

Table 2-8-3

SOURCE MIX., 1977, 1982 AND 1987

(In MBO/MMBOE)

	1977		1982		1987	
	MMB	% Dist'n.	MMB	% Dist'n.	MMB	% Dist'n.
TOTAL ENERGY	<u>83.40</u>		<u>127.10</u>		<u>190.00</u>	
A. ELECTRIC GENERATION	22.98	27.5	49.40	39.0	66.16	34.8
Hydro	4.42	5.3	9.76	7.7	20.79	10.9
Oil	18.55	22.2	29.33	23.1	21.55	11.4
Coal	0.01	0.0	2.00	1.6	3.90	2.1
Geothermal	-	-	4.80	3.8	10.62	5.6
Nuclear	-	-	2.51	2.0	6.00	3.1
Non-Conventional ¹	-	-	1.00	0.8	3.30	1.7
B. NON-ELECTRIC GENERATION	60.43	72.5	77.70	61.1	123.84	65.2
Oil	59.93	71.9	72.00	56.6	107.64	56.7
Coal	0.50	0.6	4.20	3.3	10.00	5.3
Non-Conventional ¹	-	-	1.50	1.1	6.70	3.2
Oil Share	<u>94.1</u>		<u>79.8</u>		<u>68.1</u>	

1. Includes only usage of non-conventional energy sources attributable to usage proliferation program for non-conventional energy.

Sources: EDB and EPRS-NEDA.

Table 2-8-4 Investment Requirements, 1978-82 and 1983-87
(In millions of pesos at 1977 prices)

	1978	1979	Annual 1980	1981	1982	Total 1978-82	Total 1983-87
TOTAL	6,736	8,196	8,097	8,501	8,010	39,540	26,557
I. POWER DEVELOPMENT	5,423	6,827	6,791	7,101	6,611	32,753	20,297
Power Generation and Transmission *	4,917	6,323	6,308	6,538	6,053	30,139	17,507
Electrification	506	504	483	563	558	2,614	2,790
II. FIELD EXPLORATION AND DEVELOPMENT	1,300	1,354	1,295	1,387	1,389	6,725	6,208
Oil	773	727	667	668	622	3,457	3,480
Coal	129	75	91	109	76	480	493
Geothermal	375	525	525	600	675	2,700	2,063
Uranium	23	27	12	10	16	88	172
III. NONCONVENTIONAL	13	15	11	13	10	62	52

* Includes allocation for dam development for hydroelectric power generation

Sources : EDB, EPRS-NEDA, and NPC

Table 2-8-5 Status of National Electrification in the Philippines

TOWNS
As of December 31, 1978

Region	Potential	Co-op	Non-Co-op	Total	Per cent- Electrified
I	175	113	25	138	79
II	113	23	12	35	31
III	120	91	25	116	97
IV	234	70	95	165	71
V	115	76	9	85	74
VI	130	71	24	95	73
VII	131	32	42	74	56
VIII	138	37	35	72	52
IX	86	24	16	40	47
X	119	38	18	56	47
XI	90	30	26	56	62
XII	85	46	6	52	61
Total	1,536	651	333	984	64

HOUSE CONNECTIONS
As of December 31, 1978

Region	Potential	Co-op	Non-Co-op	Total	Per cent- Electrified
I	506,300	142,264	44,175	186,439	37
II	295,200	22,396	4,304	26,700	9
III	651,700	232,368	174,793	407,161	63
IV	1,573,500	123,248	833,346	956,594	61
V	497,100	81,181	1,507	82,688	17
VI	596,900	76,908	30,921	107,829	18
VII	514,900	17,191	73,466	90,657	18
VIII	386,700	33,673	7,653	41,326	11
IX	340,900	29,644	3,793	33,437	10
X	370,600	31,034	19,720	50,754	14
XI	485,700	29,169	43,565	72,734	15
XII	324,200	26,061	22,867	48,928	15
Total	6,543,700	845,137	1,260,110	2,105,247	32

Table 2-8-6 Existing Power Plants In Luzon Grid
(as of end of 1979)

Type	Name	Commision Year	Installed Capacity (MW)
Hydro	Botocan	1928	16
	Caliraya	1945/50	32 (8 x 4)
	Ambuklao	1956	75 (25 x 3)
	Binga	1959	100 (25 x 4)
	Angat	1963	218 (50 x 4 & 6 x 3)
	Pantabangan	1978	100 (50 x 2)
	Hydro Total		541 (18%)
Thermal	Rockwell 1-5	1955	125 (25 x 5)
	6-8	1963	180 (60 x 3)
	Tegan 1-2	1965	200 (100 x 2)
	Cardner 1	1968	150
	Gardner 2	1970	200
	Snyder 1	1971	200
	Snyder 2	1972	300
	Bataan 1	1972	75
	Bataan 2	1978	150
	Malaya 1	1975	300
	Malaya 2	1979	350
	Thermal Total		2,230 (75%)
Geothermal	Tiwi 1-2	1979	110
	Mak-Ban 1-2	1979	110
	Geothermal Total		220 (7%)
Grand Total			2,991 (100%)

Table 2-8-7 Luzon Grid Load Forecast

Year	Energy Consumption (in GWh)		Energy Generation (in GWh)	Peak Power Demand (in MW)	
	(I)	(II)	(I)	(I)	(II)
1978	10,850	11,223	11,660	1,960	1,780
1979	12,130	12,010	13,050	2,190	1,960
1980	13,490	12,850	14,510	2,440	2,100
1981	15,030	13,750	16,160	2,710	2,240
1982	16,690	14,710	17,950	3,010	2,400
1983	18,480	15,740	19,870	3,340	2,565
1984	20,400	16,840	21,930	3,680	2,745
1985	22,450	18,020	24,140	4,050	2,940
1986	24,600	19,280	26,450	4,540	3,145
1987	26,920	20,630	28,950	4,860	3,365
1988	29,410	22,075	31,620	5,310	3,600
1989	32,100	23,620	34,520	5,800	3,850
1990	34,960	25,275	37,600	6,310	4,120
1991	37,990		40,850	6,860	
1992	41,120		44,220	7,420	
1993	44,430		47,780	8,020	
1994	47,950		51,560	8,660	
1995	51,960		55,580	9,330	
1996	55,610		59,800	10,040	
1997	59,720		64,220	10,780	
1998	64,020		68,830	11,550	
1999	68,500		73,650	12,360	
2000	73,190		78,700	13,210	

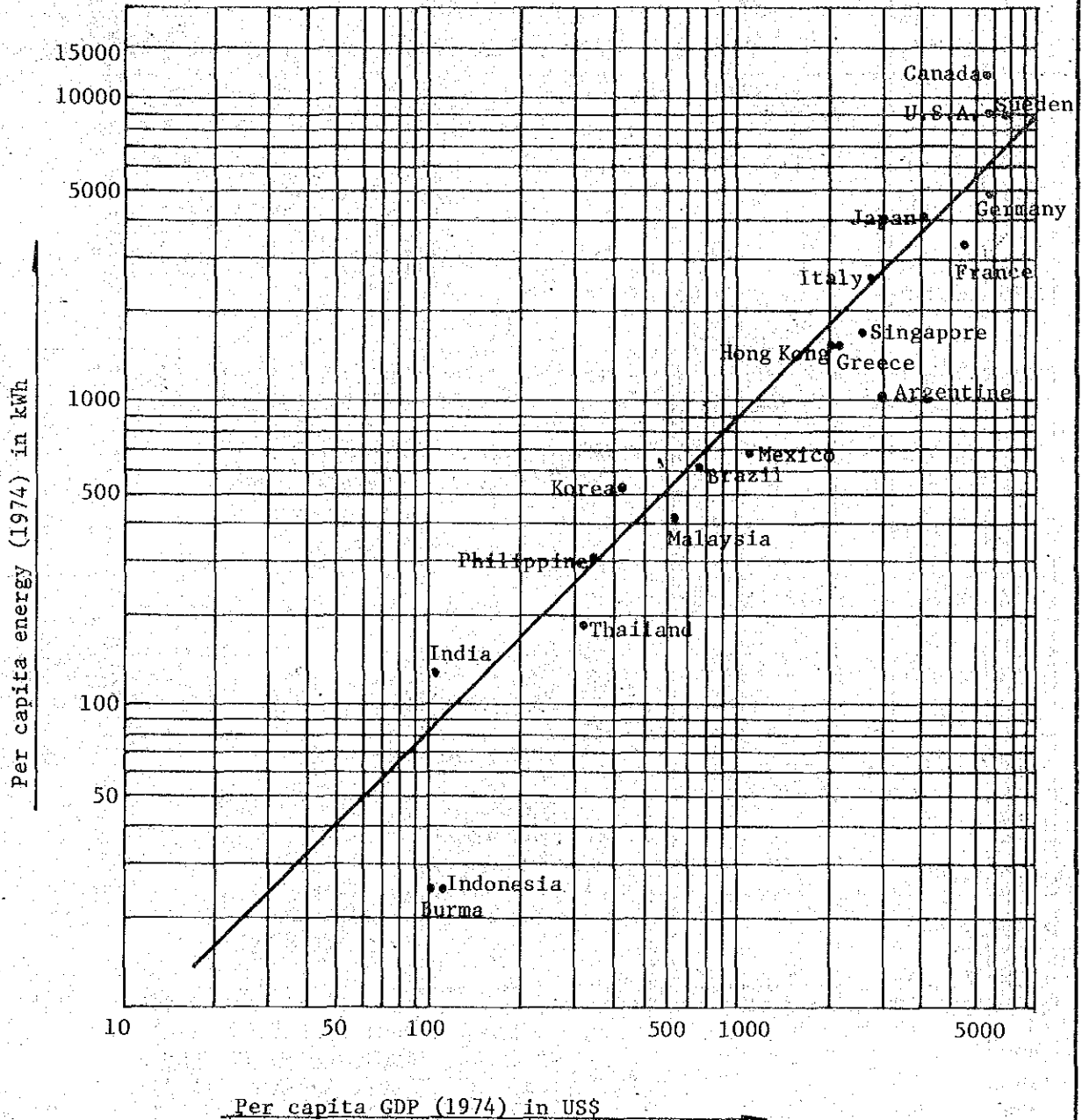
Table 2-8-8 Generation Expansion Program (Base Program)

Year	Peak Power Demand	Installed Capacity	Reserve Capacity		Power Development Program			
	(MW)		(MW)	(MW)	(%)	Hydro	Thermal	Geothermal
(Existing)		2,991						
1980	2,100	3,211	1,111	34.6			Tiwi 3 & 4 (110) Mak-Ban 3&4 (110)	
1981	2,240	3,223	1,033	33.6	Masiway (12)			
1982	2,400	3,328	928	27.9	Kalayaan 1.2 (300)	Rockwell 6-8 (▲305)	Tiwi 5 & 6 (110)	
1983	2,565	3,228	663	20.5	Magat 1-4 (360)	Gardner 2 (▲200) Snyder (▲200)		
1984	2,745	3,628	883	24.3		Coal Ther. I (300)		
1985	2,940	4,728	1,788	37.8	Magat 5-6 (180)	Coal Ther. II (300)		PNPP (620)
1986	3,145				San Roque 1&2 (260) Gened (600)			
1987	3,365				Kanan or Agos (280) San Roque 3 (130)			
1988	3,600				Diduyon (340) Geother. 5 & 6 (110)			
1989	3,850				Tegen (▲200) Total 1,520			
1990	4,120	6,248	2,128	34.0				
1991					Chico IV (360), Tabu 1-2 (110)			
1992					PNPP II (620), Chico II (250)			
1993					Abra 3 (200), Agbulu (400)			
1994					Coal Thermal III (300), Coal Thermal IV (300)			
1995					Total 3,440			
1996								
1997								
1998								
1999								
2000								

(▲---) refirement of thermal plant

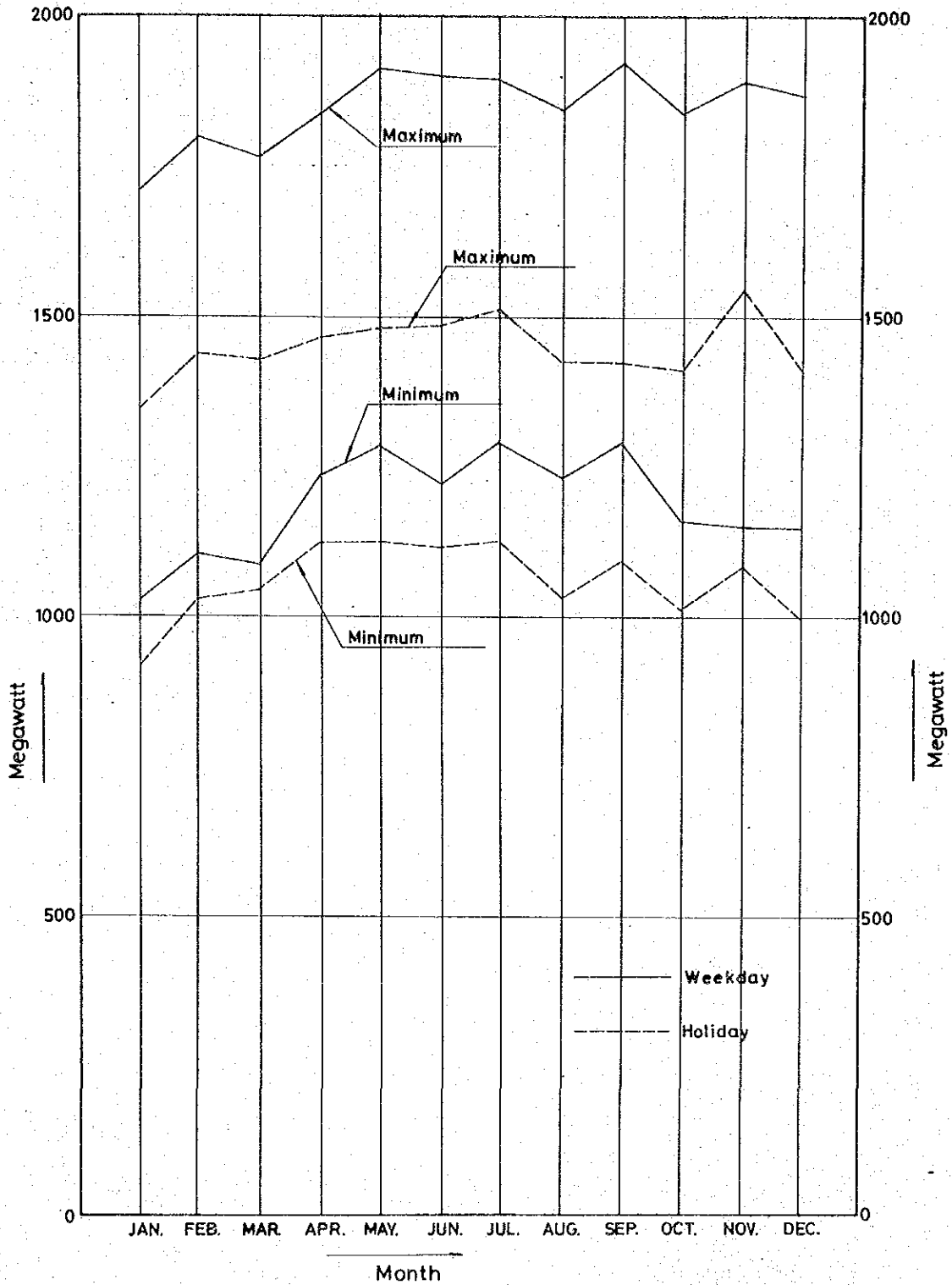
Correlation between Electricity Consumption
and GDP, per capita, as seen in the World

Source: Statistical Year Book, U.N., 1975



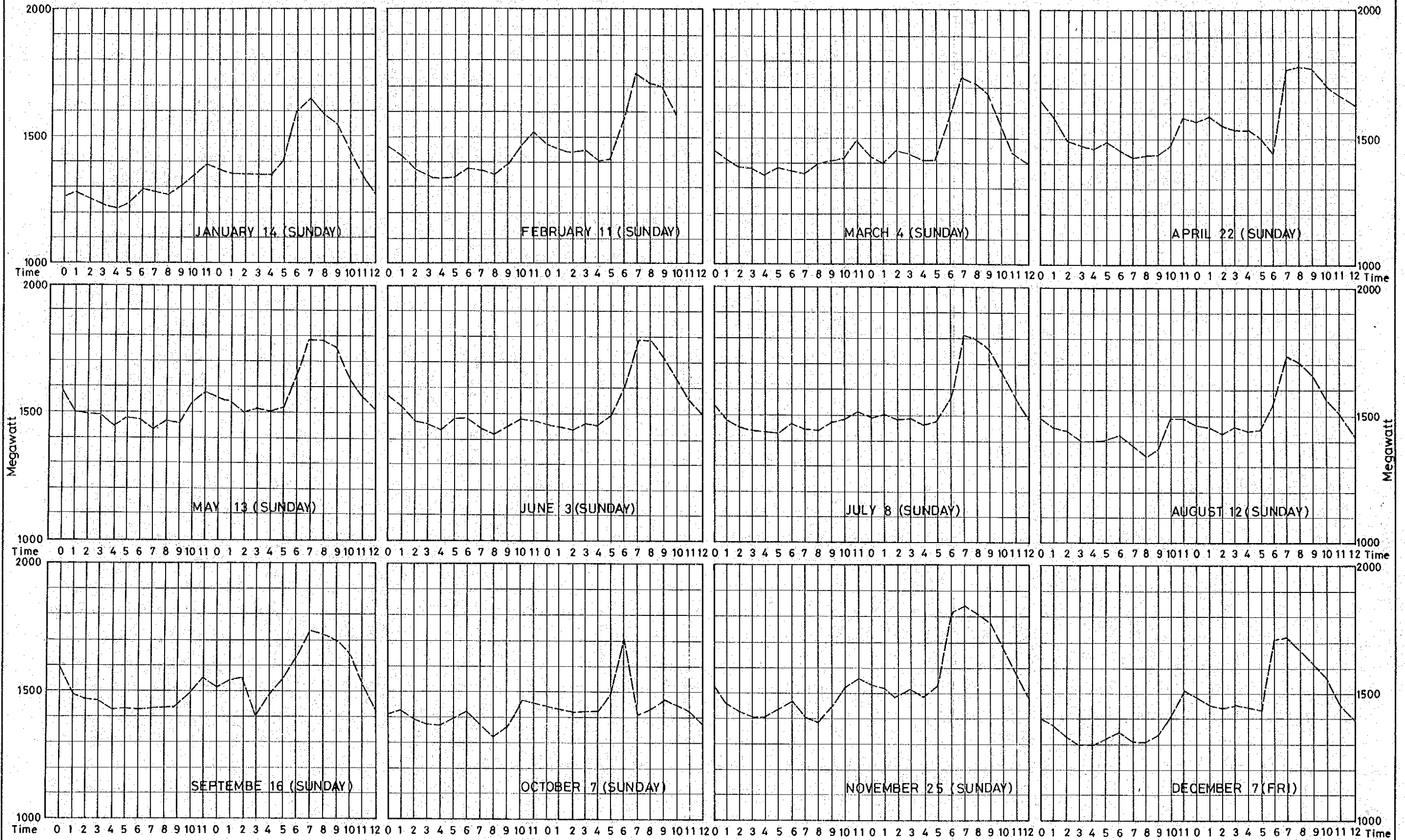
Diduyon Hydroelectric Project Upper Cagayan River Republic of the Philippines Japan International Cooperation Agency
Correlation between Electricity Consumption and GDP
October 1980 Fig. 2-8-1

**Composite Daily Load Curve, Weekdays and Holidays, 1979
(Luzon Grid)**



Diduyon Hydroelectric Project Upper Cagayan River Republic of the Philippines Japan International Cooperation Agency		
Composite Daily Load Curve, Weekdays and Holidays, 1979 (Luzon Grid)		
October	1980	Fig. 2-8-2

Daily Load Curve, Holidays 1979 (Luzon Grid)

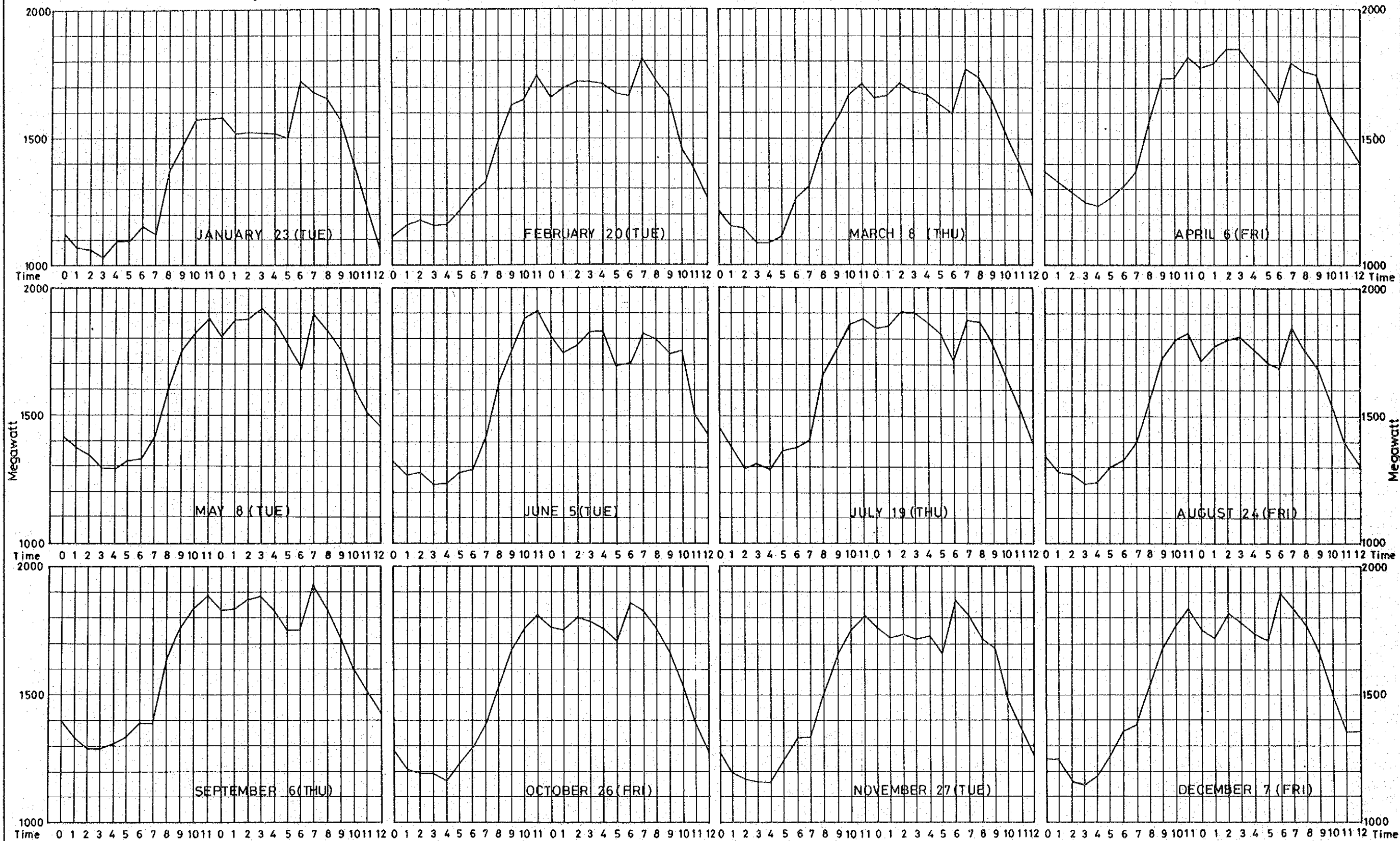


Diduyon Hydroelectric Project
 Upper Cagayan River
 Republic of the Philippines
 Japan International Cooperation Agency

Daily Load Curve, Holidays 1979
 (Luzon Grid)

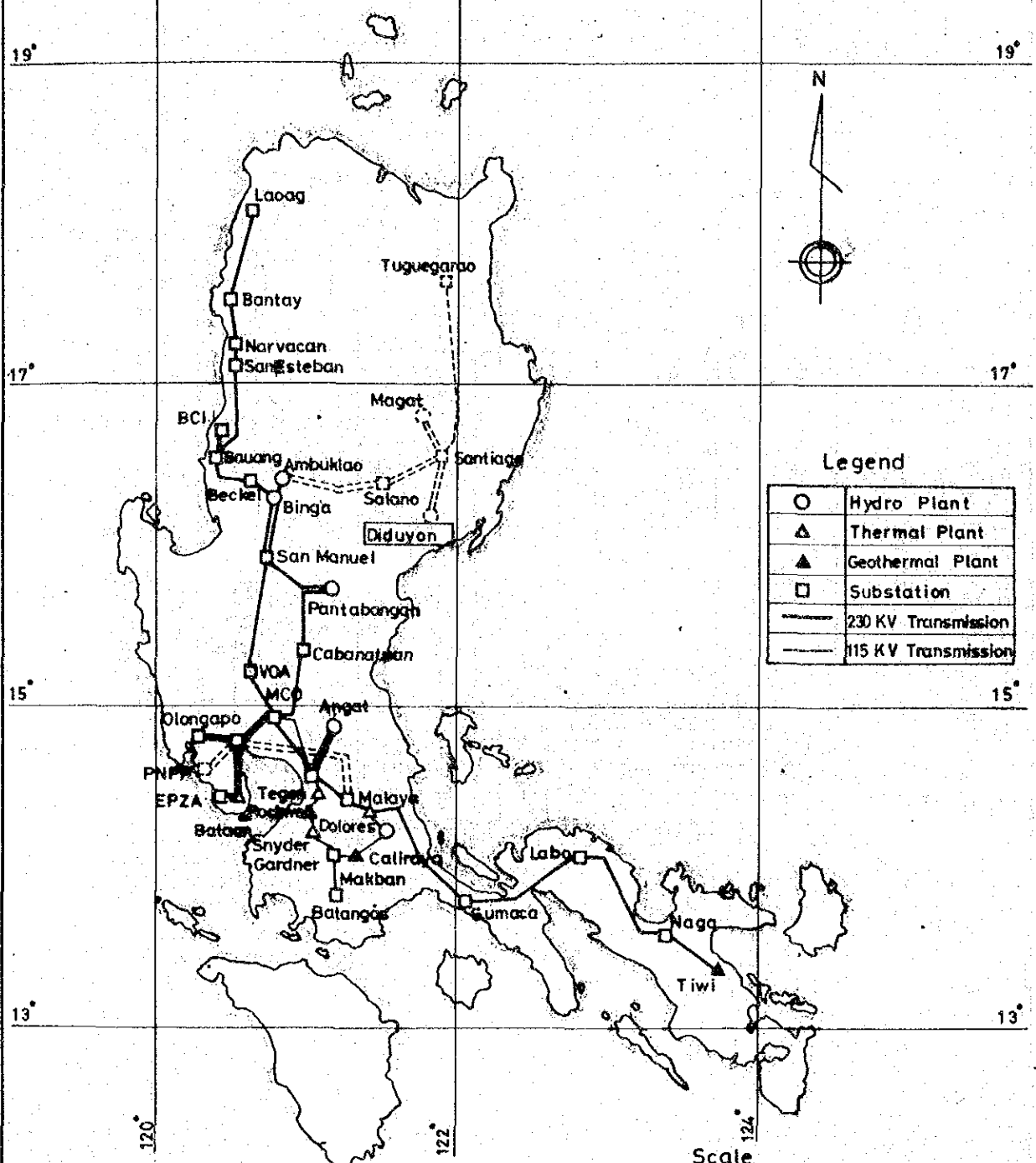
October 1980 Fig-2-8-3

Daily Load Curve, Weekdays 1979 (Luzon Grid)



Diduyon Hydroelectric Project	
Upper Cagayan River	
Republic of the Philippines	
Japan International Cooperation Agency	
Daily Load Curve, Weekdays 1979 (Luzon Grid)	
October	1980 Fig 2-8-4

Luzon Grid Power System



Legend

○	Hydro Plant
△	Thermal Plant
▲	Geothermal Plant
□	Substation
—	230 KV Transmission
- - -	115 KV Transmission

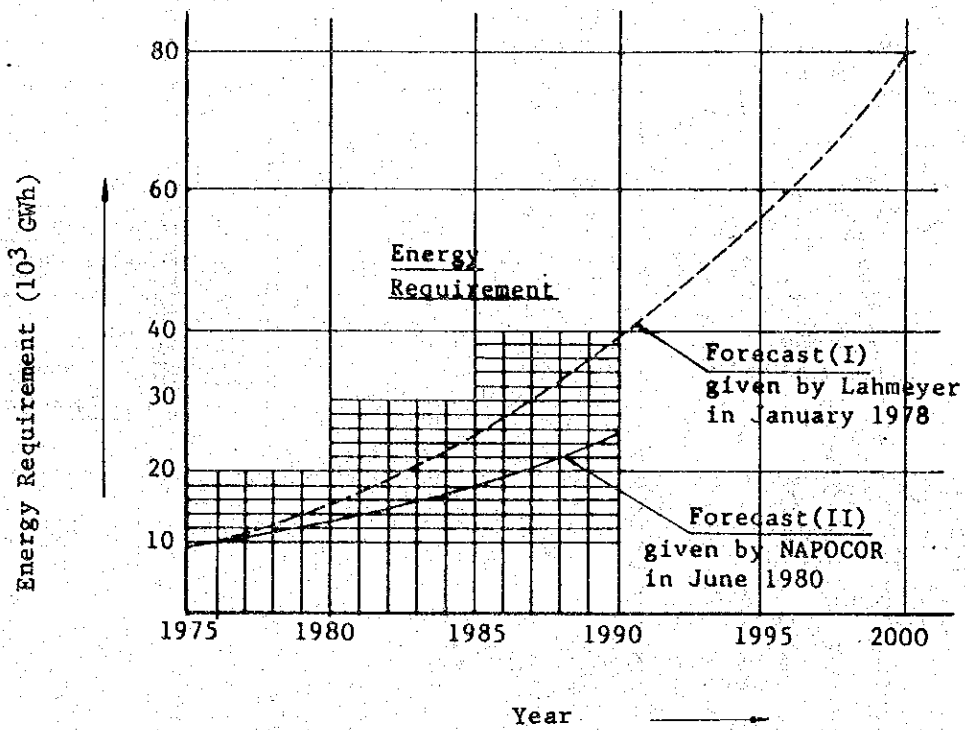
Scale



Diduyon Hydroelectric Project
 Upper Cagayan River
 Republic of the Philippines
 Japan International Cooperation Agency

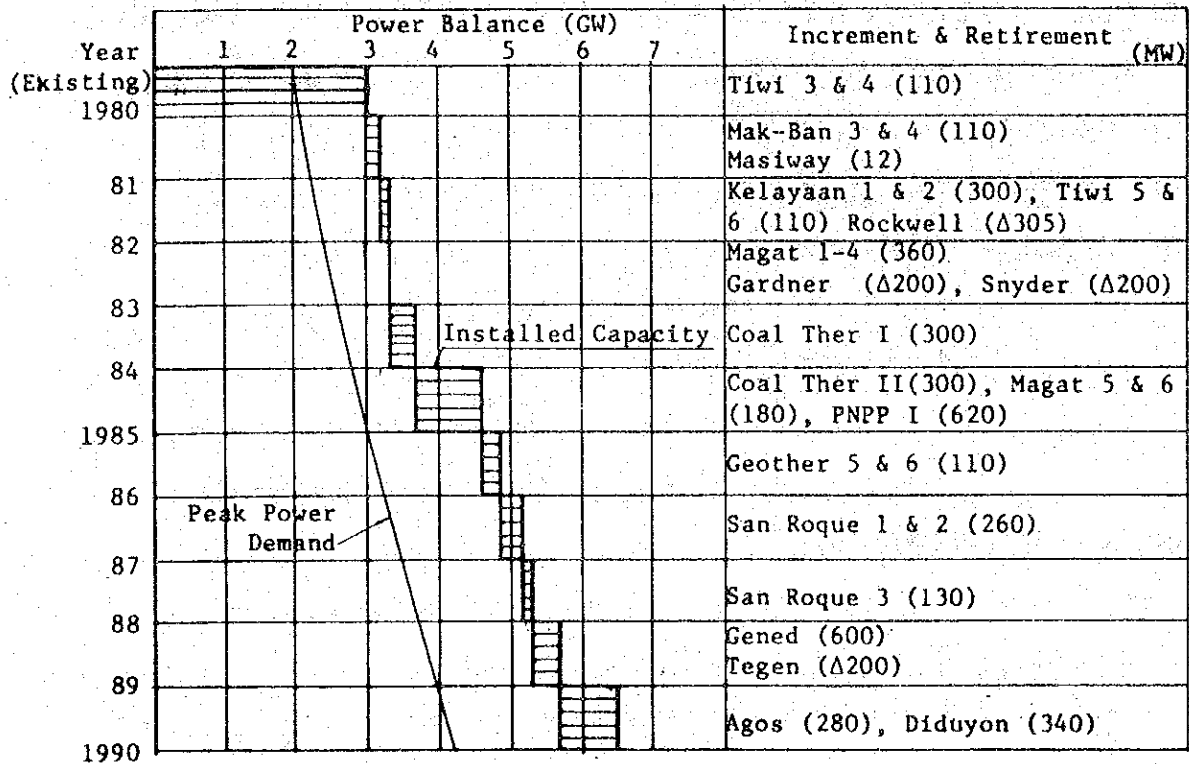
 Luzon Grid Power System
 October 1980 Fig. 2-8-5

Luzon Grid Energy Forecast (1975 to 2000)



Diduyon Hydroelectric Project Upper Cagayan River Republic of the Philippines
Japan International Cooperation Agency
Luzon Grid Energy Forecast (1975 to 2000)
October 1980 Fig. 2-8-6

Generation Expansion Base Program (Luzon Grid)



Projects waiting on the list for next stage:

Chico IV(360), Tabu 1-2(110),
 PNPP II(620), Chico II(250),
 Abra 3(200), Agbulu(400),
 Coal Ther III(300),
 Coal Ther IV(300), etc.

Diduyon Hydroelectric Project Upper Cagayan River Republic of the Philippines	
Japan International Cooperation Agency	
Generation Expansion Base Program (Luzon Grid)	
October	1980 Fig.2-8-7

2-9 輸送調査と資機材

2-9-1 概要

本章では、カガヤン川上流ディドヨン水力発電所開発計画調査の一環としての輸送問題と資機材すなわち発電機、変圧器等の重要物輸送における諸問題点ならびにダムサイトおよび発電所サイトまでの資機材の搬入出道路の取付および資機材の現地調査の結果、さらにこの結果に基づいて決定した重量物輸送および取付道路の基本的なルートについて述べる。

現地調査の概要は次のとおりである。

- (i) 実施期間 1978年7月6日～1978年8月19日
- (ii) 港湾調査 マニラ港、サンフェルナンド港、カサンバランガン港
- (iii) 既設道路および橋梁の調査

マニラ — バンバン、コルドン

サンフェルナンド — ロザリオ — バンバン、コルドン

サンフェルナンド — バギオ — バンバン、コルドン

カサンバランガン — コルドン、バンバン

(iv) 取付道路の現地調査

(a) 取付道路

- ① 現道 ～ ダムサイト（バンバン経由）
- ② 現道 ～ 発電所サイト（コルドン経由）

(b) 連絡道路（ダムサイト～発電所サイト）

- ① 右岸ルート
- ② 左岸ルート
- ③ デディピオルート

2-9-2 港湾設備

(1) 調査港の選定

ディドヨン水力発電所用の発電機、変圧器等の単体最大重量は約37～40トンと想定されるために、けい船施設（ふ頭）、水深、電気関係機器の荷上げ設備、税関、検疫等の各港湾の諸設備の現地調査に基づいて港湾能力の判定を行う。なお、調査港の選定にあたっては、ディドヨン水力発電所の地点がルソン島の中央部でカガヤン川上流部に位置し、東部にマドレ山脈があるため、東部の港からの輸送はマドレ山脈越えをしなければならない

ことを考慮して、現存および計画中有である国際港の中から当該地点に最も近い国際港であるマニラ港、サンフェルナンド港、カサンバラランガン港およびアパリ港を検討した。各港の位置を図2-9-1に示し、港湾設備の概要を表2-9-1に示す。

(2) 各港湾について

1) マニラ港

マニラ港はフィリピン共和国最大の港で、国際港として税関、検疫その他外貿に必要な手続を処理する機能を完備し、南港（海外）と北港（国内）とに分かれている。

2) サンフェルナンド港

国際港として税関、検疫その他外貿に必要な手続を処理する機能と諸設備を備え、実績として90トンの変圧器を扱っているとの話で、港として特に問題はないと思われる。

3) カサンバラランガン港、およびアパリ港

税関、検疫、その他外貿港としての必要な施設が現在アパリ港にあるが、アパリ港は準外貿易港であり、ふ頭設備はなく、カサンバラランガン港が完成すると閉鎖される。現在カサンバラランガン港にはふ頭設備（幅15m、長さ144m、水深12m）があり、ふ頭の延長計画もあるが、石油タンク1基と砂糖倉庫が建設中であり、倉庫、上屋、仮置用地などの建設は可能であるが、現在は完成されていない。

4) 船の重量トン(W)とバース長(l)、バース水深(d)間にはほぼ次の関係がある。

$$W = \left(\frac{l}{6.5}\right)^{2.94} \quad \text{または} \quad W = \left(\frac{d}{0.52}\right)^{3.33}$$

$$l = 150m \text{ のとき} \quad W \approx 10,000 \text{ 重量トン}$$

$$d = 9m \text{ のとき} \quad W \approx 13,000 \text{ 重量トン}$$

マニラ港、サンフェルナンド港、カサンバラランガン港ともに10,000重量トン以上の貨物船の停泊が可能と考えられる。

2-9-3 既設道路および橋梁

(1) 既設道路

重量物の運搬経路にあたる主要道路および橋梁について現況を調査した。道路状況は、重量物輸送用トレーラーの通行を仮定して、曲線半径、幅員、勾配等について調査を行った。

フィリピン共和国内では道路網を構成する道路として、当地域と域外地域を結ぶ幹線道路、地域内の主要地点を結ぶ準幹線道路および村落間、あるいは村落と地方中心地とを結ぶ住民の日常生活に寄与している生活道路に分けられる。

ここでいう既設道路とは、上記の幹線道路をさす。

(2) 既設道路延長および橋梁の数

1) マニラ港起点

a) マニラ→バンバン

$L = 272 \text{ km}$ 橋梁数 85橋

b) マニラ→コルドン

$L = 343 \text{ km}$ 橋梁数 105橋

2) カサンバランガン港起点

a) カサンバランガン→コルドン

$L = 329 \text{ km}$ 橋梁数 128橋

b) カサンバランガン→バンバン

$L = 400 \text{ km}$ 橋梁数 149橋

3) サンフェルナンド港起点

a) サンフェルナンド→3号線経由→バンバン

$L = 272 \text{ km}$ 橋梁数 108橋

b) サンフェルナンド→3号線経由→コルドン

$L = 343 \text{ km}$ 橋梁数 129橋

c) サンフェルナンド→9号線(バギオ)経由→バンバン

$L = 217 \text{ km}$ 橋梁数 37橋

d) サンフェルナンド→9号線(バギオ)経由→コルドン

$L = 288 \text{ km}$ 橋梁数 58橋

既設道路の略図を図2-9-2に示す。

(3) 既設道路および橋梁

1) マニラ港からバンバンまたはコルドン(5号線)に至るルート

マニラ港からバンバンに至る道路は、国道5号線(日比友好道路)として幅員8m以上のコンクリート舗装道路で、ほとんど問題がないが、マニラ市内の交通渋滞とダルトン峠近傍の山岳地帯の雨期に頻発する地すべりによる道路閉塞などに若干の問題が残る。また制限荷重を越える重量物運搬のために、既設道路橋のうち補強を必要とするものが10橋を越えることが確認されている。

2) カサンバランガン港からコルドンまたはバンバンに至るルート

カサンバラガン港から5号線と交差するデューゴ間については幅員7～10m、一部12mの砂利舗装道路で、土質は堅く、雨期も冠水する場合を除いて通行が可能であり、復旧も早い。橋梁は木橋(14橋)およびポニー橋(6橋)で、いずれも幅員3.5～4m、木製床版であり、制限荷重が最大約10トンのため、架替または仮橋架設の必要がある。デューゴからコルドンまたはバンバンまでについては、国道5号線(日比友好道路)となり、幅員6～8mのコンクリート舗装道路である。

橋梁については、重量物輸送を想定した場合、2カ所ポニー橋1車線(幅員4m)で、また木製床版のため架替あるいは仮橋の架設が必要であると思われる。床版の保護を必要とする橋梁は約20カ所以上あり、このうち2カ所は床版を工事中であった。

3) サンフェルナンド港から3号線、8号線、5号線を通りロザリオ、サノゼ、バンバンまたはコルドンに至るルート

3号線は、幅員8mのコンクリート舗装道路である。橋梁については制限荷重が約20トンのため、重量輸送を想定した場合10カ所の補強(特に床版等)が必要である。

8号線は幅員8mの砂利舗装道路である。木製床版の橋梁を中心として約13カ所以上架替または仮橋の架設が必要である。

5号線は日比友好道路となり、幅員8m以上のコンクリート舗装道路で、ほとんど問題がないが、ダルトン岬近傍に前述した問題が残る。橋梁については、床版の保護の必要な橋が5カ所以上ある。

4) サンフェルナンド港より9号線を通り、バギオ、アリタオ、バンバンまたはコルドンに至るルート

サンフェルナンド港からパウアンまでの3号線は、幅員8mのコンクリート舗装道路で、橋梁についても問題がない。パウアンからバギオ間は幅員5～8mのアスファルト舗装道路である。重量物輸送を想定した場合、道路勾配が8～10%ぐらいあるため走行性は劣る。また、曲線半径が小さいため、山側斜面をカットしなければならない箇所が数多く見られる。橋梁については、特に床版の補強を必要とする橋が2カ所以上ある。

バギオからアリタオの間は、ほとんどが幅員3.5～4.5mの砂利道で、道路勾配もいたるところで8～12%となる。また、曲線半径が小さく、山側斜面のカットを必要とする箇所が数多く見られる他、山くずれも数カ所見受けられる。橋梁については、約20カ所のポニー橋が幅員3.5～4mで木製床版のため、ほとんど架替または仮橋の架設をする必要がある。アリタオからコルドンの間は幅員8mのコンクリート舗装道路である。橋梁は

5 橋で、床版の補強を必要とする。

現道の標準幅員については図 2-9-3 に示す。

2-9-4 取付道路

(1) 計画ルート

現在の主要道路からダムサイトおよび発電所サイトへ通じる取付道路を計画するにあたり、次のルートが考えられる。

1) 現道からダムサイトまでのルート

- (i) バンバン — カシブ — シゲム — ダムサイト
- (ii) バンバン — マラシウ — シゲム — ダムサイト

2) 現道から発電所サイトまでのルート

コルドンからルナ、デビィビを經由してディドヨン川の左岸側を発電所サイトまで行くルート。

各ルートを図 2-9-4 に示す。

(2) 現道からダムサイトまでのルート

1) バンバンからカシブ、シゲム経由ダムサイトまで。

a) バンバン — カシブ

i) 調査径路および延長： 図 2-9-4 参照

距離の算出： 自動車のメーター、万歩計、地形図からのスケールアップ、標高差の 8% 勾配による延長などによる算定距離中で最長のものを示す。

標高： 高度計（気圧計）と地形図から推定。

道路総延長： $L = 35 \text{ km}$

ii) 道路の現状

道路の現状は、幅員 4 ~ 5 m で、路面の状態は転石があり、路盤の整備がなく、ほとんどが未舗装の砂利道である。途中標高 900 m を越える峠に至る山岳道路部で、勾配も約 8 ~ 12% ときつい。また曲線半径が小さいために、山側斜面をカットしなければならない所や、ルート変更を必要とする所も数カ所見受けられ、道路の拡幅、路盤の整備、勾配等の改良を行う必要があると思われる。

橋梁については、16 橋あり、そのうち木橋 13 橋、ベイレイ橋 3 橋で、どちらも

幅員 3.6 m であるため、すべての橋梁の架替もしくは仮橋が必要であると思われる。ベイレイ橋のうちサンフェルナンド橋は、現在洪水のため流されているため、約 5.0 m 以上の新設または仮橋が必要である。

iii) 地形・地質

バンバンからサンフェルナンド(町)までの間は、幅員 8 m ~ 10 m の砂利道であるから改良する必要はないが、峠付近(山間部)では、道路幅もせまく、地形的にもやや急斜面の所があるが、地質的にみて地盤は固く、まず良好と考えてよい。

次に、コンコン谷にはいると、地形が緩やかであるため、カット量が少なく、改良工事は容易である。しかし地盤が軟質(砂と粘土が多く礫が少ない)なため、路盤に敷砂利等を施工して十分な支持力を得るようにしなければならない。

iv) 問題点

バンバン・カシブ間は準幹線道路であるため、この区間の改良工事によって長期間通行止となることが予想され、生活物資の輸送と緊急時の対策が必要となる。

b) カシブーダムサイト

i) 調査径路および延長

カシブーシゲムーダムサイト：延長 $L = 2.7 \text{ km}$

ii) 道路の現状

現在林道があり、建設用資機材の搬入に利用できる。この林道は、乾期には特殊車輛を用いて相当の重量物の輸送も可能である。しかし、その平面線形、最急勾配、路面の維持状態は必要最小限の条件しか満たしていない。したがって、一般車輛通行のためには全面的な道路改修や橋梁の新設が必要となる。また貯水池予定地内を通行しているため、水没林道がかなりあることが予想されるので、林道の付替または補償の問題について今後十分な検討が必要である。

現在の林道の現況は、地盤軟弱による山くずれ、道路の埋没、谷からの溪流水に対する排水設備(暗渠等)不備による道路侵食・ぬかるみ化を来している所が多数見受けられる。また、勾配も約 8 ~ 12 % ときつく、曲線半径も小さく、山側斜面をカットする必要がある所も相当数見受けられる。橋梁については、ビヨイ川で仮橋が必要であり、沢などを横切る箇所が約 3 カ所以上あり、管渠または仮橋等による対策が必要である。

Ⅲ) 地形・地質

カシブからダムサイトまでは、地形的に見て勾配も急ではなく、カット量がやや多いぐらいで、工事は容易であると思われる。しかし地盤が軟質（砂と粘土が多く礫が少ない）であるため、路盤には敷砂利等を施工して十分な支持力を得るようにしなければならない。

全体的にみて、山くずれによる道路の埋没と谷からの溪流水による道路侵食・ぬかるみ化が著しいので、今後設計計画の段階で十分な配慮が必要である。

2) バンバンからマラシウ、マンガ、シゲムを通りダムサイトに至る区間

a) バンバンからマラシウ・マンガに至る区間

i) 調査経路および延長

バンバン — マラシウ — マンガ： 延長 $L = 20 \text{ km}$

ii) 道路の現状

バンバンからマラシウに行く道路は、5号線を通行し、通行に問題はない。5号線からすぐ分かれて30号線に入ると、道路は砂利道で2車線あり、十分に通行可能であるが、橋梁が2カ所あり、床版が木製であるため付替が必要である。マラシウからマンガまでの道路は2車線で、砂利道ながら十分に通行可能であるが、橋梁はポニー橋が2カ所あり、延長は10mぐらいであるが、床版が木製であるため付替が必要である。

この区間については、橋梁以外に問題はない。

b) マンガからシゲム、ダムサイトに至る区間

i) 調査道路と延長

マンガ — シゲム — ダムサイト： 延長 $L = 38 \text{ km}$

ii) 道路の現状

マンガからディドヨン流域内に入り、峠まで標高400mから標高1,000mまでの標高差600mをいっきにあがるため、現林道は勾配がきわめてきつい。林道の場合はディドヨン川流域内の材木を下り勾配で運ぶために一応支障はないが、水力開発の場合はこれとは逆に急坂の上り勾配となるため、この部分を改良または付替することが必要となる。

峠からシゲムまでは、地形、勾配ともゆるやかで、幅も十分であるが、地質的には軟弱路盤が多く、雨期に備えて排水および敷砂利を十分にすることが必要である。また崖が

2カ所あり、改良が必要である。2カ所で川を渡るため、やや長い橋梁が必要である。

シゲムからダムサイトに至る区間については、前述のカシブからダムサイトまでの記述どおりである。

3) コルドンからルナ、デビビエを経由して発電所サイトに至る区間

i) 調査経路および延長

コルドン—ルナ—デビビエ—発電所サイト：延長 $L = 4.8 \text{ km}$

ii) 道路の現状

コルドンからルナ間は幅員約8mの砂利道で、問題はないと思われる。ルナからデビビエまでは、路面状態が悪く、砂利またはアスファルト舗装の必要がある。橋梁については木橋(3カ所、幅員4m)、ポニー橋(1カ所、幅員4m)があるが、重量物輸送を想定すると架替あるいは仮橋架設が必要である。また、途中1カ所で合成桁橋($l = 5.0 \text{ m}$)があり、補強が必要である。

デビビエから発電所サイトの間には、途中まで既設の木材搬出用林道が通じており、幅員4~5m、道路勾配8~12%と急勾配の所が見受けられる。全体的に見て地盤が軟質であるため、山くずれによる道路埋没および溪流水による道路侵食・ぬかるみ化を来している所が15カ所ほど見受けられ、改良を必要とする。現在下流から発電所サイトまで行くのには対岸(右岸)に林道があるが、ディドヨン川を横切るために大きな橋梁が必要である。このことから、道路ルートとしては左岸側でディドヨン川を横切る手前で既設林道(左岸側)の改良・拡幅を行い、発電所サイトに至るルートを探るほうがよいと考えられる。

このルートによっても、ドマタルト川横断のために約100m程度の橋梁が必要である。また約15カ所以上の沢で小橋梁または暗渠等を施工する必要がある。

iii) 地形・地質

コルドンからルナ・デビビエ間は、平野地帯であるため、ルナとデビビエ間で拡幅改良をする必要がある以外、特に問題はない。デビビエから発電所サイト間の地盤は軟質(砂と粘土が多く、礫が少ない)であるため、路盤には敷砂利等を施工して、十分な支持力を得るようにしなければならない。全体的にみて、山くずれによる道路の埋没、谷からの溪流水による道路の侵食・ぬかるみ化が見られるので、設計計画の段階では十分な配慮が必要である。

2-9-5 連絡道路

(1) 計画ルート

ダムサイトから発電所サイトへ通じる連絡道路は、次の3ルートが考えられる。

- i) 既設林道を利用するルート
- ii) 導水路トンネルに沿って新設するルート
- iii) 取付道路から分かれて行くルート

上記ルートを図2-9-5に示す。

- ① 発電所サイトからデビビエにいったん逆行し、デビビエからデディピオに進んでダムサイトまで行く連絡道路。

デビビエからデディピオに至る途中にある集材所までの道路は、幅員4~6mの砂利道で、勾配も約8~12%なので、改修を必要とする。2カ所木橋があり、架替や仮橋設置が必要である。

集材所からデディピオを経てダムサイトに至る区間も、幅員4~5m、勾配最大約12%ぐらいで、曲線半径が小さいために山側斜面をカットしなければならない箇所が5カ所以上あるため、改良を必要とする。路盤についても、前記と全く同様の改良工事を必要とする。

- ② 工事用・保守用の水路区間内道路ルート

この道路は地形・地質から見て工事自体は容易である。しかし地盤軟弱に対応する路盤整備と排水工は必ず必要である。

- ③ 取付道路とは別れて行くルート

この道路は、ルート、延長が違うだけで前述の水路区間内ルートと全く同様である。谷は5~7カ所あり、橋梁または暗渠などが必要である。

2-9-6 輸送ルート調査結果のまとめ

今回の調査結果を要約すると次のとおりである。

- (1) 港湾設備、道路状況、輸送時間、自動車部品取扱店や修理工場の所在状況、雨期に頻発する地すべりによる道路障害などを総合的に考えて、ディドヨン地点の建設工事では、マニラ~バンバンの輸送ルートを採用するのがよいと思われる。

他のルートは、マニラ港からの輸送が不可能になった場合の代替ルートとして意味を持つ。

なお、このマニラ~バンバンルートの採用には、マガット建設工事例をも参照した。マガ

ット地点はマニラからみればディドヨンよりもはるか北に位置するが、主要機械類や建設機材はマニラから輸送している。

(2) 資機材及び重量物等の輸送は、マニラ港を起点とする。サンフェルナンド港、カサンバランガン港ともに、1万重量トン級の貨物船の停泊が可能と考えられ、けい船施設として十分であるが、その中でもふ頭施設の完備しているマニラ港が望ましい。サンフェルナンド港、カサンバランガン港の両港については計画地点への輸送ルートに問題がある。

(3) マニラからの輸送ルートは、マニラ～バンバンとする。この間の既設道路はほとんど問題なく、補強を必要とする橋梁数も約10橋と他ルートと比較して少ない。

L = 272 km 橋梁数 84橋

(4) 主要道路の終点バンバンからダムサイトに至る取付道路は、バンバン—カシブ—ダムサイトの現林道を改良使用するルートと、バンバン—マラシウ—カンポテ—発電所の現林道を改良するルートの2案が考えられる。いずれを採るかは、今後の調査検討による。

(5) 発電所サイトに通じる取付道路はコルドン—ルナ—デビビエ—左岸道路—発電所のルートが良い。

(6) ダムサイトから発電所サイトへの連絡道路は、今後の調査結果にもよるが、ダム—左岸山地—デディピオ川横坑口—サージタンクと通じるルートが適当と思われる。またサージタンクから発電所へ通ずる取付道路も必要になるが、これは標高差が大きいので、かなりの迂回ルートとならざるを得ない。

2-9-7 資機材

(1) コンクリート骨材

ダム、水路、調圧水槽、発電所などの建物に必要なコンクリート用骨材は、河床堆積物とダムサイト近くの原石山から供給される。

本調査期間中に実施した骨材採取位置図を図2-9-6に示す。現地調査の結果、河床堆積物としてアダラム川のアグリパイ、マガット川のバンバンの両地点の河川堆積物がコンクリート骨材として利用可能なものと考えられるが、No.3ダムサイトの下流側右岸に想定した原石山は、地山の被りが厚いこと、岩体が不良で数量的に見てもコンクリート骨材用の原石山としては適当でない判断される。しかし、本地点の場合、ダムだけで120万 m^3 以上、その他構造物を含めると160万 m^3 以上のコンクリート量になり、これに対する骨材量は200万 m^3 近くになるから、現場に近い位置で所要の骨材を確保することはきわめて重要な

意味がある。したがって、次段階調査では適当な原石山や河床堆積物を見つけるために現地調査を綿密に行うことが重要である。

また、原石から細骨材までを生産したり、河床堆積物を遠方から輸送することは、原価的に一般に高価なものとなるため、骨材製造および運搬の価格については十分な検討が必要である。また、原石山を破砕した人工骨材は、時としてアルカリ骨材反応を示すことがあるから、この点について試験を必要とする。

(2) セメント

現在のところ、フィリピンにおけるセメントの供給量は、国内の需要を十分に満たしている。

しかし、同国では現在および将来において大規模建設工事の進行が予定されている。特に、ルソン島北部では、高さ175m、コンクリート量200万 m^3 のコンクリートアーチダムを持つジュネド計画が、本ディドヨン計画に先行して実施される予定である。

フィリピンでは、セメントの供給量が今後増加していくことは十分予想され、ディドヨン建設工事の際はこれら先行プロジェクトによるセメント供給設備を利用することが可能であると思われる。

供給量の問題と並行して、セメントの品質に関しても十分に検討して、設計に反映させる必要がある。

Table 2-9-1 Existing Port Facilities

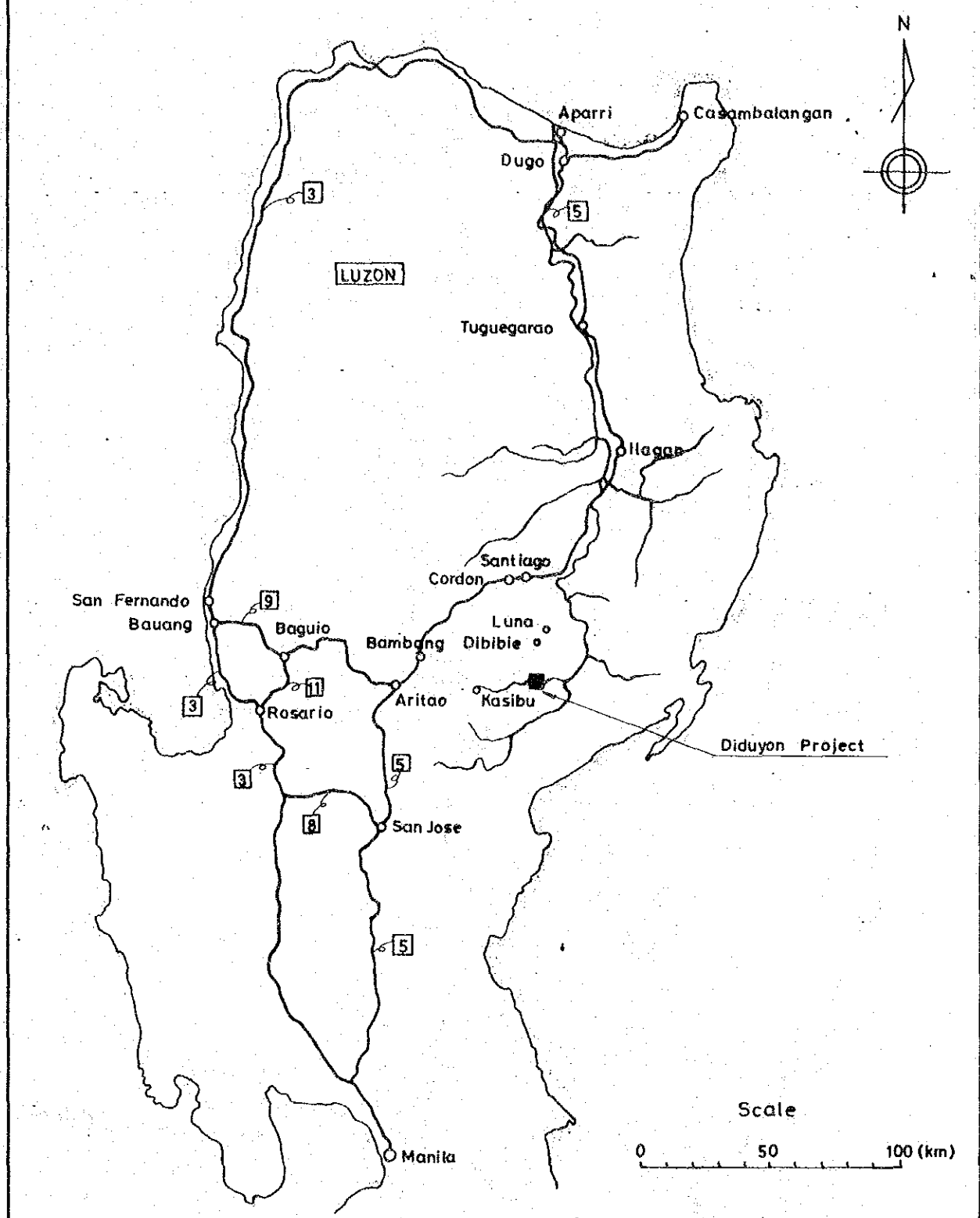
Port	Facilities	Berthing facilities				Storage facilities					Control depths	Open port facilities				
		Pier			Wharf		Transit shed		Ware house		Open storage		Port area	Causeway	Other port	Unloading facilities
		Number of berths	Length in meters	Width in meters	Number of berths	Length in meters	Number	Area in square meters	Number	Area in square meters	Area in square meters	Depth in meters	Area in square meters	Length in meters	Structure	
Manila	Foreign (South Harbor)					1,012			2	30,470	26,247		579,103		Bulkhead	
	Pier 3	4	385	103											Jetty	
	Pier 5	4	360	103			4	12,195							Slip	
	Pier 9	4	361	101			3	10,461							- do -	
	Pier 13	4	433	82			4	12,035							- do -	
	Pier 15															
	Domestic (North Harbor)												17,850		Break water	
	Pier 2	3	221	84											Slip	
	Pier 4	6	214	82			3	2,232							- do -	
	Pier 6	6	221	80			2	1,488							- do -	
	Pier 8	6	221	81			2	1,488							- do -	
	Pier 10	6	221	80			4	2,976							- do -	
	Pier 12		221	81			4	10,080							- do -	
Pier 14		221	84			2	3,200							- do -		
San Fernando	Foreign	2	200	19								9	19,600	85		
	Domestic	2	264	26								9		85		
Casambalangan			144	15								12				
Aparri	Foreign and Domestic				5	385						15	118		Jetty	

Location of Principal Ports



Diduyon Hydroelectric Project Upper Cagayan River Republic of the Philippines Japan International Cooperation Agency	
Location of Principal Ports	
October	1980 Fig. 2-9-1

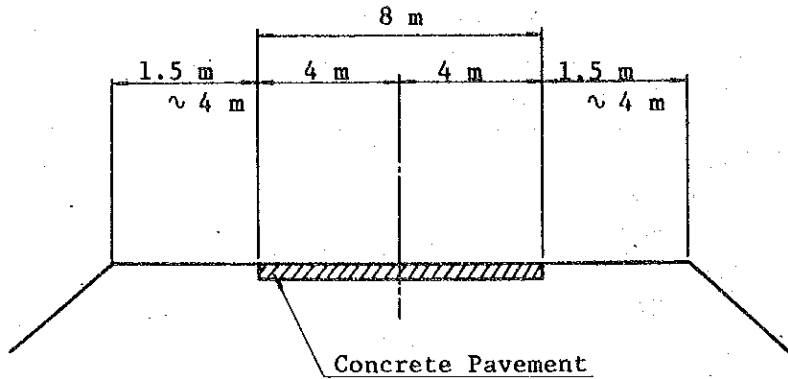
Existing Road Map



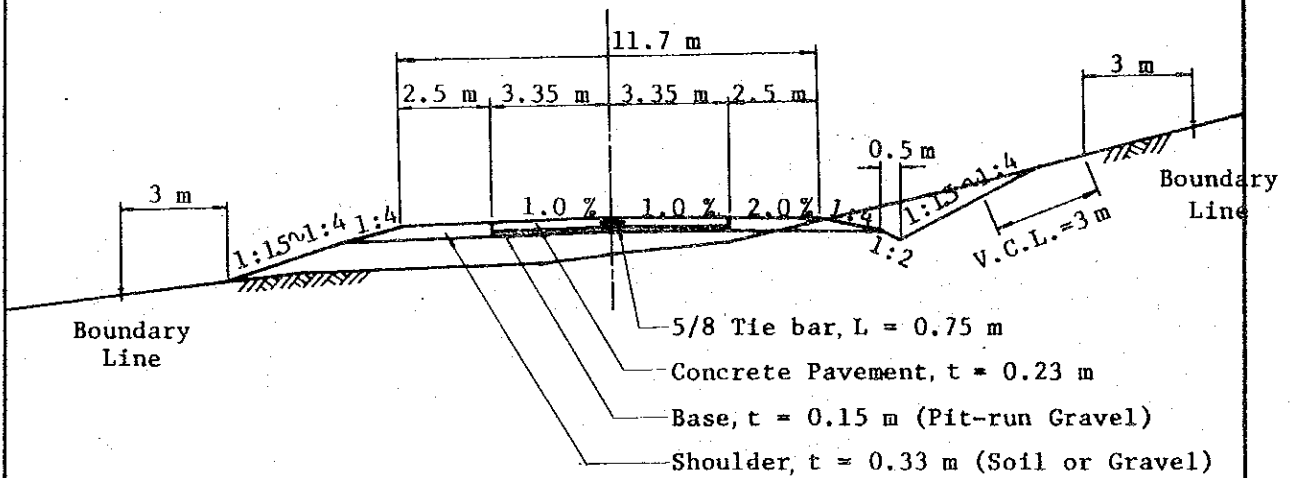
Diduyon Hydroelectric Project Upper Cagayan River Republic of the Philippines Japan International Cooperation Agency	
Existing Road Map	
October	1980 Fig 2-9-2

Standard Section of Existing Road

a) National Road



b) Japan-Philippine Friendship Highway



Design Criteria

Lane Number	2 Lanes (3.35 m x 2)
Design Velocity	{ Flat Ground Portion 80 ~ 100 km/h Hill Portion 60 ~ 80 km/h Mountain Portion 40 ~ 60 km/h
Longitudinal Slope	Maximum 6% (Exceptionally 7%)
Minimum Radius	{ 50 m (40 km/h) 300 m (100 km/h)

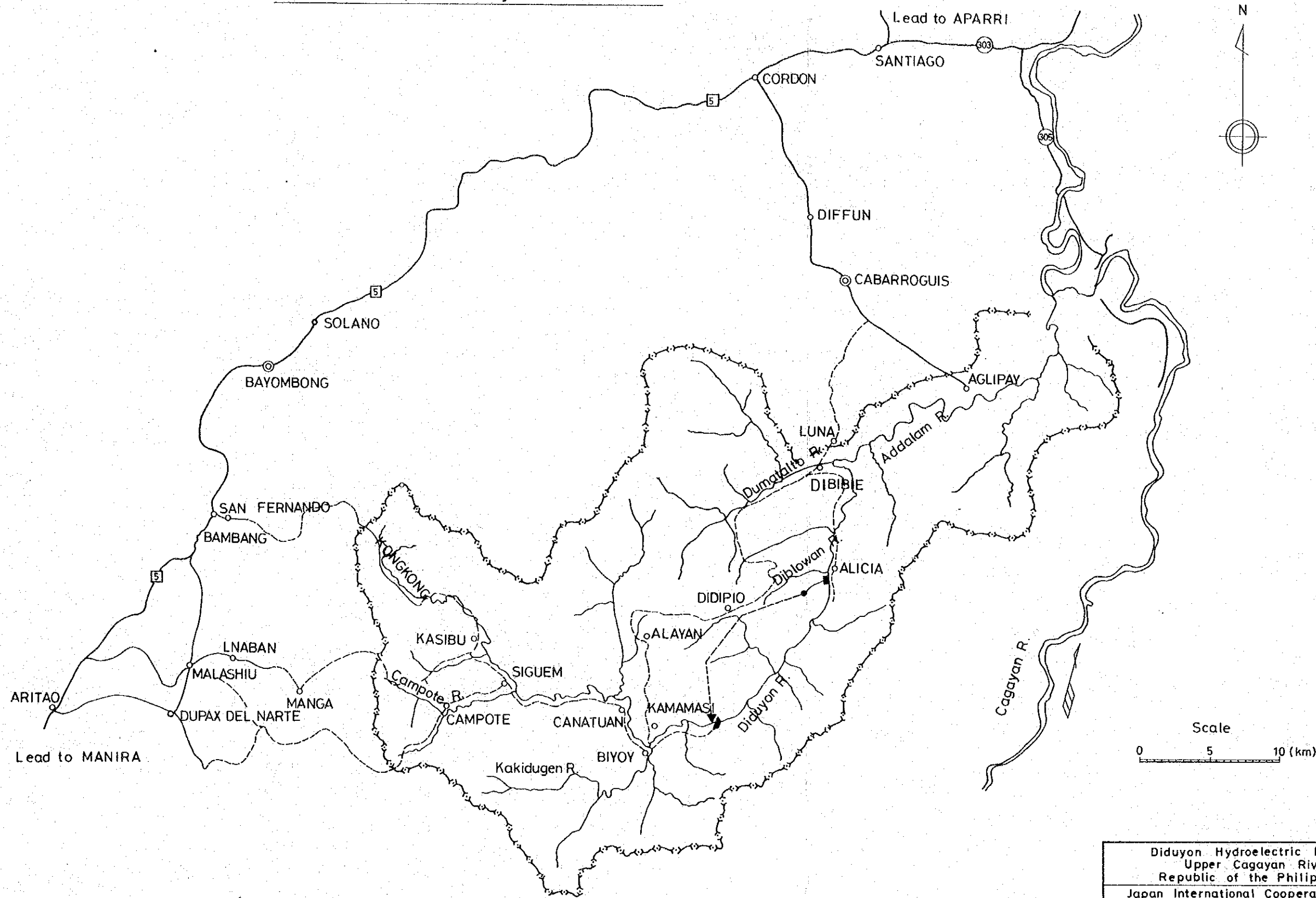
Diduyon Hydroelectric Project
Upper Cagayan River
Republic of the Philippines

Japan International Cooperation Agency

Standard Section of Existing Road

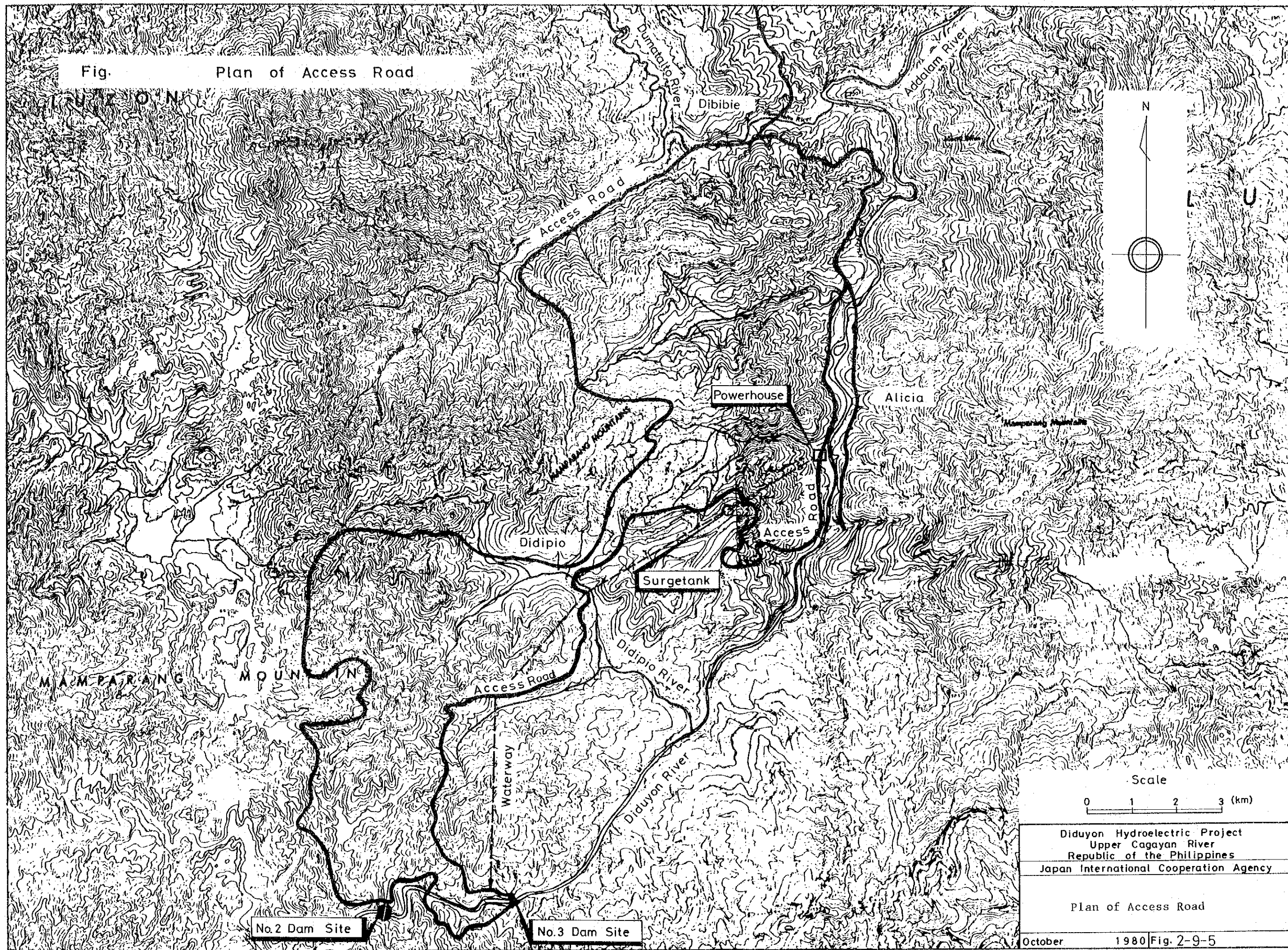
October 1980 Fig. 2-9-3

Schematic Map of Diduyon River Basin

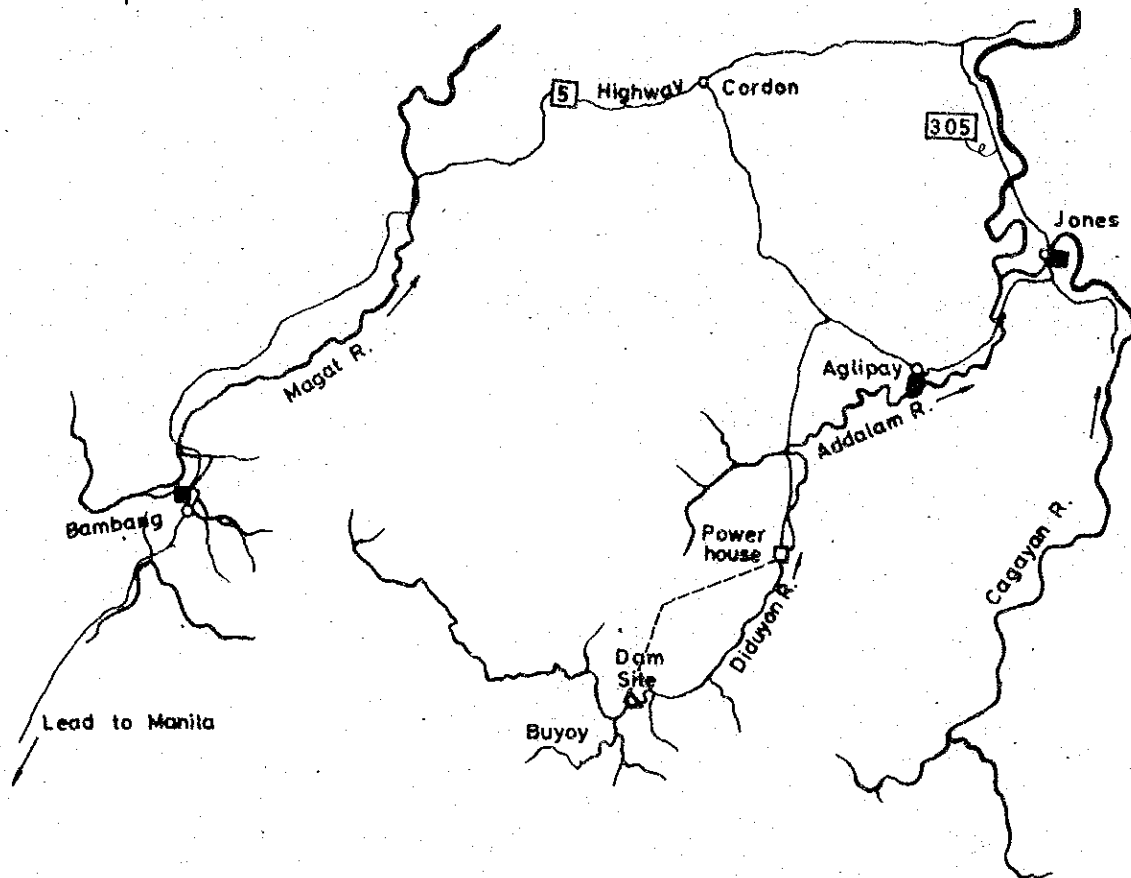
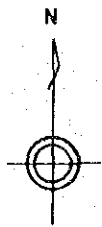


Diduyon Hydroelectric Project Upper Cagayan River Republic of the Philippines	
Japan International Cooperation Agency	
Schematic Map of Diduyon River Basin	
October	1980 Fig.2-9-4

Fig. Plan of Access Road



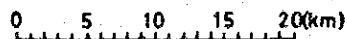
Location of Test Pits for Concrete Aggregate



Legend

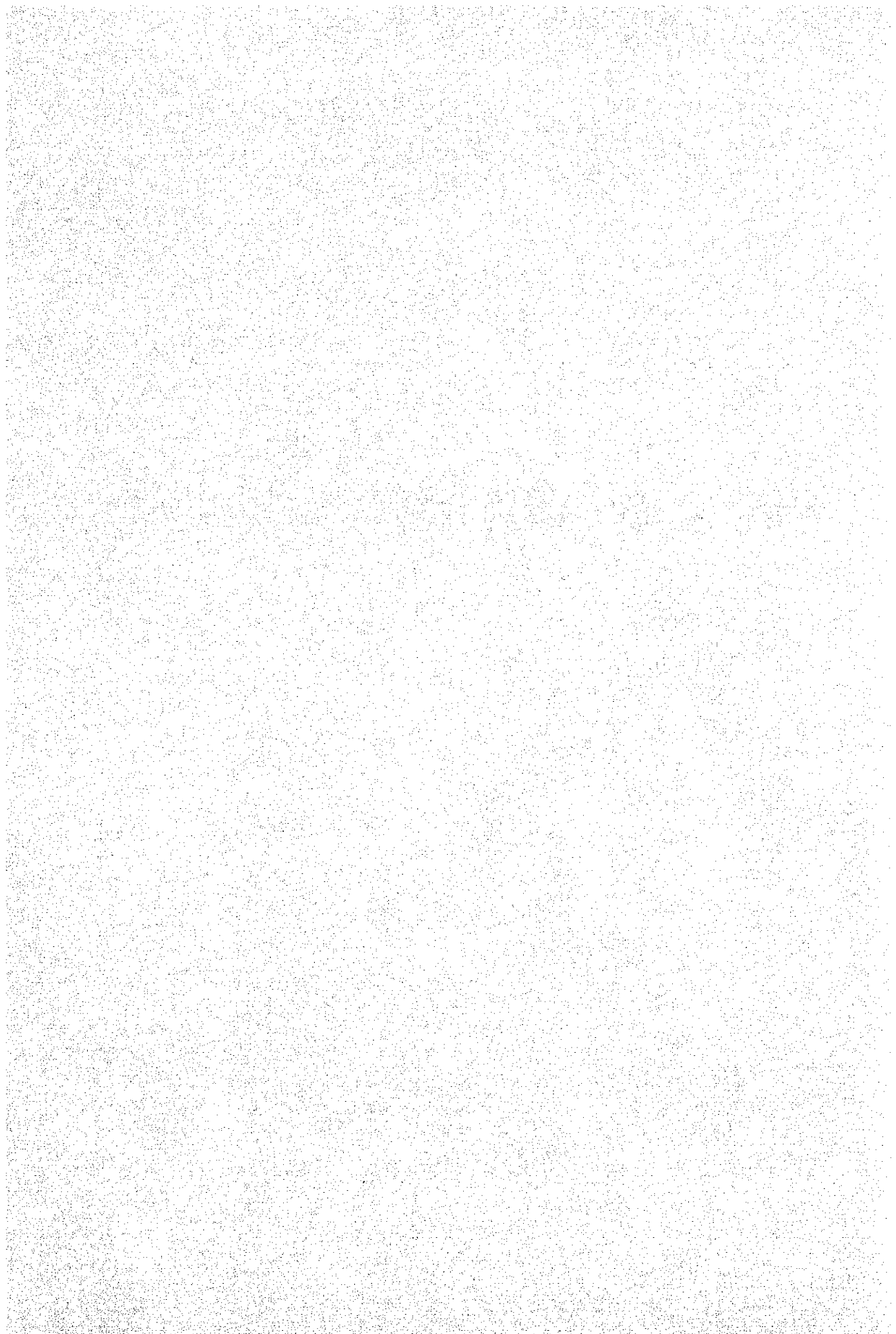
■ Test Pits

Scale



Diduyon Hydroelectric Project Upper Cagayan River Republic of the Philippines Japan International Cooperation Agency
Location of Test Pits for Concrete Aggregate
October 1980 Fig 2-9-6

第 3 章 開発計画と規模の決定



第3章 開発計画と規模の決定

3-1 概要

ディドヨン川の河川状況を大観すると、河川勾配が明確に次の三つの区域に大別できる。すなわち、河川標高550mより上流区域勾配1/367、標高150mより下流区域勾配1/528、および両者の中間の急流区間勾配1/34となっている。水力発電計画上の観点から見ると、河床標高550mを境として上流にゆるく下流に急な河川勾配は、この地点にダムを築造することにより、上流に効率の良い貯水池が得られ、下流においては短い水路で高い落差が得られることとなる。河床標高150mより下流でゆるい勾配になることは、発電利用の限度を意味し、ここに発電所を設置することとなる。

上記の特色は、何よりもまずディドヨン川が水力発電に好適の河川状況を有していることを意味する。

3-2 ディドヨン地点の全体計画

3-2-1 概要

ディドヨン川を通観すると、流域における豊富な降雨量、大規模貯水池設置に適当なダムサイトの存在、急勾配の河川、河川沿いの一般地質状況、もよりの都市サンチャゴにつながる短い送電距離など、多くの条件を満足した有望な水力発電となる可能性が認められる。

しかし、最終案決定に至るためには、各種の比較の為に開発比較案を作成し、これについて工学、環境、経済、財務の諸点からチェックされねばならない。

水力計画エンジニアは、図上で多くのサイトおよび開発計画を選定し、ひとつずつ現地踏査した。

収集データと現地踏査による知見ならびに既存5万分の1地図を基に予備検討を行った結果、4案の比較計画が検討対象として残った。これら4比較案を図3-2-1、図3-2-2に示す。

3-2-2 比較検討

以下に記すのは、1979年3月の中間報告での検討案選択経過の要約である。

(1) ダムサイト

ディドヨン川の上流は、本流カシブ川と支流カンボテ川、マラビング川、カキドゲン川が

樹枝状に拡がり、周囲に1,000m級の山をめぐらす高原盆地地形を成し、流域内河川勾配はゆるく、貯水池建設に適した地形である。

この高原盆地の下流端近くにダムを建設するのが最も理想的な計画となるが、この付近すなわち、カキドゲン川の合流点より下流2kmの区間では次のような地形上の特色が見られる。

- (I) 河川は蛇行している。
- (II) 兩岸から入り込んだ谷が交互に合流する。
- (III) 川沿いの山は谷に分断され、尾根状となって川に張り出している。
- (IV) 尾根の標高は、殆んど700mで、鞍部を有しているものが多い。

このような地形のため、ダムサイトは尾根と尾根とを結ぶ形となり、兩岸のうち少なくとも片側は鞍部で問題として残るが、次の理由でこの区域を選ばざるを得ない。

- (I) この区間から上流では、河床幅が広く、さらに兩岸の山腹も傾斜がゆるくなる。
- (II) これより下流域は河川勾配が急となり、計画河床高が低下する。

㊦3ダムサイトについて見れば、河床幅は約60mと狭く、兩岸ともに露頭岩がそびえ立つ様な地形で、ダム軸横断形状は左岸側45°、右岸側30°の急勾配をなし、標高650mにおける谷幅は300m程度である。このダムサイト上流の河川勾配が1/367で、下流は1/34と急になっている。したがってこの狭いダムサイトはダムサイトとして絶好の形状を有する。

踏査段階でこれらダムサイトについて調べた結果を表3-2-1に示す。㊦1ダムサイトは地質上の欠点があり、経済性も明らかに劣るので、まず不採用となった。

次いで、㊦2、㊦3の両ダムサイトについて比較検討した。それぞれについて、ダムの形式と満水位を変化させて比較した結果は、表3-2-2となる。これから、㊦3ダムサイトでコンクリートダムとする案が最も有利で、かつ満水位を高くする方が有利となることがわかった。しかし、この段階では㊦3ダムサイトの設計検討は、不正確な既存の地図と地下地質の現地調査を伴わない地表踏査によって行われ、特に㊦3ダムサイト右岸側鞍部の地質について不完全な知見しかなかったので、現地調査の進展によっては、前記の経済性判断に狂いの生ずることも予測された。そのため、㊦2ダムサイトも並行して調査を実施することになった。

(2) 水路ルート

貯水池と発電所をつなぐ水路は、一段開発の場合でも二段開発の場合でも、山中に掘削されることになる。ダムが100m以上の高さなので、トンネルは非常な高圧を受けることになる。

このため、まず第1に水路周辺の地質状況を調査する必要がある。第2に水路長はできるだけ短くするとともに、第3に水路工事用の仮建物や取付道路が地すべりの危険から安全であるように山腹状態が安全堅固であることが必要である。

水路ルート選定は上記の必要条件を満たすように進められた。計画地域の地形状況は、次のとおりである。

I) 右岸ルート

河道と分水嶺との距離は約4kmと狭く、山頂から河川までは、ほぼ同一勾配をなしている。また、小さい谷が並列して山腹を分断しており、河道は下流で左に大きく湾曲している。山腹の勾配は、デディピオ川・ディドヨン川の合流地点から3km下流地点付近でゆるやかになる。

II) 左岸地形

山頂標高1,000m級の独立峰が多い。この独立峰の間を支流のデディピオ川がディドヨン川に注ぐ。河川沿いの標高600~700m付近には平地が見られる。山腹の勾配は右岸に比べゆるやかである。

計画地域の一般地質状況を見ると、ルートを十分に山深く探る限り、左右いずれのルート案を採っても施工可能と思われる。

しかし山腹斜面の地質状況から判断して、取付道路の容易性と土捨場の用地確保は、左岸の方が条件が良く、さらに取水口~放水口間の水路長は右岸は2.1kmであるのに対し、左岸は1.4kmと非常に短い。以上の点から水路ルートは左岸案によるとした。

(3) トンネルと発電所の組合わせ

トンネルと発電所の組合わせ計画案について検討した結果、水路ルートを左岸とした場合、地上式の2案と地下式の2案が選ばれ、これら開発計画案について経済比較を行った結果は、次表のとおりになる。

形式		地上式				地下式	
		一段開発	二段開発			下流案	上流案
			上流発電所	下流発電所	計		
B/C		1.326	1.196	1.647	1.294	1.312	1.351
B-C	10 ⁶ US\$	1.32	6.5	5.9	12.5	12.9	14.3
計 画 案		1	2			3	4

この表から、最適開発形式としては地下式上流案、次いで地上式一段開発案が経済性にすぐれていることがわかる。しかしながら、地下式発電所は一般に多くの地質的問題点を含み、その地質調査には長い期間を必要とする。そのため、地下開発の場合は、必要調査を終えて見ると、建設費が増加して、予備検討時の経済評価結果が覆ることがある。このことを考慮して、今後の調査工事においては地上式一段階開発案を主とし、地下式上流案は比較案として併行調査することが勧告された。

(4) 放水口の位置

一般に従来の知見からすると、放水路トンネルで1 mの落差を得るための経済的な距離は100～120 mである。

本地点の場合、河川勾配はEL130～150 mで1/140、EL150～170 mで1/110、EL170～190 mで1/70、EL190～210 mで1/61となっている。

上述の数値から、放水口として最適なのは、EL150～170 mの位置である。

(5) 開発方式

上記のように、計画推進上最も適切な案は図3-2-1に示す在来型の開発案であるが、この案の概要を次に述べる。

- 1) 放水口位置は標高EL150～170 mのディドヨン川に設ける。
- 2) ディピオワン川・ディドヨン川合流点直上流左岸の河床EL160 mには、比較的開けた河岸段丘があって、発電所・開閉所の設置が可能である。
- 3) 河床標高800 mからこの河岸段丘まで張り出している尾根は、直線的に続いていて、これは水槽～発電所間の最短距離の水路になる。
- 4) 導水路トンネルはディピオ川が奥深くはいり込んでいるので、ディピオ川の下を通過させる。

図3-2-1および図3-2-2に示したルートは、上述の特徴と地形状況を考慮して決定した開発プランである。

(6) 送電線

ディドヨン発電所の容量は約350 MWである。送電線は2回線で、仮に1回線が停止しても発電所の電力が安定して送電できるものとする。したがって送電線は、NPC標準サイズの230 kV 2回線ACSR795 MCMである。

ディドヨン送電線をルソングリッドへ連係すべき場所として以下に述べる比較案を検討した。

- | | |
|------------------|----------------|
| (i) アンブクラオ発電所 | (v) サン・マニエル変電所 |
| (ii) ビンガ発電所 | (vi) サンチャゴ変電所 |
| (iii) パンタバンガン発電所 | (vii) ソラノ変電所 |
| (iv) ベッケル変電所 | (viii) ムニョス変電所 |

1) アンブクラオ発電所、ビンガ発電所

ビンガ発電所には、開閉所、送電線引込の余裕がない。アンブクラオ発電所は、カガヤン峡谷電化プロジェクトのためサンチャゴ変電所への230kV送電線引出しが予定されている。両発電所ともさらに負荷側送電線増設が必要となり、関係点としては不適と考えられる。

2) パンタバンガン発電所

この発電所は、将来100MWの増設が予定されており、増設が完了すると発電所からの受電点としての敷地が不足で、パンタバンガンからの既設送電線に余裕がなく、関係点としては不適當である。

3) ベッケル変電所

230kV変電所の北側に将来超高圧変電所の予定があり、このサイトでは地形上と敷地の制約から北ルソンからの超高圧導入を優先的に考えるべきである。

4) サン・マニエル変電所

この変電所は現在、北ルソン水力の受電点であり、さらにマニラへ230kV送電線への拠点となっており、将来超高圧変電所としての適地のひとつである。

5) サンチャゴ変電所、ソラノ変電所

サンチャゴ変電所は、敷地も広く、いかなる方向へも送電線引出が可能な良い地点である。将来、マガット発電所のような北部の発電所はすべてソラノ変電所からサンチャゴ変電所に連絡することが計画され、ルソン超高圧系統の重要地点となる。

6) ムニョス変電所

この変電所は、現在パンタバンガンからの送電線230kVの接続点で近くに大きな需要地をもっている。ここも、北ルソンからの超高圧送電線の接続点として有望な地点である。

以上のことから、次の3つのルートを予備的に選択し、踏査した。

- a) ディドヨン — サンチャゴ — サン・マニエルあるいはムニョス
- b) ディドヨン — カシブ — ボネサウス — ムニョス
- c) ディドヨン — カシブ — カラングラン — ムニョス

ルート a) は、ディドヨン川沿いに山を下り、ドマタルト川の合流点から北上して平地を走り、サンチャゴ変電所に至る。このルートは送電線の工事、保守ともに最良のルートである。

ルート b) は、予定ダムサイト北側の山を通り、カシブから西へデュパックスの南の山を越え、ボネサウスを経てムニョスに至る。

ルート c) は、カシブから南下してダンキット経由ナドゥムラ山とデックグング山の間を通り、カラングランに入り、パンタバンガン・ダムを西を通ってムニョスに至る。

ルート b)、c) はともにカシブとカラングラン間の山岳地帯を通るため、資材運輸、送電線保守、特に送電線張線作業が困難である。

以上諸点およびフィリピン電力公社のカガヤン川電源開発計画およびルソン超高圧送電計画を考慮して、最適ルートとしては、電圧 230 kV でディドヨン発電所～サンチャゴ変電所を結ぶ 45 km のルートが最適案と考えられる。

カガヤン川水力発電による電力は、サンチャゴ変電所を経て、南部へ延びる超高圧送電線により、グレートマニラ電力需要地帯へ送られることになる。

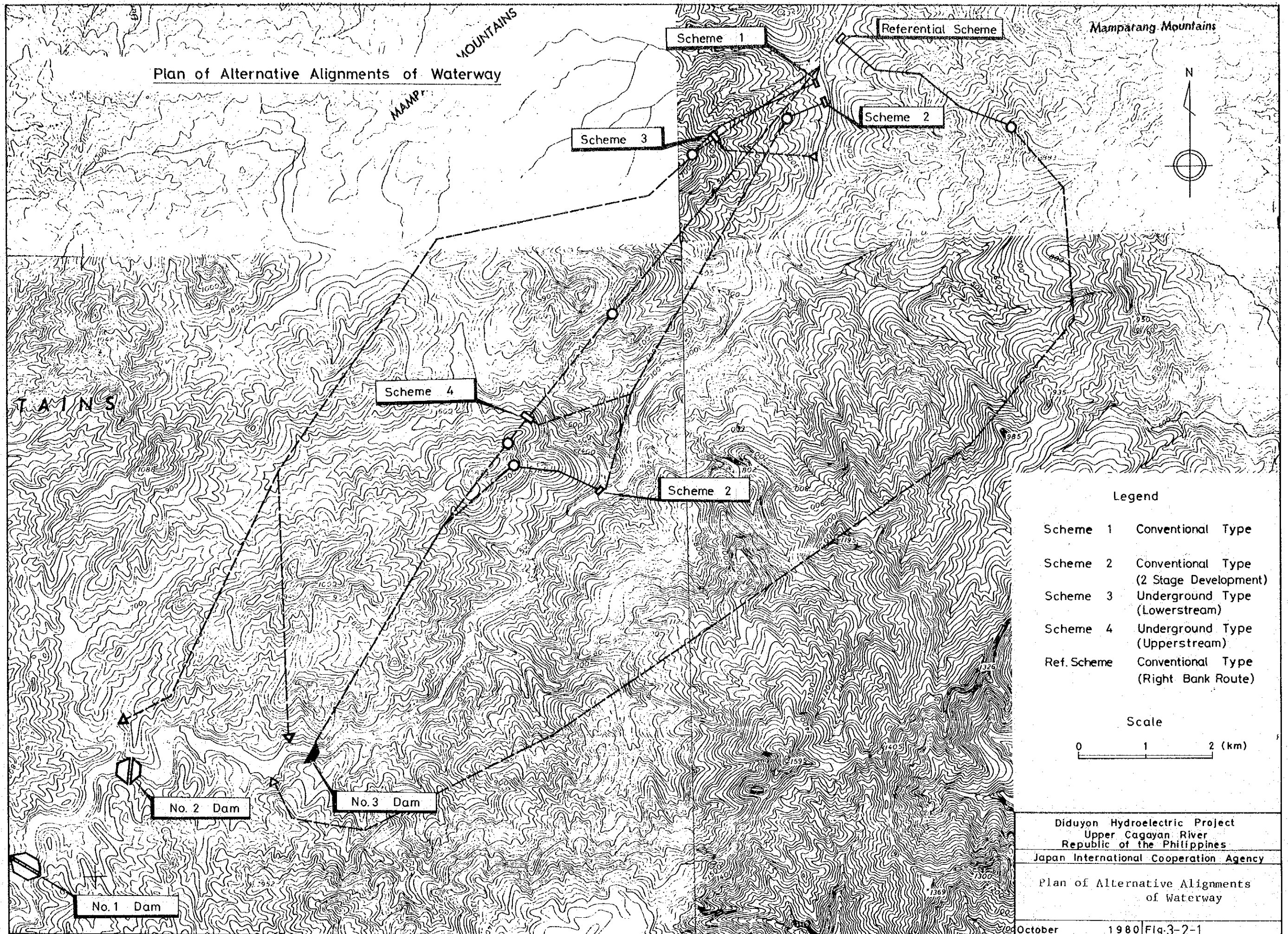
Table 3-2-1

Comparison of Damsites

Item		No.1 site	No.2 site	No.3 site
Topography	Slopes of both banks	Gentle	Gentle	Steep
	Thickness of Ridges	Thin, especially at the right bank	Thin, especially at the left bank	Thin behind the right bank
	Width of Riverbed	Wide	Wide	Narrow
	Others	At the conjunction of the Kakiduguen river	A difference in height between the dam crest and the top of the mountain is small	-
Geology	Bedrocks	Heavy weathered at both banks	Heavily weathered at both banks	Fresh
	Existence of faults	Not clear	Not clear	Assumed fault behind the right bank
	Outcrops	A few	A few	Almost continuous outcrops
Dam type		Fill	Fill	Concrete
Materials & quarry	Rock Materials	Near but questionable in available quantity	Far	-
	Core Materials	-	A little far	-
	Aggregates	Near	Far	Near
Problems		<ol style="list-style-type: none"> 1. Topographically difficult for the construction because the Kakiduguen river flows in the damsite 2. Large excavation volume and large dam embankment 3. Thin ridge and possibility of water leakage 4. Insufficient core materials 5. Geologically unclear 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Large excavation volume and large dam embankment 2. Thin ridge and water leakage 3. Insufficient supply and long transportation of rock materials 4. Insufficient core materials 5. Geologically unclear 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fault assumed behind the right bank

Table 3-2-2 Result of Comparative Analysis of Damsites

Damsite	No.2	No.3	No.3
Dam type	Fill type	Fill type	Concrete type
Reservoir H.W.L.	640 ~ 650	640 ~ 650	640 ~ 650
B/C	1.226~1.237~1.231	1.279~1.277~1.282	1.360~1.326
B-C (US\$10 ⁶)	8.0 ~ 9.5	10.5 ~ 11.8	12.7 ~ 13.2



Plan of Alternative Alignments of Waterway

Legend

- Scheme 1 Conventional Type
- Scheme 2 Conventional Type (2 Stage Development)
- Scheme 3 Underground Type (Lowerstream)
- Scheme 4 Underground Type (Upperstream)
- Ref. Scheme Conventional Type (Right Bank Route)

Scale



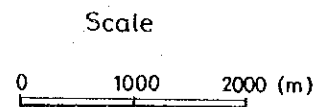
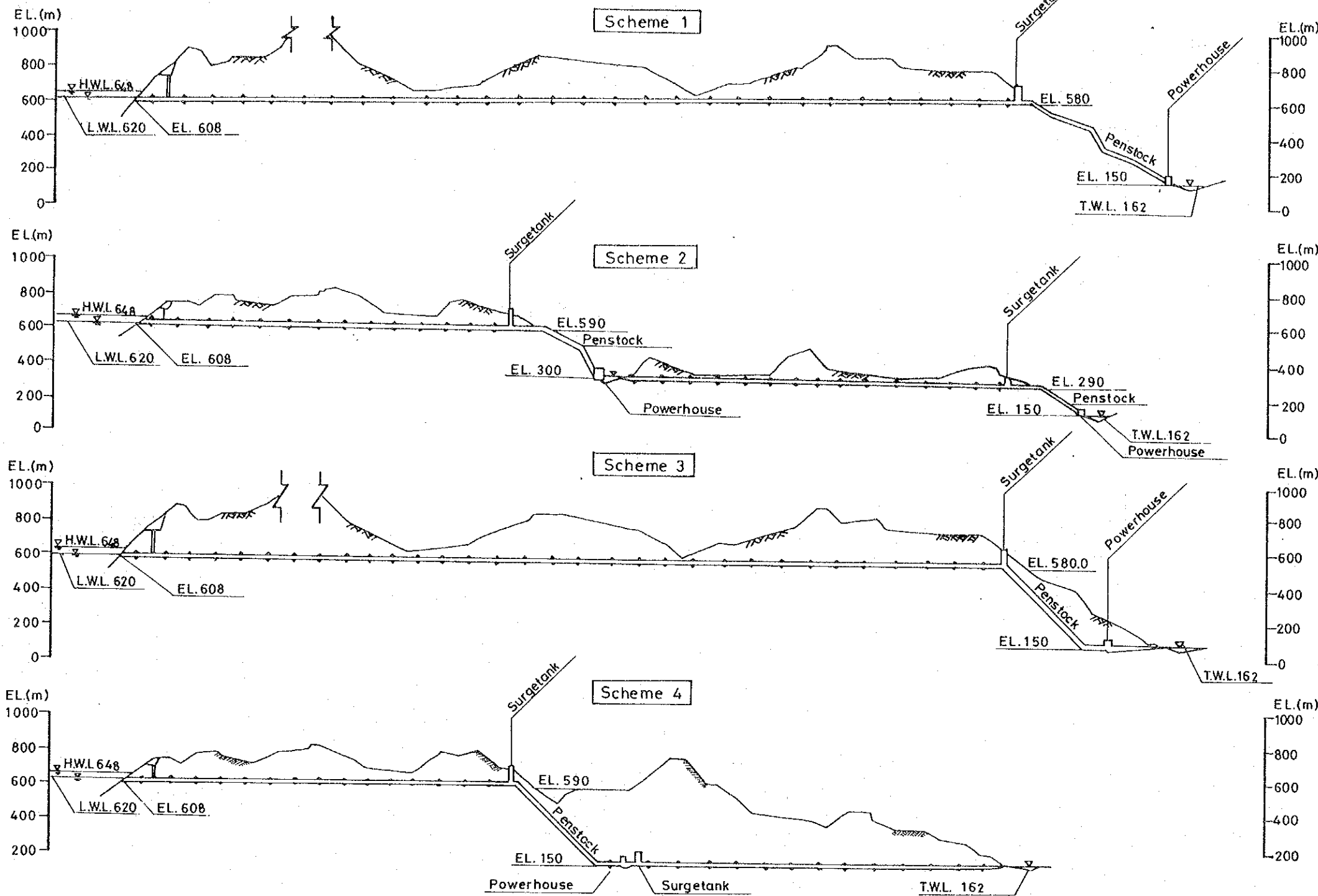
Diduyon Hydroelectric Project
Upper Cagayan River
Republic of the Philippines

Japan International Cooperation Agency

Plan of Alternative Alignments
of Waterway

October 1980 Fig.3-2-1

Profile of Alternative Alignments of Waterway

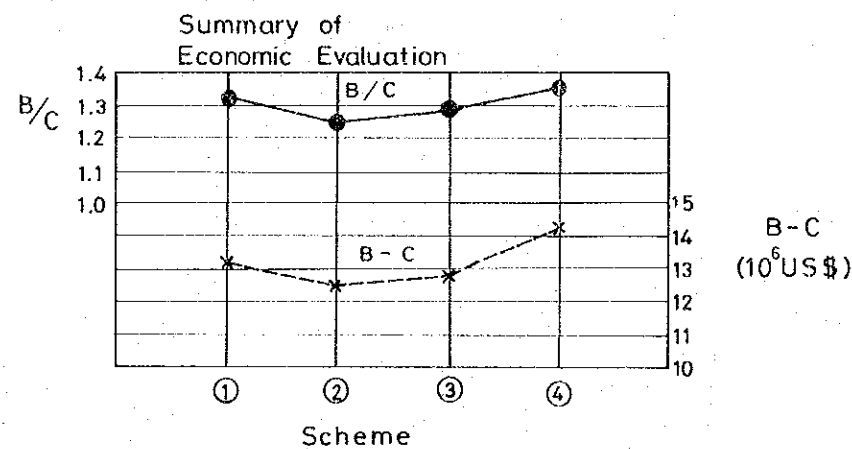


Scheme	1
Type	Open
Item	One Stage Development
B/C	1.326
B-C (10 ⁶ us\$)	13.2

Scheme	2		
Type	Open		
	Two Stage Development		
Item	Upper Stream P.S	Lower Stream P.S	Total
B/C	1.196	1.647	1.294
B-C (10 ⁶ us\$)	6.5	5.9	12.5

Scheme	3
Type	Under-ground
Item	Lower Stream Plan
B/C	1.312
B-C (10 ⁶ us\$)	12.9

Scheme	4
Type	Under-ground
Item	Upper Stream Plan
B/C	1.351
B-C (10 ⁶ us\$)	14.3



Diduyon Hydroelectric Project
Upper Cagayan River
Republic of the Philippines
Japan International Cooperation Agency

Profile of Alternative Alignments of Waterway

October 1980 Fig. 3-2-2

3-3 基本設計

3-3-1 概要

(1) 再適開発計画案の見直し

前述のとおり、最適のプランとして水路の中心点にある地下発電所の案と水路終点に地上式発電所を設ける案の2案（どちらも一段開発の計画）が挙げられた。

また、地下発電所計画は、数字的により経済的と見えるが、このタイプの開発は、しばしば地質的な問題点をかかえ、最終決定は所要の地質調査終了後に持ち越されることも指摘された。本調査期間中に地下発電所予定地点の地質状態を確かめるために、深さ400mのボーリングが行われた。ところが、深さ363m、すなわち地下発電所空洞部のアーチ頂部に非常に近い部位で循環水の全漏水が起こった。この部位周辺をセメントグラウトしたのち、ボーリング作業は再開されたが、掘進状態は思わしくなかった。この地点周辺の綿密な地質踏査によると、この付近で大規模な断層や類似の地質劣悪層の存在が懸念される。

地上式発電所予定サイトで行われたボーリングの結果によれば地質状態がよく、この位置での発電所本館建設が容易かつ安全に行われることがわかった。

そこで、同じく $\#3$ ダムサイトから取水する計画案の中で地上式発電所と地下式発電所について、以上の結果を織り込んで比較検討を行なう。

地下発電所の設計図を図3-3-1～図3-3-4に示し、地上発電所を後（図3-3-12、3-3-23）に示す。両案の概要は次表のとおりである。

	地上式発電所	地下式発電所
工 事 費	4.7億ドル	4.8億ドル
使 用 水 量 m^3/s	85.2	85.2
損 失 水 頭 m	35	30
ダ ム 高 m	111	111
導水路トンネル延長 m	11,700	5,500
水圧鉄管延長 m	2,013	440
放水路延長 m	203	6,940
送電線延長 km	45	52
発生電力量 GWh	957	967
Peaking Capability MW	345	349
常時尖頭出力	308	312

両案について比較経済検討を行うと、次表のとおりである。

	地 上 式		地 下 式	
	B/C便益費用比率	B-C超過便益(億円)	B/C便益費用比率	B-C超過便益(億円)
発 電 所	1.79	0.30	1.77	0.29
発 電 所 + 関連送変電設備	1.74	0.29	1.72	0.28

以上の結果から、最も实际的で経済的に妥当な案は、一段開発で水路終端に在来型の地上式発電所を建設する案であるということになる。

(2) ダムサイトおよびダム形式の選定

既述のとおり、ダムサイトとしては $\#3$ が第1候補で、予備として $\#2$ が考えられた。地形・地質についての調査結果の集約をまとめて、これらについて検討した結果を述べる。

まず、 $\#2$ ダムサイトにおける最適ダム高(フィルダム)について便益・費用による経済検討を行った結果は、図3-3-5のとおり、満水位653mのケースが最適案となる。

次に、 $\#3$ ダムサイトについて同様検討を行った結果は、図3-3-6のとおり、最適満水位が648mのケースである。このダムサイトでは、重力ダム・フィルダムの両形式が考えられる。

これらの検討結果を踏まえ、前述の一段開発・地上式発電所案として計画の経済比較を行った結果は表3-3-1のとおりで、 $\#3$ ダムサイトにおけるコンクリート重力ダムによる案が最も有利である。(この表には地下発電所案による結果も参考として併記してある。)

$\#2$ および $\#3$ ダムサイトにおけるフィルダムの設計図を図3-3-7~3-3-11に示す。

3-3-2 開発規模

この地点の最適規模は、経済検討および各構造物の検討によって、次記のとおりとなる。

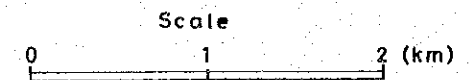
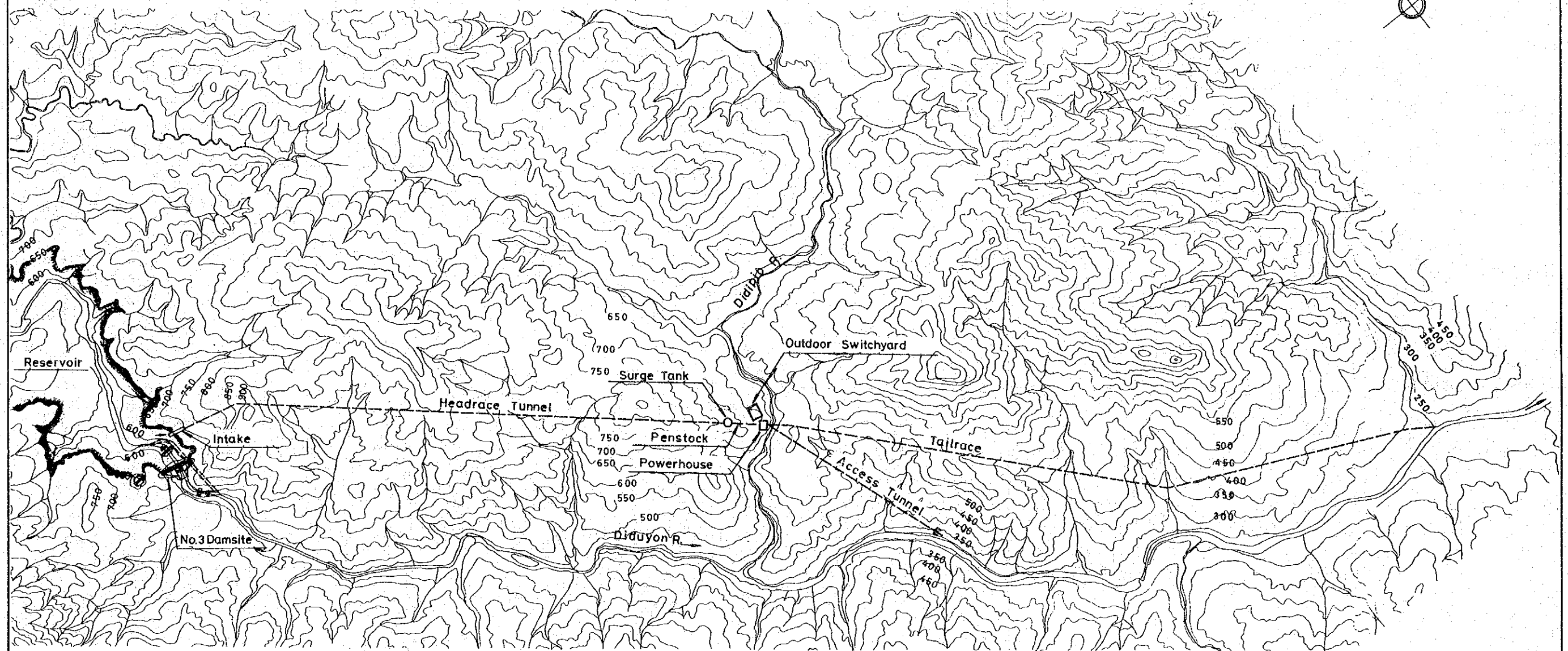
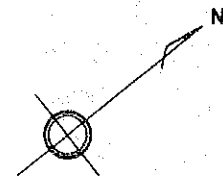
ダムサイト名 称		№ 3 ダムサイト
集水面積		477 km ²
ダム高		111 m
利用水深		28 m
貯水量	総貯水量	579 × 10 ⁶ m ³
	有効貯水量	454 × 10 ⁶ m ³
使用水量	最大使用水量	85.2 m ³ /sec
	常時使用水量	21.3 m ³ /sec
落差	総落差	486 m
	最大有効落差	451 m
出力	最大出力	345 MW
	常時尖頭出力	308 MW
年間可能発電電力量		956.8 GWh
発電所利用率		32%

Table 3-3-1 Summary of Comparative Study of the Optimum Plan
Among Alternative Development Plans

Item	Unit	Description				
Damsite	-	No.3	No.3	No.3	No.2	
Type of Dam	-	Concrete	Concrete	Fill*	Fill*	
Reservoir H.W.L.	EL.m	648.	648.	648.	653.	
Type of Powerhouse	-	Conventional	Underground	Conventional	Conventional	
Total Construction Cost	$\times 10^8$ ¥	1,177.	1,208.	1,498.7	1,357.5	
- " -	$\times 10^6$ \$	470.8	483.2	599.5	543.	
of which Tr. Line	$\times 10^8$ ¥	24.	27.2	24.	24.	
- " -	$\times 10^6$ ¥	0.96	1.09	0.96	0.96	
Design Flood of Spillway	m^3 /sec.	8,900	8,900	10,700	10,500	
Dam Height	m	111.	111.	113.	86.	
Dam Crest Length	m	415.	415.	422.	692.	
Dam Volume	$\times 10^6 m^3$	1.2	1.2	6.68	6.04	
Concrete Volume of Spillway	$\times 10^6 m^3$	-	-	0.64	0.24	
Annual Energy Generation	GWh	956.8	967.	956.8	975.1	
Max. Plant Discharge	m^3 /sec.	85.2	85.2	85.2	88.	
Loss Head	m	35.	30.	35.	35.	
Effective Head	"	451.	456.	451.	456.	
B-C	For Total Construction Cost	$\times 10^6$ \$	29.3	28.9	15.2	24.1
B/C	-	-	1.74	1.72	1.37	1.56
B-C ₁	For Construction Cost excluding Transmission Line	$\times 10^6$ \$	30.	29.	16.1	24.8
B/C ₁	-	-	1.79	1.77	1.40	1.60

* Note: Fill dams at No.2 & No.3 damsites are designed for comparison.
Cost estimates are made on the uncertain assumption that the necessary materials for fill dams are available at the quarries within a distance of 10 km.

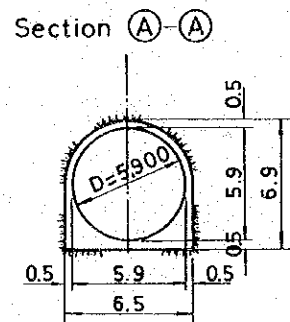
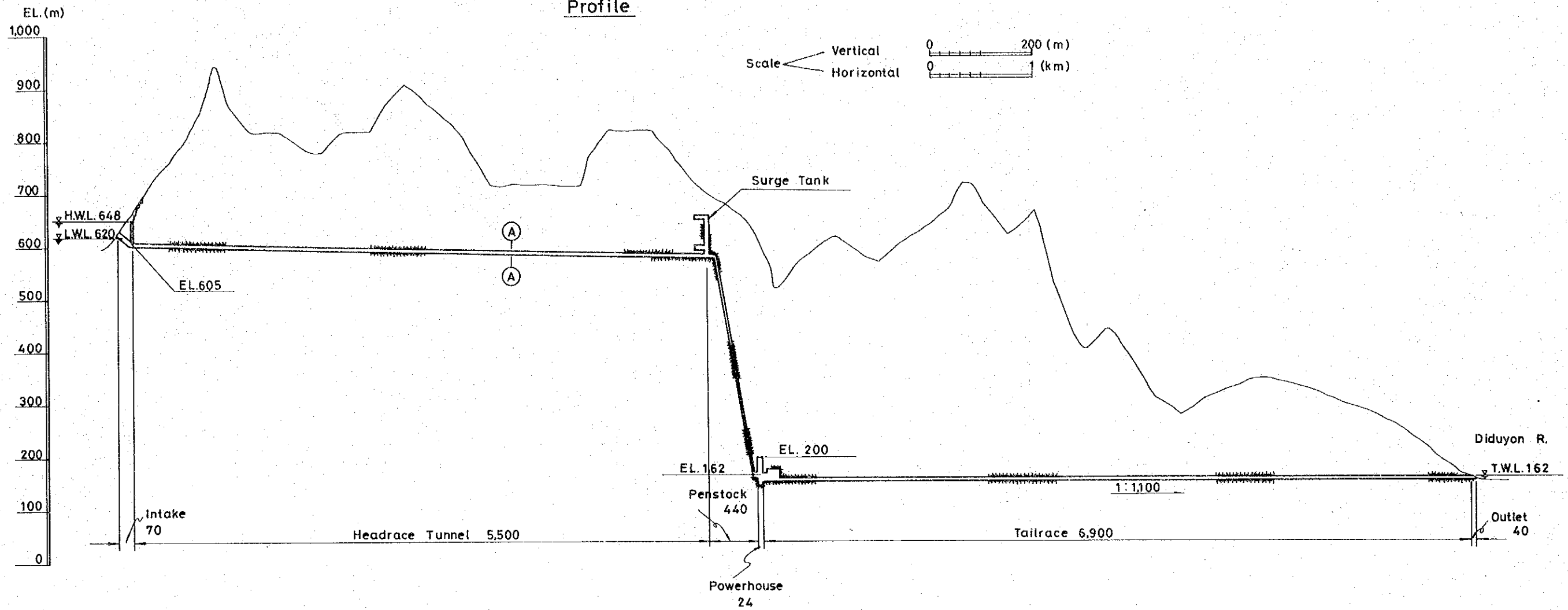
General Layout (Underground Type Powerhouse Site)



Diduyon Hydroelectric Project	
Upper Cagayan River	
Republic of the Philippines	
Japan International Cooperation Agency	
General Layout (Underground Type)	
October	1980 Fig. 3-3-1

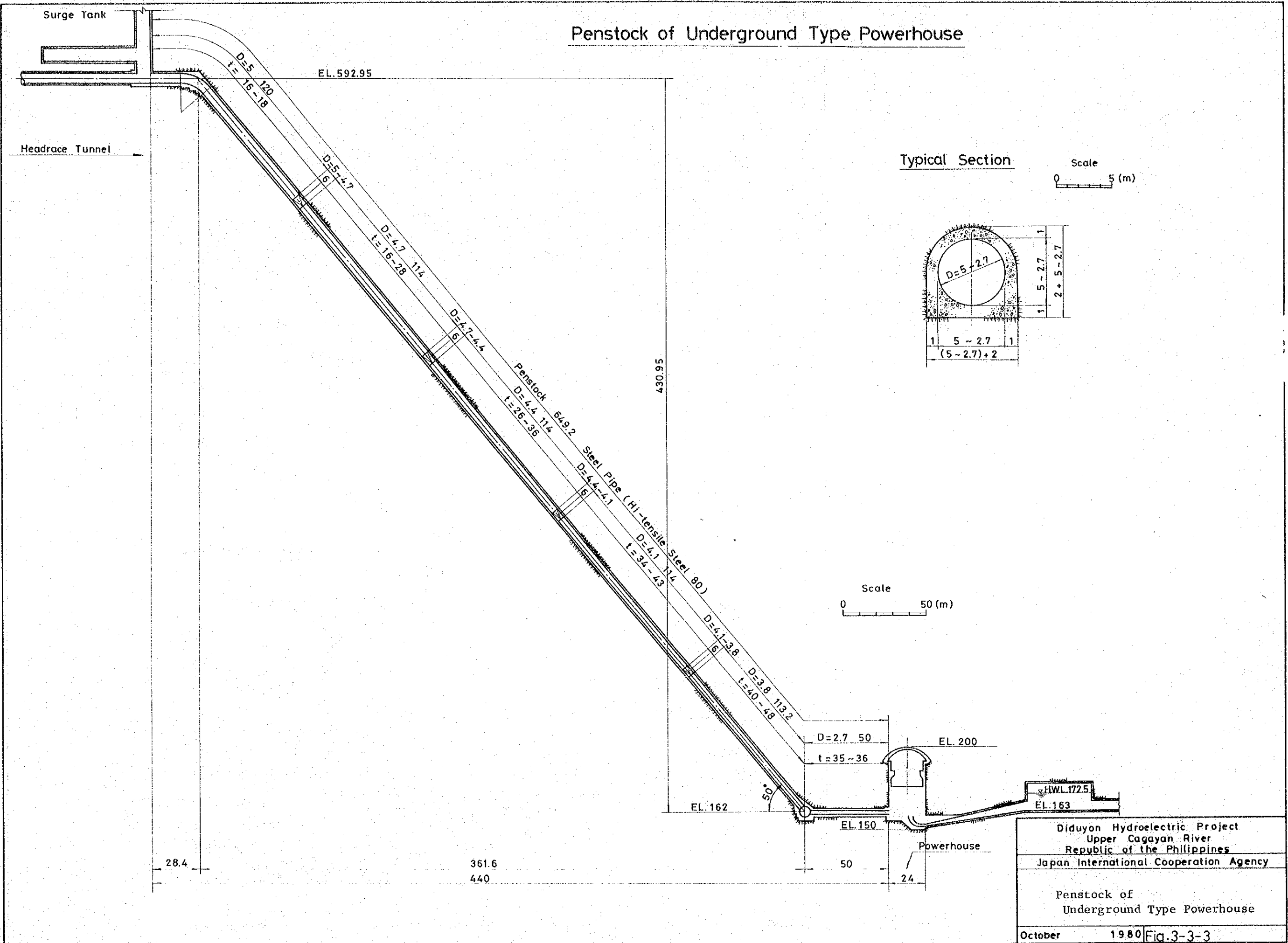
Headrace & Tailrace of Underground Type Powerhouse

Profile



Diduyon Hydroelectric Project		
Upper Cagayan River		
Republic of the Philippines		
Japan International Cooperation Agency		
Headrace & Tailrace of Underground Type Powerhouse		
October	1980	Fig. 3-3-2

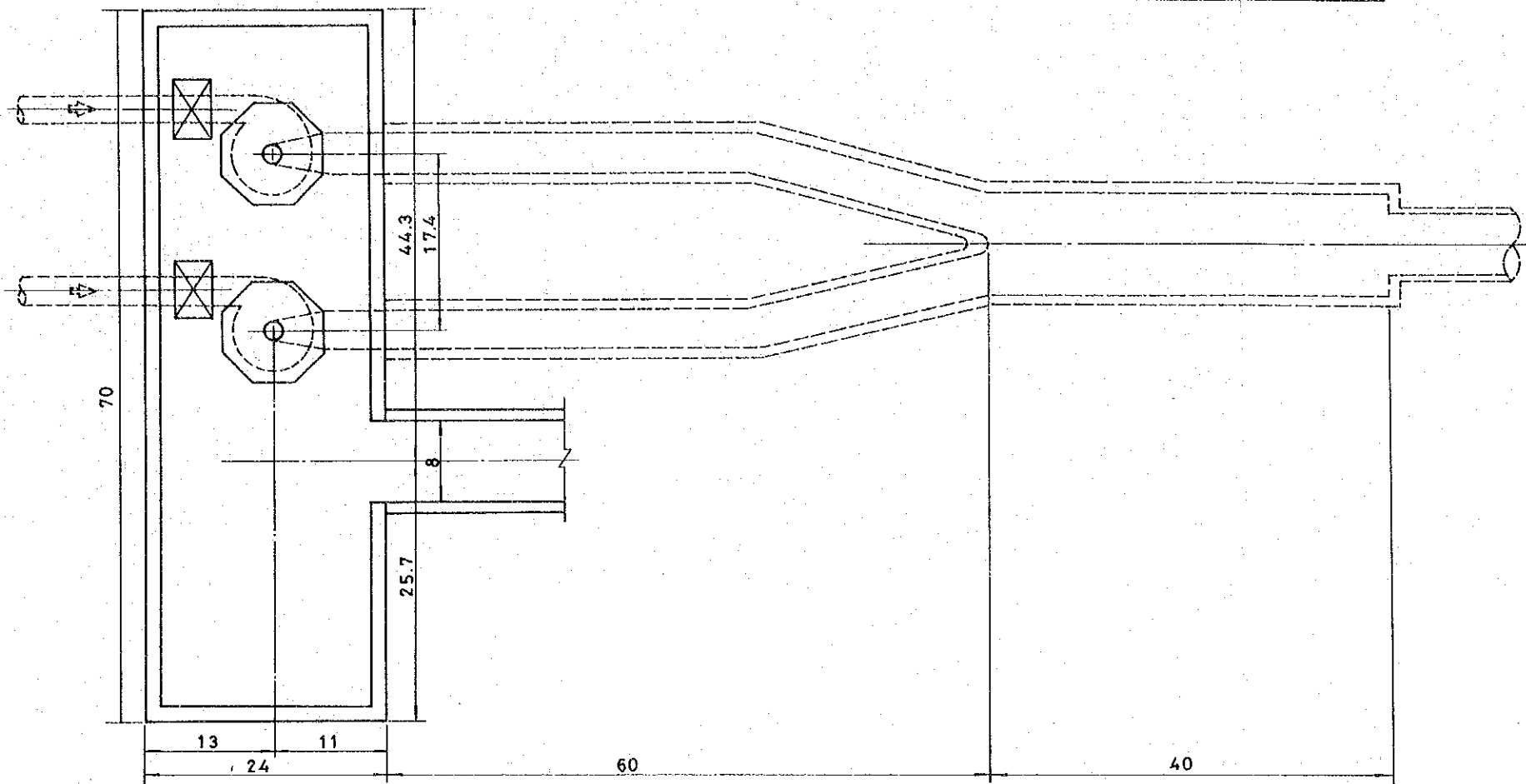
Penstock of Underground Type Powerhouse



Plan

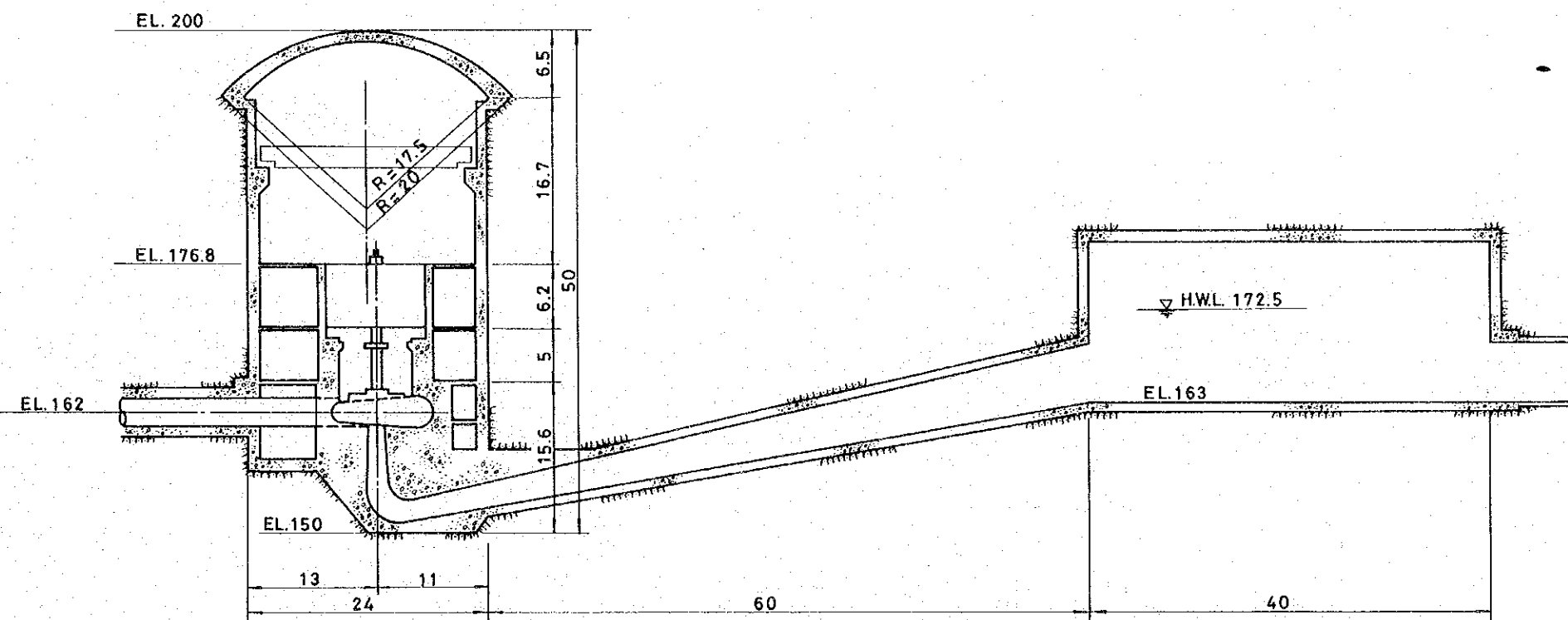
Scale 0 10 (m)

Underground Type Powerhouse

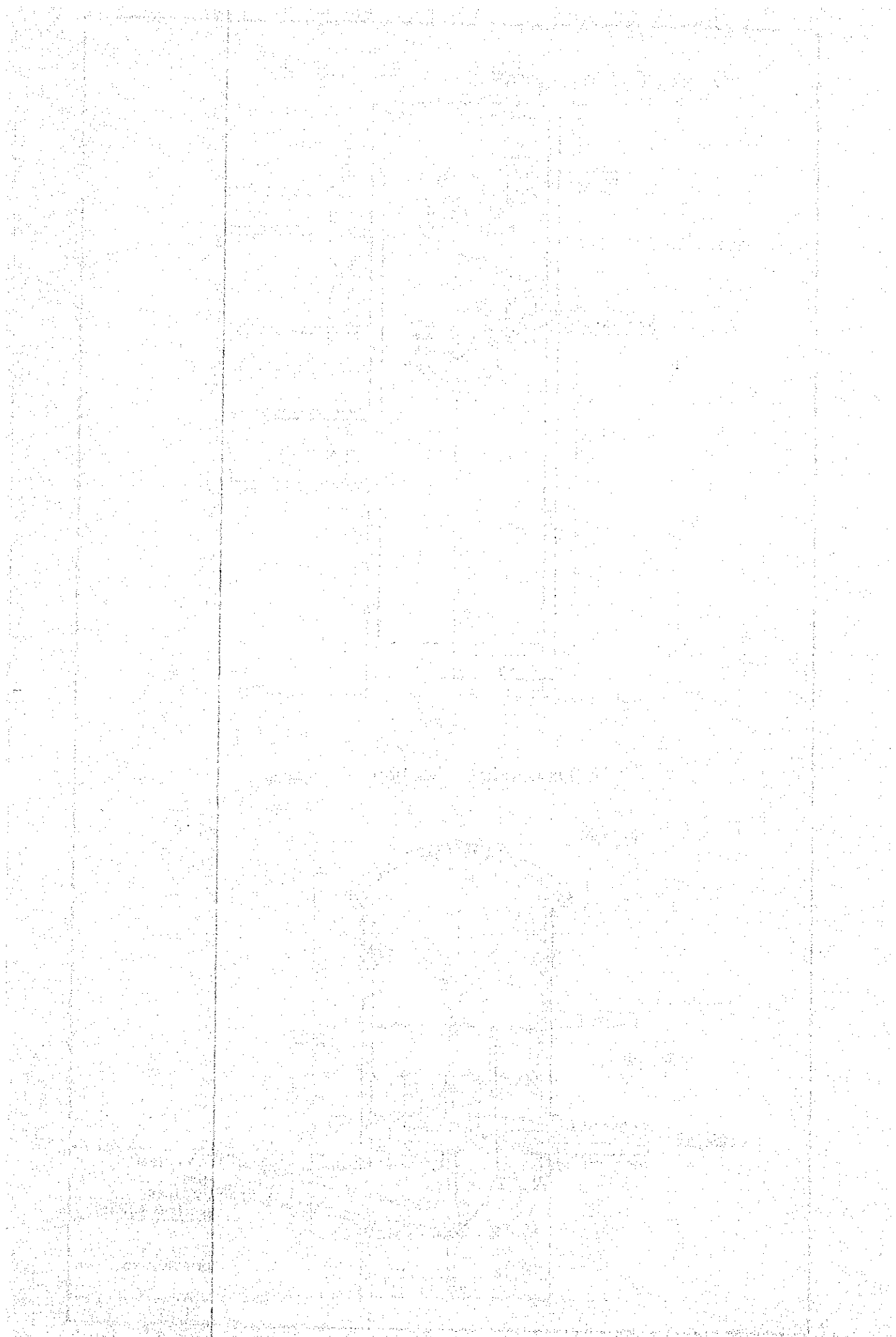


Longitudinal Section

Scale 0 10 (m)

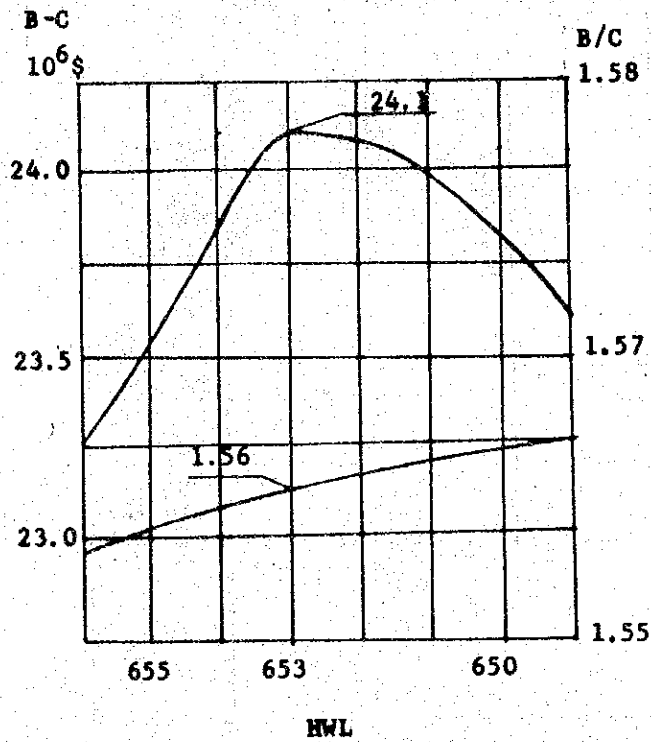


Diduyon Hydroelectric Project	
Upper Cagayan River	
Republic of the Philippines	
Japan International Cooperation Agency	
Underground Type Powerhouse	
October	1980 Fig. 3-3-4



Comparative Economic Analysis of Optimum
Dam Height

No.2 Damsite



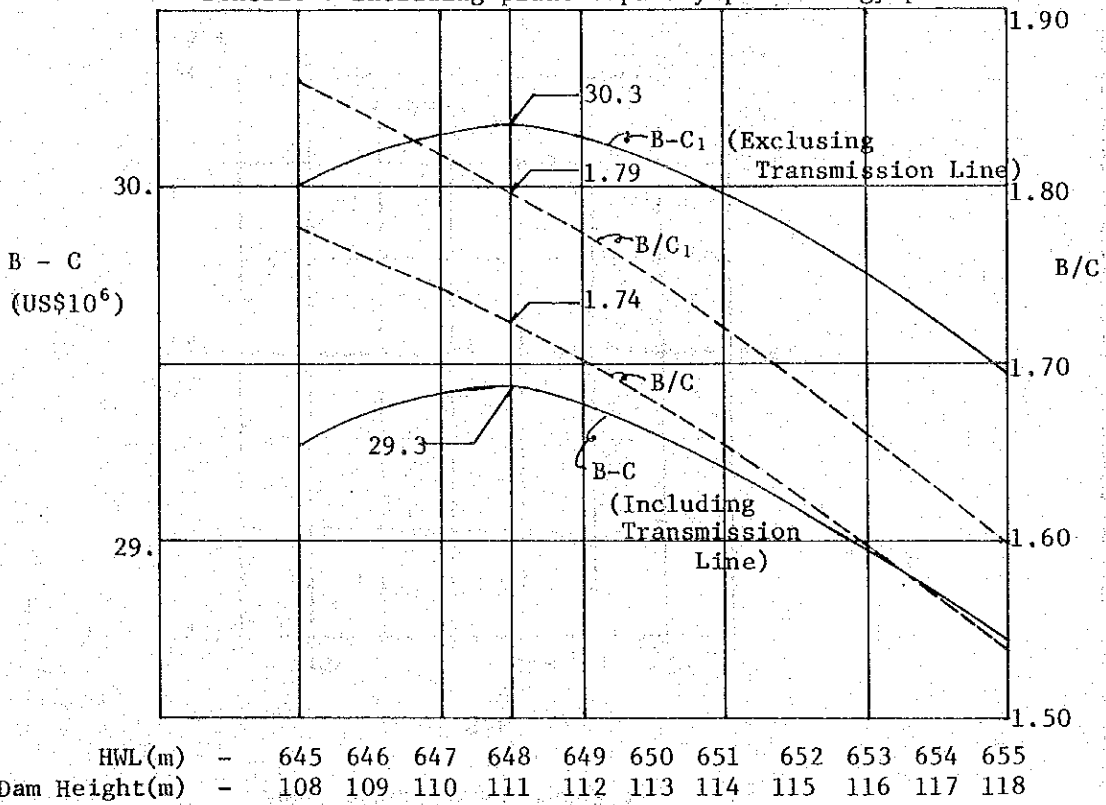
for Total Construction Cost

Diduyon Hydroelectric Project Upper Cagayan River Republic of the Philippines
Japan International Cooperation Agency
Comparative Economic Analysis of Optimum Dam Height (No.2 Damsite)
October 1980 Fig. 3-3-5

Comparative Economic Analysis
of Optimum Dam Height

No.3 Damsite

Cost : including dam plus waterway
Benefit : including plant capacity plus energy production



Diduyon Hydroelectric Project Upper Cagayan River Republic of the Philippines
Japan International Cooperation Agency
Comparative Economic Analysis of Optimum Dam Height (No.3 Damsite)
October 1980 Fig. 3-3-6

