

第5章 地質および材料

第5章 地質および材料

5.1 序論	5 - 1
5.2 地質調査工事	5 - 1
5.3 広域地質	5 - 2
5.3.1 エクアドルの一般地質	5 - 2
5.3.2 計画地域の地形、地質	5 - 2
5.4 各構造物地点の地質	5 - 5
5.4.1 調整池	5 - 5
5.4.2 ダム	5 - 8
5.4.3 導水路	5 - 10
5.4.4 調圧水槽、水圧管路および発電所	5 - 12
5.4.5 詳細設計のための追加地質調査工事	5 - 15
5.5 建設材料	5 - 15

TABLE LIST

		Page
Table 5-1	Completed Geological Investigation Works	5-17
Table 5-2	Additional Geological Investigation Works	5-18
Table 5-3	General Geologic Sequence of Chespi Project Area	5-19
Table 5-4	P-Wave Velocity (in km/sec) of Each Prospecting Line	5-20

DRAWING LIST

DWG. 5-1	GEOLOGY REGIONAL AREA PLAN	5-31
DWG. 5-2	GEOLOGY GENERAL PROJECT AREA PLAN	5-33
	AND WATERWAY PROFILE	
DWG. 5-3	GEOLOGY REGULATING PONDAGE AREA PLAN	5-35
DWG. 5-4	GEOLOGY DAMSITE AND ITS VICINITY PLAN	5-37
DWG. 5-5	GEOLOGY DAMSITE PROFILE A-A, B-B, C-C	5-39
	AND LOG OF DRILL HOLE	
DWG. 5-6	GEOLOGY REGULATING PONDAGE AREA PROFILE ..	5-41
	D-D, E-E AND F-F	
DWG. 5-7	GEOLOGY REGULATING PONDAGE AREA PROFILE ..	5-43
	A-Line, B-Line, C-Line, D-Line and E-Line	
DWG. 5-8	GEOLOGY SURGE TANK, PENSTOCK AND	5-45
	POWERHOUSE PLAN	
DWG. 5-9	GEOLOGY SURGE TANK, PENSTOCK AND	5-47
	POWERHOUSE PROFILE	

第 5 章 地質および材料

5.1 序 論

本調査は、第1章で述べられた水力発電計画の可能性調査であり、1985年から1986年にわたって実施された。

本計画に関してはINECELにより、概略の航空写真判読及び地表地質踏査が実施されており、その結果は「INFORME GEOLOGICO DEL HIDROELECTRICO CHESPI」(by INECEL, 1984)としてまとめられている。

本可能性調査では、JICA調査団とINECELの協力のもとに、新たに調整池から発電所地点までの範囲について航空写真判読、地表地質踏査、弾性波探査及び調査ボーリングが実施された。本報告書内の地質的検討は、これらの調査結果に基づいたものである。

5.2 地質調査工事

本計画地域で実施された地質調査は、主として航空写真判読、地表地質踏査、弾性波探査及び調査ボーリングである。

弾性波探査は、JICA調査団とINECELの協力のもとに実施されたが、調査ボーリングは調査団と現地ボーリング業者との間で直接契約がなされ、調査団及びINECELの技術者の施工管理のもとに実施された。

また、集水域全体の地質については、MAPA GEOLOGICO DEL ECUADOR ESCALA 1 : 100,000 「OTAVALO」 「PACTO」, ESCALA 1 : 50,000 「EL QUINCHE」 (by Direccion General de Geologia y Minas, 1980)を参考とした。

本調査で実施した調査方法と数量は以下の通りである。

・航空写真判読

判 読 地 域 : 調整池、導水路経過地、ダム地点、発電所地点 約30km²

写 真 縮 尺 : 1 : 22,000

・地表地質踏査

踏 査 地 域 : 調整池、導水路経過地、ダム、発電所地点周辺

地形図縮尺 : 1 : 5,000 (航測図: 調整池、導水路経過地)

1 : 1,000 (航測図: ダム、調整池下流部、調圧水槽、水圧
管路、発電所)

・弾性波探査

調査地域 : 調整池下流部…… 5 測線 975 m

及び数量 調圧水槽、水圧管路、発電所地点…… 5 測線 1,435 m

・ボーリング (透水試験を含む)

調査地域 : ダム地点…… 2 孔, 175 m

及び数量 調圧水槽、水圧管路、発電所地点…… 3 孔, 195 m

5.3 広域地質

5.3.1 エクアドルの一般地質

エクアドルは、地形学的、地質学的に次の3地帯に分けられる。すなわち、山が少なく平らな西部海岸地帯 (La Costa)、平均 4,000 m の標高をなし、その上にさらに活火山、休火山が分布する山岳地帯 (La Sierra)、アマゾン大平原に連なる東部地帯 (El Oriente) である。

このうち山岳地帯は、南北ないし北北東 - 南南西方向に延びる2つの平行なアンデス山脈と、それらの間に広がる幅30~40kmのアンデス山間平地 (Altiplano) よりなる。2つの平行な山脈のうちの1つは西部山脈 (Cordillera Occidental)、他は東部山脈 (Cordillera oriental) と呼ばれる。西部山脈には、低度の変質を受けて緑色を呈する火山岩及び火山砕屑岩類と堆積岩類からなるジュラ~白亜系が、また、東部山脈には、主として結晶片岩、片麻岩からなる変成岩類が分布している。また、アンデス山間平地の大部分は、火山活動に関係した第四系によって占められている。

本計画地点は、上記のうちの西部山脈に位置している。

5.3.2 計画地域の地形、地質

a) 地形

Guayllabamba川は、Quito市の約60km南に聳えるIlliniza山標高(5,263m)付近を源流とし、アンデス山間平地を北流している。本河川は、Quito市の約30km北に位置する本計画地点付近から、その流れの向きを西~西北西方向に変え、計画地点の約100km下流で、西部海岸地帯を北流するBlanco川と合流し、Esmeraldas川と呼ばれるようになる。Esmeraldas川は合流後、約70km北流して太平洋に流入している

本計画地域はGuayllabamba川の中～上流域（河床標高 1,100～1,400 m）に位置しており、その地形的特徴は、調整池付近より西側（下流側）と東側（上流側）で大きく異なっている。すなわち、調整池の西側では、中生代の基盤岩類（火山岩類及び堆積岩類）が侵食されてできた標高 2,000～3,000 mの急峻な壮年期の地形を示している。一方、調整池の東側では、第四紀の火山噴出物が広範に分布しているため、その侵食により形成された垂直な崖と平坦面が繰り返しており、全体としては、ややなだらかな地形となっている。

b) 地 質

計画地域周辺は、Dwg. 5 - 1 に示されるように、主に中生代の白亜系と第四紀の火山噴出物よりなる。白亜系は、火山岩類、火山碎屑岩類、堆積岩類からなり、本計画の調整池地点より西側に、南北ないし北北東 - 南南西の方向の構造性で分布している。

第四紀の火山噴出物は、主にMojanda 火山、Pululahua 火山からの噴出物からなり、調整池地点の東側に広く分布している。

土木構造物の位置する調整池から発電所地点にかけての本計画地域には、中生代白亜紀のMacuchi 層、Perlabi 層、Silante 層、Yunguilla 層と、それらを覆う第四紀の Lahar堆積物、火山碎屑物及び崖錐堆積物が分布する。

本計画地域の地質層序をTable 5 - 3 に示す。

i) 各地層の分布域と構成岩種

・ Macuchi 層 (K_M)

Macuchi 層は、Guayllabamba川沿いでは、ダム地点を含めその上流側約 500 m から、下流側約 2 km の間に分布している。ダム地点以外では、導水路トンネルの一部が、本層中に位置することとなる。

本層は、主に安山岩、凝灰岩、集塊岩、頁岩及び石灰質砂岩よりなり、一般的な走向、傾斜はN5° - 30° E、60° - 90° W を示している。

・ Perlabi 層 (K_p)

公刊地質図“MAPA GEOLOGICO DEL ECUADOR ESCALA 1 : 100,000 「OTAVALO」”によれば、Perlabi 層はMacuchi 層の一部であるとされているが、本報告書では別個の地層として取り扱うこととする。

本層はMacuchi 層分布地域の東側（上流側）に広く分布している。調整池の

大部分はこのPerlabi 層中に位置することとなる。

本層は主として千枚岩、凝灰岩、頁岩よりなり、その走向、傾斜はMacuchi 層とほぼ同じ $N5^{\circ} - 30^{\circ} E$ 、 $62^{\circ} W \sim 80^{\circ} E$ を示している。

• Silante 層 (Ks)

Silante 層は、発電所予定地点の約1 km東方より西側に分布している。調圧水槽、水圧管路、発電所地点は、Silante 層中に位置することとなる。

本層は、凝灰質礫岩、粗粒凝灰岩、砂質凝灰岩、凝灰質泥岩よりなり、一般的な走向、傾斜は $N10^{\circ} - 25^{\circ} E$ 、 $65^{\circ} - 80^{\circ} E$ を示している。

• Yunguilla 層 (Ky)

Yunguilla 層は、Jondanga川付近から、発電所予定地点の約1 km東にかけて分布している。導水路トンネルの多くの部分は本層中を経過することとなる。

本層は、砂岩（一部石灰質）、頁岩、チャートよりなり、その一般的な走向、傾斜は $N15^{\circ} - 30^{\circ} E$ 、 $40^{\circ} - 90^{\circ} E$ を示している。

• Lahar 堆積物 (Lh)

Lahar 堆積物は、Guayllabamba川沿いに流出した火山泥流であり、その川の兩岸の標高 1,500~1,600 m以下の斜面に分布しており、Guayllabamba川の侵食作用のため垂直な崖を形成していることが多い。

本堆積物は、その成因が火山泥流であることから判るように、その層厚及び分布形態は基盤岩（Macuchi 層、Perlabi 層、Yunguilla 層）の原地形に支配され、変化に富んでいる。一般的な傾向として、その分布量はGuayllabamba川上流部で多く、下流部では少なくなっている。本堆積物は、本計画の調整池付近には比較的多く分布するが、発電所地点には分布していない。

火山碎屑物 (Py)

火山碎屑物は、主として、軽石礫と火山灰よりなりGuayllabamba川沿いの標高 1,500~1,600 m以上の斜面に分布し、平坦面を形成していることが多い。

本堆積物は、本計画地域内に頻繁に分布しているが、調整池付近では厚く分布し、発電所地点では斜面沿いに薄く分布する傾向をとる。

ii) 地質構造

計画地域に分布するPerlabi 層、Macuchi 層、Silante 層、Yunguilla 層は、全て南北ないし北北東-南南西の走向を示し、局部的に小褶曲はするものの、全

体としては、Silante 層、Yunguilla 層は東側へ、Perlabi 層、Macuchi 層は西側へ急傾斜している。

また、Macuchi 層とPerlabi 層、Yunguilla 層とSilante 層はそれぞれ整合関係を持って分布しているが、Yunguilla 層とMacuchi 層は、Jondanga川沿いに推定される南北方向の断層で接している。

計画地域周辺で観察される断層、褶曲及び航空写真により判読される線状模様は、基盤岩の地層の走向に平行な、南北方向のものが卓越している。

5.4 各構造物地点の地質

5.4.1 調整池

a) 地形

調整池は、ほぼ東西方向に延びる狭長な形をしている。

その長さは約 2,500 m、満水位標高(EL. 1,448 m)での谷幅は30~150 m (大部分は 100 m 以下)をなし、その総貯水量は $3,367 \times 10^3 \text{ m}^3$ である。

ダム地点に近い調整池下流部は、急峻な V 字谷をなしている。一方、調整池中～上流部は、Lahar 堆積物及び火山砕屑物がGuayllabamba川に侵食されたことにより形成された、垂直な崖と、平坦面が何段も繰り返す地形をなし、全体としてはややならかな斜面を持つ谷となっている。

b) 地質

i) 地質

調整池周辺には、中生代白亜紀のMacuchi 層、Perlabi 層とそれらを覆う第四紀のLahar 堆積物、火山砕屑物、崖錐堆積物が分布している。

本地点に分布するMacuchi 層は、概ね新鮮な安山岩、凝灰岩、頁岩よりなる。本層は、ダム軸からその約 600 m 上流付近までの調整池下流部に分布している。

Perlabi 層は、概ね新鮮な千枚岩、凝灰岩、頁岩よりなり、調整池の中～上流部に広く分布している。

これらの両層はGuayllabamba川にほぼ直交し、下流または上流へ急傾斜する $N5^\circ \sim N10^\circ E$ 、 $78^\circ E \sim 82^\circ W$ の走向、傾斜をなしている。

Lahar 堆積物は、調整池上流部の両岸と中～下流部の左岸側に広く分布しており、中～下流部の右岸側では、一般に斜面沿いに薄く分布している。これらの分布形態

は、5.3、2)で述べたように、基盤岩であるMacuchi層及びPerlabi層の原地形に支配されているため、変化に富んだものとなっている。

Lahar堆積物は、一般にシルト質基質と、亜角～亜円の大礫～巨礫よりなる。礫量は平均して40～50%を示す。また、本堆積物の大部分は成層していないが、砂質な基質を持ち良く成層している場合がある。本堆積物は、砂質な基質を持つ部分ではあまり締まっていないが、シルト質な基質を持つ部分では、良く締まっている。

火山砕屑物は、Lahar堆積物を覆って、調整池上流部の両岸と中～下流部の左岸側に広く分布している。本堆積物は、軽石礫と火山灰よりなり、灰白色～薄赤色を呈する、あまり締まっていないものである。

段丘堆積物は、調整池上流部の右岸で計画満水位標高よりやや高い所にわずかに分布している。

崖錐堆積物は、斜面中腹部に散在しているが、その大部分は計画満水位よりかなり高い所に分布している。

尚、調整池周辺には顕著な地すべり、斜面崩壊は観察されない。

ii) 弾性波探査結果

調整池内の満水位以下に分布するLahar堆積物の分布形態を明らかにするため、ダム地点の300～600m上流の左岸、及びダム地点の400～700m上流の右岸に於いて、計5測線、測線長975mの弾性波探査(屈折法)が実施された。

この弾性波探査の結果得られたP波速度は、Table 5-4に示されるように、表土及び崖錐で0.3～0.5 km/sec、Lahar堆積物で0.7～1.0 km/sec、風化基盤岩で2.1～2.6 km/sec、基盤岩で3.6～4.4 km/secである。

また、これらの測線沿いのLahar堆積物の厚さは、左岸側で最大約15m、右岸側で最大約20mである。

c) 土木地質的評価

地表の地質状況及び弾性波探査の結果から判断すると、本調整池に関しては以下の土木地質的評価がなされる。

i) 調整池の保水性

調整池の基盤を構成するMacuchi層、Perlabi層の岩質及び周辺の地形から判断して、調整池の保水性は十分保証されるものと考えられる。

ii) 調整池内の崩壊

調整池内に分布するLahar堆積物のうちの一部のものは、調整池湛水後、崩壊する可能性があるものと考えられる。しかしながら、この崩壊は、以下に述べる理由により、ダム及び調整池に大きな影響を与えないものと判断される。

① 調整池湛水後、Lahar堆積物が、湿潤状態になることにより崖の崩壊が発生する可能性のある場所は、Lahar堆積物が計画満水位以下まで分布している次の3ヶ所である。

- ・ 調整池上流部、Guayllabamba川とPerlabi川の合流点付近
- ・ ダム地点の300～600 m上流の左岸
- ・ ダム地点の400～700 m上流の右岸

② これらのうち、調整池上流部、Guayllabamba川とPerlabi川の合流点付近では、計画満水位が現河床より約3 m高くなる。これは、Lahar堆積物の崖の下部がわずかに浸水するのみであることを意味する。Lahar堆積物は全体に良く締まっており、この地点でのLahar堆積物の崖の崩壊の可能性は小さいものと考えられる。

③ 一方、ダム軸より300～600 m上流の左岸及びダム軸より400～700 m上流の右岸では、Guayllabamba川沿いに形成された高さ約40 mのLahar堆積物の崖が、完全に計画満水位以下に位置することとなる。このようにLahar堆積物の崖の上端までが湿潤状態となる場合には、前述した調整池上流部の場合とは異なり、崖の崩壊が発生する可能性は大きいものと考えられる。

しかしながら、現在観察されるLahar堆積物の階段状の侵食形態から判断すると、たとえ崩壊が発生したとしてもその崩壊は、計画満水位面と基盤岩であるMacuchi層とが交差する付近までに限定され、それより上部は現在の侵食形態と同じ様にほぼ垂直な崖を形成して安定するものと推定される。また、崩壊は、全量が同時には起こらず、斜面下部から徐々に進行するものと考えられる。この崩壊の仕方と前述した崩壊の最終的な安定形態は、今後Lahar堆積物の性状及び物理的特性を解明するための調査ボーリング、物性試験を実施して、さらに検討する必要がある。

④ Lahar堆積物の崩壊土砂による調整池の堆砂量の増加に関しては、ダム本体にフラッシング機能を持たせることにより、十分対応できるものと考えられる。

5.4.2. ダム

a) 地形

ダム地点は、河床幅約13m、満水位標高 (EL. 1,448 m) での谷幅約 100mをなす急峻なV字谷に位置している。

ダム左岸斜面は、河床から満水位標高の約10m下までは約55°の傾斜、それより上部の斜面は約40°の傾斜をなしている。一方、ダム右岸斜面は、河床から満水位標高付近までは約60°の傾斜、それより上部の斜面で約50°の傾斜をなしている。

また、ダム地点兩岸は、比較的起伏の少ない単調な斜面となっているが、ダム地点の上下流の左岸側斜面には、標高 1,400~1,500 m 付近に、平坦面が所々に見られる。

ダム地点周辺でGuayllabamba川に流入する沢は、ダム地点の約 150m下流で、右岸側からほぼ南北方向をなして流入する Q. Nariguera Grande沢のみである。

尚、ダム地点周辺に顕著な地すべり、崩壊地形は観察されない。

b) 地質

i) 基盤岩

ダム基礎岩盤は、Macuchi 層に属する安山岩よりなる。この安山岩は、灰色～緑灰色を呈し、概ね塊状、堅硬なものであり、計画ダム軸の約 200m下流から約 300m上流まで分布している。また、この安山岩は緑泥石化作用、ソーシュライト化作用、沸石化作用などの変質作用を受けていることがあるがこれらの変質作用による物理的強度の低下というものは認められない。

ダム地点では、河床から満水位標高付近まで連続して露岩が見られ、河床部付近には、Guayllabamba川の強い侵食作用のため、比較的新鮮な岩盤が露出している。

しかしながら、調査ボーリング、D-1、D-2の結果からもわかるように、薄く崖錐堆積物におおわれた斜面中腹部に於いては、基盤岩は、深度30~35m付近まで、亀裂沿いに風化が認められる。

安山岩中の節理は、N-S、90°、N10°-20°W 40°-60°E、N60°-70°E 60°-90°Nの走向、傾斜を持つものが観察される。これらのうち、ダム軸にほぼ直交するN-S、90°、N10°-20°W 40°-60°E、の走向、傾斜を持つ節理が卓越しており、左岸側斜面の標高 1,500~1,600 m 付近には、これらの節

理面の方向の小崖が所々に存在している。節理面の間隔は、数cmから2m程度と変化するが、これら節理面に挟在物はなく、概ね密着している。

これまでの地表踏査では、ダム右岸取付部の30~40m右岸よりにGuayllabamba川に平行するN14°W 78°Wの走向、傾斜をなし、破碎幅が70~80cmの断層が、一条観察されるが、その他には、ボーリング調査により断層の有無を確認する必要がある河流沿いを除けば、ダム地点周辺に顕著な断層はないものと思われる。

ii) 斜面部の表層堆積物

ダム地点には表層堆積物として未固結ではあるが良く締まったLahar堆積物と崖錐堆積物が分布している。Lahar堆積物は兩岸の満水位付近に斜面にはりつくように、わずかに分布している。崖錐堆積物は、兩岸斜面の中腹部に薄く分布しており、その厚さは2~3mと推定される。

iii) 河床堆積物

ダム地点は急峻なV字谷をなし、流路の兩岸は直接、岩壁となっており、河床堆積物は観察されない。また、ダム地点上下流のGuayllabamba川沿いで観察される河床堆積物は、川の淵の所で小範囲の分布をしているにすぎず、本ダム地点のように河床幅が狭く、直線的な流路を持つ所では河床堆積物の厚さはかなり薄いものと推定される。

しかしながら、今後、河床堆積物の厚さを確認するための調査が必要であろう。

c) 土木地質的評価

本ダム地点に於いては、主として地形的条件と設計条件から、ダムタイプとして重力式ダムが選定されている。

地表の地質状況及び透水試験を含む調査ボーリングの結果から判断すると、重力式ダムを対象とした本ダム地点に関して、以下の土木地質的評価がなされる。

① 本地点に分布する安山岩は、現在計画されている高さ60m級のコンクリート重力式ダムの基礎として、十分な耐荷力を持つものと判断される。

② 調査ボーリングD-1の結果によると、満水位付近の左岸斜面では、地表から約5mの掘削をすれば、ダム基礎になり得る岩盤になるものと考えられる。

また、調査ボーリングD-2の結果によると、右岸中腹部の基礎岩は、深度約20mまで亀裂が発達している。しかし、取水口構造物が右岸より位置するた

め、この亀裂の多い部分は全て掘削除去されることとなり、ダム右岸取付部の岩盤状態は耐荷力についてみれば、あまり問題はないであろう。

- ③ 本地点で実施された透水試験の結果によると、ダム兩岸のルジオン値は、地表から深度35～45mまでの区間で $Lu = 0.6 \sim 23.5$ 、深度35～45m以深で $Lu = 0 \sim 0.8$ と低い値を示している。このことから、基礎岩盤は、通常のグラウト処理により十分所要の不透水性が得られるものと判断される。

しかしながら、b)地質の項で述べたように、本ダム地点には、ダム軸に直交し、垂直な傾斜を持つ節理が発達しており、これらの節理沿いに大きな透水性を持つ部分が存在する可能性がある。従って、今後傾斜ボーリング等を実施して、基礎岩盤の透水性状をより詳細に把握しておく必要がある。

- ④ ダム地点に於ける地下水は、左岸で掘削されたボーリングD-1で深度34.0m、右岸で掘削されたボーリングD-2で深度31.95mに存在しており、地下水面は、ほぼ地形なりに左右兩岸に上がって行くものと推定される。

- ⑤ 右岸アバットメント付近は、施工中には高さ約80mの切取り斜面ができることとなり、その付近の調査ボーリングD-2の結果によれば、右岸斜面の岩盤は、地表近くでは亀裂の多い状態となっている。従って、斜面の掘削に際しては、切取り斜面の安定に十分注意する必要がある。

5.4.3 導水路

a) 地形

導水路トンネル経過地は、全般に急峻な山地よりなっている。導水路トンネル前半部は、南北方向に延びる標高2,000～2,500mの稜線を持つ3条の尾根と、その間をほぼ直線的に延びる沢を、ほぼ直角に横切ることとなる。

一方、導水路トンネル後半部は、東西方向に延びる標高1,800～2,400mの尾根の下を尾根にはほぼ平行に経過することとなる。

トンネル土被りは、トンネル全長の70%以上の区間で400m以上を示し、最大で1,050mに達する。被りが100m以下の区間は、トンネル両端部の合計約300m(トンネル長の4%)である。また、取水口からQ. Fucal de Joaquin 沢までは、やや被りが薄く、200～300mの土被りとなっている。

b) 地質

導水路トンネル経過地には、取水口側から順に、Macuchi層、Yunguilla層、

Silante 層が分布する。

Macuchi 層は安山岩、凝灰岩、集塊岩よりなり、取水口付近から Jondanga 川付近にかけて分布している。

安山岩及び集塊岩は、概ね塊状、堅硬である。凝灰岩は、珪質な頁岩を伴い、単層の厚さが 5~10cm の層状をなすことが多い。本層は、一般に $N5^{\circ}-30^{\circ}E$ 、 $60^{\circ}-90^{\circ}W$ の走向、傾斜をなすが、Jondanga 川付近では $N10^{\circ}-30^{\circ}E$ 、 $50^{\circ}-60^{\circ}E$ の走向、傾斜を示しており、この付近に南北方向の軸を持つ向斜構造が推定される。

Yunguilla 層は、砂岩（一部石灰質砂岩）、頁岩、チャートよりなり、Jondanga 川付近から、発電所の約 1 km 東まで分布している。砂岩は概ね新鮮、堅硬なものである。一部に石灰質な砂岩が存在するが、溶食現象は観察されない。頁岩は灰~暗灰色をなしており、Macuchi 層及び Silante 層との境界付近で、層理面に平行な方向にシアーを受けている。チャートは、単層の厚さ 3~10cm の層状チャートで、トンネル経過地のほぼ中間部に、約 500m の厚さで分布するものと推定されるが、現在までの所、その詳細な分布は不明である。

これらは一般に $N15^{\circ}-30^{\circ}E$ 、 $40^{\circ}-90^{\circ}E$ の走向、傾斜を示している。

Silante 層は、凝灰質礫岩、粗粒凝灰岩、砂質凝灰岩、凝灰質泥岩よりなり、導水路トンネルの終点付近に分布している。これらは、凝灰質泥岩を除き、亀裂はやや多いものの、概ね堅硬である。本層は Yunguilla 層とほぼ同じ $N10^{\circ}-25^{\circ}E$ 、 $65^{\circ}-84^{\circ}E$ の走向、傾斜をなしている。

導水路トンネル経過地で確認される顕著な断層は、Q. Guayllabamba 沢で観察されるもののみである。それは、 $N20E72W$ の走向、傾斜をなし、幅 50cm 以上の固結した砕砕帯を持っている。

しかしながら、航空写真判読によると、導水路トンネル経過地には、南北方向の明瞭な線状模様が 5 条認められる。これらのうち、Jondanga 川沿いに観察される線状模様は、周辺の地質構造から判断すると、Macuchi 層と Yunguilla 層の境界をなす断層であろうと考えられる。

導水路トンネル経過地の各沢は、それらの集水面積が比較的小さいにもかかわらず、年間を通じて多くの表流水が観察される。

c) 土质地質的評価

地表の地質状況及び航空写真判読の結果から判断すると、導水路トンネル経過地に対して、以下の土木地質的評価がなされる。

- ① 導水路トンネル経過地には、取水口側から順にMacuchi層、Yunguilla層、Silante層が分布し、各地層のトンネル全長に占める割合は、それぞれ約30%、約55%、約15%と推定される。
- ② 導水路トンネル経過地には、長区間にわたってトンネル掘削を著しく困難にすると思われる岩石は分布していない。また、トンネル掘削の大部分は、各地層面に対してほぼ垂直になされることとなる。
- ③ 導水路トンネル経過地には大規模な砕砕帯を伴った断層は、現在までの所、観察されていない。

しかしながら、Jondanga川沿いの推定断層は、Macuchi層とYunguilla層の境界となっており、また、その東側には向斜構造に伴う亀裂の発達部の存在が予想されることから、今後地表踏査、物理探査、ボーリング等によって十分調査して、トンネル通過部での岩盤状態に関する情報を収集する必要がある。

- ④ トンネル経過地の各沢には、高標高部まで一年を通じて豊富な流水があり、山体全体に多くの地下水が存在しているものと予想される。従って、今後はトンネルに対して地下水の通路となるような断層とか、岩盤の緩みがどの程度存在するかをもう少し詳しく把握するための調査を行う必要がある。

また、このように地下水の多い山体中で、層状チャートが破碎されている場合には、トンネルの崩壊及び破碎岩片の流出が発生しやすい。従って、今後、より詳細な地表地質踏査を実施して、層状チャート層の正確な分布と、その周辺の断層の分布及びその性状を把握しておく必要がある。

5. 4. 4 調圧水槽、水圧管路、発電所

a) 地 形

本地点は、曲流するGuayllabamba川の右岸に広がる滑走斜面と、その斜面に続く尾根部に位置している。

調圧水槽、水圧管路の位置する尾根は、約40°の傾斜を持ち、ほぼ東西方向に延びている。この尾根の稜線より、約150m下流側には、東西方向に延びる小さな沢が見られるが、上流側には沢は見られず、起伏の少ない斜面が続いている。

発電所は、上記の尾根の末端部に広がる幅40~50mの段丘面上に位置している。

この段丘面と Guayllabamba 川の現河床との比高は約 50 m あり、急崖をなしている。

b) 地 質

i) 地 質

本地域には、Silante 層の凝灰岩類と、それを覆う火山碎屑物、段丘堆積物、崖錐堆積物が分布する。

Silante 層の凝灰岩類は、互いに漸移する粗粒凝灰岩と、砂質凝灰岩を主体とし、幅数 cm～数 m の凝灰質礫岩層及び凝灰質泥岩層を挟在している。

粗粒凝灰岩、砂質凝灰岩は青灰色～緑灰色を呈し、無層理で、新鮮な部分では塊状で堅硬であるが、やや亀裂が発達している。

凝灰質礫岩は淡青灰色を呈し、凝灰質な基質中に径 2～10 cm の亜角～亜円礫を含む。礫種はチャート、黒色頁岩、火山岩よりなる。一般に無層理で、新鮮部では堅硬であるが、風化部ではかなりもろくなる。

凝灰質泥岩は、あずき色を呈し、全般に脆弱で、亀裂も 0.5～2 cm の細かい間隔で発達している。

これら Silante 層の凝灰岩類は、水圧管路方向に直交し、山側に急傾斜する $N10^{\circ} \sim 25^{\circ} E$ 、 $65^{\circ} \sim 80^{\circ} E$ の走向、傾斜を示して分布しており、水圧管路地点の約 100 m 南側の斜面には、連続して露出しているが、水圧管路経過地の尾根部では、火山碎屑物、崖錐堆積物からなる表層堆積物によっておおわれている。

また、この Silante 層中の節理は、地層の走向にはほぼ直交する $N70^{\circ} \sim 80^{\circ} W$ 、 $80^{\circ} \sim 90^{\circ} S$ の走向、傾斜をなすものが顕著である。

火山碎屑物は、標高 1,200～1,400 m の斜面中腹部に広く分布しており、その厚さは水圧管路経過地の約 200 m 北側では、10 m 以上をなすが、水圧管路経過地では、3～4 m である。本堆積物は、灰白色～淡紅色を呈し、軽石の小礫と火山灰からなり、未固結で締りの程度も小さい。

段丘堆積物は、発電所予定地付近に約 6 m の厚さで分布している。本堆積物は、主に礫と砂よりなり、若干のシルトを含んでいる。

崖錐堆積物は、水圧管路経過地斜面上部及び下部に分布している。本堆積物は、径数 cm～数 10 cm の礫とシルトよりなる未固結で締りの程度も小さいものであり、その厚さは水圧管路経過地で 2～4 m である。

尚、本地域には顕著な断層、地すべりは観察されない。

ii) 弾性波探査結果

本地域においては、表層堆積物の厚さと、基盤岩のおおよその性状を探るため、計5測線、測線長1,435mの弾性波探査(屈折法)が実施された。

この弾性波探査で得られたP波速度はTable 5-4に示されるように、崖錐及び火山砕屑物で0.3~0.45km/sec、段丘堆積物及び強風化基盤岩で0.6~1.1km/sec、風化基盤岩で1.4~2.4km/sec、基盤岩で2.2~3.3km/secである。

この弾性波探査結果に基づくと、水圧管路沿い断面に於いては、基盤岩(Silante層)の性状は以下のようにまとめられる。

- ・ 強風化基盤岩は、標高1,250m以上に分布し、その厚さは斜面上部になるほど厚くなっており、調圧水槽地点付近では約10mをなしている。
- ・ 風化基盤岩は斜面下部から上部まで分布しているが、その厚さは、斜面中腹部(BL.1,300m付近)で最も大きく、約23mである。
- ・ 風化部より深部の基盤岩の弾性波速度は、斜面下部から中腹部にかけては、3.0~3.1km/secを示すのに対し、斜面上部に於いては、2.2~2.7km/secとやや小さな値を示している。

c) 土木地質的評価

地表の地質状況、弾性波探査及び調査ボーリングの結果から判断すると、調圧水槽、水圧管路、発電所地点に関しては、以下の土木地質的評価がなされる。

- ① 調圧水槽の大部分は、弾性波速度 $V_p=2.7$ km/secの凝灰岩類からなる基盤岩中に位置するが、調査ボーリングS-1の結果によれば、この基盤岩は孔底まで亀裂の多い状態となっている。従って、調圧水槽の掘削に際しては、坑壁の安定性が問題となろう。

また、調圧水槽の背後にできることとなる高さ約50mの切取り斜面は、強風化基盤岩及び風化基盤岩よりなるため、この切取り斜面の安定性には十分注意する必要がある。

- ② 水圧管路固定台の基礎は、弾性波速度 $V_p=1.6\sim 1.8$ km/secの凝灰岩類からなる風化基盤岩上に位置し、その上部の強風化基盤岩、火山砕屑物は、掘削除去されることとなる。風化基盤岩は、調査ボーリングS-1、P-1の結果によれば、計画されている水圧管路の固定台の基礎として、十分な支持力を持つものと

思われるが、今後、風化岩盤の性状をより詳細に把握しておく必要がある。

また、基盤岩の層理面、節理面の方向性、及び周辺地山の状況から判断して、水圧管路沿いの斜面では基盤岩の沁りや崩壊の発生する可能性は小さいものと考えられる。

③ 水圧管路立坑部は、調査ボーリングP-1の結果から判断すると、概ね新鮮、堅硬で亀裂も少ない凝灰岩類の基盤岩よりなり、特に問題はないものと考えられる。

④ 発電所は、Guayllabamba川河床からの比高約50mの段丘面を、河床付近まで掘削して建設されることとなる。

発電所基礎となる凝灰岩類の基盤岩は、やや亀裂は多いものの、計画されている発電所の基礎として、十分な支持力を有するものと考えられる。

発電所背後にできる高さ約40mの切取り斜面は、やや亀裂の多い基盤岩よりなることから、斜面の安定に注意する必要がある。

5.4.5 詳細設計のための追加地質調査工事

本計画の主要構造物地点に関しては、詳細設計を行うために、Table 5-2、Dwg. 5-4、Dwg. 5-8に示す追加地質調査工事が必要と考えられる。

追加地質調査工事数量は以下に示す通りである。

グム地点

ボーリング	4 孔	215 m
横 坑	2 孔	70 m

調整池

ボーリング	4 孔	135 m
ピ ッ ト	2 坑	11 m

水圧管路、発電所地点

ボーリング	3 孔	115 m
-------	-----	-------

5.5 建設材料

本計画に必要な建設材料は主として、グム、トンネルおよび発電所などに必要なコンクリート骨材である。

本計画地域内には、必要な骨材量をまかなうだけの多くの河床砂礫、段丘砂礫は分布しておらず、また、トンネル掘削の岩石の多くは、Yunguilla 層に属する層理の発達し

た頁岩、チャートよりなるため、コンクリート骨材に適していないものと考えられる。従って、コンクリート骨材としては、原石山から採取された砕石が使用されることとなる。

原石山の候補地点としては、輸送用道路も考慮すると、Fig. 9 - 2 に示されるように、概ね塊状、堅硬な安山岩が分布するダム地点右岸下流約 1.5km 付近、及び概ね塊状、堅硬な凝灰岩が分布する発電所地点の約 600 m 北側付近が考えられる。

しかしながら、一般に安山岩類、凝灰岩類は、その種類によってはアルカリシリカ反応を起こすこともあるので、今後、アルカリ骨材反応試験を行う必要がある。アルカリ骨材反応の心配がない場合には、これらの岩石の化学的、物理的諸性質を解明しておくため、岩石物性試験を行う必要がある。

Table 5-1 Completed Geological Investigation Works

Completed Drill Hole

Site	Hole No.	Coordinate		EL. (m)	Direction	Length (m)
Dam	D-1	15215. ⁹⁷⁹ N	781819. ⁶⁷⁴ E	1444. ⁸⁵	90°	85
	D-2	15231. ⁶⁵⁴ N	781930. ⁷⁰⁶ E	1450. ¹⁸	90°	90
Surge tank	S-1	16314. ¹²⁵ N	774815. ⁹⁶⁶ E	1471. ²⁷	90°	70
Penstock	P-1	16340. ⁵⁵¹ N	774466. ⁹⁴⁹ E	1208. ⁷⁴	90°	65
Powerhouse	Ph-1	16347. ²³⁰ N	774373. ⁴⁹⁸ E	1189.11	90°	60
Total	5 Holes					370

Completed Seismic Prospecting

Site	No. of Line	No. of Spreads	No. of Receiving points	Length (m)
Regulating Pondage Area	A	3	70	345
	B	1	23	110
	C	1	22	105
	D	3	61	300
	E	1	23	115
Sub-Total	5 Lines			975
Powerhouse Area	A	6	121	600
	B	1	24	115
	C	3	61	300
	D	3	62	305
	E	1	24	115
Sub-Total	5 Lines			1435
Total	10 Lines			2410

Table 5-2 Additional Geological Investigation Works (proposed)

Site	Kind of work	No. of work	Coordinate	Direction	EL. (m)	Length (m)	Remarks
Dam	Drill Hole	D - 3	781852E 15204N	N60E70°	1417	80	o Permeability Tests
		D - 4	781897E 15230N	S60W65°	1407	65	
		D - 5	781852E 15204N	S60W65°	1417	35	
		D - 6	781897E 15230N	N60E65°	1407	35	
		T - 1	781841E 15198N		1436	30	
		T - 2	781897E 15230N		1407	40	
Regulating pondage	Drill Hole	RL-1	782159E 14973N	90°	1458	30	o Standard Penetration Tests
		RL-2	782215E 14985N	90°	1448	30	
		RR-1	782401E 15042N	90°	1461	40	
		RR-2	782343E 15062N	90°	1464	35	
		PT-1	782171E 14994N		1448	5	
		PT-2	782394E 15104N		1482	6	
Powerhouse and Penstock	Drill Hole	P - 2	774734E 16314N	90°	1398	30	o Sampling for slaking tests and triaxial compression tests
		P - 3	774583E 16329N	90°	1290	30	
		Ph-2	774402E 16347N	90°	1189	55	
Total	Drill Hole	11 Holes				465	
	Adit	2 Adits				70	
	Pit	2 Pits				11	

Table 5-3 General Geologic Sequence of Chespi Project Area

Era	Period	Stratigraphic Unit	Lithology	Main distribution relating to the civil structures
Cenozoic	Quaternary	Talus deposit	Breccia, Silt	
		Terrace deposit	Gravel, Sand, Silt	Powerhouse, a part of regulating pondage
		Pyroclastics	Pebble of pumice and volcanic ash	Penstock
		Lahar deposit	Cobble to Boulder with Silty matrix	Regulating Pondage
Mesozoic	Cretaceous	Yunguilla formation	Sandstone, Calcareous sandstone, Shale, Chert	Great part of waterway
		Silante formation	Coarse tuff, Sandy tuff, Tuffaceous mudstone, Tuffaceous conglomerate	Surge tank, Penstock, Powerhouse and a part of waterway
		Macuchi formation	Andesite, Agglomerate, Tuff, Shale, Calcareous sandstone	Dam site and a part of waterway
		Perlabi formation	Phyllite, Tuff, Shale	Regulating pondage area

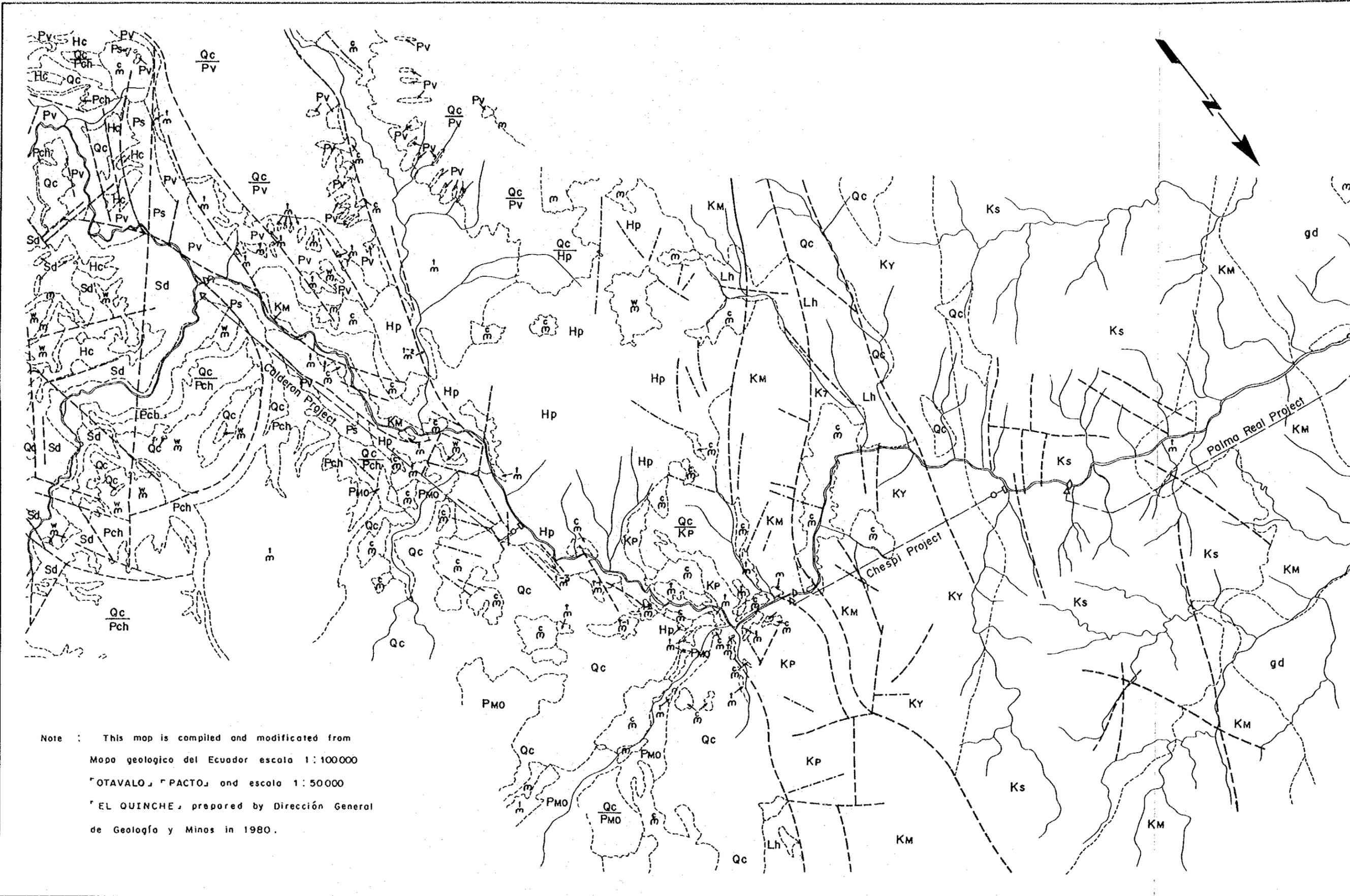
Table 5-4 P-Wave Velocity (in km/sec) of Each Prospecting Line

[Regulating Pondage Area]

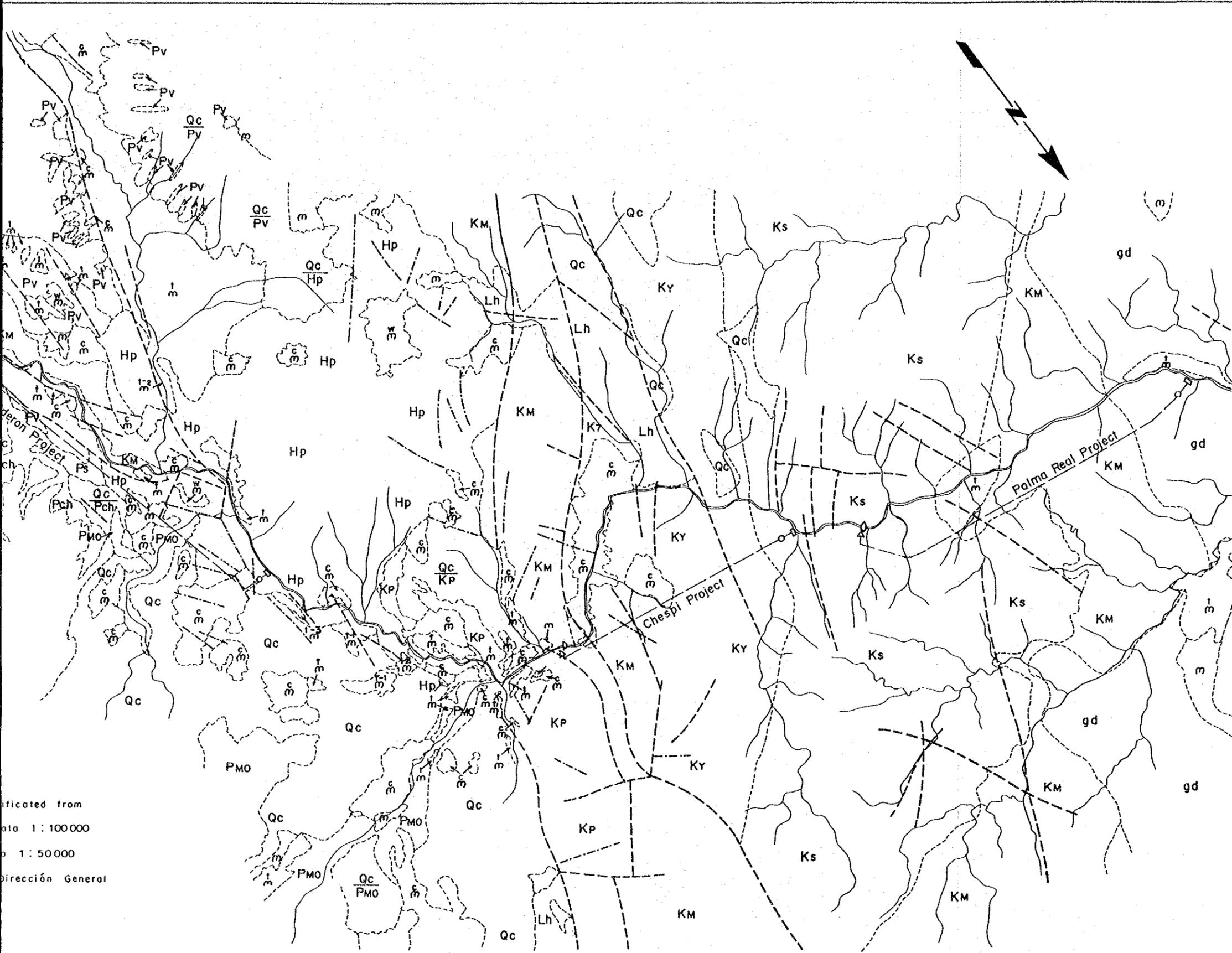
Line Layer	A	B	C	D	E	Geological Correspondence (assumed)
1st Layer	0.3 - 0.35	0.3 - 0.4	0.3 - 0.4	0.3 - 0.5	0.4 - 0.5	Topsoil and Talus deposit
2nd Layer	0.85 - 1.0	0.9 - 1.0	0.85	0.7 - 0.9	0.7 - 0.8	Lahar deposit
3rd Layer	2.5	2.5	2.5	2.1 - 2.6	2.3	Weathered bedrock
4th Layer	4.4	4.4	4.4	3.6 - 4.4	3.6	Bedrock

[Powerhouse Area]

Line Layer	A	B	C	D	E	Geological Correspondence (assumed)
1st Layer	0.3 - 0.45	0.4 - 0.45	0.3 - 0.35	0.3 - 0.35	0.3	Talus deposit and Pyroclastics
2nd Layer	0.8 - 1.1	0.9 - 1.0	0.6 - 0.8	1.0 - 1.2	0.85 - 1.1	Highly weathered bedrock and Terrace deposit
3rd Layer	1.6 - 1.8	1.6	1.4 - 1.6	1.6 - 2.4	—	Weathered bedrock
4th Layer	2.2 - 3.1	2.7	2.9 - 3.0	3.1 - 3.3	3.0	Bedrock

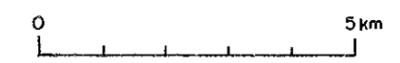


Note : This map is compiled and modified from
 Mapa geológico del Ecuador escala 1:100000
 "OTAVALO", "PACTO" and escala 1:50000
 "EL QUINCHE", prepared by Dirección General
 de Geología y Minas in 1980.



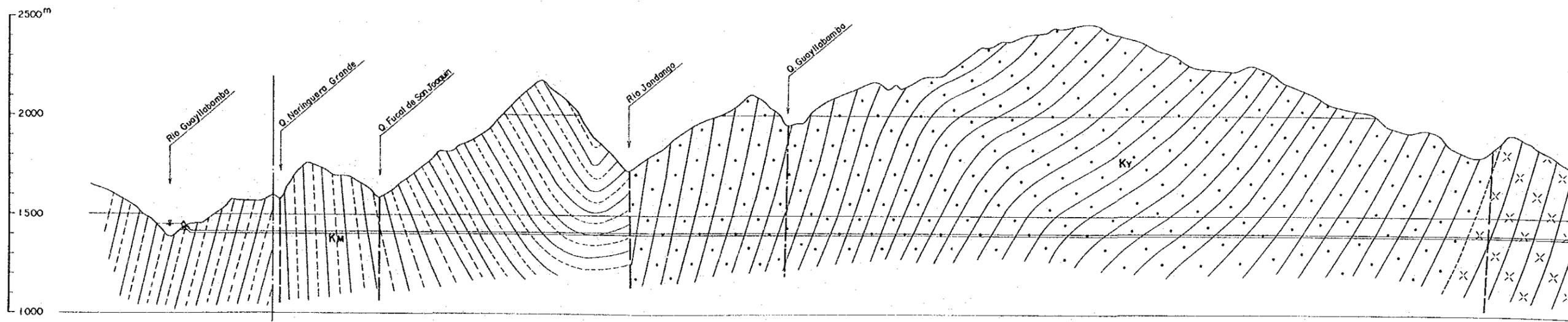
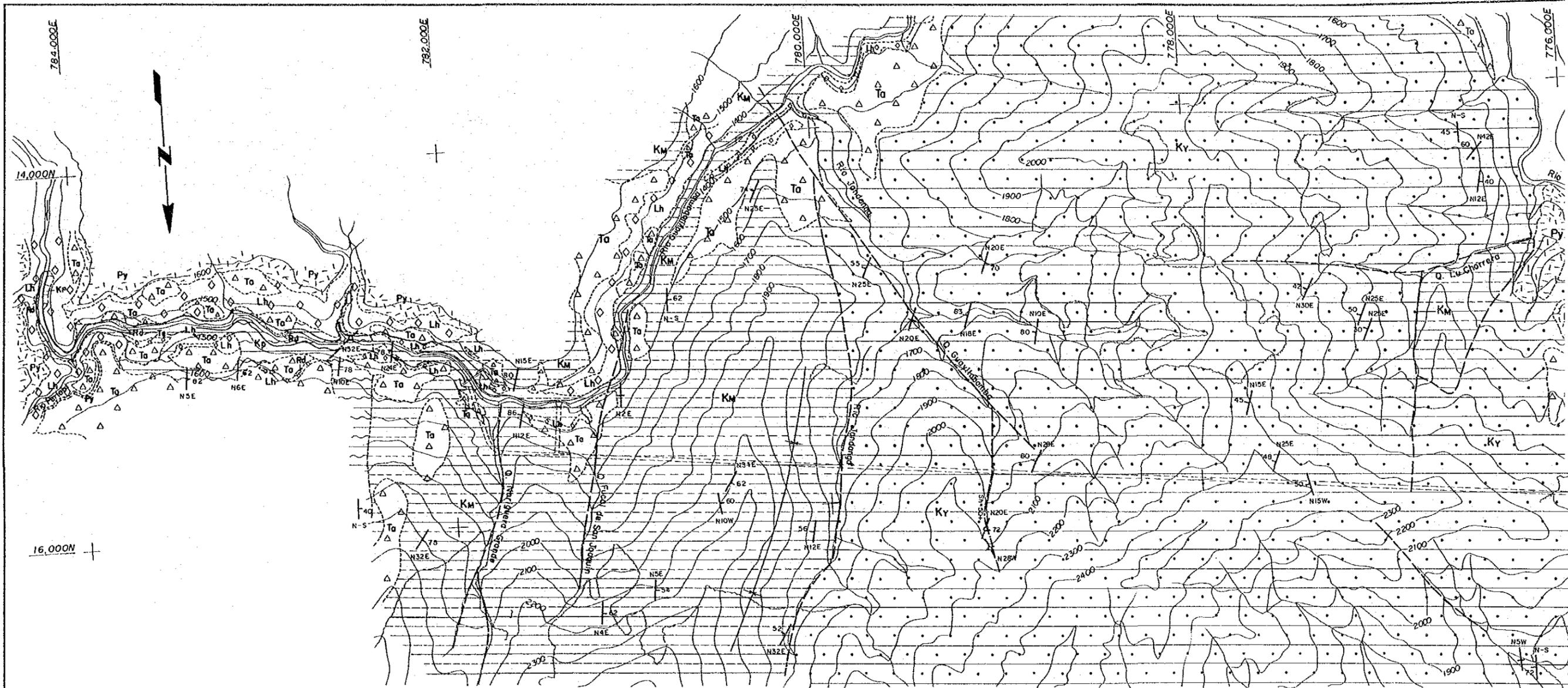
LEGEND

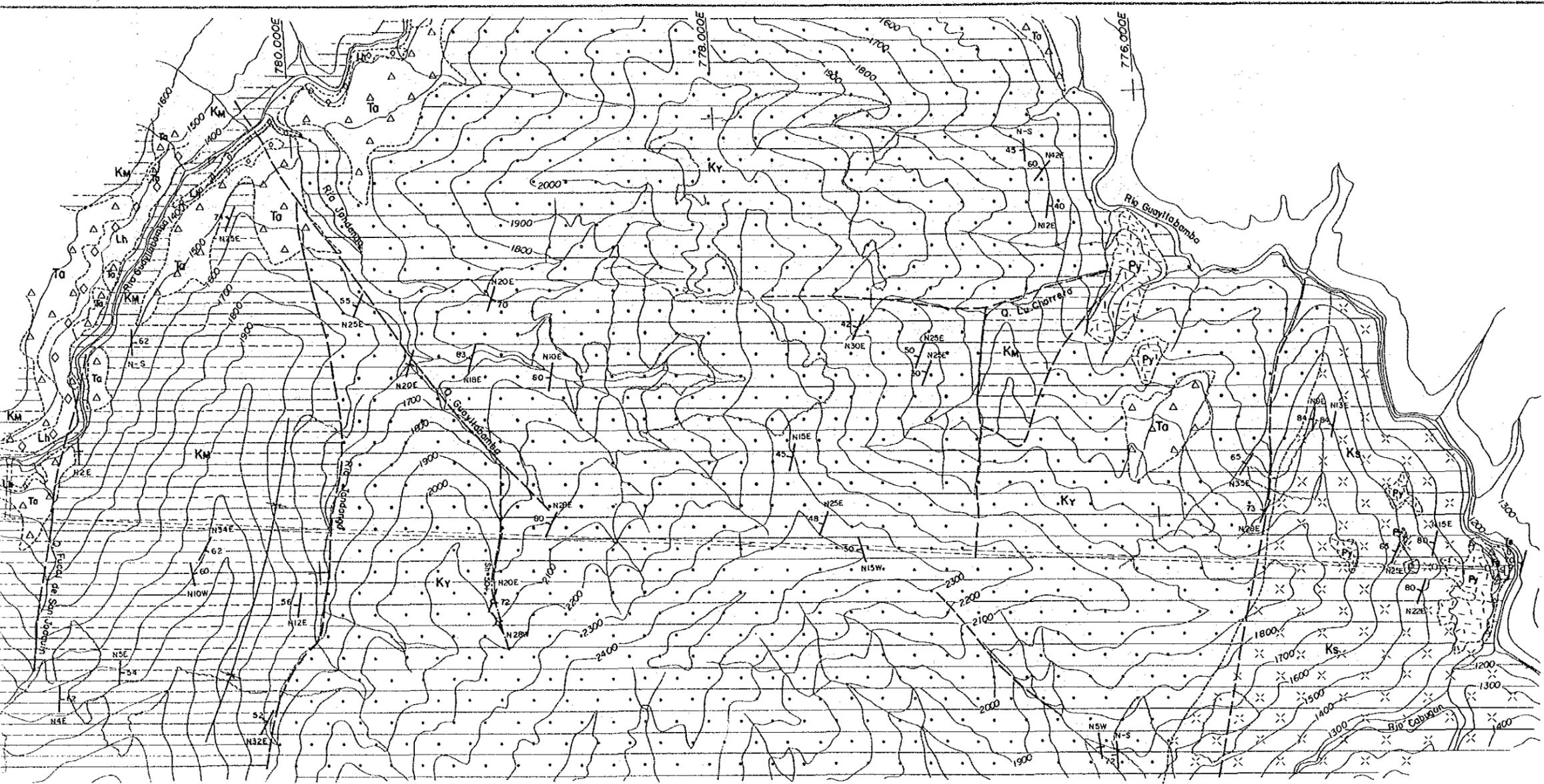
- | | | | | | |
|--|----------|---|-------------------|--|--|
| Quaternary | Holocene | m Aluvial deposit | | | |
| | | c Coluvial deposit | | | |
| | | l Lake deposit | | | |
| | | t Terrace deposit | | | |
| | | Lh Lahar deposit | | | |
| Pleistocene | Cangagua | Hp Pululahua Volcanic rock | | | |
| | | Hc Terrace deposit | | | |
| | | Qc Pyroclastics | | | |
| | | Pmo Mojanda Volcanic rock | | | |
| | | Sd Desordenados Sediment | | | |
| | | Pch Chiche Sediment | | | |
| | | Ps San Miguel Volcanic Sediment | | | |
| | | Pv Volcanic rock | | | |
| | | Cretaceous | Macuchi Formation | Ky Yunguilla Formation | |
| | | | | Ks Silante Formation | |
| Km Macuchi Formation | | | | | |
| Kp Perlabi meta-Volcanic, sedimentary rock | | | | | |
| gd Granodiorite | | | | | |



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
GEOLOGY	
REGIONAL AREA PLAN	
DWG. 5-1	DATE;

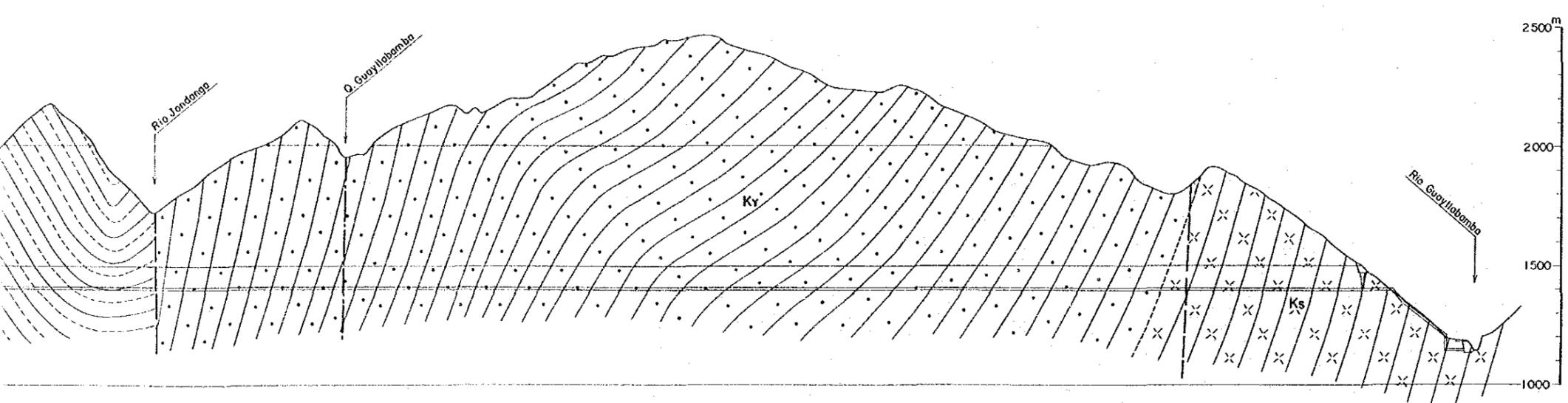
ificated from
ala 1:100000
p 1:50000
Dirección General



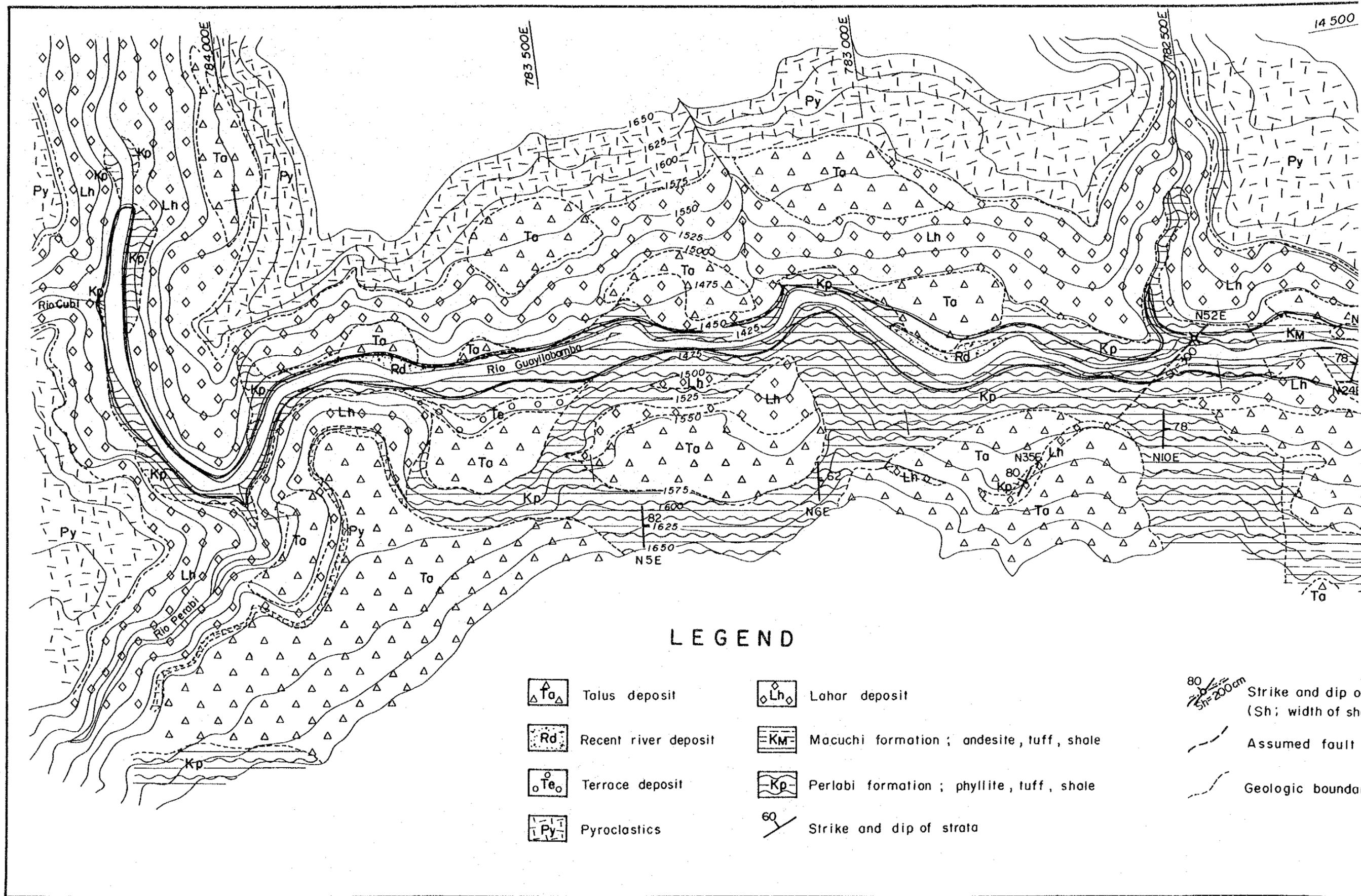


LEGEND

- Talus deposit
- Recent river deposit
- Terrace deposit
- Pyroclastics
- Lahar deposit
- Quaternary**
- 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.
- Cretaceous**
- 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



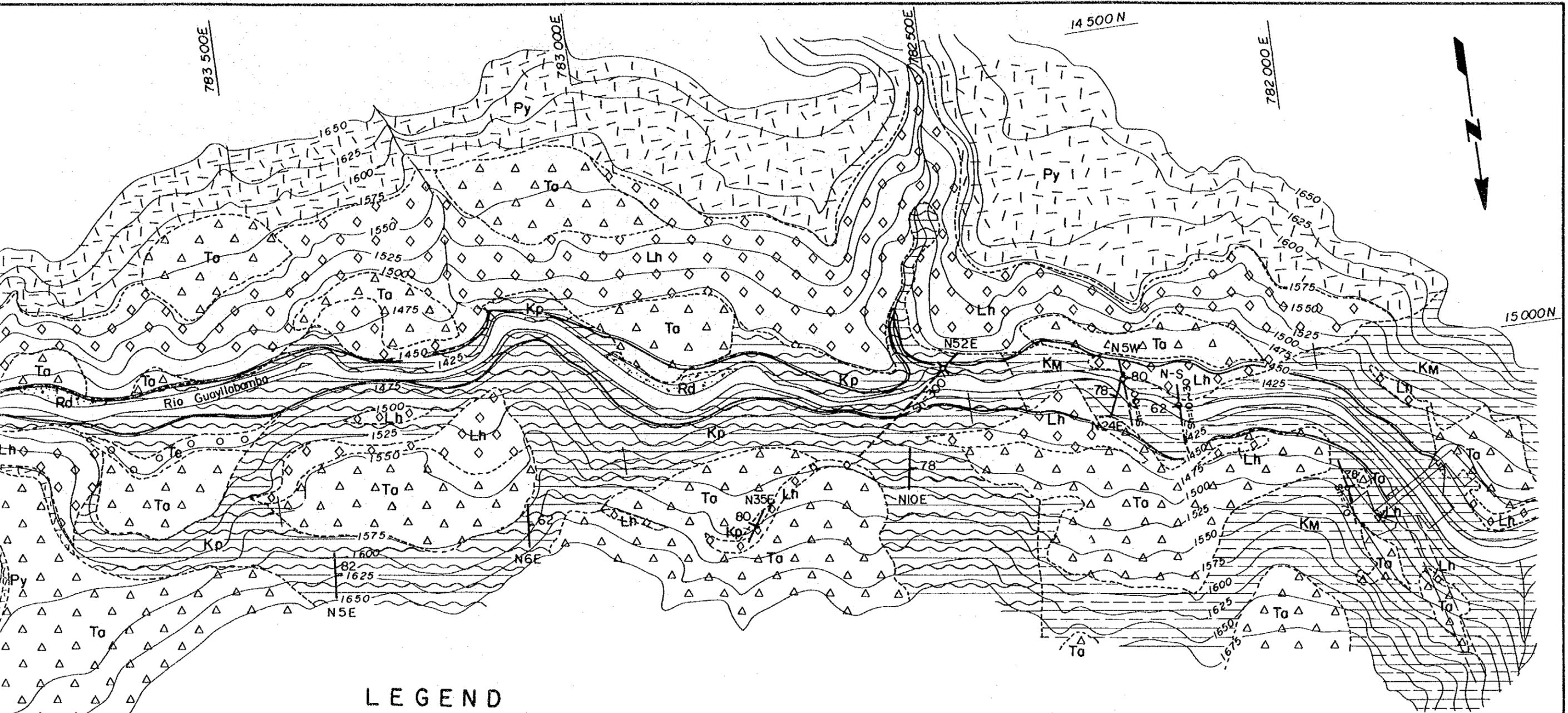
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
 INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT
GEOLOGY
 GENERAL PROJECT AREA PLAN AND
 WATERWAY PROFILE
 DWG. 5-2 DATE :



LEGEND

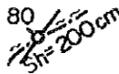
- | | | | |
|--|----------------------|--|---|
| | Talus deposit | | Lahar deposit |
| | Recent river deposit | | Macuchi formation ; andesite, tuff, shale |
| | Terrace deposit | | Perlabi formation ; phyllite, tuff, shale |
| | Pyroclastics | | Strike and dip of strata |

Strike and dip of strata (Sh; width of strata)
 Assumed fault
 Geologic boundary



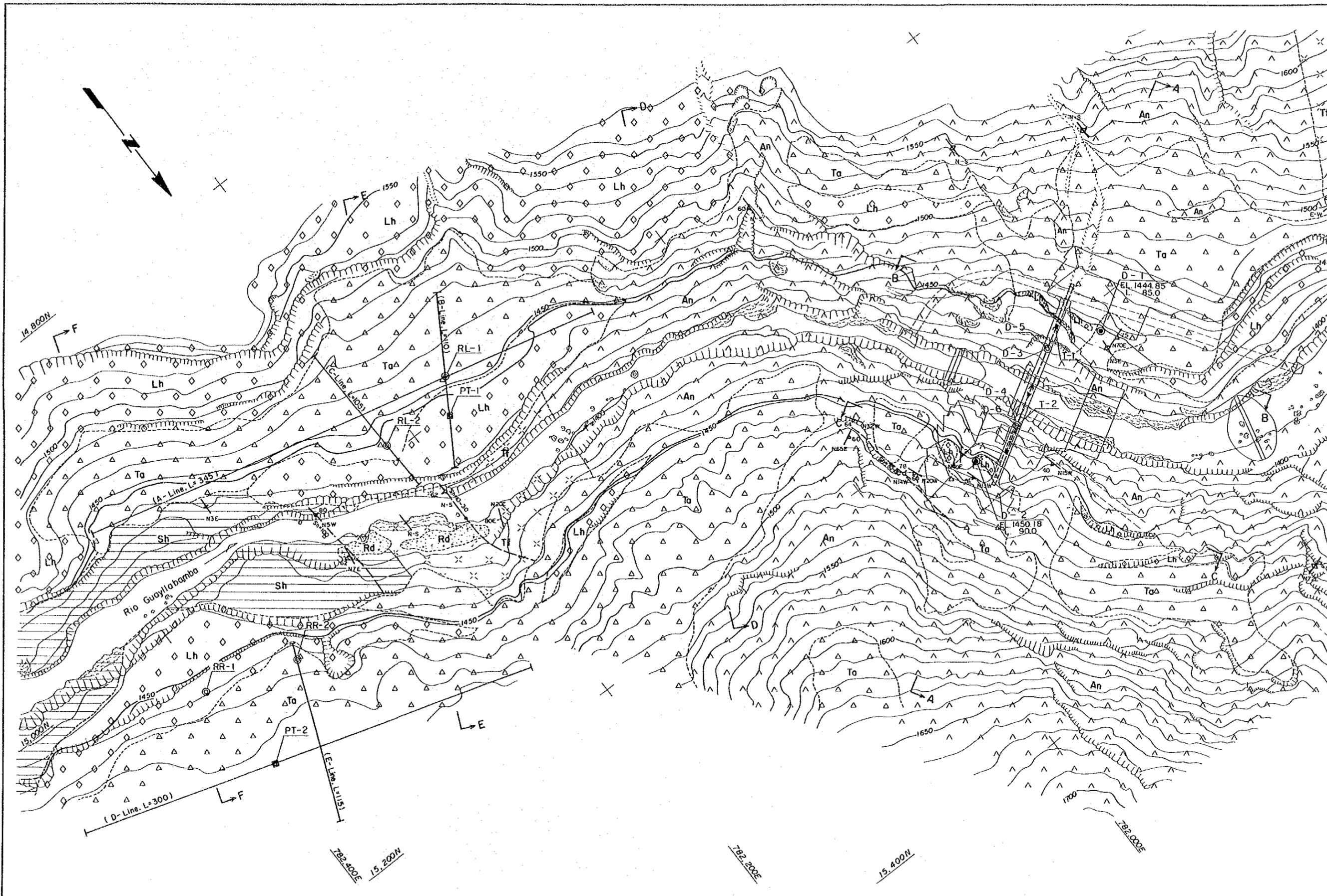
LEGEND

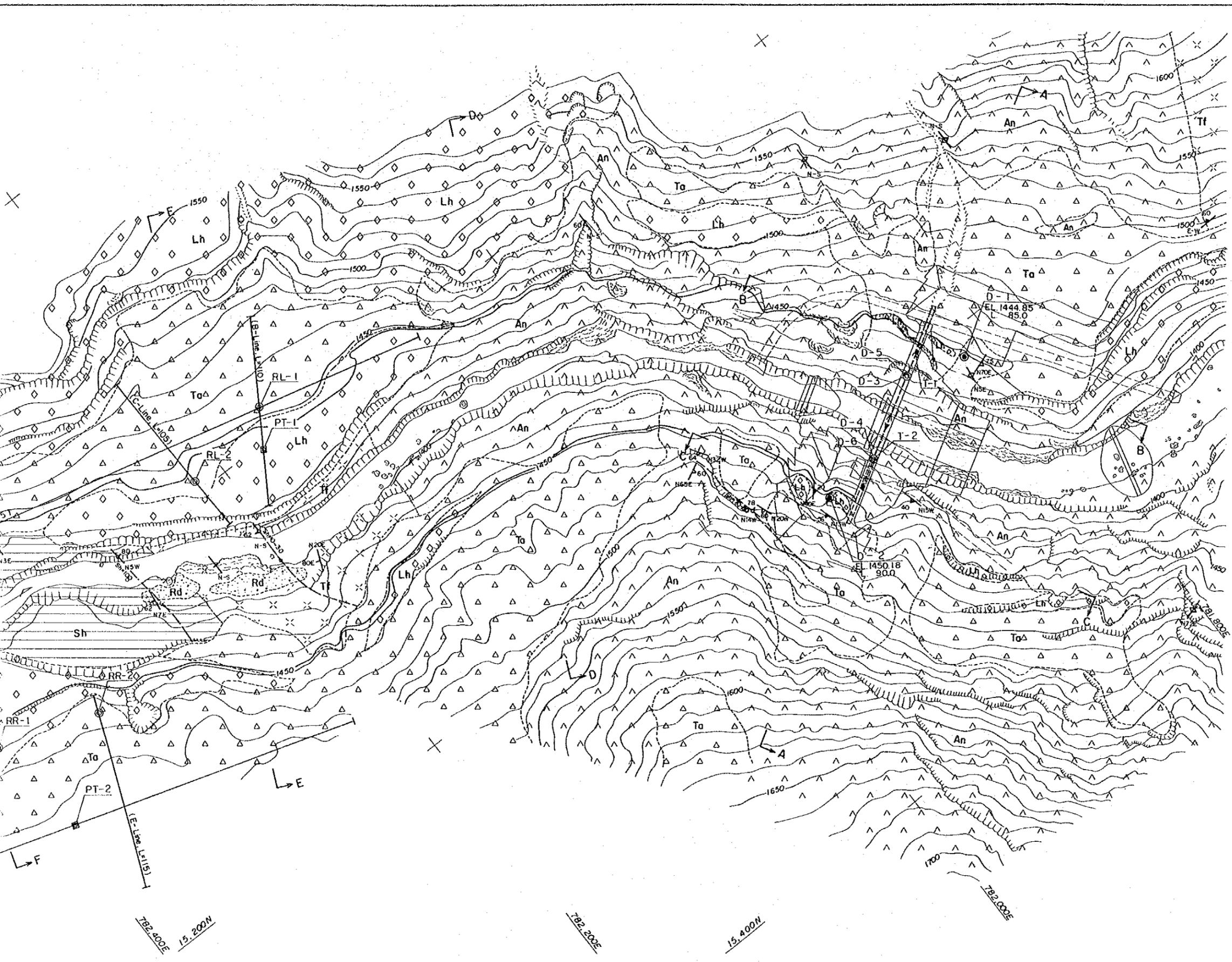
- | | |
|--|---|
|  Talus deposit |  Lahar deposit |
|  Recent river deposit |  Macuchi formation ; andesite, tuff, shale |
|  Terrace deposit |  Perlabi formation ; phyllite, tuff, shale |
|  Pyroclastics |  Strike and dip of strata |

-  Strike and dip of fault (Sh: width of shear zone)
-  Assumed fault
-  Geologic boundary



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
G E O L O G Y	
R E G U L A T I N G P O N D A G E	
A R E A P L A N	
DWG. 5-3	DATE :



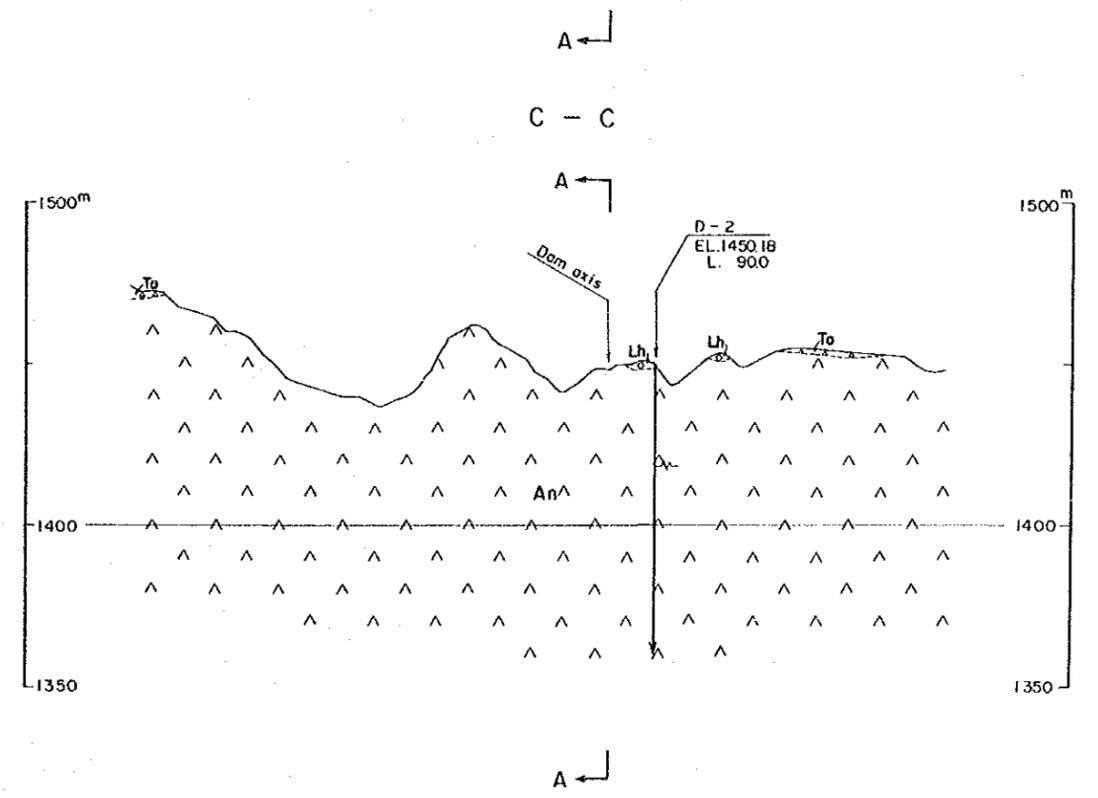
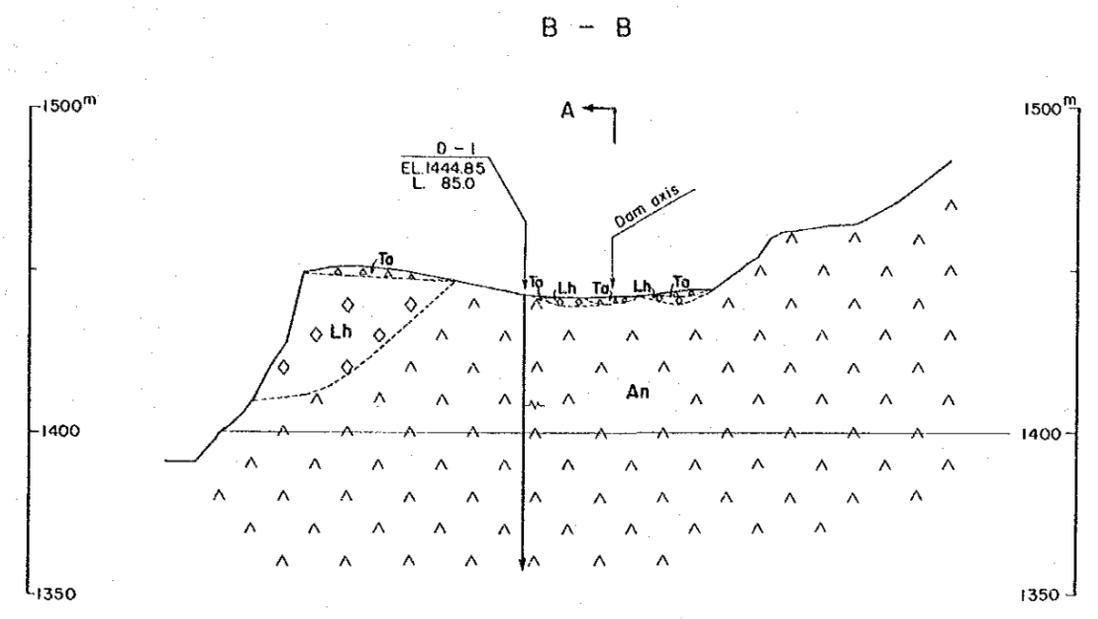
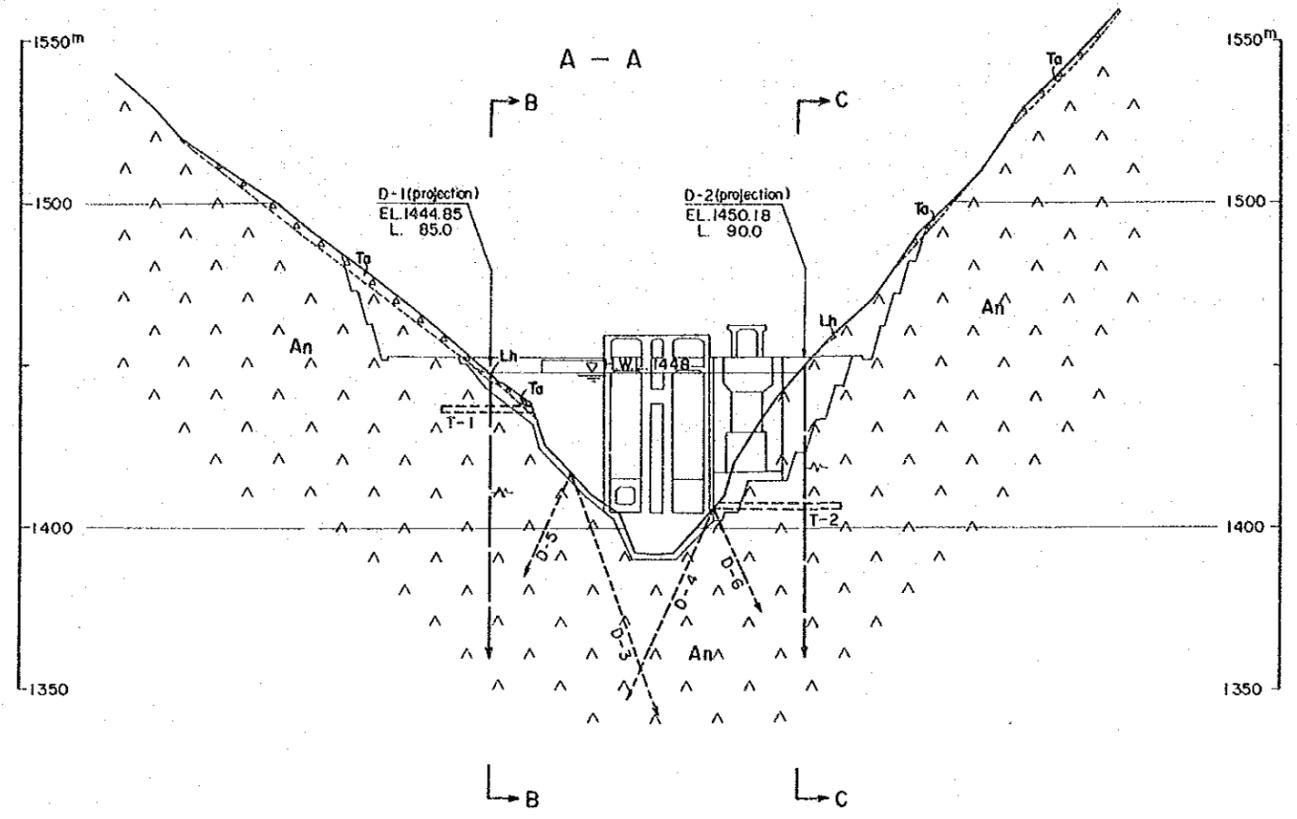


LEGEND

-  Talus deposit
 -  Recent river deposit
 -  Lohar deposit
 -  Andesite
 -  Tuff
 -  Shale
- } Macuchi formation
-  70° Strike and dip of strata
 -  80° Strike and dip of joint
 -  80° Strike and dip of fault (Sh: width of shear zone)
 -  Assumed fault
 -  Geologic boundary
 -  Drill hole (EL.: elevation, L.: length in m.)
 -  Additional drill hole for definite study (proposed)
 -  Seismic prospecting line (Length in m.)
 -  Planned adit for definite study (proposed)
 -  Planned pit for definite study (proposed)

0 100m

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
GEOLOGY	
DAMSITE AND ITS VICINITY	
P L A N	
DWG. 5-4	DATE :



D-1
EL. 1444.85m
L. 85.0 m

0-100	Lg	%	Lu	W	H	C
0	1.4	3	3	2		
1	1.1	3	3	3		
2	9.6	3	3	3		
3	23.4	1	1	1	1	1
4	0.6	3	3	2-3		
5	13	13	13	3		
6	4.4	2	2	2		
7	2	1	1	1		
8	6.7	3	3	3		
9	0.2	2	11	2		
10	0	12	12	3		
11	0	3	3	1		
12	0	3	4			
13	0.1	2	2	2		
14	0	13	13	3		
15	0	4	12	2		
16	0	3	3	3		
17	0	0				
18	0	2	1	1		
19	0	0				
20	0	2	1	2		

D-2
EL. 1450.18m
L. 90.0 m

0-100	Lg	%	Lu	W	H	C
0	1.4	14	14	14		
1	13	33	33	33		
2	2.2	3	3	3		
3	4	4	4	4		
4	5.8	3-2	3-2	2-3		
5	13.4	3	3	4		
6	4	4	4	3		
7	9.2	3-2	3-2	1-2		
8	1.5	3	3	1		
9	13.6	3	3	2-3		
10	0.5	1	4	4		
11	0.1	2	3	3		
12	0.1	1	12	12		
13	0.8	33	33	33		
14	0.8	2	2	2		
15	0.1	2	2	2		
16	0.2	2	2	2		
17	0.1	3	3	1		
18	0.1	4	4	4		
19	0.2	3	3	3		
20	0.1	2-3	2-3	3		
21	0.2	3	3	3		
22	0.1	3	3	1		
23	0.1	2	2	2		
24	0	3	3	1		
25	0	2	2	2		
26	0	3	3	1		
27	0	3	3	1		
28	0	3	3	1		
29	0	3	3	1		
30	0	3	3	1		

LEGEND (

- To
- Lh
- An
- Ge
- Drill
- Add def
- Plan stu

LEGEND

Log RQD Lugeon

Lg	%	Lu	W	H	C
0-100					
71	3	3			

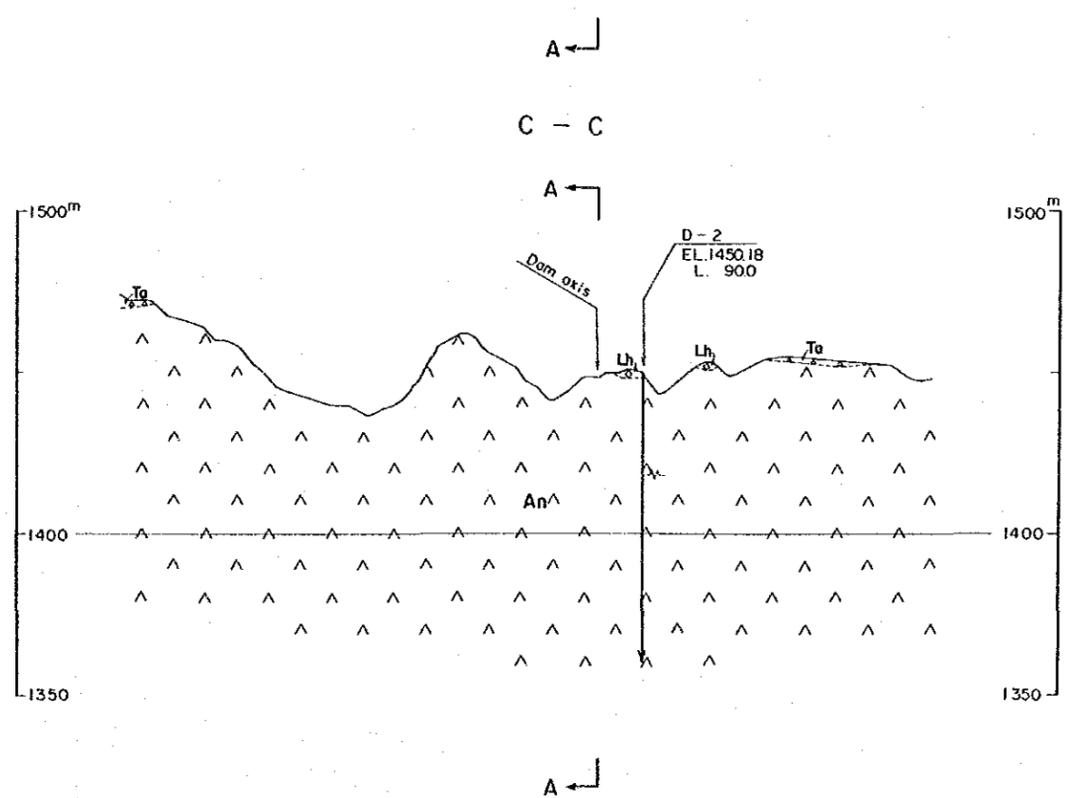
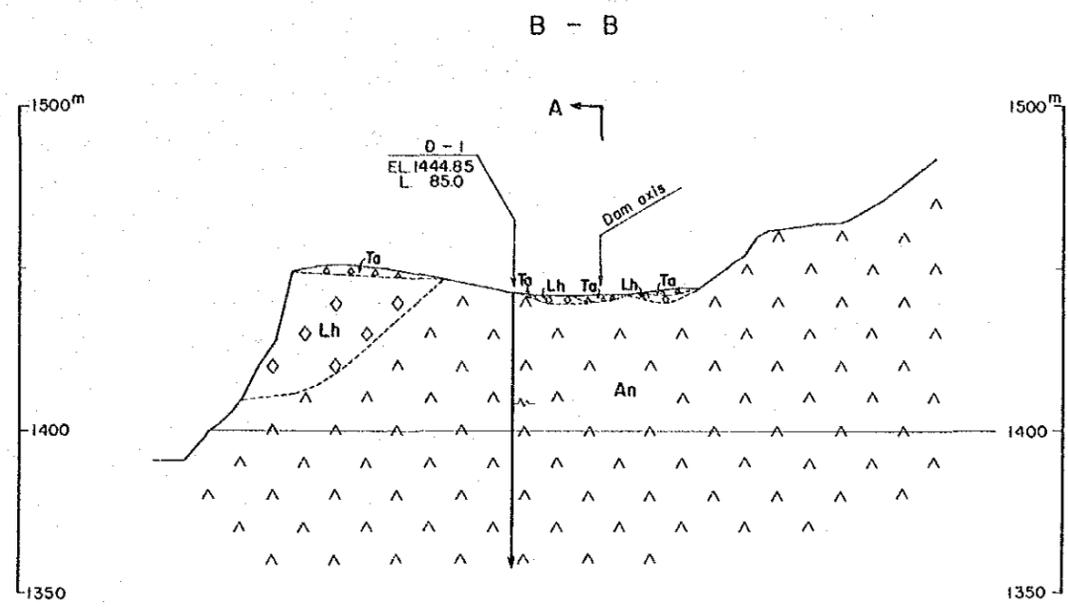
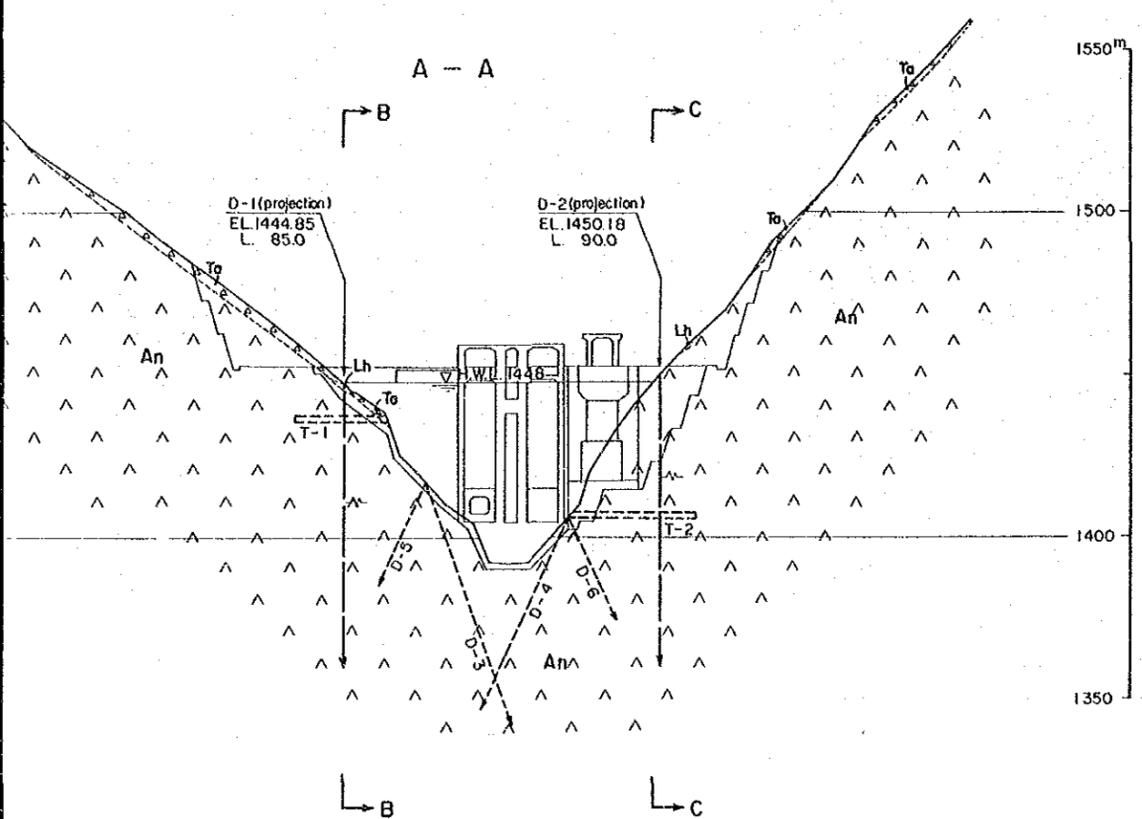
Ground water

Andesite

0

JAPAN INTER
INSTITUTO E
CHESPI HYDRO

PROFILE
LOG
DWG. 5-5



LEGEND (1) (For profile)

- Tolus deposit
- Lahar deposit
- Andesite
- Geologic boundary
- Drill hole (EL: elevation, L: length in m.)
- Additional drill hole for definite study (proposed)
- Planned adit for definite study (proposed)

LEGEND (2) (For core log)

Log

RQD

Lugeon value

Core evaluation

Log	Lu	W	H	C
0-100	21	3	3	3

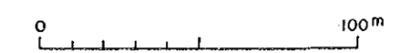
Ground water level

W : Weathering
 1 : Fresh
 5 : Decomposed

H : Hardness
 1 : Hard
 5 : Soft

C : Core cutting
 1 : Stick
 5 : Grain

Andesite



D-1
EL. 1444.85 m
L. 85.0 m

0-100	Lg	%	Lu	W	H	C
0	1.4	3	3	2		
1	1.1	3	3	3		
2	1.1	3	3	3		
3	9.6	3	3	3		
4	23.5	4	4	4		
5	0.6	3	3	2-3		
6	4.4	4	4	4		
7	2.2	2	1	2		
8	6.7	3	3	3		
9	0.2	2	1	1		
10	0	1	2	2		
11	1.2	3	3	3		
12	0	3	3	3		
13	0.1	2	2	2		
14	1.3	3	3	3		
15	0	3	3	3		
16	0	2	1	1		
17	0	2	2	2		
18	0	2	2	2		
19	0	2	2	2		
20	0	2	2	2		

D-2
EL. 1450.18 m
L. 90.0 m

0-100	Lg	%	Lu	W	H	C
0	1.4	3	3	3		
1	1.1	3	3	3		
2	1.1	3	3	3		
3	9.6	3	3	3		
4	23.5	4	4	4		
5	0.6	3	3	2-3		
6	4.4	4	4	4		
7	2.2	2	1	2		
8	6.7	3	3	3		
9	0.2	2	1	1		
10	0	1	2	2		
11	1.2	3	3	3		
12	0	3	3	3		
13	0.1	2	2	2		
14	1.3	3	3	3		
15	0	3	3	3		
16	0	2	1	1		
17	0	2	2	2		
18	0	2	2	2		
19	0	2	2	2		
20	0	2	2	2		

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION

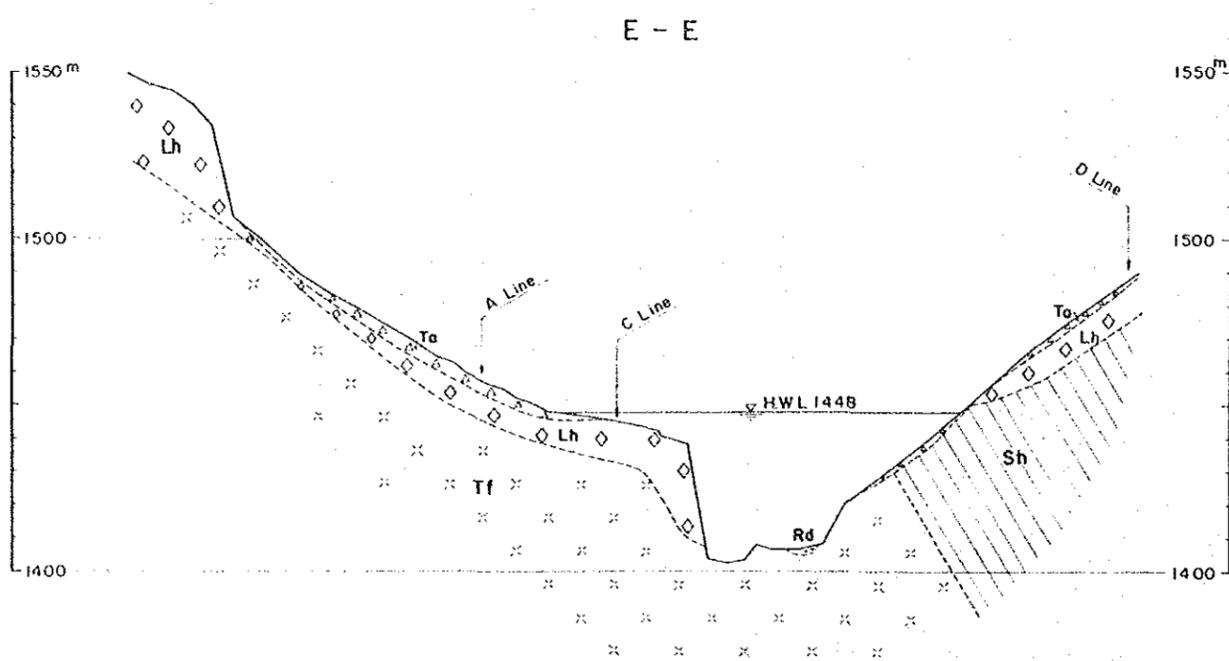
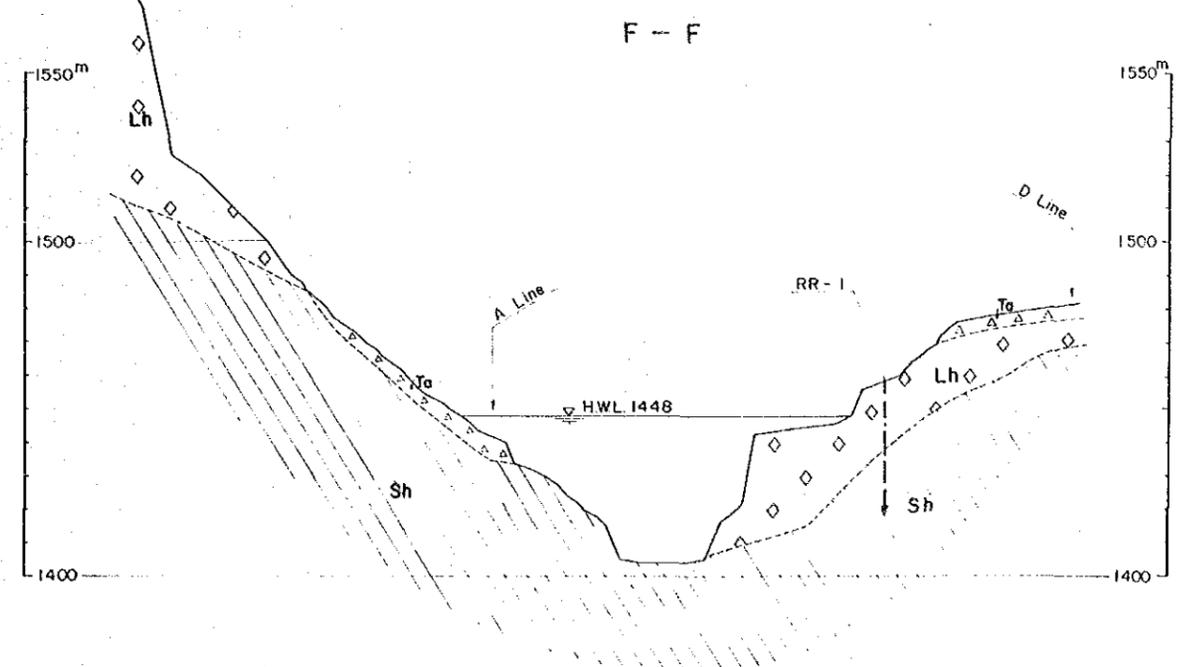
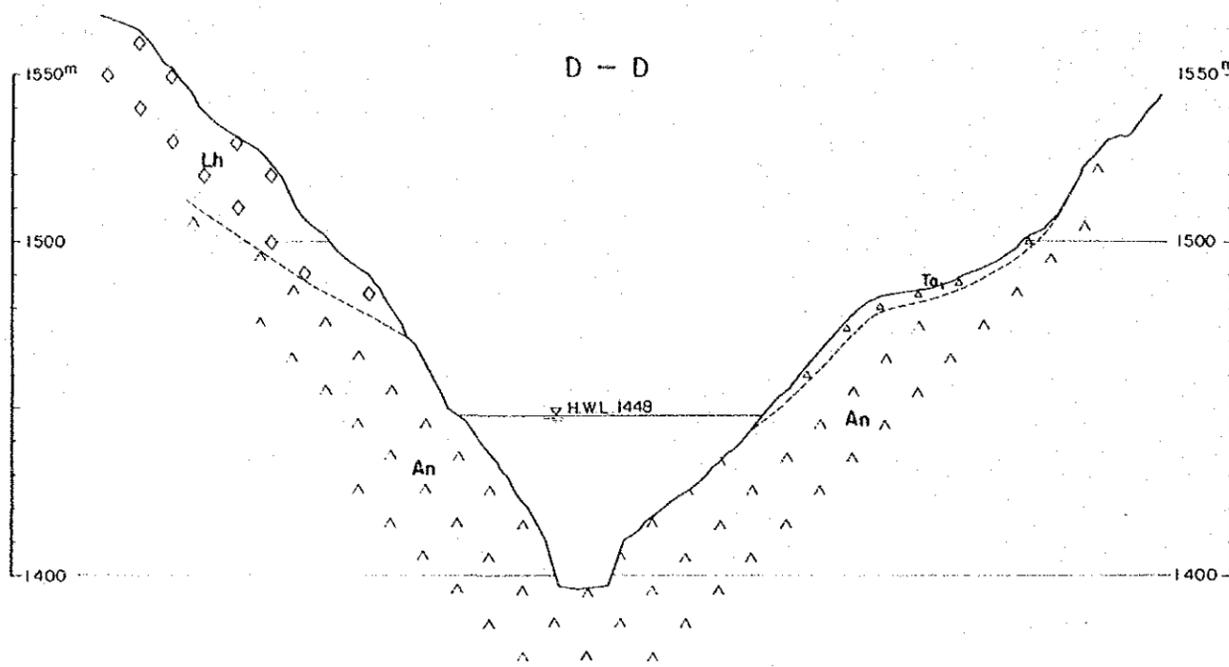
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

GEOLOGY

DAM SITE

PROFILE A-A, B-B, C-C AND LOG OF DRILL HOLE

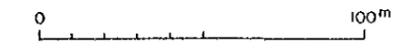
DWG. 5-5 DATE :



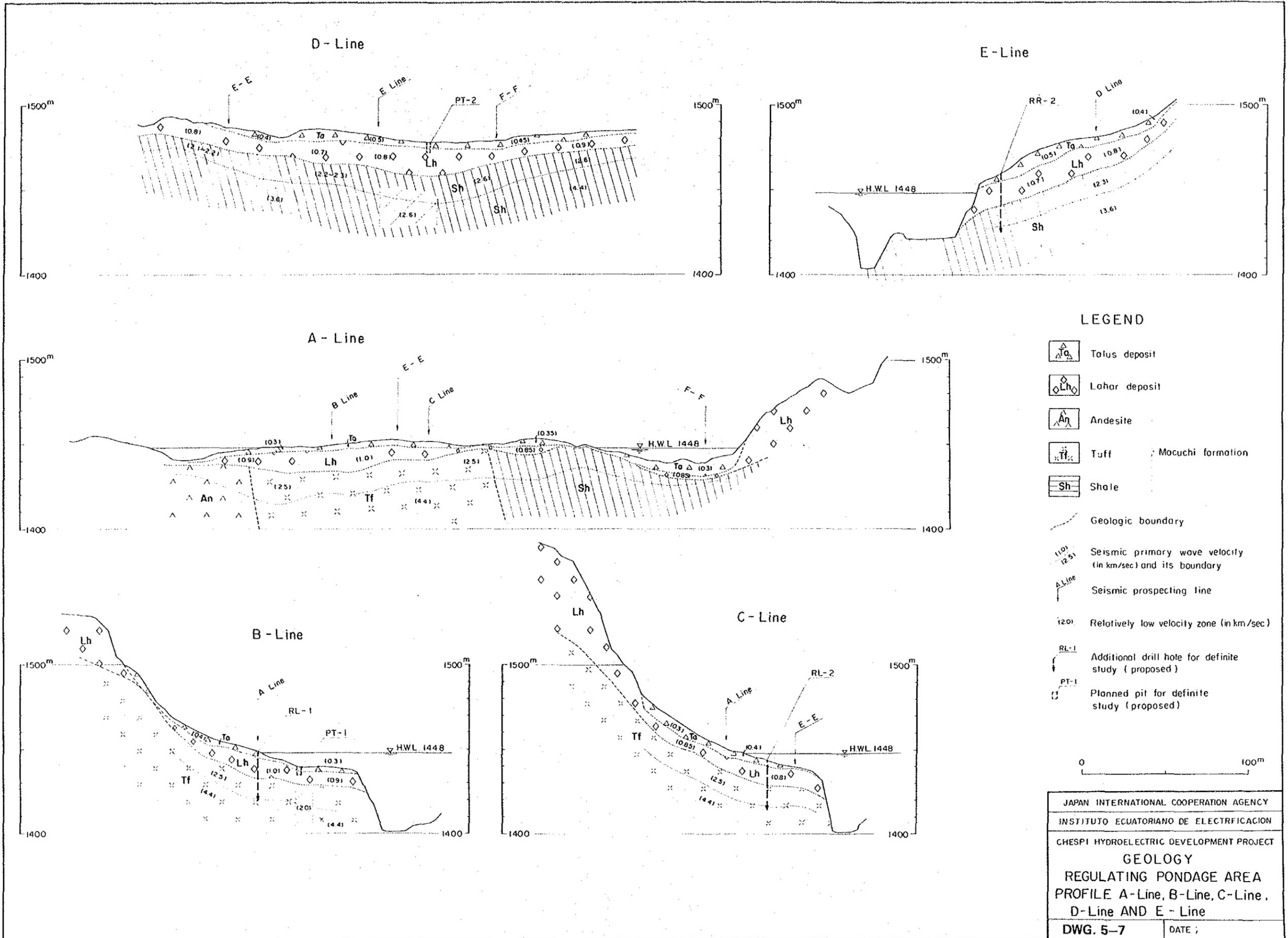
LEGEND

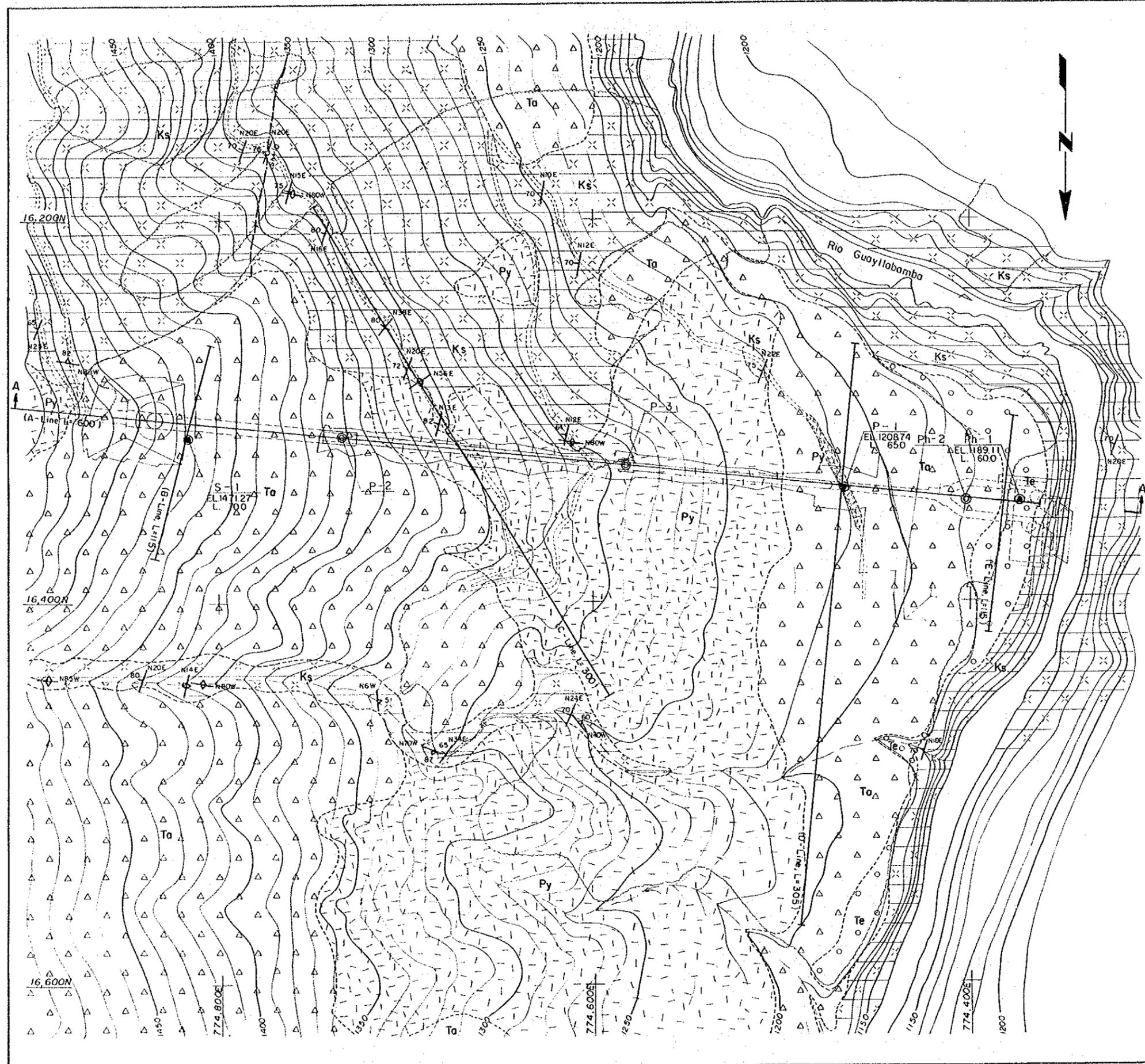
- Talus deposit
- Recent river deposit
- Lahar deposit
- Andesite
- Tuff
- Shale
- Geologic boundary
- Seismic prospecting line
- Additional drill hole for definite study (proposed)

Macuchi formation



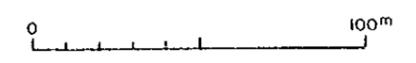
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
 INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT
GEOLOGY
 REGULATING PONDAGE AREA
 PROFILE D-D, E-E AND F-F
 DWG. 5-6 DATE :



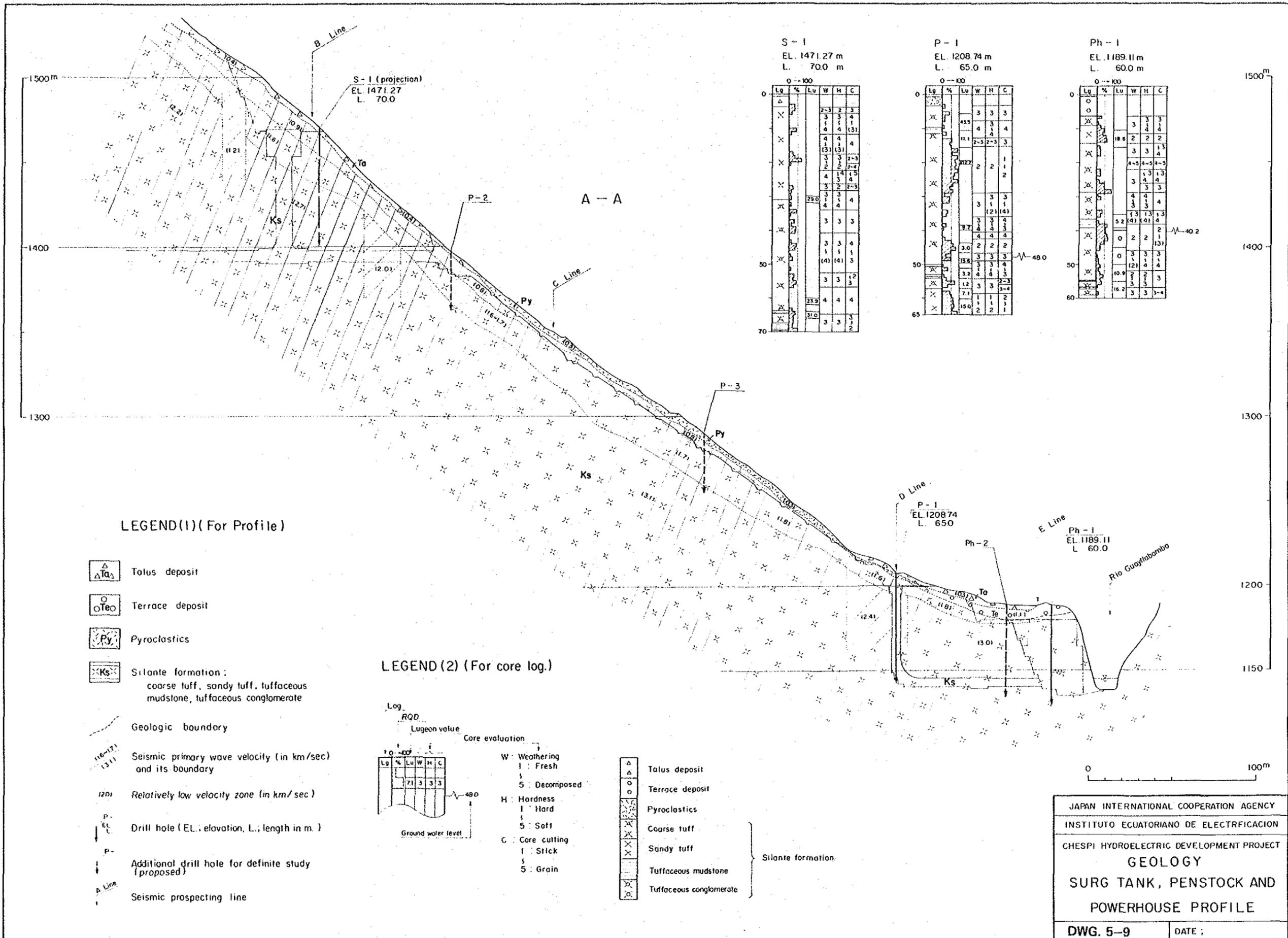


LEGEND

-  Talus deposit
-  Terrace deposit
-  Pyroclastics
-  Silante formation: coarse tuff, sandy tuff, tuffaceous mudstone, tuffaceous conglomerate
-  Strike and dip of strata
-  Strike and dip of joint
-  Strike and dip of fault (Sh: width of shear zone)
-  Assumed fault
-  Geologic boundary
-  Drill hole (EL: elevation, L: length in m.)
-  Additional drill hole for definite study (proposed)
-  Seismic prospecting line (Length in m.)



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
GEOLOGY	
SURGE TANK, PENSTOCK AND POWERHOUSE PLAN	
DWG. 5-8	DATE :



LEGEND (1) (For Profile)

- Talus deposit
- Terrace deposit
- Pyroclastics
- Silante formation:
coarse tuff, sandy tuff, tuffaceous mudstone, tuffaceous conglomerate
- Geologic boundary
- Seismic primary wave velocity (in km/sec) and its boundary
- Relatively low velocity zone (in km/sec)
- Drill hole (EL.: elevation, L.: length in m.)
- Additional drill hole for definite study (proposed)
- Seismic prospecting line

LEGEND (2) (For core log.)

- Log
- RQD
- Lugeon value
- Core evaluation
- | Lg | % | Lu | W | H | C |
|----|---|----|---|---|---|
| 71 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
- Ground water level
- W: Weathering
1: Fresh
5: Decomposed
 - H: Hardness
1: Hard
5: Soft
 - C: Core cutting
1: Stick
5: Grain
- Talus deposit
 - Terrace deposit
 - Pyroclastics
 - Coarse tuff
 - Sandy tuff
 - Tuffaceous mudstone
 - Tuffaceous conglomerate
- Silante formation

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
 INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT
GEOLOGY
SURG TANK, PENSTOCK AND
POWERHOUSE PROFILE
 DWG. 5-9 DATE :

第6章 開発計画

第6章 開発計画

6.1 開発計画の概要	6 - 1
6.1.1 計画地点の概要	6 - 1
6.1.2 発電計画	6 - 1
6.1.3 送変電計画	6 - 3
6.1.4 開発時期	6 - 3
6.1.5 換算工事費	6 - 3
6.1.6 経 済 性	6 - 3
6.1.7 計画諸元	6 - 4
6.2 電力量計算	6 - 6
6.2.1 一 般	6 - 6
6.2.2 電力量計算の前提条件	6 - 6
6.2.3 水文資料の期間	6 - 8
6.2.4 電力量計算	6 - 8
6.2.5 Ches p計画の消費可能電力量	6 - 20
6.3 開発規模の検討	6 - 29
6.3.1 一 般	6 - 29
6.3.2 開発規模の選定	6 - 31
6.3.3 費用および便益のキャッシュフロー	6 - 31
6.3.4 開発規模の検討結果	6 - 40
6.4 開発時期の検討	6 - 41
6.4.1 一 般	6 - 41
6.4.2 需要供給バランスの考察	6 - 41
6.4.3 開発時期の検討結果	6 - 43

TABLE LIST

	Page
Table 6-1 Development Scale at Chespi Project	6-5
Table 6-2 Particulars of Power Plants	6-10
Table 6-3 Effective Energy of the Existing Hydro-Plants	6-11
(1984): EX-1	
Table 6-4 Effective Energy of the Existing Hydro-Plants	6-12
(1984): EX-2	
Table 6-5 Effective Energy of the Paute A, B P/S: (EPA-1)	6-13
Table 6-6 Effective Energy of the Paute C, P/S: (EPA-2)	6-14
Table 6-7 Effective Energy of the Agoyan P/S: (EAG)	6-15
Table 6-8 Effective Energy of the Daule Peripa P/S: (EDP)	6-16
Table 6-9 Effective Energy of the Chespi P/S: (ECHP) (Q=70m ³ /s)	6-17
Table 6-10 Effective Energy of the Paute Mazar P/S: (EPM)	6-18
Table 6-11 Effective Energy of the San Francisco P/S: (ESF)	6-19
Table 6-12 Salable Energy of the Chespi P/S	6-21
Table 6-13 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (1995)	6-22
Table 6-14 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (1996)	6-23
Table 6-15 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (1997)	6-24
Table 6-16 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (1998)	6-25
Table 6-17 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (1999)	6-26
Table 6-18 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (2000)	6-27
Table 6-19 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (2001)	6-28
Table 6-20 Comparison of Total Cost and Benefit (Case.50.T)	6-32
Table 6-21 Comparison of Total Cost and Benefit (Case.60.T)	6-33
Table 6-22 Comparison of Total Cost and Benefit (Case.70.T)	6-34
Table 6-23 Comparison of Total Cost and Benefit (Case.80.T)	6-35
Table 6-24 Effective Energy of the Chespi P/S: (ECHP) (Q=50m ³ /s)	6-36
Table 6-25 Effective Energy of the Chespi P/S: (ECHP) (Q=60m ³ /s)	6-37
Table 6-26 Effective Energy of the Chespi P/S: (ECHP) (Q=80m ³ /s)	6-38

	Page
Table 6-27 KWh Balance in 1993 (Without Chespi P/S)	6-45
Table 6-28 KWh Balance in 1994 (Without Chespi P/S)	6-46
Table 6-29 KWh Balance in 1995 (Without Chespi P/S)	6-47
Table 6-30 KWh Balance in 1996 (Without Chespi P/S)	6-48
Table 6-31 KWh Balance in 1997 (Without Chespi P/S)	6-49

FIGURE LIST

Fig. 6-1 Calculation Procedure of Energy Balance in the SNI	6-9
Fig. 6-2 Optimum Development Scale	6-39
Fig. 6-3 Energy Demand (Without Project)	6-50

第6章 開 発 計 画

6.1 開 発 計 画 の 概 要

6.1.1 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。

計画地域は、中生代白亜紀のMacuchi、Perlari、Silante、Yunguillaの各層が分布しており、これらをおおう第4紀のLaharおよびColuviumが堆積している。

ダム軸の約500m上流からダム軸の約2km下流にかけて、Macuchi層が分布し、Perlari層は、Macuchi層の一部をなしている。Yunguilla層は、ダム軸の約2km下流から発電所地点東方約1km付近にかけて分布している。Silante層は、発電所地点東方約1kmより西側に分布している。

LaharおよびColuviumはGuayllabamba川沿いの低標高部に分布しており、河川の浸食作用のため、垂直な崖を形成している。

6.1.2 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。その基本レイアウトは地形、及び地質的要因から限定された。すなわち、計画ダム地点付近を境にして、上流側は河川が左に大きく曲がっているため、水路延長の短縮は望めない事。他方、上流側は河川と水路と平行するため、水路落差の比が急激に低下し、効率的でない事。更にLaharの分布から満水位が制限され貯水容量確保

に限界がある。このため発電方式は日間調整池が最適と判断される。この点を基本にして、調整および堆砂に必要な容量、主要構造物の配置を考慮してダム地点を選定し、地質調査を実施した。発電所地点の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 979×10^6 kWh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。

発電計画の概要を以下に示す。

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。

日間調整池容量は、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

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、フランスス水車2台を設けることとした。

6.1.3 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50 m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変電所へ 138kVの送電線を設け系統に連系する。送電線の巨長は約22kmである。

ダム配電線の電圧は13.8kVで巨長は約10kmである。

6.1.4 開 発 時 期

Chespiプロジェクトをはじめ、INECELが計画している水力開発地点の開発時期は、INECEL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。

6.1.5 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、工事費は第9章に述べる通り 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。

6.1.6 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、財務的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。

但し、資金繰り上、10年以上資金ショートがおきるので、短期借り入れ等の措置が必要と考えられる。

6.1.7 計画諸元

最適開発規模の検討は6.3で述べるが、Table 6-1に最適開発計画の概要を示す。

Table 6-1 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 42.4	60.1 46.7	60.1 49.9	60.1 52.3
Average Annual Runoff	m	1.446.0	1.447.0	1.448.0	1.449.0
Available Discharge	m	1.436.0	1.436.0	1.436.0	1.436.0
Reservoir (Pondage)	m	10.0	11.0	12.0	13.0
High Water Level	10 ³ m ³	2.881	3.124	3.367	3.528
Low Water Level	10 ³ m ³	1.080	1.296	1.512	1.728
Available Drawdown					
Total Storage Capacity					
Effective Storage Capacity					
Dam					
Type		C. G	C. G	C. G	C. G
H x L	m x m	57.0 x 115.0	58.5 x 118.0	60.0 x 120.0	61.0 x 127.0
Volume	m ³	105.000	110.000	116.000	120.000
Tunnel					
D x L x n	m x m x n	4.4 x 7.360 x 1	4.8 x 7.360 x 1	5.2 x 7.360 x 1	5.6 x 7.360 x 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 ³ 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

6.2 電力量計算

6.2.1 一般

Chespi水力発電計画の開発規模、財務および経済評価の検討に当たって、電力量の計算は工事費の算定と共に重要な要素である。電力量の計算に当たって、Chespi水力発電所だけの電力量を考えると、発生した電力量が全国系統(SNI)の中での有効化の傾向がわからない。従って、Chespi計画地点を運転開始した場合、この発電所から発生した電力量が電力の需要と供給の関係でどのようになるかを追跡しておくことが必要となる。

この理由によりSNIにおいて、発電した電力量が需要供給バランス上どのような関係にあるかを検討し、Chespi水力発電所のSNIにおける位置づけを明らかにしようと試みることにする。

SNIを対象に電力の需要と供給の関係を明らかにしようと試みるには、種々の要素を考慮に入れなければならないが、今回の検討では電力量の計算に必要な基本的事項を下記の通りとして想定する。

6.2.2 電力量計算の前提条件

a) 電力量計算に計上する発電所

SNI内における有効電力量の計算は各発電所の第1次変電所における値を採用する。この有効電力量を用いて電力の需要と供給の関係を調べてみることにする。

1984年時点の既設水力発電所群の有効電力量は1984年の実績電力量を用いる。しかし、Paute - A, B発電所の有効電力量は別途計算によって求めることにする。

SNIにおける電力の需要供給バランスの計算に用いる発電所名と計算記号は下記の通りである。

- EX : 既設の水力発電所群
- BPZ : Paute 発電所
- BAG : Agoyan発電所
- BDP : Daule Peripa発電所
- ECH : Chespi発電所
- EPM : Paute Mazar 発電所
- ESP : San Francisco 発電所

b) 電力量計算の期間と運転開始年

SNI 内における全発電所の有効電力量の計算は、INECELの開発計画を参考に入れて2000年までとする。

上記の開発計画に計上されている各発電所の運転開始年は以下のように想定する。

Agoyan発電所	1988 年
Paute C 発電所	1992 年
Paute Mazar 発電所	1996 年
San Francisco 発電所	1997 年

Chespi水力発電所の運転開始年の検討はINECELの開発計画によると、1997年とされているが、本フィジビリティスタディーはChespi水力発電所の開発計画に主体をおくため、1994年から1997年までの間とし、電力の需要供給バランスの検討を行った後、運転開始年を想定することとする。

c) 電力量計算の間隔

電力量計算の目的は、電力の需要供給バランスから見たChespi水力発電所の有効電力量の有効化（消費可能電力量）の傾向をシーズナルに把握し、本発電所の便益計算に反映させることにある。従って、月単位の計算を行わないと、電力の需要供給バランスの内容が明確にできないと考えられる。

d) 火力発電所の電力量

SNI における全電力需要量はその時点の水力発電所の有効電力量によって優先的に供給する。水力発電所の有効電力量で供給しえない需要量を火力発電所の有効電力量で供給するものとする。しかし、その月の火力発電所で供給しなければならない電力需要量が火力発電所の電力供給能力を超過しない場合は、差引き電力需要量の全てを火力発電所によって供給する。反対に超過する場合の火力発電所の電力供給能力は、次式によって計算する。

$$ETLi = Pli \times (1 - f_l) \times f_p \times H$$

ここに、

ETLi : 計算月における火力発電所の有効電力量 (MWh)

Pli : 火力発電所の全発電能力 (MW)

f_l : 損失率 (5%)

f_p : 月設備利用率 (95%)

H : その月の発電時間 (hr)

一般的に言って、火力発電所の年設備利用率は約80%と考えられるが、本検討においては、火力発電所の運転期間は数ヶ月単位と考えられるので、95%の月設備利用率を採用している。この理由は差引き電力需要量が多い場合は、火力発電所のオーバ・ホールは行われまいだろうと考えられるからである。従って、電力需要供給バランスの結果、設備利用率が常に80%を上まわる場合は、再検討の必要がある。

6.2.3 水文資料の期間

本プロジェクトの電力量は、全系統の中においてどのように有効化するかを検討する必要がある。この目的のためには、全系統に連系されているこのプロジェクトおよび他発電所群の電力量を同時系列で算定しなければならない。このプロジェクトを含む全発電所群の全体の電力量供給力を電力量需要に充当することによって、本プロジェクトの電力量の有効化傾向が明らかとなる。

上記の検討を行うためには、各発電所の水文期間は同一とする必要がある。このため、1891年から1982年までの91ヶ年間のQuito 気象観測所の降雨記録の水文パワースペクトル解析を行った。この結果、水文期間は、18年、9年および5年の順で強い相関関係があることがわかった。(第4章 水分と気象4.4参照)

以上の検討結果をふまえて本プロジェクトおよび他発電所の水文期間を考慮して同一水文期間は1965年1月から1984年12月までの20ヶ年間を採用する。

6.2.4 電力量計算

全国系統に投入されている各発電所の電力量供給能力を計算するために使用した各発電所の諸元は、Table - 6.2の通りである。Doule Peripaと Paute Mazarの両発電所の電力量は与えられた資料を用いてマス・マープによる貯水池運用を行って算出した。

各発電所の1965年1月から1984年12月までの各月の電力量を計算すると、Table - 6.3から Table - 6.11の通りとなる。これらの計算結果を用いて電力の需要供給バランス、Chespiプロジェクトの電力量の有効化傾向および開発年の検討を行うと共に、運転開始後の各年の有効化した電力量すなわち消費可能電力量の値は開発規模の検討および財務、経済評価の基礎資料である便益の計算に用いる。

Fig. 6-1 Calculation Procedure of Energy Balance in the SNI

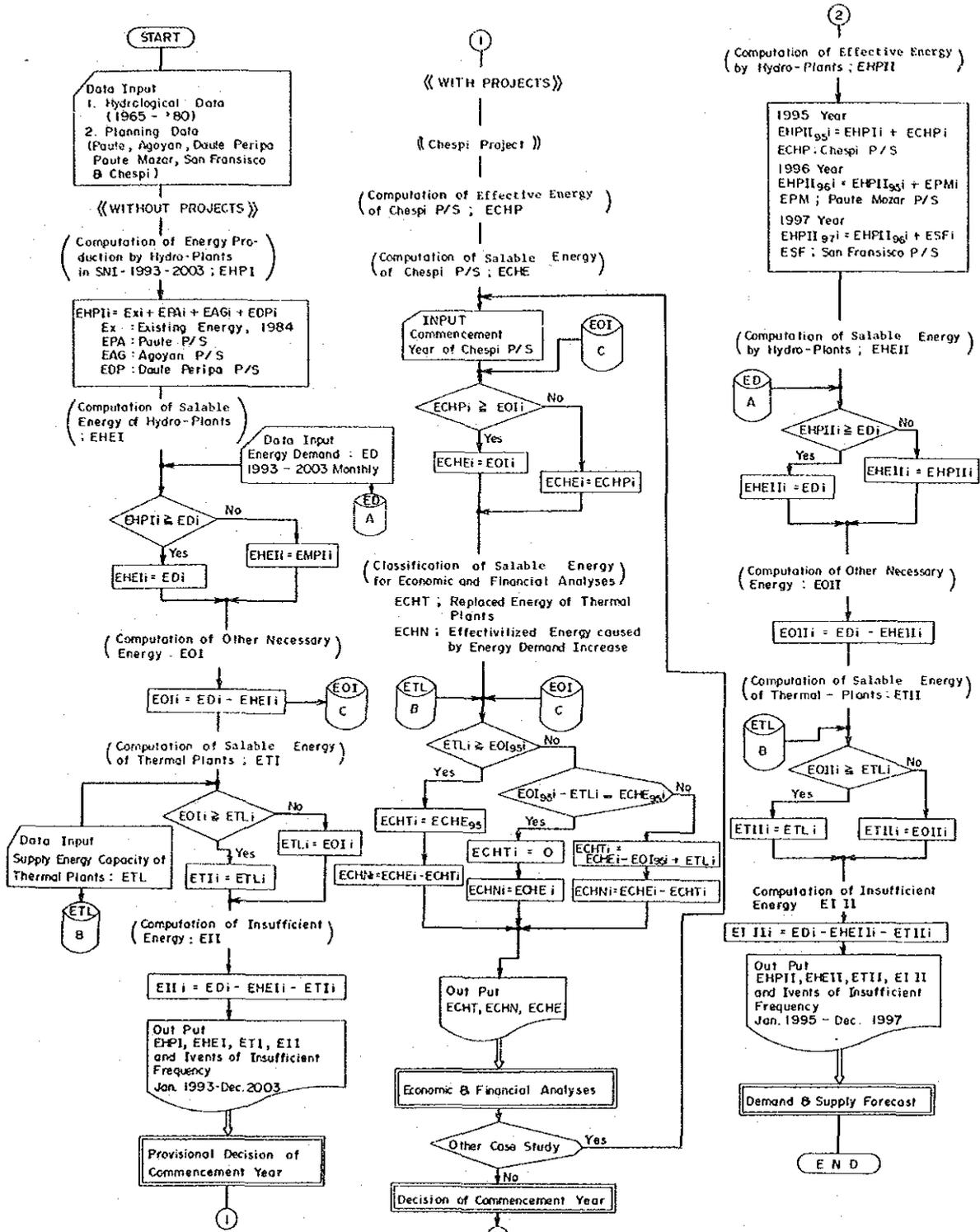


Table 6-2 Particulars of Power Plants

Item	Unit	Paute A, B	Paute C	Agoyan	Daule Peripa	Chespi	Paute Mazar	San Francisco
Commencement year	Year	1983	1992	1988	1991	* 1995	1996	1997
Installed Capacity	MW	500	500	156	130	167	180	210
Maximum Discharge	m ³ /S	100	100	120	238	70	144	136.4
Effective Head (For calculating Energy)	m	604	604	156	58.2	278	137	200.7
Combined Efficiency (For calculating Energy)	9.8 ± 7	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
Loss (Station Service, Failure, Repair and others)	%	3.5	3.5	3.5	3.5	4.0	3.5	3.5

Table 6-3 Effective Energy of the Existing Hydro-Plants (1984): EX-1

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1966		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1967		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1968		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1969		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1970		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1971		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1972		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1973		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1974		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1975		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1976		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1977		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1978		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1979		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1980		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1981		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1982		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1983		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
1984		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
Average		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
Max.		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6
Min.		37.0	41.5	47.7	47.5	46.3	42.5	33.4	27.0	26.5	36.5	33.7	39.0	458.6

Table 6-4 Effective Energy of the Existing Hydro-Plants (1984): EX-2

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1966		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1967		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1968		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1969		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1970		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1971		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1972		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1973		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1974		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1975		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1976		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1977		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1978		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1979		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1980		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1981		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1982		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1983		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
1984		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
Average		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
Max.		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9
Min.		20.2	24.6	26.3	25.3	26.5	27.5	25.7	25.3	23.4	25.9	21.1	23.1	294.9

Table 6-5 Effective Energy of the Paute A, B P/S: (EPA-1)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		170.5	147.3	214.9	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	355.4	343.9	220.1	3,550.0
1966		355.4	267.5	355.4	343.9	292.7	312.6	355.4	355.4	306.7	291.6	152.6	163.8	3,559.0
1967		315.4	232.2	218.0	315.0	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	355.4	225.1	195.7	3,610.8
1968		284.6	101.8	338.6	343.9	219.0	343.9	355.4	355.4	343.9	355.4	191.7	91.5	3,325.1
1969		131.1	235.1	237.0	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	233.1	304.8	355.4	3,594.4
1970		355.4	321.0	355.4	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	355.3	343.8	355.3	4,184.1
1971		300.2	321.0	355.4	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	355.4	230.1	209.8	3,869.8
1972		355.4	317.5	355.4	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	333.2	343.8	310.7	4,113.9
1973		350.3	321.0	349.7	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	256.8	256.1	167.1	3,798.9
1974		176.9	320.9	320.4	241.5	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	355.4	343.8	355.3	3,862.2
1975		355.4	296.7	355.4	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	355.4	343.8	191.3	3,995.9
1976		262.9	205.6	258.9	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	209.5	268.0	215.4	3,518.2
1977		182.0	321.0	355.4	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	355.3	159.8	217.3	3,688.7
1978		174.5	228.6	355.4	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	355.3	176.4	150.7	3,538.8
1979		120.0	84.3	283.1	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	221.0	191.0	123.8	200.6	2,977.8
1980		160.0	206.6	281.3	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	355.4	343.8	265.5	3,710.5
1981		114.9	160.6	355.4	343.8	249.7	343.8	355.4	205.4	229.4	136.6	90.0	153.6	2,738.6
1982		146.8	109.8	129.0	343.8	355.4	279.0	355.4	355.4	277.7	355.2	299.2	355.4	3,362.1
1983		332.3	304.2	355.4	343.8	355.4	259.9	274.2	294.3	315.9	355.4	170.3	293.5	3,654.6
1984		131.0	332.3	355.4	343.8	304.2	343.8	355.4	355.4	302.4	355.4	182.6	262.3	3,650.0
Average		238.7	241.7	309.2	337.3	337.6	335.2	351.3	344.8	323.4	313.6	245.0	236.5	3,614.3
Max.		355.4	321.0	355.4	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	343.9	355.4	343.9	355.4	4,184.1
Min.		120.0	84.3	129.0	241.5	219.0	259.9	274.2	294.3	221.0	136.6	90.0	91.5	2,977.8

Table 6-6 Effective Energy of the Paute C, P/S: (EPA-2)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		0	0	0	9.1	277.3	343.9	305.5	95.0	121.9	2.9	143.5	0	1,299.1
1966		68.6	0	34.7	25.8	0	0	84.3	100.9	0	0	0	0	314.5
1967		0	0	0	0	258.5	258.1	355.4	355.4	10.4	51.5	0	0	1,290.3
1968		0	0	0	0.9	0	3.8	355.4	355.4	23.0	71.4	0	0	809.9
1969		0	0	0	315.1	13.5	146.2	174.4	216.3	79.4	0	0	54.8	999.7
1970		31.7	300.6	168.4	228.6	264.1	343.9	226.9	355.4	219.6	27.9	10.6	13.1	2,190.8
1971		0	8.3	303.7	165.7	2.3	224.7	355.4	269.3	242.4	91.2	0	0	1,864.0
1972		64.5	0	21.9	123.7	180.7	278.0	355.4	61.3	197.4	0	17.2	0	1,300.1
1973		0	101.7	0	160.9	149.3	131.0	274.6	288.6	161.7	0	0	0	1,267.8
1974		0	53.8	0	0	300.5	80.6	355.4	137.4	303.9	289.6	38.3	15.2	1,614.7
1975		18.9	0	242.1	73.5	275.2	343.9	355.4	355.4	86.9	128.9	49.5	0	1,929.7
1976		0	0	0	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	68.0	0	0	0	1,822.0
1977		0	17.2	19.4	343.9	32.3	343.9	280.0	108.1	158.9	40.3	0	0	1,344.0
1978		0	0	139.1	343.9	355.4	343.9	355.4	353.6	142.6	300.5	0	0	2,334.4
1979		0	0	0	179.1	132.9	137.2	112.7	23.4	0	0	0	0	585.3
1980		0	0	0	173.6	66.9	297.5	334.8	68.0	35.0	173.3	3.2	0	1,152.3
1981		0	0	36.0	41.9	0	40.7	104.0	0	0	0	0	0	222.6
1982		0	0	0	29.0	57.6	0	106.7	132.5	0	0	0	130.6	456.4
1983		0	0	2.9	181.8	131.7	0	0	0	0	12.5	0	0	328.9
1984		0	88.4	22.5	343.9	0	91.7	217.4	57.6	0	85.2	0	0	906.7
Average		9.2	30.5	49.6	154.2	142.7	187.7	253.2	184.5	92.6	63.8	13.1	10.7	1,191.8
Max.		68.6	300.6	303.7	343.9	355.4	343.9	355.4	355.4	303.9	300.5	143.5	130.6	2,334.4
Min.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	222.6

Table 6-7 Effective Energy of the Agoyan P/S: (EAG)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		52.8	47.3	63.0	87.6	99.0	95.8	99.0	99.0	95.8	89.5	95.8	74.9	999.5
1966		99.0	87.3	99.0	95.8	89.2	82.5	99.0	99.0	91.7	74.3	47.7	73.7	1,038.2
1967		99.0	70.8	70.6	58.8	69.8	95.8	99.0	99.0	88.8	99.0	75.0	54.0	979.6
1968		91.8	56.1	92.4	79.1	52.2	93.5	99.0	99.0	83.2	99.0	55.8	32.9	934.0
1969		40.1	49.0	67.2	95.8	92.4	95.8	99.0	99.0	95.8	72.4	87.7	99.0	992.2
1970		99.0	89.4	99.0	95.8	99.0	95.8	99.0	99.0	95.8	79.3	94.9	78.8	1,124.8
1971		67.2	60.4	99.0	95.8	92.6	95.8	99.0	99.0	95.8	99.0	78.6	69.3	1,051.5
1972		99.0	92.1	80.6	95.8	99.0	95.8	99.0	99.0	95.8	78.4	88.6	89.1	1,112.2
1973		99.0	89.4	99.0	95.8	99.0	95.8	99.0	99.0	95.8	89.3	58.2	41.7	1,061.0
1974		47.0	80.8	91.4	70.9	99.0	95.8	99.0	99.0	95.8	99.0	95.8	99.0	1,072.5
1975		99.0	89.4	99.0	95.8	99.0	95.8	99.0	99.0	95.8	99.0	95.8	70.4	1,137.0
1976		99.0	67.3	61.3	95.8	99.0	95.8	99.0	99.0	87.4	52.4	73.6	73.6	1,003.2
1977		50.3	89.4	99.0	95.8	91.4	95.8	99.0	99.0	95.8	94.9	53.9	62.2	1,026.5
1978		59.6	83.4	99.0	95.8	99.0	95.8	99.0	99.0	95.8	99.0	49.5	51.5	1,025.4
1979		41.9	31.5	63.5	81.3	95.8	95.8	85.7	89.4	70.4	61.9	44.9	57.1	819.2
1980		52.8	54.9	93.9	95.8	99.0	95.8	99.0	92.8	91.2	99.0	70.7	55.6	1,000.5
1981		39.6	55.8	80.2	76.0	67.7	78.3	99.0	60.7	66.4	51.7	51.8	55.9	782.1
1982		52.8	41.4	49.2	83.0	98.4	81.6	99.0	99.0	79.3	80.4	85.2	89.2	938.5
1983		73.2	89.4	99.0	95.8	99.0	75.1	44.4	84.8	91.9	97.3	46.5	53.0	949.4
1984		77.8	75.8	95.7	95.8	99.0	95.8	99.0	85.3	95.8	78.3	55.0	61.8	1,015.1
Average		72.0	70.1	85.0	89.1	91.9	92.4	95.6	94.9	90.2	84.7	70.2	67.2	1,003.3
Max.		99.0	92.1	99.0	95.8	99.0	95.8	99.0	99.0	95.8	99.0	95.8	99.0	1,137.0
Min.		39.6	31.5	61.3	58.8	52.2	75.1	44.4	60.7	66.4	51.7	44.9	32.9	819.2

Table 6-8 Effective Energy of the Daule Peripa P/S: (EDP)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		38.8	71.4	79.0	76.5	79.0	72.7	61.8	61.8	59.8	61.8	59.8	61.8	784.2
1966		61.8	55.8	61.8	59.8	52.8	43.4	44.8	44.8	43.4	44.8	43.4	44.8	801.4
1967		44.8	40.5	44.8	35.9	37.2	35.9	37.1	37.1	35.9	37.2	35.9	37.1	459.4
1968		37.1	34.7	37.1	35.9	37.2	35.9	37.1	37.1	35.9	37.2	35.9	37.1	438.2
1969		37.1	33.5	51.5	49.9	51.5	49.8	51.5	51.5	49.9	51.5	49.9	51.5	579.1
1970		51.5	46.5	51.5	49.9	51.5	49.8	51.5	51.5	49.9	51.5	49.9	51.5	806.5
1971		51.5	46.5	51.5	49.9	51.5	49.8	51.5	51.5	49.9	51.5	49.9	51.5	806.5
1972		51.5	70.8	75.7	73.2	75.7	73.2	75.7	75.7	73.2	75.7	73.3	75.7	869.4
1973		80.3	72.5	80.3	77.7	80.3	46.3	47.9	47.9	46.4	47.9	46.3	47.9	721.7
1974		47.9	43.3	47.9	46.3	47.9	46.3	47.9	47.9	46.4	47.9	46.4	47.9	564.0
1975		69.7	63.0	69.7	67.4	69.7	67.4	69.7	69.7	67.4	69.7	67.4	69.7	820.5
1976		80.3	75.1	80.3	77.7	80.2	47.0	48.6	48.6	47.0	48.6	47.0	48.6	729.0
1977		48.6	43.9	48.6	47.0	51.3	49.6	51.3	51.3	49.7	51.3	49.7	51.3	593.6
1978		51.3	46.4	51.3	49.7	51.3	37.5	38.8	38.9	37.6	38.9	37.6	38.9	518.3
1979		38.8	35.1	38.9	37.6	38.8	37.6	38.8	38.9	37.6	38.8	37.6	38.9	457.4
1980		38.8	36.3	38.9	37.6	38.8	37.6	38.8	38.9	37.6	38.9	37.6	38.9	458.7
1981		38.6	34.9	38.6	37.4	38.6	37.4	38.6	38.6	37.4	38.6	37.4	38.6	454.7
1982		38.6	34.9	38.6	37.4	38.6	37.4	38.6	38.6	37.4	38.6	37.4	38.6	454.7
1983		80.3	72.5	80.3	77.7	80.3	77.7	77.0	63.4	61.3	63.4	61.3	63.4	858.7
1984		63.4	59.3	63.4	61.3	63.4	69.5	71.8	71.8	69.5	71.8	69.5	71.8	806.5
Average		52.5	50.8	56.5	54.3	55.8	50.1	50.9	50.3	48.7	50.3	50.7	49.8	623.2
Max.		80.3	75.1	80.3	77.7	80.3	77.7	77.0	69.7	73.2	75.7	73.3	80.3	869.4
Min.		37.1	33.5	37.1	35.9	37.2	35.9	37.1	37.1	35.9	37.2	35.9	37.1	438.2

Table 6-9 Effective Energy of the Chespi P/S: (ECHP) (Q=70m³/s)

Unit: CWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		58.9	48.8	66.1	103.7	111.6	84.4	68.8	57.6	50.0	71.3	102.8	96.8	920.8
1966		78.5	61.0	90.3	84.0	79.5	54.8	65.4	42.1	53.3	67.3	72.8	98.3	847.5
1967		83.0	93.4	103.2	76.6	65.5	85.1	83.2	68.1	39.6	64.5	59.0	40.6	861.9
1968		55.1	71.6	103.7	94.7	51.8	60.5	78.4	44.0	50.8	97.1	84.4	59.2	851.3
1969		60.9	69.6	72.1	108.0	94.2	81.0	66.2	65.9	58.0	90.4	105.0	112.2	983.6
1970		110.1	102.4	114.0	108.1	113.6	99.5	58.2	69.1	63.5	55.2	102.5	79.9	1,076.4
1971		95.5	98.5	112.3	106.5	99.8	80.6	62.6	38.6	51.2	93.6	100.1	89.1	1,021.4
1972		90.2	98.5	103.7	106.4	110.2	91.6	89.1	48.1	38.4	41.4	91.1	95.8	1,003.9
1973		73.3	72.5	82.5	106.5	82.9	68.1	63.2	63.0	36.4	43.0	105.5	109.9	906.6
1974		55.5	93.2	97.6	68.5	108.3	97.6	92.3	69.2	58.6	102.3	104.8	97.3	1,045.2
1975		108.8	101.0	113.5	109.8	113.7	93.0	114.0	112.2	75.9	85.8	103.4	93.4	1,229.5
1976		96.3	99.6	100.6	103.7	109.4	107.9	99.3	74.0	43.1	49.3	76.3	82.3	1,041.7
1977		68.4	74.3	84.5	100.8	85.0	83.6	78.5	63.7	60.6	66.9	56.0	50.8	873.1
1978		45.1	32.0	76.4	101.9	86.5	76.3	64.2	52.0	48.2	47.6	40.1	57.5	727.7
1979		44.5	30.6	85.2	86.7	100.7	87.5	55.3	50.6	63.9	53.8	42.9	42.4	744.1
1980		53.6	89.7	98.0	101.9	90.9	79.2	53.1	45.8	40.3	68.4	69.7	67.2	858.5
1981		58.8	66.1	102.1	106.1	90.7	52.9	75.9	42.9	43.2	41.6	61.3	54.0	795.6
1982		94.6	77.1	92.0	97.5	102.1	66.2	55.9	55.8	46.6	75.5	95.7	108.4	967.4
1983		107.5	95.3	111.0	110.3	113.8	84.1	62.4	51.0	48.5	60.2	60.5	89.2	993.8
1984		91.5	101.3	108.3	104.8	108.3	97.6	73.1	47.0	74.4	87.1	77.6	70.6	1,041.6
Average		76.5	78.8	95.9	99.3	95.9	80.5	73.0	57.5	50.7	68.1	80.8	79.7	939.8
Max.		110.1	102.4	114.0	110.3	113.8	107.9	114.0	112.2	75.9	102.3	108.4	112.2	1,229.5
Min.		44.5	30.6	66.1	68.5	51.8	52.9	53.1	38.6	36.4	41.4	40.1	40.6	727.7

Table 6-10 Effective Energy of the Paute Mazar P/S: (EPM)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		51.2	46.2	51.2	49.6	80.3	77.7	80.3	70.1	67.9	62.8	60.8	54.0	752.1
1966		54.0	48.7	54.0	52.2	52.9	52.2	54.0	53.9	48.5	50.1	48.5	50.1	620.1
1967		50.1	45.3	50.1	48.5	86.8	84.0	86.8	86.8	58.9	60.8	50.3	51.9	760.3
1968		51.9	48.6	51.9	50.3	51.9	50.3	61.8	61.8	59.8	61.8	44.8	46.3	641.2
1969		46.3	41.8	46.2	68.7	71.0	68.7	71.0	71.0	68.6	71.0	68.6	71.0	763.9
1970		71.0	82.1	90.8	87.9	90.8	87.9	90.8	90.9	82.7	72.5	70.2	72.5	990.1
1971		72.5	65.5	72.5	70.2	72.5	70.2	72.5	72.5	70.2	65.7	63.5	65.7	833.5
1972		65.7	61.5	65.7	62.6	70.6	68.3	70.6	70.6	68.3	70.6	68.3	70.6	814.4
1973		70.6	63.8	70.6	68.3	70.6	68.3	70.6	70.6	68.4	52.5	50.8	52.5	777.6
1974		52.5	47.4	52.5	50.8	82.1	79.4	82.1	82.1	79.4	82.1	79.4	82.0	851.8
1975		82.1	74.1	100.6	97.4	100.6	97.4	100.6	100.6	71.2	73.6	59.5	61.5	1019.2
1976		61.5	57.5	61.5	110.7	114.3	110.7	114.3	114.3	60.9	55.0	53.3	55.0	969.1
1977		55.0	49.7	64.6	62.5	64.6	62.5	64.6	64.6	62.5	56.1	48.9	50.5	706.1
1978		50.6	45.7	91.5	88.6	91.5	88.6	91.5	91.5	85.6	88.4	44.2	45.7	903.4
1979		45.7	41.3	45.7	49.2	50.8	49.2	50.8	50.8	40.8	42.1	40.8	42.1	549.3
1980		42.1	39.4	42.1	65.1	67.2	65.1	67.2	67.2	65.1	67.2	49.5	51.2	688.4
1981		57.4	51.9	57.4	55.6	57.4	55.6	57.4	41.2	39.9	41.2	39.9	41.2	596.1
1982		41.2	37.2	41.2	59.6	61.7	59.7	63.1	63.1	61.1	63.1	61.1	63.1	675.3
1983		63.1	57.0	63.1	61.1	63.1	58.6	58.5	58.5	56.6	58.5	56.6	58.5	711.2
1984		58.5	73.8	78.8	84.8	87.7	84.8	74.4	74.4	57.6	59.5	51.3	53.0	838.6
Average		57.2	53.9	62.6	67.2	74.5	71.9	74.2	72.8	63.7	62.7	55.5	56.9	773.1
Max.		82.1	82.1	100.6	110.7	114.3	110.7	114.3	114.3	85.6	88.4	79.4	82.0
Min.		41.2	37.2	41.2	48.5	50.8	49.2	50.8	41.2	39.9	41.2	39.9	41.2

Table 6-11 Effective Energy of the San Francisco P/S: (ESF)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		80.9	71.9	97.6	130.0	153.1	148.1	153.1	153.1	142.1	135.9	148.1	115.5	1,535.4
1966		153.1	130.7	153.1	148.1	142.2	133.9	153.1	153.1	148.1	118.3	78.0	114.2	1,625.9
1967		153.1	107.4	108.2	98.9	117.3	148.1	153.1	153.1	148.1	153.1	116.6	86.2	1,543.2
1968		144.7	83.5	136.3	121.2	87.8	148.1	153.1	153.1	139.3	153.1	94.5	53.3	1,468.0
1969		79.8	76.7	104.5	148.1	145.2	148.1	153.1	153.1	148.1	112.3	135.5	153.1	1,557.6
1970		153.1	138.3	153.1	148.1	153.1	148.1	153.1	153.1	148.1	124.3	138.2	117.9	1,728.5
1971		101.3	90.7	153.1	148.1	146.9	148.1	153.1	153.1	148.1	153.1	114.1	101.7	1,611.4
1972		153.1	131.1	125.4	148.1	153.1	148.1	153.1	153.1	148.1	119.1	129.5	132.5	1,694.3
1973		153.1	138.3	146.8	148.1	153.1	148.1	153.1	153.1	148.1	128.3	86.9	61.8	1,618.8
1974		69.2	114.9	129.8	109.9	153.1	148.1	153.1	153.1	148.1	153.1	148.1	152.1	1,632.6
1975		153.1	138.3	153.1	148.1	153.1	148.1	153.1	153.1	148.1	153.1	148.1	106.3	1,755.5
1976		153.1	101.4	96.5	148.1	153.1	148.1	153.1	153.1	145.3	83.0	121.5	115.4	1,571.7
1977		81.7	138.3	153.1	148.1	153.1	148.1	153.1	153.1	148.1	153.1	89.1	110.2	1,629.1
1978		91.2	132.3	153.1	148.1	153.1	148.1	153.1	153.1	148.1	153.1	77.1	79.0	1,589.4
1979		62.3	45.8	97.5	128.6	151.3	148.1	145.8	144.2	110.3	94.9	67.3	87.0	1,282.1
1980		80.0	83.9	152.7	148.1	153.1	148.1	153.1	153.1	148.1	153.1	112.7	87.1	1,572.1
1981		64.5	87.3	125.7	128.8	110.1	139.1	153.1	93.0	102.5	93.3	80.2	93.8	1,277.4
1982		105.9	71.1	95.5	148.1	153.1	148.1	153.1	153.1	148.1	140.8	140.8	151.6	1,609.3
1983		142.6	138.3	97.4	148.1	153.1	138.8	106.9	152.1	148.1	153.1	86.8	95.8	1,562.1
1984		124.2	135.0	153.1	148.1	153.1	148.1	153.1	153.1	148.1	139.8	96.9	113.4	1,666.0
Average		115.0	107.7	129.3	139.5	144.5	146.5	150.4	149.6	143.3	133.4	110.5	106.7	1,576.5
Max.		153.1	138.3	153.1	148.1	153.1	148.1	153.1	153.1	148.1	153.1	148.1	153.1	1,755.6
Min.		62.3	45.8	95.5	98.9	87.8	133.9	106.9	93.0	102.5	83.0	67.3	53.3	1,277.4

6.2.5 Chespi計画の消費可能電力量

Chespi発電所の消費可能電力量を全国系統を対象に計算する。

計算条件は下記の通りである。

- a) Chespi計画の運転開始前に開発された水力発電所の供給力は優先的に需要に充当させる。
- b) 全需要量から他水力発電所の有効電力量を差し引いた残需要量に対して、Chespiの有効電力量を充当し、消費可能電力量を求める。

水力電源の大半が南部に片寄っている状況を考慮すると、北部に位置し、電力の大消費地であるQuito市に近い本計画地点の電力は、ここで求められる計算値以上の早さで電力量が有効化することが予想される。従って、本報告書で得られる経済性より優れた結果を内在していると言えよう。

経済分析に当たっては、消費可能電力量は下記の2種類に分けられる。

- a) 既設火力発電所の燃料焚き減らし相当分
- b) 新規電力需要増に相当する分

ここで、火力発電所の燃料節約分に相当する電力量を火力発電所の代替電力量と定義する。この火力発電所の代替電力量は本プロジェクトが運転開始した時点の代替電力量が後年も継続することになる。しかし、火力発電所の代替電力量は火力発電所の廃止計画と共に減少することになる。

一方、電力需要増に対応する消費可能電力量は、電力量需要の増加と共に増加し、本プロジェクトの電力量が全て有効化するまで継続する。

以上の計算フローチャートおよび計算結果を Fig-6.1 および Table-6.13 から Table-6.19 に示す。

本プロジェクトが1995年に運転開始したとした場合の電力量が全て有効化するまでの各年の消費可能電力量の計算結果をTable - 6 . 12に示す。

Table 6--12 Salable Energy of the Chespi P/S

<u>Year</u>	<u>Replaced Energy</u>	<u>Effectivilized Energy</u>	<u>Total</u>
1995	537.2	18.3	555.5
1996	536.7	118.7	655.4
1997	467.6	240.8	708.4
1998	427.7	327.6	755.3
1999	386.0	456.1	842.1
2000	381.5	538.9	920.4
2001	386.2	553.6	939.8

Table 6-13 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (1995)

Unit: GWH

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965	58.9	48.8	66.1	97.5	0	0	0	25.6	0	71.3	0	96.8	465.0
1966	56.3	61.0	76.8	84.0	79.5	54.8	34.1	36.7	53.3	67.3	72.8	98.3	774.9
1967	83.0	93.4	103.2	76.6	0	0	0	0	39.6	64.5	59.0	40.6	559.9
1968	55.1	71.6	103.7	94.7	51.8	60.5	0	0	50.8	79.6	84.4	59.2	711.4
1969	60.9	68.6	72.1	0	94.2	0	0	0	47.9	90.4	105.0	98.7	638.8
1970	103.5	0	0	0	0	0	0	0	0	55.2	102.5	79.9	341.1
1971	95.5	98.5	0	0	99.8	0	0	0	0	45.4	100.1	89.1	528.4
1972	70.7	98.1	94.1	0	0	0	0	45.4	0	41.4	91.1	95.8	536.6
1973	73.3	16.8	82.5	0	0	0	0	0	0	43.0	105.5	109.9	431.0
1974	55.5	62.6	97.6	68.5	0	40.8	0	0	0	0	104.8	97.3	527.1
1975	98.1	101.0	0	34.0	0	0	0	0	22.8	0	80.2	93.4	429.5
1976	96.3	99.6	100.6	0	0	0	0	0	43.1	49.3	76.3	82.3	547.5
1977	68.4	74.3	84.5	0	85.0	0	0	23.0	0	66.9	56.0	50.8	508.9
1978	45.1	32.0	0	0	0	0	0	0	0	0	40.1	57.5	174.7
1979	44.5	30.6	85.2	0	14.1	0	24.9	50.6	63.9	53.8	42.9	42.4	452.9
1980	53.6	89.7	98.0	0	76.9	0	0	45.8	40.3	0	69.7	67.2	541.2
1981	58.8	66.1	102.1	106.1	90.7	52.9	20.6	42.9	43.2	41.6	61.3	54.0	740.3
1982	94.6	77.1	92.0	97.5	87.1	66.2	17.9	11.3	48.6	75.5	95.7	3.9	765.4
1983	107.5	95.3	90.1	0	0	84.1	62.4	51.0	48.5	60.2	60.5	89.2	748.8
1984	91.5	45.6	90.7	0	108.3	5.7	0	66.7	74.4	51.8	77.6	70.6	683.9
Average	73.6	66.6	72.0	92.9	39.4	18.3	8.8	20.0	28.7	47.9	74.3	73.8	555.5
Max.	107.5	101.0	103.7	106.1	108.3	84.1	62.4	66.7	74.4	90.4	105.5	109.9	765.4
Min.	44.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.9	174.7

Table 6-14 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (1996)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		58.9	48.8	66.1	103.7	0	0	0	57.6	50.0	71.3	65.1	96.8	618.3
1966		78.5	61.0	90.3	84.0	79.5	54.8	65.4	42.1	53.3	67.3	72.8	98.3	847.5
1967		83.0	93.4	103.2	76.6	0	0	0	0	39.6	64.5	59.0	40.6	559.9
1968		55.1	71.6	103.7	94.7	51.8	60.5	0	0	50.8	97.1	84.4	59.2	728.9
1969		60.9	69.6	72.1	0	94.2	41.7	7.1	0	58.0	90.4	105.0	112.2	711.2
1970		110.1	0	25.7	0	0	0	0	0	0	55.2	102.5	79.9	373.4
1971		95.5	98.5	0	0	99.8	0	0	0	0	93.6	100.1	89.1	576.6
1972		90.2	98.5	103.7	48.9	0	0	0	48.1	0	41.4	91.1	95.8	617.7
1973		73.3	72.5	82.5	7.2	26.2	60.3	0	0	36.4	43.0	105.5	109.9	616.8
1974		55.5	93.2	97.6	68.5	0	97.6	0	68.2	0	0	104.8	97.3	682.7
1975		108.8	101.0	0	104.9	0	0	0	0	75.9	62.2	103.4	93.4	654.6
1976		96.3	99.6	100.6	0	0	0	0	0	43.1	49.3	76.3	82.3	547.5
1977		68.4	74.3	84.5	0	85.0	0	0	63.7	37.2	66.9	56.0	50.2	586.8
1978		45.1	32.0	55.2	0	0	0	0	0	48.2	0	40.1	57.5	278.1
1979		44.5	30.6	85.2	43.6	87.2	62.9	55.3	50.6	63.9	53.8	42.9	42.4	662.9
1980		53.6	89.7	98.0	34.6	90.9	0	0	45.8	40.3	48.6	69.7	67.2	638.4
1981		58.8	68.1	102.1	106.1	90.7	52.9	75.9	42.9	43.2	41.6	61.3	54.0	795.6
1982		94.6	77.1	92.0	97.5	102.1	66.2	55.9	55.8	46.6	75.5	95.7	78.3	937.3
1983		107.5	95.3	110.0	0	43.8	84.1	62.4	51.0	48.5	60.2	60.5	89.2	812.5
1984		91.5	101.3	108.3	0	108.3	97.6	0	47.0	74.4	87.1	77.6	70.6	863.7
Average		76.5	73.7	79.0	43.5	48.0	33.9	16.1	28.6	40.5	58.5	72.9	78.2	655.4
Max.		110.1	101.3	108.3	106.1	108.3	97.6	75.9	63.7	74.4	97.1	108.4	112.2	937.3
Min.		44.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40.1	40.6	278.1

Table 6-15 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (1997)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		58.9	48.8	66.1	103.7	0	0	0	57.6	50.0	71.3	102.8	96.8	920.8
1966		78.5	61.0	90.3	84.0	79.5	54.8	65.4	42.1	53.3	67.3	72.8	98.3	847.5
1967		83.0	53.4	103.2	76.6	46.0	0	0	0	39.6	64.5	59.0	40.6	605.9
1968		55.1	71.6	103.7	94.7	51.8	60.5	0	0	50.8	97.1	84.4	59.2	728.9
1969		60.9	69.6	72.1	0	94.2	81.0	61.9	41.5	58.0	90.4	105.5	112.2	847.3
1970		110.1	0	82.6	23.1	0	0	9.4	0	30.4	55.2	102.5	79.9	493.2
1971		95.5	98.5	0	86.0	99.8	18.1	0	0	6.6	93.6	100.1	89.1	687.3
1972		90.2	98.5	103.7	104.6	57.0	0	0	48.1	29.2	41.4	91.1	95.8	759.6
1973		73.3	72.5	82.5	82.9	82.9	88.2	0	0	36.4	43.0	105.5	109.9	737.1
1974		55.5	93.2	97.6	68.5	0	97.6	0	69.2	0	0	104.8	97.3	683.7
1975		108.8	101.0	0	109.8	0	0	0	0	75.9	85.8	108.4	93.4	683.1
1976		96.3	99.6	100.6	0	0	0	0	0	43.1	49.3	76.3	32.3	547.5
1977		68.4	74.3	84.5	0	85.0	0	0	63.7	60.6	66.9	56.0	50.8	610.2
1978		45.1	32.0	76.4	0	0	0	0	0	48.2	0	40.1	57.5	299.3
1979		44.5	30.6	85.2	86.7	100.7	87.5	55.3	50.6	63.9	53.8	42.9	42.4	744.1
1980		52.6	89.7	98.0	90.3	90.9	0	0	45.8	40.3	68.4	69.7	67.2	713.9
1981		58.8	66.1	102.1	106.1	90.7	52.9	75.9	42.9	43.2	41.6	61.3	54.0	795.6
1982		94.6	77.1	92.0	97.5	102.1	66.2	55.9	55.8	46.6	75.5	95.7	108.4	967.4
1983		107.5	95.3	111.0	42.1	101.4	84.1	62.4	51.0	48.5	60.2	60.5	89.2	913.2
1984		91.5	101.3	108.3	0	108.3	97.6	0	47.0	74.4	87.1	77.6	70.6	863.7
Average		76.5	73.7	83.0	61.0	59.5	38.4	19.3	30.8	45.0	60.6	80.9	79.7	708.4
Max.		110.1	101.3	111.0	106.1	108.3	97.6	75.9	63.7	74.4	97.1	108.4	112.2	1,116.0
Min.		44.5	0	0	0	0	0	0	0	39.6	0	40.1	40.6	164.8

Table 6-16 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (1998)

Unit : GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		58.9	48.8	66.1	103.7	9.7	0	0	57.6	50.0	71.3	102.8	96.8	665.7
1966		78.5	61.0	90.3	84.0	79.5	54.8	65.4	42.1	53.3	67.3	72.2	98.3	847.5
1967		83.0	93.4	103.2	76.6	65.5	49.5	0	0	39.6	64.5	59.0	40.6	674.9
1968		55.1	71.6	103.7	94.7	51.8	60.5	0	0	50.8	97.1	84.4	59.2	728.9
1969		60.9	69.6	72.1	0	94.2	81.0	56.2	65.9	58.0	90.4	105.0	112.2	875.5
1970		110.1	16.3	114.0	74.1	50.4	0	58.2	0	63.5	55.2	102.5	79.9	724.2
1971		95.5	98.5	0	106.5	99.8	68.3	0	38.6	54.1	93.6	100.1	89.1	844.1
1972		90.2	98.5	103.7	105.9	109.6	0	0	48.1	38.4	41.4	91.1	95.8	822.7
1973		73.3	72.5	82.5	106.2	82.9	68.2	15.5	23.9	36.4	43.0	105.5	109.9	819.8
1974		55.5	93.2	97.6	68.5	17.6	97.6	0	69.2	0	32.8	104.8	97.3	734.1
1975		108.8	101.0	42.7	109.8	21.1	0	0	0	75.9	85.8	108.4	93.4	746.9
1976		96.3	99.6	100.6	0	0	0	0	0	43.1	49.3	76.3	82.3	547.5
1977		68.4	74.3	84.5	0	85.0	0	6.7	63.7	60.6	66.9	56.0	50.8	616.9
1978		45.1	32.0	76.4	0	0	0	0	0	48.2	30.8	40.1	57.5	330.1
1979		44.5	30.6	85.2	86.7	100.7	87.5	55.3	50.6	63.9	53.8	42.9	42.4	744.1
1980		53.6	89.7	98.0	102.5	90.9	7.7	0	45.8	40.3	68.4	69.7	67.2	733.8
1981		58.8	66.1	102.1	106.1	90.7	52.9	75.9	42.9	43.2	41.6	61.3	54.0	795.6
1982		94.6	77.1	92.0	97.5	102.1	66.2	55.9	55.8	46.6	75.5	95.7	108.4	967.4
1983		107.5	95.3	111.0	93.1	113.8	84.1	62.4	51.0	48.5	60.2	60.5	89.2	976.6
1984		91.5	101.3	108.3	0	108.3	97.6	48.8	47.0	74.4	87.1	77.6	70.6	912.5
Average		76.5	74.5	86.7	70.8	68.7	43.8	25.5	35.1	49.4	63.8	80.8	79.7	755.2
Max.		110.1	101.3	114.0	109.8	113.8	97.6	75.9	65.9	74.4	97.1	108.4	112.2	1,145.7
Min.		44.5	0	0	0	0	0	0	0	36.4	30.8	40.1	40.6	192.4

Table 6--17 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (1999)

Unit: GWH

Year / Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965	58.9	48.8	66.1	103.7	84.5	0	41.9	57.6	50.0	71.3	102.8	96.8	782.4
1966	78.5	61.0	90.3	84.0	79.5	54.8	65.4	42.1	53.3	67.3	72.8	98.3	847.5
1967	83.0	93.4	103.2	76.6	65.5	85.1	16.7	40.5	39.6	64.5	59.0	40.6	861.9
1968	55.1	71.6	103.7	94.7	51.8	60.5	16.7	40.5	50.8	97.1	84.4	59.2	786.1
1969	60.9	69.6	72.1	59.9	94.2	81.0	66.2	65.9	58.0	90.4	105.0	112.2	935.4
1970	110.1	86.6	114.0	108.4	113.6	20.5	58.2	26.1	63.5	55.2	102.5	79.9	888.4
1971	95.5	98.5	73.2	106.5	99.8	80.6	62.6	38.6	54.1	93.6	100.1	89.1	992.2
1972	90.2	98.5	103.7	105.9	110.2	63.0	0	48.1	38.4	41.4	91.1	95.8	886.3
1973	73.3	72.5	82.5	106.2	82.9	68.2	63.2	63.0	36.4	43.0	105.5	109.9	906.6
1974	55.5	93.2	97.6	68.5	92.4	97.6	5.9	69.2	58.6	102.3	104.8	97.3	942.9
1975	108.8	101.0	113.5	109.8	95.9	2.9	0	7.9	75.9	85.8	108.4	93.4	903.3
1976	96.3	99.6	100.6	3.2	5.1	23.3	5.2	29.0	43.1	49.3	76.3	82.3	613.3
1977	68.4	74.3	84.5	33.9	85.0	20.6	77.9	63.7	60.6	66.9	56.0	50.8	742.6
1978	45.1	32.0	76.4	31.2	34.1	32.7	14.9	40.5	48.2	47.6	40.1	57.5	503.3
1979	44.5	30.6	85.2	86.7	100.7	87.5	55.3	50.6	63.9	53.8	42.9	42.4	714.1
1980	53.6	89.7	98.0	102.5	90.9	79.1	35.5	45.8	40.3	68.4	69.7	67.2	840.7
1981	58.8	66.1	102.1	106.1	90.7	52.9	75.9	42.9	43.2	41.6	61.3	54.0	795.6
1982	94.6	77.1	92.0	97.5	102.1	66.2	55.9	55.8	46.6	75.5	95.7	108.4	967.4
1983	107.5	95.3	111.0	110.3	113.8	84.1	62.4	51.0	48.5	60.2	60.5	89.2	993.8
1984	91.5	101.3	108.3	19.7	108.3	97.6	73.1	47.0	74.4	87.1	77.6	70.6	956.5
Average	76.5	78.0	93.9	80.8	85.1	57.9	42.6	46.3	52.4	68.1	80.8	79.7	842.1
Max.	110.1	101.3	114.0	110.3	113.8	97.6	77.9	63.0	74.4	97.1	108.4	112.2	1,158.5
Min.	44.5	0	66.1	3.2	5.1	0	0	0	36.4	41.4	40.1	40.6	277.4

Table 6-18 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (2000)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		58.9	48.8	66.1	103.7	111.6	78.2	68.8	57.6	50.0	71.3	102.8	96.8	914.6
1966		78.5	61.0	90.3	84.0	79.5	54.8	65.4	42.1	53.3	67.3	72.8	98.3	847.5
1967		83.0	93.4	103.2	76.6	65.5	85.1	82.2	68.1	39.6	64.5	59.0	40.6	861.9
1968		55.1	71.6	103.7	94.7	51.8	60.5	78.4	44.0	50.8	97.1	84.4	59.2	851.3
1969		60.9	69.6	72.1	108.1	94.2	81.0	66.2	65.9	58.0	90.4	105.0	112.2	983.6
1970		110.1	102.4	114.0	108.4	113.6	89.1	58.2	69.1	63.5	55.2	102.5	79.9	1,066.0
1971		95.5	98.5	112.3	106.5	99.8	80.6	62.6	38.6	54.1	93.6	100.1	89.1	1,031.4
1972		90.2	98.5	103.7	105.9	110.2	91.6	58.7	48.1	38.4	41.4	91.1	95.8	973.6
1973		73.3	72.5	82.5	106.2	82.9	68.2	63.2	63.0	36.4	43.0	105.5	109.9	906.6
1974		55.5	93.2	97.6	68.5	108.3	97.6	86.5	69.2	58.6	102.3	104.8	97.3	1,039.4
1975		108.8	101.0	113.5	109.8	113.7	57.6	64.7	89.9	75.9	85.8	108.4	93.4	1,122.5
1976		96.3	99.6	100.6	85.1	89.6	103.9	85.8	74.2	43.1	49.3	76.3	82.3	986.1
1977		68.4	74.3	84.5	100.8	85.0	83.6	78.5	62.7	60.6	65.9	56.0	50.8	873.1
1978		45.1	32.0	76.4	101.9	86.5	76.3	64.2	52.0	48.2	47.6	40.1	57.5	727.7
1979		44.5	30.6	85.2	86.7	100.7	87.5	55.3	50.6	63.9	53.8	42.9	42.4	744.1
1980		53.6	89.7	98.0	102.5	90.9	79.2	53.1	45.8	40.3	68.4	69.7	67.2	858.5
1981		58.8	66.1	102.1	106.1	90.7	52.9	75.9	42.9	43.2	41.6	61.3	54.0	795.6
1982		94.6	77.1	92.0	97.5	102.1	66.2	55.9	55.8	46.6	75.5	95.7	102.4	967.4
1983		107.5	95.3	111.0	110.3	113.8	84.1	62.4	51.0	48.5	60.2	60.5	89.2	993.8
1984		91.5	101.3	108.3	101.6	108.3	97.6	73.1	47.0	74.4	87.1	77.5	70.6	1,038.4
Average		76.5	78.8	95.9	98.2	914.9	78.8	59.4	56.9	52.4	68.1	80.8	79.7	920.4
Max.		110.1	101.3	114.0	110.5	113.8	103.9	85.8	89.9	74.4	97.1	108.4	112.2	1,206.5
Min.		44.5	0	66.1	68.5	51.8	54.8	53.1	38.6	36.4	41.4	40.1	40.6	535.8

Table 6-19 Salable Energy of the Chespi P/S: (ECHE) (2001)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		58.9	48.8	66.1	103.7	111.6	84.4	68.8	57.6	50.0	71.3	102.8	96.8	920.8
1966		78.5	61.0	90.3	84.0	79.5	54.8	65.4	42.1	53.3	67.3	72.8	98.3	847.5
1967		83.0	93.4	103.2	76.6	65.5	85.1	83.2	68.2	39.6	64.5	59.0	40.6	861.9
1968		55.1	71.6	103.7	94.7	51.8	60.5	78.4	44.0	50.8	97.1	84.4	59.2	851.3
1969		60.9	69.6	72.1	108.1	94.2	31.0	66.2	65.9	58.0	90.4	105.0	112.2	983.6
1970		110.1	102.4	114.0	108.4	113.6	99.5	58.2	69.1	63.5	55.2	102.5	79.9	1,066.0
1971		95.5	98.5	112.3	106.5	99.8	80.6	62.6	38.6	54.1	93.6	100.1	89.1	1,031.4
1972		90.2	98.5	103.7	105.9	110.2	91.6	89.1	48.1	38.4	41.4	91.1	95.8	1,003.9
1973		73.3	72.5	82.5	106.2	82.9	68.2	63.2	63.0	36.4	43.0	105.5	109.9	906.6
1974		55.5	93.2	97.6	68.5	108.3	97.6	92.3	69.2	58.6	102.3	104.8	97.3	1,045.2
1975		108.8	101.0	113.5	109.8	113.7	93.0	114.0	112.2	75.9	85.8	108.4	93.4	1,229.5
1976		96.3	99.6	100.6	103.7	109.4	107.9	99.3	74.2	43.1	49.3	76.3	82.3	1,042.0
1977		68.4	74.3	84.5	100.8	85.0	83.6	78.5	63.7	60.6	66.9	56.0	50.8	873.1
1978		45.1	32.0	76.4	101.9	86.5	76.3	64.2	52.0	48.2	47.6	40.1	57.5	727.7
1979		44.5	30.6	85.2	86.7	100.7	87.5	55.3	50.6	63.9	53.8	42.9	42.4	744.1
1980		53.6	89.7	98.0	102.5	90.9	79.2	53.1	45.8	40.3	68.4	69.7	67.2	858.5
1981		58.8	66.1	102.1	106.1	90.7	52.9	75.9	42.9	43.2	41.6	61.3	54.0	795.6
1982		94.6	77.1	92.0	97.5	102.1	66.2	55.9	55.8	46.6	75.5	95.7	108.4	967.4
1983		107.5	65.3	111.0	110.3	113.8	84.1	62.4	51.0	48.5	60.2	60.5	89.2	993.8
1984		91.5	101.3	108.3	104.8	108.3	97.6	73.1	47.0	74.4	87.1	77.6	70.6	1,041.6
Average		76.5	78.8	95.9	99.3	95.9	81.4	73.0	58.1	52.4	68.1	80.8	79.7	939.9
Max.		110.1	101.3	114.0	110.3	113.8	107.9	114.0	112.2	74.4	97.1	108.4	112.2	1,262.9
Min.		44.5	0	66.1	68.5	51.8	54.8	53.1	38.6	36.4	41.4	40.1	40.6	535.9

6.3 開発規模の検討

6.3.1 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・エクスチェ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。

代替火力発電所の諸元は下記の通り想定する。

i) 設備出力

$$PT = fx \times PH$$

ここに、

PT : 代替火力発電所の設備出力 (kW)

PH : Chespi水力発電所の設備出力 (kW)

$$fx = \frac{(1-0.002) \times (1-0.005) \times (1-0.02) \times (1-0.03) \times (1-0.02)}{(1-0.06) \times (1-0.05) \times (1-0.12) \times (1-0.03)}$$

$$= 1.21$$

	Chespi水力発電所	代替火力発電所
所内率	0.2%	6.0%
事故率	0.5%	5.0%
補修率	2.0%	12.0%
送電損失率	3.0%	3.0%
フラッシング損失率	2.0% *	—

* (3日/回、平年1.5回)

ii) 建設費

代替火力発電所の建設費は、国際価格で計上するものとし、建設費の中には工事中利子は含まないものとする。

建設費 : 800 US\$ / kW
 内訳 : 外貨分 75 %
 内貨分 25 %

iii) 燃料費

燃料費は、国際価格で計上するものとし、次式により算出する。

$$C_p = f_r \times C_r$$

$$= 0.0348 \text{ US\$ / kWh}$$

ここに、

燃料消費率 $f_r = 0.2937 \ell / \text{kWh}$
 燃料価格 $C_r = 118.4 \text{ US\$ / k}\ell$

iv) 運転保守費

運転保守費は建設費800 US\$ / kW (建設中利子を除く) に対し、1.5 % から3.0 % が INECBI 設備の実績として計上されているので、ここでは Gonzalo Zevallos の実績費 2.6 % を採用する。

v) 建設期間と各年の費用フロー

建設期間は4年とし、各年の費用フローは第1年次10%、第2年次20%は、第3年次40%は、第4年次30%と想定する。

vi) サービス期間

サービス期間は公称30年となっているので、この値を採用する。

6.3.2 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、 $50\text{m}^3/\text{sec}$ 、 $60\text{m}^3/\text{sec}$ 、 $70\text{m}^3/\text{sec}$ 、 $80\text{m}^3/\text{sec}$ 、の4種類とする。

各開発規模の諸元を示すと Table 6-1 の通りである。

6.3.3 費用および便益のキャッシュ・フロー

本プロジェクトおよび代替火力発電所の建設費、運転保守費、設備更新費および本プロジェクトと同等の的電力量に相当する燃料費のキャッシュフローを各開発規模ごとに集計したものを、Table 6-20、6-21、6-22および6-23に示す。

また、各開発規模 ($Q = 50\text{m}^3/\text{sec}$ 、 $60\text{m}^3/\text{sec}$ 、 $80\text{m}^3/\text{sec}$) の電力量計算結果を、Table 6-24、6-25、6-26、に示す。

Table 6-21 Comparison of Total Cost and Benefit (Case.60.T)

Discounted Cash Flow Method

Discount rate = 12.0000 (%) 12 B2= 2941
 B=439075.99 B/C =1.574645729 M1= 0
 C=278841.13 B-C =180234.8638 M1= 34.8

Year	Serial Number	Cost Flow	Discounted Cost Flow	Benefit Flow	Discounted Benefit Flow
1990	-5	24161	42579.94	0	0.00
1991	-4	34321	54004.76	11907	18735.90
1992	-3	50786	71350.67	23815	33458.36
1993	-2	54783	88719.80	47629	59745.82
1994	-1	30317	33955.04	35722	40008.64
1995	0	756	756.00	21607.72	21607.72
1996	1	756	675.00	25870.72	23098.86
1997	2	756	602.68	26921.68	21481.80
1998	3	756	538.11	28143.16	20031.75
1999	4	756	480.45	30659.2	19484.48
2000	5	756	428.97	32855.08	18642.85
2001	6	756	383.01	33585.88	17015.65
2002	7	756	341.98	33585.88	15192.55
2003	8	756	305.34	33585.88	13564.77
2004	9	756	272.62	33585.88	12111.41
2005	10	756	243.41	33585.88	10813.75
2006	11	756	217.33	33585.88	9655.14
2007	12	756	194.05	33585.88	8620.66
2008	13	756	173.26	33585.88	7897.02
2009	14	756	154.69	33585.88	8872.34
2010	15	756	138.12	33585.88	6138.01
2011	16	756	123.32	33585.88	5478.58
2012	17	756	110.11	33585.88	4891.59
2013	18	756	98.31	33585.88	4367.49
2014	19	756	87.78	33585.88	3899.55
2015	20	756	78.37	33585.88	3481.74
2016	21	756	69.98	33585.88	3108.70
2017	22	756	62.48	33585.88	2775.62
2018	23	756	55.78	33585.88	2478.23
2019	24	756	49.81	33585.88	2212.71
2020	25	756	44.47	33585.88	1975.63
2021	26	756	39.71	45492.88	2389.32
2022	27	756	35.45	57400.88	2691.73
2023	28	756	31.65	81214.88	3400.41
2024	29	756	28.26	69307.88	2590.96
2025	30	756	25.23	33585.88	1121.03
2026	31	756	22.53	33585.88	1000.92
2027	32	8741	232.59	33585.88	893.68
2028	33	26477	629.03	33585.88	797.92
2029	34	18472	391.83	33585.88	712.43
2030	35	756	14.32	33585.88	638.10
2031	36	756	12.78	33585.88	567.95
2032	37	756	11.41	33585.88	507.10
2033	38	756	10.19	33585.88	452.76
2034	39	756	9.10	33585.88	404.25
2035	40	756	8.12	33585.88	360.94
2036	41	756	7.25	33585.88	322.27
2037	42	756	6.48	33585.88	287.74
2038	43	756	5.78	33585.88	256.91
2039	44	756	5.16	33585.88	229.38
2040	45	756	4.61	33585.88	204.81
2041	46	756	4.12	33585.88	182.86
2042	47	756	3.68	33585.88	163.27
2043	48	756	3.28	33585.88	145.78
2044	49	756	2.93	33585.88	130.16
2045	50		0.00	0	0.00
2046	51		0.00		0.00
Total		283590	278841.13	1881982.28	439075.99

Note: B-Benefit C-Cost B2-O&M Cost M-Fuel Cost

Table 6-22 Comparison of Total Cost and Benefit (Case.70.T)

Discounted Cash Flow Method

Discount rate = 12.0000 (%) B2= 3434
 B=481632.88 B/C =1.610558178 N1= 0
 C=299047.18 B-C =182585.7024 M1= 34.8

Year	Serial Number	Cost Flow	Discounted Cost Flow	Benefit Flow	Discounted Benefit Flow
1990	-5	25198	44403.96	0	0.00
1991	-4	36879	58029.82	13744	21626.45
1992	-3	54885	77109.47	27489	38620.07
1993	-2	59201	74281.73	54978	68964.40
1994	-1	32558	36464.96	41233	46180.96
1995	0	804	804.00	22765.4	22765.40
1996	1	804	717.86	26241.92	23430.29
1997	2	804	640.94	28086.32	22390.24
1998	3	804	572.27	29718.44	21153.00
1999	4	804	510.96	32739.08	20806.28
2000	5	804	456.21	35463.92	20123.18
2001	6	804	407.33	38139.04	18309.16
2002	7	804	363.69	38139.04	16347.47
2003	8	804	324.72	38139.04	14595.95
2004	9	804	289.93	38139.04	13032.10
2005	10	804	258.87	38139.04	11635.80
2006	11	804	231.13	38139.04	10389.11
2007	12	804	206.37	38139.04	9275.99
2008	13	804	184.26	38139.04	8282.14
2009	14	804	164.51	38139.04	7394.76
2010	15	804	146.89	38139.04	6602.47
2011	16	804	131.15	38139.04	5895.06
2012	17	804	117.10	38139.04	5263.45
2013	18	804	104.55	38139.04	4699.51
2014	19	804	93.35	38139.04	4195.99
2015	20	804	83.35	38139.04	3746.42
2016	21	804	74.42	38139.04	3345.02
2017	22	804	66.44	38139.04	2986.62
2018	23	804	59.33	38139.04	2666.63
2019	24	804	52.97	38139.04	2380.92
2020	25	804	47.29	38139.04	2125.82
2021	26	804	42.23	49883.04	2819.90
2022	27	804	37.70	63628.04	2983.75
2023	28	804	33.66	91117.04	3815.00
2024	29	804	30.06	77372.04	2892.42
2025	30	804	26.84	38139.04	1206.25
2026	31	804	23.96	38139.04	1077.01
2027	32	9700	258.10	38139.04	961.61
2028	33	28465	676.26	38139.04	858.58
2029	34	19912	422.38	38139.04	766.59
2030	35	804	15.23	38139.04	684.46
2031	36	804	13.60	38139.04	611.12
2032	37	804	12.14	38139.04	545.64
2033	38	804	10.84	38139.04	487.18
2034	39	804	9.68	38139.04	434.98
2035	40	804	8.64	38139.04	388.38
2036	41	804	7.71	38139.04	346.77
2037	42	804	6.89	38139.04	309.61
2038	43	804	6.15	38139.04	276.44
2039	44	804	5.49	38139.04	246.82
2040	45	804	4.90	38139.04	220.38
2041	46	804	4.38	38139.04	196.76
2042	47	804	3.91	38139.04	175.68
2043	48	804	3.49	38139.04	156.86
2044	49	804	3.12	38139.04	140.05
2045	50		0.00	0	0.00
2046	51		0.00	0	0.00
Total		304584	299047.18	2040020.84	481632.88

Note: B-Benefit C-Cost B2-O&M Cost M-Fuel Cost

Table 6-23 Comparison of Total Cost and Benefit (Case.80.T)

Discounted Cash Flow Method

Discount rate = 12.0000 (X) B2= 3927
 B=521841.89 8/C =1.533923804 M1= 0
 C=340200.66 8-C =181641.2307 M1= 34.8

Year	Serial Number	Cost Flow	Discounted Cost Flow	Benefit Flow	Discounted Benefit Flow
1990	-5	27751	48906.74	0	0.00
1991	-4	43213	67996.49	15522	24424.17
1992	-3	63555	89290.20	31044	43614.58
1993	-2	67244	84350.87	62088	77883.19
1994	-1	36078	40407.36	46566	52153.92
1995	0	844	844.00	24097.08	24097.08
1996	1	844	753.57	28109.52	25097.79
1997	2	844	672.83	30148.8	24034.44
1998	3	844	600.74	31676.52	22546.72
1999	4	844	536.38	34269.12	21778.65
2000	5	844	478.91	37463.76	21257.94
2001	6	844	427.60	37975.32	19239.48
2002	7	844	381.78	37975.32	17178.11
2003	8	844	340.88	37975.32	15337.59
2004	9	844	304.35	37975.32	13694.28
2005	10	844	271.75	37975.32	12227.04
2006	11	844	242.63	37975.32	10917.00
2007	12	844	216.63	37975.32	9747.32
2008	13	844	193.42	37975.32	8702.96
2009	14	844	172.70	37975.32	7770.50
2010	15	844	154.20	37975.32	6937.95
2011	16	844	137.67	37975.32	6194.60
2012	17	844	122.92	37975.32	5530.89
2013	18	844	109.75	37975.32	4938.30
2014	19	844	97.99	37975.32	4409.19
2015	20	844	87.49	37975.32	3936.78
2016	21	844	78.12	37975.32	3514.98
2017	22	844	69.75	37975.32	3138.38
2018	23	844	62.28	37975.32	2802.12
2019	24	844	55.60	37975.32	2501.89
2020	25	844	49.65	37975.32	2233.83
2021	26	844	44.33	53497.32	2809.72
2022	27	844	39.58	69019.32	3236.56
2023	28	844	35.34	100063.32	4189.58
2024	29	844	31.55	84541.32	3160.43
2025	30	844	28.17	37975.32	1267.54
2026	31	844	25.15	37975.32	1131.73
2027	32	10627	282.77	37975.32	1010.47
2028	33	30449	723.40	37975.32	902.21
2029	34	21363	453.16	37975.32	805.54
2030	35	844	15.98	37975.32	719.23
2031	36	844	14.27	37975.32	642.17
2032	37	844	12.74	37975.32	573.37
2033	38	844	11.38	37975.32	511.94
2034	39	844	10.16	37975.32	457.09
2035	40	844	9.07	37975.32	408.11
2036	41	844	8.10	37975.32	364.39
2037	42	844	7.23	37975.32	325.35
2038	43	844	6.46	37975.32	290.49
2039	44	844	5.76	37975.32	259.36
2040	45	844	5.15	37975.32	231.57
2041	46	844	4.60	37975.32	206.76
2042	47	844	4.10	37975.32	184.61
2043	48	844	3.66	37975.32	164.83
2044	49	844	3.27	37975.32	147.17
2045	50		0.00		0.00
2046	51		0.00		0.00
Total		339949	340200.66	2167118.88	521841.89

Note: B-Benefit C-Cost B2-O&M Cost M-Fuel Cost

Table 6-24 Effective Energy of the Chespi P/S: (ECHP) (Q=50m³/s)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		58.9	48.6	62.1	78.8	81.4	74.7	64.3	55.7	49.9	65.0	78.1	80.4	797.9
1966		73.6	58.0	77.6	74.6	73.3	54.1	59.4	42.1	51.0	64.7	66.0	80.4	774.8
1967		74.7	73.3	80.4	71.1	65.3	73.3	71.2	62.8	39.6	60.0	56.0	40.6	768.1
1968		53.1	62.7	80.8	76.7	51.8	57.5	67.7	43.1	50.2	78.1	73.8	59.0	754.5
1969		60.1	62.6	66.6	78.8	77.8	71.0	62.4	61.0	55.1	77.0	78.8	81.4	832.5
1970		81.4	73.5	81.4	78.8	81.4	77.6	57.9	62.2	61.5	54.5	78.5	71.5	860.2
1971		76.4	72.4	81.4	78.8	81.1	73.9	55.4	38.6	51.5	77.7	77.3	75.1	839.6
1972		76.2	74.4	81.1	78.6	81.4	76.0	77.9	48.1	37.6	41.4	73.2	78.3	823.9
1973		71.0	66.2	68.9	78.6	73.6	64.6	56.6	62.2	36.2	41.4	78.7	81.4	779.3
1974		54.9	72.8	79.1	66.2	81.4	78.8	81.4	72.9	61.6	81.4	78.8	76.6	885.9
1975		81.4	73.5	81.4	78.8	81.4	78.8	81.4	81.4	78.8	75.5	78.8	77.2	948.4
1976		79.3	76.1	79.0	78.3	81.4	78.8	79.3	72.5	43.1	49.3	71.4	74.3	862.8
1977		68.0	67.4	73.8	78.3	79.3	74.3	70.5	62.7	55.8	70.4	59.0	53.5	818.2
1978		42.0	32.0	59.4	78.4	73.2	66.5	61.7	50.9	43.2	46.8	40.1	55.5	664.6
1979		44.5	30.6	74.4	76.1	80.6	74.4	55.0	50.3	63.7	53.8	42.9	42.4	688.7
1980		52.3	72.2	81.1	78.8	79.3	70.0	52.7	45.6	40.3	62.9	66.2	64.8	766.3
1981		57.2	61.7	79.6	78.8	77.8	52.9	66.7	42.9	42.2	41.6	59.5	53.3	715.2
1982		79.5	70.9	80.3	78.5	81.4	63.1	53.4	55.3	46.6	69.0	77.7	52.7	808.4
1983		81.4	73.5	81.4	78.8	81.4	74.9	57.8	51.0	48.5	57.3	59.5	52.5	798.0
1984		81.4	76.2	81.4	78.8	81.4	78.8	76.9	49.5	78.4	81.4	78.8	74.4	917.4
Average		67.4	64.9	77.1	77.2	77.3	70.7	65.5	55.5	52.0	62.5	68.7	66.3	805.1
Max.		81.4	76.2	81.4	78.8	81.4	78.8	81.4	81.4	78.4	81.4	78.8	81.4	948.4
Min.		42.0	30.6	62.1	66.2	51.8	52.9	53.4	38.6	36.2	41.4	40.1	40.6	664.6

Table 6-25 Effective Energy of the Chespi P/S: (ECHP) (Q=60m³/s)

Unit: GWH

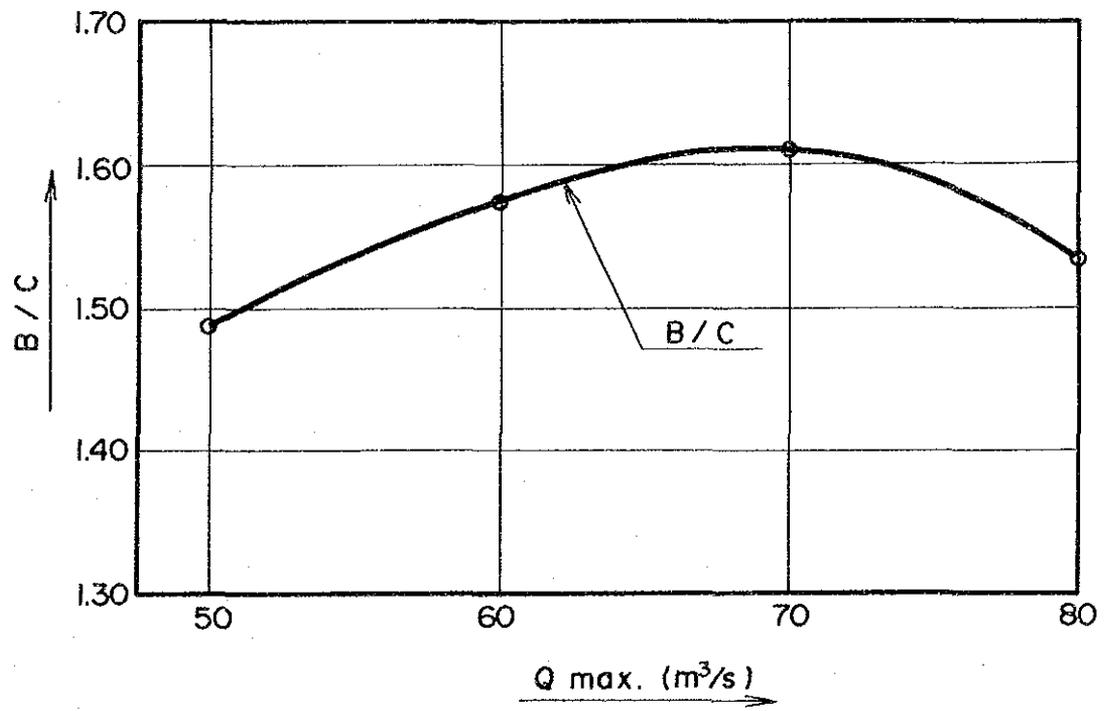
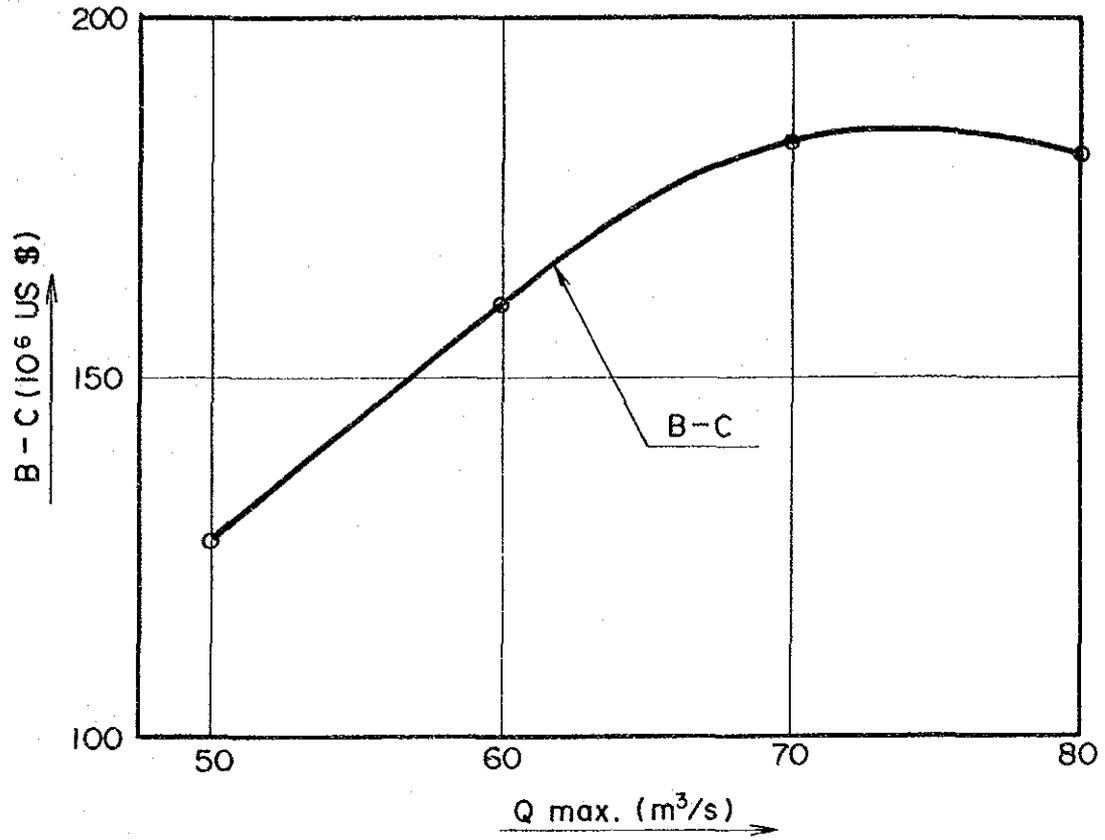
Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		58.9	48.8	64.3	93.2	97.7	81.4	66.9	57.0	50.0	68.5	91.7	91.0	869.4
1966		76.8	59.9	85.5	80.8	77.2	54.8	63.2	42.1	52.2	66.5	70.4	91.0	820.5
1967		80.1	85.0	93.0	75.0	65.5	80.6	78.4	66.1	39.6	62.4	58.0	40.6	824.3
1968		54.8	58.0	93.8	87.8	51.8	59.7	73.9	44.0	50.3	89.2	30.0	59.2	813.0
1969		60.9	67.3	69.9	94.4	87.2	76.6	65.1	64.9	56.9	84.4	93.7	97.3	918.6
1970		96.9	88.2	97.7	94.5	97.7	90.2	58.2	66.2	63.1	55.2	91.6	77.4	977.0
1971		86.7	85.9	97.1	93.7	92.8	78.6	59.7	38.6	53.0	87.5	90.1	83.0	946.7
1972		83.9	87.0	94.1	93.4	97.2	85.2	85.2	48.1	38.1	41.4	82.7	88.2	924.6
1973		73.2	70.0	75.8	93.1	79.7	68.1	60.8	63.0	36.4	42.5	93.2	97.0	852.8
1974		55.5	84.7	90.2	67.8	97.7	94.5	97.1	72.9	61.6	97.7	94.5	87.5	1,001.7
1975		96.6	87.5	97.7	94.5	97.7	94.5	97.7	97.7	79.9	81.6	94.0	87.2	1,106.6
1976		90.1	90.0	90.9	91.8	96.7	94.5	90.3	73.8	43.1	49.3	75.4	80.1	966.1
1977		68.4	71.9	80.1	91.0	83.9	80.5	75.8	62.4	58.4	70.4	59.0	53.5	830.6
1978		43.7	32.0	73.7	92.7	80.8	72.6	63.6	51.9	48.2	47.6	40.1	57.0	702.8
1979		44.5	30.6	81.3	83.3	92.6	82.5	55.3	50.6	63.9	53.8	42.9	42.4	723.6
1980		53.0	82.5	91.8	93.3	87.1	76.3	53.1	45.8	40.3	66.3	68.8	66.9	825.3
1981		58.3	65.1	96.9	90.7	86.8	52.9	75.1	41.8	43.2	41.6	61.3	54.0	767.7
1982		81.6	75.2	89.2	90.7	93.9	65.4	55.0	55.8	46.6	72.7	88.4	92.2	906.7
1983		96.1	86.9	97.6	94.5	97.7	81.4	59.4	51.0	48.5	52.5	60.1	88.1	913.8
1984		96.4	91.4	97.7	94.5	97.7	94.5	76.9	49.5	78.4	91.7	81.7	72.4	1,023.8
Average		72.8	72.9	87.9	89.5	88.1	78.2	70.5	57.2	52.6	66.1	75.9	75.4	885.8
Max.		96.9	91.4	97.7	94.5	97.7	94.5	97.7	97.7	79.9	97.7	94.5	97.3	1,106.6
Min.		43.7	30.6	64.3	67.8	51.8	52.9	38.6	38.6	36.4	41.4	40.1	40.6	703.8

Table 6-26 Effective Energy of the Chespi P/S: (ECHP) (Q=80 m³/s)

Unit: GWH

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1965		58.9	48.8	67.1	110.8	121.0	86.4	70.4	58.1	50.0	72.0	112.6	98.6	954.7
1966		78.9	61.5	93.3	86.3	81.0	54.8	66.4	42.1	54.3	67.8	73.9	103.2	863.7
1967		85.4	98.9	111.3	77.0	65.5	87.8	86.9	69.7	39.6	66.2	60.1	40.6	888.8
1968		55.1	74.5	111.4	99.8	51.8	60.7	80.5	44.0	50.8	101.4	87.1	59.2	875.9
1969		50.9	71.3	73.0	121.2	99.8	84.5	66.2	65.9	58.1	94.6	112.6	123.7	1,031.8
1970		121.0	116.4	128.9	116.7	126.4	106.9	58.2	70.5	63.5	55.2	110.1	80.9	1,154.8
1971		101.1	109.3	127.3	116.7	103.2	81.6	65.2	38.6	54.7	96.3	107.4	93.8	1,094.8
1972		96.2	106.9	110.6	117.7	121.9	94.6	90.0	48.1	38.4	41.4	96.8	100.5	1,063.0
1973		73.3	74.1	87.8	117.7	85.1	68.2	65.1	63.0	36.4	43.4	115.2	117.7	947.1
1974		55.5	98.0	101.5	68.5	129.6	102.7	97.1	72.9	61.6	107.9	118.6	104.6	1,118.5
1975		117.7	111.1	127.3	122.5	128.4	125.4	129.9	122.3	79.9	89.7	119.7	98.0	1,371.9
1976		99.3	106.5	106.5	112.3	119.7	118.7	105.8	74.0	43.1	49.3	76.3	83.3	1,095.8
1977		58.4	75.3	87.3	106.1	85.5	85.6	79.9	63.7	61.0	70.4	59.0	53.5	895.7
1978		45.9	32.0	77.4	109.2	91.3	78.4	64.2	52.0	48.2	47.6	40.1	57.5	743.8
1979		44.5	30.6	86.4	88.8	105.3	90.7	55.3	50.6	63.9	53.8	42.9	42.4	755.2
1980		53.6	94.0	100.5	108.7	92.0	80.7	53.1	45.8	40.3	69.1	69.8	67.2	875.0
1981		58.8	66.1	109.1	116.2	92.3	52.9	79.2	42.9	43.2	41.6	61.3	54.0	817.6
1982		96.2	79.1	92.0	102.3	107.8	66.2	56.5	55.8	46.6	76.0	99.5	119.3	997.3
1983		115.9	98.6	125.0	125.2	128.3	84.1	62.4	51.0	48.5	60.2	60.5	89.2	1,048.9
1984		96.4	121.8	97.7	126.0	130.2	94.5	76.9	49.5	78.4	91.7	81.7	73.4	1,118.2
Average		79.2	82.7	101.1	107.5	103.3	85.3	75.5	59.0	53.0	70.0	85.3	83.0	985.6
Max.		121.0	121.8	128.9	126.0	130.2	125.4	129.9	122.3	79.9	107.9	119.7	122.7	1,371.9
Min.		44.5	30.6	67.1	68.5	51.8	52.9	53.1	38.6	36.4	41.4	40.1	40.6	743.8

Fig. 6-2 Optimum Development Scale



6.3.4 開発規模の検討結果

前記、6.3.2で示す前提条件に従って、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 6-20、6-21、6-22、6-23およびFig. 6-2に示した。

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、Fig. 6-2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）案を最適開発規模として選定した。