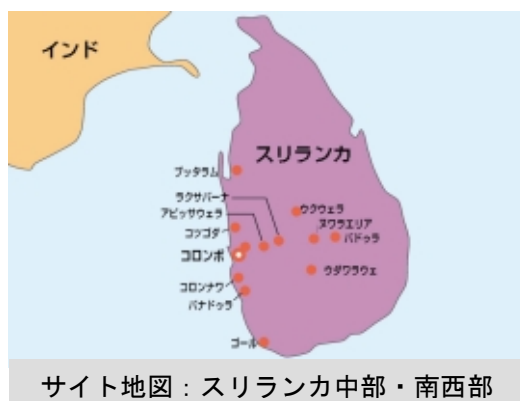


送電網拡充事業 (I) (II)

評価報告：2001年3月

現地調査：2001年2月

1. 事業概要と円借款による協力



(1) 背景：

1) フェーズ I

スリランカの全国送電網は、発電所・主要変電所が集まる中央部とコロンボなどの需要地間はループ化がなされていたが、その他の送電網は放射状に展開していた。

同国では、1960年以降設置されてきた66kV送電線が既に更新時期にさしかかっていたことに加え、電力需要の増大に伴い送電能力を拡張する必要があることから、セイロン電力庁(CEB: Ceylon Electricity Board)が132kV送電線を主要な系統電圧とした送電網開発を行っていた。当時、66kV送電線Vはコロンボ変電所～ラクサパナ変電所、ラクサパナ変電所～バドゥラ変電所間を残すのみであったが、このうちラクサパナ変電所～バドゥラ変電所間75kmは全国送電網ループの一部を形成する重要な区間であった。同区間の一部では132kVの送電線を敷設していながら、同区間の送電線および変電所の容量が低いままである為、66kV以下の運転しか行えない状況にあった。

また、同国の発電・送配電事業を行っているセイロン電力庁は、需要家数の増加などにより管理すべき情報が多様・多量化していたのに対し、当時のCEBが保有していた通信システムでは対応が困難な状況にあったため、新たな通信システムを整備する必要があった。

2) フェーズ II

フェーズ I の事業費は借款契約調印後に、同国の物価上昇と治安状況悪化により落札価格が当初見込み額を上回ったため、アプレイザル時に想定していた費用を大幅に上回る見通しとなった。こうした状況に対し、実施機関側にて対応策を検討したが、不足分をスリランカ側で資金調達する目処がたっていなかった。また、同国の送変電設備は上記の通り容量不足と老朽化進行により、増大する需要に対し十分な電力供給が確保されていなかったため、事業の早期実施の必要性が一層高まっていた。

(2) 目的 :

本事業は、スリランカの送電能力向上、送電効率の改善のため、132kV 送電線の 신설、変電所の 신설、既設変電所の増設を行い、併せて CEB 専用の通信システムを整備し系統運用の合理化及び能力の向上を図るものである(フェーズ I, II 共通)。

(3) 事業範囲 :

事業内容は送電網関連と通信システム関連の 2 つに大別される。送電網関連事業は、需要増対応の変電所および送電線の 신설、既設変電所の増設 (変圧器増設、33kV 配電線引出口増設)、既設の系統保護システムの改修など。また、通信システム関連事業は主に基幹デジタル無線システムの構築、移動無線システムの拡大である。フェーズ II の内容は、フェーズ I の資金で賄うことができなかった変電所および引出口の増設などである。なお、円借款の対象は外貨の全額である。

* フェーズ I、II の事業範囲の詳細は主要計画/実績比較を参照

(4) 借入人/実施機関 :

スリランカ民主社会主義共和国政府 / セイロン電力庁 (CEB: Ceylon Electricity Board)

(5) 借款契約概要 :

	フェーズ I	フェーズ II
円借款承諾額/実行額	4,360 百万円 / 3,831 百万円	918 百万円 / 658 百万円
交換公文締結/ 借款契約調印	1988 年 9 月 / 1988 年 11 月	1993 年 6 月 / 1993 年 8 月
借款契約条件	金利 2.5%、返済 30 年(うち据置 10 年)、部分アンタイド	金利 2.6%、返済 30 年(うち据置 10 年)、一般アンタイド
貸付完了	1997 年 1 月	1998 年 12 月

2. 評価結果

(1) 計画の妥当性 :

スリランカ政府は、当時 20%程度と周辺諸国と比較して低い水準にあった農村電化率の向上を目標として、送変電事業に高いプライオリティをおいていた。本事業の対象となった送変電設備は、需要予測によれば将来的に過負荷に陥ることが確実であり、安定的な電力供給を行う観点から、本計画は妥当であったといえる。

また、本事業のフェーズ II は、スリランカ国内の治安状況や急速なインフレなどの不可避な外部要因によりフェーズ I で賄えなくなった費用を賄うものであった。事業対象となった送変電設備の設備能力不足および老朽化は深刻で、スリランカ国内の電力需要も増加を続けていたことから、早期完成の必要性は高く、計画は妥当であったといえる。

(2) 実施の効率性 :

1) 工期

本事業は 2 つのフェーズに分けて実施されている。これは、フェーズ I の借款契約調印後、スリランカの治安状況の悪化等*により応札者の提示額が上昇し、開札の結果、想定額を大幅に上回る結果となったことが主な原因である。スリランカ側における事業継続のための資金手当に目処が立たなかったため、事業の緊急性・必要性を重視しフェーズ II として追加円借款が供与された。事業完了は 1998 年 12 月で、アプレイザル時の事業

完了予定である 1991 年 3 月から 7 年 9 ヶ月遅延、フェーズⅡのアプレイザル時に見直された完了計画 1994 年 11 月からも約 4 年の遅延が生じている。事業遅延の主要原因は上記の通り、スリランカ国内の治安状況悪化が引き金となった不可避なものであるが、その他に、アビッサウエラ、バドゥラ変電所の土地取得の遅延、コントラクターの工事遅延なども工期遅延の原因となった。

* アプレイザル直後の 1988 年以降、北東部のタミール・イーラム解放の虎の活動が活発化する一方、南部では共産主義勢力がテロ活動を開始し、国内治安が悪化。特に、ラクサパナ、ヌワラエリヤ、バドゥラ等の地域では、これら破壊行為により送電線の一部が破壊され、復旧工事を進めることも困難な状況であった。こうした中、入札が実施されたが、本事業対象には上述の地域を含む北東部・中南部が含まれていた為、応札者が入札に相当の金額を上乗せしたものと考えられる。

2) 事業費

1991 年の入札額が当初の想定を大きく超えた主な原因は、国内の治安状況悪化により、入札業者が安全確保のための警備体制強化、工期遅延に対する引当金、保険費用増加分等を入札額に上乗せしたためである。これにスリランカ国内のインフレの影響が重なった結果、実施機関の自己資金で賄った内貨事業費は、フェーズⅠアプレイザル時（当初計画）の 456%、フェーズⅡアプレイザル時（修正計画）の 165%と大幅に増加している。一連の事業では、フェーズⅠの借款供与額で賄えない範囲をフェーズⅡとしているが、フェーズⅠの借款承諾額 4,360 百万円に対し実績は 3,831 百万円、フェーズⅡも借款承諾額 918 百万円に対し実際には 658 百万円と、円借款の融資対象となった外貨分の総額 4,489 百万円は、当初計画の 4,360 百万円を 3%超えるにとどまった。これは、当初計画策定時には 1\$=135 円であった為替レートが、事業実施時には 1\$=95~110 円と上昇したことが大きな要因となっている。

表-1 アプレイザル時と実績の事業費比較

	フェーズⅠ アプレイザル時	フェーズⅡ アプレイザル時	実 績		
			フェーズⅠ	フェーズⅡ	合計
内 貨(百万 Rp)	354.7	979	-	-	1,618
外 貨(百万円)	4,360	5,278	3,831	658	4,489
合 計 (百万円)	5,964	8,008	-	-	7,573

(3) 効 果 :

スリランカの送電網の大部分は放射状に敷設されているため、一カ所で事故が発生するとその供給先の停電が不可避となるが、本事業によるラクサパナ変電所～バドゥラ変電所間の 132kV 送電線敷設により、同国西部における 132kV 及び 220kV の送電線のループ化が完成し、一部区間で障害が発生した場合も、他ルートからの送電が可能となった。各変電所の稼動状況は以下の通り。

1) 変電所の稼動状況

・アビッサウエラ変電所の新設による効果

事業実施段階において、コロナワ変電所～ラクサパナ変電所間には 66kV 送電線と 132kV 送電線が存在していた。本事業で新たに設置されたアビッサウエラ変電所 (31.5MVA×2 台) は 132kV 送電線に接続するもので、老朽化し廃止される 66kV 系統変

電所の代わりに建設されたものである。

新設された変電所に係る最大負荷（最大需要）は1996年12月に完成して以降、年々上昇している（表-2参照）。これは、ラトナブラ地域のニュータウン開発の進展などで、本変電所が電力を供給しているラトナブラ、カハワッタ地域などケール南部地域の電力需要が増加しているためである。本変電所は、1999年に稼働率が84.1%を記録するなど、これらの急激な電力需要の増加に対応している。

このまま需要が増加した場合、変電所の設備容量を超えることが予想されるが、CEBは現在円借款による「送電網整備事業」を実施しており、同事業の中でアビッサウエラ変電所の過負荷対策としてラトナブラ変電所の新設を進めている。

表-2 アビッサウエラ変電所の稼働状況

	1996	1997	1998	1999
最大負荷(MW)	5.3	32.9	40.4	48.2
稼働率(%)	9.2	57.3	70.5	84.1

出所:CEB資料

* 稼働率=最大負荷(MW)÷変電所の設備容量(MVA)×力率(0.91)

・ヌワラエリア変電所新設による効果

ヌワラエリア変電所は、既存の66kV送電線系統にかわる132kV送電線建設に対応すべく、66/33kV変電所に代わって新たに建設された132/33kVの変電所(31.5MVA×2台)である(1996年6月完成)。

表-3に示すとおり、新設されたヌワラエリア変電所の稼働率は上昇傾向にあり、大口需要家となっているヌワラエリアの牛乳工場の他に、39,731戸*の需要家をもつヌワラエリア市の需要に対して供給を行っている。本変電所の運転開始に伴い廃止された66/33kV変電所(3MVA×4台)に、年々増加する最大負荷がかかった場合、過負荷による計画停電が不可避であったことから、本変電所設置による効果は高いといえる。

* 1999年6月時点の値

表-3 ヌワラエリア変電所の稼働状況

	1996	1997	1998	1999
最大負荷(MW)	16.0	25.9	25.3	31.8
稼働率(%)	27.9	45.2	44.2	55.5

出所:CEB資料

・パナドゥーラ変電所の新設による効果

パンニピティヤ変電所とマツガマ変電所までの132kV送電線の途中に、パナドゥーラ変電所(31.5MVA×2)を新設したもので1995年12月に完成した。

変圧器の稼働状況は表-4の通りである。本変電所はコロンボ市に電力を供給しているが、同市の需要は年々増加しており、変電所にかかる最大負荷も上昇している。これに伴い、変電所の稼働率が年々上昇していることから、CEBでは本変電所の過負荷対策として将来31.5MVAの変圧器を増設する予定*である。

* 長期送電線開発計画(2000-2010年)

表-4 パナドゥーラ変電所の稼働状況

	1996	1997	1998	1999
最大負荷(MW)	16.5	17.6	19.7	28.1
稼働率(%)	28.8	30.7	34.4	49.0

出所:CEB資料

・コロンナワ変電所における変圧器増設の効果

コロンナワ変電所への変圧器増設（1996年完成）の結果、既存の132/33kV変圧器（総設備容量120MVA）のみの場合、1999年に過負荷となることが予想されていたが、同年における既存変圧器の最大実績負荷は61.1MWであり、稼働率56.0%と妥当な範囲に収まっている。

これは、最大負荷のうち22.7MWが本事業で新設した132/33kV変圧器（31.5MVA×2）に配電線の系統変更により付替えされたためである。新設された変圧器の最大負荷は表-5のとおり年々増加しており、コロンボ市内の商工業、家庭用への電力安定供給に貢献している。

表-5 コロンナワ変電所の稼働状況（増設分のみ）

	1996	1997	1998	1999
最大負荷(MW)	1.5	6.8	17.0	22.7
稼働率(%)	2.7	11.9	29.7	39.6

出所:CEB資料

・プッタラム変電所における変圧器増設の効果

本事業が実施されるまでプッタラム変電所には、132/33kV変圧器は10MVA×2台のみであったため、本事業で31.5MVAの変圧器2台を増設（1996年完成）している。増設された変圧器は1997年に既存変圧器の故障により一時的に稼働率が37.7%になっているが、それを除くと緩やかな増加傾向にある。本変電所は年間電力量約72GWh、最大負荷約10MVAを消費するセメント工場およびプッタラム地域の電力需要を充たしている。

表-6 プッタラム変電所の稼働状況（増設分のみ）

	1996	1997	1998	1999
最大負荷(MW)	10.1	21.6	12.4	13.9
稼働率(%)	17.7	37.7	21.6	24.3

出所:CEB資料

2) 定量的効果

本事業は系統送電線網の整備であり、一部地域への送配電の性格を有してないことから便益を特定することが困難であり、定量的効果の計算は行わない。

3) CEB専用通信システム整備による効果

CEB専用通信システムが整備されたことにより、これまで通信手段がなかった変電所から各事務所、本部への連絡が可能となった。また、CEBの従来の通信システムは電力線搬送システムがメインであり、通信回線容量が小さいため通話制限が頻繁に発生したり、信号品質の理由から拡張が困難であったが、本事業においてデジタル無線システムを構築することにより解消が図られ、発・送変電制御関係の情報伝達、維持管理のためのスペアパーツの発注、料金徴収・顧客情報に関する情報の伝達、問題発生時の報告など広範囲の用途に使用されている。また、CEBでは将来的に、同通信システムを使用して各事務所間をオンラインで接続し、データの転送や情報の伝達に使用する意向をもっており、CEB内の情報技術部により同システムの構築が進められている。

(4) インパクト :

1) 民生の安定と地域産業振興

前述の通り本事業によって、変電所が新設・増設されなかった場合、過負荷による計画停電が頻繁に発生していた可能性は非常に高い。本事業では、変電所や送電線の過負荷を予測して適切な対策事業を実施し安定した電力供給を実現することにより、民生の安定と地域産業の振興に大きく貢献している。

2) 環境へのインパクト

現在、スリランカの環境法では、送電電圧 50kV 以上かつ距離が 10km 以上の送電線設置については、環境影響評価 (EIA) の実施が義務づけられている。本事業の場合、ラクサパーナ変電所～ヌワラエリア変電所～バドゥーラ変電所間の 132kV 送電線 75km がこれに該当するが、CEB によると本送電線は既存の 66kV 送電線に沿って建設されたことから、EIA は実施されておらず、また、特段の問題は生じていないとのことである。

変電所の新設・増設に関しては、CEB によると新設変電所は既設変電所に隣接して建設、また、既設変電所の増設は同敷地内での設置で留まっており、環境への影響は特段ないとのことである。

(5) 持続性・自立発展性 :

1) 運営・維持管理体制

通信設備、送電設備の各設備の保守作業は CEB の送変電建設・維持管理部 (職員数 207 名) 及び通信部 (職員数 7 名) が担当しており、定期点検はコントラクターより支給されたメンテナンスマニュアルに従って行われている。保護システムの保守は設備保護部 (職員数: 11 名) が担当し、毎月の外観点検及び年一回の動作確認試験が実施されている。

なお、CEB は将来的に、水力発電会社 (Hydro Genco)、火力発電会社 (Thermal Genco)、送電会社 (Transco)、および複数の配電会社 (Discos) への分社化を進める予定であり、そのうち火力発電会社および配電会社の民営化が検討されている。本事業の運営・維持管理は、将来的にも公共セクターに留まる送電会社に引き継がれる予定であるため、これらの体制に大幅な変更はないと考えられる。

2) CEB の収支状況

表-7 は 1994～1998 年までの CEB の損益計算表である。1996 年、1997 年に収支が悪化しているが、これは渇水により水力発電所の稼働率が低下し、輸入重油を使用する火力発電所の運転時間が増大したことに加え、IPP 火力発電所からの買電費用がかさんだためであり、1998 年には再び黒字に転じている。燃料費・買電費用は 1994、1995 年には 900 百万 Rp 程であったが、1996 年に 5, 718 百万 Rp、1997 年には 8, 071 百万 Rp と急激に増加し、CEB の収益に悪影響を与えている。

なお、1994 年には 21.8% であった金融費用負担率は減少傾向にあり、1998 年には 14.2% に減少している。なお、売上債権の回転期間は 3 ヶ月前後であり特段の大きな問題にはなっていない。

表-7 CEBの損益対照表

(百万 Rs.)

	1994	1995	1996	1997	1998
売電収入	12,553	13,708	14,100	15,932	19,787
その他収入	1,408	1,644	2,834	3,086	1,331
収益合計	13,961	15,352	16,934	19,018	21,118
燃料費、買電費用など	912	987	5,718	8,071	5,132
運用・維持管理費	1,989	2,248	2,937	3,655	4,263
一般管理費	1,147	1,102	1,600	2,003	1,891
減価償却費	3,362	3,694	4,223	4,815	4,872
支払金利	2,741	2,324	2,360	2,464	2,806
費用合計	10,151	10,355	16,838	21,008	18,964
税引き前当期利益	3,810	4,997	96	(1,990)	2,154

出所: CEB資料

3) 送電網開発計画の作成

スリランカでは、電力設備への投資は発電設備に偏り、中長期的視野に立った送電網整備計画が行われていなかったため、1997年に国際協力事業団(JICA)が「全国送電網整備マスタープラン」を作成し、同プランにて2015年までの整備計画を提示している。

CEBの送電計画局では、GDP成長率政府見通しに基づいた電力需要の見通しと長期電源開発計画に照らし合わせて、毎年JICAマスタープランの内容を見直しており、送電網開発計画として10ヶ年計画を作成している。このうち、最新版である2000～2010年の送電網開発計画では、56の事業を計画しており、準備すべき事業費として173億Rp(内外貨分110億Rp)を見積もっている*。

なお、本事業実施後も、CEBの送電網開発計画に則って「送電網整備事業」「送電網整備事業Ⅱ」に対し円借款が供与されており、スリランカにおける安定的な電力システムの運用に大きく貢献している。送電網開発計画の下、本事業を含む同国全体の送電網が整備される予定であり、

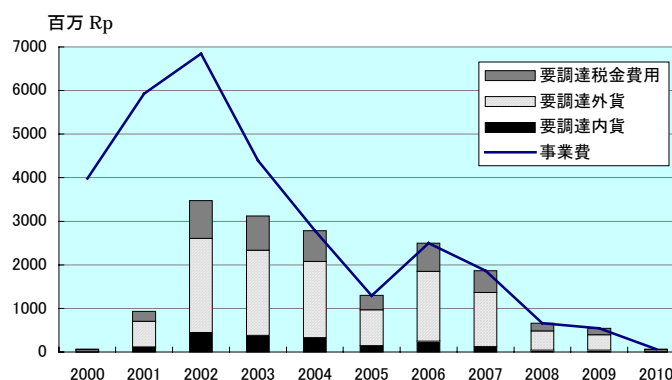


図-1 送電網開発計画に必要な事業費

本事業の効果の更なる持続性が確保されると思料される。

* 1999年価格表示

主要計画／実績比較

	計 画	実 績	
		フェーズ I	フェーズ II
①事業範囲	132kV 送電線新設 ラクサパナ変電所～ヌワラエリア変電所 36km 2回線 ヌワラエリア変電所～パドゥーラ変電所 39km 2回線 既設送電線～パナドゥーラ変電所 7km 2回線 既設送電線～アビッサウエラ変電所 0.5km 2回線 インギニヤガラ変電所～アンパライ変電所 38km 1回線	同 左 同 左 同 左 同 左	- - - - 治安状況悪化のため除外
	132/33kV 変電所新設 パナドゥーラ 2×31.5MVA インギニヤガラ 2×10MVA アビッサウエラ 2×31.5MVA ヌワラエリア 2×31.5MVA アンパライ 2×10MVA	同 左 計画変更により取りやめ 同 左	- - - 同 左 治安状況悪化のため除外
	132/33kV 既存変電所増設 パドゥーラ 132kV 引出口増設他 コロナワ、プッタラム 変圧器 2台増設 ツルヒリヤ 変圧器 2台増設 ラクサパーナ 変圧器 4台増設 ウィマラスレンドラ 変圧器 2台増設 トリコマレ、マツガマ 変圧器 2台増設	同 左 同 左	- - 別途自己資金により実施 別途自己資金により実施 別途自己資金により実施 別途自己資金により実施
	系統保護システムの改修 カツヤナケ パニピティヤ コロナワ	同 左 プッタラム追加	別途自己資金により実施 同 左 - マツガマ、ポルピティヤ追加
	33kV 引出口増設 マツガマ フェーズ I, II 合計 15回線 ウクウェラ キリノッチ チュナカム ゴール コツゴダ ウダワラウエ ボラククタ 計 25回線	同 左	別途自己資金により実施 同 左 同 左 治安状況悪化のため除外 治安状況悪化のため除外 - 同 左 同 左
	通信システム整備 CEB 専用基幹デジタル無線システム CEB 専用移動無線システム	当初アプレイザル時と大きな変更無くフェーズ I で終了	-
	コンサルティング・サービス 計 140M/M	フェーズ I, II 合計 168.7M/M	
②工期	1989年4月～1991年3月(24ヶ月)	1993年2月～1998年12月(71ヶ月)	

項 目	計 画	実 績		
		フェーズ I	フェーズ II	合 計
③事業費				
外 貨	4,360 百万円	3,831 百万円	658 百万円	4,489 百万円
内 貨	354 百万ルピー	—	—	1,618 百万ルピー
合 計	5,964 百万円	—	—	7,573 百万円
うち円借款分	4,360 百万円	3,831 百万円	658 百万円	4,489 百万円
換算レート	1.0Rp= 4.515 円(1987年)	—	—	1.0Rp= 1.906 円(1995年)