

【円借款事後モニタリング報告書】

スリランカ

「サマナラウェア水力発電事業(1)(2)(3)、サマナラウェア水力発電改修事業」

外部評価者：株式会社国際開発センター 桑原 準

1. 案件の概要



事業位置図



サマナラウェアダム

1.1 事業目的

コロンボの南東約 160Km のワラウェ川上流部において、最大出力 120MW のダム貯水池式発電所を建設することにより、スリランカの電力供給不足への対応を図り、もって同国の国民経済及び福祉の向上に寄与する。

1.2 事業概要

円借款承諾額／実行額	(1) 14,500 百万円 / 14,500 百万円 (2) 13,920 百万円 / 13,920 百万円 (3) 3,264 百万円 / 3,264 百万円 (改修) 5,282 百万円 / 3,134 百万円
借款契約調印／貸付完了	(1) 1986 年 7 月 / 1992 年 9 月 (2) 1987 年 7 月 / 1994 年 4 月 (3) 1991 年 1 月 / 1995 年 3 月 (改修) 1995 年 7 月 / 2005 年 3 月
事後評価実施	2006 年度
実施機関	セイロン電力庁 (CEB: Ceylon Electricity Board 以下 CEB)
本体契約	熊谷組 (日本)、間組 (日本)、鹿島建設 (日本) (JV)

1.3 事後モニタリングの対象となった背景・理由

本事業が計画された当時の1980-1985年、スリランカでは、経済成長の持続に伴って、電力販売量が年間平均8.2%という急速なペースで増加していた上に、引き続き需要の増加が見込まれていた。これに対応するために、スリランカ政府は大規模石炭火力発電を稼働させる予定としていたが、大幅に遅れる見通しとなり、1990年代前半の電力需給が逼迫することが予想された。本事業はその電力需給の逼迫を緩和すべく計画されたものである。

本事業は英国との協調融資で実施された。円借款の対象となったのは、仮排水トンネル、ダム、発電水車、水門鉄管及び施工監理である。英国の担当は、取水口・導水路・発電所建屋及び設計であった。ダムの工事中の1988年に右岸地山に透水性の高い地層が確認されたために、右岸遮水工事（カーテングラウチング）等を追加することとして、計画の見直しが行われ、第3次の円借款の残額がこれに融資された。ダム工事完成後の1992年の試験湛水時には、ダム右岸地山からの大量の漏水が発生した。この対策として、設置した国際委員会の提言にそって、水中ブランケット工法による対策工事の実施を決定し、この改修事業に対して1995年から円借款が融資された。

2006年度に実施された事後評価では、総合評価をDと判定された。これは主に以下の理由による。

- ・漏水対策に関する追加工事を実施したために、事業期間が超過し、効率性が中程度と判断された。
- ・降雨量の減少や灌漑放水量の増加に伴い、発電用の放水量が減少したことから、年間発電量が計画値よりも下回った。そのため、有効性が中程度と判断された。
- ・事後評価調査中に右岸地山からの漏水が急激に増加し、その原因把握が出来なかった。そのため、長期的な安定性の確保が課題とされ、持続性が低く判断された。

その後漏水は貯水池の水位低下とともに減少したことを踏まえて、事後評価ではCEBに対する提言を行った。その内容は、「水位低下を継続するとともに、漏水量や濁り、貯水池水位及び右岸地山地下水位の観測を継続し、専門家による検討・必要に応じた追加調査・計測及び解析を踏まえ対応を検討すること」であった。

このような理由から、本事業を事後モニタリングの対象とし、とりわけ本事業の持続性を確認すること及び有効性やインパクトを再確認することを目的として今次現地調査等の結果に基づき本事業を評価項目別にレビューし、結論を導き出した。

2. 調査の概要

2.1 調査期間

調査期間：2012年1月～2012年9月

現地調査：2012年7月4日～7月16日

2.2 評価の制約

特になし。

3. モニタリング結果

3.1 有効性

3.1.1 定量的効果

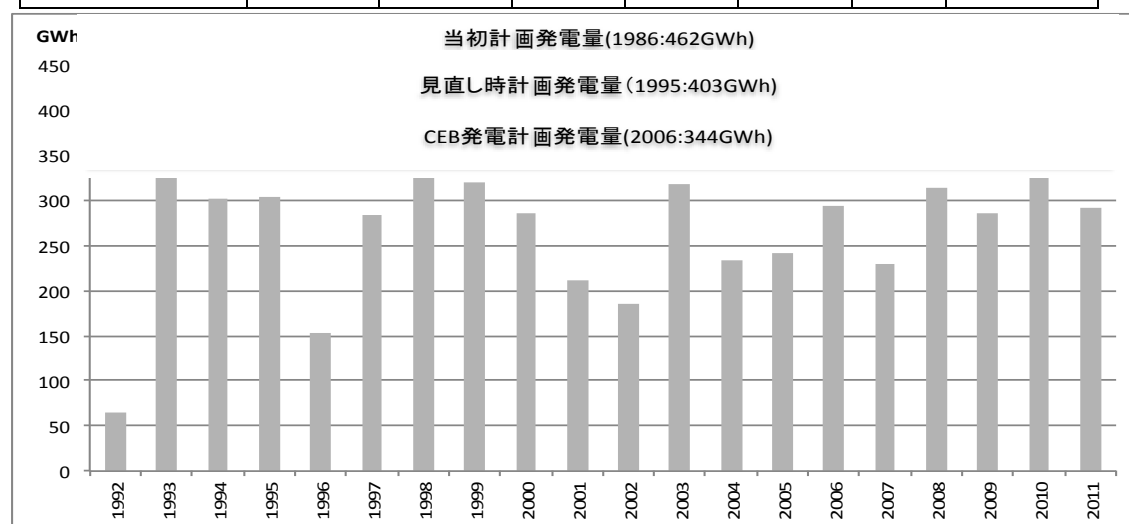
3.1.1.1 運用効果指標

(1)実績年間発電量

運用効果指標として、2006-2011年の実績年間発電量及び最大出力を表1に示した。2011年までの年間平均発電量は、事後評価時点(2006年)の年間平均量271GWhに比べて298GWhと若干高い値となっているものの、当初の計画発電量462GWh、見直し計画時の発電量403GWh、CEBによる中期計画年間発電量344GWhのいずれも下回ることとなった。

表1 サマナラウェアダムの年間発電量及び最大出力(2006-2011)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	1996-2011 平均
年間発電量(GWh)	294.5	229.3	312.8	285.4	375.4	292.2	298
最大出力(MW)	120以上	120以上	128	128	130	128	120以上



出所：CEB資料より作成

図1 サマナラウェア年間発電量と計画値の比較

事後評価では、発電量が計画時に比べて低くなった理由を、流域内への降雨量及び貯水池への流入量の減少と灌漑用放流量の増加が影響していると考察していた。2006-2011年の最新データを用いて事後評価時の情報も更新した。流入量及び降雨量の結果を図2・図3に示す。年間平均流入量は事業実施以前(1959-1979)の実測値は18.5m³/sであり、発電計画には17.9m³/sの値を採用していた¹。それに対して、1996-2011の実績は14.2m³/sであり、計画値の79%に留まっている。概略の試算では年間90GWh程度の発電量減少につながっていると見積もられる。これらの流入量の低下をもたらしたのは、降雨量の減少である。図3に示すとおり、事業実施以前(1959-1979)の年間平均降水量が2,320mmであったのに対して、発電所運転後(1996-2011)までの年間平均降水量は1,940mmであり³、事業実施前の83%程度に減っている。

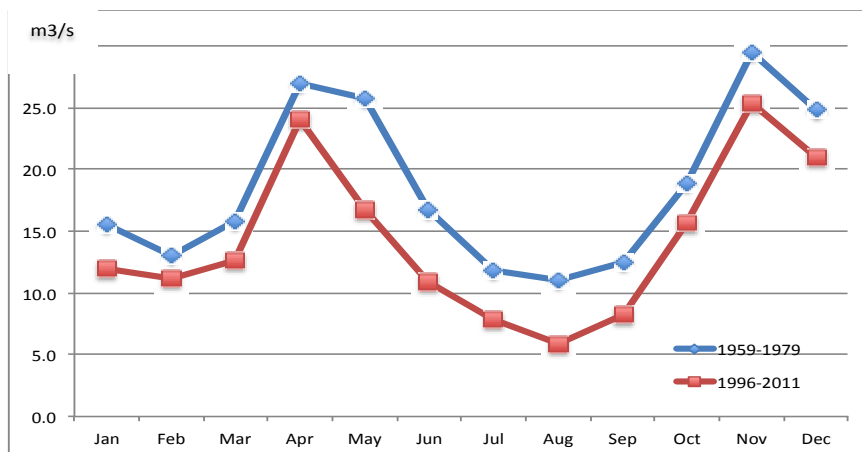


図2 事業実施以前と以降の貯水池平均流入量の比較

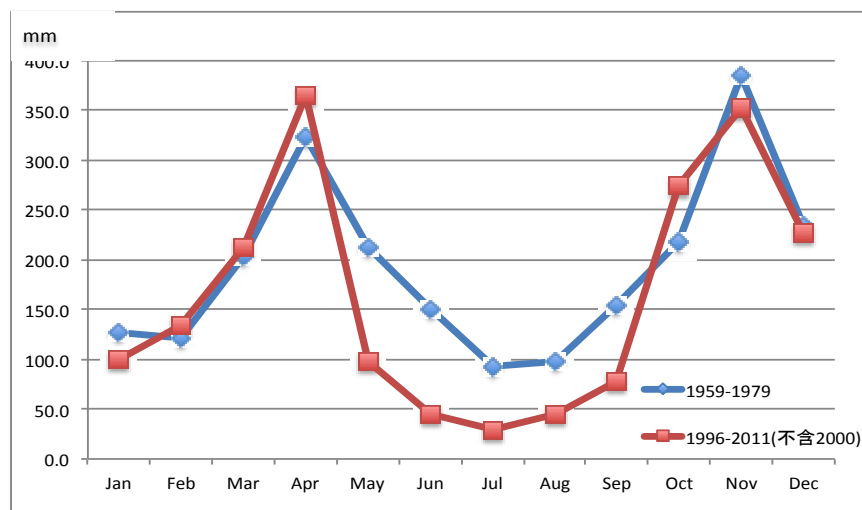


図3 事業実施以前と以降の流域月間降雨量の比較²

¹ 降雨量・流入量とも事業実施前の「実測値」及び「計画値」は事後評価報告書による

² 2000年度は2月の降雨量が欠測のため、データに含めなかった。

また、サマナラウェアダムからは、発電所を経由せずにカルトタ地区への灌漑放流がなされている。これは右岸地山からの漏水とダム経由の放流を合わせたものであり、1996-2011年の平均では、年間9,200万m³(平均2.9m³/s)であり、当初計画の5,000万m³を大きく上回っている。この放流により、概略試算では40GWh程度の発電減少量が生じていると見積もられる。

(2)最大出力

最大出力は表1に示した通り、2006-2011年の全年で120MW以上の出力実績がある。120MW以上での発電時間は限られているものの、電力需要のピークに対して、最大出力を有効に活用している。

3.1.1.2 内部収益率

内部収益率を算出するにあたり、2005-2011年の実績データを収集したところ、事後評価時に試算した基礎となる資料(1992-2004)の実績データに信頼性がない³ことが判明した。さらに、その期間の資料の収集は不可能であったことから、事後モニタリングでは、財務的内部収益率と経済的内部収益率の試算を行わなかった。事後評価までの本事業の経済内部収益率は火力発電に代替した場合のものであり、水力発電の価格優位性を示すものであった。また、現在でもスリランカの水力発電による電力は一般的にディーゼルによる火力発電によるものよりも発電単位量あたりの運用コストが安いことは間違いない。よって、火力発電に対する価格優位性は現在も確保されていると推察できる。

3.1.2 定性的効果

定性的な効果は特に確認されなかった。

以上から、降雨量の減少等から、発電電力量は目標の発電計画値を達成できていないものの、2006-2011年には事後評価時点までの平均発電量を超えている。また、発電量の向上、廉価な運用コストの観点からは、事後モニタリングの時点においても事業の効果は引き続き発現していると判断される。

3.2 インパクト

3.2.1 インパクトの発現状況

3.2.1.1 電力の安定供給

表2に1986年から2011年のスリランカの主要電力指標をとりまとめた。この間の

³ 2005年以降の実績データと比較した所、2004年以前の運営維持管理費と10倍以上違っていた。発電実績があり、運用が始まっていた1992年の運用コストが全く計上されていない。さらに運営維持管理費が発電量をパラメーターに計算されており、実績ではなく計算値であることが判明した。

スリランカ国内の電力需要の拡大は著しく、2011年の年間発電量は、1986年の約4.3倍、ピーク時電力需要量は約4.0倍に伸長した。2011年のサマナラウェア発電所の平均発電量(298GWh)は、スリランカの総発電量(10,714GWh)の2.8%を占める。また、ピーク発電能力(120MW)はピーク時電力需要量(2,163MW)の5.5%を占めている。スリランカ全体の電力需要・発電量が増加していることから、サマナラウェア発電所の割合は相対的に減少しているものの、同国の電力安定供給に果たしてきた役割は大きい。

表2 全国の電力各指標の経年変化

	1986年 (事業着手時)	2004年	2011年 (事後モニタリング)
発電設備容量(MW)	1,065	2,280(2.1倍)	3,141(2.9倍)
年間発電量(GWh)	2,652	8,159(3.1倍)	10,741(4.3倍)
ピーク時電力需要量(MW)	540	1,563(2.9倍)	2,163(4.0倍)
世帯電化率(%)	17	71(4.2倍)	91(5.4倍)

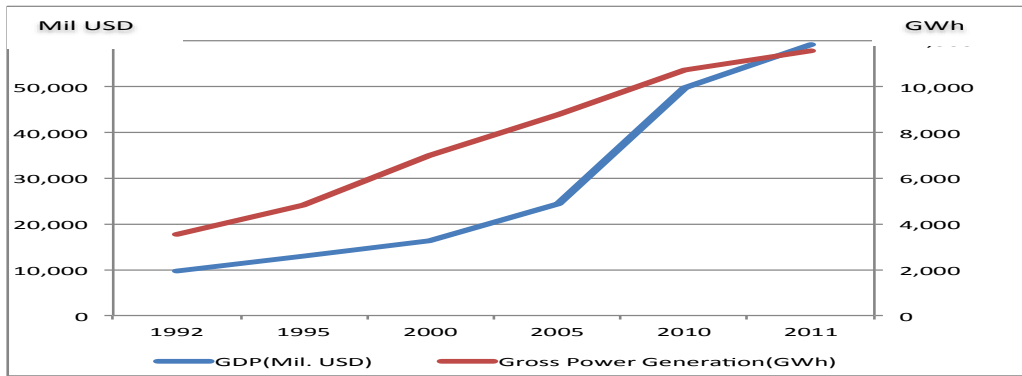
出所：CEB 統計資料等より 表内の () は対 1986 年比

3.2.1.2 経済成長に伴った電力消費量の増加と経済成長への貢献

スリランカの GDP と経済成長率、一人あたりの GDP 及びその成長率を表3に示した。1992年の発電所の運用開始以降、GDPは2001年の内戦・テロ・旱魃による農業不作や停電などに起因する不況や2009年のリーマンショックによる一時的な落ち込みを見せたが、全体的に良好である。一人あたりのGDPもおおよそGDPと同様な傾向であり、1992年に557USDであったものが、2011年には、2,835USD/Capitaに達している。図4に示したように、これらの伸びと合わせるように発電量も順調に増加し、それに本事業も貢献してきた。

表3 GDPと実質経済成長率の推移

	1992	1995	2000	2005	2010	2011
GDP (Mil. USD)	9,703	13,030	16,331	24,406	49,568	59,172
GDP 成長率 (%)	-	5.6	5.0	4.0	6.4	8.3
GDP Per Capita(USD)	556.8	718.4	854.9	1242.4	2400.0	2835.4
平均成長率(%)	-	4.3	4.0	3.4	5.3	7.1



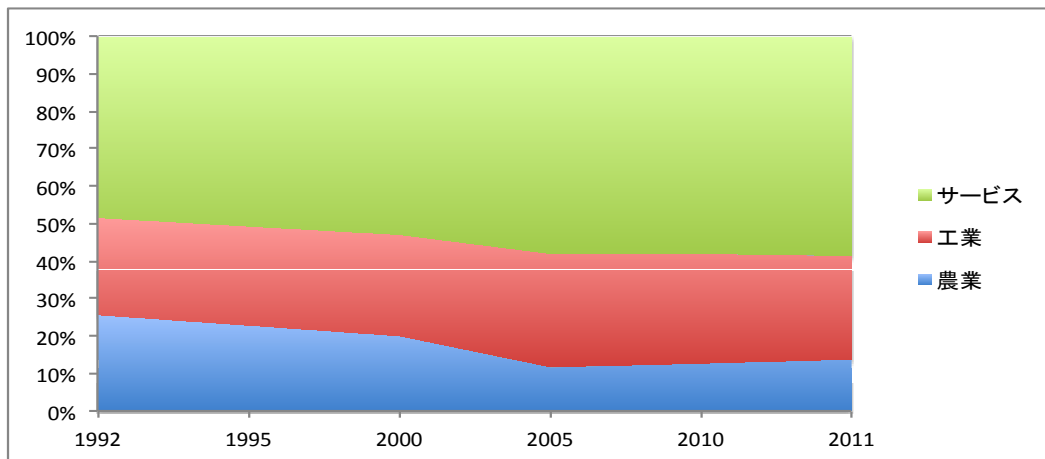
出所：World Bank, World Indicators, 2012, CEB 資料より作成

図4 GDPの成長と電力生産量の比較

国内総生産の構成では、表4に示したとおり、農業の割合に対して、2005年までは工業セクター及びサービスセクターの割合が増える傾向にあった。2005年以降、工業セクターの伸びは鈍化した。生産高は増えている。これらの2つのセクターの発展には、安定的な電力供給が不可欠である。本事業はこうしたニーズにも対応しており、ひいては、スリランカ経済の発展に対してプラスのインパクトを与えてきたといえる。

表4 国内総生産の構成（単位：％）

分野	1992	1995	2000	2005	2010	2011
農業	23.5	20.6	17.8	11.8	12.8	13.7
工業 (製造業)	23.3	23.8	24.4	30.2	29.4	27.8
サービス	44.1	45.2	47.3	58.0	57.8	58.5



出所：World Bank, World Indicators, 2012 より作成

図5 国内総生産の構成

以上より、本事業は、事後モニタリング時点においても、スリランカの電力供給の安定及び国民経済及び福祉の向上に寄与するべく重要な役割を担っていることが確認された。

3.2.1.3 自然環境へのインパクト

事後評価では、ダム事務所職員・現地での聞き取りの範囲で貯水池周辺の植生への影響はないことが確認されている。

2006年12月に取得したISO14001に伴い、発電所では、施設・機器の運営上、自然環境への影響を及ぼす恐れのあるものを場所・運営別に672項目を設定し、2ヵ月毎に確認している。その中でも102項目については、特に影響を大きく与えるものとして、注意を行なって運用している。

CEBはモニタリングポイントを、ダム湖・上流4地点、下流2地点の計7箇所に設けて、水質モニタリングを行っており、2011年までの結果では、いずれも国の環境基準値内である。ISOを取得した2006年12月以降は、植生についても変化や異常を毎月モニタリングしており、その結果これまでに問題は確認されていない。

3.2.1.4 住民移転・補償

支払・移転補償ともラトナプナ県及びその下位行政機関である Divisional Secretariat (DS) が実施し、CEBはその補償資金を提供している。対象地域が広く行政区域が分割されるため、3つのDSが担当しており、CEBはそれらからの報告を受ける立場である。

移転補償が進んでいないものとして、2世帯を確認した。事後評価時にはハンダギリヤ地区の49世帯で移転補償が進展中であったが、2012年7月現在ではこのうちの48世帯については完了している。さらに、反対理由は未確認であるが、インブルペ地区の1世帯は頑なに反対しているため、今後もさらに相当時間を要すると推測される。この世帯は貯水池満水位(MSL460m)より上に位置するために、事業継続への影響はない。移転補償の進展に伴って、住民の利用がなくなったことから、CEBが行っていたボートの提供は終了した。

現地の移転住民への簡易ヒアリングでは、土地の権利書が譲渡されていないことに不満を持つ世帯が多いことなどの情報を得た。移転は事業を開始した1980年代後半から開始されており、年月が経過していること、もう一方の当事者であるDSへのインタビューを行っていないため、経緯等の詳細は不明であるものの、移転プロセスについては、未完了であることが確認された。



出所：事後評価報告書

図6 サマナラウエアダム周辺地図

3.2.1.5 その他正負のインパクト

(1)灌漑への影響

CEBは、灌漑局の要請に基づき、Water Management Boardとの合意により、下流カルトタ地区へ灌漑用水をサマナラウエアダムから放流している。ダム右岸からの漏水はダムからの放流の一部として計上される。サマナラウエアの建設前後では、農業技術の革新等の要素と相まって、稲の収量が増加したとの聞き取り結果も得られた。



写真1 カルトタ灌漑地区（全景・近景・水路）

ダムを経由しない発電所からの放流は下流のカツバスオヤ農業地区で灌漑用水として用いられている。

これら2つの灌漑地区よりもさらに下流での灌漑での貢献として、ワラウエ川下流での灌漑へのインパクトが事後評価で記述されている。しかしながら、ウダワラウエ発電所（貯水池）は、カバスオヤ農業地区の下流約2kmに位置しており、航空写真から判読すると、そこまでには他の灌漑地区はない。そのために、2つの灌漑地区以外

での灌漑への貢献は限定的であると思われる。

(2)地域開発

事後評価では、本事業により建設された工事用アクセス道路は地域での利用がなされているとのことであった。この道路はサマナラウェア発電所が維持管理を行っていたが、2006年に道路公社（Road Development Authority：RDA）に引継がれた。維持管理をしている発電所所長は、道路の管理状況は以前より向上したとの意見であった。2012年の日あたりの通行量は車両50台である。

また、本事業の仮設工事事務所であった場所にサバラガムワ大学が設置された。この大学はその後学部を増やし、規模を拡張して、2010年末現在170名のスタッフ、2900名の学生が在籍している。

導水トンネル取水口付近にあった青年研修センターも工事事務所を転用したもので、同センターでは、現地調査時点でも研修プログラムが実施されていた。発電用水路のサージチャンバーへのアクセス道路近くにあった建設時の建物は、農業局に引き渡された。こちらの建物も研修と研究のために用いられている。



写真2 アクセス道路



サバラガムワ大学



青年研修センター

以上から、電力の安定供給や国民生活の福祉や経済成長、地域開発への一定程度のインパクトが認められる。一方、移転住民に対する補償は大きく進展したものの、まだ完了していない。

3.3. 持続性

3.3.1 運営・維持管理の体制

CEBは電力エネルギー省の監督下にある100%政府出資の公社であり、職員数は16,192名(2011年末時点)を有している。電力分野では、電力セクターの改革として、発電事業の自由化による独立発電会社の設立などがなされ、部分的に民間の参画が進められてきた。今後のセクター改革の進展は未定であり、CEBは当面はスリランカの発電・送電・配電を担いつづけていく見込みである。

サマナラウェア発電所はCEBの発電事業部に属しており、事業所の職員数は2012年7月時点で122名である。発電所の要員数は事後評価時の106名に比較して16名

増員しているが、組織図上の変更はなく、これまで欠員とされていた職員を雇用したことによる増員とのことであった。

3.3.2 運営・維持管理の技術

職員の学歴・経験年数は発電所を運営する上で十分である。CEB 及び発電所は、外部研修及び内部研修を計画的に行なっており、特に内部研修は ISO9001 にも準じて、中期のビジョンに従って研修計画を策定し、年間 20 以上のプログラムを組んで実施している。内容も緊急時の運転・操作、公衆衛生から日常の車両点検等、多岐にわたっており、広範な内容を含むものとなっている。

3.3.3 運営・維持管理の財務

2011 年度財務報告書によると CEB の 2011 年の経常収支は 180 億ルピーの赤字となっている。収支は年度によるばらつきがあるものの、財務体質は良好とはいえない。これには、コストの安い水力発電割合が減少したこと、石油価格の上昇、IPP（独立発電所）への電力への支払増加等が事後評価時点以降も引き続き影響している。公益事業委員会による売電単価の設定が行われ、収支改善の一步とされたが、渇水年等水力発電の能力が落ちる年には大きく赤字になっている。

財務上はこのように赤字であるものの、本事業を含む発電事業については、売電に影響をすることで CEB の上層部は、優先的に必要な費用を配分する意思決定をしており、管理上の支障は生じていない。

3.3.4 運営・維持管理の状況

3.3.4.1 他水系との連携状況

スリランカの主要な水力発電所が存在するマハベリ水系、ラクシャパーン水系の発電所とは、別プロジェクトで整備されたコロombo市にあるモニタリングシステムからの指示により、各ダム水位やメンテナンス状況に応じた発電を行なっている。この調査では明確な運用効果を数値で確認できなかった。ダムの自然条件・運営条件は各々異なっており、例えば、マハベリ水系は灌漑への割当が多いなどの制約もある。さらにダムの間では貯水率が異なっている場合もある。これらを踏まえた上で、発電量を水系別にコントロールできるため、スリランカ全体での効率的な水資源の有効利用に効果はあるものと思われる。

3.3.4.2 組織の運営状況

ISO9001 に加え、2006 年 12 月には ISO14001 の認証を受けた。これらを定期的に更新している。書類の整備や情報の共有化が進み、複数要員での対応ができるようになったことから、迅速な運営が可能となった。

3.3.4.3 スペアパーツの入手

事後評価では、スペアパーツの調達に時間を要することが課題になっていた。その後、スペアパーツの調達先メーカーがインドに事務所を開設したことから、納期が早くなり、以前に比較して問題は低減したことが聞き取り調査により確認された。

3.3.4.4 機器の劣化状況

1992年の稼働開始から約20年が経過しているために、経年劣化が進んでいる。新たに課題となっているのは以下の4つの施設・機器である。

(1)発電機モニタリング・コントロールシステムの故障

4系統あった発電機モニタリング・コントロールシステムの3系統が故障しており、残る1系統を使って発電機をモニター・制御している。マニュアル運転も可能であるが、水温などの幾つかの指標を踏まえた細かな制御は不可能になる。故障した機器のスペアパーツは既に生産完了しているために修理は不可能であり、入替えを検討している。使用されている機器のメーカーに価格等を問い合わせた所、全部を入れ替えるには500百万Rsのコストがかかるとのことであった。そこまでの予算を確保することは難しいため、現在、技術委員会で少額のコストで可能な方策を検討中である。

(2)ロックフィルの岩盤の変質化

これは、岩盤が日光や気温の変化による膨張・収縮等を通じて、酸化して劣化したものである。岩盤の広い範囲にわたって、砂に近い状態になっており、想定強度を發揮できない状態にあるため、入替えなどの方策が必要である。近隣の岩盤を用いるにしても、同様な性質を持つ岩を選定しては将来再発することが予想されるので、適切な岩質をもった地域のものを選定することを考えている。岩の組成等を含めて、ペラディニア大学と連携して方策を検討中である。

(3)PLC (Programmable Logic Controller:以下 PLC)

洪水吐のゲートシステムのPLCが故障した。洪水吐のゲート操作は降雨確率からすると、そもそも同システムの使用頻度は4-5年に一度のことであり、さらに現在は後述するように貯水池水位を最高より5m下げて運用を行なっているために、殆ど使用する可能性はない。交換費用は20-30百万Rsと見込まれており、予算措置可能な範囲である。



写真 モニタリングシステム



変質化した岩



PLC

(4)ガードバルブ（使用頻度は年に1回程度）

灌漑用放流バルブにつながるバルブである。絶えず灌漑用水を放流しているため、開閉するのは、バルブの点検・維持管理を行う時期のみで、年に1-2回程度である。現在はマニュアルでの操作を行なっている。現在、機器の供給業者と代替可否・費用について交渉中である。



写真 ガードバルブ

3.3.4.5 漏水の経過

(1)漏水の経緯

2006年12月にCEBは漏水急増の原因に関して初期調査を行った。2007年10月には、ダムを経済的な運用を保ちながら、事後評価に示された提言を実施することをCEBは承認した。



写真 漏水湧出部

2006年12月に最大で時間あたり $4.6\text{m}^3/\text{s}$ を記録した漏水量は2007年6月以降落ち着きを見せた。2008年以降は漏水増加前1996-2006年の5年間の平均漏水量 $1.8\text{m}^3/\text{s}$ よりも量が若干高い $2.5\text{m}^3/\text{s}$ で安定している。

(2)安全措置

CEBは漏水が継続している状況では、ダムの長期的構造的安全性が確保されていないことを再認識した。そのため、漏水部の水圧を減少させるために、最高水位を455mと5m低減することとし、マニュアルを改訂して運用している。さらに、緊急時の下流への警報体制を構築し、また下流の自治体に対して災害計画の策定と実施支援を行い、有事への対応能力を強化した。

(3)漏水の原因特定に関する調査

漏水対策としては、事後評価調査以降、2つの調査結果が明らかになっている。CEB職員L.B.Kamal Laksiri氏による博士論文とそれを発展させた調査と、W.B Atkins社が行ったものである。概要を以下に示す。

表 5 追加調査の概要

	ラクシリ氏論文	W.B Atkins 社調査
調査時期	- 2007 及び追加調査（継続中）	2008-2009
調査方法	井戸と貯水池の水位の変化を比較	水流などを磁気・電気を用いた調査
調査範囲	モニタリングを行なっている全ての井戸（右岸側全域）	右岸側のグラウト未設置部・断層部
漏水箇所の特 定	右岸湖底標高 415m 近辺	右岸グラウト未設置部標高 439m 付近
今後の調査	アイソトープによる位置特定調査	大規模な追加調査（再調査と同様）
対策工の方向性	ドライもしくはウェットブランケット	未設置部への追加グラウト（事業費高い）

(4) 今後の方針

CEB としては、次段階の調査・対策方針及び策工の実施にかかる意志決定を行っていない。ただ、漏水そのものが複雑なメカニズムであり、确实性に疑問が残ることから、コストが安い方法から着手するのが妥当との考えも CEB 発電事業部にはある。

本件に対する電力・エネルギー省の関心も高く、2011 年にはラクシリ氏の主張に従って、大臣勅命で、放射性同位体を用いた漏水地域の確認に関する追加調査が行われた。漏水箇所はダム堤体より 100m 以内の右岸側標高 415m 近辺で、右岸地山内の複数のルートをとどって、出水地点につながっていると推定している。さらに場所を特定するための詳細な調査も予定されている。

事後評価の時点で、技術・体制・財務の観点の問題もなく、一定程度以上の持続性があることは確認されていた。技術面においては、更なる研修の実施も行われ、体制面では人数の充足や ISO の追加取得にみられるように、運営システムの強化も行われた。また財務面でも発電所の運用に必要な経常予算は重点的に配分された。これらの 3 つの側面での持続性は継続もしくは強化していることを確認できた。

運営開始から 20 年が経過したこともあり、通常の維持管理のみでは対応できない劣化が一部の施設については進んでいるものの、問題は把握され、対応策も検討されている。予算面での課題はあるものの、今後これらの劣化への対応がなされることを期待する。

発電所の運営当初より存在し、2006 年に一時的な増加をみた漏水問題については、現在も継続しているものの、事後評価後、安全性に配慮した運営が行われ、さらに問題を解決するための調査も進展中であることが本モニタリングで確認された。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

サマナラウェアダム・発電所は、事後評価以前に比べると、ダムへの流入水量が増加していたことから、当初の計画値には及ばないものの、1992-2005 年の平均を上回る量の電力を事後評価後も供給し、またピーク電力需要に対応すべく運転

を行なっている。ダム・発電所から安定した放流を行なっていることから、下流の灌漑への貢献も継続している。さらに、建設した施設は地域の発展にも貢献していることが確認された。新たな自然環境や社会環境に関する問題は発生しておらず、発電所はそれへのモニタリング・対応能力も高めている。一方、地方政府が実施している移転住民への補償問題は大きく進展したものの、まだ全ての問題が解決したわけではなく、不満も残っているために、今後とも継続して対応する必要がある。

サマナラウェア発電所は ISO9001、14001 の取得、要員の増加、トレーニングプログラムの実施を通じて、運営管理体制を強化した。CEB の財務体質は良好ではないものの、運営に必要な予算は十分に割当てられている。一方でダム・発電所は運営開始より 20 年が経過し、経年劣化により稼働できない施設・機器も生じている。

2006 年に発生した突発的な漏水増加後、発電所はより安全性に配慮した発電所運営を行なっている。また漏水に関する調査も 2 種類のもので実施・継続されているものの、メカニズム・対策手段を明らかにするまでには至っておらず、長期的な構造的な安定性は保証されていない。

4.2 提言

地方政府・CEB

地方政府（ラトナプナ県・DS）、引き続き移転補償問題への対応を続ける。また CEB はその活動をモニタリングすることが適当である。

CEB

経年劣化をして補修もしくは交換が必要となった機器や施設について、技術的・経済的に適切な代替案を検討し、必要な措置をとることが望ましい。

漏水問題については、右岸地山からの漏水が継続している状況では、長期的な安全性は確保されていない。従って、これまでの調査結果をレビューし、必要となる計測・調査・解析を継続し、具体的な対策を検討・実施することが望まれる。

JICA

今後とも CEB と連絡をとりつつ、漏水に関する調査や対策の進展を確認する。さらに必要であれば関係者への働きかけを行うことが望ましい。

4.3 教訓

なし。

以 上

主要計画／実績比較

項目	計画	実績
①アウトプット		
【水力発電事業】 仮排水トンネル(2本) (日本) ダム(日本) 導水路トンネル(英国) 発電水車(日本) 発電機(英国) 水圧鉄管(日本) 送電線(他)	【水力発電事業】 延長 520m および 545m 堤高 103.5m、堤長 529m 有効貯水容量254 百万 m ³ 長さ 5,150m 使用水量 42.0 m ³ /s 120MW (60MW×2 基) 延長 648m 17km (発電所～ハランゴダ)	【水力発電事業】 延長482m および 502m 堤高100m、堤長530m、 有効貯水容量218.2万 m ³ 右岸遮水工 一式 長さ 5,159m 計画通り 計画通り 延長 670m 19km (発電所～ハランゴダ) 39km(発電所～エンビリビティヤ)
【改修事業】 メインブランケット(日本) フォローアップブランケット(日本)	【改修事業】 投入量 500,000 m ³ 投入量 500,000 m ³	【改修事業】 投入量 426,030 m ³ 中止
②期間	【水力発電事業】	【水力発電事業】
【水力発電事業】	1986年9月～1991年7月 (59 カ月)	1986年9月～1992年12月 (76 カ月)
【改修事業】	【改修事業】 1995年8月～2001年5月 (70 カ月)	【改修事業】 1995年8月～1999年6月 (47 カ月)
③事業費		
【水力発電事業】 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	【水力発電事業】 431 億 3,900 万円 170 億 3,700 万円 (24億3,380万 Rs) 601 億 7,600 万円 284 億 2,000 万円 1Rs=7 円 (1986 年 4 月現在)	【水力発電事業】 481 億 1,200 万円 222 億 1,700 万円 (56億6,000万 Rs) 703 億 2,900 万円 316 億 8,400 万円 1Rs=3.93 円 (1986～1995 年)
【改修事業】 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	【改修事業】 50億6,100万円 11億5,300万円 (5億6,800万 Rs) 62億1,400万円 52億8,200万円 1Rs=2.03 円 (1995 年 2 月現在)	【改修事業】 23億5,900万円 9億500万円 (4億5,300万 Rs) 32億6,400万円 31億3,400 万円 1Rs=2.00 円 (1996～1999年)

注)計画の各値は、水力発電事業は第 1 期審査時(1986 年)、改修事業はこの事業の審査時(1995 年)のもの。