

9. 経済評価

9. 2 代替火力発電所

水力発電所の便益を判定するためまず、需要地に電力を供給するための火力発電設備のある最適組み合わせを考える。

すでに検討されたごとく北部地域の需要は最初の目標年として設定された2,000年で1,221MWになると想定される。

この需要を満たすためにはガスタービン、火力およびリグナイト火力の組み合わせが適当であると考えられる。

さて、各火力設備にはそれ自身の特徴がある。例えばガスタービンの場合にはkW当りの資本コストは最も低いが kWh当りの燃料コストは高く、従って一般にピーク需要供給用に適している。

一方新鋭火力発電設備の場合には、状況は反対となり、従って中間負荷またはベース負荷を想定して計画される。

このように各タイプの発電設備は、それが最も経済的に運転される独自の領域を持っている。それゆえここで扱う問題はこの領域を明瞭に見出すことである。

この問題を解くため、ここではScreening curve method¹⁾を適用した。

1) IAEA : Expansion Planning for Electric Generating Systems, Vienna, 1984, PP. 230-235

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
	B/Kw, a	B/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)

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るので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。

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、CRF 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。

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。

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Y0A170, 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58Million 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。

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。

9.7 感度分析

- (1) 初めに代替火力発電所の燃料価格変動に対する感度分析を行った。

全部で4ケースについて分析を行ったがこの分析には前節ですでに説明したようにケース0がベース・ケースとして採用されている。

この結果をまたFig. 9-8にプロットした。

これらの結果からNam Mae Ngao No.2の便益、費用比率(B/C)はベース・ケースの1.22から燃料価格を上昇させた場合のケース3に対する1.34まで増加する。

Nam Mae Ngao No.2 + Lower Yuam 一貫開発プロジェクトの便益、費用比率(B/C)は1.35で不変である。

- (2) 次の感度分析は割引率のバリエーションに関するものである。

この分析においては、割引率12%がベース・ケースに適用された。

その他の条件値はすべてベース・ケースと同じとした、分析手法とその結果をTable 9-14からTable 9-24に示す。

これらの表は、Nam Mae Ngao単独開発の場合便益、費用比率(B/C)は1.06であり、また、Nam Mae Ngao + Lower Yuam 一貫開発の場合には1.20の値である事を示す。

この結果は、仮に割引率12%の場合でもプロジェクトは経済的にフィージブルであり、とりわけ一貫開発の場合にはB/Cは1.20を超過する値を示す。

- (3) 第3番目の感度分析は、Nam Mae Ngaoプロジェクトの送電線に関してである。ここでは230 kV 2回線の送電線が、プロジェクトサイトから直接 Lamphun 2変電所まで(亘長 197 km)建設されるものとする。

これは、送電線はプロジェクトサイトからLower Yuamまで建設されたとした原計画に対応するものである。

分析結果はTable 9-26-1および9-26-2に示されている。

これらの表より、Nam Mae NgaoプロジェクトのB/Cの値は、燃料価格が最低のベースケースの場合1.08で最高のケース3の場合で1.18になることがわかる。

これらの値はどれもこのプロジェクトの経済性がなおすぐれていることを示すものである。

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)
				Natural gas (1st 25 years)	DiaseL Oil (2nd 25 years)	Natural gas (1st 25 years)	Imported coal (2nd 25 years)	
a	Installed capacity	MW	H	G	C	T	T	L
b	Standard unit capacity	MW	25	25	25	600	600	600
c	Standard capacity factor	%	$X_8 \leq 5$	$X_8 \leq 5$	$X_8 \leq 5$	$40 \leq X_t \leq 85$	$40 \leq X_t \leq 85$	$40 \leq X_t \leq 85$
d	Economic life length adopted	years	10	10	10	20	25	25
e	Station service rate	%	2	2	2	7	7	7
f	Scheduled outage rate	%	2	2	2	13	13	13
g	Forced outage rate	%	4	4	4	4	4	4
h	Annual fixed O&M rate	%	3	3	3	2.5	2.5	2.5
i	Unit construction cost w/o IDC	\$/KW	320	320	320	580	957	957
j	Unit construction cost	\$/KW	8640	8640	8640	15660	25839	25839
k	Unit construction cost	\$/KW						
l	Fuel calorific value	Kcal/KWH	Natural gas	Diesel oil	Natural gas	Imported coal	Lignite	
m	Thermal efficiency	%	25	25	36	36	36	
n	Energy equivalence	Kcal/KWH	3440Kcal/KWH	8959.6Kcal/Lit	1000Btu/Cu.ft	5796Kcal/kg	2648.8Kcal/kg	
o	Plant heat value	Btu/KWH	13650.8Btu/KWH	$= 35558Btu/Lit$	9479.7Btu/KWH	2388.9Kcal/KWH	2388.9Kcal/KWH	
p	Fuel consumption	Btu/KWH	13.6508cu.ft/KW	0.3839Lit/KWH	9.4797cu.ft/KWH	0.4122kg/KWH	0.9019kg/KWH	
q	Unit fuel price	\$/KWH	71.0947\$/MBtu	3.68\$/Lit	71.0947\$/MBtu	1.484\$/kg	0.5332\$/kg	
r	Unit fuel cost	\$/KWH	0.9705	1.4128	0.6740	0.6117	0.4809	
s	Effective capacity	MW	0.94G	0.94G	0.83T	0.83T	0.83L	
t	Send-out capacity	MW	0.92G	0.92G	0.77T	0.77T	0.77L	
u	Energy production	MWH	GxHr	GxHr	TxHr	TxHr	LxHr	
v	Send-out energy	MWH	0.98GXHr	0.98GXHr	0.93TXcHr	0.93TXcHr	0.93LxHr	
w	Capital investment cost	\$/KW	8640C	8640C	15660T	25839T	25839L	
x	Annual O&M cost	\$/KW	259.2C	259.2C	391.5T	646.0T	646.0L	
y	Daily O&M cost	\$/KW	0.7101C	0.7101C	1.0726T	1.7698T	2.1238L	
z	Fuel cost	\$/KW	0.9705GXHr	1.4128GXHr	0.6740TXcHr	0.6117TXcHr	0.4809LxHr	

EGAT data given on Oct. 7, 1985
- ditto -

1 US\$ = 27 ₪

EGAT data given on July 3, 1988

$(1-(e^{-af})/100) \times \text{Installed capacity}$
 $q \times (1-a/100)$

$h \times \text{Installed capacity}$
 $u \times g$
 $v/365$
 $s \times p$

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					O6M	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			8640G				259.2G	0.9705GXgHr		
10	0.385543									
20	0.148644		8640G							
25									1.4128GXgHr	
30	0.057308				8640G					
40	0.022095					8640G				
50	0.008519									
Present value factor		1.000	0.385543	0.148644	0.057308	0.022095		9.0770403)	0.83777454)	
Present value		8640G	3331.1G	1284.3G	495.1G	190.9G	13941.4G	8.8093GXgHr	1.1836GXgHr	
Capital recovery factor								0.100859175)		
Annuitized cost								1406.1G	259.2G	1.0079GXgHr

Cost	Unit	Fixed	Variable
Capital investment	₱	1406.1G	
O&M	₱	259.2G	
Fuel	₱		1.0079GXgHr
Total	₱	1665.3G	1.0079GXgHr

Unit	Cost
KW-benefit	₱/KW 1810.1 1665.3G/0.92G
KWH-benefit	₱/KWH 1.0285 1.0079GXgHr/0.98GXgHr

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 + 24.6840Xg

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

Year	3rd stage study Single payment worth factor 1) i = 10%	Capital investment cost			O&M cost			Fuel cost		
		Plant 1 Natural Gas T MW 15660T	Plant 2 Natural Gas T MW 15660T	Plant 3 Imported coal T MW 25839T	Total	Plant 1 & Plant 2	Plant 3	Total	for the 1st 25 years	for the 2nd 25 years
0	1.000									
1						391.5T				
20	0.148644		15660T							
25	0.092296	-15 20	15660T	25839T		646.0T			0.674TX _c H _t	
50	0.008519								0.6117TX _c H _t	
Present value factor i = 10%		1.000	0.148644 0.092296	0.092296		9.077043)	0.837774)		9.077043)	0.837774)
Present value		15660T	2327.8T -1084.0T	2384.8T	19288.6T	3553.7T	541.2T	4094.9T	6.118TX _c H _t	0.512TX _c H _t
Capital recovery factor										6.630TX _c H _t
						0.100859175)				
Annuitized cost					1945.4T			413.0T		0.6687TX _c H _t

Cost	Unit	Fixed	Variable
Capital investment O&M	\$	1945.4T	
Fuel	\$	413.0T	0.6687TX _c H _t
Total	\$	2358.4T	0.6687TX _c H _t

Unit	Cost
KW-benefit	M/KW 3062.9
KWR-benefit	M/KW 0.7190
	2358.4T/0.71T
	0.6687TX _c H _t /0.93TX _c H _t

Total annuitized fixed & variable cost in M/KW: Annual cost Y_t = 3062.9 + 0.7190 x 8760X_c = 3062.9 + 6298.4X_c
 Daily cost Y_d = 3062.9/365 + 0.7190 x 24X_c = 8.392 + 17.256X_c

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%	L MW	L MW					Lignite	Lignite	Lignite
0	1.0	25839L	25839L		646.0L		646.0L	0.4809L ₁ H _r		
1										
25	0.092296		25839L				646.0L		0.4809L ₁ H _r	0.4809L ₁ H _r
50										
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			0.4809L ₁ H _r

Cost	Unit	Fixed	Variable
Capital investment	£	2846.6L	
O&M	£	646.0L	
Fuel	£		0.4809L ₁ H _r
Total	£	3492.6L	0.4809L ₁ H _r

	Unit	Cost
KW-benefit	£/KW	4535.8
KWH-benefit	£/KW	0.5171

Total annuitized fixed & variable cost in £/KW: Annual cost $Y_1 = 4535.8 + 0.5171 \times 8760Y_1 = 4535.8 + 4529.8X_1$
 Daily cost $Y_1 = 4535.8/365 + 0.5171 \times 24X_1 = 12.4288 + 12.4104X_1$

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_{g0}	%			$X_{g0} \leq 5$	
Thermal, X_{t0}	%			$40 \leq X_{t0} \leq 85$	
Lignite, X_{l0}	%				
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.

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

		Individual development			Integrated development Nam Mae Ngao & Lower Yuam Case VI	Increase (4) - (3)
		Nam Mae Ngao 3 N02A260.25b	Lower Yuam 1 YOV170.20o	Total (1) + (2)		
Simulation Case No.	Unit	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Installed capacity	MW	116.9	162.0	278.9	374.0	95.1
Firm capacity	MW	97.9	139.9	237.8	320.5	82.7
Annual energy 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	

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

Integrated Development

Equalizing discount rate (without shadow price factor) 11.68%

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		826.30		826.30	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

Table 9-14 Additional Study, Economic Criteria and Basic Costs of Thermal Power Plants Case 0 (Base Case)

Additional study	Unit	Hydro power plants	Gas turbine			Thermal			Lignite (50 years)
			Natural gas (1st 25 years)		Diesel Oil (2nd 25 years)	Natural gas (1st 25 years)		Imported coal (2nd 25 years)	
			G	Xg ≤ 5	G	T	T	I	
a	Installed capacity	H							
b	Standard unit capacity	MW	25	Xg ≤ 5	25	600	600	600	EGAT data given on Oct. 7, 1985
c	Standard capacity factor	%	10	Xg ≤ 5	10	40 ≤ Xt ≤ 85	40 ≤ Xt ≤ 85	40 ≤ Xt ≤ 85	- ditto -
d	Economic life length adopted	years	50						
e	Station service rate	%	1						
f	Scheduled outage rate	%	2						
g	Forced outage rate	%	4						
h	Annual fixed O&M rate	%	3						
i	Unit construction cost	\$/KW	320						
j	w/o IDC	\$/KW	8640						1 US\$ = 27 B
k	ditto								
l	(Fuel) Fuel calorific value		Natural gas	Diesel oil	Natural gas	Natural gas	Imported coal	Lignite	EGAT data given on July 3, 1986
m	Thermal efficiency	%	1000Btu/cu.ft	8959.8Kcal/Lit = 35558Btu/Lit	1000Btu/cu.ft	1000Btu/cu.ft	5796Kcal/kg	2648.8Kcal/kg	
n	Energy equivalence	Kcal/KWH	25	25	36	36	36	36	
o	Plant heat value	Btu/KWH	3440Kcal/KWH	3440Kcal/KWH	9479.7Btu/KWH	9479.7Btu/KWH	2388.9Kcal/KWH	2388.9Kcal/KWH	- ditto -
p	Fuel consumption	B/KWH	13650.8Btu/KWH	0.3839Lit/KWH	9.4797cu.ft/KWH	9.4797cu.ft/KWH	0.4122kg/KWH	0.9019kg/KWH	- ditto -
q	Unit fuel price	\$/KWH	71.0947\$/MStu	3.68\$/Lit	71.0947\$/MStu	71.0947\$/MStu	1.484\$/kg	0.5332\$/kg	- ditto -
r	Unit fuel cost	\$/KWH	0.9705	1.4128	0.6740	0.6740	0.6117	0.4809	- ditto - (Base case)
s	Effective capacity	MW	0.94G	0.94G	0.83T	0.83T	0.83T	0.83L	(1-(e+f)/100) x Installed capa.
t	Send-out capacity	MW	0.92G	0.92G	0.77T	0.77T	0.77T	0.77L	q x (1-a/100)
u	Energy production	MWH	CXgHr	CXgHr	TxHr	TxHr	TxHr	LxHr	
v	Send-out energy	MWH	0.98CXgHr	0.98CXgHr	0.93TxHr	0.93TxHr	0.93TxHr	0.93LxHr	
w	Capital investment cost	B	8640G	8640G	15660T	15660T	25839T	25839L	h x installed capacity
x	Annual O&M cost	B	259.2G	259.2G	391.5T	391.5T	646.0T	646.0L	u x g
y	Daily O&M cost	B	0.7101G	0.7101G	1.0726T	1.0726T	1.7698T	1.7698L	v/365
z	Fuel cost	B	0.9705CXgHr	1.4128CXgHr	0.6740TxHr	0.6740TxHr	0.6117TxHr	0.4809LxHr	s x p

Table 9-15 Additional Study, Sensitivity Analysis for Discount Rate = 12%
Cost Stream of Alternative Gas Turbine (Natural Gas - Diesel Oil)

Case 0 (Base Case)

Year	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 = 12%											
0	1.000	8640G										
1	0.321973		8640G									
10	0.103667			8640G								
20	0.033378				8640G							
25	0.010747					8640G						
50	0.003480											
Present value factor		1.000	0.321973	0.103667	0.033378	0.010747						
Present value		8640G	2781.8G	895.7G	288.4G	92.9G						
Capital recovery factor		0.1204167										
Annuitized cost												
							1529.1G	259.2G				0.9951GXGHR

- 1) Present worth factor $1/(1+i)^n$
- 3) Annuity cost factor = $\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$
i = 0.12 n = 25 7.843139
- 4) $\frac{(1+i)^{50} - 1}{i(1+i)^{50}} - \frac{(1+i)^{25} - 1}{i(1+i)^{25}}$
= 8.304498 - 7.843139 = 0.461359
- 5) Annuity factor $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$

Cost	Unit	Fixed	Variable	Unit	Cost
Capital investment	£	1529.1G		KW-benefit	1943.8
O&M	£	259.2G		KWR-benefit	1.0154
Fuel	£		0.9951GXGHR		0.9951GXGHR / 0.98GXGHR
Total	£	1788.3G	0.9951GXGHR		

Total annuitized fixed & variable cost in £/KW: Annual cost Yg = 1943.8 + 1.0154 x 8760 Xg
Daily cost Yg = 1943.8/365 + 1.0154 x 24 Xg
= 5.3255 + 24.3696Xg

Table 9-16 Additional Study, Sensitivity Analysis for Discount Rate = 12%
 Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Natural Gas - Imported Coal)

Case 0 (Base Case)

Year	Single payment worth factor 1)	Capital investment cost						OGM 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	Total			
		T MW	I MW	T MW	I MW	T MW	I MW										
0	i = 12%																
0	1.000	15660T															
1									391.5T								
20	0.103667		15660T														
25	0.058823		$-\frac{15}{20}$ 15660T			25839T				646.0T							
50	0.003460																
	Present value factor i = 12%	1.000	0.103667 0.058823			0.058823			7.8431393)	0.4613594)					7.8431393)	0.4613594)	
	Present value	15660T	1623.4T -690.9T			1519.9T			3070.6T	298.0T					5.286TX _c Hr	0.282TX _c Hr	
	Capital recovery factor								18112.4T						3368.6T		
	Annuitized cost								2181.0T						405.6T		
																	0.6705TX _c Hr

Cost	Unit	Fixed	Variable
Capital investment	\$	2181.0T	
OGM	\$	405.6T	
Fuel	\$		0.6705TX _c Hr
Total	\$	2586.6T	0.6705TX _c Hr

	Unit	Cost
KM-benefit	M/KW	3359.2
KWH-benefit	\$/KW	0.7210
		2586.6T/0.77T
		0.6705TX _c Hr/0.93TX _c Hr

Total annuitized fixed & variable cost in \$/KW: Annual cost Y_c = 3359.2 + 0.7210 × 8760X_c = 3359.2 + 6316.0X_c
 Daily cost Y_c = 3359.2/365 + 0.7210 × 24X_c = 9.203 + 17.304X_c

Table 9-18 Sensitivity Test for Discount Rate
 Nam Mae Ngao Individual Development

Nam Mae Ngao individual development

	Unit	Case B1 Discount rate = 12%	
Simulation Case No.		NO2A260.25b	
a) Project features			
Catchment area	km ²	835	
Annual flow	MCM	1272	
HWL	m	260	
NIWL	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			
for generating facilities	M฿	3081.3	
for transmission facilities	M฿	89.5	
Annual cost			
for generating facilities	M฿	401.8	0.1304
for transmission facilities	M฿	11.8	0.1313
for transmission loss	M฿	0.8	
Total annual cost, C	M฿	414.4	
Annual benefit			
for firm capacity	M฿	@1943.8	
		190.3	
for firm energy	M฿	@1.0154	
		130.6	
for secondary energy	M฿	@1.0154	
		118.3	
Total annual benefit, B	M฿	439.2	
c) B - C	M฿	24.8	
B/C		1.06	
Annual energy cost	฿/KWH	1.690	

Table 9-19 Sensitivity Test for Discount Rate
Transmission Loss for Nam Mae Ngao Individual Development

Transmission loss for Nam Mae Ngao individual development

	Unit	Case B1 Discount rate = 12%
Capacity loss (A)	MW	0.311
Average capacity cost (B)	฿/KW	1943.8
(A) x (B)	M฿	0.605
Annual energy loss (C)	MWH	165.6
Average energy cost (D)	฿/KWH	1.0154
(C) x (D)	M฿	0.168
Total transmission loss	M฿	0.773 ≈ 0.8

Table 9-20 Sensitivity Test for Discount Rate
Lower Yuam Individual Development

Lower Nam Yuam individual development

	Unit	Case B2 Discount rate = 12%	
Simulation Case No.		YOV170.20o	
a) Project features			
Catchment area	km ²	5920	
Annual flow	MCM	2818	
HWL	m	170	
NIWL	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	
for transmission facilities	M฿	550	
Annual cost			
for generating facilities	M฿	567.5	0.1304
for transmission facilities	M฿	72.2	0.1313
for transmission loss	M฿	8.8	
Total annual cost, C	M฿	648.5	
Annual benefit			
for firm capacity	M฿	@1943.8	
		271.9	
for firm energy	M฿	@1.0154	
		184.4	
for secondary energy	M฿	@0.9666	
		345.3	
Total annual benefit, B	M฿	801.6	
c) B - C	M฿	153.1	
B/C		1.24	
Annual energy cost	฿/KWH	1.203	

Table 9-21 Sensitivity Test for Discount Rate
Transmission Loss for Lower Yuam Individual Development

Transmission loss for Lower Nam Yuam Individual development

	Unit	Case B2 Discount rate = 12%
Capacity loss (A)	MW	3.55
Average capacity cost (B)	฿/KW	1943.8
(A) x (B)	M฿	6.900
Annual energy loss (C)	MWH	1888
Average energy cost (D)	฿/KWH	0.9829
(C) x (D)	M฿	1.856
Total transmission loss	M฿	8.756 ≈ 8.8

Table 9-22 Sensitivity Test for Discount Rate
 Nam Mae Ngao + Lower Yuam Integrated Development

Nam Mae Ngao + Lower Nam Yuam integrated development

	Unit	Case B3 Discount rate = 12%	
Simulation Case No.		NO2A260.25b+YOA170.20C	
a) Project features			
Catchment area	km ²	5920	
Annual flow	MCM	2825	
HWL	m	260 & 170	
NIWL	m	248.4 & 161.4	
LWL	m	235 & 150	
TWL	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	245.1+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	
b) Project economy			
Construction cost			
for generating facilities	M฿	8250.1	
for transmission facilities	M฿	660	
Annual cost			
for generating facilities	M฿	1075.8	0.1304
for transmission facilities	M฿	86.7	0.1313
for transmission loss	M฿	23.0	
Total annual cost, C	M฿	1185.5	
Annual benefit			
for firm capacity	M฿	@1943.8	
		623.0	
for firm energy	M฿	@1.0154	
		427.7	
for secondary energy	M฿	@0.9712	
		372.2	
Total annual benefit, B	M฿	1422.9	
c) B - C	M฿	237.4	
B/C		1.20	
Annual energy cost	฿/KWH	1.474	

Table 9-23 Sensitivity Test for Discount Rate
Transmission Loss for Nam Mae Ngao + Lower Yuam Integrated Development

Transmission loss for Nam Mae Ngao + Lower Nam Yuam integrated development

	Unit	Case B3 Discount rate = 12%
Capacity loss (A)	MW	9.3
Average capacity cost (B)	฿/KW	1943.8
(A) x (B)	฿	18.077
Annual energy loss (C)	MWH	4924
Average energy cost (D)	฿/KWH	0.9944
(C) x (D)	฿	4.896
Total transmission loss	฿	22.973 ≈ 23.0

Table 9-24 Sensitivity Test for Discount Rate (= 12%)
Incremental Benefit of Lower Yuam

fuel price: base case

		Individual development			Integrated development Nam Mae Ngao & Lower Yuam Case VI	Increase (4) - (3)
		Nam Mae Ngao 3 NO2A260.25b	Lower Yuam 1 YOY170.20o	Total (1) + (2)		
Simulation Case No.	Unit	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Installed capacity	MW	116.9	162.0	278.9	374.0	95.1
Firm capacity	MW	97.9	139.9	237.8	320.5	82.7
Annual energy 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฿	401.8	567.5	969.3	1075.8	106.5
for transmission f.	M฿	11.8	72.2	84.0	86.7	2.7
for transmission loss	M฿	0.8	8.8	9.6	23.0	13.4
Total	M฿	414.4	648.5	1062.9	1185.5	122.6
Annual benefit						
for firm capacity	M฿	190.3	271.9	462.2	623.0	160.8
for firm energy	M฿	130.6	184.4	315.0	427.7	112.7
for secondary energy	M฿	118.3	345.3	463.6	372.2	-91.4
Total	M฿	439.2	801.6	1240.8	1422.9	182.1
B - C	M฿	24.8	153.1	177.9	237.4	59.5
B/C		1.06	1.24	-	1.20	-
Energy cost	฿/KWH	1.690	1.203		1.474	
Incremental benefit	M฿					59.5

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)

		Discount rate = 10%			
		Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Simulation Case No.	Unit	NO2A260.25b			
a) Project features					
Catchment area	km ²				
Annual flow	MCM			835	
RWL	m			1272	
NLWL	m			260	
LWL	m			248.4	
TWL	m			235	
Effective head	m			163	
	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 for generating facilities	M\$	3081.3	3081.3	3081.3	3081.3
for transmission facilities	M\$	476.0	476.0	476.0	476.0
Annual cost for generating facilities, n=50, 06M 1% for transmission facilities, n=40, 06M 1% for transmission loss, see next page	M\$	342.0	342.0	342.0	342.0
	M\$	53.3	53.3	53.3	53.3
	M\$	3.4	3.3	3.2	3.2
Total annual cost, C	M\$	398.7	398.6	398.5	398.5
Annual benefit for firm capacity	M\$	@1810.1	@1660.7	@1557.9	@1482.6
	M\$	177.2	162.6	152.5	145.1
for firm energy	M\$	@1.0285	@1.1300	@1.2315	@1.333
	M\$	132.3	145.4	158.4	171.5
for secondary energy	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\$	30.6	41.0	55.9	73.1
B/C		1.08	1.10	1.14	1.18
Annual energy cost	\$/KWH	1.626	1.626	1.625	1.625

Table 9-26-2 Transmission Loss for Nam Mae Ngao Individual Development
(116.9 MW) Sensitivity Test (Transmission Line from Nam Mae Ngao to
Lamphun 2 included)

	Unit	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Capacity loss (A)	MW	1.45	1.45	1.45	1.45
Average capacity cost (B)	B/KW	1810.1	1660.7	1557.9	1482.2
(A) x (B)	M\$	2.62	2.41	2.26	2.15
Annual energy loss (C)	MWH	772	772	772	772
Average energy cost (D)	B/KWH	1.0285	1.1300	1.2315	1.332
(C) x (D)	M\$	0.79	0.87	0.95	1.03
Total transmission loss	M\$	3.41 ± 3.4	3.28 ± 3.3	3.21 ± 3.2	3.18 ± 3.2

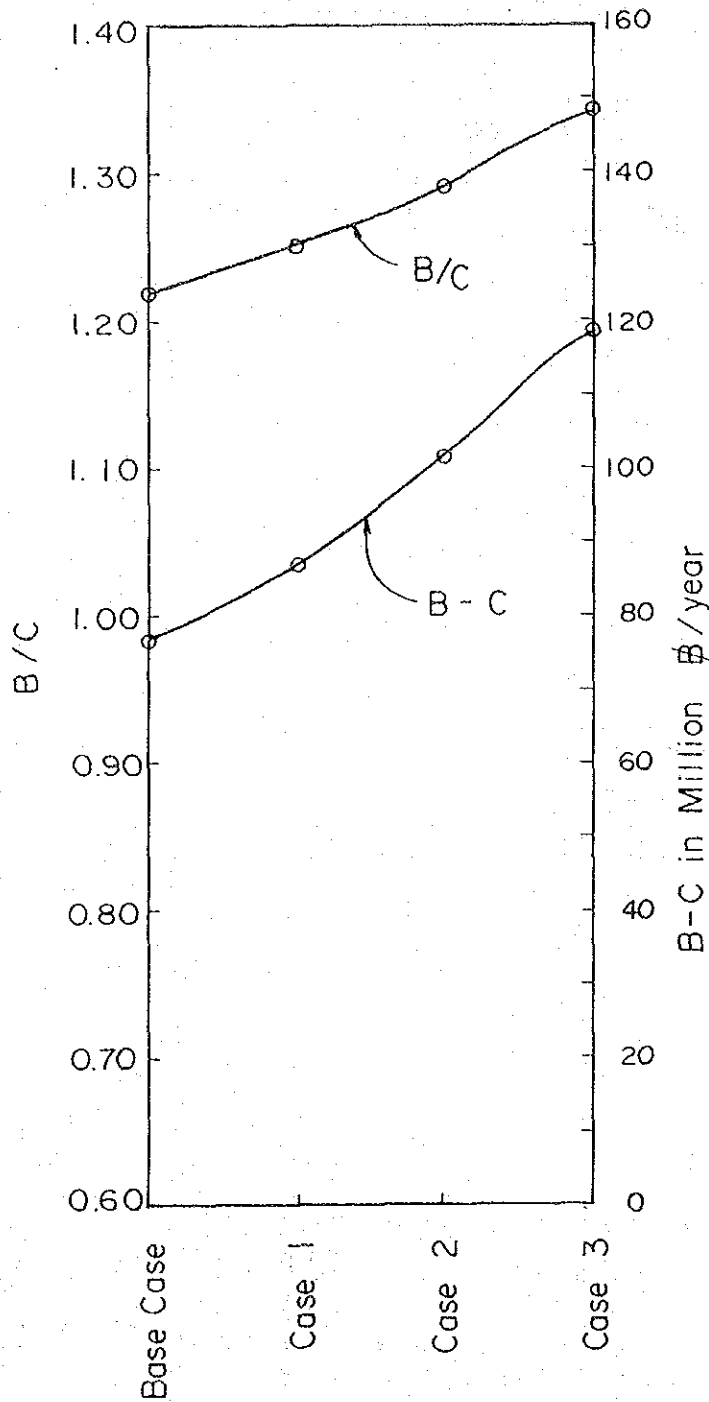


Fig. 9-8 Variation of B-C & B/C for Nam Mae Ngao Individual Development

10章 灌漑プロジェクトへの影響

10. 灌漑プロジェクトへの影響

10.1 現地調査の目的

Upper Mae Yuam 1プロジェクトはYuam川の上流域に計画されており、そのプロジェクトサイトは、1984年3月にJICAによってフィージビリティ・スタディが終了しているLower Yuam水力発電計画（下流計画）の上流に位置している。

Upper Mae Yuam 1サイトとLower Yuamの貯水池末端部間に展開する調査地域には、Yuam川本流・支流の水を使用している灌漑プロジェクトが点在している。従って、Upper Mae Yuam 1の検討には、これら調査地域内の現在および将来にわたる灌漑プロジェクトを考慮して、本発電計画を検討する必要がある。

今回の現地調査ではUpper Mae Yuam 1が完成した場合、下流の灌漑プロジェクトに与えるインパクトを調査することを目的とし、下記のごとく要約される主要項目につき現地調査を実施した。

- (1) Royal Irrigation Department (RID) および Rural Acceleration Development (内務省 RAD) により建設・運営されている調査地域内の既設灌漑プロジェクトの現況調査
- (2) Mae Sariang 平野内における将来の灌漑プロジェクトの可能性の調査
- (3) Mae Sariang 平野における既設の RID 灌漑プロジェクト地域内の栽培作物・収量・価格・営農状況などの現地調査および関連資料の収集

10.2 調査結果

現地踏査による地勢・農業現況の把握とあわせ、関係諸官庁（RID 事務所および Mae Sariang 農業事務所等）や農村での聞きとり調査・資料収集を通じて下記のように要約される調査結果を得た。

- (1) 調査地域のうち、Mae Sariang 平野の右岸耕地 12,500 RaiはRID によって1976年に完成した大規模灌漑プロジェクトとして、Yuam川本流の河川水を使用して年間を通じて灌漑されている。
- (2) 地形的制約から Yuam 川本流の河川水を利用して経済的に開発しうる新規の灌漑

耕地は見込めない。

- (3) 既存の RID Yuam 川流域灌漑プロジェクトの取水計画量は現在・将来とも最高 2.94m³/sec である。
- (4) Upper Mae Yuam 1によってYuam川の乾期流況が改善される場合には、既存のRID Yuam川流域灌漑プロジェクト地域内で、乾期作物の作付率を拡大することが可能となり、それによって年間 5.4 Million Baht の純収益の増加が期待しうる。
- (5) RID および RADによってすでに建設されている小規模な灌漑プロジェクトは、いずれもYuam川支流の河川水を利用しているので、Upper Mae Yuam 1の完成後も影響を受けることはない。

1 0.3 RID のYuam川流域灌漑プロジェクト（既設）の概要

このプロジェクトはRID によって1976年に完成したもので、現在RID により運営されている。このプロジェクトはUpper Mae Yuam 1の下流約25kmのYuam川本流に取水堰を設けて灌漑用水を取水している。プロジェクトの概要は下記のとおりである。

灌 漑 面 積：	右岸 12,500 Rai
	左岸 4,500 Rai (未完)
計 画 取 水 量：	最大 2.94 m ³ /sec
取 水 堰：	コンクリート部堤長110m、堤高 2.5m
	盛土部堤長 870m
幹 線 用 水 路：	コンクリート舗装 22.58 km
農 家 戸 数：	約5,000 戸
主 要 作 目：	雨期： 水稻（作付率約 100%）
	乾期： 大豆（作付率約 60%）

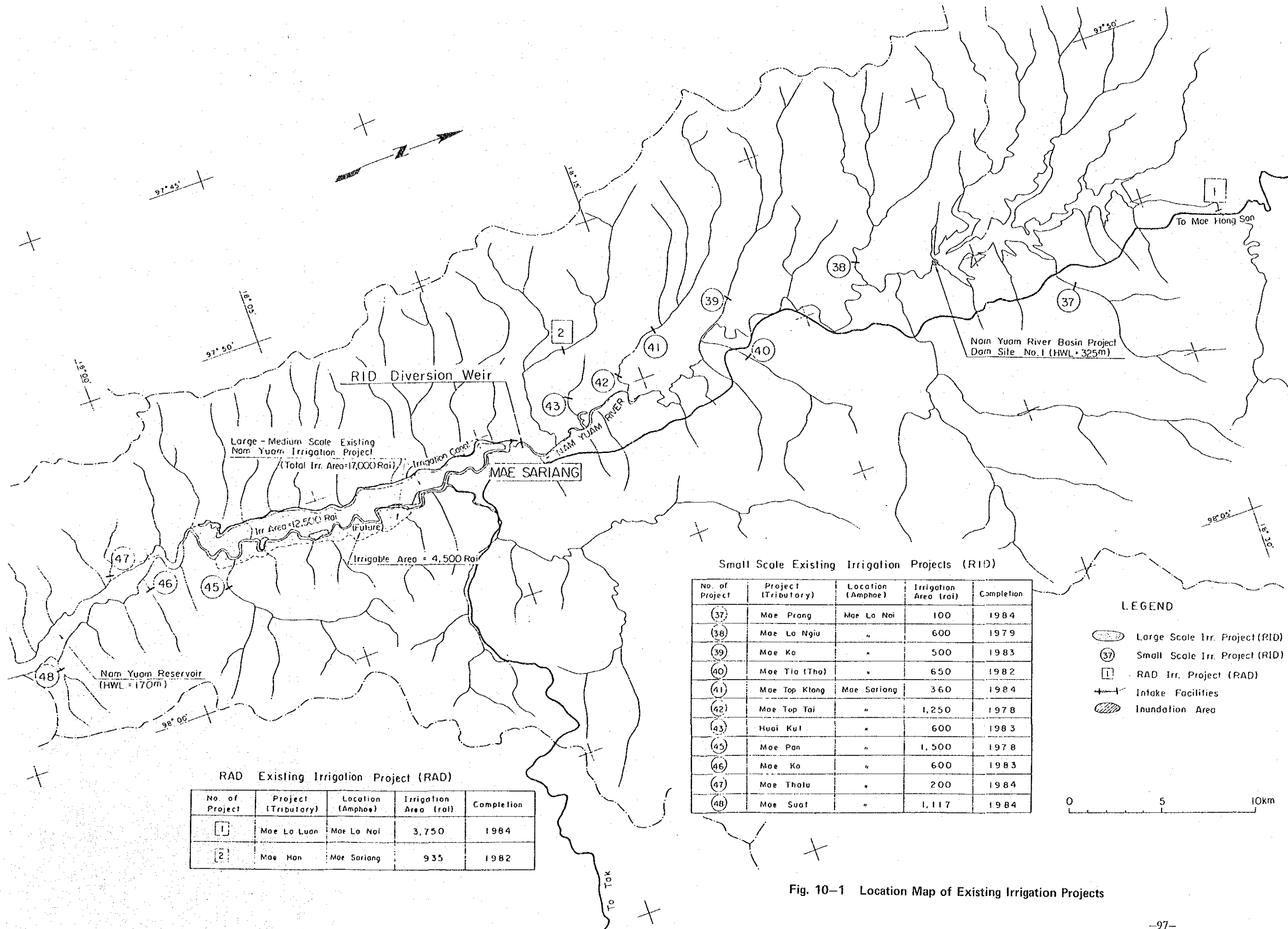
1 0.4 増加便益

Upper Mae Yuam 1地点における最小放流量は約12m³/secと試算されており、したがって 乾期のYuam川の流況の改善に役立つものと考えられる。

このことによりRID の灌漑プロジェクト地域内では乾期の土地利用率を現況の60% (7,500Rai)から 100% (12,500Rai) に増加させることが可能となり、これによって農業便益の増加が期待しうる。

この便益を下記のごとく乾期の主要作物である大豆の収量および価格をもって評価すれば年間 5.4 Million Baht の増加純収益が得られることとなる。

大豆の単位収量:	300 kg/ Rai
農家庭先価格:	6 Baht/kg
Rai 当たり粗収益:	1,800 Baht/kg
Rai 当たり純収益:	1,080 Baht/kg
土地利用の増加:	5,000 Rai
増加純収益:	5.4 million Baht



Large - Medium Scale Existing
Nam Yuam Irrigation Project
(Total Irr. Area = 17,000 Rai)
Irr. Area = 12,500 Rai (Future)
Irrigable Area = 4,500 Rai

Nam Yuam River Basin Project
Dam Site No. 1 (HWL = 325m)

Nam Yuam Reservoir
(HWL = 170m)

RAD Existing Irrigation Project (RAD)

No. of Project	Project (Tributary)	Location (Amphoe)	Irrigation Area (rai)	Completion
[1]	Mae Lo Luon	Mae Lo Noi	3,750	1984
[2]	Mae Hon	Mae Sariang	935	1982

Small Scale Existing Irrigation Projects (RID)

No. of Project	Project (Tributary)	Location (Amphoe)	Irrigation Area (rai)	Completion
(37)	Mae Prang	Mae Lo Noi	100	1984
(38)	Mae Lo Ngiu	"	600	1979
(39)	Mae Ko	"	500	1983
(40)	Mae Tia (Tho)	"	650	1982
(41)	Mae Top Klong	Mae Sariang	360	1984
(42)	Mae Top Tai	"	1,250	1978
(43)	Huai Kul	"	600	1983
(45)	Mae Pan	"	1,500	1978
(46)	Mae Ko	"	600	1983
(47)	Mae Thalu	"	200	1984
(48)	Mae Suai	"	1,117	1984

LEGEND

- Large Scale Irr. Project (RID)
- Small Scale Irr. Project (RID)
- RAD Irr. Project (RAD)
- Intake Facilities
- Inundation Area

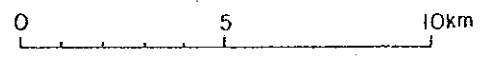


Fig. 10-1 Location Map of Existing Irrigation Projects

第 11 章 環 境 問 題

11. 環境問題

11.1 環境の背景

11.1.1 自然

1) 気 象

Mae Sariang における30年間の平均年間雨量は 1,245.3mmである。記録された平均最大月別雨量は8月の253.4 mmであり、また平均最小月別雨量は2月の 5.1 mmである。

年平均相対湿度は30年間で74%である。年間平均気温は26.2℃である。

2) 地表水

Yuam川には Ban Tha Ruaと Sop Hanの2つの測水所がある。計画地点への平均年間流入量はつきのごとく想定される。すなわちLower Yuamで 2,816 MCM、Nam Mae Ritで395MCM、Nam Mae Ngaoで1,292MCM、そしてUpper Mae Yuam 1で570MCMである。

3) 水 質

Yuam、Rit、および Ngao 川の水質の物理的、化学的性状は水中の生態系 (aquatic ecosystem)に適していることを分析の結果は示している。

溶存酸素濃度 (concentration of dissolved oxygen)は 5.5から 8.8mg / ℓの範囲である。P.H 値は 7.0から7.7 である。Ban Nam Rit における水のアルカリ性度 (Alkalinity)142mg / ℓは、他地点のアルカリ性度74から 100mg / ℓに比し高いと思われる。

水の硬度値 (hardness)は76から 108mg / ℓの範囲であるがBan Nam Rit では 122 mg / ℓと最高値を示している。Solids値の合計は 115から 292.5mg / ℓと変動する。

4) 地 質

Yuam川流域の地質層序は先カンブリア紀 (pre-cambrian)から第4紀 (quaternary)までの地層からなり約6億年にまたがる。

1.1.1.2 生態系

1) 森林と野生生物

Yuam川流域水力発電開発プロジェクトの計画貯水池地域は3つのタイプの森林で構成されている。すなわち落葉樹(deciduous)の混生林、熱帯常緑樹林、およびフタバガキ科の熱帯樹林(dry dipterocarpus)である。

計画地域内には多くの野生動物が住む。例えば、ほえジカ(Common Barking Deer)、大ジカ(Sambar deer)野豚、豚シカ(Hog deer)、象等、多種類の鳥類や虫類もせい息している。

現在の食糧用としての狩猟は野生生物減少の一因となっている。

2) 漁業

一般的にYuam川の魚種はStriped snake-head fish(Pla Chon)、Climbing fish(Pla Mor)、Walking catfish(Pla Duk Dan)、common silver barb(Pla Ta Pien)等である。

1.1.1.3 使用価値(Human Uses Value)

1) 土壌と土地利用

計画地域における土壌性状と土地利用についてのスタディではつぎのようなことが明らかとなっている。つまり、農業に適する地域は少なくMae Sariang 郡や Mae La Noi郡では河岸の平地に限定される。農耕に使用できる地方はTambon Mae La Luang、Tambon Mae Yuam およびTambon Mae Ka Tuanでその面積はそれぞれ 70,529 Rai、32,593Rai および25,695Rai である。

2) 水利用

計画地域内のYuam川からの水利用はつぎのごとく分類される。

a. 農業および灌漑

b. Mae Sariang およびMae La Noiへの給水

3) 鉱物資源

Mae Sariang とMae La Noi地域にはいくつかの経済的に採掘可能な鉱物資源が存在している。タングステン、錫、ホタル石、鉄鉱石、マンガン等が発見されている。Mae Sariang の重要な鉱物資源は郡の南方でTha Song Yang 郡の領域に近い地域とMae La Noiの東方にあって9種類の鉱物資源がある。

1.1.1.4 社会生活 (Quality of Life)

1) 社会経済

Mae Sariang と Mae La Noi における住民の民族構成は多種にわたっている。例えば北部の住民は、Thai Yai と山岳民族とで 65% を占める。

平均人口密度は 1 家族当たり 5.5 人という家族規模から見て 1 km² 当たり 16.24 人である。

Mae Sariang と Mae La Noi の住民の大多数は小学校レベルの教育を受けており、Urban 居住者はさらに高い水準の教育を受けている。住民の主な職業は農業であり、米、大豆、ピーナッツ、ガーリック、タバコ等を栽培している。大多数の者がこれから収入を得ていると考えられる。

土地所有権 (Land holding document) がまれに Yuam 川の河岸で発生することがある。1 家族当たり 5 Rai の平均規模で法律上の権利 (Legal document) を有しているのは 10,000 以下である。

計画地域への重要な既設の陸上輸送路は Chiang Mai から Mae Hong Son にいたる国道 108 号線と Mae Sariang から Mae Sod にいたる国道 1085 号線である。

2) 補償

Lower Yuam プロジェクトでは 846 家族 3,962 人の移転を要することとなる。

3) 保健 (Public health)

計画地域の保健業務については、住民の要望に応じ得る十分な数の保健センターがある。しかし医者と人口の比率は十分ではない。地域内の伝染病は胃腸系の疾病 (gastro-intestinal tract disease)、呼吸器の疾病 (respiratory tract disease) およびマラリアである。この地域の疾病はほぼコントロールし得るものである。

4) 考古学的問題

Preliminary の検討では計画貯水池地域には考古学的あるいは史学的に意味のある重要なものはないようである。しかし、そこには 2 つの僧院がある。Mae La Noi 郡の Ban Mae Su にある Wat Mae Su 僧院は Upper Mae Yuam I からの影響をまた Mae Sariang 郡 Ban Maei にある Wat Ban Maei 僧院は Lower Yuam の影響を受ける可能性がある。

5) 観光

一般的に、重要な観光の対象物がYuam川流域水力電源開発計画により失われることはないだろう。むしろ計画貯水池により観光開発の重要な便益は増加するであろう。

1 1.2 環境問題

1 1.2.1 土地の特徴と使用

Yuam川流域の水力資源は、国内資源から得られる便益を最大にするという前提に立てば、1つのシステムまたはパッケージとして一貫開発するべきものと考えられる。しかし、Lower YuamとUpper Mae Yuam Iの実施はYuam川河岸の平地に大きな影響をおよぼすこととなろう。肥沃な農地であるこの地域の一部はLower Yuamの影響を受けMae Sariang 住民の農地から一部水没地へとなる。Nam Mae Rit と Nam Mae Ngao計画では地域の大部分が山と急峻な地域であるため、その影響は微々たるものである。

1 1.2.2 大 気

Yuam川流域の水力電源開発により計画地域の大気の質が変化することはないであろう。

工事計画地域は約70.6km²であり比較的小さい面積であると考えられる。したがってプロジェクトの建設と運転が気象におよぼす影響は大きくはないであろう。

1 1.2.3 水

Upper Mae Yuam Iプロジェクトの建設は下流地域の流水に大きな変化をもたらすこととなろう。Mae La NoiとMae Sariang の人々はこの水を農業、その他利水に使用している。水質は工事期間中に限り一時変化するかも知れない。

1 1.2.4 種と生態系

森林は貯水池内の伐採、清掃、湛水により一部変化するであろう。プロジェクトに起因する環境の変化は森林の生態系や淡水の生態系内の自然の植生や動物の数を一時的に減少させるかも知れない。種の多様性、植生と動物の密度は変化するであろう。

1 1. 2. 5 社会経済

Lower Yuamプロジェクトは計画貯水池地域内の移住を含めYuam川流域の社会経済に影響を与えるであろう。

両岸の肥沃な農地はLower YuamおよびUpper Mae Yuam貯水池により一部失われる。

国道1085線はMae Sariang 郡のTambon Sop Moie とTambon Mae Ta Cuan地点が水没するであろう。

JICA