

## 第13章 環境に対する影響



## 第13章 環境に対する影響

### 目 次

	頁
13.1 概 要 .....	13- 1
13.2 環境の現況 .....	13- 1
13.2.1 El Cajon貯水池 .....	13- 1
13.2.2 ダム直下～Santa Ritaまでの現況 .....	13- 2
13.2.3 Valle de Sula .....	13- 2
13.3 増設の環境に及ぼす影響 .....	13- 3
13.3.1 下流の流況変化について .....	13- 3
13.3.2 水質について .....	13- 4
13.3.3 工事中に関する項目 .....	13- 5
13.4 環境保全対策 .....	13- 6
13.4.1 増設後に関する項目 .....	13- 6
13.4.2 工事中に関する項目 .....	13- 6



### List of Tables

Table 13-1	Items of Environmental Impact due to Dam Construction
Table 13-2	Rise of River Water Level

### List of Figures

Figure 13-1	Map of Location of Cross Sections
Figure 13-2	Seasonal Variation in Temperature, Dissolved Oxygen and Sulfide Concentrations at the Index Station of Lake El Cajón in 1986
Figure 13-3	Map of the El Cajón Reservoir, Central Honduras
Figure 13-4	Reservoir Operation History (by ENEE)



## 第13章 環境に対する影響

### 13.1 概要

開発途上国の大規模な水力開発は、途上国の経済の発展を促進し、エネルギー需要の改善、生活水準の向上等に大きく貢献している。しかしながら一方においては、国によっては開発、経済効果のみに目を奪われ、地域の環境に重大な悪影響を与えた例もいくつか知られている。

El Cajon発電所も大規模な水力開発プロジェクトの一つであり、特にそのダム湛水面積は94km<sup>2</sup>と大きく、Honduras最大の天然淡水湖であるYojoa湖にも匹敵するほどの広さをもっている。

そのため建設時から慎重な環境影響評価と、モニタリングがなされ、現在まで環境面から重大な問題が発生した経緯はない。

今回、新たに発電所の増設計画が検討されることとなり、本章はその増設計画が貯水池及び下流域の環境に及ぼす影響について検討した結果について記述したものである。

まず13.2に計画地点の現地調査および文献調査による環境の現状について記載した。

以下13.3では、増設計画が計画地域の環境に及ぼすと考えられる影響について記載し、13.4で環境保全のために講じようとする対策について記載した。

Table 13-1 に一般的に言われる、ダム建設の環境に及ぼす主要な影響項目を示すが、本計画は、増設計画であり、環境の現状を変化させる要因としては、発電放流量の増加が主なものである。よって環境に及ぼす影響と、その対策に関する一連の記述はその点について重点的に検討したものである。

### 13.2 環境の現況

#### 13.2.1 El Cajon貯水池

アーチダムとしてアメリカ大陸で最も高く、226mの高さを持つ本ダムの建設は1980年に開始された。仮排水路は1984年閉塞され貯水池の湛水が始まり、1987年に発電高水位まで貯水位水位が上昇した。

貯水池の最大水深は185m、平均水深は60mであり、樹木状の形状を示している。貯水池周辺の植生はPine Forestが大きな部分を占めている。森林としては疎林の部類に入り、農業や牧畜のため、何回も人工的に焼かれた影響を受けている。El Cajon計画のフィージビリティ調査結果によれば、樹木の密度は25本/ha、樹木の直径は10~90cmと記述されており、現在もその程度と思われる。樹冠に乏しいため降雨貯留能力も低いと考えられる。

貯水池の利用水深の範囲（B. L. 285m以下の部分）は、建設時の伐採後、水位変動のため、草がまばらに繁茂する程度で、基岩、土壌が露出している。

貯水池の水の色は、我々が現地調査を実施した6月および10月は、青緑色であった。貯水池に上流の河川が流入する最上流部は、濁度をもった流入水の混入のため黄褐色を呈しており、降雨量の多い雨季には流入量の増加のためこの黄褐色の範囲が拡大する。貯水池上流部のところどころには水没のため枯木状となった樹木群が見られた。

### 13.2.2 ダム直下~Santa Ritaまでの現況

この区域は、亜熱帯林の溪谷をComayagua川が途中の支川の流水を集めながらValle de Sulaに流れ込む流域である。

標高の高い区域は、El Cajon貯水池周辺に見られたようなPine Forestが占める。この区域は、現在まで農牧業に利用されてきた。そのため、現在河川沿いに小さな森林や孤立した樹木が残っているだけで、大部分は放牧地あるいは耕作地となっている。作物はとうもろこし、米などの穀類が中心である。

人家は、本流のComayagua川及びCuyamapa川等の支川沿いの、洪水時にも水没の恐れのないと思われる高台と、山腹の平坦地に散在し、住民はいずれも農牧業を営んでいる。

溪谷を通過し、平野状の地形を有するValle de Sulaにそそぐ区域にはSanta Ritaという地方都市が発達し、この流域の物資の集積、調達場所の役割を果たしている。

### 13.2.3 Valle de Sula

この区域は、Comayagua川およびUlúa川の2河川によって長期にわたって流送された土砂・シルトが堆積したことによって形づくられた沖積地帯であり、河川勾配も零に等

しく河川も蛇行している。

Ulúa川とComayagua川との合流点が、El Cajonダムより下流50kmの地点に当たり、その上下流一帯には、豊かな平坦地を利用した広大なバナナ園、砂糖きび園等の農園が見られる。

この区域は、雨季になると水位が上昇するため、標高の低い区域は農地として利用しない、かん木林、草類の繁茂する湿地帯となっている。

### 13.3 増設の環境に及ぼす影響

#### 13.3.1 下流の流況変化について

第5章に記述の通り、El Cajon発電所増設計画の規模は、増設出力14.6MW、増設発電機2台とし、西暦2001～06年に設置することを提案した。それに伴い発電放流量も最大214.4 $\text{m}^3/\text{sec}$ （既設）から321.6 $\text{m}^3/\text{sec}$ と増大する。現在の発電運用ルールを見ると消費電力の少ない夜間は100MW程度の発電をし、消費量の大きくなる昼間に消費量に対応して発電量を増やす方法をとっている。

本節では、放流量の増大に伴い変化する、下流の水位変動等の流況について記述した。

##### (1) 水位変動量

ダム放流量と下流の水位上昇量に関する不等流計算を実施した。計算に用いた河川の横断面の平面位置をFig. 13-1に示す。ダムの放流量は100 $\text{m}^3/\text{sec}$ から100 $\text{m}^3/\text{sec}$ 刻みで500 $\text{m}^3/\text{sec}$ までとし、100 $\text{m}^3/\text{sec}$ 増加するごとの各断面の水位上昇量をTable 13-2に示す。横断面形状と粗度係数は、ENBEレポート「PROYECTO: ZONAS INUNDADAS」に記述のものを参考とし、Comayagua川とUlúa川の合流部の水位を、標高40m（海拔）と設定して計算した。

増設によりダム放流量は約100 $\text{m}^3/\text{sec}$ 増加することになるが、計算より各断面において、特異な点を除いて水位は0.4～0.6m程度上昇する結果となった。JICA事前調査団の予備報告書によれば、ダム下流12km地点（断面No. 2969に相当する）における現在の発電放流による水位の変動は、付近住民の聞き取り調査によれば40～50cmであること、及び本調査団の聞き取り調査と比較して、計算結果は大きな食い違いはない。

水位変動量としては、現状の変動量に増設分を加え、水路系全長を通じて $1 \pm \alpha$  m程度と推測され、周辺住民に対する影響は、彼らへの慎重な周知徹底によって対応可能と考えられる。

ただし、下流水位がより高い雨季、洪水時において、この程度の水位上昇量でも Santa Rita付近とその下流に広がるバナナ園等の農園に対しては、影響があるかも知れない。

## (2) 水位上昇速度

現在のEl Cajon発電所は、一般に平日は朝5時頃から午前中にかけて発電量を増加し、20時過ぎから24時の間にそれを低下させる運用をとっている。また休日は、夕方17時頃からの夜間の発電量の増加が顕著となるが、その量は平日に比較して少ない。下流の50cm程度の水位変動も3時間の内に生じるため、特に問題とはなっていない。

増設後の運転も、現在の運用ルールに準じ午前中の3時間程度の間、ピーク電力量まで立ち上げるものとした場合、水位の上昇速度は、水位変動量(約1 m) / 3 hr = 約33cm/hrと考えられる。下流の人命その他に危害を加える事がなく、河川災害が起きないような放流量の変化量の限度としては、日本国の基準が参考になろう。建設省の法律上に定める「ダム操作規定」の審査基準として、30分間における変動量がおおよそ50cm以下であれば安全であろうとし、30cm/30分程度を目安としている。その基準と比較しても、この程度の水位上昇速度は問題ないと思われる。

### 13.3.2 水質について

El Cajon貯水池は、亜熱帯性湖沼の性格をもつ。貯水池の表層には、層厚10m程度の顕著な躍層が4月から、10月の下旬か11月初旬まで形成される。その後冬期に入ると下層との混合が水深70m程度までの部分で発生し、躍層としては顕著でなくなる。3月に入るとまた躍層が発達する。

表層の温度は26~30℃、深層の温度は1年を通じて25℃と安定している。

溶存酸素の量は、表層の躍層部分に5~10ppm程度見られるが、その下層はほとんど無酸素状況となっている。

本貯水池の特徴としては、硫化物 (Sulfide) の問題があげられる。発電開始時、電気設備の腐食等の問題が発生し、その原因が発電所ペンストック部より取水するタービン冷却用水に含まれる  $H_2S$  の遊離のためとされた。そのためタービン冷却用水取水部を高い位置に移動させた経緯がある。

Fig. 13-2 に1986年のダム上流部約2.5km地点 (Fig. 13-3 参照) の水温、溶存酸素、硫化物濃度の季節変化を示す。貯水池の水質の鉛直方向分布から考えると、発電放流量が増加したとしても、放流水の水質に変化はないと思われる。ダム直下流の数kmにわたる急流部において、溶存酸素量の増加、硫化物濃度の低減がもたらされると考えられるものの、大きな支川が流入するまでの間、水生生物に対する若干の影響はあるかも知れない。

### 13.3.3 工事中に関する項目

増設工事の内容は、土木工事としてはほとんどがトンネル工事であり、明り工事として放水口工事が考えられる。電気工事としてはタービン、発電機等の機器の搬入・設置がある。送電工事としては開閉所工事がある。増設容量と、既設送電設備能力との関連より、新規に送電設備の建設は必要ない。

増設工事に伴う影響としては以下の項目が考えられる。

- 工事中の重機の稼働および発破による騒音、振動。
- 掘削土砂、岩の処理過程による、河川への土砂流入および土捨場造成による地形の改変。
- 資材の輸送に伴う交通量、騒音の発生。

現地調査によれば、ダムサイト周辺には民家がほとんど見られなく、また希少動植物の存在も報告されていない。また、ダムサイトに至る既存の道路も建設資材、発電機器の輸送には充分対応できるほど整備されている。土木工事によって発生する掘削土砂の処理手段に注意を払うべき事以外、工事の周辺への影響は大した問題とならないと考えられる。

## 13.4 環境保全対策

### 13.4.1 増設後に関する項目

13.3.1～2 に増設後の環境に及ぼす影響について、概要を記述した。それに対する環境保全対策としては、以下にあげる事項が考えられる。

- ダム下流の住民は、発電放流による現在の水位変動を十分認識し生活を営んでいる。増設による水位上昇等の増加については、ある程度の理解を示すと思われ、まず現状の変化についての周知徹底を可能な限り実施する。
- 現在の交通手段として、対岸への渡河に小船が使用されているのが見られる。船を有する住民の要求によっては、他の渡河手段を設置する。
- 下流においては、産業としての砂利採取と、食糧採取としての漁業が小規模ながら見られた。これらに対する補償が可能性として考えられる。

次に洪水時の問題があげられる。発電所運転開始以来、ダム放流は試験的に実施されたものを含め5回実施されたが、いずれもダム放流量としては200m<sup>3</sup>/secを下回るものであった。(Fig.13-4 参照)しかしながら、将来的に洪水の可能性がないわけではない。下流住民の安全確保のための対策として放流の事前広報手段の設置を提案する。その一つの手段として、日本国で実施されている放流警報装置が考えられる。その詳細は第8章に示した通りである。

### 13.4.2 工事中に関する項目

増設工事中の環境保全対策としては、以下にあげる事項が考えられる。

- 土木工事、開閉所工事等によって生じる掘削土砂は、約40,000～50,000m<sup>3</sup>と推算される。この土砂を処理するため、土捨場を造成するが、この工事に当たり、周辺の景観を損なわないよう、また土捨場からの土砂の流出のないよう配慮する。

Table 13-1 Items of Environmental Impact due to Dam Construction

Main Items	Importance*
<p>1. NATURAL ENVIRONMENTAL IMPACT</p> <p>(1) Surrounding of Reservoir ————</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Lake Water Evaporation</li> <li>— Change of Micro Climate</li> <li>— Water Leakage</li> <li>— Induced Earthquake</li> <li>— Land Collapse</li> </ul> <p>(2) Inside of Reservoir ————</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Turbidity of Reservoir</li> <li>— Eutrophication</li> <li>— Sedimentation</li> <li>— Change of Water Temperature</li> </ul> <p>(3) Downstream ————</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— River-bed Degradation</li> <li>— River-bank Erosion</li> <li>— Accumulation of Fertility in Delta</li> <li>— Seawater Intrusion</li> <li>— Coastal Erosion</li> </ul> <p>(4) Others ————</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Effects on Fishes</li> <li>— Preservation of Wild Life</li> </ul>	C
<p>2. SOCIAL ENVIRONMENTAL IMPACT</p> <p>(1) Underconstruction ————</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Economical Condition</li> <li>— Health and Sanitation</li> <li>— Security</li> <li>— Noise and Vibration</li> <li>— Preservation of Wild Life</li> </ul> <p>(2) General ————</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Resettlement</li> <li>— Preservation of Aethetics</li> <li>— Recreation</li> <li>— Protection of Relics</li> <li>— Effects to Fish Productivity</li> <li>— Water-related Diseases</li> </ul> <p>(3) Post Construction ————</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Change of Flow-duration</li> <li>— Security</li> </ul>	A B

(\* ; Case of El Cajón Amplification Project)

Table 13-2 Rise of River Water Level

Cross Section Number	Distance from No. 2660 (k m)	Rise of the Water Level Every 100m <sup>3</sup> /sec Increase of Discharge (m)			
		Q = 100m <sup>3</sup> /sec →200 m <sup>3</sup> /sec	Q = 200m <sup>3</sup> /sec →300 m <sup>3</sup> /sec	Q = 300m <sup>3</sup> /sec →400 m <sup>3</sup> /sec	Q = 400m <sup>3</sup> /sec →500 m <sup>3</sup> /sec
No. 2660	—	(*) —	—	—	—
2670	0.96	0.25	0.26	0.32	0.38
2680	2.18	0.39	0.31	0.29	0.33
2690	3.76	0.60	0.37	0.31	0.29
2700	4.87	0.65	0.39	0.34	0.31
2710	6.52	0.76	0.32	0.32	0.29
2720	8.28	1.03	0.39	0.72	0.31
2730	9.81	0.80	0.57	0.81	0.23
2740	11.14	0.67	0.57	0.75	0.24
2750	11.97	0.77	0.58	0.70	0.28
2770	12.94	0.69	0.51	0.36	0.32
2780	14.75	0.57	0.62	0.31	0.28
2785	15.46	0.50	0.49	0.35	0.32
2790	16.72	0.33	0.29	0.28	0.27
2800	17.39	0.38	0.31	0.27	0.26
2810	18.89	0.56	0.44	0.37	0.33
2820	19.83	0.72	0.51	0.37	0.31
2830	21.04	0.96	0.64	0.46	0.36
2840	22.09	0.75	0.47	0.40	0.35
2850	23.24	0.73	0.41	0.34	0.30
2860	23.95	0.81	0.53	0.41	0.36
2870	25.02	0.77	0.56	0.46	0.38
2880	25.87	0.66	0.54	0.46	0.39
2890	26.41	0.39	0.33	0.31	0.29
2910	27.93	0.58	0.48	0.41	0.37
2930	31.32	0.69	0.55	0.74	0.31
2940	32.15	0.42	0.36	0.41	0.40
2950	33.57	0.37	0.31	0.26	0.24
2960	33.94	0.43	0.33	0.29	0.26
2965	36.47	0.61	0.42	0.33	0.28
2969	38.38	0.56	0.42	0.35	0.32
2970	41.28	0.48	0.46	0.33	0.27
2971	42.34	0.60	0.50	0.37	0.30
2980	42.92	0.32	0.26	0.23	0.19
2990	44.04	0.61	0.46	0.39	0.34
2993	44.77	0.75	0.57	0.47	0.42
2994	46.39	0.52	0.40	0.35	0.30
2995	47.52	0.59	0.47	0.40	0.33
3000	48.61	0.61	0.39	0.40	0.34
3005	49.15	0.81	0.61	0.51	0.45

(\*) Initial Water Level of No. 2660=40.00m



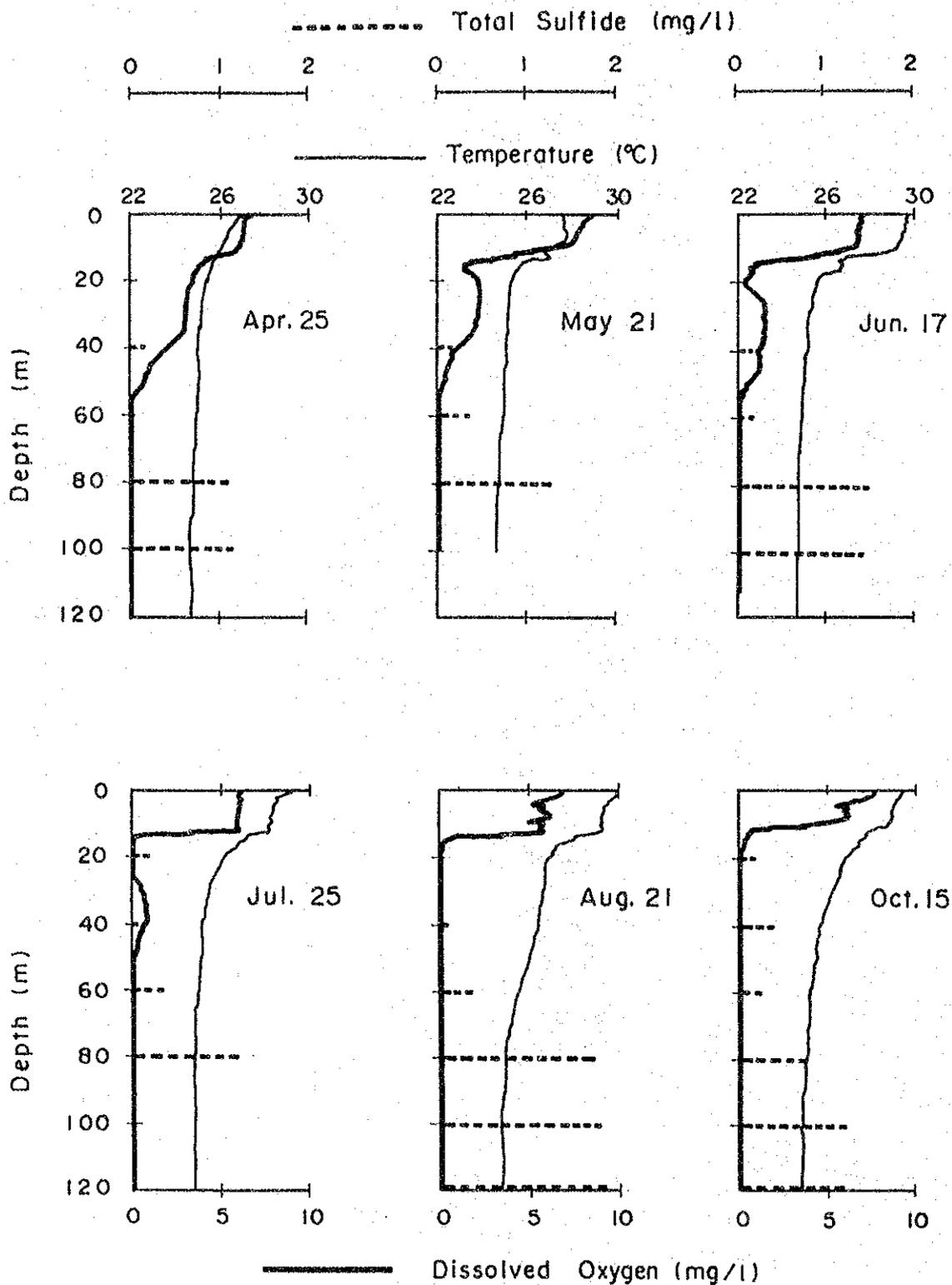


Figure 13-2 Seasonal variation in temperature, dissolved oxygen and sulfide concentrations at the index station of Lake El Cajón in 1986

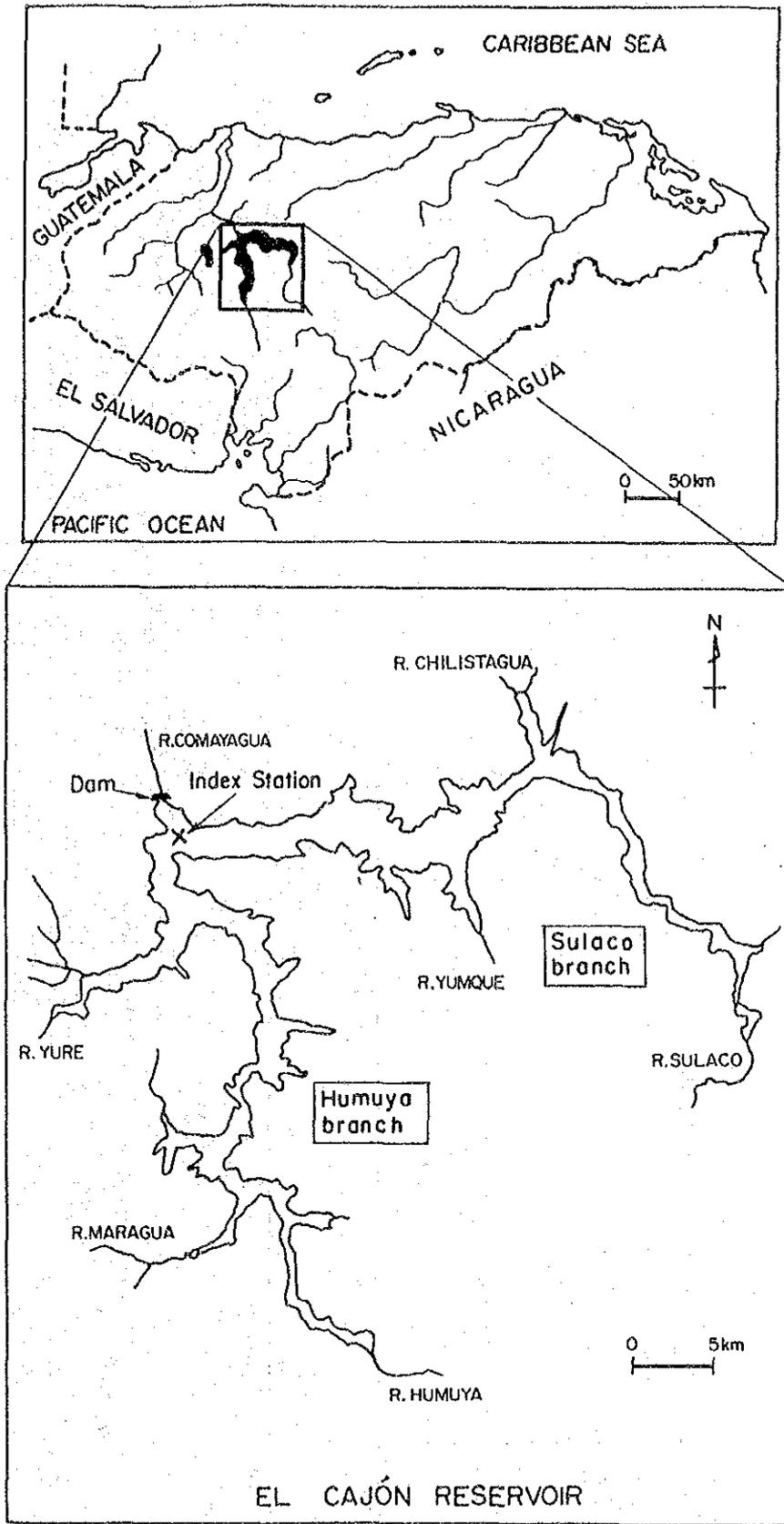


Figure 13-3 Map of the El Cajón Reservoir, central Honduras

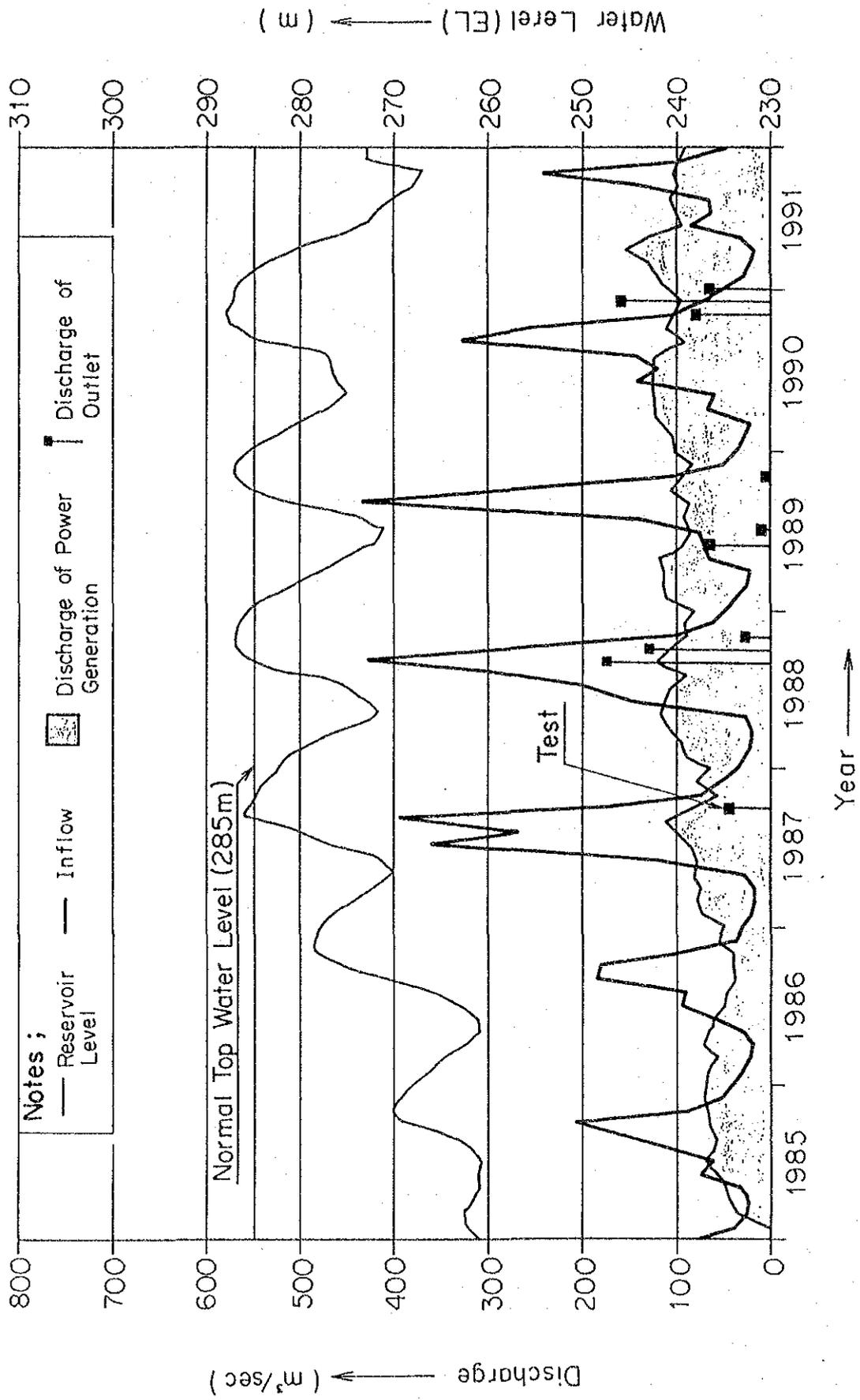


Figure 13-4 Reservoir Operation History (by ENEE)

## 第14章 經濟・財務評估



## 第14章 経済・財務評価

### 目 次

	頁
14.1 経済評価 .....	14-1
14.1.1 経済評価の方法 .....	14-1
14.1.2 本計画の経済的費用 .....	14-3
14.1.3 本計画の経済的便益 .....	14-5
14.1.4 本計画の経済評価 .....	14-6
14.1.5 感度分析 .....	14-7
14.2 財務評価 .....	14-8
14.2.1 財務評価の方法 .....	14-8
14.2.2 本計画の財務的費用および便益 .....	14-8
14.2.3 本計画の財務評価 .....	14-9
14.2.4 資金返済計画 .....	14-10



### List of Tables

Table 14-1	Construction Cost of the Project (at Market Price)
Table 14-2	Construction Cost of the Project (at Economic Price)
Table 14-3	Economic Evaluation
Table 14-4	Construction Cost of the Project (at Financial Price)
Table 14-5	Average Tariff
Table 14-6	Financial Benefit
Table 14-7	Financial Evaluation
Table 14-8	Fund Requirement and Repayment Schedule
Table 14-9	Profit and Loss Statement
Table 14-10	Cash Flow Sheet



## 第14章 経済・財務評価

### 14.1 経済評価

#### 14.1.1 経済評価の方法

##### (1) 基礎的考察

一般に、開発プロジェクトの経済評価は、そのプロジェクトが実現した場合、および実現しなかった場合を比較して、当該国の社会経済全体に対してどれだけのインパクトを与えるかを測定する事を目的としている。

経済評価には、通常、そのプロジェクト自体が生み出す便益と費用を「割引現金フロー法」を用いて算出した純現在価値、便益・費用比率および経済的内部収益率等の指標が用いられる。

経済評価に使用する便益および費用を計る場合に、当該国の経済運営の必要性から生じる価格調整要素を排除した経済的価格を使用する必要がある。つまり、通常の市場価格には租税、補助金、輸出入規制、関税、公共料金、最低賃金制等様々な政策的介入や独占価格によるひずみが存在する。このひずみを基本的に排除することにより、国際市場で通用している財・サービスの価格（国際市場価格）に近づけようというものである。

国際市場価格（=国境価格）は完全でないにしろ、自由な競争により成立したものとみなすことができるとの考えから、国境価格を用いて便益と費用を測る方式が世界銀行等の国際融資機関において広く採用されている。世界銀行をはじめ国際金融機関において採用されている経済評価は、概ね次のプロセスを経て行われる。

- フェーズ1 市場価格から国内所得移転項目を排除する。
- フェーズ2 市場価格から貿易財、非貿易財、熟練労働、非熟練労働等各項目別に国境価格への変換を行う。
- フェーズ3 国境価格によって内部収益率を求め、これと当該国の資本の機会費用と比較評価する。
- フェーズ4 更に進んで、国民の貯蓄・所得配分を考慮した社会経済的評価を行う。

本計画の経済評価では、フェーズ3までのプロセスをふむこととする。

## (2) 評価手法

電力開発プロジェクトの経済評価では、長期限界費用法や料金体系を用いて、当該プロジェクト自体に帰属する便益を計測する方法が本来的である。しかし、このような便益の計上が困難な場合、当該計画と同一の効果をもたらす代替プロジェクトの費用の節約をもって、当該計画の便益とみなす手法が一般に使用されている。本計画においてもこの「代替設備アプローチ法」を採用することとした。本計画がピーク対応の発電所となることから、代替プロジェクトについてもピーク対応の火力発電設備を想定し、本計画と同等の設備出力を有するガスタービン発電設備を代替プロジェクトとして設定した。

本計画の建設費、運転維持費等を費用とし、代替案のそれを便益とし、上記(1)で述べた純現在価値 (B-C)、便益・費用比率 (B/C) および経済的内部収益率 (EIRR) を求めることにより経済評価を行う。

## (3) 経済的費用化変換係数

プロジェクトの便益・費用を評価する場合、プロジェクトにかかる財およびサービスの市場価格を国境価格に変換する必要がある。単純化して表現すると、輸入財の国境価格は荷揚港におけるCIF価格、輸出財は積出港のFOB価格となる。

非貿易財の国境価格を求めるためには変換係数が使われる。この変換係数は主要輸出入品の額と輸入関税、輸出補助金、輸入規制の荷重平均値の比例から求められるが、主要輸出入品の総額から求められた標準変換係数は、国境価格と市場価格のひずみを示す一般的な指標として用いられる。標準変換係数の他に、消費財、中間財、資本財についてはそれぞれの変換係数、労務費については影の賃金率を用いる場合もあるが、これら諸係数を省略しても大きい誤差はないと考えられるので、本計画の経済評価においては、標準変換係数のみを適用することによって国境価格を求めることとする。この標準変換係数は、Hondurasで使用されている係数で、外貨ポーションは1.0、内貨ポーションは0.8を採用する。

## (4) 割引率

経済評価に使用する割引率は12%とした。これはENBEとの協議をもとに、他のプロジェクトでも使用されている数値をとったものである。

## 14.1.2 本計画の経済的費用

「第9章 増設規模の検討」(9.5項)で増設規模の検討のために経済性の評価を行っている。ここでは発電設備の増設に伴う発生電力量の増加が期待できないという本計画の特性を考慮して本計画の費用を計上している。すなわち、

- 発電所増設建設費
- 増設に伴ない必要となるベース負荷用石炭火力発電所建設費
- 上記発電所の維持管理費(含燃料費)

本経済評価においても上記3項目を本計画の費用として計上した。

### (1) 発電所増設費用

Table 14-1 に「第12章 工事計画および工事費」(12.2 工事費)に記述されている市場価格で積算された本計画の費用(財務的費用)を示す。

この財務的費用に14.1.1 (3)項で述べた標準変換係数を適用して経済的費用を算出した。(Table 14-2 参照)

維持管理費については、工事費(経済価格)に以下の比率をかけて年間の経費を求めた。

(単位:1,000US\$)

項目	比率	Stage I	Stage II以降
土木設備	0.5 %	137	142
水力機器	1.5 %	103	103
電気機器	1.5 %	432	864
合計		672	1,109

なお、本計画に関し、第1期分建設時に増設分を考慮して取水口、屋外開閉所敷地および水圧管路と発電所の一部については先行施工されている。ENBEとの協議の結果、これら先行施工分工事費については本計画では費用として計上していない。

(2) 石炭火力発電所費用

本増設計画実施に伴い必要となるベース負荷用石炭火力発電所の諸元は以下の通りとし、ピーク運転時間である1日5時間相当分のコストのみを計上する。

- 設備出力 73,000kW
- 建設費単価 US\$ 1,350/kW (内貨20%、外貨80%)
- 工期 2年(1年目60%、2年目40%)
- 耐用年数 25年
- 運転時間 5時間/日
- 運転維持費 建設費×4.56%

(a) 石炭火力発電所建設費

石炭火力発電所の建設に要する初期投資額は、以下の通りである。

1) 市場価格

(単位：1,000US\$)

項目	1年目	2年目	合計
内貨	2,464	1,642	4,106
外貨	9,855	6,570	16,425
合計	12,319	8,212	20,531

2) 経済価格

(単位：1,000US\$)

項目	1年目	2年目	合計
内貨	1,971	1,314	3,285
外貨	9,855	6,570	16,425
合計	11,826	7,884	19,710

(b) 維持管理費

$$\text{US\$ } 19,710 \times 10^3 \times 4.56\% = 899 \times 10^3 \text{ US\$/年}$$

燃料費単価	0.0205 US\$/kWh
年間所要燃費	$0.0205 \times 133,225 \times 10^3 \text{kWh} = 2,731 \times 10^3 \text{ US\$/年}$

### 14.1.3 本計画の経済的便益

前述の通り本計画では代替設備アプローチ法を採用し、便益として本計画と同等の設備出力を有するガスタービン発電所を設定した。

なお、評価は送電端にて行うこととし、送電線および送電損失については考慮しないこととした。

#### (1) 代替火力発電所諸元

本計画の便益となる代替火力発電所の設備諸元は以下の通りである。

- 設備出力            73,000kW/台 (73,000kW×2台=146,000kW)
- 建設費            US\$ 720/kW (内貨20%, 外貨80%)
- 工期            2年 (1年目70%, 2年目30%)
- 耐用年数        15年
- 運転時間        5時間/日

#### (2) 代替火力発電所建設費

代替火力発電所の建設に要する初期投資額は、以下の通りである。

##### (a) 市場価格

(単位: 1,000US\$)

項目	1年目	2年目	合計
外貨	29,434	12,614	42,048
内貨	7,358	3,154	10,512
合計	36,792	15,768	52,560

(b) 経済価格

(単位：1,000US\$)

項目	1年目	2年目	合計
外貨	29,434	12,614	42,048
内貨	5,886	2,523	8,409
合計	35,320	15,137	50,457

(3) 維持管理費

代替火力発電所の工事費（経済価格）に、所定の経費率をかけあわせて年間の維持管理費を算出した。

$$\text{US\$ } 50,457 \times 10^3 \times 4.56\% = 2,301 \times 10^3 \text{ US\$/年}$$

(4) 燃料費

代替火力発電所の燃料は、ディーゼル油を使用する。

$$\text{燃料単価} \quad 0.0422 \text{ US\$/kWh}$$

$$\text{年間所要燃料費} \quad 0.0422 \times 133,225 \times 10^3 \text{ kWh} = 5,622 \times 10^3 \text{ US\$/年}$$

14.1.4 本計画の経済評価

前述の通り本計画の経済評価は「現金割引フロー法」を用いて算出した純現在価値額（NPV）、便益・費用比率（B/C）および経済的内部収益率（EIRR）によって行う。

各指標の算出にあたっては、プロジェクトの耐用年数間の便益と費用を年度別に展開したキャッシュフローを作成する。このキャッシュフローにおいては、プロジェクトの建設費用および運転開始後の運転維持費、燃料費を計上し、利子や減価償却などの投下資本に対する費用は除外する。

評価の結果、いずれの指標を用いても本計画が成立することが判明した。

(Table 14-3 参照)

(1) 純現在価値 (B-C) および便益・費用比率 (B/C)

プロジェクトライフ間における本計画の経済的費用の計画初年次における総現在価値額 (C) は  $122,564 \times 10^3 \text{US\$}$  と計算される。同様に、本計画の経済的便益の総現在価値額 (B) は  $137,640 \times 10^3 \text{US\$}$  と計算される。従って、純現在価値額 (B-C) は  $15,076 \times 10^3 \text{US\$}$ 、便益・費用比率 (B/C) は 1.12 となる。

この両指標が示すように、本計画は同等のサービスを提供しうる代替火力設備を設置するよりも、本計画を建設、運転する方が費用は少額であるので優位であるといえる。

(2) 経済的内部収益率 (EIRR)

本計画および代替火力設備のそれぞれの投下費用の計画初年次における現在価値額の総計が等しくなるような割引率は16%である。従って割引率16%に達するまで本計画を実施する方が優位であるといえる。

この値はHonduras国における資本の機会費用12%を越えており、経済的観点からみて本計画は十分投資するに値する計画であると思料される。

14.1.5 感度分析

本計画の感度分析として、(1)割引率を8%、10%、12%と変化させた場合、(2)建設費が5%~20%上昇した場合、の各ケースについてその影響を計算した。

その結果を以下に示す。

Item	i	Original	5% up	10% up	15% up	20% up
B - C (1,000US\$)	8%	48,907	44,683	40,460	36,236	32,012
	10%	28,358	24,609	20,860	17,111	13,361
	12%	15,076	11,681	8,286	4,890	1,495
B / C	8%	1.29	1.25	1.23	1.20	1.17
	10%	1.20	1.17	1.14	1.11	1.08
	12%	1.12	1.09	1.06	1.04	1.01
EIRR	--	16%	15%	14%	13%	12%

## 14.2 財務評価

### 14.2.1 財務評価の方法

通常電力プロジェクトの財務評価は、費用として計画を実施するのに必要な建設費維持管理費、設備更新費等を計上し、便益としてその計画が生産する電気の販売収入を計上し、現金割引率法により財務的内部収益率（FIRR）を求める手法が多くとられる。

しかし、本計画の場合は第9章（9.5項）で説明したとおり、発電機増設に伴う発生電力量の増加が期待できないことから、通常の財務評価手法を用いることは適切ではない。従って、どれだけの内部留保があれば本計画が実施できるか、すなわちどの程度の追加的電力販売料金収入があれば財務的に計画が成り立つかという検討を行うことにより、財務評価にかえることとする。

これにあわせ、上記料金収入額による資金返済計画を検討する。

### 14.2.2 本計画の財務的費用および便益

#### (1) 財務的費用

本計画の財務的費用は市場価格による初期投資額、設備更新費および維持管理費である。このうち初期投資額および設備更新費については、「第12章」より求め、諸税を考慮する。（Table 14-4参照）

諸税については、Hondurasでは輸入品に対して「法令第54号」、「法令第85-84号」等により品目ごとに0～20%の関税が課せられている。また、販売税としては7%が課せられる。

本計画においては、ENBBとの協議をもとに輸入品について諸税として以下の税率を適用することとした。

	関 税	売上税
一 土 木 工 事	10 %	7 %
一 電 気 ・ 水 力 機 器	30 %	7 %

維持管理費については、設備ごとの比率を採用して年間の経費を求めることとした。

(単位:1,000US\$)

項目	比率	Stage I	Stage II以降
土木設備	0.5 %	1,459	1,514
水力機器	1.5 %	104	104
電気機器	1.5 %	438	877
合計		2,002	2,495

## (2) 財務的便益

本計画の財務的便益はENBB全体を対象とした追加的電力販売収入とし、収入額については、現行電力料金単価を3～6%の範囲で値上げすることに伴い、得られる追加的電力料金単価とENEBの電力需要想定 (low case) に基づく電力需要量を使用して算出した。

なお、電力料金は1991年6月より19ヵ月にわたり小幅な値上げを行い、1993年1月に最終的な料金となるように設定されている。従って本計画においても、1992年9月の売電電力量および料金収入を基に算出した1993年1月時点の最終的な平均売電単価US\$0.088/kWhを現行電力料金として使用することとした。(Table 14-5, 14-6 参照)

### 14.2.3 本計画の財務評価

Table 14-6 に示す財務的便益 (=電力料金収入) に基づき、財務的内部収益率 (FIRR) を算定した。

増加率	3 %	4 %	5 %	6 %
F I R R	6.3%	9.6%	12.4 %	14.9 %

この表から本計画が財務的に成立する、すなわち内貨分予想借入金利 (12%) を越えるFIRRを得るためには約5%の料金値上げが必要となる。(Table 14-7参照)

#### 14.2.4 資金返済計画

一般に電力設備を建設する場合、初期投資期間中に巨額の先行投資が必要とされ、その投資の見返りとしての収入は、建設が完了して開始される。資本の回収期間は、一般の耐久消費財とくらべてかなり長い。したがって、投下資金は、低利で据置き期間が長く、かつ返済期間が長い融資条件を備える場合が多い。

本計画実現に必要な資金の調達は、その可成の部分を国際金融機関から、残りを国内金融機関から借入れることとする。その配分は現時点では予測しがたいので、調査団はENBEと協議の結果、以下の融資条件を設定して融資返済計画を策定する。

金利： 外貨は8%・内貨は12%とする。

但しコミットメント・チャージは考慮しない。

償還方法： 外貨・内貨とも工事期間据置。

10年元利均等償還。

その他の条件は以下の通りとする。

— 減価償却： 定額償却法を用い残存価格はゼロとする。

各設備の耐用年数は次の通りとする。

土木設備 50年

水力機器設備 25年

電気機械設備 25年

— 維持管理費： 当該工事費に一定の率をかけあわせ算出する。

土木設備 0.5%

水力機器設備 1.5%

電気機械設備 1.5%

— 物価上昇： 費用は1992年ベースで計上し、エスカレーションは見込んでいない。

— 収入： 現行電力料金を5%値上げした場合の追加的料金単価 US\$0.0924/kWhを使用し、ENBEの電力需要想定(low case)に基づく電力需要量にて収入を計算した。(Table 14-6 参照)

Table 10-8 に資金返済計画、Table 10-9 に損益計算書、Table 10-10 にキャッシュ・フローを示す。

Table 14-1 Construction Cost of the Project (at Market Price)

(Unit: 1,000 US\$)

No.	Year	Civil		Hydro		Electro		Total	
		LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC
-4	1998	1,868	4,279	84	1,039			1,953	5,318
-3	1999	5,784	13,240	437	5,389	439	5,407	6,660	24,036
-2	2000	1,157	2,650			877	10,816	2,033	13,466
-1	2001	62	140			877	10,816	939	10,957
1	2002								
2	2003								
3	2004	271	620			1,316	16,224	1,587	16,844
4	2005	62	140			877	10,816	939	10,957
5	2006								
6	2007								
7	2008								
8	2009								
9	2010								
10	2011								
11	2012								
12	2013								
13	2014								
14	2015								
15	2016								
16	2017								
17	2018								
18	2019								
19	2020								
20	2021								
21	2022								
22	2023			84	1,039			1,953	5,318
23	2024			437	5,384	439	5,407	6,660	24,036
24	2025					877	10,816	2,033	13,466
25	2026					877	10,816	939	10,957
26	2027								
27	2028								
28	2029					1,316	16,224	1,587	16,844
29	2030					877	10,816	939	10,957
30	2031								
Total		9,204	21,070	1,044	12,856	8,770	108,158	19,018	142,084

Table 14 -2 Economic Cost of the Project

(Unit: 1,000 US\$)

No.	Year	Civil		Hydro		Electro		Total		Total
		LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC+F C
-4	1998	1,495	4,279	68	1,039			1,562	5,318	6,880
-3	1999	4,627	13,240	350	5,384	351	5,407	5,328	24,036	29,364
-2	2000	925	2,650			701	10,816	1,627	13,466	15,092
-1	2001	50	140			701	10,816	751	10,957	11,708
1	2002									
2	2003									
3	2004	217	620			1,053	16,224	1,269	16,844	18,113
4	2005	50	140			701	10,816	751	10,957	11,708
5	2006									
i										
21	2022									
22	2023			68	1,039			68	1,039	1,106
23	2024			350	5,389	351	5,407	701	10,796	11,497
24	2025					701	10,816	701	10,816	11,517
25	2026					701	10,816	701	10,816	11,517
26	2027									
27	2028									
28	2029					1,053	16,224	1,053	16,224	17,276
29	2030					701	10,816	701	10,816	11,517
30	2031									
i										
Total		7,363	21,070	834	12,856	7,016	108,158	15,213	142,084	157,297

Table 14-3 Economic Evaluation

EL CAJON PROJECT

(unit: 1000 US dollar)

No.	Year	C O S T						B E N E F I T				B - C	
		EL CAJON		BASE LOAD THERMAL		FUEL	TOTAL(C)	GAS TURBINE			TOTAL(B)		
		INVEST	O & M	INVEST	O & M			INVEST	O & M	FUEL			
-4	1998	5,880					6,880				0	-6,880	
-3	1999	29,364					29,364				0	-29,364	
-2	2000	15,092		11,826			26,918	35,320			35,320	8,402	
-1	2001	11,708		7,884			19,592	15,137			15,137	-4,454	
1	2002	0	672		899	2,731	4,301		2,301	5,622	7,923	3,621	
2	2003	0	672		899	2,731	4,301		2,301	5,622	7,923	3,621	
3	2004	18,113	672	11,826	899	2,731	34,241	35,320	2,301	5,622	43,243	9,003	
4	2005	11,708	672	7,884	899	2,731	23,893	15,137	2,301	5,622	23,060	-833	
5	2006		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
6	2007		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
7	2008		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
8	2009		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
9	2010		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
10	2011		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
11	2012		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
12	2013		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
13	2014		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
14	2015		1,109		1,798	5,462	8,368	35,320	4,602	11,244	51,166	42,798	
15	2016		1,109		1,798	5,462	8,368	15,137	4,602	11,244	30,983	22,615	
16	2017		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
17	2018		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
18	2019		1,109		1,798	5,462	8,368	35,320	4,602	11,244	51,166	42,798	
19	2020		1,109		1,798	5,462	8,368	15,137	4,602	11,244	30,983	22,615	
20	2021		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
21	2022		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
22	2023	1,106	1,109		1,798	5,462	9,475		4,602	11,244	15,846	6,371	
23	2024	11,497	1,109		1,798	5,462	31,692		4,602	11,244	15,846	-15,846	
24	2025	11,517	1,109	11,826	1,798	5,462	27,770		4,602	11,244	15,846	-11,924	
25	2026	11,517	1,109	7,884	1,798	5,462	19,886		4,602	11,244	15,846	-4,040	
26	2027	0	1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
27	2028	0	1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
28	2029	17,276	1,109	11,826	1,798	5,462	37,470		4,602	11,244	15,846	-21,625	
29	2030	11,517	1,109	7,884	1,798	5,462	27,770	35,320	4,602	11,244	51,166	23,396	
30	2031		1,109		1,798	5,462	8,368	15,137	4,602	11,244	30,983	22,615	
31	2032		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
32	2033		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
33	2034		1,109		1,798	5,462	8,368	35,320	4,602	11,244	51,166	42,798	
34	2035		1,109		1,798	5,462	8,368	15,137	4,602	11,244	30,983	22,615	
35	2036		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
36	2037		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
37	2038		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
38	2039		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
39	2040		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
40	2041		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
41	2042		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
42	2043		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
43	2044		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
44	2045		1,109		1,798	5,462	8,368	35,320	4,602	11,244	51,166	42,798	
45	2046		1,109		1,798	5,462	8,368	15,137	4,602	11,244	30,983	22,615	
46	2047		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
47	2048		1,109		1,798	5,462	8,368		4,602	11,244	15,846	7,478	
48	2049		1,109		1,798	5,462	8,368	35,320	4,602	11,244	51,166	42,798	
49	2050		1,109		1,798	5,462	8,368	15,137	4,602	11,244	30,983	22,615	
50	2051		1,109		1,798	5,462	8,368	-80,731	4,602	11,244	-64,885	-73,254	
TOTAL		157,297	53,684	78,840	86,282	262,187	638,290	322,930	220,883	539,721	1,083,534	445,244	
[NPV i=12%]							122,564				137,640	15,076	
										Discount rate	12%	B-C	15,076
												B/C	1.12
												IRR	16%

Table 14-4 Construction Cost of the Project (at Financial Price)

(Unit: 1,000 US\$)

No.	Year	Civil LC+FC	Hydro/electro LC+FC	Total LC+FC
-4	1998	7,109	1,504	8,613
-3	1999	21,999	15,631	37,630
-2	2000	4,402	15,659	20,060
-1	2001	234	15,659	15,893
1	2002			
2	2003			
3	2004	1,031	23,488	24,519
4	2005	234	15,659	15,893
5	2006			
:				
21	2022			
22	2023		1,504	1,504
23	2024		15,631	15,631
24	2025		15,659	15,659
25	2026		15,659	15,659
26	2027			
27	2028			
28	2029			
29	2030		23,488	23,488
30	2031		15,659	15,659
:				
Total		35,009	175,198	210,207

Table 14-5 Average Tariff

Tariff	(A) Monthly Escalation	(B) Total Escalation (Sept.- Jan.)	(C) Average Tariff (Sept./92)	(D)=(B)x(C) Final Average Tariff (Jan./93)	(E) Energy Sold (Sept-Jan.)	(F)=(D)x(E) Income (Jan./93)
	(%)	(%)	(L/kWh)	(L/kWh)	(kWh)	(Lempiras)
A (Minimum)	0	0	0.1939	0.1939	964,400	186,997.16
A (21-60 kWh)	1.0	1.051	0.1887	0.1983	2,616,119	518,843.36
A (61-100 kWh)	1.0	1.051	0.2350	0.2470	3,211,275	793,144.34
A (101-300 kWh)	3.2	1.171	0.3095	0.3623	17,369,746	6,292,925.75
A (301-500 kWh)	3.0	1.159	0.3690	0.4278	9,239,246	3,952,291.97
A (501 kWh- )	0.6	1.030	0.4703	0.4846	15,041,246	7,288,676.86
B (monofasico)	1.5	1.077	0.5978	0.6440	13,325,303	8,581,500.16
B (trifasico)	1.5	1.077	0.5966	0.6427	34,622,042	22,251,850.79
C	1.5	1.077	0.4415	0.4756	14,593,128	6,940,796.49
Ch	1.0	1.051	0.4130	0.4341	25,686,509	11,149,669.77
D	2.5	1.131	0.6005	0.6794	11,910,242	8,091,945.04
Total				0.5118	148,579,256	76,048,641.74

Average Tariff as of January 1993: L 0.5118/kWh = 0.088 US\$/kWh

Table 14-6 Financial Benefit

(Unit: 1,000 US\$)

Year	Energy Demand* (GWh)	Total Income	Incremental Income			
			3%	4%	5%	6%
2002	3,184.7	280,254	8,408	11,210	14,013	16,815
2003	3,358.6	295,557	8,867	11,822	14,778	17,733
2004	3,541.6	311,661	9,350	12,466	15,583	18,700
2005	3,736.2	328,786	9,864	13,151	16,439	19,727
2006	3,941.2	346,826	10,405	13,873	17,341	20,810
2007	4,157.9	365,895	10,977	14,636	18,295	21,954
2008	4,386.6	386,021	11,581	15,441	19,301	23,161
2009	4,627.8	407,246	12,217	16,290	20,362	24,435
2010	4,882.3	429,642	12,889	17,186	21,482	25,779
f	f	f	f	f	f	f
2051	4,882.3	429,642	12,889	17,186	21,482	25,779

\*) Note: Energy demand forecast by ENEE (low case), See Table 5-2.

Table 14-7 Financial Evaluation

(Unit: 1000US\$)

No	Year	C O S T			BENEFIT	B - C
		Invest	O & M	Total		
-4	1998	8,613		8,613		-8,613
-3	1999	37,630		37,630		-37,630
-2	2000	20,060		20,060		-20,060
-1	2001	15,893		15,893		-15,893
1	2002	0	2,002	2,002	14,013	12,011
2	2003	0	2,002	2,002	14,778	12,776
3	2004	24,519	2,002	26,520	15,583	-10,937
4	2005	15,893	2,002	17,894	16,439	-1,455
5	2006		2,495	2,495	17,341	14,846
6	2007		2,495	2,495	18,295	15,800
7	2008		2,495	2,495	19,301	16,806
8	2009		2,495	2,495	20,362	17,867
9	2010		2,495	2,495	21,482	18,987
10	2011		2,495	2,495	21,482	18,987
11	2012		2,495	2,495	21,482	18,987
12	2013		2,495	2,495	21,482	18,987
13	2014		2,495	2,495	21,482	18,987
14	2015		2,495	2,495	21,482	18,987
15	2016		2,495	2,495	21,482	18,987
16	2017		2,495	2,495	21,482	18,987
17	2018		2,495	2,495	21,482	18,987
18	2019		2,495	2,495	21,482	18,987
19	2020		2,495	2,495	21,482	18,987
20	2021		2,495	2,495	21,482	18,987
21	2022		2,495	2,495	21,482	18,987
22	2023	1,504	2,495	3,999	21,482	17,483
23	2024	15,631	2,495	18,126	21,482	3,356
24	2025	15,659	2,495	18,153	21,482	3,329
25	2026	15,659	2,495	18,153	21,482	3,329
26	2027	0	2,495	2,495	21,482	18,987
27	2028	0	2,495	2,495	21,482	18,987
28	2029	23,488	2,495	25,983	21,482	-4,501
29	2030	15,659	2,495	18,153	21,482	3,329
30	2031		2,495	2,495	21,482	18,987
31	2032		2,495	2,495	21,482	18,987
32	2033		2,495	2,495	21,482	18,987
33	2034		2,495	2,495	21,482	18,987
34	2035		2,495	2,495	21,482	18,987
35	2036		2,495	2,495	21,482	18,987
36	2037		2,495	2,495	21,482	18,987
37	2038		2,495	2,495	21,482	18,987
38	2039		2,495	2,495	21,482	18,987
39	2040		2,495	2,495	21,482	18,987
40	2041		2,495	2,495	21,482	18,987
41	2042		2,495	2,495	21,482	18,987
42	2043		2,495	2,495	21,482	18,987
43	2044		2,495	2,495	21,482	18,987
44	2045		2,495	2,495	21,482	18,987
45	2046		2,495	2,495	21,482	18,987
46	2047		2,495	2,495	21,482	18,987
47	2048		2,495	2,495	21,482	18,987
48	2049		2,495	2,495	21,482	18,987
49	2050		2,495	2,495	21,482	18,987
50	2051		2,495	2,495	21,482	18,987
Total		210,207	122,772	332,979	1,038,361	705,383

FIRR: 12.4%

Table 14-8 Fund Requirement and Repayment Schedule (unit: 10<sup>3</sup> US\$)

No.	Year	FUND REQUIREMENT			R E P A Y M E N T S C H E D U L E							
		Foreign	Domestic	Total	Interest (254)	Foreign Principal	Foreign Currency Total	Balance	Interest (138)	Domestic Principal	Domestic Currency Total	Balance
1	1998	6,340	2,249	8,589	(254)							
2	1999	29,960	7,721	37,681	(1,706)							
3	2000	17,803	2,411	20,214	(3,616)							
4	2001	14,917	1,155	16,072	(4,923)							
5	2002	0	0	0	5,522	4,764	10,286	64,256	9,907	4,704	14,611	77,852
6	2003	0	0	0	5,140	5,146	10,286	59,110	9,342	5,269	14,611	72,583
7	2004	22,845	1,938	24,783	(914)	5,557	10,286	53,553	(116)	5,901	14,611	66,682
8	2005	14917	1155	16,072	(2,424)	6,002	10,286	47,551	(302)	6,609	14,611	60,072
9	2006				4,284	9,089	15,914	76,224	8,002	7,579	15,159	55,587
10	2007				6,825	9,816	15,914	66,409	7,580	8,488	15,159	47,098
11	2008				6,098	9,816	15,914	55,808	6,670	9,507	15,159	37,592
12	2009				5,313	10,501	15,914	44,359	5,652	10,648	15,159	26,944
13	2010				4,465	11,449	15,914	31,994	4,511	11,925	15,159	15,019
14	2011				3,549	12,365	15,914	18,639	3,283	13,356	15,159	1,663
15	2012				2,559	13,354	15,914	14,503	1,802	348	547	1,315
16	2013				1,491	4,136	5,628	10,036	1,200	390	547	489
17	2014				1,160	4,467	5,628	5,211	158	486	547	489
18	2015				803	4,825	5,628	0	111	489	547	-0
19	2016				417	5,211	5,628		59			
20	2017											
21	2018											
22	2019											
23	2020											
24	2021											
25	2022											
Total		106,782	16,629	123,411	66,193	106,782	159,137		70,118	85,649	151,585	

Note: Figures in parentheses are I.D.C.

Remarks: Repayment condition - Foreign currency: 8.0% annum  
 Local currency : 12.0% annum  
 Grace Period : 4 & 2 years (construction period)  
 Repayment method : 10 years with principal and interest in equal installment

Table 14-9 Profit and Loss Statement

(unit: 10<sup>3</sup> US\$)

No.	Year	Operating Revenue (A)	Operating Expenses		Total (B)	Operating Income (C)=A-B	Financial Expenses*		Total* (D)	Net Income (E)=C-D
			Operating & M	Depreciation			F. C.	D. C.		
1	1998						254	135	389	
2	1999						1,706	733	2,439	
3	2000						3,616	1,341	4,957	
4	2001						4,925	1,555	6,480	
5	2002	14,013	1,943	2,242	4,185	9,828	5,522	9,907	15,428	-5,600
6	2003	14,778	1,943	2,242	4,185	10,593	5,140	9,342	14,483	-3,890
7	2004				0	0	914	116	1,030	
8	2005	15,583	1,943	2,242	4,185	11,398	4,729	8,710	13,439	-2,041
9	2006	16,439	1,943	2,242	4,185	12,254	2,424	302	2,726	
10	2007	17,341	2,434	3,796	6,230	11,111	4,284	8,002	12,286	-32
11	2008	18,295	2,434	3,796	6,230	12,065	6,825	7,580	14,405	-3,294
12	2009	19,301	2,434	3,796	6,230	13,071	6,098	6,670	12,768	-704
13	2010	20,362	2,434	3,796	6,230	14,132	5,313	5,652	10,964	2,106
14	2011	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252	4,465	4,511	8,976	5,156
15	2012	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252	3,549	3,233	6,782	8,470
16	2013	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252	2,559	1,802	4,362	10,890
17	2014	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252	1,491	200	1,691	13,561
18	2015	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252	1,160	158	1,318	13,934
19	2016	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252	803	111	914	14,338
20	2017	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252	417	59	476	14,776
21	2018	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252			0	15,252
22	2019	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252			0	15,252
23	2020	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252			0	15,252
24	2021	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252			0	15,252
25	2022	21,482	2,434	3,796	6,230	15,252			0	15,252
Total		415,378	49,150	73,503	122,653	292,725	56,193	70,118	136,311	174,434

#Note: Figures in parentheses are I. D. C.

Remarks: Operating revenue : GWh x 0.0924US\$/kWh (see Table 14-6)  
 Operation and Maintenance: see 14.2.2  
 Depreciation: construction cost including I. D. C.

Table 14-10 Cash Flow Sheet

(unit: 10<sup>3</sup> US\$)

No.	Year	C a s h I n f l o w				C a s h O u t f l o w				B a l a n c e			
		Fund Re-quirement	Net Income	Depreci-ation	Total (A)	Construc-tion cost	F. C.	Principal Repayment D. C.	Subtotal	I. D. C.	Total (B)	Yearly (A)-(B)	Accumu-lation
1	1995	8,589	0	0	8,589	8,589	0	0	0	389	8,978	-389	-389
2	1996	37,681	0	0	37,681	37,681	0	0	0	2,439	40,120	-2,439	-2,827
3	1997	20,214	0	0	20,214	20,214	0	0	0	4,957	25,171	-4,957	-7,784
4	1998	16,072	0	0	16,072	16,072	0	0	0	6,480	22,552	-6,480	-14,264
5	1999	0	-5,600	2,242	-3,358	0	4,764	4,704	9,469	0	9,469	-12,827	-27,092
6	2000	0	-3,890	2,242	-1,648	0	5,146	5,269	10,414	0	10,414	-12,062	-39,154
7	2001	24,783	0	0	24,783	24,783	0	0	0	1,030	25,813	-1,030	-40,184
8	2002	16,072	-2,041	2,242	201	0	5,557	5,901	11,458	0	11,458	-11,257	-51,441
9	2003	0	-32	2,242	2,210	0	6,002	6,609	12,611	0	12,611	-2,726	-54,167
10	2004	0	-3,294	3,796	502	0	9,089	7,579	16,667	0	16,667	-10,401	-64,568
11	2005	0	-704	3,796	3,093	0	9,816	8,488	18,304	0	18,304	-16,165	-80,733
12	2006	0	2,106	3,796	5,903	0	10,601	9,507	20,108	0	20,108	-15,211	-95,944
13	2007	0	5,156	3,796	8,952	0	11,449	10,648	22,097	0	22,097	-14,205	-110,150
14	2008	0	8,470	3,796	12,266	0	12,365	11,925	24,290	0	24,290	-13,144	-123,294
15	2009	0	10,890	3,796	14,686	0	13,354	13,356	26,710	0	26,710	-12,024	-135,318
16	2010	0	13,561	3,796	17,357	0	4,136	348	4,484	0	4,484	-12,024	-147,342
17	2011	0	13,934	3,796	17,730	0	4,467	390	4,857	0	4,857	12,873	-134,469
18	2012	0	14,338	3,796	18,134	0	4,825	436	5,261	0	5,261	12,873	-121,596
19	2013	0	14,776	3,796	18,572	0	5,211	489	5,700	0	5,700	12,873	-108,723
20	2014	0	15,252	3,796	19,048	0	0	0	0	0	0	12,873	-95,850
21	2015	0	15,252	3,796	19,048	0	0	0	0	0	0	19,048	-76,802
22	2016	0	15,252	3,796	19,048	0	0	0	0	0	0	19,048	-57,754
23	2017	0	15,252	3,796	19,048	0	0	0	0	0	0	19,048	-38,706
24	2018	0	15,252	3,796	19,048	0	0	0	0	0	0	19,048	-19,658
25	2019	0	15,252	3,796	19,048	0	0	0	0	0	0	19,048	-610
Total		123,411	174,434	73,503	371,348	123,411	106,782	85,649	192,431	18,021	333,863	19,048	18,438
													37,486



## 第15章 今後の調査



## 第15章 今後の調査

### 目次

	頁
15.1 今後の調査 .....	15-1



## 第15章 今後の調査

### 15.1 今後の調査

本計画の実施が想定される時期は2002年以降であるが、工事開始に先立つ詳細設計等（約2.5ヶ年）、工期（3.5ヶ年）を要するとすれば1996年には建設のための準備が開始されなければならない。

今後の調査として考えられる項目は、気象・水文と地質が挙げられる。

#### (1) 気象・水文

水文観測については、「第8章 遠方送信設備」に記述した雨量・水位観測のテレメータシステムの移行が望ましい。観測資料の統計、整備は従来通り継続されてよい。

#### (2) 地 質

増設設備構造物は既設発電所に隣接するため、新たなボーリング調査は必要ないと思われるが、各構造物の細部に亘る地質確認のためのテストボーリングはその都度必要となろう。

既設発電所施工時の地質調査記録は、今後重要な資料となるため散逸しない様、保管・管理されることが望ましい。

また、ダム及び周辺からの漏水は今後も十分に監視、観測されなければならない。

JICA