

スリランカ民主社会主義共和国

「ケラニティッサ・コンバインドサイクル発電所建設事業」

評価者：学校法人法政大学

下村恭民、不破吉太郎、不二葦教治

現地調査：2005年8月

1. 事業の概要と円借款による協力



サイト位置図



本事業で建設された発電設備

1.1 背景

スリランカでは、経済成長の持続に伴って電力需要が増加し、2000年時点の可能出力(1,396MW)がピーク需要(1,481MW)に達しないという事態が予測されていた。このような電力需給逼迫の懸念に直面して、電力供給力の増強は重要な課題となっていた。

スリランカの電源構成の大きな特徴は、設備容量の8割を水力が占める顕著な「水主火従」型の構造であった。この構造は渇水年に発電量が大きく落ち込むなど天候に左右される欠点をもつ。電力供給の安定性を改善するために、火力のベース・ロード電源を整備することが急務となっていた。

またスリランカ政府は、ほかの南アジア諸国と比較して著しく低い電化率(1991年時点で、インド74%、パキスタン50%に対してスリランカは33%であった)の改善を目指して、2000年までの全村電化を目標に掲げており、貧困緩和と農村開発の見地からも新規の電源開発が重要な課題となっていた。

電力部門が開発政策に大きな位置を占めることは、途上国に共通する状況であるが、1990年代半ばのスリランカでは、上記のような課題に対応するために、電力供給の増強と安定化が重要な政策課題であった。公共投資計画(1993-97年)では、電力エネルギー・セクターに対して、全体の8%が資金配分されている。

1.2 目的

コロンボ市北部のケラニティッサ地区にある重油火力およびガス・タービン発電所の区域に、150MW級のコンバインド・サイクル発電所を建設することにより、ベース・ロード

電源の増強と電力供給の安定化を図り、スリランカの経済成長に寄与する。

1.3 アウトプット

(1)コンバインド・サイクル発電設備(165MW)

- 1) ガス・タービン：出力 110MW×1台
- 2) 排熱回収ボイラー：1台
- 3) 蒸気タービン：出力 55MW×1台

(2)燃料貯蔵タンク：4,500t×2基

(3)冷却水設備

1.4 借入人／実施機関

スリランカ民主社会主義共和国政府／スリランカ電力庁(Ceylon Electric Board: CEB)

1.5 借款契約概要

| | |
|----------------------------|---|
| 円借款承諾額／実行額 | 13,481 百万円／13,406 百万円 |
| 交換公文締結／借款契約調印 | 1996 年 5 月／1996 年 10 月 |
| 借款契約条件 | 金利：2.3%、返済期間：30 年（うち据置期間：10 年）、調達条件：一般アンタイト |
| 貸付完了 | 2003 年 6 月 |
| 本体契約 | 丸紅（日本）・ALSTOM POWER CENTRALES（仏） |
| コンサルタント契約 | LAHMEYER INTERNATIONAL GMBH（ドイツ）・中央開発（日本） |
| 事業化調査（フィージビリティ・スタディ:F/S 等） | Black & Veatch International（米）、当行調査 |

2. 評価結果

2.1 妥当性

前述(1.1)のように、本事業が必要となった主要な理由は、①経済成長の持続と電化率引き上げの必要性がもたらす電力需給逼迫の懸念に対応してベース・ロード電源を整備し、②顕著な「水主火従」型の構造から脱却して電力供給の安定性を高めるために、火力発電所を増強することであった。スリランカの経済社会にとって緊要な課題に対応する事業であり、十分な妥当性をもっていたと判断する。公共投資計画(1993-97年)で、電力エネルギー・セクターに対して全体の8%の資金が配分されていたことも、本事業の重要性を裏づける。

電力ピーク需要の実績が、1994年から2004年までの期間に、910MWからの1,563MWへと年平均5.5%を超える伸び率で急増したことは、①の側面の妥当性を改めて示すものである。一方、電源構成の転換は着実に進み、2004年には水力と火力の比重がほぼ均衡する状況となった。こうしてエネルギー構造転換が精力的に進められたことは、②の側面の重要性を示すものであり、本事業の妥当性の証左の一つといえる。

2006年の公共投資計画における電力セクターの比重は6%で、依然としてインフラのなかで最優先されている。現地での評価実施時点では、スリランカ政府が国際援助社会と協議しつつ打ち出した電力部門の改革案である「電力セクター政策方針」(1997年)、「電力改革法案」「公益事業委員会法案」(ともに2002年)等が、政権交代等の事情で停滞しており、電力セクターの政策の方向は不透明であった。その後事態が好転し、2006年4月には、電力セクター改革関連の法案(改訂版)の議会への上程や政府公報への掲載等の動きが生じ、電力セクターにおける一定の改善が期待できる状況となった。

2.2 効率性

2.2.1 アウトプット：下記のような変更が行われた。

(1)コンバインド・サイクル発電設備

当初計画の150MWから165MWに変更された。市場での調達容易性、電力需給の逼迫状況を勘案した結果である。具体的には、ガス・タービンの出力と台数、排熱回収ボイラー台数等が変更された。

(表1)

| | 当初計画 | 変更後 |
|----------|------------------|--------------|
| ガス・タービン | 出力 37-67MW×2-3 台 | 出力 110MW×1 台 |
| 排熱回収ボイラー | 2-3 台 | 1 台 |

(2)燃料貯蔵タンク

容量が当初計画(17,000t×2基)から4,500t×2基に変更された。精油所からパイプラインで燃料を常時受け入れることが可能であり、また発電所の敷地内に民間発電設備が建設されて敷地の余裕がなくなると見込まれたからである。

2.2.2 期間

当初計画の42カ月(1996年10月-2000年3月)に対して、78カ月(1996年10月-2003年3月)を要し、計画比186%であった。大幅な遅延の主な要因として以下が挙げられる。

- ①入札期間延長：コンバインド・サイクル発電設備の150MWから165MWへの仕様変更と、それに伴う設計変更による。
- ②治安悪化：夜間外出禁止令、空港襲撃事件等により、人員の移動や資材輸送に支障が生

じた。

③試運転実施の遅れ：電力需給の逼迫により商業運転を優先せざるを得なくなり、試運転の時間が取れなかった。また試運転中に蒸気タービン事故が発生し、復旧に時間を要した。

2.2.3. 事業費

事業費実績(17,812 百万円)は当初見込み(16,214 百万円)を 1 割弱上回ったが、基本的に計画の範囲内であったとみるべきであろう。なお、コンバインド・サイクル発電設備の出力増加(150MW から 165MW へ)は、単純に費用引き上げ要因といえないことを付言したい。i)調達容易性の改善、ii)ガス・タービン、排熱回収ボイラーの台数減少等の費用削減要因をも考慮する必要があるからである。

2.3 有効性

2.3.1. 発電所の稼働状況

(1)運用効果指標の審査時目標値との比較

下記の表にみるように、最大出力、発電電力量、設備利用率等の運用効果指標は、いずれも審査時の目標を上回っている。運用指標の一つである熱効率については審査時に目標数値が提示されていないが、定格出力運転時の設計効率と比較すると、わずかながら下回っている。実際には常に定格出力で運転することはなく、部分負荷運転による効率低下の期間があることを考慮すると、表 2 のわずかな差(0.59%)に問題はないと判断する。

(表 2)

| | 審査時目標値 | 2004 年実績値 |
|-------|------------------|-----------|
| 最大出力 | 150MW | 169MW |
| 発電電力量 | 985.5GWh | 1,107GWh |
| 設備利用率 | 75% | 76.6% |
| 熱効率 | なし 設計値 48.65% | 48.06% |

(2)事故停止時間

この点に関して審査時点の目標は設定されなかった。ガス・タービン設備の事故停止時間は、2003 年：298 時間、2004 年：239 時間、2005 年：126 時間と着実に減少している。新設時点のトラブルが克服され、円滑に稼働する方向に向かっていると判断する。

2.3.2 財務的・経済的内部収益率

財務的内部収益率 (FIRR) と経済的内部収益率 (EIRR) の計算結果を審査時点(当行資料)の数字と対比すると、表 3 のようになる。FIRR については小幅ながら改善が認められる。事後のプラス材料としては、i)電気料金の上昇、ii)ルピー価値の低下による円建て表示

内貨費用の減少がある。EIRR については有意な差がみられない。なお、計算の前提条件については、表 4 を参照。

(表 3)

| | 審査時点 | 事後評価結果 |
|---------|-------|--------|
| F I R R | 12.6% | 14.5% |
| E I R R | 14.5% | 14.2% |

注：便益：電力販売収入、燃料節約 費用：事業費、維持管理費

(表 4) 内部収益率算定の前提条件

| | |
|--------------|--|
| プロジェクト・ライフ | 施設供用開始後 20 年 |
| 年度 | 暦年 |
| 固定価格算出方法 | 基準年（事業完成年）をベースとして、内貨・外貨それぞれの消費者物価指数で割り引き、固定価格に変換。外貨表示固定価格は基準年の為替レートで変換 |
| 費用内訳 | 事業費、維持管理費 |
| F I R R 便益内訳 | i)本発電所が発電した電力の販売収入、ii)燃料節約分 |
| E I R R 便益内訳 | 同上 |

2.4 インパクト

2.4.1 電力供給増強および安定化への寄与

本事業の発電量(1,107.4GWh)は、2004 年時点で総発電量の 13.8%を占めている。同年のスリランカの可能出力(2,329MW)はピーク需要(1,562MW)を上回っており、766MW の供給予備力が保持された。本事業は、スリランカの重要な開発課題であった電力の供給力増強に貢献している。

1992 年の電源構成は水力 82%、火力 18%であったが、2004 年には水力・火力ともに 50%となり、極端な「水主火従」型の構造は克服できた。本事業は、1997 年以降に顕在化した民間火力発電設備の増加とともに、「水主火従」型の構造脱却による電力供給安定化に貢献している。

2.4.2 地域経済・地域住民へのインパクト

本事業はスリランカ全体を対象地域としており、審査時点で特定の地域への影響に関する記述はない。なお、大電力需要地域である大コロombo圏（コロombo市および西部州南部）の需要家に対するインタビュー調査によると、本事業完成年の 2003 年以降、電力供給状況が「改善した」との回答が非常に多かった（大企業：82%、中小企業：98%、個人需要家：82%）。これは、本事業の地域経済・地域住民へのプラスの影響を示唆するものと考えられる。

2.4.3 周辺環境へのインパクト

本事業の環境インパクト評価(EIA)は、中央環境庁(CEA: Central Environmental Authority)によって承認された(1996年3月11日)。審査時点では、EIAの承認を受けてCEAによる所定のモニタリングが義務付けられ、CEBによって実施されるとされていた。

今回の事後評価では、i)大気中の汚染物質濃度(発電所構外)、ii)煙突出口の汚染物質濃度、iii)敷地境界での騒音、iv)敷地境界での振動、v)排水の水質等の状況を確認した。

煙突出口の汚染物質濃度に関するモニタリングの計器は設置されているが、環境モニタリング担当管理者が空席となっており、これも一因となって計器が的確に作動しておらず、所定のデータが得られない状態であった。

発電所構外での大気中の汚染物質濃度については、2002年11月および12月にEIAに基づく環境モニタリングが実施され、その時点で既にスリランカ環境法の最大許容値に達していたことが確認されている¹。したがって、発電所の周辺の大気汚染状況には、一定の問題があるものと考えられるが、以下の理由から、本事業による周辺環境への影響を正確に把握することは困難である。

- ① 発電所の排ガスの汚染物質濃度が適切な形で計測されていない
 - ② 周辺の道路では車両交通量が多く、また近隣してサブガスカンダ発電所(1997-99年に80MW増設)が稼働しているが、これらの排ガスの影響が計測されていない。
- なお、iii), iv), v)等の項目については規制値を満足しており、問題は認められない。

2.5 持続性

本事業の持続性を、技術、体制、維持管理、燃料供給、財務の5つの視点から検討した。財務面を除き顕在化した問題は見出されなかった。

2.5.1 技術

発電設備の運転状況を精査した。適切な技術水準で運転されており問題は認められない。

2.5.2 体制

顕在化した問題点はみられない。評価時点では、(妥当性の項目に述べたように)電力セクター改革が停滞しており、その決着をみるまでは現体制で行える意思決定の幅は限られていた。その状況が長引くと所要の意思決定が先送りされ、持続性に影響の出る恐れがあったが、その後事態が好転し、2006年4月には、電力セクター改革関連の法案(改訂版)の議会への上程や政府公報への掲載等の動きが生じ、一定の改善が期待できる状況となった。

2.5.3 維持管理

¹ NO_x: 最大許容値 0.1mg/m³、実測値 0.165-0.285 mg/m³、SO_x: 最大許容値 0.08mg/m³、実測値 0.013-0.143 mg/m³

必要に応じて外国メーカーの技術者の指導を受けるなどして、基本的に問題なく実施されている。ただ、現場の技能レベルの維持を担うべきトレーニング・センター(フランスの無償援助で建設)は、施設の老朽化が顕著で所期の機能を果たしていない。

2.5.4 燃料供給

当初の計画ではナフサを燃料としていたが、その後、代替関係にある燃料価格の相対関係が変化したため、ディーゼル油(53%)とナフサ(47%)の併用に切り替えられた。

2.5.5 財務

CEB の税前利益は 2000 年度から赤字に転落した。電気料金は、政府と国際援助社会の意向に沿った財務再建計画のもとで、2001 年 3 月に 25%、2004 年 4 月に 36%引き上げられたが、収入増加にもかかわらず CEB の損益状況は悪化を続け、評価時点では 2004 年度に 157 億ルピーの税前損失が見込まれていた。これは売上高の 30.7%に相当する。政府の財政事情もあって、銀行借入によって赤字の一部を補填することを求められているため、金融コストの増加が顕著である(2000 年度：24.2 億ルピー、2004 年度：66.4 億ルピー)。CEB の財務体質の深刻化の背景には、以下のように、外的制約条件を含めた構造的問題がある。

- ①損失の一部を銀行借入によって補填することを政府から求められている。
- ②ピーク需要に対応するため、民間独立発電業者(IPP)からの短期契約による電力購入を政府から求められている。
- ③ルピー安による各種輸入費用の上昇。

CEB の収益性の低さが予算不足につながり、CEB の実施能力を次第に蝕む懸念がある。特に、維持管理、トレーニング、環境管理等の面での予算配布に注意が必要である。さいわい、最近になって状況が好転し、2006 年 4 月には、電力セクター改革関連の法案(改訂版)の議会への上程や政府公報への掲載等が実現した。また、CEB の債務リストラに関する財務省と CEB の協議が進み、50%の資本化、残りの 50%の金利減免のうえでの返済繰り延べが決まったとの情報がある。財務面の持続性の改善への動きが始まったとみることができ

3. フィードバック事項

3.1 教訓：環境モニタリング体制

審査段階で JBIC は、「EIA が承認されると、所定の環境モニタリングが実施される」との見通しをもち、この想定に基づいて、JBIC が発電所完成後のモニタリング状況を把握するシステムを導入せず、大気汚染モニタリング体制の不備の確認が遅れる結果となった。このような事態は、①L/A 締結の際の環境モニタリング実施の条件付け、および②モニタリ

ング結果の提出の義務付けが導入されていれば、回避できたものとする。

3.2 提言

3.2.1 CEB への提言

(1)環境モニタリング体制

評価時点で空席となっていた担当管理者の任命や適切な予算措置を含めて、環境モニタリング体制の整備が求められる。

(2)技能水準の向上の仕組み

発電・送配電を円滑に実施するうえで、技能者の能力向上が重要であるが、それを担うトレーニング・センターの設備の老朽化が激しく、トレーニングの現場での士気も高いとはいえない。抜本的な改善が求められる。

3.2.2 JBIC およびスリランカ政府への提言

電気料金の大幅な引き上げにもかかわらず CEB の収益悪化が深刻化しているが、この背景には CEB の自助努力を超える構造的な制約条件がみられる。最近になって、CEB の債務リストラに関する関係者の協議が進展したことは喜ばしいが、CEB の収益性改善に関する負担を、政府、CEB、需要家がどのように分担すべきかの検討を含めた総合的な対策立案が急務である。

主要計画／実績比較

| 項目 | 計画 | 実績 |
|---|--|--|
| ① アウトプット (1) コンバインド・サイクル発電設備 1) ガス・タービン 2) 排熱回収ボイラ 3) 蒸気タービン (2) 燃料貯蔵タンク (3) 冷却水設備 | 1 5 0 MW 出力 37-67MW×2~3 台 2~3 台 出力 37-67MW×1 台 17,000t×2 基 直接冷却または冷却塔 | 1 6 5 MW 出力 110MW×1 台 1 台 出力 55MW×1 台 4,500t×2 基 計画通り |
| ② 期間 | 1996 年 10 月-2000 年 3 月 42 カ月 | 1996 年 10 月-2003 年 3 月 78 カ月 |
| ③ 事業費 | | |
| 外貨 | 10,926 百万円 | 12,613 百万円 |
| 内貨 | 5,288 百万円 | 5,199 百万円 |
| 合計 | 16,214 百万円 | 17,812 百万円 |

| | | |
|--------|--------------|---------------|
| うち円借款分 | 13,481 百万円 | 13,406 百万円 |
| 換算レート | 1 ルピー=1.93 円 | 1 ルピー=1.377 円 |