Table 13-48 Monthly Average Inflow at the River Mouth of Naranjo with Project Implementation

Catchment Area : 332 km^2

Unit : m^3/s

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1971	44.26	83.71	47.04	79.01	99.67	65.77	37.08	14.46	13.09	5.78	3.67	8.81	41.86
1972	23.09	18.36	17.69	23.00	27.84	42.16	33.18	15.55	6.03	3.78	3.30	6.23	18.35
1973	13.91	40.36	36.07	63.17	71.28	86.90	29.52	21.27	19.40	6.77	4.06	5.63	33.19
1974	22.95	44.87	26.30	30.92	45.36	74.40	31.46	10.33	5.59	3.70	3.65	4.55	25.34
1975	24.71	27.48	29.44	40.70	60.82	59.13	48.92	16.29	7.65	3.52	2.52	3.11	27.02
1976	10.75	19.69	14.69	16.24	30.81	38.98	22.25	9.38	4.62	3.33	2.94	3.76	14.79
1977	10.87	19.94	13.14	33.01	38.38	49.30	34.87	13.69	5.43	3.52	3.26	11.40	19.73
1978	15.73	29.26	29.55	36.24	46.66	59.38	32.75	14.23	6.67	4.19	3.57	7.99	23.85
1979	26.18	29.28	26.41	32.94	52.78	59.70	32.35	14.71	9.36	5.01	3.19	6.06	24.83
1980	17.22	27.74	28.52	28.12	33.06	39.81	45.70	16.05	8.08	4.94	4.21	9.80	21.94
1981	40.93	50.78	28.15	38.53	27.47	38.18	32.17	11.53	9.13	4.87	4.97	7.05	24.48
1982	29.83	19.47	19.79	19.73	26.63	33.08	15.92	6.10	3.54	3.29	4.14	4.77	15.52
1983	7.54	18.39	13.53	18.84	35.55	47.75	47.24	19.78	8.68	6.80	5.33	5.66	19.59
1984	25.93	34.12	40.09	31.30	40.06	49.89	36.41	10.46	4.16	2.80	2.04	2.64	23.32
1985	13.86	24.30	25.60	38.78	45.51	65.28	36.57	24.43	8.14	3.83	2.65	4.00	24.41
1986	19.04	25.69	24.27	20.28	26.41	44.21	24.79	9.38	4.54	2.95	2.20	4.41	17.35
1987	17.85	21.61	29.32	36.96	26.19	29.09	21.13	10.53	5.05	2.94	2.40	3.04	17.18
1988	13.64	28.79	29.82	50.65	77.78	64.60	22.31	9.64	5.11	2.43	1.70	2.67	25.76
1989	14.96	18.90	19.20	31.21	49.44	35.05	23.90	21.83	8.66	4.50	3.75	6.16	19.80
1990	22.78	29.44	30.77	31.13	34.25	55.33	32.85	17.91	12.79	4.96	3.32	5.96	23.46
1991	16.90	28.14	26.12	26.50	29.50	34.88	24.09	14.05	5.90	4.77	2.71	3.33	18.07
1992	6.94	26.25	30.42	21.69	46.68	43.77	29.00	14.52	5.22	3.54	3.64	6.06	19.81
1993	19.29	12.23	16.38	35.21	54.64	44.32	23.96	9.44	4.83	2.33	2.56	5.43	19.22
Total	459.15	678.81	602.32	784.17	1026.77	1160.92	718.40	325.56	171.65	94.55	75.78	128.51	518.88
Average	19.96	29.51	26.19	34.09	44.64	50.47	31.23	14.15	7.46	4.11	3.29	5.59	22.56
Min.	6.94	12.23	13.14	16.24	26.19	29.09	15.92	6.10	3.54	2.33	1.70	2.64	14.79
Max.	44.26	83.71	47.04	79.01	99.67	86.90	48.92	24.43	19.40	6.80	5.33	11.40	41.86

Table 13-49 Monthly Inflow at the Intake without Project Implementation

Catchment Area : 230 km^2 Annual Precipitation 6,167 mm

Unit : m^3/s

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1971	53.38	83.79	55.53	80.17	96.09	69.96	46.44	20.18	18.50	9.26	6.38	13.10	46.07
1972	30.34	24.92	24.11	30.33	35.97	51.76	42.04	21.50	9.59	6.54	5.86	9.55	24.38
1973	19.35	50.12	45.16	67.96	74.21	86.24	37.80	28.35	26.05	10.54	6.93	9.04	38.48
1974	30.21	53.85	34.12	39.28	54.23	76.61	40.02	15.08	9.02	6.42	6.34	7.55	31.06
1975	31.99	35.48	37.81	50.40	66.15	64.84	56.97	22.46	11.68	6.18	4.71	5.54	32.85
1976	15.28	26.51	20.51	22.37	39.23	48.41	29.48	13.90	7.71	5.90	5.30	6.47	20.09
1977	15.57	26.59	18.62	41.68	47.73	57.27	43.96	19.24	8.79	6.16	5.78	15.72	25.59
1978	21.70	37.56	37.98	45.51	55.23	65.04	41.49	19.92	10.45	7.12	6.24	11.91	30.01
1979	33.99	37.55	34.33	41.62	59.95	65.28	40.96	20.52	13.79	8.23	5.69	9.47	30.95
1980	23.44	35.65	36.44	36.26	41.87	49.53	54.49	22.14	12.26	8.14	7.14	14.22	28.47
1981	50.73	58.41	36.33	48.00	35.50	47.71	40.67	16.63	13.60	8.04	8.17	10.92	31.23
1982	37.98	26.25	26.56	26.54	34.42	41.91	22.00	9.71	6.20	5.83	7.01	7.89	21.03
1983	11.46	24.91	19.10	25.44	44.76	56.07	55.68	26.48	13.04	10.60	8.67	9.03	25.44
1984	33.46	43.09	49.86	39.98	49.81	57.72	45.63	15.25	7.08	5.13	4.01	4.82	29.65
1985	19.35	31.91	33.32	48.19	54.35	69.58	45.69	31.92	12.33	6.61	4.91	6.80	30.41
1986	24.93	33.50	31.89	27.21	34.35	53.34	32.49	13.90	7.58	5.35	4.24	7.35	23.01
1987	24.30	28.73	37.69	46.38	34.12	37.40	28.13	15.37	8.29	5.35	4.53	5.44	22.98
1988	19.10	36.79	38.25	58.31	79.22	69.06	29.45	14.24	8.35	4.60	3.47	4.86	30.47
1989	20.85	25.54	25.94	39.84	57.37	44.20	31.46	28.91	13.01	7.54	6.49	9.68	25.90
1990	30.08	37.85	39.26	39.71	43.33	61.92	41.61	24.37	18.19	8.16	5.90	9.44	29.98
1991	23.14	36.30	34.02	34.29	37.88	43.95	31.58	19.62	9.44	7.91	5.01	5.90	24.09
1992	10.70	34.04	38.95	28.87	55.25	53.00	37.33	20.21	8.53	6.27	5.98	8.79	25.66
1993	27.89	24.17	25.85	41.92	61.38	51.33	29.36	14.71	8.41	5.47	5.08	7.21	25.23
Total	609.22	853.53	781.66	960.26	1192.41	1322.15	904.72	454.61	261.89	161.32	133.84	200.70	653.03
Average	26.49	37.11	33.99	41.75	51.84	57.48	39.34	19.77	11.39	7.01	5.82	8.73	28.39
Min.	10.70	24.17	18.62	22.37	34.12	37.40	22.00	9.71	6.20	4.60	3.47	4.82	20.09
Max.	53.38	83.79	55.53	80.17	96.09	86.24	56.97	31.92	26.05	10.60	8.67	15.72	46.07

Table 13-50 Monthly Inflow at the Intake with Project Implementation

Catchment Area : 230 km^2

Unit : m^3/s

Year	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Average
1971	28.38	58.79	30.53	55.17	71.09	44.96	23.27	8.46	7.59	3.02	1.77	4.91	28.16
1972	14.07	10.95	10.52	13.98	17.14	26.76	20.67	9.15	3.17	1.84	1.56	3.39	11.10
1973	8.15	25.45	22.63	42.96	49.21	61.24	18.28	12.84	11.65	3.64	2.00	2.94	21.75
1974	13.97	28.85	16.15	19.23	29.23	51.61	19.55	5.84	2.91	1.79	1.76	2.30	16.10
1975	15.20	16.93	18.20	25.71	41.15	39.84	31.97	9.61	4.18	1.69	1.12	1.46	17.25
1976	6.21	11.80	8.59	9.59	19.14	24.59	13.49	5.24	2.33	1.58	1.36	1.83	8.81
1977	6.23	12.03	7.60	20.62	24.19	32.27	21.79	7.97	2.81	1.69	1.55	6.73	12.12
1978	9.28	18.09	18.25	22.70	30.23	40.04	20.41	8.30	3.56	2.07	1.72	4.45	14.93
1979	16.07	18.11	16.20	20.56	34.95	40.28	20.17	8.61	5.26	2.56	1.49	3.24	15.63
1980	10.24	17.13	17.68	17.34	20.61	25.07	29.49	9.46	4.43	2.52	2.09	5.57	13.47
1981	25.84	33.41	17.34	24.26	16.91	23.99	20.07	6.58	5.08	2.47	2.54	3.81	15.19
1982	18.53	11.66	11.89	11.83	16.39	20.61	9.38	3.22	1.70	1.56	2.06	2.42	9.27
1983	4.13	10.98	7.84	11.27	22.23	31.07	30.68	11.90	4.80	3.65	2.75	2.98	12.02
1984	15.98	21.30	25.26	19.41	25.24	32.72	22.84	5.93	2.66	1.27	0.85	1.20	14.51
1985	8.10	14.81	15.68	24.45	29.35	44.58	22.98	14.94	4.47	1.87	1.18	1.97	15.37
1986	11.62	15.73	14.79	12.19	16.19	28.34	15.12	5.24	2.28	1.36	0.94	2.23	10.50
1987	10.63	13.07	18.10	23.16	16.04	17.97	12.76	5.96	1.58	1.35	1.05	1.42	10.34
1988	7.95	17.85	18.45	33.31	54.22	44.06	13.56	5.40	2.62	1.07	0.67	1.22	16.70
1989	8.76	11.31	11.49	19.36	32.37	21.90	14.55	13.23	4.79	2.26	1.81	3.29	12.09
1990	13.83	18.18	19.09	19.33	21.37	36.92	20.47	10.67	7.38	2.54	1.57	3.15	14.54
1991	10.02	17.34	16.00	16.30	18.23	21.80	14.70	8.[illegible]	3.09	2.42	1.22	1.58	10.91
1992	3.76	16.12	18.84	13.10	30.25	28.00	17.90	8.51	2.69	1.68	1.86	3.44	12.18
1993	11.00	5.04	8.69	22.74	36.38	29.05	15.22	5.06	2.32	0.71	1.05	3.28	11.71
Total	277.95	424.95	369.84	498.57	672.12	767.69	449.31	190.34	93.75	46.58	35.97	68.81	324.66
Average	12.08	18.48	16.08	21.68	29.22	33.38	19.54	8.28	4.08	2.03	1.56	2.99	14.12
Min.	3.76	5.04	7.60	9.59	16.04	17.97	9.38	3.22	1.70	0.71	0.67	1.20	8.81
Max.	28.38	58.79	30.53	55.17	71.09	61.24	31.97	14.94	11.65	3.65	2.75	6.73	28.16

Table 13-51 Salinity Tolerance of Mangrove Species

Group	Species	Groups characteristics	Max.S	Optimal S
1.	Aegiceras corniculatum	Torerant of wide range of salinity.		
	Avicenia marina		63	8-15
	Bruguiera gymnorhiza		37	8-34
	Rhizophora stylosa		74	8
2.	Acrostichum speciosum	Associated with fresh-water influence and characteristics of the middle and upper reaches of rivers.		
	Acanthus ilicifolius			
	Heritiera littoralis			
3.	Rhizophora apiculata	Species often growing together behined frontal stands of R. stylosa.	65	8
	R. lamarckii			
4.	Lumnitzera racemosa	Species associated with mid to inner mangrove zones.	78	
	Aegialitis annulata		85	
	Bruguiera exaristata		72	8
5.	Bruguiera parviflora	A degree of freshwater influence seems to be important and limits the distribution of this group.	66	8-17
	Ceriops decandra		67	17
6.	Cynometra iripa	Rarely or never found near river months of close to seawater influence.		
	Lumnitzera littorea			
	Rhizophora mucronata		35	
7.	Baringtonia racemosa	Species associated with freshwater influence and mid and up reaches of in restricted area.		
	Bruguiera sexangula		33	
8.	Bruguiera cylindrica	No unifying ecological features.		
	Bruguiera sexangula		33	
	Nypa fruticans			

Table 13-52 Water Nutrient Load from Intake to Mangrove Area

Date	Water Volume(m_3/s)			PO_4-P(kg/day)			TIN(kg/day)		
	TOMA	St.4	St.6-10	TOMA	St.4	St.6-10	TOMA	St.4	St.6-10
20/09/95	0.2	0.5	3.9	0.9	2.1	13	1.5	0.4	92
15/12	dry	0.2	0.7						
06/01/95	dry	0.6	0.4						
18-19/01	1.44	2	0.9						
25/01					0.9	12		3.7	
					(43)	(92)		(925)	(15)
					[4]	[7]		[26]	[18]
01-02/02	1.24	0.4	0.4		5.9	6.2		2	1.6
					(280)	(48)		(500)	(2)
					[28]	[3]		[15]	[2]
15/02	?				1.8	9.8		1.5	3.7
					(86)	(75)		(375)	(4)
					[9]	[5]		[11]	[5]
22/02	?	?	0.7						
	(1.7)	(0.7)	(1.9)						
08/03	1.44	0.5	0.7						
23/03	1.46	0.8	2						
22/03	?				21	180		14	79
06/04/95	1.52	0.7	4.4						
19/04	?	?	?						
10/05	?	0.91	1.89						

* : ( )shows (%) by the bese of value on 20/09/94.
[ ] shows (%) by the base of value on 22/03/95.

Table 13-53 Salinity changes at Estero Negro (1995)

Date	Tide Cond.	0m	0.5m	1m	2m	Inflow Sum
22/02						0.7
27/02	Low	2.3-27.5	2.3-29.5	27.9-31.2		
	High	30.2-33	32.2-33	32.3-33	32.6-33	
28/02	High	29.8-32.7	31-32.7	31-32.7	31.2-32.7	
01/03	Low	3.3-17.6	4-8.2	4.1		
03/03						0.7
23/03						2.0
29/03	Low	32.3-33.8	32.8-34.2	32.9-34.2		
	High	28.9-32.8	6-32.8	31.5-32.8	32.1-32.8	
06/04						4.4

* : Inflow sum shows total water flow rate (m^3/sec) from channels St.6,7,8,9,10,to mangrove area.

Table 13-54 Salinity changes at Naranjo River Mouth (1995)

Date	Tide Cond.	0m	0.5m	1m	2m	Naranjo
02/02						6.73
27/02	Low	2.2-13.7	0.9-2	26.7-32.4	29.7	
	High	2.7-20.5	32.2-32.5	32.8	33.0	
28/02	High	2.1-15.3	28.4-31.7	31.7-32.4		
01/03	Low	0.9-2	0.9	0.9		
09/03						4.15
22/03						5.84
29/03	High	31.9-33.4	31.9-34.2	31.9		
	Low	2.2-4.5	30.4-32.7	32.1-32.8	32.7-32.8	
05/04						12.2
19/04						9.42
29/04	High	0.7-1	1.2-3.7	1.2-0.0	20.0-28.5	
26/04	Low	0.0	0.0	0.7	4.8	8.8

* Naranjo means Water flow Rate(m^3/sec) at Londres point in Naranjo river.

Table 13-55 (1) Land Acquisition Cost

Category	Quantity Land		Type	Unit Price	Expense
1. Land	(ha)				
1. 1 Permanent Use					
· Reservoir		11.5	Forest(Wasteland)	200	2,300×1,000
· Dam and Intake		2.0	Wasteland	80	160
· Surge Tank		1.7	Meadow	300	510
· Powerhouse and Switchyard		3.1	Meadow	300	930
	Sub.Total	19.2			3,900×1,000
· Dam, Disposal Area		2.0	Meadow	300	
· Headrace-Work Adit-A Dispersal Area		1.1	Meadow	300	
· Power Plant-Disposal Area		1.4			
	Sub.Total	4.5			1,350×1,000
		(km)			
· Dam Access Road		4.3	Meadow	300	
· Headrace, Adit-A Access R.		2.4	Meadow	300	
· Powerhouse Access Road		0.8	Meadow		
· Surge Tank Access Road		5.6	Meadow	300	
· Penstock, Work Adits		1.1	Meadow	300	
· Access Road	Total (km)	14.2	Meadow	300	
	Width (m)	10			
	Area (ha)	14.2			4,260×1,000
	Total(ha)	37.9			9,510×1,000

Expense Unit ; Colones

Table 13-55 (2) Land Acquisition Cost

Category	Quantity Land	Type	Unit Price	Expense
1.2 Temporary Use	(ha)			
· Dam, Quarry and Crashing Plant	4.2	Meadow	300	
· Concrete Plant and Facility	2.1	Meadow	300	
· Concrete Placing Facility	1.0	Meadow	300	
· Headrace, Work Adit-A	0.9	Meadow	300	
· Penstock, Work Adit	0.8	Meadow	300	
· Powerhouse, Borrow Area	4.2	Meadow	300	
· Powerhouse, Crashing and Concrete Plant	3.0	Meadow	300	
· Penstock Yard	1.5	Meadow	300	
· Power Plant Temporary Facility	1.0	Meadow	300	
Total(ha)	18.7			5,610 x 1,000

Expense Unit ; Colones

Table 13-56 Amount of Water to be used (m^3/sec.)

	Jan.			Feb.			Mar.			Apr.		
Year	(A)	(B)	(C)	(A)	(B)	(C)	(A)	(B)	(C)	(A)	(B)	(C)
1971	7.39	6.72	4.92	3.02	2.51	0.71	1.77	1.10	-0.70	4.91	4.24	4.24
1972	3.17	2.50	0.70	1.84	1.18	-0.62	1.56	0.89	-0.91	3.39	2.72	1.02
1973	11.65	10.98	9.18	3.64	2.97	1.17	2.00	1.33	-0.47	2.94	2.27	0.47
1974	2.91	2.24	0.44	1.79	1.12	-0.68	1.76	1.09	-0.71	2.30	1.63	-0.17
1975	4.18	3.51	1.71	1.69	1.02	-0.78	1.12	0.45	-0.35	1.46	0.79	-1.01
1976	2.33	1.66	-0.14	1.58	0.91	-0.89	1.36	0.69	-1.11	1.83	1.16	-0.64
1977	2.81	2.14	0.34	1.69	1.02	-0.78	1.55	0.88	-0.92	6.73	6.06	4.26
1978	3.56	2.89	1.09	2.07	1.40	-0.40	1.72	1.05	-0.75	4.45	3.78	1.98
1979	5.26	4.59	2.79	2.56	1.89	0.09	1.49	0.82	-0.98	3.24	2.57	0.77
1980	4.43	3.76	1.96	2.52	1.85	0.05	2.09	1.42	-0.38	5.57	4.90	3.10
1981	5.08	4.41	2.61	2.47	1.80	0.00	2.54	1.89	0.09	3.81	3.14	1.34
1982	1.70	1.03	-0.77	1.56	0.89	-0.91	2.06	1.39	-0.41	2.24	1.75	-0.05
1983	4.80	4.13	2.33	3.65	2.89	1.09	2.75	2.08	0.28	2.98	2.31	0.51
1984	2.06	1.39	-0.41	1.27	0.60	-1.20	0.85	0.18	-1.62	1.20	0.53	-1.27
1985	4.47	3.80	2.00	1.87	1.20	-0.60	1.18	0.51	-1.29	1.97	1.30	-0.50
1986	2.28	1.61	-0.19	1.36	0.69	-1.11	0.94	0.27	-1.53	2.23	1.63	-0.17
1987	3.58	2.91	1.11	1.45	0.68	-1.12	1.05	0.38	-1.42	1.42	0.75	-1.05
1988	2.62	1.94	0.14	1.07	0.39	-1.41	0.67	0.00	-1.80	1.22	0.55	-1.25
1989	4.79	4.12	2.32	2.26	1.59	-0.21	1.81	1.14	-0.66	3.29	2.62	0.82
1990	7.38	6.71	4.91	2.54	1.89	0.09	1.57	0.90	-0.90	3.15	2.48	0.68
1991	3.09	2.42	0.62	2.42	1.75	-0.05	1.22	0.55	-1.25	1.58	0.91	-0.89
1992	2.69	2.02	0.22	1.68	1.01	-0.79	1.86	1.19	-0.61	3.44	2.77	0.97
1993	2.32	1.65	-0.15	0.71	0.04	-1.76	1.05	0.38	-1.42	3.28	2.61	0.81
Mean	4.08			2.03			1.56			2.99		
Max.	1.70			0.71			0.67			1.20		
Max	11.65			3.65			2.75			6.73		
Number of Months			5			16			21			10
Percentage				57%(52/92)								

Table 13-57 Summary of Impacts

Item	Impact and solution
Naranjo River	
1. Topography of river mouth	• No serious influences (Supplement the earth and sand to river mouth on the time of flood)
2. Mangrove protection	• No serious change by maintaining existing fresh water supply system (Water volume to be supplied, nutrient load)
3. Aquatic organisms	• No serious influences by preservation of mangrove and future fresh water runoff
4. Fauna and flora	• No serious influences (Vegetation study shall be planned to confirm the distribution of precious species)
5. Intake of water to palm plantation	• Lack in water to be used (Either compensation or alternative water supply facility is necessary)
6. Shrimp breeding facility	• No serious influence
7. Underground water utilization	• Monitoring and sampling a deep underground water
8. River rafting	• No serious influences (Operation season only changes)
Paqiota River	
1. Flood problems at Cerritos	• No serious influence (Measures by operation plan)
2. Underground water utilization	• Monitoring and sampling of deep underground water
3. Erosion at Paquita river mouth	• Sending an urgent measures to governmental conference
4. Fishery	• No serious influences on operation of boat and fishing activities

第14章　経済・財務評価

第14章　経済・財務評価

目　　次

List of Tables

第14章　経済・財務評価

14.1　経済評価

14.1.1　経済評価の方法

(1)　基礎的考察

一般に、開発プロジェクトの経済評価は、そのプロジェクトが実現した場合、および実現しなかった場合を比較して、当該国の社会経済全体に対してどれだけのインパクトを与えるかを測定する事を目的としている。

経済評価には、通常、そのプロジェクト自体が生み出す便益と費用を「割引現金フロー法」を用いて算出した純現在価値、便益・費用比率および経済的内部収益率等の指標が用いられる。

経済評価に使用する便益および費用を計る場合に、当該国の経済運営の必要性から生じる価格調整要素を排除した経済的価格を使用する必要がある。つまり、通常の市場価格には租税、補助金、輸出入規制、関税、公共料金、最低賃金制等様々な政策的介入や独占価格によるひずみが存在する。このひずみを基本的に排除することにより、国際市場で通用している財・サービスの価格（国際市場価格）に近づけようというものである。

国際市場価格（＝国境価格）は完全でないにしろ、自由な競争により成立したものとみなすことができるとの考えから、国境価格を用いて便益と費用を測る方式が世界銀行等の国際融資機関において広く採用されている。　世界銀行をはじめ国際金融機関において採用されている経済評価は、概ね次のプロセスを経て行われる。

フェーズ1　市場価格から国内所得移転項目を排除する。

フェーズ2　市場価格から貿易財、非貿易財、熟練労働、非熟練労働等各項目別に国境価格への変換を行う。

フェーズ3　国境価格によって内部収益率を求め、これと当該国の資本の機会費用と比較評価する。

フェーズ4　更に進んで、国民の貯蓄・所得配分を考慮した社会経済的評価を行う。

本計画の経済評価では、フェーズ3までのプロセスをふむこととする。

(2) 評価手法

電力開発プロジェクトの経済評価では、長期限界費用法や料金体系を用いて、当該プロジェクト自体に帰属する便益を計測する方法が本来的である。しかし、このような便益の計上が困難な場合、当該計画と同一の効果をもたらす代替プロジェクトの費用の節約をもって、当該計画の便益とみなす手法が一般に使用されている。本計画においてもこの「代替設備アプローチ法」を採用することとした。本計画がピーク対応の発電所となることから、代替プロジェクトについてもピーク対応の火力発電設備を想定し、本計画と同等のサービス（有効出力および有効電力量において）を供給しうる火力発電設備を代替プロジェクトとして設定する。

本計画の建設費、運転維持費等を費用とし、代替案のそれを便益とし、上記(1)で述べた純現在価値（B-C）、便益・費用比率（B/C）および経済的内部収益率（EIRR）を求めることにより経済評価を行う。

各指標の算出にあたっては、プロジェクトの耐用年数間の便益と費用を年度別に展開したキャッシュフローを作成する。このキャッシュフローにおいては、プロジェクトの建設費用および運転開始後の運転維持費、燃料費を計上し、利子や減価償却などの投下資本に対する費用は除外する。

(3) 経済的費用化変換係数

プロジェクトの便益・費用を評価する場合、プロジェクトにかかる財およびサービスの市場価格を国境価格に変換する必要がある。単純化して表現すると、輸入財の国境価格は荷揚港におけるCIF価格、輸出財は積出港のFOB価格となる。

非貿易財の国境価格を求めるためには変換係数が使われる。この変換係数は主要輸出入品の額と輸入関税、輸出補助金、輸入規制の荷重平均値の比例から求められるが、主要輸出入品の総額から求められた標準変換係数は、国境価格と市場価格のひずみを示す一般的な指標として用いられる。標準変換係数の他に、消費財、中間財、資本財についてはそれぞれの変換係数、労務費については影の賃金率を用いる場合もあるが、本計画の経済評価においては、標準変換係数のみを適用することによって国境価格を求めることとする。この標準変換係数は、Costa Ricaで使用されている係数で、外貨ポーションは1.0、内貨ポーションは0.83を採用する。

(4) 割引率

経済評価に使用する割引率は12%とした。これはICBとの協議をもとに、他のプロジェクトでも使用されている数値を使用した。

14.1.2 本計画の経済的費用

Table 14-1 に「第12章 工事計画および工事費」（12.2 工事費）に記述されている市場価格で積算された本計画の費用（財務的費用）を基に、移転項目を除外し、14.1.1 (3)項で述べた標準変換係数を適用して算出した経済的費用を示す。

維持管理費については、工事費（経済価格）に以下の比率（ピリス計画と同じもの）をかけて年間の経費を求めた。

（単位:1,000US$）

項 目	比 率	工 事 費	維持管理費
土木設備	0.5 %	78,370.5	391.9
水力機器	1.5 %	10,692.3	160.4
電気機器	1.5 %	32,787.6	491.8
送電設備	1.5 %	4,961.8	74.4
合 計	—	—	1,118.5

Palmプランテーション（Palma Tica）への補償は 13.4 補償費 に記述されている市場価格で積算された費用に標準変換係数を適用して算出する。

14.1.3 本計画の経済的便益

前述の通り本計画では代替設備アプローチ法を採用する。本計画と同等のサービス（有効出力および有効電力量において）を供給しうる火力発電設備を設定し、その費用を本計画の便益とみなすこととした。なお、この評価に用いた基準条件を Table 14-2 に示す。

(1) 代替火力発電設備の選定

代替火力発電設備として一般的に考えられるものは、重油火力、石炭火力および原子力である。Costa Ricaにおいては、リグナイト（埋蔵量は未調査）、地熱（地熱資源は約1,200MW）および水力（包蔵水力約9,000MW）以外にエネルギー資源は

乏しく、国産エネルギー開発以後の将来の電力供給設備のシェアーは、石炭火力と重油火力が占めるものと想定される。

このような状況の下、本計画の代替火力発電設備は以下の理由により、ガスタービンおよびディーゼル発電機の組み合わせとした。

- Costa Ricaの電源開発計画において火力発電については将来的にもガスタービンおよびディーゼル発電が主流であること。
- 2種類の発電設備を組み合わせることによりCosta Ricaで普及しているユニット容量に近い発電設備を想定することが出来、より現実に近い代替発電コストの算出が可能になること。

本計画により発電される電力はその殆どがSan Jose等の大需要地域に供給されるものである。従って、今回の検討に当たって、代替火力発電設備はSan Joseの西約78kmに位置する太平洋岸のCaldera地点に設置し、発生電力はSan Joseまで送電されるものとした。

ただし、送電線については本計画では最寄りのSan Rafael変電所までの送電線建設を計画に含めているところから、代替火力送電線についても設置予定地のCalderaから、最寄りの変電所（Barranca 10km）までの新設を考慮した。

また、本計画と代替火力を比較する地点としては、本計画により発電する電力を供給するSan Joseと仮定した。

(2) 代替火力発電設備諸元

本計画の便益となる代替火力発電所の主要設備諸元は以下の通りである。

	ガスタービン	ディーゼル・エンジン
設備出力	91.9 MW	23.8 MW
建設費	US$ 56,298,000	US$ 44,111,000
耐用年数	15 年	25 年
利用率	30 %	80 %

諸元の詳細を Table 14-3 に示す。

(3) 代替火力発電設備費用

(a) 建設費

代替火力発電所の建設に要する初期投資額は、以下の通りである。

（単位：1,000US$）

項　目	ｶﾞｽﾀｰﾋﾞﾝ	ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ	送電線
1 年 目	－	－	48.6
2 年 目	－	－	290.4
3 年 目	112.6	－	159.3
4 年 目	49,823.7	14,821.3	1,079.4
5 年 目	6,361.7	29,289.7	541.2
合　計	56,297.9	44,110.9	2,119.0

(b) 維持管理費

代替火力発電所の工事費（経済価格）に、所定の経費率をかけあわせて年間の維持管理費を算出した。

（単位：1,000US$）

項　目	比　率	工 事 費	維持管理費
ｶﾞｽﾀｰﾋﾞﾝ	1.0 %	56,297.9	563.0
ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ・ｴﾝｼﾞﾝ	0.51%	44,110.9	225.0
送　電　線	1.5 %	2,119.0	31.8

(c) 燃料費

代替火力発電所の燃料は、ディーゼル油（ガスタービン）およびバンカー油（ディーゼル・エンジン）を使用する。

	ディーゼル油	バンカー油
燃 料 単 価	US$ 0.123/ℓ	US$ 0.073/ℓ
年間所要燃料費	US$ 10,977,500	US$ 3,037,100

14.1.4 本計画の経済評価

本計画の経済評価は「現金割引フロー法」を用いて算出した純現在価値額（NPV）、便益・費用比率（B/C）および経済的内部収益率（EIRR）によって行った。

評価の結果、いずれの指標を用いても本計画が成立することが判明した。（Table 14-4 参照）なお、本計画に含まれる送電計画はピリス水力発電計画実施を前提として立案されている。従って本評価についてもピリス計画完成後に本計画が実施されることを前提条件とする。

(1) 純現在価値（B-C）および便益・費用比率（B/C）

プロジェクトライフ間における本計画の経済的費用の計画初年次における総現在価値額（C）は99,117×10^3US$ と計算される。同様に、本計画の経済的便益の総現在価値額（B）は141,506×10^3US$ と計算される。従って、純現在価値額（B-C）は42,389×10^3US$、便益・費用比率（B/C）は1.43となる。

この両指標が示すように、本計画は同等のサービスを提供しうる代替火力設備を設置するよりも、本計画を建設、運転する方が費用は少額であるので優位であるといえる。

(2) 経済的内部収益率（EIRR）

本計画および代替火力設備のそれぞれの投下費用の計画初年次における現在価値額の総計が等しくなるような割引率は20.2%である。従って割引率が20.2%に達するまで本計画を実施する方が優位であるといえる。

この値はCosta Rica国における資本の機会費用12%を越えており、経済的観点からみて本計画は十分投資するに値する計画であると思料される。

14.2 財務評価

14.2.1 財務評価の方法

本計画の財務評価は、費用として計画を実施するのに必要な建設費、運転維持費、設備更新費等を計上し、便益としてその計画が生産する電気の販売収入を計上し、現金割引フロー法により財務的内部収益率（FIRR）を求め評価する。評価地点はSan Rafael変電所入口とする。

これにあわせ、売電収入額による資金返済計画を検討する。

また、プロジェクトの実施主体としてのICEの財務状況を貸借対照表と損益計算書を使用し、財務諸表の変遷をもとに分析する。

14.2.2 本計画の財務的費用および便益

(1) 財務的費用

本計画の財務的費用は市場価格による初期投資額、設備更新費および運転維持費である。このうち初期投資額および設備更新費については、「第12章」より求める。

運転維持費については、設備ごとの比率（ピリス計画と同じもの）を採用して年間の経費を求めることとした。

（単位:1,000US$）

項　目	比　率	工 事 費	運転維持費
土木設備	0.5 %	85,978.3	429.9
水力機器	1.5 %	11,244.1	168.7
電気機器	1.5 %	34,172.0	512.6
送電設備	1.5 %	5,274.5	79.1
合　計	－	－	1,190.3

(2) 財務的便益

本計画の財務的便益は電気料金収入である。料金収入は1995年1月現在のＩＣＥの大口需要家向け平均売電単価 0.059US$/kWh を用いて算定する。

本計画のプロジェクトライフ間の年間平均有効発生電力量を販売可能電力量（387.5×10^6kWh）とし、前述の単価を用いて、本計画の財務的収入を算定すると22,862.5×10^3US$/年となる。

14.2.3 本計画の財務評価

財務的費用と収入とが等しくなる割引率（即ち財務的内部収益率）は12.4%である。従って、予想借入金（外貨）の利率8.5%に対比して、財務的見地からみて健全であると評価できる。（Table 14-5 参照）

14.2.4 資金返済計画

一般に電力設備を建設する場合、初期投資期間中に巨額の先行投資が必要とされ、その投資の見返りとしての収入は、建設が完了して開始される。資本の回収期間は、一般の耐久消費財とくらべてかなり長い。したがって、投下資金は、低利で据置き期間が長く、かつ返済期間が長い融資条件を備える場合が多い。

本計画実現に必要な資金の調達は、その可成の部分を国際金融機関から借入れ、残りをICEの自己資金とする。その配分は現時点では予測しがたいので、調査団はICEと協議の結果、以下の融資条件を設定して融資返済計画を策定した。

- 金　利　：　外貨は8.5%、内貨は機会費用として5.75%で計算する。（内外貨比率は 30：70とする。）
  但しコミットメント・チャージは0.75%、管理費は１%とする。
- 償還方法：　工事期間据置（準備期間を含め５年間）。
  15年元利均等償還。

その他の条件は以下の通りとする。

- 減価償却：　定額償却法を用い残存価格はゼロとする。
  各設備の耐用年数は次の通りとする。

土 木 設 備	50年
水力機器設備	35年
電気機械設備	35年
送 電 設 備	30年

- 運転維持費：当該工事費に一定の率をかけあわせ算出する。

土 木 設 備	0.5 %
水力機器設備	1.5 %
電気機械設備	1.5 %
送 電 設 備	1.5 %

■ 物価上昇： 費用は1995年ベースで計上し、エスカレーションは見込んでいない。

Table 14-6 に資金返済計画、Table 14-7 に損益計算書、Table 14-8 にキャッシュ・フローを示す。

Table 14-8 から分かるように、本計画に投下された資本と、それから発生する収入とがバランスするのは、運転開始後第４年目となり、投下資本の回収後は利潤を生むことになる。したがって、本計画の投下資本は十分に回収できるものと判断される。

14.2.5 ＩＣＥの財務状況

ICEは電力と通信の２部門を有している。従って、ここではICE全体は勿論のこと、電力部門のみの財務状況についても分析を行った。Table 14-9 (1) にＩＣＥ全体の、Table 14-9 (2) にＩＣＥ電力部門の貸借対照表および損益計算書抜粋（1990年度から1994年度）およびその財務的諸指標を示す。

これらの指標からみるとICE財務状況はあまり良いとは言い難いが、1990年度以降流動性比率が大幅に改善されていることに加え、各指標とも横這いもしくは増加傾向のものが多いことから、経営の効率化が少しづつ進展していると想像される。

なお、この期間には電力料金改訂による収入増、コロン切り下げ幅が小幅だったこと、国際金融市場金利が下がったこと等の要因により、以前に比べて電力部門の収益率および債務比率に関しては大幅な状態改善がみられた。以下にその指標を示す。

	1991	1992	1993	1994
収益率	8.67 %	8.57 %	10.15 %	8.45 %
債務比率	80.68 %	63.85 %	58.53 %	55.02 %

(出典：Indicadores de Gestion, ICE)

各財務的指標の意味するところは以下に示すとおりである。

(1) 流動性比率

この比率は流動負債の支払能力を示す。

(2) 資本固定比率

自己資本が固定資産にどの程度の比率で投下されているかを示す。

(3) 自己資本比率

総資本に対する自己資本の比率を示す。

(4) 固定資産回転率

どの程度固定資産を利用しているのかを示す。

(5) 資本回転率

どの程度資本が利用されているのかを示す。

(6) 総資本回転率

自己資本と負債総額の総和である総資本がどの程度利用されているのかを示す。

(7) 利益自己資本比率

事業体の収益能力を示す。

(8) 利益総資本比率

事業体の収益能力を示す。

14.3 感度分析

本計画の建設費が10%、20%および25%上昇した場合およびダムの耐用年数を40年とした場合の B-C, B/C, EIRRおよびFIRRの感度分析を実施した。なお B-CおよびB/Cの算定には12%の割引率を使用した。感度分析の結果は以下に示す通りである。

	B－C	B／C	EIRR	FIRR
ダム耐用40年	41,860	1.42	20.2 %	12.3 %
Original Case	42,389	1.43	20.2 %	12.4 %
10 % up	32,744	1.30	17.6 %	11.4 %
20 % up	23,100	1.20	15.5 %	10.5 %
25 % up	18,278	1.15	14.7 %	10.1 %

Table 14-1 Economic Cost in Initial Stage

(unit:Thousand US$)

Item		-1st year	1st year	2nd year	3rd year	4th year	Total
1. Civil Works							
a) Subtotal	F.C.	5,615.8	9,776.0	11,263.7	6,949.8	1,015.0	34,620.3
	L.C.	4,230.1	6,911.8	9,697.3	7,120.7	942.8	28,902.7
	T	9,845.8	16,687.8	20,961.0	14,070.5	1,957.8	63,522.9
b) Project control	F.C.	200.4	339.6	426.6	286.3	39.8	1,292.7
(a x 18.5%)	L.C.	1,621.1	2,747.6	3,451.2	2,316.7	322.3	10,459.1
	T	1,821.5	3,087.2	3,877.8	2,603.0	362.2	11,751.7
c) Contingency	F.C.	862.4	1,500.4	1,732.2	1,071.1	156.2	5,322.3
(a x 15% + b x 10%)	L.C.	796.6	1,311.5	1,799.7	1,299.8	173.6	5,381.3
	T	1,659.0	2,811.9	3,531.9	2,370.9	329.9	10,703.6
d) Total	F.C.	6,678.5	11,616.0	13,422.5	8,307.2	1,211.1	41,235.3
	L.C.	6,647.8	10,971.0	14,948.3	10,737.2	1,438.7	44,743.0
	T	13,326.4	22,587.0	28,370.8	19,044.4	2,649.8	85,978.3
2. Hydraulic Equipment	F.C.	0.0	0.0	5,123.9	654.0	1,648.2	7,426.1
a) Subtotal	L.C.	0.0	0.0	1,099.4	111.3	333.2	1,543.9
	T	0.0	0.0	6,223.4	765.3	1,981.4	8,970.1
b) Project control	F.C.	0.0	0.0	126.6	15.6	40.3	182.5
(a x 18.5%)	L.C.	0.0	0.0	1,024.7	126.0	326.2	1,476.9
	T	0.0	0.0	1,151.3	141.6	366.6	1,659.5
c) Contingency	F.C.	0.0	0.0	268.9	34.3	86.4	389.6
(a x 5% + b x 10%)	L.C.	0.0	0.0	157.4	18.2	49.3	224.9
	T	0.0	0.0	426.3	52.4	135.7	614.5
d) Total	F.C.	0.0	0.0	5,519.4	703.9	1,775.0	7,998.2
	L.C.	0.0	0.0	2,281.6	255.5	708.7	3,245.8
	T	0.0	0.0	7,801.0	959.3	2,483.7	11,244.0
3. Electromechanical	F.C.	0.0	4,149.0	692.7	16,346.3	3,020.0	24,208.0
Equipment	L.C.	0.0	0.0	0.0	1,647.7	1,405.6	3,053.3
a) Subtotal	T	0.0	4,149.0	692.7	17,994.0	4,425.6	27,261.3
b) Project control	F.C.	0.0	84.4	14.1	366.2	90.1	554.8
(a x 18.5%)	L.C.	0.0	683.1	114.1	2,962.7	728.7	4,488.6
	T	0.0	767.6	128.1	3,328.9	818.7	5,043.3
c) Contingency	F.C.	0.0	215.9	36.0	853.9	160.0	1,265.9
(a x 5% + b x 10%)	L.C.	0.0	68.3	11.4	378.7	143.1	601.5
	T	0.0	284.2	47.4	1,232.6	303.2	1,867.4
d) Total	F.C.	0.0	4,449.3	742.8	17,566.4	3,270.1	26,028.6
	L.C.	0.0	751.4	125.5	4,989.1	2,277.4	8,143.4
	T	0.0	5,200.8	868.3	22,555.5	5,547.5	34,172.0
4. Transmission Line	F.C.	0.0	637.0	1,959.0	391.0	195.0	3,182.0
a) Subtotal	L.C.	0.0	205.0	0.0	547.0	274.0	1,026.0
	T	0.0	842.0	1,959.0	938.0	469.0	4,208.0
b) Project control	F.C.	0.0	17.1	39.9	19.1	9.5	85.6
(a x 18.5%)	L.C.	0.0	138.6	322.5	154.4	77.2	692.8
	T	0.0	155.8	362.4	173.5	86.8	778.5
c) Contingency	F.C.	0.0	33.6	101.9	21.5	10.7	167.7
(a x 5% + b x 10%)	L.C.	0.0	24.1	32.3	42.8	21.4	120.6
	T	0.0	57.7	134.2	64.3	32.1	288.2
d) Total	F.C.	0.0	687.7	2,100.8	431.5	215.2	3,435.3
	L.C.	0.0	367.7	354.8	744.2	372.6	1,839.4
	T	0.0	1,055.4	2,455.6	1,175.8	587.9	5,274.7
5. TOTAL	F.C.	6,678.5	16,753.0	21,785.6	27,009.0	6,471.4	78,697.5
	L.C.	6,647.8	12,090.2	17,710.1	16,726.0	4,797.5	57,971.6
	T.	13,326.4	28,843.2	39,495.7	43,735.0	11,268.9	136,669.1

Table 14-2 Basic Criteria for Economic Study

Item	Description
Method of Analysis	Discounted Cash Flow Method
Study Period	50 Years plus Construction Period
Discount Rate	12%
Escalation	Not Considered
Shadow Price Factor (Conversion Factor)	Considered (0.83)
Service Life of Facilities	
Dam and Reservoir	50 Years
Hydro-power Plant	35 Years
Thermal Power Plant	25 Years for Diesel (slow speed), 15 Years for Gas Turbine
Transmission Line	30 Years
Exchange Rate of Currency (As of January, 1995)	US$1.00 = 168 Colones

Table 14-3 Alternative Thermal Power Plant for Studying Economic Justification

Item	Unit	Gas Turbine Thermal Power Plant		Diesel Thermal Power Plant		Pirris Hydroelectric Project	
Installed Capacity	MW	91.9		23.8		85.0	
Dependable Capacity	MW	91.9		23.8		82.7	
Losses	%	31.2		25.9		2.9	
Effective Dependable Capacity	MW	63.3		17.6		80.9	
Annual Energy Production	GWh	241.0		166.5		389.4	
Station Service Use	%	kW 5	kWh 5	kW 5	kWh 5	kW 0.3	kWh 0.3
Failure Loss	%	21	--	15	--	0.3	--
Repair Loss	%	8	--	8	--	2.0	--
Transmission Loss	%	0.3	0.1	0.2	0.1	0.3	0.2
Annual Available Energy	GWh	229.2		158.3		387.5	
Annual Plant Factor	%	30.0		80.0		34.7	
Service Life	year	15		25		50 (Civil) 35 (Hydro/Elec. Equip.)	
Thermal Efficiency	%	27.23		34.32		--	
Diesel Calorific Value	kcal/kg	10,248		--		--	
Bunker Calorific Value	kcal/kg	--		10,207		--	
Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.308		0.246		--	
Unit Fuel Price 1/	$/kg ($/lt.)	0.1478 (0.123)		0.0743 (0.073)		--	
Specific Weight	kg/lt.	0.832		0.982		--	
Construction Cost 2/ 3/	10^3 US$	56.298		44,111		--	
Unit Construction Cost 3/	US$/kW	612.6		1,853.4		--	
O & M Cost Ratio	%	3.58		2.02		--	
O & M Cost per year 3/	10^3 US$	1,983.9		872.3		--	
Fuel Cost per year	10^3 US$	10,975.5		3,037.1		--	

1/ : CIF Price, not including taxes
2/ : not included (interest during construction, transmission line cost)
included (project controlling cost)
3/ : Economic price

Table 14-3 (2) Alternative Thermal Power Plant for Study Economic Justification

1. Los Llanos Hydro Power Plant

1.1 Effective Dependable Capacity

Effective Dependable Capacity

= Dependable Capacity x (1 - station service) x (1 - failure loss) x (1 - repair loss) x (1 - transmission loss)

= 82.7 MW x (1-0.003) x (1-0.003) x (1-0.02) x (1-0.003)

= 80.3188 MW

= 80.3 MW

1.2 Annual Available Energy

Annual Available Energy

= Annual Energy x (1-station service) x (1 - transmission loss)

= 389.4 MWh x (1-0.003) x (1-0.002)

= 387.455 MWh

= 387.5 MWh

2. Alternative Thermal Power Plants

Dependable Capacity (= Installed Capacity)

Gas Turbine: X kW

Slow Speed Engine: Y kW

X x (1 - station service) x (1 - failure loss) x (1 - repair loss) x (1 - transmission loss)
+ Y x (1 - station service) x (1 - failure loss) x (1 - repair loss) x (1 - transmission loss)
= X x (1-0.05) x (1-0.21) x (1-0.08) x (1-0.003) + Y x (1-0.05) x (1-0.15) x (1-0.08) x (1-0.002)
= 80,300kW

X x 24h x 365 days x 0.3 x (1 - station service) x (1 - transmission loss)
+ Y x 24h x 365 days x 0.7987679 x (1 - station service) x (1 - transmission loss)
= X x 24 x 365 x 0.3 x (1-0.05) x (1-0.001) + Y x 24 x 365 x 0.7987679 x (1-0.05) x (1-0.001)
= 387,500,000 kWh

Installed Capacity		**Effective Dependable Capacity**		
X = 90,349.17 =	**90.4 MW**	62,230.3	=	**62.2 MW**
Y = 24,419.09 =	**24.4 MW**	18,090.5	=	**18.1 MW**

Annual Available Energy

Gas Turbine:	225,466,947	=	**225.5 GWh**
Slow Speed Engine:	162,033,058	=	**162.0 GWh**

Table 14-4 Economic Evaluation

(Unit: Thousand US dollars)

No.		YEAR	LOS LLANOS HYDROPOWER PROJECT					ALTERNATIVE THERMAL POWER PROJECT												(B) - (C)
							(C)	GAS TURBINE				SLOW SPEED DIESEL				TRANSMISSION LINE			(B)	
			Construct. Cost	Transmssn Line Cost	O & M Cost	Compen-sation	TOTAL COST	Constr. Cost	O & M Cost	Fuel Cost	Subtotal	Constr. Cost	O & M Cost	Fuel Cost	Subtotal	Constr. Cost	O & M Cost	Subtotal	TOTAL COST	
-1		2000	12,755	0			12,755				0				0	49		49	49	-12,706
1		2001	25,795	993			26,788				0				0	290		290	290	-26,497
2		2002	34,090	2,395			36,485	111			111				0	159		159	270	-36,215
3		2003	39,842	1,049			40,892	49,010			49,010	15,195			15,195	1,079		1,079	65,285	24,393
4		2004	9,929	524			10,453	6,258			6,258	30,028			30,028	541		541	36,827	26,374
5	1	2005			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
6	2	2006			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
7	3	2007			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
8	4	2008			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
9	5	2009			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
10	6	2010			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
11	7	2011			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
12	8	2012			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
13	9	2013			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
14	10	2014			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
15	11	2015			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
16	12	2016			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
17	13	2017			1,118	554	1,672	111	554	10,800	11,464		231	3,108	3,339		32	32	14,835	13,162
18	14	2018			1,118	554	1,672	49,010	554	10,800	60,364		231	3,108	3,339		32	32	63,735	62,062
19	15	2019			1,118	554	1,672	6,258	554	10,800	17,611		231	3,108	3,339		32	32	20,982	19,310
20	16	2020			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
21	17	2021			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
22	18	2022			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
23	19	2023			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
24	20	2024			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
25	21	2025			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
26	22	2026			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
27	23	2027			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
28	24	2028			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354	15,195	231	3,108	18,534		32	32	29,919	28,247
29	25	2029			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354	30,028	231	3,108	33,367		32	32	44,752	43,080
30	26	2030			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339	49	32	80	14,773	13,100
31	27	2031		993	1,118	554	2,665		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339	290	32	322	15,015	12,349
32	28	2032		2,395	1,118	554	4,068	111	554	10,800	11,464		231	3,108	3,339	159	32	191	14,994	10,927
33	29	2033		1,049	1,118	554	2,722	49,010	554	10,800	60,364		231	3,108	3,339	1,079	32	1,111	64,814	62,092
34	30	2034		524	1,118	554	2,197	6,258	554	10,800	17,611		231	3,108	3,339	541	32	573	21,523	19,326
35	31	2035			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
36	32	2036	5,073		1,118	554	6,745		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	7,979
37	33	2037	8,260		1,118	554	9,933		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	4,792
38	34	2038	22,623		1,118	554	24,296		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	-9,572
39	35	2039	7,524		1,118	554	9,196		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	5,528
40	36	2040			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
41	37	2041			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
42	38	2042			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
43	39	2043			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
44	40	2044			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
45	41	2045			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
46	42	2046			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
47	43	2047			1,118	554	1,672	111	554	10,800	11,464		231	3,108	3,339		32	32	14,835	13,162
48	44	2048			1,118	554	1,672	49,010	554	10,800	60,364		231	3,108	3,339		32	32	63,735	62,062
49	45	2049			1,118	554	1,672	6,258	554	10,800	17,611		231	3,108	3,339		32	32	20,982	19,310
50	46	2050			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
51	47	2051			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
52	48	2052			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
53	49	2053			1,118	554	1,672		554	10,800	11,354		231	3,108	3,339		32	32	14,724	13,052
54	50	2054	-24,846	-1,654	1,118	554	-24,827	-36,919	554	10,800	-25,566		231	3,108	3,339	-706	32	-675	-22,902	1,926
TOTAL			141,045	8,270	55,924	27,700	232,939	184,597	27,690	539,990	752,277	90,446	11,530	155,410	257,386	3,532	1,589	5,121	1,014,784	781,845
Present Value I = 12%							99,117												141,506	42,389

N.P.V.	42,389
E.I.R.R.	20.2%
B / C	1.43

Table 14-5 Financial Evaluation

(Unit: Thousand US dollars)

No.		YEAR	LOS LLANOS HYDRO PROJECT				(B)	(B) - (C)
			Construct. Cost	Transmssn Line Cost	O & M Cost	(C) TOTAL COST	POWER SALES REVENUE	
-1		2000	14,000	0	0	14,000		-14,000
1		2001	27,788	1,055	0	28,843		-28,843
2		2002	37,040	2,456	0	39,496		-39,496
3		2003	42,559	1,176	0	43,735		-43,735
4		2004	10,681	588	0	11,269		-11,269
5	1	2005			1,190	1,190	22,863	21,672
6	2	2006			1,190	1,190	22,863	21,672
7	3	2007			1,190	1,190	22,863	21,672
8	4	2008			1,190	1,190	22,863	21,672
9	5	2009			1,190	1,190	22,863	21,672
10	6	2010			1,190	1,190	22,863	21,672
11	7	2011			1,190	1,190	22,863	21,672
12	8	2012			1,190	1,190	22,863	21,672
13	9	2013			1,190	1,190	22,863	21,672
14	10	2014			1,190	1,190	22,863	21,672
15	11	2015			1,190	1,190	22,863	21,672
16	12	2016			1,190	1,190	22,863	21,672
17	13	2017			1,190	1,190	22,863	21,672
18	14	2018			1,190	1,190	22,863	21,672
19	15	2019			1,190	1,190	22,863	21,672
20	16	2020			1,190	1,190	22,863	21,672
21	17	2021			1,190	1,190	22,863	21,672
22	18	2022			1,190	1,190	22,863	21,672
23	19	2023			1,190	1,190	22,863	21,672
24	20	2024			1,190	1,190	22,863	21,672
25	21	2025			1,190	1,190	22,863	21,672
26	22	2026			1,190	1,190	22,863	21,672
27	23	2027			1,190	1,190	22,863	21,672
28	24	2028			1,190	1,190	22,863	21,672
29	25	2029			1,190	1,190	22,863	21,672
30	26	2030			1,190	1,190	22,863	21,672
31	27	2031		1,055	1,190	2,246	22,863	20,617
32	28	2032		2,456	1,190	3,646	22,863	19,217
33	29	2033		1,176	1,190	2,366	22,863	20,497
34	30	2034		588	1,190	1,778	22,863	21,084
35	31	2035			1,190	1,190	22,863	21,672
36	32	2036	5,201		1,190	6,391	22,863	16,472
37	33	2037	8,669		1,190	9,860	22,863	13,003
38	34	2038	23,515		1,190	24,705	22,863	-1,843
39	35	2039	8,031		1,190	9,221	22,863	13,641
40	36	2040			1,190	1,190	22,863	21,672
41	37	2041			1,190	1,190	22,863	21,672
42	38	2042			1,190	1,190	22,863	21,672
43	39	2043			1,190	1,190	22,863	21,672
44	40	2044			1,190	1,190	22,863	21,672
45	41	2045			1,190	1,190	22,863	21,672
46	42	2046			1,190	1,190	22,863	21,672
47	43	2047			1,190	1,190	22,863	21,672
48	44	2048			1,190	1,190	22,863	21,672
49	45	2049			1,190	1,190	22,863	21,672
50	46	2050			1,190	1,190	22,863	21,672
51	47	2051			1,190	1,190	22,863	21,672
52	48	2052			1,190	1,190	22,863	21,672
53	49	2053			1,190	1,190	22,863	21,672
54	50	2054	-25,952	-1,053	1,190	-25,815	22,863	48,677
TOTAL			151,532	9,496	59,513	220,540	1,143,125	922,585
							F.I.R.R.	12.4%

Table 14-6 Fund Requirement and Repayment Schedule

(unit: Thousand US$)

No.	FUND REQUIREMENT			REPAYMENT SCHEDULE							
				FOREIGN CURRENCY				LOCAL CURRENCY			
	Foreign	Local	Total	Interest	Principal	Total	Balance	Interest	Principal	Total	Balance
1	9,800	4,200	14,000	(416)				(121)			
2	20,190	8,653	28,843	(1,691)				(490)			
3	27,647	11,849	39,496	(3,724)				(1,080)			
4	30,615	13,121	43,735	(6,200)				(1,798)			
5	7,888	3,381	11,269	(7,837)			96,139	(2,272)			41,203
6				8,172	1,987	10,159	94,152	2,369	1,151	3,520	40,052
7				8,003	2,156	10,159	91,996	2,303	1,217	3,520	38,835
8				7,820	2,339	10,159	89,656	2,233	1,287	3,520	37,549
9				7,621	2,538	10,159	87,118	2,159	1,361	3,520	36,188
10				7,405	2,754	10,159	84,364	2,081	1,439	3,520	34,749
11				7,171	2,988	10,159	81,376	1,998	1,522	3,520	33,228
12				6,917	3,242	10,159	78,134	1,911	1,609	3,520	31,619
13				6,641	3,518	10,159	74,616	1,818	1,702	3,520	29,917
14				6,342	3,817	10,159	70,799	1,720	1,799	3,520	28,118
15				6,018	4,141	10,159	66,658	1,617	1,903	3,520	26,215
16				5,666	4,493	10,159	62,164	1,507	2,012	3,520	24,202
17				5,284	4,875	10,159	57,289	1,392	2,128	3,520	22,074
18				4,870	5,290	10,159	52,000	1,269	2,250	3,520	19,824
19				4,420	5,739	10,159	46,261	1,140	2,380	3,520	17,444
20				3,932	6,227	10,159	40,034	1,003	2,517	3,520	14,928
21				3,403	6,756	10,159	33,277	858	2,661	3,520	12,266
22				2,829	7,331	10,159	25,947	705	2,814	3,520	9,452
23				2,205	7,954	10,159	17,993	543	2,976	3,520	6,476
24				1,529	8,630	10,159	9,363	372	3,147	3,520	3,328
25				796	9,363	10,159	0	191	3,328	3,520	0
Total	96,139	41,203	137,342	126,912	96,139	203,183		34,951	41,203	70,393	

Note: Figures in parentheses are I.D.C.

Remarks: Repayment condition

Foreign currency: 8.50%

Local currency : 5.75% (as an opportunity cost)

Grace Period : 5 years (construction period including preparation)

Table 14-7 Profit and Loss Statement

(unit:Thousand US$)

No.	Operating Revenue (A)	Operating Expenses O & M	Operating Expenses Depreci-ation	Total (B)	Operating Income (C)=A-B	Financial Expenses* F.C.	Financial Expenses* L.C.	Commitment, Inspection, Supervision	Total* (D)	Net Income (E)=C-D
1						(416)	(121)	721	(1,258)	
2						(1,691)	(490)	746	(2,927)	
3						(3,724)	(1,080)	796	(5,600)	
4						(6,200)	(1,798)	865	(8,863)	
5						(7,837)	(2,272)	942	(11,050)	
6	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	8,172	2,369		10,541	7,938
7	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	8,003	2,303		10,306	8,173
8	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	7,820	2,233		10,053	8,427
9	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	7,621	2,159		9,780	8,699
10	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	7,405	2,081		9,486	8,993
11	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	7,171	1,998		9,169	9,310
12	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	6,917	1,911		8,828	9,652
13	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	6,641	1,818		8,459	10,020
14	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	6,342	1,720		8,063	10,417
15	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	6,018	1,617		7,635	10,845
16	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	5,666	1,507		7,173	11,306
17	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	5,284	1,392		6,676	11,804
18	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	4,870	1,269		6,139	12,340
19	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	4,420	1,140		5,560	12,919
20	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	3,932	1,003		4,935	13,544
21	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	3,403	858		4,261	14,218
22	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	2,829	705		3,534	14,945
23	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	2,205	543		2,749	15,730
24	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	1,529	372		1,902	16,577
25	22,863	1,190	3,193	4,383	18,479	796	191		987	17,492
Total	457,250	23,806	63,860	87,666	369,584	126,912	34,951	4,069	165,933	233,350

*Note: Figures in parentheses are I.D.C.

Remarks: Operating revenue : 387.5 GWh x 0.059 US$/kWh= 22862.5 Thousand US$/year

Depreciation:

- Civil	(50 years):	85,978	/ 50 =	1,719.6
- Hydro/Elec.	(35 years):	45,416	/ 35 =	1,297.6
- Transm. Line	(30 years):	5,275	/ 30 =	175.8
Total				3,193.0

Commitment charge: 0.75%

Inspection and supervision 1.00%

Table 14-8 Cash Flow Sheet

(unit: Thousand US$)

No.	CASH INFLOW				CASH OUTFLOW						BALANCE	
	Fund Requirement	Net Income	Depreciation	Total (A)	Construction Cost	Principal Repayment F.C.	Principal Repayment L.C.	Principal Repayment Subtotal	I.D.C.	Total (B)	Yearly (A)-(B)	Accummulation
1	14,000	0	0	14,000	14,000	0	0	0	537	14,537	-537	-537
2	28,843	0	0	28,843	28,843	0	0	0	2,181	31,024	-2,181	-2,719
3	39,496	0	0	39,496	39,496	0	0	0	4,804	44,300	-4,804	-7,522
4	43,735	0	0	43,735	43,735	0	0	0	7,998	51,733	-7,998	-15,520
5	11,269	0	0	11,269	11,269	0	0	0	10,109	21,377	-10,109	-25,629
6	0	7,938	3,193	11,131	0	1,987	1,151	3,138	0	3,138	7,993	-17,635
7	0	8,173	3,193	11,366	0	2,156	1,217	3,373	0	3,373	7,993	-9,642
8	0	8,427	3,193	11,620	0	2,339	1,287	3,626	0	3,626	7,993	-1,649
9	0	8,699	3,193	11,892	0	2,538	1,361	3,899	0	3,899	7,993	6,345
10	0	8,993	3,193	12,186	0	2,754	1,439	4,193	0	4,193	7,993	14,338
11	0	9,310	3,193	12,503	0	2,988	1,522	4,510	0	4,510	7,993	22,332
12	0	9,652	3,193	12,845	0	3,242	1,609	4,851	0	4,851	7,993	30,325
13	0	10,020	3,193	13,213	0	3,518	1,702	5,219	0	5,219	7,993	38,318
14	0	10,417	3,193	13,610	0	3,817	1,799	5,616	0	5,616	7,993	46,312
15	0	10,845	3,193	14,038	0	4,141	1,903	6,044	0	6,044	7,993	54,305
16	0	11,306	3,193	14,499	0	4,493	2,012	6,506	0	6,506	7,993	62,298
17	0	11,804	3,193	14,997	0	4,875	2,128	7,003	0	7,003	7,993	70,292
18	0	12,340	3,193	15,533	0	5,290	2,250	7,540	0	7,540	7,993	78,285
19	0	12,919	3,193	16,112	0	5,739	2,380	8,119	0	8,119	7,993	86,279
20	0	13,544	3,193	16,737	0	6,227	2,517	8,744	0	8,744	7,993	94,272
21	0	14,218	3,193	17,411	0	6,756	2,661	9,418	0	9,418	7,993	102,265
22	0	14,945	3,193	18,138	0	7,331	2,814	10,145	0	10,145	7,993	110,259
23	0	15,730	3,193	18,923	0	7,954	2,976	10,930	0	10,930	7,993	118,252
24	0	16,577	3,193	19,770	0	8,630	3,147	11,777	0	11,777	7,993	126,245
25	0	17,492	3,193	20,685	0	9,363	3,328	12,692	0	12,692	7,993	134,239
Total	137,342	233,350	63,860	434,552	137,342	96,139	41,203	137,342	25,629	300,313	134,239	

Table 14-9 (1) Financial Situation of ICE

1. ICE Total (Electricity + Telecommunication)

A: Extract from Balance Sheet and Profit & Loss Statement (1994-1990) (Unit: Thousand Colones)

Fiscal Year	1994	1993	1992	1991	1990
A. Current Asset	41,982,766	25,111,576	21,428,460	21,005,927	14,441,796
B. Current Liabilities	25,825,377	23,855,622	19,552,744	18,547,330	17,845,080
C. Fixed Asset	370,308,990	301,622,606	248,924,701	222,384,360	160,763,939
D. Total Capital	283,257,147	225,991,678	183,431,639	150,781,153	110,297,084
E. TOTAL	457,501,334	365,708,718	302,503,806	271,085,476	196,454,333
F. Total Liabilities	174,244,196	139,717,040	119,072,167	120,304,324	86,157,249
G. Net Income	13,471,509	14,813,118	17,117,055	1,736,892	1,736,892
H. Operating Revenue	67,877,997	56,021,865	46,574,169	26,694,271	26,694,271

Source: "Balance de Situacion por Sector Electrico y Telefonico" and "Estado de Ingresos y Gastos", ICE (Estados Contables)

B: Financial Situation

Fiscal Year	1994	1993	1992	1991	1990
1. Liquidity Ratio	162.6%	105.3%	109.6%	113.3%	80.9%
2. Fixed Asset Ratio	130.7%	133.5%	135.7%	147.5%	145.8%
3. Owned Capital Ratio	61.9%	61.8%	60.6%	55.6%	56.1%
4. Turnover Ratio of Fixed Asset	18.3%	18.6%	18.7%	12.0%	16.6%
5. Turnover Ratio of Capital	24.0%	24.8%	25.4%	17.7%	24.2%
6. Turnover Ratio of Total Capital	14.8%	15.3%	15.4%	9.8%	13.6%
7. Owned Capital Profit Ratio	4.8%	6.6%	9.3%	1.2%	1.6%
8. Total Capital Profit Ratio	2.9%	4.1%	5.7%	0.6%	0.9%

Table 14-9 (2) Financial Situation of ICE

2. ICE Electricity Sector

A: Extract from Balance Sheet and Profit & Loss Statement (1994-1990) (Unit: Thousand Colones)

Fiscal Year	1994	1993	1992	1991	1990
A. Current Asset	26,591,810	12,191,964	11,485,937	12,748,590	8,878,921
B. Current Liabilities	16,367,373	13,274,934	9,572,276	11,932,211	12,010,923
C. Fixed Asset	278,830,895	230,317,122	188,816,510	172,092,947	121,963,737
D. Total Capital	176,275,438	139,021,812	111,644,004	92,377,629	66,630,261
E. TOTAL	319,035,239	255,454,433	211,578,578	195,254,229	138,591,388
F. Total Liabilities	142,759,801	116,432,621	99,934,573	102,876,600	71,961,127
G. Net Income	5,841,764	7,595,886	10,428,195	-5,614,205	-1,120,624
H. Operating Revenue	37,689,694	30,554,527	25,283,377	19,370,459	13,999,126

Source: "Balance de Situacion por Sector Electrico y Telefonico" and "Estado de Ingresos y Gastos", ICE (Estados Contables)

B: Financial Situation

Fiscal Year	1994	1993	1992	1991	1990
1. Liquidity Ratio	162.5%	91.8%	120.0%	106.8%	73.9%
2. Fixed Asset Ratio	158.2%	165.7%	169.1%	186.3%	183.0%
3. Owned Capital Ratio	55.3%	54.4%	52.8%	47.3%	48.1%
4. Turnover Ratio of Fixed Asset	13.5%	13.3%	13.4%	11.3%	11.5%
5. Turnover Ratio of Capital	21.4%	22.0%	22.6%	21.0%	21.0%
6. Turnover Ratio of Total Capital	11.8%	12.0%	11.9%	9.9%	10.1%
7. Owned Capital Profit Ratio	3.3%	5.5%	9.3%	-6.1%	-1.7%
8. Total Capital Profit Ratio	1.8%	3.0%	4.9%	-2.9%	-0.8%

第15章　今後の調査

第15章　今後の調査

目　次

List of Figures

List of Table

第15章 今 後 の 調 査

本プロジェクトを詳細設計段階から実施段階に移行するには、フィジビリティ調査で提案された主要土木構造物地点の地形、地質などをより詳しく把握する必要がある。

本章では、調査実施が必要であると考えられる、地形測量、地質調査、材料調査、および下流域を対象とした水文調査、環境・補償調査など、新規の追加調査または継続調査について以下に述べる。

15.1 地形調査

(1)	工事用道路路線測量	：既存地形図（1/5,000)の補測
(2)	骨材採取地点、工事用仮設備地点	：1/1,000 地形測量
(3)	導水路縦断測量（凹部通過地点）	：Work Adit B より下流250m付近

15.2 地質・材料調査

本プロジェクトを今後詳細設計段階まで進める為には、各計画地点、ルートおよび建設材料地点について、Table 15-1 及び Fig.15-1~15-5 に示すような追加地質調査工事が必要とされる。

ダムサイト（下流サイト）に於いてはその基礎石盤の耐水処理に関する更に詳しい地質工学データが必要である。

取水口地点でも、その地表面から構造物基礎部までの岩盤力学的特性を確認しておく必要がある。

導水路トンネル・ルートではtunnel rock cover が50m以内の区間に於けるトンネル部分の岩盤力学的特性と水理地質状況を調べるべきである。

調圧水槽地点と水圧鉄管ルートのうち、tunnel rock cover が100m以内の部分ではそれらの土木構造物の周辺岩の岩盤力学的特性と水理地質状況の確認は不可欠であると思われる。

コンクリート骨材の原石山地点をよりダムサイトに近い場所で確保する努力も必要である。

15.3 水文・気象調査

15.3.1 気象調査

今回の調査で設置されたNapoles 観測所を含め、実施設計および工事計画に必要な観測網が完備されたので、引き続き観測されるべきである。

15.3.2 流量観測

今回の調査で設置されたPaquita 川の発電所地点測水所を含め、今後の工事計画および運用計画に必要な観測網が完備されたので、引き続き観測すべきである。

15.3.3 地点観測

今後とも環境評価を行う上で、Naranjo 川下流域の地点観測を継続する必要がある。地点は Fig.13-16 Distribution of Channel Water に示す通りで、頻度は乾期12月から3月までは毎月2回、その他の月は毎月1回程度が望まれる。

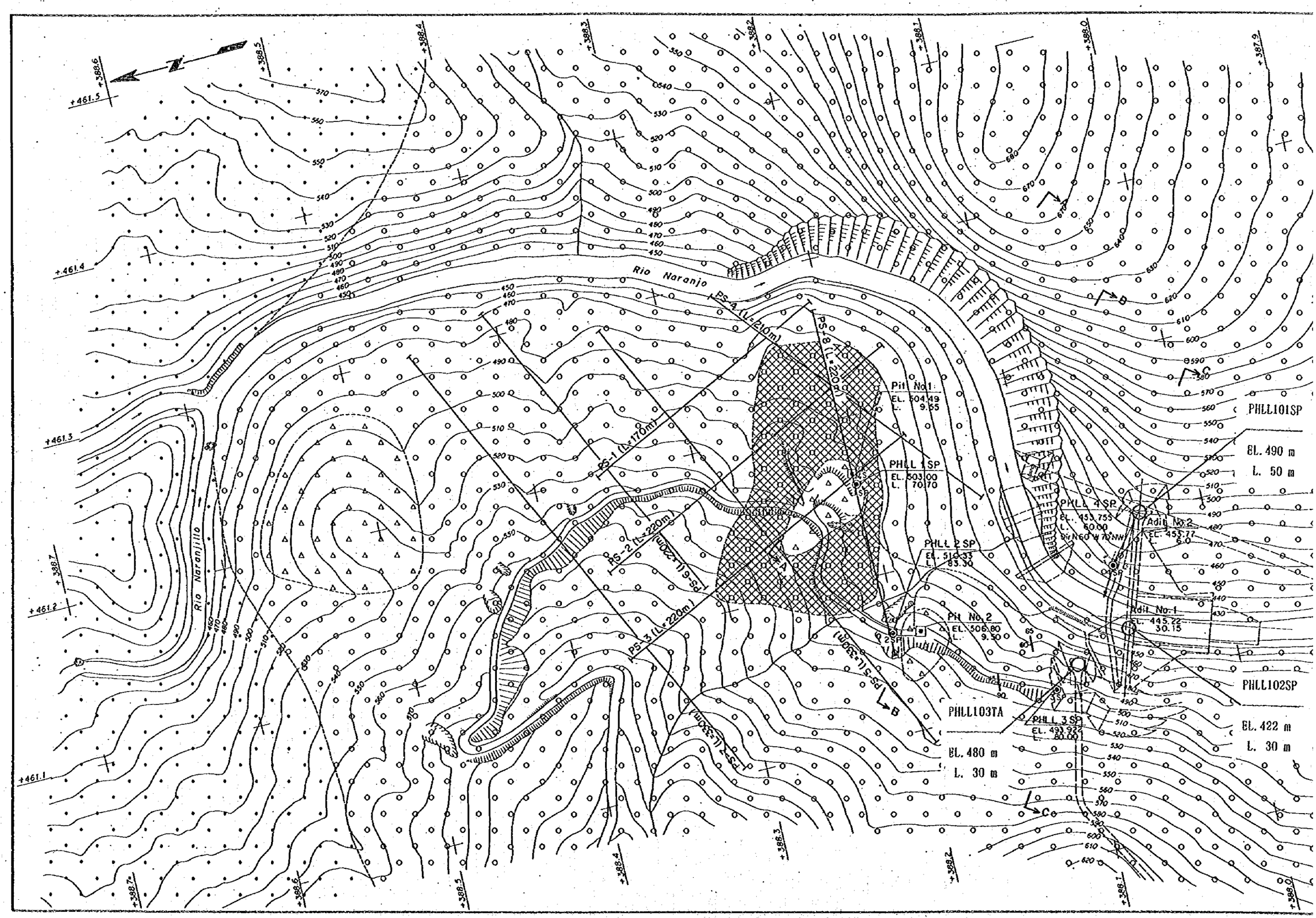
15.4 環境・補償調査

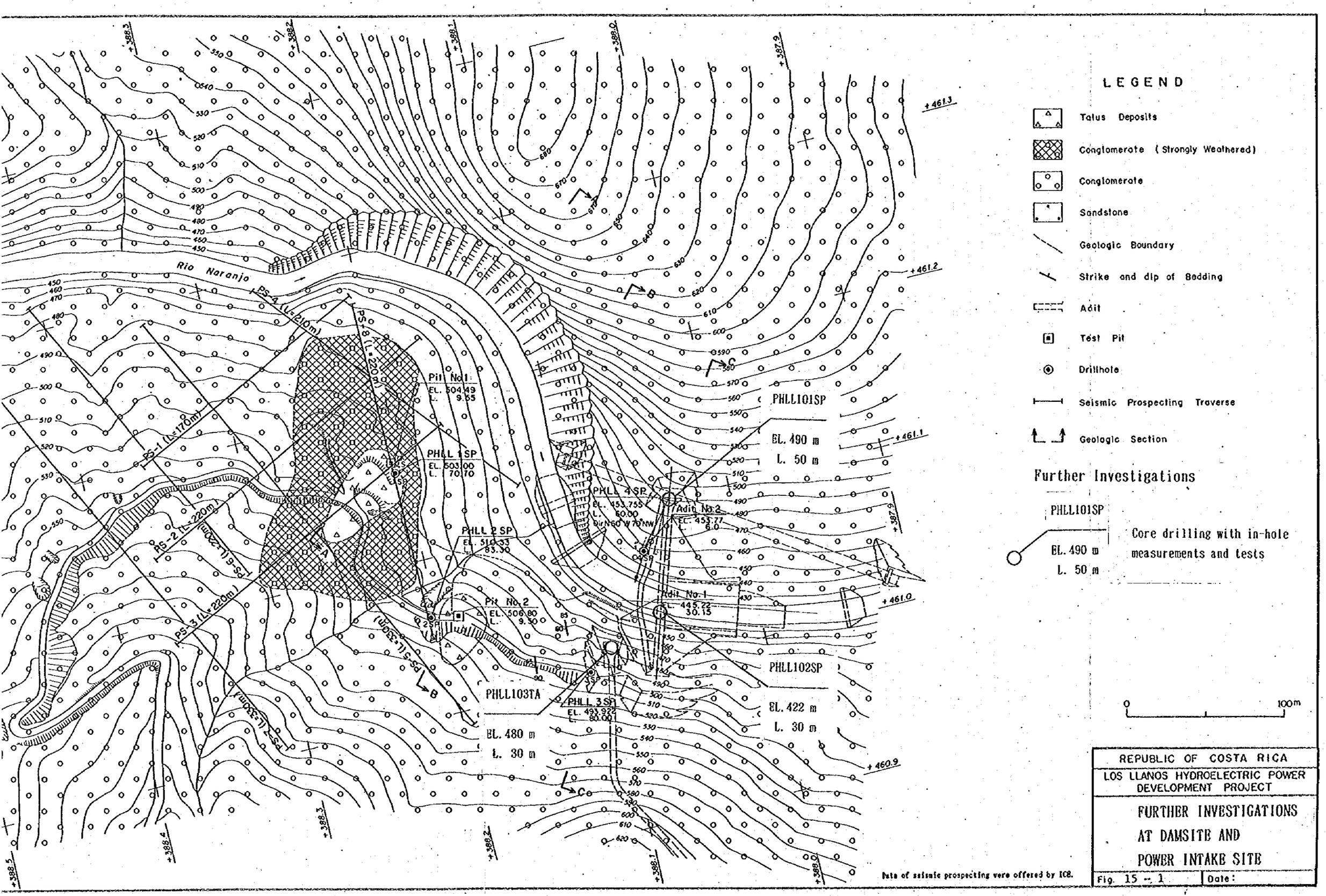
15.4.1 社会環境への影響調査

本計画地点の特に下流域は観光客の増加が見込まれる。従ってQueposを中心とする地域の流入住民と雇用機会の調査、および本計画がPaquita 川へ分水することから今後の水利用計画等社会環境へ与える影響が大きいと考えられる項目についての調査を実施する。

15.4.2 公衆衛生調査

病気を媒介する有害動物、有害植物等の調査および住民の健康調査を実施し、発電計画が地域にあらたな公衆衛生問題をおこさせない様発電計画に反映する。


N
Rio Naranjo
Rio Naranjillo
PS-1 (L=170m)
PS-2 (L=220m)
PS-3 (L=220m)
PS-4 (L=210m)
PS-5 (L=330m)
PS-6 (L=220m)
PS-7 (L=330m)
PS-8 (L=220m)
Pit No.1
EL. 504.49
L. 9.55
PHLL 1SP
EL. 503.00
L. 70.70
PHLL 2SP
EL. 516.33
L. 83.30
PHLL 3SP
EL. 493.922
L. 80.00
PHLL 4SP
EL. 453.755
L. 60.00
Dir. N60°W 75°NW
Adit No.2
EL. 453.77
6.0
Pit No.2
EL. 506.80
L. 9.50
Adit No.1
EL. 445.22
30.15
PHLL101SP
EL. 490 m
L. 50 m
PHLL102SP
EL. 422 m
L. 30 m
PHLL103TA
EL. 480 m
L. 30 m
A
B
C

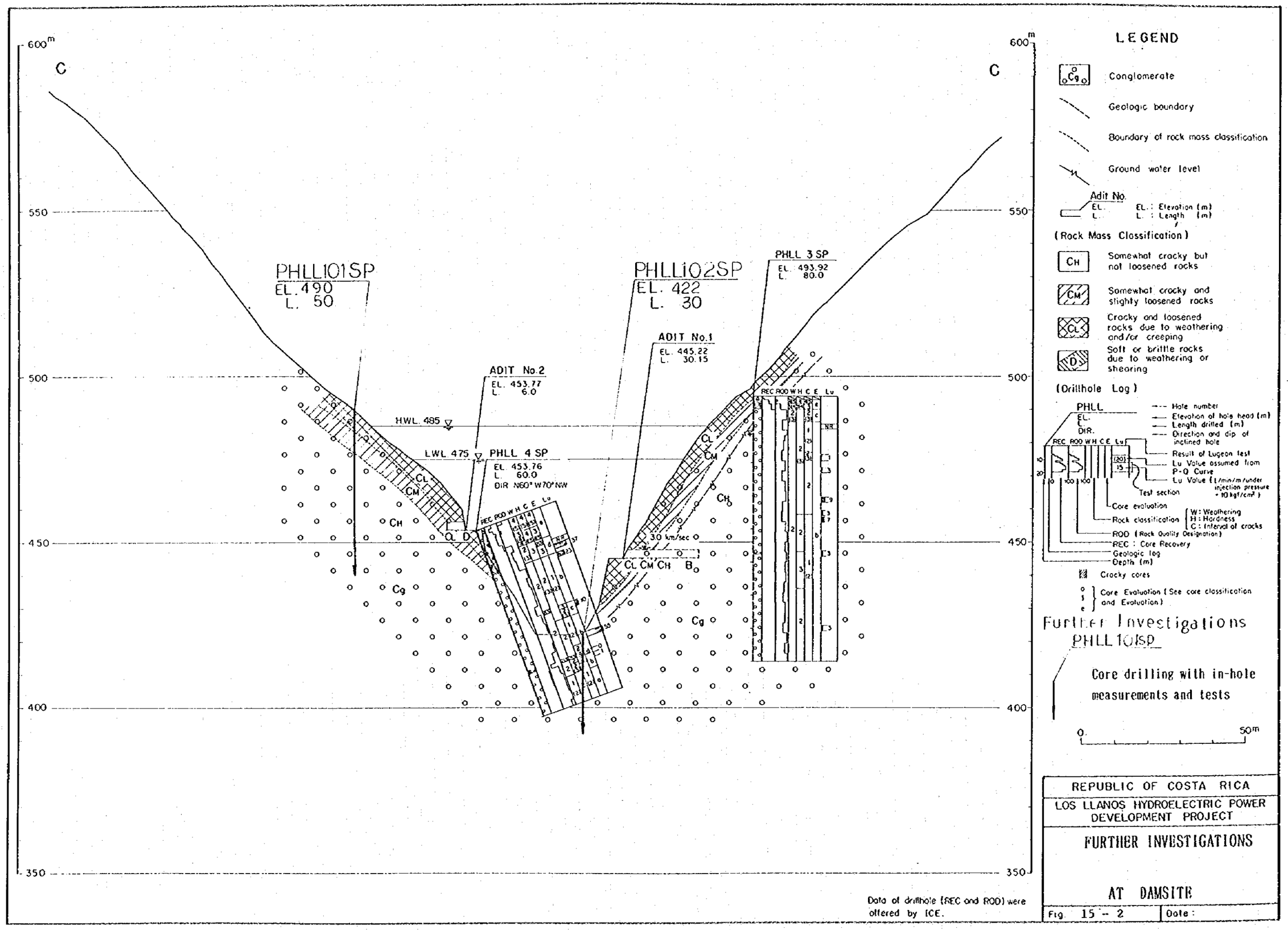


REPUBLIC OF COSTA RICA

LOS LLANOS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

FURTHER INVESTIGATIONS AT DAMSITE AND POWER INTAKE SITE

Fig. 15 - 1 | Date:



Data of drillhole (REC and ROD) were offered by ICE.

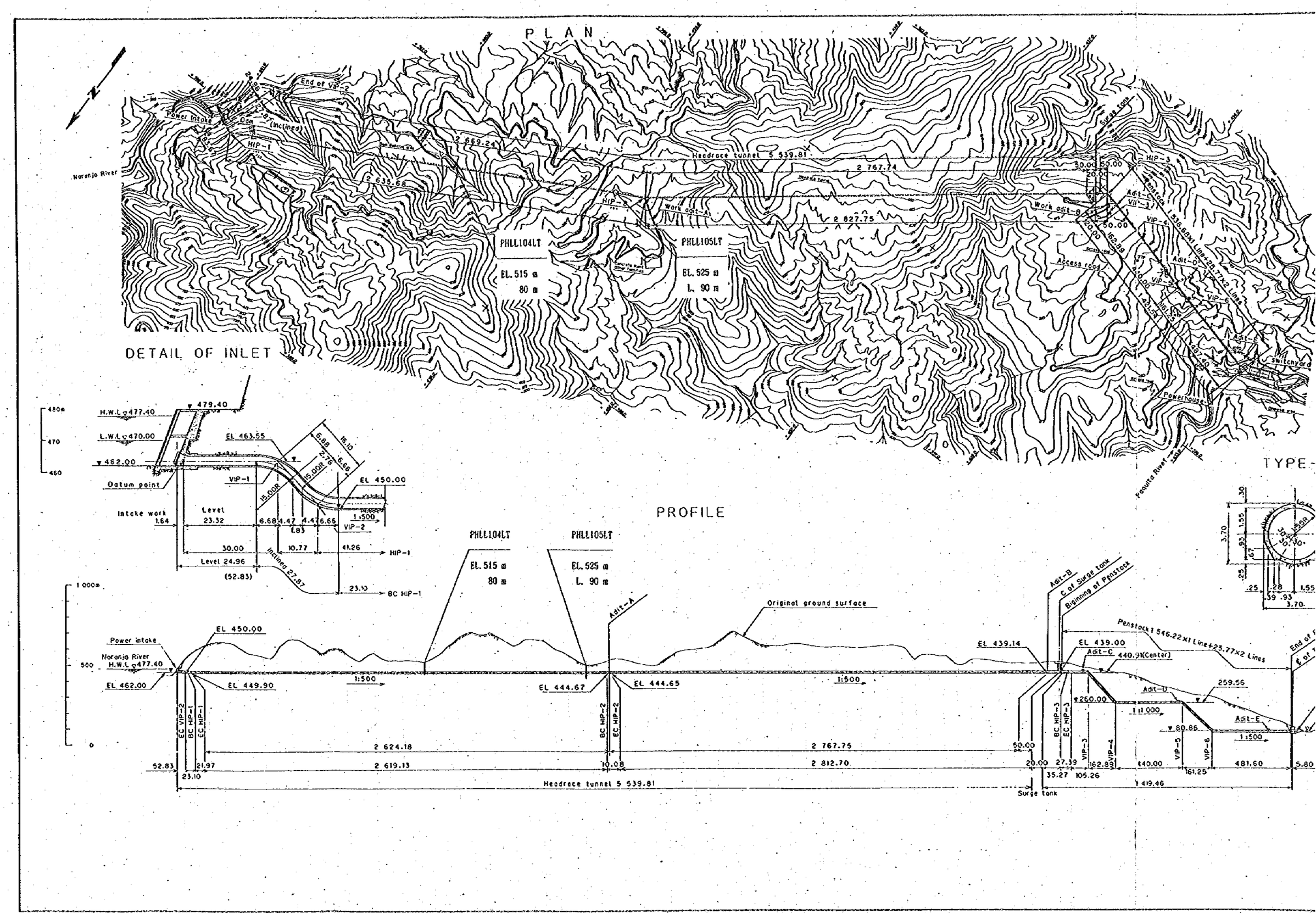
REPUBLIC OF COSTA RICA

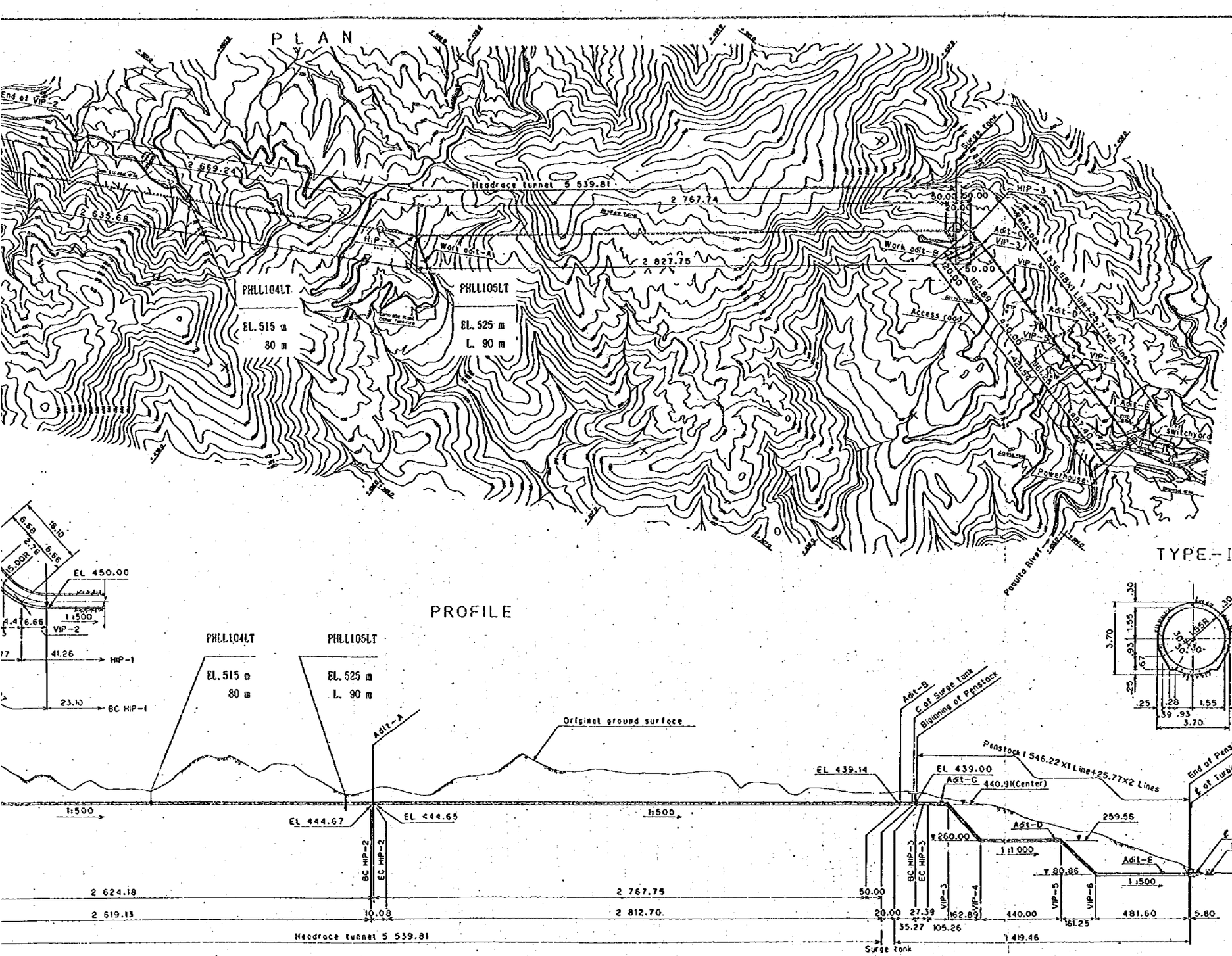
LOS LLANOS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

FURTHER INVESTIGATIONS

AT DAMSITE

Fig. 15 - 2 | Date :


PLAN
DETAIL OF INLET
PROFILE
TYPE
Naranjo River
Power intake
Dam
HIP-1
Headrace tunnel 5 539.81
2 767.74
2 827.75
2 659.24
2 635.68
Work adit-A
Work adit-B
Access road
Surge tank
HIP-3
Penstock 1 546.22x1 Line+25.77x2 Lines
Adit-C
VIP-3
VIP-6
Adit-D
Adit-E
Switchyard
Powerhouse
Peguita River
PHLL104LT
EL. 515 m
80 m
PHLL105LT
EL. 525 m
L. 90 m
H.W.L 477.40
L.W.L 470.00
479.40
462.00
Datum point
EL 463.55
EL 450.00
VIP-1
VIP-2
Intake work
Level 23.32
Level 24.96
(52.83)
Inclined 27.87
1:500
HIP-1
BC HIP-1
Original ground surface
Adit-A
Adit-B
C. of Surge tank
Beginning of Penstock
EL 439.14
EL 439.00
440.91(Center)
EL 449.90
EL 444.67
EL 444.65
EC VIP-2
BC HIP-1
EC HIP-1
BC HIP-2
EC HIP-2
BC HIP-3
EC HIP-3
VIP-4
VIP-5
VIP-6
2 624.18
2 619.13
2 767.75
2 812.70
Headrace tunnel 5 539.81
Surge tank
1 419.46
481.60
440.00
162.83
105.26
35.27
259.56
260.00
80.86
1:1.000



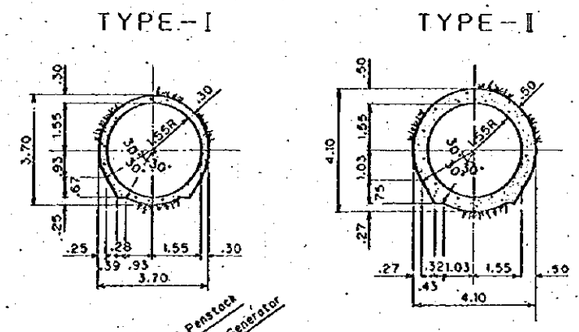
IP	Coordinate X	Coordinate Y	Distance	Note
Intake	388 101.00	461 014.80		Datum point
HIP-1	388 120.00	460 935.00	82.03	
HIP-2	386 860.00	458 620.00	2 635.68	
Surge tank	385 112.09	456 397.17	2 827.75	℄ of S.T
HIP-3	385 075.00	456 350.00	60.00	

IP	IA	R	TL	CL
VIP-1	48°00'00"	15.00	6.68	12.57
VIP-2	47°53'07"	15.00	6.66	12.54
HIP-1	41°57'03"	30.00	11.50	21.97
HIP-2	9°37'16"	60.00	5.05	10.08
HIP-3	52°19'01"	30.00	14.74	27.39

LEGEND

PHLL
EL. m
L. m
Core drilling with in-hole measurements and tests

TYPICAL CROSS SECTION OF HEADRACE TUNNEL



0 — 10m
TYPICAL CROSS SECTION

0 — 1 Km
PLAN and PROFILE

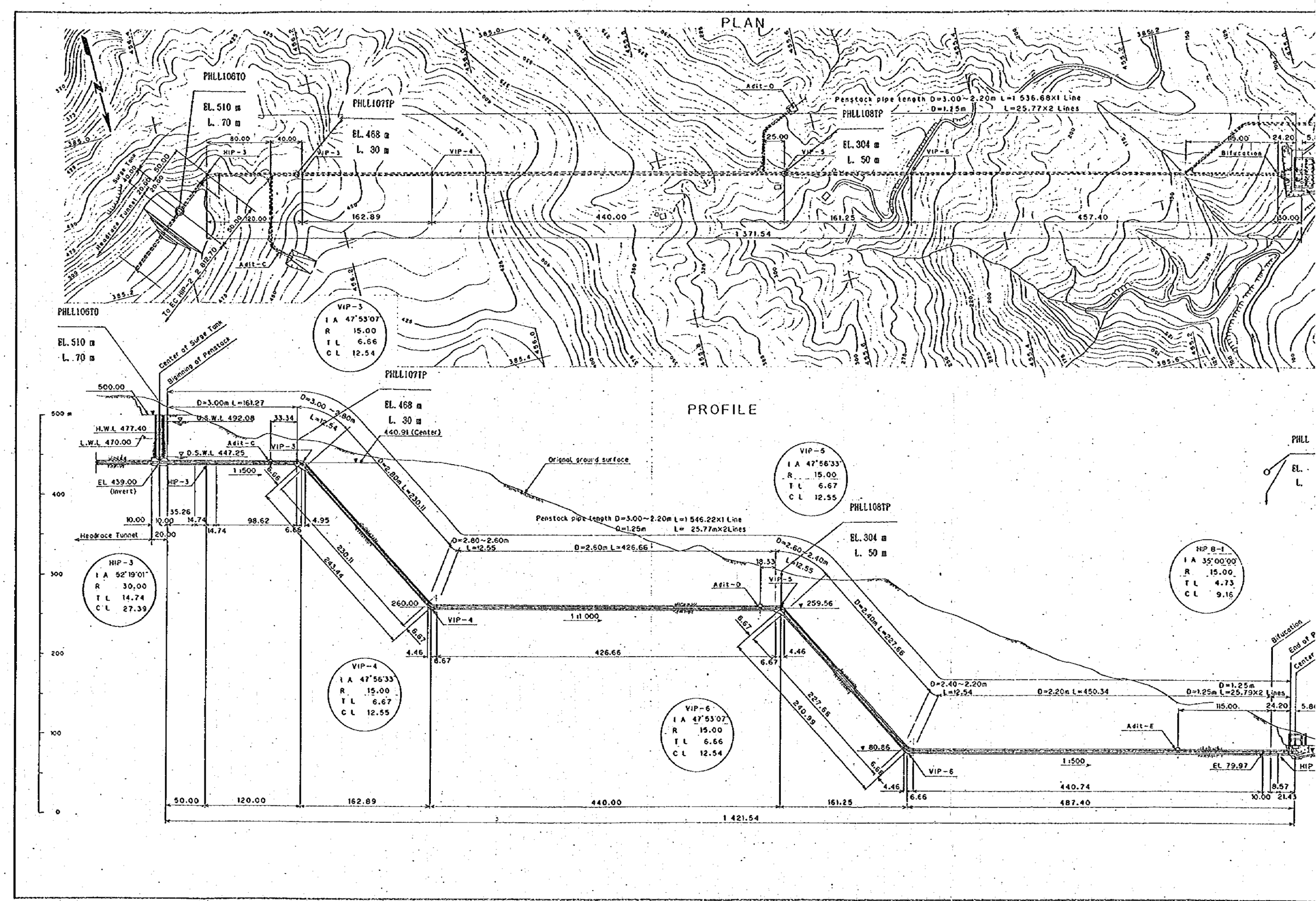
REPUBULIC OF COSTA RICA

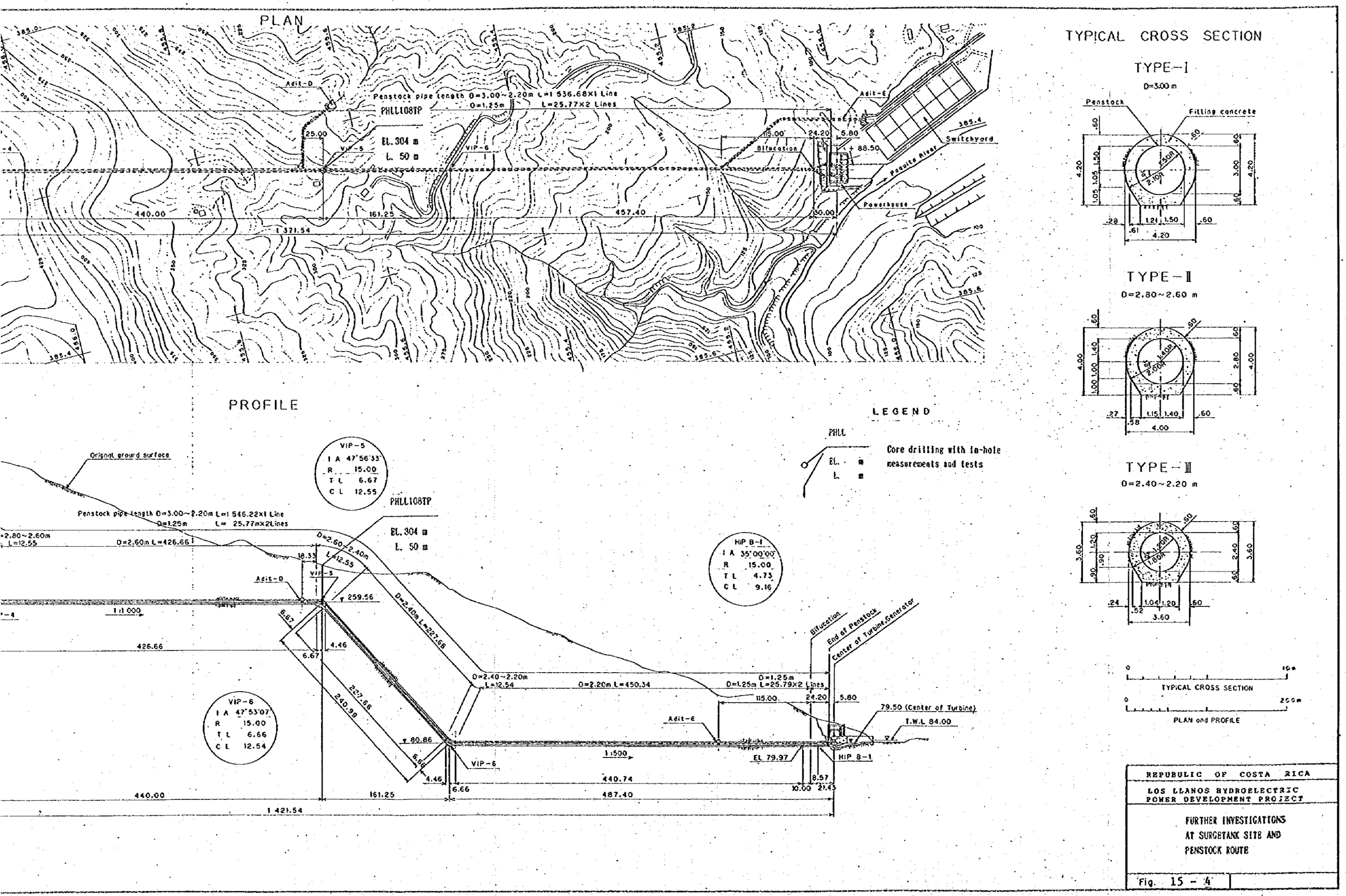
LOS LLANOS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

FURTHER INVESTIGATIONS

ALONG HEADRACE TUNNEL ROUTE

Fig. 15 - 3


PLAN
PHLL106TO
EL. 510 m
L. 70 m
PHLL107TP
EL. 468 m
L. 30 m
PHLL108TP
EL. 304 m
L. 50 m
Penstock pipe length D=3.00~2.20m L=1 536.68X1 Line
D=1.25m L=25.77X2 Lines
Adit-C
Adit-D
Adit-E
Surge Tank
Headrace Tunnel
Bifurcation
To EC HIP-2 2 812.70
VIP-3
I A 47°53'07"
R 15.00
T L 6.66
C L 12.54
PROFILE
Center of Surge Tank
Bigining of Penstock
H.W.L 477.40
L.W.L 470.00
D.S.W.L 492.08
D.S.W.L 447.25
EL 439.00 (Invert)
Headrace Tunnel
Orignal ground surface
Penstock pipe length D=3.00~2.20m L=1 546.22X1 Line
D=1.25m L= 25.77mX2Lines
440.91 (Center)
HIP-3
I A 52°19'01"
R 30.00
T L 14.74
C L 27.39
VIP-4
I A 47°56'33"
R 15.00
T L 6.67
C L 12.55
VIP-5
I A 47°56'33"
R 15.00
T L 6.67
C L 12.55
VIP-6
I A 47°53'07"
R 15.00
T L 6.66
C L 12.54
HIP 8-1
I A 35°00'00"
R 15.00
T L 4.73
C L 9.16
1:500
1:1000
1 421.54
End of P
Center

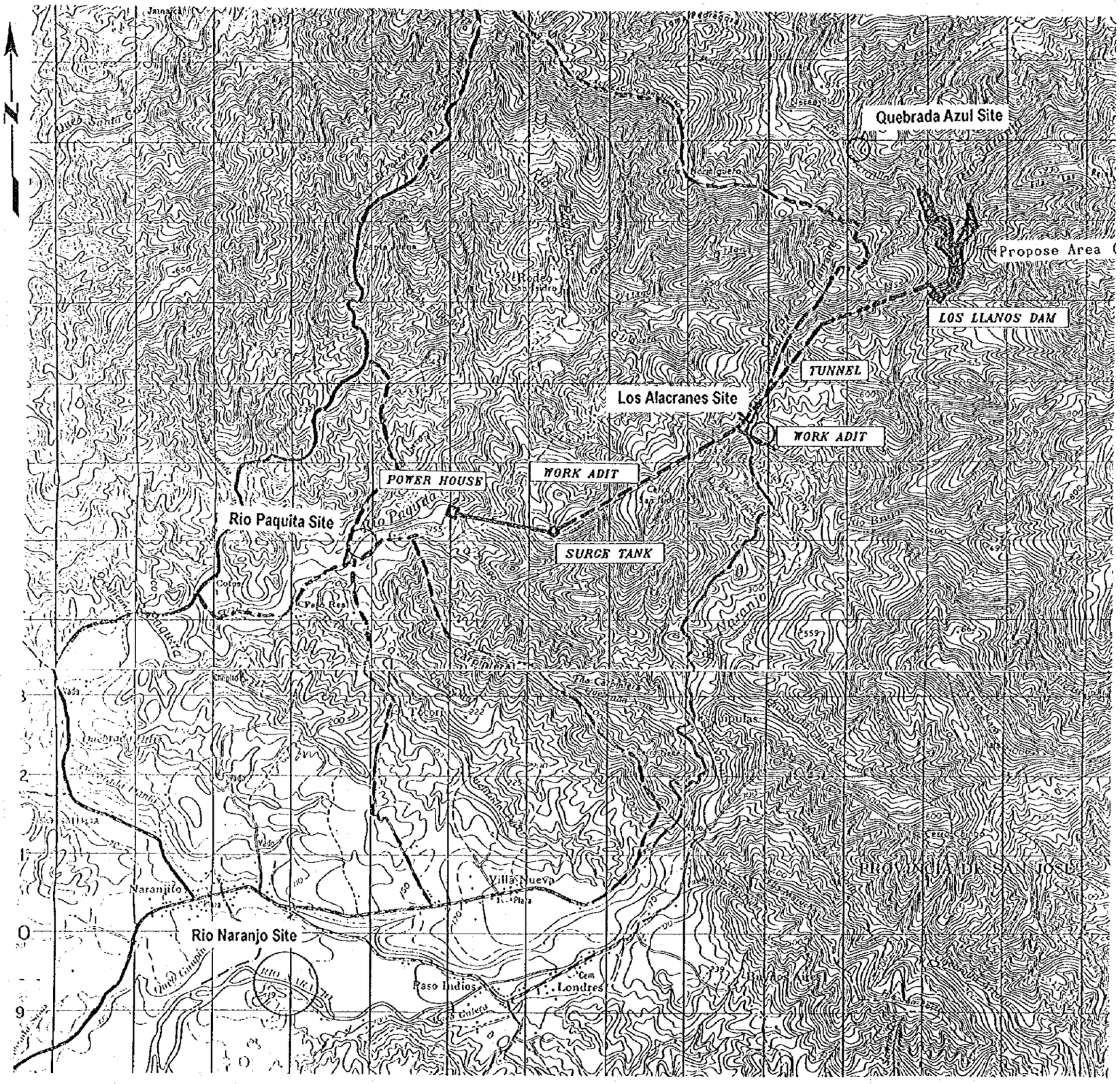


REPUBLIC OF COSTA RICA

LOS LLANOS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

FURTHER INVESTIGATIONS AT SURGETANK SITE AND PENSTOCK ROUTE

Fig. 15 - 4



REPUBLIC OF COSTA RICA

LOS LLANOS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

Location Map of Riverbed Deposits Sites and Rock Quarry Sites

Fig. 15 - 5 | Date :

Table 15-1 Geologic/geotechnic Investigation Planning (1/4)

Site/Route	Investigation Methods	General Specifications	Remarks
1. Down-stream damsite	Detailed geologic mapping	● To provide detailed engineering geologic maps to use detailed topographic maps. ● To cover the damsite and its vicinities	Detailed topographic map: 1/1000 or more in scale.
	Core drilling and in-hole measurements/tests	● Drillhole PHLL101SP (with all coring) - Location: Aprx. EL 490m on the left bank of the down-stream site. - Length: 50m or more - Water level measurements: During drilling at the full section. - Lugeon tests: Covering the full section.	A unit length of Lugeon test: 5m or less.
		● Drillhole PHLL102SP (with all coring) - Location: Aprx. EL 422m on the riverbed of the down-stream site. - Length: 30m or more - Water level measurements: During drilling at the full section. - Lugeon tests: Covering the full section.	
		● Drillhole PHLL103TA (with all coring) - Location: Aprx. EL 480m on the intake site of the down-stream damsite. - Length: 30m or more - Water level measurements: During drilling at the full section. - Deformation tests: Two (2) points or more around the hole bottom.	

Table 15-1 Geologic/geotechnic investigation Planning (2/4)

Site/Route	Investigation Methods	General Specifications	Remarks
2. Headrace tunnel route	Detailed geologic mapping	- To provide detailed engineering geologic maps to use topographic maps in scale 1/5,000. - To cover the headrace tunnel route. - Special items to be made sure: To confirm aerophoto lineaments and regional joint patterns.	
	Core drilling and in-hole measurements/tests	● Drillhole PHLL104LT (with all coring) - Location: Aprx. EL.515m, a spot about 1500m down-stream side from the intake, on the bottom of a ravine. - Length: 80m or more - Water level measurements: During drilling at the full section. - Lugeon tests: Covering the full section. - Deformation tests: Two (2) points or more around the hole bottom.	A unit length of Lugeon test: 5m or less.
		● Drillhole PHLL105LT (with all coring) - location: Aprx. EL 525m, a spot about 2500m down-stream side from the intake, on the bottom of a ravine. - Length: 90m or more - Water level measurements: During drilling at the full section. - Lugeon tests: Covering the full section. - Deformation tests: Two (2) points or more around the hole bottom.	

Table 15-1 Geologic/geotechnic Investigation Planning (3/4)

Site/Route	Investigation Methods	General Specifications	Remarks
3. Penstock route and power station site	Detailed geologic mapping	● To provide detailed engineering geologic maps to use topographic maps 1/5,000 and/or 1/1,000 in scale. ● To cover the surgetank site, penstock route and powerstation site and their vicinities. ● Special items to be made sure; To confirm on aero photo lineament crossing the penstock route and the boundary of the conglomerate and marlstone around the powerstation site.	
	Core drilling and in-hole measurements/tests	● Drillhole PHLL106TO (with all coring) - Location: Aprx. EL 510m, at the surge tank site. - Length: 70m or more - Water level measurements: During drilling at the full section. - Lugeon tests: Covering the lower 1/3 section. - Deformation tests: Two (2) points or more around the hole bottom.	A unit length of Lugeon test: 5m or less
		● Drillhole PHLL107TP (with all coring) - Location: Aprx. EL 468m on the penstock route. - Length: 30m or more - Water level measurements: During drilling at the full section. - Lugeon tests: Covering the lower half section. - Deformation tests: Two (2) points or more around the hole bottom.	

Table 15-1 Geologic/geotechnic Investigation Planning (4/4)

Site/Route	Investigation Methods	General Specifications	Remarks
(3. Penstock route and power station site)	(Core drilling and in-hole measurements/tests)	● Drillhole PHLL108TP (with all coring) - Location: Aprx. EL 304m on the penstock route. - Length: 50m or more - Water level measurements: During drilling at the full section. - Lugeon tests: Covering the lower half section. - Deformation tests: Two (2) points or more around the hole bottom.	A unit length of Lugeon test: 5m or less.
4. Quarry site for concrete aggregates	Detailed geological mapping	● To provide detailed engineering geologic maps to use topographic maps 1/1,000 in scale. - To cover an area around the conjunction of Rio Naranjo and Rio Naranjillo, about 700m up-stream from the down-stream damsite. - Special items to be made sure; To confirm and trace "Layers of sandstone".	
	Core drilling	● Two (2) drillholes with all coring. ● Location: Each hole should be decided by the said geological mapping. ● Length: 20m or more (each hole).	
	Laboratory tests	● All necessary laboratory tests for concrete aggregates to use drilled cores.	

JICA