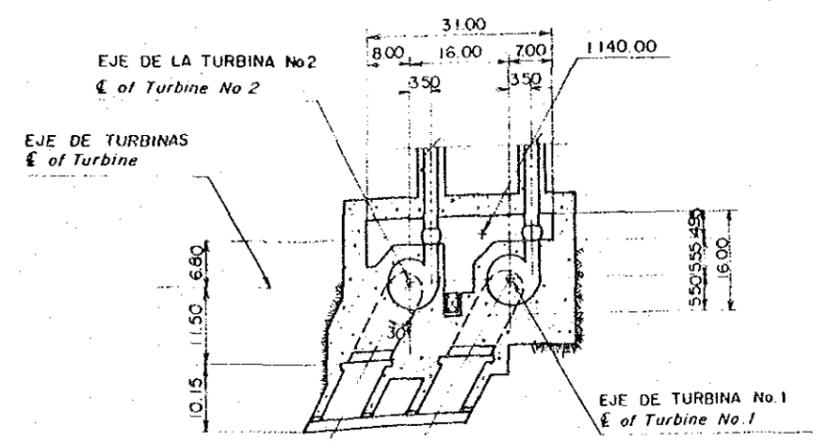
SECCION A-A
Section A-A



SECCION B-B
Section B-B



SECCION C-C
Section C-C



| | |
|--|--------|
| JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY | |
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION | |
| CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT | |
| POWER HOUSE PROFILE AND SECTION | |
| DWG. 12 | DATE : |

7. 建設工事

7.1 施工計画

Fig7-1に本プロジェクトの工事工程を示す。これは工事の規模、施工方法、構造物の位置および気象、地質条件を考慮して作成されたものである。全工事期間は工事着手から発電開始まで5年を要する。この工程を確保する為の前提条件は、着工前における工事用道路（約32km）を完成させておく必要がある。

また、工事着工後最初の半年間は工事用道路（ダム内、導水路トンネル各抗口まで、および発電所周辺）、工事用送配電線、および事務所、宿泊設備等の準備工事を行なうことになる。

7.1.1 ダムおよび取水口工事

最初に約12ヶ月で仮排水路の工事を完成させ河流をトンネルに移し、ダムの掘削、コンクリートの打設に支障をきたさないようにする。

次にダム取水口の掘削を大型機械を使用し約13ヶ月で完了後、直ちに掘削面の基礎処理を河床部から標高の高い方に順次施工して行く。

基礎処理の完了した所から直ちに大型コンクリート打設用クレーンを用いてコンクリート打設を行なう。途中必要に応じてゲート等の据付を平行して完了させる。コンクリート打設、ゲートの据付に約20ヶ月間を要する。最後に仮排水路の閉塞を着工後4年6ヶ月後に行ない、発電所の諸試験に間に合わせる。

7.1.2 水路工事

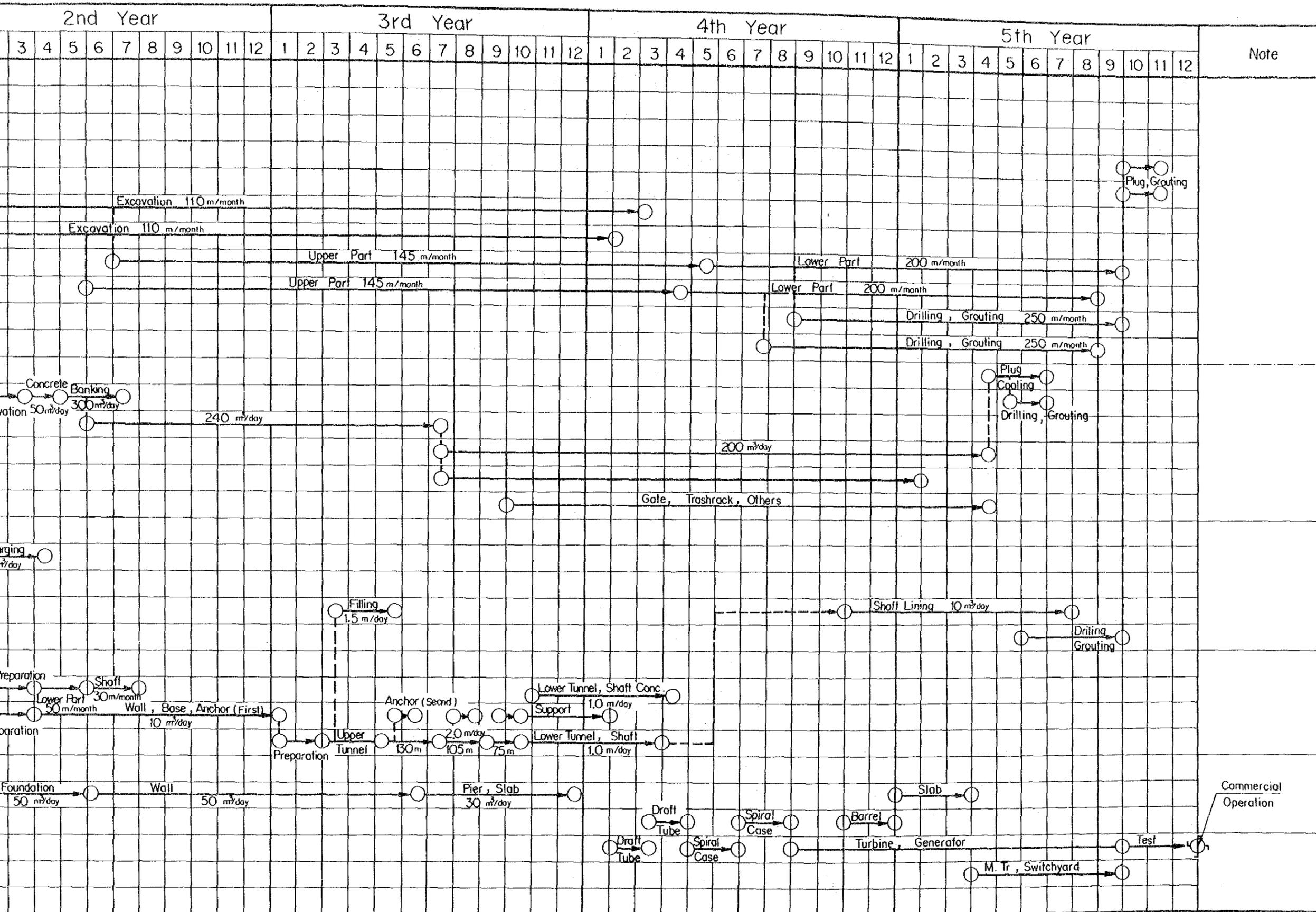
1) 導水路トンネル工事

このプロジェクトの工程上のクリティカルな工事は導水路トンネルである。導水路トンネルは2本の作業抗から全断面で掘削を行ない、約33ヶ月間を必要とする。また巻立コンクリートは掘削途中に掘削完了した所からインバートを残して施工し、巻立コンクリートを完了させる。最後にインバートコンクリートを施工し高圧グラウトを実施して着工後4年9ヶ月で終了する。

2) 調圧水槽工事

掘削は水圧管路および導水路トンネルの工程に合わせて早い時期に行ない、コンクリート工事は水圧鉄管の据付けに合わせて行なう。掘削に約9ヶ月、コンクリートに約10ヶ月で完了することが出来る。

3) 水圧管路工事



水圧管路工事は明り掘削に約8ヶ月を要し、トンネル掘削は約6ヶ月間で完了する。水圧鉄管は3ヶ所から据付けを開始し、約16ヶ月間で完了する。

4) 発電所工事

発電所工事は明り掘削に約6ヶ月、コンクリート工事に約24ヶ月、発電機器の据付けを約21ヶ月で完了する。運転開始3ヶ月前に総べての工事が完成し、2ヶ月間の無水試験、1ヶ月間の有水試験を終った時点で営業運転に入るものである。

7.2 工事費および資金計画

本プロジェクトの工事費は、1985年12月時点におけるエクアドル国内の労務賃金、建設資材単価、および類似工事の建設単価等を参考にして積算を行なった。このうち工事に必要な労務費、資材費および機械費等のうちエクアドル国内において調達可能なものは内貨とし、これ以外のものは外貨とした。

資金計画は工事工程表に基づき各年度毎の工事出来高金額を算出して各年次に展開した。水力機器、電気機器等についても同様である。

これをTable7-1および7-2に示す。

Table 7-1 Estimated Construction Cost

Unit: 10³US\$

| Work Item | | Local Currency | Foreign Currency | Total | Remark |
|-----------|---------------------------------|-------------------|---------------------|---------|-------------------------|
| 1. | Preparation Work | 9,340 | — | 9,340 | |
| | — Access Road | 5,012 | — | 5,012 | |
| | — Survey Works | 1,310 | — | 1,310 | |
| | — Camp for INCEC | 1,220 | — | 1,220 | |
| | — Power Supply for Construction | 1,350 | — | 1,350 | |
| | — Miscellaneous Work | 448 | — | 448 | |
| 2. | Civil Work | 66,496 | 63,193 | 129,689 | |
| | — Dam and Intake | 12,713 | 11,080 | 23,793 | |
| | — Headrace Tunnel | 42,019 | 39,741 | 81,760 | |
| | — Surge Tank | 1,864 | 1,739 | 3,603 | |
| | — Penstock | 1,429 | 1,195 | 2,624 | |
| | — Power House | 4,408 | 5,265 | 9,673 | |
| | — Architecture | 962 | 1,516 | 2,478 | |
| | — Adit for Tunnel | 872 | 593 | 1,465 | |
| | — Miscellaneous Work | 2,229 | 2,064 | 4,293 | |
| 3. | Hydraulic Equipment | 7,765 | 13,803 | 21,568 | |
| 4. | Electro-Mechanical Equipment | 7,057 | 26,549 | 33,606 | |
| 5. | Transmission Line | 1,477 | 4,189 | 5,666 | |
| 6. | Compensation | 104 | | 104 | |
| | Total (1~6) | 92,239 | 107,734 | 199,973 | |
| 7. | Engineering Service | 2,500 | 7,500 | 10,000 | about 5% of (1~6) |
| 8. | Administration Cost | 10,000 | — | 10,000 | - ditto - |
| | Total (1~8) | 104,739 | 115,234 | 219,973 | |
| 9. | Physical Contingency | 10,474 | 11,523 | 21,997 | about 10% of (1~8) |
| 10. | Interest during Construction | 43,570 | 13,590 | 57,160 | L, C (15%) F, C (5%) |
| | Grand Total | 158,783 | 140,347 | 299,130 | |

Table 7-2 Annual Investment Cost

Unit: 10³ US\$

| Work Item | Year | 1st | 2nd | 3rd | 4th | 5th | Total | Remarks |
|-------------------------------------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|--------------|
| 1. Preparation Works | L.C | 7,494 | 386 | 446 | 356 | 1,592 | 10,274 | 9,340 x 1.1 |
| | F.C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | (Total) | (7,494) | (386) | (446) | (356) | (1,592) | (10,274) | |
| 2. Civil Works | L.C | 7,798 | 19,339 | 22,271 | 17,290 | 6,448 | 73,146 | 66,496 x 1.1 |
| | F.C | 7,147 | 18,109 | 20,893 | 17,278 | 6,085 | 69,512 | 63,193 x 1.1 |
| | (Total) | (14,945) | (37,448) | (43,164) | (34,568) | (12,533) | (142,658) | |
| 3. Hydraulic Equipment | L.C | 0 | 0 | 4,271 | 3,417 | 854 | 8,542 | 7,765 x 1.1 |
| | F.C | 0 | 0 | 7,592 | 6,073 | 1,518 | 15,183 | 13,803 x 1.1 |
| | (Total) | (0) | (0) | (11,863) | (9,490) | (2,372) | (23,725) | |
| 4. Electro-Mechanical Equipment | L.C | 0 | 0 | 0 | 3,881 | 3,881 | 7,762 | 7,057 x 1.1 |
| | F.C | 0 | 0 | 0 | 14,602 | 14,602 | 29,204 | 26,549 x 1.1 |
| | (Total) | (0) | (0) | (0) | (18,483) | (18,483) | (36,966) | |
| 5. Transmission Line | L.C | 1,300 | 0 | 0 | 0 | 325 | 1,625 | 1,477 x 1.1 |
| | F.C | 3,687 | 0 | 0 | 0 | 921 | 4,608 | 4,189 x 1.1 |
| | (Total) | (4,987) | (0) | (0) | (0) | (1,246) | (6,233) | |
| Total (1 - 5) | L.C | 16,592 | 19,725 | 26,988 | 24,944 | 13,100 | 101,349 | |
| | F.C | 10,834 | 18,109 | 28,485 | 37,953 | 23,126 | 118,507 | |
| | (Total) | (27,426) | (37,834) | (55,473) | (62,897) | (36,226) | (219,856) | |
| 6. Engineering Service | L.C | 165 | 550 | 1,100 | 770 | 165 | 2,750 | 2,500 x 1.1 |
| | F.C | 495 | 1,650 | 3,300 | 2,310 | 495 | 8,250 | 7,500 x 1.1 |
| | (Total) | (660) | (2,200) | (4,400) | (3,080) | (660) | (11,000) | |
| 7. Administration Cost | L.C | 1,320 | 1,980 | 4,400 | 2,640 | 660 | 11,000 | 10,000 x 1.1 |
| | F.C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | (Total) | (1,320) | (1,980) | (4,400) | (2,640) | (660) | (11,000) | |
| 8. Compensation | L.C | 114 | 0 | 0 | 0 | 0 | 114 | 104 x 1.1 |
| | F.C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | (Total) | (114) | (0) | (0) | (0) | (0) | (114) | |
| Total (6 - 8) | L.C | 1,599 | 2,530 | 5,500 | 3,410 | 825 | 13,864 | |
| | F.C | 495 | 1,650 | 3,300 | 2,310 | 495 | 8,250 | |
| | (Total) | (2,094) | (4,180) | (8,800) | (5,720) | (1,320) | (22,114) | |
| Interest during Construction Period | L.C | 1,364 | 4,398 | 8,504 | 13,066 | 16,238 | 43,570 | Interest |
| | F.C | 283 | 1,060 | 2,349 | 4,149 | 5,749 | 13,590 | L.C = 15% |
| | (Total) | (1,647) | (5,458) | (10,853) | (17,215) | (21,987) | (57,160) | F.C = 5% |
| Grand Total | L.C | 19,555 | 26,653 | 40,992 | 41,420 | 30,163 | 158,783 | |
| | F.C | 11,612 | 20,819 | 34,134 | 44,412 | 29,370 | 140,347 | |
| | (Total) | (31,167) | (47,472) | (75,126) | (85,832) | (59,533) | (299,130) | |

8. 環境

8.1 一般

当計画に係わるダム、発電所、調整池、送電線および関連工事の施工および運用が、立地地域周辺の自然および社会環境へ与える影響を予測し、講ずべき対策を前提として総合評価を行なうものである。

従ってここでは環境に関連する一般状況、自然および社会環境の現状と影響予測、ダム、発電所建設による効果予測および総合評価について述べる。

8.2 ダムおよび発電所の建設が環境に与える影響

8.2.1 一般

Guayllabamba川におけるダム・発電所の建設が、その直接の目的（水力発電）により、エクアドル国の国民経済、社会の発展に大きく貢献することはもちろんであるが、一方当地域におけるこの建設が、この地域の開発の引金になり、経済、社会の発展および民生の安定に寄与するものと考えられる。

8.2.2 調整池による直接的影響

本地域の社会は、川を軸にして成立しており、川に沿った一定の幅の低地、平坦部で、農業、放牧などで生活を営むという自給自足的な人間居住地が形成されている。水没予定地の大部分は雑木地、草地ならびに荒地などの自然地であり、一部に農耕地、放牧地が含まれているが、集落地は含まれていない。

(1) 経済的、社会的環境への影響

この地域の産業的資源とみられるものは、農地、放牧地などが付近住民の自給の生活基盤となっているに過ぎない。ダム建設による調整池面積も僅かなものであり、ダム建設による損失は何らないものと考えられる。

(2) 自然環境への影響

計画地域およびその周辺には、貴重な動・植物の存在も認められていない。

8.2.3 地域振興に対する影響

本地域にダム・発電所を建設することは、その地域に地域振興上の大きな貢献をもたらすこととなる。即ち、直接的には建設工事によってもたらされる経済効果（地域現住民の雇用など）があると共に、建設サイトまでの広域幹線道路の整備による大幅な交通条件の改善、電力の利用（農村電化）を可能にする。

8.3 総合評価

現在までに得られた所見を総合するならば、適切な対策を講ずることにより、本計画の実施が環境に対し悪影響を与え、それが社会的に問題となることは考えられない。一方、本計画の実施が社会開発投資としての副次効果をもたらす事が認められる。

本計画の今後の進展に合わせ、さらに精度を上げた自然および社会環境の現況把握、影響予測および対策措置を実施する必要がある。

9. 財務・経済評価

9.1 財務分析

チェスピ水力発電計画の建設コストは、1985年価格で 241,970千ドル（建中金利を除く）であり、建設は1990年から始まり、1995年から運転を開始する予定である。

このプロジェクトについての財務的および経済的フィージビリティを検討する。財務的フィージビリティの検討、すなわち、財務分析は、売上単価、人件費等についての諸前提をもとに、プロジェクト期間中の収入、支出のキャッシュフロー予測を行い、これに基づいて収益性、資金繰り等を判断する。この財務分析は INCECEL という経済主体からみたプロジェクトのフィージビリティ判断であるのに対し、経済分析は、エクアドルという国全体で見て、チェスピ水力発電計画がフィージブルかどうかを見るものである。実務的には、さきの財務分析に用いたキャッシュフローに経済分析を行うに必要な諸修正を加えたものを基礎にして行う。

プロジェクトのフィージビリティを測る指標としては、内部収益率、便益・費用比率 (B/C Ratio) 等幾つか考えられる。これらのうち、ここでは財務分析、経済分析とも、内部収益率を用いることとする。その理由は、チェスピ水力発電計画を見る時の最も重要な点の一つは、本プロジェクトに対する将来のファイナンスをいかに組成すべきか、換言すれば、どの程度の金利負担能力を持つかを見ることにあるからである。このためにはプロジェクトの利回りを示す内部収益率を用いるのが便利である。

9.2 経済分析

水力発電所の建設・運転には様々な国内および輸入の財・サービスが用いられる。そして、プラントにより生産されたもの、すなわち、電気は国内で消費される。つまり、プロジェクトの生産物は国際的に取引されることのない国内財であり、自国での消費物である。この意味から、プロジェクトの評価には UNIDO ガイドラインの採用が便利である。なぜなら、UNIDO ガイドラインでは、国内通貨で表示された消費をニューメレール（計算単位）としているからである。そこで、チェスピ水力発電計画の経済評価を UNIDO ガイドラインに基づいて行う。

9.3 総合評価

チェスピ水力発電計画の基本方針の1つは、国内資源の有効活用、すなわち、水資源を開発し、石油資源はできるだけ輸出にまわし、外貨を獲得するということにある。現在石油市況は軟化しているが、やがて1バレルあたり20ドル程度に回復し、安定化すると見込れる。また中期的には需給は再びタイト化するという見方が多い。こうした観点からして、INECELの基本方針は首肯できるものであり、変更する必要はないと考えられる。

このチェスピ水力発電計画に対する経済性の検討の結果は次のようになった。

財務的内部収益率 6.19%

経済的内部収益率 13.50%

内部収益率から判断すると、このプロジェクトは収益性の高いプロジェクトとはいえない。しかし、エクアドルの社会的割引率（資本の機会費用）は、12%とみなされているので、本プロジェクトはわずかではあるが、それをうまわっている。この点で、経済的見地からは本プロジェクトはフィージブルと考えてよい。ただし感度分析でみると、建設コスト等がアップするようだと、すぐに資本の機会費用を下廻る危険性がある。したがって、コストオーバーラン等については十分に注意を払っていかなければならない。

また、財務的側面であれば、INECELの現在の財務体質は決して強いとはいえず、また収益性もさほど高くない。ゆえに、本プロジェクトを財務面でうまく運営していくためには、できるだけ条件の緩やかな資金調達をはかるということに最も力点が置かれるべきである。

