

第4章 電力需要想定

第4章 電力需要想定

目次

	頁
4.1 タイ王国の電力需要の現状と動向	4-1
4.2 タイ国機関による電力需要想定	4-4
4.3 調査団による電力需要想定	4-7
4.3.1 想定方法	4-7
4.3.2 想定結果	4-10
4.4 電力需要想定結果の比較	4-20

List of Tables

- Table 4-1 Power (MW) and Energy (GWh) Generation in Thailand (1979 - 1989)
- Table 4-2 Requirement of Power and Energy from EGAT
- Table 4-3 Load Forecast by Thai Organization (Base Case)
- Table 4-4 Load Forecast by Thai Organization (High Case)
- Table 4-5 Transition of Total Power Demands of Nine Electrical Power Companies in Japan
- Table 4-6 Transition of Power Demand in Taiwan
- Table 4-7 Power Demand Forecast in Thailand
- Table 4-8 Forecast of Energy Consumption in Thailand
- Table 4-9 Comparison of Load Forecasts made by JICA Team & Thai Organization

List of Figures

Fig. 4-1 Way of Predicting Future Power and Energy Demand

Fig. 4-2 Energy Consumption per GDP Unit

Fig. 4-3 Energy Consumption and GDP

Fig. 4-4 Relation between Energy Consumption (GWh) and
GDP (Million Baht)

Fig. 4-5 Transition of Annual Load Factor in Japan

Fig. 4-6 Transition of Annual Load Factor in Taiwan

Fig. 4-7 Load Forecast (Energy Demand at Generating End)

Fig. 4-8 Load Forecast (Maximum Power Demand at Generating End)

第 4 章 電力需要想定

4.1 タイ王国の電力需要の現状と動向

タイ国の電力需要は経済の好況と外国企業、工場などの進出ラッシュにより近年大幅な増加を示している。Table 4-1に過去10年間のタイ国の発電電力および発電電力量の推移を示す。

過去10年間のタイ国の発電電力および発電電力量の伸びは夫々年平均10.7%および10.07%である。また発電端負荷率は約0.7から0.67へと徐々に減少してきている。過去10年間の負荷率の年平均減少率は約0.4%である。

タイ国発電公社 (EGAT) より電力の供給を受けている首都圏配電公社 (The Metropolitan Electricity Authority: MEA), 地方配電公社 (The Provincial Electricity Authority: PEA) およびその他の需要家の需要の動向をTable 4-2に示す。MEAは首都圏 Greater Bangkok Area, Nonthaburi およびSamut Prakanへ電力を供給している配電公社であり、PEAはMEAの供給地域以外の地域へ電力を供給している配電公社である。

ほぼ10年前 (1979年) には3者の受電電力量の割合はMEA 61.5%, PEA 35.0%, その他の直接需要家 3.5%となっていたが、その後、タイ国内の電化率の上昇に伴ってPEAの電力需要の伸び率がMEAのそれを上回って増大して来たため、近年ではMEAとPEAの電力需要 (GWH) はほぼ同程度になっている。

例えば1988年の実績では3者の使用電力量の割合はMEA 49.4%, PEA 46.4%, その他需要家4.0%となっている。しかし最大電力では3者の割合はMEA 45.4%, PEA 51.3%, その他直接需要家3.6%であり、PEAの需要がMEAのそれよりも高い。PEAの電力需要は地方都市や農、漁村を中心とした需要で殆ど占められており、特に点灯ピークでの電力需要が高く、負荷率が低いという特色がある。PEAの電力需要の負荷率は0.56~0.57程度とMEAの0.68~0.70に比してかなり低くなっており、PEAの電力需要の上昇は系統全体の負荷率を年々おし下げている。

Table 4-1 Power (MW) and Energy (GWh) Generation in Thailand (1979-1989)

Fiscal Year	Peak Generation			Energy Generation			Load Factor %
	MW	Increase		GWh	Increase		
		MW	%		GWh	%	
1979	2,255.00	154.40	7.35	13,964.55	1,592.88	12.88	70.69
1980	2,417.40	162.40	7.20	14,753.73	789.18	5.65	69.67
1981	2,588.70	171.30	7.09	15,959.97	1,206.24	8.18	70.38
1982	2,838.00	249.30	9.63	16,881.95	921.98	5.78	67.91
1983	3,204.30	366.30	12.91	19,066.30	2,184.35	12.94	67.92
1984	3,547.30	343.00	10.70	21,066.44	2,000.00	10.49	67.79
1985	3,878.40	331.10	9.33	23,356.57	2,290.13	10.87	68.75
1986	4,180.90	302.50	7.80	24,779.53	1,422.96	6.09	67.66
1987	4,733.90	553.00	13.23	28,193.16	3,413.63	13.78	67.99
1988	5,444.00	710.10	15.00	31,996.00	3,812.84	13.49	67.09
1989	6,232.70	788.70	14.49	36,457.09	4,461.09	13.94	66.59
<u>Average Growth</u> 1980-1989	—	397.77	10.70	—	2,249.25	10.07	—

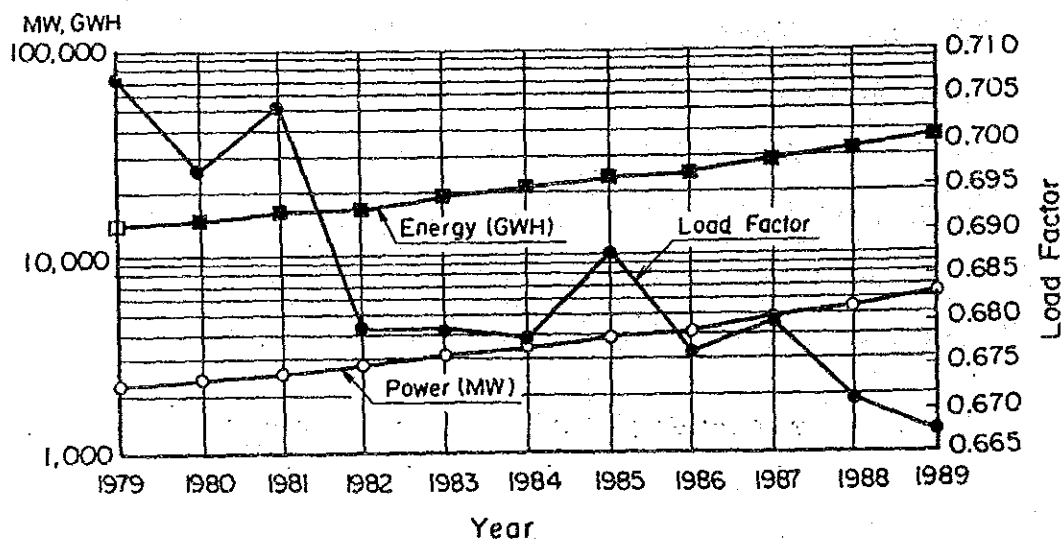


Table 4-2 Requirement of Power and Energy from EGAT

Fiscal Year	Power & Energy Generated by EGAT		Requirement from MEA		Requirement from PEA		Requirement from Other Customers	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
1979	2,255.00	13,964.55	1,268.00	7,970.27	889.40	4,542.20	87.50	452.67
1980	2,417.40	14,753.73	1,391.50	8,286.06	973.90	4,966.10	85.80	443.73
1981	2,588.70	15,959.97	1,388.40	8,495.98	1,115.40	5,569.20	100.20	500.61
1982	2,838.00	16,881.95	1,498.80	8,718.70	1,263.50	6,189.50	102.30	494.33
1983	3,204.30	19,066.30	1,630.60	9,665.67	1,493.40	7,287.30	124.60	637.03
1984	3,547.30	21,066.44	1,775.80	10,497.51	1,675.00	8,173.90	129.20	709.93
1985	3,878.40	23,356.57	1,822.90	10,909.59	1,917.60	9,391.00	162.30	963.08
1986	4,180.90	24,779.53	1,982.60	11,390.60	2,078.00	10,190.30	169.50	1,036.95
1987	4,733.90	28,193.16	1,178.10	12,929.71	2,375.20	11,792.10	166.90	1,123.03
1988	5,444.00	31,996.94	2,432.20	14,564.10	2,744.90	13,737.30	174.60	1,192.14
1989	6,232.70	36,457.09						
Annual Growth Rate (1979-88)	10.29%	9.65%	7.51%	6.93%	13.34%	13.08%	7.98%	11.36%

4.2 タイ国機関による電力需要想定

タイ国における電力需要想定はthe National Economic and Social Development Board (NESDB), the National Energy Policy Office (NEPO), the National Energy Administration (NEA), the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), the Provincial Electricity Authority (PEA), the Metropolitan Electricity Authority (MEA), the National Institute for Development Administration (NIDA), およびthe Thailand Development Research Institute (TDRI) の代表によって構成される Load Forecast Working Group によって作成されている。

1989年10月に発表された電力需要想定ではGDP成長率(1989~1996)を8.0%/年と想定したBase Caseと8.8%/年と想定したHigh Caseとについて行われている。Table 4-3 に示す Base Caseの想定では1990年の発電端最大電力は前年比11.99%増の6,980MWと想定されている。しかし同年4月23日に7,056MWを記録した。これはHigh Caseの予想値7,046MWを既に上回るものであり、更に増大が予想されると見られるところからEGATは急遽需要想定の見直しを行った。その結果をTable 4-4 に示す。

Table 4-3 Load Forecast by Thai Organization
(Base Case)

Fiscal Year	Peak Generation			Energy Generation			Load
	MW	Increase		GWh	Increase		Factor
		MW	%		GWh	%	
				<u>Actual</u>			
1979	2,255.00	154.40	7.35	13,964.55	1,592.88	12.88	70.69
1980	2,417.40	162.40	7.20	14,753.73	789.18	5.65	69.67
1981	2,588.70	171.30	7.09	15,959.97	1,206.24	8.18	70.38
1982	2,838.00	249.30	9.63	16,881.95	921.98	5.78	67.91
1983	3,204.30	366.30	12.91	19,066.30	2,184.35	12.94	67.92
1984	3,547.30	343.00	10.70	21,066.44	2,000.00	10.49	67.79
1985	3,878.40	331.10	9.33	23,356.57	2,290.13	10.87	68.75
1986	4,180.90	302.50	7.80	24,779.53	1,422.96	6.09	67.66
1987	4,733.90	553.00	13.23	28,193.16	3,413.63	13.78	67.99
1988	5,444.00	710.10	15.00	31,996.00	3,812.84	13.49	67.09
1989	6,232.70	788.70	14.49	36,457.09	4,461.09	13.94	66.59
<u>Average Growth</u> 1980-1989	—	397.77	10.70	—	2,249.25	10.07	—
				<u>Forecast</u>			
1990	6,980.00	747.30	11.99	41,187.00	4,729.91	12.97	67.36
1991	7,760.00	780.00	11.17	46,311.00	5,124.00	12.44	68.13
1992	8,610.00	850.00	10.95	51,500.00	5,189.00	11.20	68.28
1993	9,489.00	879.00	10.21	56,976.00	5,476.00	10.63	68.54
1994	10,330.00	841.00	8.86	62,211.00	5,235.00	9.19	68.75
1995	11,054.00	724.00	7.01	66,865.00	4,654.00	7.48	69.05
1996	11,785.00	731.00	6.61	71,641.00	4,376.00	7.14	69.39
1997	12,508.00	723.00	6.13	76,274.00	4,633.00	6.47	69.61
1998	13,265.00	738.00	5.90	81,159.00	4,885.00	6.40	69.94
1999	14,007.00	761.00	5.75	86,310.00	5,151.00	6.35	70.34
2000	14,768.00	761.00	5.43	91,718.00	5,408.00	6.27	70.90
2001	15,565.00	797.00	5.40	97,377.00	5,659.00	6.17	71.42
2002	16,380.00	815.00	5.24	103,222.00	5,845.00	6.00	71.94
2003	17,212.00	832.00	5.08	109,289.00	6,067.00	5.88	72.48
2004	18,063.00	851.00	4.94	115,509.00	6,220.00	5.69	73.00
2005	18,932.00	869.00	4.81	121,066.00	5,557.00	4.81	73.00
2006	19,819.00	887.00	4.69	126,738.00	5,672.00	4.69	73.00
<u>Average Growth</u>							
1987-1991	—	715.82	13.17	—	4,306.29	13.32	—
1992-1996	—	805.00	8.72	—	4,986.00	9.12	—
1997-2001	—	756.00	5.72	—	5,147.20	6.33	—
2002-2006	—	850.00	4.95	—	5,872.00	5.41	—

Table 4-4 Load Forecast by Thai Organization
(High Case)

Fiscal Year	Peak Generation			Energy Generation			Load
	MW	Increase		GWh	Increase		Factor
		MW	%		GWh	%	%
				<u>Actual</u>			
1979	2,255.00	154.40	7.35	13,964.55	1,592.88	12.88	70.69
1980	2,417.40	162.40	7.20	14,753.73	789.18	5.65	69.67
1981	2,588.70	171.30	7.09	15,959.97	1,206.24	8.18	70.38
1982	2,838.00	249.30	9.63	16,881.95	921.98	5.78	67.91
1983	3,204.30	366.30	12.91	19,066.30	2,184.35	12.94	67.92
1984	3,547.30	343.00	10.70	21,066.44	2,000.00	10.49	67.79
1985	3,878.40	331.10	9.33	23,356.57	2,290.13	10.87	68.75
1986	4,180.90	302.50	7.80	24,779.53	1,422.96	6.09	67.66
1987	4,733.90	553.00	13.23	28,193.16	3,413.63	13.78	67.99
1988	5,444.00	710.10	15.00	31,996.00	3,812.84	13.49	67.09
1989	6,232.70	788.70	14.49	36,457.09	4,461.09	13.94	66.59
<u>Average Growth</u> 1980-1989	—	397.77	10.70	—	2,249.25	10.07	—
				<u>Forecast</u>			
1990	7,168.00	935.30	15.00	42,203.00	5,745.91	15.76	67.21
1991	8,028.00	860.00	12.00	48,013.00	5,810.00	13.77	68.27
1992	8,911.00	883.00	11.00	53,760.00	5,747.00	11.97	68.87
1993	9,802.00	891.00	10.00	59,470.00	5,710.00	10.62	69.26
1994	10,689.00	887.00	9.47	65,113.00	5,643.00	9.92	69.54
1995	11,498.00	809.00	7.57	70,505.00	5,392.00	8.28	70.00
1996	12,335.00	837.00	7.28	76,113.00	5,608.00	7.95	70.44
1997	13,190.00	855.00	6.93	81,674.00	5,561.00	7.31	70.69
1998	14,093.00	903.00	6.85	87,931.00	6,257.00	7.66	71.23
1999	15,009.00	916.00	6.50	94,167.00	6,236.00	7.09	71.62
2000	15,946.00	937.00	6.24	100,951.00	6,784.00	7.20	72.27
2001	16,916.00	970.00	6.04	108,041.00	7,090.00	7.02	72.91
2002	17,842.00	926.00	5.47	114,096.00	6,055.00	5.60	73.00
2003	18,777.00	935.00	5.24	120,075.00	5,979.00	5.24	73.00
2004	19,681.00	904.00	4.81	125,856.00	5,781.00	4.81	73.00
2005	20,593.00	912.00	4.63	131,688.00	5,832.00	4.63	73.00
2006	21,499.00	906.00	4.40	137,482.00	5,794.00	4.40	73.00
<u>Average Growth</u>							
1987-1991	—	769.42	13.94	—	4,646.69	14.14	—
1992-1996	—	861.40	8.97	—	5,620.00	9.65	—
1997-2001	—	916.20	6.52	—	6,385.60	7.26	—
2002-2006	—	916.60	4.91	—	5,960.20	4.94	—

4.3 調査団による電力需要想定

4.3.1 想定方法

調査団はタイ国の消費電力量の実績、GDPの実績ならびにタイ国政府機関によって策定されたGDP、人口などの予測データをもとに消費電力量、送電端電力量、送電端最大電力の将来値を想定した。電力需要の想定方法を Fig. 4-1 に示す。

(1) 送電端電力量、送電端最大電力、送電端負荷率の推定

発電電力量および発電所所内電力量の実績値より送電端電力量を求めた。また発電所 kWh所内率の90%を発電所kW所内率と推定して、発電電力最大値から送電端電力の最大値を求めた。送電端電力量と送電端最大電力とから送電端負荷率を推定した。

$$\text{送電端電力量(GWH)} = \text{発電電力量(GWH)} - \text{発電所所内電力量(GWH)}$$

$$\text{送電端最大電力(MW)} = \text{発電端最大電力(MW)} \times (1 - \text{発電所kW所内率})$$

$$\text{送電端負荷率} = \frac{\text{送電端電力量(GWH)} \times 10^3}{8760} \times \frac{1}{\text{送電端最大電力(MW)}}$$

(2) 送電損失率の推定

送電端電力量および消費電力量より送電損失を求めた。

過去10年間の送電損失率の平均値は10.2%である。

(3) 将来の消費電力量の想定

タイ国の消費電力量とGDPの実績値を調査した結果、消費電力量のGDP原単位(GDP1単位あたりの消費電力量)がほぼ直線的に増加して来ていることが分かり(Fig. 4-2)、このGDP原単位の伸び率とタイ国NESDBにより策定されたGDPの将来予測値とから将来の消費電力量を想定した。この際1990年のGDP原単位の対前年比伸び率を過去10年間の伸び率の平均値3.3%としたが、将来については、徐々に省エネルギー化も進むものと考え、伸び率を年0.1~0.2%ずつ減少させた。消費電力量とGDPの実績値および予測値をFig. 4-3に、また消費電力量とGDPの関係をFig. 4-4に示す。

Fig. 4-4における両者の関係は次の模型式で表現されている。

$$\log y = -3.772487225 + 1.440643987 \log x$$

$$y = \text{消費電力量(GWH)}$$

$$x = \text{GDP (M Baht)}$$

$$\text{相関係数 } r = 0.99607371$$

(4) 送電損失率、送電端電力量の想定

(3)で想定された消費電力量に送電損失率を考慮して次式により送電端電力量を予測した。

$$\text{送電端電力量 (GWH)} = \frac{\text{消費電力量 (GWH)}}{1 - \text{送電損失率}}$$

送電損失率は需要の増大と共に増加するが、実際には負荷の増大と共に送配電設備に対する設備投資が行われ送電損失の増大が抑えられるため、大きな変化はないと思われる。1990年の送配電損失率には過去の平均値10.2%を使用したか、それ以後は約10.5%で推移するものと仮定した。

(5) 送電端年負荷率、送電端最大電力の想定

送電端最大電力は上記により求めた送電端電力量に送電端年負荷率を考慮して次式により求めた。

$$\text{送電端最大電力 (MW)} = \text{送電端電力量 (GWH)} \times 1000 \times \frac{1}{8760} \times \frac{100}{\text{年負荷率 (\%)}}$$

送電端負荷率の推定は(1)で行ったが、電力需要の増大とともに負荷曲線のピーク部分が尖鋭化し、又、年負荷率も低下傾向を辿っている。負荷率の低いPEAの需要が増大してきたことも全体の負荷率を低下させる一因となっている。しかし、日本でも見られるように、事務所ビル、デパート、ホテル、学校、研究所、商店、小規模工場などの低負荷率需要の増大は年負荷率を低下させるものであり、タイ国にも首都圏を中心にこの現象が見られる。

また鉄鋼、化学など電力多消費型産業にくらべて年負荷率の低い機械加工、組立、繊維、食品等の産業の比率の増大が見込まれること、各種家庭電気機器の急速な普及や大型店舗、事務所、アパートなどのビル建築ブームによる民生用需要の著しい伸びが予想されることなどから日負荷曲線のピークは更に尖鋭化し、何らかのピークシフト対策を導入しない限り、年負荷率の低下の傾向は今後も進むものと予想される。

因みに、日本および台湾における年負荷率の推移を夫々 Fig. 4-5 および

Fig. 4-6 に示す。また、日本と台湾の電力需要の推移を Table 4-5 および Table 4-6 に示している。

今回の想定では1990年の送電端年負荷率を66.3%とし、以後毎年0.3%ずつ低下するものとした。

(6) 発電端電力量および発電端最大電力の想定

発電端電力量および発電端最大電力は前記の送電端電力量および送電端最大電力に発電所で消費される電力量および電力を夫々加えて想定される。

発電所で使用される電力および電力量の系統全体の発電電力および発電電力量に対する割合は使用される電源の種類に依存する。1988年の実績では、発電所のkWh所内率は次のようになっている。

石油、ガス焚火力	4～5%
リグナイト焚火力	7～9%
コンバインドサイクル	1.5%

また電力系統全体の発電電力量に対しては約4%が発電所で使用されている。

今後、火力比率の増大に伴い、発電所で消費される電力量の割合も増加していくものと予想される。特に1990年代後半では石炭火力の割合が増加してくるので、発電所の消費電力量の割合も大きくなるものと思われる。

この需要想定では1990年における発電所消費電力量の系統全体の発電電力量に対する割合を1989年と同じく4.2%とし、以後年0.04～0.05%ずつ増加するものとした。またkW消費率はkWh消費率の90%と仮定した。

4.3.2 想定結果

調査団による電力需要想定の結果を Table 4-7および Table 4-8に示す。

(1) 消費電力量

タイ国のGDPは今後、1991年まで年9.15%、1992～96年に年6.77%、1997～2001年に年5.26%で成長すると予測されている。これをもとに調査団は、消費電力量は1989年実績値約 31.5×10^9 GWHより、1991年まで年13.01%、1992～96年9.52%、1997～2001年7.36%の平均のび率で増加し、10年後の2000年時点では1989年の約2.6倍である約 82.8×10^9 GWHになると想定した。また人口1人当りの消費電力量は現在の568kWHより約2.26倍の1,286kWHになると予測した。

(2) 送電端電力量および送電端電力、送電端年負荷率

送電端電力量は送電損失率を約10.5%として前記の消費電力量から求めた結果、現在の約35,000GWHより年平均約8.87%ののび率で増加し、2000年には約92,500GWHになると予測した。

また送電端電力は現在の約6,000MW(推定)より年平均約9.37%で増加し、2000年には約16,700MWになると予測した。

送電端年負荷率は現在の66.5%より年0.3%ずつ減少し、2000年には63.3%になると予測した。

(3) 発電端電力量および発電端最大電力、発電端年負荷率

発電端電力量は前記の送電端電力量に発電所所内電力量(所内率4.2～4.7%)を加えて求めた結果、1989年の約36,500GWHより年平均約8.93%ののび率で増大し、2000年には約97,000GWHになると予測した。

発電端最大電力は今後、年平均9.42%ののび率で上昇し、2000年には約17,400MWになると予測した。

発電端年負荷率は今後も徐々に減少を辿り、現在の68%程度から、2000年には63.6%になると予測した。

Table 4-5

TRANSITION OF TOTAL POWER DEMANDS OF
NINE ELECTRICAL POWER COMPANIES IN JAPAN

Year	Generated Energy (GWh)	Peak Demand (MW)	Load Factor (%)
1970	279,287	47,545	87.1
1971	295,390	51,989	64.9
1972	326,098	57,862	64.3
1973	358,849	66,971	61.1
1974	352,664	66,937	60.1
1975	370,944	70,540	60.0
1976	399,345	75,726	60.2
1977	415,511	80,195	59.1
1978	441,736	84,616	59.6
1979	466,575	87,226	61.1
1980	460,658	84,919	61.9
1981	472,434	90,855	59.4
1982	478,022	90,015	60.8
1983	508,633	98,886	58.7
1984	531,749	103,686	58.5
1985	551,279	105,566	59.1
1986	549,460	107,657	58.3
1987	584,078	111,485	59.8
1988	609,784	118,326	58.8
1989	646,025	124,172	59.4

Note : As per Japan Electric Power Survey Committee

Table 4-6 TRANSITION OF POWER DEMAND IN TAIWAN

Year	Energy Output (GWh)	Peak Demand (MW)	Load Factor (%)
1970	13,213	2,131	70.8
1971	15,171	2,399	72.2
1972	17,449	2,734	72.9
1973	19,805	3,134	72.1
1974	20,534	3,452	67.9
1975	22,894	3,765	69.4
1976	26,877	4,302	71.3
1977	29,724	4,818	70.4
1978	34,433	5,630	69.8
1979	37,896	6,070	71.3
1980	40,813	6,703	69.5
1981	40,150	6,797	67.4
1982	40,899	6,918	67.5
1983	45,517	7,808	66.5
1984	49,286	8,517	66.1
1985	52,556	8,716	68.8
1986	59,031	9,900	68.1
1987	65,515	11,113	67.3
1988	71,641	12,331	66.3
1989	76,909	13,422	65.4

Note : As per TAIPOWER 1979-1989

Table 4-7 POWER DEMAND FORECAST IN THAILAND

Year	Generating			Sending			End		Transmission & Distribution Losses		Energy Consumption (GWH)
	Energy (GWH)	KWH Station Losses (GWH)	Maximum Power (MW)	KW Station Losses (MW)	Load Factor (%)	Energy (GWH)	Maximum Power (MW)	Load Factor (%)	(GWH)	(%)	
1980	14,753.73	590.45	2,417.40	87.0	3.60	14,163.28	2330.4	59.4	1,156.31	8.2	13,006.97
1981	15,959.97	612.29	2,588.70	89.4	3.45	15,347.68	2499.3	70.1	1,455.16	9.5	13,892.52
1982	16,881.95	602.49	2,838.00	91.2	3.21	16,279.46	2746.8	67.7	1,507.29	9.3	14,772.17
1983	19,066.30	659.05	3,204.30	99.7	3.11	18,407.25	3104.6	67.7	1,951.28	10.6	16,455.97
1984	21,066.44	830.10	3,547.30	125.8	3.55	20,236.34	3421.5	67.5	2,196.89	10.9	18,039.45
1985	23,356.57	1,022.81	3,878.40	152.9	3.94	22,333.76	3725.5	68.4	2,519.57	11.3	19,814.19
1986	24,779.53	1,010.03	4,180.90	153.4	3.67	23,769.50	4027.5	67.4	2,755.66	11.6	21,013.84
1987	28,193.16	1,154.68	4,733.90	174.5	3.69	27,038.48	4559.4	67.7	2,867.63	10.6	24,170.85
1988	31,996.00	1,265.89	5,444.00	193.8	3.56	30,730.11	5250.2	66.8	3,165.26	10.3	27,564.85
1989	36,457.09	1,532.22	6,232.70	235.8	3.78	34,924.87	5996.9	66.5	3,429.77	9.8	31,495.10
1990	41,256	1,735	7,074	268	3.78	39,522	6,806	66.3	4,190	10.2	35,332
1991	45,961	1,954	7,916	303	3.83	44,007	7,613	66.0	4,576	10.4	39,431
1992	50,953	2,189	8,815	341	3.87	48,764	8,474	65.7	5,116	10.5	43,648
1993	56,132	2,438	9,754	381	3.91	53,694	9,373	65.4	5,699	10.6	47,995
1994	61,476	2,698	10,731	424	3.95	58,778	10,307	65.1	6,240	10.6	52,538
1995	66,987	2,971	11,746	469	3.99	64,017	11,277	64.8	6,781	10.6	57,236
1996	72,699	3,257	12,805	516	4.03	69,441	12,289	64.5	7,307	10.5	62,134
1997	78,189	3,539	13,835	564	4.07	74,650	13,271	64.2	7,775	10.4	66,875
1998	84,118	3,846	14,952	615	4.12	80,272	14,337	63.9	8,346	10.4	71,926
1999	90,392	4,175	16,141	671	4.16	86,217	15,470	63.6	8,972	10.4	77,245
2000	97,012	4,525	17,404	731	4.20	92,487	16,673	63.3	9,679	10.5	82,808
2001	103,921	4,896	18,730	794	4.24	99,025	17,936	63.0	10,390	10.5	88,635
2002	110,571	5,260	19,940	854	4.28	105,312	19,087	63.0	11,059	10.5	94,253
2003	117,549	5,646	21,199	916	4.32	111,903	20,282	63.0	11,752	10.5	100,151
2004	124,933	6,058	22,530	983	4.36	118,875	21,547	63.0	12,471	10.5	106,404
2005	132,760	6,499	23,942	1055	4.41	126,261	22,887	63.0	13,230	10.5	113,031
2006	141,061	6,970	25,439	1131	4.45	134,091	24,308	63.0	14,036	10.5	120,055

Table 4-8 FORECAST OF ENERGY CONSUMPTION IN THAILAND

Year	Energy Consumption *1		GDP in 1972 Price *2		Energy Consumption Per GDP		Population *2		kWh Per Capita	
	GWh	Growth Rate (%)	M Baht	Growth Rate (%)	Wh/Baht	Growth Rate (%)	Thousand	kWh	Growth Rate (%)	
1980	13,006.97	6.8	299,472	6.3	43.4	0.4	46,961	277.0	4.8	
1981	13,892.52	6.3	318,440	4.1	43.6	2.2	47,875	290.2	4.2	
1982	14,772.17	11.4	331,379	7.3	44.6	3.9	48,847	302.4	9.9	
1983	16,455.97	9.6	355,411	7.1	46.3	2.3	49,515	332.3	7.3	
1984	18,039.45	9.8	380,739	3.5	47.4	6.1	50,583	356.6	7.3	
1985	19,814.19	6.1	394,113	4.5	50.3	1.5	51,796	382.5	3.7	
1986	21,013.84	15.0	411,813	8.4	51.0	6.1	52,969	396.7	12.9	
1987	24,170.85	14.0	446,361	11.0	54.2	2.8	53,973	447.8	12.0	
1988	27,564.85	14.3	495,378	9.6	55.6	4.3	54,961	501.5	13.3	
1989	31,495.10	12.2	542,706	8.6	58.0	3.3	55,448	568.0	10.4	
1990	35,332	11.6	589,370	8.2	59.9	2.9	56,340	627.1	9.9	
1991	39,431	10.7	637,964	7.6	61.8	2.7	57,199	689.4	9.1	
1992	43,648	10.0	686,300	7.1	63.6	2.6	58,041	752.0	8.4	
1993	47,995	9.5	734,802	6.7	65.3	2.4	58,876	815.2	8.0	
1994	52,538	8.9	783,975	6.4	67.0	2.4	59,693	880.1	7.5	
1995	57,236	8.6	834,063	6.1	68.6	2.3	60,508	945.9	7.1	
1996	62,134	7.6	885,081	5.3	70.2	2.2	61,311	1013.4	6.3	
1997	66,875	7.6	932,103	5.3	71.7	2.1	62,100	1076.9	6.2	
1998	71,926	7.4	981,893	5.3	73.3	2.0	62,879	1143.9	6.1	
1999	77,245	7.2	1,033,820	5.2	74.7	1.9	63,640	1213.8	6.0	
2000	82,808	7.0	1,087,614	5.1	76.1	1.8	64,390	1286.0	5.7	
2001	88,635	6.3	1,143,570	4.6	77.5	1.7	65,182	1359.8	5.0	
2002	94,253	6.3	1,195,714	4.5	78.8	1.7	66,012	1427.8	5.0	
2003	100,151	6.2	1,249,304	4.5	80.2	1.7	66,803	1499.2	5.0	
2004	106,404	6.2	1,305,113	4.5	81.5	1.7	67,594	1574.2	5.0	
2005	113,031	6.2	1,363,229	4.5	82.9	1.7	68,385	1652.9	5.0	
2006	120,055	6.2	1,423,742	4.4	84.3	1.7	69,176	1735.5	5.0	

Note : *1. The values for the year of 1990 onward were predicted by the JICA Team.

*2. The values for the year of 1990 onward were predicted by the Office of National Economic and Social Development Board, and National Energy Policy Office in Thailand.

Fig. 4-1 Way of Predicting Future Power and Energy Demand

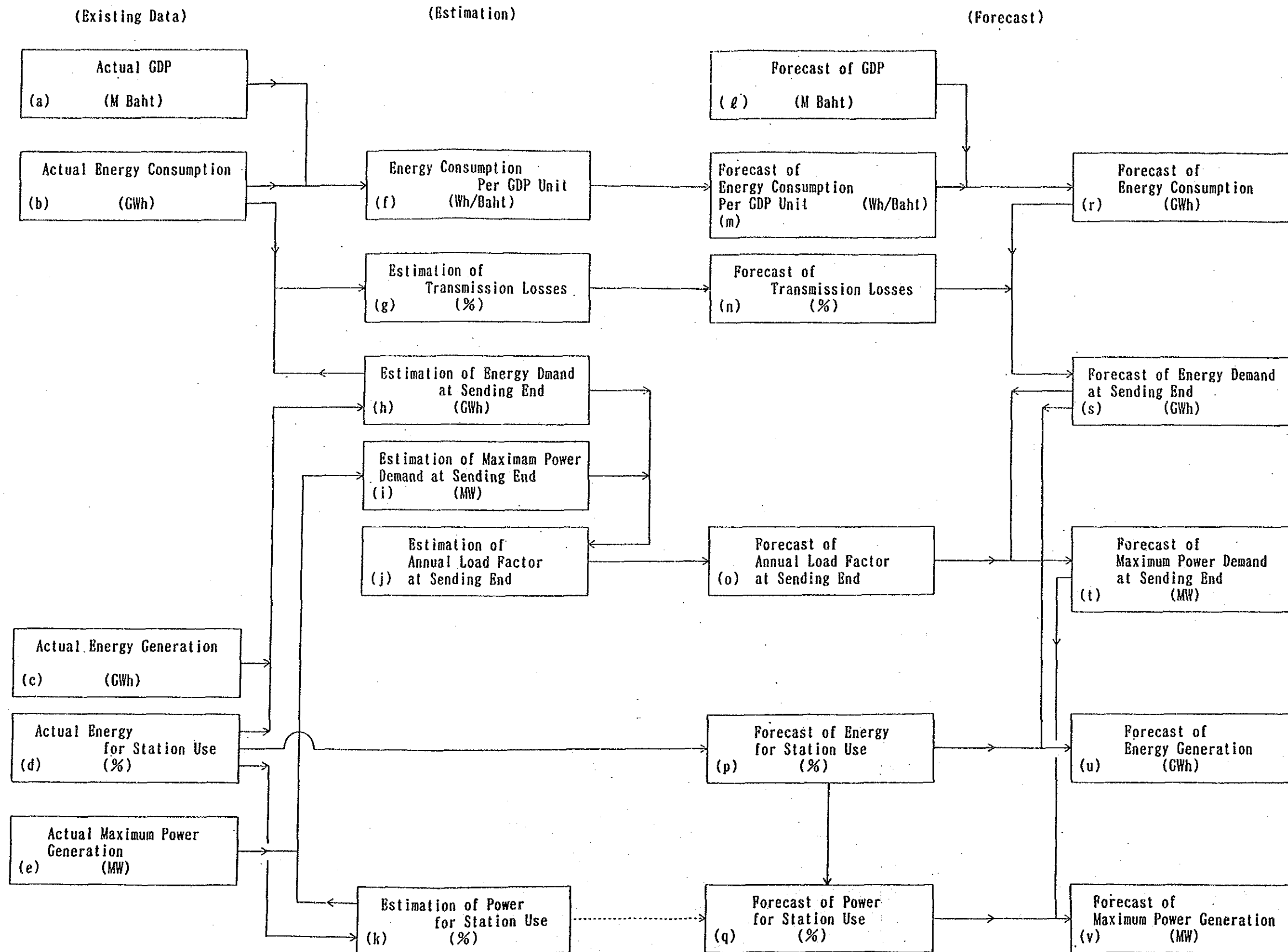


Fig. 4-2 ENERGY CONSUMPTION PER GDP UNIT

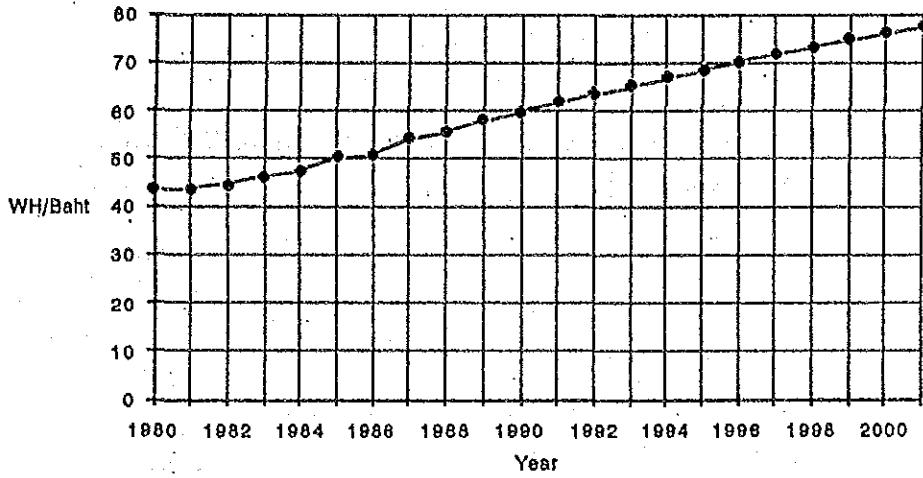


Fig. 4-3 Energy Consumption and GDP

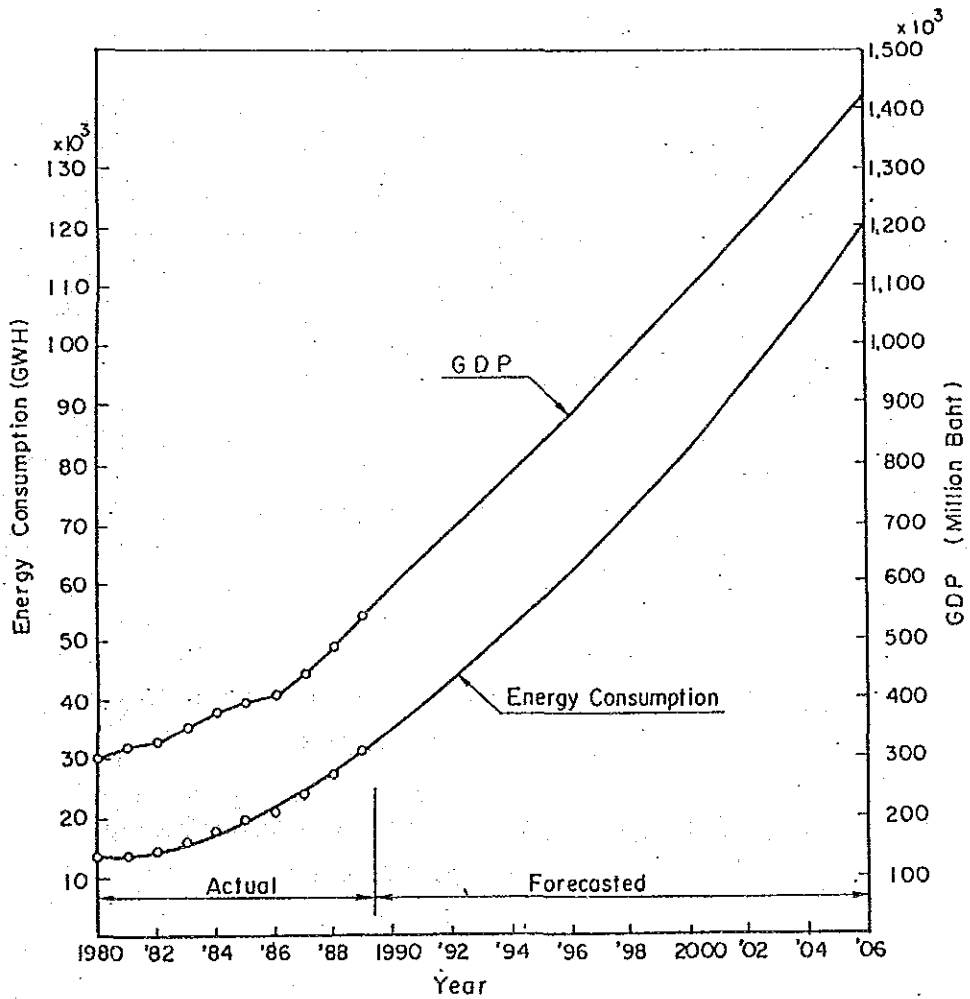
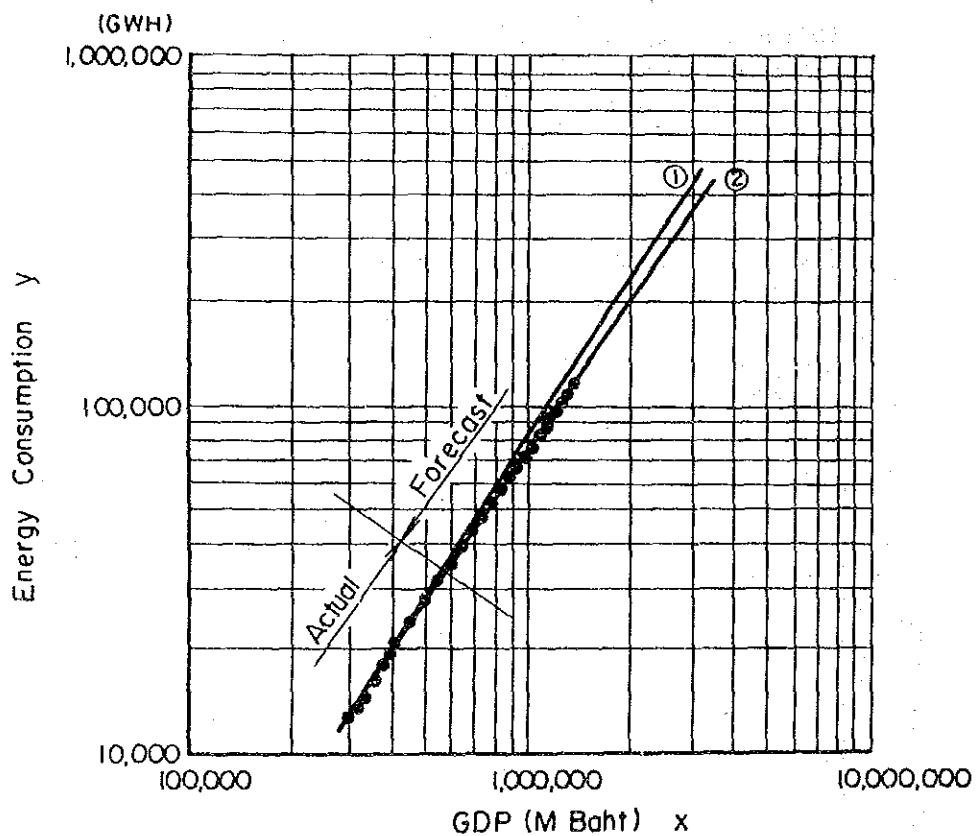


Fig. 4-4 Relation between Energy Consumption (GWH) and GDP (Million Baht)



① (1980-1989) $\log y = -4.304207758 + 1.535792455 \log x$
 $r = 0.998543248$

② (1980-2001) $\log y = -3.772487225 + 1.440643987 \log x$
 $r = 0.999607371$

Fig. 4-5 TRANSITION OF ANNUAL LOAD FACTOR IN JAPAN

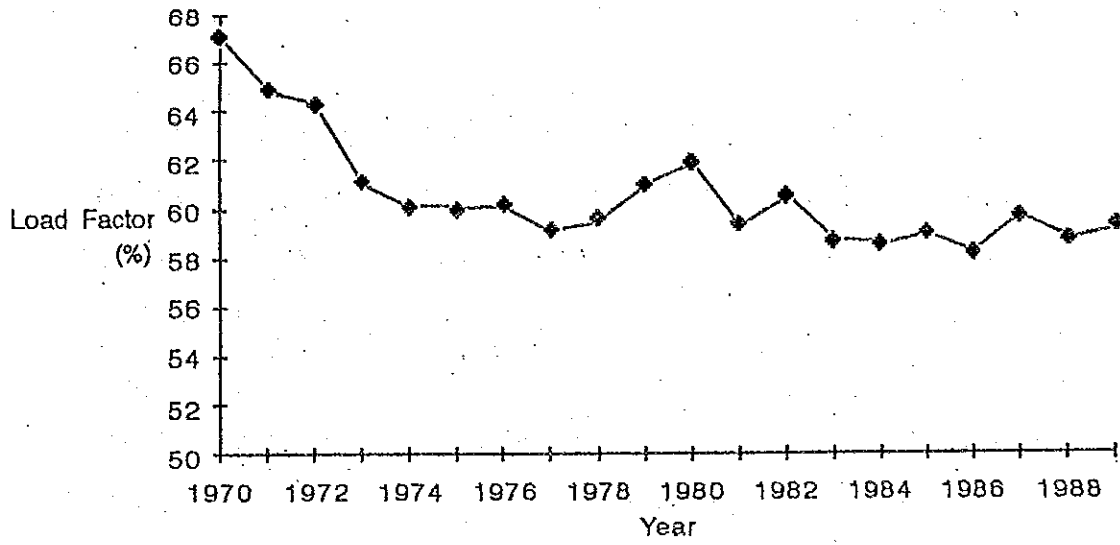
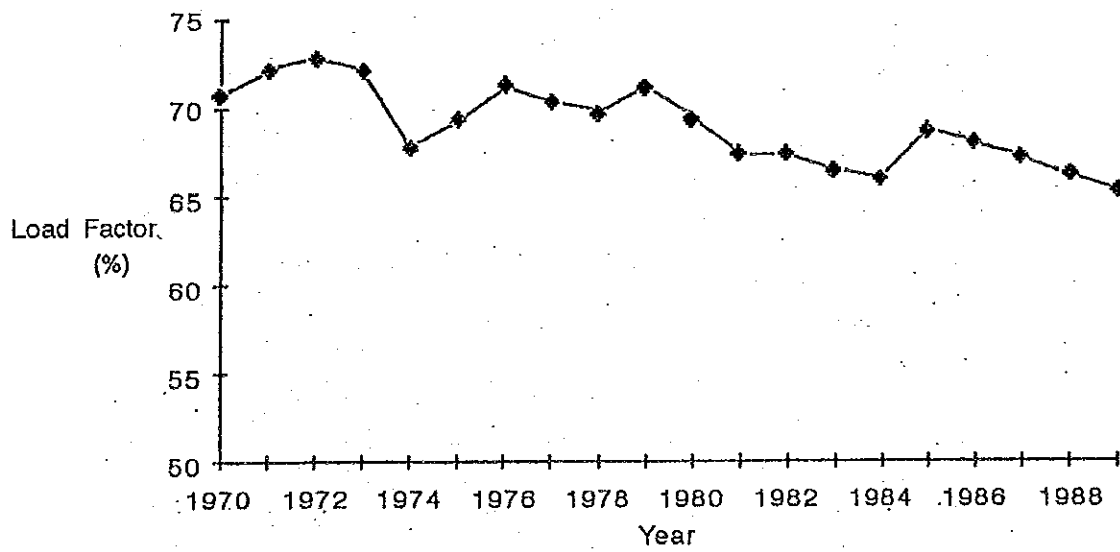


Fig. 4-6 TRANSITION OF ANNUAL LOAD FACTOR IN TAIWAN



4.4 電力需要想定結果の比較

JICA調査団による需要想定結果をタイ国機関による需要想定と比較すると (Table4-9)、発電端電力量については、JICA調査団による想定結果はタイ国機関の想定High Caseをやや下回るものの、相違は極めて小さくほぼ同じであるとみてよい。

最大電力については1995～96年ごろまでは両者の想定値はほぼ同じく推移するが、以後JICA調査団による想定値はタイ国機関の想定値を上回り、その差異は漸増している。この理由は、JICA調査団は年負荷率が徐々に減少していくと予測しているのに対し、一方、タイ国機関の想定では年負荷率は徐々に高くなっているところにある。

年負荷率の上昇は設備の効率的利用と今後の電源開発量の増加を抑制するために望まれることであるが、抜本的な負荷平準化方策が導入されない限り、現状の負荷率低下の傾向は当分続くものと思われる。これは日本や台湾の例からも言えることである。

Table 4-9 COMPARISON OF LOAD FORECASTS MADE BY JICA TEAM & THAI ORGANIZATION

Fiscal Year	Forecast by JICA Team			Forecast by Thai Organization			Comparison of (A) & (B)	
	Generating End		Load Factor (%)	Generating End		Load Factor (%)	Energy ((1)-(3))/(3) (%)	Max. Power ((2)-(4))/(4) (%)
	Energy (1) (GWH)	Max. Power (2) (MW)		Energy (3) (GWH)	Max. Power (4) (MW)			
1988	31,996.00	5,444.0	67.1	31996.00	5,444.0	67.1	-	-
1989	36,457.09	6,232.7	66.8	36457.09	6,232.7	66.8	-	-
1990	41,256	7,074	66.6	42,203	7,168	67.2	-2.2	-1.3
1991	45,961	7,916	66.3	48,013	8,028	68.3	-4.3	-1.4
1992	50,953	8,815	66.0	53,760	8,911	68.9	-5.2	-1.1
1993	56,132	9,754	65.7	59,470	9,802	69.3	-5.6	-0.5
1994	61,476	10,731	65.4	65,113	10,689	69.5	-5.6	0.4
1995	66,987	11,746	65.1	70,505	11,498	70.0	-5.0	2.2
1996	72,699	12,805	64.8	76,113	12,335	70.4	-4.5	3.8
1997	78,189	13,835	64.5	81,674	13,190	70.7	-4.3	4.9
1998	84,118	14,952	64.2	87,931	14,093	71.2	-4.3	6.1
1999	90,392	16,141	63.9	94,167	15,009	71.6	-4.0	7.5
2000	97,012	17,404	63.6	100,951	15,946	72.3	-3.9	9.1
2001	103,921	18,730	63.3	108,041	16,916	72.9	-3.8	10.7
2002	110,571	19,940	63.3	114,096	17,842	73.0	-3.1	11.8
2003	117,549	21,199	63.3	120,075	18,777	73.0	-2.1	12.9
2004	124,933	22,530	63.3	125,856	19,681	73.0	-0.7	14.5
2005	132,760	23,942	63.3	131,688	20,593	73.0	0.8	16.3
2006	141,061	25,439	63.3	137,482	21,499	73.0	2.6	18.3

Fig. 4-7 Load Forecast (Energy Demand at Generating End)

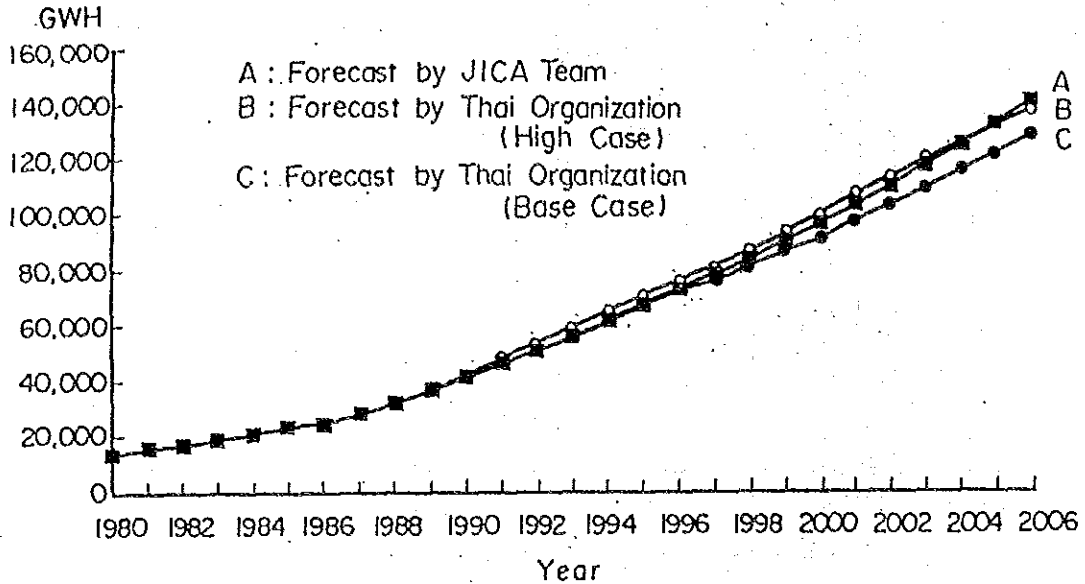
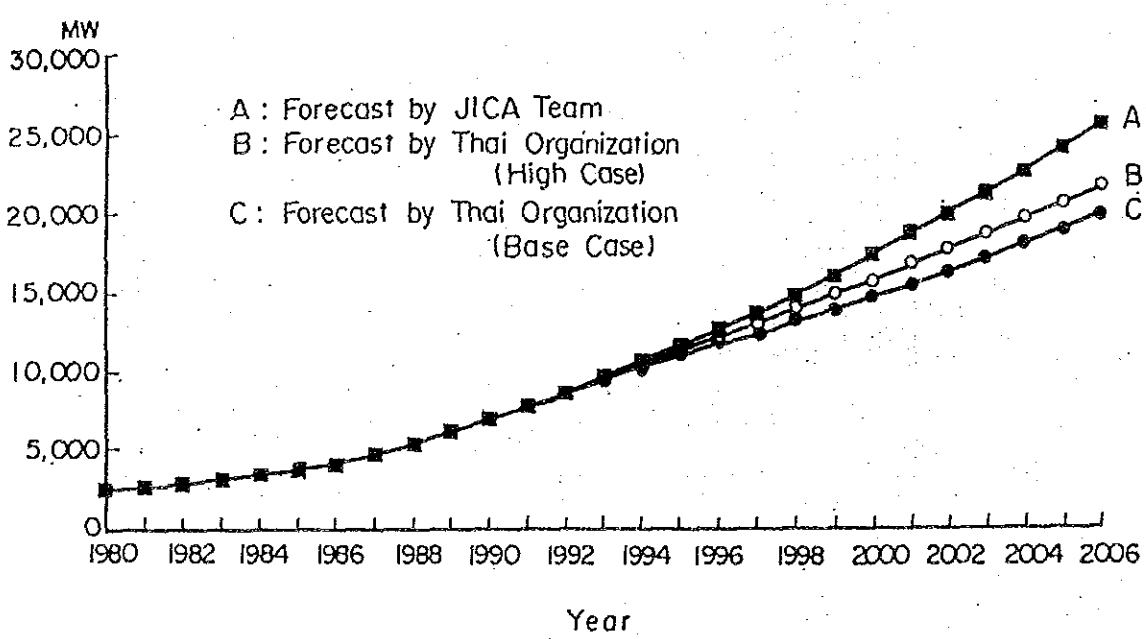


Fig. 4-8 Load Forecast (Maximum Power Demand at Generating End)



第5章 電源開発計画

第5章 電源開発計画

目次

	頁
5.1 タイ国の供給力の現状	5-1
5.2 E G A Tの電源開発計画	5-3
5.3 電力需給バランス	5-5
5.4 電源の追加開発の必要性	5-8
5.5 Lam Ta Khong揚水発電所の開発の意義	5-10
5.6 揚水発電の特徴と運用	5-12
5.7 Lam Ta Khong揚水発電所の開発時期	5-14

List of Tables

Table 5-1	EGAT Existing Installed Generating Capacity
Table 5-2	Power Development Plan in Thailand (EGAT's PDP 90-03)
Table 5-3	Supply and Demand Balance
Table 5-4	Monthly Dependable Capacity, Peak Generation and Reserve Margin in Fiscal 2000

第5章 電源開発計画

5.1 タイ国の供給力の現状

1990年6月現在のEGATの供給力はTable 5-1 に示されている通りである。

EGATが所有する発電設備の総容量は7,970.3MWであり、各電源の保証出力 (Dependable Capacity) の合計は7,484.6MWとなる。

保証出力は平常の運用で保証される最低出力であり、汽力、コンバインドサイクル、ガスタービンプラントではユニットの定格出力に下記の係数を乗じて求めた。

汽力	0.98
コンバインドサイクル	0.98
ガスタービン (既設)	0.85

これらの係数はEGATの予備力基準から定義されているものであり、各発電ユニットの過去の運転実績の結果から考慮された数値である。

水力発電プラントの場合の保証出力は過去の出水記録を使用した長期間の貯水池シミュレーションを基に、90%の頻度確率に相当する貯水池水位に対する出力として定義されている。保証出力に対する設備出力の比はプラント毎に異なるが、既設水力プラント全設備にわたる平均値は0.85である。

Table 5-1 EGAT EXISTING INSTALLED GENERATING CAPACITY
(As of September 1990)

Plants	Number of Units	Capacity (MW)	
		Installed	Dependable
<u>Hydro</u>			
Bhumibol	7	535.0	480.0
Sirikit	3	375.0	285.0
Ubolratana	3	25.2	16.6
Sirindhorn	3	36.0	32.4
Chulabhorn	2	40.0	39.9
Krang Kracharn	1	17.5	11.0
Nam Pung	2	6.0	5.6
Srinagarind	4	540.0	540.0
Bang Lang	3	72.0	60.5
Tha Thung Na	2	38.0	38.0
Khao Laem	3	300.0	211.7
Huai Kum	1	1.06	-
Ban Santi	1	1.275	-
Mae Ngat	2	9.0	-
Kiridharn	2	12.7	12.2
Rajjaprabha	3	240.0	176.0
Miscellaneous	7	0.428	-
Total	49	2249.2	1908.9
<u>Thermal</u>			
North Bangkok	3	237.5	232.8
South Bangkok	5	1330.0	1303.4
Mae Moh	8	1425.0	1396.5
Krabi	2	34.0	33.3
Surat Thani	1	30.0	29.4
Khanom	2	150.0	147.0
Bang Pakong	2	1100.0	1078.0
Total	24	4308.5	4220.4
<u>Combined Cycle</u>			
Bang Pakong	14	1176.6	1153.0
Total	14	1176.6	1153.0
<u>Gas Turbine</u>			
Nakhon Ratchasima	1	14.0	11.9
Udon Thani	1	14.0	11.9
Hat Yai	3	42.0	35.7
Surat Thani	3	42.0	35.7
Lam Krabu	7	128.0	107.1
Total	15	238.0	202.3
Grand Total	102	7970.26	7484.6

5.2 E G A T の電源開発計画

E G A T の電源開発計画 (P D P 90-03) によれば、タイ国における今後の電源開発計画の主体は火力になっている。(Table 5-2)

至近年ではBang Pakong Block 3, 4 (各 307MW), Rayong Block 1-4(各 308MW), Nam Phong Block 1(355MW) などのコンバインドサイクルやMae Moh リグナイト炭火力 Unit 10, 11 (各300MW)の新增設計画が進められている。Srinagarind Unit 5 (180MW), Pak Mun (4×34MW), Sirikit Unit 4 (125MW) などの水力の開発もあるが、火力の開発量が圧倒的に大きい。

1990年代中頃以降にはKaeng Krung (2×40MW), Bhumibol Unit 8 (175MW), Lam Tak-hong (E G A T の P D P では600MW)などの水力や揚水プラントの開発計画もあるが、コンバインドサイクル、リグナイト火力、石炭火力などの火力開発が電源開発の大部分を占めることになる。

2006年までの電源の新增設容量の合計は、19,934.0MWであるが、ガスタービンや老朽火力の廃止計画 (合計 2,930.1MW) があるため2006年時点の設備容量の合計は 24,974.2MWとなる。

Table 5-2

Power Development Plan in Thailand (EGAT's PDP 90-03)

	Power Plant	Fuel Type	Unit Number	Rating (MW)	Total (MW)	Commissioning Date	
Under Construction	Rayong CC 1 (GT)	Gas	1-2	103	206	November	1990
	Nam Phong CC 1 (GT)	Gas	1-2	121	242	December	1990
	Rayong CC 2 (GT)	Gas	1-2	103	206	December	1990
	Rayong CC 3 (GT)	Gas	1-2	103	206	March	1991
	Srinagarind	Hydro	5	180	180	April	1991
	Bang Pakong CC 3 (ST)	-	1	99	99	March	1991
	Bang Pakong CC 4 (ST)	-	1	99	99	July	1991
	Rayong CC 1 (ST)	-	1	102	102	August	1991
	Rayong CC 2 (ST)	-	1	102	102	September	1991
	Nam Phong CC.1 (ST)	-	1	113	113	November	1991
	Mae Moh	Lignite	10	300	300	November	1991
	Rayong CC 3 (ST)	-	1	102	102	December	1991
	Bang Pakong Thermal	Oil/Gas	3	600	600	March	1992
	Mae Moh	Lignite	11	300	300	May	1992
	Bang Pakong Thermal	Oil/Gas	4	600	600	May	1993
	Pak Mun	Hydro	1-4	34	136	Jun 94 - Nov 94	
	Bhumibol Renovation	Hydro	1	(70)	(70)	June	1992
	Nam Phong CC 2 (GT)	Gas	1-2	121	242	January	1993
	Bhumibol Renovation	Hydro	2	(70)	(70)	January	1993
	Rayong CC 4 (GT)	Gas	1-2	100	200	March	1993
	South Bangkok CC 1 (GT)	Gas	1-2	100	200	April	1993
Khanom CC1(GT)	Gas	1-2	100	200	December	1993	
Nam Phong CC 2 (ST)	-	1	113	113	January	1994	
Sirikit	Hydro	4	125	125	February	1994	
Rayong CC 4 (ST)	Gas	1	100	100	March	1994	
South Bangkok CC 1 (ST)	-	1	100	100	April	1994	
Khanom CC 2. (GT)	Gas	1-2	100	200	April	1994	
Wang Noi Gas Turbine	Gas	1-2	100	200	November	1994	
Khanom CC 1 (ST)	-	1	100	100	December	1994	
Kaeng Krung	Hydro	1-2	40	80	December	1994	
Bhumibol	Hydro	8	175	175	January	1995	
Wang Noi Gas Turbine	Gas	3-4	100	200	April	1995	
Khanom CC 2 (ST)	-	1	100	100	April	1995	
Mae Moh	Lignite	12	300	300	April	1996	
Ao Phai	Coal	1	700	700	August	1996	
Mae Moh	Lignite	13	300	300	October	1996	
Lam Takhong	Hydro	1-4	150	600	Dec 96 - Jun 97		
Ao Phai	Coal	2	700	700	April	1997	
Ao Phai	Coal	3	700	700	April	1998	
Mae Taeng	Hydro	1-2	18+8	26	June	1998	
Nam Khek	Hydro	1	50	50	December	1998	
Lampang	Lignite	1	300	300	January	1999	
Mae Lama Luang	Hydro	1-3	80	240	January	1999	
Lampang	Lignite	2	300	300	July	1999	
Nam Ngao	Hydro	1-2	70	140	January	2000	
Lampang	Lignite	3	300	300	January	2000	
Saba Yoi	Lignite	1	300	300	April	2000	
Lampang	Lignite	4	300	300	July	2000	
Saba Yoi	Lignite	2	300	300	October	2000	
Lampang	Lignite	5	450	450	January	2001	
New Gas Turbine	Gas	1-2	100	200	April	2001	
Lampang	Lignite	6	450	450	July	2001	
Ao Phai	Coal	4	700	700	October	2001	
Saba Yoi	Lignite	3	300	300	April	2002	
New Thermal	1/	1	1,000	1,000	October	2002	
New Thermal	1/	2	1,000	1,000	April	2003	
Sin Pun	Lignite	1	75	75	April	2003	
New Gas Turbine	Gas	3-4	100	200	May	2003	
New Thermal	1/	3	1,000	1,000	January	2004	
Sin Pun	Lignite	2	75	75	April	2004	
New Thermal	1/	4	1,000	1,000	January	2005	
New Thermal	1/	5	1,000	1,000	October	2005	
New Thermal	1/	6	1,000	1,000	April	2006	

Existing Capacity by September 1990	=	7,970.3	MW
Total Added Capacity (Up to 2006)	=	19,934.0	MW
Plant Retirement	=	2,930.1	MW
Total Capacity by Year 2006	=	<u>24,974.2</u>	MW

Note : 1/ Type of fuel will be determined later on.

5.3 電力需給バランス

JICA調査団が作成した電力需要想定結果にEGATの開発計画を組み合わせ
て電力需給バランスを作成した。(Table 5-3)

将来プロジェクトにおける保証出力(Dependable Capacity)は前述のように各電
源ユニットの定格出力に下記の係数を適用して求めた。

汽 力	0.98
コンバインドサイクル	0.98
ガスタービン	0.98
一般水力	0.85

汽力とコンバインドサイクルプラントに対する係数は既設プラントと同一値とし
たが、新設のガスタービンプラントに対しては、改善策が講じられるので、0.98を
適用した。一般水力については既設水力の平均値0.85を用いたが揚水機に対しては
1.0を使用した。

発電端最大出力(Peak Generation)はこの章の需要想定で述べた最大電力(発電
端)である。

電力系統には発電プラントの計画外停止や濁水などによる出力減少、需要の変動
など予測し得ない異常事態の発生にそなえて、利用可能な余分の発電能力、即ち供
給予備力(Operating Reserve)を保有する必要がある。

この容量は電力供給信頼度との関連から検討されなければならない。

Operating ReserveはSpinning Reserve, Hot Reserve, Cold Reserveの3種類
より成る。

Spinning Reserve — 系統に接続されており、負荷をとれる状況にある供給力
で、運転中発電機の発電余力を含む。

Hot Reserve — 暖機状態で待機中の火力で、短時間で起動して負荷をと
れる供給力

Cold Reserve — 起動から全負荷をとるまでに数時間を要する供給力

(注) わが国ではSpinning Reserveと Hot Reserveを一緒にして運転予備力、Cold
Reserveを待機予備力とし、両者を合わせて供給予備力と呼んでいる。これ
らの供給力は日常の系統運用で利用できる供給力があり、計画補修中の設備
は予備力に含めていない。しかし欧米では、上の3つのReserveを含めた利

用可能な予備力を Operating Reserveとか Reserve Generating Capacity などと呼び、また計画停止分も含めて、即ち設備（保証）出力合計と最大電力との差を Reserve Marginとか Reserve System Capacity と呼ぶ場合がある。ここでは混乱を避けるため、欧米で使われている用語を用いた。

Reserve Marginは保証出力 (Dependable Capacity) と発電端最大出力 (Peak Generation) の差である。最大需要の発生が予測される期間には設備の計画補修停止がないものとするれば、Reserve Marginの全量を Operating Reserve として使用することが出来る。

Table 5-3

SUPPLY AND DEMAND BALANCE

Fiscal Year	Power Plant	Fuel Type	Installed Capacity		Dependable Capacity		Peak Generation (2)(MW)	Reserve Margin	
			Unit (MW)	Accumulated (MW)	Unit (MW)	Accumulated (1)(MW)		(1)-(2)(MW)	(%)
1990	Existing (as of Sept.1990)	-	-	7,070.3	-	7,484.8	7,074.1	410.5	5.8
1991	Rayong cc Block 1 (GT)	Gas	206	8,176.3	201.9	7,686.5			
	Nam Phong cc Block1 (GT)	Gas	242	8,418.3	237.2	7,923.6			
	Rayong cc Block 2 (GT)	Gas	206	8,624.3	201.9	8,125.5			
	Rayong cc Block 3 (GT)	Gas	208	8,830.3	201.9	8,327.4			
	Srinagarind Unit 5	Hydro	180	9,010.3	180.0	8,507.4			
	Bang Pakong cc Block 3 (ST)	Gas	99	9,109.3	97.0	8,604.4			
	Bang Pakong cc Block 4 (ST)	Gas	99	9,208.3	97.0	8,701.4			
	Rayong cc Block 1 (ST)	Gas	102	9,310.3	100.0	8,801.4			
Rayong cc Block 2 (ST)	Gas	102	9,412.3	100.0	8,901.4	7,915.7	985.7	12.5	
1992	Nam Phong cc Block1 (ST)	Gas	113	9,525.3	110.7	9,012.1			
	Mae Moh Unit 10	Lignite	300	9,825.3	294.0	9,306.1			
	Rayong cc Block 3 (ST)	Gas	102	9,927.3	100.0	9,406.1			
	Bang Pakong Unit 3	Oil/Gas	600	10,527.3	588.0	9,994.1			
Mae Moh Unit 11	Lignite	300	10,827.3	294.0	10,288.1	8,814.8	1,473.3	16.7	
1993	Nam Phong cc Block2 (GT)	Gas	242	11,069.3	237.2	10,525.2			
	Rayong cc Block 4 (GT)	Gas	200	11,269.3	196.0	10,721.2			
	South Bangkok cc Block1(GT)	Gas	200	11,469.3	196.0	10,917.2			
	Bang Pakong Unit 4	Oil/Gas	600	12,069.3	588.0	11,505.2	9,754.1	1,751.1	18.0
1994	Khanom cc Block 1 (GT)	Gas	200	12,269.3	196.0	11,701.2			
	R2 Gas Turbine Retired	Gas	-28	12,241.3	-23.8	11,677.4			
	Nam Phong cc Block2 (ST)	Gas	113	12,354.3	110.7	11,788.2			
	Sirikit Unit 4	Hydro	125	12,479.3	106.3	11,894.4			
	Rayong cc Block 4 (ST)	Gas	100	12,579.3	98.0	11,992.4			
	South Bangkok cc Block1(ST)	Gas	100	12,679.3	98.0	12,090.4			
	Khanom cc Block 2 (GT)	Gas	200	12,879.3	196.0	12,286.4			
	Pak Mun Unit 1-4	Hydro	138	13,015.3	115.6	12,402.0	10,730.8	1,671.2	15.6
1995	Wang Noi Gas Turbine Unit 1-2	Gas	200	13,215.3	198.0	12,598.0			
	Khanom cc Block 1 (ST)	Gas	100	13,315.3	98.0	12,698.0			
	Kaeng Krung Unit 1-2	Hydro	80	13,395.3	68.0	12,764.0			
	Bhumibol Unit B	Hydro	175	13,570.3	157.5	12,921.5			
	Wang Noi Gas Turbine Unit 3-4	Gas	200	13,770.3	198.0	13,117.5			
	Khanom cc Block 2 (ST)	Gas	100	13,870.3	98.0	13,215.5	11,745.7	1,469.8	12.5
1996	Krabi Retired	Lignite	-34	13,836.3	-33.3	13,182.2			
	Mae Moh Unit 12	Lignite	300	14,136.3	294.0	13,478.2			
	Ao Phai Unit 1	Coal	700	14,836.3	686.0	14,162.2	12,805.0	1,357.2	10.6
1997	Mae Moh Unit 13	Lignite	300	15,136.3	294.0	14,458.2			
	Lam Takhong Unit 1-4	Hydro	600	15,736.3	600.0	15,056.2			
	Ao Phai Unit 2	Coal	700	16,436.3	686.0	15,742.2	13,835.0	1,907.2	13.8
1998	Surat Thani Unit1 Retired	Oil	-30	16,406.3	-29.4	15,712.8			
	Ao Phai Unit 3	Coal	700	17,106.3	686.0	16,398.8			
	Mae Taeng Unit 1-2	Hydro	26	17,132.3	22.1	16,420.9	14,952.3	1,468.6	9.8
1999	R3 Gas Turbine Retired	Gas	-84	17,048.3	-71.4	16,349.5			
	Nam Khok	Hydro	50	17,098.3	42.5	16,392.0			
	Lampang Unit 1	Lignite	300	17,398.3	294.0	16,686.0			
	Mae Lama Luang Unit 1-3	Hydro	240	17,638.3	204.0	16,890.0			
	Lampang Unit 2	Lignite	300	17,938.3	294.0	17,184.0	16,141.4	1,042.6	6.5
2000	Nam Ngao	Hydro	140	18,078.3	119.0	17,303.0			
	Lampang Unit 3	Lignite	300	18,378.3	294.0	17,597.0			
	Lan Krabu Gas Turbine Retired	Gas	-126	18,252.3	-107.1	17,489.9			
	Saba Yoi Unit 1	Lignite	300	18,552.3	294.0	17,783.9			
Lampang Unit 4	Lignite	300	18,852.3	294.0	18,077.9	17,403.8	674.1	3.9	
2001	Saba Yoi Unit 2	Lignite	300	19,152.3	294.0	18,371.9			
	Lampang Unit 5	Lignite	450	19,602.3	441.0	18,812.9			
	New Gas Turbine Unit 1-2	Gas	200	19,802.3	196.0	19,008.9			
	Lampang Unit 6	Lignite	450	20,252.3	441.0	19,449.9	18,729.9	720.0	3.8
2002	Ao Phai Unit 4	Coal	700	20,952.3	686.0	20,135.9			
	Saba Yoi Unit 3	Lignite	300	21,252.3	294.0	20,429.9	19,940.4	489.5	2.5
2003	New Thermal Unit 1	*	1000	22,252.3	980.0	21,409.9			
	Bang Pakong cc Block 1 Retired	Gas	-380.3	21,872.0	-372.7	21,037.2			
	New Thermal Unit 2	*	1000	22,872.0	980.0	22,017.2			
	Sin Pun Unit 1	Lignite	75	22,947.0	73.5	22,090.7			
	New Gas Turbine Unit 3&4	Gas	200	23,147.0	170.0	22,260.7			
	Bang Pakong cc Block 2 Retired	Gas	-380.3	22,766.7	-372.7	21,888.0			
	North Bangkok Unit 1-3 Retired	Oil	-237.5	22,529.2	-232.8	21,055.3	21,188.8	456.5	2.2
2004	Mae Moh Unit 1-2 Retired	Lignite	-150	22,379.2	-147.0	21,508.3			
	New Thermal Unit 3	*	1000	23,379.2	980.0	22,488.3			
	Sin Pun Unit 2	Lignite	75	23,454.2	73.5	22,561.8	22,530.4	31.4	0.1
2005	New Thermal Unit 4	*	1000	24,454.2	980.0	23,541.8	23,941.9	-400.1	-1.7
2006	New Thermal Unit 5	*	1000	25,454.2	980.0	24,521.8			
	Khanom Unit 1 Retired	Oil	-75	25,379.2	-73.5	24,448.3			
	Mae Moh Unit 3 Retired	Lignite	-75	25,304.2	-73.5	24,374.8			
	New Thermal Unit 6	*	1000	26,304.2	980.0	25,354.8			
	South Bangkok Unit 1-5 Retired	Oil/Gas	-1330	24,974.2	-1,303.4	24,051.4	25,438.9	-1,387.5	-5.5

Note : * Type of fuel will be determined later on.

5.4 電源の追加開発の必要性

Table 5-3 に示すとおり、現計画によればReserve Marginは1993年の18%を最大に、以後漸減し、2004年にはほぼ零となる。火力設備の計画補修停止を考慮すると、供給予備力 (Operating Reserve)はこの値より数%小さくなるだろう。

タイ国の電力需要は雨期 (夏場) の5月～9月に高く、乾期 (冬場) の11月～翌年1月に若干減少するが、季節的な変化はそれ程大きくない。従って火力の補修量を年間の特定期間に集中して割当てることが出来ず、補修停止は年間を通して行わなければならない。(Table 5-4)

供給予備力の適正保有量は電力の供給信頼度との関連から検討されなければならない。すなわち予備力の保有量が少なければ供給支障の発生する頻度が多くなり、また保有量が大きいと供給支障の発生頻度は少なくなるが設備投資が過大となる。

日本の電力系統における検討結果から見込不足日数 (Loss of Load Expectation, L O L E) 0.3日/月の信頼度レベルを確保するために必要な供給予備力は約10%とされている。電力会社が採用している代表的なL O L P指標は0.1～1.0日/年のレベルであるが、これは一般的に15～25%の供給予備力を保有するのと等価であると言われている。しかし、米国において、L O L P 1日/年の信頼度レベルを確保するのに供給予備力を25%保有する必要があるとの検討結果がある。

信頼度レベルをL O L E 0.3日/月とする目標を設定しても、現計画では1998年以降の供給予備力が10%を割るためこの信頼度基準を確保することが出来ないであろう。また火力の補修停止を考慮すると供給予備力は5～6%程度になるであろうから、状況は一層きびしいものになる。L O L E 0.3日/月の信頼度レベルとするためには少なくとも15～16%のReserve Marginを保有する必要がある、これは1997～98年時点で、現計画より更に700MW～900MW 多い電源の開発が必要であることを意味する。

またL O L P 1日/年を信頼度レベルの目標値とするならば、同時期に2,000MW以上の追加電源の開発運開が必要であると思われる。

Table 5-4 MONTHLY DEPENDABLE CAPACITY, PEAK GENERATION AND RESERVE MARGIN IN FISCAL 2000

Month	Dependable Capacity			Total (1) (MW)	Peak Generation (2) (MW)	Reserve Margin	
	Hydro (MW)	Thermal (MW)	Gas Turbine (MW)			(3) = (1) - (2) (MW)	(3)/(2) (%)
Oct.	3,580.4	13,287.3	499.1	17,366.8	15,271.8	2,095.0	13.7
Nov.	3,641.4	13,287.3	499.1	17,427.8	15,510.3	1,917.5	12.4
Dec.	3,602.7	13,287.3	499.1	17,389.1	14,876.8	2,512.3	16.9
Jan.	3,617.7	13,581.3	392.0	17,591.0	15,827.0	1,764.0	11.1
Feb.	3,729.0	13,581.3	392.0	17,702.3	16,048.0	1,654.3	10.3
Mar.	3,697.1	13,581.3	392.0	17,670.4	16,716.3	954.1	5.7
Apr.	3,536.4	13,675.3	392.0	17,803.7	16,763.3	1,040.4	6.2
May	3,508.2	13,675.3	392.0	17,775.5	17,190.0	585.5	3.4
Jun.	3,460.7	13,675.3	392.0	17,728.0	16,836.4	891.6	5.3
Jul.	3,460.5	14,169.3	392.0	18,021.8	16,989.6	1,032.2	6.1
Aug.	3,667.6	14,169.3	392.0	18,228.9	17,085.3	1,143.6	6.7
Sep.	3,644.3	14,169.3	392.0	18,205.6	17,403.8	801.8	4.6

5.5 Lam Takhong揚水発電所の開発の意義

水力電源は電源の計画外停止、需要の変動など予測しえない異常事態が発生した際の緊急応援、系統周波数の制御、系統電圧や電力潮流の制御など系統運用上の要求に対して迅速な応答性を備えた重要な電源である。

1990年6月現在のEGATの水力発電設備の合計容量は2,249.16MWで、これは全設備容量7,970.26MWの28%に相当する。しかし、経済的な開発地点の涵濁あるいは環境問題の発生などにより、今後の水力電源の開発はむずかしい状況にある。

従って、EGATの電源開発計画(PDP 90-03)にみられるように、将来のタイ国の電源開発は、リグナイト火力や石炭火力など負荷曲線のベース部分を分担する電源の開発が主体で進められることになっている。それによって水力電源など負荷曲線のピーク部分を分担する供給力の割合が今後は次第に減少していくことが予想される。

この結果、将来はピーク需要を如何にして充足するかということが問題になってくる。水力開発地点の減少に伴って、今後の開発が期待できるのは揚水式水力である。これは一般水力と異なり、河川流量に拘束されないため地点選定に融通性があり、また比較的自由に開発規模を選定することができる。

揚水式水力の開発量については、日本の場合、検討された地域によって幾分か異なるものの、増分需要の15~20%が適正な開発量であると報告されている。適正な開発量は揚水式水力の建設費の動向と負荷曲線の動向に主として依存する。またベース負荷領域を担う電源の種類や燃料費にも依存するが、これらによる影響はあまり大きくないと言われている。なお、日本における調整能力を有する水力の全設備出力に対する比率は Appendix 9-3 に記載してある。

前節の需給バランス Table 5-3 に記したように、現計画の如く、Lam Takhongの揚水の出力を600MWとし、運開を1997年とすれば、同年のReserve marginを約14%確保することが出来るであろう。しかし、電力需要の大幅な伸びがその後も予測されるため、現計画通りに電源開発を進めていっても2000年には、Reserve Marginはほぼ4%にまで減少する。

Lam Takhong 揚水を2000年までの増分需要に対応する電源と考えると同プロジェクトの運開前(1996年)から2000年までの増分需要は4,384MW(送電端)であるから、これに上記の開発比率15~20%を適用すると Lam Takhong揚水の開発規模の目安と

して660～880MWが得られる。

従って、Lam Takhong揚水の開発規模を決定するため、下記の3案を比較検討することとした。

Alternative 1 600MW (150MW×4)

Alternative 2 800MW (200MW×4)

Alternative 3 1,000MW (250MW×4)

また、1,200MWについても開発の可能性を検討した。

5.6 揚水発電の特長と運用

揚水発電所は他の供給力と同様に、電力供給上は常時期待されるべき電源であるが、その性格、機能、経済効果などに他の供給力とは異なるところがある。

以下に揚水発電の特長を述べる。

1. 機能上の特長

- a. 揚水発電は一般水力と同様に起動から全出力まで数分程度で到達でき、また負荷変動に対して迅速な追従能力がある。
- b. 系統運用上は一般水力と同様に扱うことが出来るが、揚水用動力を必要とするため、火力と同じように燃料費がかかる。
- c. 揚水発電には貯水池の容量等により、運転継続時間に制限がある。
- d. 一般水力のように河川流量などの制限を受けることがないので運用の自由度と確実性がある。

2. 系統運用面での特長

- a. 電源の事故又は需要の急変にそなえた運転予備力として有効に活用できる。
- b. 負荷の追従性に優れているので、ピーク時に系統の周波数維持のための運用が可能である。
- c. ピーク時に使用することにより、火力機の起動停止回数を減らすことが出来る。且つ火力の起動コストを低減することが出来る。
- d. 深夜に揚水運転することにより火力機の高効率運転が出来る。
- e. 低能率火力の代替として使用することにより、燃料費の軽減が図れる。

揚水発電は上記の特長を有するため、次のような目的で使用される。

(1) 需給対応揚水発電

電源の計画外停止や渇水などの異常時、あるいは需要の変動に対応して需給バランスを確保するために用いる。

(2) 経済揚水発電

発電コストの安いベース供給力を揚水原資とし、ピーク時間帯のコストの高い火力、あるいはガスタービンを揚水発電に置き換えることにより燃料費の節減をはかる。

(3) 電力系統の周波数、電圧の制御

運転予備力として系統の周波数を規定値に保持するために用いる。また無効電力の供給源として系統の電圧制御のために用いる。

最近では電源の経済運用を目的とするよりも、電力の安定供給や品質向上のために(1)や(3)の用途で使用されることの方が多い。

5.7 Lam Ta Khong 揚水発電所の開発時期

前述のとおり E G A T 系統の Reserve Margin の大幅な低下を考慮すると、Lam Ta Khong 揚水計画は出来る限り早期に開発する事が望ましい。詳細設計の期間、建設期間を考慮すると1997年前半に投入することが望ましい。

第6章 水 文

第 6 章 水 文

目 次

	頁
6.1 一 般	6-1
6.2 気象観測所及び測水所	6-1
6.2.1 気象観測所	6-1
6.2.2 測 水 所	6-1
6.3 計画流域の水文概要	6-6
6.3.1 降 雨	6-6
6.3.2 気温、湿度及び蒸発量	6-6
6.3.3 流 量	6-6
6.4 堆 砂	6-27

List of Tables

Table 6-1	Climatological Data for the Period 1966 - 1985
Table 6-2	List of Rainfall Stations
Table 6-3	List of Gauging Stations
Table 6-4	Average Monthly Precipitation
Table 6-5 (1)	Monthly Rainfall Data at No. 25072
Table 6-5 (2)	Monthly Rainfall Data at No. 25132
Table 6-5 (3)	Monthly Rainfall Data at No. 25272
Table 6-5 (4)	Monthly Rainfall Data at No. 25541
Table 6-5 (5)	Monthly Rainfall Data at No. 25550
Table 6-6	Average Monthly Runoff
Table 6-7 (1)	Monthly Runoff Data at MN2
Table 6-7 (2)	Monthly Runoff Data at M43
Table 6-7 (3)	Monthly Runoff Data at MN1
Table 6-7 (4)	Monthly Runoff Data at M89
Table 6-7 (5)	Monthly Runoff Data at M38C
Table 6-8	Annual Flood Peaks
Table 6-9	Estimated Inflow at Lam Ta Khong Dam
Table 6-10	Water Level of Lam Ta Khong Dam
Table 6-11	Summary of Sediment Data Analysis (1984 Survey)
Table 6-12 (1)	Reservoir Capacity of Lam Ta Khong Dam (by Planimeter Reading)
Table 6-12 (2)	Reservoir Capacity of Lam Ta Khong Dam (By Cross Sectional Area)

List of Figures

- Fig. 6-1 Location of Rainfall Station and Gauging Station
- Fig. 6-2 Monthly Rainfall
- Fig. 6-3 Inflow, Water Level and Rainfall of Lam Ta Khong Dam
- Fig. 6-4 Relation between Catchment Area and Annual Suspended Sediment Load
- Fig. 6-5 Annual Depth of Erosion in Thailand
- Fig. 6-6 Profile Patterns of Sediment in Reservoir
- Fig. 6-7 Profiles of River Beds
- Fig. 6-8 Detailed Profiles of River Beds Near Outlet
- Fig. 6-9 Reservoir Cross Sections Near Outlet

第 6 章 水 文

6.1 一 般

タイとミャンマーの国境沿いを流れる Mekong 川は、Khong Chian 市付近で西方から流入する Mun 川と合流した後、約 800km 流下して南シナ海に注ぐ。Mun 川はタイ国の東部を殆ど覆う広大な流域を有している。

Lam Ta Khong 川は流路長約 170km を有し、Mun 川の主要支川の 1 つであり、概ね北東に流下して Nakhon Ratchasima 市を通過し、市の東方約 20km の Ban Tha Chang で Mun 川に合流する。Lam Ta Khong 川流域は、Khorat 高原の西南端の山地に源を発し、Nakhon Nayok と Nakhon Ratchasima の県境の北側山麓に位置している。

南西季節風によりもたらされる雨期は一般に 5 月始めより 10 月末まで続き、高温多雨多湿の気候である。降雨量は一般に 9 月、10 月に最も多い。

北東季節風が支配的な冬期は 11 月より 2 月末まで続き、比較的降雨が少なく、低温で乾燥した日が続く。

冬期が終り北東季節風が吹き始める 3 月、4 月は夏期となり、一年で最も気温が高く、乾燥している。

6.2 気象観測所及び測水所

6.2.1 気象観測所

計画流域内及び近傍には 5 ヶ所の降雨観測所があり、最も観測期間の長いものでは 1952 年より観測を続けている観測所が 2 ヶ所ある。Table 6-2 に降雨観測所の位置、観測期間を示す。また Lam Ta Khong ダムより北東約 65km の距離にある Nakhon Ratchasima では降雨量、気温、相対湿度、蒸発量、日照時間等を 1956 年より観測している。Nakhon Ratchasima における気象統計資料を Table 6-1 に示す。

6.2.2 測水所

Lam Ta Khong 川沿いの測水所は、計画流域内に 5 ヶ所あり、Lam Ta Khong ダムにある測水所 (M38C) では、1962 年より観測を続けているが、1968 年 7 月以降の記録は Lam Ta Khong ダムからの放流量である。

測水所の位置、流域面積、測水期間等を Table 6-3 に示す。また気象観測所及び測水所の位置を Fig.6-1 に示す。

Table 6-1 Climatological Data for the Period 1956 - 1985

Station: Nakhon Ratchasima (El. 187 m)
 Lat, 14°58'N, Long, 102°05'E

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
<u>Rainfall (mm)</u>													
Mean	4.8	22.7	43.9	68.3	145.2	111.6	132.6	130.4	261.5	154.1	30.0	3.6	1,108.7
Mean rainy days	1.0	2.9	5.6	8.0	13.4	14.1	13.4	16.4	19.7	12.3	4.0	0.9	115.7
Greatest in 24 hr.	71.2	59.7	57.3	91.5	73.8	114.8	104.1	72.3	143.7	136.0	84.3	20.6	143.7
<u>Temperature (°C)</u>													
Mean	23.0	25.9	28.3	29.2	28.5	28.2	27.7	27.4	26.7	26.0	24.4	22.7	26.5
Mean Max.	30.7	33.5	36.0	36.5	35.1	34.1	33.4	33.0	31.9	30.8	29.7	29.5	32.9
Mean Min.	16.3	19.7	22.2	23.8	24.2	24.1	23.7	23.6	23.2	22.4	19.9	16.9	21.7
Ext. Max.	37.8	40.6	42.3	42.7	41.4	40.1	40.0	38.1	38.0	35.3	35.3	35.8	42.7
Ext. Min.	6.7	11.4	11.6	16.9	20.7	21.1	21.1	20.5	19.7	16.2	9.1	5.2	5.2
<u>Relative Humidity (%)</u>													
Mean	65.8	63.6	62.8	66.8	74.4	74.5	75.8	77.0	82.4	80.3	75.3	67.6	72.2
Mean Max.	87.5	85.3	84.8	86.1	90.3	90.0	90.6	91.3	94.7	93.8	91.2	89.1	89.6
Mean Min.	41.7	40.2	38.3	43.4	52.3	54.0	55.7	57.8	63.2	62.0	55.6	47.3	51.0
Ext. Min.	22.0	14.0	12.0	19.0	23.0	23.0	35.0	35.0	41.0	31.0	27.0	20.0	12.0
<u>Evaporation (mm)</u>													
Mean - Pan	140.6	149.7	190.8	192.1	176.1	170.9	168.1	158.2	131.3	135.7	130.0	137.7	1,879.2
<u>Cloudiness (0-10)</u>													
Mean	3.4	4.2	4.6	5.5	7.1	7.9	8.5	8.5	8.1	6.5	4.9	3.9	6.1
<u>Sunshine Duration (hr)</u>													
Mean	283.0	244.5	249.0	245.0	244.5	207.2	194.2	185.4	165.1	225.1	257.8	276.0	2,776.8

Table 6-2 List of Rainfall Stations

Code	Station Name	Location		Period of Record	Annual Rainfall (mm)		
		Latitude	Longitude		Max.	Min.	Ave.
25072	A. Sikhiu	14°53'27"N	100°43'33"E	1952 ~ date	1307.4	647.7	1032.0
25132	Pak Chong Animal Food St.	14°38' N	101°18' E	1952 ~ date	1377.3	541.8	921.7
25272	Pak Chong Agrometeorolog. St.	14°42'48"N	101°25'16"E	1968 ~ date	1487.3	806.3	1096.5
25541	Lam Ta Khong (M38c)	14°52'06"N	101°33'53"E	1963 ~ date	1181.5	527.7	912.7
25550	Huai Sub Pra Du Tank	16°50'47"N	101°42'15"E	1972 ~ date	1298.0	713.4	965.9

Table 6-3 List of Gauging Stations

Code	Station Name	Location	Drainage Area (km ²)	Period of Record
M ₄₂	Khao Yai	Lat 14°-26.4'N Long 101°-22.2'E	60.7	1964 Sept. - 1976 Dec.
M ₄₃	Ban Mu Si	Lat 14°31'40"N Long 101°24'09"E	235	1965 July - 1983 Mar.
M ₄₁	Ban Bung Toei	Lat 14°32.9'N Long 101°27.9'E	476	1963 May - 1976 Dec.
M ₈₉	A. Pak Chong	Lat 14°41'46"N Long 101°25'07"E	699	1976 May - present (1986.12)
M _{38c}	Ban Khlong Pha	Lat 14°52'06"N Long 101°33'53"E	1292	1962 July - present (1988. 3)

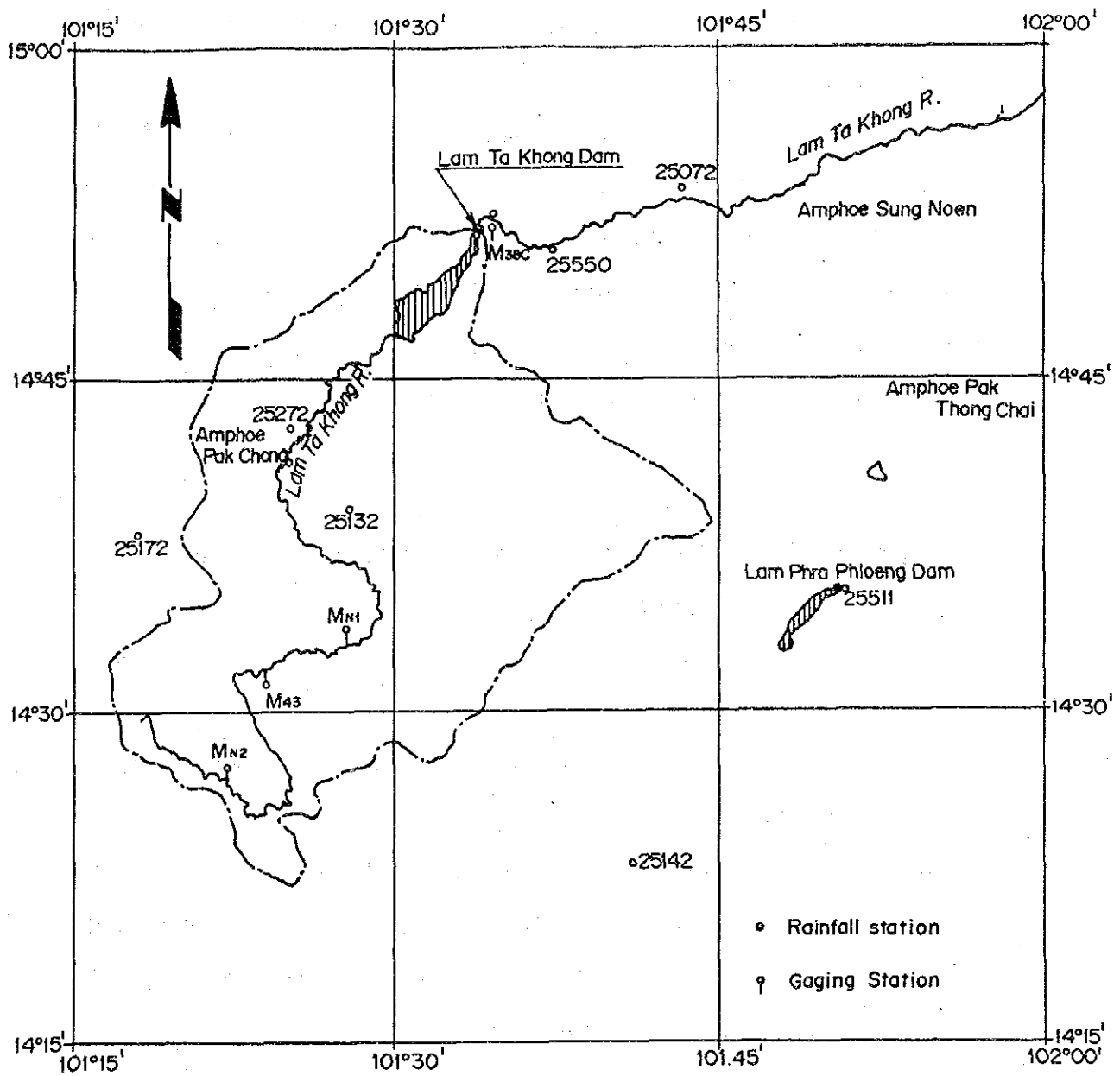


Fig.6-1 Location of Rainfall Station and Gauging Station

6.3 計画流域の水文概要

6.3.1 降 雨

計画地域の降雨は南西季節風に支配される。すなわち南シナ海に発生した低気圧が南西季節風によりベトナムを通り、タイ東北部へ移動してきて、降雨をもたらすのである。Lam Ta Khong川の流域の西端には高標高の山々が連なっているので、比較的降雨量は少ない。

計画地域の年平均降水量は900～1,100mmで、渇水年には500～600mm、豊水年には1,500mm程度の降水量がある。

各雨量観測所での月平均降水量を Table 6-4 及び Fig. 6-2 に示す。雨期の5月～10月には年降水量の約80%の降雨があり、特に9月には200～250mmの月最大降水量がある。

各雨量観測所記録を Table 6-5 (1)～Table 6-5 (5) に示す。

6.3.2 気温、湿度及び蒸発量

計画地域近傍の気温、相対湿度及び蒸発量については、Nakhon Ratchasima に記録がある。(Table 6-1 参照)

年平均気温は26.5℃、最高気温は4月に42.7℃、最低気温は12月に6.2℃記録されている。

年平均相対湿度は72.2℃、雨期の9月は最も高く月平均94.7%、冬期の3月が最も低く月平均84.8%である。

蒸発量は年間1,879.2mmで夏期の4月が最も多く月間192.1mmである。Pan係数を0.70として年平均降水量(900～1,100mm)と年間蒸発量より、上池の年間蒸発損失を計算すると約0.045～0.09MCMであり、Lam Ta Khongダムの年間流入量(258.9MCM)の約0.02～0.04%で非常に小さい。

6.3.3 流 量

(1) 一 般

Lam Ta Khong川沿いの5ヵ所の測水所で記録された月平均流量を Table 6-6 に示す。なお Ban Khlong Pha 測水所の流量は1962年7月より記録されているが、1968年7月以降の記録は Lam Ta Khong ダムからの放流量であり、自然流

量ではない。

雨期には年間の80%の降雨が集中しており、流量も5月～10月の豊水期に年間の約85%の流出量がある。比流量は上流域で $0.024 \text{ m}^3/\text{sec}/\text{km}^2$ 、中流域で $0.010 \text{ m}^3/\text{sec}/\text{km}^2$ である。各観測所の月間流量記録を Table 6-7 (1)～Table 6-7 (5) に、年最大尖頭流量を Table 6-8 に示す。

(2) Lam Ta Khongダムの流入量、放流量及びダム水位

Lam Ta Khongダムの流入量に関しては、ダムサイト下流500mに位置する Ban Khlong Pha測水所の記録が1962年7月よりある。Lam Ta Khongダムの月間流入量を Table 5-9 に示す。1962年7月より1968年6月迄の流量記録は測水所の観測値で、1968年7月より1989年8月現在迄の流量記録は、ダム放流量と貯水池水位のデータより水収支計算に基づき求めた値である。Lam Ta Khongダムの自然流入量は年間平均 258.94 MCM ($8.21 \text{ m}^3/\text{sec}$)、最渇水年(1968年)で 110.00 MCM 、最豊水年(1972年)で 495.00 MCM である。

Table 6-10 及び Fig. 6-3 に Lam Ta Khong ダムの貯水位を示す。

Table 6-4 Average Monthly Precipitation

Station Name	(mm)												
	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Ann.
A. Sikhiu (25072)	76.0	144.3	87.4	104.8	103.4	256.7	161.7	28.9	1.2	4.3	16.4	41.8	1032.0
Pak Chong Animal Food St. (25132)	106.3	117.3	82.5	83.0	100.1	197.5	139.0	22.9	2.7	5.3	26.6	60.2	921.7
Pak Chong Agrometeorolog St. (25272)	123.7	145.7	71.3	99.4	115.3	255.0	160.8	27.5	5.6	6.3	20.2	68.9	1096.5
Lam Ta Khong (M-38c)(25541)	85.8	117.5	64.0	81.0	99.1	245.0	148.0	33.9	2.5	7.3	22.5	36.5	912.7
Huai Sub Pra Du Tank (25550)	81.1	132.5	68.9	97.9	97.2	255.6	137.2	40.3	0.5	5.7	16.4	32.8	965.9

Table 6-5(1) Monthly Rainfall Data: Unit (mm)
Location: 25072 Name: Sikhiu

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1952	22.3	34.3	123.1	17.1	56.5	70.5	363.1	0.0	0.0	25.4	30.2	105.1	847.6
1953	208.1	225.3	166.2	137.1	228.4	299.9	146.4	34.2	0.0	41.9	16.6	15.6	1519.7
1954	63.9	250.5	97.0	79.5	106.2	294.4	50.7	0.0	0.0	0.0	25.9	0.0	968.1
1955	80.0	40.5	188.5	65.0	99.1	222.2	51.2	66.7	0.0	0.0	44.3	14.3	871.8
1956	49.1	117.5	70.9	270.6	81.4	264.0	161.8	0.0	0.0	0.0	7.9	54.8	1078.0
1957	110.6	106.9	109.0	108.6	152.2	206.4	205.1	0.0	0.0	0.0	26.0	102.9	1117.7
1958	24.7	99.5	147.3	78.7	143.0	325.2	85.8	0.0	0.0	0.0	46.2	49.3	999.7
1959	40.7	98.1	18.7	127.7	104.7	408.4	301.2	0.0	0.0	0.0	0.0	76.4	1175.9
1960	28.7	176.6	128.0	109.8	55.0	195.4	290.0	28.0	0.0	0.0	0.0	38.3	1049.8
1961	62.5	231.8	94.4	105.2	33.9	63.1	129.8	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	724.9
1962	187.6	107.2	47.6	69.1	95.2	560.0	175.3	0.0	0.0	0.0	0.0	14.7	1256.7
1963	54.1	134.0	112.4	62.1	137.6	271.5	185.6	136.6	0.0	0.0	0.0	34.6	1128.5
1964	48.8	251.7	17.9	140.3	101.4	204.7	217.0	22.7	0.0	0.0	15.9	60.1	1080.5
1965	141.1	274.3	9.7	82.5	176.2	257.8	69.5	35.7	0.0	0.0	19.3	7.4	1073.5
1966	51.1	235.8	-	116.7	26.0	89.1	254.3	9.3	19.2	14.2	8.6	28.1	-
1967	90.1	238.6	141.9	87.2	35.0	46.1	104.2	51.1	0.0	0.0	6.3	142.3	942.8
1968	197.3	138.3	122.3	119.6	12.8	219.1	42.5	0.0	0.0	7.5	28.6	46.4	934.4
1969	80.0	225.4	77.6	32.5	109.1	424.8	166.0	0.0	0.0	0.0	0.0	57.7	1173.1
1970	53.6	208.7	78.7	137.0	155.7	211.2	199.9	4.1	16.9	0.0	15.2	7.3	1088.3
1971	109.2	173.8	43.0	161.8	172.7	147.8	79.9	0.0	0.0	0.0	20.3	48.6	957.1
1972	32.8	20.5	114.0	39.2	109.1	583.0	196.9	100.4	0.0	0.0	0.0	17.3	1213.2
1973	93.4	78.0	55.0	98.0	125.7	406.1	200.5	100.4	0.0	0.0	66.6	83.7	1307.4
1974	94.8	155.3	79.0	152.2	156.6	215.7	173.0	54.3	0.0	0.0	46.5	68.8	1196.2
1975	14.0	140.3	100.5	98.8	70.5	253.8	106.9	24.0	0.0	0.0	53.7	87.5	950.0
1976	33.7	150.3	35.1	75.7	233.5	197.8	233.1	58.7	0.0	0.0	47.8	30.0	1095.7
1977	25.8	176.0	68.3	53.5	182.3	173.1	12.2	0.0	0.0	0.0	7.5	85.7	784.4
1978	141.4	214.4	101.5	143.3	47.5	424.7	53.2	10.5	0.0	0.0	11.0	0.0	1147.5
1979	61.0	212.0	172.0	92.2	61.8	392.1	14.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1005.6
1980	15.7	0.0	73.6	142.0	26.8	285.3	129.3	0.0	0.0	0.0	19.5	16.0	708.2
1981	60.6	100.5	21.9	106.0	13.6	103.8	90.2	80.2	0.0	0.0	7.5	63.4	647.7
1982	91.8	84.9	71.0	141.4	105.2	314.7	156.6	104.9	0.0	15.3	1.2	0.0	1087.0
1983	0.0	88.1	43.3	96.4	203.5	226.1	275.1	27.0	0.0	0.0	28.2	73.5	1061.2
1984	168.7	63.4	117.7	124.6	100.4	190.9	217.5	14.3	0.0	55.4	0.0	42.7	1095.6
1985	83.1	80.2	30.0	81.2	20.4	186.7	271.5	22.6	0.0	0.0	0.0	0.0	775.7
1986	40.0	89.2	59.2	60.8	59.3	279.4	294.6	22.4	7.6	0.0	11.4	8.0	931.9
1987	59.3	105.1	110.3	116.8	87.0	298.4	113.0	60.8	0.0	0.0	6.2	21.2	978.1
1988	91.5	211.1	101.1	146.6	140.3	184.7	264.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.1	1178.4
TOTAL	2811.1	5338.1	3147.7	3876.8	3825.6	9497.9	5981.4	1068.9	43.7	159.7	608.4	1545.0	37151.9
NUMBER	37	37	36	37	37	37	37	37	37	37	37	37	36
AVERAGE	76.0	144.3	87.4	104.8	103.4	255.7	161.7	28.9	1.2	4.3	16.4	41.8	1032.0
MAX	208.1	274.3	188.5	270.6	233.5	583.0	363.1	136.6	19.2	55.4	66.6	142.3	1519.7
MIN	0.0	0.0	9.7	17.1	12.8	46.1	12.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	647.7

Table 6-5(2) Monthly Rainfall Data: Unit (mm)
 Location: 25132 Name: Pak Chong Animal Food Station

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1952	-	-	122.7	57.8	81.2	90.0	280.1	0.0	0.0	14.1	91.7	97.2	-
1953	102.9	100.5	79.1	73.7	76.0	216.1	145.1	15.3	0.0	13.9	29.0	93.9	945.5
1954	236.6	236.6	119.5	104.4	82.4	203.0	44.1	0.0	0.0	0.0	29.5	90.6	970.3
1955	123.8	94.8	107.4	71.6	131.4	248.8	80.2	102.2	0.0	0.0	71.5	118.7	1150.4
1956	134.6	57.1	59.5	78.7	167.4	116.9	139.6	39.9	0.0	0.0	7.9	184.7	986.3
1957	68.6	45.6	184.3	104.6	182.5	298.2	282.1	37.4	0.0	30.5	1.5	99.0	1315.3
1958	38.6	-	-	-	-	163.4	80.3	0.0	0.0	0.0	57.9	49.9	-
1959	75.5	77.2	86.9	112.2	57.3	343.1	-	0.0	0.0	0.0	0.4	40.8	-
1960	79.6	67.4	40.9	122.6	54.8	194.6	163.8	36.0	0.0	7.2	65.0	40.3	872.2
1961	159.3	145.3	107.3	92.0	98.5	78.7	113.7	0.0	0.0	7.0	24.0	74.2	900.0
1962	74.3	62.5	96.6	226.4	100.8	320.5	52.8	25.2	0.0	0.0	12.7	95.6	1067.4
1963	118.7	134.5	100.5	95.6	104.2	215.0	208.8	19.5	0.0	0.0	35.0	25.0	1056.8
1964	160.6	308.8	-	59.6	172.5	326.4	131.9	32.8	0.0	0.0	115.9	72.6	-
1965	118.7	219.9	102.5	6.0	175.8	166.5	152.1	30.1	0.0	3.1	0.0	31.1	1005.8
1966	98.5	250.2	-	147.0	-	82.7	-	0.0	22.1	0.0	36.9	0.0	-
1967	169.0	125.6	71.0	102.3	31.0	147.0	117.0	0.0	0.0	0.8	30.0	34.5	828.2
1968	169.9	70.0	49.0	18.8	39.0	139.6	55.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	541.8
1969	83.3	95.0	59.5	62.5	59.0	279.1	98.5	0.0	0.0	0.0	2.0	52.1	791.0
1970	162.3	142.9	67.1	13.9	93.7	118.7	166.7	0.9	42.8	0.0	34.3	41.4	884.7
1971	91.5	134.7	45.0	59.3	141.7	57.2	102.3	0.0	0.0	0.0	23.2	205.1	860.0
1972	144.4	23.1	109.9	38.2	110.1	612.2	242.5	90.3	6.6	0.0	0.0	0.0	1377.3
1973	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1974	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.6	61.6	21.2	-
1975	106.3	25.5	90.8	112.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1	65.6	-
1977	123.8	128.3	10.3	-	46.0	102.0	75.8	13.3	-	-	-	-	-
1978	56.6	122.1	33.1	127.0	34.1	241.9	25.8	0.0	0.0	0.0	14.1	8.3	663.0
1979	64.9	92.5	144.9	90.9	82.3	178.7	21.2	0.3	0.0	0.0	0.0	67.9	743.6
1980	44.3	94.7	77.3	10.5	37.8	175.9	150.1	28.3	0.0	0.0	10.4	45.8	675.1
1981	121.4	118.3	42.2	88.5	52.8	106.0	103.3	64.4	1.0	0.0	5.0	137.1	840.0
1982	85.1	128.8	74.2	71.7	79.5	171.8	131.7	64.2	2.3	11.1	0.0	0.0	820.4
1983	1.8	119.4	139.6	92.2	328.3	-	324.1	19.3	2.5	0.0	54.0	2.5	-
1984	133.0	72.6	29.5	62.1	156.5	173.8	198.2	39.9	0.0	40.2	0.0	38.5	944.3
1985	216.6	108.0	60.0	104.0	46.7	159.8	205.7	28.7	0.0	0.0	0.0	32.0	959.5
TOTAL	3189.1	3401.9	2310.6	2406.3	2803.3	5727.6	3893.0	686.0	77.3	158.5	824.2	1865.6	21198.9
NUMBER	30	29	28	29	28	29	28	30	29	30	31	31	23
AVERAGE	106.3	117.3	82.5	83.0	100.1	197.5	139.0	22.9	2.7	5.3	26.6	60.2	921.7
MAX	216.6	308.8	184.3	226.4	328.3	612.2	324.1	102.2	42.8	40.2	115.9	205.1	1377.3
MIN	1.8	23.1	10.3	6.0	31.0	57.2	21.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	541.8

Table 6-5(3) Monthly Rainfall Data: Unit (mm)
 Location: 25272 Name: Pak Chong Agrometeorological Station

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1968	206.3	235.0	58.6	81.6	34.4	227.0	73.6	0.0	0.0	36.0	18.1	69.8	2040.4
1969	109.8	166.0	57.5	58.9	134.0	362.7	112.9	86.9	0.0	0.0	17.2	88.5	1194.4
1970	125.7	180.0	61.7	30.2	111.9	305.0	212.1	1.0	26.3	0.0	11.7	58.0	1123.6
1971	130.6	244.2	43.0	53.7	139.1	104.5	126.6	0.0	0.0	0.2	26.6	196.6	1065.1
1972	206.1	66.1	61.0	57.0	88.7	589.9	229.8	79.6	14.2	0.0	13.6	81.3	1487.3
1973	57.7	181.6	59.8	55.0	139.8	179.0	112.8	12.6	0.0	10.3	18.1	115.4	942.1
1974	113.7	80.8	31.3	117.8	91.0	126.8	197.3	95.2	9.6	41.0	39.4	37.0	980.9
1975	92.0	88.3	94.1	101.8	66.6	327.3	121.9	5.8	11.7	0.0	22.7	88.1	1020.3
1976	67.1	96.9	102.9	199.2	270.8	149.4	262.1	3.9	1.3	0.0	20.4	91.0	1265.0
1977	136.1	99.6	20.8	132.7	76.8	125.4	77.1	19.1	20.8	6.2	49.2	42.5	806.3
1978	94.2	219.4	61.2	200.2	75.8	302.6	14.2	1.7	0.0	4.3	11.7	0.0	983.3
1979	165.9	159.3	153.4	118.8	-	-	-	-	-	0.0	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	21.7	0.0	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	3.7	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	154.6	111.2	64.9	159.8	59.3	158.7	180.5	22.6	0.0	0.0	3.1	49.5	965.2
1986	130.9	105.7	66.1	63.8	186.6	262.4	257.6	0.0	6.4	0.0	31.9	62.8	1174.2
1987	76.6	114.0	97.1	131.3	115.9	231.3	172.4	83.9	0.0	0.0	33.2	69.1	1124.8
1988	112.5	183.1	106.0	28.3	138.7	372.4	261.8	0.0	0.0	15.4	1.0	52.7	1271.9
TOTAL	1979.8	2331.2	1140.4	1590.1	1729.4	3824.4	2412.7	412.3	90.3	113.4	343.3	1102.3	16446.8
NUMBER	16	16	16	16	15	15	15	15	16	18	17	16	15
AVERAGE	123.7	145.7	71.3	99.4	115.3	255.0	160.8	27.5	5.6	6.3	20.2	68.9	1096.5
MAX	206.3	244.2	153.4	200.2	270.8	589.9	262.1	95.2	26.3	41.0	49.2	196.6	1487.3
MIN	57.7	66.1	20.8	28.3	34.4	104.5	14.2	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	806.3

Table 6-5(4) Monthly Rainfall Data: Unit (mm)
 Location: 25541 Name: Lam Takhong (M-38C)

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1963	-	-	-	-	-	-	218.3	106.2	0.0	-	-	-	-
1964	-	-	-	-	29.5	246.4	189.1	115.7	0.0	0.0	41.2	19.1	-
1965	81.5	294.9	-	60.6	221.7	250.4	123.9	0.0	0.0	0.0	105.3	15.1	-
1966	164.3	-	-	-	-	-	-	-	10.9	17.7	9.9	24.7	-
1967	171.1	99.8	137.1	96.6	24.2	73.3	148.5	11.4	0.0	0.0	0.0	0.0	762.0
1968	170.4	89.4	53.0	78.9	50.8	177.2	45.8	0.0	0.0	40.2	5.5	132.5	843.7
1969	68.5	98.9	52.9	31.7	127.7	360.4	156.1	16.9	0.0	0.3	6.1	81.8	1001.3
1970	101.6	142.4	43.8	24.8	170.0	269.6	169.6	3.6	25.4	0.0	19.4	0.0	970.2
1971	41.0	48.7	18.6	49.6	296.2	95.2	78.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	527.7
1972	20.3	6.8	83.9	18.3	31.6	460.6	249.6	78.0	2.8	0.0	12.7	25.4	990.0
1973	84.3	187.3	105.0	123.8	143.3	242.5	135.3	9.5	0.0	0.0	17.9	51.8	1100.7
1974	80.4	109.3	43.2	69.8	68.0	178.5	185.5	68.3	1.3	5.2	29.2	68.0	906.7
1975	25.3	122.0	86.9	66.6	25.4	324.4	92.0	6.5	0.0	0.0	69.7	29.6	846.5
1976	80.3	73.3	27.7	120.9	172.9	194.1	266.7	32.8	4.4	0.4	1.0	33.3	1007.8
1977	67.6	175.5	9.5	60.2	78.7	190.9	68.3	12.8	7.3	9.8	32.6	45.9	759.1
1978	47.8	128.1	39.2	192.7	36.8	295.7	20.1	5.8	0.0	2.9	44.4	0.8	814.3
1979	58.0	122.7	96.2	119.7	89.4	313.7	21.9	6.2	0.0	0.0	3.5	103.8	935.1
1980	70.4	93.7	161.8	154.6	87.3	390.9	155.9	6.4	0.0	0.0	29.6	30.9	1181.5
1981	183.9	74.8	21.5	89.8	84.3	219.0	81.3	124.9	1.6	0.0	16.1	92.0	989.2
1982	37.0	96.9	71.9	43.9	108.9	278.7	132.7	27.0	1.6	10.7	0.0	0.0	809.3
1983	12.1	198.9	59.5	33.2	221.6	248.9	253.5	47.0	4.2	0.1	41.9	34.1	1155.0
1984	97.0	40.1	46.8	91.2	95.4	199.8	166.2	25.7	0.0	60.9	4.7	3.7	831.5
1985	105.4	174.7	46.4	145.6	35.0	227.3	236.2	20.9	0.0	0.0	0.0	46.4	1037.9
1986	55.0	81.4	22.3	36.7	103.0	119.9	249.4	24.1	4.6	0.0	0.0	11.4	707.8
1987	116.8	102.3	70.9	26.2	72.0	298.0	107.1	96.7	0.0	0.0	70.6	26.3	986.9
1988	118.6	139.8	110.6	127.3	104.2	223.6	-	0.0	0.0	35.2	0.0	-	-
TOTAL	2058.6	2701.7	1408.7	1862.7	2377.9	5879.0	3551.4	846.5	64.1	183.4	561.3	876.6	19166.2
NUMBER	24	23	22	23	24	24	24	25	26	25	25	24	21
AVERAGE	85.8	117.5	64.0	81.0	99.1	245.0	148.0	33.9	2.5	7.3	22.5	36.5	912.7
MAX	183.9	294.9	161.8	192.7	221.7	460.6	266.7	124.9	25.4	60.9	105.3	142.5	1181.5
MIN	12.1	6.8	9.5	18.3	24.2	73.3	20.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	527.7

Table 6-5(5) Monthly Rainfall Data: Unit (mm)
 Location: 25550 Name: Huai Sub Pra Du Tank (THK-112)

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1972	-	25.9	119.0	21.5	17.4	490.7	149.0	50.6	0.0	0.0	0.0	13.4	-
1973	98.8	132.3	27.7	114.4	182.5	357.9	71.9	12.0	0.0	0.0	49.6	24.6	1051.7
1974	120.6	206.7	74.7	113.1	19.3	157.2	171.4	89.0	0.0	0.0	0.0	16.2	968.2
1975	46.6	129.1	141.4	206.8	135.6	291.2	60.8	0.0	0.0	0.0	46.5	55.6	1113.6
1976	26.3	128.3	34.0	79.1	145.4	153.7	171.1	35.0	0.0	0.0	27.4	3.0	803.3
1977	75.8	250.8	12.3	93.4	148.2	212.5	66.5	15.3	2.2	0.0	14.7	36.8	928.5
1978	71.9	139.8	57.6	132.7	43.4	345.4	41.1	15.2	0.0	3.4	7.4	8.7	866.6
1979	87.6	106.2	130.5	68.5	64.2	350.2	29.5	8.4	0.0	0.0	16.2	114.5	965.8
1980	143.8	151.0	131.1	79.5	91.4	290.0	154.1	8.3	0.0	0.0	24.8	35.8	1109.8
1981	49.6	126.3	22.8	101.6	47.1	81.4	73.5	139.7	0.0	0.0	25.1	46.3	713.4
1982	54.0	55.3	36.9	74.7	101.6	294.4	171.4	122.7	0.0	37.4	1.6	1.7	951.7
1983	5.8	86.2	51.7	74.1	211.5	321.1	264.3	37.3	0.0	0.0	5.2	8.2	1065.4
1984	202.5	109.1	49.6	106.4	109.6	161.4	138.8	26.6	0.0	38.5	11.7	25.6	979.8
1985	79.8	115.4	31.1	57.5	33.7	168.4	241.9	36.8	0.0	0.0	0.0	2.7	767.3
1986	87.1	119.0	32.6	74.8	124.5	192.9	219.5	0.0	7.0	0.0	26.8	59.9	944.1
1987	76.0	109.7	98.2	48.8	68.1	267.9	91.9	87.8	0.0	0.0	21.2	57.7	927.3
1988	70.6	261.1	130.2	218.1	129.2	208.5	215.2	0.0	0.0	17.5	0.0	47.6	1298.0
TOTAL	1296.8	2252.2	1171.4	1665.0	1652.7	4344.8	2331.9	684.7	9.2	96.8	278.2	558.3	15454.5
NUMBER	16	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	16
AVERAGE	81.0	132.5	68.9	97.9	97.2	255.6	137.2	40.3	0.5	5.7	16.4	32.8	965.9
MAX	202.5	261.1	141.1	218.1	211.5	490.7	264.3	139.7	7.0	38.5	49.6	114.5	1298.0
MIN	5.8	25.9	12.3	21.5	17.4	81.4	29.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	713.4

Table 6-6 Average Monthly Runoff

Name	Code	Period	A _v (km ²)	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.
Khao Yai	M _{N2}	1964 Sept. ~ 1976 Dec.	61	0.30	1.96	4.98	6.20	9.04	11.33	9.22	2.76	0.97	0.44	0.21
Ban Mu Si	M ₄₃	1965 Jul. ~ 1983 Mar.	235	0.91	3.98	12.97	17.09	24.68	27.17	19.81	5.78	2.56	1.39	0.86
Ban Bung Toei	M _{N1}	1963 May ~ 1976 Dec.	476	2.18	7.28	16.26	19.06	25.13	38.79	29.77	11.42	4.94	2.87	2.03
A Pak Chong	M ₈₉	1976 May ~ 1986 Dec.	699	5.60	8.93	16.27	20.33	25.28	43.74	51.44	17.09	9.74	6.90	5.00
Ban Khlong Pha	M _{53C}	1962 Jul. ~ 1988 Mar.	1292	7.24	13.79	18.61	27.13	27.22	28.31	33.25	15.80	6.89	7.34	9.26

Mar.	Annual		Specific Runoff
	(MCM)	(m ³ /sec)	(m ³ /s/km ²)
0.15	45.6	1.44	0.024
0.65	115.1	3.65	0.016
1.94	149.8	4.75	0.010
5.00	224.7	7.12	0.010
8.30	201.4	6.38	0.005

Table 6-7(1) Monthly Runoff Data: Unit (MCM)
Lam Ta Khong At Khao Yai (M₄₂)

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1964	-	-	-	-	-	10.40	15.40	3.06	1.15	0.45	0.35	0.31	-
1965	0.28	1.74	12.00	6.81	17.60	15.70	13.40	4.39	1.5	0.49	0.30	0.22	74.44
1966	0.21	7.17	2.85	7.12	16.50	7.31	6.45	2.57	1.60	0.49	0.24	0.08	52.59
1967	1.00	3.26	3.36	3.11	5.45	8.07	8.94	1.94	0.73	0.19	0.12	0.13	36.30
1968	0.53	3.71	4.32	6.24	4.23	4.95	3.64	0.82	0.22	0.11	0.03	0.02	28.83
1969	0.0	0.25	6.12	10.80	9.40	17.30	5.85	2.50	0.89	0.37	0.17	0.07	53.72
1970	0.17	0.48	5.12	9.24	9.41	10.80	5.42	2.09	0.14	0.41	0.12	0.0	43.40
1971	0.11	1.75	2.97	7.55	3.60	6.15	3.56	1.22	0.51	0.16	0.06	0.0	27.64
1972	0.17	0.11	2.40	5.60	5.96	24.40	12.20	3.11	1.50	0.65	0.25	0.24	56.59
1973	0.06	0.20	2.46	5.35	6.26	8.75	8.93	1.65	0.52	0.26	0.09	0.11	34.64
1974	0.52	1.26	2.53	1.71	5.09	5.44	11.30	6.57	1.56	1.16	0.54	0.52	38.20
1975	0.47	1.23	10.50	5.19	11.00	12.80	9.72	1.99	1.03	0.49	0.28	0.15	54.85
1976	0.03	2.31	5.14	5.64	14.00	15.20	15.00	3.95	1.21	-	-	-	-
TOTAL	3.55	23.47	59.78	74.36	108.50	147.27	119.81	35.86	12.57	5.23	2.55	1.85	501.20
NUMBER	12	12	12	12	12	13	13	13	13	12	12	12	11
AVERAGE	0.30	1.96	4.98	6.20	9.04	11.33	9.22	2.76	0.97	0.44	0.21	0.15	45.56
MAX	1.00	7.17	12.00	10.80	17.60	24.40	15.40	6.57	1.60	1.16	0.54	0.52	74.44
MIN	0.0	0.11	2.40	1.71	3.60	4.95	3.56	0.82	0.14	0.11	0.03	0.0	27.64

Table 6-7(2) Monthly Runoff Data: Unit (MCM)
Lam Ta Khong At Ban Mu Si (M₃)

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1965	-	-	-	15.200	54.200	39.600	25.800	6.770	1.840	0.705	0.486	0.235	-
1966	0.419	7.990	5.030	15.800	43.600	21.900	12.500	3.000	1.100	0.333	0.118	0.002	111.792
1967	2.580	7.930	12.600	14.100	21.300	19.600	21.900	3.870	1.570	0.561	0.227	0.002	106.476
1968	1.440	7.760	7.180	15.100	14.200	13.000	8.430	2.150	0.748	0.258	0.066	0.165	70.497
1969	0.007	0.770	19.100	36.300	25.600	34.700	14.600	6.170	1.910	0.149	0.154	0.012	139.472
1970	0.228	1.030	10.300	20.000	17.000	21.300	13.900	4.970	2.560	1.090	0.571	0.142	93.091
1971	0.672	4.660	7.720	22.200	8.420	11.200	7.860	2.630	0.795	0.234	0.235	0.003	66.629
1972	0.640	0.320	6.080	16.700	20.500	57.700	28.00	5.850	3.320	1.200	0.535	0.555	141.400
1973	0.550	1.010	8.010	10.600	15.500	19.300	17.800	3.320	1.940	1.160	0.762	0.902	80.854
1974	2.000	3.670	12.900	7.370	17.500	18.200	32.000	18.300	3.800	2.690	1.340	1.080	120.850
1975	0.570	2.960	32.000	19.700	25.300	36.700	25.300	4.410	2.550	1.230	0.860	0.760	152.340
1976	0.500	6.040	14.800	16.800	33.600	31.700	36.700	12.800	4.240	2.890	1.620	1.340	163.030
1977	1.180	3.690	-	-	-	-	12.700	4.620	3.290	2.240	1.490	1.080	-
1978	0.060	4.790	19.900	22.700	24.700	19.300	20.800	4.440	2.730	2.210	-	-	-
1979	0.010	3.380	13.400	14.900	24.400	32.100	11.900	3.540	2.260	1.320	1.020	1.190	109.420
1980	1.560	2.520	9.520	14.900	12.000	23.900	19.100	5.780	2.870	1.570	0.900	1.020	95.640
1981	1.760	7.590	22.800	21.100	29.000	27.500	18.900	9.020	3.790	2.160	1.180	0.650	145.450
1982	0.006	0.390	8.680	6.900	35.900	15.500	30.800	2.370	4.150	2.630	2.950	1.790	112.066
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	16.402	71.570	220.420	307.570	444.320	489.100	376.390	109.880	48.643	26.450	15.425	11.614	1841.028
NUMBER	18	18	17	18	18	18	19	19	19	19	18	18	16
AVERAGE	0.911	3.976	12.966	17.087	24.684	27.172	19.810	5.783	2.560	1.392	0.857	0.645	115.064
MAX	2.580	7.990	32.000	36.300	54.200	57.700	36.700	18.300	4.240	2.890	2.950	1.790	163.030
MIN	0.006	0.320	5.030	6.900	8.420	11.200	7.860	2.150	0.748	0.149	0.066	0.002	66.629

Table 6-7(3) Monthly Runoff Data: Unit (MCM)
Lam Ta Khong At Ban Bung Toei (MHI)

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1963	2.47	1.00	3.66	18.60	26.20	49.80	47.40	22.50	9.52	4.64	2.99	2.79	-
1964	1.25	31.40	29.20	21.40	18.00	38.10	55.20	10.60	6.51	-	-	-	-
1965	3.44	4.24	45.40	17.60	59.30	51.60	41.10	13.60	4.22	4.33	3.46	3.45	249.55
1966	4.66	17.50	10.70	20.00	49.10	26.00	17.80	7.97	5.52	2.76	1.89	1.70	164.38
1967	0.86	9.35	15.20	14.30	20.70	19.10	25.00	4.87	2.71	1.93	1.66	1.69	121.17
1968	2.40	10.90	7.56	14.60	14.80	13.90	11.20	3.32	1.80	0.97	0.95	1.14	83.54
1969	2.08	1.16	25.80	44.40	29.90	69.40	20.90	10.40	4.58	2.82	2.01	2.01	214.24
1970	1.68	2.80	10.60	22.20	17.40	22.90	17.20	7.75	4.69	2.23	1.35	1.45	112.65
1971	0.58	6.24	9.45	25.40	9.25	15.80	11.70	3.78	1.40	0.83	0.54	0.50	86.57
1972	1.46	0.61	5.64	17.50	21.50	75.00	21.20	11.50	7.19	3.67	2.04	1.82	168.25
1973	1.82	1.56	8.07	11.40	11.10	56.00	16.60	4.77	2.68	1.57	0.86	0.69	116.76
1974	2.75	3.91	11.70	7.07	15.20	21.20	46.20	30.90	5.70	4.64	3.35	2.87	154.56
1975	2.85	4.82	29.20	17.20	24.50	42.10	33.40	6.91	5.00	4.02	3.31	3.11	176.32
1976	2.85	6.44	15.40	15.10	34.80	42.20	51.90	21.00	7.70	-	-	-	-
TOTAL	28.30	101.93	227.58	266.77	351.75	543.10	416.80	159.87	69.22	34.41	24.41	23.22	1647.99
NUMBER	13	14	14	14	14	14	14	14	14	12	12	12	11
AVERAGE	2.18	7.28	16.26	19.05	25.12	38.79	29.77	11.42	4.94	2.87	2.03	1.93	149.82
MAX	4.66	31.40	45.40	44.40	59.30	75.00	55.20	30.90	9.52	4.64	3.46	3.45	249.55
MIN	0.58	0.61	3.66	7.07	9.25	13.90	11.20	3.32	1.40	0.83	0.54	0.50	83.54

Table 6-7(4) Monthly Runoff Data: Unit (MCM)
Lam Ta Khong At A. Pak Chong (M₈₉)

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1970	-	4.73	10.80	22.60	26.00	21.80	12.20	8.19	-	3.97	3.90	-	
1971	4.88	8.49	9.20	24.90	10.90	23.30	17.70	7.04	5.06	4.41	3.40	3.64	122.92
1972	2.46	2.17	6.89	18.30	23.90	123.00	107.00	28.70	19.10	12.50	8.40	6.20	360.62
1973	4.96	5.63	10.70	11.40	17.50	38.10	32.70	10.00	6.58	4.71	3.52	6.47	152.27
1974	-	7.97	14.00	9.91	18.80	21.30	55.00	38.30	12.00	8.99	5.65	4.89	-
1975	4.39	6.38	38.60	28.80	36.00	72.10	72.50	18.70	10.90	6.78	5.11	4.42	304.68
1976	45.04	8.99	19.50	19.80	49.80	67.00	82.80	35.20	13.00	8.60	5.64	6.69	322.07
1977	-	11.20	10.80	29.20	15.00	28.00	19.00	8.67	7.34	5.34	4.31	4.16	-
1978	4.24	7.37	15.80	27.70	27.60	30.10	37.50	9.01	7.14	6.19	4.44	4.19	181.28
1979	6.52	7.73	10.30	21.60	24.70	61.30	27.90	0.49	7.87	6.01	5.64	6.06	186.12
1980	5.23	6.38	11.90	15.10	13.20	23.00	38.90	13.60	8.63	6.39	5.20	5.57	155.10
1981	6.90	13.40	25.10	23.40	31.20	36.40	25.70	15.50	8.59	6.01	4.30	4.99	201.49
1982	5.65	8.52	11.00	18.80	22.20	44.50	29.60	12.10	8.53	6.25	4.18	3.96	175.29
1983	3.48	4.94	10.50	8.08	47.80	47.00	140.00	33.60	14.70	10.70	10.20	8.68	339.68
1984	5.88	6.06	8.06	22.30	26.00	31.90	59.70	17.10	9.50	6.31	4.19	3.95	210.95
1985	9.18	20.70	33.60	26.00	35.40	41.30	30.90	17.10	10.60	6.38	3.82	3.58	238.56
1986	7.07	21.20	12.90	17.80	12.10	25.30	65.80	13.30	7.87	4.75	2.95	3.67	194.71
TOTAL	75.88	151.86	259.65	345.69	429.70	743.60	874.50	290.61	165.60	110.32	84.93	85.02	3145.74
NUMBER	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	14
AVERAGE	5.45	8.93	15.27	20.33	25.28	43.74	51.44	17.09	9.74	6.89	5.00	5.00	224.70
MAX	9.18	21.20	38.60	29.20	49.80	125.00	140.00	38.30	19.10	12.50	10.20	8.68	360.62
MIN	2.46	2.17	6.89	8.08	10.90	21.30	17.70	0.49	5.06	4.41	2.95	3.58	122.92

Table 6-7(5) Monthly Runoff Data: Unit (MCM)
Lam Ta Khong At Ban Khlong Pha (M₃sc)

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1962	-	-	-	36.70	20.40	72.60	55.60	10.30	5.06	3.21	2.47	2.57	-
1963	3.30	2.52	3.53	17.40	30.40	56.60	87.40	25.10	10.10	6.58	3.87	3.15	249.95
1964	3.32	52.50	18.60	25.20	22.80	50.40	112.00	23.00	9.27	6.27	5.54	5.64	334.54
1965	3.53	8.83	21.90	31.10	64.40	80.50	69.40	19.70	9.64	6.21	5.10	4.44	324.75
1966	4.61	25.80	14.00	22.00	48.90	33.90	18.80	9.89	5.78	4.44	3.83	3.60	195.55
1967	5.11	14.80	15.20	15.70	21.70	22.10	48.60	7.36	3.91	2.98	2.07	2.87	162.40
1968	4.01	23.10	7.72	12.80	3.28	5.49	4.15	10.60	4.15	3.18	2.66	4.99	86.13
1969	5.00	5.27	17.40	18.40	30.10	9.23	12.80	13.70	6.62	4.39	11.20	11.20	133.18
1970	8.58	11.50	17.40	33.10	17.80	13.30	9.56	8.87	2.90	5.63	8.09	7.10	143.83
1971	7.35	7.94	25.30	29.50	26.60	19.60	26.40	17.40	3.24	7.41	5.60	4.83	181.17
1972	5.80	16.90	18.90	21.60	18.60	7.68	49.40	28.70	8.42	11.30	15.50	19.00	221.80
1973	22.30	30.40	37.30	32.00	24.90	23.20	15.30	16.20	7.45	7.90	9.18	8.48	234.61
1974	6.89	12.80	17.90	29.60	25.30	23.40	19.50	9.96	3.88	3.94	5.83	4.64	163.64
1975	2.05	4.30	29.40	43.70	59.40	49.90	84.00	22.00	6.12	14.30	12.40	9.90	337.47
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	6.00	4.21	6.09	36.10	37.00	20.80	23.90	25.20	6.88	5.94	12.20	11.30	195.62
1980	7.12	6.66	7.67	26.80	27.90	20.70	8.27	17.40	6.18	8.03	12.10	16.30	165.13
1981	9.19	7.03	26.00	28.50	35.90	47.00	29.30	23.90	8.77	9.08	21.90	7.38	253.95
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	5.81	10.60	21.50	26.80	14.80	17.60	21.20	9.25	8.76	11.00	13.20	7.88	168.40
1984	2.70	7.39	14.60	14.00	17.40	7.03	9.03	7.44	6.68	12.50	7.89	5.94	112.60
1985	7.26	6.41	8.68	13.70	6.73	20.50	18.40	8.38	7.71	6.33	13.30	17.20	134.60
1986	15.20	17.40	36.10	39.90	22.00	22.40	22.10	24.90	13.80	11.90	19.30	16.90	261.90
1987	17.40	18.00	28.40	36.60	19.80	10.30	9.48	15.40	8.30	10.70	12.60	11.40	198.48
1988	14.00	9.00	28.00	32.70	29.90	17.00	10.10	8.75	4.71	5.60	7.12	4.24	171.12
TOTAL	166.53	303.36	409.46	623.90	626.01	651.23	764.69	363.40	158.43	168.82	212.95	190.95	4430.82
NUMBER	22	22	22	23	23	23	23	23	23	23	23	23	22
AVERAGE	7.57	13.79	18.61	27.13	27.22	28.31	33.25	15.80	6.89	7.34	9.27	8.30	201.40
MAX	22.30	52.50	37.30	43.70	64.40	80.50	112.00	28.70	13.80	14.30	21.90	19.00	337.47
MIN	2.05	2.52	3.53	12.80	3.28	5.49	4.15	7.36	2.90	2.98	2.07	2.57	86.13

Table 6-8 Annual Flood Peaks

Year	M _{NZ} (C.A.=60.7km ²)		M ₄₃ (C.A.=235km ²)		M _{NH1} (C.A.=476km ²)		M ₈₉ (C.A.=699km ²)		M _{38C} (C.A.=1292km ²)	
	Date	Qp	Date	Qp	Date	Qp	Date	Qp	Date	Qp
1962										
63										
64		144		290	Jul. 5	107			Sep. 11	85
65	Oct. 12	76.4	Aug. 18		Jun. 29	159			Oct. 6	122
66	Aug. 18	55.4		37	Aug. 18	174			Oct. 2	110
67	Oct. 2	30.3		287	Oct. 3	104			Oct. 14	87
68	Jul. 5	109	Aug. 16		May 7	39.2			Aug. 21	103
69	Jul. 12	32.9	Sep. 21		Jul. 13	134				
70	Sep. 8	27.8	Sep. 8	43	Jul. 19	35.7	Jul. 20	30		
71	May 29	78.4	Jul. 9	33	Jul. 19	33.0	Sep. 28	45		
72	Sep. 6	37.7	Sep. 6	217	Sep. 7	244	Sep. 19	215		
73	Oct. 4	34.2	Oct. 5	45	Sep. 21	55.3	Sep. 26	89		
74	Oct. 9	39.5	Oct. 9	72	Sep. 21	68.7	Sep. 26	90		
75	Jun. 10	86.7	Jun. 10	90	Oct. 10	42.6	Oct. 10	86		
76	Sep. 5		Oct. 20	274	Jun. 7	122	Oct. 1	181		
77					Oct. 20		Oct. 21	89		
78							Jul. 30	93.1		
79					Oct. 1	91.2	Oct. 2	122.6		
80					Sep. 24	100	Sept. 30	75.7		
81					Sep. 30	87.6	Oct. 7	43.3		
82					Aug. 7	55.2	Jun. 22	78.3		
83					Sep. 8	109.5	Sep. 12	145.1		
84					Aug. 22	183.6	Oct. 20	152.4		
85							Apr. 18	53.4		
86							Oct. 3	163.6		

Table 6-9 Estimated Inflow At Lam Ta Khong Dam: Unit (MCM)

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAX	TOTAL
1962	-	-	-	37.00	20.00	73.00	56.00	10.00	5.00	3.00	2.00	3.00	-
1963	3.00	3.00	4.00	17.00	30.00	57.00	87.00	25.00	10.00	7.00	4.00	3.00	250.00
1964	3.00	53.00	19.00	25.00	23.00	50.00	112.00	23.00	9.00	6.00	6.00	6.00	335.00
1965	4.00	9.00	22.00	31.00	6.400	81.00	69.00	20.00	10.00	6.00	5.00	4.00	325.00
1966	5.00	26.00	14.00	22.00	49.00	34.00	19.00	10.00	6.00	4.00	4.00	4.00	197.00
1967	5.00	15.00	15.00	16.00	22.00	22.00	49.00	7.00	4.00	3.00	2.00	3.00	163.00
1968	4.00	24.00	8.00	11.00	12.00	16.00	18.00	5.00	2.00	4.00	2.00	4.00	110.00
1969	2.00	1.00	19.00	38.00	33.00	110.00	38.00	15.00	8.00	7.00	6.00	8.00	285.00
1970	8.00	7.00	14.00	22.00	17.00	36.00	40.00	9.00	9.00	5.00	5.00	4.00	176.00
1971	6.00	14.00	11.00	23.00	15.00	28.00	18.00	6.00	6.00	2.00	7.00	6.00	142.00
1972	5.00	0.0	6.00	17.00	24.00	192.00	168.00	33.00	15.00	13.00	13.00	9.00	495.00
1973	12.00	16.00	11.00	12.00	19.00	70.00	47.00	6.00	6.00	5.00	10.00	16.00	230.00
1974	15.00	18.00	18.00	19.00	22.00	32.00	75.00	46.00	13.00	11.00	10.00	11.00	290.00
1975	8.00	19.00	38.00	39.00	39.00	92.00	107.00	18.00	10.00	10.00	12.00	8.00	400.00
1976	13.00	26.00	24.00	30.00	59.00	82.00	99.00	43.00	15.00	6.00	6.00	10.00	407.00
1977	10.00	16.00	11.00	28.00	22.00	35.00	20.00	7.00	7.00	4.00	5.00	6.00	171.00
1978	14.00	10.00	19.00	35.00	36.00	39.00	57.00	8.00	4.00	5.00	3.00	2.00	232.00
1979	7.00	10.00	9.00	24.00	29.00	61.00	53.00	7.00	6.00	4.00	4.00	3.00	217.00
1980	5.90	5.50	24.80	19.60	18.10	41.90	84.80	17.40	5.70	4.40	3.80	2.00	233.90
1981	11.00	16.10	22.60	27.50	31.80	43.60	33.80	27.20	4.60	0.0	3.00	5.30	226.50
1982	4.40	6.40	8.80	21.70	28.70	70.20	38.90	11.40	4.80	4.20	2.30	0.60	202.40
1983	1.60	4.50	7.50	12.90	46.50	58.90	231.40	30.00	16.00	10.40	14.20	7.20	451.10
1984	11.70	8.20	8.40	24.50	32.10	41.50	83.60	15.80	7.50	8.50	4.20	1.50	247.50
1985	9.20	26.70	30.80	32.30	31.20	45.80	51.00	16.70	6.60	5.90	2.00	4.40	262.60
1986	11.10	24.30	10.20	15.00	14.60	29.90	77.90	11.00	5.60	1.80	3.70	1.80	206.90
1987	7.90	12.80	10.70	8.90	12.20	73.90	44.80	17.00	5.10	5.80	7.10	2.90	209.10
1988	5.50	22.60	16.60	14.30	29.70	87.40	105.80	15.60	9.70	7.50	4.90	7.40	327.00
1989	1.60	20.10	7.70	8.90	9.80	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	193.90	408.20	410.10	631.60	789.70	1603.10	1884.00	470.10	210.60	153.50	151.20	143.10	6792.00
NUMBER	27	27	27	28	28	27	27	27	27	27	27	27	28
AVERAGE	7.18	15.12	15.19	22.56	28.20	59.37	69.78	17.41	7.80	5.69	5.60	5.30	261.32
MAX	15.00	53.00	38.00	39.00	64.00	192.00	231.40	46.00	26.00	13.00	14.20	16.00	495.00
MIN	1.60	0.0	4.00	8.90	9.80	16.00	18.00	5.00	2.00	0.0	2.00	0.60	110.00

Table 6-10 Water Level of Lam Ta Khong Dam (1/2)

(Unit: m)

Water Year	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.
1968				256.12	259.64	261.71	263.26	262.27	261.94	261.77	261.55	261.13
1969	260.53	259.83	262.18	264.71	264.92	271.48	272.43	272.37	272.52	272.29	271.89	271.60
1970	271.45	271.14	270.83	270.22	270.11	271.29	272.52	272.48	272.58	272.37	272.05	271.71
1971	271.48	271.65	270.96	270.79	270.18	270.71	270.23	269.49	269.47	268.99	268.71	268.62
1972	268.54	267.26	266.35	264.92	266.21	275.03	277.13	277.13	277.22	277.04	276.71	276.19
1973	276.71	275.02	275.14	273.38	273.09	274.1	275.74	275.40	275.25	274.96	274.79	274.73
1974	274.74	274.65	274.07	273.37	272.99	273.15	275.04	276.03	276.13	276.04	275.80	275.63
1975	275.29	275.02	275.13	274.99	274.47	275.99	276.46	276.01	275.93	275.70	275.46	275.09
1976	275.00	274.65	273.80	273.07	273.60	274.79	276.51	276.77	276.78	276.40	275.98	275.61
1977	275.32	275.06	273.79	282.99	271.82	271.94	271.65	270.66	270.60	270.05	269.23	267.77
1978	264.67	264.99	265.25	265.96	265.15	266.89	269.58	268.53	268.42	268.17	267.91	267.43
1979	267.39	267.75	267.97	267.21	266.70	269.67	270.71	269.76	269.68	269.50	268.90	268.54
1980	268.33	268.18	269.08	268.24	267.60	269.20	272.96	272.87	272.81	272.61	272.26	271.83
1981	271.86	272.23	272.16	271.82	271.62	271.61	271.89	272.11	271.95	271.65	270.92	270.74
1982	270.38	270.21	269.41	268.38	268.03	271.24	272.03	271.63	271.48	271.01	270.40	269.76
1983	269.18	268.40	267.41	266.20	268.56	270.90	277.17	277.15	277.24	277.10	276.81	276.61
1984	276.59	276.20	275.65	275.40	274.27	274.13	276.17	275.40	274.96	274.37	274.06	273.66
1985	273.51	274.09	274.36	273.89	273.43	274.27	275.21	274.95	274.77	274.51	273.67	273.12

Table 6-10 Water Level of Lam Ta Khong Dam (2/2)

(Unit: m)

Water Year	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.
1986	272.87	273.09	272.23	271.05	270.56	270.72	273.17	272.59	272.19	271.70	270.75	270.01
1987	269.76	269.60	268.60	266.50	265.66	270.01	271.61	271.53	271.28	270.89	270.50	269.93
1988	269.45	270.19	269.51	268.24	268.03	271.93	275.39	275.24	275.13	274.86	274.38	274.03
1989	273.59	273.67	272.82	271.98	270.75	270.51						

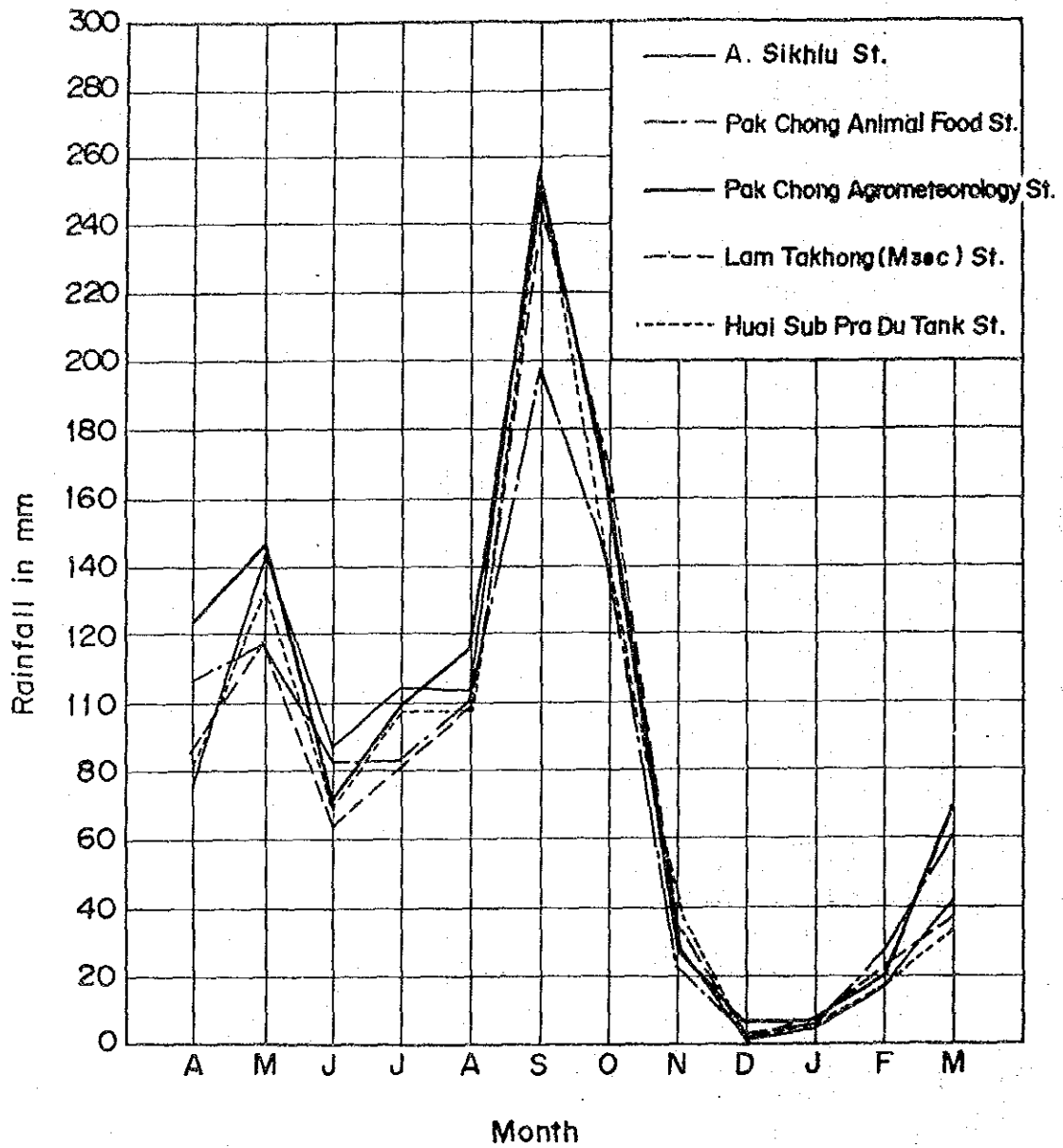


Fig.6-2 Monthly Rainfall

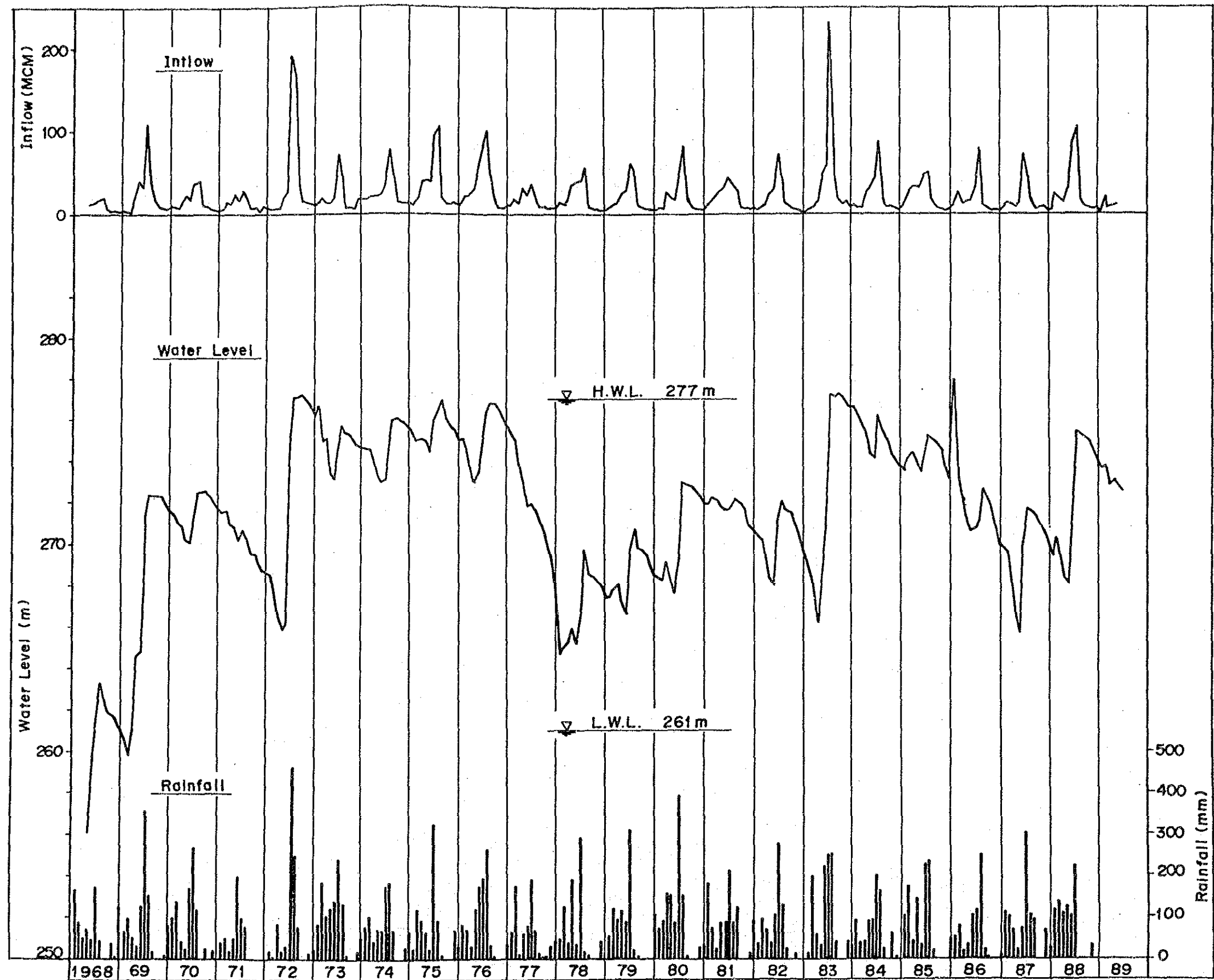


Fig. 6-3 Inflow, Water Level and Rainfall of Lam Ta Khong Dam

6.4 堆 砂

(1) 一 般

1969年にRIDにより建設された Lam Ta Khong ダムは310MCMの貯水容量を有し、湛水後20年以上経過している。RIDは1979年及び1984年に貯水池内の深淺測量を実施するとともに、浮遊砂量の測定及び粒度分析を行った。

またEGATは1990年に貯水池内の深淺測量を実施した。

以下にこれらのデータに基づいて行った Lam Ta Khong 貯水池の堆砂の経年変化に関する検討結果について記述する。

(2) 堆 砂 性 状

RIDは1984年に Lam Ta Khong 貯水池内の河床堆積物の粒度分布を調査した。その調査結果を Table 6-11 に示す。

構成成分は粘土(28.6%)、シルト(43.7%)、細砂(16.7%)、粗砂(8.0%)、礫(3.0%)で、粘土・シルトの細粒分が72.3%と高い値を示している。

(3) 比 堆 砂 量

Lam Ta Khong川の浮遊堆砂量については、3測水所の測定記録がある。浮遊砂量の測定記録を次表に、測水所流域面積と年間浮遊砂量の関係を Fig. 6-4 に示す。

掃流砂量を浮遊砂量の30%と仮定してLam Ta Khongダムの年間堆砂量を試算すると52,000ton/year (40,000m³/year) となり、流域に対する浸食厚は0.028mm~0.030mmである。タイ国の河川の浸食厚を Fig. 6-5 に示す。

Lam Ta Khong川流域の浸食厚はタイ国の他の河川流域と比較して小さい。

Suspended Sediment Data of the Lam Ta Khong River

Code of Station	Catchment Area (km ²)	Period	Annual Suspended sediment Load (tons)	Erosion Depth (mm)
M _{s2}	61	1966-1976	1,720	0.028
M _{s1}	476	1965-1976	14,403	0.030
M _{3B C}	1,292	1963-1976	39,253	0.030

(4) 堆砂量

Lam Ta Khongダム建設後の貯水池内の堆砂状況を把握するために、N.H.W.L. 277mでの貯水容量を下記の方法で経年的に調査した。

- ① 貯水池の各標高のプランニメーター読み
- ② 貯水池の断面積

1969年（ダム建設前）、1979年、1984年および1990年の貯水容量を Table 6-12 (1) 及び Table 6-12 (2) に、EL. 277mの貯水容量を次表に示す。

Reservoir Capacities at N.H.W.L. (EL. 277 m)

	1969 (Original)	1979	1984	1990
Planimeter reading	320 MCM	321.8	325.3	311.9
Cross section	304.7 MCM	319.6	321.6	306.5

計算結果より、1969年～1984年の期間では貯水容量は増加し、1984年～1990年の期間では減少していることが認められる。すなわち、前者では貯水池内の河床低下が起こり、後者では堆砂が進んでいることを表しているが、実質的には下記の理由により誤差の範囲内であると考えられる。

— 測定の違い

1969年、1979年、1984年および1990年の貯水容量は下記の測量により得られた地形図より求められている。

年	測量方法	縮尺
1969 (RID)	航空写真測量	1 : 20,000
1979 (RID)	深淺測量	1 : 4,000
1984 (RID)	深淺測量	1 : 4,000
1990 (EGAT)	深淺測量	1 : 5,000

一般にダム完成後の貯水池の堆砂量は、測線毎に河川横断測量を実施し、貯水池内の河床の経年変化を調査して把握するが、上記測量は同じ測線を対象に行われたものでなく、実施主体も異なり、本質的には測量精度は同じでないといえる。また1969年は航測図であり、1979年、1984年および1990年は深淺測量により得られた地形図である。

— 堆砂量

実測データより試算すると、1969年より1990年までの21年間の堆砂量は $840,000\text{m}^3$ ($=40,000\text{m}^3/\text{年} \times 21\text{年}$) となり、総貯水容量310MCMの約0.3%に相当し、総貯水容量に比較して非常に小さいので、計算誤差の範囲内と考えられる。

(5) 堆砂形状

貯水池内の堆砂形状は堆砂性状、流入-流出関係、貯水池形状、貯水池運用等の要因に左右され、一般に堆砂形状は Fig. 6-6 に示すように5パターンに分類される。

Lam Ta Khong貯水池の平均河床標高(1969年、1979年、1984年および1990年)をFig. 6-7及びFig. 6-8に示す。

各年の測量の違いはあるが、Lam Ta Khong貯水池の河床高の経年変化について次表のように整理される。

ダムからの距離	河床高の経年変化
0～2 km	Lam Ta Khongダム建設後は河床低下が認められ、各年の河床標高は大きく変化している。
2～6 km	1984年を除いて、河床標高の各年の違いは約1mと小さい。経年的に、河床低下または上昇の傾向は認められない。
6～7 km (Fig. 6-8 参照)	<p>放水口地底はFig. 6-8の断面No.11に相当する。</p> <p>放水口地点の下流部 (No. 8～No. 9) では、1969～1984年の期間で堆砂により河床が上昇し、1984～1990年の期間では河床低下が生じている。</p> <p>一方、放水口地点の上流部 (No. 13～No. 14) では、1969～1984年の期間で河床低下が生じ、1984～1990年の期間で堆砂により河床が上昇している。</p> <p>放水口地点付近 (No. 9～No. 13) では、経年的に河床低下または上昇の傾向は認められず、No. 9～No. 13の600m区間は河床高EL. 263～264mではほとんど変化していない。</p>
7～15 km	1969～1984年の期間で、約1.5m程度河床低下が生じているが、1990年には河床が上昇し、Lam Ta Khongダム建設前の河床高とほぼ同じになっている。

1979年より1990年までの放水口地点付近の河川横断の変化をFig. 6-9に示す。

図中でNo.11が放水口地点に相当する。

Fig. 6-9を見ると、河川横断の中央部の低標高部で経年的に河床形状が大きく変動しているが、これは洪水の影響によるものと考えられる。

1979年、1984年および1990年に行われた貯水池の深淺測量は同じ測線で実施したものでなく、同じ季節に実施したものでないため信頼度はやや低いと考えられるが、洪水の影響による河床変動を除いては放水口地点付近の堆砂については特に問題はない。

Table 6-11 Summary of Sediment Data Analysis (1984 Survey)

Sample No.	Clay	Silt	Sand	Coarse Sand.	Gravel	Unit Weight T/m ³
1	16	38	16	25	5	1.310
2	12	48	26	11	3	1.281
3	42	40	13	3	2	1.063
4	16	50	24	8	2	1.236
5	10	27	16	24	23	1.480
6	17	37	14	24	8	1.320
7	29	34	14	2	1	1.113
8	29	43	21	3	4	1.163
9	22	54	18	4	2	1.153
10	17	47	20	13	3	1.249
11	13	52	26	4	5	1.362
12	27	35	25	8	4	1.210
13	46	36	14	3	1	1.042
14	40	42	17	1	-	1.081
15	33	48	13	1	-	1.057
16	42	48	9	1	-	1.027
17	36	52	10	2	-	1.061
18	24	42	12	21	1	1.212
19	25	49	17	7	2	1.170
20	21	49	25	4	1	1.194
21	39	47	8	4	2	1.057
22	34	48	17	1	-	1.227
23	26	36	16	18	4	1.227
24	50	38	8	4	2	1.019
25	48	38	11	4	1	1.039
26	34	44	14	7	1	1.113
27	22	44	14	14	6	1.253
29	23	42	23	2	2	1.173
Total	801	1,224	467	223	83	
Average	23.61	43.71	16.68	7.36	3.04	1.185

Table 6-12 (1) Reservoir Capacity of Lam Ta Khong Dam
(By Planimeter Reading)

(Unit: MCM)

EL.	Original (1969)		1979		1984		1990	
	Volume	Accumulated Volume	Volume	Accumulated Volume	Volume	Accumulated Volume	Volume	Accumulated Volume
254		0		(EL. 255) 4.9		(EL. 255) 5.9		(EL. 255) 5.1
	12		15.1		13.5		13.9	
260		12		20.0		19.4		19.0
	36		36.4		35.1		34.3	
265		48		56.4		54.5		53.3
	70		70.7		74.2		67.7	
270		118		127.1		128.7		121.0
	126		125.2		128.0		122.4	
275		244		252.3		256.7		243.4
	66		69.5		68.6		68.5	
277		310		321.8		325.3		311.9

Note: 1) Reservoir capacity is estimated on:

- a scale of 1:10,000 (1969)
- a scale of 1:4,000 (1979)
- a scale of 1:4,000 (1984)
- a scale of 1:5,000 (1990)

Table 6-12 (2) Reservoir Capacity of Lam Ta Khong Dam
(By Cross Sectional Area)

(Unit: MCM)

EL.	Original (1969)		1979		1984		1990	
	Volume	Accumulated Volume	Volume	Accumulated Volume	Volume	Accumulated Volume	Volume	Accumulated Volume
245		0		0		0		0
	13.3		18.4		18.3		18.5	
260		13.3		18.4		18.3		18.5
	32.4		37.0		34.7		34.1	
265		45.7		55.4		53.0		52.6
	68.3		72.1		76.2		68.2	
270		114.0		127.5		129.2		120.8
	121.8		123.1		124.7		120.3	
275		235.8		250.6		253.9		241.1
	68.9		69.0		67.7		65.4	
277		304.7		319.6		321.6		306.5

Note: 1) Reservoir capacity is estimated on:

- a scale of 1:20,000 (1969)
- a scale of 1:4,000 (1979)
- a scale of 1:4,000 (1984)
- a scale of 1:5,000 (1990)

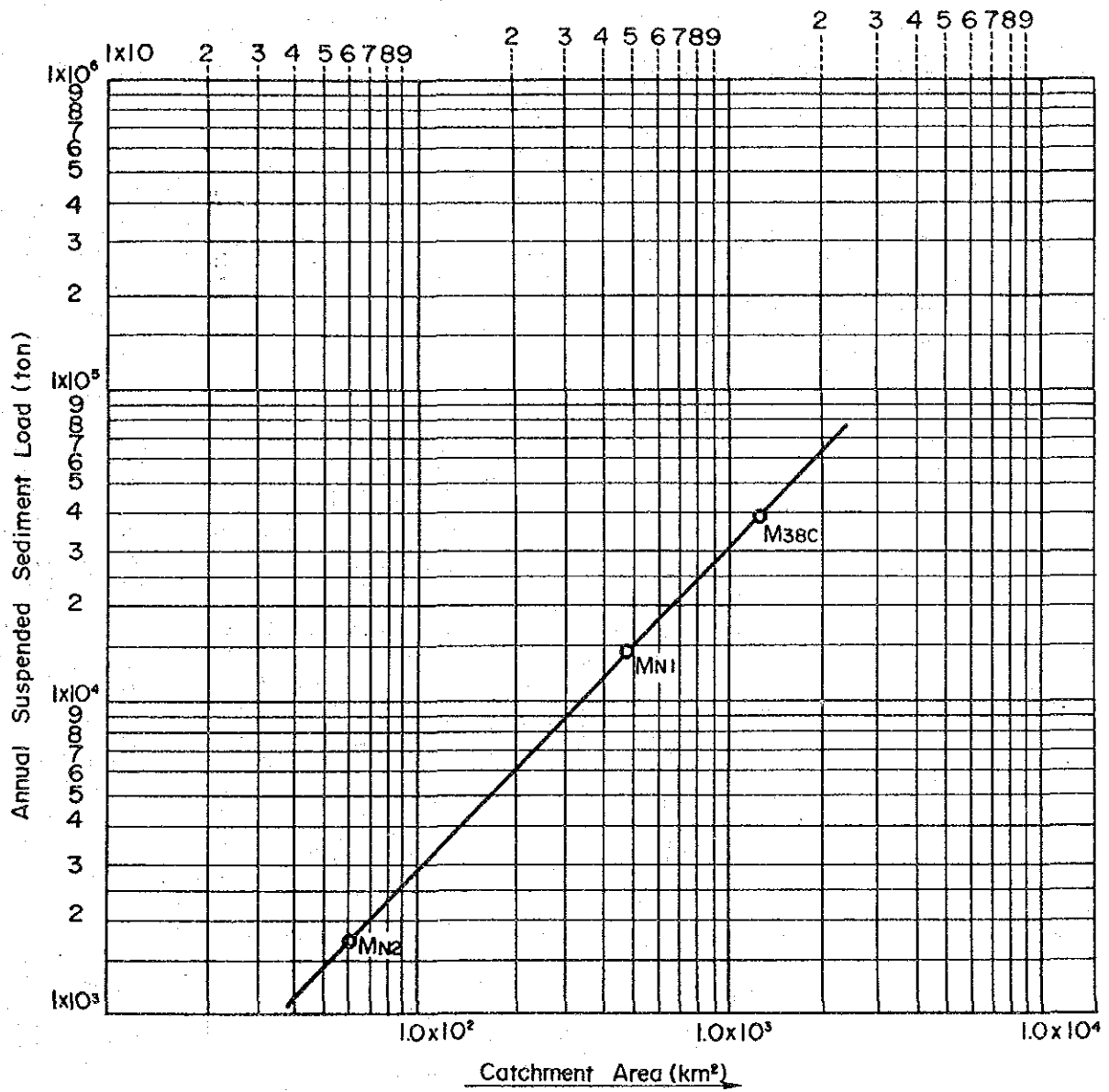


Fig.6-4 Relation between Catchment Area and Annual Suspended Sediment Load

1. NAM MAE TIAM AT BAN MAE MUT
2. NAM MAE CHAN AT BAN HUAI YAMO MAI
3. NAM MAE LAMAO AT BAN MAE LAMAO
4. NAM YUAM AT SOP HAN
5. NAM MAE KOK AT BAN THA DON
6. NAM MAE KOK AT BAN PONG NA KHAM
7. NAM MAE KOK AT BAN THA KOK
8. MAE NAM WANG AT WANG KRAI
9. MAE NAM YOM AT PRASOM
10. MAE NAM PING AT KAENG LUANG
11. LAM DOM YAI AT DET UDOM
12. NAM KAM AT NA KAE
13. NAM LOEI AT WANG SAPHUNG
14. NAM SONGKHRAM AT BAN THA KOK DAENG
15. NAM PUNG AT BAN THAM HAI BRIDGE
16. LAM DOM NOI AT SAE FALL
17. HUAI BANG SAI AT BAN NONG ACK BRIDGE
18. NAM HEUNG AT BAN PAK HUAI
19. CHI RIVER AT WAT SRI THAMMARAM
20. MUN RIVER AT UBON
21. KHLONG PHUM DUANG AT BAN THA TAN
22. KHLONG SAO THONG AT KHUN THA LE
23. KHLONG AI-TO AT WAT MAHAPAWAT
24. KHLONG THE PHA AT HUAI PRING
25. KHLONG PHUM DUANG AT BAN YAN LON
26. PATTANI RIVER AT YALA
27. PATTANI RIVER AT DAM SAITE

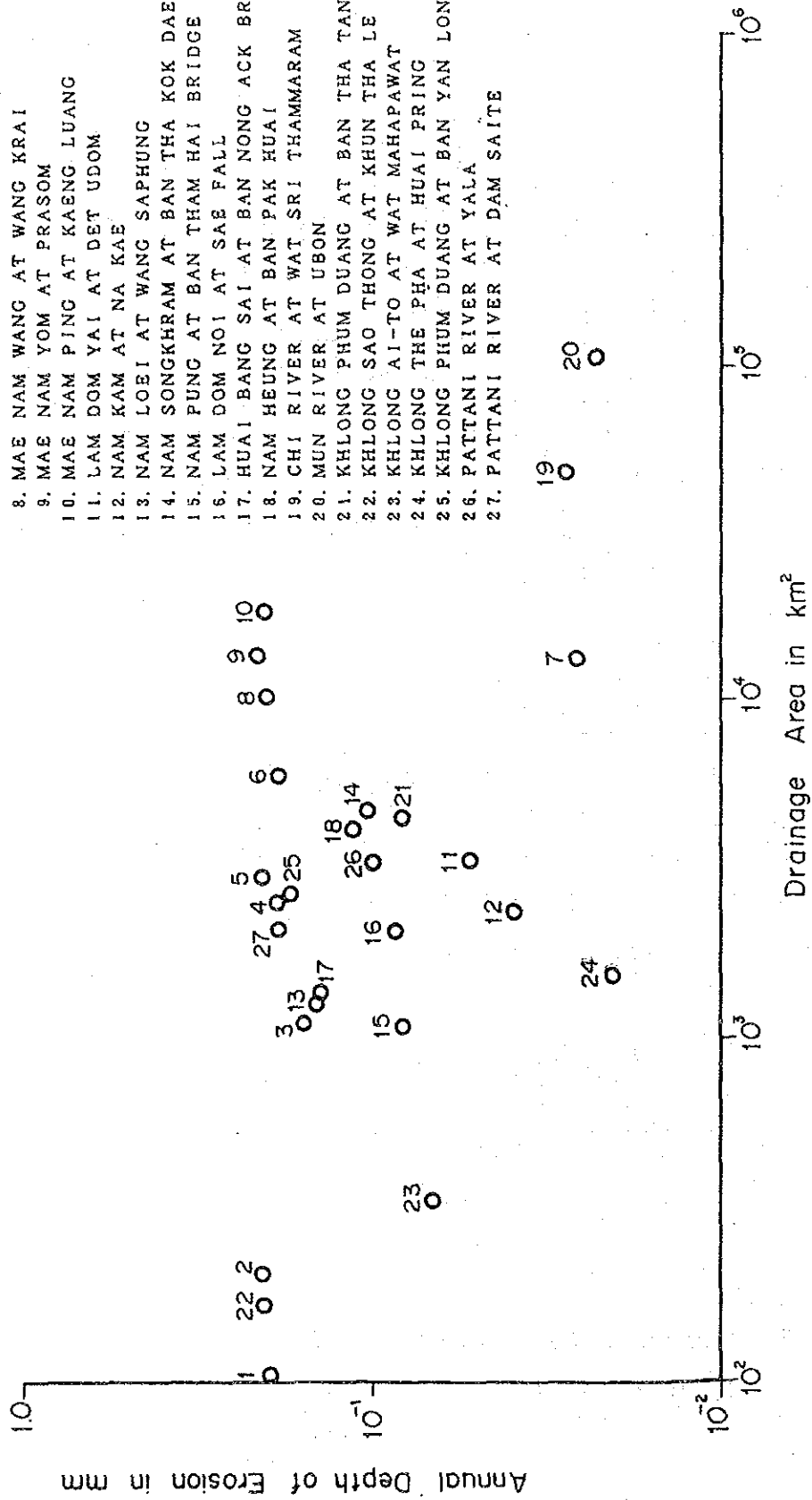


Fig. 6-5 Annual Depth of Erosion in Thailand

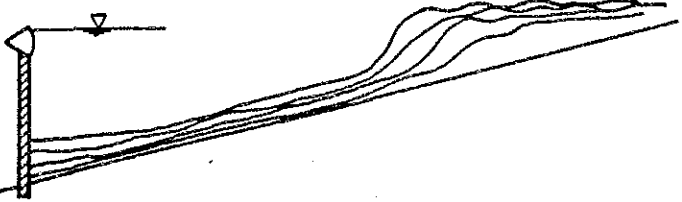
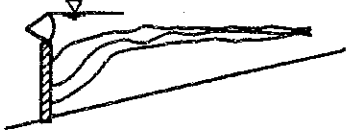
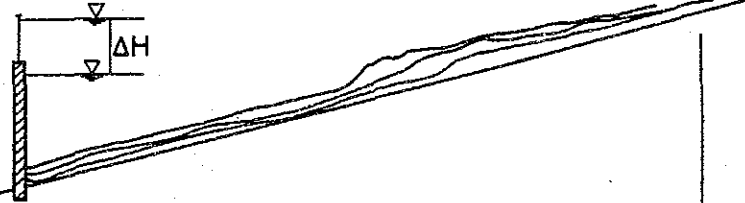
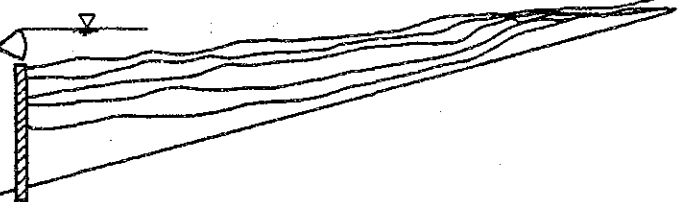
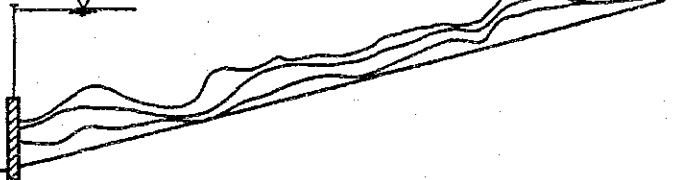
<p>Pattern I-1</p> 	<p>gravel } much coarse-sand } fine particle-little</p>
<p>Pattern I-2</p> 	<p>- ditto - Dam is located most upstream , its capacity is small</p>
<p>Pattern I-3</p> 	<p>- ditto - Floods occur when water level is low</p>
<p>Pattern II</p> 	<p>fine particle. - much</p>
<p>Pattern III</p> 	<p>- ditto - Height of dam is low.</p>

Fig.6-6 Profile Patterns of Sediment in Reservoir

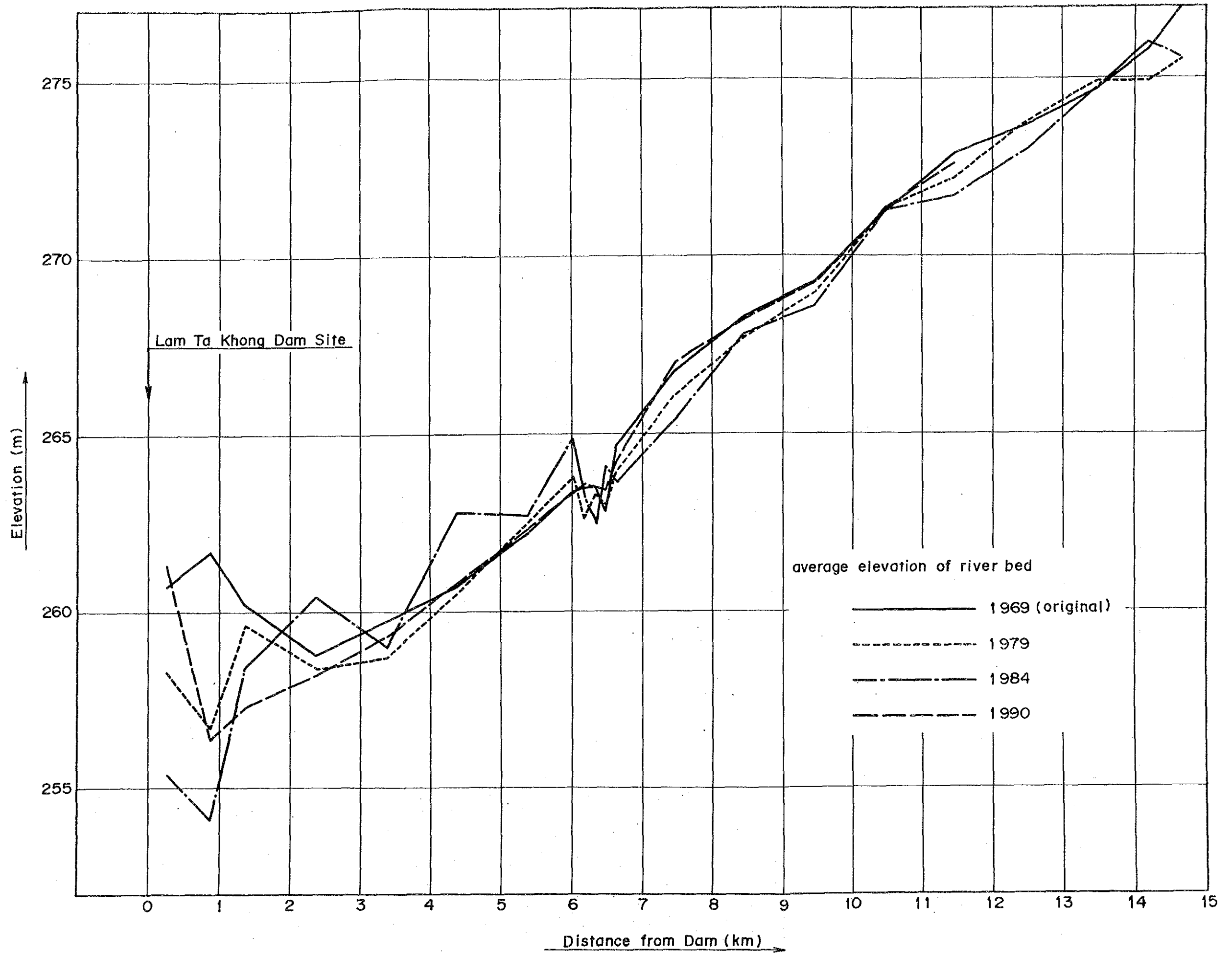


Fig.6-7 Profiles of River Beds

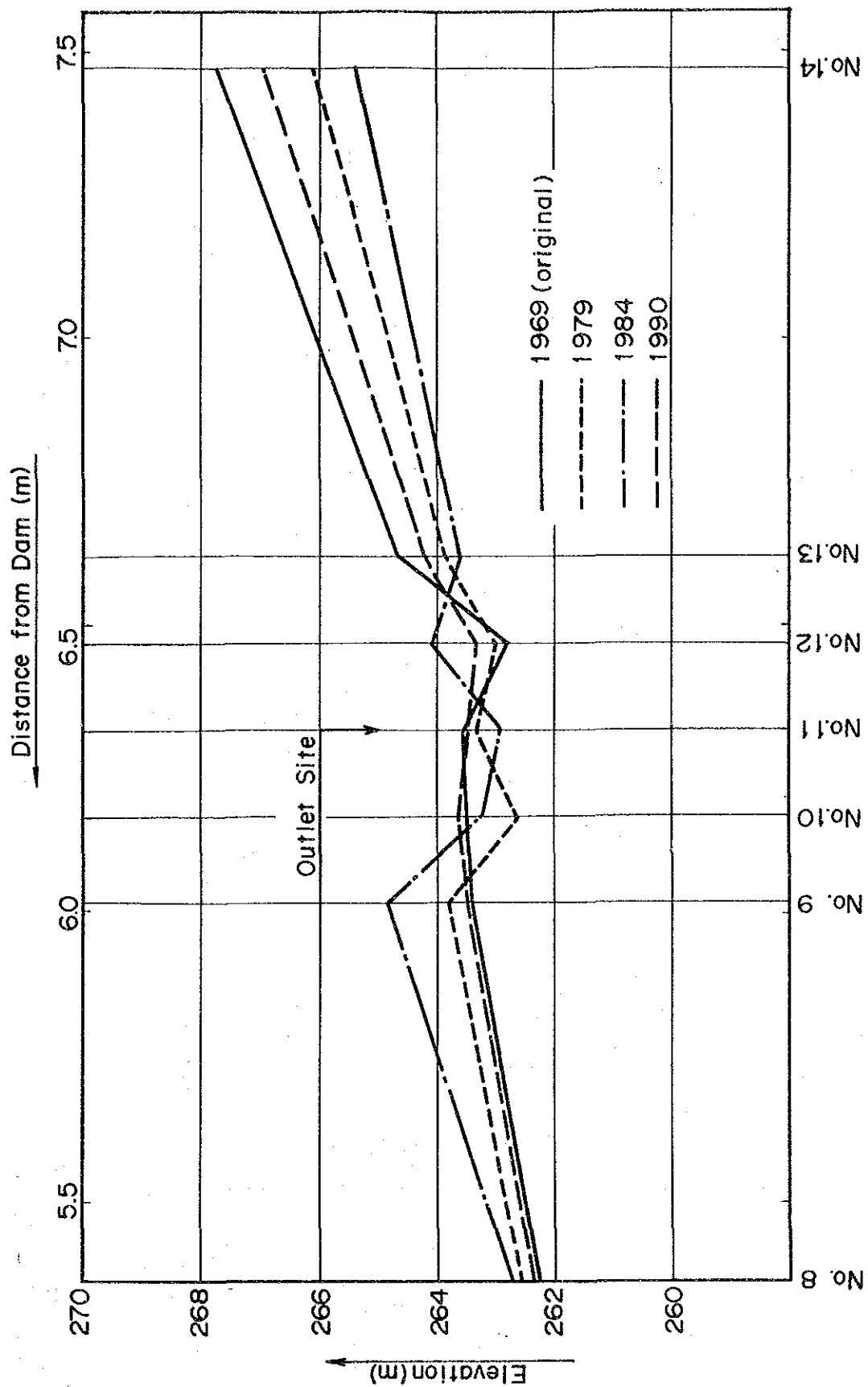


Fig . 6-8 Detailed Profiles of River Beds Near Outlet

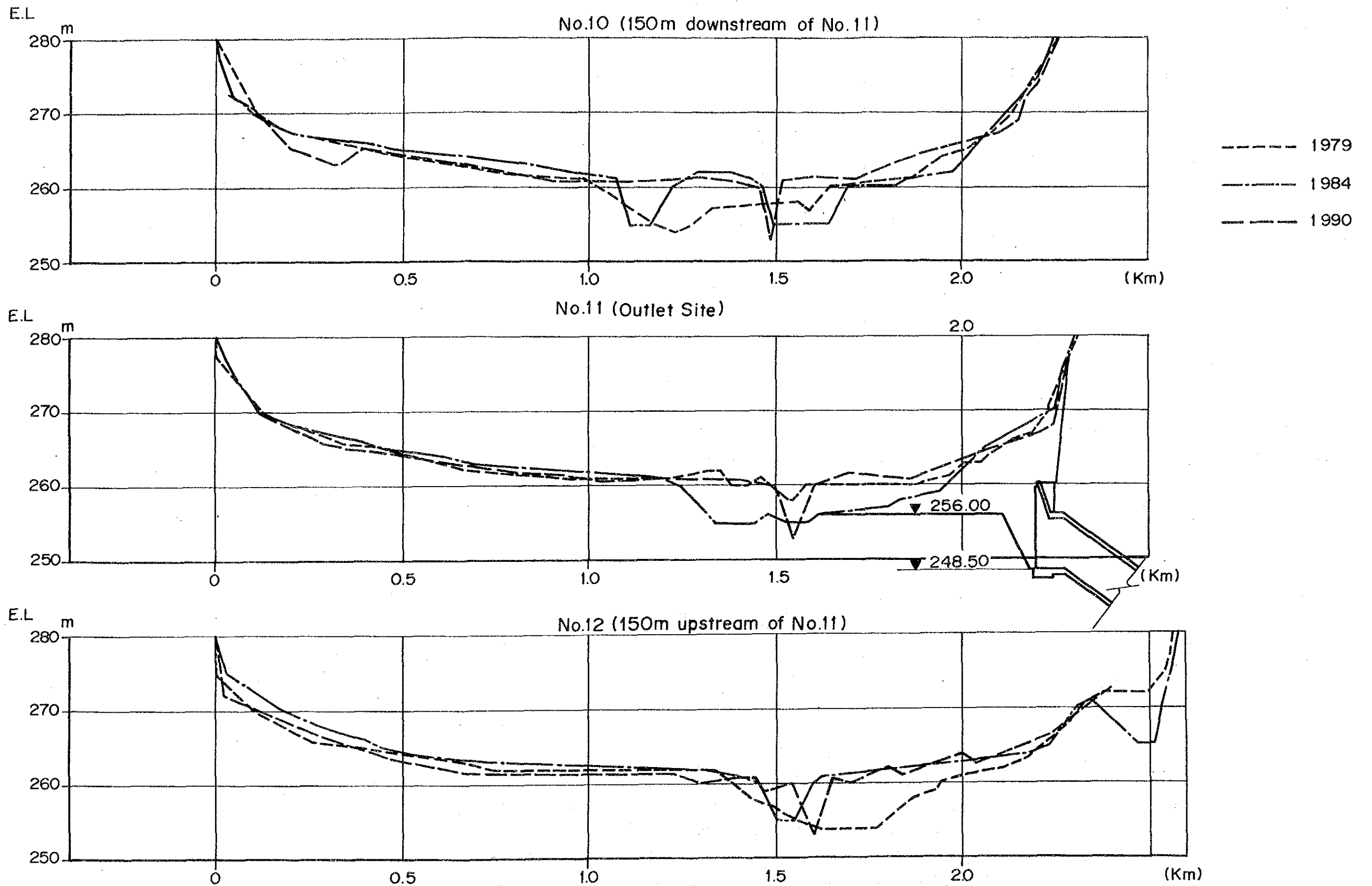


Fig.6-9 Reservoir Cross Sections near Outlet

第7章 地質および建設材料

第7章 地質および建設材料

目 次

	頁
7.1 緒 言	7-1
7.2 計画地域の地形および地質	7-1
7.2.1 地形概要	7-1
7.2.2 地質概要	7-2
7.3 調査概要	7-7
7.3.1 既存資料	7-7
7.3.2 地質調査工事	7-7
7.4 計画地点の地質概要	7-16
7.5 上部調整池地点の地質	7-21
7.5.1 地 形	7-21
7.5.2 地 質	7-21
7.6 水路ルートでの地質	7-29
7.6.1 地 形	7-29
7.6.2 地 質	7-29
7.7 上部調整池地点の弾性波探査	7-35
7.8 標準貫入試験	7-47
7.9 透 水 試 験	7-49
7.9.1 孔内透水試験	7-49
7.9.2 ピット内透水試験	7-49
7.10 孔内載荷試験	7-54
7.11 室内試験	7-61
7.11.1 ボーリングコア試験	7-61
7.11.2 不攪乱試料試験	7-62

7.12	ボーリングコアの鉱物・化学分析	7-68
7.13	岩盤評価	7-71
7.14	主要構造物地点の土木地質的評価	7-75
7.14.1	上部調整池地点	7-75
7.14.2	取水口および導水路トンネル地点	7-75
7.14.3	水圧管路地点	7-76
7.14.4	地下発電所地点	7-76
7.14.5	放水路トンネルおよび放水口地点	7-77
7.15	建設材料	7-79
7.15.1	上部ダム盛り立て材料	7-79
7.15.2	コンクリート骨材	7-80

List of Tables

Table 7-1	List of Reference Data
Table 7-2	Geological Investigation Works in Drill Holes
Table 7-3	Geological Investigation Works in Test Pits
Table 7-4	List of Laboratory Test
Table 7-5	List of Chemical and Mineralogical Analyses
Table 7-6	Stratigraphy and Properties of Rocks in Project Area
Table 7-7	Summary of Seismic Prospecting
Table 7-8	Results of Standard Penetration Test
Table 7-9	Critical Pressure of Bedrock
Table 7-10	Lugeon Value and Friction Head Loss in Drill Rod
Table 7-11	Summary of Lugeon Test
Table 7-12	Results of Permeability Tests in Test Pits
Table 7-13	Results of Drill Hole Deformation Test
Table 7-14	Summary of Drill Hole Deformation Test
Table 7-15	Laboratory Test Results of Drill Cores
Table 7-16	Summary of Drill Core Test
Table 7-17	Triaxial Test Results of Undisturbed Samples of Test Pits
Table 7-18	Results of Mineralogical and Chemical Analyses of Drill Cores
Table 7-19	Standard of Rock Classification for Drill Core
Table 7-20	Standard of Rock Evaluation
Table 7-21	Rock Evaluation and Physical Properties
Table 7-22	Laboratory Test Results of Disturbed Samples of Test Pits
Table 7-23	Laboratory Test Results for Concrete Aggregate
Table 7-24	Results of Mineralogical and Chemical Analyses for Concrete Aggregate

List of Figures

- Fig. 7-1 Frequency of Joints in Each Layer Estimated from Joints in
Drill Cores
- Fig. 7-2 Water Level in Drill Holes
- Fig. 7-3 Fault Number in Drill Cores
- Fig. 7-4 Diagram of Seismic Prospecting Method
- Fig. 7-5 Test Data for Friction Head Loss in Drill Rod
- Fig. 7-6 Outline of Drill Hole Deformation Test
- Fig. 7-7 Relation Between Grain Size and Deformation Modulus

List of Drawings

DWG. 7-1	Geologic Map of Surrounding Area of Lam Ta Khong Project
DWG. 7-2	Location Map of Geological Investigation Works
DWG. 7-3	Geologic Plan of Project Area
DWG. 7-4	Geologic Profile of Waterway
DWG. 7-5	Geologic Section of Upper Reservoir
DWG. 7-6	Seismic Profile, Time - Distance Curve (GU-1 - GU-4)

第7章 地質および建設材料

7.1 緒言

Lam Ta Khong揚水発電計画に関する地質調査工事は、1990年5月よりEGATによって開始され、1991年1月までに上池、水路ルート周辺地点および骨材採取候補地点に関連した全ての地質調査工事が終了している。

本章では、JICA調査団による現地調査と、EGATが実施した各種調査工事および諸試験の結果から明らかにされた本計画地域と主要な計画構造物地点および建設材料地点の地質、水理地質、土木地質的条件について述べる。

7.2 計画地域の地形および地質概要

7.2.1 地形概要

Lam Ta Khong川は、タイ東部のKorat高原を東に流れ、タイ・ラオスの国境でMekong川に注いでいるMun川の支流の一つである。Lam Ta Khong川は、本計画地点の約50km南南西の標高1000~1300m程度の急峻な山地に源を発する。この山地の約30km北東のPak Chong付近は、標高約300mの盆地となっており、河川はその平坦な地形の中を北東方向に流れ、本計画地点の位置するLam Ta Khong貯水池に至る。この間の河川勾配は2/1000程度と緩やかで、支流域も含めて、地這り、崩壊地等の急激な堆砂の原因となるような地形は見られない。

Lam Ta Khong貯水池周辺部では、河川の両岸に最高部の標高が約750mの台地が迫り、谷地形が形成されている。この貯水池両岸と台地の南西（上流）側は、10°~25°の比較的急な斜面と成っている。台地の上面は5°程度北東（下流側）へ傾斜し、Lam Ta Khongダムの1km程度下流で、台地面と河床との標高差がほとんど無くなっており、そのさらに北東側には標高200m程度の平坦で広大なKorat高原が広がっている。台地面を構成する地層は、後述するように風化侵食に対する抵抗の大きな厚い砂岩層で、その地層面の傾きは台地面の傾きにはほぼ一致し、この台地の地形は典型的なケスタ地形となっている。台地上には、1~3kmの間隔で台地面からの深さが数十~100m程度の沢が発達し、台地面の傾斜する北東に向かって流れている。

上池は前述のLam Ta Khong貯水池右岸の台地上に計画され、水路ルートとなる台地斜面の勾配は平均12°程度となっている。

7.2.2 地質概要

計画地域周辺の地質図をDWG.7-1に示す。計画地域周辺は、基盤岩を構成する岩石の種類に基づいて大きく次の2地域に区分される。

(a) 古生代二疊紀のRatburi層群および二疊紀～三疊紀の火成岩類が分布するLam Ta Khong川源流域の山地およびPak Chongの盆地

(b) 中生代の三疊紀～白亜紀のKorat層群が分布するLam Ta Khong貯水池周辺及びその北東側のKorat高原

(a)地域のRatburi層群は主として石灰岩、チャート、頁岩、砂岩から成る海成層で、盆地周辺の山地を形成している。火成岩類は、主に花崗閃緑岩および花崗岩から成るSoiwoi貫入岩類と主に流紋岩および安山岩から成るKhao Yai火山岩類で構成され、前者はPak Chongの盆地を後者は源流地域の山地を形成している。

なおPak Chongから北側に続く谷には、第四紀の礫、砂、シルトから成る段丘堆積物が分布している。本計画の石灰岩の骨材の採取候補地点は、Pak Chongの南西約12kmのRatburi層群の分布域に位置する。

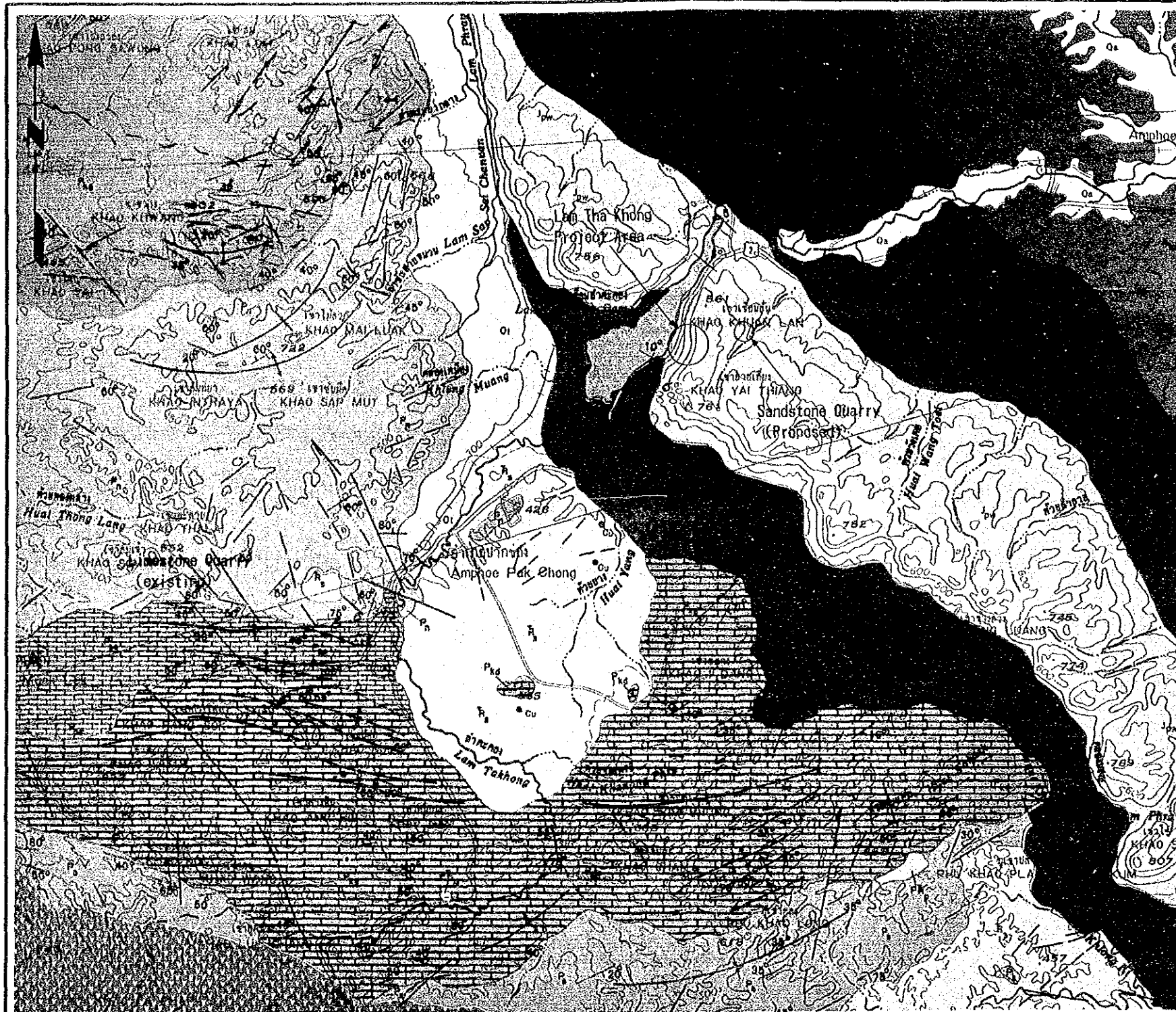
Ratburi層群は、東西方向の軸を持つ多数の小褶曲を伴いながら、全体としては緩やかに南方に傾斜しており、このため南側ほど新しい地層が分布している。この地域には長さ10km程度以下の高角断層が多数見られるが、大局的構造に影響を与えるような大規模な断層は存在しない。

(b)地域のKorat層群は、Ratburi層群および火成岩類を不整合に覆う大陸性ないし浅海性の地層で、主として砂岩、シルト岩、頁岩、粘土岩から構成され、一部に石灰岩や礫岩も見られる。なおLam Ta Khong川沿いには、第四紀の礫、砂、シルトからなる沖積堆積物も分布している。本計画地点に分布する地層は、このKorat層群に属するジュラ紀のPhu Kradung層（シルト岩、砂岩、一部礫岩）およびPhra Wihan層（砂岩、シルト岩、粘土岩）である。また砂岩の骨材採取候補地点は、Phra Wihan層の分布地域に位置する。

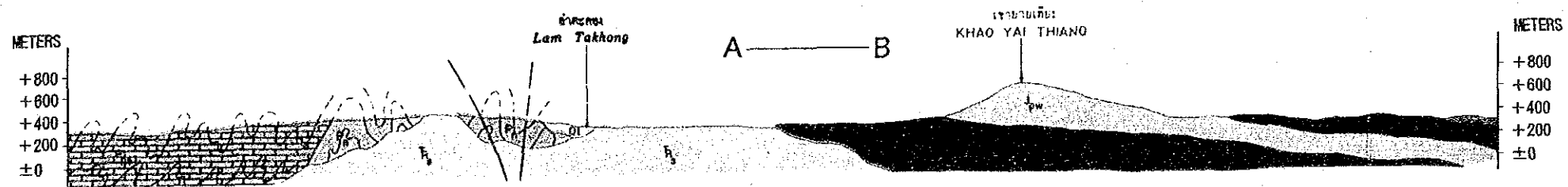
Korat層群には褶曲構造は認められず、単調に北東方向に5～10°程度傾斜している。この地域には断層は少ないが、北西-南東および北東-南西走行の高角断層

が認められる。計画地点の近傍では、北西側 7 km の Lam Ta Khong 貯水池左岸の台地の西縁部に、長さ約 6 km の断層（走向：北北西－南南東）がある。またそのさらに北側にも北方に連続する断層が認められ、この断層は Korat 層群と Ratburi 層群の境界を形成するやや大きな断層である。

(a) と (b) の両地域の断層はいずれも古い時代に形成されたものと考えられ、第四紀以降に変位したと考えられる活断層は報告されていない。



EXPLANATION		
GROUP	FORMATION	SEDIMENTARY AND METAMORPHIC ROCKS
QUATERNARY	Qa	Alluvial gravel, sand, silt, and clay of floodplain and swamp deposits
	Ot	Terrace gravel, sand, silt; locally laterite, lateritic soil, and tufa
CRETACEOUS	KHOK KRUA	Grayish-red, reddish-brown, and pale red siltstone, sandstone, and fine calcareous conglomerate
	PHU PHAN	Thick-bedded, crossbedded, brownish-gray, pinkish-gray, and orange sandstone and conglomeratic sandstone; reddish-brown siltstone and shale
JURASSIC	SAD KHUA	Calcareous, purplish-brown, purplish-gray, and reddish-brown siltstone and sandstone
	PHRA WIHAN	Thick-bedded, crossbedded, quartz, quartzitic, white, brown, and yellowish-brown sandstone; purplish-red siltstone and whitish-gray claystone
Upper TRIASSIC	PHU KRADUNG	Calcareous, micaceous, reddish-brown, and purplish-red siltstone; greenish-gray to yellowish-brown sandstone; locally basal conglomerate
	HUAI HIN LAT	Interbedded gray, brown, yellowish-brown shale, mudstone, siltstone, and argillaceous limestone; basal limestone conglomerate
PERMIAN	SAP BON	Thin-bedded, gray, brown, buff sandstone, siltstone, shale, siliceous shale, and chert, intercalated with gray limestone; locally phyllite and schist
	RATBURI	KHAO KHAD
PANG ASOK		Thin-bedded gray, bluish-gray, brown, and pale reddish brown shale, slaty shale, and slate with lenticular sandstone and limestone beds; locally hornfels
Upper TRIASSIC	NONG PONG	Black to dark gray, banded, and laminated limestone and bedded chert; gray, bluish, brownish-gray, grayish-brown, and buff shale, tuffaceous sandstone.
		Black, dark and light gray limestone with nodular chert
PERMO-TRIASSIC	SOTWOI INTRUSIVES	Undifferentiated, granodiorite, hornblende granite, biotite granite, quartz monzonite, quartz diorite, and syenodiorite; locally stress granite
	KHAO YAI VOLCANICS	Undifferentiated rhyolite, andesite, rhyolitic and andesitic tuffs; agglomerate and volcanic breccia
	PHRA NGAM DIORITE	Diorite and hornblende diorite



SYMBOLS		
	Contact	
	Fault	
	Anticline	
	Syncline	
	Overturned	
	Strike and dip of bed	20°
	A — B	Line of section

Mineral Resources	
	Copper
	Quarries

Note: This map is compiled from Geological Map of Thailand (1/250,000) "CHANGWAT PRANAKHON SI AYUTTHAYA" (ND47-8) Published by Department of Mineral Resources in 1985.

LAM TA KHONG PUMPED STORAGE PROJECT

GEOLOGIC MAP OF SURROUNDING AREA OF LAM TA KHONG PROJECT

DWG. 7-1

7.3 調査概要

7.3.1 既存資料

本章をまとめるにあたって参考とした地質資料は、Table 7-1 に示す通りである。

7.3.2 地質調査工事

地質調査工事は、事前の検討によって最も有望と判断されたLam Ta Khong貯水池右岸の合地上の計画地点において実施した。本地点において実施された地質調査工事を総括すると以下の通りである。

(a) 地表地質踏査

踏査地域 : 上部調整池地点および水路ルート周辺地域

利用地形図縮尺 : 1/50,000 , 1/5,000 , 1/1,000

(b) ボーリング調査

調査地域 : 上部調整池地点および水路ルート (DWG. 7-2 参照)

数量 : 10孔 1050.0m (Table 7-2 参照)

標準貫入試験 : 8孔 23 試験 (Table 7-2 参照)

透水試験 : 10孔 173 試験 (Table 7-2 参照)

(c) ピット調査

調査地域 : 上部調整池地点 (DWG. 7-2 参照)

数量 : 4坑 17.3m (Table 7-3 参照)

原位置透水試験 : 2坑×2試験/坑=4試験 (Table 7-3 参照)

(d) 弾性波探査

調査地域 : 上部調整池地点 (DWG. 7-2 参照)

数量 : 4測線×900m/測線=3600 m

(e) 孔内載荷試験

試験地点 : 上部調整池地点および水路ルートのボーリング孔

数量 : 7孔 41 試験 (Table 7-2 参照)

(f) ボーリングコア試験

試料採取地点 : 上部調整池地点および水路ルートのボーリング孔

数量 : 35試料 (Table 7-2, 7-4参照)

(g) 土質材料試験

試料採取地点 : 上部調整池地点の立坑

数量 : 不攪乱試料 16 , 攪乱試料 10 (Table 7-3, 7-4参照)

(h) コンクリート骨材試験

試料採取地点 : 石灰岩および砂岩砕石場候補地点 (DWG. 7-1 参照)

数量 : 2試料 (約300kg/試料) (Table 7-4 参照)

(i) 岩石・土質試料分析

分析試料 : 上部調整池地点および水路ルートのパージングコア,
石灰岩および砂岩の骨材候補試料

数量 : 13試料 (Table 7-5 参照)

Table 7-1 List of Reference Data

No.	Items	Remarks
1	Geological Map of Thailand (1/250,000) "CHANGWAT PRANAKHON SI AYUTTHAYA" (ND47-8)	Department of Mineral Resources, 1985
2	Geology of Thailand	Department of Mineral Resources, 1969
3	Report of Lam Tha Khong Geological Investigation (Memo.No. G54)	Royal Irrigation Department, 1963
4	Interpretation Map of Aerial Photograph (1/15,000)	EGAT, Nov. 1990
5	Geologic Map of Project Area (1/50,000)	EGAT, Nov. 1990
6	Geologic Map of Project Area (1/5,000)	EGAT, Nov. 1990
7	Geologic Map of Project Area (1/1,000)	EGAT, Jan. 1991
8	Geologic Logs of Drill Holes	EGAT, Dec. 1991
9	Standard Penetration Test Data	EGAT, Nov. 1990
10	Permeability Test Data in Drill Holes	EGAT, Nov. 1990
11	Permeability Test Data in Test Pits	EGAT, Nov. 1990
12	Drill Hole Deformation Test Data	EGAT, Jan. 1991
13	Geologic Sketches of Test Pits	EGAT, Nov. 1990
14	Seismic Prospecting Data	EGAT, Dec. 1991
15	Laboratory Test Data for Drill Cores	EGAT, Jan. 1991
16	Laboratory Test Data for Samples of Test Pits	EGAT, Jan. 1991
17	Laboratory Test Data of Concrete Aggregate Samples	EGAT, Jan. 1991
18	Problems of Stratigraphic Classification and Environments of Khorat Group	Sangat Piyasin, 1985
19	Engineering Properties of Phra Wihan Sandstone	P. Nutalaya, Chung, 1985
20	Dynamic Elastic Properties of Phra Wihan Sandstone	P. Thanvarachorn et al., 1983

Table 7-2 Geological Investigation Works in Drill Holes

Drill Hole NO.	Location			Length (m)	N-Value Test Qt.	Permeability Test Qt. <Depth>	Deformation Test Qt.	Laboratory Test Sample Qt.
	Coordinate X(E)=	Coordinate Y(N)=	Elevation (m)					
[Upper Reservoir]								
DHU-1	775,410.82	1,638,046.41	632.14	100.0	5	20 <0-100>	5	4
DHU-2	775,706.01	1,638,044.28	632.08	40.0	2	6 <0-40 >	0	1
DHU-3	775,699.85	1,637,744.42	660.93	50.0	3	10 <0-50 >	0	4
DHU-4	775,402.16	1,637,748.69	638.30	50.0	4	10 <0-50 >	4	2
DHU-5	775,572.42	1,637,894.61	646.38	30.0	1	7 <0-30 >	0	3
[Waterway, Powerhouse]								
DHW-1	775,199.66	1,638,095.07	631.05	230.0	2	37 <4.5-230>	11	2
DHW-2	774,561.61	1,638,283.56	422.83	250.0	4	32 <27.5-224>	2	9
[Tailrace]								
DHT-1	773,826.25	1,638,489.36	316.08	180.0	0	32 <4.5-180>	8	5
DHT-2	773,628.63	1,638,536.37	290.00	70.0	2	12 <4.5-70>	5	2
DHT-3	773,561.94	1,638,553.54	276.84	50.0	0	9 <5-50 >	6	3
Total				1050.0	23	175	41	35

Qt. = Quantity

Table 7-3 Geological Investigation Works in Test Pits

Test Pit No.	Location			Depth (m)	Permeability Test Qt.	Undisturbed Sample		Disturbed Sample ##	
	Coordinate X=	Coordinate Y=	EL. (m)			Depth (m)	Sample Qt.	Depth (m)	Sample Qt.
PU-1	775,422.42	1,638,044.32	632.78	5.0	2 *	4.8	6 #	0.5-3.0 3.0-5.0	2
PU-2	775,706.61	1,638,036.02	633.05	2.3	0 **	—	0	0.3-1.2 1.2-1.8	2
PU-3	775,698.07	1,637,747.51	660.41	5.0	2 *	5.0	4 #	0.7-3.1 3.1-5.0	2
PU-4	775,406.86	1,637,737.94	638.42	5.0	0 **	4.9	6 #	0.6-3.1 3.1-4.4 4.4-5.0 0.6-5.0	4
Total				17.3	4		16		10

Qt. = Quantity

* : One is well permeameter test and the other is open-end pipe test.

** : The weathered rocks are too hard to dig the test holes.

: $\phi = 4$ inch, h = 10~20 cm

: Sample weight = 60~70 kg

Table 7-4 List of Laboratory Test

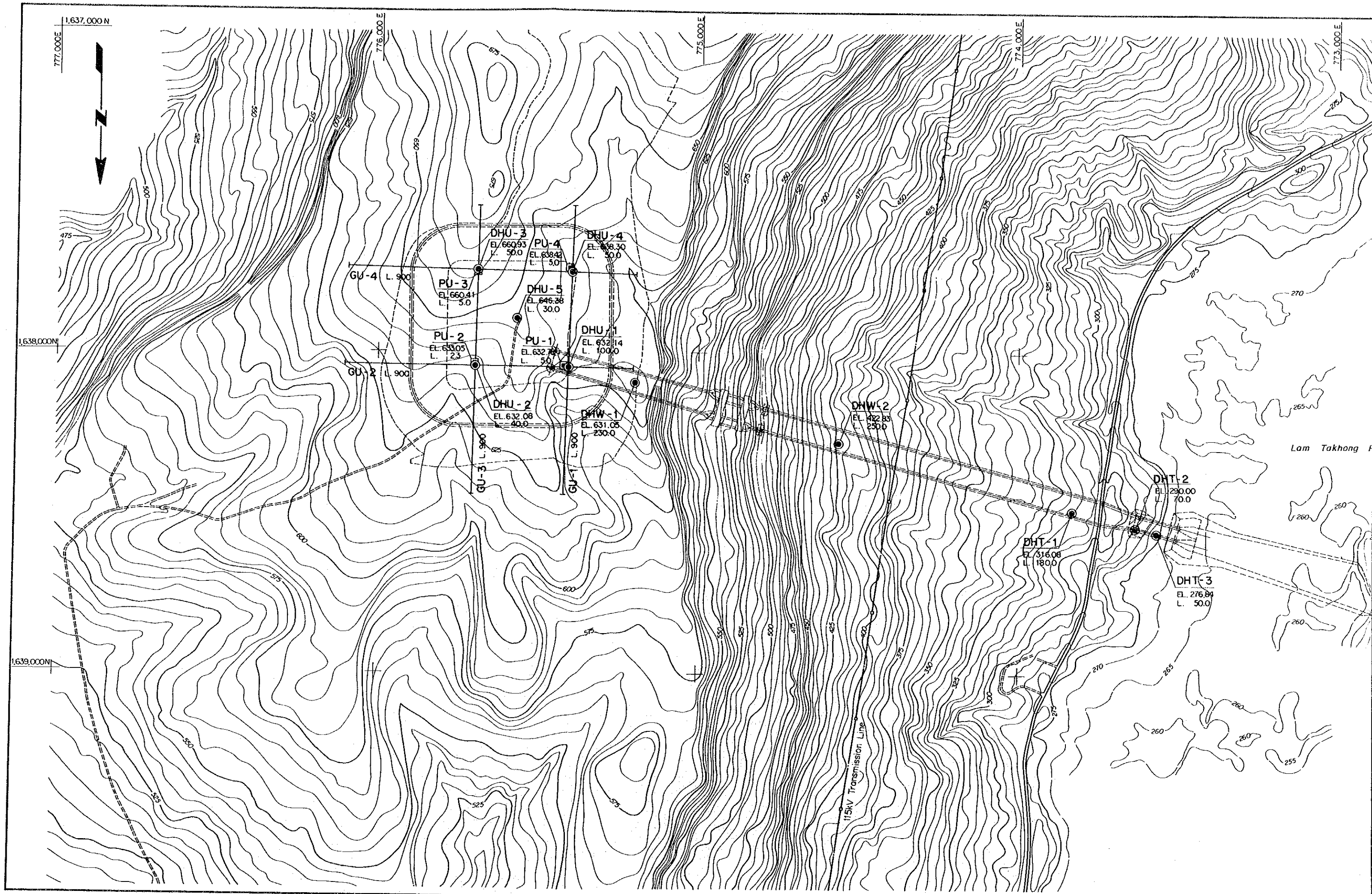
Test Item	Drilling	Test Pit		Quarry, Outcrop	Total
	Core Samples	Undisturbed Samples	Disturbed Samples	Block Samples	
Density, Absorption, Water Content etc.	35	3	10	2	50
Uniaxial Compression, P-Wave Velocity	35	—	—	—	35
Triaxial Compression	—	3	2	—	5
Particle Size Analysis	—	—	10	—	10
Atterberg Limits	—	—	10	—	10
Compaction, Permeability	—	—	10	—	10
Soundness	—	—	—	2	2
Abrasion Loss (Los Angeles Machine)	—	—	—	2	2

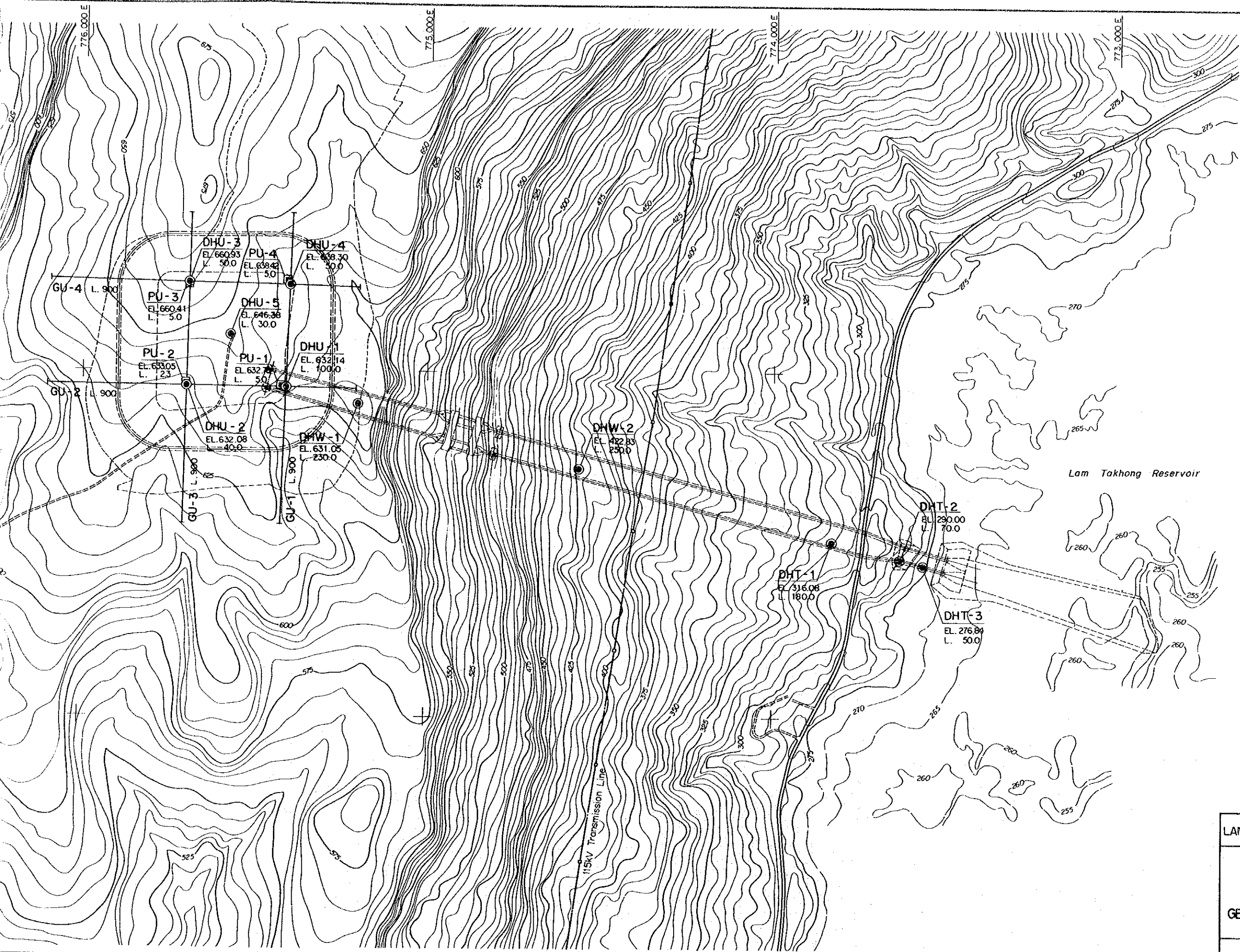
Table 7-5 List of Chemical and Mineralogical Analyses

Item of Analysis		Drilling	Quarry, Outcrop	Total
		Core Samples	Block Samples	
Thin Section		4	2	6
X-ray Diffraction	balk analysis	10	2	12
	clay fraction analysis	7	1	8
Chemical Composition	13 components *	2	2	4
	3 components **	1	—	1




* : SiO₂, TiO, Al₂O, Fe₂O₃, FeO, MnO,
MgO, CaO, Na₂O, K₂O, P₂O₅, H₂O⁺, H₂O⁻

** : Fe₂O₃, FeO, MgO





LEGEND

-  **DHU - 1** Drill Hole
EL. 300.00 EL. : Elevation (m)
L. 100.0 L. : Length (m)
-  **PU - 1** Test Pit
EL. 300.00 EL. : Elevation (m)
L. 50.0 L. : Length (m)
-  **GU-1 L.900** Geophysical Prospecting
L. : Length (m)

Drill Hole Name	Location		Elevation (m)	Length (m)
	X (E)=	Y (N)=		
Upper Reservoir				
DHU-1	775,410.82	1,638,046.41	632.14	100.0
DHU-2	775,706.01	1,638,044.28	632.08	40.0
DHU-3	775,699.85	1,637,744.42	660.93	50.0
DHU-4	775,402.16	1,637,748.69	638.30	50.0
DHU-5	775,572.42	1,637,894.61	646.38	30.0
Waterway, Powerhouse				
DHW-1	775,199.66	1,638,095.07	631.05	230.0
DHW-2	774,561.61	1,638,283.56	422.83	250.0
Tailrace				
DHT-1	773,826.25	1,638,489.36	316.08	180.0
DHT-2	773,628.63	1,638,536.37	290.00	70.0
DHT-3	773,561.94	1,638,553.54	276.84	50.0
Total				1050.0

Test Pit Name	Location		Depth (m)
	X=	Y=	
PU-1	775,422.42	1,638,044.32	632.78
PU-2	775,706.61	1,638,036.02	633.05
PU-3	775,698.07	1,637,747.51	660.41
PU-4	775,406.86	1,637,737.94	638.42
Total			17.3



LAM TA KHONG PUMPED STORAGE PROJECT

LOCATION MAP

OF

GEOLOGICAL INVESTIGATION WORKS

DWG. 7-2

