第 4 章

土　木　材　料

第４章　土　木　材　料

4.1　土質しゃ水壁材料

土質しゃ水壁材料調査地区は，ダム地点より約0.4 km上流左岸のＡ地区と，ダム地点より約0.7 km上流左岸のＢ地区及びダム地点より約0.8 km下流右岸のＣ地区である。Fig.4－1に各地区の位置を示す。

調査はこれらの地区に深さ１～５ｍの立坑13坑を掘削した。地表踏査の結果，これらの地区に分布している材料は石灰質砂岩及び頁岩を母岩とする崖錐堆積物である。

試験は各地区の立坑より１ｍ毎に試料を採取し，物性試験及び力学試験を実施した。

Ａ地区の５坑（Ａ－１～５），Ｂ地区の１坑（Ｂ－１），Ｃ地区の２坑（Ｃ－1,２）計８坑より採取した試料についてはＡＩＴ（Asian Institute of Technology）により諸試験が実施された。Ａ地区の４坑（Ａ－７～10），Ｃ地区の１坑（Ｃ－６）計５坑より得られた試料については，NEA（National Energy Administration）により諸試験が実施された。Fig.4－２に各地区で掘削された立坑の位置を示す。

1）試験項目及び試験数量

Ａ，Ｂ，Ｃの各土質しゃ水壁材料調査地区に掘削された立坑において，１ｍ毎に得られた試料に対して実施された試験の項目及び数量は以下に示す表の通りである。

試験項目	試験数量			
	Ａ地区	Ｂ地区	Ｃ地区	合計
自然含水比	26 (15)	2 (0)	11 (5)	39 (20)
比重	26 (15)	2 (0)	11 (5)	39 (20)
液性及び塑性限界	26 (15)	2 (0)	11 (5)	39 (20)
粒度	26 (15)	2 (0)	9 (5)	37 (20)
突固め透水	16 (8)	1 (0)	2 (0)	19 (8)
三軸圧縮	5 (0)	1 (0)	2 (0)	8 (0)

※　単位は試料

※　（　）内の数値は試験数量のうちNEAにより実施された数量を示す。

2）試験結果及び考察

各立坑より採取されたｍ毎試料に対して行われた諸試験の結果をTable 4－1に示す。

(i)　粒度分析によるとＡ，Ｂ，Ｃの３地区に分布する材料の粒度分布範囲は，最大粒径

１９～３８mm，－4.75mm含有率５４～９９％，－0.075mm，含有率１２～７５％の値を示し，土質しゃ水壁材料としては細粒なものが多い。また，液性限界は26.2～49.3％の間に分布しているが，大半のものが４０％前後の値を示している。塑性指数はほぼ１０％～２０％の範囲に分布している。この様な材料は，統一土質分類法では粘土質礫（ＧＣ）～粘土質（ＣＬ）に分類される。

(ii) 突固め透水試験の結果では，上述の材料の最大乾燥密度は1.580～1.990 t/m³（ただし19.0mmフルイ通過材料）の範囲にあり，この時の透水係数（＝最適含水比時 透水係数）は7.9×10^{-5}～3.1×10^{-8} cm/secの範囲に分布している。

(iii) 三軸圧縮試験の結果を有効応力で整理して得られた内部摩擦角は 25.2～34.8°の値を示し，この時の粘着力は0.22～0.66kgf/cm²の範囲にある。

一般に，土質材料の諸物性は粒径0.075mm以下の粒子の含有率の多寡に大きく影響される。そこでこの観点に立ち，上述の試験結果から

a) －0.075mm含有率～透水係数

b) －0.075mm含有率～内部摩擦角

c) －0.075mm含有率～乾燥密度

d) 乾燥密度～内部摩擦角

の関係を抽出して以下の相関を得た。

a) －0.075mm含有率の増加に伴い透水係数は小になる傾向を示す。

b) －0.075mm含有率の増加に伴い内部摩擦角は小になる傾向を示す。

c) －0.075mm含有率の増加に伴い乾燥密度は減少する傾向を示す。

d) 乾燥密度の増大に応じて内部摩擦角は大になる傾向を示す。

以上に述べて来た結果から次の様に考察される。

(i) －0.075mm含有率と透水係数との関係から 1×10^{-5} cm/sec 程度のしゃ水性を得るためには，－0.075mm含有率は３５％以上である事が必要である。しかしながら，－0.075mm含有率と透水係数との関係を詳細に検討すると，試験実施機関により透水係数にバラツキが見られる。例えば，－0.075mm含有率が４４～７５％の範囲における透水係数は，ＡＩＴで実施したものは，7.9×10^{-5}～32×10^{-6} cm/secの値を示すがNEAで実施したものは，3.4×10^{-7}～3.1×10^{-8} cm/secの値を示し，両者には１～２オーダーの開きがある。NEAにより行われた試験データから推測すると，－0.075mm含有率が２５～３０％でも，1×10^{-5}cm/sec程度の透水係数が得られるものと思われ，今後Definite studyに向けて透水係数の確認の試験を行う必要がある。

(ii) 土質しゃ水壁材料は，透水係数の面から考えると，細粒分を多く含むことにより，十分なしゃ水性が得られるが，圧密による沈下，強度及び施工性等を考慮すると，しゃ水性の許される範囲で粗粒なものとする事が望ましく，従って材料の質の改善と施工性の

向上及び材料の質の均一化を計るために仮置をする事が望ましい。

3) 推定採取可能量の概略

以上に述べてきた結果を基に各地区の推定採取可能量の概略値を考えると次の様になる。

A地区 ; 約 80.000 m^3

B地区 ; 約 60.000 m^3

以上より現時点で推定される土質しゃ水壁材料の採取可能量の概略値は，約 140,000m^3 であるが，パイリングによってその数量の増加を計る事ができる。しかしながら，所要量の全量をまかなうには若干の不足が予想されるので，今後調査地域を拡大する必要がある。

4.2 ロック及びフィルター材料

ロック材料を採取する原石山の調査区域はダム地点より上流約 700m左岸から流入する Nam Mae Yuam の支流 Huai Uya Kra の両岸に位置する。この区域に分布する岩石は石灰質砂岩及び石灰岩であり，地表踏査の結果から良質な材料の採取が可能であると推定されている。また，ダム地点周辺には適当な粒径をもつ河床堆積物が見い出せない為，フィルター材料はロック材料を採取する原石山より，人工的につくる必要がある。Fig. 4 − 1 に調査区域を示す。

4.3 コンクリート骨材

コンクリート骨材もフィルター材料と同様，付近に天然の材料が見当らないため，原石山より人工的に製造する計画である。

4.4 追加調査の勧告

これまでの調査及び試験結果に基づいて，今後の詳細設計を行うために必要と考えられる調査及び試験は以下の通りである。

1) 土質しゃ水壁材料

今回入手された試験データからは，粒度分布と透水係数の関係がはっきりと求められなかった為，今のところ推定採取量の概略値が得られているに過ぎない。従って，今後，追加試験を行い，粒度分布と透水係数との関係を明確に求め，設計透水係数を満足する粒度分布の下限値を確定し，これをもとに，より精度の高い採取可能量を算出する必要がある。

(i) 追加調査地区及び調査数量

現在推定されている採取可能量の概略値は，土質しゃ水壁の全量を満足しない恐れがある為，調査地域を拡大する必要がある。追加調査は，今回調査を実施したA及びB地区と，現地踏査により新規に選定したD地区（ダム地点より約2.3 km下流，Nam Mae Yuamの支流 Huai Mae Lama Luang の左岸に位置する）において行うものとし，これらの地区に調査立坑を計画した。調査立坑の位置をFig. 4 − 1 及び 4 − 2 に示す。 また

調査数量は次の通りである。

調査地区名	坑当り掘削深度	坑　数	掘削延長
A 地 区	5m	2	10m
B 地 区	5	7	35
C 地 区	5	12	60

ii) 試験項目及び試験数量

追加調査の調査立坑より1m毎に試料を採取して，物性試験を行う。同時に各調査立坑より代表的な試料を選び，物性，力学試験を実施する。

代表試料に対する試験の目的は，調査対象区域に分布している材料に対する評価の目安を得る事にある。すなわち，材料の諸物性と力学特性の関係把握を主眼としている。このため，代表試料の選定にあたっては，当該区域に分布している材料を，その－0.075 mm含有率により3つのグループに分け，各グループに対して3つの代表試料が得られるよう留意されたい。ここで3つのグループとは

a) 細粒材料 ; －0.075 mm含有率40%以上

b) 中粒材料 ; －0.075 mm含有率20%以上～40%未満

c) 粗粒材料 ; －0.075 mm含有率20%未満

である。

以下の表に物性試験及び力学試験の試験項目，代表試料の試験数量を示す。

試験項目		A 地 区		B 地 区			D 地 区			合 計	試験規格
		中粒材料	粗粒材料	細粒材料	中粒材料	粗粒材料	細粒材料	中粒材料	粗粒材料		
物性試験	含 水 比	2試料	1試料	2試料	2試料	2試料	3試料	3試料	3試料	18	ASTM D2216
	比重・吸水率	2	1	2	2	2	3	3	3	18	ASTM D854, C127
	粒 度	2	1	2	2	2	3	3	3	18	ASTM D422
	液性限界	2	1	2	2	2	3	3	3	18	ASTM D423
	塑性限界	2	1	2	2	2	3	3	3	18	ASTM D424
力学試験	突 固 め	2	1	2	2	2	3	3	3	18	※1
	透 水	2	1	2	2	2	3	3	3	18	※2
	三軸圧縮	1	1	1	2	1	2	2	2	12	※3

※1. ASTM D698 Method Cに準じて行い，非繰返し（一度使用した試料は使わない）とする。試験は1試料当り5含水比について行う事を標準とする。

※2. 変水位法で行うものとし，突固め試験で作成した供試体に対し試験を行う。

※3. 間隙水圧の測定を伴う等方圧密非排水セン断（$\overline{CIU}$）を行う。この時のセン断方法はヒズミ制御方式。供試体の含水比は突固め試験で得られた最適含水比とする。

2) ロック及びフィルター材料

ロック及びフィルター材料に関しては，現在まで諸試験は実施されていない。そこで今後必要と思われる調査及び試験を考えると次の様になる。

まず，設定された調査区域において調査ボーリングを行い，それにより得られたボーリングコアを観察し，原石山として良好と判断された場合は調査横坑を掘削し，試料を採取し諸試験を実施する。

以下に調査ボーリング及び調査横坑の数量を示す。

調査ボーリング…… 8孔（位置はFig 4−1に示す）

調査横坑 …… 4坑（詳細は調査ボーリングの結果より決定する）

次に調査横坑より得られる試料に対して実施すべき試験の項目を示す。

試験項目	フィルター材料	ロック材料
比重及び吸水率	○	○
粒度	○	○
大型突固め	○	○
大型透水	○	—
大型三軸圧縮	○	○

※○印が実施すべき項目

3) コンクリート骨材

コンクリート骨材に対して実施すべき試験は次の通りである。まず，骨材の最大粒径（80mm）に対応するクラッシング試験を行い，それにより得られる材料に対して以下の諸試験を行う。

○ 比重及び吸水率 （細骨材及び粗骨材について）

○ 粒度 （————〃————）

○ すりへり減量 （粗骨材について）

○ 安定性 （細骨材及び粗骨材について）

○ アルカリ骨材反応 （細骨材について）

○ 一軸圧縮

上記の骨材に関する試験の他に，配合試験も実施することが望ましい。

Table 4-1 Result of Soil Tests

Sample No	Depth (m)	Classification of Soils by Unified System	Specific Gravity	Natural Water Content (%)	Atterberg Limits LL (%)	Atterberg Limits PL (%)	Atterberg Limits PI	Gradation Analyses Maximum Grain Size (mm)	Gradation Analyses -38.1 mm (%)	Gradation Analyses -19.1 mm (%)	Gradation Analyses -4.75 mm (%)	Gradation Analyses -0.425 mm (%)	Gradation Analyses -0.075 mm (%)	Gradation Analyses -0.005 mm (%)	Compaction & Permeability Optimum Water Content (%)	Compaction & Permeability Maximum Dry Density (t/m³)	Compaction & Permeability Coefficient of Permeability (cm/sec)	Triaxial Compression Strength (CTU) Total Stress C (kgf/cm²)	Triaxial Compression Strength (CTU) Total Stress φ (deg)	Triaxial Compression Strength (CTU) Effective Stress $\bar{C}$ (kgf/cm²)	Triaxial Compression Strength (CTU) Effective Stress $\bar{\phi}$ (deg)
A-1	1	SC	2.688	8.8	28.6	18.5	10.1	25	100	97	86	48	45	30	13.0	1.850	7.9×10^{-5}	0	27.8	0.48	33.8
A-2	1	SC	2.832	14.0	39.0	23.3	15.7	19	100	100	75	50	44	19	18.2	1.695	3.2×10^{-6}	—	—	—	—
	2	ML	2.788	16.9	39.2	27.0	12.2	25	100	99	93	66	56	22	—	—	—	—	—	—	—
	3	SC	2.841	18.6	38.2	22.9	15.3	25	100	97	91	61	47	18	15.7	1.710	4.4×10^{-6}	1.10	18.4	0.56	26.4
	4	CL	2.826	22.1	43.0	23.7	19.3	19	100	100	84	64	58	23	22.4	1.580	6.7×10^{-6}	—	—	—	—
	5	CL	2.839	24.0	40.9	22.8	18.1	25	100	96	94	74	64	27	22.5	1.585	6.3×10^{-6}	1.00	18.8	0.66	25.5
A-3	1	GC	2.733	10.8	41.2	23.0	18.2	38	100	91	65	39	35	21	—	—	—	—	—	—	—
	2	GC	2.734	10.3	40.8	23.6	17.2	38	100	92	59	35	30	18	12.8	1.930	1.7×10^{-5}	1.00	19.7	0.36	33.8
A-4	1	GC	2.660	8.6	26.2	17.2	9.0	25	100	96	54	25	20	13	—	—	—	—	—	—	—
A-5	1	SC	2.687	9.0	35.2	23.5	11.7	25	100	97	74	48	45	24	—	—	—	—	—	—	—
	2	GC	2.720	8.3	32.8	21.9	10.9	25	100	96	63	31	26	17	11.7	1.990	6.5×10^{-5}	0.67	27.2	0.37	34.8
A-7	1	CL	2.694	25.6	49.3	25.8	23.5				90	78	74		—	—	—		—	—	—
	2	ML	2.612	18.6	40.4	26.2	14.2				84	61	56		15.6	1.762	3.9×10^{-7}	(15.4)	—	—	—
	3	ML	2.656	13.5	44.8	28.5	16.3				—	62	52		17.2	1.757	1.1×10^{-7}	(18.9)	—	—	—
A-8	1	GC	2.773	27.6	38.2	24.1	14.1				73	53	48		—	—	—	—	—	—	—
	2	SM	2.779	24.0	39.1	24.0	15.1				82	54	46		13.4	1.807	3.4×10^{-7}	(14.6)	—	—	—
	3	SC	2.752	10.0	37.0	23.8	13.2				79	55	50		14.8	1.803	2.6×10^{-7}	(14.4)	—	—	—
A-9	1	CL	2.709	19.6	33.4	20.1	13.3				83	75	59		—	—	—	—	—	—	—
	2	CL	2.684	15.1	37.9	22.0	15.9				88	64	51		13.8	1.845	1.6×10^{-7}	(14.0)	—	—	—
	3	CL	2.752	24.2	44.2	26.4	17.8				83	66	58		—	—	—	—	—	—	—
	4	CL	2.669	21.9	44.7	23.8	20.9				88	72	65		16.8	1.762	1.4×10^{-7}	(15.8)	—	—	—
A-10	1	CL	2.610	19.1	36.5	20.8	15.7				82	62	54		—	—	—	—	—	—	—
	2	CL	2.628	29.1	38.2	21.2	17.0								—	—	—	—	—	—	—
	3	CL	2.758	25.7	37.9	21.5	16.4				95	83	71		16.1	1.779	3.1×10^{-8}	(17.1)	—	—	—
	4	CL	2.662	18.6	39.6	21.2	18.4				99	87	75		—	—	—	—	—	—	—
	5	CL	2.788	20.6	39.0	21.0	18.0				95	81	69		15.8	1.782	8.9×10^{-8}	(16.8)	—	—	—

Table 4-1 Result of Soil Tests (cont'd)

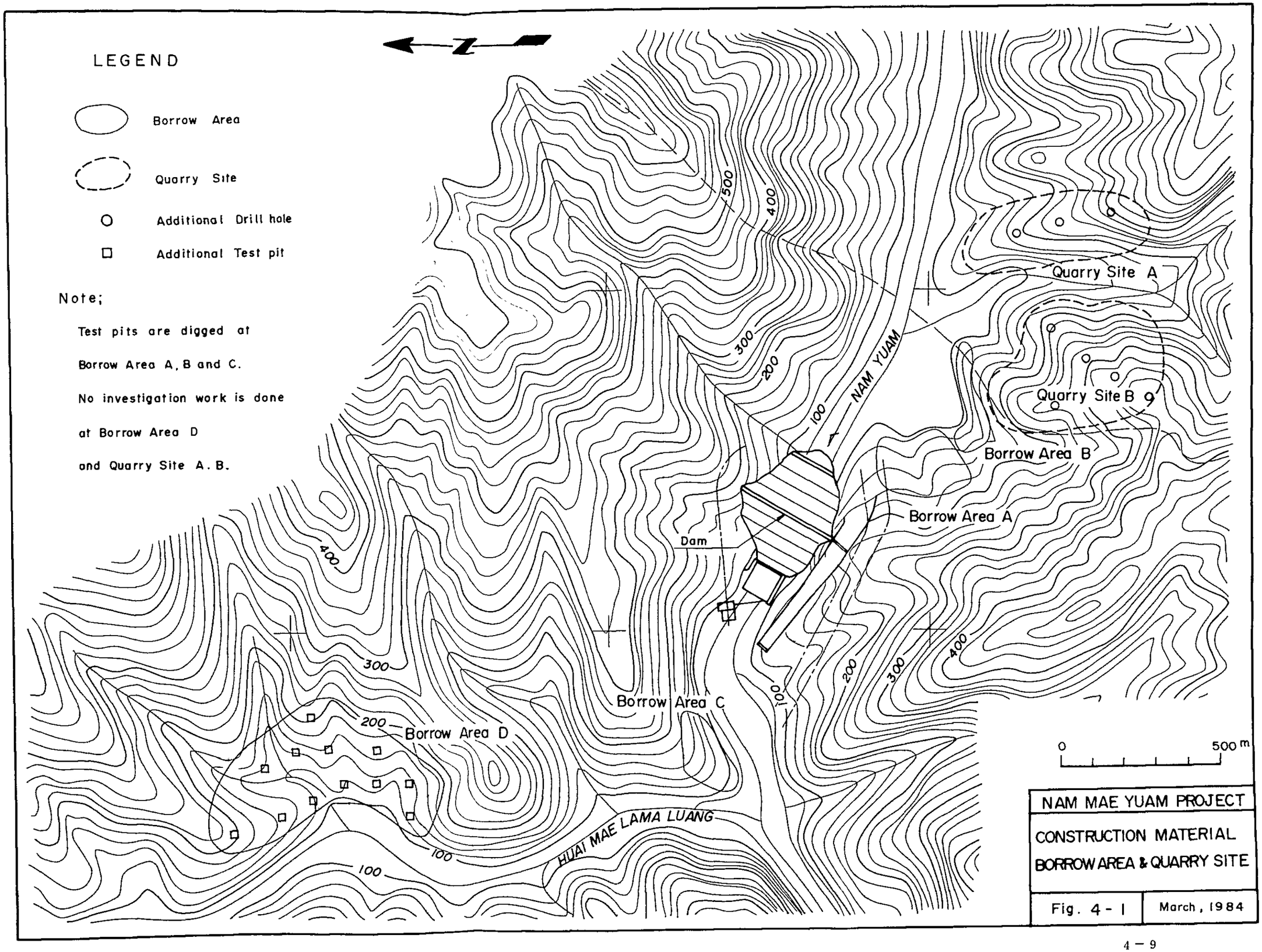
Sample No	Depth (m)	Classification of Soils by Unified System	Specific Gravity	Natural Water Content (%)	Atterberg Limits LL (%)	PL (%)	PI	Gradation Analyses Maximum Grain Size (mm)	-38.1 mm (%)	-19.1 mm (%)	-4.75 mm (%)	0.425 mm (%)	-0.075 mm (%)	-0.005 mm (%)	Compaction & Permeability Optimum Water Content (%)	Maximum Dry Density (t/m³)	Coefficient of Permeability (cm/sec)	Triaxial Compression Strength (CIU) Total Stress C (kgf/cm²)	Total Stress φ (deg)	Effective Stress C (kgf/cm²)	Effective Stress φ (deg)
B-1	1	CL	2.763	19.3	38.8	24.3	14.5	25	100	97	88	77	68	33	—	—	—	—	—	—	—
	2	CL	2.741	20.5	39.5	23.5	16.0	38	100	87	73	62	53	27	16.8	1.680	7.1×10^{-7}	0.42	19.2	0.22	26.7
C-1	1	CL	2.794	19.4	43.6	24.1	19.5	19	100	100	79	64	61	39	—	—	—	—	—	—	—
	2	CL	2.748	13.9	40.9	22.6	18.3	38	100	84	66	54	50	27	—	—	—	—	—	—	—
	3	GC	2.795	15.4	42.4	22.4	20.0	38	100	86	69	53	48	34	16.2	1.808	6.5×10^{-7}	0.62	17.4	0.33	25.2
	4	CL	2.852	16.2	41.2	21.1	20.1	38	100	88	69	55	51	33	16.9	1.810	1.2×10^{-5}	0.42	14.0	0.28	26.8
C-2	1		2.729	8.4	—	NP	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2		2.711	19.2	—	NP	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
C-6	1	SF	2.667	25.5	—	NP	—				99	95	20		—	—	—	—	—	—	—
	2	SF	2.580	6.5	—	NP	—				99	93	40		—	—	—	—	—	—	—
	3	S-F	2.647	24.0	—	NP	—				—	94	12		16.6	1.630	—	—	—	—	—
	4	SF	2.646	23.0	—	NP	—					78	30		—	—	—	—	—	—	—
	5	S-F	2.682	18.0	—	NP	—				76	53	13		11.5	1.849	—	—	—	—	—

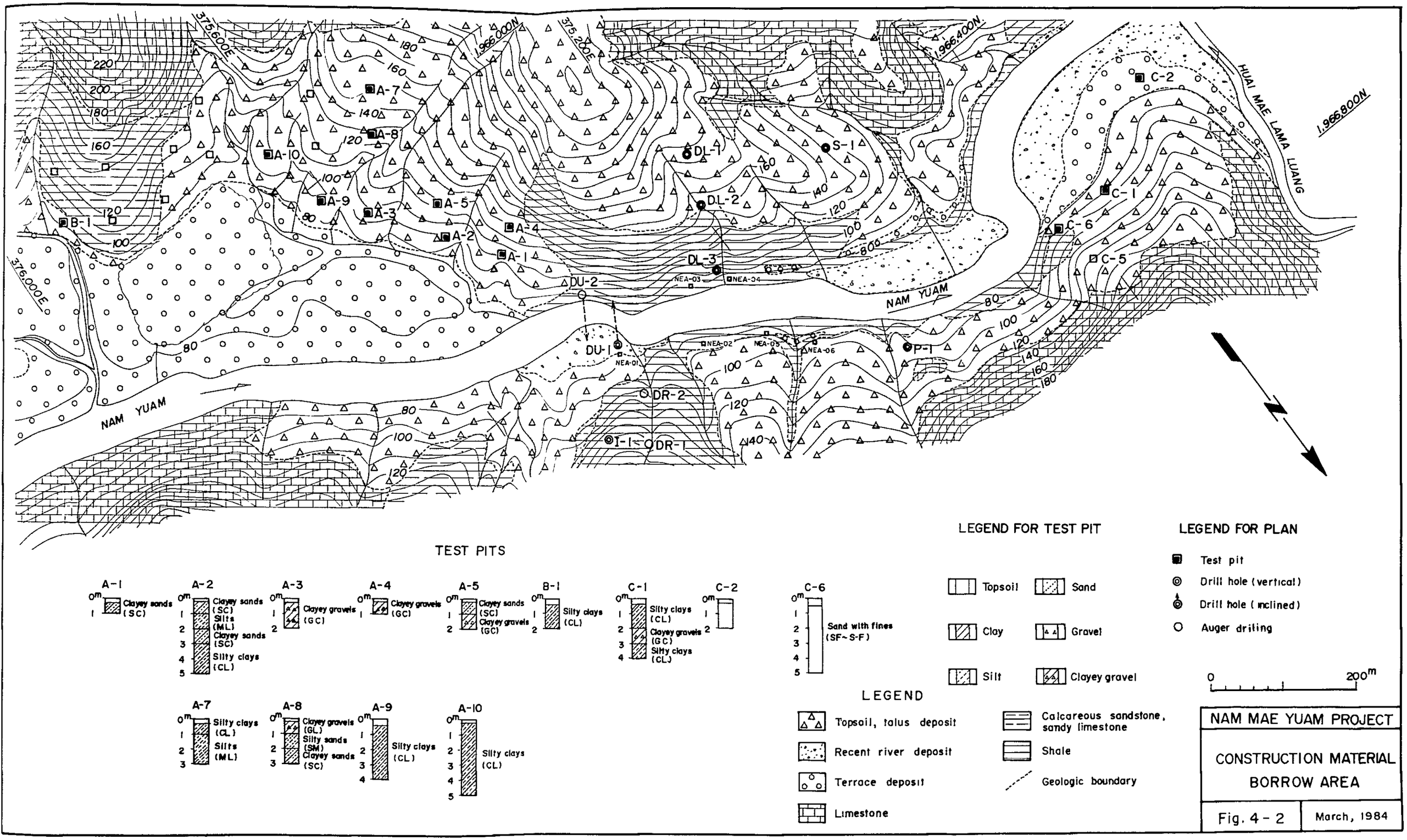
Remarks. * The specimens for triaxial compression test were compacted to the maximum dry density at the optimum water contents

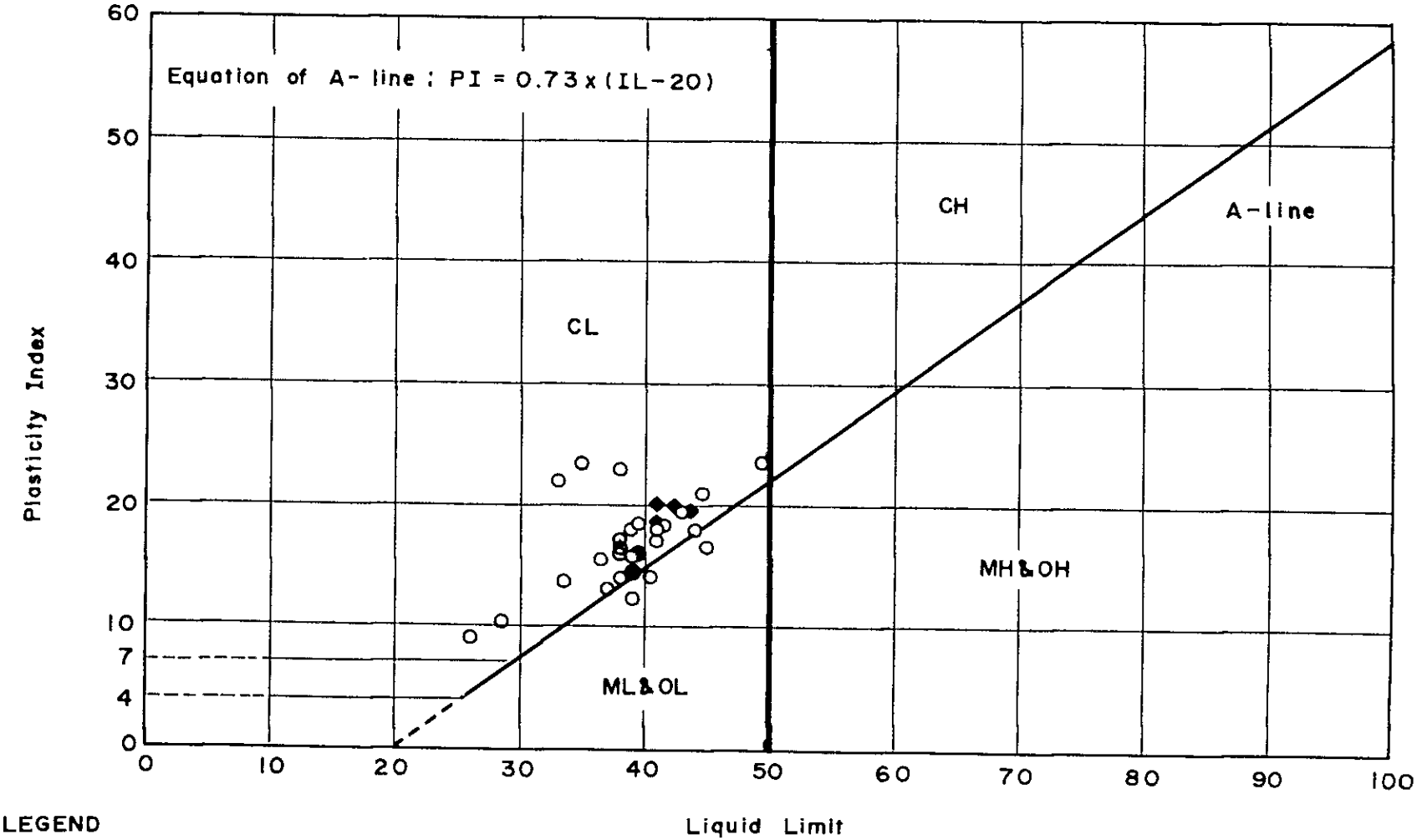
* Coefficient of permeability is the one at optimum water content

* The coefficient of Permeability of the samples taken from test pits A-7~10, which were tested by NEA, were determined at only one water content. The water contents are shown in parentheses in right side of coefficient of Permeability

* On the sample taken from the test pit A-4 1.00m, the zero-air-void curve dose not coordinate with the test result of its compaction and permeability test. So the result is deleted from this table


LEGEND
Borrow Area
Quarry Site
Additional Drill hole
Additional Test pit
Note;
Test pits are digged at
Borrow Area A, B and C.
No investigation work is done
at Borrow Area D
and Quarry Site A. B.
N
500
400
300
200
100
NAM YUAM
Quarry Site A
Quarry Site B
Borrow Area B
Borrow Area A
Dam
Borrow Area C
Borrow Area D
HUAI MAE LAMA LUANG
0
500 m
NAM MAE YUAM PROJECT
CONSTRUCTION MATERIAL
BORROW AREA & QUARRY SITE
Fig. 4 - 1
March, 1984


375,600E
375,200E
376,000E
1,966,000N
1,966,400N
1,966,800N
HUAI MAE LAMA LUANG
NAM YUAM
A-1
A-2
A-3
A-4
A-5
A-7
A-8
A-9
A-10
B-1
C-1
C-2
C-5
C-6
DL-1
DL-2
DL-3
S-1
P-1
DU-1
DU-2
DR-1
DR-2
I-1
NEA-01
NEA-02
NEA-03
NEA-04
NEA-05
NEA-06
TEST PITS
Clayey sands (SC)
Silts (ML)
Silty clays (CL)
Clayey gravels (GC)
Silty sands (SM)
Sand with fines (SF~S-F)
LEGEND FOR TEST PIT
Topsoil
Sand
Clay
Gravel
Silt
Clayey gravel
LEGEND
Topsoil, talus deposit
Recent river deposit
Terrace deposit
Limestone
Calcareous sandstone, sandy limestone
Shale
Geologic boundary
LEGEND FOR PLAN
Test pit
Drill hole (vertical)
Drill hole (inclined)
Auger drilling
0
200m
NAM MAE YUAM PROJECT
CONSTRUCTION MATERIAL BORROW AREA
Fig. 4 - 2
March, 1984



LEGEND

○ ; Borrow Area A
● ; —— " —— B
◆ ; —— " —— C

Fig. 4-3 Plasticity Chart

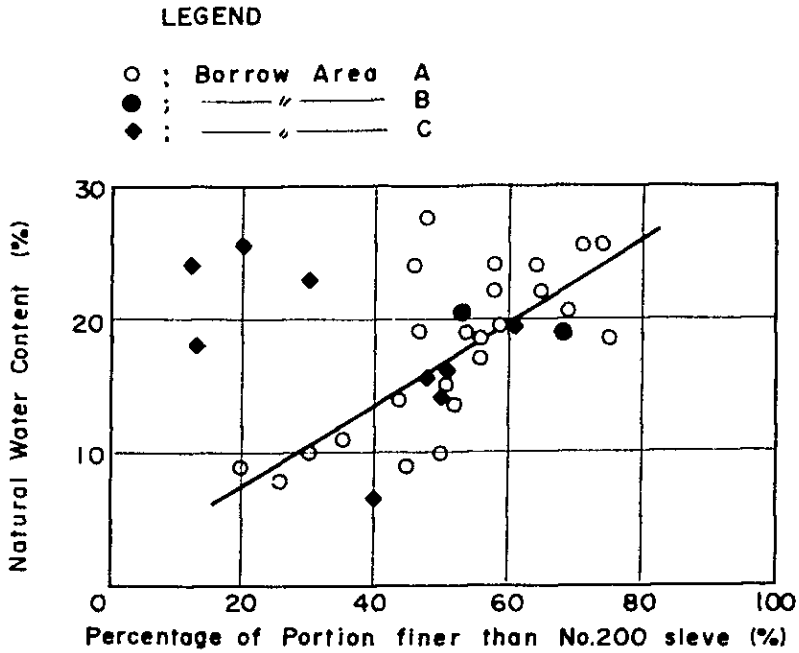


Fig.4-4 Natural Water Content of Material including All Particle-Size v s. Percentage of Portion finer than No.200 sieve of Material including All Particle-Size

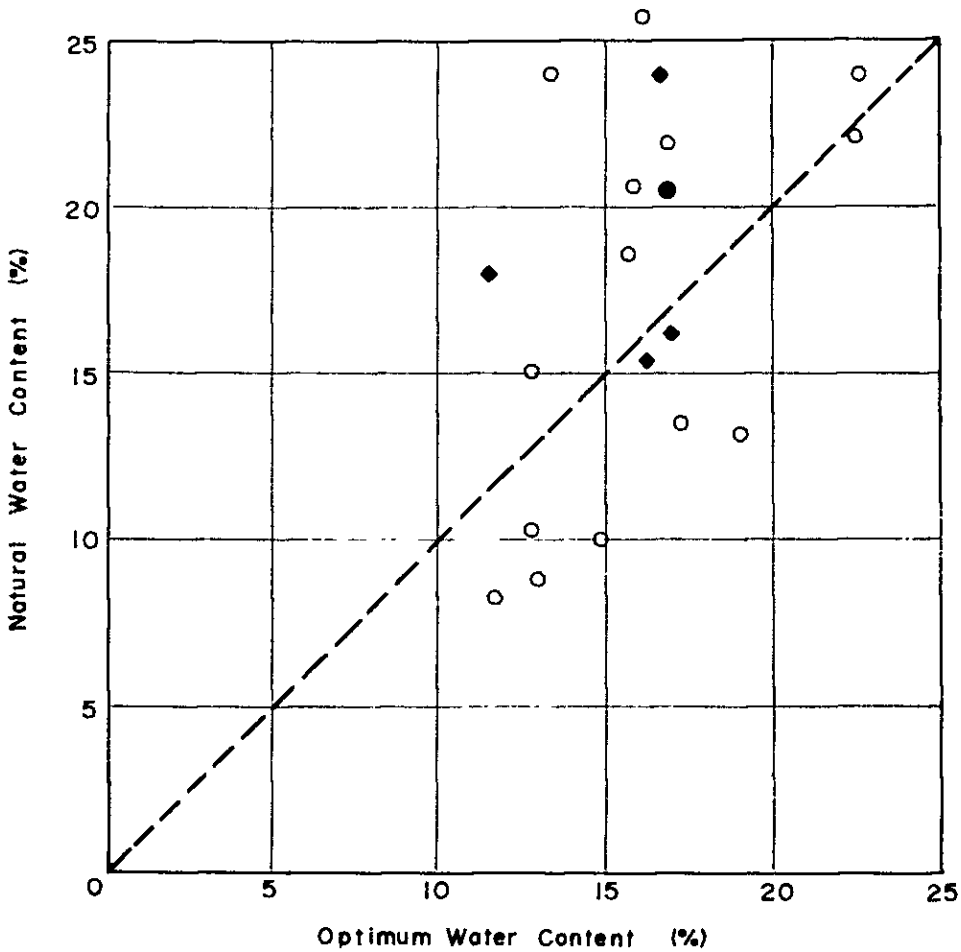


Fig.4-5 Natural Water Content of Material including All Particle-Size v.s. Optimum Water Content of Material passing 19.0mm sieve

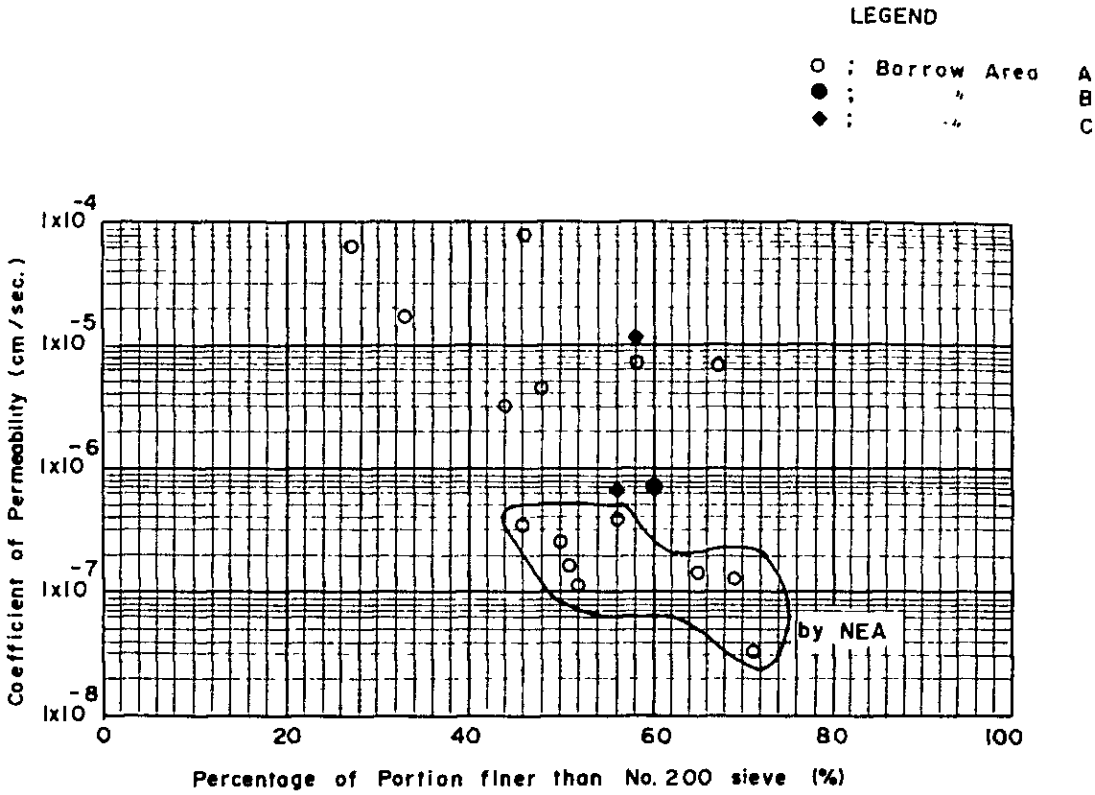


Fig. 4-6 Coefficient of Permeability v.s. Percentage of Portion finer than No. 200 sieve of Material passing the 19.0 mm sieve

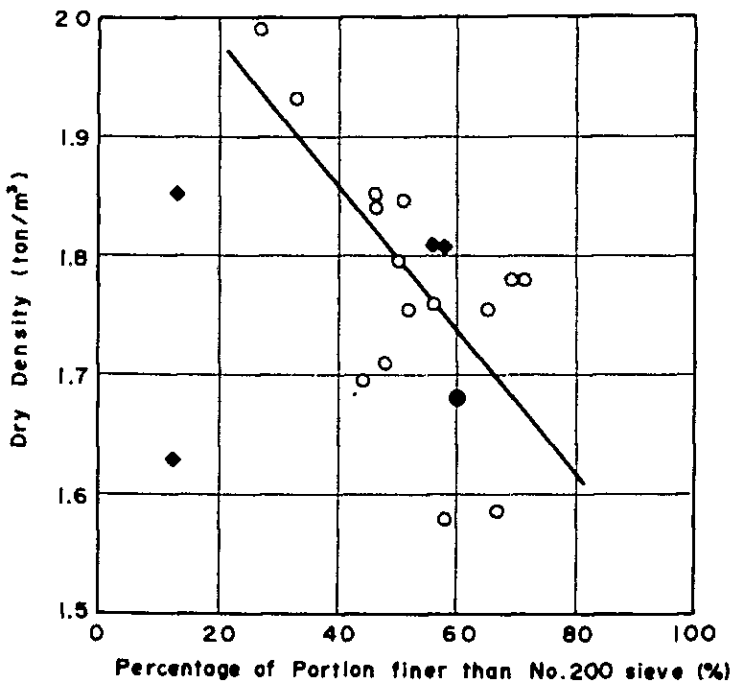


Fig. 4-7 Dry Density v.s. Percentage of Portion finer than No. 200 sieve of Material passing the 19.0 mm sieve

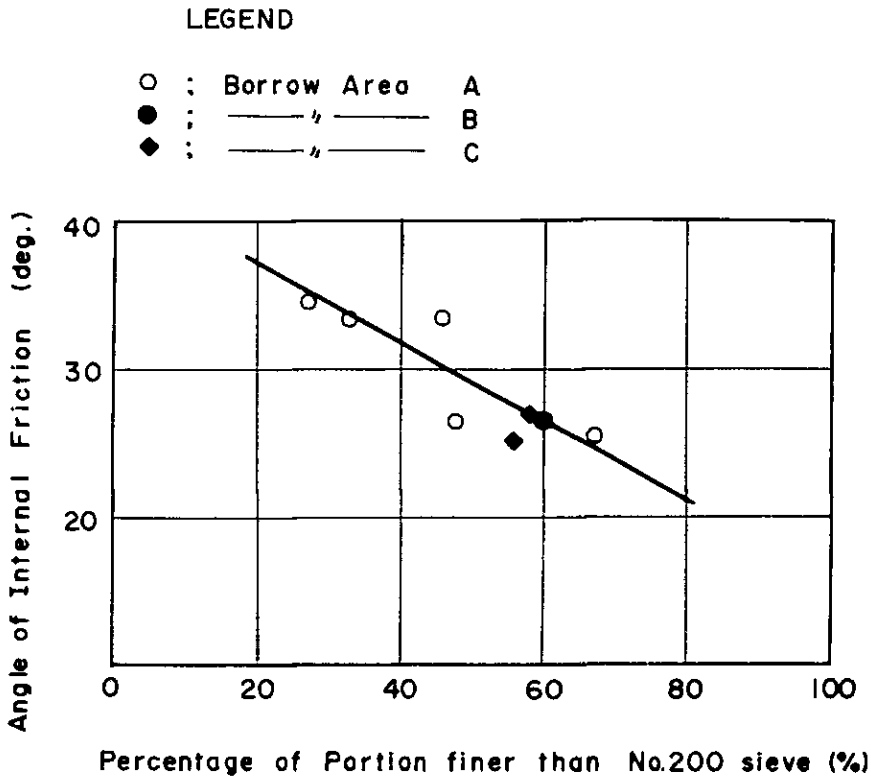


Fig. 4-8 Angle of Internal Friction v.s. Percentage of Portion finer than No.200 sieve of Material passing the 19.0mm sieve

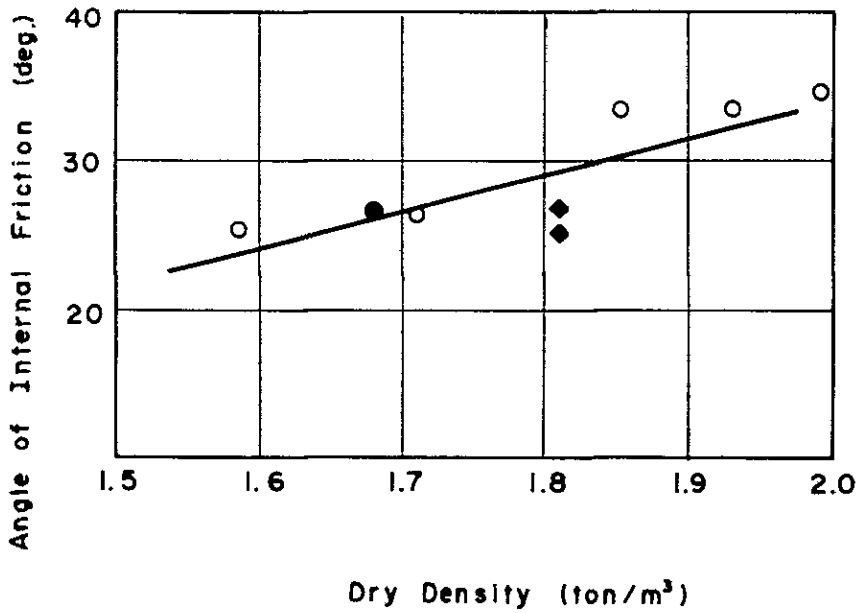


Fig.4-9 Angle of Internal Friction v.s. Dry Dencity of Material passing 19.0 mm sieve

第 5 章

開　発　計　画

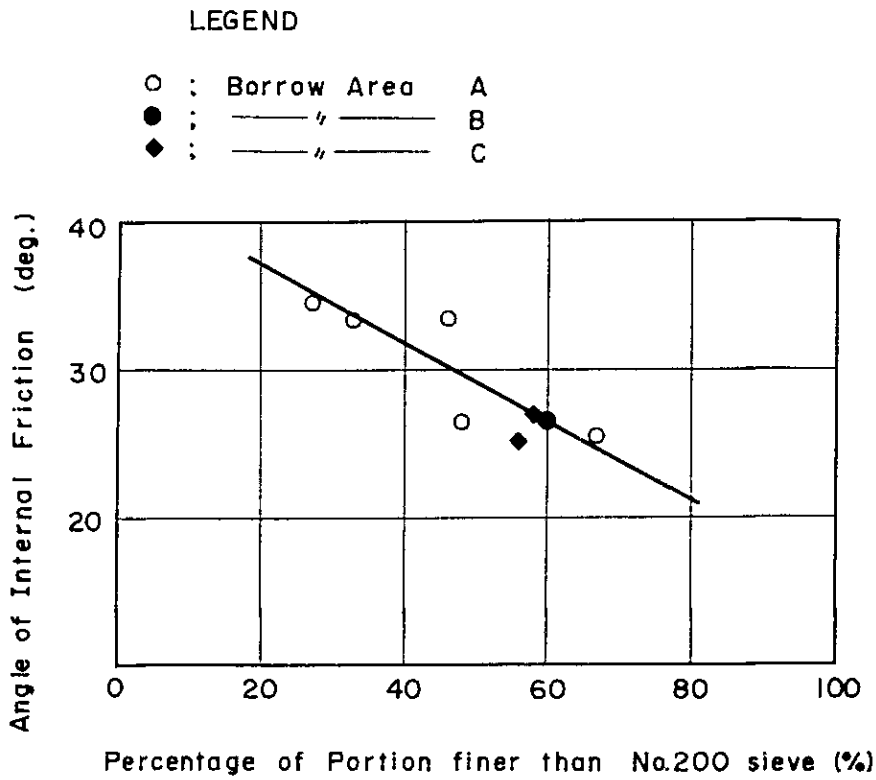


Fig. 4-8 Angle of Internal Friction v.s. Percentage of Portion finer than No.200 sieve of Material passing the 19.0mm sieve

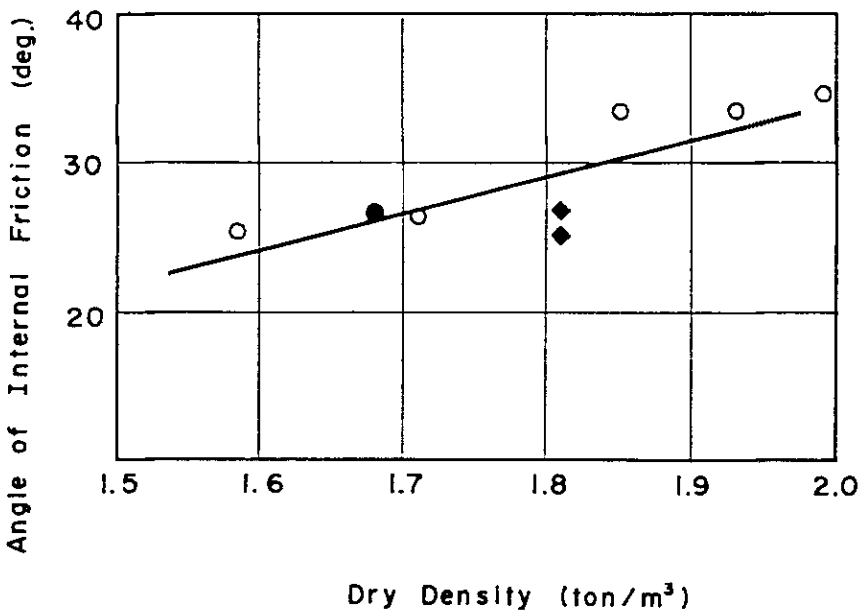


Fig.4-9 Angle of Internal Friction v.s. Dry Dencity of Material passing 19.0 mm sieve

第 5 章

開　発　計　画

第5章　開　発　計　画

5.1　開発の必要性

タイ国の経済成長率は1970～79年代7.4％を示し，香港・韓国・台湾・シンガポール等につぐもので，アジア発展途上国中傑出している。就中，工業部門の成長が著しく，その比重は1960年に対し倍増している。

1982年の電力需要は17,500 GWhで1982年のLoad Forecast Working Group for Tariff Study Commiteeの想定によれば，Peak Demandの伸びは1983年の年率14％から次第に減少するとはいえ，1991年に6.5％／年とかなり大きく，以降も6％／年代がつづくものと考えられる。

即ち，1982年の2,900 MW，17,500 GWhに対し，1991年には6,200 MW，36,900 GWhと倍以上の電力需要が見込まれ，それ以降も年々400～500 MW，2,400～3,200 GWh の増加が考えられる。

現在の電力需要に対し65％が石油火力で，エネルギー供給全体では78％が石油に依存しているので，天然ガス，リグナイト，水力，原子力等の石油代替エネルギーを大幅に開発して，石油輸入の増加を極力おさえることは経済安定にとって重要なことである。

今回のユアム水力計画は国内エネルギー確保の面で，極めて有効であるばかりでなく，大規模電源としてPeak Balanceにも有効であって，かつ国際問題，環境問題においても比較的難点の少ない計画であるので，これを有効に開発することが望まれる。

5.2　既往計画

今回のF.S.の事前に示された既往計画は1976年に作成されたもので，ダムサイトは今回推奨されるAサイトと概ね同一であってダム式，貯水池式の発電計画である。Table 5－1に今回のF.S.で推奨される案と並べて記載する。

5.3　開発計画の選択

1）一　　般

Yuam河本流の計画地点としては，ダムサイトAとCが考えられる。最適計画はこのA，Cあるいはその組合せにおいて，ダムの高さ，有効貯水量，出力規模，発電型式，並びに開発時点を追求することにより求められる。さらに，パイNo.6計画，チエムNo.5計画と優先順位を比較することが要求されている。

最適計画は予想される将来の需給想定において系統の経費を最小にするという原則に立脚されるべきであって，これは当該計画を開発することによって節減されるであろう他の

供給力の経費から当該計画の経費を差引いた額，即ち節減額が最も大きくなる計画が最適計画となる。

この検討は当該地点の耐用年数間にわたり，かつ需給想定の背景に適合しなければならない。しかしながら，考えられるすべての比較案について，すべての検討を行うことはいたずらに計算を複雑にするのみであるので，結論に大きな誤りを生じない範囲で経験的に省略し，順次精度を上げていくこととした。

節減されるであろう他の供給力としては，タイ国のようにすでに電力系統の内の大きな部分を火力発電に依存している国では火力発電が対象となる。勿論火力発電にもいろいろな種類があるが，ここでは輸入石炭を燃料とする火力発電を用いた。たゞし，これだけではピーク時等の負荷変動に耐え得ないので，需要最大の１４％程度のガス・タービン火力を準備しておかねばならない。採用されたガス・タービンおよび輸入炭火力発電の諸元をTable ５－２に示した。

2）貯水池の操作

貯水池の操作ならびに出力規模の検討には，まず，95％保証流量がいくらかを求めなければならない。ここでは流入量のマスカーブを描いて過去の実績が全く同じように再現され，かつ将来を完全に予知出来るという前提で最も巧妙に貯水池操作を行い，その各年の最低確保流量の確率分布より９５％保証流量を求めた。Fig.5－1およびFig.5－2を参照されたい。

この保証流量を確保しつつ，溢水をなるべく少くし，かつ貯水池水位をなるべく高く保つようマスカーブ上で試算しながら設定した貯水池操作ルールはFig. 5－3のとおりである。ただし，このFig.に示される第１段階ではダムサイトA，Cともに測水所流量と同じとし手計算によって電力量を求めたので若干の誤差がある。

3）ダムサイトA，CまたはAとCの組合せならびに夫々の満水位，利用水深の撰択

第１段階としてまずタイトルに示される諸点の撰択を行った。比較案の組合せはTable ５－３のとおりで，河川縦断の模式としてFig. ５－４に示されている。表中の○印が検討ケースを示している。※印のダムサイトA NHWL 119mのケースはダムサイトCとの組合せのもので最大使用水量はダムサイトCのものに準じる。

ダムサイトAのＮＨＷＬ155ｍ以下，ダムサイトCのＮＨＷＬ170ｍ以下では堆砂面或いは落差の変動の関係から貯水池式は考え難いので，調整池式となる。

第１段階の検討では，貯水池式の出力規模は９５％保証流量をベースとしてL.W.L.で週日５時間程度のピーク運転が可能なものを対象とした。

需給対応としてはFirm Powerの大きさに拘らず十分バランスを保つと考え，即ちFig. ５－６に示すように重負荷日々負荷率74％の分割負荷の最大負荷の24％を分担するとした。

調整池式については11ケ年の平均渇水量13.0m³/sを95%保証流量にすることにし，そのための補給量，週日盛上げのための容量および日調整容量を所要有効貯水量とした。この場合のFirm dischargeは88m³/sであるが，Firm Powerの増加がなくとも2次電力量の便益増加と建設費の増分をみるため出力規模を大きくすることも検討に加えた。

ダムサイトCの場合，ダムサイト直下流の水位は127m位であるが，導水路を1.2km延ばすことにより放水位は119mとなり8mの落差を稼ぐことが出来るので若干導水路をのばすことにした。それより下流では河川勾配は1/300より緩くなっていて引合わない。

この段階での設計は概略設計ではあるが，各ダムサイトについてダムタイプ即ちロックフィルタイプとコンクリート重力式の比較，ダム軸・洪水吐・発電所の配置等も比較を行った。

ダムサイトAについてはロックフィルタイプで右岸に発電所，左岸に洪水吐の配置がよく，ダムサイトCではコンクリート重力式で右岸発電所がよいと判定した。

この段階での検討結果ではFig.5－7，Table 5－4に示す通りダムサイトAでHWL 175mの貯水池式がB－C，B/kWhともに最もよい。次いでダムサイトA, HWL 170mとダムサイトC, HWL 180m＋ダムサイトA, HWL 119mがこれにつづいている。ダムサイトC単独，ダムサイトAのHWL 165m以下とか調整池式の各タイプではB－Cがマイナスになり，かつB／kWhも高い。

ダムサイトA，CでHWL 170m以上とすることはこの計算では有利にみえるのであるが，水没戸数が急増し，既設道路の付替も大きくなり，環境問題への影響も急激に増すと考えられるので，若干経済性は落ちるが，B－CもB/kWhも十分有利なダムサイトA HWL 170m，有効貯水量261×10⁶m³の計画を最適と判断した。

4）貯水池操作の再考

Fig.5－3に記載した貯水池操作ルールの各数値は大部分一意的に決められるが V_6 即ち6月末における確保目標貯水量はその後の出水期に溢水を防ぐことと，貯水位をなるべく高く保って電水比を稼ぐことのいづれが有利かという比較で決めなければならない。一般に一つの水系に幾つかの発電所が連なっている場合は上流の貯水池では溢水を出来るだけ小さくするよう即ちFig.5－3の場合 $V_6 = V_7$ とすることがよいのであるが，今回のように比較的落差が小さくて下流に発電所が考えられない場合は高水位を目標とすることも意義がある。そこでTable 5－5に示すように V_6 の値を種々に変え検討した。勿論，それに対応して最大使用水量をいくらにするかも考えなければならない。

5）出力規模の撰択

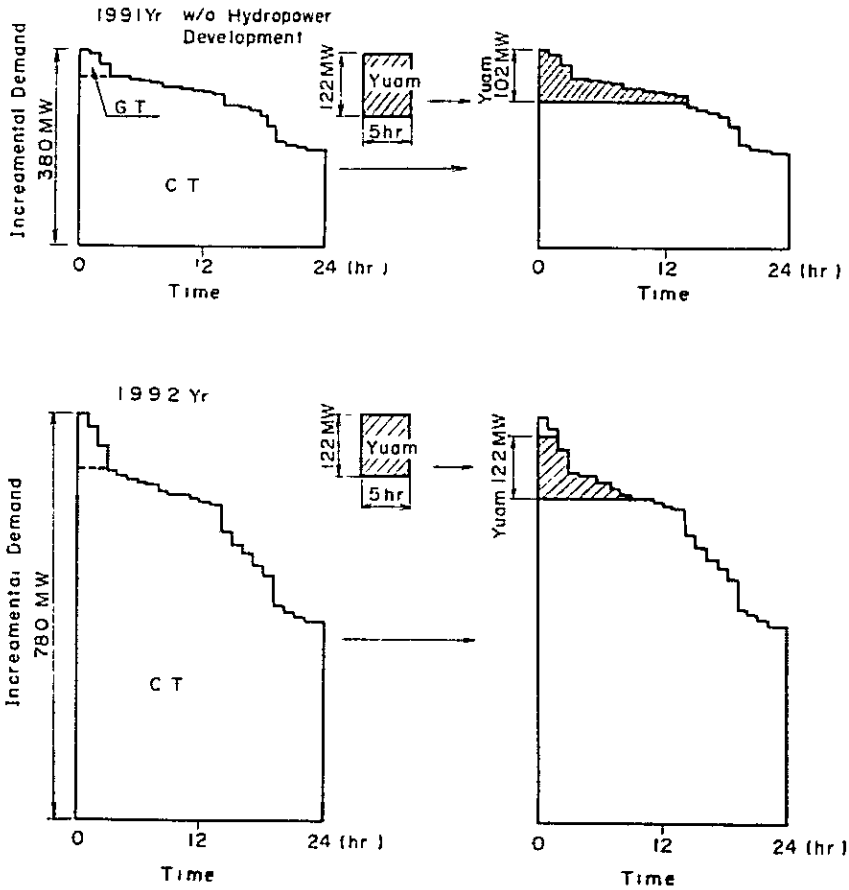
項目3）では重負荷日のピーク等価継続能力を約5時間と仮定して比較したのであるが，開発年次とその年次以降の需給対応を検証して最大出力を求めなければならない。

第2段階として或る開発年次以前は既に需給バランスが整合しているとし，それ以降の

需要増分と当該地点単独の各出力規模がどのように適合し，或る基準年次に現価換算したB－Cがどのようになるかを比較した。

割引率は10％，需要伸び率は約6％／年と3％／年に2ケース，出力規模は等価ピーク継続能力約5 hr，6 hr，8 hr，即ち設備最大出力162 MW，137 MW，103 MW の3ケース，運開年次は1991 ～1996 年の6ケース，現価換算基準年次1991 年として比較検討した。その一例を示したのが下図である。また，その結果は Table 5－6のとおりである。

Example Discount Rate 10% Demand Growth Rate 6% / Yr
Equivalent Peak Duration 5hr Implementation Time 1991 Yr
Basic Year in Discounting 1991 Yr Max Installed Capacity 162MW
Effective Power 122MW Effective Energy 522 GWh



運開年次についてはいづれも1991 年即ちなるべく早く運開する方が有利である。ここに1991 年を最も早い時期としたのはこれからの調査ないしは準備の期間と工事期間を考えたものである。

出力規模については等価ピーク継続能力の短い出力の最も大きい162 MWの場合が運開後1～2年の出力潜在が生ずるにも拘らず出力増分工事費が安いので有利であると判断さ

れる。

そこで，より出力を大きくした場合を考えると，最も大きいケースの設備最大出力162MWの場合2ユニットの水車発電機で水車ランナーの重量は30t近くになる。長い陸送経路にある長大橋の状況からみて，重電機器の輸送が非常に難しくなる。3台にすると増分工事費は格段にふえるので有利さが失われてしまう。

分割施工で2号機を1～2年遅らせるとの考えも出てくると思われるが，ダムを始めとする先行投資の利息が大きく響いて不利になる。

これらの検討経過からみて設備最大出力162MWが最適と判断された。この最適規模により，入手された11年間の水資料で運用した場合の使用水量，出力の月平均，および貯水池の月末水位等をFig.5－8，Table 5－7，5－8，5－9に示す。

6）ユアム計画，パイNo.6計画，チェムNo.5計画の比較

3)，5)の項目でのべた手法に従い，これら各計画を比較したものがTable 5－10に示されている。パイNo.6，チェムNo.5の計画諸元はマスタープラン（パイおよびチェム川水力発電開発計画Vol.1，1981，7月）に示された諸元をそのまゝ用いているが，建設費は今回のユアム計画と同一時点1982年12月に計算しなおしてある。

チェムNo.5計画はこのままの形では経済性は得られないので詳細の計算は省略した。発電以外の効用が大幅に生ずるならば再考しなければならない。

パイNo.6はこのままの諸元でもユアムより優れている。ただし，Unit Cost が高いので，初期出力の潜在化が長く続くと問題があるであろう。

つぎに，ユアム計画とパイNo.6計画のいづれを先行し，かつどの程度のずれが理想的かを検討した。その結果をFig.5－9に示す。需要の伸びが年率6％程度ならば，パイNo.6を先行して2～3年後にユアムを開発することが最適であることを示している。需要の伸びが小さいとこの関係は逆になる。

しかしながら，パイNo.6に対してはF.S.がなされておらず，マスタープランに示された計画諸元が最適とも受取れないので，適当な計画に見直されるならばよりよいものになるであろう。

Table 5-1 Comparison of Project Features between Previous and Presently Proposed Schemes

	Unit	Previeus (1976)	Presently Proposed
H.W.L	m	170	170
Total Storage Capacity	$10^6 m^3$	450	444
Avilable Drowdown	m	30	20
Effect. Storage Capacity	$10^6 m^3$	375	261
Max. Discharge	m^3/s	160	215
Normal Effect. Head	m	88	87.3
Installed Capacity	MW	120	162
Annual Energy	GWh	578	565

Table 5-3 Cased examined in the Study

	Damsite / N.H.W.L (m)	A					C			
		175	170	165	155	119	180	175	170	155
Reservoir Type	($10^6 m^3$)									
	Eff. Storage 319	○	○				○			
	- ditto - 290	○	○	○			○			
	- ditto - 261	○	○	○			○			
	- ditto - 232	○	○	○			○	○		
Pondage Type	(m^3/s)									
	Max. Disc. 88			○	○			○	○	○
	- ditto - 106			○	○			○	○	○
	- ditto - 123			○	○			○	○	○
	- ditto - 140			○		*○		○	○	

Note: "*" indicates combination of damsite A, N.H.W.L. 119 m, and damsite C

Table 5-2 Benefit and Cost Rate for Studying Optimum Scale of Development

Interest Rate: 10%
1982 Price level

			Gas Turbine	Coal-fired Thermal
Ther-mal	Construction Cost	฿/kW	6,200	19,300
	Fuel Price at Plant	(%)	8.17 (B/l)	70 (US$/t)
	Annual Cost Rate	(%)	14.0	14.0
	Station Service Power Use	(%)	6.0	6.0
	Forced Outage Rate	(%)	4.0	4.0
	Overhaul Rate	(%)	12.0	-
	Unit kW benefit	(฿/kW)	1,100	3,000
	Unit kWh benefit	(฿/kWh)	3.21	0.68
Hydro	Annual Cost Rate of Hydro	(%)	11.6	
	Annual Cost Rate of Transmission Line	(%)	11.7	
	Annual Plant Factor of Hydro	(%)	97.0	
	Transmission line Loss Rate	(%)	4.8	

Table 5-4
Planning Study in the 1st Stage in case of Storage Type

Dam Site Dam Type		A, Rock Fill											C, Concrete Gravity					A CG	C CG	A+C	C CG	A+C
N H W L	m	175				170				165			180				175	119	180		175	
Total Storage	$10^6 m^3$	558				444				352			391				275	55	391		275	
Effect Storage	$10^6 m^3$	319	290	261	232	319	290	261	232	290	261	232	319	290	261	232	232	24	232		232	
Avilable Drawdown	m	185	170	140	120	300	245	200	165	435	335	260	255	170	140	120	200	10	120		200	
N I W L	m	1688	1693	1703	1710	1600	1618	1633	1645	1505	1538	1563	1715	1743	1753	1760	1683	1185	1760		1683	
Normal Effect Head	m	928	933	943	950	840	858	873	885	745	778	803	495	513	523	530	453	425	530		453	
Normal Max Discharge	m^3/s	238	224	208	190	254	233	215	196	268	234	206	278	238	218	198	218	198	198		198	
Installed Capacity	MW	190	180	168	156	184	172	162	150	172	156	142	118	105	98	90	85	73	90	163	85	158
Firm Power	MW	155	149	145	140	122	126	128	124	78	94	99	59	72	72	71	47	67	71	138	47	114
Annual Energy	GWh	615	616	607	592	580	578	574	559	536	533	522	349	350	346	337	304	259	337	596	304	563
Effect Power	MW	146	141	138	134	115	120	122	119	74	90	95	57	70	70	69	46	64	68	132	46	110
Alternative Gas T	MW	87	84	82	80	69	71	73	71	44	54	57	34	42	42	41	27			79		65
Alternative Coal T	MW	59	57	56	54	46	49	49	48	30	36	38	23	28	28	28	19			53		45
Benifit by Power	10^6 ฿	273	263	258	250	214	225	227	222	138	167	177	106	130	130	129	87			246		204
Effect Energy	GWh	563	566	560	548	532	533	530	518	494	493	485	327	329	326	318	288	235	313	548	288	523
Alternative Gas T	GWh	63	61	60	58	50	52	53	52	32	39	41	25	31	31	30	20			57		47
Alternative Coal T	GWh	500	505	500	490	482	481	477	466	462	454	444	302	298	295	288	268			491		424
Benefit by Energy	10^6 ฿	542	539	533	519	488	494	494	484	417	434	427	286	302	300	292	246			517		471
Total Benefit	10^6 ฿	815	802	791	769	702	719	721	706	555	601	604	392	432	430	421	333			763		675
Const Cost for Hy	10^6 ฿	5822	5,720	5,610	5,462	5,573	5,403	5,287	5,154	5255	5,030	4,829	3,956	3611	3,466	3,321	3,055	2,229	3,32	5,550	3055	5,284
Const Cost for Trans	10^6 ฿	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500			520		520
Annual Cost	10^6 ฿	734	723	710	693	705	686	672	657	669	642	619	518	478	461	444	4 3			705		674
B − C	10^6 ฿	81	79	81	76	△ 3	33	49	49	△114	△ 41	△ 15	△ 126	△ 46	△ 30	△ 23	△ 80			58		
B / C		111	111	111	111	099	105	107	107	083	094	098	076	090	093	095	081			108		100
Unit Energy Cost	฿/kWh	130	128	127	126	133	129	127	127	135	130	128	158	145	141	140	143			129		129

Table 5-5 Comparison of Reservoir Water Levels in Operation Rule

Site A H.W.L. 170 cm available drawdown 20 m effective storage 261 x $10^6 m^3$ (= 3,021 $m^3/s/d$)					
V_6	Capacity		Max. Discharge at N.H.W.L. 201 $m^3/3$ Max. Cap. 162 MW	Max. Discharge at N.H.W.L. 170 m^3/s Max. Cap. 137 MW	Max. Discharge at N.H.W.L 127 m^3/s Max. Cap. 103 MW
2121 ($m^3/s/d$)	Annual Available Discharge	$m^3/s/d$	30,219	28,873	25,280
	Annual Energy	10^6 kWh	○ 565	○ 541	479
1521 ($m^3/s/d$)	Annual Available Discahrge	$m^3/s/d$	30,274	28,939	25,661
	Annual Energy	10^6 kWh	564	540	○ 483
921 ($m^3/s/d$)	Annnual Available Discharge	$m^3/s/d$	30,291	28,983	25,802
	Annual Energy	10^6 kWh	563	539	483

Note: Calculated by computer
Optimum was marked by "○"

Table 5-6 Comparison on Capacities of the Project

		Site A, H.W.L. 170 m, Effective Storage 261 x $10^6 m^3$		
	MW	162	137	103
	m^3/s	215	182	137
Dependable Capacity	MW	128	107	80
Equivalent Peak Duration Time	hr	5.04	6.0	8.0
Annual Energy	GWh	565	541	483
Construction Cost	10^6B	5,787	5,492	5,160
Annual Cost	10^6B	672	638	600
Unit Price	B/kWh	1.29	1.27	1.32
Discount Rate 10%, Not considered implementation time. Considered pattern of demand only and not considered magnitude thereof.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10^6B/Y	44	8	-6
Benefit Cost Ratio		1.07	1.01	0.90
Discount Rate 10%, Demand Growth Rate 6%/Y, Implementation Time 1991 Yr.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10^6B/Y	40	10	-59
Benefit Cost Ratio		1.06	1.02	0.90
Discount Rate 10%, Demand Growth Rate 3%/Y, Implementation Time 1991Yr.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10^6B/Y	31	4	-60
Benefit Cost Ratio		1.05	1.01	0.90

Table 5 - 7 Monthly Inflow

(Unit . m³/s)

Year \ Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep.	Oct.	Nov	Dec	Annual
70	48.9	35.2	25.6	25.1	50.1	70.4	147.6	251.3	267.1	148.3	78.5	56.7	100.8
71	36.3	26.0	20.3	15.0	30.3	85.4	329.0	365.8	272.7	144.5	77.3	48.8	121.8
72	33.7	24.5	19.5	19.5	17.5	37.0	200.5	315.8	198.4	130.8	97.0	61.3	96.8
73	40.7	27.0	22.3	16.3	32.2	65.2	135.5	269.0	294.0	183.2	89.8	56.3	103.1
74	35.9	25.5	17.4	16.5	31.6	73.4	129.8	231.4	177.8	118.0	84.6	42.1	82.4
75	39.5	26.1	21.7	15.5	25.4	72.6	143.1	208.6	279.5	186.0	87.4	51.1	96.7
76	36.6	26.7	19.0	14.2	27.2	51.8	117.4	224.9	191.8	157.5	84.4	49.2	83.7
77	53.6	25.2	18.7	17.9	20.4	29.8	72.2	173.4	295.5	117.7	73.7	45.2	78.8
78	32.9	23.9	16.1	11.9	22.3	23.7	135.9	248.3	214.7	143.3	59.9	35.3	81.2
79	25.3	19.5	13.5	12.3	19.3	23.6	59.6	245.1	118.3	110.0	48.0	28.7	60.7
80	18.3	13.5	11.1	9.2	33.4	52.5	96.3	146.2	332.9	188.4	84.0	53.5	86.6
Av.	36.5	24.8	18.7	15.8	28.1	53.2	142.5	243.6	240.2	148.0	78.6	48.0	90.2

Table 5 - 8 Monthly Available Discharge

(Unit : m³/s)

Year \ Month	Jan.	Feb	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul	Aug	Sep	Oct.	Nov	Dec	Annual
70	48.9	41.2	31.8	30.5	55.5	76.4	183.1	176.4	192.0	144.4	78.5	56.7	93.4
71	36.3	32.4	30.0	30.0	30.0	84.7	193.0	201.0	190.4	132.8	77.3	48.8	91.0
72	33.8	31.0	30.0	30.0	30.0	30.0	182.2	199.5	183.8	130.8	95.9	61.3	86.8
73	40.7	33.0	30.0	30.0	30.0	70.2	173.9	182.5	200.3	164.2	89.8	56.3	92.1
74	35.9	32.0	30.0	30.0	30.0	72.6	168.5	164.0	175.9	116.9	84.6	42.1	82.2
75	39.6	31.9	30.4	30.0	30.0	68.7	181.8	160.6	195.7	165.7	87.4	51.1	89.8
76	36.6	32.9	30.0	30.0	30.0	45.6	156.1	187.5	158.9	150.2	84.4	49.2	82.9
77	53.6	31.4	30.0	30.0	30.0	30.0	97.4	175.8	176.1	117.5	73.7	45.2	74.5
78	34.5	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	151.2	176.2	193.9	139.5	59.9	35.3	78.8
79	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	65.2	170.1	149.4	97.4	30.0	31.1	60.5
80	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	120.5	129.8	188.4	175.7	84.0	53.5	77.9
Av.	38.2	32.3	30.2	30.1	32.3	51.7	152.1	174.9	182.3	139.6	76.9	48.2	82.7

Table 5 – 9 Monthly Energy

(Unit : GWh)

Year \ Month	Jan	Feb.	Mar	Apr	May	Jun	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov	Dec	Annual
70	29.4	22.3	18.9	17.9	32.3	42.7	98.9	97.2	111.5	86.6	45.6	34.0	637.3
71	21.8	17.5	17.8	16.8	17.1	47.3	112.6	120.5	110.5	79.6	44.9	29.3	635.8
72	20.3	17.3	17.7	16.9	17.1	16.5	100.1	119.5	106.7	78.3	55.7	36.8	603.0
73	24.4	17.8	17.8	16.9	17.3	39.2	93.4	99.0	116.2	98.5	52.2	33.8	626.6
74	21.5	17.3	17.7	16.8	17.1	40.5	90.6	93.8	102.1	70.0	49.1	25.3	561.8
75	23.8	17.2	18.0	16.9	17.2	38.4	98.6	87.2	113.5	99.4	50.8	30.7	611.6
76	22.0	18.4	17.7	16.8	17.1	25.4	84.6	102.8	90.9	90.0	49.0	29.5	564.3
77	32.2	17.0	17.7	16.8	17.0	16.4	51.8	94.3	100.0	70.1	42.8	27.2	503.4
78	20.7	16.2	17.7	16.7	16.8	16.0	81.2	100.4	112.6	83.7	34.8	21.2	537.8
79	18.0	16.1	17.4	16.4	16.4	15.5	34.3	95.2	85.2	55.8	17.3	18.7	406.2
80	17.8	16.3	16.9	15.7	15.4	15.6	64.1	69.1	108.3	105.5	48.8	32.1	525.7
Av	22.9	17.6	17.8	16.8	18.3	28.5	82.7	98.1	105.2	83.4	44.6	29.0	564.9

Table 5-10 Comparison among Yuam, Pai No.6 and Chaem No.5

		Yuam H.W.L.170 m Effective Storage 261 x $10^6 m^3$ Installed Cap. 162 MW	Pai No.6 H.W.L.400 m Effective Storage 571 x $10^6 m^3$ Installed Cap. 291 MW	Chaem No.5 H.W.L.430 m Effective Storage 500 x $10^6 m^3$ Installed Cap. 92 MW
Dependable Capacity	MW	128	273	80
Equivalent Peak Duration Time	hr	5.04	6.88	7.10
Annual Energy	GWh	565	620	258
Construction Cost	10^6B	5,748	8,897	5,971
Annual Cost	10^6B	672	1,032	692
Unit Price	B/kWh	1.29	1.77	2.82
Discount Rate 10%, Not considered implementation time. Considered pattern of demand only and not considered magnitude thereof.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10^6B/Y	44	155	-298
Benefit Cost Ratio		1.07	1.15	0.58
Discount Rate 10%, Demand Growth Rate 6%/Y, Implementation Time 1991 Yr.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10^6B/Y	40	134	
Benefit Cost Ratio		1.06	1.13	
Discount Rate 10%, Demand Growth Rate 3%/Y, Implementation Time 1991 Yr.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10^6B/Y	31	87	
Benefit Cost Ratio		1.05	1.08	

Fig. 5-1 Mass Curve of Runoff in Nam Mae Yuam at Ban Tha Rua G.S.

Ve = 261 x 10^6 m^3

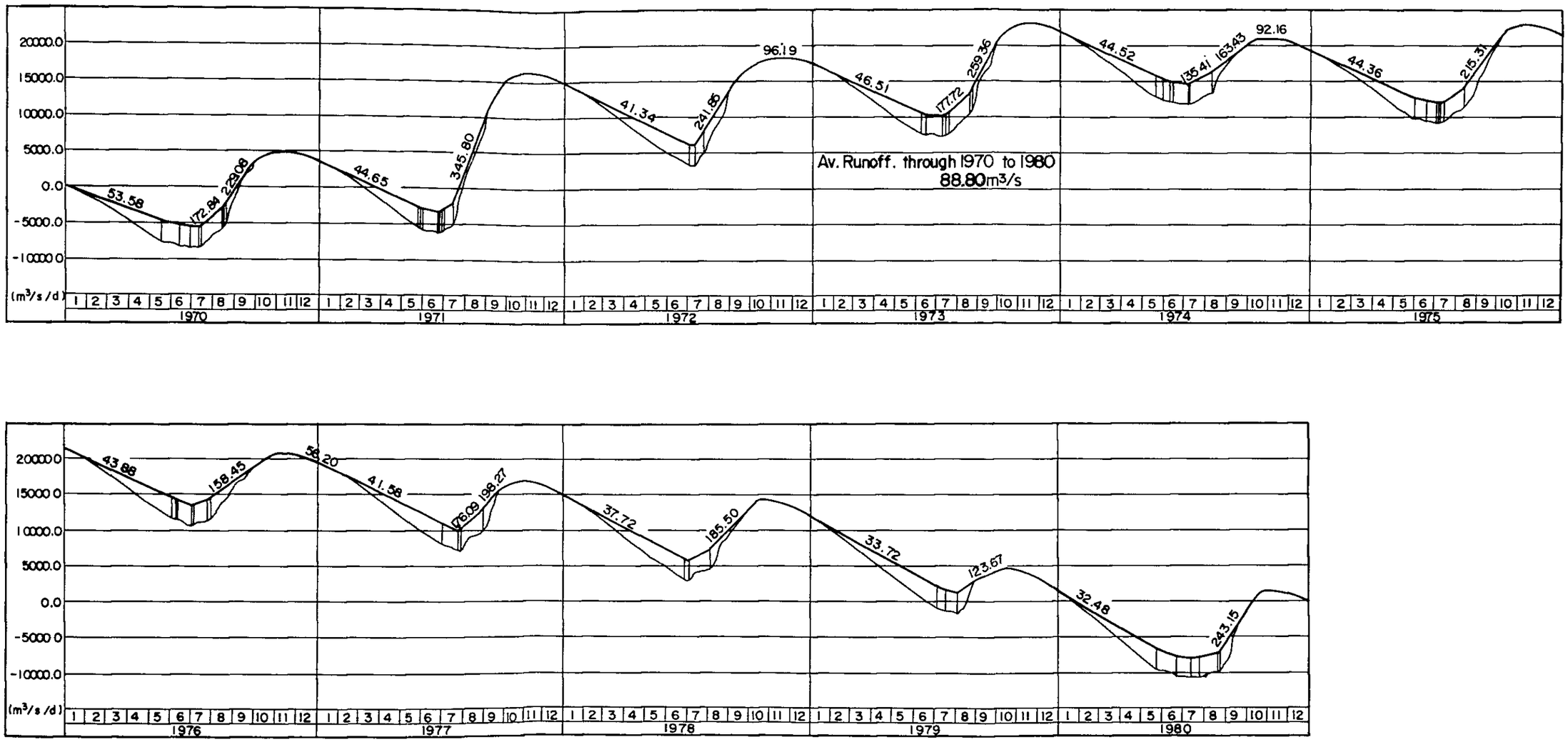


Fig. 5 - 2 Distribution of Firm Discharges Derived From Each Year

(Effective Storage 261 x $10^6 m^3$)

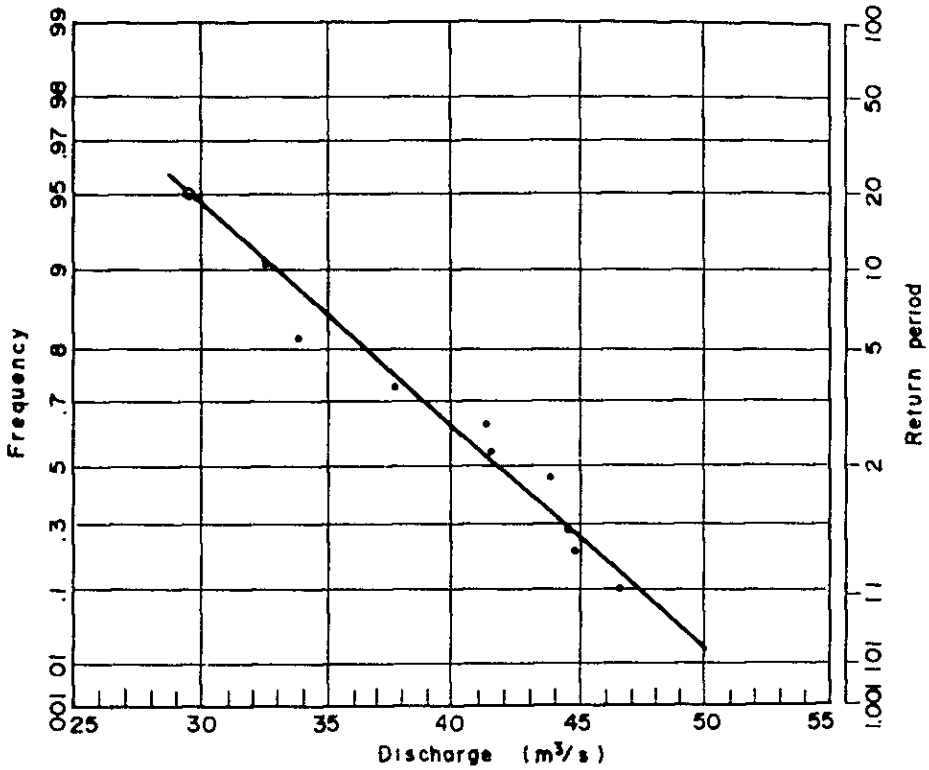
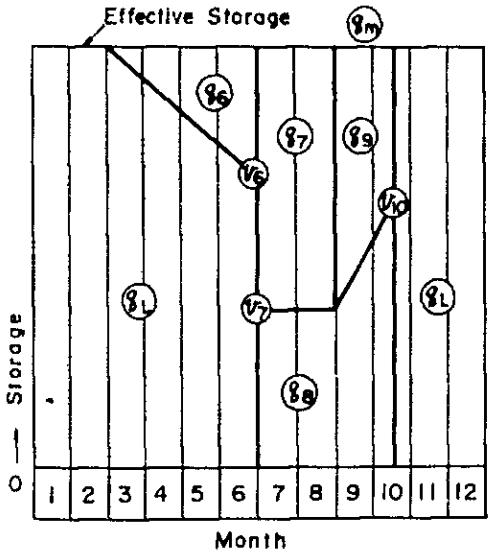


Fig.5 - 3 Reservoir Operation Rule in the 1st Study Stage



Effective Storage $10^6 m^3$		319	290	261	232
	m^3/s/day	3,692	3,356	3,021	2,685
q_L = 95% Firm Discharge	m^3/s	330	313	29.5	273
q_6	〃	148	155	175	173
q_7	〃	148	155	175	173
q_8	〃	60	60	60	60
q_9	〃	148	150	146	153
v_6	m^3/s/day	2,192	2,356	2,121	1,785
v_7	〃	800	800	800	800
v_{10}	〃	2,772	2,256	2,021	1,489

q_m Max Turbine Discharge at each H.W.L.

Fig. 5 - 4 Longitudinal Section of Yuam River

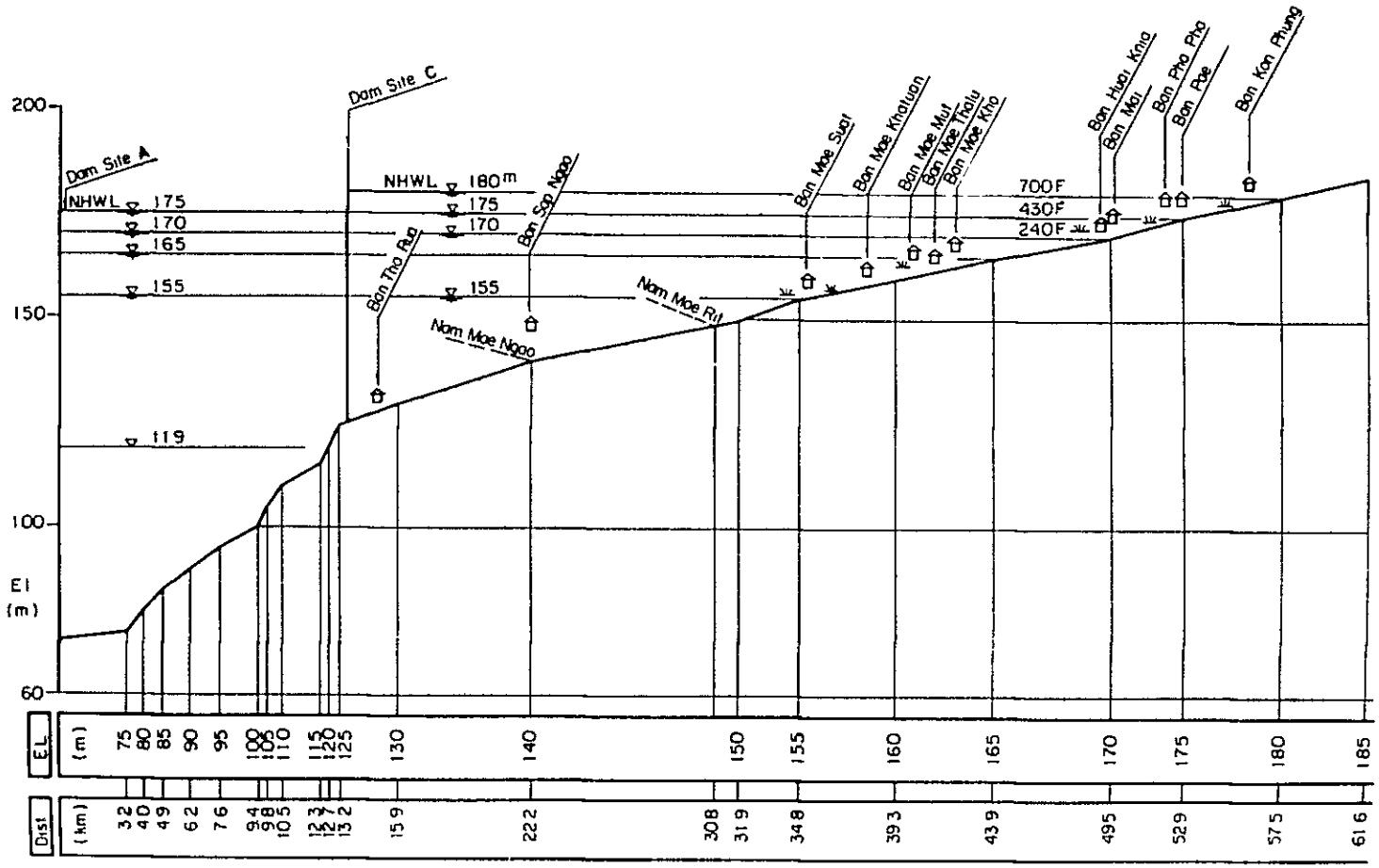


Fig.5-6 Load Duration Curve on Heavy Load Day

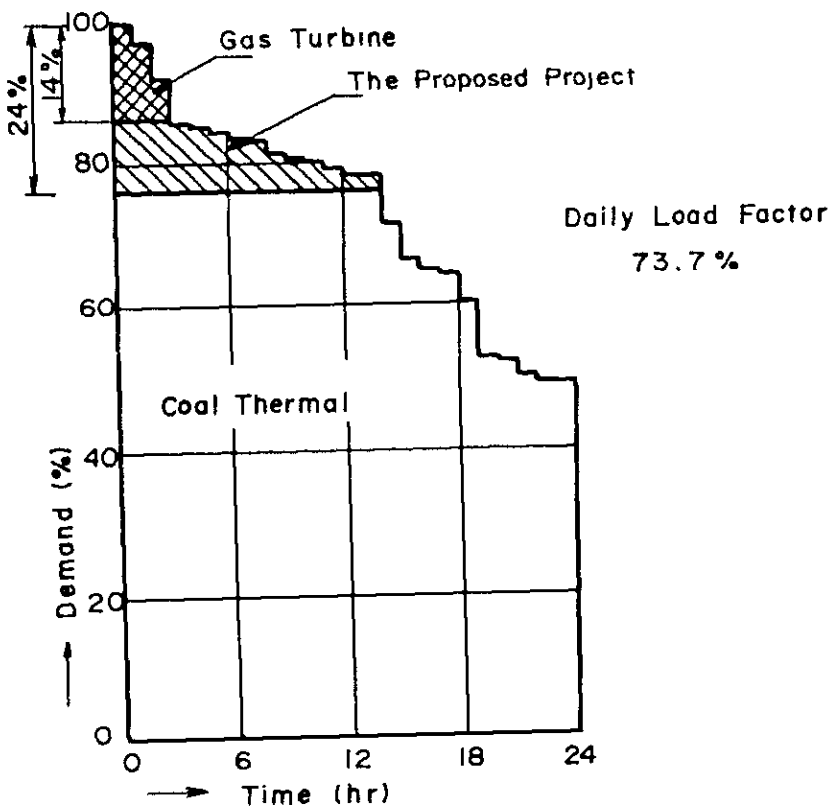


Fig. 5-9 Comparison between Yuam and Pai No 6 Project on the Implementation Priority and the Time Lag between them

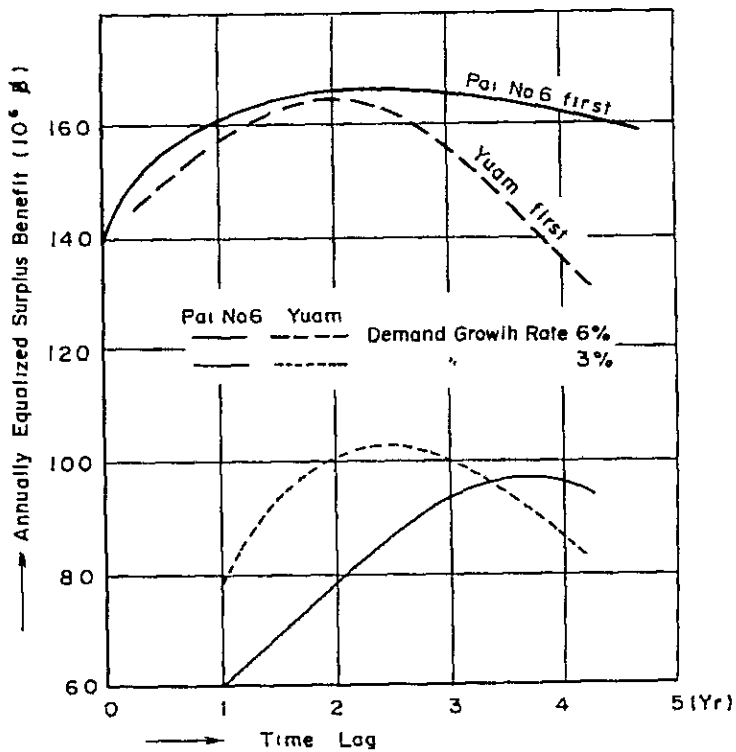
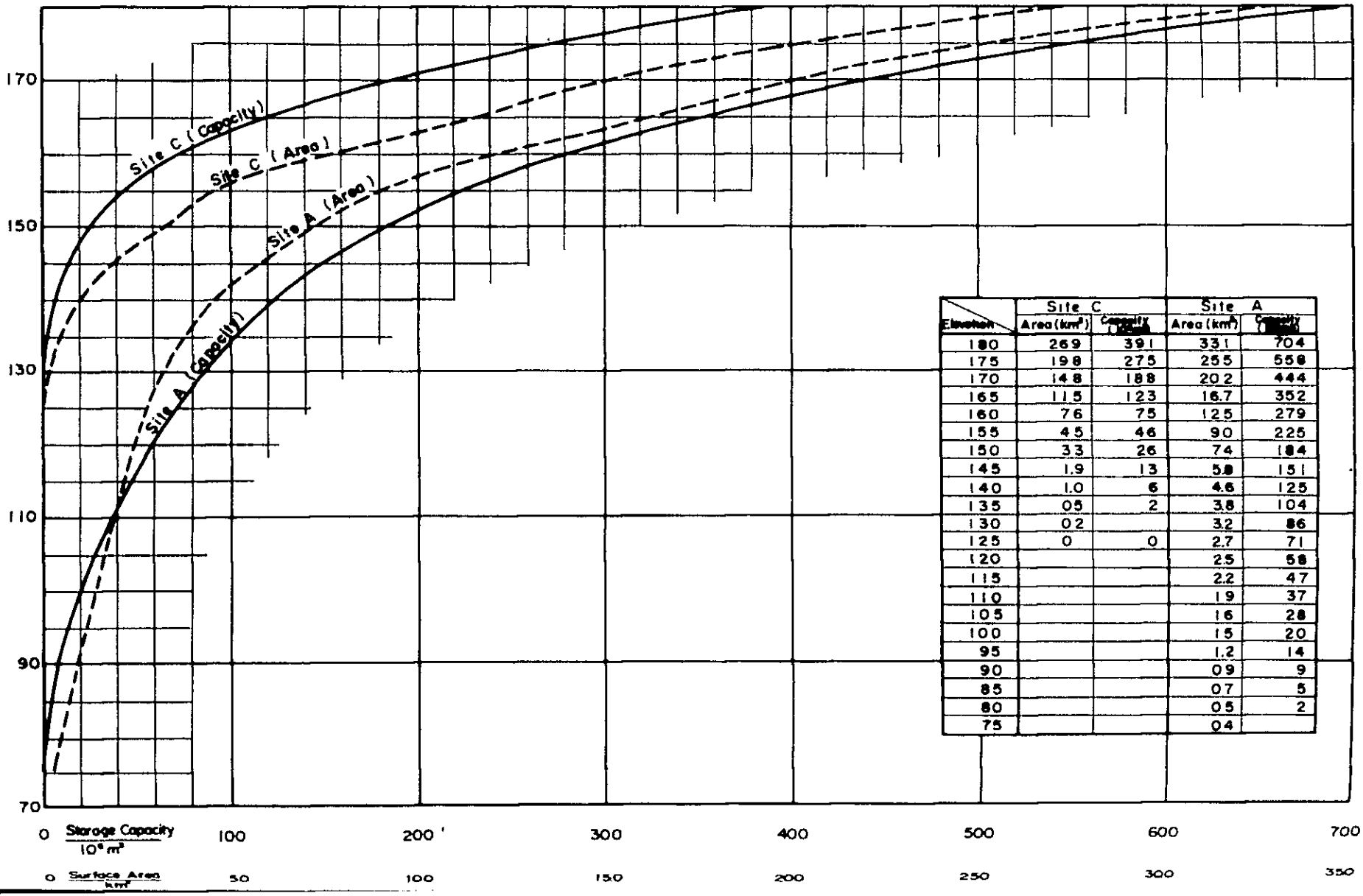


Fig. 5-5 Reservoir Area and Storage Capacity Curve



Elevation	Site C Area (km^2)	Site C Capacity ($10^6 m^3$)	Site A Area (km^2)	Site A Capacity ($10^6 m^3$)
180	26.9	391	33.1	704
175	19.8	275	25.5	558
170	14.8	188	20.2	444
165	11.5	123	16.7	352
160	7.6	75	12.5	279
155	4.5	46	9.0	225
150	3.3	26	7.4	184
145	1.9	13	5.8	151
140	1.0	6	4.6	125
135	0.5	2	3.8	104
130	0.2		3.2	86
125	0	0	2.7	71
120			2.5	58
115			2.2	47
110			1.9	37
105			1.6	28
100			1.5	20
95			1.2	14
90			0.9	9
85			0.7	5
80			0.5	2
75			0.4	

Fig. 5-7 B-C. Unit Energy Cost to Annual Cost

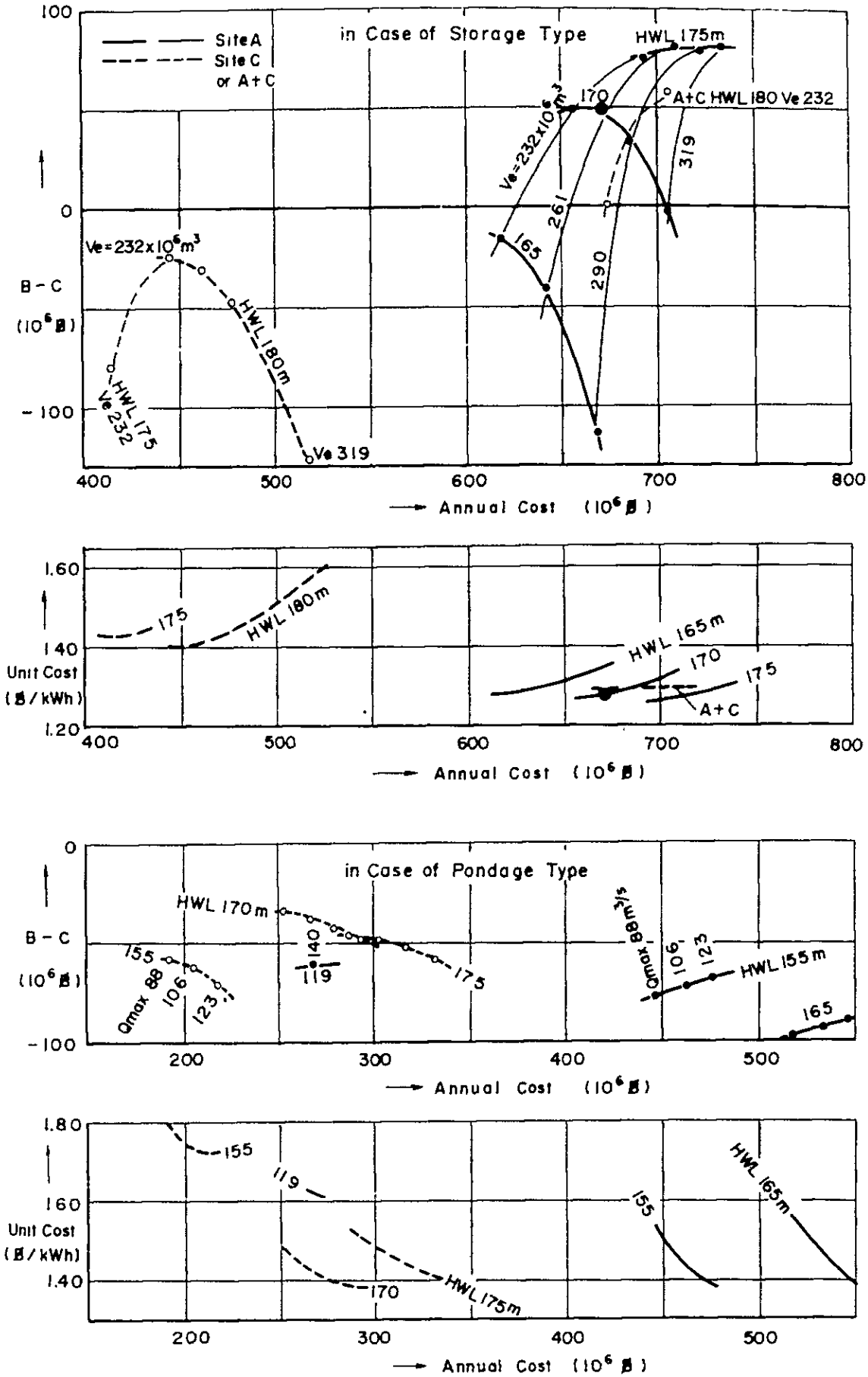
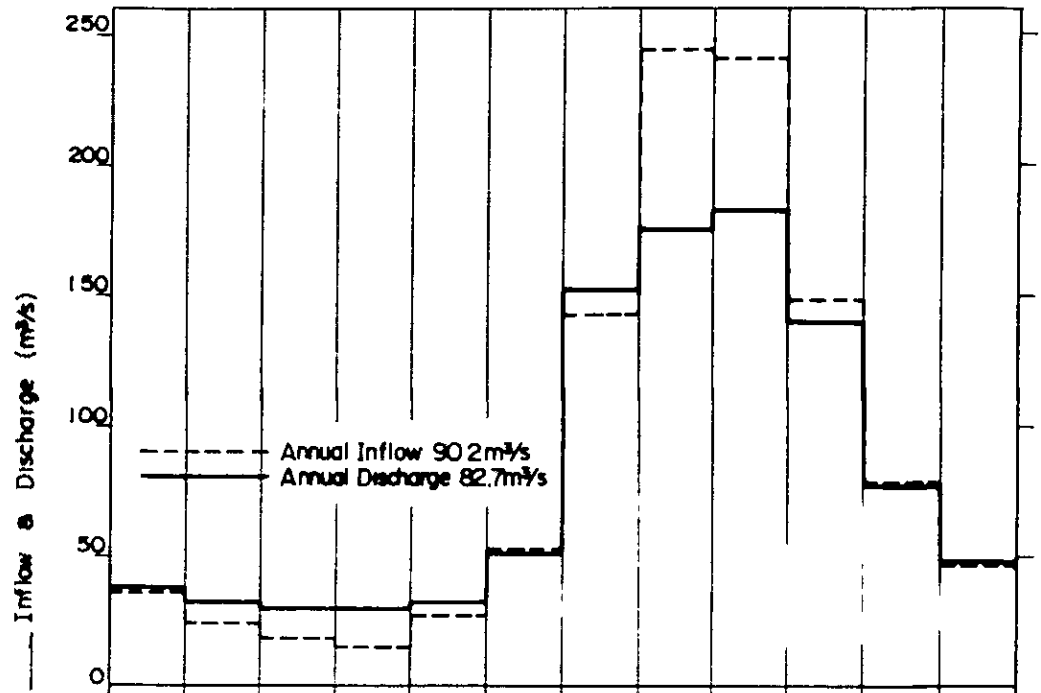
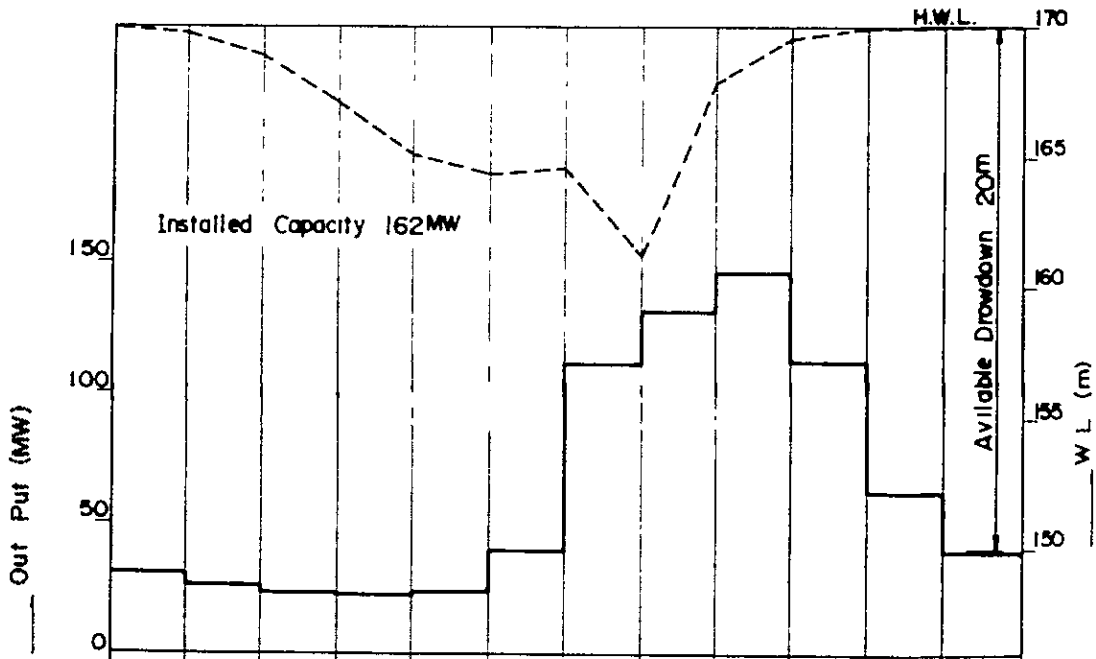


Fig. 5-8 Avg. of Inflow, Discharge, Water Level & Monthly Out Put



	Jan.	Feb	Mar	Apr.	May	Jun	Jul.	Aug	Sep	Oct.	Nov	Dec.
Inflow	36.5	24.8	18.7	15.8	28.1	53.2	142.5	243.6	240.2	148.0	78.6	48.0
Discharge	38.2	32.3	30.2	30.1	32.3	51.7	152.1	174.9	182.3	139.6	76.9	48.2



	Jan	Feb	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul	Aug	Sep	Oct.	Nov.	Dec.
Water Level at End of Month	169.8	168.9	167.1	165.1	164.4	164.6	161.2	167.8	169.6	170.0	170.0	170.0
Monthly Avg. of Out Put	30.8	26.2	23.9	23.3	24.6	39.6	111.2	131.9	146.1	112.1	61.9	39.0

第 6 章

予　備　設　計

第6章　予　備　設　計

6.1　主要構造物

1）一　　般

ナムユアム発電計画のレイアウトはダムサイトの地形および地質条件を考慮し，左岸に洪水吐が配置されている。また取水口は貯水池の低水位および満水位を考慮し取水に支障のない位置が選定されている。水路系のうち導水路はトンネルのかぶりを十分考えたルートとし調圧水槽を経てダム軸下流約100ｍで露出管と連結させさらに半地下式発電所につらなっている。

2）仮排水路

ナムユアム地点の工事中の設計流量としては，20年確率洪水量1,300 m^3/s を考えた。この設計洪水量は川幅に比して大きいのでトンネル方式の転流方法が適当であると考えた。仮排水路トンネルは各構造物の配置，地形を考えトンネル延長が短かくできる左岸に２本配置することとした。

上流仮締切ダムはフィルタイプとし，その位置は通常ダム本体上流端に本体の一部として計画するのが経済的である。したがって仮締切ダムの天端標高はナムユアム地点の年間６ケ月間の非出水期間中における経済的な盛立可能量とダム本体コア部の工事範囲ならびに仮排水路トンネルの必要内空断面積を勘案して決定するのが，適当であると判断された。これより仮排水路として仮締切ダムの天端標高９５ｍ，直径－９ｍの仮排水路トンネル２本を設置することとした。なお，そのうちの１本は放流路に転用し下流への放流ならびに緊急時の貯水池水位低下が可能なように配慮した。

3）ダ　　ム

ナムユアム地点に築造を計画しているダムはダム高116ｍ，提頂長350ｍ，総盛立量4,650,000 m^3をもつ中央土質遮水壁ロックフィルダムである。ダムサイトの地質は，左右両岸ともに非石灰質頁岩，および石灰質砂岩よりなる。これらの地層は全般に風化の程度は小さく，かなり堅硬であるが亀裂はやや多い。

ダム軸はこれまで得られた地質調査の結果ならびに地形を考慮し決定されている。ダムの標準断面は標準的な中央シャ水壁型としこれまでおこなわれた材料調査の結果から設計値を推定し，概略の安定計算をおこなって決定されている。すなわち上流側のり面勾配を１：２.０下流側を１：1.８とした。基礎のしゃ水は地質状況を考慮しグラウトカーテン方式とした。

なお，今後ダムサイトの地質調査ならびにダム盛立材料調査を十分おこなってダム軸，標準断面ならびに基礎処理の規模について詳細な検討が必要である。

4）洪水吐

洪水吐はナムユアム地点の地質，地形を考慮して左岸に配置されている。洪水吐のみ口の諸元は越流頂標高158m，全越流幅（ピア幅を含む）60mとしこの諸元を用い，PMFの流量6,200m³/sをピークとする想定した波形をもとに洪水追跡計算をおこなった。

その結果，洪水吐容量は常時満水位170mにおいて0.9mのサーチャージ水位を設けることによって約1,500m³/sをカットすることとし，4,770m³/sとした。

なお，洪水吐には12m巾のラジアルゲートを4門設備してある。この洪水吐の減勢はスキージャンプ方式でおこない，洪水吐中心の方向および流出端の位置は他の構造物に影響を与えないよう選定してある。

なお，詳細設計の際は水理模型実験を実施し，種々の検討をさらに加え最適なレイアウトおよび諸元を決定する必要がある。

5）取水口，導水路トンネルおよび水圧管路

取水口は右岸ダム直上流に位置し，その呑口部の標高は貯水池の低水位においても取水に支障のないよう選定されている。

導水路トンネルは直径7.8mとし，そのルートは地山のかぶりを十分とるよう決定されている。調圧水槽は水圧管路のルートに沿ったダム軸下流で地形的に適切な位置が選定されている。

水圧管路は露出管とし発電所に連らなっている。その平面および縦断的なルートは地形条件を考慮し，また鉄管路がサージングによって負圧が生じないよう選定されている。

なお，今後地質調査を十分おこなって最適な水路のルート，調圧水槽の位置を選定するとともにこれらの諸元を詳細に検討する必要がある。

6）発電所

発電所は半地下式でその位置および方向はダム直下流の沢を避け，放水口からの流水が支障なく流下できるよう選定されている。水車中心および放水口の寸法は水車およびドラットがキャビテーションに対して十分安全なように決定され，また発電所の寸法は水車・発電機および附属機器の大きさ，ならびに室割りを考慮したものとなっている。

なお，詳細設計の際は水車・発電機器の詳しい寸法ならびに荷重を考慮し，発電所のレイアウトを慎重に検討する必要がある。

7）屋外開閉所

屋外開閉所はダム直下の発電所との間に標高90mの敷地を造成してそこに設備する計画とした。この敷地標高は洪水時における下流の最高水位約85mを考慮したものである。

8）設備概要

(i) 仮排水路

設計洪水量	1,300 m³/sec （20年確率）
型　　式	標準馬蹄型圧力式
条　　件	2
内　　径	9.00 m
延　　長	No 1　730 m
	No 2　840 m

(ii) 仮締切ダム

・上流仮締切ダム

型　　式	中央遮水壁型ロックフィルダム
天端標高	9500 m
堤頂幅	10.00 m
堤頂長	290.00 m

(iii) ダ　ム

型　　式	中央遮水壁型ロックフィルダム
天端標高	EL．176.00 m
堤頂長	350.00 m
堤頂幅	1000 m
ダム体積	4,650,000 m³
常時満水位	EL．170.00 m
最高水位	EL．170.90 m

(iv) 洪水吐

設計洪水量	6,200 m³/s （P.M.F）
洪水吐容量	4,770 m³/sec
越流頂標高	EL．158.00 m
越流幅	60.00 m （ピア巾を含む）
減勢方式	スキージャンプ式

(v) 取水口

取水口数	1
最大取水量	215 m³/sec
呑口部標高	EL．130.00 m

(vi) 導水路トンネル及び水圧管路

条　　数	1 → 2

最大流量	215 m^3/sec
内　　径	7.80 m（導水路）
	7.80 ～ 5.50 ～ 4.40 m（水圧管路）
全　　長	538.00 m

(vii) 調圧水槽

型　　式	差動調圧水槽

(viii) 発電所

型　　式	半地下式
水車形式	立軸フランシス型
水車中心標高	EL．69.00m

6.2 電気機器

1）発電所主要機器

当発電所は基準有効落差 87.3 m，最大使用水量 215 m^3/s で，発電所出力 162 MW で計画される。

この開発規模に対応して，主機台数は 2 台で，各ユニットは 828 MW の立軸フランシス水車，90 MVA の同期発電機及び 90 MVA の主要変圧器の組合せで構成される。

主回路には，2 台の発電機及び主要変圧器が夫々各 1 台ずつ接続される，いわゆるユニット・システムが採用され，発電機と発電所建屋に隣接して設置される屋外型主要変圧器は密閉母線で，又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。

2）開閉所機器

屋外開閉所は，ダム直下に 230 kV の通常型で計画され，所要の機器を設置する。230 kV 母線は，二重母線方式で構成され，左岸側より 2 回線の 230 kV 送電線が接続される。

当発電所の近隣の需要に対処するため，1 回線の 69 kV 送電線及び数回線の 22 kV 配電線の引出し設備が準備される。

以上を総合した Nam Yuam 発電所主要機器の概略設計の諸元は次の通りであり，発電所の単線結線図及び平面断面図を Fig.10－1，Fig.10－2，Fig.10－3 に示す。

3）Nam Yuam 発電所電気設備概略諸元

(i) 発電所出力　　162,000 kW

(ii) 水　　車

形　　式	立軸フランシス水車
台　　数	2 台
基準有効落差	87.3 m

使用水量	107.5 m^3/sec
基準出力	82,800 kW
回転速度	188 rpm

(iii) 発電機

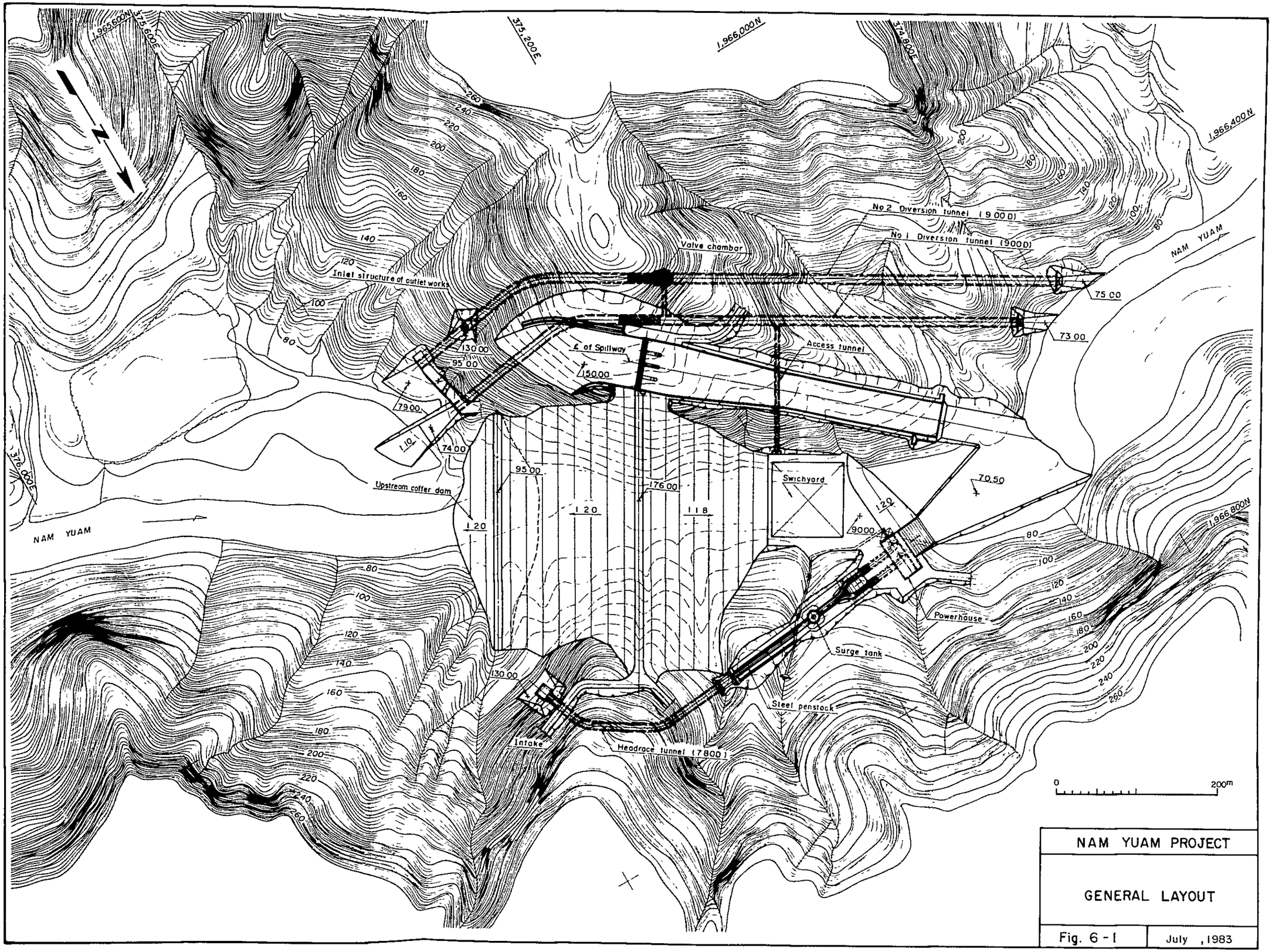
形式	3相交流同期発電機
台数	2 台
出力	90,000 KVA（力率0.9遅れ）
周波数	50 Hz

(iv) 主要変圧器

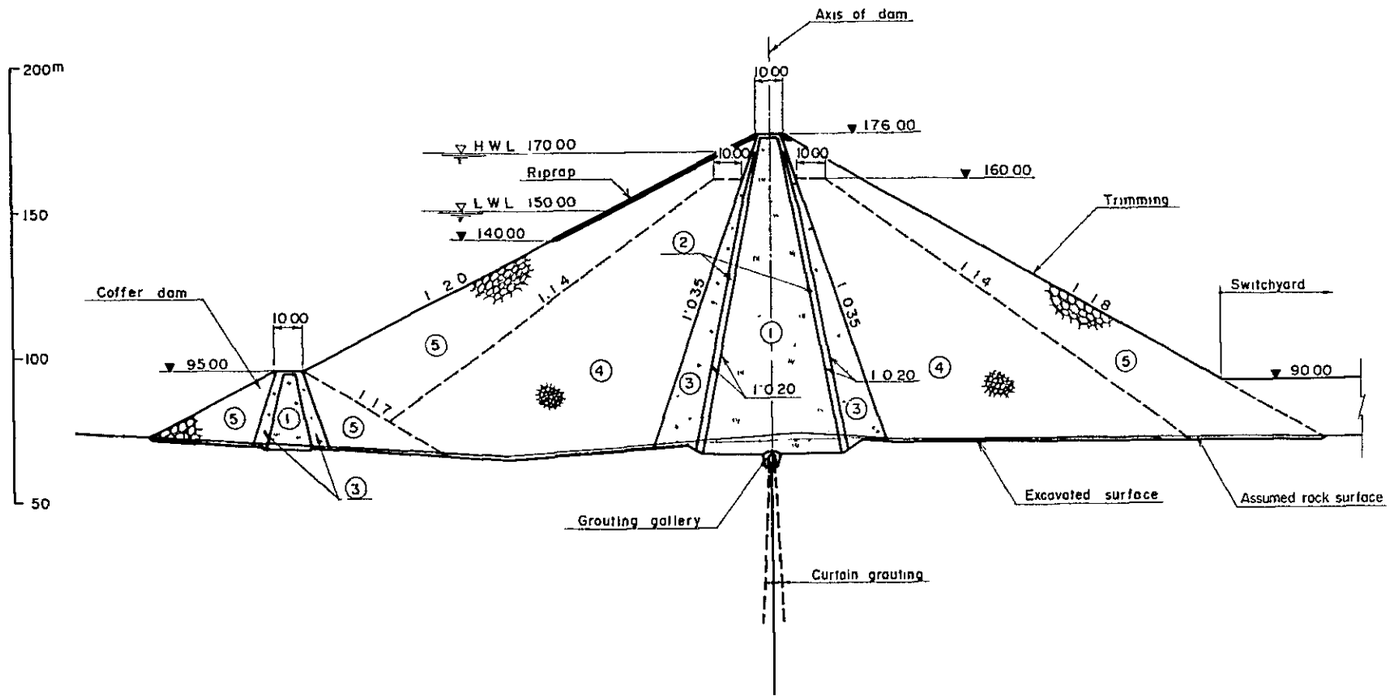
形式	3相屋外用油入変圧器
台数	2 台
容量	90,000 KVA
電圧	230／13.8 kV

(v) 開閉所機器

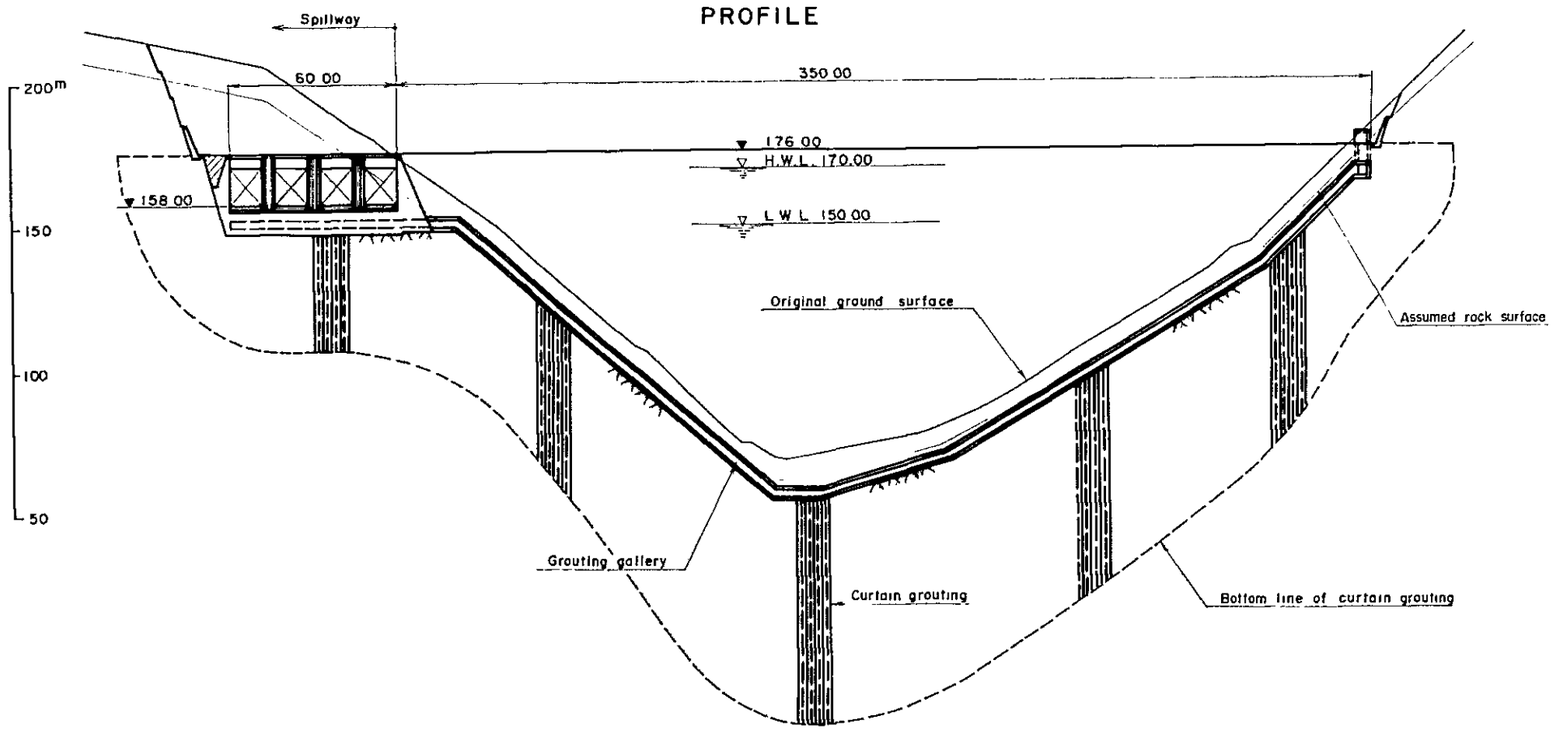
形式	屋外用
母線接続方式	二重母線方式
接続線数	230 kV 2回線
	69 kV 1回線


1,965,600N
375,600E
375,200E
1,966,000N
374,800E
1,966,400N
1,966,800N
376,000E
N
No 2 Diversion tunnel (9.00 D)
No 1 Diversion tunnel (9.00 D)
Valve chamber
Inlet structure of outlet works
℄ of Spillway
Access tunnel
Upstream coffer dam
Swichyard
Powerhouse
Surge tank
Steel penstock
Intake
Headrace tunnel (7.800)
NAM YUAM
NAM YUAM
75.00
73.00
130.00
95.00
150.00
79.00
74.00
95.00
176.00
120
118
120
90.00
70.50
130.00
0
200m
NAM YUAM PROJECT
GENERAL LAYOUT
Fig. 6 - 1
July , 1983

TYPICAL SECTION OF DAM



PROFILE

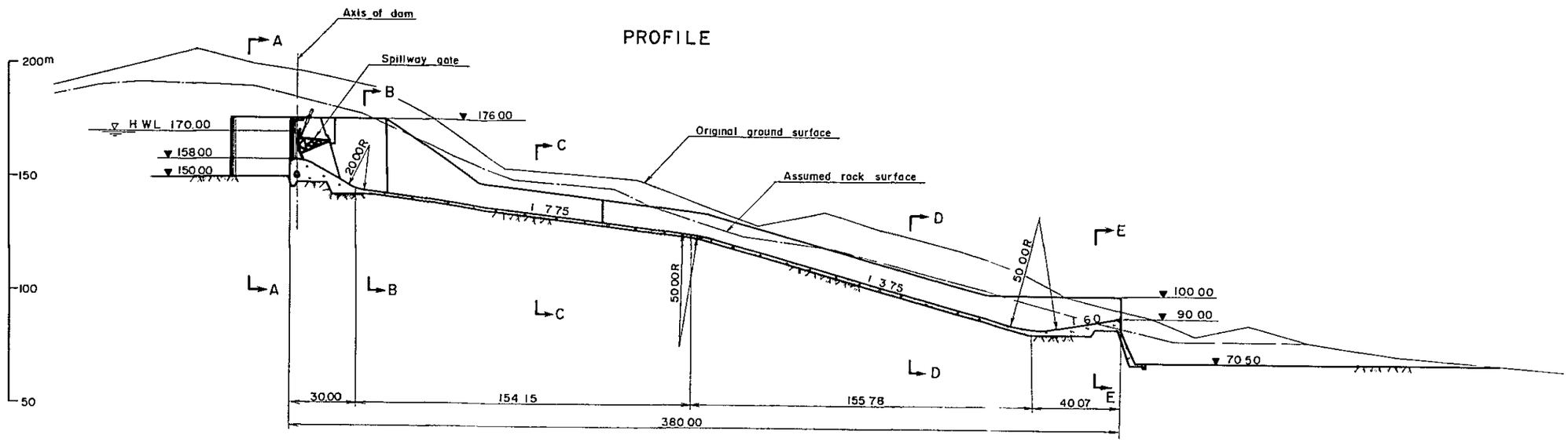


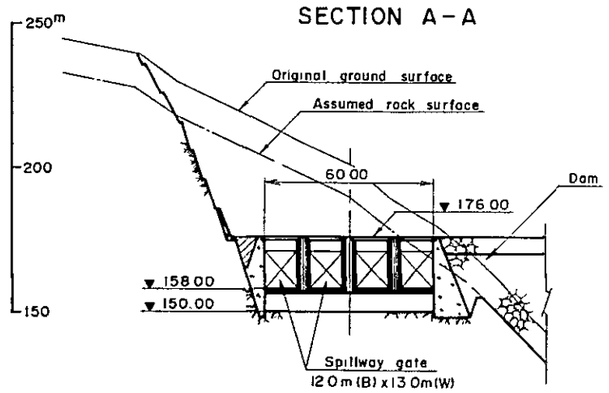
LEGEND

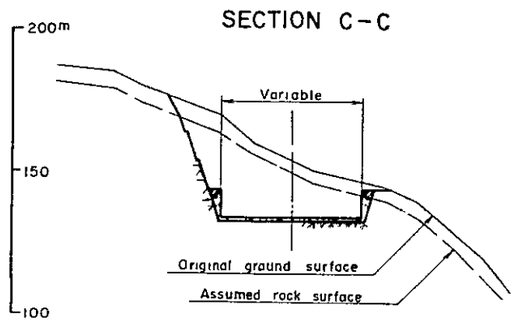
①	Impervious core
②	Filter fill
③	Transition fill
④	Smaller size rock fill
⑤	Larger size rock fill

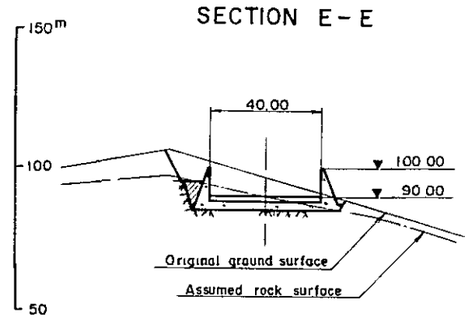
0 — 100m

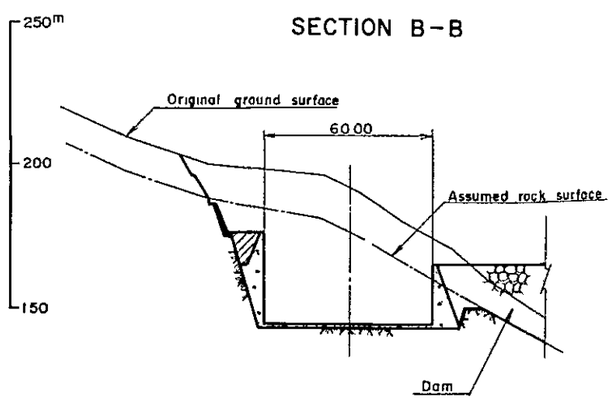
NAM YUAM PROJECT	
DAM	
TYPICAL SECTION & PROFILE	
Fig. 6 - 2	July ,1983

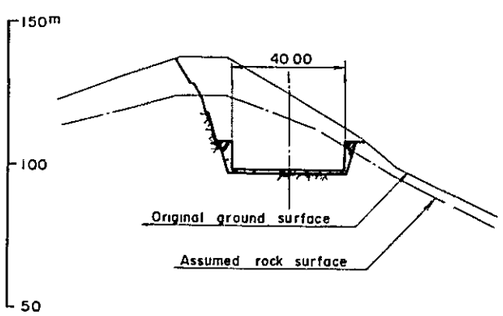


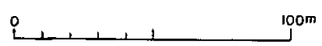






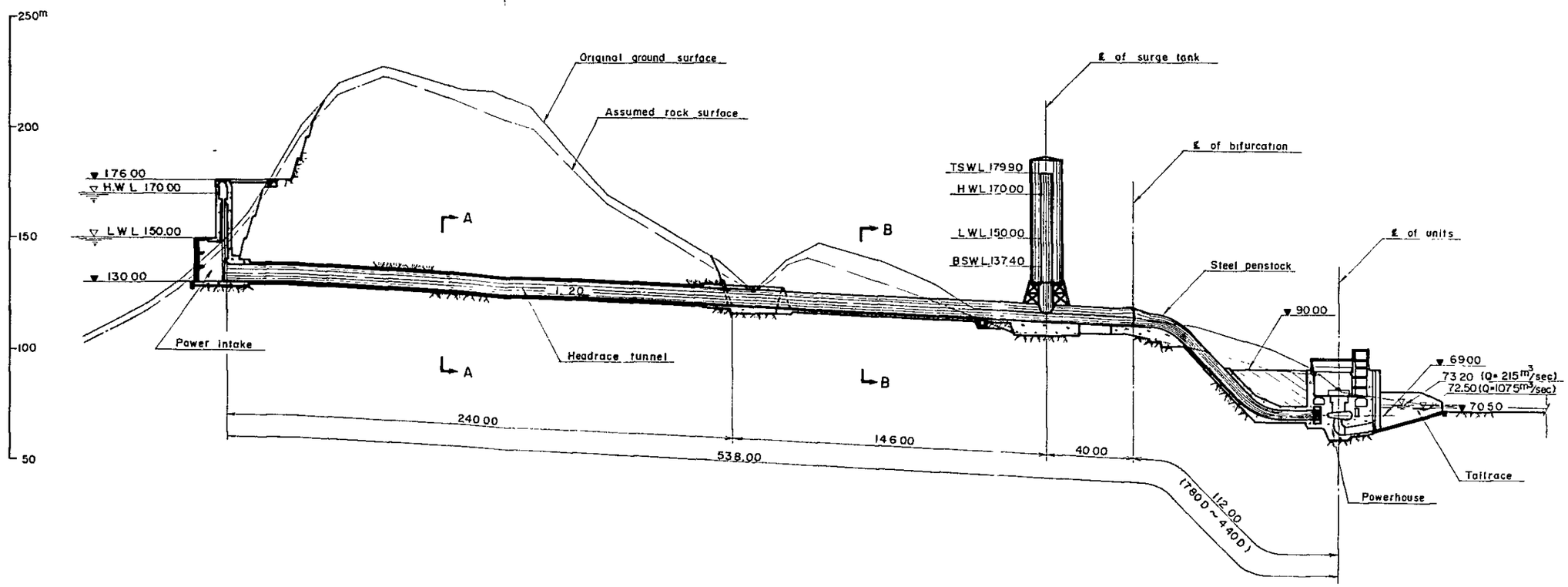




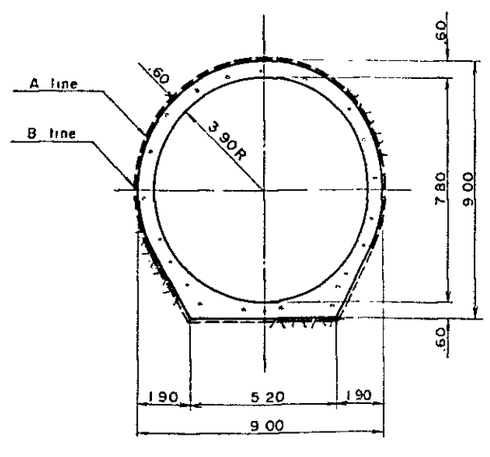


NAM YUAM PROJECT	
SPILLWAY	
PROFILE & SECTIONS	
Fig. 6-3	July, 1983

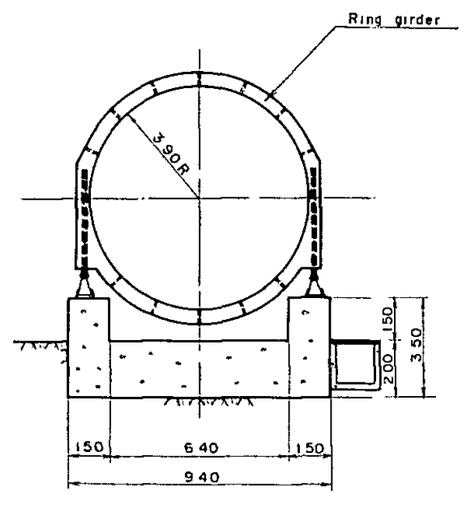
PROFILE

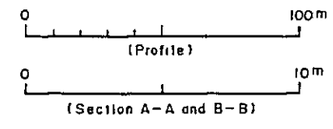


SECTION A-A



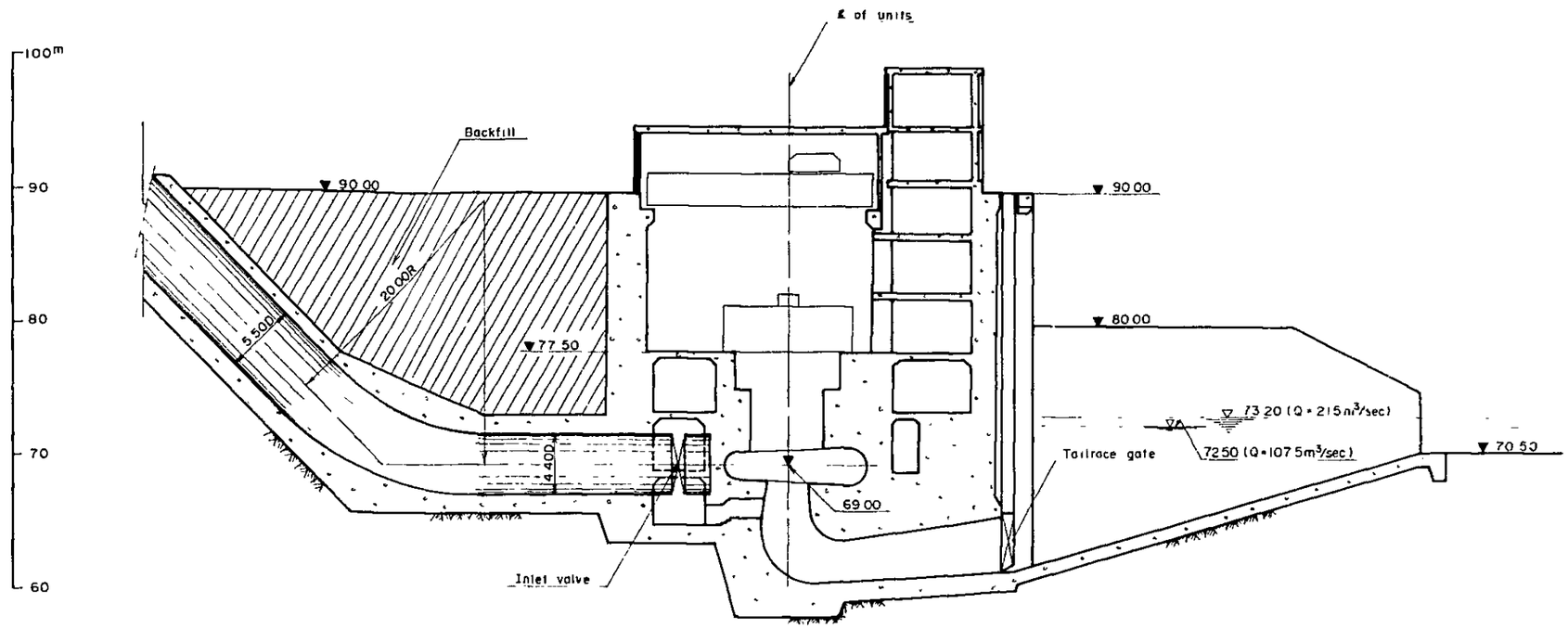
SECTION B-B



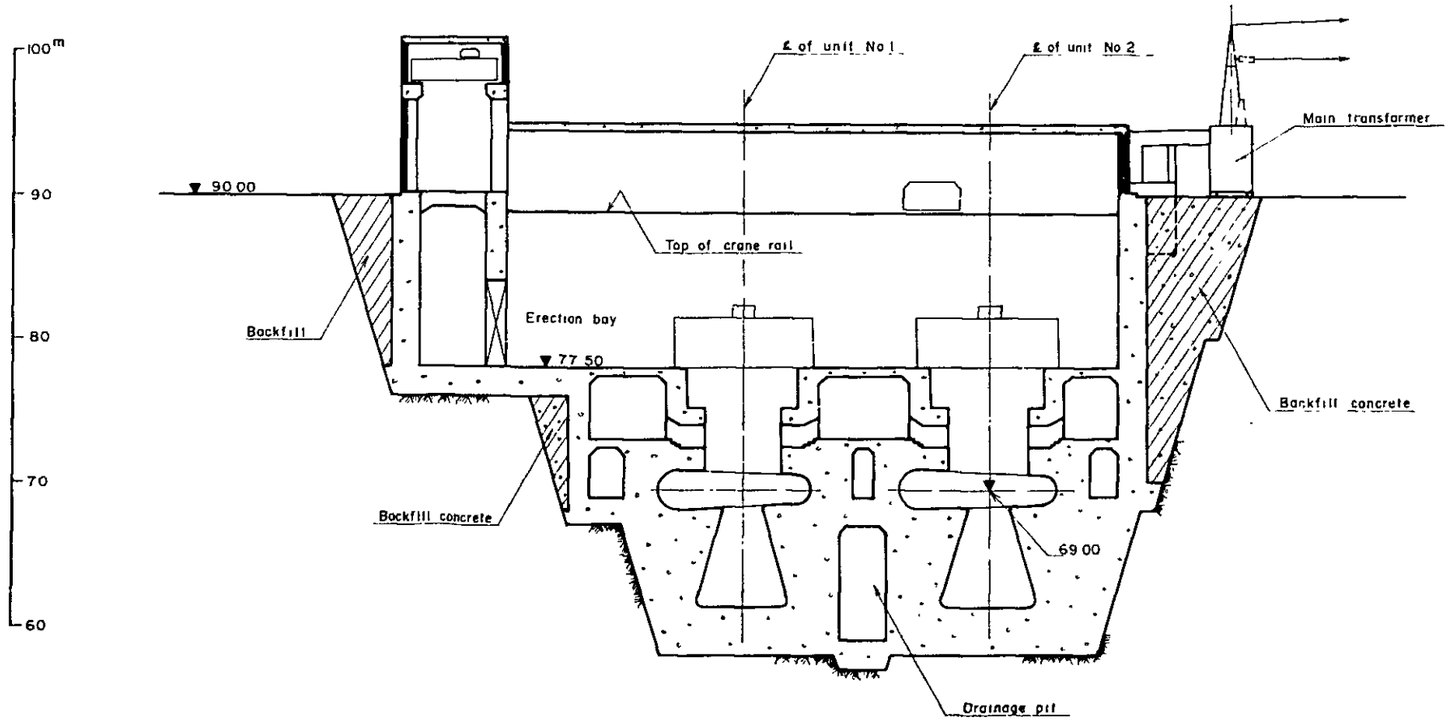


NAM YUAM PROJECT	
WATERWAY PROFILE & SECTIONS	
Fig. 6-4	July, 1983

TRANSVERSE SECTION

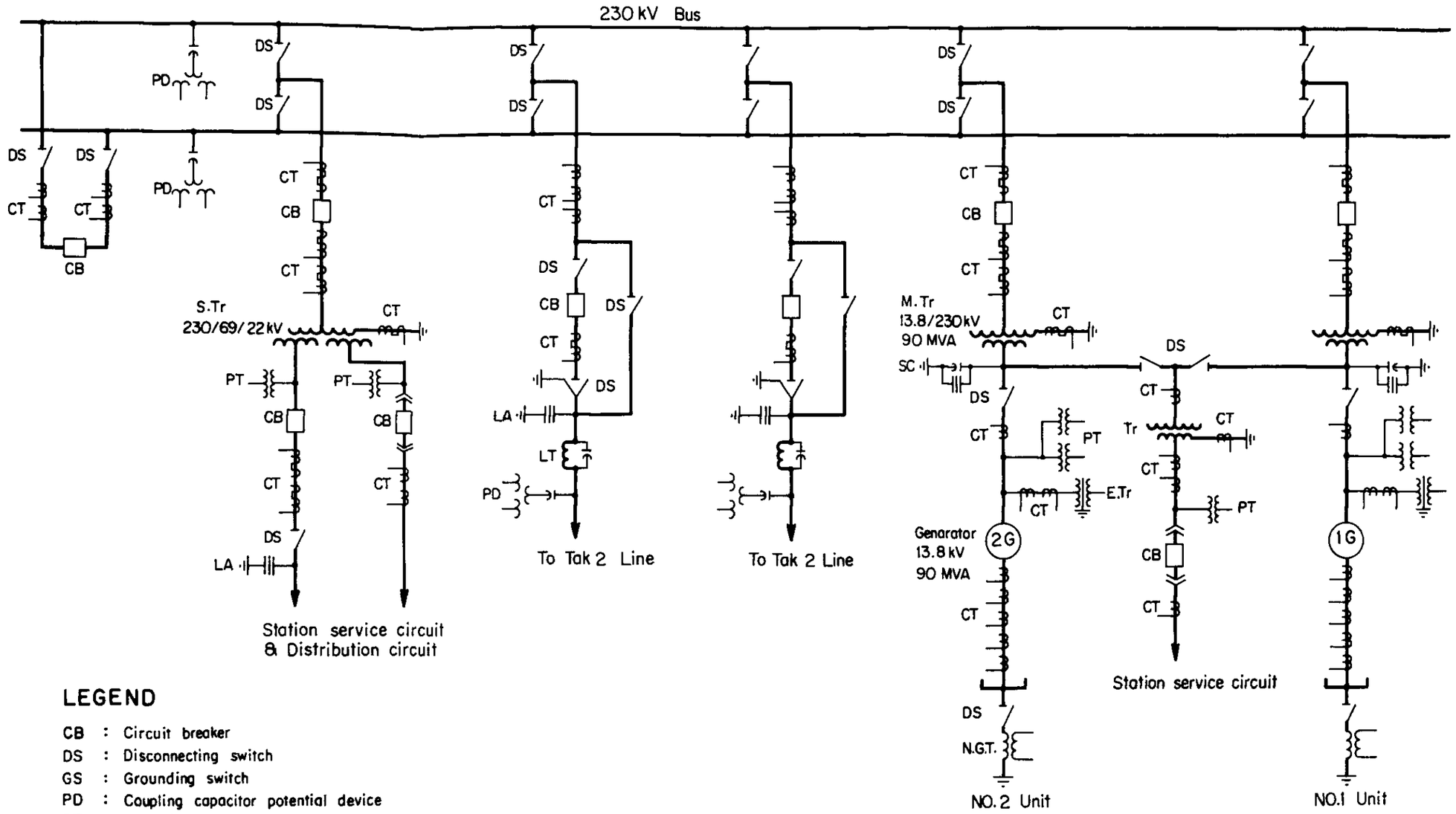


LONGITUDINAL SECTION



0 20m

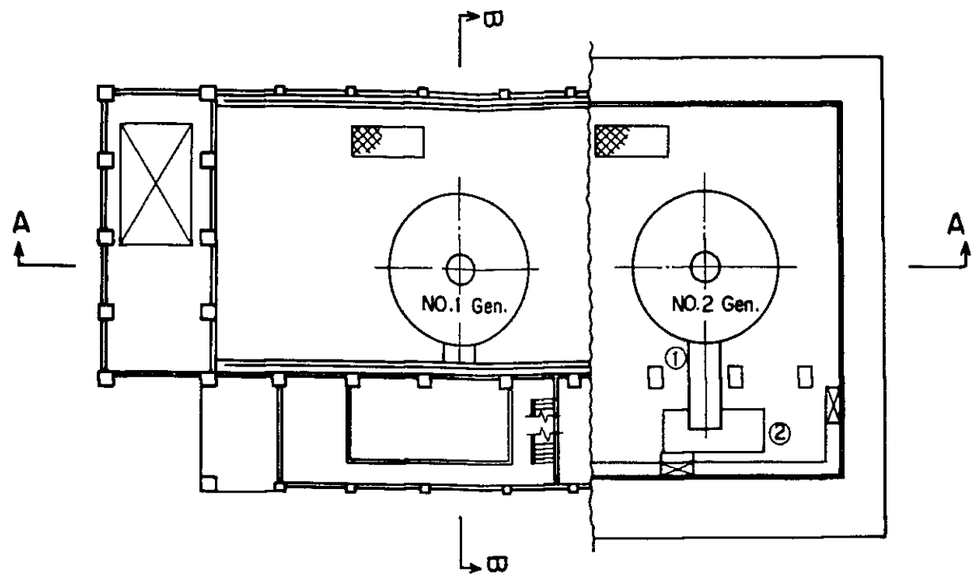
NAM YUAM PROJECT	
POWERHOUSE TRANSVERSE & LONGITUDINAL SECTIONS	
Fig. 6-5	July, 1983



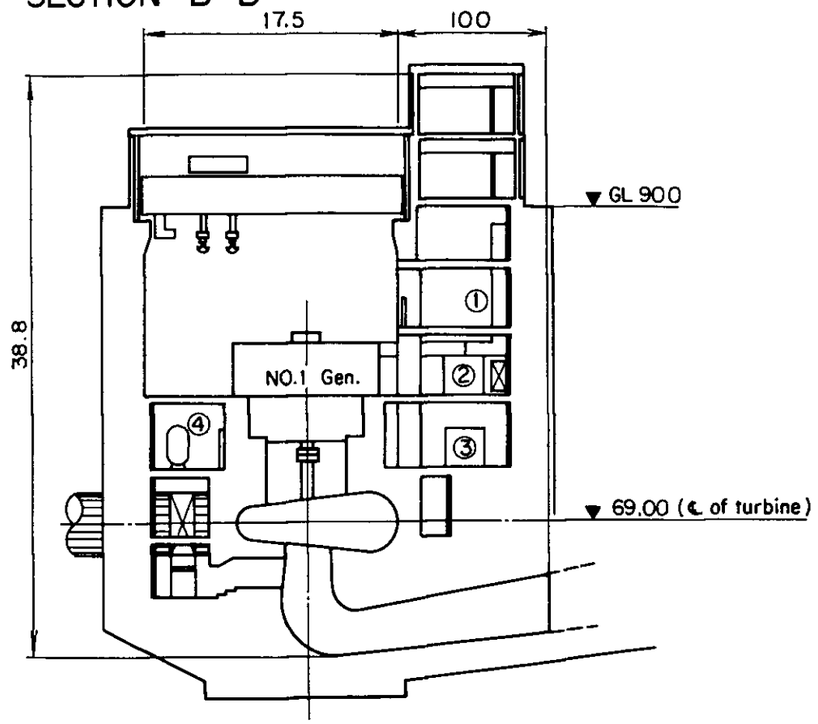
LEGEND

CB : Circuit breaker
DS : Disconnecting switch
GS : Grounding switch
PD : Coupling capacitor potential device
PT : Potential transformer
CT : Current transformer
LA : Lightning arrester
LT : Line trap
SC : Static condenser
M.Tr : Main transformer
E.Tr : Excitation transformer
N.G.T. : Neutral grounding transformer
S.Tr : Station service transformer

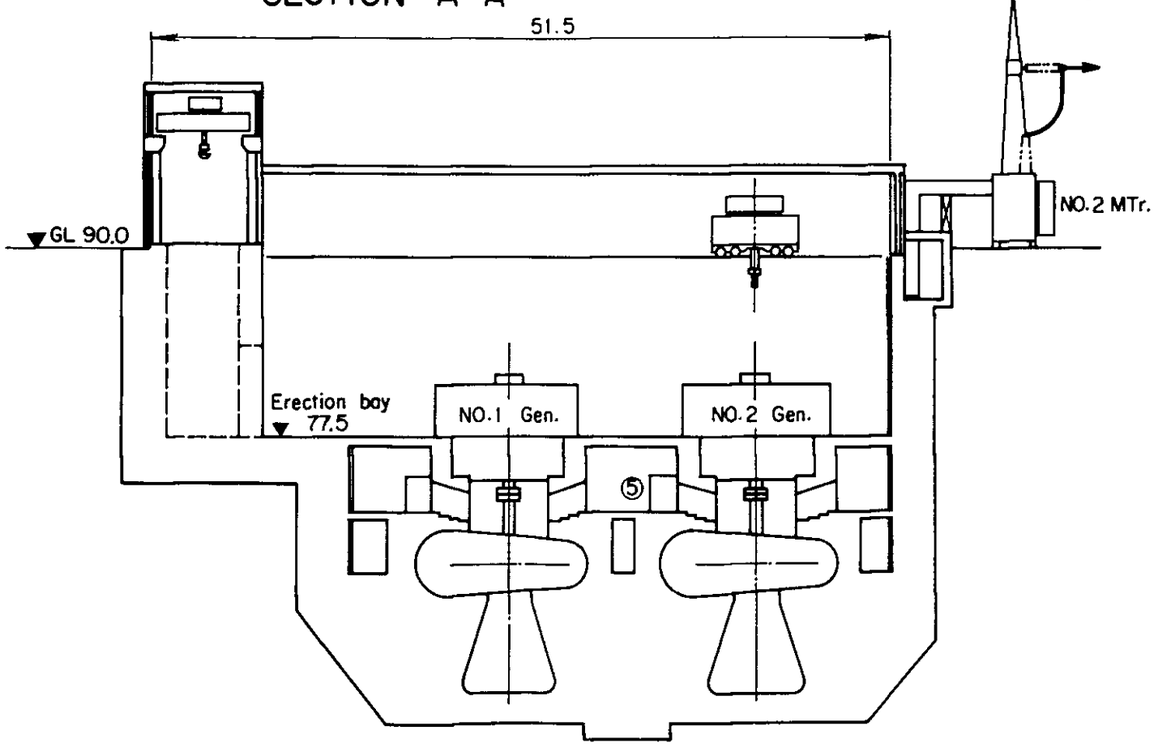
NAM YUAM PROJECT	
SINGLE LINE DIAGRAM	
Fig. 6-6	March, 1984



SECTION B-B



SECTION A-A



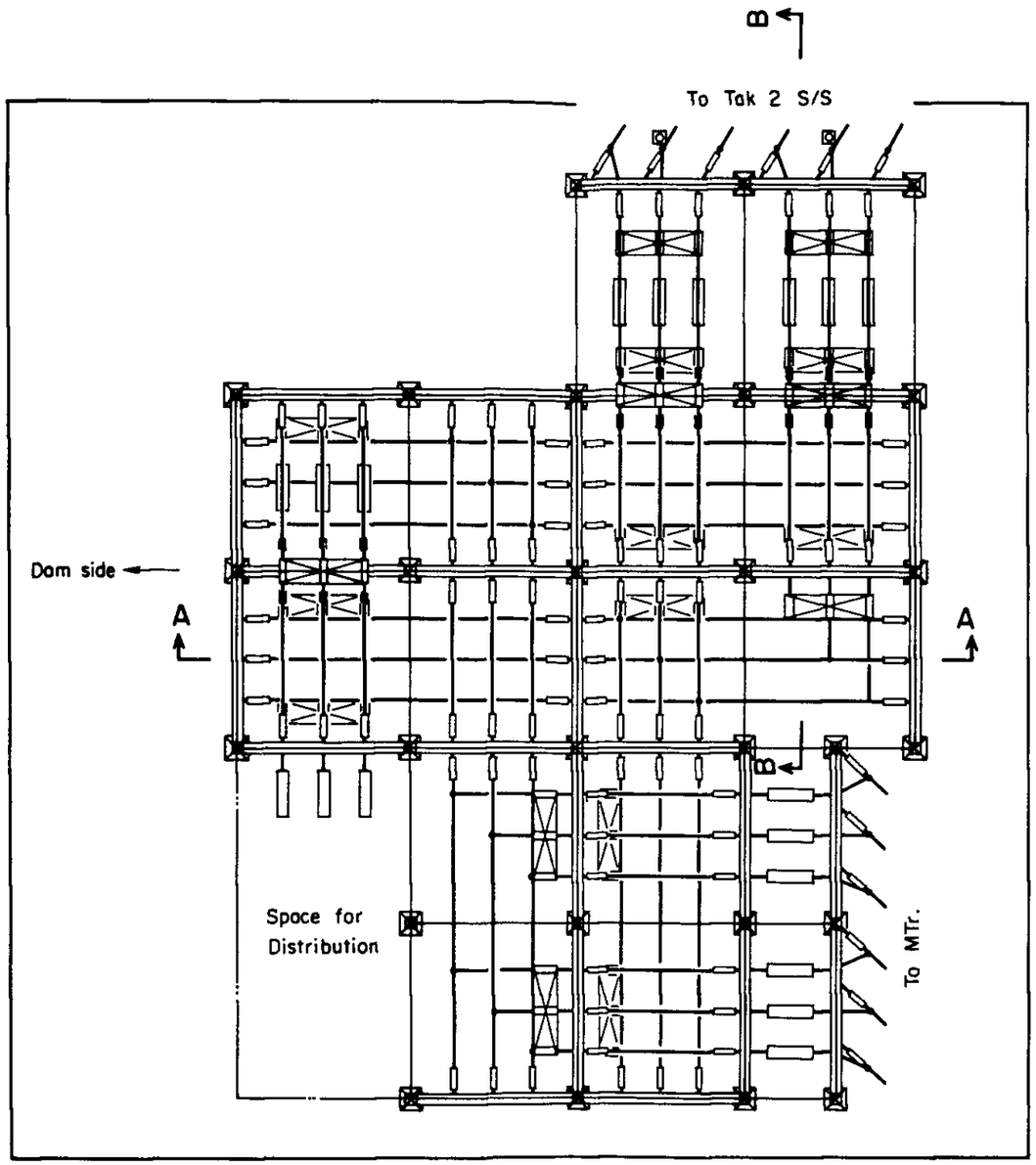
LEGEND

SIGN	DESCRIPTION
①	15kV metal enclosed bus
②	15kV metal enclosed cubicle
③	Station service cubicle
④	Oil pressure tank
⑤	Governor & turbine control board

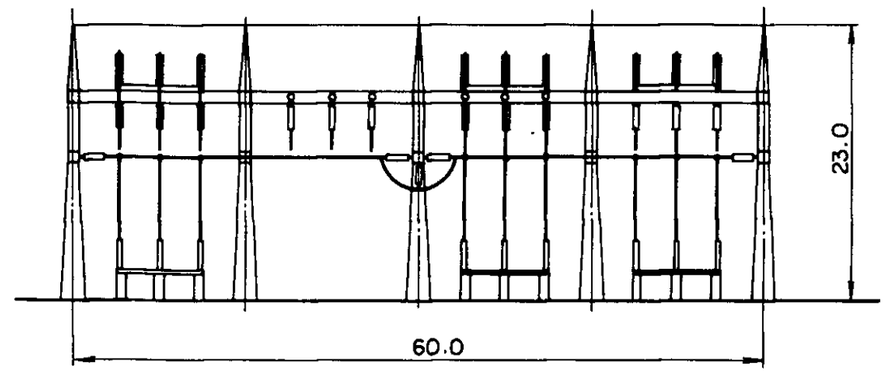
NAM YUAM PROJECT

PLAN & SECTION
NAM YUAM P/S

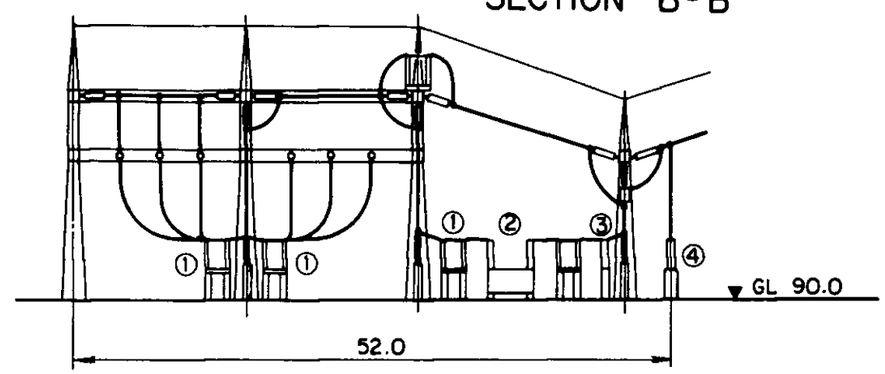
Fig. 6-7 | March, 1984



SECTION A-A



SECTION B-B



LEGEND

SIGN	DESCRIPTION
①	Disconnecting Switch
②	Circuit Breaker
③	Lightning Arrester
④	Potential Device

NAM YUAM PROJECT

PLAN & SECTION
SWITCHYARD

Fig. 6-8 | March, 1984

第 7 章

送 変 電 計 画

第７章　送変電計画

7.1　Nam Yuam計画に必要な送電系統

タイ国送電系統に於いてNam Yuam開発計画の影響及ぶ範囲は，主としてRegion 4及びバンコックを中心とするRegion 1である。系統概要をFig.7－1に，又将来の電源開発計画及び各変電所の需要予測をFig.7－2に示す。

1）送電計画案の選定

Nam Yuam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って考慮すべき点は以下の事項である。

(i) Nam Yuam計画によって発生する電力は，需要中心であるバンコックに主として送電する。

(ii) 送電線は建設費，保守点検の便及び送電損失など総合的にみて最も有利なものであり，1回線事故停止の際でも支障なく送電出来ること。

(iii) Nam Yuam計画の他，1991年以降に北部地方で開発が計画されているMae Pai and Mae Chacm計画及びIng-Yom Diversion Stage Ⅰ～Ⅲ計画等の送電方法も考慮し，総合的に有利な送電系統を立案すること。

(iv) 長距離送電線の多いRegion 4の送電網に連系するについて，既設送電線の信頼度の低下をきたさないよう考慮すること。

送電距離は，最も近い既設又は計画中の発電所又は変電所に連系するとして，北又は北東向けルートでは，Mae Moh発電所で250 km以上，チェンマイ3変電所で195km以上，南向けルートではTak 2変電所で185km以上となり，高信頼度の送電を行うには，後章7.2で述べるように，最適送電々圧，コロナ発生電圧，電線太さ，回線数などの検討の結果，230 kV，1272MCMの，2回線送電線が必要である。

従ってNam Yuam計画の電力の送電方法として，230 kV 2回線送電線を建設する場合，既設の230 kV 又は将来230 kV で計画される発電所，変電所に連系するか，既設115 kV変電所に230／115 kV 連系用変圧器と共に連系するかが考慮されるが，具体的には次の3種類の案について検討を行った。

A．北向けルート

(a) パターン　N－①

Chiang Mai 3変電所（230 kV）を新設し，Nam Yuam発電所より230 kV，2回線，ACSR 1272 MCM の送電線を建設する。

(b) パターン　N－②

Nam Yuam発電所よりMae Moh発電所へ，230 kV，2回線，ACSR 1272

MCMの送電線を建設する。

B. 南向けルート

(a) パターン　S－①

Nam Yuam発電所よりTak 2変電所へ，230 kV，2回線，ACSR 1272 MCMの送電線を建設する。

2）送電計画案の比較

北向けルート及び南向けルートは於ける増強パターンより，建設費について経済比較を行った結果はTable 7－1の通りである。

各パターンと将来の北部地方に於けるEGATの開発計画との関連をFig.7－3，7－4，及び7－5に示す。

N－①案は，Fig.7－3より，北部地方の需要中心であるChiang Mai地区のChiang Mai 3変電所（115 kV）に，230 kV設備を新設し連系するもので，Nam Yuamが連系する時点で，本変電所（230／115 kV）は完成しているものとする。

Nam Yuam：Chiang Mai 3変電所に連系する場合，Northern Areaに於けるMae Moh発電所以北の1995年に於ける需要は，略350MWであり，北部水力による供給力はNam Pai，Kud，Mae Kok，Mae ChaemそしてNam Yuamがすべて完成しているとして，各発電所合計で750 MWとなり，供給力の略半分は，そのほとんどが，Mae Moh発電所から主需要地であるバンコック方面に送電される。本案では，Nam Yuamで発生した電力は，主需要地から遠ざかる方面に向けて送電されるため，送電損失は大きくなる。

N－②案は，Fig.7－4より，北向けルートとして230 kV設備を有するMae Moh発電所に連系するもので，最も送電距離が長く，建設費が最も高く，送電損失も大きい。

S－①案は，Fig.7－5より，計画中のTak 2変電所に連系するもので，主需要地に最も近く，送電距離が最も短い為，建設費も最も安く，送電損失も小さいが，Tak 2変電所がEGATの計画では，Bhumibol発電所－Nakhon Sawam変電所間230 kV，3回線送電線の1回線をπ分岐する計画となっているため，これを3回線π引込に変更を必要とする。220.6 kmと長距離送電線であるBhumibol発電所－Nakhon Sawam変電所間をTak 2変電所で，電圧を上げることにより安定度向上を計り，Nam Yuamの発生電力を安定して送電する本案は，将来他の発電所例えば，Mae Moh発電所との連系が可能となり有利であると判断される。Nam Yuamが本変電所に連系する時点で3回線π引込み変更は完成しているものとする。

各案を送受損失を含めた年経費で比較すると，送電距離の最も強いS－①が最も安く，N－②案が最も高くなる。

送電損失としてEnergy Lossのみ考慮しても，送電損失を含めた年経費は，送電距離の最も短いS－①案が最も安く，N－②案が最も高くなる。

3) 系統解析

Nam Yuam 発生電力を需要地に送電する送電系統の増強計画は前節でのべた通り，230 kV 送電線を建設することになるが，この送電線，建設ルートに関して，北向けルート計画は，南向けルート計画に比して有利といえない。

従ってNam Yuam Projectは南向けルート計画として230 kV，2回線，ACSR 1272 MCM の送電線を建設するとして，これを主体に系統解析検討を行った。

(i) 電圧汐流面での検討

EGATによる1991年度の供給計画及び需要想定にもとずいて汐流計算を行った，その結果をFig.7－6，Fig.7－7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及びRegion 1の主要系統について検討した。

a) Peak Time

変圧器の負荷側電圧を96％に設定した場合，Saraburi 2変電所及びRangsit変電所の69 kV系が電力用コンデンサを必要とする外は，Region 4及びRegion 1の各発電所及び各変電所の発電機電圧及び母線電圧は，Saraburi 2 変電所の母線電圧を除いて95％－105％に維持される。

b) Off Peak Time

Tha Tako変電所の500 kV側電圧を104.5％以下に維持するためにShunt Reactorを必要とする。Nam Yuam発電所は進相運転を行う必要がある。Region 2 系に連系されるLam Sak変電所の母線電圧を除いて，Region 4及びRegion 1 の各発電所及び各変電所の発電機電圧及び母線電圧は，95％－105％に維持される。

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るので，充分な検討はしていない。従って本検討に於いて，Region 2の系統と連系されるLom Sak 変電所及びSaraburi 2 変電所にその影響が現われているが，これは別途Studyする必要があろう。Nam Yuam～Tak 2間の送電線の1回線事故停止時でも過負荷となる部分は生じない。

(ii) 安定度面の検討

1991年度のピーク時の過渡安定度計算を行った結果，脱調する発電機は見られず，安定であることが確認された。1991年度のオフピーク時の過渡安定度計算は行っていない。

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－Tak 2間の230 kV送電線のNam Yuam 発電所端地点で1回線の3相地絡を発生させ，5 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。計算結果のスイングカーブをFig.7－8に示す。

スイングカーブから，計算機の計算時間２秒の間で脱調する発電機はなく，いくらか発散傾向を示しているが，これは計算機の計算条件をxd′一定，ダンピング特性，AVR効果及びガバナー効果を加味しないで実効しているためで問題はない。

4）結　　論

Nam Yuam　計画の開発に伴なって必要な系統増強としては下記を推奨する。

(i)　Nam Yuam発電所よりTak 2変電所地点迄230 kV，２回線，ACSR　1272 MCMの送電線を建設する。

(ii)　Tak 2変電所は１回線のπ分岐で計画されているが，これを３回線π引込に変更し，Nam Yuam発電所から来る上記230 kV，２回線送電線を引込むこととする。

将来北部系に於ける水力電源，揚水電源及び増設電源の開発に伴なって必要な系統増強として，下記も又推奨される。

(i)　供給信頼度，電圧，汐流面からNakhon Sawan変電所－Ang Thong 2　変電所間を既設230 kV，２回線から１回線増強して３回線とするのが望まれる。

(ii)　Nam Yuam発電所の発電機は，解析によると75MVar程度の進相運転を可能とすることが好ましい。さもなければ，近傍に同等のShunt Reactor　の設置が必要となろう。

7.2　送電線の予備設計

1）送電線ルート

Nam Yuam発電所の発生電力162 MWを全国系統に連系する方法として前節に述べた如く北向け及び南向けの各ルートが検討の対象となったがBhumipol発電所－Nakhon Sawan変電所間の230 kV 送電線に連系する南向けルートが北向けルートに比し有利であることが判明した。以下に本プロジェクトで建設する南向けルートの概要を述べる（Fig. 7－9）。

送電線の建設に際して資機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 Yuam発電所地点はタイ北西部の山岳地帯で，かつ最も開発の遅れた地域に位置しaccess条件は極めて悪い。発電所よりBan Tha Song Yongに至る約30km区間は峻険な山地とジャングルで車両の進入できる既設路は全く期待できない。この区間は全体区間のうちで最も条件の厳しい区間である。Ban Tha Song Yongからビルマとの国境線沿いに南下した地点Tha Song Yongに至る約50kmの区間は集落もかなり見られるが，access条件はあまり期待できない。Tha Song YongからMae Ramatまでの約40 km区間はルートは整備された国道に併行して走ることとなり地形上の障害はないだろう。Mae Ramatからルートは国境線を離れてTak方面に最短コースのルートを取る。この区間約６５kmは起伏に富む丘陵地帯を経過することとなるが比較的開発の進んだ地域となるので

access 面で大きな障害はないだろう。

1982年12月現地調査時点でMae Hongsong県Mae Sariangと南に隣接するTak県のTha Song Yongを結ぶ道路が工事中であり，途中Mae SariangとBan Sop Ngao 間は既に完成していた。残り区間が送電線工事の着手以前に完成することになれば送電線ルートはこれを利用することにより（点線の様に）条件はより有利となる。

従って送電線の建設実施機関は道路工事計画の実態を把握してルート選定に反映させることが望まれる。又，Takの連系変電所位置については既定の115kV線路計画，230kV 1 cctの引込み線ルート，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）送電線電圧と回線数

Nam Yuam－Tak間185kmの送電距離を162MWの電力を安定送電するには115kV では不十分であり115kVの一段上位電圧である230kVとする。回線数はEGAT の設備運用規準に照しても2回線が必要である。

3）電　線

電線太さは送電すべきNam Yuam発電所の発生電力162MW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るが，ここではコロナ発生臨界電圧が決定要因となり，EGATにおける標準も考慮してACSR 1272 MCMとした。

4）耐雷設計

1951～1975 年のタイ北部から中央部にかけての雷観測データによればUtaraditの最少IKL（isoceraunic level）65からDon Muangの最大IKL113が記録されている。本送電線の経過地域も多雷地帯と考えられるので送電線には70mm² GSW 2条を遮蔽角15°以下に架設し100％雷遮蔽を期待した。

なお碍子装置には碍子の閃絡破損を防ぐためアーキングホーンを取付けた。

5）碍子種類と碍子ケ数

230kV 送電線の絶縁設計は系統最高電圧 240kV，ルート標高は 1,000 m以下で有効接地系として検討した。ルートは内陸部となるため塩害汚損のおそれは無いと判断されるので開閉サージ異常電圧が碍子ケ数を決定する要因となる。碍子ケ数はEGATの既設々備と協調をとるため250mm標準懸垂碍子を懸垂装置には14 ケ，耐震装置には15 ケ取付けるものとした。

6）支　持　物

EGAT における送電線鉄塔の設計標準によれば設計風速は29m/s で相当風圧力は架渉線風圧52.5kg/m²，鉄塔風圧は70kg/m²×2.6＝182kg/m²となっているが，気象データ等から見て妥当なものと思われるので予備設計ではこの値を使用した。Fig.7－10に標準懸垂型鉄塔姿図を示す。

7）送電設備概要

本プロジェクトで建設する送電線の概要は次の通りである。

区　　間：Nam Yuam発電所－Tak 2変電所

亘　　長：約185 km

電　　圧：230 kV

電気方式：3相3線式50 Hz

回線数：2回線

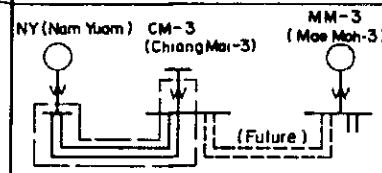
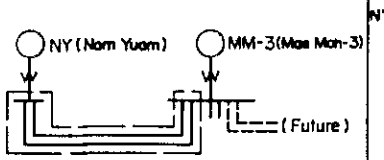
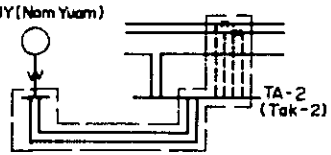
電　　線：ACSR 1,272MCM 単導体

架空地線：70 mm² 亜鉛メッキ鋼より線2条

碍　　子：250 mm標準懸垂碍子14ケ連結

支持物：2回線垂直配列アングル鉄塔

Table 7-1 Economic Comparison for the Selection of 230kV Power System for Nam Yuam Project

Pattern / Power System Diagram / Items	N - ①	N - ②	S - ①
Power System Diagram			
Transmission Line			
Voltage kV	230	230	230
Number of circuit	2	2	2
Conductor size	1272 MCM ACSR	1272 MCM ACSR	1272 MCM ACSR
Distance km	195	250	185
1 Construction Cost (M฿)			
(1) Lines	600.8	770.3	619.3
(2) Equipment of station	84.9	16.8	50.3
(3) Total	685.7	787.1	670.6
2 Annual Cost (M฿)	81.6	92.6	79.2
3 Line Losses			
(1) Power (MW)	2.9	3.7	2.7
(2) Annual energy (GWH)	13.1	16.8	12.5
4 Cost of Losses (M฿)			
(1) Power	5.5	6.8	5.1
(2) Annual energy	14.3	18.1	13.5
(3) Total	19.8	24.9	18.6
5 Total Annual Cost Including Line Losses (M฿)			
2 + 4(3)	101.4	117.5	97.8
2 + 4(2)	95.9	110.7	92.7

Note :
1 ⊏⊐ Planned transmission line and or substation for Nam Yuam
2 Annual Cost Factor 0.1173 for lines
0.1302 for equipment
3 Cost of Losses 1.1 M฿/MW for Gas Turbine
3.0 M฿/MW for Coal Fired Thermal
3 Cost of Losses 3.21 ฿/kWH for Gas Turbine
0.68 ฿/kWH for Coal Fired Thermal
4 Construction Cost includes the cost for the line bays CM-3, MM-3, and TA-2, the cost for the increased lines TA-2, and the cost for the substation CM-3
5 Line Losses for the increased lines of TA-2 is not included

Fig 7 - 1 Electric Power System of Main Part of Thailand in 1990

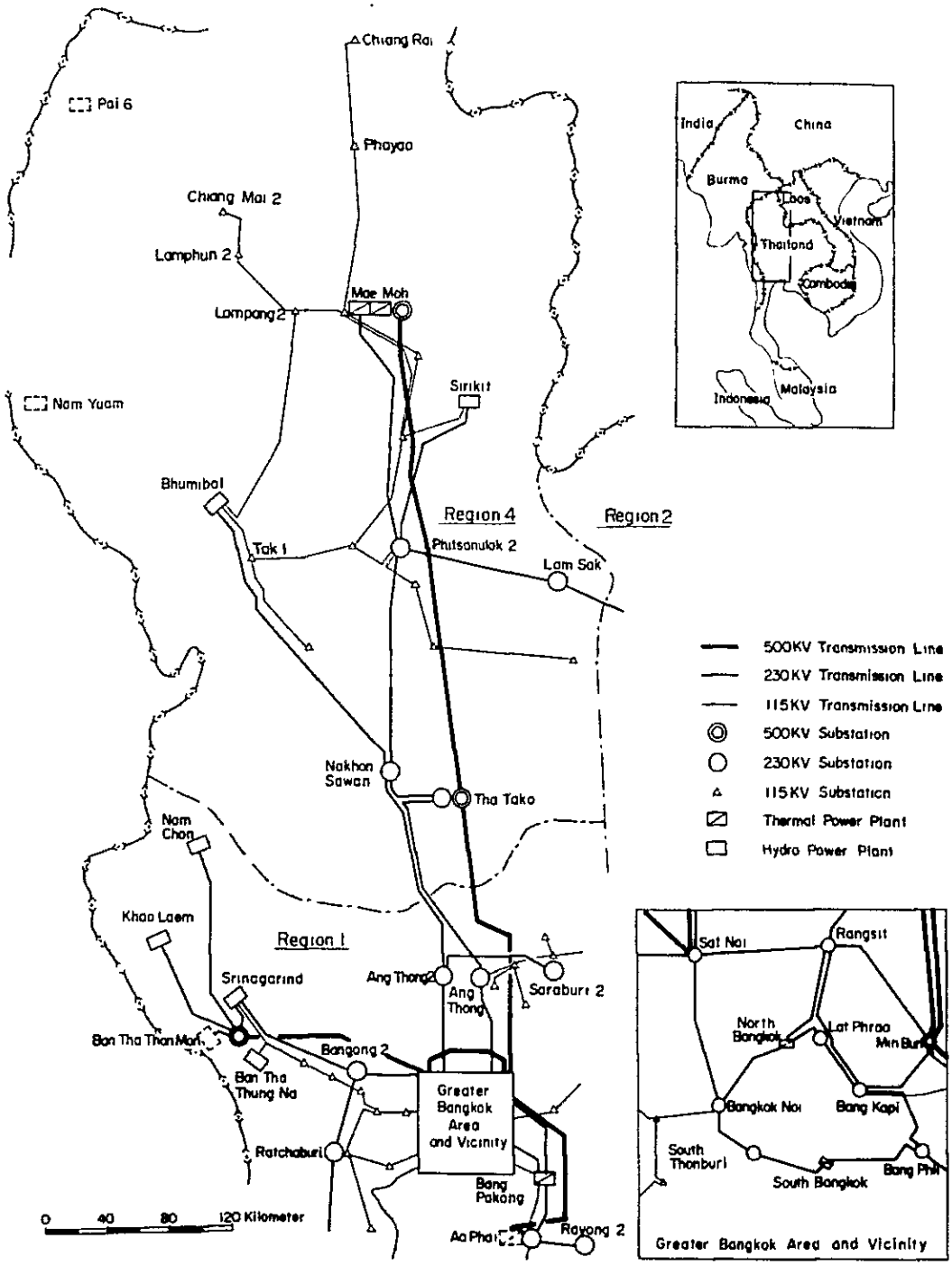


Fig. 7-2 EGAT'S Power System Development Plan (1991-1995)

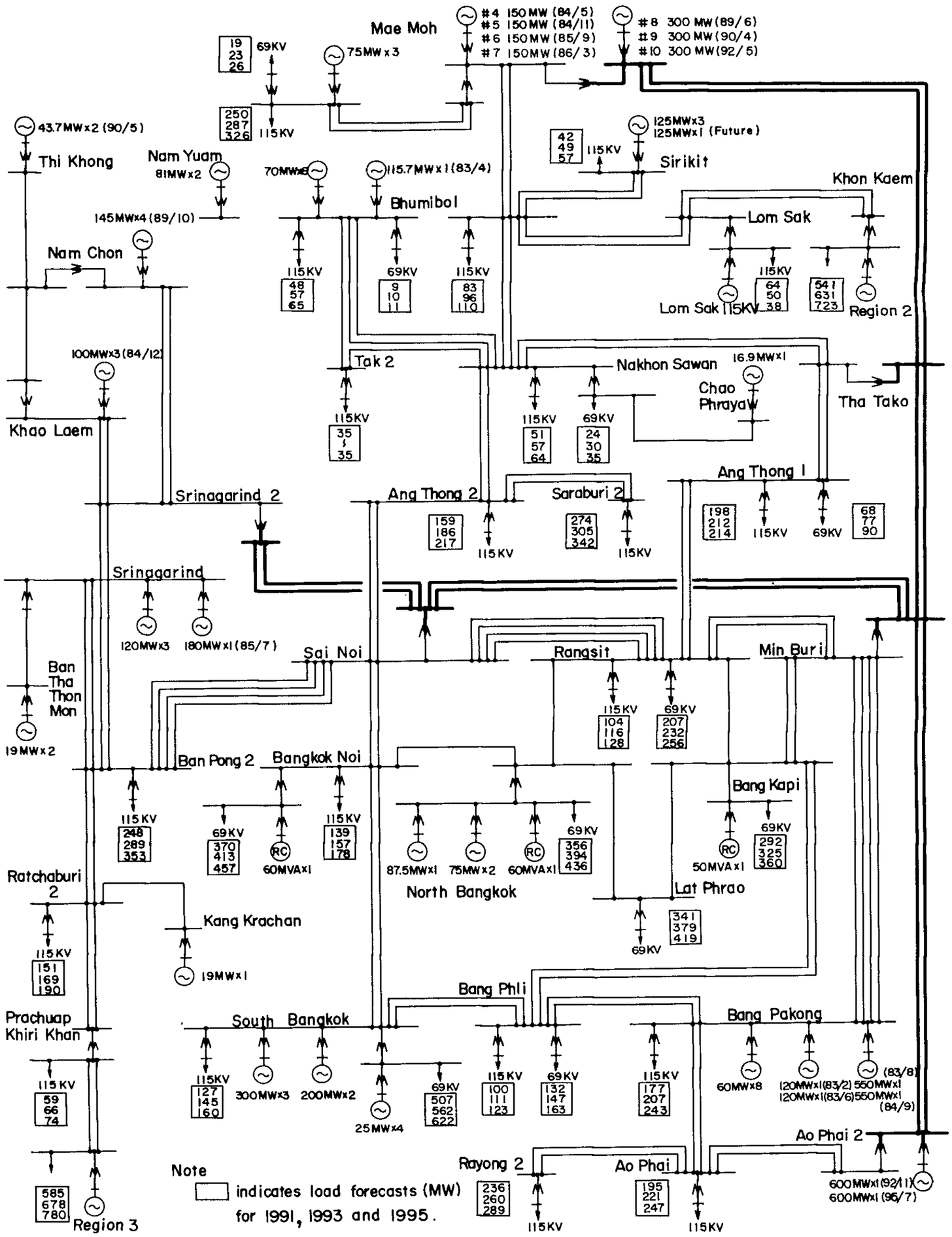


Fig. 7-3 Pattern N-①

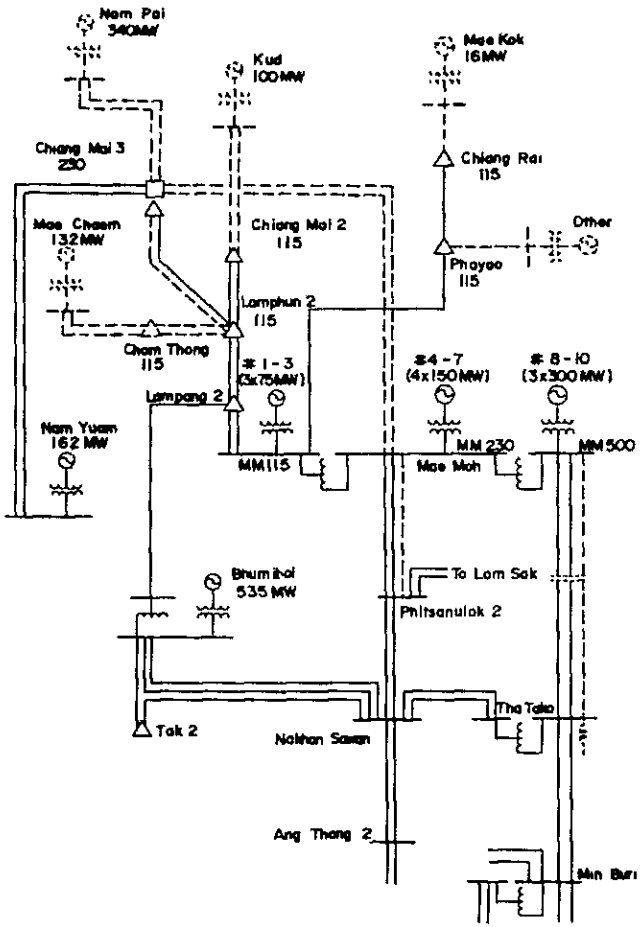


Fig.7-4 Pattern N-②

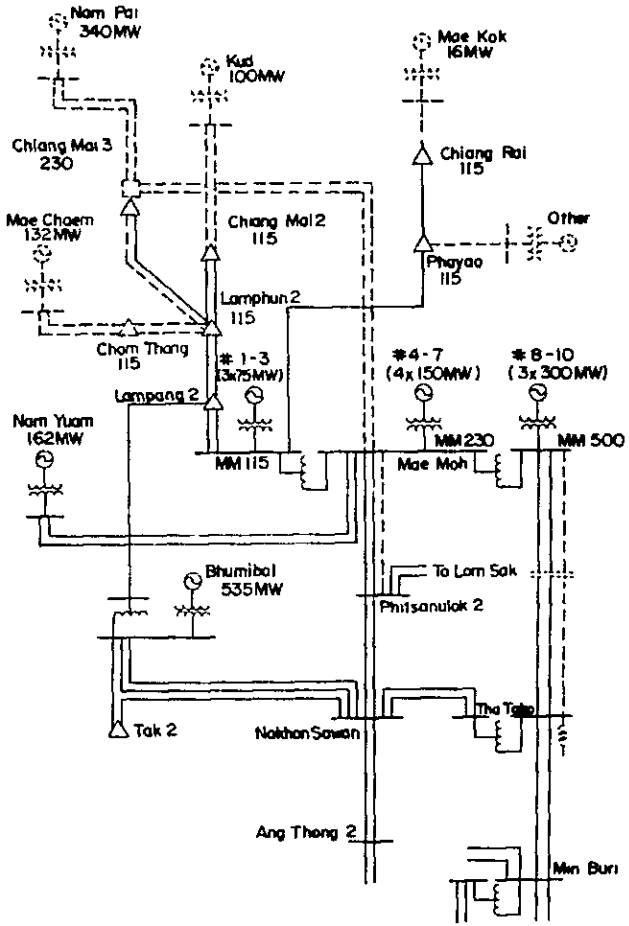


Fig. 7-5 Pattern S-①

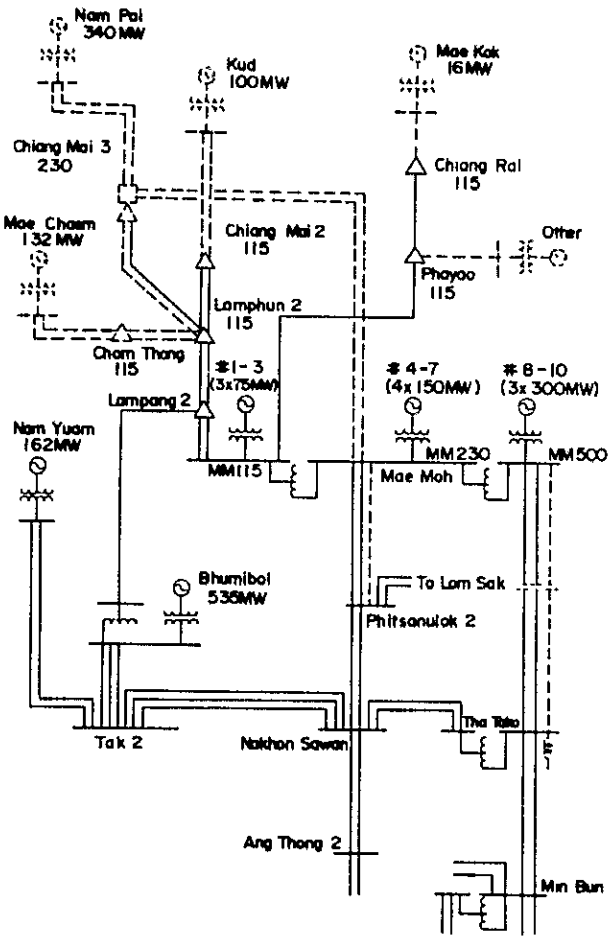


Fig. 7-6 Power Flow Peak Time in 1991

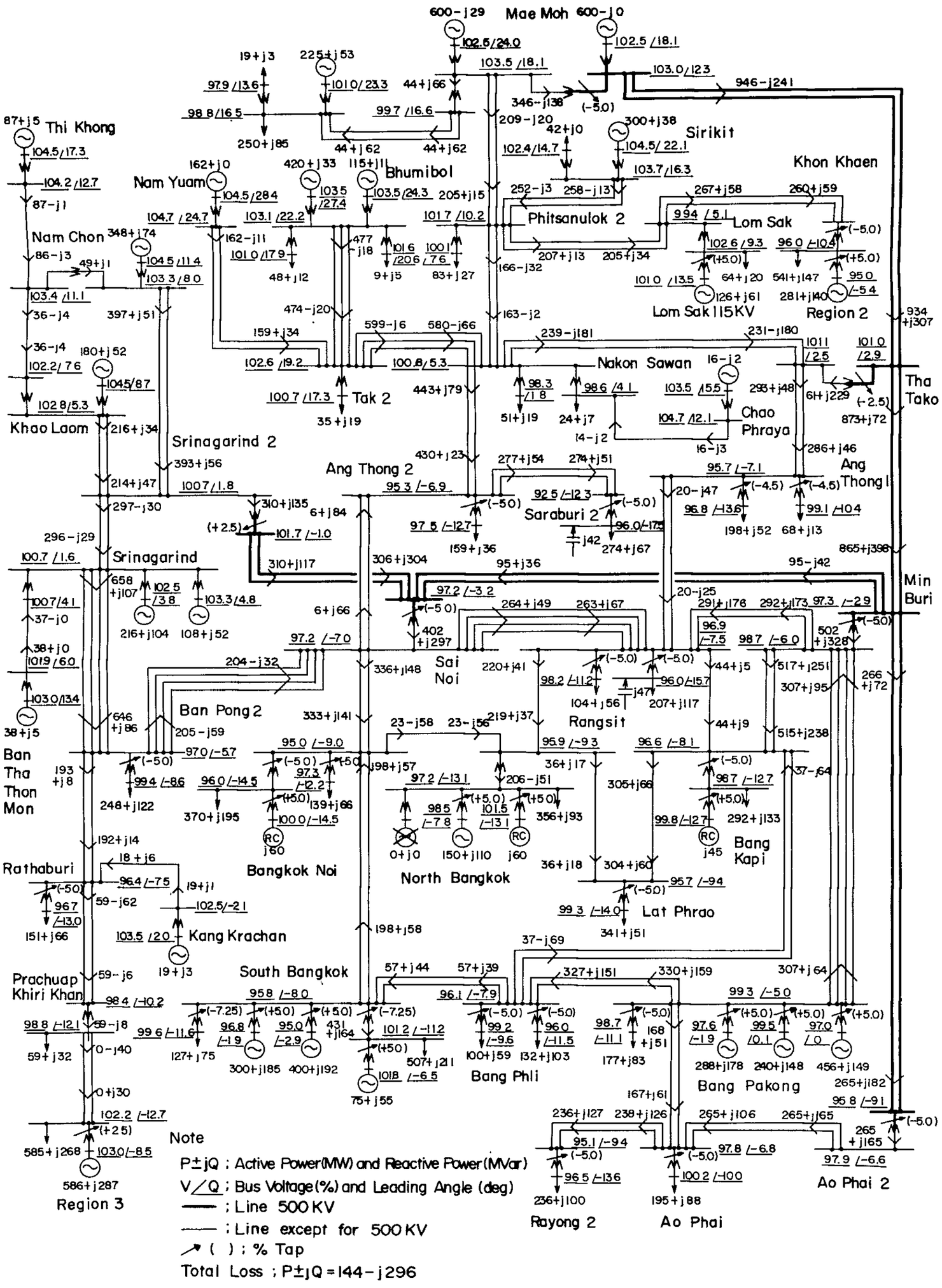


Fig.7-7 Power Flow Off-Peak Time in 1991

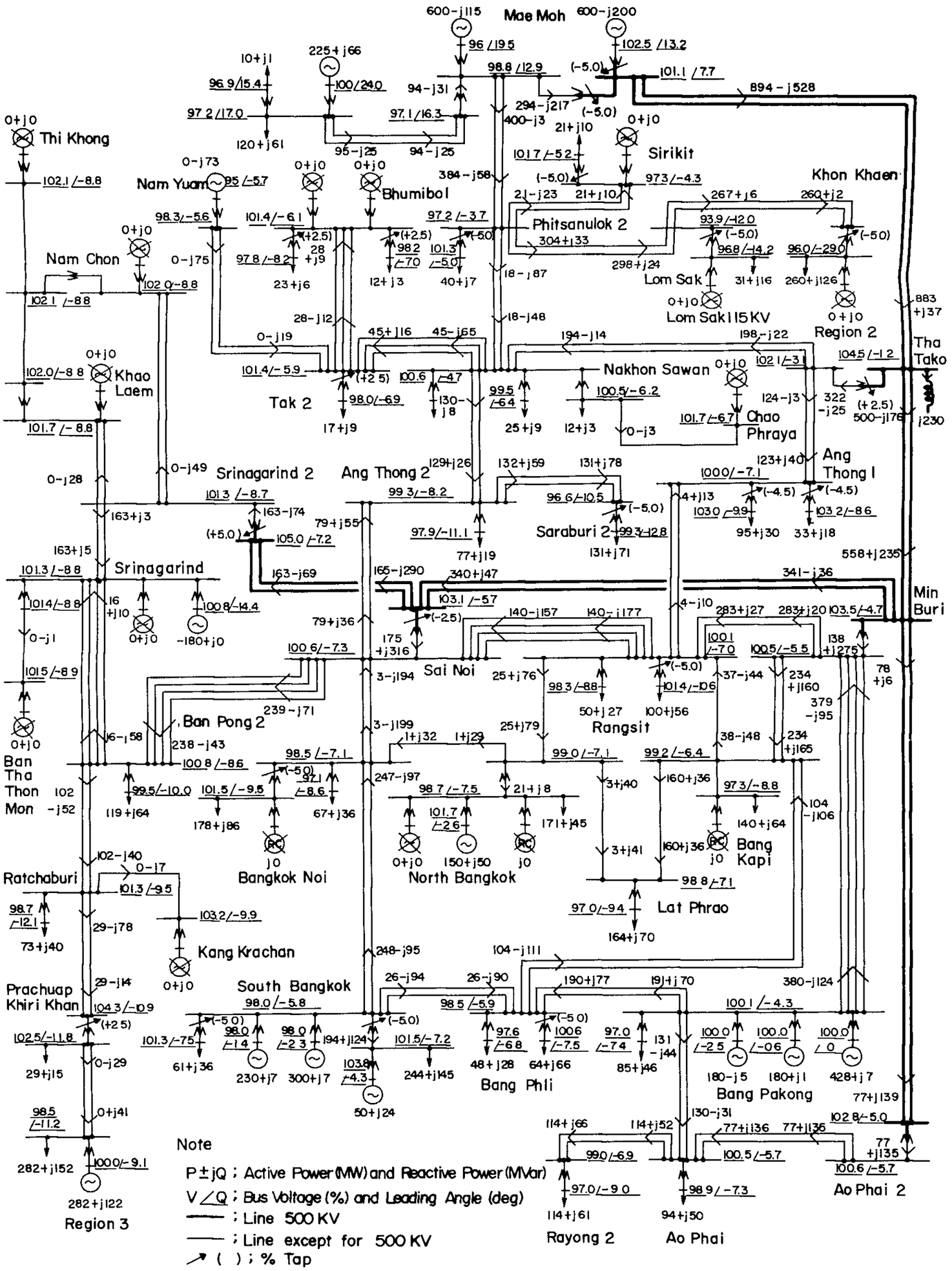


Fig. 7-8 Transient Stability Study for Nam Yuam Project Transmission System

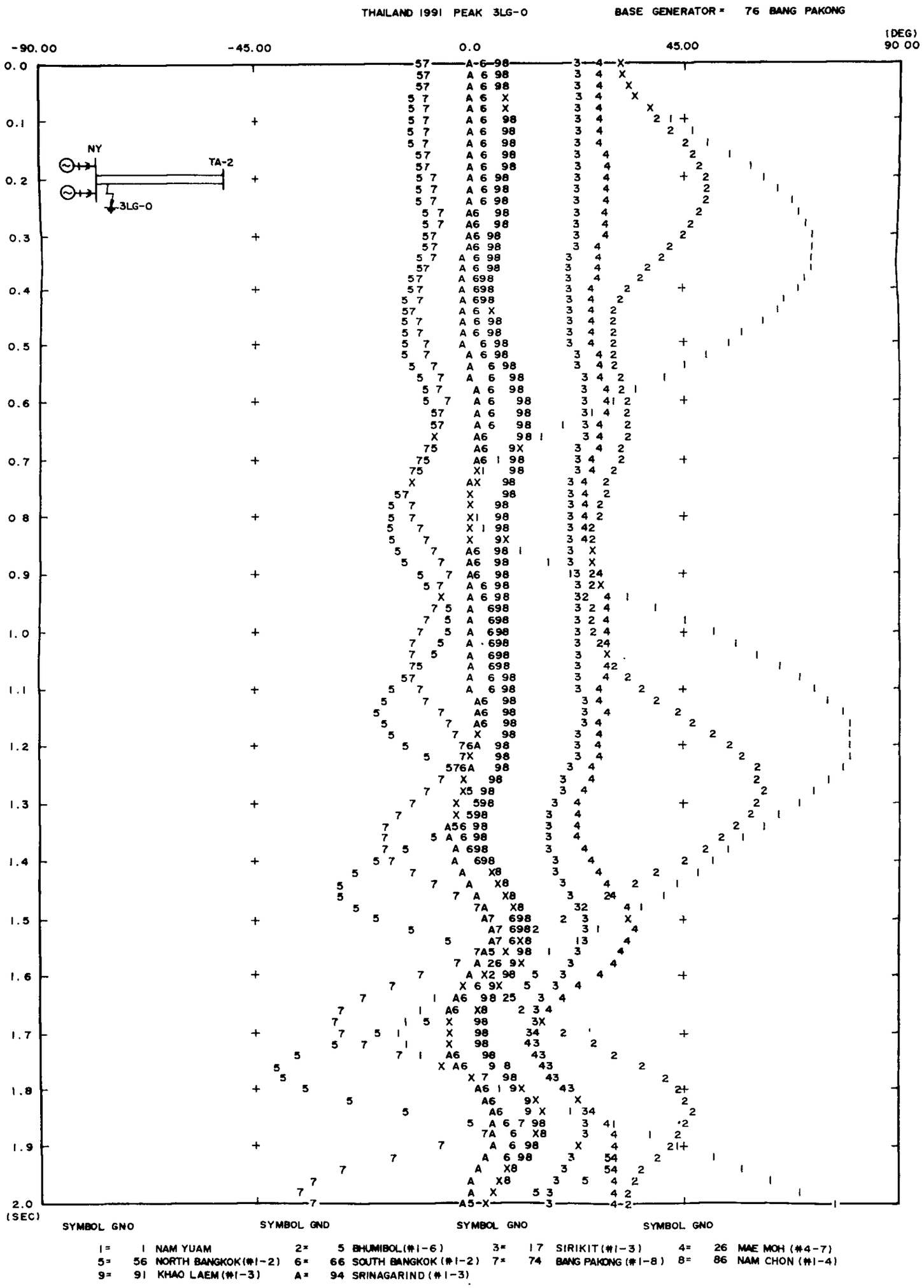


Fig. 7 - 9 230kV Transmission Line Route

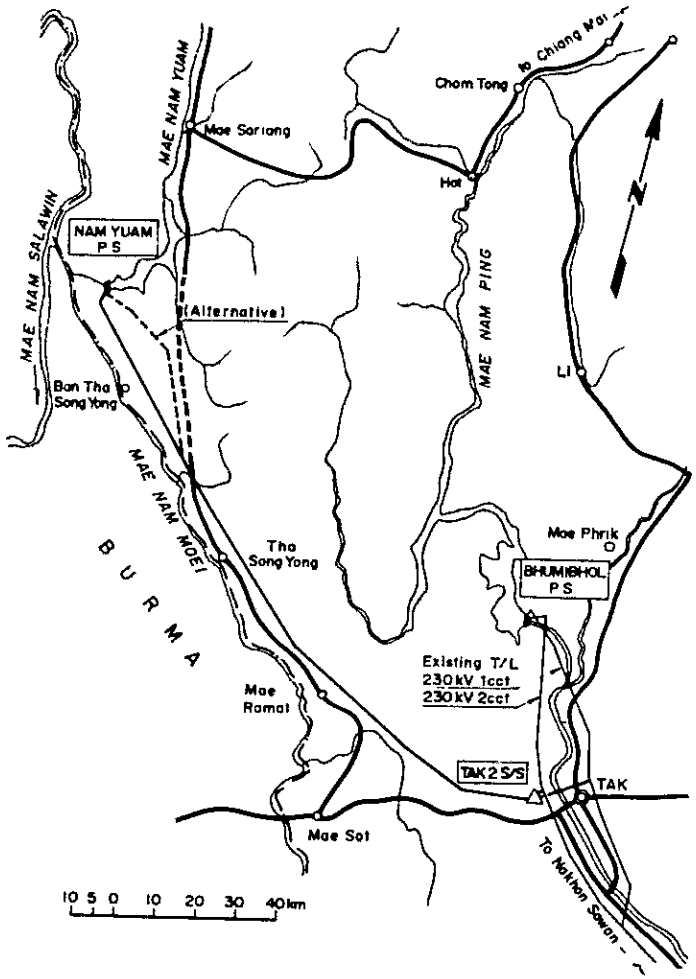
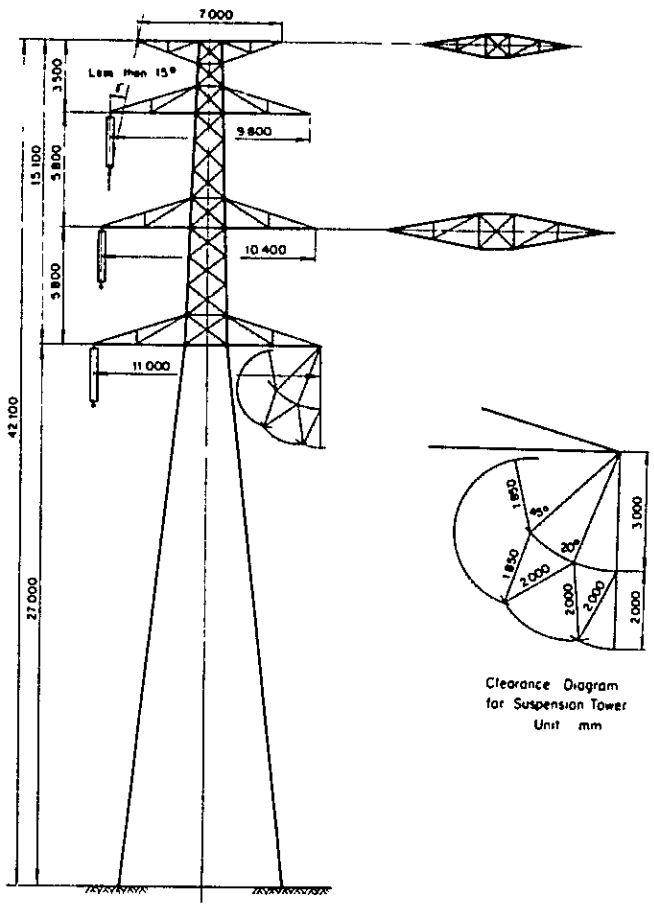


Fig. 7 -10 230kV Transmission Line Standard Suspension Tower



Clearance Diagram for Suspension Tower
Unit mm

第 8 章

施工計画と工事費

第８章　施工計画と工事費

8.1　施工計画

Fig.8－1に本プロジェクトの工事工程を示す。これは工事の規模，施工方法，構造物の位置あるいは気象条件等を考慮して作成されたものである。全工事期間は工事着手から発電所の運転開始まで５年半を要する。この工程を確保する為の前提条件は，着工前における工事用道路の新設とキャンプ設備の整備が完了していることである。

以下に本工事の施工について工事用道路を含め概要を述べる。

Fig.1－2（Location Map of the Project）に示す如く工事用道路のルートは２つの案が考えられる。

ルート１はBan Mae Khatuan付近にて右岸へ渡り（延長2.1 km）Ban Mae KhatuanよりBan Tha Ruaの間は鉱山局にて建設された既設道路（延長24.5km）を改良して使用し，更に右岸沿いに新設される道路（延長19.3 km）によってサイトへ至る総延長45.9 kmに及ぶルートである。

ルート２はNgao川合流点にてYuam 川を渡り，右岸側に新設される道路（延長11.1 km）によりBan Tha Ruaに至った後，ルート１と同ルートによりサイトへ至る総延長30.4 kmのルートである。

両案を比較した場合，ルート１は新設道路延長は短かいが既設道路の線形（alignment）と縦断勾配（longitudiual gradient）等が悪い為，改修費が割高であり全体としてルート２より道路建設費が高い。更に標高800 mの山を越す山岳道路となるので工事中の維持補修を考慮した時，重量物搬入の為には，不適当と判断しルート２を採用することとした。本工事着手時にはこの道路が竣工していなければならない。

仮排水路（Diversion Tunnel）は初年度の乾期の始めに着手され２年目の乾期の始め迄に完成する。この時点で河流は仮排水路に転流される。ダム基礎の堀削は上部より開始し，河流転流の後，河床部を堀削する。ダムの盛立は上流２次〆切より開始し逐次本体盛立へと移行する。盛立期間は約３ケ年を予定し５年目の乾期の開始時点迄に完了する。この間ダムの基礎処理（Foundation Treatment）並びに洪水吐工事が平行して進められる。

ロック材料はダム軸上流約１km左岸にある石灰質砂岩の原石山を予定している他，洪水吐工事等他の工事から得られる掘削ずりを極力使用することとする。フィルター材料及びコンクリート骨材は天然産の適当なものが付近にないので人工的に製造しなければならない。又コアー材料はダムサイトより稍々上流左岸側の頁岩を母岩とする風化堆積物あるいは原石山，洪水吐等の上部表土から十分採取可能である。ダムの盛立完了後，直ちに放流管据付工事に着手し第６年目の乾期終了時点迄に完成させる。

貯水池の湛水について Bam Tha Rua 測水所流量を用いて検討した結果，平均年にて１月より貯水を開始すれば７月中旬に満水位に到達する。

取水口，導水路，調圧水槽，水圧管路，発電所，放水口等の工事は第２年目より着手され，夫々平行して進められる。発電所工事の進捗に伴いクレーンの設置後，水車，発電機の据付作業が開始され約１年半で終了する。貯水池の湛水期間中に種々の試験を実施した後，最終年（６年目）の７月中旬より発電所の運転を開始する。

なおこの間，送電線及び屋外開閉所工事が実施され水車，発電機の据付完了と同時期に工事を終了する計画である。

8.2 工事費と資金計画

本プロジェクトの工事費は 1982 年 12 月時点におけるタイ国内の労務賃金，建設資材単価及び類似工事の建設単価等を参考として積算された。このうち工事に必要な労務費，資材費および機械費等のうちタイ国内にて調達可能なものは内貨とし，これ以外のものは外貨とした。

資金計画は工事工程表に基ずき各年度毎の工事出来高金額を算出した後，タイ国内における契約上の慣行を考慮して各年次に展開した。水力機器，電気機器等についても同様である。これを Table 8－1 及び８－２に示す。

8.3 今後必要な調査

1）地形測量　工事用道路の設計には，縮尺１：2,000 もしくは１：5,000 の地形図が必要である。

ルート２について航空写真図化により作成する事が望ましい。

2）地質調査　予定ルート沿いに，踏査による地質調査の実施が必要である。又，長大橋架設予定ケ所ではボーリングによる調査が望ましい。

Table 8-1 Construction Cost

Unit: 10^6 Baht

Item	Total	Currency	
		Foreign	Local
Preparation Works Camp, Road, Compensation Clearing, Contingency	610.0	98.6	511.4
Civil Works			
Diversion & Care of River	261.0	58.9	202.1
Dam	893.0	467.7	425.3
Spillway	519.0	81.0	438.0
Outlet Works	41.0	5.9	35.1
Intake	25.0	2.7	22.3
Head-race	49.0	10.0	39.0
Surge Tank	32.0	2.8	29.2
Penstock	69.0	13.0	56.0
Power Station	213.0	20.9	192.1
Tail-race	31.7	5.2	26.5
Miscellaneous	93.8	35.5	58.3
Contingency	222.5	70.4	152.1
Sub-total	2,450.0	774.0	1,676.0
Hydraulic Equipment			
Diversion Gate	9.8	0.5	9.3
Spillway Gate	43.8	34.2	9.6
Intake Gate	25.4	21.6	3.8
Tail-race Gate	8.0	6.8	1.2
Outlet Valve	19.5	16.6	2.9
Penstock	90.0	67.5	22.5
Surge Tank	66.0	49.5	16.5
Contingency	26.5	19.3	7.2
Sub-total	289.0	216.0	73.0

Item	Total	Currency	
		Foreign	Local
Electrical Equipment	628.8	534.5	94.3
Telecommunication & Transmission Line	606.6	424.6	182.0
Engineering Fee	137.6	82.6	55.0
Total	4,722.0	2,130.3	2,591.7
Interest during Construction	1,026.0	—	1,026.0
Total Project Cost	5,748.0	2,130.3	3,617.7

Table 8-2 Financial Program

Unit: 10^6 Baht

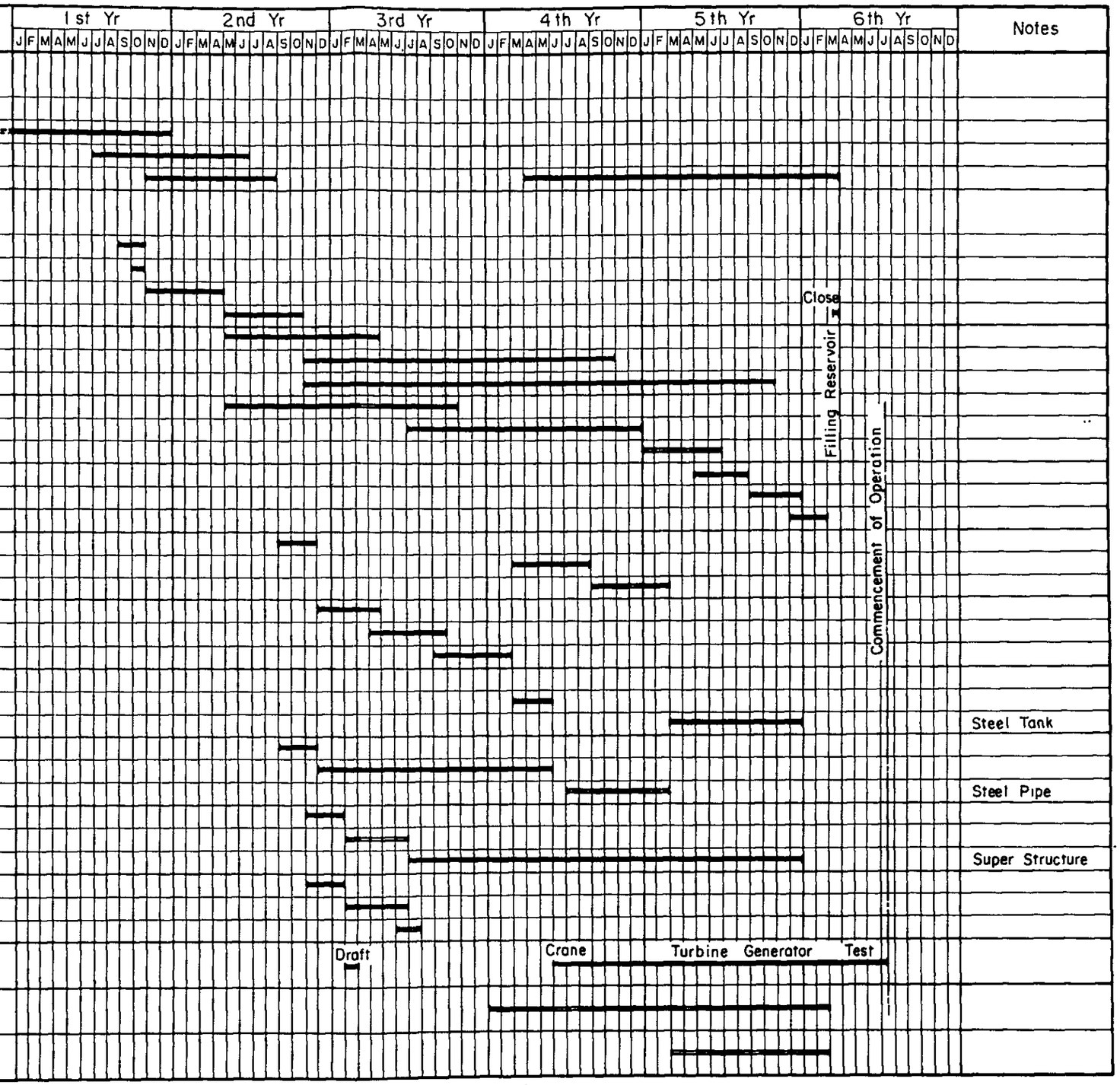
Year	Total	Foreign	Local	Remark
1st Yr	871.2	166.5	704.7	
2nd Yr	598.0	124.3	473.7	
3rd Yr	1,132.9	361.9	771.0	
4th Yr	1,832.1	742.1	1,090.0	
5th Yr	1,127.5	614.9	512.6	
6th Yr	186.3	120.6	65.7	
Total	5,748.0	2,130.3 (92.62 million $)	3,617.7	

These amount are based on the price level as of December, 1982.

1US$ = 23 Baht

Fig. 8-1 Construction Schedule of Nam Yuam Project

Description	Item	Unit	Quantity	Notes
Preparation Works				
Road. Replacement		km	23.4	
Road. Access		km	30.4	
Camp Facilities		L.S	1	
Clearing		L.S	1	
Civil Works				
Care of River		L.S	1	
Diversion Tunnel	Ex (Open)	m^3	74,000	
	Ex (T)	m^3	138,000	
	Con (T)	m^3	28,000	
Dam	Ex	m^3	260,000	
	Grout	L.S	1	
	Em	m^3	4,652,000	
Spillway	Ex	m^3	1,497,000	
	Con	m^3	102,000	
	Gate	L.S	1	
Outlet Works	Ex	m^3	14,100	
	Con	m^3	11,800	
	Valve	L.S	1	
Intake	Ex	m^3	19,000	
	Con	m^3	6,000	
	Gate	L.S	1	
Headrace	Ex	m^3	17,000	
	Con	m^3	5,100	
	Grout	L.S	1	
Surge Tank	Ex	m^3	—	
	Con	m^3	9,000	
	S. Tank	L.S	1	Steel Tank
Penstock	Ex	m^3	200,000	
	Con	m^3	13,500	
	S. Pipe	L.S	1	Steel Pipe
Power House	Ex	m^3	75,000	
	Con	m^3	40,000	
	S.S	L.S	1	Super Structure
Tailrace	Ex	m^3	103,000	
	Con	m^3	6,500	
	Gate	L.S	1	
Electrical Equipment		L.S	1	
Transmission Line		L.S	1	
Switchyard Equipment		L.S	1	



第 9 章

需　要　想　定

第9章　需　要　想　定

9.1　電力需要の現状と推移

最近のEGATにおける電力需要の伸びは，オイルショック等による一時的な需要の落込みがあるものの，1970年代の年平均で13％以上の極めて高い伸び率となっている。

その後，この傾向は1980年代の省エネ政策および電気料金の値上げにより減少してはいるが，それでも7％以上の伸びとなっている。

このような電力需要の伸びも地域別では首都圏よりも地方都市，農村部で高く，1977年度～1981年度の実績で首都圏の平均伸び率が6.7％であるのに対し，地方都市，農村部では11％となっている。一方，電化率は1981年9月現在で首都圏の76％に対し，地方都市，農村部では34％程度（タイ全土では40％と推定されている）に過ぎないことから，これらの地方では引き続き電化に伴う大巾な需要の伸びが予想されている。

さらに1981年10月からスタートした第5次経済社会開発5カ年計画ではシャム湾の天然ガス開発を足掛に農業国から工業国への転換を図ろうとしているなど，今後ともタイ国における電力需要の伸びは，1991年までの年平均で6％以上となることが予想されている。

9.2　需要想定

タイ国における電力の需要想定はNEA，EGAT，MEA，PEAおよびNESDBの代表によって構成されたLoad Forecast Working Group For Power Tariff Study Sub－Commi-ittee によって策定されており，手法的にはミクロ想定とマクロ想定の相互チェック方式を採用している。

ミクロ想定ではMEAおよびPEAの各供給地域について需要種別販売電力量を時系列的推移に基づき予測している。この他PEA地域については経済成長率の動向，1人当りGDPと1人当り消費電力量の相関カーブによるチェックおよび新規産業プロジェクトの運用，人口の地域的増減，住宅開発計画の進行状況などの具体的事象を考慮している。

一方そのチェックとしてのマクロ想定では需要家の種類を住宅用，商業用，産業用，街路灯およびその他の5部門に分け，各部門毎に1人当りGDPと1人当り消費電力量の相関関係を分析し，1991年に至る総需要の予測を行っている。

これらミクロ想定とマクロ想定の結果は共に近似した傾向を示しており，またこの需要想定は毎年実績により見直されてきているので，需要の伸びをかなり正確に見通したものと言える（Fig.9－1参照）。

従って，ナムヤムプロジェクトの需要想定に際してもその想定結果をもとに検討することとした。

9.3 電源開発計画

EGATでは前述の需要想定を基に1996年までの供給計画を策定しており，水力発電所については，現在建設中のカオレム（300MW）およびチューラン（240MW），計画中のパッパークワイヤイ（580MW）などの大型プロジェクトがある。また火力発電所についてはシャム湾の天然ガスを利用したバンパコン（1,340MW），タイ北部の褐炭（リグナイト）を利用したメモ火力の増設（1,500MW）および東部のアオパイ（1,800MW）など大型火力発電所の新設が計画されている。EGATにおける今後の開発計画をFig.9－2に示す。

しかし，水力については今のところ上記以外の大型プロジェクトは計画されておらず，Miscellaneous Hydroとして1990年から1996年の間で11地点700MWが計画されているだけである（Fig.9－2参照）。一方，大型火力の建設により，尖頭負荷に対し即応性のある水力開発は今後ますます重要なものとなってくる。

9.4 需給バランス

第5章の開発計画においては運開時点の選択，運開後の需要との整合性など，ともに全体的な他の開発計画を考慮しないで検討を進めたのであるが，予知し得る他の開発計画と需要想定との整合性も検証する必要がある。

Fig.9－2はEGATの開発計画の展望で，Fig.9－3はその結果としてのReserved Capacity Ratioの年次別展開である。Reserved Capacity Ratioをいくらにとるのが妥当かはそれ自身極めて難解なものであるが，このFig.9－3から推察して現状のRatioを維持することが目安となるであろう。

Peak Balanceにおける全体の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を見ても，1990年次までは余裕が過大で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，1991年次以降開発されなければ，Reserved Capacity Ratioは現状の水準を急激に割込んでしまう。

従って，1991年～1994年にユアム計画とか，パイ№6計画を投入することは，他のMiscellaneous Hydroの中に余程有利な地点がなければ，極めて妥当なスケジュールと解釈される。

この事実にもとづいてFinalな経済評価は1991年次に運開，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する。

Fig. 9 - 1 Comparison of Micro and Macro Forecast

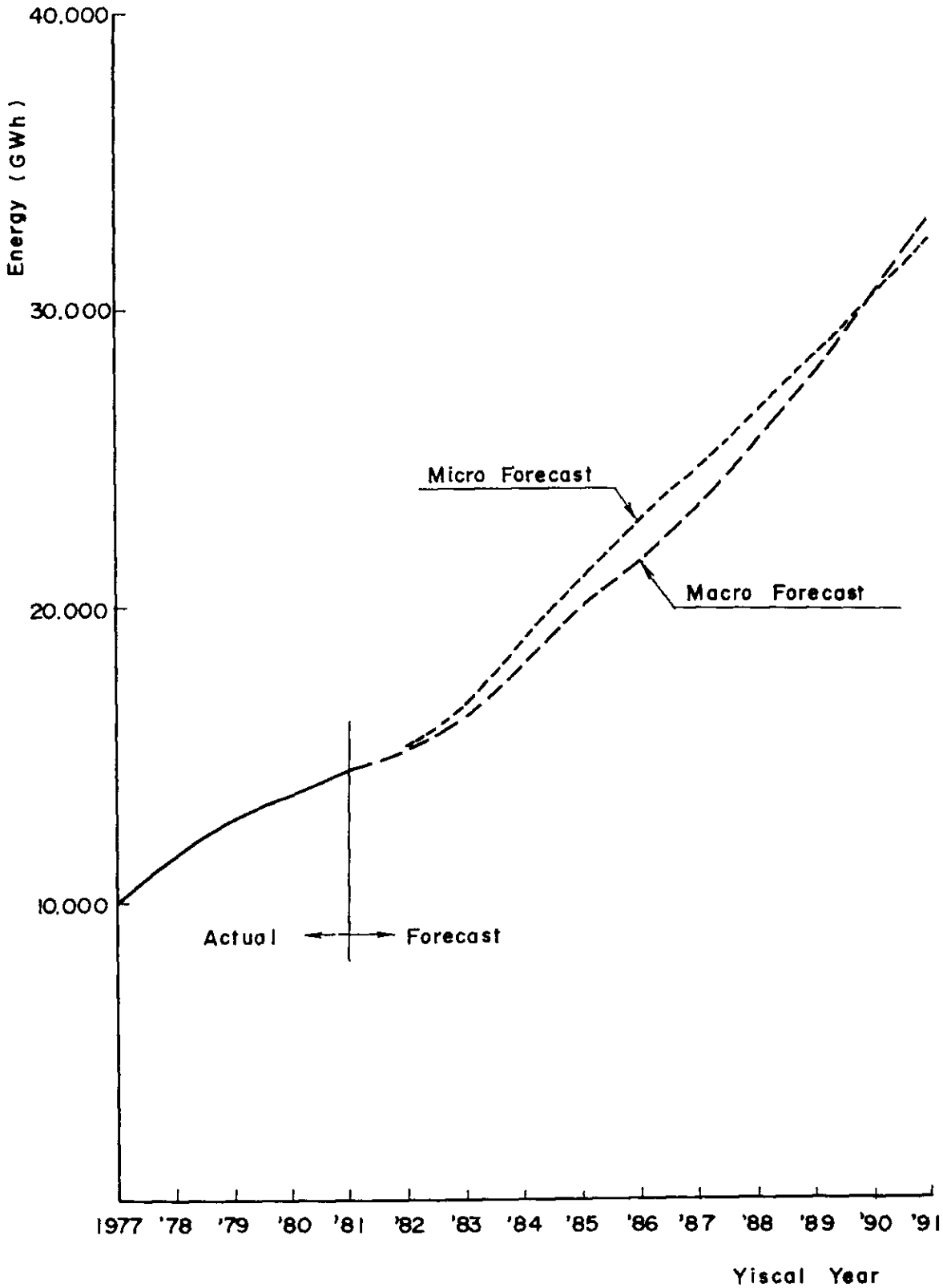


Fig. 9-2 EGAT Power Development Plan

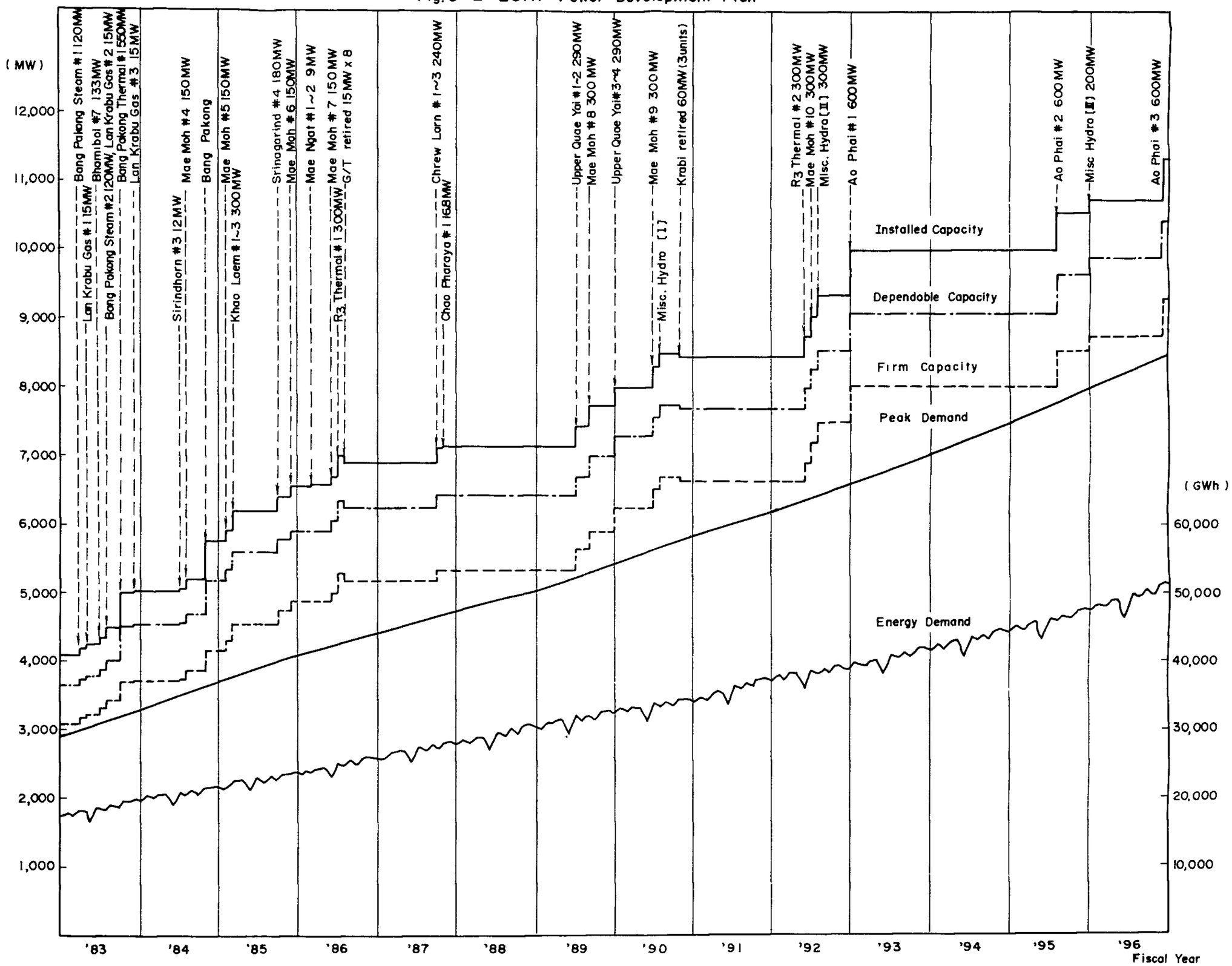


Fig. 9-3 Reserved Capacity Ratio in Peak Balance

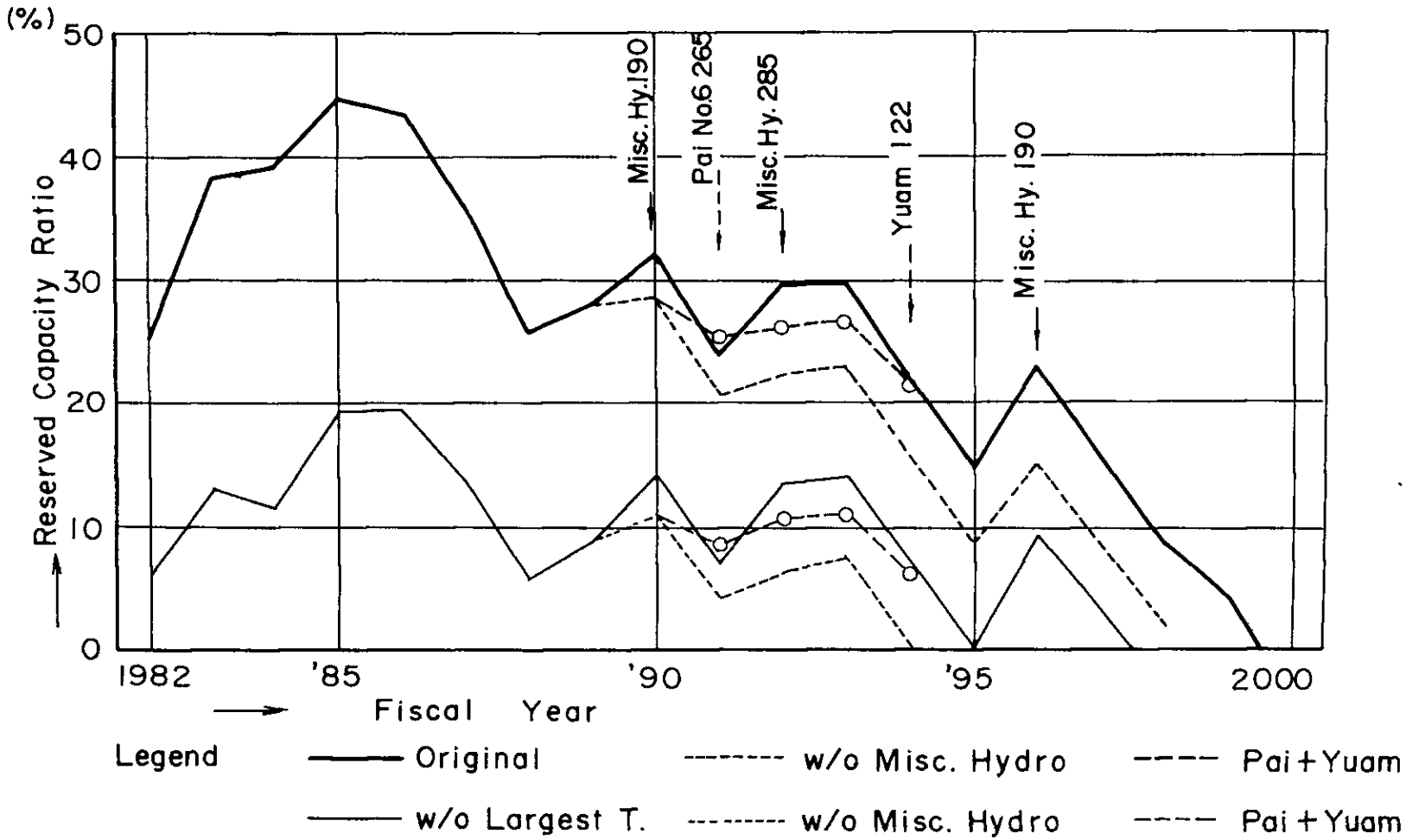


Table 9-1 Peak Balance

FY	Peak Demand A	Total Installed Capacity						Total Dependable Capacity						Reserve Capacity B - A	Reserve Capacity Ratio(%) (B-A)/A	1st & 2nd Largest units	Reserve Capacity Less Large units
		Hydro	Thermal	Lignite	G/T	Diesel	Total	Hydro	Thermal	Lignite	G/T	Diesel	Total				
1982	2,891	1,380	1,643	285	745	35	4,088	1,172	1,560	268	605	28	3,633	742	25.7	570	172
1983	3,292	1,513	2,433	285	790	35	5,056	1,283	2,311	268	645	28	4,535	1,243	37.8	808	435
1984	3,708	1,525	2,983	435	790	35	5,768	1,294	2,833	410	645	28	5,170	1,462	39.4	1,045	417
1985	4,070	2,005	2,983	735	790	35	6,548	1,728	2,833	695	645	28	5,889	1,819	44.7	1,045	774
1986	4,415	2,014	3,283	885	790	35	6,972	1,728	3,118	838	645	28	6,317	1,902	43.1	1,045	857
1987	4,750	2,271	3,283	885	670	35	7,144	1,905	3,118	838	537	28	6,426	1,676	35.3	1,045	631
1988	5,114	2,271	3,283	885	670	35	7,144	1,905	3,118	838	537	28	6,426	1,312	25.7	1,045	267
1989	5,469	2,561	3,283	1,185	670	35	7,734	2,193	3,118	1,123	537	28	6,999	1,530	28.0	1,045	485
1990	5,837	2,851	3,283	1,425	670	35	8,264	2,481	3,118	1,354	537	28	7,518	1,681	28.8	1,045	636
1991	6,217	2,851	3,283	1,425	670	35	8,264	2,481	3,118	1,354	537	28	7,518	1,301	20.9	1,045	256
1992	6,621	2,851	3,583	1,725	670	35	8,864	2,481	3,403	1,639	537	28	8,088	1,467	22.2	1,045	422
1993	7,050	2,851	4,183	1,725	670	35	9,464	2,481	3,973	1,639	537	28	8,658	1,608	22.8	1,093	515
1994	7,506	2,851	4,183	1,725	670	35	9,464	4,481	3,973	1,639	537	28	8,658	1,152	15.3	1,093	59
1995	7,991	2,851	4,783	1,725	670	35	9,464	2,481	4,543	1,639	537	28	9,228	1,237	15.5	1,140	97
1996	8,506	2,851	5,383	1,725	670	35	10,664	2,481	5,113	1,639	537	28	9,798	1,292	15.2	1,140	152
1997	9,053	2,851	5,363	1,725	670	35	10,664	2,481	5,113	1,639	537	28	9,798	745	8.2	1,140	Δ 395
1998	9,634	2,851	5,383	1,725	670	35	10,664	2,481	5,113	1,639	537	28	9,798	164	1.7	1,140	Δ 976
1999	10,251	2,851	5,383	1,725	670	35	10,664	2,481	5,113	1,639	537	28	9,798	Δ 453	Δ 4.4	1,140	Δ 1,593
2000	10,906	2,851	5,383	1,725	670	35	10,664	2,481	5,113	1,639	537	28	9,798	Δ1,108	Δ10.2	1,140	Δ 2,248

Table 9-2 Energy Balance

FY	Energy Demand A	Load Factor (%)	Firm Energy					Average Energy		Reserve Energy for Firm		Reserve Energy for Average	
			Hydro	Thermal	Lignite	G/D	Total B	Hydro	Total C	B - A	(%)	C - A	(%)
1982	17,490	69.06	2,968	11,108	1,777	2,795	18,648	4,260	19,940	1,158	6.6	2,450	14.0
1983	19,330	67.03	2,968	16,215	1,777	2,834	23,794	4,260	25,086	4,464	23.1	5,756	29.8
1984	21,530	66.28	2,968	20,065	2,762	2,834	28,629	4,260	29,921	7,099	33.0	8,391	39.0
1985	23,761	66.64	3,393	20,065	4,732	2,834	31,024	5,018	32,649	7,263	30.6	8,888	37.4
1986	26,017	67.27	3,393	21,641	5,717	2,730	33,481	5,046	35,134	7,464	28.7	9,117	35.0
1987	28,048	67.41	3,872	21,641	5,717	2,730	33,960	5,674	35,762	5,912	21.1	7,714	27.5
1988	30,245	67.51	3,872	21,641	5,717	2,730	33,960	5,674	35,762	3,715	12.3	5,517	18.2
1989	32,384	67.60	4,398	21,641	7,687	2,730	36,456	6,222	38,280	4,072	12.6	5,896	18.2
1990	34,611	67.69	4,924	21,641	9,357	2,730	38,652	6,769	40,497	4,041	11.7	5,886	17.0
1991	36,929	67.81	4,924	21,641	9,357	2,730	38,652	6,769	40,497	1,723	4.7	3,568	9.7
1992	39,366	67.87	4,924	23,217	11,327	2,730	42,198	6,769	44,043	2,832	7.2	4,677	11.9
1993	41,944	67.92	4,924	27,157	11,327	2,730	46,138	6,769	47,983	4,194	10.0	6,039	14.4
1994	44,670	67.94	4,924	27,157	11,327	2,730	46,138	6,769	49,078	1,468	3.3	4,408	9.9
1995	47,560	67.94	4,924	31,097	11,327	2,730	50,078	6,769	51,923	2,518	5.3	4,363	9.2
1996	50,632	67.95	4,924	35,037	11,327	2,730	54,018	6,769	55,863	3,386	6.7	5,231	10.3
1997	53,898	67.96	4,924	35,037	11,327	2,730	54,018	6,769	55,863	120	0.2	1,965	3.6
1998	57,374	67.98	4,924	35,037	11,327	2,730	54,018	6,769	55,863	Δ3,356	Δ5.8	Δ1,511	Δ2.6
1999	61,075	68.01	4,924	35,037	11,327	2,730	54,018	6,769	55,863	Δ7,057	Δ11.6	Δ5,212	Δ8.5
2000	65,014	68.05	4,924	35,037	11,327	2,730	54,018	6,769	55,863	Δ10,996	Δ16.9	Δ9,151	Δ14.1

第10章

経　済　評　価

第10章 経 済 評 価

10.1 経済評価の方法

一般に水力プロジェクトの経済評価はそれと同等の機能を有する代替火力とのコスト比較という形で行なわれるが，この場合代替火力の発電コストは水力プロジェクトの便益として表わせる。

本プロジェクトの経済評価ではこの発電コストと代替火力による便益比較をDiscounted Cash Flow Method により行なうこととし，また燃料費および割引率等の変化がこのプロジェクトの経済性にどのような影響を及ぼすのかその感度分析も併せて実施した。

なお代替火力としてはNam Yuamがピーク負荷を対象とした水力発電所であることから，ピーク用としてのガスタービンとベース用としての一般火力の組合せを考えた。Table 10－1，10－2にはそれぞれプロジェクトの経済的諸元ならびに経済評価基準を示す。

10.2 プロジェクトの費用

経済分析の期間は57年間としてその間の各年の設備投資額および運転維持費の総額をプロジェクトの年費用とし，これを現在価値に換算し，その57年分の合計をプロジェクトの費用とした。年間の運転維持費については工事費に対し，以下の割合より求めた。

設　　備	運転維持経費率
ダムおよび貯水池 発 電 設 備 送 電 設 備	1.5 %

10.3 プロジェクトの便益

1）代替火力

本計画の経済評価の基準として選定した代替火力の設備概要は次のとおりである。

(i) 一般火力およびガスタービンの設備利用率はそれぞれ次のとおりとした。

一 般 火 力：70 %

ガスタービン：　7 %

(ii) 代替設備の規模は本プロジェクトと同等な供給能力を有するものとする（Table 10－5参照）。

(iii) 建設費についてはタイ国における最近の火力発電設備の建設単価を参考に積算した（Table 10－4参照）

なお代替火力の組合せについては以下の理由によりそれぞれ次のとおりとした

ケースA：ディーゼルオイルを燃料とするガスタービンと輸入石炭を燃料とする一般火力

ケースB：天然ガスを燃料とするガスタービンおよび一般火力

a）リグナイトが最っとも低廉な燃料ではあるが，資源的に余り恵まれていない。

b）石油については1973年以来高騰を続け1983年に入ってはじめて値下げが行なわれたが，価格的には依然として高水準を維持しており，また供給面での不安も残っている。

c）輸入石炭はリグナイトの次に安く，資源的にも豊富で世界各国に散在していることから，安定供給が期待できる。

d）シャム湾の天然ガスについては1981年9月から実用化されており，今のところ新規火力への計画はないが，輸入石油の代替としてその利用は広範囲に及ぶ。

また，これら代替火力の年間の運転維持経費率については次のとおりとした。

石炭火力：3 %

天然ガス火力：2.5 %

ガスタービン：3 %

2）燃料費

1973年秋以降上昇を続けた原油価格もその後の生産調整の不調と需要の落込みから1983年に入って約15%（FOB価格）の大巾な値下げとなり，その影響は石炭価格にも及んでいるが，このスタディーでは1982年ベースの燃料価格とした（Table 10－3 参照）。

また，石炭価格については豪州炭および南ア炭等の実情を勘案し，CIF価格で70US$/t（FOB価格45US$/t，運賃・滞船費・保険等25US$/t）と想定した。

なお，燃料価格については今後とも変動が予想されるので，これによるプロジェクトの感度分析も併せて行なうこととした。

10.4 経済評価

キャッシュフローによる経済評価の結果はTable10－6～11に示すとおりであり，代替火力のいずれの組み合せに対しても十分経済性を有するものである。

また，感度分析の結果はFig.10－1～8に示すとおり，割引率・燃料価格等に多少の変動があってもその経済性を保持し得るものである。

また，1983年3月のOPEC基準原油価格の値下げ（34US$/Ballel → 29US$/Ballel）により，石炭価格（FOB）にも同程度の値下げを考慮すれば，CIF価格では約63.4US$/t（約9.5%の値下げに相当）となるが，この場合でも十分な経済性を有している。

10.5 財務評価

1982年におけるEGATの山元販売電力料金は0.89 B／kWhである。これは年間負荷率67％，重負荷日負荷率73.7％の全需要の平均的な料金で，これを全部新設火力で供給するものとして，その平均的設備利用率を70％とすれば，発電原価は1.27 B／kWhとなる。一方，ユアム計画に代替する新設火力の発電単価（補正係数も考慮）は1.33 B／kWhで，現行料金をベースとすれば，ユアム計画の電力料収入単価は，

$$0.89 \times \frac{1.33}{1.27} = 0.93 \text{ B/kWh}$$

に相当する。

電力料金ならびに建設・保守コストの上昇率を3％／年としても，Table 10－13のようにユアム計画の投資は耐用年数間において約10％の財務収益率となる。

Table 10-1 Proposed Project Outline for Economic Evaluation

Item	Unit	Nam Yuam Project
Maximum Output Power	(MW)	162
Firm Power (at generator end)	(MW)	128
Loss Rate	(%)	2
Firm Power (at primary substation)	(MW)	125
Annual Energy Production	(10^6kWh)	565
Utilization Factor	(%)	97
Annual Available Energy	(10^6kWh)	537
Construction Cost	(10^6฿)	5,748

Table 10-2 Basic Criteria for Economic Study

Method of Analysis :	Discounted Cash Flow Method		
Study Period :	57 years (1982 - 2038)		
Discount Rate :	10%		
Escalation			
	Case 1	Case 2	Case 3
O & M Cost :	not considered	not considered	not considered
Fuel Cost :	not considered	3%	3%
Replacement Cost :	not considered	not considered	5%
Shadow Price Factor			
Foreign Currency :	110%		
Local Currency for Hydro :	85%		
Local Currency for Thermal :	95%		
Fuel Price :	100%		
Service Life of Facilities			
Dam & Reservoir :	50 years		
Hydro Power Plant :	25 years		
Thermal Power Plant :	25 years		
Gas Turbine Power Plant :	20 years		
Transmission Line :	40 years		
Conversion Rate of Currency :	US$1.00 = ฿23.0		

Table 10-3 Fuel Cost of Alternative Thermal Power Plants

	Steam Turbine		Gas Turbine	
	Imported Coal	Nutural gas	Diesel oil	Natural gas
Fuel calorie	6,300 (kcal/kg)	8,000 (kcal/m^3)	10,800 (kcal/kg) (9,300 kcal/kl)	8,000 (kcal/m^3)
Annual thermal efficiency	36% x 0.96	37% x 0.96	25%	25%
Required calorie	2,488 (kcal/kWh)	2,421 (kcal/kWh)	3,440 (kcal/kWh)	3,440 (kcal/kWh)
Fuel consumption rate	0.395 (kg/kWh)	0.303 (m^3/kWh)	0.37 (1/kWh)	0.43 (m^3/kEh)
Fuel price (FOB)	45 (US$/t)	-	-	-
Fuel price (CIF)	70 (US$/t)	-	-	-
Fuel price at plant	0.07 (US$/kg)	2.79 (B/m^3)	6.70 (B/ℓ)	2.79 (B/m^3)
Fuel cost of power generation	0.636 (B/kWh)	0.845 (B/kWh)	3.02 (B/kWh)	1.2 (B/kWh)

Table 10-4 Unit Construction Cost of Alternative Thermal Power Plants

Imported coal-fired thermal	840	(US$/kW)
Natural gas-fired thermal	560	(US$/kW)
Gas turbine (diesel oil, Natural gas)	270	(US$/kW)

Note: Interest during construction is not included in the avove cost.

Table 10-5 Alternative Thermal Power Plant

Item	Unit	Gas Turbine	Steam Thermal
Required Installed Capacity	(MW)	89	64
Firm Capacity of Hydro Nam Yuam	(MW)	74	51
Annual Energy Production	(10^6kWh)	55	515
Station Service Power Use	(%)	2	6
Annual Available Energy	(10^6kWh)	54	483

Note: Required installed Capacity

$$= \text{Firm Capacity of Hydro Nam Yuam} \times \frac{1}{(1-SSt)} \times \frac{1}{(1-FOt)} \times \frac{1}{(1-OHt)}$$

where,

SSt : Station service power use = 2,6%
FOt : Forced outage rate = 4%
OHt : Overhaul rate = 12%

Table 10-6 Economy of Project

Case A: Alternative (Diesel Oil & Imported Coal)

	Discount Rate (%)	Base Case (with shodow price factor)	Alternative Case (without shadow price factor)
B/C	10	1.181	1.105
B-C	10	1,230 (10^6B)	744 (10^6B)
IRR	-	12.5 (%)	11.4 (%)

Cost escalation : not considered

Table 10-7 Economy of Project

Case B: Alternative (Natural Gas)

	Discount Rate (%)	Base Case (with shodow price factor)	Alternative Case (without shadow price factor)
B/C	10	1.127	1.061
B-C	10	865 (10^6B)	432 (10^6B)
IRR	-	11.7 (%)	10.8 (%)

Cost escalation : not considered

Table 10-8 Economy of Project

Case A. Alternative (Diesel Oil & Imported Coal)

	Discount Rate (%)	Base Case (with shodow price factor)	Alternative Case (without shadow price factor)
B/C	10	1.500	1.412
B-C	10	3,404 (10^6B)	2,917 (10^6B)
IRR	-	15.2 (%)	14.1 (%)

Cost escalation : Fuel cost 3%

Table 10-9 Economy of Project

Case B: Alternative (Natural Gas)

	Discount Rate (%)	Base Case (with shodow price factor)	Alternative Case (without shadow price factor)
B/C	10	1.471	1.392
B-C	10	3,207 (10^6B)	2,774 (10^6B)
IRR	-	14.5 (%)	13.7 (%)

Cost escalation : Fuel cost 3%

Table 10-10 Economy of Project

Case A: Alternative (Diesel Oil & Imported Coal)

	Discount Rate (%)	Base Case (with shodow price factor)	Alternative Case (without shadow price factor)
B/C	10	1.514	1.425
B-C	10	3,614 (10^6B)	3,106 (10^6B)
IRR	-	15.4 (%)	14.3 (%)

Cost escalation : Fuel cost 3% & Replacement cost 5%

Table 10-11 Economy of Project

Case B: Alternative (Natural Gas)

	Discount Rate (%)	Base Case (with shodow price factor)	Alternative Case (without shadow price factor)
B/C	10	1.472	1.393
B-C	10	3,319 (10^6B)	2,872 (10^6B)
IRR	-	14.6 (%)	13.8 (%)

Cost escalation : Fuel cost 3% & Replacement cost 5%

e 10-12 Nam Yuam Cash Flow of Economic Analysis

Unit 10^6B

Nam Yuam Project						Alternative Thermal P/P			
C. cost			O/M cost			C.cost	O/M cost		
G/F	T/F	Total	G/F	T/F	Total		O/M	Fuel	Total
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
671	0	671	0	0	0	0	0	0	0
464	0	464	0	0	0	0	0	0	0
732	182	914	0	0	0	0	0	0	0
1341	182	1523	0	0	0	537	0	0	0
801	182	983	0	0	0	537	0	0	0
107	61	168	0	0	0	715	0	0	0
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	553	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
629	0	629	76	10	86	1236	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	607	607	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
0	0	0	76	10	86	0	55	465	520
5403	737	6140	829	111	940	2152	600	5071	5672
C = 7080						B = 7824			
B / C = 1.105									

: Case A , 1

Table 10-13 Nam Yuam Cash Flow of Financial Analysis

Unit 10^6 B

	F.Y	Income			Expense							(A)-(B)
		E/S	P/R	Income	C cost			O/M cost			Expense	
		(GWh)	(G/kWh)	(A)	G/F	T/F	Total	G/F	T/F	Total	(B)	
1	1984	0	0.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1985	0	1 02	0	733	0	733	0	0	0	733	-733
3	1986	0	1.05	0	522	0	522	0	0	0	522	-522
4	1987	0	1.08	0	849	211	1060	0	0	0	1060	-1060
5	1988	0	1.11	0	1601	217	1819	0	0	0	1819	-1819
6	1989	0	1.14	0	985	224	1209	0	0	0	1209	-1209
7	1990	0	1.18	0	136	77	213	0	0	0	213	-213
8	1991	537	1.21	652	0	0	0	99	13	112	112	539
9	1992	537	1.25	671	0	0	0	102	14	116	116	555
10	1993	537	1 29	691	0	0	0	105	14	119	119	572
11	1994	537	1.33	712	0	0	0	108	15	123	123	589
12	1995	537	1.37	733	0	0	0	112	15	127	127	607
13	1996	537	1.41	755	0	0	0	115	15	130	130	625
14	1997	537	1.45	778	0	0	0	118	16	134	134	644
15	1998	537	1.49	801	0	0	0	122	16	138	138	663
16	1999	537	1.54	825	0	0	0	126	17	143	143	683
17	2000	537	1 58	850	0	0	0	129	17	147	147	703
18	2001	537	1.63	876	0	0	0	133	18	151	151	725
19	2002	537	1.68	902	0	0	0	137	18	156	156	746
20	2003	537	1.73	929	0	0	0	141	19	160	160	769
21	2004	537	1.78	957	0	0	0	146	20	165	165	792
22	2005	537	1.84	986	0	0	0	150	20	170	170	815
23	2006	537	1.89	1015	0	0	0	155	21	175	175	840
24	2007	537	1.95	1046	0	0	0	159	21	181	181	865
25	2008	537	2.01	1077	0	0	0	164	22	186	186	891
26	2009	537	2.07	1109	0	0	0	169	23	192	192	918
27	2010	537	2 13	1143	0	0	0	174	23	197	197	945
28	2011	537	2.19	1177	0	0	0	179	24	203	203	974
29	2012	537	2.26	1212	0	0	0	185	25	209	209	1003
30	2013	537	2.33	1249	0	0	0	190	25	216	216	1033
31	2014	537	2.39	1286	0	0	0	196	26	222	222	1064
32	2015	537	2.47	1325	0	0	0	202	27	229	229	1096
33	2016	537	2 54	1364	1718	0	1718	208	28	236	1954	-590
34	2017	537	2.62	1405	0	0	0	214	29	243	243	1163
35	2018	537	2.70	1447	0	0	0	220	30	250	250	1198
36	2019	537	2.78	1491	0	0	0	227	30	257	257	1233
37	2020	537	2.86	1536	0	0	0	234	31	265	265	1270
38	2021	537	2.95	1582	0	0	0	241	32	273	273	1309
39	2022	537	3.03	1629	0	0	0	248	33	281	281	1348
40	2023	537	3.12	1678	0	0	0	255	34	290	290	1388
41	2024	537	3.22	1728	0	0	0	263	35	298	298	1430
42	2025	537	3.31	1780	0	0	0	271	36	307	307	1473
43	2026	537	3.41	1834	0	0	0	279	37	317	317	1517
44	2027	537	3.52	1889	0	0	0	288	39	326	326	1563
45	2028	537	3.62	1945	0	0	0	296	40	336	336	1609
46	2029	537	3 73	2004	0	0	0	305	41	346	346	1658
47	2030	537	3.84	2064	0	0	0	314	42	356	356	1707
48	2031	537	3.96	2126	0	2584	2584	324	43	367	2950	-825
49	2032	537	4.08	2189	0	0	0	333	45	378	378	1811
50	2033	537	4.20	2255	0	0	0	343	46	389	389	1866
51	2034	537	4.33	2323	0	0	0	354	47	401	401	1922
52	2035	537	4.46	2392	0	0	0	364	49	413	413	1979
53	2036	537	4.59	2464	0	0	0	375	50	425	425	2039
54	2037	537	4.73	2538	0	0	0	386	52	438	438	2100
55	2038	537	4.87	2614	0	0	0	398	53	451	451	2163
56	2039	537	5.01	2693	0	0	0	410	55	465	465	2228
57	2040	537	5.16	2773	0	0	0	422	57	479	479	2295
FIRR* = .0995												

Note : Escalation 3 %

* : FIRR = Financial Internal Rate of Return

Fig. 10-1 Sensitivity Analysis

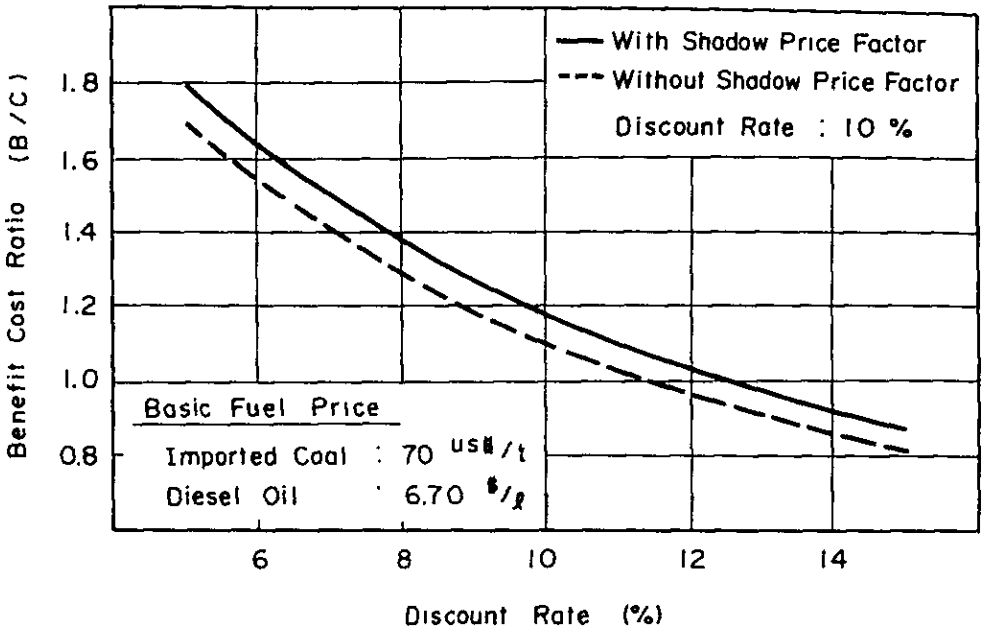


Fig. 10-2 Sensitivity Analysis

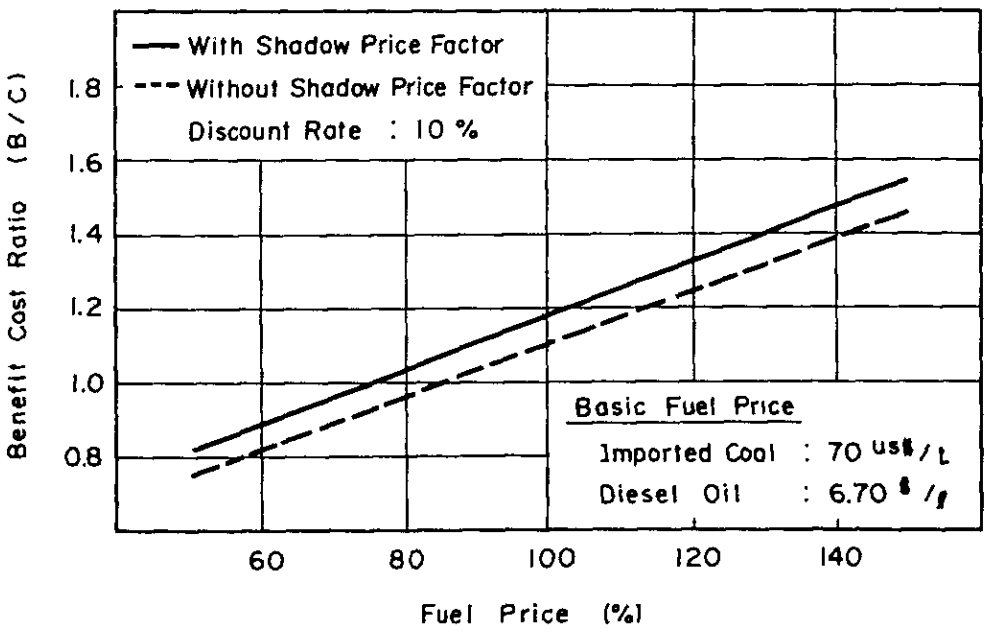


Fig. 10-3 Sensitivity Analysis

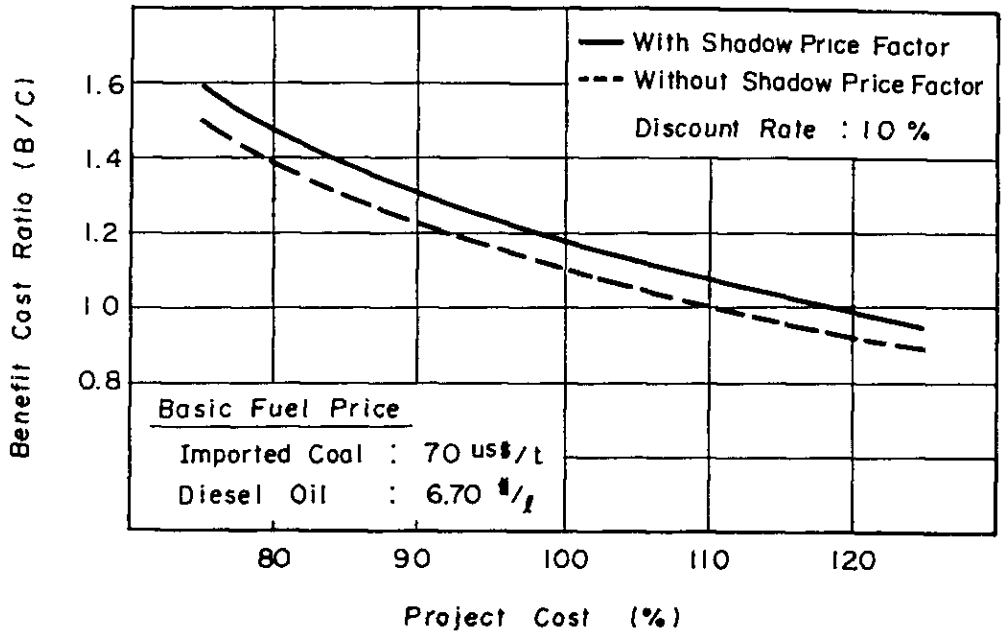


Fig. 10-4 Sensitivity Analysis

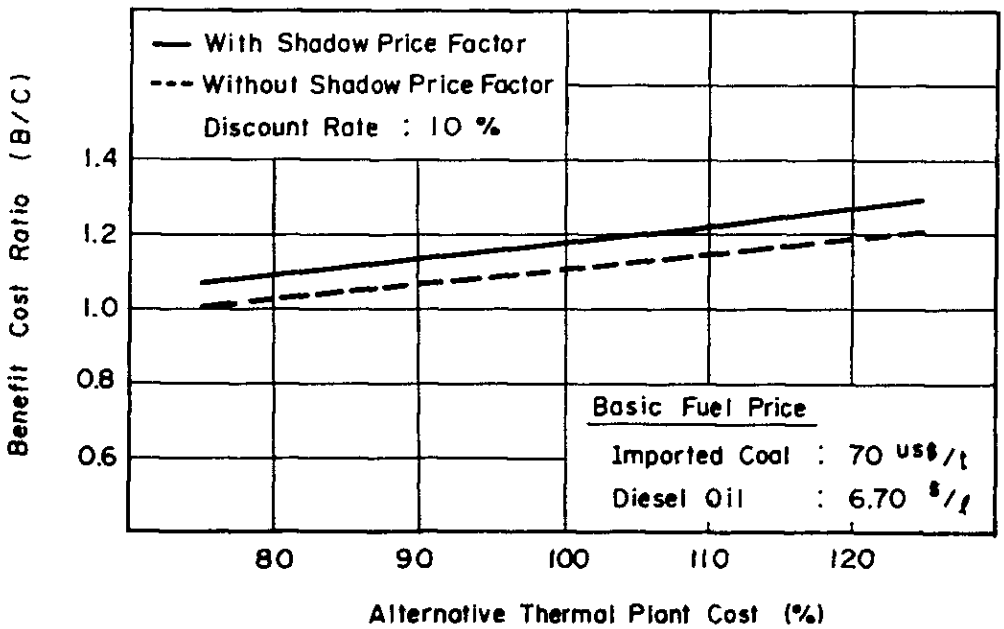


Fig. 10-5 Sensitivity Analysis (5)

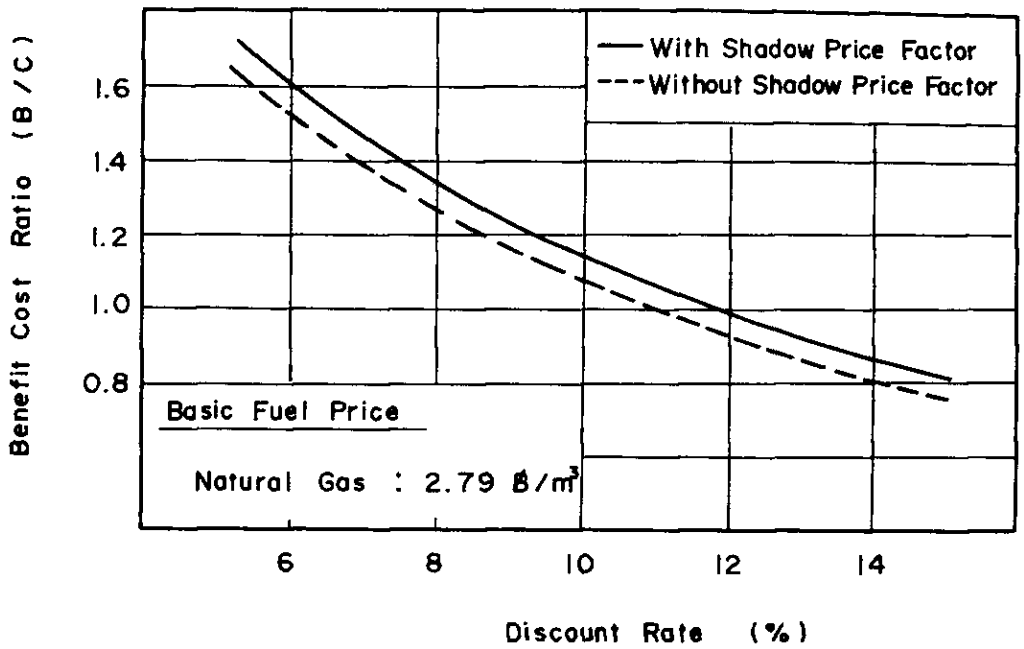


Fig. 10-6 Sensitivity Analysis (6)

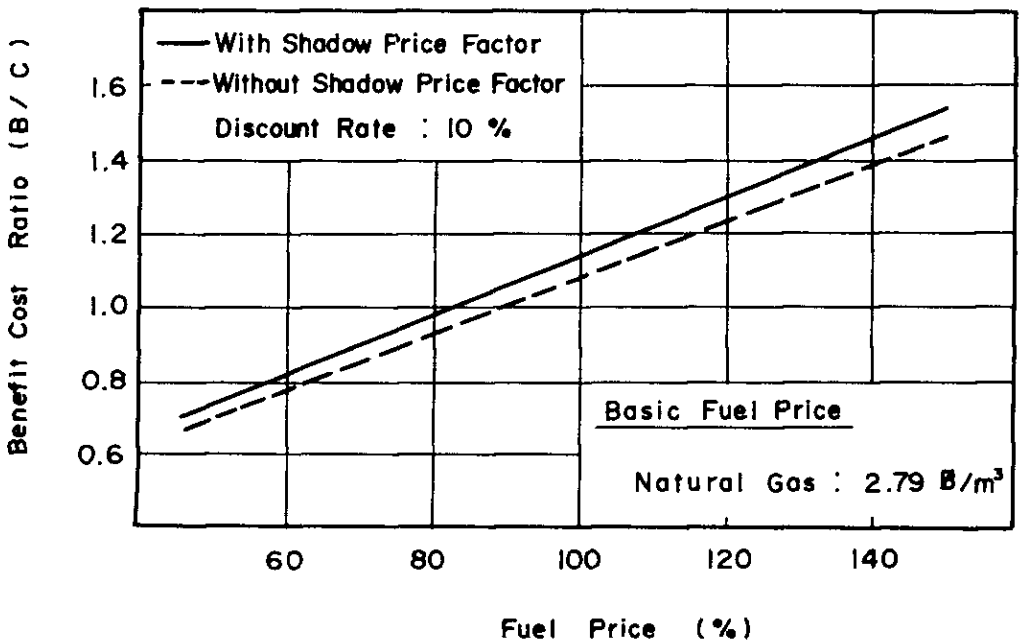


Fig. 10-7 Sensitivity Analysis (7)

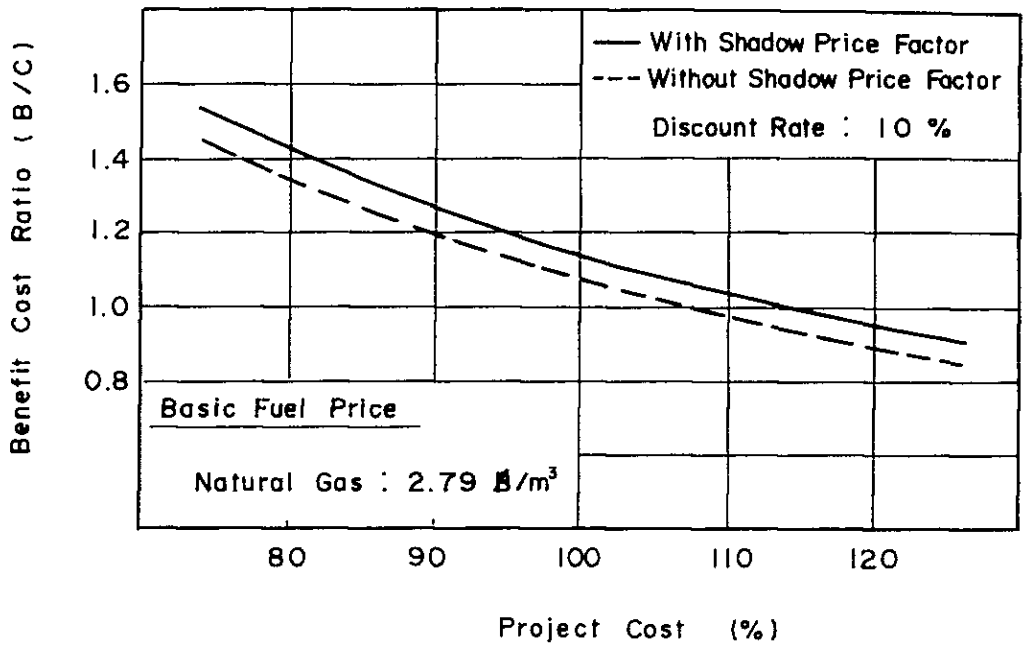
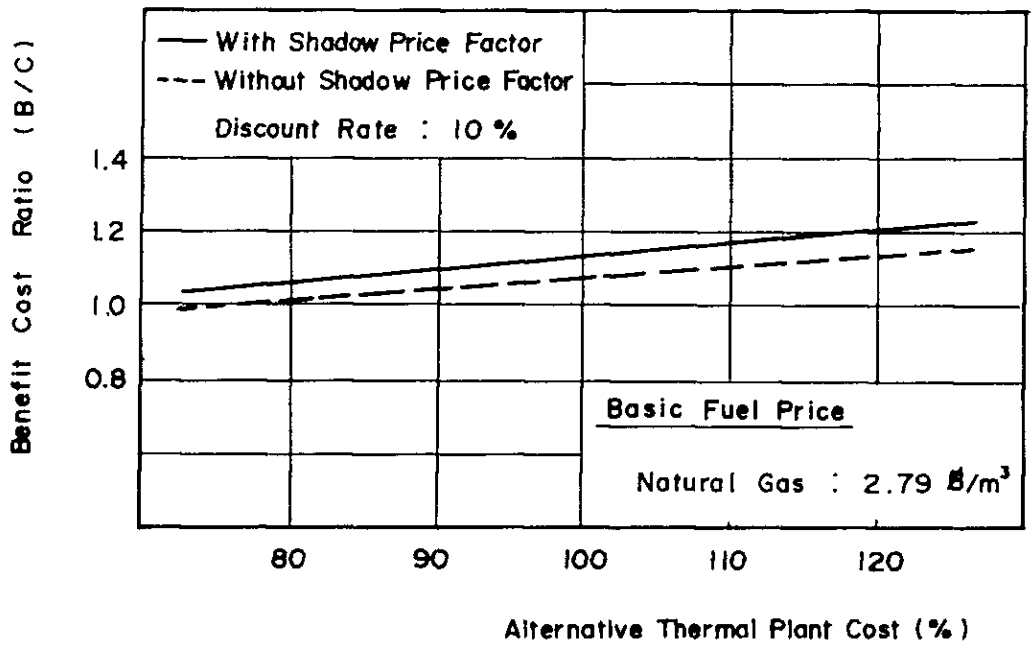


Fig. 10-8 Sensitivity Analysis (8)



第11章

環　境　問　題

第１１章　環境問題

近年，開発活動の拡大に伴ない，世界的趨勢として，開発による環境への影響を考慮する事の重要性が認識されて来ている。

初期において，その認識は大規模な開発による環境に対する有害な影響の指摘であって，開発と環境保全とは互いに相対立するというものであった。しかし，現在は両者は互いに両立し，また両立させるべきものであるという見方が支配的になって来ている。

一般に，開発の環境に与える影響は，極めて多岐にわたり，その調査と評価には多くの労力と時間とを要する。しかも現状では，その方法論は充分に体系化されていないように思われる。原則的に言えば，環境問題には次のような作業が含まれる。すなわち，充分な資料の収集により現況を把握するとともに，当該の開発計画を充分理解し，それによる影響を収集した資料を基に考察する。好ましくない影響があれば，その対策を考え，さらにその結果を評価する。もし，計画に変更が必要であるならば，その変更が技術的，経済的に可能かどうかも評価する。このような作業を最終的にまとめ，全体としてその開発計画が許容されるかどうか判断される。

Nam Yuam Pojectの環境に関する調査および評価は，本F.Sの範囲に含まれないが内外の諸資料を基に大規模なダム築造，貯水池を伴なう開発において一般に考慮される必要のある諸点を列挙すれば以下の通りである。

(1)　地球物理学的影響

(i)　浸　　蝕

(ii)　浮遊砂，掃流砂および堆積

(iii)　洪　　水

(iv)　斜面の安定

(v)　地 下 水

(vi)　地震の誘発

(2)　水資源に対する影響

(i)　物理，化学的特性

(ii)　水　　温

(iii)　濁　　度

(iv)　河流及び河川水位

(v)　水の損失

(vi)　蒸　　発

(3)　植生，動物生態に対する影響

(i)　森　　林

(ii) 魚　　類

(iii) 獣，鳥，昆虫，爬虫類，両生類

(iv) 貴重な種

(v) 植物性および動物性プランクトン

(4) 補償および移転

(i) 土地獲得

(ii) 移　　転

(iii) 補　　償

(5) 社会経済的な影響

(i) 雇　　用

(ii) 収入および支出

(iii) 人口および産業構成

(iv) 運輸・通信

(v) 景観・観光およびレクレーション

(vi) 厚生および公衆衛生

(6) 考古学的影響

JICA