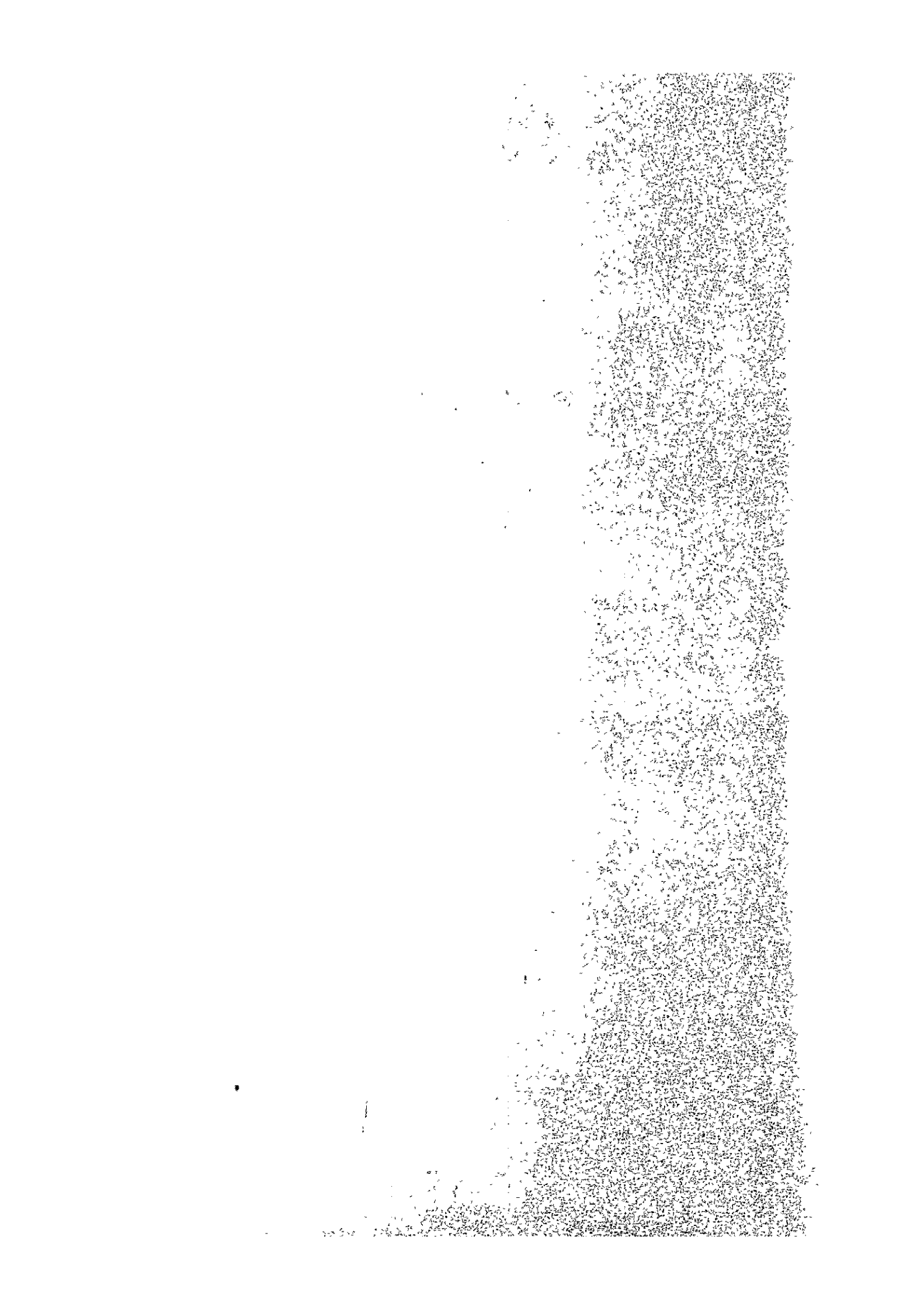


Handwritten mark or signature

第11章 經濟評價



第 11 章 経 済 評 価

11.1	基本的考察	11-1
11.1.1	代替火力ユニット容量と立地	11-1
11.1.2	Julumito水力発電開発計画および代替火力の総費用	11-3
11.1.3	代替火力の燃料費	11-3
11.2	Julumito水力発電開発計画の総費用	11-5
11.2.1	建設工事費	11-6
11.2.2	運転維持費	11-7
11.2.3	設備更新費	11-8
11.3	機種別代替火力の総費用	11-9
11.3.1	建設工事費	11-10
11.3.2	運転維持費	11-11
11.3.3	設備更新費	11-12
11.3.4	燃料費	11-13
11.4	便益、費用比率および経済的内部収益率	11-15
11.4.1	便益、費用比率	11-16
11.4.2	経済的内部収益率	11-16
11.5	感度分析	11-17
11.5.1	Julumito水力発電計画の建設費の変化による影響	11-18
11.5.2	代替火力の燃料費の変化による影響	11-18

FIGURE LIST

- Fig. 11 - 1 Present Value of Julumito Hydro-Electric Power Project and Alternative Thermal Power Plant
- Fig. 11 - 2 Sensitivity Analysis of Julumito Project

TABLE LIST

- Table 11 - 1 Fuel Price of Petroleum as of Oct. , 1978
- Table 11 - 2 Total Present Value of Julumito Project at Beginning of 1979
- Table 11 - 3 Present Value of Construction Cost of Julumito Project at Beginning of 1979
- Table 11 - 4 Present Value of Operation and Maintenance Costs of Julumito Project at Beginning of 1979
- Table 11 - 5 Present Value of Replacement Cost of Equipment and Machinery of Julumito Project at Beginning 1979
- Table 11 - 6 Total Present Value of Alternative Thermal Power Plants by Type at Beginning of 1979
- Table 11 - 7 Present Value of Construction Cost Alternative Thermal Power Plants at Beginning of 1979
- Table 11 - 8 Present Value of Operation and Maintenance Cost Alternative Thermal Power Plants at Beginning of 1979
- Table 11 - 9 Present Value of Replacement Cost of Equipment and Machinery Alternative Thermal Power Plants at Beginning of 1979
- Table 11 - 10 Present Value of Fuel Cost Alternative Thermal Power Plants at Beginning of 1979

第 11 章 経 済 評 価

11.1 基本的考察

水力発電計画の経済性評価は当該水力発電計画と“同等のサービス”を提供し、かつ、最も低廉な代案計画とのコスト比較という形で行なわれる。代替発電設備の機種は一般に火力発電設備が選定されるが、この場合ユニット容量をどのように決めるか、またコロンビア国で調達可能な燃料として石油、石炭、天然ガスのいずれを選ぶかによって代替火力の発電コストは変化する。また Julumito 水力発電計画は CEDELCA 電力系統に接続されるが、CEDELCA 電力系統は全国系統にも接続されており、したがって Julumito 水力発電計画の規模からみて代替火力設置場所は 115kV 以上の電力系統に近接する位置であればコロンビア国の何処に位置しても良く、さらに燃料の輸送コストが最小となるような場所（コロンビア国内の石油または天然ガスパイプラインに近接あるいは産炭地）に位置することが望ましい。このような条件の中から選定された発電コスト最小の機種を代替火力設備とし、Julumito 水力発電計画と対比するものとする。このようにして選定された代替火力発電設備のコストを Julumito 水力発電計画の便益とみなし本計画の年別キャッシュフローと代替火力のキャッシュフローを通常の評価基準である経済的内部収益率および純現在価値を計算することによって両者の差を比較するものとする。また、Julumito 水力発電計画の経済評価にあたって使用される建設費、運転維持費、設備更新費および代替火力の燃料費は十分な確度を有すると思われるが、多少の変動は考えられる。計画の評価にあたって想定されたこのような予測値が変動した場合、その評価にどのような影響を与えるかを知る手段として感度分析がある。Julumito 水力発電計画の評価にあたってはいくつかの変動要素のうち最も大きな建設費および代替火力の燃料費をパラメーターにして感度分析を行なうものとする。

11.1.1 代替火力のユニット容量と立地

コロンビア国内で稼働中の火力発電設備の最大ユニット容量は 66MW である。現在計画中の火力も 1980 年代前半は 66MW ユニットの蒸気火力が主体で 1980 年後半にならないと 150 MW クラスの火力ユニットの採用計画はないようである。調査団は ICEL と打合せし 66 MW ユニットの蒸気火力を代替火力として選定することとしたが、採用される燃料の種類によって立地が異なる。

- (1) 重油専焼火力発電所の場合その立地はカリブ海に面し既設火力発電所のある Barranquilla, Cartagena および太平洋岸の Buenaventura の 3 ヶ地点が考えられる。燃料となる C 重油はコロンビア国最大の精油所である Cartagena 精油所より供給をうけるものと仮定し 3 候補地点の中から Cartagena を選定する。

(2) 天然ガス専焼火力発電所の場合その立地は既設および将来のガスパイプラインの布設計画からみて、Barranquillaが最適と思われる。すなわち天然ガス産出地のGuajira Area-AからBarranquillaまで20[※]インチ（電力換算で1,600MWと想定される）のガスパイプラインがあり代替火力66MWユニットの燃料として現在のガス需要にさらに上積みしてもこのパイプラインは利用出来るだけのガス輸送能力を有するものと思われる。

(3) 石炭専焼火力発電所の場合、石炭の輸送費および既設石炭火力発電所の現状からみて産炭地発電が妥当と思われる。産炭地発電所としてはいくつかの候補地点が考えられるが現在3号機の増設工事が進められている既設Paipa火力発電所附近に建設するものとする。

以上燃料種別毎に火力発電所の立地を決め、さらにそのユニット容量を66MW（400百万立方フィート/日、1000BTU/立方フィート）としたが、Julumito水力発電所の出力53.0MWに対応する代替火力としての規模66MWユニットの採用は下記理由から妥当である。

一般に火力発電所は水力に比し所内率および事故作業の停止率が高い。このことは“同等のサービス”を火力発電設備に期待するためには水力に比し火力発電設備はより大きい設備を持たなければならないことを意味する。このことは良く知られた事柄でありこのための補正係数は次のごとく計算される。

	水力	火力（石炭）
所内電力損失	0.3%	7.0%
事故損失	0.5%	5.0%
補修損失	2.0%	12.0%

従って kW 補正率は次のごとく算定される。

$$\frac{(1-0.003) \cdot (1-0.005) \cdot (1-0.02)}{(1-0.07) \cdot (1-0.05) \cdot (1-0.12)} = 1.251$$

$$53.0 \text{ MW} \times 1.251 = 66.3 \text{ MW}$$

すなわちJulumito水力発電計画の出力53MWはスチーム火力発電設備66MWと同一の価値を有するとみて良い。

なお燃料種別毎に定めた66MWユニットの火力発電所付近にはいずれも115kV以上の既設送電線があり、Julumito水力発電計画の代替発電設備として、その電力をCEDELCAおよびCEDENAR電力系統に送電するうえでの問題はない。

11.1.2 Julumito水力発電計画および代替火力の総費用

経済比較に用いられる“総費用”とは計画に係る全ての費用を意味する。すなわち調査設計費、建設費、運転保守費、設備更新費、燃料費等である。これらの費用の中で留意~~して~~なくてはならないのは諸税（機器の輸入関税、事業税、水利使用税等）はコストのトランスファーであるので総費用の中には含まれない。また11.1.3項で延べるようにコロンビア国の燃料費は石油、天然ガスおよび石炭も国際価格と比し著しく低廉であるが、代替火力の燃料として使用されないと仮定した場合、国際市場価格で他の国に売却できる可能性を有する燃料であるので国際価格（経済評価で用いられる機会費用に相当する）で評価するものとする。なお石炭火力の石炭は、その産出鉱山の位置からみて外国に輸出しうる石炭ではないので国内価格で評価するものとする。

インフレーションの問題は計画・評価の上で大きな問題である。通常2つの計画の経済比較の際にインフレーションの影響は便益と費用の双方に影響するので無視して差支ないとされているが、水力と火力の計画のように両者に耐用年数に差がありまた燃料費の値上りが今後続くことがかなりの確度をもって予想される場合、インフレーションの影響は経済評価の結論に大きな影響を与える。したがって11.2.1項で述べたJulumito水力発電計画の建設費と同様“総費用”の算定にあたってはインフレーションの影響を考慮するものとする。

（※ 総費用は割引率で現在価値に換算されるため建中利子等の資本コストは含まない）

11.1.3 代替火力の燃料費

(1) 石油価格

コロンビア国の石油製品の消費量のうち代替火力燃料の対象となるC重油の消費量は非常に小さい。C重油を含めたコロンビア国内の主要地点別の石油製品価格をTable11-1に示す。なお石油製品価格は、一般に製品貯留プラントでの価格と一般需要家に販売する小売価格とに分けられている。

なおC重油をCartagenaに位置する精油所地点で直接購入すればその価格は8.96コロンビア・ペソ/ガロン(0.219U.Sドル/ガロン)である。

カリブ海に面する諸国がベネズエラ等より購入しているC重油価格(CIF)は本年4月以降0.341U.Sドル/ガロンと推定されるのでCartagena精油所地点での価格は国際価格と比較して36%低い。これは国の政策価格であり、国際価格と国内価格との差は政府の補助金によって賄われているとの見方も出来る。

したがってスチーム火力の機種のうちC重油を燃料とする代替火力については国際価格である0.341U.Sドル/ガロン(13.97コロンビア・ペソ/ガロン)で評価するものとする。

(2) 天然ガス価格

コロンビア国内で生産される天然ガスは既に一部発電用にも利用されている。その価格

は 3.1.1 (3)項で述べたごとく 0.50U.Sドル/1,000立方フィート (17.66U.Sドル/1,000立方メートル) である。この価格を石油換算 (C重油) で評価すると 0.067U.Sドル/ガロン (275コロンビアペソ/ガロン) となり、前述の国際価格 0.341U.Sドル/ガロンと比較して 5分の1である。

一般に天然ガスの国際価格は産出国に建設される液化天然ガスプラントの入口価格が石油産出国の石油 F O B 価格とほぼ等しい値となっている。以上のことから天然ガス利用の代替スチーム火力発電所の燃料費は 2.50U.Sドル/1,000立方フィートとする。

コロンビア国における発電用燃料としての天然ガス価格は国際価格からみて非常に低廉であるが、これは 3.1.2 (3)項で述べたごとく、電気料金が他の諸国と比較して低廉であるため、電気料金抑制のための政策価格であるといつて良いであろう。

Table 11-1 Fuel Price of Petroleum as of Oct. 1978

	Regular gasoline Col. \$/gallon	Extra gasoline Col. \$/gallon	Querosin Col. \$/gallon	A. C. P. M (Diesel oil) Col. \$/gallon	Bunker C oil Col. \$/gallon
at supply plants					
Bogota	15.35	19.00	14.00	14.02	-
Medellin	15.35	19.00	14.00	14.02	-
Calí	15.35	19.00	14.00	14.02	-
Cartagena	15.35	19.00	14.00	14.02	-
Barranquilla	15.65	19.30	14.30	14.32	9.50
Buenaventura	15.35	-	-	14.57	10.61
at stands					
Bogota	16.00	20.00	15.00	15.00	-
Medellin	16.00	20.00	15.00	15.00	-
Calí	16.00	20.00	15.00	15.00	-
Cartagena	16.00	20.00	15.00	15.00	-
Barranquilla	16.30	20.30	15.30	15.30	-
Buenaventura	16.00	20.55	15.55	15.55	-

Note: Col. \$/ 41.0 = 1.00 U.S.\$, 1 Gallon = 3.785 liters

(3) 石炭価格

Paipa 石炭火力発電所で用いられている石炭は、周辺の次の 3 鉱山より下記価格で供給されている。(4,920Kcal/kg から 6,430Kcal/kg までの変動がある)

Paipa 鉱山	Col \$ 375/ton
Topaga 鉱山	' 470/ton

SochaおよびTasco鉱山	Col \$ 480/ ton
Samaca 鉱山	Col \$ 600/ ton

一般に石炭の国際価格はC I F 30.0 U.Sドル/トン(6,200Kcal/kg)といわれており、
の価格とPaipa市周辺の鉱山よりPaipa石炭火力発電所に供給される石炭価格とを比較す
ると、Paipa石炭火力発電所のそれは3分の1から2分の1程度である。

代替火力に使用可能な石炭量を各鉱山別に決め、それより加重平均を求め石炭価格を決
めるべきであるが、資料不足で困難なため経済評価において便益が小さくなるPaipa 鉱山
の石炭価格375コロンビアペソ/トンに代替火力の燃料価格とする。

以上石油、天然ガスおよび石炭の1979年4月現在の価格について述べたがエネルギー
価格は既に述べたごとく今後も高騰することが予想される。この上昇率を長期にわたって
想定することは非常に困難であるが、先進諸国の工業製品の 에스カラーション年率7.0%
と同じ値を採るものとする。(産油国側からみれば先進国の工業製品を同一量の石油で将
来も購入することが出来ることを意味する。)

11.2 Julumito・水力発電開発計画の総費用

Julumito 水力発電計画の“総費用”は調査設計費、建設費、運転保守費および設備更新費
からなる。これらの費用は1979年初頭における現在価値に換算されるものとする。

現在価値換算されたこれらの費用は、代替火力の費用と比較され経済性の優劣が判断される
が、この場合初期投資の大きい水力と、初期投資は小さいが耐用年数間にわたって毎年燃料費
の支出を余儀なくされる火力発電計画の場合とでは割引率の採り方で現在価値に大きな差異が
出る。一般に水力発電計画の内部収益率は10%から20%の間にあるので代替火力と比較の
ために用いる割引率は10%および20%とし、総費用の算定を行なう。

検討の結果Julumito水力発電計画総費用の現在価値はTable 11-2に示すとおりである。な
お、本計画の耐用年数は50年であるが電気機器についてはJulumito水力発電所運転開始後25
年後に更新するものとした。

Table 11-2 Total Present Value of Julumito Project at Beginning of 1979

Unit: 10³ U. S. \$

Discount rate 10 %	
Construction cost	60,144
Operation & maintenance	27,420
Replacement	6,569
Total	94,133
Discount rate 20 %	
Construction cost	41,018
Operation & maintenance	4,109
Replacement	451
Total	45,578

以上の総費用の算定方法については以下の項目において詳述される。

11.2 1 建設工事費

建設工事費は Table 10-1 で算定された 1979 年価格の工事費から建設中利息を除いた 67,130 千 U.S.ドルを基準にして算定される。Table 11-3 は Julumito 水力発電計画の建設費の 1979 年初めにおける現在価値を示す。この算定にあたっては、外貨分については 7.0 %、内貨分については 10.0 % のインフレーションを考慮し、さらに割引率 10 % および 20 % で 1979 年初頭における現在価値を算定したものである。

なお本計画の工事範囲は新 Popayan 変電所の屋外引出鉄構までとし、新 Popayan 変電所の 115 kV 開閉設備は含まれていない。

Table 11-3 Present Value of Construction Cost of Julumito Project at Beginning of 1979

Unit: 10³ U. S. \$

	Discount Rate	
	10 %	20 %
Foreign currency	34,888	23,550
Local currency	25,256	17,468
Total	60,144	41,018

但し建設費の年度別支出は 1979 年価格で次のごとく想定した。

Unit: 10 ³ U.S.\$			
Year	Foreign currency	Local currency	Total
1979	0	139	139
1980	571	0	571
1981	149	1,554	1,703
1982	10,587	9,192	19,779
1983	18,695	9,709	28,404
1984	10,559	5,975	16,534
Total	40,561	26,569	67,130

11.2.2 運転維持費

運転維持費は運転保守要員の人件費（管理費を含む）および維持修繕費に大別することが出来る。

(1) 人件費

Julumito水力発電所の運転方式は1人制御方式が採用されるため比較的小人数で運転可能である。Julumitoダム、Cauca, Blanco および Palace 取水ダムの日常点検は発電所の保守要員が行なうものとし、要員は常駐させないものとする。本計画の運転保守要員の人数は次のごとく想定される。

発 電 所 長	1
当 直 責 任 者	4
当 直	4
機器の補修責任者	1
補 助 技 術 員	3
運 転 手	1
雑 役 夫	2
計	16 名

1人当りの人件費については管理費および政府が企業に課す社会保険費（税金ではなく賃金の一部とみなされる）を含めて9,800USドル/年と想定する。

(2) 維持修繕費

維持修繕費は一般に直接工事費（Julumito水力発電計画の場合は57,904千USドル）に対する比率で表わされる。水力発電所の場合は統計的にみて多くの国で0.8～1.0%であるので、Julumito水力発電計画の場合1.0%を適用するものとする。

なお、修繕費のうち約60%は輸入による補修用資材と想定する。

以上の条件により、53.0MWのJulumito水力発電計画（115kV送電線1回線10Kmを含む）の運転維持費を算定すると年間総額は次のごとくなる。

単位：10³ US \$

	外貨分	内貨分	合計
人件費	—	157	157
維持修繕費	347	232	579
合計	347	389	736

上記費用の毎年の外貨分については7.0%，内貨分については10%のエスカレーションを考慮し、割引率10%および20%の場合の1979年初めの現在価値をTable 11-4に示す。なお維持修繕費の支出は年の中央から現価に換算されている。算定式をAPPENDIX - IVに示す。

Table 11-4 Present Value of Operation and Maintenance Costs of Julumito Project at Beginning of 1979

Unit: 10³ U.S.\$

	Discount Rate	
	10 %	20 %
Foreign currency	7,970	1,510
Local currency	19,450	2,599
Total	27,420	4,109

11.2.3 設備更新費

水力発電所の平均耐用年数は50年である。土木構造物を除く水力機器（ゲート・ベンストック類）および電気機器（水車・発電機・屋外機器等）の法定耐用年数は多くの国で25年～30年と定められている。経済評価にあたっては平均耐用年数間の中間年である運転開始後25年目に上記水力機器および電気機器は更新するものとし評価するものとする。Table 10-1で示すごとく1979年価格の水力機器および電気機器は次のごとくなる。

Unit: 10³ U.S.\$

	Foreign currency	Local currency	Total
Hydraulic equipment	2,976	780	3,756
Electrical equipment	10,176	421	10,597
Total	13,152	1,201	14,353

※ 第12章財務分析においては、ゲート・ベンストックの耐用年数は30年で計算されている。

上記費用の毎年外貨分については7.0%，内貨分については10%のエスカレーションを考慮し割引率10%および20%の場合の1979年初めの現在価値をTable 11-5に示す。

Table 11-5 Present Value of Replacement Cost of Equipment and Machinery of Julumito Project at Beginning 1979
Unit: 10³ U.S. \$

	Discount Rate	
	10 %	20 %
Foreign currency	4,222	295
Local currency	400	28
Total	4,622	323

但し取替費の支出は1979年価格で次のごとく想定した。

Year	Unit: 10 ³ U.S. \$		
	Foreign currency	Local currency	Total
2008	1,018	42	1,060
2009	7,875	380	8,255
2010	4,259	779	5,038
Total	13,152	1,201	14,353

11.3 機種別代替火力の総費用

石油、天然ガスおよび石炭燃焼のsteam-turbineの各々の総費用は、それぞれの建設費、運転維持費、燃料費および設備更新費である。これらの費用は1979年初頭において現在価値換算されるものとする。この場合、石炭火力と比較して建設費の低廉な石油および天然ガスを燃料とするsteam火力発電所の建設費は割高であるが燃料費の安い石炭火力の経済性は割引率の採り方で変化する。11.2項で述べたごとく水力発電計画内部収益率は10%から20%の間にあるので、代替火力の選定にあたっては割引率10%および20%の場合の純現在価値を算定して、いずれの場合においても総費用の現在価値が最小の機種を代替火力として選定するものとする。

検討の結果3機種の1979年初頭の総費用の現在価値はTable 11-6に示すとおりである。なおJulumito水力発電計画の耐用年数は50年であり火力発電設備のそれは25年であるので、Julumito水力発電所運開25年後に火力機器は全て更新されるものとした。

Table 11-6 Total Present Value of Alternative Thermal Power Plants by Type at Beginning of 1979

Unit: 10³ U.S.\$

	Oil-fired steam P. P	N. gas-fired steam P. P	Coal-fired steam P. P
Discount rate 10 %			
Construction cost	33,026	30,962	41,282
Operation & maintenance	58,830	55,154	73,538
Replacement cost	18,714	17,544	23,392
Fuel cost	171,318	182,936	34,116
Total	281,888	286,596	172,328
Discount rate 20 %			
Construction cost	22,596	21,184	28,245
Operation & maintenance	9,002	8,439	11,252
Replacement cost	1,340	1,256	1,675
Fuel cost	32,495	34,699	6,471
Total	65,433	65,578	47,643

以下に示すのは、石炭火力発電所の総費用の算定について述べたものであるが、重油専焼および天然ガス専焼火力発電所の総費用の算定の基本的な考え方は同一であり費用の主な相違点は Table 11-6 に示すように燃料費である。

11.3.1 建設工事費

ICEL より入手した資料によれば Paipa 3号機 (66 MW) の建設費は次の通りである。(1979年3月にコントラクターとの間で契約調印)

		US\$ 換算
円貨部分	: 3,683 × 10 ⁹ 円	17,130 × 10 ⁹
米ドル貨部分	: 10,312 × 10 ⁹ US\$	10,312 × 10 ⁹
コロンビアペソ貨部分	: 767 × 10 ⁹ CoL\$	18,707 × 10 ⁹
合計		46,149 × 10 ⁹

Note; 215円/1US\$ CoL\$ 41.0/1US\$

ボイラーは資材をアメリカから輸入し、コロンビアのメーカーである

* DISTRALによって組立供給される。

上記建設費によってカバーされる工事範囲は 115 kV 屋外変電所までである。代替火力の建設費の想定にあたっては上述の Paipa 3号機の増設工事費をそのまま用いるものとする。

すなわち代替火力の総建設費は46,149千U.Sドルであり、このうち外貨分は27,442千U.Sドル、内貨分は18,707千U.Sドルとなる。上記建設費は毎年外貨分については7.0%、内貨分については10%のエスカレーションを考慮し割引率10%および20%の場合の1979年初めの現在価値をTable 11-7に示す。

Table 11-7 Present Value of Construction Cost Alternative Thermal Power Plants at Beginning of 1979

Unit: 10³ U.S.\$

	Discount Rate	
	10 %	20 %
Foreign currency	23,466	16,109
Local currency	17,816	12,136
Total	41,282	28,245

但し建設費の年度別支出は1979年価格で次のごとく想定した。なお各年の支出は年の中央とする。

Unit: 10³ U.S.\$

Year	Foreign currency	Local currency	Total
1981	1,744	1,741	3,485
1982	7,546	4,677	12,223
1983	9,606	5,612	15,218
1984	8,546	6,677	15,223
Total	27,442	18,707	46,149

11.3.2 運転維持費

運転維持費は運転保守要員の人件費（管理費を含む）および維持修繕費に大別することが出来る。

(1) 人件費

発電所の運転保守要員の人数は、発電所の自動化の度合によりかなり異なるが発電機のユニット台数が増加すれば1台当りの必要運転保守要員の数は減少する。想定した66MWクラスの石炭火力発電所の場合、ユニット台数が2台であれば一般的に120名程度の運転要員が必要である。代替火力の運転要員の人数としては70名を考慮するものとし、1人当りの人件費については管理費を含むものとし、さらに政府が企業に課す社会保険費（税金ではなく賃金の一部とみなされる）を含めて9,800USドル/年と想定する。

(2) 維持修繕費

維持修繕費は一般に建設費 (Paipa 3号機計画の場合は46,149千USドル)に対する比率で表わされる。石炭火力発電所の場合は統計的にみて多くの国で3.0%であるのでこの比率を適用する。なおこれら修繕費のうち約80%は輸入による補修用資材と想定する。

以上の条件より66MWスチーム火力ユニットの運転維持費を算定すると年間総額は次のごとくなる。

単位：千US\$			
	外貨分	内貨分	合計
人件費	—	686	686
維持修繕費	1,108	276	1,384
合計	1,108	962	2,070

上記費用の毎年外貨分については7.0%、内貨分については10%のエスカレーションを考慮し割引率10%および20%の場合の1979年初めの現在価値をTable 11-8に示す。なお維持修繕費の支出は年の中央から現価に換算されている。算定式をAPPENDIX-IVに示す。

Table 11-8 Present Value of Operation and Maintenance Cost
Alternative Thermal Power Plants at Beginning of 1979

	Unit: 10 ³ U.S.\$	
	Discount Rate	
	10 %	20 %
Foreign currency	25,438	4,821
Local currency	48,100	6,431
Total	73,538	11,252

11.3.3 設備更新費

火力発電所の耐用年数は25年であり、この間ボイラー、スチーム・タービンおよび発電機の主要機器は設備の更新はない。耐用年数の25年目において補機類を含めて全ての機器は更新するものとするが、機器類の基礎および建物はそのまま使用するものとする。一般に火力発電所の建設費のうち20%程度が主要機器の基礎建設費および建物等の建築工事費といわれており従って機器の設備更新費は10.3項で述べた総建設費の80%とする。すなわち設備更新費は総額36,921千U.S.ドル、このうち外貨分は21,954千U.S.ドル、内貨分は14,967千U.S.ドルとなる。

上記費用の毎年の外貨分については7.0%、内貨分については10%のエスカレーション

を考慮し割引率 10 % および 20 % の場合の 1979 年初めの現在価値を Table 11-9 に示す。

Table 11-9 Present Value of Replacement Cost of Equipment and Machinery Alternative Thermal Power Plants at Beginning of 1979

Unit: 10³ U.S.\$

	Discount Rate	
	10 %	20 %
Foreign currency	9,138	648
Local currency	14,254	1,027
Total	23,392	1,675

但し、取替費の支出は 1979 年価格で次のごとく想定した。なお各年の支出は年の中央とする。

Year	Foreign currency	Local currency	Total
2007	1,195	1,993	3,188
2008	6,037	3,742	9,779
2009	7,684	4,490	12,174
2010	7,038	4,742	11,780
Total	21,954	14,967	36,921

11.3.4 燃 料 費

代替火力として選定された石炭火力発電所の燃料費を他の燃料である天然ガスおよび C 重油価格と比較すれば次のごとくなる。

C 重油 価 格 : US\$ 0.929/1000Kcal (国際価格)

天然ガス 価 格 : US\$ 0.992/1000Kcal ()

石 炭 価 格 : US\$ 0.185/1000Kcal (国内価格)

上述のごとく代替石炭火力の燃料費は C 重油或いは天然ガスの場合の燃料費と比較して 5 分の 1 である。一方、このことは 11.1.3(2)項で述べたコロンビア国内で発電用に利用されている天然ガスとカロリー当りの価格が同一であることを意味する。

Julumito 水力発電所の年度別の可能発電々力量は次のとおりである。

Unit: GWh				
n	Year	Firm energy	Secondary energy	Total
1	1985	259.4	47.6	307.0
2	1986	259.4	47.6	307.0
3	1987	259.4	47.6	307.0
4	1988	259.4	47.6	307.0
.
.
.
.
49	2033	259.4	47.6	307.0
50	2034	259.4	47.6	307.0

上述の Julumito 水力発電所の年度別可能発電々力量に対応する代替石炭火力発電所の燃料費を次のごとく想定する。

(1) 1次電力量に対応する燃料費

66MWユニットの発電所の運転熱効率（送電端）を31.3%と想定すれば1979年価格で1 kWh当りの燃料費は次のごとく算定される。

$$\begin{aligned} & \text{US\$ } 0.185 / 1000 \text{Kcal} \times 860 \text{Kcal} / \text{kWh} \times 1 / 0.313 \\ & = \text{US\$ } 0.508 / \text{kWh} \end{aligned}$$

(2) 2次電力量に対応する燃料費

一般に水力の2次電力量に対する評価は、1次電力量のそれよりも低い。調査団は国際的に用いられている補正係数0.7で評価するものとする。すなわち次のごとく算定する。

$$\text{US\$ } 0.508 / \text{kWh} \times 0.7 = \text{US\$ } 0.356 / \text{kWh}$$

以上の燃料単価を用い毎年7.0%のエスカレーションを考慮し、割引率10%および20%の場合の1979年初めの現在価値をTable 11-10に示す。

Table 11-10 Present Value of Fuel Cost Alternative Thermal Power Plants at Beginning of 1979

	Unit: 10 ³ U.S.\$	
	Discount Rate	
	10 %	20 %
Firm energy	30,227	5,733
Secondary energy	3,889	738
Total	34,116	6,471

但し、燃料費の支出は1979年価格で次のごとく想定した。なお各年の支出は年の中央とする。

Unit: 10 ³ U.S.\$				
n	Year	Firm energy	Secondary energy	Total
1	1985	1,318	169	1,487
2	1986	1,318	169	1,487
3	1987	1,318	169	1,487
4	1988	1,318	169	1,487
.
.
.
49	2033	1,318	169	1,487
50	2034	1,318	169	1,487

11.4 便益・費用比率および経済的内部収益率

計画の経済評価の尺度としては次の3つがある。

(1) 便益・費用比率 (B/C比率)

$$B/C = \frac{\sum_{n=1}^n \frac{B_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^n \frac{C_n}{(1+i)^n}}$$

i : 割引率
n : *n* 年目
C_n : *n* 年目の費用
B_n : *n* 年目の便益

(2) 超過便益

$$B-C = \sum_{n=1}^n \frac{B_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=1}^n \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

(3) 内部収益率

$$B-C=0 = \sum_{n=1}^n \frac{B_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=1}^n \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

一般に水力発電所の経済評価は便益・費用比率のみで表現される場合が多い。この場合割引率 *i* をどのような値を採るかによって便益・費用比率が変わる。このような問題を避けるため国際金融機関（世界銀行、アジア開発銀行等）では内部収益率で評価することを原則としている。超過便益法は、計画のメリットの絶対値を示すものであるが、便益・費用比率が同一の場合、計画の規模が大きい程超過便益は大きくなるので超過便益のみで評価するのは適切でない。

以上述べた3つの評価手法にも一長一短があるとされているが、本計画の評価にあたっ

ては便益・費用比率（B/C 比率）と経済的内部収益率の 2 つの手法により評価を行なうものとする。

11.4.1 便益・費用比率

Julumito 水力発電計画が実現されるならば、代替としての石炭火力発電所計画は実施せずに済むことになる。換言すれば、代替石炭火力発電計画は本計画によって支出を免れるものであるから Julumito 水力発電計画による便益とみなされる。

既に 11.2 項および 11.3 項で述べたごとく Julumito 水力発電計画および代替石炭火力の現在価値の算定にあたっては機器価格、燃料費等のエスカレーションが考慮されている。Julumito 水力発電計画および代替石炭火力の総費用の現価については割引率 10 % および 20 % についてはすでに算定されたが割引率 12 % および 15 % とした場合の現価換算額を求めると次のごとくなる。

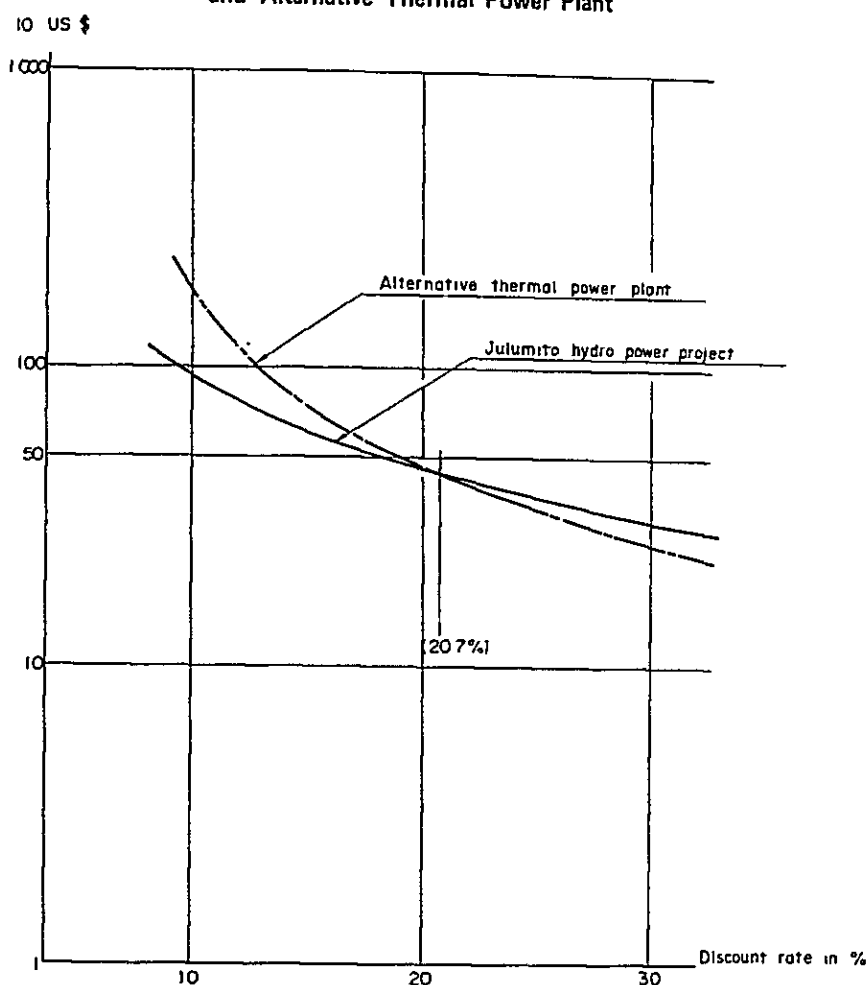
Discount Rate (%)	A Julumito Project (10 ³ US\$)	B Alternative Thermal (10 ³ US\$)	A/B Benefit-Cost Ratio
10	94,133	172,328	1,831
12	75,856	118,869	1,567
15	59,921	77,427	1,292

コロンビア国内での計画の経済評価の際、通常 12 % の割引率が適用されているので Julumito 水力発電計画の便益・費用比率は 1.567 となり代替石炭火力発電計画と比較して優位であると判定出来る。

11.4.2 経済的内部収益率

割引率を横軸とし、総費用現価額を縦軸とする Julumito 水力発電計画および代替石炭火力発電計画のそれぞれの費用曲線を描くと Fig.11-1 に示すとおりとなり、両曲線の交点は割引率 20.7% に対応することが判かる。すなわち、この交点は代替石炭火力と比較した場合の Julumito 水力発電計画の損益均衡点（経済的内部収益率）を示すものであり、割引率 20.7 % 以下ならば Julumito 水力発電計画は代替石炭火力計画よりも経済的に優位であることを示している。

Fig. 11-1 Present Value of Julumito Hydro-Electric Power Project and Alternative Thermal Power Plant



Julumito水力発電計画の経済的内部収益率は20.7%と高いが、これは代替石炭火力計画との間においては資本コスト（金利等）の高い借款条件でも本計画は成立することを意味する。しかしながら石炭火力の支出（総コスト）がJulumito水力発電計画の収入と仮定し算定されたが、Julumito水力建設期間中に代替石炭火力の建設工事費に見合う収入は無く、また運転開始後、石炭火力の運転保守費、燃料費といったものが実際の収入となるものではない。従って一般に云われる内部収益率とは異なるものであることに留意する必要がある。

11.5 感度分析

Julumito水力発電計画の経済評価にあたっては、現地調査のうえコロンビア国内の類似計画の実績建設単価、代替火力については1979年3月に調印されたPaipa火力3号機の建設工事費を適用するなど、最新のデータに基づくJulumito水力発電計画の建設費、代替火力の建設費および燃料費の想定が行なわれた。これらはかなりの確度を持つものと思われるが、発電所完成まで今後数年の間にはこれらの予測値に多少の変動があるかも知れない。これらの予測

値が変動した場合、計画の評価にどのような影響を与えるのかを知り、将来の不確定要素に対し Julumito 水力発電計画を実施すべきかどうかの判断の一助とするための手法が感度分析である。

11.5.1 Julumito 水力発電計画の建設費の変化による影響

水力発電所の総費用のうち建設費の占める割合は代替火力のそれと比較して大きい。すなわち、耐用年数間に支出される運転維持費、設備更新費、燃料費を含めた総費用の中で建設費の占める割合は火力の場合は 34 % であるが、水力の場合は 73 % に達する。

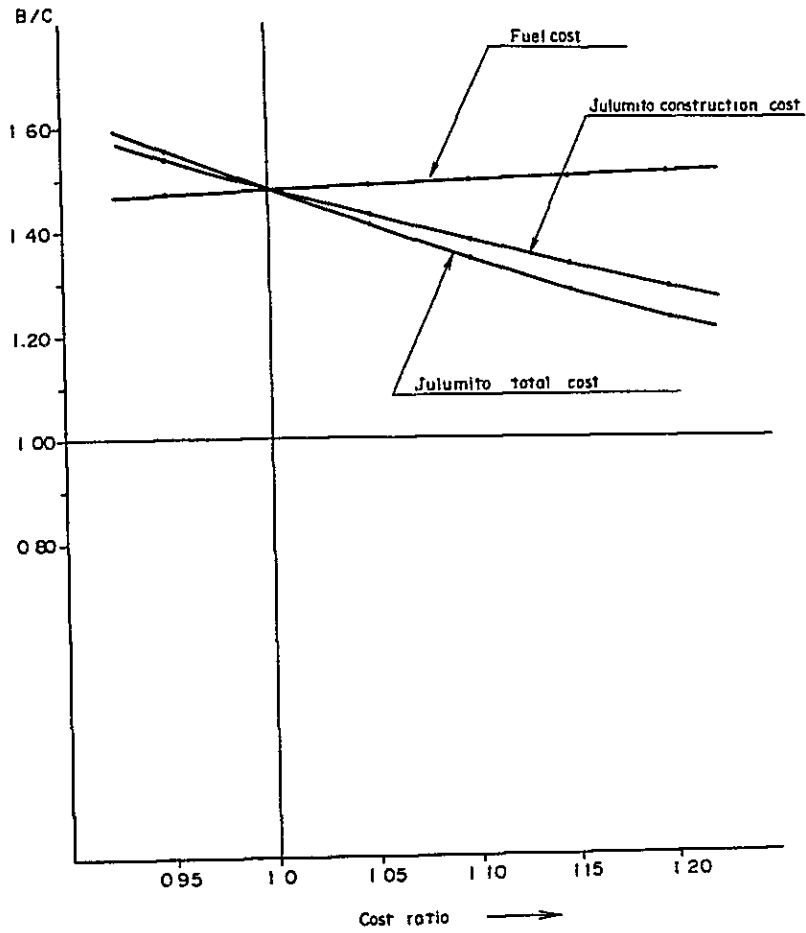
従って水力の建設費の増減は便益・費用比率にも大きな影響を与える。Fig.11-2 に示すように Julumito 水力発電所の建設費が 2 割増加すると便益・費用比率 (B/C 比率) は 1.567 より 1.292 に低下する。すなわち本計画は建設費の増加が 2 割あっても十分な経済性を有することが立証される。

さらに運転開始後、運転維持費および 25 年目の設備更新費のコストが 2 割上昇しても便益・費用比率は 1.23 であり、運転維持費の増加は本計画の経済評価の上では大きな比重を占めるものではないことが判る。

11.5.2 代替火力の燃料費の変化による影響

10.2.8 項で述べたごとく 1979 年 4 月 1 日以降、原油の長期契約物の基準単価は 13.34 US ドル/バレルより 14.54 US ドル/バレルに引き上げられた。スポット価格はその後から急騰を続け上述の基準単価の 2 倍以上の価格すらもみられる。このように石油価格は世界的な石油不足を反映し今後も上昇を続けるものと思われるが、代替火力の燃料費の高騰が Julumito 水力発電計画の評価にどのような影響を与えるかを検討するものである。代替火力の総費用の中で燃料費の占める割合は 13 % と比較的小さい。従って Fig.11-2 に示すように燃料コストの上昇が Julumito 水力発電計画の便益向上に果たす役割は比較的小さく、燃料費が 2 割高騰しても Julumito 水力発電計画の便益・費用比率は 1.48 より 1.52 と僅か 0.04 上昇するにすぎないことが判る。

Fig. 11-2 Sensitivity Analysis of Julumito Project



Handwritten mark or signature in the top right corner.

第12章 財務分析



第 12 章 財 務 分 析

12.1	必要建設費	12-1
12.2	借 款 条 件	12-2
12.3	電 気 料 金	12-3
12.3.1	需要家端における電気料金	12-3
12.3.2	発電端における電気料金	12-3
12.4	Julumito水力発電所の年経費	12-5
12.4.1	運転維持費	12-5
12.4.2	減価償却費	12-5
12.5	返 済 計 画	12-5

TABLE LIST

Table 12 - 1	Average Tariff Rate Estimated by CEDELCA and CEDENAR
Table 12 - 2	Estimated Average Tariff Rate
Table 12 - 3	Estimated Tariff Rate at Customer and Generating End
Table 12 - 4	Investment for Construction
Table 12 - 5	Statement of Income (Case A)
Table 12 - 6	Statement of Income (Case B)
Table 12 - 7	Amortization Schedule (Case A)
Table 12 - 8	Amortization Schedule (Case B)
Table 12 - 9	Statement of Cash Flow (Case A)
Table 12 - 10	Statement of Cash Flow (Case B)

第 12 章 財 務 分 析

水力の電源開発には巨額の投資が必要となる。また投資をしても数年にわたる建設期間を必要とし、投資による見返りとしての収入は数年後から始まる。完成した設備の法定耐用年数は一般の耐久設備と比較してかなり長い。このようなことは投資を行なって得られる収入からの元本・金利の返済は長期にわたらざることを得ないことを意味する。

したがって低金利、据置期間が長く、かつ返済期間の長い資金を調達することが水力の電源開発にとって不可欠の条件といえる。コロンビア国内での資金調達の可能性は、Julumito 水力発電計画の必要投資額および現状での金利条件を考慮すると適当ではない。すなわち市中銀行の優良企業への貸出金利は 24 %、個人の定期預金金利が 22 % と先進国の金利と比較して高く、また一件当りの融資額にも制限がある。コロンビア政府の融資機関が貸出す場合は上述の市中銀行の貸出金利より 2 % 程度低いようであるが、国際金利と比較して高い。なおこのような高金利は、コロンビア国内のインフレーションの反映と思われる。

一方投資の見返りとしての収入である電気料金は 4.1.2 (3) 項で述べたごとく他のラテン・アメリカ諸国のそれと比較して安い。

以上述べたごとく、調査団はコロンビア国内での融資条件、現行電気料金を考慮し、本計画の必要建設費は全額、国際金融機関からの融資による場合と政府間の開発援助の場合に考えられる融資条件の 2 ケースについて財務分析を行なうものとする。なお本工事着工前の準備工事費等は ICEL 自己資金で賄われるものとする。

12.1 必要建設費

必要工事費はエスカレーションを含めて 1984 年までに総計 103,200 千 US ドル、うち外貨分 59,658 千 US ドル、内貨分 43,542 千 US ドルと見積られている。直接工事費、間接費、エスカレーションおよび総建設費は次のごとくなる。

	Unit: 10 ³ US\$		
	Foreign currency	Local currency	Total
Direct const. cost	35,151	22,753	57,904
Indirect const. cost	10,441	7,555	17,996
Escalation	14,066	13,234	27,300
Total const. cost required	59,658	43,542	103,200

上記工事費は建設中利息を含むものであり、財務分析にあたっては上記工事費より建設中利

息を除いた 94,430千US ドル，うち外貨分 54,627千US ドルおよび内貨分 39,803千US ドルが対象となる。(Table 12-4 参照)

12.2 借款条件

Julumito水力発電計画の財務分析にあたっては次の2つの借款条件をもとに検討を進めるものとする。

ケース A :

金 利 : 8.0 % / 年
 返済期間 : 17 年 (内 3 年据置)
 約定手数料 : 0.75 % / 年
 返済方法 : 元利均等

ケース B :

外貨分

金 利 : 3.5 % / 年
 返済期間 : 25 年 (内 7 年据置)
 返済方法 : 元本均等

内貨分

金 利 : 10.0 % / 年
 返済期間 : 10 年 (内 3 年据置)
 返済方法 : 元本均等

ケース A の借款条件の場合の国際金融機関からの借入れは 1982 年以降に必要な総投資額 91,603 千US ドルと建設期間中の金利 14,514 千US ドルの合計 106,117 千US ドルである。(Table 12-7 参照) 1979 年から 1981 年までに必要な仮設工事費および借款に伴う約定手数料は ICEL の自己資金によるものとした。ケース B の借款条件の場合の政府開発援助相当額は 1981 年以降の外貨相当分 54,013 千US ドルとし，外国市中銀行からの借入れは 1982 年以降の内貨分 37,767 千US ドルと，外貨・内貨の金利分 11,368 千US ドルの合計 49,135 千US ドルとする。したがって 1979 年から 1981 年までの仮設工事費および 1981 年の外貨相当分の金利は ICEL の自己資金にするものとした。(Table 12-8 および Table 12-10 参照)

		ICEL's found	External found	Total	Unit ; 10 ³ US \$
Case	A	3, 676	106, 117	109, 793	
Case	B	2, 655	103, 149	105, 804	

12.3 電気料金

Julumito水力発電計画の財務分析にあたっては現行電気料金制度をベースに将来の電気料金を想定し、さらに電気料金の中に占める発電コストの妥当な比率（既設発電設備のコストと電力系統からの買電コストおよび新規電源のコスト等からなる）を想定し、発電端の電気料金を想定するものとする。

12.3.1 需要家端における電気料金

電気料金は電力会社にとって過大な利潤をもたらすものであってはならないが、また一方電力会社の適正な経営を不可能ならしめるものであってはならない。すなわち電気料金は電力会社が能率的な経営のもとにおいて、需要家に良好なサービスを提供するために必要とする原価を補償するものでなければならない。CEDELCAおよびCEDENARの現在の電気料金のもとでは企業の健全性が失われているものと判断されるが、Table 12-1に示すごとく、CEDELCAおよびCEDENARが考えている料金の改訂が進めば改善が期待できる。

Table 12-1 Average Tariff Rate estimated by CEDELCA and CEDENAR

	Unit: Col. \$/kWh					
	1978	1979	1980	1981	1982	Annual increase (%)
CEDELCA	0.76	0.96	1.19	1.49	1.87	25.2
CEDENAR	0.80	1.08	1.35	1.69	2.11	27.4

上記電気料金単価は各種需要家の平均電気料金であり、現行の電気料金制のもとで毎月2%の電気料金値上げが今後も続くものと想定している。調査団としては将来の電気料金は上述のCEDELCAおよびCEDENARの想定料金をベースに1982年以降Julumito水力発電所が運転開始する1985年までは毎年18%、1986年以降1990年までは毎年13%、1991年以降は一定とする。以上の条件のもとで想定された電気料金をTable 12-2に示す。

Table 12-2 Estimated Average Tariff Rate

	Unit: Col. \$/kWh						
	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 to
CEDELCA	3.07	3.47	3.92	4.43	5.01	5.65	6.38
CEDENAR	3.47	3.92	4.43	5.01	5.65	6.38	7.21
Average	3.27	3.70	4.18	4.72	5.33	6.02	6.80

注： Julumito水力発電計画の電気はCEDELCAおよびCEDENARにそれぞれ50%売電されるものとする。

12.3.2 発電端における電気料金

1977年におけるCEDELCAおよびCEDENARの電気事業収入からの支出項目別の比率は次のごとくであった。

単位：%

支出項目	CEDELCA	CEDENAR	
発電	31.4	28.6	
買電	15.6	31.5	ISAからの電力購入
送電	4.3	0.9	
配電	16.8	10.7	
料金徴集	8.6	12.7	
一般管理費	23.3	15.6	
計	100.0	100.0	

CEDELCAおよびCEDENARの発電に要した費用は、ISAからの買電に対する支出を含めるとそれぞれ47.0%および60.1%となる。これはISAからの購入電力の料金単価が需要家端での電気料金とほぼ等しい0.6コロンビア・ペソ/kWhであり、したがって買電比率が高い程発電コストの占める比率は大きくなる。

一方、アメリカおよび日本における総括発電コストの中に占める発電端コストは40~45%である。

1972年に日本政府より、コロンビア政府に提出されたJulumito水力発電計画フィジビリティ調査報告書によればCEDELCA電力系統内の送電線、変電所および需要家までの配電線の経費より求められた発電端コストが総コストの中に占める比率は40%であった。

以上のことから調査団は1985年以降の需要家端の電気料金に0.45を乗じたものを新Popayan変電所受電端でのJulumito発電所の料金とする。Table 12-3にJulumito水力発電所の財務分析に適用される電気料金を示す。

Table 12-3において想定された需要家端の電気料金は1977年時点における日本の平均売電料金は2.77コロンビア・ペソ/kWhであるので1985年の想定電気料金3.27コロンビア・ペソは1977年時点の日本の電気料金の18%高にすぎない。すなわち1985年時点のCEDELCAおよびCEDENARの電気料金は日本の現行料金と比較しても著しく高いものではない。

Table 12-3 Estimated Tariff Rate at Customer and Generating End

		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 to
Customers end	Col. \$/kWh	3.27	3.70	4.18	4.72	5.33	6.02	6.80
Generating end	Col. \$/kWh	1.47	1.67	1.88	2.12	2.40	2.71	3.06
Generating end	US mill/kWh	35.9	40.7	45.9	51.7	58.5	66.1	75.4

なおJulumito水力発電所で発電される2次電力量については、上記発電端電気料金単価に0.7を乗ずるものとする。

12.4 Julumito水力発電所の年経費

12.4.1 運転維持費

Julumito水力発電所の運転維持費は保守運転員の給与、設備の維持、修繕費、保険等の諸雑費、および一般管理費からなる。これらの費用については11.2.2項で述べたが、Julumito水力発電所が運転開始する1985年においては次のごとく想定される。

	1985年(10 ³ US\$)	年上昇率(%)
保守運転員の給与	102	10
設備の維持修繕費	852	5
保険等その他	85	3
一般管理費	175	10
計	1,214	-

12.4.2 減価償却費

減価償却費は残存価格を零とし定額法によるものとし、設備の耐用年数は法令2286(1948年7月7日)によって次のとおりとした。

土木構造物	50年
電気機器	25年
送電線	50年
ゲート・ベンストック	30年

上記条件のもとで毎年の減価償却費を次のごとく算定した。 単位；10³US\$

	1979年価格	エスカレーション	合計	減価償却
土木構造物	42,111	17,125	59,236	1,184
電気機器	10,597	4,309	14,906	596
送電線	553	225	0	16
ゲート・ベンストック	3,756	1,527	5,283	176
その他	5,180	2,111	7,299	101
小計	※ 62,205	25,297	87,502	2,073

※ 予備費は含まれない。

12.5 返済計画

借入金の返済に引当てられる返済源資は経常収支における純益と減価償却引当金である。Table 12-5 および Table 12-6 に融資条件ケースAおよびケースBの場合の純益(Net income)を示す。両表によれば融資条件Bの場合の方が純益が大きいことが明らかであるが、これ

は金利負担の差によるものである。

一方キャッシュ・フローをみると、融資条件AおよびBとも累計赤字が黒字に転ずる時点はJulumito水力発電所運転開始後7年目である。1994年時点での累計黒字額はケースBの方がAと比較して80%大きい。

融資条件ケースAおよびBの相違によるICELの自己資金負担額はケースAの場合3,676千USドル、ケースBの場合2,655千USドルとケースAの場合の方が1,021千USドル大きい。

	Unit: 10 ³ US\$		
	Case A	Case B	A-B
(1) Found required	109,793	105,804	3,989
ICEL's found	3,676	2,655	1,021
External found	106,117	103,149	2,968
(2) Not income in 1985	-1,508	177	-1,685
" 1990	8,755	12,118	-3,363
" 1995	13,828	16,120	-2,292
(3) Cash flow			
Accumlated cash balance in 1987	-7,349	8,440	1,091
" " 1994	27,234	48,893	-21,659

上記の結論からみて融資条件ケースBが好しい。しかしケースAでも本計画は資金的にも妥当性の充分高いものといえる。

Table 12-4 から Table 12-10 までに示された数値からみてケースAおよびケースBの融資条件より返済期間が短くかつ金利が高い場合には本計画の運転開始は1985年ではなく、さらに遅らせることが必要となる。

(on)

Unit: 10³US\$

	81	4 1982			
		Local currency	Total	Foreign currency	Local currency
A		0	17,954	9,562	8,392
B		0	55	40	15
C		684	6	4	2
		684	18,015	9,606	8,409
E		0	711	459	252
F		870	0	0	0
G		0	1,053	522	531
		870	1,764	981	783
		1,554	19,779	10,587	9,192
K		342	5,245	2,281	2,964
		1,896	25,024	12,868	12,156

	85	Total			
		Local currency	Total	Foreign currency	Local currency
A		0	56,464	34,702	21,762
B		0	553	405	148
C		0	887	44	843
		0	57,904	35,151	22,753
E		0	3,431	2,600	831
F		0	870	0	870
G		0	4,925	2,810	2,115
		0	9,226	5,410	3,816
		0	67,130	40,561	26,569
K		0	27,300	14,066	13,234
		0	94,430	54,627	39,803

Table 12-4 Investment for Construction (without interest during construction)

Unit: 10⁶USS

	1 1979			2 1980			3 1981			4 1982		
	Total	Foreign currency	Local currency	Total	Foreign currency	Local currency	Total	Foreign currency	Local currency	Total	Foreign currency	Local currency
A Generating facility	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,954	9,562	8,392
B Transmission line	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55	40	15
C Preparatory works	139	0	139	0	0	0	684	0	684	6	4	2
Sub-total	139	0	139	0	0	0	684	0	684	18,015	9,606	8,409
E Engineering and adm. costs	0	0	0	571	571	0	149	149	0	711	459	252
F Compensation	0	0	0	0	0	0	870	0	870	0	0	0
G Contingency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,053	522	531
Sub-total	0	0	0	571	571	0	1,019	149	870	1,764	981	783
Total (1979 prices)	139	0	139	571	571	0	1,703	149	1,554	19,779	10,587	9,192
K Escalation	0	0	0	43	43	0	371	29	342	5,245	2,281	2,964
Total investment required	139	0	139	614	614	0	2,074	178	1,896	25,024	12,868	12,156

	5 1983			6 1984			7 1985			Total		
	Total	Foreign currency	Local currency	Total	Foreign currency	Local currency	Total	Foreign currency	Local currency	Total	Foreign currency	Local currency
A Generating facility	24,257	15,996	8,261	14,253	9,144	5,109	0	0	0	56,464	34,702	21,762
B Transmission line	415	304	111	83	61	22	0	0	0	553	405	148
C Preparatory works	48	33	15	10	7	3	0	0	0	887	44	843
Sub-total	24,720	16,333	8,387	14,346	9,212	5,134	0	0	0	57,904	35,151	22,753
E Engineering and adm. costs	1,223	896	327	777	525	252	0	0	0	3,431	2,600	831
F Compensation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	870	0	870
G Contingency	2,461	1,465	996	1,411	823	588	0	0	0	4,925	2,810	2,115
Sub-total	3,684	2,361	1,323	2,188	1,348	840	0	0	0	9,226	5,410	3,816
Total (1979 prices)	28,404	18,694	9,710	16,534	10,560	5,974	0	0	0	67,130	40,561	26,569
K Escalation	11,414	6,324	5,090	10,227	5,390	4,837	0	0	0	27,300	14,066	13,234
Total investment required	39,818	25,018	14,800	26,761	15,950	10,811	0	0	0	94,430	54,627	39,803

Table 12-5 Statement of Income (Case A)

	Unit	1 1985	2 1986	3 1987	4 1988	5 1989	6 1990	7 1991	8 1992	9 1993	10 1994	11 1995	12 1996
(A) Gross revenue from sales	10 ³ US\$	10,268	11,642	13,129	14,789	16,737	18,909	21,569	21,569	21,569	21,569	21,569	21,569
Annual sales of energy													
Firm energy	GWh	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5
Unit sales prices	US mills/kWh	35.9	40.7	45.9	51.7	58.5	66.1	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4
Revenue	10 ³ US\$	9,101	10,317	11,636	13,106	14,830	16,756	19,114	19,114	19,114	19,114	19,114	19,114
Secondary energy	GWh	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5
Unit sales prices	US mills/kWh	25.1	28.5	32.1	36.2	41.0	46.3	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8
Revenue	10 ³ US\$	1,167	1,325	1,493	1,683	1,907	2,153	2,455	2,455	2,455	2,455	2,455	2,455
(B) Total operating cost	10 ³ US\$	3,287	3,361	3,439	3,522	3,611	3,707	3,808	3,917	4,034	4,160	4,294	4,437
Operation and maintenance	10 ³ US\$	1,214	1,288	1,366	1,449	1,538	1,634	1,735	1,844	1,961	2,087	2,221	2,364
Salaries and wages	10 ³ US\$	102	112	123	135	149	164	180	198	218	240	264	290
Maintenance expense	10 ³ US\$	852	895	940	987	1,036	1,088	1,142	1,199	1,259	1,322	1,388	1,457
Miscellaneous expense	10 ³ US\$	85	88	91	94	97	100	103	106	109	112	115	118
Administration expense	10 ³ US\$	175	193	212	233	256	282	310	341	375	413	454	499
Depreciation	10 ³ US\$	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073
(C) Operating income: (A)-(B)	10 ³ US\$	6,981	8,281	9,690	11,267	13,126	15,202	17,761	17,652	17,535	17,409	17,275	17,132
(D) Financial expenses	10 ³ US\$	8,489	8,141	7,765	7,359	6,921	6,447	5,936	5,384	4,787	4,143	3,447	2,695
Interest for loan	10 ³ US\$	8,489	8,141	7,765	7,359	6,921	6,447	5,936	5,384	4,787	4,143	3,447	2,695
(E) Net income: (C)-(D)	10 ³ US\$	-1,508	140	1,925	3,908	6,205	8,755	11,825	12,268	12,748	13,266	13,828	14,437

Salable energy of Julumito power plant

Firm energy 259.4 (1-0.01) (1-0.003) (1-0.01) = 253.5 GWh
 Secondary energy 47.6 (1-0.01) (1-0.003) (1-0.01) = 46.5 GWh

where: Outage factor : 1.0 %
 Station service : 0.3 %
 Transmission line loss : 1.0 %

Table 12-6 Statement of Income (Case B)

	Unit	1 1985	2 1986	3 1987	4 1988	5 1989	6 1990	7 1991	8 1992	9 1993	10 1994	11 1995	12 1996
(A) Gross revenue from sales	10 ³ US\$	10,268	11,642	13,129	14,789	16,737	18,909	21,569	21,569	21,569	21,569	21,569	21,569
Annual sales of energy													
Firm energy	GWh	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5	253.5
Unit sales prices	US mills/kWh	35.9	40.7	45.9	51.7	58.5	66.1	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4
Revenue	10 ³ US\$	9,101	10,317	11,636	13,106	14,830	16,756	19,114	19,114	19,114	19,114	19,114	19,114
Secondary energy	GWh	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5
Unit sales prices	US mills/kWh	25.1	28.5	32.1	36.2	41.0	46.3	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8
Revenue	10 ³ US\$	1,167	1,325	1,493	1,683	1,907	2,153	2,455	2,455	2,455	2,455	2,455	2,455
(B) Total operating cost	10 ³ US\$	3,287	3,361	3,439	3,522	3,611	3,707	3,808	3,917	4,034	4,160	4,294	4,437
Operation and maintenance	10 ³ US\$	1,214	1,288	1,366	1,449	1,538	1,634	1,735	1,844	1,961	2,087	2,221	2,364
Salaries and wages	10 ³ US\$	102	112	123	135	149	164	180	198	218	240	264	290
Maintenance expenses	10 ³ US\$	852	895	940	987	1,036	1,088	1,142	1,199	1,259	1,322	1,388	1,457
Miscellaneous expenses	10 ³ US\$	85	88	91	94	97	100	103	106	109	112	115	118
Administration expenses	10 ³ US\$	175	193	212	233	256	282	310	341	375	413	454	499
Depreciation	10 ³ US\$	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073
(C) Operating income: (A)-(B)	10 ³ US\$	6,981	8,281	9,690	11,267	13,126	15,202	17,761	17,652	17,535	17,409	17,275	17,132
(D) Financial expenses	10 ³ US\$	6,804	6,102	5,400	4,698	3,891	3,084	2,277	1,470	1,365	1,260	1,155	1,050
Interest for F. C	10 ³ US\$	1,890	1,890	1,890	1,890	1,785	1,680	1,575	1,470	1,365	1,260	1,155	1,050
Interest for L. C	10 ³ US\$	4,914	4,212	3,510	2,808	2,106	1,404	702	-	-	-	-	-
(E) Net income: (C)-(D)	10 ³ US\$	177	2,179	4,290	6,569	9,235	12,118	15,484	16,182	16,170	16,149	16,120	16,082

Table 12-7 Amortization Schedule (Case A)

Unit: 10³ US\$

n	Year	Borrowing				Redemption					Outstanding balance
		Foreign currency	Local currency	Interest for loan	Total	Commitment charge for loan	Principal	Interest	Sub-total	Total	
1	1979										
2	1980										
3	1981										
4	1982	12,868	12,156	2,002	27,026	593				593	
5	1983	25,018	14,800	5,187	45,005	256				256	
6	1984	15,950	10,811	7,325	34,086	0				0	106,117
7	1985						4,351	8,489	12,840	12,840	101,766
8	1986						4,699	8,141	12,840	12,840	97,067
9	1987						5,075	7,765	12,840	12,840	91,992
10	1988						5,481	7,359	12,840	12,840	86,511
11	1989						5,919	6,921	12,840	12,840	80,592
12	1990						6,393	6,447	12,840	12,840	74,199
13	1991						6,904	5,936	12,840	12,840	67,295
14	1992						7,456	5,384	12,840	12,840	59,836
15	1993						8,053	4,787	12,840	12,840	51,783
16	1994						8,697	4,143	12,840	12,840	43,086
17	1995						9,393	3,447	12,840	12,840	33,693
18	1996						10,145	2,695	12,840	12,840	23,548
19	1997						10,956	1,884	12,840	12,840	12,592
20	1998						12,592	1,007	13,599	13,599	0
Total		53,836	37,767	14,514	106,117	849	106,114	74,405	180,519	181,368	-

Note: Commitment charge for loan: 0.75% per annum

Table 12-8 Amortization Schedule (Case B)

Unit: 103 US\$

n	Year	Borrowing					Redemption						Total	Outstanding balance	
		Foreign currency	Local currency	Interest		Total	Principal			Interest					
				F. C	L. C		Foreign currency	Local currency	Total	Foreign currency	Local currency	Total			
1	1979														
2	1980														
3	1981	178													
4	1982	12,868	12,156	457	1,216	1,673									
5	1983	25,018	14,800	1,332	2,696	4,028									
6	1984	15,950	10,811	1,890	3,777	5,667								103,149	
7	1985							7,019	7,019	1,890	4,914	6,804	13,823	96,130	
8	1986							7,019	7,019	1,890	4,212	6,102	13,121	89,111	
9	1987							7,019	7,019	1,890	3,510	5,400	12,419	82,092	
10	1988							3,001	7,019	10,020	1,890	2,808	4,698	14,718	72,072
11	1989							3,001	7,019	10,020	1,785	2,106	3,891	13,911	62,052
12	1990							3,001	7,019	10,020	1,680	1,406	3,084	13,104	52,032
13	1991							3,001	7,021	10,020	1,575	702	2,277	12,299	42,010
14	1992							3,001		3,001	1,470		1,470	4,471	39,009
15	1993							3,001		3,001	1,365		1,365	±4,366	36,008
16	1994							3,001		3,001	1,260		1,260	4,261	33,007
17	1995							3,001		3,001	1,155		1,155	4,156	30,006
18	1996							3,001		3,001	1,050		1,050	4,051	27,005
19	1997							3,001		3,001	945		945	3,946	24,004
20	1998							3,001		3,001	840		840	3,841	21,003
21	1999							3,001		3,001	735		735	3,736	18,002
22	2000							3,001		3,001	630		630	3,631	15,001
23	2001							3,001		3,001	525		525	3,526	12,000
24	2002							3,001		3,001	420		420	3,421	8,999
25	2003							3,001		3,001	315		315	3,316	5,998
26	2004							3,001		3,001	210		210	3,211	2,297
27	2005							2,997		2,997	80		80	3,077	0
Total		54,014	37,767	3,679	7,689	11,368	103,149	54,014	49,135	103,149	23,600	19,656	43,256	146,405	-

Table 12-9 Statement of Cash Flow (Case A)

	Unit: 10 ³ US\$															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
(A) Cash receipt	139	614	2,074	27,619	45,261	34,086	565	2,213	3,998	5,981	8,278	10,828	13,898	14,341	14,821	15,339
1) Net income							-1,508	140	1,925	3,908	6,205	8,755	11,825	12,268	12,748	13,266
2) Depreciation							2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073
3) Borrowing	-	-	-	27,026	45,005	34,086										
4) ICEL's fund	139	614	2,074	593	256	0										
(B) Cash disbursement	139	614	2,074	27,619	45,261	34,086	4,351	4,699	5,075	5,481	5,919	6,393	6,904	7,456	8,053	8,697
1) Construction expenditure	139	614	2,074	27,619	45,261	34,086										
Investment	139	614	2,074	25,024	39,818	26,761										
Interest				2,002	5,187	7,325										
Commitment charge				593	256	0										
2) Repayment																
Principal of IFI loan							4,351	4,699	5,075	5,481	5,919	6,393	6,904	7,456	8,053	8,697
(C) Cash balance: (A)-(B)	0	0	0	0	0	0	-3,786	-2,486	-1,077	500	2,359	4,435	6,994	6,885	6,768	6,642
(D) Accumulated total							-3,786	-6,272	-7,349	-6,849	-4,490	-55	6,939	13,824	20,592	27,234

Table 12-10 Statement of Cash Flow (Case B)

	Unit: 10 ⁶ US\$															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
(A) Cash receipt	139	614	2,080	26,697	43,846	32,428	2,250	4,252	6,363	8,642	11,308	14,191	17,557	18,255	18,243	18,222
1) Net income							177	2,179	4,290	6,569	9,235	12,118	15,484	16,182	16,170	16,149
2) Depreciation							2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073
3) Borrowing			178	26,697	43,846	32,428										
4) ICEL's fund	139	614	1,902	0	0	0										
(B) Cash disbursement	139	614	2,080	26,697	43,846	32,428	7,019	7,019	7,019	10,020	10,020	10,020	10,022	3,001	3,001	3,001
1) Construction expenditure	139	614	2,080	26,697	43,846	32,428										
Investment	139	614	2,074	25,024	39,818	26,761										
Interest			6	1,673	4,028	5,667										
2) Repayment of debit							7,019	7,019	7,019	10,020	10,020	10,020	10,022	3,001	3,001	3,001
Principal of governmental credit										3,001	3,001	3,001	3,001	3,001	3,001	3,001
Principal of banker's credit							7,019	7,019	7,019	7,019	7,019	7,019	7,021	-	-	-
(C) Cash balance: (A)-(B)	0	0	0	0	0	0	-5,017	-2,767	-656	-1,378	1,288	4,171	7,535	15,254	15,242	15,221
(D) Accumulated total							-5,017	-7,784	-8,440	-9,818	-8,530	-4,359	3,176	18,430	33,672	48,893

JICA