

表-1 2.1 1 各案工事費比較表

計算結果(1)

案	費用区分	Discount Rate (%)			
		10	12	14	16
A	(a)	3,317.00	3,186.95	3,064.47	2,948.98
	(b)	5,435.16	4,707.29	4,099.27	3,588.26
	Total	8,752.16	7,894.24	7,163.74	6,537.24
	(10 ⁶ \$)	(65.12)	(58.74)	(53.30)	(48.64)
B	(a)	3,759.18	3,520.80	3,303.71	3,105.58
	(b)	202.92	157.68	123.07	96.48
	Total	3,962.10	3,678.48	3,426.78	3,202.06
	(10 ⁶ \$)	(29.48)	(27.37)	(25.50)	(23.82)
D	(a)	3,010.33	2,866.99	2,733.64	2,609.38
	(10 ⁶ \$)	(22.40)	(21.33)	(20.34)	(19.42)
E	(a)	2,284.92	2,179.35	2,080.94	1,989.05
	(10 ⁶ \$)	(17.00)	(16.22)	(15.48)	(14.80)
F	(a)	287.27	282.14	277.19	272.41
	(b)	1,420.67	1,261.77	1,127.47	1,013.20
	Total	1,707.94	1,543.91	1,404.66	1,285.61
	(10 ⁶ \$)	(12.71)	(11.49)	(10.45)	(9.57)
	(c)	(0.465)	(0.414)	(0.371)	(0.334)
H	(a)	1,258.80	1,178.69	1,105.07	1,037.29
	(10 ⁶ \$)	(9.37)	(8.77)	(8.22)	(7.72)
	(c)	(0.112)	(0.095)	(0.080)	(0.069)

(注) : ()なし数値の単価は、億円である。

()内数値の単価は、10⁶\$である。

計算結果(2) …… A案の使用電力量評価額(別掲)

案	使用電力量評価額	Discount Rate (%)			
		10	12	14	16
A	(10 ⁶ \$)	(3.43)	(2.97)	(2.59)	(2.27)

12.4 修復計画の総事業費

12.4.1 建設工事費

12.3で算出し、スクリーニングテストにより経済的な修復案として選出した取水塔改造工事（E案）をはじめ、修復に必要な工事を含めて修復計画総事業費を表-12.12に取り纏めた。

なお、各工事の建設工事費、内貨、外貨の分担並びに年次別支出については表-12.13～19に示す通りである。

12.4.2 修復計画実施のための調査計画

修復計画実施に先立って、1989年より次のような諸調査を実施し、1990年には完了し、詳細設計などの円滑な進展を計る必要がある。

1) 測 量

今回の追加調査工事でかなりの部分の測量が行われたが、さらに、新規取水塔建設予定地、ドレッシング設備用地、原石山、土捨場予定地について地形測量が必要であると共に、ダム上流法面の深淺測量や、放水路へのアプローチの為の道路の路線測量を追加する必要がある。

2) ボーリング

構造物の設計、工法の検討のために新設取水塔建設予定地特に堅坑や、既設導水路交点付近の地質、原石山の岩質分布調査をはじめとして、ドレッシング用の沈泥地ダム（2ヶ所）予定地及び土捨場予定地の地質及び土質把握のため約20本延長700mのボーリング調査を実施する必要がある。

3) 物理探査

原石山予定地のボーリング調査である程度の見込みが得られれば、さらに詳細な原石の分布調査のため、弾性波測定並びに試掘横坑調査を行う。

4) 諸 試 験

ボーリング試験などで得られた試料をもとに、試験室においてダム築堤材料試験及び土捨場の基礎の土質試験を行い、設計の諸資料とする。また、貯水池内の砂シルトを採集し、凝固、沈澱試験や固結材の試験も行っておけば採来のドレッチング計画に役立てることができる。

以上の他に、水車入口弁については、水車の修理などの機会に水車入口弁の状況を調査し、修理または取替えの為の検討資料を整える必要がある。また、既設取水塔呑口について、貯水池水位の低下時で停電するチャンスがあれば、潜水夫による呑口状態の詳細調査を行ない将来の設計、工事計画の資料として整える必要がある。(表-12.20参照)

表-1 2.1 2 アンブクラオダム修復工事費総括表

単位：百万米ドル

項 目	外 貨 分	内 貨 分	合 計	備 考
1. 修復工事費				
取水塔改造	1 2.5 2 2	6.8 2 8	1 9.3 5 0	
水車入口弁改造	1.8 0 0	0.3 3 3	2.1 3 3	
放水路付近河床整理	0.3 4 7	0.9 8 6	1.3 3 3	
取水塔周辺浚渫工事	3.1 8 0	2.2 7 6	5.4 5 6	
ダム上流面修復工事	1.9 0 7	5.4 2 6	7.3 3 3	
小 計	1 9.7 5 6	1 5.8 4 9	3 5.6 0 5	
2. 調査費				
ボーリング	—	0.1 1 3	0.1 1 3	
物理探査	—	0.0 2 0	0.0 2 0	
測 量	—	0.1 8 0	0.1 8 0	
諸 試 験	—	0.0 5 7	0.0 5 7	
小 計		0.3 7 0	0.3 7 0	
3. 用地費	—	0.5 0 0	0.5 0 0	
4. エンジニアリング費	1.8 0 0	—	1.8 0 0	
5. NAPOCOR管理費	—	0.6 0 0	0.6 0 0	
6. 予 備 費	1.9 4 1	1.6 2 0	3.5 6 1	
7. 合 計	2 3.4 9 7	1 8.9 3 9	4 2.4 3 6	

表-12.13 アンプクラオダム修復工事費年次別支出表

単位：千米ドル

項 目	合 計	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
1. 修復工事費	千米ドル								
取水塔改造	19,350.0				1,170.0	6,636.7	7,283.3	3,890.0	370.0
水車入口弁改造	2,133.0								2,133.0
放水路付近河床整理	1,333.0								1,333.0
取水塔周辺浚渫工事	(5,456.0)		406.6	1,346.6	1,126.7	857.3	357.8	357.3	857.3
ダム上流面修復工事	3,705.3			183.3	524.0	404.7	404.7	404.7	404.7
小 計	7,333.0		(406.6)	133.3	3,120.7	200.0	2,200.0	2,666.7	2,266.3
	(35,605.0)			(1,479.9)	(3,120.7)	(7,241.4)	(9,888.0)	(6,961.4)	(6,507.0)
2. 調査費	370.0	200.0	170.0						
3. 用地費	500.0			166.7	166.6	166.7			
4. エンジンアリング費	1,800.0	466.6	466.7	466.7	400.0				
5. NAPOCOR管理費	600.0		66.7	66.7	93.3	93.3	93.3	93.3	93.4
6. 予備費	(3,561.0)		40.7	148.0	312.1	724.1	988.8	696.1	651.2
7. 合計	(42,436.0)	(666.6)	(1,150.7)	(2,328.0)	(4,092.7)	(8,225.5)	(10,970.1)	(7,750.8)	(7,251.6)
	40,685.3	666.6	744.1	981.4	2,666.0	8,582.8	11,327.4	8,108.1	7,608.9

☆：//+■ ■：■■■■+■ ■：■■■■+■ ■：■■■■+■ ■：■■■■+■

表-1.2.14(a) 取水塔改造(E案)工事費内訳書(その1)

単位:米ドル

項目	仕様	数量	単位	単価	F.C.	L.C.	合計
A. 土木工事							
1. 工事用道路							
掘削		5,000	m ²	8		40,000	40,000
切入碎石		26,000	m ²	30		780,000	780,000
のり面保護		500	m ²	160		80,000	80,000
舗装コンクリート		700	m ²	100		70,000	70,000
2. 作業場							
掘削	岩盤切り下り	25,000	m ²	8		200,000	200,000
3. ケーソン工事							
仮設					470,800	1,229,200	1,700,000
掘削		5,000	m ²	65	470,800	655,200	1,126,000
コンクリート		1,100	m ²	180		325,000	325,000
鉄筋		51	t	1,000		198,000	198,000
						51,000	51,000
4. 堅坑工事							
仮設		1	式		1,091,200	2,818,800	3,910,000
掘削		7,000	m ²	75	1,091,200	1,518,800	2,610,000
コンクリート		3,100	m ²	250		525,000	525,000
						775,000	775,000
5. 本坑プラグ工事							
仮設		1	式		74,000	276,000	350,000
コンクリート取壊		70	m ²	115	74,000	102,950	176,950
コンクリート		550	m ²	300		8,050	8,050
						165,000	165,000
6. ストップログ							
制作建込み		1	式		353,000	167,000	520,000
建込設備					115,000	142,000	257,000
その他					160,000		160,000
					78,000	25,000	103,000
計					1,989,000	5,661,000	7,650,000

表-1 2.1 4 (b) 取水塔改造 (E案) 工事費内訳書 (その2)

単位: 米ドル

項 目	仕 様	数 量	単 位	単 価	F.C.	L.C.	合 計
B. 取水塔工事							
1. 仮設備工事	タワークレーン 据付他	1	式		467,000	133,000	600,000
2. 埋 設 部 制 作		F.C. 70	t	7,640.00	867,000	367,000	1,234,000
		L.C. 70	t	3,330.00	534,800	233,100	767,900
		1	式		332,200	133,900	466,100
3. 取 水 塔 制 作		600	t	7,640.00	6,246,000	267,000	6,513,000
					4,584,000	-	4,584,000
		1	式		1,662,000	267,000	1,929,000
4. スリーブゲート 制 作		110	t	7,640.00	1,140,000	67,000	1,207,000
					840,400	-	840,400
		1	式		299,600	67,000	366,600
5. 巻 上 機 制 作		180	t	7,640.00	1,813,000	133,000	1,946,000
					1,375,200	-	1,375,200
		1	式		437,800	133,000	570,800
6. 管 理 橋 制 作		40	t	3,330.00	-	200,000	200,000
					-	133,200	133,200
		1	式		-	66,800	66,800
計					10,533,000	1,167,000	11,700,000
C. 総 計					12,522,000	6,828,000	19,350,000

表-1 2.1 5 水車入口弁改造工事費内訳書

単位：米ドル

項 目	仕 様	数 量	単 位	単 価	F.C.	L.C.	合 計
1. 土木工事					—	11,000	11,000
仮 設		1	式		—	4,100	4,100
補機関係基礎					—	2,400	2,400
旧基礎取壊し		5	m ³	120	—	600	600
新基礎コンクリート		6	m ³	300	—	1,800	1,800
バルブ基礎					—	4,500	4,500
旧基礎取壊し		10	m ³	120	—	1,200	1,200
新基礎コンクリート		11	m ³	300	—	3,300	3,300
2. バルブ工事							2,122,000
制 作 費		90	t	10,700	963,000	—	963,000
旧バルブ撤去		60	t	5,350	321,000	—	321,000
据 付	旧バルブ撤去, 新バルブ運搬, 据 付				516,000	322,000	838,000
計					1,800,000	333,000	2,133,000

表-1 2.1 6 放水路付近、河床整理（F案）工事費内訳書

単位：米ドル

項 目	仕 様	数 量	単 位	単 価	F.C.	L.C.	合 計
1. 取付道路工事						152,000	152,000
掘 削	土 岩	4,000	m ³	8		32,000	32,000
のり面保護		500	m ²	160		80,000	80,000
舗装コンクリート		400	m ²	100		40,000	40,000
2. 河床整理					347,000	834,000	1,181,000
仮設工事		1	式		35,000	30,000	65,000
掘 削		75,000	m ³	11.0	248,000	577,000	825,000
残土処理		75,000	m ³	3.2	64,000	176,000	240,000
雑工事		1	式			51,000	51,000
合 計					347,000	986,000	1,333,000

表-1 2.17 取水塔周辺浚渫工事費内訳書

単位：米ドル

項目	仕様	数量	単位	単価	F.C.	L.C.	合計
A. 土木工事					0	374,000	374,000
1. 浚渫設備付帯工事					0	170,000	170,000
パイプ基礎	鉄筋コンクリート	430	ヶ所	132	0	56,760	56,760
斜路	同上	1	式		0	33,300	33,300
避難場所	係留杭他	1	式		0	26,700	26,700
作業基地、道路		1	式		0	26,700	26,700
その他工事		1	式		0	26,540	26,540
2. 沈泥池工事					0	204,000	204,000
盲排水管工事	50cm×50cm	800	m	34	0	27,200	27,200
築堤	コアタイプ	1	式		0	75,000	75,000
中仕切堤		1	式		0	90,000	90,000
その他工事					0	11,800	11,800
B. 浚渫設備					2,653,333	283,334	2,936,667
浚渫船	鋼製 150トン	1	隻	1,727,000	1,586,334	140,666	1,727,000
ブースタ	125 kW	1	式		316,000	21,000	337,000
パイプライン	陸上 1,300m	1	式		376,666	11,334	388,000
	水上 500m	1	式				
陸上受変電設備	700 KVA	1	式		124,000	24,600	148,600
電力送電設備	700 KVA	1	式		0	83,000	83,000
作業船	12m長, 150PS	1	隻		179,333	197	179,530
その他付属品	ドレッチャーケーブル 750m	1	式		71,000	2,537	73,537
C. 設計費		1	式		526,667	0	526,667
D. 浚渫作業費		1	式		0	1,618,667	1,618,667
計					3,180,000	2,276,000	5,456,000

表-1 2.1 8 ダム上流面修復工事工事費内訳書

単位：米ドル

項 目	仕 様	数 量	単 位	単 価	F.C.	L.C.	合 計
1. 直接工事費					1,254,800	3,678,400	4,933,200
原石山伐開		50,000	m ³	0.2	0	10,000	10,000
表土掘削		200,000	m ³	3.6	200,000	520,000	720,000
土捨場整地		100,000	m ³	0.6	0	60,000	60,000
掘削、切取整形		35,000	m ³	8.0	65,000	215,000	280,000
ロック材採取、運搬、 盛立		30,000	m ³	10.1	86,000	217,000	303,000
リップラップ		110,000	m ³	8.5	266,000	669,000	935,000
掘削、水中部切取整形		25,000	m ³	31.0	224,000	551,000	775,000
リップラップ、水中部		90,000	m ³	20.0	413,800	1,386,200	1,800,000
雑 工 事		1	式		0	50,200	50,200
2. 共通仮設費					348,900	884,400	1,233,300
3. 現場管理費					129,900	369,600	499,500
4. 一般管理費					173,400	493,600	667,000
合 計					1,907,000	5,426,000	7,333,000

表-12.19 ダム上流面修復工事工事費内訳書

(法面勾配 1:1.75)

単位：米ドル

項 目	仕様	数 量	単 位	単 価	F.C.	L.C.	合 計
1. 直接工事費					1,025,200	3,030,300	4,055,500
原石山伏開		50,000	m ²	0.2	0	10,000	10,000
表土掘削		200,000	m ²	3.6	200,000	520,000	720,000
土捨場整地		100,000	m ²	0.6	0	60,000	60,000
掘削, 切取整形		49,000	m ²	8.0	91,000	301,000	392,000
ロック材採取, 運搬, 盛立		8,000	m ²	10.1	23,000	57,800	80,800
リップラップ		115,000	m ²	8.5	278,000	699,500	977,500
掘削, 水中部切取整形		15,000	m ²	31.0	134,400	330,600	465,000
リップラップ, 水中部		65,000	m ²	20.0	298,800	1,001,200	1,300,000
雑工事		1	式		0	50,200	50,200
2. 共通仮設費					286,800	727,100	1,013,900
3. 現場管理費					106,800	303,800	410,600
4. 一般管理費					142,500	405,500	548,000
合 計					1,561,300	4,466,700	6,028,000

表-12.19

表-12.20 修復計画実施のための調査計画表

調査、試験項目	洪水吐左岸	原石山	土捨場(R)	土捨場(L)	ダム上流面	ドレッシング	取水塔	放水路	バルブ室	摘要
①測量		地形測量 50,000㎡	地形測量 600,000㎡	地形測量 500,000㎡	深淺測量 21断面延長 EL.680mまで	地形測量 20,000㎡ (待避察留 設備及び斜路)	地形測量 15,000㎡	縦横断面測量 取付道路 2,500m		
②ボーリング		50m×6本 = 300m	10m×7本 = 70m	10m×5本 = 50m		沈澱地ダム 15m×2本×2ヶ所 = 60m	竪坑 100m×2本 50m×2本 計 300m			
③物理探査		3,000 m								
④諸試験 岩石試験 土質試験	断面材料	盛立材料	基礎土質	基礎土質		シルト混和材				
⑤現位置 岩盤試験	ロックせん断試験 2×4ヶ=8ヶ									円坑 利用
⑥旧取水塔調査							呑口部状況調査 (ダイバー1日)			
⑦バルブ調査									バルブ損傷調査 バグ 3台 スクリュー 3台	

表-12.21 アンブクラオダム修復計画工程表

Item	1987		1988		1989		1990		1991		1992		1993		1994		1995		1996					
	4	7	10	1	4	7	10	1	4	7	10	1	4	7	10	1	4	7	10	1	4	7	10	1
E/S																								
Application to NEDA																								
Loan Application/ Loan Agreement																								
Investigation																								
E/S, P/Q																								
Bidding/Contract																								
Improvement of Intake Tower																								
Improvement of Turbine Inlet Valve																								
Riverbed Arrangement at Tailrace Outlet																								
Dredging around Intake Tower																								
Dam Upstream Face Rehabilitation																								

☆: dredging facilities ≡ : dredging

12.5 経済分析

12.5.1 まえがき

予備的な検討の結果によれば、いくつかのダム修復計画（案）のうち、E案が相互比較によって最も有望であることが判明した。

そこで、ここでは、E案によるダム修復計画とダム修復を行わず、他の方法によって、電力需給の維持を図る代替案について、電力系統全体を検討範囲とした詳しい分析を行なう。さらにその結果に基づいて各案の運転保守費用を計算し、先に算出した工事費とともに修復案の代替案に対する内部収益率（IRR）を算出して経済性の評価を行った。

この分析を行なうに当たっては、NAPOCORが1987年6月に策定したPower Development Program（1987～2000年）を基本にして検討する。

即ち、この計画では、電力需要想定、電源開発計画、各種電源の供給力（出力）に関する技術的条件ならびに固定費および可変費算出のための経済的条件などが、具体的に示されているので、原則的にはこれらの条件を用いて検討する。

12.5.2 検討の基本的な考え方

NAPOCORのPower Development Program（以下、これを原計画と呼ぶ）によれば、アンブクラオ水力発電所の廃止年は、運転開始年から起算して、2006～2007年とされており、少なくとも2000年まではアンブクラオ水力発電所の機能喪失（または減退）は見込まれていない。しかし、我々の検討によれば、貯水池内への土砂堆積などにより、このまま放置すれば1996年以降には、著しい機能の喪失が起こるものと考えている。

このための対策として、基本的には次の2つの方法が考えられる。

- (a) アンブクラオダムをE案で修復する。
- (b) アンブクラオダムを修復せず、同程度の規模の地熱発電所（1×55MW）を原計画に追加して建設する。

これら2方法のいずれが、電力系統全体の観点から見て、より経済的であるかを検討するのが、ここでの主な検討課題である。

また、参考までに、アンブクラオダムを修復せず、かつ、アンブクラオ水力発電所の機能喪失対策を何等実施せず、電力系統の信頼度低下でしのご場合の費用動向についても検討する。

12.5.3 主な検討条件

(1) 電力需要想定

電力需要想定は、原計画による。

(2) 電源開発計画（対案の設定）

電源開発計画は、1987年から2000年までにわたって策定されている原計画を基本として、次の案を設定する。

(a) アンブクラオダムは、修復する。

原計画は、変更しない。

(b) アンブクラオダムは、修復しない。

原計画に追加して地熱発電所（1×55MW）を代替開発する。

(c) アンブクラオダムは、修復しない。

原計画は、変更しない。

ただし、(c)の案は参考として一時的に予備力を犠牲にして需要に対応した場合の状態を見定めるケースである。

これら3つの案について、経済性の比較を行なう。

(3) 検討（費用算入）期間

原計画における電力需要想定および電源開発計画は、2000年までしか策定されていない。また、アンブクラオダムを修復しない場合の機能減退が始まる時期は1990年であるが、運転不能となるのは、1996年以降であると考えられるから、電力系統全体を検討範囲とした分析は、1996年から2000年までの5カ年にわたって行なう。

なお、ダム修復工事費は、1992年から1996年まで支出されるものとする。

1996年以降新規に運転開始される電源のキャッシュフローについては、耐用命数が来るたびに新規建設費の90%を再投資し、運転保守費は変らないものとして作成し50年間にわたって計算した。

(4) ダム修復工事期間中の供給力不足対策

ダム修復工事は、1992年から1994年の渇水期に低水位運転を、また、1995年および1996年の渇水期には、断続的運転停止を考えているが、いずれも無効放流を伴う

ものではなく、電力系統全体の観点からは、他の貯水池式水力発電所との相互協調運用によって、系統全体への影響は、殆ど無視できる程度に緩和される。

このため、特に、ダム修復工事期間中の供給力不足対策としての投資は、考えないものとする。アンブクラオ水力発電所運転停止時の電力需給の均衡状況の概略検証は、後に実施する。

(5) ダム修復工事完了後の出力低減傾向の評価

アンブクラオダムを修復した場合でもその出力は、堆砂量の増大によりその後、徐々に低減して行く。即ち、平水年基準による年間発電電力は、1996年の356.2 GWh から2000年には354.6 GWhまで低減するものと考えられる。

その間の低減量(率)は、1.6 GWh (0.45%)であって極めて微小である。

このため、1996年から2000年までの電力系統全体を検討範囲とした分析に当たっては、アンブクラオ水力発電所の年間発電電力量は、各年とも2000年における発電電力量に等しいものと見なして検討する。

(6) 費用計算

費用計算に当たって、先に述べた案(a)、(b)についてはそれぞれ基本開発計画にもとづく投資額に修復工事費または、地熱発電所建設費を加えたものを投資額とする。

運転保守費の計算に当たっては、各案について、電力系統全体を検討範囲とした分析を行ない、各種電源の最適負荷配分を決定した上で、各種燃料種別毎に、費用を計算する方法を用いる。その結果は、表-12.5・21に示す。

12.5.4 計算結果の概要

修復案(a)の代替案(b)に対する内部収益率は42.24%となり、無対策(c)に対しては、17.69%の内部収益率となった。

この結果、E案によるダム修復工事は経済的に妥当なものといえる。

12.5.5 検討過程の詳細説明

以下、電力系統全体を検討範囲とした分析についての検討過程についての詳細説明を行なう。

(1) 電力需要想定

表-12.5・1は、原計画における電力需要想定である。この検討は、送電端の値で行なうものとし、送電端需要電力量および送電端需要電力は、いずれも発電端の値の96%と見なす。

(注) 発電端の値で検討する場合には、各種発電所の所内消費分の差異を評価するに当たってわずらわしさが伴う。

発電端の値に対する送電端の値の比率96%は、各案の相互比較という点を考慮すると、それほど厳密に検討して設定する必要はない。

表-12.5・2は、1986年の各時間帯別電力需要実績記録を分析したものである。ここでは、年間を次の4期間に分け、それぞれの期間について検討する。

期 間	
I	1～ 3月
II	4～ 6月
III	7～ 9月
IV	10～12月

図-12.5・1～表-12.5・7は、表-12.5・2の数値を図にしたものである。

各図には、それぞれの期間の負荷率も示している。

表-12.5・3は、各期間の修正後の負荷持続時間(P.U.)である。

表-12.5・4は、各期間の負荷率または電力量の比率が変らないものとし、かつ、年負荷率が70%となるための各期間の最大電力比を算出したものである。

表-12.5・1に示した通り、将来の年負荷率は70%と予想されているから、ここでの検討では、将来の各年の負荷持続曲線は、1986年のそれと形が変らないものと見なし、表-12.5・1の送電端電力需要、表-12.5・3の修正後の負荷持続時間および表-12.5・4の電力需要諸元から、各年、各期間の電力需要を規定することとした。

(2) 設備容量および送電端供給力

表-12.5・5は、既設発電所の設備容量を表記したものである。

表-12.5・6は、電源開発計画を考慮して1986年から2000年までの原計画における設備容量を発電所の形式別に示したものである。

表-12.5・7は、発電所の形式別に、1995年における送電端供給力を計算したものである。

表-12.5・8は、1996年以降に開発が予定されている貯水池式水力発電所の送電端供給力を示したものである。

表-12.5・9は、自流式水力発電所の送電端供給力である。

表-12.5・10は、各案別に1996年から2000年までにわたる貯水池式水力発電所の送電端供給力を計算したものである。

表-12.5・11は、各案別に1996年から2000年までにわたる地熱発電所の送電端供給力を計算したものである。なお、1996年以降に開発が予定されている地熱発電所は、表-12.5・7に示した地熱発電所の条件を用いて計算しており、また、1999年および2000年に開発が予定されている石炭火力発電所A(2×150MW)、石炭火力発電所B(2×55MW)は、表-12.5・7に示したイサベラ石炭火力発電所の条件を用いて計算している。

表-12.5・12は、案(a)だけについて、発電所の形式別に1996年から2000年までの送電端供給力を計算したものである。

(3) 平均発電可能電力量

表-12.5・13は、水力発電所の月平均発電可能電力量である。

これらの値は、NAPOCORの実績記録および計画値を基本にして計算したが、アンブクラオ水力発電所だけは、調査団チームが見積ったものである。

表-12.5・14および表-12.5・15は、貯水池式および自流式水力発電所の送電端発電可能電力量を期間別にとりまとめたものである。

表-12.5・16は、各案について貯水池式水力発電所の送電端発電可能電力量を計算したものである。

(4) 発電原価(単価)の計算

表-12.5・17は、アンブクラオ水力発電所、イサベラ石炭火力発電所および地熱発電所(1×55MW)について、資本費を除いた年固定費(\$/KW-year)を計算したものである。

表-12.5・18は、発電所の形式別に可変費(\$/MWh)を計算したものである。これらの値は、いずれも送電端の供給力および送電端の発電電力量当りの発電原価である。

表一 12.5・18 で、特に注目しておく必要があるのは次の諸点である。

- 可変費が最も高価なのは、ガスタービンである。次いで、石油火力 (Manila, Sucat, Malaya), 石油火力 (Bataan), 石炭火力 (Isabela), 石炭火力 (Calaca) の順である。
- 揚水効率を70%と仮定すると、石炭火力 (Calaca) で揚水した場合の可変費は、石油火力 (Manila, Sucat, Malaya) の可変費よりも安価である。
- 石油火力および石炭火力で揚水した場合の可変費は、ガスタービンの可変費よりも安価である。

(5) 火力発電所の負荷分担順位

上に述べた可変費の相互関係から火力発電所の負荷分担順位は、次の通りとなる。

- ① 石炭火力 (Calaca)
- ② 石炭火力 (Isabela および同等石炭火力)
- ③ 石油火力 (Bataan)
- ④ 石炭火力 (Calaca) による揚水発電
- ⑤ 石油火力 (Manila, Sucat, Malaya)
- ⑥ 石炭火力 (Isabela および同等石炭火力) による揚水発電
- ⑦ 石油火力 (Bataan) による揚水発電
- ⑧ 石油火力 (Manila, Sucat, Malaya) による揚水発電
- ⑨ ガスタービン

即ち、発電所の最適負荷配分の基準は、次の通りとなる。

- 地熱発電所や石炭火力 (Calaca) は、可能な限り発電して、低負荷時に余剰電力量が発生すれば、揚水動力に充当し、揚水発電所を運転して、石油火力 (Manila, Sucat, Malaya) の発電電力量を減らす。
- 石油火力 (Manila, Sucat, Malaya) を全稼動しても、送電端供給力が電力系統の送電端最大電力需要を満たし得ない時は、揚水発電所で補うものとする。この場合の揚水動力用発電電力量は、必要量に応じて、先に述べた負荷分担順位に従って低負荷時の余剰電力量を充当する。
- それでも充足できない場合には、ガスタービンを発電する。

(6) 発電所形式別最適供給力および最適発電電力量

上の負荷分担順位に従って、発電所の形式別に最適な供給力及び発電電力量を各案について電算機で計算した。

表-12.5・19(1)~(3)および表-12.5・20(1)~(3)は、それぞれ発電所の形式別に最適な送電端供給力および送電端発電電力量を計算した結果である。これらの計算に当っては、表-12.5・7で示した最低出力/最大出力の比が考慮されている。

表-12.5・21は、表-12.5・20(1)~(3)の計算結果をもとに、各案の発電電力量に可変費を乗じて、これに資本費を除く固定費を加えて各案の運転保守費を求め1996年から2000年までを表記している。

また、石炭火力(300MW units)は、どの案においても常に全稼動の状態にある。

なお、表-12.5・21においては、表-12.5・20(1)~(3)で別に()を付して示した揚水動力用発電電力量も含めて集計している。

(7) 内部収益率の計算

アンブクラオ修復案(a)の費用をCostとし代替案(b), (c)の費用をBenefitとして、投資額および運転保守費をもとにキャッシュフローを作成し、内部収益率を計算すると表-12.5・22, 23の通りである。これらの結果は、図-12.5・8および図-12.5・9に示す通りである。

(8) アンブクラオダム修復工事に伴う運転停止時の電力需給の均衡状況

アンブクラオダム修復工事に伴い、1995年の1月~3月および4月~6月ならびに1996年の4月~6月の間に、発電所の断続的運転停止を行なう必要がある。ここでは、1996年4月~6月の間のアンブクラオ水力発電所の運転停止の場合を例にとって、電力需給の均衡状況を検証する。

このような場合には、通常、火力発電所単機の定期補修計画の調整や他の水力発電所の貯水池運転用計画の変更などの対策によって電力需給均衡の改善が図られる。

しかし、ここでは、最も過酷な状況を仮定して、上のような対策を考慮せず、単にアンブクラオ水力発電所の運転を停止した場合について需給均衡状況を検証する。

案(c)は、アンブクラオ水力発電所を修復せず、運転していない場合を示したものである。

即ち、表一 12.5・19(3)における1996年期間Ⅱの状況は、アンブクラオ水力発電所の修復工事に伴う運転停止時の状況を示しているともいえる。

表一 12.5・24は、これらの状況を再掲するとともに、その時の潜在的な供給力を併記したものである。この表一 12.5・24では、()内に経済性を無視して発電できる潜在的な供給力を示している。これによれば、事故停止、定期点検停止および所内消費を考慮してもなお、十分な予備力を保有していることが判る。従って、特別な供給対策を実施しなくても、アンブクラオダム修復工事に伴う発電停止は、電力需給の均衡を阻害することなく十分実施可能である。

12.5.6 むすび

ここでは、アンブクラオダム修復工事の経済性をNAPOCORのルソングリッド電力システム全体を検討範囲とした分析によって評価した。

このダム修復工事による電力および電力量の確保は、他の同規模の地熱発電所(1×55 MW)の代替開発(案(b))に対してIRRは42.24%となり経済的に有利である。本来、経済比較をする案の系統信頼度の条件は同一であるべきであるが無対策(案(c))は参考のため、予備力を供給力に使うことで系統信頼度を落し需要に対応したケースである。このケースのIRRは17.69%となった。すなわち、アンブクラオダム修復計画は無対策(案(c))に比べても経済的に有利である。この理由は、無対策(案(c))の場合に電力システム全体で見るとときに可変費の比較的高価な電源の発電電力量が増加して、電力システム全体としての可変費が増加するからである。

表-12.5・1 ルソングリッドに関する電力需要想定

F. Y	Sales level (GWh)	Generation level (GWh)	Generation level (MW)	Sentout Energy (GWh)	Demand at Sending End (MW)	Load factor (%)
1986	13,461	14,756	2,435	14,169	2,338	69.18
1987	13,908	15,362	2,505	14,747	2,405	70.00
1988	14,564	16,004	2,610	15,367	2,506	70.00
1989	15,226	16,732	2,729	16,066	2,620	70.00
1990	15,974	17,553	2,863	16,851	2,748	70.00
1991	16,810	18,472	3,012	17,734	2,892	70.00
1992	17,829	19,592	3,195	18,807	3,067	70.00
1993	18,931	20,803	3,393	19,972	3,257	70.00
1994	20,129	22,120	3,607	21,235	3,463	70.00
1995	21,392	23,508	3,834	22,572	3,681	70.00
1996	22,693	24,937	4,067	23,939	3,904	70.00
1997	24,041	26,419	4,308	25,362	4,136	70.00
1998	25,453	27,970	4,561	26,852	4,379	70.00
1999	26,862	29,519	4,814	28,336	4,621	70.00
2000	28,352	31,156	5,081	29,912	4,878	70.00

Note : Demand at Sending End = Generation level (MW) × 0.96

表-12.5・2 負荷持続時間 (NAPOCORの資料による: 1986年1月~12月)

Period Month MW	I					II					III					IV					Yearly	
	Jan	Feb	Mar	*	Duration (%)	Apr	May	Jun	*	Duration (%)	Jul	Aug	Sept	*	Duration (%)	Out	Nov	Dec	*	Duration (%)	*	Duration (%)
2400																	4		4	0.18	4	0.05
2300			3	3	0.14	14	14	10	38	1.74						4	11	14	33	1.49	74	0.84
2200	2	3	14	22	1.02	34	54	43	169	7.74	8	13	22	43	1.95	28	34	17	112	5.07	346	3.9
2100	11	16	39	88	4.07	111	97	85	462	21.15	51	54	57	205	9.28	60	66	29	267	12.09	1,022	11.7
2000	40	31	74	233	10.79	89	88	79	718	32.88	89	114	103	511	23.14	101	113	67	548	24.82	2,010	22.9
1900	56	71	73	433	20.05	60	57	73	908	41.58	91	82	80	764	34.60	78	56	82	764	34.60	2,869	32.8
1800	85	84	61	663	30.69	51	56	59	1,074	49.18	76	49	51	940	42.57	44	52	39	899	40.72	3,576	40.8
1700	90	52	62	867	40.14	55	56	41	1,226	56.14	57	55	51	1,103	49.95	50	42	55	1,046	47.37	4,242	48.4
1600	59	50	51	1,027	47.55	53	70	74	1,423	65.16	56	61	48	1,268	57.43	60	60	65	1,231	55.75	4,949	56.5
1500	73	73	72	1,245	57.64	85	101	105	1,714	78.48	83	75	74	1,500	67.93	75	65	71	1,442	65.31	5,901	67.4
1400	58	62	93	1,458	67.50	105	103	115	2,037	93.27	104	90	91	1,785	80.84	100	95	92	1,729	78.31	7,009	80.0
1300	70	88	89	1,705	78.94	51	34	34	2,156	98.72	81	101	89	2,056	93.12	87	79	102	1,997	90.44	7,914	90.3
1200	105	82	68	1,960	90.74	7	14	2	2,179	99.77	31	43	43	2,173	98.41	28	34	71	2,130	96.47	8,442	96.4
1100	69	47	34	2,110	97.69	1	0	0	2,180	99.82	5	2	11	2,191	99.23	13	9	34	2,186	99.00	8,667	98.7
1000	26	13	11	2,160	100.00	4	0	0	2,184	100.00	12	5	0	2,208	100.00	16	0	6	2,208	100.00	8,760	100.0
Max. MW	2,217	2,240	2,342	2,342		2,357	2,375	2,365	2,375		2,261	2,275	2,265	2,274		2,363	2,412	2,361	2,412		2,412	
Min. MW	1,032	1,004	1,058	1,004		1,007	1,214	1,217	1,007		1,001	1,041	1,151	1,001		1,026	1,130	1,071	1,026		1,001	
Load factor (%)	68.187					75.596					75.120					70.551					70.515	
	71.441										70.689											

Note : * are cumulative total hours.

表-12.5・3 修正した負荷持続時間 (P. U)

I		II		III		IV	
X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
0.0000	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.0000
0.0014	0.9821	0.0174	0.9684	0.0195	0.9675	0.0018	0.9950
0.0102	0.9394	0.0774	0.9263	0.0928	0.9235	0.0149	0.9536
0.0407	0.8967	0.2115	0.8842	0.2314	0.8795	0.0507	0.9121
0.1079	0.8540	0.3288	0.8421	0.3460	0.8355	0.1209	0.8706
0.2005	0.8113	0.4158	0.8000	0.4257	0.7916	0.2482	0.8292
0.3069	0.7686	0.4918	0.7579	0.4995	0.7476	0.3460	0.7877
0.4014	0.7259	0.5614	0.7158	0.5743	0.7036	0.4072	0.7463
0.4755	0.6832	0.6516	0.6737	0.6793	0.6596	0.4737	0.7048
0.5764	0.6405	0.7848	0.6316	0.8084	0.6157	0.5575	0.6633
0.6750	0.5978	0.9327	0.5895	0.9312	0.5717	0.6531	0.6219
0.7894	0.5551	0.9872	0.5474	0.9841	0.5277	0.7831	0.5804
0.9074	0.5124	0.9977	0.5053	0.9923	0.4837	0.9044	0.5390
0.9769	0.4697	0.9982	0.4632	1.0000	0.4402	0.9647	0.4975
1.0000	0.4287	1.0000	0.4240	1.0000	0.0000	0.9900	0.4561
1.0000	0.0000	1.0000	0.0000			1.0000	0.4254
						1.0000	0.0000

表-12.5.4 電力需要諸元

Period	I	II	III	IV	Yearly
Load factor (%)	0.68187	0.75596	0.75120	0.70551	0.70
Hours	2,160	2,184	2,208	2,208	8,760
Max. MW Ratio (PU)	0.95655	0.97003	0.94285	1.00000	1.00000

表-12.5・5 既設発電所の設備容量 (ルソングリッド:1987年6月現在)

Plant name	Installed Capacity (MW)	Remarks (units × MW)
(Hydro)		
Reservoir Type		
Caliraya	3 200	4 × 8
Ambuklao	75.00	3 × 25
Binga	1 000.00	4 × 25
Angat	2 280.00	4 × 50, 3 × 6, 1 × 10
Pantabangan	1 000.00	2 × 50
Magat	3 600.00	4 × 90
Kalayaan	3 000.00	2 × 150
Sabtotal	1,195.00	
Run of River Type		
Botocan	16.96	2 × 8, 0.96
Buhi-Barit	1.80	
Cawayan	0.40	
Masiway	12.00	
Subtotal	31.16	
Total	1,226.16	
(Oil-fired)		
	(MW)	(units × MW)
Manila	2 000.00	2 × 100
Sucab	8 500.00	1 × 150, 2 × 200, 1 × 300
Bataan	2 250.00	1 × 75, 1 × 150
Malaya	6 500.00	1 × 300, 1 × 350
Total	1,925.00	
(Coal-fired)		
	(MW)	
Calaca	3 000.00	1 × 300
(Geo-thermal)		
	(MW)	
Tiwi	3 300.00	6 × 55
Mak-Ban	3 300.00	6 × 55
Total	6 600.00	
Grand Total	4,111.16	

表-12.5.6 発電所形式別設備容量(MW)(ルソングリッド)

F.Y	Oil-fired	Gas-turbine	Sub-total	Pumped Storage	Run of River	Reservoir	Sub-total	Coal-fired	Geo-thermal	Total	Expansion Program
1986	1,925	-	1,925	300	31	895	1,226	300	660	4,111	Rehab. Malaya 1 (300)
1987	1,925	-	1,925	300	31	895	1,226	300	660	4,111	Rockwell (180)
1988	1,925(180)	-	1,925	300	31	895	1,226	300	660	4,111	
1989	1,925(180)	150	2,075	300	31	895	1,226	300	660	4,261	Gas-T. (3×50), Rehab. Sucat 1 (150)
1990	1,925(180)	350	2,275	300	31	895	1,226	300	660	4,461	Gas-T. (4×50), Rehab. Sucat 4 (300)
1991	1,925(180)	350	2,275	300	31	895	1,226	300	770	4,571	Geo (2×55)
1992	1,925	350	2,275	300	31	895	1,226	600	770	4,871	Calaca II (300), Retire Rockwell (△180)
1993	1,925	350	2,275	300	54	895	1,249	600	990	5,114	Pantay H. (23), Geo (4×55)
1994	1,925	350	2,275	300	54	895	1,249	600	1,210	5,334	Geo (4×55)
1995	1,925	350	2,275	300	54	895	1,249	900	1,210	5,634	Isabela (2×150)
1996	1,925	350	2,275	300	54	1,285	1,639	900	1,210	6,024	San Roque H. (390)
1997	1,925	350	2,275	300	54	1,553	1,907	900	1,210	6,292	Casecnan H. (268)
1998	1,925	350	2,275	300	54	1,728	2,082	900	1,320	6,577	Binongan H. (175), Geo (2×55)
1999	1,925	350	2,275	300	54	1,728	2,082	1,200	1,320	6,877	Coal A (2×150)
2000	1,925	350	2,275	300	54	1,728	2,082	1,500	1,320	7,177	Coal B (2×150)

表-12.5.7 發電所形式別送電端供給力(1995年現在)

Plant	Installed Capacity (MW)	Max. Limit (MW)	Min. Limit (MW)	Min./Max.	EFOR (%)	SMD (days/year)	SUR (%)	Decrease factor (P.U)	Output at sending End (MW)
Gas-turbine	7×50	7×40	—		8	0	1	0.911	255.1
Hydro	249	1,249	—		0.5	—	0.3	0.992	1,239.0
Oil-fired									
Bataan 1	75	70	50		10	49	4	0.748	52.4
2	150	150	80		10	49	4	0.748	112.2
Sub-total	225	220	130	0.591					164.6
Manila 1	100	100	30		10	49	4	0.748	74.8
2	100	100	30		10	49	4	0.748	74.8
Sucat 1	150	150	40		10	49	4	0.748	112.2
2	200	160	120		14	49	4	0.715	114.4
3	200	140	120		14	49	4	0.715	100.1
4	300	300	120		16	56	4	0.683	204.9
Malaya 1	300	300	120		16	56	4	0.683	204.9
2	350	350	150		14	56	4	0.699	244.7
Sub-total	1,700	1,600	730	0.456					1,130.8
Total	1,925	1,820	860						1,295.4
Coal-fired									
Calaca	2×300	2×300	2×230	0.767	17	56	8.5	0.643	385.8
Isabela	2×150	2×150	2×115	0.767	12	49	8.5	0.697	209.1
Geothermal	22×55	22×50	22×30	0.600	4	35	10.0	0.781	859.1

Note : EFOR = Equivalent forced Outage rate, SMD = Scheduled maintenance days, SUR = Station use rate,

$$\text{Decrease factor} = (1 - \text{EFOR}) \times \left(1 - \frac{\text{SMD}}{365}\right) \times (1 - \text{SUR}), \quad \text{Output at sending End} = \text{Max. Limit} \times \text{Decrease factor}.$$

表 - 12.5・8 貯水池式水力発電所の送電端供給力 (MW)

~ at Sending End ~

Plants	Output (MW)
Existing (Ambuklao)	1,185.46 (744.0)
Sao Roque	386.89
Casecnan	211.30
Binongan	173.60
Total	1,957.25

表 - 12.5・9 自流式水力発電所の送電端供給力 (MW)

~ at Sending End ~

Plants	Output (MW)
Existing	53.73

表 - 12.5・10 年度別貯水池式水力発電所の送電端供給力 (MW)

F.Y \ Alternatives	(a)	(b) (c)
1996	1,572.4	1,498.0
1997	1,783.7	1,709.3
1998	1,957.3	1,882.9
1999	1,957.3	1,882.9
2000	1,957.3	1,882.9
Remarks	With Ambuklao	Without Ambuklao

表 - 12.5・11 年度別地熱発電所の送電端供給力 (MW)

F.Y \ Alternatives	(a) (c)	(b)
1996	859.1	898.2
1997	859.1	898.2
1998	937.2	976.3
1999	937.2	976.3
2000	937.2	976.3
Remarks		+ Geothermal (1×55MW)

表-12.5.12 年度別、発電所形式別送電端供給力 (MW) ... 案(a)の場合

F.Y	Gas-turbine	Oil-fired		Pumped Storage	Run of River (in May)	Reservoir (a)	Coal-fired (a)	Geothermal	Total (a)
		(Bataan)	(Others)						
1996	255.1	164.6	1,130.8	297.6	24.4	1,572.4	594.9	859.1	4,898.9
1997	255.1	164.6	1,130.8	297.6	24.4	1,783.7	594.9	859.1	5,110.2
1998	255.1	164.6	1,130.8	297.6	24.4	1,957.3	594.9	937.2	5,361.9
1999	255.1	164.6	1,130.8	297.6	24.4	1,957.3	804.0	937.2	5,571.0
2000	255.1	164.6	1,130.8	297.6	24.4	1,957.3	1,013.1	937.2	5,780.1

Note : Alternative (a) ; With Ambuklao

表-12.5・13 水力発電所の月平均発電可能電力量 (GWh)

	Installed Capacity (MW)	I			II			III			IV			Total 365
		Jan 31	Feb 28	Mar 31	Apr 30	May 31	Jun 30	Jul 31	Aug 31	Sept 30	Oct 31	Nov 30	Dec 31	
<u>Reservoir type</u>														
Caliraya	32	8.19	8.31	4.92	5.22	4.63	4.99	4.63	5.83	6.24	6.47	9.18	8.15	76.76
Ambuklao	75	12.09	10.69	11.59	10.95	11.54	10.71	52.77	54.30	53.29	54.50	53.80	18.33	354.56
Binga	100	18.21	21.96	17.94	19.27	26.30	27.96	43.59	65.97	75.02	55.68	49.29	29.33	450.52
Angat	228	39.14	42.95	32.37	28.06	15.92	31.92	39.75	36.09	44.32	46.62	70.92	58.36	486.42
Pantabangan	100	25.21	28.54	25.43	22.17	6.48	2.16	6.18	7.28	6.02	7.91	5.55	9.95	152.88
Magat	360	54.30	53.16	38.03	27.39	64.92	89.29	86.56	136.90	139.31	128.15	168.50	83.34	1,069.85
Sub-total	1,195(1,185.5)	157.14	165.61	130.28	113.06	129.79	167.03	233.48	306.37	324.20	299.33	357.24	207.46	2,590.99
		453.03(451.67)			409.88(408.65)			864.05(861.46)			864.03(861.44)			
San Roque	390	38.26	28.43	29.37	32.08	59.15	103.44	155.55	182.77	182.31	152.34	83.58	51.91	1,099.19
Casecnan	213	107.64	62.46	63.77	65.60	92.77	115.70	133.16	143.89	152.36	162.38	166.05	148.45	1,414.23
Binongan	175	40.79	30.36	24.62	22.06	36.62	64.31	89.39	105.05	99.03	82.61	66.92	59.19	720.95
Sub-total	778(771.8)	186.69	121.25	117.76	119.74	188.54	283.45	378.10	431.71	433.70	397.33	316.55	259.55	3,234.37
		425.70(424.42)			591.73(539.96)			1,243.51(1,239.78)			973.43(970.51)			
Total	1,973(1,957.2)	878.73(876.09)			1,001.61(998.61)			2,107.56(2,101.24)			1,837.46(1,831.95)			
<u>Run of River type</u>														
Botocan	16.96	4.45	3.66	5.17	4.78	2.82	6.39	6.37	4.97	5.60	5.57	10.64	10.20	70.62
Buhi-Barit	1.80	1.14	1.12	0.70	0.63	0.36	0.35	0.61	0.74	0.79	0.89	1.05	1.09	9.47
Cawayan	0.40	0.23	0.23	0.18	0.19	0.13	0.11	0.28	0.27	0.13	0.14	0.14	0.18	2.21
Masiway	12.00	4.95	5.30	5.22	5.24	2.34	0.46	1.46	1.59	1.58	1.70	1.30	2.60	33.74
Pantay	23.00	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	150.00
Total	54.16(53.7)	23.27	22.81	23.77	23.34	18.15	19.81	21.22	20.07	20.60	20.80	25.63	26.57	266.04
		69.85(69.64)			61.30(61.12)			61.89(61.70)			73.00(72.78)			

Note : () Shows Sending End Values.

表 - 12.5・14 貯水池式水力発電所の期間別送電端発電可能電力量 (GWh)

~ at Sending End ~

Period Plants	I	II	III	IV
Existing (Ambuklao)	451.67 (34.27)	408.65 (33.10)	861.46 (159.88)	861.44 (126.25)
San Roque	95.77	194.09	519.07	286.97
Casecanan	233.17	273.25	428.12	475.45
Binongan	95.48	122.62	292.59	208.09
Total	876.09	998.61	2,101.24	1,831.95

表 - 12.5・15 自流式水力発電所の期間別送電端発電可能電力量 (GWh)

~ at Sending End ~

Period Plants	I	II	III	IV
Existing	69.64	61.12	61.70	72.78

表 - 12.5.16 貯水池式水力発電所の年度別、期間別送電端発電可能電力量 (Gwh)

Alternatives Period F.Y	(a) With Ambuklao				(b) and (c) Without Ambuklao			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
1996	547.44	602.74	1,380.53	1,148.41	513.17	569.64	1,220.65	1,022.16
1997	780.61	875.99	1,808.65	1,623.86	746.34	842.89	1,648.77	1,497.61
1998	876.09	998.61	2,101.24	1,831.95	841.82	965.51	1,941.36	1,705.70
1999	876.09	998.61	2,101.24	1,831.95	841.82	965.51	1,941.36	1,705.70
2000	876.09	998.61	2,101.24	1,831.95	841.82	965.51	1,941.36	1,705.70

表-12.5.17 資本費を除いた年固定費

Plants	Type	Capacity (MW)	Construction Cost(c) (\$/KW)	Life Time Period(k) (year)	Residual Value Rate (z) (%)	Forced Outage Rate (%)	Maintenance days/year	Station Use Rate (P.U)	Fixed O/M Cost(m) \$/KW-month	Annual Fixed Cost (\$/KW-year)
Ambuklao	Hydro	75	542.47	8	0.1	0.5	-	0.003	0.45633	5.520
Coal-fired(2)		300	1,162.10	4	0.1	12.0	4.9	0.085	1.28475	24.959
Geothermal	-	* 100	624.60	4	0.1	4.0	3.5	0.100	0.47000	7.220

Note : Annual Fixed O/M Cost (\$/KW-year) = $(m \times 12) \div \left[(1 - \frac{\text{Forced Outage Rate}}{100}) (1 - \frac{\text{Maintenance days}}{365}) \right]$ (1-Station Use Rate)

* Max.Limit

建設期間中の建設費支出比率 (Rk)

Plants	R ₆	R ₅	R ₄	R ₃	R ₂	R ₁	R ₀	R ₋₁
Ambuklao	1.638	1.829	2.412	6.553	21.096	27.842	19.929	18.702
Coal-fired (2)	-	-	-	$\frac{100}{4}$	$\frac{100}{4}$	$\frac{100}{4}$	$\frac{100}{4}$	-
Geothermal	-	-	-	$\frac{100}{4}$	$\frac{100}{4}$	$\frac{100}{4}$	$\frac{100}{4}$	-

総建設費 (建中利子を除く : 単位 10⁶)

Plants	L.C ¥	F.C US\$	Equivalent US\$
Ambuklao	381,234	22,531	40,685
Coal-fired(2)	1,5630	274.2	348.63
Geothermal	347.8	45.9	62.46

表-12.5.18 可變費

Plant type	Fuel Cost	Heat content	Fuel cost (\$/MBTU)	Heat rate (Thermal Efficiency) (MBTU/MWh)	Variable O/M Ratio (%)	Station use rate (%)	Variable cost (\$/MWh)
Gas - turbine			3.00	14841	1	1.0	45.422
Oil - fired							
(1) Manila, Sucat, Malaya	14.311\$/bbl	6.21 MBTU/bbl	23045	10753	1	4.0	26071
(2) Bataan	13.831\$/bbl	6.248 MBTU/bbl	22136	9484	1	4.0	22087
Coal - fired							
(Calaca)	35.63 \$/t	21.630 MBTU/t	16472	9484	1	8.5	17244
(Isabela)	35.74 \$/t	18.739 MBTU/t	20673	9484	1	8.5	21642
Geo - thermal			*0.2526			10.0	13365

Note: Variable cost at Sending End (\$/MWh) =
$$\frac{\text{Fuel cost } (\$/\text{MBTU}) \times \text{Heat rate (MBTU/MWh)} \times (1 + \text{Variable O/M Ratio} \times 10^{-2})}{1 - \text{Station Use rate} \times 10^{-2}}$$

Variable cost for Pumping up = Variable cost ÷ Pumping up Efficiency (0.7)

Plants Variable cost for Pumping up (\$/MWh)

Oil - fired (Manila, Sucat, Malaya) 37244

Oil - fired (Bataan) 31553

Coal (Calaca) 24634

Coal (Isabela) 30917

Geo - thermal 19093

* P/kwh

表-12.5·19(1) 發電所形式別最適送電端供給力(案(a))

(MW)

F. Y Period	1995				1996				1997			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Plants												
Gasturbine												
Pumped Storage					297.6	105.3	64.3	162.7	297.6	69.1	12.7	78.7
Reservoir					983.7	945.9	1,463.3	1,411.0	1,213.3	1,226.5	1,771.0	1,705.3
Oil-fired (1)					802.2	1,089.2	506.7	678.7	794.5	1,069.8	469.3	700.4
Oil-fired (2)					164.6	"	"	"	"	"	"	"
Coal-fired (150MW units)					209.1	"	"	"	"	"	"	"
Coal-fired (300MW units)					385.8	"	"	"	"	"	"	"
Geothermal					859.1	"	"	"	"	"	"	"
Run of River					32.2	28.0	27.9	33.0	32.2	28.0	27.9	33.0
Total					3,734.3	3,787.0	3,680.8	3,904.0	3,956.2	4,012.0	3,899.5	4,136.0

F. Y Period	1998				1999				2000			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Plants												
Gasturbine												
Pumped Storage	297.6	68.7	0.8	54.0	297.6	78.8	28.9	115.0	297.6	90.6	60.2	183.2
Reservoir	1,337.6	1,352.3	1,956.5	1,903.4	1,393.9	1,382.8	1,928.5	1,843.0	1,453.0	1,412.8	1,897.4	1,775.9
Oil-fired (1)	824.5	1,102.1	446.7	691.9	790.6	1,087.1	465.7	724.2	768.3	1,085.5	498.7	771.0
Oil-fired (2)	164.6	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
Coal-fired (150MW units)	209.1	"	"	"	418.2	"	"	"	627.3	"	"	"
Coal-fired (300MW units)	385.8	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
Geothermal	937.2	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
Run of River	32.2	28.0	27.9	33.0	32.2	28.0	27.9	33.0	32.2	28.0	27.9	33.0
Total	4,188.6	4,247.8	4,128.6	4,379.0	4,420.1	4,482.5	4,356.8	4,621.0	4,666.0	4,731.8	4,599.1	4,878.0

Note: Oil-fired (1) are Oil-fired (Manila, Sucat, Malaya), Oil-fired (2) are Oil-fired (Bataan).

表-12.5·19(2) 發電所形式別最適送電端供給力(案(b))

(MW)

F. Y Period	1995				1996				1997			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Plants												
Gasturbine												
Pumped Storage					297.6	121.0	91.4	217.4	297.6	75.5	37.8	126.8
Reservoir					956.4	902.7	1,352.6	1,283.0	1,189.0	1,196.4	1,671.6	1,583.4
Oil-fired (1)					790.3	1,077.5	551.1	712.9	779.6	1,054.4	504.5	735.1
Oil-fired (2)					164.6	"	"	"	"	"	"	"
Coal-fired (150MW units)					209.1	"	"	"	"	"	"	"
Coal-fired (300MW units)					385.8	"	"	"	"	"	"	"
Geothermal					898.2	"	"	"	"	"	"	"
Run of River					32.2	28.0	27.9	33.0	32.2	28.0	27.9	33.0
Total					3,734.2	3,786.9	3,680.7	3,904.0	3,956.1	4,012.0	3,899.5	4,136.0

F. Y Period	1998				1999				2000			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Plants												
Gasturbine												
Pumped Storage	297.6	74.1	22.8	100.5	297.6	85.9	53.9	166.9	297.6	100.6	85.2	241.0
Reservoir	1,313.8	1,324.4	1,860.1	1,782.9	1,369.8	1,352.3	1,829.2	1,717.5	1,428.5	1,378.8	1,798.2	1,645.1
Oil-fired (1)	809.2	1,085.5	482.0	726.8	775.6	1,071.4	500.9	758.7	753.7	1,070.4	533.7	804.9
Oil-fired (2)	164.6	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
Coal-fired (150MW units)	209.1	"	"	"	418.2	"	"	"	627.3	"	"	"
Coal-fired (300MW units)	385.8	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
Geothermal	976.3	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
Run of River	32.2	28.0	27.9	33.0	32.2	28.0	27.9	33.0	32.2	28.0	27.9	33.0
Total	4,188.6	4,247.8	4,128.6	4,379.0	4,420.1	4,482.5	4,356.8	4,621.0	4,666.0	4,731.8	4,599.0	4,878.0

Note: Oil-fired(1) are Oil-fired (Manila, Sucat, Malaya), Oil-fired(2) are Oil-fired (Bataan).

表-12.5-19(3) 發電所形式別最遠送電端供給力(案(c))

(MW)

F. Y Period	1995				1996				1997			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Plants												
Gasturbine												
Pumped Storage					297.6	111.1	81.7	197.9	297.6	70.9	28.1	107.4
Reservoir					954.4	912.4	1,367.6	1,302.0	1,188.1	1,201.0	1,681.3	1,602.5
Oil-fired (1)					831.5	1,116.9	585.0	752.5	819.7	1,093.5	543.6	774.5
Oil-fired (2)					164.6	"	"	"	"	"	"	"
Coal-fired (150MW units)					209.1	"	"	"	"	"	"	"
Coal-fired (300MW units)					385.8	"	"	"	"	"	"	"
Geothermal					859.1	"	"	"	"	"	"	"
Run of River					32.2	28.0	27.9	33.0	32.2	28.0	27.9	33.0
Total					3,734.3	3,787.0	3,680.8	3,904.0	3,956.2	4,012.0	3,899.5	4,136.0

F. Y Period	1998				1999				2000			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Plants												
Gasturbine												
Pumped Storage	297.6	70.5	13.1	82.6	297.6	80.8	44.3	145.8	297.6	93.8	75.6	218.8
Reservoir	1,313.1	1,327.9	1,869.8	1,800.6	1,368.9	1,357.3	1,838.8	1,738.2	1,427.3	1,385.5	1,807.8	1,666.6
Oil-fired (1)	849.0	1,124.7	521.1	766.1	815.6	1,110.6	540.0	798.2	794.0	1,109.6	572.9	844.7
Oil-fired (2)	164.6	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
Coal-fired (150MW units)	209.1	"	"	"	418.2	"	"	"	627.3	"	"	"
Coal-fired (300MW units)	385.8	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
Geothermal	937.2	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
Run of River	32.2	28.0	27.9	33.0	32.2	28.0	27.9	33.0	32.2	28.0	27.9	33.0
Total	4,188.6	4,247.8	4,128.6	4,379.0	4,420.1	4,482.5	4,356.8	4,621.0	4,666.0	4,731.8	4,599.1	4,878.0

Note: Oil-fired(1) are Oil-fired (Manila, Sucat, Malaya), Oil-fired(2) are Oil-fired(Bataan).

表-12.5-20(1) 發電所形式別最適發電電力量分担(案(a))

(GWh)

F. Y	1995					1996					1997					
	Plants	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total
Gasturbine																
Pumped Storage							15.4	1.8	0.7	2.4	20.3	4.6	0.7	0.0	0.6	6.0
Reservoir							547.4	602.7	1,380.5	1,148.4	3,679.0	780.6	876.0	1,808.6	1,623.9	5,089.1
Oil-fired (1)							1,426.1	2,059.3	1,092.0	1,295.0	5,872.4	1,498.8	2,153.5	1,024.8	1,176.2	5,853.3
Oil-fired (2)							334.2	355.7	361.8	358.4	1,410.1	344.9	358.5	362.7	360.8	1,426.9
Coal-fired (150MW units)							440.7	455.5	460.8	459.1	1,816.1	446.4	456.3	461.4	460.7	1,824.8
Coal-fired (300MW units)							(13.4) 819.9	(1.4) 841.2	(0.9) 850.9	(2.6) 849.2	(18.3) 3,361.2	(4.8) 828.5	(0.4) 842.2	(0.0) 851.8	(0.7) 851.1	(5.9) 3,373.6
Geothermal							(8.6) 1,847.1	(1.2) 1,875.1	(0.1) 1,896.8	(0.8) 1,896.1	(10.7) 7,515.1	(2.0) 1,853.7	(0.6) 1,875.7	(0.0) 1,896.9	(0.0) 1,896.9	(2.6) 7,523.2
Run of River							69.6	61.1	61.7	72.8	265.2	69.6	61.1	61.7	72.8	265.2
Total							(22.0) 5,500.4	(2.6) 6,252.4	(1.0) 6,105.2	(3.4) 6,081.4	(29.0) 23,939.5	(6.8) 5,827.2	(1.0) 6,624.0	(0.0) 6,467.9	(0.7) 6,443.0	(8.5) 25,362.1

F. Y	1998					1999					2000					
	Plants	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total
Gasturbine																
Pumped Storage		3.9	0.7	0.0	0.3	4.9	6.2	0.8	0.1	1.0	8.1	9.0	1.0	0.5	2.5	13.0
Reservoir		876.1	998.6	2,101.2	1,832.0	5,807.9	876.1	998.6	2,101.2	1,831.9	5,807.8	876.1	998.6	2,101.2	1,832.0	5,807.9
Oil-fired (1)		1,574.3	2,249.3	939.4	1,172.9	5,935.9	1,478.1	2,181.6	857.8	1,093.4	5,610.9	1,408.9	2,139.2	800.4	1,040.9	5,389.4
Oil-fired (2)		346.3	358.7	362.9	361.6	1,429.5	341.6	358.1	362.3	359.4	1,421.4	335.6	356.9	361.6	356.4	1,410.5
Coal-fired (150MW units)		447.3	456.4	461.6	461.0	1,826.3	890.1	912.3	922.4	919.9	3,644.7	1,328.8	1,367.5	1,382.5	1,376.4	5,455.2
Coal-fired (300MW units)		(4.0) 829.3	(0.4) 842.2	(0.0) 851.8	(0.3) 851.5	(4.7) 3,374.8	(5.7) 827.6	(0.4) 842.2	(0.1) 851.7	(1.3) 850.5	(7.5) 3,372.0	(7.8) 825.5	(0.5) 842.1	(0.6) 851.2	(2.4) 849.4	(1.13) 3,368.2
Geothermal		(1.6) 2,022.8	(0.5) 2,046.3	(0.0) 2,069.3	(0.3) 2,069.3	(2.1) 8,207.7	(3.2) 2,021.2	(0.7) 2,046.1	(0.1) 2,069.3	(0.1) 2,069.2	(4.0) 8,205.8	(5.1) 2,019.3	(0.9) 2,045.9	(0.0) 2,069.3	(1.1) 2,068.2	(7.1) 8,202.7
Run of River		69.6	61.1	61.7	72.8	265.2	69.6	61.1	61.7	72.8	265.2	69.6	61.1	61.7	72.8	265.2
Total		(5.6) 6,169.6	(0.9) 7,013.3	(0.0) 6,847.9	(0.3) 6,821.4	(6.8) 26,852.2	(8.9) 6,510.5	(1.1) 7,400.8	(0.1) 7,226.5	(1.4) 7,198.1	(11.5) 28,335.9	(12.9) 6,872.8	(1.4) 7,812.3	(0.6) 7,628.4	(3.5) 7,598.6	(18.4) 29,912.1

Note : () shows Pumping up Energy.

表-12.5・20(2) 発電所形式別最適発電電力量分担(案(b))

[GWh]

F. Y	1995					1996					1997					
	Plants	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total
Gasturbine																
Pumped Storage							20.7	2.3	1.5	4.5	29.0	7.0	0.9	0.2	1.4	9.5
Reservoir							513.2	569.6	1,220.6	1,022.2	3,325.6	746.3	842.9	1,648.8	1,497.6	4,735.6
Oil-fired (1)							1,384.7	2,009.6	1,166.6	1,339.2	5,900.1	1,453.1	2,101.8	1,099.1	1,218.5	5,872.5
Oil-fired (2)							330.4	354.0	361.4	355.9	1,401.7	342.8	358.2	362.3	359.6	1,422.9
Coal-fired (150MW units)							438.0	454.8	460.5	458.2	1,811.5	445.0	456.1	461.2	459.9	1,822.2
Coal-fired (300MW units)							(16.6) 816.7	(1.8) 840.8	(1.4) 850.4	(4.3) 847.5	(24.1) 3,355.4	(6.8) 826.5	(0.5) 842.1	(0.3) 851.5	(1.7) 850.1	(9.3) 3,370.2
Geothermal							(1.29) 1,927.2	(1.6) 1,960.1	(0.6) 1,982.6	(2.2) 1,981.1	(17.3) 7,851.0	(3.2) 1,936.9	(0.8) 1,960.9	(0.3) 1,983.2	(0.3) 1,982.9	(4.3) 7,863.9
Run of River							69.6	61.1	61.7	72.8	265.2	69.6	61.1	61.7	72.8	265.2
Total							(29.5) 5,500.5	(3.4) 6,252.3	(2.0) 6,105.3	(6.5) 6,801.4	(41.4) 23,939.5	(10.0) 5,827.2	(1.3) 6,624.0	(0.3) 6,468.0	(2.0) 6,442.8	(13.6) 25,362.0

F. Y	1998					1999					2000					
	Plants	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total
Gasturbine																
Pumped Storage		5.8	0.8	0.1	0.8	7.5	8.7	1.0	0.4	2.2	12.3	12.1	1.3	1.0	4.3	18.7
Reservoir		841.8	965.5	1,941.4	1,705.7	5,454.4	841.8	965.5	1,941.4	1,705.7	5,454.4	841.8	965.5	1,941.4	1,705.7	5,454.4
Oil-fired (1)		1,528.1	2,197.4	1,013.5	1,214.7	5,953.7	1,434.2	2,130.0	932.3	1,136.6	5,633.1	1,367.6	2,088.8	875.2	1,087.0	5,418.6
Oil-fired (2)		344.4	358.5	362.6	360.5	1,426.0	338.9	357.8	361.9	358.2	1,416.8	332.7	355.7	361.3	354.0	1,403.7
Coal-fired (150MW units)		446.0	456.3	461.3	460.4	1,824.0	887.5	911.9	921.9	918.4	3,639.7	1,324.1	1,366.9	1,381.8	1,373.4	5,446.2
Coal-fired (300MW units)		(5.5) 827.8	(0.4) 842.2	(0.1) 851.7	(1.1) 850.7	(7.1) 3,372.4	(7.8) 825.5	(0.5) 842.1	(0.5) 851.3	(2.2) 849.6	(11.0) 3,368.5	(10.1) 823.2	(0.7) 841.9	(1.0) 850.8	(3.7) 848.1	(15.5) 3,364.0
Geothermal		(2.7) 2,106.1	(0.6) 2,131.6	(0.1) 2,155.7	(0.1) 2,155.6	(3.4) 8,549.0	(4.6) 2,104.2	(0.9) 2,131.3	(0.1) 2,155.6	(0.9) 2,154.8	(6.5) 8,545.9	(7.2) 2,101.6	(1.1) 2,131.1	(0.4) 2,155.3	(2.4) 2,153.3	(11.1) 8,541.3
Run of River		69.6	61.1	61.7	72.8	265.2	69.6	61.1	61.7	72.8	265.2	69.6	61.1	61.7	72.8	265.2
Total		(8.2) 6,169.6	(1.0) 7,013.4	(0.1) 6,848.0	(1.2) 6,821.2	(10.5) 26,852.2	(12.4) 6,510.4	(1.4) 7,400.7	(0.6) 7,226.5	(3.1) 7,198.3	(17.5) 28,335.9	(17.3) 6,872.7	(1.8) 7,812.3	(1.4) 7,628.5	(6.1) 7,598.6	(26.6) 29,912.1

Note : () shows Pumping up Energy.

表-125·20(3) 發電所形式別最適發電電力量分担(案(c))

(GWh)

F. Y	1995					1996					1997				
	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total
Gasturbine															
Pumped Storage						17.3	2.0	1.2	3.6	24.1	5.5	0.7	0.1	1.0	7.3
Reservoir						513.2	569.6	1,220.6	1,022.1	3,325.5	746.3	842.9	1,648.8	1,497.6	4,735.6
Oil-fired (1)						1,463.8	2,093.3	1,252.6	1,423.7	6,233.4	1,534.6	2,186.8	1,185.1	1,303.8	6,210.3
Oil-fired (2)						332.7	355.1	361.5	357.1	1,406.4	344.2	358.4	362.5	360.1	1,425.2
Coal-fired (150MW units)						439.6	455.3	460.6	458.5	1,814.0	445.9	456.3	461.3	460.2	1,823.7
Coal-fired (300MW units)						(14.6) 818.7	(1.5) 841.1	(1.2) 850.6	(3.6) 848.2	(20.9) 3,358.6	(5.4) 827.9	(0.4) 842.2	(0.1) 851.7	(1.3) 850.5	(7.2) 3,372.3
Geothermal						(10.2) 1,845.5	(1.3) 1,875.0	(0.4) 1,896.5	(1.5) 1,895.4	(13.4) 7,512.4	(2.4) 1,853.3	(0.7) 1,875.6	(0.1) 1,896.9	(0.1) 1,896.8	(3.2) 7,522.6
Run of River						69.6	61.1	61.7	72.8	265.2	69.6	61.1	61.7	72.8	265.2
Total						(24.8) 5,500.4	(2.8) 6,252.5	(1.6) 6,105.3	(5.1) 6,081.4	(34.3) 23,939.6	(7.8) 5,827.3	(1.1) 6,624.0	(0.1) 6,468.1	(1.4) 6,442.8	(10.4) 25,362.2

F. Y	1998					1999					2000				
	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total	I	II	III	IV	Total
Gasturbine															
Pumped Storage	4.5	0.7	0.0	0.6	5.8	7.0	0.9	0.3	1.7	9.9	10.1	1.1	0.8	3.5	15.5
Reservoir	841.8	965.5	1,941.4	1,705.7	5,454.4	841.8	965.5	1,941.4	1,705.7	5,454.4	841.8	965.5	1,941.4	1,705.7	5,454.4
Oil-fired (1)	1,609.9	2,282.5	1,099.6	1,300.3	6,292.3	1,514.5	2,215.0	1,018.3	1,221.6	5,969.4	1,446.2	2,172.9	961.0	1,170.8	5,750.9
Oil-fired (2)	345.6	358.7	362.7	360.9	1,427.9	340.8	358.0	362.0	358.8	1,419.6	334.6	356.6	361.4	354.9	1,407.5
Coal-fired (150MW units)	446.8	456.4	461.4	460.7	1,825.3	889.2	912.2	922.1	919.0	3,642.5	1,327.1	1,367.3	1,382.1	1,374.7	5,451.2
Coal-fired (300MW units)	(4.5) 828.8	(0.4) 842.2	(0.0) 851.8	(0.8) 851.0	(5.7) 3,373.8	(6.4) 826.9	(0.5) 842.1	(0.4) 851.4	(1.8) 850.0	(9.1) 3,370.4	(8.6) 824.7	(0.6) 842.0	(0.9) 850.9	(3.2) 848.6	(13.3) 3,366.2
Geothermal	(2.0) 2,022.4	(0.5) 2,046.3	(0.0) 2,069.3	(0.0) 2,069.3	(2.5) 8,207.3	(3.7) 2,020.7	(0.8) 2,046.0	(0.0) 2,069.3	(0.5) 2,068.8	(5.0) 8,204.8	(5.8) 2,018.6	(1.0) 2,045.8	(0.2) 2,069.1	(1.8) 2,067.5	(8.8) 8,201.0
Run of River	69.6	61.1	61.7	72.8	265.2	69.6	61.1	61.7	72.8	265.2	69.6	61.1	61.7	72.8	265.2
Total	(6.5) 6,169.4	(0.9) 7,013.4	(0.0) 6,847.9	(0.8) 6,821.3	(8.2) 26,852.0	(10.1) 6,510.5	(1.3) 7,400.8	(0.4) 7,226.5	(2.3) 7,198.4	(14.1) 28,336.2	(14.4) 6,872.7	(1.6) 7,812.3	(1.1) 7,628.4	(5.0) 7,598.5	(22.1) 29,911.9

Note : () shows Pumping up Energy.

表-12.5.21 運転保守費（資本費を除く固定費+可変費）

Units : 1,000US\$

Alternative F.Y.	Original Plan + Rehab. Ambuklao (a)	Original Plan + Geothermal (b)	No Change O.P. (c)
1996	398,809.1	403,587.7	407,636.6
1997	400,220.9	404,978.2	409,038.8
1998	413,143.8	417,897.7	421,954.9
1999	443,804.2	448,570.1	452,629.2
2000	476,911.1	481,706.0	485,739.6

表 - 12.5・22 内部収益率と現在価値 (案(a)~(b)比較)

Case : (a) - (b)

AMBUKULA

CASE - A-3

TABLE INTERNAL RATE OF RETURN

YEAR	COST			BENEFIT			PRESENT VALUE			I.R.R.
	INVESTMENT	0 & %	TOTAL	INVESTMENT	0 & %	TOTAL	COST	BENEFIT	DISC. FAC.	
1987	26648.	0.	26648.	26648.	0.	26648.	26648.	26648.	1.0000	
1988	167520.	0.	167520.	167520.	0.	167520.	117769.	117769.	0.7030	
1989	239513.	0.	239513.	236847.	0.	238847.	118365.	118036.	0.4942	
1990	306150.	0.	306150.	305400.	0.	305400.	106360.	106101.	0.3475	
1991	421653.	0.	421653.	422734.	0.	420704.	102986.	102747.	0.2443	
1992	352900.	0.	352900.	358046.	0.	358046.	60589.	61472.	0.1717	
1993	313780.	0.	313780.	313011.	0.	313011.	37872.	37779.	0.1207	
1994	306287.	0.	306287.	296762.	0.	296762.	25478.	25179.	0.0849	
1995	296450.	0.	296450.	296157.	0.	296157.	17683.	17665.	0.0597	
1996	316365.	398806.	715171.	308750.	403588.	712344.	29988.	29869.	0.0419	
1997	238734.	403221.	638955.	238704.	404973.	638682.	18833.	18974.	0.0295	
1998	173105.	413144.	586249.	173105.	417898.	591003.	12148.	12247.	0.0207	
1999	86553.	443804.	530357.	86553.	448570.	535123.	7728.	7795.	0.0146	
2000	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	4884.	4933.	0.0102	
2001	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	3433.	3468.	0.0072	
2002	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	2414.	2438.	0.0051	
2003	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	1697.	1714.	0.0036	
2004	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	1193.	1205.	0.0025	
2005	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	838.	847.	0.0018	
2006	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	589.	595.	0.0012	
2007	23983.	476911.	500894.	23983.	481706.	505688.	435.	439.	0.0009	
2008	55804.	476911.	532715.	55804.	481706.	537510.	325.	328.	0.0006	
2009	31521.	476911.	508432.	31821.	481706.	513527.	218.	221.	0.0004	
2010	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	144.	145.	0.0003	
2011	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	101.	102.	0.0002	
2012	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	71.	72.	0.0001	
2013	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	50.	51.	0.0001	
2014	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	35.	36.	0.0001	
2015	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	25.	25.	0.0001	
2016	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	17.	18.	0.0000	
2017	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	12.	12.	0.0000	
2018	83078.	476911.	559989.	83078.	481706.	584784.	10.	10.	0.0000	
2019	112317.	476911.	589228.	111717.	481706.	593923.	7.	8.	0.0000	
2020	141605.	476911.	617970.	140395.	481706.	622101.	5.	6.	0.0000	
2021	200061.	476911.	676972.	199171.	481706.	680888.	4.	4.	0.0000	
2022	138158.	476911.	615069.	142786.	481706.	624492.	3.	3.	0.0000	
2023	114344.	476911.	591755.	114144.	481706.	595852.	2.	2.	0.0000	
2024	102990.	476911.	579601.	99522.	481706.	581228.	1.	1.	0.0000	
2025	99245.	476911.	576162.	98978.	481706.	580884.	1.	1.	0.0000	
2026	176990.	476911.	653608.	169648.	481706.	651554.	1.	1.	0.0000	
2027	193531.	476911.	670742.	193831.	481706.	675537.	1.	1.	0.0000	
2028	211599.	476911.	688510.	211599.	481706.	693305.	0.	0.	0.0000	
2029	109712.	476911.	586638.	109712.	481706.	591425.	0.	0.	0.0000	
2030	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	0.	0.	0.0000	
2031	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	0.	0.	0.0000	
2032	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	0.	0.	0.0000	
2033	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	0.	0.	0.0000	
2034	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	0.	0.	0.0000	
2035	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	0.	0.	0.0000	
2036	0.	476911.	476911.	0.	481706.	481706.	0.	0.	0.0000	
TOTAL	5034592.	19301689.	24336261.	5016629.	19498155.	24514783.	698963.	698963.		

AMBUKULA

CASE - A-3

*** I.R.R. = 42.24% ***

TABLE PRESENT VALUE

DISC. RATE(%)	(5)	(10)	(12)	(20)	(25)	(30)	(35)	(40)
COST								
INVEST.	2741455.	1945715.	1769739.	1250459.	1044561.	889611.	769804.	675188.
0 & %	5429341.	2084547.	1510048.	514439.	293540.	176970.	111198.	72199.
TOTAL	8191826.	4050263.	3278757.	1764928.	1338107.	1066580.	881001.	747387.
BENEFIT								
INVEST.	2753977.	1961301.	1765913.	1248394.	1043022.	888443.	768890.	674451.
0 & %	5455394.	2108421.	1525934.	519993.	296751.	178921.	112434.	73008.
TOTAL	8239371.	4067722.	3291907.	1768387.	1339773.	1067364.	881324.	747459.
B/C	1.3059	1.0643	1.0037	1.0020	1.0012	1.0007	1.0004	1.0001
B-C	65545.	17459.	12220.	3460.	1666.	783.	323.	72.

表-12.5・23 内部収益率と現在価値(案(a)~(c)比較)

Case : (a) - (c)

AMBUKULA

CASE - A-C

TABLE INTERNAL RATE OF RETURN

YEAR	COST			BENEFIT			PRESENT VALUE			I.R.R.
	INVESTMENT	O & M	TOTAL	INVESTMENT	O & M	TOTAL	COST	BENEFIT	DISCOUNT	
1987	26646.	0.	26646.	26646.	0.	26646.	26646.	26648.	1.0000	
1988	167526.	0.	167526.	167526.	0.	167526.	142338.	142338.	0.8497	
1989	239513.	0.	239513.	239513.	0.	239513.	172904.	172423.	0.7220	
1990	306150.	0.	306150.	305400.	0.	305400.	187780.	187323.	0.6135	
1991	421435.	0.	421435.	426724.	0.	426724.	219756.	219245.	0.5213	
1992	352904.	0.	352904.	350235.	0.	350238.	156260.	155080.	0.4429	
1993	313766.	0.	313766.	305235.	0.	305203.	118049.	114820.	0.3764	
1994	306282.	0.	306282.	289954.	0.	289954.	95984.	92363.	0.3192	
1995	286456.	0.	286456.	288350.	0.	288350.	80514.	78312.	0.2717	
1996	318365.	398609.	715174.	308756.	407637.	716393.	165027.	165309.	0.2309	
1997	238766.	405221.	638987.	238766.	409039.	647743.	125266.	126935.	0.1962	
1998	173105.	413144.	586249.	173105.	421955.	595060.	97657.	99125.	0.1667	
1999	86553.	443894.	530447.	86553.	452629.	539182.	75063.	76312.	0.1416	
2000	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	57350.	58412.	0.1204	
2001	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	48727.	49629.	0.1023	
2002	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	41401.	42168.	0.0869	
2003	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	35176.	35827.	0.0736	
2004	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	29887.	30641.	0.0627	
2005	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	25394.	25864.	0.0533	
2006	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	21576.	21975.	0.0453	
2007	23983.	476911.	500894.	23983.	485740.	509722.	19254.	19593.	0.0385	
2008	55804.	476911.	532715.	55804.	485740.	541544.	17398.	17686.	0.0327	
2009	31821.	476911.	508732.	31821.	485740.	517561.	14117.	14362.	0.0278	
2010	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	11244.	11452.	0.0236	
2011	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	9553.	9730.	0.0201	
2012	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	8117.	8267.	0.0170	
2013	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	6897.	7024.	0.0145	
2014	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	5860.	5966.	0.0123	
2015	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	4979.	5071.	0.0105	
2016	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	4230.	4308.	0.0089	
2017	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	3594.	3661.	0.0076	
2018	83078.	476911.	559989.	83078.	485740.	568017.	3586.	3642.	0.0064	
2019	112317.	476911.	589228.	112317.	485740.	597457.	3206.	3250.	0.0055	
2020	141065.	476911.	617976.	140395.	485740.	626134.	2857.	2894.	0.0046	
2021	200361.	476911.	676972.	195175.	485740.	684917.	2459.	2490.	0.0039	
2022	132158.	476911.	608669.	135759.	485740.	621498.	2052.	2074.	0.0033	
2023	114844.	476911.	591755.	107119.	485740.	592859.	1678.	1661.	0.0028	
2024	102690.	476911.	579601.	92495.	485740.	578235.	1396.	1393.	0.0024	
2025	92248.	476911.	576160.	91951.	485740.	577691.	1179.	1182.	0.0021	
2026	176695.	476911.	653606.	169846.	485740.	655588.	1137.	1140.	0.0017	
2027	193631.	476911.	670542.	193331.	485740.	679571.	991.	1004.	0.0015	
2028	211599.	476911.	688510.	211599.	485740.	697336.	864.	875.	0.0013	
2029	109715.	476911.	586626.	109719.	485740.	595458.	626.	635.	0.0011	
2030	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	432.	440.	0.0009	
2031	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	367.	374.	0.0008	
2032	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	312.	318.	0.0007	
2033	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	265.	270.	0.0006	
2034	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	225.	229.	0.0005	
2035	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	191.	195.	0.0004	
2036	0.	476911.	476911.	0.	485740.	485740.	163.	166.	0.0003	
TOTAL	5034592.	19301689.	24336281.	4957290.	19663624.	24620914.	2052185.	2052184.		

AMBUKULA

CASE - A-C

IRR I.R.S. = 17.69 %

TABLE PRESENT VALUE

DISC. RATE(%)	PRESENT VALUE							
	(5)	(10)	(12)	(20)	(25)	(30)	(35)	(40)
COST								
INVEST.	2761435.	1845714.	1768739.	1250469.	1044561.	889611.	769804.	675188.
O & M	5429341.	2084547.	1510048.	514439.	293546.	176970.	111198.	72199.
TOTAL	8190776.	4050265.	3278787.	1764908.	1338107.	1066580.	881001.	747387.
BENEFIT								
INVEST.	2726457.	1943525.	1749489.	1239510.	1035461.	882519.	764195.	670693.
O & M	5532444.	2124594.	1536445.	529434.	299467.	180575.	113493.	73694.
TOTAL	8258901.	4068119.	3285934.	1768944.	1334927.	1063094.	877676.	744386.
B/C	1.0063	1.0045	1.0031	0.9991	0.9976	0.9967	0.9962	0.9960
-B-C	66244.	18150.	10169.	-1623.	-3179.	-3467.	-3324.	-3006.

表-12.5・24 1996年II期における電力需給バランス

Plants	Capacity (MW) at Sending End	
	(c ₁)	(c ₂)
Gas-turbine	(255.1)	(255.1)
Pumped Storage	111.1	75.0
Reservoir	912.4	1,143.7
	(1,216.3)	(1,245.0)
Oil-fired (1)	1,116.1 (1,130.8)	1,130.8
Oil-fired (2)	164.6	164.6
Coal-fired (150MW units)	209.1	0
Coal-fired (300MW units)	385.8	385.8
Geothermal	859.1	859.1
Run of River	28.0	28.0
Total	3,787.0 (4,248.8)	3,787.0 (4,068.4)
Reserve Margin after considering Forced Outage, Maintenance and Station use.	461.8 MW 12.2%	281.4 MW 7.4%

Note : () Shows Potential Capacity at Sending End

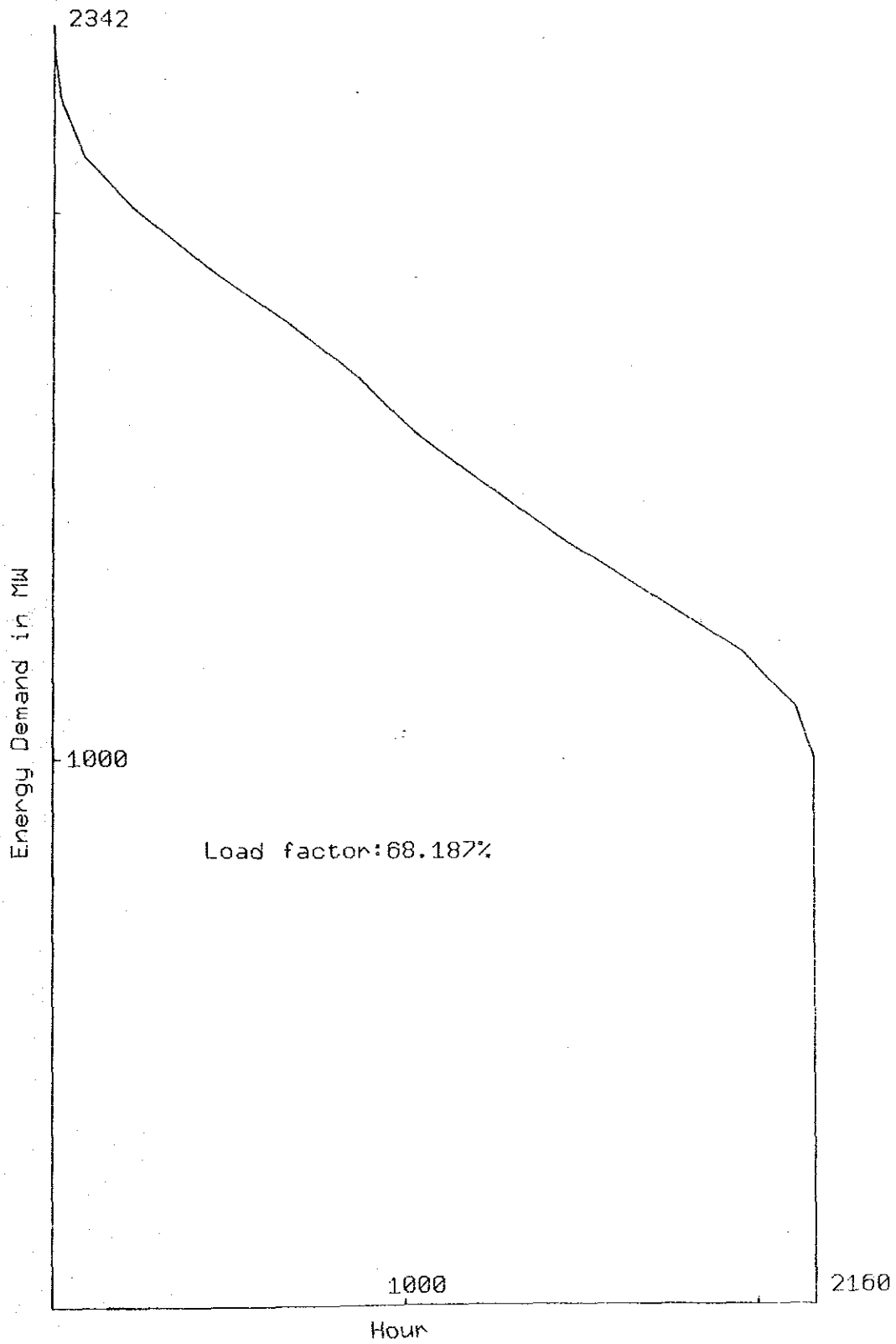


図-12.5・1 負荷持続曲線 I (1986年1月~3月)

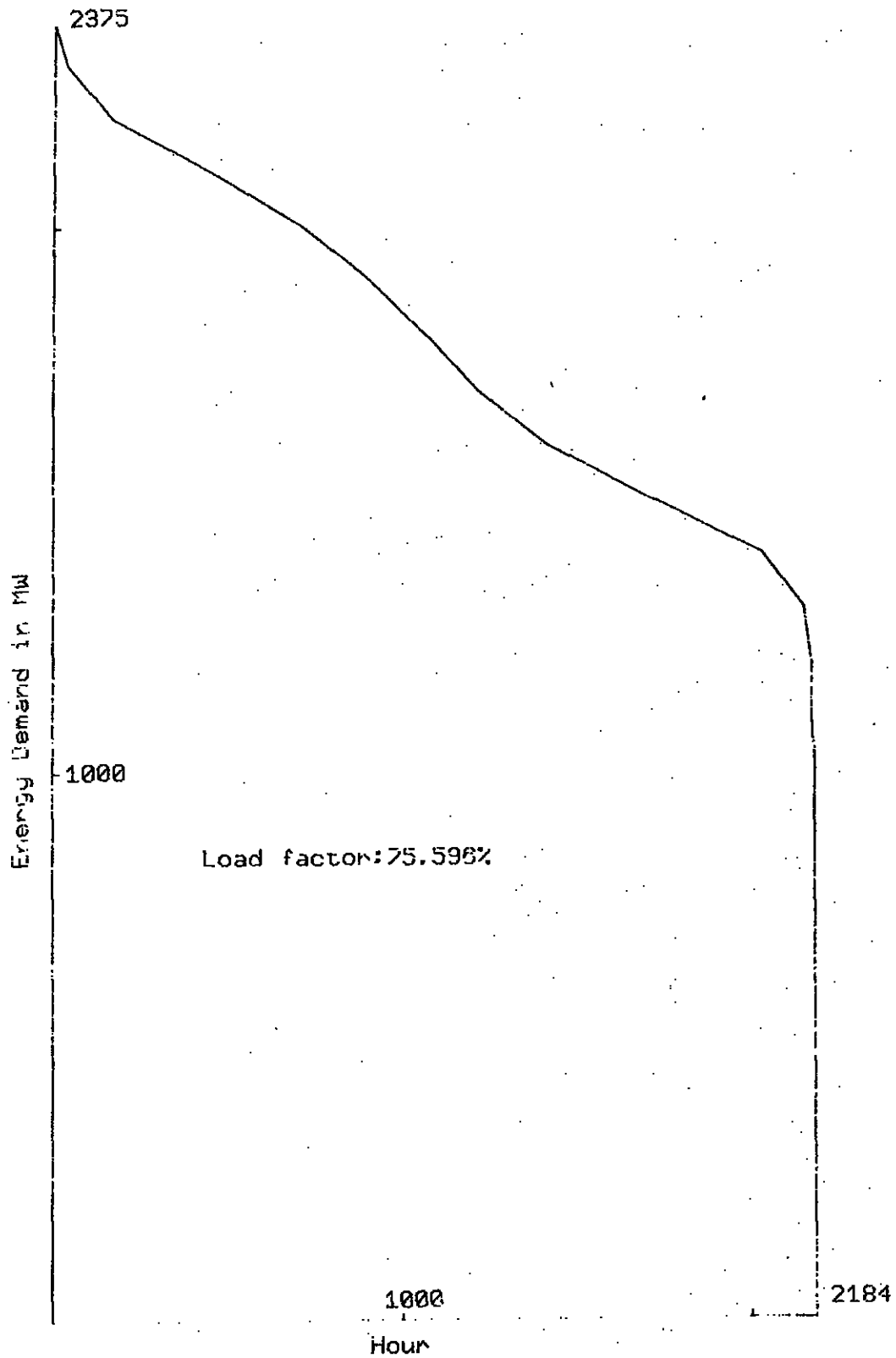


図 - 12.5・2 負荷持続曲線Ⅱ (1986年4月~6月)

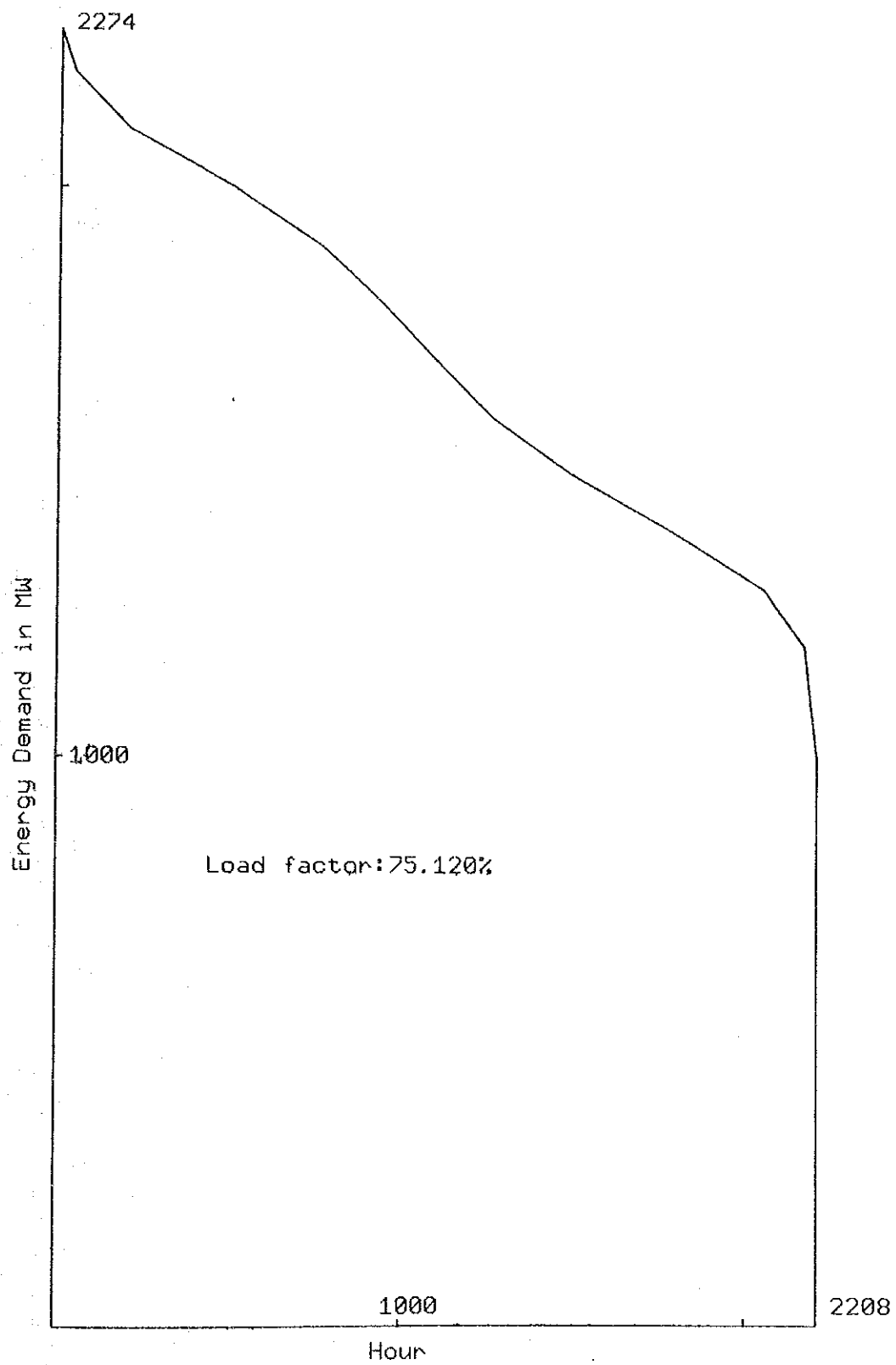


図-12.5.3 負荷持続曲線Ⅲ(1986年7月~9月)

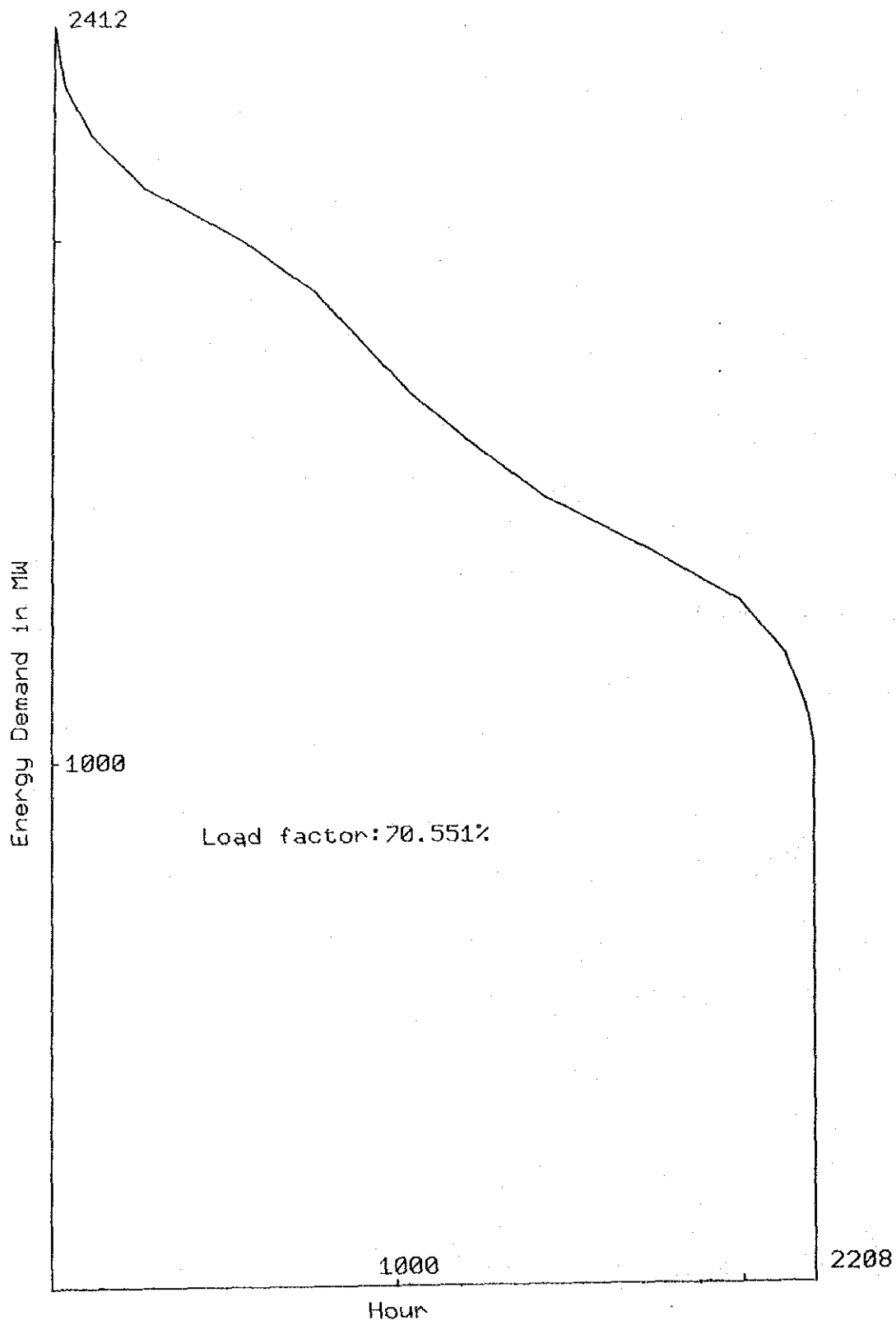


图-12.5.4 负荷持续曲线IV (1986年10月~12月)

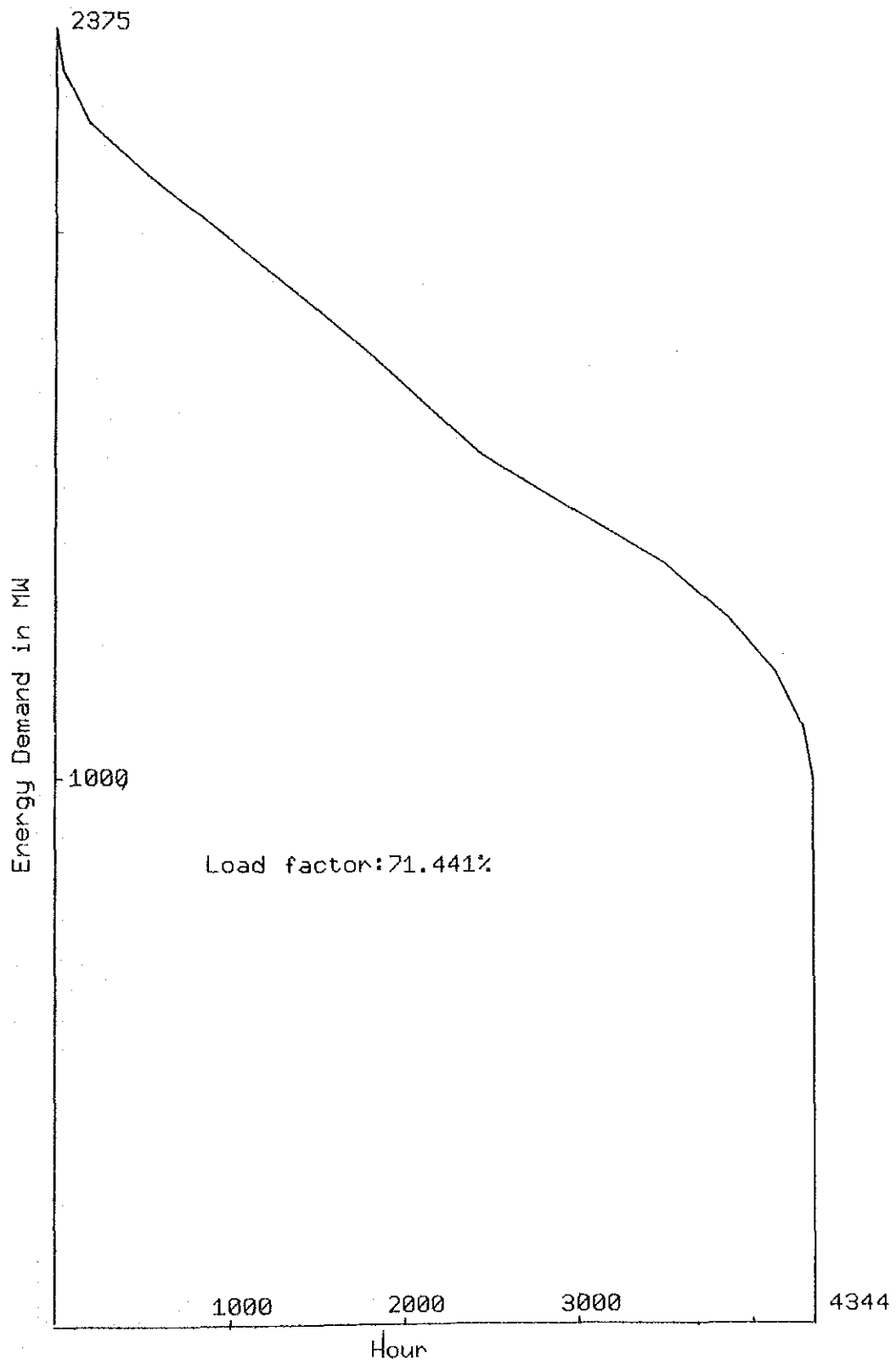


図-12.5.5 負荷持続曲線(1986年1月~6月)

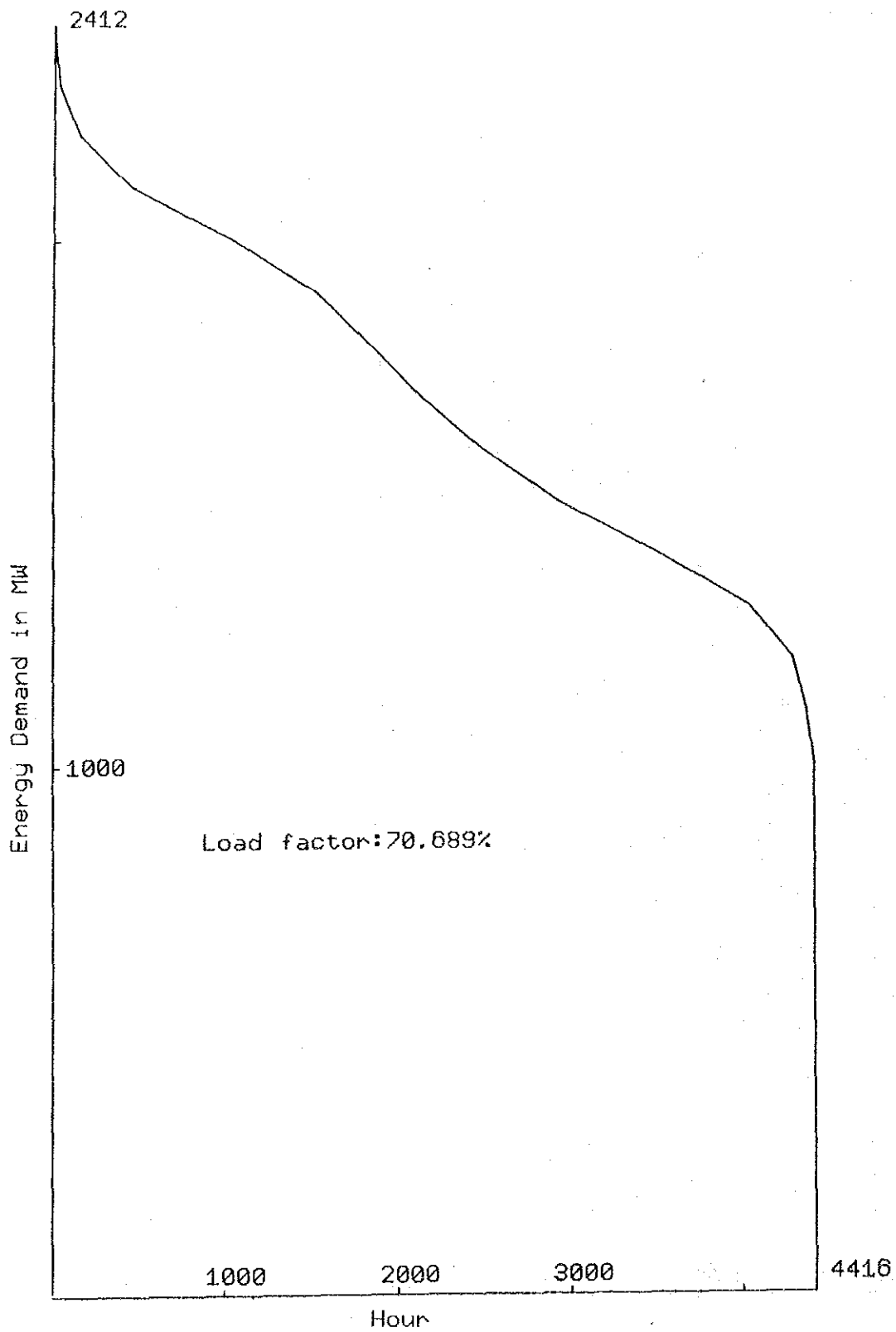


図-12.5・6 負荷持続曲線(1986年7月~12月)

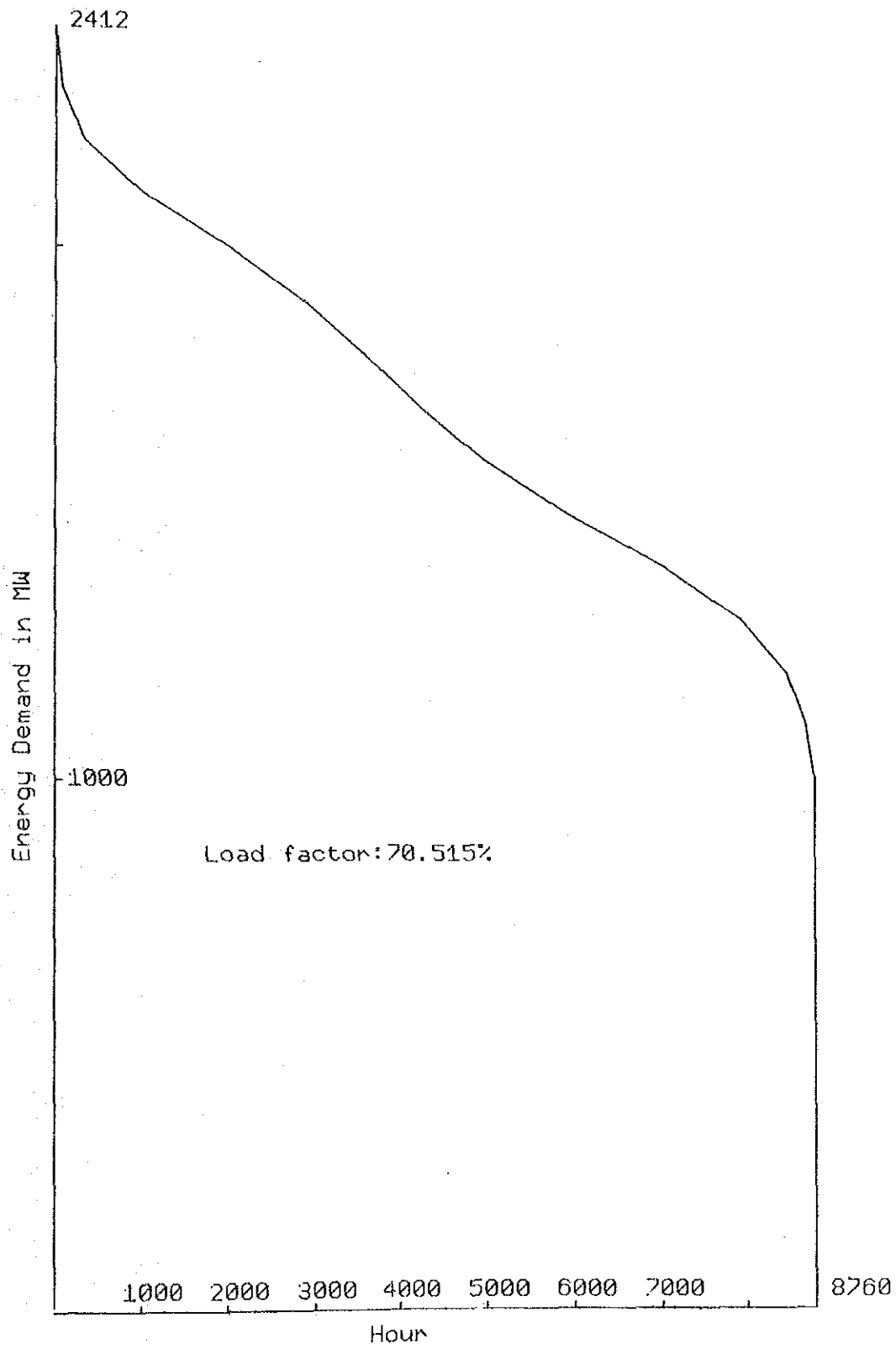


図-12.5.7 負荷持続曲線 (1986年1月~12月)

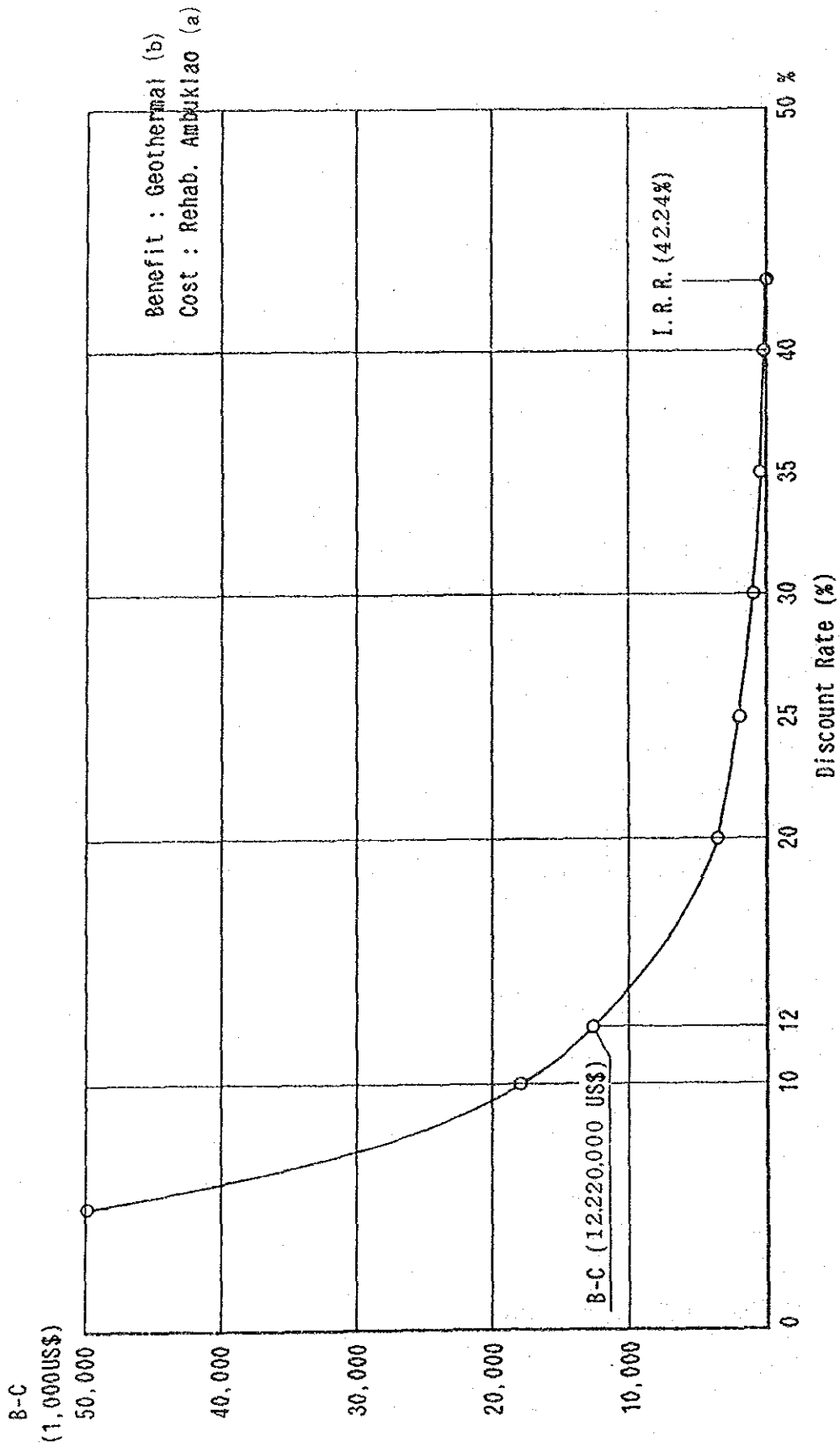


圖-12.5.8 (便益-費用) 曲線 (案(a)~(b)比較)

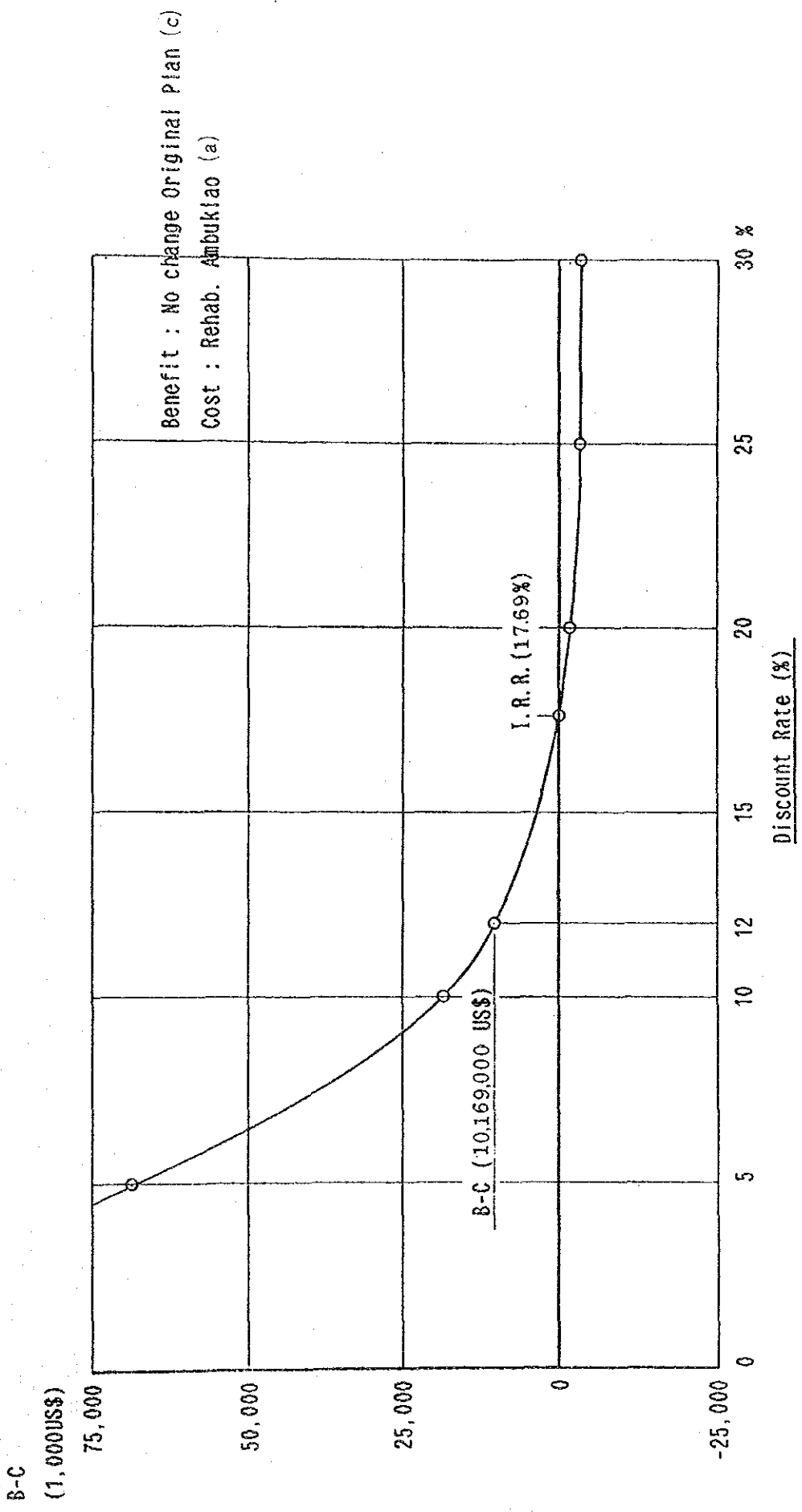


圖-12.5.9 (便益-費用) 曲線 (案(a)~(c)比較)

13. ダム構造物管理基準

13. ダム構造物管理基準

13.1 はじめに

13.2 モニタリング

13.3 工作物の点検巡視

13.4 細部点検および調査検討

13.5 適切な補修工事

13. ダム構造物管理基準

13.1 はじめに

アンブクラオ水力発電所設備の安全管理については、これに関連するものとして、すでに第4章および第10章において記述してきたが、次下に総括して述べるものとする。水力設備の安全管理は、極めて広範囲に及ぶもので、貯水池周辺の地山の崩壊や洪水に対する安全性から、ダムの堆泥堆砂、ダム本体およびダム基礎、地下構造物各種の発電機器または設備等の安全性さらには環境保全の問題なども包含されるであろう。

しかしながら、ここにおいては1985年4月地震に起因するダムの被害を踏まえて、主としてロックフィルダムの安全管理について取り纏めるものとする。

ロックフィルダムの安全性は、洪水のダム頂からの越流、ダム本体および基礎の浸透流に対する浸透破壊、異常に大きい地震時におけるのり面の崩壊、とこれら 主要な3項目について、常時ダムを保守管理することによって確保されるものである。このため、具体的な方策として次の諸項で取り上げている。

(1) モニタリング, (2) 工作物の点検巡視, (3) 細部点検および調査検討, (4) 適切な
 保守工事等、遺漏なく実施することにある。

13.2 モニタリング

フィルダムのモニタリングは、標準的には次の3段階に分けて実施するのが望ましい。アンブクラオダムは、築造後すでに30年以上経過していることから、第3段階に相当するが、1985年4月地震及び地下水観測ボーリング孔の新設などの条件を考慮して、第2段階を一部修正したもので当分の間実施し、その後第3段階に固定することを提案する。なお、第1段階から第3段階までのモニタリングの項目と頻度を表-13.1に示す。

(a) 第1段階

初期たん水期間で、水圧荷重が始めてダムに作用することによって、最大水圧の満水位までの間、ダムは様々な形の応答を示す。この期間は、ダムの安全管理上、最も重要な期間であり注意深く、かつ 観測頻度を多くして実施されなければならない。またモニタリングの結果は、直ちに整理、解析検討を行ない安全の程度および新たな段階への水位上昇の可否を判断しなければならない。

(b) 第2段階

第1段階に引き続き、ダム本体および基礎岩盤の浸透流の挙動も含めダム全体の挙動が、定常状態にあると判断されるまでの期間である。おおむね3年から5年の期間である。

(c) 第3段階

第2段階が過ぎた後の期間であり、ダムの機能が継続している期間で前記の第1, 第2の各段階の期間に比べて、必然的に最も長い期間となる。

表-13.1 ダムの計測設備と計測頻度

Stage	Dam type	Monitoring Items		
		Seepage	Deformation	Seepage line
1	U/S* facing	everyday	once a week	once a week
	zoned	ditto	ditto	
	homogenous	ditto	ditto	
2	U/S facing	once a week	once a month	once a month
	zoned	ditto	ditto	
	homogenous	ditto	ditto	
3	U/S facing	once a week	once 3 months	once 3 months
	zoned	once a week	once 3 months	
	homogenous	once a week	once 3 months	

* U/S : Upstream

結果として、アンブクラオダムの場合、当分の間表-13.2 (表-6.2再掲)に従ってモニタリングを実施することが望ましい。

表-13.2 ダム計測の頻度

Monitoring Items	Frequency	Remarks
Precipitation	once a day	
Reservoir Water Level	once a day	
Seepage at the Dam	once a week	
Seepage at the Powerstation	once a day	to be reduced in the future
Water Level at the openpipe Piezometer	once a month	to be reduced in the future
Water Level at the Ppenpipe Piezometer on the Dam Crest	once a week	
Water Level at the Inclinator Hole	once a week	
Water Level at the Spillway Left Abutment	once a week	to be reduced in the future
Dam Displacement, Alignment-1	once a month	to be reduced in the future
Dam Displacement, Alignment-2	once a month	to the reduced in the future
Inclinometer	once a month	

13.3 工作物の点検巡視

目視による異常の早期発見は、如何なるケースにおいても工作物の損傷や事故防止に極めて有効である。点検巡視は、定期的を実施するものと、地震や洪水など発生した直後に実施する不定期的なものがある。これら点検巡視の標準的なものを表-13.3に示す。アンプクラオの場合も、この表に従って点検巡視するのが望まれる。

表-13.3 ダムの点検とその頻度

Type of Inspection	Frequency	Activity
Periodic inspection	Once a month	Measurement and surveillance reading
Inspection after earthquake	If stronger than IV on the Richter Scale	ditto
Inspection after flood	If bigger than 3-year return period	ditto
Inspection after heavy rain	If bigger than 3-year return period	ditto

13.4 細部点検および調査検討

前13.2及び13.3項において記述した工作物についてのモニタリングデータや定期点検あるいは、地震、洪水など異常に大きい外力の作用した直後における特別点検において、工作物に異常あるいは損傷、さらにはモニタリングデータに異常な挙動の顕れた時には、その工作物について詳細な調査が要請される。

この調査は、発生した問題の程度およびそれら構造物の重要度によってその調査程度は異なる。

アンブクラオダムの場合、1976年12月の異常洪水あるいは1985年4月の地震などの直後に実施された各種の調査検討は、この項で述べる“細部点検および調査検討”に相当するもので適切な方策が採択されたものと判断される。

13.5 適切な補修工事

詳細な調査検討の結果、工作物の安全性が危惧されたり、損傷が著しい場合には緊急に補修工事が実施されなければならない。

JICA