

タイ王国

ラムタコン揚水発電開発計画調査

最終報告書

要約

1991年11月

国際協力事業団

鉦計資
J R
91-118



タイ王国

ラムタコン揚水発電開発計画調査

最終報告書

要約

JICA LIBRARY



1096201 (7)

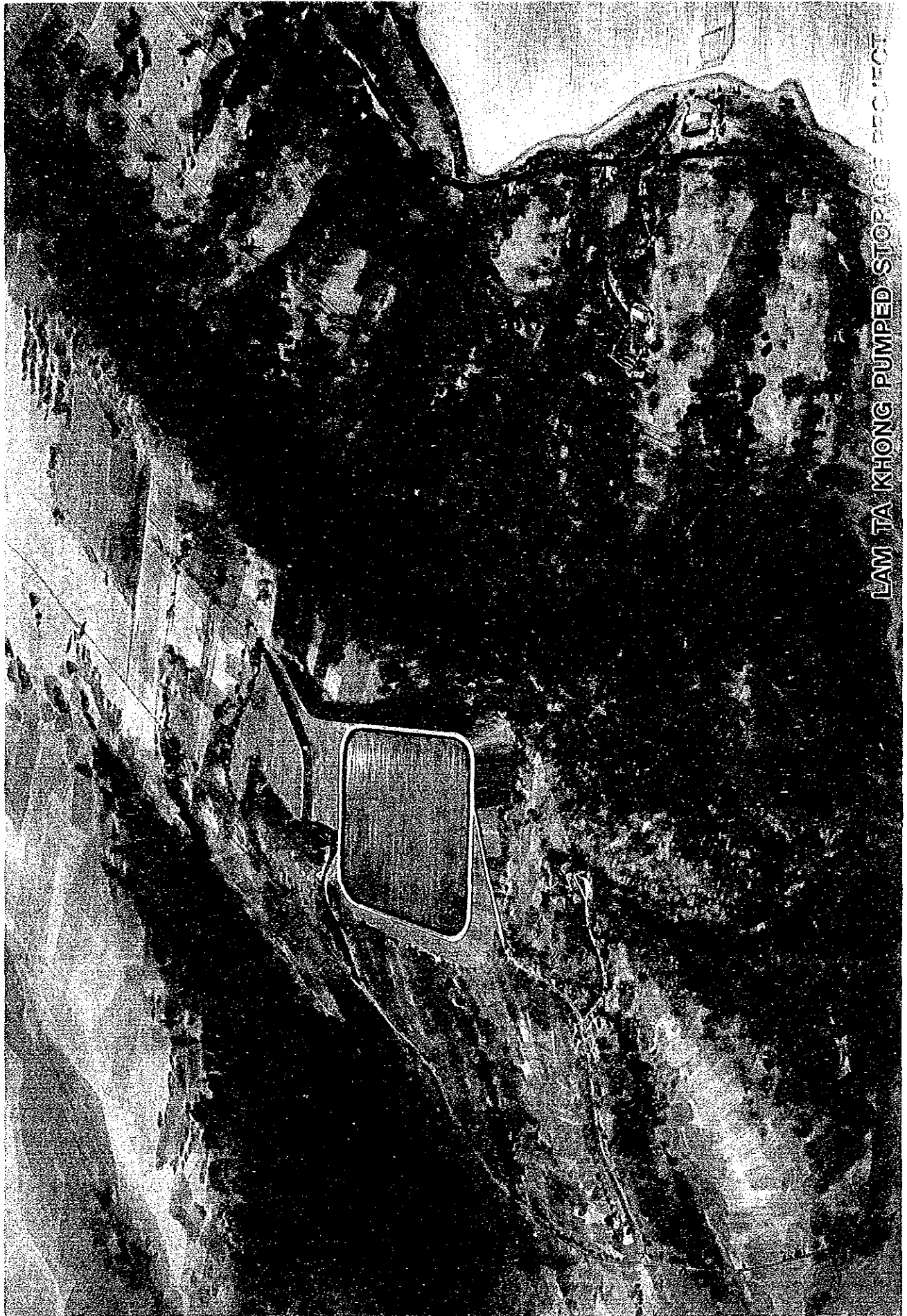
23352

1991年11月

国際協力事業団

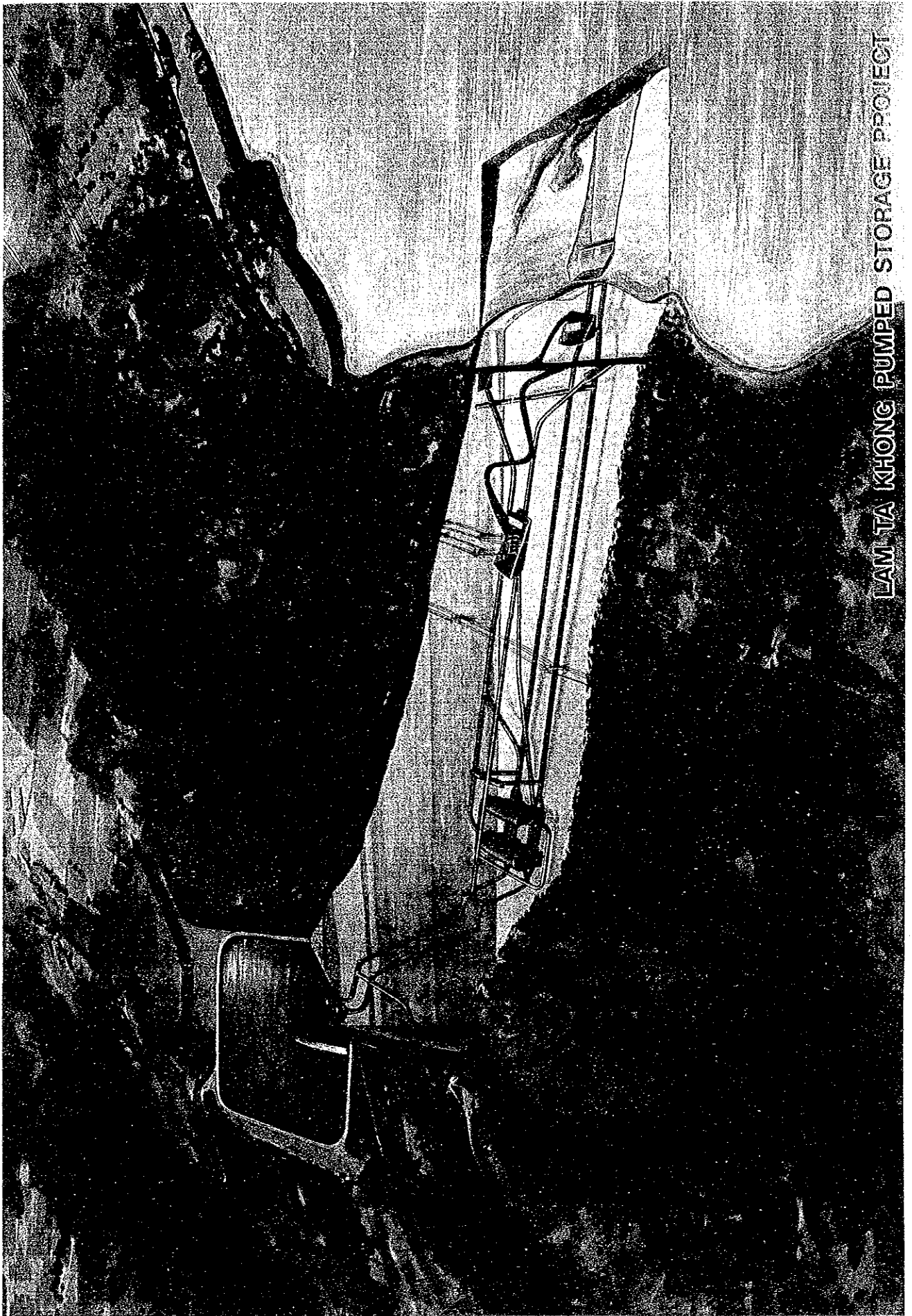
国際協力事業団

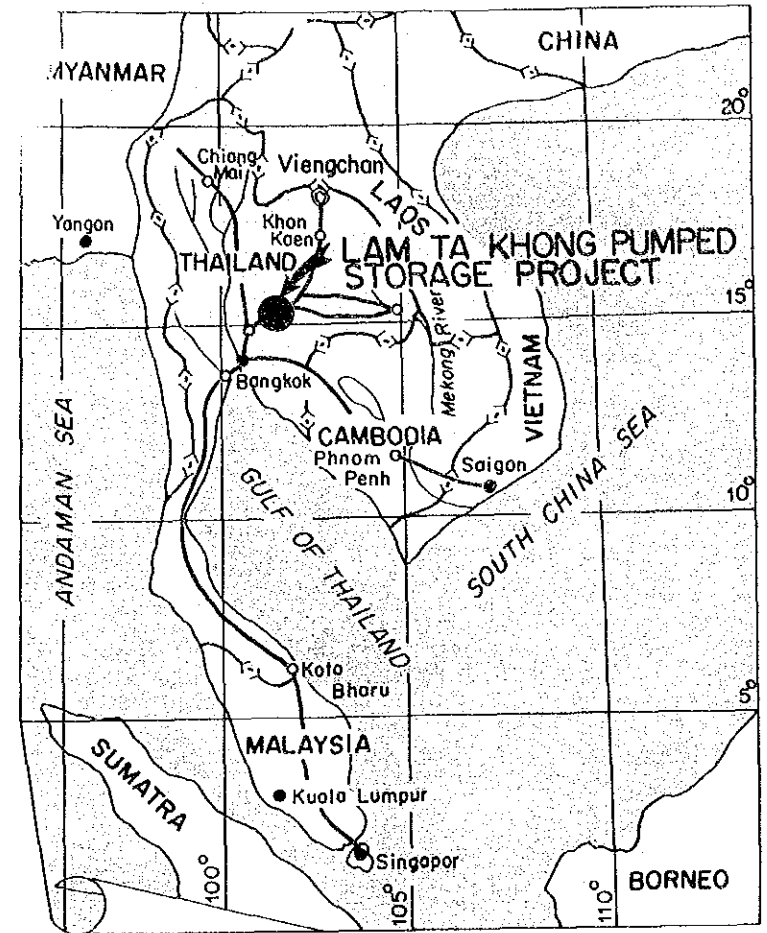
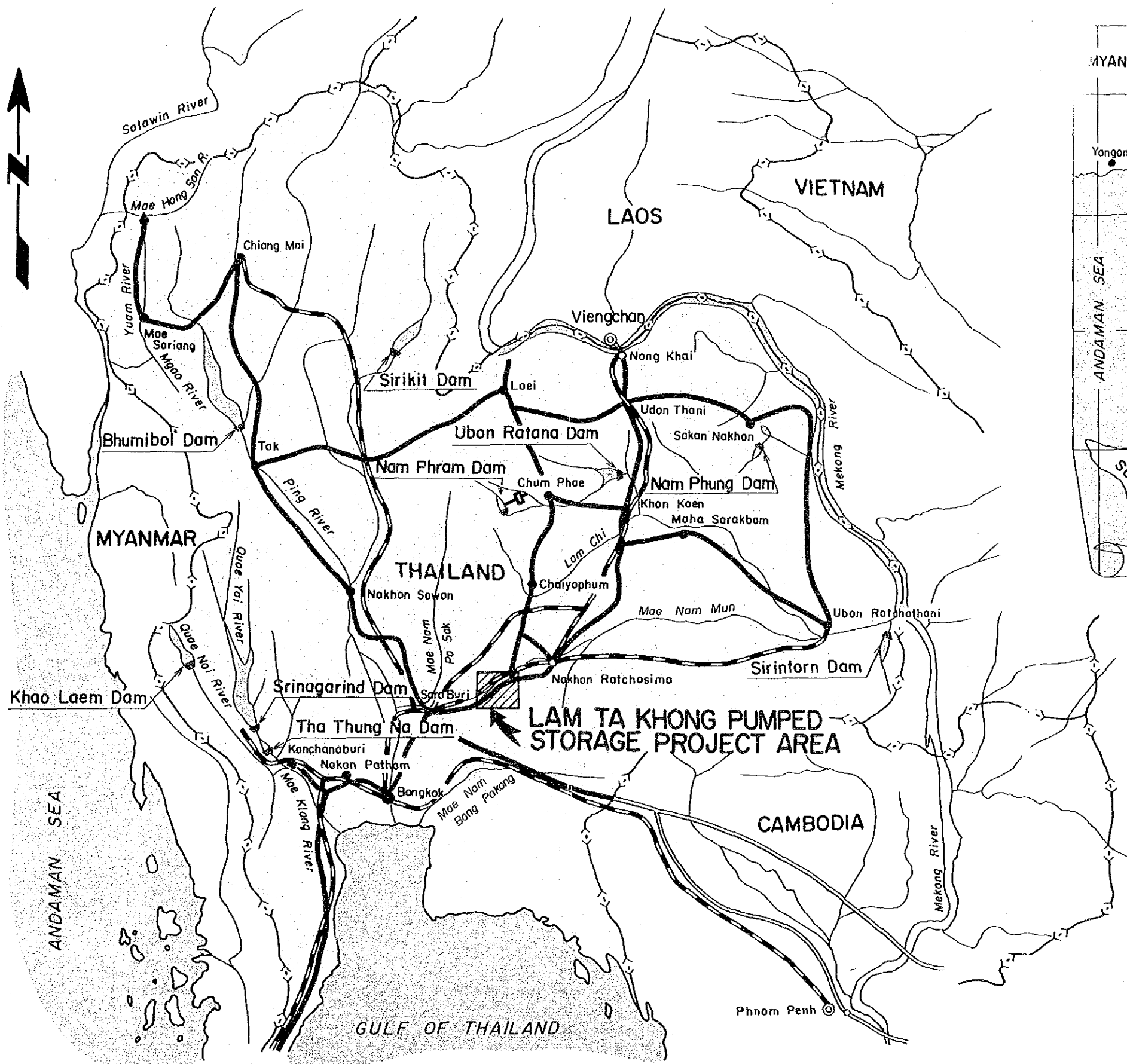
23352






LAM TA KHONG PUMPED STORAGE PROJECT

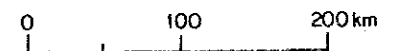
LAM TA KHONG PUMPED STORAGE PROJECT





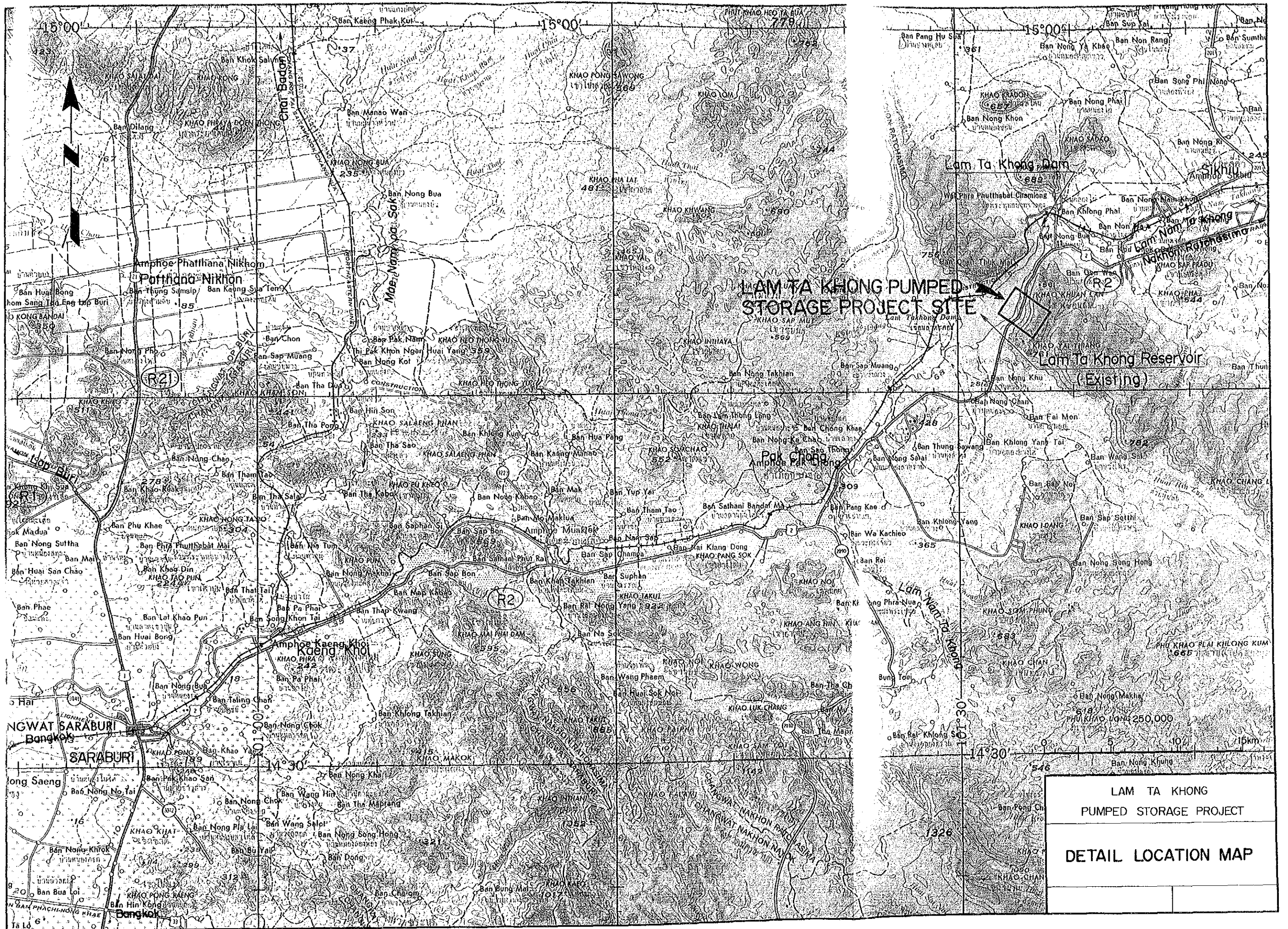
**LEGEND**

-  International boundary
-  Railway
-  Main road



LAM TA KHONG  
PUMPED STORAGE PROJECT

KEY AND LOCATION MAP



LAM TA KHONG  
PUMPED STORAGE PROJECT  
DETAIL LOCATION MAP



Photo-1 Upper Reservoir Site (View from West)

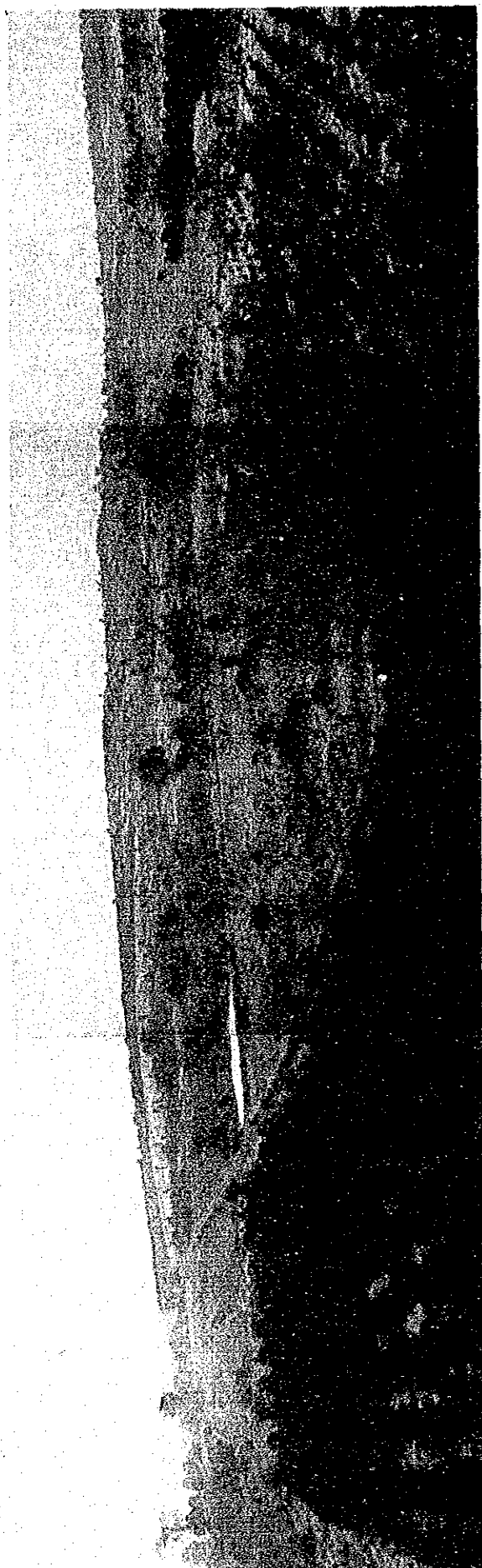


Photo-2 Tailrace Site



**Photo-3 Route of Waterway (View from Upper Reservoir)**



**Photo-4 Route of Waterway (View from Tailrace Site)**



## 目 次

	頁
1. 序 論 .....	1
2. 結論と勧告 .....	7
3. 需 要 想 定 .....	10
4. 電 源 開 発 計 画 .....	14
5. 水 文 .....	17
6. 地質、建設材料、地震 .....	22
7. 環境影響評価 .....	29
8. 開 発 計 画 .....	32
9. 送電計画および電力系統解析 .....	41
10. 予 備 設 計 .....	45
11. 工事工程および工事費 .....	56
12. 経済評価および財務分析 .....	65

## UNITS AND GLOSSARIES

### (1) Units

mm	:	Millimeter
cm	:	Centimeter
m	:	Meter
km	:	Kilometer
cm <sup>2</sup>	:	Square centimeter
m <sup>2</sup>	:	Square meter
km <sup>2</sup>	:	Square kilometer
m <sup>3</sup>	:	Cubic meter
MCM	:	Million cubic meter (for development planning)
kg	:	Kilogram
t	:	Metric ton
m <sup>3</sup> /s	:	Cubic meter per second
kW	:	Kilowatt
kWh	:	Kilowatt hour
MW	:	Megawatt
GWh	:	Gigawatt hour
kV	:	Kilovolt
kVA	:	Kilovolt-Ampere
MVA	:	Megavolt-Ampere
MCM	:	Thousands of circular mils (for transmission line)
rpm	:	Revolutions per minutes
Hz	:	Hertz (cycles per second)
El.	:	Elevation
°C	:	Degree in centigrade
mb	:	Millibar
%	:	Percentage
Lu	:	Lugeon value (rate of water loss from a drillhole)
l	:	Liter
1 MW	:	1,000 kW
1 GWh	:	1,000,000 kWh
1 barrel	:	159 l
1 rai	:	1,600 m <sup>2</sup>
gal	:	cm/sec <sup>2</sup> (acceleration of earthquake motion)
kine	:	cm/sec

## (2) Glossaries

### (i) Terms

NIWL	:	Normal High Water Level
LWL	:	Low Water Level
TWL	:	Tail Water Level
US\$	:	U.S. dollar
฿	:	Baht
M฿	:	Million Baht
hrs	:	Hours
yr	:	Year
ea.	:	Each
Max.	:	Maximum
Min.	:	Minimum
cct	:	Circuit
a.c.	:	Alternative current
ACSR	:	Aluminum Conductor Steel Reinforced
ASTM	:	American Standard for Testing and Materials
CA	:	Catchment Area
FY	:	Fiscal Year
GDP	:	Gross Domestic Product
M <sub>B</sub>	:	Body Wave Magnitude
M <sub>S</sub>	:	Surface Wave Magnitude
IRR	:	Internal Rate of Return
EDR	:	Equalizing Discount Rate
PAX	:	Private Automatic Exchanger
PMF	:	Probable Maximum Flood
PMP	:	Probable Maximum Precipitation
UHF	:	Ultra High Frequency
VHF	:	Very High Frequency
B-G	:	Net Present Value of Surplus Benefit
B/C	:	Benefit Cost Ratio

(ii) Agencies

AIT : Asian Institute of Technology  
EGAT : Electricity Generating Authority of Thailand  
EPDC : Electric Power Development Co., Ltd.  
JICA : Japan International Cooperation Agency  
Lao PDR : Lao People Democratic Republic  
MEA : Metropolitan Electricity Authority  
NEA : National Energy Administration  
NEPO : National Energy Policy Office  
NESDB : National Economic and Social Development Board  
NIDA : National Institute of Development Administration  
OPEC : Organization of Petroleum Exporting Countries  
PEA : Provincial Electricity Authority  
RID : Royal Irrigation Department  
TDRI : Thailand Development Research Institute  
IBRD : International Bank for Reconstruction and  
Development

## List of Tables

Table 1-1	General Project Description of Lam Ta Khong Pumped Storage Project
Table 3-1	Power Demand Forecast in Thailand
Table 3-2	Forecast of Energy Consumption in Thailand
Table 3-3	Load Forecast by Thai Organization
Table 4-1	Power Development Plan in Thailand (EGAT's PDP 90-03)
Table 5-1	Climatological Data for the Period 1956-1985
Table 5-2	Estimated Inflow at Lam Ta Khong Dam
Table 6-1	Stratigraphy and Properties of Rocks in Project Area
Table 8-1	Comparison of Development Methods
Table 8-2	Description of Adopted Development Plan
Table 11-1	Project Cost of Development Plan
Table 11-2	Economic Cost of Development Plan
Table 11-3	Annual Expenditure
Table 12-1	Cost Flow and Benefit Flow of the Adopted Development Plan
Table 12-2	Sensitivity Analysis (1,000 MW Pumping, 1,000 MW Generating)
Table 12-3	Cost Flow and Flow of Revenue of Adopted Development Plan
Table 12-4	Repayment Schedule of Debt
Table 12-5	Statement of Profit and Loss
Table 12-6	Cash Flow
Table 12-7	Calculation of Debt Service Ratio

## List of Figures

- Fig. 5-1 Location of Rainfall Station and Gauging Station
- Fig. 5-2 Inflow, Water Level and Rainfall of Lam Ta Khong Dam
- Fig. 7-1 Watershed Classification in Project Area
- Fig. 8-1 Development Cases of 1000 MW
- Fig. 8-2 Position of Lam Ta Khong Power Plant in Load Duration Curve
- Fig. 9-1 Power Flow Diagram 1997 Peak
- Fig. 9-2 Power Flow Diagram 1997 Night
- Fig. 11-1 Construction Schedule of Lam Ta Khong Project
- Fig. 12-1 Sensitivity Analysis on Installation of Units 3 and 4
- Fig. 12-2 Sensitivity Analysis (Construction Cost)



## List of Drawings

DWG. 6-1	Geologic Plan of Project Area
DWG. 6-2	Geologic Profile of Waterway
DWG. 7-1	Watershed Classification in Project Area
DWG. 8-1	General Plan (Case-1)
DWG. 8-2	General Plan (Case-2)
DWG. 8-3	General Plan (Case-3,4) (Case-4; Adopted)
DWG. 10-1	General Plan
DWG. 10-2	Water Way Profile and Section
DWG. 10-3	Powerhouse Section
DWG. 10-4	Switchyard Plan and Section
DWG. 10-5	Watershed Classification in Project Area
DWG. 10-6	Powerhouse Bird's-Eye View

## 1. 序 論

本調査報告書はラムタコン揚水発電開発計画のフィージビリティ調査の結果を取りまとめたものである。調査は1990年から1991年にかけて日本国政府の技術協力により、実施機関である国際協力事業団を通して実施された。

### (1) 計画の背景

タイの経済成長率は1988年において11%を記録したが、これはアジアの発展途上国の中でも卓越した成長率を示すものであり、特に工業部門での成長が顕著である。

タイ国の発電設備出力は、1989年時点で8,314MWである。電源構成は水力2,271MW（構成比率27%）、火力6,043MW（73%）となっている。

1986年から1990年の過去5ヶ年間のEGATの電力需要の年伸び率の平均は、電力12.9%および電力量13.2%であり、1990年における伸び率はそれぞれ13.8%および18.5%であった。

将来の電力需要の年間増加率の推移は、1995年において電力7.6%及び電力量8.3%から2000年の6.2%及び7.2%へと漸減していくものと想定されている。需要は、1995年以降では年間約900MW及び約6,100GWhずつ増加するものと想定されており、これに対応した電源を毎年開発していく必要がある。

タイ国政府は、自国のエネルギー安定のためには、国産エネルギー資源、すなわち、天然ガス、リグナイト、水力等を利用した石油代替エネルギーを開発し、可能な限り石油の輸入を抑制するという政策を有している。

このような背景の中で、タイ国において最も電力消費量の多いBangkok首都圏に近いラムタコン（Lam Ta Khong）揚水発電計画に強い関心が寄せられた。

高い伸び率を示すピーク電力需要に対処するため、1988年、Lam Ta Khong揚水発電計画のフィージビリティ調査が日本政府に要請された。

### (2) 計画の概要

Lam Ta Khong揚水発電計画はMehong河水系Mun河支流、Lam Ta Khong河で、首都Bangkokの北東200kmに位置する計画である。計画概要及び計画諸元を次表“General Project Description on Lam Ta Khong Pumped Storage Project”に示す。

(3) 供与資機材

本計画に関する調査を推進するためにE G A Tに対して供与した資機材およびE G A Tが実施した調査内容は次表の通りである。

供与資機材及び調査内容

供与資機材	調査内容
FRPボード(MODEL W-19BF) 他付属品一式 測深機(MODEL RS-61S)	Lam Ta Khong貯水池の深浅測量
ロータリーボーリングマシン (MODEL YBM-3JES) 他付属品一式	上部調整池、水路及び発電所地点の調査 ボーリング

(4) カウンターパート研修

効果的な技術移転および本調査業務を効率的に実施する目的で行ったカウンターパートの研修は下記の通りである。

• カウンターパート

Mr. PRAKIT POOVIBOONSUK

期間：1990年12月2日～1991年2月7日

Mr. POTE ANGWATANAPANICH

Mr. SUVIT KRITDUM

期間：1991年10月7日～1991年12月4日(予定)

• 研修及び協議内容

- 本調査のフィージビリティ設計業務に係わる技術指導および協議
- 水車、発電機等の工場視察
- 既設および建設中の揚水発電所視察

Table 1-1 General Project Description of Lam Ta Khong Pumped Storage Project (1/4)

Project Name		Lam Ta Khong Pumped Storage		
		Upper Reservoir	Lower Reservoir	
1.	LOCATION		Lam Ta Khong River Tributary of Mun River	
		District, Pak Chong Sikhiu	District, Pak Chong Sikhiu	
		Province: Nakhon Ratchashima	Province: Nakhon Ratchashima	
2.	PURPOSE	Power Generation	Multi purpose (Existing)	
3.	HYDROLOGY			
	Catchment Area	km <sup>2</sup>	0.4	1,430
	Period of Runoff Analysis	yrs.	-	28
	Average Annual Inflow	MCM	-	261
	Design Flood	m <sup>3</sup> /sec	-	2,130
4.	RESERVOIR			
	Normal High Water Level (NIWL)	m.MSL.	660.0	277.0
	Low Water Level	m.MSL.	620.0	261.0
	Total Storage Capacity	MCM	10.3	310
	Effective Storage Capacity	MCM	9.9	290
	Surface Area at NIWL	km <sup>2</sup>	0.3	44
5.	DAM			
	Type		Rockfill Dam with Asphalt Facing	Homogeneous Earth-fill Dam
	Dam Height	m	60	40.3
	Crest Elevation	m.MSL.	662.50	282.3
	Crest Length	m	2,210	527
	Dam Volume	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	6,190	853
	Upstream Face Slope	-	1 : 2.5	1 : 3.0 - 5.0
	Downstream Face Slope	-	1 : 2.5	1 : 2.5

General Project Description of Lam Ta Khong Pumped Storage Project (2/4)

Project Name		Lam Ta Khong Pumped Storage	
6.	INTAKE		
	Type		Morning-glory
	Size	m	(18.0 - 5.8) <sup>D</sup> x 51
	Number	set	2
7.	PENSTOCK		
	Type	-	Inclined Shaft Embedded Steel
	Number	-	2 - 4
	Inner Diameter	m	5.8 - 2.6
	Length	m	690
8.	TAILRACE TUNNEL		
	Type	-	Concrete Lined Pressure Type
	Number	-	4 - 2
	Inner Diameter	m	4.90 - 6.60
	Length	m	1,470
9.	SURGE CHAMBER		
	Type	-	Chamber Surge Tank
	Number	-	2
	Dimension		
	- Main Body	m	Inside 8.90                      Height 107.0
	- Chamber	m	Inside 10.00 x 10.00              Length 35.0
10.	OUTLET		
	Type	-	4 Continuous Box Culvert
	Number	-	2
	Size	m	Width 6.6 - 30.0
		m	Height 6.6 - 10.0
		m	Length 55.0

**General Project Description of Lam Ta Khong Pumped Storage Project (3/4)**

	Project Name		Lam Ta Khong Pumped Storage
11.	<b>POWER HOUSE</b>  Type Size (Width x Length x Height) Draft Gate - Type - Number Tailrace Gate - Type - Number	- m - set	Underground type 22 x 117 x 45.7 Bonnet Type Gate 4 Roller Gate 2
12.	<b>TURBINE/PUMP</b>  (Turbine)  Type  Number of Units Max. Gross Head Rated Intake Water Level Rated Tail Water Level Gross Head Normal Effective Head Max. Power Discharge Rated Output Revolving Speed  (Pump)  Max. Pump Head Max. Pump Input Max. Pump Discharge Revolving Speed	unit m m.MSL. m.MSL. m m m <sup>3</sup> /sec MW rpm  m MW m <sup>3</sup> /sec rpm	Vertical Shaft Francis type reversible pump turbine  4 401 653 276 377 357 82.5 255 375  409 277 71.4 375
13.	<b>GENERATOR/MOTOR</b>  Type Number of Units Rated Output Voltage Power Factor Frequency Revolving Speed	unit MVA kV - Hz rpm	3-phase AC Synchronous Generator-Motor 4 278 16.5 Generator 0.9 (Lag) Motor 0.98 (Lead) 50 375

**General Project Description of Lam Ta Khong Pumped Storage Project (4/4)**

	Project Name		Lam Ta Khong Pumped Storage	
14.	MAIN TRANSFORMER			
	Number of Units	unit	4	
	Type	-	Special 3-phase in door forced oil water cooled type with on load tap changer	
	Capacity	MVA	290	
	Voltage	kV	230/16.5	
15.	SWITCHYARD			
	Type	-	SF <sub>6</sub> Gas Insulated Switchgear Type	
	Nominal Voltage	kV	230	
	Number of Circuits	cct	8	
16.	TRANSMISSION LINE			
	Connection	-	To Saraburi 2 - Nakon Rachasima 2	To Thalan 3
			Existing 230 kV Line	
	Nominal Voltage	kV	230	230
	Number of Circuits	cct	2	2
	Length	km	15	95
17.	POWER GENERATION			
	Max. Power Discharge	m <sup>3</sup> /sec	340 (4 units)	
	Normal Effective Head	m	357	
	Installed Capacity	MW	1,000	
	Annual Operating hours	hrs	800	
	Generating Capability of Continuous Operation	hrs	8	
18.	PROJECT COST	M฿ (MUS\$)	16,674 (641)	
19.	ECONOMIC COST	M฿ (MUS\$)	11,254 (433)	
20.	ECONOMICS			
	B - C	M฿	1,504	
	B / C	-	1.16	
	EDR	%	17.4	
21.	CONSTRUCTION PERIOD	yrs.	5	
22.	COMMISSIONING		1997	

## 2. 結論及び勧告

Lam Ta Khong揚水発電計画は、Mekong河水系Mun川支流、Lam Ta Khong川で、首都Bangkokの北東200kmに位置する計画である。調査検討の結果、この計画は技術面、環境面及び経済性の観点からフィージブルであることが判明した。以下に結論の概要及び勧告を示す。

### 結 論

- (1) 急速に拡大する工業化に伴い、タイ国での電力需要は、1990年で対前年比14%の伸びを記録している。今後も1991年には約16%、1997年には約7%の伸びが予想されている。また、ピーク電力需要は、1990年の7,094MWから、1997年には13,000～14,000MWになるものと予測されることから、今後、毎年約900MWの新規設備が必要とされる。
- (2) 現在、ピーク電力需要の急速な増大に対処できる電源は、僅かであり、タイ国の工業化の進展に対応して、将来安定した電力供給ができるよう、負荷に即応した水力発電所の建設が必要とされている。本計画は前述の通り、タイ国の需要増加に対応できる電源のひとつとして、また、ピーク負荷に供給できる電源として、極めて有望なものである。
- (3) 本計画の開発規模は、設備出力1,000MW、等価ピーク継続時間（上池容量）8時間が妥当である。その開発時期は早い程よく、運転開始は1997年と考えられる。なお、本計画の開発が2ステージとなり、3号機及び4号機（250MW×2基）の投入が1998年以降となった場合には、これら3号機及び4号機を2002年までに投入することが経済的な観点から求められる。
- (4) 系統安定の観点より、本計画の運転について制約が生ずることとなる。すなわち1997年において設備出力1,000MW発電は可能となるが、オフピーク時には揚水は500MWに制限される。



- (5) 本計画は電力の供給能力としての機能のみならず、E G A Tの電力系統において、次の有利な点を有している。つまり、負荷変動への迅速な追従性を有していること、周波数及び電圧の調整機能を有していること、他電源事故時の運転予備力、火力発電所の運転と停止の頻度の減少とこれに伴う運転効率の向上が可能となることである。
- (6) 地形、地質、建設材料、地震等の工学的条件及び環境面を考慮して、表面しゃ水壁型ダム、地下発電所、水圧管路、放水路等の土木構造物が設計された。
- 上部調整池、水路、地下発電所位置の岩盤は中生代の堆積層からなり、顕著な断層は見られない。原位置試験等の結果より判断して、当計画の具体化に支障をきたすほどの工学的問題はない。
- (7) 当計画地点はタイ国政府が定めている環境上の開発規制区域内にあり、その一部は、いかなる地上構造物の建設も許可されない範囲に入っている。本計画は、この規制区域を避けるよう地下構造物とするよう設計されており、環境面に配慮したレイアウトとなっている。
- また、当該計画地点に人家はなく、本計画で住民の移転問題はない。以上から、本計画は環境面からもフィージブルな計画である。
- (8) 本計画のプロジェクトコストは関税、建設中利子、1997年までの物価上昇を含め、16,674百万バーツ（641百万US\$）と見積もられる。
- (9) 当計画の超過便益の現在価値（ $B - C$ ）、便益費用比率（ $B / C$ ）、等価割引率（ $E D R$ ）は、当水力発電所と同等な火力発電所を建設した場合との比較から得られ、それぞれ、1,504百万バーツ、1.16、17.4%である。これらの諸値は、当計画が経済的にフィージブルであることを示している。

## 勸告

- (1) 当該計画が1997年に運転を開始できるよう、早急に詳細設計を実施する必要がある。
- (2) 以下の追加調査、検討を提案する。
  - 地下発電所の設計、施工法の検討のため、調査横坑を早急に掘削する必要がある。また、岩盤の物性を把握するための原位置試験を実施する必要がある。
  - 詳細設計と並行して、将来の電力系統の増強に関する調査が必要である。特に各発電所の230kV母線の電圧を適正値に維持するために、無効電力供給設備の設置についての検討が必要である。Lam Ta Khong発電所の揚水時におけるSaraburi 2変電所ならびにNakhon Ratchasima 2変電所の電圧維持が重要となる。
  - 北部電源の開発計画を進め、且つLam Ta Khong発電所および他の発電所の揚水機の運転が適正に行われるようにするため、系統安定度が悪化する1990年代末以降の電力系統増強が必要となる。
  - 系統増強の検討は、Lam Ta Khong発電所の3台揚水あるいは4台揚水の可能性も含めて行われる必要がある。

### 3. 需要想定

#### 3.1 需要想定の結果

JICA調査団による需要想定の結果をTable 3-1およびTable 3-2に示す。将来値の予測はタイ国の電力消費量の実績、過去の国内総生産（GDP）およびタイ国政府によるGDPと人口の将来予測に基づいて行われた。

##### (1) 消費電力量

JICA調査団は電力消費量を1989年の31,500GWhから年平均13.01%の伸びで、1991年には39,400GWh、1992年より1996年までの年平均伸び率を9.52%、1997年より2001年までの年平均伸び率を7.36%と予測し、2000年には1989年の電力消費量の約2.6倍の82,800GWh程度になると予測した。

2000年における人口一人当たりの電力消費量は1,286kWhと予測した。これは現在の568kWhの約2.26倍である。

##### (2) 電力量需要および最大電力需要

発電端電力量需要は現在の36,500GWhより年平均8.93%の伸びで増大し、2000年には約97,000GWhになると予測した。

発電端年負荷率は現在の68%より徐々に減少し、2000年には63.3%になると予測した。

発電端最大電力は年平均9.42%の伸び率を示し、2000年には約17,400MWになると予測した。

##### (3) JICA調査団とタイ国の需要予測の比較

タイ国機関による需要予測をTable 3-3に示す。

発電端電力量需要に対する両者の予測には殆ど差がない。JICA調査団の予測値はタイ国機関による High Case 予測値を若干下回っているが、両者は殆ど同じとみなすことが出来る。

発電端最大電力需要は1995年あるいは1996年までは両者の予測値に殆ど差はない。しかし、それ以後はJICA調査団の予測値がタイ国機関の予測値を上回るが、これは年負荷率の将来予測に差があるためである。

Table 3-1 POWER DEMAND FORECAST IN THAILAND

Year	Generating			Sending			End		Transmission & Distribution Losses		Energy Consumption (GWH)
	Energy (GWH)	KWH Station Losses (%)	Maximum Power (MW)	Energy (GWH)	KW Station Losses (%)	Load Factor (%)	Maximum Power (MW)	Load Factor (%)	(GWH)	(%)	
1980	14,753.73	590.45	4.00	2,417.40	87.0	3.60	2330.4	69.4	1,156.31	8.2	13,006.97
1981	15,959.97	612.29	3.84	2,588.70	89.4	3.45	2499.3	70.1	1,455.16	9.5	13,892.52
1982	16,881.95	602.49	3.57	2,838.00	91.2	3.21	2746.8	67.7	1,507.29	9.3	14,772.17
1983	19,066.30	659.05	3.46	3,204.30	99.7	3.11	3104.6	67.7	1,951.28	10.6	16,455.97
1984	21,066.44	830.10	3.94	3,547.30	125.8	3.55	3421.5	67.5	2,196.89	10.9	18,039.45
1985	23,356.57	1,022.81	4.38	3,878.40	152.9	3.94	3725.5	68.4	2,519.57	11.3	19,814.19
1986	24,779.53	1,010.03	4.08	4,180.90	153.4	3.67	4027.5	67.4	2,755.66	11.6	21,013.84
1987	28,193.16	1,154.68	4.10	4,733.90	174.5	3.69	4559.4	67.7	2,867.63	10.6	24,170.85
1988	31,996.00	1,265.89	3.96	5,444.00	193.8	3.56	5250.2	66.8	3,165.26	10.3	27,564.85
1989	36,457.09	1,532.22	4.20	6,232.70	235.8	3.78	5996.9	66.5	3,429.77	9.8	31,495.10
1990	41,256	1,735	4.20	7,074	268	3.78	6,806	66.3	4,190	10.2	35,332
1991	45,961	1,954	4.25	7,916	303	3.83	7,613	66.0	4,576	10.4	39,431
1992	50,953	2,189	4.30	8,815	341	3.87	8,474	65.7	5,116	10.5	43,648
1993	56,132	2,438	4.34	9,754	381	3.91	9,373	65.4	5,699	10.6	47,995
1994	61,476	2,698	4.39	10,731	424	3.95	10,307	65.1	6,240	10.6	52,538
1995	66,987	2,971	4.43	11,746	469	3.99	11,277	64.8	6,781	10.6	57,236
1996	72,699	3,257	4.48	12,805	516	4.03	12,289	64.5	7,307	10.5	62,134
1997	78,189	3,539	4.53	13,835	564	4.07	13,271	64.2	7,775	10.4	66,875
1998	84,118	3,846	4.57	14,952	615	4.12	14,337	63.9	8,346	10.4	71,926
1999	90,392	4,175	4.62	16,141	671	4.16	15,470	63.6	8,972	10.4	77,245
2000	97,012	4,525	4.66	17,404	731	4.20	16,673	63.3	9,679	10.5	82,808
2001	103,921	4,896	4.71	18,730	794	4.24	17,936	63.0	10,390	10.5	88,635
2002	110,571	5,260	4.76	19,940	854	4.28	19,087	63.0	11,059	10.5	94,253
2003	117,549	5,646	4.80	21,199	916	4.32	20,282	63.0	11,752	10.5	100,151
2004	124,933	6,058	4.85	22,530	983	4.36	21,547	63.0	12,471	10.5	106,404
2005	132,760	6,499	4.89	23,942	1055	4.41	22,887	63.0	13,230	10.5	113,031
2006	141,061	6,970	4.94	25,439	1131	4.45	24,308	63.0	14,036	10.5	120,055

Table 3-2

## 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	3.1	56,340	627.1	9.9	
1991	39,431	10.7	637,964	7.6	61.8	2.9	57,199	689.4	9.1	
1992	43,648	10.0	686,300	7.1	63.6	2.7	58,041	752.0	8.4	
1993	47,995	9.5	734,802	6.7	65.3	2.6	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	6.6	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.

Table 3-3 Load Forecast by Thai Organization  
(High Case)

Fiscal Year	Peak Generation			Energy Generation			Load Factor %
	MW	Increase		GWh	Increase		
		MW	%		GWh	%	
			Actual				
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	—
			Forecast				
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. 電源開発計画

##### 4.1 E G A Tの電源開発計画

1990年9月現在のE G A Tの供給力は下記の通りである。

	Installed (MW)	Dependable (MW)
Hydro	2,249.2	1,908.9
Thermal	4,306.5	4,220.4
Combined	1,176.6	1,153.0
Gas Turbine/	238.0	202.3
Total	7,970.3	7,484.6

E G A Tの電源開発計画 (PDP 90-03)によれば、将来の電源開発の主体は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発電の開発になっている。

水力および揚水発電の開発計画は2006年までに数地点あるが、その総量は全開発容量の約6.5%にすぎない。

2006年までに開発される供給力の総容量は19,934MWであるが、老朽化したガスタービン、火力プラントの廃止計画もあるので、2006年における設備容量の合計は24,974.2MWとなる。

Table 4-1にE G A TのPDPによるタイ国の電源開発計画を示す。

##### 4.2 電力需給バランス

J I C A調査団による需要予測と、E G A Tの電源開発計画とによれば、供給予備力は1993年の18%から徐々に減少し、2004年には殆ど零になる。

電力系統は予期せぬ発電支障、濁水による出力減、予想しなかった需要増など緊急事態に備えて運転予備力を確保しておかなければならない。適正な運転予備力の割合は電力供給信頼度との関連で検討される必要がある。

信頼度レベルを日本の電力系統で用いられている見込不足日数 (LOLE) 0.3日/月とすれば、少なくとも15~16%の供給予備力が必要となり、この場合には、1997/1998年において現在の電源開発計画より約800MW多い開発が必要となる。

#### 4.3 Lam Ta Khongプロジェクトの意義

水力電源は系統運用上の要求に対して迅速な応答性能を有するため、負荷曲線のピーク部分を分担し、また緊急応援のスピニングリザーブとしても使用される。

タイ国では、将来の水力電源の開発は経済的な開発地点の枯渇と環境問題とにより、難しくなっており、結果としてピーク負荷帯および系統周波数制御を受け持つ電源の比率が徐々に減少していくものと予想される。

水力開発地点が少なくなっている時に、有効な代替電源として揚水電源がある。

揚水電源は一般水力電源と同様の機能的特長をもつため、運転予備力として用いられ、系統周波数や電圧の制御に用いられる。

また、火力プラントの経済的な運用を行うためにも使用される。

日本の場合には、電力系統によって多少の違いはあるが、増分需要の15~20%が適正な揚水電源の開発量とされている。

将来の水力供給力の状況を考えると、EGATはLam Ta Khongプロジェクトの開発を出来るだけ早期に実施すべきである。(現計画通り1997年に)

EGATは1990年代末以降に十分な供給力を確保するため、電力系統の増強と電源の開発の調査を開始すべきである。これに関連して系統周波数制御および系統の経済運用の面から、揚水を含むピーク負荷発電所の開発を調査することが特に重要である。



Table 4-1

## 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. 水 文

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。

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。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。

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。

Nakhon Ratchasimaにおける気象統計資料をTable 5-1に示す。

Lam Ta Khong川沿いの測水所は、計画流域内に5カ所あり、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。気象観測所及び測水所の位置をFig. 5-1に示す。

Lam Ta Khongダムの自然流入量をTable 5-2に示す。Lam Ta Khongダムの自然流入量は年間平均258.94MCM (8.21m<sup>3</sup>/sec)、最渇水年(1968年)で110.00MCM、最豊水年(1972年)で495.00MCMである。Fig. 5-2にLam Ta Khongダムの貯水位実績を示す。

Table 5-1 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	25.7	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	6.2	6.2
<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	6.1	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 5-2 Estimated Inflow At Lam Ta Khong Dam: Unit (MCM)

YEAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	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	17.00	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	20.00	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

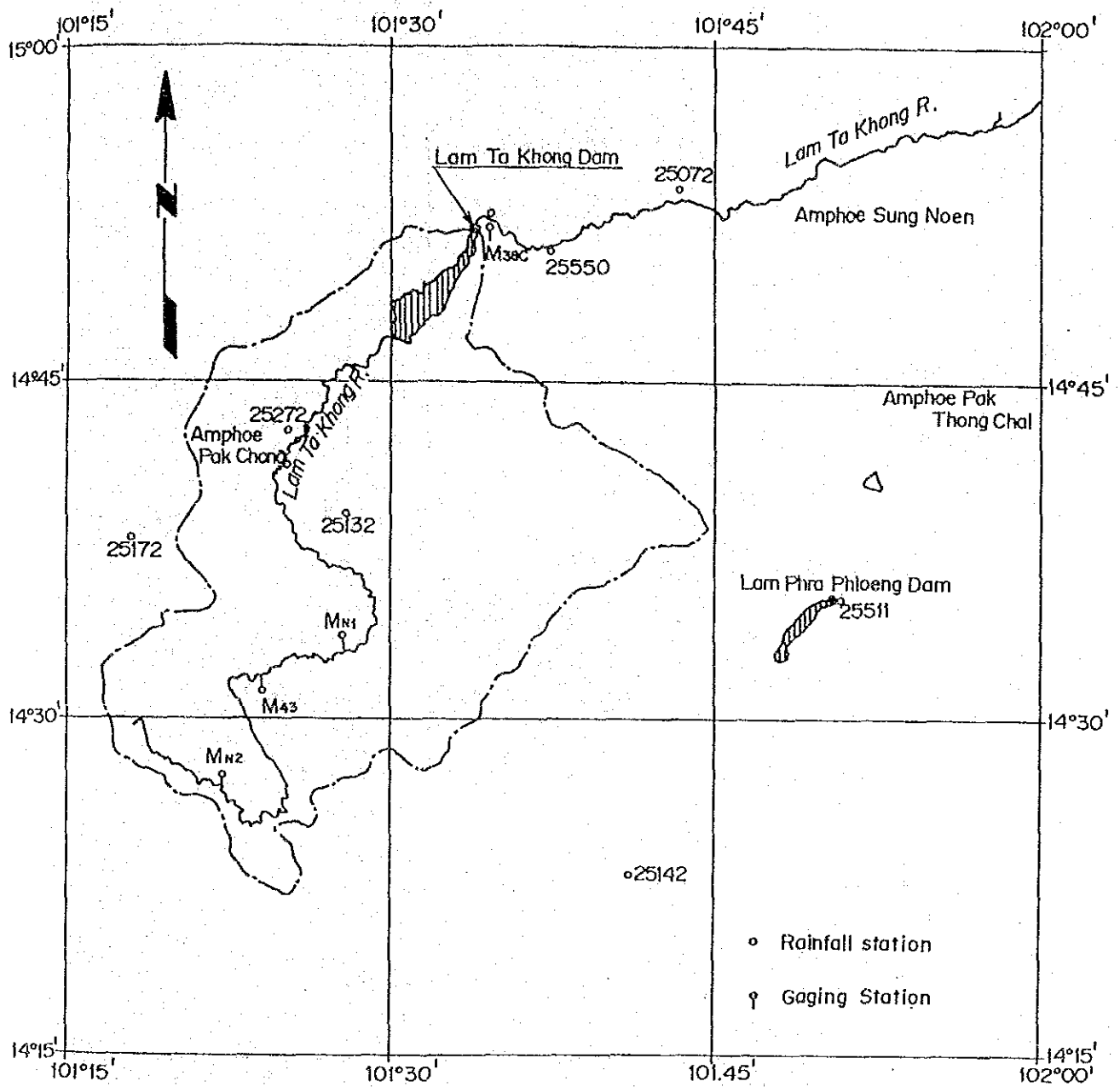


Fig.5-1 Location of Rainfall Station and Gauging Station

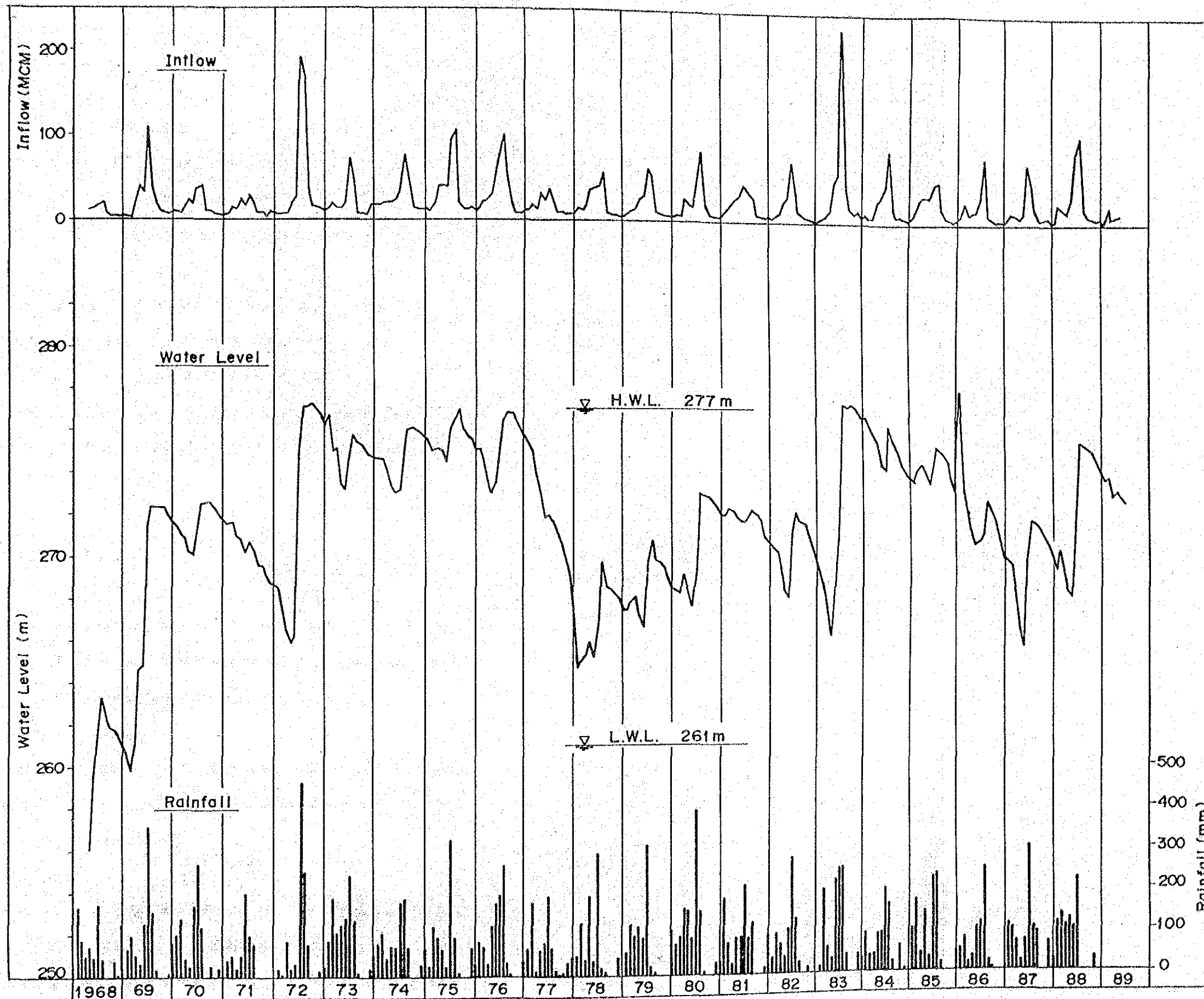


Fig.5-2 Inflow, Water Level and Rainfall of Lam Ta Khong Dam