9.3 最適開発計画

9.3.1 開発計画によるNaranjo川下流域の影響

これまでの検討で、Naranjo川の水力発電開発は次のとおりとなる。

最適なダム位置は、Naranjo川とNaranjillo川の合流点下流でダムの右岸に設ける取水口から取水し、約7,000mの水路を通してPaquita川左岸に設ける発電所に導水し、発電した後Paquita川に放水する。

この計画はNaranjo川の水をPaquita川に流域変更するため、Naranjo川の下流の影響を検討することが重要であり、第13章に示すとおり、環境影響調査を実施した。

Naranjo川の下流 Puntarenas平野では、河川水を取水路より最大 1.8㎥/s取水し、African Palmプランテーションの灌漑用水として使っている。取水路での月平均流入量はLos Llanos Projectによって Table 9-11 と Table 9-12 に示すように減少する。

灌漑用水を確保するための対策として次のようなものがある。

1）ダムの高さは、発電調整に必要な容量に下流供給に要する容量（最大必要量 1.8㎥/sで 5×10^6㎥）を上乗せするため Fig.9-5 に示すようにずっと高くなる。

2）下流供給に必要な容量（最大必要量 1.8㎥/sで 5×10^6㎥）を貯めるため、Tocoriダムと付属の水路を Fig.9-6 のとおり作る。

3）Los Llanos Projectによる減水で生じるAfrican Palmの収穫減を費用で補償する。補償額は第13章より 550×10^3 US.dollor/year となる。

9.3.2 最大使用水量の検討

Costa Ricaでの電力需要に合うようNaranjo川の水も有効に利用するため、発電に要する使用水量の決定を以下の条件で行う。

(1) Firm流量は95%流量とする。

(2) ピーク継続時間は5時間とする。

(3) 貯水池は週間調整（7/5）で運用する。

以上より使用水量は　$Q=Q_f\times24/5\times7/5$となる。

発電所の最適規模を決定するため、最大使用水量を 20, 25, 30, 35㎥/sの4ケースで検討した。

1）下流の水供給を考慮しない場合（CASE I）

計画堆砂面をEL.460m、低水位をEL.470mとして各ケース発電に要する調整容量から満水位を Fig.9-7 のとおり決める。

ゲートタイプのダムを採用し、洪水時フラッシングにより流入土砂を排出できるようにしている。

Table 9-13 (1) に4ケースのプロジェクトの概要を示す。

設備出力はそれぞれ 60, 75, 90, 105MWである。

Table 9-14 に示すように、出力 75MWのケースがB/C, B-Cとも最も経済的となる。

2）下流の水供給をTocoriダムから行う場合（ＣＡＳＥ Ｉ'）

Tocoriダムと付属の水路の設置費用をＣＡＳＥ Ｉに追加する。

Table 9-14 に示すように、ＣＡＳＥ Ｉ'はTocoriダムと付属の水路の費用が大きくなるため経済性がない。

3）下流の水供給を考慮する場合（ＣＡＳＥ II）

計画堆砂面をEL.496mとし、低水位をEL.506mとして各ケース発電に要する調整容量に下流供給に必要な容量（5×10^6 ㎥）を上乗せして満水位を Fig.9-7 のとおり決める。

Table 9-13 (2) に4ケースのプロジェクトの概要を示す。

設備出力は 66, 83, 100, 116MWである。ダムの高さは発電容量の他下流供給に要する容量があるため高くなり、Table 9-14 に示すように、ダム費が高くなりどのケースも経済性がない。

9.3.3 主要構造物

(1) ダム地点とダムタイプ

年計画におけるダム地点は、Rio Naranjoの中流域に位置し、Rio Naranjo と Rio Naranjilloとの合流点から下流 300mより700mの区間において３案がＩＣＥによって考えられ、地質調査が実施されている。

ダム候補地点の地質は、いずれも古第三漸新世に属する礫岩であり、地形的には非常に切り立った渓谷内に位置している。

３案のダム候補地点の内、上流側のダム地点（以下「上流案」と言う。）の横断形状は、ほぼ対称的で、河床より30mの高さまでは水平面に対し63度の傾斜をなし、

30mから60mの高さにおいては傾斜角度は35度から48度と緩くなり、高さ60m以上では25度ないし28度と更に緩勾配となる。

中間のダム地点（中流案）は、左岸側は58度の一様な急斜面を形成し、右岸は高さ40%までは44度、それ以上は38度と比較的緩い傾斜を呈している。

最下流のダム地点（下流案）は、対称形をなし左岸部においては、高さ45m付近までは60度、それ以上は40度となる。一方右岸は70mまで60度の一様な勾配で、高さ70mを越えてから50度とやや緩勾配となる。

Fig.9-8 にダム候補地点の位置および河川横断面を、Fig.9-9 にダム高さと横断面積の関係を示す。

Fig.9-9 から、ダム体積は下流案が最も小さくなる。これより開発案の比較検討に用いるダムは、下流案を採用することとする。

ダムタイプは、堤頂長（L）と堤高（H）の比（L／H）が1.7であることからコンクリートアーチ式ダム及びコンクリート重力式ダムが考えられる。本開発案の比較においては、以下に示す理由からコンクリート重力式ダムに限定した。

a）地質調査が不十分であること

b）高堰堤の場合、右岸部の地質に問題があること

(2) 導水路ルート

導水路のルートは、作業横坑の位置及び長さを考慮して３ルートが考えられる。

作業横坑は、Queb. Lagartija (Ria Naranjo側) から導水路へ取り付ける案と、Queb. Jilguero (Rio Paquita) から入る案が考えられる。この２つの案を比較すると、Queb. Jilguero案が、既設道路から作業横坑までのアクセス道路の施工の容易さ及びコンクリートプラントなどの仮設設備の敷地の造成に適した地形を有することから最適と思量される。

Fig.9-10 に導水路の各ルートを示す。

各案の延長は以下の通りとなる。

Route	Headrace Tunnel (m)	Work Adit (m)	Total Length (m)
Route-1	5,593	448	6,041
Route-2	5,612	193	5,805
Route-3	5,648	380	6,028

上記各案に対し、建設工事費を比較すると、ルート－２が最も経済的である。

導水路トンネルは、標準区間はコンクリートの巻厚を30cmとし、地質条件が不良と見做される区間は全体の25%と仮定し、コンクリートの巻厚を50cmとした。さらに、Adit-B直下流で、トンネルの地山被りが薄い区間約20mは、厚さ10mmのスチールライナーで補強することとする。

全長5,540mのトンネルの施工は、当初２本の作業横坑で対処出来ると考えたが、取水口と導水路トンネルとの落差が12mあることから、取水口からの作業が遅れると思われるので、ここに作業横坑を追加し、合計３本の作業横坑を配置することにした。なおこれらの作業横坑は、工事完了後、コンクリートで閉塞される。

(3) 発電所地点及び水圧管路ルート

発電所地点は、Rio Paquitaの下流域の左岸側に位置する。発電所の候補地点として、ＩＣＥにより上流案、下流案の２地点が調査されていた。

上流案は、Rio Paquita 左岸に流れ込む支流の左岸部に位置し、基礎岩盤は礫岩である。一方下流案は、上流案より下流約200mの河岸段丘上に位置し、基礎は礫岩と泥灰岩で、礫岩が泥灰岩の上に乗っている。

ＩＣＥは、礫岩を基盤とする上流地点を、掘削後風化の進行が予想される泥灰岩の下流地点よりも、適していると考えている。しかしながら、今回の現地踏査及びＩＣＥによる下流案地点の追加ボーリングの結果から、泥灰岩は掘削後、モルタル或いはコンクリート吹き付けなど適切なる表面保護を行うことにより十分なる支持力を保持出来ると判断される。これより発電所として、アクセスの容易さ又関連設備の建設に便利な下流地点を選定することとする。なお、最終的な発電所の位置は、水圧管路のルートによって決定される。

水圧管路が通る地点の地形は、高位部はなだらかで、中高位部から下部にかけて徐々に傾斜を増すが、平均14度と緩い、しかし中高位部においては変化に富んでいる。水圧管路の基盤は礫岩で堅硬であるが、表土層は９mから14mと深い。

上記のような地形地質条件から、水圧管路のレイアウトは、地上式、トンネル式及び地上式とトンネル式の折衷案の3案について比較する。Fig.9-11 に各案のレイアウトを、Fig.9-12 に縦断面を示す。

各案の延長は以下の通りである。

Route	Type of Penstock	Length (m)		Total Length (m)	Adit (m)
		Open	Tunnel		
Route-1	Open	1,595	400	1,995	0
Route-2	Tunnel	0	1,693	1,693	160
Route-3	Tun. Open	450	1,225	1,675	100

上記3案について、建設工事費を比較すると、Route-2 のトンネル案が最も経済的である。

(4) 水車型式

このプロジェクトにおける水車型式として、ペルトン水車とフランシス水車が考えられる。本プロジェクトがピーク負荷対応の発電所との位置づけから、最高効率点が高く、最大出力が大きくなるフランシス水車が有利となる。両水車型式の比較検討の結果は Table 9-15 のとおりである。

9.3.4 最適開発計画

Naranjo川の開発計画はこれまでの検討で、次のとおりとなる。

- Los Llanosプロジェクトのレイアウトは Fig.9-13 のとおりとなる。
- 高さ62mのゲートタイプのコンクリート重力式ダムを下流軸に Fig.9-14 のとおり作り、日間調整ができるように 653×10³ m³の有効貯水量を有する。
- ピーク継続時間は5時間とする。
- 最大使用水量は Fig.9-15 より27m³/sとする。
- Paquita川の左岸に42.5MW 2基の水車発電機を有する発電所を設置する。
- この計画により生ずる African Palm の収穫減を補償するための費用をプロジェクトコストに入れる。

(1) 基本条件

(a) 年費用方法

最適開発計画の評価において、標準タイプの代替火力発電所を想定した。選定される代替火力はガスタービンとディーゼルエンジンの発電所である。

評価においては、年間便益（B－C）と便益と費用の比（B／C）を用いた。費用（C）は水力発電設備の耐用年数（50年）に相当する年費用で便益（B）は代替火力の費用である。代替火力発電所の諸元は Table 9-16 の通りである。

(b) 年経費

水力設備の年経費は償却費、利子、運転費、維持管理費からなり、建設費に年経費率を掛けて求める。

年 費 用　＝年経費率×建設費

＝償却費＋利子＋運転管理費

償却費＋利子＝建設費×減価償却率

$$資本回収率 = \frac{i\ (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

ここでnは耐用年数

土木構造物　50年

水 力 機 器　35年

電 気 機 器　35年

iは割引率で12%

資本回収率

土木構造物　12.0%

水 力 機 器　12.2%

電 気 機 器　12.2%

償却費＋利子＝建設費×12%

運転管理費　＝建設費×1％

故に、年 経 費　＝建設費×13%

(c) 便　益

プロジェクトの便益は代替火力発電所の償却費、利子、運転管理費、燃料費の合計である。便益計算に用いるプロジェクトの出力、発生電力量は下記の条件に従って得られる。これらは有効出力、有効エネルギーと定義される。送電線のロ

スは考えない。

i）有効出力は保証尖頭出力から所内率 0.3%、事故率 0.3%、停止率 2.0%を減じたものである。

保証尖頭出力は25年間での月平均最小ピーク出力の平均値である。

有効出力＝（1－0.003）×（1－0.003）×（1－0.02）

×保証尖頭出力

ii）有効電力量は、年間発生電力量に所内率 0.3%を減じたものである。

有効電力量（1－0.003）×年間発生電力量

一次電力量は必要なピーク継続時間に相当する間に生じる電力量である。

二次電力量はそれ以外の電力量である。

iii）便益＝有効出力×kW価値＋一次電力量×一次kWh価値

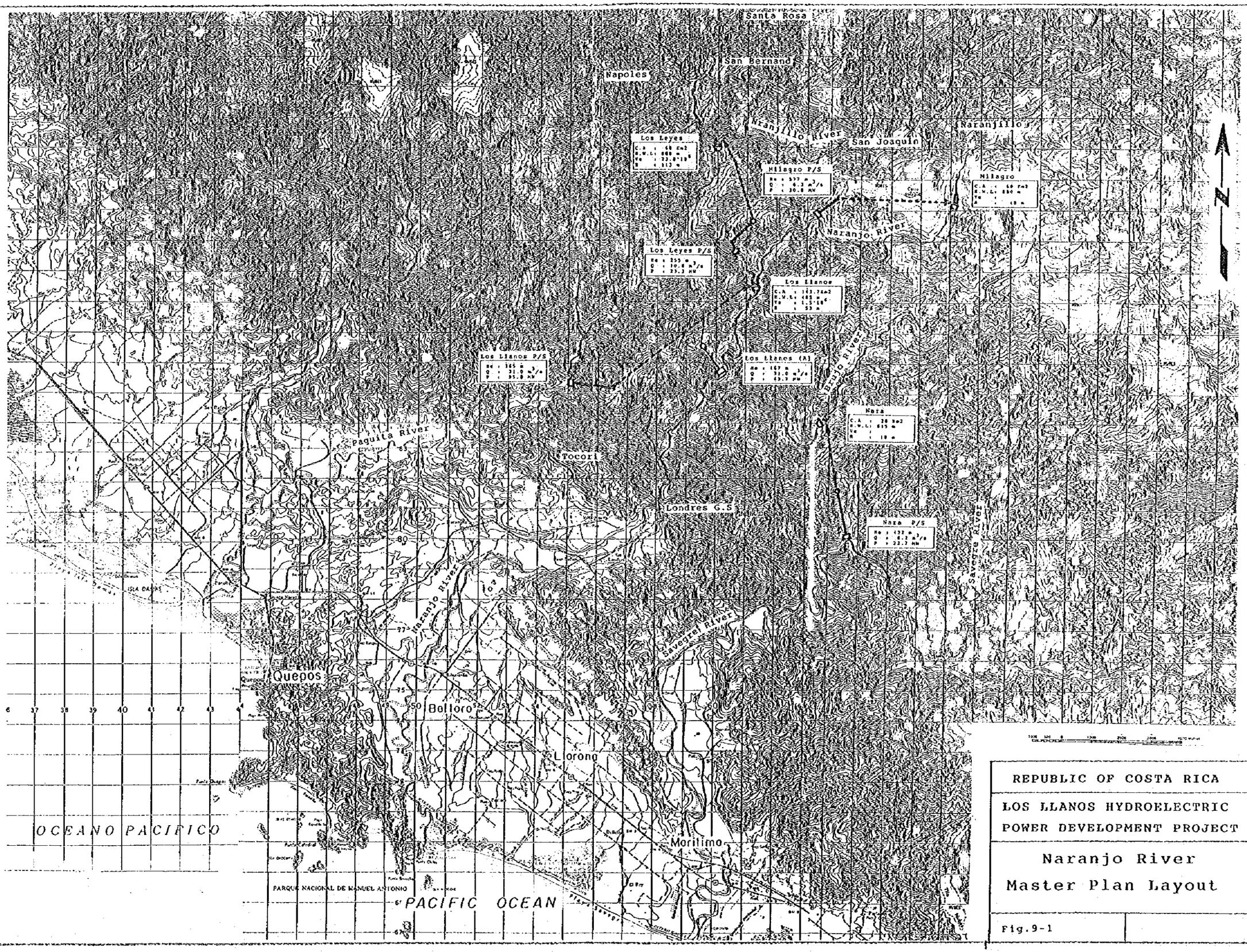
＋二次電力量×二次kWh価値

(d) 結　果

最適開発計画で求められた建設費、保証尖頭出力、一次電力量、二次電力量に基づいた便益費用計算の結果は Table 9-17 の通りであり、Los Llanosのプロジェクトはフィージブルである結果となっている。

(2) 最適開発計画のプロジェクトの概要は以下のとおりとなる。

満水位	EL. 477.4 m	
低水位	EL. 470.0 m	
有効貯水量	653×10^3 m³	
放水位	EL. 84 m	
総落差	389.7 m	
有効落差	359.4 m	
最大使用水量	27 m³/s	
設備出力	85 MW	
保証尖頭出力	82.7 MW	
年間発生電力量	389 GWh	
一次電力量	107 GWh	
二次電力量	282 GWh	
主要設備		
ダム	コンクリート重力式	高さ 62.4 m×長さ 114 m
導水路		内径 3.1 m×長さ 5,540 m
調圧水槽		内径 8.0 m×長さ 58 m
水圧管路	トンネル式	内径3.10~1.25m×長さ 1,570 m
発電所	地上式 フランシス水車	

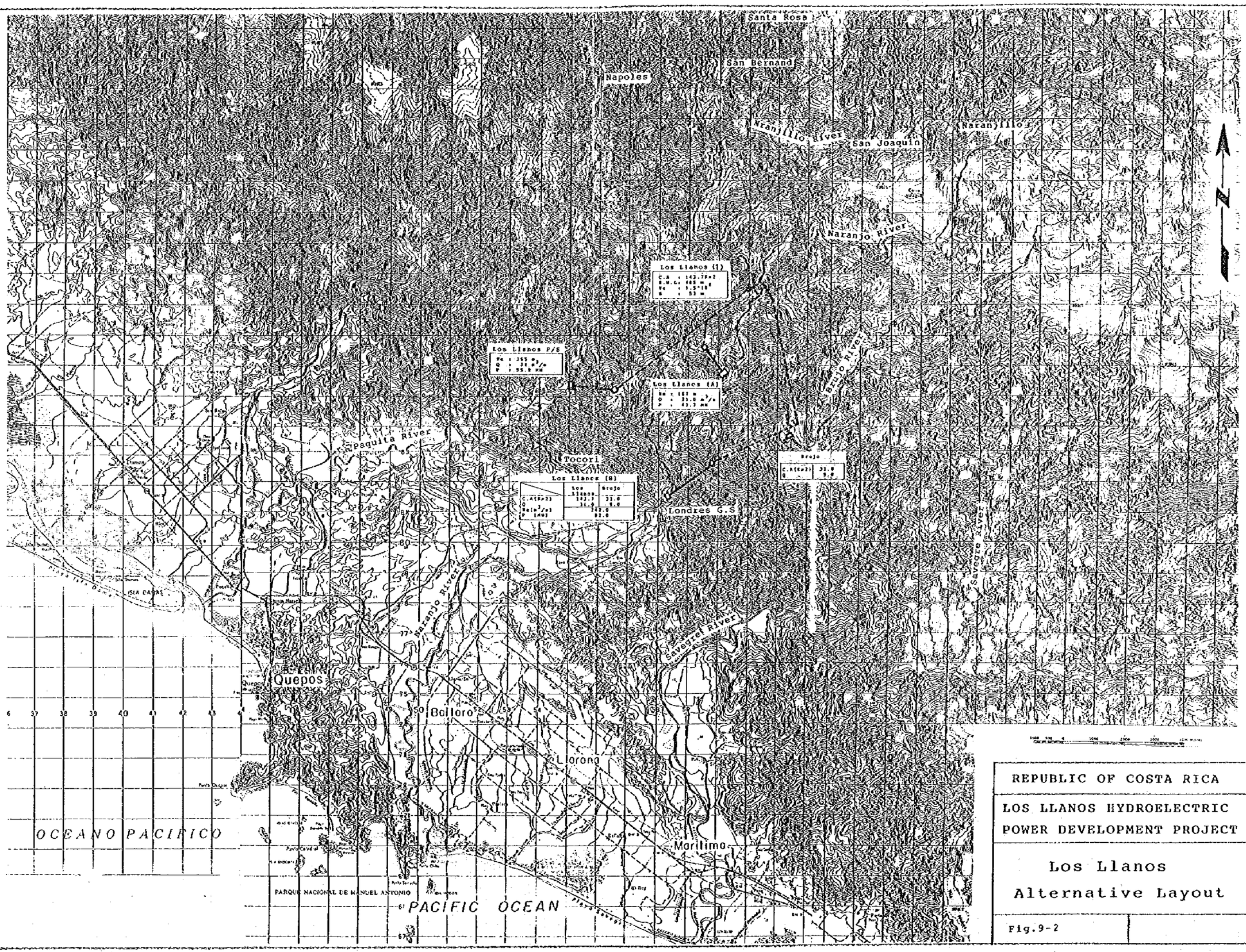


REPUBLIC OF COSTA RICA

LOS LLANOS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

Naranjo River Master Plan Layout

Fig.9-1



REPUBLIC OF COSTA RICA

LOS LLANOS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

Los Llanos Alternative Layout

Fig.9-2

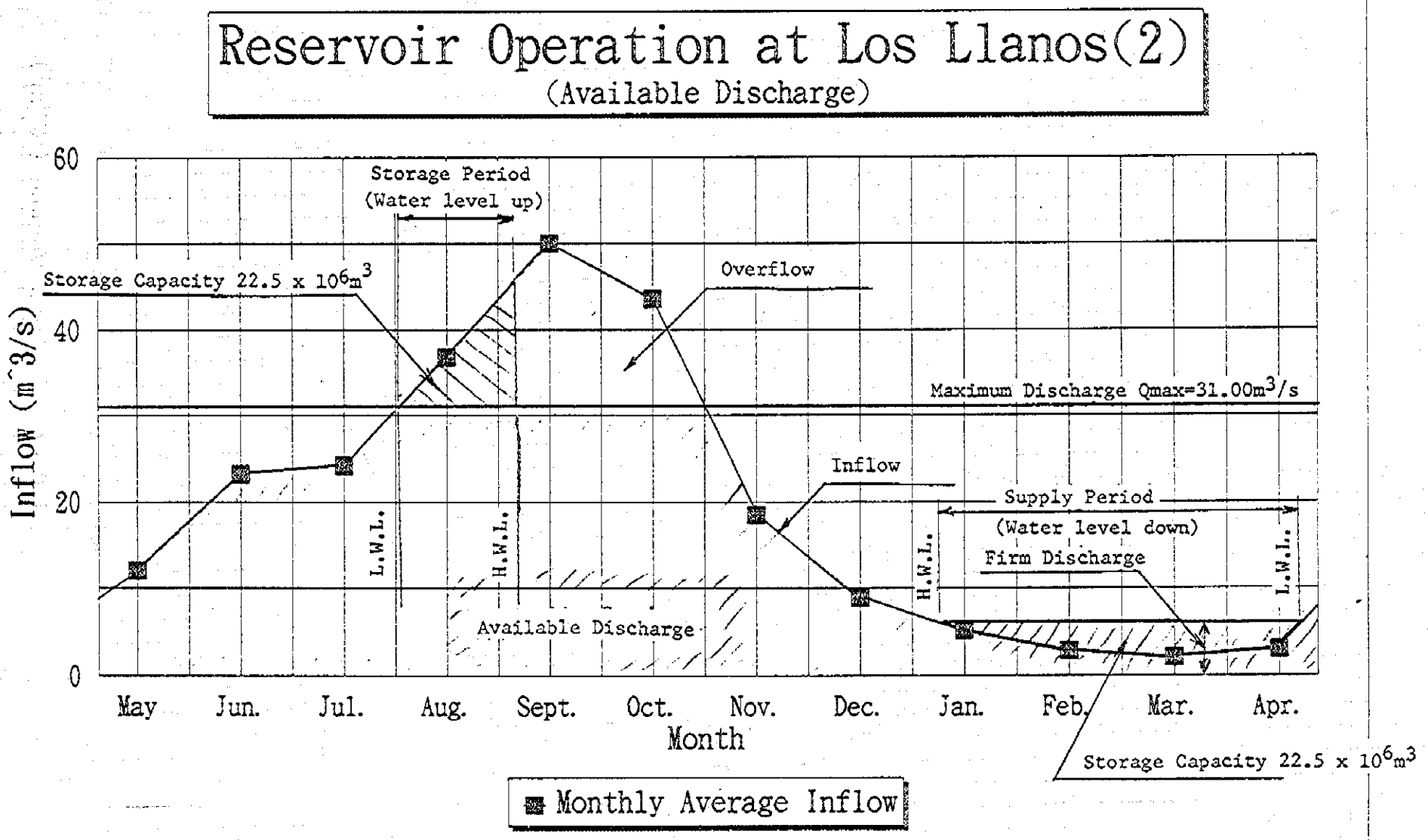


Fig. 9-3 Reservoir Operation at Los Llanos (2)

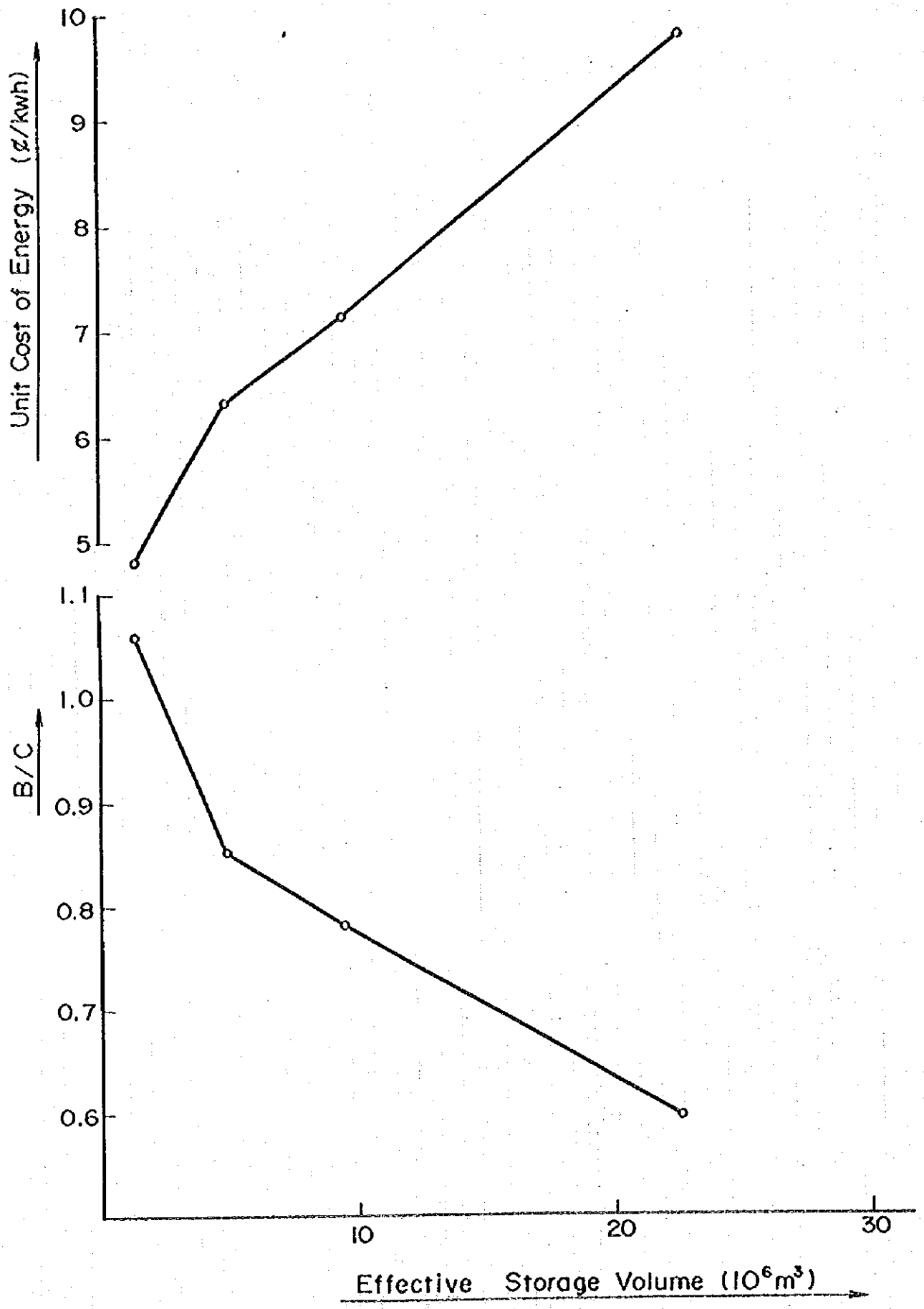
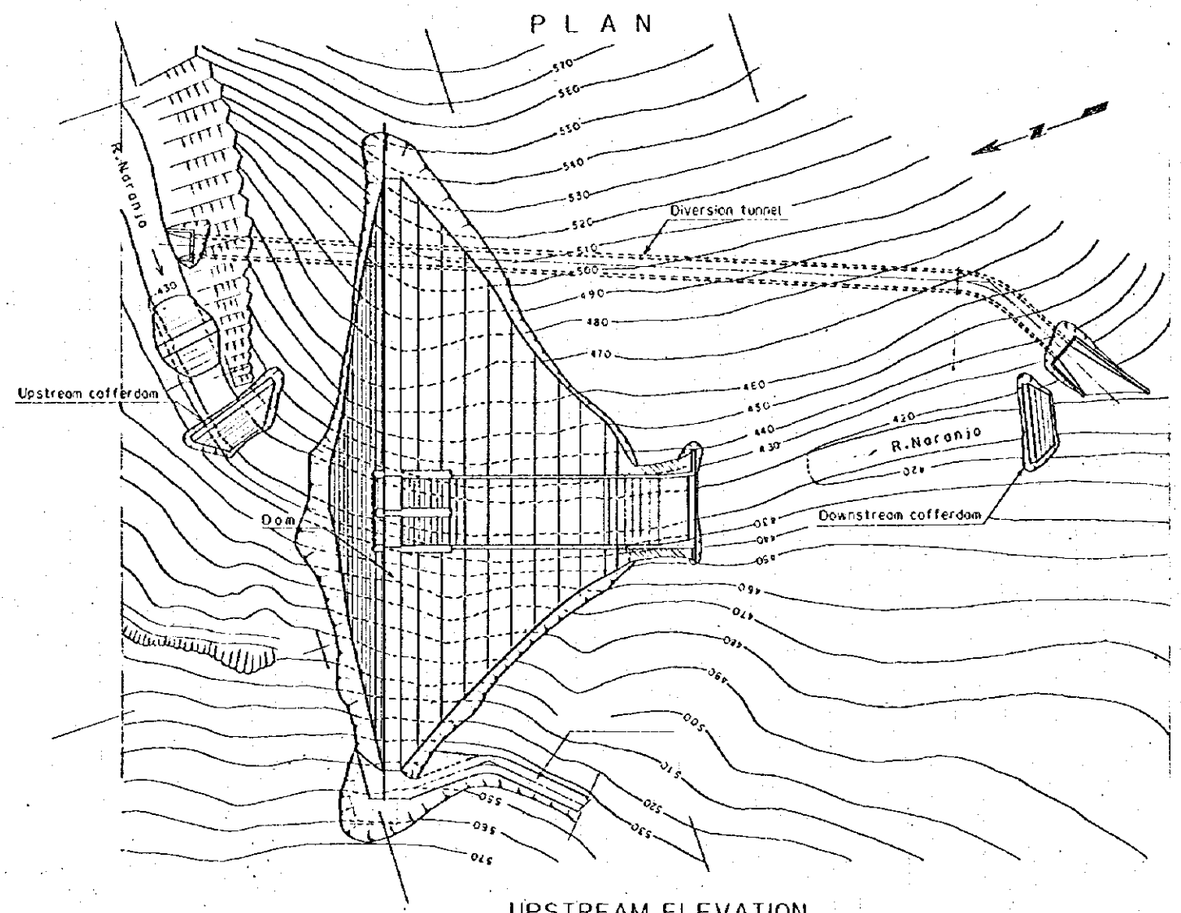
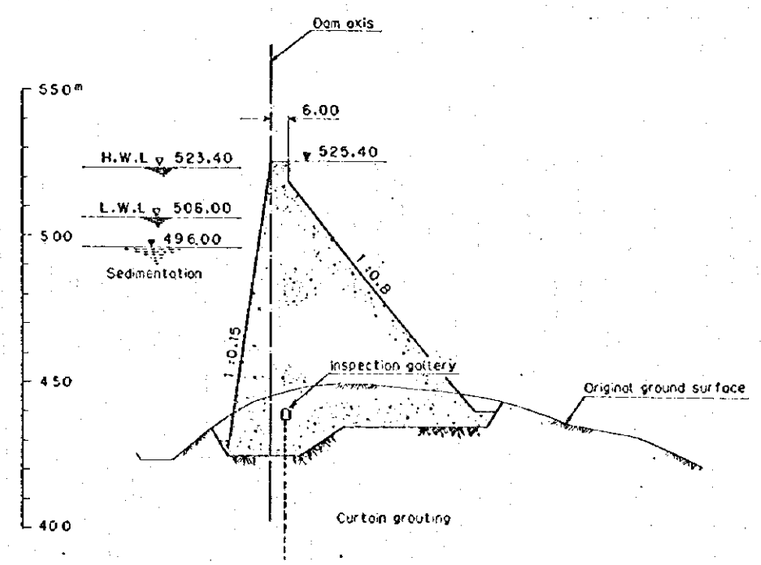
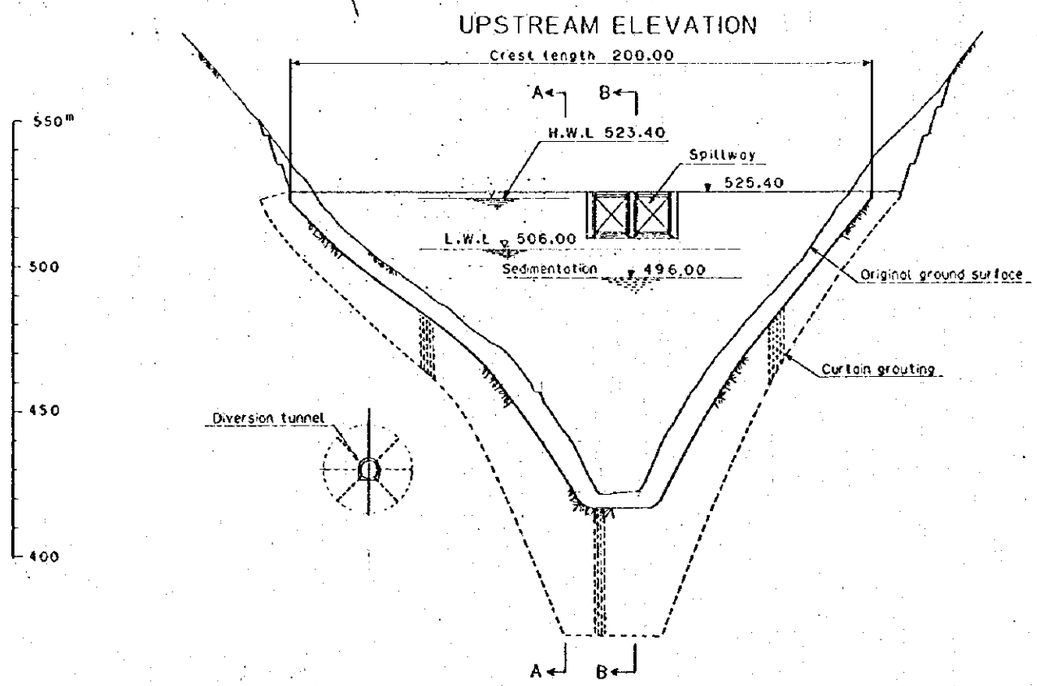
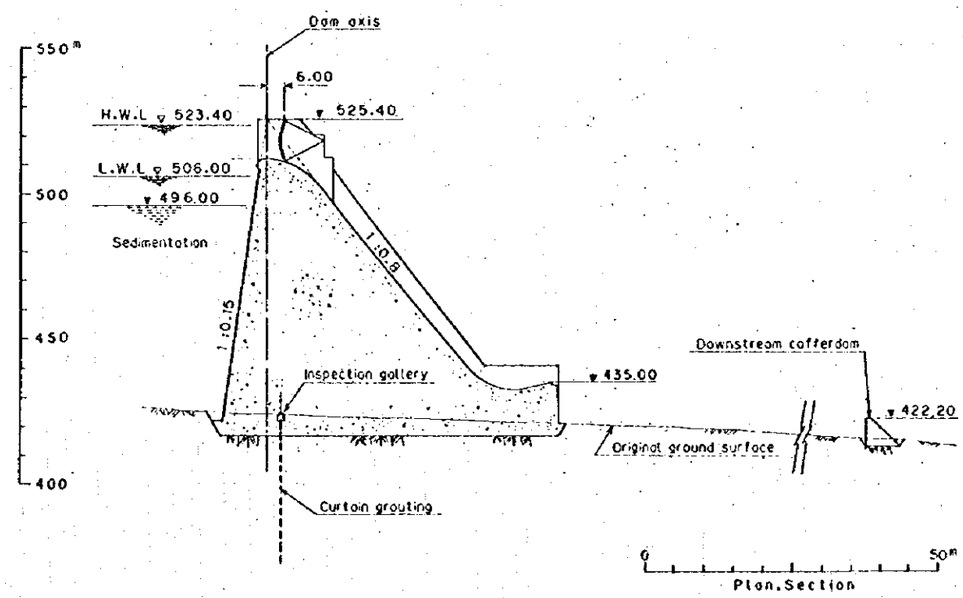


Fig. 9.4 Study on Reservoir Storage Volume at Los Llanos









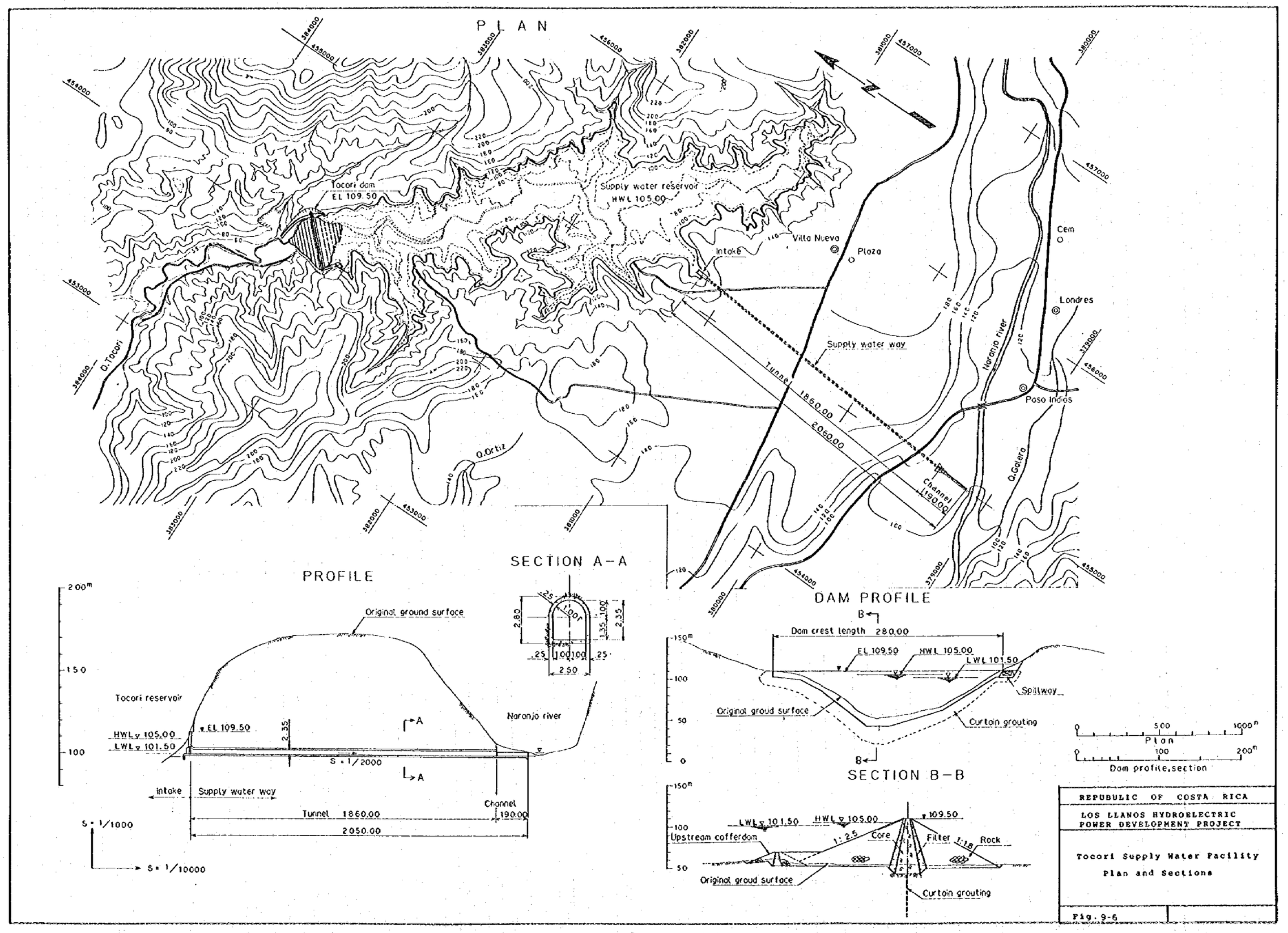
REPUBLIC OF COSTA RICA

LOS LLANOS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

Los Llanos Dam (Case I -2)

Plan and Sections

Fig. 9-5



REPUBLIC OF COSTA RICA

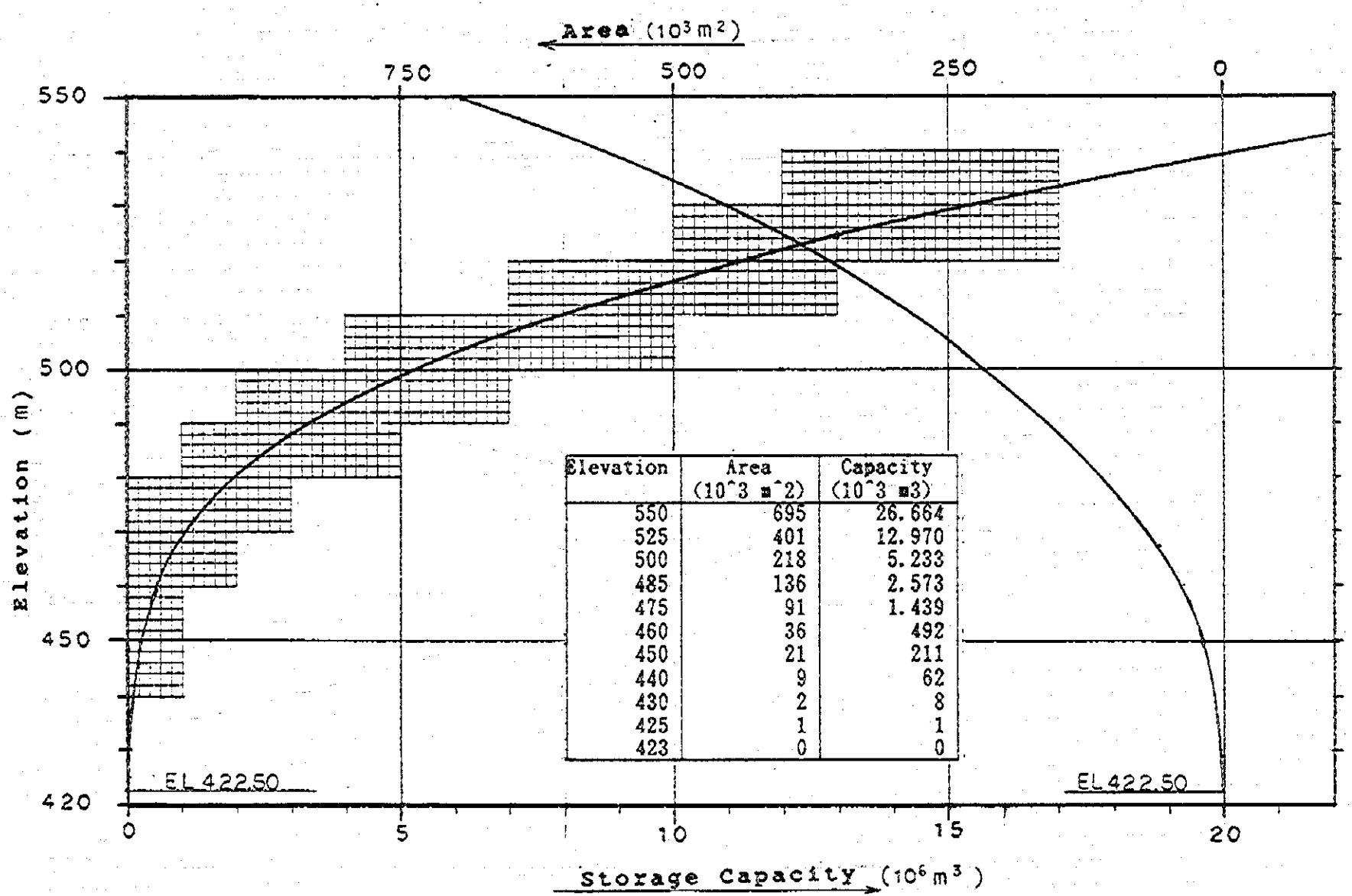
LOS LLANOS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

Tocori Supply Water Facility

Plan and Sections

Fig. 9-6

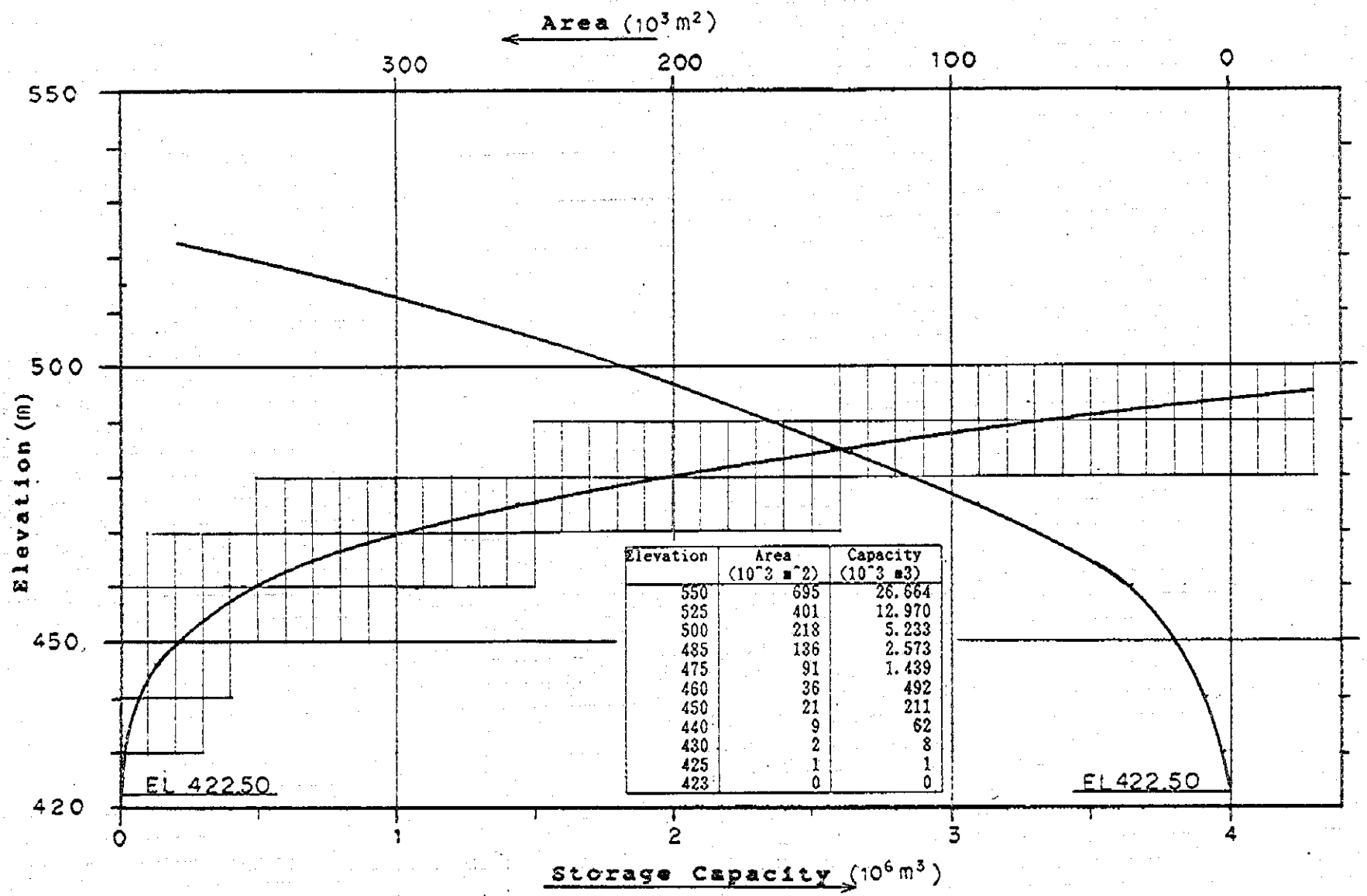
1995·3·9



Elevation	Area (10^3 m^2)	Capacity (10^3 m3)
550	695	26.664
525	401	12.970
500	218	5.233
485	136	2.573
475	91	1.439
460	36	492
450	21	211
440	9	62
430	2	8
425	1	1
423	0	0

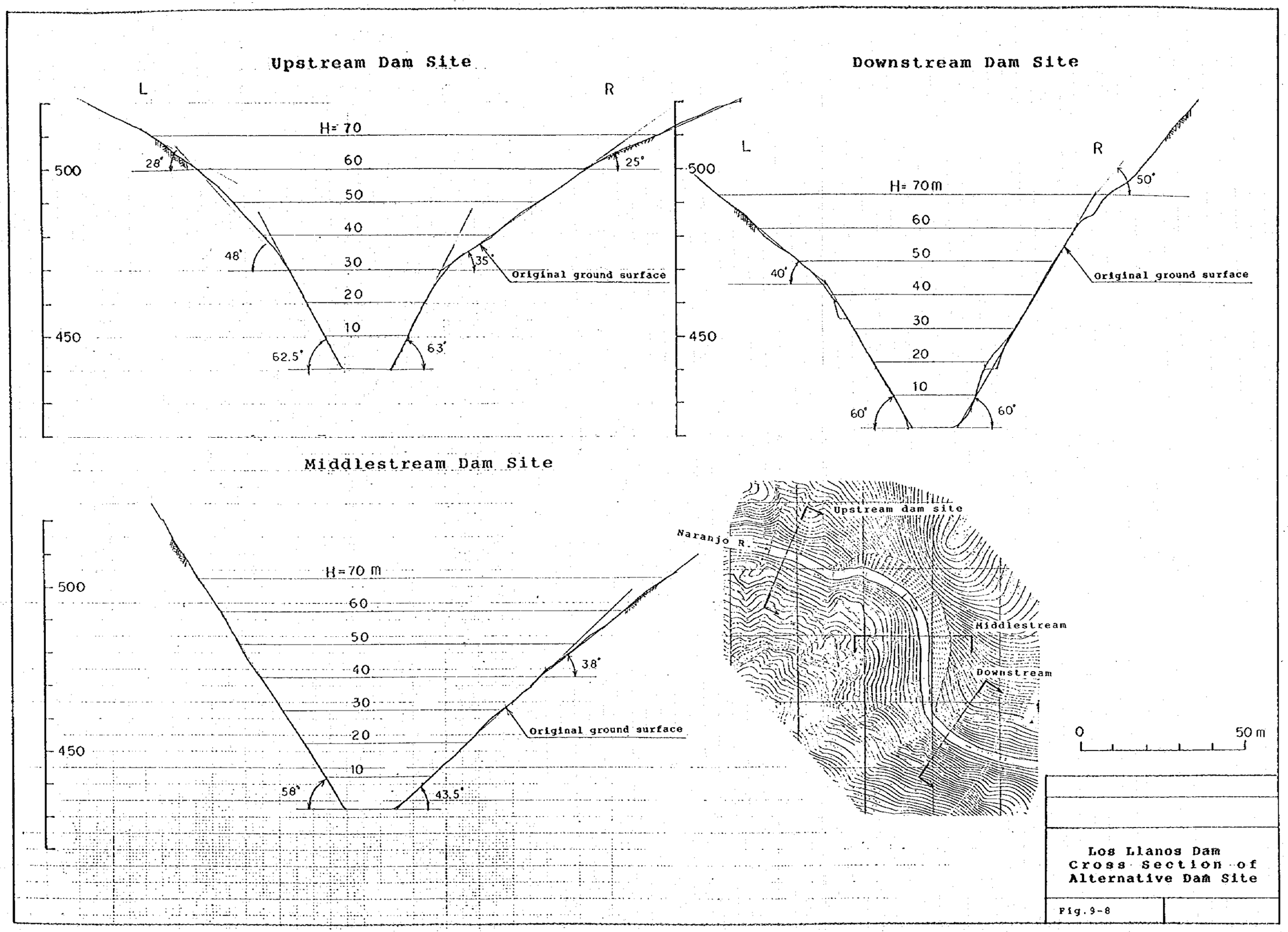
Fig.9-7(1) Area-Capacity Curve 1/2
(Downstream dam site)

1995.3.9



Elevation	Area (10^3 m^2)	Capacity (10^3 m3)
550	695	26.664
525	401	12.970
500	218	5.233
485	136	2.573
475	91	1.439
460	36	492
450	21	211
440	9	62
430	2	8
425	1	1
423	0	0

Fig.9-7(2) Area-Capacity Curve 2/2
(Downstream dam site)



Los Llanos Dam
Cross Section of
Alternative Dam Site

Fig.9-8

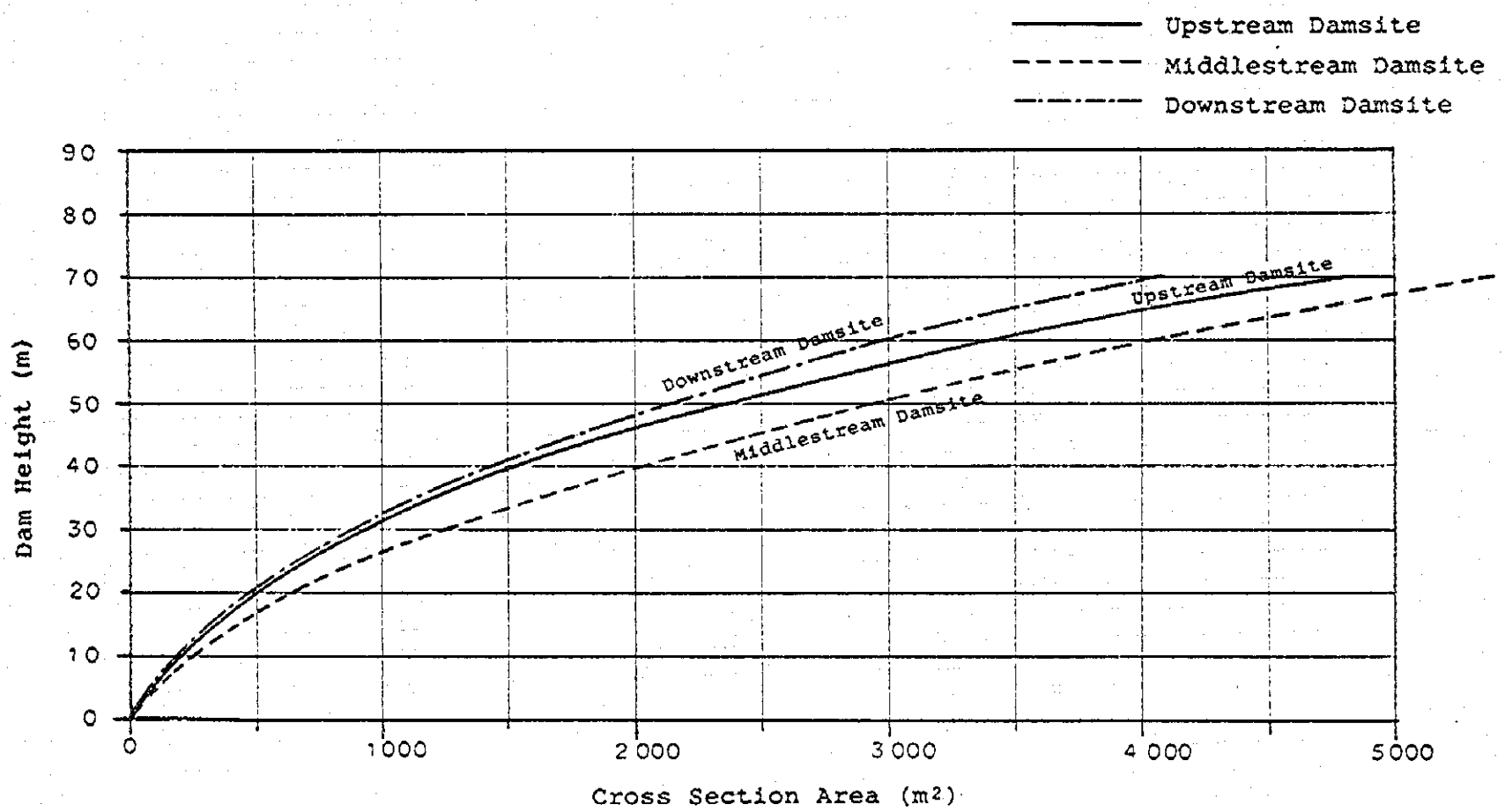


Fig.9-9 Cross Section Area~Dam Height Curve

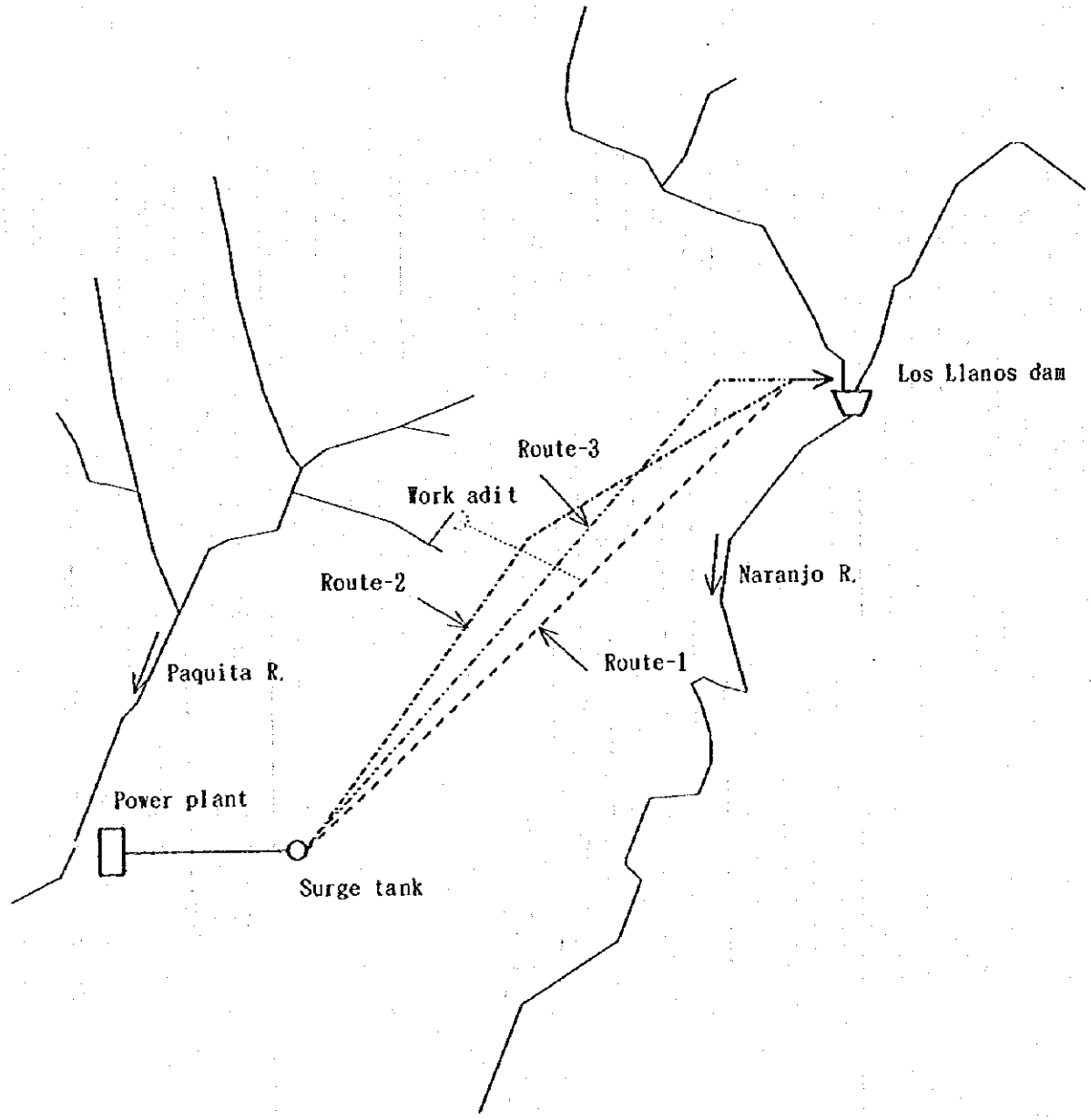
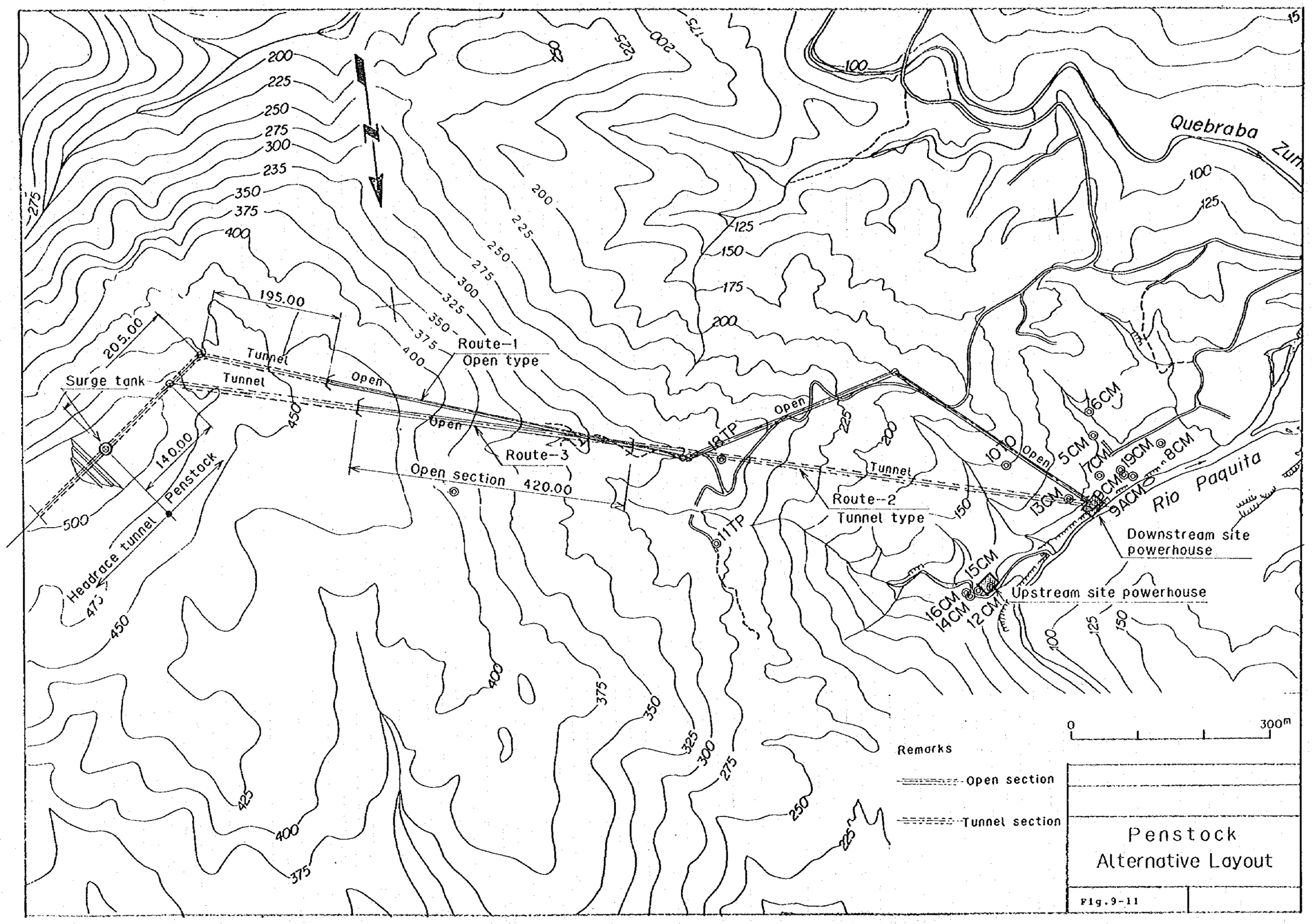


Fig. 9-10 Headrace Tunnel Layout


Quebraba Zuri
Rio Paquita
Route-1
Open type
Route-2
Tunnel type
Route-3
Open section
Surge tank
Headrace tunnel
Penstock
Tunnel
Open
195.00
205.00
140.00
420.00
Downstream site powerhouse
Upstream site powerhouse
Remarks
Open section
Tunnel section
0
300m
Penstock
Alternative Layout
Fig.9-11

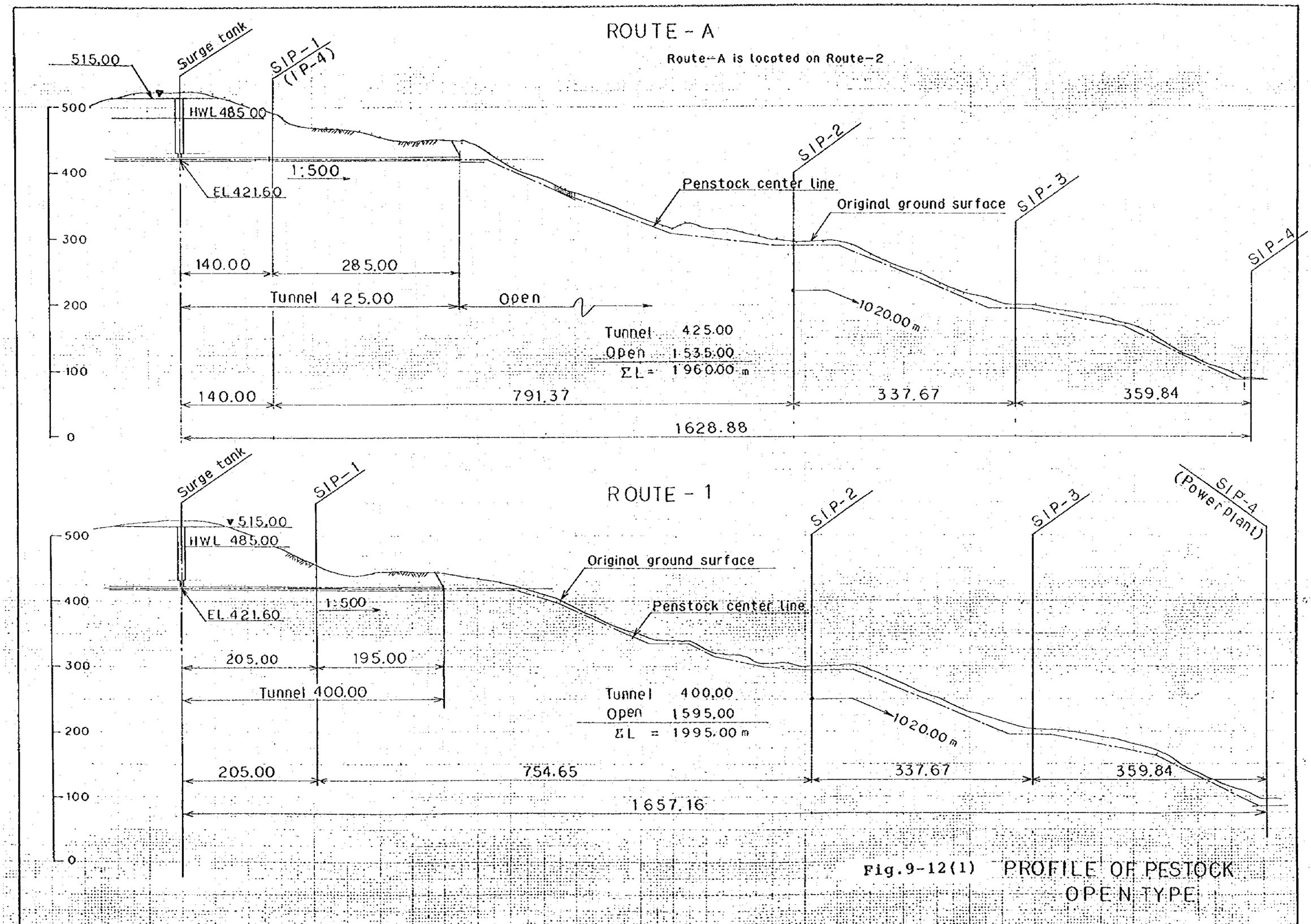


Fig.9-12(1) PROFILE OF PESTOCK
OPEN TYPE

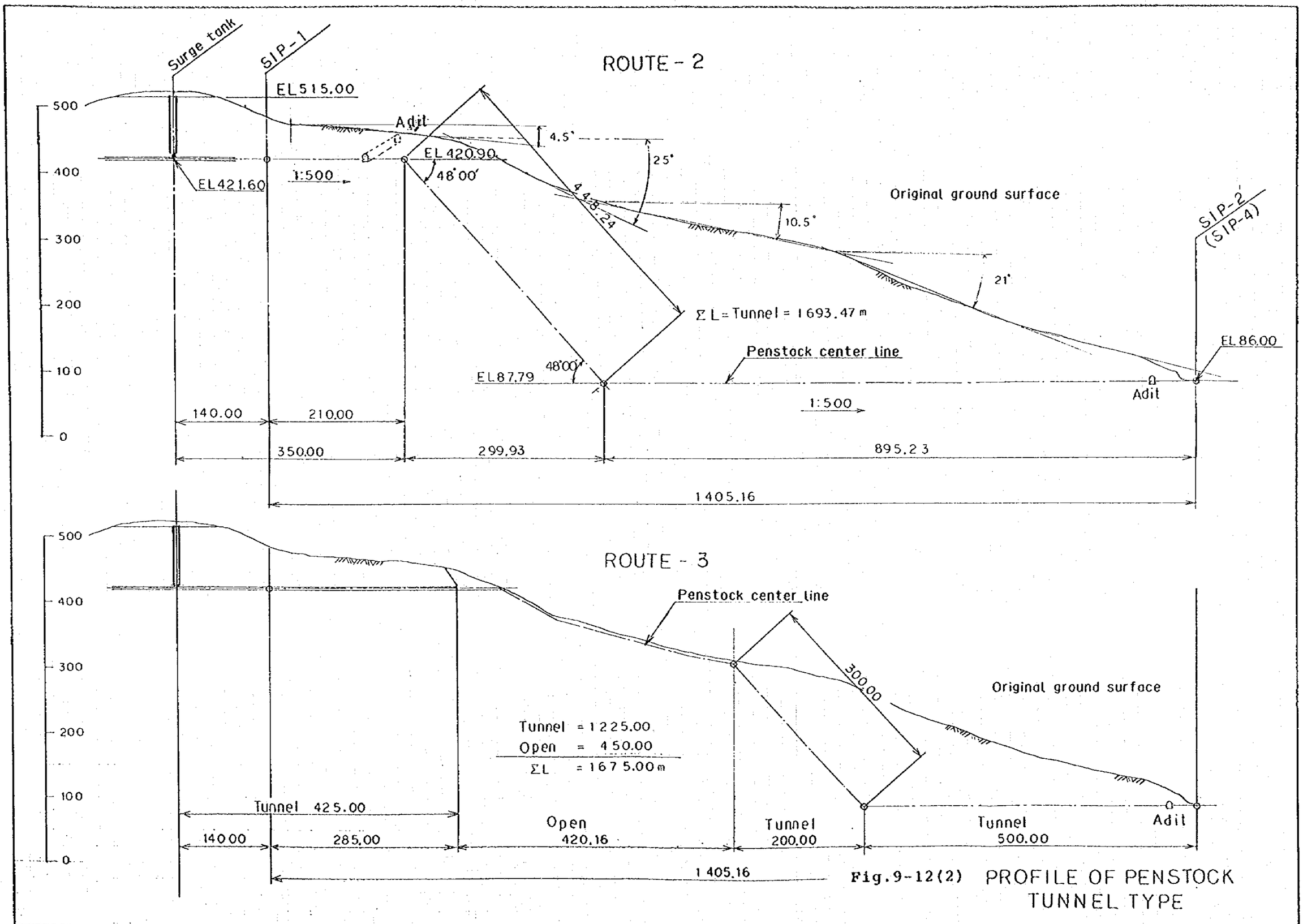
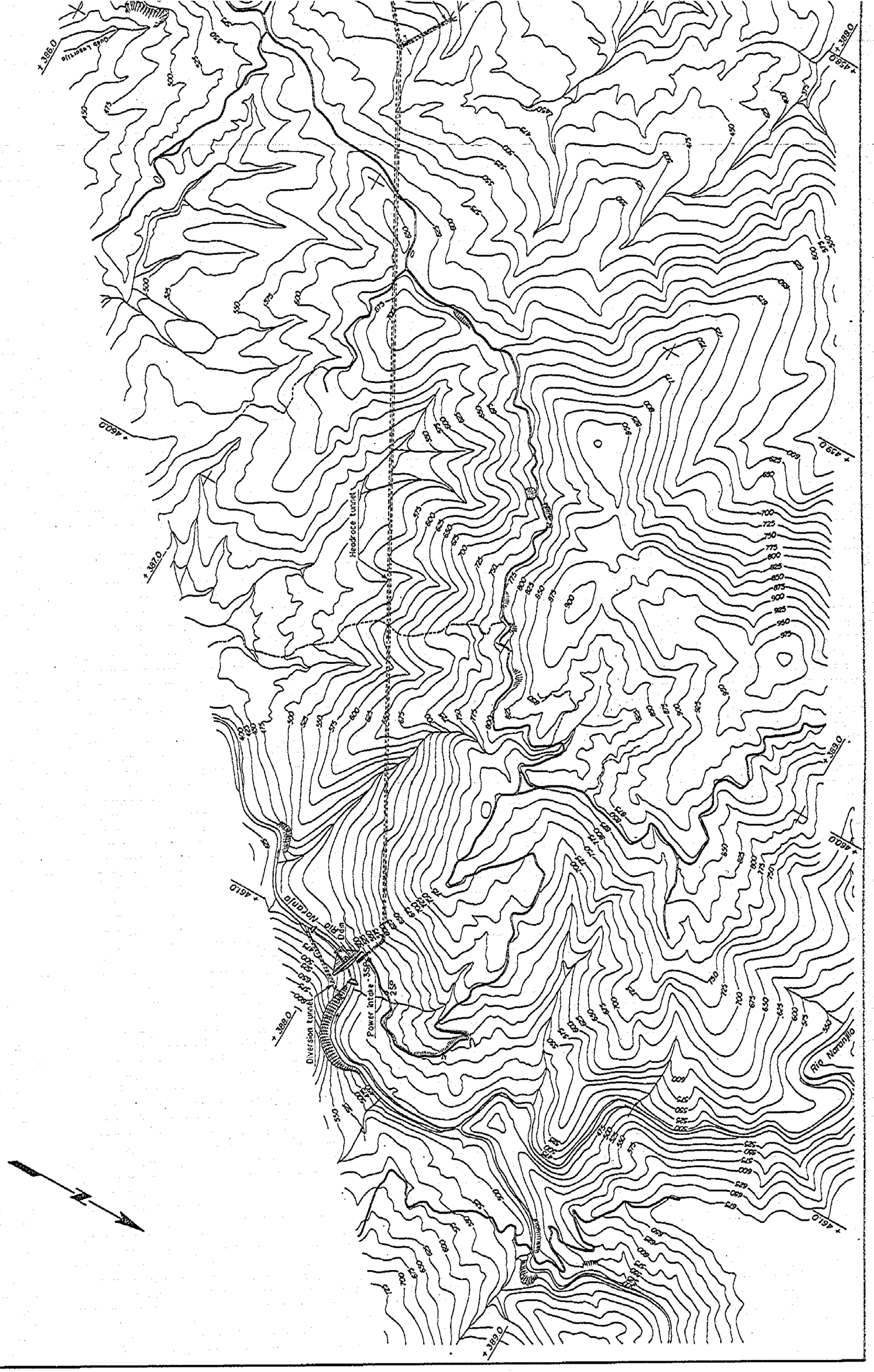
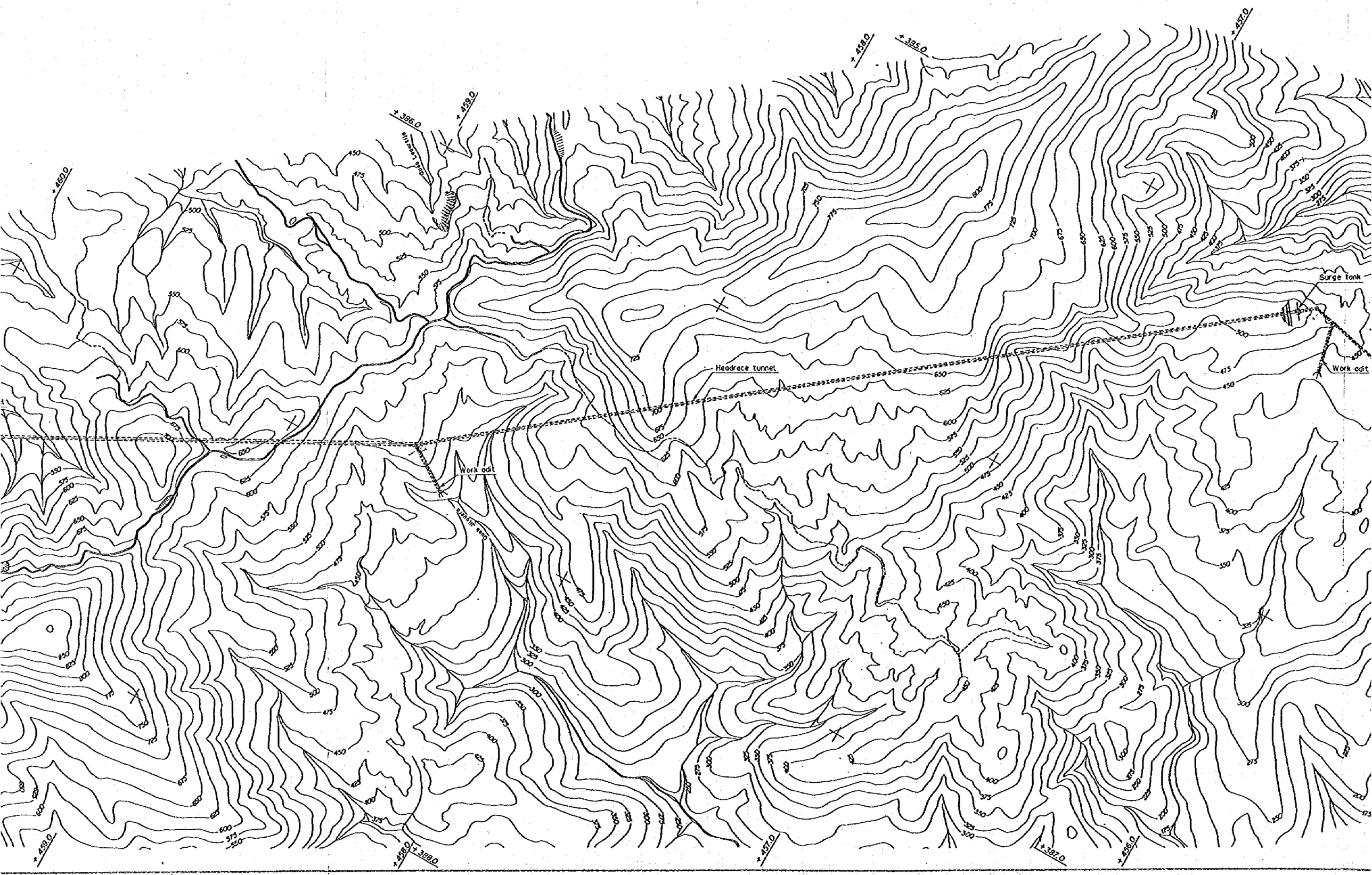
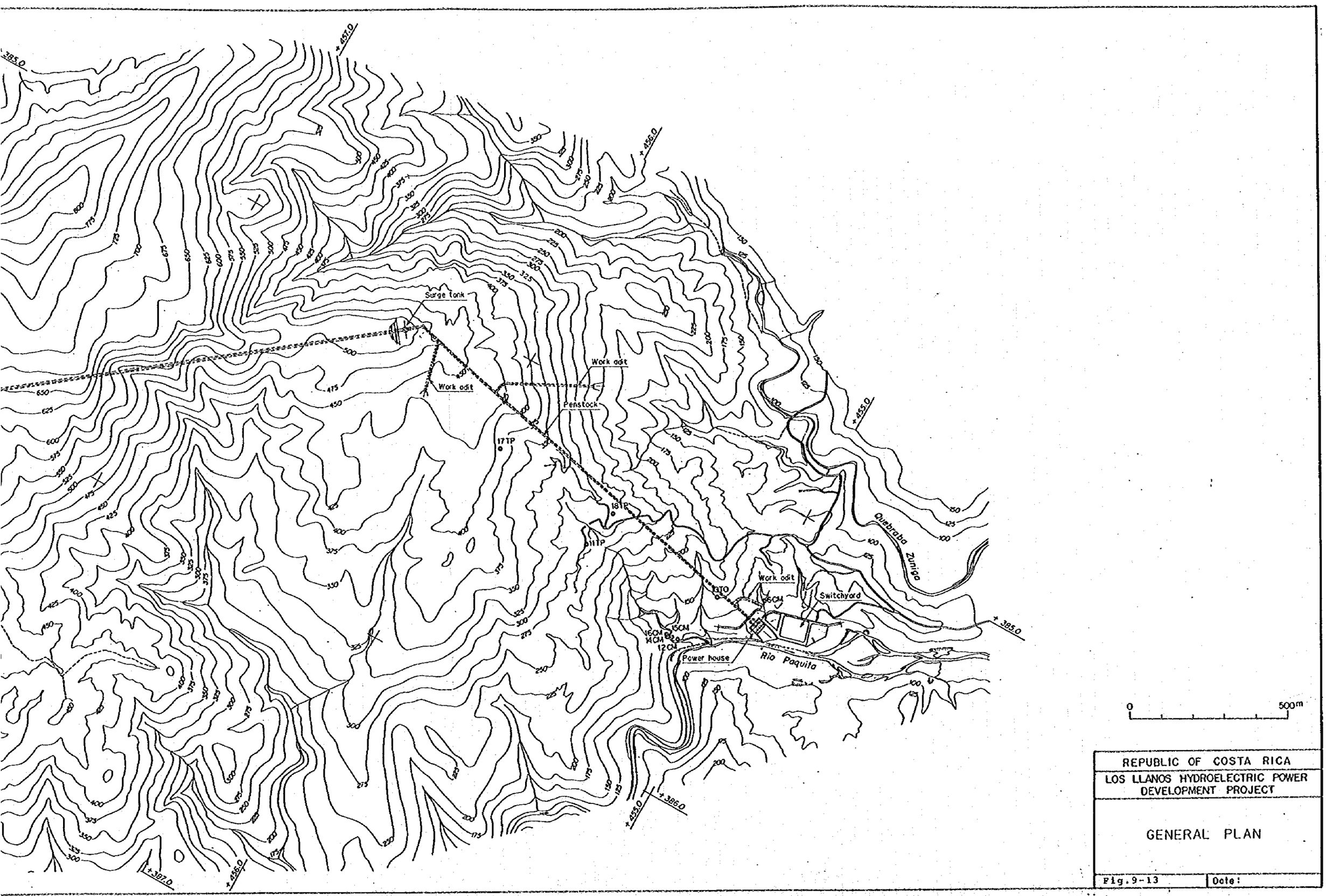


Fig.9-12(2) PROFILE OF PENSTOCK TUNNEL TYPE


Headrace tunnel
Diversion tunnel
Power intake
Río Naranjo
Río Naranjo
Club Lagartija
+ 389.0
+ 460.0
+ 439.0
+ 387.0
+ 461.0


+ 460.0
+ 459.0
+ 458.0
+ 457.0
+ 456.0
+ 386.0
+ 387.0
+ 388.0
+ 395.0
Headrace tunnel
Work adit
Surge tank
Work adit

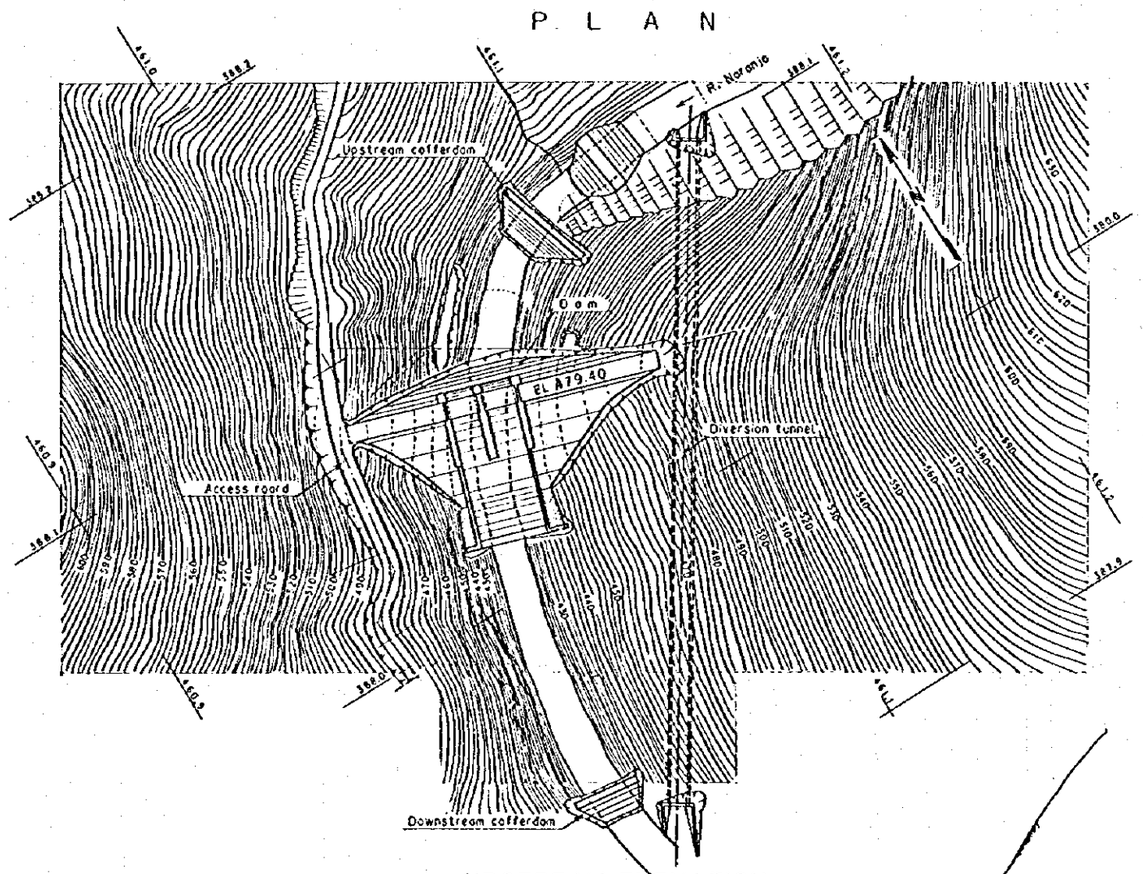


REPUBLIC OF COSTA RICA

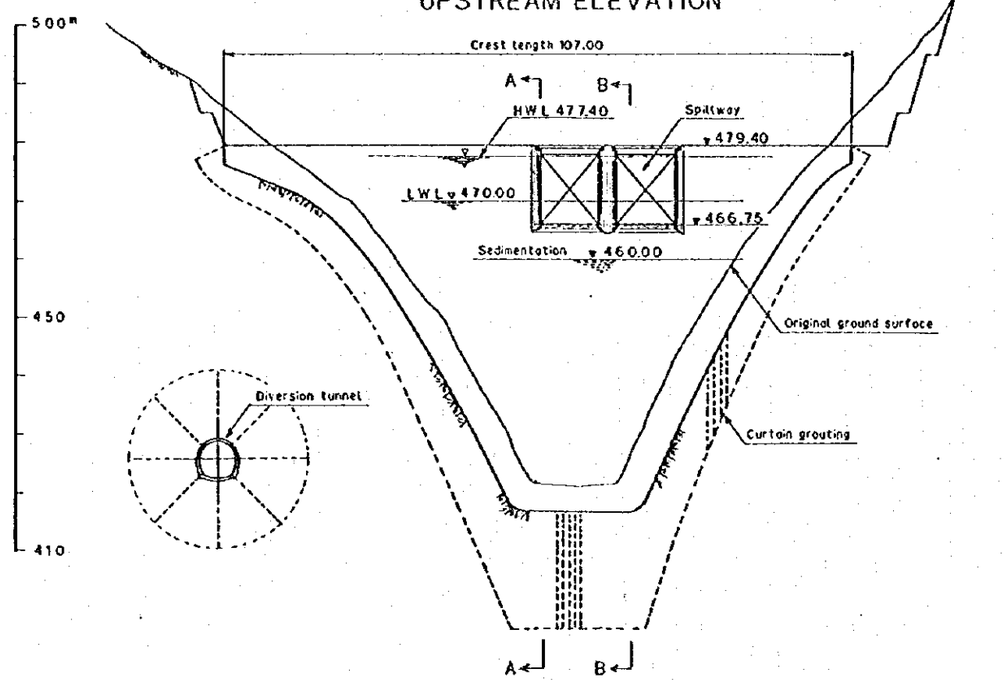
LOS LLANOS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

GENERAL PLAN

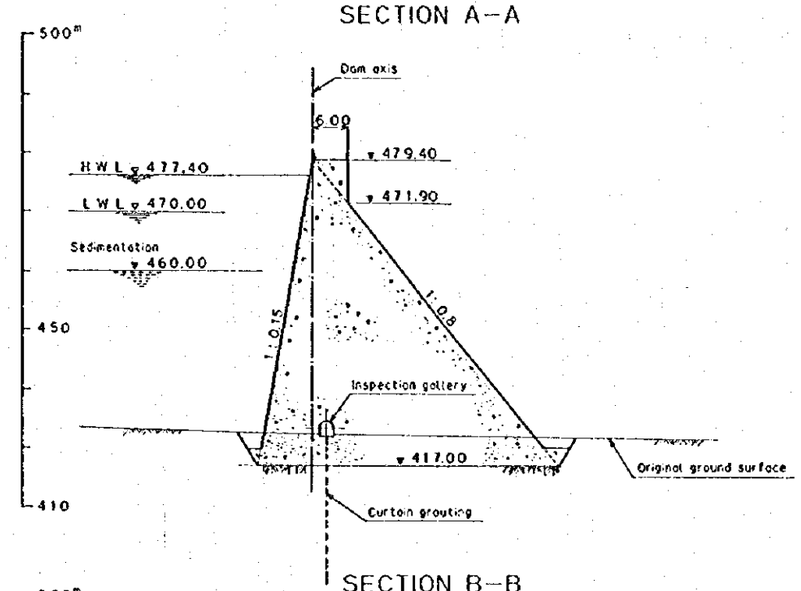
Fig. 9-13 | Date:



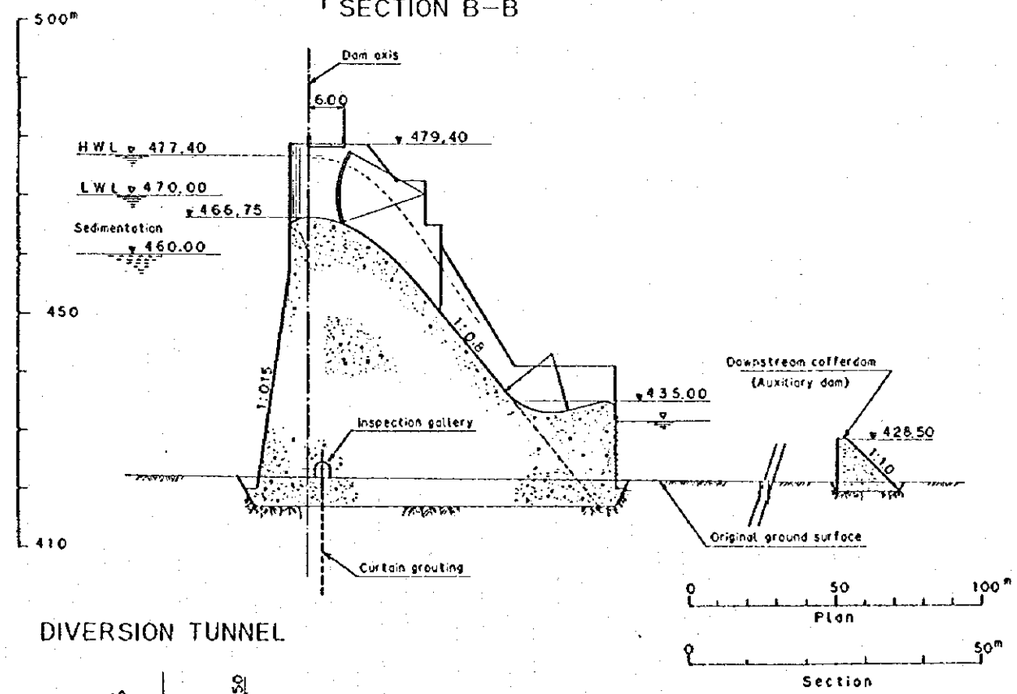
UPSTREAM ELEVATION



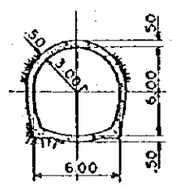
SECTION A–A



SECTION B–B



DIVERSION TUNNEL



REPUBLIC OF COSTA RICA

LOS LLANOS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

Los Llanos Dam

Plan and Sections

Fig.9-14

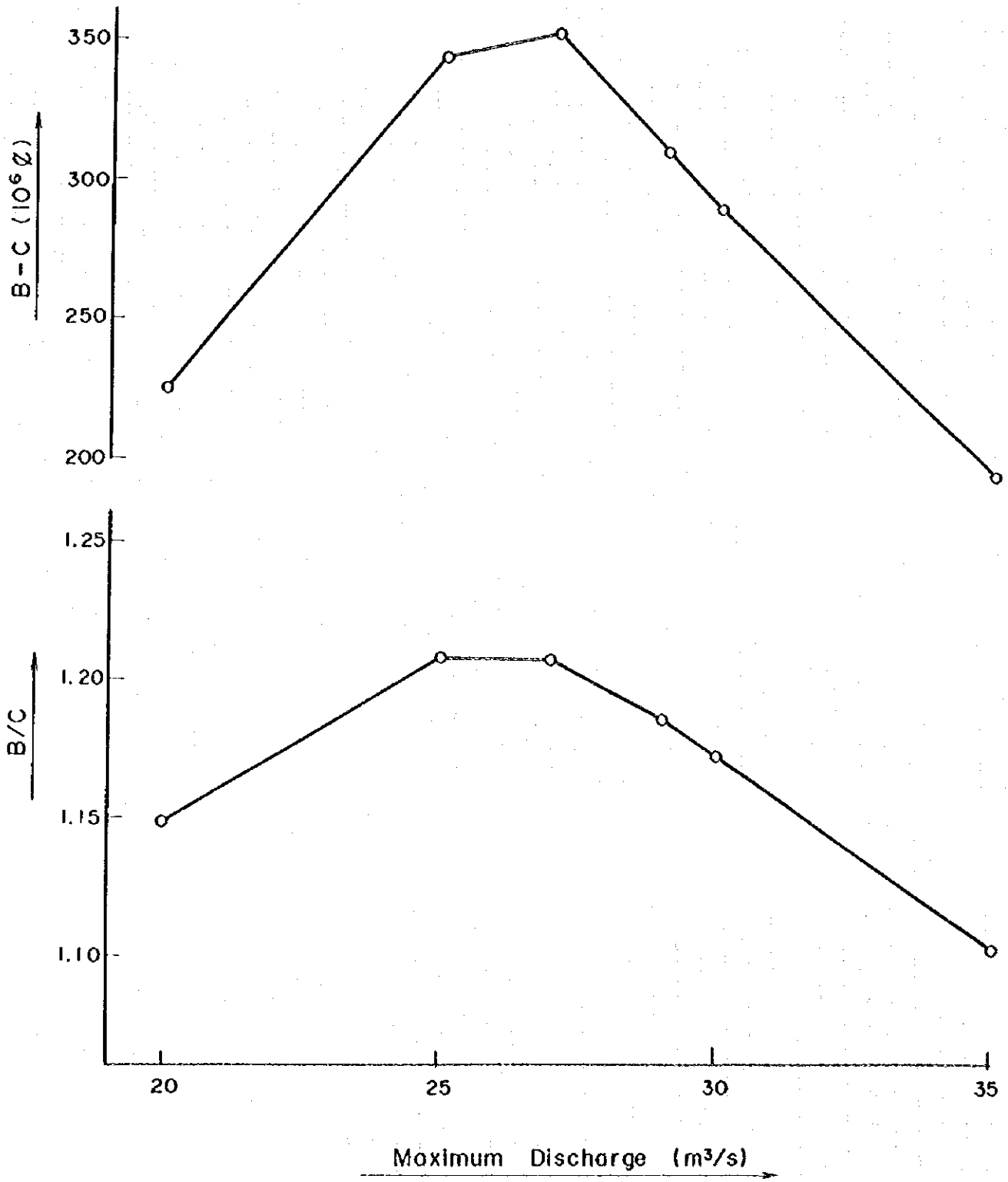


Fig. 9-15 Study on Maximum Discharge

Table 9-1 Project Outline of Naranjo River Basin

Item	Reyes	Milagro	Los Llanos	Los Llanos-A	Nara
Catchment Area (km^2)	68.0	27.0	143.7	143.7	28.0
Annual Inflow (m^3/sec)	6.08	2.94	18.05	18.05	4.08
High Water Level (EL. m)	880	1,310	485	485	615
Low Water Level (EL. m)	840	1,310	475	475	615
Effective Storage Capacity (10^6 m^3)	23.8	0	1.5	1.5	0
Tail Water Level (EL. m)	600	690	84	300	135
Gross Head (m)	280	620	401	185	480
Effective Head (m)	255	577	365	167	432
Maximum Discharge (m^3/sec)	10.8	6.3	31.0	31.0	6.2
Installed Capacity (MW)	23.3	30.8	95.8	43.7	22.7
Main Facilities					
Dam Type	Rockfill	Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity
Height x Length	113 m x 250 m	10 m x 70 m	53 m x 105 m	53 m x 105 m	10 m x 100 m
Headrace (D x L)	2.4 m x 3,600 m	2.4 m x 4,000 m	3.2 m x 5,900 m	3.2 m x 2,400	2.4 m x 2,800 m
Surge Tank (D x H)	9.1 m x 55 m	Head Tank	8.0 m x 92 m	8.0 m x 80 m	Head Tank
Penstock Type	Open	Open	Open	Open	Open
D x L	1.5 m x 600 m	1.2 m x 1,100 m	2.75 m x 1,465 m	2.75 m x 1,160 m	1.2 m x 1,550 m
Powerhouse Type	Open	Open	Open	Open	Open
Type of Turbine	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton

Table 9-2 Estimation of Electric Energy Generation

Item	Unit	Los Reyes	Milagro	Nara	Los Llanos	Los Llanos-A
Average Inflow	m^3/s-d	6.08	2.94	4.08	18.05	18.05
Maximum Discharge	m^3/s	10.80	6.30	6.20	31.00	31.00
Effective Storage Capacity	$10^6 m^3$	23.80	0	0	1.50	1.50
Available Discharge	m^3/s-d	6.06	2.85	3.63	16.73	16.73
Over Flow	m^3/s-d $10^6 m^3$	0.02 0.6	0.09 2.8	0.45 14.2	1.32 41.6	1.32 41.6
Firm Discharge	m^3/s-d	3.48*	0.62	0.64	3.29	3.29
Firm Power Discharge	m^3/s	10.80*	0.62	0.64	13.16*	13.16
Maximum Output	MW	23.3	30.8	22.7	95.8	43.7
Firm Power	MW	22.1	2.9	2.3	39.5	18.1
Annual Energy (Monthly base)	GWh	108.9	120.9	115.3	448.7	205.3
Available Energy	GWh	108.9	114.9	109.5	426.3	195.0

Note: The value of firm discharge at Los Reyes is to be regulated by reservoir operation.

Table 9-3 (1) Energy Production of Los Reyes Scheme

Installed Capacity: 23.3 MW
Maximum Discharge : 10.80 m^3/s
Effective Head : 249.00 m

Power Efficiency : 0.84
Effective Storage Capacity 23.8 * 10^6 m^3

Unit : GWh

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1970	0.0	0.0	0.0	14.3	16.5	16.5	12.9	7.7	6.8	3.6	3.8	4.9	86.9
1971	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	15.1	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	149.8
1972	9.8	8.1	7.8	9.8	11.7	16.5	13.6	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	108.6
1973	6.3	16.3	14.6	16.5	16.5	16.5	12.3	9.2	8.4	3.4	2.6	2.9	125.4
1974	9.8	16.5	11.1	12.7	16.5	16.5	13.0	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	119.8
1975	10.4	11.5	12.3	16.3	16.5	16.5	16.5	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	127.9
1976	5.0	8.6	6.7	7.3	12.7	15.7	9.6	4.5	2.5	1.9	1.7	2.1	78.2
1977	5.1	8.6	6.0	13.5	15.5	16.5	14.3	6.2	3.0	3.0	3.0	5.1	99.7
1978	7.0	12.2	12.3	14.8	16.5	16.5	13.5	6.5	4.4	4.4	4.4	4.4	116.9
1979	10.9	12.2	11.1	13.5	16.5	16.5	13.3	6.7	5.0	5.0	5.0	5.0	120.4
1980	7.6	11.6	11.8	11.8	13.6	16.1	16.5	7.2	4.0	2.6	2.4	4.6	109.7
1981	16.4	16.5	11.8	15.6	11.5	15.5	13.2	5.4	4.4	3.8	3.8	3.8	121.5
1982	12.3	8.5	8.6	8.6	11.2	13.6	7.1	3.2	2.0	1.9	2.3	2.6	81.8
1983	3.7	8.1	6.2	8.3	14.5	16.5	16.5	8.6	4.1	4.1	4.1	4.1	98.9
1984	10.9	14.0	16.2	13.0	16.2	16.5	14.8	4.9	2.3	2.3	2.3	2.3	115.5
1985	6.3	10.3	10.8	15.6	16.5	16.5	14.8	10.3	4.0	4.4	4.4	4.4	118.2
1986	8.1	10.9	10.3	8.8	11.1	16.5	10.5	4.5	2.5	1.7	2.1	2.4	89.5
1987	7.9	9.3	12.2	15.0	11.1	12.1	9.1	5.0	2.7	1.7	1.5	1.8	89.4
1988	6.2	11.9	12.4	16.5	16.5	16.5	9.5	4.6	5.2	5.2	5.2	5.2	115.1
1989	6.8	8.3	8.4	12.9	16.5	14.3	10.2	9.4	4.2	3.3	3.3	3.3	100.8
1990	9.8	12.3	12.7	12.9	14.1	16.5	13.5	7.9	5.9	3.8	3.8	3.8	116.8
1991	7.5	11.8	11.0	11.1	12.3	14.3	10.2	6.4	3.1	2.6	1.6	1.9	93.7
1993	9.0	7.8	8.4	13.6	16.5	16.5	9.5	4.8	2.7	3.1	3.1	3.1	98.1
Total	193.1	251.6	239.3	284.5	320.0	348.6	276.5	139.0	94.2	82.0	80.3	86.5	2395.7
Average	8.8	11.4	10.9	12.9	14.5	15.8	12.6	6.3	4.3	3.7	3.6	3.9	108.9
Min.	3.7	7.8	6.0	7.3	11.1	12.1	7.1	3.2	2.0	1.7	1.5	1.8	78.2
Max.	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	10.3	8.4	7.2	7.2	7.2	149.8

Table 9-3 (2) Energy Production of Milagro Scheme

Installed Capacity: 30.8 MW
Maximum Discharge : 6.30 m^3/s
Effective Head : 577.00 m

Power Efficiency : 0.84
Effective Storage Capacity 0 * 10^6 m^3

Unit : GWhr

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1970	0.0	0.0	0.0	16.0	20.1	22.3	14.4	8.6	7.6	4.1	4.3	5.5	102.8
1971	19.4	22.3	20.1	22.3	22.3	22.3	16.8	7.3	6.7	3.4	2.3	4.8	169.8
1972	11.0	9.0	8.7	11.0	13.0	18.8	15.2	7.8	3.5	2.4	2.1	3.5	106.1
1973	7.0	18.2	16.4	22.3	22.3	22.3	13.7	10.3	9.4	3.8	2.5	3.3	151.4
1974	11.0	19.5	12.4	14.2	19.7	22.3	14.5	5.5	3.3	2.3	2.3	2.7	129.7
1975	11.6	12.9	13.7	18.3	22.3	22.3	20.7	8.1	4.2	2.2	1.7	2.0	140.0
1976	5.5	9.6	7.4	8.1	14.2	17.6	10.7	5.0	2.8	2.1	1.9	2.4	87.5
1977	5.7	9.6	6.8	15.1	17.3	20.8	15.9	7.0	3.2	2.2	2.1	5.7	111.4
1978	7.9	13.6	13.8	16.5	20.0	22.3	15.1	7.2	3.8	2.6	2.3	4.3	129.3
1979	12.2	13.6	12.4	15.1	21.7	22.3	14.9	7.4	5.0	3.0	2.1	3.4	133.1
1980	8.5	12.9	13.2	13.2	15.2	18.0	19.8	8.0	4.4	3.0	2.6	5.2	123.9
1981	18.4	21.2	13.2	17.4	12.9	17.3	14.8	6.0	4.9	2.9	3.0	4.0	135.9
1982	13.8	9.5	9.6	9.6	12.5	15.2	8.0	3.5	2.3	2.1	2.5	2.9	91.5
1983	4.2	9.0	6.9	9.2	16.2	20.3	20.2	9.6	4.7	3.8	3.1	3.3	110.7
1984	12.1	15.6	18.1	14.5	18.1	20.9	16.6	5.5	2.6	1.9	1.5	1.8	129.1
1985	7.0	11.6	12.1	17.5	19.7	22.3	16.6	11.6	4.5	2.4	1.8	2.5	129.4
1986	9.0	12.1	11.6	9.9	12.5	19.3	11.8	5.0	2.8	1.9	1.5	2.7	100.1
1987	8.8	10.4	13.7	16.8	12.4	13.6	10.2	5.6	3.0	1.9	1.6	2.0	100.0
1988	6.9	13.3	13.9	21.1	22.3	22.3	10.7	5.2	3.0	1.7	1.3	1.8	123.4
1989	7.6	9.3	9.4	14.5	20.8	16.0	11.4	10.5	4.7	2.7	2.4	3.5	112.7
1990	10.9	13.7	14.2	14.4	15.7	22.3	15.1	8.8	6.6	3.0	2.1	3.4	130.3
1991	8.4	13.2	12.3	12.4	13.7	15.9	11.5	7.1	3.4	2.9	1.8	2.1	104.8
1993	10.1	8.8	9.4	15.2	22.3	18.6	10.7	5.3	3.0	2.0	1.8	2.6	109.8
Total	216.9	289.1	269.4	328.6	387.0	432.7	314.6	157.6	91.9	56.2	46.4	69.6	2660.0
Average	9.9	13.1	12.2	14.9	17.6	19.7	14.3	7.2	4.2	2.6	2.1	3.2	120.9
Min.	4.2	8.8	6.8	8.1	12.4	13.6	8.0	3.5	2.3	1.7	1.3	1.8	87.5
Max.	19.4	22.3	20.1	22.3	22.3	22.3	20.7	11.6	9.4	4.1	4.3	5.7	169.8

Table 9-3 (3) Energy Production of Los Llanos Scheme (1)

Installed Capacity: 95.8 MW
Maximum Discharge : 31.00 m^3/s
Effective Head : 365.00 m

Power Efficiency : 0.84
Effective Storage Capacity 1.5 * 10^6 m^3

Unit : GWh

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1970	0.0	0.0	0.0	62.0	69.3	69.3	55.9	33.4	29.6	15.8	16.7	21.3	373.4
1971	69.3	69.3	69.3	69.3	69.3	69.3	65.5	28.5	26.1	13.1	9.0	18.5	576.4
1972	42.8	35.2	34.0	42.8	50.7	69.3	59.3	30.3	13.5	9.2	8.3	13.5	408.9
1973	27.3	69.3	63.7	69.3	69.3	69.3	53.3	40.0	36.7	14.9	9.8	12.8	535.6
1974	42.6	69.3	48.1	55.4	69.3	69.3	56.4	21.3	12.7	9.1	8.9	10.7	473.2
1975	45.1	50.1	53.3	69.3	69.3	69.3	69.3	31.7	16.5	8.7	6.6	7.8	497.0
1976	21.5	37.4	28.9	31.5	55.3	68.3	41.6	19.6	10.9	8.3	7.5	9.1	340.1
1977	22.0	37.5	26.3	58.8	67.3	69.3	62.0	27.1	12.4	8.7	8.1	22.2	421.7
1978	30.6	53.0	53.6	64.2	69.3	69.3	58.5	28.1	14.7	10.1	8.8	16.8	477.0
1979	47.3	53.0	48.4	58.7	69.3	69.3	57.8	28.9	19.5	11.6	8.0	13.3	485.2
1980	33.1	50.3	51.4	51.2	59.1	69.3	69.3	31.2	17.3	11.5	10.1	20.1	473.7
1981	69.3	69.3	51.2	67.7	50.1	67.3	57.4	23.5	19.2	11.3	11.5	15.4	513.2
1982	53.6	37.0	37.5	37.4	48.6	59.1	31.0	13.7	8.8	8.2	9.9	11.1	356.0
1983	16.2	35.1	27.0	35.9	63.2	69.3	69.3	37.4	18.4	15.0	12.2	12.7	411.6
1984	47.2	60.8	69.3	56.4	69.3	69.3	64.4	21.5	10.0	7.2	5.7	6.8	487.9
1985	27.3	45.0	47.0	68.0	69.3	69.3	64.4	45.0	17.4	9.3	6.9	9.6	478.5
1986	35.2	47.2	45.0	38.4	48.4	69.3	45.8	19.6	10.7	7.5	6.0	10.4	383.6
1987	34.3	40.5	53.2	65.4	48.1	52.8	39.7	21.7	11.7	7.5	6.4	7.7	388.9
1988	26.9	51.9	54.0	69.3	69.3	69.3	41.5	20.1	11.8	6.5	4.9	6.9	432.3
1989	29.4	36.0	36.6	56.2	69.3	62.3	44.4	40.8	18.4	10.6	9.1	13.6	426.8
1990	42.4	53.4	55.4	56.0	61.1	69.3	58.7	34.4	25.7	11.5	8.3	13.3	489.5
1991	32.6	51.2	48.0	48.4	53.4	62.0	44.6	27.7	13.3	11.2	7.1	8.3	407.7
1993	39.3	34.1	36.5	59.1	69.3	69.3	41.4	20.8	11.9	7.7	7.2	10.2	406.8
Total	835.4	1085.9	1037.6	1228.8	1367.7	1480.6	1195.7	612.8	357.4	218.7	180.4	270.8	9871.8
Average	38.0	49.4	47.2	55.9	62.2	67.3	54.3	27.9	16.2	9.9	8.2	12.3	448.7
Min.	16.2	34.1	26.3	31.5	48.1	52.8	31.0	13.7	8.8	6.5	4.9	6.8	340.1
Max.	69.3	69.3	69.3	69.3	69.3	69.3	69.3	45.0	36.7	15.8	16.7	22.2	576.4

Table 9-3 (4) Energy Production of Los Llanos Scheme (A)

Installed Capacity: 95.8 MW
Maximum Discharge : 31.00 m^3/s
Effective Head : 167.00 m
Power Efficiency : 0.84
Effective Storage Capacity 1.5 * 10^6 m^3

Unit : GWh

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1970	0.0	0.0	0.0	28.4	31.7	31.7	25.6	15.3	13.6	7.2	7.6	9.7	170.8
1971	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	30.0	13.0	11.9	6.0	4.1	8.5	263.7
1972	19.6	16.1	15.6	19.6	23.2	31.7	27.1	13.9	6.2	4.2	3.8	6.2	187.1
1973	12.5	31.7	29.1	31.7	31.7	31.7	24.4	18.3	16.8	6.8	4.5	5.8	245.1
1974	19.5	31.7	22.0	25.4	31.7	31.7	25.8	9.7	5.8	4.1	4.1	4.9	216.5
1975	20.7	22.9	24.4	31.7	31.7	31.7	31.7	14.5	7.5	4.0	3.0	3.6	227.4
1976	9.9	17.1	13.2	14.4	25.3	31.2	19.0	9.0	5.0	3.8	3.4	4.2	155.6
1977	10.1	17.2	12.0	26.9	30.8	31.7	28.4	12.4	5.7	4.0	3.7	10.2	192.9
1978	14.0	24.2	24.5	29.4	31.7	31.7	26.8	12.9	6.7	4.6	4.0	7.7	218.3
1979	21.7	24.2	22.2	26.9	31.7	31.7	26.4	13.2	8.9	5.3	3.7	6.1	222.0
1980	15.1	23.0	23.5	23.4	27.0	31.7	31.7	14.3	7.9	5.3	4.6	9.2	216.7
1981	31.7	31.7	23.4	31.0	22.9	30.8	26.3	10.7	8.8	5.2	5.3	7.1	234.8
1982	24.5	16.9	17.1	17.1	22.2	27.0	14.2	6.3	4.0	3.8	4.5	5.1	162.9
1983	7.4	16.1	12.3	16.4	28.9	31.7	31.7	17.1	8.4	6.8	5.6	5.8	188.3
1984	21.6	27.8	31.7	25.8	31.7	31.7	29.5	9.8	4.6	3.3	2.6	3.1	223.2
1985	12.5	20.6	21.5	31.1	31.7	31.7	29.5	20.6	8.0	4.3	3.2	4.4	218.9
1986	16.1	21.6	20.6	17.6	22.2	31.7	21.0	9.0	4.9	3.4	2.7	4.7	175.5
1987	15.7	18.5	24.3	29.9	22.0	24.1	18.1	9.9	5.4	3.4	2.9	3.5	177.9
1988	12.3	23.7	24.7	31.7	31.7	31.7	19.0	9.2	5.4	3.0	2.2	3.1	197.8
1989	13.5	16.5	16.7	25.7	31.7	28.5	20.3	18.7	8.4	4.9	4.2	6.2	195.3
1990	19.4	24.4	25.3	25.6	28.0	31.7	26.9	15.7	11.7	5.3	3.8	6.1	224.0
1991	14.9	23.4	22.0	22.1	24.4	28.4	20.4	12.7	6.1	5.1	3.2	3.8	186.6
1993	18.0	15.6	16.7	27.1	31.7	31.7	19.0	9.5	5.4	3.5	3.3	4.7	186.1
Total	382.2	496.8	474.7	562.2	625.8	677.4	547.1	280.4	163.5	100.1	82.6	123.9	4516.7
Average	17.4	22.6	21.6	25.6	28.4	30.8	24.9	12.7	7.4	4.5	3.8	5.6	205.3
Min.	7.4	15.6	12.0	14.4	22.0	24.1	14.2	6.3	4.0	3.0	2.2	3.1	155.6
Max.	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	20.6	16.8	7.2	7.6	10.2	263.7

Table 9-3 (5) Energy Production of Nara Scheme

Installed Capacity: 22.7 MW
Maximum Discharge : 6.20 m^3/s
Effective Head : 432.00 m

Power Efficiency : 0.84
Effective Storage Capacity 0 * 10^6 m^3

Unit : GWh

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1970	0.0	0.0	0.0	16.4	16.4	16.4	15.0	8.9	7.9	4.2	4.5	5.7	95.4
1971	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	7.6	7.0	3.5	2.4	4.9	140.3
1972	11.5	9.4	9.1	11.5	13.6	16.4	15.9	8.1	3.6	2.5	2.2	3.6	107.3
1973	7.3	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	14.3	10.7	9.8	4.0	2.6	3.4	134.1
1974	11.4	16.4	12.9	14.8	16.4	16.4	15.1	5.7	3.4	2.4	2.4	2.9	120.2
1975	12.1	13.4	14.3	16.4	16.4	16.4	16.4	8.5	4.4	2.3	1.8	2.1	124.4
1976	5.8	10.0	7.7	8.4	14.8	16.4	11.1	5.2	2.9	2.2	2.0	2.4	89.1
1977	5.9	10.0	7.0	15.7	16.4	16.4	16.4	7.3	3.3	2.3	2.2	5.9	108.9
1978	8.2	14.2	14.3	16.4	16.4	16.4	15.7	7.5	3.9	2.7	2.4	4.5	122.6
1979	12.7	14.2	13.0	15.7	16.4	16.4	15.5	7.7	5.2	3.1	2.1	3.6	125.6
1980	8.8	13.5	13.8	13.7	15.8	16.4	16.4	8.4	4.6	3.1	2.7	5.4	122.5
1981	16.4	16.4	13.7	16.4	13.4	16.4	15.4	6.3	5.1	3.0	3.1	4.1	129.7
1982	14.3	9.9	10.0	10.0	13.0	15.8	8.3	3.7	2.3	2.2	2.6	3.0	95.2
1983	4.3	9.4	7.2	9.6	16.4	16.4	16.4	10.0	4.9	4.0	3.3	3.4	105.4
1984	12.6	16.3	16.4	15.1	16.4	16.4	16.4	5.8	2.7	1.9	1.5	1.8	123.3
1985	7.3	12.0	12.6	16.4	16.4	16.4	16.4	12.0	4.7	2.5	1.9	2.6	121.1
1986	9.4	12.6	12.0	10.3	13.0	16.4	12.3	5.2	2.9	2.0	1.6	2.8	100.5
1987	9.2	10.8	14.2	16.4	12.9	14.1	10.6	5.8	3.1	2.0	1.7	2.0	103.0
1988	7.2	13.9	14.4	16.4	16.4	16.4	11.1	5.4	3.2	1.7	1.3	1.8	109.3
1989	7.9	9.6	9.8	15.0	16.4	16.4	11.9	10.9	4.9	2.8	2.4	3.7	111.8
1990	11.4	14.3	14.8	15.0	16.4	16.4	15.7	9.2	6.9	3.1	2.2	3.6	128.8
1991	8.7	13.7	12.8	12.9	14.3	16.4	11.9	7.4	3.6	3.0	1.9	2.2	108.9
1993	10.5	9.1	9.8	15.8	16.4	16.4	11.1	5.6	3.2	2.1	1.9	2.7	104.6
Total	219.3	282.0	272.7	314.9	340.3	358.0	310.5	164.0	95.6	58.5	48.3	72.5	2536.5
Average	10.0	12.8	12.4	14.3	15.5	16.3	14.1	7.5	4.3	2.7	2.2	3.3	115.3
Min.	4.3	9.1	7.0	8.4	12.9	14.1	8.3	3.7	2.3	1.7	1.3	1.8	89.1
Max.	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	12.0	9.8	4.2	4.5	5.9	140.3

Table 9-4 Study on Project Site

Item	Reyes	Milagro	Los Llanos	Los Llanos-A	Nara
Effective Storage Capacity (10^6 m^3)	23.8	0	1.5	1.5	0
Installed Capacity (MW)	23.3	30.8	95.8	43.7	22.7
Firm Power (MW)	22.1	2.9	39.5	18.1	2.3
Annual Available Energy (GWh)	108.9	114.9	426.3	195.0	109.5
Investment Cost (10^5¢)	15,613	4,971	14,139	9,866	4,472
Annual Cost (C) (10^6¢)	2,030	646	1,838	1,283	581
Annual Benefit (B1) (10^6¢)	621	398	1,839	841	374
" (B2) (10^6¢)					
Benefit Cost Ratio (B1/C)	0.306	0.616	1.001	0.655	0.644
" (B2/C)					
Unit Cost of Energy (¢/kWh)	18.64	5.62	4.31	6.58	5.31

Table 9-5 Project Outline of Los Llanos Scheme

Item	Los Llanos	Los Llanos (A)	Los Llanos (B)
Catchment Area (km^2)	143.7	143.7	143.7+31.0
Annual Inflow (m^3/sec)	18.05	18.05	
High Water Level (EL. m)	485	485	485
Low Water Level (EL. m)	475	475	475
Effective Storage Capacity (10^6 m^3)	1.5	1.5	1.5
Tail Water Level (EL. m)	84	300	200
Gross Head (m)	401	185	285
Effective Head (m)	365	167	242
Maximum Discharge (m^3/sec)	31.0	31.0	40.0
Installed Capacity (MW)	95.8	43.7	82.0
Main Facilities			
Dam Type	Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity
Height x Length	53 m x 105 m	53 m x 105 m	53 m x 105 m
Headrace (D x L)	3.2 m x 5,900 m	3.2 m x 2,400 m	3.2 m x 5,300 m 3.6 m x 2,400 m
Surge Tank (D x H)	8.0 m x 92 m	8.0 m x 80 m	8.0 m x 92 m
Penstock Type	Open	Open	Open
D x L	2.75 m x 1,465 m	2.75 m x 1,160 m	3.0 m x 2,100 m
Powerhouse Type	Open	Open	Open
Type of Turbine	Pelton	Pelton	Pelton

Table 9-6 Basic Development Plan of Los Llanos Project

Item	Los Llanos (1)	Los Llanos (A)	Los Llanos (B)
Effective Storage Capacity (10^6 m^3)	1.5	1.5	1.5
Installed Capacity (MW)	95.8	43.7	82.0
Firm Power (MW)	66.1	30.3	39.1
Annual Available Energy (GWh)	382.8	175.1	308.6
Firm Energy (GWh)	120.7	55.2	83.0
Secondary Energy (GWh)	262.1	119.9	225.6
Investment Cost (10^6¢)	14,139	9,866	17,143
Annual Cost (C) (10^6¢)	1,838	1,283	2,229
Annual Benefit (B) (10^6¢)	1,949	892	1,373
Benefit Cost Ratio (B/C)	1,060	0.695	0.616
Unit Cost of Energy (¢/kWh)	4.80	7.33	7.23

Table 9-7 Project Outline of Los Llanos Projects

Item	Los Llanos (1)	Los Llanos (2)	Los Llanos (3)	Los Llanos (4)
Catchment Area (km^2)	143.7	143.7	143.7	143.7
Annual Inflow (m^3/sec)	18.05	18.05	18.05	18.05
High Water Level (EL. m)	485	570	540	525
Low Water Level (EL. m)	475	505	475	475
Effective Storage Capacity (10^6 m^3)	1.5	22.5	9.5	5.0
Tail Water Level (EL. m)	84	84	84	84
Gross Head (m)	401	486	456	441
Effective Head (m)	365	447	417	403
Maximum Discharge (m^3/sec)	31.0	31.0	31.0	31.0
Installed Capacity (MW)	95.8	117.3	109.5	105.9
Main Facilities				
Dam Type	Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity
Height x Length	53 m x 105 m	138 m x 275 m	108 m x 215 m	93 m x 190 m
Headrace (D x L)	3.2 m x 5,900 m	3.2 m x 5,900 m	3.2 m x 5,900 m	3.2 m x 5,900 m
Surge tank (D x H)	8.0 m x 92 m	8.0 m x 150 m	8.0 m x 150 m	8.0 m x 131 m
Penstock Type	Open	Open	Open	Open
D x L	2.75 m x 1,465 m	2.75 m x 1,465 m	2.75 m x 1,465 m	2.75 m x 1,465 m
Powerhouse Type	Open	Open	Open	Open
Type of Turbine	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton

Table 9-8 (1) Energy Production of Los Llanos Scheme (1)

Installed Capacity:	95.8 MW	Power Efficiency :	0.84
Maximum Discharge :	31.00 m^3/s	Effective Storage Capacity	1.5 * 10^6 m^3
Effective Head :	365.00 m	Firm Discharge	3.91 m^3/s-d

Unit : GWh

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1971	49.3	58.1	54.3	66.1	66.5	64.9	50.0	26.2	24.4	13.1	10.3	17.7	500.9
1972	36.3	30.2	30.4	36.6	40.7	54.7	46.2	27.6	14.3	9.5	9.6	13.3	349.5
1973	25.0	53.0	49.7	53.4	65.0	68.7	41.9	34.7	32.2	13.9	11.0	13.2	461.7
1974	36.3	54.7	40.2	43.4	54.9	67.5	43.8	20.7	13.7	9.4	10.2	11.4	406.1
1975	37.3	39.7	43.8	53.7	57.6	66.3	54.3	28.7	16.8	9.4	8.0	8.8	424.4
1976	20.3	31.8	26.7	28.6	42.5	50.8	34.6	19.4	12.0	8.7	8.8	10.0	294.3
1977	20.8	31.5	24.7	46.4	49.5	58.7	48.0	25.2	13.4	9.0	9.5	17.8	354.4
1978	27.8	42.1	44.1	50.8	57.4	62.3	45.6	26.0	15.4	10.2	10.1	16.1	407.9
1979	40.1	41.9	40.5	46.7	55.8	60.1	44.3	26.6	19.1	11.9	9.4	13.5	409.9
1980	29.5	39.0	40.6	42.3	45.7	54.7	56.0	28.4	17.5	11.4	11.3	18.7	395.0
1981	54.8	56.5	42.5	52.2	40.2	53.0	43.2	22.5	19.0	11.2	12.6	15.4	423.2
1982	43.4	31.6	32.8	32.9	38.7	47.2	27.3	14.5	10.1	8.6	11.1	11.8	310.0
1983	16.4	30.1	25.2	31.7	48.7	59.5	54.9	32.6	18.4	14.5	13.2	13.1	358.3
1984	37.6	47.2	54.9	46.0	53.0	61.6	48.7	20.8	11.2	7.8	7.1	7.8	403.7
1985	25.2	37.0	39.4	51.8	57.0	64.5	47.1	38.0	17.6	9.6	8.3	10.4	405.9
1986	27.8	38.4	38.2	33.6	39.3	57.8	37.6	19.4	11.9	8.1	7.4	11.1	330.4
1987	30.6	33.9	43.8	51.9	39.1	43.4	33.2	21.0	12.8	8.4	7.8	8.7	334.5
1988	24.9	40.0	44.3	60.4	63.0	63.2	34.4	19.8	12.8	7.1	6.3	7.9	384.0
1989	27.0	30.8	32.3	45.8	58.7	49.8	36.6	35.0	18.4	10.7	10.5	13.8	369.4
1990	36.3	42.5	44.6	45.4	47.5	62.2	45.4	30.6	24.2	11.4	9.7	13.6	413.4
1991	29.3	41.0	40.3	39.7	42.5	49.2	36.5	25.5	14.2	11.5	8.5	9.3	347.6
1992	15.5	38.7	45.0	35.3	56.0	57.3	42.0	26.2	13.1	9.3	9.2	11.6	359.0
1993	37.8	41.4	38.4	42.5	57.6	49.7	30.6	21.6	13.6	9.6	9.0	8.5	360.2
Total	729.4	931.3	916.5	1,037.0	1,177.2	1,327.1	982.1	590.8	375.9	234.1	218.8	283.6	8,803.8
Average	31.7	40.5	39.8	45.1	51.2	57.7	42.7	25.7	16.3	10.2	9.5	12.3	382.8
Min.	15.5	30.1	24.7	28.6	38.7	43.4	27.3	14.5	10.1	7.1	6.3	7.8	294.3
Max.	54.8	58.1	54.9	66.1	66.5	68.7	56.0	38.0	32.2	14.5	13.2	18.7	500.9

Annual Energy Production

Total Energy	Et =	382.8 GWh	
Firm Energy	Ef =	120.7 GWh	
Secondary Energy	Es =	262.1 GWh	
Firm Power Output	Pf =	66.1 MW	(Peak Time 5 hr)

Table 9-8 (2) Energy Production of Los Llanos Scheme (2)

Installed Capacity: 117.3 MW
Maximum Discharge : 31.00 m^3/s
Effective Head : 447.00 m

Power Efficiency : 0.84
Effective Storage Capacity 22.5 * 10^6 m^3
Firm Discharge 5.91 m^3/s-d

Unit : GWh

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1971	60.3	71.2	66.5	80.9	81.4	79.5	61.3	32.1	29.9	16.0	12.6	21.7	613.4
1972	44.5	37.0	37.2	44.8	49.9	66.9	56.6	33.8	17.6	11.6	11.8	16.3	428.0
1973	30.6	64.9	60.8	65.4	79.6	84.1	51.3	42.5	39.4	17.1	13.5	16.2	565.4
1974	44.5	67.0	49.2	53.2	67.2	82.7	53.7	25.3	16.7	11.5	12.5	13.9	497.4
1975	45.7	48.7	53.7	65.7	70.6	81.2	66.5	35.2	20.5	11.5	9.8	10.8	519.8
1976	24.8	38.9	32.7	35.0	52.1	62.3	42.4	23.7	14.7	10.7	10.8	12.3	360.4
1977	25.5	38.6	30.2	56.8	60.7	71.9	58.7	30.9	16.4	11.1	11.6	21.8	434.0
1978	34.0	51.6	54.0	62.2	70.3	76.3	55.8	31.8	18.9	12.5	12.4	19.8	499.5
1979	49.1	51.3	49.6	57.2	68.4	73.7	54.2	32.6	23.4	14.5	11.5	16.5	502.0
1980	36.1	47.8	49.7	51.8	56.0	66.9	68.5	34.7	21.4	13.9	13.8	22.9	483.7
1981	67.1	69.2	52.0	63.9	49.3	64.9	52.9	27.5	23.3	13.8	15.4	18.8	518.3
1982	53.2	38.7	40.2	40.3	47.4	57.8	33.5	17.8	12.3	10.6	13.6	14.5	379.7
1983	20.0	36.9	30.8	38.8	59.7	72.9	67.2	39.9	22.6	17.8	16.2	16.0	438.8
1984	46.1	57.8	67.2	56.3	64.9	75.4	59.6	25.5	13.7	9.6	8.7	9.6	494.4
1985	30.8	45.3	48.2	63.5	69.9	79.0	57.7	46.5	21.5	11.7	10.2	12.8	497.1
1986	34.1	47.1	46.8	41.2	48.1	70.7	46.0	23.7	14.5	9.9	9.0	13.6	404.7
1987	37.4	41.5	53.6	63.6	47.9	53.2	40.7	25.8	15.6	10.2	9.5	10.6	409.7
1988	30.5	49.0	54.2	73.9	77.1	77.5	42.1	24.2	15.7	8.7	7.7	9.6	470.2
1989	33.1	37.7	39.6	56.1	71.9	61.0	44.8	42.9	22.5	13.1	12.8	16.9	452.4
1990	44.5	52.1	54.7	55.5	58.2	76.2	55.5	37.5	29.6	13.9	11.8	16.7	506.3
1991	35.9	50.3	49.4	48.7	52.1	60.2	44.7	31.2	17.4	14.1	10.4	11.4	425.7
1992	19.0	47.3	55.1	43.2	68.5	70.2	51.5	32.0	16.0	11.3	11.3	14.2	439.7
1993	46.3	50.7	47.0	52.0	70.6	60.8	37.4	26.4	16.7	11.8	11.0	10.4	441.1
Total	893.3	1,140.6	1,122.5	1,269.9	1,441.6	1,625.2	1,202.7	723.6	460.3	286.7	267.9	347.3	10,781.7
Average	38.8	49.6	48.8	55.2	62.7	70.7	52.3	31.5	20.0	12.5	11.6	15.1	468.8
Min.	19.0	36.9	30.2	35.0	47.4	53.2	33.5	17.8	12.3	8.7	7.7	9.6	360.4
Max.	67.1	71.2	67.2	80.9	81.4	84.1	68.5	46.5	39.4	17.8	16.2	22.9	613.4

Annual Energy Production

Total Energy	Et =	468.8 GWh	
Firm Energy	Ef =	190.6 GWh	
Secondary Energy	Es =	278.2 GWh	
Firm Power Output	Pf =	104.4 MW	(Peak Time 5 hr)

Table 9-8 (3) Energy Production of Los Llanos Scheme (3)

Installed Capacity: 109.5 MW
Maximum Discharge : 31.00 m^3/s
Effective Head : 417.00 m

Power Efficiency : 0.84
Effective Storage Capacity 9.5 * 10^6 m^3
Firm Discharge 5.48 m^3/s-d

Unit : GWh

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1971	56.3	66.4	62.0	75.5	76.0	74.1	57.2	29.9	27.9	14.9	11.8	20.2	572.2
1972	41.5	34.5	34.7	41.8	46.5	62.4	52.8	31.6	16.4	10.8	11.0	15.2	399.3
1973	28.6	60.6	56.8	61.0	74.2	78.4	47.9	39.6	36.8	15.9	12.6	15.1	527.4
1974	41.5	62.5	45.9	49.6	62.7	77.1	50.1	23.6	15.6	10.7	11.7	13.0	464.0
1975	42.6	45.4	50.1	61.3	65.8	75.7	62.0	32.8	19.1	10.7	9.2	10.1	484.9
1976	23.2	36.3	30.5	32.6	48.6	58.1	39.5	22.1	13.7	10.0	10.1	11.5	336.2
1977	23.8	36.0	28.2	53.0	56.6	67.1	54.8	28.8	15.3	10.3	10.8	20.3	404.9
1978	31.7	48.1	50.4	58.0	65.6	71.2	52.1	29.7	17.6	11.6	11.5	18.4	466.0
1979	45.8	47.9	46.3	53.4	63.8	68.7	50.6	30.4	21.8	13.5	10.7	15.4	468.3
1980	33.7	44.6	46.4	48.4	52.2	62.4	63.9	32.4	20.0	13.0	12.9	21.4	451.3
1981	62.6	64.6	48.5	59.6	46.0	60.6	49.3	25.7	21.8	12.8	14.4	17.6	483.5
1982	49.6	36.1	37.5	37.6	44.2	53.9	31.2	16.6	11.5	9.9	12.6	13.5	354.2
1983	18.7	34.4	28.8	36.2	55.7	68.0	62.7	37.2	21.1	16.6	15.1	15.0	409.4
1984	43.0	53.9	62.7	52.6	60.6	70.4	55.6	23.8	12.8	8.9	8.1	8.9	461.2
1985	28.8	42.3	45.0	59.2	65.2	73.7	53.8	43.4	20.1	10.9	9.5	11.9	463.8
1986	31.8	43.9	43.7	38.4	44.9	66.0	42.9	22.1	13.5	9.2	8.4	12.6	377.5
1987	34.9	38.7	50.0	59.3	44.7	49.6	38.0	24.0	14.6	9.5	8.9	9.9	382.2
1988	28.4	45.7	50.6	69.0	71.9	72.3	39.3	22.6	14.6	8.1	7.2	9.0	438.7
1989	30.9	35.2	36.9	52.3	67.1	56.9	41.8	40.0	21.0	12.2	11.9	15.8	422.0
1990	41.5	48.6	51.0	51.8	54.3	71.1	51.8	35.0	27.6	13.0	11.1	15.6	472.3
1991	33.5	46.9	46.1	45.4	48.6	56.2	41.7	29.1	16.2	13.1	9.7	10.7	397.1
1992	17.7	44.2	51.4	40.3	63.9	65.5	48.0	29.9	14.9	10.6	10.5	13.2	410.2
1993	43.2	47.3	43.8	48.5	65.8	56.8	34.9	24.6	15.6	11.0	10.3	9.7	411.5
Total	833.3	1,064.0	1,047.1	1,184.7	1,344.9	1,516.1	1,122.0	675.0	429.4	267.4	250.0	324.0	10,058.1
Average	36.2	46.3	45.5	51.5	58.5	65.9	48.8	29.3	18.7	11.6	10.9	14.1	437.3
Min.	17.7	34.4	28.2	32.6	44.2	49.6	31.2	16.6	11.5	8.1	7.2	8.9	336.2
Max.	62.6	66.4	62.7	75.5	76.0	78.4	63.9	43.4	36.8	16.6	15.1	21.4	572.2

Annual Energy Production

Total Energy	Et =	437.3 GWh	
Firm Energy	Ef =	164.8 GWh	
Secondary Energy	Es =	272.5 GWh	
Firm Power Output	Pf =	90.3 MW	(Peak Time 5 hr)

Table 9-8 (4) Energy Production of Los Llanos Scheme (4)

Installed Capacity: 105.9 MW
Maximum Discharge : 31.00 m^3/s
Effective Head : 403.00 m

Power Efficiency : 0.84
Effective Storage Capacity 5 * 10^6 m^3
Firm Discharge 5.12 m^3/s-d

Unit : GWh

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1971	54.4	64.2	60.0	72.9	73.4	71.7	55.3	28.9	26.9	14.4	11.4	19.6	553.0
1972	40.1	33.4	33.5	40.4	45.0	60.4	51.0	30.5	15.8	10.5	10.6	14.7	385.9
1973	27.6	58.5	54.9	59.0	71.7	75.8	46.3	38.3	35.5	15.4	12.2	14.6	509.7
1974	40.1	60.4	44.3	47.9	60.6	74.5	48.4	22.8	15.1	10.3	11.3	12.5	448.4
1975	41.2	43.9	48.4	59.2	63.6	73.2	60.0	31.7	18.5	10.4	8.9	9.7	468.6
1976	22.4	35.1	29.5	31.5	47.0	56.1	38.2	21.4	13.3	9.6	9.7	11.1	324.9
1977	23.0	34.8	27.2	51.2	54.7	64.8	52.9	27.8	14.8	10.0	10.4	19.6	391.3
1978	30.7	46.5	48.7	56.1	63.4	68.8	50.3	28.7	17.0	11.2	11.1	17.8	450.3
1979	44.3	46.3	44.7	51.6	61.6	66.4	48.9	29.4	21.1	13.1	10.4	14.9	452.6
1980	32.6	43.1	44.8	46.7	50.5	60.4	61.8	31.3	19.3	12.5	12.5	20.7	436.1
1981	60.5	62.4	46.9	57.6	44.4	58.5	47.7	24.8	21.0	12.4	13.9	17.0	467.3
1982	47.9	34.9	36.2	36.3	42.8	52.1	30.2	16.0	11.1	9.5	12.2	13.1	342.3
1983	18.1	33.3	27.8	35.0	53.8	65.7	60.6	36.0	20.3	16.0	14.6	14.5	395.6
1984	41.6	52.1	60.6	50.8	58.5	68.0	53.7	23.0	12.4	8.6	7.8	8.6	445.7
1985	27.8	40.8	43.5	57.2	63.0	71.3	52.0	41.9	19.4	10.6	9.2	11.5	448.2
1986	30.7	42.4	42.2	37.1	43.4	63.8	41.5	21.4	13.1	8.9	8.1	12.2	364.9
1987	33.8	37.4	48.3	57.3	43.2	47.9	36.7	23.2	14.1	9.2	8.6	9.6	369.4
1988	27.5	44.2	48.9	66.6	69.5	69.8	38.0	21.8	14.2	7.9	6.9	8.7	424.0
1989	29.9	34.0	35.7	50.6	64.8	55.0	40.4	38.7	20.3	11.8	11.5	15.3	407.8
1990	40.1	47.0	49.3	50.1	52.5	68.7	50.1	33.8	26.7	12.5	10.7	15.0	456.5
1991	32.4	45.3	44.5	43.9	47.0	54.3	40.3	28.1	15.7	12.7	9.3	10.3	383.8
1992	17.1	42.7	49.7	38.9	61.8	63.3	46.4	28.9	14.4	10.2	10.2	12.8	396.4
1993	41.7	45.7	42.4	46.9	63.6	54.9	33.8	23.8	15.0	10.6	9.9	9.4	397.7
Total	805.4	1,028.3	1,012.0	1,144.9	1,299.7	1,465.2	1,084.3	652.3	415.0	258.5	241.6	313.2	9,720.4
Average	35.0	44.7	44.0	49.8	56.5	63.7	47.1	28.4	18.0	11.2	10.5	13.6	422.6
Min.	17.1	33.3	27.2	31.5	42.8	47.9	30.2	16.0	11.1	7.9	6.9	8.6	324.9
Max.	60.5	64.2	60.6	72.9	73.4	75.8	61.8	41.9	35.5	16.0	14.6	20.7	553.0

Annual Energy Production

Total Energy	Et =	422.6 GWh	
Firm Energy	Ef =	148.7 GWh	
Secondary Energy	Es =	273.9 GWh	
Firm Power Output	Pf =	81.5 MW	(Peak Time 5 hr)

Table 9-9 Investment Cost (Millions of Colones)

Item	Los Llanos (1)	Los Llanos (2)	Los Llanos (3)	Los Llanos (4)	Los Llanos (A)	Los Llanos (B)
1. Reservoir	16.7	136.4	66.5	55.0	16.7	16.7
2. Access	138.5	138.5	138.5	138.5	138.5	120.7
3. Temporary Installations (Main Civil Works x 0.06)	304.6	1,090.7	663.7	544.1	219.3	379.9
4. Main Civil Works						
Diversion Works	172.8	172.8	172.8	172.8	172.8	172.8
Dam	1,665.5	13,640	6,650	5,501.2	1,665.5	1,665.5
Power Intake	298.3	846	846	323.0	298.3	298.3 + 276.4
Headrace Tunnel	1,826.1	2,215	2,153	1,831.3	751.2	2,619.5
Surge Tank	129.6	195	195	195.0	112.7	128.4
Penstock	245.6	245.6	245.6	245.6	194.5	434.4
Powerhouse and Switchyard	738.0	863.6	799.6	799.6	460.2	738.8
Sub-total	5,075.9	18,178	11,062	9,068.5	3,655.2	6,331.1
5. Hydraulic Equipment						
Spillway gate	149.4	149.4	149.4	149.4	149.4	149.4
Outlet works	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2
Intake gate	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9 + 14.3
Draft gate	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
Penstock	1,663.2	2,031.8	1,915.2	1,665.6	658.4	2,308.2
Bridge at Spillway	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3
Sub-total	1,912.5	2,281.1	2,164.5	1,914.9	907.7	2,571.8
6. Electromechanical Equipment	2,440.0	2,600	2,550	2,550	1,960	2,550.0
7. Transmission Works	-	-	-	-	-	-
a. Total Direction Cost (DC)	9,888.2	24,424.7	16,645.2	14,271.0	6,897.4	11,970.2
b. Engineering and ADM (0.14 x a)	1,384.3	3,419.5	2,330.3	1,997.5	965.6	1,675.8
c. Contingencies						
Civil Works (0.25 x MC)	1,269.0	4,544.5	2,765.5	2,267.1	913.8	1,582.8
Electromechanical Eq. (0.15 x EM + ME)	652.9	732.2	707.2	669.7	430.2	768.3
Engineering (0.15 x b)	207.6	390.1	349.8	299.7	145.0	251.9
Sub-total	2,129.5	5,666.8	3,822.5	3,236.5	1,489.0	2,603.0
A. Total (a + b + c)	13,402	33,511	22,798	19,505	9,352	16,249
B. Institute Expense (0.055 x A)	737	1,843	1,254	1,073	514	894
C. Grand Total	14,139	35,354	24,052	20,578	9,866	17,143

Table 9-10 Basic Development Plan of Los Llanos Project

Item	Los Llanos (1)	Los Llanos (2)	Los Llanos (3)	Los Llanos (4)
Effective Storage Capacity (10^6 m^3)	1.5	22.5	9.5	5.0
Installed Capacity (MW)	95.8	117.3	109.5	105.9
Firm Power (MW)	66.1	104.4	90.3	81.5
Annual Available Energy (GWh)	382.8	468.8	437.3	422.6
Firm Energy (GWh)	120.7	190.6	164.8	148.7
Secondary Energy (GWh)	262.1	278.2	272.5	273.9
Investment Cost (10^6¢)	14,139	35,354	24,052	20,578
Annual Cost (C) (10^6¢)	1,838	4,596	3,127	2,675
Annual Benefit (B) (10^6¢)	1,949	2,744	2,452	2,281
Benefit Cost Ratio (B/C)	1,060	0.597	0.784	0.853
Unit Cost of Energy (¢/kWh)	4.80	9.80	7.15	6.33

Table 9-11 Monthly Average Inflow at the Intake Channel Site (without Project)

Catchment Area : 230 km^2

Unit : m^3/s

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1971	56.93	89.36	59.22	85.50	102.48	74.61	49.52	21.52	19.73	9.88	6.81	13.97	49.13
1972	32.36	26.58	25.71	32.34	38.36	55.20	44.84	22.93	10.23	6.97	6.25	10.19	26.00
1973	20.64	53.45	48.17	72.48	79.14	91.98	40.31	30.23	27.78	11.24	7.39	9.64	41.04
1974	32.21	57.43	36.39	41.90	57.84	81.70	42.68	16.08	9.62	6.85	6.76	8.05	33.13
1975	34.12	37.84	40.32	53.75	70.54	69.15	60.76	23.95	12.45	6.59	5.02	5.91	35.03
1976	16.29	28.27	21.87	23.85	41.84	51.62	31.44	14.83	8.22	6.29	5.66	6.90	21.42
1977	16.61	28.36	19.86	44.45	50.90	61.08	46.89	20.52	9.38	6.57	6.16	16.76	27.29
1978	23.14	40.06	40.51	48.54	58.90	69.36	44.25	21.25	11.15	7.59	6.65	12.70	32.01
1979	36.25	40.05	36.61	44.39	63.93	69.62	43.68	21.88	14.71	8.78	6.07	10.10	33.01
1980	25.00	38.02	38.87	38.67	44.65	52.83	58.11	23.61	13.08	8.68	7.62	15.17	30.36
1981	54.11	62.29	38.75	51.19	37.86	50.88	43.37	17.74	14.51	8.58	8.71	11.64	33.30
1982	40.51	28.00	28.33	28.31	36.71	44.70	23.46	10.35	6.61	6.22	7.47	8.41	22.42
1983	12.22	26.57	20.37	27.14	47.74	59.80	59.38	28.24	13.91	11.30	9.25	9.63	27.13
1984	35.68	45.96	53.18	42.64	53.12	61.56	48.66	16.26	7.55	5.47	4.28	5.14	31.63
1985	20.64	34.03	35.54	51.39	57.96	74.21	48.72	34.04	13.15	7.05	5.24	7.25	32.44
1986	26.59	35.73	34.01	29.02	36.63	56.89	34.65	14.83	8.09	5.70	4.52	7.83	24.54
1987	25.91	30.64	40.20	49.47	36.39	39.88	30.00	16.39	8.84	5.70	4.84	5.80	24.51
1988	20.37	39.24	40.79	62.18	84.48	73.65	31.40	15.19	8.91	4.90	<3.70	5.19	32.50
1989	22.23	27.23	27.66	42.49	61.19	47.14	33.55	30.83	13.87	8.04	6.93	10.32	27.62
1990	32.08	40.36	41.87	42.35	46.21	66.03	44.38	25.99	19.40	8.70	6.29	10.07	31.98
1991	24.67	38.71	36.28	36.57	40.40	46.88	33.68	20.92	10.07	8.44	5.34	6.29	25.69
1992	11.41	36.31	41.54	30.79	58.92	56.53	39.81	21.56	9.09	6.69	6.38	9.38	27.37
1993	29.74	25.78	27.57	44.71	65.47	54.74	31.32	15.69	8.97	5.83	5.42	7.69	26.91
Total	649.72	910.27	833.62	1024.10	1271.69	1410.05	964.87	484.84	279.30	172.04	142.74	214.05	696.44
Average	28.25	39.58	36.24	44.53	55.29	61.31	41.95	21.08	12.14	7.48	6.21	9.31	30.28
Min.	11.41	25.78	19.86	23.85	36.39	39.88	23.46	10.35	6.61	4.90	3.70	5.14	21.42
Max.	56.93	89.36	59.22	85.50	102.48	91.98	60.76	34.04	27.78	11.30	9.25	16.76	49.13

Table 9-12 Monthly Average Inflow at the Intake Channel Site (with Project)

Catchment Area : 230 km^2

Unit : m^3/s

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1971	30.87	58.36	32.31	54.50	71.48	43.61	26.26	9.73	8.74	3.62	2.19	5.68	28.95
1972	15.91	12.57	12.08	15.90	19.47	29.79	23.39	10.51	3.80	2.26	1.94	3.77	12.62
1973	9.24	28.70	25.42	41.48	48.14	60.98	20.64	14.67	13.26	4.29	2.45	3.51	22.73
1974	15.83	31.19	18.29	21.60	31.44	50.70	22.08	6.78	3.50	2.21	2.17	2.76	17.38
1975	16.95	19.16	20.65	28.88	39.54	38.62	33.28	11.08	4.90	2.09	1.42	1.79	18.20
1976	6.89	13.54	9.92	11.03	21.56	27.56	15.37	6.12	2.83	1.96	1.69	2.23	10.06
1977	7.06	13.59	8.81	23.15	27.11	33.48	24.64	9.17	3.38	2.08	1.90	7.14	13.46
1978	10.63	20.49	20.76	25.65	32.11	38.75	23.03	9.57	4.25	2.55	2.12	5.03	16.24
1979	18.21	20.48	18.42	23.11	35.29	38.92	22.68	9.93	6.06	3.10	1.87	3.73	16.82
1980	11.67	19.27	19.77	19.65	23.27	28.31	31.61	10.89	5.22	3.05	2.56	6.30	15.13
1981	29.11	34.25	19.70	27.29	19.17	27.10	22.49	7.66	5.95	3.00	3.07	4.49	16.94
1982	20.76	13.38	13.57	13.56	18.48	23.30	10.80	3.85	2.10	1.93	2.49	2.93	10.60
1983	4.78	12.56	9.09	12.89	25.16	32.67	32.41	13.52	5.64	4.32	3.32	3.50	13.32
1984	17.87	24.07	28.53	22.05	28.49	33.79	25.73	6.87	2.53	1.61	1.12	1.47	16.18
1985	9.24	16.89	17.79	27.42	31.52	43.21	25.77	16.90	5.25	2.30	1.51	2.39	16.68
1986	12.57	17.90	16.88	13.97	18.44	30.84	17.26	6.12	2.77	1.70	1.21	2.66	11.86
1987	12.19	14.91	20.57	26.23	18.29	20.38	14.54	6.94	3.13	1.70	1.34	1.75	11.83
1988	9.09	19.99	20.93	34.18	53.48	42.65	15.35	6.31	3.16	1.37	0.89	1.49	17.41
1989	10.12	12.94	13.19	21.96	33.55	24.79	16.61	15.02	5.63	2.75	2.24	3.84	13.55
1990	15.75	20.67	21.58	21.87	24.22	36.63	23.11	12.23	8.56	3.06	1.96	3.72	16.11
1991	11.49	19.68	18.23	18.40	20.69	24.63	16.69	9.39	3.72	2.94	1.55	1.96	12.45
1992	4.38	18.24	21.38	15.00	32.12	30.62	20.34	9.74	3.25	2.14	2.00	3.38	13.55
1993	14.39	12.11	13.14	23.31	36.26	29.50	15.30	6.57	3.19	1.76	1.58	2.59	13.31
Total	314.99	474.95	421.02	543.06	709.32	790.83	499.38	219.59	110.80	57.79	44.58	78.10	355.37
Average	13.70	20.65	18.31	23.61	30.84	34.38	21.71	9.55	4.82	2.51	1.94	3.40	15.45
Min.	4.38	12.11	8.81	11.03	18.29	20.38	10.80	3.85	2.10	1.37	0.89	1.47	10.06
Max.	30.87	58.36	32.31	54.50	71.48	60.98	33.28	16.90	13.26	4.32	3.32	7.14	28.95

Table 9-13 (1) Outline of Los Llanos Project (I)

Item			CASE I-1	CASE I-2	CASE I-3	CASE I-4
High Water Level		(EL. m)	475.5	476.8	478.0	479.2
Low Water Level		(EL. m)	470.0	470.0	470.0	470.0
Effective Storage Capacity (1)		(10^3 m^3)	484	605	726	847
Effective Storage Capacity (2)		(10^3 m^3)	0	0	0	0
Tail Water Level		(EL. m)	84.0	84.0	84.0	84.0
Gross Head		(m)	388.8	389.4	390.0	390.6
Effective Head		(m)	353.8	354.4	354.9	355.4
Maximum Discharge		(m^3/s)	20	25	30	35
Installed Capacity		(MW)	60	75	90	105
Firm Power Output		(MW)	60	75	78.7	78.8
Annual Available Energy		(GWh)	338	365	379	386
Firm Energy		(GWh)	102	102	102	103
Secondary Energy		(GWh)	236	263	277	283
Main Facilities						
Dam	Type		Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity
	Height x Length		60.5 x 107	61.8 x 108	63.0 x 109	64.2 x 110
Headrace	(D x L)		2.8 x 5,600	3.0 x 5,600	3.2 x 5,600	3.4 x 5,600
Surge Tank	(D x H)		8.0 x 55	8.0 x 55	8.0 x 55	8.0 x 55
Penstock	Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
	D x L		2.3 x 1,650	2.5 x 1,650	2.7 x 1,650	2.9 x 1,650
Powerhouse	Type		Open	Open	Open	Open
	Type of Turbine		Pelton	Pelton	Pelton	Pelton

Table 9-13 (2) Outline of Los Llanos Project (II)

Item			CASE II-1	CASE II-2	CASE II-3	CASE II-4
High Water Level		(EL. m)	523.0	523.4	523.8	524.2
Low Water Level		(EL. m)	506.0	506.0	506.0	506.0
Effective Storage Capacity (1)		(10^3 m^3)	484	605	726	847
Effective Storage Capacity (2)		(10^3 m^3)	5,000	5,000	5,000	5,000
Tail Water Level		(EL. m)	84.0	84.0	84.0	84.0
Gross Head		(m)	430.5	430.7	430.9	431.1
Effective Head		(m)	391.8	391.9	392.1	392.3
Maximum Discharge		(m^3/s)	20	25	30	35
Installed Capacity		(MW)	66	83	100	116
Firm Power Output		(MW)	66	83	93.7	93.7
Annual Available Energy		(GWh)	399	426	435	436
Firm Energy		(GWh)	120	120	120	120
Secondary Energy		(GWh)	279	306	315	316
Main Facilities						
Dam	Type		Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity
	Height x Length		108.0 x 194	108.4 x 195	108.8 x 195	109.2 x 196
Headrace	(D x L)		2.8 x 5,520	3.0 x 5,520	3.2 x 5,520	3.4 x 5,520
Surge Tank	(D x H)		8.0 x 77	8.0 x 77	8.0 x 77	8.0 x 77
Penstock	Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
	D x L		2.3 x 1,720	2.5 x 1,720	2.7 x 1,720	2.9 x 1,720
Powerhouse	Type		Open	Open	Open	Open
	Type of Turbine		Pelton	Pelton	Pelton	Pelton

Table 9-14 Development Plan of Los Llanos Project

Item		CASE I (Regulation Type)				CASE II (Reservoir Type)			
		CASE I-1	CASE I-2	CASE I-3	CASE I-4	CASE II--1	CASE II-2	CASE II-3	CASE II-4
Effective Storage Capacity	(10^3 m^3)	484	605	726	847	484 + 5000	605 + 5,000	726 + 5,000	847 + 5,000
Installed Capacity	(MW)	60	75	90	105	66	83	100	116
Firm Power	(MW)	60	75	78.7	78.8	66	83	93.7	93.7
Annual Available Energy	(GWh)	338.1	365.5	379.4	385.9	399	426	435	436
Firm Energy	(GWh)	102.1	102.3	102.4	102.6	120	120	120	120
Secondary Energy	(GWh)	236.0	263.2	277.0	283.3	279	306	315	316
Investment Cost	(10^6 ¢)	11,623 (16,124)	12,687 (17,188)	13,734 (18,235)	14,590 (19,091)	18,838	19,439	20,641	21,443
Annual Cost (C)	(10^6 ¢)	1,604 (2,096)	1,742 (2,234)	1,878 (2,371)	1,990 (2,482)	2,449	2,527	2,683	2,788
Annual Benefit (B)	(10^6 ¢)	1,735	1,992	2,073	2,090	1,987	2,267	2,424	2,426
Benefit Cost Ratio (B / C)		1.082 (0.828)	1.144 (0.892)	1.104 (0.874)	1.050 (0.842)	0.811	0.897	0.903	0.870
(B−C)	(10^6 ¢)	131 (△361)	250 (△242)	195 (△298)	100 (△392)	△462	△260	△259	△362
Unit Cost of Energy	(¢/kWh)	4.74	4.77	4.95	5.16	6.14	5.93	6.17	6.39

Remark : ( ) means CASE I'

Table 9-15 Study on Turbine Type

Item		Pelton Turbine	Francis Turbine
Maximum Discharge	Q (m^3/s)	27	27
Effective Head	H (m)	356.9	359.4
Installed Capacity P=9.8 QHηtηg	(kW)	9.8 x 27 x 356.9 x 0.884 x 0.971 = 81,000	9.8 x 27 x 359.4 x 0.922 x 0.971 = 85,000
Firm Power	(kW)	78.8	82.7
Annual Available Energy	(GWh)	371.1	389.4
Firm Energy	(GWh)	102.3	107.3
Secondary Energy	(GWh)	268.8	282.1
Investment Cost	(10^6 ¢)	12,122	11,652
Main Civil Works	(10^6 ¢)	4,360	4,498 (Surge Tank) 138
Electromechanical Eq	(10^6 ¢)	2,186	1,697
Others	(10^6 ¢)	5,576	5,457
Annual Cost	(10^6 ¢)	1,669	1,608
Annual Benefit	(10^6 ¢)	2,053	2,155
Benefit Cost Ration	(B/C)	1.23	1.34
(B-C)	(10^6 ¢)	384	547
Unit Cost Energy	(¢/kWh)	4.50	4.13

Table 9-16 Standard Alternative Thermal Power Plant

Item	Unit	Description	
Type	-	Gas Turbine	Diesel (Slow Speed Internal Combustion Engine)
Installed Capacity	MW	42 MW	40 MW
Annual Plant Factor	%	30	80
Thermal Efficiency	%	27.23	34.32
Annual Energy Production	GWh	110	280
Construction Cost (Interest during Construction included)	$	25,729,200	74,136,000
Service Life	year	15	25
Construction Period	year	2	2
Capital Recovery Factor	-	0.14682	0.12750
Diesel Calorific Value	kcal/kg	10,248	-
Bunker Calorific Value	kcal/kg	-	10,207
Fuel Consumption Rate $\left[\frac{860\,kcal/kWh}{Thermal\ Efficiency \times Colorific\ Value}\right]$	kg/kWh	0.308	0.246
O & M Cost	%	3.58	2.02
Unit Fuel Cost	$/l (1994 CIF)	0.1478 (Diesel)	0.0743 (Bunkeroil)

Type		Gas Turbine		Diesel (Slow Speed Internal Combustion Engine)	
Annual Cost	Unit	Fixed Cost	Variable Cost	Fixed Cost	Variable Cost
Capital Recovery	10^6 $	3,778	-	9,452	-
O & M Cost	10^6 $	0.829 (90%)	0.092 (10%)	1.348 (90%)	0.150 (10%)
Fuel Cost	10^6 $	-	6.019 [1]	-	5.212 [2]
Total	10^6 $	4.607	6.111	10.773	5.362
Annual Cost at Receiving end					
kW Cost	$/kW	[3]	kW value	236.14 $/kW	
kWh Cost	$/kWh	[4), 5)]	Firm energy value Secondary energy value	0.0313 $/kWh 0.0204 $/kWh	

1) $110 \times 10^6 \times 0.308/0.832 \times 0.1478 = 6.019 \times 10^6$ \$

2) $280 \times 10^5 \times 0.246/0.982 \times 0.0743 = 5.212 \times 10^6$ \$

Adjustment Factor for kW & kWh

Item	kW (%)	kWh (%)
Loss of Station Service	6	6
Loss of Stoppage	4	-
Loss of Repair	12	-
Loss of Transmission	0	0

$$\text{kW Adjustment Factor} = \frac{1}{(1-0.06)\text{x}(1-0.04)\text{x}(1-0.12)\text{x}(1-0.0)} = 1.259$$

$$\text{kWh Adjustment Factor} = \frac{1}{(1-0.06)\,\text{x}\,(1-0.0)} = 1.064$$

3) $$\frac{(4.607+10.773)\text{x}10^6}{(42+40)\text{x}1{,}000}\ \text{x}\ 1.259 = 236.14\ \$/\text{kW}$$

4) $$\frac{(6.111+5.362)\text{x}10^6}{(110+280)\text{x}10^6}\ \text{x}\ 1.064 = 0.0313\ \$/\text{kW}$$

5) $$\frac{5.362\text{x}10^6}{280\text{x}10^6}\ \text{x}\ 1.064 = 0.0204\ \$/\text{kW}$$

Firm energy value synthesized costs of both the gas turbine generator and the diesel engine generator. The secondary energy value was estimated from the diesel engine generator cost considering reducing the operation during high stream flow season, because in this season, the energy will be produced by the hydroelectric power stations instead of the diesel engine generator plants.

Table 9-17 Result of Optimum Development Plan

High Water Level		EL. 477.4 m
Low Water Level		EL. 470.0 m
Effective Storage Capacity		653×10^3 m^3
Effective Head		359.4 m
Installed Capacity		85 MW
Firm Power Output		82.7 MW
Annual Available Energy		389 Gwh
Firm Energy		107 Gwh
Secondary Energy		282 Gwh
Investment Cost		$151,763 \times 10^3$ US$
Annual Cost	(C)	$19,729 \times 10^3$ US$
Annual Benefit	(B)	$28,631 \times 10^3$ US$
Benefit Cost Relation	(B - C)	8,902
Unit Cost of Energy		0.05 US$/kwh

第10章　送電計画および系統解析

第10章　送電計画および系統解析

目　次

List of Figures

第10章　送電計画および系統解析

10.1　送電系統の概要

Costa Ricaの送電系統は 230kVにて隣国のNicaragua国、Panama国とも連系され、近隣国との間で電力相互融通が行われている。

国内は230kV及び138kV送電線によって構成され、1995年１月現在、その亘長はそれぞれ 880km及び 704kmである。

電力需要の最も多い首都San Jose市を中心とする中央山岳部は 138kVによるリング系統によって構成され、信頼度の向上に寄与している。

一方、中米５ヵ国及びパナマを結ぶ、500kV中米連系送電線計画（ＳＩＥＰＡＣ）が具体的に推進されており、2000～2003年頃には運転開始される予定である。

ＳＩＥＰＡＣはCosta Ricaの太平洋岸沿を通過し、Los Llanos水力発電所近くのParrita町のSan Rafael地点に変電所が設置され、Pirris発電所（2003年運開予定）を経由して首都圏と連系される計画となっている。

Fig.10-1 にCosta Ricaの230kV及び138kV送電系系統（2015年予想）を示す。

10.2 送電計画

10.2.1 前提条件

(1) ＩＣＥはLos Llanos発電所で発生した電力を近隣のPirris水力発電所（2003年運転開始予定 128MW）を経由して、Costa Rica国最大の電力消費地である首都圏（San Jose市）に送電したいとしている。このためLos Llanos発電所の発生電力は首都圏に送電されるものとする。

(2) 500kV中米連系送電線（ＳＩＥＰＡＣ）が、Pirris発電所が運転開始する2003年頃迄には完成し、Parrita近くの500kV変電所（San Rafael：Parrita）を経由してPirris発電所と連系する計画である。Los Llanos発電所は2005年に運転開始が予定されており、Los Llanos運転開始時にはＳＩＥＰＡＣが完成しているものとする。

(3) 従って、Los Llanos発電所からの送電線はＳＩＥＰＡＣの500kV変電所（San Rafael: Parrita）に接続するものとする。（San Rafael: Parrita 地点はLos Llanos発電所地点より最も近い変電所であるため。）

(4) 将来計画のSavegre発電所（165MW）の送電も考慮することとする。

Fig.10-2 にLos Llanos発電所近辺の送電系統を示す。

10.2.2 現地調査

(1) 送電線ルート

Los Llanos発電所からSan Rafael（Parrita）変電所までの送電線ルートは発電所からPaquita川を横断し山岳部を通ってほぼ直線に結ぶルートが考えられる。（ルートＡ案）この場合距離は最短となるがほとんどが山岳部を通過することとなる。又はPaquita川の右岸を平野部まで南下し、ＳＩＥＰＡＣと平行してSan Rafael(Parrita）に結ぶ案が考えられる。（ルートＢ案）この場合には平野部の椰子園を避けて通過することが可能である。

以上の２ルートの他に平野部に出てから椰子園の中を横断し国道 239号線添いにSan Refaelに向かう案も考えられる。（ルートＣ案）

(2) 開閉所地点

発電所予定地点の下流左岸には開閉所として充分な平らな牧草地があり、ここに開閉所を置くものとする。

送電線はPaquita川を横断して右岸に渡ることとなるが、川幅も約100m程であり、引出しも容易で開閉所地点の地形上の問題は無い。

(3) 連系変電所地点（San Rafael地点）

Paquita町とDamas町の中間に位置し、現在は牧草地であり、平坦な場所で海（太平洋）からは約10km離れており、ＳＩＥＰＡＣの通過下に位置する。幹線道路からは山側に約２km程入ったところである。このため、幹線からの進入路の補修は必要であるが、重量物運搬の問題は無いものと思われる。

この変電所の概要はまだ固まっていないが、500kVより230kVに降圧し、Pirris発電所（128MW 2003年運転開始予定）へ２回線で接続される計画となっている。

10.2.3 送電線ルートの選定

送電線のルート選定にあたっては、経過地域の自然および社会環境と調和をとり、かつ技術的対応が可能である事を考慮し、下記に示す事項に留意した。

a）自然環境と調和がとれること。

- 自然公園、名勝地などの自然景観を損なわない。
- 貴重な動・植物の生息地を避ける。
- 自然林、植林地帯などの伐採が少ない。

b）社会環境と調和がとれること。

- 人家および公共施設などを避ける。
- 文化財、史跡などを避ける。
- 生産性の高い土地および復元が困難な土地などを避ける。（パーム園上の通過を避ける。）
- 地域開発構想と整合する。

c）技術的に調和がとれること。

- 設備の安全性が高い。

- 建設費が経済的である。
- 施工が容易である。
- 所定の工期に完成できる。
- 保守が容易である。
- 出来るだけ短距離であること。

以上の事項を考慮し、通過地域の自然、社会環境などを考慮し考えられる次の送電ルート3案（A, B, C案）について検討を行った。

Fig. 10-3 に送電ルート案を示す。

(1) ルートA案

このルートはLos Llanos発電所より直線的にSan Rafael（Parrita）変電所に接続するものである。

このルートではほとんどが急峻な山岳部を通過することとなり、建設用資材の輸送及び運転開始後のメンテナンスにおいて問題が多い。

このルートは3案の中では一番亘長が短く約20kmである。

(2) ルートB案

Los Llanos発電所の開閉所からPaquita川を横断し平野部まではPaquita川添に右岸を走る。（この間はPaquita川を横断して直ぐ山に登り、約6km程は山岳部を通過することとなる。）

平野部に出てからはパーム園（ヤシ園）が広がっているため、パーム園の中の通過を避け、山の裾野を通りParritaを経由し、San Antonio村まで行き、San Rafael（Parrita）変電所に至る。

Parrita ~ San Rafael間は直線にて平野部を通過することとなる。この平野部は畑になっており、パーム園やバナナ園は無く、送電線の通過に支障となるものは無い。資材輸送用の道路は送電ルート添いには無いが、近くまでは車の通行可能な道路がいくつもあり、資材の輸送には問題ないと考えられる。又運転開始後の保守についても問題は無いと考える。

このルートの場合の送電亘長は約22kmである。

(3) ルートC案

平野部まではBルートと同じであるが、平野部に出てからは直線的に幹線道路（R239）に出てこのR239添いにSan Rafael(Parrita) 変電所近くまで行き、San Rafael(Parrita) 変電所に接続する案である。このルートは道路添いに走り資材輸送、運転開始後の保守に最も良いルートである。

然しながら、パーム園を通過し、500kV 送電線との交叉がある。このルートの亘長は約25kmで３案の中で最長である。

(4) 各ルート案の比較

３ルート案（A, B, C）の比較を次に示す。

	Aルート	Bルート	Cルート
送電線亘長	◎(20km)	○(22km)	△(25km)
山岳部通過	△	○	◎
送電線の交叉	○	◎	△
やし園の通過	◎	○	△
資材輸送	△	○	◎
保守の容易性	△	○	◎
工事費（Bルートを"1"とした場合）	△ 1.5	◎ 1.0	○ 1.0
自然林・植林地帯の伐採が少ない	△	◎	△
距離が短い	◎	○	△
総合評価	○	◎	△

(5) 検討結果

以上の３ルート（A, B, Cルート）について技術的、経済的面より総合的に検討した結果、送電線ルートとしてはBルートを採用することとした。

Bルートで考えたLos Llanos開閉所とSan Rafael(Parrita) 変電所間の送電線の亘長は概略22kmである。

10.2.4 送電電圧

送電電圧の検討にあたっては、Los Llanos水力の発電容量（85MW）より経済的な送電計画を立案した。

送電電圧は既設電力系統と協調を取り、既設の電圧階級から選択することが、より経済的で運用面においても有利である。

又、Los Llanos水力計画及び近傍の将来計画を含めた送電電力（想定最大電力

250MW）を考慮すると 138kVでは既存のＩＣＥ採用の導体よりも太くなるため、１ランク上の 230kVを採用することとした。

10.2.5 回線数

回線数については１回線と２回線案が考えられるが、500kV 中米連系線（ＳＩＥＰＡＣ）と連系されることとなっており、Los Llanosを含めたこの電力システムは信頼度の高いものとなる予定である。Los Llanos発電所はＩＣＥの系統の中で、主要電源となることから、送電線の事故遮断は連系系統に広範囲の停電を引き起こす可能性があり、送電線の信頼度を上げておく必要がある。

このため、信頼度を考え２回線送電線を採用することとした。

10.2.6 送電線線種及び碍子数の検討

送電線はLos Llanos計画（85MW）及び将来の近傍での計画本線を利用する計画であり、これらの電流容量、機械強度を考慮し、Costa Ricaにおける使用実績及びＩＣＥの計画案を参考にして次の通りとした。

- 線　種　　ＡＣＳＲ　　954 MCM　　１導体
- 碍子数　　15ヶ（所要碍子数　14ヶ、保守追加分　１ヶ）

10.2.7 送電線鉄塔の検討

ＩＣＥ仕様の230kV送電線鉄塔の概念図を Fig.10-4 に示す。電力システム全体との関連もあり、またこれまで運用してきても問題が無いことより、ＩＣＥ仕様の送電線鉄塔を採用するものとする。

Fig.10-4 に230kV標準鉄塔図を示す。

10.2.8 送電工事費の検討

送電工事費の検討にあたっては、日本の価格、並びにＩＣＥの最近の工事費の実績を参考にして国際価格で算出するものとする。