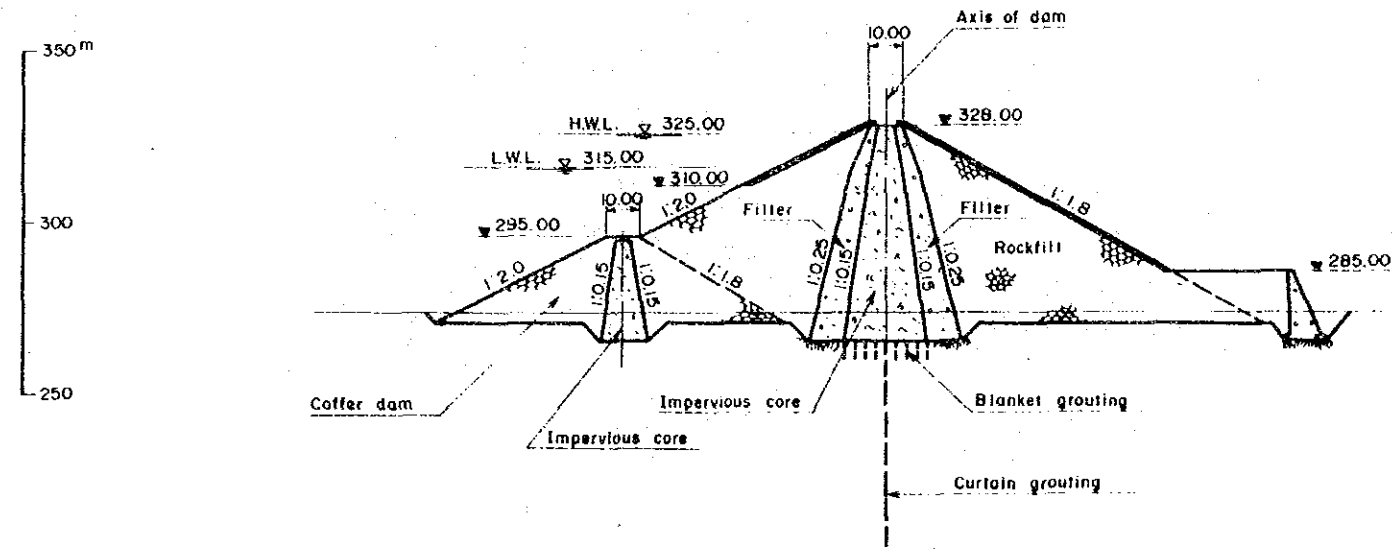


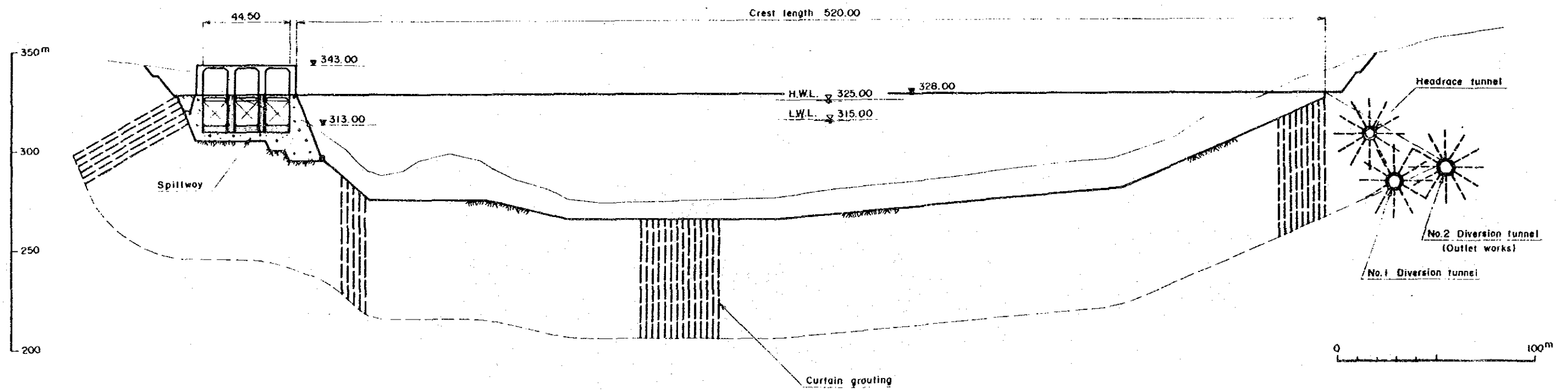
NAM YUAM RIVER BASIN HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
Upper Mae Yuam 1 General Plan	
Fig. 6-9	



TYPICAL SECTION OF DAM



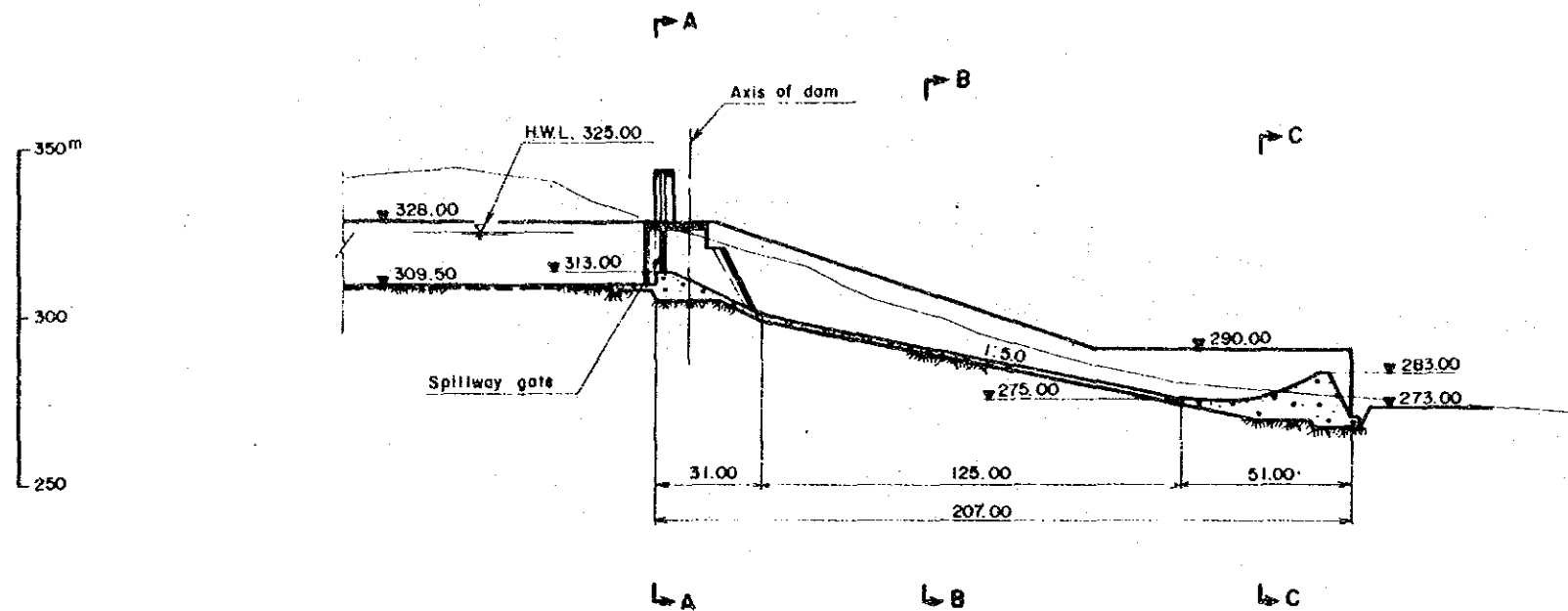
PROFILE OF DAM



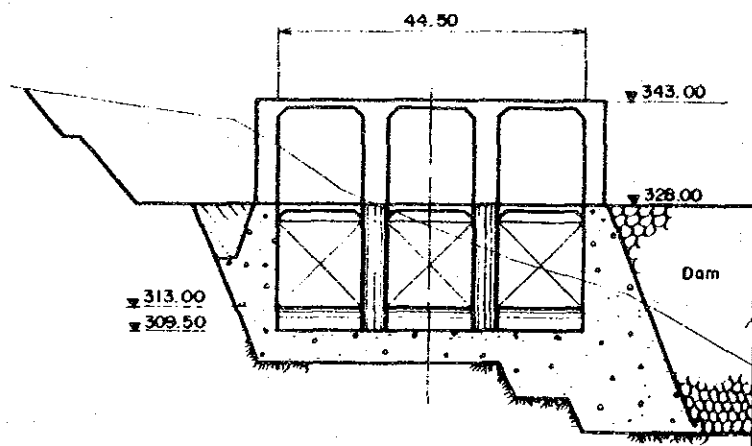
NAM YUAM RIVER BASIN HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
Upper Mae Yuam 1 Dam	
Fig. 6-10	



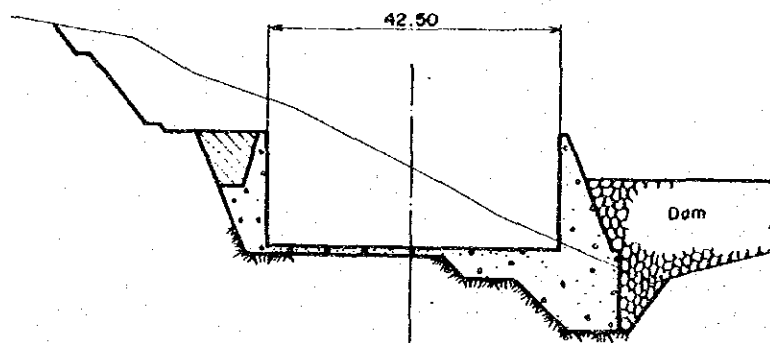
PROFILE



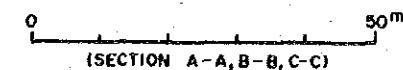
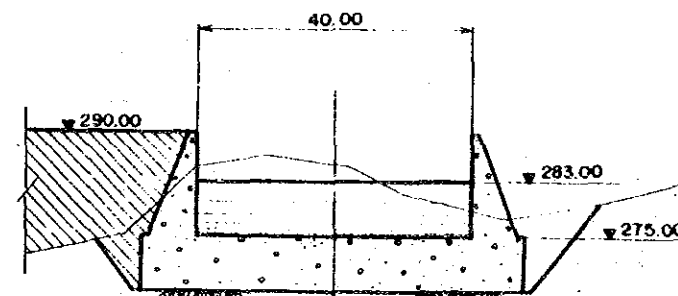
SECTION A - A



SECTION B - B



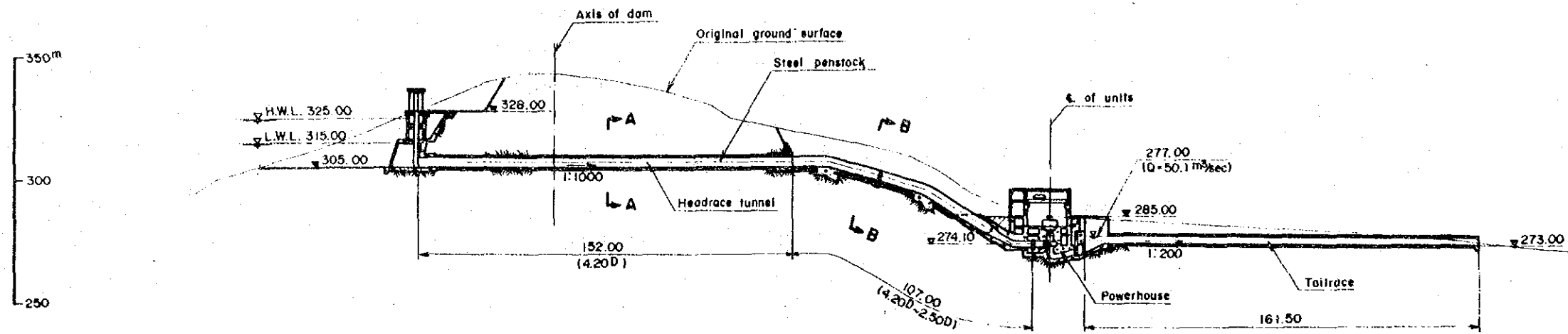
SECTION C - C



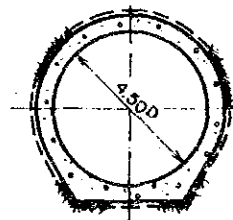
NAM YUAM RIVER BASIN HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
Upper Mae Yuam 1 Spillway	
Fig. 6-11	



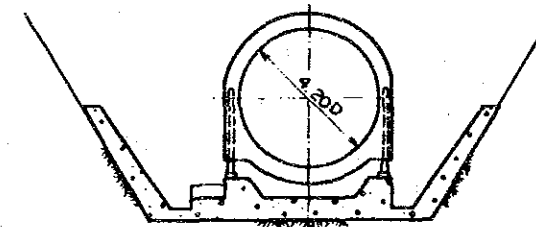
PROFILE OF WATERWAY



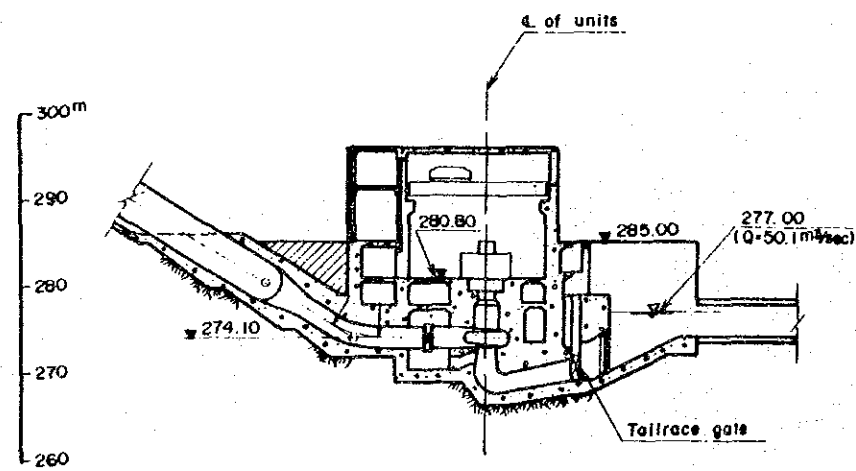
SECTION A - A



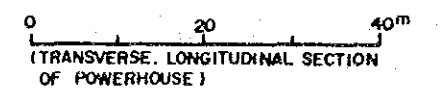
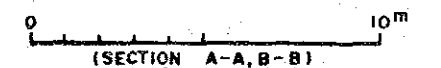
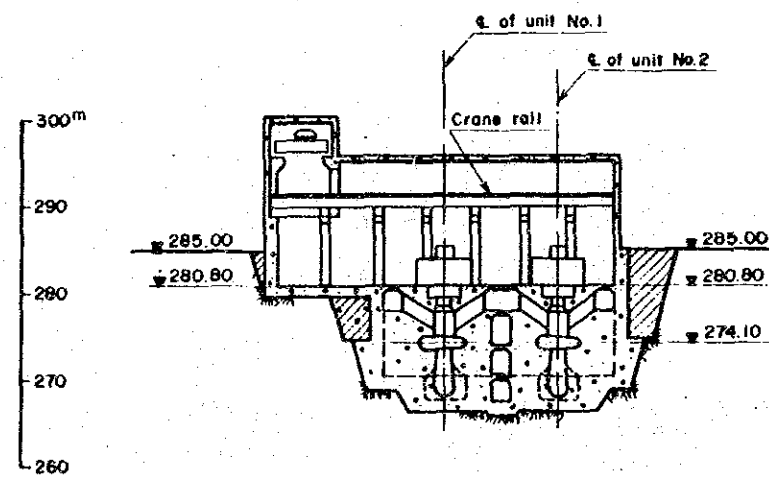
SECTION B - B



TRANSVERSE SECTION OF POWERHOUSE



LONGITUDINAL SECTION OF POWERHOUSE



NAM YUAM RIVER BASIN  
HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

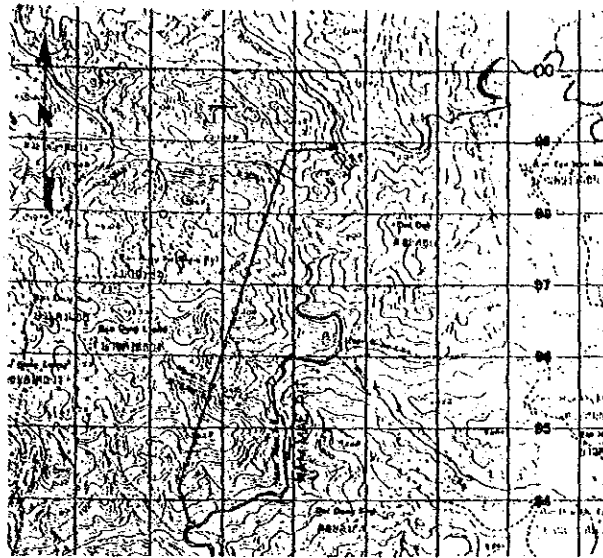
Upper Mae Yuam 1 Waterway

Fig. 6-12

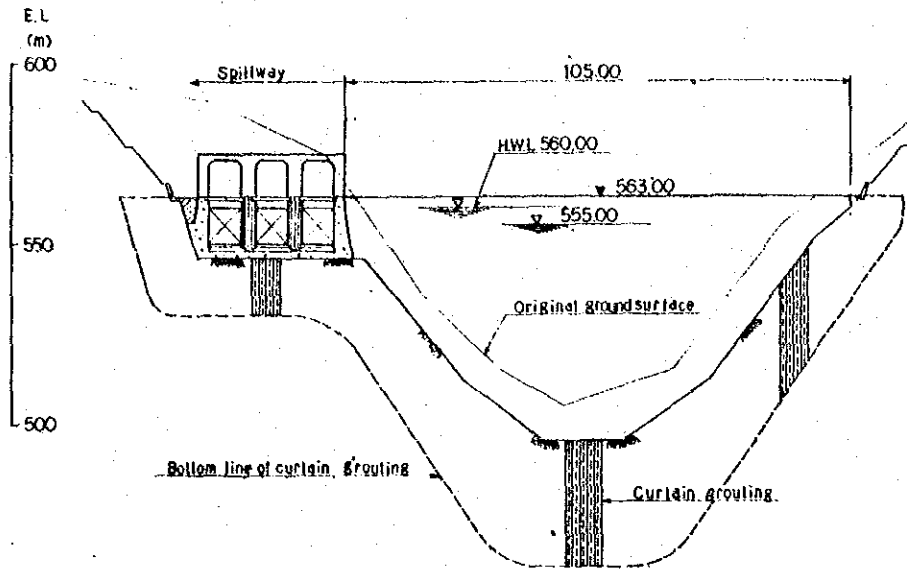




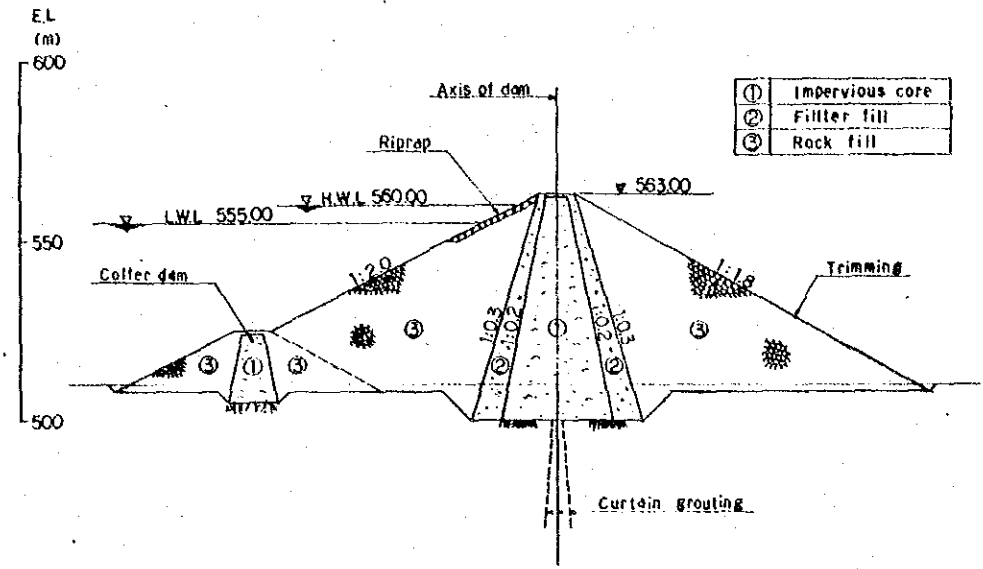
PLAN



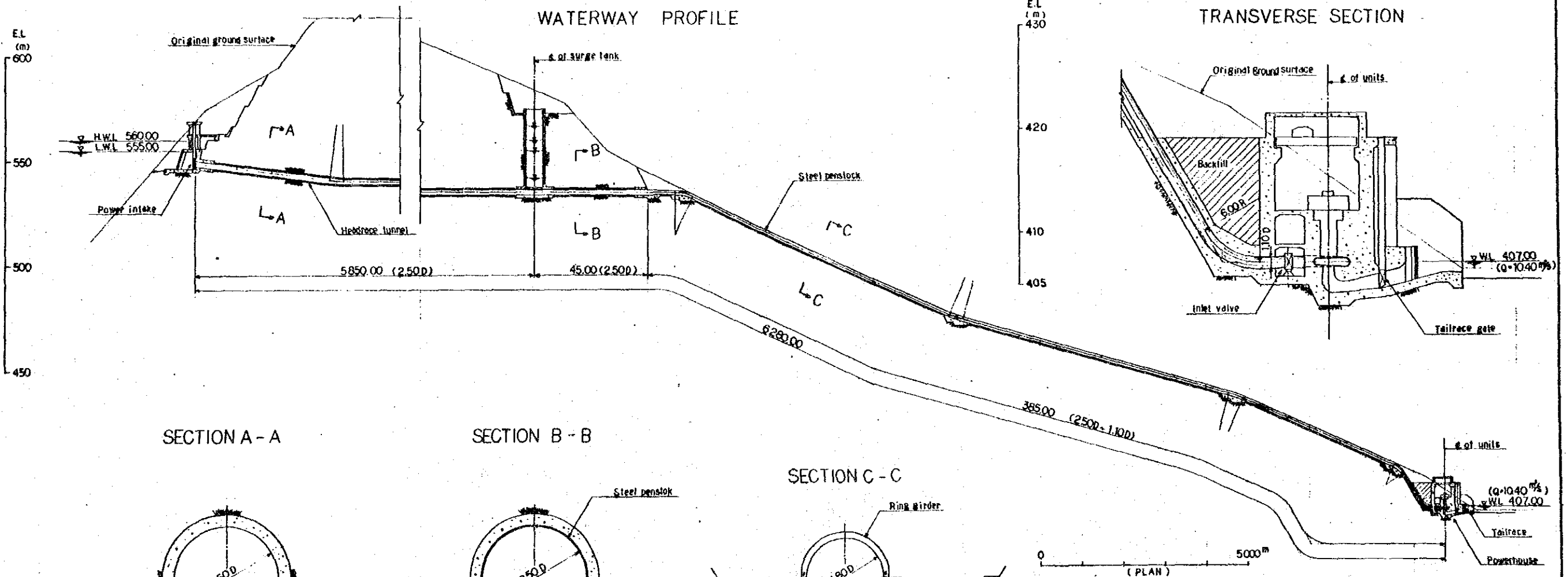
DAM PROFILE



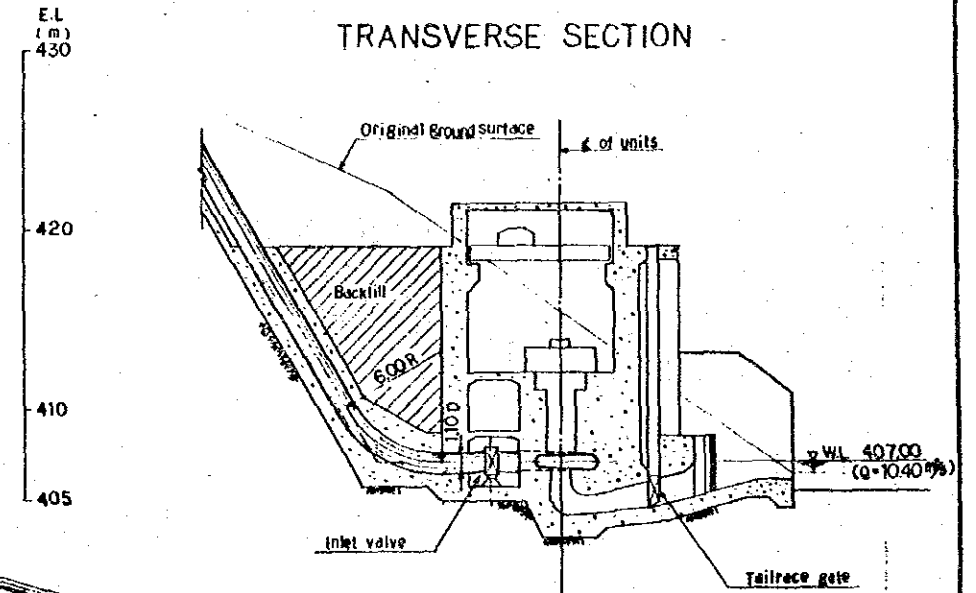
TYPICAL SECTION OF DAM



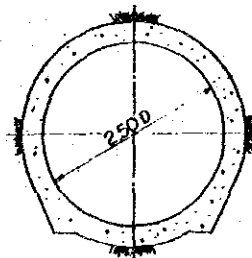
WATERWAY PROFILE



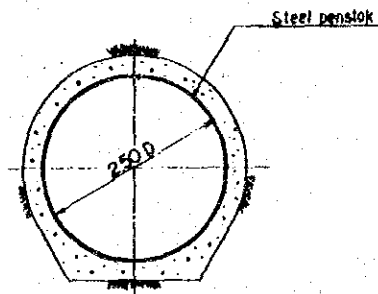
TRANSVERSE SECTION



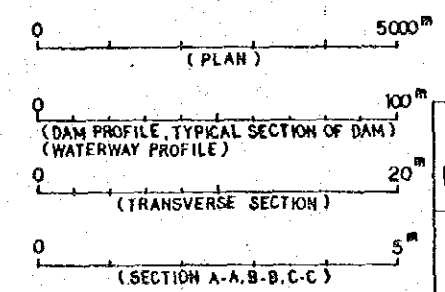
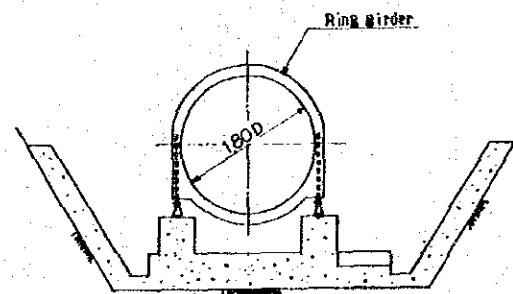
SECTION A - A



SECTION B - B



SECTION C - C



NAM YUAM RIVER BASIN  
HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT  
Upper Mae Rit 2a

Fig. 6-13



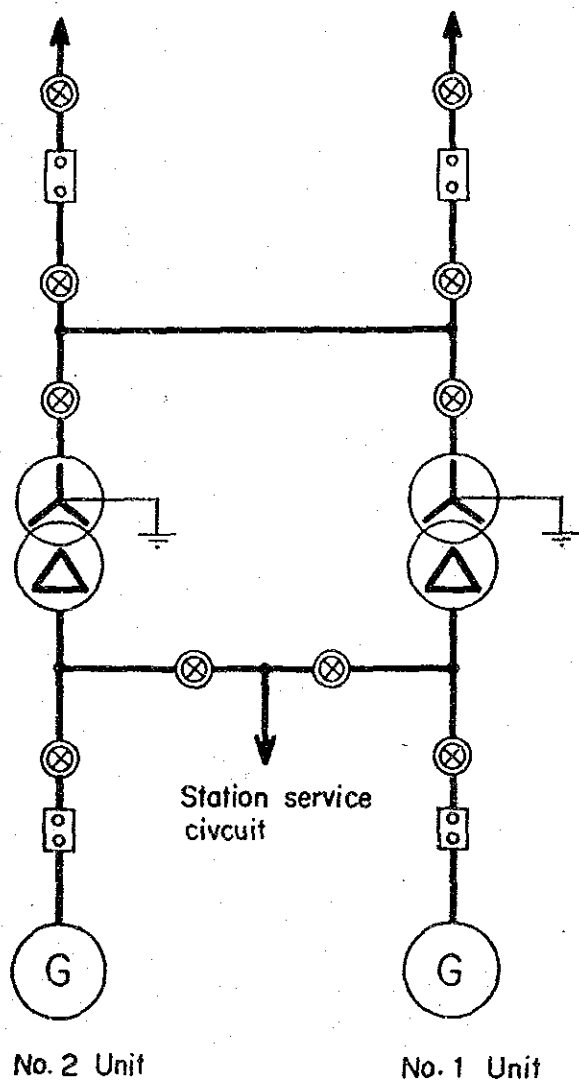


Fig. 6-14 Single Line Diagram. Ngac, Rit, Rit 2a



## 第7章 送電計画



## 第 7 章 送電計画

7.1	タイ国電力システムの概要	7 - 1
7.2	送電計画	7 - 3
7.3	送電方法の経済比較	7 - 5
7.4	系統解析	7 - 5
7.5	送電線の概略設計	7 - 8
7.6	追加検討	7 - 9
7.6.1	送電線ルート	7 - 9
7.6.2	送電電圧と回線数	7 - 9
7.6.3	電線	7 - 9





## Table List

	Page
Table 7-1 Existing Power Plants .....	7-10
Table 7-2 Power Development Plan (Whole EGAT) .....	7-12
Table 7-3-1 Economic Comparison for the Selection of Power System for Nam Yuam River Basin Project .....	7-15
Table 7-3-2 Economic Comparison for the Selection of Power System for Nam Yuam River Basin Project .....	7-16
Table 7-4 Power Loss at Peak Time in 2000 .....	7-17
Table 7-5 Short Capacity (Scheme 2-B) .....	7-17
Table 7-6 The Result of the Stability Analysis .....	7-18

## Figure List

		Page
Fig. 7-1	EGAT Power System Development Plan .....	7-19
Fig. 7-2-1	Power Development Plan (Power) .....	7-20
Fig. 7-2-2	Power Development Plan (Energy) .....	7-20
Fig. 7-3-1	Power Development Plan. Region 4 (Power) .....	7-21
Fig. 7-3-2	Power Development Plan. Region 4 (Energy) .....	7-21
Fig. 7-4	Reserved Capacity Ratio in Peak Balance (Whole Thailand) .....	7-21
Fig. 7-5-1	Power Flow Diagram: 2-B .....	7-22
Fig. 7-5-2	Power Flow Diagram: 2-B .....	7-23
Fig. 7-5-3	Power Flow Diagram: 2-B .....	7-24
Fig. 7-5-4	Power Flow Diagram: 4-B .....	7-25
Fig. 7-5-5	Power Flow Diagram: 4-B .....	7-26
Fig. 7-5-6	Power Flow Diagram: 4-B .....	7-27
Fig. 7-6-1	Stability Analysis: 2B-1-1 .....	7-28
Fig. 7-6-2	Stability Analysis: 2B-1-2 .....	7-28
Fig. 7-6-3	Stability Analysis: 2B-1-3 .....	7-29
Fig. 7-6-4	Stability Analysis: 2B-1-4 .....	7-29
Fig. 7-6-5	Stability Analysis: 2B-1-5 .....	7-30
Fig. 7-6-6	Stability Analysis: 2B-4-1 .....	7-31
Fig. 7-6-7	Stability Analysis: 2B-4-2 .....	7-31
Fig. 7-6-8	Stability Analysis: 2B-4-3 .....	7-32
Fig. 7-6-9	Stability Analysis: 2B-4-4 .....	7-32
Fig. 7-6-10	Stability Analysis: 2B-4-5 .....	7-33
Fig. 7-6-11	Stability Analysis: 2B-4-6 .....	7-33
Fig. 7-6-12	Stability Analysis: Comparison 2-B-X .....	7-34
Fig. 7-6-13	Stability Analysis: Comparison 4-B .....	7-34
Fig. 7-7	230kV Transmission Line Route .....	7-35
Fig. 7-8-1	Short Circuit Current: 2-B .....	7-37
Fig. 7-8-2	Short Circuit Current: 2-B .....	7-38
Fig. 7-8-3	Short Circuit Current: 2-B .....	7-39
Fig. 7-9-1	Power Flow Diagram: 2-B-X .....	7-40

Fig. 7-9-2	Power Flow Diagram: 2-B-X	7-41
Fig. 7-9-3	Power Flow Diagram: 2-B-X	7-42
Fig. 7-10-1	Impedance Map: 2-B	7-43
Fig. 7-10-2	Impedance Map: 2-B	7-44
Fig. 7-10-3	Impedance Map: 2-B	7-45
Fig. 7-11	Telecommunication System	7-46
Fig. 7-12	Nam Mae Ngao 230kV Transmission Line Route (Individual Development)	7-47
Fig. 7-13	Transient Stability Limit	7-49



## 第7章 送電計画

### 7.1 タイ国電力システムの概要

#### (1) 電力システムの現状

##### (i) 発電設備

1985年10月現在、EGATの設備容量は6,464MWで、その構成は、水力1,817.9MW、石油・ガス火力およびリグナイト火力3,627.5MW、コンバインドサイクル火力720MW、ガスタービン265MW、ディーゼル発電33.6MWである。(Table. 7-1参照)

タイ国の電力システムの供給地域はRegion 1, 2, 3, 4の4つに分かれている。

Region 1のベース電源は、North Bangkok(石油火力) South Bangkok、Bang Pakong(石油/ガス火力) およびBang Pakong(コンバインドサイクル火力) で、Region 4のベース電源はMae Moh(リグナイト火力) である。

ピーク負荷用電源として、Bhumibol、Sirikit、Srinagarind、Kang Krachan、Khao Laem、Tha Thung Na水力および主需要地近くのガスタービン、ディーゼル発電設備がある。

Region 2のベース負荷は、Region 4との230kVおよび115kV連系送電線およびRegion 1との115kV連系送電線により、供給されている。また、ピーク負荷電源は水力およびガスタービン発電設備で供給している。

Region 3のベース負荷は、Khanom火力(barge) Krabi火力(リグナイト)、Surat Thani 火力(石油) および中南部との115kV送電線よりRegion 1より供給され、また、Region 3はマレーシアと115kV/132kVの送電線(1980年8月運開)により連系されている。

##### (ii) 送変電設備

EGATの標準電圧は230kV、115kV、69kVで、次期上位電圧は500kVを採用し、周波数は50Hzである。

1985年10月現在の変電所数は以下のとおりである。

230 kV変電所	26個所
115 kV変電所	88個所
69 kV変電所	18個所
計	132個所

また、総変圧器容量は 10,049MVA (発電所設備含まず) である。

### (2) EGATの開発計画 (1985年11月現在)

2001年までのEGATの開発計画はTable. 7-2およびFig. 7-1のとおりで、現在、Srinagarind(#4)、180MWの揚水およびChiew Larn (#1~3)、3×80MWの水力およびMae Moh (#8)、300MWのリグナイト火力が建設中である。Region 3では、Chiew Larn (3×80MW) Khanom (75MW)、Kaeng Krung (2×40MW) 水力、Krabi-2 (3×150MW)、Sai Buri (2×23MW) 水力が計画されている。

1988年から2001年までに開発される設備容量は8,611MWで、そのうち886MWが水力で、Sirinagarind #5、180MW揚水、Nam chon #1~4 (4×145MW) Kaeng Kung #1~2 (2×40MW)、Sai Buri #1~2 (2×23MW) である。残り7,725MWは火力で、Khanom PPB #2 (75MW)、Nam phong #1~2 (2×300MW) コンバインドサイクル火力、Mae Moh #9~10 (2×300MW)、Bang pakong #3~4 (2×600MW) Krabi #1~3 (3×150MW)、Ao phai #1~4 (4×600MW) 石炭火力#1~4 (4×600MW) である。

2000~2001年においては、上記火力発電所を除いては、水力は計画されておらず、大型火力の開発により、尖頭負荷に対して、即応性のある水力開発が今後ますます重要なものとなってくる。

### (3) 供給バランス

開発計画においては、運開時期は需要想定と開発計画との需給バランスの面から、その整合性を検討する必要がある。Fig. 7-2, 7-3 はEGAT全体およびRegion 4の需給バランスを示す。またFig. 7-4はEGAT全体のReserved Capacityを示す。Reserved Capacity Ratioをいくらにとるのが妥当であるかはむずかしい問題であるが、現状から推察して、現状の基準Ratio(25%)を維持することが目安となるだろう。

ピークバランスにおけるタイ全体のReserved Capacity Ratioを見ても、最大級の火力発電2ユニットが脱落した場合でも、1986年までは余裕があり、それ以降は漸次減少している。

もし、Miscellaneous Hydroとして予定されているものが、2000年以降開発されなければ、Reserved Capacity Ratioは、現状の基準を急激に割り込んでしまう。

従って、2000~2006年までに Nam Yuam River Basin 開発計画を投入することは、妥当なスケジュールと思われる。以上より、経済評価は2000年までには運開、しかも当該年次にDependable Capacityが全て有効化するとして進めることとした。

## 7. 2 送電計画

Nam Yuam River Basin開発計画が電力系統に併入される場合に、必要な増強設備を検討するに当たって考慮すべき点は以下のとおりである。

### 7.2.1 送電方法の策定において

(1) Nam Mae Ngao(116.9MW)、Nam Mae Rit(24.0MW)、Upper Mae Rit2a(15.9MW) Upper Mae Yuam 1(18.5MW) で発生した電力はRegion4に送電する。

(2)送電線は、建設費、保守性、送電損失など総合的に見て、最も有利なもので、1回線事故停止時でも支障なく送電できること。

(3)これら開発地点からの送電線は、最も近い変電所または発電所に接続することとし、その距離はLower Yuam発電所からLamphun 2変電所まで約200km、Tak 2変電所までは185kmで、高信頼度の送電を行うためには、7.5節で述べるように、最適送電電圧、コロナ発生電圧、電線の太さ、回線数などの検討結果、電圧は230kVまたは115kV電線の太さは1,272MCM、795MCM、477MCMの2回線送電線が必要である。

(4) Lower Yuam 発電所の発生電力を送電するための送電線(230kV、2回線、1,272MCM)はすでに建設されているものとし、Nam Mae Ngao、Nam Mae Rit、Upper Mae Rit2a、Upper Mae Yuam 1のための送電線は、Lower Yuam発電所または新設する変電所(230kV/115kV)、または中間開閉所に接続する。

(5) Lamphun 2、Tak 2 変電所(230kV/115kV)はすでに完成しているものとする。

新設する230kV、2回線送電線の送電方法の検討においては以下の6つの案について検討した。(Table.7-3 参照)

#### A. 北向けルート

##### (a) Case 1

(i) Nam Mae Ngao発電所からLower Yuam発電所まで230kV(22km)、2回線、ACSR1,272MCMの送電線を建設する。

(ii) Nam Mae Rit 発電所からNam Mae Ngao発電所まで230kV(17km)、2回線、ACSR1,272MCMの送電線を建設する。

(iii) Upper Mae Rit 2a発電所からNam Mae Rit 発電所まで、230kV(22km)、2回線、ACSR1,272MCMの送電線を建設する。

(iv) Upper Mae Yuam 1発電所から Mae Sariang開閉所(230kV)まで230kV(29km)、2回線、1,272MCMの送電線を建設する。

(b) Case 2-A

- (i) Nam Mae Ngao発電所からLower Yuam発電所まで 230kV (22km)、2回線、ACSR1, 272MCMの送電線を建設する。
- (ii) Nam Mae Rit 発電所からNam Mae Ngao発電所まで 230kV (17km)、2回線、ACSR1, 272MCMの送電線を建設する。
- (iii) Mae Sariang 開閉所 (230kV) およびUpper Mae Rit2a 発電所から開閉所まで、230kV (22km)、2回線、ACSR1, 272MCMの送電線を建設する。
- (iv) Upper Mae Yuam 1発電所から開閉所まで 230kV (29km)、2回線、ACSR1, 272MCMの送電線を建設する。

(c) Case 2-B

- (i) Nam Mae Ngao発電所からLower Yuam発電所まで 230kV (22km)、2回線、ACSR795MCMの送電線を建設する。
- (ii) Nam Mae Rit 発電所からNam Mae Ngao発電所まで 230kV (17km)、2回線、ACSR795MCMの送電線を建設する。
- (iii) Mae Sariang 開閉所 (230kV) を建設し、Upper Mae Rit2a 発電所から中間開閉所まで、230kV (22km)、2回線、ACSR795MCMおよびUpper Mae Yuam 1発電所から開閉所まで、230kV (29km)、ACSR795MCMの送電線を建設する。

(d) Case 3

- (i) Lower Yuam変電所 (230kV/115kV) およびNam Mae Ngao発電所からLower Yuam変電所まで115kV (22km)、2回線、795MCMの送電線を建設する。
- (ii) Nam Mae Rit 発電所からNam Mae Ngao発電所まで 115kV (17km)、2回線、ACSR795MCMの送電線を建設する。
- (iii) Mae Sariang 変電所 (230kV/115kV) および、Upper Mae Rit2a 発電所から変電所まで、115kV (22km)、2回線、ACSR477MCM送電線、Upper Mae Yuam 1発電所から変電所まで、115kV (29km) ACSR477MCMの送電線を建設する。

B. 南向けルート

(a) Case 4-A

- (i) Nam Mae Ngao発電所からLower Yuam発電所まで、230kV (22km)、2回線、ACSR1, 272MCMの送電線を建設する。
- (ii) Lower Yuam発電所からTak2変電所まで 230kV (185km)、1回線、ACSR1, 272



MCM送電線を建設し、Nam Mae Rit 発電所から、Nam Mae Ngao発電所まで230kV(17km)、2回線、ACSR1,272MCMの送電線を建設する。

(iii) Upper Mae Rit2a 発電所からNam Mae Rit 発電所まで、230(22km)、2回線、ACSR1,272MCMの送電線を建設する。

(iv) Upper Mae Yuam 1発電所からLower Yuam発電所まで、230kV(74km)、2回線、ACSR1,272MCMの送電線を建設する。

(b) Case 4-B

(i) Nam Mae Ngao発電所からLower Yuam発電所まで、230kV(22km)、2回線、ACSR795MCMの送電線を建設する。

(ii) 中間開閉所および、Nam Mae Rit発電所からNam Mae Ngao発電所まで230kV(17km)、2回線、ACSR795MCMの送電線を建設し、Upper Mae Rit2a発電所から、Nam Mae Rit発電所まで230kV(22km)、2回線、ACSR795MCMの送電線を建設する。

(iii) Upper Mae Yuam 1 発電所からLower Yuam発電所まで、230kV(74km)、2回線、ACSR795MCMの送電線を建設する。

### 7.3 送電方法の経済比較

送電方法の経済比較結果をTable. 7-3に示す。各案を送電線損失を含む年経費で比較した場合、ケース2-B(北向けルート)が最も経済的で、建設費のみ考慮しても、ケース2-Bが最も経済的である。

### 7.4 系統解析

Nam Yuam River Basin開発計画の発生電力を送電する送電システムの増進計画は、前に述べたとおりで、230kV送電線を建設することになるが、安定度およびEGAT全体の電力損失によっては、北向けルートが南向けルートに比べ有利とはかならずしもいえない。そこで、系統解析は、北向け(Case 2-B)および南向けルート(Case 4-B)について検討した。

#### (1) 電圧汐流面での検討

EGATによる2000年の供給計画および需要想定にもとづいて汐流計算を行った。その結果をFig. 7-5に示す。

汐流計算では、各変電所の負荷側電圧を定格電圧の95~105%に維持することを主体に、Region 4およびRegion 1の主要系統について検討した。

(a) ピーク時

変圧器の負荷側電圧を95%に設定した場合、いくつかの変電所で電力用コンデンサを必要とする以外は、各発電所の発電機電圧および母線電圧、変電所の電圧は95～105%に維持されている。

タイ国全体の電圧調整については、本スタディの範囲外であり、十分な検討は行っていない。これは別途スタディする必要がある。また、全てのケースで過負荷となる送電線はない。

(2) EGAT全体の電力損失

それぞれのケースについてのRegion 1、4の送電損失をTable 7-4に示す。

ケース 2-B（北向けルート）の電力損失は402.5MWで、他のケースと比較して、ケース 2-Bが最も損失が小さい。

(3) 安定度

2000年ピークにおいて、ケース 2-B、4-Bについて、過渡安定度計算を行った結果、ケース 2-Bは脱調する発電機は見られず、安定度的に問題ないことが確認された。

過渡安定度計算では、安定度上最もきびしい事故条件として、Nam Yuam River Basin開発計画の各発電所 230kV母線、およびMae Moh 発電所端、Nakhon SawanおよびTako Ang Tong 2変電所端で1回線3相地絡事故を発生させ、6 Hz後に事故除去した場合の各発電機の位相角動揺を計算している。計算結果はTable. 7-6; Fig. 7-6に示す。

(4) 結論

Nam Yuam River Basin開発計画の系統増強としては下記を推奨する。

(i) Nam Mae Ngao発電所からLower Yuam発電所まで 230kV、2回線、ACSR795MCMの送電線を建設する。

(ii) Nam Mae Rit 発電所を開発するとき、Nam Mae Rit 発電所からNam Mae Ngao発電所まで 230kV、2回線、ACSR795MCMの送電線を建設し、Upper Mae Rit2aまたはUpper Mae Yuam 1発電所を開発するとき、中間開閉所を建設する。

(iii) Lower Yuam、Nam Mae Ngao、Nam Mae Rit、Upper Mae Rit2a、Upper Mae Yuam 1発電所の自動電圧調整装置(AVR)には、PSS(系統安定化装置)を付加するのが好ましい。

(iv) 過渡安定度計算結果によれば、Lower Yuan、Nam Mae Ngao、Nam Mae Rit、Upper Mae Rit2a、Upper Mae Yuan 1発電所の発生電力を送電するためには 230kV 200km、2回線では、不十分で中間開閉所が必要である。

## 7. 5 送電線の概略設計

### (1) 送電線ルート

Nam Mae Ngao、Nam Mae Rit、Upper Mae Rit2a、Upper Mae Yuam 1発電所の発生電力をRegion 4に連系する方法として、前節に述べたが、北向けルートと南向けルートが検討対象となったが、Lamphun 2変電所に連系する北向けルートが有利であることが判明したので、以下に本プロジェクトで建設する北向けルートの概要を述べる。

Fig. 7-7参照

送電線の建設に際しては、資材の運搬に利用できる既設道路の有無は建設費に大きく影響する。Nam Mae Ngao、Nam Mae Rit、Upper Mae Rit2a 発電所地点はタイ北西部の山岳地帯で、かつ開発の遅れた地域に位置し、access条件は良くない。Lamphun 2変電所からMae Sariangまでは約150km、Mae SariangからUpper Mae Yuam 1発電所地点までは約29kmで、そのルートは整備された国道に併行して走ることとなり、この区間に問題はないだろう。

Nam Mae Ngao、Nam Mae Rit、Upper Mae Rit2a 発電所地点は、山岳地帯で、開発の遅れた地域に位置するので、F/S 調査で道路工事計画の実態を調査してルート選定に反映させる必要がある。また、Mae Sariang 変電所位置については、Lower Yuamプロジェクトの230kV送電計画や居住区域との調整など十分検討の上選定する必要がある。

### (2) 送電電圧と回線数

Nam Mae Ngao、Nam Mae Rit、Upper Mae Rit2a、Upper Mae Yuam 1発電所の発生電力を送電するための増強設備は、前に述べたように、230kV送電線を建設する必要があるが、回線数はEGATの設備運用基準に照らしても2回線が必要である。

### (3) 電線

電線の太さは、Nam Mae Ngao、Nam Mae Rit、Upper Mae Rit2a、Upper Mae Yuam 1発電所の発生電力に見合う電流容量、安定度、コロナ発生臨界電圧等により決まるが、EGATにおける標準も考慮して、230kVで送電する場合は1,272MCMまたは795MCM、115kVで送電する場合は、795MCMまたは477MCMとした。なお、795MCM(230kV)を採用するに当たっては、鉄塔設計と関連があり、F/S調査で十分検討する必要がある。

## 7.6 追加検討

Nam Mae Ngao, Nam Mae Rit, Upper Mae Rit 2a, Upper Mae Yuam 1 発電所の発電電力をRegion 4に連系する方法としては Lamphun 2変電所に連系する北向けルートが有利である。以下について追加検討した。

検討するに当たって考慮した点は以下のとおりである。

- (1) Nam Mae Ngaoは Lower Yuam より先に開発される。
- (2) Nam Mae Ngaoで発生した電力はRegion 4 (Lamphun 2 s/s)に送電し、1回線事故停止時でも支障なく送電できること。

### 7.6.1 送電線ルート

送電線ルートは整備された国道に併行して走行するルートとした。(Fig. 7-12参照)

Nam Mae Ngao発電所からLamphun 2 変電所までは約 175kmである。

### 7.6.2 送電電圧と回線数

Nam Mae Ngao発電所の発生電力(116.9MW)を送電するためには、過渡安定度により230kV 2回線送電線を建設する必要がある。(Fig. 7-13)

### 7.6.3 電線

電線の太さは、EGATにおける標準も考慮して1272MCM ACSRも採用した。

Table 7-1 Existing Power Plants

Plants	Power (MW)		Energy (GWh)		Region
	Installed	Dependable	Average	Firm	
<b>HYDRO POWER PLANTS</b>					
Bhumibol Dam Units 1-7	535.0	441.1	1,414.1	891.4	R4
Sirikit Dam Units 1-3	375.0	280.5	1,005.3	644.9	R4
Ubolratana Dam Units 1-3	25.0	20.3	56.1	35.0	R2
Sirindhorn Dam Units 1-3	36.0	33.3	59.3	35.0	R2
Chulabhorn Dam Units 1-2	40.0	39.5	76.4	56.2	R2
Kang Krachan Dam Units 1	19.0	13.5	77.2	48.4	R1
	6.0	5.7	15.1	7.0	R2
Nam Pung Units 1-2					
Srinagarind Dam Units 1-3	360.0	360.0	1,162.0	861.0	R1
Bang Lang (Pattani) Units 1-3	72.0	53.5	208.8	116.8	R3
Khao Laem #1-3	300.0	245.0	756.0	523.6	R1
Tha Thung Na Units 1-2	38.0	38.0	166.6	127.3	R1
Bual Kum	1.3	1.3	3.0	-	R2
Ban Yang	0.125	0.125	0.3	-	
Ban Santi	1.3	1.3	6.1	-	
Klong Chong Klum	0.02	0.02	0.1	-	
Ban Khun Klang	0.18	0.18	0.7	-	
Mae Ngat Units 1-2	9.0	-	29.0	15.5	R4
<b>Total</b>	<b>1,817.9</b>	<b>1,533.3</b>	<b>5,036.1</b>	<b>3,362.1</b>	
<b>THERMAL POWER PLANTS</b>					
North Bangkok Units 1-3	237.5	225.6	1,660.0	1,660.0	R1
South Bangkok Units 1-5	1,300.0	1,235.0	8,713.0	8,713.0	R1
Krabi Power Plant Units 1-3	60.0	54.0	300.0	300.0	R3
Surat Thani Power Plant Units 1	30.0	28.5	210.0	210.0	R3
Mae Moh Units 1-3	225.0	213.9	1,477.0	1,477.0	R4
Mae Moh Units 4-7	600.0	570.0	3,940.0	3,940.0	R4
Khanom PPB Unit 1	75.0	71.3	525.0	525.0	R3
Bang Pakong Thermal Units 1-2	1,100.0	1,045.0	6,744.0	6,744.0	R1
<b>Total</b>	<b>3,627.5</b>	<b>3,443.3</b>	<b>23,569.0</b>	<b>23,569.0</b>	

Plants	Power (MW)		Energy (GWh)		Re- gion
	Installed	Dependable	Average	Firm	
<u>COMBINED CYCLE POWER PLANTS</u> Bang Pakong Combined Cycle Blocks I & II	720.0	684.0	3,780.0	3,780.0	R1
Total	720.0	684.0	3,780.0	3,780.0	
<u>GAS TURBINE POWER PLANTS</u> Nakhon Ratchasima Unit 1	15.0	13.5	13.0	13.0	R2
Udon Thani Unit 1	15.0	13.5	13.0	13.0	R2
Bat Yai Units 1-3	45.0	40.5	39.0	39.0	R3
Surat Thani Units 3-5	45.0	40.5	39.0	39.0	R3
South Bangkok Gas Turbine Unit 1	25.0	20.0	38.3	38.3	R1
Lan Krabu Units 1, 2, 3	45.0	40.5	295.8	295.8	R4
Lan Krabu Units 5, 6, 7	75.0	60.0	492.8	492.8	R4
Total	265.0	218.5	930.9	930.9	
<u>DIESEL POWER PLANTS</u> Puket Units 1-4	10.6	8.5	9.0	9.0	R3
Chiang Mai Unit 1	1.0	0.8	1.0	1.0	R4
Mae Moh Units 1-8	8.0	6.4	7.0	7.0	R4
Nakhon Si Thammarat Units 1-2	2.0	1.6	2.0	2.0	R3
Bang Lang Units 1-5	5.0	4.0	4.0	4.0	R3
Khao Laem Units 1-5	5.0	4.0	4.0	4.0	R1
Krabi Units 1-2	2.0	1.6	2.0	2.0	R3
Total	33.6	26.9	29.0	29.0	
<b>TOTAL EXISTING PLANTS</b>	<b>6,464.0</b>	<b>5,906.0</b>	<b>33,345.0</b>	<b>31,671.0</b>	

Reference: System planning department November, 1985

Table 7-2 Power Development Plan (Whole EGAT)

Year	Plants	commis- sioning date	Power (MW)		Energy (GWh)		Re- gion
			Install- ed	Depend- able	Average	Firm	
1985	A. Hydro Srinagarind #4	Nov.	180	180	54.6	35.7	R1
	B. Gas Turbine Songkhla #1	Nov.	25	20	38.3	38.3	R3
1987	A. Hydro Chiew Larn #1 ~ 3	Jul.	240	177.9	553.7	236.9	R3
1988	A. Thermal Khanom PPB #2	Jun.	75	71.3	525.0	525.0	R3
1989	A. Thermal Mae Moh #8	Jul.	300	285.0	1,970.0	1,970.0	R4
1990	A. Hydro Srinagarind #5	Oct.	180	180	54.6	35.7	R1
	B. Thermal Mae Moh #9	Jun.	300	285	1,970	1,970	R4
	Nam Phong Combined Cycle #1	Nov.	300	285	1,575	1,575	R2
1991	A. Thermal Mae Moh #10	Jun.	300	285	1,970	1,970	R4
	Bang Pakong #3	Oct.	600	570	3,680	3,680	R1
1992	A. Retired (diesel)	Dec.					
	Chaing Mai #1		-1.0	-0.8	-1.0	-1.0	R4
	Mae Moh 1 #1 ~ 8		-8.0	-6.4	-7.0	-7.0	R4
	Nakhan Si Thammarat #1, 2		-2.0	-1.6	-2.0	-2.0	R3
	Bang Lang #1 ~ 5		-5.0	-4.0	-4.0	-4.0	R3
	Khao Laem #1 ~ 5		-5.0	-4.0	-4.0	-4.0	R1
	(Total)		(-21.0)	(-16.8)	(-18.0)	(-18.0)	



Year	Plants	commis- sioning date	Power (MW)		Energy (GWh)		Re- gion
			Install- ed	Depend- able	Average	Firm	
1993	A. Thermal Nam Phong Combined Cycle #2	Jan.	300	285	1,575	1,575	R2
	Bang Pakong #4	Oct.	600	570	3,680	3,680	R1
	B. Hydro Nam Chon #1, 2	Nov.	290	290	599.2	432.7	R1
1994	A. Hydro Nam Chon #3, 4	May.	290	290	599.2	432.7	R1
	Kaeng Krung #1, 2	Oct.	80	77	177.9	156.1	R3
	B. Thermal Krabi 2 #2	Nov.	150	142.5	920	920	R3
	C. Retired (Thermal) North Bangkok (oil)	Dec.	-237.5	-225.6	-1,660	-1,660	R1
1995	A. Thermal Ao Phai Thermal #1	Oct.	600	570	3,680	3,680	R1
	B. Retired (Thermal) Krabi (Lignite) #1 ~ 3	Aug.	-60	-54	-300	-300	R3
1996	A. Thermal Ao Phai #2	Oct.	600	570	3,680	3,680	R1
	Krabi 2 #2	Nov.	150	142.5	920	920	R3
	B. Retired (Thermal) South Bangkok #1 (oil)	Dec.	-200	-190	-1,340.5	-1,340.5	R1
1997	A. Thermal Ao Phai #3	Oct.	600	570	3,680	3,680	R1
	Krabi 2 #3	Nov.	150	142.5	920	920	R3
	B. Retired (Thermal) South Bangkok #2 (oil)	Dec.	-200	-190	-1,340.5	-1,340.5	R1

Year	Plants	commis- sioning date	Power (MW)		Energy (GWh)		Re- gion
			Install- ed	Depend- able	Average	Firm	
1998	A. Hydro Sai Buri #1, 2	Nov.	46	40	119	78.3	R3
	B. Thermal Ao Phai #4	Oct.	600	570	3,860	3,860	R1
	C. Retired (Thermal) Surat Thani #1 (oil)	Mar.	-30	-28.5	-210	-210	R1
1999	A. Thermal Coal-Fired #1	Oct.	600	570	3,860	3,860	R1
	B. Retired (Thermal) South Bangkok #3 (oil)	Jun.	-300	-285	-2,010.7	-2,010.7	R1
2000	A. Thermal Coal-Fired #2	Apr.	600	570	3,680	3,680	R1
	Coal-Fired #3	Oct.	600	570	3,680	3,680	R1
	B. Retired (Thermal) South Bangkok #4 (oil)	Aug.	-300	-285	-2,010.7	-2,010.7	R1
	(Gas Turbine) Nakhon Ratchasima #1	Nov.	-15	-13.5	-13.0	-13.0	R2
	Udon Thani #1		-15	-13.5	-13.0	-13.0	R3
	Hat Yai #1 ~ 3		-45	-40.5	-39.0	-39.0	R3
	Surat Thani #3 ~ 5		-45	-40.5	-39.0	-39.0	R3
	Lan Krabu #1 ~ 3	Dec.	-45	-40.5	-295.8	-295.8	R4
2001	A. Thermal Coal-Fired #4	Apr.	600	570	3,680	3,680	R1
	B. Retired (Diesel) Phuket #1 ~ 4	May.	-10.6	-8.5	-9.0	-9.0	R3
	(Gas Turbine) Songkhla #1	Aug.	-25	-20	-38.3	-38.3	R3
	Lan Krabu #5 ~ 7	Sep.	-75	-60	-492.8	-492.8	R4

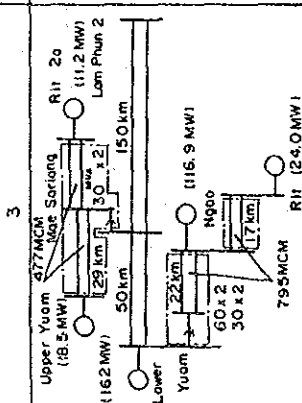
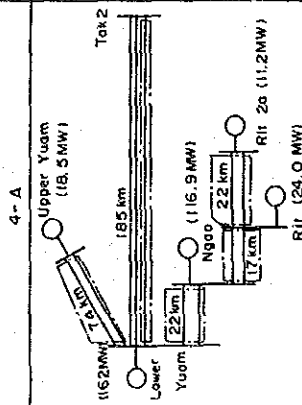
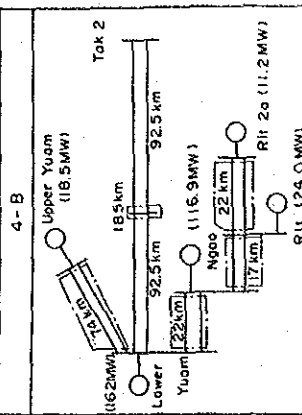
Reference: System planning department November, 1985

Table 7-3-1 Economic Comparison for the Selection of Power System for Nam Yuam River Basin Project

Items	1	2-A	2-B
<b>Scheme</b> <b>Power System Diagram</b>			
<b>Transmission, Line</b> Voltage Number of circuit Conductor size Total distance	230 2 1272 MCM 90	230 2 1272 MCM 90	230 2 795 MCM 90
<b>1 Construction Cost (M\$)</b> (1) Lines *7 (2) Equipment of station *8 (3) Total	200 68.4 268.4	200 65.8 265.8	162.9 65.8 228.7
<b>2 Annual Cost (M\$)</b>	36.4	36.0	31.1
<b>3 Line Losses</b> (1) Power (2) Annual energy (3) Total	12.7 6759 22.3 10.6 32.6	12.1 6431 21.22 9.84 31.06	12.1 6510 21.22 9.96 31.18
<b>4 Cost of losses (M\$)</b> (1) Power (2) Annual energy (3) Total	69.0 47.0	67.06 45.84	62.28 41.06
<b>Total Annual Cost Including Line Losses (M\$)</b> 2 + 4(3) 2 + 4(2)			

Note: 1 Planned transmission line and/or substation for Nam Yuam  
 2 Annual Cost Factor for lines = 0.1313 for equipment = 0.1475  
 3 Cost of Losses 1.53 \$/kWh, 1754 \$/kW  
 4 Annual load factor is 151%  
 5 Line Losses for the increased lines of Lower Yuam is not included  
 6 Discount rate = 12%  
 7 Cost is included the engineering fee (4%), interest (7%)  
 8 Cost isn't included the telecommunication system and Line protection system

Table 7-3-2 Economic Comparison for the Selection of Power System for Nam Yuam River Basin Project

Scheme	3	4-A	4-B
Power System Diagram			
Items			
Transmission Line	115	230	230
Voltage	2	2	2
Number of circuit	795 MCM, 477 MCM	1272 MCM	795 MCM
Conductor size	90	135	135
Total distance			
1 Construction Cost (M\$)			
(1) Lines *7	124.9	562.5	244.4
(2) Equipment of station *8	140.6	63.27	70.8
(3) Total	265.5	625.8	315.2
2 Annual Cost (M\$)			
(1) Power	37.1	83.2	42.5
(2) Annual energy x 10 <sup>3</sup> (kWh)	12.6	8.0	12.2
(3) Total	6893	4279	6379
4 Cost of Losses (M\$)			
(1) Power	22.1	14.0	21.4
(2) Annual energy	10.24	6.55	9.76
(3) Total	32.34	20.55	31.16
5 Total Annual Cost Including Line Losses (M\$)			
2 + 4(1)	69.44	103.75	73.66
2 + 4(2)	47.34	89.75	52.26

Note: 1 Planned transmission line and or substation for Nam Yuam  
 2 Annual Cost Factor for lines = 0.1313 for equipment = 0.1475  
 3 Cost of Losses 1.53 \$/kWh, 1754 \$/MW  
 4 Annual load factor is 15 %  
 5 Line Losses for the increased lines of Lower Yuam is not included  
 6 Discount rate = 12 %  
 \*7 Cost is included the engineering fee (4%), interest (7%)  
 \*8 Cost isn't included the telecommunication system and Line protection system

Table 7-4 Power Loss at Peak Time in 2000

Scheme	Power loss of Region 1, 4 (MW)
2-B	402.5
4-B	415.7
4-A	411.7

Table 7-5 Short Capacity (Scheme 2-B)

Substation	Voltage (kV)	Short capacity (MVA)	Fult current (kA)
Lamphun 2	230	2,630	6.6
Upper Yuam	230	1,530	3.8
Rit 2a	230	1,550	3.9
Lower Yuam	230	1,570	3.9
Ngao	230	1,510	3.8
Rit	230	1,450	3.6

Table 7-6 The Result of the Stability Analysis

Scheme	Fault point	With switch station	Without switch station	
		Without PSS	With PSS	Without PSS
2-B	Lower Yuam	Stable (Fig. 8-6-1)	-	-
	Switch station	Stable (Fig. 8-6-2)	-	-
	Upper Mae Yuam	Stable (Fig. 8-6-3)	-	-
	Nam Mae Rit	Stable (Fig. 8-6-4)	-	-
	Upper Mae Rit 2a	Stable (Fig. 8-6-5)	-	-
	Mae Moh (500 kV)	Stable (Fig. 8-6-6)	-	-
	Tha Tako	Stable (Fig. 8-6-7)	-	-
	Nohg Chok	Stable (Fig. 8-6-8)	-	-
	Sai Noi	Stable (Fig. 8-6-9)	-	-
	Mae Moh (115 kV)	Stable (Fig. 8-6-10)	-	-
2-B-X*1	Lower Yuam	Stable (Fig. 8-6-12)	Stable (Fig. 8-6-12)	Unstable (Fig. 8-6-12)
4-B	Lower Yuam	Stable (Fig. 8-6-13)	Unstable (Fig. 8-6-13)	Unstable (Fig. 8-6-13)

\*1 Nam Mae Rit, Upper Mae Rit 2a, Upper Yuam Power Station doesn't operate.



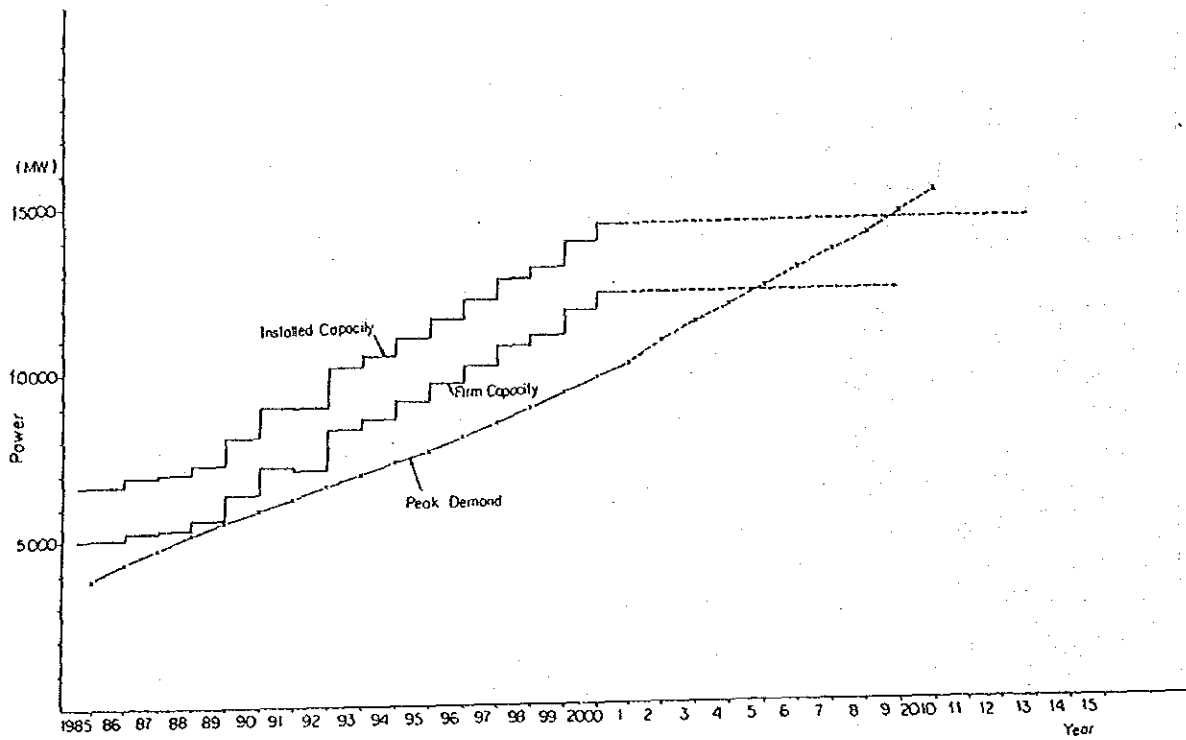


Fig. 7-2-1 Power Development Plan (Power)

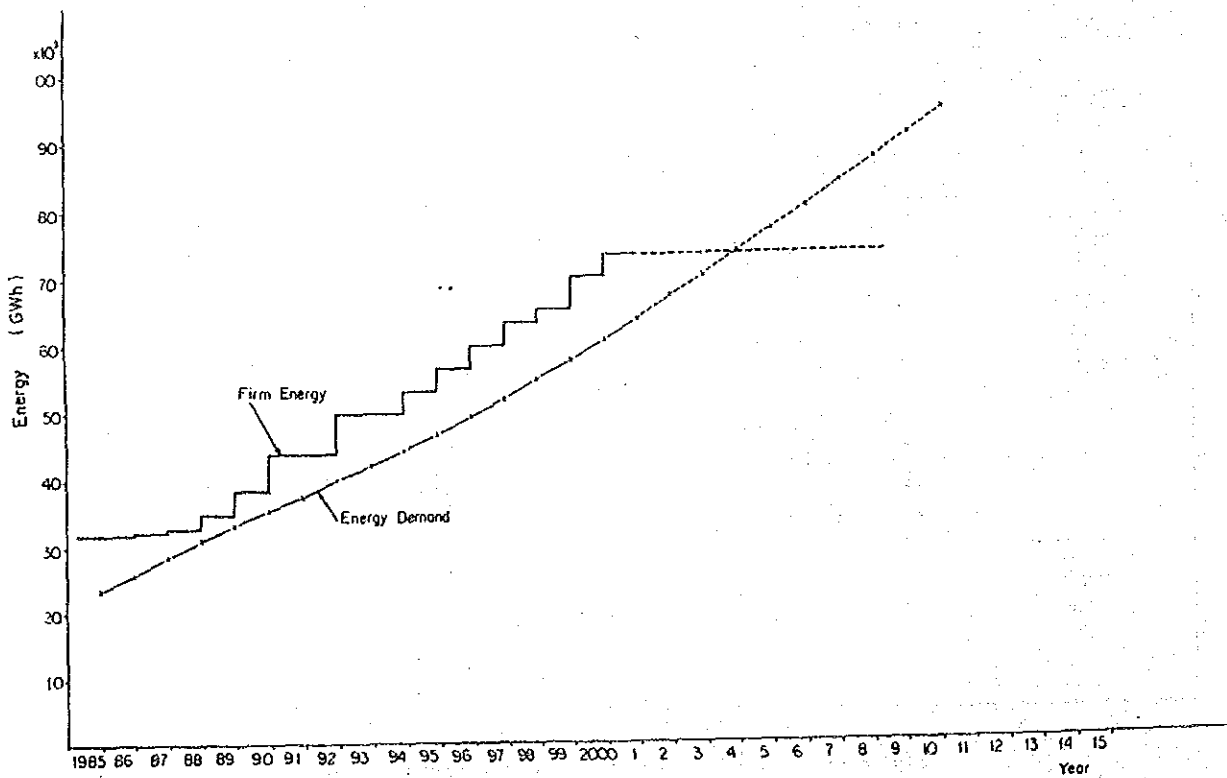


Fig. 7-2-2 Power Development Plan (Energy)



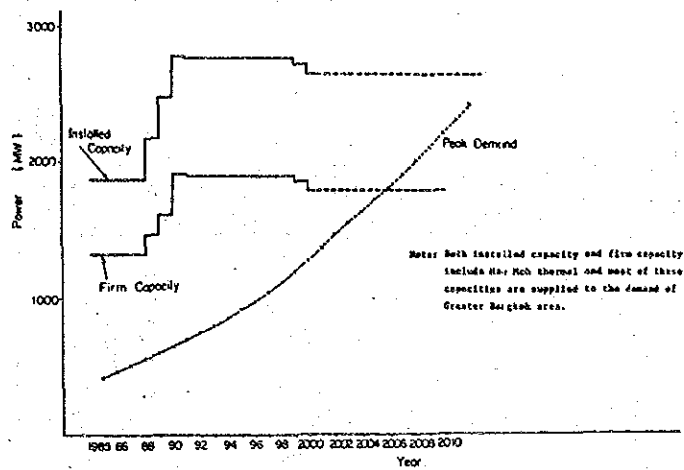


Fig. 7-3-1 Power Development Plan Region 4 (Power)

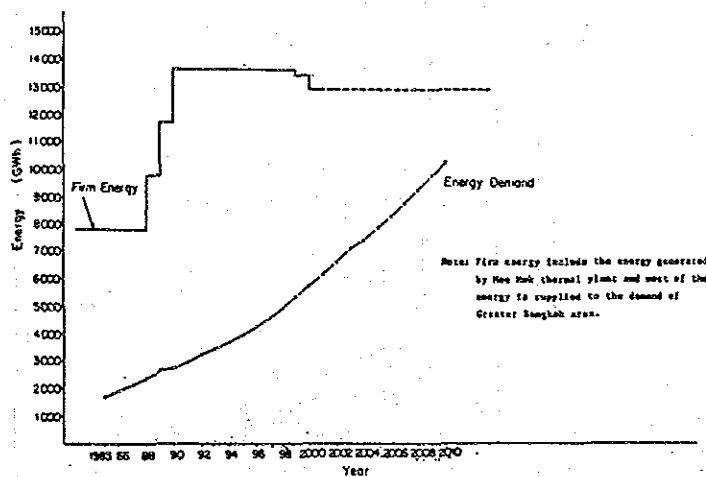


Fig. 7-3-2 Power Development Plan Region 4 (Energy)

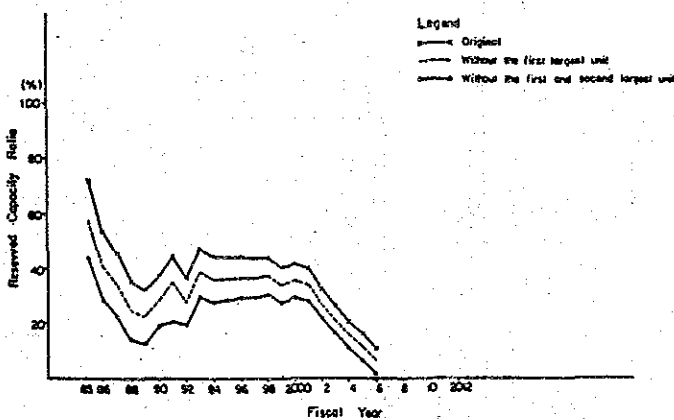


Fig. 7-4 Reserved Capacity Ratio in Peak Balance (Whole Thailand)

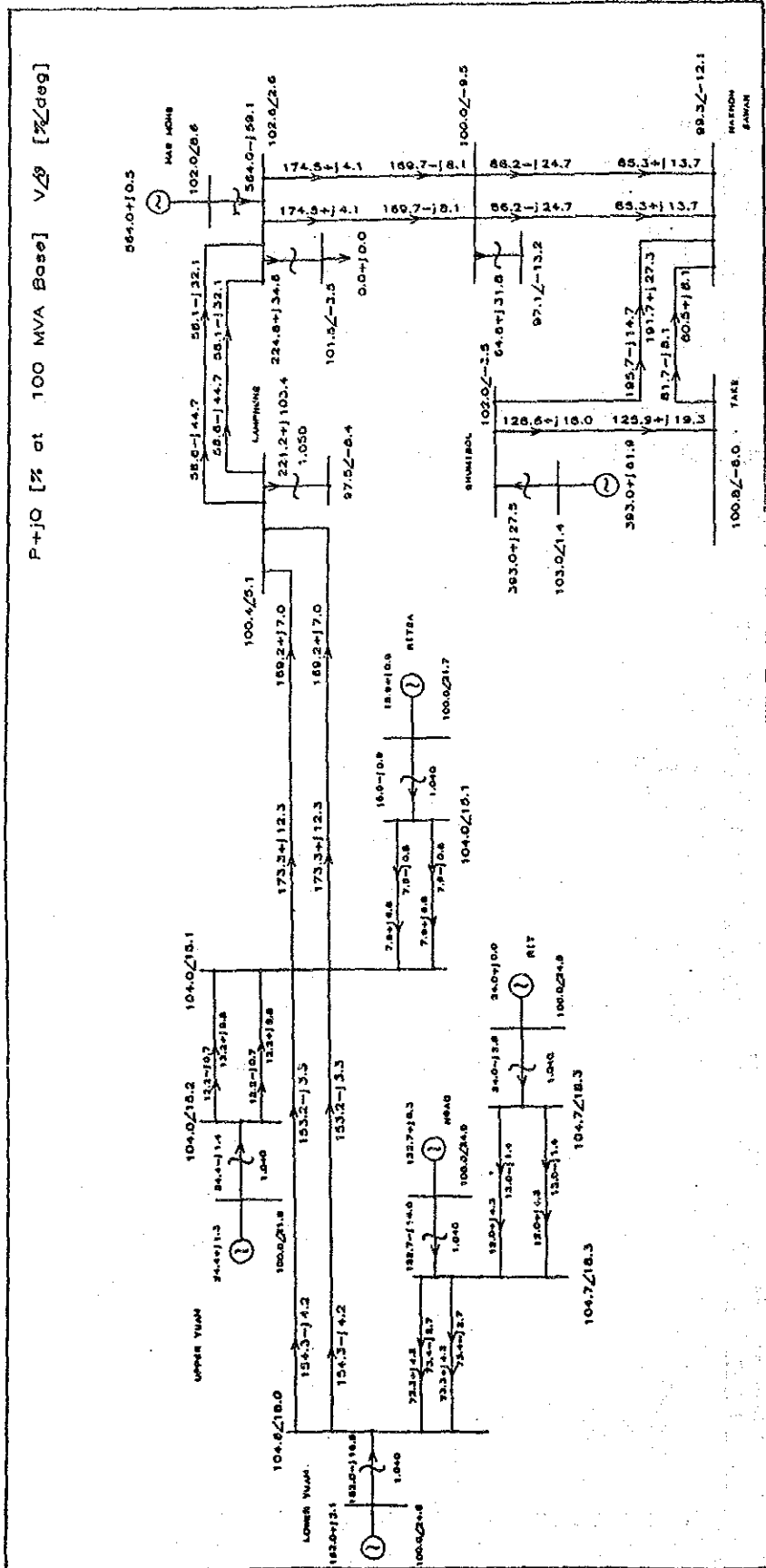


Fig. 7-5-1 Power Flow Diagram: 2-B

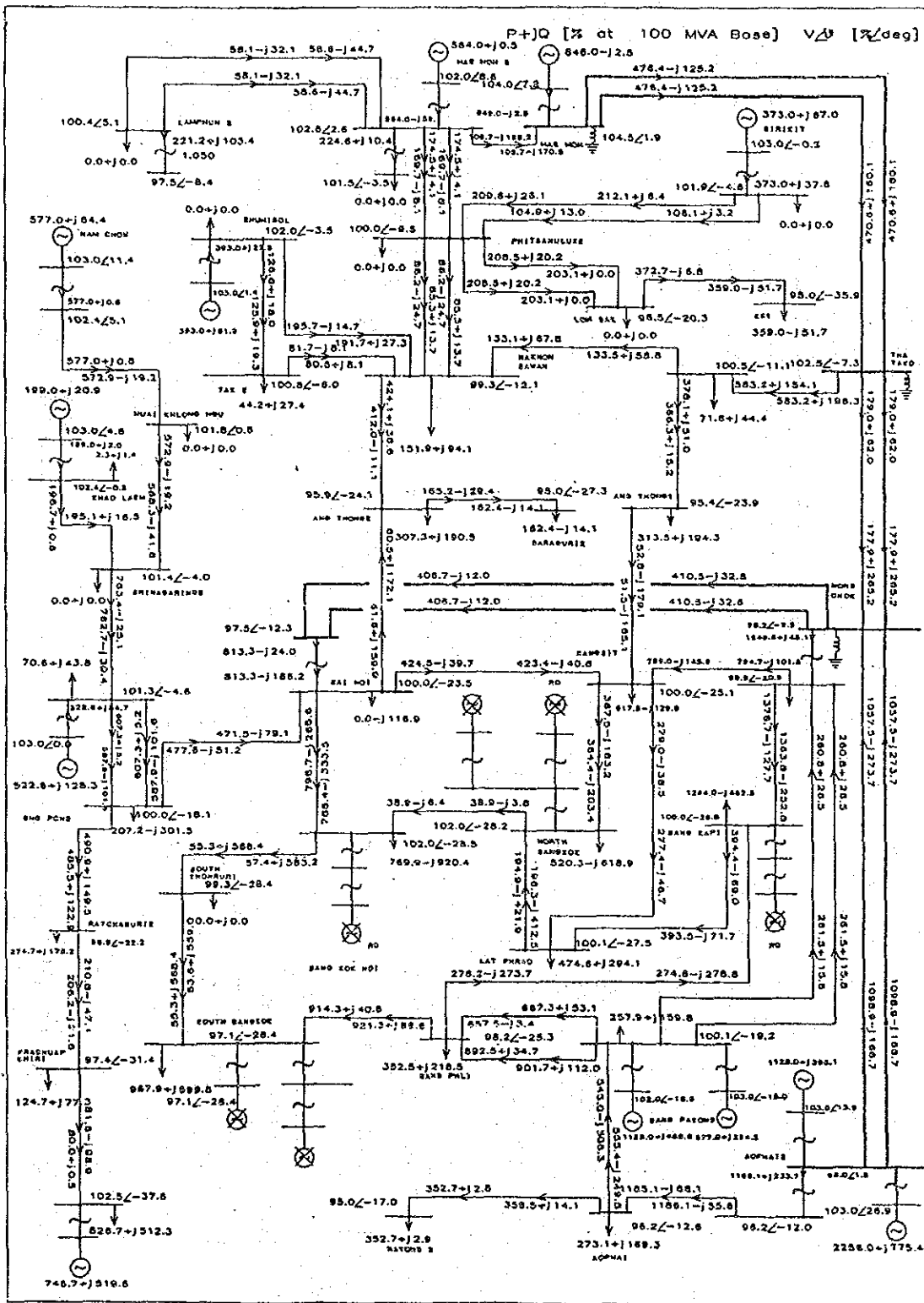


Fig. 7-5-2 Power Flow Diagram: 2-B



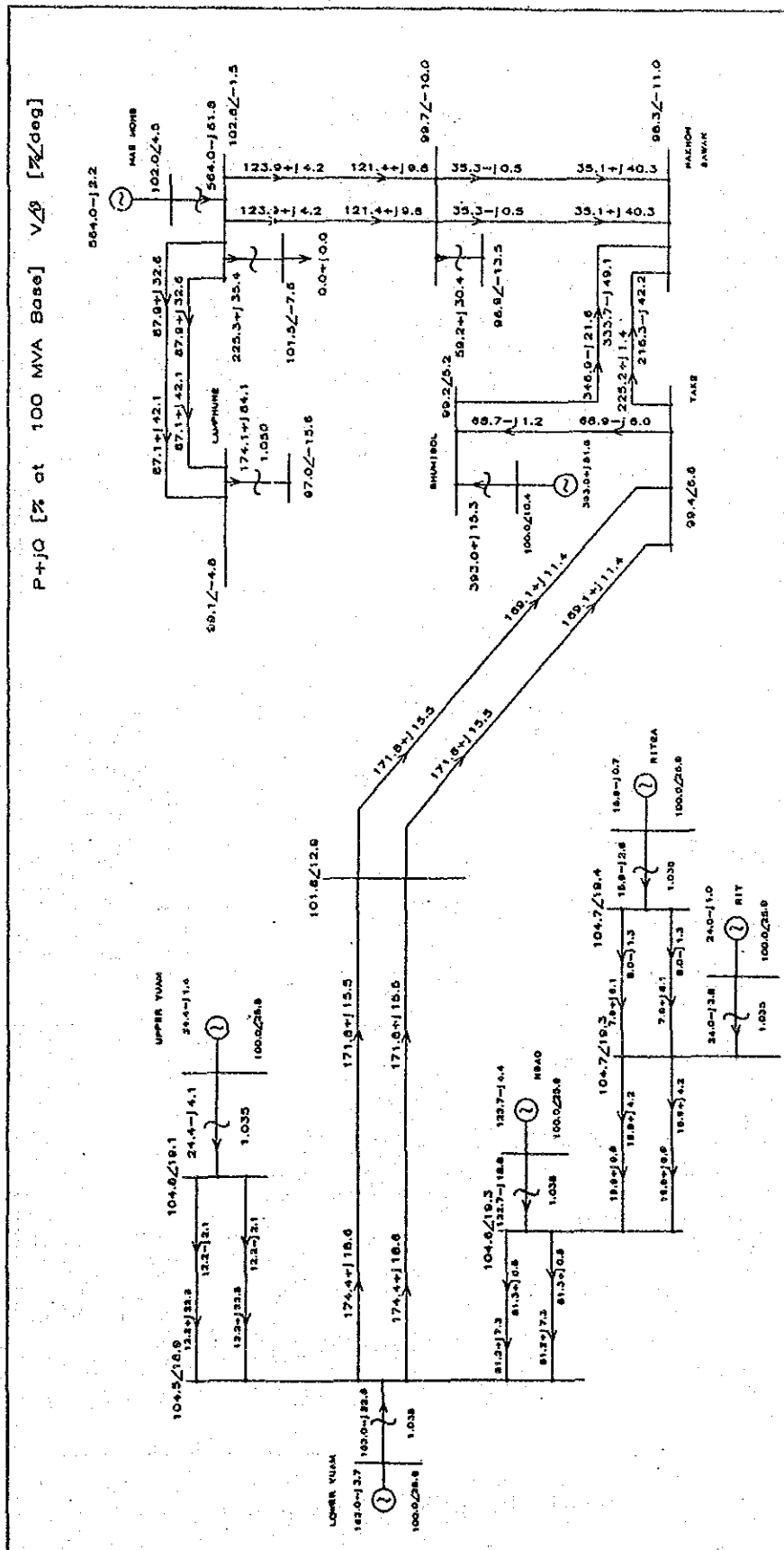


Fig. 7-5-4 Power Flow Diagram: 4-B

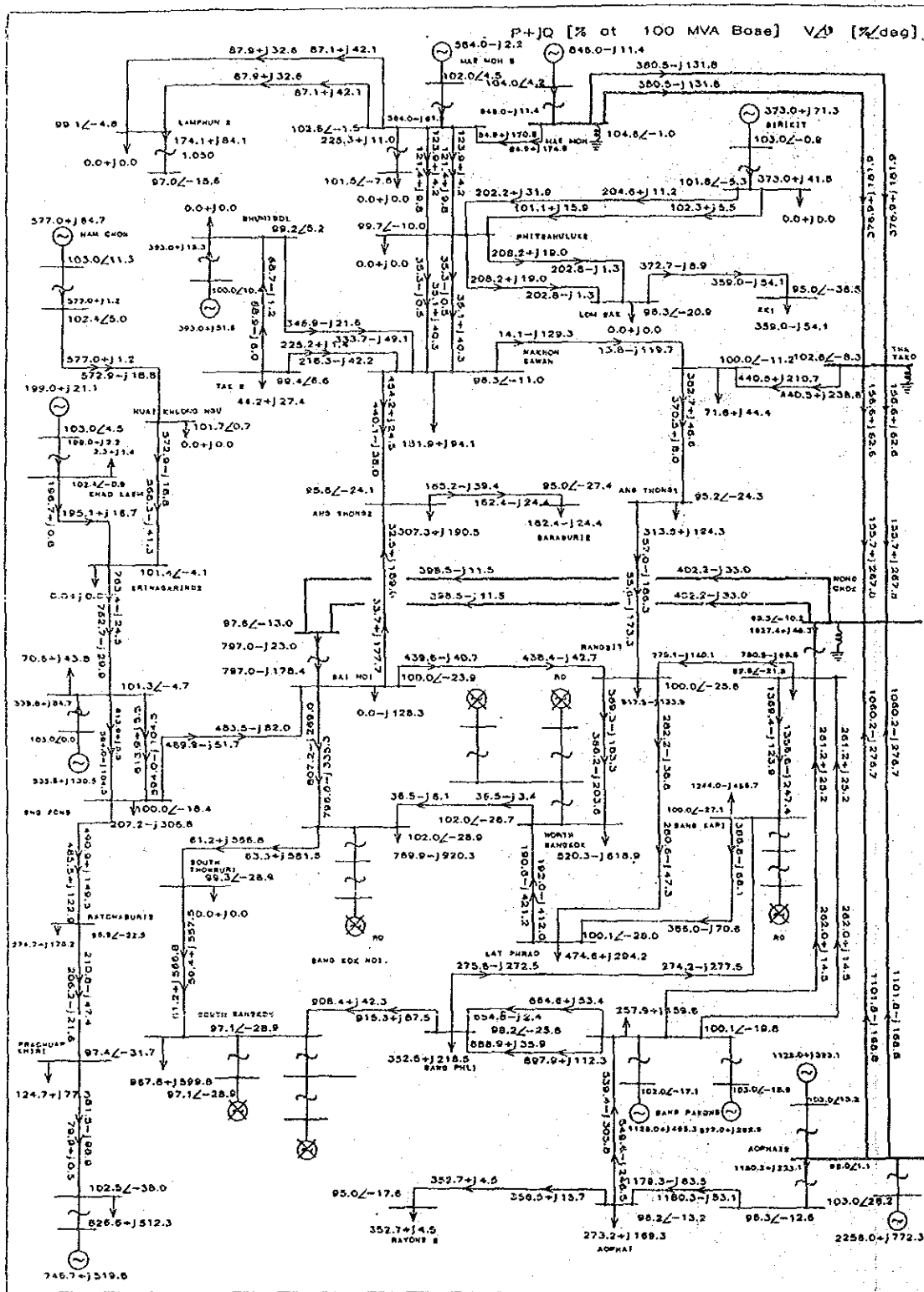


Fig. 7-5-5 Power Flow Diagram: 4-B

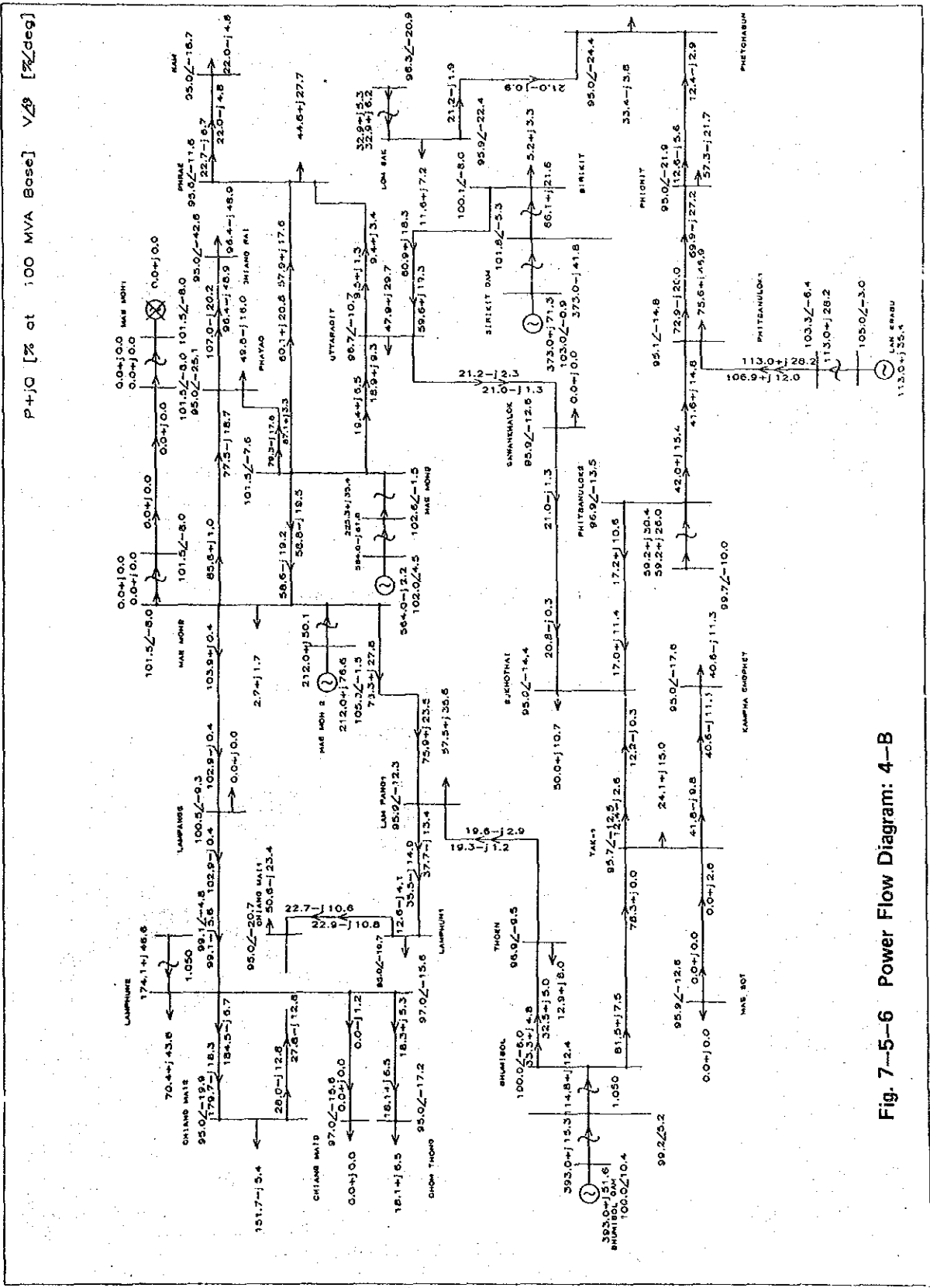


Fig. 7-5-6 Power Flow Diagram: 4-B

2-B (F.P.=A, WITH SW/S, WITHOUT PSS)

CASE	NAME	項目名	MAX	MIN
U-YUAM	G1	ANG	58.3	-1.5
L-YUAM	G2	ANG	80.5	1.4
NGAO	G3	ANG	80.9	0.8
RIT	G4	ANG	80.6	0.4
RIT2A	G5	ANG	58.9	-0.9

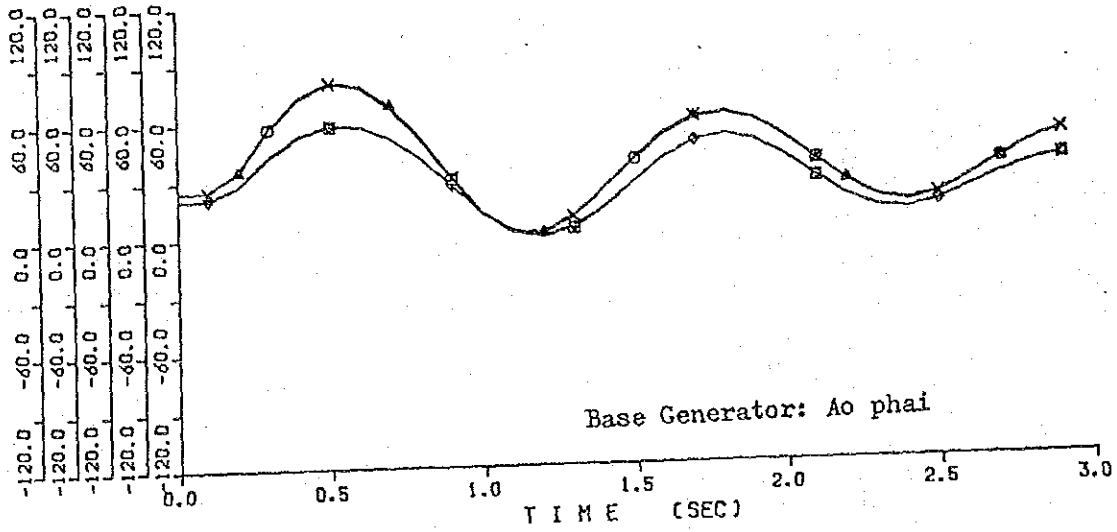


Fig. 7-6-1 Stability Analysis: 2B-1-1

2-B (F.P.=B, WITH SW/S, WITHOUT PSS)

CASE	NAME	項目名	MAX	MIN
U-YUAM	G1	ANG	94.1	11.4
L-YUAM	G2	ANG	104.5	14.5
NGAO	G3	ANG	105.6	14.9
RIT	G4	ANG	105.6	14.8
RIT2A	G5	ANG	94.3	11.5

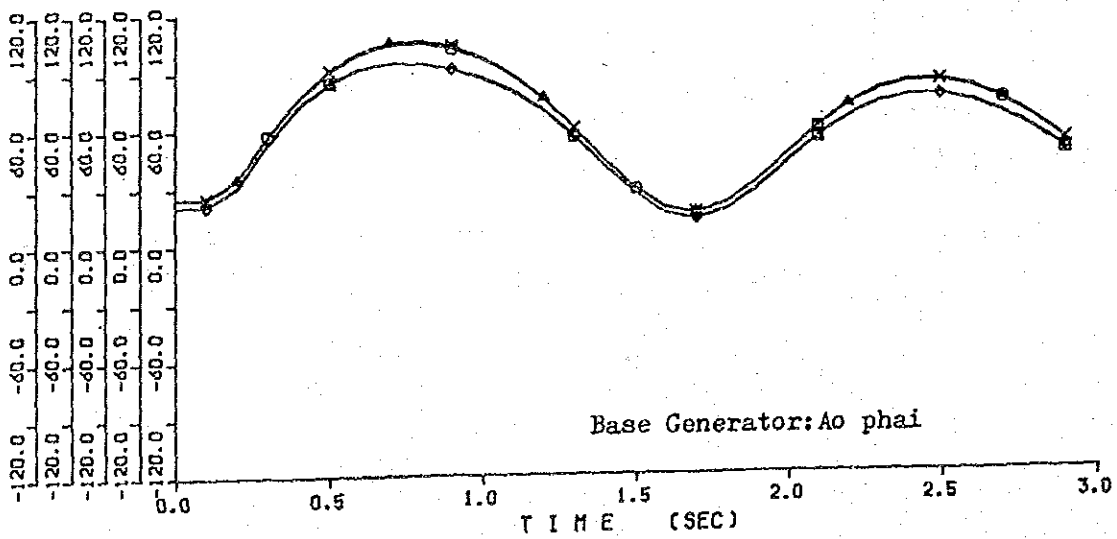


Fig. 7-6-2 Stability Analysis: 2B-1-2



2-B (F.P.=C, WITH SV/S, WITHOUT PSS)

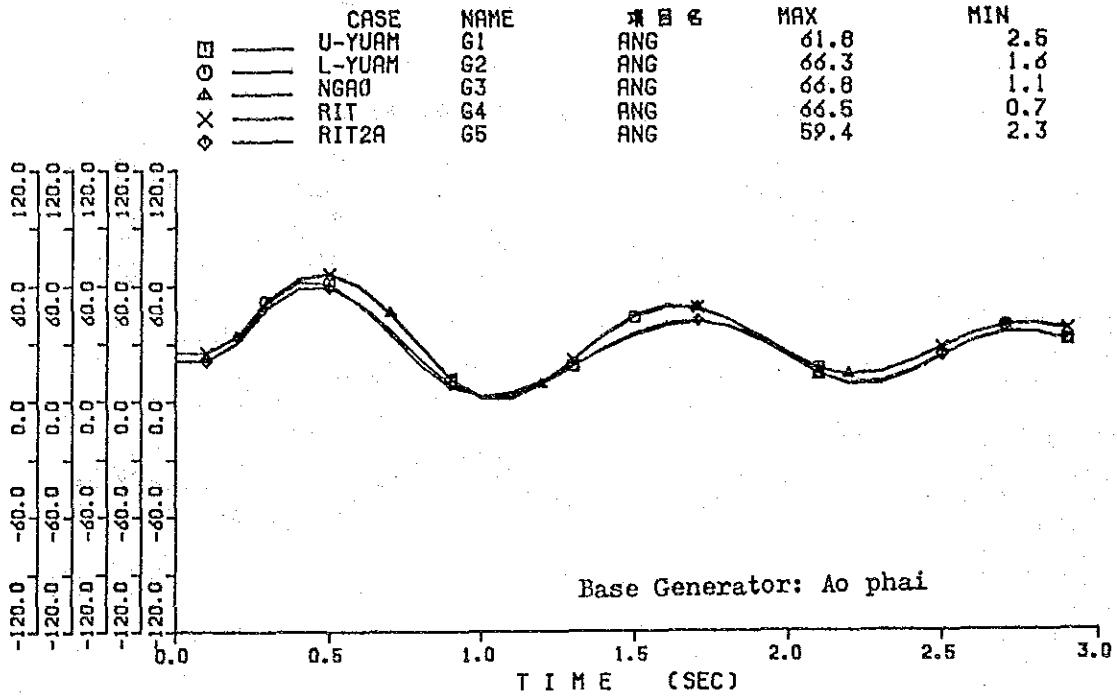


Fig. 7-6-3 Stability Analysis: 2B-1-3

2-B (F.P.=D, WITH SV/S, WITHOUT PSS)

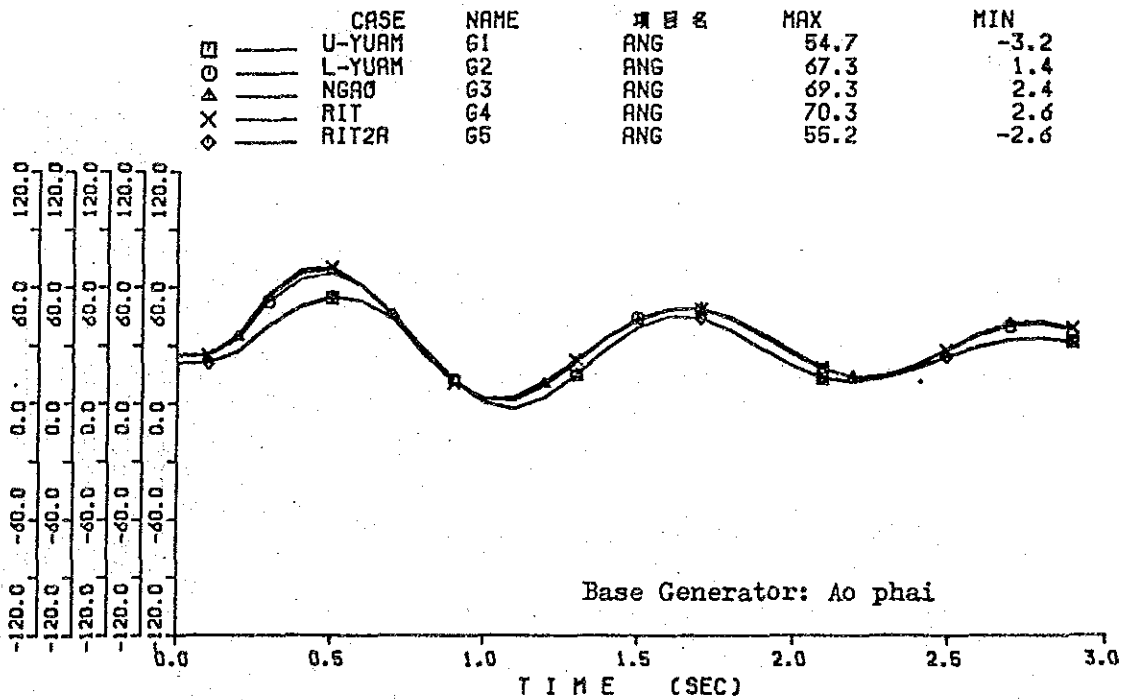


Fig. 7-6-4 Stability Analysis: 2B-1-4

2-B (F.P.=E, WITH SV/S, WITHOUT PSS)

	CASE	NAME	項目名	MAX	MIN
—	U-YUAM	G1	ANG	60.0	1.5
—	L-YUAM	G2	ANG	67.6	0.9
—	NGAO	G3	ANG	68.0	0.4
—	RIT	G4	ANG	67.8	0.0
◇	RIT2A	G5	ANG	62.8	2.6

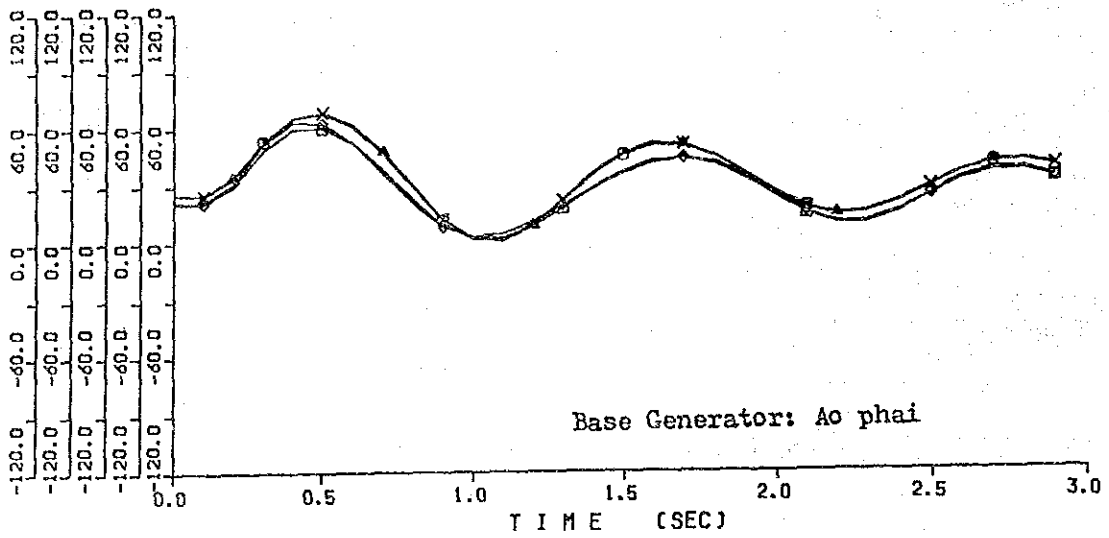


Fig. 7-6-5 Stability Analysis: 2B-1-5

2-B (F.P.=0, WITHOUT SV/S, WITHOUT PSS)

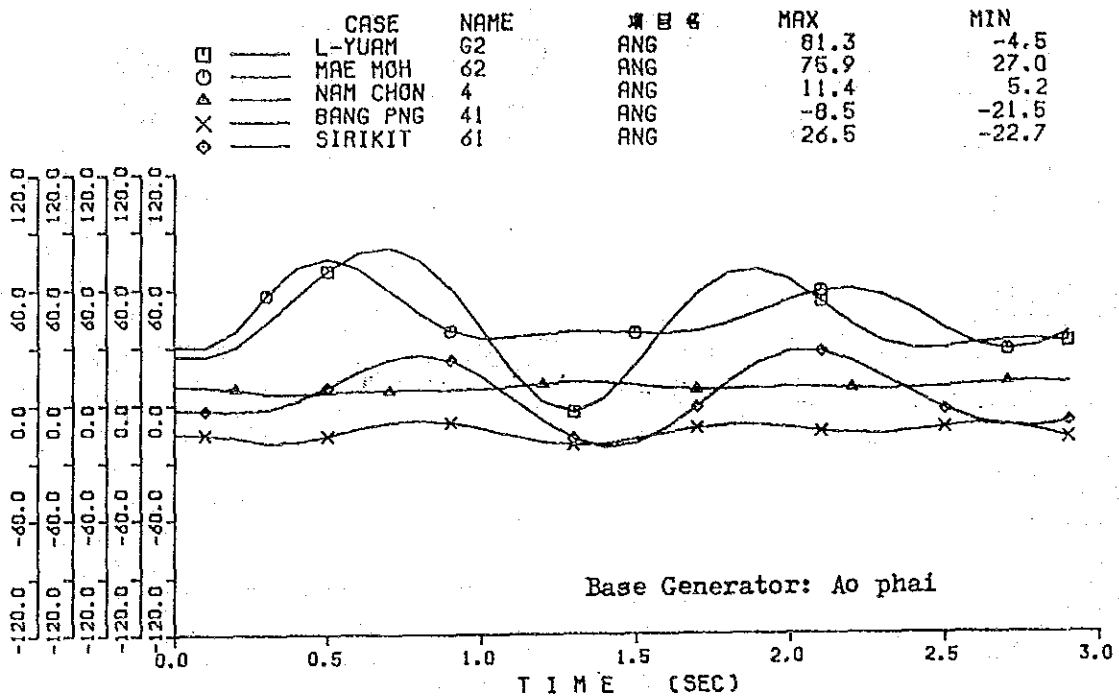


Fig. 7-6-6. Stability Analysis: 2B-4-1

2-B (F.P.=P, WITHOUT SV/S, WITHOUT PSS)

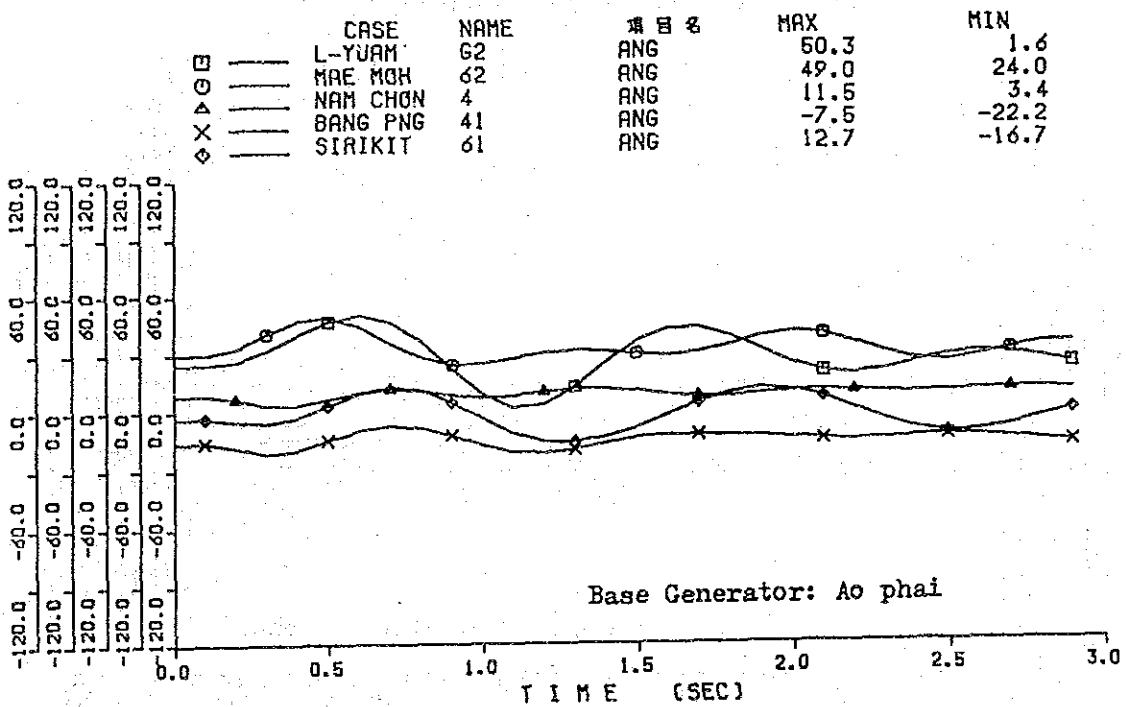


Fig. 7-6-7. Stability Analysis: 2B-4-2

2-B (F.P.=0, WITHOUT SV/S, WITHOUT PSS)

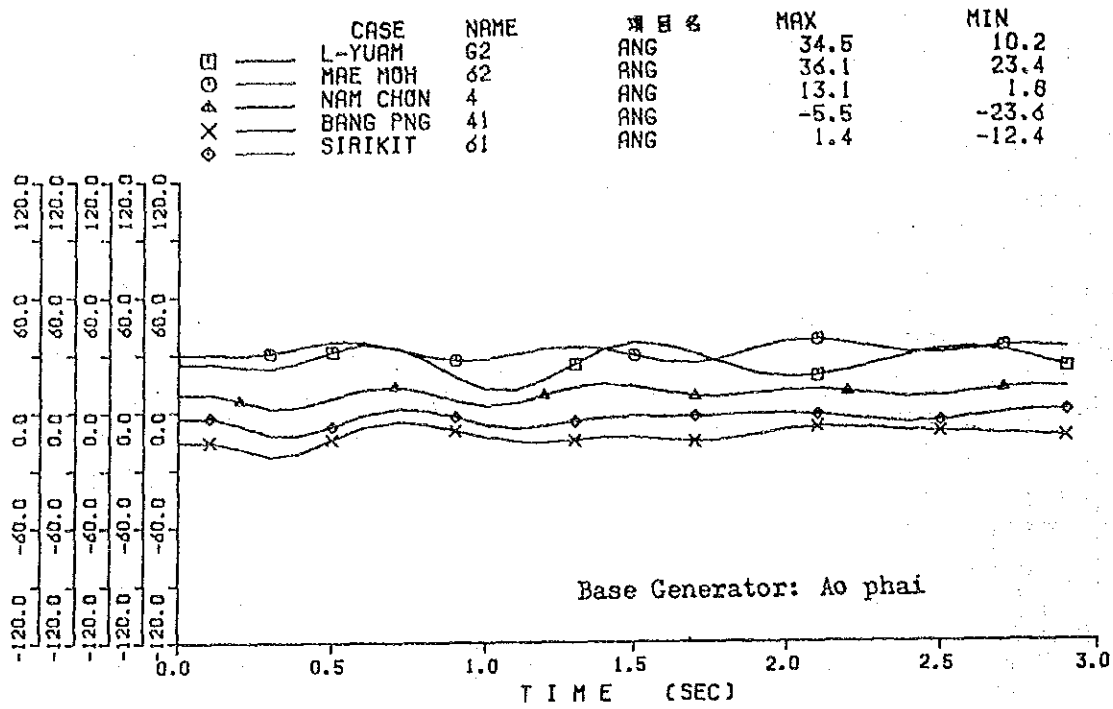


Fig. 7-6-8 Stability Analysis: 2B-4-3.

2-B (F.P.=R, WITHOUT SV/S, WITHOUT PSS)

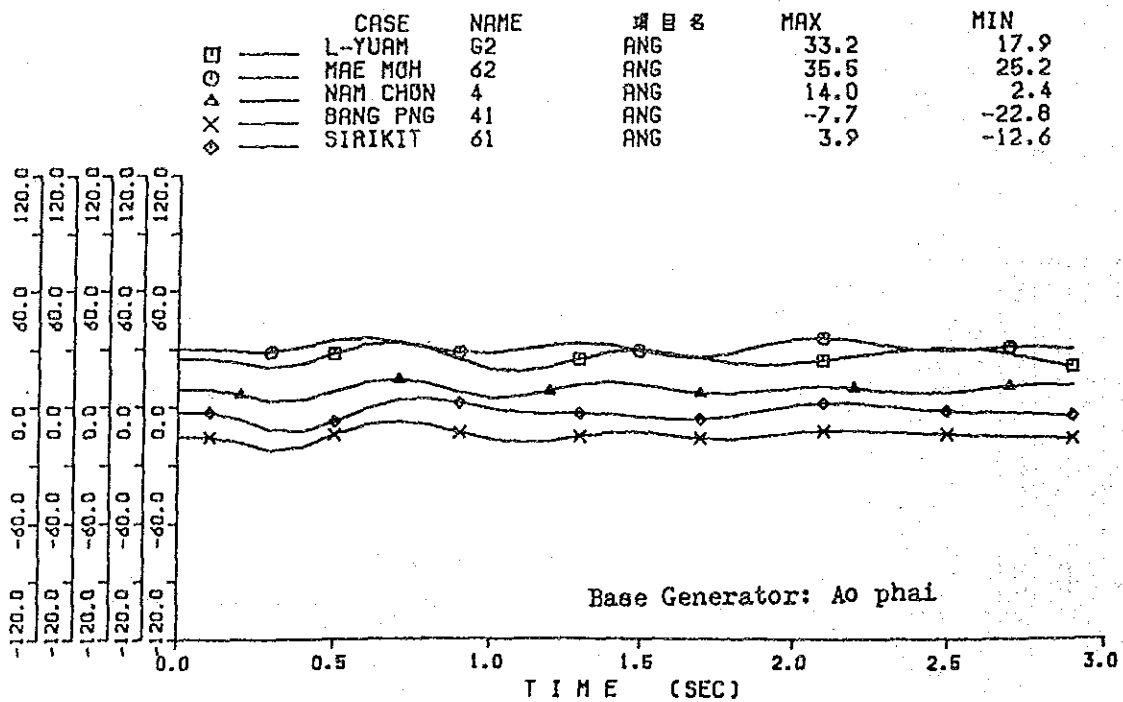


Fig. 7-6-9 Stability Analysis: 2B-4-4

2-B (F.P.=S, WITHOUT SV/S, WITHOUT PSS)

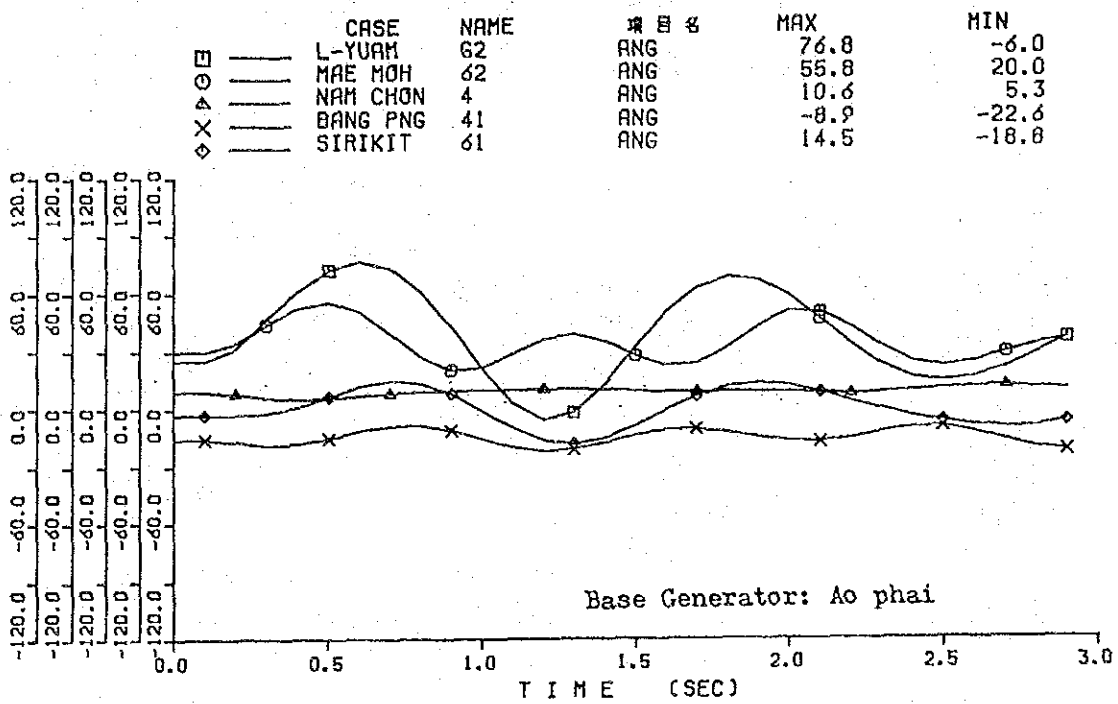


Fig. 7-6-10 Stability Analysis: 2B-4-5

2B-4-6: 2-B (F.P.=T, WITHOUT SV/S, WITHOUT PSS)

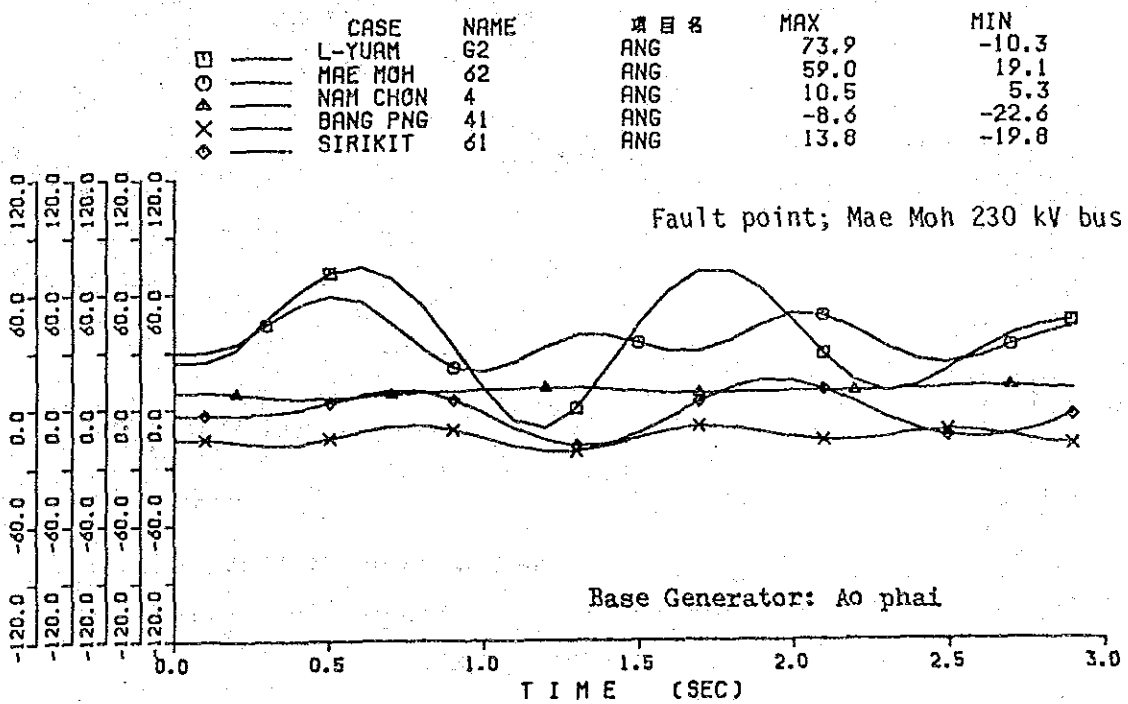


Fig. 7-6-11 Stability Analysis: 2B-4-6

(ROTOR ANGLE OF L-YUAM GEN.)

CASE	NAME	項目名	MAX	MIN
NONE	G2	ANG	104.7	16.7
SV/S	G2	ANG	75.3	-5.0
PSS	G2	ANG	86.0	-24.0

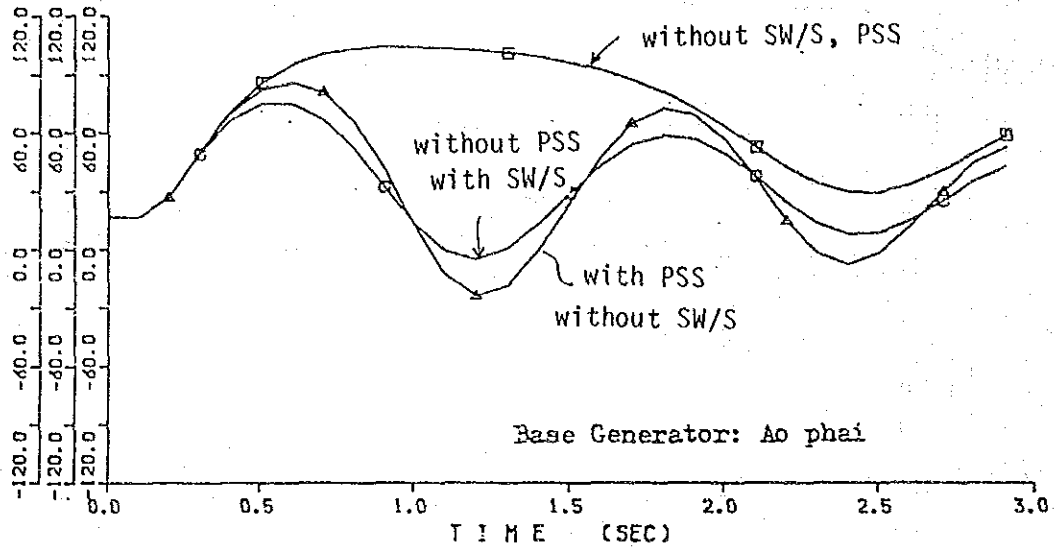


Fig. 7-6-12 Stability Analysis: Comparison 2-B-X

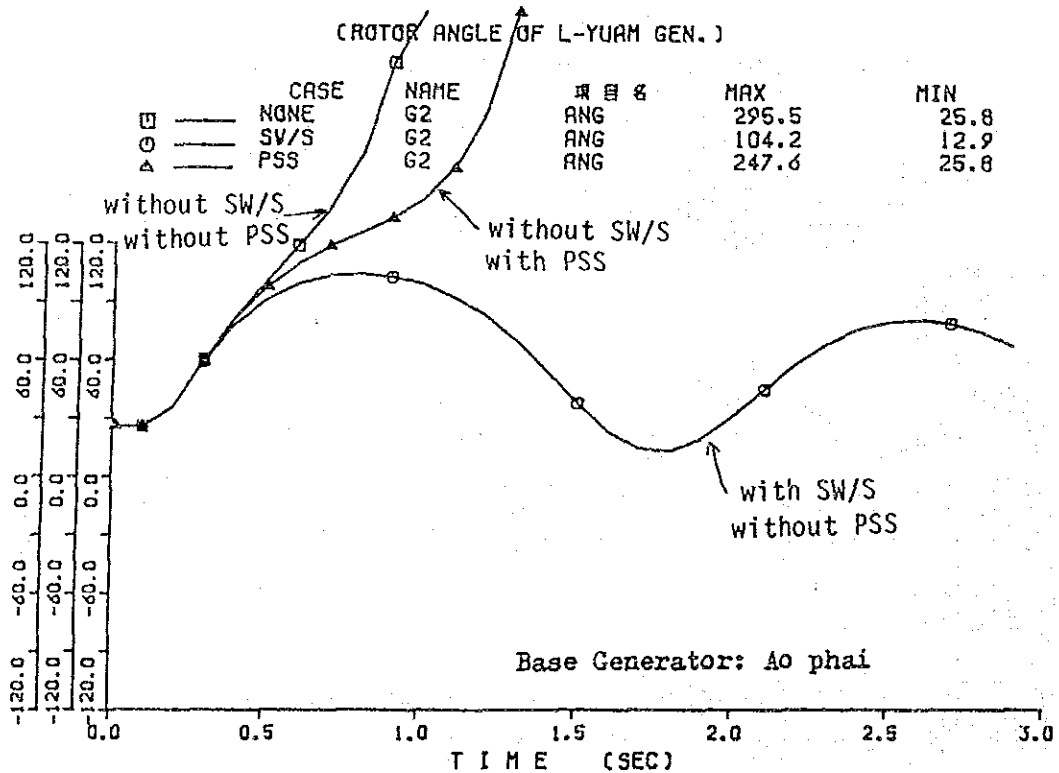
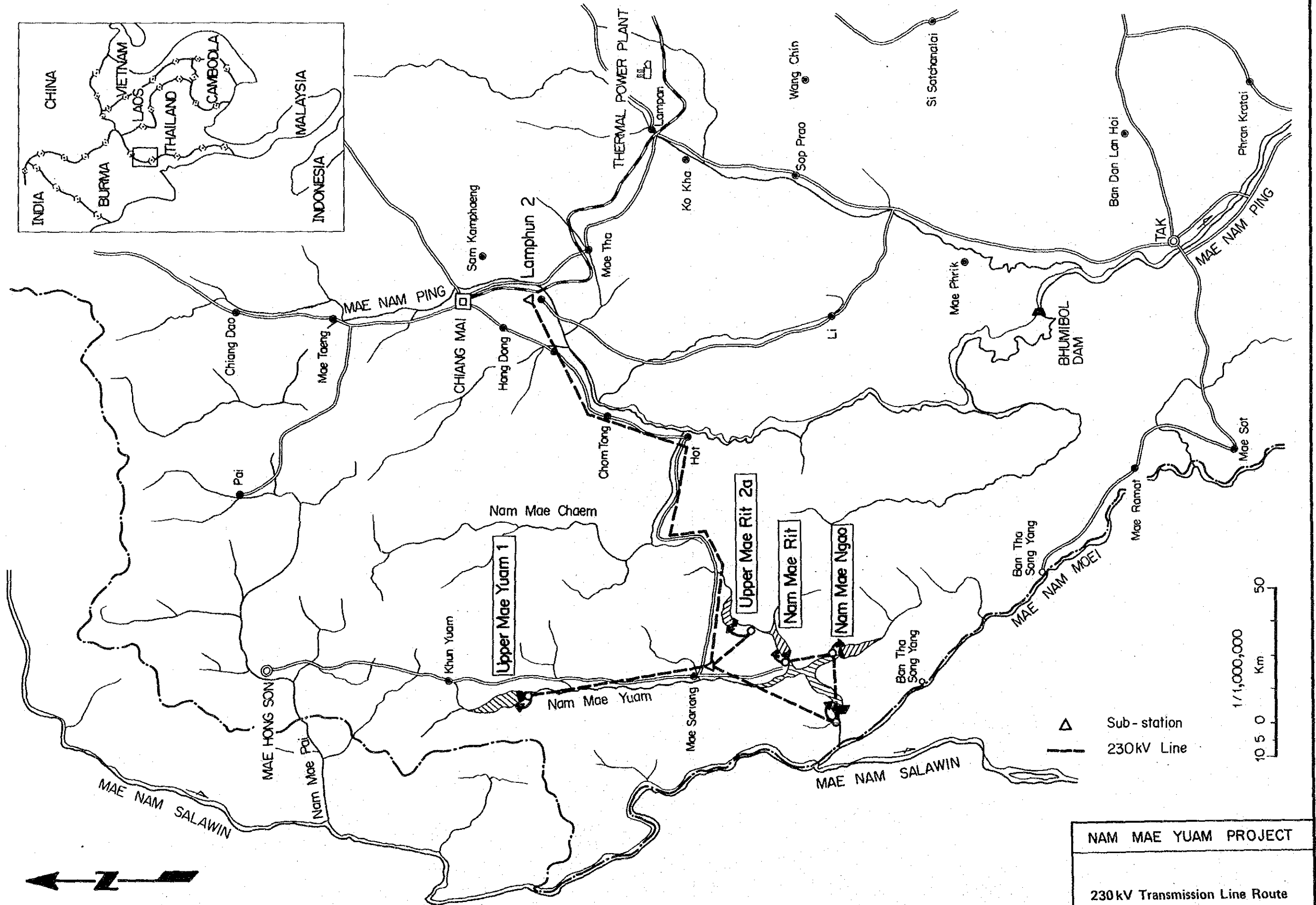
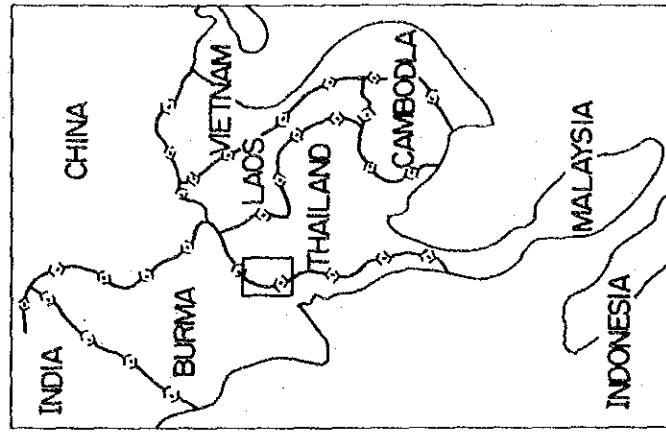
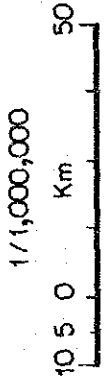


Fig. 7-6-13 Stability Analysis: Comparison 4-B



▲ Sub-station  
 - - - 230kV Line



NAM MAE YUAM PROJECT	
230 kV Transmission Line Route	
Fig. 7-7	





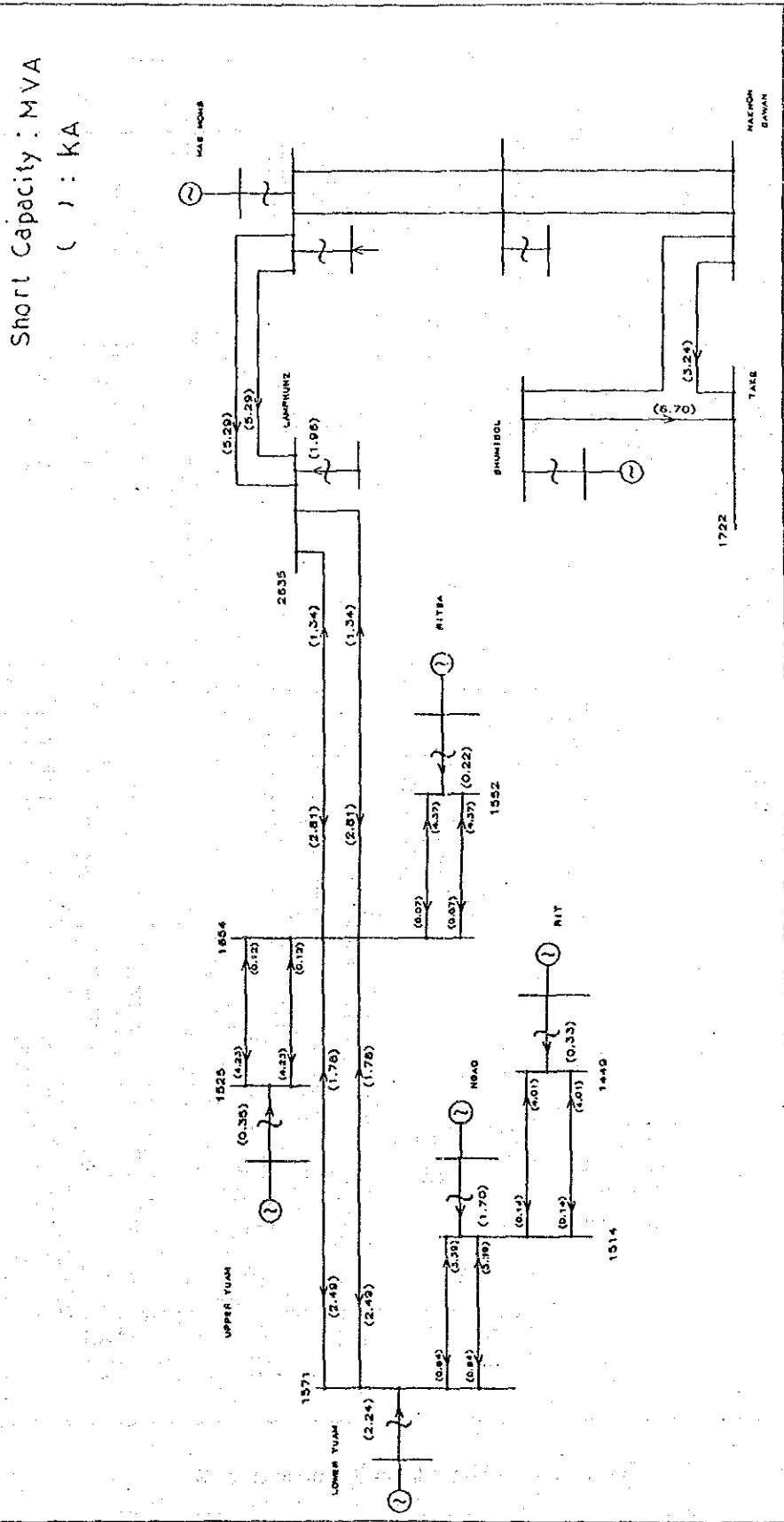


Fig. 7-8-1 Short Circuit Current: 2-B





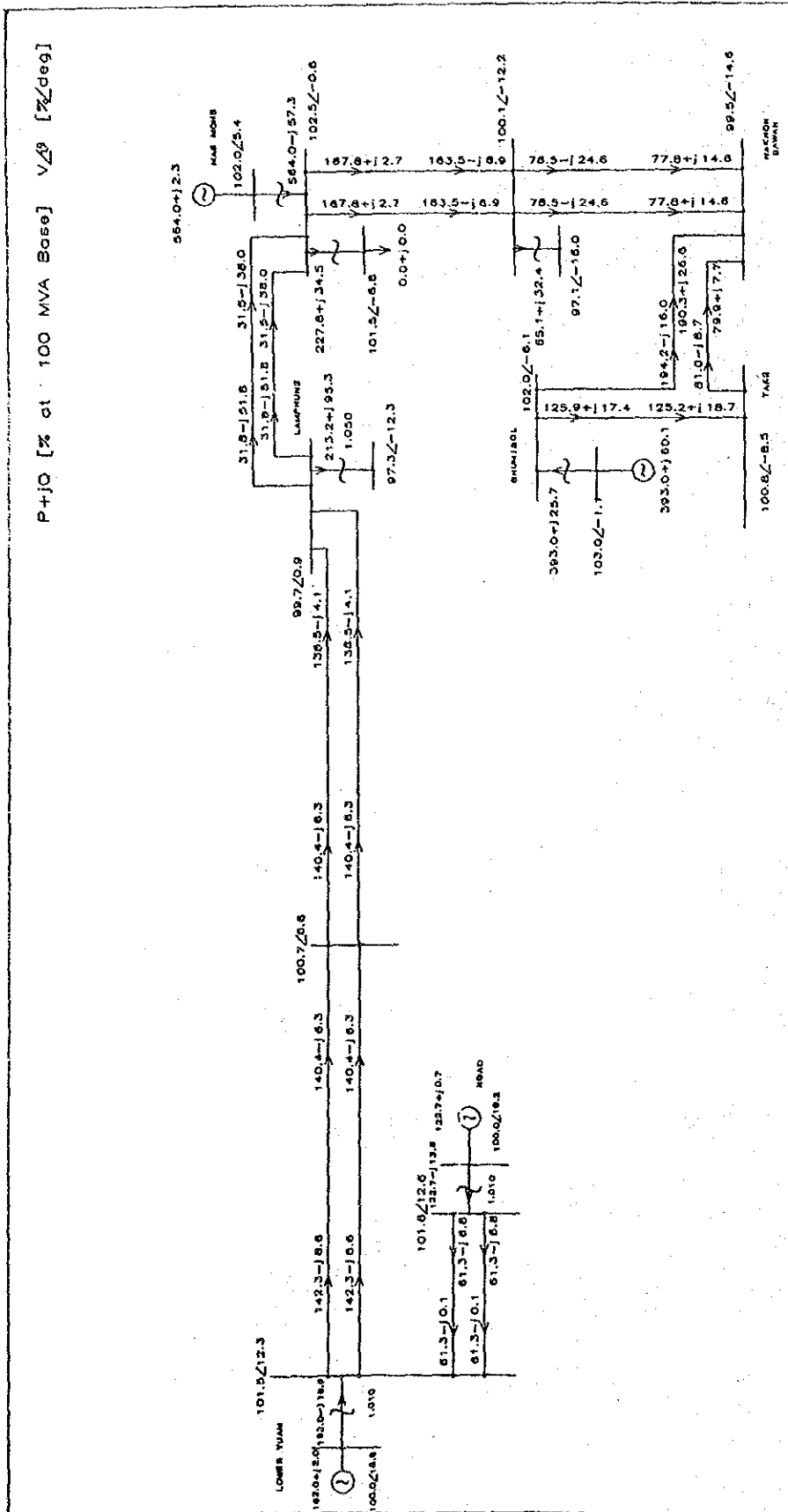


Fig. 7-9-1 Power Flow Diagram: 2-B-X

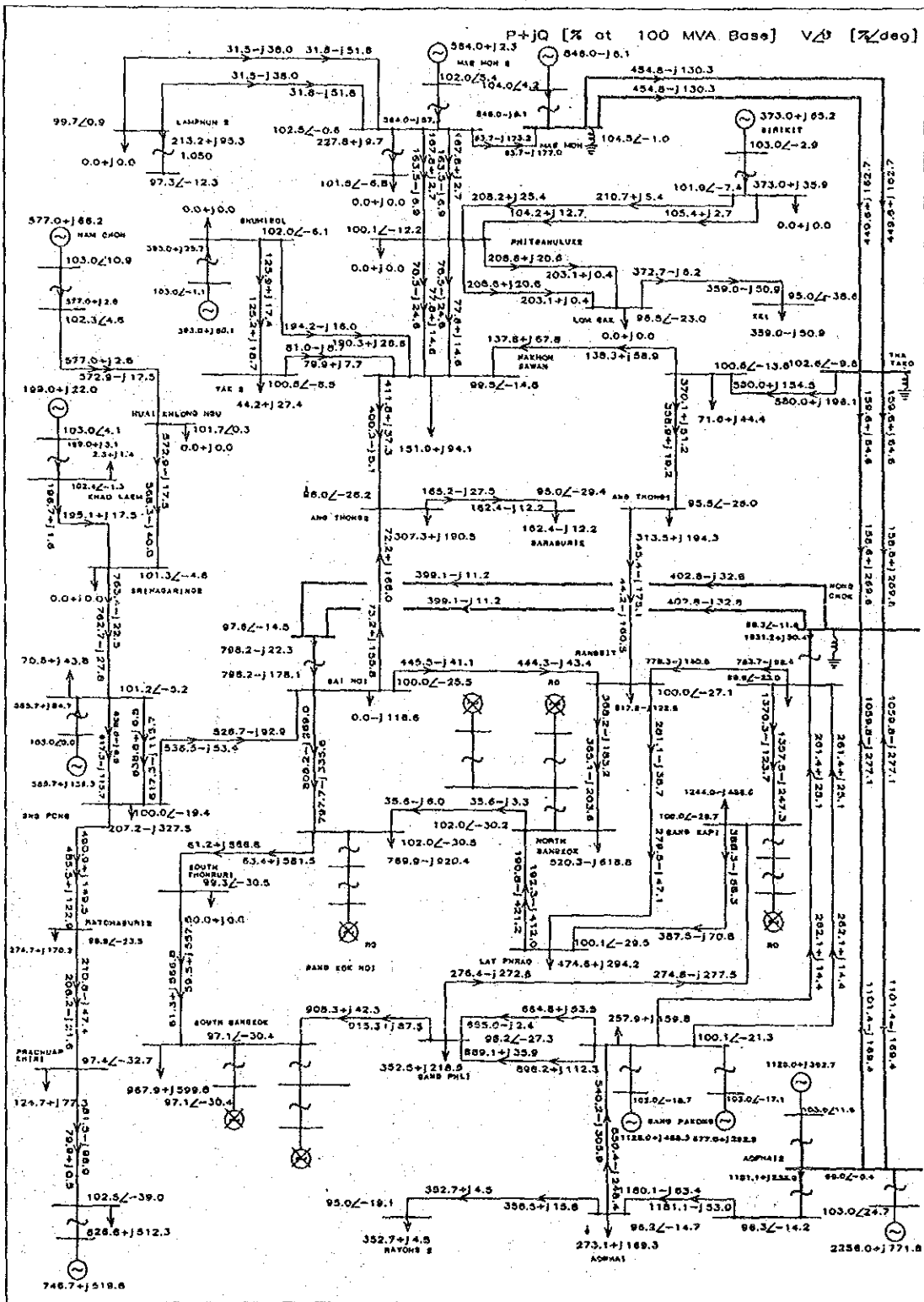


Fig. 7-9-2 Power Flow Diagram: 2-B-X

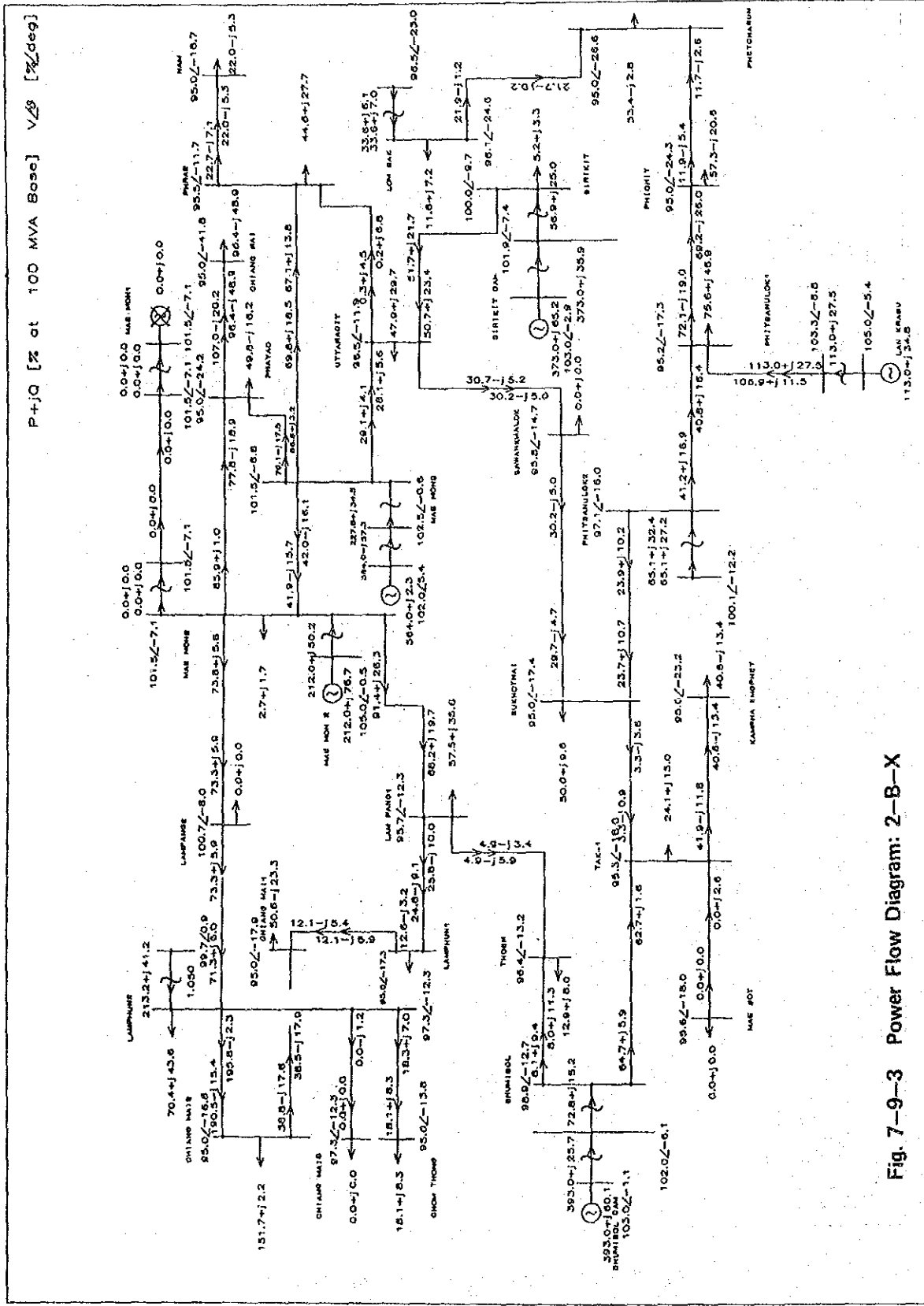


Fig. 7-9-3 Power Flow Diagram: 2-B-X

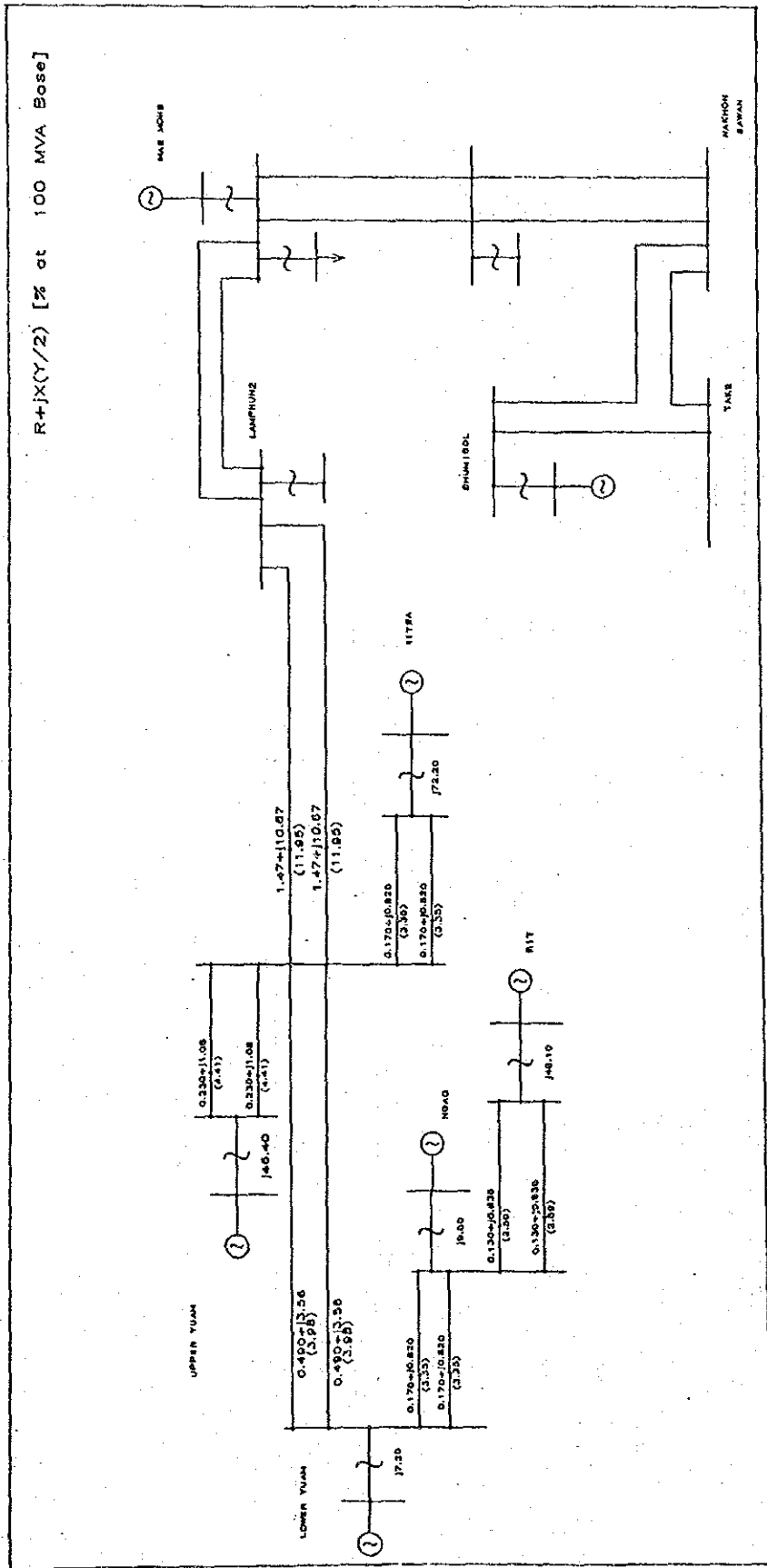


Fig. 7-10-1 Impedance Map: 2-B

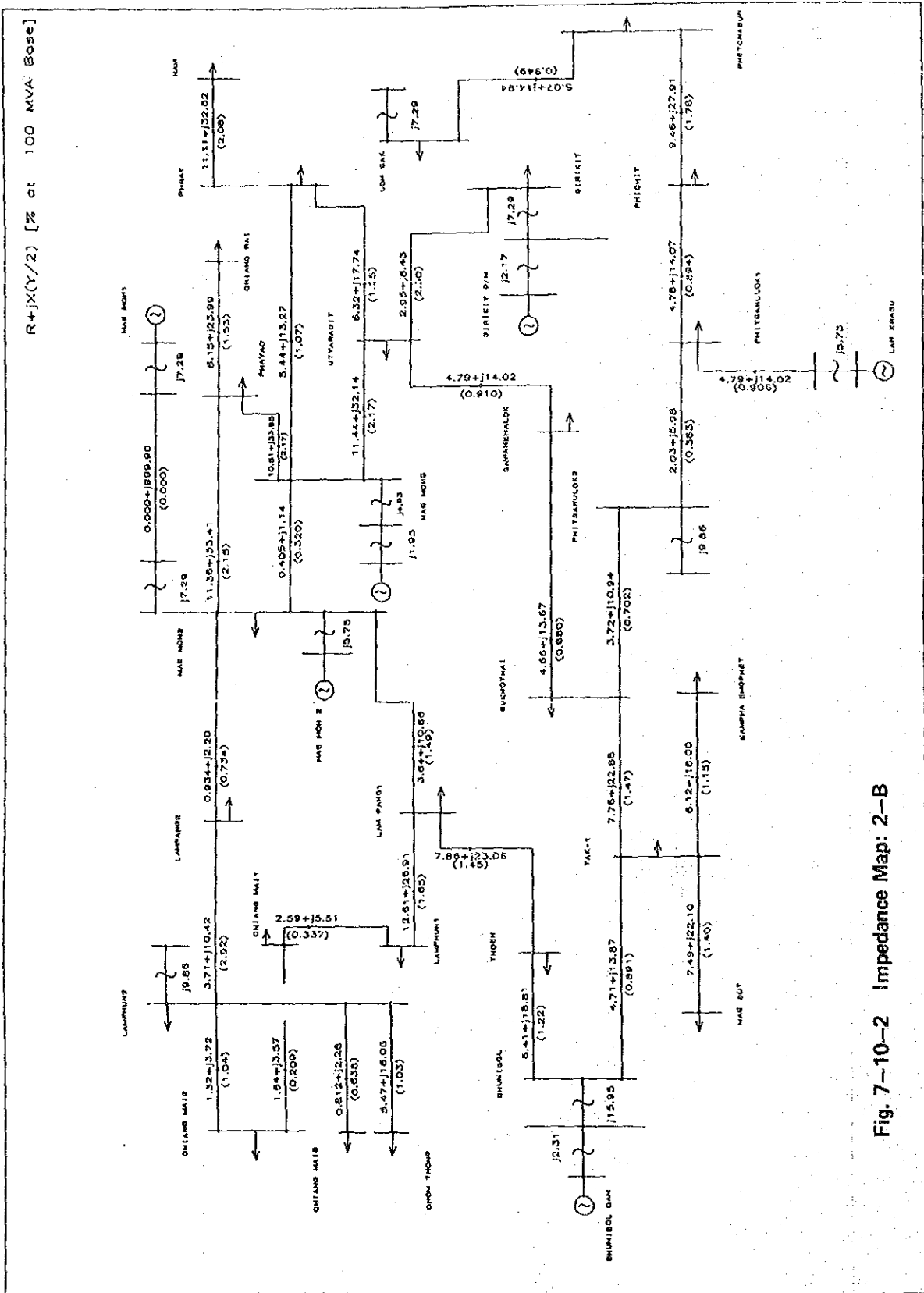


Fig. 7-10-2 Impedance Map: 2-B



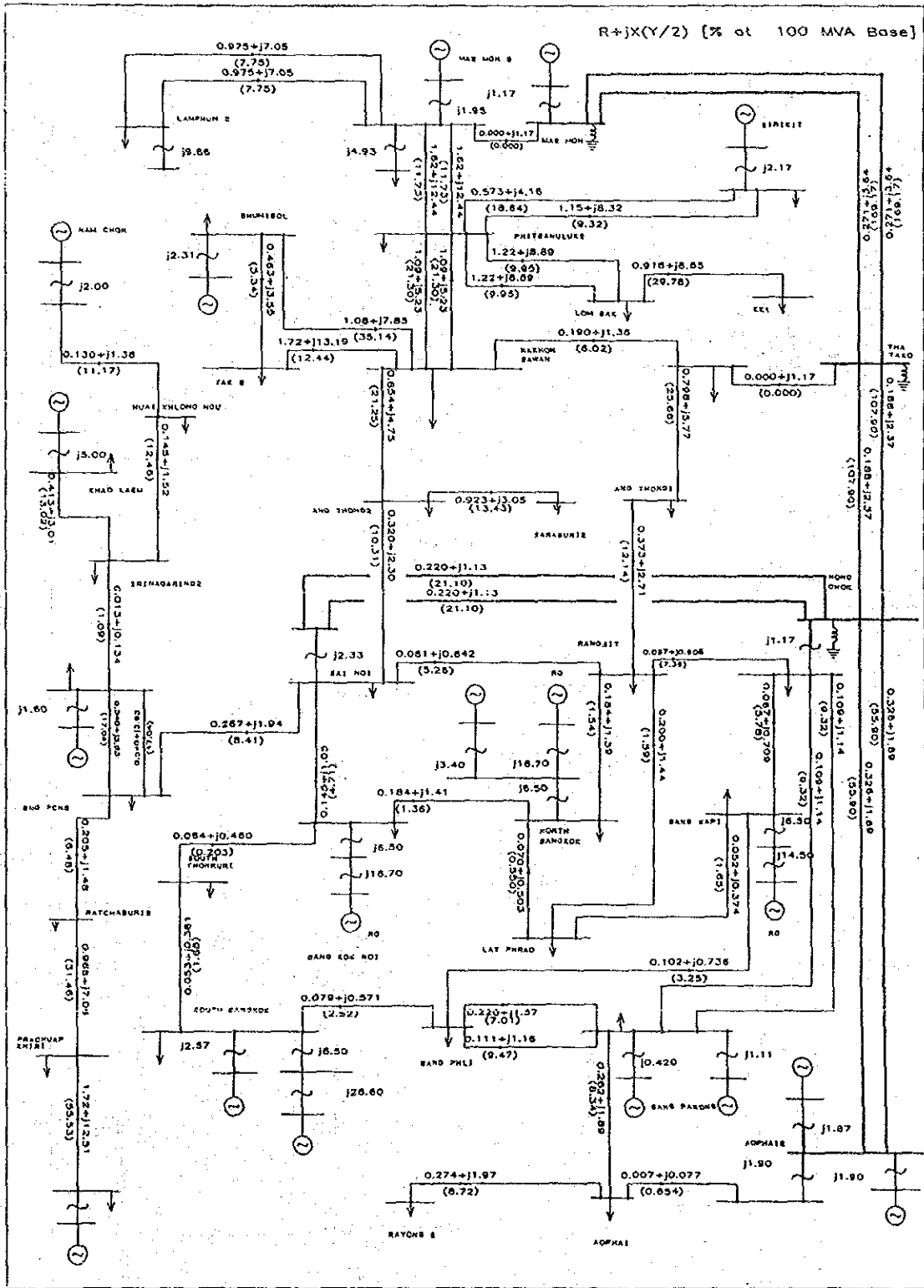


Fig. 7-10-3 Impedance Map: 2-B

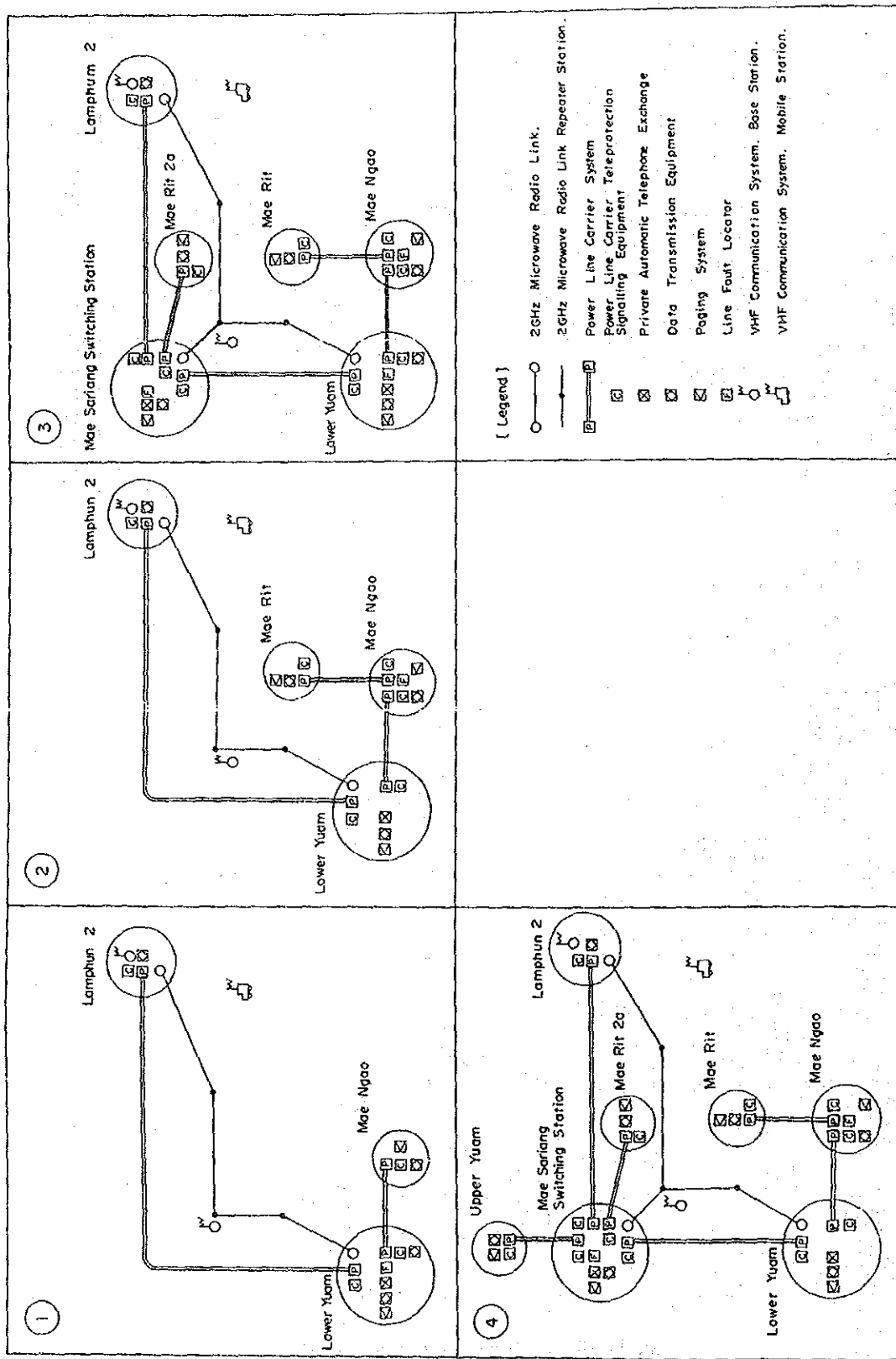
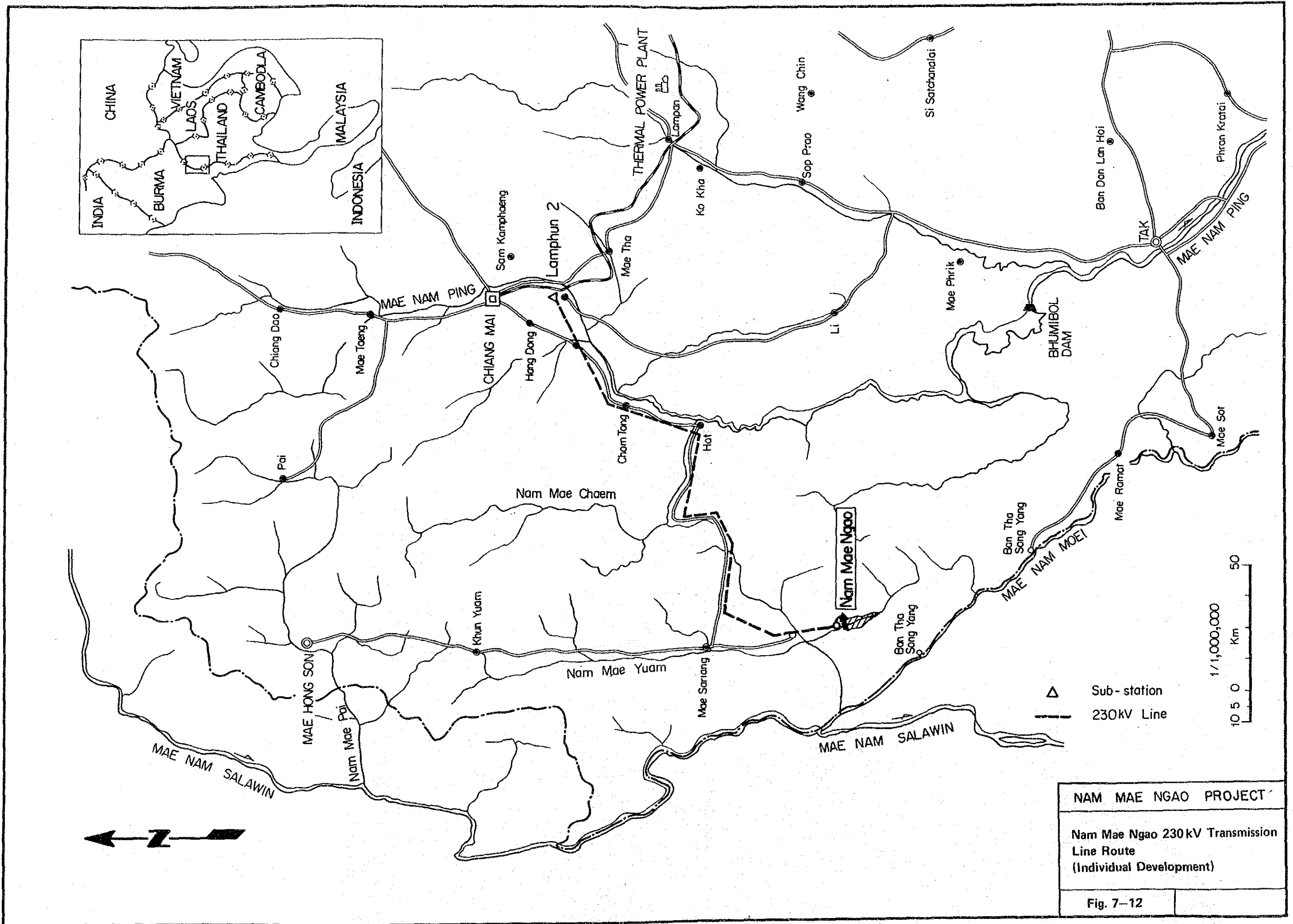


Fig. 7-11 Telecommunication System





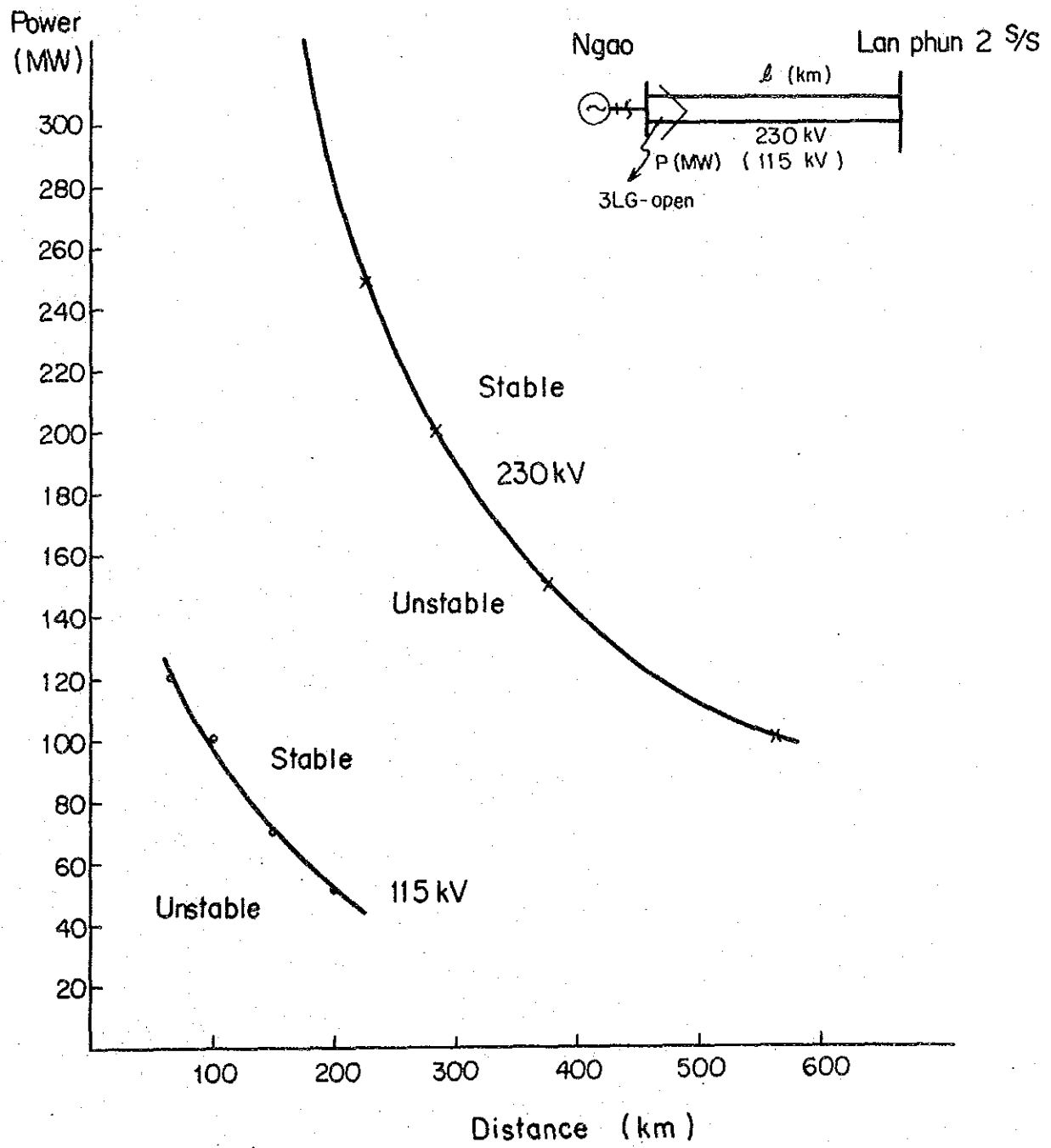


Fig. 7-13 Transient Stability Limit



## 第8章 工事計画と工事費





## 第 8 章 工事計画と工事費

8.1 工事計画	8 - 1
8.2 工事費と資金計画	8 - 8



## Table List

	Page
Table 8-1 Construction Cost of Nam Mae Ngao .....	8-9
Table 8-2 Construction Cost of Nam Mae Rit .....	8-10
Table 8-3 Construction Cost of Upper Mae Yuam I .....	8-11
Table 8-4 Construction Cost of Upper Mae Rit 2a .....	8-12
Table 8-5 Financial Program of Nam Mae Ngao .....	8-13
Table 8-6 Financial Program of Nam Mae Rit .....	8-13
Table 8-7 Financial Program of Upper Mae Yuam I .....	8-14
Table 8-8 Financial Program of Upper Mae Rit 2a .....	8-14

## Figure List

	Page
Fig. 8-1 Construction Schedule Nam Mae Ngao .....	8-4
Fig. 8-2 Construction Schedule Nam Mae Rit .....	8-5
Fig. 8-3 Construction Schedule Upper Mae Yuam 1 .....	8-6
Fig. 8-4 Construction Schedule Upper Mae Rit 2a .....	8-7

## 第8章 工事計画と工事費

### 8.1 工事計画

各プロジェクトの工事工程を、Fig. 8-1～Fig. 8-4に示す。

この工程は、工事規模、施工方法、天候等の条件を考慮に入れて作成されたものである。また、この工事工程の実施条件は工事用道路、工事用仮設備が工事着手前に完了している事である。

つぎに各プロジェクトの工事概要を示す。

#### 1) Nam Mae Ngao

国道からサイトへの道路は既に建設済みである。しかしながら、このルートは重機器類輸送のため、その線形と縦断勾配を改良する必要がある。

仮排水トンネル工事は乾期の初めに開始し、2年目の乾期の初めまでに完了する。その後、河流は仮排水路に転流される。ダム基礎の掘削は、上部から開始し、河流の転流後、河床部の掘削を開始する。

ダムの盛立ては、上流締切ダムより開始し、引続きダム本体を盛立てる。

ダム盛立工事は約28ヶ月を要し、第5年目の乾期の終わりまでに完了する。この間ダムの基礎処理と洪水吐工事を平行して施工する。ダム盛立完了後直ちに放流管据付工事を開始し、第5年目の乾期の終わりまでに完了する。

貯水池の湛水は7月に開始し、貯水池水位は9月の終わりまでに常時満水位に到達する。

取水口、水圧管路等の工事は第3年目から開始し、平行して施工する。

発電所工事は天井走行クレーン据付後、水車、発電機の据付けが開始され約1年半で完了する。

貯水池の湛水とともに運転開始に必要な諸試験が実施され発電所は最終年の10月末に運転を開始する。

送電線と開閉所の建設は、水車発電機の据付期間中に実施し、運転開始に必要な諸試験の前に完了する。

#### 1) Nam Mae Rit

国道からサイトへの工事用道路は、既に建設されているが、このルートは重機器類輸送のため、線形および縦断勾配を改良する必要がある。

仮排水トンネル工事は乾期の初めに開始し、第2年目の乾期の初めまでに完了する。

その後、河流は仮排水トンネルに転流される。

ダム基礎の掘削は上部より開始し、河流の転流後、河床部の掘削を開始する。

ダムの盛立は上流締切ダムより開始し、引続きダム本体の盛立へ移る。盛立工事は約2年を要し、第4年目の乾期の初めまでに完成する。

ダム盛立完了後、直ちに放流管の据付けが開始し、第5年目の乾期の終わりまでに完了する。

貯水池の湛水は4月から開始し、7月の終わりまでに貯水池水位は常時満水位に到達する。

洪水吐工事は第1年目から開始し、ダム完成と同時に完了する。

取水口、水圧鉄管等の工事は、第2年目から開始し、平行して進める。

発電所工事は天井走行クレーン据付け後、水車発電機の据付けを開始し、約1年半で完了する。

運転開始に必要な諸試験は貯水池湛水期間中に行い、最終年の7月末に発電所は運転を開始する。

送電線および開閉所の工事は水車、発電機の据付け期間中に実施し運転開始に必要な諸試験の前に完了する。

### 3) Upper Mae Yuam 1

国道からBan Wan Khanまでの既設道路は改良を必要とする。またBan Wan Khanからサイトまでは工事用道路を新設する必要がある。

仮排水路トンネル工事は初年度の乾期の初めに開始し、2年目の乾期の初めまでに完了する。その後、河流は仮排水路に転流し、直ちに締切ダムを建設することになる。

ダムの基礎掘削は、兩岸上部より開始し、河流の転流後河床部の掘削を開始する。

ダムの盛立は上流締切ダムより開始し、引続きダム本体を盛立てる。

ダム盛立工事は約2年を要し5年目の1月までに完了する。

ダム盛立完了後直ちに放流管据付け工事を開始し第5年目の5月までに完了する。

貯水池の湛水は6月から開始し9月の終わりまでに貯水池水位は常時満水位に到達する。

洪水吐、発電所、放水路等の建設工事は第2年目より開始し平行して進める。発電所工事天井走行クレーン据付け後、水車発電機の据付けを開始し約1年半で完了する。運転開始に必要な諸試験は貯水池湛水期間中に行い、第5年目の10月なかばに発電所の運転を

開始する。

送電および開閉所の工事は水車、発電機の据付期間中に実施し運転開始に必要な諸試験の前に完了する。

#### 4) Upper Mae Rit 2a

5万分の1の地図より判断すると、Ban Mae Chang からサイトまで2本の新しい工用道路が必要となる。1つはダムサイトへのアプローチであり一方は発電所サイトへのアプローチである。

本プロジェクトは長い導水路トンネルを有しているため、導水路トンネルの建設がこの計画の工程を左右することになる。導水路トンネルの施工は、上流と下流の両口から初年度の乾期に着工する。導水路トンネル上流側の施工は、取水口の掘削後着手する。導水路トンネルの建設には3年半要する。

ダム、調圧水槽、水圧鉄管、発電所、放水路等の施工は導水路トンネルの施工と平行して行う。

運転開始に必要な諸試験は貯水池湛水期間中に行い、最終年の5月の初めに発電諸は運転を開始する。

送電線および開閉所の工事は水車、発電機の据付期間中に実施し、水車、発電機の据付完了と同時に完了する。





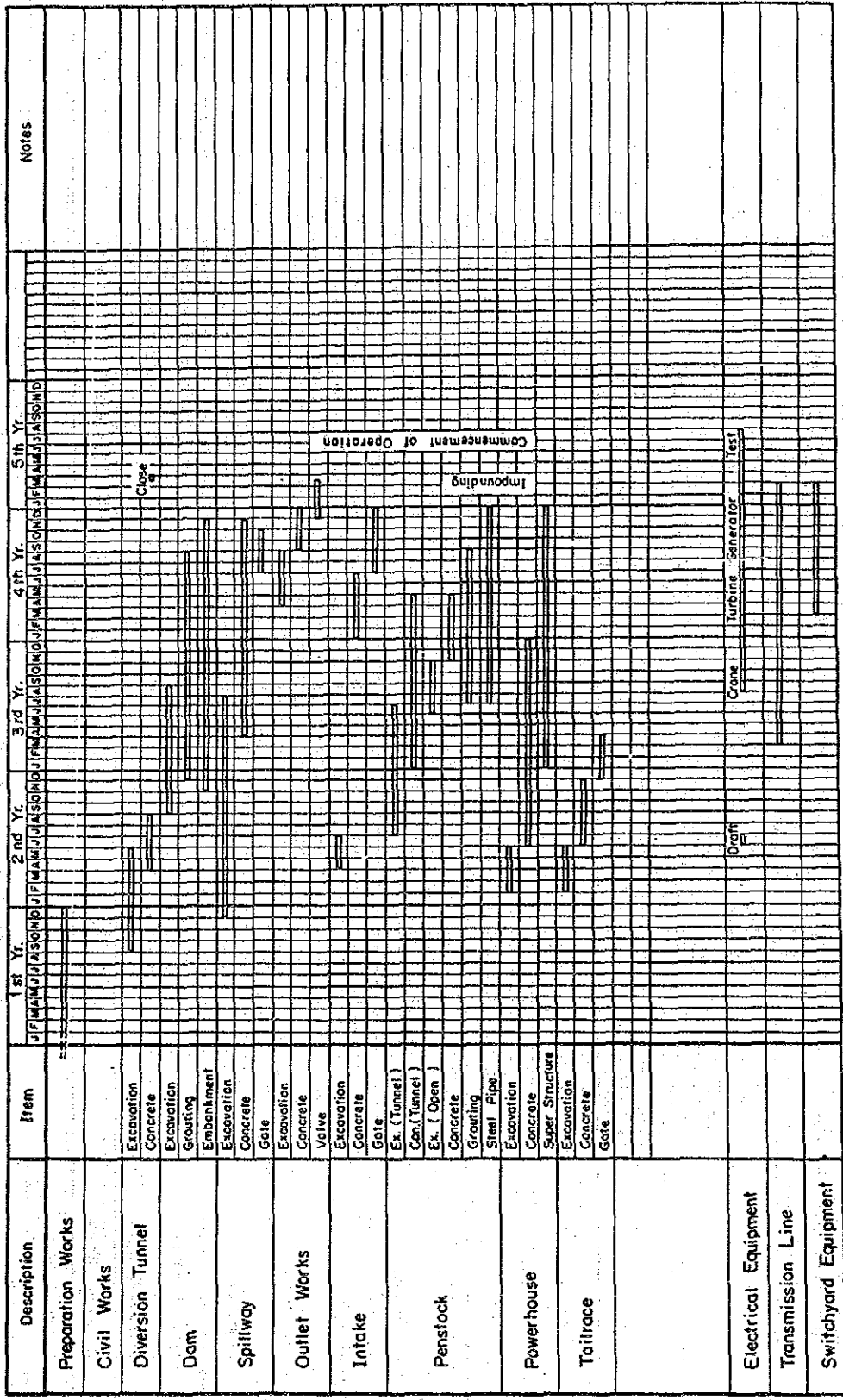


Fig. 8-2 Construction Schedule Nam Mae Rit

Description	Item	Year					Notes
		1st Yr.	2nd Yr.	3rd Yr.	4th Yr.	5th Yr.	
Preparation Works		J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D					
Civil Works							
	Excavation Concrete						
Diversion Tunnel							
	Excavation Grouting						
Dam							
	Embankment Excavation Concrete						
Spillway							
	Gate						
Outlet Works							
	Excavation Concrete Valve						
Intake							
	Excavation Concrete Gate						
Penstock	Ex. (Tunnel)						
	Con. (Tunnel)						
	Ex. (Open)						
	Con. (Open)						
	Grouting						
Powerhouse	Steel Pipe						
	Excavation						
	Concrete Super Structure						
Tailrace							
	Excavation Concrete Gate						
Electrical Equipment							
Transmission Line							
Switchyard Equipment							

Fig. 8-3 Construction Schedule Upper Mae Yuam 1

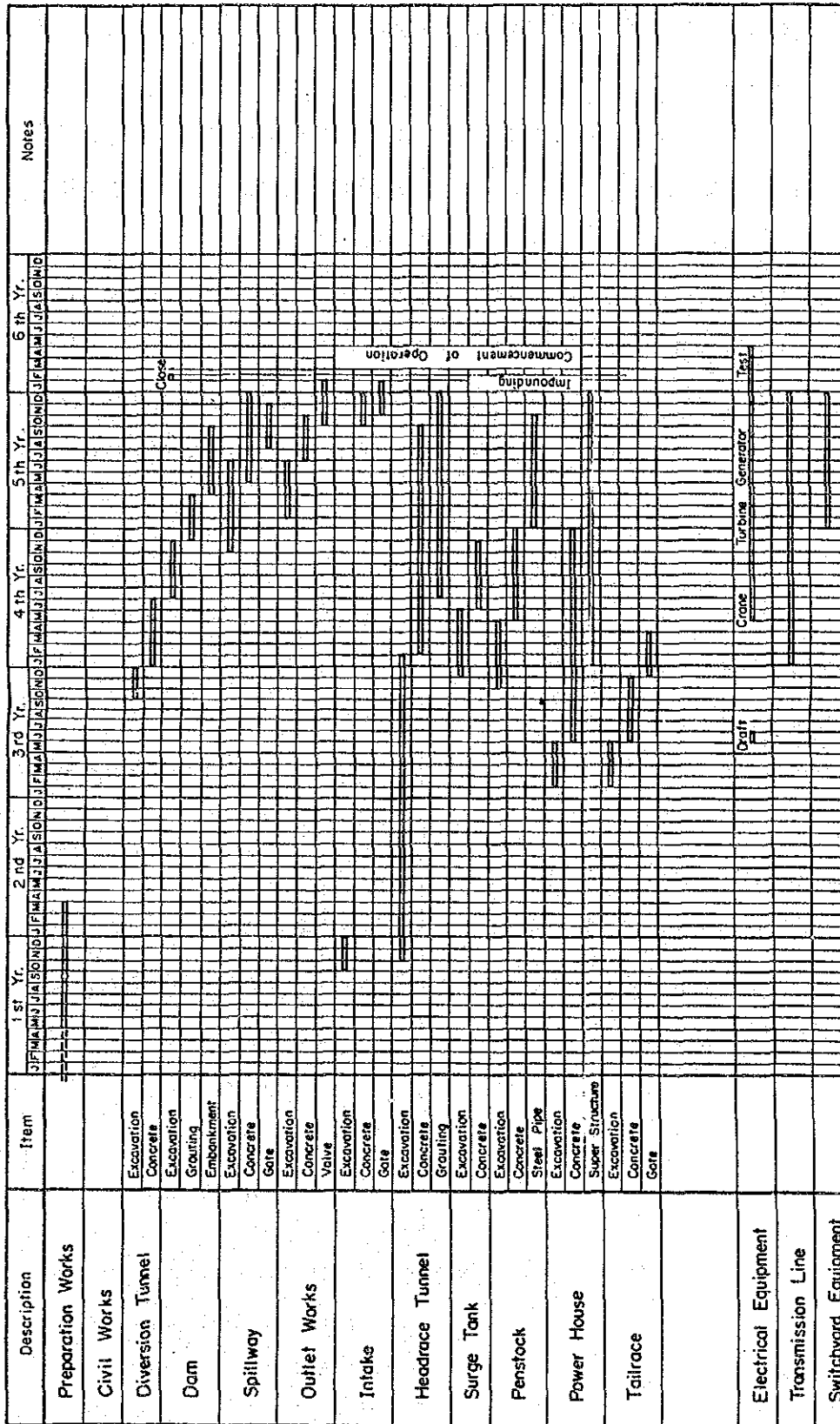


Fig. 8-4 Construction Schedule Upper Mae Rit 2a

## 8. 2 工事費と資金計画

各プロジェクトの工事費は、つぎの手法により算定した。

過去に実施された多くのダム、発電所の建設実績にもとづいて作成された数量概算式を使用し、工事数量を算定した。

工事単価は、タイ国で実施された類似工事の建設費を参考として第一断裁および第二段階のスタディでは1985年8月時点で算定した。追加検討では1986年7月時点で算定した。

算定した工事費には、仮設備工事、補償費、土木工事、水力機器、電気機器、送電線、技術経費、EGATの管理費、ならびに建中利子が含まれている。

輸入税はNam Mae Rit, Upper Mae Yuam 1 およびUpper Mae Rit 2aの各プロジェクトの第二段階スタディには考慮していない。Nam Mae Ngaoプロジェクトの追加検討においては輸入税を考慮している。

価格エスカレーションは考慮していない。

選定したプロジェクトに要する工事費を外貨、内貨に分けてTable 8-1~Table 8-4に示す。この場合  $1US = 27\text{฿}$ とした。

工事工程による資金計画をTable. 8-5~Table. 8-8に示す。

コンサルタントの技術経費とEGATの管理費は直接工事費の5%および3%をそれぞれ計上した。

建中利子率は外貨分について年10%とした。

工事費はタイで調達可能な建設資材を考慮して外貨、内貨に分けた。

Lower Yuam計画の増分便益の検討では、Lower Yuamプロジェクトの建設費は、1986年7月時点の単価で見直した。

Table 8-1 Construction Cost of Nam Mae Ngao Project

Unit: M฿

Item	Total	Currency	
		Foreign	Local
Preparation Works	144.2	0	144.2
Compensation	0.2	0	0.2
Civil Works	1,834.5	1,009.0	825.5
Hydraulic Equipment	152.3	114.2	38.1
Electrical Equipment	698.9	594.1	104.8
Telecommunication & Transmission line	89.5	62.8	26.7
Duties & Taxes	220.4	0	220.4
Sub-total	3,140.0	1,780.1	1,359.9
Engineering Fee	157.0	94.2	62.8
EGAT Administration	94.2	0	94.2
Interest during Construction	442.2	0	442.2
Grand Total	3,833.4	1,874.3	1,959.1

(Based on Case No.3 at the second stage study)

(As of July 1986 price level)

Table 8-2 Construction Cost of Nam Mae Rit Project

Unit: M฿

Item	Total	Currency	
		Foreign	Local
A) Generating Facilities			
1. Preparation Works	74.1	0	74.1
2. Civil Works	740.8	407.4	333.4
3. Hydraulic Equipment	92.9	69.7	23.2
4. Electrical Equipment	270.8	230.2	40.6
Sub-total	1,178.6	707.3	471.3
B) Transmission Line	39.1	27.4	11.7
C) Engineering Fee	60.9	36.5	24.4
D) EGAT Administration	36.5	0	36.5
E) Interest during Const.	138.2	0	138.2
Grand Total	1,453.3	771.2	682.1

(Base on Case No.2 at the second stage study)

(As of August 1985 price level)

Table 8-3 Construction Cost of Upper Yuam I Project

Unit: M\$

Item	Total	Currency	
		Foreign	Local
A) Generating Facilities			
1. Preparation Works	59.5	9.6	49.9
2. Civil Works	1,183.1	373.6	809.5
3. Hydraulic Equipment	90.3	67.4	22.9
4. Electrical Equipment	274.6	233.4	41.2
Sub-total	1,607.5	684.0	923.5
B) Telecommunication & Transmission Line	78.9	55.2	23.7
C) Compensation	44.8	7.3	37.5
D) Engineering Fee	86.6	51.9	34.7
E) EGAT Administration	51.9	0	51.9
F) Interest during Const.	187.7	0	187.7
Grand Total	2,057.4	798.4	1,259.0

(Base on Case No.1 at the second stage study)

(As of August 1985 price level)

Table 8-4 Construction Cost of Upper Mae Rit 2a Project

Unit: M฿

Item	Total	Currency	
		Foreign	Local
A) Generating Facilities			
1. Preparation Works	51.7	0	51.7
2. Civil Works	383.3	210.8	172.5
3. Hydraulic Equipment	57.4	43.1	14.3
4. Electrical Equipment	155.2	131.9	23.3
Sub-total	647.6	385.8	261.8
B) Transmission Line	45.0	31.5	13.5
C) Engineering Fee	34.6	20.8	13.8
D) EGAT Administration	20.8	0	20.8
E) Interest during Const.	86.3	0	86.3
Grand Total	834.3	438.1	396.2

(Base on Case No.3 at the second stage study)

(As of August 1985 price level)



Table 8-5 Financial Program of Nam Mae Ngao

Unit: MB

Year	Total	Foreign	Local	Remarks
1st Yr.	342.5	133.8	208.7	
2nd Yr.	780.0	427.4	352.6	
3rd Yr.	1,037.7	528.4	509.3	
4th Yr.	2,202.1	611.0	591.1	
5th Yr.	471.1	173.7	297.4	
Total	3,833.4	1,874.3	1,959.1	

These amount are based on the price level as of July, 1986.

Table 8-6 Financial Program of Nam Mae Rit

Unit: MB

Year	Total	Foreign	Local	Remarks
1st Yr.	188.4	58.9	129.5	
2nd Yr.	196.3	106.2	90.1	
3rd Yr.	430.7	236.7	194.0	
4th Yr.	492.9	284.7	208.2	
5th Yr.	145.0	84.7	60.3	
Total	1,453.3	771.2	682.1	

These amount are based on the price level as of August, 1985.

Table 8-7 Financial Program of Upper Mae Yuam I

Unit: M฿

Year	Total	Foreign	Local	Remarks
1st Yr.	243.2	62.7	180.5	
2nd Yr.	372.5	172.0	200.5	
3rd Yr.	565.9	221.0	344.9	
4th Yr.	693.2	267.8	425.4	
5th Yr.	182.6	74.9	107.7	
Total	2,057.4	798.4	1,259.0	

These amount are based on the price level as of August, 1985.

Table 8-8 Financial Program of Upper Mae Rit 2a

Unit: M฿

Year	Total	Foreign	Local	Remarks
1st Yr.	88.6	25.6	63.0	
2nd Yr.	59.4	20.6	38.8	
3rd Yr.	68.1	34.9	33.2	
4th Yr.	178.8	103.8	75.0	
5th Yr.	387.0	223.0	164.0	
6th Yr.	52.4	30.2	22.2	
Total	834.3	438.1	396.2	

These amount are based on the price level as of August, 1985.

## 第9章 經濟評估



## 第 9 章 経済評価

9.1	計画の検討に適用された基本概念と手法	9 - 1
9.2	代替火力発電所	9 - 13
9.3	水力発電プロジェクトの便益	9 - 24
9.4	水力発電所の費用	9 - 31
9.5	B - C と B / C	9 - 32
9.6	等価割引率 (EDR)	9 - 34
9.7	感 度 分 析	9 - 37



## Table List

		Page
Table 9-1	Economic Criteria and Basic Cost of Thermal Power Plants Case 0 (Base Case)	9-15
Table 9-2	Cost Stream of Alternative Gas Turbine (Natural Gas - Diesel Oil) Case 0 (Base Case)	9-16
Table 9-3	Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Natural Gas - Imported Coal) Case 0 (Base Case)	9-17
Table 9-4	Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Lignite) Case 0 (Base Case)	9-18
Table 9-5	Intersection Points of Cost Curves (Base Case)	9-19
Table 9-6	Plant Characteristics	9-20
Table 9-7	Additional Study, Variations of Fuel Cost, Capacity Factors and Economic Life Lengths of Alternative Thermals	9-21
Table 9-8-1	Additional Study, Economic Evaluation of Nam Mae Ngao Individual Development for Various Cases of Fuel Cost	9-25
Table 9-8-2	Additional Study, Transmission Loss for Nam Mae Ngao Individual Development (116.9MW)	9-26
Table 9-9-1	Additional Study, Economic Evaluation of Lower Yuam Individual Development for Various Cases of Fuel Costs	9-27
Table 9-9-2	Additional Study, Transmission Loss for Lower Yuam Individual Development (162MW)	9-28
Table 9-10-1	Additional Study, Economic Evaluation of Nam Mae Ngao + Lower Yuam Integrated Development for Various Cases of Fuel Costs	9-29
Table 9-10-2	Additional Study, Transmission Loss for Nam Mae Ngao + Lower Yuam Integrated Development (116.9 + 257.1)	9-30
Table 9-11	3rd Stage Study, Incremental Benefit of Lower Yuam due to Effect of Nam Mae Ngao Development	9-33
Table 9-12	Cost and Benefit Stream of Nam Mae Ngao Individual Development	9-35
Table 9-13	Cost and Benefit Stream of Nam Mae Ngao + Lower Yuam	9-36
Table 9-14	Additional Study, Economic Criteria and Basic Costs of Thermal Power Plants Case 0 (Base Case)	9-39
Table 9-15	Additional Study, Sensitivity Analysis for Discount Rate = 12% Cost Stream of Alternative Gas Turbine (Natural Gas - Diesel Oil)	9-40
Table 9-16	Additional Study, Sensitivity Analysis for Discount Rate = 12% Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Natural Gas - Imported Coal)	9-41
Table 9-17	Additional Study, Sensitivity Analysis for Discount Rate = 12% Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Lignite)	9-42

Table 9-18	Sensitivity Test for Discount Rate Nam Mae Ngao Individual Development	9-43
Table 9-19	Sensitivity Test for Discount Rate Transmission Loss for Nam Mae Ngao Individual Development	9-44
Table 9-20	Sensitivity Test for Discount Rate Lower Yuam Individual Development	9-45
Table 9-21	Sensitivity Test for Discount Rate Transmission Loss for Lower Yuam Individual Development	9-46
Table 9-22	Sensitivity Test for Discount Rate Nam Mae Ngao + Lower Yuam Integrated Development	9-47
Table 9-23	Sensitivity Test for Discount Rate Transmission Loss for Nam Mae Ngao + Lower Yuam Integrated Development	9-48
Table 9-24	Sensitivity Test for Discount Rate (=12%) Incremental Benefit of Lower Yuam	9-49
Table 2-25	Cost and Benefit Stream of Nam Mae Ngao Individual Development	9-50
Table 9-26-1	Economic Evaluation of Nam Mae Ngao Individual Development for Various Cases of Fuel Costs Sensitivity Test (Transmission Line from Nam Mae Ngao to Lamphun 2 included)	9-51
Table 9-26-2	Transmission Loss for Nam Mae Ngao Individual Development (116.9MW) Sensitivity Test (Transmission Line from Nam Mae Ngao to Lamphun 2 included)	9-52



## Figure List

	Page
Fig. 9-1 Daily Load Curve & Positions of Hydro Power Plant .....	9-4
Fig. 9-2 Unit Cost Lines of Thermal Power Plants .....	9-7
Fig. 9-3 Load Duration Curve Divided into Tow Portions .....	9-7
Fig. 9-4 Fitting Hydro Power & Energy under Load Duration Curve .....	9-12
Fig. 9-5 Residual Load Duration Curve Supplied by Thermal Plants .....	9-12
Fig. 9-6 Load Durations Curve of Northern Region 2000 with Nam Mae Ngao No. 2( N02A 260.25b) fitted .....	9-22
Fig. 9-7 Load Durations Curve of Northern Region 2000 with Nam Mae Ngao + Lower Yuam fitted .....	9-23
Fig. 9-8 Variation of B - C & B/C for Nam Mae Ngao Individual Development .....	9-38



9.1 計画の検討に適用された基本概念と手法

1) 定義

出力と電力量についてはつぎのとおり定義する。

水力発電所の連続保証流量と当該流量が利用可能な時間の生起確率が少なくとも100パーセント<sup>(1)</sup>とするような流量であると定義する。すなわち、連続保証流量は発電所の耐用年数の全期間を通じて毎日24時間連続的に放流可能な流量である。

註.1)

実用的には95%または90%値が使用される。

本スタディでは95%保証流量が採用された。

貯水池式水力発電所の場合には、オフ・ピーク時間帯の連続保証流量は貯水池に貯溜されピーク時間帯に集中的に放流される。

貯水池式水力発電所の保証流量はピーク時間帯の放流量の平均値である。

それゆえ、この保証流量は全期間を通じて毎日のピーク時間帯に使用可能である。保証流量は次式で与えられる。

$$\text{保証流量} = \frac{\text{連続保証流量}}{\text{日設備利用率}} \quad \dots\dots\dots 1)$$

ここに日設備利用率は一日の時間数に対するピーク持続時間の比率である。保証流量は全期間内の全ての日負荷の平均値に対応する日設備利用率で想定されるべきであるが、日設備利用率はこのスタディでは最大負荷日の比率によって想定されている。その理由はデータ収集が比較的簡易であったことによる。(この想定結果は十分に安全側であり、設備容量が負荷に対して不足することはない。)

ピーク持続時間は負荷の性格によって変化するので日設備利用率もまた、それに影響される。

一方、水力発電所の日設備利用率は当該水力発電所が属する電力供給系統の電源構成にも支配される(その系統内におけるピーク対応発電所の設備合計とベース負加対応発電所の設備合計との割合)。

今ある系統はほとんどの発電所がベース負荷対応の火力発電所で構成されていると想定する。したがって、計画水力発電所の電力と電力量は負荷のピーク部分を負担することになる。その結果、水力発電所の設備利用率は低くなる。

また、もしピークの或る部分が系統内の既設水力発電所により既に供給されているならば、新規計画水力と既設水力は全体として比較的広範なピーク負荷に対応することとなる。この場合には結果的に高い設備利用率となる。

このように計画水力発電所の日設備利用率は恣意的に決定することはできない。負荷の性格と電力供給系統の構成が与えられればこの利用率はほとんど一義的に決定される。

水力発電所の連続保証出力は連続保証流量により貯水池水位が最低水位にある条件で計算された出力である。したがって、連続保証出力は耐用期間内のいかなる日であっても24時間連続して保証される出力である。

水力発電所の保証出力は連続保証流量が保証流量に置き換えられるということを除けば上記と同じ条件で計算される。したがって、水力発電所の保証出力は全耐用期間を通し、毎日ピーク負荷時間帯に対応可能な出力である。

水力発電所の発生電力が保証出力と全く等しい日が発生する頻度は、したがって、極めて稀であるといえる。

しかし、水力発電所の便益評価に用いられる通常の方法が基本的パラメーターの一つとして保証出力を採用している事実はこの保証出力が水力発電所の便益を左右していることを意味するものである。

通常、水力発電所の出力便益は、この水力と等しい保証出力を持っている代替火力発電所の固定費で評価され、また、電力量便益は同様に等しい電力量を発生する代替火力発電所の変動費に対応するものとして評価される。

## 2) 水力発電所が系統内の需給に占める位置

河川流量は季節により変動する。貯水池水位が最低水位にあり、かつ貯水池への流入量が最小である日においては、水力発電所はほとんど保証出力のみしか発電せず、かつ、発電時間はピーク負荷時間帯にのみ限定されてしまう。この状態をFig. 9-1(a)に概念的に示す。この中で保証出力および保証電力量は斜線で示されるピーク負荷時間帯のみを負担する。

一方、ダムからの越流が一日中続くような豊水期においては、水力発電所は通常、Fig. 9-1 (d)に図示するごとく24時間を通し設備出力で運転される。したがって、このような日においては水力発電所で発電される余剰電力量は火力発電所が負担する予定のベース負荷部分に充当される。しかし、上述したような二つの極端な日の発生は極めて稀である。普通の日では、状況は上記二つの日の中間にある。この普通の日をFig. 9-1(b)およ

び(c)に示す。この中でFig. 9-1(b)は渇水期側の日の状況を示し、また、Fig. 9-1(c)は平均的な状況を示している。

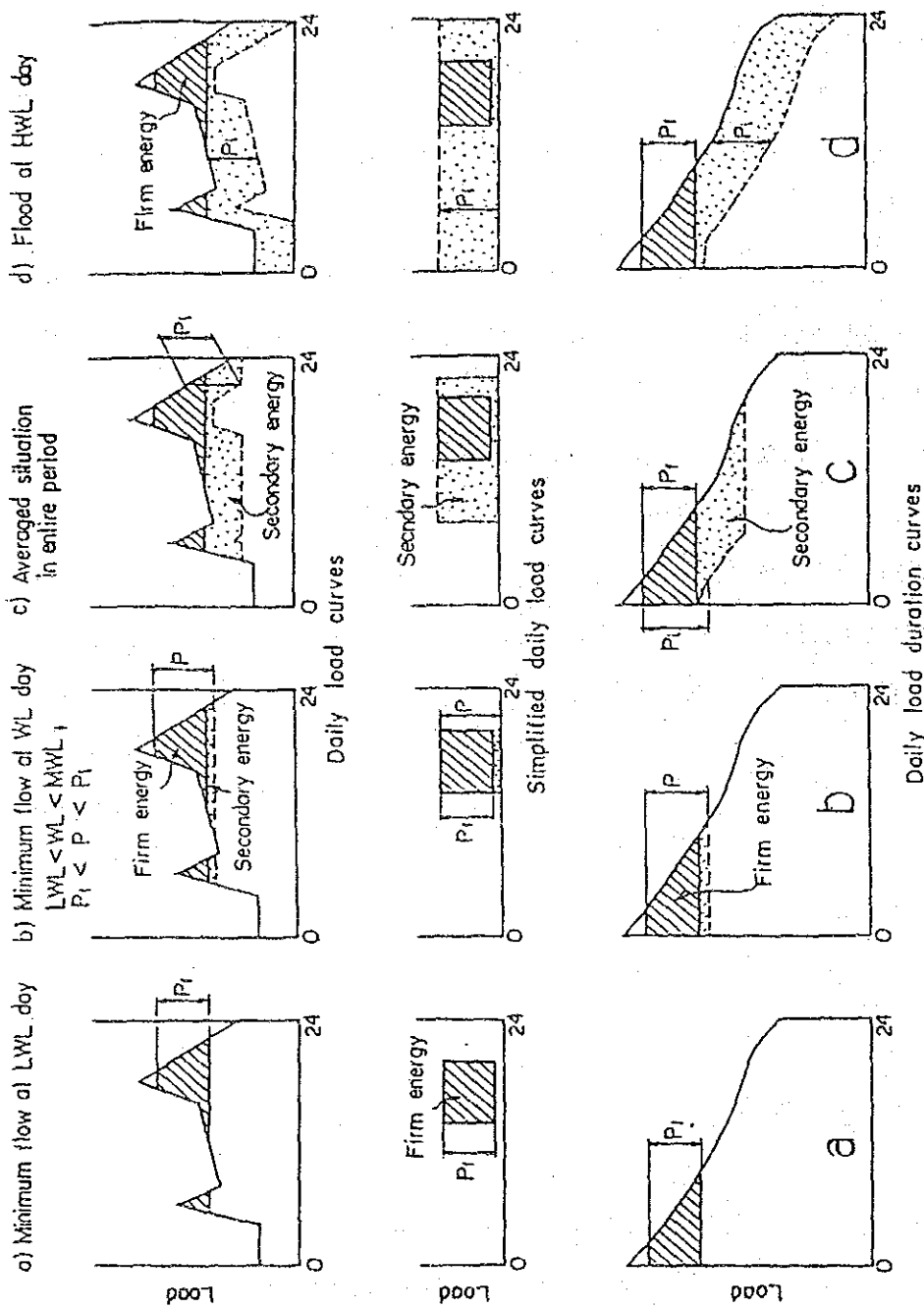
この水力発電所で発電される2次電力量(点で示される部分)はピーク負荷時間帯かまたは、その付近の負荷に充当される。この結果、残留負荷曲線(residual load curve)の形(すなわち、水力が受け持つ部分を除いた残りの曲線形状)は火力発電所の運転が最も経済的となるベース負荷対応を可能とするようなフラットな負荷曲線へ近づく。

Fig. 9-1の最下段の列は、上述した(a), (b), (c)および(d)に相当する日の日負荷持続曲線を、その曲線の中でそれぞれが対応する位置にあてはめられた水力の出力および電力量と一緒に図解的に描いたものである。

水力発電所の設備出力( $P_i$ で表示)、保証出力( $P_f$ )、日保証電力量および日平均2次電力量は別途与えられる値であるから、これらの出力や電力量が負荷持続曲線の中で占める位置は一義的に決定される。

このように平均された状況における負荷持続曲線にあっては、斜線の面積は日発生保証電力量に等しく点表示の面積は日平均発生2次電力量を表すものである。

同時に斜線面積の高さは保証出力 $P_f$ と一致しかつ、斜線と点表示面積の合計高さはいかなる時点においても設備出力 $P_i$ を超過することはない。これら二つの制約(面積と高さ)により水力の位置はほぼ一義的に決定される。



WL: Water level, LWL: Low water level, MWL: Mean water level, HWL: High water level  
 P : Power output, P<sub>1</sub> : Firm capacity, P<sub>1</sub> : Installed capacity

Fig. 9-1 Daily Load Curve & Positions of Hydro Power Plant

### 3) 火力発電所の最適組合せ

この節においては、火力発電所のみによって電力供給がなされる場合について考える。

この目的のため、火力発電所のいくつかのタイプすなわち、ガス・タービン、コンバインド・サイクル石油火力あるいは石炭火力発電所等が考えられる。

よく知られているように、これらの火力はそれぞれの特性を有しており、例えば、ガス・タービンの場合には、kW当りの建設費は安いが kWh当りの燃料費は割高である。そのため、このタイプは通常ピーク発電に適している。

一方、新鋭火力発電所の場合は、kW当りの建設費は高いが kWh当りの燃料費は割安であるので、このタイプの発電所はベース負荷部分を受け持つのが一般的である。

コンバインド・サイクル発電所は上記二者の中間火力として位置付けられている。

さらに、これらの火力発電所はある特定の設備利用率 (Capacity factor) の範囲内で運転されることが望ましい。ここに発電所の設備利用率は次式によって定義される。

$$\text{設備利用率} = \frac{\text{年間発生電力量}}{\text{設備出力} \times \text{年間の時間数}} \quad 2)$$

換言すれば、火力発電所は年間を通してその運転が最も経済的となるような、運転時間を有している。例えば、設備利用率はガス・タービンの場合で10%以下、蒸気タービン火力では40%から90%の間である。設備利用率の特定範囲を超える火力発電所の過運転は発電所の経済的寿命を事実上短縮する結果をもたらす。

火力発電所の最適組合せは、負荷特性、立地条件、燃料の調達とコスト、設備利用率等を勘案して決定する必要がある。ここで各火力発電所を系統へ投入する場合の最適時点を見出す方法について述べる。

この目的のため、いわゆる“Screening Curve Method”<sup>2)</sup>を適用することとする。事象をさらに単純化するために、単に二つのタイプの火力発電所、すなわち、タイプⅠとタイプⅡの組合せを想定する。

ここにタイプⅠの固定費はタイプⅡより低額であるが、前者の変動費は後者より高いというものの組合せである。

今、時間数を  $t$  で表し、火力発電所のkW当りの年均等固定費および変動費の合計を  $C$  とおく。

設備利用率の範囲内で、各々の数値  $C$  はつぎの1次式で近似される。

$$C_I = f_I + V_I t \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$C_{II} = f_{II} + V_{II} t$$

ここに数値  $f$  は年均等固定費で単位は \$/kWh,  $a$  で表示され、数値  $V$  は変動費で単位は \$/kWh、また、添字 I および II はそれぞれの火力発電所のタイプ I およびタイプ II を表すものである。  $V t$  の単位は数値  $C$  および  $f$  のそれと同じ単位で \$/Kw となる。従って、式の右辺の第 1 項と第 2 項の合計は可能である。

さらに、次のごとく仮定する。

$$f_I < f_{II} \quad , \quad V_I > V_{II} \quad \dots\dots\dots (4)$$

(3) 式は Fig. 9-2 上の 2 本の線により代表される。これより運転時間が長くなればタイプ II 発電所のコスト  $C_{II}$  はコスト  $C_I$  より低く、 $t$  が短い時には  $C_I$  の方が低い。

註. 2)

IAEA : Expansion Planning for Electrical Generating System  
1984. pp. 230-235

この二つの領域間の境界点は二つの線の交点  $C_p$  である。

この点をそれぞれの軸上に投影するにはつきのごとく式(3)を解くことによって得られる。

$$C_p = \frac{f_{II} \cdot V_I - f_I \cdot V_{II}}{V_I - V_{II}} \quad \dots\dots\dots (5)$$

$$t_p = \frac{f_{II} - f_I}{V_I - V_{II}} \quad \dots\dots\dots (6)$$

従って、もし運転時間の長さ  $t$  が  $t_p$  時間より長ければ、タイプ II の発電所が適当であり、もしそれが  $t_p$  時間より短ければタイプ I の発電所が系統に投入されるべきであるといえる。

オフ・ピーク時にはタイプ II の発電所のみが運転されるがピーク負荷時間帯にはタイプ I、II とも同時に運転される。

つきにこれらの発電所で発電された出力、電力量のコストを推定することとする。平均負荷日の負荷持続曲線を Fig. 9-3 に示すように想定する。

この日のピーク負荷は  $L_0$  Kw であり、また、合計電力量需要は  $E (A_{p0} + A_{op})$  Kwh である。



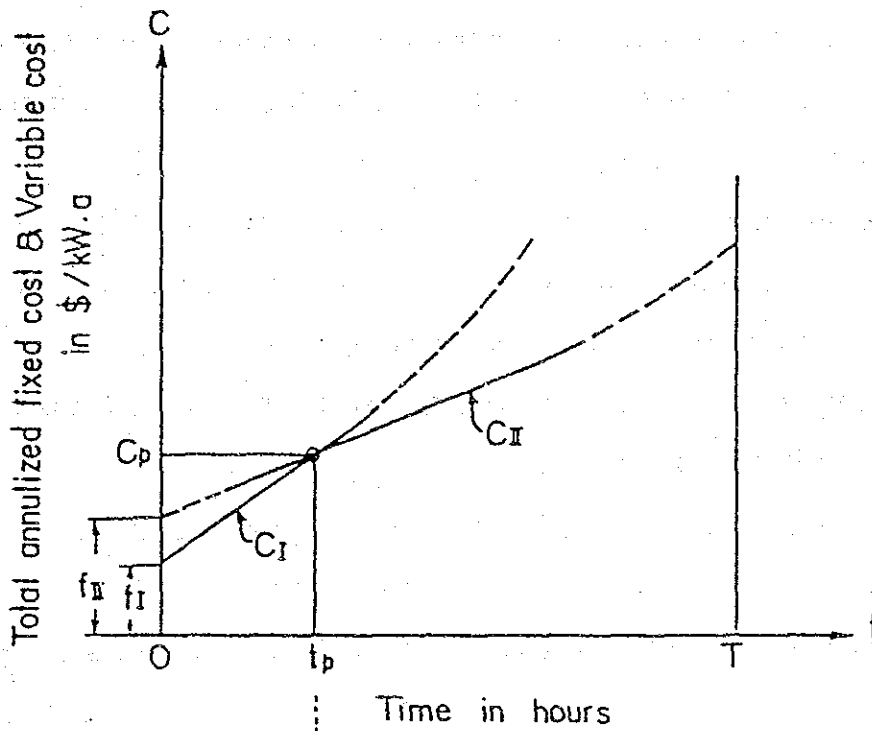


Fig. 9-2 Unit Cost Lines of Thermal Power Plants

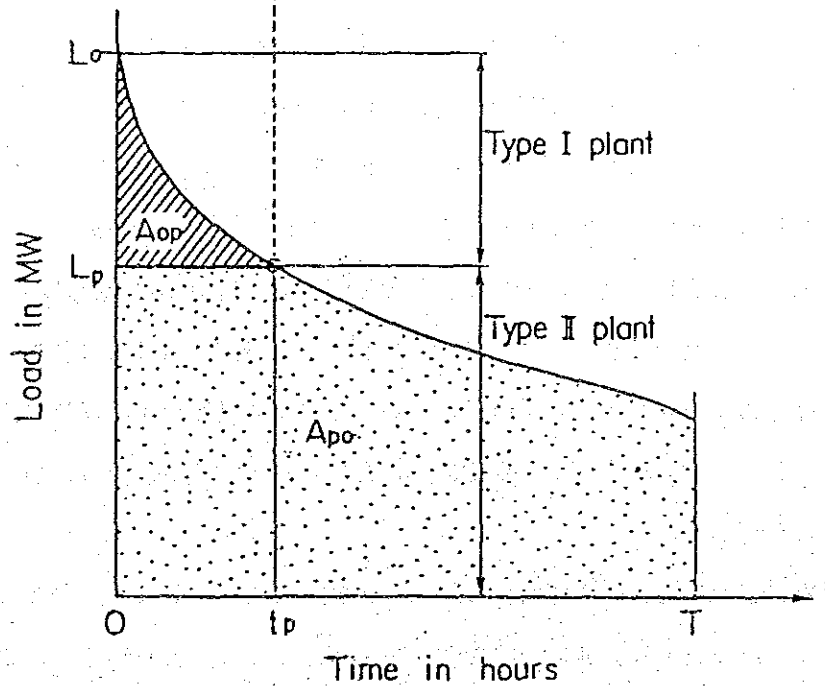


Fig. 9-3 Load Duration Curve Divided into Two Portions

このようにして得られた点  $t_p$  を時間の軸上にプロットし、かつ、この点を通る一つの垂線を引くと負荷持続曲線とこの直線の交点が求まる。

この交点を通る水平線は負荷持続曲線のしたの全面積を二つの部分、すなわち、下部（点表示）と上部（斜線表示）に分割する。下部の高さは  $L_p$  Kwで表示され、また、上部の高さは  $(L_0 - L_p)$  Kwで表される。

前者の面積は  $A_{p0}$  Kwで表され、後者のそれは  $A_{op}$  Kwで表される。

上のような理由から下側部分はタイプII発電所により供給され、また、上側の部分はタイプIによってそれぞれ供給されることは明らかである。

したがって、この負荷に対して、火力の電力を供給するために必要とされる合計コスト  $C$  は次式によって計算することができる。

$$C_I = C_{IP} + C_{Ie} \quad \text{..... (7)}$$

ここに

$$C_{IP} = f_I (L_0 - L_p) + f_{II} L_p \quad \text{..... (8)}$$

$$C_{Ie} = V_I A_{op} + V_{II} A_{p0}$$

また、ここに

- $C_I$  : 合計コスト
- $C_{IP}$  : 設備コスト (またはKwコスト)
- $C_{Ie}$  : 電力量コスト (またはKwh コスト)
- $A_{op}$  : 上部の面積、単位、Kwh
- $A_{p0}$  : 下部の面積、単位、Kwh

#### 4) 水力発電所の便益 (単純化した場合)

第2節で見てきたごとく、水力発電所で発電された電力と電力量は、与えられた負荷持続曲線の下で特定の位置を占めていた。これをFig. 9-4に図解的に再現する。斜線面積  $A$  には保証電力量を表し、点表示の面積  $E_{24}$  は2次電力量を表す。保証出力  $P_f$  は負荷間隔の高さ  $(L_1 - L_2)$  を占める。さらにタイプIとタイプIIの二つの火力領域間を分割する直線  $L_p$  を引く。

この図により以前は火力発電所によって供給されていた負荷、すなわち面積  $A_{12}$  と  $E_{24}$  は水力発電所の発生電力量によって置き換えられていることが判る。水力発電所の便益評価の一般的手法は水力によって置き換えられた火力発電所のコストをこの水力発電所の便益とすることである。

これは次式のごとく表わされる。

$$B_o = B_p + B_{e1} + B_{e2} \quad \dots\dots\dots (9)$$

ここに

$$\begin{aligned} B_p &= f_{11} (L_1 - L_p) + f_{11} (L_p - L_2) \\ B_{e1} &= V_1 A_{1p} + V_{11} A_{p2} \quad \dots\dots\dots (10) \\ B_{e2} &= V_{11} E_{24} \end{aligned}$$

また、ここに

- $B_o$  : 一般的手法によって評価された水力発電所の便益
- $A_{1p}$  : 負荷持続曲線の下に負荷  $L_p$  と  $L_1$  間の面積、単位 Kwh
- $A_{p2}$  : " 負荷  $L_p$  と  $L_2$  間の面積、単位 Kwh
- $E_{24}$  : 水力発電所の2次電力量により占められ負荷  $L_2$  と  $L_4$  間の面積、単位 Kwh

一般的手法によれば設備便益は保証出力（すなわち  $L_1 - L_2$  KW）についてのみ評価され、この他の設備便益、例えば、もし2次電力量関連のものがあったとしてもそれは無視される。これは非常に控え目な評価の方法である。なぜならば第2節で述べたように、水力発電所は全期間に亘り、ほとんど毎日保証出力以上の電力を発電することができるからである。Fig. 9-5においては水力の出力と電力量が占めていた面積が除外され（点線表示の部分）、単にその下側部分が残されているものを示す。曲線のこの残された部分は残留負荷持続曲線とすることができよう。

今、この残留負荷持続曲線と同一のある新しい持続曲線が与えられたと仮定する。

水力部分が除去されたので、一つの新しい交点  $L_o$  が同一垂線  $t_p$  と  $L_p$  より下側の残留負荷持続曲線の間で確定される。この結果新しく確定された負荷水準  $L_o$  より低い残留負荷の下側の部分はタイプ II 発電所により電力供給され、新しい上の部分はタイプ I により供給される。

火力発電所のみにより残留負荷へ供給する場合の新コスト  $C_2$  はつぎのように計算される。

$$C_2 = C_{20} + C_{2p} + C_{2e1} + C_{2e2} \quad \dots\dots\dots (11)$$

ここに

$$\begin{aligned} C_{20} &= f_{11} (L_o - L_1) + V_1 A_{o1} \\ C_{2p} &= f_{11} (L_2 - L_o) + f_{11} L_o \quad \dots\dots\dots (12) \end{aligned}$$

$$C_{2e1} = V_1 D_{2u} + V_{11} D_{u4}$$

$$C_{2e2} = V_{11} A_{40}$$

ここに

$C_{2p}$  : 設備コスト

$C_{2e1}$  :  $L_2, L_4$  間の負荷範囲に対応する電力量コスト

$C_{2e2}$  :  $L_4$  より低い負荷範囲に対応する電力量コスト

ここに

$D_{2u}$  : 残留負荷持続曲線の下側の負荷  $L_2, L_4$  間の面積、Kwh

$D_{u4}$  : " 負荷  $L_u, L_4$  間の面積、Kwh

$A_{40}$  : " 負荷  $L_4$  以下の面積、Kwh

水力発電所の便益  $B$  はつぎのごとくコスト  $C_1$  と  $C_2$  の差として表される。

$$B = C_1 - C_2 \quad \text{..... (13)}$$

式(7) および(11)を(13)へ代入し、(10)式より次式を得る。

$$B = B_p + B_{e1} + B_{e2} + \Delta B \quad \text{..... (14)}$$

ここに

$$B_p = f_1 (L_1 - L_p) + f_{11} (L_p - L_2) \quad \text{..... (15)}$$

$$B_{e1} = V_1 A_{1p} + V_{11} A_{p2}$$

$$B_{e2} = V_{11} E_{24}$$

$$\Delta B = (V_1 - V_{11}) [ t_p (L_2 - L_u) - D_{2u} ] \quad \text{..... (16)}$$

式(16)を導くため(6)の関係を使用した。

式(14)の右辺の初めの3項を合計すると式(9)でわかるように便益  $B_0$  になる。

それゆえ、

$$B = B_0 + \Delta B \quad \text{..... (17)}$$

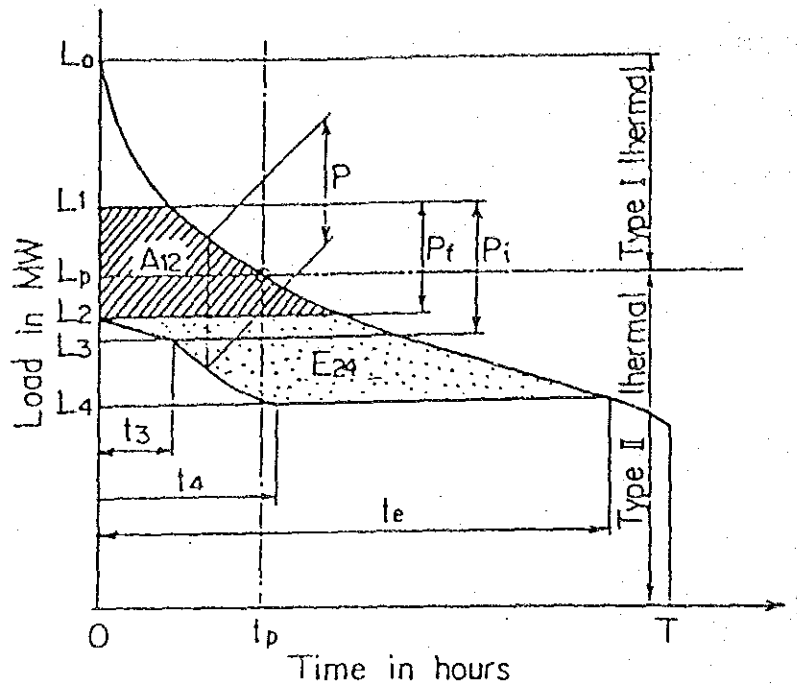
しかし、Fig. 9-5から  $L_2 > L_u$ 、 $t_p (L_2 - L_u) > D_{2u}$ の関係が見られ、さらに不等式(4)より  $\Delta B$  はつぎのように計算される。

$$\Delta B > 0 \quad \text{..... (18)}$$

つまり、一般的手法によって評価された便益を超える水力発電所の増分便益は正であることになる。

このように交点  $L_p$  が Fig. 9-4と Fig. 9-5に示されるように負荷水準  $L_1$  および  $L_2$  間に位置する場合について考えた。

しかしながら、同様な結論をL<sub>0</sub>の全ての位置について得ることができる。これについての詳細説明は省略する。しかしながら、上記増分便益は以下各節における水力便益の計算には考慮されていない。従って、以下の計算結果は安全側の値を与えるものであり、実際の便益はさらに大きいといえる。



for  $0 < t < t_3$  :  $P_f \leq P < P_i$ ,  
 for  $t_3 \leq t \leq t_4$  :  $P = P_i$ ,  
 for  $t_4 < t < t_e$  :  $P < P_i$ ,

Fig. 9-4 Fitting Hydro Power & Energy under Load Duration Curve

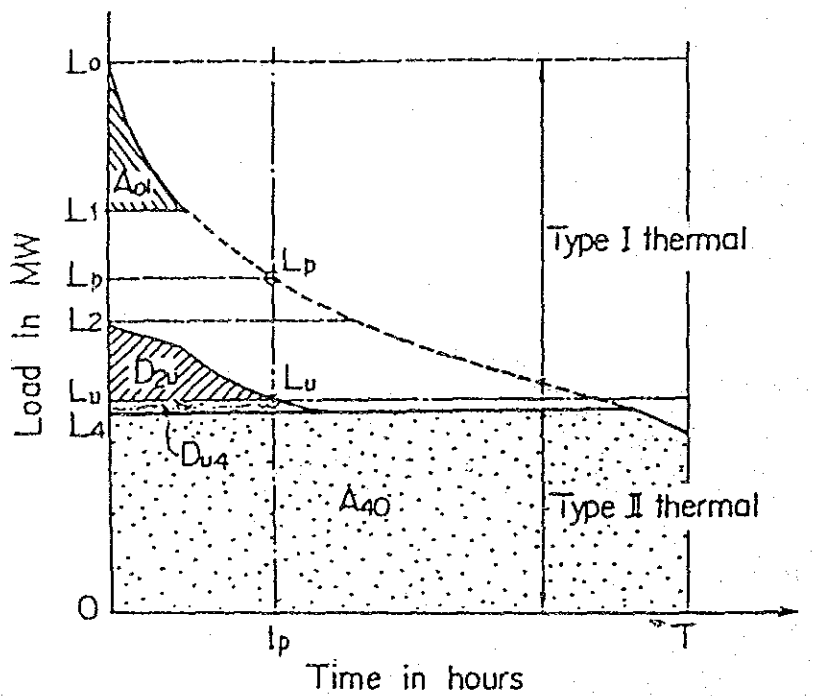


Fig. 9-5 Residual Load Duration Curve Supplied by Thermal Plants

## 9. 2 代替火力発電所

水力発電所の便益評価のため、以下の三つのタイプの火力発電所の組合せを代替火力として採用した。

### i) ガス・タービン

燃料 : 前半25年間は天然ガス使用  
後半25年間はディーゼル・オイル使用

### ii) 一般火力

燃料 : 前半25年間は天然ガス使用  
後半25年間は輸入石炭使用

### iii) リグナイト火力

燃料 : 全期間、50年間に亘り、リグナイト使用

基本的な経済緒元および代替火力発電所の基本コストをTable. 9-1に示す。

これらの緒元にもとづき代替火力発電所の各年均等固定費および変動費を年経費法により算出した。これをTable. 9-2~Table. 9-4に示す。

計算結果はつぎのとおりである。

	Kw-コスト	Kwh-コスト
	¥/Kw, a	¥/kwh
ガス・タービン	1,810.1	1.0285
一般火力	3,062.9	0.7190
リグナイト	4,735.8	0.5171

(1986年時点価格)

kW-コストは9.1)節で説明したコスト直線とy軸との交点までの高さで表わされ、kWh-コストはこの直線の勾配で表わされる。これらの直線をFig. 9-6に示す。

これらの直線間の交点はTable. 9-5に示すように確定された。

この結果からガス・タービンと一般火力の境界は46.2% (すなわち、日ベースで11.1時間) であり、また、一般火力とリグナイトの境界は83.3% (日ベースで20.0時間) となる。ガス・タービンと一般火力の境界は46.2%と極めて高い。

このことは与えられた燃料コストでシステムを最も経済的に運転するためにはガス・タービンは46.2%の負荷率(Plant factor)で運転されるべきであることを意味する。

BGATが採用しているガス・タービンの標準設備利用率は5%以下(1985.10.7付けBGATデ

ータ参照)であり、また、世界の標準設備利用率はTable. 9-6に示すように10%となっている。

これらの標準的設備利用率と比較すると、上記の計画ガス・タービンの実際の運転時間はEGAT標準の8倍以上、あるいは世界の標準の4倍以上となる。このことはガス・タービンの経済耐用期間を実質的に短縮する結果となろう。従って、この過運転のガス・タービンにより代替されると想定される水力発電所の経済評価に対しては、短い耐用期間を適用することが妥当である。

Table. 9-2およびTable. 9-7に示すようにベース・ケースにおいては10年の耐用期間が採用されている。この期間はEGAT標準の20年間に對し半分の長さである。(EGAT データ参照)

火力発電所の設備利用率への燃料コスト低減の影響はガス・タービンのようにそれ程大きなものではないがある程度の影響はある。

それゆえ、火力発電所の耐用期間もまたベース・ケースについてTable. 9-3, 9-7に示すように25年間に短縮した。

今、これらの境界点を2.7)節で推定された2000年時点での負荷持続曲線上にプロットした。これをFig. 9-6とFig. 9-7に示す。

この結果から見られるごとく、負荷持続曲線の下側の面積は三つの部分に分割される。すなわち、ガス・タービン、一般火力およびリグナイト火力の部分である。従って、これらの各部分について上で計算したそれぞれの単位コストを適用することとなる。

これらの負荷曲線の中でスタディのために目標年の負荷持続曲線として2000年時点のものを選定された。

基本となる想定は流域内で少なくとも二つのプロジェクトが2000年までに商業運転を開始するという事である。



Table 9-1 Economic Criteria and Basic Cost of Thermal Power Plants Case 0 (Base Case)

	3rd stage study	Unit	Hydro power plant	Gas turbine		Thermal		Lignite (50 years)	EGAT data given on Oct. 7, 1985 - ditto -
				Natural gas (1st 25 years)	Diesel Oil (2nd 25 years)	Natural gas (1st 25 years)	Imported coal (2nd 25 years)		
a	Installed capacity	MW	H	G	G	T	L		
b	Standard unit capacity	MW		25	25	600	600		
c	Standard capacity factor	%		$Xg \leq 5$	$Xg \leq 5$	$40 \leq X_t \leq 85$	$40 \leq X_t \leq 85$		
d	Economic life length adopted	years	50	10	10	20	25		
e	Station service rate	%	1	2	2	7	7		
f	Scheduled outage rate	%		2	2	13	13		
g	Forced outage rate	%		4	4	4	4		
h	Annual fixed O&M rate	%	1	3	3	2.5	2.5		
i	Unit construction cost	\$/KW		320	320	580	957		
j	w/o IDC	\$/KW		8640	8640	15660	25839		1 US\$ = 27 B
k	ditto								
l	(Fuel) Fuel calorific value	Kcal/KWH		Natural gas 1000Btu/cu.ft	Diesel oil 8959.8Kcal/Lit = 35558Btu/Lit	Natural gas 1000Btu/cu.ft	Imported coal 5796Kcal/kg	Lignite 2648.8Kcal/kg	EGAT data given on July 3, 1986
m	Thermal efficiency	%		25	25	36	36	36	- ditto -
n	Energy equivalence	Kcal/KWH		3440Kcal/KWH	3440Kcal/KWH	9479.7Btu/KWH	2388.9Kcal/KWH	2388.9Kcal/KWH	- ditto -
o	Plant heat value	Btu/KWH		13650.8Btu/KWH					- ditto -
p	Fuel consumption	cu.ft/KW		13.6508cu.ft/KW	0.3899Lit/KWH	9.4797cu.ft/KWH	0.4122kg/KWH	0.9019kg/KWH	- ditto -
q	Unit fuel price	\$/KWH		71.0947B/M3tu	3.68B/Lit	71.0947B/M3tu	1.484B/kg	0.5332B/kg	- ditto -
r	Unit fuel cost	\$/KWH		0.9705	1.4128	0.6740	0.6117	0.4809	- ditto - (Base case)
s	Effective capacity	MW		0.94G	0.94G	0.83T	0.83T	0.83L	(1-(e+f)/100) x installed capa.
t	Send-out capacity	MW	0.99H	0.92G	0.92G	0.77T	0.77T	0.77L	q x (1-a/100)
u	Energy production	MWH		GxHr	GxHr	TxHr	TxHr	LxHr	
v	Send-out energy	MWH		0.98GXGhr	0.98GXGhr	0.93TXHr	0.93TXHr	0.93LxHr	
w	Capital investment cost	B		8640G	8640G	15660T	25839T	25839L	h x installed capacity
x	Annual O&M cost	B		259.2G	259.2G	391.5T	646.0T	646.0L	u x g
y	Daily O&M cost	B		0.7101G	0.7101G	1.0726T	1.7698T	2.1238L	v/365
z	Fuel cost	B		0.9705GXGhr	1.4128GXGhr	0.6740TXHr	0.6117TxHr	0.4809LxHr	s x p

Table 9-2 Cost Stream of Alternative Gas Turbine (Natural Gas -- Diesel Oil) Case 0 (Base Case)

Year	3rd stage study Single payment worth factor 1)	Capital investment cost					O&M	Fuel Cost			
		Plant 1	Plant 2	Plant 3	Plant 4	Plant 5		Total	for the 1st 25 years	for the 2nd 25 years	
n	i = 10%										
0	1.000	8640G									
1	0.385543		8640G								
10	0.148644			8640G							
20	0.057308				8640G						
30	0.022095					8640G					
40	0.008519										
50											
Present value factor	1.000	0.385543	0.148644	0.057308	0.022095						
Present value	8640G	3331.1G	1284.3G	495.1G	190.9G	13941.4G					
Capital recovery factor		0.100859175									
Annuitized cost						1406.1G	259.2G			1.0079GXgHr	

Cost	Unit	Fixed	Variable	Unit	Cost
Capital investment	\$	1406.1G		KW-benefit	\$/KW
O&M	\$	259.2G		KWH-benefit	\$/KWH
Fuel	\$		1.0079GXgHr		
Total	\$	1665.3G	1.0079GXgHr		

Total annuitized fixed & variable cost in \$/KW: Annual cost ..... Yg = 1810.1 + 1.0285 x 8760 Xg  
 Daily cost ..... Yg = 1810.1/365 + 1.0285 x 24 Xg = 4.9592 + 24.6640Xg

Table 9-3 Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Natural Gas - Imported Coal) Case 0 (Base Case)

Year	Single payment worth factor 1)	Capital investment cost			O&M cost			Fuel cost		
		Plant 1 Natural Gas	Plant 2 Natural Gas	Plant 3 Imported coal	Total	Plant 1 & Plant 2	Plant 3	Total	for the 1st 25 years	for the 2nd 25 years
n	$i = 10\%$	T MW	T MW	T MW						
0	1.000	15660T								
1										
20	0.148644		15660T							
25	0.092296		$-\frac{15}{20} 15660T$	25839T						
50	0.008519									
	Present value factor $i = 10\%$	1.000	0.148644	0.092296						
	Present value	15660T	2327.8T	2384.8T	19288.6T	3553.7T	541.2T	4094.9T	6.117TX <sub>t</sub> H <sub>r</sub>	0.6117TX <sub>t</sub> H <sub>r</sub>
	Capital recovery factor									
	Annuitized cost				1945.4T			413.0T		0.6687TX <sub>t</sub> H <sub>r</sub>

Cost	Unit	Fixed	Variable	Unit	Cost
Capital investment	¥	1945.4T		KW-benefit	¥/KW
O&M	¥	413.0T		KWH-benefit	¥/KW
Fuel	¥		0.6687TX <sub>t</sub> H <sub>r</sub>		
Total	¥	2358.4T	0.6687TX <sub>t</sub> H <sub>r</sub>		

Total annuitized fixed & variable cost in ¥/KW: Annual cost .....  $Y_t = 3062.9 + 0.7190 \times 8760X_t = 3062.9 + 6298.4X_t$

Daily cost .....  $X_t = 3062.9/365 + 0.7190 \times 24X_t = 8.392 + 17.256X_t$

Table 9-4 Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Lignite) Case 0 (Base Case)

Year	3rd stage study	Single payment worth factor 1)	Capital investment cost			O&M cost		Fuel cost				
			Plant 1	Plant 2	Total	Plant 1	Plant 2	Total	for the 1st 25 years	for the 2nd 25 years	Total	
n		i = 10%										
0		1.0	L MW 25839L	L MW								
1												
25		0.092296		25839L			646.0L				646.0L	0.4809Lx1Hr
50												0.4809Lx1Hr
Present value factor i = 10%			1.0	0.092296								
Present value			25839L	2384.8L	28223.8L				9.077043)		0.837774)	
Capital recovery factor			← 0.100859175)									
Annuitized cost					2846.6L						646.0L	
Cost			Unit	Fixed	Variable	Unit	Cost					
Capital investment			£	2846.6L		£/KW	4535.8	3492.6L/0.77L				
O&M			£	646.0L		£/KW	0.5171	0.4809Lx1Hr/0.93Lx1Hr				
Fuel			£									
Total			£	3492.6L								

Total annuitized fixed & variable cost in £/KW: Annual cost ..... Y<sub>1</sub> = 4535.8 + 0.5171 x 8760Y<sub>1</sub> = 4535.8 + 4529.8X<sub>1</sub>  
 Daily cost ..... Y<sub>1</sub> = 4535.8/365 + 0.5171 x 24X<sub>1</sub> = 12.4268 + 12.4104X<sub>1</sub>

Table 9-5 Intersection Points of Cost Curves (Base Case)

Cost curves of gas turbine

$$y_g = 4.9592 + 24.6840 X_g \dots\dots\dots (1)$$

Cost curves of thermal

$$y_t = 8.392 + 17.256 X_t \dots\dots\dots (2)$$

Cost curves of lignite

$$y = 12.4268 + 12.4104 X \dots\dots\dots (3)$$

Intersection point of (1) and (2),

$$X_{g,t} = \frac{8.392 - 4.9592}{24.6840 - 17.256} = 0.4621$$

for daily base,  $0.4621 \times 24 \text{ hr} = 11.1 \text{ hr}$

Intersection point of (2) and (3)

$$X_{t,l} = \frac{12.4268 - 8.392}{17.256 - 12.4104} = 0.8327$$

for daily base,  $0.8327 \times 24 \text{ hr} = 20.0 \text{ hr}$

Table 9--6 Plant Characteristics

Dury cycle	Nominal annual capacity factor	Cost factors	Performance factor	Typical Power plant type
Base	65%	Low fuel cost; high capital cost	Designed for high reliability and high efficiency	Hydroelectric, nuclear, large coal- or oil-fired units
Intermediate	30%	Intermediate to high capital cost; intermediate fuel cost	Flexible performance	Small coal-fired unit; oil-fired; large gas-fired units
Peaking	10%	Low capital cost; high fuel cost	Flexible performance; quick starting; short construction lead time	Small gas- or oil-fired boilers; gas- or oil-fired combustion turbines; diesel generators

Source: "Expansion Planning for Electrical Generating Systems", International Atomic Energy Agency, Vienna, 1984, Table 9.1, p.344.

**Table 9-7 Additional Study, Variations of Fuel Cost, Capacity Factors and Economic Life Lengths of Alternative Thermals**

Daily plant factor of hydro power plant at max. demand day = 0.15, discount rate = 10%

Additional study	Unit	Case 0 Base Case	Case 1	Case 2	Case 3
{1} Alternative thermal plants					
a) Unit fuel cost					
Gas turbine (natural gas)	¢/KWH	0.9705 1)	1.0560	1.1415	1.2270
Gas turbine (diesel oil)	¢/KWH	1.4128 1)	1.6638	1.9149	2.1659
Gas turbine (natural gas - diesel oil)	¢/KWH	1.0092			
Thermal (natural gas)	¢/KWH	0.6740 1)	0.6974	0.7208	0.7442
Thermal (imported coal)	¢/KWH	0.6117 1)	0.6254	0.6392	0.6529
Thermal (natural gas - imported coal)	¢/KWH	0.6687			
Lignite (lignite)	¢/KWH	0.4809 1)	0.4843	0.4877	0.4912
b) Estimated ranges of capacity factors					
Gas turbine, $X_g$	%	0 - 37.5			
Thermal, $X_t$	%	37.5 - 83.3			
Lignite, $X_l$	%	83.3 - 100			
c) Standard ranges of capacity factors					
Gas turbine, $X_{go}$	%			$X_{go} \leq 5$ 2)	
Thermal, $X_{to}$	%			$40 \leq X_{to} \leq 85$ 2)	
Lignite, $X_{lo}$	%				
d) Estimated economic life length					
Gas turbine	year	10	12	14	16
Thermal (natural gas)	year	20	21	22	23
Thermal (imported coal, lignite)	year	25	25	25	25

1) Given by EGAT on July 3, 1986.

2) Given by EGAT on Oct. 7, 1985.

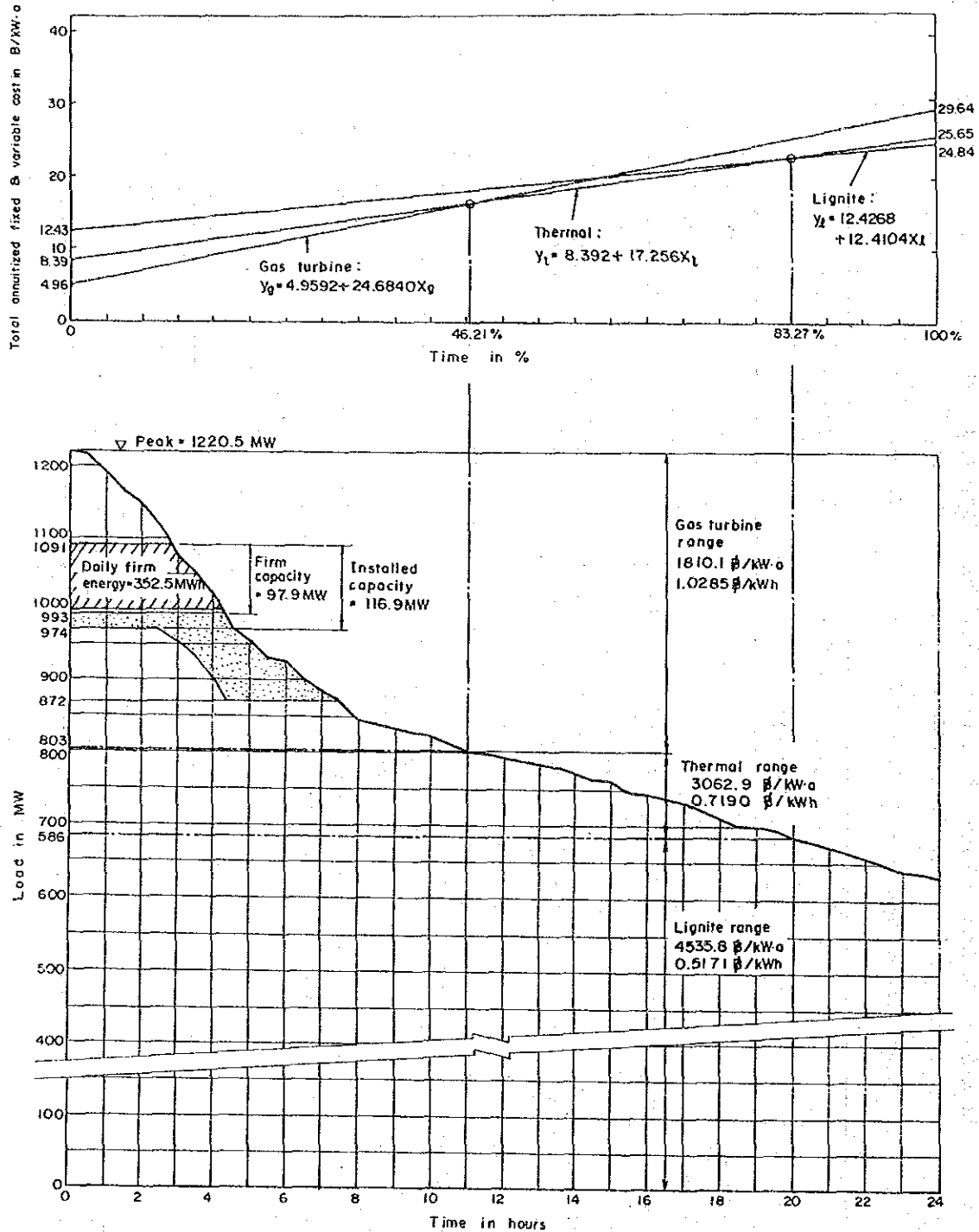
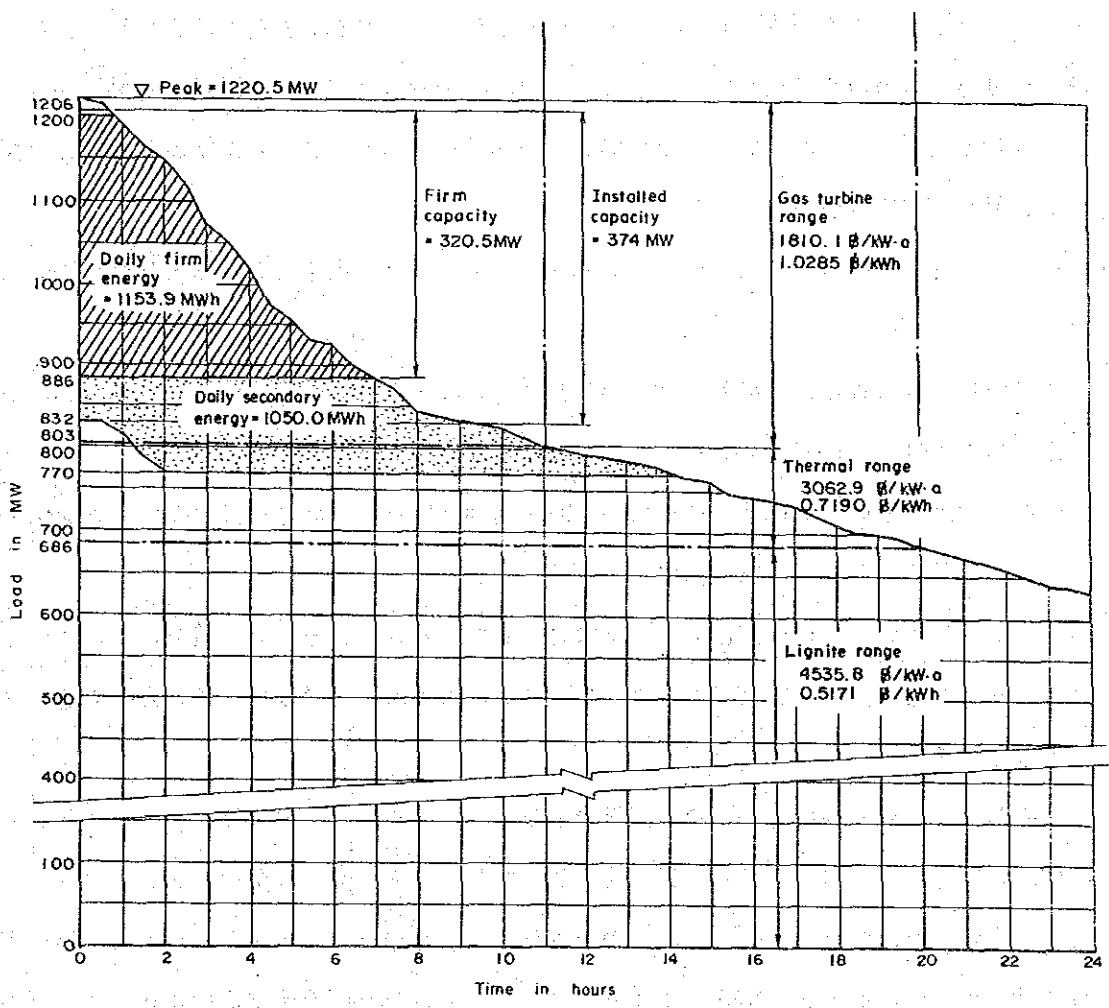
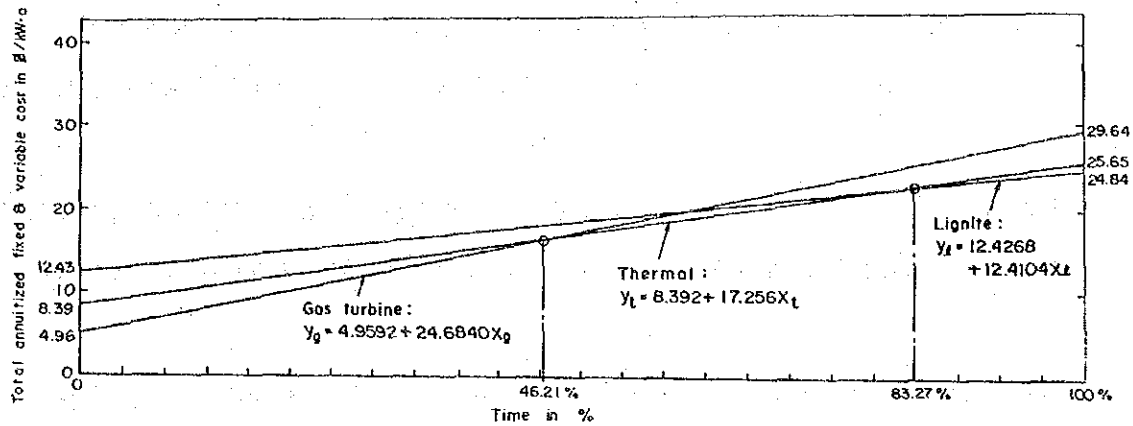


Fig. 9-6 Load Durations Curve of Northern Region 2000 with Nam Mae Ngao No. 2 (N02A 260.25b) fitted

fitted and replaced the portion of demand which otherwise might be supplied by the optimal combination of thermal plants obtained by screening curve method (Case 0)





**Fig. 9-7 Load Durations Curve of Northern Region 2000 with Nam Mae Ngao + Lower Yuam fitted**

fitted and replaced the portion of demand which otherwise might be supplied by the optimal combination of thermal plants obtained by screening curve method ( Case 0 )

### 9.3 水力発電プロジェクトの便益

各水力発電プロジェクトの出力、電力量は5.4節で説明したように多くのケースについて貯水池シュミレーション・スタディにより計算され、その数値は負荷持続曲線に組み込まれた。

貯水池シュミレーション・スタディにより計算された出力、電力量はケースごとに変化する。負荷持続曲線に占めるこれらの出力、電力量の位置は、それに応じて異なってくる。

したがって、これらの水力発電プロジェクトにより置き換えられる火力のコストはケースごとに異なる。水力発電プロジェクトすべてのケースに対する便益が計算された。この中で代表的なものの便益比較をTable. 9-8、Table. 9-9およびTable. 9-10に示す。

これらの表に、Nam Mae Ngao 単独開発、Lower Yuam単独開発、および両者の一貫開発のそれぞれの経済評価を示す。

Fig. 9-6は負荷持続曲線にNam Mae Ngaoプロジェクトの発生電力を組み入れた状態を示す。

この図から見られるようにMae Ngao No. 2 プロジェクト (Case (3) No. 2 A 260. 25b) の出力、電力量は完全にガス・タービンの領域に入っている。

Fig. 9-7は上と同じ負荷持続曲線にNam Mae NgaoとLower Yuamの一貫開発プロジェクトの発生電力をくみ入れた状態を示す。

このケースにおいては保証出力、保証電力量ともにガス・タービンの領域に入っているけれども2次電力量の一部はガス・タービン領域にあるものの残りは一般火力の領域内に入ってくる。

それゆえ、Nam Mae Ngao 単独開発の場合はガス・タービンの単位コスト（すなわち、保証出力に対し、1,810.1 $\beta$ /kW、保証電力量に対し、1,0285 $\beta$ /kWh）がそのまま適用される。しかし、Nam Mae NgaoとLower Yuam の一貫開発の場合には、ガス・タービンと一般火力の単位コストは平均値が適用されることとなる。（それぞれの領域が占める比率により加重平均された単位コスト）。

このケースにおける加重平均単位コストはTable 9-10にしめされるように2次電力量について0.9228 $\beta$ /kWhと算定される。

Table 9-8-1 Additional Study, Economic Evaluation of Nam Mae Ngao Individual Development for Various Cases of Fuel Cost

Additional study		Discount rate = 10%			
		Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Simulation Case No.		NO2A260.25b			
a) Project features					
Catchment area	km <sup>2</sup>			835	
Annual flow	MCM			1272	
HWL	m			260	
NWL	m			248.4	
LWL	m			235	
TWL	m			163	
Effective head	m			82.5	
Daily plant factor at max. demand day	%			15	
Capacity factor	%			23.9	
Firm discharge (95% probability)	cms			24.9	
Max. turbine discharge	cms			166.2	
Installed capacity	MW			116.9	
Firm capacity	MW			97.9	
Annual energy production	GWH			245.2	
Annual firm energy	GWH			128.6	
Annual secondary energy (97%)	GWH			116.5	
b) Project economy					
Construction Cost	M\$	3081.3	3081.3	3081.3	3081.3
for generating facilities	M\$	89.5	89.5	89.5	89.5
for transmission facilities	M\$				
Annual cost	M\$	342.0	342.0	342.0	342.0
for generating facilities, n=50, O&M 1%	M\$	10.1	10.1	10.1	10.1
for transmission facilities, n=40, O&M 1%	M\$	0.7	0.7	0.7	0.7
for transmission loss, see next page	M\$				
Total annual cost, C	M\$	352.8	352.8	352.8	352.8
Annual benefit	M\$	@1810.1	@1660.7	@1557.9	@1482.6
for firm capacity	M\$	177.2	162.6	152.5	145.1
for firm energy	M\$	@1.0285	@1.1300	@1.2315	@1.333
for secondary energy	M\$	122.3	145.4	158.4	171.5
	M\$	@1.0285	@1.1300	@1.2315	@1.331
	M\$	119.8	131.6	143.5	155.0
Total annual benefit, B	M\$	429.3	439.6	454.4	471.6
B-C	M\$	76.5	86.8	101.6	118.8
B/C		1.22	1.25	1.29	1.34
Annual energy cost	\$/KWH	1.439	1.439	1.439	1.439

Table 9-8-2 Additional Study, Transmission Loss for Nam Mae Ngao Individual Development (116.9 MW)

Additional study		Unit	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Capacity loss	(A)	MW	0.311	0.311	0.311	0.311
Average capacity cost	(B)	฿/KW	1810.1	1660.7	1557.9	1482.6
(A) x (B)		M฿	0.563	0.516	0.485	0.461
Annual energy loss	(C)	MWH	165.6	165.6	165.6	165.6
Average energy cost	(D)	฿/KWH	1.0285	1.1300	1.2315	1.332
(C) x (D)		M฿	0.170	0.187	0.204	0.221
Total transmission loss		M฿	0.733 ± 0.7	0.703 ± 0.7	0.689 ± 0.7	0.682 ± 0.7

Table 9-9-1 Additional Study, Economic Evaluation of Lower Yuam Individual Development for Various Cases of Fuel Costs

Additional study		Discount rate = 10%				
		Case 0	Case 1	Case 2	Case 3	
Simulation Case No.		YOV170.200				
		Unit	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
a) Project features						
Catchment area		km <sup>2</sup>			592.0	
Annual flow		MCM			2818	
EWL		m			170	
NIML		m			161.7	
LWL		m			150	
TWL		m			73.2	
Effective head		m			85.6	
Daily plant factor at max. demand day		%			14.8	
Capacity factor		%			38.0	
Firm discharge (95% probability)		cms			32.5	
Max. turbine discharge		cms			219.5	
Installed capacity		MW			162.0	
Firm capacity		MW			139.9	
Annual energy production		GWH			538.9	
Annual firm energy		GWH			181.6	
Annual secondary energy (97%)		GWH			357.3	
b) Project economy						
Construction Cost for generating facilities		M\$	4352	4352	4352	4352
for transmission facilities		M\$	550	550	550	550
Annual cost for generating facilities, n=50, i=0.1		M\$	483.1	483.1	483.1	483.1
for transmission facilities, n=40, i=0.1		M\$	62.2	62.2	62.2	62.2
for transmission loss, see next page		M\$	8.3	7.8	7.6	7.3
Total annual cost, C		M\$	553.6	553.1	552.9	552.6
Annual benefit for firm capacity		M\$	@1810.1	@1660.7	@1557.9	@1482.6
for firm energy		M\$	@1.0285	@1.1300	@1.2315	@1.333
for secondary energy		M\$	@0.9349	@0.9566	@0.99606	@0.98877
Total annual benefit, B		M\$	774.0	779.3	797.4	802.7
B-C		M\$	220.4	226.2	244.5	250.1
B/C		M\$	1.40	1.41	1.44	1.45
Annual energy cost		¢/KWH	1.027	1.026	1.026	1.025

Table 9-9-2 Additional Study, Transmission Loss for Lower Yuam Individual Development (162 MW)

Additional study		Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
	Unit				
Capacity loss (A)	MW	3.55	3.55	3.55	3.55
Average capacity cost (B)	\$/KW	1810.1	1660.7	1557.9	1482.2
(A) x (B)	M\$	6.426	5.895	5.531	5.263
Annual energy loss (C)	MWH	1888	1888	1888	1888
Average energy cost (D)	\$/KWH	0.9664	1.0150	1.0752	1.1047
(C) x (D)	M\$	1.825	1.916	2.030	2.086
Total transmission loss	M\$	8.251 ≅ 8.3	7.811 ≅ 7.8	7.561 ≅ 7.6	7.349 ≅ 7.3

Table 9-10-1 Additional Study, Economic Evaluation of Nam Mae Ngao + Lower Yuam Integrated Development for Various Cases of Fuel Costs

Additional study		Discount rate = 10%			
	Unit	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Simulation Case No. NO2A260.25b+Y0A170.20c					
a) Project features	km <sup>2</sup>			5920	
Catchment area	MCM			2825	
Annual flow	m			260 & 170	
HWL	m			248.4 & 161.4	
NLWL	m			235 & 150	
LWL	m			163 & 73.2	
Effective head	m			82.5 & 85.3	
Daily plant factor at max. demand day	%			15	
Capacity factor	%			23.9 & 24.8	
Firm discharge (95% probability)	cms			24.9 & 52.4	
Max. turbine discharge	cms			166.2 & 349.3	
Installed capacity	MW			116.9 + 257.1 = 374.0	
Firm capacity	MW			97.9 + 222.6 = 320.5	
Annual energy production	GWH			245.2 + 559.3 = 804.4	
Annual firm energy	GWH			128.6 + 292.5 = 421.1	
Annual secondary energy (97%)	GWH			116.5 + 266.8 = 383.3	
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 10px auto;">                     Generating f.                      Ngao 3081.3                      Lower Yuam 5188.8                      Total 8250.1(*1)                       Transmission f.                      Ngao 89.5                      Lower Yuam 570.5                      Total 660.0(*2)                 </div>					
b) Project economy	M\$	8250.1(*1)	8250.1	8250.1	8250.1
Construction Cost for generating facilities	M\$	660.0(*2)	660.0	660.0	660.0
Annual cost for generating facilities, n=50, i=0.1	M\$	915.8	915.8	915.8	915.8
for transmission facilities, n=40, i=0.1	M\$	74.6	74.6	74.6	74.6
for transmission loss, see next page	M\$	21.7	20.5	19.8	19.2
Total annual cost, C	M\$	1012.1	1010.9	1010.2	1009.6
Annual benefit for firm capacity	M\$	@1810.1	@1660.7	@1557.9	@1482.6
for firm energy	M\$	@1.0285	@1.1300	@1.2315	@1.333
for secondary energy	M\$	@0.9228	@0.9143	@0.92537	@0.84142
Total annual benefit, B	M\$	1367.0	1358.6	1372.6	1359.1
B-C	M\$	354.9	347.7	362.4	349.5
B/C		1.35	1.34	1.36	1.35
Annual energy cost	\$/KWH	1.258	1.257	1.256	1.255

Table 9-10-2 Additional Study, Transmission Loss for Nam Mae Ngao + Lower Yuam Integrated Development (116.9 + 257.1)

Additional study	Unit	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Capacity loss (A)	MW	9.3	9.3	9.3	9.3
Average capacity cost (B)	\$/KW	1810.1	1660.7	1557.9	1482.6
(A) x (B)	M\$	16.834	15.445	14.488	13.788
Annual energy loss (C)	MWH	4924	4924	4924	4924
Average energy cost (D)	\$/KWH	0.9782	1.0272	1.0857	1.0988
(C) x (D)	M\$	4.817	5.058	5.346	5.410
Total transmission loss	M\$	21.651 ± 21.7	20.503 ± 20.5	19.834 ± 19.8	19.198 ± 19.2



#### 9. 4 水力発電所の費用

水力発電プロジェクトのすべてのケースについて建設費を算定した。

年均等経費はこの建設費をベースに、前節で述べた便益計算に適用したのと同じ割引率（10%）を用いて計算されている。

資本回収率、CRP はプロジェクトの耐用期間を発電設備に対し50年間、送電設備について40年間と想定して計算した。

水力発電所と送電線の運転、補修費は建設費の1%を採用した。従って、発電設備の年経費 (annuity cost) に対しては年経費率0.111を適用し、また、送電設備については0.112を適用した。

この結果をTable. 9-8からTable. 9-10に示す。

## 9.5 B-CとB/C

得られた便益と経費を使用し、B-CおよびB/Cをすべてのケースについて計算した。その結果をTable 9-8-1 ~Table 9-10-1に示す。

この表で見ると、単独開発の場合にはNam Mae NgaoのケースNo. 2 A 260.25bが最も経済的であり(B/C:1.22)、一貫開発の場合にはNam Mae NgaoのケースNo. 2 A 260.25bとLower YuamのケースYOA170.20Cの組合せが(B/C = 1.35)燃料費が最低レベルにまで下がった場合でも最も高い経済性を示す。

本スタディではLower Yuamプロジェクトは既設発電所として扱われているが、Nam Mae Ngao プロジェクトの調節効果により得られるLower Yuamプロジェクトの増分便益についてはその検討を実施した。

Table. 9-11にこの増分便益の計算結果を示す。この表から見られるようにLower Yuamプロジェクトの年間増分便益は58 Million Baht 程度が見込まれる。

この値はNam Mae Ngao単独開発の年間便益429.3 Million Baht (Table 9-8 参照)の約13.5%に相当する。

増分便益の全額をNam Mae Ngaoプロジェクトに加算すると便益の費用比率(B/C)は1.22より上昇する。

Table 9--11

3rd Stage Study, Incremental Benefit of Lower Yuam due to Effect of Nam Mae Ngao Development (Lower Nam Yuam: Dam is fixed at F/S, installed capacity is optimized)

3rd stage study

Base Case

Simulation Case No.	Unit	Individual development			Integrated development Nam Mae Ngao & Lower Yuam Case VI	Increase (4) - (3)
		Nam Mae Ngao	Lower Yuam	Total (1) + (2)		
		3 NO2A260.25b	1 YOVI70.20o			
		(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 product						
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.	M\$	3081.3	4352	7433.3	8250.1	816.8
Transmission f.	M\$	89.5	550	639.5	660.0	20.5
Total	M\$	3170.8	4902	8072.8	8910.1	837.3
Annual cost						
for generating f.	M\$	342.0	483.1	825.1	915.8	90.7
for transmission f.	M\$	10.1	62.2	72.3	74.6	2.3
for transmission loss	M\$	0.7	8.3	9.0	21.7	12.7
Total	M\$	352.8	553.6	906.4	1012.1	105.7
Annual benefit						
for firm capacity	M\$	177.2	253.2	430.4	580.1	149.7
for firm energy	M\$	132.3	186.8	319.1	433.2	114.1
for secondary energy	M\$	119.8	334.0	453.8	353.7	-100.1
Total	M\$	429.3	774.0	1203.3	1367.0	163.7
B - C	M\$	76.5	220.4	296.9	354.9	58.0
B/C		1.22	1.40	-	1.35	-
Energy cost	\$/KWH	1.439	1.027			
Incremental benefit	M\$					58.0
EDR	%	10.64			11.68	

## 9.6 等価割引率 (EDR)

これまでの前節においては、プロジェクト間の開発順位を決定し各プロジェクトの最適開発規模を策定するため、年経費法による比較検討を行った。

つぎに、Nam Mae Ngao単独開発および Nam Mae Ngao と Lower Yuam 一貫開発について、等価割引率 (Equalizing Discount Rate) を計算し、これをTable.9-12およびTable.9-13に示す。

この結果から、タイ国における他のプロジェクトと比較して、本計画の経済性を評価することが可能となる。このEDRの計算においては、B/Cの計算と同じ諸元を採用したが、B/Cの計算においては無視した建設費の実際の支払スケジュールをも考慮に入れた。

**Table 9-12 Cost and Benefit Stream of Nam Mae Ngao Individual Development**

Equalizing discount rate 10.64%  
(without shadow price factor)

Case: 0  
unit: Mill Bahts

Serial Number	Number After Completion	Costs				Benefits				
		Investment Cost	O & M Cost	Total	Discounted Cost Flow	Investment Cost	O & M Cost	Fuel Cost	Total	Discounted Benefit Flow
1		0.00		0.00	0.00				0.00	0.00
2		329.70		329.70	269.33				0.00	0.00
3		704.30		704.30	520.02				0.00	0.00
4		903.70		903.70	603.08	362.50			362.50	241.91
5		986.70		986.70	595.14	453.20			453.20	273.35
6		246.40		246.40	134.32	90.60			90.60	49.39
7	1		31.70	31.70	15.61		27.20	240.20	267.40	131.75
8	2		31.70	31.70	14.11		27.20	240.20	267.40	119.08
9	3		31.70	31.70	12.75		27.20	240.20	267.40	107.63
10	4		31.70	31.70	11.53		27.20	240.20	267.40	97.28
11	5		31.70	31.70	10.42		27.20	240.20	267.40	87.92
12	6		31.70	31.70	9.42		27.20	240.20	267.40	79.47
13	7		31.70	31.70	8.51		27.20	240.20	267.40	71.82
14	8		31.70	31.70	7.69	362.50	27.20	240.20	629.90	152.93
15	9		31.70	31.70	6.95	453.20	27.20	240.20	720.60	158.12
16	10		31.70	31.70	6.28	90.60	27.20	240.20	358.00	71.00
17	11		31.70	31.70	5.68		27.20	240.20	267.40	47.93
18	12		31.70	31.70	5.13		27.20	240.20	267.40	43.32
19	13		31.70	31.70	4.64		27.20	240.20	267.40	39.15
20	14		31.70	31.70	4.19		27.20	240.20	267.40	35.39
21	15		31.70	31.70	3.79		27.20	240.20	267.40	31.98
22	16		31.70	31.70	3.42		27.20	240.20	267.40	28.91
23	17		31.70	31.70	3.09		27.20	240.20	267.40	26.13
24	18		31.70	31.70	2.80	362.50	27.20	240.20	629.90	55.63
25	19		31.70	31.70	2.53	453.20	27.20	240.20	720.60	57.52
26	20		31.70	31.70	2.28	90.60	27.20	240.20	358.00	25.83
27	21		31.70	31.70	2.06		27.20	240.20	267.40	17.43
28	22		31.70	31.70	1.86		27.20	240.20	267.40	15.76
29	23		31.70	31.70	1.68		27.20	240.20	267.40	14.24
30	24		31.70	31.70	1.52		27.20	240.20	267.40	12.87
31	25		31.70	31.70	1.37		27.20	240.20	267.40	11.63
32	26		31.70	31.70	1.24		27.20	349.70	376.90	14.82
33	27		31.70	31.70	1.12		27.20	349.70	376.90	13.40
34	28		31.70	31.70	1.01	362.50	27.20	349.70	739.40	23.76
35	29		31.70	31.70	0.92	453.20	27.20	349.70	830.10	24.11
36	30		31.70	31.70	0.83	90.60	27.20	349.70	467.50	12.27
37	31		31.70	31.70	0.75		27.20	349.70	376.90	8.94
38	32		31.70	31.70	0.67		27.20	349.70	376.90	8.08
39	33		31.70	31.70	0.61		27.20	349.70	376.90	7.30
40	34		31.70	31.70	0.55		27.20	349.70	376.90	6.60
41	35		31.70	31.70	0.50		27.20	349.70	376.90	5.96
42	36		31.70	31.70	0.45		27.20	349.70	376.90	5.39
43	37		31.70	31.70	0.41		27.20	349.70	376.90	4.87
44	38		31.70	31.70	0.37	362.50	27.20	349.70	739.40	8.64
45	39		31.70	31.70	0.33	453.20	27.20	349.70	830.10	8.77
46	40	22.40	31.70	54.10	0.51	90.60	27.20	349.70	467.50	4.46
47	41		31.70	31.70	0.27		27.20	349.70	376.90	3.25
48	42		31.70	31.70	0.24		27.20	349.70	376.90	2.94
49	43		31.70	31.70	0.22		27.20	349.70	376.90	2.65
50	44		31.70	31.70	0.20		27.20	349.70	376.90	2.40
51	45		31.70	31.70	0.18		27.20	349.70	376.90	2.17
52	46		31.70	31.70	0.16		27.20	349.70	376.90	1.96
53	47		31.70	31.70	0.14		27.20	349.70	376.90	1.77
54	48		31.70	31.70	0.13		27.20	349.70	376.90	1.60
55	49		31.70	31.70	0.12		27.20	349.70	376.90	1.44
56	50		31.70	31.70	0.11		27.20	349.70	376.90	1.30
		3193.20	1585.00	4778.20	2283.51	4531.50	1360.00	14747.50	20639.00	2284.47

**Table 9-13 Cost and Benefit Stream of Nam Mae Ngao + Lower Yuam**

Equalizing discount rate  
(without shadow price factor)

11.68(%)

Integrated Development

Case: 0  
unit: Mill Bahts

Serial Number	Number After Completion	Costs				Benefits				
		Investment Cost	O & M Cost	Total	Discounted Cost-Flow	Investment Cost	O & M Cost	Fuel Cost	Total	Discounted Benefit Flow
1		610.60		610.60	546.74				0.00	0.00
2		826.80		826.80	662.90				0.00	0.00
3		1743.60		1743.60	1251.75				0.00	0.00
4		2874.10		2874.10	1847.56	1156.40			1156.40	743.37
5		2363.90		2363.90	1360.66	1445.40			1445.40	831.97
6		491.10		491.10	253.11	289.10			289.10	149.00
7	1		89.10	89.10	41.11		86.70	749.50	836.20	385.90
8	2		89.10	89.10	36.81		86.70	749.50	836.20	345.54
9	3		89.10	89.10	32.96		86.70	749.50	836.20	309.40
10	4		89.10	89.10	29.52		86.70	749.50	836.20	277.04
11	5		89.10	89.10	26.43		86.70	749.50	836.20	248.07
12	6		89.10	89.10	23.66		86.70	749.50	836.20	222.12
13	7		89.10	89.10	21.19		86.70	749.50	836.20	198.89
14	8		89.10	89.10	18.97	1156.40	86.70	749.50	1992.60	424.38
15	9		89.10	89.10	16.99	1445.40	86.70	749.50	2281.60	435.11
16	10		89.10	89.10	15.21	289.10	86.70	749.50	1125.30	192.15
17	11		89.10	89.10	13.62		86.70	749.50	836.20	127.85
18	12		89.10	89.10	12.19		86.70	749.50	836.20	114.48
19	13		89.10	89.10	10.92		86.70	749.50	836.20	102.51
20	14		89.10	89.10	9.78		86.70	749.50	836.20	91.79
21	15		89.10	89.10	8.75		86.70	749.50	836.20	82.19
22	16		89.10	89.10	7.84		86.70	749.50	836.20	73.59
23	17		89.10	89.10	7.02		86.70	749.50	836.20	65.89
24	18		89.10	89.10	6.28	1156.40	86.70	749.50	1992.60	140.60
25	19		89.10	89.10	5.62	1445.40	86.70	749.50	2281.60	144.16
26	20		89.10	89.10	5.04	289.10	86.70	749.50	1125.30	63.66
27	21		89.10	89.10	4.51		86.70	749.50	836.20	42.36
28	22		89.10	89.10	4.04		86.70	749.50	836.20	37.93
29	23		89.10	89.10	3.61		86.70	749.50	836.20	33.96
30	24		89.10	89.10	3.24		86.70	749.50	836.20	30.41
31	25		89.10	89.10	2.90		86.70	749.50	836.20	27.23
32	26		89.10	89.10	2.59		86.70	1039.90	1126.60	32.85
33	27		89.10	89.10	2.32		86.70	1039.90	1126.60	29.41
34	28		89.10	89.10	2.08	1156.40	86.70	1039.90	2283.00	53.37
35	29		89.10	89.10	1.86	1445.40	86.70	1039.90	2572.00	53.84
36	30		89.10	89.10	1.67	289.10	86.70	1039.90	1415.70	26.53
37	31		89.10	89.10	1.49		86.70	1039.90	1126.60	18.90
38	32		89.10	89.10	1.33		86.70	1039.90	1126.60	16.93
39	33		89.10	89.10	1.19		86.70	1039.90	1126.60	15.16
40	34		89.10	89.10	1.07		86.70	1039.90	1126.60	13.57
41	35		89.10	89.10	0.96		86.70	1039.90	1126.60	12.15
42	36		89.10	89.10	0.86		86.70	1039.90	1126.60	10.88
43	37		89.10	89.10	0.77		86.70	1039.90	1126.60	9.74
44	38		89.10	89.10	0.69	1156.40	86.70	1039.90	2283.00	17.68
45	39		89.10	89.10	0.61	1445.40	86.70	1039.90	2572.00	17.83
46	40	165.00	89.10	254.10	1.57	289.10	86.70	1039.90	1415.70	8.79
47	41		89.10	89.10	0.49		86.70	1039.90	1126.60	6.26
48	42		89.10	89.10	0.44		86.70	1039.90	1126.60	5.60
49	43		89.10	89.10	0.39		86.70	1039.90	1126.60	5.02
50	44		89.10	89.10	0.35		86.70	1039.90	1126.60	4.49
51	45		89.10	89.10	0.31		86.70	1039.90	1126.60	4.02
52	46		89.10	89.10	0.28		86.70	1039.90	1126.60	3.60
53	47		89.10	89.10	0.25		86.70	1039.90	1126.60	3.22
54	48		89.10	89.10	0.22		86.70	1039.90	1126.60	2.89
55	49		89.10	89.10	0.20		86.70	1039.90	1126.60	2.58
56	50		89.10	89.10	0.18		86.70	1039.90	1126.60	2.31
		9075.10	4455.00	13530.10	6315.37	14454.50	4335.00	44735.00	63524.50	6319.46