

## 9. 結論及び勧告

## 9. 結論及び勧告

### 9.1 結論

本調査は CEB (カウンターパート) が計画しているケラワラピティヤ・コンバインドサイクル発電所 (150MW) 建設に関する F/S 及び環境影響評価 (以下: EIA) を実施し、併せて関係技術分野のカウンターパートへの技術移転を行うものである。

本調査で技術、経済、財務及び環境面からの評価を実施した結果、本発電所の建設計画は実施可能であるとの結論を得た。

結論内容は次の通りである。

9.1.1 スリランカ国の電力需要は 1995 年現在電力量で 4800GWh、ピーク需要で 980MW の規模にあり、その伸び率は経済成長に呼応して 1970 年代末期から 1980 年代の初頭にかけて 10% を超えた。ここ 20 年間に於いて発電電力量の伸びは平均 7.6% を示し、ピーク負荷も、1996 年以外は発電電力量の伸びと同様に伸びており、20 年間の同平均伸び率は 7.1% を示している。

一人当たりの電力消費量は増加の一途を辿ってきているが、それが一人当たりの GDP が似かよった他のアジア諸国に比べて低いので今後も益々増加するものと考えられる。

また、一般家庭の電力消費も電化が推進されているため増大している。1996 年時点の電化率は 46.8% で、政府は 2005 年までに 80% の電化を計画している。

この様に、スリ・ランカ国において電力の需要は大きく伸びて来ている。

スリ・ランカ国の電力供給態勢は典型的な“水主火従”である。豊水年にはほぼ 100% の電力が水力から確保されて来た。周期的に起る干ばつ時は火力が補完してきたが、近年は補完しきれない状態にある。従って、降雨量に左右されない火力設備の早急な充実が望まれる。

9.1.2 電力開発計画は、IAEA (International Atomic Energy Agency) が開発したコンピュータソフト WASP (Wien Automatic System Planning Package) を利用して作成されている。

WASP により得られた電力開発計画結果によると、2012 年までの計画として、水力設備増設は 70MW、火力設備増設は 2588.5MW、火力設備除却は 116MW となっている。

この電力開発計画の中では、石炭火力建設推進が停滞していることもあって、“水

主火従”を是正するためにも本プロジェクトは 2001 年には完成することが期待されている。

9.1.3 スリ・ランカ国において、燃料の輸入・精製・供給は同国の法に基づき、CPC (Ceylon Petroleum Corporation) が独占的に実施している。

従って、CEB が必要とする燃料は、全面的に CPC から供給されている。

しかし、CPC の供給容量に限界があり、本プロジェクトは輸入燃料に頼らざるを得ない。

燃料として、LNG、LPG、ナフサ、ヘビーディーゼル油およびオートディーゼル油のオプションが考えられるが、下記に述べるようなことから輸入オートディーゼル油が最適である。

なお、オートディーゼル油の硫黄分は、当初は最も流通している 0.5%とするが、本発電所の増設に伴い、環境値を守れる硫黄分を選定するものとする。

- (1) LNG を受入れるためにはプロジェクト開発時点から参画していなければならず、取引き上硬直性が強い上、本プロジェクトの消費量は LNG プロジェクトの容量に比べ、非常に少ない。
- (2) LPG は世界市場が一社に握られており、その市場性・価格安定性が懸念され、また Shell Gas Lanka 社からの供給も期待できない。
- (3) ナフサは実績あるガスタービンメーカーは限られている上、一般的にナフサでガスタービンを起動することはできないため、起動用の燃料を用意する必要がある。更に、コスト的に割高である。
- (4) ヘビーディーゼル油は、ガスタービン用燃料としては適用可能であるが、一般市場にでまわっておらず、CPC は 1996 年からこの燃料の供給を止めている。
- (5) オートディーゼル油は、ガスタービン用燃料として問題なく、世界的に広く流通しているので容易に入手できる。

更に、効率的燃料調達のため CPC に頼らず、CEB が自から調達するか、あるいは新たな組織を設けて調達するかが考えられるが、CEB として少なくとも自から調達することは好まないため、今後 CEB が関係当局と協議の上検討する必要がある。

9.1.4 燃料の荷揚げ方法はコロンボ港内の既設揚油バースの改造ならびに増設案、あるいは同湾内に揚油バースの新設案もあったが、いずれも実施不可能ということで、発電所予定地前面海域に新たに揚油バースを新設することにした。

燃料船の規模は3万トンタンカーとし、係留方式は一点係留式ブイ(Single Point Mooring Buoy)を採用することにした。

ブイの設置は海岸線から4.6km沖合いで、燃料はこのブイから海底に埋設した配管を通して、発電所内の貯蔵タンクに、タンカー内のポンプを使用して移送するものとした。

類似の方法がこの埋立地に建設予定のShell Gas Lanka社のLPGプラントでも採用されるので、相互に邪魔にならないようにブイの位置、配管ルートは協議・確認した。

尚、本海域は5月～9月のモンスーン時期は荒れるが、タンカーの保留期間が充分確保できることが確認された。

9.1.5 復水器冷却水系統は海水による直接冷却方式、冷却塔を使った間接冷却方式、更に空気冷却方式が考えられるが、最も有利と思われる海水による直接冷却方式を採用する。

現地近傍の海は遠浅であることまた環境影響を最小限にする必要があることを考慮して、取水地点は海岸から460m程沖合いの海底より取水し、陸地迄は海底の地下配管を通して、陸地以降は暗渠を通して発電所まで移送される。冷却水ポンプは発電所内に設ける。

また放水路も暗渠とし、海岸線にて放流されるものとした。

9.1.6 発電所計画の主要諸元・設計条件は次の通りである。

- |                  |   |
|------------------|---|
| (1) 電力出力と基数      | : 150MWクラス コンバインドサイクル ユニット1基  |
| (2) ガスタービン入口ガス温度 | : 1,200°Cクラス  |
| (3) 蒸気条件         | : 蒸気圧力 高圧5~7MPa、低圧0.5~0.7MPa<br>蒸気温度 高圧480~500°C、低圧150~200°C<br>蒸気流量 高圧95~120t/h、低圧50~60t/h |
| (4) プラント年間利用率    | : 70%   |
| (5) 最低負荷         | : コンバインドサイクルとして定格の10%   |
| (6) 燃料貯蔵量        | : 45日間分   |
| (7) 大気条件         | : 大気湿度 30°C(乾球)、26.7°C(湿球)<br>相対湿度 78%<br>大気圧力 1.033bar                                     |
| (8) 冷却水温度        | : 27.5°C  |
| (9) 復水器冷却方式      | : 海水による一過流式直接冷却方式   |
| (10) 適用規格        | : 国際的に通用している規格を適用する。  |

- (11) NO<sub>x</sub>制御 : 蒸気噴射(コンバインドサイクル運転時)あるいは水噴射(シフトサイクル運転時)により、NO<sub>x</sub>をガスタービン出口で70ppm以下(15%O<sub>2</sub>)とする。
- (12) 高度 : 海面レベル
- (13) 排出ガス基準 :
- |                 |          |
|-----------------|----------|
| SO <sub>2</sub> | 340mg/MJ |
| NO <sub>x</sub> | 130mg/MJ |
| バイジン            | 40mg/MJ  |
| リケルマンばい煙濃度      | 20%      |
- (14) 排水基準 :
- |            |                            |
|------------|----------------------------|
| TSS        | 150mg/l                    |
| TSSの粒経     | 浮遊物 3mm以下<br>浮遊物 850ミクロン以下 |
| pH         | 6.0~8.5                    |
| BOD        | 100mg/l                    |
| Oil&Grease | 20mg/l                     |
| 排水温度       | 45°C                       |
| COD        | 250mg/l                    |
| 残留塩素       | 1.0 mg/l                   |
- (15) 騒音レベル(SPL) :
- |         |         |
|---------|---------|
| 機側 1m   | 85dB(A) |
| 発電所境界線上 | 60dB(A) |
- (16) 冷却水温度上昇 : 10°C
- (17) 運用条件 : ガスタービン単独運転可能とする。従って、ガスタービンと排熱回収ボイラの間にはバイパス煙突を設置する。
- (18) 煙突高 : 80m(主煙突及びハイパス煙突共)
- (19) 敷地面積 : 550m×500m
- (20) 共通設備容量
- |             |   |
|-------------|---|
| ① 燃料荷揚げ設備   | : 30,000tを12時間にて揚油出来る容量(150MW×5基分に使用可能) |
| ② 復水器用取放水設備 | : 300MW(150MWクラス×2基分)                   |
| ③ 燃料貯蔵タンク設備 | : 150MW 1基分                             |
| ④ 海水淡水化設備   | : 150MW 1基分                             |
| ⑤ 送電線設備     | : 300MW(150MW×2基分)                      |

9.1.7 コンバインドサイクルプラントの構成は運用性、保守性、性能、主機緊急停止時の電力系統網への影響、プラント建設費、市場性および本発電所の将来の容量増強能力等の観点から検討した結果、次のようなものとする。

- (1) 市場競争を狭めないようにするためガスタービンの台数は1台あるいは2台のいずれかとする。
- (2) 排熱回収ボイラーは各ガスタービンに1台とする。
- (3) 蒸気タービンの台数はガスタービンの台数に関係なく1台とする。
- (4) プラント運用性を考慮して、ガスタービン軸と蒸気タービン軸は別軸とする。
- (5) プラント熱効率は蒸気噴射（NO<sub>x</sub>対策）を行った油燃料焼き時44～46%が期待できる。
- (6) ガスタービン1台（100MW×1）案の場合、オフピーク時に本プラント（150MW）がトリップすると電力系統の周波数が47.5Hz(限界48.5Hz)近傍まで下がることが予想され、その結果約100MWの系統負荷が選択遮断されることがある。
- (7) ガスタービン2台（50MW×2）案の場合、建設費は割高となるが、ガスタービン1台がトリップしても電力系統への影響もなく、2台同時にトリップしない限り発電所の全停も回避される。

9.1.8 発電プラントの主要設備は諸条件を検討の上、下記形式を最適なものとして選定した。

- (1) ガスタービン
  - a. 型式 単純開放サイクル重構造1軸
  - b. 単機出力 ISO条件で50MW級または100MW級（メーカーの型番による）
  - c. 数量 1台又は2台（プラント構成による）
  - d. 資格実績 24,000時間運転実績のユニット3台以上
- (2) 排熱回収ボイラー
  - a. 型式 排熱回収複圧式ボイラー
  - b. ガス流れ方向 堅方向
  - c. 数量 1台又は2台（プラント構成による）
- (3) 蒸気タービン
  - a. 型式 混圧単流排気復水、発電機直結
  - b. 数量 1台
  - c. 出力 約50,000kW
  - d. 回転数 3,000rpm
  - e. 真空度 約8kPa
  - f. 排気方向 軸流

(4) 発電機	ガスタービン用	蒸気タービン用
a. 型式	閉鎖空冷円筒回転界磁同期交流発電機	
b. 数量	1台又は2台	1台
c. 皮相出力	118MVA	59MVA
d. 実効出力	100MW	50MW
e. 電圧		11kV
f. 力率		0.85
g. 回転数		3,000rpm
h. 極数		2
i. 短絡比		0.58~0.64
j. 絶縁	F種（温度上昇：B種相当）	
k. 励磁方式	サイリスタ励磁	

(5) 海水淡水化装置

- a. 数量 1基
- b. 形式 多重効用法
- c. 容量 1,500t/day

(6) 燃料貯蔵タック (Untreated Oil)

- a. 数量 2基
- b. 形式 固定屋根円筒形
- c. 容量 15,000kl/基

(7) 油浄化装置

- a. 数量 3台
- b. 形式 遠心分離型 (Self-Cleaning Type)
- c. 容量 15ton/h/基

(8) 燃料貯蔵タンク (Treated Oil)

- a. 数量 2基
- b. 形式 固定屋根円筒形
- c. 容量 8,000kl/基

(9) 計装・制御システム

- ① 制御システムはコンバインドサイクル発電プラントのニーズに対応して次のようなシステムを組んだものとする。
  - a. 統一的で、階層化された管理・監視・制御システム
  - b. コンパクトな中央盤制御システム
  - c. 負荷運用・台数運用システム
  - d. 主機の寿命管理システム

- ② 運転・監視は統括制御盤の CRT オペレーション装置で起動・停止を全自動にて行うものとする。データログ、運転日誌、各種性能計算は管理用計算機にて実施するものとする。

#### 9.1.9 送変電設備

本発電所の電力を既存系統へ送電するための送電設備は経済的で環境影響の最も少ないルートを選択して、既設コッゴダ変電所につなぎ込むことにした。

(1) 送電設備

送電距離 18km、220kV 架空送電線 2 回線

(2) 変電設備

引き込み方式	:	架空
220kV 母線方式	:	二重主母線 1 ブスタイ方式
220kV 開閉設備	:	従来形開放形

#### 9.1.10 ケラワラピティヤ発電所から既設コッゴダ変電所までの新設送電線計画に対して下記条件で電力系統解析を行ったところ、潮流面、故障電流面、安定度面のすべてにおいて問題になる箇所はないことが分かった。

- (1) 発電設備 : 本プロジェクトの 150MW コンバインドサイクルと同時完成を期待されている BOO/BOT 方式による 150MW コンバインドサイクル。
- (2) 解析対象年度 : ケラワラピティヤ発電所運転開始年度の 2001 年と 4 年後の 2005 年
- (3) 系統解析ツール : PSS/E
- (4) 計算条件及び評価基準 : 全国送電網整備計画調査 1997 年 1 月に依る。

#### 9.1.11 本プラント運転に伴う周辺環境への影響予測を行い、次の結果が得られた。

- (1) 大気汚染物質である SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 及び SPM の排出は、スリランカの環境基準を下回る値である。
- (2) 工事用車両及び稼働設備からの騒音は、敷地境界において騒音の基準を下回るレベルである。
- (3) 発電所からの排水は、スリ・ランカの水質基準を下回る値である。
- (4) 発電所から海域に排水される温排水による水温の上昇は、環境水温に比べて 10°C 以下の上昇である。温度が上昇する範囲は、温排水が急速に海水と混合しその温度が減少するために非常に小さい範囲となっている。したがって、重大な影響は予測されない。
- (5) 送電線は湿地帯保護区域の境界線に沿って建設される計画である。送電線



鉄塔の建設による影響を最小限とするために、詳細な動植物調査を建設工事前に実施することが望まれる。

- (6) 大気質及び発電所からの排水に関するモニタリングを実施し、関係機関にその報告を行うものとする。
- (7) 土地の取得、住民移転または住宅の一部改造等に対しては当事者に充分配慮し、適切な補償を行うものとする。

9.1.12 発電所配置計画は下記条件の元でガスタービン2台案とガスタービン1台案の2つのケースについて実施した。

- (1) 敷地内に最も多くのユニットが配置出来るように計画する。  
結果として5基設置するものとした。
- (2) 発電用燃料および復水器冷却水は発電所予定地の北西から供給されるものとする。
- (3) 送電ルートを考え開閉所は敷地内の南東部に配置するものとする。
- (4) ガスタービン、蒸気タービン及び発電機は屋内設置とする。

9.1.13 コンバインドサイクル発電設備の運転・保守に関してはガスタービン以外は比較的容易であり、既に習熟していると考えられるので、ガスタービンに注目して、下記事項を提言する。

- (1) 最初の5年間に必要とする予備品を供給範囲に入れる。
- (2) 検査・補修用機器・計器を備えた保守工場を設置する。
- (3) 運転・保守要員を工場および現地にて教育する。
- (4) 運転・保守の技術習熟のために、機械技術者1人、電気・計装技術者1人を1年間駐在させる。
- (5) 運転の記録、運転状況の診断機能等を有する情報監理システムを導入する。

9.1.14 発電所の建設工程として、政府間のローン締結から運転開始迄49ヶ月を要すると考えられる。主要工程は下記の通りである。

ローン・アグリメント～コンサルタ決定	5ヶ月
追加調査から入札図書完成	6ヶ月
入札～メーカ決定	7ヶ月
着工～運転開始	31ヶ月
合計	49ヶ月

但し、下記事項に注意を要する。

- (1) 5月～10月までの6ヶ月間はモンスーンのため、海上作業が出来ない。
- (2) アkses・ロードの工事には8ヶ月程度の工事期間が必要とする。
- (3) 取放水路(約2.5km)工事には24ヶ月程かかると思われる。

- (4) ES-1(Engineering Service Stage 1)には海上部分の調査工事 (30 日程度)が入るので、モンスーン時期を避ける必要がある。

9.1.15 プロジェクトのコストは機器のコスト (設計・製作費、輸送費、据え付け費、試運転費、土木、建築費など)、予備品費、エンジニアリング費、予備費、各種課税費、建設中金利、及び CEB 側で発生する直接経費から構成されるが、各種課税費、建設中金利を除いた全プロジェクトコストは下記の通りである。

単位：US Dollar

プロジェクトコスト	Unit Cost	Unit Cost modified
コンタクト費用	5,000,000	5,000,000
発電プラント	85,700,000	82,500,000
土木	46,000,000	20,400,000
据付	8,800,000	8,800,000
アクセスロード	960,000	192,000
送变电設備	8,000,000	3,200,000
補償	800,000	160,000
保証技術者	278,000	278,000
予備費	7,200,000	5,700,000
CEB、直接費用	500,000	400,000
合計	163,238,000	126,720,000

発電プラント費用内訳	Unit Cost	Unit Cost modified
ガスタービン	42,500,000	42,500,000
蒸気タービン/付属費	17,300,000	17,300,000
排熱回収ボイラ/付属費	16,300,000	16,300,000
ミッションモトリング	500,000	500,000
建屋	5,000,000	1,800,000
予備品 5 年間分	4,100,000	4,100,000
合計	85,700,000	82,500,000

ここで、unit cost とは 1 号機を運転するのに必要なすべての設備、施設の費用も包含した費用を意味し、unit cost modified は共通設備の費用をそれがカバーできるユニット数で配分した費用を包含した費用を意味する。

#### 9.1.16 プロジェクトの経済財務評価及び民間資本活用の可能性の検討

##### (1) プロジェクトの経済財務評価

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。一方、本プロジェクトの便益については、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発電機器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得ない。

上記に述べた理由から、経済財務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発電機器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。

経済財務分析の結果、本件プロジェクトは下表のように評価し得ることがわかった。すなわち、

#### プロジェクト評価結果

Case	IRR (%)	B/C ratio	B- C(US\$1,000)
Economic evaluation			
Case-1	11.50	1.05	11,383
Case-2	8.99	0.97	-9,323
Financial evaluation			
Case-1	14.95	1.17	42,567
Case-2	11.54	1.06	16,518

建設資機材の価格等の変動を念頭において、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。

下表はその要約である。

#### EIRR の感度分析結果

Cost	Benefit (%)		
	Base case	-5%	-10%
Base case	11.50	9.77	7.90
+5%	9.85	8.09	6.16
+10%	8.26	6.43	4.39

FIRR の感度分析結果

Cost	Benefit		
	Base case	-5%	-10%
Base case	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、ベースケースの場合、経済的内部収益率(EIRR)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。また、(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。

一方、財務便益及び財務費用の両方もがベースケースの場合、経済的内部収益率(FIRR)は 14.95 %という率で、この場合も設定した割引率 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。

(2) 民間資本活用の可能性の検討

民間資本活用の可能性を明らかにするためのファクターは、一般的に、出資率に対応する資本利益率(ROE)、投下資金利益率(ROI)及びローンライフ借入金元本カバー率(LLCR)だとされている。

下表は民間資本活用の可能性を明らかにするための分析を、上記の各ファクターについて、ケース別に行った結果を示したものである。

出資率と ROE、ROI ならびに LLCR の関係要約

Case Studies	Equity (%)	ROE(%)	ROI(%)	LLCR
<b>Base Case of Full Cost Borne by IPP</b> with minimum selling price <sup>(1)</sup> and full ceiling amount <sup>(2)</sup> in contract				
Model case	20.00	14.22	8.38	0.8603
Loan recoverable case	34.94	10.68	10.86	1.0579
Negotiable case in LLCR	50.84	9.45	13.32	1.4000
<b>Base Case of Combined Loan<sup>(4)</sup></b> with minimum selling price <sup>(1)</sup> and full ceiling amount <sup>(2)</sup> in contract				
Model case	20.00	17.69	10.38	0.8616
Loan recoverable case	35.37	12.76	12.76	1.0666
Negotiable case in LLCR	50.76	10.82	15.13	1.4000
<b>Probable Case-1 of Full Cost Borne by IPP</b> with selling price including financial charge <sup>(3)</sup> and full ceiling amount <sup>(2)</sup> in contract				
Model case	20.00	26.49	15.06	1.1045
Loan recoverable case	36.00	17.53	17.53	1.3814
Negotiable case in LLCR	36.89	17.27	17.66	1.4000
<b>Probable Case-2 of Full Cost Borne by IPP</b> with selling price including financial charge <sup>(3)</sup> and 80 % of the ceiling amount <sup>(2)</sup> in contract				
Model case	20.00	30.14	17.00	1.1254
Loan recoverable case	36.20	19.49	19.49	1.4112
Negotiable case in LLCR	35.69	19.63	19.42	1.4000
<b>Probable Case-1 of Combined Loan<sup>(4)</sup></b> with selling price including financial charge <sup>(3)</sup> and full ceiling amount <sup>(2)</sup> in contract				
Model case	20.00	33.39	18.71	1.1744
Loan recoverable case	36.34	21.23	21.23	1.4758
Negotiable case in LLCR	32.89	23.79	14.43	1.4000
<b>Probable Case-2 of Combined Loan<sup>(4)</sup></b> with selling price including financial charge <sup>(3)</sup> and by 80 % of the ceiling amount <sup>(2)</sup> in contract				
Model case	20.00	38.90	22.03	1.2158
Loan recoverable case	36.52	24.18	24.18	1.5321
Negotiable case in LLCR	30.52	27.68	23.26	1.3999

- (Notes) (1) Minimum selling price of electricity consists of the capacity charge and energy charge only from IPP to CEB.
- (2) Ceiling amount means the Project cost estimated in the Study excluding the administration.
- (3) Financial charge is assumed at 10 % to the total of capacity and energy charges as margins.
- (4) Combined Loan scheme means that the common infrastructure is implemented with OECF loan by the Government of Sri Lanka while the power plant by IPP.

上表によれば、2つのベースケースとも出資率 35%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(1.0)をクリアしている。しかし、IPP が真に融資団との協議に入る条件を確保するには即ち LLCR を 1.4 以上にするためには、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実際的であるとはいえない。

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、「IPP を利用し OECF による抱合わせローンを採用した実際的なケース-2」であり、この場合は、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%で契約することになり、かつ出資率 30.5%にする必要がある。

出資率 10%から 50%までの範囲について、これに対応する LLCR の感度分析を上記ケーススタディのタイプ別に実施した。

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的なケース-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的なケース-1 及び(3)同実際的なケース-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的なケース-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。この場合、本ケーススタディでは、LLCR の感度分析の結果、ROE 及び ROI はそれぞれ 32.39%及び 22.41%となっている。また IPP から CEB への売電単価は kWh 当り Rs.3.57(米ドル換算で US cents 5.60)、CEB の側からみたプロジェクトライフ中の平準電力原価は kWh 当り Rs.3.74(米ドル換算で US cents 5.86)となっている。

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的なケース-2」方式がもっとも採択し得る策であるといえる。ただし、IPP に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。

9.1.17 本建設計画がもたらす社会・経済的影響は次の通りである。

- (1) 典型的“水主火従”の電力供給形態が是正される方向になり、干ばつ時の強制的電力供給制限が回避される方向になる。
- (2) 増加の一途を辿る一般市民・産業界での電力需要に対応した安定した電力供給が期待される。
- (3) 発電事業に関連する建設、鉄鋼、輸送、通信等の各産業の活性化及び拡大化が期待される。  
特に、発電所建設に伴う地元雇用の拡大が期待される。
- (4) 本プロジェクト現地が存在する造成地へのアクセス道路、電力供給等が整備されるため、同地の工業団地への投資の促進が期待される。

## 9.2 勧告

本計画は技術的及び経済的にフィージブルであると共に環境影響評価上も問題ないので、典型的な“水主火従”を是正するという CEB の基本方針のためにもまた 2001 年頃の電力需供バランス予測からしても、本計画の早期実施を勧告する。なお、本計画の早期実施のため、次の事項について早急に対応するか検討する必要がある。

9.2.1 資金手当てが重要ポイントとなるが、早期に国際金融機関の協力を政府ベースで行うことが重要である。

9.2.2 プロジェクト実施の方式として、次の 2 つの方式が考えられる。

(1) プロジェクト全体を CEB 自身のプロジェクトと位置付けし、効率的な実施を策定し、かつプロジェクトコストの出来るだけ大きなパーセントにソフトローンが適用出来るように国際金融機関にアプローチする。

(2) 本プロジェクトは共通インフラ・ストラクチャ部分のコストが大きいので、このコストを 1 号機の発電プラントの便益に頼るのは非常に厳しいので、この部分は発電プラントから切り離し、国家プロジェクトとして取り扱い、これにソフト・ローンを適用出来るようにする。

一方、発電プラントのみは BOO/BOT 方式で IPP 扱いとする。

この方式は国家プロジェクトと IPP プロジェクトの双方の利点を享受出来る可能性がある。

特に、本方式において、発電単価の算出の根拠を電力費用および電力量費用をベースに求めたものに 10%の利益を乗せたものを発電単価とし、IPP の契約金を見積ったプロジェクト・コストの 80%とした場合が民間資金活用が最も選択可能な策である。

9.2.3 環境クリアランスは多岐に亘るので、常時前倒しにかつ横の連けいを密にして、早期に確得する必要がある。特に、居住地の移転や家屋等の移動や改造に対する補償は速かに誠意を持って実行されることが望まれる。

9.2.4 燃料移送配管の施設および取・放水用暗渠施設用の土地が未だ確保されていないので、早急に手当てすることが望まれる。

9.2.5 アクセスロードの改良工事には 8ヶ月程かかるといわれている。関係当局と充分連けいを計り、機器・材の搬入に支障を期たさぬようにする必要がある。



9.2.6 本プラントの共通インフラストラクチャのコストは非常に大きいので、本プロジェクトを実施した場合は、引続き発電プラントを建設し、上記コストの負担が低減されるようにする必要がある。

9.2.7 更に実施方針が決定したら、無駄な時間を省きつつ、効率的にプロジェクトを進めるため早期にコンサルタントを選定する必要がある。







JICA