

(2) 水路ベープメント材

石張工とするならその材料は Barroso 層群の安山岩や粗面岩の硬いものがあるので、これを使用出来ると思われる。コンクリートとしてもその骨材は、これらのものが使用出来るであろう。細骨材は融氷河流堆積物が使用できるであろう。これらの材料も充分なる試験を要する。

6.5.2 アリコータ第3発電計画地域

主要な建設材料は次の通りである。

- (1) 取水ダム用ロック材
- (2) 導水路トンネル巻立用コンクリート骨材
- (3) 水圧管路から発電所にかけてのコンクリート骨材

取水ダム用ロック材は、付近の山体を構成する火山岩類が使用できると思われる。導水路トンネルの掘削ずりも使用できると思われるが、建設工程上使用できるかどうか検討を要する。導水路トンネル巻立用コンクリート骨材は、導水路トンネルの掘削ずりのうち硬いものを使用できると思われる。また付近の山体を構成する火山岩類も対象になりうる。

また細骨材は天然に堆積しているもの、および掘削屑などより選別すれば使用可能であろう。水圧管路から発電所にかけてのコンクリート骨材についても導水路トンネル巻立用コンクリート骨材と同じ条件である。

6.6 地 震

アリコータ第3発電計画地域では、大地震により生起したとみられる崩壊性の地形を数ヶ所指指することができる。例えば第3発電所計画地点の上流で Curibaya 川の右岸の山体が大きく崩れており、地すべり状の地形を呈している。また Aricota 湖は Curibaya 川の右岸山体が大きく崩れて、その崩れた土砂または岩塊により Curibaya 川がセキ止められて形成された自然のセキ止め湖であると考えられる。Candavave 部落の北西方向には、山体が大きく崩れガラガラの状態になっている地域がある。さらに、水橋給計画地域の Pampa Pasto Grande はかつて Viscachas 川がどこかで塞き止められて形成したセキ止め湖であった形跡がみられる。これらの地形的特徴は計画地域全般にわたって過去に生起した大地震に起因すると考えられる。

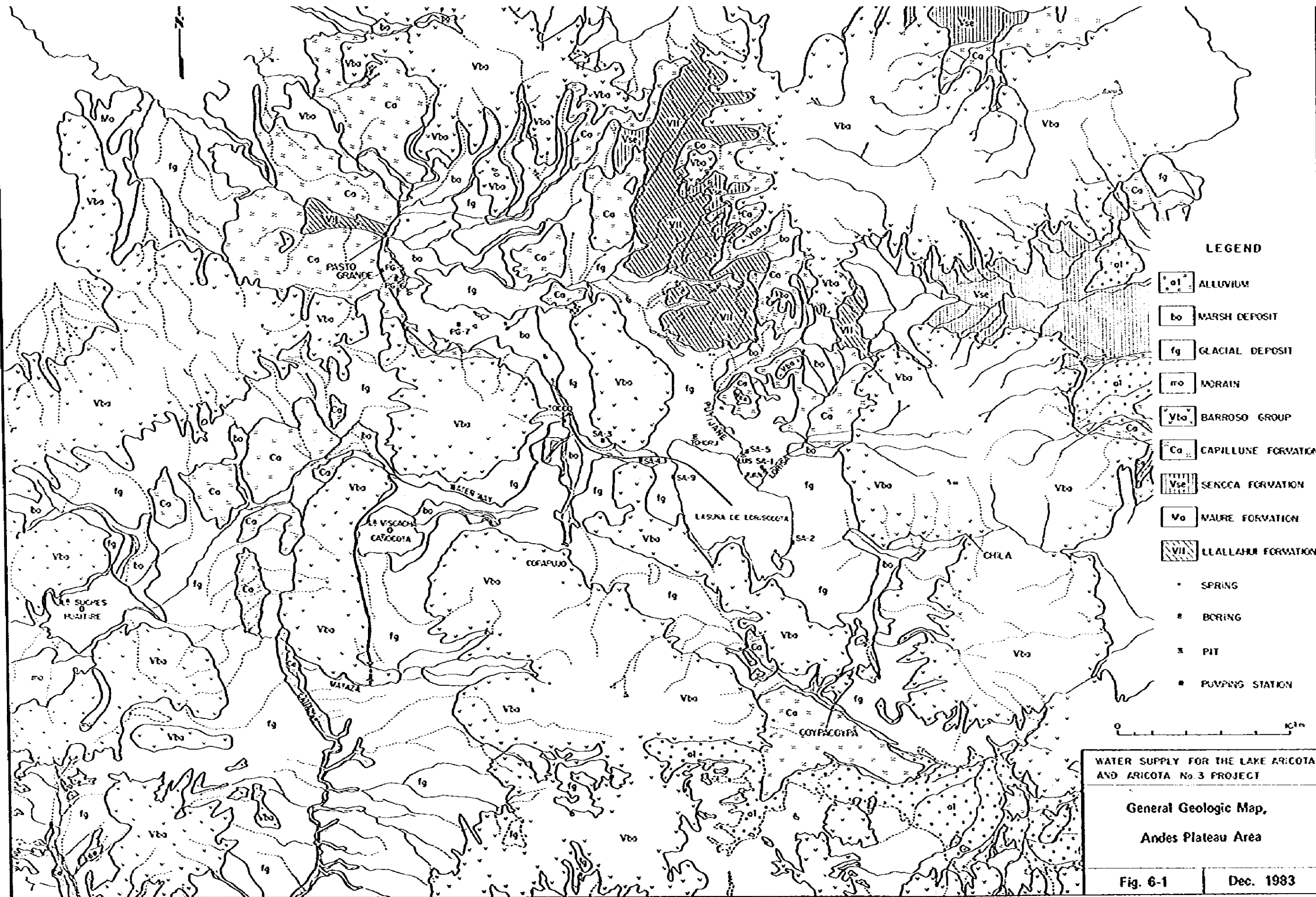
こうした大地震が、どの地質年代に発生したかについては特定しうる資料がないが第三期後期から第四期にかけて活動した Sencca 火山および Barroso 火山活動に伴う地震であろうと考えられる。地震等級報告書 (Chavez J. y Huaco D. 1973) によれば検討対象地域は Zone No 3 に位置しており強い地震のおこる地域である。最近では 1948 年に Tacna 県の中央部 Tacna 市の南方 60km を震央とし深さ 60km の地点でマグニチュード 7.5 の地震が記録されている。

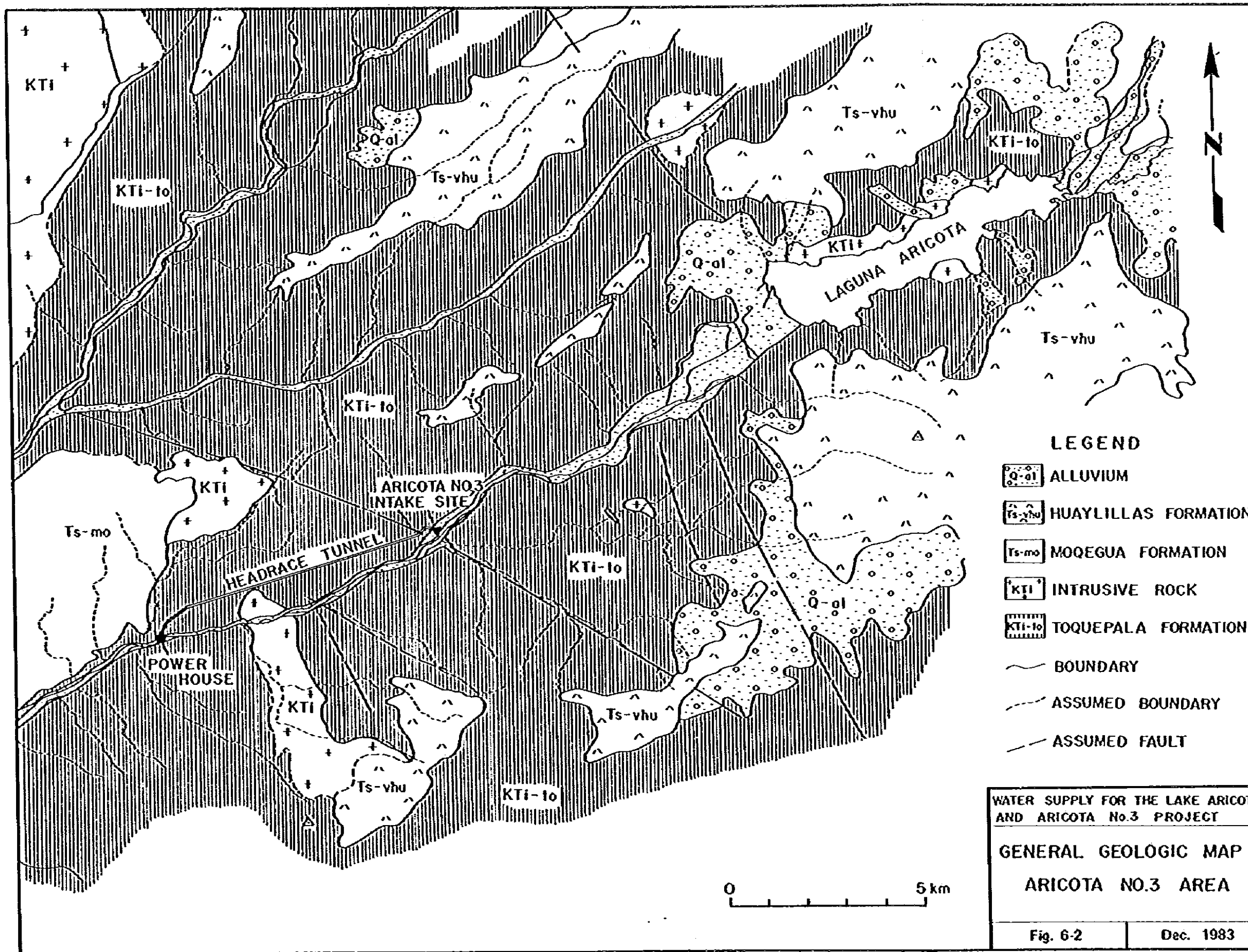
予備的な検討資料によれば、今後 100 年間にマグニチュード 8.0 規模の地震が生起する危険

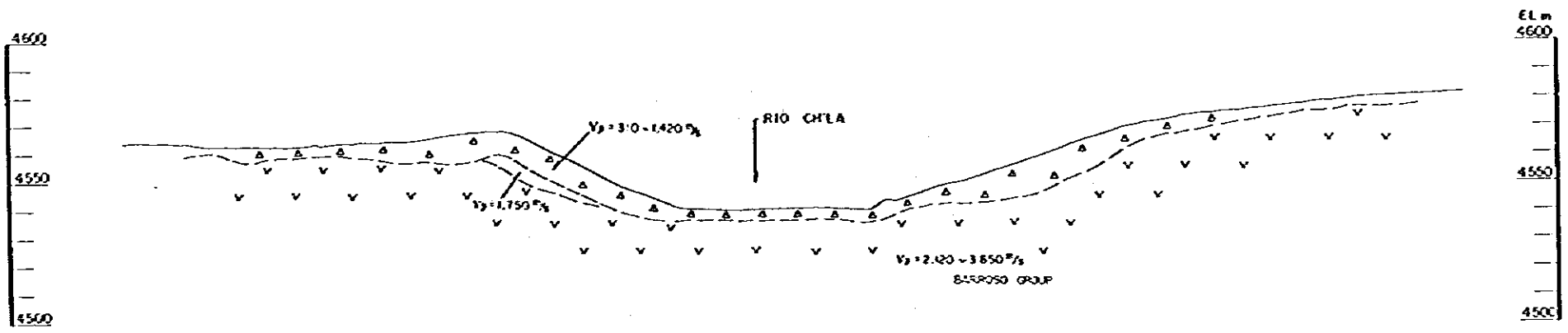
度は、99%とみられる。したがって、構造物の設計においては、地震について十分な配慮がなされねばならない。

Table 6-1 Stratigraphic Sequence

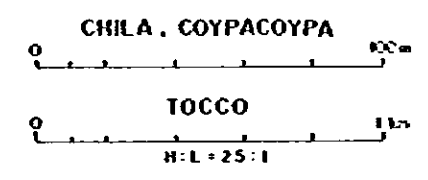
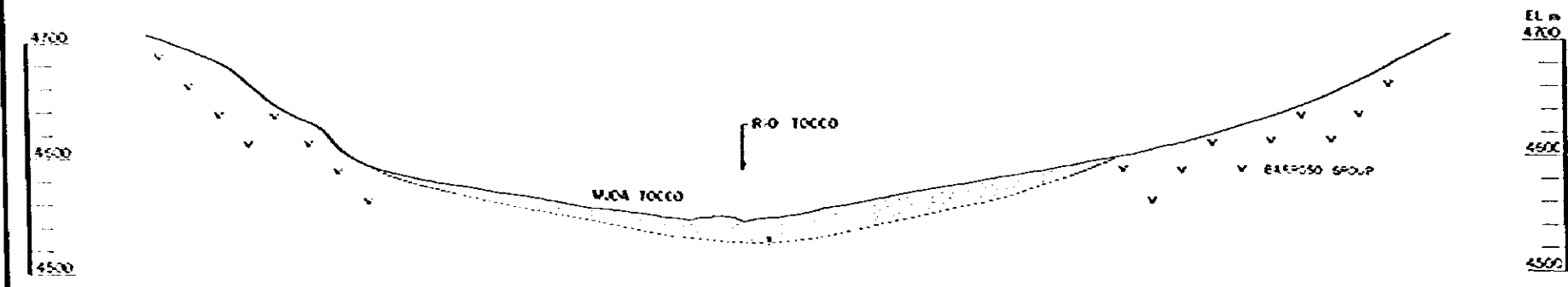
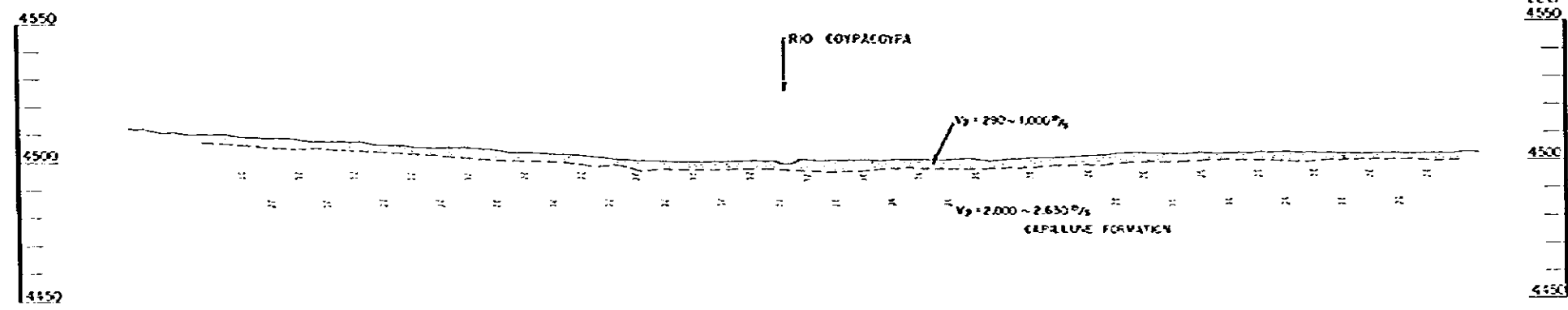
A G E	TAKATA HOJA 35-v (Aricoca No. 3)	HUAITIRE HOJA 34-v (Pucsto Grande & Loricocoto)	NAZO CKUZ HOJA 34-x (Chila & Coypacoypa)
Quaternary	Holocene	alluvium Bofedales	alluvium Bofedales
	0.01x106	fluvio-glacial deposit	fluvio-glacial deposit
Tertiary	Pleistocene	barroso volcanic rocks	Maraine Barroso group
	1.6-1.8x106	Capillune formation Sencca volcanic rocks Huayllillas volcanic rock	Capillune formation Sencca volcanic rocks
Cretaceous	Superior	Moquegua formation	Tacaza group Llallahui volcanic rocks Huayllillas tuff
	Middle	Huiscollo volcanic rocks Taraca formation Toquepala formation	Tacaza group Pichu formation Puno formation
Cretaceous	Inferior	Tacaza group	Tacaza group
	66 x 106	Tacaza group	Tacaza group
Cretaceous	Superior	Tacaza group	Tacaza group
	Superior	Tacaza group	Tacaza group







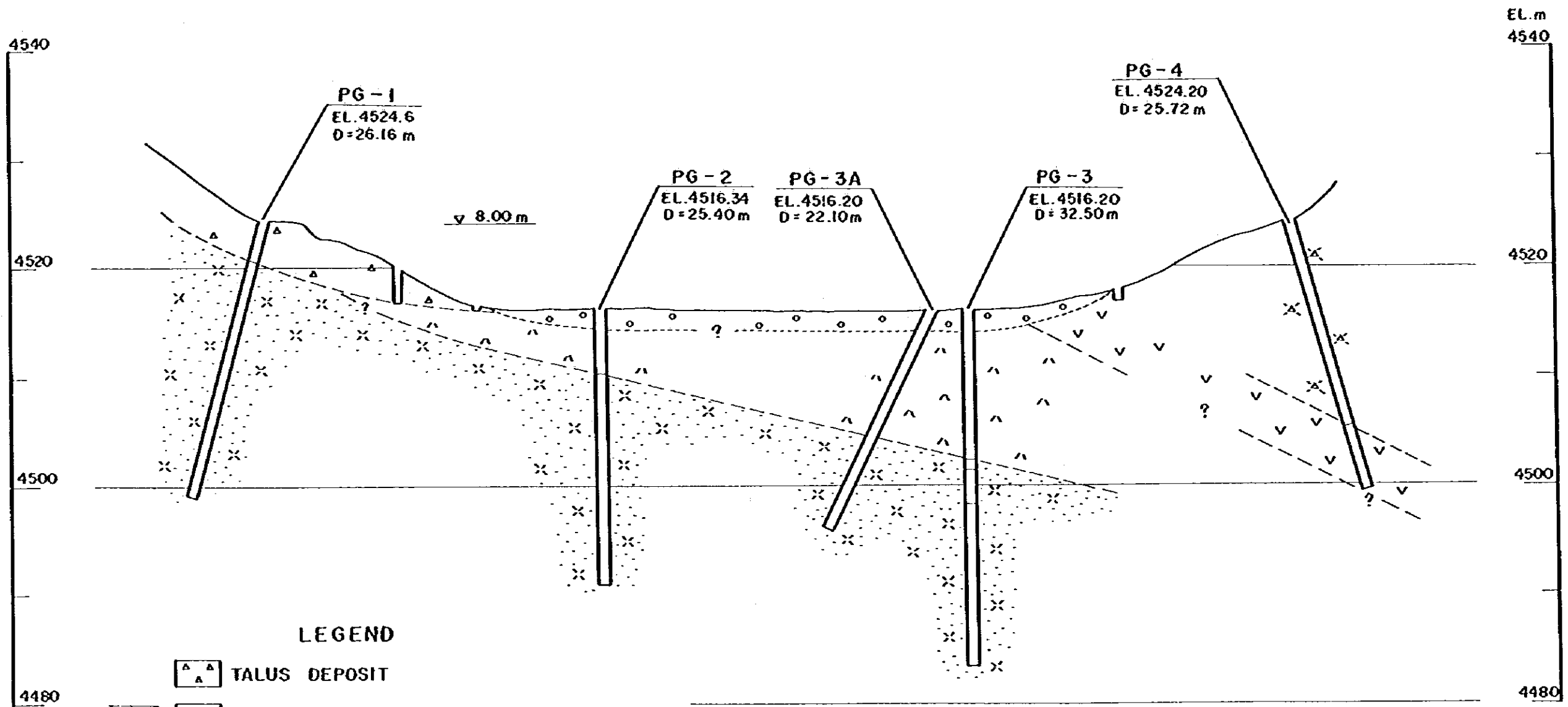
- LEGEND**
- FLUVIO GLACIAL DEPOSIT
 - CRACKY ZONE
 - BARROSO GROUP
 - CAPILLUNE FORMATION
 - BOUNDARY OF SEISMIC VELOCITY
 - ASSUMED BOUNDARY



WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA No 3 PROJECT

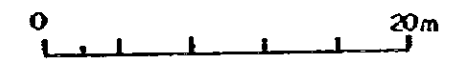
Water Supply Scheme,
 Chila Coypacoypa and Tocco,
 Geologic Sections

Fig. 6-3 Dec. 1983



LEGEND

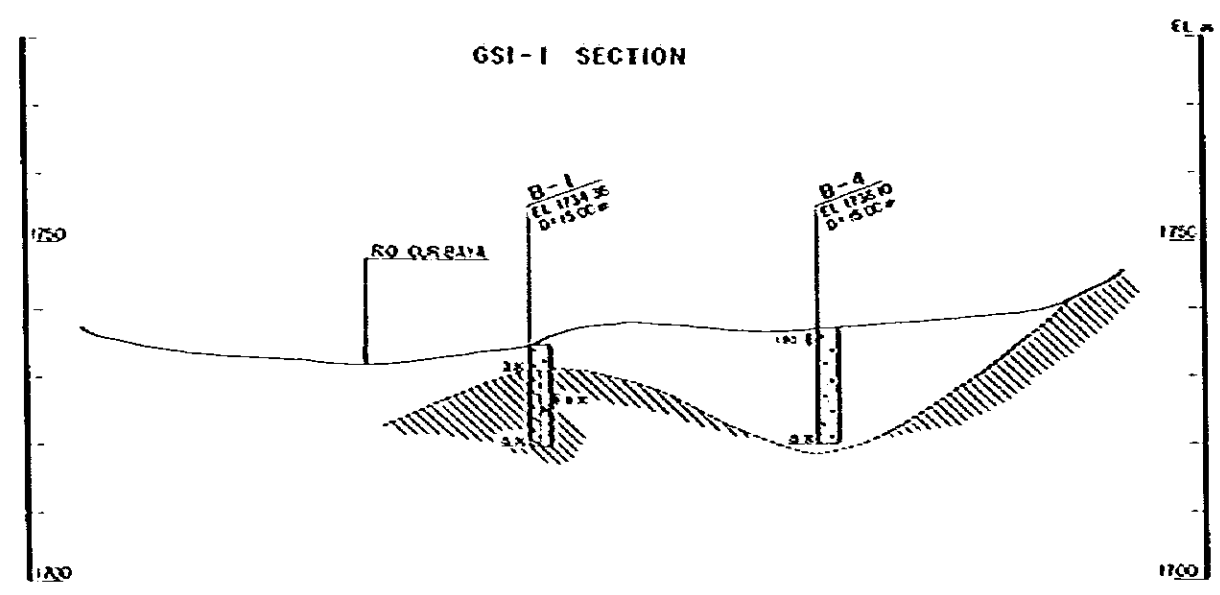
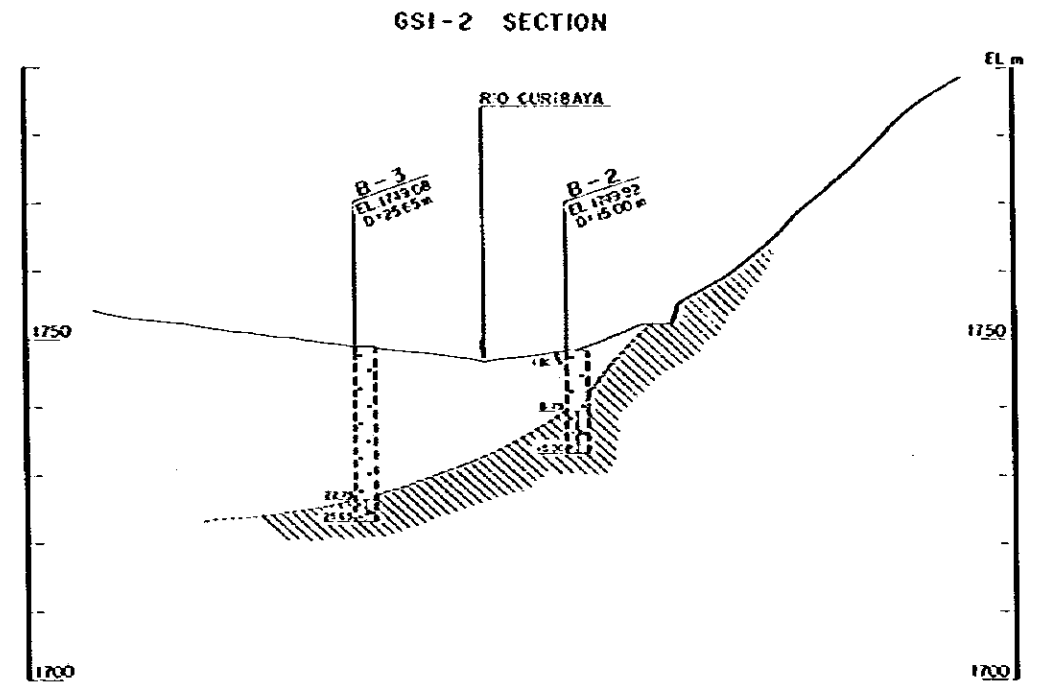
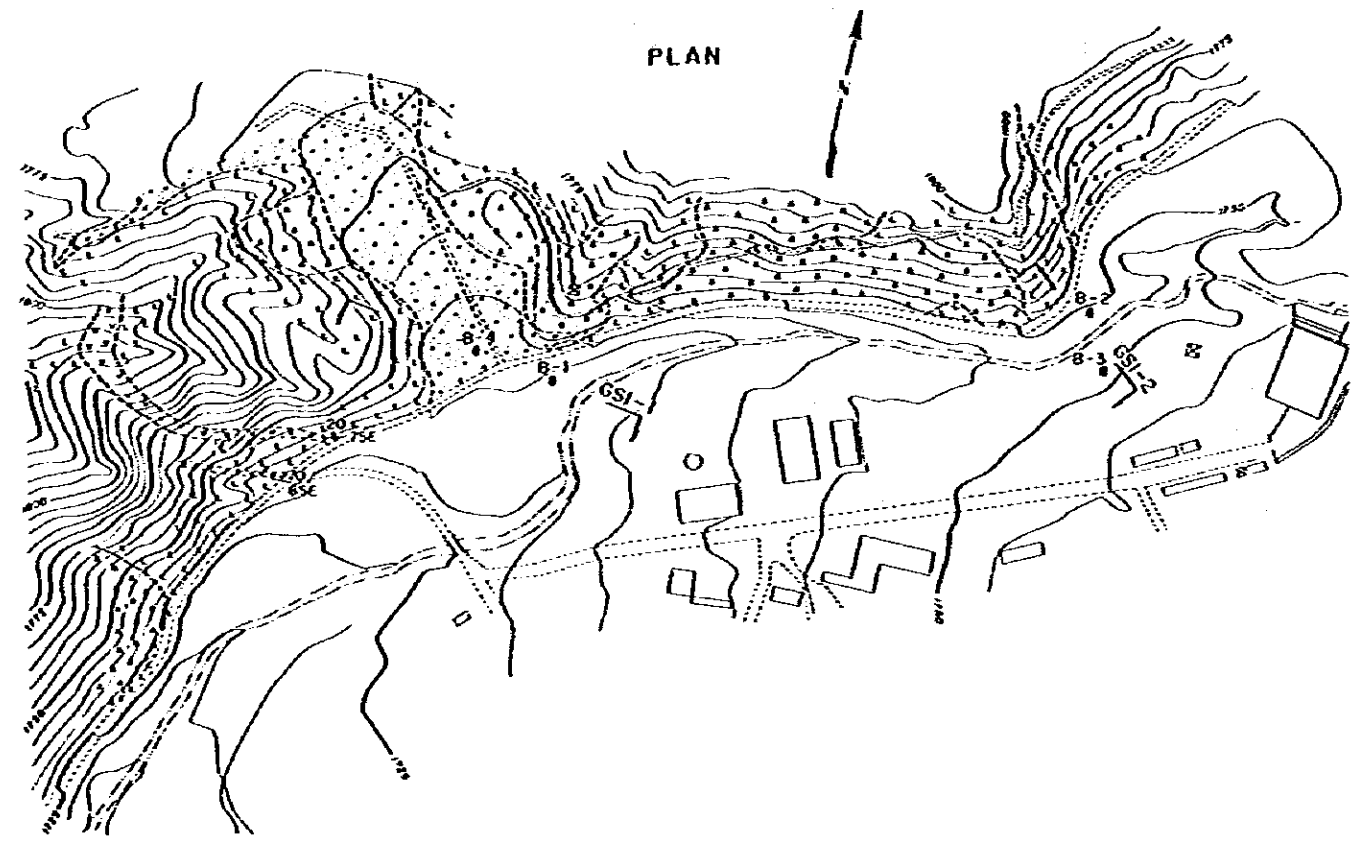
- △△ TALUS DEPOSIT
- ALLUVIUM
- ×× DACITIC TUFF-BRECCIA } BARROSO FORMATION
- ^^ DACITIC TUFF }
- vv ANDESITE LAVA
- SANDSTONE, SILTSTONE, AGGLOMERATE } CAPILLUNE FORMATION



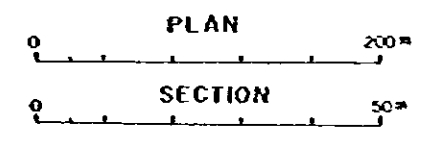
WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA No.3 PROJECT

Water Supply Scheme,
Pasto Grande Dam Site,
Geologic Section

Fig. 6-4 Dec. 1983



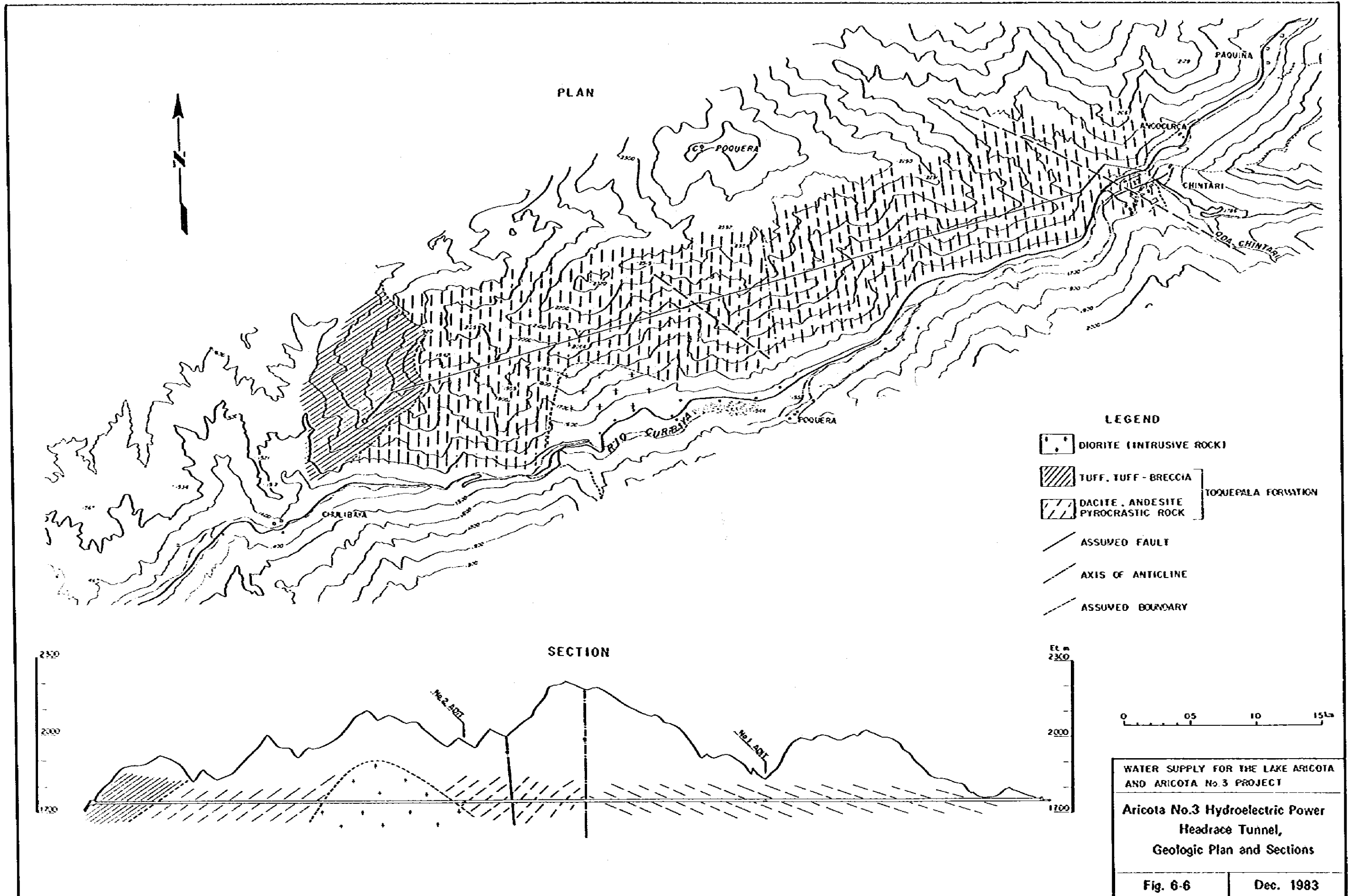
- LEGEND**
- TALUS DEPOSIT
 - ALLUVIUM
 - ANDESITE
 - RHYOLITE, RHYOLITIC TUFF
 - BED ROCK (ANDESITE, RHYOLITE, PYROCLASTIC ROCK)
 - GROUND WATER LEVEL
 - BORING LOCATION
 - SECTION
 - DIP STRIKE OF BEDDING



WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA No.3 PROJECT

Aricota No.3 Hydroelectric Power, Intakadam, Geologic Plan and Sections

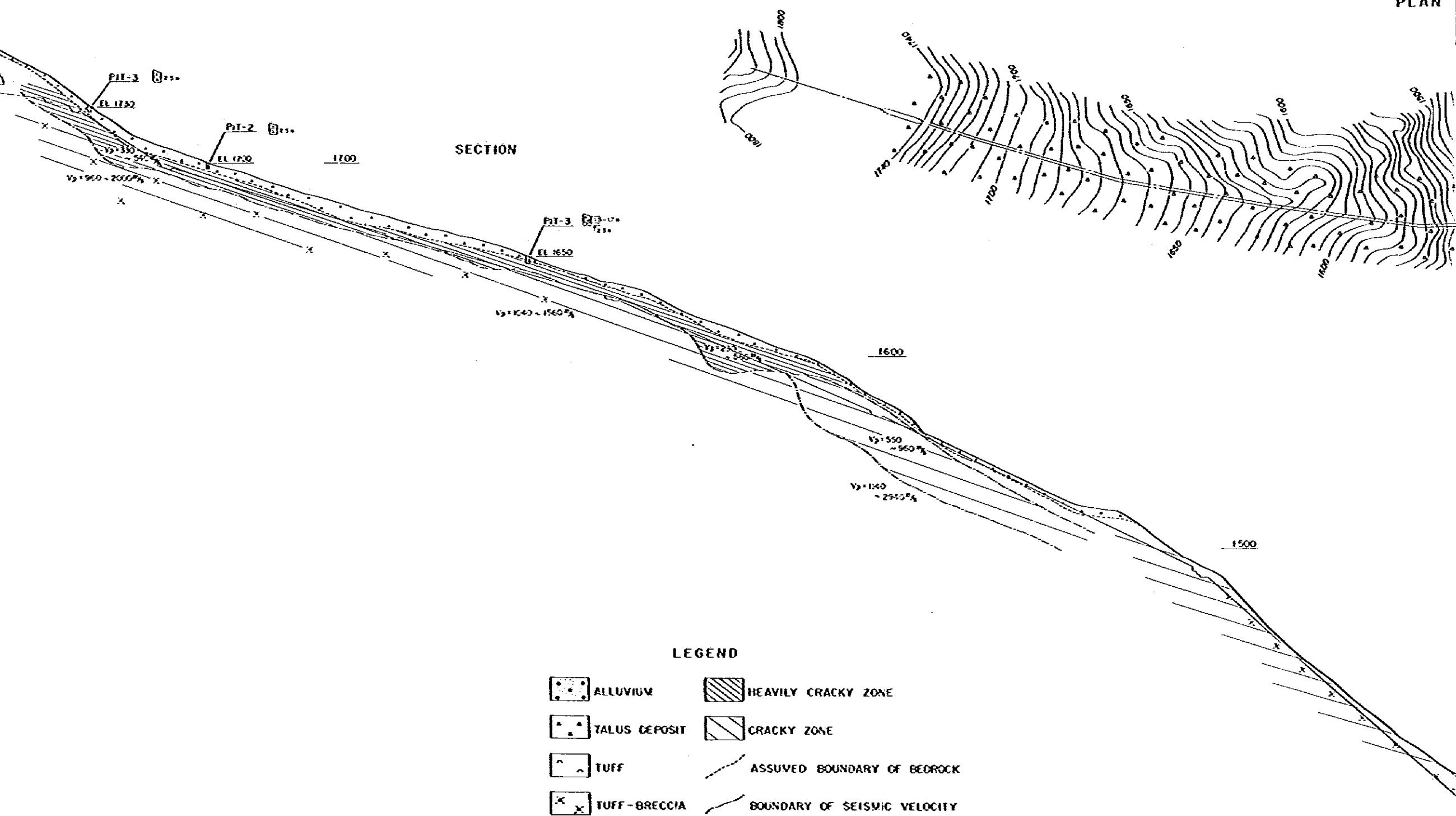
Fig. 6-5 Dec. 1983



EL. m
1800
1750
1700
1650
1600
1550
1500
1450
1400
1350

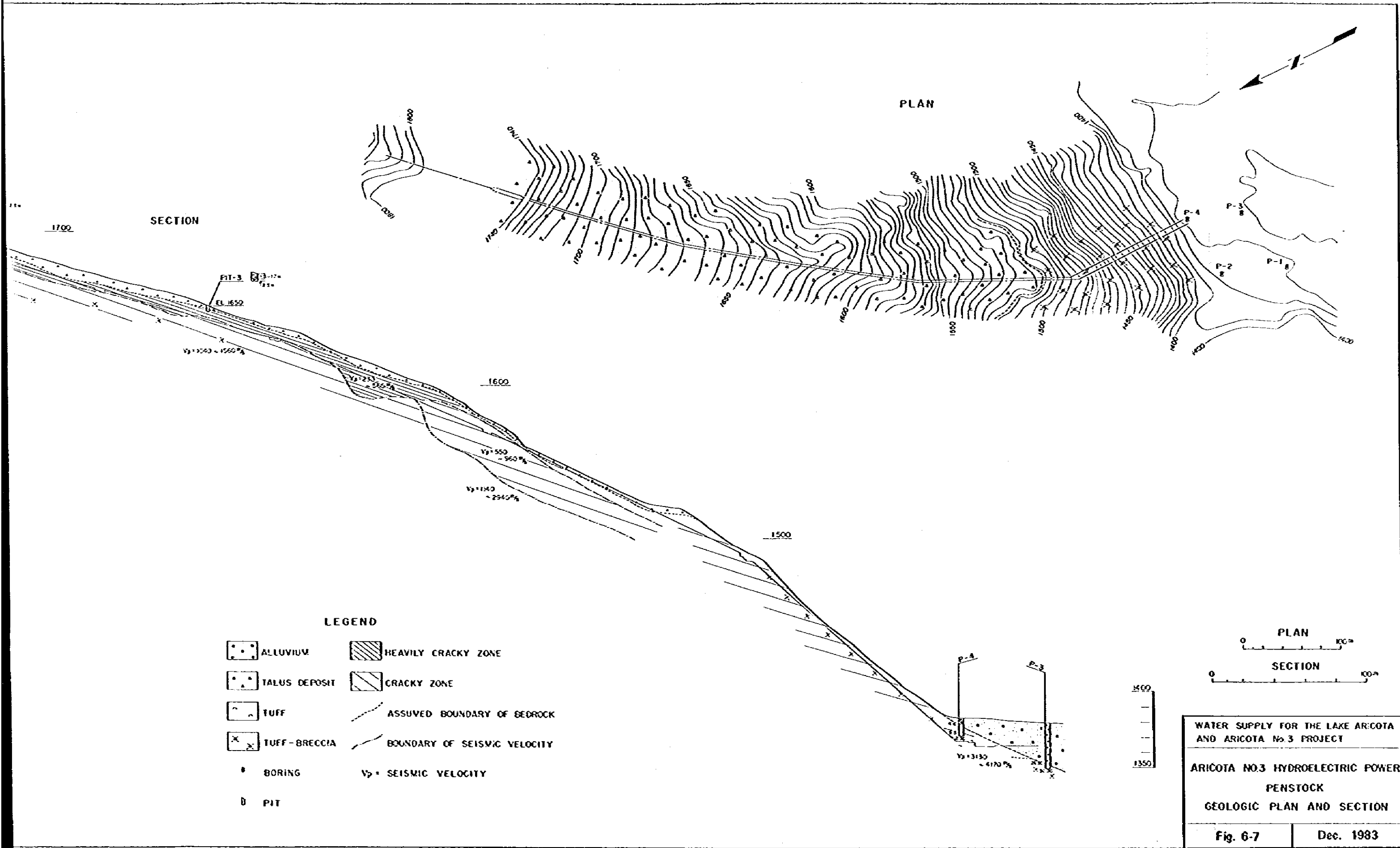
PLAN

SECTION

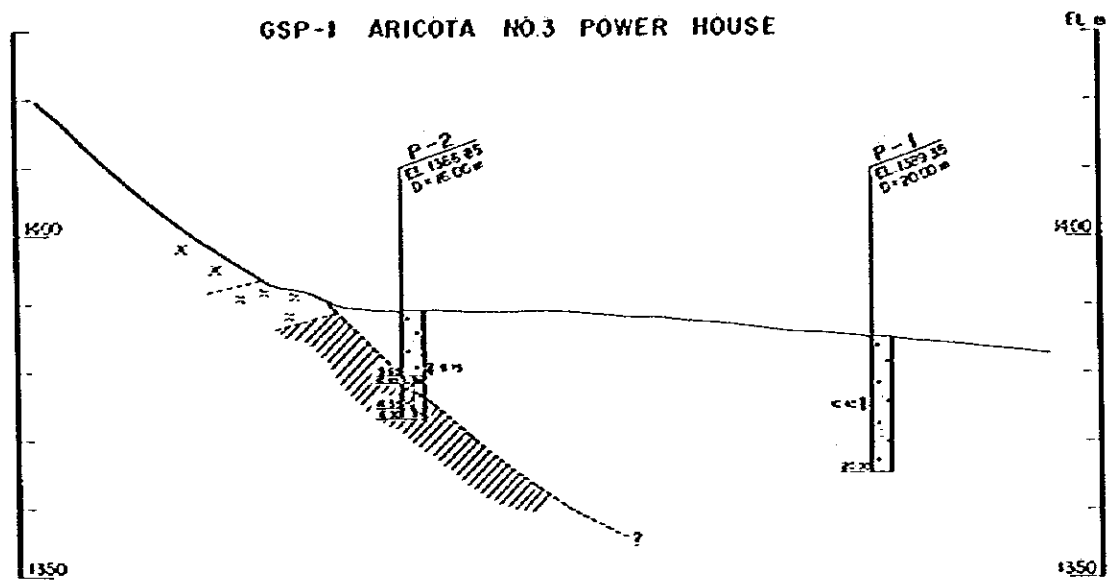


LEGEND

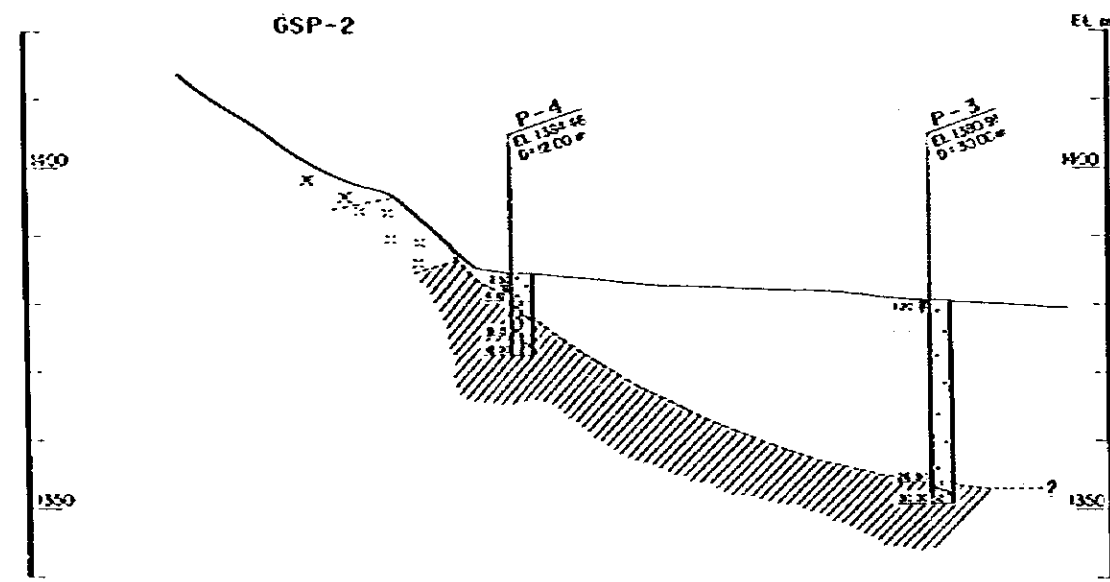
- ALLUVIUM
- HEAVILY CRACKY ZONE
- TALUS DEPOSIT
- CRACKY ZONE
- TUFF
- ASSUMED BOUNDARY OF BEDROCK
- TUFF-BRECCIA
- BOUNDARY OF SEISMIC VELOCITY
- BORING
- $V_p =$ SEISMIC VELOCITY
- PIT



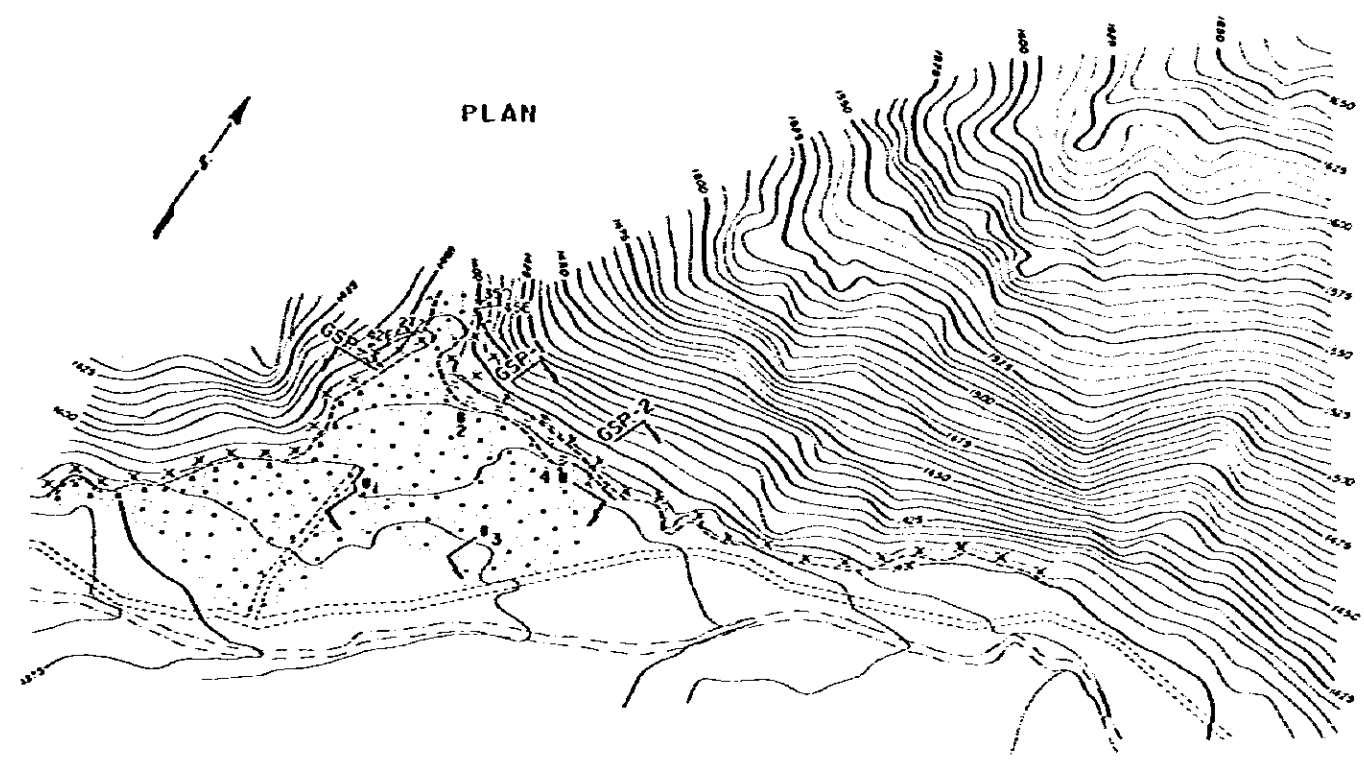
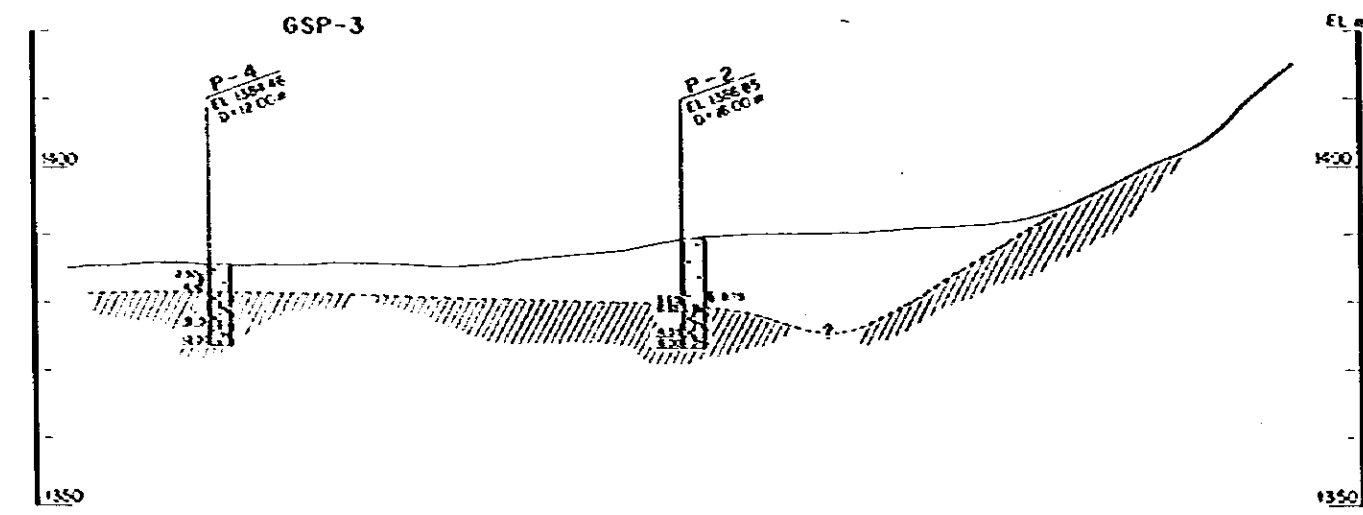
GSP-1 ARICOTA No.3 POWER HOUSE



GSP-2

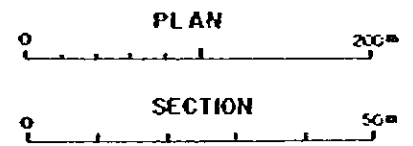


GSP-3



LEGEND

- ALLUVIUM AND TALUS DEPOSIT
- ANDESITIC TUFF
- RHYOLITIC TUFF
- TUFF-BRECCIA
- WELDED PYROCLASTIC ROCK
- RHYOLITE OR DACITE
- BED ROCK (TUFF-BRECCIA, DACITE, RHYOLITE, TUFF)
- BORING
- SECTION
- DIP STRIKE OF BEDDING



WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA No.3 PROJECT
 Aricota No.3 Hydroelectric Power
 Powerhouse,
 Geologic Plan and Section

Fig. 6-8 Dec. 1983

第7章 アリコータ湖水補給計画

第7章 アリコータ湖水補給計画

7.1 基本的考察	Ⅷ-1
7.1.1 基本方針	Ⅷ-1
7.1.2 基本的条件	Ⅷ-2
7.2 アリコータ湖水補給計画の概要	Ⅷ-2
7.2.1 最適開発規模の検討	Ⅷ-2
7.2.2 Loriscota 湖	Ⅷ-3
7.2.3 Tocco 取水設備と導水路	Ⅷ-5
7.2.4 揚水機器	Ⅷ-7
7.2.5 送電通信設備	Ⅷ-9

TABLE LIST

Table 7-1	Available Quantity of Water Intaken at Tocco Pumping Station
Table 7-2	Economic Comparison of Pump Unit
Table 7-3	Dimension of Tocco Pumping Facilities
Table 7-4	Telecommunication Facilities

FIGURE LIST

Fig. 7-1	Optimum Qmax
Fig. 7-2	Water Supply Scheme Water Way, General Plan
Fig. 7-3	Water Supply Scheme Loriscota Canal Plan, Profile and Sections
Fig. 7-4	Water Supply Scheme Tocco Intakedam Plan, Profile and Sections
Fig. 7-5	Water Supply Scheme Pumping Pipe line and Head Tank plan, Profile and Sections
Fig. 7-6	Water Supply Scheme Tocco Pumping Station Plan, Profile and Sections
Fig. 7-7	Tocco Pumping Station Single Line Diagram

第7章 アリコータ湖水補給計画

7.1 基本的考察

7.1.1 基本方針

計画地域を含む Andes 高原地帯は、地質年代による第三期後期に形成された湖成堆積物の礫岩やシルト岩より成る Maure 層、Capillune 層が広く分布している。これらは水源として有望な滲水層 (Aquifer Formation) であり実際に利用されている地域もある。

地下水を利用水源の主要位置に据えるには、

- ① 広域にわたる構造地質学的な調査
- ② 広域的な地下水位 (Regional Piezometric Levels) の調査
- ③ 地下水の移動性 (Transmissivity) などの調査に基づく継続揚水量の決定がなされねばならない。一般にこのような調査は長い期間と費用を要するものであり、したがって、この調査における主水源は先に述べた流域の、部分的には浅部伏流水も含まれる地表水を対象としている。

(2) 水補給のための主要施設の配列において考慮されるべき点は、

- ① 利用しうる流域を出来るだけ多くする事。すなわち取水ダム必要ならば揚水設備、導水路の組合せよりなる取水設備要素で結び、流域面積を多くとること。
- ② かつ取水設備要素が広範囲に分散せずに集中的に配列されること。
- ③ 揚水のための動力費および運転維持費が最少であるように揚水設備が出来るだけ小規模に抑えられること。
- ④ あるいは、この目的のために取水量が平均化され、溢水損失が最少なような調整池が経済的に建設されることなどであろう。

これらの要素は、相互に背反する関係にあって、個々の要素を調整することが最適計画の選択であると考えられる。

- (3) このような基本的な方針のもとに、Pasto Grande にダムを築造する A 案 (A-1, A-II)、主として Loriscota 流域を利用し、Callazas 川に導水する B 案 (B-I, B-II, B-III) および、主として Loriscota 流域を利用し、Salado 川に導水する C 案を比較検討の結果、B-III 案を最も有利な基本計画として選択した。

これらの経緯は、中間報告 (58年7月) として、説明が行われ、原則的合意が得られている。(Appendix - II)

7.1.2 基本的条件

- (1) B-III案による水補給計画の取水源は、流域からの流出河川をもたない閉鎖流域である Loriscota 流域と、この流域の西側に隣接する Tocco 川流域 (Pampa Ventillo) の二つである。

流域面積は、Loriscota 流域の 234 km² と Tocco 川流域 85 km² を併せて 319 km² である。

このため、①現在かんがい不適水を滞留している Loriscota 湖の排水と、その後、湖底は集水機能を持つ施設として利用することが計画の基本的な条件である。

- ②この二つの流域は、Loripongo 川において低い丘陵によって分離されているが、一つの流域として機能するように連結されることが必要である。

フィジビリティ調査で必要とされる 2000 分の 1 程度の地形図が、B-III 計画地域では得られていなかったために、100,000 分の 1 航測地形図および 25,000 分の 1 地形図が主に使用された。

また、1981 年に Ministerio de Agricultura y Alimentación によって作成された 5000 分の 1 は、B-III 計画の一部を覆っておりこれも利用された。

- (2) 取水流域における水文諸量の直接観測は実施されていなかった。したがって、Loriscota 流域における地形的な特徴や近隣流域における水文資料にもとづいて、計画流域における必要なそれを推定し、適当な手法でその妥当性を検証する手法を採用している。具体的な計算過程は「第 5 章 流域の気象と水文」に記述した通りである。これによれば Loriscota 流域における、年平均流量 (貯存量) 1.40 m³/sec と Tocco 川流域での年平均流量 0.50 m³/sec を合わせて、1.90 m³/sec を取水対象とする。

実際に Aricota 湖に導水される量は、水補給計画のために建設される導水路や、その下流側の自然河川などによる搬送損失が考慮されねばならない。具体的には、Table 7-1 に示すように、Loriscota 湖底では前述の貯存量の 90% が集水でき、Tocco 取水ダムまで導水できるものと、なおかつ、流量が 3 m³/sec をこえた分は溢水するものと仮定して利用可能取水量を決定した。

また、Tocco 取水ダムから、Aricota 湖に至る導水路と自然河川でも、前述の利用可能取水量の 10% が損失されると仮定して、Aricota 湖への補給量が決定される。

7.2 アリコータ湖水補給計画の概要

7.2.1 最速開発規模の検討

- (1) B-III による水補給計画は、① Loriscota 流域および Tocco 川での集水と、② Tocco 川に設けられる取水ダムと揚水による取水、③ および開水路などの導水施設による導水か

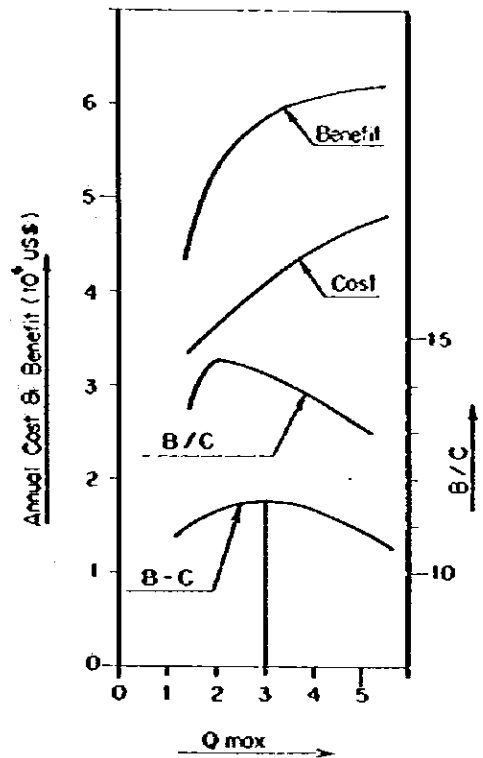
らなる。

ここでは、上述の一連の取水と導水設備の規模変化が得られるべき便益にどのような影響するかを見ることで最適開発規模 (Q_{max}) を検討する。

(2) 費用(年間経費)としては、一連の施設の償却費、維持修繕費と運転経費である。これらは最大取水量すなわち水路系の容量と費用の関係は、地形条件に依存すると考えられる。また、便益は発電電力量と発電放流がもたらすかんがい便益が考慮される。1立方メートルあたりの水の便益が一定であるとすると、最大取水量と便益の関係は、流況曲線の傾向をそのまま反映してある点を越えると大きく配を変えるであろう。

最適開発規模の検討は、水補給計画案による投資効果が最大となるべき点を選択することであり、具体的には便益曲線と費用曲線の差 ($B-C$) が最大となる規模を選ぶものとする。検討結果によれば、B-III案による最適開発規模は、 $Q_{max} = 3.0 \text{ m}^3/\text{sec}$ であり、Fig. 7-1にそれを示す。

Fig. 7-1 Optimum Q_{max}



7.2.2 Loriscota 湖

(i) Loriscota 湖の排水

Loriscota 湖に滞留しているかんがい不適水の排水を行うことは、B-III案による水補給計画の基本事項である。

排水方法としては、

- a) 湖水を希釈排水する水路の設置により直接排水する。
- b) 湖に流入する二つの河川 (Lorisa 川, Putijane 川) の水を遮断して他流域に分水し、湖を自然涸渇させる。
- c) その他の化学的処理法などが考えられる。

このうち化学的処理法は、処理量が多量の場合は設備費が膨大になることから Loriscota 湖水処理として不適であることが判っている。また、湖への流入水を遮断して自然涸渇させる方法は、比較案として B-I, B-II 計画に採用して検討した。

シミュレーション計算によれば、湖の北岸沿に設けられる水路による地表水と一部洩部

Table 7-1 Available Quantity of Water Intaken at Tocco Pumping Station

Unit: m³/s

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total	Average
1966	0.87	1.72	1.73	1.42	1.94	1.54	1.44	1.40	0.99	1.17	1.26	1.40	512.91	1.41
67	1.72	3.00	3.00	2.61	1.50	1.75	1.56	1.60	1.28	1.27	0.85	1.53	656.28	1.80
68	3.00	2.48	2.23	1.94	1.65	1.69	1.23	1.66	1.50	1.21	1.81	1.71	673.51	1.84
69	1.71	2.86	2.52	1.50	1.93	1.53	1.35	1.35	1.36	1.05	1.08	1.25	590.14	1.62
70	2.34	2.29	2.70	1.58	1.51	1.36	1.31	1.18	1.01	0.98	0.98	1.25	561.39	1.52
71	2.06	3.00	3.00	1.51	1.25	1.17	1.32	1.22	0.91	0.81	0.98	1.61	570.47	1.56
72	3.00	3.00	3.00	2.95	1.05	0.88	0.87	0.83	0.84	0.82	1.23	1.86	618.33	1.69
73	3.00	3.00	3.00	2.06	1.94	1.76	1.63	1.52	1.57	1.54	1.49	1.44	726.57	1.99
74	3.00	3.00	3.00	2.26	1.53	1.84	1.51	3.00	1.24	0.69	0.65	0.96	688.09	1.89
75	3.00	3.00	3.00	1.63	2.14	1.69	1.56	1.25	0.97	0.76	0.97	1.68	656.89	1.80
76	3.00	2.76	2.58	1.49	1.47	1.27	1.11	1.15	1.59	0.79	0.67	0.89	571.33	1.56
77	1.22	2.99	3.00	1.48	1.52	2.15	1.76	1.28	1.04	0.81	1.70	1.72	625.43	1.71
78	3.00	2.63	1.56	2.10	1.50	1.63	1.52	1.25	1.01	0.84	1.11	1.14	584.25	1.60
79	2.13	1.48	2.25	1.36	1.46	1.34	1.43	1.88	1.07	1.11	1.02	1.11	537.61	1.47
1980	2.72	2.82	2.17	1.29	1.18	1.06	1.05	1.04	0.98	1.23	0.98	0.68	523.25	1.43
Average	2.39	2.67	2.58	1.81	1.57	1.51	1.38	1.44	1.16	1.01	1.12	1.35	606.43	1.66

伏流水の取水は、湖の水位を約2 m程度低下させるが完全に涸渇させるまで至らない。

したがって Loriscota 湖は、ほぼ湖底と同一の標高に設けられる排水路によって排水を行い湖底を乾燥させる。底質が乾燥や降水による浸水によって集められた水質にどのように影響するかは現在予測できない。また、Loriscota の湖周辺の水理地質(第6章)および河川の水質(第10章)で述べたように、湖水の起源が温泉水である可能性があり、現在も湧出しているかもしれない。さらに湖岸で実施されたピット掘削と揚水試験は、湖の比較的浅部の地質構造が均質でなく、湖を涵養する水量の約55%を占める浅部伏流水が偏在的な分布であることを予測させる。

以上の諸点を考慮すると、希釈排水を完了した後の Loriscota 湖底での集水は、比較的単純な施設で可能であろうと判断される。

すなわち、集水用水路と導水用水路を魚骨状に組合せた形状の水路を湖底地域に建設する。湖の最も深い部分での適当な面積は、処理されるべき湖底物質の堆積場として残す必要があるかもしれない。

(2) Loriscota 水路

湖底区域から、Tocco 取水ダムまでの Loriscota 水路は、湖と Tocco 流域の分水嶺である Loripongo 地点を通過しなければならない。

近傍で実施された地質調査報告(SA-4)によればかなり深部まで砂礫層や礫層が続き、地下水浸潤の可能を示唆している。また地形測量が実施されていないので詳細は不明であるが、湖底標高から丘の頂部までは15~20 m程度と考えられる。

Loripongo を通過する水路は、このような地質地形の条件を考慮すると、緩斜面による開削水路となるであろう。この方法による土工量は全体で最大140万 m^3 と見られ、大規模な工事となる。将来、詳細な地質調査が実施され、トンネル掘削工法または特殊なトンネル掘削工法の採用が可能ならば、改めて工法検討が実施されるべきである。

Loriscota 水路は、Loriscota 湖の希釈排水用水路としても利用され Viscachas 川を経て Tambo 川に放流されよう。

7.2.3 Tocco 取水設備と導水路

(1) Tocco 取水ダム

Pampa Ventillo の最下流域で、Co. Cuesllampo と Co. Pacchianqui のすそに1より狭められている地点に取水ダムを築造する。ダム基礎となるべき地質は融氷堆積物であり分布厚と透水性や変形性などの性状が不明であるが、比較的細粒の粒度を持ったものと推定される。

したがって、このような条件を考慮してダムタイプは Local Material を使用するフィルタイプダムとし、かつ付近には土質遮水壁となる材料が得られないので、アスファルト

表面遮水型とする。

利用する水源が限定されていることから、ダム規模が小さいにもかかわらずダム基礎の止水は重要である。融氷性堆積物によりなるダム基礎のグラウトビリティは不明であるが、注人工法その他の方法によって止水壁が形成されねばならない。

ToccoおよびLoriscota流域の洪水は、ダムに隣接する洪水吐（コンクリート越流ゼキ）によって安全に洩下されねばならない。高原地帯における施設の運営・管理のしやすさを考慮し制御ゲートを設置しない。

洪水吐を含むダム頂長は135mであり、最大高さは11.5mとなる。

(2) 揚水所と揚水管路

取水された水量は、ポンプおよび揚水管路によって、Mataza川、Callazas川に導水するための落差を得る。揚水所は、1,600 kWのポンプ2台と必要な補機類、制御装置を収めた半地下式鉄筋コンクリート構造である。一般に高地では、低地に比べてより大きな押し込み水頭が要求され、ここではこれを3mとしている。主機室の主要諸元は幅11.00m、長さ19.00m、高さ9.50mである。

ポンプ吐出側に揚水管路を接続する。2本の揚水管路は、ポンプを出てすぐ合流して、直径1.20mの1条となる。揚水管路は、固定台およびリングガーターによる承支台で支持される。

(3) 導水路

導水路は、1500分の1のこう配で、Tocco揚水管路終端よりViscacha湖の北部および西岸を経てMataza川に至る延長30kmの開水路である。この間、Viscacha湖の北部でJapopunco川に続く谷では逆サイフォンで、Viscacha湖の南のLoma Tasujaneでは、トンネルによって通過する。

最大容量3.0 m^3 /secの開水路の構造材料としては様々考えられるが、

① 延長が長いので、材料が現地で簡単に入手されること。

② 建設費が低廉であり、高地での維持管理がしやすいこと。

の観点から、コンクリート（床版）および玉石コンクリート（側壁）の組合せによる覆工とする。

この型式の水路は、Laguna Blanca地流からUchusuma川に導水路として、すでに運営されているなど実績を有する工法の一つである。

7.2.4 揚水機器

(i) 揚水機器

Tocco 揚水所は、全揚程 85.0 m、最大揚水量 3.0 m³/sec で計画される。ポンプ台数は経済性および点検、オーバーホール等を考慮し、2台とした。ポンプ台数別の工事書を Table 7-2 に示す。

Table 7-2 Economic Comparison of Pump Unit

Number of Pump	1	2	3
Total Pumping Head (m)	85.0	85.0	85.0
Pumping Discharge (per unit) (m ³ /sec)	3.0	1.5	1.0
Capacity of Motor (kW)	3,200	1,600	1,100
Revolution Speed (rpm)	504	750	880
Construction Cost (x10 ³ US\$)			
Electrical Equipment	1,422	1,647	1,883
Civil Structure	1,677	1,540	1,596
Total	3,089	3,187	3,484

Table 7-2 からわかるように、ポンプ台数を工事費のみで比較すると 1 台案が最も低廉である。しかし、1 台案の場合は、ポンプ故障時には揚水不能となる点や、点検、オーバーホール等を行うことを考慮するとポンプ台数を複数台設置することが必要不可欠である。さらには、ポンプ台数を 2 台としても 1 台案に比較して約 3% 価格増となるのみであること、3 台案は 2 台案と比較して約 9% 価格増となることを考慮し、ポンプ台数は 2 台とした。

揚水運転は Tocco 調整池の水位により、ポンプを間欠運転させることにより制御することとする。

(2) 変電設備

Tocco 揚水所の電源は、SPCCのSuches 変電所からの69 kV 送電線を通して受電する。開閉所は屋外式とし揚水所に隣接して設置する。受電用変圧器は屋外用三相油入変圧器1台、容量4,500 KVA、電圧69 kV/3.3 kVとした。

Table 7-3 K, Tocco 揚水所設備の概略諸元を、Fig. 7-7 K 単線結線図を示す。

Table 7-3 Dimension of Tocco Pumping Facilities

Output of Pumping Station	
Pump	3,200 kW
Type	Horizontal shaft, double suction, volute pump
Number of Unit	2
Total Pumping Head	85 m
Pumping Discharge	1.5 m³/sec
Revolving Speed	705
Pump Input	1,460 kW
Motor	
Type	Wound-rotor type, 3-phase, Induction motor
Number of Unit	2
Output	1,600 kW
Voltage	3,300 V
Frequency	60 Hz
Transformer	
Type	Outdoor, 3-phase, oil-inzersed transformer
Number of Unit	1
Capacity	4,500 kVA
Voltage	69 kV/3.3 kV

7.2.5 送電通信設備

(1) 送電線

アリコータ湖水補給の為に Tocco 地点に設置される揚水所に対する動力供給送電線は、SPCCの Suches S-2 変電所より 69 kV 1 cct 35kV の規模で計画される。

詳細は、第9章 送電計画および系統解析に述べる。

(2) 通信設備

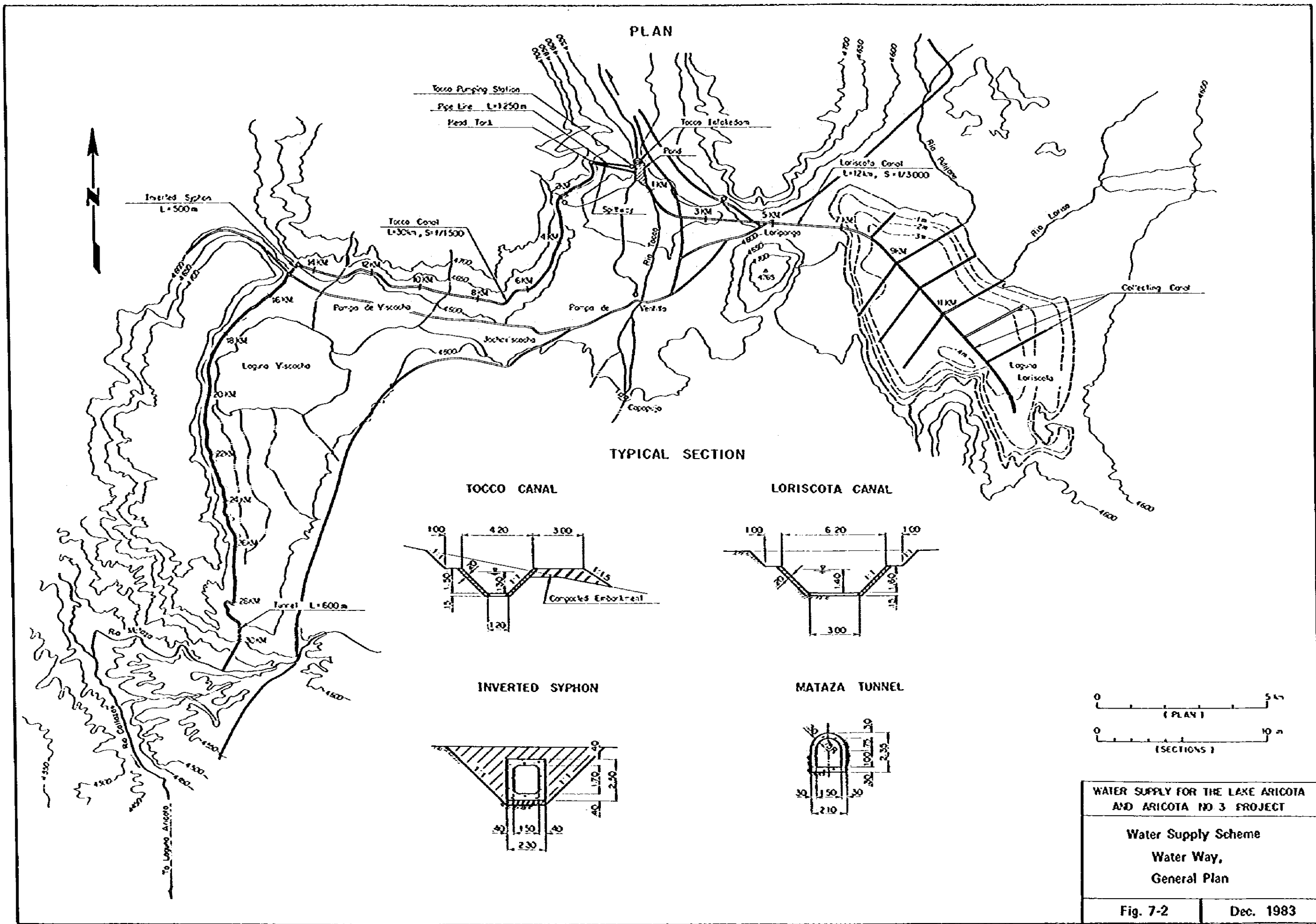
アリコータ第2発電所と揚水所との間の通信回線は、短波を用いて構成する。使用周波数は COREDETACNA が使用している 5 MHz band, 7 MHz band もしくは 9 MHz band とするか、詳細設計時伝搬実験を行い、決定する必要がある。

他の通信手段として通常用いられる電力線搬送回線 (PLC) は、揚水所とアリコータ第2発電所との間に、直通の送電線がないため、多くの PLC 装置を串联接続する構成になり難く、また VHF 回線は地形上中間の約 3,500 m 地点に中継局を必要とするので電源の確保、局舎の構造、施工並びに保守が難しい。

HF 回線を構成するのに必要な設備は次の通り。

Table 7-4 Telecommunication Facilities

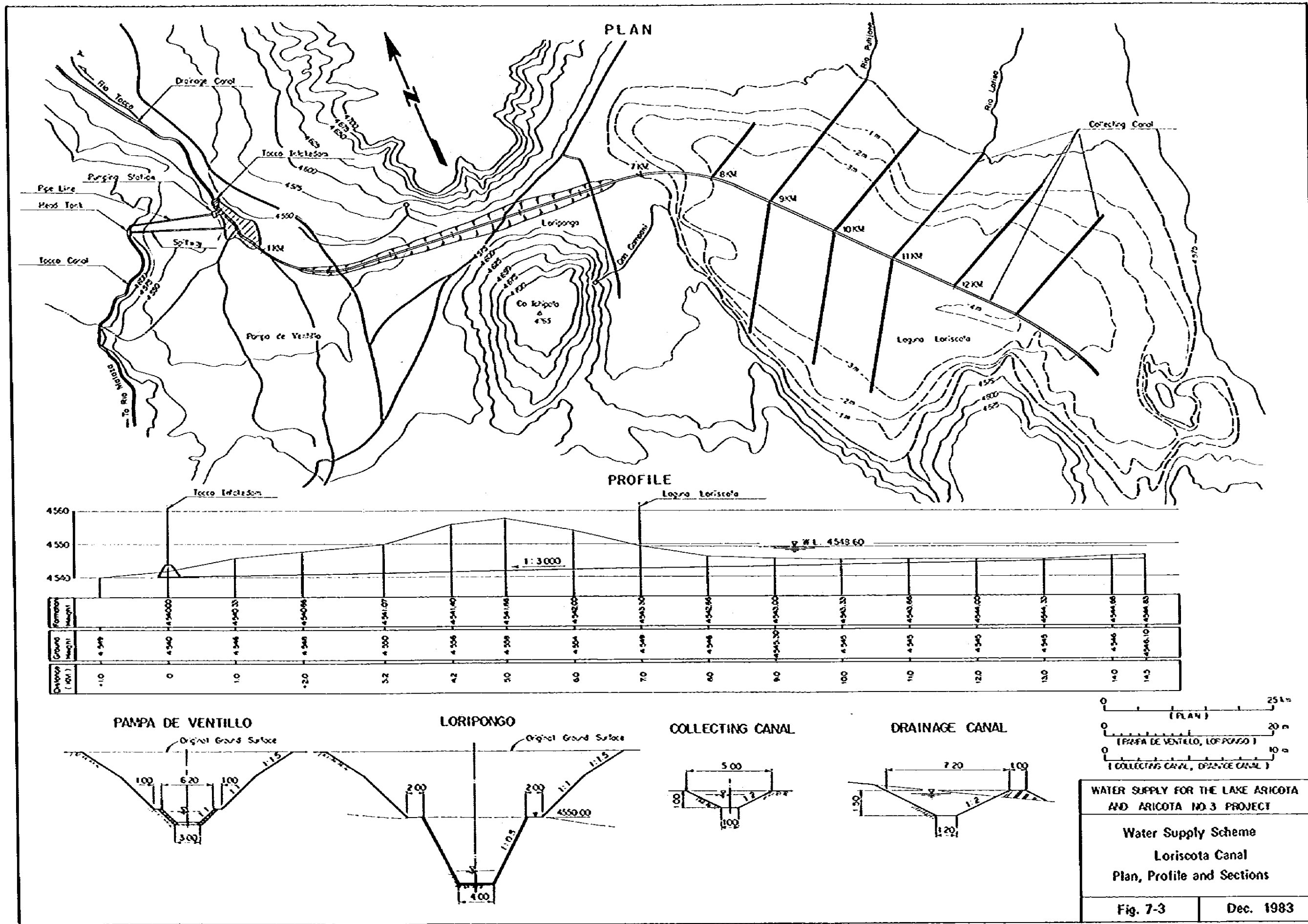
Item	Pump Station	Aricota No. P/S
HF Radio Equipment	1 set	1 set
Antenna with pole and feeder	1 set	1 set
Power supply equipment	1 set	1 set

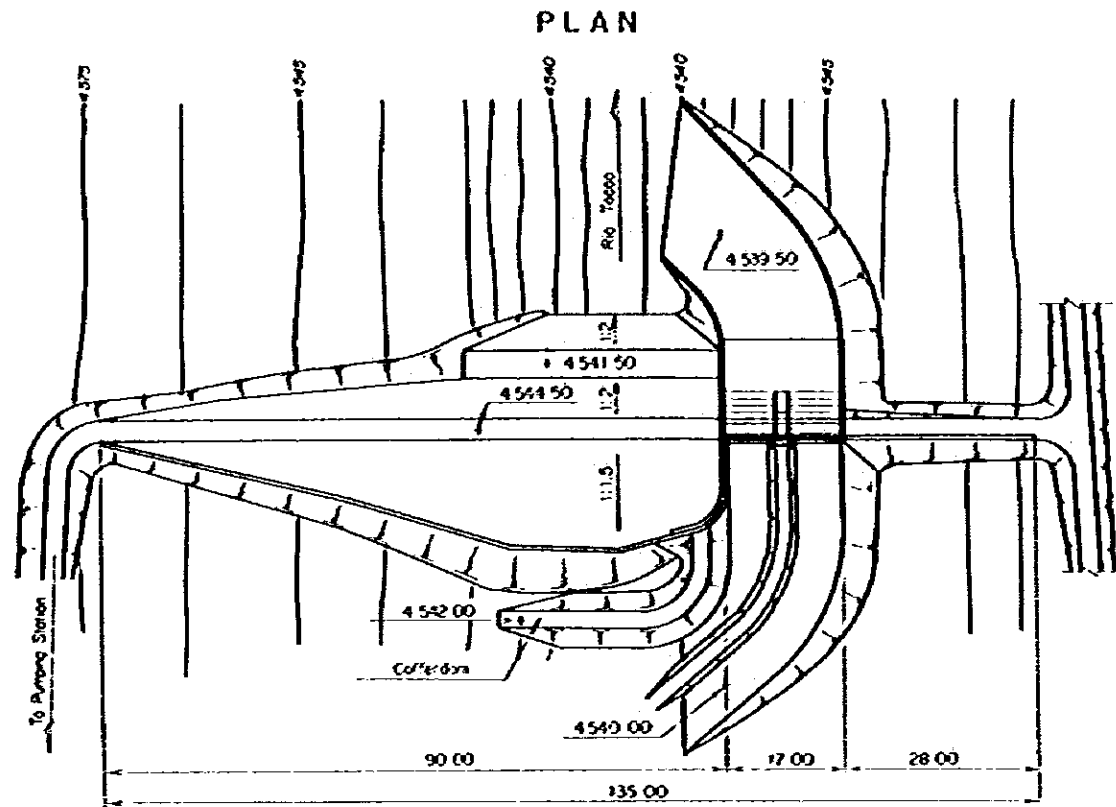


WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA NO 3 PROJECT

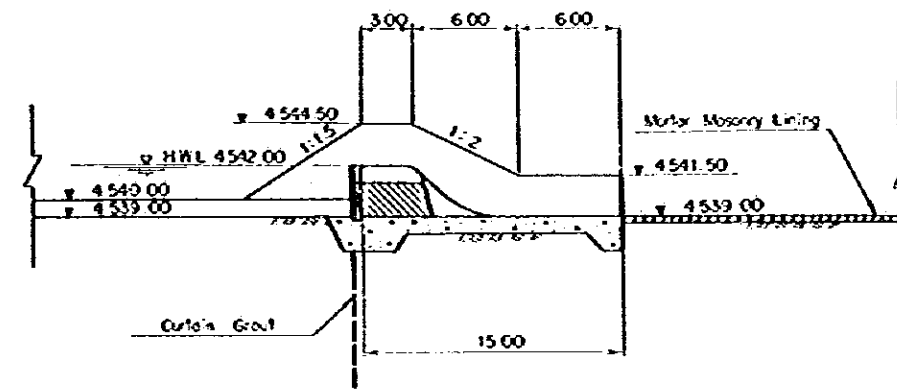
Water Supply Scheme
Water Way,
General Plan

Fig. 7-2 Dec. 1983



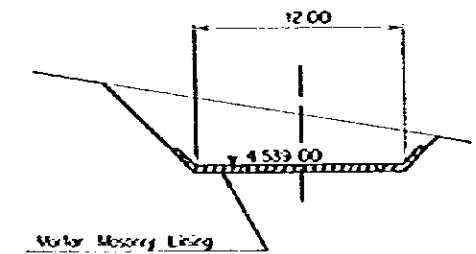
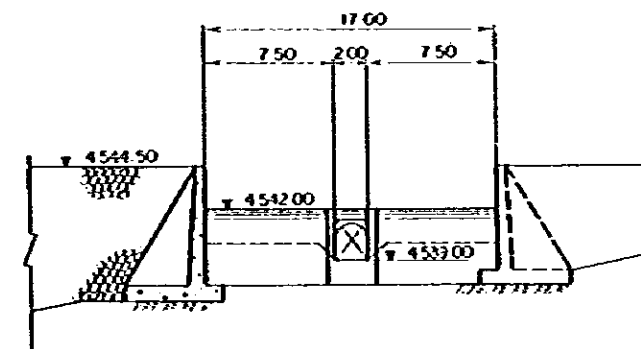
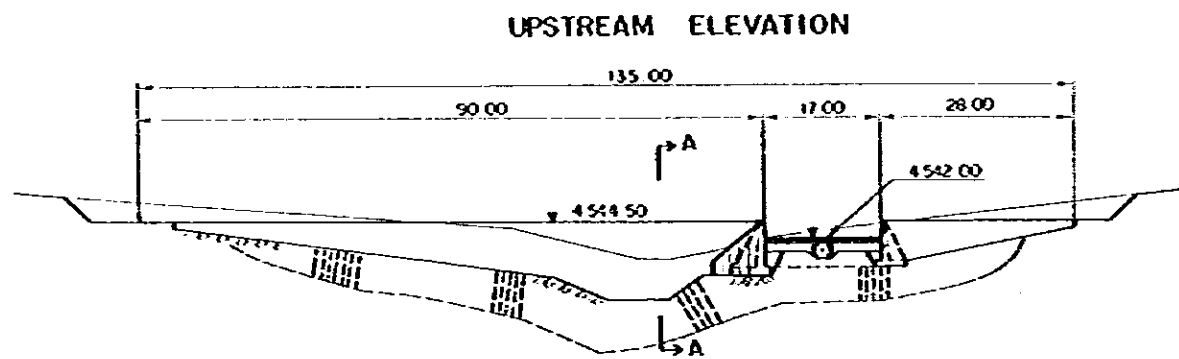


SPILLWAY PROFILE

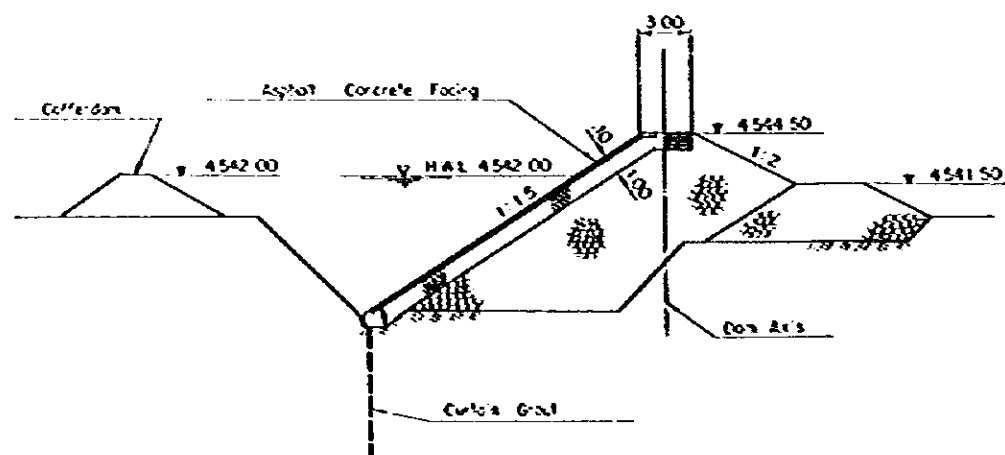


UPSTREAM VIEW

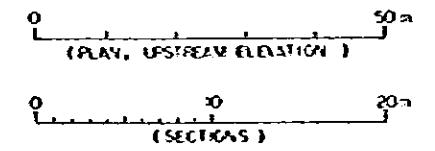
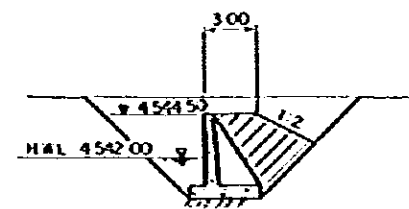
DOWNSTREAM SECTION



SECTION A - A



RIGHT ABUTMENT

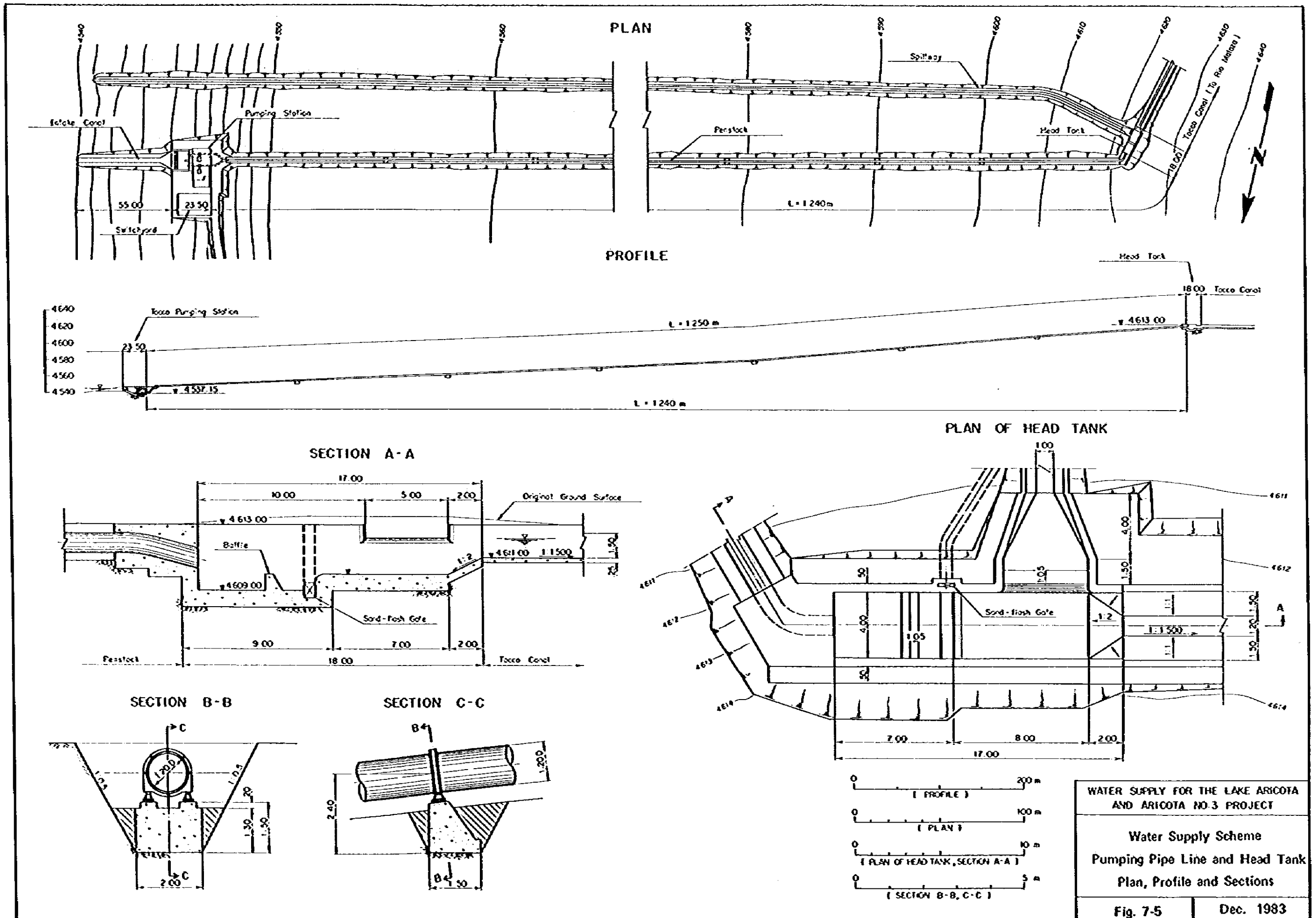


WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA NO.3 PROJECT

Water Supply Scheme
Tocco Intakedam
Plan, Profile and Sections

Fig. 7-4

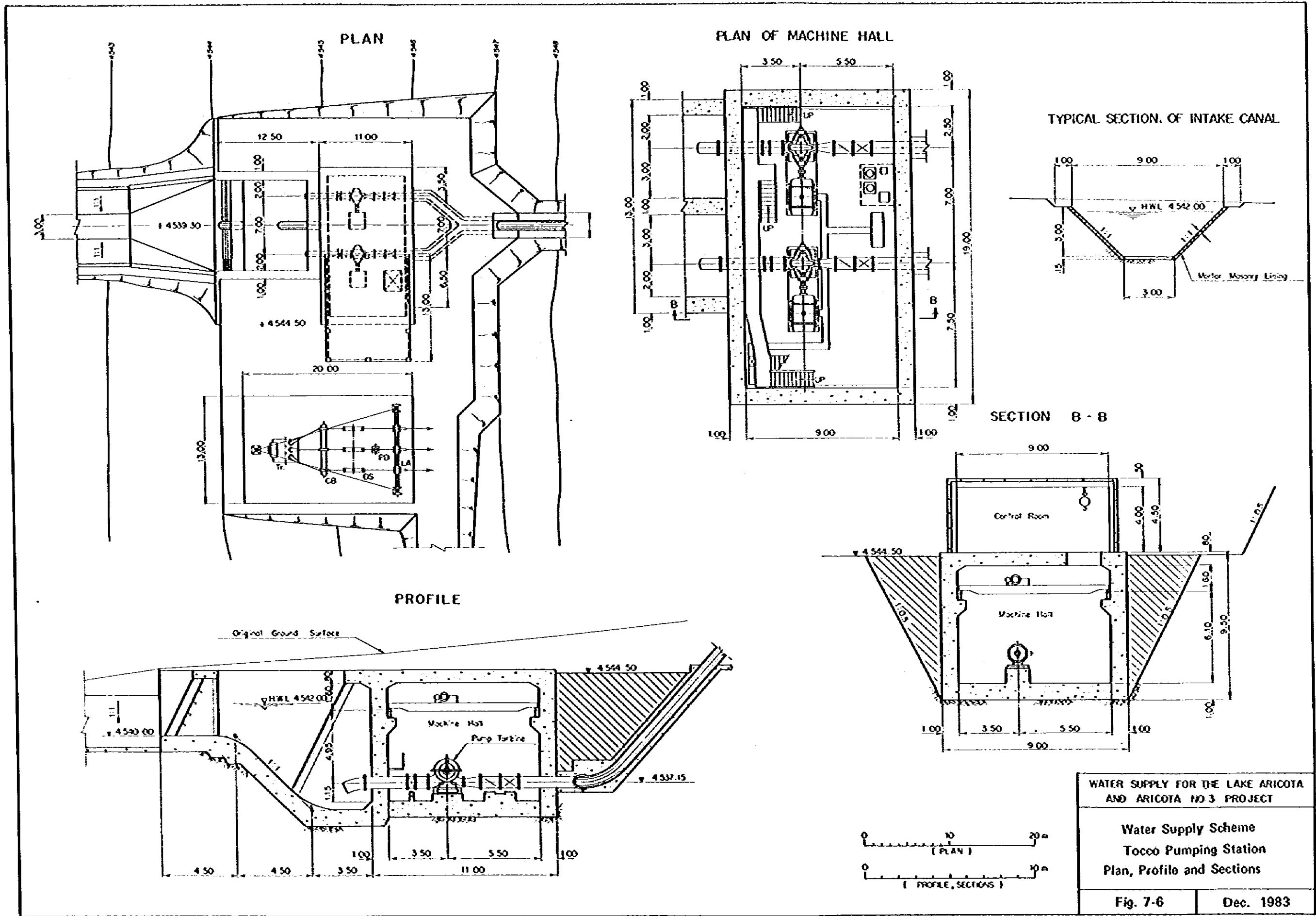
Dec. 1983



WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA NO. 3 PROJECT

Water Supply Scheme
Pumping Pipe Line and Head Tank
Plan, Profile and Sections

Fig. 7-5 Dec. 1983



WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA NO 3 PROJECT

Water Supply Scheme
Tocco Pumping Station
Plan, Profile and Sections

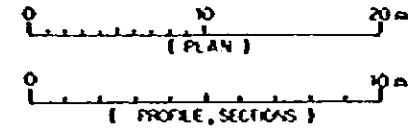
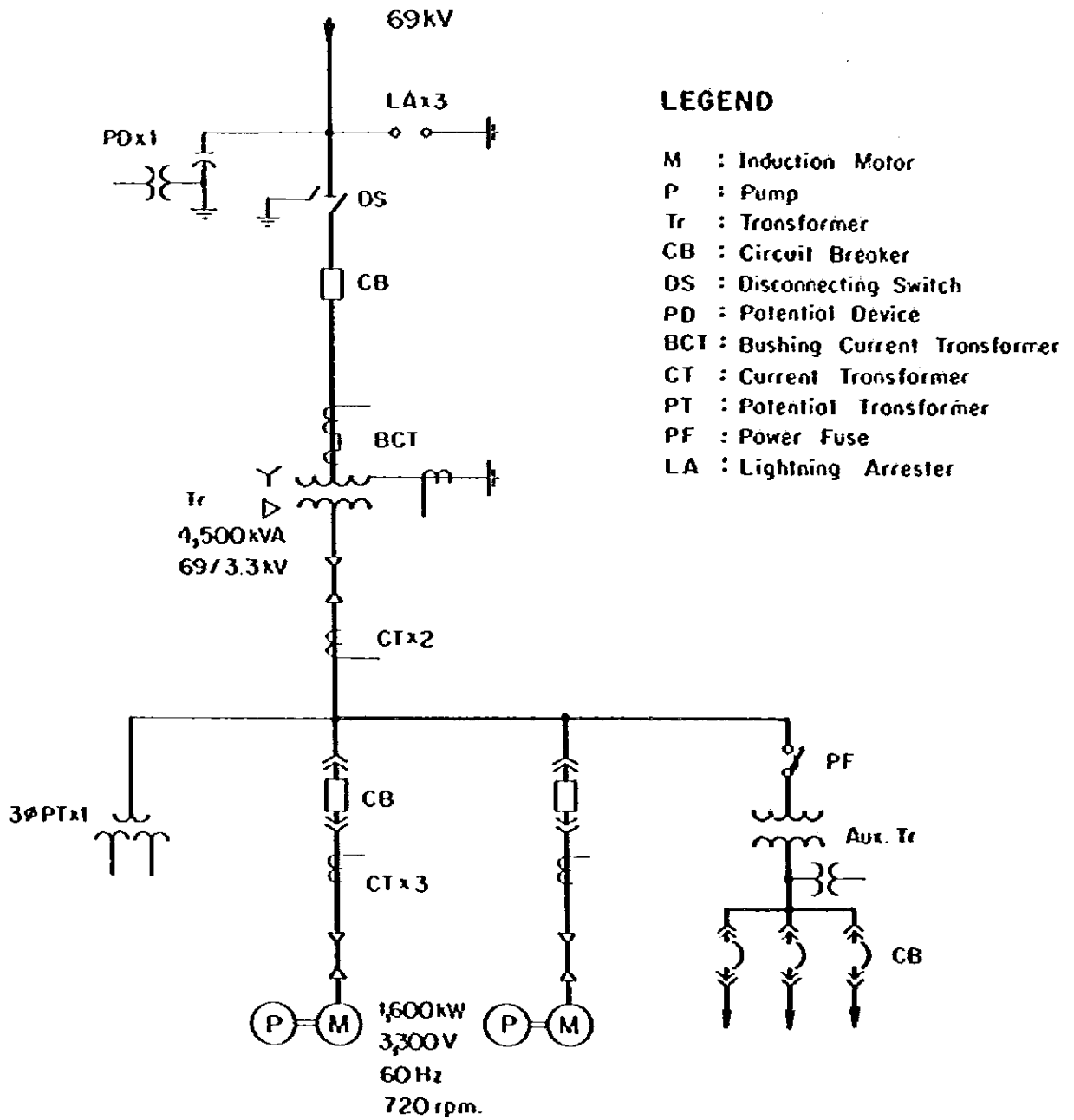


Fig. 7-6 Dec. 1983

Fig. 7-7 Tocco Pumping Station Single Line Diagram
SUCHES S.S



LEGEND

- M : Induction Motor
- P : Pump
- Tr : Transformer
- CB : Circuit Breaker
- DS : Disconnecting Switch
- PD : Potential Device
- BCT : Bushing Current Transformer
- CT : Current Transformer
- PT : Potential Transformer
- PF : Power Fuse
- LA : Lightning Arrester

第8章 アリコータ第3水力発電計画

第 8 章 アリコータ第 3 水力発電計画

8.1 基本的考察	Ⅷ- 1
8.2 発電計画	Ⅷ- 2
8.2.1 開発規模	Ⅷ- 2
8.2.2 アリコータ発電所群の運転制御	Ⅷ- 5
8.2.3 土木構造物	Ⅷ- 9
8.2.4 電気機器	Ⅷ- 27
8.2.5 送電通信設備	Ⅷ- 35
8.3 Aricota 湖の運用	Ⅷ- 38
8.3.1 基本的条件	Ⅷ- 38
8.3.2 運用計算	Ⅷ- 41
8.4 可能発生電力量	Ⅷ- 43

TABLE LIST

Table 8-1	Comparison Table of Installed Capacity (Aricota No.3 P/S)
Table 8-2	Comparative Table of Pelton Turbine
Table 8-3	Dimension of Electrical Equipment of Aricota No.3 Power Station
Table 8-4	Available Energy Production
Table 8-5	Energy Production of Aricota No.1 & No.2 P/S (with Project)
Table 8-6	Energy Production of Aricota No.3 P/S (with Project)
Table 8-7	Pumping Energy of Aricota Pumping Station (with Project)
Table 8-8	Pumping Energy of Tocco pumping Station (with Project)
Table 8-9	Energy Production of Aricota No.1 & No.2 P/S (without Project)
Table 8-10	Pumping Energy of Aricota Pumping Station (without Project)

FIGURE LIST

Fig. 8-1	Schematic Plan of Aricota Power System
Fig. 8-2(1)	Estimated Daily Load Curve in Aricota System and Discharge Control Curve at the Pumping Station
Fig. 8-2(2)	Estimated Daily Load Curve in Aricota System and Discharge control Curve at the Pumping Station
Fig. 8-3	Aricota No.3 Scheze, General Layout
Fig. 8-4	Aricota No.3 Scheme, Dam, Plan, Profile and Typical Section
Fig. 8-5	Aricota No.3 Scheme, Intake, Plan, Profile and Sections
Fig. 8-6	Aricota No.3 Scheze, Water Way, General
Fig. 8-7	Aricota No.3 Scheme, Head Tank, Plan, Profile and Sections

- Fig. 8-8** Aricota No.3 Scheme, Penstock, Plan, Profile and Typical Sections
- Fig. 8-9** Aricota No.3 Scheme, Powerhouse, Plan, and Section
- Fig. 8-10** Aricota No.3 Scheme, Powerhouse, General
- Fig. 8-11** Aricota No.3 Power Station Single Line Diagram
- Fig. 8-12** Aricota No.2 Power Station Single Line Diagram (Expansion)
- Fig. 8-13** Communication System for Aricota No.3 Project
- Fig. 8-14** Tone Ringer Network
- Fig. 8-15** Mass Curve of Lake Aricota (1966-1980)
- Fig. 8-16** Relation between Firm Discharge and Effective Storage Capacity
- Fig. 8-17** Rate of Fluctuation of Monthly Demand in Aricota Power System
- Fig. 8-18** Reservoir Operation of Lake Aricota

第8章 アリコータ第3水力発電計画

8.1 基本的考察

アリコータ第3水力発電計画は、以下に掲げる基本的な条件および考察に基づいて計画案の検討が行われた。

- (1) 第4章「電力需要想定」に述べられているように、本計画対象地域となるペルー南西地域の Aricota 系統は、急増する電力需要に対処するため新規電源の開発が期待されている。
- (2) Aricota 系統には、既設アリコータ第1および第2発電所があり、Aricota湖から最大 $4.6\text{ m}^3/\text{sec}$ を揚水して発電に使用しており、合計出力 $35,700\text{ kW}$ の発電を行っている。今回計画されるアリコータ第3発電所は、既設アリコータ第2発電所の放水口から下流の Curibaya 川の残存落差および Aricota湖より揚水した水の有効活用を計る計画である。
- (3) アリコータ第3水力発電計画は、"Report on Modified Second Stage Development of Plan Tacna, 1971年11月で5ケースの比較案について基本的な検討がなされており、Appendix - III に示すように、結論として、Alternativa III - C が最も経済的な計画であるとされている。

Alternativa III - C の概要は、アリコータ第2発電所の放水口直下流に取水ダムを設け、延長 6.7 km の導水路トンネルで Curibaya 川右岸の Chulibaya 地点に設けられる発電所へ最大水量 $4.6\text{ m}^3/\text{sec}$ を導水し、 $14,000\text{ kW}$ の発電を行う計画である。

本調査団は、現地調査結果を踏まえ、これらを見直した結果 Alternativa III - C は、その他の比較案と較べて、単位長さ当りの導水路で得られる落差が最も大きく、経済的であることの理由で適切であると判断された。

したがって、本章においては前記 Alternativa III - C を基本計画として更に、詳細検討を行うものとする。

- (4) 既設アリコータ第1および第2発電所は、無任トンネルによる水路式発電所であり、本来ベース負荷対応の発電所である。しかし、Aricota 系統の近接未来の電力需要を予測し、導水路トンネルを流下する水の発電所群への到達時間を考慮して、予め Aricota湖からの揚水を開始し両発電所の計画運転を行うならば、ピーク負荷対応の発電所となり得る。
- (5) Aricota湖の貯水池運用の策定は、水補給計画によって Aricota湖へもたらされる水を最大限有効利用することを主眼とする。すなわち、この貯水池運用は、単にアリコータ第3発電所の可能発生電力量を大きくするように運用するだけでなく、既設アリコータ第1、第2発電所の性格や能力および Curibaya 川下流のかんがい地にも与える効果をも含めて、包括的により経済的な運用方法が検討されなければならない。
- (6) Aricota湖の貯水池運用策定に当たっては、電力需要に対処することを最優先させること

を基本条件とする。何故ならば、Aricola湖で貯留された水は、その運用方法の如何にかかわらず、電力便益の方がかんがいの生む便益よりも遙かに大きいからである。

8.2 発電計画

8.2.1 開発規模

(1) 調整池

既設アリコータ第1および第2発電所は、ベース負荷対応の性格をもった発電所であるため、今回計画されるアリコータ第3発電所は、電力系統運用上ピーク負荷対応の発電所とすることが望まれる。アリコータ第3発電所をピーク負荷対応の発電所とするためには、アリコータ第2発電所で発電放流された水を貯留することが可能な調整池を有する必要がある。

アリコータ湖水補給計画完成後のアリコータ第2発電所の常時使用水量は、約3m³/secであることや、ピーク用発電所としての機能を有するためには4～6時間程度の尖頭負荷発電が可能でなければならず、これらを勘案すると、最大使用水量にもよるが約200,000m³の調整容量が必要となる。

しかし、アリコータ第2発電所の下流のCuribaya川は、平均河床勾配が約1/22と急であること、その上河床堆積物も厚く、河幅も広いことから計画地点近傍には、前記のような調整容量をもつ調整池を設ける適切な場所はない。

加えて、アリコータ第3発電所のピーク流量を既設アリコータ第2発電所の最大使用水量4.6m³/secより大きくすることは、逆調整池を設ける必要性が生じ、コスト高の一因にもなる。

上記を勘案した結果、アリコータ第3発電所には、日間調整が可能な調整池を設けないことにした。

しかし、アリコータ第2発電所が負荷変動に対処することによって生じる流量変動の影響が直接アリコータ第3発電所に及ぶのを避けるため、流量変動を吸収する池が必要になる。また、第2発電所が休止して第1発電所を運転する場合は発電放流水はCuribaya川を流下することになり、この水を有効に利用するためには、取水構造物が必要となることなどの点を考慮し、小規模の取水ダムを乗造する計画とした。

(2) 最大使用水量

前述したように、アリコータ第3発電所は既設アリコータ第2発電所の放水口に直結した形となる。すなわち、アリコータ第3発電所は、第2発電所と第1発電所に完全に従属した発電を行うことになる。また、取水ダム地点のCuribaya川には残流水が全く見られないため、河川から取水することは考えられない。これらのことから、アリコータ第3発

電所の最大使用水量は第1および第2発電所と同じく $4.6 \text{ m}^3/\text{sec}$ とした。

(3) 設備出力

アリコータ第3発電所は、ベルトン水車を使用する無圧水路式発電所なので、落差は、ヘッドタンクの水位と水車中心標高の高低差ということになる。ヘッドタンクの水位は、取水ダムの取水位と導水路トンネルの動水勾配によって決められる。

既設アリコータ第2発電所の水車型式はベルトン型であるが一般にこの型式は構造上、水車中心から放水位まで2mの落差が確保されていれば水車効率に与える影響はないとされている。したがって、この2mに放水路の動水勾配や風による波頭等を考慮して、余裕高0.5mを加えた2.5mを、水車中心標高から下げたW. L. 1749.5mを取水位とした。

水車中心標高の決定に当っては、発電所地点の地形・地質を考慮し、落差を最大限に有効活用すべく放水位を可能な範囲で変化させてTable 8-1に示すように比較検討を行い最適案を選定した。この結果、水車中心標高は1,370mとなり、設備出力は13,400kWである。

Table 8-1 Comparison Table of Installed Capacity (Aricota No.3 P/S)

Case	Item	Value	Unit
I	Head Tank Water Level	1,739.10	m
	Centerline of Turbine	1,379.00	m
	Gross Head	360.10	m
	Effective Head	348.00	m
	Installed Capacity	13,000	kW
	Annual Energy Production	69.0	10 ⁶ kWh
	Construction Cost	28,000	10 ⁶ US\$
	Construction Cost per kW	2,230	US\$/kW
	Construction Cost per kWh	0.420	US\$/kWh
II	Head Tank Water Level	1,739.10	m
	Centerline of Turbine	1,370.00	m
	Gross Head	369.10	m
	Effective Head	357.00	m
	Installed Capacity	13,400	kW
	Annual Energy Production	70.8	10 ⁶ kWh
	Construction Cost	29,400	10 ⁶ US\$
	Construction Cost per kW	2,200	US\$/kW
	Construction Cost per kWh	0.415	US\$/kWh
III	Head Tank Water Level	1,739.10	m
	Centerline of Turbine	1,354.50	m
	Gross Head	384.60	m
	Effective Head	372.50	m
	Installed Capacity	14,000	kW
	Annual Energy Production	73.9	10 ⁶ kWh
	Construction Cost	31,500	10 ⁶ US\$
	Construction Cost per kW	2,250	US\$/kW
	Construction Cost per kWh	0.426	US\$/kWh

8.2.2 アリコータ発電所群の運転制御

アリコータ第1～第3発電所の水路系は、Fig 8-1に示すように調整池を持たず、また、揚水所で揚水した水が各発電所に到達する迄に長時間を要する。したがって溢水なしに Aricota 系統の負荷に追従する様な運転は困難である。しかしながら、下記(1)～(3)のような手法を用いれば、溢水を最小限にとどめることのできる発電所制御が可能であると考えられる。

(1) 制御に必要な水路条件の設定

揚水所から第1発電所までの流水の到達時間 $T_1 =$ 約45分

第1発電所から第2発電所までの到達時間 $T_2 =$ 約45分

第2発電所から第3発電所までの流水の到達時間 $T_3 =$ 約75分

(2) 発電所の制御

最も経済的な発電所の制御方法は、無効放流を最小限にするような方法であろう。この条件からそれぞれの発電所をベース負荷、ピーク負荷と分担して運転する方法よりも、各発電所とも上流からの流入量に応じた発電を行い、揚水量を負荷に対応させて制御する方法がより経済的である。

その一例として、1992年の想定負荷曲線に対応した揚水量を Fig. 8-2(1), (2)に示す。この結果から、揚水量を図のように制御すれば、無効放流を最小限にとどめることができる。しかし、この制御方法の適用にあたっては、下記のような考慮が必要と考えられる。

a) 上記制御方式は系統の負荷予想を必要とする。負荷予想の精度が低い場合には、負荷に対応する水量より多く揚水して、無効放流しながら負荷の増加に備えなければならぬ。

b) 負荷調整のために無効放流が生じる場合には、特定の発電所のみ無効放流させる方が制御しやすい。どの発電所で無効放流するのかは経済性の上で差異はないが、制御性を考慮して第3発電所を選択するのが良いと考えられる。

c) ピーク時の系統の負荷急増に対しては、揚水量の増加のみでは水路系の流水の到達時間による遅れのため、同時に全発電所の負荷を増加させることができない。このため、第2発電所の放水口下流に取水ゲムを設け、ゲート制御により第3発電所を第1発電所と合わせて負荷急増させることにより系統負荷に追従可能となる。

(3) 第3発電所調整池の容量

(2)の c) の制御に必要な池容量は、以下の条件により算出した。

a) 流量は、第3発電所の負荷を75%から100%への負荷急増に対応することのできる水量とした $4.6 \text{ m}^3/\text{sec} \times (1.0 - 0.75) = 1.15 \text{ m}^3/\text{sec}$ である。

b) 調整池からの放流継続時間は揚水量を増加させてから、その増加量が調整池に到達する迄の時間90分とした。 容量 $= 1.15 \text{ m}^3/\text{sec} \times 90 \text{ min} \times 60 \text{ sec} = 6,210 \text{ m}^3 \approx 6,000 \text{ m}^3$ これより、第3発電所の調整池の容量は、6,000 m^3 とした。

Fig. 8-1 Schematic Plan of Aricota Power System

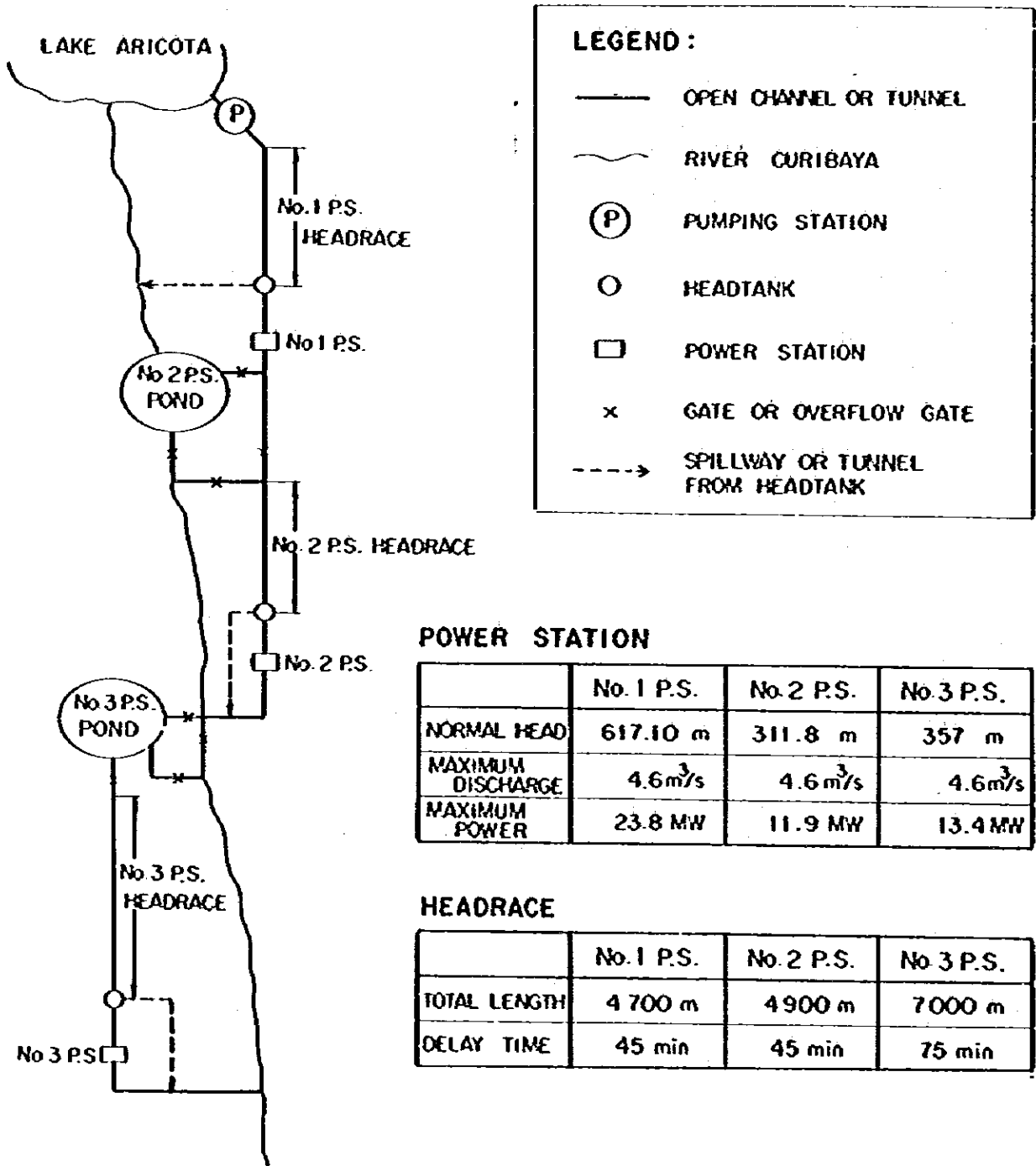
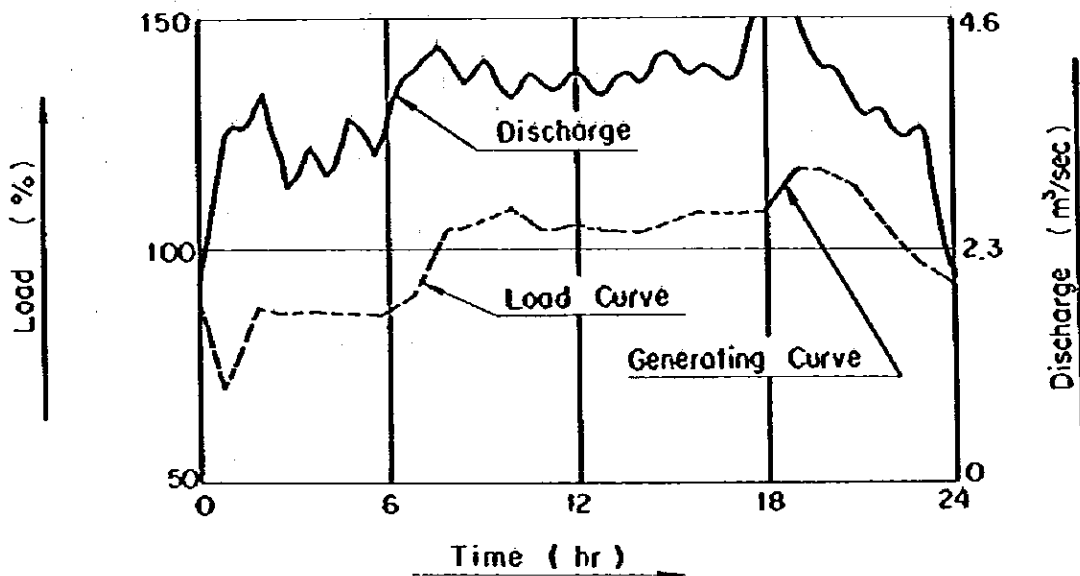


Fig. 8-2(1) Estimated Daily Load Curve in Aricota System and Discharge Control Curve at the Pumping Station

Case-1, Estimated from the daily load curve on the day which the system demand recorded the maximum of the year during the last five years, 1978-1982

(1) Control interval of the station is 15 minutes



(2) Control interval of the station is 60 minutes

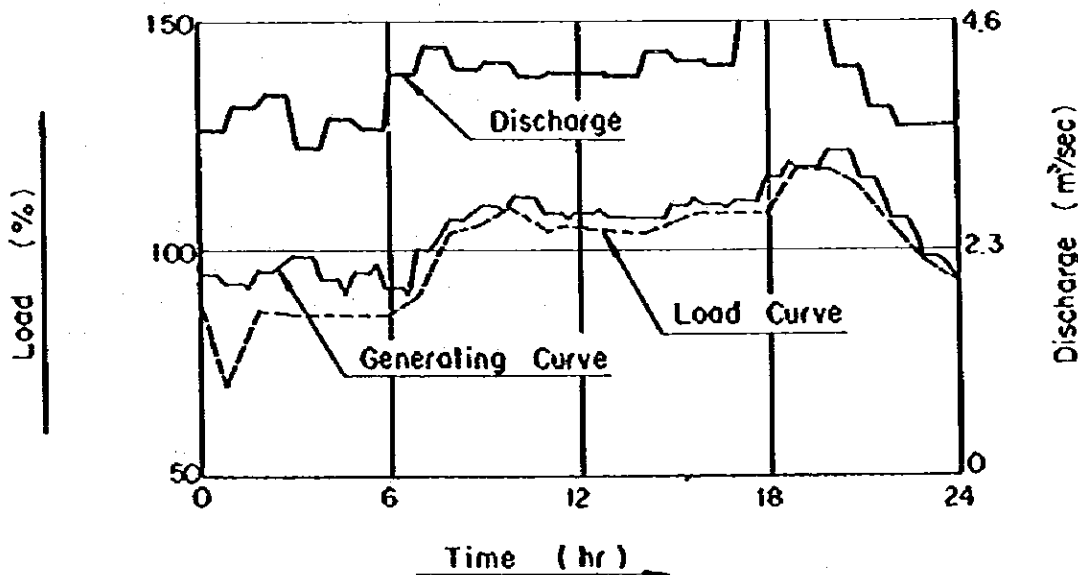
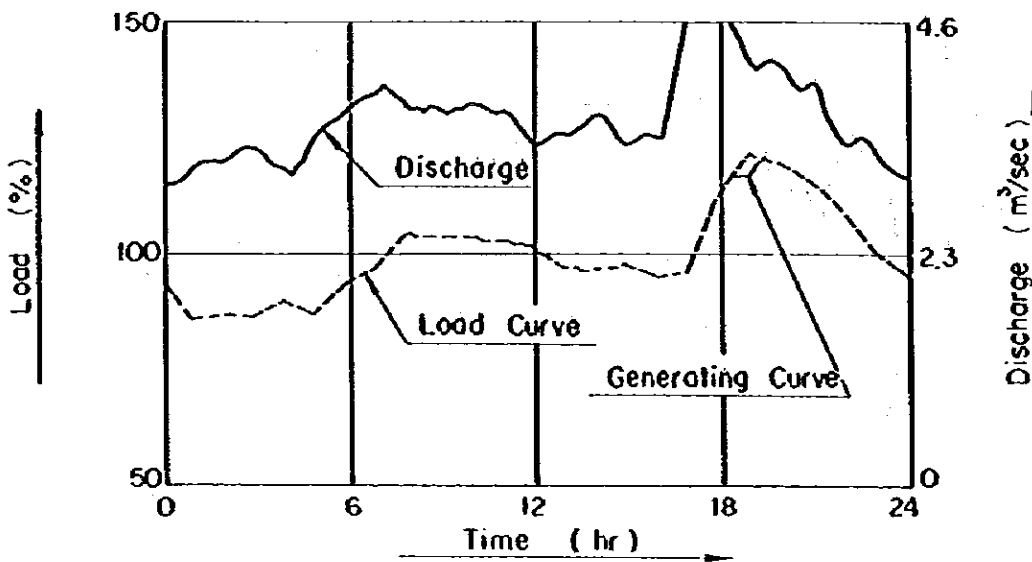


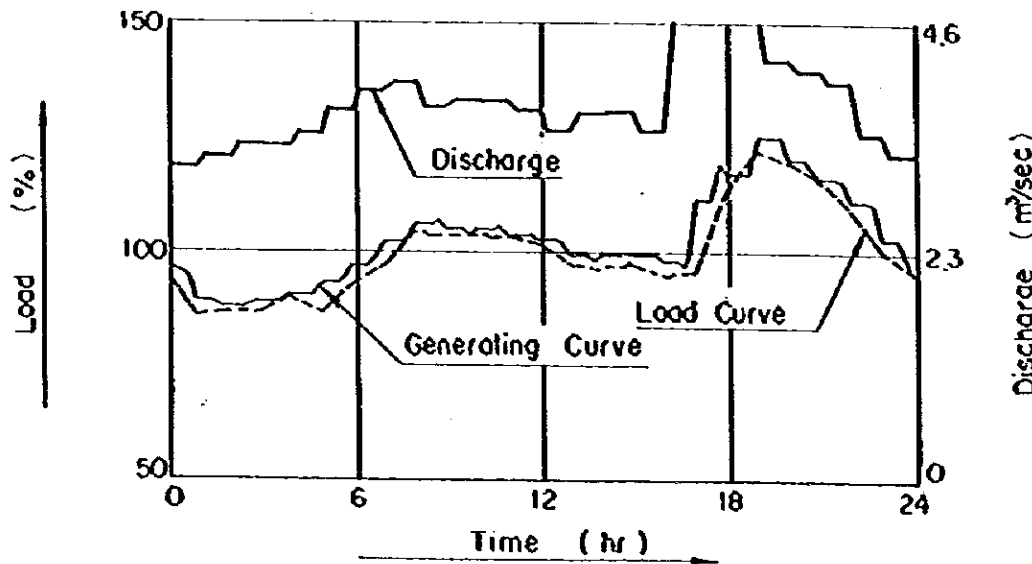
Fig. 8-2(2) Estimated Daily Load Curve In Aricota System and Discharge Control Curve at the Pumping Station

Case-2, Estimated from the average daily load curve during the month on June in 1982

(1) Control interval of the station is 15 minutes



(2) Control interval of the station is 60 minutes



8.2.3 土木構造物

(1) 取水ダム

取水ダムは、アリコータ第2発電所放水口に直結する形で設けられるが、この付近の Curibaya 川には左右両岸から2つの大きな谷が合流している。常時これらの谷には水が流れておらず乾燥しているが、降雨による土石流の発生があるのでダム軸はそれを避けるため、これらの谷の上流に選定した。取水ダム地点は、河床堆積物が厚く河床から基礎岩盤まで30 m近くあり透水性も非常に高い。したがって、ダム型式の選定に当っては、ダムの規模が小さくて良いことや、岩盤の深さおよび河床堆積物の物性を考慮し、表面遮水型のフィルタイプダムを築造することにした。表面遮水工の材料は、コンクリートまたはアスファルトコンクリートが考えられるが不等沈下に対する追従性に優れたアスファルトコンクリートとした。

Fig.8-4に示すようにダム高5 m、堤頂長56 mの表面遮水型のフィルダムであり底部および斜面の全面にアスファルトコンクリートフェーシングを行う。

ダムの右岸側に土砂吐きを兼ねた洪水吐を設ける。洪水吐には、1.50 m × 2.75 m のローラゲートを装備し、吐出容量10 m³/secの能力を持っている。

(2) 取水口

取水口はFig.8-5に示すように、ダム右岸側の洪水吐に面して設ける鉛直型取水構造で、前面にスクリーンを設け最大4.6 m³/secを取水する。取水口には導水路トンネルの維持管理のため、3.00 m × 1.00 mのローラゲートを2門装備する。取水する水は全てアリコータ第2発電所の発電放流水であり、堆砂はないと考えられるので沈砂池は設置しない。

(3) 導水路トンネル

導水路トンネルはFig.8-6に示すように、Curibaya川右岸に沿って設けられる延長約7.2 kmの無圧トンネルで最大過水量は4.6 m³/secである。

導水路トンネル経過地の地質は、上流部は石英安山岩、安山岩、流紋岩質の火砕岩からなり、節理は発達しているが堅硬である。中・下流部は、凝灰角礫岩で構成されており、何れも掘削に大きな支障はないものと思われる。トンネルルートは、地質状況、トンネルの土盛り、作業坑の位置および作業工程を考慮して選定した。

トンネルは、最大過水容量4.6 m³/secに対して経済性、施工性および既設アリコータ発電所の実績を考慮して高さ1.90 m、幅1.70 mの上部半円、下部矩形断面とし、その勾配は800分の1とした。

地質に応じてコンクリート巻立や吹付コンクリート巻立を行う。また、取水口下流約300 m地点のCuribaya川右岸に合流する谷を横切る箇所は、鉄筋コンクリートがいきま構造とする。

(4) 水 槽

水槽は Fig.8-7 に示すように、地形・地質状況を考慮して山腹を開削して設ける。その長さは 36 m、有効幅は 4.5 m で、最大使用水量 4.6 m³/sec に対して約 1.5 分間安全に発電所が運転できる有効容量 500 m³ をもっている。水槽終端部付近に、排砂門を装備している他、水圧管呑口直前の取水室にはスクリーンと 1.80 m × 1.80 m のローラーゲート 1 門を装備する。

また、水槽には、発電所全負荷遮断時の最大使用水量を安全に流下させる横越流型の余水吐を設ける。

(5) 水圧管路と余水吐管路

水圧管路は Fig.8-8 に示すように、この地点の地形・地質状況また施工性や経済性を考慮して露出式水圧管路を採用した。地表踏査の結果、地表より 6 m 以内に基礎岩があると推定されるし、表層の堆積層も地形や堆積状況から見て移動量は少なくブロック状で安定している。山体斜面の平均勾配も 23 度あり、水圧管路の布設には特に問題はないと推定される。水圧鉄管は 1 条とし、その内径は、1.40 ~ 0.90 m であり、延長は約 820 m である。

余水吐管路は水槽で越流した水を安全に流下させるもので、この地点の地形を考慮し、水圧管路に平行して設けるものとした。余水吐管路の内径は 0.90 m であり延長は約 810 m である。水槽より流下した水は、発電所に隣接して設けられる減勢地によって減勢され、Curibaya 川へ放流される。

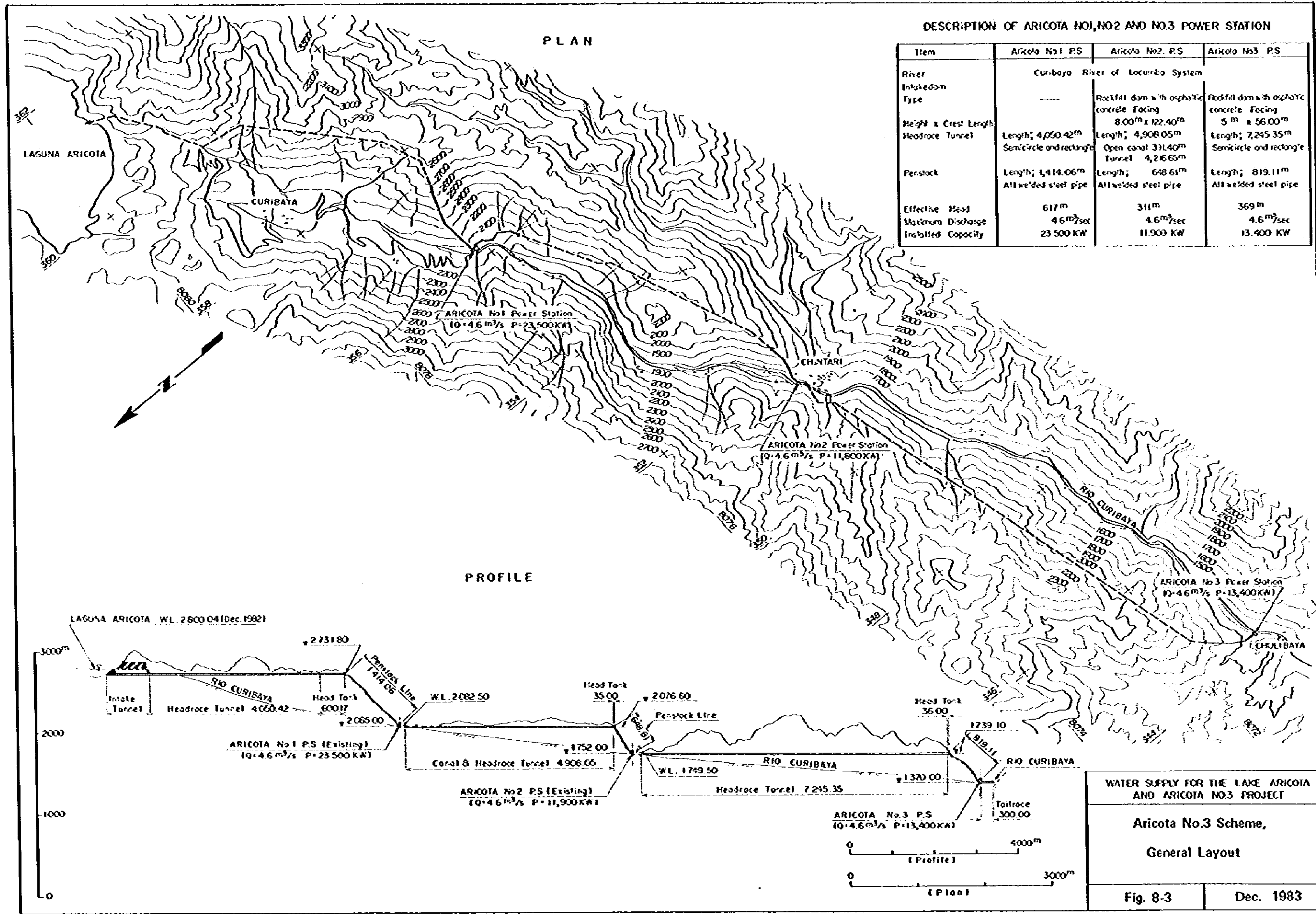
(6) 発電所および開閉所

発電所および開閉所は Fig.8-9, 8-10 に示すように地形・地質状況および経済性を考慮して半地下式の発電所および屋外開閉所とした。

8.2.1 開発規模の項に述べているように経済性を考えて落差を有効に活用するため、水車中心標高を現地盤より約 10 m 近く下げているので、発電所建屋は半地下式構造となる。そのため、機器の搬入は地上に設けられるガントリークレーンによって行われる。

(7) 放 水 路

放水路は、底幅 2.00 m、天縁幅 4.00 m の梯形開水路であり、その勾配 800 分の 1、延長 300 m の石張構造である。



DESCRIPTION OF ARICOTA NO.1, NO.2 AND NO.3 POWER STATION

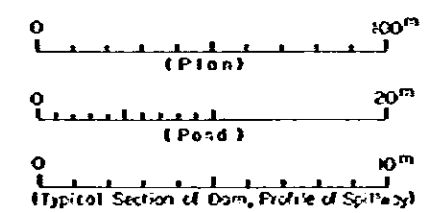
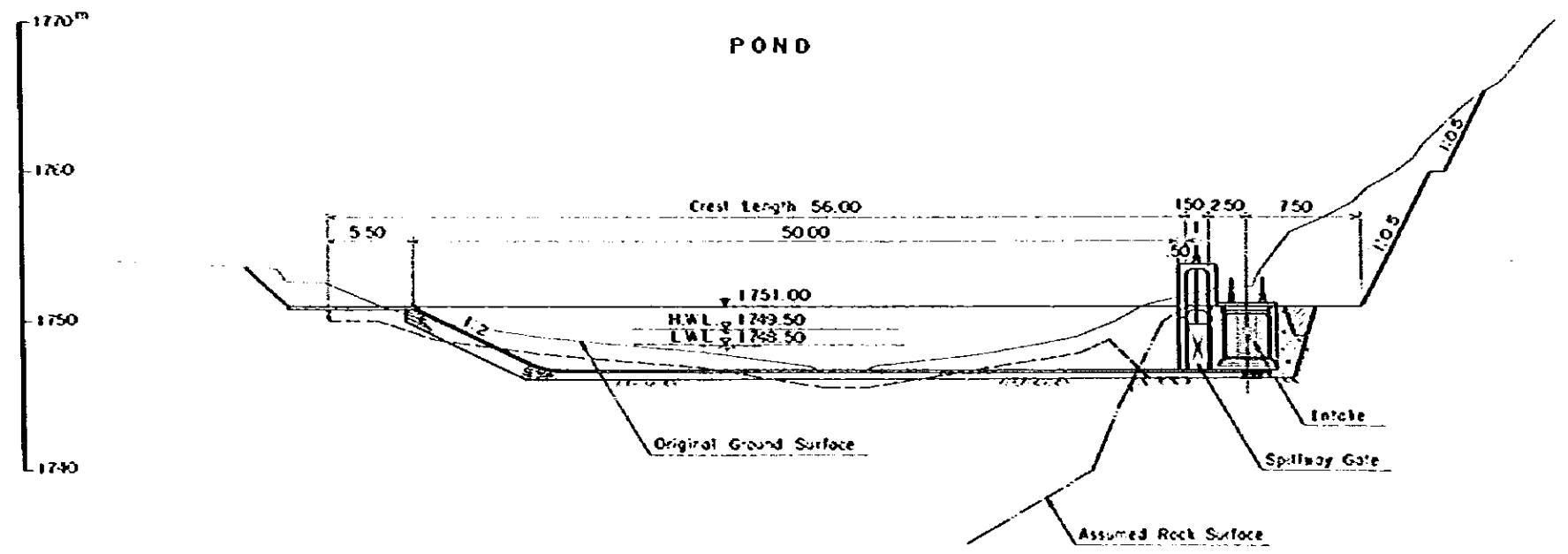
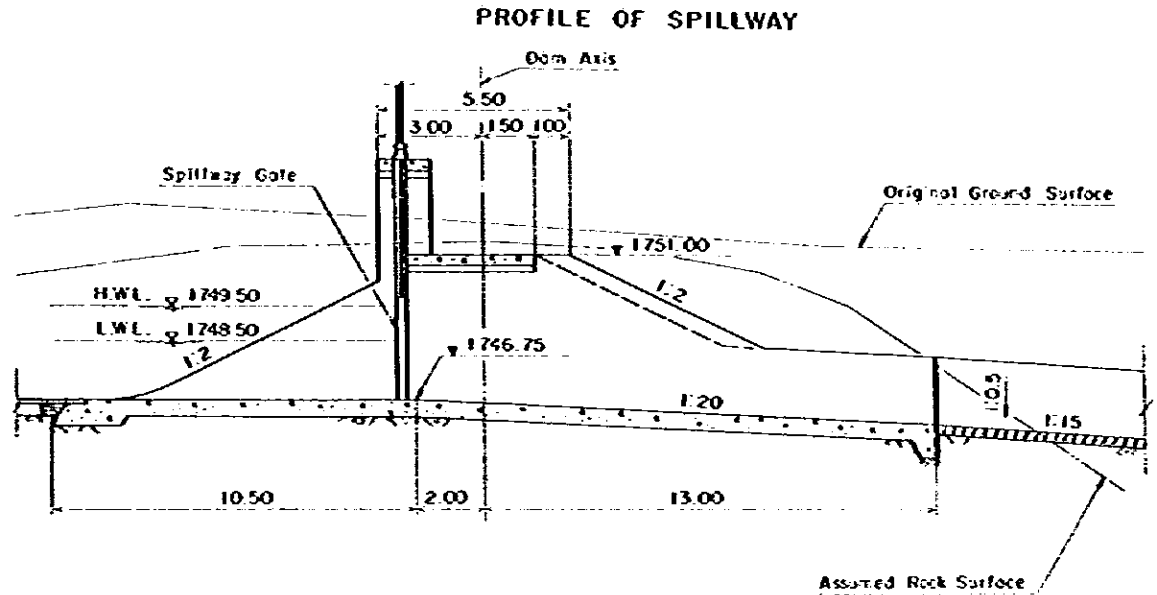
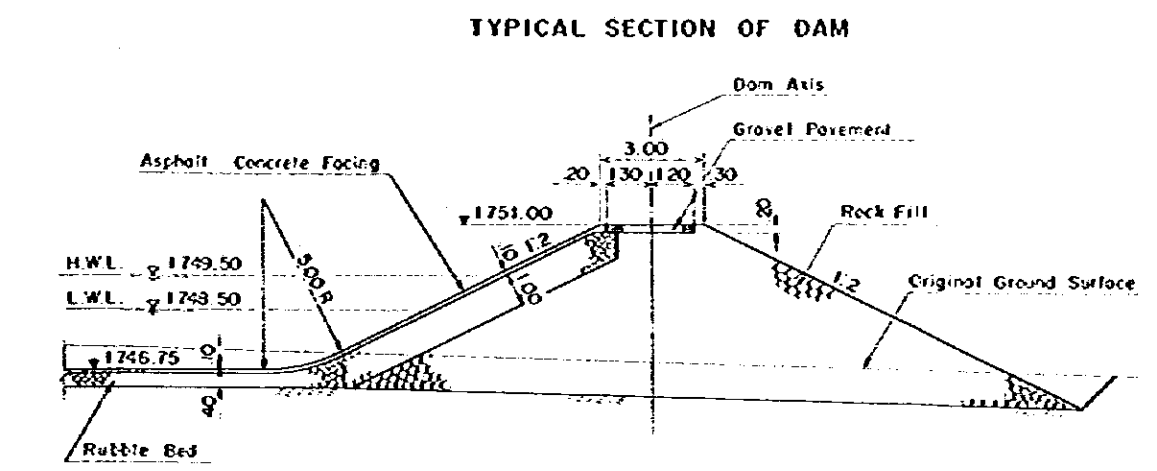
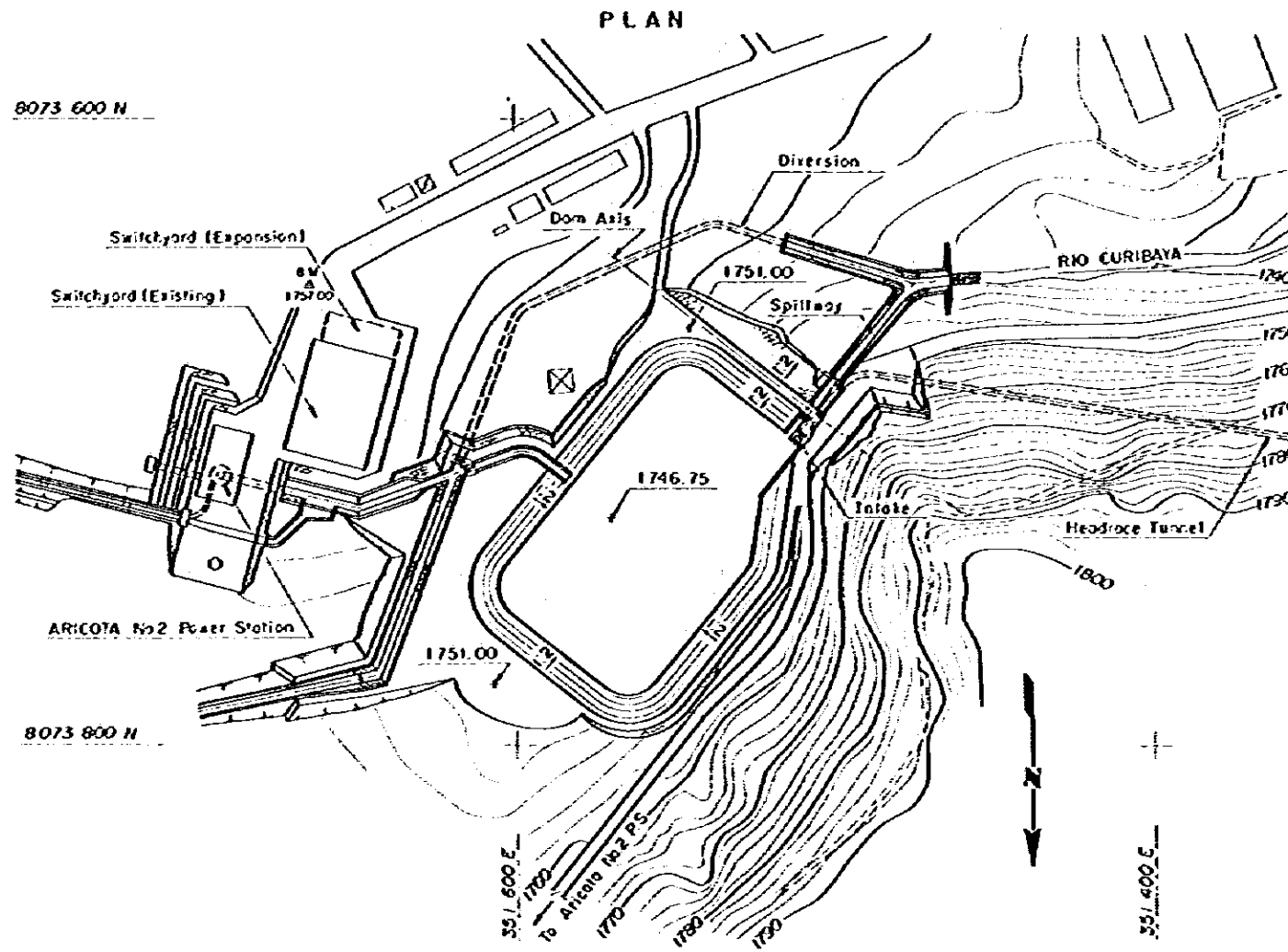
Item	Aricota No.1 P.S	Aricota No.2. P.S	Aricota No.3 P.S
River	Curibaya	River of Locumba System	
Intake Dam Type	—	Rockfill dam with asphaltic concrete Facing	Rockfill dam with asphaltic concrete Facing
Height x Crest Length	—	8.00m x 122.40m	5 m x 56.00m
Headrace Tunnel	Length; 4,060.42m Semicircle and rectangle	Length; 4,908.05m Open canal 331.40m Tunnel 4,216.65m	Length; 7,245.35m Semicircle and rectangle
Penstock	Length; 1,414.06m All welded steel pipe	Length; 648.61m All welded steel pipe	Length; 819.11m All welded steel pipe
Effective Head	617m	311m	369m
Maximum Discharge	4.6m ³ /sec	4.6m ³ /sec	4.6m ³ /sec
Installed Capacity	23,500 KW	11,900 KW	13,400 KW

WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA NO.3 PROJECT

Aricota No.3 Scheme, General Layout

Fig. 8-3

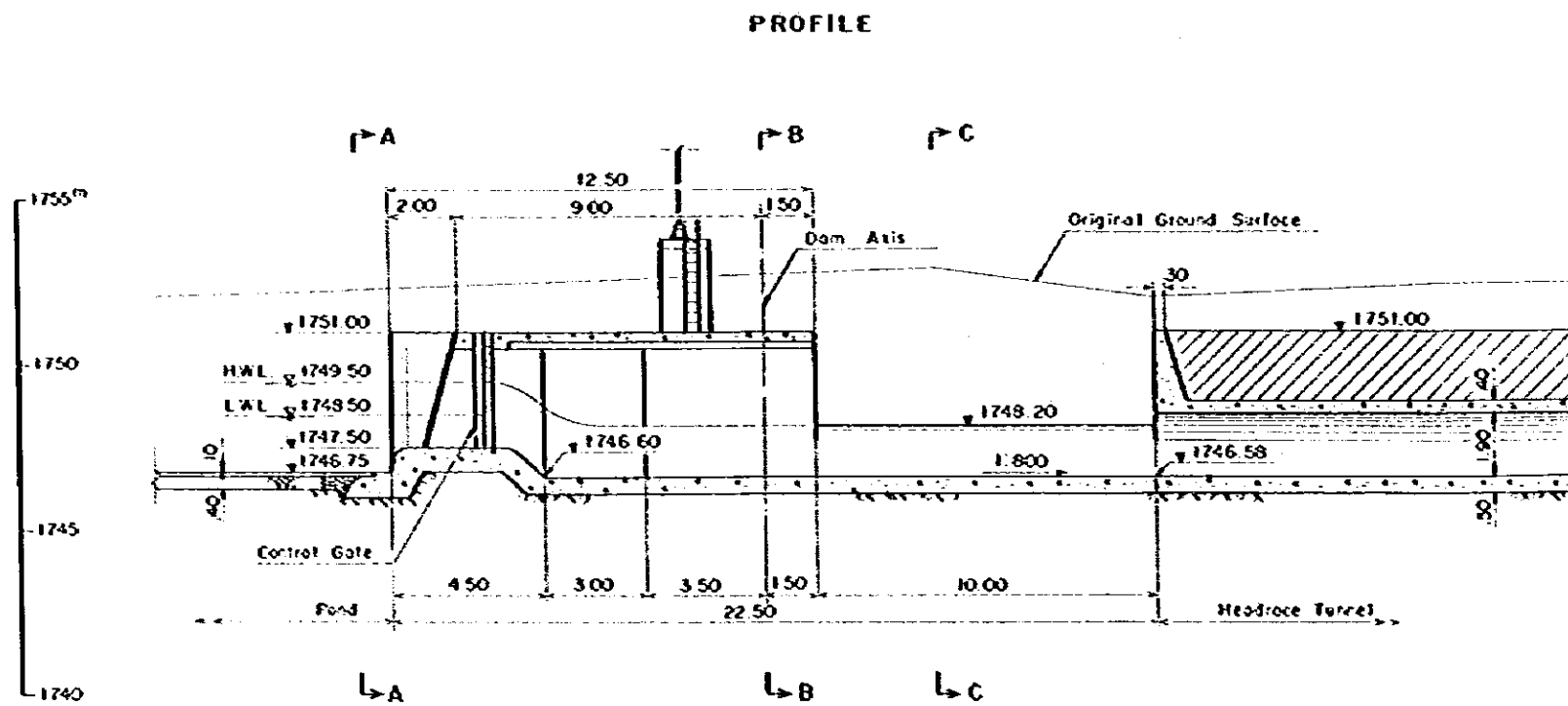
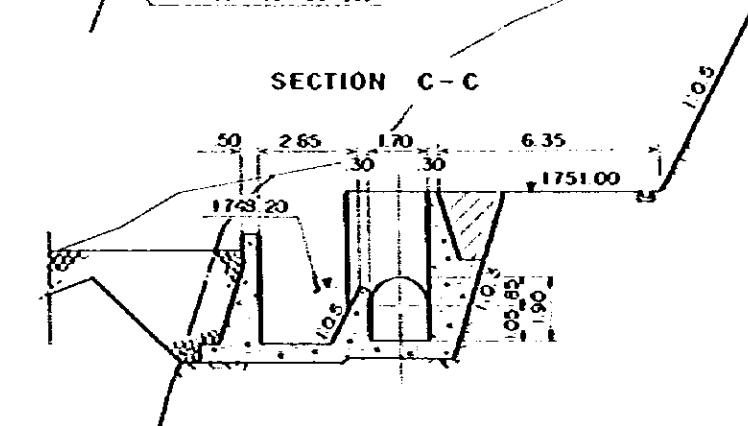
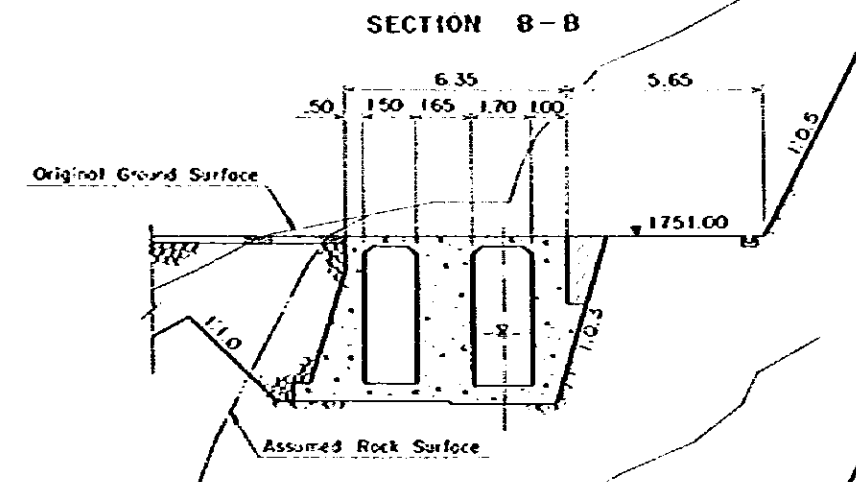
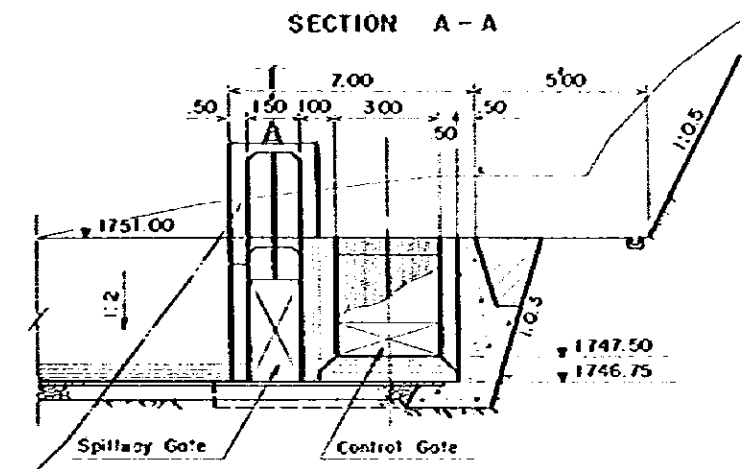
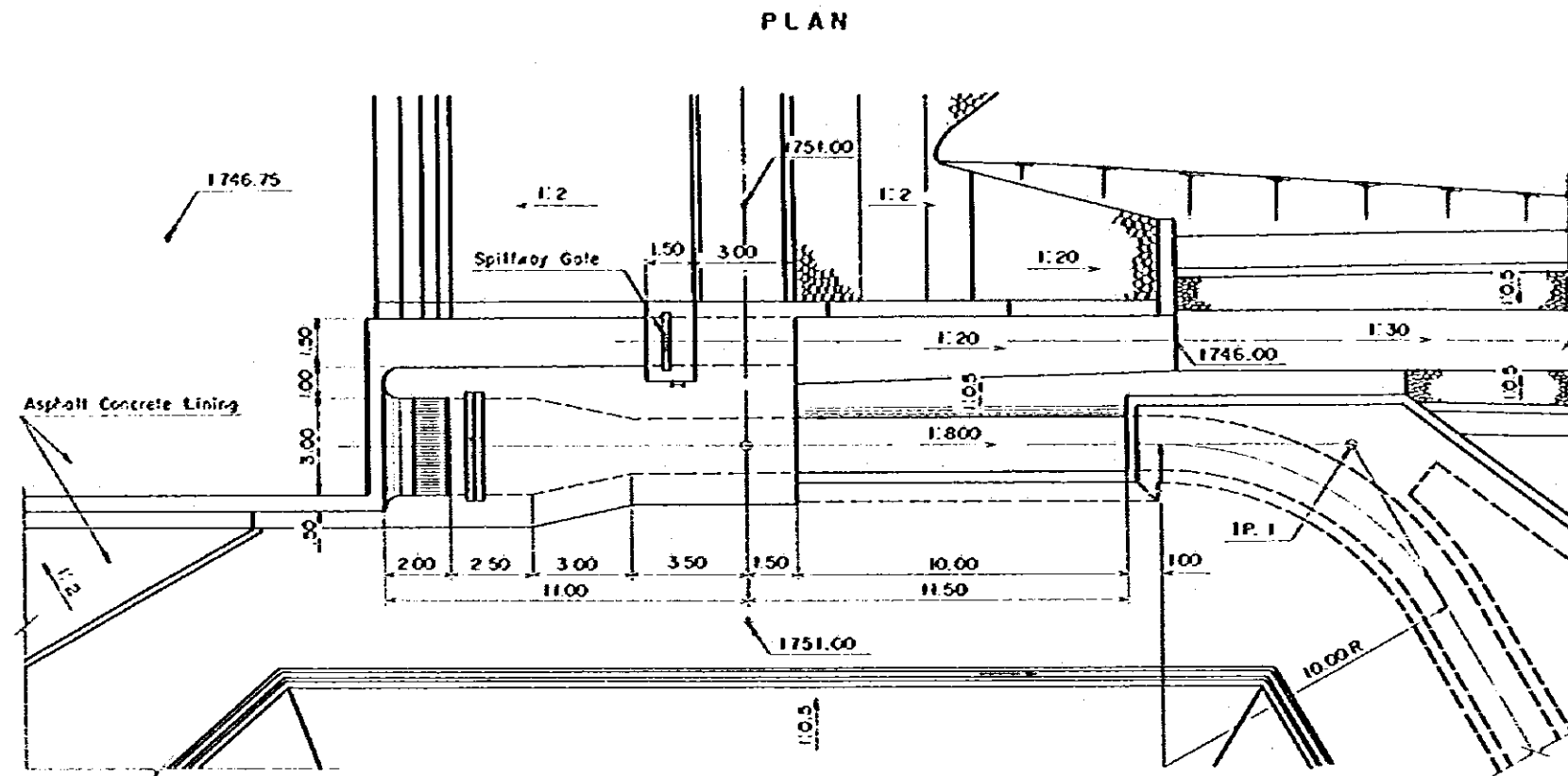
Dec. 1983



WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA NO.3 PROJECT

Aricota No.3 Scheme,
Dam
Plan, Profile and Typical Section

Fig. 8-4 Dec. 1983

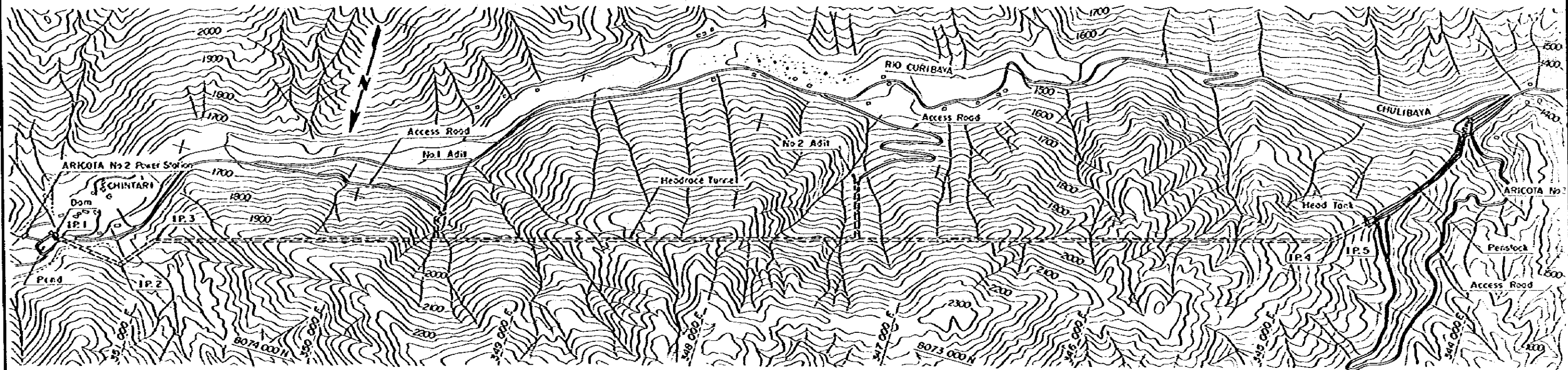


WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARKOTA
AND ARKOTA NO.3 PROJECT

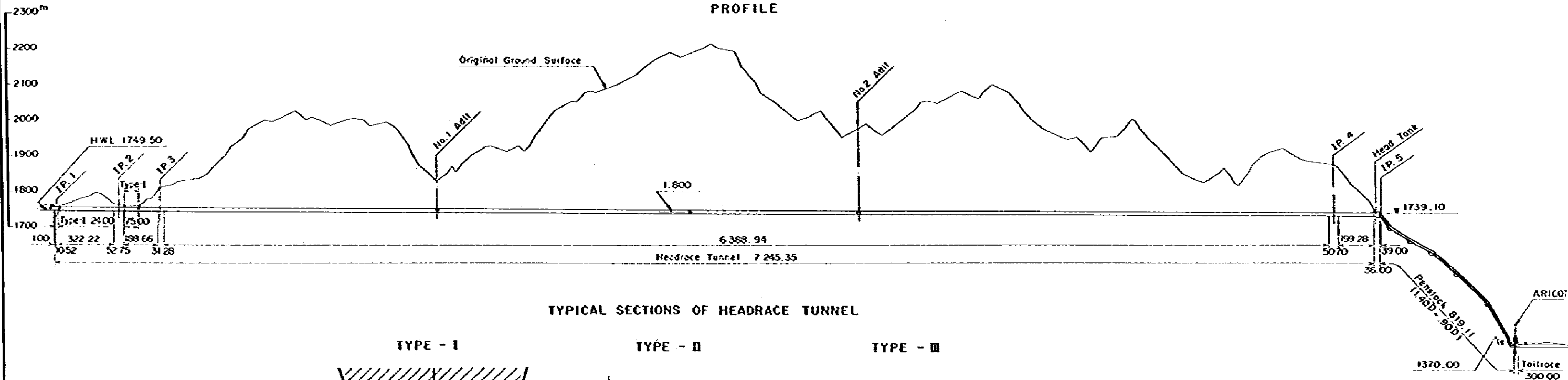
Arkota No.3 Scheme,
Intake,
Plan, Profile and Sections

Fig. 8-5 Dec. 1983

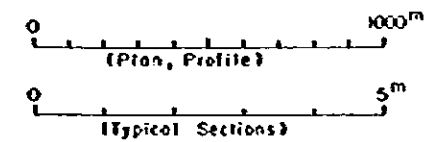
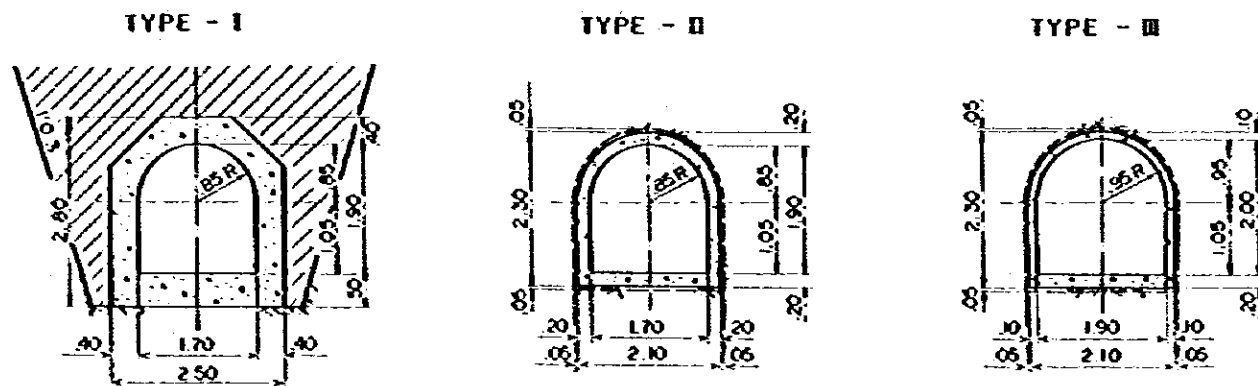
PLAN



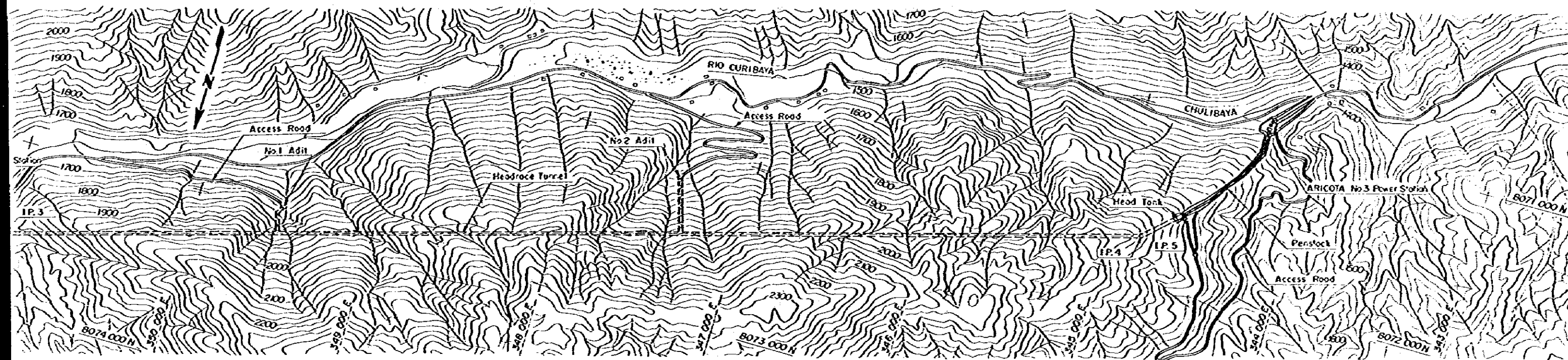
PROFILE



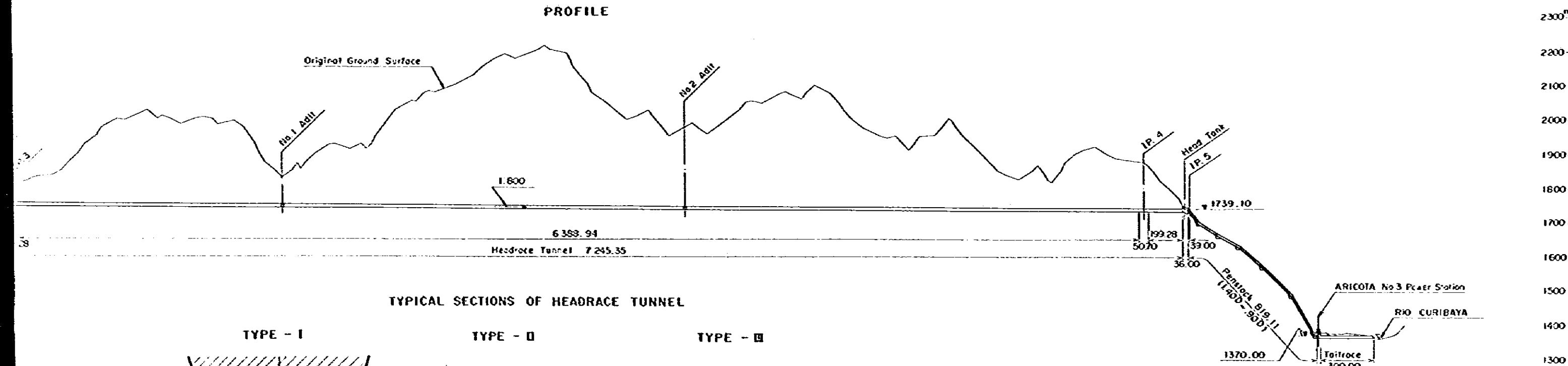
TYPICAL SECTIONS OF HEADRACE TUNNEL



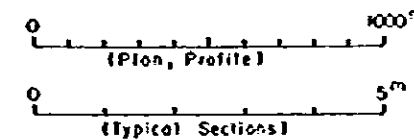
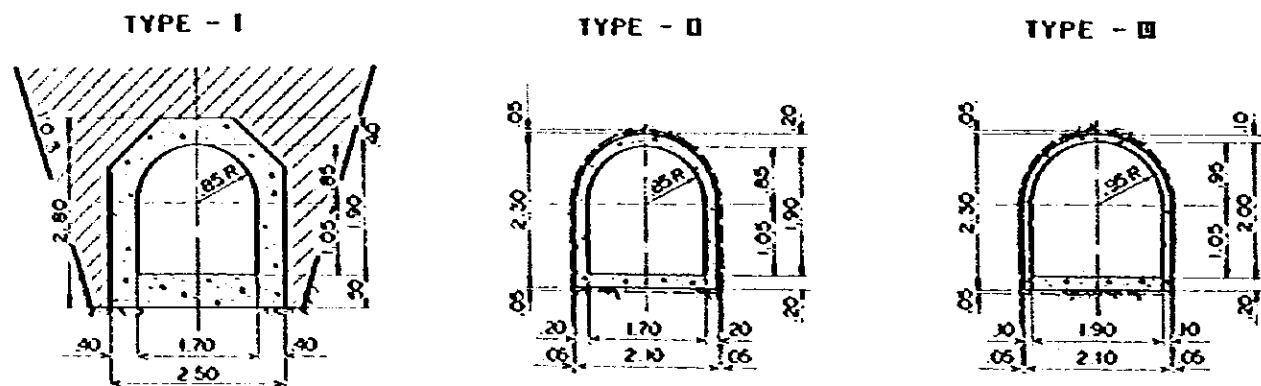
PLAN



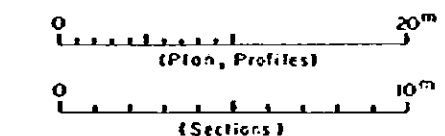
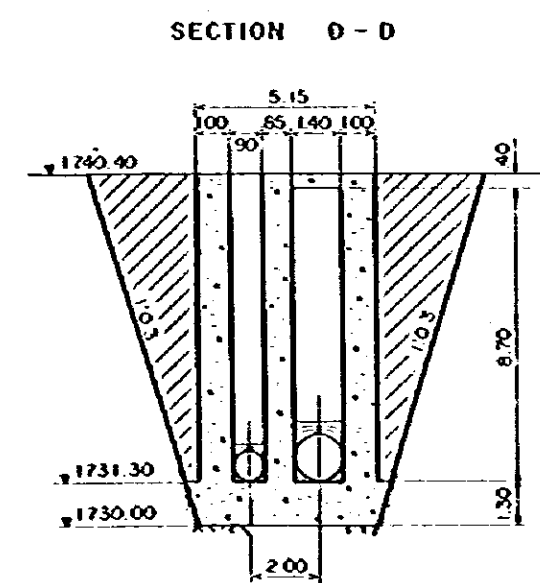
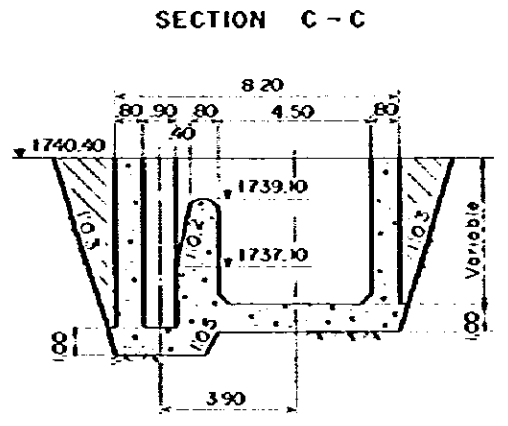
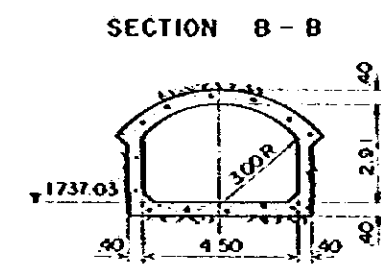
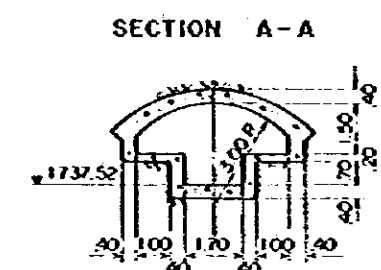
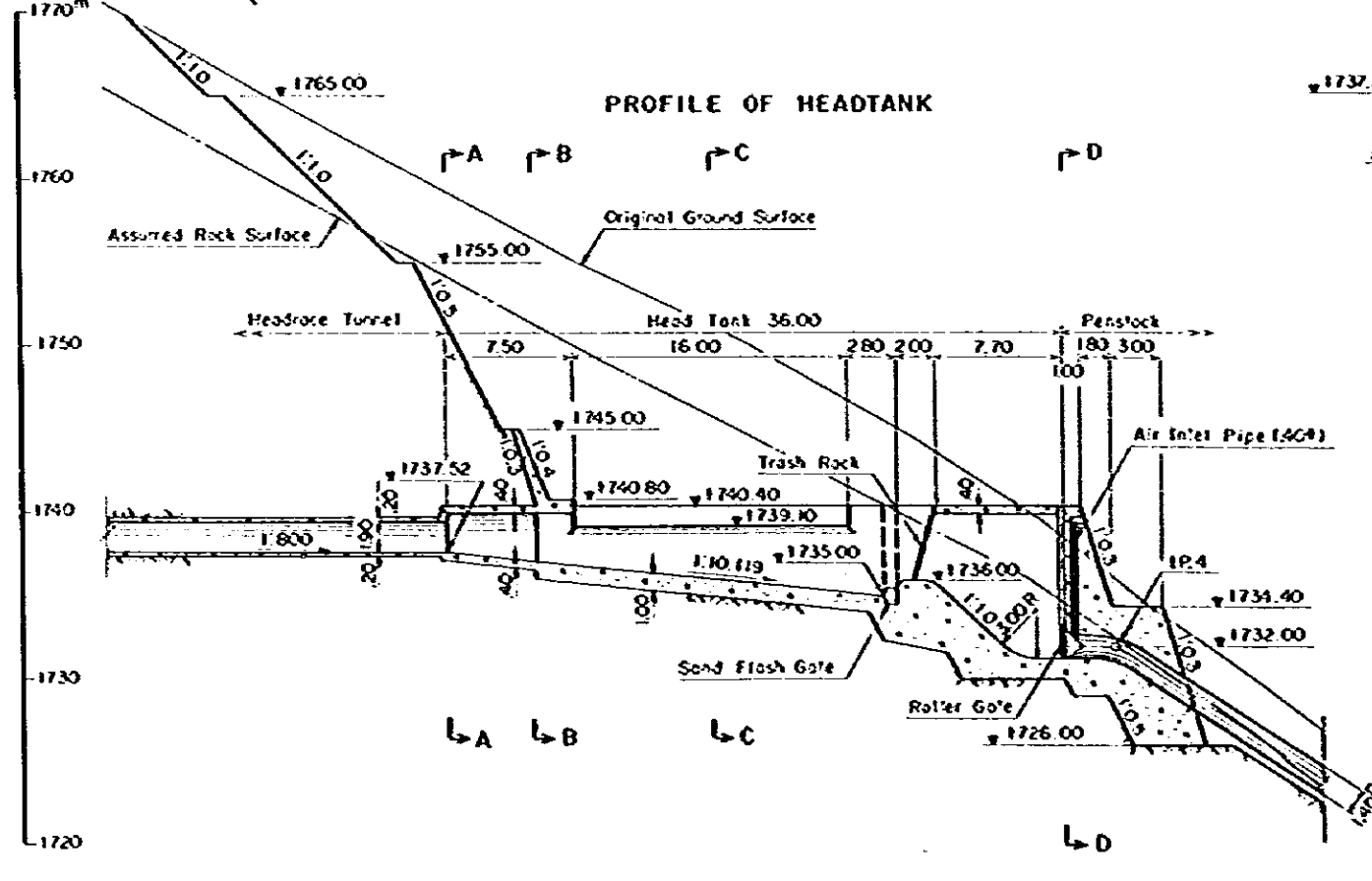
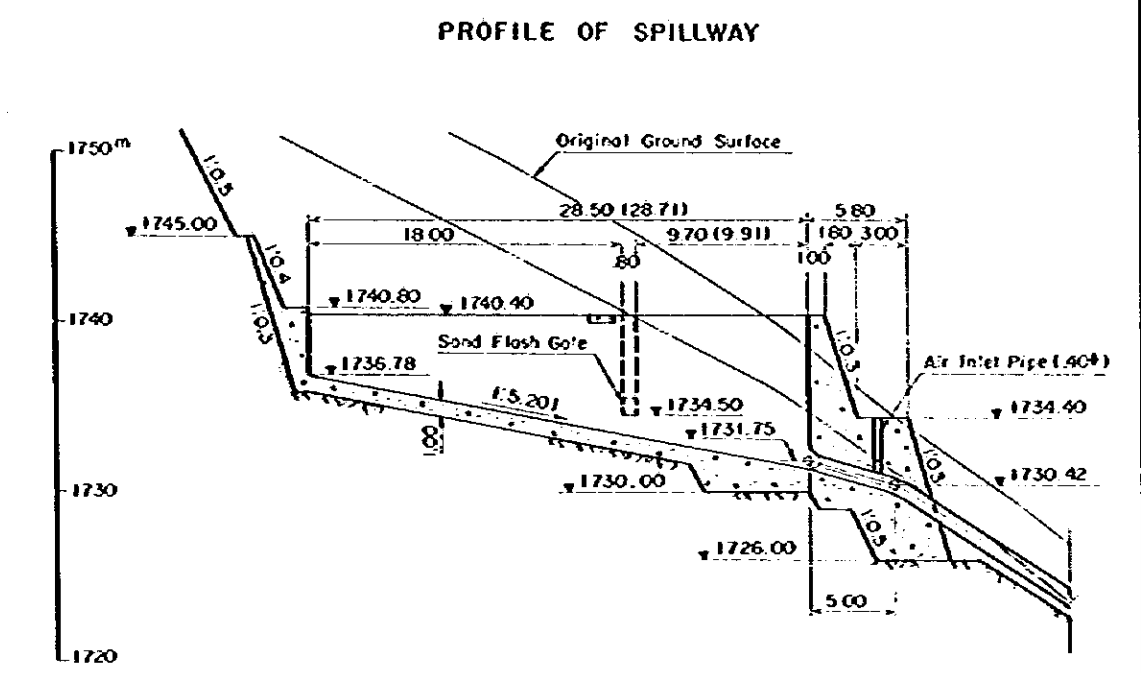
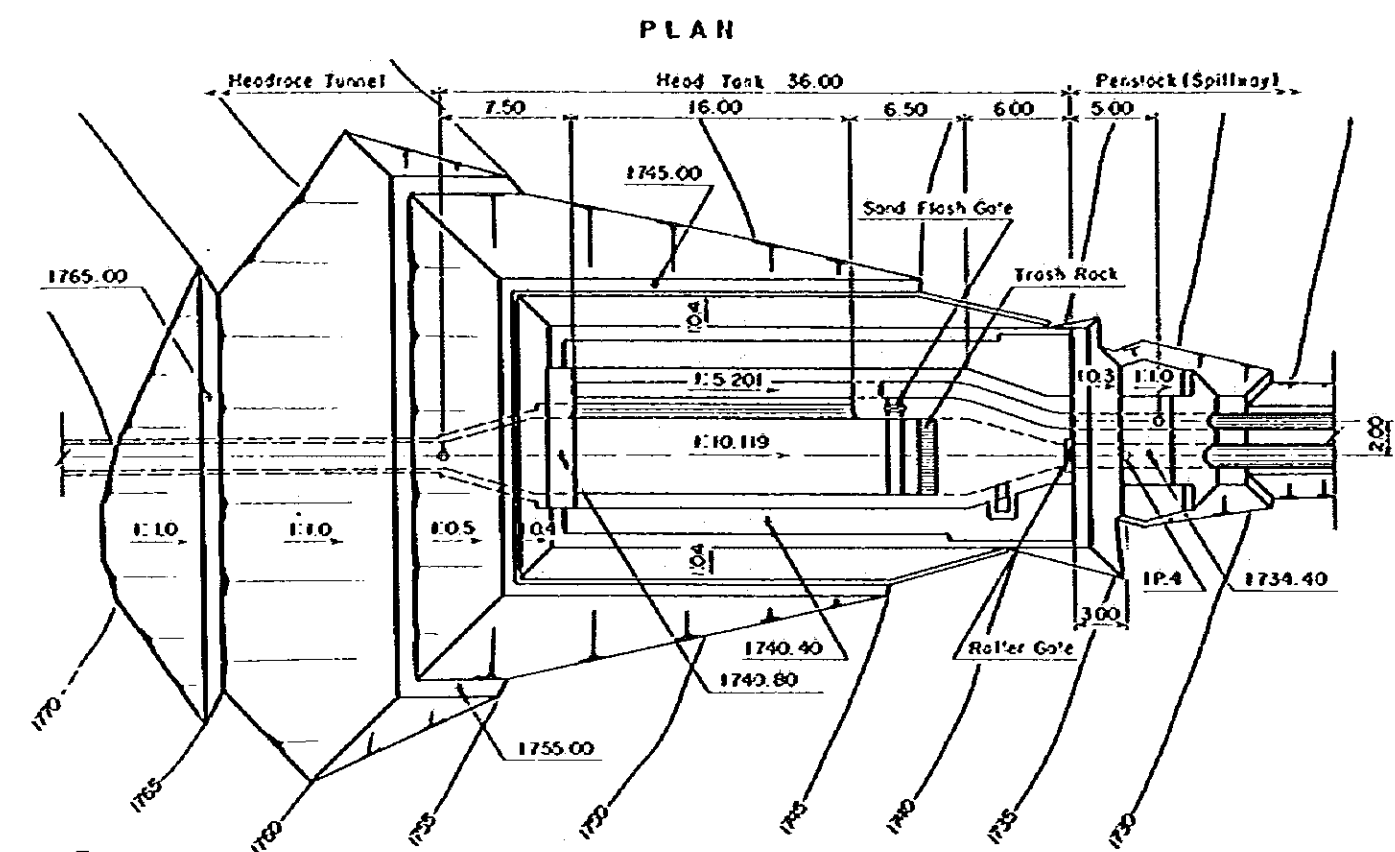
PROFILE



TYPICAL SECTIONS OF HEADRACE TUNNEL



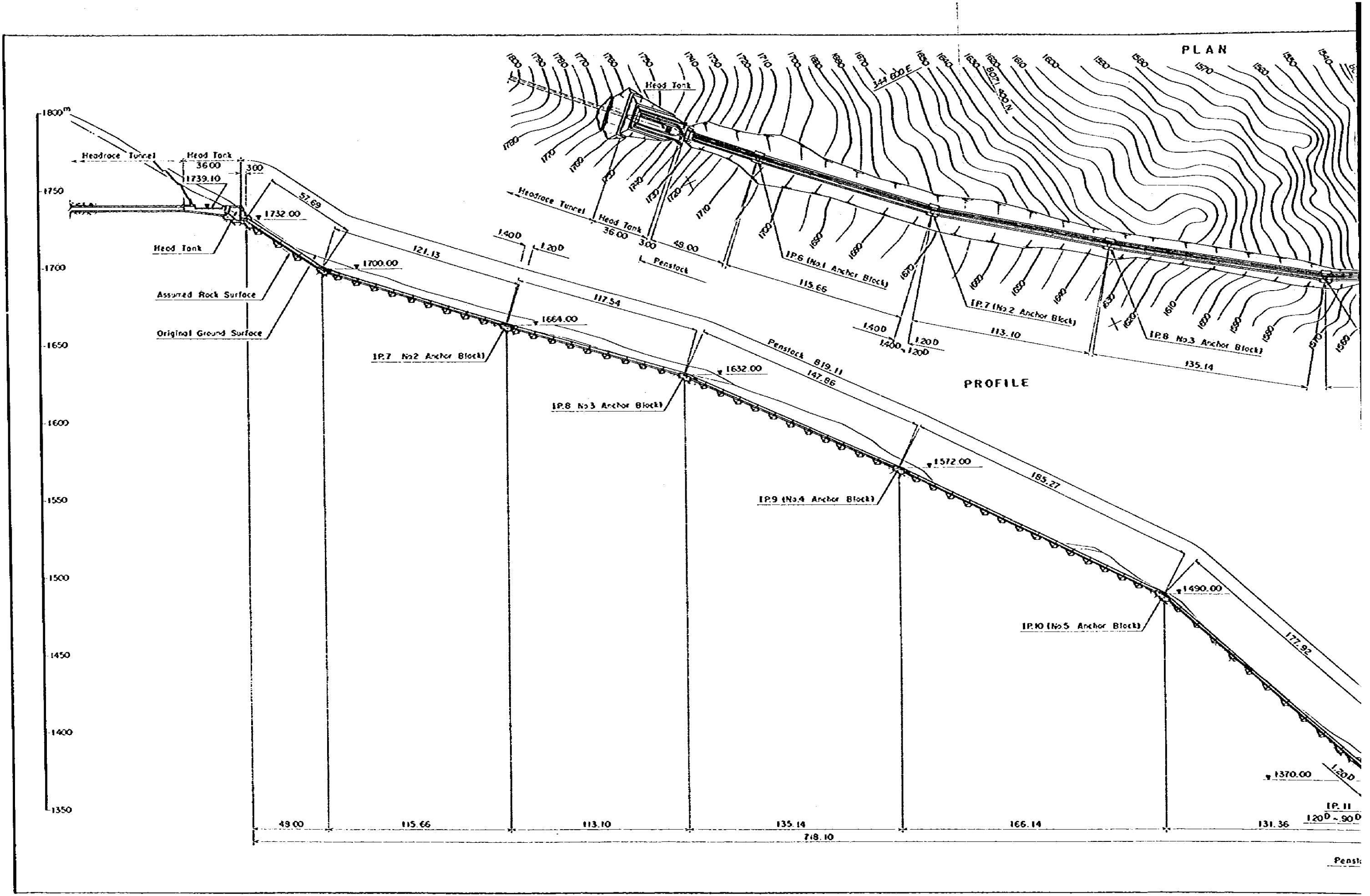
WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA NO.3 PROJECT
 ARICOTA NO.3 SCHEME
 WATER WAY
 GENERAL
 Fig. 8-6 Dec. 1983

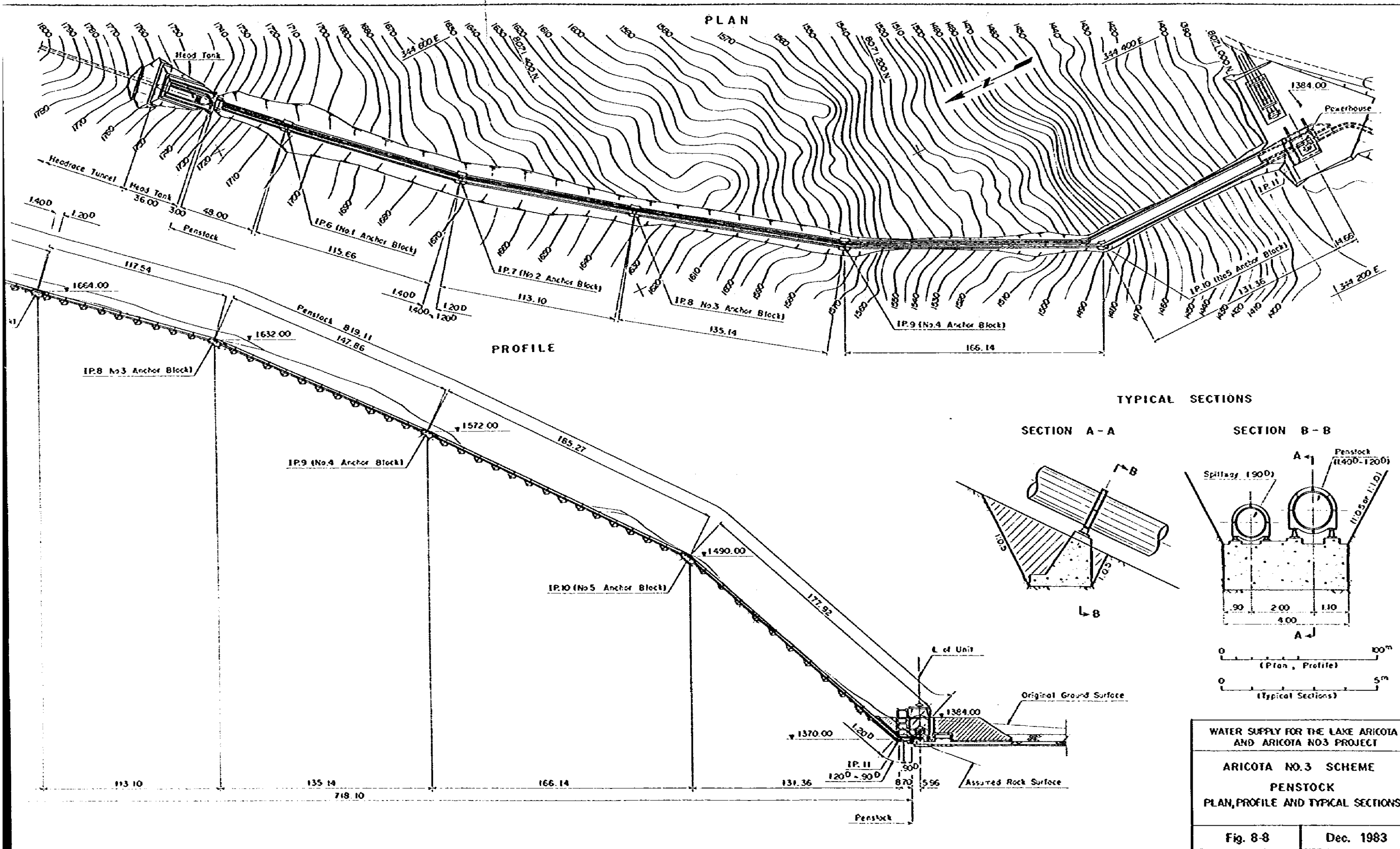


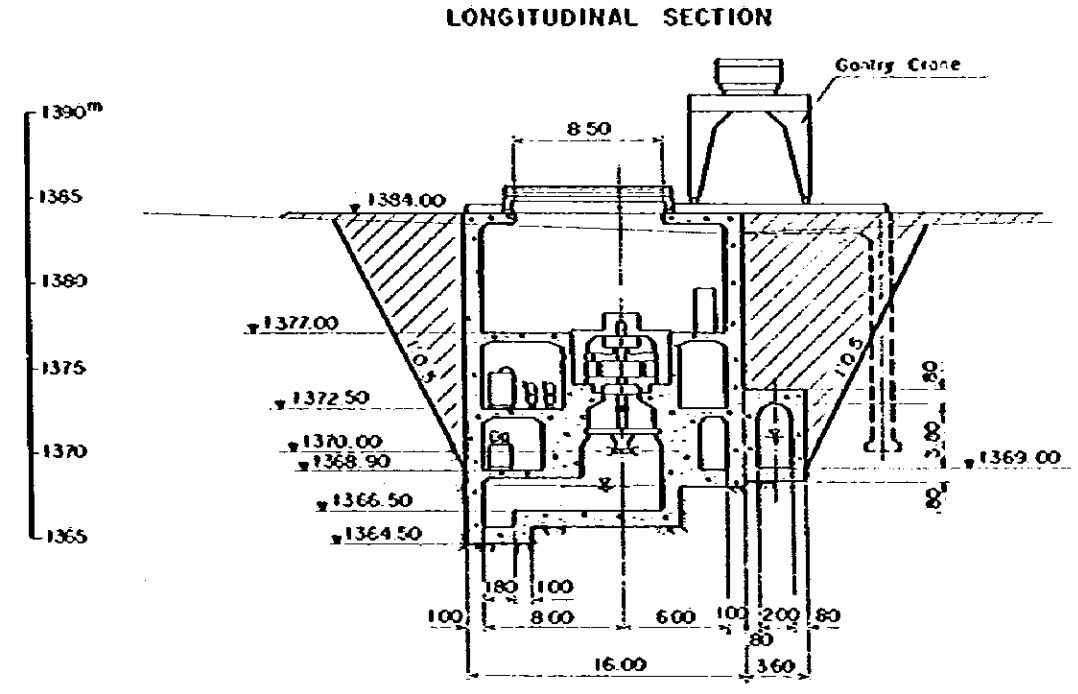
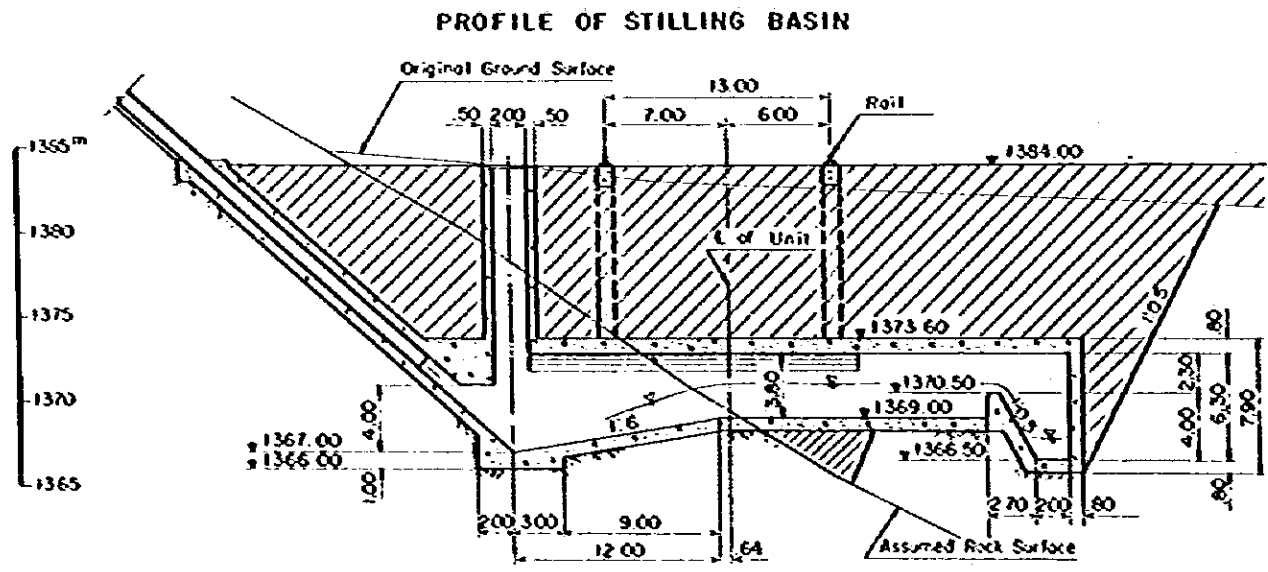
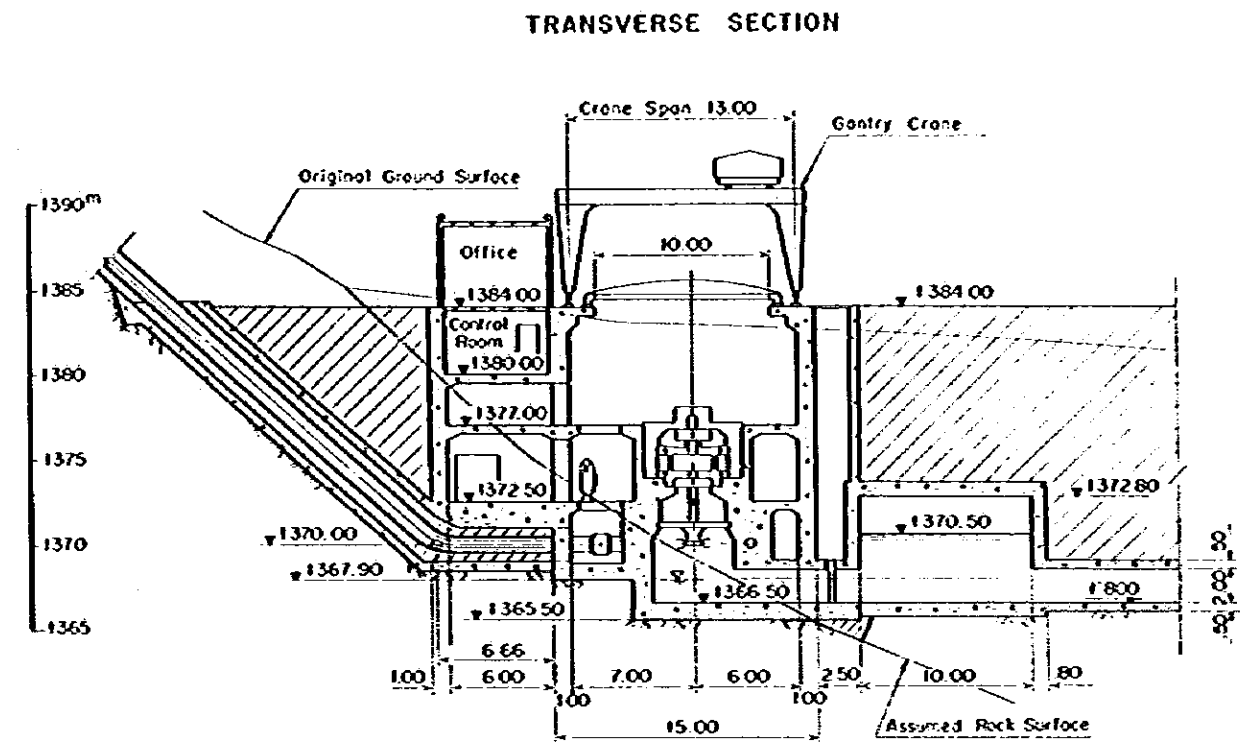
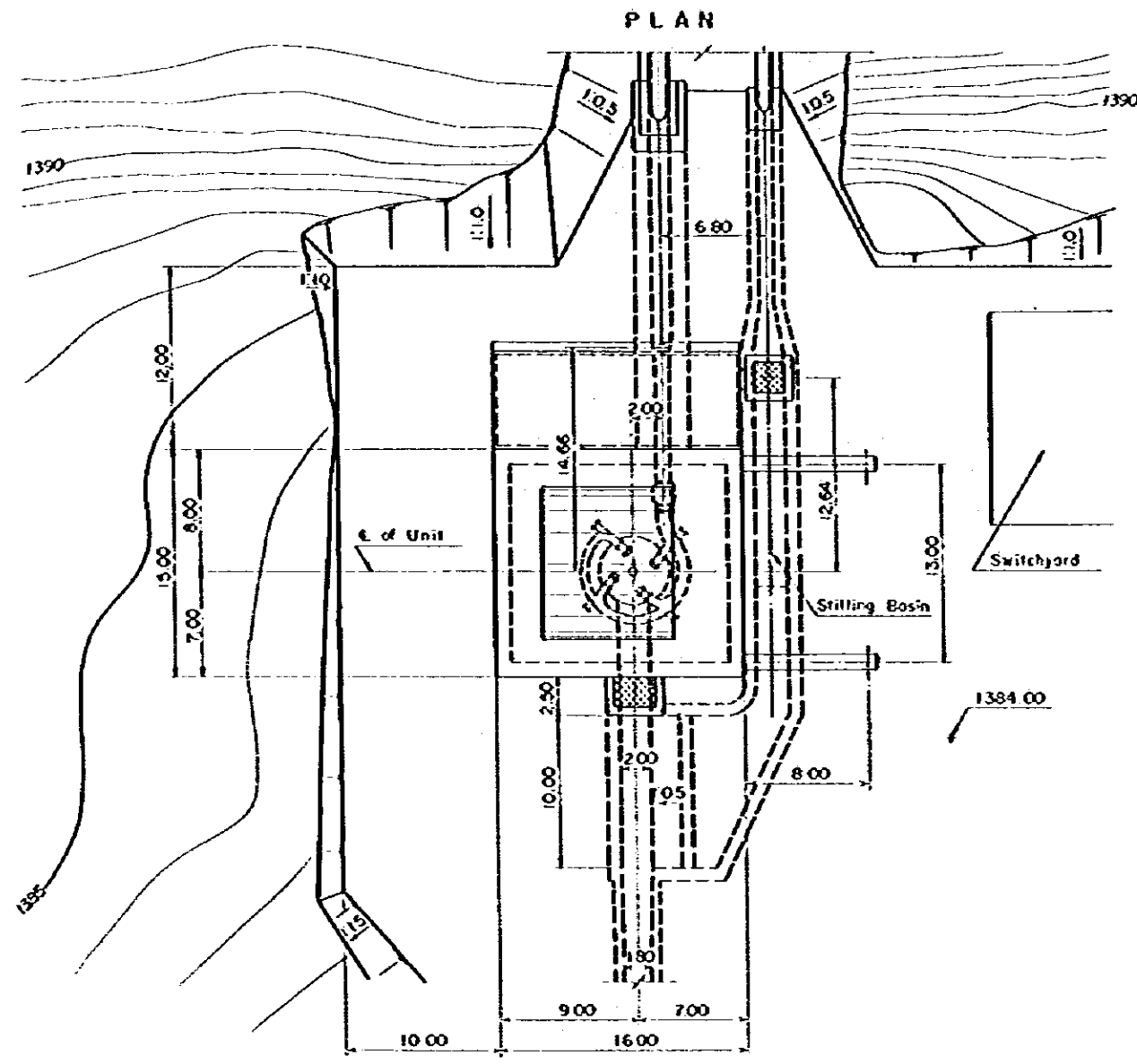
WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA
AND ARICOTA NO.3 PROJECT

**Aricota No.3 Scheme,
Head Tank,
Plan, Profile and Sections**

Fig. 8-7 Dec. 1983



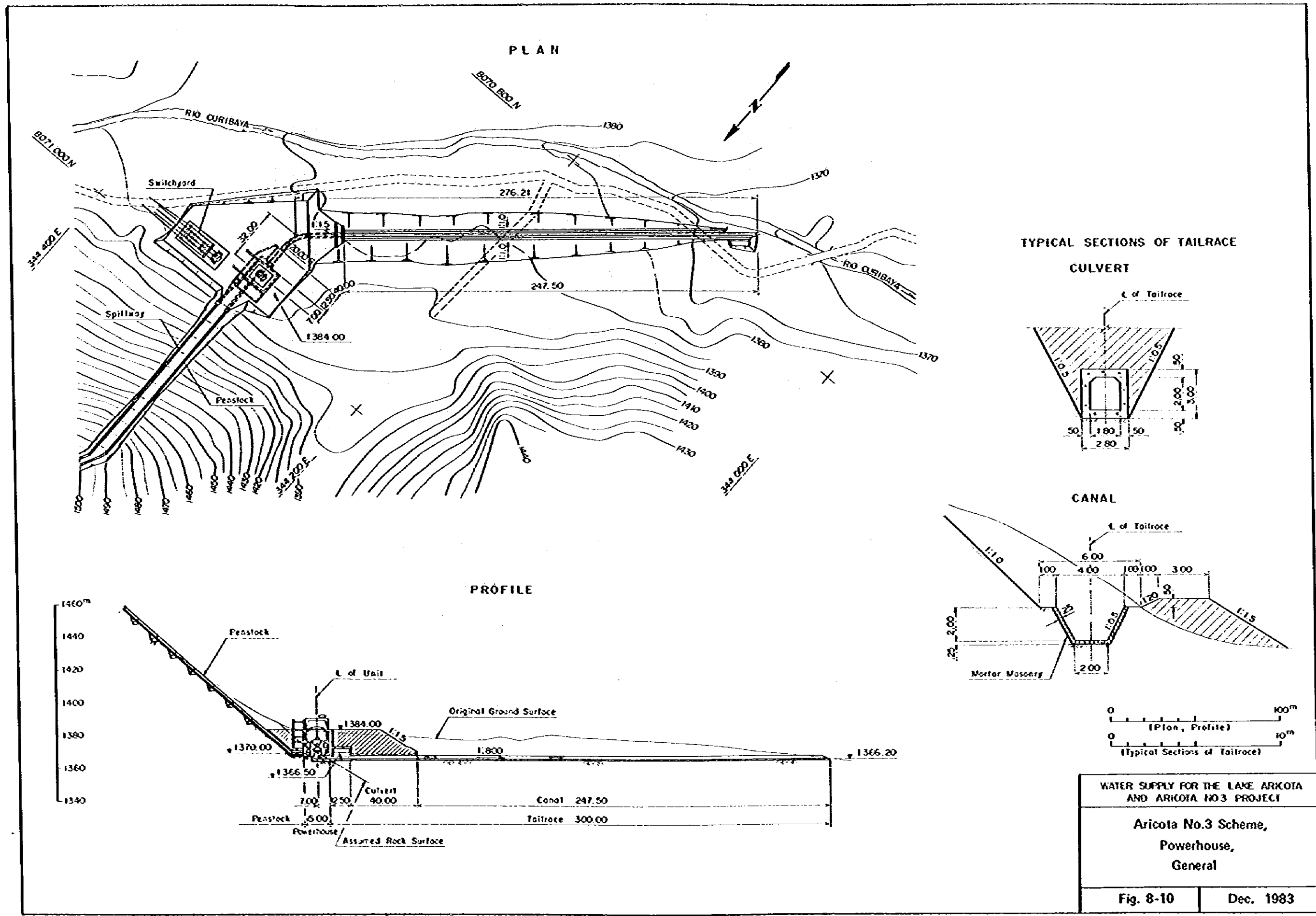




WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARKOTIA
AND ARKOTIA NO.3 PROJECT

Arkotia No.3 Scheme,
Powerhouse,
Plan, and Section

Fig. 8-9 Dec. 1983



8.2.4 電気機器

(1) アリコータ第3発電所

a) 主要機器

アリコータ第3発電所は、有効落差357.0 m、最大使用水量4.6 m³/secであり、選択できる水車型式はベルトン水車に限定される。また、主機台数は経済性、系統規模およびアリコータ第1、第2発電所の単機容量から1台としても事故時の電力系統に与える影響は問題ないと判断し1台とした。立軸か横軸かの選択については、経済性から立軸機を採用した。Table 8-2に立軸、横軸の比較を示す。

i) 横軸機は、立軸機に比較して、一般に水車、発電機のオーバーホールは容易であるが、水車中心標高を約1.0 m上げる必要があり有効落差が減少する。

ii) 横軸機の場合、単輪2射ベルトン水車と二輪4射ベルトン水車が選択されるが、現計画の場合、単輪2射ベルトン水車は、水車限界比速度から回転速度が360 r.p.mとなり、水車・発電機の形状、重量が大きくなり価格増となる。

また、2射ベルトン水車は部分負荷特性が4射ベルトン水車に劣る。

横軸二輪4射ベルトン水車は、立軸4射ベルトン水車と同じ回転速度の514 r.p.mとなるが、立軸機に比較して水車重量が大きくなり価格増となる。

iii) 横軸機は一般に立軸機に比較して建屋寸法が大きくなる。現計画の場合、横軸単輪2射ベルトン水車と横軸二輪4射ベルトンは、建屋平面積でそれぞれ約100 m²と約150 m²立軸機に比べ広がる。

以上の結果より立軸4射ベルトン水車、出力13,900 kW、回転速度514 r.p.mを採用するものとした。

発電機は、三相交流同期発電機出力15,000 kVAとした。発電機力率についてはアリコータ第1、第2発電所の発電機力率が0.85(遅れ)であり、系統の電圧調整のための無効電力は両発電所からの供給で充分である。したがって、アリコータ第3発電機力率は0.9(遅れ)とした。発電機電圧は発電機の出力からみて最適な11,000 Vを採用するものとした。主要変圧器は容量15,000 kVAとし、発電機電圧11,000 Vから送電電圧の138,000 Vに昇圧する屋外用三相油入変圧器1台を屋外開閉所に設置する。

b) 屋外開閉所および制御方式

開閉所は屋外式とし発電所に近接して設置する。送電線は電圧138 kV 1回線とし、アリコータ第3発電所から亘長約8 kmでアリコータ第2発電所の138 kV側ブスに接続することとした。

制御方式は発電所に運転員を常駐させる一人制御方式を採用する。

なお、将来アリコータ第2発電所から遠方制御することが可能なように設計しておくこととした。

Table 8-3 にアリコータ第3発電所電気設備概略諸元を示す。

(2) アリコータ第2発電所の開閉所の増設

アリコータ第3発電所からの138 kV、1回線送電線はアリコータ第2発電所138 kV母線に接続する。アリコータ第2発電所の屋外開閉所は138 kV 1回線分の増設スペースが従来から確保されているので、そのスペースに138 kV開閉機器1回線分を設置する。

なお、アリコータ第3発電所の電力は138 kV母線に接続するため、アリコータ第2発電所に設置されている10.5 kV/66 kV/138 kVの連系変圧器の増設は考慮しないものとした。

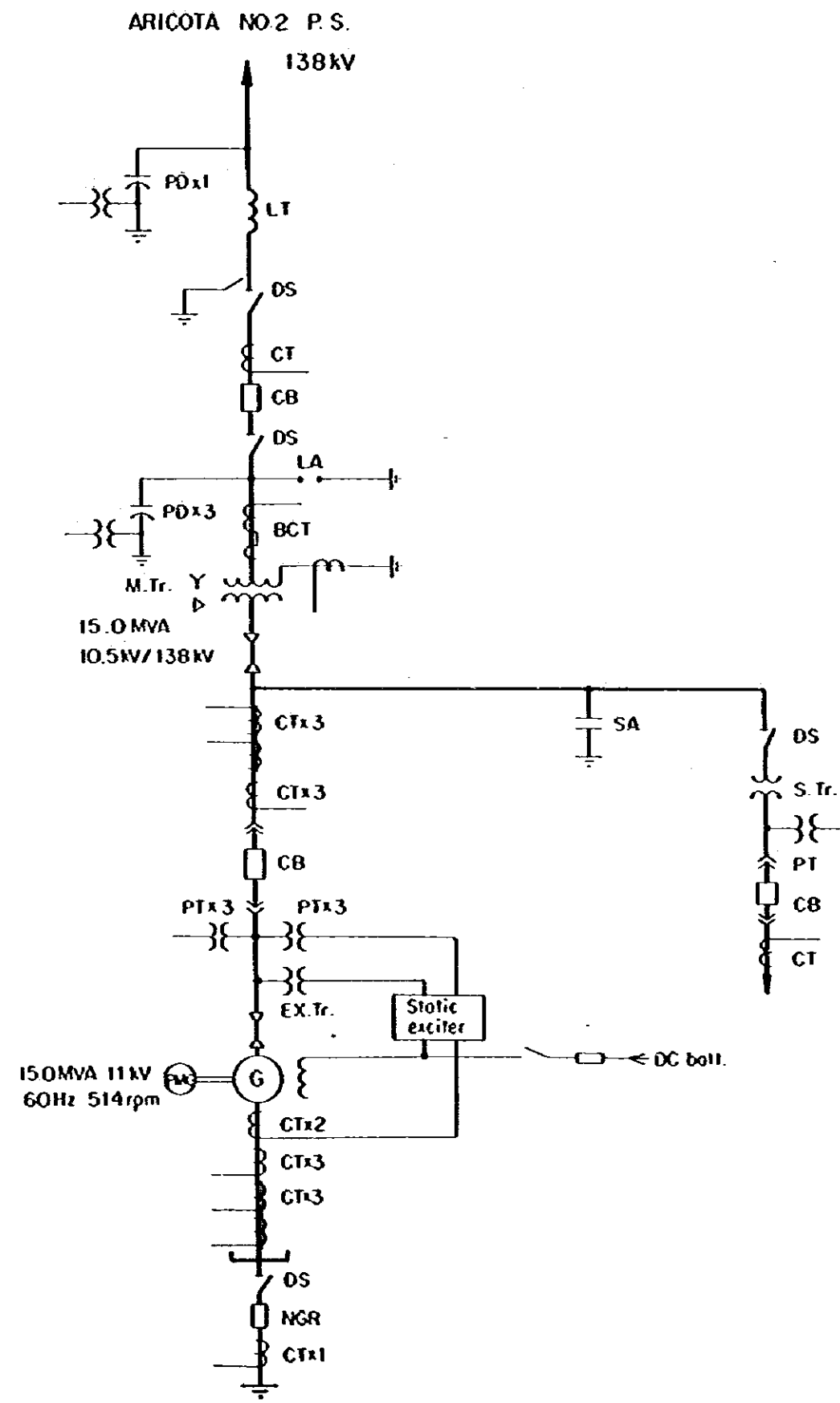
Fig.8-11 にアリコータ第3発電所の単線結線図、Fig.8-12 にアリコータ第2発電所の単線結線図（増設分）を示す。

Table 8-2 Comparative Table of Pelton Turbine

Type of Turbine	Vertical shaft 4-nozzles pelton turbine (VP-1R4N)	Horizontal shaft 2-nozzles pelton turbine (HP-1R2N)	Horizontal shaft 4-nozzles double wheel pelton turbine (HP-2R4N)
Effective head (m)	357.0	356.0	356.0
Maximum power Discharge (m ³ /sec)	4.6	4.6	4.6
Capacity of Turbine (kW)	13,900	13,900	13,900
Revolving speed (rpm)	514	360	514
Output (kVA)	15,000	15,000	15,000
Construction cost (10 ³ US\$)			
Electrical equipment	5,750	6,180	5,833
Civil structure	804	1,144	1,019
Total	6,554	7,324	6,852

Table 8-3 Dimension of Electrical Equipment of Aricota No.3 Power Station

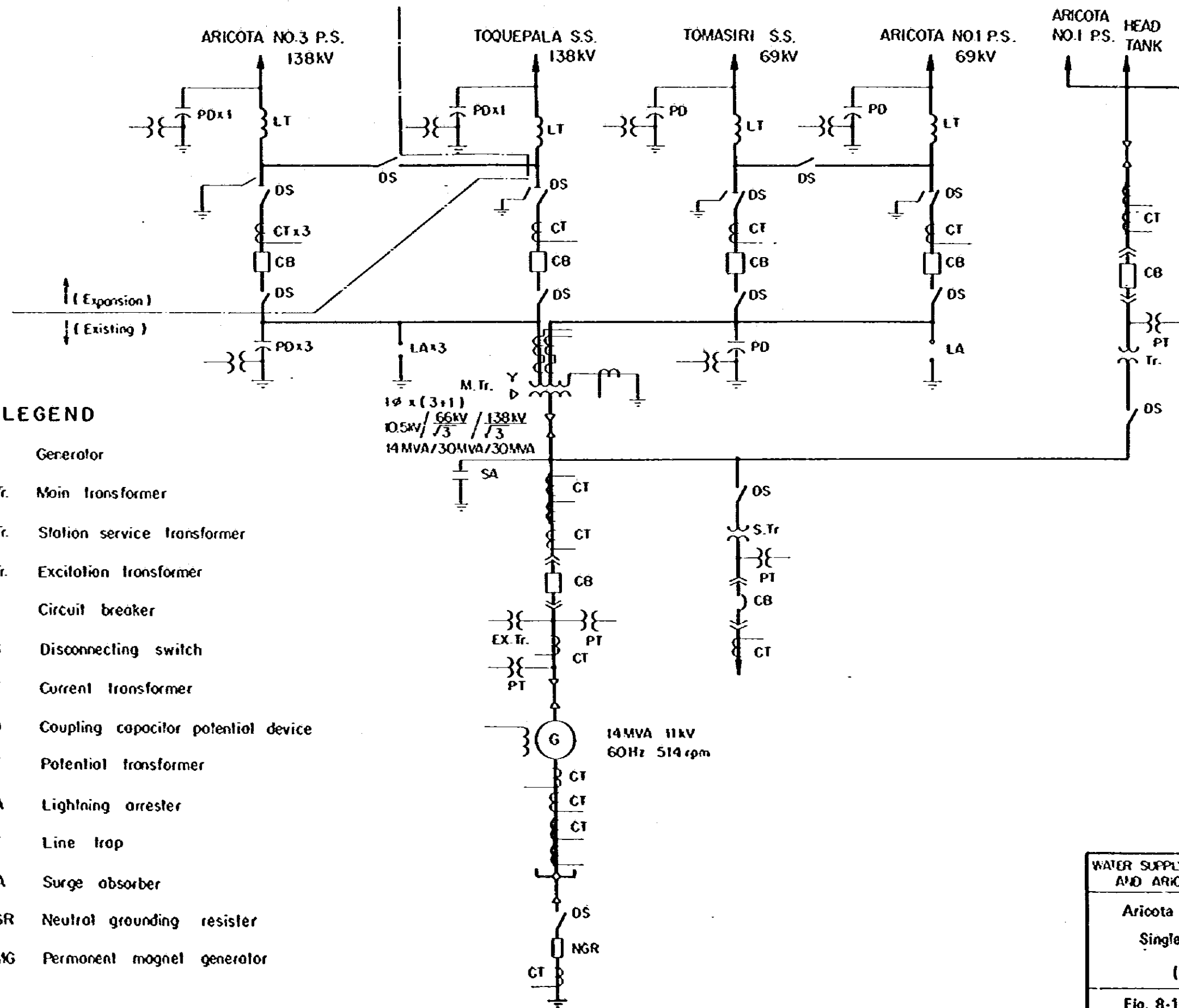
Installed Capacity	13,400 kW
Turbine	
Type	Vertical shaft 4-nozzles, pelton turbine
Number of Unit	1
Effective Head	357.0 m
Maximum Power Discharge	4.6 m³/sec.
Revolving Speed	514 r.p.m.
Generator	
Type	3-phase, alternating current synchronous generator
Number of Unit	1
Output	15,000 kVA
Voltage	11,000 V
Power Factor	0.9 (lagging)
Frequency	60 Hz
Main Transformer	
Type	Outdoor, 3-phase, Oil immersed Transformer
Number of Unit	1
Capacity	15,000 kVA
Voltage	10.5 kV/138 kV
Number of Circuit of Transmission Line	1 CCT



LEGEND

- G : Generator
- M.Tr. : Main transformer
- S.Tr. : Station service transformer
- E.Tr. : Excitation transformer
- CB : Circuit breaker
- DS : Disconnecting switch
- CT : Current transformer
- PD : Coupling capacitor potential device
- PT : Potential transformer
- LA : Lightning arrester
- LT : Line trap
- SA : Surge absorber
- NGR : Neutral grounding resistor
- PMG : Permanent magnet generator

WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA NO.3 PROJECT	
Aricota No.3 Power Station	
Single Line Diagram	
Fig. 8-11	Dec. 1983



LEGEND

- G Generator
- M.Tr. Main transformer
- S.Tr. Station service transformer
- E.Tr. Excitation transformer
- CB Circuit breaker
- DS Disconnecting switch
- CT Current transformer
- PD Coupling capacitor potential device
- PT Potential transformer
- LA Lightning arrester
- LT Line trap
- SA Surge absorber
- NGR Neutral grounding resistor
- P.M.G. Permanent magnet generator

WATER SUPPLY FOR THE LAKE ARICOTA AND ARICOTA NO.3 PROJECT	
Aricota No.2 Power Station	
Single Line Diagram	
(Expansion)	
Fig. 8-12	Dec. 1983

8.2.5 送電通信設備

(1) 送電線

アリコータ第3発電所の発生電力をペルー国南西地域のSPCC-Aricota電力系統と連系させる為に、アリコータ第3発電所～アリコータ第2発電所間に138 kV, 1 cct, 8 kmの送電線を計画した。なお詳細は、第9章送電計画および電力系統解析に記述する。

(2) 通信設備

アリコータ第1発電所、第2発電所、Toquepala変電所、Toquepala開閉所、Ilo変電所およびTacna変電所等8局を結ぶトーンリンガー回線が構成されているので、この回線にアリコータ第3発電所を組込んで給電電話回線を構成する。

但し、ELECTROPERUが別途計画中のCalana変電所をこのトーンリンガー回線に組込む予定であるので、詳細設計時に更に詳細な調査を行う必要がある。

アリコータ第2発電所と第3発電所との間の伝送路としてはPLC回線を使用するが、この送電線にはELECTROPERUが別途計画中のCalana変電所が接続され、アリコータ第2発電所～Calana変電所間は、マトリック方式のPLC回線が構成される予定である。このため、アリコータ第2発電所から第3発電所間は、アリコータ第2発電所からCalana変電所間の伝送路に使用しないようにアースリターン方式のPLC回線を構成する。このシステム構成は、Fig.8-13の通りである。

なお、電力線搬送の搬送周波数は、詳細設計時検討する必要がある。

また、トーンリンガー回線の構成は、Fig.8-14の通りである。

PLC回線を構成するのに必要な設備は次の通り。

	アリコータ第2発電所	アリコータ第3発電所
Line Trap	1 set	3 set
Coupling Capacitor with Coupling Filter	1 set	1 set
PLC Equipment	1 set	1 set
Power Supply Equipment	—	1 set

Fig. 8-13 Communication System for Aricota No.3 Project

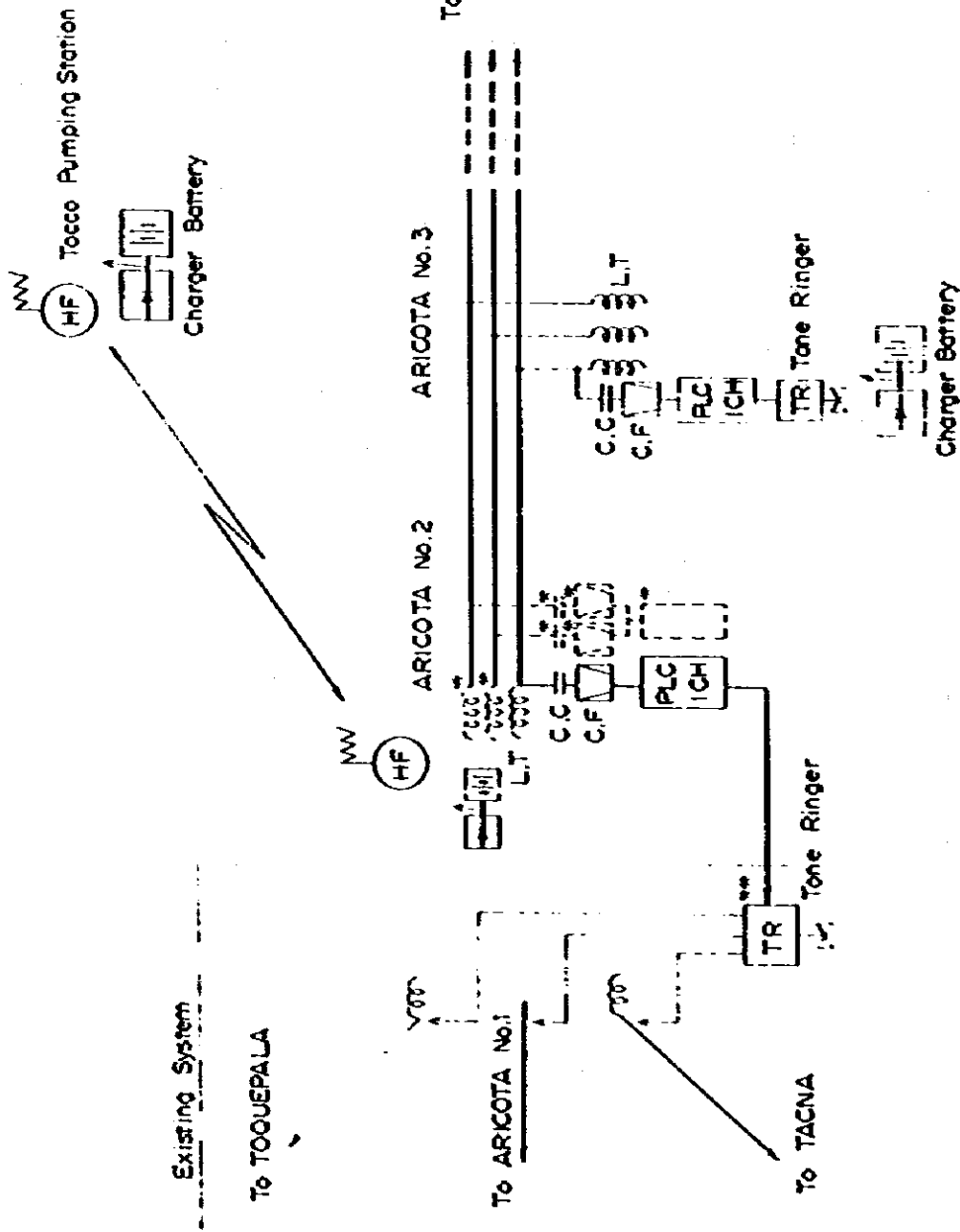
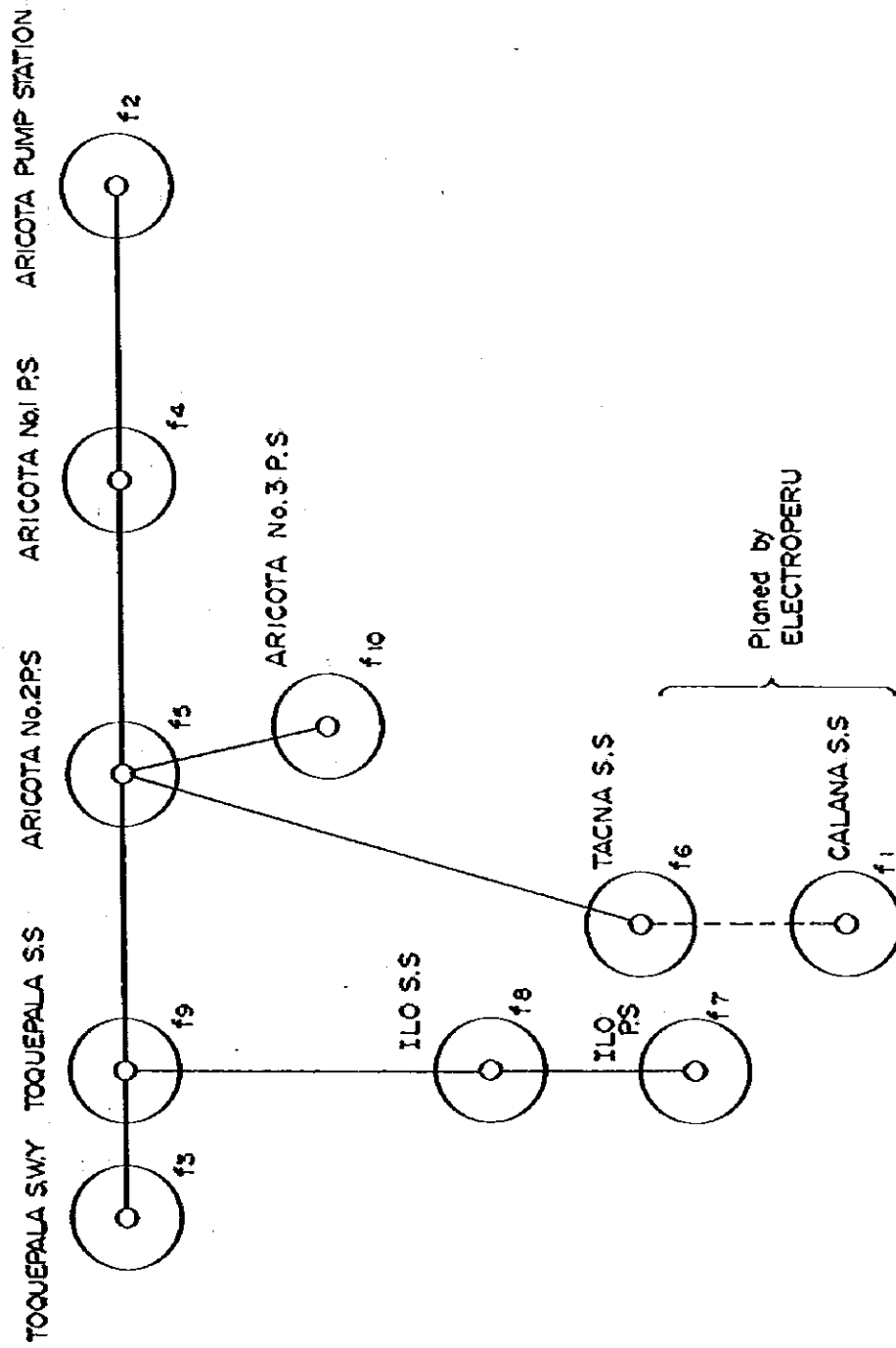


Fig. 8-14 Tone Ringer Network



8.3 Aricota 湖の運用

8.3.1 基本的条件

完成後の Aricota 湖への流入量を最も効果的に使用するには、湖の貯水機能を活用するための運用方法を検討する必要がある。

概念的には、人工的な取水総量を極力流入総量に近づける事により、最大の便益が生じるはずである。すなわち、需要に見合う範囲内で、湖面からの蒸発量および湖底からの浸透量を極力少なく抑える運用である。この事は、第5章「流域の気象と水文」で解析された結果から低い水位で運用する事により有効となる。

以上の観点から、本計画の評価に用いる Aricota 湖の運用方法を設定した。

(1) 貯水池運用水位の範囲

現在までの湖水位の経年的水位変動は、流入量以上の取水を行って来た結果低下の傾向のみであった。しかし、完成後においては供給の安定化を計る範囲で水位は上下に変動する。その時の必要な貯水容量は、需要面から要求される取水量と実質的な流入量の差分の累積となる。

1966年から1980年までの15ヶ年の流入量を1サイクルとして、そのマスカーブを示したのが Fig.8-15 である。この図を用いて15ヶ年間に保証し得る取水量とその時の必要貯水容量との関係を知る事が可能である。

Fig.8-16 は低水位を標高2,740mと置いた場合の保証流量と貯水容量の関係を示したものである。これら図より豊水年および渴水年を問わず、15ヶ年常に一定で最大の取水量を確保し得る容量は約 $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ となる。容量をそれ以上に設定しても平均水位を上げるのみで、結果的には蒸発量および浸透量を増す事になり有効取水量は低下する。

したがって、Aricota 湖の計画の評価に用いる運用範囲は、低水位を2,740m、満水位は、有効容量 $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ に見合う2,774mを採用した。

(2) 取水方法

現在 Aricota 湖からの取水は揚水によって行われている。また、本計画が投入される迄は湖水位が順次下がって行くため、新たな取水トンネルの設置が計画または施工されている。

しかし、前述の通り当湖の水位は完成後において上下に変動する事が必然的となる。したがって、暫定期間中のために増設される取水トンネル等の設備は出来るだけ少なくする事が望ましい。

本計画の運用計算においては、この観点から、取水口の基準標高を2,760mと設定した。基準標高以下の2,760~2,740mの範囲は、既設揚水設備を利用するものとした。また、2,760m以上の取水は、取水塔設備を設け直接取水するものとした。

Fig. 8-15 Mass Curve of Lake Aricota (1966 ~ 1980)

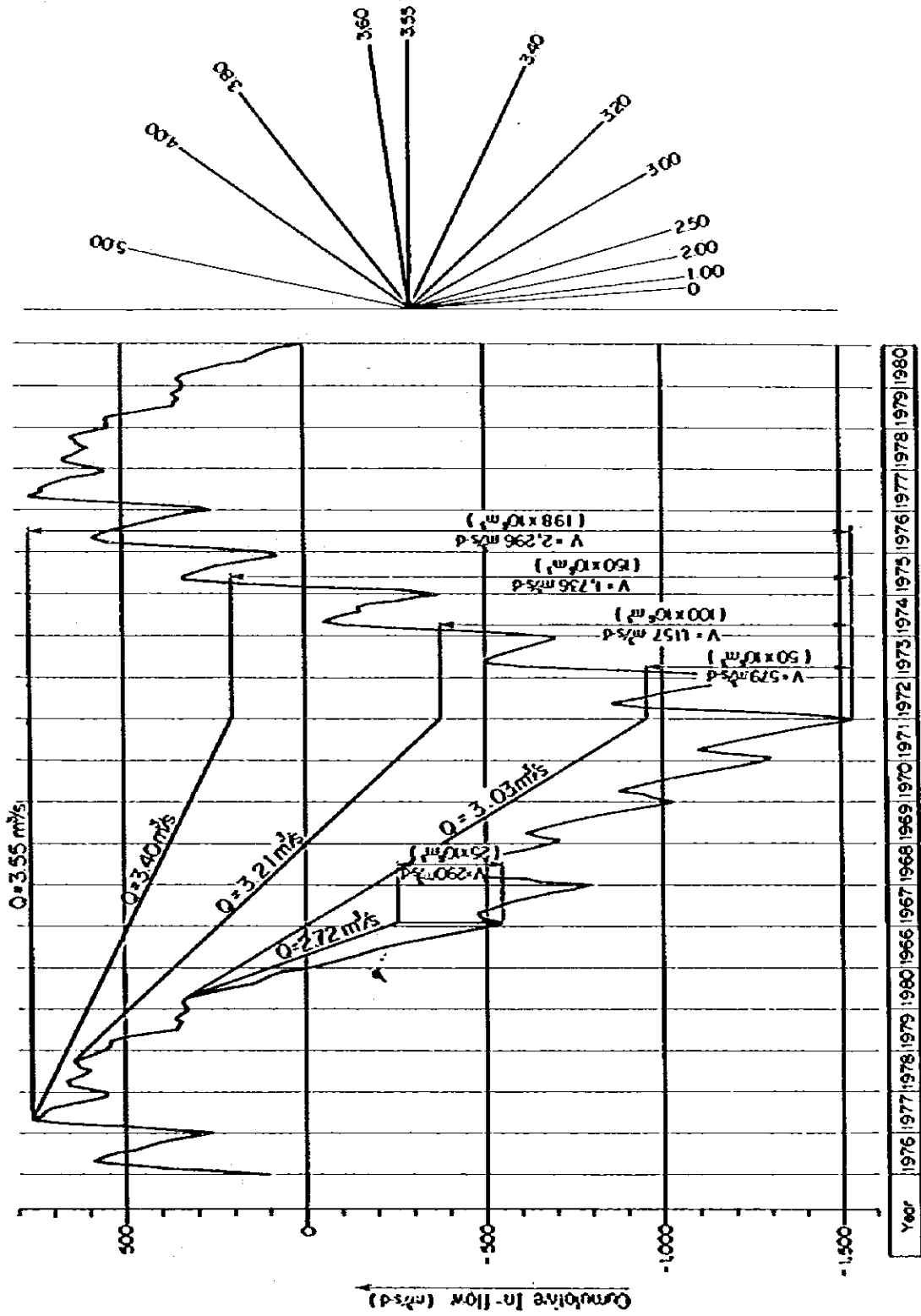
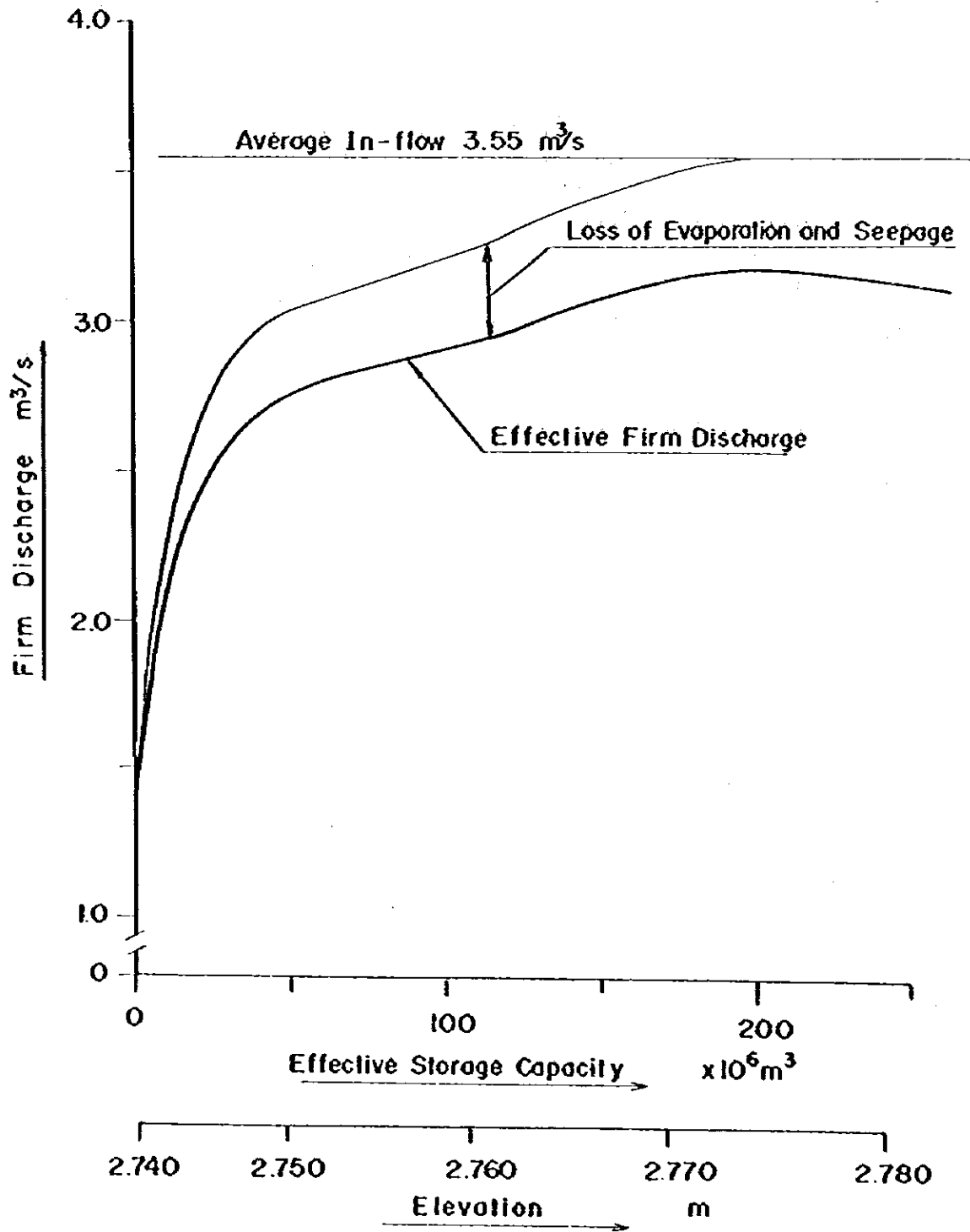


Fig. 8-16 Relation between Firm Discharge and Effective Storage Capacity



8.3.2 運用計算

本計画において最も大きな便益をもたらすのは電力によるものである。したがって、Aricota 湖の運用は電力需要を優先するものとした。

1978年から1982年までの期間における Aricota 系統の月別需要電力量によると、年間の平均月別需要量に対しその変動率は概ね±10%程度でそれ以上の変動を示している月は全期間の約7%であり最低値は-20%、最大値は+18%である。(Fig.8-17参照) この事から、月間平均取水量は年間のそれに比べて大きな変動はないものと考えられ、本計画の運用計算の基準取水量は年間一定値を採用した。

但し、現実には流入量の予測は極めて困難である事から、ある時点での貯水量に対して取水制限を設ける必要がある。この計算では、取水制限の期間を2%以内、その時の可能取水量は Aricota 自流量以上を条件としてシュミレーションを行った。

以下に水位別の取水量を示す。

E. L 2,740 ~ 2,745 m	2.0 m ³ /sec
2,745 ~ 2,765 m	3.0 m ³ /sec
2,765 ~ 2,770 m	4.0 m ³ /sec

上記条件で Aricota 湖の貯水池運用計算を行った結果を Fig.8-18 に示す。

計算結果より、98.3%の期間は 3.0 m³/sec またはそれ以上の取水が可能でありまた高水位域における取水量も比較的安定しているものとなった。

Fig. 8-17 Rate of Fluctuation of Monthly Demand in Aricota Power System

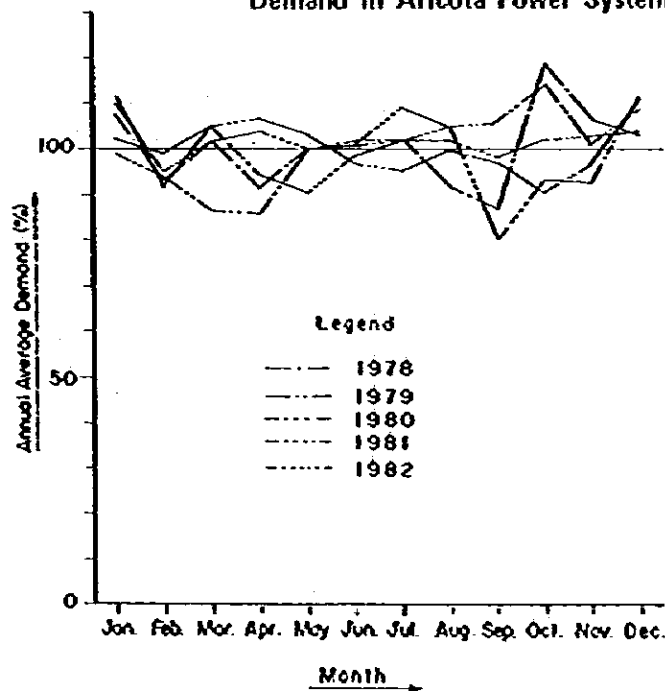
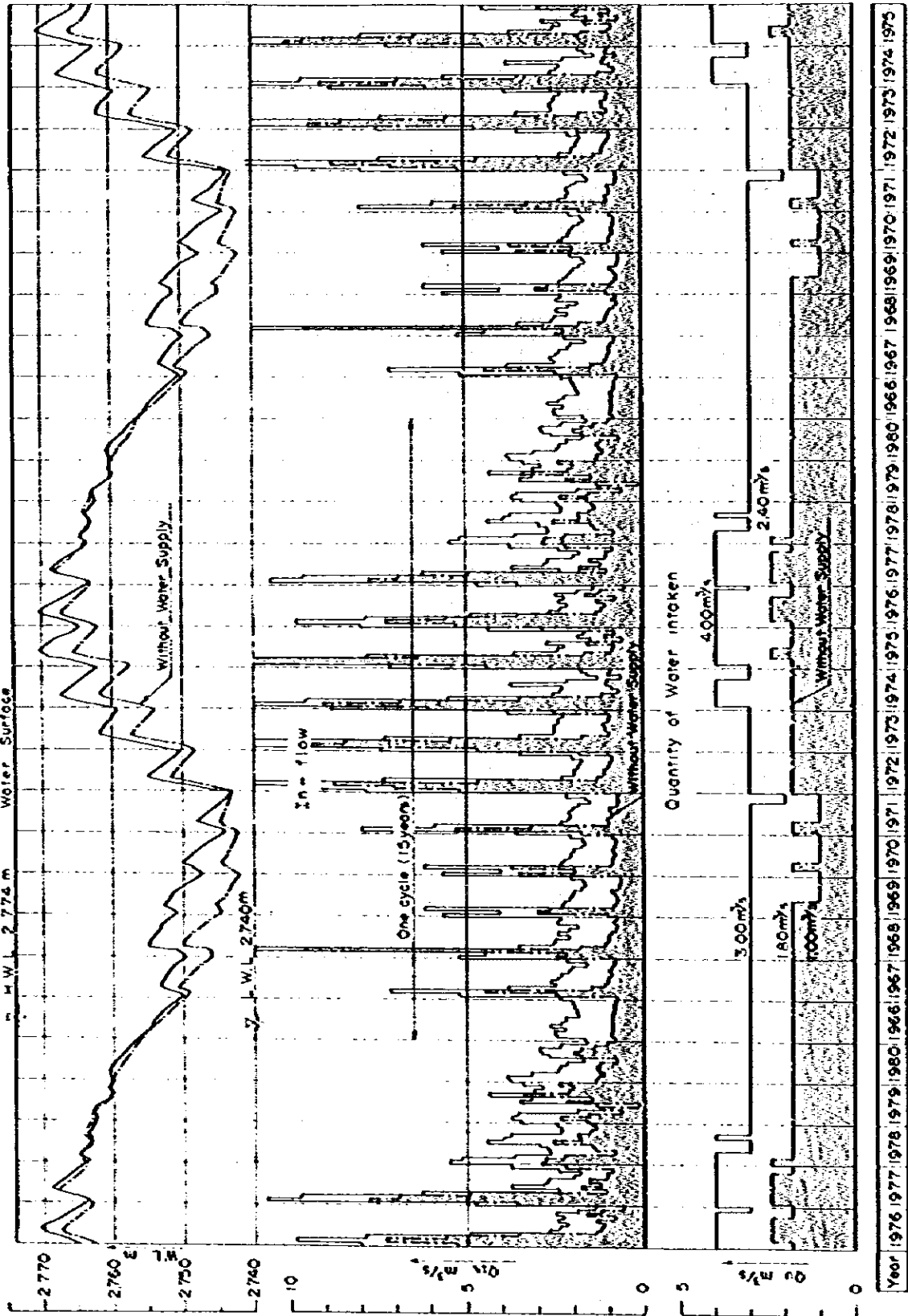


Fig. 8-18 Reservoir Operation of Lake Aricota



8.4 可能発生電力量

本計画における電力便益とは、水補給による既設アリコータ第1および第2発電所の増分電力量と新設されるアリコータ第3発電所の発生電力量によるものである。

前者については、本計画がなかった場合の貯水池運用による発生電力量および所要揚水量と、計画された場合のそれらの値の差分を、すなわち増分電力量を便益として計上した。後者については水補給計画がなされた場合における電力量を計上した。

Aricota 揚水所および Tocco 揚水所における所要揚水電力量は送電端を基準とし、その時の送電ロスを5%と設定した。

Aricota 湖から、第3発電所放水口地点までの区間に対するかんがい放流量はその区間内で全て消費されるものとし、還元水は計算上見込まないものとした。

以下にその値を示す。

区 間	放 流 量
揚 水 所 ~ No.1 発電所	0.14 m ³ /sec
No.1 発電所 ~ No.2 発電所	0.15 m ³ /sec
No.2 発電所 ~ No.3 発電所	0.20 m ³ /sec
計	0.49 m ³ /sec

上記条件で計算された各発電所および揚水所における電力量の結果を Table 8-5~8-10 に示す。

便益計算に用いる可能発生電力量は、Table 8-4 に示す通りである。

Table 8-4 Available Energy Production

Station	Unit: GWh		
	With Project	Without Project	Net Value
Energy Production			
No. 1 & No. 2	204.97	104.63	100.34
No. 3	70.82	-	70.82
Sub-total	275.79	104.63	171.16
Pumping Energy			
Aricota	1.59	1.11	0.48
Tocco	15.67	-	15.67
Subtotal	17.26	1.11	16.15
Total	258.53	103.52	155.01

Table 8-5 Energy Production of Aricota No.1 & No.2 P/S

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1966	15.93	14.39	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	187.48
67	15.93	14.39	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	187.48
68	15.93	14.91	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	188.00
69	15.93	14.39	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	187.48
70	15.93	14.39	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	187.48
71	15.93	14.39	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	15.93	15.40	10.25	9.93	10.25	170.67
72	15.93	14.91	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	188.00
73	15.93	14.39	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	187.48
74	15.93	19.52	21.61	20.93	21.61	20.93	21.61	21.61	20.93	15.93	15.40	15.93	231.94
75	15.93	19.52	21.61	20.93	21.61	20.93	21.61	21.61	20.93	21.61	20.93	21.61	248.83
76	21.61	20.23	21.61	20.93	21.61	20.93	21.61	21.61	20.93	21.61	20.93	15.93	249.54
77	21.61	19.52	21.61	20.93	21.61	20.93	21.61	21.61	20.93	21.61	20.93	21.61	254.51.
78	21.61	19.52	21.61	20.93	15.93	15.40	15.93	15.93	20.93	15.93	15.40	15.93	215.18
79	15.93	14.39	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	187.48
1980	15.93	14.91	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	15.93	15.40	15.93	15.40	15.93	188.00
Average	17.07	16.25	17.82	17.24	17.44	16.88	17.44	17.44	17.24	16.69	16.15	16.31	204.97

(with Project)
Unit: GWH

Table 8-6 Energy Production of Aricota No.3 P/S

(with Project)
Unit: GWh

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1966	5.47	4.94	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	64.43
67	5.47	4.94	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	64.43
68	5.47	5.12	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	64.61
69	5.47	4.94	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	64.43
70	5.47	4.94	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	64.43
71	5.47	4.94	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	5.47	5.30	3.29	3.19	3.29	57.96
72	5.47	5.12	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	64.61
73	5.47	4.94	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	64.43
74	5.47	6.93	7.67	7.45	7.67	7.43	7.67	7.67	7.43	5.47	5.30	5.47	81.65
75	5.47	6.93	7.69	7.45	7.70	7.45	7.70	7.70	7.43	7.67	7.43	7.67	88.31
76	7.67	7.20	7.70	7.45	7.70	7.45	7.70	7.67	7.43	7.67	7.43	5.49	88.56
77	7.67	6.93	7.69	7.45	7.70	7.45	7.70	7.67	7.43	7.67	7.43	7.67	90.46
78	7.67	6.93	7.67	7.43	5.47	5.30	5.47	5.47	7.43	5.47	5.30	5.47	75.08
79	5.47	4.94	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	64.43
80	5.47	5.12	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	5.47	5.30	5.47	5.30	5.47	64.43
Average	5.91	5.66	6.21	6.02	6.06	5.87	6.06	6.06	6.01	5.76	5.59	5.62	70.82

Table 8-7 Pumping Energy of Aricota Pumping Station

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	(with Project)	
													Unit:	GWH
1966	0.13	0.12	0.15	0.16	0.17	0.17	0.19	0.21	0.22	0.24	0.25	0.28	0.28	2.29
67	0.29	0.24	0.21	0.19	0.21	0.21	0.23	0.24	0.25	0.28	0.29	0.31	0.31	2.95
68	0.29	0.25	0.15	0.15	0.16	0.16	0.19	0.20	0.21	0.23	0.24	0.26	0.26	2.49
69	0.27	0.22	0.28	0.22	0.24	0.25	0.28	0.29	0.30	0.34	0.35	0.39	0.39	3.37
70	0.35	0.31	0.29	0.30	0.33	0.33	0.36	0.38	0.39	0.43	0.45	0.48	0.48	4.40
71	0.47	0.36	0.36	0.36	0.39	0.39	0.42	0.45	0.45	0.31	0.31	0.32	0.32	4.59
72	0.42	0.30	0.20	0.14	0.16	0.18	0.20	0.22	0.24	0.27	0.28	0.28	0.28	2.89
73	0.22	0.10	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.03	0.02	0.02	0.38
74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1980	0	0	0	0	0.01	0.02	0.05	0.06	0.06	0.07	0.09	0.11	0.11	0.47
Average	0.16	0.13	0.11	0.10	0.11	0.11	0.13	0.14	0.14	0.15	0.15	0.16	0.16	1.59

Table 8-8 Pumping Energy of Tocco Pumping Station

Year	(with Project)												Total
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	
1966	0.70	1.24	1.39	1.10	1.55	1.19	1.15	1.12	0.77	0.94	0.98	1.12	13.25
67	1.38	2.17	2.40	2.02	1.20	1.36	1.25	1.28	0.99	1.02	0.66	1.23	16.96
68	2.40	1.86	1.79	1.50	1.32	1.31	0.99	1.33	1.16	0.97	1.40	1.37	17.40
69	1.37	2.07	2.02	1.16	1.55	1.19	1.06	1.08	1.05	0.84	0.84	1.00	15.25
70	1.88	1.66	2.16	1.23	1.21	1.05	1.05	0.95	0.78	0.79	0.76	1.00	14.52
71	1.65	2.17	2.40	1.17	1.00	0.91	1.06	0.98	0.71	0.65	0.76	1.29	14.75
72	2.40	2.25	2.40	2.29	0.84	0.68	0.70	0.67	0.65	0.66	0.95	1.49	15.98
73	2.40	2.17	2.40	1.60	1.55	1.36	1.31	1.22	1.22	1.23	1.16	1.15	18.77
74	2.40	2.17	2.40	1.75	1.23	1.43	1.21	2.40	0.96	0.55	0.50	0.77	17.77
75	2.40	2.17	2.40	1.26	1.71	1.31	1.25	1.00	0.75	0.61	0.75	1.35	16.96
76	2.40	2.07	2.07	1.16	1.18	0.98	0.89	0.92	1.23	0.63	0.52	0.71	14.76
77	0.97	2.16	2.40	1.15	1.22	1.67	1.41	1.03	0.81	0.65	1.32	1.38	16.17
78	2.40	1.90	1.25	1.63	1.20	1.26	1.22	1.00	0.78	0.67	0.86	0.91	15.08
79	1.71	1.07	1.80	1.05	1.17	1.04	1.15	1.51	0.83	0.89	0.79	0.89	13.90
1980	2.18	2.11	1.74	1.00	0.95	0.82	0.84	0.83	0.76	0.99	0.76	0.54	13.52
Average	1.91	1.95	2.07	1.40	1.26	1.17	1.10	1.15	0.90	0.81	0.87	1.08	15.67

Table 8-9 Energy Production of Aricota No.1 & No.2 P/S

(without Project)
Unit: GWH

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1966	9.12	8.24	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	107.40
67	9.12	8.24	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	107.40
68	9.12	8.54	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	107.70
69	9.12	8.24	9.12	8.83	9.12	4.44	4.59	4.59	4.44	4.59	4.44	4.59	76.11
70	4.59	4.14	9.12	8.83	4.59	4.44	4.59	4.59	4.44	4.59	4.44	4.59	62.95
71	4.59	8.24	9.12	8.83	4.59	4.44	4.59	4.59	4.44	4.59	4.44	4.59	67.05
72	9.12	8.54	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	107.70
73	9.12	8.24	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	107.40
74	9.12	8.24	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	107.40
75	9.12	8.24	9.12	12.13	12.54	12.13	9.12	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	117.42
76	9.12	11.73	12.54	12.13	12.54	12.13	12.54	12.54	12.13	9.12	8.83	9.12	134.47
77	9.12	11.32	12.54	12.13	12.54	12.13	12.54	12.54	12.13	12.54	8.83	9.12	137.48
78	12.54	11.32	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	113.90
79	9.12	8.24	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	107.40
1980	9.12	8.54	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	9.12	8.83	9.12	8.83	9.12	7.70
Average	8.74	8.67	9.53	9.49	9.20	8.67	8.67	8.67	8.39	8.44	7.95	8.22	104.63

Table 8-10 Pumping Energy of Aricota Pumping Station

(without Project)
Unit: GWH

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1966	0.08	0.08	0.10	0.11	0.12	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	1.51
67	0.19	0.17	0.16	0.16	0.18	0.18	0.19	0.20	0.20	0.22	0.23	0.24	2.32
68	0.24	0.22	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.21	0.23	0.24	0.26	2.52
69	0.27	0.23	0.25	0.25	0.28	0.14	0.15	0.15	0.15	0.16	0.15	0.16	2.33
70	0.15	0.13	0.26	0.27	0.15	0.14	0.15	0.15	0.15	0.16	0.15	0.16	2.01
71	0.16	0.25	0.26	0.26	0.14	0.14	0.14	0.15	0.14	0.15	0.15	0.16	2.09
72	0.27	0.21	0.16	0.14	0.15	0.15	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	2.20
73	0.18	0.11	0.07	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.10	0.10	0.10	1.05
74	0.07	0.02	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.03	0.03	0.04	0.20
75	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.02
76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1980	0	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.41
Average	0.11	0.09	0.09	0.09	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11	1.11

第9章 送電計画および電力系統解析

第 9 章 送電計画および電力系統解析

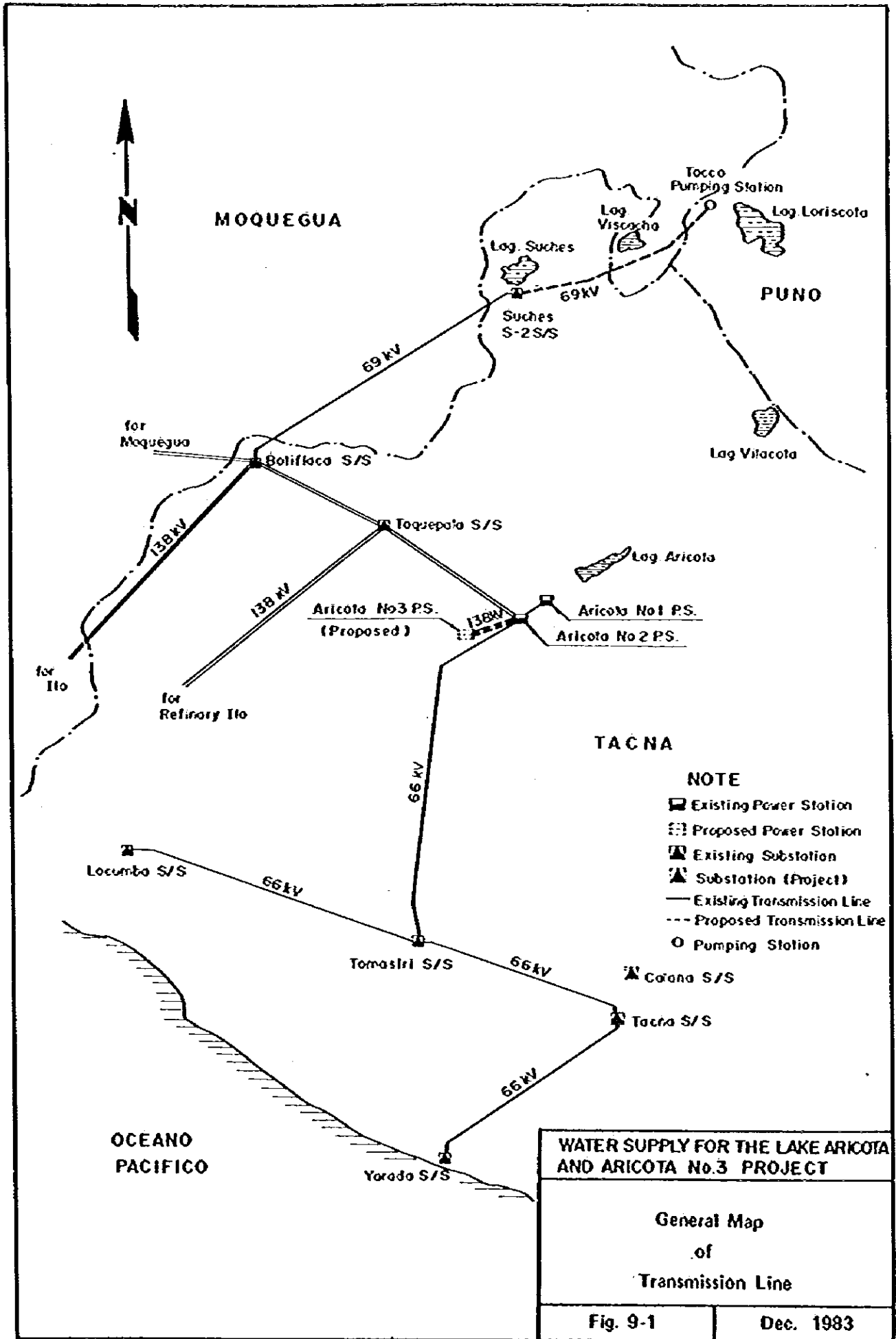
9.1 送電計画	K- 1
9.1.1 基本的考察	K- 1
9.1.2 送電設備計画	K- 1
9.1.3 地形条件	K- 2
9.1.4 気象条件	K- 3
9.1.5 予備設計	K- 4
9.1.6 送電線の設備概要	K- 7
9.2 電力系統解析	K- 8
9.2.1 電力系統解析の為の前提条件	K- 8
9.2.2 計算結果	K- 10

TALBE LIST

Table 9-1	Characteristic of Conductor
Table 9-2	Power Demand Forecast of Aricota System

FIGURE LIST

Fig. 9-1	General map of Transmission Line
Fig. 9-2	Transmission Line Route between Suches S-2 S.S. and Tocco Pumping Station
Fig. 9-3	Transmission Line Route between Aricota No.3 and Aricota No.2
Fig. 9-4	Transmission Line Standard Type Structure
Fig. 9-5	Pumping Station Impedance Map
Fig. 9-6	Power Flow (Pumping Station)
Fig. 9-7	Aricota - Grid Impedance Map
Fig. 9-8	Aricota - Grid Impedance Map (Case of Aricota - Calana - Tacna 66kV)
Fig. 9-9	Aricota - Grid Impedance Map (Aricota - Calana 138 kV, Calana - Tacha 66 kV)
Fig. 9-10-1 - Fig. 9-10-3	Power Flow (Aricota No.2 - Tacna, 66 kV Existing)
Fig. 9-11-1 - Fig. 9-11-4	Power Flow (138 kV Loop Extention, 66 kV Loop Extention)



第9章 送電計画および電力系統解析

9.1 送電計画

9.1.1 基本的考察

本計画で立案される送電計画は次の2つの部門により構成される。

- (1) Aricota湖への補水の為にTocco地点に設置される揚水所(ポンプ容量3,200kW)の動力用電源供給線。
- (2) 既設アリコータ第1および第2発電所の下流に建設されるアリコータ第3発電所の発生電力(出力13,400kW)をペルー国南西地域の電力系統の一部を構成しているSPCC-Aricota系統へ連系する為のアリコータ第3発電所～アリコータ第2発電所間の送電線。上記計画の概要図をFig.9-1に示す。

なおELECTROPERUは将来のTacna市周辺を始めとする南西地域の電力需要の増大に対処する為、アリコータ第2発電所へTacna市周辺間に新設送電線計画を立案しているが、本計画送電線はこの計画とは別個に立案した。しかし、将来計画への配慮は行っている。

9.1.2 送電設備計画

Aricota湖水補給の為に設置されるTocco揚水所への動力電源供給線は、Andes山脈の標高4,600mの高原地帯を経過することになる。また、アリコータ第3発電所～第2発電所間の送電線については、一部の狭隘な谷部の地形を除くとほぼ平坦地であり、両送電線共建設および保守を考えた既設道路沿いの送電線ルートを選定が可能である。また、これらの送電線計画には、現地調査結果ならびに収集資料等を十分検討すると共に予備設計を行い、信頼性と経済性を考慮し最適計画を策定した。

(1) Tocco揚水所用送電線

Aricota湖水補給の為にAndes高原地帯に建設されるTocco揚水所のポンプ用電源送電線は、揚水ポンプ容量3,200kWをカバーする送電容量が必要となる。

電源の供給源としては、揚水所に最も近く、地形条件も良いSPCCの既設Suches S-2交電所が経済的、技術的に適当である。この交電所はSPCCのCuajoneおよびToquepala鉱山の鉱石洗浄等の鉱山用水を、Suches湖上のポンプ給ならびに周辺の小型ポンプ所から揚水し、各鉱山に給水する為の電源供給交電所である。同交電所には、SPCC-Aricota電力系統のSPCC側のBotiflaca交電所から69kV lect送電線により電力供給がされており、69/11kV変圧器を介して各ポンプ場へ11kV配電線が配置されている。なお、Tocco揚水所への電源をSuches S-2交電所より受電することについては、既設送電線

の送電容量（10 MW）で充分賄えると共に変電所の大巾な改造も必要ない。

(2) アリコータ第3発電所用送電線

既設アリコータ系の発電所群は、Aricola 湖を源とする Curibaya 川の上流側より第1発電所、つづいて第2発電所が配置されている。計画されている第3発電所は第2発電所の下流約8 kmに位置することになる。既設発電所群の発生電力（ $\#1$ 23.8 MW, $\#2$ 11.9 MW, 合計 35.7 MW）は、 $\#1 \sim \#2$ 間および $\#2 \sim$ Tomasiri 変電所 \sim Tacna 変電所間を結ぶ 66 kV 1 cct 送電線により Tacna 方面に電力を供給している。一方、アリコータ第2発電所 \sim Toquepala 変電所間の 138 kV 1 cct 送電線および SPCC の送電線を通し Ilo, Moquegua, Refinery 等の一般負荷ならびに動力電源への供給を行っている。

（参照 Fig.4-2）

アリコータ第3発電所の発生電力（13.4 MW）の送電方法は、同発電所から既設アリコータ電力系統の中心的発電所であるアリコータ第2発電所に 138 kV 1 cct 送電線で引込むことが以下の理由により最適であると判断される。

- a) アリコータ第2発電所の屋外開閉所に、将来計画用として 138 kV 1 cct 分の引込みスペースが設けられている。
- b) 138 kV 電圧を採用することによりアリコータ第2の屋外開閉所の連系トランス（66 / 138 kV, 30 MVA）を経由せずに直接 138 kV 系統にアリコータ第3発電所が接続されるので、連系トランスの容量に制限されずに SPCC 系統への融通が可能となる。
- c) 将来の Tacna 市周辺の需要増に対し、アリコータ電力系統より新規送電線の必要性が出てくる。既にこの計画について、ELECTROPERUC より調査が進められているがこれによると新規送電線はアリコータ第2発電所 \sim Calana 地区の新設変電所間約 100 km を 138 kV 送電線で連系することとなっている。したがって、アリコータ第3発電所のための第3 \sim 第2間の送電線は将来、Tacna 周辺向け計画送電線の一部を先行建設することにもなる。

9.1.3 地形条件

送電線のルートは次の通りであり、今回現地調査をしたルートを Fig.9-2 および 9-3 に示す。

a) Tocco 揚水所用送電線

SPCC の Suches S-2 変電所は Suches 湖の南岸に位置し、Botiflaca 変電所から 69 kV 1 cct 木柱送電線により供給されている。また同変電所よりは Suches 湖上の揚水ポンプ給および周辺の揚水ポンプ所の動力線（11 kV）が引き出されている。Tocco 揚水所への動力線はこの Suches S-2 変電所より引き出すこととした。送電線ルートの地形条件としては、ルート全域が標高 4,450 \sim 4,700 m の高標高地域となることが特

徴であるが地形はなだらかな平原である。

Suches S-2 変電所 (標高 4,450 m) より引き出された送電線のルートは Pampa Tuntachabue の平坦地を道路沿いに走り、標高差 250 m 程度の小高い丘 Lama Pabelion を越え、Viscacha 湖の南部から Tocco 揚水所に至る。直長は約 35 km となり、ルートの大部分は道路沿いとなり、建設および保守の面から見ても問題はない。また、地質的にも悪い条件は見られないが Viscacha 湖周辺には雨期には浸地帯となる地域もあることが予想される為、具体的ルートの選定時には慎重に検討する必要がある。

b) アリコータ第 3 発電所用送電線

アリコータ第 3 発電所 (標高 1,380 m) ~ 既設アリコータ第 2 発電所 (標高 1,750 m) 間の地形は Curibaya 川の右岸側の Alto Poquera (標高 2,500 m) および Alto Chintari (標高 2,800 m) より張り出している多数の急峻な尾根群と左岸側の Señal Cuchillas (標高 2,729 m) より同様に張り出している尾根群とに挟まれた谷部であり、これらの尾根は南米の小雨量地域特有の植生の少ない裸の岩山であり、岩の風化による崩壊箇所も多い。

Curibaya 川は前記の山の間をぬってゆるやかに蛇行した谷を形成しており、谷の中には川沿いの道路、牧草地および畑地が開墾され、その間に小部落が点在している。

アリコータ第 2 発電所 ~ Tacna 変電所向けの既設 66 kV 1 cct 送電線はこの谷部を通過している。アリコータ第 3 発電所用送電線のルートは風化と崩壊の多い尾根部を避けて既設線と同様に谷部を通過することが適切である。しかし、一部の狭隘な地点では既設線との接近あるいは交叉も必要となると思われる。また、鉄塔位置の選定に際しては岩山の崩壊により影響が発生する恐れがある地点を避けると共に、Curibaya 川に近づけることにより軟弱基礎地盤の回避等慎重な検討が必要となる。

9.1.4 気象条件

(1) 雨量

本計画送電線が経過する地域の季節は乾期 (4 月 ~ 11 月) と雨期 (12 月 ~ 3 月) に分けられる。雨期の雨量は過去 18 年間の記録によれば月間最大で約 460 mm (1973 年 1 月, Vilacota 測候所, 標高 4,410 m) で年間最大で約 990 mm (1973 年, Vilacota 測候所) 程度である。一方、乾期の内 5 月 ~ 9 月の間はほとんど降雨が無い。

(2) 気温

標高 4,500 m 級の地域では最低気温は Pasto Grande 測候所において -20.6℃ という記録がある。一方、同測候所における最高気温は 22℃ となっており、季節間の変化は大きくないが、昼夜の交動が顕著に表われている。標高 2,000 m 以下の地域では最低気温が 0℃ であり、氷点下以下の記録はない。また、最高温度は 34℃ となっている。

(3) 風 速

送電線の設計に於て風速は最も重要な要素であり、設計風速の選定は送電線の経済性と信頼度に大きく影響する。設計風速は送電線経過地の観測記録から検討することが望ましいので本送電線ルート近傍の観測所に於ける観測記録を調査し、これらから設計風速を推定することとした。最大風速に関する記録は各観測所共7時、13時、19時の3回の定時観測結果がまとめられている。これら10年間の記録によると、高標高のPasto Grande 観測所(標高4,550m)においても20m/secが最大値(10年間で3回程度で他は6~8m/sec)であり、50年確率で見ても、最大25m/sec程度の風速であると推定される。また、低標高のCalana 観測所(標高848m)においては10年間の記録による最大風速値は12m/sec程度である。したがって、設計最大風速値を25m/sec(風圧値39kg/m²)に設定すれば全域をカバー出来ると共に、ペルー国の電気技術基準(CODIGO ELECTRICO PERUANO)に規定された値(風圧値39kg/m²)にも合致する。なおこの風速値はアリコータ系の送電線およびSPCCのBotiflaca~Suches線に採用している値と同一である。

(4) 年間雷雨日数 (IKL)

Project 地域内の高標高地域については、世界のIKL分布図から判読すると年間雷雨日数 (IKL) は60日程度であり、多雷地域に属する。一方標高2,000m以下においては発雷の実績は無く、雷は上流域の高標高に集中している。

(5) 積 氷

本計画送電線の内、高標高部分の雨期は12月~3月の間であり、この期間におけるPasto Grande 観測所の平均最低気温は、-8℃(12月~3月の18年間平均)となる。雨期に氷点下になる為、架渉線に着氷することが考えられ、架渉線の設計には積氷荷重を考慮することとし、この値は既設送電線の設計に合せ6mm積氷とする。一方、低標高地域には年間を通じて降雪がほとんど無く、気温も高い為、積氷を考慮する必要は無い。

(6) がいしの汚損条件

本計画送電線の経過する地域には大きな工業地帯も無く、海岸線より離れているため工業汚損ならびに塩害対策を特別に考慮する必要は無い。

9.1.5 予 備 設 計

(II) 電 圧

a) Tocco 揚水所用電源線

Tocco 揚水所への動力線は、SPCCのSuches S-2 変電所より引き出される。この変電所へはBotiflaca 変電所と69kV 1ccl 送電線で結ばれており、本計画の送電電圧も69kVを採用することが変圧器およびその他機器等の費用を考えると経済的であり、

かつ技術的にも妥当である。よって揚水所用電源線の電圧は 69 kV とした。

b) アリコータ第3発電所用送電線

本計画送電線はペルー国南西部の Aricota - SPCC 電力系統と連系すると共に将来は Aricota 系の第1, 第2, 第3の発電所の発生電力を Tacna 市周辺の計画工業地帯を始めとする各種開発計画の発展に利用出来ること, および既設 66 kV 1 ccl 送電線の送電容量限界を考えると送電電力ならびに送電距離から見て 138 kV 電圧が適切である。

(2) 回 線 数

送電線の回線数は, 定常状態において送電可能な設備とし, 最少投資による送電設備を考慮した1回線とする。

(3) 電 線

電線サイズは, 送電容量, 抵抗損失, コロナ損およびその他の技術的, 経済的な面を総合的に検討した。計画地域には塩じん害, 海水等の汚損は無い為特殊電線を使用する必要は無く, 最も一般的で経済的電線である ACSR 線を使用することとする。

(a) Tocco 揚水所用送電線

本送電線の電線としては, 下記の理由により 120 mm² ACSR 線を使用することが最も適している。

i) コロナの面では電線径が大きくなるに従い, 表面電位傾度が低下するので高嶺高地を經過する送電線では電線サイズは大きい方が好ましい。したがって送電容量的には余裕が出るが 120 mm² ACSR 線程度の太さが望ましい。

ii) 120 mm² ACSR より小サイズの電線の素線構成は Steel 1本の構成であり, 振動疲労およびジョイント圧縮部に機械的弱点の恐れがある為 Steel 7本構成である 120 mm² ACSR 線以上が望ましい。

iii) 既設アリコータ第1発電所~第2発電所~Tomasiri 変電所~Tacna 変電所送電線も ii)の理由により 120 mm² ACSR 線を用いており, ELECTROPERU の所有している保守用工具ならびに貯蔵品を考えると同一電線とすべきである。

(b) アリコータ第3発電所用送電線

アリコータ第2発電所~第3発電所間の電線について送電ロスと建設費との経済比較を行うと 240 mm² ACSR が最も経済的となる。一方, アリコータ第2発電所~Toquepala 変電所を連系している既設 138 kV 送電線の使用電線も 240 mm² ACSR であり, 同一線種を使用することにより, 保守用工具ならびに貯蔵品等の円滑な運用が計れる。また, 将来の Tacna 市周辺の電力需要の増に対して計画されている Aricota 系からの新設送電線の電線も ELECTROPERU の Study によると 240 mm² ACSR を考えている様子であり, 本計画区間の電線と協調が計れる。

各電線の特性は Table 9-1 に示す通りである。

Table 9-1 Characteristic of Conductor

Type of Cable		120 mm ² ACSR	240 mm ² ACSR
Cross Sectional Area (mm ²)		153.8	297.6
Diameter (mm)		16.1	22.4
Composition	Al	30/2.3	30/3.2
	St	7/2.3	7/3.2
Weight (kg/m)		0.5737	1.110
Maximum Tensile Load (kg)		5,540	10,210
Electric Resistance at 20°C (Ω/km)		0.233	0.120

(ii) 絶縁設計

絶縁設計に際しては、経路地の標高が高いことによる絶縁低下があること、連系される既設送電線との絶縁協調が必要であること、および上流部ではIKL (Iso Keraunic Level) 60日程度の発雷があること等を考慮しなければならぬ。

a) がいし回数

絶縁レベルの基準を系統に発生する開閉サージ電圧におき、標高による絶縁耐力の低下を考慮し、がいし回数を算定すると下記の通りとなる。

がいし回数(ヶ)

- | | | |
|-----------------------|--------|----|
| i) Tocco揚水所用送電線 | 69 kV | 7 |
| ii) Aricola 第3発電所用送電線 | 138 kV | 11 |

b) 耐雷設計

高標高地域を経過する Tocco 揚水所用送電線のルート周辺は、IKL 60日程度の発雷頻度が推定される。したがって雷の電線直撃を避ける為に架空地線2条を全線に亘

って設置する。架空地線の種類としては、 38mm^2 GSC（亜鉛メッキ銅地線）とし、電線遮蔽角度 30° 以下になる様架設する。

なお、アリコータ第3発電所用送電線の経過地は標高も低いこともあり、発雷現象は全く無く、したがって耐雷設計を考慮する必要はない。

(5) 支持物

a) Tocco揚水所用送電線

本送電線の経過地は標高は高いが、広大な平原であり、ルートが地形に規制されることが少ないことから、支持物に鉄塔と同じ様な強度の必要性が無く運搬の不都合、および送電線の長経間の可能性等の問題も無く、かつ経済性を追求すると木柱を支持物として使用することで十分である。

b) アリコータ第3発電所用送電線

本送電線の経過地は、9.1.3地形条件の項で述べている通り、Curibaya川の形成する谷部内のルートとなり、既設送電線および道路との平行、交叉等を考えると支持物高さに融通が図れると共に谷部の地形に対し占有する面積の小さい自立式鉄塔を採用することとした。なお、鉄塔部材表面には部材の腐食防止の為、亜鉛メッキを施すこととした。

鉄塔の代表的形状をFig.9-4に示す。

9.1.6 送電線の設備概要

本計画送電線の設備概要は以下の通りである。

a) Tocco揚水所送電線

区 間：Suches S-2 変電所～Tocco揚水所
直 長：35 km
電 圧：69 kV
電気方式：3相3線式 60Hz
回 線 数：1
電 線： 120mm^2 ACSR
架空地線： 38mm^2 GSC 2条
がいし：250mm 懸垂がいし7個/連
支持物：木柱

b) アリコータ第3発電所用送電線

区 間：アリコータ第3発電所～アリコータ第2発電所
直 長：8 km
電 圧：138 kV
電気方式：3相3線式 60Hz

回線数：1

電線：240 mm² ACSR

がいし：250 mm 懸垂がいし11個/連

支持物：鉄塔

9.2 電力系統解析

Aricota 揚水補給およびアリコータ第3発電所開発計画に係る送電計画の為の電力系統解析は、Tocco 揚水所向送電線およびアリコータ第3発電所関連系統を対象に検討を行った。

この場合、両送電計画共基本となる電圧階級、電力系統の供給信頼度と送電線の回線数についてはペルー国の既設電力系統に対して適用されている考え方に出来るだけ沿う様にした。すなわち、ペルー国の国土の広がりや電力需要密度、発電設備の地域的な分布等を考えると送電線の回線数は1回線で構成し送電電圧も既設設備および計画の電圧に対応させることにより連系変電設備を省略することが可能な様に経済性を最優先させるものとした。

9.2.1 電力系統解析の為の前提条件

調査団はCORDETACNAおよびELECTOPERUより提示されたAricota - SPCC電力系統の系統諸元すなわち発電設備、送電線および変電設備の諸資料をもとに解析するが、その主要な諸元は次のものから成る。

(1) 系統解析対象年および検討ケース

a) Tocco 揚水所用送電線

Tocco 揚水所が投入される1987年の時点において検討するものとした。検討ケースはSuches S-2 変電所～Tocco 揚水所間を結ぶ送電線の電圧を69 kVと33 kVの2ケースとした。

b) アリコータ第3発電所用送電線

アリコータ第3発電所関連送電計画は、Tacna周辺の電力需要増に対応した系統拡張計画との関連で決定される。このため次のケースに分けて検討した。

i) アリコータ第2発電所とTacnaを結ぶ既設66 kV送電線について1983年～1995年を対象とした。

ii) アリコータ第3発電所完成後のアリコータ第2発電所とTacna 変電所を結ぶ送電線について電圧を138 kVまたは66 kVとした場合の1988年～1995年を対象とした。

(2) 対象電力系統の範囲

電力系統解析の為の対象電力系統の範囲は下記の通りとした。

a) Tocco 揚水所用送電線

本計画の解析対象系統の範囲はSPCCのBotiflaca 変電所～Suches S-2 変電所～

Tocco 揚水所間とし、Botiflaca 変電所～Suches S-2 変電所は既設 69 kV 送電線を利用する。

b) アリコータ第3発電所用送電線

i) アリコータ第2発電所～Tacna 変電所間の現状 66 kV 送電線設備における定常時の潮流および電圧の解析を行い電圧維持に必要な無効電力設備容量の検討を行う。

ii) アリコータ第3発電所完成後のアリコータ第2発電所～Calana 変電所～Tacna 変電所間の潮流および電圧の解析を行い最適電圧の検討を行う。

(3) 変電所毎の電力需要

アリコータ電力系統における各変電所毎の電力需要については ELECTROPERU より提出されたペルー国南西地域の電力需要想定資料に基づいた。

採用した需要想定値は以下の通りである。

Table 9-2 Power Demand Forecast of Aricota System

Sub-station	Tacna (MW)	Locumba (MW)	Yarada (MW)	Tomasiri (MW)	Other (MW)	Total (MW)
Year						
1983	9.2	1.5	5.0	0.5		16.2
1984	9.9	1.5	5.2	0.5		17.1
1985	11.1	1.5	5.4	0.5		18.5
1986	11.9	1.5	5.6	0.5		19.5
1987	12.8	1.5	5.8	0.5		20.6
1988	13.7	1.5	5.8	0.7		21.7
1989	14.6	1.5	5.8	0.7		22.6
1990	15.5	1.5	5.8	0.7		23.5
1991	16.5	1.5	5.8	0.7		24.5
1992	17.6	1.5	5.8	0.7		25.6
1993	18.6	1.5	5.8	0.7	0.8	27.7
1994	20.0	1.5	5.8	0.7	1.4	29.9
1995	21.1	1.5	5.8	0.7	2.0	31.8