

Table 9-3-3 地熱発電所リハビリテーション年度別支出計画

単位：千米ドル

計 画	前1年度	第1年度	第2年度	第3年度	第4年度	第5年度	合 計	備 考
Mak-Ban地熱発電所 1～6号機	F.C.	7,016	9,824	15,902	9,352	4,674	46,768	
	L.C.	-	281	456	268	134	1,340	
	計	7,217	10,105	16,358	9,620	4,808	48,108	
Tiwi地熱発電所 1～6号機	F.C.	-	7,222	14,440	16,850	9,628	48,140	
	L.C.	-	228	447	522	298	1,490	
	計	-	7,445	14,887	17,372	9,926	49,630	
合 計	F.C.	7,016	17,046	30,342	26,202	14,302	94,908	
	L.C.	-	504	908	790	432	2,830	
	計	7,217	17,550	31,245	26,992	14,734	97,738	
備 考								

9.4 水力発電所

9.4.1 工事費

水力発電所のリハビリテーション工事費は Table 9-4-1 に示すとおりで、要約すると次のとおりである。

単位：千米ドル

計 画	F. C.	L. C.	合 計
Ambuklao 発電所取水口改造	12,522	6,828	19,350
Magat 発電所励磁変圧器取替	192	12	204
合 計	12,714	6,840	19,554

9.4.2 工事工程

水力発電所のリハビリテーション工事工程を Table 9-4-2 に示す。

9.4.3 年度別支出計画

水力発電所リハビリテーションの年度別支出計画を Table 9-4-3 に示す。

Table 9-4-1 水力発電所リハビリテーション工事費 (1)

単位：千米ドル

計 画	項 目	数 量	工 事 費		摘 要	
			F.C.	L.C. 合 計		
Ambuklao発電所 取水口改造	工事用道路	500 m		970	掘削:5,000m ² , 切入碎石:26,000m ² のり面保護:500m ² , 舗装コンクリート:700m ²	
	作業場	1 式		200	岩盤切取り:25,000m ²	
	ケーソン工事	1 式	471	1,229	掘削:5,000m ² , コンクリート:1,100m ² 仮設	
	堅坑工事	88.7 m	1,091	2,819	掘削:7,000m ² , コンクリート:3,100m ² 仮設	
	本坑プラグ工事	12.0 m	74	276		
	ストップログ	1 式	353	167		
	取水塔工事	1 式	10,533	1,167	取水塔、スリ-ワゲ-ト、巻上機、管理橋	
	計	-	12,522	6,828	11,700	
	励磁変圧器	4 台	192	12	204	1,400KVA, 13,800/940V 乾式F型
	合 計	-	12,714	6,840	19,554	

Table 9-4-1 水力発電所リハビリテーション工事費 (2)

計 画	項 目	数 量	F.C. ¥ million	L.C. P 1,000	合 計 P 1,000	摘 要	
Ambuklao発電所 取水口改造	工事用道路	500 m		25,782	25,782	掘削:5,000m ² , 切入碎石:26,000m ² のり面保護:500m ² , 舗装コンクリート:700m ²	
	作業場	1式		5,316	5,316	岩盤切取り:25,000m ²	
	ケーソン工事	1式	61.2	32,665	45,184	掘削:5,000m ² , コンクリート:1,100m ² 仮設	
	堅坑工事	88.7 m	141.7	74,926	103,924	掘削:7,000m ² , コンクリート:3,100m ² 仮設	
	本坑プラグ工事	12.0 m	9.6	7,336	9,303		
	ストップログ	1式	45.8	4,439	13,821		
	取水塔工事	1式	1,367.7	31,017	310,974	取水塔、スリッポット、巻上機、管理橋	
	計	-	1,626.0	181,481	514,304		
	Magat 発電所 励磁変圧器取替	励磁変圧器	4台	24.8	320	5,422	1,400kVA, 13,800/940V 乾式ε-型
	合 計	-	1,650.8	181,801	519,726		

Table 9-4-2 水力発電所リハビリテーション工事工程

計 画	項 目	第 1 年 度	第 2 年 度	第 3 年 度	第 4 年 度	第 5 年 度	備 考
Ambuklao発電所 取水口改造	工 事 用 道 路 作 業 場	▬					
	ケ ー ソ ン 工 事	▬					
	堅 坑 工 事		▬				
	本 坑 プ ラ グ 工 事			▬			
	ス ト ッ プ プ ロ グ						
Magat 発電所 励磁変圧器取替	取 水 塔 工 事		▬	▬	▬		
	励 磁 変 圧 器	□					

Table 9-4-3 水力発電所リハビリテーション年度別支出計画

単位：千米ドル

計 画	項 目	第 1 年 度	第 2 年 度	第 3 年 度	第 4 年 度	第 5 年 度	合 計	備 考	
Ambuklao発電所 取水口改造	工 事 用 道 路	F.C. L.C.					970		
	作 業 場	F.C.							
		L.C.	200					200	
	ケ ー ソ ン 工 事	F.C.	471					471	
		L.C.	529	700				1,229	
	堅 坑 工 事	F.C.		1,091				1,091	
		L.C.		2,209	610			2,819	
	本 坑 プ ラ グ 工 事	F.C.			74			74	
		L.C.			276			276	
	ス ト ッ プ ロ グ	F.C.			353			353	
		L.C.			167			167	
	取 水 塔 工 事	F.C.		5,241	3,052	2,240		10,533	
		L.C.		396	231	540		1,167	
	計	F.C.	471	6,332	3,479	2,240		12,522	
L.C.		1,699	3,305	1,284	540		6,828		
Magat 発電所 励磁変圧器取替	F.C.	192					192		
	L.C.	12					12		
合 計	F.C.	663	6,332	3,479	2,240		12,714		
	L.C.	1,711	3,305	1,284	540		6,840		
	計	2,374	9,637	4,763	2,780		19,554		

9.5 送電線及び変電所

9.5.1 工事費

送電線及び変電所のリノベーション工事費は Table 9-5-1 に示すとおりで、要約すると次のとおりである。

単位：千ドル

計 画	F.C.	L.C.	合 計
架空地線の取替	785	362	1,147
遮断容量不足遮断器の取替	1,663	52	1,715
230kV 遮断器の取替	7,406	209	7,615
河川又は道路横断箇所の鉄塔化	603	393	996
復旧作業困難区間のルート変更	163	57	220
不良碍子検出器の整備	85	0	85
115kV, 69kV 遮断器の取替	2,249	95	2,344
断路器の取替	2,346	172	2,518
予備遮断器の整備	601	0	601
合 計	15,901	1,340	17,241

9.5.2 工事工程

送電線及び変電所のリノベーション工事工程を Table 9-5-2 に示す。

9.5.3 年度別支出計画

送電線及び変電所リノベーションの年度別支出計画を Table 9-5-3 に示す。

Table 9-5-1 送電線及び変電所リノベーション工事費(1)

単位：千米ドル

計 画	数 量	工 事 費		摘 要
		F. C.	L. C. 合 計	
架空地線の取替	566 km	785	362	アルミ覆鋼線 55mm ²
遮断容量不足遮断器の取替	230kV	1,201	34	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
	115kV	462	18	GCB, 120kV, 2,000A, 40kA
	計	1,663	52	
230kV 遮断器の取替	37 台	7,406	209	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
河川又は道路横断箇所の鉄塔化	河川	441	290	69kV, 336.4 MCM 1 回線 350m
	道路	162	103	69kV, 336.4 MCM 1 回線 250m
	計	603	393	
復旧作業困難区間のルート変更	10 km	163	57	69kV, 木柱, 336.4 MCM 1 回線
不良碍子検出器の整備	22 台	85	0	
115kV, 69kV 遮断器の取替	115kV	1,201	46	GCB, 120kV, 2,000A, 25kA
	69kV	1,048	49	GCB, 72kV, 2,000A, 20kA
	計	2,249	95	
断路器の取替	230kV	1,656	108	D. S. 240kV, 2,000A
	115kV	444	33	D. S. 120kV, 2,000A
	69kV	246	31	D. S. 72kV, 2,000A
計	2,346	172		
予備遮断器の整備	3 台	601	0	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
合 計		15,901	1,340	17,241

Table 9-5-1 送電線及び変電所リノベーション工事費 (2)

面	数量	F.C. ¥ million	L.C. P 1,000	合計 P 1,000	摘要
架空地線の取替	566 km	101.9	9,621	30,486	アルミ覆銅線 55mm ²
遮断容量不足遮断器の取替	230kV	156.0	904	32,825	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
	115kV	60.0	478	12,758	GCB, 120kV, 2,000A, 40kA
	計	216.0	1,382	45,583	
230kV 遮断器の取替	37 台	961.7	5,555	202,400	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
河川又は道路横断箇所の鉄塔化	河川	57.3	7,708	19,429	69kV, 336.4 MCM 1 回線 350m
	道路	21.0	2,738	7,044	69kV, 336.4 MCM 1 回線 250m
	計	78.3	10,446	26,473	
復旧作業困難区間のルート変更	10 km	21.2	1,515	5,847	69kV, 木柱, 336.4 MCM 1 回線
不良碍子検出器の整備	22 台	11.0	0	2,259	
115kV, 69kV 遮断器の取替	115kV	155.9	1,223	33,144	GCB, 120kV, 2,000A, 25kA
	69kV	136.1	1,302	29,157	GCB, 72kV, 2,000A, 20kA
	計	292.0	2,525	62,301	
断路器の取替	230kV	215.0	2,871	46,886	D.S. 240kV, 2,000A
	115kV	57.7	877	12,678	D.S. 120kV, 2,000A
	69kV	31.9	824	7,362	D.S. 72kV, 2,000A
計	162 台	304.6	4,572	66,926	
予備遮断器の整備	3 台	78.0	0	15,974	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
合計		2,064.7	35,616	458,249	

Table 9-5-2 送電線及び変電所リノベーション工事工程

計 画	第 1 年 度	第 2 年 度	第 3 年 度	第 4 年 度	第 5 年 度	備 考
架空地線の取替	〃	〃				
遮断容量不足遮断器の取替	〃	〃				
230kV 遮断器の取替	〃	〃			〃	
河川又は道路横断箇所の鉄塔化			〃	〃		
復旧作業困難区間のルート変更			〃			
不良碍子検出器の整備				〃		
115kV, 69kV 遮断器の取替				〃	〃	
断路器の取替	〃	〃				
予備遮断器の整備					〃	

Table 9-5-3 送電線及び変電所リノベーション年度別支出計画

単位：千米ドル

計 画	第1年度	第2年度	第3年度	第4年度	第5年度	合 計	備 考
架空地線の取替	F.C.	283	502			785	
	L.C.	130	232			362	
遮断容量不足遮断器の取替	F.C.	801	862			1,663	
	L.C.	23	29			52	
230kV 遮断器の取替	F.C.	1,601	1,201	2,402	1,401	7,406	
	L.C.	45	34	68	39	209	
河川又は道路横断箇所の鉄塔化	F.C.			441	162	603	
	L.C.			290	103	393	
復旧作業困難区間のルート変更	F.C.			163		163	
	L.C.			57		57	
不良碍子検出器の整備	F.C.				85	85	
	L.C.				0	0	
115kV, 69kV 遮断器の取替	F.C.				1,201	2,249	
	L.C.				46	95	
断路器の取替	F.C.	462	431	462	591	2,346	
	L.C.	30	29	30	42	172	
予備遮断器の整備	F.C.				601	601	
	L.C.				0	0	
合 計	F.C.	3,147	2,996	3,468	3,440	15,901	
	L.C.	228	324	445	230	1,340	
	計	3,375	3,320	3,913	3,670	17,241	

第10章 經濟評估

第10章 経済評価

10.1 総論

10.1.1 既設電力設備修復・改善の必要性

既設電力設備の修復・改善は、電力会社の使命である品質の良い電力の安定供給、技術的な信頼性回復、運転効率の向上などの観点から必要であることは言うまでもないが、経済・財務の観点からも下記理由により必要である。

1. 発電設備

- (1) 出力の回復による発電量の増加
- (2) 稼働率の回復による発電量（発電時間）の増加
- (3) 定修期間の正常化（短縮）による発電量（発電時間）の増加
- (4) 効率の回復による運転費（燃料費等）の減少
- (5) 設備機能の自動化による人件費の節約
- (6) 放置すれば将来失われるであろう発電量の確保

2. 送変電設備

- (1) 事故率の低下に伴う売電量の増加
- (2) 送変電系統の事故による発電停止の減少による発電量の増加

10.1.2 経済評価の考え方

1. 経済評価の方法

経済評価は、言うまでもなく該当するプロジェクトがフィリピン経済に対してどのような効果（便益と費用）を与えるかを検討するものである。

評価の方法としては、第6章で計画された既設の各電力設備のリハビリテーション／リノベーション工事の費用に対して、最も適当な代替プロジェクトの費用をもって便益とする便益／費用(B/C)比率法及び便益と費用の現在価値が等しくなる割引率を求める等価割引率法を使用した。

又、フィリピン国内の機会費用を反映する割引率としては、National Economic Development Authority (NEDA)のガイドラインに示す15%を採用している。

2. 便益としての代替案の考え方

既設電力設備のリハビリテーション/リノベーション工事は、設備の残存寿命が長い場合その運転機能を回復することは、設備本来の機能を発揮し、所期の目的を満足させるためには当然のことと考えられ、工事を実施するかしないかを判断するための経済評価は必要ない様に見える。しかし、その工事を実施した場合の経済的効果を定量化し、且つ工事規模の経済的適正化のため、やはり重要であり、出来るだけ実現可能と考えられる代替案を考慮し評価を行なった。

発電設備については、バターン火力発電所、マクバン及びティウィ両地熱発電所がこのケースに該当するが、これらの発電所はリハビリテーション後の寿命が10年前後と長く、又、工事内容・規模から見ても新規建設プロジェクトと比較するのは適当でないと考えられる。従って、代替案としてリハビリテーションを実施せず、対象発電所はそのままの状態での運転を継続し、リハビリテーション工事により得られる発電量増分は、ルソン電力システムの他の発電設備が補充するとした場合の総費用を便益として評価を実施した。(WITH - WITHOUT Method)

3. 設定条件 (各プロジェクト共通)

評価は、下記条件のもとに実施した。

(1) 費用

各リハビリテーションプロジェクト及び代替案の工事費は工事中心年の価格、運転保守費、管理費、燃料費等はすべて運転開始年の価格を用いる。

(2) 評価の基準年

すべての費用は、各リハビリテーションプロジェクトのそれぞれの着工年に現価換算する。

(3) 燃料価格

重油火力発電所及び、代替プロジェクトのとしての重油焚コンバインドサイクル発電所に使用される燃料価格は国際価格 (CIF) とし下記価格を想定した。

Table 10-1 燃料価格 (国際価格) [US\$/bbℓ]

油種 \ 年	1992	1993	1994	1995	1996
重油	14.65	15.12	15.76	16.39	17.05
軽油	30.00	31.20	32.45	33.75	35.10

4. 評価のための諸データ

各リハビリテーションプロジェクトの経済評価に使用される諸データは、10.2 各電力設備に対する評価にて述べる。

10.2 各電力設備に対する評価

10.2.1 重油火力発電設備

第6章にて述べている様に、今回のマスタープランの対象となるのは、マニラ発電所及びパターン発電所であるため、この両発電所の評価について下記に述べる。

1. 代替プロジェクト

両発電所の代替プロジェクト（代替案）は、それぞれ下記とする。

(1) マニラ火力発電所

当発電所は1号機が1995年、2号機が1996年に、それぞれ一般に火力発電所の耐用年数とされる運開後30年に達するため、早急に現設備延命、改善のための大規模なリハビリテーション工事か、新規の代替発電所建設を計画する必要がある。

従ってリハビリテーション工事と同様に工期が短く、且つ現在のところ環境問題も発電所建設のスケジュールを大巾に遅らせる程深刻ではない、重油焚コンバインドサイクルの新設を代替プロジェクトとして考慮した。

(2) パターン火力発電所

パターン火力発電所は、1号機が2002年、2号機が2007年に、それぞれ耐用年数の30年に到達するが、マニラと比較しまだ寿命があるため、若干の寿命延長（5年程度）が出来る程度のリハビリテーション工事を考えており、評価方法としては10.1.2で述べたWITH-WITHOUT Method によるものとした。

2. 工 事 費

マニラ火力発電所リハビリテーション、バターン火力発電所リハビリテーション及びマニラ火力発電所リハビリテーションに対する代替案であるコンバインドサイクル発電設備のそれぞれの工事費には、工事期間中の利子は含まないものとする。

マニラ火力発電所リハビリテーション	:	115,500×10 ³ US\$
代替コンバインドサイクル発電設備	:	*155,000×10 ³ US\$
バターン火力発電所リハビリテーション	:	79,400×10 ³ US\$

Table 10-2 年度別支出計画 (10³ US \$)

	マニラ火力 リハビリテーション	*代替コンバインドサイクル (対マニラ火力リハビリ)	バターン火力 リハビリテーション
1993	28,454	0	0
1994	39,158	0	1,370
1995	29,665	54,250	22,670
1996	18,223	54,250	44,227
1997	0	46,500	11,133
合計	115,500	155,000	79,400

*但しコンバインドサイクルの建設費はマニラ発電所のリハビリ後の寿命15年と、新設コンバインドサイクルの寿命20年との差を考慮して調整した数値を示す。

3. 運転保守費

既設発電所についてはNAPOCORの1991年実績をベースにエスカレーションを考慮して算定した。(Table 10-5(1) 参照)

代替プロジェクトとしてのコンバインドサイクルの運転保守費は建設費の4%を考慮した。

4. 系統補充電力の費用

WITHOUT ケースにおいて採用される系統からの補充電力の原価は、今後の予備力を主として形成する石炭火力の発電原価を採用する。(Table 10-5(1)参照)

5. 管理費

既設発電所についてはNAPOCORの1991年実績をベースに、エスカレーションを考慮して算定した。代替コンバインドサイクルについては建設費の0.5%とした。(Table 10-5(1)参照)

6. 分析結果

B/C比率及び経済的等価割引率即ち経済的内部収益率(E. I. R. R.)は、下記となり充分経済的にフィージブルと考えられる。

	B/C比率	E. I. R. R.
マニラ火力発電所	: 1.063	* N. A.
パターン火力発電所	: 1.022	15.63%

分析結果の詳細は Table 10-6(1)、(2)を参照

注) *マニラ火力発電所リハビリテーションプロジェクトについて割引率を

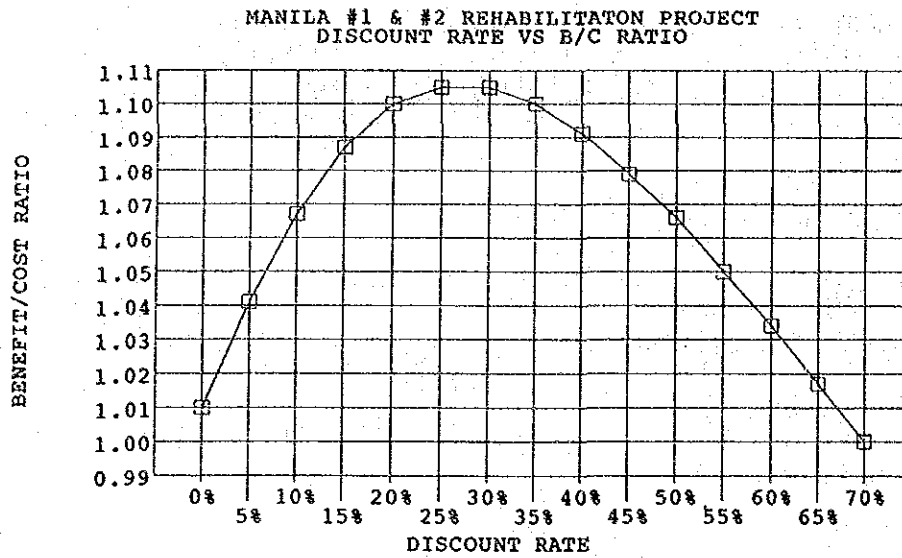
変化させて、B/C比率の変化を見てみるとFig. 10-1に示す様になる。これによると内部収益率が1つだけ得られる通常のケースと異なり、2つの収益率が得られる特別な例となっている。

この理由は、便益から費用を差し引いた値が年の経過につれて(-)から(+)に変化した後再び(-)に変わっているためである。

さらにリハビリテーション完了後、1年後からはこの値は全て(-)であるため、割引率を高くすることは、代替プロジェクトをより不利にすることとなる。

したがってこの様な場合は、経済的内部収益率を求めることにより、評価を行うのではなく、社会的割引率により得られたB/C比率により、プロジェクトの有利性を評価する方法がより実際的と考えられる。

Fig.10-1



10.2.2 地熱発電設備

地熱発電所の場合、今回のマスタープランの対象となるのは、ティウィ地熱発電所及びマクバン地熱発電所である。これらの発電所リハビリテーション工事の評価について下記に述べる。

1. 代替プロジェクト

ティウィ及びマクバン両地熱発電所とも、未だ運開後10数年しか経過しておらず、新設の代替プロジェクトを便益とするのは適当ではないと考えられるので10.1.2でのべたWITH-WITHOUT Method により評価を行なった。

2. 工事費

下記に示すリハビリテーション工事費は、裸建設費とする。

ティウイ地熱発電所リハビリテーション : $49,630 \times 10^3$ US \$

マクバン地熱発電所リハビリテーション : $48,108 \times 10^3$ US \$

Table 10-3 年度別支出計画 (10³ US \$)

	ティウイ地熱 リハビリテーション	マクバン地熱 リハビリテーション
1994	0	7,217
1995	7,445	10,105
1996	14,887	16,358
1997	17,372	9,620
1998	9,926	4,808
合計	49,630	48,108

3. 運転保守費

ティウイ・マクバン両地熱発電所の1991年実績をベースにエスカレーションを考慮して算定した。(Table 10-5(2) 参照)

4. 系統補充電力の費用

WITHOUT ケースにおいて採用される系統からの補充電力の原価は、今後の予備力を主として形成する石炭火力の発電原価を採用する。(Table 10-5(2) 参照)

5. 管理費

既設発電所については、NAPOCORの1991年実績をベースにエスカレーションを考慮して算定した。(Table 10-5(2) 参照)

6. 分析結果

分析結果は、下記となり経済的にフィージブルである。

	B / C比率	E. I. R. R.
ティウィ地熱発電所	1.131	31.46%
マクバン地熱発電所	1.071	29.23%

分析結果の詳細は Table 10-6(3)、(4)を参照。

10.2.3 水力発電所

今回のマスタープランでリハビリテーションを実施するとして、その対象に取り上げているのはアンブクラオ水力発電所のみであり、そのリハビリテーション工事の評価について下記に述べる。

1. 代替プロジェクト

経済評価のための代替プロジェクトとしては、水力と同様基底負荷発電所として稼働し、且つ工期もリハビリテーション工事に短い（既に地熱資源が開発済とした場合）地熱発電所の新設プロジェクトを採用し、その総費用を便益とする評価を行なった。

2. 工事費

下記に述べる工事費は、裸建設費とする。

アンブクラオ水力リハビリテーション(マグマ発電所を含む)	: 19,554 × 10 ³ US\$
代替地熱発電所建設費	: 85,000 × 10 ³ US\$

Table 10-4 年度別支出計画 (10³ US \$)

	アンブクラオ水力 リハビリテーション	代替地熱発電所
1994	2,374	0
1995	9,637	15,000
1996	4,763	30,000
1997	2,780	30,000
1998	0	10,000
合計	19,554	85,000

3. 運転保守費

アンブクラオ発電所については、1991年実績をベースにエスカレーションを考慮して算定した。(Table 10-5(3) 参照)

代替地熱発電所の場合の運転保守費は、建設費の2%を採用した。

4. 代替地熱発電所の蒸気井掘削準備費

ルソン島の既設地熱発電所の実績値を参考に算定した。(Table 10-5(3) 参照)

5. 管理費

アンブクラオ発電所については、1991年実績をベースにエスカレーションを考慮して算定した。代替地熱発電所プロジェクトの場合は、建設費の0.5%とした。(Table 10-5(3) 参照)

6. 分析結果

分析結果は、下記となり経済的に大変有利なプロジェクトと言える。

	B / C比率	E. I. R. R.
アンブクラオ水力発電所	: 1.861	* N. A.

分析結果の詳細は、Table 10-6(5) を参照。

注) *このプロジェクトの場合、Table 10-6 (5)に示す様に、各年に計上されている便益の総計は、1994年に計上されている比較的小額の建設費を除けば常に費用の総計より大きく、従って通常考えられる割引率で便益と費用を割り引いても、両者の現在価値の総計(N. P. V.)は等しくならない。従って、Table 10-6 (5)では、E. I. R. R. は計算されていない。

10.2.4 送変電設備

電力系統のリノベーションプロジェクトの経済評価については、下記理由により実施しなかった。

- (1) 送変電設備は、電力の生産を行うものではないが、電力の輸送分配を行うものであり、良質の電力を安定して供給するためには不可欠のものである。この目的を果す手段は他になく送変電設備の信頼性維持は電力会社の使命と考えられる。
- (2) 今回調査の対象となった送変電設備は、一部老朽化している機器はあるが、全体として今後とも長期にわたって使用されるものであり、取り替えのために直ちに代替の送変電設備を建設する必要はない。

Table 10-5 (1) 経済・財務評価データ表

火力発電所

項目	マニラ火力発電所 1・2号機		パターン火力発電所 1・2号機		備考
	代替案		WITHOUT REHAB.		
	リハビリテーション	コンバインドサイクル	リハビリテーション	現状	
定格出力 [MW]	200	189	225	225	1US\$=¥130 1US\$=P27
年間稼働率 [%]	70	70	70	65	
年間発電量 [GWh]	1,226.4	1,159.3	1,379.7	1,281.1	(1US\$=P30 in 1995 & 1996)
所内動力 [%]	6.7	1.3	6.0	6.0	
送・変電損失 [%]	0.5	0.5	0.5	0.5	
年間売電量 [GWh]	Table 11-5(1) 参照				
電気料金 [P/kWh]	2.040	2.040	2.120	2.120	
工事費 [10 ³ US\$]	115,500	155,000	79,400	-	
運転保守費 [P/kWh]	0.0516	建設費の 4%	0.0475	0.0475	
燃料種別	Bunker C	Bunker C	Bunker C	Bunker C	
発熱量 [MBTU/bb1]	6.23	6.23	6.23	6.23	ルソン系統 石炭火力 発電原価
熱消費率 [BTU/kWh] (熱効率)	9,322.8 (36.6)	7,844.0 (43.5)	9,348.3 (36.5)	9,509.3 (33.8)	
燃料単価 [US\$/bb1]	16.39 22.50	16.39 22.50	17.05 23.40	17.05 23.40	
管理費 [P/kWh]	0.075	建設費の 0.5%	0.078	0.078	
系統補充電力					2.11 [P/kWh]

Table 10-5 (2) 経済・財務評価データ表

地熱発電所

項目	マクバン地熱発電所 1～6号機		ティウイ地熱発電所 1～6号機		備考
	リハビリ後	WITHOUT REHAB. 現 状	リハビリ後	WITHOUT REHAB. 現 状	
定格出力 [MW]	330 (55MW×6units)	330 (55MW×6units)	330 (55MW×6units)	330 (55MW×6units)	1US\$=¥130 1US\$=P27 (1US\$=P30 in 1995 & 1996) ルソン系統 石炭火力 発電原価 2.11 [P/kWh]
年間稼働率 [%]	91.7	79.2	87	63.2	
年間発電量 [GWh]	2,650.0	2,288.6	2,390.3	1,827.2	
所内動力 [%]	5.6	5.6	6.2	6.2	
送・変電損失 [%]	0.5	0.5	0.5	0.5	
平均負荷 [MW]	52.25	50	50	43.6	
年間売電量 [GWh]	Table 11-5(4) 参照				
電気料金 [P/kWh]	2.040	2.040	2.120	2.120	
リハビリ工率費 [10 ³ US\$]	48,108	-	49,630	-	
運転保守費 [P/kWh]	0.1055	0.1055	0.1097	0.1097	
蒸気代 [P/kWh]	0.505	0.505	0.525	0.525	
蒸気井掘削準備費 [MP/Year]	262	262	313	313	
送変電設備諸経費 [P/kWh]	0.0399	0.0399	0.0399	0.0399	
管理費 [P/kWh]	0.1397	0.1397	0.1397	0.1397	

Table 10-5 (3) 経済・財務評価データ表

水力発電所

項目	アンブクラオ水力発電所 1.2.3号機		代替案 (地熱発電所)		備考
	リハビリティ後	項目	新設	設	
定格出力 [MW]	75	定格出力 [MW]	55		1US\$=¥130 1US\$=P27 (1US\$=P30 in 1995 & 1996)
年間稼働率 [%]	Table 10-6(5)の通り	年間稼働率 [%]	Table 10-6(5)の通り		
年間発電量 [GWh]	Table 10-6(5)の通り	年間発電量 [GWh]	Table 10-6(5)の通り		
所内動力 [%]	0.5	所内動力 [%]	5.5		
送・変電損失 [%]	1.7	送・変電損失 [%]	0.5		
年間売電量 [GWh]	Table 11-5(5) 参照	年間売電量 [GWh]	-		
電気料金 [P/kWh]	2.205	電気料金 [P/kWh]	2.205		
工事費 [10 ³ US\$]	19,554	建設費 [10 ³ US\$]	85,000		
運転保守費 [P/kWh]	} 0.762	運転保守費 [%]	建設費の 2%		
管理費 [P/kWh]		蒸気代 [P/kWh]	0.546		
		蒸気井掘削準備費 [MP/Year]	37.3		
		送変電設備諸経費 [P/kWh]	0.1510		
		管理費 [%]	建設費の 0.5%		

TABLE 10-6 (1) ECONOMIC EVALUATION OF MANILA THERMAL POWER PLANT REHABILITATION PROJECT

DISCONT RATE - 15.00%

No. of Year	Fiscal Year	WITH REHABILITATION								ALTERNATIVE										Total Cost (M.\$)	Balance (M.\$)	N.P.V. OF Balance (M.\$)	
		Project Cost (M.\$)	Rated Capacity (MW)	Plant Factor (%)	Annual Generation (GWh)	Efficiency (%)	Fuel Cost (M.\$)	O & M Cost (M.\$)	Cost Total (M.\$)	Supplementary Rated Capacity (MW)	Existing Plant Factor (%)	Gas Turbine Efficiency (%)	Fuel Cost (M.\$)	O & M Cost (M.\$)	Rated Capacity (MW)	Const. Cost (M.\$)	Plant Factor (%)	Efficiency (%)	Fuel Cost (M.\$)				O & M Cost (M.\$)
0	1993	28.454						28.454													0.000	-28.454	-28.454
1	1994	39.158						39.158						54.250							54.250	15.092	13.123
2	1995	29.665	100	70.00%	613	36.60%	15.035	2.587	44.700	100	70.00%	25.00%	23.577	2.587							80.414	35.713	27.005
3	1996	18.223	200	70.00%	1226	36.50%	30.152	5.174	53.549	60	70.00%	25.00%	14.146	1.5522	130	46.500	70.00%	26.70%	26.874	4.282	93.355	39.806	26.173
4	1997	0.000	200	70.00%	1226	36.30%	30.318	5.174	35.492	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	43.50%	23.982	6.226	30.208	-5.284	-3.021
5	1998	0.000	200	70.00%	1226	36.10%	30.486	5.174	35.660	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	43.30%	24.093	6.226	30.319	-5.341	-2.655
6	1999	0.000	200	70.00%	1230	35.90%	30.756	5.191	35.947	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	43.10%	24.204	6.226	30.430	-5.517	-2.385
7	2000	0.000	200	70.00%	1226	35.70%	30.828	5.174	36.002	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	42.90%	24.317	6.226	30.543	-5.459	-2.052
8	2001	0.000	200	70.00%	1226	35.50%	31.001	5.174	36.175	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	42.70%	24.431	6.226	30.657	-5.518	-1.804
9	2002	0.000	200	70.00%	1226	35.30%	31.177	5.174	36.351	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	42.50%	24.546	6.226	30.772	-5.579	-1.586
10	2003	0.000	200	70.00%	1230	35.10%	31.457	5.191	36.648	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	42.30%	24.662	6.226	30.888	-5.760	-1.424
11	2004	0.000	200	70.00%	1226	34.90%	31.534	5.174	36.708	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	42.10%	24.779	6.226	31.005	-5.703	-1.226
12	2005	0.000	200	70.00%	1226	34.70%	31.716	5.174	36.890	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	41.90%	24.898	6.226	31.124	-5.766	-1.078
13	2006	0.000	200	70.00%	1226	34.50%	31.900	5.174	37.074	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	41.70%	25.017	6.226	31.243	-5.831	-0.948
14	2007	0.000	200	70.00%	1226	34.30%	32.086	5.174	37.260	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	41.50%	25.137	6.226	31.363	-5.897	-0.833
15	2008	0.000	200	70.00%	1226	34.10%	32.274	5.174	37.448	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	41.30%	25.259	6.226	31.485	-5.963	-0.733
16	2009	0.000	200	70.00%	1226	33.90%	32.464	5.174	37.638	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	41.10%	25.382	6.226	31.608	-6.030	-0.644
17	2010	0.000	200	70.00%	1226	33.70%	32.657	5.174	37.831	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	189	0.000	70.00%	40.90%	25.506	6.226	31.732	-6.099	-0.567
18	2011	0.000	100	70.00%	613	33.50%	16.426	2.587	19.013	0	0.00%	0.00%	0.000	0.000	95	0.000	70.00%	40.70%	12.884	6.213	19.097	0.084	0.007
TOTAL		115.500					502.267	82.818	697.998				37.723	4.139		155.000		385.971	97.659	680.492	-17.506	16.898	
									234.418												249.112		
NPV at the discount rate of					15.00%				[N.P.V.]												[N.P.V.]		
Benefit/Cost ratio					-				1.063														

TABLE 10-6 (4) ECONOMIC EVALUATION OF MAK-BAN GEOTHERMAL POWER PLANT REHABILITATION PROJECT

EIRR - 29.23%
Discount Rate- 15.00%

No. of Year	Fiscal Year	WITH REHABILITATION										WITHOUT REHABILITATION								N.P.V. OF Balance (D.R=15%) (M.\$)			
		Project Cost (M.\$)	Steam Cost (\$/kWh)	Rated Capacity (MW)	Plant Factor (%)	Annual Generation (GWh)	Depletion Cost (M.\$)	Steam Cost (M.\$)	O & M Cost (M.\$)	Total Cost (M.\$)	Existing Geothermal Plant	Rated Capacity (MW)	Plant Factor (%)	Annual Generation (gWh)	Depletion Cost (M.\$)	Steam Cost (M.\$)	O & M Cost (M.\$)	Make-up Energy (gWh)	Unit Cost (US\$/kWh)		Make-up Energy Cost (M.\$)	Total Cost (M.\$)	
0	1994	7.216							7.216													-7.216	-7.216
1	1995	10.103							10.103													-10.103	-8.785
2	1996	16.357	0.017	330	83.37%	2410	8.733	40.970	22.903	88.963	330	79.20%	2290	8.733	38.93	21.763	120	0.070	8.440	77.866	-11.097	-8.391	
3	1997	9.622	0.017	330	85.45%	2470	8.733	41.990	23.473	83.818	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	180	0.070	12.694	82.108	-1.711	-1.125	
4	1998	4.810	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	83.803	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	11.035	6.309	
5	1999	0.000	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	78.993	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	15.845	7.878	
6	2000	0.000	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	78.993	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	15.845	6.850	
7	2001	0.000	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	78.993	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	15.845	5.957	
8	2002	0.000	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	78.993	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	15.845	5.180	
9	2003	0.000	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	78.993	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	15.845	4.504	
10	2004	0.000	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	78.993	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	15.845	3.917	
11	2005	0.000	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	78.993	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	15.845	3.406	
12	2006	0.000	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	78.993	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	15.845	2.961	
13	2007	0.000	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	78.993	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	15.845	2.575	
14	2008	0.000	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	78.993	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	15.845	2.239	
15	2009	0.000	0.017	330	91.70%	2651	8.733	45.067	25.193	78.993	330	79.20%	2290	8.733	38.922	21.758	361	0.070	25.425	94.838	15.845	1.947	
16	2010	0.000	0.017	220	91.70%	1767	5.822	30.039	16.792	52.653	220	79.20%	1526	5.822	25.948	14.505	241	0.070	16.926	63.201	10.548	1.127	
17	2011	0.000	0.017	110	91.70%	884	2.911	15.028	8.401	26.340	110	79.20%	763	2.911	12.974	7.253	121	0.070	8.498	31.636	5.296	0.492	
18	2012	0.000	0.017	110	91.70%	884	2.911	15.028	8.401	26.340	110	79.20%	763	2.911	12.974	7.253	121	0.070	8.498	31.636	5.296	0.428	
19	2013	0.000	0.017	110	91.70%	884	2.911	15.028	8.401	26.340	110	79.20%	763	2.911	12.974	7.253	121	0.070	8.498	31.636	5.296	0.372	
20	2014	0.000	0.017	110	91.70%	884	0.000	15.028	8.401	23.429	110	79.20%	763	0.000	12.974	7.253	121	0.070	8.498	28.725	5.296	0.324	
TOTAL		48.108				41995	136.822	713.915	399.088	1297.933			36633	136.822	622.760	348.134	5362		377.148	1484.864	186.931	30.948	
										379.271										406.182			
NPV at the discount rate of										[N.P.V.]													
Benefit/Cost ratio																						1.071	

TABLE 10-6 (5) ECONOMIC EVALUATION OF AMBUKLAO HYDRO POWER PLANT REHABILITATION PROJECT

Discount Rate= 15.00%

No. of Year	Fiscal Year	Project Cost (M.\$)	WITH REHABILITATION PROJECT				ALTERNATIVE							Total Cost (M.\$)	Balance (M.\$)	N.P.V. OF Balance (D.R.=15%) (M.\$)
			Rated Capacity (MW)	Annual Generation (gWh)	O & M Cost (M.\$)	Cost Total [COST] (M.\$)	Project Cost (M.\$)	Rated Capacity (MW)	Geothermal Annual Generation (gWh)	Plant Depletion (M.\$)	Steam Cost (M.\$)	O & M Cost (MW)	Total Cost [BENEFIT] (M.\$)			
0	1994	2.374	75	0	0	2.374	0.0		0	0	0	0	0	0.000	-2.374	-2.374
1	1995	9.637	75	0	0	9.637	15.0		0	0	0	0	0	15.000	5.363	4.663
2	1996	4.763	75	0	0	4.763	30.0		0	0	0	0	0	30.000	25.237	19.083
3	1997	2.780	75	0	0	2.780	30.0		0	0	0	0	0	30.000	27.220	17.898
4	1998	0.000	75	350.0	8.890	8.890	10.0	55	350.0	1.243	6.125	2.125	19.493	10.603	6.062	
5	1999	0.000	75	355.1	9.020	9.020	0.0	55	355.1	1.243	6.214	2.125	9.582	0.562	0.280	
6	2000	0.000	75	354.7	9.009	9.009	0.0	55	354.7	1.243	6.207	2.125	9.575	0.566	0.245	
7	2001	0.000	75	354.7	9.009	9.009	0.0	55	354.7	1.243	6.207	2.125	9.575	0.566	0.213	
8	2002	0.000	75	354.7	9.009	9.009	0.0	55	354.7	1.243	6.207	2.125	9.575	0.566	0.185	
9	2003	0.000	75	354.7	9.009	9.009	0.0	55	354.7	1.243	6.207	2.125	9.575	0.566	0.161	
10	2004	0.000	75	354.7	9.009	9.009	0.0	55	354.7	1.243	6.207	2.125	9.575	0.566	0.140	
11	2005	0.000	75	354.2	8.997	8.997	0.0	55	354.2	1.243	6.199	2.125	9.567	0.570	0.123	
12	2006	0.000	75	354.2	8.997	8.997	0.0	55	354.2	1.243	6.199	2.125	9.567	0.570	0.107	
13	2007	0.000	75	354.2	8.997	8.997	0.0	55	354.2	1.243	6.199	2.125	9.567	0.570	0.093	
14	2008	0.000	75	354.2	8.997	8.997	0.0	55	354.2	1.243	6.199	2.125	9.567	0.570	0.081	
15	2009	0.000	75	354.2	8.997	8.997	0.0	55	354.2	1.243	6.199	2.125	9.567	0.570	0.070	
16	2010	0.000	75	351.3	8.923	8.923	0.0	55	351.3	1.243	6.148	2.125	9.516	0.593	0.063	
17	2011	0.000	75	351.3	8.923	8.923	0.0	55	351.3	1.243	6.148	2.125	9.516	0.593	0.055	
18	2012	0.000	75	351.3	8.923	8.923	0.0	55	351.3	1.243	6.148	2.125	9.516	0.593	0.048	
19	2013	0.000	75	351.3	8.923	8.923	0.0	55	351.3	1.243	6.148	2.125	9.516	0.593	0.042	
20	2014	0.000	75	351.3	8.923	8.923	0.0	55	351.3	1.243	6.148	2.125	9.516	0.593	0.036	
21	2015	0.000	75	345.7	8.781	8.781	0.0	55	345.7	1.243	6.05	2.125	9.418	0.637	0.034	
22	2016	0.000	75	345.7	8.781	8.781	0.0	55	345.7	1.243	6.05	2.125	9.418	0.637	0.029	
23	2017	0.000	75	345.7	8.781	8.781	0.0	55	345.7	1.243	6.05	2.125	9.418	0.637	0.026	
24	2018	0.000	75	345.7	8.781	8.781	0.0	55	345.7	1.243	6.05	2.125	9.418	0.637	0.022	
25	2019	0.000	75	345.7	8.781	8.781	0.0	55	345.7	1.243	6.05	2.125	9.418	0.637	0.019	
26	2020	0.000	75	339.2	8.616	8.616	0.0	55	339.2	1.243	5.936	2.125	9.304	0.688	0.018	
27	2021	0.000	75	339.2	8.616	8.616	0.0	55	339.2	1.243	5.936	2.125	9.304	0.688	0.016	
28	2022	0.000	75	339.2	8.616	8.616	0.0	55	339.2	1.243	5.936	2.125	9.304	0.688	0.014	
29	2023	0.000	75	339.2	8.616	8.616	0.0	55	339.2	1.243	5.936	2.125	9.304	0.688	0.012	
30	2024	0.000	75	339.2	8.616	8.616	0.0	55	339.2	1.243	5.936	2.125	9.304	0.688	0.010	
31	2025	0.000	75	325.1	8.258	8.258	0.0	55	325.1	1.243	5.689	2.125	9.057	0.799	0.010	
32	2026	0.000	75	325.1	8.258	8.258	0.0	55	325.1	1.243	5.689	2.125	9.057	0.799	0.009	
33	2027	0.000	75	325.1	8.258	8.258	0.0	55	325.1	1.243	5.689	2.125	9.057	0.799	0.008	
34	2028	0.000	75	325.1	8.258	8.258	0.0	55	325.1	1.243	5.689	2.125	9.057	0.799	0.007	
35	2029	0.000	75	325.1	8.258	8.258	0.0	55	325.1	1.243	5.689	2.125	9.057	0.799	0.006	
36	2030	0.000	75	315.7	8.019	8.019	0.0	55	315.7	1.243	5.525	2.125	8.893	0.874	0.006	
37	2031	0.000	75	315.7	8.019	8.019	0.0	55	315.7	1.243	5.525	2.125	8.893	0.874	0.005	
38	2032	0.000	75	315.7	8.019	8.019	0.0	55	315.7	1.243	5.525	2.125	8.893	0.874	0.004	
39	2033	0.000	75	315.7	8.019	8.019	0.0	55	315.7	1.243	5.525	2.125	8.893	0.874	0.004	
40	2034	0.000	75	315.7	8.019	8.019	0.0	55	315.7	1.243	5.525	2.125	8.893	0.874	0.003	
41	2035	0.000	75	314.5	7.988	7.988	0.0	55	314.5	1.243	5.504	2.125	8.872	0.884	0.003	
42	2036	0.000	75	314.5	7.988	7.988	0.0	55	314.5	1.243	5.504	2.125	8.872	0.884	0.002	

TOTAL 19.554 13263.6 336.901 356.455 85.000 13263.6 17.407 232.117 82.875 448.482 92.027 47.541

NPV at the discount rate of 15.00% [N.P.V.] 48.035 [N.P.V.]
Benefit/Cost ratio 1.861

第11章 財務評価

第 11 章 財 務 評 価

11.1 財務分析の方法

各リハビリテーションプロジェクトの財務分析は、リハビリテーション工事の現価換算された総費用と、リハビリテーション工事後の発電量増加に伴う現価換算された売電収益増分が等しくなる様な等価割引率を求め、それとフィリピン国内の機会費用を反映する社会的割引率（15%）と比較してプロジェクトの財務的健全性を検討した。

11.2 財務評価のための条件

(1) 電気料金

電気料金は、各リハビリテーションプロジェクトの運転開始時点の料金とし、各年の電気料金は下記NAPOCORの計画値を採用する。

Table 11-1 電気料金 [P/kWh]

1992	1993	1994	1995	1996
1.66	1.88	1.96	* 2.04	* 2.12

注) *但し、NAPOCOR計画値がない1995年、1996年については、4%/年の値上りを想定した。

(2) 燃料及び蒸気価格

a. 燃料価格は、下記フィリピン国内価格を想定した。

Table 11-2 燃料価格（国内価格） [US\$/bbl]

年	1992	1993	1994	1995	1996
油種					
重油	20.0	20.80	21.63	22.50	23.40
軽油	38.40	39.94	41.53	43.19	44.92

b. 蒸気価格は、下記を想定した。

Table 11-3 蒸気価格 [P/kWh]

年	1992	1993	1994	1995	1996
蒸気価格	0.449	0.467	0.486	0.505	0.525

(3) 物価上昇

リハビリテーション完工後、各発電所の運転保守費及び売電収入のベースとなる電気料金は、当然年とともに上昇するが、物価上昇は収入・支出の両面に同等に影響すると考え、リハビリテーション完工時点以降の物価上昇は考慮していない。

(4) 費用

a. 建設費及び支出計画

建設費及び支出計画は、第9章及び第10章に示すものを使用する。

b. 運転保守費及び管理費

運転保守費及び管理費は第10章のTable 10-5(1)～Table 10-5(3)に示す通りとする。

c. その他財務分析に必要なデータ

その他の財務分析に必要なデータは全て第10章Table 10-5(1)～Table 10-5(3)を参照のこと。

11-3 財務分析の結果

(1) 各リハビリテーションプロジェクトの財務分析の結果は下記の通りである。

分析結果の詳細は、Table 11-5(1)～Table 11-5(6)を参照。

Table 11-4 財務分析の結果

プロジェクト名	財務的内部収益率 (F. I. R. R.) [%]
1) マニラ火力発電所リハビリプロジェクト	23.77
2) バターン火力発電所リハビリプロジェクト	13.40
3) ティウィ地熱発電所リハビリプロジェクト	43.88
4) マクバン地熱発電所リハビリプロジェクト	24.94
5) アンブクラオ水力発電所リハビリプロジェクト	44.46
6) 送変電設備リノベーションプロジェクト	27.04

(2) 結 論

Table 11-4に示す様に計画したリハビリテーションプロジェクトの内部財務収益率は、バターン火力発電所を除いて、フィリピン国内の社会的割引率（15%）より高い数値となり、各リハビリテーションプロジェクトは財務的に充分健全であることが示されている。

バターン火力発電所についても、F. I. R. R. が13.4%ということは、これより低い金利の資金が借りられれば、財務的には成り立つということなので、充分実施可能と考えられる。

TABLE 11-5 (1) FINANCIAL EVALUATION OF MANILA THERMAL POWER PLANT REHABILITATION PROJECT

FIRR - 23.77%

No. of Year	Fiscal Year	Investment (M.\$)	Rated Capacity (MW)	Plant Factor (%)	Annual Generation (GWh)	Salable Energy (GWh)	Efficiency (%)	Fuel Cost (M.\$)	Other Overhead (M.\$)	Total Cost (M.\$)	Revenue (M.\$)	Profit (M.\$)	Balance (M.\$)
0	1993	28.454											-28.454
1	1994	39.158											-39.158
2	1995	29.665	100	70.00%	613	569	36.60%	20.640	2.587	23.227	38.692	15.465	-14.200
3	1996	18.223	200	70.00%	1,226	1,138	36.50%	41.392	5.174	46.566	77.384	30.818	12.595
4	1997	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	36.30%	41.620	5.174	46.794	77.384	30.590	30.590
5	1998	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	36.10%	41.851	5.174	47.025	77.384	30.359	30.359
6	1999	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	35.90%	42.084	5.174	47.258	77.384	30.126	30.126
7	2000	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	35.70%	42.320	5.174	47.494	77.384	29.890	29.890
8	2001	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	35.50%	42.558	5.174	47.732	77.384	29.652	29.652
9	2002	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	35.30%	42.799	5.174	47.973	77.384	29.411	29.411
10	2003	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	35.10%	43.043	5.174	48.217	77.384	29.167	29.167
11	2004	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	34.90%	43.290	5.174	48.464	77.384	28.920	28.920
12	2005	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	34.70%	43.539	5.174	48.713	77.384	28.671	28.671
13	2006	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	34.50%	43.792	5.174	48.966	77.384	28.418	28.418
14	2007	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	34.30%	44.047	5.174	49.221	77.384	28.163	28.163
15	2008	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	34.10%	44.305	5.174	49.479	77.384	27.905	27.905
16	2009	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	33.90%	44.567	5.174	49.741	77.384	27.643	27.643
17	2010	0.000	200	70.00%	1,226	1,138	33.70%	44.831	5.174	50.005	77.384	27.379	27.379
18	2011	0.000	100	70.00%	613	569	33.50%	22.550	2.587	25.137	38.692	13.555	13.555
19	2012	0.000	0	0.00%	0	0	0.00%	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
20	2013	0.000	0	0.00%	0	0	0.00%	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
21	2014	0.000	0	0.00%	0	0	0.00%	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
22	2015	0.000	0	0.00%	0	0	0.00%	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
23	2016	0.000	0	0.00%	0	0	0.00%	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
24	2017	0.000	0	0.00%	0	0	0.00%	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
Total		115.500			19,616	18,208		689.228	82.784	772.012	1,238.144	466.132	350.632

TABLE 11-5 (2) FINANCIAL EVALUATION OF BATAAN THERMAL POWER PLANT REHABILITATION PROJECT

FIRR - 13.40%

No. of Year	Fiscal Year	Investment	Rated Capacity	Incremental Plant Factor	Incremental Annual Generation	Incremental Annual Salable Energy (GWh)	Efficiency (%)	Fuel Cost	Other Overhead	Cost Total	Fuel Cost Saving	Revenue	Profit	Balance
		(M.\$)	(MW)	(%)	(GWh)	(GWh)	(%)	(M.\$)	(M.\$)	(M.\$)	(M.\$)	(M.\$)	(M.\$)	(M.\$)
0	1994	1.370												-1.370
1	1995	22.670												-22.670
2	1996	44.227	225	0.00%	0	0	33.80%	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-44.227
3	1997	11.133	225	0.00%	0	0	36.50%	0.000	0.000	0.000	3.821	0.000	3.821	-7.312
4	1998	0.000	225	7.00%	138	129	36.40%	4.859	0.577	5.436	3.807	9.116	7.487	7.487
5	1999	0.000	225	8.00%	158	148	36.20%	5.594	0.661	6.255	3.789	10.459	7.993	7.993
6	2000	0.000	225	9.00%	177	165	36.00%	6.301	0.740	7.041	3.771	11.660	8.390	8.390
7	2001	0.000	225	10.00%	197	184	35.80%	7.052	0.824	7.876	3.755	13.003	8.882	8.882
8	2002	0.000	225	11.00%	217	203	35.60%	7.812	0.908	8.720	3.735	14.345	9.360	9.360
9	2003	0.000	225	31.00%	611	571	35.40%	22.120	2.556	24.676	2.476	40.351	18.151	18.151
10	2004	0.000	225	33.00%	650	608	35.20%	23.666	2.719	26.385	2.420	42.965	19.000	19.000
11	2005	0.000	225	34.00%	670	626	35.00%	24.534	2.803	27.337	2.363	44.237	19.263	19.263
12	2006	0.000	225	35.00%	690	645	34.80%	25.411	2.887	28.298	2.300	45.580	19.582	19.582
13	2007	0.000	225	37.00%	729	682	34.60%	27.003	3.050	30.053	2.240	48.195	20.382	20.382
14	2008	0.000	225	38.00%	749	700	34.40%	27.905	3.133	31.038	2.178	49.467	20.607	20.607
15	2009	0.000	225	39.00%	769	719	34.20%	28.817	3.217	32.034	2.110	50.809	20.885	20.885
16	2010	0.000	150	70.00%	920	860	34.00%	34.679	3.849	38.528	0.000	60.773	22.245	22.245
17	2011	0.000	150	70.00%	920	860	33.80%	34.884	3.849	38.733	0.000	60.773	22.040	22.040
18	2012	0.000	150	70.00%	920	860	33.60%	35.092	3.849	38.941	0.000	60.773	21.832	21.832
19	2013	0.000	150	70.00%	920	860	33.40%	35.302	3.849	39.151	0.000	60.773	21.622	21.622
20	2014	0.000	0	0.00%	0	0	0.00%	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
21	2015	0.000	0	0.00%	0	0	0.00%	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22	2016	0.000	0	0.00%	0	0	0.00%	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23	2017	0.000	0	0.00%	0	0	0.00%	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
24	2018	0.000	0	0.00%	0	0	0.00%	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total		79.400			9,435	8,820		351.031	39.471	390.502	38.765	623.279	271.542	192.142

TABLE 11-5 (3) FINANCIAL EVALUATION OF TIWI GEOTHERMAL POWER PLANT REHABILITATION PROJECT

FIRR = 43.88%

No. of Year	Fiscal Year	Investment (M.\$)	Steam Cost (\$/kWh)	Rated Capacity (MW)	Incremental Plant Factor (%)	Incremental Annual Generation (GWh)	Incremental Annual Salable Energy (GWh)	Steam Cost (M.\$)	Other Overhead (M.\$)	Cost Total (M.\$)	Revenue (M.\$)	Profit (M.\$)	Balance (M.\$)
0	1995	7.445											-7.445
1	1996	14.887	0.018	275	0.00%	0	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-14.887
2	1997	17.372	0.018	275	4.00%	96	90	1.680	0.926	2.606	6.360	3.754	-13.618
3	1998	9.926	0.018	275	23.80%	573	535	10.028	5.526	15.554	37.807	22.254	12.328
4	1999	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
5	2000	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
6	2001	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
7	2002	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
8	2003	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
9	2004	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
10	2005	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
11	2006	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
12	2007	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
13	2008	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
14	2009	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
15	2010	0.000	0.018	330	23.80%	688	642	12.040	6.635	18.675	45.368	26.693	26.693
16	2011	0.000	0.018	220	23.80%	459	428	8.033	4.426	12.459	30.245	17.787	17.787
17	2012	0.000	0.018	110	23.80%	229	214	4.008	2.208	6.216	15.123	8.907	8.907
18	2013	0.000	0.018	0	0.00%	0	0	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
19	2014	0.000	0.018	0	0.00%	0	0	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
20	2015	0.000	0.018	0	0.00%	0	0	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
21	2016	0.000	0.018	0	0.00%	0	0	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
22	2017	0.000	0.018	0	0.00%	0	0	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
23	2018	0.000	0.018	0	0.00%	0	0	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
24	2019	0.000	0.018	0	0.00%	0	0	0.000	0	0.000	0.000	0.000	0.000
Total		49.630				9,613	8,971	168,228	92,706	260,934	633,951	373,018	323,388

TABLE 11-5 (4) FINANCIAL EVALUATION OF MAX-BAN GEOTHERMAL POWER PLANT REHABILITATION PROJECT

FIRR = 24.94%

No. of Year	Fiscal Year	Investment (M.\$)	Steam Cost (\$/kWh)	Rated Capacity (MW)	Incremental Plant Factor (%)	Annual Generation (GWh)	Incremental Annual Salable Energy (GWh)	Steam Cost (M.\$)	Other Overhead (M.\$)	Cost Total (M.\$)	Revenue (M.\$)	Profit (M.\$)	Balance (M.\$)
0	1994	7.216											-7.216
1	1995	10.103											-10.103
2	1996	16.357	0.017	330	4.17%	121	114	2.037	1.150	3.187	7.752	4.565	-11.792
3	1997	9.622	0.017	330	6.25%	181	170	3.047	1.720	4.767	11.560	6.793	-2.829
4	1998	4.810	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	8.734
5	1999	0.000	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	13.544
6	2000	0.000	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	13.544
7	2001	0.000	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	13.544
8	2002	0.000	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	13.544
9	2003	0.000	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	13.544
10	2004	0.000	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	13.544
11	2005	0.000	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	13.544
12	2006	0.000	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	13.544
13	2007	0.000	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	13.544
14	2008	0.000	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	13.544
15	2009	0.000	0.017	330	12.50%	361	339	6.077	3.431	9.508	23.052	13.544	13.544
16	2010	0.000	0.017	220	12.50%	241	226	4.057	2.290	6.347	15.368	9.021	9.021
17	2011	0.000	0.017	110	12.50%	120	113	2.020	1.140	3.160	7.684	4.524	4.524
18	2012	0.000	0.017	110	12.50%	120	113	2.020	1.140	3.160	7.684	4.524	4.524
19	2013	0.000	0.017	110	12.50%	120	113	2.020	0.981	3.001	7.684	4.683	4.683
20	2014	0.000	0.017	110	12.50%	120	113	2.020	0.981	3.001	7.684	4.683	4.683
21	2015	0.000	0.017	0	0.00%	0	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22	2016	0.000	0.017	0	0.00%	0	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23	2017	0.000	0.017	0	0.00%	0	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
24	2018	0.000	0.017	0	0.00%	0	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total		48.108				5,355	5,030	90.143	50.574	140.717	342.040	201.324	153.216

TABLE 11-5 (5) FINANCIAL EVALUATION OF AMBUKLAO HYDRO POWER PLANT REHABILITATION PROJECT

FIRR = 44.46%

No. of Year	Fiscal Year	Investment (M.\$)	Rated Capacity (MW)	Annual Generation (GWh)	Annual Salable Energy (GWh)	Other Overhead (M.\$)	Cost Total (M.\$)	Revenue (M.\$)	Profit (M.\$)	Balance (M.\$)
0	1994	2.374	75	0	0	0	0	0	0	(2.374)
1	1995	9.637	75	0	0	0	0	0	0	(9.637)
2	1996	4.763	75	0	0	0	0	0	0	(4.763)
3	1997	2.780	75	0	0	0	0	0	0	(2.780)
4	1998	0.000	75	350.0	342.3	8.890	8.890	25.159	16.269	16.269
5	1999	0.000	75	355.1	347.3	9.020	9.020	25.527	16.507	16.507
6	2000	0.000	75	354.7	346.9	9.009	9.009	25.497	16.488	16.488
7	2001	0.000	75	354.7	346.9	9.009	9.009	25.497	16.488	16.488
8	2002	0.000	75	354.7	346.9	9.009	9.009	25.497	16.488	16.488
9	2003	0.000	75	354.7	346.9	9.009	9.009	25.497	16.488	16.488
10	2004	0.000	75	354.2	346.4	8.997	8.997	25.460	16.463	16.463
11	2005	0.000	75	354.2	346.4	8.997	8.997	25.460	16.463	16.463
12	2006	0.000	75	354.2	346.4	8.997	8.997	25.460	16.463	16.463
13	2007	0.000	75	354.2	346.4	8.997	8.997	25.460	16.463	16.463
14	2008	0.000	75	354.2	346.4	8.997	8.997	25.460	16.463	16.463
15	2009	0.000	75	354.2	346.4	8.997	8.997	25.460	16.463	16.463
16	2010	0.000	75	351.3	343.6	8.923	8.923	25.255	16.332	16.332
17	2011	0.000	75	351.3	343.6	8.923	8.923	25.255	16.332	16.332
18	2012	0.000	75	351.3	343.6	8.923	8.923	25.255	16.332	16.332
19	2013	0.000	75	351.3	343.6	8.923	8.923	25.255	16.332	16.332
20	2014	0.000	75	351.3	343.6	8.923	8.923	25.255	16.332	16.332
21	2015	0.000	75	351.3	343.6	8.923	8.923	25.255	16.332	16.332
22	2016	0.000	75	345.7	338.1	8.781	8.781	24.850	16.069	16.069
23	2017	0.000	75	345.7	338.1	8.781	8.781	24.850	16.069	16.069
24	2018	0.000	75	345.7	338.1	8.781	8.781	24.850	16.069	16.069
25	2019	0.000	75	345.7	338.1	8.781	8.781	24.850	16.069	16.069
26	2020	0.000	75	339.2	331.7	8.616	8.616	24.380	15.764	15.764
27	2021	0.000	75	339.2	331.7	8.616	8.616	24.380	15.764	15.764
28	2022	0.000	75	339.2	331.7	8.616	8.616	24.380	15.764	15.764
29	2023	0.000	75	339.2	331.7	8.616	8.616	24.380	15.764	15.764
30	2024	0.000	75	339.2	331.7	8.616	8.616	24.380	15.764	15.764
31	2025	0.000	75	325.1	317.9	8.258	8.258	23.366	15.108	15.108
32	2026	0.000	75	325.1	317.9	8.258	8.258	23.366	15.108	15.108
33	2027	0.000	75	325.1	317.9	8.258	8.258	23.366	15.108	15.108
34	2028	0.000	75	325.1	317.9	8.258	8.258	23.366	15.108	15.108
35	2029	0.000	75	325.1	317.9	8.258	8.258	23.366	15.108	15.108
36	2030	0.000	75	315.7	308.8	8.019	8.019	22.697	14.678	14.678
37	2031	0.000	75	315.7	308.8	8.019	8.019	22.697	14.678	14.678
38	2032	0.000	75	315.7	308.8	8.019	8.019	22.697	14.678	14.678
39	2033	0.000	75	315.7	308.8	8.019	8.019	22.697	14.678	14.678
40	2034	0.000	75	315.7	308.8	8.019	8.019	22.697	14.678	14.678
41	2035	0.000	75	314.5	307.6	7.988	7.988	22.609	14.621	14.621
42	2036	0.000	75	314.5	307.6	7.988	7.988	22.609	14.621	14.621
Total		19.554		13,269.2	12,977.3	337.043	337.043	953.834	616.791	597.237

TABLE 11-5 (6) FINANCIAL EVALUATION OF TRANSMISSION LINES AND SUBSTATION RENOVATION PROJECT

FIRR = 27.04%

No. of Year	Fiscal Year	Investment (M.\$)	Total [COST] (M.\$)	Incremental Annual Energy (GWh)	Incremental Salable Energy (GWh)	Unit Energy Price (\$/kWh)	Incremental Energy Sales (M.\$)	Revenue (Profit) (M.\$)	Balance (M.\$)
0	1994	3,375	3,375	0	0	0	0	0	(3,375)
1	1995	3,320	3,320	0	0	0	0	0	(3,320)
2	1996	3,913	3,913	0	0	0	0	0	(3,913)
3	1997	3,670	3,670	0	0	0	0	0	(3,670)
4	1998	2,963	2,963	54.0	49.6	0.071	3,522	3,522	0.559
5	1999	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
6	2000	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
7	2001	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
8	2002	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
9	2003	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
10	2004	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
11	2005	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
12	2006	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
13	2007	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
14	2008	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
15	2009	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
16	2010	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
17	2011	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
18	2012	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
19	2013	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
20	2014	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
21	2015	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
22	2016	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
23	2017	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
24	2018	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
25	2019	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
26	2020	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
27	2021	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
28	2022	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
29	2023	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
30	2024	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
31	2025	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
32	2026	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
33	2027	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
34	2028	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
35	2029	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
36	2030	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
37	2031	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
38	2032	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
39	2033	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
40	2034	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
41	2035	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
42	2036	0.000	0.000	108.0	99.1	0.071	7,036	7,036	7,036
Total		17,241	17,241	4158.0	3,815		270,890	270,890	253,649

