

第4章 CEBの発電・送電開発計画の現状と課題

4.1 電力需要想定の現状と課題	67
4.1.1 電力需給の現状	67
4.1.2 電力需要想定の手法と課題	73
4.2 電源開発計画の現状と課題	74
4.3 送電開発計画の現状と課題	76
4.4 マスタープラン調査における 電源開発・送電開発計画の取組み方針	82
4.4.1 電源開発計画	82
4.4.2 送電開発計画	84
4.5 その他の技術協力ニーズ	84

第4章 CEBの発電・送電開発計画の現状と課題

4.1 電力需要想定の現状と課題

4.1.1 電力需給の現状

(1) 最大電力（最大ピーク電力）

2002年の最大電力は、1,422 MW（CEBからの聞取りによると、2003年は1,515 MW）で、過去5年間の伸び率は5.8%、過去10年間では6.4%となっている（表4.1参照）。

また、最大電力を示す日の電力負荷は、概ね18時過ぎから急上昇を始め、20時頃にピークに達し、以後、減少を続けて23時頃には18時頃の需要に収まる。1991年以降、2002年に至るまで、最大電力は年々先鋭化している（図4.1参照）。2000年以降、渇水の影響で水力の供給能力が計画以下となったため、パワーカットにより最大電力を始めとする電力需要が抑制されてきた。

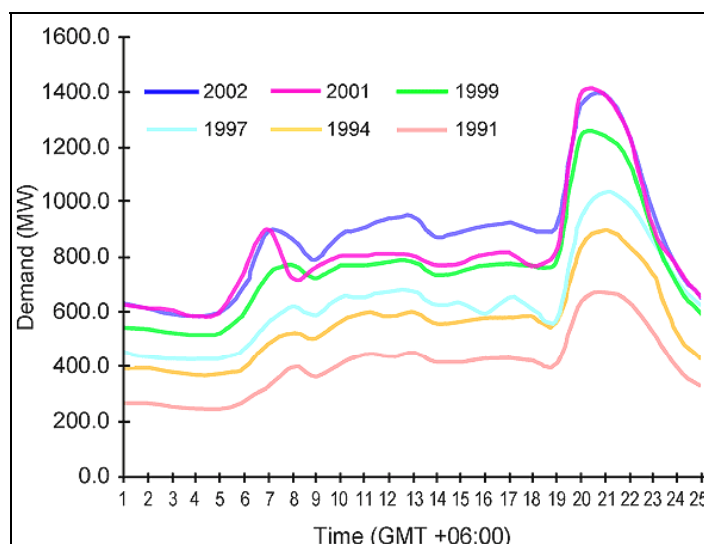
2002年の負荷率は54.7%と低く、1988年以降負荷率の増加傾向は見られない（表4.1参照）。この低い負荷率は、経営の安定を図る上から高くすることが重要である。

表4.1 発生電力量・販売電力量・最大電力・損失・負荷率の変遷

Year	Generation * (GWh)	Sales* (GWh)	Peak (MW)	Losses (%)	LF* (%)
1988	2799	2371	593.5	15.3	53.8
1989	2858	2353	617.9	17.7	52.8
1990	3150	2608	639.7	17.2	56.2
1991	3377	2742	685.1	18.8	56.3
1992	3540	2869	742.0	19.0	54.5
1993	3979	3270	812.0	17.8	55.9
1994	4365	3565	910.0	18.3	54.8
1995	4783	3915	979.7	18.1	55.7
1996	4377	3588	968.4	18.0	51.6
1997	4911	4039	1037.0	17.8	54.1
1998	5569	4521	1136.5	18.8	55.9
1999	6076	4809	1291.0	20.9	53.7
2000	6687	5258	1404.0	21.4	54.2
2001	6520	5236	1444.5	19.7	51.5
2002	6810	5502	1421.8	19.2	54.7

* Generation, Sale and LF exclude self generation.

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



出典：CEB：LTGEP 2003-2017

図 4.1 日負荷曲線の変遷

(2) 発電電力量

2002年の電力セクターの発電電力量は、68億1,000万 kWh（発電端ベース）、販売電力量は、55億200万 kWh（2003年値はドラフト）である。発電電力量と販売電力量の差は、所内電力量+電力損失量である（表 4.2 参照）。1996年と2001年の発生電力量のマイナス成長は、その年の渇水に起因している。

表 4.2 電力需給の変遷

Year	Peak Demand (MW)	Generation (GWh)	Generation Growth (%)	Sold Energy (GWh)	Sold Energy Growth (%)
1990	640	3,150	-	2,608	-
1991	685	3,377	7.17	2,742	5.14
1992	742	3,540	4.83	2,869	4.63*
1993	812	3,979	12.40	3,270	13.98
1994	911	4,365	9.70	3,565	9.02
1995	980	4,783	9.58	3,915	8.94
1996	968	4,347	-9.12	3,588	-8.35*
1997	1,037	4,911	12.97	4,039	12.57
1998	1,137	5,569	13.40	4,521	11.93
1999	1,291	6,076	9.10	4,809	6.37
2000	1,405	6,687	10.06	5,258	9.34
2001	1,445	6,520	-2.50	5,236	-0.42*
2002	1,421	6,810	4.45	5,502	5.08*
2003	1,515	7,610	6.62	-----	-----

注：*Power Supply Curtailment
出典：LTGEP 2003-2017（CEB）

電源別の発生電力量の変遷を表 4.3 および図 4.2 に示す。1990 年時点では、水力による発生電力量の比率はほぼ 100%であった。その後、若干量の火力発電が投入されたが、新規投入機運に勢いがついたのは 1996 年の大渇水で生じた水力発電の供給能力不足によるものであった。この年には厳しい電力使用制限が敷かれ、経済活動は対前年比マイナスとなった。水力発生電力量は対前年比で 72%の大幅減となった。

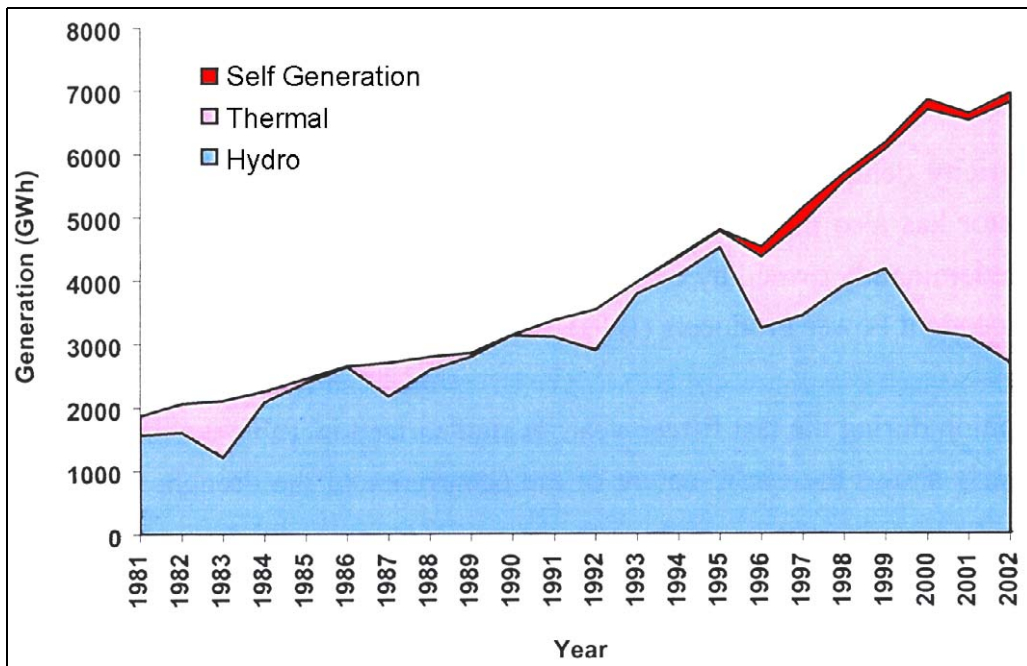
1997 年に入っても渇水は続き、CEB は IPP からの導入、移動発電車からの電力購入を進めた他、自家発電に対する優遇措置を取ることで自家発電の設置を奨励、電力使用制限の緊急回避に努めた。第 2 四半期に入り、降水は例年通りとなり平常化した。この大渇水の経験により、水力発電は燃料代不要という利点はあるものの、安定的運営を水力だけで行うことは不可能であり、火力発電の必要性はもとより、貯水池運用手法の重要性についても、CEB は新たに認識することになった。2003 年 2 月現在も自家発電による供給は続いている。2002 年の発生電力量の内訳は水力発電 39%、火力発電 59%、自家発 2%となっている。

また、最近の電源別供給を含む日負荷曲線を図 4.3 に示す。ベース負荷は、IPP および Kelanitissa と Sapugaskanda 火力で供給され、ミドルからピーク負荷は Laxapana と Mahaweli 水力群とその他水力によって供給されている。さらに、ピーク負荷は、ディーゼルで補給されている。既に 1985 年から計画されている大規模石炭火力の計画がなかなか建設されず、しかも依然水力供給の比率が高いため、電力供給構成が適切でない。これは、不安定な電力供給と高価な供給コスト（kWh あたり 1999 年では 4.26LKR だったものが 2002 年には 9.42LKR）の原因となっている。

表 4.3 電源別の発生電力量の変遷（1998～2002）

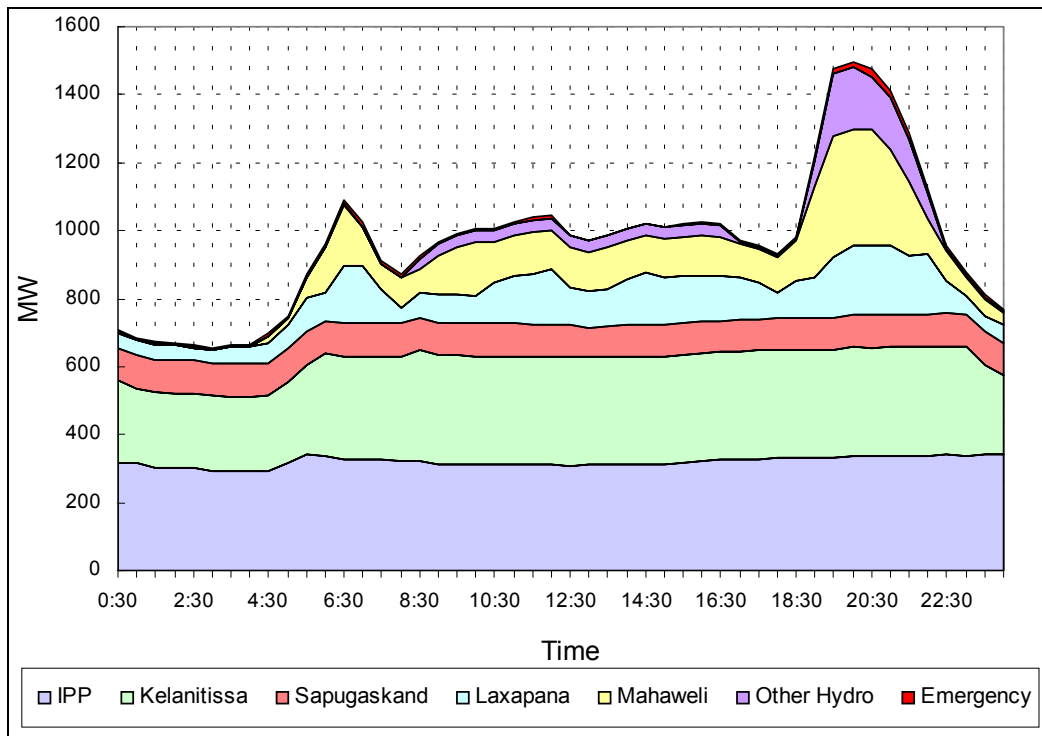
Year	Peak Demand	Hydro Generation		Thermal Generation		Self Generation		Total
	MW	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh
1988	594	2597	92.8	202	7.2	-	-	2799
1989	618	2801	98.0	57	2.0	-	-	2858
1990	640	3144	99.8	5	0.2	-	-	3149
1991	685	3116	92.3	260	7.7	-	-	3376
1992	742	2900	81.9	640	18.1	-	-	3540
1993	812	3796	95.4	183	4.6	-	-	3979
1994	910	4089	93.2	275	6.3	22	0.5	4386
1995	980	4514	94.0	269	5.6	17	0.4	4800
1996	968	3249	71.8	1126	24.9	152	3.4	4527
1997	1037	3448	67.0	1463	28.4	235	4.6	5146
1988	1136	3915	68.9	1654	29.1	114	2.8	5683
1999	1291	4175	67.6	1901	30.8	97	1.6	6173
2000	1404	3197	46.7	3486	50.9	158	0.02	6841
2001	1445	3113	46.9	3407	51.4	105	1.6	6625
2002	1422	2696	38.8	4114	59.2	136	1.9	6946
5 year Avg. Growth	5.8%	-8.9%		25.6%		4.5%		5.1%
10 year Avg. Growth	6.4%	-3.7%		41.2%		-		6.4%

Note : Total Generation figure for 2002 includes 3.6 GWh of Winower
出典 : CEB : LTGEP 2003-2017



出典：CEB : LTGEP 2003-2017

図 4.2 火力と水力の発生電力量の変遷



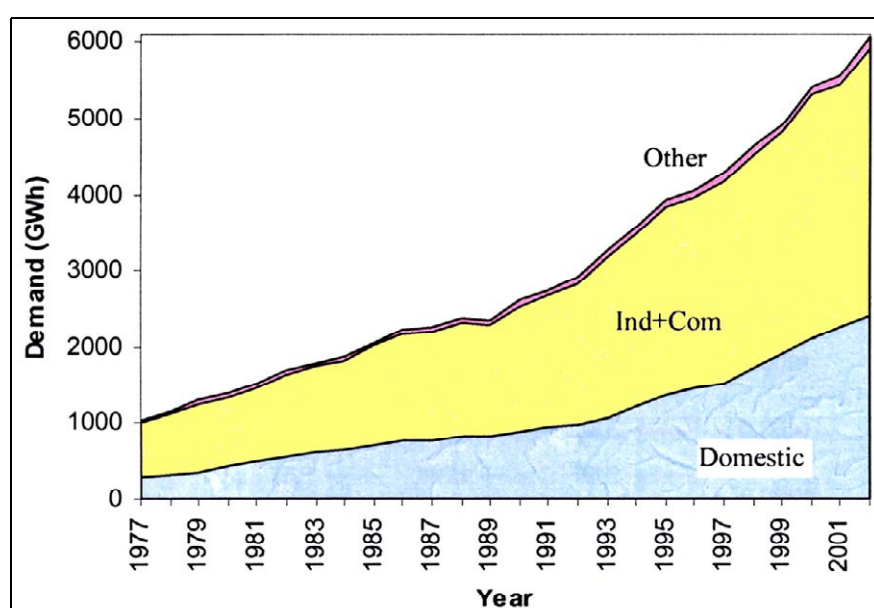
出典：CEB System Control Center

図 4.3 電源別供給を含む日負荷曲線

(3) 販売電力量

図 4.4 は、消費分野別の電力消費量を示している。2002 年の総販売電力量は 55.02 億 kWh（2001 年では 52.36 億 kWh）と前年に比べ 5.08%増加している（表 4.1）。2001 年の分野別では、産業（商業含む）用 58%に対して家庭用 40%となっている。宗教用消費および街灯はその他の分野に含まれ、2%を占める。

将来のこの 80%目標に加え、既家庭ユーザーが電気を一層享受することにより、電力需要は夕方から夜半の時間帯（6 時間）に集中することとなる。従って、この面からも CEB はピーク電力供給力の一層の拡充に努めなければならないことは明瞭である。



（注）消費電力量の産業用ホテル，家庭用には教会用を含む。
出典：CEB：LTGEP 2003-2017

図 4.4 消費分野別の電力消費量

(4) 電気料金

現行の電気料金は 2002 年 4 月 1 日から適用されている(2002 年 8 月 1 日に修正)ものである(表 4.4 参照)。一方、今後は発電比重が火力にシフトしていくことから燃料費が原価に占める比重が高まり、経営収支に与える影響が大きくなることが予想される。

なお、料金の内訳は、

- 1) 月額制（種別は小口と大口，その中に用途別があり、さらに電圧別に分離）
- 2) 家庭用は従量制で規模別に 5 段階料金を設定，使用量が増すにつれ単価は高くなる。

3) 産業用はピーク時間帯 (19:00 ~ 22:00) 料金 (オフピーク時の 2.3 倍) を徴収する。
 などである。また、全平均売電価格は、1999 年および 2002 年でそれぞれ 4.43 Rs, 7.25 Rs
 であり、近年急激に売電価格が上昇している。

表 4.4 CEB 電気料金

(2002 年 4 月 1 日より有効、2002 年 8 月 1 日に一部修正)

DOMESTIC	First 30	units	@ Rs	3.00 per unit
	31 - 60	units	@ Rs	3.70 per unit
	61 - 90	units	@ Rs	4.10 per unit
	91 - 180	units	@ Rs	10.60 per unit
	Above 180	units	@ Rs	15.80 per unit
Monthly Fixed Charge - Rs 30.00 per month				
RELIGIOUS & CHARITABLE INSTITUTIONS:				
	First 30	units	@ Rs	2.50 per unit
	31 - 90	units	@ Rs	2.70 per unit
	91 - 180	units	@ Rs	4.00 per unit
	Above 180	units	@ Rs	7.20 per unit
Monthly Fixed Charge - Rs 30.00 per month				
Other Categories	General Purpose	Industrial Purpose	Industrial Purpose (Time of Day)	Industrial Standby
Supply at 400/230 V Contract demand less than 42 kVA				
Unit Charge (Rs/Unit)	10.90	10.90	off peak 6.90 peak (07:00-22:00) 15.00	
	+	+	+	
Fixed Charge (Rs/Month) up to 10 kVA	30.00	30.00	30.00	
	or	or	or	
Fixed Charge (Rs/Month) above 10 kVA	230.00	230.00	230.00	
Supply at 400/230 V Contract demand 42 kVA and above				
Unit Charge (Rs/Unit)	10.80	7.10	off peak 6.50 + peak (07:00-22:00) 14.70	7.10
	+	+	+	+
Demand Charge (Rs/kVA)	480.00	400.00	380.00	100.00 (CD)
	+	+	+	+
Fixed Charge (Rs/Month)	800.00	800.00	800.00	800.00
Supply at 11/33/132 kV				
Unit Charge (Rs/unit)	10.70	7.00	off peak 6.10 peak (07:00-22:00) 14.00	7.00
	+	+	+	+
Demand Charge (Rs/kVA)	460.00	380.00	360.00	90.00 (CD)
	+	+	+	+
Fixed Charge (Rs/Month)	800.00	800.00	800.00	800.00
Bulk Supplies to LECO				
	Unit Charge (Rs/Unit)		Demand Charge (Rs/kVA)	
L1 - Supply at 400/230 V	7.20		+	240.00
LS - Supply at 11 kV & above	5.40		+	220.00
Street Lighting	@ Rs 7.80 per unit			

Note : CD - Contract Demand
 出典 : Statistical Digest 2002 (CEB)

(5) 地方電化

地方電化は ADB などの協力でかなり進んでいるが、北・東部などではかなり電化率が低い。2000 年での西部支店での電化率は 80%と高いが、その他の地域では 40～60%であり、電化率は高くない。電化率は、東部では 40%、北部では 20%と特に低くなっている。CEB は 2010 年までには電化率を 80%に高めたいとしている。

しかし、構造改革後の地方電化に対する実施体制はまだ決まっていない。また、電力セクター分割後のそれぞれの事業体に対する負債と資産の振分けや分割された個々の事業体の事業管理と効率的事業運営などが地方電化政策に影響を及ぼすであろう。特に、地方電化は電源開発に比べて財務上、投資効果が少ないので、新体制における事業管理・運営を社会的弱者に対して配慮して行うことが期待される。

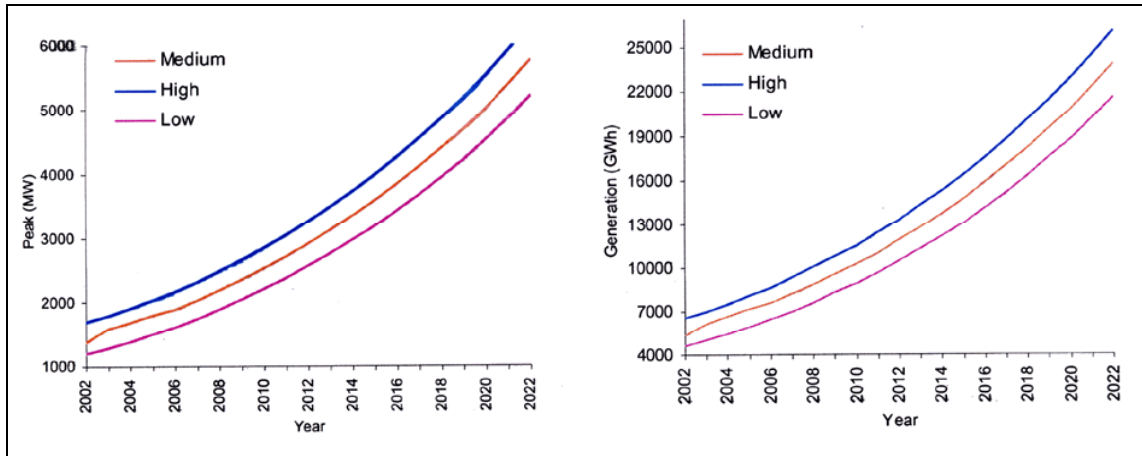
4.1.2 電力需要想定の手法と課題

表 4.5 に今後 20 年間の標準負荷（需要）予測（2002 年時点）を示す。また、図 4.5 に今後 20 年間の電力および電力量の需要予測を示す。需要値は低・中（標準）・高シナリオで予想しており、2002 年の初期値は異なるが、年伸び率はいずれも 7～8%，年負荷率は一定値 55%で推定している。

表 4.5 基本負荷予測(2002 年時点)

Year	Demand (GWh)	Growth Rate (%)	Gross Losses* (%)	Generation (GWh)	LF (%)	Peak (MW)
2003	6175		19.3	7652	55	1588
2004	6635	7.4	18.5	8141	55	1690
2005	7147	7.7	17.8	8695	55	1805
2006	7582	6.1	17.0	9135	55	1896
2007	8192	8.0	16.5	9811	55	2036
2008	8842	7.9	16.3	10564	55	2193
2009	9534	7.8	16.1	11363	55	2358
2010	10270	7.7	15.9	12212	55	2535
2011	11055	7.6	15.7	13114	55	2722
2012	11891	7.6	15.5	14072	55	2921
2013	12781	7.5	15.3	15090	55	3132
2014	13729	7.4	15.1	16170	55	3356
2015	14738	7.3	14.9	17319	55	3595
2016	15813	7.3	14.7	18538	55	3848
2017	16958	7.2	14.5	19834	55	4117
2018	18178	7.2	14.3	21211	55	4402
2019	19476	7.1	14.0	22647	55	4700
2020	20860	7.1	14.0	24255	55	5034
2021	22333	7.1	14.0	25968	55	5390
2022	23901	7.0	14.0	27792	55	5768

出典：CEB：LTGEP 2003-2017



出典：CEB：LTGEP 2003-2017

図 4.5 電力および電力量の需要予測

CEB の分社後は、送電会社が需給バランスの責任を負うことが、“The Electric Reform Act” に定められており、エネルギー政策を反映させて需要想定も行うことになる。現在のエネルギー需要想定では、至近年 4 年間については需要種類別に過去の実績から想定されており、この期間中に産業構造の変化がなければ妥当な想定になると考えられる。しかし、現在の民生中心から産業中心に変化する場合には、最大電力想定が大きく外れることが懸念される。このため、中央銀行が発表する経済構造変化を分析し、電力需要に反映させることが望まれる。

最大電力想定では、電力の使用方法を適切に反映させ、負荷率を検討することが求められる。今後産業用の需要の伸びが予想されるので、全体の需要構造が変化すれば、年負荷持続曲線や日負荷曲線の形状も変化すると想定される。最少費用となる電源設備構成は、これらの負荷曲線に影響されるので、この分析・評価が重要となる。

4.2 電源開発計画の現状と課題

現状の電源開発計画は、CEB の発電計画部 (Generation Planning Branch) が策定する Long Term Generation Expansion Plan (LTGEP) に基づき、個別電源プロジェクト計画原案を CEB が作成し、この原案を政府で審議し、閣議決定することになっている。この個別電源プロジェクトの政府承認は MPE (Ministry of Power and Energy) の責任で行われる。LTGEP は毎年更新され、将来 15 年間の長期電源開発計画を述べている。プロジェクトのプライオリティは、系統費用を最少化するプログラム (WASP III+) で決定している。電源の適正量を

決めるための信頼度基準は、Loss of Load Probability (LOLP) 0.8% (需要が供給を上回る時間が年間 70 時間) としている。資料[1]では、WASP III+を用いて最少費用電源開発計画を行ったところ、2008 年以降ベース電源として石炭火力を投入する結果となった(表 4.6 参照)。

水力発電の基礎となる水文データは、資料[2] (1986-1989 年に実施された電力マスタープラン) でのデータを使用しており、これ以降の渇水状況などの水文データは現在反映されていない。また、需給バランスへの渇水の影響は、エネルギーバランスでは反映されているが、供給力バランスでは反映されていない。

現在、供給力には実質予備率がない状況であり、この危機的な需給逼迫状況を解消することが望まれる。2003 年以降 15 年間で開発される電源は水力 220 MW、火力 3,008 MW の合計 3,228 MW である。設備老朽化による発電所の廃止は計 442.5 MW 予定されている。今後開発される電源は、経済的な水力開発可能地点が枯渇しているため、火力中心となる。また、最少費用開発計画では、2017 年までに石炭火力を 1,800 MW 開発する計画になっている。

他方、電源施設の建設には、その準備を含め長期間を要する。CEB は需要予測数値にはある程度の幅があるため、この幅の中で供給力の確保が行えるよう弾力的に取り組んでいる。現在ベース供給力の中核的役割を期待される石炭火力発電所の建設計画は順調に進んでいないが、その速やかな開発が望まれる。

表 4.6 需要予測に基づく電源開発計画

Year	Hydro Additions	Thermal Additions	Thermal Retirements	LOLP (%)
2003	-	<i>20 MW ACE Power Horana Diesel Plant</i>	-	6.018
2004	70 MW Kukule	163 MW AES Combined Cycle Plant at Kelanitissa	-	0.213
2005	-	200 MW Medium-term Diesel Power Plants	-	0.084
2006	-	2 × 150 MW Combined Cycle Plant at Kerawalapitiya	-	0.008
2007	-	-	-	0.083
2008	-	300 MW Coal Steam	3 × 16 MW Gas Turbine at Kelanitissa	0.054
2009	<i>150 MW Upper Kotmale</i>	-	-	0.064
2010	-	-	-	0.0456
2011	-	300 MW Coal Steam	-	0.212
2012	-	300 MW Coal Steam	222.5 MW Lakdhanavi Plant 20 MW ACE Power Matara	0.172
2013	-	105 MW Gas Turbines	4 × 18 MW Sapugaskanda Diesel Plant 20 MW ACE Power Horana	0.832
2014	-	300 MW Coal Steam	-	0.561
2015	-	300 MW Coal Steam 210 MW Gas Turbines	60 MW Colombo Power Plant 200 MW Medium-term Diesel Power Plants	0.574
2016	-	300 MW Coal Steam	-	0.500
2017	-	210 MW Gas Turbines	-	0.853
Total PV Cost up to year 2022, US\$ 3,011.6 million (Rs 280,530.5 Million)				

Note : Discount rate 10%, Exchange Rate as at January 1, 2002 - US\$1 = Rs 93.15
 All additions/retirements are carried out at the beginning of each year
 Shown in *Italic* are committed plants.

出典 : CEB : LTGEP 2003-2017

4.3 送電開発計画の現状と課題

現状の送変電設備の計画は CEB の Transmission Planning and O&M Division の System Planning & Design Branch で作成され、役員会で決定されている。送変電設備の計画範囲は、送電線系統で 220 kV, 132 kV 系統, 220 (132) / 33 kV 変電所 (Grid Substation) で 33 kV しゃ断器 (Circuit Breaker) までを計画している (系統計画の策定手順は図 4.6 参照)。

系統計画は 1997 年に実施された JICA の協力により 10 年間のローリングプラン (Long Term Transmission Development Studies) として整備され、その後毎年見直しが行われている。最新のものは 2003 年 9 月に策定された “Long Term Transmission Development Studies 2003–2012” である (資料[5])。

計画基準として、電圧維持基準は 220 kV 系統で $220 \text{ kV} \pm 5\%$ 、事故時は $+5\%$ から -10% 、132 kV 系統で $132 \text{ kV} \pm 10\%$ 、事故時は $\pm 10\%$ 以内を維持するようにしている。変圧器の短時間過負荷容量は定格容量に対して 120%、1 時間である。40 MVar のコンデンサーを Ampara 変電所の母線に接続して夜間ピーク時の電圧降下を防ぐ対策をとっているが、2003 年の夜間ピーク時に Ampara 変電所での母線電圧が電圧維持基準以下になっている。潮流解析は全系統需要を採用し、PSS/E を用いて 10 年分 (昼間ピークと夜間ピーク) 実施している。

CEB の Statistical Digest では、北・東部地域に延びていた 132kV 送電線は 1988 年に削除されているが、資料[5]によると、2007 年に Vavunia – Kilinochchi – Chunnakam 変電所間の送電線を完成させ、北・中部地域と北部地域を連系する計画である。また、2008 年に 300 MW 石炭火力が Hambantota に建設される計画であり、220 kV 送電線が Hambantota – Padduka 変電所間 (230 km)、Padduka – Pannipitiya 変電所間 (230 km) に建設される予定である。

発電機事故時の系統安定度から考えれば、系統容量の 10% を超えるような大型電源 (1 基 × 300MW) を投入することは適切ではない。(150MW 程度の容量が適切と思われる。) CEB の系統安定度解析では、300 MW の大型電源が系統から脱落した場合、系統を安定に保つために自動負荷しゃ断 (Automatic load shedding) が必要となり、自動負荷しゃ断に対するスキームを十分に検討する必要がある。一方、電力需要の伸び、電源から電力需要地域への送電線が長いことから、220 kV 送電系統は今後スリランカにとっては重要な基幹系統となってくるものと思われる。

CEB が策定した送電系統拡充計画は表 4.7 に示すとおりである (資料[5])。

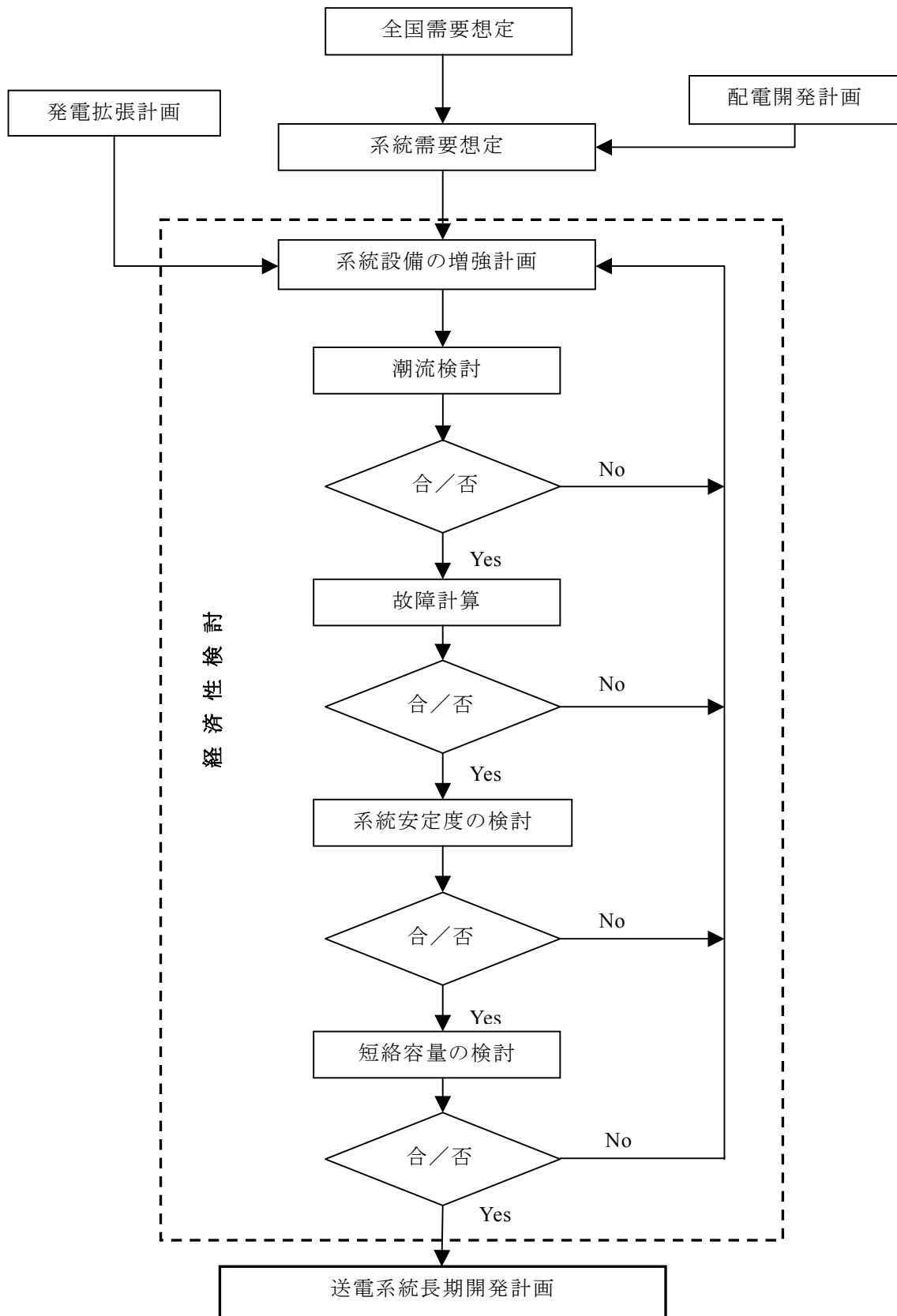


図 4.6 系統計画策定手順

表 4.7 送電系統拡充計画 (2003 年～2012 年)

All costs are in million Rs

Description	Commiss. Year	Base Cost	
		F.C.	L.C.
1. Augmentation of Ampara grid substation a) Ampara GS (2 × 31.5 MVA to 3 × 31.5 MVA, one 132kV, S/B Tf bay, one 132 kV bus section bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays) b) Installation of 40 MVar breaker switched capacitors at Ampara 33 kV bus bar to control 132 kV Bus Voltage at the same GS	2004	185.6	22.9
2. Augmentation of Madampe grid substation a) Madampe GS (2 × 31.5 MVA to 3 × 31.5 MVA, one 132 kV bus section bay, one 132 kV S/B Tf bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2004	121.3	19.1
3. Construction of New Galle 132/33 kV grid substation a) New Galle SS/GS (2 × 31.5 MVA, 6 × 132 kV D/B TL bays, 2 × 132 kV D/B Tf bays, one 132 kV bus coupler bay, 2 × 33kV Tf bays, one 33 kV bus section bay, 8× 33 kV feeder bays) b) Double in-and-out connection to New Galle GS (2 × 2 cct, 0.2 km, Lynx) c) Construction of 1 × 132 kV, S/B TL bay at Ambalangoda GS d) Construction of Ambalangoda-New Galle 132 kV transmission line (1 cct, 36 km, Zebra)	2006	656.5	90.4
4. Construction of Matara-New Galle 132 kV transmission line a) Construction of Matara-New Galle 132 kV transmission line (1 cct, 34 km, Zebra) b) Construction of 1 × 132 kV, S/B, TL bay at Matara GS	2006	263.6	41.8
5. Construction of Pallekele 132/33 kV grid substation a) Pallekele GS (2 × 31.5 MVA, 2 × 132 kV S/B TL bays, one 132 kV bus section bay, 2 × 132 kV S/B Tf bays, 2 × 33 kV Tf bays, one 33 kV bus section bay, 8 × 33 kV feeder bays) b) Construction of Ukuwela-Pallekele 132 kV transmission line (2 cct, 18 km, Lynx) c) Installation of 4 × 5 MVar, power factor controlled breaker switched capacitors at 33 kV bus bar of Pallekele GS d) Construction of 2 × 132 kV, D/B, TL bays at Ukuwela GS	2006	525.5	73.5
6. Construction of Maho 132/33 kV grid substation a) Maho GS (1 × 31.5 MVA, 1 × 132 kV S/B TL bay, 1 × 132 kV S/B Tf bay, 1 × 33 kV Tf bay, one 33 kV bus section bay, 4 × 33 kV feeder bays) b) Construction of Puttalam-Maho 132 kV transmission line (1 cct stringing of 2 cct, 42 km, Lynx) c) Construction of 1 × 132 kV, S/B, TL bay at Puttalam GS	2006	408.4	75.7
7. Installation of 220 kV / 132 kV inter bus transformer at Kotmale P/S a) Installation of 220 kV / 132 kV, 1 × 250 MVA transformer b) Construction of 220 kV Tf bay with 1 1/2 breaker arrangement	2006	188.5	17.3
8. Reconstruction of Kotmale-Kiribathkumbura 132 kV transmission line a) Reconstruction of a Kotmale-Kiribathkumbura 132 kV transmission line (2 cct, 22.5 km, Zebra)	2006	217.9	33.8
9. Construction of Ampara-Rantembe 132 kV transmission line a) Construction of Ampara-Rantembe 132 kV transmission line (2 cct, 130 km, Zebra) b) Construction of 2 × 132 kV S/B TL bay at Ampara GS c) Construction of 2 × 132 kV D/B TL bay at Rantembe P/S	2006	1329.8	199.1
10. Construction of Medagama 132/33 kV grid substation a) Medagama GS (1 × 31.5 MVA, 1 × 132 kV S/B TL bay, 1 × 132 kV S/B Tf bay, 1 × 33 kV Tf bay, one 33 kV bus section bay, 4 × 33 kV feeder bays) b) Connection to Medagama GS from Rantembe-Ampara 132 kV transmission line (1 cct, 0.1 km, Zebra)	2006	163.7	27.5
11. Construction of Rantembe 132/33 kV grid substation a) Rantembe GS (1 × 31.5 MVA, 1 × 132 kV S/B Tf bay, 1 × 132 kV S/B TL bay, 1 × 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2006	163.0	27.4

Description	Commiss. Year	Base Cost	
		F.C.	L.C.
12. Construction of Naula 132/33 kV grid substation a) Naula GS (1 × 31.5 MVA, 2 × 132 kV S/B TL bay, 1 × 132 kV S/B Tf bay, 1 × 33 kV Tf bay, one 33 kV bus section bay, 4 × 33 kV feeder bays) b) Construction of single in-out connection from Ukuwela-Habarana 132 kV transmission line (2 cct, 0.5 km, Lynx)	2007	183.2	29.2
13. Construction of Kegalle 132/33 kV grid substation a) Kegalle GS (1 × 31.5 MVA, 1 × 132 kV S/B TL bay, 1 × 132 kV S/B Tf bays, 1 × 33 kV Tf bays, one 33 kV bus section bay, 4 × 33 kV feeder bays) b) Construction of Thulhiriya-Kegalle 132 kV tr. line (18.7 km, 1 cct stringing of 2 cct Lynx) c) Construction of 1 × 132 kV S/B TL bays at Thulhiriya GS	2007	281.4	49.5
14. Construction of Katana 132/33 kV grid substation a) Katana GS (2 × 31.5 MVA, 4 × 132 kV S/B TL bays, 2 × 132 kV S/B Tf bays, one 132 kV bus section bay, 2 × 33 kV Tf bays, one 33 kV bus section bay, 8 × 33 kV feeder bays) b) Double in-and-out connection to Katana GS from Kotugoda-Bolawatta 132 kV transmission line (4 cct, 0.5 km, Zebra)	2007	374.7	46.3
15. Reconstruction of Anuradhapura – Chunnakam transmission line a) Reconstruction of a Anuradhapura-Chunnakam 132 kV transmission line (2 cct, 196 km, Zebra) b) Double in-and-out connection to Vavunia GS (2 × 132 kV S/B TL bays)	2007	1931.7	296.0
16. Construction of Chunnakam 132/33 kV grid sub station a) Chunnakam GS (2 × 31.5 MVA, 2 × 132 kV S/B TL bays, 2 × 132 kV S/B Tf bays, one 132 kV bus section bay, 2 × 33 kV Tf bays, one 33 kV bus section bay, 8 × 33 kV feeder bays)	2007	303.3	41.0
17. Construction of Kilinochchi 132/33 kV grid substation a) Kilinochchi GS (1 × 31.5 MVA, 2 × 132 kV S/B TL bays, 1 × 132 kV S/B Tf bays, one 132 kV bus section bay, 1 × 33 kV Tf bay, one 33 kV bus section bay, 4 × 33 kV feeder bays) b) Construction of single in-out connection from Anuradhapura-Chunnakam 132 kV transmission line (2 cct, 0.5 km, Zebra)	2007	184.4	29.2
18. Construction of Polonnaruwa 132/33 kV grid substation a) Polonnaruwa GS (1 × 31.5 MVA, 2 × 132 kV S/B TL bay, 1 × 132 kV S/B Tf bay, 1 × 33 kV Tf bay, one 33 kV bus section bay, 4 × 33 kV feeder bays) b) Single in-and-out connection to Polonnaruwa GS from Habarana-Valachchena 132 kV tr. line (2 cct, 0.5 km, Lynx)	2007	183.2	29.2
19. Augmentation of Kurunegala grid substation a) Kurunegala GS (2 × 31.5 MVA to 3 × 31.5 MVA, one 132 kV S/B Tf bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2007	112.4	15.0
20. Stringing of second circuit of Kothmale-New Anuradhapura transmission line a) Stringing of Kothmale-New Anuradhapura 220kV double circuit tr. line (1 cct, 163 km, Zebra)	2008	394.7	65.2
21. Construction of Padirippu 132/33 kV grid substation a) Padirippu GS (2 × 31.5 MVA, 2 × 132 kV S/B TL bays, 2 × 132 kV S/B Tf bays, one 132 kV bus section bay, 2 × 33 kV Tf bays, one 33 kV bus section bay, 8 × 33 kV feeder bays) b) Construction of Ampara-Padirippu 132 kV transmission line (2 cct, 35 km, Lynx) c) Construction of 2 × 132 kV, S/B, TL bays at Ampara GS	2008	590.8	95.5
22. Augmentation of Kelaniya grid substation a) Kelaniya GS (1 × 31.5 MVA to 2 × 31.5 MVA, one 132 kV S/B Tf bay, one 132 kV bus section bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2008	126.0	15.6
23. Construction of Thulhiriya-Veyangoda 132 kV transmission line a) Construction of Thulhiriya-Veyangoda 132 kV tr. line (2 cct, 25 km, Zebra) b) Construction of 2 × 132 kV, S/B, TL bays at Thulhiriya GS c) Construction of 2 × 132 kV, S/B, TL bays at Veyangoda GS	2008	308.6	41.5
24. Installation of 220 kV / 132 kV inter bus transformer at Rantembe P/S a) Installation of 220 kV / 132 kV, 1 × 105 MVA transformer (220 kV single bus bar, 2 × 220 kV S/B Tf bays, 1 × 132 kV D/B Tf bay)	2008	216.8	30.4

Description	Commiss. Year	Base Cost	
		F.C.	L.C.
25. Installation of 220 kV / 132 kV / 33 kV inter bus transformer at Kotugoda GS a) Installation of 220 kV / 132 kV / 33 kV, one 250 / 60 MVA transformer (1 × 220 kV D/B Tf bay, 1 × 132 kV D/B Tf bay)	2008	221.6	25.9
26. Construction of Randenigala-Rantembe transmission line a) Construction of Randenigala-Rantembe 220 kV single circuit tr. line (1 cct, 3.1 km, 2 × Zebra) b) Construction of one 220 kV S/B TL bay at Randenigala P/S c) Construction of one 220 kV S/B TL bay at Rantembe P/S	2010	89.0	7.4
27. Augmentation of Kosgama grid substation a) Kosgama GS (2 × 31.5 MVA to 3 × 31.5 MVA, one 132 kV S/B Tf bay, one 132 kV bus section bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2010	121.3	19.1
28. Augmentation of Panadura grid substation a) Panadura GS (2 × 31.5 MVA to 3 × 31.5 MVA, one 132 kV S/B Tf bay, one 132 kV bus section bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2010	121.3	19.1
29. Augmentation of Matara grid substation a) Matara GS (2 × 31.5 MVA to 3 × 31.5 MVA, one 132 kV S/B Tf bay, one 132 kV bus section bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2010	121.3	19.1
30. Augmentation of Veyangoda grid substation a) Veyangoda GS (2 × 31.5 MVA to 3 × 31.5 MVA, one 132 kV D/B Tf bay, one 132 kV bus section bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2010	126.0	15.6
31. Augmentation of Ukuwela grid substation a) Ukuwela GS (2 × 31.5 MVA to 3 × 31.5 MVA, one 132 kV, D/B Tf bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2010	108.4	18.9
32. Augmentation of Nuwara Eliya grid substation a) Nuwara Eliya GS (2 × 31.5 MVA to 3 × 31.5 MVA, one 132 kV bus section bay, one 132 kV S/B Tf bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2010	121.3	19.1
33. Augmentation of Pannala grid substation a) Pannala GS (2 × 31.5 MVA to 3 × 31.5 MVA, one 132 kV S/B Tf bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2011	112.4	15.0
34. Construction of Pannala-Veyangoda 132 kV transmission line a) Construction of Pannala-Veyangoda 132 kV tr. line (2 cct, 15 km, Zebra) b) Construction of 2 × 132 kV, S/B, TL bays at Pannala GS c) Construction of 2 × 132 kV, S/B, TL bays at Veyangoda GS	2011	211.7	26.5
35. Augmentation of Athurugiriya grid substation a) Athurugiriya GS (2 × 31.5 MVA to 3 × 31.5 MVA, one 132 kV D/B Tf bay, one 33 kV Tf bay, 4 × 33 kV feeder bays)	2011	113.1	15.4
36. Augmentation of Valachchena grid substation a) Valachchena GS (2 × 10 MVA to 2 × 31.5 MVA, 2 × 132 kV S/B Tf bays, 2 × 33 kV Tf bays, 4 × 33 kV feeder bays) b) Installation of 2 × 5 MVar, voltage controlled breaker switched capacitors at 33 kV bus bar of Valachchena GS to control 132 kV bus of the same.	2011	173.4	23.0
37. Installation of 220 / 132 / 33 kV inter bus transformer at Biyagama GS a) Installation of 220 kV / 132 kV / 33 kV, one 250 / 60 MVA transformer (1 × 220 kV D/B Tf bay, 1 × 132 kV D/B Tf bay)	2011	221.6	25.9
38. Installation of 220 kV / 132 kV inter bus transformer at Pannipitiya GS a) Installation of 220 kV / 132 kV, one 250 / 60 MVA transformer (1 × 220 kV D/B Tf bays, 1 × 132 kV D/B Tf bay)	2011	213.5	24.9
39. Construction of Colombo - B 132 / 11 kV grid substation a) Colombo B GS (2 × 31.5 MVA, 2 × 132 kV, GIS S/B cable bays, 2 × 132 kV GIS S/B Tf bays, one 132 kV GIS bus section bay, 2 × 11 kV GIS Tf bays, one 11 kV GIS bus section bay, 12 × 11 kV GIS feeder bays) b) Single in-and-out connection to Colombo B GS from Colombo C GS - Kolonnawa GS 132 kV UG cable	2012	436.7	60.7
TOTAL COST		11927.2	1747.8

4.4 マスタープラン調査における電源開発・送電開発計画の取組み方針

4.4.1 電源開発計画

(1) 水力開発計画

長期計画において、10 MW 以下の IPP を除けば、次期開発候補として挙げられているのは、① Broadlands、② Uma Oya、③ Ginganga、④ Morgalla である。Broadlands は、Laxapana Complex の最下流に位置し、参考資料[1]で F/S と EIA が実施された。(Draft) EIA は CEA (Ceylon Environmental Authority) で 2 週間かけて評価された。2004 年 2 月末には必要な条件が満足されているかについての予備審査が完了する予定である。もし、条件を満足していなければ、追加調査が要求される。予備審査をパスすれば、30 日間本格審査した後、EIA は中央政府、地元政府を通じて公開される。追加の EIA 調査がスリランカ政府より要請された場合にはその調査を F/S フォローアップ調査として実施する方針である。

②は、F/S が CIDA (Canadian International Development Agency) によって実施された(2002 年 3 月)。In-Basin 案と Trans-Basin 案があり、Trans-Basin 案が有利とされている。いずれも、水利用は、灌漑が電力に優先すると思われる。CIDA は予算の関係で、これ以上にプロジェクトを進める関心を示していない。CEB (Central Engineering Consultancy Bureau) ・ Mahaweli Authority ・ 水管理灌漑省 ・ CECB から成る委員会が設立され、その委員会で F/S では水文と地質調査が不十分と評価されている。

③Ginganga と④Morgolla は、資料[2] (1989) の調査レベルからほとんど進展していない。

②～④の水力開発可能地点等については、今後開発の可能性について課題を整理し、長期電源開発計画の中での位置付けを評価・分析することが望まれる。特に③と④の水力開発地点は、マスタープラン本格調査で現地踏査をし、技術・経済性・環境などの面から現状を評価分析する必要がある。

(2) 渇水の影響

計画では、年々水力から火力に設備容量はシフトしていくが、2010 年においても水力の供給力は 46%と予想されている。今後も水力の供給力は大きな影響力をもつ。特に、渇水期および早魃時の水力出力低下の考え方が重要である。現在の LTGEP では、電力量バランスでは水力発生電力量の低下を考慮している。しかし、供給力バランスでは、水力設備容量を供給力としているため、現実を反映していない。マスタープランでの電源開発計画では、これらの点を考慮することが望ましい。渇水実績から信頼度目標に合わせた供給力を

検討し、渇水リスクを定量的に評価することが望ましい。

(3) IPP 導入促進

政府の新規火力発電所は IPP による開発方針に基づき、大型電源も IPP となることが予想される。その調達を円滑に進めるための基盤整備が必要となる。また、IPP を含めた最経済運用のための燃料種類別最適電源構成を、エネルギー安定性や地球環境問題に配慮して検討することが求められている。

IPP による取引を確実に実現するための安定した系統運用についても検討する。渇水による電源供給力の低下や経済変動に伴う需要の変化に対応できるように、取引の柔軟性や正確性、透明性を確保し、供給力調整のためのルールを確立できるようにアドバイスをを行う。

燃料調達先の多様化や自由化が IPP 発電の安定化に有効なので、これらについて、検討する。

(4) 北・東部を含めた系統計画

北・東部については、現在スリランカ政府は具体的な開発計画を発表していない。電力セクターにおける今後の開発計画としては、全国系統との連系線の建設(補修)および、北・東部地域での発電所の建設、配電線網の整備が急務となる。全国系統との連系線の建設は時間がかかる可能性が高いので、北・東部の供給力として、短期で施工が可能なディーゼル発電機の建設を早急に行うことが求められる。

石炭火力によって 300 MW 級の電源を投入すると、2010 年の予測系統規模 (2,535 MW) に対し 10%強を占めるので、事故時電源脱落の系統に与える影響が大きい。この対策として負荷しゃ断スキームをソフト・ハード面から検討する。

(5) キャパシティ・ビルディング

2001 年におけるスリランカ国電力セクター (CEB と LECO) の従業員数は 16,000 人程度であるが、一人当りの売上は 330 MWh と他国に比べて非常に低いレベルにある。すなわち、スリランカ国電力セクターでは、要員数は十分であるが、高度な技術を扱える有能な技術者は少なく、その数は全体の約 10%である。

今後大幅な需要の増加が予想されるが、要員数を増やさずに対応するには、従業員の生産性を向上させていく必要がある。そのためには、機械化による省力化技術の導入と併せて、従業員全体の技術力を向上させていくことが望まれる。現在 CEB による開発計画の策定や実施の権限は、CEB 分割後は送電会社に委譲される予定である。特に、TRANSCO に

対して、開発計画の策定などのキャパシティ・ビルディングを行う必要がある。

4.4.2 送電開発計画

CEB が策定した主な送電計画は次のようになっている（資料[5]）。

- (1) Kerawalapitiya 2 × 150 MW コンバインドサイクル火力発電所投入に伴う Kotugoda – Kerawalapitiya 間（18.0 km）220 kV、2 回線送電線の建設（2005 年）
- (2) Vavunia –（Kilinochchi） – Chunnakam（ジャフナ）間（141.3 km）132 kV、2 回線送電線の建設（2007 年）
- (3) Hambantota 300 MW 石炭火力投入に伴う Pannipitiya – Padukka – Hambantota 間（248.0 km）220 kV、2 回線送電線の建設（2008 年）

送変電設備は、電源開発に大きく左右される。上の(1)、(3)は送電系統への大規模火力発電所の投入であり、(2)はジャフナに 3 × 10 MW ディーゼル発電機を設備し、スリランカ北部と中央部を連系するための送電系統の延長である。

いずれの場合も安定した電力供給を行うために十分な系統運用方法を検討することが必要であり、特に 220 kV 長距離送電線（Padukka – Hambantota 間 230 km）の場合、相電圧のアンバランス、無効電力補償のための Line Shunt Reactor 等の設備検討が必要である。送電系統計画では(3)のように Hambantota に 300 MW 石炭火力発電所を建設することを前提に電力潮流、系統安定度の検討を行っているが、例えば Trincomalee や Puttalam などに電源が置かれた場合も想定して検討を行うことが必要である。

また、送電線保護継電方式および通信設備の整備・拡充（光ケーブルやマイクロ波通信の利用など）についてもマスタープランで検討すべきである。

システム・ロス低減については、大部分の損失は配電ロスに起因するものの、発電や送電ロスも対象にすべきであり、その対策として送電線導体サイズおよび変電所母線サイズの見直し検討、電力取引計器およびセンサー（計器用変流器や計器用変圧器など）の精度階級の統一や計器の校正方法の確立のための検討が必要である。

4.5 その他の技術協力ニーズ

(1) 地方電化

地方電化政策は電力エネルギー省によって策定されており、2007 年には 75%の住民に電力供給する目標であり、これを受けて CEB では 2010 年までに 80%の住民に電力を供給する計画である。

電力供給は、道路整備や上水供給同様に地方開発に不可欠であり、地域間の生活レベルの格差をなくすためにも推進される必要がある。ただし、地方電化は整備費用の割に収入が期待できないので、一般的な企業活動としては成立しない。このため、政府支援が必要であり、ひいては各種ドナーの支援も期待される。

初期の建設費用は現在でも支援されているが、保守運用は電力会社が負担している。今後配電会社が5社に分割されると、電化率で遅れを取っている配電会社は、新規電化地域のための保守運営の負担が増大するので、その支援が必要になってくる。

(2) 再生可能エネルギー

スリランカ国で、オフグリッド電化に利用できる再生可能エネルギーとして、小水力、太陽光、風力、バイオマスがある。

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。小水力は、NGO 組織によってポテンシャル調査が2000年5月に実施済である。これらの電源を地方電化として利用する可能性について評価することが期待される。