No. 16

タイ王国

クアイヤイ河
上流水力発電開発計画
調査報告書

1980年6月

国際協力事業団

タ イ 王 国

クアイヤイ河
上流水力発電開発計画
調査報告書

1980年6月

国際協力事業団

ま　え　が　き

日本政府はタイ国政府の要請に基づき，同国のクアイヤイ河上流水力発電開発計画のフィージビリティ・スタディを実施することとし，その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は，日本政府からの委託に基づき，電源開発株式会社・城所宏治を団長する調査団を編成し，1979年3月6日より24日間にわたり5名を，また同年7月2日より30日間にわたり10名を現地に派遣した。

本報告書は水文，地形，地質等に関する2回にわたる現地調査の結果及び現地で収集した資料をもとに，電源開発株式会社の各分野の専門家の協力を得て解析・検討した結果をまとめたものである。

本報告書が，タイ国の急激な電力需要の伸びに対処するため，早期開発が望まれている当計画の実現に寄与すると共に，同国と我が国との経済及び技術交流に役立たん事を願うものである。

終りに，本調査団の派遣に御尽力頂いた諸関係機関各位に対し深く感謝の意を表すと共に，調査の任にあたられた調査団員各位の労を多としたい。

1980年6月

国際協力事業団

総裁　有田圭輔

伝　　達　　状

国際協力事業団
　総　裁　　有　田　圭　輔　　殿

ここに提出いたしますのはタイ王国タイ国発電公社の計画するクアイヤイ河上流水力発電開発計画に関するフィージビリティ調査に基づく報告書であります。

調査は，クアイヤイ河の雨量・流量等の水文，計画地点の地形・地質，ダム築造材料等に対する現地踏査の他，電力需要に係る社会的・経済的背景，電力系統，送電線，通信システム，輸送計画等の調査ならびにフィージビリティ・スタディに必要な諸資料の収集を目的として，1979年3月6日より同月29日まで及び同年7月2日より同月31日までの2回にわたり，タイ国発電公社の協力の下に実施いたしました。また，この間には同公社技師とも本計画に関する意見の交換を行いました。

帰国後，これら現地調査の結果に基づいて，フィージビリティ・スタディを行い本報告書を作成いたしました。

クアイヤイ河上流水力発電開発計画は，出力580,000 kWのナムチョン（Nam Chon）発電所及び出力51,000 kWのチコン（Thi Khong）発電所よりなり，あわせて出力631,000 kWの発電計画であります。

本報告書では，水文解析，計画のレイアウトと規模の決定，ダム及び発電所等主要構造物の基本設計，電気設備の基本設計，送電線計画，系統解析等のスタディを行いましたが，その結果本計画は技術的・経済的に十分実現が可能であることが明らかになりました。

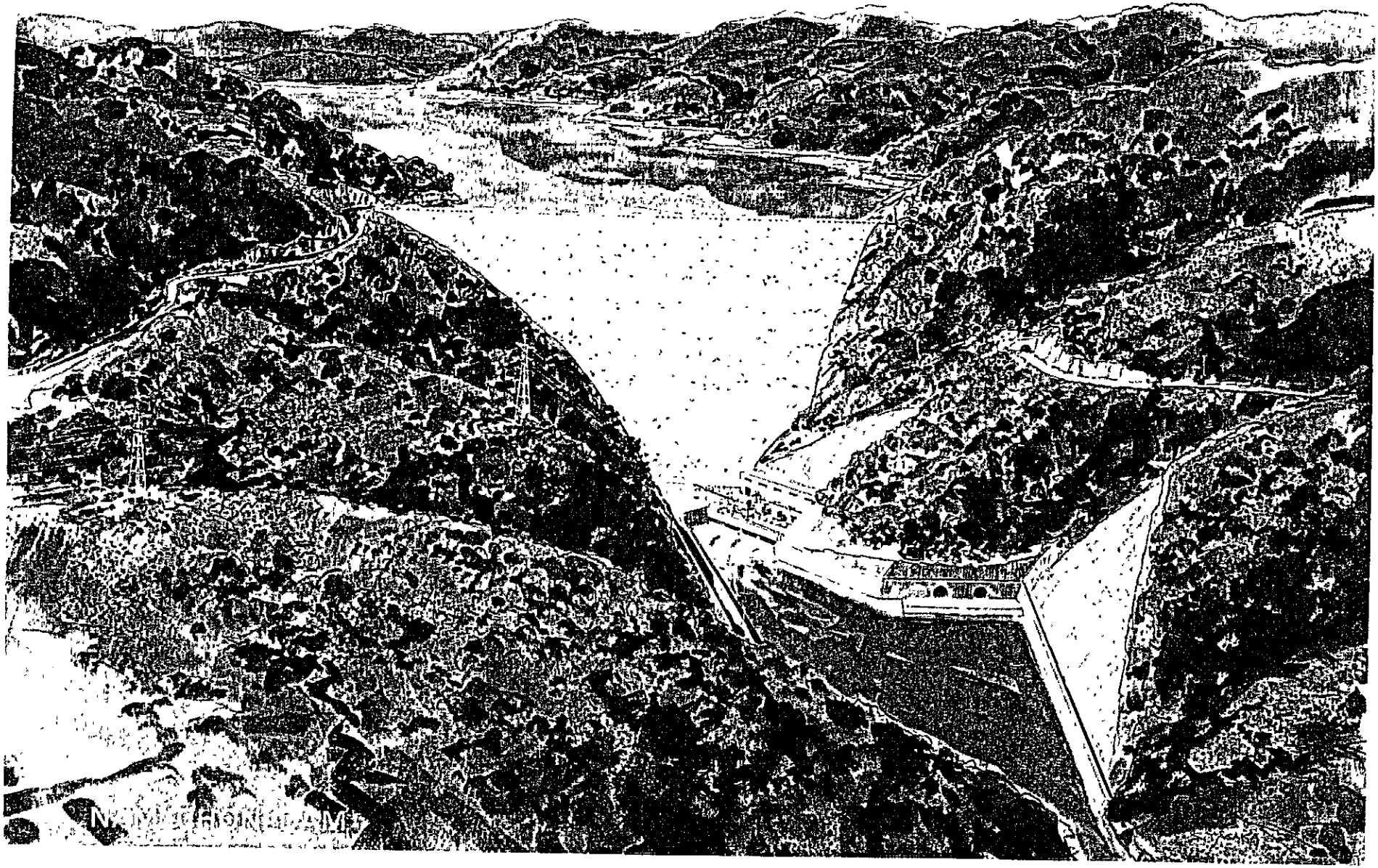
クアイヤイ河上流水力発電開発計画は，タイ国発電公社がかねてよりタイ国内の有望な水力発電計画として調査・計画を積極的に推進していたものであります。今回のスタディの結果によって，本計画の優れた特性が広く認識され，その開発がより速やかに実現に向けて進展するよう期待いたします。

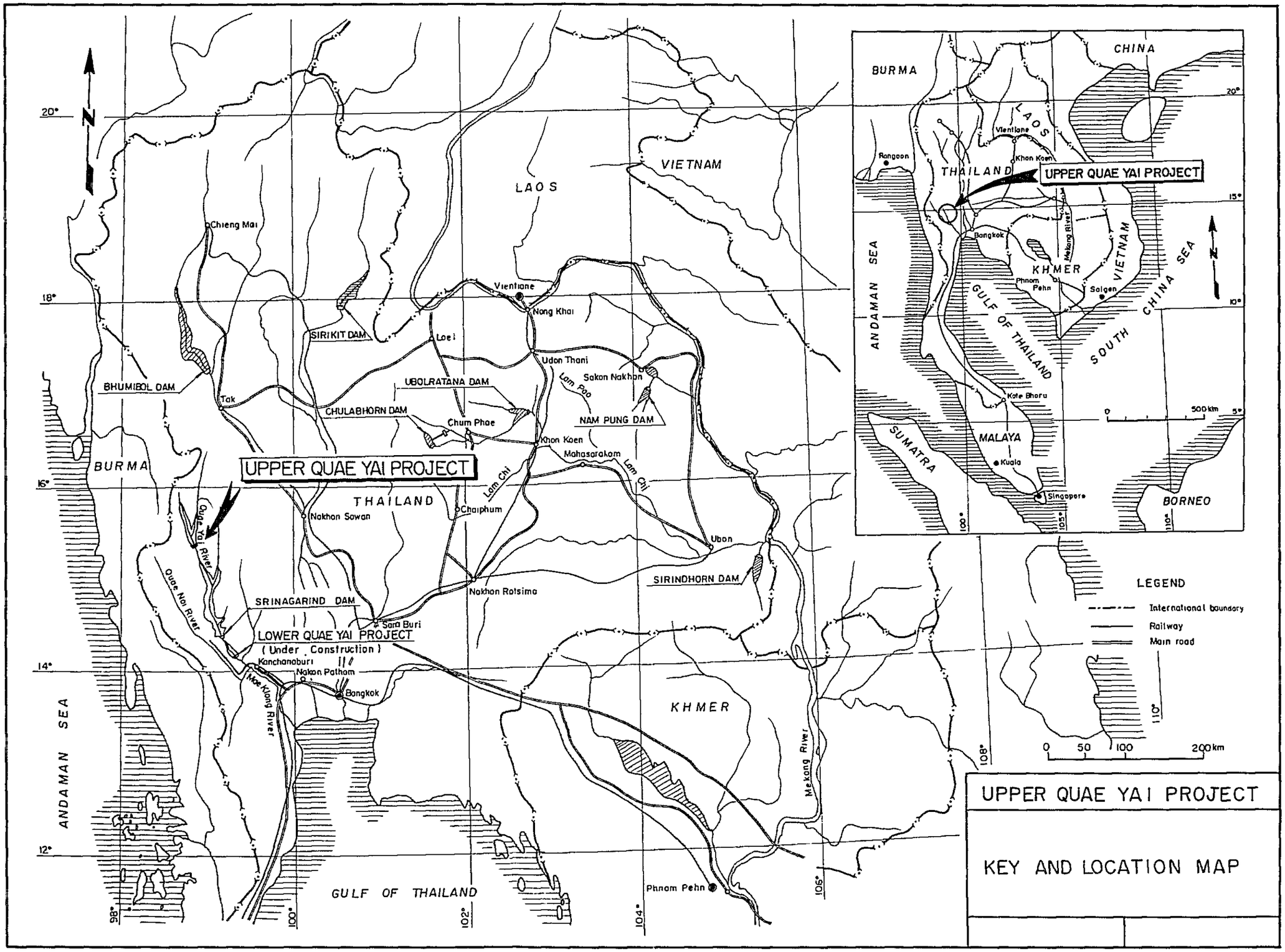
最後に今回の調査にあたり，御指導，御協力を賜った内外の関係各位に心から感謝の意を表します。

1980年6月

タイ王国，クアイヤイ河上流水力発電
開発計画調査団
　団　長　　城　所　宏　治


Nam Chon
Reservoir
Camp Facility
Nam Chon Dam
Tha Khong Pond
Tha Khong Dam
YAL




UPPER QUAE YAI PROJECT
KEY AND LOCATION MAP
LEGEND
International boundary
Railway
Main road
0 50 100 200km
BURMA
LAOS
VIETNAM
THAILAND
KHMER
CHINA
MALAYA
SUMATRA
BORNEO
ANDAMAN SEA
GULF OF THAILAND
SOUTH CHINA SEA
Chieng Mai
Vientiane
Nong Khai
Loei
Udon Thani
Sakon Nakhon
Khon Kaen
Mahasarakam
Chaiphum
Nakhon Sawan
Nakhon Ratsima
Ubon
Sara Buri
Kanchanaburi
Nakon Pathom
Bangkok
Tak
Phnom Pehn
Rangoon
Saigon
Kota Bharu
Kuala
Singapore
SIRIKIT DAM
BHUMIBOL DAM
UBOLRATANA DAM
CHULABHORN DAM
NAM PUNG DAM
SIRINDHORN DAM
SRINAGARIND DAM
LOWER QUAE YAI PROJECT
(Under Construction)
Quae Yai River
Quae Noi River
Mae Klong River
Mekong River
Lam Pao
Lam Chi
Chum Phae
Chao Phya
Mekong River
20°
18°
16°
14°
12°
98°
100°
102°
104°
106°
108°
110°
105°
15°
10°
5°
0 500km

目　　次

結論と勧告 …… 1

第 1 章　序　　論 …… 5

第 2 章　開発の必要性 …… 9

第 3 章　水　　文 …… 29

第 4 章　地　　質 …… 81

第 5 章　材　　料 …… 105

第 6 章　開 発 計 画 …… 117

第 7 章　主要構造物 …… 167

第 8 章　電 気 機 器 …… 179

第 9 章　電力系統解析，送電線および通信設備 …… 193

第 10 章　工事工程と施工 …… 239

第 11 章　工事費と資金計画 …… 245

第 12 章　経 済 評 価 …… 249

LIST OF FIGURES

Fig. 2-1	Comparison of Micro and Macro Forecast
Fig. 2-2	Relationship of Per Capita Electric Energy Production to Per Capita GDP between Asian and World Wide Countries (1967 - 1976)
Fig. 2-3	Typical Daily Duration Curve
Fig. 2-4	Yearly Peak Balance in GW
Fig. 2-5	Yearly Energy Balance in TWh
Fig. 3-1	Profile of Quae Yai River
Fig. 3-2	Monthly Average Rainfall on the Quae Yai River Bain (1952 - 1978)
Fig. 3-3	Location Map of Observatory Stations and Gaging Stations
Fig. 3-4	Runoff and Rainfall
Fig. 3-5	Cycle of Runoff and Rainfall (3 Points Moving Average Method)
Fig. 3-6	Cycle of Runoff and Rainfall (Spectral Analysis)
Fig. 3-7	Ratio of Annual Rainfall and Specific Runoff of Each Site to Hard Pana G.S.
Fig. 3-8	Ratio of Specific Runoff and Rainfall of Each Site to Hard Pana G.S.
Fig. 3-9	Ratio of Specific Runoff and Rainfall of Each Site to Hard Pana G.S.
Fig. 3-10	Ratio of Specific Runoff and Rainfall of Each Site to Hard Pana G.S.
Fig. 3-11	Ratio of Specific Runoff and Rainfall of Each Site to Hard Pana G.S.
Fig. 3-12	Unit Hydrograph at Nam Chon
Fig. 3-13	Comparison of Design Floods in Thailand
Fig. 4-1	Geology Reservoir Area Plan
Fig. 4-2	Geology Reservoir Area Profile
Fig. 4-3	Geology Plan and Profile Vicinity of Damsite

Fig. 4-4	Geology Dam Plan
Fig. 4-5	Geology Dam Profile A-A and B-B
Fig. 4-6	Geology Dam Profile C-C and Log of Drill Hole
Fig. 4-7	Geology Thi Khong Dam Plan and Profile
Fig. 5-1	Construction Material Borrow Area & Quarry Site
Fig. 5-2	Construction Material Borrow Area
Fig. 6-1	Procedure of Calculation of Power, Energy and Water Requirement
Fig. 6-2	Mass Curve at Nam Chon Site
Fig. 6-3	Comparison of H.W.L. and Effective Storage Capacity of Reservoir at Nam Chon Site
Fig. 6-4	Storage Capacity and Surface Area at Nam Chon Site
Fig. 6-5	Relation between Fill-Up Volume and Probability of Exceedence at Nam Chon Site
Fig. 6-6	Alternative Location of Nam Chon Power Plant
Fig. 6-7	Storage Capacity and Surface Area at Thi Khong Site
Fig. 6-8	Comparison of H.W.L. of Reservoir at No.9A Site
Fig. 6-9	Storage Capacity and Surface Area at No.9A Site
Fig. 6-10	Alternative Location of No.9A Power Plant
Fig. 6-11	Inflow, Power Discharge and Reservoir Water Surface at Nam Chon Power Station
Fig. 6-12	Reservoir Simulation during Fill-Up
Fig. 7-1	General Plan (Nam Chon)
Fig. 7-2	Typical Profile & Section Principal Structure (Nam Chon)
Fig. 7-3	Plan, Profile & Section Power Intake ∿ Powerhouse (Nam Chon)
Fig. 7-4	Nam Chon Reservoir - Flood Routing -
Fig. 7-5	General Layout (Thi Khong)
Fig. 8-1	Single Line Diagram Nam Chon P/S
Fig. 8-2	Plan Nam Chon P/S

Fig. 8-3	Section Nam Chon P/S
Fig. 8-4	Single Line Diagram Thi Khong P/S
Fig. 8-5	Plan & Section Thi Khong P/S
Fig. 9-1	Electric Power System of Main Part of Thailand
Fig. 9-2	EGAT's Power System Development Plan (1979 - 1995)
Fig. 9-3	Transmission System for Upper Quae Yai Project Scheme A-(2)-a
Fig. 9-4	Transmission System for Upper Quae Yai Project Scheme A-(2)-c
Fig. 9-5	Transmission System for Upper Quae Yai Project Scheme B
Fig. 9-6	Power Flow - Peak Time in Sep., 1987 Scheme A-(2)-a
Fig. 9-7	Power Flow - Peak Time in Sep., 1987 Scheme A-(2)-c
Fig. 9-8	Power Flow - Peak Time in Sep., 1987 Scheme B
Fig. 9-9	Power Flow-Off-Peak Time in Sep., 1987 Scheme A-(2)-a
Fig. 9-9'	Power Flow-Off-Peak Time in Sep., 1987 Scheme A-(2)-c
Fig. 9-10	Power Flow-Off-Peak Time in Sep., 1987 Scheme B
Fig. 9-11-a	Transient Stability Study for Upper Quae Yai - Bangkok Transmission System Scheme A-(2)-a
Fig. 9-11-b	Transient Stability Study for Upper Quae Yai - Bangkok Transmission System Scheme A-(2)-a
Fig. 9-12	Transient Stability Study for Upper Quae Yai - Bangkok Transmission System Scheme B
Fig. 9-13	Transmission Line Route Map & Telecommunication Route Map
Fig. 9-14	230 kV Transmission Line Tower for 1272 MCM x 2
Fig. 9-15	230 kV Transmission Line Tower for 1272 MCM x 1
Fig. 9-16	500 kV Transmission Line Tower for 1272 MCM x 2
Fig. 9-17	Telecommunication System Diagram
Fig. 9-18	UHF Radio Link System Diagram
Fig. 9-19	UHF Radio Link Channel Plan
Fig. 9-20	Baseband Frequency Allocation of UHF Radio Link

Fig. 9-21 Tie Line Telephone Network

Fig. 10-1 Construction Schedule of Nam Chon Project

Fig. 10-2 Construction Schedule of Thi Khong Project

Fig. 12-1 Sensitivity Analysis (1A)

Fig. 12-2 Sensitivity Analysis (1B)

Fig. 12-3 Sensitivity Analysis (2A)

Fig. 12-4 Sensitivity Analysis (2B)

LIST OF TABLES

Table 2-1	EGAT's Installed Generating Capacity as of December 1978
Table 2-2	EGAT's Total Generation Requirements
Table 2-3	Electric Power Development Plan
Table 2-4	Peak Balance
Table 2-5	Energy Balance
Table 3-1	Annual Rainfall at Each Observatory Station
Table 3-2	Estimation of Evapotranspiration
Table 3-3	Measurement of Pan Evaporation at Hard Pana Station
Table 3-4	Estimation of Evaporation
Table 3-5	Runoff Gaging Station and Existing Data
Table 3-6	Rainfall Observatory Station and Existing Data
Table 3-7	Annual Cumulative Correlation of Specific Runoff
Table 3-8	Annual Cumulative Correlation of Rainfall
Table 3-9	Seasonal Correlation of Specific Runoff
Table 3-10	Seasonal Correlation of Rainfall
Table 3-11	Monthly Runoff at Hard Pana G.S. (Annual Cumulative Correlation Method)
Table 3-12	Monthly Runoff at Hard Pana G.S. (Seasonal Correlation Method)
Table 3-13	Difference of the Average Inflow at the Hard Pana Site
Table 3-14	Monthly Runoff at No.9A Damsite
Table 3-15	Monthly Runoff at Nam Chon Damsite
Table 3-16	Monthly Runoff at Thi Khong Damsite
Table 4-1	General Geologic Sequence of Upper Quae Yai Project Area
Table 4-2	Quantitative Analysis of Calcareous Rock
Table 4-3	Location of Additional Drill Hole
Table 5-1	Results of Soil Tests for Representative Samples

Table 5-2	Items of Tests and Quantity of Test Samples
Table 6-1	Mae Klong Basin Stage of Water Requirements (Vajiralongkorn)
Table 6-2	Plan of the Alternative Schemes at Nam Chon Site
Table 6-3	Economic Evaluation of the Alternative Schemes at Nam Chon Site
Table 6-4	Comparative Plan of Nam Chon Power Plant (study of maximum discharge)
Table 6-5	Economic Evaluation of the Comparative Plan (study of maximum discharge)
Table 6-6	Comparative Plan of the Nam Chon Power Plant (study of power plant location)
Table 6-7	Economic Evaluation of the Comparative Plan of Nam Chon Power Plant (study of power plant location)
Table 6-8	Plan of the Alternative Schemes at No.9A Site
Table 6-9	Economic Evaluation of the Alternative Schemes at No.9A Site
Table 6-10	Comparative Plan of the No.9A Power Plant (study of power plant location)
Table 6-11	Economic Evaluation of the Comparative Plan of No.9A Power Plant (study of power plant location)
Table 6-12	Plan of the Optimum Scheme
Table 6-13	Construction Cost of the Optimum Scheme
Table 6-14	Economic Evaluation of the Optimum Scheme
Table 9-1	Economic Comparison for the Selection of 230 kV Power System for Upper Quae Yai Project
Table 9-2	Transmission Lines and Main Equipments of the Power System for Upper Quae Yai Project
Table 11-1	Nam Chon Project Construction Cost
Table 11-2	Thi Khong Project Construction Cost
Table 11-3	Financial Program of Nam Chon Project
Table 11-4	Financial Program of Thi Khong Project

Table 12-1 Basic Criteria for Economic Study

Table 12-2 Generating Cost Ratio of Alternative Thermal Plant

Table 12-3 Alternative Thermal Power Plant for Studying Optimum Scale of Development

Table 12-4 Alternative Thermal Power Plant for Studying Economic Justification

Table 12-5 Economy of Project (1) - with Thi Khong Power Plant -

Table 12-6 Economy of Porject (2) - without Thi Khong Power Plant -

References

- Feasibility Report, Quae Yai No.1 Hydroelectric Project EPDC March 1968
- Supplementary Study on Design Flood and Spillway Capacity. Ban Chao Nen (Quae Yai No.1) Hydroelectric Project EGAT July 1973
- Reconnaissance Report Upper Quae Yai Hydroelectric Project November 1973 OTCA (EPDC)
- The Fourth National Economic and Social Development Plan (1977 - 1981) NESDB
- Load Forecast for Thailand Electric System December 1978 - Power Tariff Study Sub-Committee
- Preliminary Report Upper Quae Yai Project EGAT August 1978
- Prefeasibility Report Upper Quae Yai Project EGAT June 1979
- EGAT's Revised Power Development Plan 1979 - 1990 February 1979
- Annual Report 1978 EGAT
- Report on Inspection of Upper Quae Yai Project JB Cooke, IL Pinkerton, J. Newbery February 1978

Unit and Conversion of Unit

mm	:	Millimeter
cm	:	Centimeter
m	:	Meter
km	:	Kilometer
cm^2	:	Square centimeter
m^2	:	Square meter
km^2	:	Square kilometer
m^3	:	Cubic meter
kg	:	kilogram
t	:	Metric ton
m^3/sec	:	Cubic meter per second
kw	:	Kilowatt
kWh	:	Kilowatt hour
MW	:	Megawatt
MWh	:	Megawatt hour
GWh	:	Gigawatt hour
kV	:	Kilovolt
kVA	:	Kilovolt-Ampere
MVA	:	Megavolt-Ampere
MCM	:	Thousands of circular mils
rpm	:	Revolutions per minute
Hz.	:	Hertz (cycles per second)
El	:	Elevation
°C	:	Degree in Centigrade
mb	:	Millibar
%	:	Percentage

US$	:	U.S. dollar
฿	:	Baht
Lu	:	Lugeon value (rate of water loss from a drillhole)
hrs	:	Hours
yr	:	Year
ea	:	Each
Max.	:	Maximum
Min.	:	Minimum
cct	:	Circuit
ℓ	:	Liter
1 MW	:	1,000 kW
1 GW	:	1,000 MW
1 barrel	:	159 ℓ
1 rai	:	1,600 m^2

GLOSSARY OF NAMES

Agencies

AIT : Asian Institute of Technology

EGAT : Electricity Generating Authority of Thailand

EPDC : Electric Power Development Co., Ltd.

JICA : Japan International Cooperation Agency

MEA : Metropolitan Electricity Authority

NEA : National Energy Authority

NESDB: National Economic and Social Development Board

OPEC : Organization of Petroleum Exporting Countries

PEA : Provincial Electricity Authority

YEA : Yanhee Electricity Authority

Terms

a.c. : Alternative current

ACSR : Aluminum Conductor Steel Reinforced

ASTM : American Society for Testing and Materials

CA : Catchment Area

FY : Fiscal Year

GDP : Gross Domestic Product

IRR : Internal Rate of Return

MF : Maximizing Factor

PAX : Private Automatic Exchanger

PMF : Probable Maximum Flood

PMP : Probable Maximum Precipitation

UHF : Ultra High Frequency

VHF : Very High Frequency

結論と勧告

結　論　と　勧　告

結　論

現在，タイ王国の保有する発電設備は約2,900MWである。電力需要の伸びは今後10年程度は年率10～15％その後は若干伸び率は減少するものの少くとも1995年頃までは8～9％増大すると予測されている。

大貯水池を持つクアイヤイ河上流水力発電開発計画は，増大する電力需要に適応する設備として他の代替設備の上に立つ経済的優位性を示している。また，水力発電所は，石油の輸入量を抑制できると云う国家経済的にも有利な効果を及ぼすことを十分認識すべきである。

電力需要予測の結果，本計画の運転開始は1987年とすべきである。

本計画は，主発電所としての出力580,000kWのナムチョン（Nam Chon）発電所とこの発電所と下流シーナカリン（Srinagarind）貯水池との間の落差を利用する出力51,000kWのチコン発電所とよりなる。これらクアイヤイ河上流水力発電開発計画の主要諸元は次の通りである。

ナムチョン（Nam Chon）発電所

流域面積		4,908 km²
年間平均総流入量		2,975×10⁶ m³
貯水池常時満水位	標高	370 m
貯水池最低水位	標高	331 m
総貯水容量		5,975×10⁶ m³
有効貯水容量		4,100×10⁶ m³
貯水面積		137 km²
発電規模	最大出力	580,000 kW
	年間発生電力量	1,095×10⁶ kWH
ダム　形式	土質しゃ水壁型ロックフィルダム	
高さ		185 m
体積		12,700×10³ m³
発電機器	水車及び発電機容量	145,000 kW
	台数	4　台
送電線	経路	アッパークアイヤイからサイノイ変電所
	延長	277 km

チコン（Thi Khong）発電所

流域面積	5,145 km²
年間平均総流入量	3,090×10⁶ m³

調整池常時満水位		EL. 197 m
調整池最低水位		EL. 196.8 m（1台運転の時はEL.193.5 m）
総調整池容量		10×10^6 m³
有効調整池容量		0.3×10^6 m³
調整池面積		1.45 km²
発電規模	最大出力	51,000 kW
	年間発生電力量	93×10^6 kWH
ダム 形式	コンクリート重力ダム	
高さ		32 m
体積		46×10^3 m³
発電機器	水車及び発電機容量	25,500 kW
	台数	2 台

大貯水池を設けるためのナムチョンダム地点は，流域内に石灰岩が分布するので貯水池よりの漏水が問題とならないよう地質条件を考慮の上慎重に選定された。貯水池の規模についても経済的検討の上これら地質条件を十分勘案して決定した。

ダムの型式は，コンクリートダムを含めて技術的・経済的検討の結果，土質しゃ水壁を有するロックフィルダムを本地点に最適な型式として選定した。発電所は，ダム左岸直下流に設置される。

チコンダムは，コンクリート重力ダムであり，発電所は，ダムの右岸側に併設される。

建設工事の工期は，ナムチョン計画が約6年，チコン計画が約4年を必要とする。後者の工事実施時期は，ナムチョンダムの湛水時期にその河流処理工事が行えるように選定すべきである。

当計画の建設工事費は建設中金利輸入関税等一切含めて1980年単価で次のとおりである。

ナムチョン計画　US$ 570.4×10^6　（₿ $11,694\times10^6$）

チコン計画　US$ 56.4×10^6　（₿ $1,156\times10^6$）

クアイヤイ河上流水力発電開発計画の経済評価は費用便益（B/C，B−C）及び内部収益率IRRによって解析した。その結果は割引率10％で B/C＝1.45，B−C＝US$ 152.9×10^6，IRR＝15.2％である。

勧告

クアイヤイ河上流水力発電開発計画（アッパークアイヤイ計画）を1987年までに運転開始するためには，現在ＥＧＡＴが鋭意実施しつつあるダム地点の地質調査工事，材料調査工事，材料試験等の各種調査を詳細設計のため引続き強力に推進する必要がある。

また，その調査の結果を踏えて直ちに詳細設計及び工事請負付託書類の作成に着手する必要

がある。

計画地点に至る道路及び建物等建設に必要な諸設備についても工事に支障のないようできるだけ速やかに整備されるべきである。

第1章　序　　論

第1章　序　　論

1.1　経　　緯 …… 5
1.2　業務の内容及び現地調査 …… 6
1.3　謝　　辞 …… 8

第1章　序　　論

1979年現在EGATの保有する電力の設備出力は，水力及び火力等併せて約2,900MWである。1970年以降現在に至るタイ国内電力の伸びは，石油危機直後の1974年5%に落込んだものの年率8～15%を示している。1979年より1990年の間の需要についても，MEA，PEAを含むタイ国全体で8～15%増大すると予測されている。特にPEAの著しい伸びが予想されている。

このような電力需要の増大に呼応するために，EGATは火力及び水力共に発電所の建設を活発に進めているが，水力の有望な開発地点としてクアイヤイ河上流水力発電開発計画（以後アッパークアイヤイ計画と称す）をとりあげ，その早期開発をめざして，かねてより地質調査をはじめとして各種の現地調査，工事プランニング等のスタディが強力に推進されて来た。

1.1　経　　緯

メクロン河の主流のひとつであるクワイヤイ河は，その豊富な流量と地形的好条件のために，水力開発に適したタイ国内有数の河川のひとつとして調査が行われて来た。

EGATはクアイヤイ河の水力発電開発の重要性を十分認識して，1965年クアイヤイ河流域全体の水力エネルギーの基礎調査を促進すべく技術協力をタイ国政府を通じて日本政府に要請した。

1967年には，YEA（1969年EGATに改組）との契約に基づいて，EPDCはフィージビリティレポート，クアイヤイNo.1水力計画を作成した。このフィージビリティレポートに基づいて，EGATはクアイヤイ河の本格的開発に着手した。最初の開発がシーナカリン（旧バンチャオネン）発電所及びその下流のローワークアイヤイ計画であった。

第二段階の開発はシーナカリン貯水池の末端よりさらに上流に位置するアッパークアイヤイ計画である。本計画の開発を促進するために，1972年タイ国政府は，日本政府に対して，ルコネッサンス調査の実施を要請した。それ以後日本政府は，タイ国政府の要請に応えて1976年までにアッパークアイヤイ計画のために次の技術協力を行った。

- 1972年におけるルコネッサンス調査団の派遣と同レポートの作成
- 1974年～1976年にかけての日本政府専門家の派遣

タイ国政府は，この間この計画を第4次国家経済開発計画（1977年～1981年）に組入れた。

一方，この計画の現地調査を早めるためにEGATはEGATの技術者と協力してこの計画を推進すべく日本政府専門家派遣の要請もあって，現地への取付道路あるいは調査用基地の設置等の準備も行って来た。さらに，日本政府は，1978年～1980年にかけて調査推進のために，土木技術者1名と地質技術者2名を派遣した。

本フィージビリティ調査団が来タイするまでにEGATが終了させた作業は次の通りである。

o 1977年における計画地点の調査基地の設置

o 1977年～1979年のシーナカリンと調査基地間の道路の改良

o 1978年8月のプレリミナリーレポートの作成

o 1978年4月～1979年6月におけるダム候補地点及び貯水池の地質調査ならびに材料調査

o 1979年6月におけるプレフィージビリティレポートの作成

EGATは予備的検討によって選定されたダム地点における調査の進捗状況を勘案して，1979年1月にタイ国政府を通じてフィージビリティ調査団の派遣を要請した。これに応えて，日本政府に代る国際協力事業団（JICA）は現地調査のために1979年3月及び7月に本フィージビリティ調査団を派遣した。

1.2 業務の内容及び現地調査

業務の目的は，アノバークアイヤイ水力開発計画の経済的及び技術的フィージビリティスタディを行うことにある。

本スタディのための現地調査は，第一次として1979年3月6日より29日まで，第二次として同年7月2日より31日までの2回にわたり実施された。調査には次のような事項が含まれた。

o 開発を必要とする社会・経済的背景及び電力需要

o クアイヤイ河流域の地形，地質及び河川の流泥

o ダム，発電所等構造物設置地点の地形及び地質

o ダム築堤材料及びコンクリート骨材等の材料

o 工事用資材の供給力，建設費

o 工事資材及び水車，発電機等の輸送路

o 送電線及び通信設備のルート

o スタディに必要な資材の収集

日本国内におけるフィージビリティスタディには次の作業が含まれる。なお，計画地点の地形図の作成，地質調査のためのボーリング及び横坑の掘削等はすべてEGATにより実施された。また，スタディに必要な基礎資料はすべてEGATから提供を受けた。

o 計画の規模とレイアウトの選定

o ダム，発電所等構造物の基本設計

o 電気設備の基本設計

o 送電線計画，系統解析及び通信システムの設計

o 工事費の算出と資金計画

o 計画の経済評価

なお，本計画の環境アセスメントについては，EGATが別途実施中である。

フィージビリティ調査団の団員及び調査の協力を得たEGATのメンバーは下記の通りである。

○第一次調査団

城所宏治	団長
竹本節生	調整，JICA
三井良弘	送電，電気技師
竹野武司	通信，電気技師
尾崎行義	計画，土木技師

調査に加わった日本政府派遣専門家

福竹養造	地質技師
渡辺邦男	土木技師
山田守	地質技師

○第二次調査団

城所宏治	団長
竹本節生	調整，JICA
村井立	需要調査，経済評価，エコノミスト
渡辺邦男	設計，土木技師
合田勝男	計画，土木技師
宮入寛男	工事費，土木技師
小林良三	材料，土木技師
北村邦雄	設計，土木技師
髙岡拓也	電気設備，経済評価，電気技師
大森充広	系統解析，電気技師

調査に加わった日本政府派遣専門家

福竹養造	地質技師
中沢義博	土木技師

○EGAT関係者

Mr. Srid Aphaiphuminart

Director, Planning Department

Mr. Sommart Boonpirugsa

Assistant Director, Planning Department

Mr. Somkiet Phaloprakarn

Chief of System Planning Division

Mr. Vijit Somponpun

Chief of Survey Division

Mr. Payak Ratnarathorn

Chief of Water Resources Planning and Development Division

Mr. Prasit Niratsayakul

Chief of Environmental Division

Mr. Narongsak Vichetpan

Assistant Chief of Project Division

Mr. Kitti Naparaxawong

Chief of Hydrology Section, Survey Division

Mr. Annop Kaovichagon

Chief of Survey Section, Survey Division

Mr. Danit Suvarnsiri

Chief of Geological Section, Survey Division

Mr. Surin Karchanopas

Chief of Laboratory Section, Survey Division

Mr. Opas Kietsrikul

Survey Division

Mr. Peel Chitakarn

Survey Division

1.3 謝　辞

本フィージビリティレポートは，タイ王国EGAT関係者の協力なくしては作成できなかったであろう。ここに感謝の意を表したい。また，フィージビリティ調査団の在タイ中の作業に関し，調整の努力を払われたタイ国政府関係者にも深甚の謝意を述べます。

第２章　開発の必要性

第2章　開発の必要性

2 1　タイ国の電力事情 …… 9
2 2　需要想定 …… 9
2 3　電源開発計画 …… 10
2 4　需給バランス …… 10
2 5　アッパークアイヤイ計画 …… 11

第2章　開発の必要性

2.1　タイ国の電力事情

タイ国政府は第4次国家経済社会開発計画（1977年－1981年）において，GDPの年平均伸び率目標値を7％（第3次計画期間実績約6％）と定め，開発総予算の約6％を電力部門に割当てている。これには，今後急増が予測される電力需要を賄うための大規模水力，新鋭火力発電所の開発，電力系統の拡大強化ならびに至近年において高価となりつつある輸入石油燃焼発電設備に代替すべき国産エネルギー源利用の可能性の開発が含まれている。

タイ国エネルギー総消費量の約80％が石油製品およびガスで，そのうち40％が輸送部門，このほか産業，電力および民生用がそれぞれ20％前後となっている。総発電電力量の約70％が石油燃料に依存しており，この購入原油の大部分は，政治的流動性の高い中東地域から輸入されている。

タイ国においては，発電電力量の過半がバンコック地域を中心に消費されており，需要の伸びは第3次計画期間中（1972年－1976年）で年平均14％を記録したが，第4次計画期間中は年平均約11％と予測されている。

1978年における電力需要は最大電力で2,110MW，発電電力量で12,372GWhであった。これに対して1978年12月末の発電設備容量は2,936MWである。その電源構成は，水力33％，重油火力53％，リグナイト火力7％，その他7％である。（Table 2－1参照）

送電系統は，バンコック外辺の火力発電所群と需要中心地の変電所を結ぶ230kV外輪線，Region 4にある大規模水力発電所群と需要中心地を結ぶ230kV基幹送電線，Region 2に散在する水力発電所群と需要中心地を結ぶ115kV送電線ならびにRegion 3の115kV単独系統（1980年に連系予定）から構成されている。

このほか，Region 1に建設中または計画中の大規模水力発電所群と需要中心地を結ぶ230kV高圧送電線が建設中または計画中である。1978年に12月末の送電線回線延長は合計9,172kmである。

2.2　需要想定

タイ全国の長期電力需要想定は，（NESDB），（NEA），（EGAT），（MEA）および（PEA）の代表によって構成されたLoad Forecast Working Group Power Study Sub-Committeeによって策される。この想定値は，発送配電計画の立案や，電気料金の検討，予算の策定，ならびに資金分析などに利用されている。需要想定にあたっては，ミクロ想定とマクロ想定の相互チェックシステムを採用しておりその内容は次のとおりである。

ミクロ想定では，MEAおよびPEAの各供給地域について需要家種別販売電力量をtime

series analysis をベースに予測している。このほかPEA地域については，経済成長率の動向，1人当りGDPと1人当り消費電力量の相関カーブによるチェック，および新規産業プロジェクトの運用，人口の地域的増減，住宅開発計画の進行状況などの具体的事象を考慮に入れている。EGAT直接供給需要家については，個々の需要家ごとに積上げ想定を実施している。

このミクロ想定値をチェックするために，次のマクロ想定を実施している。需要家の種類を住宅用，商業用，産業用，街路灯およびその他の5部門に分け，各部門ごとに1人当りGDPと1人当り消費電力量の相関関係を分析（1963年－1977年）し，1987年にいたる総需要の予測を行っている。ミクロ想定とマクロ想定の結果は極めて近接している。（Fig 2－1参照）今回，EGATにおいては，本開発計画の評価のために，この需要予測をベースに1995年にいたる需要を想定した。

このEGATの想定を，World Global Model およびアジア諸国モデルに当てはめてみた。結果，タイ国は，電力需要が今後飛躍的に伸びる可能性のあるいわゆる成長期にあるグループに属する国であり，今後1995年にいたる17年間に電力需要の伸びを前半（1979年－1986年）約11.7%，後半（1987年－1995年）約7.5%と見込んでいるEGATの需要想定は，妥当なものと判断されるので，本報告書においては，このEGATの想定値をEGATと合意のもとに採用することとした。（Table 2－2，Fig.2－2参照）

2.3 電源開発計画

前項で述べた需要想定に基づき予測された電力需要を賄うために1995年までに約12,000MWの新規電源を開発することが必要である。すなわち，向う17年間に，現有設備の約4倍に相当する発電設備を建設しなければならないわけで，年平均約700MWの開発テンポとなる。

将来，電源構成が石油燃料の節約の意味も含めて，石炭，リグナイト火力や原子力の増強によって多様化することが予想されるので，ピークロードに即応できる大規模水力プロジェクトの重要性は益々高くなる。現在，タイ国における水力開発候補地点のうち最大のものは，今回の調査対象となったアノパークアイヤイ計画である。この計画は1987年10月に完成すべく予定で，ピークロード用発電所として供給力の安定化に貢献することを目的としている。

各主要年度における電源構成の変せんはTable 2－3に示すとおりである。

2.4 需給バランス

前述の需要想定と電源開発計画を前提として1979年から1995年にいたる電力需給バランスを，peak および energy generation について検討を行った。その結果は，Table 2－4および2－5に示すとおりである。

このほか代表日における duration balance を1985年，1987年，1988年，1990年，1992年および1995年について夫々検討を行った。この結果はFig.2－3に示すとおりである。この

duration balanceは，需要パターンに対する供給電力量の配分を目的として作成されたものである。

したがってdaily load curveに対する実際の設備運転とは必ずしも一致しないが，できるだけdaily load curveにマッチさせるよう配慮した。

これらの需給バランス作成にあたって，考慮された主な項目は次のとおりである。

(1) 国際市場における石油価格の上昇傾向や調達の困難性を勘案し，リグナイトおよび水力発電設備からの発生電力をフルに消化すると同時に，在来型重油燃焼火力の発電電力量を燃焼効率を落さぬよう配慮しながらもできるだけ抑制する。

(2) 水力発電は，その目的がかんがい等多岐にわたるのでその1部を24時間継続して運転する。

(3) 予備供給力は，全系統のうち原子力または火力の1'st largest unitと2'nd largest unitの合計出力とした。

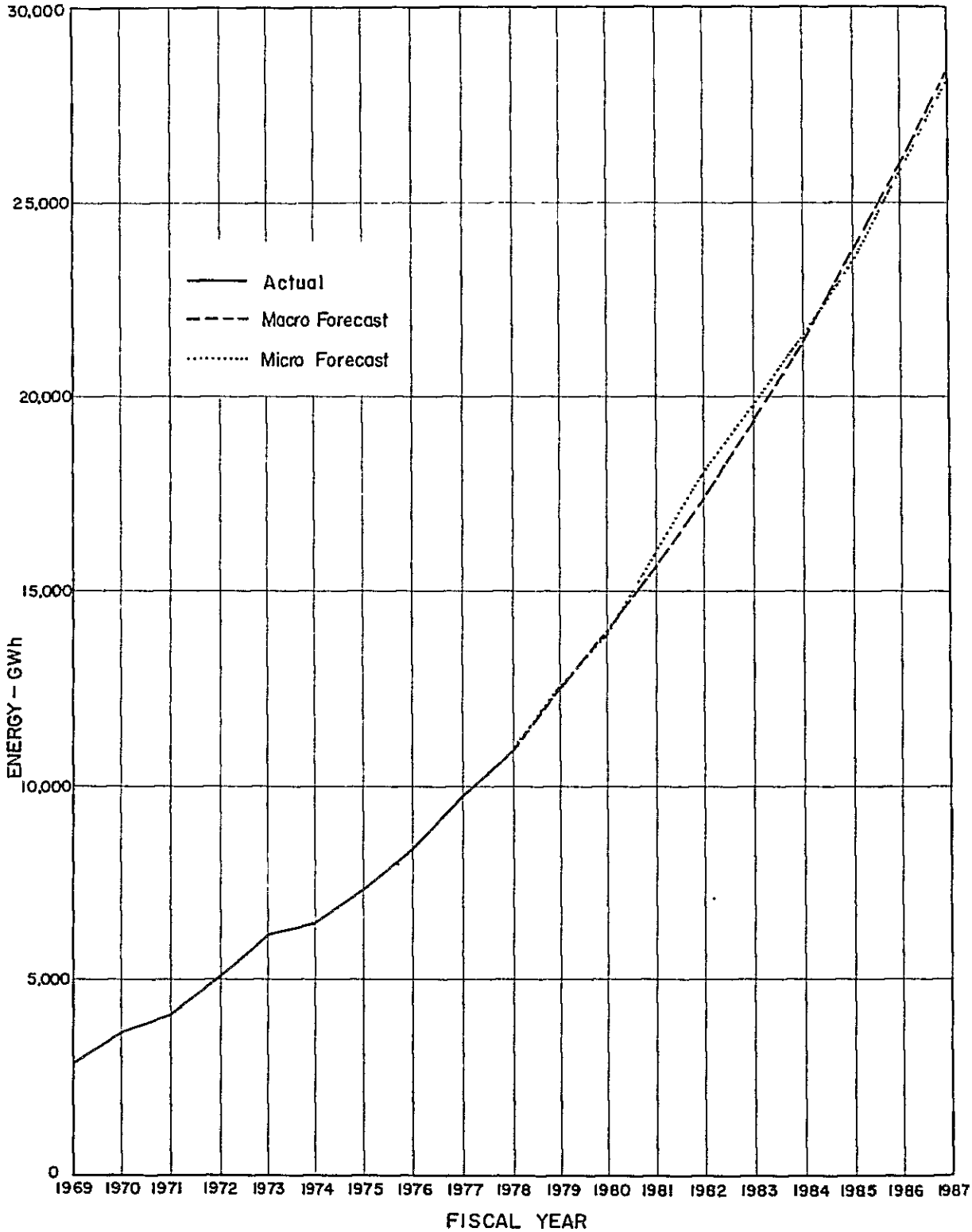
2.5 アッパークアイヤイ計画

前述の電力需給バランスの年度別検討の結果，アッパークアイヤイ計画の投入時期は，プロジェクト進捗状況から考えて現在EGATが計画している1987年10月が最も望ましい。

最近のタイ国における電力需要は，工業化の進展と国民生活水準の向上があいまって，着実に増大しつつあり，需要パターンは，今後急激な変化をみないまま，若干尖鋭化していくものと想定されるので，1987年以降，アッパークアイヤイ計画のNam Chom発電所は，ピーク用発電所としてほぼ5時間程度の継続運転をすることになる。出力規模は，dependable capacityで約550MWから600MWが望ましい。

長期需要バランスに占める本計画の位置づけはTable 2－4および2－5に示すとおりである。

Fig. 2—1 COMPARISON OF MICRO AND MACRO FORECAST



NOTE : Those figuers are given at consuming end.

Fig.2-2 RELATIONSIP OF PER CAPITA ELECTRIC ENERGY PRODUCTION TO PER CAPITA GDP BETWEEN ASIAN AND WORLD WIDE COUNTRIES (1967 – 1976)

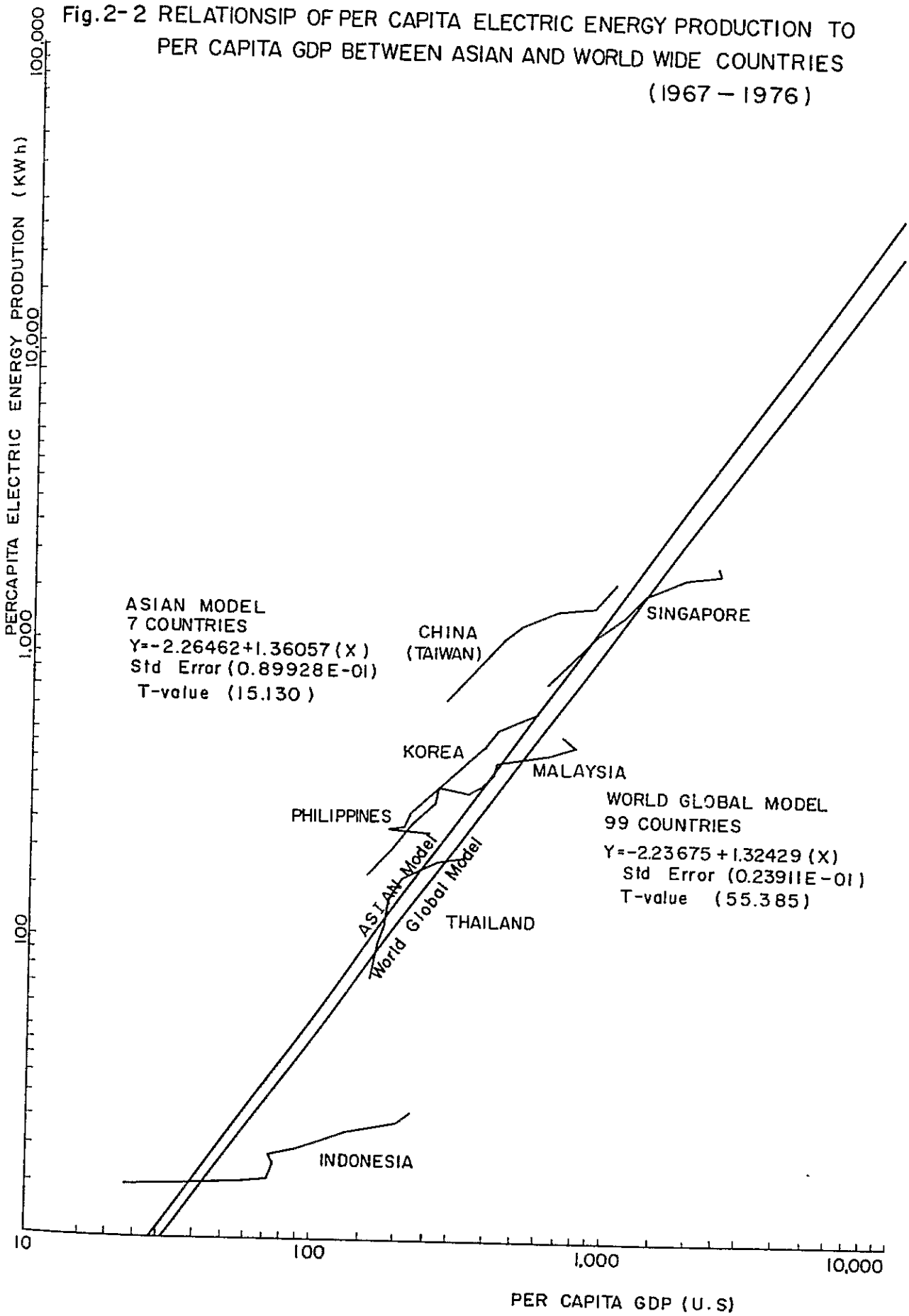


Fig. 2-3 TYPICAL DAILY DURATION CURVE

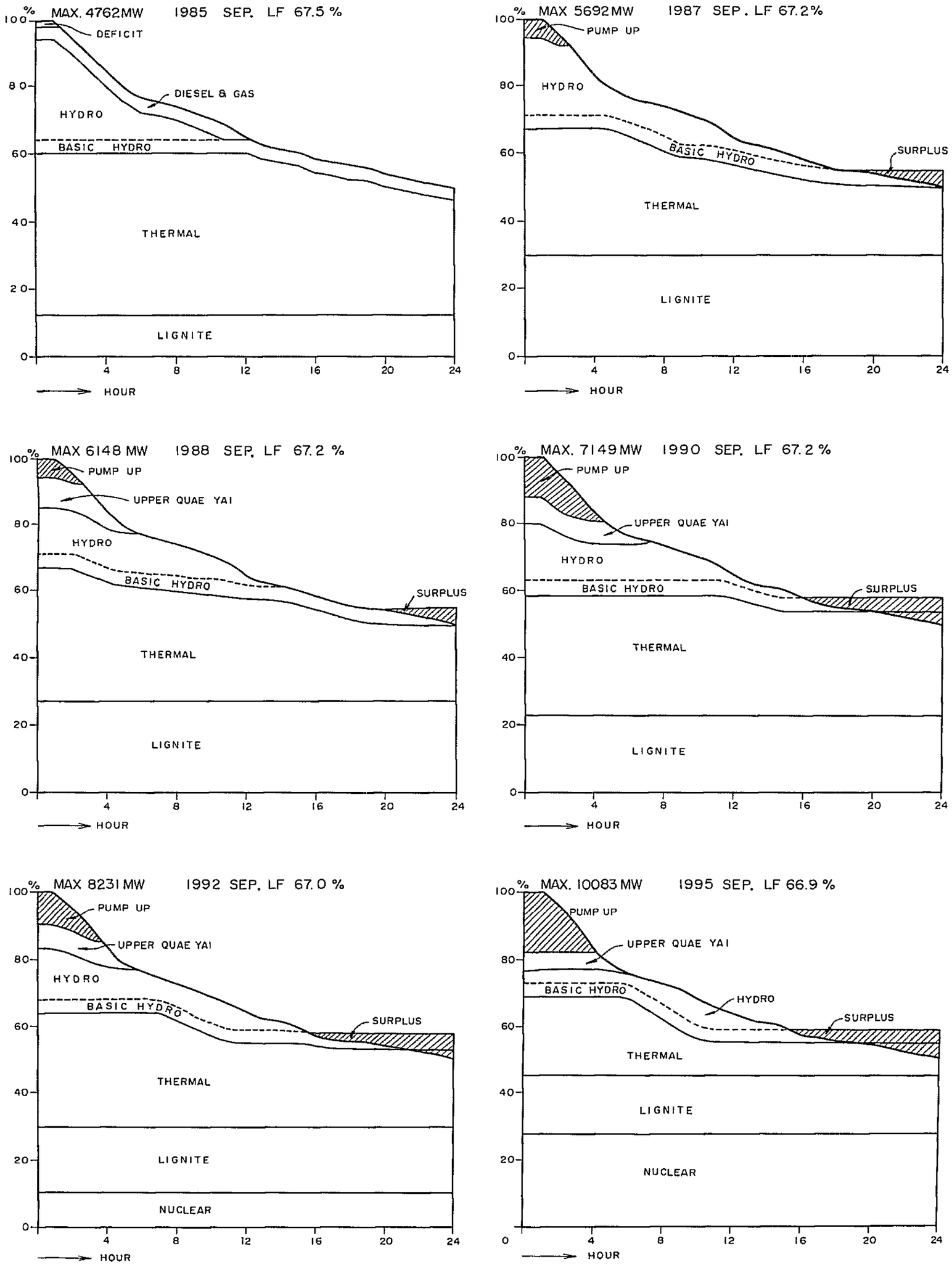
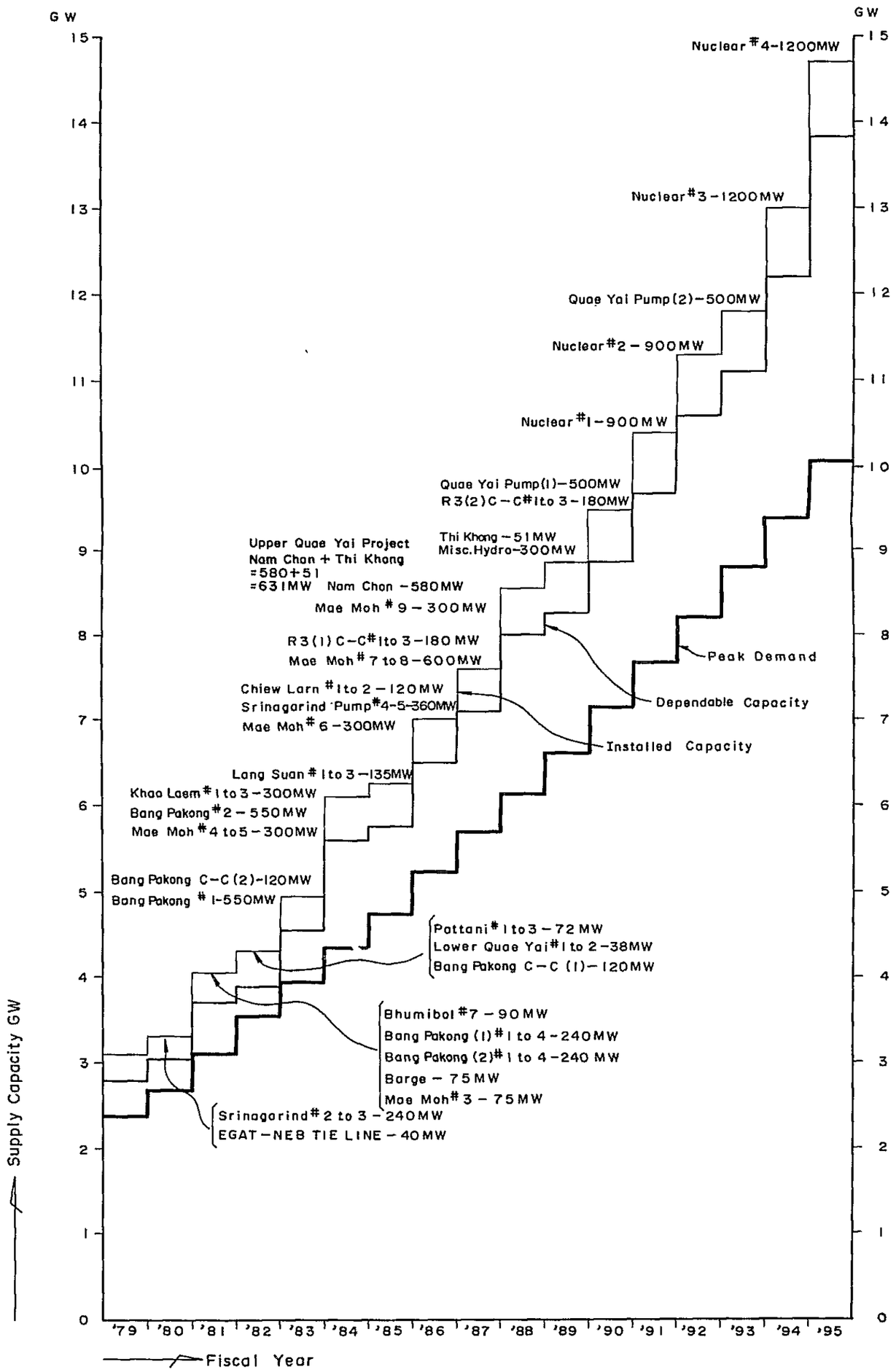
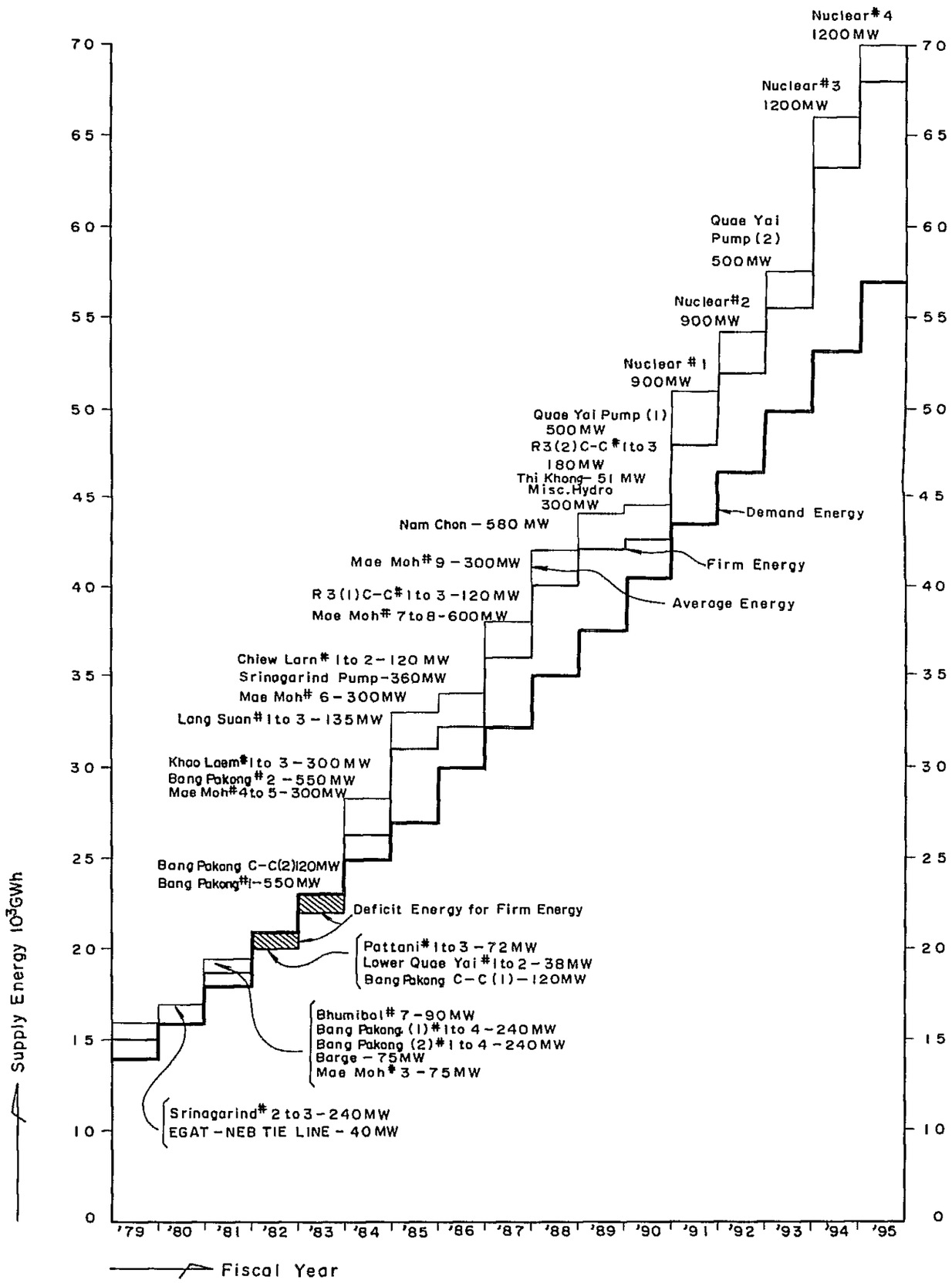


Fig.2-4 Yearly Peak Balance in G W



Note: Fiscal Year '79 :'78 Oct. to '79 Sep.

Fig. 2-5 Yearly Energy Balance in GWh



Note : Fiscal Year '79 : '79 Oct. to '80 Sep.

: GWh = 10^9 Wh

Table 2-1 EGAT'S INSTALLED GENERATING CAPACITY AS OF DECEMBER 1978

Plant Type	No. of Units	Installed Capacity (MW)	In-Service Date (First Unit)
A. Hydroelectric Plant			
Bhumibol	6	420	May 1964
Sirikit	3	375	Jan 1974
Ubolratana	3	25	Oct 1966
Sirindhorn	2	24	Nov 1971
Chulabhorn	2	40	Nov 1972
Nam pung	2	6	Oct 1965
Kang Krachan	1	19	Aug 1974
Sub-Total	19	909	
B. Thermal Paint			
North Bangkok	3	237.5	Mar 1961
South Bangkok	5	1,300	Apr 1969
Surat Thani	1	30	Feb 1973
Mae Moh	2	150	May 1977
Krabi	3	60	Jun 1964
Sub-Total	14	1,777 5	
C. Gas Turbine Plant			
South Bangkok	3	45	Dec 1970
Nakhon Ratchasima	1	15	Jun 1968
Udon Thani	1	15	Jun 1969
Hat Yai	3	45	Aug 1971
Surat Thani	3	45	Nov 1977
Sub-Total	11	165	
D. Diesel Plant			
Mae Moh	9	9	May 1972
Chiangmai	3	3	Jul 1968
Phuket	4	10.6	Nov 1967
Nakhon si Thammarat	2	2	Jul 1973
Srinagarind	5	5	These old plants were removed from other places for temporary use according to the construction work
Bang Lang	5	5	
Sub-Total	28	34.6	
E. Nam Ngum Surplus		50	Dec. 1977
Grand Total	72	2,936.1	

Note: Data is given by EGAT.

Table 2-2 EGAT'S TOTAL GENERATION REQUIREMENTS

Year	Peak Generation		Energy Generation		Load
	MW	% Increase	GWh	% Increase	Factor %
ACTUAL					
1969	638	22.59	3,376	28.95	60.25
1970	748	17.28	4,095	21.62	62.47
1971	873	16.62	4,793	17.03	62.69
1972	1,029	17.89	5,711	19.16	63.37
1973	1,199	16.57	6,873	20.34	65.42
1974	1,256	4.75	7,259	5.61	65.96
1975	1,407	11.96	8,212	13.13	66.64
1976	1,652	17.45	9,414	14.65	65.05
1977	1,873	13.40	10,951	16.32	66.73
1978	2,110	12.63	12,372	12.98	66.94
FORECAST					
1979	2,405	13.98	14,188	13.62	67.34
1980	2,709	12.64	15,914	12.17	67.06
1981	3,151	16.32	18,355	15.34	66.50
1982	3,567	13.20	20,714	12.85	66.29
1983	3,961	11.05	22,715	9.66	65.46
1984	4,356	9.97	24,828	9.30	65.07
1985	4,762	9.32	27,025	8.85	64.78
1986	5,260	10.46	29,782	10.20	64.63
1987	5,692	8.21	32,230	8.22	64.64
1988	6,148	8.01	34,843	8.11	64.70
1989	6,634	7.91	37,620	7.97	64.74
1990	7,149	7.76	40,533	7.74	64.72
1991	7,678	7.40	43,532	7.40	64.72
1992	8,231	7.20	46,667	7.20	64.72
1993	8,807	7.00	49,933	7.00	64.72
1994	9,423	6.99	53,429	7.00	64.73
1995	10,083	7.00	57,169	7.00	64.72

NOTE : Data was given by EGAT.

Table2-3 ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN

Unit : MW,(%)

End of F.Y	Installed Capacity				
	Hydro	Thermal	Lignite	Nuclear	Total
1985	1954 (31)	3702 (60)	585 (9)		6241 (100)
1987	2434 (32)	3717 (49)	1485 (19)		7636 (100)
1988	3014 (35)	3717 (44)	1785 (21)		8516 (100)
1990	3865 (41)	3897 (41)	1725 (18)		9487 (100)
1992	3865 (34)	3897 (35)	1725 (15)	1800 (16)	11.287 (100)
1995	4865 (33)	3897 (27)	1725 (12)	4200 (28)	14.687 (100)

Note Thermal capacity includes gas turbine and deisel plants

Table 2-4 PEAK BALANCE

Unit: MW, %

FY	Peak Demdnd A	Total Installed Capacity							Total Dependable Capacity							Reserve Capacity B-A	Reserve Capacity Ratio B-A/A %	Ist 82nd Largest Units	Reserve Capacity Less Largest Unit
		Hydro	Thermal	Lignite	G/T	Diesel	Nuclear	Total	Hydro	Thermal	Lignite	G/T	Diesel	Nuclear	Total B				
1979	2405	1079	1567	210	165	35	0	3056	912	1489	197	148	28	0	2774	369	15.4	570	-201
1980	2709	1319	1607	210	165	35	0	3336	1151	1529	197	148	28	0	3053	344	12.7	570	-226
1981	3151	1409	2162	285	165	35	0	4056	1226	2056	268	148	28	0	3727	576	18.3	570	6
1982	3567	1519	2282	285	165	35	0	4286	1318	2170	268	148	28	0	3932	365	10.2	570	-205
1983	3961	1519	2952	285	165	35	0	4956	1318	2807	268	148	28	0	4569	608	15.3	1045	-437
1984	4356	1819	3502	585	165	35	0	6106	1554	3329	553	148	28	0	5612	1256	28.8	1045	211
1985	4762	1954	3502	585	165	35	0	6241	1689	3329	553	148	28	0	5747	985	20.7	1045	-60
1986	5260	2434	3502	885	165	35	0	7021	2159	3329	838	148	28	0	6502	1242	23.6	1045	197
1987	5692	2434	3682	1485	0	35	0	7636	2159	3500	1408	0	28	0	7095	1403	24.6	1045	358
1988	6148	3014	3682	1785	0	35	0	8516	2706	3500	1693	0	28	0	7927	1779	28.9	1045	734
1989	6634	3365	3682	1785	0	35	0	8867	3030	3500	1693	0	28	0	8251	1617	24.4	1045	582
1990	7149	3865	3862	1725	0	35	0	9487	3530	3671	1639	0	28	0	8868	1719	24.0	1045	674
1991	7678	3865	3862	1725	0	35	900	10387	3530	3671	1639	0	28	855	9723	2045	26.6	1378	667
1992	8231	3865	3862	1725	0	35	1800	11287	3530	3671	1639	0	28	1710	10578	2347	28.5	1710	637
1993	8807	4365	3862	1725	0	35	1800	11787	4030	3671	1639	0	28	1710	11078	2271	25.8	1710	561
1994	9423	4365.0	3862	1725	0	35	3000	12987	4030	3671	1639	0	28	2850	12218	2795	29.7	1995	800
1995	10083	4865	3862	1725	0	35	4200	14687	4530	3671	1639	0	28	3990	13858	3775	37.4	2280	1495

Table 2-5 ENERGY BALANCE

Unit · GWh, %

FY	Energy Demand A	Anrual Load Factor %	Firm Energy					Average Energy		Reserve Energy for Firm		Reserve Energy for Average	
			Hydro	Nuclear	Thermal & Lignite	Gas & Die	Total B	Hydro	Total C	B-A	(%)	C-A	(%)
1979	14 188	67.34	2341	0	12 519	145	15005	3396	16060	817	(5.8)	1 872	(13.2)
1980	15 914	67 06	3 155	0	12 660	145	15960	4 476	17281	46	(2.9)	1 367	(8.6)
1981	18 355	66.50	3 155	0	14988	145	18288	4 476	19609	-67	(-3.7)	1 254	(6.8)
1982	20 714	66.29	3295	0	16403	145	19843	4713	21261	-871	(-4.2)	547	(2.6)
1983	22 715	65.46	3 412	0	18 336	145	21893	4856	23337	-822	(-3.6)	622	(2.7)
1984	24 828	65.07	3 679	0	22943	145	26767	5 302	28390	1939	(7 8)	3562	(14.3)
1985	27 025	64.78	4095	0	27221	145	31461	5955	33321	4436	(16.4)	6296	(23.3)
1986	29 782	64 63	4 470	0	27385	145	32000	6378	33908	2218	(7 4)	4126	(13.9)
1987	32 230	64.64	4 594	0	31 452	13	36059	6 516	37983	3829	(11.9)	5753	(17.8)
1988	34 843	64.70	5558	0	34245	0	39803	7628	41873	4960	(14.2)	7030	(20.2)
1989	37620	64.74	6 215	0	36051	0	42266	8 285	44336	4646	(12.3)	6716	(17.9)
1990	40533	64.72	6 215	0	36218	0	42433	8285	44503	1900	(4.7)	3970	(9.8)
1991	43 532	64.72	6 215	6 307	36577	0	49099	8 285	51169	5567	(12.8)	7637	(17 5)
1992	46 667	64.72	6 215	9 461	36577	0	52253	8 285	54323	5586	(12.0)	7656	(16.4)
1993	49 933	64.72	6 215	12 614	36577	0	55406	8 285	57476	5473	(11.0)	7543	(15.1)
1994	53 429	64.73	6 215	21024	36577	0	63816	8 285	65886	10387	(19.4)	12457	(23.3)
1995	57169	64.72	6 215	25229	36577	0	68021	8 285	70091	10 852	(19.0)	12922	(22.6)

第3章　水　　文

第3章　水　　文

3.1　流域の概要 …… 29
3.2　気　　候 …… 29
3.3　降　　雨 …… 30
3.4　湿　　度 …… 30
3.5　気　　温 …… 30
3.6　蒸　　気 …… 30
3.7　測水所および気象観測所 …… 31
3.8　流量の算定 …… 31
3.9　堆　　砂 …… 33
3.10　洪水解析 …… 33
3.11　洪水予測システム …… 37

第3章　水　　文

3.1 流域の概要

流路延長約450km，流域面積約14,800km²を有するクアイヤイ（Quae Yai）河は，その源をタイ国西北部のTak県Umphang郡のビルマ国境に近い山脈に発する。クアイヤイ河は南方に流下し，Ban Homの下流で右岸側からMae Chan川が合流する。引き続き南方へ流下し，Thi Khong付近で現在湛水中のシーナカリン（Sringarind）貯水池に流入する。流入した水はシーナカリン貯水池において貯留調整されたのち，シーナカリン発電所ならびにロワークアイヤイ（Lower Quae Yai）発電所において有効に活用され下流に放流される。放流された水はクアイヤイ河として流下し，左岸側から流入する支流Huai Taphoen川と合流したのちKanchanaburiで右岸側から流入するクアイノイ（Quae Noi）河と合流し，河川名をメクロン（Mae Klong）河に変え，最終的には，バンコック（Bangkok）の南西約100kmのタイ湾西北部のSamuth Songkhramでタイ湾に注がれる。

本河川の流域の山岳部の大半は密生した樹木に覆われた山岳地域である。河川縦断形状は，Fig 3－1に見られるように河川勾配は上流部で約1：400の急勾配の狭谷であり支流Huai Kha Khaeng川合流点付近で約1：700である。本合流点より下流は次第に河川勾配はゆるやかになり，Sri Sawat付近では約1：1000，Kanchanaburi付近では約1：3000である。流域内の平均年間雨量は約1,000～2,000mmであり，上流部では約1,400mm，中流部では約1,000mmである。

Kanchanaburiの南約14kmに位置するVajiralongkorn Diversion Damにおいて現在100万ライ（rai）の農地を対象とするかんがい用水を取水しているが，上流のクアイノイ河のKhao Laem Projectならびに本アッパークアイヤイ計画の完成の後にはかんがい面積を約240万ライに拡大する予定である。また都市用水ならびに工業用水の需要の増加，航行及び水質のための河川維持流量等メクロン河における利水の要求量は年々増加の傾向にある。

3.2 気　　候

タイの気候は，その属するアジア大陸に支配される。その気候は季節風の影響を受けることが多く，1年は南西季節風によってもたらされる雨期と北東季節風にともなう乾期とに2分される。

南西季節風は通常は5月の中旬より除々に始まり最初は東南の風であるが，6月に入ると全く南西風となり10月中旬頃まで続く。この間は高温，高湿で天候は曇りがちで，大雨の降る頻度が高い。最も雨の多い時期は一般に8月～9月である。

しかしながら11月に入ると南西季節風が弱まるとともに雨が減り乾期は翌年の4月まで続く。

気温の年変化は季節風や乾雨期によって左右される。高温期は雨期の始まる直前の3月下旬から5月上旬であり，雨期に入ると気温は除々に低くなる。低温期は乾期の1月，2月を中心に最低となる。

3.3 降　雨

クアイヤイ河流域の降雨は，一般的に南西季節風の通路に南北に横たわる山脈により山脈の西側斜面に多量の降雨をもたらすが，山脈の東側斜面の降雨は，比較的少ない。雨期の8月から10月には熱帯性サイクロンがしばしば発生し，これに伴う大雨や大洪水が発生する。

クアイヤイ河流域の年間降雨量は北西部でおよそ1,000mm～2,000mmであり，山脈の東側にあたるクアイヤイ河においては約1,000mmで西側のクアイノイ河においては約2,000mmである。

各観測所における平均年間降雨量はTable 3－1に示すとおりである。

月別降雨量はFig.3－2に示すとおりであり，年間降雨量の約85％は5月から10月の間に集中している。

3.4 湿　度

流域内の湿度は主として季節風の種類によって特徴づけられる。南西季節風の吹く5月～10月の湿度は約70～85％であり，北東季節風の吹く11月～4月の湿度は約50～70％に低下する。

3.5 気　温

流域内の気温は，中国大陸の寒気団の発生による北東季節風の時期を除いては，一般的に高温である。高温期ならびに雨期の平均気温は25°～32℃であり，低温期は20°～25℃である。

3.6 蒸　発

蒸発は，一般的に湿度が低く，気温の高い3月～4月において多く，雨期には少ない。パンによる実測結果はTable 3－2に示すとおりである。

貯水池水面からの蒸発は，貯水池が築造される以前の植生からの蒸発散が貯水池築造により水面蒸発に置き換えられる。

貯水池内の植生による蒸発散（Evapotranspiration）は，Table 3－3に示すようにBlaney－Criddle式によって求め，貯水池水面からの蒸発はHard Pana観測所の実測値から求めた。蒸発による損失は植生による蒸発散と貯水池表面からの蒸発の差として算定した。

算定結果はTable 3－4に示すように貯水池からの蒸発損失は年間約350mmである。

3.7 測水所および気象観測所

クアイヤイ河流域の測水所は，現在閉鎖されたものを含めてクアイヤイ河に9ケ所，クアイノイ河に3ケ所，クアイノイ河との合流点以降のメクロン河に2ケ所の合計14ケ所ある。

雨量観測所は，現在一部閉鎖されているものを含めて，クアイヤイ河，クアイノイ河，メクロン河に合計17ケ所ある。

本開発計画に関係ある気象観測所としては，Kanchanaburi，Don Muang，Bangkok にあり，これらの気象観測所において，長期間に亘り気温，湿度，気圧等が観測されている。

しかしながら，本計画の位置するクアイヤイ河の上流部においては，雨量観測所は Umphang のみであり測水所は1978年7月に測水を開始した Nam Chon 測水所があるのみである。

Fig 3－3に測水所ならびに雨量観測所の位置を示す。また，Table 3－5，3－6に観測期間を示す。Fig 3－4に流域内の雨量と流量の関係を示す。

3.8 流量の算定

(1) 流量算定に使用する測水所

流量の算定においてダム地点により近い測水所を使用することは信頼性の高いダム地点流入量を算定するために望ましい。

アッパークアイヤイ計画の最も近傍にある使用可能な測水所は Hard Pana 測水所であるが，測定期間が短いため（1970年－1978年），これを補完するために，Hard Pana測水所に続いて比較的近傍にある Khao Chod（本流）および Kang Rieng 測水所を選定した。

(2) 流量の算定期間

流量資料としては，1952年4月～1979年1月，雨量資料としては，1911年1月～1978年12月までが存在している。これら資料を検討した結果1978年4月以降は使用しない方が望ましいものと判断された。このため，計画検討において，期間は1952年4月～1978年3月までの26年間で十分か否かを判断するため，長期間にわたる雨量資料ならびに流量資料により三点移動平均法およびスペクトル解析により，流量の周期性を検討した。

検討の結果は Fig 3－5，3－6に示すとおりであり，流量の周期はほぼ10年程度である。

したがって本計画の流量計算は1952年4月～1978年3月までの26ケ年とすれば充分である。

(3) 流量の算定

(a) Hard Pana 測水所欠測期間の補充

本計画の流量算定期間を本節(2)において1952年4月～1978年3月の26ケ年としたが，本計画に最も近傍にある信頼の出来る Hard Pana 測水所の流量測定は1970年4月～1978年3月の8ケ年である。このため1965年4月～1970年3月の間は Khao Chod 測水所，1952年4月～1965年3月の間は Kang Rieng 測水所を用いて Hard Pana 測水所地点流

量を求めることとした。

これら測水所は近接していないため単なる流域換算により求めると，信頼性のある流量を得ることが困難と思われる。

このためHard Pana 地点への換算は比流量比を勘案した次式により求めることとした。

$$QH = QX \cdot \frac{A_H}{A_X} \cdot \alpha$$

ここに　QH：X測水所から求められるHard Pana 地点流量

QX：X測水所の実測流量資料

A_H：Hard Pana 測水所の流域面積（5,644 km²）

A_X：X測水所の流域面積（km²）

α　：X測水所からHard Pana 測水所流量を換算するための比流量比

各測水所間の比流量比は流量相関のみならず雨量相関をも勘案のうえ，年累加相関法，ならびに季節相関法により比較検討した。

季節相関法においては，1年間を2月～4月，5月～7月，8月～10月および11月～1月の4シーズンに分割した。Hard Pana 測水所に対する各測水所の比流量比はFig 3－7～Fig 3－11およびTable 3－7～Table 3－10に示すとおりである。

これら比流量比を用いて前式により求めたHard Pana 測水所地点換算の年間流入量はTable 3－11～Table 3－13に示すように年累加相関法および季節相関法ともほとんど差異がない。

しかしながら，季節毎にはいくらか差異があり Hard Pana 測水所地点の換算された月別流量を求めるためには季節相関法による方が望ましいと判断した。

(b) 各ダムの流入量

本計画の各ダム地点における流入量は前述の季節相関法により補充されたHard Pana測水所地点流量から次式により求められる。

$$QX = QH \cdot \frac{A_X}{A_H} \cdot \alpha$$

ここに　添字X：X－ダム地点

〃　H：Hard Pana 地点

α：Hard Pana 測水所からX－ダム地点の流入量を求めるための比流量比

採用値は下に示す。

Period	Feb. ～ Apr.	May. ～ Jul.	Aug. ～ Oct.	Nov. ～ Jan.
No.9A Damsite	1.07	1.08	1.05	1.08
Nam Chon Damsite	1.04	1.05	1.03	1.06
Thi Khong Damsite	1.03	1.02	1.02	1.04

前式により求めた各ダム地点の自然流入量はTable 3－14～Table 3－16に示す。これらの表から各ダム地点の26ケ年日平均自然流入量はそれぞれ以下のとおりである。

No. 9A 地点	89 m³/sec
Nam Chon（ナムチョン）地点	94 〃
Thi Khong（チコン）地点	98 〃

3.9 堆　砂

(1) 概　要

Nam Chon貯水池の地形的特徴は支流のMae Chan川流域を除いて全般に急峻な幼年期～壮年期地形を示していることである。したがって，本流および各支川の河床は急勾配を示す。Mae Chan川流域はその地域の地質に起因してなだらかな丘陵地形を示す。

流域の地質は地形と同様に本流沿いとMae Chan川沿いに分けられる。貯水池の大半を占める本流沿い区域は一般に樹木に覆われており，また左右両岸とも堅硬な石灰質砂岩，苦灰岩，石灰岩の基盤が露出し，いわゆる河床堆積物や表層堆積物は少い。Mae Chan川沿い区域は第三紀層の砂礫シルトからなる。

(2) 推定堆砂量

Nam Chon地点における堆砂量を下流に位置するKhao Chod地点（1969年～1971年）およびHard Pana地点（1973年～1977年）における月間総浮流砂量の実測資料より月間総流量との相関関係を調べて推測した。

その対数相関に1952年から1977年の26年間の流入量を代入して年平均を求め，その比浮流砂量の上限値が209.2 m³/km²/yrと算出された。

掃流砂量は浮流砂量の20（%）と考えると全流砂量は251 m³/km²/yrとなる。

いま，Nam Chon貯水池の対象年数を100年と考えると全流砂量は123×10^6 m³でこれは貯水池死水量$1{,}850\times10^6$ m³の6.7（%）に過ぎない。

3.10 洪水解析

Nam Chon発電所の社会・経済的重要性を勘案すると，当ダムならびに洪水吐の設計対象洪水として，可能最大洪水量PMF（Probable Maximum Flood）を検討することが重要と思われる。

しかし，限られた水文・気象資料で単位図を作成し，それから得た設計PMFが適切なるものかどうか，タイ国内における既往の設計洪水量をまとめた包絡線によってその妥当性を確認した。

(1) Hard Pana地点における雨量・流量資料

クアイヤイ流域での1969年までの可能最大降水量PMP（Probable Maximum Precipi-

tation）はすでに報告書"Supplementary Report for Quae Yai № 1 Project, Vol.1. Feb. 1973"に整理されている。

したがって，1970年以降における洪水（Storm）を照査しNam Chon地点での単位図を作成する。それと既往のStorm資料を比較選択したPMPからNam Chon地点でのPMFを決定することになる。

流量資料に関しては，1970年4月から1978年11月までのHad Pana測水所での日流量資料を用いた。

また，Hard Pana流域での平均日雨量資料はUmphamgとHard Pana両地点での日雨量資料よりThiessen法により求めた。

ただし，1974年および1975年はUmphamg地点雨量資料が無い為，流域平均雨量は算定できない。

(2) Hard Pana，Nam Chon地点における単位図の作製

Hard Pana 地点における雨量一流量曲線（ハイドログラフ）を検討し，比較的弧立したピークを有し降雨～流出の関係が明らかな Storm を9個選んで単位図を作る資料とした。

まず，これらのハイドログラフから直接流出量と基底流出量を分離し，この直接流出量と対応する降雨との比により流出係数を求めた。

この流出係数を用いて一定率法により有効降雨を求めた。

以上により決定された直接流出量ならびに有効降雨との9個の相関，すなわち，9個のStormの直接流出量～有効降雨のデータより統計的（線形解析法）に処理して総合的単位図を求め，若干の修正を行い，以下の条件の下に，

Unit Rainfall = 10 mm/day

Time to Peak = 36 hrs

Time Base = 192 hrs = 8 days

Hard Pane地点における単位図を決定した。

また，Hard Pana地点よりさらに約40km程上流に位置するNam Chan地点の単位図は，Snyderの"Synthetic Unit Hydrograph"の概念を用いてFig 3－12に示すとおりとなる。

(3) Kang Rieng（シーナカリン）地点におけるPMP

(a) Maximum Moisture Inflow Index

1970年～1977年までのKanchanaburiにおける年最大12－hour Persisting Dew Pointを1,000mb面での値に換算してプロットし，1951年以来のMean Dew Pointの季節的変化（7月～11月）を勘案してMaximum 12－hour Persisting Dew Point の包絡線を作製した。

このDew Pointの値をもとに，U.S.Weather Bureauで作製した計算図表により，対応するPrecipitable Waterの包絡線が求まる。

また，バンコック上空での風速の包絡線と上記 Precipitable Water の包絡線を乗じると，Maximum Moisture Inflow Index は約 1,100 (mm－m/sec) となる。

しかし，前記 Supplementary Report では Precipitable Water の算定の際，12－hour Persisting Dew Point の代わりに 12－hour Persisting Temperature を用いている。

したがって，Dew Point を用いた場合と Temperature を用いた場合の比較をしたうえで本報告書では斉合性も考慮しSuppelementary Report に記されている次なる値を採用する。

Max. Moisture Inflow Index = 1,400 (mm－m/sec)

なお，次節に述べるように Temperature を用いても，Dew Point を用いても設計対象 Storm には影響を与えない。

(b) Major Storm 中における Moisture Inflow Index と PMP

単位図作成の際使用した 9 個の Storm の内主要な 6 個の Storm に対して Moisture Inflow Index を求めた。

この計算では，Kanchanaburi での 12－hour Persisting Temperature を高度補正して求めた Precipitable Water を使用した。ただし，Temperature は各 Storm で一番降雨が多い日のその値を用いた。

上記 Precipitable Water に対応する風速を乗じて各 Storm における Moisture Inflow Index が求まる。

Maximizing Factor (MF) は，つぎに示す式により求め，その MF と降雨量 (Total Rainfall) を乗じて，所要の PMP が求まる。

$$MF = \frac{\text{Maximum Moisture Inflow Index}}{\text{Moisture Inflow Indexduring Storm}}$$

Recorded Storm and Probable Maximum Precipitation

Storm & Flood	Total Rainfall (mm)	Peak Discharge (m³/sec)	MF	PMP (mm)
July 23～ July 29 , 1971	66.5	737	1.4	90
July 10～ July 17 , 1972	73.3	558	1.1	80
Sep. 6～ Sep. 9 , 1972	69.4	881	1.6	110
Sep. 18～ Sep. 21 , 1972	60.1	916	1.5	90
Aug. 17～ Sep. 3 , 1973	143.2	702	1.2	170
Aug. 6～ Aug. 15 , 1976	126.2	1,270	1.3	160

これらに対し，1963年Sep.29～Oct.10におけるStormはPMP＝350mmであり総合的に考えて当計画の設計洪水の対象Stormにすべきであることが判明した。

(4) Hard Pana流域（Nam Chon地点を含む）におけるPMP

Nam Chon地点の設計対象PMPを求める為に，Depth-Area-Duration解析を行った。

Hard PanaならびにKang Rieng測水所での水文資料が比較的整っている1959年以来のStorm 6個を選んで両地点流域平均雨量のDurationと夫々のMFを考慮した累加PMPを検討した。

この結果，Hard Pana流域に属するNam Chon地点の設計対象PMPは前節で述べた1963年Sep.29～Oct.10のStormに対応するPMPを採用し，Kang Rieng地点からの変換に対しては15（%）の割り増し率を考慮することが適切であることが判った。

(5) Nam Chonダム地点におけるPMFの決定

Depth-Area-Duration解析の結果と，シーナカリン・プロジェクト（Srinagarind Project）の経緯も踏まえて，Nam Chonダム地点におけるPMFを以下の通り決定した。

- ○対象StormとしてStorm（Sep.29～Oct.10'63）を選ぶ。Stormの期間は5日間とする。
- ○上記StormをNam Chon地点に変換する場合に15%割り増す。
- ○全Storm期間にわたり5mm/dayの損失を考え，残りの80%を有効降雨とする。
- ○Base Flowは300m³/secとする。

この経緯を示すと次のようになる。

PMP for Nam Chon Project

day ①	PMP（Kang Rieng）②	PMP（Nam Chon）③＝②×115	Loss ④＝③－50	Effective PMP ⑤＝④×0.8
1	56.0mm	64.4mm	59.4mm	47.52mm
2	191.8	220.6	215.6	172.48
3	25.9	29.8	24.8	19.84
4	42.8	49.2	44.2	35.36
5	33.5	38.5	33.5	26.80
Total	350.0mm	402.5mm		302.00mm

ここに示した有効降雨の分布とFig 3－12に示したNam Chon地点における単位図を組合せて洪水量を算出した。

その結果，可能最大洪水量PMFは次のとおりである。

ピーク洪水量　　5,900 m³/sec

全 洪 水 量　　1,800×10⁶m³

これを設計洪水量とした場合，タイ国内の既設並びに計画中のダムの洪水量の関係を明確にした図がFig 3－13である。同図上には，同時にCreagerの曲線も添えた。

この図からも，前記設計PMFはNam Chon Projectにおける妥当な設計洪水であることが判る。

なお洪水吐からの流下量については第7章(2)洪水吐の項を参照されたい。

(6) Thi Khong Projectの設計洪水量

Nam Chon発電所から約8km下流に位置するThi Khongダム地点における設計洪水量は，Nam Chon貯水池からの洪水流出量2,500m³/secに残流域面積246km²の換算PMF300m³/secを考慮して2,800m³/secとなる。

3.11 洪水予測システム

アッパークアイヤイ計画（Upper Quae Yai Project）が完成すると，Vajiralongkorn Diversion Damまでのクアイヤイ河上にNam Chon貯水池（有効容量4,100×10⁶m³）と既設のSrinagarind貯水池（有効容量7,470×10⁶m³）と云う2大貯水池を有することになる。

またVajiralongkorn Diversion Damの直上流右岸にて合流するクアイノイ河上にはKhao Laem貯水池（有効容量4,800×10⁶m³）が築造中である。

この他クアイヤイ河上においても，揚水発電計画も含め種々のダム，発電所が計画されている状態である。

一方，メクロン河の洪水予警報システムに関しては"Report on Technical Study for Mae Klog River Basin Flood Forecasting System, Thailand, March, 1978－JICA－"に報告されている。

しかし上記報告書では，クアイヤイ河に対してはシーナカリン発電所からの放流量，クアイノイ河に対してはKhao Laemダム築造以前の自然流量を対象として予警報システムを提案しているので，将来新しい条件を考慮して見直しが必要となろう。

(1) Srinagarind（シーナカリン）貯水池の制限水位

現在Srinagarind貯水池は洪水に対して最も危険と思われる雨期10月に水位を178.50mに制限する計画である。これは設計洪水（ピーク流量7,100m³/s，洪水容量3,900×10⁶m³）が流入し，洪水吐から最高2,420m³/s流下させることにより，貯水池水位が182.40mに上昇するが，異常洪水位182.50m以下であるということに依る。

一方，前節並びに第7章で述べる洪水（ピーク流量5,900m³/s，洪水容量1,800×10⁶m³）がNam Chon貯水池に流入した場合，ピークカットしながらSrinagarind貯水池へ放流することになる。この際残留域からの洪水量も考慮してSrinagarind貯水池の制限水位が緩和できるか否かについて検討した。

ただし，ゲート操作としては以下の様に考える。

○流入量が洪水吐の容量より小さい場合は，流入量と放出量が等しくなるようにゲート調節する。その結果貯水池の水位は変動しない。

○流入量と洪水吐の容量が等しくなってから後はゲートを全開し貯水池水位が常時満水位に戻るまでその全開を続行する。

その結果，Srinagarind の貯水池水位上昇が最高になるまでに要する日数が増加するだけで現段階では同貯水池の制限水位178.50mを緩和することは難しいことが判った。

予備放流方式も含めた効率的貯水池運用を図る為に，Nam Chon 貯水池，Srinagarind 貯水池への洪水予測システムを確立することが重要と思われ，ダム安全性の面からもその早期実施が望まれる。

(2) 洪水予測システム

洪水予測システムは主として，

○雨量観測所（ロボット雨量計）

○水位ー流量観測所（テレメータシステム）

○気象観測所

○データ収集から解析およびダム操作，情報伝達等の指令を統合して行う監制組織

○各観測所より監制組織に常時安定したデータを伝送し，また遅滞のない指令等が可能な通信網

より構成され，正確，迅速なる予測を行う為には，上記項目の全てが一様に整備されることが望ましい。

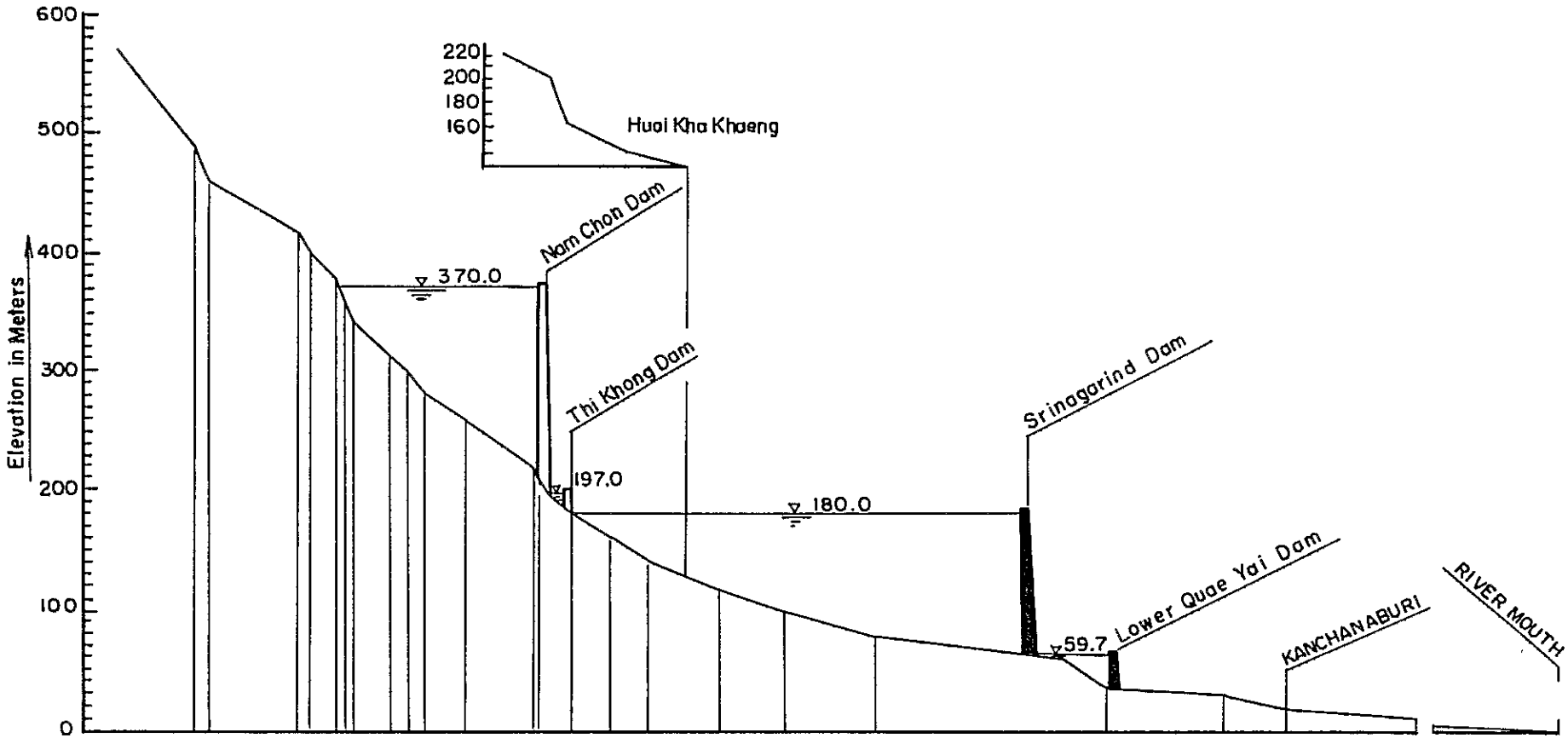
ここではメクロン（Mae Klong）河流域のうち，クアイヤイ（Quae Yai）河流域内における洪水予測システムを対象とし，第1段階として導入が望まれる観測システムは下の表の通りである。

	Srinagarind 流域（CA = 5,972 km²）	Nam Chon流域（CA = 4,908 km²）	備　　考
雨量観測点	Huai Kha Rhaene 上流1ケ所 Srinagarind貯水池背水終端2ケ所	Nam Mae Klong　上流1ケ所 Nam Mae Chan　上流1ケ所	ロボット雨量計に用いる太陽電池は雨期にも使用可
水位観測点	Srinagarind貯水池背水終端2ケ所	Nam Chon貯水池背水終端2ケ所	

上記観測網は，各発電所（Nam Chon 発電所，Thi Khong 発電所，Srinagarind発電所）地点以外のものであり，これはクアイヤイ河流域を大きく4つの区域に分割し，各々のブロックに最低1ケ所ずつの雨量観測所および水位観測所を設けたものである。

Nam Chon，Srinagaring 両貯水池の流入量と気象条件との相関が把握できれば，下流に対する洪水調節を含めた効率的貯水池運用に資することができる。

Fig. 3-1 Profile of the Quae Yai River



G.H. (m)	T.Dist. (m)	Dist. (m)
490.000	492.500	8.000
460.000	484.500	12.500
440.000	472.000	14.500
420.000	457.500	3.500
400.000	454.000	10.500
380.000	443.500	3.000
360.000	440.500	2.500
340.000	438.000	3.500
320.000	429.500	8.000
300.000	421.500	6.500
280.000	415.000	13.000
260.000	402.000	12.000
240.000	390.000	12.000
220.000	378.000	2.500
200.000	375.500	9.500
180.000	366.000	14.000
160.000	352.000	12.500
140.000	339.500	23.000
120.000	316.500	21.500
100.000	295.000	28.000
80.000	266.000	73.500
40.000	192.500	41.000
30.000	151.500	19.500
18.000	132.000	132.000
	0.000	0.000

Fig3-2 Monthly Average Rainfall on the Quaeyai River Basin (1952~78)

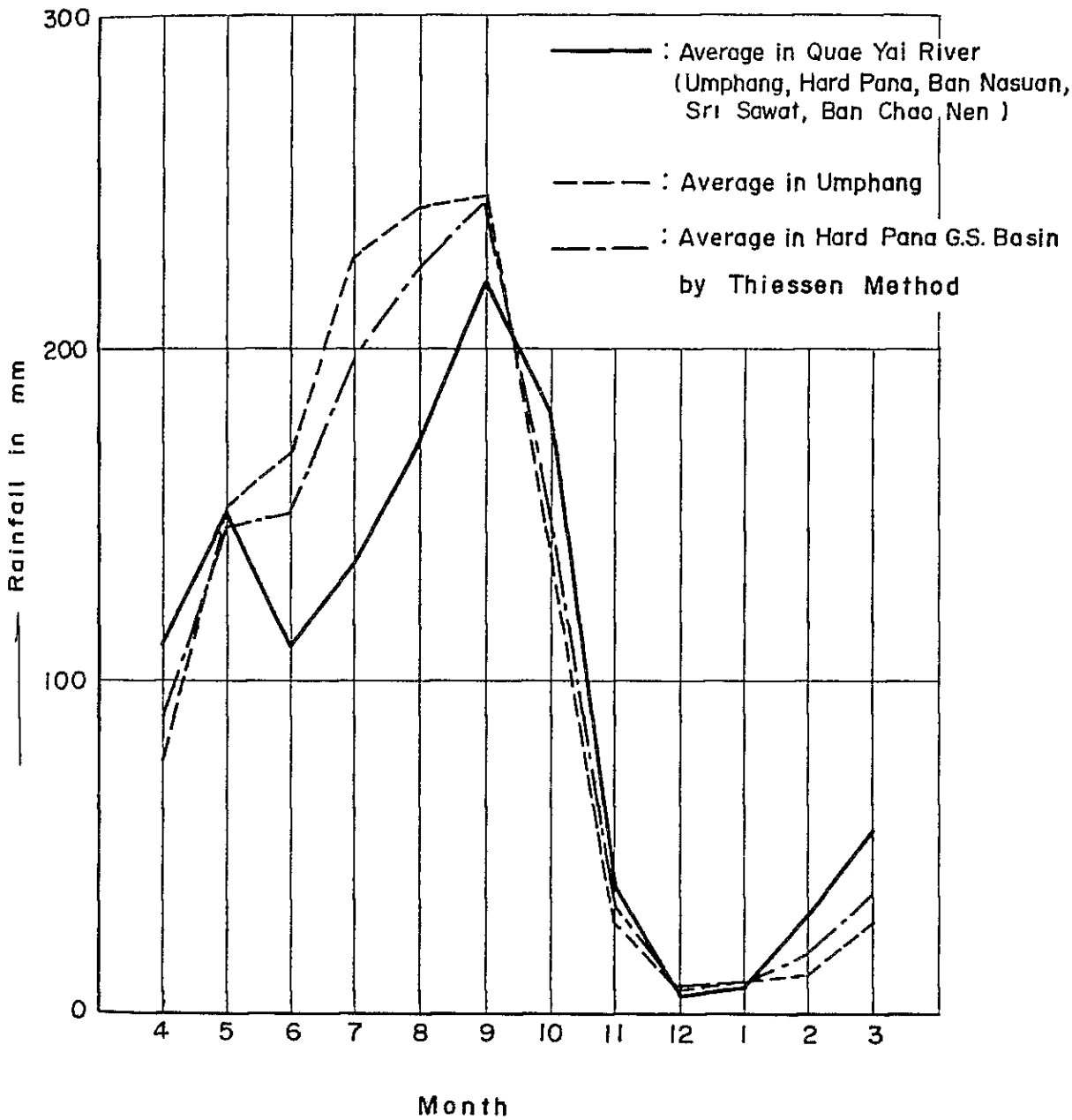


Fig. 3-3 Location Map of Observatory Stations and Gaging Stations

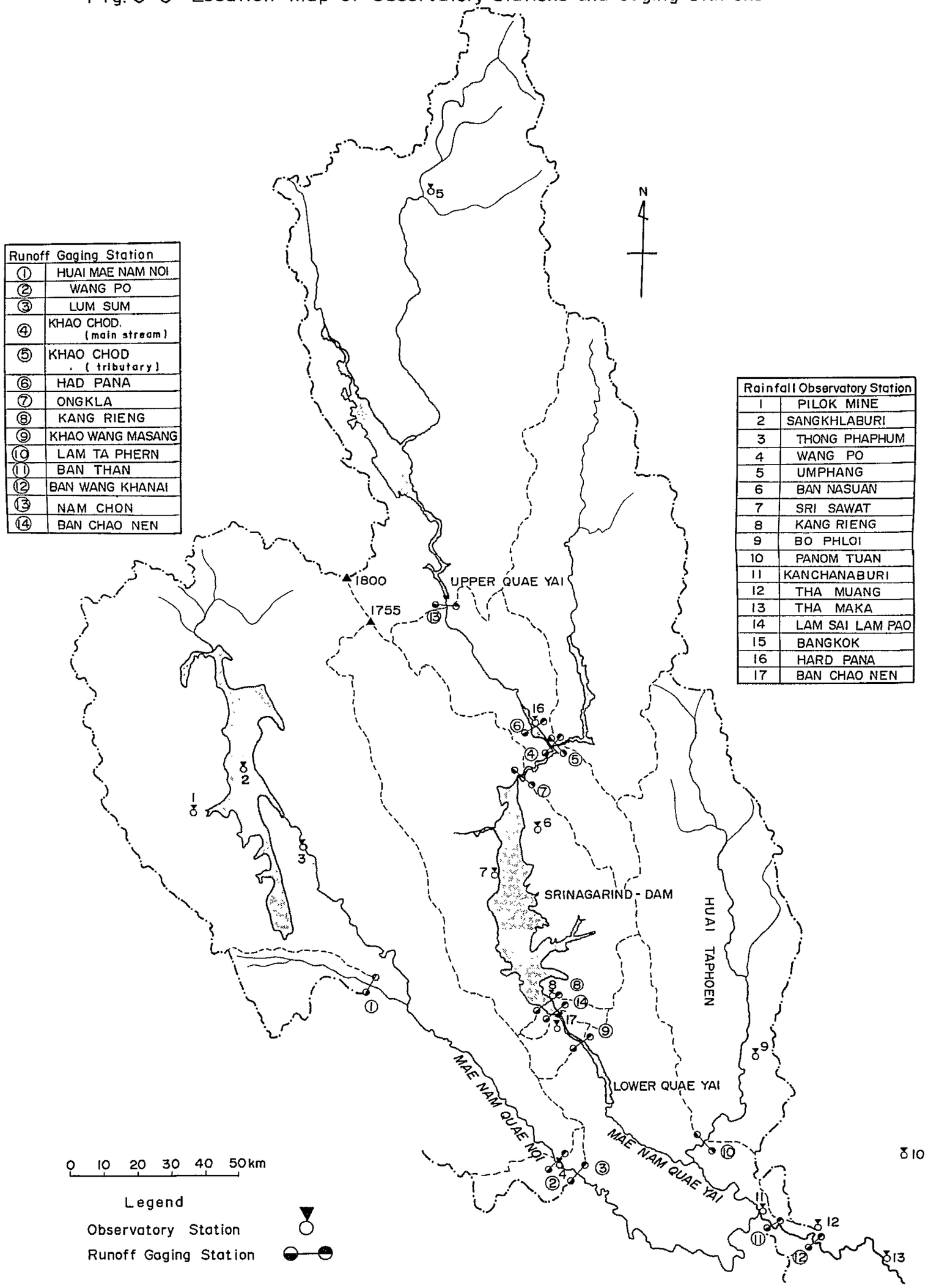
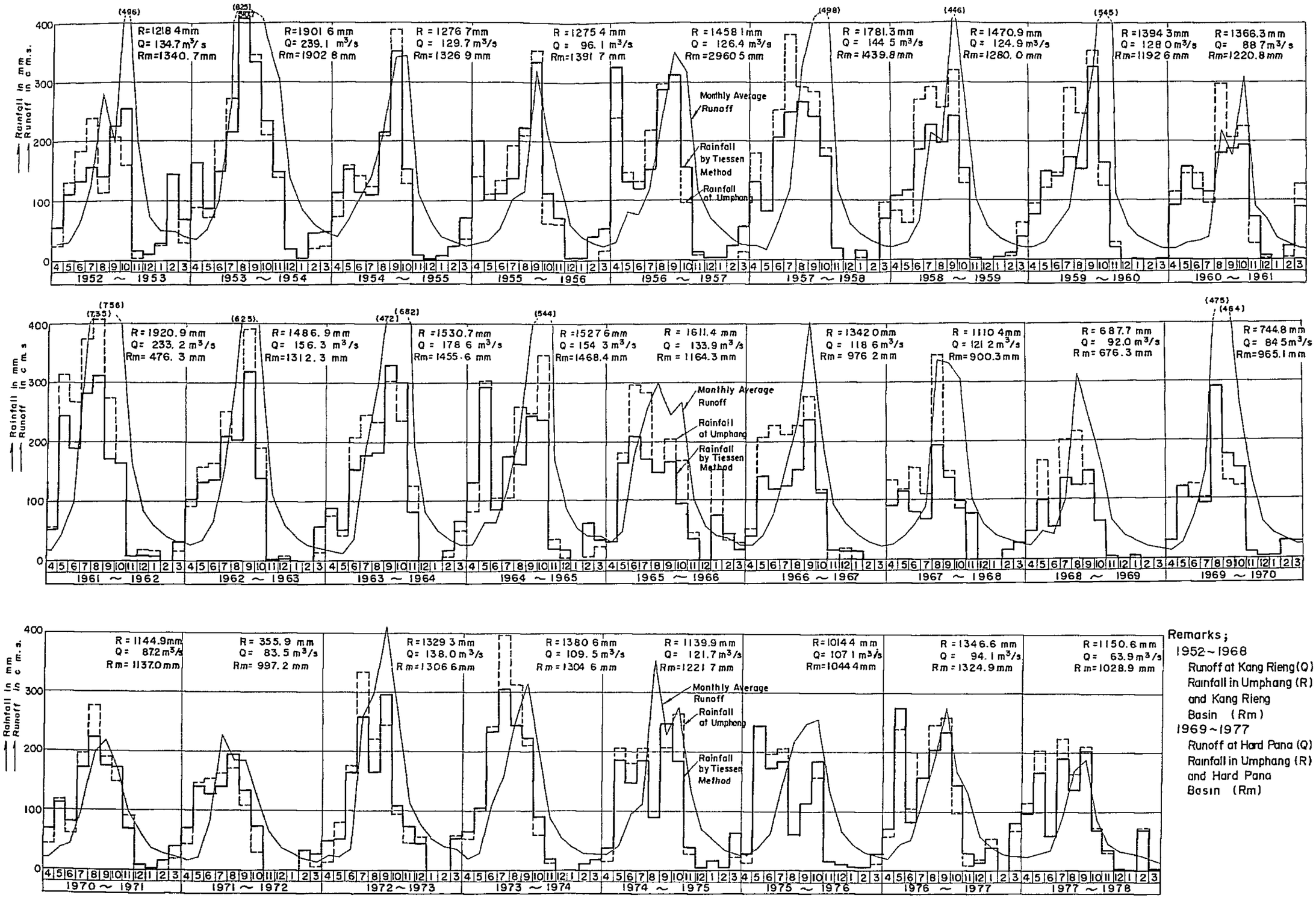


Fig. 3-4 Runoff and Rainfall



Remarks;
1952~1968
Runoff at Kang Rieng (Q)
Rainfall in Umphang (R)
and Kang Rieng
Basin (Rm)
1969~1977
Runoff at Hard Pana (Q)
Rainfall in Umphang (R)
and Hard Pana
Basin (Rm)

Fig. 3-5 Cycle of Runoff and Rainfall (3 Points Moving Average Method)

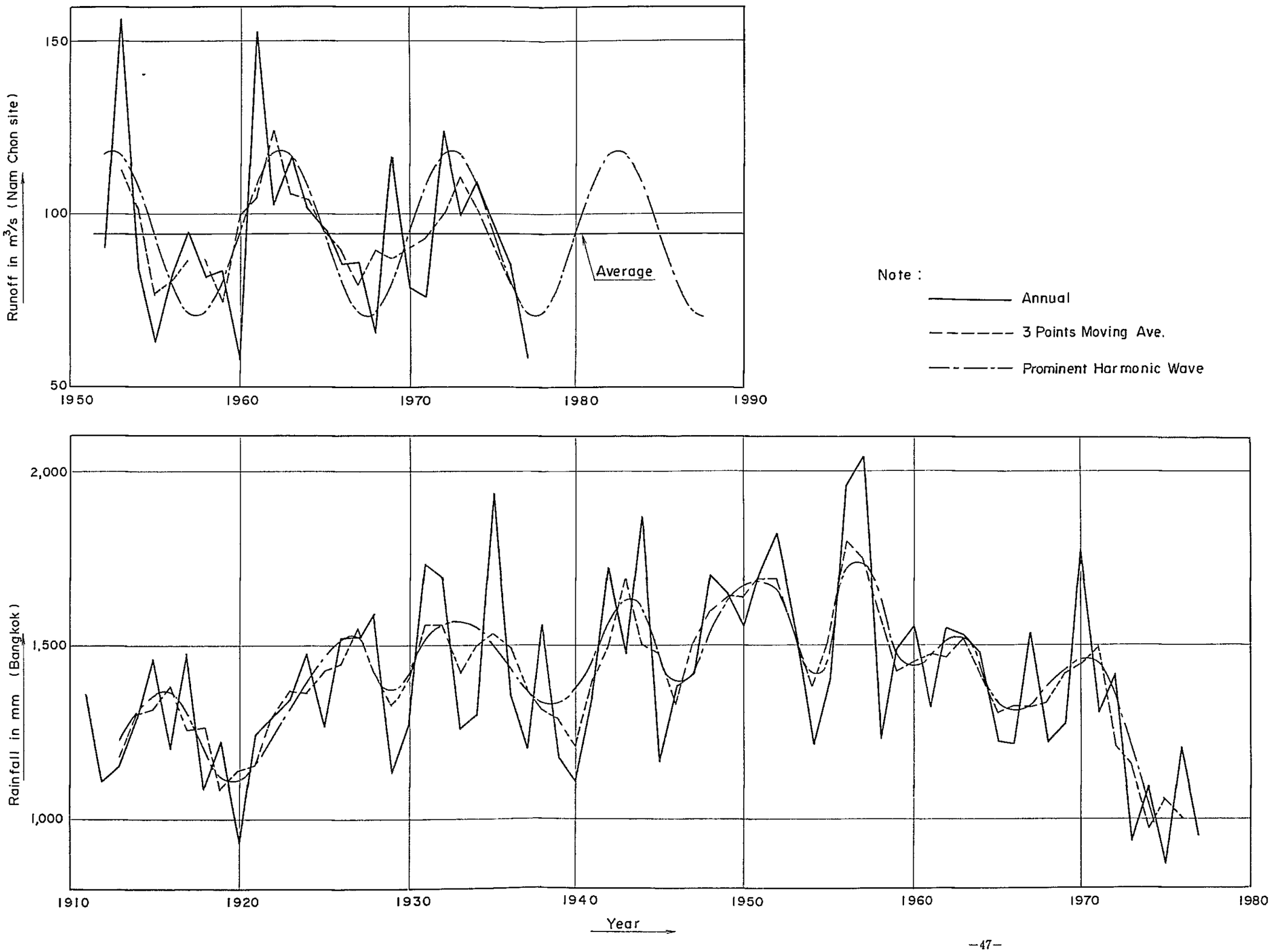
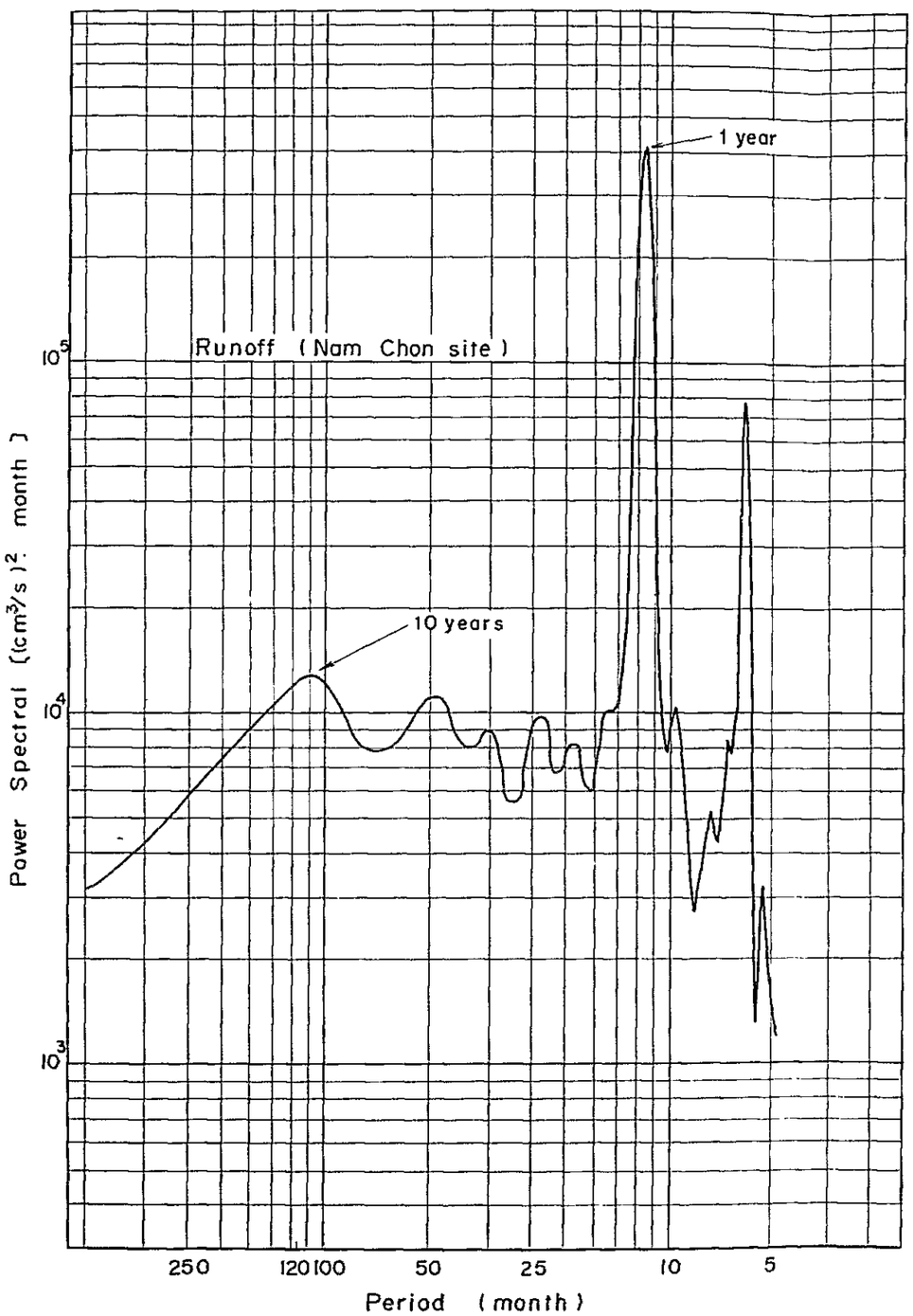


Fig. 3-6 Cycle of Runoff and Rainfall (Spectral Analysis)



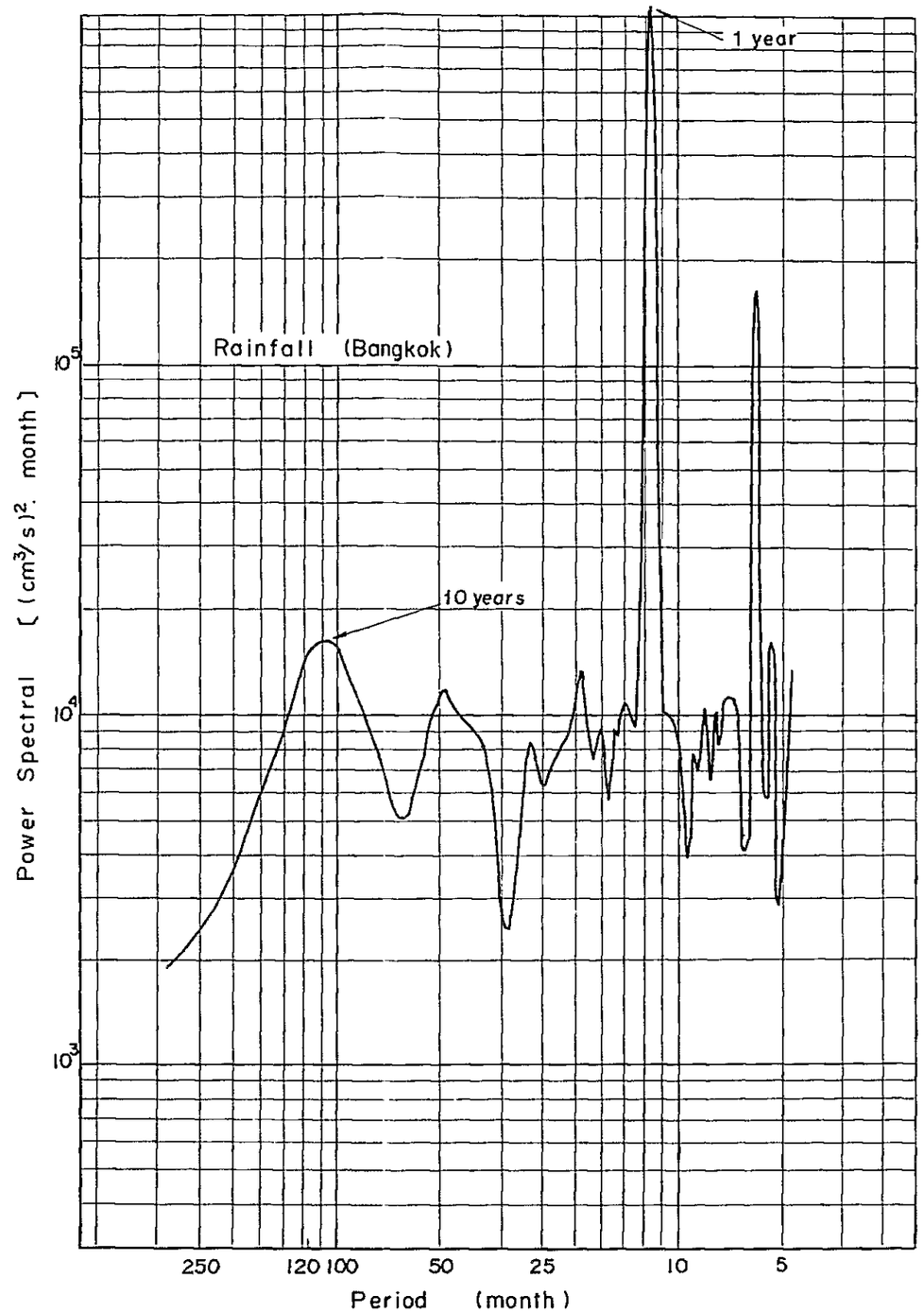


Fig 3-7 Ratio of Annual Rainfall and Specific Runoff of Each Site to Hard Pana G.S.

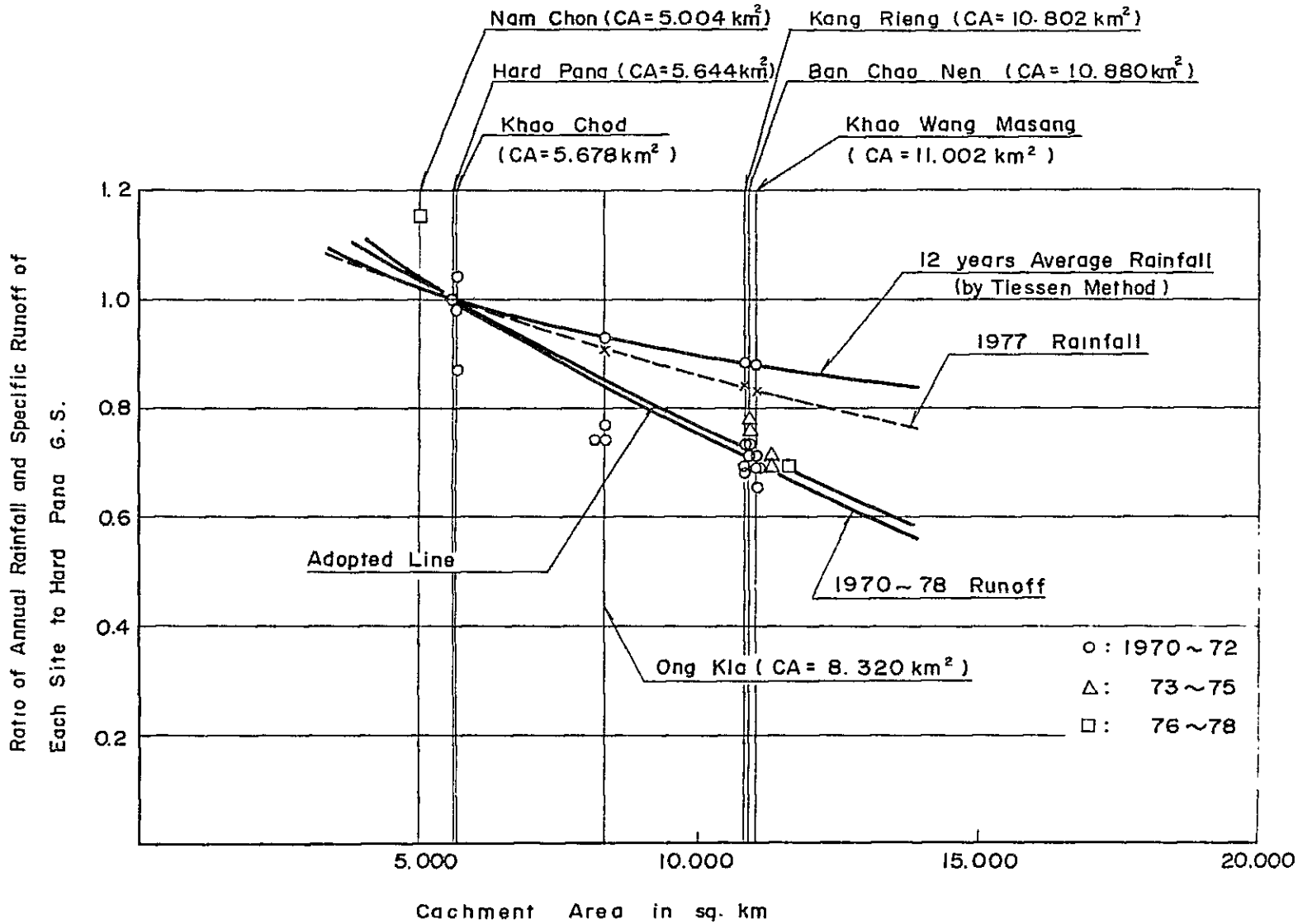


Fig 3-8 Ratio of Specific Runoff and Rainfall of Each Site to Hard Pana G.S. (Feb.~Apr.)

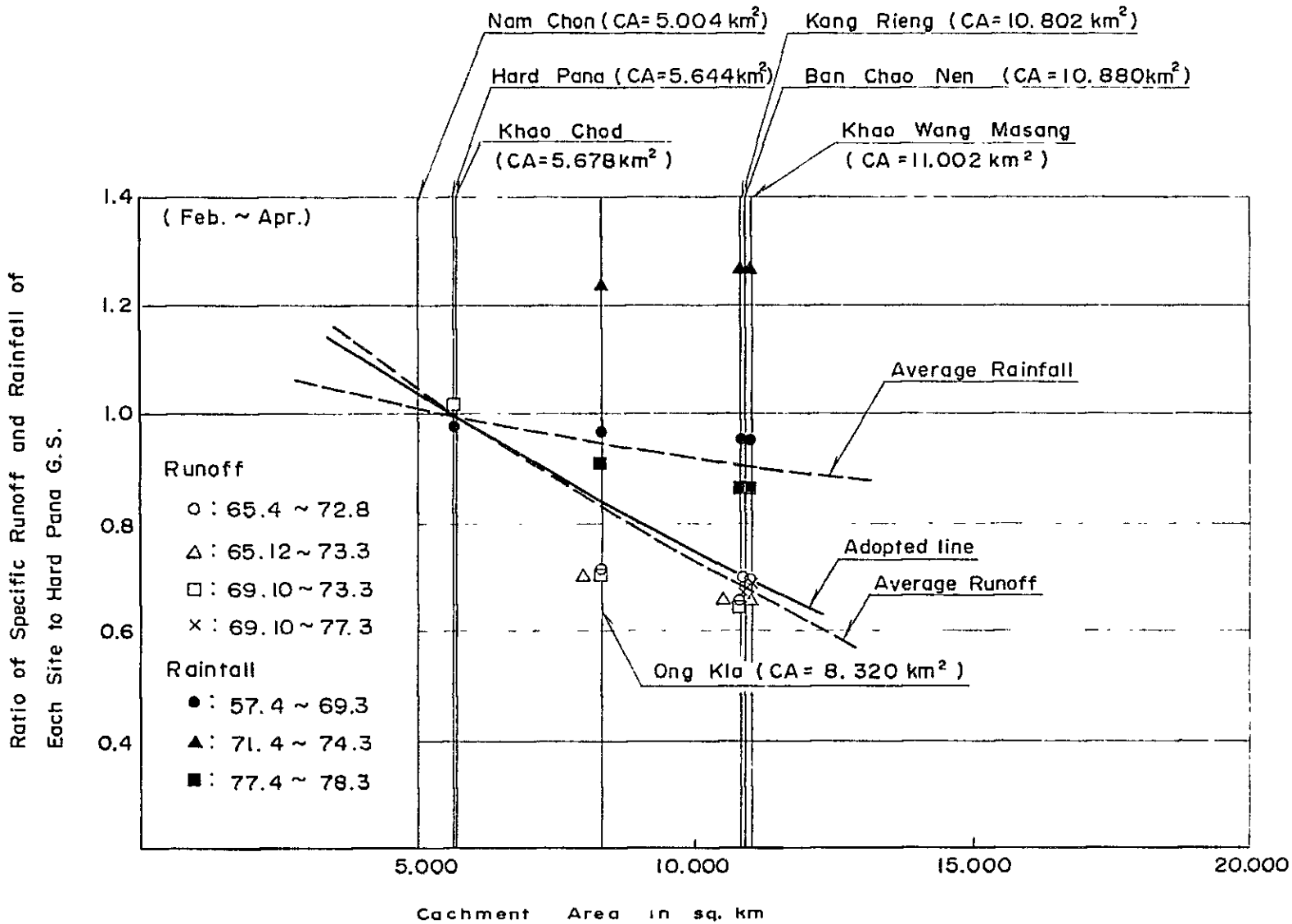


Fig 3-9 Ratio of Specific Runoff and Rainfall of Each Site to Hard Pana G.S. (May~Jul.)

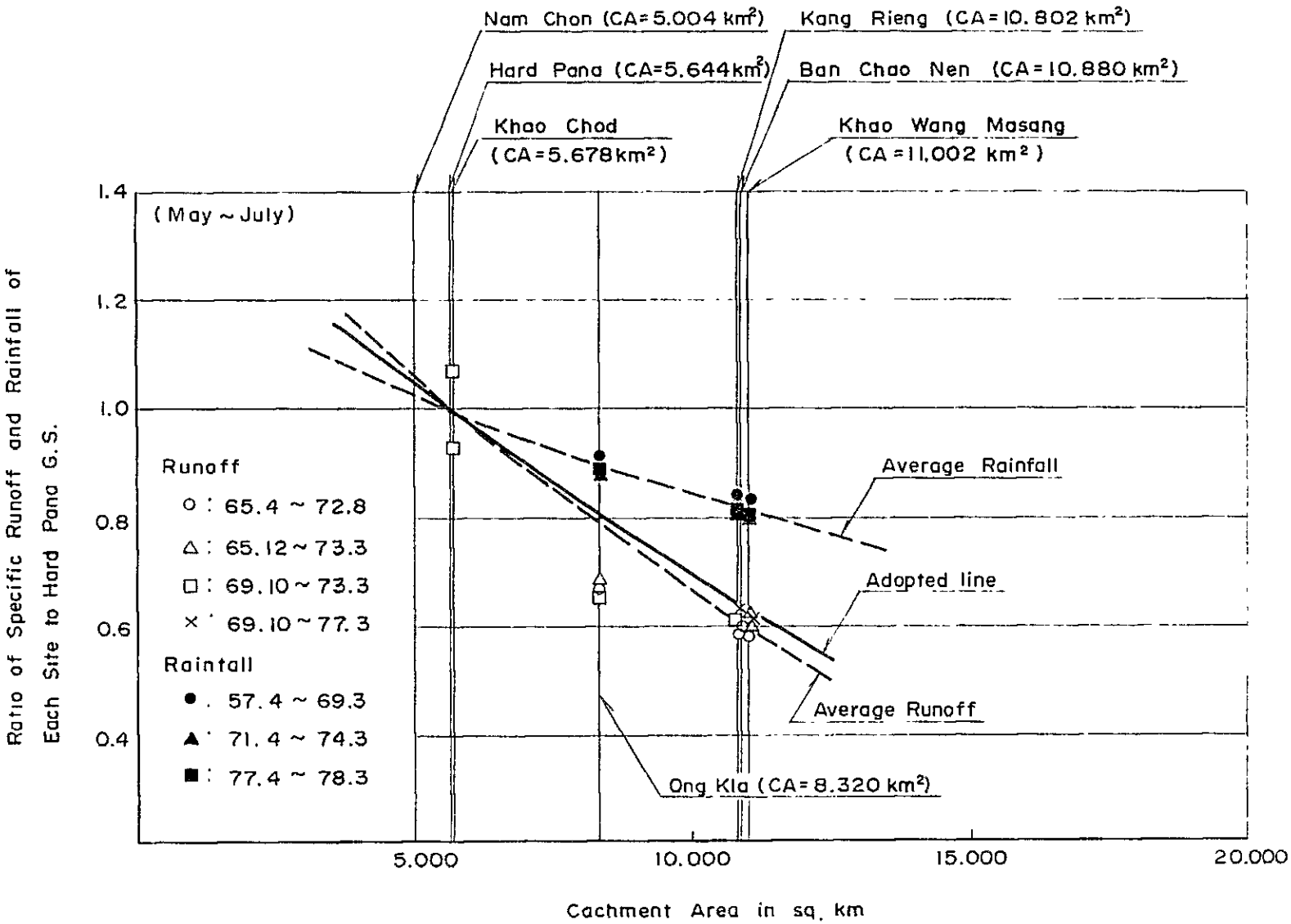


Fig 3-10 Ratio of Specific Runoff and Rainfall of Each Site to Hard Pana G.S. (Aug. ~ Oct.)

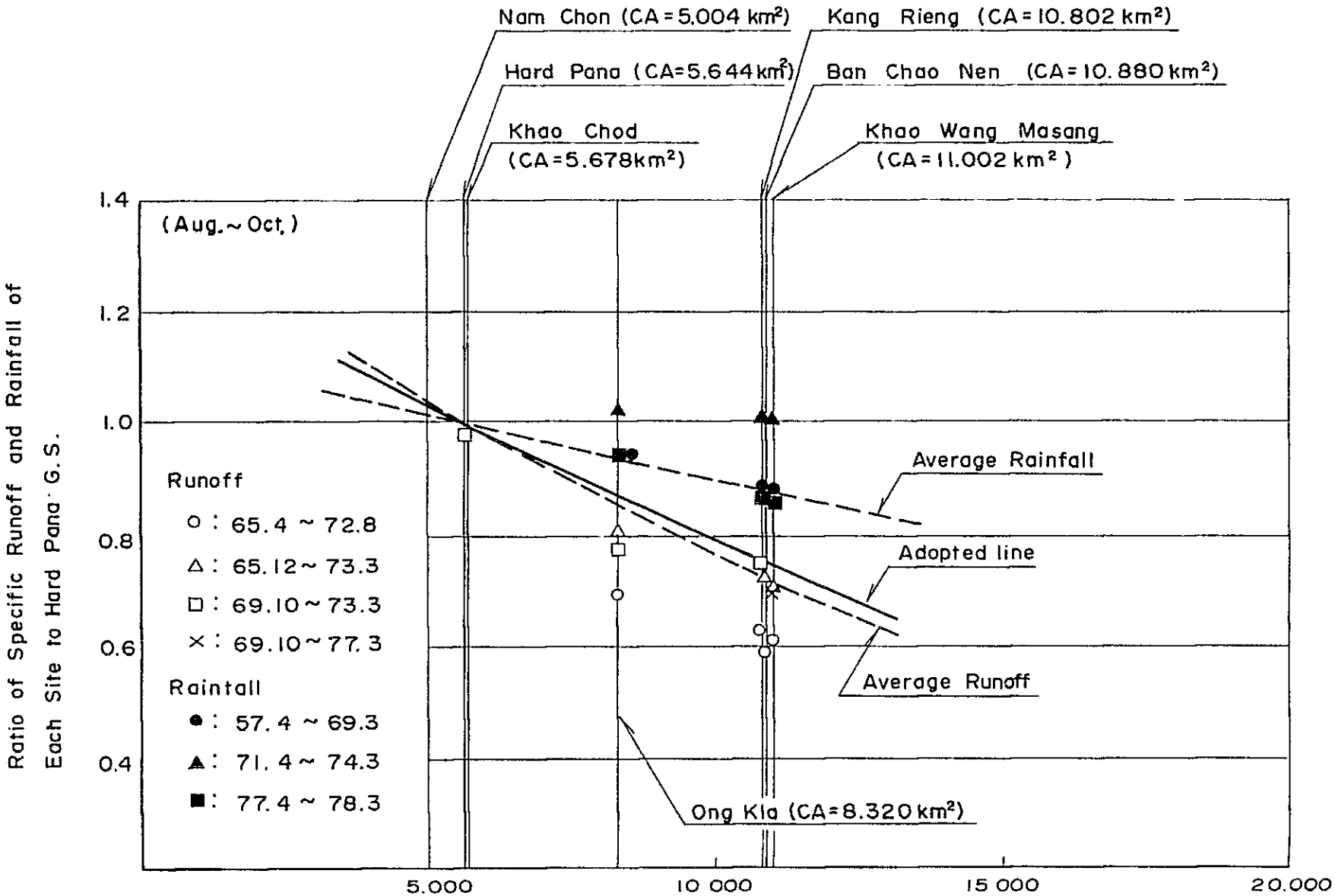


Fig 3-11 Ratio of Specific Runoff and Rainfall of Each Site to Hard Pana G.S. (Nov.~Jan.)

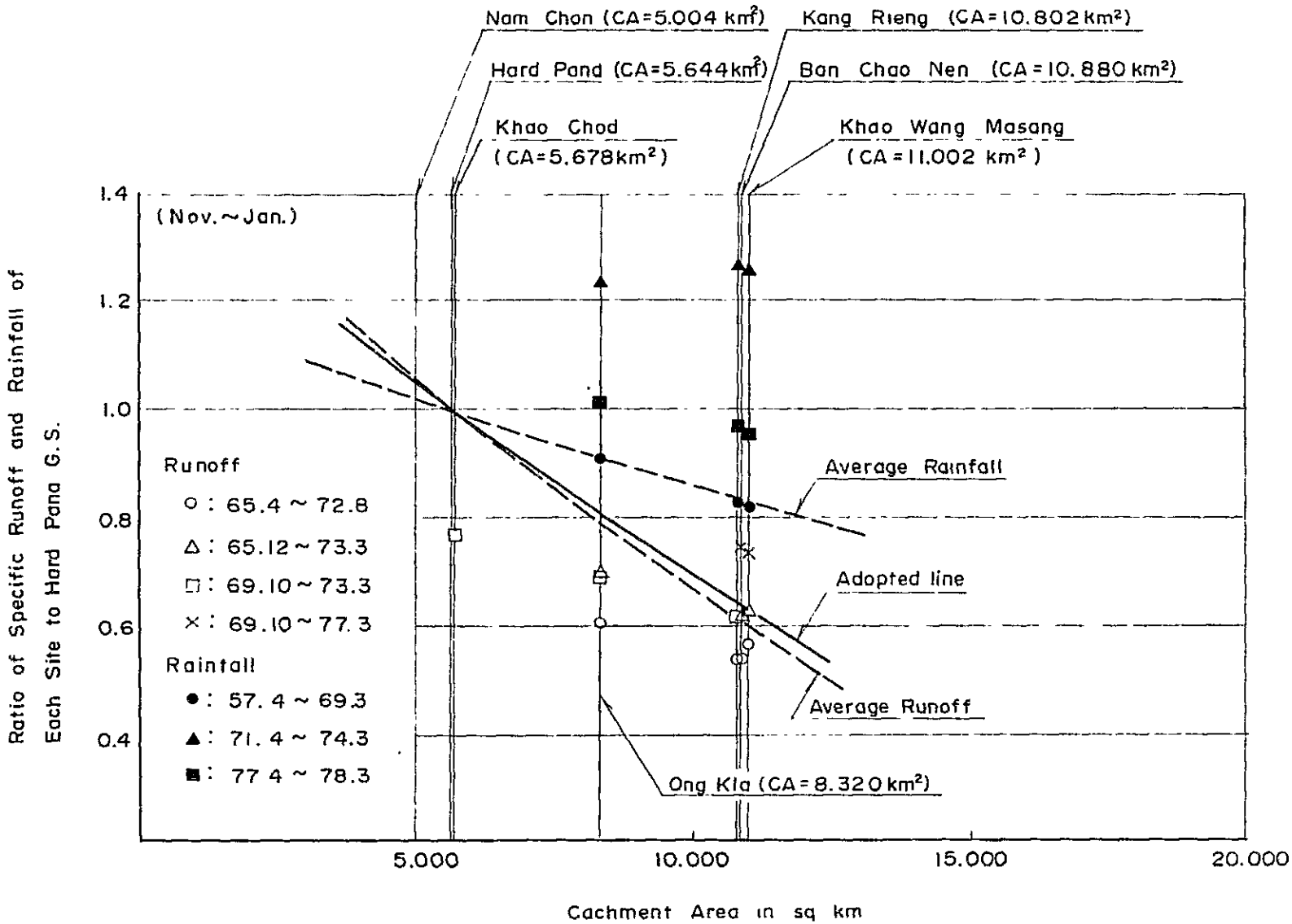


Fig.3-12 Unit Hydrograph at Nam Chon

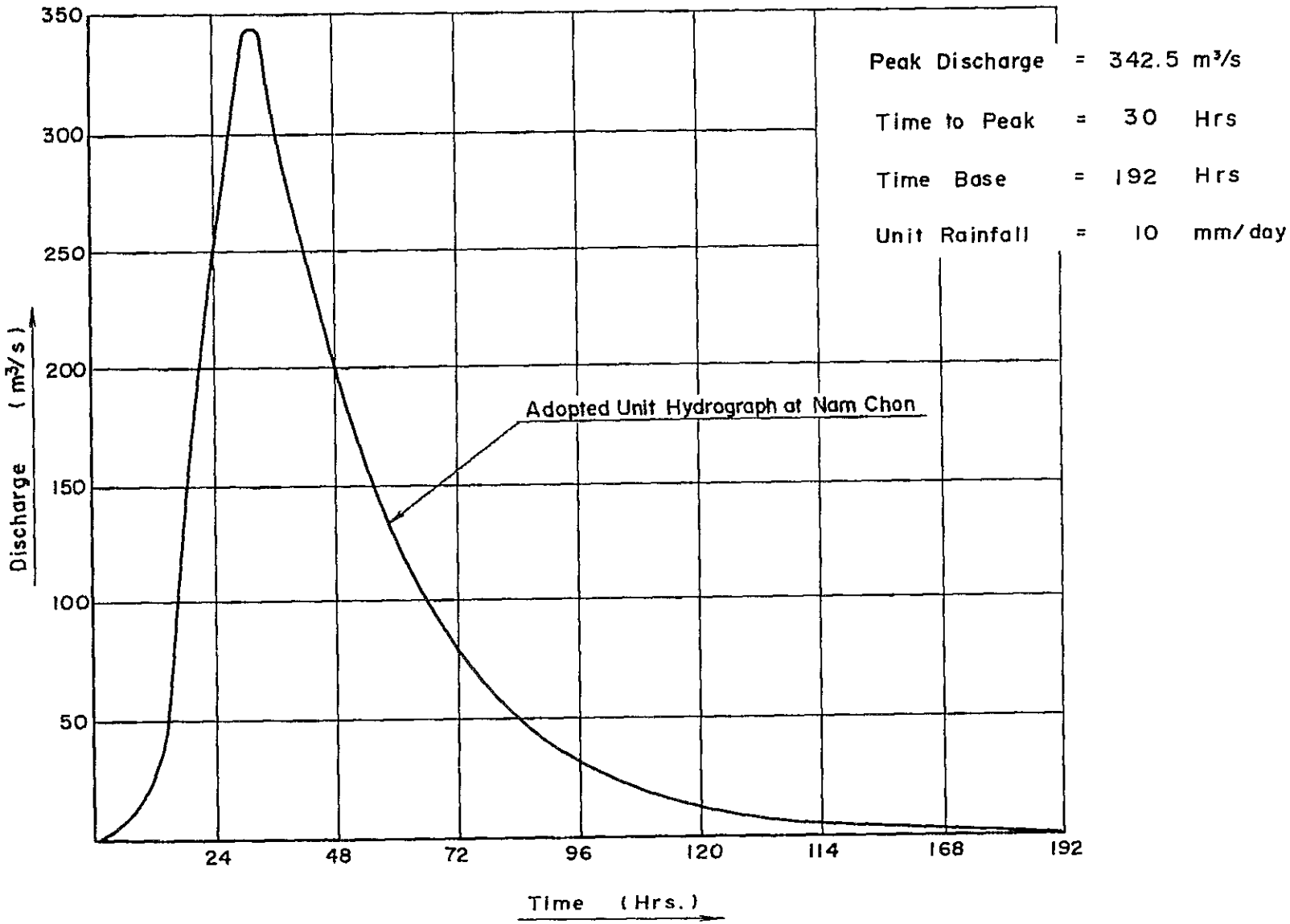
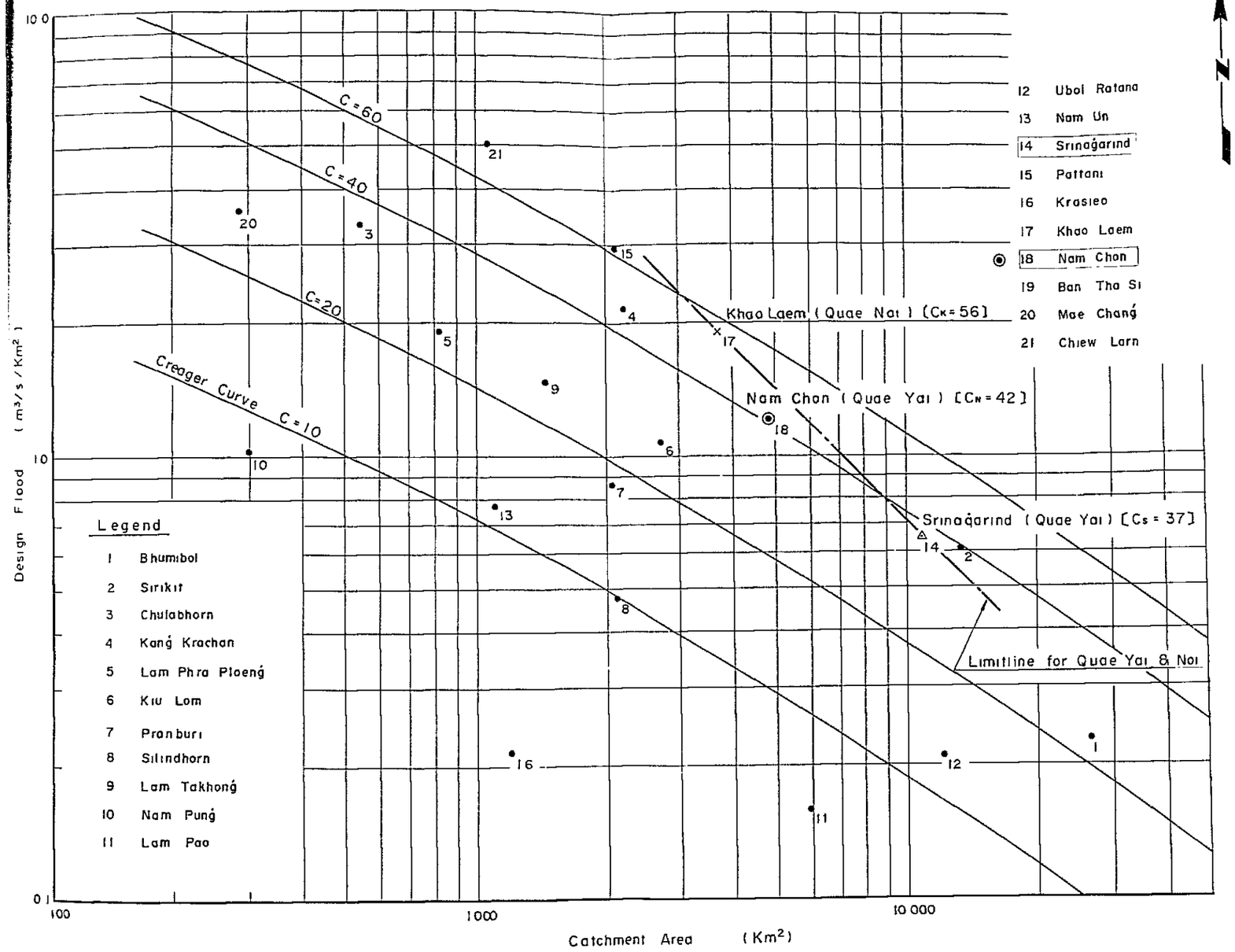
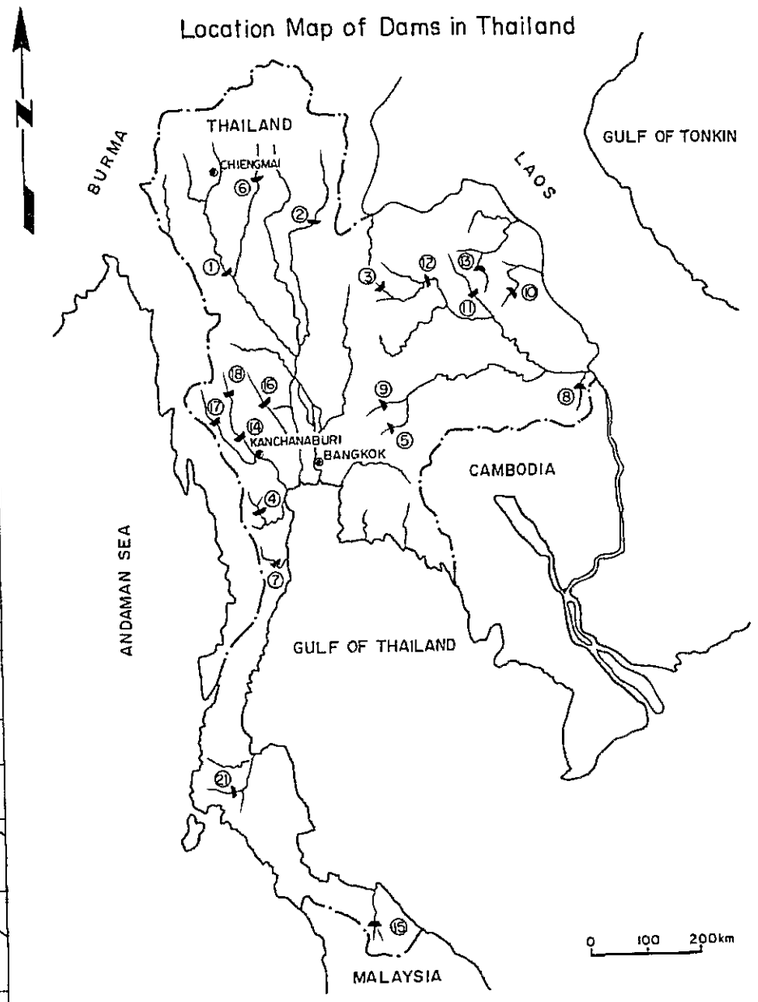


Fig. 3-13 Comparison of Design Floods in Thailand



Location Map of Dams in Thailand



Notes;

1 Creager's Eq

(Unit in cfs-sq Miles) $q = 46\,C\,A^{(0.894\,A^{-0.048}-1)}$

(Unit in m³/s-sq. km) $q = 0.503\,C\cdot(0.3861\,A)^{[0.894\times(0.3861\,A)^{-0.048}-1]}$

2 Values in [ ] are Creager's coefficients C derived from Design PMF

Table 3-1 Annual Rainfall at Each Observatory Station

Station	Period	Average Annual Rainfall (mm)
Umphang	1952 - 1978	1,403.7
Kang Rieng	1952 - 1968	1,021.7
Sangkhla buri	1952 - 1978	2,312
Kanchana buri	1911 - 1978	1,000
Bangkok	1911 - 1978	1,390

Table 3-2 Estimation of Evapotranspiration

Month	t (°C)	p (%)	k.p	$\frac{(45.7t + 813)}{100}$	$U = k.p \frac{(45.7t + 813)}{100}$ (mm)
Jan.	22.1	7 94	4.76	18.23	86.8
Feb.	24.7	7.36	4.42	19.42	85.8
Mar.	27 2	8.43	5.06	20.56	104.0
Apr.	28.9	8.44	5.06	21.34	108.0
May	28.4	8.98	5 39	21.11	113.8
Jun.	27.7	8.80	5.28	20.79	109.8
Jul.	27.1	9.05	5.43	20.51	111.4
Aug.	27.0	8.83	5.30	20.47	108.5
Sep.	27.1	8.28	4.97	20.51	101.9
Oct.	26.5	8.26	4.96	20.24	100.4
Nov.	24.1	7.75	4.65	19.14	89.0
Dec.	22.0	7.88	4.73	18.18	86.0
Annual	—	—	—	—	1,205.4

Remarks;

t: Mean temperature at Hard Pana from 1970 to 1978.

p: Monthly percent of daytime hours of the year, can be obtained from a table prepared by Blaney-Criddle, according to the location of the proposed reservoir site (about Lat. 15°N, Long. 99°E).

k: Empirical coefficient to be estimated 0.60 by kinds of crop or vegetation.

Table 3-3 Measurement of Pan Evaporation at Hard Pana Station

(mm)

YEAR	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1970								66.2	102.2	94.7	86.7	90.9	
1971	114.0	122.7	147.4	176.2	146.1	91.2	79.0	130.1	112.3	111.2	106.8	110.9	1,447.9
1972	129.0	170.8	181.1	157.2	206.3	105.7	85.7	97.7	104.6	118.4	78.8	97.1	1,532.4
1973	128.0	154.0	174.7	205.3	168.2	126.8	108.0	106.3	97.4	103.0	81.3	111.0	1,564.0
1974	130.0	145.5	162.5	169.2	137.9	97.1	133.7	89.2	97.6	103.9	85.6	108.0	1,460.2
1975	91.4	141.0	159.5	175.1	133.9	92.3	109.1	93.4	106.4	98.4	102.7	102.9	1,406.1
1976	106.5	130.7	188.3	187.2	112.4	150.5	99.3	89.3	103.9	100.6	109.0	125.0	1,502.7
1977	137.0	156.5	194.2	173.6	173.4	113.7	114.5	91.6	120.0	134.5	116.0	146.7	1,671.7
1978	146.7	132.4	213.4	209.3	161.8	134.4	110.2	85.2	85.0	102.0	103.2	116.0	1,599.6

Table 3-4 Estimation of Evaporation

Month	(1) Precipitation (mm)	(2) Available Precipitation for Crop Consumption (1) x 0.8	(3) Evapotranspiration obtained by Blaney-Criddle (mm)	(4) Evapotranspiration (mm)	(5) Evaporation from Reservoir water surface (mm)	(6) Net Evaporation Loss (4) — (5) (mm)
Jan.	8.5	6.8	86.8	6.8	91.0	(-) 84.2
Feb.	16.8	13.4	85.8	13.4	106.4	(-) 93.0
Mar.	38.3	30.6	104.0	30.6	129.7	(-) 99.1
Apr.	62.3	49 8	108.0	49.8	138.2	(-) 88.4
May	170.0	136.0	113.8	113.8	116.3	(-) 2.5
June	140.3	112.2	109.8	109.8	91.1	(+) 18.7
July	202.9	162.3	111.4	111 4	81.2	(+) 30.2
Aug.	157.7	126.2	108.5	108.5	72.7	(+) 35.8
Sept.	207.7	166.2	101.9	101.9	74.6	(+) 27.3
Oct.	123.0	98.4	100.4	98.4	79.7	(+) 18.7
Nov.	30.2	24.2	89.0	24.2	73.4	(-) 49.2
Dec.	17.9	14.3	86.0	14.3	80.2	(-) 65 9
Annual	1,175.6	940.4	1,205.4	782.9	1,134.5	(-) 351.6

Table 3-5 Runoff Gaging Station and Existing Data

River	Station	Cachment Area km^2	Year														
			64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78
Mae Nam Quae Noi	Huai Mae Nam Noi	321															
Mae Nam Quae Noi	Wang Po	6,500	62														
Mae Nam Quae Noi	Lum Sum	7,008															
Mae Nam Quae Yai	Khao Chod (Main Stream)	5,678															
Mae Nam Quae Yai	Khao Chod (Tributary)	2,350															
Mae Nam Quae Yai	Hard Pana	5,644															
Mae Nam Quae Yai	Ongkla	8,320															
Mae Nam Quae Yai	Kang Rieng	10,802	52														
Mae Nam Quae Yai	Khao Wang Masang	11,002															
Huai Ta Phern	Lam Ta Phern	2,340															
Mae Nam Mae Klong	Ban Tham	25,466 (till' Mar. 63) 27,200	57														
Mae Nam Mae Klong	Ban Wang Khanai	27,300															
Mae Nam Quae Yai	Nam Chon	5,004															
Mae Nam Quae Yai	Ban Chao Nen	10,880															

Table 3-6 Rainfall Observatory Station and Existing Data

Station	Year																							
	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78
Pilok Mine																								
Sangkhlaburi	52																							
Thong Phaphum	52																							
Wong Po	54																							
Unphang	52																							
Ban Nasuan																								
Sri Sawat	54																							
Kang Rieng	52																							
Bo Phloi	54																							
Panom Tuan	52																							
Kanchanaburi																								
Tha Muang	52																							
Tha Maka	52																							
Lan Sailampao																								
Bang Kok (Don Muang)	52																							
Hard Pana																								
A Muang (Kanchanaburi)	52																							
Ban Chao Nen																								
Sai Yok (Huai Mae Nam Noi)																								

Table 3-7 Annual Cumulative Correlation of Specific Runoff

Station	Station	Period	
Hard Pana	Khao Wang Masang	1970 - 1976	0.70
Hard Pana	Kang Rieng	1970 - 1972	0.71
Hard Pana	Ban Chao Nen	1970 - 1976	0.74
Hard Pana	Khao Chod	1970 - 1972	1.00
Hard Pana	Nam Chon	1978	1.15
Hard Pana	Ban Wang Khanai	1970 - 1976	0.77

Table 3-8 Annual Cumulative Correlation of Rainfall

Station	Station	Period		
		1957-1968	1971-1973	1977
Kang Rieng	Hard Pana	1.13	1.10	1.19
Kang Rieng	Ongkla	1.05	1.04	1.08
Kang Rieng	Kao Wang Masang	0.99	0.99	0.99

Table 3-9 Seasonal Correlation of Specific Runoff

Station	Station	Period	Feb. - Apr.	May - Jul.	Aug. - Oct.	Nov. - Jan.
Hard Pana	Khac Chod	Oct.'69 - Aug.'72	1.0215	0.9304	0.9719	0.7691
Hard Pana	Kang Rieng	Oct.'69 - Mar.'73	0.6489	0.6094	0.7440	0.6148
Hard Pana	Ongkla	Oct.'69 - Mar.'73	0.7079	0.6596	0.7703	0.6921
Hard Pana	Ban Chao Nen	Oct.'69 - Mar.'77	0.6727	0.6379	0.7532	0.7432
Hard Pana	Khao Wang Masang	Oct.'69 - Mar.'77	0.6893	0.6057	0.6989	0.7341
Khac Chod	Kang Rieng	Apr.'65 - Aug.'72	0.6570	0.6272	0.6412	0.6953
Khac Chod	Ongkla	Jul.'66 - Aug.'72	0.7167	0.7168	0.7087	0.7868
Khac Chod	Ban Chao Nen	Apr.'67 - Aug.'72	0.7033	0.6439	0.6019	0.6983
Khac Chod	Khao Wang Masang	Jul.'66 - Aug.'72	0.6931	0.6230	0.6264	0.7392
Khac Chod	Khao Chod (T)	Dec.'65 - Dec.'69	0.1016	0.0856	0.0934	0.1928
Kang Rieng	Ongkla	Jul.'66 - Mar.'73	1.1006	1.1232	1.0792	1.1266
Kang Rieng	Ban Chao Nen	Apr.'67 - Mar.'73	1.0226	1.0124	0.9674	0.9945
Kang Rieng	Khao Chod (T)	Dec.'65 - Dec.'69	0.1525	0.1473	0.1539	0.2952
Kang Rieng	Khao Wang Masang	Jul.'66 - Mar.'73	1.0063	0.9797	0.9480	1.0171

Table 3-10 Seasonal Correlation of Rainfall

Station	Station	Period	Feb.-Apr.	May-Jul.	Aug.-Oct.	Nov.-Jan.
Hard Pana	Ongkla	Apr.'57 - Mar.'69	0.9674	0.9168	0.9416	0.9081
Hard Pana	Kang Rieng	Apr.'57 - Mar.'69	0.9516	0.8439	0.8863	0.8266
Hard Pana	Khao Wang Masang	Apr.'57 - Mar.'69	0.9521	0.8390	0.8813	0.8193
Hard Pana	Ongkla	Apr.'71 - Mar.'74	1.2306	0.8781	1.0220	1.2347
Hard Pana	Kang Rieng	Apr.'71 - Mar.'74	1.2698	0.8045	1.0093	1.2607
Hard Pana	Khao Wang Masang	Apr.'71 - Mar.'74	1.2673	0.7996	1.0047	1.2544
Hard Pana	Ongkla	Apr.'77 - Mar.'78	0.9075	0.8827	0.9401	1.0946
Hard Pana	Kang Rieng	Apr.'77 - Mar.'78	0.8625	0.8142	0.8658	0.9678
Hard Pana	Khao Wang Masang	Apr.'77 - Mar.'78	0.8634	0.8091	0.8600	0.9513

Table 3-11 Monthly Runoff at Hard Pana G.S. (Annual Cumulative Correlation Method)

(10^6 m^3)

Year	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Annual
1952	51.19	55.82	115.97	254.82	546.61	370.86	964.84	380.27	144.71	98.03	86.10	78.00	3,147.22
1953	66.64	104.46	195.77	536.89	1,721.54	913.01	731.42	577.91	264.55	166.70	107.70	93.96	5,480.55
1954	73.04	134.80	203.32	280.11	439.63	645.69	671.10	214.59	132.85	75.85	54.82	47.09	2,972.89
1955	55.16	64.20	101.66	202.30	225.66	602.41	410.44	257.90	117.10	76.07	51.31	41.81	2,206.02
1956	56.35	157.11	144.01	239.72	462.02	656.37	612.68	221.38	136.41	100.65	60.24	47.70	2,894.64
1957	42.53	31.71	120.11	231.49	638.05	769.93	968.72	224.03	118.47	81.13	52.01	42.80	3,320.98
1958	43.86	56.41	123.69	416.28	387.11	839.60	529.12	193.91	108.56	73.15	47.97	40.66	2,860.32
1959	40.10	59.51	105.99	165.55	418.23	604.27	1,060.16	208.97	113.40	73.92	51.87	36.77	2,938.74
1960	33.31	52.12	58.35	73.52	424.07	327.55	601.09	167.73	136.17	70.23	47.08	39.10	2,030.32
1961	32.19	92.59	184.29	684.73	1,429.76	1,423.16	778.10	308.73	162.82	111.48	72.21	62.25	5,342.31
1962	53.65	69.05	127.63	319.02	643.89	1,176.56	694.46	208.97	119.43	77.03	47.44	42.02	3,579.15
1963	29.55	24.69	63.58	385.15	579.69	888.54	1,326.67	395.33	170.21	105.82	68.43	52.90	4,090.56
1964	52.90	126.82	120.11	243.15	429.91	741.70	1,058.21	323.79	175.06	107.38	74.15	80.91	3,534.09
1965	48.19	85.74	378.74	593.69	660.25	502.41	497.86	208.45	126.98	99.85	76.47	62.03	3,340.66
1966	46.37	88.12	172.63	370.07	521.83	845.10	455.27	177.01	120.34	87.05	56.27	47.65	2,987.71
1967	47.41	72.42	120.32	211.38	742.80	695.64	612.34	199.69	123.53	80.14	59.53	54.85	3,020.05
1968	45.85	90.80	82.45	219.39	710.85	474.08	303.52	130.64	86.54	70.01	43.76	36.75	2,294.64
1969	32.45	53.25	169.02	367.40	1,134.17	1,154.27	511.17	286.00	141.10	105.42	64.93	58.31	4,077.49
1970	50.80	96.42	113.79	289.27	527.64	567.65	458.01	252.46	167.94	99.10	65.08	60.53	2,748.69
1971	42.25	57.59	222.65	610.68	495.50	479.52	321.41	165.89	99.37	69.64	44.60	33.48	2,642.58
1972	63.76	63.21	97.72	696.38	811.56	1,067.90	733.88	298.08	199.27	133.38	92.17	94.28	4,351.59
1973	47.69	75.26	285.12	425.87	680.31	819.07	551.75	216.43	139.54	96.96	62.66	66.69	3,467.35
1974	66.61	109.55	241.06	294.62	953.51	588.38	736.56	360.29	180.26	134.99	83.22	75.53	3,824.58
1975	61.43	96.96	162.52	383.01	583.89	640.22	680.31	347.33	173.56	113.83	77.17	64.28	3,384.51
1976	49.77	114.10	130.38	310.69	492.83	715.39	439.26	331.78	148.38	103.65	64.35	63.21	2,963.79
1977	60.13	74.73	83.98	231.68	452.65	489.89	233.82	116.38	91.07	74.19	60.40	45.53	2,014.53
Total	1,293.18	2,107.44	3,924.86	9,036.86	17,113.96	18,999.17	16,942.17	6,773.94	3,697.62	2,485.65	1,672.02	1,469.09	85,515.96
Mean	49.74	81.06	150.96	347.57	658.23	730.74	651.62	260.54	142.22	95.60	64.31	56.50	3,289.08

Table 3-12 Monthly Runoff at Hard Pana G.S. (Seasonal Correlation Method)

($10^6 m^3$)

Year	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Annual
1952	51.94	62.25	129.31	284.15	519.07	352 18	916.25	421.30	160.36	108.61	87.33	79.12	3,171.87
1953	67.60	116.48	218.32	598.68	1,634.84	867.02	694.59	640.30	293.10	184.70	109.25	95.30	5,520.18
1954	74.08	150.31	226.72	312.36	417.48	613.19	637.30	237.76	147.20	84.05	55.62	47.76	3,003.83
1955	55.96	71.59	113.35	225.60	214.27	572.05	389.79	285.74	129.74	84.26	52.07	42.43	2,236.85
1956	57.15	175.19	160.57	267.30	438.78	623.32	581.83	245.28	151.14	111.50	61.11	48.37	2,921.54
1957	43.16	35.35	133.93	258.12	605.91	731.18	919.95	248.18	131.24	89.86	52.76	43.42	3,293.06
1958	44.50	62.92	137.92	464.19	367.61	797.30	502.47	214.82	120.26	81.02	48.65	41.25	2,882.91
1959	40.67	66.37	118.20	184.60	397.15	573.84	1,006.76	231.52	125.64	81.91	52.62	37.28	2,916.56
1960	33.80	58.12	65.09	81.99	402.70	311.07	570.82	185.82	150.87	77.81	47.76	39.67	2,025.52
1061	32.66	103.25	205.52	763.53	1,357.76	1,351.49	738.92	342.04	180.39	123.50	73.25	63.16	5,333.47
1962	54.43	77.00	142.33	355.75	611.45	1,117.31	659.48	231.52	132.34	85.33	48.12	42.61	3,557.67
1963	29.99	27.56	79.55	429.48	550.49	843.80	1,259.84	438.00	188.59	117.23	69.41	53.68	4,087.62
1964	53.65	141.42	133.93	271.13	408.24	704.35	1,004.91	358.73	193.97	118.97	75.21	82.09	3,546.60
1965	48.19	85.74	378.74	593.69	660.25	502.41	497.86	208.45	126.98	99.85	76.47	62.03	3,340.66
1966	46.37	88.12	172.63	370.07	521.83	845.10	455.27	177.01	120.34	87.05	56.27	47.65	2,987.71
1967	47.41	72.42	120.32	211.38	742.80	695.64	612.34	199.69	123.53	80.14	59.53	54.85	3,020.05
1968	45.85	90.80	82.45	219.39	710.85	474.08	303.52	130.64	86.54	70.01	43.76	36.75	2,294.64
1969	32.45	53.25	169.02	367.40	1,134.17	1,154.27	511.17	286.00	141.10	105.42	64.93	58.31	4,077.49
1970	50.80	96.42	113.79	289.27	527.64	567.65	458.01	252.46	167.94	99.10	65.08	60.53	2,748.69
1971	42.25	57.59	222.65	610.68	495.50	479.52	321.41	165.89	99.37	69.64	44.60	33.48	2,642.58
1972	63.76	63.21	97.72	696.38	811.56	1,067.90	733.88	298.08	199.27	133.38	92.17	94.28	4,351.59
1973	47.69	75.26	285.12	425.87	680.31	819.07	551.75	216.43	139.54	96.96	62.66	66.69	3,467.35
1974	66.61	109.55	241.06	294.62	953.51	588.38	736.56	360.29	180.26	134.99	83.22	75.53	3,824.58
1975	61.43	96.96	162.52	383.01	583.89	640.22	680.31	347.33	173.56	113.83	77.17	64.28	3,384.51
1976	49.77	114.10	130.38	310.69	492.83	715.39	439.26	331.78	148.38	103.65	64.35	63.21	2,963.79
1977	60.13	74.73	83.98	231.68	452.65	489.89	233.82	116.38	91.07	74.19	60.48	45.53	2,014.53
Total	1,302.30	2,225.96	4,125.12	9,501.01	16,693.54	18,497.62	16,418.07	7,171.44	3,902.72	2,616.96	1,683.85	1,479.26	85,617.85
Mean	50.09	85.61	158.66	365.42	642.06	711.45	631.46	275.82	150.10	100.65	64.76	56.89	3,292.99

Table 3-13 Difference of the Average Inflow at the Hard Pana Site

($10^6 m^3$)

Period	Feb. - Apr.	May - Jul.	Aug. - Oct.	Nov. - Jan.	Annual
Annual Cumulative Correlation Method	170	580	2,041	498	3,289
Seasonal Correlation Method	172	610	1,985	526	3,293

Table 3-14 Monthly Runoff at No. 9-A Dam Site

(10^6 m^3)

Year	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Annual
1952	44.56	53.89	111.95	245.98	436.87	296.40	771.16	364.72	138.82	94.01	74.90	67.87	2,701.13
1953	57.98	100.84	189.01	518.27	1,375.95	729.73	584.59	554.30	253.72	159.90	93.70	81.74	4,699.73
1954	63.53	130.12	196.27	270.41	351.38	516.09	536.38	205.83	127.44	72.77	47.71	40.95	2,558.88
1955	48.00	61.98	98.13	195.31	180.34	481.46	328.05	247.35	112.31	72.93	44.65	36.40	1,906.91
1956	49.01	151.65	139.01	231.41	369.30	524.62	489.69	212.34	130.84	96.53	52.40	41.49	2,488.29
1957	37.01	30.61	115.94	223.46	509.97	615.39	774.27	214.85	113.62	77.78	45.26	37.23	2,795.39
1958	38.18	54.45	119.39	401.84	309.38	671.04	422.89	185.98	104.11	70.15	41.73	35.38	2,454.52
1959	34.89	57.45	102.33	159.79	334.26	482.97	847.31	200.41	108.77	70.90	45.13	31.98	2,476.19
1960	28.98	50.33	56.35	70.98	338.92	261.79	480.42	160.86	130.60	67.36	40.96	34.02	1,721.57
1961	28.02	89.38	177.91	660.98	1,142.74	1,137.47	621.90	296.11	156.15	106.92	62.83	54.16	4,534.57
1962	46.68	66.67	123.20	307.96	514.63	940.38	555.04	200.41	114.56	73.87	41.27	36.56	3,021.23
1963	25.71	23.86	68.87	371.79	463.31	710.18	1,060.32	379.16	163.25	101.48	59.53	46.04	3,473.50
1964	46.01	122.43	115.94	234.71	343.59	592.82	845.76	310.55	167.91	102.98	64.50	70.42	3,017.62
1965	41.32	74.22	327.86	513.96	555.69	422.83	419.01	180.46	109.92	86.43	65.58	53.19	2,850.47
1966	39.76	76.28	149.43	320.36	439.20	711.27	383.17	153.24	104.19	75.34	48.26	40.87	2,541.37
1967	40.67	62.70	104.17	182.99	625.17	585.48	515.38	172.86	106.95	69.37	51.06	47.06	2,563.86
1968	39.32	78.61	71.38	189.93	598.27	399.01	255.44	113.09	74.91	60.61	37.55	31.52	1,949.64
1969	27.84	46.10	146.32	318.06	954.55	971.48	430.23	247.59	122.14	91.25	55.59	50.01	3,461.26
1970	43.57	83.46	98.50	250.40	444.08	477.76	385.48	218.56	145.38	85.79	55.81	51.91	2,340.70
1971	36.24	49.85	192.74	528.66	417.03	403.57	270.52	143.60	86.03	60.29	38.26	28.71	2,255.50
1972	54.69	54.72	84.60	602.85	683.05	898.78	617.67	258.03	172.52	115.47	79.06	80.86	3,702.30
1973	40.90	65.17	246.84	368.65	572.59	689.37	464.38	187.35	120.80	83.94	53.73	57.21	2,950.93
1974	57.13	94.84	208.68	255.06	802.50	495.20	619.92	311.90	156.04	116.86	71.37	64.79	3,254.29
1975	52.70	83.94	140.69	331.56	491.43	538.82	572.59	300.67	150.26	98.54	66.20	55.12	2,882.52
1976	42.69	98.78	112.86	268.96	414.78	602.10	369.70	287.22	128.46	89.73	55.18	54.21	2,524.67
1977	51.58	64.68	72.71	200.56	380.98	412.31	196.78	100.75	78.83	64.23	51.87	39.05	1,714.33
Total	1,116.97	1,927.01	3,571.08	8,224.89	14,049.96	15,568.32	13,818.05	6,208.19	3,378.53	2,265.43	1,444.19	1,268.75	72,841.37
Mean	42.96	74.12	137.35	316.34	540.38	598.78	531.46	238.78	129.94	87.13	55.55	48.80	2,801.59

Table 3-15 Monthly Runoff at Nam Chon Dam Site

(10^6 m^3)

Year	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Annual
1952	46.97	56.84	118.07	259.46	464.92	315.45	820.66	388.33	147.82	100.12	78.99	71.57	2,869.20
1953	61.15	106.36	199.35	546.63	1,464.31	776.59	622.14	590.22	270.17	170.27	98.80	86.19	4,992.18
1954	67.00	137.24	207.02	285.20	373.93	549.22	570.82	219.15	135.69	77.49	50.30	43.20	2,716.26
1955	50.62	65.38	103.50	206.00	191.91	512.39	349.13	263.40	119.59	77.67	47.08	38.38	2,025.05
1956	51.68	159.95	146.63	244.06	393.00	558.29	521.14	226.10	139.33	102.77	55.25	43.74	2,641.94
1957	39.04	32.27	122.29	235.67	542.70	654.89	823.98	228.77	120.98	82.84	47.71	39.27	2,970.41
1958	40.25	57.45	125.92	423.86	329.26	714.12	450.05	198.03	110.86	74.67	44.01	37.31	2,605.79
1959	36.78	60.61	107.93	168.55	355.72	513.99	901.74	213.40	115.81	75.50	47.58	33.72	2,631.33
1960	30.56	53.06	59.43	74.86	360.70	278.61	511.28	171.28	139.06	71.73	43.18	35.86	1,829.61
1961	29.55	94.28	187.66	697.16	1,216.13	1,210.52	661.83	315.29	166.28	113.83	66.24	57.13	4,815.90
1962	49.22	70.31	129.96	324.81	547.68	1,000.75	590.69	213.40	121.97	78.66	43.52	38.54	3,209.51
1963	27.11	25.18	72.63	392.14	493.07	755.78	1,128.41	403.73	173.83	108.07	62.77	48.53	3,691.25
1964	48.52	129.13	122.29	247.56	365.66	630.87	900.08	330.66	178.78	109.68	68.03	74.25	3,205.51
1965	43.57	78.29	345.82	542.08	591.39	450.00	445.93	192.14	117.05	92.03	69.16	56.11	3,023.57
1966	41.94	80.46	157.62	337.91	467.41	756.94	407.79	163.17	110.94	80.24	50.90	43.10	2,698.42
1967	42.87	66.13	109.85	193.01	665.31	623.06	548.46	186.06	113.86	73.87	53.85	49.60	2,723.93
1968	41.47	82.90	75.27	200.32	636.68	424.62	271.86	120.42	79.76	64.55	39.58	33.24	2,070.67
1969	29.34	48.61	154.33	335.47	1,015.86	1,033.87	457.85	263.63	130.06	97.17	58.71	52.74	3,677.64
1970	45.96	88.04	103.89	264.12	472.60	508.42	410.22	232.71	154.81	91.36	58.86	54.75	2,485.74
1971	38.21	52.58	203.29	557.59	443.81	429.49	287.87	152.90	91.60	64.20	40.34	30.27	2,392.15
1972	57.67	57.72	89.22	635.85	726.89	956.50	657.33	274.75	183.68	122.94	83.37	85.25	3,931.17
1973	43.13	68.73	260.34	388.85	609.34	733.64	494.19	199.51	128.62	89.38	56.66	60.32	3,132.71
1974	60.24	100.01	220.11	269.02	854.03	527.01	659.72	332.11	166.17	124.44	75.26	68.30	3,456.42
1975	55.55	88.52	148.39	349.72	522.98	573.43	609.34	320.16	159.98	104.94	69.78	58.15	3,060.94
1976	45.00	104.19	119.05	283.70	441.43	640.77	393.43	305.83	136.79	95.54	58.21	57.16	2,681.10
1977	54.38	68.22	76.67	211.54	405.43	438.77	209.42	107.28	83.94	68.38	54.70	41.17	1,819.90
Total	1,177.78	2,032.46	3,766.53	8,675.14	14,952.15	16,567.99	14,705.36	6,610.43	3,597.43	2,412.34	1,522.84	1,337.85	77,358.80
Mean	45.30	78.17	144.87	333.66	575.08	637.23	565.59	254.25	138.36	92.78	58.57	51.46	2,975.32

Table 3-16 Monthly Runoff at Thi Khong Dam Site

($10^6 m^3$)

Year	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Annual
1952	48.86	59.11	122.81	269.85	483.48	328.04	853.45	400.13	152.29	103.15	82.13	74.41	2,977.71
1953	63.58	110.62	207.33	568.57	1,522.78	807.59	646.97	608.11	278.37	175.41	102.77	89.65	5,181.75
1954	69.67	142.76	215.32	296.66	388.85	571.15	593.61	225.82	139.81	79.82	52.30	44.92	2,820.69
1955	52.64	68.00	107.65	214.25	199.59	532.84	363.06	271.38	123.21	80.03	48.98	39.91	2,101.54
1956	53.76	166.38	152.49	253.86	408.70	580.58	541.95	232.94	143.54	105.90	57.48	45.51	2,743.09
1957	40.59	33.59	127.19	245.13	564.37	681.05	856.87	235.69	124.65	85.33	49.62	40.85	3,084.93
1958	41.86	59.76	130.97	440.84	342.41	742.63	468.02	204.02	114.21	76.95	45.77	38.78	2,706.22
1959	38.26	63.02	112.26	175.30	369.91	534.50	937.73	219.88	119.32	77.78	49.49	35.06	2,732.51
1960	31.80	55.20	61.82	77.86	375.08	289.73	531.69	176.46	143.29	73.90	44.92	37.31	1,899.06
1961	30.72	98.06	195.18	725.12	1,264.69	1,258.86	688.27	324.83	171.31	117.29	68.90	59.41	5,002.64
1962	51.19	73.12	135.17	337.85	569.53	1,040.71	614.26	219.88	125.70	81.05	45.26	40.07	3,333.79
1963	28.20	26.17	75.56	407.89	512.75	785.95	1,173.46	415.96	179.10	111.34	65.27	50.49	3,832.14
1964	50.47	134.29	127.19	257.50	380.25	656.06	936.02	340.69	184.22	113.00	70.74	77.22	3,327.65
1965	45.33	81.42	359.69	563.83	614.99	467.96	463.74	197.98	120.61	94.84	71.92	58.34	3,140.65
1966	43.62	83.70	163.94	351.46	486.05	787.16	424.07	168.12	114.29	82.68	52.93	44.81	2,802.83
1967	44.58	68.78	114.28	200.75	691.88	647.95	570.37	189.66	117.31	76.12	56.00	51.59	2,829.27
1968	43.13	86.24	78.30	208.35	662.13	441.57	282.71	124.08	82.20	66.50	41.17	34.55	2,150.93
1969	30.53	50.57	160.52	348.92	1,056.41	1,075.14	476.14	271.62	134.00	100.12	61.08	54.85	3,819.90
1970	47.80	91.57	108.06	274.72	491.46	528.74	426.62	239.76	159.50	94.12	61.21	56.94	2,580.50
1971	39.74	54.69	211.46	579.95	461.54	446.65	299.36	157.54	94.36	66.13	41.94	31.50	2,484.86
1972	59.98	60.02	92.79	661.35	755.92	994.71	683.58	283.10	189.26	126.69	86.70	88.68	4,082.78
1973	44.87	71.49	270.79	404.44	633.68	762.93	513.93	205.55	132.53	92.08	58.93	62.73	3,253.95
1974	62.65	104.03	228.93	279.81	888.13	548.05	585.07	342.17	171.20	128.22	78.29	71.03	3,588.58
1975	57.78	92.08	154.35	363.75	543.88	596.34	633.68	329.86	164.83	108.10	72.59	60.45	3,177.69
1976	46.81	108.37	123.82	295.08	459.05	666.35	409.15	315.08	140.91	98.43	60.53	59.46	2,783.04
1977	56.56	70.98	79.76	220.03	421.61	456.30	217.81	110.52	86.49	70.47	56.88	42.83	1,890.24
Total	1,224.98	2,114.02	3,917.63	9,023.12	15,549.12	17,229.54	15,292.59	6,810.83	3,706.51	2,485.45	1,583.80	1,391.35	80,328.94
Mean	47.11	81.31	150.68	347.04	598.04	662.67	588.18	261.95	142.56	95.59	60.92	53.51	3,089.57