

第3章 電力セクターの現状と課題

3.1	スリランカ国の概要	43
3.1.1	政治・経済・社会情勢	43
3.1.2	エネルギー事情	44
3.2	発電設備の現状と課題	45
3.2.1	現状	45
3.2.2	課題	50
3.3	送配電設備の現状と課題	52
3.3.1	現状	52
3.3.2	課題	59
3.4	統運用の現状と課題	60
3.5	マスタープラン調査における発電・送電設備の調査方針	61
3.5.1	水力最適化計画に基づく補修・増設計画	61
3.5.2	火力発電所の建設・補修・補強計画	62
3.5.3	送変電設備の調査	62
3.6	その他の技術協力ニーズ	63

第3章 電力セクターの現状と課題

3.1 スリランカ国の概要

3.1.1 政治・経済・社会情勢

(1) 政治情勢

1983年7月にジャフナでスリランカ政府軍兵士が殺害された事件をきっかけにコロンボを中心として全土で反タミル人大暴動が発生した（大騒擾事件）。以降、シンハラ人とタミル人の民族的対立は激化し、タミル過激派組織「タミル・イーラム解放の虎」（LTTE）は北・東部地域の分離独立を主張して政府に対して軍事行動を展開するに至った。約20年に亘る内戦を経て、和平実現への試みは、ノルウェー政府の仲介を得て2002年2月に無期限停戦合意に至り、同年9月より本格的な和平交渉が開始された。

内政面では、2001年12月に実施された総選挙で、ウィクラマシンハ首相率いる統一国民党（UNP）が勝利した結果、クマーラトゥンガ大統領が野党人民連合（PA）出身であることから、いわゆる政治的ねじれ現象が生じている。民主主義政体を堅持してきたスリランカの政界において本格的な「権力の共存現象（コハビテーション）」は初めての経験であり、これが2002年9月以降のLTTEとの和平交渉プロセスにも大きな影響を与えてきている。

その後、和平プロセスは一定の進展を見せていたが、2003年4月、米国政府が主催したセミナーにLTTEの出席が認められなかったことを契機として、LTTEはスリランカ政府への批判を重ね、和平交渉が中断されたのみならず、LTTEは同年6月の「スリランカ復興開発に関する東京会議」をも欠席した。

現在、和平交渉は再開されていないものの、スリランカ政府・LTTE等関係者の間で和平プロセスの進展に向けた調整が続けられている。

(2) 経済情勢

2001年は、旱魃の影響による農業生産の低迷、世界経済の減速に伴う輸出関連製造業の不振、LTTEが起こしたコロンボ国際空港襲撃事件を契機とした観光業の低迷等により独立後初めて実質GDP 1.5%減というマイナス成長を記録したが、2002年は、政府とLTTEとの停戦合意による好影響、世界経済の回復傾向、電力供給の安定化等を受けて、スリランカの産業はサービス業を中心に回復基調となり、低迷していた製造業も緩やかな伸びとなったほか、天候の安定により農業生産も順調で、実質GDP成長率は4.0%となった。し

かし失業率は若年労働者を中心に若干上昇傾向にあり、石油・エネルギーの高騰や輸入品価格の上昇等を通じた物価上昇が国民生活を圧迫するなど、依然として厳しい経済状況が続いている。また、2001年に国防費の増加や早魃対策への補助金支出等の歳出増によってGDP比10.9%に拡大した財政赤字は、2002年には税制の簡素化、課税対象の拡大等によって、GDP比8.9%となった（但し、目標はGDP比8.5%であった）。

(3) 社会情勢

スリランカでは全人口の約3～4割が貧困層に位置付けられている。そのうち約90%は地方農村部に居住するが、地方農村部に貧困層が多いのは地方の主要産業である農林水産業の脆弱さによる収入の不安定と地域・地場産業の未発達等に起因するものである。また、紛争による荒廃が大きい北・東部地域の貧困状況は他の地域より深刻であると見られる。スリランカでは保健医療および教育サービスが無償で提供されている。財政難に直面する現在でもこの施策は継続されており、識字率91.4%、乳児死亡率1,000人につき18人、平均寿命72.7歳（いずれも1999年）等の指標にその成果が現れている。その一方で、都市と農村部でのサービスの格差、財政負担の地域格差も大きく、また、無償提供であるがゆえに低サービスを招くという事態も生じている。

3.1.2 エネルギー事情

スリランカには化石燃料資源はほとんど存在せず、国産エネルギーとしては、水力による一次電力および薪、砂糖きび、バイオマス等の非商業用エネルギーがあるにすぎない。これら非商業用エネルギーは総エネルギー消費量の7割を占めるといわれ、エネルギー供給の中心となっている。

スリランカでは、2001年以降、主に早魃により電力危機が続いており、計画停電が長期間発生し、経済活動や社会活動に大きな影響を及ぼしている。スリランカ政府は、民間セクターの参画による電力増強に加え、中断していた案件の再開や新規開発のためにアジア開発銀行（ADB）や国際協力機構（JICA）、国際協力銀行（JBIC）などにも積極的に協力を求めている。2002年の民間部門以外の発電設備総出力は1,823 MWであり、水力発電総出力が約60%を占めている。しかし、経済開発の進展に伴う電力需要増に対応するため、今までの水力主導電力供給から火力主導電力供給へと電力供給の構造転換に迫られている。

3.2 発電設備の現状と課題

3.2.1 現状

2002 年末での、CEB 所有の運転中および契約手続中の水力発電所は表 3.1 に、火力発電所は表 3.2 に示すとおりである。水力発電は 16 ヶ所で総出力 1,135 MW および小水力 (IPP) の総出力 36.89 MW の合計 1,171.89 MW である (表 3.1 参照、その後 Kukule 水力は 2003 年 10 月に 1 号機 35 MW 運開, 11 月に 2 号機 35 MW 運開した)。

火力発電は 6 ヶ所で総出力 480 MW である (表 3.2 参照、2004 年 2 月 7 日現地調査時では、2003 年 1 月で運転完了予定であった Kelanitissa 発電所の 2×22 MW の蒸気タービンと 3×18 MW のガスタービンは運転計画に組み込まれていた)。風力発電は 1 ヶ所 3 MW となっている (南東部, 世銀支援)。これらの合計出力は 1,654.89 MW (Kukule 水力と Kelanitissa 運転再開計画火力を含めると 1,819.89 MW) である。

一方、IPP による運転中の火力は 2002 年末で 5 ヶ所、計 187.1 MW であり、この火力 IPP を含めた総出力は 1,841.99 MW となる (表 3.3 参照)。契約手続中の IPP による火力は 3 ヶ所 663 MW となっている。2002 年末時点での総設備出力に対する水力比率は IPP を除くと 70% (1,135 MW / 1,618 MW)、IPP を含めると 64% (1,171.89 MW / 1,841.99 MW) となっている。

電源立地は、水力発電所は中南部の丘陵地域に、火力発電所はコロンボ北部の工業地域にそれぞれ集中している。

表 3.1 既設および契約手続中の水力発電所

Plant Name	Units × Capacity	Capacity (MW)	Annual Avg. Energy (GWh)	Storage (MCM)	Commissioning
<i>Laxapana Complex</i>		335	1,432		
Canyon	2×30	60	163	123.4 (Moussakelle)	Unit 1, Mar. 1983 Unit 2, Mar. 1988
Wimalasurendra	2×25	50	114	44.8 (Castlereigh)	Jan. 1965
Old Laxapana	3×8.33 + 2×12.5	50	279	0.4 (Norton)	Dec. 1950
New Laxapana	2×50	100	467	1.2 (Canyon)	Dec. 1958
Politiya	2×37.5	75	409	0.4 (Laxapana)	Unit 1, Feb. 1974 Unit 2 Mar. 1974
<i>Mahaweli Complex</i>		660	2,100		
Victoria	3×70	210	769	721.2	Unit 1, Jan. 1985 Unit 2, Oct. 1984 Unit 3, Feb. 1986
Kotmale	3×67	201	494	172.6	Unit 1, Apr. 1985 Units 2/3, Feb. 1988
Randenigala	2×61	122	392	875.0	Jul, 1986
Ukuwela	2×19	38	172	1.2 (Polgolla)	Unit 1, Jul. 1976 Unit 2, Aug. 1976
Bowatenna	1×40	40	54	49.9	Jun. 1981
Rantambe	2×24.5	49	219	21.0	Jan. 1990
<i>Other Hydro</i>		120	361		
Samalawewa	2×60	120	361	278.0	Oct. 1992
<i>Small Hydro Plants</i>		56.89	-		
Inginiyagala	2×2.475 + 2×3.15	11	-	-	Jun. 1983
Uda Walawe	3×2	6	-	-	April 1969
Nilambe	2×1.6	3	-	-	July 1988
Private Plants	-	36.89	-	-	-
Existing Total		1,171.89	3,893		
<i>Committed</i>		220	833		
Kukule	2×35	70	303	1.7	End 2003
Upper Kotmale	2×75	150	530	2.1	Feb. 2009
Grand Total		1,391.99	4,726		

注 : Kukule は 2003 年 10 月に 1 号機 35 MW, 11 月に 2 号機 35 MW の運転を開始した。
出典 : Long Term Generation Expansion Plan 2003-2017 (LTGEP) , CEB

表 3.2 既設火力発電所

Plant Name	No. of Units × Name Plate Capacity (MW)	No. of Units × Capacity used for Studies (MW)	Annual Max. Energy (GWh)	Commissioning
<i>Kelanitissa Power Station</i>		328	1,903	
Gas turbine (Old)	3 × 20	3 × 16	300	Dec. 1981, Mar., 1982, Apr., 1982
Gas turbine (New)	1 × 115	1 × 115	813	Aug., 1997
Combined Cycle (JBIC)	1 × 165	1 × 165	790	Aug., 2002
<i>Sapugaskanda Power Station</i>		144	932	
Diesel	4 × 20	4 × 18	488	May. 1984, May 1984, Sept., 1984, Oct., 1984
Diesel (Ext.)	8 × 10	8 × 9	444	4 units Sept., 1997 4 units Oct., 1999
<i>Small Thermal Plants</i>		8	-	
Chunnakam	1 × 8	1 × 8	-	Mar., 1999
Total Thermal		480	2,835	

出典：Long Term Generation Expansion Plan 2003-2017 (LTGEP)

表 3.3 運転中および契約手続中の IPP による火力発電所

Plant Name	Name Plate Capacity (MW)	Capacity used for Studies (MW)	Annual Energy (GWh)	Commissioning	Contract Period (Years.)
<i>Inde. Power Producers</i>					
Lakdhanavi	22.5	22.5	156	1997	15
Asia Power Ltd.	51	49	330	1998	20
Colombo Power (Pvt) Ltd.	64	60	420	Mid 2000	15
Diesel Plant Matara	24.8	20	167	Mar. 2002	10
Diesel Plant Horana	24.8	20	167	Dec. 2002	10
Existing Total IPP	187.1	171.5	1,240		
<i>Committed</i>					
Kelanitissa AES CCY	163	163	Availability 92%	Gt-Jan.2003, Steam-Aug.2003	20
Medium Term Diesel Plants	200	200	-	Jan. 2005	10
Kerawalapitiya CCY	300	300		GT Jan. 2006, Steam- May 2006	20
Committed Total IPP	663	663			

出典：Long Term Generation Expansion Plan 2003-2017 (LTGEP)

(1) 水力設備

同国の主な河川には内陸部から西部のコロンボ周辺に至る Kelani 水系、内陸部から東北部の Trincomalee 周辺に至る Mahaweli 水系、内陸部から南部の Hambantota 周辺に至る Walawe 水系などがある。

水力発電所の多くは Kelani 水系支流と Mahaweli 水系の流域に集中している。Kelani 川の 2 つの支流には合計 33.5 万 kW の 5 発電所があり、これらの発電所は発電を主目的として建設されている。

一方、Mahaweli 水系の 6 発電所（合計 66 万 kW）は、流域全体の総合開発計画の一環として建設されたもので、灌漑を優先目的としている。そのため、各発電所の発電は下流の灌漑の要求によって制限され、季節によって発電所の運転が大きく制約されている。

また、系統に接続されていない小水力発電所については、かつては紅茶工場への電力供給を目的として中南部の丘陵地帯を中心として 400 地点以上で発電所が稼働していた。その後系統接続により多くの発電所が廃止された。

Kukule 水力が JBIC 円借款により開発され、2003 年 10 / 11 月から 70 MW で運転開始している。Upper Kotmale 水力は JBIC 円借により現在建設請負業者入札のための PQ (Pre-qualification) の準備中であり、2009 年運開を目指している。Upper Kotmale 水力は、観光名所となっている滝の上流から数箇所取水する計画であり、滝の流量減少が問題視され、取水制限されることになった。

(2) 火力設備

2002 年末に CEB が運転する主な発電所は 6 ヶ所、設備容量は 480 MW となっている。その他に小型のディーゼル設備をいくつか所有している。

1996 年の大渇水による電力不足によって火力発電整備を早急に増強する必要が生じ、1997 年には国家電力網に 177.5MW の火力を新規投入した。Kelanitissa ガスタービン火力 (115MW)、Sapugaskanda 火力 (拡張 40MW、総工費 55 億 Rs)、ラダナビ社による同国初の BOO 火力 (22.5MW) である。また、電力不足に対する緊急避難策として、1996 年から 1998 年にかけて、短期契約で移動発電車 (7 基、合計設備容量 113.2 MW) からの電力購入を行った。現在も CEB は、Jaffna などが高価な電力を短期契約で購入している。

電力需要の増加に対応し発電コストを低減するには、ベース電源としての大型電源 (300 MW 級) の開発が必須である。1988 年には CEB が、Trincomalee (東海岸) や南部を対象として石炭火力発電所の調査を行った。さらに、JCI (Japan Consulting Institute) に

よって 1993 年に西海岸の 4 地点（コロンボ北部）を対象に石炭火力のプレ F/S が実施された。その後、Puttalam（Kaiplyya 半島）を対象として、JBIC（当時 OECF）の円借款によって Electrowatt Engineering 他が 1998 年に E/S を実施した。最終的な最大出力は 900 MW で計画している。Puttalam は 1999 年には建設の円借款申請があったが、カソリックの僧侶（Cardinal）が建設に反対し、現在政府内で棚上げ状態にある。また技術的にも海が荒れているときの石炭陸揚げや海の深さに問題があるとされている。

2002 年 7 月には、電力エネルギー省が IPP により Trincomalee で 300 MW の石炭火力を開発すると発表した。USTDA（US Trade & Development Agency）によって、\$ 560,000 の Grant TA による 300 MW の石炭火力開発のための予備的サイト選定や予備的プラント設計、Developer 募集のための入札図書作成などの IPP 契約に関するコンサルティングサービスなどを受けることになった。2002 年 11 月 29 日に ESC (Energy Supply Committee) は、Trincomalee か Hambantota を対象とした 900 MW の石炭火力の IPP 募集を行った。条件は過去 300 MW 以上の IPP プロジェクト経験で、Developer が F/S を実施する。しかし、その後 ESC は 2002 年 11 月 29 日の発表を訂正し、300 MW の開発とした。また、IPP の Developer に対する関心表明および PQ の申請書の提出期限は当初 2003 年 7 月 4 日だったが、2003 年 9 月 30 日に延期された。既に ESC の下部組織としてプロジェクトコミッティが設立されている。現在、関心表明を提出した Developer の PQ をプロジェクトコミッティが審査中である。2002 年 11 月に Trincomalee 地区に石炭火力（110 MW）が IPP により 2 年以内に開発されることが、Bureau of Investment（BOI）との間で合意されている。しかし、実際には予定通り進んでいない。

Trincomalee あるいは Hambantota に関するこれまでの調査は、Puttalam の E/S よりも調査結果のレベルが低く、今後 F/S 完了まで数年は必要になると考えられる。

(3) IPP の導入状況

国策として、海外のソフトローン利用は社会整備や教育部門を優先し今後の電力建設については民間資金の導入を中心とすることとしている。

IPP の火力設備は 2002 年末で 5 ヶ所 187.1 MW であり、契約手続き中の火力は 3 ヶ所 663 MW となっている（表 3.3 参照）。IPP による小水力発電は 2002 年末で合計 37 MW 稼働しており、さらに 37 MW は建設中で 100 MW に対して関心表明が出されている。

IPP 導入推進のため、電力エネルギー省（MEP）、CEB はそれぞれ BOT プロジェクトに関するガイドラインを作成した。原則として、今後建設予定の火力発電所は競争入札によ

る BOO/BOT スキームを利用することとしている。

水力発電所については 10 MW 以上の設備は水資源の多目的利用等の観点から CEB が運営するが、10 MW 以下の水力発電所については IPP の参入を奨励している。これらの小水力発電所に対しては、CEB は電力網への接続と、回避可能原価に基づいた料金での買取りを行うとしている。また、紅茶工場などでかつて自家発電用に使われ、系統の延伸により破棄されたマイクロ水力（50～100 kW）が数多くあり、IPP によるこれらの再開発についても期待されている。

水力 IPP による乾期の売電価格は、5.80 Rs/kWh で、雨期は 6.25 Rs/kWh である。ただし、火力 IPP（Colombo Power Limited）では、雨期と乾期で売電価格に差はない。

(4) 新エネルギー

新エネルギーについては、1992 年に CEB が風力および太陽光エネルギーについて資源評価研究を実施している。その結果、風力について 2 種類の季節風の影響を受ける南東部地域で 3,000 kW のパイロット風力プラントを運転しているが、今後 1 万 kW 級の発電設備に着手する計画がある。

太陽光エネルギーについては、開発コストが高いことから、系統から離れた遠隔地における分散型電源としての活用が検討されている。

3.2.2 課題

(1) 電力全般

スリランカ国は、将来的な電力需要の成長に対応するため下記のような対策を打ち出している。

- 1) 水力への依存体制を脱却し電源構成の分散を図る
- 2) 電力分野への民間投資を呼び込む
- 3) 効率的な省エネプログラムの実施による需要管理
- 4) 経済ニーズに沿った投資計画
- 5) 配電ロスの低減

経済的包蔵水力地点が枯渇を始めたスリランカでは、経済開発の進展に伴う電力需要増に対応するため、今までの水力主導電力供給から火力主導電力供給へと電力供給の構造転換に迫られている。特に近年は旱魃の影響もあり火力発電による電力供給が急増し、2000 年以後火力による電力供給が水力を毎年凌駕している。しかし既に 1985 年から計画

されている大規模石炭火力が依然として建設されないため、電力供給ベストミックスが不適切な構造となり、不安定な電力供給と高価な供給コストをもたらしている（kWh あたり 1999 年では Rs 4.26 だったものが 2002 年には Rs 9.42）。

(2) 電力供給信頼度

スリランカの電力供給信頼度の課題は以下のとおりである。

1) 電力供給力不足

設備出力では、水力は火力を上回るものの、2003 年の発生電力量（計 7,610 GWh）は、水力 44%（3,316 GWh）に対して火力 56%（4,294 GWh）と逆転している。2000 年以降は旱魃が続いているため、水力よりも火力の発生電力量の方が上回っている。2001 年では 5,236 GWh の総販売電力量に対し、供給支障電力量は 5.6%に相当する 291 GWh に達している。したがって、目標電力不足確率 LOLP 0.8%に対して、供給支障電力量はかなり高い数値となっている。

2) 周波数調整

電力周波数は、49.5 ~ 50.5 Hz（50 Hz \pm 1%）の維持基準を超過する傾向がある。周波数が -0.5% を下回る回数が 1999 年から 2001 年までの 3 年間に 4.5 倍になった。この傾向は、重負荷時に供給力が不足していることを示す。CEB は MV（Medium Voltage）配電線を強制的に負荷遮断して周波数回復に努めている。

3) 電圧低下

送電系統の 220 kV と 132 kV で基準以上の電圧降下が確認されている。特に 19 時~20 時のピーク時間帯が目立つ。平常時では電圧変動維持基準は、送電線 220 kV \pm 5%および 132 kV \pm 10%、配電線末端電圧では 230 V \pm 6%である。

(3) 水力

スリランカ国の電源開発計画（水力と火力）は、資料[2]が基本になっている。そこで、水力開発可能性地点は、経済性によってランク付けがなされた。しかし、必ずしも経済性の高いものから開発されてきたわけではない。その後、10MW 以下の小水力は IPP 対象になったり、環境問題や政策により、実際の開発順序は計画とは異なっている。

JICA により既設水力の現状について調査が実施されている（参考資料[1]）。Kelani 水系では Wimalasurendra P/S の圧力導水路トンネルの崩壊の可能性、Old Laxapana P/S では入口弁、ニードル、軸受用オイルリフタポンプの不具合、Canyon P/S では、取水口から導水路トンネル入口までのトンネルでの著しい摩擦損失、New Laxapana P/S では調圧水

槽付近での漏水 (0.9 m³/s) や 1 号機の调速機の障害, Polipitya P/S では水車の振動・軸ブレが指摘されている。また、Mahaweli 水系では Randenigala P/S や Rantambe P/S での水車の振動が指摘されている。

Walawe 川上流には Samanalawewa 発電所 (12 万 kW) が 1992 年に建設されている。同発電所は以前導水部分で毎秒 2 m³ 弱の水漏れがあり、修復された。今後灌漑に支障のない範囲で、既設水力をピーク対応できるように再開発していく計画がある。

(4) 火力

Kelanitissa 火力発電所の蒸気タービン 出力 22 MW×2 機とガスタービン出力 18 MW×3 機は、2003 年 1 月に運転廃止予定であったが、供給力不足のために 2004 年 2 月現在運転計画に組込まれている。しかし、蒸気タービン 1 機のボイラーは故障しており、ガスタービン 1 機のタービン翼が破損しているため、実際には運転困難な状態である。蒸気タービンは 1965 年に運転開始、ガスタービンは 1981 年に運転開始しており、かなり発電設備や機器の老朽化が目立つ。

水力への依存体制を脱却し電源構成の分散を図るためには、火力の開発が前提となる。特にベースロードに対応する燃料費の安い石炭火力の導入が期待されている。ESC は東部の Trincomalee または南部の Hambantota を対象として、石炭火力 300 MW を 2002 年に IPP で募集した。石炭火力は、燃料搬入のための港湾設備など、周辺インフラの整備状況によってその建設費が大きく左右される。IPP によって、これら周辺インフラを整備するとなると、建設費の増加により、電気料金が高くなる。そのため、共同港湾整備として、これを国家プロジェクトで推進すればコスト増を回避することができる。また、発電所建設に伴い新規に 220 kV の送電線が必要になる。この送電線建設は分社後の送電会社 (TRANSCO) が分担することになり、大きな費用負担となるので、資金面での支援が必要になると考えられる。

3.3 送配電設備の現状と課題

3.3.1 現状

(1) 送電系統

送電系統計画は、1997 年 1 月に JICA が支援し実施した「全国送配電網整備計画調査」(資料[2])をベースに送電開発計画 (Long Term Transmission Development Studies (LTTDS)) を策定している。CEB では Transmission Planning Section が毎年見直しを行っ

ており、最新の LTTDS は 2003 年 9 月に作成された “Long Term Transmission Development Studies 2003 - 2012” である（資料 [3]）。

スリランカ国内の基幹送電系統はシステム電圧220 kV と132 kV で構成されており、それらを合わせた送電線線路長は1,829 km（2002年）である。1994年頃までは66 kV 送電線もあったが、その後132 kV に昇圧され現在はほとんど利用されていない。

220 kV 送電線は Mahaweli 水系の発電所である Randenigala, Victoria, Kotmale 水力発電所からの発生電力をコロombo市近郊の需要中心地へ送電するために建設されたもので、コロombo市東部に位置する Biyagama 変電所まで2回線で結ばれている。また Kotmale 水力発電所からは 220 kV 1 回線送電線で New Anuradhapura 変電所（北・中部地域）と結ばれており、この変電所から 132 kV 送電線により Trincomalee 変電所および Vavunia 変電所と結ばれている。現在の基幹送電線は Vavunia 変電所までであり、今後 Kilinochchi, Chunnakam 変電所（ジャフナ）等が 132 kV 送電線で結ばれる予定である。その他主要発電所は 132 kV 送電系統に接続されている。132 kV 送電系統は一部環状（ループ）に接続されているが、220 kV 送電系統は放射状である。



次表は CEB の送電線の線路長データを抜粋したものである。

表 3.4 スリランカ国の送電線線路長 (km)

	1990 年	1995 年	2000 年	2001 年	2002 年
220 kV 送電線	169	168	315	315	331
132 kV 送電線	1,342	1,590	1,405	1,405	1,498
66 kV 送電線	234	0	0	0	0
送電線線路長合計	1,745	1,758	1,720	1,720	1,829
33 kV 配電線	10,258	13,170	15,785	16,833	17,807
11 kV 配電線	2,400	2,695	2,596	2,404	2,419
低圧配電線	21,821	39,530	56,433	66,607	68,810
配電線線路長合計	34,479	55,395	74,814	85,844	89,036

注：送電線及び配電線共に地中ケーブルを含む。
出典：CEB, Statistical Digest

1995年から2000年にかけて132 kV送電線の線路長が減少した理由は、1998年以降の統計から、北・東部地域の132 kV送電線線路長を除外したためである。この期間に内戦により北・東部地域内の132 kV送電線が破壊されたと推定できる。

既設架空送電線の導体としては鋼心アルミより線（ACSR：Aluminum Conductor Steel Reinforced）が使われている。導体サイズは英国規格で、“Lynx（導体サイズ175 mm²）”，“Zebra（導体サイズ400 mm²）”と呼ばれる2種類のACSRが主に使われている。一部には他の種類のもが使われているが、CEBは今後“Lynx”，“Zebra”の2種類のACSRに統一する予定である。また今後新しく建設されるコロンボ市近郊の132 kV送電線には地中ケーブルが多用される見込である。

変電所については、その大部分が屋外式気中絶縁方式のものであるが一部ガス絶縁式開閉機器（GIS）を備えた屋内式変電所がある。

CEBの主要変電所は2重母線方式を採用して比較的運用性は良いものと思われるが、グリッド変電所（220/132/33 kVまたは132/11 kV）では単母線方式が多く、運用性を考えた場合は早い時期に2重母線化を考える必要がある。母線材料はアルミニウム管が多用されている。

220 kVおよび132 kV送電線の詳細は図3.1および図3.2に示してある。



アルミニウム管を使った132 kV単母線のKiribathkumbura変電所 (Kandy)