

9.2 経済評価

9.2.1 経済評価の手法

(1) 概要

一般的にプロジェクトの評価は技術的、経済的、財務的な観点から行われる。技術的観点からの評価は当該プロジェクトの、施工、維持管理などの観点からみた、技術的な実現可能性について行われる。また財務的観点からは、発電、配電を行う企業としての電力機関が財政的に自立して運営可能か否かの観点からみた財務分析を行う。この財務分析は通常収入と費用のキャッシュフローや借款額の償還、貸借対照表に要約される当該プロジェクトにかかる費用と収入に焦点をあてて行われるが、プロジェクトの財務評価には損益計算書や貸借対照表は含まれない。

経済分析は経済的な費用と経済的な便益とを比較することで国全体の経済という観点から現在調査中のプロジェクトを評価するためのものである。言い換えれば、経済分析とは当該プロジェクトが国家にもたらすであろう経済的な影響の程度を特定するものであるということができる。

コンバインドサイクル発電を目的とする当該プロジェクトにおける工事費、燃料費を含む維持管理費などの投下費用は国家経済の観点から特定されることになる。この国家経済の観点から特定されたプロジェクトの投下費用は「経済費用」と呼称されている。

電源開発プロジェクトの場合に生み出される電力などプロジェクトのアウトプットについても国家経済の観点から特定されることになる。この国家経済の観点から特定されることになるプロジェクトのアウトプットは「経済便益」と呼称されている。

経済費用と経済便益はプロジェクトライフの全期間について推定されることになる。プロジェクトライフの第一年目は工事のために最初の費用を投下した年度であり、プロジェクトライフの最終年は建設されたプロジェクトの施設がスクラップとなる年度を意味している。

経済評価は以下のステップをふんで行われる。すなわち、

1. 当該国全土の経済状況調査
2. 費用と便益の推定及び比較
3. 上記比較結果に対する感度分析

プロジェクトライフ全期間にわたる経済費用と経済便益は現在価値で比較されることになる。もし経済費用の現在価値における総額が経済便益の現在価値の総額と等しい場

合(すなわち、 $B/C=1$ の場合)、その現在価値を計算するのに用いた割引率を「経済的内部収益率、すなわちEIRR = Economic Internal Rate of Return」と称する。

(2) 経済状況調査

経済状況調査は大きく二つのカテゴリーに大別される。すなわち、一般的な経済状況調査と特殊経済状況調査である。

一般的な経済状況調査は地理、人口、農業、産業、貿易を含む商業活動、交通・通信、国民所得、国家財政、価格変動、消費活動、生活指標など、一般的な経済指標について統計データなどを用いて行われる。

一方、後者については、交通プロジェクトにおける交通調査、河川改修プロジェクトにおける洪水被害の調査、あるいは火力発電プロジェクトにおける環境影響調査など、検討中のプロジェクトに固有の調査を指す。調査環境の状況によって、必要な場合には既存のデータや統計データを活用する以外に、現場における観測調査も併せ行う。

(3) プロジェクトの経済便益の特定

もし検討中のコンバインドサイクル発電プロジェクトを実施しなかったなら、これに替って電力需要に見合う代替的な火力発電プラントを建設しなければならない。この検討中のコンバインドサイクル発電プラントに替って建設しなければならない火力発電プラントを「代替火力発電プラント」と称する。

コンバインドサイクル発電プロジェクトの経済便益は代替火力発電プラントの工事費、燃料を含む維持管理費から生ずる。代替火力発電プラントの工事費は国家経済の観点からの資本の節約をあらわすものであり、代替火力発電プラントの燃料費は国家経済の観点からみた鉱物資源の節約をあらわす。つまり国家経済の観点からみたこれらの節約が当該コンバインドサイクル発電プロジェクトの経済便益として特定されることとなる。

(4) 代替火力の選定

経済評価/財務分析においてコンバインドサイクル発電所と比較すべき代替火力発電所は、次の理由により油焚従来型火力発電所とした。

1. 発電所の方式として最も信頼性のあるものの1つである。
2. 同一単機容量が適用できる。
3. 燃料油及び海水冷却復水器系統が適用できるので、同じ設備が適用でき、土木工事の価格差が少ない。

4. コスト的に安い、比較的粗悪な油燃料が使用できる。
5. 石炭焼き火力発電所に見られるような追加設備及び設置スペースが不要である。
6. 環境に対する影響は、同程度と予想される。
7. 土木工事期間が長期にわたる関係で、建設期間は同程度である。

代替火力発電所の仕様は、次の通りである。

1. 出力 : 150MW
2. 主要機器及び台数 : ボイラ 1基、タービン発電機1基、排煙脱硫装置1台
3. 燃料 : 重油(硫黄分2.0%)
4. 燃料消費量 : 33,100 kg/hr (150MW時)
5. プラント効率 : 38% (発電端)
(高位発熱量基準) 35% (送電端)
6. 排ガス組成 : SO_x 265ppm (O₂ 4%ベース)
NO_x 200ppm (O₂ 4%ベース)

- (注) 1) 代替火力発電所では、コストの安い比較的高硫黄分重油を使用することになるため、ボイラ出口でのSO_x濃度は非常に高くなる。(約1,300ppm)
公平を期するため、代替火力発電所のSO_x排出量(kg/h)を本プロジェクトと同一にするために排煙脱硫装置を設ける。
- 2) 代替火力発電所からのNO_x排出量は、ごく一般に採用されているNO_x低減燃焼技術を適用した場合の排出濃度とした。(非常にコスト高となる炉内脱硝技術や乾式触媒技術の適用は避けた。)

代替火力発電プラントは、コンバインドサイクル発電プラントと比較するとプラントの熱効率が低くかつ建設費用が高いが、低コスト燃料が使用可能であるため運転コストが安くなる。

これらの条件が単位当りの電力費用及び単位当りの電力量費用に還元され、経済便益として求められる。

更に、環境に影響する排出物の量の差が外部環境費用としてもう一つの経済便益が求められる。

(5) 経済便益の評価

経済便益を数量評価するために、「kW価値」と呼称されている電力価値あるいは「kWh価値」と呼称されている電力量価値を計算する。kW価値は発電プラントの工事費と固定維持管理費を表し、kWh価値は発電プラントの変動維持管理費を表す。それぞれ前者を「電力便益」、後者を「電力量便益」と呼称する。

上記の価値から代替火力のkW当り及びkWh当りの単位費用を推定し、この単位費用を検討中のコンバインドサイクル発電プロジェクトの送電端出力及び送電端電力量に乗じて便益を計算する。ここで代替火力発電プラントには油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン発電プラントを採用する。

(6) 経済費用の特定

プロジェクトの経済費用は当該プロジェクトの機会費用として特定される。この場合、プロジェクトの機会費用とは次のように説明できる。すなわち、(1)現在検討中のプロジェクトに資器材や役務を投下した場合、それらは他のプロジェクトに利用することはできなくなる。(2)このことは当該他のプロジェクトが生み出すことになるであろう便益を犠牲にすることとなることを意味している。(3)この犠牲を余儀なくされることとなる他のプロジェクトの便益を検討中の当該プロジェクトの機会費用という。

(7) 経済費用の評価

i) 外貨

工事費の外貨分は運賃保険料込価格(CIF価格)あるいは本船渡し価格(FOB価格)のいずれかで推定する。これらの国際価格はそれがそのまま経済費用をあらわすものと仮定する。

ii) 内貨

開発途上国においては当該国内の市場は価格統制その他の法制・規定等により歪曲されていると考えられるので、国内市場で用いられている価格は資器材・役務の経済的希少性を正しく反映していない。このことは国内調達を経済費用を評価する場合、その価格をそのまま利用することはできず、経済価格に換算しなければならない。

プロジェクトの経済分析においては、変換係数というものをを用いて国内調達費用をプロジェクトの経済費用に換算する。

輸出入統計を利用して標準変換係数(SCF = Standard Conversion Factor)を推定する。このSCFによって国内調達物品の価格を当該国内市場の資器材・役務の経済的希少性を反映すると仮定し得る経済価格に換算するのである。

しかしながら、SCFは貿易材にしか適用できない。貿易外品目についてはそれぞれ個別に評価しなければならない。つまり土地、熟練労働・未熟練労働、輸送等にかかる費用の変換係数については個々に推定することとなる。

次いで個々の変換係数の加重平均を行い、これを財務費用に乗じて経済費用を算出する。

(8) 評価基準

純現在価値(NPV = Net Present Value、すなわちB - C)、便益費用率(B/C ratio)などとともに経済的内部収益率(EIRR = Economic Internal Rate of Return)を計算し、これを経済的な実現可能性を判断する主要な指標とする。このEIRRは次式で定義される。すなわち、

$$\sum_{t=1}^{t=T} \frac{C_t}{(1+R)^t} = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{B_t}{(1+R)^t}$$

ここで、 T = プロジェクトライフの最終年、

C_t = 検討中のプロジェクトのt年度の年当り経済費用のキャッシュフロー、

B_t = t年における代替火力から発生する年当り便益(節約し得る代替火力の費用)のキャッシュフロー、及び

R = 経済的内部収益率。

9.2.2 財務費用及び経済費用

純工事費用、資器材搬送用のアプローチ道路等の準備工費用、土地等の補償費用、施工管理等にかかるエンジニアリング費用等からなるプロジェクトコストについては本章前項で推定した通りである。このプロジェクトコストは外貨と内貨とからなる。このプロジェクトコストに基づいてプロジェクト評価用の財務費用と経済費用を推定する。

財務費用及び経済費用を推定するにあたっては、一般的な条件としてCEBとの打合せに基づいて以下の仮定を設定した。すなわち、

(1) 費用の価格変動率：

- 外貨：年率1%。

- 内貨：年率10%。

(2) 為替交換レート：

- 米ドルUS\$ 1.00 = Rs. 63.80(スリランカルピー)

- 日本円 ¥100 = Rs.47.80(スリランカルピー)

ただし、それぞれ1998年5月15日現在の中央値に基く。

(3) 海外からスリランカに持ち込まれることになる資器材については免税とする。したがって当該資器材の保険料・輸送料込み価格(CIF価格)はそのまま国境価格を表す。

外貨

費用の外貨分は上記に述べたように、保険料・輸送料込み価格(CIF価格)で推定し、これを国境価格とする。したがって、この国際価格はそのまま直接に経済費用を表すものと仮定する。

内貨

開発途上国の国内市場においては価格統制その他の諸規定により自由市場における本来の価格が歪められていると考えられるので、国内市場における価格は当該国内における物品や役務の希少性を必ずしも反映していない。このことは、そうした価格で国内調達を行う場合の費用が経済費用としては利用できないことを意味しており、当然のことながら経済価格への変換を行わなければならない。

プロジェクトの経済分析においては、国内市場からの調達に要する費用を当該プロジェクトの経済費用に変換するに際して「変換係数」を用いる。

輸出入統計を用いて、表9-2-1(A)に示したような「標準変換係数」(Standard Conversion Factor = SCF)0.9485を得た。この標準変換係数によって国内調達物資の価格を当該国内市場の物品ならびに役務の希少性を反映すると仮定し得る経済価格に変換するのである。

しかしながら、この標準変換係数は貿易財に適用し得るのみである。非貿易財や役務についてはそれぞれ別々に経済費用を推定しなければならない。そこで土地にかかる変換係数、熟練労働者・非熟練労働者にかかる変換係数、国内作業にかかる変換係数をそれぞれ個別に推定することとし、開発途上国における類似のプロジェクトを考慮して、土地については1.000、非熟練労働者については0.700、輸送等を含む国内作業については循環費用としての物品・役務取引税(Goods and Services Tax = GST)を考慮して0.875とした。計算の詳細を表9-2-1(B)に示した。

次いで作業量に応じた加重平均を行い、同表に示すように平均変換係数0.853を得た。この値を利用して財務費用を経済費用に変換することとなる。

財務費用ならびに経済費用の推定結果を下表に示す。なお計算の詳細は表9-2-2に示した通りである。この場合、本件プロジェクトにおいては発電プラントは(1)発電機器1基を想定した150MW規模のものであるが、(2)前章までに述べたように、本プロジェクト全体としては、CEBの長期計画に沿って、将来は5基まで増設し750MW規模の発電プラントを想定したものとなっている。したがって、本件においてはプロジェクトコストは(1)まずケース-1として発電機器1基のみの場合、及び(2)ケース-2として複数基を増設するのに必要な付帯工事費用をすべて含んだ場合、の二つの場合について推定した。プロジェクトの評価は経済分析、財務分析とも費用と便益の現在価値による比較をもって行うので、価格変動予備金は費用には含まない。

プロジェクトの財務費用ならびに経済費用の要約

(単位:US\$1,000)

工事年	2000	2001	2002	2003	2004	計
ケース-1						
財務費用	1,576	40,731	77,919	9,455	332	130,012
経済費用	1,537	37,213	74,690	8,484	332	122,257
ケース-2						
財務費用	1,576	65,225	89,408	13,319	342	169,871
経済費用	1,537	56,760	84,687	11,540	342	154,866

9.2.3 経済便益

かりに本件プロジェクトを実施しなければ、CEBはその代替案として電力需要に見合うだけの発電施設を建設するために余分の電力費用ならびに電力量費用をかけて、需要家が何の問題もなく電力供給が受けられるようにしなければならない。本件プロジェクトを実施すれば、こうした余分な費用を節約することができる。本件のようなプロジェクトの場合、こうした節約し得る費用がすなわち経済便益ということになる。

本件プロジェクトでは、油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムを代替案として採用することとしている。電力便益、電力量便益を推定するにあたってはこの代替発電システムの電力価値(KW-value)及び電力量価値(kWh-value)を推定しなければならない。この場合、この油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムと計画中のコンバインドサイクル発電とでは物理特性が異なるため、電力価値調整係数(KW-value adjustment factor)と電力量価値調整係数(kWh-value adjustment facto)を推定しておかなければならない。次いで、この調整係数を分析に組み込み、代替プラントである油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムから生じるコンバイ

ンドサイクル発電プラントの経済便益を特定することとなる。この場合、所内率及び事故停止率については本調査団保有のデータを適用し、点検期間は年間一ヶ月とした。

油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムの年換算電力価値及び電力量価値は表Table 9-2-3 (B)及び(C)に示すとおり、それぞれkW当りUS\$141.66及びMWh当りUS\$28.18と推定された。この場合、年当り電力価値のベースとなるkW当りの建設費は本章9.1項に示すプロジェクトコストに基く。また、固定保守・運転費ならびに変動保守・運転費については本調査団保有のデータを採用した。プラント寿命は本プロジェクトの場合も代替火力の場合もそれぞれ20年を仮定、燃料費については本プロジェクト用オートディーゼル油、代替火力用重油とも最近3年間の平均値を採用した。高発熱量については本プロジェクトについては計画値、代替火力については本調査団保有のデータを用いた。

本プロジェクトのような場合は、プロジェクト地域内外に居住する住民がNO_x及びSO_xの排出によって負担を余儀なくされている外部経済費用についても考慮しておかなければならない。もし、計画中のコンバインドサイクル発電の場合の方が代替案である油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムの場合よりもNO_x及びSO_xの排出量が少なければ、本プロジェクトは環境改善の観点から外部経済費用の節約としてさらなる経済便益を生み出すこととなる。その逆の場合は、やはり環境面からみてマイナスの便益が生み出されることとなる。

NO_xについては本プロジェクトについては計画値を、また代替火力については脱硝装置を設けずに無理なく達成可能な値を採用することとした。SO_xについては、環境への影響を同等なものとするため、代替火力からの単位電力量当りの排出量を本プロジェクトの計画値と同じ値とした。したがって代替火力の脱硫効率は約80%ということになる。この大気中へのガス排出量については表9-2-3 (D)に示すように推定された。

このNO_x及びSO_xの単位被害額については世銀資料『電力セクターの意思決定への環境要素の組み込み—スリランカにおけるケーススタディー』(世銀環境関連論文シリーズ第6号)中に1990年時点の価格水準でそれぞれトン当りUS\$446.6及びUS\$180.4という値が提示されている。外部経済費用の節約としての経済便益を推定するため、これらの単位被害額をコロンボ市の消費者物価指数を用いて1998年現在の値に換算した。結果は表9-2-4に示すとおり、それぞれトン当りUS\$1,158及びUS\$468と推定された。

経済便益の推定結果は表9-2-4に示したとおり、それぞれ年間電力便益がUS\$21,986 x 10³、年間電力量便益がUS\$26,819 x 10³、年間外部経済費用節約額がUS\$110 x 10³となった。結果としては計画中のコンバインドサイクル発電は全体としてNO_x及びSO_xの排出量が代替発電システムよりも低く、したがってプロジェクトの完工によって追加的な便益が生み出されることとなる。

9.2.4 プロジェクトの経済評価結果

プロジェクトの経済評価はこれまで検討してきた経済費用と経済便益のキャッシュフローを用いて行うこととなる。結果は表9-2-5及び表9-2-6に示した通りであるが、下表にその要約を示した。この場合、便益・費用率(B/C ratios)は便益ならびに費用の現在価値による比較値を示したものであり、純現在価値(B-C)についてもそれぞれの現在価値で表示された差分(net cash flow)を示したものである。現在価値の計算に際しては、スリランカにおける類似プロジェクトを念頭に、CEBと協議の結果にしたがって10%の割引率を採用した。

経済評価結果

ケース別	EIRR (%)	B/C ratio	B-C(US\$1,000)
ケース-1	11.50	1.05	11,383
ケース-2	8.99	0.97	-9,323

前項に述べた通り、本件プロジェクトは150MW規模の発電機器1基の建設を想定したものであるが、CEBの長期電源開発計画ではこの同じ場所に将来全5基、総発電電力750MW規模の発電機器を増設することとなっている。このようなプロジェクトの場合、いくつかの施設についてはプラント設備建設の最初の段階に準備しておかなければならない。したがって、ケース-2の場合の経済費用が現実にもっとも近い経済費用ということになる。一方、経済便益については計画そのものが発電機器1基を想定したものであるため、発電機器1基の場合のものを推定し得るのみである。発電機器1基から生み出されるであろう便益と複数基分の付帯費用を含めた費用とを比較することは一般的な観点からみて不公平と言わざるをえない。

上記に述べた理由から、経済評価は二つの場合について行った。すなわち、ケース-1は発電機器1基から生み出されるであろう便益と発電機器1基分の工事費用とを比較したものであり、ケース-2は発電機器1基から生み出されるであろう便益と複数基分の付帯費用を含めた費用とを比較検討したものである。

上表に示したとおり、ケース-1における経済的內部収益率(EIRR)は11.50%となったが、これで見るとプロジェクトは経済的に実現の可能性があるということが出来る。一方、ケース-2の場合の経済的內部収益率(EIRR)は8.99%となっており、1基の発電機器から生み出されるであろう便益に複数基分の付帯費用まで含めた費用を負担させたことを反映して、プロジェクトの経済的実現可能性が失われることとなる。

9.2.5 経済的観点からの感度分析

本件のようなプロジェクトの場合、当該国の経済事情を反映して建設資器材の価格等が変動するのは通常のこととなっている。

上記までに述べてきたように電力需要をカバーするための発電施設の代替案として油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムの建設費や燃料費に基いて当該便益を推定するので、当然のことながら経済便益に対しても影響を及ぼす。

こうした事情を念頭において、上記のケース-1について、便益が各々5%低下した場合、10%低下した場合、及び費用が5%増加した場合、10%増加した場合、ならびにそれらの複合した場合を想定して、ベースケースに加え、さらに8ケースの場合の感度分析を行った。この感度分析の結果は図9-2-1に図示した。下表はその要約である。

経済的内部収益率(EIRR)の感度分析の結果

費用	便益		
	ベースケース	-5%	-10%
ベースケース	11.50	9.77	7.90
+5%	9.85	8.09	6.16
+10%	8.26	6.43	4.39

上表にみるとおり、経済便益及び経済費用の両方ともがベースケースの場合すでに述べたように経済的内部収益率は11.50%という率で、設定した割引率10%を余裕をもってクリアしており、プロジェクトの経済的実現可能性があることを示している。一方、(1)経済便益が5%低下するが経済費用がベースケースであるような場合、及び(2)経済便益には変化がなくもとのままで、経済費用の方が5%増加した場合のいずれにおいても、それぞれ設定した割引率10%を若干下回る9.77%及び9.85%という結果となった。つまり、本件プロジェクトは上述の価格変動にきわめて敏感ではあるが、便益、費用ともに物価変動が5%以内であれば経済的実現性があることを意味している。

Table 9-2-1 変換係数の推定

A. Estimation of Standard Conversion Factor

Year	Import amount (million Rs.)	Export amount (million Rs.)	Import customs (million Rs.)	Export taxes (million Rs.)	Subsidy (million Rs.)
1994	235,576	158,554	23,512	0	0
1995	272,200	195,092	25,300	8	0
1996	299,424	226,802	26,519	0	0
Total	807,200	580,448	75,331	8	0

Note 1: See Table 2-3-2 and 2-3-3.

SCF= 0.94851

Note 2: Equation for calculation of standard conversion factor (SCF):

$$SCF = \frac{\text{Import amount} + \text{Export amount}}{(\text{Import amount} + \text{Import customs}) + (\text{Export amount} - \text{Export tax} + \text{Subsidy})}$$

B. Estimation of Conversion Factors

Work item	Equipment & materials(SCF)	Unskilled labour	Construct-ion works	Total	Conver-sion factor
	0.949	0.700	0.875		
Preparatory works	0.650	0.300	0.050	1.000	0.870
Construction works	0.580	0.370	0.050	1.000	0.853

	Local currency portion(US\$1,000)		Conversion factor in weighted average
	Financial cost	Economic cost	
Case-1			
Preparatory works		192	167
Construction works		24,490	20,887
Total		24,682	21,054
			0.853
Case-2			
Preparatory works		960	835
Construction works		49,100	41,877
Total		50,060	42,712
			0.853

Table 9-2-2 年度別工事費の配分及び財務費用ならびに経済費用の推定

Cost item	Distribution												Total						
	2000			2001			2002			2003					2004				
	I.C.	Sub-total	FC	I.C.	Sub-total	FC	I.C.	Sub-total	FC	I.C.	Sub-total	FC	I.C.	Sub-total	FC	I.C.	Sub-total	FC	
Preparatory works	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construction works	0	0	0	23,422	12,148	35,570	60,210	11,371	71,581	4,401	3,348	7,749	278	0	278	88,311	26,867	115,178	0
Engineering fee	1,250	250	1,500	1,000	500	1,500	875	375	1,250	500	250	750	0	0	0	3,625	1,375	5,000	0
Tax	0	0	0	1,513	1,513	0	1,421	1,421	0	419	419	0	0	0	0	0	3,382	3,382	0
Land and housing compensation cost	0	0	0	0	160	160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	160	160	0
Sub-total	1,250	250	1,500	24,422	14,543	38,965	61,085	13,167	74,252	4,901	4,017	8,918	278	0	278	91,936	31,976	123,912	0
Administration	0	0	0	0	80	80	0	136	136	0	144	144	0	40	40	0	400	400	0
Sub-total	1,250	250	1,500	24,422	14,623	39,045	61,085	13,303	74,388	4,901	4,161	9,062	278	40	318	91,936	32,376	124,312	0
Physical contingency	63	13	76	1,094	592	1,686	2,981	550	3,531	236	157	393	14	0	14	4,388	1,312	5,700	0
Sub-total	1,313	263	1,576	25,516	15,215	40,731	64,066	13,853	77,919	5,137	4,318	9,455	292	40	332	96,324	33,688	130,012	0
Price contingency	26	55	82	773	5036	5,809	2,601	6,429	9,031	262	2,636	2,898	18	31	49	3,681	14,187	17,868	0
Total	1,339	318	1,658	26,289	20,250	46,540	66,667	20,283	86,950	5,399	6,953	12,352	310	71	381	100,005	47,876	147,881	0
Financial cost (Total-Price cont.)	1,313	263	1,576	25,516	15,215	40,731	64,066	13,853	77,919	5,137	4,318	9,455	292	40	332	96,324	33,688	130,012	0
Economic cost	1,313	224	1,537	25,516	11,697	37,213	64,066	10,624	74,690	5,137	3,347	8,484	292	40	332	96,324	25,933	122,257	0

Cost item	Distribution												Total						
	2000			2001			2002			2003					2004				
	I.C.	Sub-total	FC	I.C.	Sub-total	FC	I.C.	Sub-total	FC	I.C.	Sub-total	FC	I.C.	Sub-total	FC	I.C.	Sub-total	FC	
Preparatory works	0	0	0	0	960	960	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construction works	0	0	0	26,380	29,115	55,495	65,200	16,730	81,930	4,820	6,255	11,075	278	0	278	96,678	52,100	148,778	0
Engineering fee	1,250	250	1,500	1,000	500	1,500	875	375	1,250	500	250	750	0	0	0	3,625	1,375	5,000	0
Tax	0	0	0	3,759	3,759	0	2,093	2,093	0	782	782	0	0	0	0	0	6,633	6,633	0
Land and housing compensation cost	0	0	0	0	800	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	800	800	0
Sub-total	1,250	250	1,500	27,380	35,134	62,514	66,075	19,196	85,271	5,320	7,287	12,607	278	0	278	100,303	61,868	162,171	0
Administration	0	0	0	0	100	100	0	170	170	0	180	180	0	50	50	0	500	500	0
Sub-total	1,250	250	1,500	27,380	35,234	62,614	66,075	19,366	85,441	5,320	7,467	12,787	278	50	328	100,303	62,368	162,671	0
Physical contingency	63	13	76	1,174	1,437	2,611	3,178	789	3,967	252	280	532	14	0	14	4,681	2,519	7,200	0
Sub-total	1,313	263	1,576	28,554	36,671	65,225	69,253	20,155	89,408	5,572	7,747	13,319	292	50	342	104,984	64,887	169,871	0
Price contingency	26	55	82	865	12,138	13,003	2,812	9,354	12,166	284	4,730	5,014	18	39	57	4,006	26,316	30,321	0
Total	1,339	318	1,658	29,419	48,810	78,229	72,065	29,509	101,574	5,856	12,476	18,333	310	89	399	108,990	91,202	200,192	0
Financial cost (Total-Price cont.)	1,313	263	1,576	28,554	36,671	65,225	69,253	20,155	89,408	5,572	7,747	13,319	292	50	342	104,984	64,887	169,871	0
Economic cost	1,313	224	1,537	28,554	28,206	56,760	69,253	15,434	84,687	5,572	5,968	11,540	292	50	342	104,984	49,882	154,866	0

B. Case-2 (Cost for whole project including the future expansion plan)

Table 9-2-3 調整係数、電力価値、電力量価値及び排ガス量

A. Calculation of Power (KW) and Energy (KWh) Adjustment Factors

Item	Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya	Oil Fired
		Conventional Boiler-Turbine Power Generation System
Power own use	1.80% ①	9.00% ⑤
Force outage	8.00% ②	6.00% ⑥
Overhaul & inspection	8.00% ③	8.00% ⑦
Transmission/leakage loss	4.00% ④	4.00% ⑧
kWh-adjustment factor	-	1.05616 ⑨
kW-adjustment factor	-	1.07912 ⑩

(Note) 1. ⑨ = (1-①)*(1-②)*(1-③)*(1-④)/(1-⑤)*(1-⑥)*(1-⑦)*(1-⑧)

2. ⑩ = (1-①)*(1-④)/(1-⑤)*(1-⑧)

B. Calculation of Power Value (KW-Value)

Item	Unit	Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya	Oil Fired
			Conventional Boiler-Turbine Power Generation System
KW construction cost	US\$/KW	780.8	1039.9 ①
Plant life	Years	20	20 ②
Discount rate	%	10.00%	10.00% ③
Capital recovery factor		0.11746	0.11746 ④
Fixed OM cost	US\$/KW.yr	5.82	9.13 ⑤
Power value (KW-value)	US\$/KW	97.53	141.66 ⑥

(Note) 1. ⑥ = (⑤ - ④ * ①) * (⑩ in above A)

C. Calculation of Energy Value (KWh-Value)

Item	Unit	Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya	Oil Fired
			Conventional Boiler-Turbine Power Generation System
Fuel type		Auto D.O	Heavy Oil
Fuel price	US\$/Gcal	1.665	992 ①
Heat content	Kcal/Kg	10.630	10.280 ②
Thermal efficiency	%	43.70%	37.90% ③
Heat rate	Kcal/KWh	1.968.0	2.269.2 ④
Fuel amount	Kg/KWh	0.18514	0.22073 ⑤
Fuel cost	US\$/KWh	0.03277	0.02251 ⑥
Variable OM cost	US\$/KWh	0.416	0.417 ⑦
Energy value (KWh-value)	US\$/MWh	36.93	28.18 ⑧

(Note) 1. ⑧ = (⑥ - ⑦ * 100) * (⑨ in above A) * 1.000

D. Emission of NO_x and SO_x

Item		Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya	Oil Fired
			Conventional Boiler-Turbine Power Generation System
NO _x	kg/kWh	0.0010	0.0011
SO _x	kg/kWh	0.0019	0.0019

Table 9-2-4 經濟分析用諸元

A. Power Benefit

Item	Unit	Oil Fired Conventional Boiler-Turbine Power Generation System
Power Benefit		
Output	MW	155.2 ①
Power value (KW-value)	US\$/KW	141.66 ②
Power benefit	US\$1,000/Yr	21,985.63 ③

(Note) 1. ③ = ① * ② Where, ② refers to the Power Value calculated in Table B of Table 9-2-3.

B. Energy Benefit

Item	Unit	Oil Fired Conventional Boiler-Turbine Power Generation System
Energy Benefit		
Annual energy	GWh	951.7 ①
Energy value (KWh-value)	US\$/MWh	28.18 ②
Energy benefit	US\$1,000/Yr	26,818.52 ③

(Note) 1. ③ = ① * ② Where, ② refers to the Energy Value calculated in Table C of Table 9-2-3.

C. External cost for air pollution

Item	Unit	Oil Fired Conventional Boiler-Turbine Power Generation System
Saving amount of external cost		
Decrease in NO _x (kg/kWh): 0.0001	US\$1,000/Yr	110.22 ①
Decrease in SO _x (kg/kWh): 0.0000	US\$1,000/Yr	0.00 ②
Total	US\$1,000/Yr	110.22

(Note) 1. Unit damage cost of NO_x: US\$446.6/t (as of 1990, see the World Bank Environment Paper No.6). —————> 1,158 (US\$/t, as of 1998)
 2. Unit damage cost of SO_x: US\$180.4/t (as of 1990, see the World Bank Environment Paper No.6). —————> 468 (US\$/t, as of 1998)
 3. ① and ② = the above unit damage cost multiplied by difference between emitted volumes of NO_x and SO_x from the Project and those from the Alternatives.

Table 9-2-5 経済的内部収益率(EIRR)の計算
ケース-1

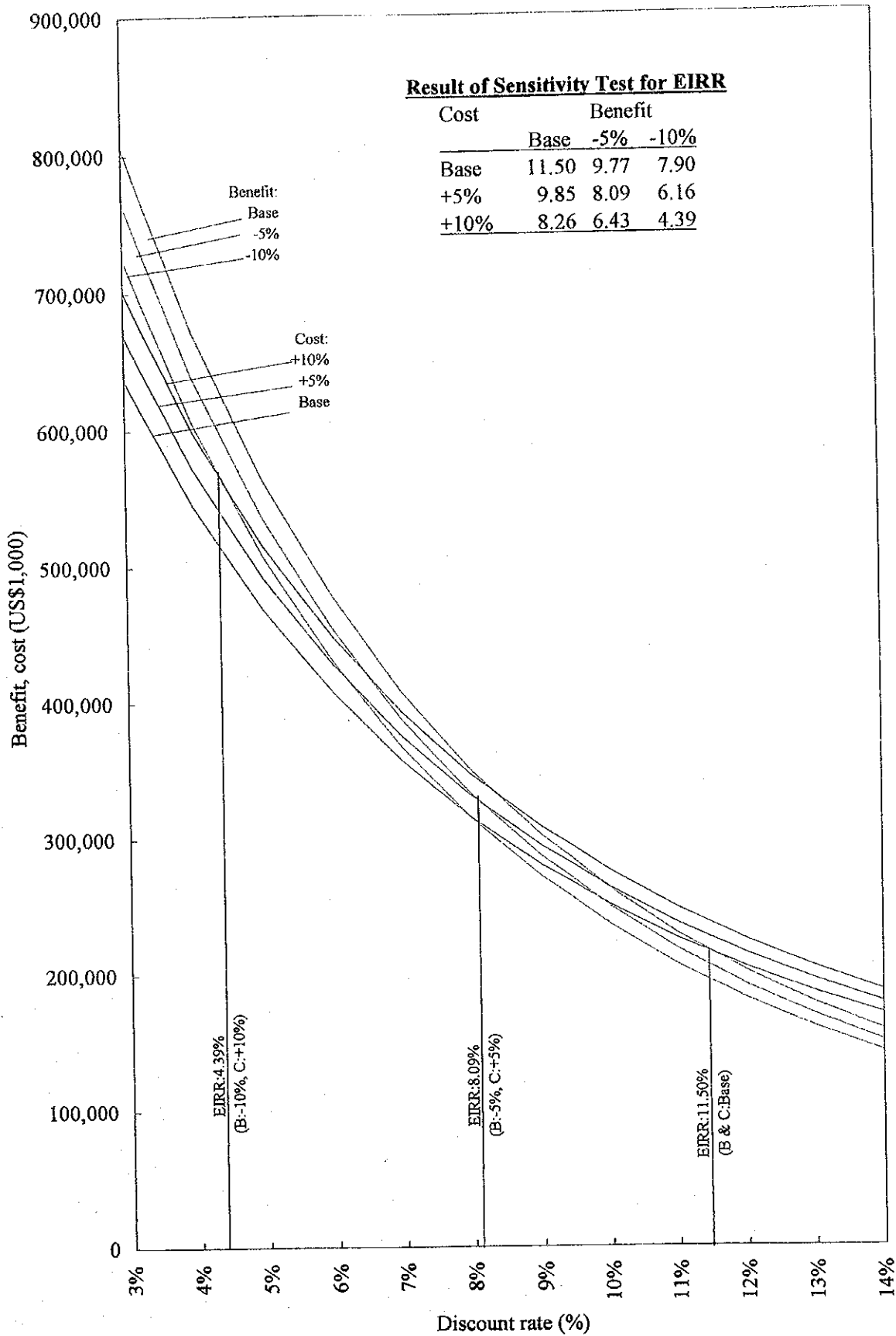
Year order	Year	Cost				Sending end output (MW)	Energy to be sent (GWh)	Benefit			Total (US\$10 ³)	Cash balance (US\$10 ³)	
		Construction cost		O/M & R cost (US\$10 ³)	Fuel cost (US\$10 ³)			Total (US\$10 ³)	Power benefit (US\$10 ³)	Energy benefit (US\$10 ³)			External cost saving (US\$10 ³)
		F/C (US\$10 ³)	L/C (US\$10 ³)										
1	1998	0	0	0	0			0	0	0	0		
2	1999	0	0	0	0			0	0	0	-1.537		
3	2000	1.313	224	0	1.537			0	0	0	-37.213		
4	2001	25.516	11.697	0	37.213			0	0	0	-74.690		
5	2002	64.066	10.624	0	74.690			0	0	0	-8.484		
6	2003	5.137	3.347	0	8.484			0	0	0	0		
7	2004	292	40	1.051	31.548	157.0	962.7	22.241	27.130	111	49.482	16.550	
8	2005			1.051	31.548	157.0	962.7	22.241	27.130	111	49.482	16.882	
9	2006			1.051	31.548	157.0	962.7	22.241	27.130	111	49.482	16.882	
10	2007			1.051	31.548	157.0	962.7	22.241	27.130	111	49.482	16.882	
11	2008			1.051	31.548	157.0	962.7	22.241	27.130	111	49.482	16.882	
12	2009			1.051	31.307	155.8	955.4	22.071	26.922	111	49.103	16.745	
13	2010			1.051	31.307	155.8	955.4	22.071	26.922	111	49.103	16.745	
14	2011			1.051	31.307	155.8	955.4	22.071	26.922	111	49.103	16.745	
15	2012			1.051	31.307	155.8	955.4	22.071	26.922	111	49.103	16.745	
16	2013			1.051	31.307	155.8	955.4	22.071	26.922	111	49.103	16.745	
17	2014			1.051	31.227	155.4	952.9	22.014	26.853	110	48.977	16.700	
18	2015			1.051	31.227	155.4	952.9	22.014	26.853	110	48.977	16.700	
19	2016			1.051	31.227	155.4	952.9	22.014	26.853	110	48.977	16.700	
20	2017			1.051	31.227	155.4	952.9	22.014	26.853	110	48.977	16.700	
21	2018			1.051	31.227	155.4	952.9	22.014	26.853	110	48.977	16.700	
22	2019			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
23	2020			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
24	2021			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
25	2022			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
26	2023			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
27	2024			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
28	2025			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
29	2026			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
30	2027			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
31	2028			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
32	2029			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
33	2030			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
34	2031			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
35	2032			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
36	2033			1.051	31.187	155.2	951.7	21.986	26.819	110	48.914	16.677	
Total					1,091,998						1,471,528	379,530	
In the condition of discount rate at 10%:													
Present value:													
										250.420	261.803	11.383	
Internal rate of return (EIRR):													
												11.50%	
B/C													
												1.05	

Table 9-2-6 経済的内部収益率(EIRR)の計算
ケース-2

Year order	Year	Cost					Sending end output (MW)	Energy to be sent (GWh)	Benefit			Total (US\$10 ³)	Cash balance (US\$10 ³)
		Construction cost		O/M & R cost (US\$10 ³)	Fuel cost (US\$10 ³)	Total (US\$10 ³)			Power benefit (US\$10 ³)	Energy benefit (US\$10 ³)	External cost saving (US\$10 ³)		
		F/C (US\$10 ³)	L/C (US\$10 ³)										
1	1998	0	0	0	0			0	0		0	0	
2	1999	0	0	0	0			0	0		0	-1,537	
3	2000	1,313	224	0	1,537			0	0		0	-55,907	
4	2001	28,554	27,353	0	55,907			0	0		0	-84,687	
5	2002	69,253	15,434	0	84,687			0	0		0	-11,540	
6	2003	5,572	5,968	0	11,540			0	0		0		
7	2004	292	50	1.051	31,548	157.0	962.7	22,241	27,130	111	49,482	16,540	
8	2005			1.051	31,548	157.0	962.7	22,241	27,130	111	49,482	16,882	
9	2006			1.051	31,548	157.0	962.7	22,241	27,130	111	49,482	16,882	
10	2007			1.051	31,548	157.0	962.7	22,241	27,130	111	49,482	16,882	
11	2008			1.051	31,548	157.0	962.7	22,241	27,130	111	49,482	16,882	
12	2009			1.051	31,307	155.8	955.4	22,071	26,922	111	49,103	16,745	
13	2010			1.051	31,307	155.8	955.4	22,071	26,922	111	49,103	16,745	
14	2011			1.051	31,307	155.8	955.4	22,071	26,922	111	49,103	16,745	
15	2012			1.051	31,307	155.8	955.4	22,071	26,922	111	49,103	16,745	
16	2013			1.051	31,307	155.8	955.4	22,071	26,922	111	49,103	16,745	
17	2014			1.051	31,227	155.4	952.9	22,014	26,853	110	48,977	16,700	
18	2015			1.051	31,227	155.4	952.9	22,014	26,853	110	48,977	16,700	
19	2016			1.051	31,227	155.4	952.9	22,014	26,853	110	48,977	16,700	
20	2017			1.051	31,227	155.4	952.9	22,014	26,853	110	48,977	16,700	
21	2018			1.051	31,227	155.4	952.9	22,014	26,853	110	48,977	16,700	
22	2019			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
23	2020			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
24	2021			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
25	2022			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
26	2023			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
27	2024			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
28	2025			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
29	2026			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
30	2027			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
31	2028			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
32	2029			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
33	2030			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
34	2031			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
35	2032			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
36	2033			1.051	31,187	155.2	951.7	21,986	26,819	110	48,914	16,677	
Total					1,123,755						1,471,528	347,773	

In the condition of discount rate at 10%:
 Present value: 271,125 261,803 -9,323
 Internal rate of return (EIRR): 8.99%
 B/C 0.97

Figure 9-2-1 経済的内部収益率 (EIRR) の感度分析



9.3 財務評価

9.3.1 財務評価の手法

(1) 概要

財務分析は検討中のプロジェクトがもたらすであろうと期待されている利益の程度を特定するために行われ、プロジェクトを所管する機関の収益性の観点から実施されるものである。

プロジェクトの投下資金は市場価格で評価される。この投下資金を称して「財務費用」という。プロジェクトから生み出される利益もまた市場価格で評価される。この利益を「財務便益」と証する。

プロジェクトライフ全期間にわたる財務費用と財務便益は現在価値で比較されることとなる。その財務費用の総額が財務便益の総額に等しい場合(すなわち、 $B/C=1$ の場合)、当該現在価値を計算するために用いた割引率を「財務的内部収益率」と称する。

(2) 財務費用と財務便益

財務費用には直接工事費、税、補償費、予備金、管理費、施工管理のための技術費等が含まれる。しかしながら、価格変動用の予備金は含まれない。財務便益は売電収入の増分ということになる。

(3) 財務的内部収益率

純現在価値(NPV)便益費用率(B/C ratio)などとともに財務的内部収益率(FIRR = Financial Internal Rate of Return)が計算され、これが財務的な実現可能性を図る主要な指標として用いられる。このFIRR次式で定義される。すなわち、

$$\sum_{t=1}^{t=T} \frac{C_t}{(1+R_f)^t} = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{B_t}{(1+R_f)^t}$$

ここで、 T = プロジェクトライフの最終年、

C_t = 検討中のプロジェクトの t 年度の年当り財務費用のキャッシュフロー、

B_t = 検討中のプロジェクトの t 年における便益(売電収入の増分)のキャッシュフロー、及び

$R_f =$ 財務的内部収益率。

9.3.2 財務便益

本件プロジェクトが実施されれば、CEBにとっては電力料金の徴収により収益が増大する。この種のプロジェクトにおいてはこの収益の増大が財務便益ということになる。

本件の場合、この財務便益の推定にあたっては、産業界や商業的な需要家、あるいはホテル、地方自治体、街灯等への売電構造の詳細が明らかではないので、一般需要家(家庭)への新規電力供給が増大するものと想定した。

1995年時点の一般需要家への平均売電単価、すなわちkWh当りRs.2.27に基き、電力料金の年当り上昇率から、商業運転の始まる2003年時点の想定電力料金をkWh当りRs.3.90と仮定した。

発電施設の性能低下及び劣化から送電端出力は物理的に最初の5年間の157MWから次の操業開始後6年目からの5年間には155.8MWに、操業開始後11年目からの5年間には155.4MWに、さらに操業開始後16年目からの5年間には155.2MWに低下すると思われる。

以上のパラメータの詳細については表9-3-1に示した通りであるが、結果として、財務便益としての年間平均電力収入は下記の通りとなる。

新規売電によるCEBの年間電力収入

財務便益	単位	(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
年間電力収入	US\$1,000	56,500	56,068	55,924	55,852

9.3.3 プロジェクトの財務評価結果

プロジェクトの経済評価はこれまで検討してきた財務費用と財務便益のキャッシュフローを用いて行うこととなる。結果は表9-3-2及び表9-3-3に示した通りであるが、下表にその要約を示した。この場合、便益・費用率(B/C ratios)は便益ならびに費用の現在価値による比較値を示したものであり、純現在価値(B-C)についてもそれぞれの現在価値で表示された差分(net cash flow)を示したものである。現在価値の計算に際しては、スリランカにおける類似プロジェクトを念頭に、CEBと協議の結果にしたがって10%の割引率を採用した。

財務評価の結果

ケース別	FIRR (%)	B/C ratio	B-C(US\$1,000)
ケース-1	14.95	1.17	42,567
ケース-2	11.54	1.06	16,518

経済評価の場合と同様の理由から、この場合も上表に示すように二つのケースについて財務評価を行った。すなわち、ケース-1は発電機器1基から生み出されるであろう財務便益と発電機器1基分工事の財務費用とを比較したものであり、ケース-2は発電機器1基から生み出されるであろう財務便益と複数基分の付帯費用を含めた財務費用とを比較検討したものである。

上表に示すとおり、ケース-1の場合の財務的内部収益率(FIRR)は14.95%となり、本プロジェクトは財務的にも実現可能性があることを示している。また、ケース-2の場合についてもその財務的内部収益率(FIRR)は11.54%となっており、財務的に何の問題もないことを示している。

9.3.4 財務的観点からの感度分析

本件のようなプロジェクトの場合、当該国の経済事情を反映して建設資器材の価格等が変動するのは通常のこととなっている。

財務便益はkW価値からもたらされる電力費用とkWh価値からもたらされる電力量費用とからなっているので、当然のことながらこの財務便益に対しても影響を及ぼす。

こうした事情を念頭において、上記のケース-1について、便益が各々5%低下した場合、10%低下した場合、及び費用が5%増加した場合、10%増加した場合、ならびにそれらの複合した場合を想定して、ベースケースに加え、さらに8ケースの場合の感度分析を行った。この感度分析の結果は図9-3-1に図示した。下表はその要約である。

財務的内部収益率(FIRR)の感度分析結果

財務費用	財務便益 (%)		
	ベースケース	-5%	-10%
ベースケース	14.95	13.30	11.56
+5%	13.38	11.73	9.98
+10%	11.89	10.23	8.45

上表にみるとおり、財務便益及び財務費用の両方もがベースケースの場合すでに述べたように経済的内部収益率は14.95%という率で、設定した割引率10%をかなりの余裕をもってクリアしており、プロジェクトは財務的にも実現可能性があることを示している。また、(1)財務便益が10%低下し、財務費用の方が5%増加した場合、及び(2)財務便益が5%低下し、財務費用の方が10%増加した場合のいずれにおいても、それぞれ設定した割引率10%とほぼ同率の9.98%及びこれを上回る10.23%という結果となった。これらは

この二つの場合のいずれにおいてもプロジェクトの経済的実現可能性があることを示している。つまり、本件プロジェクトは財務的にも十分実現性があることを意味している。

9.3.5 償還能力の分析

償還能力の分析にあたっては、前項までに述べた理由から、償還すべき借款額は複数基分の付帯工事費を含む額でなければならず、これに価格変動予備金を含む。ただし税金、補償費用、CEB側の管理費用等は借款の対象とならない。価格変動予備金を含む総工事費は表9-2-2に示すとおり、US\$200,192 x 10³となっている。表9-3-4は、分析のためのその他のパラメータとともに、償還すべき借款額の計算結果を示したものである。

償還能力の分析は、元利均等払いによる年賦償還を条件として、(1)OECD借款、(2)世界銀行グループのIDA借款(国際開発協会、the International Development Association)及び(3)ADB借款(アジア開発銀行、the Asian Development Bank)の3つの場合について行った。借款条件については上述の表9-3-4に示したが、下記にその概要を示す。

国際金融機関の借款条件要約

		OECD	IDA	ADB
利率	(年率、%)	1.80	0.75	1.00
償還期間	年	30	30	30
据置期間	年	10	10	10

内貨については据置き期間2年を含む全8年を償還期間として年率16%の利率による国内融資を仮定した。

償還分析は表9-3-5、表9-3-6及び表9-3-7に示す通り、必要な出金及び想定し得る入金のキャッシュフローを用いて行った。

結果は、上記3ケースとも、スリランカ政府は必要な利息を支払ってもなお若干の余裕をもって元本の償還が可能であることがわかった。ただし、国内融資の据置期間が短いため、上記いずれの場合においても2002年及び2003年について出超となる。しかし、この出超は完工後ただちにスタートする商業運転収入の余剰金で十分収斂する。

償還期間中の元利償還後の余剰金はOECD借款の場合でUS\$13.2 x 10⁶、IDA借款の場合でUS\$15.9 x 10⁶、ADB借款の場合でUS\$15.7 x 10⁶となった。図9-3-2、図9-3-3及び図9-3-4は償還分析の結果による資金の流れを図示したものである。

Table 9-3-1 財務分析用諸元

Item	Unit	Combined cycle power plant in Kerawalapitiya			
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2014-2018)
Costs					
Construction cost for one generation unit	US\$1,000	130,012 (Total)	-	-	-
Construction cost for 5 generation units	US\$1,000	169,871 (Total)	-	-	-
O/M & R cost	US\$1,000	1,232	1,232	1,232	1,232
Fuel cost	US\$1,000	31,548	31,307	31,227	31,187
Electricity Price					
Estimated electricity price in 1995	Rs/KWh	2.27	-	-	-
Case-1 Envisaged annual price increase	%	7.00%	-	-	-
Envisaged electricity price in 2003	Rs/KWh	3.90	-	-	-
Estimation of Annual Revenue					
Annual generated energy	GWh	962.72	955.37	952.91	951.69
Transmission/leakage loss	%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
Energy received by customer	GWh	924.22	917.15	914.80	913.62
Annual revenue in Rs.	Rs.million	3,605	3,577	3,568	3,563
Exchange rate as of May 1998	Rs/US\$	63.80	63.80	63.80	63.80
Annual revenue in US\$	US\$1,000	56,500	56,068	55,924	55,852

Table 9-3-2 財務的内部収益率(FIRR)の計算
ケース-1

							(US\$1,000)			
Year order	Year	Cost				Total	Sending end output (MW)	Energy to be sent (GWh)	Benefit Annual revenue (US\$10 ³)	Cash balance (US\$10 ³)
		Construction cost		O/M & R cost (US\$10 ³)	Fuel cost (US\$10 ³)					
		F/C (US\$10 ³)	L/C (US\$10 ³)							
1	1998	0	0	0	0			0	0	
2	1999	0	0	0	0			0	0	
3	2000	1,313	263	0	1,576			0	-1,576	
4	2001	25,516	15,215	0	40,731			0	-40,731	
5	2002	64,066	13,853	0	77,919			0	-77,919	
6	2003	5,137	4,318	0	9,455			0	-9,455	
7	2004	292	40	1,232	31,548	157.0	962.7	56,500	23,388	
8	2005			1,232	31,548	157.0	962.7	56,500	23,720	
9	2006			1,232	31,548	157.0	962.7	56,500	23,720	
10	2007			1,232	31,548	157.0	962.7	56,500	23,720	
11	2008			1,232	31,548	157.0	962.7	56,500	23,720	
12	2009			1,232	31,307	155.8	955.4	56,068	23,529	
13	2010			1,232	31,307	155.8	955.4	56,068	23,529	
14	2011			1,232	31,307	155.8	955.4	56,068	23,529	
15	2012			1,232	31,307	155.8	955.4	56,068	23,529	
16	2013			1,232	31,307	155.8	955.4	56,068	23,529	
17	2014			1,232	31,227	155.4	952.9	55,924	23,465	
18	2015			1,232	31,227	155.4	952.9	55,924	23,465	
19	2016			1,232	31,227	155.4	952.9	55,924	23,465	
20	2017			1,232	31,227	155.4	952.9	55,924	23,465	
21	2018			1,232	31,227	155.4	952.9	55,924	23,465	
22	2019			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
23	2020			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
24	2021			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
25	2022			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
26	2023			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
27	2024			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
28	2025			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
29	2026			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
30	2027			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
31	2028			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
32	2029			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
33	2030			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
34	2031			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
35	2032			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
36	2033			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
Total						1,105,188			1,680,245	575,057
In the condition of discount rate at 10%										
Present value:						256,369		298,936	42,567	
Internal rate of return (EIRR):									14.95%	
B/C									1.17	

Table 9-3-3 財務的内部収益率(FIRR)の計算
ケース-2

		(US\$1,000)								
Year order	Year	Cost				Total	Sending end output (MW)	Energy to be sent (GWh)	Benefit Annual revenue (US\$10 ³)	Cash balance Case-1 (US\$10 ³)
		Construction cost		O/M & R cost	Fuel cost					
		F/C (US\$10 ³)	L/C (US\$10 ³)							
1	1998	0	0	0	0			0	0	
2	1999	0	0	0	0			0	0	
3	2000	1,313	263	0	1,576			0	-1,576	
4	2001	28,554	36,671	0	65,225			0	-65,225	
5	2002	69,253	20,155	0	89,408			0	-89,408	
6	2003	5,572	7,747	0	13,319			0	-13,319	
7	2004	292	50	1,232	31,548	157.0	962.7	56,500	23,378	
8	2005			1,232	31,548	157.0	962.7	56,500	23,720	
9	2006			1,232	31,548	157.0	962.7	56,500	23,720	
10	2007			1,232	31,548	157.0	962.7	56,500	23,720	
11	2008			1,232	31,548	157.0	962.7	56,500	23,720	
12	2009			1,232	31,307	155.8	955.4	56,068	23,529	
13	2010			1,232	31,307	155.8	955.4	56,068	23,529	
14	2011			1,232	31,307	155.8	955.4	56,068	23,529	
15	2012			1,232	31,307	155.8	955.4	56,068	23,529	
16	2013			1,232	31,307	155.8	955.4	56,068	23,529	
17	2014			1,232	31,227	155.4	952.9	55,924	23,465	
18	2015			1,232	31,227	155.4	952.9	55,924	23,465	
19	2016			1,232	31,227	155.4	952.9	55,924	23,465	
20	2017			1,232	31,227	155.4	952.9	55,924	23,465	
21	2018			1,232	31,227	155.4	952.9	55,924	23,465	
22	2019			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
23	2020			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
24	2021			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
25	2022			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
26	2023			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
27	2024			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
28	2025			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
29	2026			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
30	2027			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
31	2028			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
32	2029			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
33	2030			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
34	2031			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
35	2032			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
36	2033			1,232	31,187	155.2	951.7	55,852	23,433	
Total						1,145,045			1,680,245	535,200
In the condition of discount rate at 10%:										
Present value:					282,418			298,936	16,518	
Internal rate of return (EIRR):										11.54%
B/C										1.06

Table 9-3-4 償還能力分析用諸元

Item	Unit	Value			
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2014-2018)
Costs					
Total financial construction cost (Including price contingency)	US\$1,000	200,192	(Total for 5 generation units)		
OM cost	US\$1,000	1,232	1,232	1,232	1,232
Fuel cost	US\$1,000	31,548	31,307	31,227	31,187
Electricity Price					
Estimated electricity price in 1995	Rs/KWh	2.27	-	-	-
Envisaged annual price increase	%	7.00%	-	-	-
Estimated electricity price in 2004	Rs/KWh	3.90	-	-	-
Estimation of Annual Revenue					
Annual generated energy	GWh	962.72	955.37	952.91	951.69
Transmission/leakage loss	%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
Energy received by customers	GWh	924.22	917.15	914.80	913.62
Annual revenue in Rs.	Rs.million	3,605	3,577	3,568	3,563
Exchange rate as of May 1998	Rs/US\$	63.80	63.80	63.80	63.80
Annual revenue in US\$	US\$1,000	56,500	56,068	55,924	55,852
Foreign Loan Conditions					
		(OECF) ⁽¹⁾	-	(IDA) ⁽²⁾	(ADB) ⁽³⁾
Interest rate	%	1.80%	-	0.75%	1.00%
Repayment period	Year	30	-	30	30
Grace period	Year	10	-	10	10
Capital recovery factor		0.05998	-	0.05403	0.05542
Coverage ratio of loan amount	(%)	85%	-	70%	70%
Total amount of foreign loan	US\$1,000	204,137	-	151,431	155,312
Capital amount	US\$1,000	170,163	-	140,134	140,134
Interest	US\$1,000	33,974	-	11,297	15,177
Equal annual repayment amount	US\$1,000	10,207	-	7,572	7,766
Local Loan Conditions					
		(OECF) ⁽¹⁾	-	(IDA) ⁽²⁾	(ADB) ⁽³⁾
Interest rate	%	16.00%	-	16.00%	16.00%
Repayment period	Year	8	-	8	8
Grace period	Year	2	-	2	2
Capital recovery factor		0.27139	-	0.27139	0.27139
Total amount of foreign loan	US\$1,000	48,897	-	97,794	97,794
Capital amount	US\$1,000	30,029	-	60,058	60,058
Interest	US\$1,000	18,868	-	37,737	37,737
Equal annual repayment amount ⁽⁴⁾	US\$1,000	8,150	-	16,299	16,299

(Note) (1) Overseas Economic Cooperation Fund, Japan.

(2) International Development Association, a financing institution of the World Bank group.

(3) Asian Development Bank.

(4) In the case of after completion of loan.

Table 9-3-5 OECF借款を利用した場合のプロジェクトの償還能力分析

(US\$1,000)

Year in order	Energy to be sent (GWh)	Outflow							In flow			Cash balance			
		Const- ruction cost	Foreign borrow		Local borrow		O/M cost	Fuel cost	Total out flow	Foreign borrow	Local borrow		Interest during const- ruction	Revenue	Total in flow
			Interest	Repay- ment	Interest	Repay- ment									
1	1998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	1999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	2000	1,658	0	0	0	0	0	1,658	1,409	249	0	0	1,658	0	
4	2001	78,229	0	0	0	0	0	78,229	66,495	11,734	0	0	78,229	0	
5	2002	101,574	0	0	26	41	0	101,641	86,338	15,236	26	0	101,600	-41	
6	2003	18,333	0	0	1,255	1,997	0	21,585	15,583	2,750	1,255	0	19,588	-1,997	
7	2004	962.7	399	0	2,850	4,537	1,232	31,548	40,566	339	60	0	56,500	56,899	16,333
8	2005	962.7	0	0	3,138	4,995	1,232	31,548	40,913	0	0	0	56,500	56,500	15,587
9	2006	962.7	0	0	3,145	5,005	1,232	31,548	40,930	0	0	0	56,500	56,500	15,570
10	2007	962.7	0	0	3,145	5,005	1,232	31,548	40,930	0	0	0	56,500	56,500	15,570
11	2008	962.7	0	0	3,119	4,963	1,232	31,548	40,862	0	0	0	56,500	56,500	15,638
12	2009	955.4	0	0	1,890	3,008	1,232	31,307	37,436	0	0	0	56,068	56,068	18,632
13	2010	955.4	3,063	7,144	294	468	1,232	31,307	43,508	0	0	0	56,068	56,068	12,560
14	2011	955.4	2,934	7,272	6	10	1,232	31,307	42,762	0	0	0	56,068	56,068	13,306
15	2012	955.4	2,803	7,403	0	0	1,232	31,307	42,746	0	0	0	56,068	56,068	13,322
16	2013	955.4	2,670	7,537	0	0	1,232	31,307	42,746	0	0	0	56,068	56,068	13,322
17	2014	952.9	2,535	7,672	0	0	1,232	31,227	42,666	0	0	0	55,924	55,924	13,258
18	2015	952.9	2,396	7,810			1,232	31,227	42,666			0	55,924	55,924	13,258
19	2016	952.9	2,256	7,951			1,232	31,227	42,666			0	55,924	55,924	13,258
20	2017	952.9	2,113	8,094			1,232	31,227	42,666			0	55,924	55,924	13,258
21	2018	952.9	1,967	8,240			1,232	31,227	42,666			0	55,924	55,924	13,258
22	2019	951.7	1,819	8,388			1,232	31,187	42,626			0	55,852	55,852	13,226
23	2020	951.7	1,668	8,539			1,232	31,187	42,626			0	55,852	55,852	13,226
24	2021	951.7	1,514	8,693			1,232	31,187	42,626			0	55,852	55,852	13,226
25	2022	951.7	1,358	8,849			1,232	31,187	42,626			0	55,852	55,852	13,226
26	2023	951.7	1,198	9,009			1,232	31,187	42,626			0	55,852	55,852	13,226
27	2024	951.7	1,036	9,171			1,232	31,187	42,626			0	55,852	55,852	13,226
28	2025	951.7	871	9,336			1,232	31,187	42,626			0	55,852	55,852	13,226
29	2026	951.7	703	9,504			1,232	31,187	42,626			0	55,852	55,852	13,226
30	2027	951.7	532	9,675			1,232	31,187	42,626			0	55,852	55,852	13,226
31	2028	951.7	358	9,849			1,232	31,187	42,626			0	55,852	55,852	13,226
32	2029	951.7	180	10,026			1,232	31,187	42,626			0	55,852	55,852	13,226
33	2030	951.7					1,232	31,187	32,419			0	55,852	55,852	23,433
34	2031	951.7					1,232	31,187	32,419			0	55,852	55,852	23,433
35	2032	951.7					1,232	31,187	32,419			0	55,852	55,852	23,433
36	2033	951.7					1,232	31,187	32,419			0	55,852	55,852	23,433
Total		200,193	33,974	170,163	18,868	30,029			170,164	30,029					
NPV:		9,023.8						390,042							
Levellized cost of combined cycle power plant in Kerawalapitiya (Rs./kWh):								2.76					(Equivalent to US cents : 4.32 /kWh)		

(Note)

- (1) Interest rate of foreign loan:
 (2) Equal annual repayment amount of capital for foreign loan:

	Foreign borrowing	Local borrowing
	1.80%	16.00%
	10,207	For 1st year 67
		For 2nd year 3,185
		For 3rd year 4,135
		For 4th year 746
		For 5th year 16

- (3) Coverage ratio of loan amount to the total Project cost:

(4) Operation and maintenance cost:

- (5) Annual revenue:
- | | |
|-------------|--------|
| (2004-2008) | 56,500 |
| (2009-2013) | 56,068 |
| (2014-2018) | 55,924 |
| (2019-2023) | 55,852 |

Table 9-3-6 IDA借款を利用した場合のプロジェクトの償還能力分析

(US\$1,000)

Year in order	Energy to be sent (GWh)	Outflow							In flow				Cash balance		
		Const- ruction cost	Foreign borrow		Local borrow		O/M cost	Fuel cost	Total out flow	Foreign borrow	Local borrow	Interest during const- ruction		Revenue	Total in flow
			Interest	Repay- ment	Interest	Repay- ment									
1	1998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	1999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	2000	1,658	0	0	0	0	0	1,658	1,161	497	0	0	1,658	0	
4	2001	78,229	0	0	0	0	0	78,229	54,760	23,469	0	0	78,229	0	
5	2002	101,574	0	0	52	83	0	101,709	71,102	30,472	52	0	101,626	-83	
6	2003	18,333	0	0	2,510	3,994	0	24,837	12,833	5,500	2,510	0	20,843	-3,994	
7	2004	962.7	399	0	5,701	9,073	1,232	31,548	47,953	279	120	0	56,500	56,899	
8	2005	962.7	0	0	6,277	9,990	1,232	31,548	49,047	0	0	0	56,500	56,500	
9	2006	962.7	0	0	6,289	10,010	1,232	31,548	49,079	0	0	0	56,500	56,500	
10	2007	962.7	0	0	6,289	10,010	1,232	31,548	49,079	0	0	0	56,500	56,500	
11	2008	962.7	0	0	6,237	9,927	1,232	31,548	48,944	0	0	0	56,500	56,500	
12	2009	955.4	0	0	3,780	6,015	1,232	31,307	42,334	0	0	0	56,068	56,068	
13	2010	955.4	1,051	6,521	589	937	1,232	31,307	41,636	0	0	0	56,068	56,068	
14	2011	955.4	1,002	6,569	13	20	1,232	31,307	40,143	0	0	0	56,068	56,068	
15	2012	955.4	953	6,619	0	0	1,232	31,307	40,111	0	0	0	56,068	56,068	
16	2013	955.4	903	6,668	0	0	1,232	31,307	40,111	0	0	0	56,068	56,068	
17	2014	952.9	853	6,718	0	0	1,232	31,227	40,031	0	0	0	55,924	55,924	
18	2015	952.9	803	6,769			1,232	31,227	40,031			0	55,924	55,924	
19	2016	952.9	752	6,820			1,232	31,227	40,031			0	55,924	55,924	
20	2017	952.9	701	6,871			1,232	31,227	40,031			0	55,924	55,924	
21	2018	952.9	649	6,922			1,232	31,227	40,031			0	55,924	55,924	
22	2019	951.7	597	6,974			1,232	31,187	39,991			0	55,852	55,852	
23	2020	951.7	545	7,026			1,232	31,187	39,991			0	55,852	55,852	
24	2021	951.7	492	7,079			1,232	31,187	39,991			0	55,852	55,852	
25	2022	951.7	439	7,132			1,232	31,187	39,991			0	55,852	55,852	
26	2023	951.7	386	7,186			1,232	31,187	39,991			0	55,852	55,852	
27	2024	951.7	332	7,240			1,232	31,187	39,991			0	55,852	55,852	
28	2025	951.7	278	7,294			1,232	31,187	39,991			0	55,852	55,852	
29	2026	951.7	223	7,349			1,232	31,187	39,991			0	55,852	55,852	
30	2027	951.7	168	7,404			1,232	31,187	39,991			0	55,852	55,852	
31	2028	951.7	112	7,459			1,232	31,187	39,991			0	55,852	55,852	
32	2029	951.7	56	7,515			1,232	31,187	39,991			0	55,852	55,852	
33	2030	951.7					1,232	31,187	32,419			0	55,852	55,852	
34	2031	951.7					1,232	31,187	32,419			0	55,852	55,852	
35	2032	951.7					1,232	31,187	32,419			0	55,852	55,852	
36	2033	951.7					1,232	31,187	32,419			0	55,852	55,852	
Total		200,193	11,297	140,134	37,737	60,058			140,135	60,058					

NPV: 9,023.8

410,686

Levelized cost of combined cycle power plant in Kerawalapitiya (Rs./kWh):

2.90

(Equivalent to US cents : 4.55 /kWh)

(Note)

(1) Interest rate of foreign loan:

Foreign borrowing

0.75%

Local borrowing

16.00%

(2) Equal annual repayment amount of capital for foreign loan:

7.572

For 1st year

135

For 2nd year

6,369

For 3rd year

8,270

For 4th year

1,493

For 5th year

32

(3) Coverage ratio of loan amount to the total Project cost:

70.00%

(4) Operation and maintenance cost:

1,232

(5) Annual revenue:

(2004-2008)

56,500

(2009-2013)

56,068

(2014-2018)

55,924

(2019-2023)

55,852

Table 9-3-7 ADB借款を利用した場合のプロジェクトの償還能力分析

(US\$1,000)																	
Year in order	Year	Energy to be sent (GWh)	Outflow							In flow			Cash balance				
			Const- ruction cost	Foreign borrow		Local borrow		O/M cost	Fuel cost	Total out flow	Foreign borrow	Local borrow		Interest during const- ruction	Revenue	Total in flow	
				Interest	Repay- ment	Interest	Repay- ment										
1	1998		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2	1999		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3	2000		1,658	0	0	0	0	0	1,658	1,161	497	0	0	1,658	0		
4	2001		78,229	0	0	0	0	0	78,229	54,760	23,469	0	0	78,229	0		
5	2002		101,574	0	0	52	83	0	101,709	71,102	30,472	52	0	101,626	-83		
6	2003		18,333	0	0	2,510	3,994	0	24,837	12,833	5,500	2,510	0	20,843	-3,994		
7	2004	962.7	399	0	0	5,701	9,073	1,232	31,548	47,953	279	120	0	56,500	56,899	8,946	
8	2005	962.7	0	0	0	6,277	9,990	1,232	31,548	49,047	0	0	0	56,500	56,500	7,453	
9	2006	962.7	0	0	0	6,289	10,010	1,232	31,548	49,079	0	0	0	56,500	56,500	7,421	
10	2007	962.7		0	0	6,289	10,010	1,232	31,548	49,079			0	56,500	56,500	7,421	
11	2008	962.7		0	0	6,237	9,927	1,232	31,548	48,944			0	56,500	56,500	7,556	
12	2009	955.4		0	0	3,780	6,015	1,232	31,307	42,334			0	56,068	56,068	13,734	
13	2010	955.4		1,401	6,364	589	937	1,232	31,307	41,830			0	56,068	56,068	14,238	
14	2011	955.4		1,338	6,428	13	20	1,232	31,307	40,337			0	56,068	56,068	15,731	
15	2012	955.4		1,273	6,492	0	0	1,232	31,307	40,305			0	56,068	56,068	15,763	
16	2013	955.4		1,209	6,557	0	0	1,232	31,307	40,305			0	56,068	56,068	15,763	
17	2014	952.9		1,143	6,623	0	0	1,232	31,227	40,225			0	55,924	55,924	15,699	
18	2015	952.9		1,077	6,689			1,232	31,227	40,225				55,924	55,924	15,699	
19	2016	952.9		1,010	6,756			1,232	31,227	40,225				55,924	55,924	15,699	
20	2017	952.9		942	6,823			1,232	31,227	40,225				55,924	55,924	15,699	
21	2018	952.9		874	6,892			1,232	31,227	40,225				55,924	55,924	15,699	
22	2019	951.7		805	6,960			1,232	31,187	40,185				55,852	55,852	15,667	
23	2020	951.7		736	7,030			1,232	31,187	40,185				55,852	55,852	15,667	
24	2021	951.7		665	7,100			1,232	31,187	40,185				55,852	55,852	15,667	
25	2022	951.7		594	7,171			1,232	31,187	40,185				55,852	55,852	15,667	
26	2023	951.7		522	7,243			1,232	31,187	40,185				55,852	55,852	15,667	
27	2024	951.7		450	7,316			1,232	31,187	40,185				55,852	55,852	15,667	
28	2025	951.7		377	7,389			1,232	31,187	40,185				55,852	55,852	15,667	
29	2026	951.7		303	7,463			1,232	31,187	40,185				55,852	55,852	15,667	
30	2027	951.7		228	7,537			1,232	31,187	40,185				55,852	55,852	15,667	
31	2028	951.7		153	7,613			1,232	31,187	40,185				55,852	55,852	15,667	
32	2029	951.7		77	7,689			1,232	31,187	40,185				55,852	55,852	15,667	
33	2030	951.7						1,232	31,187	32,419				55,852	55,852	23,433	
34	2031	951.7						1,232	31,187	32,419				55,852	55,852	23,433	
35	2032	951.7						1,232	31,187	32,419				55,852	55,852	23,433	
36	2033	951.7						1,232	31,187	32,419				55,852	55,852	23,433	
Total			200,193	15,178	140,134	37,737	60,058				140,135	60,058					
NPV:		26,027.7								1,110,947							
Levelized cost of combined cycle power plant in Kerawalapitiya (Rs./kWh):										2.72	(Equivalent to US cents :		4.27	/kWh)			
(Note)										Foreign borrowing		Local borrowing					
(1) Interest rate of foreign loan:										1.00%		16.00%					
(2) Equal annual repayment amount of capital for foreign loan:										7,766		For 1st year 135					
												For 2nd year 6,369					
												For 3rd year 8,270					
												For 4th year 1,493					
												For 5th year 32					
(3) Coverage ratio of loan amount to the total Project cost:										70.00%							
(4) Operation and maintenance cost:										1,232							
(5) Annual revenue:										(2004-2008)		56,500					
										(2009-2013)		56,068					
										(2014-2018)		55,924					
										(2019-2023)		55,852					

Figure 9-3-1 財務的内部収益率(FIRR)の感度分析

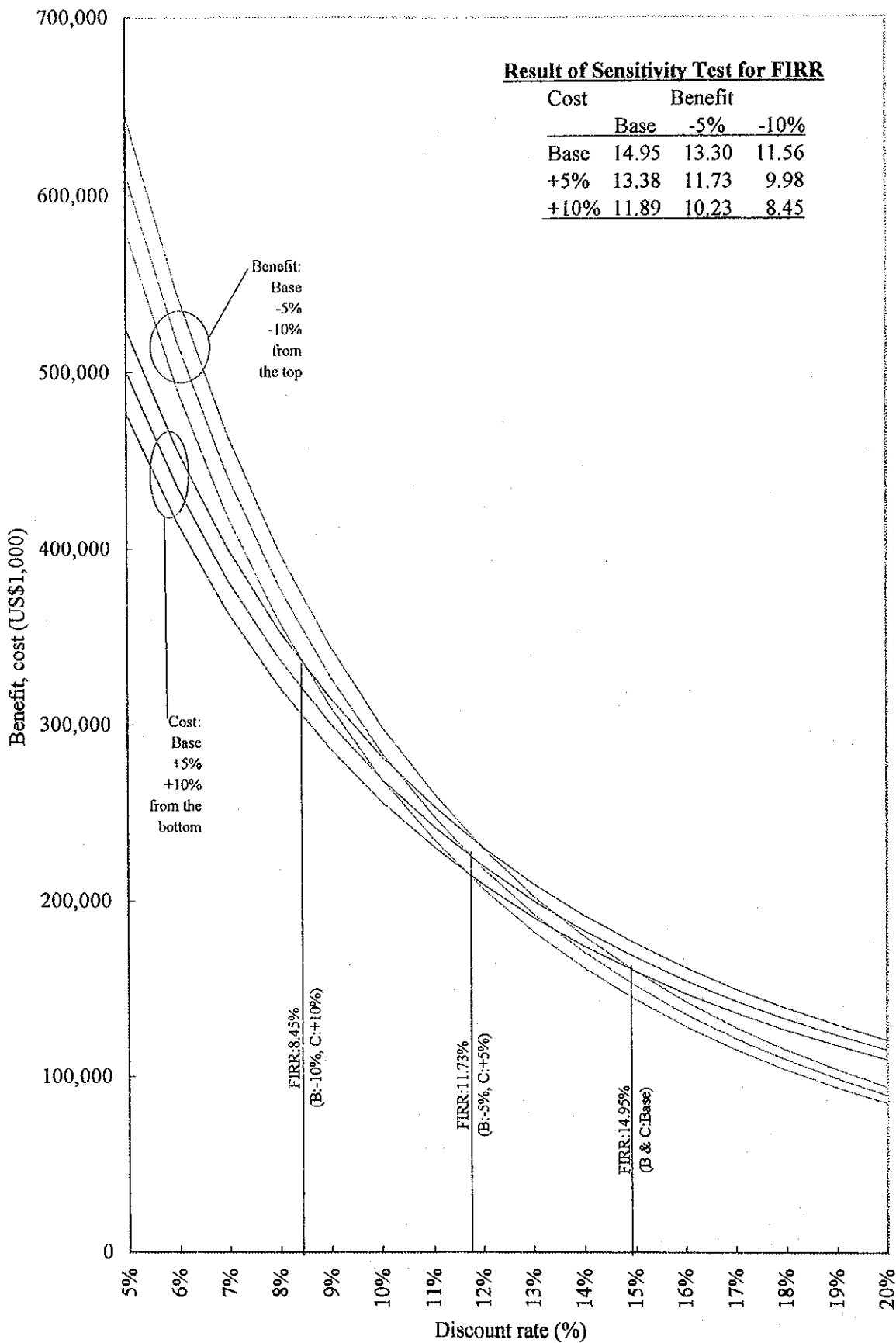


Figure 9-3-2 OECF借款を利用した場合のプロジェクトの償還能力分析

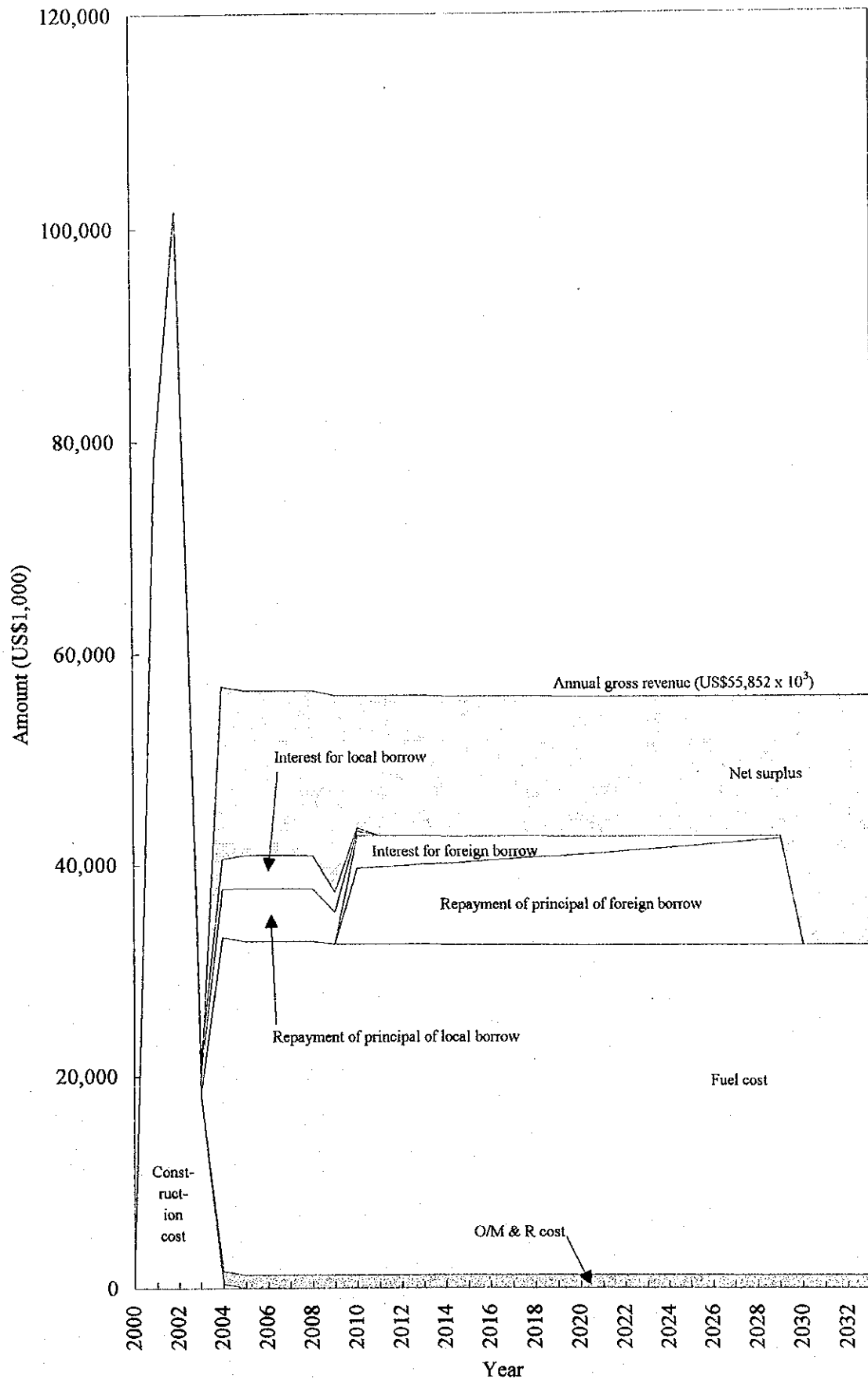


Figure 9-3-3 IDA借款を利用した場合のプロジェクトの償還能力分析

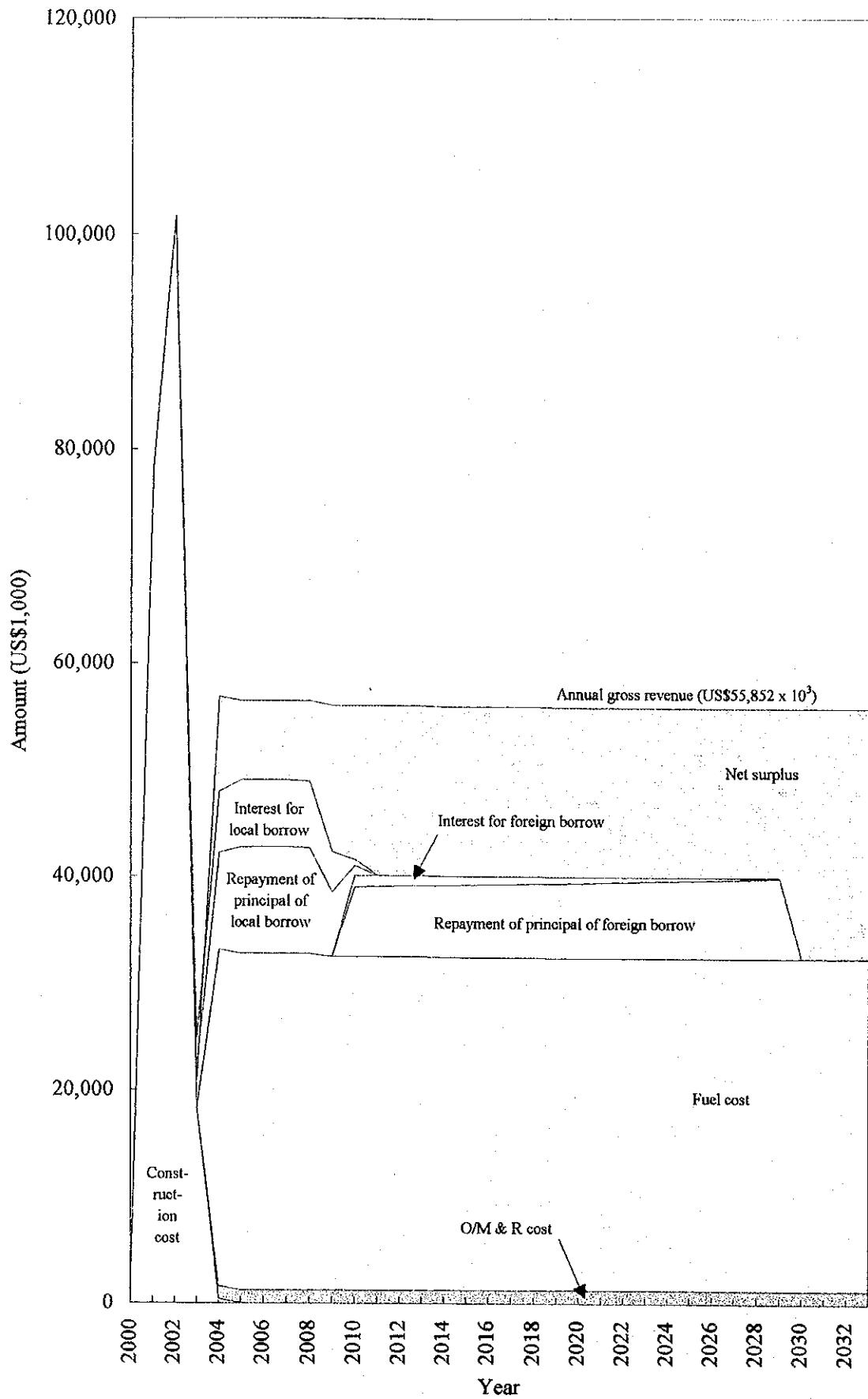
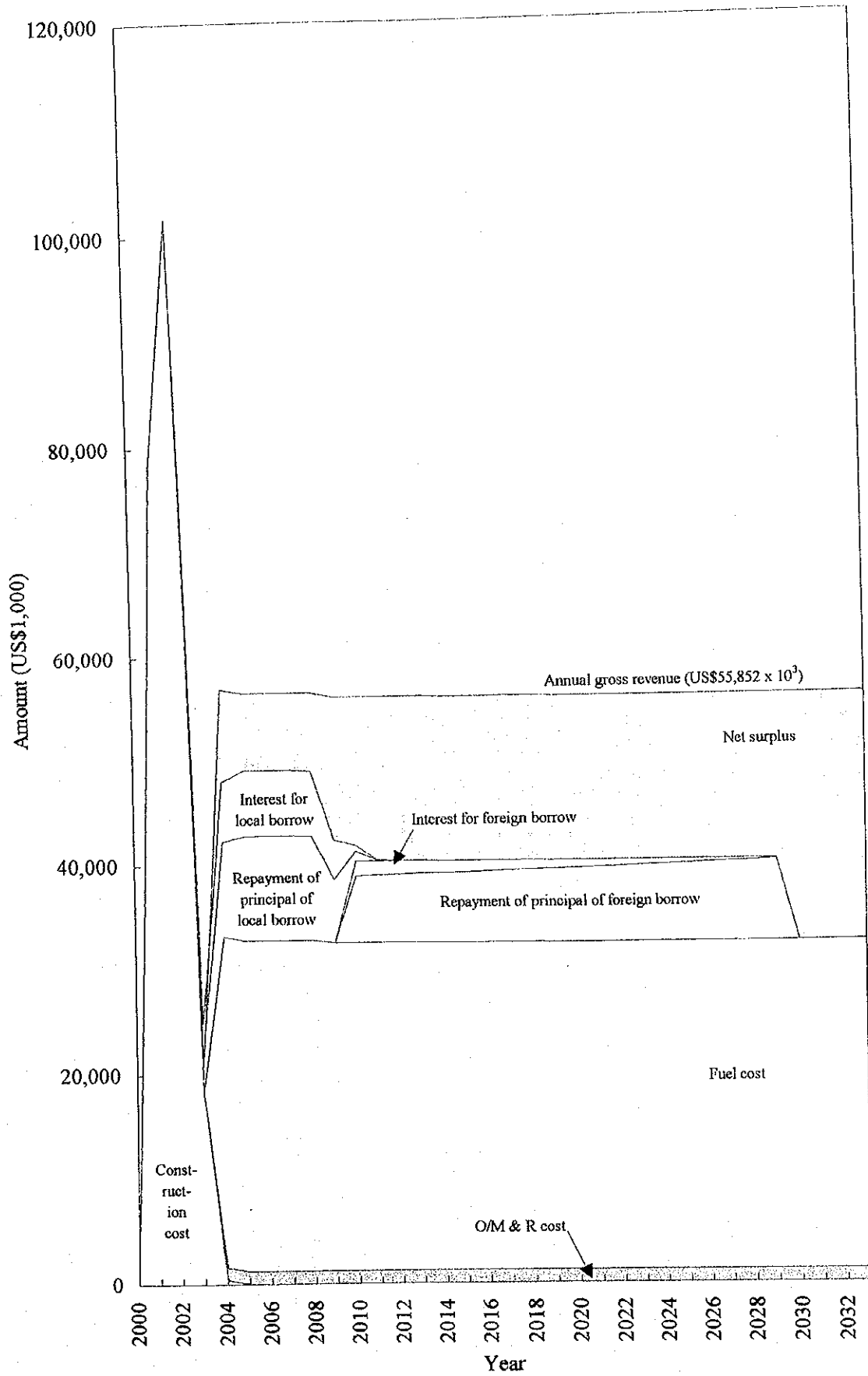


Figure 9-3-4 ADB借款を利用した場合のプロジェクトの償還能力分析



9.4 民間資本活用の可能性

9.4.1 スリランカの電力セクターにおける民間資本活用の実例

現在、CEBと売電契約を締結したIPPとして、設備出力22.5MWのラクダナヴィ・オイルファイアード発電事業が商業運転を行っている。そのプロジェクト形態はBOO方式となっている。

さらに、(1)サブガスカンダ油焚きディーゼル発電プロジェクト、(2)ケラニティッサコンバインドサイクル発電プロジェクト、(3)バージ搭載型オイルファイアード発電等、BOO方式もしくはBOT方式のプロジェクト3件がその実現に向けて現在手続き中ということである。

そのうち、今回はサブガスカンダ油焚きディーゼル発電プロジェクトについてある程度の情報を得たので下記する。

- (1) プロジェクト形態：BOO方式。
- (2) IPPの名称：ドイツUK社とバーマイスター・ウェイン・スカンジナビア建設業株式会社が共同出資したアジア民間電力株式会社(APPL = Asia Power Private Limited)。
- (3) 株主(投資グループ)：ドイツUK社、バーマイスター・ウェイン・スカンジナビア建設業株式会社(= BWSC)、国際金融公社(IFC = International Finance Corporation、国連、本部ワシントンD.C.)、英国連邦開発公社、日商岩井(日本)、ドイツ開発投資公社(DEQ = Deutsche Investitions und Entwicklungsgesellschaft mbH)、ジョン・キールズ・ホールディング社、及びIFU社(= Industrialiseringsfonden for Udviklingslandene)。
- (4) ドイツUK社とBWSCに対する融資団主幹事：HSBC投資銀行。
- (5) プロジェクトコスト：総額US\$62.0 x 10⁶。
- (6) 自己調達資金(equity額)：US\$22.5 x 10⁶(出資率は総プロジェクトコストに対して36%となる)。
- (7) 売電契約期間：20年。
- (8) 利率：年率9.00%。
- (9) 融資団に対する償還期間：9年。
- (10) コミッショニング：1998年6月。
- (11) プラント規模：ディーゼル発電機8基で総設備出力51MW、80%稼動として送電端電力量330GWh。
- (12) その他：法人所得税は免税。しかし燃料には課税される。

9.4.2 リスク分析

出資者あるいは投資家がIPPとして何らかのBOOプロジェクトないしはBOTプロジェクトに参加しようとする場合、まずそのプロジェクト運営に関わるいくつかのリスクを分析しなければならない。

それらのリスクは通常以下のように分類されている。すなわち、

- 完工リスク、
- プロジェクトのキャッシュフロー(つまり収益)に関わるリスク、
- スポンサーリスク、及び
- カントリーリスク。

(1) 完工リスク

プロジェクトは計画通りのキャッシュフローに沿って、計画期間内に、予定通りの建設費の範囲内で、計画通りの産出量(発電量)を保証し得る計画性能を発揮し得るものとして工事が完了(完工)しなければならない。かつコミショニング終了後、予定した時期に当該施設がプロジェクト運営会社(この場合IPP)に引渡されなければならない。そして、当該施設はそのプロジェクトで計画していた通りの収益を生み出すすべての条件を満足していなければならない。

以上の観点から、完工リスクは下記のように細分類することができる。すなわち、

- 物理的完工、
- コミショニング、
- 商業生産開始、及び
- 財務的完工。

物理的完工とは、所定の技術者が作成した技術仕様通りに当該プロジェクト施設の建設工事が物理的に完成することである。

コミショニングとは当該施設が物理的に完工した後、その完工した施設が所定の性能を有しているか否かを明らかにするために行うテスト操業のことである。コミショニングが終了したら、当該施設はプロジェクト運営会社(IPP)に引渡されることとなる。

商業生産開始とは必要な原材料(燃料)や輸送システム(送電システム)が完備し、必要な技術者や労務者を確保して、計画通りの生産(発電)量を生み出す商業運転が開始できるような状態に達することをいう。

完工条件に加えて、プロジェクトが計画通りの収益を期待し得るようにするため、投資家(貸し手)はしばしばいくつかの財務的な条件を付け加えることがある。たとえば、マーケットリスク(販売リスク)を避けるため、送電拡張事業の実施について契約調印することを条件にする、などである。財務的完工とはこのような条件を満たすことをいう。

(2) プロジェクトのキャッシュフローに関わるリスク

プロジェクトが生み出す収益に関わるリスクを意味するキャッシュフローに関わるリスクは以下の3つのカテゴリーに分けられる。すなわち、

- マーケットリスク(販売リスク)、
- 原材料/燃料等の調達リスク、及び
- 操業リスク。

プロジェクト運営会社(この場合はIPP)は単一事業目的の会社であるから、企業としての所得を確保するためには販売収入(売電収入)が唯一の勘定項目ということになる。したがって予測困難な変動要因の中でも、この販売リスクがもっとも重要なファクターということになる。このリスクを避けるためには、現実的な需要予測を行わなければならない、また販売網(送電網)が完備していなければならない。

発電所に燃料が供給されなくなれば、当然電力は需要家のもとに届かない。燃料の供給に変動があれば、電力需要に見合うような安定した電力をコンスタントに需要家に送電することはできなくなる。電力料金は電力価値による料金部分と電力量価値による料金部分に基いて設定されている。したがって、かりに燃料がコンスタントに供給されないと、電力量価値に基く料金部分が一定ではなくなり、当然プロジェクト運営会社(IPP)にとってコンスタントなプロジェクト収益が確保できないこととなる。つまり燃料供給計画は実行可能な現実的なものでなければならないというわけである。

操業リスクは計画期間内における予定の発電量(出力)に沿ったコンスタントな発電が可能か否かに関わるものである。かりに販売リスクや燃料供給に関わるリスクが解決していても、内部要因や外部要因による下記のような操業リスクを考慮しておかなければならない。

内部的要因は生産性の低下、労働力の不足、要員の定着率の低下、その他の労働問題、ストライキなどのマネジメント要因と、操作ミス、技術者の不足、要員に対する教育・訓練不足による習熟度の不足等の技術的要因とからなる。

外部的要因は天災、内乱、発電機器関連施設の事故、建設資器材や燃料の輸送に関わる海上もしくは陸上輸送の機能停止、水供給の停止等の不可抗力及び、環境影響問題、

プロジェクトサイト内外に居住する人々による住民運動、インフレ等に起因する人件費の高騰に伴うオペレーションコストの増大などの環境的要因からなる。

(3) スポンサーリスク

プロジェクトの金融形態は投資家(貸し手、銀行などの融資団)とプロジェクト運営会社(言い換えればプロジェクトのスポンサー。本件の場合「IPP」)とが当該プロジェクトのリスクを互いにシェアする(分け持つ)金融形態であるということができる。しかしながら、プロジェクト運営そのものの責任はあくまでもプロジェクト運営会社にある。したがって、プロジェクト運営会社の(1)プロジェクト遂行能力、(2)財務上の信用力及び、(3)社会的な信用力等は、プロジェクトのリスクを特定する上できわめて重要な要素となる。

(4) カントリーリスク

カントリーリスクは当該プロジェクトが所在する国に関するもので、以下のようなものがある。

- 政治環境、治安状況が安定していないために、プロジェクトの施設の建設工事や操業に支障を来す。
- 当該国の経済状況や会計、税務制度等に関する法制度、規定等が変動しやすくその機能が不安定なため、プロジェクトの採算性の確保が阻害される。
- 銀行等の金融システムや為替取引制度が安定して機能しないため、資金取引、元利金の返済、プロジェクト運営会社(IPP)の母国への利益送金が阻害される。

9.4.3 資本金利益率(ROE)及び投資利益率(ROI)

資本金利益率(ROE = return on equity)とは自己調達資本金(すなわちイクイティの額)に対する利益率を意味しており、次式で計算される。すなわち、

$$ROE_n = \frac{R_n}{\sum_{i=1}^{i=n} E}$$

$$ROE = \frac{\sum ROE_n}{T}$$

ここで、 ROE_n 及び ROE ：年々の資本金利益率及び、全契約期間(建設期間及び売電契約期間)中の平均資本金利益率、
 R_n ：税引き後の年々の利益、
 E ：投資した自己調達資本金の額(すなわちイクイティ額)、及び
 T ：全契約期間(建設期間及び売電契約期間)。

ROE とはつまり、プロジェクト期間中の自己調達資金(イクイティ)の利回りを示す指標ということになるのである。この ROE に基づいて、プロジェクトスポンサー(出資者、IPPとなりたいと企図している企業)内部で求められている ROE の率と比較検討して出資額を決めたり、他に計画しているプロジェクトがある場合はそのプロジェクトの ROE と比較検討して優先順位を決定したりするのである。また、かりにプロジェクト運営会社(IPP)が税引き後の利益をすべて配当金として回収するとすれば、この ROE に基づいて、投資した資本金の回収年数を推定することができる。

一方、投資利益率(投下資金利益率)($ROI = \text{return on investment}$)とは、投下した全資金に対する利益率を判断するためのもので、次式で計算される。すなわち、

$$ROI_n = \frac{\left(\sum_{i=1}^{i=T_n} R + \sum_{i=1}^{i=T_n} I \right) / T_n}{\sum_{i=1}^{i=T_n} E + \left(\sum_{i=1}^{i=T_n} L_i - \sum_{i=1}^{i=T_n} L_o \right) / T_n}$$

$$ROI = \frac{\sum ROI_n}{T}$$

ここで、 ROI_n 及び ROI ：年々の投資利益率及び、全契約期間(建設期間及び売電契約期間)中の平均投資利益率、
 R ：税引き後の利益額、
 I ：融資団からの融資額に対する支払利息額、
 E ：投資した自己調達資本金の額(すなわちイクイティ額)、
 L_i ：融資団からの受取融資額、
 L_o ：融資団からの融資に対する元本返済額、及び
 T_n 及び T ：工事開始から n 年度までの事業期間及び、全契約期間(建設期間及び売電契約期間)。

プロジェクトに必要な資金の額はIPP自身が準備する自己調達資本金(イクイティ額)及び融資団からの借入金からなっている。したがって、ROIとは投下された全資金に対する利益率、つまりプロジェクト全体の利回りを示す指標ということになる。

通常は、このROIに基づいて、プロジェクト全体の採算性、融資団からの借入金に対する元利返済の安全性、借入金を含めた全投下資金の回収期間等がテストされることとなる。

以上の二つの指標は一般に会計指標もしくは採算性の指標と呼ばれている。

9.4.4 ローンライフ借入元利返済金カバー率

上記に述べたROE及びROIという指標はIPPの採算性を検討する指標である。融資団の側から融資を行うべきか否かを決めるための指標として、もうひとつローンライフ借入元利返済金カバー率(LLCR = loan life debt service coverage ratio)がある。これは融資額の償還能力を判断する指標で、次式により計算される。すなわち、

$$DSCR = \frac{NPV\left(\sum_{t=1}^{T_r} (R_g - (D + OM + F + GST))\right)}{NPV\left(\sum_{t=1}^{T_r} (L_o + I)\right)}$$

$$LLCR = \frac{\sum DSCR}{T_r}$$

- ここで、
- DSCR : 年々のローンライフ借入元利返済金カバー率、
 - LLCR : 融資団からの融資の返済期間(ローンライフ)中の借入元利返済金カバー率、
 - R_g : 総収入、
 - D : 減価償却費、
 - OM : 維持管理費、
 - F : 燃料費、
 - GST : 物品税、
 - L_o : 融資団からの融資に対する元本返済額、
 - I : 融資団からの融資額に対する支払利息額、及び
 - T_r : 融資団からの借入金返済期間(ローンライフ)。

上記の式は単純に、償還期間中の元利金を支払う前の純利益の現在価値に換算した合計額を、同じく現在価値に換算した借入金元利の合計額で除すことを意味しているに過

ぎない。つまり、LLCRは償還期間中の元利支払前の利益の現在価値に換算した合計が、融資団から借入れた同じく現在価値に換算した借入金の元本総額と利息の合計額の何倍であるかを明らかにしているわけである。

融資団にとっては、純利益だけが担保ということになる。したがって、このLLCRが下度「1.0」ということになった場合、元利支払前の純利益の現在価値に換算した合計額は同じく現在価値に換算した借入総額とまったく同額ということであり、IPPは借入額を返済することはできるが手元に残る利益はゼロであるということの意味している。LLCRが「1.0」よりも小さい場合はIPPは借入額の返済そのものが不可能であり、「1.0」よりも大きければIPPは余裕をもって借入額の返済ができるということである。

上記の式に示すように、LLCRは担保の掛け目の逆数になっている。一般的に、返済に余裕のある純利益に対する担保の掛け目は60%から70%が目途とされている。したがって、融資団から見た場合の適正なLLCRの値は $1.4(1.0/0.7 = 1.43)$ から $1.7(1.0/0.6 = 1.67)$ までの範囲ということになる。

LLCRは出資率が大きくなればなるほど大きくなるが、一方ROEは小さくなる。つまりROEとLLCRとは互いにトレードオフの関係にある。しかしながらIPPとしてはできるだけ自己調達資本金(イクイティ)による投資額を小さくしようとするだろう。そこで、IPPと融資団との間では前項で述べたようなプロジェクトのリスクを念頭に、適正な資金調達構造を固めるべくネゴが行われることとなるのである。

9-4-5 民間資本活用の可能性の分析結果

民間資本活用の可能性の分析については、ベースケースとして、(1)資金全額をIPPが負担した場合、及び(2)主発電設備についてはIPPを利用し、共通施設等のインフラ整備についてはOECSFによる抱合わせローンを採用した場合の2つのケースを想定して行った。

(1) 資金全額をIPPが負担した場合

資本金利益率(ROE)及び投資利益率(ROI)

プロジェクトを運営するIPPの想定採算性を分析するには、想定し得るキャッシュフローモデル(想定資金繰りモデル)を設定する必要がある。この場合、上記までに述べてきたプロジェクトのリスクを念頭に、資金の流入、減価償却費を含む流出のすべてを特定しなければならない。

前項で述べたとおり、IPPからCEBに売り渡される電力価格は電力料金と電力量料金に基いたものである必要がある。この場合、その基礎になる電力価値は、財務的なリスク

を避けるために、価格変動予備金を含む工事費のすべてをもとにして推定されなければならない。本件の場合、表9-4-1に示すとおり、想定電力価値ならびに想定電力量価値はそれぞれkW当りUS\$150.70ならびにMWh当りUS\$36.93と推定された。

ここで、融資団は日本の融資団を利用するものとし、その利率は8.50%、償還期間(返済期間)は14年、うち据置期間は4年と仮定した。減価償却費についてはIPPが投下する工事費の全額を対象とし、残存価格10%を残して、その余の全額を売電契約期間中均等に償却するとした。以上の仮定に基いたIPPを利用した場合のIPPの財務分析に必要な諸元を表9-4-2に示した。その結果、ベースケースとしてのキャッシュフローモデルは表9-4-3に示したようになった。図9-4-1はこれを図示したものである。このキャッシュフローモデル設定に当っては、IPPの出資率及び電力料金に対する課税対象金額の割合はそれぞれ20%及び18%と仮定した。また、IPPとCEBとの間の契約売電期間は工事完了後20年間とした。

上記キャッシュフローモデルに見るとおり、借入金返済期間中は出超(赤字)となっているが、IPPの資本金利益率(ROE)は14.22%、投資利益率(ROI)は8.38%となった。

ローンライフ借入元利返済金カバー率(LLCR)

本件プロジェクトにおける想定LLCRは、前項で想定したキャッシュフローモデルに基いた計算表9-4-4に示すように、ベースケースとしては0.8603という結果となった。

融資団の立場からすれば、前述の通り、LLCRは最低でも「1.0」以上でなければ融資額の回収がおぼつかないわけであり、当然IPPに対してその保証を要求するであろう。結果的にIPPの出資率は図9-4-3に示すとおり最低でも31.18%でなければならないことになるが、この場合のROE及びROIはそれぞれ11.40%及び7.30%となり、出資率20%の場合に比べてかなり低いものとなる。

この図9-4-3は本件プロジェクトにおけるROEならびにROIとLLCRの関係を図示したものである。もし融資団がIPPからの安全性の高い借入額の返済を求めて、LLCRの値が1.4以上であることを望むとすれば、IPPの出資率は同図に見るとおり50%以上でなければならないが、これは現実的であるとは言えない。結論としては、本プロジェクトは借入金返済期間中のIPPの資金繰りが出超となっている限り、IPPが全額資金負担する場合を想定したベースケースでは、IPPは資金の調達ができず、民間資本の活用は不可能ということになる。

(2) IPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した場合

IPPを利用してOECFによる抱合わせローンを採用した場合の可能性を分析を行うには、OECFによる借款額を充てる共通のインフラ整備に要する費用とIPPが自ら出資すること

になる主機関施設による費用とに、プロジェクトコストを分類する必要がある。表9-4-5はこの費用区分を示したものである。

資本金利益率(ROE)及び投資利益率(ROI)

前項で述べたとおり、IPPからCEBに売り渡される電力価格は電力料金と電力量料金に基いたものである必要がある。この場合、その基礎になる電力価値は、財務的なリスクを避けるために、IPPが出資すべき価格変動予備金を含む工事費のすべてをもとにして推定されなければならない。本件の場合、表9-4-6に示すとおり、想定電力価値ならびに想定電力量価値はそれぞれkW当りUS\$105.04ならびにMWh当りUS\$36.93と推定された。

この場合も、融資団は日本の融資団を利用するものとし、その利率は8.50%、償還期間(返済期間)は14年、うち据置期間は4年と仮定した。以上の仮定に基いたIPPを利用した場合のIPPの財務分析に必要な諸元を表9-4-7に示した。その結果、ベースケースとしてのキャッシュフローモデルは表9-4-8に示したようになった。図9-4-2はこれを図示したものである。このキャッシュフローモデル設定に当たっても、資金全額をIPPが負担する場合と同様に、IPPの出資率及び電力料金に対する課税対象金額の割合はそれぞれ20%及び18%と仮定した。また、IPPとCEBとの間の契約売電期間は工事完了後20年間とした。

結果は上記キャッシュフローモデルに見るとおり、借入金返済期間中は出超(赤字)となっている。一方、IPPの資本金利益率(ROE)は17.69%、投資利益率(ROI)は10.29%となった。

ローンライフ借入元利返済金カバー率(LLCR)

本件プロジェクトにおける想定LLCRは、上記の想定キャッシュフローモデルに基いた計算表9-4-9に示すように、ベースケースとしては0.8616という結果となった。

IPPの出資率が20%の場合、上述の通りROEは17.69%、ROIは10.29%であって、かつこの場合も、その収益金では借入金返済期間中、借入金全額を返済することが不可能な結果となっている。またLLCRを返済可能最低水準の「1.0」に維持しようとするれば、図9-4-4に見るとおり、IPPの出資率は31.06%であることが求められる。

この図9-4-4は本件プロジェクトにおけるROEならびにROIとLLCRの関係を図示したものである。もし融資団がIPPからの安全性の高い借入額の返済を求めて、LLCRの値が1.4以上であることを望むとすれば、IPPの出資率は同図に見るとおり50%以上でなければならないが、これは現実的であるとは言えない。結論としては、IPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した場合でも、本プロジェクトは借入金返済期間中のIPPの資金繰りが出超となっている限り、IPPは資金の調達ができず、民間資本の活用は不可能ということになる。

Table 9-4-1 プロジェクトの電力価値及び電力量価値

A. Calculation of Power Value (KW-Value)

Item	Unit	Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya (including price contingency)
KW construction cost	US\$/KW	1,233.5
Plant life	Years	20
Discount rate	%	10.00%
Capital recovery factor		0.11746
Fixed OM cost	US\$/KW.yr	5.82
Power value (KW-value)	US\$/KW	150.70

B. Calculation of Energy Value (KWh-Value)

Item	Unit	Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya
Fuel type		Auto D.O
Fuel price	US\$/Gcal	1,665
Heat content	Kcal/Kg	10,630
Thermal efficiency	%	43.70%
Heat rate	Kcal/KWh	1,968.0
Fuel amount	Kg/KWh	0.18514
Fuel cost	US\$/KWh	0.03277
Variable OM cost	US\$/KWh	0.416
Energy value (KWh-value)	US\$/MWh	36.93

Table 9-4-2 IPP (BOO/BOT方式)を利用した場合の財務分析用諸元

Item	Unit	Value			
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Costs					
Total financial construction cost	US\$1,000	199,692	-	-	-
(Including price contingency and excluding administration fees)					
OM cost	US\$1,000	1,232	-	-	-
Fuel cost	US\$1,000	31,548	31,307	31,227	31,187
Electricity Price					
		(Overall selling price in CEB)	(Selling price from IPP to CEB)	Remarks	
Estimated electricity price in 1995	Rs/KWh	3.70	-	Actual case in Sri Lanka:	
Envisaged annual price increase	%	7.00%	-	Ranging from 3.23 Rs per kWh to 3.67 Rs per kWh	
Estimated electricity price in 2004	Rs/KWh	6.36	3.92	(Average as of 1995 depending on unit price) fuel type.	
Estimated amount of annual sales of CEB					
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
	MW	157.0	155.8	155.4	155.2
Annual generated energy	GWh	962.72	955.37	952.91	951.69
Transmission/leakage loss	%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
Actual sales volume of electricity	GWh	924.22	917.15	914.80	913.62
Gross annual revenue in Rs.	Rs.million	5,876	5,831	5,816	5,808
Exchange rate as of May 1998	Rs/US\$	63.80	63.80	63.80	63.80
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	92,093	91,389	91,154	91,037
Average selling amount from IPP to CEB					
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Unit capacity charge (power charge)	US\$/KW	150.70	-	-	-
Unit energy charge	US\$/MWh	36.93	-	-	-
Selling amount in capacity charge	US\$1,000	23,660	23,479	23,419	23,389
Selling amount in energy charge	US\$1,000	35,553	35,282	35,191	35,146
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	59,213	58,761	58,610	58,534
Net revenue of CEB	US\$1,000	32,879	32,628	32,544	32,502
Loan conditions of private banking group for IPP					
Interest rate	%	8.50%	-	-	-
Repayment period	Year	14	-	-	-
Grace period	Year	4	-	-	-
Capital recovery factor		0.15241	-	-	-
Equity rate		20.00%	-	-	-
Capital amount to be loaned	US\$1,000	159,754	-	-	-
Equal annual repayment amount	US\$1,000	24,348	-	-	-

Table 9-4-3 IPPが全額資金負担した場合の資金繰りモデル

Year in order	Year in order	Sending output (Power) (MW)	Energy sent (Energy) (GWh)	Capacity charge (US\$/MWh)	Sales amount to CIB (Revenue of IPP)		Initial investment		Total (excl. admin'n) (US\$/10 ³)	Depreciation for plant (20%) (US\$/10 ³)	Outflow (Expenditure)			Total (US\$/10 ³)	Income before GST		Income after GST	
					Energy sent (Energy) (GWh)	Capacity charge (US\$/MWh)	Total (US\$/10 ³)	Energy sent (Energy) (GWh)			Capacity charge (US\$/MWh)	OM & R cost (US\$/10 ³)	Fuel cost (US\$/10 ³)		Repayment of loan to be financed (US\$/10 ³)	Payment of interest for loan financed (US\$/10 ³)	Total (US\$/10 ³)	Income before GST (US\$/10 ³)
1	1998																	
2	1999																	
3	2000																	
4	2001																	
5	2002																	
6	2003																	
7	2004	157.0	962.7	23,660	35,553	59,213	1,458	1,326	332	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	2005	157.0	962.7	23,660	35,553	59,213	78,129	62,503	15,626	6,695	1,232	31,548	10,750	13,555	64,129	-4,916	532	-5,448
9	2006	157.0	962.7	23,660	35,553	59,213	101,404	81,123	20,281	6,695	1,232	31,548	11,682	12,665	63,823	-4,610	532	-5,142
10	2007	157.0	962.7	23,660	35,553	59,213	18,153	14,522	3,631	6,695	1,232	31,548	12,675	11,672	63,823	-4,610	532	-5,142
11	2008	157.0	962.7	23,660	35,553	59,213				6,695	1,232	31,548	13,753	10,595	63,823	-4,610	532	-5,142
12	2009	155.8	955.4	23,479	35,282	58,761				6,695	1,232	31,307	14,922	9,426	63,582	-4,821	528	-5,349
13	2010	155.8	955.4	23,479	35,282	58,761				6,695	1,232	31,307	17,566	8,158	63,582	-4,821	528	-5,349
14	2011	155.8	955.4	23,479	35,282	58,761				6,695	1,232	31,307	19,059	5,288	63,582	-4,821	528	-5,349
15	2012	155.8	955.4	23,479	35,282	58,761				6,695	1,232	31,307	20,680	3,668	63,582	-4,821	528	-5,349
16	2013	155.8	955.4	23,479	35,282	58,761				6,695	1,232	31,307	22,437	1,911	63,582	-4,821	528	-5,349
17	2014	155.4	952.9	23,419	35,191	58,610				6,695	1,232	31,227	39	3	39,197	19,413	527	18,886
18	2015	155.4	952.9	23,419	35,191	58,610				6,695	1,232	31,227	6,695	6,695	39,154	19,456	527	18,929
19	2016	155.4	952.9	23,419	35,191	58,610				6,695	1,232	31,227	6,695	6,695	39,154	19,456	527	18,929
20	2017	155.4	952.9	23,419	35,191	58,610				6,695	1,232	31,227	6,695	6,695	39,154	19,456	527	18,929
21	2018	155.4	952.9	23,419	35,191	58,610				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
22	2019	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
23	2020	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
24	2021	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
25	2022	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
26	2023	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
27	2024	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
28	2025	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
29	2026	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
30	2027	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
31	2028	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
32	2029	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
33	2030	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
34	2031	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
35	2032	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
36	2033	155.2	951.7	23,389	35,146	58,534				6,695	1,232	31,187	6,695	6,695	39,114	19,420	526	18,894
Total							1,760,936	199,693	159,754	39,939								
NPV:			9,023.8			555,015												
Levelized cost per kWh in CEB (Rs./kWh):					3.92	(Equivalent to US cents)				6.15	(¢/Wh)							

(Note)

(1) Interest rate of loan from banking group: 14.22%

(2) Equal annual repayment amount of capital for loan (US\$/1,000): 24,305

(3) Operation and maintenance cost (US\$/1,000): 43

(4) Return on Equity (ROE): 8.50%

(5) Return on Investment (ROI): 24,348

(6) Equity ratio: 43

(7) Rate of taxable amount for capacity charge: 1,232

The calculation periods for (4) and (5) above are 20 years plus 4 years.

20.00%

18.00%

Table 9-4-4 IPPが全額資金負担した場合の融資団からの融資期間中の借入元利返済金カバラー率(LLCR)

Year in order	Amount financed by bank-group (US\$10 ³)	Balance at the beginning of year (US\$10 ³)	Pay-ment of principal interest (US\$10 ³)	Pay-ment of interest (US\$10 ³)	Balance at the end of year (US\$10 ³)	Revenue (US\$10 ³)	Depreci-ation cost (US\$10 ³)	O/M cost (US\$10 ³)	Fuel cost (US\$10 ³)	GST (US\$10 ³)	Gross balance (US\$10 ³)	Present value of gross balance (US\$10 ³)	Pay-ment of principal interest (US\$10 ³)	Pay-ment of interest (US\$10 ³)	Loan life debt service coverage ratio
1 1998															
2 1999															
3 2000	1,326	0	0	0	0										
4 2001	62,503	1,326	0	0	1,326										
5 2002	81,123	63,830	0	0	63,830										
6 2003	14,522	144,953	0	0	144,953										
7 2004	279	159,475	10,750	13,555	148,725	59,213	6,695	1,232	31,548	532	19,206	17,460	10,750	13,555	0.8775
8 2005		149,005	11,682	12,665	137,322	59,213	6,695	1,232	31,548	532	19,206	33,333	11,682	12,665	0.8768
9 2006		137,322	12,675	11,672	124,647	59,213	6,695	1,232	31,548	532	19,206	47,762	12,675	11,672	0.8765
10 2007		124,647	13,753	10,595	110,894	59,213	6,695	1,232	31,548	532	19,206	60,880	13,753	10,595	0.8764
11 2008		110,894	14,922	9,426	95,972	59,213	6,695	1,232	31,548	532	19,206	72,806	14,922	9,426	0.8763
12 2009		95,972	16,190	8,158	79,782	58,761	6,695	1,232	31,307	528	18,998	83,530	16,190	8,158	0.8752
13 2010		79,782	17,566	6,781	62,216	58,761	6,695	1,232	31,307	528	18,998	93,279	17,566	6,781	0.8744
14 2011		62,216	19,059	5,288	43,156	58,761	6,695	1,232	31,307	528	18,998	102,142	19,059	5,288	0.8550
15 2012		43,156	20,680	3,668	22,477	58,761	6,695	1,232	31,307	528	18,998	110,199	20,680	3,668	0.8339
16 2013		22,477	22,437	1,911	39	58,761	6,695	1,232	31,307	528	18,998	117,524	22,437	1,911	0.8108
17 2014		39	39	3	0	58,610	6,695	1,232	31,227	527	18,929	124,158	39	3	0.8300
18 2015						58,610	6,695	1,232	31,227	527	18,929	130,190			0.8603
19 2016						58,610	6,695	1,232	31,227	527	18,929	135,673			
20 2017						58,610	6,695	1,232	31,227	527	18,929	140,657			
21 2018						58,610	6,695	1,232	31,227	527	18,929	145,189			
22 2019						58,534	6,695	1,232	31,187	526	18,894	149,301			
23 2020						58,534	6,695	1,232	31,187	526	18,894	153,039			
24 2021						58,534	6,695	1,232	31,187	526	18,894	156,437			
25 2022						58,534	6,695	1,232	31,187	526	18,894	159,526			
26 2023						58,534	6,695	1,232	31,187	526	18,894	162,335			
Total			159,754	83,724							162,335		159,754	83,724	

Table 9-4-5 IPPを利用したOECFによる抱合わせローン採用の年度別工事費の配分

(US\$1,000)

Cost item	Distribution																	
	2000			2001			2002			2003			2004					
	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Total			
Preparatory works	0	0	0	0	960	960	0	0	0	0	0	0	0	0	960	960		
Construction works	0	0	0	26,380	29,115	55,495	65,200	16,730	81,930	4,820	6,255	11,075	278	0	278	96,678	52,100	148,778
Engineering fee	1,250	250	1,500	1,000	500	1,500	875	375	1,250	500	250	750	0	0	0	3,625	1,375	5,000
Tax	0	0	0	0	3,759	3,759	0	2,091	2,091	0	782	782	0	0	0	6,633	6,633	0
Land and housing compensation cost	0	0	0	0	800	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	800	800	0
Sub-total	1,250	250	1,500	27,380	35,134	62,514	66,075	19,196	85,271	5,320	7,287	12,607	278	0	278	100,303	61,868	162,171
Administration	0	0	0	0	100	100	0	170	170	0	180	180	0	50	50	0	500	500
Sub-total	1,250	250	1,500	27,380	35,234	62,614	66,075	19,366	85,441	5,320	7,467	12,787	278	50	328	100,303	62,368	162,671
Physical contingency	63	13	76	1,174	1,437	2,611	3,178	789	3,967	252	280	532	14	0	14	4,681	2,519	7,200
Sub-total	1,313	263	1,576	28,554	36,671	65,225	69,253	20,155	89,408	5,572	7,747	13,319	292	50	342	104,984	64,887	169,871
Price contingency	26	55	82	865	12,138	13,003	2,812	9,354	12,166	284	4,730	5,014	18	39	57	4,006	26,316	30,321
Sub-total	1,339	318	1,658	29,419	48,810	78,229	72,065	29,509	101,574	5,856	12,476	18,333	310	89	399	108,990	91,202	200,192
Financial cost (Total-Price conti.)	1,313	263	1,576	28,554	36,671	65,225	69,253	20,155	89,408	5,572	7,747	13,319	292	50	342	104,984	64,887	169,871
Economic cost	1,313	224	1,537	28,554	28,206	56,760	69,253	15,434	84,687	5,572	5,968	11,540	292	50	342	104,984	49,882	154,866

(US\$1,000)

Cost item	Distribution																
	2000			2001			2002			2003			2004				
	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Total		
Preparatory works	0	0	0	0	960	960	0	0	0	0	0	0	0	0	960	960	
Construction works	0	0	0	8,465	9,342	17,807	20,921	5,368	26,289	1,547	2,007	3,554	0	0	30,932	16,718	47,650
Engineering fee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tax	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Land and housing compensation cost	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sub-total	0	0	0	8,465	10,302	18,767	20,921	5,368	26,289	1,547	2,007	3,554	0	0	30,932	17,678	48,610
Administration	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sub-total	0	0	0	8,465	10,302	18,767	20,921	5,368	26,289	1,547	2,007	3,554	0	0	30,932	17,678	48,610
Physical contingency	0	0	0	376	460	836	1,018	253	1,271	81	90	170	0	0	1,475	803	2,277
Sub-total	0	0	0	8,841	10,763	19,603	21,939	5,621	27,560	1,627	2,097	3,724	0	0	32,407	18,480	50,887
Price contingency	0	0	0	268	3,562	3,830	891	2,609	3,499	83	1,280	1,363	0	0	1,242	7,451	8,693
Total	0	0	0	9,109	14,325	23,433	22,830	8,230	31,059	1,710	3,377	5,087	0	0	33,649	25,931	59,580
Financial cost (Total-Price conti.)	0	0	0	8,841	10,763	19,603	21,939	5,621	27,560	1,627	2,097	3,724	0	0	32,407	18,480	50,887
Economic cost	0	0	0	8,841	9,180	18,021	21,939	4,795	26,734	1,627	1,789	3,416	0	0	32,407	15,764	48,171

(US\$1,000)

Cost item	Distribution																	
	2000			2001			2002			2003			2004					
	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Sub-total	FC	LC	Total			
Amount to be invested by IPP	1,339	318	1,658	20,311	32,297	52,608	49,235	20,439	69,674	4,146	8,669	12,815	310	39	349	75,341	61,761	137,102
Amount to be subject to OECF loan	0	0	0	9,109	14,325	23,433	22,830	8,230	31,059	1,710	3,377	5,087	0	0	0	33,649	25,931	59,580
Amount to be financed by OECF loan	0	0	0	7,742	12,176	19,918	19,405	6,995	26,400	1,454	2,870	4,324	0	0	0	28,601	22,042	50,643
Total	1,339	318	1,658	29,419	46,622	76,041	72,065	28,668	100,733	5,856	12,046	17,902	310	39	349	108,990	87,692	196,682

Table 9-4-6 抱合わせローン採用の場合のプロジェクトの
電力価値及び電力量価値

A. Calculation of Power Value (KW-Value)

Item	Unit	Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya (including price contingency)
KW construction cost	US\$/KW	844.7
Plant life	Years	20
Discount rate	%	10.00%
Capital recovery factor		0.11746
Fixed OM cost	US\$/KW.yr	5.82
Power value (KW-value)	US\$/KW	105.04

B. Calculation of Energy Value (KWh-Value)

Item	Unit	Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya
Fuel type		Auto D.O
Fuel price	US\$/Gcal	1,665
Heat content	Kcal/Kg	10,630
Thermal efficiency	%	43.70%
Heat rate	Kcal/KWh	1,968.0
Fuel amount	Kg/KWh	0.18514
Fuel cost	US\$/KWh	0.03277
Variable OM cost	US\$/KWh	0.416
Energy value (KWh-value)	US\$/MWh	36.93

Table 9-4-7 IPP(BOO/BOT方式)を利用したOECFによる抱合わせローンを採用した場合の財務分析用諸元

Item	Unit	Value			
		(2004-2008)	2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Costs					
Total financial construction cost	US\$1,000	200,192			
Amount to be subject to OECF loan	US\$1,000	63,090			
(Including common infrastructure : US\$59,580 x 1000)					
Amount to be invested by IPP	US\$1,000	137,102	-	-	-
(Including price contingency and excluding administration fees)					
OM cost	US\$1,000	1.232	-	-	-
Fuel cost	US\$1,000	31,548	31,307	31,227	31,187
Electricity Price					
		(Overall selling price in CEB)	(Selling price from IPP to CEB)	Remarks	
Estimated electricity price in 1995	Rs/KWh	3.70	-	Actual case in Sri Lanka:	
Envisaged annual price increase	%	7.00%	-	Ranging from 3.23 Rs per kWh to 3.67 Rs per kWh	
Estimated electricity price in 2004	Rs/KWh	6.36	3.45	(Average as of 1995 depending on unit price) fuel type.	
Estimated amount of annual sales of CEB					
		(2004-2008)	2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
	MW	157.0	155.8	155.4	155.2
Annual generated energy	GWh	962.72	955.37	952.91	951.69
Transmission/leakage loss	%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
Actual sales volume of electricity	GWh	924.22	917.15	914.80	913.62
Gross annual revenue in Rs.	Rs.million	5,876	5,831	5,816	5,808
Exchange rate as of May 1998	Rs/US\$	63.80	63.80	63.80	63.80
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	92,093	91,389	91,154	91,037
Average selling amount from IPP to CEB					
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Unit capacity charge (power charge)	US\$/KW	105.04	-	-	-
Unit energy charge	US\$/MWh	36.93	-	-	-
Selling amount in capacity charge	US\$1,000	16,491	16,365	16,323	16,302
Selling amount in energy charge	US\$1,000	35,553	35,282	35,191	35,146
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	52,045	51,647	51,514	51,448
Net revenue of CEB	US\$1,000	40,048	39,742	39,640	39,589
Loan conditions of private banking group for IPP					
Interest rate	%	8.50%	-	-	-
Repayment period	Year	14	-	-	-
Grace period	Year	4	-	-	-
Capital recovery factor		0.15241	-	-	-
Equity rate		20.00%	-	-	-
Capital amount to be loaned	US\$1,000	109,682	-	-	-
Equal annual repayment amount		16,716	-	-	-
Fund to be prepared by IPP					
		OECF loan	Local loan		
Interest rate	%	1.80%	16.00%		
Repayment period	Year	30	8		
Grace period	Year	10	2		
Capital recovery factor		0.05998	0.27139		
Coverage ratio of loan amount	(%)	85%	15%		
Total amount of foreign loan	US\$1,000	64,333	15,410		
Capital amount	US\$1,000	53,627	9,464		
Interest	US\$1,000	10,707	5,946		
Equal annual repayment amount	US\$1,000	3,217	2,568 *		

(Note) * In the case of after completion of loan.

Table 9-4-8 OECFによる抱合わせローンを採用した場合のIPPの資金繰りモデル

Year in order	Finance of CEB			Sales amount to CEB (Revenue of IPP)			Outflow (Expenditure)			Income Amount before GST		Income Amount after GST	
	Amount to be prepared by CEB	Amount to be financed locally	Amount to be financed by OECF	Total (excl. admin. min/m)	Amount to be loaned (20%)	Depreciation for plant	O&M & R cost	Fuel cost	Repayment of loan to be financed	Payment of interest for loan	Total	GST	GST
	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)	(US\$10 ⁶)
1	0	0	0	1,658	1,326	332	0	0	0	0	1,658	0	0
2	1999	0	0	52,608	42,086	10,522	0	0	0	0	52,608	0	0
3	2000	0	0	69,674	55,739	13,935	0	0	0	0	69,674	0	0
4	2001	25,622	21,779	3,843									
5	2002	31,900	27,115	4,785									
6	2003	5,318	4,630	828									
7	2004	50	43	8	349	279	70	4,551	1,232	31,548	7,375	9,299	54,354
8	2005	0	0	0	1,438	904	534	4,551	1,232	31,548	8,020	8,696	54,047
9	2006	0	0	0	1,576	990	586	4,551	1,232	31,548	8,702	9,442	54,047
10	2007	0	0	0	1,577	991	586	4,551	1,232	31,548	8,702	9,442	54,047
11	2008	0	0	0	1,577	991	586	4,551	1,232	31,548	8,702	9,442	54,047
12	2009	0	0	0	937	589	348	4,551	1,232	31,307	11,115	5,602	53,806
13	2010	0	0	0	139	87	52	4,551	1,232	31,307	13,085	6,657	53,806
14	2011	2,251	965	1,286	155.8	955.4	802.6	4,551	1,232	31,307	15,404	1,313	53,806
15	2012	2,292	925	1,367	155.8	955.4	802.6	4,551	1,232	31,227	39	3	37,052
16	2013	2,313	883	1,430	155.8	955.4	802.6	4,551	1,232	31,227			37,010
17	2014	2,375	842	1,533	155.4	952.9	802.5	4,551	1,232	31,227			37,010
18	2015	2,418	799	1,619	155.4	952.9	802.5	4,551	1,232	31,227			37,010
19	2016	2,461	755	1,706	155.4	952.9	802.5	4,551	1,232	31,227			37,010
20	2017	2,506	711	1,795	155.4	952.9	802.5	4,551	1,232	31,227			37,010
21	2018	2,551	666	1,887	155.4	952.9	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
22	2019	2,597	620	1,977	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
23	2020	2,644	573	2,071	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
24	2021	2,691	526	2,167	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
25	2022	2,740	477	2,265	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
26	2023	2,789	428	2,367	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
27	2024	2,839	378	2,467	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
28	2025	2,890	327	2,567	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
29	2026	2,942	275	2,667	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
30	2027	2,995	222	2,767	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
31	2028	3,049	168	2,867	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
32	2029	3,104	113	2,967	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
33	2030	3,160	57	3,067	155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
34	2031				155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
35	2032				155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
36	2033				155.2	951.7	802.5	4,551	1,232	31,187			36,970
Total		63,090	53,627	9,464	53,626	10,707	9,464	5,946	1,547,749	137,104	109,683	27,421	1,046,270
NPV:		6,264	1,669	6,448	4,052	9,023.8	506,255	(Payment to CEB + principal and interest for OECF loan and local loan)	5.61	(RWh)			116,388

Levelized cost per RWh in CEB (R\$/RWh):

(Note for CEB)

(1) Interest rate of OECF loan: 1.80%

(2) Equal annual repayment amount of loan: 3.217 1st year, 1,043 2nd year, 1,299 3rd year, 225 4th year

(3) Coverage ratio of loan amount: 85%

(Note for IPP)

(1) Interest rate of loan from banking group: 16%

(2) Equal annual repayment amount of capital for loan (US\$10⁶): 1st repayment: 16,674 2nd to 10th: 16,717

(3) Operation and maintenance cost (US\$1,000): 2

(4) Return on Equity (ROE): 8.50%

(5) Return on Investment (ROI): 10.29%

(6) Equity ratio: 43

(7) Rate of taxable amount for capacity charge: 18.00%

Table 9-4-9 IPPを利用したOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合の融資団からの
融資期間中の借入元利返済金カバー率(LI:CR)

Year in order	Amount financed by bank- ing group (US\$10 ³)	Balance at the beginning of year (US\$10 ³)	Pay- ment of principal (US\$10 ³)	Pay- ment of interest (US\$10 ³)	Balance at the end of year (US\$10 ³)	Revenue Dpreci- ation cost (US\$10 ³)	O/M cost (US\$10 ³)	Fuel cost (US\$10 ³)	GST (US\$10 ³)	Gross balance (US\$10 ³)	Present value of gross balance (US\$10 ³)	Pay- ment of principal (US\$10 ³)	Pay- ment of interest (US\$10 ³)	Loan life debt service coverage ratio
1 1998														
2 1999			0	0	0	0						0	0	
3 2000	1,326	0	0	0	1,326	0						0	0	
4 2001	42,086	1,326	0	0	43,413	0						0	0	
5 2002	55,739	43,413	0	0	99,152	0						0	0	
6 2003	10,252	99,152	0	0	109,404	4,551	1,232	31,548	371	14,343	13,039	7,375	9,299	0.8602
7 2004	279	102,309	8,020	8,696	94,288	4,551	1,232	31,548	371	14,343	24,893	8,020	8,696	0.8591
8 2005		94,288	8,702	8,014	85,586	4,551	1,232	31,548	371	14,343	35,669	8,702	8,014	0.8588
9 2006		85,586	9,442	7,275	76,144	4,551	1,232	31,548	371	14,343	45,465	9,442	7,275	0.8586
10 2007		76,144	10,244	6,472	65,900	4,551	1,232	31,548	371	14,343	54,371	10,244	6,472	0.8585
11 2008		65,900	11,115	5,602	54,785	4,551	1,232	31,307	368	14,189	62,380	11,115	5,602	0.8573
12 2009		54,785	12,060	4,657	42,725	4,551	1,232	31,307	368	14,189	69,661	12,060	4,657	0.8564
13 2010		42,725	13,085	3,632	29,640	4,551	1,232	31,307	368	14,189	76,280	13,085	3,632	0.8557
14 2011		29,640	14,197	2,519	15,443	4,551	1,232	31,307	368	14,189	82,298	14,197	2,519	0.8552
15 2012		15,443	15,404	1,313	39	4,551	1,232	31,307	368	14,189	87,768	15,404	1,313	0.8548
16 2013		39	39	3	0	4,551	1,232	31,227	367	14,137	92,723	39	3	0.9029
17 2014						4,551	1,232	31,227	367	14,137	97,228			0.8616
18 2015						4,551	1,232	31,227	367	14,137	101,323			
19 2016						4,551	1,232	31,227	367	14,137	105,046			
20 2017						4,551	1,232	31,227	367	14,137	108,430			
21 2018						4,551	1,232	31,187	367	14,111	111,501			
22 2019						4,551	1,232	31,187	367	14,111	114,293			
23 2020						4,551	1,232	31,187	367	14,111	116,831			
24 2021						4,551	1,232	31,187	367	14,111	119,138			
25 2022						4,551	1,232	31,187	367	14,111	121,236			
26 2023						4,551	1,232	31,187	367	14,111	121,236			
Total			109,683	57,482						121,236		109,683	57,482	

Figure 9-4-1 IPPが全額資金負担した場合の資金繰りモデル

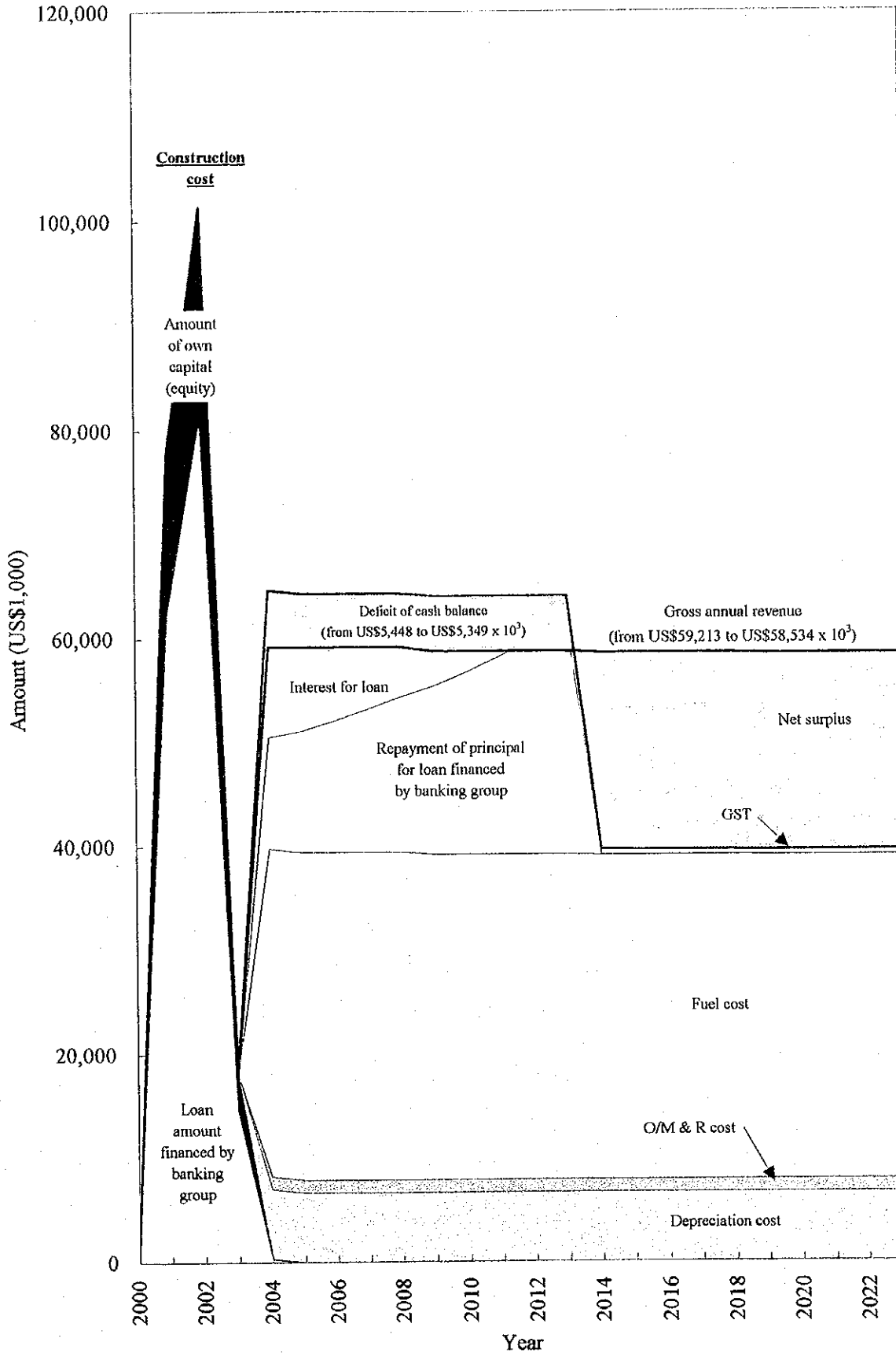


Figure 9-4-2 OECFによる抱合わせローンを採用した場合の
IPPの資金繰りモデル

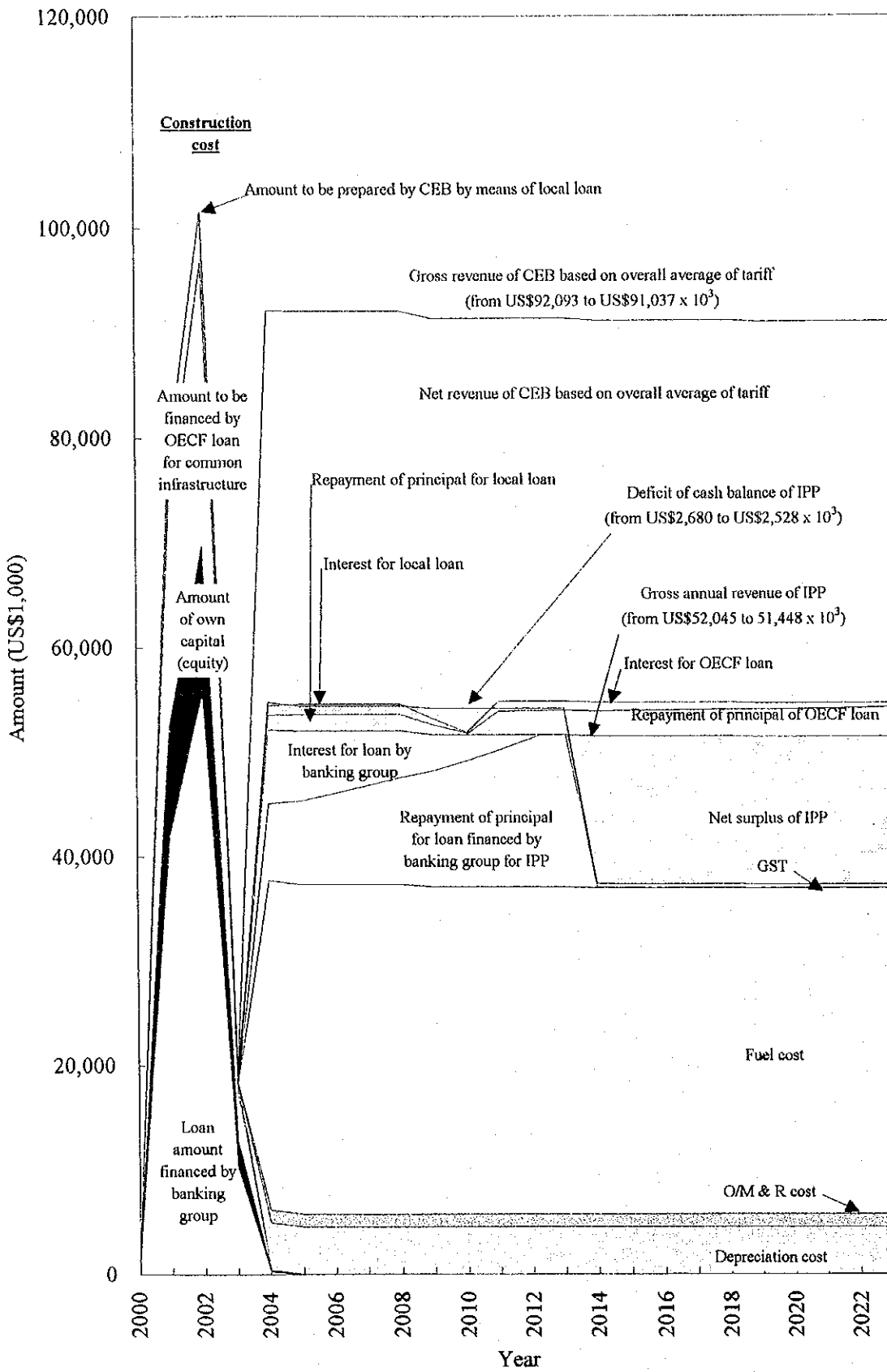


Figure 9-4-3 ROEならびにROIとLLCRの関係
(IPPが全額資金負担した場合)

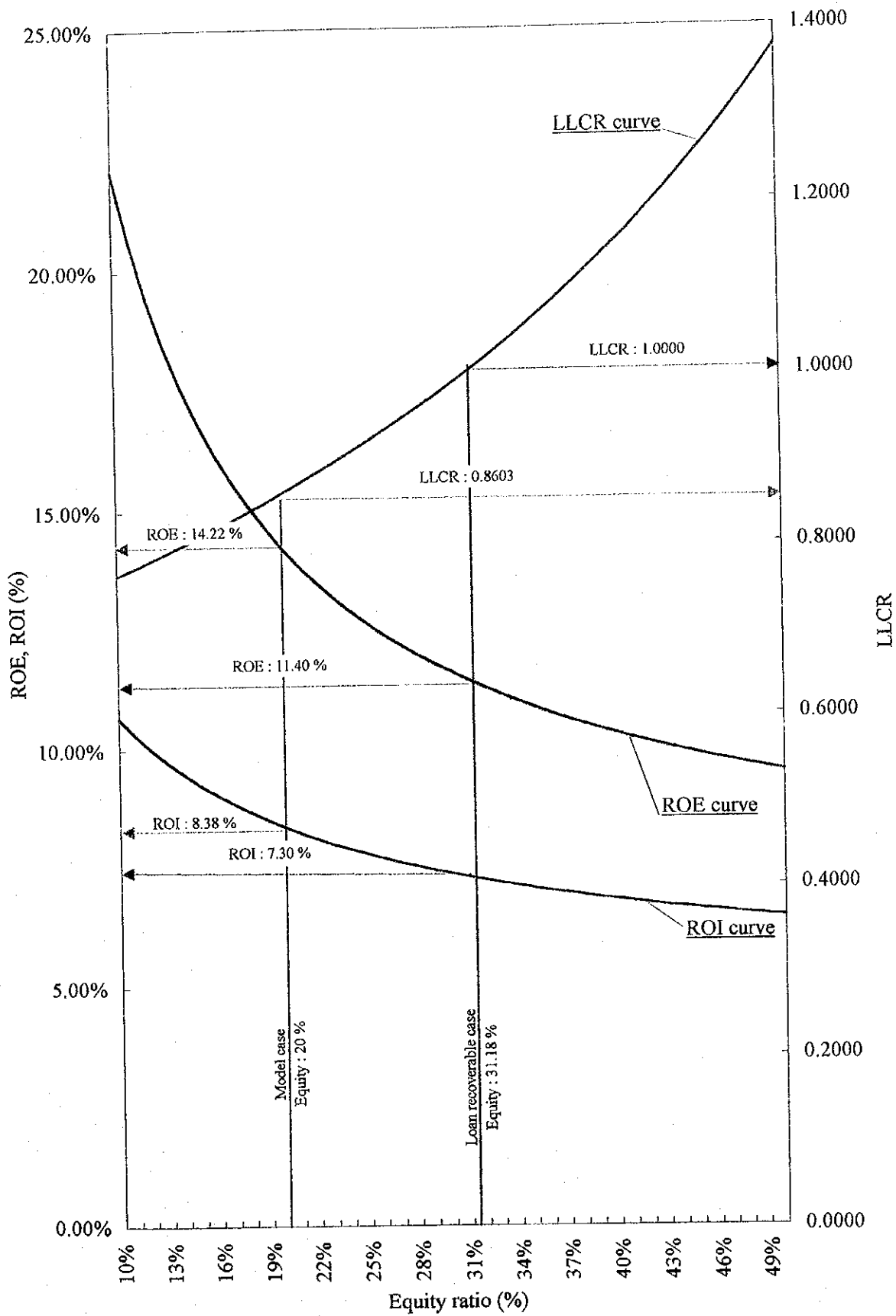
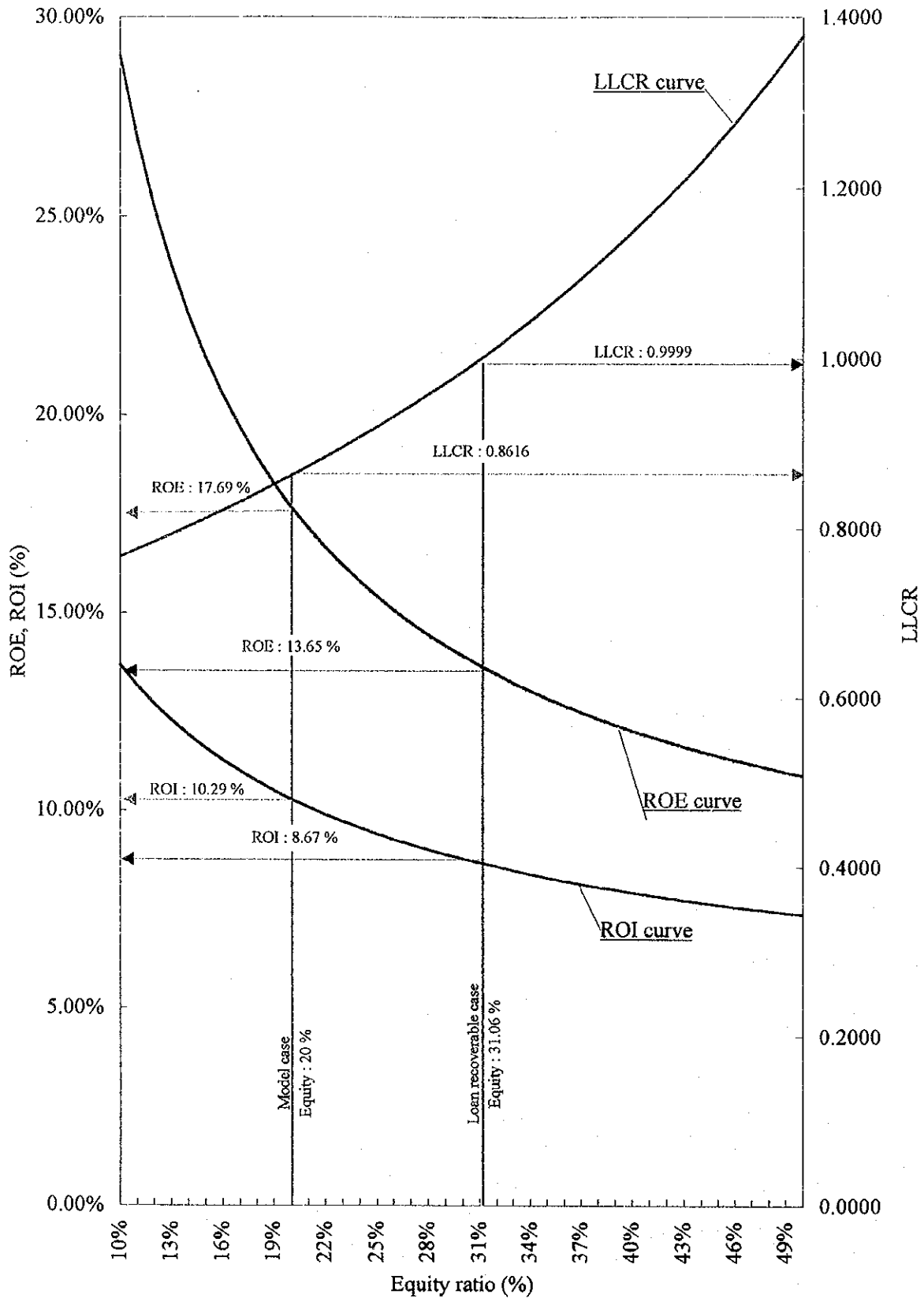


Figure 9-4-4 ROEならびにROIとLLCRの関係
 (IPPを利用したOECFによる抱合わせローン採用の場合)



9.5 資金調達形態の要約

前項に述べたように、想定した2つのベースケース、すなわち(1)資金全額をIPPが負担した場合、及び(2)IPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合のいずれも、本件プロジェクトに民間資本を活用することはこのままでは不可能であることが明らかとなった。これらのベースケースにおいては、IPPの収益となるべきCEBへの売電単価はIPPが負担することになる電力価値及び電力量価値にのみ基いており、他の、たとえば間接費及びもしくは会計上の費用などいかなる形態の-marginも含まれていない。だから、IPPのキャッシュバランスは融資団からの借入金に対する返済の期間中、出超とならざるを得なかった。

そこで民間資本の活用性を探るためには、さらにいくつかの検討を行わなければならない。ここで、それらの検討に入る前に、プロジェクトコストの構造を明確にしておかなければならない。

図9-5-1に図示したように、プロジェクトコストは下表のようないくつかの費目からなっている。すなわち、

プロジェクトコストの構造

Cost item	Amount (US\$1,000)
Preparatory works	960
Construction works	148,778
Main facilities	101,128
Common infrastructure	47,650
Engineering fee	5,000
Goods and Services Tax (GST)	6,633
Compensation cost	800
Administration cost	500
Physical contingency	7,200
Price contingency	30,321
Total	200,193

このプロジェクトコストは資金調達の形態別に、下表のように要約することができる。すなわち、

資金調達形態別の資金区分

Type of finance	(US\$1,000)			
	Loan amount	CEB own fund	Debt service	Equity(20%)
OEFCF full loan	170,164	30,029	-	-
IDA/ADB full loan	140,135	60,058	-	-
Full cost borne by IPP	-	500	159,753	39,940
Combined loan by OEFCF with IPP	50,642	12,447	109,682	27,422

表9-5-1はこの費用区分の詳細を年別に示したものであり、図9-5-2及び9-5-3はそれを図示したものである。

Table 9-5-1 融資タイプ別のプロジェクトコストの工事期間中の支出計画

(US\$1,000)

Total construction cost	OECSF Loan		IDA/ADB Loan		Full Cost Borne by IPP			Combined Loan by OECF with IPP			
	Loan amount	CEB own fund	Loan amount	CEB own fund	Equity	Debt service	CEB own fund	Equity	Debt service	Loan amount	CEB own fund
2000	1,409	249	1,161	497	332	1,326	0	332	1,326	0	0
2001	66,495	11,734	54,760	23,469	15,626	62,503	100	10,522	42,086	19,918	5,703
2002	86,338	15,236	71,102	30,472	20,281	81,123	170	13,935	55,739	26,400	5,500
2003	15,583	2,750	12,833	5,500	3,631	14,522	180	2,563	10,252	4,324	1,194
2004	339	60	279	120	70	279	50	70	279	0	50
Total	170,164	30,029	140,135	60,058	39,940	159,753	500	27,422	109,682	50,642	12,447

Figure 9-5-1 プロジェクトコストの費目別構造

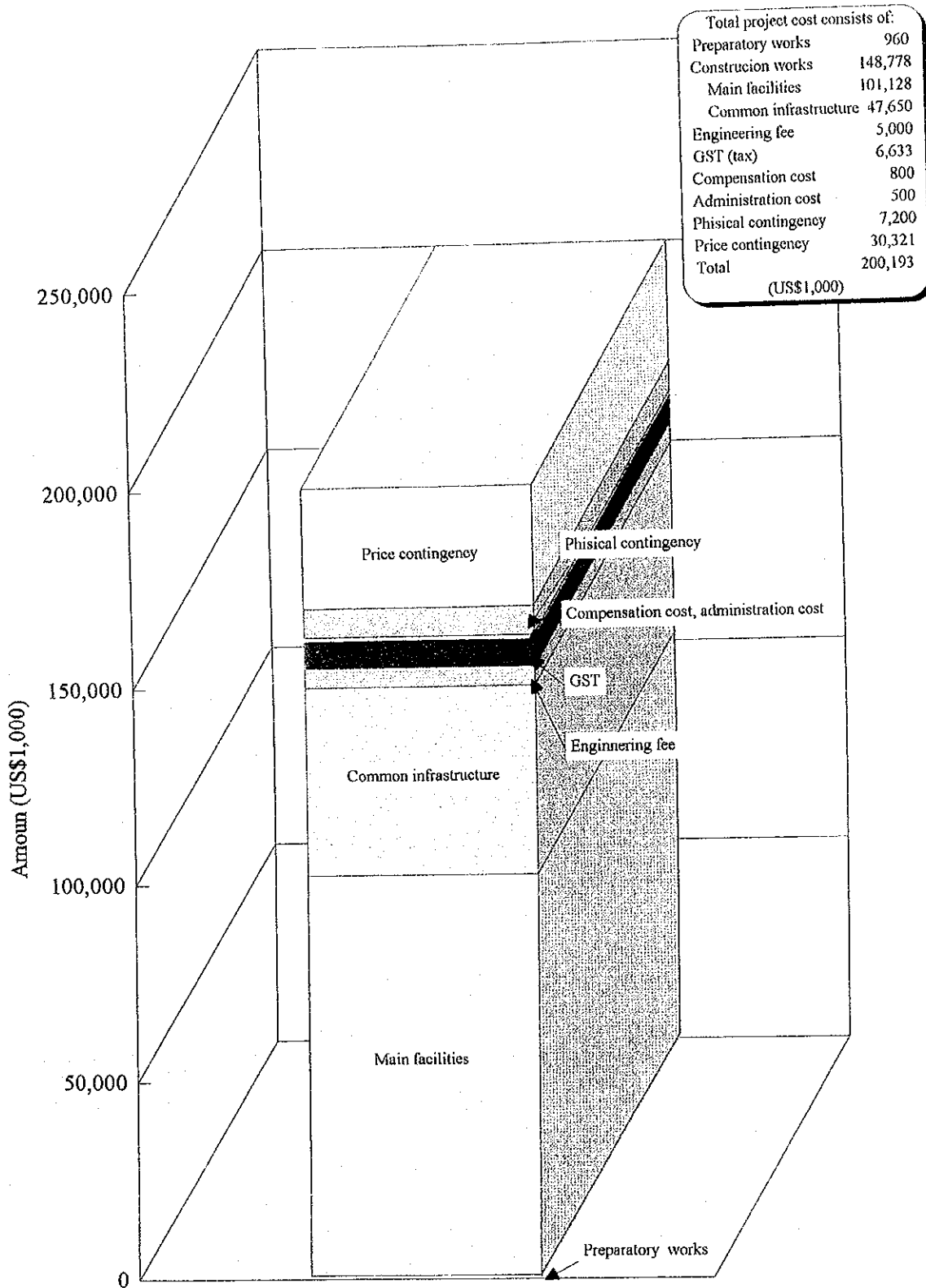


Figure 9-5-2 プロジェクトコストの融資タイプ別構造

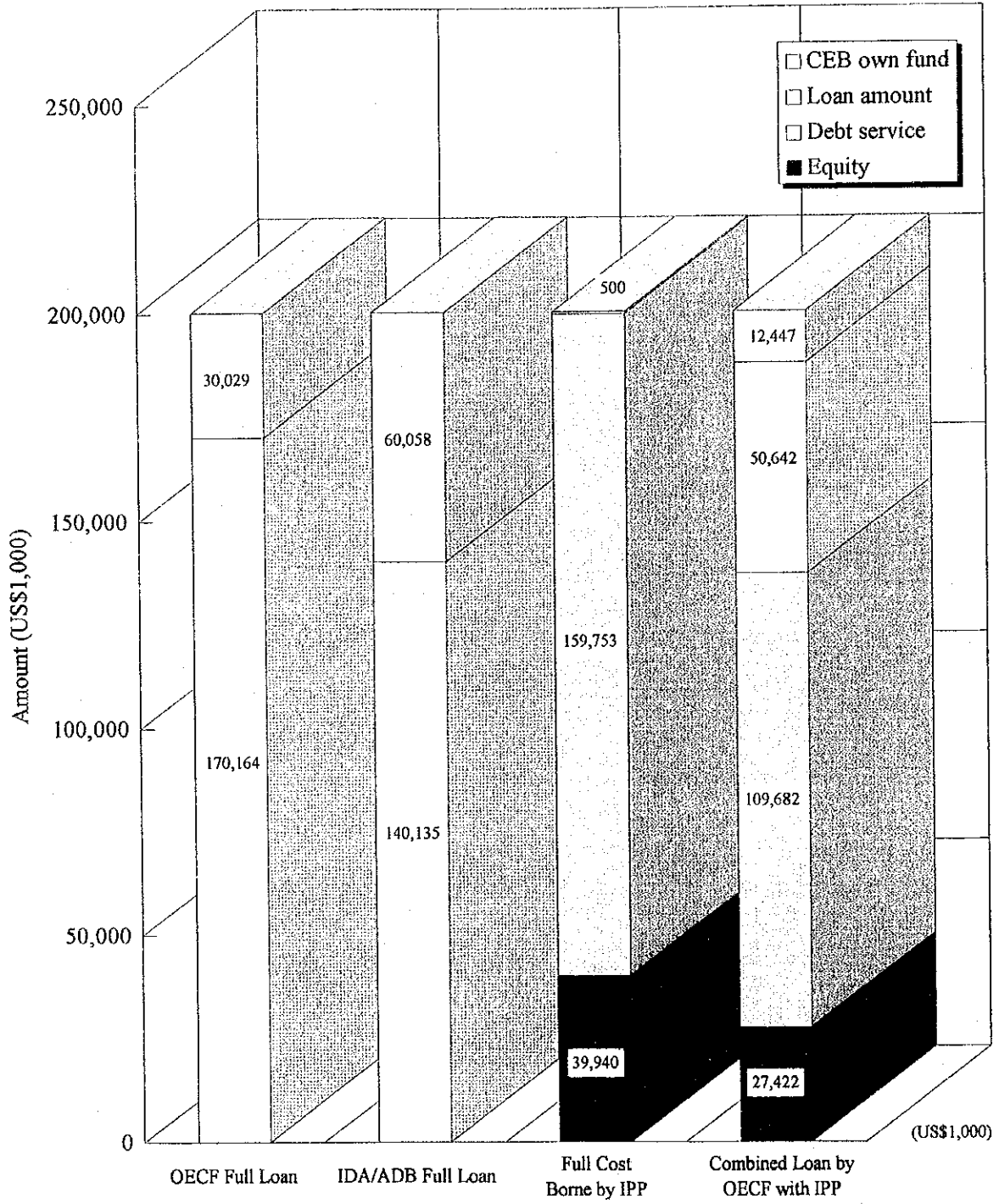
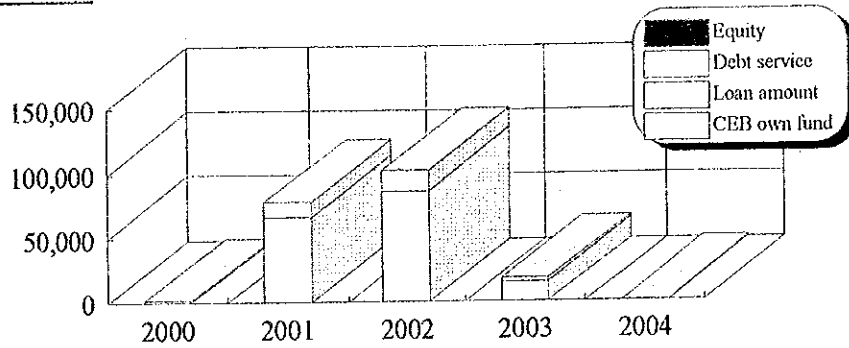
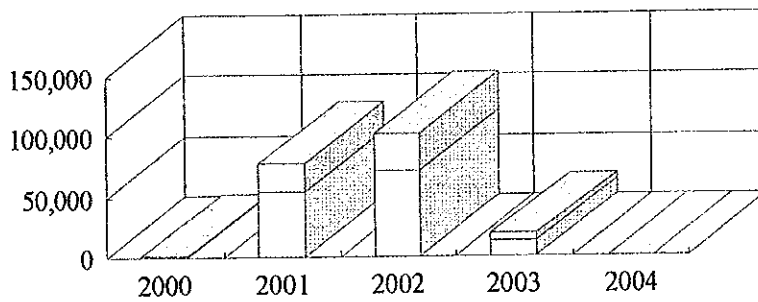


Figure 9-5-3 融資タイプ別のプロジェクトコストの工事期間中の支出計画

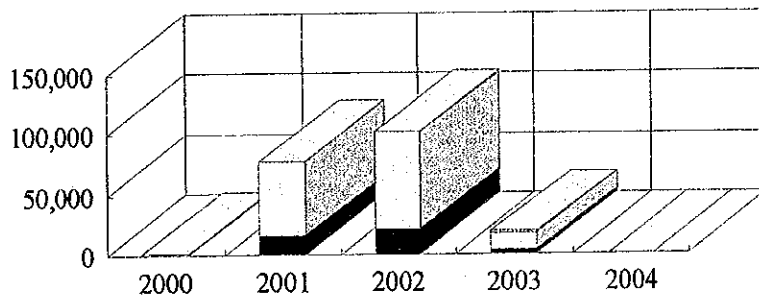
OECF Full Loan



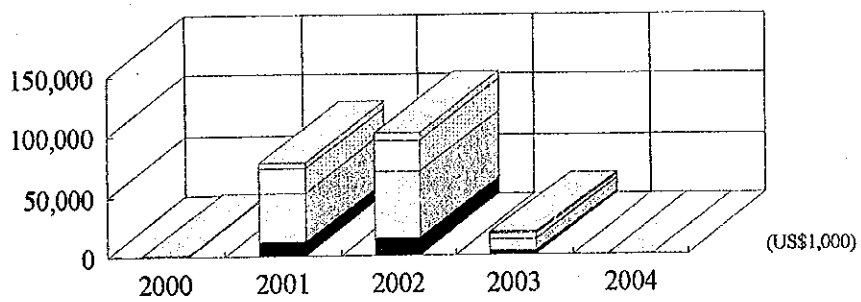
IDA/ADB Full Loan

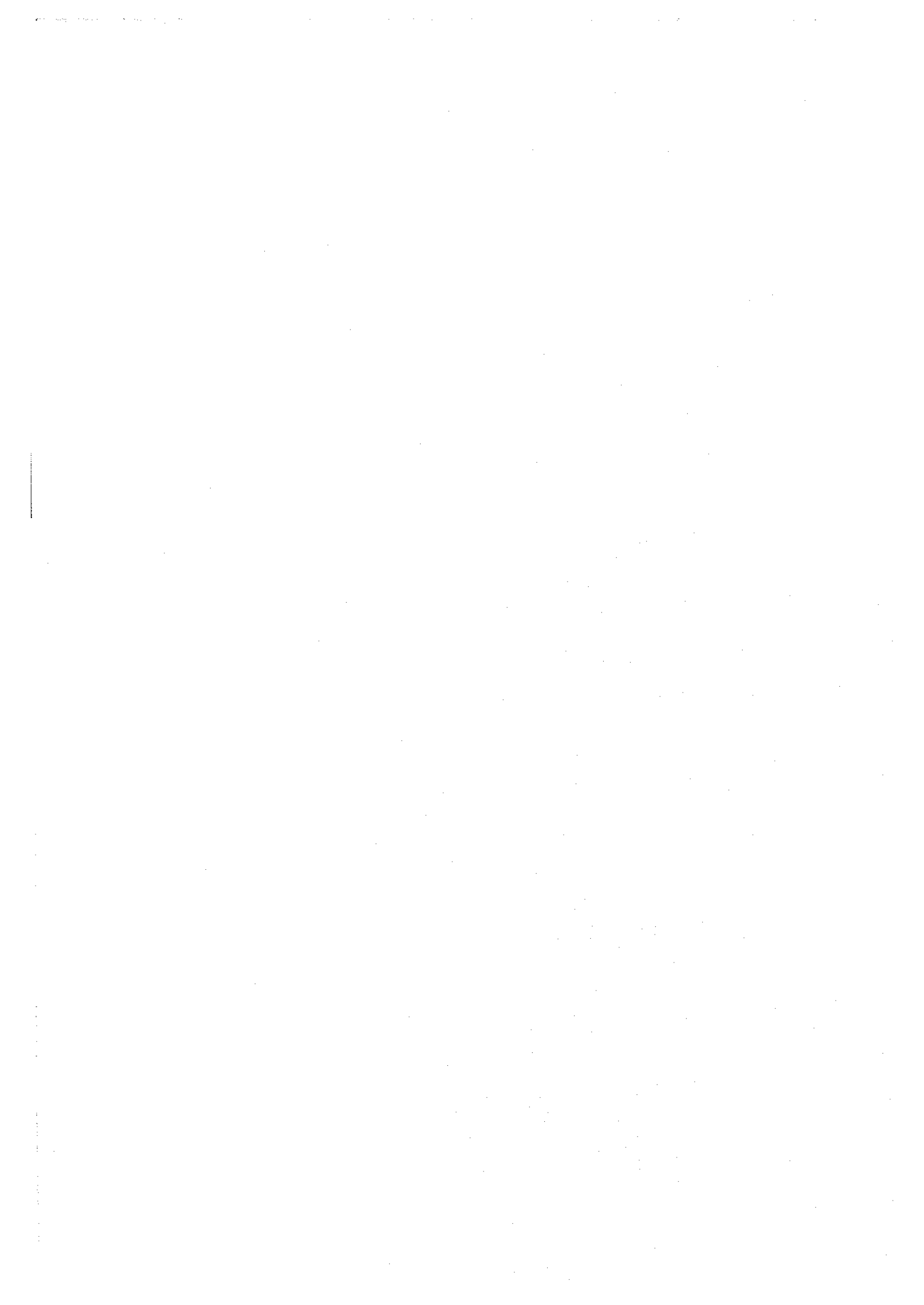


Full Cost Borne by IPP



Combined Loan by OECF with IPP





9.6 本件プロジェクトに民間資本を活用し得る可能性を探るためのいくつかのケーススタディ

9.6.1 ケーススタディの実施条件

9.4節でも検討した通り、IPPの収益となるCEBへの売電単価は電力費用と電力量費用にのみ基いたものであって、間接費及び/もしくは何らかの財務的費用など、いかなる形態の-marginも含んでいない。それで、融資団からの借入金返済期間中のIPPのキャッシュバランスが出超となったのである。

この問題を解決するためには、IPPからCEBへの上記の売電単価に何らかの-marginを考慮しなければならない。本検討では電力費用と電力量費用に基づく合計売電単価にさらに10%の-marginを見込むこととし、これを「財務費用」と呼称することとした。ケーススタディは、利率、据置期間を含む借入金返済期間などの融資団からの融資条件、IPP・CEB間の売電契約期間、IPPの出資率などについてベースケースと同じ条件の下で、下記の2ケースについて行うこととした。これらの2つのケースはそれぞれさらに2つのサブケースからなる。すなわち、

- (1) 資金全額をIPPが負担する場合の実際的ケース、及び
- (2) IPPを利用したOECFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース。

本調査で推定したプロジェクトコストは現行市場で一般的に用いられている単価に基づいたもので、その額はプロジェクトコストの上限額とすることができる。一方、IPPとして参入する意志のある投資家はこの上限額よりも低い額で応札することになるのが通例である。競争原理が働くためである。民間資本を活用した方が公的調達金額で実施する場合よりもプロジェクトが安く実施できると言われるのはこのためである。

この状況を考慮して、上述の2つのケースはさらに2つのサブケースに分けて考えることができる。すなわち、

- (1-1) 資金全額をIPPが負担することとし、かつ上限額いっぱい契約した場合の実際的ケース-1、
- (1-2) 資金全額をIPPが負担することとし、上限額の80%で契約した場合の実際的ケース-2、
- (2-1) OECFによる抱合わせローンを採用し、IPPが上限額いっぱい契約した場合の実際的ケース-1、及び

(2-2) OECFによる抱合わせローンを採用し、IPPが上限額の80%で契約した場合の実際
的ケース-2。

ここに上記ケーススタディの実施条件をまとめておく。すなわち、

- | | |
|-----------------------|--------------------------------------|
| (1) IPPの出資率: | 20 % |
| (2) IPP・CEB間の売電契約期間 : | 商業運転開始後20年 |
| (3) 財務費用 : | 電力費用及び電力量費用の合計の10 % |
| (4) 融資団からIPPに対する融資条件: | |
| - 利率: | 年率8.50 % |
| - 借入金返済期間: | 14年 |
| - 据置期間: | 借入金返済期間中の4年(すなわち、商業運
転開始後に返済が始まる) |

検証項目は以下の通りである。すなわち、

- (a) 設定した売電価格をIPPに支払うCEBの体力、
- (b) IPPからCEBへの売電単価、
- (c) プロジェクトライフ中の電力の平準原価、
- (d) IPPの実施すべきプロジェクト費用の資金調達能力(すなわちROE、ROI及びLLCR)、
及び
- (e) IPPの融資団との協議可能な出資率を探るための出資率に対応するLLCRの感度。

9.6.2 ケーススタディの結果

設定した売電価格をIPPに支払うCEBの体力を明らかにするためには、CEBからのすべての電力販売のメカニズムが明確ではないとしても、CEBとIPP間の売電契約にしたがって電力販路を確保するべく、CEBの収入となる末端顧客への売電価格を1995年時点の総平均単価に基づいてものとしておかなければならない。本報告書第3章で述べた通り、CEBの財務統計資料によれば、1995年時点の実質的な総平均売電単価はkWh当りRs.3.70であった。したがって、年率7.00%で上昇するとした場合の2004年時点のCEBの末端顧客への想定売電単価は、本章9.4節で述べた通り、kWh当りRs.6.36(米ドル換算でUS cents 9.97)と推定された。

CEBとIPPとの間の契約がかりに上限額より低い額で調印するようなことになれば、IPPからCEBへの電力費用として売電価格の一部をなす電力価値はこの低い額に基づかなければならない。電力費用(すなわち電力価値)は主として投下する工事費に基づくものだからである。この状況に該当する資金全額をIPPが負担する場合の実際的ケース-2及びIPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用する場合の実際的ケース-2における電力価値はそれぞれkW当りUS\$121.44及びUS\$85.20と推定された。表9-6-4及び9-6-11はその計算の詳細を示したものである。

IPPが資金全額を負担する場合の実際的ケース-1及び実際的ケース-2ならびにIPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-1及び実際的ケース-2の検討のための諸元はそれぞれ表9-6-1、9-6-5、9-6-8及び9-6-12に示した通りである。

(1) 設定した売電価格をIPPに支払うCEBの体力

CEBの財政をも併せ示したIPPの資金繰りを示す表9-6-2、9-6-6、9-6-9及び9-6-13によれば、結果的には、上述の4つのケースすべてについて、CEBは設定した売電価格をIPPに支払う体力を有する。つまりどのケースについても、CEBにとっては格別の問題はないということである。

(2) IPPからCEBへの売電単価

IPPからCEBへの売電単価については下表に示す通りとなった。なお、この表にはベースケースについても併せ示した。

IPPからCEBへの売電単価

Cases	Rs./kWh	US cents/kWh
Base Case of Full Cost Borne by IPP	3.92	6.14
Base Case of Combined Loan by OEFCF with IPP	3.45	5.41
Probable Case-1 of Full Cost Borne by IPP	4.32	6.77
Probable Case-2 of Full Cost Borne by IPP	3.98	6.24
Probable Case-1 of Combined Loan by OEFCF with IPP	3.79	5.94
Probable Case-2 of Combined Loan by OEFCF with IPP	3.57	5.60

この結果のみから見る限り、CEBにとってはIPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合のベースケースがもっとも有利であることを示している。しかしながら、IPPのキャッシュバランスは融資団からの借入金返済期間中出超となることがすでに明らかとなっているので、すでに検討したとおりIPPは工事に要する資金を調達することが

できないことから、このケースは民間資本活用を実現する方法として採択することはできない。

したがって、IPPからCEBへの売電単価の観点から見る限り、IPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-2の次善のケースが、もしこのケースが実現可能であるなら、CEBにとっての最善策ということになる。

(3) プロジェクトライフ中の平準電力原価

プロジェクトライフ中の平準電力原価は下表に示す通りとなった。なお、この表にもベースケースについての結果を併せ示した。

プロジェクトライフ中の平準電力原価

Cases	Rs./kWh	US cents/kWh
Base Case of Full Cost Borne by IPP	3.92	6.15
Base Case of Combined Loan by OEFCF with IPP	3.58	5.61
Probable Case-1 of Full Cost Borne by IPP	4.32	6.77
Probable Case-2 of Full Cost Borne by IPP	3.98	6.24
Probable Case-1 of Combined Loan by OEFCF with IPP	3.92	6.15
Probable Case-2 of Combined Loan by OEFCF with IPP	3.70	5.79

上表に示す結果をみる限り、IPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合のベースケースが最善の策であることを示している。しかしながら、上記と同じ理由から、やはりこの場合も民間資本活用の実現を図り得る策としてこのケースを採択することはできない。

したがって上記の売電単価の場合と同じく平準原価の観点から見ても、民間資本活用を実現する策としては、CEBにとってはやはり次善のケースであるIPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-2が現実的な最善策ということになる。

(4) IPPのプロジェクト実施の所用資金調達能力

IPPのプロジェクト実施の所用資金調達能力をみるには、資本利益率(ROE)、投下資金利益率(ROI)及びローンライフ借入元利返済金カバー率(LLCR)を明らかにすることが求められる。特にプロジェクト実現のためにはLLCRがもっとも重要なファクターとなる。

各ケースのROE、ROI及びLLCRは下表に示すとおりと出た。なお、これには同じくベースケースの場合についても併せて示した。図9-6-2、9-6-4、9-6-6および9-6-8は本

ケーススタディにおける4つの実際的ケースについて、ROE、ROI、LLCRと出資率の関係を図示したものである。

出資率と資本金利益率(ROE)、投下資金利益率(ROI)ならびに
ローンライフ借入元利返済金カバー率(LLCR)の関係要約

Case Studies	Equity (%)	ROE(%)	ROI(%)	LLCR
Base Case of Full Cost Borne by IPP				
Model case	20.00	14.22	8.38	0.8603
Loan recoverable case	31.18	11.40	7.30	1.0000
Negotiable case in LLCR	50.84	9.45	13.32	1.4000
Base Case of Combined Loan by OECF with IPP				
Model case	20.00	17.69	10.29	0.8616
Loan recoverable case	31.06	13.65	8.67	1.0000
Negotiable case in LLCR	50.76	10.82	15.13	1.4000
Probable Case-1 of Full Cost Borne by IPP				
Model case	20.00	26.49	15.17	1.1045
Loan recoverable case	11.64	40.95	19.88	1.0000
Negotiable case in LLCR	36.89	17.27	11.19	1.4000
Probable Case-2 of Full Cost Borne by IPP				
Model case	20.00	30.14	17.20	1.1254
Loan recoverable case	(Out of calculation. Equity ratio:less than 10%)			
Negotiable case in LLCR	35.69	19.63	12.66	1.4000
Probable Case-1 of Combined Loan by OECF with IPP				
Model case	20.00	33.39	18.98	1.1744
Loan recoverable case	(Out of calculation. Equity ratio:less than 10%)			
Negotiable case in LLCR	32.89	23.79	14.43	1.4000
Probable Case-2 of Combined Loan by OECF with IPP				
Model case	20.00	38.90	22.03	1.2158
Loan recoverable case	(Out of calculation. Equity ratio:less than 10%)			
Negotiable case in LLCR	30.52	27.68	17.42	1.3999

上表によれば、2つのベースケースとも出資率31%で、そのLLCRがかるうじて融資団からの借入金の返済をカバーするLLCRの水準をクリアーしている。しかし、IPPが真に融資団との協議に入りたいとするなら、その出資率をプロジェクト所用資金の50%もしくはそれ以上としなければならない。したがって、この2つのケースはともにすでに述べた通り、実際的ではない。

一般的に、もっとも適切な出資率は25%から30%の範囲と言われている。この観点からすれば、最善のケースは、本調査で推定したプロジェクトコストである上限額に対してその80%で契約し、かつIPPの出資率が30.5%でLLCRが1.4となる、OECFによる抱合わせローンを採用した実際的なケース-2ということになる。

(5) 出資率に対応するLLCRの感度

出資率10%から50%までの範囲について、これに対応するLLCRの感度の分析をケーススタディのタイプ別に実施した。表9-6-15はその結果を示したものである。

調査団の日本における聞き取り調査によれば、実際のプロジェクト市場においては、LLCRの水準が1.3レベルで応札している例もある。この観点からすれば、本ケーススタディ中3ケース、すなわち(1)IPPが資金全額を負担する場合の実際のケース-2、(2)IPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した場合の実際のケース-1及び(3)同実際のケース-2がそれぞれ出資率31%に対してLLCR1.30、出資率28%に対して1.30、出資率25%に対して1.30を示している、実現可能性が高いことを示している。この3つのケース中、最後の「IPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した場合の実際のケース-2が、出資率の水準からみて最善のケースであると考えられる。また、このケースであれば、プロジェクト実施を民間資本を活用して実現する可能性がある」と判断し得る。

9.6.3 ケーススタディの結論

表9-6-16は以上のケーススタディの結果を要約し、IPPの融資団への返済能力、IPPからCEBへの売電単価、プロジェクトライフ中の平準電力原価、融資団からの借入金返済期間中のIPPのキャッシュバランス、IPPの融資団の融資交渉実現の可能性の観点から評点方式で順位評価を行った結果を示したものである。

順位評価の結果、前項までの検討内容を反映して、全ケーススタディ中、IPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した場合の実際のケース-2の評点が最高となった。したがって、もしスリランカ政府がプロジェクト実施をどうしても民間資本を活用して行いたいとするなら、上記の「IPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した場合の実際のケース-2」方式がもっとも採択し得る策であるといえることができる。ただし、IPPとなりたいとする投資家が、本調査で推定したプロジェクトの所要費用の80%までダウンさせてもプロジェクト実施に参入したいという投資家であることが条件となる。この場合、本ケーススタディでは表9-6-15に示すとおり、ROE及びROIはそれぞれ32.39%及び19.36%となっている。

Table 9-6-1 IPP(BOO/BOT方式)を利用した場合の財務分析用諸元
(資金全額をIPPが負担した場合の実際的ケース-1)

Item	Unit	Value			
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Costs					
Total financial construction cost	US\$1,000	199,692	-	-	-
(Including price contingency and excluding administration fees)					
Rate of contract amount to ceiling amount above		100%	-	-	-
OM cost	US\$1,000	1,232	-	-	-
Fuel cost	US\$1,000	31,548	31,307	31,227	31,187
Electricity Price					
		(Overall selling price in CEB)	(Selling price from IPP to CEB)	Remarks	
Estimated electricity price in 1995	Rs/KWh	3.70	-	Actual case in Sri Lanka:	
Envisaged annual price increase	%	7.00%	-	Ranging from 3.23 Rs per kWh to 3.67 Rs per kWh	
Estimated electricity price in 2004	Rs/KWh	6.36	4.32	(Average as of 1995 depending on unit price) fuel type.	
Estimated amount of annual sales of CEB					
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
	MW	157.0	155.8	155.4	155.2
Annual generated energy	GWh	962.72	955.37	952.91	951.69
Transmission/leakage loss	%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
Actual sales volume of electricity	GWh	924.22	917.15	914.80	913.62
Gross annual revenue in Rs.	Rs.million	5,876	5,831	5,816	5,808
Exchange rate as of May 1998	Rs/US\$	63.80	63.80	63.80	63.80
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	92,093	91,389	91,154	91,037
Average selling amount from IPP to CEB					
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Unit capacity charge (power charge)	US\$/KW	150.70	-	-	-
Unit energy charge	US\$/MWh	36.93	-	-	-
Selling amount in capacity charge	US\$1,000	23,660	23,479	23,419	23,389
Selling amount in energy charge	US\$1,000	35,553	35,282	35,191	35,146
Financial charge	US\$1,000	5,921	5,876	5,861	5,853
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	65,135	64,637	64,471	64,388
Net revenue of CEB	US\$1,000	26,958	26,752	26,683	26,649
Loan conditions of private banking group for IPP					
Interest rate	%	8.50%	-	-	-
Repayment period	Year	14	-	-	-
Grace period	Year	4	-	-	-
Capital recovery factor		0.15241	-	-	-
Equity rate		20.00%	-	-	-
Capital amount to be loaned	US\$1,000	159,754	-	-	-
Equal annual repayment amount	US\$1,000	24,348	-	-	-

