

14. 經濟・財務評価

目次

14.	経済評価	14-1
14.1	評価手法	14-1
14.1.2	本計画の経済費用	14-3
14.1.3	本計画の経済便益	14-4
14.1.4	経済評価	14-10
14.1.5	感度分析	14-12
14.2	財務評価	14-13
14.2.1	評価手法	14-13
14.2.2	本計画の財務費用および便益	14-13
14.2.3	財務評価	14-14
14.2.4	感度分析	14-14
14.3	キャッシュフロー分析	14-15
14.3.1	融資返済計画	14-15
14.3.2	感度分析	14-16
14.3.3	分析結果	14-17

14. 経済評価

14.1 評価手法

(1) 経済評価手法

経済評価はある計画を実施することに伴う経済的インパクトを国家経済の観点から計測することを目的としている。本計画では通常使用されているキャッシュ割引フロー法により経済価格によって表わされた費用と便益の比較を行なう。

本手法による基本的なアプローチは以下の通りである。まずキャッシュアウトフロー（費用）およびインフロー（便益）をプロジェクト期間全体にわたり年別に展開する。次に各年度に支出される費用・便益は、割引率を使用してプロジェクト初年度における現在価値に換算する。その上で、プロジェクト期間における現在価値で表された費用および便益それぞれの合計額を比較する。

評価指標は純現在価値 (NPV)、便益費用比率 (B/C)、および経済的內部収益率 (EIRR) とする。EIRR は費用および便益の二つのキャッシュフローの現在価値合計額が同額になるように設定された割引率であり、プロジェクトから期待される収益率を表わす。EIRR は以下の式により表わされる。

$$\sum_{t=0}^n C_t / (1+r)^t - \sum_{t=0}^n B_t / (1+r)^t = 0$$

ここで、

C_t = 費用

B_t = 便益

t = 年

n = プロジェクト期間 (年)

r = 割引率 (= EIRR)

(2) 前提条件

CEL と協議の上、エルサルバドルにおける他の電力案件における数値を参考にし、本計画の評価にあたって、以下の前提条件を設定した。

• 資本の機会費用

資本の機会費用とは投資を行なう際の基準となる利子率である。ここではエルサルバドルの他プロジェクトの例を参考にし、10%とする。

• 割引率

割引率は10%とした。この率は世界銀行でも採用されていること、また、資本の機会費用との比較が容易であるという利点も有している。なお、感度分析としては8%および6%を使用する。

- 変換係数

経済価格を算出するための標準変換係数は、米州開発銀行で採用されている 0.9 を使用し、内貨分に適用する。

- 耐用年数

各設備の耐用年数はコンサルタントの経験から標準的な値として以下とする。

項目	年
土木設備	50 年
水力機器、電気機器	35 年
送電線	30 年

なお、次の項目に示す計算期間内に耐用年数の到来する機器については、その設備更新費を見込む。

- 計算期間

計算期間については 53 年とする。これは土木設備の耐用年数である 50 年に建設期間の約 3 年を加えたものである。また、運転開始は 8 月とした。

- 評価地点

評価地点についてはエルチャパラル計画の送電線が接続されるキンセ・デ・セプティエンブレ変電所入り口とする。代替火力発電設備もこの場所に設置するものと仮定する。

- 積算時点

2003 年時点の価格を使用して積算する。

14.1.2 本計画の経済費用

本計画の経済費用は第 12 章で市場価格により積算されているプロジェクト費用から計算される。建設費に加え運転維持費が費用ストリームに計上される。経済価格の算出方法は以下の通りである。

外貨分

－税金（輸入税、付加価値税）および補助金等の移転項目の除外。

内貨分

－税金（付加価値税）および補助金等の移転項目の除外。

－市場価格に標準変換係数を適用

なお、エルサルバドルにおいては発電用機器については税金が免除されている。また、コスト見積において税金は考慮されていないので、外貨分についてはそのまま経済価格として使用する。

(1) 初期投資額（経済価格）

各設備ごとの初期投資額を Table 14.1 に示す。主な項目ごとの年別投資額は以下の通りである。この中には技術管理費および予備費を含む。（ただし、4年目は保留金解除に伴う支払い額を含む。）

(単位：1000US\$)

	環境・土地	土木設備	水力・電気機器	送電線	合計額
1年目	12,305	11,618	4,183	455	28,561
2年目	2,037	18,317	8,074	1,061	29,490
3年目	2,037	33,075	14,412	1,212	50,737
4年目	2,037	9,409	8,213	303	19,962
合計	18,418	72,418	34,883	3,030	128,749

(2) 運転維持費（経済価格）

運転維持費は各工事の建設費に一定の率をかけて年間所要金額を算出する。この率はコンサルタントの類似プロジェクトにおける経験によるものである。

(単位：1000US\$)

項目	建設費	経費率	金額
土木工事費	72,418	0.5%	362
発電所工事費	34,883	1.5%	523
送電線工事費	3,030	1.5%	46
合計			931

14.1.3 本計画の経済便益

本計画の経済便益として、適切であろうと考えられる以下二種類の便益を使用した。一つは“with project”と“without project”の観点から計測される代替火力費用であり、もう一つは限界費用を用いた売電収入額である。また、これに加えて、地球温暖化に対応するためのCO₂排出権取引に伴う便益を推定し、評価に加える。

(1) 代替火力計画費用

エルチャパラル水力計画が実現されない場合、その代わりとして建設されるであろう本計画と同等のサービスを提供し得る代替火力発電計画の経済費用をもって本計画の経済的便益とする。

代替火力計画の費用算出にあたっては、次の2段階を経る。まず、発電方式の異なるいくつかの代替火力発電設備の検討を行ない、その年経費を算出する。その中で一番年経費の安い発電方式による代替火力発電設備を選定し、その建設費、O&M費および燃料費のコストを見積もる。

エルサルバドルにおける代替火力発電設備としては、既存設備状況および燃料の調達可能性を考慮した結果、ガスタービン、石炭火力、低速ディーゼル、コンバインド・サイクルの4つを比較検討の対象とした。

1) 代替火力発電設備の比較

Annual Cost of Alternative Thermal Power Plant

Item	unit	Gas Turbine	Steam Coal	Slow Speed Diesel	Combined Cycle
Investment cost	\$/kW	450	1,300	1,000	700
Project life	year	15	20	20	20
Interest rate	percent	10%	10%	10%	10%
Capital recovery factor	---	0.13147	0.11746	0.11746	0.11746
Annual cost	US\$	59.2	152.7	117.5	82.2
O&M cost/kW/year	US\$	11.0	69.0	25.0	44.0
Total cost/kW	\$/kW	70.2	221.7	142.5	126.2

• ガスタービン

設備費はトロラ川プレ F/S (Harza, 1998年)で保守的な値としてUS\$ 450/kWが使われている。また、中米地域電源開発計画 (CEAC, 2002年)でもUS\$ 450/kWが使用されている。従ってここでもその値を採用した。

燃費、発熱量についてはプレ F/S の保守的な値を採用し、それぞれ 11,500 Btu/kWh、0.133Btu/galon とした。

燃料費（ディーゼル軽油）は CEL から提供された 2003～2017 年の 15 年間にわたる平準単価 US\$0.1937/リットル (=US\$0.73/galon) を採用した。

O&M 費については、変動費はプレ F/S で採用されている US\$0.0055 /kWh、固定費は CEAC 報告書から US\$11/kW/year とした。

- 石炭火力

設備費はトロラ川プレ F/S (Harza, 1998 年) で保守的な値として US\$ 1400/kW が使われている。また、中米地域電源開発計画 (CEAC, 2002 年) では US\$ 1200 から 1500/kW が使用されている。石炭火力発電計画に豊富な経験を有するコンサルタントの知見から、プレ F/S より保守的な US\$1300/kW を採用した。

燃費、発熱量についてはプレ F/S の保守的な値を採用し、それぞれ 10,000 Btu/kWh、21.6MBtu/ton とした。

燃料費（石炭）はコロンビアからの輸入とし、CEL から提供された 2003～2017 年の 15 年間にわたる平準単価 US\$ 33.982/tm を採用した。

O&M 費については、変動費はプレ F/S で採用されている Monenco-Agra 報告書記載の US\$ 0.0036/kWh、固定費は CEAC 報告書から US\$ 69/kW/year とした。

- 低速ディーゼル

設備費はトロラ川プレ F/S (Harza, 1998 年) で非常に保守的な値として US\$ 1000/kW が使われている。また、バハマ電力公社のディーゼル発電計画 (30MW, 2002 年) の実績で US\$1333/kW が発表されている。従ってここではプレ F/S 時の値が依然として保守的であると考えられるため、それと同じ US\$1000/kW を採用した。

燃費、発熱量についてはプレ F/S の保守的な値を採用し、それぞれ 8,200Btu/kWh、0.133Btu/galon とした。

燃料費（バンカー重油）は CEL から提供された 2003～2017 年の 15 年間にわたる平準単価 US\$0.1585/リットル (=US\$0.60/galon) を採用した。

O&M 費については、変動費は Monenco-Agra 報告書記載の US\$0.0055/kWh、固定費はプレ F/S 報告書から US\$25/kW/year とした。

- コンバインド・サイクル

設備費はトロラ川プレ F/S (Harza, 1998 年) では US\$ 800/kW が使われている。ここでは、中米地域電源開発計画 (CEAC, 2002 年) で使用されている US\$ 700/kW を採用した。

燃費、発熱量についてはプレ F/S の保守的な値を採用し、それぞれ 8,200 Btu/kWh、0.133 Btu/galon とした。

燃料費（ディーゼル軽油）は CEL から提供された 2003～2017 年の 15 年間にわたる平準単価 US\$0.1937/リットル（=US\$0.73/gallon）を採用した。

O&M 費については、変動費はプレ F/S で採用されている Monenco-Agra 報告書記載の US\$0.0045/kWh、固定費は CEAC 報告書から US\$44/kW/year とした。

これらの条件において各種発電設備の年経費を計算し、設備利用率別の発電単価を算出した。エルチャパラル計画の利用率と同じ 40%のレベルにおいて発電単価を比較した結果、単価が一番安いのは低速ディーゼルおよび石炭火力であることが判明した。ここではエルサルバドルにおける技術蓄積および燃料の取り扱いの容易性を考慮し、低速ディーゼルを比較の対象として選定した。

Energy Production Cost of Alternative Thermal Power Plants

Plant	Fuel	Thermal efficiency	Calorific value	Fuel cost	Fuel cost	O&M cost	Energy cost
		Btu/kWh	Mbtu/ton or Btu/gallon	\$/ton or \$/gallon	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
Gas Turbine	Diesel	11,500	0.133	0.73	0.0634	0.0055	0.0689
Steam	Coal	10,000	21.6	33.98	0.0157	0.0036	0.0193
Slow Speed Diesel	Bunker	8,200	0.133	0.60	0.0369	0.0055	0.0424
Combined Cycle	Diesel	8,200	0.133	0.73	0.0452	0.0045	0.0497

Total Energy Cost for Alternative Thermal Plants

(unit: US\$/kWh)

Utilization factor	Hour per year	Gas Turbine	Steam	Slow Speed Diesel	Combined Cycle
20%	1,752	0.109	0.146	0.124	0.122
25%	2,190	0.101	0.121	0.107	0.107
30%	2,628	0.096	0.104	0.097	0.098
35%	3,066	0.092	0.092	0.089	0.091
40%	3,504	0.089	0.083	0.083	0.086
45%	3,942	0.087	0.076	0.079	0.082
50%	4,380	0.085	0.070	0.075	0.079
55%	4,818	0.083	0.065	0.072	0.076
60%	5,256	0.082	0.062	0.070	0.074
65%	5,694	0.081	0.058	0.067	0.072
70%	6,132	0.080	0.055	0.066	0.070
75%	6,570	0.080	0.053	0.064	0.069
80%	7,008	0.079	0.051	0.063	0.068

Note: The shaded parts correspond to the less energy cost.

2) 積算根拠

項目	低速ディーゼル
設備出力	46.0MW
建設単価	US\$1000/kW
建設費	46,000千ドル
耐用年数	20年

設備出力については、エルチャパラル計画の有効出力を基準に Table 14.2 記載のロス率を考慮して算出した。本計画の場合はトロラ川の水量の季節変動が大きく、設備出力に比較して有効出力が極めて小さくなっている。従って、保守性の原則から、過剰な便益を見積もることを避けるため、エルチャパラル水力計画の設備出力をカバーする火力発電設備出力の設定は行なっていない。

a) 代替火力発電設備建設費

代替火力設備は 18 ヶ月間で建設するものとし、その初期投資費用は以下の通りである。

(単位：1000 US\$)

項目	割合	支出額
1年目	60%	27,600
2年目	60%	18,400
合計		46,000

b) 代替火力発電設備等の O&M 費

代替火力設備の年間 O&M 費は固定費と変動費とに分けて見積もった。

(単位：1000 US\$)

項目	単価	数量	O&M 費
固定費	25/kW	46,000kW	1,150
変動費	0.0055/kWh	234,590MWh	1,290
合計額	---	---	2,440

c) 代替火力の燃料費

代替火力設備の年間燃料費は以下の通りである。なお、バンカーC重油の単価はアカフトラ港における単価 US\$0.6/gallon に、過去のプロジェクトを参考に、陸上輸送費として価格の5%を上乗せした単価 US\$0.63/gallon を使用した。

項目	単価	燃料費
バンカーC重油	US\$0.63/gallon	US\$9,112,000

(2) 売電収入

エルサルバドルでは電力セクターの自由化が進み、電力のプール市場 UT が 1998 年より機能している。UT においては大口契約による取引を除いた全ての電力が入札にかけられ、市場メカニズムにより決定された価格により取引される。過去5年間（1999年以降）の月毎の平均取引単価を以下に示す。UT の平均単価は US\$70.11/MWh となっており、この平均単価を売電収入単価として使用し、この単価に下流増（2GWh）を含めた年間発生電力量（233.21GWh）を掛け合わせた年間収入額（US\$16,350 thousand）を便益とする。

Average Electricity Tariff

(Unit: US\$/MWh)

month / year	2003	2002	2001	2000	1999
January	75.11	67.69	64.08	86.99	61.33
February	78.87	70.75	66.35	91.84	57.87
March	78.60	56.06	66.84	*78.60	61.94
April	78.27	64.85	72.51	*78.27	61.46
May	70.26	69.12	70.49	74.39	65.75
June	60.16	53.05	70.77	65.34	76.81
July	72.03	63.91	73.61	58.12	64.94
August	74.47	70.01	69.88	63.97	57.21
September	65.46	66.57	54.53	64.84	61.39
October	68.52	67.43	58.32	58.87	56.92
November	66.19	71.98	63.14	60.50	67.34
December	-	72.79	69.83	59.58	74.42
Average	71.63	66.18	66.70	80.40	63.95
Total average:					67.65

(Source: UT)

注： 2000年3月および4月の平均単価はそれぞれUS\$ 106.66およびUS\$ 173.71である。これらの値は異常に高く、平均値を算出するデータにそぐわない。従って、それを除いた過去5年間で一番高い値を示している2003年の数値を適用し、平均単価を算出した。

(3) CO₂ 排出権取引に伴う便益

1997年京都で開催された気候変動枠組み条約第3回締約国会議（COP-3）において京都議定書が採択され、付属書I国全体の温室効果ガスの排出量に対して2008年から2012年の5年間の年間平均排出量を1990年に比べて少なくとも5%削減することになった。

京都メカニズムは、市場メカニズムにより費用対効果の高い地球規模の取り組みを可能にする制度であり、削減目標の達成のため自国内の対策に対して補足的な手段として活用される。京都メカニズムには以下の3つがある。

- － 共同実施（JI）
- － クリーン開発メカニズム（CDM）
- － 排出権取引（ET）

排出権取引とは温室効果ガス排出量の削減目標が設定されている付属書I国間で、排出量（クレジット）の取得・移転を認める制度である。この制度を用いることにより、他国からクレジットを購入して自国の削減目標を達成することが出来る。他方、クレジットを売却した国はその分のクレジットが減少する。排出権取引において取得・移転の対象となるクレジットは以下の4つであり、2008年から取得・移転が可能となる。

- － 付属書I国の初期割当量（AAU）
- － 共同実施を通じて発行されたクレジット（ERU）
- － CDMを通じて発行されたクレジット（CER）
- － 吸収源活動による付属書I国のネットの吸収量（RMU）

エルチャパラル計画において排出権取引の対象となりうるのは3番目のCERである。これは先進国が開発途上国へ技術・資金等の支援による排出削減量を先進国の削減量として計上する制度であり、以下CERに関する検討を行なう。

• 温室効果ガス排出削減量

環境影響評価報告書第5章において、エルチャパラル計画実施により、168,000 CO₂ トン/年の温室効果ガス排出削減が算定されている。一方、貯水池が出来ることに伴い発生する温室効果ガス排出量は50年間で18,918.4 CO₂ トン/年（年間378.4トン）と算定されている。従って、本計画においてはその差である167,621.6 CO₂ トン/年をネットの温室効果ガス排出削減量とする。

• 排出権取引価格

排出権取引価格（単価）については、COP-6後の京都議定書からの米国の離脱宣言により、相場が大幅に低下している。現状においてはCO₂ トンあたりUS\$2-3で取引されている。取引制度の整備および京都議定書の発効に伴い将来的に取引価格は上昇するという見方が大勢を占めているが、ここではUS\$3を基準値とし、US\$5およびUS\$10を感度分析として検討する。

• 排出権取引コスト

排出権取引にあたり以下のコストが生じる。

- － CDM 理事会コスト（発行された CER の 2%）
- － CDM 制度運営経費
- － CDM 申請、モニタリング経費

取引制度が発足して間もなく、現時点で経費の見積が困難なことから、ここでは、CER の 5%をこれらの経費として計上する。

以上を考慮し、以下の便益を算出した。この便益はプロジェクト実施に伴う外貨節約の便益として捉えることが出来る。なお、CDM のルールに基づき、クレジット対象期間は 21 年間とする。

項目	ケース 1	ケース 2	ケース 3
a) 排出権単価	US\$3	US\$5	US\$10
b) 削減量	116,000.0	116,000.0	116,000.0
c) 排出量 (t-CO ₂)	-801.1	-801.1	-801.1
d) 差引削減量 (b - c)	115,198.9	115,198.9	115,198.9
e) 排出権価格 (a × d)	\$345,596.7	\$575,994.5	\$1,151,989.0
f) 取引コスト (e × 5%)	\$17,279.8	\$28,799.7	\$57,599.5
g) 差額 (e - f)	\$328,316.9	\$547,194.8	\$1,094,389.6

14.1.4 経済評価

計画開始年の経済費用の総現在価値は 109,614 千ドルである（割引率 10%、以下同じ）。

代替火力費用を便益とした場合の経済便益の総現在価値は 120,294 千ドルである。従って純現在価値 (B-C) は 10,680 千ドル、B/C は 1.10 と計算される。経済的内部収益率 (EIRR) は 11.3%となった。(Table 14.3 参照)

一方、売電収入を便益とした場合の経済便益の総現在価値は 111,237 千ドルである。従って純現在価値 (B-C) は 1,623 千ドル、B/C は 1.01 と計算される。経済的内部収益率 (EIRR) は 10.2%となった。(Table 14.4 参照)

純現在価値 (NPV: B-C)、便益費用比率 (B/C) および経済的内部収益率 (EIRR) の各指標をまとめると以下に示す通りである。

	便 益		評価基準	割引率
	代替火力	売電収入		
NPV	72,833	74,637	> 0	6%
	34,388	29,323	> 0	8%
	10,680	1,623	> 0	10%
B/C	1.57	1.59	> 1	6%
	1.29	1.25	> 1	8%
	1.10	1.01	> 1	10%
EIRR	11.3%	10.2%	>資本の機会費用	

この結果、売電収入を便益とした場合、代替火力便益に比較して、より厳しい評価結果となった。いずれの便益を使用した場合でも、EIRR は資本の機会費用である 10%を上回っており、本計画は経済的にフィージブルであると評価できる。

しかし、後段で検討する悪い方向の感度分析では評価基準を下回することは明白である。一般的に EIRR が資本の機会費用を下回る場合でも、それがすぐさまプロジェクトを否定するものではなく、数パーセントの範囲は“questionable”な領域とされている。感度分析で想定するような悪い方向に向かった場合、EIRR はこの questionable な範囲に入ってしまう。しかし、そのようなリスクを背負ってでも開発を進めるという決断をする場合には、資本の機会費用との差を、世界的な課題であるクリーンエネルギー開発および地方開発を促進するためのコスト（補助金）としてとらえるといった政策的な判断をする必要がある。

また、CDM の排出権取引を利用した場合の計算結果は以下の通りである。

	便 益		評価基準	単価
	代替火力	売電収入		
NPV (i = 10%)	12,713	-1,281	> 0	US\$3
	14,069	74	> 0	US\$5
	17,457	3,463	> 0	US\$10
B/C (i = 10%)	1.12	0.99	> 1	US\$3
	1.13	1.00	> 1	US\$5
	1.16	1.03	> 1	US\$10
EIRR	11.6%	9.9%	> OCC	US\$3
	11.7%	10.0%	> OCC	US\$5
	12.1%	10.3%	> OCC	US\$10

OCC: 資本の機会費用

排出権取引単価が低迷している現状では、この制度を利用しても評価結果にはあまり大きな影響はないが、単価が US\$10 を超える価格になるとプロジェクトに好影響を与えることが分かった。

14.1.5 感度分析

経済分析の各指標に関して、前提条件が変化した場合の感度分析を行なう。なお、割引率は10%を使用した。

• 便益1：代替火力費用

替火力費用を便益とした場合に関し、以下のケースを想定して感度分析を行なった。なお、割引率は10%を使用した。

- ケース1 代替便益が10%減少した場合
- ケース2 建設費が10%増加した場合
- ケース3 代替便益が10%減少し、建設費が10%増加した場合
- ケース4 代替便益が10%増加した場合
- ケース5 建設費が10%減少した場合

項目	NPV	B/C	EIRR
ケース1	-1,349	0.99	9.8%
ケース2	-281	1.00	10.0%
ケース3	-12,310	0.90	8.7%
ケース4	22,710	1.21	12.8%
ケース5	21,642	1.22	13.0%

• 便益2：電力量収入

- ケース1： 発生電力量が10%減少した場合
- ケース2： 建設費が10%増加した
- ケース3： 発生電力量が10%減少し、建設費が10%増加した場合
- ケース4： 発生電力量が10%増加した場合
- ケース5： 建設費が10%減少した場合

項目	NPV	B/C	EIRR
ケース1	-9,501	0.91	9.1%
ケース2	-8,682	0.93	9.3%
ケース3	-19,806	0.83	8.3%
ケース4	12,747	1.12	11.2%
ケース5	11,928	1.12	11.2%

14.2 財務評価

14.2.1 評価手法

財務評価は、ある計画が企業会計の立場から見て成立するかどうかを検討するものである。分析手法としてはキャッシュ割引フロー法を採用する。本手法による基本的なアプローチは以下の通りである。ここでは市場価格（＝財務費用）による建設・O&M 費を費用、売電収入を便益とし、キャッシュ・アウトフロー（費用）およびインフロー（便益）をプロジェクト期間全体にわたり年別に展開する。次に各年度に支出される費用および便益を割引率を使用してプロジェクト初年度における現在価値に換算する。その上で、プロジェクト期間における現在価値で表された費用と便益それぞれの合計額を比較する。評価指標として資金調達形態にかかわらずプロジェクト本来の収益性を評価するための総資本財務的内部収益率（FIRR on investment）を算出する。

14.2.2 本計画の財務費用および便益

(1) 財務費用

本計画の財務費用は市場価格による初期投資額、機器更新費用およびO&M費である。このうち初期投資額および機器更新費用については第12章記載の工事費を採用する。

1) 初期投資額

(単位：1000US\$)

	土地環境	土木設備	水力・電気機器	送電線	合計
1年目	13,431	12,432	4,244	468	30,574
2年目	2,133	19,463	8,205	1,091	30,892
3年目	2,133	35,090	14,632	1,247	53,102
4年目	2,133	9,997	8,326	312	20,769
合計	19,830	76,982	35,407	3,117	135,336

O&M 費についてはコンサルタントの経験から初期投資額に一定に比率を乗じて算出する。

2) 運転維持費

(単位：1000US\$)

項目	建設費	経費率	金額
土木工事費	76,982	0.5%	385
発電所工事費	35,407	1.5%	531
送電線工事費	3,117	1.5%	47
合計			963

(2) 財務便益

本計画の財務便益は電力販売収入である。CEL 営業ユニットおよび調査部が共同で、SDDP の最適化モデルを使用して 2009 年から 2024 年の 15 年間にわたる「エルチャパラル水力発電所発電および収入予想」を作成した。これによると、年平均売電可能電力量は 180.2GWh、年平均売電単価は US\$58.08/MWh となった。ここではこの値をベースとして計算を行ない、年間収入を 10,466 千ドルとした。

14.2.3 財務評価

総資本に対する財務的内部収益率（FIRR on Investment）を財務収入に基づき計算した（Table 14.5 参照）。財務評価の結果を以下に示す。

項目	計算結果	評価基準
FIRR	6.4%	> 借入金利

この結果、本計画実施にはソフトな条件の融資が必要なが判明した。

14.2.4 感度分析

財務分析の各指標に関して、前提条件が変化した場合の感度分析を行なう。また、経済分析と同様に排出権取引制度を利用に伴う便益を考慮した場合の計算を行なう。なお、割引率は 10%を使用した。

- 1) 発生電力量が 10%減少した場合。
- 2) 建設費が 10%増加した場合。
- 3) 発生電力量が 10%減少し、建設費が 10%増加した場合。
- 4) 発生電力量が 10%増加した場合。
- 5) 発生電力量が 10%増加し、建設費が 10%増加した場合。
- 6) 排出権取引制度を利用した場合（単価 3 ドル）。
- 7) 排出権取引制度を利用した場合（単価 5 ドル）。
- 8) 排出権取引制度を利用した場合（単価 10 ドル）。

ケース	1	2	3	4	5	6	7	8
FIRR	5.7%	5.8%	5.1%	7.1%	6.4%	6.6%	6.7%	7.0%

この結果、前提条件が変化して FIRR は 5~7%の範囲にあり、特段感度の高い項目はない。

14.3 キャッシュフロー分析

ここでは融資条件を考慮してキャッシュフロー分析を行なう。また、このキャッシュフローに対する IRR を求めた。

14.3.1 融資返済計画

エルチャパラル水力発電計画を実施するにあたり、資金手当てに関して以下の3ケースを想定した。

- 1) 市中銀行から資金を借り入れてプロジェクトを実施する場合。
- 2) 世界銀行のような多国間援助機関の融資により実施する場合。
- 3) CEL が 2 国間資金協力援助に基づくプロジェクトとして実施する場合。

■ 前提条件（各ケース共通）

- 1) 価格レベル : 2003 年の価格
- 2) 売電量*) : 180.2 GWh
- 3) 売電単価*) : US\$ 58.08/MWh
- 4) O&M 経費 : US\$ 820,000/年
- 5) 減価償却 : 定額法。予備費を含む。

	耐用年数	コスト	予備費	合計	年額
土木工事	50 年	57,114	5,711	62,825	1,257
水力機器	35 年	11,720	586	12,306	352
電気機器	35 年	17,786	899	18,675	534
送電線	30 年	2,597	130	2,727	91

- 6) 関連経費 : UT に対する支払 : US\$0.27/MWh
SIGET に対する支払 : US\$0.40/MWh
ETESAL に対する支払 : US\$2.77/MWh
(出所は CEL Memorandum 2003/9/24)
- 7) 計算期間 : 機器更新費用を考慮していないため、耐用年数の短い送電線にあわせて運転開始後は 30 年間とした。

*) CEL 営業ユニットおよび調査部が共同で、SDDP の最適化モデルを使用して 2009 年から 2024 年の 15 年間にわたる「エルチャパラル水力発電所発電および収入予想」を作成した。これによると、年平均売電可能電力量は 180.2 GWh、平均売電単価は US\$58.08/MWh となった。ここではこの値をベースとして計算を行なった。

■ 融資条件	ケース A	ケース B	ケース C
	民間資金	国際金融機関	二国間援助
(1) 金利	8%	6%	1.5%
(2) コミット・フィー	0.75%	0.75%	0.75%
(3) 融資期間	10年	15年	25年
(4) 返済期間	7年	12年	18年
(5) 返済猶予期間	3年	3年	7年
(6) 債務・自己資金	70/30	70/30	70/30

上記条件に基づいて計算を行なった。Appendix 14.にベースケースの(1) 資金調達および返済計画書、(2) 損益計算書、(3) 資金フロー計算書、(4) 資産・負債計算書、(5)金利支払後 IRR、(6)金利支払前 IRR、(7) 総括表を示す。通常 CEL の資金返済は半年払いで行なわれているが、ここでは単純化のために年払いとした。

14.3.2 感度分析

各前提条件が変化した時の感度分析をそれぞれのケースに対して実施した。分析項目は以下の通りである。

- (1) 売電価格が 10%増加した場合。
- (2) 売電価格が過去 5 年間の平均価格 (US\$67.65) の場合。
- (3) 建設費が 10%増加した場合。
- (4) 建設費が 10%減少した場合。
- (5) 売電可能電力量が年間平均発生電力量の場合。
- (6) 売電可能電力量が年間平均発生電力量で、売電価格が過去 5 年間の平均価格の場合。

なお、IRR は金融費用支払前のキャッシュフロー、累積額は 30 年時点における累積キャッシュフロー額を示す。

分析項目	単価	電力量	ケースA		ケースB		ケースC	
			IRR	累積額	IRR	累積額	IRR	累積額
	US\$/MWh	GWh		MUS\$		MUS\$		MUS\$
0 ベースケース	58.08	180.2	3.4 %	69.22	3.4 %	65.83	2.9 %	87.43
1 単価10%増加	63.89	180.2	4.2 %	92.69	4.2 %	89.04	3.7 %	110.64
2 平均単価	67.65	180.2	4.8 %	107.88	4.7 %	104.06	4.2 %	125.66
3 建設費10%増加	58.08	180.2	2.7 %	56.00	2.7 %	52.42	2.2 %	76.18
4 建設費10%減少	58.08	180.2	4.2 %	82.44	4.2 %	79.24	3.7 %	98.68
5 平均発生電力量	58.08	231.2	5.5 %	131.69	5.5 %	127.60	4.9 %	149.20
6 平均電力量・単価	67.65	231.2	7.1 %	181.29	6.9 %	176.65	6.4 %	198.25

14.3.3 分析結果

各ケースとも IRR の値は大差がない。基準条件における累積キャッシュフローの額については、ケース A では 20 年目に黒字転換、ケース B では 21 年目に黒字転換、ケース C では 2 年目に黒字転換となる。ケース A とケース B はあまり金利差がないことから、早期に返済が終わるケース A の方がキャッシュフロー上余裕のあるものになっている。

ケース A および B についてキャッシュフロー上の赤字が長年続く理由としては、トロラ川の特徴である季節による河川流量変動が大きく投資額が割高なこと、また、SIEPAC 計画による地域大での電力融通に伴う電力コスト低下の影響があると考えられる。従って、本計画を民間資本により開発することは非常に難しいと考えられる。一方、CEL 案件として開発する場合にも、キャッシュフローを確保するため、出来るだけソフトな条件を持つ融資を調達することが必要である。

Tabla 14.1 Initial Investment Cost (Economic Cost)

(Unit: US\$1000)

Year		1	2	3	4	Total
1. Preparatory works	FC	313	89	0	45	447
	LC	2,535	725	0	362	3,622
Civil works	FC	2,661	5,731	10,962	2,949	22,303
	LC	3,739	8,051	15,399	4,142	31,330
Engineering and administration	FC	1,019	1,596	2,877	820	6,313
	LC	425	666	1,200	342	2,633
Contingency	FC	297	582	1,096	299	2,275
	LC	627	878	1,540	450	3,495
Total	FC	4,291	7,998	14,936	4,112	31,338
	LC	7,327	10,318	18,139	5,296	41,080
	Total	11,618	18,317	33,075	9,409	72,418
2. Hydromechanical equipment	FC	1,582	551	3,771	4,644	10,548
	LC	158	55	377	464	1,055
Engineering and administration	FC	180	63	429	529	1,201
	LC	75	26	179	221	501
Contingency	FC	79	28	189	232	527
	LC	7.9	2.8	18.9	23.2	53
Total	FC	1,842	642	4,389	5,405	12,277
	LC	241	84	575	708	1,609
	Total	2,083	726	4,964	6,113	13,885
3. Electromechanical equipment	FC	1,530	5,354	6,883	1,530	15,296
	LC	224	784	1,008	224	2,241
Engineering and administration	FC	182	638	820	182	1,823
	LC	76	266	342	76	760
Contingency	FC	76	268	344	76	765
	LC	11	39	50	11	112
Total	FC	1,788	6,259	8,048	1,788	17,884
	LC	311	1,090	1,401	311	3,113
	Total	2,100	7,349	9,449	2,100	20,997
4. Transmission line	FC	284	663	758	190	1,895
	LC	95	221	253	63	632
Engineering and administration	FC	40	93	107	27	266
	LC	17	39	44	11	111
Contingency	FC	14	33	38	9	95
	LC	5	11	13	3	32
Total	FC	338	790	902	226	2,256
	LC	116	271	310	77	775
	Total	455	1,061	1,212	303	3,030
5. Environmental measures	FC	986	986	986	986	3,942
	LC	783	783	783	783	3,130
Engineering and administration	FC	190	190	190	190	760
	LC	79	79	79	79	317
Total	FC	1,176	1,176	1,176	1,176	4,702
	LC	862	862	862	862	3,447
	Total	2,037	2,037	2,037	2,037	8,150
6. Land acquisition and resettlement	FC	0	0	0	0	0
	LC	8,841	0	0	0	8,841
Engineering and administration	FC	1,007	0	0	0	1,007
	LC	420	0	0	0	420
Total	FC	1,007	0	0	0	1,007
	LC	9,261	0	0	0	9,261
	Total	10,268	0	0	0	10,268
7. Total Construction Cost	FC	9,245	16,674	29,260	12,517	67,696
	LC	17,619	12,546	21,208	7,176	58,549
	Total	28,561	29,490	50,737	19,962	128,749

Conversion factor for LC: 0.9

0.420

Tabla 14.2 Alternative Thermal Power Plant for Evaluating Economic Justification

Item	Unit	Slow Speed Diesel		El Chaparral	
				Principal	Sub
Installed Capacity	MW	46.0		64.4	1.3
Dependable Capacity	MW	46.0		38.4	
Losses	%	21.3%		5.8%	
Effective Dependable Capacity	MW	36.2		36.2	
Annual Energy Production	MWh	234,590		(total)	233,210
				Principal	220,610
				Sub	10,600
				15 Sept.	2,000
Losses		<u>kW</u>	<u>kWh</u>	<u>kW</u>	<u>kWh</u>
Station use	%	5.0%	5.0%	0.3%	0.3%
Forced outage	%	10.0%	-	0.3%	0.3%
Scheduled outage	%	8.0%	-	2.0%	2.0%
Transmission	%	0.0%	0.0%	3.3%	1.9%
Annual Available Energy	MWh	222,860		222,860	
Service Life	year	20		50 (civil)	
				30 / 35 (equipment)	
Thermal efficiency	Btu	8,200 /kWh		-	
Calorific value	Btu	0.133 /gallon		-	
Unit cost of fuel	US\$	0.63 /gallon		-	
Unit construction cost	US\$/kW	1,000		-	
Construction cost	1000US\$	45,985		-	
Variable O&M cost	US\$	0.0055 /kWh		-	
Fixed O&M cost	US\$	25 /kW/year		-	
Annual O&M cost	1000US\$	2,440		-	
Annual variable O&M cost	1000US\$	1,290		-	
Annual fixed O&M cost	1000US\$	1,150		-	
Annual fuel cost	1000US\$	9,112		-	

Table 14.3 Economic Evaluation

El Chaparral Project

Installed capacity 65.7 MW
 Dependable capacity 38.4 MW
 Energy generation 233,210 MWh
 Construction cost 128,749 1000US\$ 100% 128,749

Alternative thermal plant

Installed capacity 46.0 MW
 Investment cost 46,000 1000US\$ 100% 44,200
 Fuel price 0.63 US\$/galo 100% 0.63

Discount rate: 10%

CO₂ credit (CER price): 0 US\$/CO₂-ton

NPV	10,680
EIRR	11.3%
B / C	1.10

(unidad: US\$1000)

No.	Year	EL. CHAPARRAL PROJECT				BENEFIT								(B) - (C)		
		Construction Cost	Transmission Line	O&M Cost	(C) TOTAL COST	CO ₂ CREDIT				ALTERNATIVE THERMAL					(B) TOTAL BENEFIT	
						Benefit Volume	Cost	CER Price US\$/ton	Subtotal	Construct. Cost	O&M Cost	Fuel Cost	Subtotal			
1	2007	28,106	455		28,561					0				0	0	-28,561
2	2008	28,429	1,061		29,489					0	0			0	0	-29,489
3	2009	49,524	1,212		50,737					0	27,600			27,600	27,600	-23,137
4	1 2010	19,659	303	388	20,350	48,000	-2,400	0.000	0	18,400	1,017	3,797	23,213	23,213	2,863	
5	2 2011			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
6	3 2012			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
7	4 2013			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
8	5 2014			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
9	6 2015			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
10	7 2016			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
11	8 2017			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
12	9 2018			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
13	10 2019			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
14	11 2020			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
15	12 2021			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
16	13 2022			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
17	14 2023			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
18	15 2024			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
19	16 2025			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
20	17 2026			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
21	18 2027			931	931	115,199	-5,760	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
22	19 2028			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	0	2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
23	20 2029			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	27,600	2,440	9,112	39,152	39,152	38,221	
24	21 2030			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	18,400	2,440	9,112	29,952	29,952	29,021	
25	22 2031			931	931	67,199	-960	0.000	0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
26	23 2032			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
27	24 2033			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
28	25 2034			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
29	26 2035			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
30	27 2036			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
31	28 2037		455	931	1,385				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,167	
32	29 2038		1,061	931	1,991				0		2,440	9,112	11,552	11,552	9,561	
33	30 2039		1,212	931	2,143				0		2,440	9,112	11,552	11,552	9,409	
34	31 2040		303	931	1,234				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,318	
35	32 2041			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
36	33 2042	4,183		931	5,113				0		2,440	9,112	11,552	11,552	6,439	
37	34 2043	8,075		931	9,005				0		2,440	9,112	11,552	11,552	2,547	
38	35 2044	14,412		931	15,343				0		2,440	9,112	11,552	11,552	-3,791	
39	36 2045	8,213		931	9,144				0		2,440	9,112	11,552	11,552	2,408	
40	37 2046			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
41	38 2047			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
42	39 2048			931	931				0	0	2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
43	40 2049			931	931				0	27,600	2,440	9,112	39,152	39,152	38,221	
44	41 2050			931	931				0	18,400	2,440	9,112	29,952	29,952	29,021	
45	42 2051			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
46	43 2052			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
47	44 2053			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
48	45 2054			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
49	46 2055			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
50	47 2056			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
51	48 2057			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
52	49 2058			931	931				0		2,440	9,112	11,552	11,552	10,621	
53	50 2059	-19,933	-1,010	931	-20,012				0	-23,000	2,440	9,112	-11,448	-11,448	8,564	
TOTAL		140,668	5,051	45,996	191,715	#####	-118,559	0	0	0	115,000	120,589	450,283	685,872	685,872	494,157
Present Value i = 10%					PV (Cost): 109,614									PV (Benefit): 120,294		10,680
																EIRR 11.3%
																B / C 1.10

Note: The 53rd year corresponds to the residual price of the works and equipment.

Table 14.4 Economic Evaluation (2)

El Chaparral Project
 Installed capacity 65.7 MW
 Dependable capacity 38.4 MW
 Energy generation 233,210 MWh 100% 233,210
 Construction cost 128,749 1000US\$ 100% 128,749

Average tariff
 Saleable energy 233.2 MWh
 Energy cost 67.65 US\$/MWh

CO₂ credit (CER price): 0 US\$/CO₂ton

Discount rate: 10%

NPV	1,623
EIRR	10.2%
B / C	1.01

(Unit: US\$1000)

No.	Year	EL CHAPARRAL PROJECT				BENEFIT							(B)	(B) - (C)		
		Construction Cost	Transmission Line	O&M Cost	(C) TOTAL COST	CO ₂ CREDIT			ENERGY SALES			TOTAL BENEFIT				
						Benefit Volume	Cost	CER Price US\$/ton	Subtotal	Salable Energy	Unit Price				Subtotal	
1	2007	28,106			28,561											
2	2008	28,429			29,489											
3	2009	49,524			50,737											
4	1 2010	19,659	303	388	20,350	48,000	-2,400	0.000	0	97,171	0.06765	6,574	6,574			
5	2 2011			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
6	3 2012			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
7	4 2013			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
8	5 2014			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
9	6 2015			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
10	7 2016			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
11	8 2017			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
12	9 2018			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
13	10 2019			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
14	11 2020			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
15	12 2021			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
16	13 2022			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
17	14 2023			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
18	15 2024			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
19	16 2025			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
20	17 2026			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
21	18 2027			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
22	19 2028			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
23	20 2029			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
24	21 2030			931	931	115,199	-5,760	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
25	22 2031			931	931	67,199	-960	0.000	0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
26	23 2032			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
27	24 2033			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
28	25 2034			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
29	26 2035			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
30	27 2036			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
31	28 2037		455	931	1,385				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,391
32	29 2038		1,061	931	1,991				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		13,785
33	30 2039		1,212	931	2,143				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		13,634
34	31 2040		303	931	1,234				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,543
35	32 2041			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
36	33 2042	4,183		931	5,113				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		10,663
37	34 2043	8,075		931	9,005				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		6,771
38	35 2044	14,412		931	15,343				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		434
39	36 2045	8,213		931	9,144				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		6,633
40	37 2046			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
41	38 2047			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
42	39 2048			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
43	40 2049			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
44	41 2050			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
45	42 2051			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
46	43 2052			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
47	44 2053			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
48	45 2054			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
49	46 2055			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
50	47 2056			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
51	48 2057			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
52	49 2058			931	931				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		14,846
53	50 2059	-19,933	-1,010	931	-20,012				0	233,210	0.06765	15,777	15,777	15,777		35,789
TOTAL		140,668	5,051	45,996	191,715	#####	-118,559	0	0			779,630	779,630		587,915	
Present Value i = 10%		PV (Cost): 109,614				PV (Benefit): 111,237							1,623	1.01		
													EIRR 10.2%			
													B / C 1.01			

Note: The 53rd year corresponds to the residual price of the works and equipment.

Table 14.5 Financial Evaluation

El Chaparral Project				Average tariff	
Installed capacity	65.7 MW			Salable energy	180,200 MWh
Dependable capacity	38.4 MW			Energy cost	58.08 US\$/MWh
Energy generation	180,200 MWh	100%	180,200		
Construction cost	135,336 1000US\$	100%	135,336	CO₂ credit (CER price):	0 US\$/CO ₂ ton
Discount rate:	10%				

FIRR 6.4%

(Unit: US\$1000)

No.	Year	EL CHAPARRAL PROJECT				BENEFICIO					(B) - (C)
		Construct. Cost	Transm. Line	O&M Cost	(C) TOTAL COST	Salable Energy MWh	Sales Revenue Energia	Reduced CO ₂ Emission	CER Transaction	(B) TOTAL BENEFIT	
1	2007	30,106	468	0	30,574						-30,574
2	2008	29,801	1,091	0	30,892						-30,892
3	2009	51,855	1,247	0	53,102						-53,102
4	1 2010	20,457	312	401	21,170	75,083	4,361	45,600	0	4,361	-16,809
5	2 2011			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
6	3 2012			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
7	4 2013			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
8	5 2014			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
9	6 2015			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
10	7 2016			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
11	8 2017			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
12	9 2018			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
13	10 2019			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
14	11 2020			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
15	12 2021			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
16	13 2022			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
17	14 2023			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
18	15 2024			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
19	16 2025			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
20	17 2026			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
21	18 2027			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
22	19 2028			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
23	20 2029			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
24	21 2030			963	963	180,200	10,466	109,439	0	10,466	9,503
25	22 2031			963	963	180,200	10,466	66,239	0	10,466	9,503
26	23 2032			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
27	24 2033			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
28	25 2034			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
29	26 2035			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
30	27 2036			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
31	28 2037		468	963	1,430	180,200	10,466			10,466	9,036
32	29 2038		1,091	963	2,054	180,200	10,466			10,466	8,412
33	30 2039		1,247	963	2,209	180,200	10,466			10,466	8,257
34	31 2040		312	963	1,274	180,200	10,466			10,466	9,192
35	32 2041			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
36	33 2042	4,244		963	5,207	180,200	10,466			10,466	5,259
37	34 2043	8,205		963	9,168	180,200	10,466			10,466	1,298
38	35 2044	14,632		963	15,595	180,200	10,466			10,466	-5,129
39	36 2045	8,326		963	9,289	180,200	10,466			10,466	1,177
40	37 2046			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
41	38 2047			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
42	39 2048			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
43	40 2049			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
44	41 2050			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
45	42 2051			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
46	43 2052			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
47	44 2053			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
48	45 2054			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
49	46 2055			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
50	47 2056			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
51	48 2057			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
52	49 2058			963	963	180,200	10,466			10,466	9,503
53	50 2059	-20,233	-1,039	963	-20,309	180,200	10,466			190,666	200,509
TOTAL		147,394	5,194	47,577	200,165	8,904,883	517,196	2,300,620	0	697,396	8,704,718
										FIRR	6.4%

Note: The 53rd year corresponds to the residual price of the works and equipment.

892

15. 今後の調査

目次

15.	今後の調査.....	15-1
15.1	地形測量.....	15-1
15.2	地質調査.....	15-1

15. 今後の調査

本プロジェクトを詳細設計段階まで引き上げるためには、フィージビリティ調査で提案された主要構造物地点の地形・地質および地質工学的性状等をより詳しく把握する必要がある。

本章では、これら実施すべき追加調査について述べる。

15.1 地形測量

Table 15.1 に示す地形測量は、本プロジェクトの詳細設計作業に必要な追加調査である。

Table 15.1 Additional Topographical Survey Works

Site	Survey Method	Scale of Map	Remarks
Dam Power house	Topographical surveying	1/500	includes diversion tunnel
Disposal area Temporary facility yard Access road Construction camp	Mapping by aero photograph	1/1,000	Permanent and temporary access road
Roads around reservoir	Mapping by aero photograph	1/5,000	includes a part of reservoir area

15.2 地質調査

(1) ダム地点およびその周辺

ダム地点およびその周辺でDDのために必要な地質情報とそのための調査方法は次の通り。

1) 地質構造

ダム地点とその周辺では地層が左岸に緩く傾斜しているが、ダム基礎岩盤の安定性の評価のために凝灰岩の連続性を把握する必要がある。ダム基礎処理の検討のために川に沿った断層の幅や性状を把握する必要がある。

踏査、ボーリングにより調査。

2) ダム基礎岩盤の物性値と岩盤分類

物性値と岩盤分類とを把握する。これに基きダム基礎の安定計算がなされ、ダム基礎の掘削線の検討がなされる。

ボーリング、横坑、原位置試験により調査。

3) ダム河床部深部の透水性把握

ダム高に相当する深さまでの透水性の把握を行う必要がある。グラウチングの範囲を検討するために必要。

長めのボーリングを行い、透水試験を実施する。

4) ダム右岸尾根部の風化深度および透水性

ダム右岸尾根部の強風化部の厚さは湛水後の尾根や斜面の安定性評価に必要。その下位の盤の透水性を把握し、この部分の基礎処理の設計に役立てる。

ボーリングおよび透水試験を実施。

5) 山側における地下水位

現在水位観測しているボーリング孔よりさらに山側での地下水位を把握する。FSで実施されたボーリング孔での地下水位は低い、これが更に山側でどのようになっているかを把握し、水理地質的検討を行って、グラウチング範囲の検討に役立てる。

ボーリング、透水試験、孔内水位測定により調査。

6) 斜面安定

ダム左岸上流側の斜面は風化状態によっては湛水により不安定化の心配されるのでボーリングで調査。発電所の掘削法面の補強工検討のためにボーリングで調査。

追加調査の位置を Fig.15.1 と Fig.15.2 に、個々の目的も示した表を Table 15.2 に示す。

Table 15.2 Additional Geological Investigation for DD at Dam Site and its Vicinity

Core boring and permeability test														
Name of Core boring	CD-1	CD-2	CD-3	CD-4	CD-5	CD-6	CD-7	CD-8	CD-9	CD-10	CD-11	CD-12	CD-13	Total
Length (m)	100	30	100	100	70	100	100	100	100	30	30	50	70	980
Main purposes														
Geological structure	yes		yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes			yes	yes	
Excavation line		yes	yes	yes		yes	yes			yes	yes			
Permeability at deeper portion			yes	yes	yes	yes	yes							
Permeability and depth of weathered zone on the right bank														
Ground water level	yes		yes			yes	yes	yes	yes					
Slope stability												yes	yes	
Remarks														
					Inclined 60 deg.									At power station site
Permeability test (section)			18	18	18	18	18	18						108
Adit														
Name of Adit	CA-1	CA-2	Total											
Length (m)	50	100	150											
Main purposes														
Geological structure	yes	yes												
Excavation line	yes	yes												
Block shear test	yes	yes												
Remarks														
In-situ test														
Block shear test	3 sets													
Main purposes														
Excavation line	yes													

(2) 材料地点

FS では、骨材の原石としての所要の量と品質のものが河床砂礫から得られる見とおしを得ているが、DD のために次の調査が必要。

1) 砂礫の賦存量把握

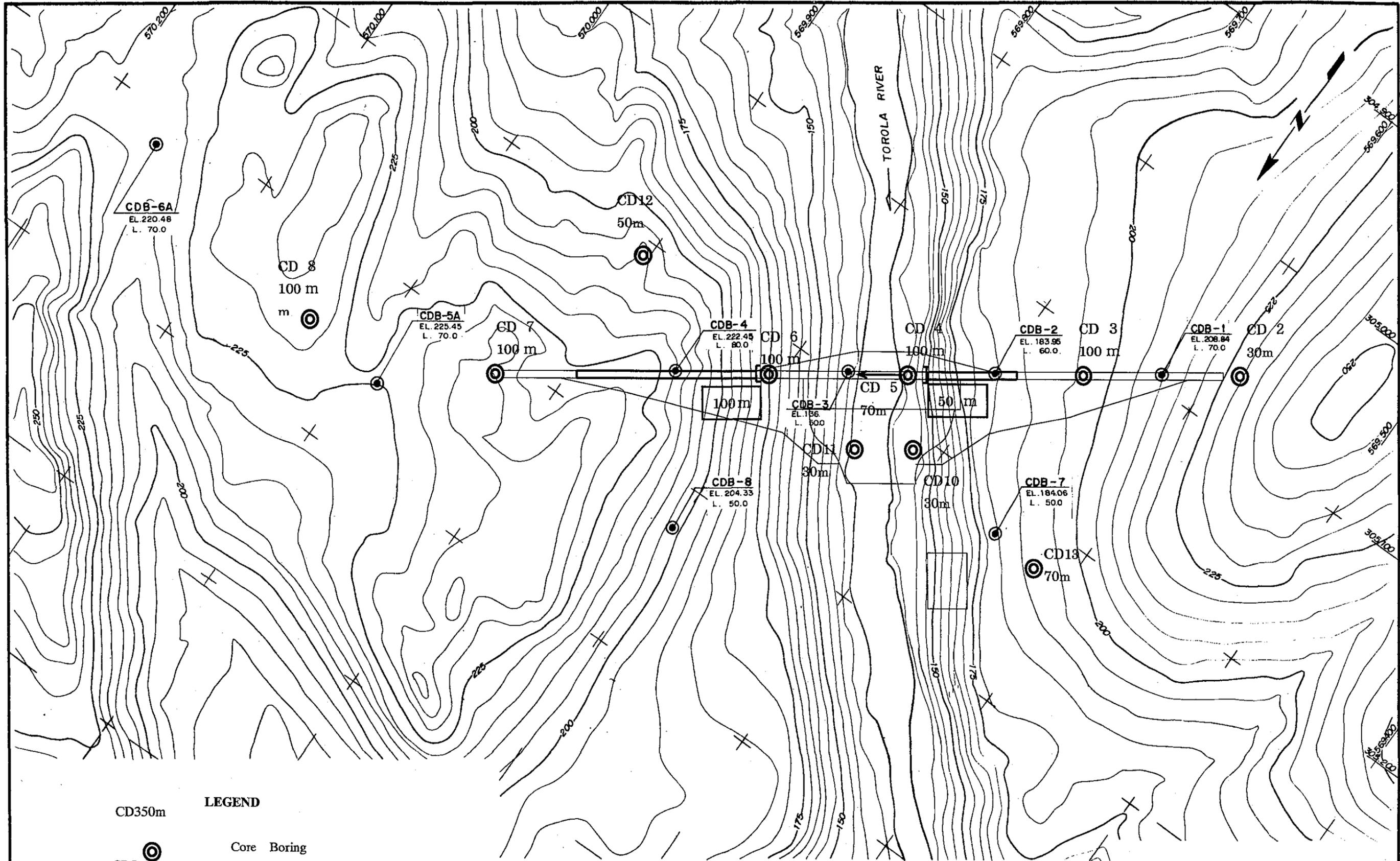
FS で調査を実施した地域に隣接した段丘の調査し、段丘堆積物から原石が十分得られることを確認する。

ボーリング、立坑、弾性波探査を行う。

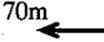
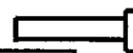
2) 品質の把握

段丘堆積物および河床堆積物から試料を採取し、実際に骨材を製造して第7章の Table 7.12 に示した試験を行う。アルカリ骨材反応に関しては、その発生の可能性が高いので十分試験を行うとともにフライアッシュを混和して反応抑制効果を確認する必要がある。

またコンクリート配合試験を行うことが望ましい。



LEGEND

- CD350m
- CD5  Core Boring
- 70m  Inclined Core Boring
-  Adit

50m 



Note) CD1 and CD9 are shown in Fig.15.2

TOROLA HYDROPOWER PROJECT	
EL CHAPARRAL PROJECT Additional Investigation at Dam Site	
Fig 15.1	DATE

