

Fig. 4-15 Observed & Estimated Runoffs of  
 The Yuam River at Wang Khan (CA = 1173 km<sup>2</sup>)

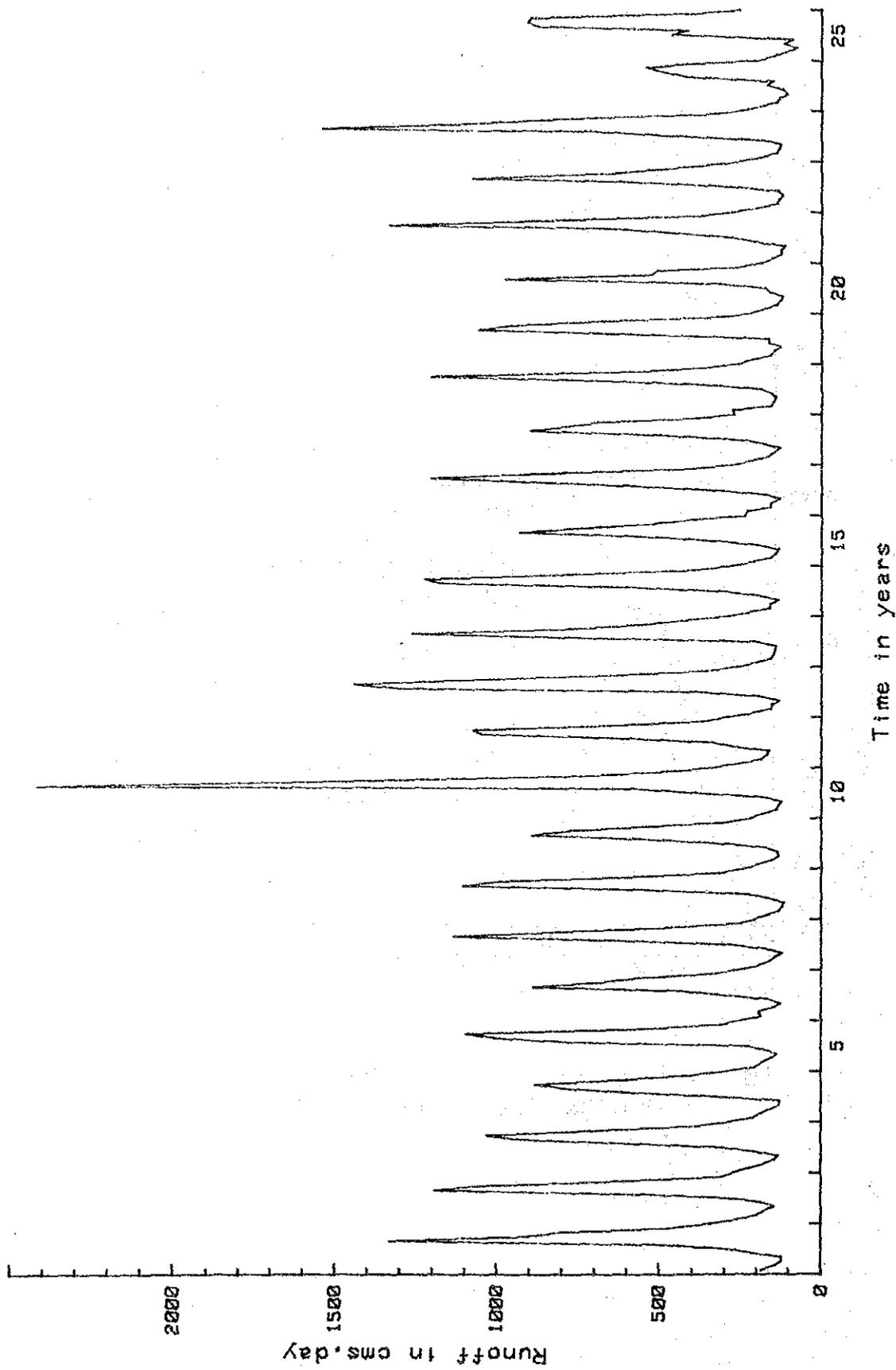


Fig. 4-16 Estimated & Observed Monthly Runoffs of The Rit River at Ban Mae Suat,  
CA=1376 sq. km, Jan. 1960 - Dec. 1984 (25 years)

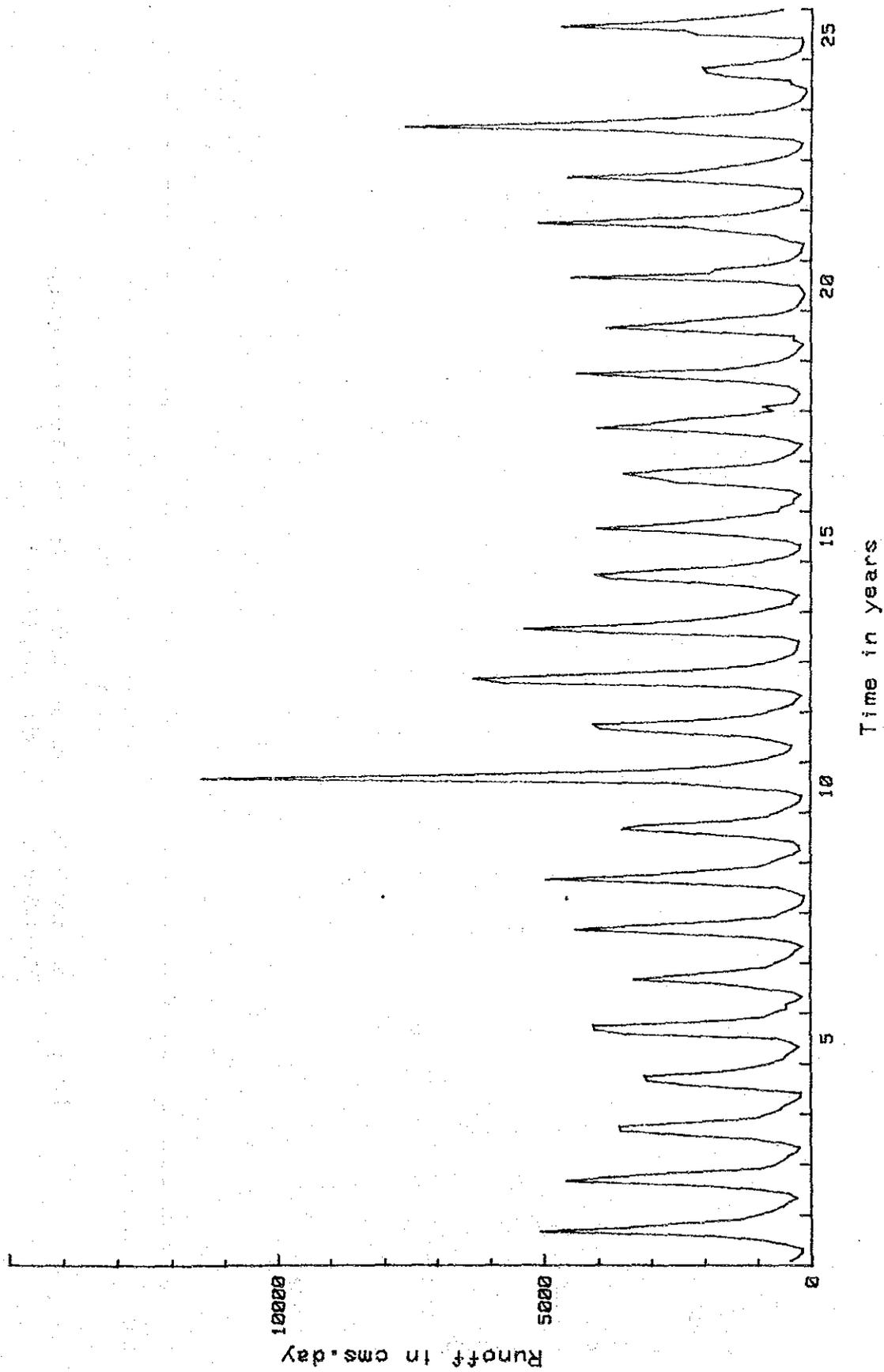


Fig. 4-17 Estimated & Observed Monthly Runoffs of The Ngao River at Ban Mae Ngao,  
 CA=935 sq. km, Jan. 1960 - Dec. 1984 (25 years)

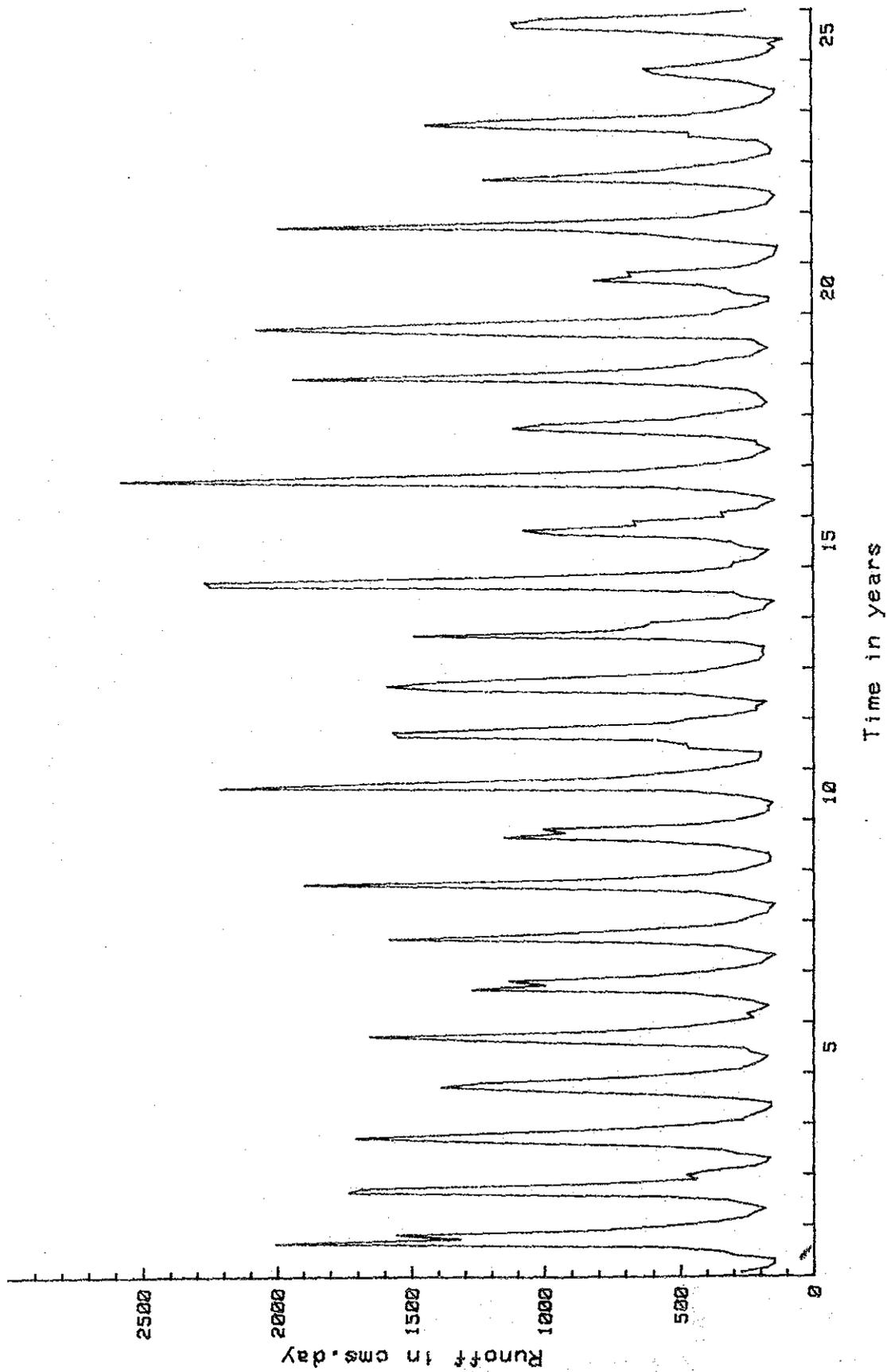


Fig. 4-18 Estimated & Observed Monthly Runoffs of The Yuam River at Wang Khan,  
 CA=1173 sq. km, Jan. 1960 - Dec. 1984 (25 years)

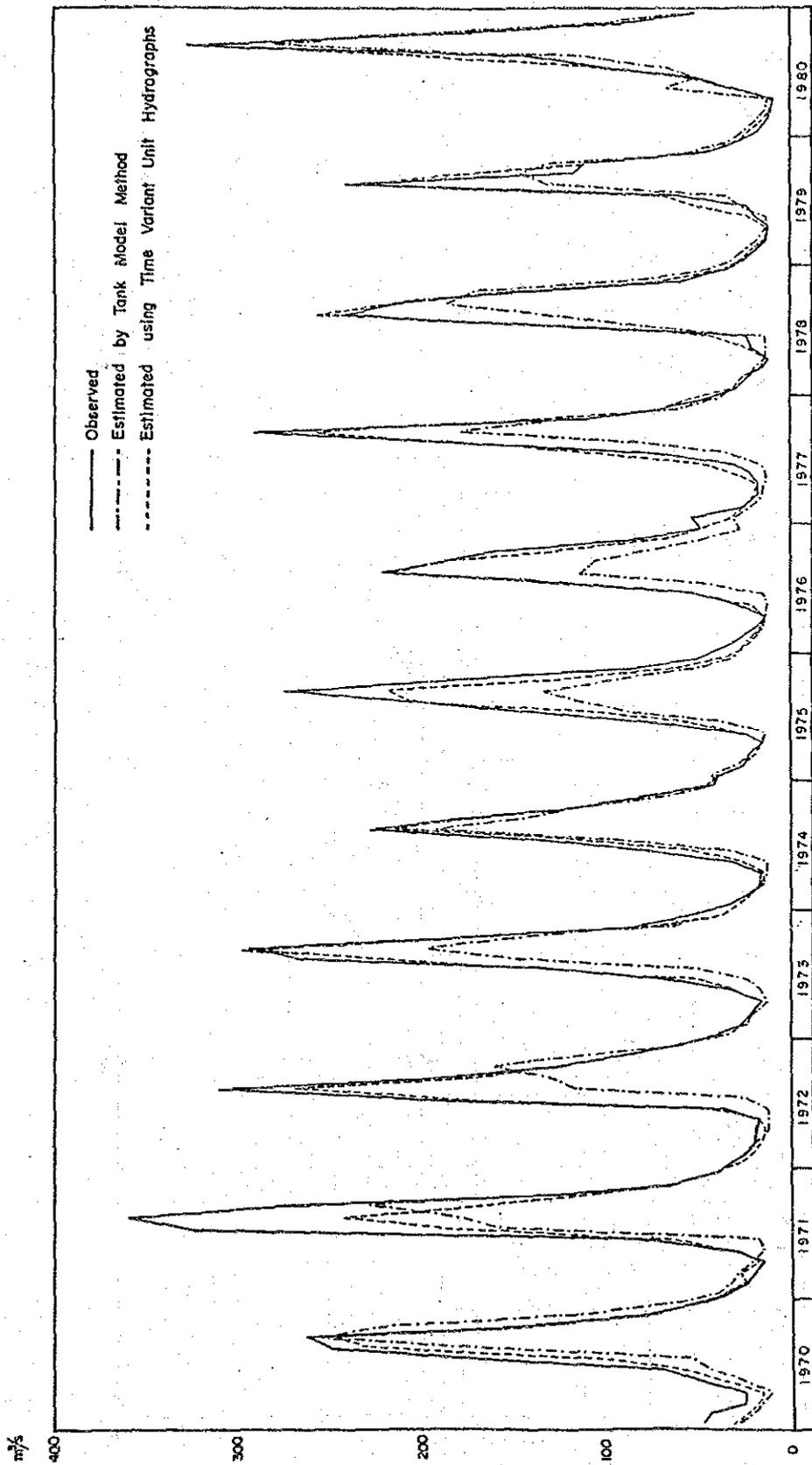


Fig. 4-19 Comparison of Runoffs Observed and Estimated for The Yuam River at Ban Tha Rua

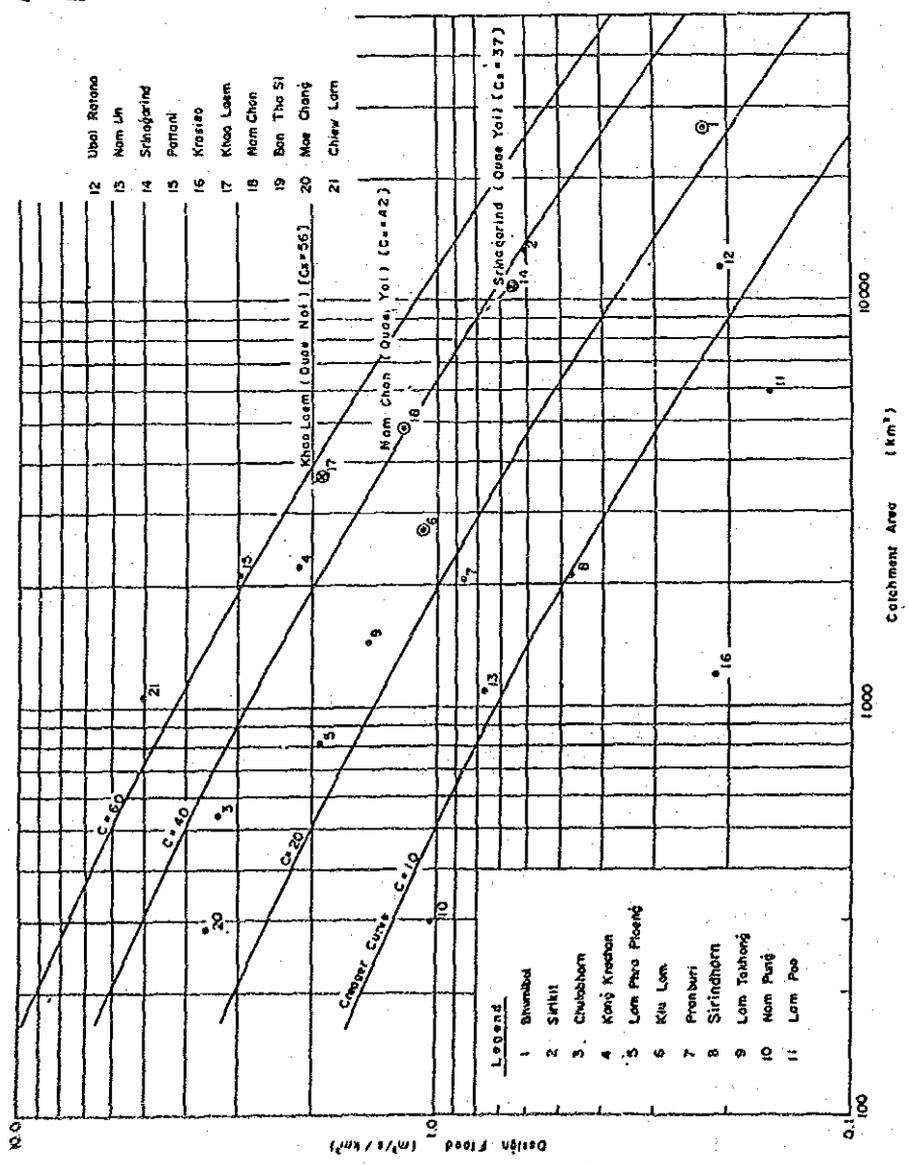
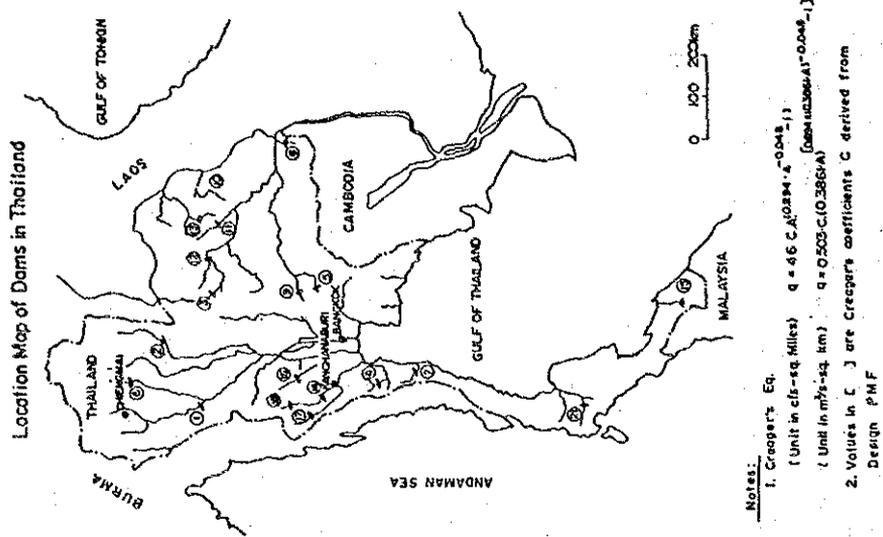


Fig. 4-20 Comparison of Design Floods in Thailand

## 第5章 開発計画



## 第 5 章 開発計画

5.1	基本事項	5 - 1
5.2	開発計画の検討手法	5 - 3
5.3	単独開発計画（第 1 段階の検討）	5 - 4
5.4	選定された主要プロジェクト（第 2 段階の検討）	5 - 23
5.5	追加検討	5 - 42
5.6	Lower Yuan計画の増分便益	5 - 48



## Table List

		Page
Table 5-1	Basic Figures of Each Project .....	5-2
Table 5-2	Alternative Thermal Power Plant for Studying Optimum Scale of Development (First and Second Stage) .....	5-10
Table 5-3	1st Stage Planning Study Upper Mae Yuam 1 .....	5-11
Table 5-4	1st Stage Planning Study Upper Mae Yuam 2 .....	5-12
Table 5-5	1st Stage Planning Study Upper Mae Yuam 3 .....	5-13
Table 5-6	1st Stage Planning Study Nam Mae Rit .....	5-14
Table 5-7	1st Stage Planning Study Upper Mae Rit 1 .....	5-15
Table 5-8	1st Stage Planning Study Upper Mae Rit 2 .....	5-16
Table 5-9	1st Stage Planning Study Upper Mae Rit 2a .....	5-17
Table 5-10	1st Stage Planning Study Upper Mae Rit 3 .....	5-18
Table 5-11	1st Stage Planning Study Nam Mae Ngao (Site No. 2) .....	5-19
Table 5-12	1st Stage Planning Study Nam Mae Ngao (Site No. 3) .....	5-20
Table 5-13	1st Stage Planning Study Upper Mae Ngao .....	5-21
Table 5-14-1	Summary of First Stage Study, Mater Plan of Nam Yuam River Basin .....	5-22
Table 5-14-2	Summary of Second Stage Study .....	5-25
Table 5-15	2nd Stage Study Upper Mae Yuam 1 .....	5-26
Table 5-16	2nd Stage Study Upper Mae Rit .....	5-28
Table 5-17	2nd Stage Study Upper Mae Rit 2a .....	5-30
Table 5-18	2nd Stage Study Nam Mae Ngao (No. 2 Site) .....	5-32
Table 5-19	2nd Stage Study Lower Yuam .....	5-35
Table 5-20	Integrated Development including Transmission Line Nam Mae Ngao No. 2 + Lower Yuam .....	5-36
Table 5-21	Incremental Benefit of Lower Yuam due to the Effect of Nam Mae Ngao No. 2 Development (Lower Yuam: Dam & Installed Capacity are Fixed at F/S Levels-Second Stage) ..	5-37
Table 5-22	Incremental Benefit of Lower Yuam due to the Effect of Nam Mae Ngao No. 2 Development (Lower Yuam: Dam is Fixed at F/S Level, Installed Capacity is Optimized-Second Stage) ..	5-38
Table 5-23	Fuel Price Variations for Alternative Thermal Plants .....	5-42
Table 5-24	Reservoir Simulation Nam Mae Ngao .....	5-44
Table 5-25	Reservoir Simulation Lower Yuam .....	5-46



## Figure List

		Page
Fig. 5-1	Flow Mass Curve Upper Mae Yuam 1 (Case YIB 325.10) .....	5-27
Fig. 5-2	Flow Mass Curve Nam Mae Rit (Case ROB 270.15) .....	5-29
Fig. 5-3	Flow Mass Curve Upper Mae Rit 2a (Case R2a D 585.5) .....	5-31
Fig. 5-4	Flow Mass Curve Nam Mae Ngao (Case NOB 250.20b) .....	5-34
Fig. 5-5	Flow Mass Curve Nam Mae Ngao (Case NO2A 260.25b) .....	5-45
Fig. 5-6	Flow Mass Curve Lower Yuam (Case YOA 170.20b) .....	5-47
Fig. 5-7	Load Duration Curve, Northern Region, 2000 with Nam Mae Ngao Hydro Power Fitted .....	5-39
Fig. 5-8	Load Duration Curve, Northern Region, 2000 with Lower Yuam Hydro Power (Case 0) fitted .....	5-40
Fig. 5-9	Load Duration Curve, Northern Region, 2000 with Nam Mae Ngao and Lower Yuam Integrated Development Projects (Case VI) Fitted .....	5-41
Fig. 5-10	Area-Capacity Curve, Nam Mae Ngao No. 2 .....	5-51
Fig. 5-11	Area-Capacity Curve, Nam Mae Rit .....	5-52
Fig. 5-12	Area-Capacity Curve, Nam Mae Ngao No. 3 .....	5-53
Fig. 5-13	Area-Capacity Curve, Upper Mae Ngao No. 2 .....	5-54
Fig. 5-14	Area-Capacity Curve, Upper Mae Ngao No. 3 .....	5-55
Fig. 5-15	Area-Capacity Curve, Upper Mae Rit 1 .....	5-56
Fig. 5-16	Area-Capacity Curve, Upper Mae Rit 2 .....	5-57
Fig. 5-17	Area-Capacity Curve, Upper Mae Rit 3 .....	5-58
Fig. 5-18	Area-Capacity Curve, Upper Mae Yuam 2 .....	5-59
Fig. 5-19	Area-Capacity Curve, Upper Mae Yuam 3 .....	5-60



## 第5章 開 発 計 画

### 5.1 基本事項

#### 1) ダムサイトの位置

マスタープランで検討されるべき計画は、9つのプロジェクトであり、Fig. 1-1にその位置を示す。また、プロジェクトの基本数値はTable. 5-1に示すとおりである。

#### 2) 流域面積および貯水容量曲線

検討作業にはつぎの3種類の地形図が利用可能である。

縮尺 1 : 250,000 流域全体

縮尺 1 : 50,000 流域全体

縮尺 1 : 5,000 Nam Mae Ngao

Nam Mae Ritおよび Upper Mae Yuam 1

流域面積と計画貯水池の貯水容量曲線は、ともに縮尺1:50,000の地形図を用いてBGATにより作成されたものが、第1次現地調査時に、調査団に手渡された。調査団はマスタープラン検討作業に先立ち、各計画地点の流域面積と貯水容量を再測定した。BGATにより測定された流域面積の精度はTable. 5-1に示すとおり確認され、流入量計算に使用された。しかし、貯水容量曲線については、喰い違いが生じたので、調査団は縮尺1:50,000地形図を拡大した縮尺1:25,000地形図を用いて、再測定を行った。

第1次段階における検討には縮尺1:25,000地形図により作成した貯水容量曲線を使用した。最終的には、主要な3地点、すなわちNam Mae Ngao、Nam Mae Rit および Upper Mae Yuam No. 1については縮尺 1:5,000地形図により、貯水容量曲線を作成した。

Table 5-1 Basic Figures of Each Project

NO.	Project name	Coordinates						C.A ( km <sup>2</sup> )	Tailrace W.L. ( m )
		Dam site		Power house		N°	E°		
		N°	E°	N°	E°				
1	Upper Mae Yuam 1	18° 23' 52"	97° 54' 48"				1,967	262.0	
2	Upper Mae Yuam 2	18° 33' 20"	97° 54' 41"				1,149	326.5	
3	Upper Mae Yuam 3	18° 45' 27"	97° 51' 21"				447	428.0	
4	Nam Mae Rit	17° 55' 11"	98° 00' 07"				1,268	192.0	
5	Upper Mae Rit 1	17° 59' 55"	98° 04' 10"	17° 57' 04"	98° 04' 00"		686	281.0	
6	Upper Mae Rit 2	18° 04' 35"	98° 05' 55"	18° 03' 28"	98° 05' 55"	491.0	525	407.0	
				18° 01' 55"	98° 04' 49"				
7	Upper Mae Rit 3	17° 56' 24"	98° 08' 17"	17° 57' 07"	98° 04' 18"		349	281.0	
8	Nam Mae Ngao	17° 47' 24"	97° 59' 42"				835	163.0	
		17° 46' 14"	98° 00' 38"				756	171.0	
9	Upper Mae Ngao	17° 35' 10"	98° 06' 37"				159	271.1	
	Lower Yuam (NEA)	17° 49'	97° 49'				5,920	73.2	

## 5. 2 開発計画の検討手法

### 1) 検討手法

開発計画の検討は、以下に説明する2段階および追加段階に分けて実施する。

#### a. 第1段階

第1段階の主な目的は、計画されたプロジェクト、すなわちNam Mae Ngao, Nam Mae Rit, Upper Mae Yuam 1および他の6プロジェクトの経済的可能性を開発規模の検討を含めてPreliminaryのレベルで検討することである。

検討は、単独計画として、ダム高さ、有効貯水容量、設備出力等を変化させて行った。スタディの結果を、5.3節に示す。

#### b. 第2段階

第1段階の検討結果を踏まえ、選定された計画についてさらに詳細に検討する。

このスタディにおいては、1984年にフィージビリティ・スタディが実施されているLower Yuam計画は既設発電所と見なし、上流開発計画によるこの発電所の増分電力は追加便益として扱われる。スタディの結果は5.4節に示す。

#### c. 追加段階

追加段階においては“the Third Minutes of Meeting”にもとづきつぎのスタディを実施した。

i Nam Mae Ngao No. 2の最適規模の詳細検討(EGATの最新の燃料価格を適用)

ii Nam Mae Ngao No. 2の調節効果によるLower Yuam計画の増分便益の検討

(EGATの最新の燃料価格を適用)

スタディの結果を5.5節に示す。

### 2) 貯水池操作および発電々力量

#### a. 貯水池操作

貯水池操作および設備出力を検討するため、95%保証流量を求めらる。

計画地点流入量のマスカープをもとに最も効果的な貯水池操作を前提として各年の保証流量を求め、95%保証流量を算出した。

ダムサイトへの流入量計算においては、蒸発損失量は計画貯水池のシミュレーションへの影響が小さいので第1段階の検討では考慮しなかったが、第2段階では考慮した。

各計画地点の貯水池操作については、プロジェクトの経済性および最適開発規

模を決定するためダム高および有効貯水容量等を変化させて検討した。

#### b. ピーク継続時間

設備出力の検討においては、まず当該プロジェクトによつて供給されるべきピーク継続時間が重要な要素となる。ピーク継続時間は負荷持続曲線と密接な関係があり、そして、この負荷の形は需要地域に支配されるので、第1次現地調査の際、この点に付きEGATと討議された。

EGATでは通常、貯水池式発電所の計画には、プロジェクトの位置と状況により20~30%の間の設備利用率 (Plant factor) を採用している。しかしながらNam Yuan水力プロジェクトの電力供給地域は北部地域であると考えるのが妥当であるので、Nam Yuan水力プロジェクトの設備利用率 (Plant factor) は北部地域の日負荷曲線および日負荷率にもとづいて決定されるべきである。EGATとの討議の後、設備利用率25%が暫定的に採用され、マスタープランの第1段階のスタディに使用された。しかしながら第2段階においては“The Second Minutes of Meeting”にもとづき15、20および25%の設備利用率について比較検討を行った。

#### c. 最大使用水量

最大使用水量は、95%保証流量と等価ピーク継続時間、6、4.8 および 3.6時間 (設備利用率25、20および15%)、から求められる。

#### d. 発生電力量計算

各発電所の発生電力量は、1960年から1984年までの25年間について各ダム地点への月別流入量により計算される。

#### e. 保証出力

保証出力は最大使用水量と貯水池最低水位から計算する。

#### f. 1次および2次電力量

年間発生電力量のうち保証流量に対応する部分は1次電力量と見なし、残余の電力量は2次電力量として扱う。

### 5.3 単独開発計画 (第1段階の検討)

マスタープランの第1段階で検討されるプロジェクトは、あらかじめ選定された9つのプロジェクトである。

この段階で検討された主要ケースの数は代替案を含め以下のとおりである。

Upper Mae Yuam 1	12 ケース
Upper Mae Yuam 2	12 ケース
Upper Mae Yuam 3	3 ケース
Nam Mae Rit	12 ケース
Upper Mae Rit 1	4 ケース
Upper Mae Rit 2	9 ケース
Upper Mae Rit 2a	3 ケース
Upper Mae Rit 3	4 ケース
Nam Mae Ngao (Site No 2)	16 ケース
Nam Mae Ngao (Site No 3)	8 ケース
Upper Mae Ngao 1	9 ケース
合 計	92 ケース

貯水池操作スタディは保証出力、1次および2次電力量の発生が最大とするよう、満水位と低水位（有効落差と有効貯水容量）を変化させ、各ケースについて実施した。

検討結果の詳細は“Interim Report, Master Plan Study on Nam Yuam River Basin Hydroelectric Development Project, NOV. 1985”および1985年11月EGATへ提出した計算結果の中に含まれている。

検討結果の要約をTable. 5-14-1に示す。この表においては9つのプロジェクトについて最も経済的なケースを表示している。（注 Upper Mae Rit 2と Upper Mae Rit 2a は同一プロジェクトであり、またNam Mae Ngao ( Site No 2 ) とNam Mae Ngao (Site No 3 ) も同じ、Nam Mae Ngaoプロジェクトである）

表中に見られるようにNam Mae Ngao ( Site No 2 ) が最も有望なプロジェクト (B/C=1.67、第1順位) であり続いてUpper Mae Rit 2a (第2順位)、Nam Mae Rit (第3順位)、Upper Mae Yuam 1 (第4順位) の順位となる。この上位にある4プロジェクトの便益・費用比率 (B/C) は1に等しいかそれよりも大である。

この結果より上記4プロジェクトは次段階のスタディに進める価値があると判断される。

個別プロジェクトの検討結果はつぎのとおりである。

#### 1) Upper Mae Yuam 1

Yuam川上流に計画されたこのプロジェクトは、Mae La Noi郡 Wan Kang 村から約

2 km上流に位置する。この地点では選定されたダム軸以外には地形条件から見て比較案はないと思われる。

ダムサイトの位置を、Table. 5-1に示す。

本地点は、地形・地質を考慮してダム形式はフィルタイプダムとした。また発電所は地形を考慮し、ダム下流左岸に計画した。

開発規模検討のため、満水位、有効貯水容量および設備出力を変化させて比較検討を行った。その組合せは全部で12ケースである。この結果をTable 5-3に示す。

この結果から判断すると、本地点の単独開発計画の可能性は不明確であり、灌漑計画の可能性を含めなお、詳細に調査を行うことが必要である。今後の調査を進めるため縮尺1:50,000地形図による Preliminaryレベルの概念設計を実施した。

なお、今回の検討結果は、EGATによって作成される縮尺1:5,000の地形図を使用して、再検討される。

## 2) Upper Mae Yuam 2

このプロジェクトは、Upper Mae Yuam 1地点より約17km上流に位置している。

本地点は地形上、選定されたダムサイト以外に比較案はないと思われる。

ダムサイトの位置をTable. 5-1に示す。

本地点では地形および地質を考慮してダム形式はフィルタイプダムとした。また発電所はダム下流左岸に計画した。開発規模検討のため満水位、有効貯水容量および設備出力を変化させて比較検討を行った。検討ケースは全体で12ケースで、その結果をTable. 5-4に示す。

この結果から判断すると、本地点はあまり有望でなくつぎの段階での検討は行わないこととした。

## 3) Upper Mae Yuam 3

このプロジェクトは、Yuam川本流の最上流部に計画されたもので、アクセス手段がないため第1次調査ではサイトへの踏査を実施していない。

計画地点の位置を、Table. 5-1に示す。

比較検討は、ダム式案として満水位、有効貯水容量および設備出力を変化させ全部で3ケースを実施した。検討結果をTable. 5-5に示す。

本地点はYuam川本流上流部に計画されたプロジェクトの中では最も経済性に乏しい。

#### 4) Nam Mae Rit

このプロジェクトは、Rit川とYuam川の合流点から約6 km上流に計画されたもので2ヶ所の比較案ダムサイトがある。

第1次および第2次現地調査では両方のサイトについて現地踏査を実施した。この踏査の結果、ダムサイトとしては、下流側サイトが選定された。

ダムサイトの位置をTable. 5-1に示す。

ダム形式は、地形および地質を考慮して、フィルタイプダムとした。発電所はダム下流右岸に計画された。

開発規模検討のため満水位、有効貯水容量および設備出力を変化させて比較検討を行った。検討ケースは全部で12ケースである、この検討をTable. 5-6に示す。

今後の調査を進めるため、縮尺1:50,000地形図による Preliminaryレベルの概念設計を行った。なお、今回の検討結果は、EGATが作成中である縮尺 1:5,000地形図により再検討される。

#### 5) Upper Mae Rit 1

このプロジェクトは、Rit川とその支流で左岸側から合流してくる Lap川の合流点から約6 km上流に位置している。

ダムサイトへのアクセスの手段がなく、現地踏査は実施しなかった。図上で選定されたサイトの位置をTable. 5-1に示す。

多くの比較検討がなされ、検討結果をTable. 5-7に示す。

#### 6) Upper Mae Rit 2

##### Upper Mae Rit 2

このプロジェクトは、Rit川の最上流部に位置している。サイトへのアクセス手段がなく、現地踏査は実施しなかった。

このプロジェクトはダム水路式案として計画した。ダムおよび発電所の位置を、Table. 5-1に示す。

このプロジェクト取水ダムと延長 2,100 mの導水路を持つ発電所から成る。開発規模検討のため、有効貯水容量および設備出力を変化させて比較検討を行った。

検討ケースは全部で9ケースである。検討結果をTable. 5-8に示す。この結果から判断すると、このプロジェクトではダム高を低くする程経済的に有利になる傾向がある。言い換えれば、流れ込み式発電所が、このプロジェクトには適当であ

ると言える。これを検証するため、代替案 2 a を検討した。

#### Upper Mae Rit 2a

このプロジェクトは Upper Mae Rit 2 と同一サイトに計画した取水ダムと水路延長 5,900m の導水路、および右岸側に設けられる発電所から成る。

比較検討は全部で 3 ケースで、その検討結果を Table. 5-9 に示す。この結果から判断すると、Rit 川の上流部では流れ込み式発電所案が有利であると考えられる。

また、このプロジェクトは、経済性が高い点を考慮して、縮尺 1:50,000 の地形図による Preliminary レベルの概念設計を行った。

#### 7) Upper Mae Rit 3

このプロジェクトは、Rit 川の支流 Lap 川に計画されたものである。

プロジェクトの位置を Table. 5-1 に示す。

ダムサイトへのアクセスの手段がないため、現地踏査は実施しなかった。

多くの比較案が検討され、結果を Table. 5-10 に示す。

#### 8) Nam Mae Ngao

このプロジェクトは、Yuan 川と Ngao 川の合流点から上流約 8 ~ 12km 地点に計画されたもので 3 つのダムサイトがについて検討した。

第 1 回および第 2 回現地調査の際、これらダムサイトへの現地踏査を実施した。この踏査結果により検討地点として、No. 2 および No. 3 サイトを選定した。これらのダムサイトの位置を Table. 5-1 に示す。

#### No. 2 サイト

このプロジェクトは、ダム式発電所として計画した。地形および地質を考慮してダム形式はフィルダムとした。また発電所はダム下流左岸に計画した。最適開発規模を決定するため、満水位、有効貯水容量および設備出力を変化させ比較検討を行った。検討ケースは、16 ケースである。この検討結果を Table. 5-11 に示す。

この結果から判断すると、このプロジェクトは極めて有望であり、Ngao 川は大きなポテンシャルを持っている。

この結果にもとづき今後の調査計画を立案するため縮尺 1:50,000 地形図により Preliminary レベルの概念設計を行った。現段階では満水位 260m のケースが有利であるが、現地踏査結果より地形的に判断して満水位 250m のケースを第 1 段階で

は採用した。次の段階ではEAGTが作成する縮尺 1:5,000地形図を使用して規模を再検討する。

従って暫定設計はTable. 5-14中の数値を基本としている。

#### No. 3 サイト

No. 2 サイトの検討結果は、満水位を高くする程、経済性が高いことを示している。しかしNo. 2 サイトは地形上の条件から満水位が制約されるため、その代案としてNo. 3 サイトの現地踏査を実施し比較検討を行った。その結果をTable. 5-12に示す。この結果によれば、No. 3 サイトもまた、経済性を保ちつつ高いダムが建設できる有利なサイトである。

これらの検討結果を比較すると、No. 2 サイトを選定することが望ましい。しかしながら地形的、地質的情報に現段階では不確定要素があることを考慮し、次期の調査ではNo. 2 およびNo. 3 の両サイトについて調査工事を実施することとした。

#### 9) Upper Mae Ngao

このプロジェクトはNam Mae Ngao地点の上流に位置するため、下流に計画されたNam Mae Ngao貯水池の影響を受ける。従ってプロジェクトサイトはNam Mae Ngao計画の検討結果により選定された。その位置をTable. 5-1に示す。検討の結果をTable. 5-13に示す。

Table 5-2 Alternative Thermal Power Plant for Studying Optimum Scale of Development (First and Second Stage)

Item	Calculation formula	Hydro power plant	Alternative Thermal Power Plant				
			for the first 25 yrs Gas Turbine	Thermal	for the second 25 yrs Gas Turbine	Thermal	for 50 yrs Lignite Thermal
(a) Installed Capacity (MW)			25	600	25	600	150 ~ 300
(b) Service life (yrs)		50	20	25	20	25	25
(c) Station Service Use (%)		0.5	2	7	2	7	7
(d) Scheduled Outage rate (%)		0.0	12	12	12	12	12
(e) Forced Outage rate (%)		0.5	4	4	4	4	4
(f) Adjustment factor (%)	$(1 - C_1/100)(1 - d_1/100)(1 - e_1/100)$ $(1 - C_2/100)(1 - d_2/100)(1 - e_2/100)$		84	79	84	79	79
(g) O & M cost rate (%)			3	2.5	3	2.5	2.5
(h) Unit Construction Cost (US\$/kW)			405	580	405	580	957
(hz) Cost with IDC (US\$/kW)							
(i) Fuel			Natural Gas	Natural Gas	Diesel Oil	Imported Coal	Lignite
(i1) Calorific Value (Btu/unit)			1,087.52 Btu/cuft	1,087.52 Btu/cuft			
(i2) Energy Equivalence (Kcal/unit)	$1 \text{ Btu} = 252 \text{ cal}$ $860 \text{ Kcal} / \text{kwh}$		274.06 Kcal/cuft	274.06 Kcal/cuft	9,317.41 Kcal/l	6,717.3 Kcal/kg	2,700 Kcal/kg
(i3) Thermal Efficiency or heat rate			25 %	36 %	25 %	36 %	25 %
(i4) Fuel Consumption (kg/kwh)			12.55 cuft/kwh	8.72 cuft/kwh	0.37 l/kwh	0.36 kg/kwh	0.93 kg/kwh
(i5) Unit fuel price (US\$/kwh)			0.095 \$/cuft	0.095 \$/cuft	6.606 \$/l	0.075 US\$/kg	0.534 \$/kg
(i6) Fuel cost (US\$/kwh)			1.19 \$/kwh	0.83 \$/kwh	2.44 \$/kwh	0.73 \$/kwh	0.50 \$/kwh
(j) Installed Capacity (MW)			0.84 G	0.79 T	0.84 G	0.79 T	0.79 L
(k) Effective Capacity (MW)							
(l) Annual Plant Factor (%)			X6	X7	X4	X5	X4
(m) Annual Energy Production (10 <sup>3</sup> kwh)			8,760 GX	8,760 TX	8,760 GX	8,760 TX	8,760 LX
(n) Station Service Use (%)		0.5	2	7	2	7	7
(o) Adjustment Factor (%)			98	93	98	93	93
(p) Annual Available Energy (10 <sup>3</sup> kwh)			8,564.8 GX	8,146.8 TX	8,564.8 GX	8,146.8 TX	8,146.8 LX
(q) Capital Investment Cost (10 <sup>3</sup> US\$)			405 G	580 T	405 G	580 T	957 L
(r) Annual O & M Cost (10 <sup>3</sup> US\$)			12.15 G	14.5 T	12.15 G	14.5 T	23.925 L
(s) Annual Fuel Cost (10 <sup>3</sup> US\$)			365.4 GX	271.6 TX	788.4 GX	236.5 TX	166.4 LX
(t) Interest Rate (%)			10 %				
(u) Conversion Rate of Currency			US\$ 1.00 = 27				

Table 5-3 1st Stage Planning Study Upper Mae Yuam 1

C.A. 1,967 km<sup>2</sup>  
Annual Inflow 570 MCM

Description	Unit	325 m		310 m		310 m		310 m	
		H.W.L	Total Storage Capacity 455 MCM	H.W.L	Total Storage Capacity 455 MCM	H.W.L	Total Storage Capacity 194 MCM	H.W.L	Total Storage Capacity 194 MCM
Case No.		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧
Project Type		S.G	S.G	S.G	P.G	P.G	S.G	S.G	S.G
Dom. Height	m	75	75	75	75	75	60	60	60
Tunnel Length	m	-	-	-	-	-	-	-	-
Available Drawdown	m	10	20	30	10	15	20	10	15
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	190	318	395	190	318	158	103	134
N.I. W.L.	m	319.7	318.1	316.3	319.7	318.1	301.3	304.5	302.7
L.W.L.	m	315	305	295	315	305	290	300	295
T.W.L.	m	262	262	262	262	262	262	262	262
Gross Head	m	63	63	63	63	63	48	48	48
Effective Normal Head	m	55.8	54.2	52.4	55.8	54.2	37.8	41.1	39.3
Firm Discharge (95%)	m <sup>3</sup> /s	12.5	13.9	15.2	12.5	13.9	12.6	11.3	12.3
Max. Turbine Discharge	m <sup>3</sup> /s	50.1	55.5	63.6	29.9	29.9	50.3	45.1	29.9
Installed Capacity	MW	24.4	26.2	27.8	14.5	14.1	16.6	16.2	10.3
Firm Capacity	MW	22.3	19.9	16.5	7.0	6.2	11.7	14.4	4.5
Associated Capacity	MW	4.2	4.6	5.7	4.0	4.6	4.0	3.4	3.2
Annual Energy Production	GWH	76.0	74.0	73.0	76.0	74.0	52.0	55.0	53.0
Firm Energy	GWH	49.0	44.0	36.0	49.0	44.0	26.0	32.0	30.0
Secondary Energy	GWH	27.0	30.0	37.0	26.0	30.0	26.0	23.0	23.0
Construction Cost	10 <sup>8</sup>								
for Generating F.		1,335.9	1,362.1	1,408.3	1,215.5	1,215.4	1,002.2	985.6	1,002.4
for Transmission F.									
Benefit	10 <sup>6</sup>	141.1	133.5	125.6	100.8	98.7	89.2	98.3	94.2
for first kW		566	505	41.9	17.8	15.7	29.7	36.6	34.5
for first kWH		500	449	36.7	500	44.9	26.5	32.6	30.6
for Secondary kW		15.9	17.4	21.5	15.1	17.4	15.1	13.2	13.2
for Secondary kWH		18.6	20.7	25.5	17.9	20.7	17.9	15.9	15.9
Annual Cost	10 <sup>8</sup>								
for Generating F.		148.3	151.2	156.3	134.9	135.0	111.2	109.4	111.3
for Transmission F.									
B - C	10 <sup>8</sup>	Δ 72	Δ 17.7	Δ 30.7	Δ 34.1	Δ 36.3	Δ 22.0	Δ 11.1	Δ 17.1
B / C		0.95	0.88	0.80	0.75	0.73	0.80	0.90	0.85
Annual Energy Cost	¢/kWh	1.95	2.04	2.14	1.80	1.82	2.14	1.99	2.10
Simulation Case No.		Y18325.10	Y18325.20	Y18325.30	Y10325.10	Y10325.20	Y18310.15	Y18310.10	Y10310.15

Project Type, SG : Storage Type, RR : Run-of River Type  
PG : Pondage Type.

Table 5-4 1st Stage Planning Study Upper Mae Yuam 2

C. A Annual Inflow 333 MCM  
1,149 km<sup>2</sup>

Description	Unit	417 m			400 m			380 m		
		H.W.L. Total Storage Capacity	830 MCM	④	H.W.L. Total Storage Capacity	432 MCM	⑦	H.W.L. Total Storage Capacity	178 MCM	⑩
Case No.		①	②	③	⑤	⑥	⑧	⑨	⑪	⑫
Project Type		S.G	S.G	P.G	S.G	S.G	P.G	S.G	S.G	P.G
Dam Height	m	102	102	102	85	85	85	65	65	65
Tunnel Length	m									
Available Drawdown	m	20	37	20	15	30	15	10	20	20
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	447	652	447	205	329	205	75	124	124
N. I. W. L.	m	410.9	408.4	410.9	393.9	392.2	393.9	374.2	371.5	371.5
L. W. L.	m	387	380	397	385	370	385	370	370	360
T. W. L.	m	326.5	326.5	326.5	326.5	326.5	326.5	326.5	326.5	326.5
Gross Head	m	90.5	90.5	90.5	73.5	73.5	73.5	53.5	53.5	53.5
Effective Normal Head	m	81.7	79.2	81.7	65.2	63.5	65.2	46.1	43.3	43.4
Firm Discharge (95%)	m <sup>3</sup> /s	9.7	10.6	9.7	8.3	9.3	8.3	7.1	7.4	7.4
Max. Turbine Discharge	m <sup>3</sup> /s	38.7	42.2	19.4	33.0	37.0	17.4	28.4	29.6	17.4
Installed Capacity	MW	276	292	138	188	20.5	9.9	11.4	11.2	7.0
Firm Capacity	MW	22.9	18.7	11.4	9.3	16.2	8.1	10.4	8.2	5.2
Associated Capacity	MW	2.8	4.0	2.8	2.6	3.5	2.6	2.1	2.6	1.8
Annual Energy Production	GWH	68.0	67.0	68.0	52.0	52.0	52.0	37.0	35.0	34.0
Firm Energy	GWH	50.0	41.0	50.0	35.0	29.0	35.0	23.0	18.0	18.0
Secondary Energy	GWH	18.0	26.0	18.0	17.0	23.0	17.0	14.0	17.0	16.0
Construction Cost for Generating F. for Transmission F.	10 <sup>8</sup> \$	1,943	1,967	1,805	1,307	1,337	1,201	822	827	742
Benefit for first kW	10 <sup>8</sup> \$	132.2	122.3	103.0	98.3	92.5	77.8	67.5	60.7	48.9
for first kWh	\$	58.2	47.5	29.0	41.1	35.8	20.6	26.4	20.8	13.2
for Secondary kW	\$	10.6	15.1	10.6	9.8	13.2	9.8	7.9	9.8	6.8
for Secondary kWh	\$	12.4	17.9	12.4	11.7	15.9	11.7	9.7	11.7	8.3
Annual Cost for Generating F. for Transmission F.	10 <sup>8</sup> \$	215.7	218.3	200.4	145.1	149.4	133.3	91.2	91.8	82.4
B - C	10 <sup>8</sup> \$	Δ 83.5	Δ 96.0	Δ 37.4	Δ 46.8	Δ 55.9	Δ 55.5	Δ 23.7	Δ 31.1	Δ 30.9
B / C	\$/kWh	0.61	0.56	0.51	0.68	0.62	0.58	0.74	0.66	0.63
Annual Energy Cost	\$/kWh	3.17	3.26	2.95	2.79	2.85	2.56	2.46	2.62	2.36
Simulation Case No		Y2B417.20	Y2B417.37	Y2C417.20	Y2B400.15	Y2B400.30	Y2D400.15	Y2C383.10	Y2B380.20	Y2D380.20

Project Type. SG : Storage Type, RR: Run-of-River Type  
PG : Pondage Type

Table 5-5 1st Stage Planning Study Upper Mae Yuam 3

C. A                      447 km<sup>2</sup>  
 Annual Inflow 129.5 MCM

Description	Unit	H. W. L.                      477 m		
		Total Storage Capacity    67.6 MCM		
Case No.		①	②	③
Project Type		S.G	S.G	S.G
Dam Height	m	62	62	62
Tunnel Length	“	-	-	-
Available Drawdown	m	10	15	20
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	32.3	42.0	49.9
N. I. W. L.	m	470.7	469.8	468.7
L. W. L.	“	467	462	457
T. W. L.	“	428	428	428
Gross Head	“	49	49	49
Effective Normal Head	“	41.3	40.3	39.2
Firm Discharge (95%)	m <sup>3</sup> /s	2.8	2.9	2.9
Max. Turbine Discharge	“	11.3	11.4	11.7
Installed Capacity	MW	4.1	4.0	4.0
Firm Capacity	“	3.7	3.2	2.8
Associated Capacity	“	0.7	0.9	0.9
Annual Energy Production	GWH	13.0	12.7	12.4
Firm Energy	“	8.1	7.1	6.2
Secondary Energy	“	4.9	5.6	6.2
Construction Cost	10 <sup>6</sup> B			
for Generating F.	“	475.0	476.4	477.9
for Transmission F.	“	—	—	—
Benefit	10 <sup>6</sup> B	23.7	22.6	21.1
for first kW	“	9.4	8.1	7.1
for first kWh	“	8.3	7.2	6.3
for Secondary kW	“	2.6	3.4	3.4
for Secondary kWh	“	3.4	3.9	4.3
Annual Cost	10 <sup>6</sup> B			
for Generating F.	“	52.7	52.9	53.0
for Transmission F.	“	—	—	—
B - C	10 <sup>6</sup> B	Δ 29.0	Δ 30.3	Δ 31.9
B / C	“	0.45	0.43	0.40
Annual Energy Cost	B/kWh	4.05	4.17	4.27
Simulation Case No		Y3B477.10	Y3B477.15	Y3B477.20

Project Type. SG : Storage Type, RR : Run-of River Type  
 PG : Pondage Type,

Table 5--6 1st Stage Planning Study Nam Mae Rit

C.A 1,268 km<sup>2</sup>  
Annual Inflow 395 MCM

Description	Unit	332 m		300 m		270 m		240 m					
		H.W.L	Total Storage Capacity 360 MCM	H.W.L	Total Storage Capacity 178 MCM	H.W.L	Total Storage Capacity 79 MCM	H.W.L	Total Storage Capacity 27 MCM				
Case No.		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫
Project Type		S.G	S.G	S.G	S.G	S.G	S.G	S.G	S.G	S.G	S.G	P.G	S.G
Dam Height	m	145	145	145	113	113	83	83	83	83	53	53	53
Tunnel Length:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Available Drawdown	m	10	20	30	10	15	10	15	20	20	10	15	20
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	63	127	172	44	62	22.5	33.0	40	40	9.5	13.8	17.1
N.I. W.L	m	326.9	322.5	320.4	294.6	292.5	283.1	261.2	261.2	261.2	235.5	233.6	231.8
L.W.L	m	322	312	302	290	285	280	250	250	250	230	225	220
T.W.L	m	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192
Gross Head	m	140	140	140	108	108	78	78	78	78	48	48	48
Effective Normal Head	m	130.7	126.3	124.2	99.4	97.3	71.2	68.8	68.8	68.8	42.2	40.1	38.3
Firm Discharge (95%)	m <sup>3</sup> /s	783	940	995	682	781	832	555	617	658	463	495	502
Max. Turbine Discharge	m <sup>3</sup> /s	313	376	398	256	312	333	222	247	263	201	201	201
Installed Capacity	MW	357	414	431	237	265	277	138	148	153	74	70	67
Firm Capacity	MW	343	390	367	225	245	246	127	131	128	59	54	47
Associated Capacity	MW	72	55	58	64	56	53	51	49	49	34	31	32
Annual Energy Production	10 <sup>6</sup> KWH	121	118	117	905	900	880	610	610	600	350	320	310
Firm Energy	10 <sup>6</sup> KWH	75	83	80	49	54	54	280	290	280	150	120	100
Secondary Energy	10 <sup>6</sup> KWH	46	35	37	415	360	340	330	320	320	220	200	210
Construction Cost for Generating F. for Transmission F.	10 <sup>8</sup>	2,889	2,941	2,937	1,671	1,710	1,722	968	987	997	562	5603	5593
Benefit for first KW	10 <sup>8</sup>	222.5	226.2	222.2	160.0	163.3	161.1	103.6	103.5	101.7	564	514	48.7
for first KWH	10 <sup>8</sup>	87.1	96.5	93.2	57.2	62.2	62.5	32.3	33.3	32.5	15.0	13.7	11.9
for Secondary KW	10 <sup>8</sup>	272	208	219	242	212	200	193	185	185	129	117	121
for Secondary KWH	10 <sup>8</sup>	317	242	255	266	248	235	228	221	221	152	138	145
Annual Cost for Generating F. for Transmission F.	10 <sup>8</sup>	320.7	326.5	328.2	185.5	189.8	191.1	107.4	109.6	110.7	62.4	62.2	62.1
B - C	10 <sup>8</sup>	Δ98.2	Δ100.3	Δ106.0	Δ25.5	Δ26.5	Δ30.0	Δ 4.4	Δ 6.1	Δ 9.0	Δ 6.0	Δ10.8	Δ13.4
B / C	10 <sup>8</sup>	0.69	0.69	0.68	0.96	0.96	0.96	0.96	0.94	0.92	0.90	0.83	0.78
Annual Energy Cost	10 <sup>8</sup>	2.65	2.77	2.81	2.05	2.11	2.17	1.76	1.80	1.85	1.78	1.94	2.00
Simulation Case No.		RWB332.10	RWB332.20	RWB332.30	RWB300.10	RWB300.15	RWB300.20	RWB270.10	RWB270.15	RWB270.20	RWB240.10	RWB240.15	RWB240.20

Project Type, SG : Storage Type, RR : Run-of River Type  
PG : Pondage Type

Table 5-7 1st Stage Planning Study Upper Mae Rit 1

C. A 686 km<sup>2</sup>  
Annual Inflow 214 MCM

H.W.L.	m	445	490		
Total Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	0.3	15.8		
Case No.		①	②	③	④
Project Type		RR	PG	PG	PG
Dam Height	m	-	66	66	66
Tunnel Length	m	5,100	5,100	5,100	5,100
Available Drawdown	m	-	10	15	5
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	-	8.1	11.2	4.7
N.I.W.L.	m	365	401.8	399.9	403.8
L.W.L.	m	-	397	392	402
T.W.L.	m	281	281	281	281
Gross Head	m	84	126	126	126
Effective Normal Head	m	64	90.9	88.9	92.9
Firm Discharge (95%)	m <sup>3</sup> /s	2.01	2.72	2.90	2.46
Max. Turbine Discharge	m <sup>3</sup> /s	12.94	12.94	12.94	12.94
Installed Capacity	MW	7.2	10.3	10.0	10.5
Firm Capacity	MW	1.1	8.2	8.2	7.8
Associated Capacity	MW	2.3	3.9	3.7	3.9
Annual Energy Production	GWH	29.8	42.5	41.9	42.7
Firm Energy	GWH	9.8	17.9	18.0	17.1
Secondary Energy	GWH	20.0	24.6	23.9	25.6
Construction Cost	10 <sup>6</sup> B				
for Generating F.	B	553.8	837.2	838.6	836.3
for Transmission F.	B	-	-	-	-
Benefit	10 <sup>6</sup> B	34.0	70.8	69.7	69.6
for first kW	B	2.8	20.8	20.8	19.8
for first kWh	B	10.0	18.3	18.4	17.4
for Secondary kW	B	10.2	14.7	14.0	14.7
for Secondary kWh	B	11.0	17.0	16.5	17.7
Annual Cost	10 <sup>6</sup> B				
for Generating F.	B	61.5	92.9	93.1	92.8
for Transmission F.	B	-	-	-	-
B - C	10 <sup>6</sup> B	Δ 27.5	Δ 22.1	Δ 23.4	Δ 23.2
B / C	B	0.55	0.76	0.75	0.75
Annual Energy Cost	B/kWh	2.06	2.19	2.22	2.17
Simulation Case No		RIE365.0	RID407.10	RID407.15	RID407.50

Project Type. SG ; Storage Type, RR ; Run-of River Type  
PG ; Pondage Type,



Table 5-9 1st Stage Planning Study Upper Mae Rit 2a

C. A 525 km<sup>2</sup>  
Annual Inflow 163 MCM

H.W.L.	m	445	490	535
Total Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	0.3	15.8	—
Case No.		⑩	⑪	⑫
Project Type		PG	PG	RR
Dam Height	m	63	38	13
Tunnel Length	′	5,500	5,845	5,960
Available Drawdown	m	5	5	—
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	3.2	0.8	—
N.I.W.L.	m	581.3	556.9	534.0
L.W.L.	′	575	555	—
T.W.L.	′	407	407	407
Gross Head	′	178	153	128
Effective Normal Head	′	151.4	126.9	104
Firm Discharge (95%)	m <sup>3</sup> /s	1.8	1.6	1.5
Max. Turbine Discharge	′	9.9	9.9	9.9
Installed Capacity	MW	13.1	11.0	9.0
Firm Capacity	′	9.6	6.8	1.4
Associated Capacity	′	4.9	4.4	2.8
Annual Energy Production	GWH	53.0	44.0	37.1
Firm Energy	′	21.0	15.0	12.2
Secondary Energy	′	32.0	29.0	24.9
Construction Cost	10 <sup>6</sup> B			
for Generating F.	′	745.1	599.9	433.7
for Transmission F.	′	—	—	—
Benefit	10 <sup>6</sup> B			
for first kW	′	24.4	17.3	3.6
for first kWh	′	21.4	15.3	12.4
for Secondary kW	′	18.5	16.6	12.4
for Secondary kWh	′	22.1	20.0	13.7
Annual Cost	10 <sup>6</sup> B			
for Generating F.	′	82.7	66.6	48.1
for Transmission F.	′	—	—	—
B - C	10 <sup>6</sup> B	3.70	2.60	Δ 6.0
B / C	′	1.04	1.04	0.88
Annual Energy Cost	B/kWh	1.56	1.51	1.30
Simulation Case No		R2aD585.5	R2aD560.5	R2aE535.0

Project Type, SG : Storage Type, RR : Run-of River Type  
PG ; Pondage Type,

Table 5-10 1st Stage Planning Study Upper Mae Rit 3

C. A 349 km<sup>2</sup>  
Annual Inflow 108.6 MCM

H. W. L.	m	445	490		
Total Storage Capacity	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	0.3	15.8		
Case No.		①	②	③	④
Project Type		R.R	P.G	P.G	S.G
Dam Height	m	—	64	64	64
Tunnel Length	′	6,800	6,800	6,800	6,800
Available Drawdown	m	—	5	10	15
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	—	4.1	7.1	9.7
N. I. W. L.	m	445	486.3	484.4	482.3
L. W. L.	′	—	485	480	475
T. W. L.	′	281	281	281	281
Gross Head	′	164	209	209	209
Effective Normal Head	′	138	176.1	174.2	172.0
Firm Discharge (95%)	m <sup>3</sup> /s	0.27	1.38	1.59	1.73
Max. Turbine Discharge	′	6.58	6.58	6.58	6.94
Installed Capacity	MW	7.9	10.1	10.0	10.4
Firm Capacity	′	1.2	8.4	9.4	10.0
Associated Capacity	′	25	3.6	3.3	3.2
Annual Energy Production	GWH	32.7	41.8	42.2	42.7
Firm Energy	′	10.7	10.5	20.6	21.8
Secondary Energy	′	220	23.3	21.6	20.9
Construction Cost	10 <sup>6</sup> B				
for Generating F.	′	447.9	829.7	831.5	838.1
for Transmission F.	′	—	—	—	—
Benefit	10 <sup>6</sup> B				
for first kW	′	3.0	21.3	23.9	25.4
for first kWh	′	10.9	10.7	21.0	22.2
for Secondary kW	′	11.1	13.6	12.5	12.1
for Secondary kWh	′	12.1	16.1	14.9	14.4
Annual Cost	10 <sup>6</sup> B				
for Generating F.	′	49.7	92.1	92.3	93.0
for Transmission F.	′	—	—	—	—
B - C	10 <sup>6</sup> B	Δ 12.6	Δ 30.4	Δ 20.0	Δ 18.9
B / C	′	0.75	0.67	0.78	0.80
Annual Energy Cost	B/kWh	1.52	2.20	2.19	2.18
Simulation Case No		R3E445.0	R3D490.5	R3D490.10	R3B490.15

Project Type. SG ; Storage Type, RR ; Run-of-River Type,  
PG ; Pondage Type,

Table 5-11 1st Stage Planning Study Nam Mae Ngao (Site No. 2)

Description	Unit	260 m		240 m		250 m		Annual Inflow 1,304 MCM					
		H.W.L.		H.W.L.		H.W.L.		MCM					
		Total Storage Capacity	659 MCM	Total Storage Capacity	345 MCM	Total Storage Capacity	478 MCM	250	478				
Case No.		(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
Project Type		S.G	S.G	S.G	S.G	P.G	S.G	S.G	S.G	P.G	P.G	S.G	S.G
Dam Height	m	105	105	105	105	85	85	85	85	95	95	95	95
Tunnel Length	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Available Drawdown	m	10	15	20	25	10	15	20	25	10	15	20	25
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	191	262	325	388	118	166	206	245	133	193	251	299
N.I.W.L	m	255.2	253.1	251.1	248.8	235.3	233.4	231.3	229.2	245.2	243.0	240.8	238.7
L.W.L	m	250	245	240	235	230	225	220	215	240	235	230	225
T.W.L	m	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163
Gross Head	m	97	97	97	97	77	77	77	77	87	87	87	87
Effective Normal Head	m	89.3	87.2	85.2	82.7	70.0	68.1	66.0	63.9	79.6	77.4	75.2	73.1
Firm Discharge (95%)	m <sup>3</sup> /s	175	21.2	235	266	15.6	16.3	18.4	20.3	14.5	17.9	20.6	22.7
Max. Turbine Discharge	m <sup>3</sup> /s	70.5	84.8	93.8	106.5	73.4	65.0	73.5	81.3	73.4	73.4	82.6	90.9
Installed Capacity	MW	54.9	64.5	69.7	77.0	44.8	38.6	42.3	45.3	50.9	49.5	54.2	57.9
Firm Capacity	MW	51.7	58.5	60.6	64.2	30.7	33.8	35.0	35.2	37.6	43.4	46.4	47.1
Associated Capacity	MW	-	-	-	-	19.1	16.8	17.1	17.0	21.3	19.4	18.7	18.1
Annual Energy Production	GWH	251	255	255	251	190	182	187	186	218.6	219.0	220.7	218.0
Firm Energy	GWH	113	128	133	141	67	74	77	77	82.3	95.0	101.5	103.1
Secondary Energy	GWH	138	127	122	110	123	108	110	109	136.3	124.0	119.2	114.9
Construction Cost for Generating F. for Transmission F.	10 <sup>8</sup>	2,355	2,444	2,504	2,573	1,703	1,659	1,699	1,737	1,977	1,975	2,021	2,051
Benefit for first KW for first KWH for Secondary KW for Secondary KWH	10 <sup>8</sup>	341.8	366.8	373.8	382.8	303.4	299.4	307.9	307.4	353.9	366.0	374.3	372.5
Annual Cost for Generating F. for Transmission F.	10 <sup>8</sup>	261.4	271.3	277.9	285.6	189.0	184.1	186.6	192.8	219.4	219.2	224.3	227.7
B - C B / C Annual Energy Cost	10 <sup>8</sup> / kWh	80.4	95.5	95.9	97.2	114.4	115.3	119.3	114.6	134.5	146.8	150.0	144.8
Simulation Case No		N#B260.10	N#B260.15	N#B260.20	N#B260.25	N#B240.10	N#B240.15	N#B240.20	N#B240.25	N#B250.10	N#B250.15	N#B250.20	N#B250.25

Project Type : SG : Storage Type ; RR : Run-of-River Type  
PG : Pondage Type

Table 5-12 1st Stage Planning Study Nam Mae Ngao (Site No. 3)

C. A  
Annual Inflow 756 km<sup>2</sup>  
1,182 MCM

Description	Unit	H. W. L.		280 m		260 m			
		Total Storage Capacity	947 MCM	Total Storage Capacity	538 MCM				
Case No.		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧
Project Type		P.G	S.G	S.G	S.G	P.G	P.G	S.G	S.G
Dam Height	m	120	120	120	120	100	100	100	100
Tunnel Length		-	-	-	-	-	-	-	-
Available Drawdown	m	10	15	20	25	10	15	20	25
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	212	315	409	494	156	218	269	315
N. I. W. L.	m	274.8	272.3	270.3	268.9	255.1	253.0	251.0	248.9
L. W. L.	m	270	265	260	255	250	245	240	235
T. W. L.	m	171	171	171	171	171	171	171	171
Gross Head	m	109	109	109	109	89	89	89	89
Effective Normal Head	m	100.6	98.1	96.0	94.7	81.4	79.3	77.3	75.2
Firm Discharge (95%)	m <sup>3</sup> /s	17.9	22.7	25.5	26.5	15.0	18.2	20.5	22.7
Max. Turbine Discharge	m <sup>3</sup> /s	79.9	91.0	101.9	106.1	79.9	79.9	82.1	91.0
Installed Capacity	MW	70.0	77.8	85.4	87.6	56.7	55.2	55.4	59.7
Firm Capacity	MW	59.9	72.0	76.2	74.7	40.1	45.4	47.5	48.7
Associated Capacity	MW	21.9	17.5	15.9	16.1	20.0	17.7	16.5	15.4
Annual Energy Production	GWh	269.1	265.8	265.8	263.8	216.0	212.0	208.0	204.0
Firm Energy	GWh	131.1	157.7	166.9	163.6	88.0	99.0	104.0	107.0
Secondary Energy	GWh	138.0	109.1	98.9	100.2	128.0	113.0	105.0	98.0
Construction Cost	10 <sup>8</sup>								
for Generating F.		2,927	2,998	3,072	3,115	2,140	2,139	2,151	2,201
for Transmission F.		-	-	-	-	-	-	-	-
Benefit	10 <sup>8</sup>	463.8	485.3	492.0	485.6	355.6	361.2	361.7	358.6
for first kW		152.1	182.9	193.5	189.7	101.9	115.3	120.7	123.7
for first kWh		133.7	160.9	170.2	166.9	89.8	101.0	106.1	109.1
for Secondary kW		82.8	66.2	60.1	60.9	75.6	66.9	62.4	58.2
for Secondary kWh		95.2	75.3	68.2	69.1	88.3	78.0	72.5	67.6
Annual Cost	10 <sup>8</sup>								
for Generating F.		324.9	332.8	341.0	345.6	237.5	237.4	238.8	244.3
for Transmission F.		-	-	-	-	-	-	-	-
B - C	10 <sup>8</sup>	1389	152.5	151.0	140.8	118.1	123.8	122.9	114.3
B / C		1.43	1.46	1.44	1.41	1.50	1.52	1.51	1.47
Annual Energy Cost	¢/kWh	1.21	1.25	1.26	1.31	1.10	1.12	1.14	1.20
Simulation Case No.		N#30280.10	N#38280.15	N#38280.20	N#38280.25	N#30260.10	N#30260.15	N#38260.20	N#38260.25

Project Type: SG : Storage Type, RR : Run-of-River Type  
PG : Pondage Type.

Table 5-13 1st Stage Planning Study Upper Mae Ngao

C.A Annual Inflow 159 km<sup>2</sup>  
249 MCM

Description	Unit	420 m		380 m		340 m				
		H.W.L	Total Storage Capacity	H.W.L	Total Storage Capacity	H.W.L	Total Storage Capacity			
Case No.		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
Project Type		SG	SG	SG	SG	SG	SG	PG	PG	PG
Dam Height	m	150	150	160	120	120	120	80	80	80
Tunnel Length	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Available Drawdown	m	10	15	20	10	15	20	5	10	15
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	71	111	152	398	566	719	8	152	212
N.I.W.L	m	414.0	412.1	411.2	374.5	372.3	370.0	337.1	335.0	333.0
L.W.L	m	410	405	400	370	365	360	335	330	325
T.W.L	m	271.1	271.1	271.1	271.1	271.1	271.1	271.1	271.1	271.1
Gross Head	m	148.9	148.9	148.9	108.9	108.9	108.9	68.9	68.9	68.9
Effective Normal Head	m	138.4	136.6	135.7	100.2	97.9	95.7	63.9	61.8	59.8
Firm Discharge (95%)	m <sup>3</sup> /s	5.0	5.6	5.9	3.5	4.3	5.0	1.5	2.2	2.5
Max. Turbine Discharge	m <sup>3</sup> /s	19.9	22.3	23.5	16.8	17.3	20.0	16.8	16.8	16.8
Installed Capacity	MW	240	266	279	147	147	167	94	91	88
Firm Capacity	MW	233	252	255	118	136	149	33	43	46
Associated Capacity	MW	4.4	3.9	3.9	4.7	4.0	3.5	4.0	3.6	3.5
Annual Energy Production	GWH	79.8	80.3	80.8	56.3	55.9	55.3	33.4	33.2	32.6
Firm Energy	GWH	51.1	55.2	55.9	25.8	29.9	32.7	7.2	9.4	10.0
Secondary Energy	GWH	28.7	25.1	24.9	30.5	26.0	22.6	26.2	23.8	22.6
Construction Cost for Generating F.	10 <sup>8</sup> B	4,940	4,963	4,973	2,402	2,406	2,428	908.8	908.1	907.9
Construction Cost for Transmission F.	10 <sup>8</sup> B									
Benefit for first kW	10 <sup>8</sup> B	147.7	152.3	153.7	95.1	99.0	100.0	48.9	50.5	50.7
Benefit for first kWh	10 <sup>8</sup> B	59.2	64.0	64.8	30.0	34.5	37.8	8.4	10.9	11.7
Benefit for Secondary kW	10 <sup>8</sup> B	16.6	14.7	14.7	17.8	15.1	13.2	15.1	13.6	13.2
Benefit for Secondary kWh	10 <sup>8</sup> B	19.8	17.3	17.2	21.0	17.9	15.6	18.1	16.4	15.6
Annual Cost for Generating F.	10 <sup>8</sup> B	548.3	560.9	552.0	256.6	267.1	269.5	100.9	100.9	100.8
Annual Cost for Transmission F.	10 <sup>8</sup> B									
B - C	10 <sup>8</sup> B	Δ400.6	Δ398.6	Δ398.3	Δ171.5	Δ169.1	Δ169.5	Δ52.0	Δ50.4	Δ50.1
B / C	10 <sup>8</sup> B	0.27	0.28	0.28	0.36	0.37	0.37	0.48	0.50	0.50
Annual Energy Cost	10 <sup>8</sup> B/kWh	6.87	6.86	6.83	4.74	4.78	4.87	3.02	3.04	3.09
Simulation Case No.		NIB420.10	NIB420.15	NIB420.20	NID390.10	NIB390.15	NIB390.20	NID340.50	NID340.10	NID340.15

Project Type: SG: Storage Type, RR: Run-of-River Type  
PG: Pondage Type

Table 5-14-1 Summary of First Stage Study, Mater Plan of Nam Yuam River Basin

10 December, 1985

	Unit	Upper Mae Yuam 1	Upper Mae Yuam 2	Upper Mae Yuam 3	Nam Mae Rit	Upper Mae Rit 1	Upper Mae Rit 2	Upper Mae Rit 2a	Upper Mae Rit 3	Nam Mae Ngao (Site No.2)	Nam Mae Ngao (Site No.3)	Upper Mae Ngao 1
C.A.	Km <sup>2</sup>	1967	1149	447	1268	686	525	525	349	835	756	159
Annual Inflow	MCM	570	333	129.5	395	214	163	163	108.6	1304	1182	249
Case No.		1	9	1	7	2	8	11	4	15	6	8
Project Type 1)		SG	SG	SG	SG	PG	PG	PG	SG	SC	PG	PG
Dam Height	m	75	65	62	83	66	63	38	64	95	100	80
Tunnel Length	m	-	-	-	-	5100	2110	5845	6800	-	-	-
HML	m	325	380	477	270	407	585	560	490	250	260	340
NIWL	m	319.7	374.2	470.7	265.5	401.8	579.4	556.9	482.3	240.8	253	335
LWL	m	315	370	467	260	397	575	555	475	230	245	330
TWL	m	262	326.5	428	192	281	491	407	281	163	171	271.1
Total Storage	MCM	455	178	67.6	79	19.4	13.5	3.2	15.8	478	538	43.2
Draw down	m	10	10	10	10	10	10	5	15	20	15	10
Effective Storage	MCM	190	75	32.3	22.5	8.1	5.3	0.8	9.7	251	218	15.2
Gross Head	m	63	53.5	49	78	126	94	153	209	87	89	68.9
Effective Normal-Head	m	55.8	46.1	41.3	71.2	90.9	83.7	126.9	172	75.2	79.3	61.8
95% Firm Discharge	Cms	12.5	7.1	2.8	5.55	2.72	2.0	1.6	1.73	20.6	18.2	2.2
Max.Turbine Discharge	Cms	50.1	28.4	11.3	22.2	12.9	8.3	9.9	6.94	82.6	79.9	16.8
Installed Capacity	MW	24.4	11.4	4.1	13.8	10.3	6.1	11.0	10.4	54.2	55.2	9.1
Firm Capacity	MW	22.3	10.4	3.7	12.7	8.2	5.6	6.8	10.0	46.4	45.4	4.3
Associated Capacity	MW	4.2	2.1	0.7	5.1	3.9	2.4	4.4	3.2	18.7	17.7	3.6
Annual Energy-Production	GWh	76.0	37.0	13.0	61.0	42.5	28.0	44.0	42.7	220.7	212.0	33.2
Firm Energy	GWh	49.0	23.0	8.1	28.0	17.9	12.0	15.0	21.8	101.5	99.0	9.4
Secondary Energy	GWh	27.0	14.0	4.9	33.0	24.6	16.0	29.0	20.9	119.2	112.0	23.8
Capacity Factor 2)	%	0.36	0.37	0.36	0.50	0.47	0.52	0.46	0.46	0.46	0.44	0.42
Construction Cost	10 <sup>6</sup> \$	1335.9	822	475	968	837.2	561.1	599.9	838.1	2021	2139	909.1
Annual Benefit for Firm KW	10 <sup>6</sup> \$	141.1	67.5	23.7	103.6	70.8	46.5	69.2	74.1	374.3	361.2	50.5
for Firm KWH	10 <sup>6</sup> \$	56.6	26.4	9.4	32.3	20.8	14.2	17.3	25.4	117.9	115.3	10.9
for Associated KW	10 <sup>6</sup> \$	50.0	23.5	8.3	28.6	18.3	12.2	15.3	22.2	103.5	101.0	9.6
for Associated KWH	10 <sup>6</sup> \$	15.9	7.9	2.6	19.3	14.7	9.1	16.6	12.1	70.7	66.9	13.6
for Secondary KWH	10 <sup>6</sup> \$	18.6	9.7	3.4	22.8	17.0	11.0	20.0	14.4	82.2	78.0	16.4
Annual Cost	10 <sup>6</sup> \$	148.3	91.2	52.7	107.4	92.9	62.3	66.6	93.0	224.3	237.4	100.9
B-C	10 <sup>6</sup> \$	Δ7.2	Δ23.7	Δ29.0	Δ4.4	Δ22.1	Δ15.8	2.6	Δ18.9	150	123.8	Δ50.4
B/C	10 <sup>6</sup> \$	0.95	0.74	0.45	0.96	0.76	0.75	1.04	0.80	1.67	1.52	0.50
Annual Energy Cost	\$/KWH	1.95	2.46	4.05	1.76	2.19	2.23	1.51	2.18	1.02	1.12	3.04
Simulation Case No.		Y1R325.10	Y2B360.10	Y3B477.10	ROB270.10	R1D407.10	R2D585.10	R2AD560.5	R3B490.15	N02B250.20	N03B260.15	N1D340.10
Rank of the Project		4	7	9	3	6	2	5	5	1	1	8
Selected Project for the Second Stage-Study		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

1) Project Type, SG : Storage Type, PG : Pondage Type  
 2) Capacity Factor = Annual Energy Production (MWH) / Installed Capacity (MW) x 8760 (hr)

#### 5.4 選定された主要プロジェクト（第2段階の検討）

この段階では第1段階の検討で選定された4つの主要プロジェクトについてより詳細な検討を実施した。

主要項目はつぎのとおりである。

1) 第1段階で使用した縮尺1:50,000の地形図に対し、EGAT作成の縮尺 1:5,000地形図を使用すること。

2) 貯水池表面からの蒸発損失量を流入量から控除する。この結果、正味の流入量を貯水池シミュレーション・プログラムにインプットした。

なお、この蒸発損失量を算定するために貯水池表面積の月別変化を求める必要があり貯水池操作のプレ・シミュレーションを行った。

3) 第1段階の検討においては日設備利用率として0.25を採用したがそれに対し、0.15、0.20および0.25の3種類の日設備利用率が適用された。

4) 第2次現地調査をとおして収集された新しい情報を考慮に入れ、第1段階より狭い間隔で満水位と低水位を変化させた。

5) Lower Yuam計画に対するNam Mae Ngao計画の流量調節効果を新規に検討した。この効果によりもたらされる増分便益は後の節で述べる。

6) 最適な送電線計画を設定するため、幾つかの送電線ルートを比較した。検討の詳細については、第7章に包含されている。

7) Upper Mae Yuam 1プロジェクトの開発により、期待される灌漑便益を検討した。検討の詳細は第10章に述べるが、その結果によると、灌漑の増分便益は無視し得る程度のものである。

しかしながら、第1段階で採用したつぎの基本的数値は変更しなかった。

1) 水力発電計画の経済評価に使用した代替火力発電所の燃料費、他の関連コストおよび係数

2) 割引率 10%

基本的数値の変化に対する上記の新しい情報と追加要請にもとづいて第2段階で検討されたケースの数は、蒸発損失量計算のための予備計算を除いてつぎのとおりである。

Upper Mae Yuam 1	3 ケース
Nam Mae Rit	12 ケース
Upper Mae Rit 2a	8 ケース
Nam Mae Ngao (No 2)	24 ケース
Lower Yuamへの効果	8 ケース
計	55 ケース

このケースの中でUpper Mae Rit 2aについては、縮尺1:50,000の地形図を使用して検討した。またUpper Mae Yuam 1は、縮尺 1:5,000の地形図の作成が遅れたため1986年9月時点で他の地点に遅れて検討した。

貯水池操作については各ケースについて第1段階の検討で採用したものと同一の手法を適用して検討した。

#### 結果の詳細は

“Master Plan Study on Nam Yuam River Basin Hydroelectric Development Project, Study Result (Second Stage), June, 1986”

“The Master Plan Study on Nam Yuam River Basin Hydroelectric Development Project, the Second Progress Report, August 1986 ”

の各レポートに含められており、特にコンピューターによる計算結果は1986年6月EGATに提出し説明している。したがってこれらの詳細についてはTable 5-15からTable 5-20に示される全ケースの要約結果を除きここには添付していない。

これらの結果からNam Mae Ngao (No 2 サイト) ケース①が単独開発計画として最も経済的であると思われる。しかし全体一貫開発計画の観点から見ればTable 5-20、ケースVIが示すNam Mae NgaoプラスLower Yuamが最も優れている。

他のプロジェクトすなわちUpper Mae Yuam 1、Nam Mae Rit およびUpper Mae Rit 2aは便益費用比率 (B/C)が1.0 より小という結果となった。

それゆえ、Yuam川開発計画の鍵となるプロジェクトはNam Mae NgaoおよびLower Yuamであり、これらはずきの段階でさらに検討する。

Table 5-14-2 Summary of Second Stage Study

	Unit	Mae Ngao (Site No.2)	Mae Rit	Mae Rit 2a	Upper Yuan 1
C.A.	Km <sup>2</sup>	835	1,268	525	1,967
Annual Inflow	MCM	1,292	395	163	567
Case No.		3	2	3	1
Project Type 1)		SG	SG	PG	SG
Dam Height	m	114	87	38	62
Tunnel Length	m	-	-	5,845	-
HWL	m	260	270	560	325
NIWL	m	248.4	262.9	556.9	319.4
LWL	m	235	255.0	555	315
TWL	m	163	192	407	277
Total Storage	MCM	661.2	85.7	3.2	421.4
Draw down	m	25	10	5	10
Effective Storage	MCM	355.2	34.7	0.8	188.1
Gross Head	m	97	78	153	48.0
Effective Normal-Head	m	82.5	68.5	126.9	41.0
95% Firm Discharge	CmS	24.9	6.18	1.56	13.2
Max. Turbine Discharge	CmS	166.2	41.2	10.4	53.0
Installed Capacity	MW	116.9	24.0	11.2	18.5
Firm Capacity	MW	97.9	21.3	11.1	16.5
Annual Energy-Production	GWH	245.2	61.5	43.6	54.46
Firm Energy	GWH	128.6	28.0	14.5	36.17
Secondary Energy	GWH	116.5	33.5	29.1	18.29
Daily Plant Factor	%	15	15	15	25.0
Capacity Factor	%	23.9	29.2	44.5	33.6
Construction Cost	10M฿	3,373	1,273	698	1,791
Annual Benefit	10M฿	488.5	115.8	68.7	100
for Firm KW	10M฿	171.8	37.4	19.5	29
for Firm KWH	10M฿	197.5	43.0	22.3	55.6
for Secondary KWH	10M฿	119.2	35.4	26.9	15.4
Annual Cost	10M฿	374.4	141.3	77.5	198.8
B/C	10M฿	1.305	0.82	0.858	0.503
Simulation Case No.		No2A260.25b	ROA270.15b	R2aA560.5b	Y1V325.10b

1) Project Type, SG: Storage Type

PG: Pondage Type

Table 5-15 2nd Stage Study Upper Mae Yuam 1

C. A. 1967km<sup>2</sup>  
Annual flow 567MCM

Available draw down	Unit m.	HWL 325m PF=0.25		
		10	15	20
Case No.		①	②	③
Simulation case No.		YIV325-10b	YIV325-15b	YIV325-20b
Project type		SG	SG	SG
Dam height	m			
Tunnel length	m			
Total storage capacity	MCM	421.4	421.4	421.4
Effective storage capacity	MCM	188.1	257.4	311.9
HWL	m	325	325	325
NIWL	m	319.4	318.2	317.1
LWL	m	315	310	305
TWL	m	277	277	277
Gross head	m	48	48	48
Effective head	m	41.0	39.7	38.7
Daily plant factor	%	25	25	25
Capacity factor	%	33.6	32.4	31.8
95 % firm discharge	cms	13.2	13.7	13.9
Max. turbine discharge	cms	53.0	54.9	55.8
Installed capacity	MW	18.5	18.6	18.4
Firm capacity	MW	16.5	14.8	12.6
Annual energy production	GWH	54.5	52.7	51.3
firm energy	GWH	36.2	32.3	27.7
secondary energy	GWH	18.3	20.4	23.6
Construction cost	M\$			
for generating F.	M\$	1791	1791	1791
for transmission F.	M\$	—	—	—
Benefit	M\$	100.0	92.7	84.4
for firm kW	M\$	29.0	26.0	22.1
for firm kWh	M\$	55.6	49.6	42.5
for secondary kWh	M\$	15.4	17.1	19.8
Annual cost	M\$			
for generating F.	M\$	198.8	198.8	198.8
for transmission F.	M\$	—	—	—
B / C		0.503	0.466	0.425

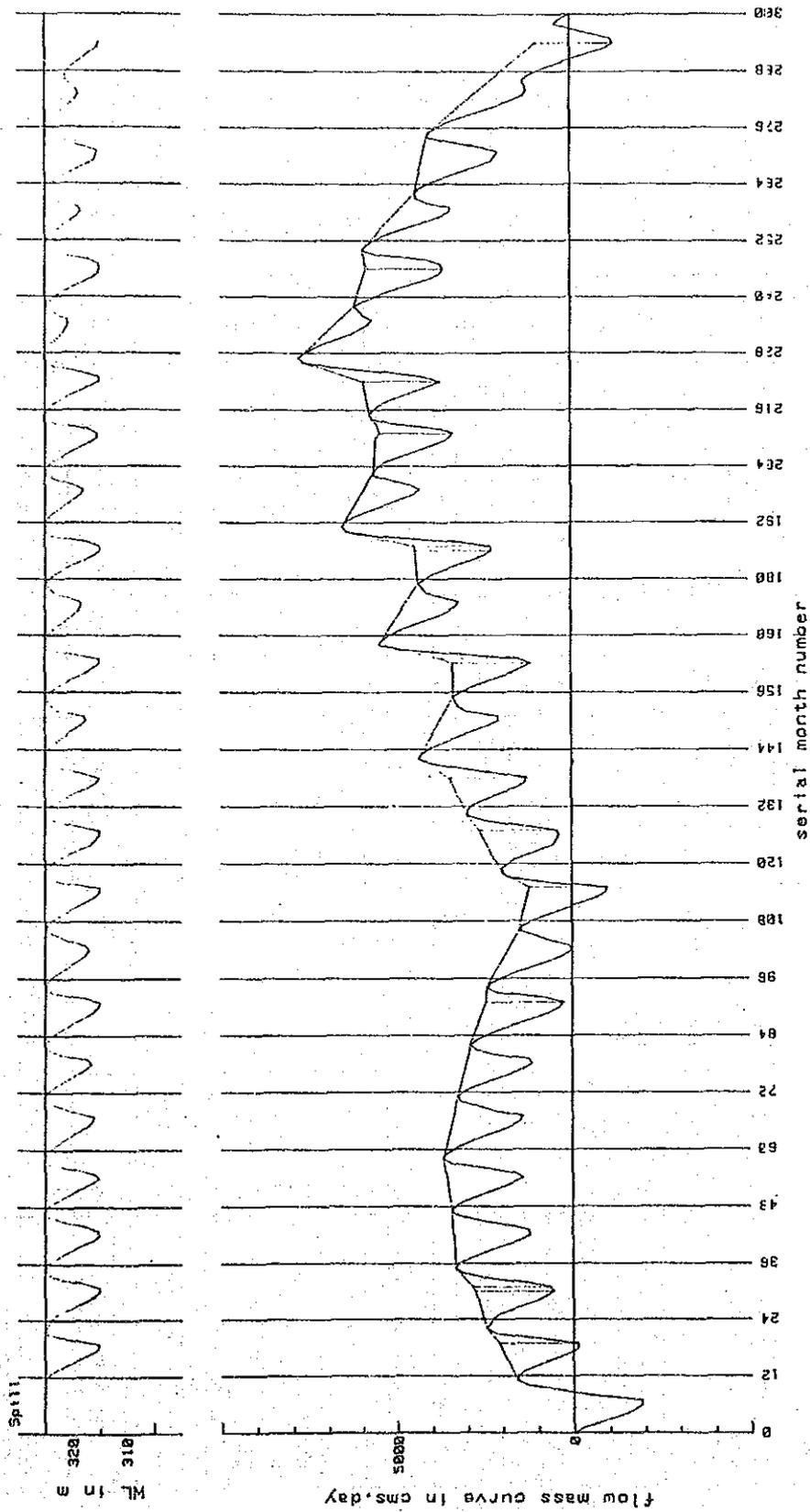


Fig. 5-1 Flow Mass Curve Upper Mae Yuam 1 (Case YIB 325.10)

Table 5-16 2nd Stage Study Upper Mae Rit

C.A 1268 km<sup>2</sup>  
Annual flow 395 MCM

Available draw down	HWL 270m		PF=0.15		HWL 265m		PF=0.15		HWL 270m		PF=0.20		HWL 265m		PF=0.25		HWL 265m		PF=0.25	
	10	15	10	15	10	15	10	15	10	15	10	15	10	15	10	15	10	15	10	15
Case No.	①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫	⑬	⑭	⑮	⑯	⑰	⑱	⑲	⑳
Simulation case No.	ROA270-10b	ROA270-15b	ROA265-10b	ROA265-15b	ROB270-10b	ROB270-15b	ROB265-10b	ROB265-15b	ROC270-10b	ROC270-15b	ROC265-10b	ROC265-15b	ROD270-10b	ROD270-15b	ROD265-10b	ROD265-15b	ROE270-10b	ROE270-15b	ROE265-10b	ROE265-15b
Dam height	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Tunnel length																				
Total storage capacity	MCM	85.7	85.7	73.5	73.5	85.7	85.7	73.5	73.5	85.7	85.7	73.5	73.5	85.7	85.7	73.5	73.5	73.5	73.5	73.5
Effective storage capacity	MCM	25.4	34.7	22.5	32.9	25.4	34.7	22.5	32.9	25.4	34.7	22.5	32.9	25.4	34.7	22.5	32.9	22.5	32.9	32.9
HWL	m	270	270	265	265	270	270	265	265	270	270	265	265	270	270	265	265	265	265	265
NIWL	m	264.9	262.9	260.2	257.9	264.9	262.8	260.2	257.9	264.9	262.8	260.2	257.9	264.9	262.8	260.2	257.9	255	255	258.0
LWL	m	260	255	255	250	260	255	255	250	260	255	255	250	260	255	255	255	255	255	250
TWL	m	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192
Gross head	m	78	78	73	73	78	78	73	73	78	78	73	73	78	78	73	73	73	73	73
Effective head	m	70.5	68.5	66.0	63.7	70.5	68.5	66.0	63.7	70.5	68.5	66.0	63.7	70.5	68.5	66.0	63.7	63.7	63.7	63.8
Daily plant factor	%	15	15	15	15	20	20	15	15	20	20	15	15	20	20	15	15	25	25	25
Capacity factor	%	31.6	29.2	32.9	29.6	41.4	38.4	42.6	38.9	49.5	49.5	38.9	42.6	49.5	49.5	38.9	42.6	50.3	50.3	47.3
95% firm discharge	cms	5.65	6.18	5.44	6.06	5.65	6.18	5.44	6.06	5.65	6.18	5.44	6.06	5.65	6.18	5.44	6.06	5.44	5.44	6.06
Max. turbine discharge	cms	37.7	41.2	36.3	40.4	28.3	30.9	27.2	30.3	24.7	21.8	24.2	21.8	24.2	21.8	24.2	21.8	21.8	21.8	24.2
Installed capacity	MW	22.7	24.0	20.4	22.0	17.0	18.0	15.3	16.5	13.6	14.4	12.3	13.2	10.4	12.3	13.2	10.4	12.3	13.2	13.2
Firm capacity	MW	21.1	21.3	18.8	19.2	15.8	16.0	14.1	14.4	12.7	12.8	11.3	11.5	12.7	12.8	11.3	11.5	11.3	11.3	11.5
Annual energy production	GWH	62.8	61.5	58.7	57.1	61.6	60.6	57.1	56.2	58.9	58.9	56.2	54.3	54.7	54.3	54.7	54.3	54.3	54.7	54.7
firm energy	GWH	27.7	28.0	24.7	25.2	27.7	28.0	24.7	25.2	27.7	28.0	24.7	25.2	27.7	28.0	24.7	25.2	25.2	25.2	25.2
secondary energy	GWH	35.1	33.5	34.0	31.9	33.9	32.6	32.4	31.0	31.2	31.2	29.6	29.5	29.5	29.6	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5
Construction cost	M\$																			
for generating F.	M\$	1297	1273	1235	1305	1223	1216	1142	1121	1075	1075	1098	1090	1090	1098	1090	1098	1090	1090	1090
for transmission F.	M\$																			
Benefit	M\$	115.1	115.8	105.1	106.2	97.6	97.3	88.9	89.0	86.3	86.3	86.9	86.9	86.3	86.9	86.9	86.3	86.9	86.9	86.9
for firm kW	M\$	37.0	37.4	33.0	33.7	45.8	46.4	40.9	41.8	36.8	37.1	32.8	33.4	33.4	33.4	33.4	33.4	33.4	33.4	33.4
for firm kWh	M\$	42.5	43.0	37.9	38.7	23.3	23.5	20.8	21.2	23.3	23.3	20.8	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2
for secondary kWh	M\$	35.6	35.4	34.2	33.8	28.5	27.4	27.2	26.1	26.2	26.2	23.0	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9
Annual cost	M\$																			
for generating F.	M\$	144.0	141.3	137.1	144.9	135.8	135.0	126.8	124.4	119.3	119.3	127.8	121.0	121.0	121.0	121.0	121.0	121.0	121.0	121.0
for transmission F.	M\$																			
B - C	M\$																			
B / C	M\$	0.799	0.820	0.767	0.733	0.719	0.721	0.701	0.715	0.723	0.680	0.628	0.640	0.640	0.628	0.628	0.628	0.628	0.628	0.640
Annual energy cost	¢/kWh																			

Capacity factor annual energy / (installed capacity x 8760)

SG : Storage, PG : Pondage, RR : Run-of-River.

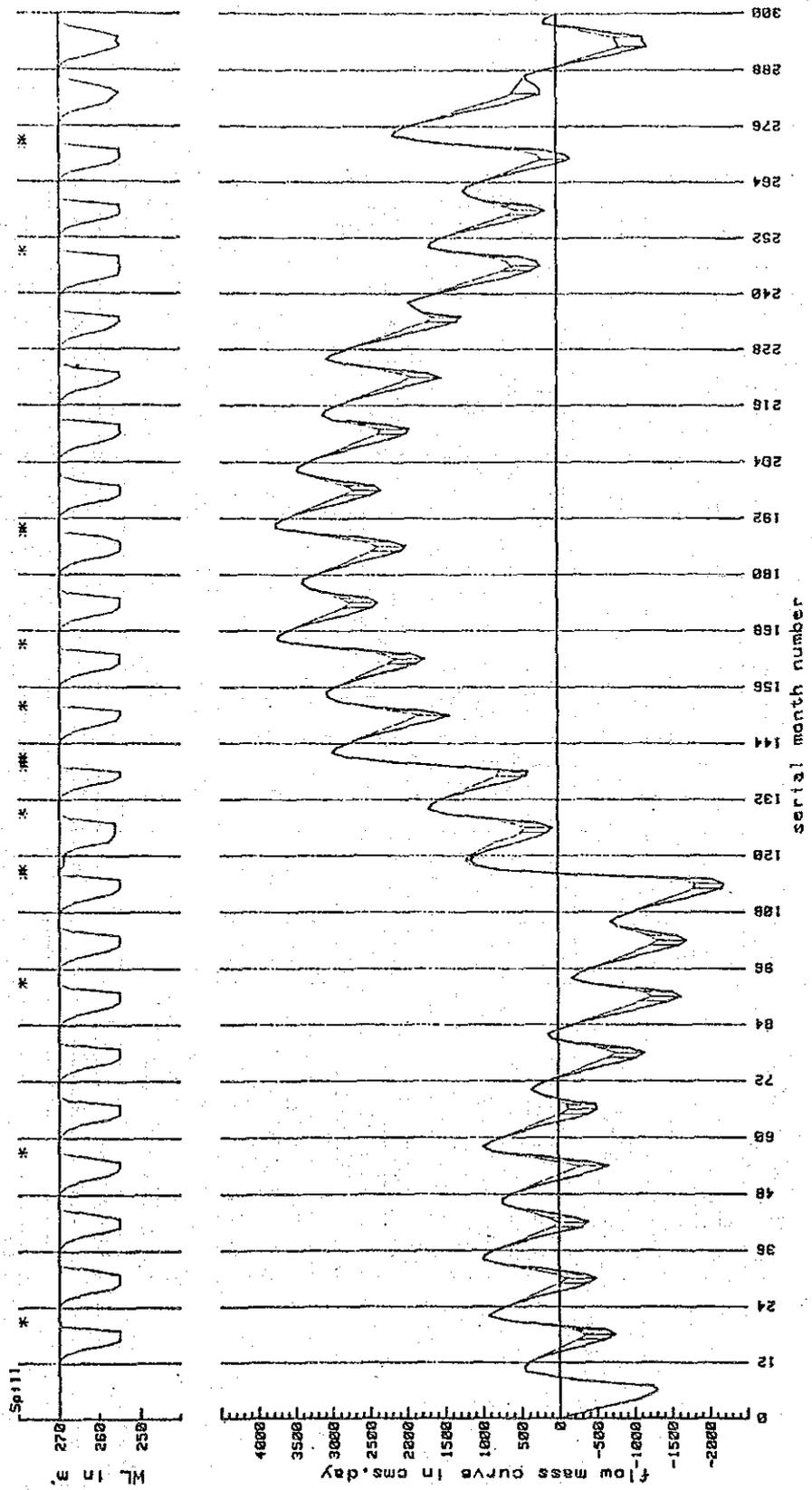


Fig. 5-2 Flow Mass Curve Nam Mae Rit (Case ROB 270.15)

Table 5--17 2nd Stage Study Upper Mae Rit 2a

C.A 525 km<sup>2</sup>  
Annual flow 163MCM

Available draw down	Unit	HWL 580m PF=0.15			HWL 560m PF=0.15			HWL 580m PF=0.20			HWL 560m PF=0.20		
		10	15	5	10	15	5	10	15	5	10	15	5
Case No.	m	①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫
Simulation case No.		R2aA58010a	R2aA58015b	R2aA56015b	R2aA56010b	R2aA56010b	R2aA56015b	R2aA56015b	R2aA56010b	R2aA56015b	R2aA56015b	R2aA56010b	R2aA56010b
Project type		SG	SG	PG	PG	SG	SG	SG	SG	SG	SG	PG	PG
Dam height	m	58	58	38	38	58	58	58	58	58	58	38	38
Tunnel length	m	5510	5510	5845	5845	5510	5510	5510	5510	5510	5845	5845	5845
Total storage capacity	MCM	10.3	10.3	3.2	3.2	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	3.2	3.2	3.2
Effective storage capacity	MCM	4.1	5.4	0.8	1.6	4.1	5.4	0.8	1.6	4.1	0.8	0.8	1.6
HWL	m	580	580	560	560	580	580	560	560	580	560	560	560
NLWL	m	574.5	572.3	556.9	555.4	574.6	572.3	556.9	555.3	574.6	556.9	555.3	555.3
LWL	m	570	565	555	550	570	565	555	550	570	565	555	550
TWL	m	407	407	407	407	407	407	407	407	407	407	407	407
Gross head	m	173	173	153	153	173	173	153	153	173	153	153	153
Effective head	m	144.5	142.3	126.9	125.5	144.5	142.3	126.9	125.4	144.5	126.9	125.4	125.4
Daily plant factor	%	15.0	15.0	15.0	15.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Capacity factor	%	38.0	36.6	44.5	42.7	47.4	46.3	53.5	51.3	47.4	53.5	51.3	51.3
95% firm discharge	cms	1.94	2.03	1.56	1.66	1.94	2.03	1.56	1.66	1.94	2.03	1.56	1.66
Max. turbine discharge	cms	12.9	13.5	10.4	11.1	12.9	13.5	10.4	11.1	12.9	13.5	10.4	11.1
Installed capacity	MW	15.9	16.4	11.2	11.9	15.9	16.4	11.2	11.9	15.9	16.4	11.2	11.9
Firm capacity	MW	15.4	15.6	11.1	11.3	15.4	15.6	11.1	11.3	15.4	15.6	11.1	11.3
Annual energy production	GWH	52.9	52.6	43.6	44.1	49.4	49.4	43.6	44.1	49.4	49.4	43.6	44.1
firm energy	GWH	20.2	20.4	14.5	14.9	20.2	20.2	14.5	14.9	20.2	20.2	14.5	14.9
secondary energy	GWH	32.7	32.2	29.1	29.2	29.2	29.2	29.1	29.2	29.2	29.2	29.1	29.2
Construction cost for generating F.	M\$	883	896	698	713	806	824	613	646	806	824	613	646
for transmission F.	M\$	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Benefit for firm kW	M\$	89.3	90.0	68.7	70.1	74.9	75.9	57.1	58.3	74.9	75.9	57.1	58.3
for firm kWh	M\$	27.0	27.4	19.5	19.8	33.4	33.9	24.1	24.7	33.4	33.9	24.1	24.7
for secondary kWh	M\$	31.0	31.3	22.3	22.9	17.0	17.2	12.2	12.5	17.0	17.2	12.2	12.5
Annual cost for generating F.	M\$	98.0	99.5	77.5	79.1	69.5	71.7	68.0	71.7	69.5	71.7	68.0	71.7
for transmission F.	M\$	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
B/C		0.899	0.899	0.858	0.872	0.803	0.812	0.796	0.771	0.803	0.812	0.796	0.771

SG: Storage, PG: Pondage, RR: Run-of-Rive. Capacity factor annual energy / (Installed capacity x 8760)

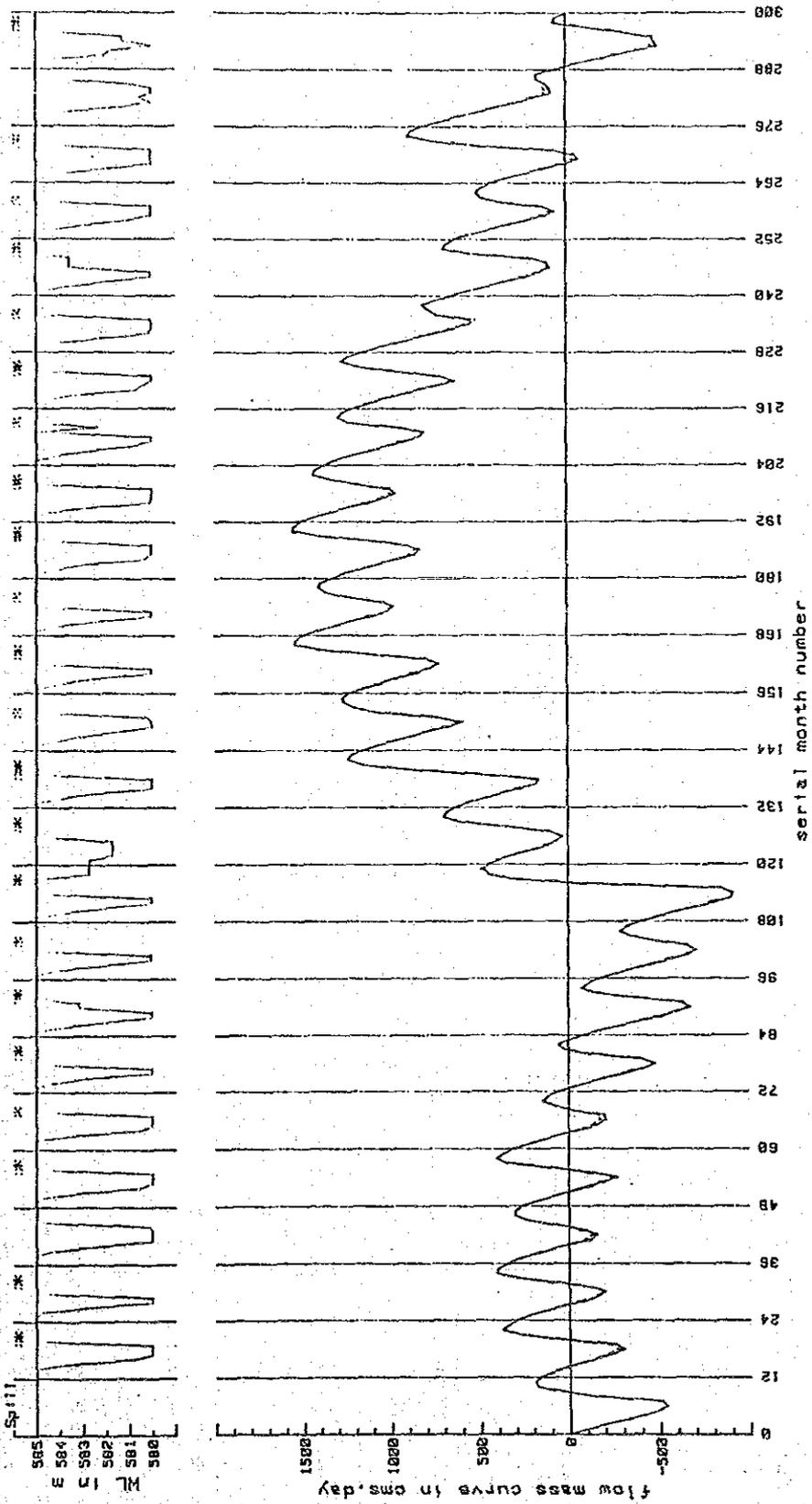


Fig. 5-3 Flow Mass Curve Upper Mae Rit 2a (Case R2a D 585.5)

Table 5-18 2nd Stage Study Nam Mae Ngao (No. 2 Site)

C. A 835 km<sup>2</sup>  
Annual flow 1292 MCM

Available draw down	HWL 260m					HWL 255m					HWL 250m					PF = 0.20
	15	20	25	30	35	15	20	25	30	35	15	20	25	30	35	
Case No.	①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫	⑬	⑭	⑮	
Simulation case No.	NO2A260.15a NO2A260.20a NO2A260.25a NO2A260.30a NO2A260.35a NO2A260.40a NO2A260.45a NO2A260.50a NO2A260.55a NO2A260.60a NO2A260.65a NO2A260.70a NO2A260.75a NO2A260.80a NO2A260.85a NO2A260.90a NO2A260.95a															
Project type	SG															
Dam height	105															
Tunnel length	---															
Total storage capacity	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	
Effective storage capacity	230.2	295.2	355.2	407.3	454.7	212.0	272.0	324.0	371.4	414.2	230.2	295.2	355.2	407.3	454.7	
HWL	260	260	260	260	260	255	255	255	255	255	260	260	260	260	260	
NHWL	252.8	250.6	248.4	246.4	244.9	247.9	245.7	243.7	241.5	239.6	252.9	250.6	248.3	246.4	244.9	
LWL	245	240	235	230	225	240	235	230	225	220	245	240	235	230	225	
TWL	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	
Gross head	97	97	97	97	97	92	92	92	92	92	97	97	97	97	97	
Effective head	86.9	84.7	82.5	80.5	78.0	82.1	79.9	77.9	75.8	73.9	86.9	84.6	82.5	80.5	78.0	
Daily plant factor	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
Capacity factor	30.8	26.9	23.9	22.4	21.7	32.2	27.8	26.0	23.4	22.3	40.2	35.4	31.6	29.6	27.8	
95% firm discharge	19.1	22.2	24.9	26.8	27.8	18.2	21.2	23.0	25.5	27.0	19.1	22.2	24.9	26.8	27.8	
Max turbine discharge	127.6	147.7	166.2	178.7	185.0	121.5	141.3	153.2	170.2	180.0	95.7	110.7	124.9	134.0	147.7	
Installed capacity	94.6	106.7	116.9	122.7	124.5	85.1	96.3	101.8	110.0	113.4	71.0	79.9	87.6	92.0	94.6	
Firm capacity	86.1	93.3	97.9	97.6	93.2	76.9	83.4	83.9	86.0	83.2	64.6	70.0	73.4	73.2	86.1	
Annual energy production	255.4	251.5	245.2	240.8	235.2	240.1	234.7	232.1	225.8	221.3	250.3	247.6	242.5	238.6	255.4	
firm energy	113.1	122.6	128.6	128.3	122.5	101.1	109.6	110.3	113.0	109.4	113.1	122.6	128.6	128.3	113.1	
secondary energy	142.3	128.9	116.5	112.5	113.7	139.0	125.0	121.9	112.8	111.9	137.2	125.0	113.9	110.3	142.3	
Construction cost																
for generating F.	3141	3286	3373	3439	3472	2897	3035	3094	3190	3236	2911	3002	3101	3157	3141	
for transmission F.																
Benefit	460.4	478.9	488.5	484.4	471.3	423.5	439.5	442.6	446.6	437.6	397.0	410.2	415.6	411.8	460.4	
for firm kW	151.1	163.7	171.8	171.3	163.6	135.0	146.4	147.2	150.9	146.0	161.6	173.8	181.3	181.0	151.1	
for firm kWh	173.7	188.3	197.5	197.1	188.2	155.3	168.3	169.4	173.6	168.0	120.1	131.4	138.6	138.1	173.7	
for secondary kWh	135.6	126.9	119.2	116.0	119.6	133.3	124.8	125.9	122.1	123.8	115.3	105.1	95.7	92.7	135.6	
Annual cost																
for generating F.	348.7	364.7	374.4	381.6	385.4	321.6	336.9	343.4	354.1	359.2	323.1	333.2	344.2	350.4	348.7	
for transmission F.																
B / C	1.320	1.313	1.305	1.269	1.223	1.317	1.305	1.289	1.261	1.219	1.229	1.231	1.207	1.175	1.320	

Table 5-18 (Continued) 2nd Stage Study Nam Mae Ngao (No. 2 Site)

C. A  
Annual flow

835 km<sup>2</sup>  
1292 MCM

Available draw down	Unit	HWL 255m			PF = 0.20			HWL 260m			PF = 0.25			HWL 255m			PF = 0.25
		15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	
Case No.		15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	
Simulation case No.		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
Project type		NO28255-15b	NO28255-20a	NO28255-25a	NO28255-30a	NO28255-35a	NO28255-40a	NO28255-45a	NO28255-50a	NO28255-55a	NO28255-60a	NO28255-65a	NO28255-70a	NO28255-75a	NO28255-80a	NO28255-85a	
Dam height	m	100	100	100	100	100	105	105	105	105	105	105	105	105	105	100	
Tunnel length	m	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Total storage capacity	MCM	578.0	578.0	578.0	578.0	578.0	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	661.2	578.0	578.0	
Effective storage capacity	MCM	212.0	272.0	324.0	371.4	420.0	295.2	295.2	295.2	295.2	295.2	295.2	295.2	295.2	212.0	272.0	
HWL	m	255	255	255	255	255	260	260	260	260	260	260	260	260	255	255	
NIWL	m	247.9	245.6	243.7	241.5	239.2	250.6	248.3	248.3	248.3	248.3	248.3	248.3	248.3	243.7	243.7	
LWL	m	240	235	230	225	220	240	235	235	235	235	235	235	235	230	230	
TWL	m	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	
Gross head	m	92	92	92	92	92	97	97	97	97	97	97	97	97	92	92	
Effective head	m	82.2	79.9	77.9	75.8	73.8	84.7	82.4	82.4	82.4	82.4	82.4	82.4	82.4	80.0	77.9	
Daily plant factor	%	20	20	20	20	20	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Capacity factor	%	42.0	36.4	34.3	30.9	28.0	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	44.7	42.2	
95% firm discharge	cms	18.2	21.2	23.0	25.5	28.0	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	21.2	23.0	
Max. turbine discharge	cms	91.1	106.0	114.9	127.7	140.6	88.6	88.6	88.6	88.6	88.6	88.6	88.6	88.6	84.8	91.9	
Installed capacity	MW	63.8	72.2	76.3	82.5	88.7	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	57.8	61.1	
Firm capacity	MW	57.7	62.6	62.9	64.5	66.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	50.1	50.4	
Annual energy production	GWH	234.7	230.5	229.1	223.5	218.9	244.2	243.9	243.9	243.9	243.9	243.9	243.9	243.9	226.4	225.8	
firm energy	GWH	101.1	109.6	110.3	113.0	115.7	122.6	122.6	122.6	122.6	122.6	122.6	122.6	122.6	101.1	109.6	
secondary energy	GWH	133.7	120.9	118.9	110.6	103.2	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6	121.6	116.8	122.5	
Construction cost	M\$																
for generating F.	M\$	2691	2788	2831	2918	2974	2859	2859	2859	2859	2859	2859	2859	2859	2684	2684	
for transmission F.	M\$																
Benefit	M\$	364.2	374.6	374.4	374.3	354.6	367.7	367.7	367.7	367.7	367.7	367.7	367.7	367.7	335.6	341.8	
for firm kW	M\$	146.2	157.1	158.2	161.5	149.6	162.4	162.4	162.4	162.4	162.4	162.4	162.4	162.4	145.3	146.2	
for firm kWh	M\$	105.6	116.0	116.3	119.8	95.1	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	92.1	92.7	
for secondary kWh	M\$	112.4	101.6	99.9	93.0	108.9	102.2	102.2	102.2	102.2	102.2	102.2	102.2	102.2	98.2	103.0	
Annual cost	M\$																
for generating F.	M\$	298.7	309.5	314.2	323.9	307.9	317.3	317.3	317.3	317.3	317.3	317.3	317.3	317.3	293.7	297.9	
for transmission F.	M\$																
B/C		1.219	1.210	1.192	1.156	1.152	1.159	1.141	1.141	1.139	1.139	1.143	1.143	1.147			

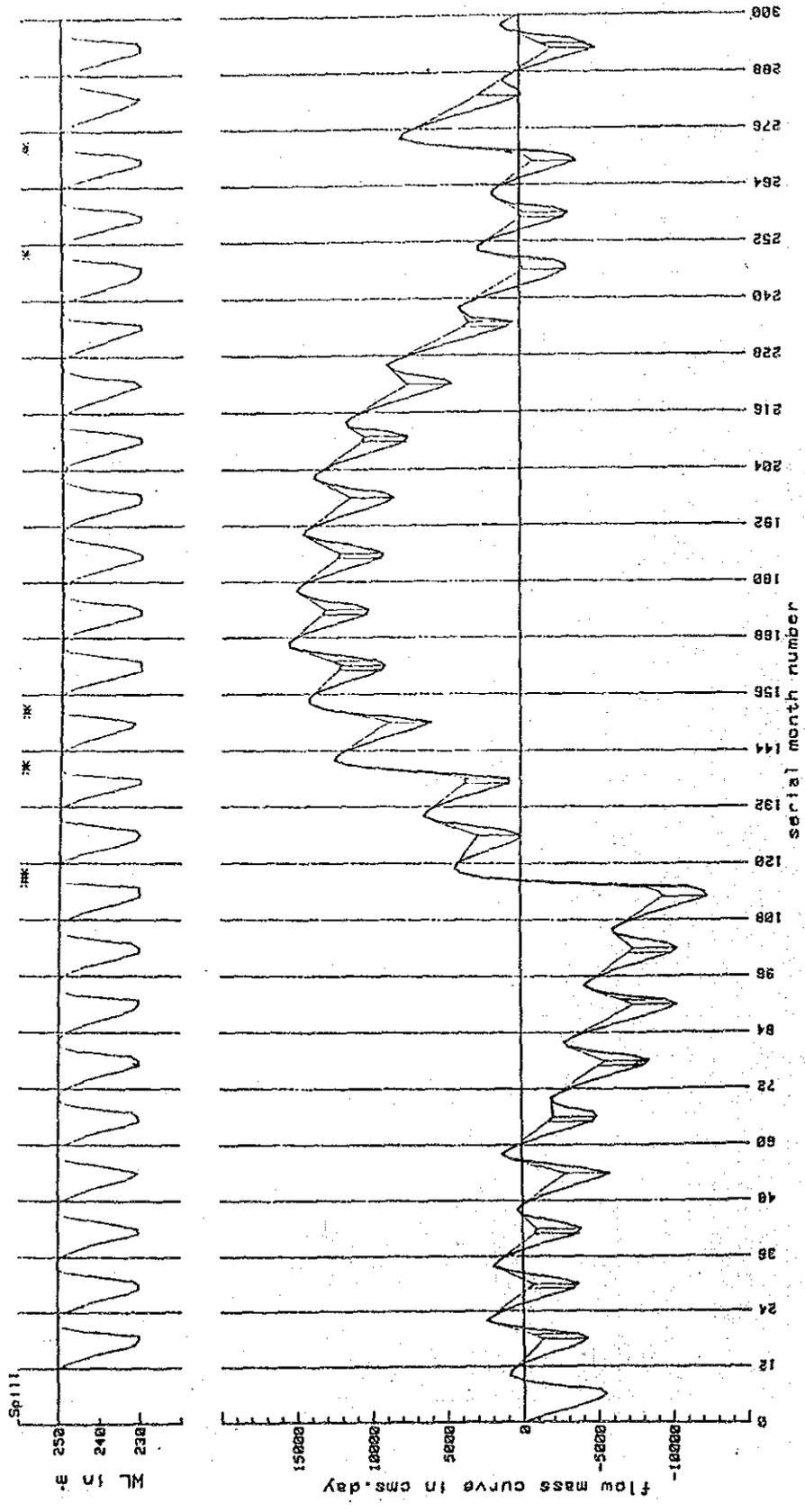


Fig. 5-4 Flow Mass Curve Nam Mae Ngao (Case NOB 250.20b)

Table 5-19 2nd Stage Study Lower Yuam

C.A 5,920km<sup>2</sup>  
Annual flow 2,820MCM

Unit	Individual development without upstream projects		Integrated development									
	①	②	Installed capacities are fixed at 162MW 1)		Installed capacities are estimated							
Case No.	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫		
Simulation case No.	Y#V170-20a	Y#A170-20b	Y#V170-20c	Y#V170-20d	Y#V170-20a	Y#V170-20b	Y#A170-20c	Y#A170-20d	Y#A170-20a	Y#A170-20b	Y#A170-20c	Y#A170-20d
Upstream Projects												
Name	None	None	Ngao No.2	Ngao No.2	Ngao No.2	Ngao No.2	Ngao No.2	Ngao No.2	Ngao No.2	Ngao No.2	Ngao No.2	Ngao No.2
Simulation case No.	---	---	N#2A26025b	N#2A26025b	N#2A26030b	N#2A26035b	N#2A26020b	N#2A26025b	N#2A26030b	N#2A26035b	N#2A26020b	N#2A26020b
Lower Nam Yuam after upstream projects												
Total storage capacity	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444
Effective storage capacity	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
HWL	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
NIWL	161.4	161.4	161.4	161.4	161.4	161.4	161.4	161.4	161.4	161.4	161.4	161.4
TWL	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2
Gross head	96.8	96.8	96.8	96.8	96.8	96.8	96.8	96.8	96.8	96.8	96.8	96.8
Effective head	87.3	85.6	85.3	85.3	85.3	85.3	85.3	85.3	85.3	85.3	85.3	85.3
Daily plant factor	NA	0.148	0.239	0.247	0.254	0.254	0.225	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Annual capacity factor	NA	0.380	0.389	0.397	0.388	0.386	0.248	0.239	0.233	0.233	0.261	0.261
95% firm discharge	29.5	32.5	32.5	32.5	32.5	32.5	49.7	52.4	54.4	54.4	55.9	49.7
Max. turbine discharge	215	219.5	219.5	220.2	220.2	220.2	220.2	220.2	349.3	362.8	372.4	331.0
Installed capacity	162 1)	162 1)	162 1)	162 1)	162 1)	162 1)	162 1)	257.1	267.0	274.0	243.6	243.6
Firm capacity	128	139.9	139.7	140.3	140.3	140.3	140.3	222.6	231.2	237.3	210.9	210.9
Annual energy production	56.5	538.9	550.0	549.8	550.9	547.4	559.3	558.5	559.0	559.5	557.5	557.5
firm energy	NA	181.6	292.5	303.8	311.8	277.2	292.5	303.8	311.8	303.8	311.8	277.2
secondary energy	NA	357.3	257.5	246.0	239.1	270.2	266.8	254.7	247.1	247.1	270.2	270.2

Table 5-20 Integrated Development including Transmission Line

Nam Mae Ngao No. 2 + Lower Yuam

Case No.	Unit	Individual	Lower Yuam: Dams Installed capacity are fixed.				Lower Yuam: Dam fixed.				Installed capacity optimized
		0	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
Case No. of Ngao No. 2			268.7	278.4	284.7	286.5	350.3	374.0	389.7	398.5	
Case No. of Lower Nam Yuam			106.7	116.9	122.7	124.5	106.7	116.9	122.7	124.5	
Installed capacity	MW		162.0	161.5	162.0	162.0	243.6	257.1	267.0	274.0	
Ngao No. 2	MW		233.6	237.6	237.6	233.5	304.2	320.5	328.8	330.5	
Lower Nam Yuam	MW		93.3	97.9	97.6	93.2	93.3	97.9	97.6	93.2	
Annual firm energy	GWH		139.9	140.3	139.7	140.3	210.9	222.6	231.2	237.3	
Ngao No. 2	GWH		122.6	128.6	128.3	122.5	122.6	128.6	128.3	122.5	
Lower Nam Yuam	GWH		181.6	217.2	232.5	311.8	277.2	292.5	303.8	311.8	
Annual secondary energy	GWH		399.1	374.0	358.5	352.6	399.1	389.3	367.2	360.8	
Ngao No. 2	GWH		128.9	116.5	112.5	113.7	128.9	116.5	112.5	113.7	
Lower Nam Yuam	GWH		357.3	270.2	257.5	246.0	270.2	266.8	259.7	247.1	
Construction cost for generating f.	M\$	4340	7628	7712.7	7780	7814	8307	8528.2	8656.1	8740.7	
Ngao No. 2	M\$		3286	3373	3438	3472	3286	3373	3438	3472	
Lower Nam Yuam	M\$	4340	4342	4339.7	4342	4342	5021	5155.2	5218.1	5268.7	
Construction cost for transmission f.	M\$	400	463.5	463.5	463.5	463.5	745.5	745.5	745.5	745.5	
Ngao No. 2	M\$		55.5	55.5	55.5	55.5	65.5	65.5	65.5	65.5	
Lower Nam Yuam	M\$	400	400.0	400.0	400.0	400.0	680.0	680.0	680.0	680.0	
Total benefit	M\$	824.7	1320.6	1331.6	1331.2	1318.9	1460.8	1504.4	1519.7	1520.3	
unit benefit for firm capacity	M\$/MW	1755	2271	2309	2336	2365	2060	2071	2077	2078	
benefit for total firm capacity	M\$	245.5	530.5	548.6	555.8	552.3	626.6	663.8	682.8	686.7	
unit benefit for firm energy	M\$/GWH	1.255	1.137	1.113	1.097	1.082	1.248	1.231	1.223	1.221	
benefit for total firm energy	M\$	278.9	454.7	468.7	474.1	470.1	498.6	518.4	528.3	530.3	
unit cost for secondary energy	M\$/GWH	0.8405	0.8405	0.8405	0.8405	0.8405	0.8405	0.8405	0.8405	0.8405	
benefit for total secondary energy	M\$	300.3	355.4	314.3	301.3	296.5	355.4	322.2	308.6	303.3	
Total annual cost	M\$	543.0	925.2	934.8	942.3	945.9	1034.8	1060.2	1074.7	1084.1	
for generation facilities	M\$	481.7	866.7	856.1	863.6	867.4	922.1	946.6	960.8	970.2	
for transmission facilities	M\$	44.8	32.1	52.1	52.1	52.1	83.5	83.5	83.5	83.5	
for transmission losses	M\$	16.5	26.4	26.6	26.6	26.4	29.2	30.1	30.4	30.4	
B - C	M\$	281.7	355.4	396.8	398.9	373.0	426.0	444.2	445.0	436.2	
B/C		1.519	1.427	1.424	1.413	1.394	1.412	1.419	1.414	1.402	
Annual energy cost	M\$/GWH	1.01	1.16	1.18	1.19	1.20	1.30	1.32	1.34	1.36	
Case to be adopted				Δ				○			

Table 5-21 Incremental Benefit of Lower Yuam due to the Effect of Nam Mae Ngao No. 2 Development (Lower Yuam: Dam & Installed Capacity are Fixed at F/S Levels-Second Stage)

		Individual Development			Integrated Development Nam Mae Ngao & Lower Yuam Case II	Increase (4)-(3)
		Nam Mae Ngao	Lower Yuam	Total		
Case No.		③ N#2A26025b	① Y#V170-200	(1)+(2)		(4)-(3)
	Unit	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Installed Capacity	MW	116.9	162.0	278.9	278.9	0
Firm Capacity	MW	97.9	139.9	237.8	237.6	-0.2
Annual Energy Production						
Firm Energy	GWH	128.6	181.6	310.2	421.1	110.9
Secondary Energy	GWH	116.5	357.3	473.8	374.0	-99.8
Total	GWH	245.1	538.9	784.0	795.1	11.1
Construction Cost						
Generating F.	M฿	3373.	4340.	7713	7713	0
Transmission F.	M฿	65.5	400.	465.5	465.5	0
Total	M฿	3438.5	4740.	8178.5	8178.5	0
Annual Benefit						
for Firm Capacity	M฿	171.8	245.5	417.3	548.6	131.3
for Firm Energy	M฿	197.5	278.9	476.4	468.7	-7.7
for Secondary Energy	M฿	119.2	300.3	419.5	314.3	-105.2
Total	M฿	488.5	824.7	1313.2	1331.6	18.4
Annual Cost						
for Generating F.	M฿	374.4	481.7	856.1	856.1	0
for Transmission F.	M฿	7.3	44.8	52.1	52.1	0
for Transmission Losses	M฿	9.8	16.5	26.3	26.6	0.3
Total	M฿	391.5	543.0	934.5	934.8	0.3
B - C	M฿	97.0	281.7	378.7	396.8	18.1
B/C		1.248	1.519	—	1.424	—
Energy Cost	B/kwh	1.60	1.01	—	1.18	—
Incremental Benefit	M฿					18.1

Table 5-22 Incremental Benefit of Lower Yuam due to the Effect of Nam Mae Ngao No. 2 Development (Lower Yuam: Dam is Fixed at F/S Level, Installed Capacity is Optimized-Second Stage)

		Individual Development			Integrated Development Nam Mae Ngao & Lower Yuam Case VI	Increase (4)-(3)
		Nam Mae Ngao ③ N#2A 26025b	Lower Yuam ① Y#V170 200	Total (1)+12)		
Case No.	Unit	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Installed Capacity	MW	116.9	162.0	278.9	374.0	95.1
Firm Capacity	MW	97.9	139.9	237.8	320.5	82.7
Annual Energy Production						
Firm Energy	GWH	128.6	181.6	310.2	421.1	110.9
Secondary Energy	GWH	116.5	357.3	473.8	383.3	- 90.5
Total	GWH	245.1	538.9	784.0	804.4	20.4
Construction Cost						
Generating F.	MB	3373.	4340.	7713	8528.2	815.2
Transmission F.	MB	65.5	400.	465.5	745.5	280.0
Total	MB	3438.5	4740.	8178.5	9273.7	1095.2
Annual Benefit						
for Firm Capacity	MB	171.8	245.5	417.3	663.8	246.5
for Firm Energy	MB	197.5	278.9	476.4	518.4	42.0
for Secondary Energy	MB	119.2	300.3	419.5	322.2	- 97.3
Total	MB	488.5	824.7	1313.2	1504.4	191.2
Annual Cost						
for Generating F.	MB	374.4	481.7	856.1	946.6	90.5
for Transmission F.	MB	7.3	44.8	52.1	83.5	31.4
for Transmission Losses	MB	9.8	16.5	26.3	30.1	3.8
Total	MB	391.5	543.0	934.5	1060.2	125.7
B - C	MB	97.0	281.7	378.7	444.2	65.5
B/C		1.248	1.519	—	1.419	—
Energy Cost	\$/kwh	1.60	1.01	—	1.32	—
Incremental Benefit	MB					65.5

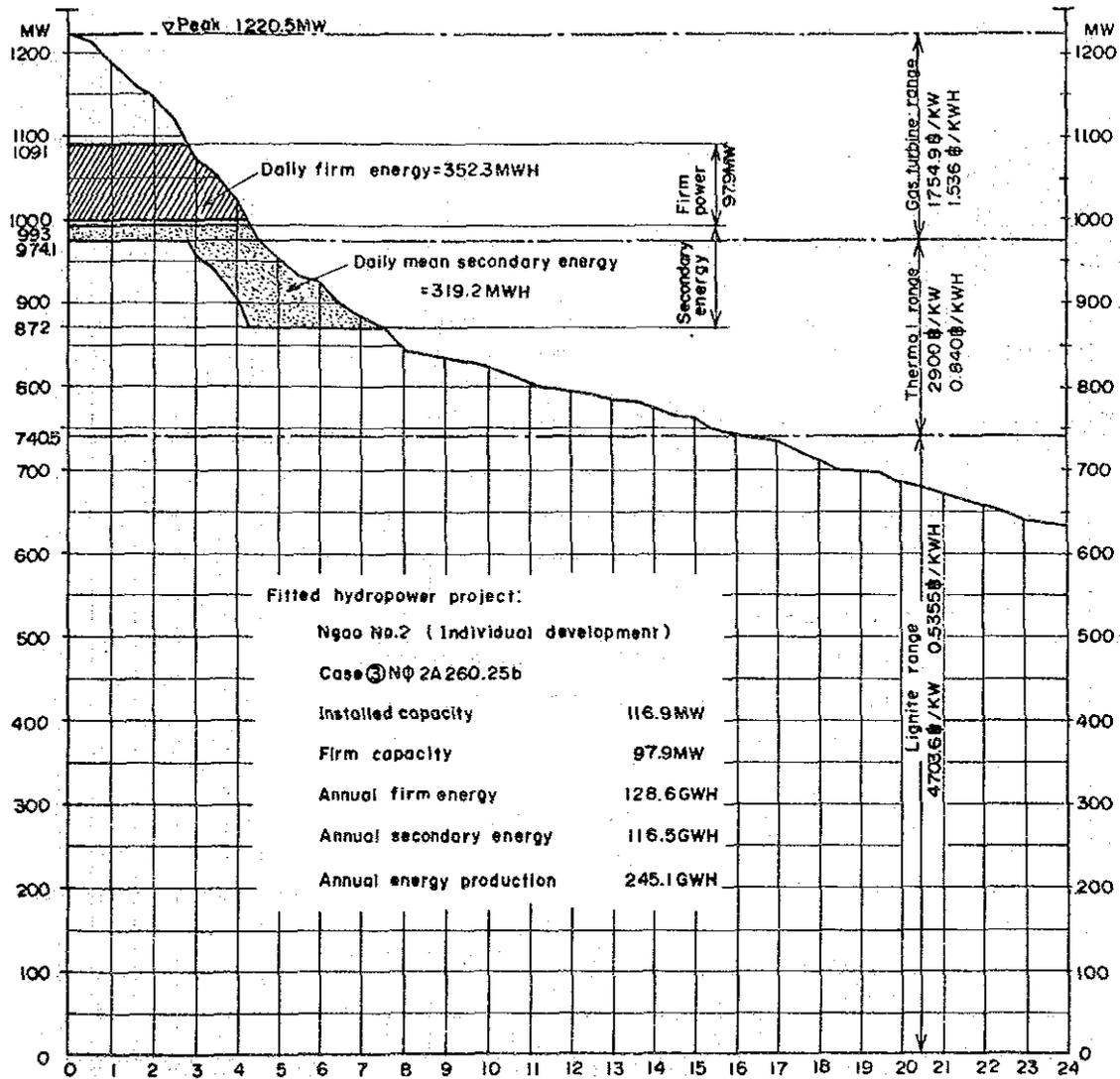


Fig. 5-7 Load Duration Curve, Northern Region, 2000 with Nam Mae Ngao Hydro Power Fitted

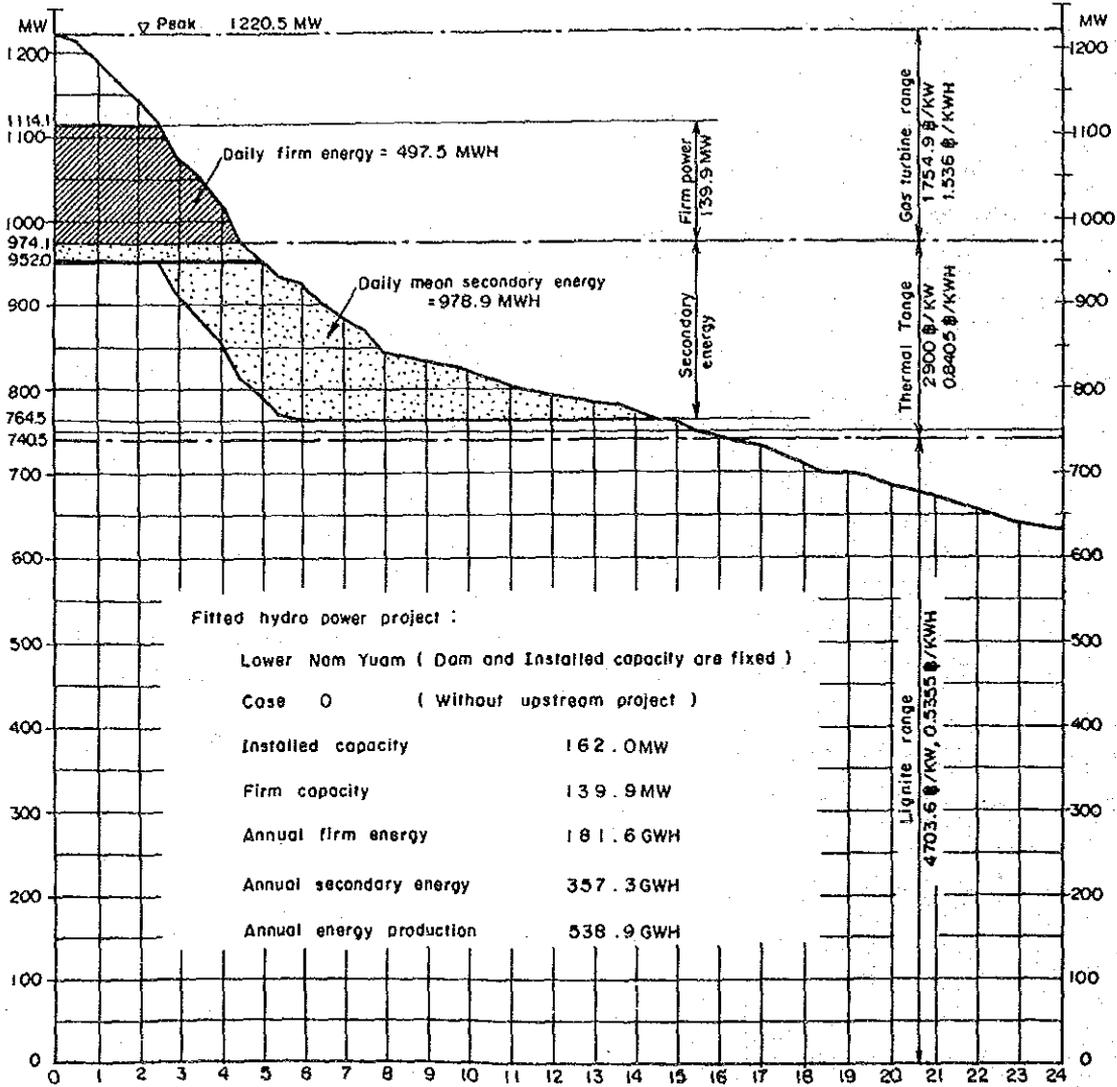


Fig. 5-8 Load Duration Curve, Northern Region, 2000 with Lower Yuam Hydro Power (Case 0) Fitted

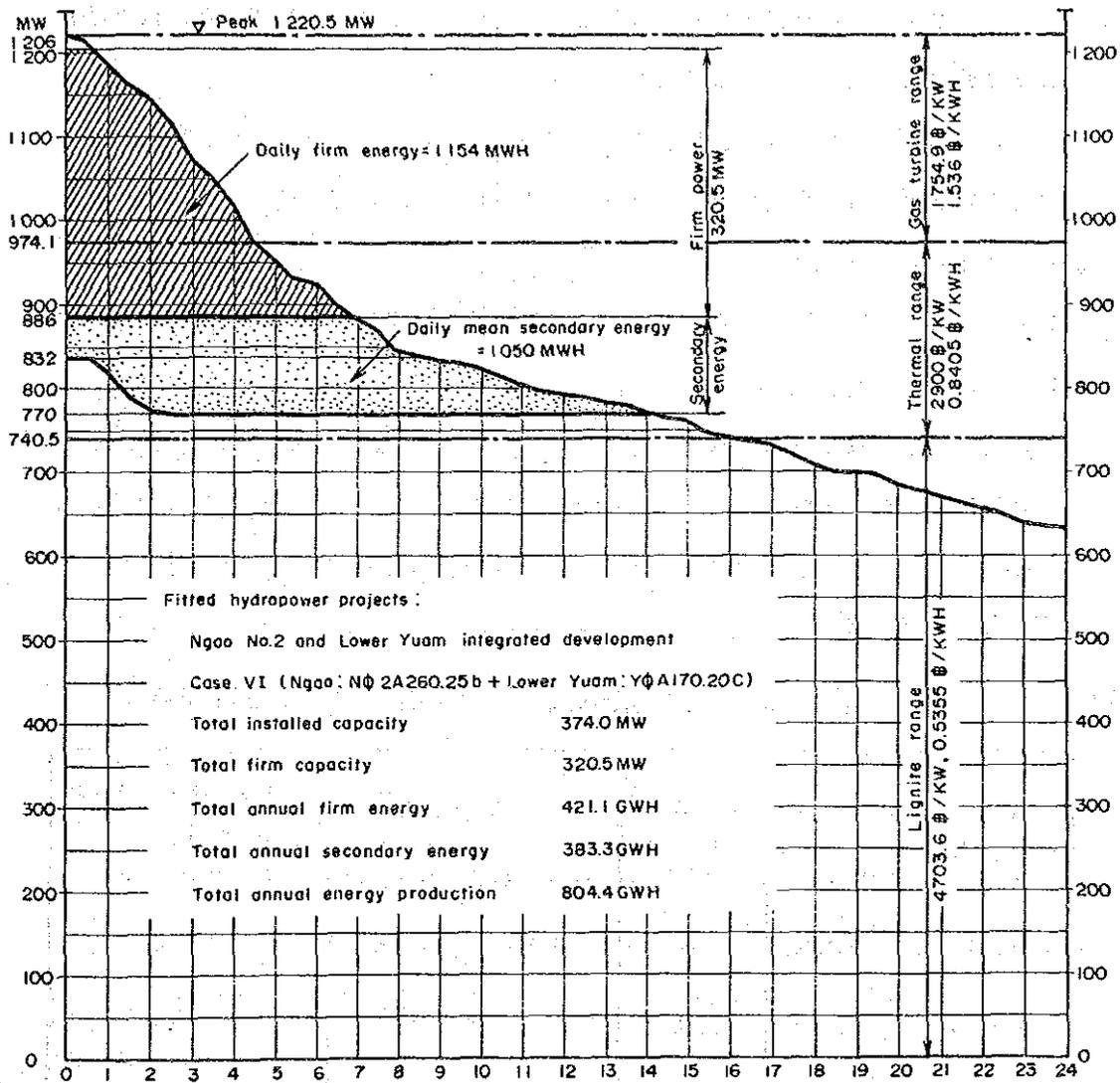


Fig. 5-9 Load Duration Curve, Northern Region, 2000 with Nam Mae Ngao and Lower Yuam Integrated Development Projects (Case VI) Fitted

## 5. 5 追加検討

第1段階および第2段階の検討が進められていた1985年時点には、世界の石油価格は最高水準にあり、そのため、検討された水力発電プロジェクトの便益評価はその最高価格水準にもとづいて行った。

しかしながら、1986年初頭から1986年7月の間に、石油価格は現在の低価格水準まで急激に低下し、現在そのまま持続している。

この石油価格水準が再び急激に上昇するであろうという確証はないが、前の段階において選定された水力発電プロジェクトの便益を現在の低価格水準にもとづいて再評価するように要請された。

1986年6月末にEGAT関係者と調査団の間で追加検討に適用されるべき燃料コストについて協議がなされた。

最終的に結論付けられた燃料コストをTable 5-23に示す。同表には前の段階で適用された価格も要約し比較してある。ここで見られるように、ベースケースに適用された3.68 $\beta$ /litというディーゼル・オイル価格は前段階で採用された6.6 $\beta$ /litのわずか56%に過ぎない。

Table 5-23 Fuel Price Variations for Alternative Thermal Plants

Fuels	Unit	Case #			Fuel prices adopted in the second stage of study 4)
		No.1 1) Base Case	No.2 2)	No.3 3)	
Natural Gas	$\beta$ /MBtu	71.09 <sup>5)</sup>	75.16	79.24	87.38
Diesel Oil	$\beta$ /lit	3.68 <sup>6)</sup>	4.41	5.14 <sup>5)</sup>	6.60
Imported Coal	$\beta$ /kg	1.484	1.619	1.755	2.025
Lignite	$\beta$ /kg	0.5332	0.5332	0.5332	0.5332

1) Given by EGAT on July 3, 1986

2), 3) Assumed by the JICA team

4) Given by EGAT on Oct. 7, 1985 (Letter No. EGAT 32004/51394)

5) 83  $\beta$ /MBtu - Tax 11.9053  $\beta$ /MBtu = 71.0947  $\beta$ /MBtu

6) 6.17  $\beta$ /lit - Tax 2.525  $\beta$ /lit + Transport by ship 0.035  $\beta$ /lit = 3.68  $\beta$ /lit

1 US\$ = 26.5  $\beta$

プロジェクトの経済性におよぼす石油価格低減の影響を見るため、石油価格をいくつかの水準で変化させて検討するよう要請された。

これを受けて、つぎの18ケースについて、追加検討を行った。

Nam Mae Ngao	(単独開発)	.....	6 ケース
Lower Yuam	(単独開発)	.....	6 ケース
Nam Mae Ngao & Lower Yuam			
	(全体一貫開発)	.....	6 ケース
計			18 ケース

しかしながら貯水池操作は、第2段階で検討したものを変えていない。検討した貯水池操作のすべてのケースの中で、Nam Mae Ngao単独開発計画と Nam Mae Ngao & Lower Yuam全体一貫開発計画の最終案をTable. 5-24およびTable. 5-25にそれぞれ示す。このケースに対応するマス・カーブをFig. 5-5およびFig. 5-6にそれぞれ示す。

これらの結果をもとに、プロジェクトの経済評価を燃料コストを変化させて行った。ベース・ケースの計算結果を見るとNam Mae Ngao単独開発計画の便益費用比率(B/C)は第2段階の検討で得られた1.3から1.1に低下したことを示している。

また、同様にNam Mae Ngao & Lower Yuam 全体一貫開発計画のB/C比率も1.4から1.3に低下した。

しかしながら、B/Cは低下したとは言え、すべて平衡点  $B/C = 1$  より十分上位にあり特に全体一貫開発計画の場合、B/Cは1.3という高い経済性を示している。

また、Nam Mae Ngaoのダム軸の選定にあたっては、地形および地質条件も考慮し、詳細な検討を行う必要がある。

Table 5-24 Reservoir Simulation Nam Mae Ngao

Case No.	N02A260.25b			Project	Nam Mae Ngao		3
CA at dam				835 Km <sup>2</sup>			
Annual inflow at dam				1292 MCM (40.95 cms)			
Project type				Storage			
NHWL	260 m	LWL	235 m	Draw down	25 m		
MWL	248.38 m	TWL	163 m	Head loss	2.9 m		
Maxhead		97 m	Eff normal head		82.45 m		
Total storage		661.2 MCM	Eff storage		355.2 MCM		
Effective storage / annual inflow				27 %			
Installed capacity				116.9 MW			
Firm capacity				97.9 MW			
Annual energy production (100%)				252.734 GWH			
Annual energy production (97%)				245.152 GWH			
Annual firm energy				128.647 GWH			
Annual secondary energy (100%)				124.087 GWH			
Annual secondary energy (97%)				116.505 GWH			
Daily plant factor		0.15	Machine efficiency		0.87		
Capacity factor = $\frac{\text{annual energy (97\%)}}{\text{installed capacity} \times 8760} = 0.239$							
Flow utilizability = $(\text{inflow} - \text{spill}) / \text{inflow} = 99.5\%$							
Energy produced by 1m <sup>3</sup> of discharge				0.198 KWH			
Daily firm energy production				352.459 MWH			
Dam Ht				Tunnel length			
		Total	Present w	Levelized			
Construction cost							
Transmission line							
Total cost							
KW benefit							
KWH benefit							
Total benefit							
B-C		B/C	EOR				
Power production cost							
Discount rate				Price year			
				Referenced gaging station			
				CA= 935 km <sup>2</sup> file: MR8			
Annual min discharges obtained by reservoir simulation in cms							
Yr	Min discharge		Yr	Min discharge			
2	32.935		14	34.872			
3	32.935		15	33.690			
4	32.692		16	32.359			
5	32.126		17	32.045			
6	30.996		18	28.539			
7	26.976		19	24.894			
8	26.976		20	24.894			
9	31.120		21	28.109			
10	31.120		22	32.101			
11	33.913		23	25.111			
12	30.651		24	25.111			
13	30.651						
Least minimum discharge				24.894 cms			
95% firm discharge				24.931 cms			
95% firm dis / mean inflow =				60.9%			
Parameters of uniform distribution for min discharges: Y = a + bX, a = -2.17806      b = 0.08937							
Maximum discharge				166.205 cms			
Max dis / mean inflow =				4.06			

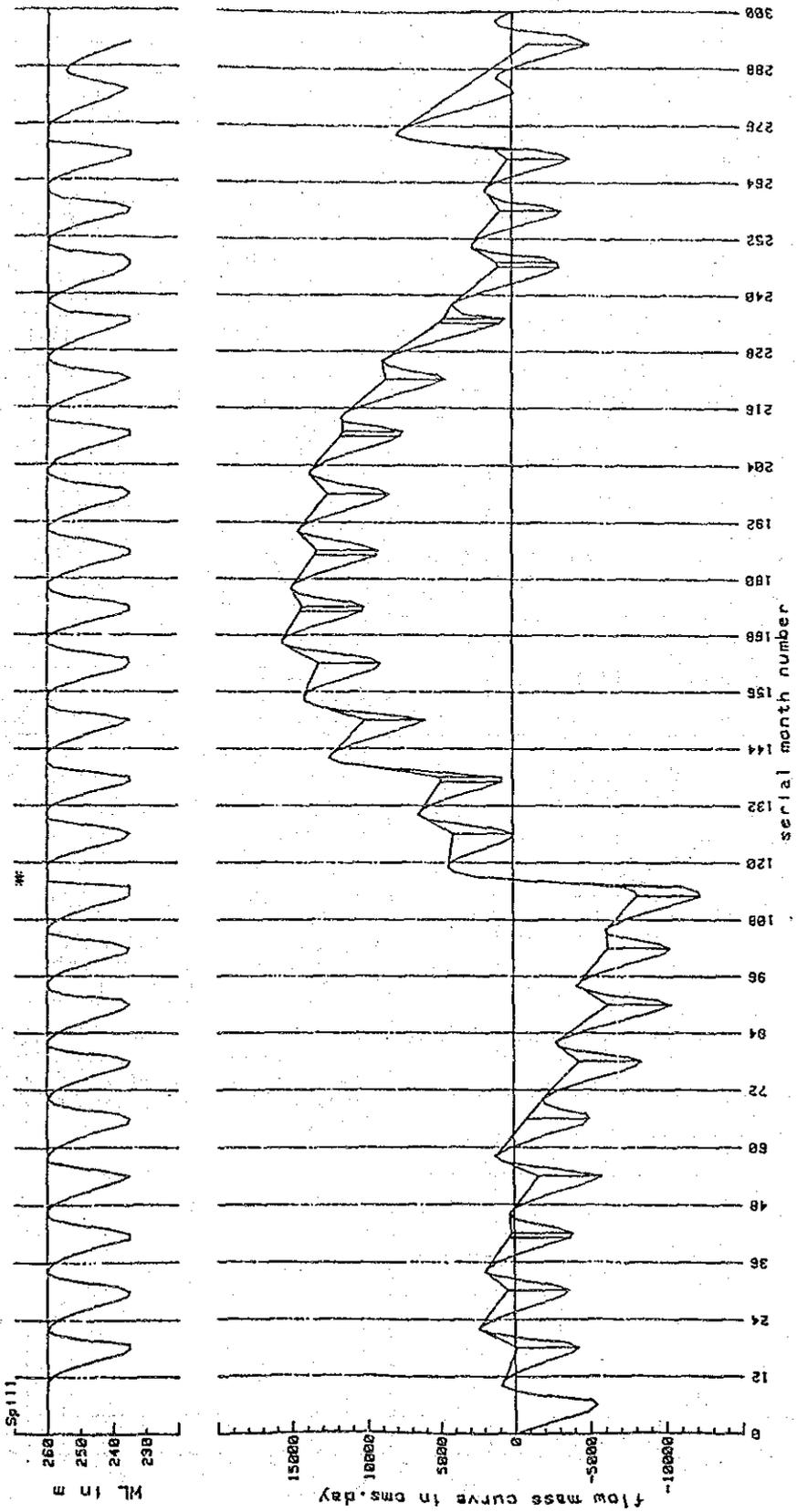


Fig. 5-5 Flow Mass Curve Nam Mae Ngao (Case NO2A 260.25b)

Table 5-25 Reservoir Simulation Lower Yuam

Case No.	Y0A170.20b			Project	Lower Nam Yuam		
CA at dam				5,920 Km2		Referenced gaging station	
Annual inflow at dam				2,816 MCM			
Project type				Storage		CA=            km <sup>2</sup> file :	
NHWL	170 m	LWL	150 m	Draw down	20 m	Annual min discharges obtained by reservoir simulation in cms	
MWL	161.4 m	TWL	73.2 m	Head loss	2.9 m		
Maxhead	96.8 m	Eff normal head	85.3 m			Yr Min discharge	
Total storage	444 MCM	Eff storage	260 MCM			2        70.054	
Effective storage / annual inflow				9 %		3        69.395	
Installed capacity				267.0 MW		4        69.395	
Firm capacity				231.2 MW		5        64.456	
Annual energy production (100%)				575.819 GWH		6        64.456	
Annual energy production (97%)				558.544 GWH		7        56.892	
Annual firm energy				303.839 GWH		8        56.892	
Annual secondary energy (100%)				271.980 GWH		9        63.788	
Annual secondary energy (97%)				254.705 GWH		10       63.788	
Daily plant factor	0.15	Machine efficiency	0.88			11       71.098	
Capacity factor = $\frac{\text{annual energy (97\%)}}{\text{installed capacity} \times 8760} =$				0.239		12       63.541	
Flow utilizability = $(\text{inflow} - \text{spill}) / \text{inflow} =$				99.8 %		13       63.541	
Energy produced by 1m <sup>3</sup> of discharge				0.199 KWH		Least minimum discharge 51.202 cms	
Daily firm energy production				832.437 MWH		95% firm discharge 54.426 cms	
Dam Ht				120 m		95% firm dis / mean inflow = 61.0 %	
Tunnel length				240 m		Parameters of uniform distribution for min discharges : Y = a + bX, a = -2.73183      b = 0.051112	
				Total		Maximum discharge 362.843 cms	
				Present w		Max dis / mean inflow = 4.07	
				Levelized		Effect of upstream project, Ngao No. 2 (Case N02A260.30b) is considered. Installed capacity, etc. are determined based on the estimated plant factor.	
Construction cost							
Transmission line							
Total cost							
KW benefit							
KWH benefit							
Total benefit							
B-C				B/C		EDR	
Power production cost.							
Discount rate				Price year			

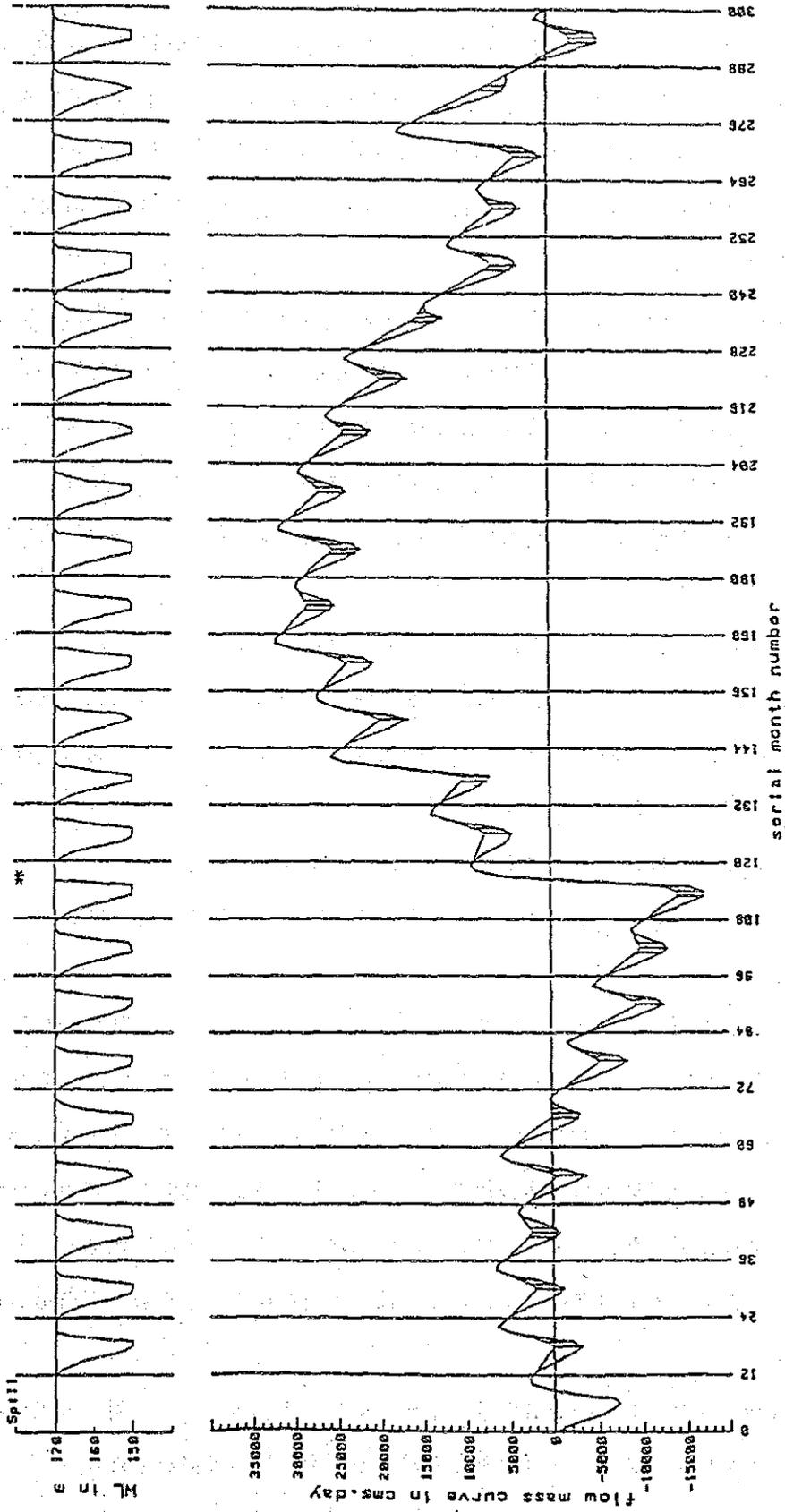


Fig. 5-6 Flow Mass Curve Lower Yuam (Case YOA 170.20b)

## 5. 6 Lower Yuam計画の増分便益

### 1) 計画の組み合わせ

タイ・エネルギー庁 (NEA) の要請を受けて1984年、JICAにより実施された Lower Yuam計画は、本マスタープランスタディにおいては既設発電所扱いとなっている。

このLower Yuam計画の増分便益は上流プロジェクトの効果により得られるものであるから上流プロジェクトとの関係においてシステムティックに検討されねばならない。前節5.4 “選定された主要プロジェクト (第2段階の検討)” で述べたように第1段階の検討で選定された4つのプロジェクトはUpper Mae Rit 2aを除いて縮尺1:5,000の地形図によって再検討した。この検討結果によればNam Mae Ngaoプロジェクトが最も有望であると判断される。厳密に言えばLower Yuam計画の増分便益の検討に対してはNam Mae Rit およびUpper Mae Yuam 1の効果がNam Mae Ngaoプロジェクトとともに考慮されなければならない。この理由は両者とも、貯水池式発電所として計画されているからである。

しかしながら、4プロジェクトのうちNam Mae Ngaoプロジェクトは、規模とその経済性ともに最も優れており、現時点におけるNam Yuam River Basin開発計画は、Nam Mae NgaoとLower Yuam両プロジェクトの組合せで検討されるべきと判断される。したがってつぎのケースについて検討した。

- ・ ダムと設備出力はフィージビリティ・スタディの規模で固定。
- ・ ダムはフィージビリティ・スタディの規模で固定し、設備出力を変更。

### 2) 河川流量資料

1984年JICAが実施したフィージビリティ・スタディにおいてはBan Tha Rua 測水所の1970年から1980年にまたがる11ヶ年間の河川流量資料が使用された。しかしながら、今回のスタディにおいては第4章 “気象および水文” で述べたように Ban Tha Rua 測水所の流量資料は回帰分析によって11ヶ年間から、1960から1984にまたがる25ヶ年間に拡張した。したがって、Lower Yuamプロジェクトの貯水池シミュレーション・スタディと電力量計算には、この25ヶ年間に拡張し流量資料を適用した。

### 3) 建設費

Lower Yuamプロジェクトの建設費はフィージビリティ・スタディと同一の工事数量を使用し本マスタープラン・スタディと同一単価を適用して算出した。

#### 4) 増分便益

前述のように、増分便益はNam Mae Ngaoとの組合せにもとづき、またより長年月にわたる流量資料を用いた貯水池操作にもとづいて検討した。結果は第2段階スタディを述べた前節 5.4のTable. 5-20、5-21および5-22および追加検討に含まれるTable. 5-26に示されている（追加検討についてのさらに詳細な結果は後述第9章のTable. 9-10および9-11に含まれている）。

なお、追加段階では増分便益としては設備出力を増加させた場合についてのみ検討した。この方がより現実的と判断されるからである。

また、Table. 5-20の最左欄のcase 0は1984年にJICAによってなされたフィジビリティ・スタディの数値に対応するもので、すなわち、上流にはなんらのプロジェクトが存在しない場合の単独開発の場合である。

このケースについても経済性はやはり卓越しており、B/C ratio は1.519 となる。

Table 5-26 Incremental Benefit of Lower Yuam due to the Effect of  
 Nam Mae Ngao No. 2 Development  
 (Lower Yuam: Dam & Installed Capacity are Fixed at F/S Level  
 - Additional Stage)

Case No.	unit	Individual development			Integrated development Nam Mae Ngao & Lower Yuam Case VI	In-crease (4)-(3)
		Nam Mae Ngao (3) NØ2A 260.25b	Lower Yuam (1) YØV170- 170.20o	Total (1)+(2)		
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Installed capacity	MW	116.9	162.0	278.9	278.9	0
Firm Capacity	MW	97.9	139.9	237.8	237.6	-0.2
Annual energy production						
Firm energy	GWH	128.6	181.6	310.2	421.1	110.9
Secondary energy	GWH	116.5	357.3	473.8	374.0	-99.8
Total	GWH	245.1	538.9	784.0	795.1	11.1
Construction cost						
Generating f.	M฿	3,373	4,340	7,713	7,713	0
Transmission f.	M฿	65.5	400	465.5	465.5	0
Total		3,438.5	4,740	8,178.5	8,178.5	0
Annual benefit						
for firm capacity	M฿	171.8	245.5	417.3	548.6	131.3
for firm energy	M฿	197.5	278.9	476.4	468.7	-7.7
for secondary energy	M฿	119.2	300.3	419.5	314.3	-105.2
Total	M฿	488.5	824.7	1,313.2	1,331.6	18.4
Annual cost						
for generating f.	M฿	374.4	481.7	856.1	856.1	0
for transmission f.	M฿	7.3	44.8	52.1	52.1	0
for transmission losses	M฿	9.8	16.5	26.3	26.6	0.3
Total	M฿	391.5	543.0	934.5	934.8	0.3
B-C	M฿	97.0	281.7	378.7	396.8	18.1
B/C		1.248	1.519	-	1.424	-
Energy cost	฿/ KWH	1.60	1.01	-	1.18	-
Incremental benefit	M฿					18.1

Nam Mae NGAO (No.2)

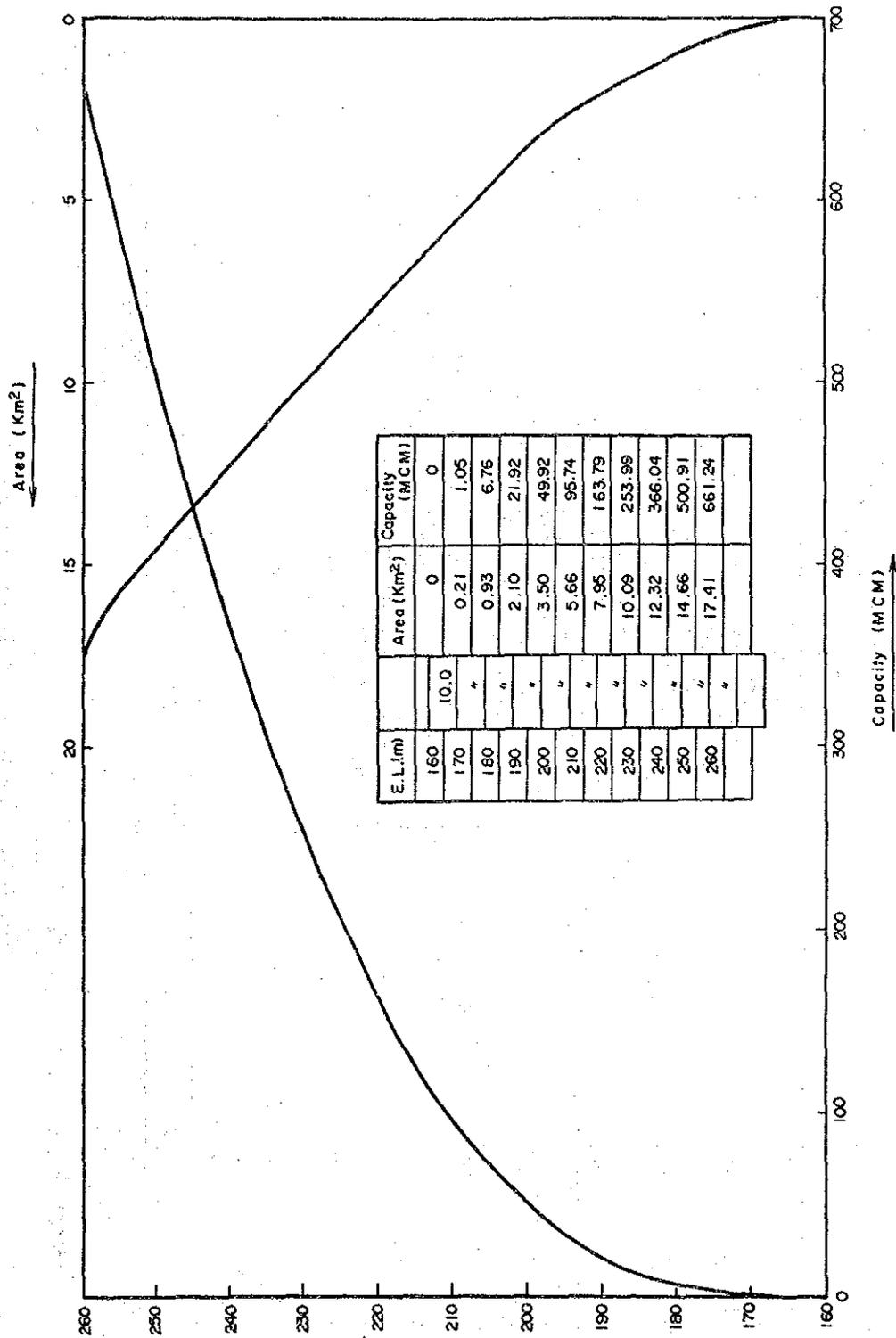


Fig. 5-10 Area-Capacity Curve, Nam Mae Ngao No. 2

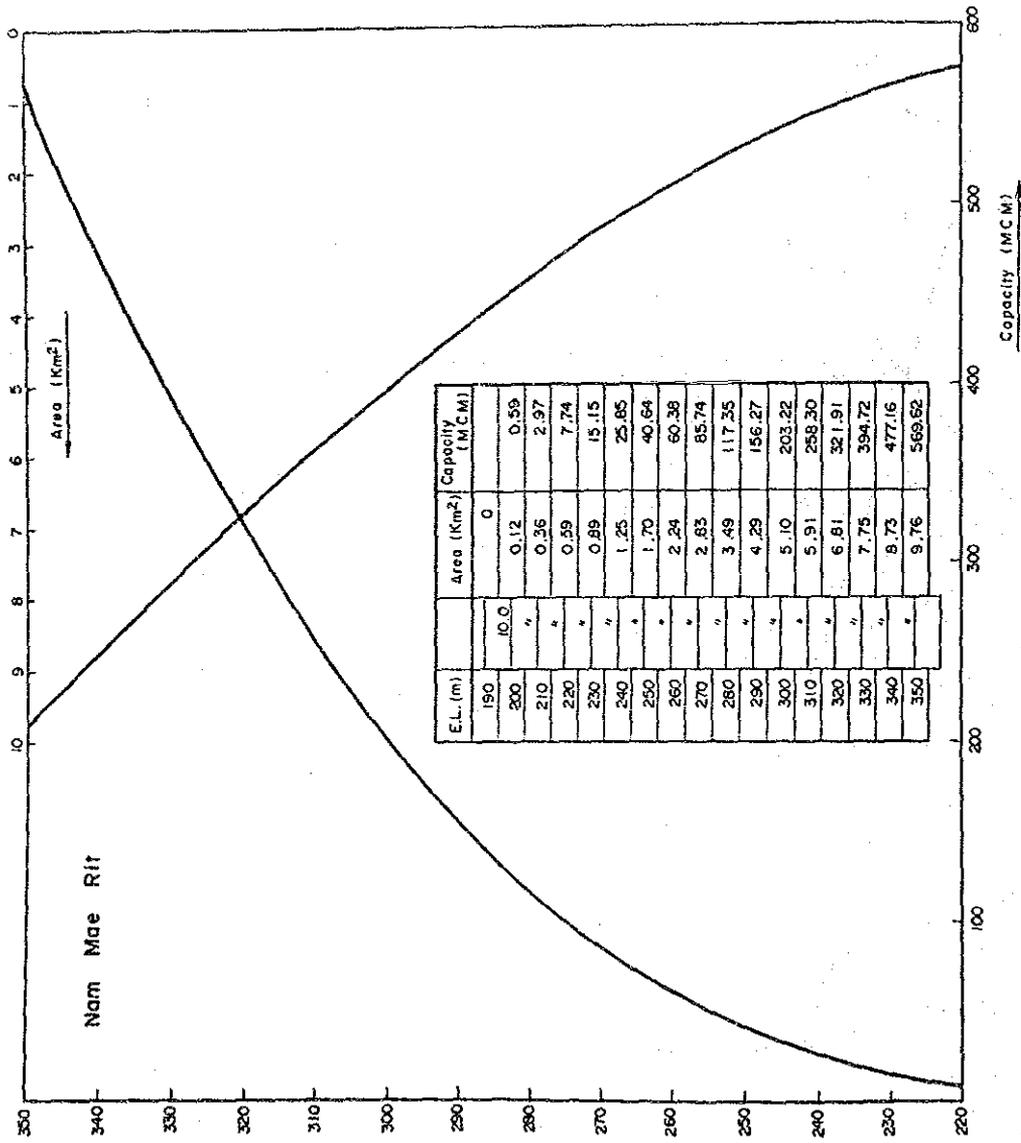


Fig. 5-11 Area-Capacity Curve, Nam Mae Rit

NAM MAE NGAO SITE No.3

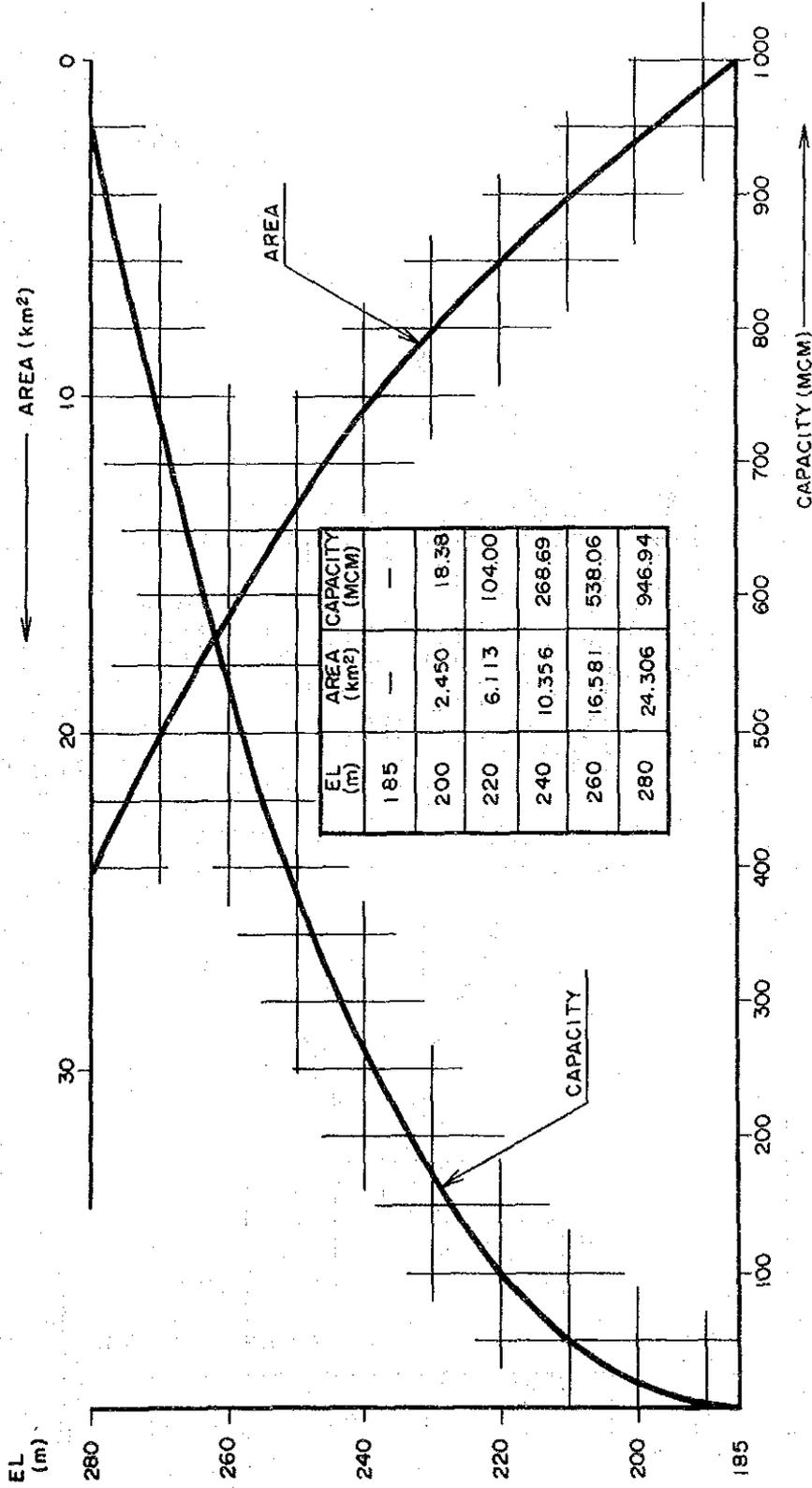


Fig. 5-12 Area-Capacity Curve, Nam Mae Ngao No. 3

UPPER MAE NGAO  
(RELATED TO NAM MAE NGAO SITE No.2 )

CA = 490 km<sup>2</sup>

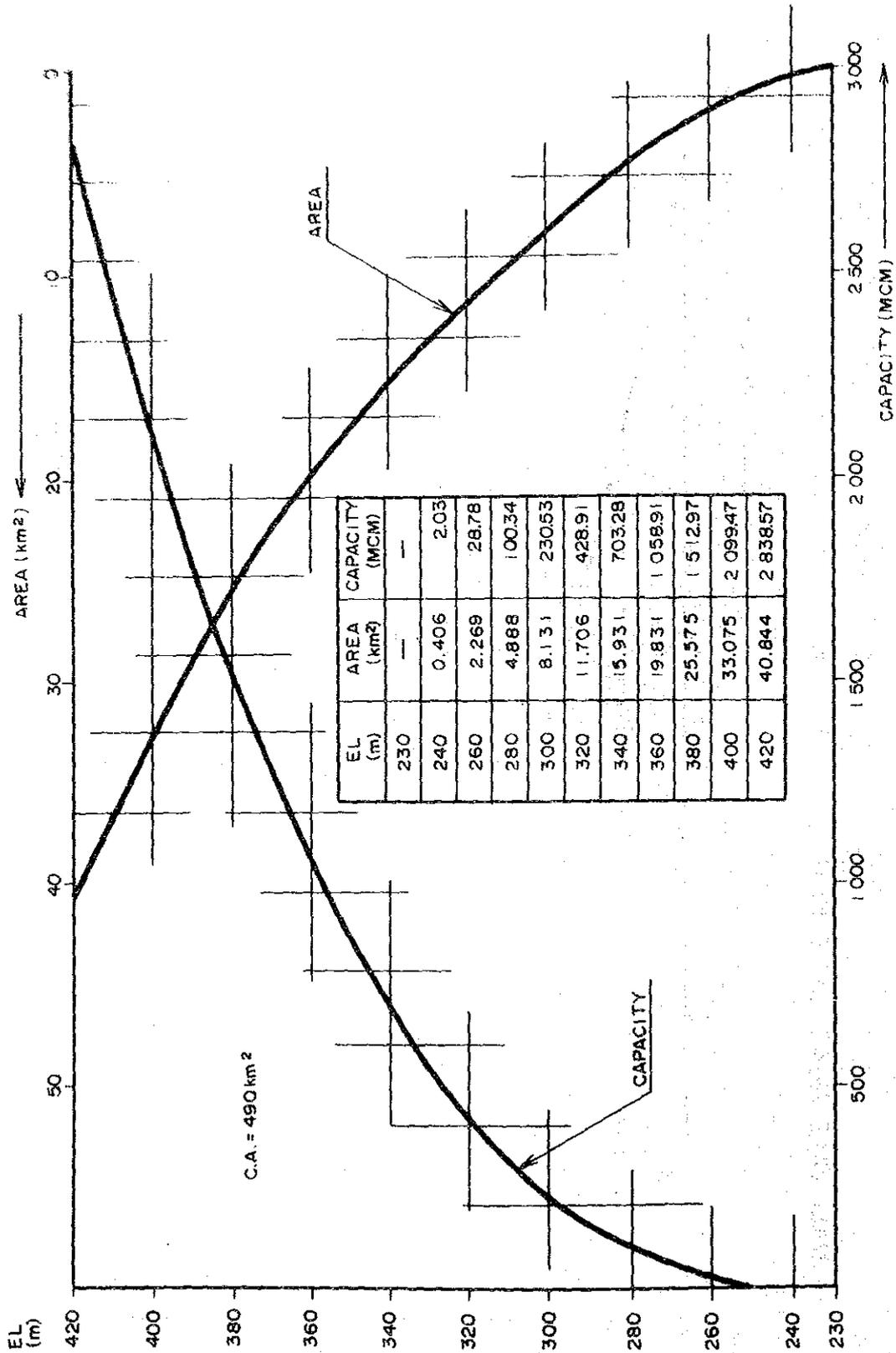


Fig. 5-13 Area-Capacity Curve, Upper Mae Ngao No. 2

UPPER MAE NGAO  
(RELATED TO NAM MAE NGAO SITE No.3)

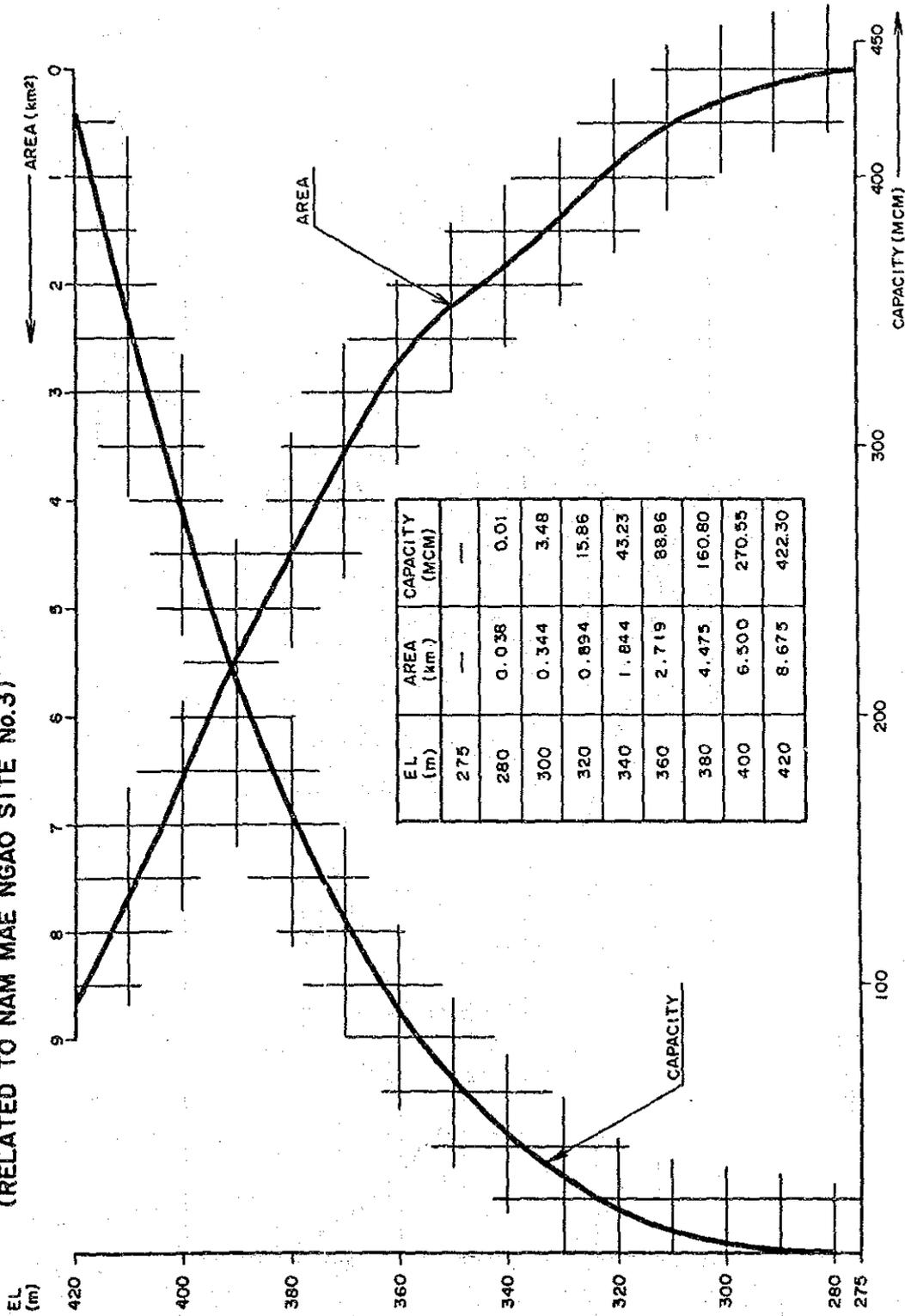


Fig. 5-14 Area-Capacity Curve, Upper Mae Ngao No. 3

# UPPER MAE RIT 1

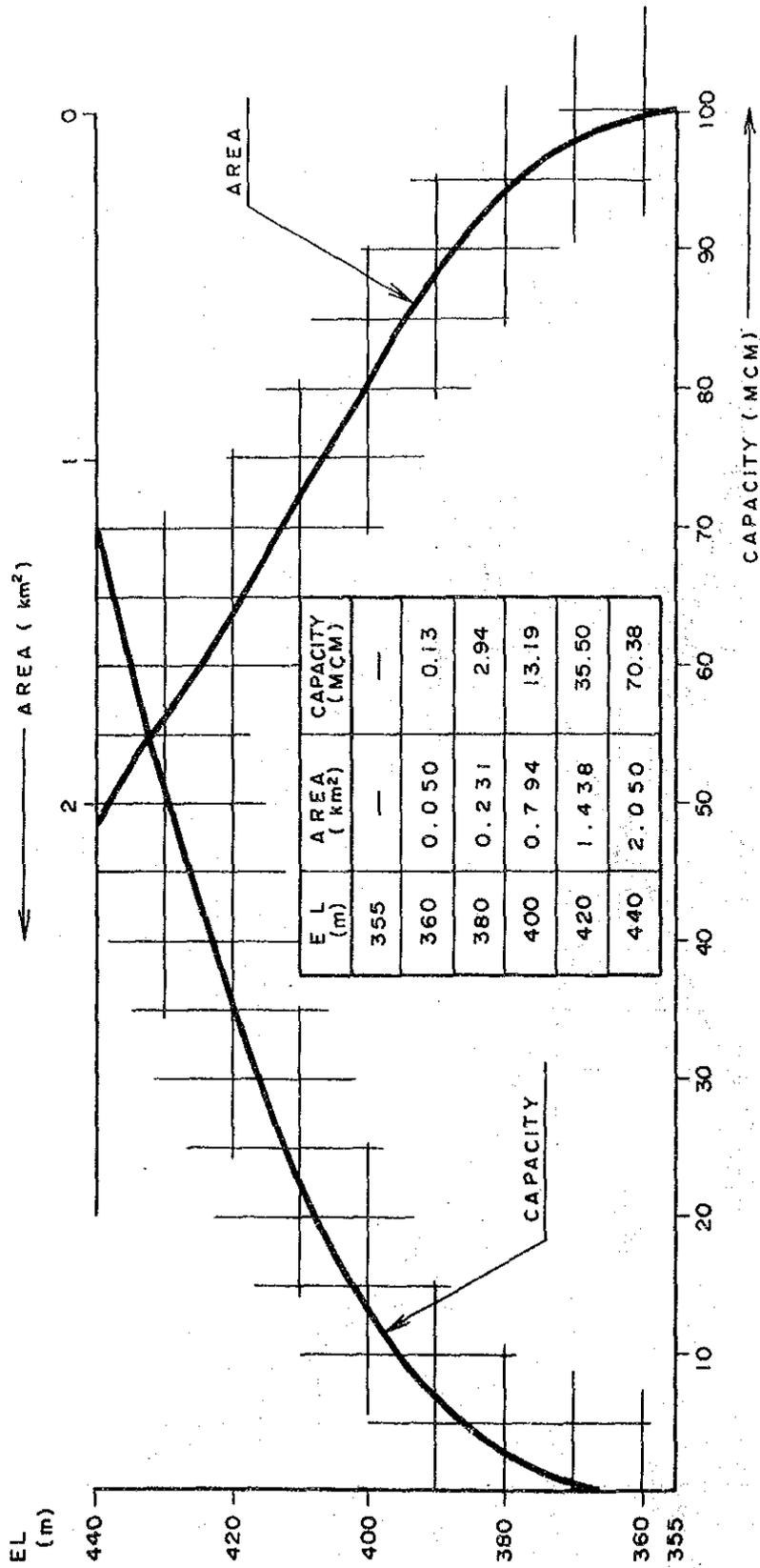


Fig. 5--15 Area-Capacity Curve, Upper Mae Rit 1

# UPPER MAE RIT 2

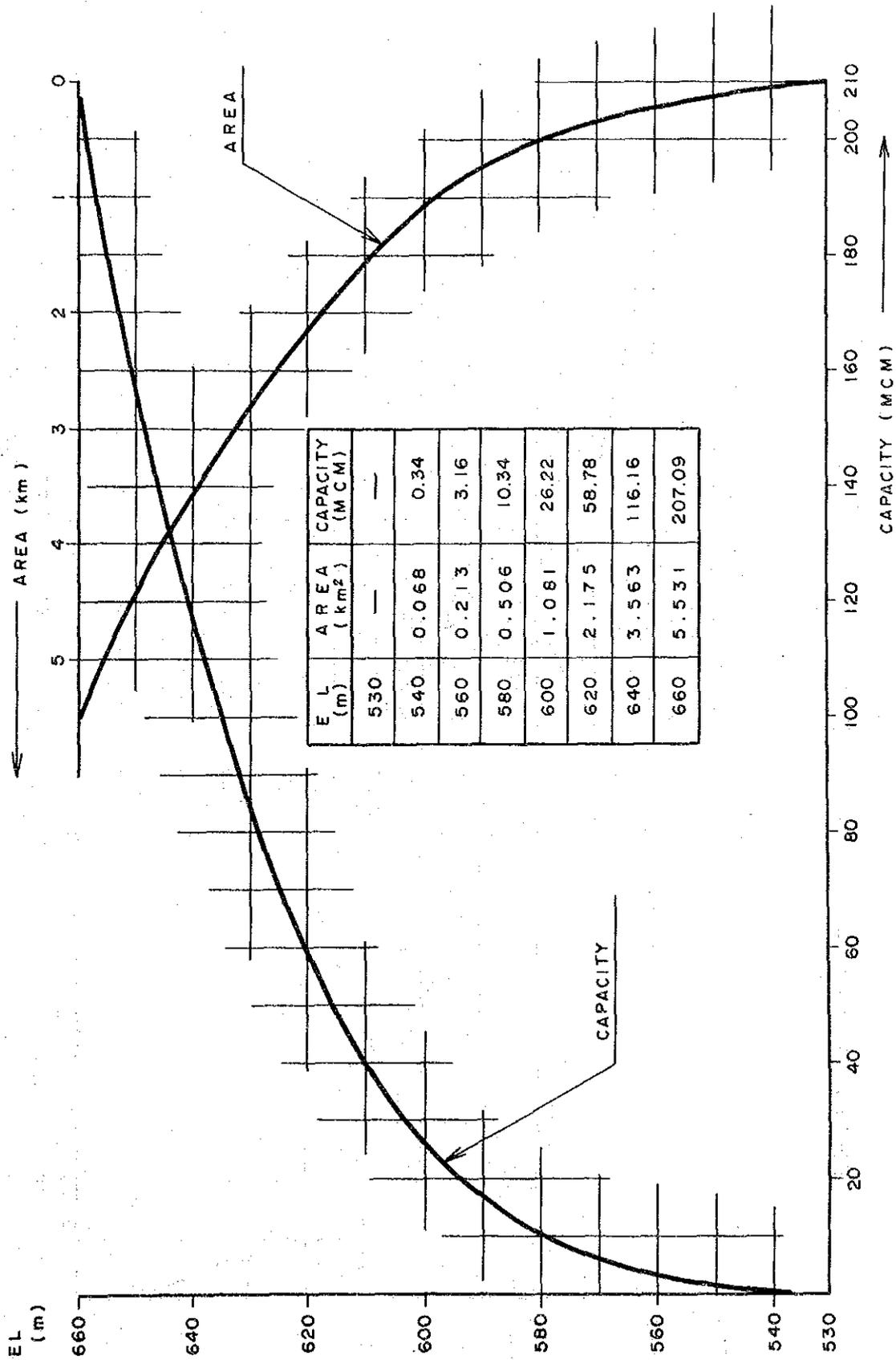


Fig. 5-16 Area-Capacity Curve, Upper Mae Rit 2

UPPER MAE RIT 3

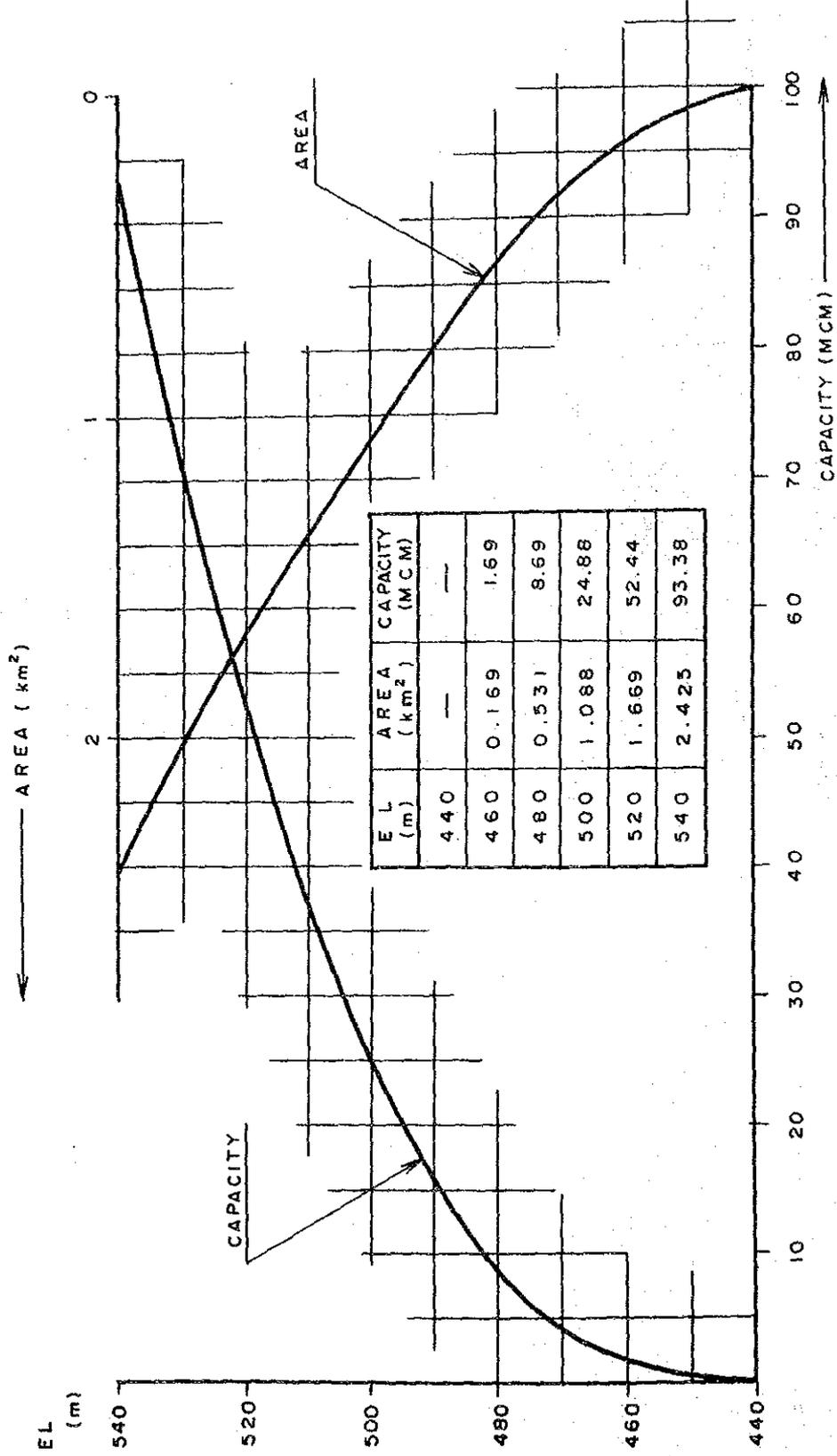


Fig. 5-17 Area-Capacity Curve, Upper Mae Rit 3

UPPER MAE YUAM 2

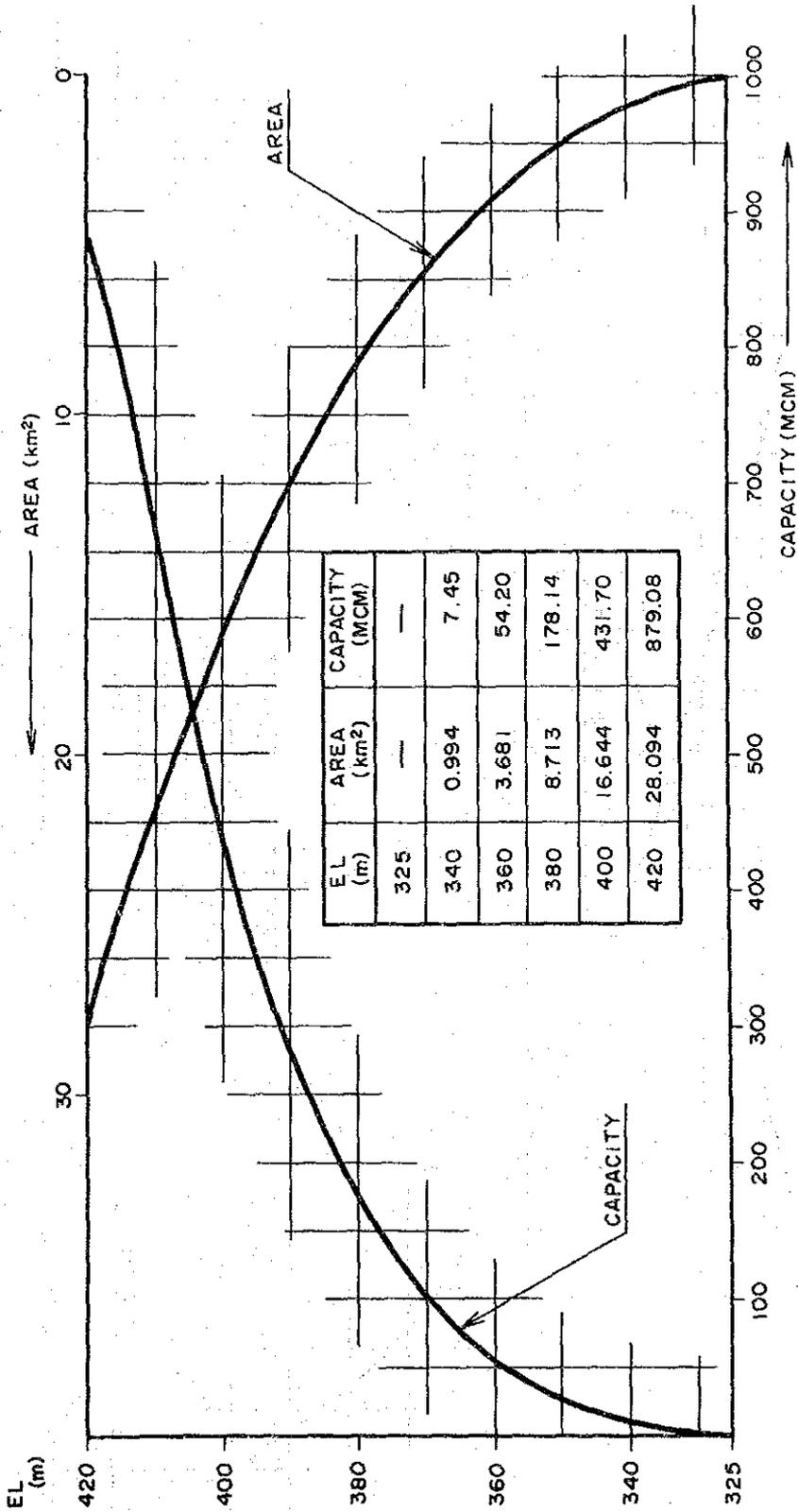


Fig. 5-18 Area-Capacity Curve, Upper Mae Yuam 2

UPPER MAE YUAM 3

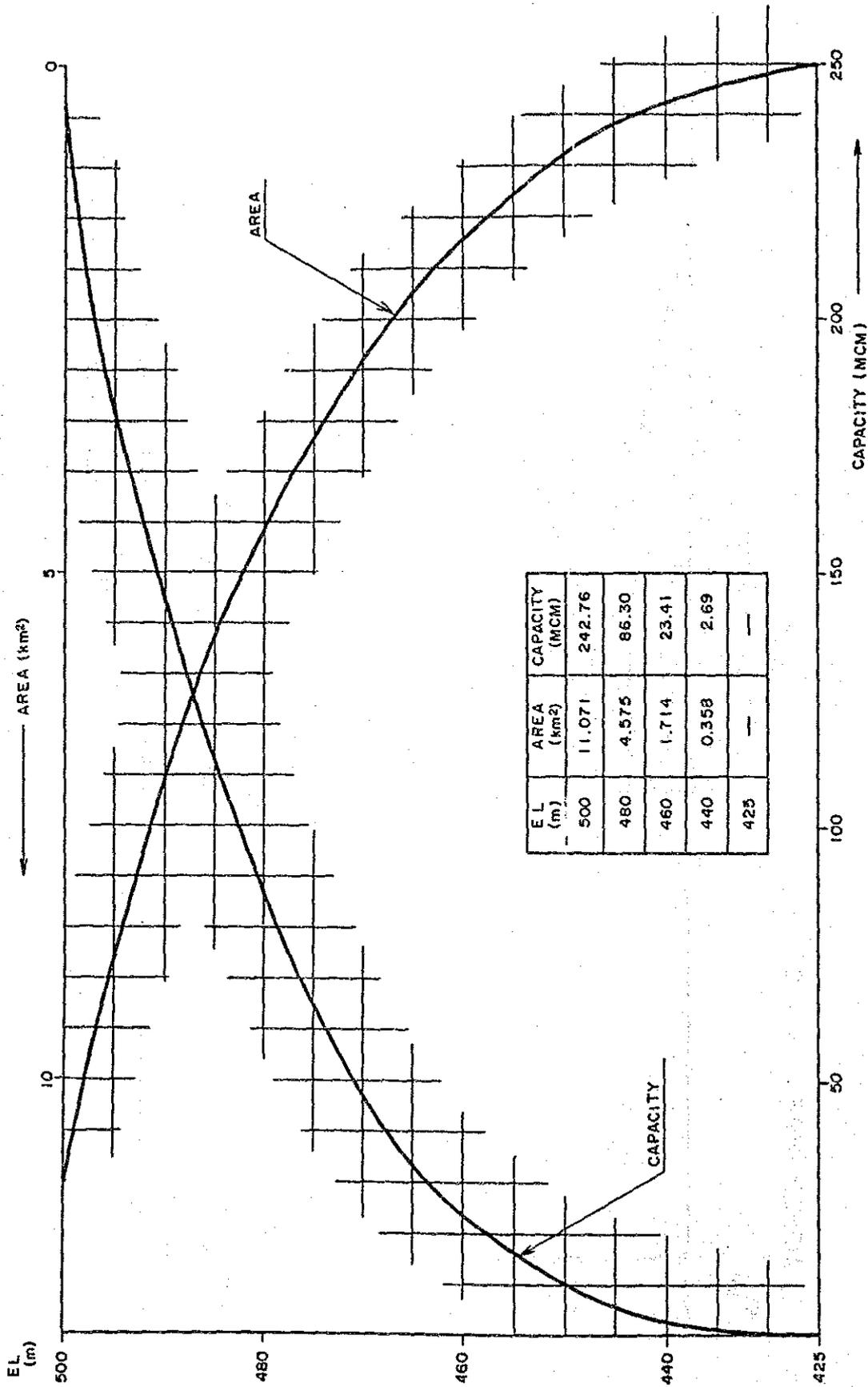


Fig. 5-19 Area-Capacity Curve, Upper Mae Yuam 3

## 第6章 予備設計



## 第 6 章 予備設計

6.1 土木構造物 .....	6 - 1
6.2 電気機器 .....	6 - 3



## Figure List

	Page
Fig. 6-1 Nam Mae Ngao General Plan .....	6-9
Fig. 6-2 Nam Mae Ngao Dam .....	6-11
Fig. 6-3 Nam Mae Ngao Spillway .....	6-13
Fig. 6-4 Nam Mae Ngao Waterway .....	6-15
Fig. 6-5 Nam Mae Rit General Plan .....	6-17
Fig. 6-6 Nam Mae Rit Dam .....	6-19
Fig. 6-7 Nam Mae Rit Spillway .....	6-21
Fig. 6-8 Nam Mae Rit Waterway .....	6-23
Fig. 6-9 Upper Mae Yuam 1 General Plan .....	6-25
Fig. 6-10 Upper Mae Yuam 1 Dam .....	6-27
Fig. 6-11 Upper Mae Yuam 1 Spillway .....	6-29
Fig. 6-12 Upper Mae Yuam 1 Waterway .....	6-31
Fig. 6-13 Upper Mae Rit 2a .....	6-33
Fig. 6-14 Single Line Diagram. Ngao, Rit, Rit 2a .....	6-35



## 第6章 予備設計

### 6.1 土木構造物

選定された4つのプロジェクトすなわちNam Mae Ngao, Nam Mae Rit, Upper Mae Yuam 1 および Upper Mae Rit 2a について前の第5章“開発計画”で検討した最適案について予備設計を実施した。

使用した地形図はNam Mae Ngao, Nam Mae Rit, Upper Mae Yuam 1 については、縮尺1:5,000、Upper Mae Rit 2a については、縮尺1:50,000である。

予備設計図をFig. 6-1からFig. 6-13に示す。

これらの基本緒元や予備設計図はつぎのフェージビリティ・スタディの段階では追加調査結果にもとづいて詳細に検討する必要がある。

以下に各プロジェクトの予備設計の概要を示す。

#### 1) Nam Mae Ngao

ダム形式	フィルタイプダム
ダム高	114 m
堤頂長	545 m
堤体積	$5,360 \times 10^3 \text{ m}^3$

上下流面の勾配はそれぞれ1:2.0 および1:1.8である。

洪水吐はダム左岸側に位置し、設計洪水量は  $3,600 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。

仮排水トンネルは左岸側に2本設けられ、そのうちの1本は将来、放流設備に転用される。

取水口は右岸ダム上流に設けられ、取水量は最大  $166.2 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。

取水口からは内径7.0~6.5m、延長700mの導水路および水圧管路により発電所へ導水し、最大出力116.9MWの発電を行う。

#### 2) Nam Mae Rit

ダム形式	フィルタイプダム
ダム高	87 m
堤頂長	285 m
堤体積	$2,100 \times 10^3 \text{ m}^3$

上下流面の法面勾配はそれぞれ1:2.0および1:1.8である。

洪水吐はダム左岸側に位置し、設計洪水量は  $2,400 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。

仮排水トンネルは右岸側に2本設けられ、そのうちの1本は将来、放流設備に転用される。

取水口は、右岸ダム上流に設けられ、取水量は最大  $41.2 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。

取水口からは内径  $4.1 \sim 3.8 \text{ m}$ 、延長  $417 \text{ m}$  の導水路および水圧管路により発電所へ導水し、最大出力  $24.0 \text{ MW}$  の発電を行う。

### 3) Upper Mae Yuan 1

ダム形式	フィルタイプダム
ダム高	62 m
堤頂長	520 m
堤体積	$2,307 \times 10^3 \text{ m}^3$

上下流面の法面勾配はそれぞれ  $1 : 2.0$  および  $1 : 1.8$  である。

洪水吐はダム左岸側に位置し、設計洪水量は  $2,900 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。

仮排水トンネルは右岸側に2本設けられ、そのうちの1本は将来、放流設備に転用される。

取水口は、右岸ダム上流に設けられ、取水量は最大  $53.0 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。

取水口からは内径  $4.5 \sim 4.2 \text{ m}$ 、延長  $259 \text{ m}$  の導水路および水圧管路により発電所へ導水し、最大出力  $18.5 \text{ MW}$  の発電を行う。

### 4) Upper Mae Rit 2a

ダム形式	フィルタイプダム
ダム高	38 m
堤頂長	105 m
堤体積	$177 \times 10^3 \text{ m}^3$

上下流面の法面勾配はそれぞれ  $1 : 2.0$  および  $1 : 1.8$  である。

洪水吐はダム左岸側に位置し、設計洪水量は  $1,500 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。

仮排水トンネルは右岸側に2本設けられ、そのうちの1本は将来、放流設備に転用される。

取水口は、右岸ダム上流に設けられ、取水量は最大  $10.4 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。

取水口からは内径  $2.5 \sim 1.8 \text{ m}$ 、延長  $6,280 \text{ m}$  の導水路および水圧管路により発電所へ導水し、最大出力  $11.5 \text{ MW}$  の発電を行う。

## 6. 2 電気機器

### 1) Nam Mae Ngao発電所

この発電所は基準有効落差82.5m、最大使用水量 166.2m<sup>3</sup>/secおよび設備出力116.9Mで計画されている。

この開発規模を考慮し、ユニット数は2とし、各ユニットは立軸フランシス水車59.8MW、同期発電機65.1MVA および主変圧器65.1MVA から構成される。

主回路には、2台の発電機および主要変圧器がそれぞれ1台ずつ接続され発電機と発電所建屋に隣接して設置される屋外形主要変圧器は、密閉母線で接続され、主要変圧器閉所は架空線でそれぞれ接続される。

Nam Mae Ngao発電所の主要機器の仕様は以下に掲げるとおりである。

i) 設備出力 116.9MW

#### ii) 水 車

型 式	立軸フランシス水車
台 数	2
基準有効落差	82.5 m
最大使用水量	83.1 m <sup>3</sup> /sec
出 力	59.8 MW
回 転 速 度	214 rpm

#### iii) 発電機

型 式	3相交流同期発電機
台 数	2
容 量	65.1 MVA (力率: 0.9 遅れ)
周 波 数	50 HZ

#### iv) 主変圧器

型 式	3相屋外用油入変圧器
台 数	2
容 量	65.1 MVA
電 圧	230 / 13.8 KV

v) 開閉所機器

型 式	屋外用
母 線	単母線方式
回 線 数	230KV, 2回線

2) Nam Mae Rit 発電所

この発電所は基準有効落差 68.5 m、最大使用水量 41.2 m<sup>3</sup>/secおよび設備出力24MWで計画されている。

この開発規模を考慮し、ユニット数は2とし、各ユニットは立軸フランシス水車12.3 MW、同期発電機13.4MVA および主要変圧器13.4MVA から構成されている。

主回路には2台の発電機および主要変圧器がそれぞれ1台ずつ接続され、発電機と発電所建屋に隣接される屋外形変圧器とは、密閉母線で接続され、主要変圧器と開閉所母線は架空線でそれぞれ接続される。

Nam Mae Rit 発電所の主要機器の仕様は以下に掲げるとおりである。

i) 設備出力 24 MW

ii) 水 車

型 式	立軸フランシス水車
台 数	2
基準有効落差	68.5 m
最大使用水量	20.6 m <sup>3</sup> /sec
出 力	12.3 MW
回 転 速 度	429 rpm

iii) 発電機

型 式	3相交流同期発電機
台 数	2
容 量	13.4 MVA (力率: 0.9 遅れ)
周 波 数	50Hz

iv) 主要変圧器

型 式	3相屋外用油入変圧器
台 数	2

容 量	13.4 MVA
電 圧	230 / 13.8 KV

v) 開閉所機器

型 式	屋外用
母 線	単母線方式
回 線 数	230KV 2回線

3) Upper Mae Yuan 1発電所

この発電所は基準有効落差 41.0m、最大使用水量53.0m<sup>3</sup>/secおよび設備出力18.5MWで計画されている。

この開発規模を考慮し、ユニット数は2とし、各ユニットは立軸フランス水車 9.5 MW、同期発電機10.3MVA および主用変圧器10.3MVA から構成されている。

主回路には2 台の発電機および主要変圧器がそれぞれ1台ずつ接続され、発電機と発電所建屋に隣接して設置される屋外形変圧器とは、密閉母線で接続され、主要変圧器と開閉所母線は、架空線でそれぞれ接続される。

Upper Mae Yuan 1発電所の主要機器の使用は以下に掲げるとおりである。

i) 設備出力 18.5 MW

ii) 水 車

型 式	立軸フランス水車
台 数	2
基準有効落差	41.0 m
最大使用水量	26.5 m <sup>3</sup> /sec
出 力	9.5 MW
回 転 速 度	375 rpm

iii) 発電機

型 式	3相交流同期発電機
台 数	2
容 量	10.3 MVA (力率: 0.9 遅れ)
周 波 数	50HZ

iv) 主変圧器

型 式	3相屋外用油入変圧器
-----	------------

台数	2
容量	10.3 MVA
電圧	230 / 13.8KV

v) 開閉所機器

型式	屋外用
母線	単母線方式
回線数	230KV 2回線

4) Upper Mae Rit 2a発電所

この発電所は基準有効落差 126.9m、最大使用水量10.4m<sup>3</sup>/secおよび設備出力11.2MWで計画されている。

この開発規模を考慮し、ユニット数は2とし、各ユニットは立軸フランシス水車 5.8 MW、同期発電機 6.3MVA および主変圧器 6.3MVA から構成されている。

主回路には2台の発電機および主要変圧器がそれぞれ1台ずつ接続され、発電機と発電所建屋に隣接して設置される屋外形変圧器とは密閉母線で接続され、主要変圧器と開閉所母線は、架空線でそれぞれ接続される。

Upper Mae Rit 2a発電所の主要機器の使用は以下に掲げるとおりである。

i) 設備出力 11.2 MW

ii) 水車

型式	立軸フランシス水車
台数	2
基準有効落差	126.9 m
最大使用水量	5.2 m <sup>3</sup> /sec
出力	5.8 MW
回転速度	750 rpm

iii) 発電機

型式	3相交流同期発電機
台数	2
容量	6.3 MVA (力率: 0.9 遅れ)
周波数	50HZ

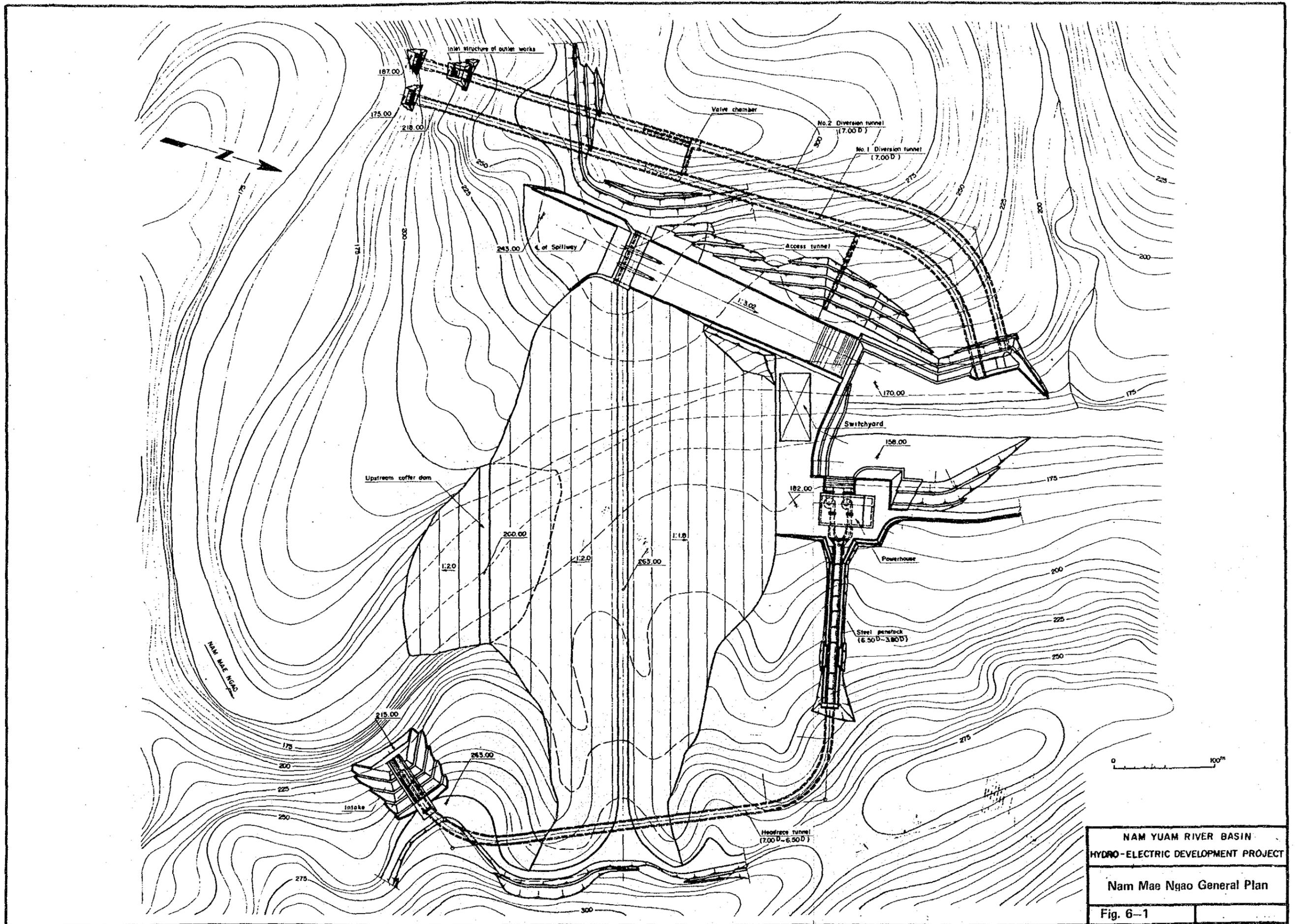
iv) 主変圧器

型	式	3相屋外用油入変圧器
台	数	2
容	量	6.3 MVA
電	圧	230 / 6.6 KV

v) 開閉所機器

型	式	屋外用		
母	線	単母線方式		
回	線	数	230KV	2回線
回	線	数	230KV	2回線

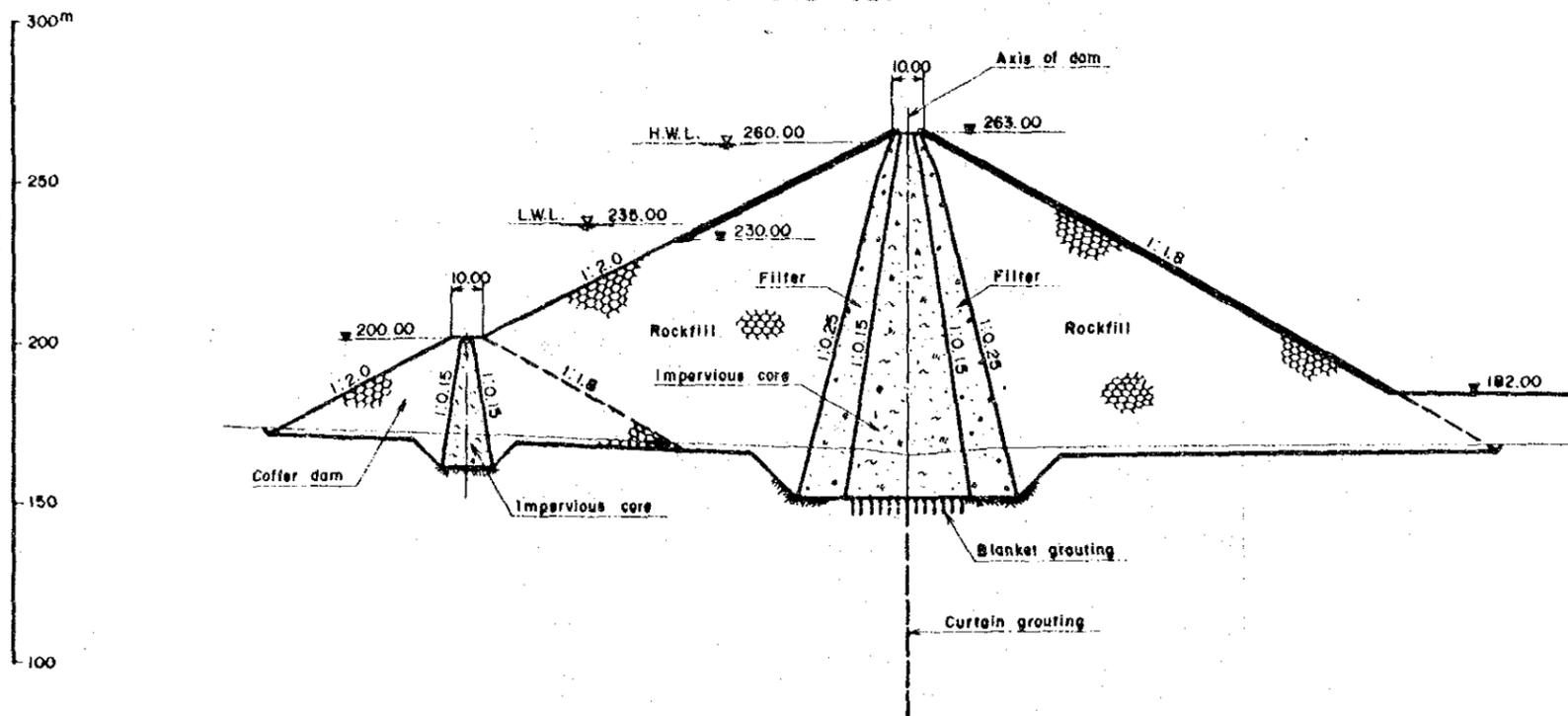




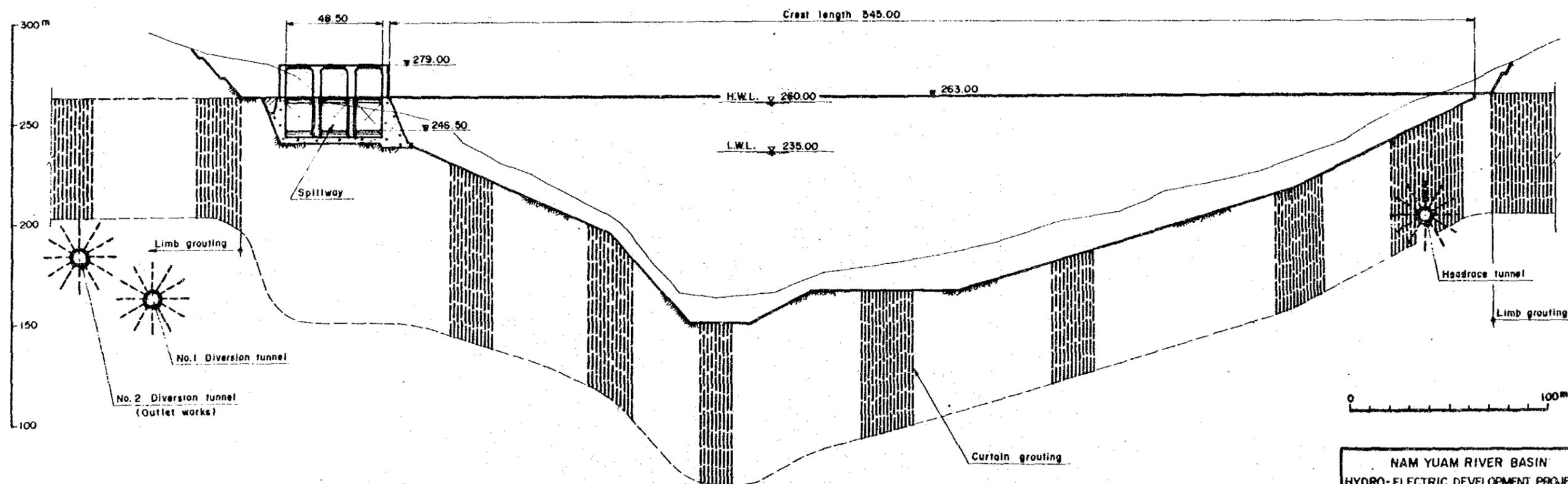
NAM YUAM RIVER BASIN  
 HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT  
 Nam Mae Ngao General Plan  
 Fig. 6-1



TYPICAL SECTION OF DAM



PROFILE OF DAM



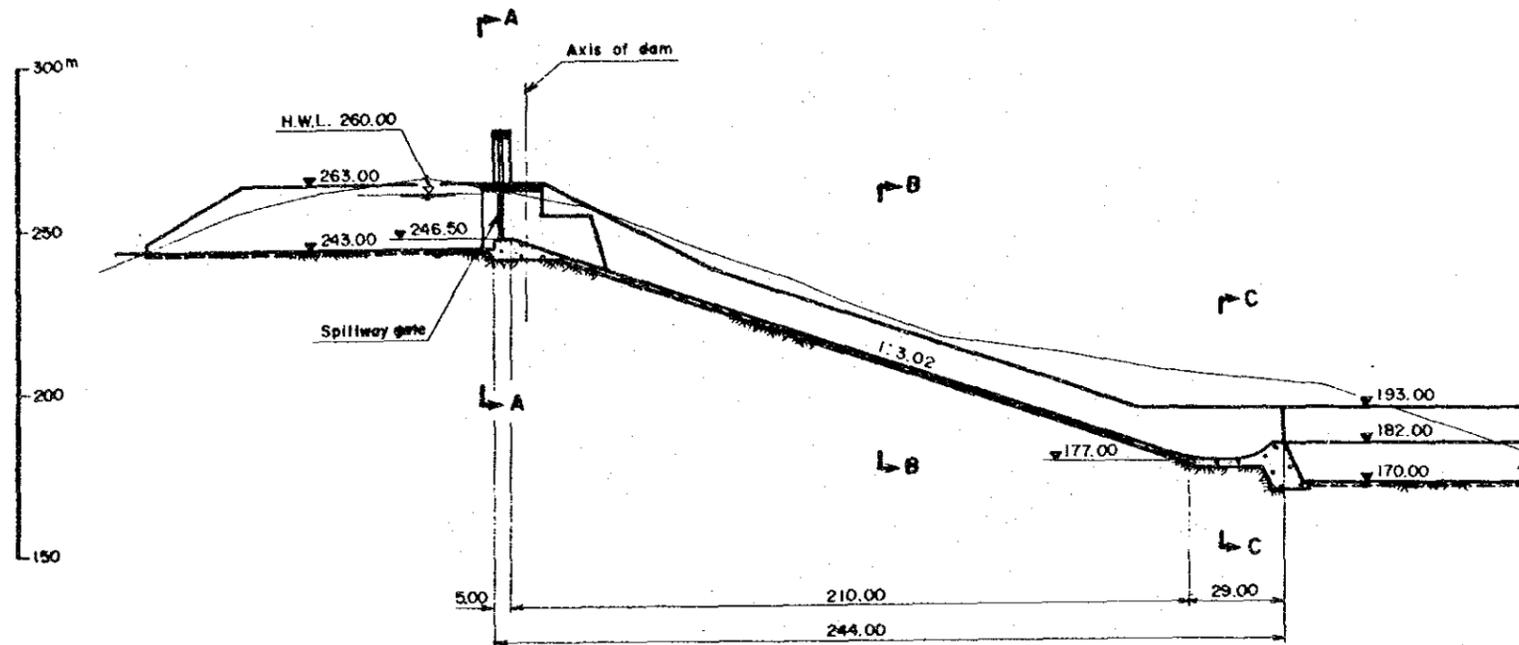
NAM YUAM RIVER BASIN  
HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

Nam Mae Ngao Dam

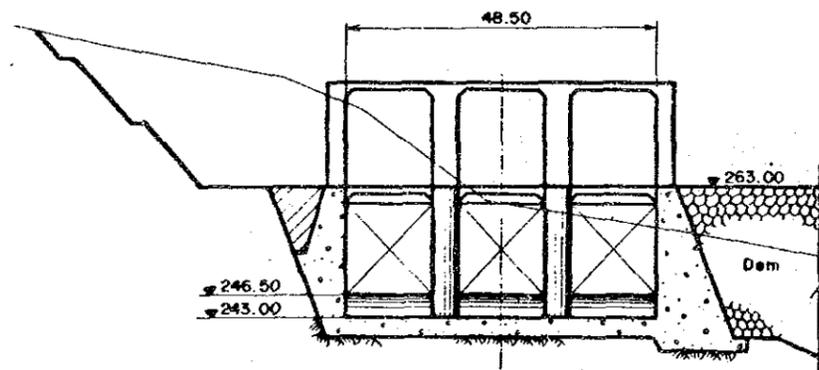
Fig. 6-2



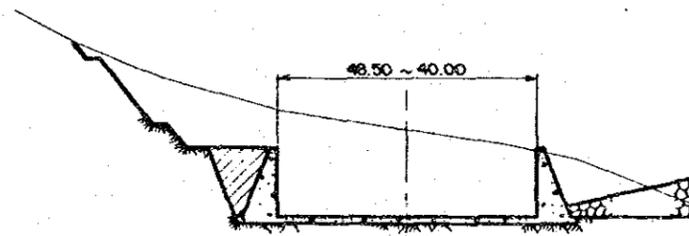
PROFILE



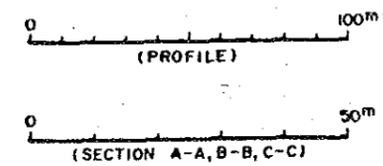
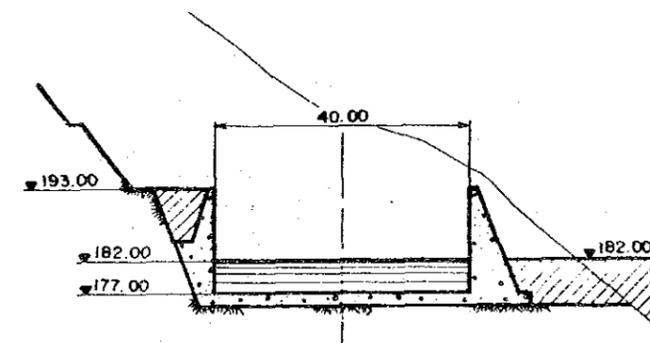
SECTION A - A



SECTION B - B



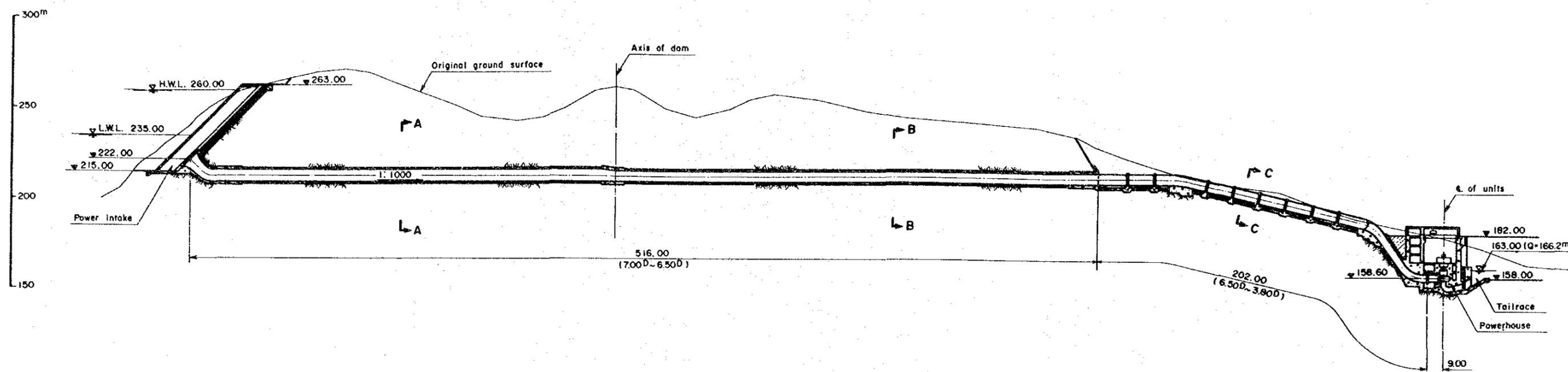
SECTION C - C



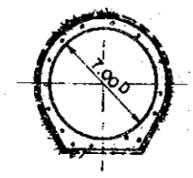
NAM YUAM RIVER BASIN HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
Nam Mae Ngao Spillway	
Fig. 6-3	



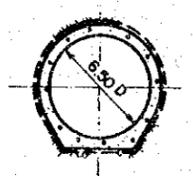
PROFILE OF WATERWAY



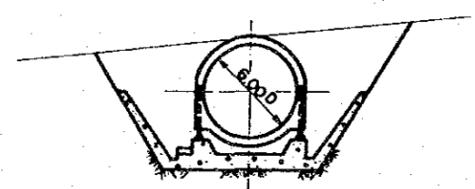
SECTION A - A



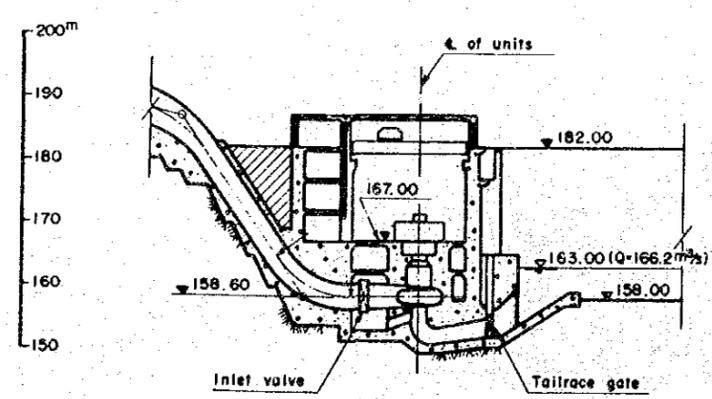
SECTION B - B



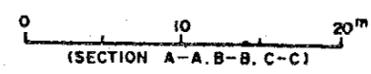
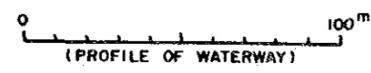
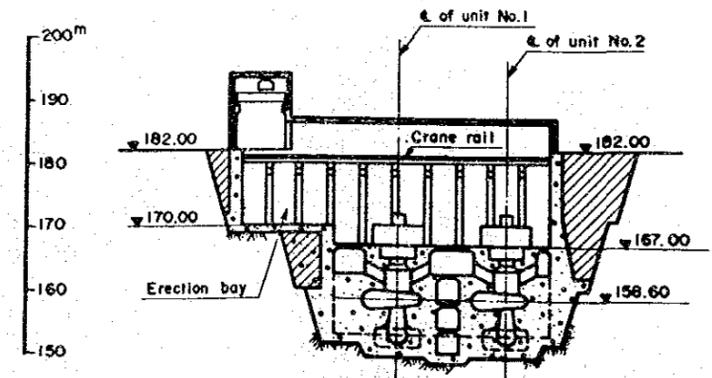
SECTION C - C



TRANSVERSE SECTION OF POWERHOUSE

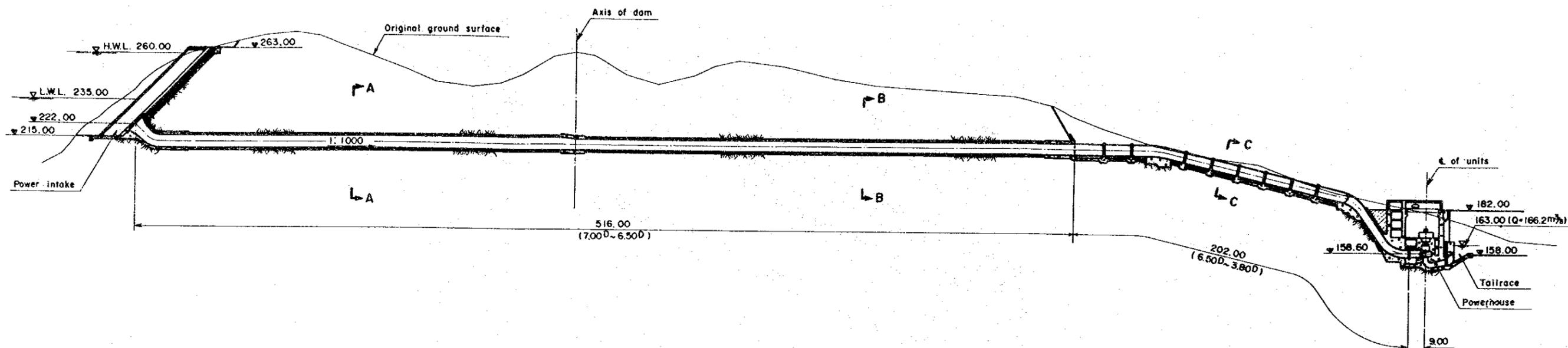


LONGITUDINAL SECTION OF POWERHOUSE

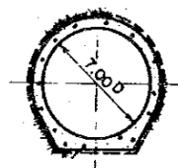


NAM YUAM RIVER BASIN  
HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT  
Nam Mae Ngo Waterway  
Fig. 6-4

PROFILE OF WATERWAY



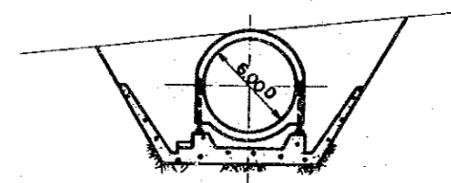
SECTION A - A



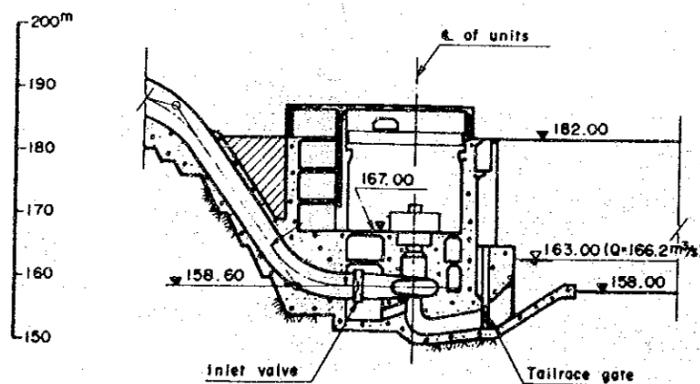
SECTION B - B



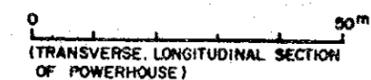
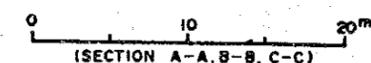
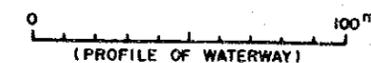
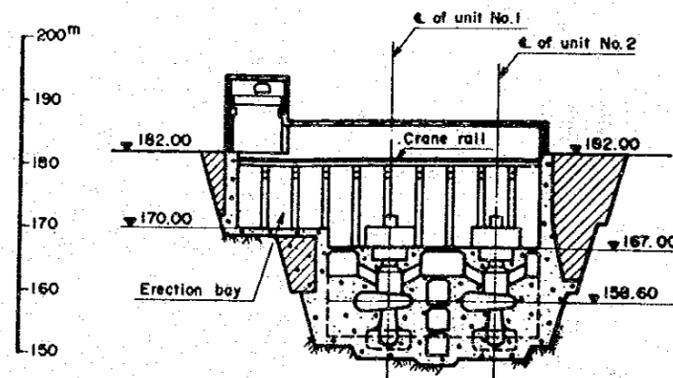
SECTION C - C



TRANSVERSE SECTION OF POWERHOUSE



LONGITUDINAL SECTION OF POWERHOUSE



NAM YUAM RIVER BASIN  
HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

Nam Mae Ngao Waterway

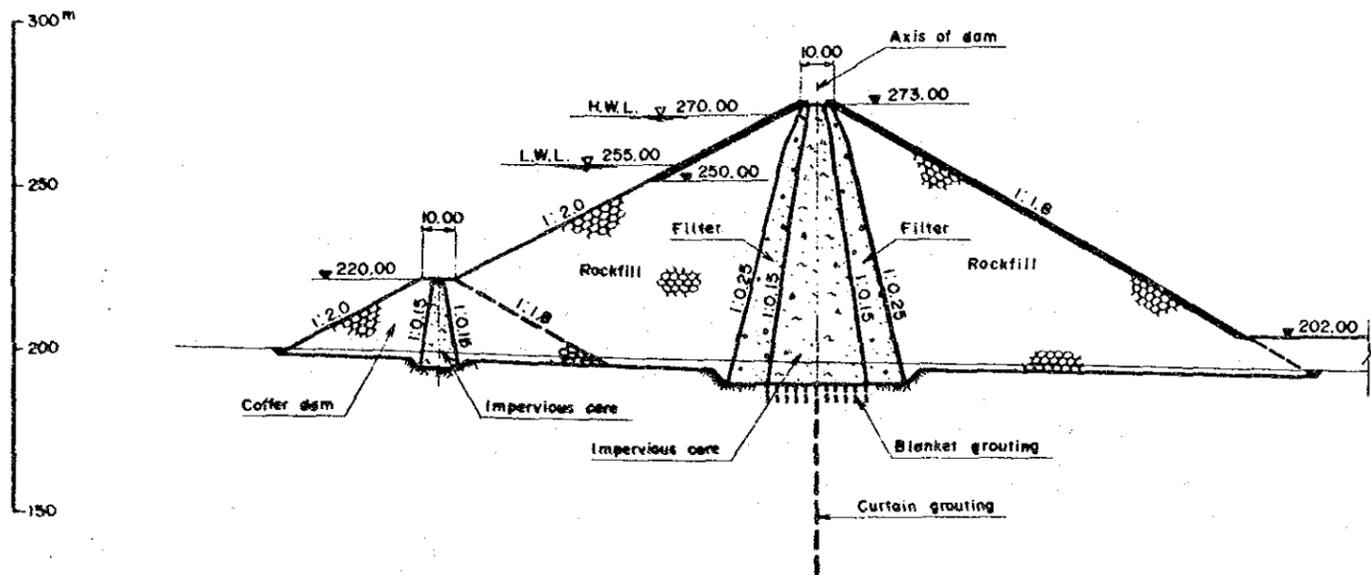
Fig. 6-4



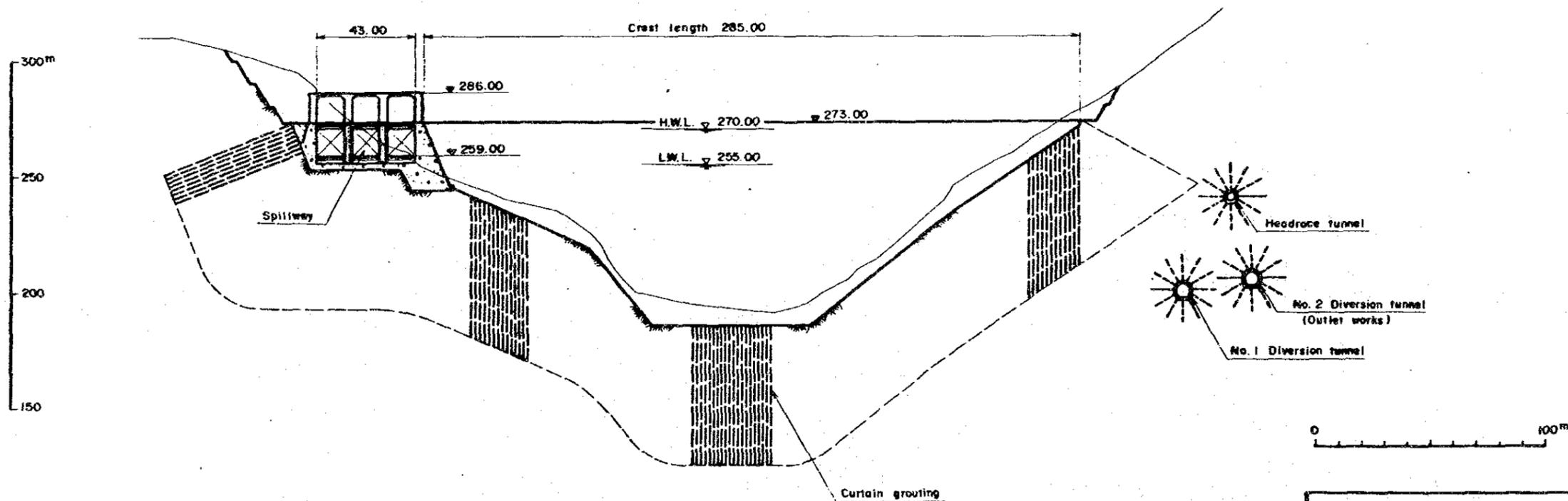




TYPICAL SECTION OF DAM



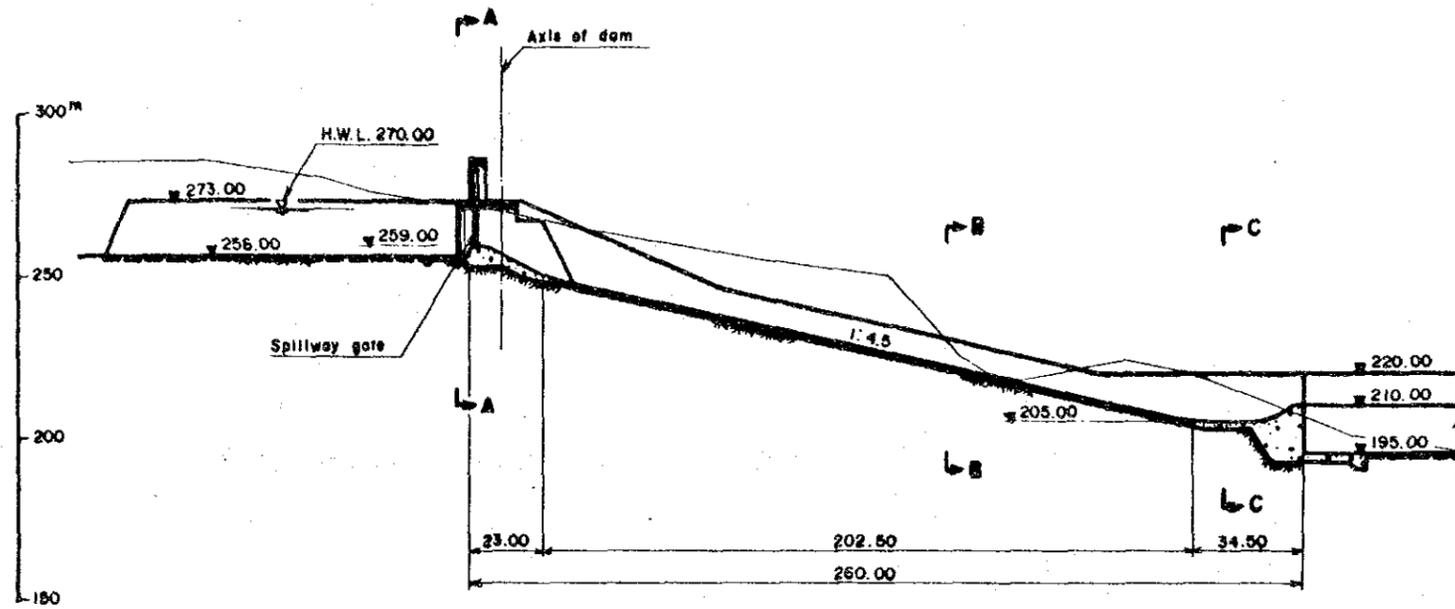
PROFILE OF DAM



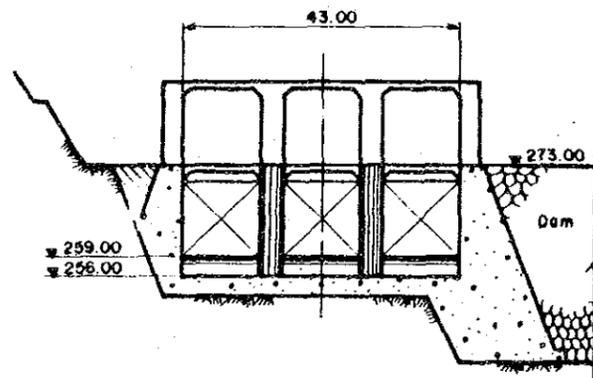
NAM YUAM RIVER BASIN HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
Nam Mae Rit Dam	
Fig. 6-6	



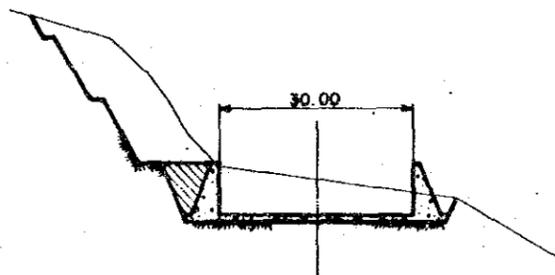
PROFILE



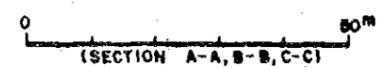
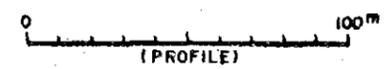
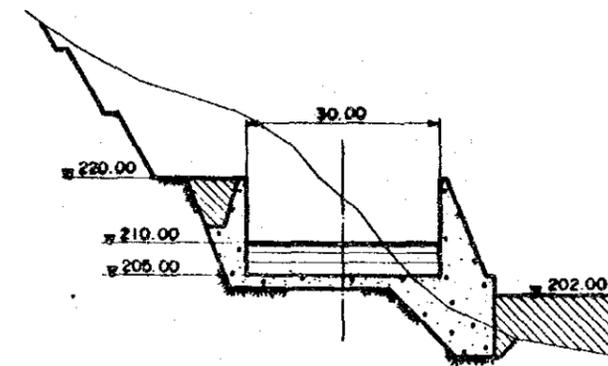
SECTION A - A



SECTION B - B



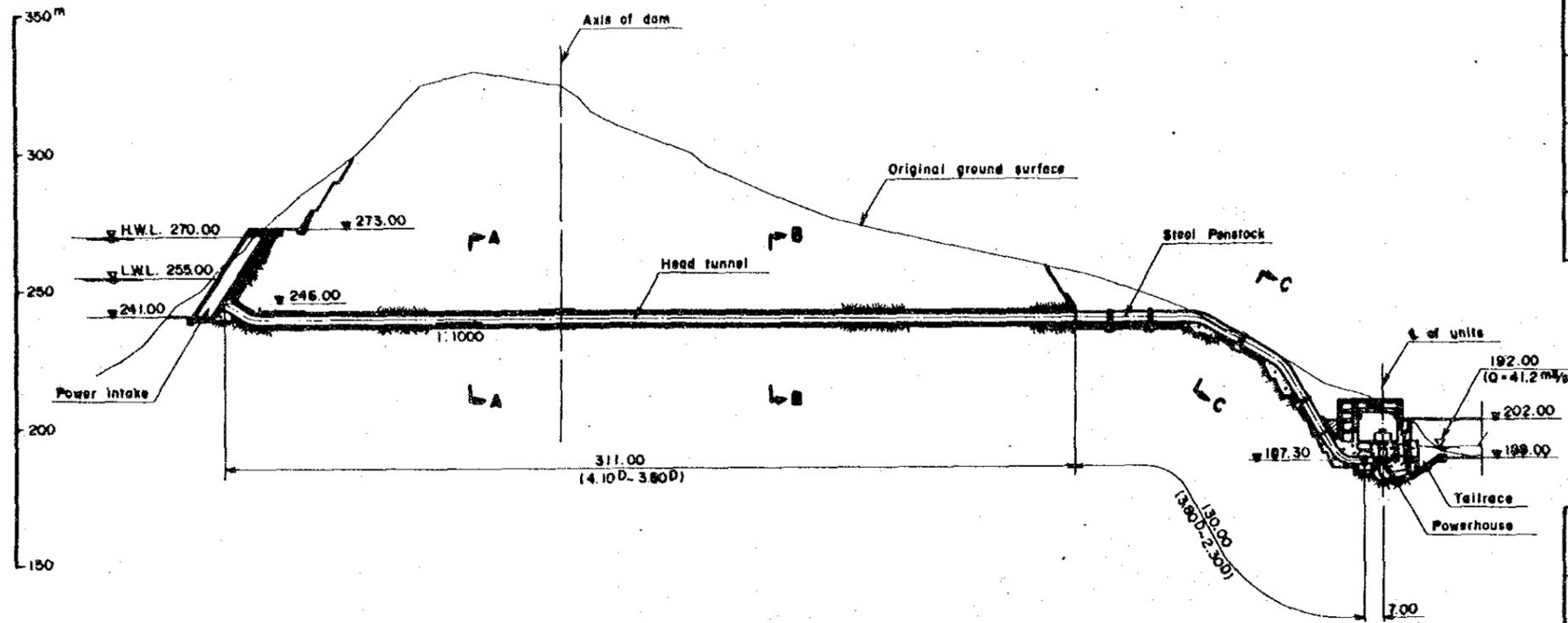
SECTION C - C



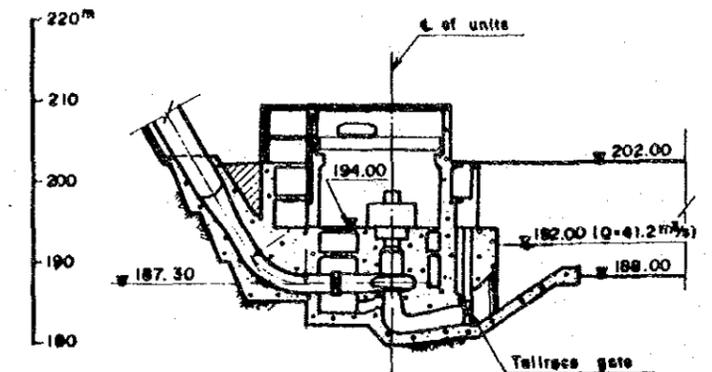
NAM YUAM RIVER BASIN HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
Nam Mae Rit Spillway	
Fig. 6-7	



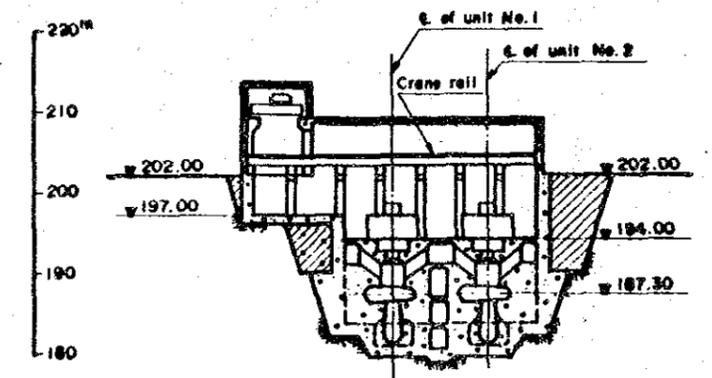
PROFILE OF WATERWAY



TRANSVERSE SECTION OF POWERHOUSE



LONGITUDINAL SECTION OF POWERHOUSE



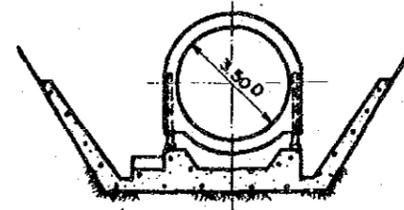
SECTION A - A



SECTION B - B



SECTION C - C



0 100<sup>m</sup>  
(PROFILE OF WATERWAY)

0 10<sup>m</sup>  
(SECTION A-A, B-B, C-C)

0 20 40<sup>m</sup>  
(TRANSVERSE, LONGITUDINAL SECTION OF POWERHOUSE)

NAM YUAM RIVER BASIN  
HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

Nam Mae Rit Waterway

Fig. 6-8

