

電力・再生エネルギー省 (MPRE)  
セイロン電力庁 (CEB)

# スリランカ国 電カマスタープラン 策定プロジェクト

## ファイナル・レポート

平成 30 年 3 月  
(2018 年)

独立行政法人  
国際協力機構(JICA)

東京電力ホールディングス株式会社  
東京電力パワーグリッド株式会社  
東 電 設 計 株 式 会 社



目 次

第 0 章	要 約	1
0.1	マスタープランの視点と目標	1
0.2	一次エネルギー	2
0.2.1	WEO2016 の燃料価格予測	2
0.2.2	国産天然ガスと LNG の導入可能性	3
0.2.3	再生可能エネルギー	4
0.3	電力需要予測	5
0.3.1	日負荷曲線の変化	5
0.3.2	電力需要予測の推奨値	6
0.4	環境社会配慮	7
0.5	電源開発計画	8
0.5.1	長期電源開発計画策定の考え方	8
0.5.2	各シナリオ案の比較	8
0.5.3	推奨案	11
0.6	送電系統開発計画	12
0.6.1	各電源開発シナリオで必要となる送電線	12
0.6.2	発電機単機出力の最大値	14
0.7	配電系統の信頼度向上	15
0.8	投資計画及び財務計画への提案	15
0.9	アクションプランとロードマップ	16
第 1 章	序 章	1-1
1.1	プロジェクトの背景	1-1
1.2	業務の目的	1-1
1.3	対象地域	1-1
1.4	相手国の実施機関	1-1
第 2 章	スリランカのエネルギーセクター、電力セクター	2-1
2.1	エネルギーセクター	2-1
2.1.1	行政機関	2-1
2.1.2	民間企業	2-4
2.2	電力セクター	2-6
第 3 章	マスタープランの視点と目標	3-1
3.1	電力セクターの現状	3-1
3.1.1	現行マスタープラン (MP2006) の評価	3-1
3.1.2	電力セクターの現状	3-4
3.2	目指すべき方向性	3-5
第 4 章	一次エネルギー	4-1
4.1	一次エネルギーに関する政策	4-1
4.2	電源開発のための一次エネルギー	4-5
4.2.1	一次エネルギー需給実績	4-5
4.2.2	将来の需要予測	4-14

4.2.3	化石燃料の輸入可能量と電力用途での使用可能量 .....	4-18
4.2.4	各種燃料の価格予測 .....	4-20
4.2.5	WEO2016 の燃料価格予測 .....	4-24
4.3	国産天然ガスと LNG の導入可能性 .....	4-25
4.3.1	国産天然ガス .....	4-25
4.3.2	LNG の導入可能性 .....	4-27
4.3.3	天然ガス (NG) の発電以外への利用 .....	4-33
4.4	再生可能エネルギー .....	4-35
4.4.1	再生可能エネルギー導入動向 .....	4-35
4.4.2	再生可能エネルギーに関する導入施策および組織 .....	4-36
4.4.3	再生可能エネルギーの導入ポテンシャル .....	4-37
4.4.4	水力発電の導入ポテンシャル .....	4-38
4.4.5	風力発電の導入ポテンシャル .....	4-40
4.4.6	バイオマス発電の導入ポテンシャル .....	4-43
4.4.7	太陽光発電の導入ポテンシャル .....	4-46
4.4.8	再生可能エネルギーの接続可能量 .....	4-49
第 5 章	電力需要予測 .....	5-1
5.1	現行計画における電力需要予測 .....	5-1
5.1.1	現状の電力需要予測 .....	5-1
5.1.2	現状の電力需要予測の妥当性と課題 .....	5-2
5.2	電力需要予測上の周辺情報 .....	5-2
5.2.1	電力需要実績 .....	5-2
5.2.2	経済政策 (GDP 成長率) 、人口・成長率予測 .....	5-8
5.2.3	電力需要の地域別特性とその増加の傾向 .....	5-10
5.2.4	デマンドサイドマネージメント (DSM) の計画 .....	5-14
5.2.5	鉄道電化の見通しと鉄道電化の計画 .....	5-16
5.2.6	Rapid Transit System (RTS) の導入 .....	5-20
5.2.7	電気自動車の普及 .....	5-21
5.2.8	大規模開発や大口需要家による需要増加 .....	5-26
5.2.9	電力需要と気温の関係 .....	5-27
5.3	2040 年までの電力需要予測 .....	5-29
5.3.1	日負荷曲線の変化 .....	5-29
5.3.2	電力量予測 .....	5-31
5.3.3	最大電力需要予測 .....	5-34
5.3.4	電力需要予測に影響を与える事象の評価 .....	5-36
5.3.5	電力需要予測の推奨値 .....	5-39
5.3.6	需要予測結果のマクロ評価 .....	5-41
第 6 章	環境社会配慮 .....	6-1
6.1	戦略的環境社会配慮 (SEA) の概要 .....	6-1
6.2	ベースとなる環境および社会の状況 .....	6-1
6.3	スリランカにおける環境社会配慮制度・組織 .....	6-5
6.3.1	環境社会配慮に関する法令、基準 .....	6-5
6.3.2	スリランカ国内法と JICA ガイドラインとの相違 .....	6-9
6.3.3	環境社会配慮制度における関係機関 (組織) と役割 .....	6-10
6.4	代替案 (ゼロオプションを含む) の比較検討 .....	6-15

6.5	スコーピングと環境社会環境配慮調査に関する TOR .....	6-16
6.6	環境社会配慮結果 .....	6-20
6.7	影響評価 .....	6-30
6.8	緩和策 .....	6-32
6.9	モニタリング計画 .....	6-33
6.10	送電線増強区間に関する SEA .....	6-34
6.11	ステークホルダー協議 .....	6-46
6.12	本マスタープランで検討・提案された計画に対する環境社会配慮の考察に ついて .....	6-47
第 7 章	電源開発計画 .....	7-1
7.1	既存の電源開発計画のレビュー .....	7-1
7.1.1	既設電源構成ならびに需給運用 .....	7-1
7.1.2	LTGEP 2015-2034 承認版のレビュー .....	7-8
7.2	既存レポート .....	7-13
7.2.1	揚水式水力 .....	7-13
7.2.2	石炭火力 .....	7-13
7.2.3	LNG 火力 .....	7-14
7.2.4	再生可能エネルギー .....	7-14
7.3	供給信頼度と供給予備率 .....	7-15
7.3.1	供給信頼度の基準 .....	7-15
7.3.2	再生可能エネルギーの供給力 .....	7-15
7.3.3	供給信頼度と供給予備率の関係 .....	7-16
7.4	目標年における最適電源構成 .....	7-18
7.4.1	最適電源構成検討における前提条件 .....	7-18
7.4.2	一対比較による概略検討 .....	7-25
7.4.3	各種電源の概略評価 .....	7-30
7.4.4	電源構成シナリオ案の評価方法 .....	7-32
7.4.5	最適電源構成の抽出 .....	7-37
7.4.6	感度解析 .....	7-43
7.4.7	揚水式水力の価値評価 .....	7-45
7.4.8	Victoria 水力増設計画の評価 .....	7-53
7.5	長期電源開発計画 .....	7-54
7.5.1	長期電源開発計画策定の考え方 .....	7-54
7.5.2	各シナリオ案の比較 .....	7-55
7.5.3	推奨案 .....	7-64
7.6	カーボンニュートラルの可能性 .....	7-65
7.6.1	品質の高い電力を供給するための条件 .....	7-65
7.6.2	試算の条件 .....	7-67
7.6.3	試算結果 .....	7-70
7.6.4	感度解析 .....	7-73
7.6.5	結論 .....	7-75
7.7	承認版 LTGEP 2018-2037 との整合 .....	7-76
第 8 章	送電系統開発計画 .....	8-1
8.1	スリランカ系統の特徴と検討の対象 .....	8-1
8.2	現状系統と既計画のレビュー .....	8-1

8.2.1	現状系統	8-1
8.2.2	工事中の送電系統	8-3
8.2.3	既計画のレビュー	8-4
8.3	基幹送電系統の将来構想	8-6
8.3.1	系統計画のクライテリア	8-6
8.3.2	400kV 送電線の採用	8-6
8.3.3	配電用変電所の計画と需要想定	8-8
8.3.4	エリア別の開発電源の特徴	8-14
8.3.5	地域別発電量	8-18
8.3.6	発電計画のシナリオに対応する 2040 年の送電開発計画	8-19
8.4	送電系統開発計画の基本計画案	8-27
8.4.1	送電線開発計画の年度展開	8-27
8.4.2	大型発電所の出力が最大の場合の系統状況	8-34
8.4.3	事故電流	8-34
8.4.4	主要な送電線事故時の安定度	8-36
8.4.5	必要調相設備量	8-46
8.4.6	開閉過電圧	8-53
8.5	流通設備投資	8-58
8.6	Kerawalapitiya 発電所からの送電方法	8-61
8.7	変動負荷の影響	8-69
8.7.1	電鉄の変動負荷の影響	8-69
8.7.2	太陽光発電出力の変動	8-71
8.8	インドとの国際連系	8-72
8.8.1	インド Tamil Nadu 州の電力事情	8-72
8.8.2	連系の経済性評価	8-75
8.8.3	スリランカ国内の系統増強の必要性	8-80
第 9 章	配電開発計画	9-1
9.1	配電事業の概要	9-1
9.2	配電増強の基本方針	9-3
9.2.1	配電損失の低減策	9-3
9.2.2	供給信頼度の向上策	9-6
9.3	各地区の配電増強・延伸計画のレビュー	9-10
9.4	配電計画における提言	9-13
9.4.1	配電損失の低減策	9-13
9.4.2	供給信頼度向上策	9-13
9.4.3	スマートグリッド導入の可能性	9-19
第 10 章	系統運用	10-1
10.1	系統運用業務の現状	10-1
10.1.1	需給運用	10-1
10.1.2	系統運用	10-5
10.1.3	給電所の要員	10-9
10.2	系統運用業務の改善提案	10-10
10.3	発電機単機出力の最大値	10-11
第 11 章	長期投資計画	11-1
11.1	資金調達的前提	11-1

11.1.1	送配電設備 .....	11-1
11.1.2	発電設備 .....	11-2
11.2	他ドナーの支援状況 .....	11-2
11.2.1	ADB .....	11-2
11.2.2	WB .....	11-4
11.3	発電設備の所有・事業運営形態 .....	11-4
11.3.1	CEB 本体 .....	11-4
11.3.2	独立発電事業者 (Independent Power Producer: IPP) .....	11-5
11.3.3	官民共同出資 (Joint Venture: JV) .....	11-7
11.3.4	官民連携 (Public Private Partnership: PPP) .....	11-8
11.4	(CEB にとっての) 資金調達方法の比較 .....	11-10
11.4.1	ODA 供与機関からの借り入れの利用 .....	11-10
11.4.2	輸出信用機関 (ECA) の金融支援の活用 .....	11-11
11.5	発電設備に関する資金調達方法の比較 .....	11-13
11.5.1	比較検討ケース .....	11-13
11.5.2	検討の条件 .....	11-13
11.5.3	検討結果 .....	11-14
11.6	長期投資計画 .....	11-21
11.6.1	送電計画 .....	11-21
11.6.2	配電計画 .....	11-24
11.6.3	発電所建設計画 .....	11-26
11.6.4	長期投資計画の全体像 .....	11-27
第 12 章	経済財務分析 .....	12-1
12.1	CEB の財務状況のレビュー .....	12-1
12.2	CEB の財務・投資戦略の検討 .....	12-3
12.2.1	電力供給コストと電力料金水準の比較 .....	12-3
12.2.2	電力料金回収の現状 .....	12-8
12.2.3	CEB の財務健全性 .....	12-8
12.3	CEB の財務持続性分析 .....	12-10
12.3.1	長期限界費用 (LRMC) 算出 .....	12-10
12.3.2	送電網への資本投資のインパクト .....	12-11
12.3.3	投資計画及び財務計画への提案 .....	12-13
第 13 章	アクションプランとロードマップ .....	13-1
13.1	アクションプラン .....	13-1
13.1.1	電源開発計画の方向性確認 .....	13-1
13.1.2	再生可能エネルギーの大量導入に向けた条件整備 .....	13-1
13.1.3	経済性と環境性に優れた揚水式水力地点の発掘 .....	13-5
13.1.4	LNG 火力の導入促進 .....	13-5
13.1.5	環境面に十分配慮した石炭火力の導入 .....	13-7
13.1.6	Kerawalapitiya 発電所送電計画の確実な実行 .....	13-8
13.1.7	スリランカーインド間連系送電線の調査 .....	13-8
13.1.8	配電 SCADA の全国展開およびシステム統合の検討 .....	13-8
13.1.9	配電システムの信頼度向上 .....	13-8
13.2	ロードマップ .....	13-10
第 14 章	JICA 電力セクター協力プログラムに係る提案 .....	14-1

14.1	再生可能エネルギーの大量導入に向けた人材育成 .....	14-1
14.2	揚水式水力の開発妥当性の再確認と実行可能性調査 .....	14-4
14.3	LNG 火力導入に向けた人材育成 .....	14-6
14.4	既設石炭火力の環境対策 .....	14-8
14.5	Kerawalapitiya 発電所送電計画の実行可能性調査と系統解析技術の向上 .....	14-10
14.6	配電系統の供給信頼度向上 .....	14-12
第 15 章	Appendix .....	15-1
15.1	Appendix-1: 新規揚水開発候補地点の計画概要 .....	15-1
15.1.1	新規揚水地点の計画概要 .....	15-1
15.1.2	地形・地質 .....	15-9
15.1.3	環境社会配慮 .....	15-12
15.1.4	経済性 .....	15-14
15.2	Appendix-2: 電源開発計画シミュレーション結果 .....	15-15



## 図目次

図 0-1	電力マスタープラン策定のフローチャート.....	1
図 0-2	全国レベルのピーク需要実績の推移（回帰式付与）.....	5
図 0-3	昼夜ピークの比率変化に伴う日負荷曲線の変化.....	5
図 0-4	2040年までの長期需要想定.....	6
図 0-5	各シナリオの開発計画案.....	8
図 0-6	設備量と発電電力量の比較.....	9
図 0-7	発電原価の比較.....	10
図 0-8	CO <sub>2</sub> 排出量の比較.....	10
図 0-9	2040年シナリオ A の系統.....	13
図 0-10	2040年シナリオ B の系統.....	13
図 0-11	2040年シナリオ C の系統.....	14
図 2-1	エネルギーセクターの行政機関の組織体制等.....	2-1
図 2-2	スリランカの電気事業体制.....	2-6
図 3-1	MP2006における電力需要想定（販売電力量）とその後の実績.....	3-1
図 3-2	MP2006における電力需要想定（最大電力）とその後の実績.....	3-2
図 3-3	MP2006における電源構成の推移.....	3-3
図 3-4	電力マスタープラン策定のフローチャート.....	3-5
図 4-1	GDP 成長と一次エネルギー消費量の推移.....	4-6
図 4-2	部門別一次エネルギー消費量（千 toe）.....	4-6
図 4-3	産業別国民総所得の推移.....	4-7
図 4-4	燃料別エネルギー供給量(千 toe).....	4-8
図 4-5	石油及び石油製品の輸入量の推移.....	4-9
図 4-6	石炭の輸入量の推移.....	4-10
図 4-7	民生部門のエネルギー消費量.....	4-10
図 4-8	部門別 LPG 消費量.....	4-12
図 4-9	スリランカ西部地域.....	4-12
図 4-10	都市部の様子.....	4-13
図 4-11	一次エネルギー需要の予測.....	4-16
図 4-12	一次エネルギー需要の予測「GDP 成長追随ケース」.....	4-16
図 4-13	一次エネルギー需要の予測「GDP 弾性考慮ケース」.....	4-17
図 4-14	タイ、マレーシア、ベトナムの一人当たりエネルギー消費量増加の推移.....	4-17
図 4-15	化石燃料の部門別使用量.....	4-19
図 4-16	石炭の価格推移.....	4-20
図 4-17	石油の価格推移.....	4-20
図 4-18	天然ガスの価格推移.....	4-21
図 4-19	石炭の価格予測.....	4-22
図 4-20	石油の価格予測.....	4-23
図 4-21	天然ガスの価格予測.....	4-23
図 4-22	ガス田の位置.....	4-25
図 4-23	Natural Gas Transmission Lines to the Proposed and Existing Power Plants.....	4-30
図 4-24	再生可能エネルギーの導入実績.....	4-35
図 4-25	再生可能エネルギーの導入計画.....	4-36
図 4-26	スリランカの年間雨量マップ.....	4-38
図 4-27	スリランカの地形図.....	4-39
図 4-28	スリランカ（北部、中部、南部）の年間風況.....	4-41

図 4-29	風力発電ポテンシャルマップ.....	4-42
図 4-30	バイオマス発電所とバイオマス供給地域.....	4-43
図 4-31	エネルギープランテーションマップ.....	4-44
図 4-32	スリランカの全天日射量マップ.....	4-46
図 4-33	スリランカの直達日射量マップ.....	4-47
図 4-34	スリランカの太陽光発電ポテンシャルマップ（有望地点）.....	4-48
図 4-35	太陽光発電所のプロジェクトコスト実績と予測.....	4-49
図 5-1	現行の需要想定（電力量）.....	5-1
図 5-2	現行の需要想定（ピーク電力）.....	5-2
図 5-3	電力需要実績.....	5-3
図 5-4	年負荷率の推移.....	5-3
図 5-5	各月のピーク電力、電力量の推移(1).....	5-4
図 5-6	各月のピーク電力、電力量の推移(2).....	5-4
図 5-7	各月のピーク電力実績の比較（年ピーク：100%）.....	5-5
図 5-8	電力需要カーブの実績例.....	5-5
図 5-9	カテゴリー別電力需要の実績.....	5-6
図 5-10	電化率の推移.....	5-6
図 5-11	供給支障の実績.....	5-7
図 5-12	GDP の実績および中央銀行による GDP 想定.....	5-8
図 5-13	GDP 産業別構成比の推移.....	5-8
図 5-14	スリランカ国の人口予測.....	5-9
図 5-15	GDP 電力量需要の年増加率.....	5-9
図 5-16	電力需要の GDP 弾性値.....	5-10
図 5-17	全国レベルのピーク需要実績の推移.....	5-11
図 5-18	Western 州のピーク需要実績の推移.....	5-12
図 5-19	North-Western/Central/Southern 州のピーク需要実績の推移.....	5-12
図 5-20	North-Central/Sabaragamuwa/Uva/Eastern 州のピーク需要実績の推移.....	5-13
図 5-21	Northern 州のピーク需要実績の推移.....	5-13
図 5-22	LTGEP 2015-2034 想定におけるベースケースと DSM ケースの需要想定（発電量）.....	5-14
図 5-23	DSM により節減される電力量（発電量）.....	5-15
図 5-24	スマートホーム普及推進による太陽光発電の増加量（電力システムの発電量に換算）.....	5-16
図 5-25	主要路線と想定範囲.....	5-18
図 5-26	常磐線土浦駅における上下線本数.....	5-20
図 5-27	スリランカにおける EV の登録台数.....	5-22
図 5-28	スリランカの自動車保有台数.....	5-23
図 5-29	年ごとの新規登録台数.....	5-23
図 5-30	平日の駐車時充電シナリオ充電負荷（北海道）.....	5-24
図 5-31	休日の駐車時充電シナリオ充電負荷（北海道）.....	5-25
図 5-32	夜間深夜割引が適用された場合の平日充電負荷モデル（北海道）.....	5-25
図 5-33	日最高気温と日最大電力の関係（コロンボ）.....	5-28
図 5-34	全国レベルのピーク需要実績の推移（回帰式付与）.....	5-29
図 5-35	昼夜ピークの比率変化に伴う日負荷曲線の変化.....	5-30
図 5-36	昼夜ピークの比率と負荷率の関係.....	5-30
図 5-37	年負荷率の想定.....	5-31
図 5-38	時系列モデルによる需要想定.....	5-31

図 5-39	需要予測に用いる GDP 想定値.....	5-33
図 5-40	電力量予測結果.....	5-34
図 5-41	最大電力需要予測結果.....	5-35
図 5-42	日需要曲線の変化 (GDP 相関モデル) .....	5-36
図 5-43	ピーク電力需要に対する影響の想定 (MW).....	5-37
図 5-44	施策・計画実現時に供給が必要となる需要増分 .....	5-38
図 5-45	上振れモデルに基づく High ケースと DSM 効果 .....	5-39
図 5-46	2040 年までの長期需要想定(MW).....	5-40
図 5-47	2040 年までの長期需要想定(GWh) .....	5-40
図 5-48	電力需要と GDP の関係.....	5-42
図 6-1	SEA アプローチ .....	6-1
図 6-2	気候帯区分.....	6-1
図 6-3	野生生物局が指定・管理する保護区.....	6-3
図 6-4	森林局が指定・管理する保護区.....	6-3
図 6-5	ラムサール指定区域.....	6-4
図 6-6	保護マングローブ林.....	6-4
図 6-7	各国の電力セクターにおける CO <sub>2</sub> 排出量原単位 .....	6-8
図 6-8	スリランカ国における EIA/IEE 実施手順.....	6-14
図 6-9	電源種別の環境影響度分析図 (総合) .....	6-31
図 6-10	Kirindiwela-Padukka-Ambalangoda-Hambantota 区間送電線とその代替案 .....	6-35
図 6-11	Sampoor-New Habarana 区間送電線とその代替案 .....	6-35
図 6-12	Kerawalapitiya PG-Kirindiwela GSS 区間送電線とその代替案.....	6-36
図 7-1	発電設備量の電源構成.....	7-2
図 7-2	発電電力量の電源構成.....	7-2
図 7-3	各種電源の設備利用率の推移 (2011-2015) .....	7-3
図 7-4	CEB 水力発電所の平均発電電力量ならびに供給力 (2000-2015) .....	7-3
図 7-5	既設および開発計画の位置図.....	7-4
図 7-6	平均月間発電電力量および供給力.....	7-7
図 7-7	Norechcole 風力発電の平均月間発電電力量および供給力 (2014, 2015) .....	7-8
図 7-8	太陽光発電の月間平均出力.....	7-8
図 7-9	各種ケースの電力需要想定.....	7-9
図 7-10	電源別の設備量の推移 (2015-2034) .....	7-12
図 7-11	電源別発電電力量の変化 (2015-2034) .....	7-12
図 7-12	新規石炭火力地点位置.....	7-13
図 7-13	Norechcole Wind の発電実績 .....	7-15
図 7-14	再生可能エネルギーの供給力の累積変動確率.....	7-16
図 7-15	供給予備率と LOLE 値との関係.....	7-17
図 7-16	追加開発量と供給信頼度の関係.....	7-19
図 7-17	新規開発する火力発電設備の発電原価.....	7-21
図 7-18	新規開発する火力発電設備の発電原価 (CO <sub>2</sub> 価格を考慮) .....	7-22
図 7-19	LNG 火力と石炭火力の供給原価と CO <sub>2</sub> 排出量の比較 .....	7-25
図 7-20	CO <sub>2</sub> 排出量賦課金を考慮した場合の供給原価の比較 .....	7-26
図 7-21	再生可能エネルギーの追加開発量と全体発電設備量の関係.....	7-27
図 7-22	再生可能エネルギーと LNG 火力の供給原価と CO <sub>2</sub> 排出量の比較 .....	7-28
図 7-23	再生可能エネルギーの追加開発量と発電抑制量の関係.....	7-28
図 7-24	燃料調達不能のリスクの評価方法.....	7-33
図 7-25	燃料価格高騰のリスクの評価方法.....	7-34

図 7-26	供給力変動のリスクの評価方法.....	7-34
図 7-27	周波数調整能力の評価方法.....	7-35
図 7-28	供給力余剰発生によるリスクの評価方法.....	7-36
図 7-29	一週間の運用状況.....	7-42
図 7-30	各種ピーク供給力の発電原価比較.....	7-45
図 7-31	貯水池水力の運用状況.....	7-47
図 7-32	揚水式水力の最適開発量（各種燃料を組み合わせて開発する案）.....	7-48
図 7-33	最大需要日における運用状況（各種燃料を組み合わせて開発する案）.....	7-48
図 7-34	揚水式水力の最適開発量（石炭火力を多く開発する案）.....	7-49
図 7-35	最大需要日における運用状況（Scenario A）.....	7-49
図 7-36	揚水式水力の最適開発量（再生可能エネルギーを多く開発する案）.....	7-50
図 7-37	最大需要日における運用状況（再生可能エネルギーを多く開発する案）.....	7-50
図 7-38	Victoria 水力増設計画の比較.....	7-53
図 7-39	各シナリオの開発計画案.....	7-55
図 7-40	設備量と発電電力量の比較.....	7-56
図 7-41	発電原価の比較.....	7-61
図 7-42	CO <sub>2</sub> 排出量の比較.....	7-62
図 7-43	電源構成比率の比較.....	7-63
図 7-44	LNG 燃料消費量の比較.....	7-64
図 7-45	九州地区の太陽光発電実績.....	7-66
図 7-46	再生可能エネルギーの月間発電量.....	7-68
図 7-47	400kV 系統整備計画.....	7-71
図 7-48	需給運用のイメージ.....	7-72
図 7-49	World Energy Outlook 2016 の燃料価格予測.....	7-76
図 8-1	2017 年ピーク電力需要時の 220kV 送電線の電力潮流（火力発電所の出力が大きい時）.....	8-2
図 8-2	2017 年ピーク電力需要時の 220kV 送電線の電力潮流（水力発電所の出力が大きい時）.....	8-3
図 8-3	400kV および 220kV の比較検討で設定した設備構成.....	8-7
図 8-4	電源開発状況のイメージ図.....	8-15
図 8-5	2040 年 シナリオ A の系統（4 月の潮流）.....	8-21
図 8-6	2040 年 シナリオ A の系統（8 月の潮流）.....	8-22
図 8-7	2040 年 シナリオ B の系統（4 月の潮流）.....	8-23
図 8-8	2040 年 シナリオ B の系統（8 月の潮流）.....	8-24
図 8-9	2040 年 シナリオ C の系統（4 月の潮流）.....	8-25
図 8-10	2040 年 シナリオ C の系統（8 月の潮流）.....	8-26
図 8-11	2025 年 シナリオ C の系統（4 月の潮流）.....	8-28
図 8-12	2025 年 シナリオ C の系統（8 月の潮流）.....	8-29
図 8-13	2030 年 シナリオ C の系統（4 月の潮流）.....	8-30
図 8-14	2030 年 シナリオ C の系統（8 月の潮流）.....	8-31
図 8-15	2035 年 シナリオ C の系統（4 月の潮流）.....	8-32
図 8-16	2035 年 シナリオ C の系統（8 月の潮流）.....	8-33
図 8-17	同期発電機の電力系統事故時の応動.....	8-36
図 8-18	太陽光発電機の電力系統事故時の応動.....	8-37
図 8-19	スリランカの 400kV, 220kV 系統構成、および安定度計算で設定した事故区間.....	8-38

図 8-20	2035 年の区間[1]~[13]の各事故時の安定度（左 Sampoor、右 Puttalam 火力発電機の出力変動） .....	8-39
図 8-21	2040 年の区間[1]、[2]の事故時の安定度（Sampoor 火力 1 号機の出力） .....	8-40
図 8-22	2040 年の[1]、[2]以外の区間の事故時の安定度（Sampoor 火力 1 号機の出力） .....	8-40
図 8-23	Kilinochchi - Vavuniya - Kappalurai - Sampoor 4 回線系統 .....	8-41
図 8-24	2040 年 Kilinochchi - Vavuniya - Kappalurai - Sampoor 4 回線化後の区間[1]~[13]の各事故時の安定度（Sampoor 火力発電機の出力変動） .....	8-42
図 8-25	系統安定度考慮後のシナリオ C の系統（4 月の潮流） .....	8-44
図 8-26	系統安定度考慮後のシナリオ C の系統（8 月の潮流） .....	8-45
図 8-27	必要調相設備量の検討フロー .....	8-46
図 8-28	220kV 母線における電圧状況 .....	8-49
図 8-29	132kV 母線における電圧状況 .....	8-50
図 8-30	代表的な 132kV 母線 .....	8-51
図 8-31	132kV 母線における P-V カーブ .....	8-52
図 8-32	Hambantota – Ambalangoda 400kV 送電線 .....	8-53
図 8-33	Kerawalapitiya – Port City 220kV 地中ケーブル .....	8-53
図 8-34	時間領域別過電圧解析 .....	8-54
図 8-35	EMTP 計算モデル .....	8-55
図 8-36	流通設備投資の年度推移のイメージ .....	8-60
図 8-37	300MW x 2 台時の潮流状況（母線併用の場合） .....	8-62
図 8-38	300MW x 2 台時の潮流状況（母線分割の場合） .....	8-62
図 8-39	Kerawalapitiya – Port 地中送電線を 2 回線とした場合の系統 .....	8-63
図 8-40	300MW x 3 台時の潮流状況 .....	8-63
図 8-41	300MW x 4 台時の潮流状況 .....	8-64
図 8-42	300MW x 4 台時の潮流状況（対策後） .....	8-65
図 8-43	300MW x 4 台時の潮流状況（対策後、1 回線事故時） .....	8-65
図 8-44	300MW x 5 台時の潮流状況 .....	8-66
図 8-45	300MW x 2 台 + 500MW x 1 台時の潮流状況 .....	8-67
図 8-46	300MW x 2 台 + 500MW x 1 台時の潮流状況（出力抑制の場合） .....	8-68
図 8-47	300MW x 2 台 + 500MW x 2 台時の潮流状況 .....	8-68
図 8-48	300MW x 2 台 + 500MW x 2 台時の潮流状況（全台フル運転の場合） .....	8-69
図 8-49	J 電鉄の受電所における 1 日の負荷変動実績 .....	8-70
図 8-50	電鉄の負荷変動による影響 .....	8-70
図 8-51	太陽光発電出力の変動実績（東京電力の例） .....	8-71
図 8-52	スリランカとインド間の電力連系案 .....	8-72
図 8-53	Tamil Nadu 州風力の発電実績（2016 年） .....	8-73
図 8-54	2030 年ころの Tamil Nadu 州の電源構成予測 .....	8-74
図 8-55	スリランカ-インド連系送電線による予備力削減効果 .....	8-75
図 8-56	スリランカ-インド連系送電線による燃料費削減効果 .....	8-76
図 8-57	連系容量 500MW 時の電力融通頻度分布 .....	8-76
図 8-58	HVDC を活用した周波数調整のイメージ .....	8-77
図 8-59	ジャワ・スマトラ連系送電線プロジェクト概念図 .....	8-78
図 8-60	スリランカ-インド連系時の潮流状況 .....	8-81
図 9-1	配電各社の供給エリア .....	9-1
図 9-2	標準的な架空配電システムの構成 .....	9-2
図 9-3	CEB の送配電ロスの推移 .....	9-3

図 9-4	配電各社の配電ロス.....	9-3
図 9-5	配電変圧器用メーター.....	9-5
図 9-6	配電会社の年平均停電時間.....	9-6
図 9-7	CEB の月別停電時間の推移(2016 年).....	9-6
図 9-8	Gantry に設置されたリクローザー.....	9-7
図 9-9	架空配電線用の事故電流表示器 (導体設置型・電柱設置型).....	9-8
図 9-10	柱上変圧器とアレスター.....	9-9
図 9-11	配電計画における需要想定手法.....	9-11
図 9-12	LECO 社 Control Center.....	9-12
図 9-13	事故点探査の仕組み.....	9-14
図 9-14	講義風景.....	9-14
図 9-15	デモンストレーションの風景.....	9-14
図 9-16	カットアウトの構造比較.....	9-16
図 9-17	CEB の系統保護の課題と日本の時限順送方式.....	9-17
図 9-18	日本における典型的な高圧配電線路.....	9-18
図 9-19	日本における無停電工法の一例.....	9-19
図 9-20	オープンプラットホームによる SCADA システム.....	9-20
図 9-21	Ante-LECO メーター工場.....	9-21
図 9-22	スマートメーターの通信方式とその特徴.....	9-22
図 9-23	スマートメーターと従来メーター.....	9-23
図 9-24	日本の離島での EMS 実証システム.....	9-24
図 10-1	給電所の建物外観および指令室.....	10-1
図 10-2	2015 年最大需要発生日(2015/9/22)の負荷曲線.....	10-2
図 10-3	2015 年最大需要発生時間帯 (2015/9/22 18-22 時) の周波数実績.....	10-2
図 10-4	周波数調整箇所における速度調定率.....	10-3
図 10-5	2016 年のスリランカの電力系統図.....	10-5
図 10-6	全系停電に至る事故時の周波数実績および 220kV 系統の電圧実績(2015/9/27) .....	10-8
図 10-7	給電所 (System Control Center) の組織図.....	10-9
図 10-8	System Frequency Variation of One Unit Trip on Oct. and Nov. 2016.....	10-11
図 11-1	各年の総借入金と支出額 (金利+返済金) の推移 (Case 1).....	11-14
図 11-2	キャッシュフローの比較 (Case 1).....	11-15
図 11-3	キャッシュフロー (Case 1 : ODA ローンの場合).....	11-15
図 11-4	各年の総借入金と支出額 (金利+返済金) の推移 (Case 2).....	11-16
図 11-5	キャッシュフローの比較 (Case 2).....	11-17
図 11-6	キャッシュフロー (Case 2 : EBF の場合).....	11-17
図 11-7	キャッシュフロー (Case 3).....	11-18
図 11-8	各ケースの利益比較.....	11-18
図 11-9	シナリオ A に基づく設備投資額.....	11-27
図 11-10	シナリオ B に基づく設備投資額.....	11-27
図 11-11	シナリオ C に基づく設備投資額.....	11-27
図 12-1	CEB の資産・負債構成.....	12-3
図 12-2	電源別発電コスト.....	12-5
図 12-3	シナリオによる電力供給コスト (資金コスト及び利ざやを除く) のシミュ レーション結果.....	12-6
図 12-4	電力供給コスト及び電力料金への想定される干ばつの影響 (シナリオ C の場 合).....	12-7

図 12-5	干ばつが生じた場合の想定される CEB のキャッシュフロー（シナリオ C の場合）	12-7
図 12-6	干ばつが生じた場合の CEB の損益と必要となる運転資金（シナリオ C の場合）	12-8
図 12-7	流動比率及び負債比率の推移	12-9
図 12-8	自己資本比率の推移	12-9
図 12-9	送電網への資本投資の CEB の資産・負債へのインパクト（シナリオ C）	12-11
図 12-10	送電網への資本投資の追加で必要となる費用へのインパクト	12-12
図 12-11	送電網への資本投資のキャッシュフローへのインパクト（事業資産に対する利益率を 2%とした場合）（シナリオ C の場合）	12-12
図 12-12	自己資金による資本投資を行うために必要な利益	12-13
図 15-1	新規揚水開発候補地点位置	15-1
図 15-2	レイアウト平面図（1/50,000 地形図）	15-3
図 15-3	レイアウト平面図（Google Earth）	15-3
図 15-4	水路縦断図	15-4
図 15-5	上部調整池レイアウトおよびダム標準断面図	15-5
図 15-6	Victoria 貯水池運用実績（2000 – 2015）	15-6
図 15-7	下部ダム（潜り堰）および放水口レイアウト	15-6
図 15-8	下部ダム（潜り堰）正面ならびに断面図	15-7
図 15-9	スリランカの概略地質図	15-9
図 15-10	計画地周辺の褶曲構造	15-9
図 15-11	新規揚水開発候補地点周辺のリニアメント	15-10
図 15-12	上池周辺の地滑りの可能性のある特異地形	15-11
図 15-13	揚水開発候補地点と Victoria Randenigala Rantembe Sanctuary の関係	15-12

## 表目次

表 0-1	WEO2016 における燃料価格予測	2
表 0-2	各種燃料の価格	3
表 0-3	発電プラント(1200MW)への燃料(天然ガス)供給コスト比較	4
表 0-4	再生可能エネルギー導入ポテンシャル	4
表 0-5	電源種別の環境影響度分析表（総合）	7
表 0-6	各電源開発シナリオで必要となる送電線	12
表 0-7	発電機単機最大出力	14
表 0-8	ロードマップ	17
表 2-1	スリランカにおける省庁の改編	2-2
表 3-1	2015 年における電源構成の比較	3-3
表 3-2	修正版長期計画における 2034 年の電源構成	3-4
表 4-1	スリランカ国家エネルギー政策・戦略における 9 つの基本項目	4-1
表 4-2	スリランカ国家エネルギー政策・戦略における 10 のエネルギー政策	4-3
表 4-3	知識経済へ向けたスリランカエネルギーセクター開発計画 2015-2025 における課題	4-3
表 4-4	部門別一次エネルギー消費量（千 toe）	4-6
表 4-5	一次エネルギー消費の GDP 弾性値	4-7
表 4-6	燃料別エネルギー供給量（千 toe）	4-8
表 4-7	地域別の石油製品の需要	4-11
表 4-8	マクロ環境の分析	4-14

表 4-9	名目 GDP の予測値 (百万 USD).....	4-16
表 4-10	WEO2016 における燃料価格予測.....	4-24
表 4-11	各種燃料の価格.....	4-24
表 4-12	陸上式と浮体式 (FSRU) LNG 受入基地の比較.....	4-28
表 4-13	ガス火力発電設備の LNG 消費量の推移.....	4-29
表 4-14	Construction cost comparison of 1MTPA LNG terminal.....	4-31
表 4-15	発電プラント(1200MW)への燃料(天然ガス)供給コスト比較.....	4-32
表 4-16	西部ガスのガス販売量 (2015 年).....	4-34
表 4-17	電力系統に接続されている再生可能エネルギー (2017 年 2 月現在).....	4-35
表 4-18	再生可能エネルギー固定価格買取制度.....	4-37
表 4-19	再生可能エネルギー導入ポテンシャル.....	4-37
表 4-20	河川ごとの水力発電ポテンシャル.....	4-40
表 4-21	風力発電所.....	4-40
表 4-22	地域ごとの風力発電ポテンシャル.....	4-42
表 4-23	バイオマスポテンシャル [MW].....	4-45
表 4-24	太陽光発電所.....	4-46
表 4-25	全天日射量と直達日射量のクラス [kWh/m <sup>2</sup> /年].....	4-47
表 5-1	供給力不足による供給支障低減の経緯.....	5-7
表 5-2	既存路線概要(2014 年データ).....	5-17
表 5-3	電化対象路線 (ローケース).....	5-18
表 5-4	電化対象路線 (ハイケース).....	5-19
表 5-5	き電方式と必要な変電所の数.....	5-19
表 5-6	鉄道電化で想定される電力需要.....	5-20
表 5-7	RTS の敷設が提言された路線・区間.....	5-20
表 5-8	RTS による電力需要.....	5-21
表 5-9	様々な組織にて試算された将来の EV 化率の例.....	5-23
表 5-10	2015 年 9 月に発表された料金プラン (30A).....	5-26
表 5-11	電力量需要想定 (時系列モデル).....	5-32
表 5-12	電力量需要想定 (GDP 関連モデル).....	5-33
表 5-13	最大電力需要予測結果.....	5-35
表 5-14	ピーク電力需要に対する影響の想定 (MW).....	5-36
表 5-15	2040 年までの長期需要想定 (総括表).....	5-41
表 6-1	スリランカ国の動植物の生息・生育数と固有種.....	6-2
表 6-2	保護区域の箇所数と面積.....	6-2
表 6-3	ラムサール地域の名称と面積図 (図 6-5 参照).....	6-3
表 6-4	土地利用区分とその面積・割合.....	6-5
表 6-5	環境施策に関連する法規.....	6-6
表 6-6	環境施策に関連するスリランカ国が批准する国際条約等.....	6-7
表 6-7	INDC に記載されたエネルギーセクター別事業計画と発電容量.....	6-8
表 6-8	EIA 策定に関するスリランカ国内法と JICA ガイドラインの相違点.....	6-9
表 6-9	EIA/IEE が求められる主な電力関連事業.....	6-11
表 6-10	環境社会配慮に関する実施項目と実施期間.....	6-12
表 6-11	スリランカ国における大気質環境基準.....	6-13
表 6-12	スリランカ国における騒音に関する環境基準.....	6-13
表 6-13	スリランカ国における石炭火力発電に関する大気質排出基準.....	6-13
表 6-14	SEA で実施するスコーピング項目の抽出.....	6-16
表 6-15	SEA で実施するスコーピング項目と評価基準.....	6-17



表 6-16	スコーピングにおける評価基準.....	6-18
表 6-17	調査項目及び調査方法.....	6-18
表 6-18	スコーピング時に参考とした水力発電事業に関する EIA 報告書 .....	6-20
表 6-19	スコーピング（水力発電）結果.....	6-20
表 6-20	スコーピング時に参考とした石炭火力発電事業に関する EIA 報告書 .....	6-21
表 6-21	スコーピング（石炭火力発電） .....	6-22
表 6-22	スコーピング（LNG, 重油等発電） .....	6-23
表 6-23	スコーピング（風力発電） .....	6-24
表 6-24	スコーピング（太陽光発電） .....	6-25
表 6-25	スコーピング（小水力発電） .....	6-26
表 6-26	スコーピング（揚水発電） .....	6-27
表 6-27	スコーピング（バイオマス発電） .....	6-28
表 6-28	電源種別の環境影響度分析表（総合） .....	6-30
表 6-29	周辺環境への負の影響が最も低いシナリオ B 案の序列 .....	6-31
表 6-30	各種電源開発に付随して考察される一般的な緩和策 .....	6-32
表 6-31	電源開発に付随して考察される一般的なモニタリング項目 .....	6-33
表 6-32	増強が提案された送電線.....	6-34
表 6-33	各送電線計画案に対する代替案の比較.....	6-34
表 6-34	スコーピング（Kirindiwela-Padukka-Ambalangoda-Hambantota 区間送電線 代 替案-I） .....	6-36
表 6-35	スコーピング（Kirindiwela-Padukka-Ambalangoda-Hambantota 区間送電線 代 替案-II） .....	6-37
表 6-36	スコーピング（Sampur – New Habarana 区間送電線 代替案-I） .....	6-39
表 6-37	スコーピング（Sampur - New Habarana 区間送電線 代替案-II） .....	6-40
表 6-38	スコーピング（Kirindiwela SWS-Kerawalapitiya PG 区間送電線 代替案-I） .....	6-41
表 6-39	スコーピング（Kirindiwela SWS-Kerawalapitiya PG 区間送電線 代替案-II） .....	6-42
表 6-40	調査項目及び調査方法.....	6-44
表 6-41	送電線整備に付随して考察される一般的な緩和策 .....	6-45
表 6-42	送電線整備に付随して考察される一般的なモニタリング項目 .....	6-45
表 6-43	ステークホルダー協議における質疑応答 .....	6-46
表 6-44	環境社会配慮の評価方法.....	6-47
表 7-1	電源種別発電設備量ならびに発電電力量実績.....	7-1
表 7-2	既設水力発電所の一覧.....	7-5
表 7-3	既設火力発電所の一覧.....	7-6
表 7-4	NCRE 電源開発計画（ベースケース）（2015-2034） .....	7-9
表 7-5	電源開発計画（ベースケース）（2015-2034） .....	7-10
表 7-6	電源別の電源開発年度計画（ベースケース）（2015-2034） .....	7-11
表 7-7	LNG ターミナルおよびパイプライン概算工事費.....	7-14
表 7-8	2040 年における固定分発電設備.....	7-18
表 7-9	各種電源の建設単価.....	7-20
表 7-10	各種電源の O&M 費 .....	7-20
表 7-11	新規開発する火力発電設備の諸元.....	7-21
表 7-12	新規開発する火力発電設備の発電原価.....	7-21
表 7-13	再生可能エネルギーの買い取り価格と実勢価格の比較.....	7-22
表 7-14	各種電源の建設期間を考慮した発電原価 .....	7-23
表 7-15	kWh 当たりの CO <sub>2</sub> 排出量比較.....	7-23
表 7-16	各電源の立地地域における環境面の評価点.....	7-32

表 7-17	Scenario A における各種シナリオ案の評価	7-37
表 7-18	Scenario B における各種シナリオ案の評価	7-38
表 7-19	Scenario C における各種シナリオ案の評価	7-39
表 7-20	Scenario O における各種シナリオ案の評価	7-40
表 7-21	最適計画案の電源構成	7-41
表 7-22	各種シナリオ案の感度解析	7-43
表 7-23	各種ピーク対応型電源の負荷変動対応力	7-46
表 7-24	再生可能エネルギーの地域別導入比率	7-57
表 7-25	Scenario A の開発計画	7-58
表 7-26	Scenario B の開発計画	7-59
表 7-27	Scenario C の開発計画	7-60
表 7-28	25 年間の経費の現在価値 (2015 年価格) 比較	7-61
表 7-29	再生可能エネルギーの引き取り価格	7-67
表 7-30	電力貯蔵設備のコスト	7-67
表 7-31	各種再生可能エネルギーの設備量	7-69
表 7-32	1 月と 4 月の最大需要発生日における状況	7-70
表 7-33	太陽光と電力貯蔵設備の必要量	7-70
表 7-34	供給原価	7-71
表 7-35	大容量蓄電池の設置面積実績	7-72
表 7-36	感度解析総括	7-75
表 8-1	主な 400kV、220kV 送電設備の増強計画	8-4
表 8-2	400kV および 220kV の比較に使用した検討条件	8-7
表 8-3	400kV と 220kV 送電の比較結果	8-8
表 8-4	既設および新設変電所	8-8
表 8-5	変電所負荷一覧	8-12
表 8-6	各地区の発電設備量 (2025 年)	8-16
表 8-7	各地区の発電設備量 (2040 年)	8-17
表 8-8	各地区の発電量	8-18
表 8-9	大型火力の開発計画	8-27
表 8-10	大型発電所の出力が最大の場合の系統状況	8-34
表 8-11	スリランカ電力系統の三相短絡事故電流	8-35
表 8-12	2035 年の基幹電力系統の安定度計算結果	8-39
表 8-13	2040 年の基幹電力系統の安定度計算結果	8-40
表 8-14	2040 年の基幹電力系統の安定度計算結果 (同期調相機 1,500MVA)	8-41
表 8-15	2040 年の基幹電力系統の安定度計算結果 (Kilinochchi - Vavuniya - Kappalturai - Sampoor 4 回線)	8-42
表 8-16	必要調相設備と年度展開	8-47
表 8-17	変電所別必要調相設備 (重負荷)	8-47
表 8-18	変電所別必要調相設備 (軽負荷)	8-48
表 8-19	検討目的別解析プログラム	8-54
表 8-20	開閉過電圧計算結果	8-56
表 8-21	IEC 基準に基づく所望のスペック	8-57
表 8-22	各電源開発シナリオで必要となる送電線	8-58
表 8-23	設備投資単価表	8-59
表 8-24	設備投資の推移	8-59
表 8-25	Tamil Nadu 州の電源構成	8-73
表 8-26	ジャワ・スマトラ連系送電線概算工事費	8-78

表 8-27	スリランカーインド連系送電線概算工事費試算	8-79
表 8-28	スリランカーインド連系送電線概算費用	8-79
表 8-29	500MW 連系時における便益・費用比較	8-79
表 9-1	各社供給エリアの特徴(2015 年末時点)	9-1
表 9-2	各社保有設備の状況	9-2
表 9-3	Voltage Criteria	9-11
表 9-4	Equipment Loading Criteria	9-11
表 9-5	Reliability Criteria	9-11
表 9-6	Workshop のアンケート結果	9-15
表 9-7	エリア毎の配電制御所の状況	9-20
表 9-8	離島マイクログリッドシステム (ジャフナ州)	9-23
表 10-1	至近 3 年の最大需要および発生日時	10-1
表 10-2	周波数低下保護リレー (UFLS) の整定値	10-4
表 10-3	発電機単機最大出力	10-13
表 11-1	アジア開発銀行が設定した財務目標	11-3
表 11-2	スリランカの IPP プロジェクト	11-6
表 11-3	資金調達方法の比較検討ケース	11-13
表 11-4	検討の条件	11-13
表 11-5	利益の現在価値比較	11-19
表 11-6	発電原価比較	11-19
表 11-7	発電原価比較 (LNG 火力の場合)	11-20
表 11-8	送電設備投資必要額	11-21
表 11-9	送電個別プロジェクトの設備投資額	11-23
表 11-10	DD1 の設備投資額	11-24
表 11-11	3 か年平均の全体投資額単価	11-24
表 11-12	配電設備投資	11-24
表 11-13	発電設備投資算定の根拠	11-26
表 11-14	発電設備投資	11-26
表 12-1	CEB (単体) の収益状況	12-2
表 12-2	CEB 貸借対照表	12-2
表 12-3	電力供給コストと電力料金水準の比較 (2011 年～2016 年 11 月現在)	12-4
表 12-4	長期限界費用の算出	12-10
表 13-1	ロードマップ	13-10
表 14-1	実施スケジュール案 (再生可能エネルギー)	14-2
表 14-2	実施スケジュール案 (揚水式水力)	14-5
表 14-3	実施スケジュール案 (LNG 火力)	14-7
表 14-4	実施スケジュール案 (石炭火力)	14-9
表 14-5	実施スケジュール案 (送電設備)	14-11
表 14-6	実施スケジュール案 (配電設備)	14-13
表 15-1	新規揚水開発候補地点の計画諸元	15-2
表 15-2	各主要構造物の計画諸元	15-8
表 15-3	土木工事単価	15-14
表 15-4	新規揚水開発候補地点の概算工事費	15-14

略語集

Abbreviation	Word
3R	Three R - (Reduce, Reuse, Recycle)
AC	Alternating Current
ADB	Asian Development Bank
AFC	Automatic Frequency Control
AFD	Agence Française de Developpement
AIIB	Asian Infrastructure Investment Bank
AR	Auto Recloser
ATP	Alternative Transient Program (Name of software)
BAU	Business as Usual
B/C	Buyer's Credit
BEV	Battery Electric Vehicle
B/L	Bank Loan
BMS	Building Management System
BOI	Board of Investment
BOO	Build Own Operate
BOT	Build Operate Transfer
B/S	Balance Sheet
BT	Booster Transformer
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAPEX	Capital Expenditure
CB	Circuit Breaker
CC	Combined Cycle
CCGT	Combined Cycle Gas turbine
CE	Chief Engineer
CEA	Central Environmental Authority
CEB	Ceylon Electricity Board
CIF	Cost, Insurance and Freight
CNG	Compressed Natural Gas
CO	Carbon Monoxide
CO <sub>2</sub>	Carbon Dioxide
COP	Conference of Parties
CP	Central Province
CPC	Ceylon Petroleum Corporation
CPS	Country Partnership Strategy
CPSTL	Ceylon Petroleum Storage Terminals Limited
dB	decibel
DC	Direct Current
DD	Distribution Division
DES	Debt Equity Swap
DFR	Draft Final Report
DGM	Deputy General Manager
DOF	Department of Forest
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
DS	Divisional Secretary
DSM	Demand Side Management
DT	Distribution Transformer
DWC	Department of Wildlife Conservation
EBF	Equity Back Finance

Abbreviation	Word
ECA	Export Credit Agency
EE	Executive Engineer
EIA	Environmental Impact Assessment
EL	Elevation
EMS	Energy Management System
EMTP	Electro Magnetic Transient Program (Name of software)
EP	Eastern Province
EPC	Engineering, Procurement and Construction
EPZ	Export Processing Zone
ERD	External Resource Department
EV	Electric Vehicle
FEED	Front End Engineering Design
FI	Fault Indicator
FIT	Feed in Tariff
FO	Fuel Oil
FR	Final Report
FS	Feasibility Study
FSRU	Floating Storage and Re-gasification Unit
FSU	Floating Storage Unit
FY	Fiscal Year
GDP	Gross Domestic Product
GNI	Gross National Income
GPRS	General Packet Radio Service
GSS	Grid Substation
GT	Gas turbine
HC	Hydrocarbon
HFO	Heavy Fuel Oil
HPP	Hydro Power Plant
HVDC	High-Voltage Direct Current
HWL	High Water Level
ICR	Inception Report
IDA	International Development Association
IEA	International Energy Agency
IEE	Initial Environmental Examination
IFC	International Finance Corporation
IFRS	International Financial Reporting Standards
IKL	Isokeraunic
INDC	Intended Nationally Determined Contribution
IP	Industrial Park
IPP	Independent Power Producer
IT	Information Technology
ITR	Interim Report
IUCN	International Union for the Conservation of Nature
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JCC	Joint Coordination Committee
JICA	Japan International Cooperation Agency
JST	Joint Study Team
JV	Joint Venture
LA	Loan Agreement
LAA	Land Acquisition Act

Abbreviation	Word
LBS	Load Break Switch
LECO	Lanka Electricity Company
LED	Light Emitting Diode
LGLL	Litro Gas Lanka Limited
LGTL	Litro Gas Terminal Lanka (Private) Limited
LIBOR	London Interbank Offered Rate
LIOC	Lanka Indian Oil Company
LKAS	Sri Lanka Accounting Standards
LKR	Sri Lanka Rupee
LNG	Liquefied Natural Gas
LOLE	Loss of Load Expectation
LOLP	Loss of Load Probability
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LPS	Lakvijaya Power Station
LRMC	Long Run Marginal Cost
LRT	Light Rail Transit
LTGEP	Long Term Generation Expansion Plan
LTTDP	Long Term Transmission Development Plan
LV	Low Voltage
LWL	Low Water Level
MAB	Man and the Biosphere
M/M	Man Month
MOCA	Ministry of Culture & Art Affairs
MOF	Ministry of Finance
MOFARD	Ministry of Fisheries and Aquatic Resources Development
MOFOR	Ministry of Fisheries and Oceanic Resources
MOLLD	Ministry of Land and Land Development
MOMDE	Ministry of Mahaweli Development and Environment
MOPE	Ministry of Power and Energy
MOR	Ministry of Resettlement
MP	Master Plan
MPRD	Ministry of Petroleum Resources Development
MPRE	Ministry of Power and Renewable Energy
MTPA	Million Ton Per Annum
NCP	North Central Province
NCRE	Non-Conventional Renewable Energy
NEA	National Environmental Act
NEAP	National Environment Action Plan
NEPS	National Energy Policy and Strategy
NEXI	Nippon Export and Investment Insurance
NG	Natural Gas
NGO	Non-Governmental Organization
NIRP	National Involuntary Resettlement Policy
NOx	Nitrogen Oxide
NP	Northern Province
NTPC	National Thermal Power Corporation
NWP	North Western Province
NWSDB	National Water Supply & Drainage Board
OD	Outer Diameter
ODA	Official Development Assistance

Abbreviation	Word
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
O&M	Operation and Maintenance
OPEX	Operating Expenditure
ORV	Open Rack Vaporizer
PAA	Project Approving Agencies
PDPAT	Power Development Planning Assist Tool (Name of software)
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PIA	Project Implement Agencies
P/L	Profit and Loss
PLC	Power Line Communication
PM	Particulate Matter
PM <sub>10</sub>	Particulate Matter 10
PP	Power Plant
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Private Power Producer
PPP	Public Private Partnership
PRDS	Petroleum Resources Development Secretariat
PSPP	Pumped Storage Power Plant
PSS	Primary Substation
PSS/E	Power System Simulator for Engineering (Name of software)
PUCSL	Public Utility Commission of Sri Lanka
ROA	Return on Assets
ROE	Return On Equity
ROR	Return on Revenues
ROW	Right-of-Way
RTS	Rapid Transit System
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SARI/EI	South Asian Regional Initiative for Energy Integration
SBP	Sabaragamuwa Province
SC	Super Critical
SC	Shunt Capacitor
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SEA	Sustainable Energy Authority
SEA	Strategic Environmental Assessment
ShR	Shunt Reactor
SLFRS	Sri Lanka Financial Reporting Standards
SO <sub>x</sub>	Sulphur Oxide
SP	Southern Province
SPBM	Single Point Buoy Mooring
SPC	Special Purpose Company
SPPA	Standardized Power Purchase Agreement
STATCOM	Static Synchronous Compensator
STEEP	Society, Technology, Economy, Environment, Politics
SVC	Static Var Compensator
SVR	Step Voltage Regulator
TANTRANSCO	Tamil Nadu Transmission Corporation Limited
TEC	Technical Evaluation Committee
TEPCO	Tokyo Electric Power Company
T/L	Transmission Line

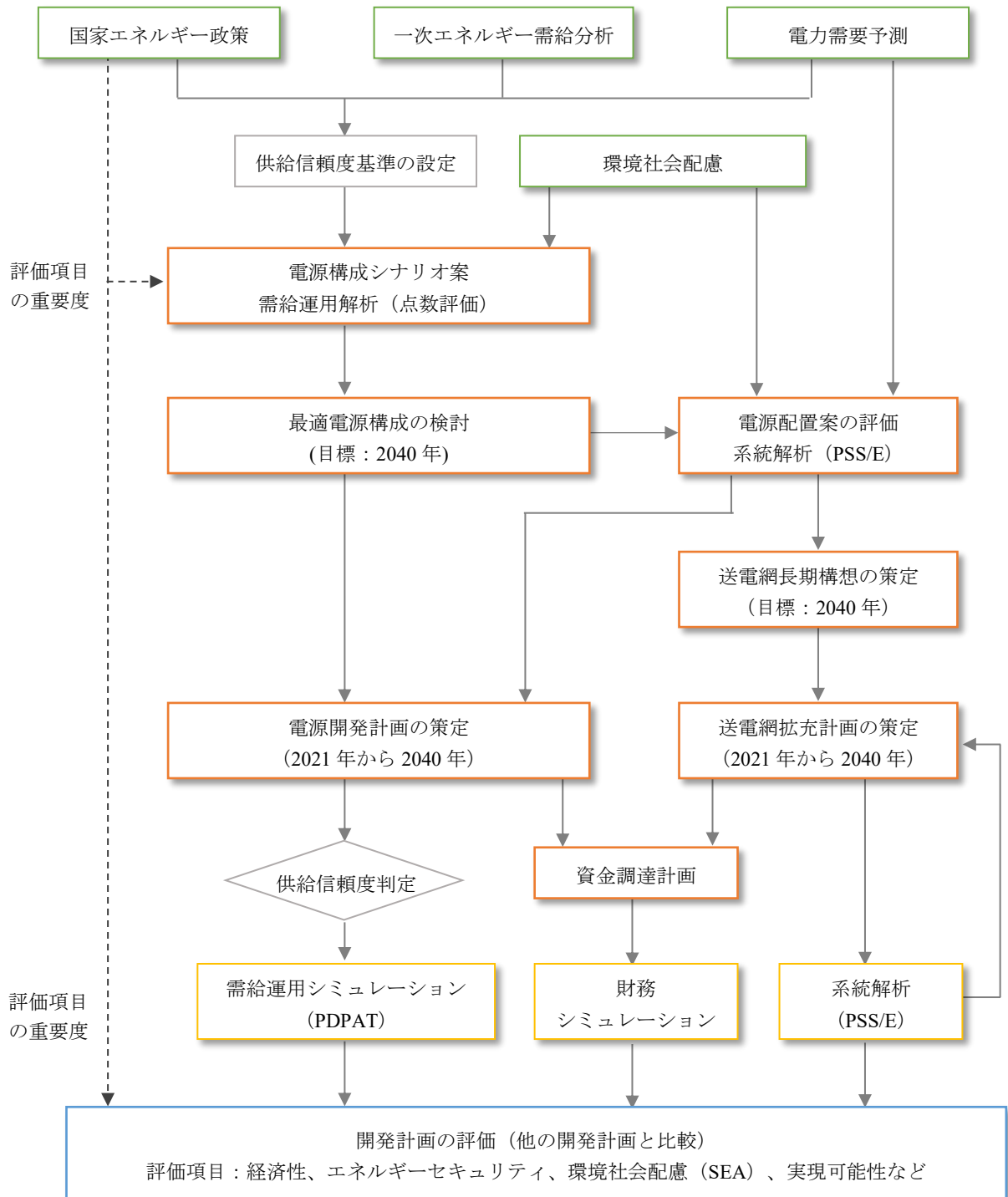
Abbreviation	Word
TOP	Terms of Payment
TOU	Time of Use
TPCL	Trincomalee Power Company Limited
TPP	Thermal Power Plant
UFLS	Under Frequency Load Shedding
UNDP	United Nations Development Program
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UP	Uva Province
USAID	United States Agency for International Development
USC	Ultra-Supercritical
USC	United States Cent
USD	United States Dollar
USEXIM	Export-Import Bank of the United States
VAT	Value Added Tax
VGf	Viability Gap Funding
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WASP	Wien Automatic System Planning (Name of software)
WEO	World Energy Outlook
WHO	World Health Organization
WPN	Western Province North
WPS	Western Province South
WRMPP	Western Region Megapolis Planning Project



## 第0章 要 約

### 0.1 マスタープランの視点と目標

電力マスタープラン策定に関する概略の手法を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 0-1 電力マスタープラン策定のフローチャート

最初に外部要因である、国家政策、一次エネルギー需給分析、電力需要予測、環境社会配慮を踏まえて、目標年度（2040年）の電源構成シナリオ案を作成する。その上、シミュレーションを実施して、各電源構成シナリオ案について評価項目ごとの評価点を計算する。最終的に各電源構成シナリオ案について、評価項目の重みを考慮して、定量的に比較して目標年度における最適電源構成を策定する。

包括的な電力マスタープランを策定するには以下に示す様な項目に配慮する必要がある。しかしながら、これらの項目はお互いにトレードオフの関係になるものもあり、どの項目に重点をおくかは、国家エネルギー政策などの非常に上位な政策における意思を踏まえて決定する。

- 経済性（供給原価の低減）
- 供給信頼度（許容する年間供給力不足時間、供給不能電力量など）
- エネルギーセキュリティ（供給の安定性、供給原価の安定性）
- 環境社会配慮（開発地点ごとの環境影響度評価基準、温室効果ガス排出量）

この最適電源構成案を基に、電源配置案を評価し、送電網の長期構想を策定する。目標年における最適電源構成と送電網の構想が策定できたら、現在から目標年に至る各年の電源開発計画と送電網拡充計画を策定する。その際に、各発電所や送電線について、開発地域住民の合意形成、適切な開発リードタイム、資金の調達などの実現可能性を考慮する。

## 0.2 一次エネルギー

### 0.2.1 WEO2016 の燃料価格予測

IEA は、WEO2016 において 2040 年までの燃料価格予測を発表している。この予測値を踏まえてスリランカにおける各種燃料の将来予測を実施する。

#### (1) 各種燃料の価格予測値

WEO2016 では、3 つのシナリオについて燃料価格の予測を行っている。その予測値を以下に示す。

表 0-1 WEO2016 における燃料価格予測

	2015	New Policies Scenario			Current Policies Scenario			450 Scenario		
		2020	2030	2040	2020	2030	2040	2020	2030	2040
Crude oil (USD/barrel)	51	79	111	124	82	127	146	73	85	78
Natural gas (USD/MBtu)	10.3	9.6	11.9	12.4	9.9	13.0	14.4	9.0	10.8	10.9
Steam coal (USD/tonne)	72	78	86	89	79	92	98	73	72	67

注：Natural gas は Japan 向け、Steam coal は Coastal China 向け

(出典：WEO2016, IEA)

New Policies Scenario 各国で自主的な排出ガス規制を実施（中心シナリオ：気温上昇 3.5℃）  
 Current Policies Scenario 大きな変化を織り込まない（気温上昇 6℃）  
 450 Scenario 2100 年における気温上昇を産業革命時と比較して 2℃以内に抑えるため、大気中の温室効果ガス濃度を 450ppm に抑える

## (2) スリランカにおける各種燃料の将来予測

上記の New Policies Scenario の価格予測における増加率を基に、2040 年の各種燃料価格を計算すると以下の通りとなる。なお、LNG 価格は、上記の予想価格に基づいて試算した。(LNG の取り扱いに伴う費用は、取扱量によって異なってくるため、別途固定費として計算する。)

表 0-2 各種燃料の価格

	燃料価格		換算価格 (USC/Mcal)	
	2015	2040	2015	2040
Auto diesel	124.20	301.98 USD/bbl	8.856	21.533
FO (3%S)	100.20	243.62 USD/bbl	6.509	15.825
FO (2%S)	104.40	253.84 USD/bbl	6.782	16.489
Residual oil	95.20	231.47 USD/bbl	6.184	15.036
Naphtha (local)	93.50	227.33 USD/bbl	7.112	17.291
Naphtha special	108.90	264.78 USD/bbl	8.283	20.139
LNG	--	12.40 USD/MBtu	--	4.920
Gas	--	14.04 USD/MBtu	--	5.571
Coal Puttalam	97.86	120.97 USD/tonne	1.553	1.920
Coal New	89.39	110.50 USD/tonne	1.515	1.873
Coal SC	97.10	120.03 USD/tonne	1.541	1.905

(出典：2015 年の燃料価格は修正版 LTGEP 2015-2034)

換算価格で比較すれば明らかなように、石炭の価格が最も安く、LNG の価格は国内の燃料取り扱い費を除いて石炭の 2 倍以上、石油の価格は石炭の 8 倍以上になっている。

### 0.2.2 国産天然ガスと LNG の導入可能性

#### (1) 国産天然ガス

スリランカでは 2012 年マナー盆地のオフショアブロック M2 (旧ケアンブロック) で 2 つのガス田(Barracuda, Dorado) が発見されている。

##### (a) 燃料コスト

ガス田開発コストを考慮した燃料供給コスト (輸送コストを含む) は、PRDS により以下の通り試算されている。

- 11.5 USD/MMBTU (exclusive Royalty, Profit and Tax)
- 16.5 USD/MMBTU (include Royalty, Profit and Tax)

##### (b) ガス火力発電への供給可能性

Dorado ガス田の天然ガス埋蔵量 (300bcf) は、単機容量 300MW CCGT の発電プラント (設備利用率：50%，発電効率(HHV)：50%，総発熱量：13,000kcal/kg) にのみ利用した場合には約 35 年分を賅う量である。

また、現在 Barracuda, Dorado の二箇所のガス田を合わせた埋蔵量は約 2 TCF(約  $5.7 \times 10^{10} \text{m}^3$ ) と推定されている。この埋蔵量は、発電プラントの稼働年数を 30 年と仮定した場合に 300MW CCGT の発電プラント (設備利用率：50%，発電効率：50%) 8 基分 (2,400MW) を賅う量である。もし

この埋蔵量の正確さが確認された場合は、ガス火力発電への国産天然ガスの利用は十分に可能性があると予想される。

## (2) LNGの導入可能性

LNGターミナルのタイプ毎の燃料供給コスト比較を表 0-3 に示す。

表 0-3 発電プラント(1200MW)への燃料(天然ガス)供給コスト比較

1. LNG terminal type		陸上式	FSRU 式
2. Construction Cost of LNG terminal	MUSD	488	170
3. O&M cost of terminal (*1)FSRU のレンタル費用	MUSD/year	3.9	50(*1)
4. LNG price (CIF)	USD /MMBTU	13.69	13.69
5. Economic life of LNG terminal	years	30	30
6. Total supply amount of heat (稼働年数 当たり)	MMBTU	1.08E+09	1.08E+09
7. Fuel (natural gas) supply cost	USD /MMBTU	14.25	15.24

計算式 : 7=(2.+3. x 5.) / 6. + 4.

(出典 : JICA 調査団)

この結果より燃料コストの面では陸上式が FSRU 式に比べて有利と考えられる。さらに、陸上式は FSRU 式に比べて容量の拡張可能性、安定稼働という利点を有している。ただし、国産ガス田開発の可能性を考慮すると、LNG の利用期間が 30 年よりも短くなることも想定される。LNG の利用期間が 7 年以内であれば、FSRU の方が有利となる。

しかし、スリランカ政府は、逼迫する電力需給緩和の為に早期にガス火力発電所の稼働を実現したいと考えており、LNG 導入までの工期が短い点では FSRU 式が有利と考えられる。

また、FSRU 式は陸上式に比べ設備投資が低く、LNG の利用期間が不透明である現時点ではスリランカ政府にとっては投資リスクが低い利点もある。

### 0.2.3 再生可能エネルギー

ADB の資金にて再生可能エネルギーマスタープランを作成しており、再生可能エネルギーのポテンシャルをまとめている。再生可能エネルギー導入ポテンシャルを表 0-4 に示す。

表 0-4 再生可能エネルギー導入ポテンシャル

種別	ポテンシャル量 [MW]	備考
小水力発電	873	総発電量 3,061GWh
風力発電	5,653	北部 3,070MW
バイオマス発電	2,508	低木地帯 724MW
太陽光発電	6,000	東部、北部、ウバ州

(出典 : Renewable Energy Master Plan)

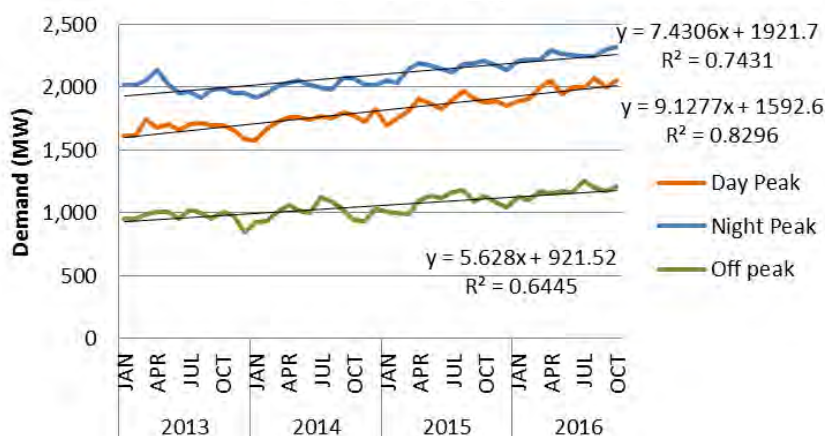
### 0.3 電力需要予測

#### 0.3.1 日負荷曲線の変化

##### (1) 需要カーブの変化予測

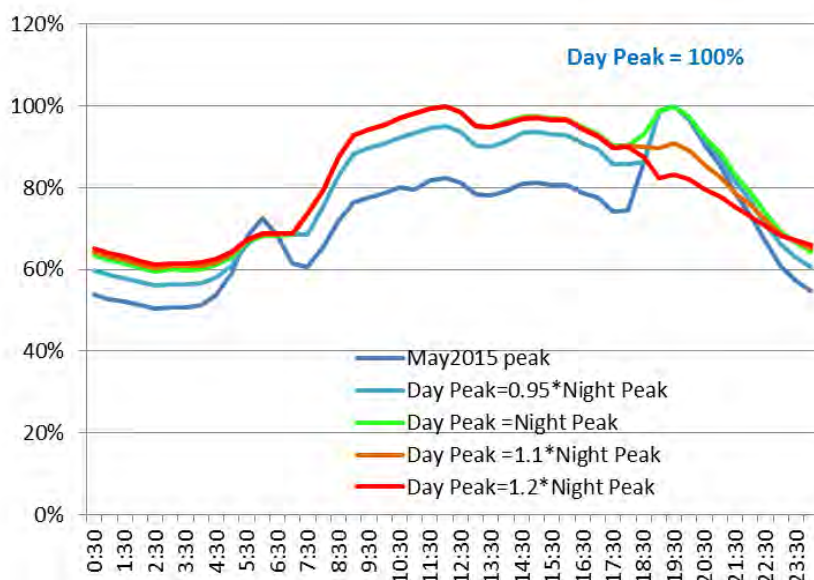
全国レベルで昼ピークの増加が顕著であることから、昼ピークおよび夜ピークの増加特性を数値的に分析し、これに基づいて将来の日負荷曲線および年負荷率を想定した。

図 0-2 は、至近 4 カ年の夜ピーク、昼ピーク、オフピークの推移に回帰式を当てはめた結果を示している。この回帰式を用いて、2040 年までの夜・昼ピークの比率を算定すると、2029 年頃に昼夜ピークが拮抗し、その後は昼ピークが徐々に卓越する結果を得た。



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 0-2 全国レベルのピーク需要実績の推移 (回帰式付与)



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 0-3 昼夜ピークの比率変化に伴う日負荷曲線の変化

### 0.3.2 電力需要予測の推奨値

#### (1) 既往の需要実績に基づく需要予測（時系列モデル）

需要の将来予測は、直線回帰式による予測値に、送配電ロスの低減効果を補正して求めた。このモデルは過去の実績の延長であり、いわば特別な施策や計画が反映されていない自然増加に相当しているため、この想定を Low ケースとする。

#### (2) GDP 想定を踏まえた GDP 相関モデルによる需要予測

電力需要は GDP の伸びとの関係があることから、ここでは GDP 想定を考慮して電力需要予測を行う。将来の GDP は 2016-2019 の 4 ヶ年についてスリランカ中央銀行が想定を行っているが、その後の GDP については公式の想定はなされていない。従って、下記の要領により電力需要を予測した。

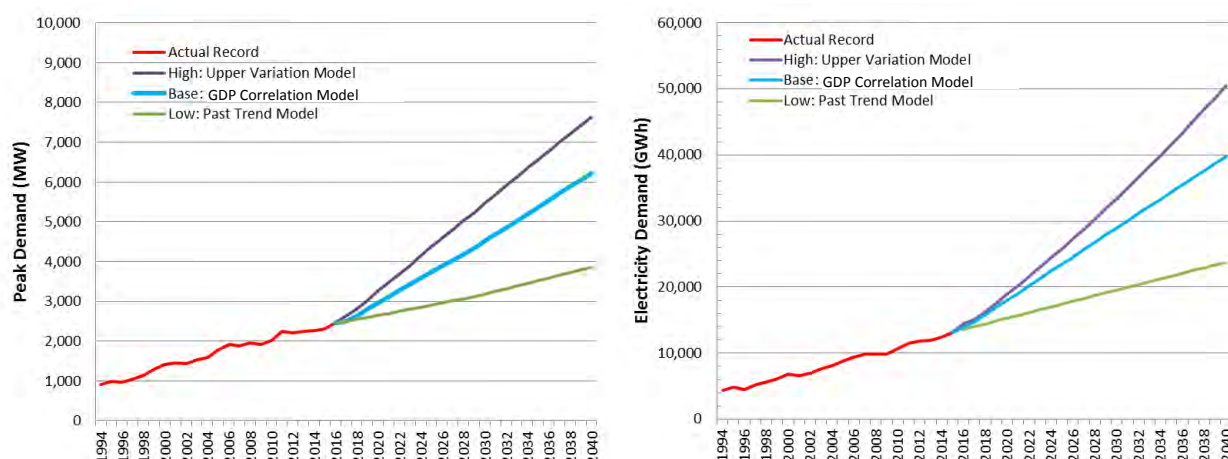
- 2019 年まではスリランカ中央銀行の GDP 想定値を採用する。
- 2020 年以降 2040 年までの GDP 想定値は、年伸び率が緩やかに減少するものと仮定する。
- 電力需要の GDP 弾性値は 1 とする。

この想定は、至近年の経済発展計画等を反映し、この延長による長期想定となっていることから、このモデルを Base ケースとする。

#### (3) 電力需要予測に影響を与える事象の評価

今後の電力需要に大きく影響を与えると思われる要因には、デマンドサイドマネージメント (DSM) 計画、鉄道電化計画、電気自動車の普及、大規模開発や大口需要家による需要増加などが想定される。これらの要因は、実現時期・規模とも不確定なものが多く、国家政策の転換などの諸事情によって大幅に遅延することもあり得る。しかしながら、電力需要、特に最大電力の予測に際しては、これらの要因の影響程度を把握し、予測に反映することが望まれることから、影響が大きいと思われる要因について評価し、これを踏まえて電力需要が上振れした場合に相当する予測モデル（上振れモデル；High ケース）を設定する。

2040 年までの長期需要想定を、以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 0-4 2040 年までの長期需要想定

## 0.4 環境社会配慮

SEAに基づき電源種別毎に環境社会配慮項目を評価し、指数（環境影響度）で表した結果は、下表の通りである。

電源種別毎に、自然・社会環境に及ぼす影響は、相違がみられ、環境影響比率が低い、すなわち、周辺環境への負の影響が低い電源種別は、①小水力 ②太陽光 ③風力 ④LNG/重油 ⑤水力 ⑥バイオマス ⑦PSPP（揚水発電）⑧石炭の順である。

PSPP（揚水発電）発電の総環境影響度が高い理由は、候補地内に住民移転を伴う複数の人家が散見され、かつ、貴重な動植物の生育・生息が想定されるためである。

また、バイオマス発電の総環境影響度が比較的高い理由は、ある一定量の木質燃料を恒常的に確保するため、広大な土地を確保し、そこで、燃料に適した単一の植物の植栽・伐採を繰り返すことによる大規模な土地利用の変更、土地利用の寡占化、及び自然環境の面からは、多様性に欠ける脆弱な生態系を人工的に創出することによる植物生態学的な環境悪化が懸念されるためである。

表 0-5 電源種別の環境影響度分析表（総合）

区分	在来型エネルギー			再生可能エネルギー				
	水力	石炭	LNG,重油	風力	太陽光	小水力	PSPP	バイオマス
地形・地質	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0
土壌	-1.0	-2.0	-2.0	0.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0
水質	-0.3	-3.0	-2.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	-1.0
大気質	0.0	-2.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0
騒音・振動	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	-1.0
廃棄物	0.0	-3.0	0.0	0.0	-2.0	0.0	0.0	-2.0
地盤沈下	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
陸域植物	-1.3	-3.0	0.0	0.0	-2.0	-1.0	-2.3	-3.0
陸域動物/魚類/サンゴ	-2.0	-3.0	-2.0	-3.0	-1.0	-1.0	-3.0	-1.0
自然環境保護地域 (自然環境への影響度)	-0.7	0.0	0.0	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0
住民移転	-2.0	0.0	0.0	-0.5	0.0	0.0	-1.7	0.0
少数民族/先住民族	-0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
土地利用	-1.3	0.0	0.0	-1.0	0.0	-1.0	-2.7	-2.0
水利用	-1.0	-2.0	-2.0	0.0	0.0	-1.0	-2.7	-1.0
景観	0.0	-2.0	0.0	-3.0	-2.0	0.0	0.0	-2.0
歴史的景観保護 (社会環境への影響度)	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>総環境影響度</b>	<b>-0.76</b>	<b>-1.13</b>	<b>-0.57</b>	<b>-0.56</b>	<b>-0.52</b>	<b>-0.32</b>	<b>-0.90</b>	<b>-0.87</b>

(出典：JICA 調査団)

## 0.5 電源開発計画

### 0.5.1 長期電源開発計画策定の考え方

以下の3つのシナリオについて、サンプルとして各年の開発計画を策定し比較検討を行う。

#### (1) Scenario A : コストを重視するシナリオ案

2016年以降の開発量は、石炭火力 3.0GW、LNG 火力 0.9GW、風力 0.9GW、太陽光 1.5GW である。

#### (2) Scenario B : CO<sub>2</sub> 排出量を重視して再生可能エネルギーを優先開発するシナリオ案

2016年以降の開発量は、LNG 火力 3.0GW、風力 3.9GW、太陽光 2.0GW、揚水式水力 0.6GW である。なお、石炭火力の追加開発は全く行わない。

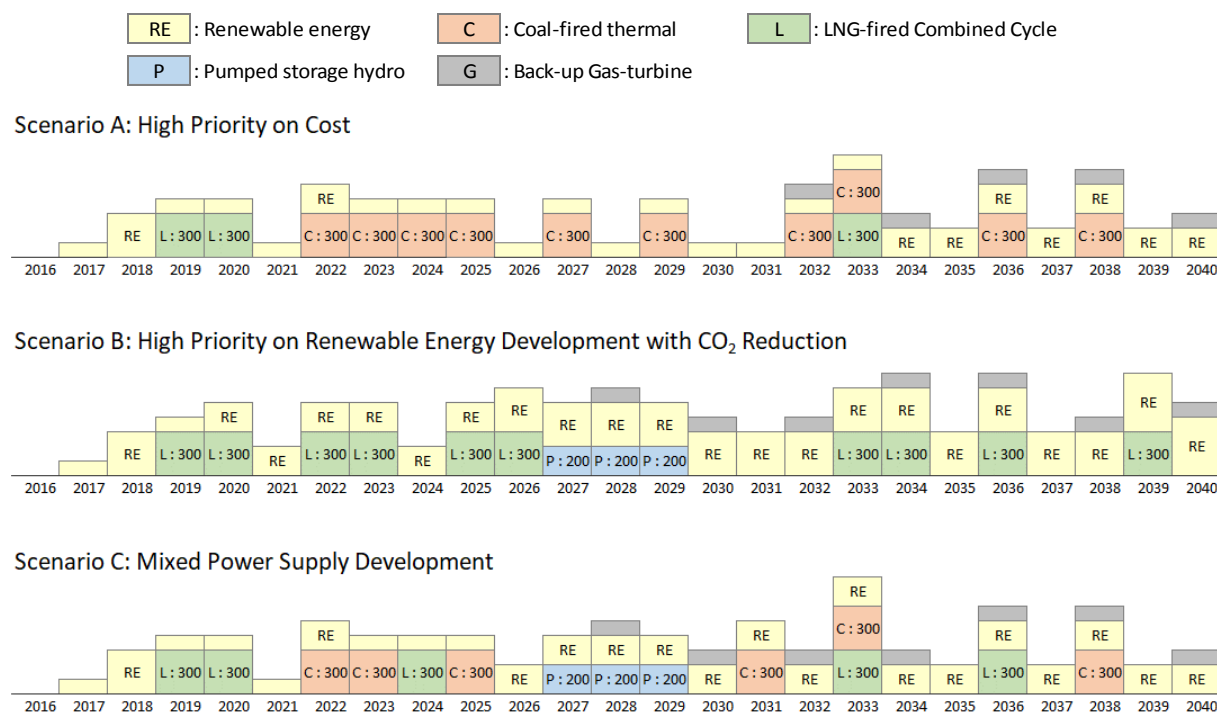
#### (3) Scenario C : 各種燃料を組み合わせるシナリオ案

2016年以降の開発量は、LNG 火力 1.5GW、石炭火力 1.8GW、風力 1.9GW、太陽光 2.0GW、揚水式水力 0.6GW である。

### 0.5.2 各シナリオ案の比較

#### (1) 開発計画の比較

前節の考え方に基ついで策定した開発計画の比較を以下に示す。



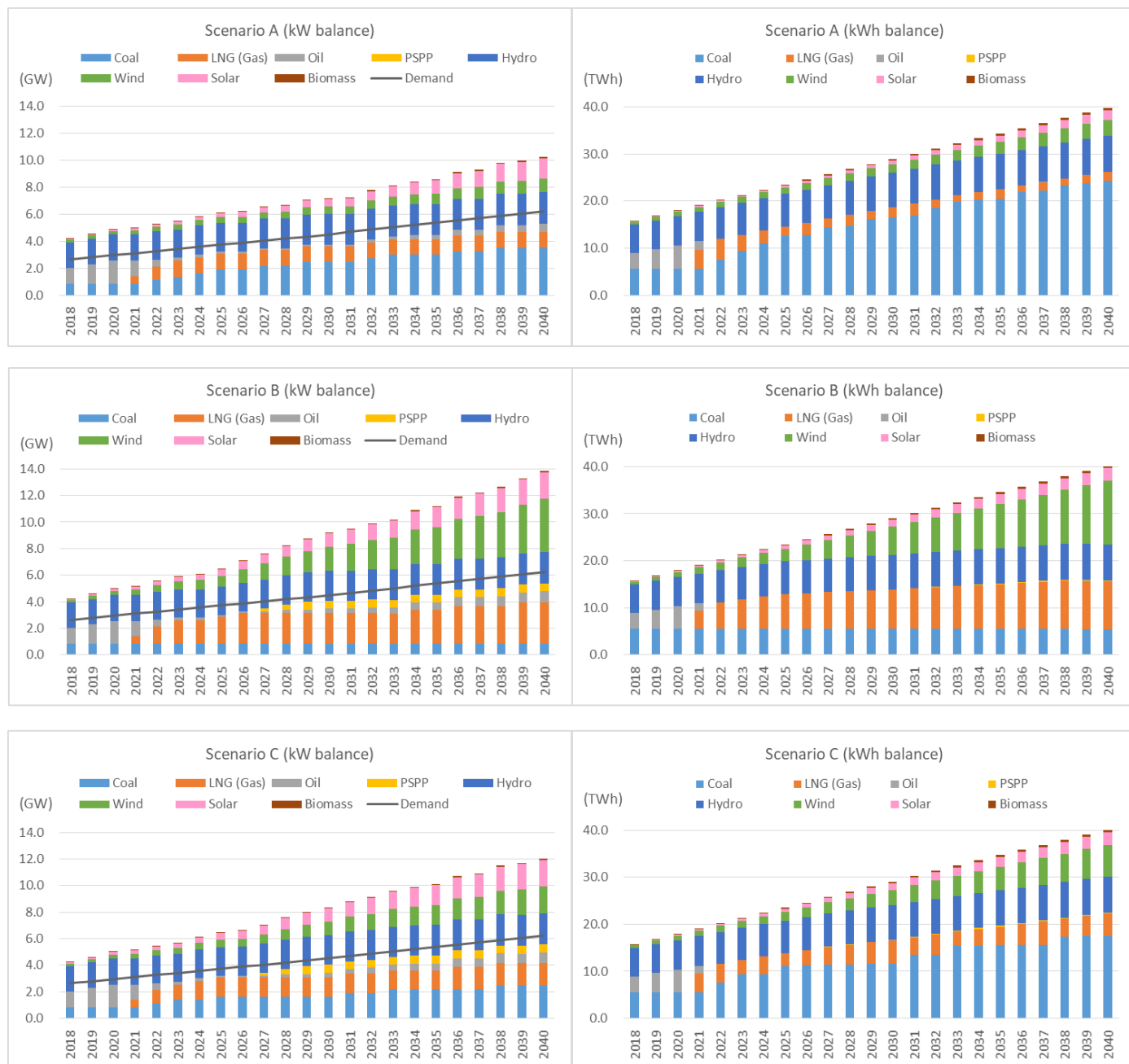
(出典：JICA 調査団)

図 0-5 各シナリオの開発計画案



2020 年までは再生可能エネルギーを除いて、どのシナリオでも同じ計画にしている。なお、2019 年と 2020 年の LNG 火力は、運転開始当初は石油燃料を使用し、2021 年に LNG に燃料転換する。既設設備の廃止計画、燃料転換計画は、どのシナリオでも同じ計画にしている。

各シナリオの設備量年度推移と発電電力量年度推移を以下に示す。



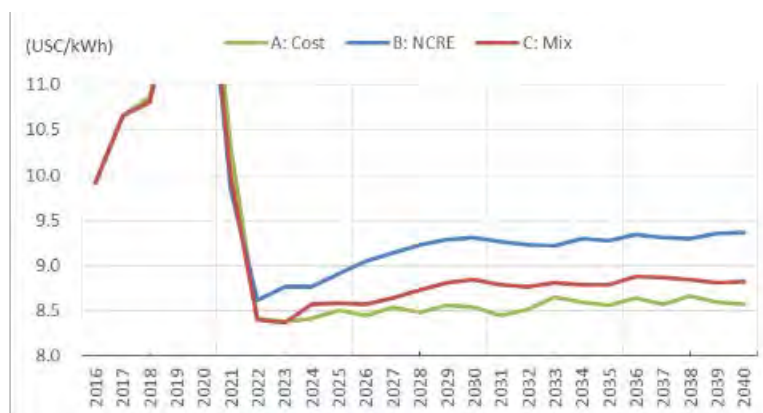
(出典：JICA 調査団)

図 0-6 設備量と発電電力量の比較

再生可能エネルギー（太陽光、風力）の開発量が多い Scenario B では、他のシナリオに比較して全体設備量が多くなっており、最大需要に対して 2 倍以上の設備量となっている。

## (2) 発電原価の比較

各年の発電原価の比較を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

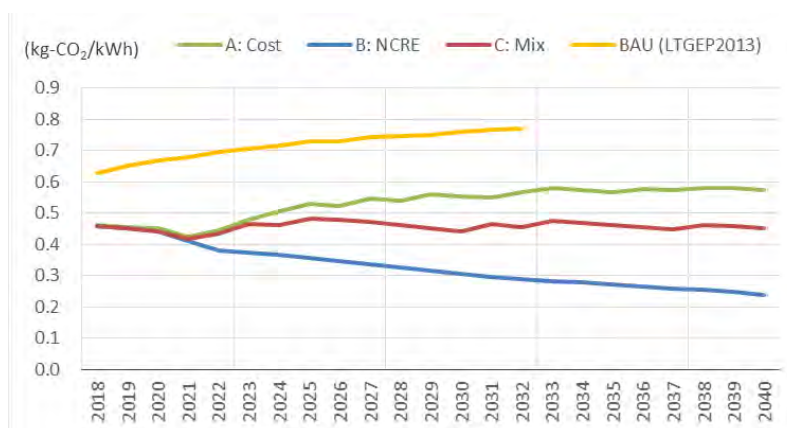
図 0-7 発電原価の比較

石炭火力は発電原価が安いいため、石炭火力の開発に伴って発電原価が安くなる。発電原価の比較を見ると、コストを優先する Scenario A が石炭火力の開発を優先するため最も安く、再生可能エネルギーを優先開発する Scenario B が最も高い。各種電源を組み合わせる Scenario C は Scenario A より若干高い。2022 年以降の原価を 2016 年の原価（平年並みの水力発電量が期待できた場合）と比較すると、すべてのシナリオにおいて安くなるが、特に Scenario A と Scenario C では 1 US\$/kWh 程度安くなる。

なお、2019 年と 2020 年は、新規開発するコンバインドサイクルが石油を燃料として運転するため、13 US\$/kWh 程度の原価になる。

## (3) CO<sub>2</sub> 排出量の比較

各年の CO<sub>2</sub> 排出量の比較を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 0-8 CO<sub>2</sub> 排出量の比較

kWh 当たりの CO<sub>2</sub> 排出量は、2020 年までは再生可能エネルギーの開発に伴って緩やかに減少していき、2020 年には 0.4 kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度まで減少する。再生可能エネルギーを優先開発する Scenario B では、その後も徐々に減少を続け、2040 年には 0.24 kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度に到達する。

一方、コストを優先する Scenario A は、2021 年以降徐々に上昇していき、2040 年には kWh 当たりの CO<sub>2</sub> 排出量が 0.6 kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度になる。

各種電源を組み合わせて開発する Scenario C は両者の中間に位置し、kWh 当たりの CO<sub>2</sub> 排出量は、現状と同レベルで推移する。

2016年9月に Ministry of Mahaweli Development and Environment が提出した Nationally Determined Contributions (NDC) によると、エネルギーセクターでは、温室効果ガス排出量を 2030 年までに成り行き排出量 (BAU) 比で 20%削減すると宣言している。なお、成り行き排出量は 2013 年 10 月に発表された LTGEP2013-2032 に基づいている。すべてのシナリオにおいて、BAU 比で 30% 以上の削減となっており、約束草案に掲げた目標値は十分にクリアしている。

#### (4) 電源構成比率の比較

コストを優先する Scenario A では、石炭火力の構成比率が徐々に増加していき、2040 年には電力量比率で 61%に達する。一方、再生可能エネルギーを優先開発する Scenario B では、石炭火力の構成比率は徐々に減少し、2040 年には電力量比率でも 14%まで減少する。

再生可能エネルギーの構成比率は、どのシナリオでも 2020 年までは設備量比率で 50%程度、電力量比率で 45%程度である。再生可能エネルギーを優先開発する Scenario B では、その後徐々に増加し、2040 年には、設備量比率で 61%、電力量比率で 60%に達する。一方、コストを優先する Scenario A では、2021 年以降、設備量比率はほとんど変化ないが、電力量比率ではわずかに低下し、2040 年には 34%になる。各種燃料を組み合わせて開発する Scenario C は両者の中間に位置し、2040 年における設備量比率では、54%まで増加するが、電力量比率では現状とほぼ同程度である。

### 0.5.3 推奨案

調査団としては、経済性、環境性、エネルギーセキュリティの 3 つの視点を総合的に判断し、Scenario C による開発を推奨する。

## 0.6 送電系統開発計画

### 0.6.1 各電源開発シナリオで必要となる送電線

現在、CEB の長期送電開発計画 (Long Term Transmission Development Plan 2015-2024) において、2020 年までに完成予定の 400kV および 220kV 送電線を以下に示す。

- ・ Nadukuda-Mannar-New Anuradhapura 間 220kV 送電線 2 回線
- ・ New Habarana-Veyangoda 間 220kV 送電線 2 回線
- ・ Veyangoda-Kirindiwela 間 220kV 送電線 2 回線
- ・ Kirindiwela-Padukka 間 400kV 設計送電線 2 回線 (当初は 220kV で運用)
- ・ Kotmale-New Polpitiya 間 220kV 送電線 2 回線
- ・ New Polpitiya-Padukka-Pannipitiya 間 220kV 送電線 2 回線
- ・ New Polpitiya-Hambantota 間 220kV 送電線 2 回線
- ・ Kerawalapitiya-Port-Wellawatta 間 220kV 地中送電線 1 回線
- ・ Kelanitissa-Port 間 220kV 地中送電線 1 回線
- ・ Pannipitiya-Wellawatta 間 220kV 地中送電線 1 回線
- ・ Port-Port City 間 220kV 地中送電線 2 回線

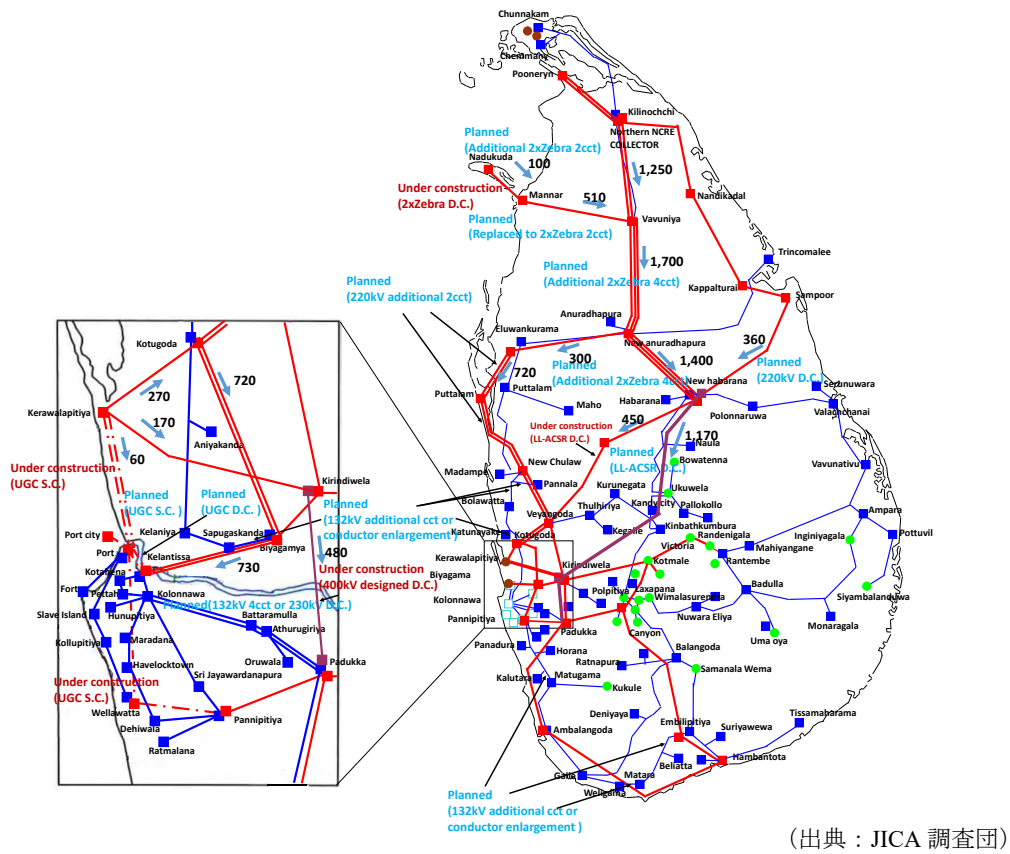
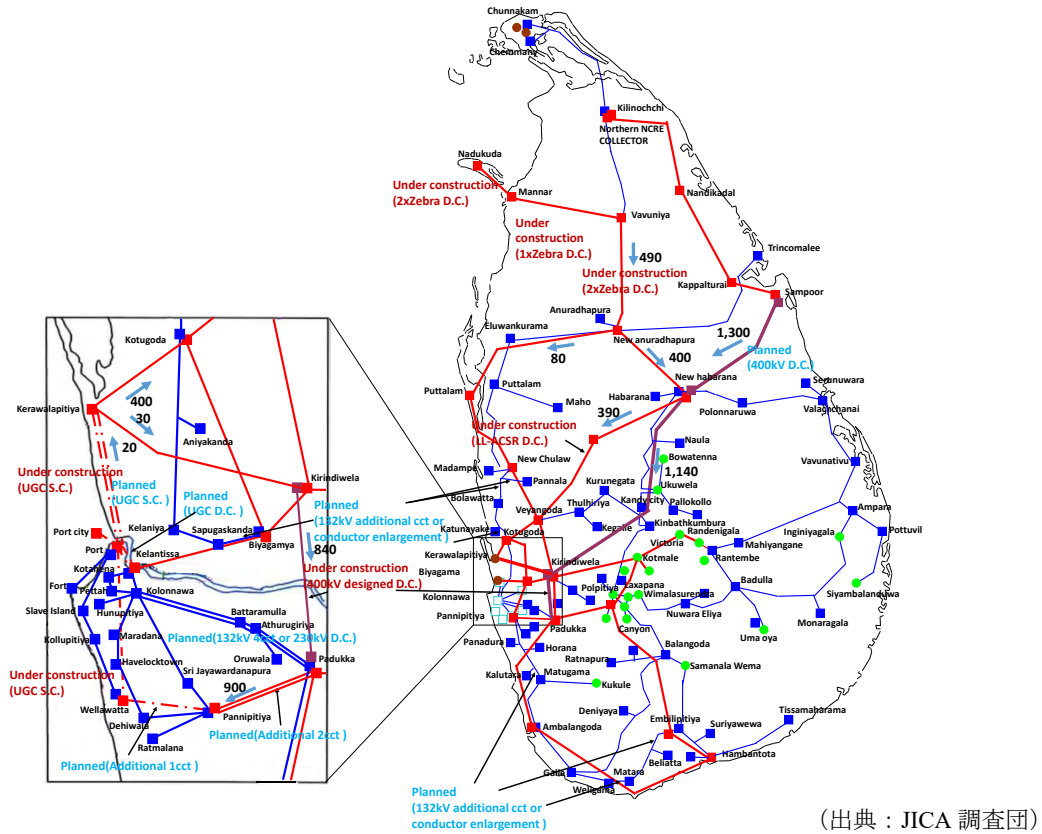
上記の送電線はすべての電源開発シナリオにおいて必要な送電線である。これらに加えて、2040 年までに各電源開発シナリオで必要となる送電線を以下に示す。

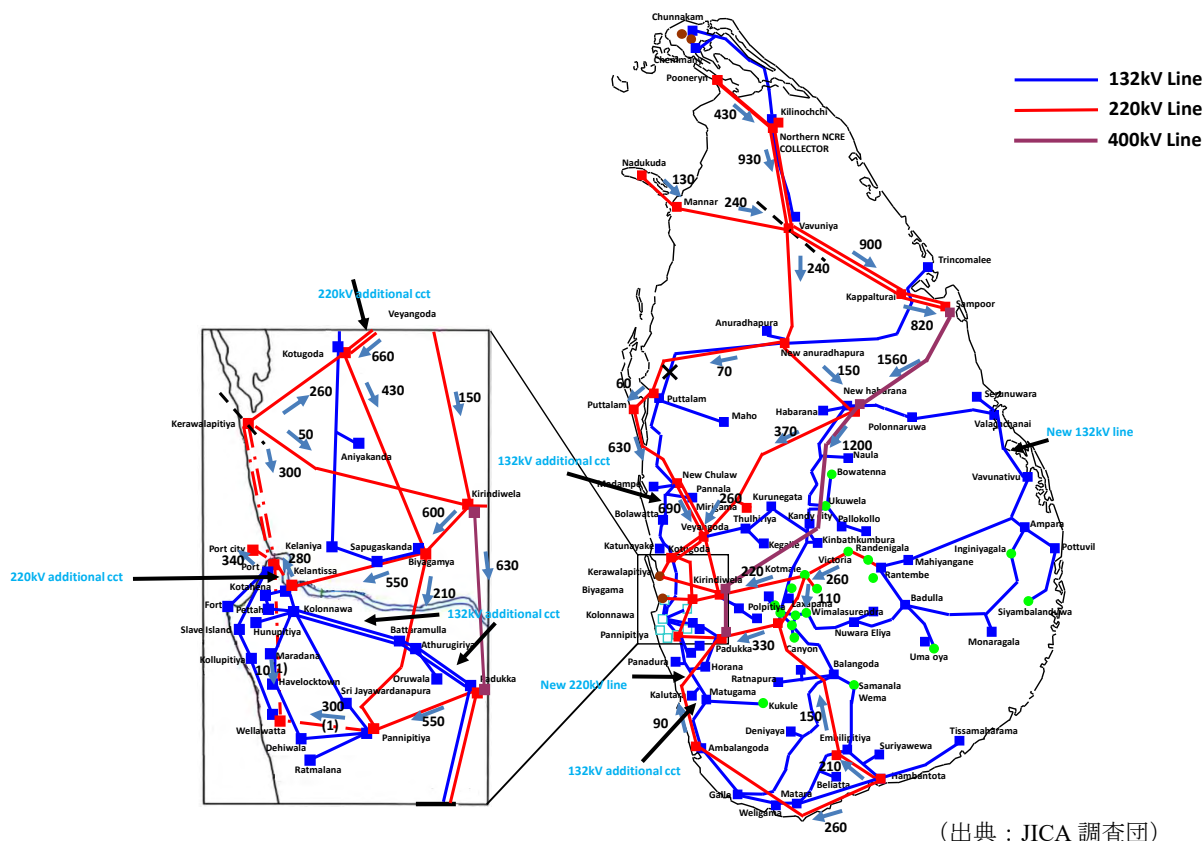
表 0-6 各電源開発シナリオで必要となる送電線

	Length (km)	Scenario A	Scenario B	Scenario C
400kV Sampoor-New Habarana	95	Y (2 cct)	N	Y (2 cct)
400kV New Habarana-Kirindiwela	165	Y (2 cct)	Y (2 cct)	Y (2 cct)
400kV transmission line (2 cct) total length		260km	165km	260km
220kV Sampoor-New Habarana	95	N	Y (2 cct)	N
220kV Kerawalapitiya-Kirindiwela	30	Y (2 cct)	Y (2 cct)	Y (2 cct)
220kV Pooneryn-Northern NCRE collector	30	N	Y (4 cct)	Y (2 cct)
220kV Northern NCRE collector-Sampoor	180	Y (2 cct)	Y (2 cct)	N
220kV Northern NCRE collector- Vavuniya	75	N	Y (4 cct)	Y (4 cct)
220kV Vavuniya-Sampoor	100	N	N	Y (4 cct)
220kV Vavuniya-New Anuradhapura-New Habarana	105	N	Y (4 cct)	N
220kV New Anuradhapura -Puttalam-New Chulaw	174	N	Y (2 cct)	N
220kV New Chulaw-Veyangoda-Kotugoda	60	N	Y (2 cct)	Y (2 cct)
220kV Biyagama-Kelantissa	12.5	N	Y (2 cct)	N
220kV Padukka-Ambalangoda-Hambantota	220	Y (2 cct)	Y (2 cct)	Y (2 cct)
220kV transmission line (2 cct) total length		430km	1,192km	690km
220kV Kerawalapitiya-Port (UG)	13.5	Y (1 cct)	Y (1 cct)	Y (1 cct)

(出典：JICA 調査団)

シナリオ B の系統では、400kV 送電線の建設距離が 95km 少なく済むが、220kV 送電線の建設距離が 500km 程度多く必要になる。シナリオ B とシナリオ C の送電設備建設工事費の差は 2040 年までの合計で USD 170million 程度であり、この期間の平均原価の差は 0.04USC/kWh (0.06LKR/kWh) 程度である。





(出典：JICA 調査団)

図 0-11 2040 年シナリオ C の系統

### 0.6.2 発電機単機出力の最大値

系統定数 10%MW/Hz、周波数変動幅 1.5Hz とした場合、許容される電源脱落量は、総需要の 15%と算出される。スリランカにおける将来の需要想定は、2040 年の最大出力として、6.2GW 程度である。最小出力は、その 4 割程度であることから、2.5GW 程度である。よって、単機最大出力は、2.5GW の 15%として、370MW である。

表 0-7 発電機単機最大出力

項目	値
2040 年の最大出力	6.2GW
2040 年の最小出力	2.5GW
2040 年時点の発電機単機最大出力	370MW

(出典：JICA 調査団)

ただし、軽負荷時に系統容量の 15%以下となるまで出力を低下させる運用をすることで、370MW 以上の発電機導入をする可能性は考えられる。

また、例えば、600MW の発電機を導入し、運転する際には、あわせて、230MW 以上の揚水発電機の運転と組み合わせることで、系統への影響がなく、導入が可能となる。仮に、600MW 運転中に電源脱落した場合には、保護リレーにより、瞬時に揚水モードで運転中の揚水機を遮断することで、周波数低下への影響を回避できる。

## 0.7 配電システムの信頼度向上

CEB の配電各社では、2016 年 1 月から供給信頼度に係る運用実績を評価するための指標である SAIDI の統計を取り始めた。この指標は、需要家一軒当たりの停電時間を示しており、停電時間の低減に向けた取り組みが求められている。この対策としては、事故発生頻度の抑制、事故発生個所の早期発見・早期復旧、無停電による工事の実施などが考えられる。

このうち、少ない投資額で停電時間を減少させる方法としては、事故発生個所の早期発見が、最も効果的である。事故発生区間を早期に発見し、事故区間を分離するシステムは CEB でもすでに導入している。しかし、分離される区間が広範囲なうえ、事故発生個所は主として目視により発見しているため、多くの時間がかかっている。このような現状を踏まえて、より細分化して事故発生区間を区分するシステムを導入するとともに、事故発生個所を早期に発見する機材を配電事業所に配備するのが望ましい。

第 9 章に、日本において採用しているシステムや機材の説明を記載している。日本における経験を踏まえると、これらを導入する効果は非常に高いと考えられるが、スリランカの配電システムにおける効果は判然としないため、まずは地域を限定してパイロットプロジェクトとして導入し、効果が確認できた段階で、全国に展開するのが望ましい。

## 0.8 投資計画及び財務計画への提案

本調査団は、財務状況を改善し、財務的持続性を向上させるための、CEB にとっての選択肢を提案する。なお、提案は電気料金の値上げを伴うことから、事業資産利益率や電気料金の水準を決定している PUCSL との協議が不可欠である。

### (1) 事業資産利益率の増加による送電部門における自己資金の拡大

発電部門は、今後の開発量の多くを IPP に委ねることにより、CEB としては当面の資金調達を回避することが可能であるが、送電部門は、今後も CEB が設備投資を実施していくため、そのための資金を確保する必要がある。現在は、JICA や ADB などの譲許的資金により投資が行われており、金利負担が大きくないため、現行の事業資産利益率 2% でも大きな問題とはなっていない。しかしながら、今後は JICA や ADB などの ODA による資金調達が難しくなってくることが想定される。また、発電所の建設に合わせて、適切な時期に送変電設備の建設を進めていく必要がある。このため、CEB の送電部門は適切な時期に自己資金または一般市中銀行からの融資による資金により、設備投資を実施していくことが求められる。

CEB は、電力需要の増加に伴い送電設備への資本投資を拡大することが求められている。しかしながら、変電所や送電線を含む、送電設備への資本投資に係る借入金による資金調達の増加は、CEB の財務負担を増加させることになるため、CEB は高コストとなる借入金以外の財源を確保する必要がある。但し、現行の事業資産利益率 2% では、設備増強に係る資本投資を賄うのに十分なレベルではないため、自己資金を積み増す必要がある。

自己資金により設備更新に係る資本投資を賄うため、CEB は送電料金に対する適正な利ざやによる自己資金を積み増すことが求められる。上記のシミュレーションに基づく、事業資産利



益率を 3.5%とした場合、設備更新向けの投資を概ね賄うことができ、資本投資のための借入金による資金調達を削減することが可能となる。事業資産利益率を 5%とした場合には、2026 年以降、CEB は自己資金による資本投資を行うことが可能となる。なお、事業資産利益率を 3.5%とするためには現状よりも電力料金を 0.06LKR/kWh 程度上昇させる必要があり、事業資産利益率を 5%とするためには、0.12LKR/kWh 程度上昇させる必要がある。ただし、事業資産利益率を増加させて自己資金を拡大した場合には、当面の電気料金は上昇するが、将来は投資資金の金利負担が減少するため、電気料金の低減が期待できる。

## (2) 渇水により高騰する電力供給コストに対応するための資金の確保

上述の通り、CEB の収益性は、水力発電向けの水不足が生じた際に、高コストの石油火力発電を焚き増すことにより、電力供給コストが高騰する。急激な発電コストの上昇と電力料金の見直しのタイミングにはずれがあり、増加した発電コストを 100%電気料金に反映することは難しいため、CEB は、電力料金と実際の電力供給コストの差分を埋めるための財務上の課題を抱えている。CEB は、実際の電力供給コストが電力料金を上回った場合、事業損失をカバーするための短期借入を行う必要がある。

電力供給コストの高騰、特に、発電用の水不足によるインパクトを回避あるいは軽減するため、渇水によるコストの上昇への対応を行うための利ざやを設定することが求められる。こうした利ざやを確保することで、干ばつが発生した際のコストと電力料金の差によって生じる損失を補てんすることが可能となる。干ばつによる財務へのマイナスの影響を最小化するため、2018～2021 年の期間は 7.5%、それ以降は 3%の利ざやを確保することが望ましい。

ただし、事業資産利益率を増加させる場合には、用途が限定されないため渇水以外への対応資金としても使えてしまうことになる。この点を適正に処理するために、年金引当金などと同様に用途を限定した渇水準備引当金として費用化して積み立て、渇水年において積立金を取り崩す方法も考えられる。

## 0.9 アクションプランとロードマップ

本 MP は以前の MP と大きく異なり、供給コストの最小化を目指しつつも、全世界的な課題である CO<sub>2</sub> 排出量の削減を含めた環境社会面や、電力の安定供給面にも配慮し、各種電源の長所を活かして、それぞれを組み合わせた開発計画を提案している。そのため、これまであまり配慮されてこなかった再生可能エネルギーの大量導入に向けた対応や、LNG 火力の導入に向けた対応など新たに取り組むべき課題が顕在化してきている。今後、本 MP を進めていくにあたり、直面すると想定される課題について、取り組むべきアクションプランとロードマップを提案する。





## 第1章 序 章

### 1.1 プロジェクトの背景

全国の電化率が98%（2014年）に達するスリランカにおいては、近年の経済成長に伴い、販売電力量が年約4%で増加している。また、最大電力需要は2,453MW（2016年）を記録し、2030年には約2倍の4,805MWに達すると想定されている。

この年々増加する需要に対応するために、スリランカでは新たな電源開発に取り組んできたが、既に主要な水力資源はほぼ開発し尽くされており、不足分は主として石油火力発電により賄われているため、発電コストが割高になっている。更なる経済成長が想定されていることに伴い、電源多様化による発電コストの低減や電力供給信頼度の向上等が喫緊の課題となっている。

かかる状況下、スリランカ政府は、最新の技術情報やスリランカを取り巻く諸状況（ガス田開発計画等）を踏まえた現行電力マスタープランのレビュー及び電力マスタープラン策定に必要な諸元（利用可能な技術、コスト等）のアップデートによる、次期電力マスタープラン（目標年：2040年）策定が必要と考え、JICAへ協力を要請した。

### 1.2 業務の目的

本業務は、スリランカの電力セクターにおける各種開発計画の基礎となるデータを分析し、電力需要予測、一次エネルギー分析を実施し、既存電力マスタープランのレビューを行うとともに、全国電力システムの構築に向けた戦略及びそれらを具現化する電力マスタープランを策定することを目的とする。

### 1.3 対象地域

スリランカ全国（主要発電、送配電地域が重点地域）を調査対象とする。

### 1.4 相手国の実施機関

主管官庁：電力・再生エネルギー省（Ministry of Power and Renewable Energy：以下 MPRE）

実施機関：セイロン電力庁（Ceylon Electricity Board：以下 CEB）

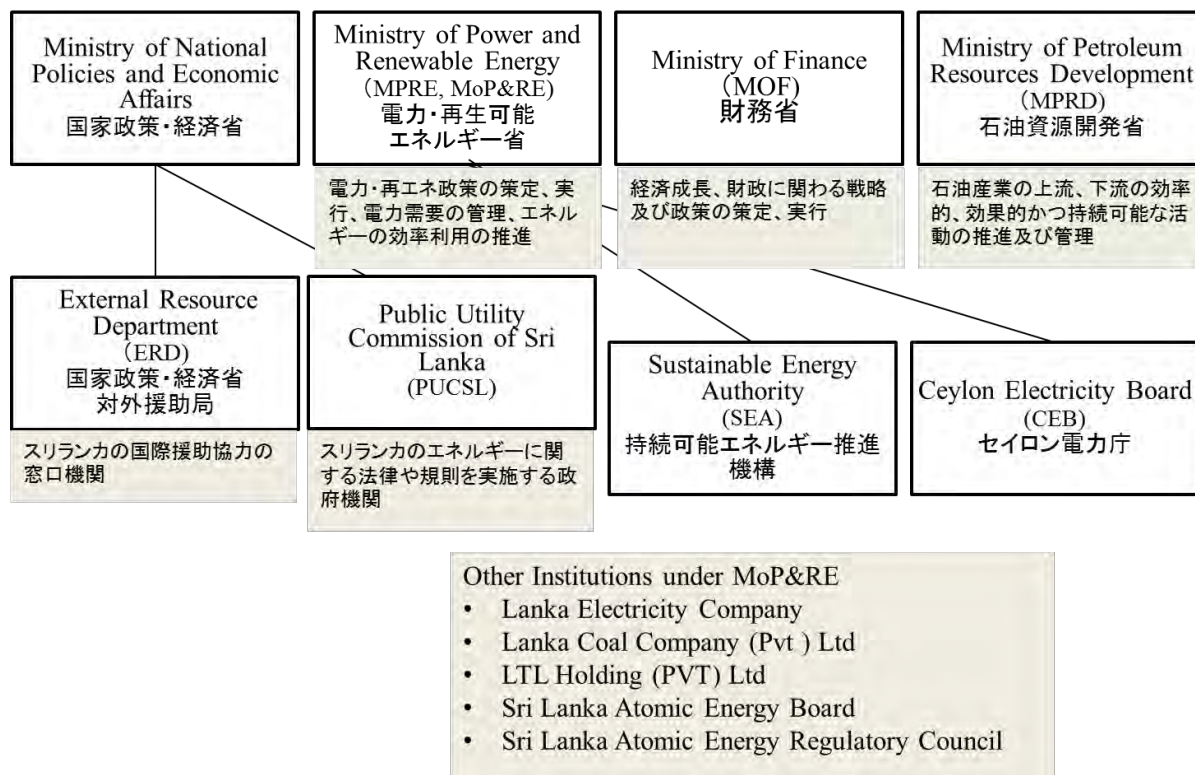
## 第2章 スリランカのエネルギーセクター、電力セクター

### 2.1 エネルギーセクター

スリランカのエネルギーセクターの行政機関、主要な民間企業、そしてそれぞれの組織の役割を簡単に紹介する。ただし、電力セクターの行政機関、企業については、2.2 節にて後述する。近年、省庁の再編が実施されており、エネルギーセクターの省庁の新旧を可能な範囲で整理する。

#### 2.1.1 行政機関

エネルギーセクターで主要な役割を持つのが、Ministry of Power and Renewable Energy 電力・再生可能エネルギー省と Ministry of Petroleum Resources Development 石油資源開発省であり、それぞれの省が傘下に、Affiliated Institutes (付属機関) と呼ばれる組織を従えている。メガポリス西部開発庁 (Ministry of Megapolis and Western Development) は、コロンボの所在する大コロンボ圏を含む西部地域の都市及びインフラ開発を管轄しているが、電源開発やエネルギーセクター需給の計画策定は行わない。



(出典：JICA 調査団)

図 2-1 エネルギーセクターの行政機関の組織体制等

近年、スリランカでは省庁の改編が実施されており、既往調査の結果との照合や管轄官庁の整理のため、改編前後の名称を示す。

表 2-1 スリランカにおける省庁の改編

改訂前	改訂後
Ministry of Environment and Renewable Energy (MOE&RE)	Ministry of Power and Renewable Energy (MPRE)
Ministry of Power and Energy (MOPE)	
Ministry of Petroleum Industries (MOP)	Ministry of Petroleum Resources Development (MPRD)
Ministry of Finance and Planning (MOF&P)	Ministry of National Policies and Economic Affairs
	Ministry of Finance (MOF)

(出典：JICA 調査団)

### (1) Ministry of Power and Renewable Energy 電力・再生可能エネルギー省

電力・再生可能エネルギー省は、コスト効率と環境に配慮した設備容量の追加戦略をはじめ、電力需要の管理とエネルギーの効率利用を最重要課題として、以下の 8 項目に対する責任を負っている。

1. 電力及び再生可能エネルギーに関わる政策立案、同省傘下の組織のプログラム及びプロジェクトの立案、モニタリング、評価
2. 電力資源の管理、規制、活用を行うための適切な政策の立案
3. 水力、熱、石炭、風力による発電に関する調査、計画、モニタリング及び開発
4. 地方電化
5. 省エネルギー実施による需要の管理
6. 再生可能エネルギー開発
7. 同省傘下の組織に関わる事項全般
8. 同省傘下の組織の管理

電力・再生可能エネルギー省は、傘下に以下の 7 組織を有する。

1. Ceylon Electricity Board (CEB) セイロン電力庁
2. Lanka Electricity Company (LECO) ランカ電力会社
3. Lanka Coal Company (Pvt.) Ltd. ランカ石炭会社
4. LTL Holding (Pvt.) Ltd. LTL ホールディングス
5. Sri Lanka Sustainable Energy Authority (SEA) スリランカ持続可能エネルギー局
6. Sri Lanka Atomic Energy Board スリランカ原子力局
7. Sri Lanka Atomic Energy Regulatory Council スリランカ原子力規制委員会

CEB と SEA は、本調査に深く関わっている行政機関であり、その概要を以下に示す。

- ・ CEB は、1969 年 11 月に設立された。発電所において電力を発電して送電し、すべてのカテゴリーの消費者に電力を供給し、料金収入を得ている。

- SEA は、国産のエネルギーを増加しエネルギー効率を改善することにより、エネルギーの生産と使用における持続可能性を導く必要性を実現することを目的として、2007年10月に設立された。SEA の使命は、国産のエネルギー資源を開発し、エネルギー資源を節約するためにすべきことを国内に示すことである。

## (2) Ministry of Petroleum Resources Development 石油資源開発省

2005年8月12日付け Government Extraordinary Gazette No. 1422/22 により、石油産業の上流と下流を分割することの重要性から、石油資源開発省は設立された。石油産業の上流と下流の双方が、スリランカの経済開発に寄与することを最も重要なビジョンに掲げている。国内のエネルギー需要を満たし、最適な方法で石油資源を活用するために、石油産業の上流及び下流の活動を効果的かつ効率的に持続可能な方法で管理することが役割である。以下の 8 の目標を有している。

1. 2030年までに、エネルギーの自給自足を実現する
2. 2030年までに、国内の石油と天然ガスの生産を適正化する
3. 2030年までに、国内に必要な石油製品の精製を国内にて行う
4. 2020年までに、ディーゼル燃料は EURO III、ガソリンは EURO IV まで品質を向上させる
5. 燃料を安全かつ効率的な方法で貯蔵、流通させる
6. プラスチック廃棄物を石油燃料への転換を図り、無計画な処分を最小化する
7. 燃料供給の品質と信頼性を向上させる
8. 省燃料を推進する

石油資源開発省は、傘下に以下の 4 組織<sup>1</sup>を有する。

1. Ceylon Petroleum Corporation (セイロン石油会社)
2. Petroleum Resources Development Company (石油資源開発会社)
3. Ceylon Petroleum Storage Terminal Ltd. (セイロン石油貯蔵ターミナル会社)
4. Petroleum Resources Development Secretariat (石油資源開発局)

現在、最も大きな存在感を示しているのは Ceylon Petroleum Corporation であるが、他の組織も石油の供給・流通において重要な役割を担っている。

以下に電力・再生可能エネルギー省並びに石油資源開発省が管轄するエネルギーセクターの主要な組織について述べる。

<sup>1</sup> () 内は、調査団による抄訳である



**(3) Lanka Coal Company ランカ石炭会社**

2011年に運転を開始した Puttalam 石炭火力発電所の稼働に合わせ、電力・再生可能エネルギー省の傘下に発電所への石炭供給のための組織として設立された。2014年には、300MW級の石炭火力発電所3基に合計1,606.6千トンの石炭を供給した。

**(4) Ceylon Petroleum Corporation (CPC) セイロン石油会社**

1961年に設立され、CPCは石油製品の輸入、精製、流通を行う。CPCは国内唯一の石油精製施設を保有し、一日の処理能力は50,000バレルである。国内の石油製品の増加は著しく、石油製品の販売量は2013年の3,632.6ktから2014年は4,029.1ktへと増加した。

**(5) Ceylon Petroleum Storage Terminals Limited (CPSTL) セイロン石油貯蔵ターミナル会社**

2000年代初頭の石油産業の自由化と後述する Lanka Indian Oil Company の参入により、石油産業の下流の販売事業者間で、貯蔵設備を共有する必要性が生じた。当時、石油産業への3番目となる事業者の参入も期待されていた。現在、所有する国内の石油流通のためのインフラ管理を行う同社にはCPCとLanka Indian Oil Company、財務省の3者が出資している。

**(6) Petroleum Resources Development Secretariat (PRDS) 石油資源開発局**

2003年にPetroleum Resources Act No. 26に基づき、国内の石油採掘活動を管理するために設立された。マナー沖の石油開発への企業誘致では既に成功を収めている。

**(7) Litro Gas Lanka Limited**

1995年に、LPG産業が民営化された際に、Shell Gasが政府所有のガス会社から5年間の利権を取得した。1995年から2000年の5年間、Shell GasはCPCの精製施設から購入並びに輸入したLPGを国内にて販売した。2000年には市場独占は終了したものの、現在も国内の全てのセグメント及びすべての地域でのLPGの販売を行っている。2010年11月に、所有権の全てをShell Gas Lanka (Pvt)から政府に譲渡され、Litro Gas Lanka Limited (LGLL)となった。スリランカは、CPCの精製施設では賄えない需要をLPGの輸入に依存しており、この需要に応えるため、政府はKerawalapitiyaにあるShell所有のLPG貯蔵ターミナルを購入し、Litro Gas Terminal Lanka (Private) Limited (LGTL)に改称した。Litro GasはSapugaskanda、Mabimaにある近代的なLPG充てん設備及び地域最大級の近代的LPGタンカーを所有している。

## 2.1.2 民間企業

大手財閥の一部門でLPGのバリューチェーンをおさえているLAUGFS Gas PLC、インドのIndian Oil Companyの現地法人であるLanka Indian Oil Companyが、現在、スリランカのエネルギーセクターで事業展開中の企業である。新規のLNG基地の開発については、新聞報道によると、英国、インド、米国の企業が、投資庁(Board of Investment)に投資の許認可申請を提出している。

---

**(1) LAUGFS GAS PLC**

1995年に設立された LAUGFS Holdings は、スリランカで最も多角化の進んだコングロマリットで、電力・エネルギー、消費材の小売、産業、サービス、ホスピタリティ、教育等の事業を展開している。LAUGFS Gas PLC は、LAUGFS Holding の一翼を担う企業で、家庭用、産業用、自動車用に利用される LPG の輸入、貯蔵・充てん、流通において重要な役割を担っている。Mabima に、2,500 トンの最新鋭の貯蔵・充てん設備を有し、流通網も国内全土を網羅している。

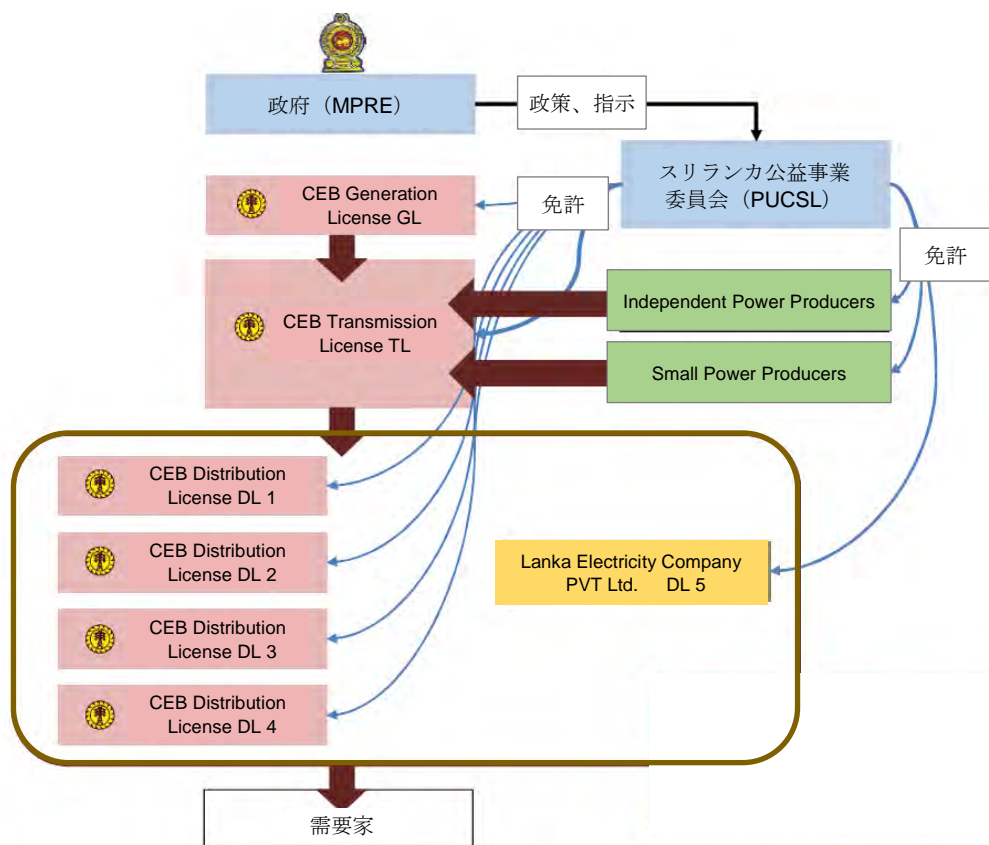
**(2) Lanka Indian Oil Company (LIOC)**

LIOC はインド国営会社 Indian Oil Company の子会社である。スリランカにおいて約 150 のガソリンスタンドを運営し、潤滑油の効率的な供給網を有する。Trincomalee には、年間 18,000 トンの潤滑油配合の供給能力を持つスリランカ最大の石油貯蔵施設を有し、同施設は最先端の燃料・潤滑油試験研究所でもある。

## 2.2 電力セクター

### (1) スリランカの電気事業体制

スリランカ電力セクターの最も特徴的なところは、中立的組織であるスリランカ公益事業委員会（Public Utility Commission of Sri Lanka：以下 PUCSL）が許認可権限者として、事業者に対する事業免許発行、料金承認、技術基準・安全基準策定、消費者保護等の役割を担っている。CEB は、社内に発電・送電・配電の事業部を設置し、PUCSL から事業認可を受けて、それぞれの分掌業務の事業を行っている。



(出典：2<sup>nd</sup> Task Force 2 Meeting on “Advancement of Transmission Systems Interconnections”)

図 2-2 スリランカの電気事業体制

#### (a) Ceylon Electricity Board (CEB) セイロン電力庁

1969年の Act of Parliament no. 17 によりセイロン電力庁が設立された。セイロン電力庁の設立以前までスリランカ政府の電力部が管理していた発送電部門を引き継いでいる。セイロン電力庁は、発電・送電・配電設備を所有し、実務的な電力供給を実施している。



(b) Sri Lanka Sustainable Energy Authority (SEA) スリランカ持続可能エネルギー局

持続可能エネルギー局法 No.35 の制定に伴い、2007 年 10 月にスリランカ持続可能エネルギー局が設立された。持続可能エネルギー局は、スリランカ国における再生可能エネルギーの開発促進、エネルギー効率向上、エネルギーセキュリティの確保に取り組んでいる。

(2) 各組織の役割

(a) 電源開発計画

CEB が 2 年に 1 回計画を策定して PUCSL に提出し、PUCSL は計画の妥当性を審査の後、CEB に対して認可を与える。

(b) 電気料金

CEB が 6 か月ごとに実際にかかった費用を基に必要となる料金を計算して PUCSL に申請し、PUCSL は費用の妥当性を審査の後、CEB に対して認可を与える。CEB の電気料金は全国均一である。ランカ電力会社 (LECO) は、CEB の送電部門から電力を買い取って配電しており、CEB と同一の電気料金を使用している。

(c) 再生可能エネルギー

開発事業者は、PUCSL から発電事業者としての免許を取得するとともに、SEA から各プロジェクトの開発許可を取得し、CEB と Standardized Power Purchase Agreement (SPPA) を取り交わして開発に着手する。10MW 以下の小規模なプロジェクトにおける電力の引き取り価格は、CEB と開発事業者間の協議で決まるのではなく、PUCSL が決定した電源種別ごとの Feed-in-tariff による。

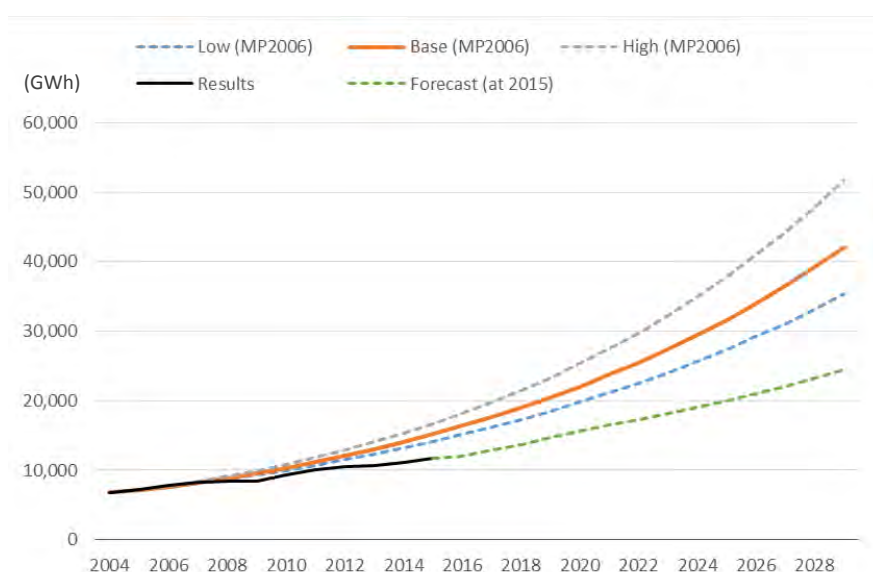
## 第3章 マスタープランの視点と目標

### 3.1 電力セクターの現状

#### 3.1.1 現行マスタープラン（MP2006）の評価

##### (1) 電力需要想定

2006年のマスタープラン策定時における電力需要想定（販売電力量）と、その後の需要実績を以下に示す。

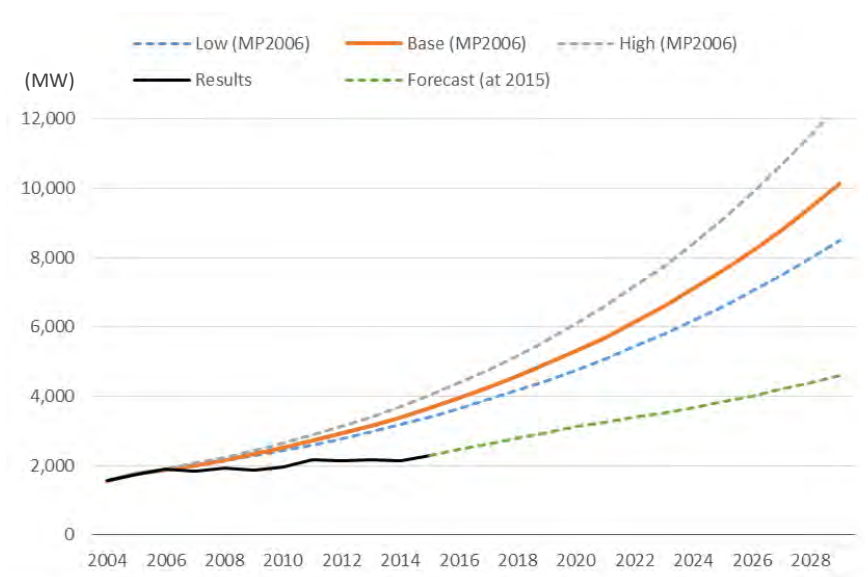


(出典：MP2006 を基に JICA 調査団作成)

図 3-1 MP2006 における電力需要想定（販売電力量）とその後の実績

Base case において、2004年から2029年の25年間の伸びを年率7.7%程度と想定していた。現状と比較すると、実績は想定よりも若干少なめで推移している。

一方、2006年のマスタープラン策定時における電力需要想定（最大電力）と、その後の需要実績を以下に示す。



(出典：MP2006 を基に JICA 調査団作成)

図 3-2 MP2006 における電力需要想定（最大電力）とその後の実績

Base case において、2004 年から 2029 年の 25 年間の伸びを年率 7.5%程度と想定していた。年負荷率は 25 年間一律で 55.2%としており、発電電力量の伸び率もほぼ同様に年率 7.7%程度と想定していた。しかし、2004 年から 2015 年の 11 年間の伸びは年率 3.5%程度であり、現状とは大きく乖離している。

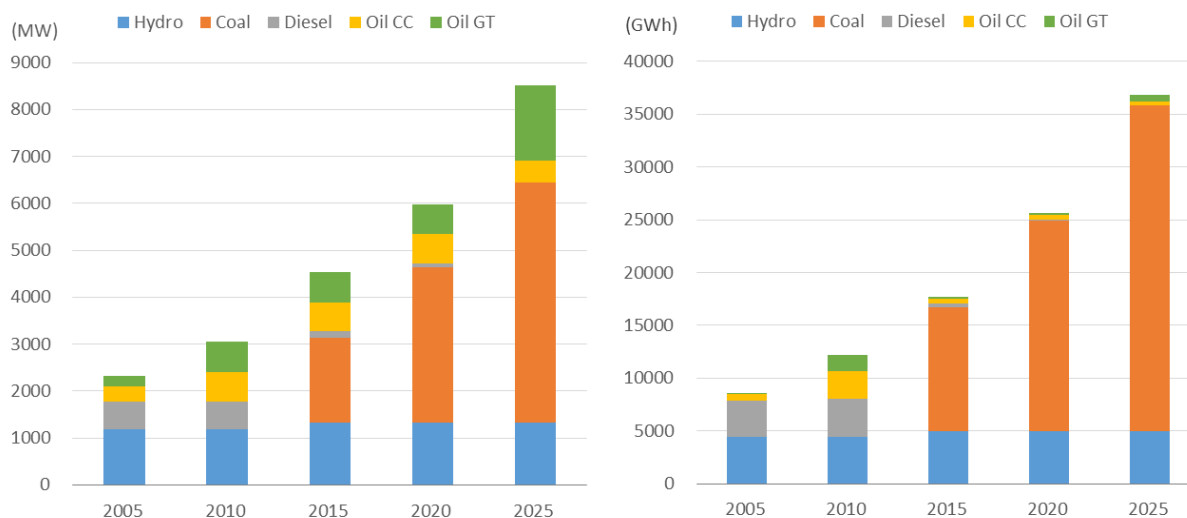
販売電力量の想定と比較すると大きな乖離が生じている。その理由としては、年負荷率の想定を一律で 55.2%と見ていたが、現状では 65%まで増加してきていること、また、送配電ロス率も 2008 年以降 14%程度で推移すると想定していたが、10%まで低下してきていることがあげられる。

## (2) 電源開発計画

以下のシナリオについて提案をしているが、基本的な計画は「大規模火力電源開発シナリオ」に基づいている。

- (a) 大規模火力電源開発シナリオ.....開発電源設備の制約なし
- (b) 大規模火力電源開発ゼロシナリオ.....開発電源設備の制約あり（設備容量 150MW 以下）
- (c) 水力発電促進シナリオ.....有望な水力開発候補地点の開発を促進
- (d) 天然ガス供給シナリオ.....2020 年以降に天然ガスが供給される

なお、再生可能エネルギー発電設備については、プロジェクトとしての経済性もさることながら、開発可能設備容量や発電出力の安定性などの点で懸念があるため、長期電源開発計画における確固とした供給力として計画へ織り込むことは妥当でないと判断し、開発候補電源へ含めないものとしている。



(出典：MP2006 を基に JICA 調査団作成)

図 3-3 MP2006 における電源構成の推移

2015 年における電源構成の比較を以下に示す。

表 3-1 2015 年における電源構成の比較

	Plan (MP2006)				Result			
	Installed capacity		Generated energy		Installed capacity		Generated energy	
	MW	%	GWh	%	MW	%	GWh	%
Hydro	1,335	29%	4,994	28%	1,377	36%	4,904	37%
Oil	1,404	31%	1,009	6%	1,115	29%	2,275	17%
Coal	1,800	40%	11,681	66%	900	23%	4,443	34%
NCRE	0	0%	0	0%	455	12%	1,467	11%
Mini hydro	(0)	(0%)	(0)	(0%)	(307)	(8%)	(1,065)	(8%)
Wind	(0)	(0%)	(0)	(0%)	(127)	(3%)	(343)	(3%)
Other	(0)	(0%)	(0)	(0%)	(21)	(1%)	(59)	(0%)
Total	4,539	100%	17,684	100%	3,847	100%	13,090	100%

(出典：JICA 調査団)

MP2006 における計画では、石炭火力が電源構成の中心となり、設備比率で 40%、発電電力量で 66%を占めることにしていたが、2015 年の実績では、設備比率は 23%、発電電力量で見ると 34%であり、計画の半分程度にとどまっている。一方、MP2006 における計画では全く考慮されていなかった NCRE (Non-Conventional Renewable Energy: 大規模水力を除く再生可能エネルギー) の比率が、発電電力量で 11%程度まで増加してきている。

### 3.1.2 電力セクターの現状

電力セクターの現状は、7.1 節に詳述する。

#### (1) 電源構成

2015 年における電源構成は表 3-1 に示したとおりである。発電電力量の構成比で見ると、小水力を含めた水力の比率が 45%を占めている。

#### (2) 現行電源開発計画

LTGEP 2015-2034 は、2015 年 8 月 6 日に PUCSL に提出された。提出時の原案では、現行 MP の提案通り、石炭火力を中心とした開発計画であった。しかしながら現政権は石炭火力開発に疑問を投げかけ、再生可能エネルギーの開発を優先すべきとの主張をしている。このような状況を踏まえて、PUCSL は提出時の原案の見直しを CEB に指示し、CEB は一部修正案を再提出し、2016 年 9 月 15 日に承認されている。最も大きな修正点は、2020 年に TPCL (Trincomalee Power Company Limited) が計画していた 250MW x 2 基の石炭火力の開発を取りやめ、その代わりに、2019 年に 300MW の天然ガス火力をコロombo周辺に計画したことである。

修正版 LTGEP 2015-2034 における 2034 年の電源構成を以下に示す。

表 3-2 修正版長期計画における 2034 年の電源構成

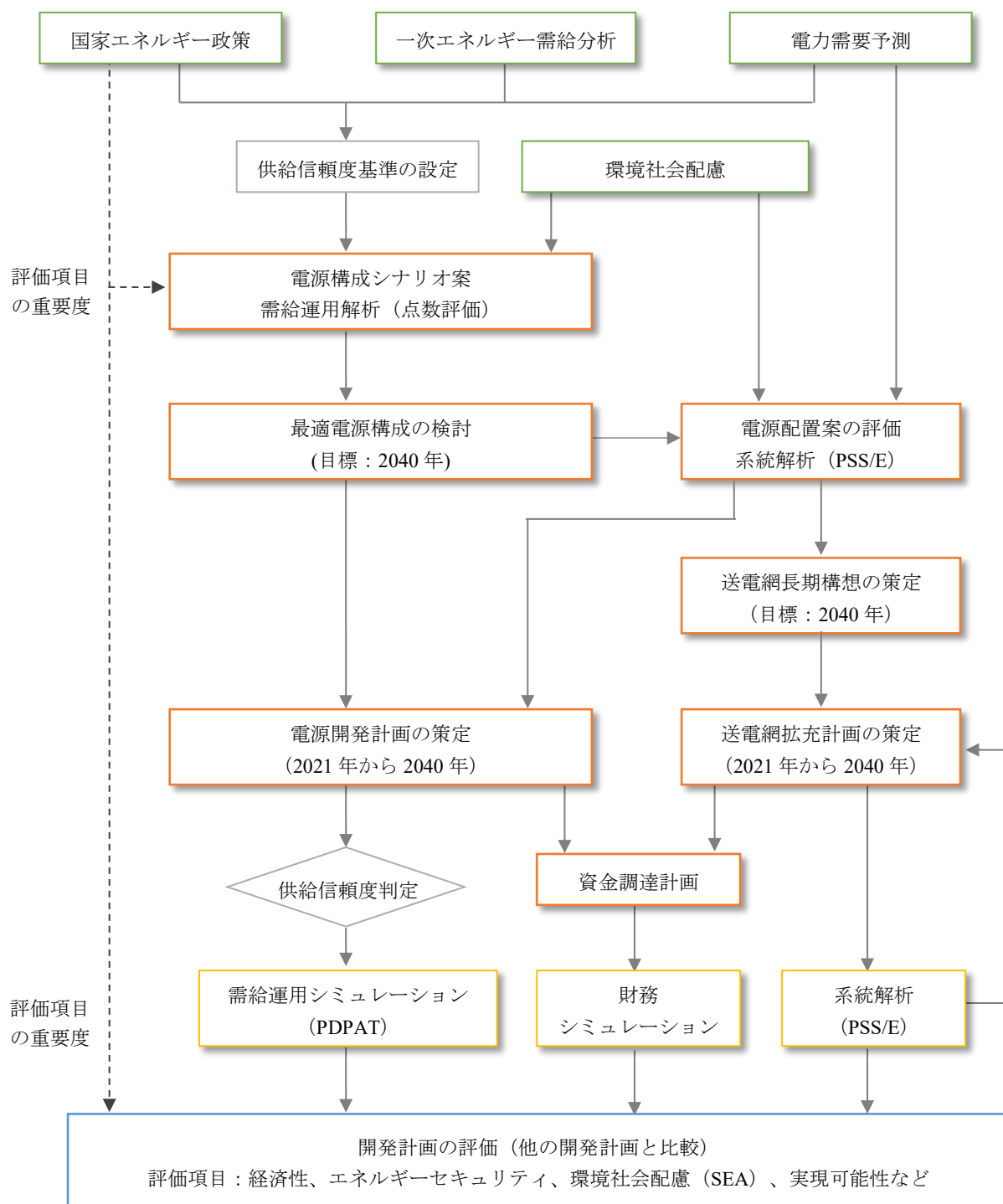
	Installed Capacity (MW)		Generated Energy (GWh)	
	Capacity	Percentage	Energy	Percentage
Hydro	2,176	25.3%	5,608	16.1%
Coal	3,200	37.2%	18,489	53.0%
LNG (Gas)	1,200	14.0%	4,070	11.7%
Oil	132	1.5%	14	0.0%
NCRE	1,884	21.9%	6,735	19.3%
Mini-hydro	(673)			
Wind	(719)			
Solar	(226)			
Biomass	(266)			
Total	8,592		34,916	

注：Hydro には揚水式水力 600MW を含む。

(出典：修正版 LTGEP 2015-2034 を基に JICA 調査団作成)

### 3.2 目指すべき方向性

電力マスタープラン策定に関する概略の手法を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 3-4 電力マスタープラン策定のフローチャート

最初に外部要因である、国家政策、一次エネルギー需給分析、電力需要予測、環境社会配慮を踏まえて、目標年度（2040年）の電源構成シナリオ案を作成する。その上、シミュレーションを実施して、各電源構成シナリオ案について評価項目ごとの評価点を計算する。最終的に各電源構成シナリオ案について、評価項目の重みを考慮して、定量的に比較して目標年度における最適電源構成を策定する。

包括的な電力マスタープランを策定する際には以下に示す様な項目に配慮する必要がある。しかしながら、これらの項目はお互いにトレードオフの関係になるものもあり、どの項目に重点をおくかは、国家エネルギー政策などの非常に上位な政策における意思を踏まえて決定する。

- 経済性（供給原価の低減）
- 供給信頼度（許容する年間供給力不足時間、供給不能電力量など）
- エネルギーセキュリティ（供給の安定性、供給原価の安定性）
- 環境社会配慮（開発地点ごとの環境影響度評価基準、温室効果ガス排出量）

この最適電源構成案を基に、電源配置案を評価し、送電網の長期構想を策定する。目標年における最適電源構成と送電網の構想が策定できたら、現在から目標年に至る各年の電源開発計画と送電網拡充計画を策定する。その際に、各発電所や送電線について、開発地域住民の合意形成、適切な開発リードタイム、資金の調達などの実現可能性を考慮する。

## 第4章 一次エネルギー

### 4.1 一次エネルギーに関する政策

2008年に、当時の電力・エネルギー省（MINISTRY OF POWER and ENERGY）は、「スリランカ国家エネルギー政策・戦略」を公表した。同政策では、以下の9つの柱を基本項目として掲げている。

表 4-1 スリランカ国家エネルギー政策・戦略における9つの基本項目

項目	
1. 基本的なエネルギーニーズの充足	6. エネルギーセクターの経営管理能力の強化
2. エネルギーセキュリティの確保	7. 需要家の保護と平等な競争機会の確保
3. エネルギーの効率的利用	8. エネルギーサービスの質の向上
4. 国産資源の推進	9. エネルギー施設による環境悪影響の保護
5. 適切な価格設定戦略の採択	

（出典：電力・再生可能エネルギー省）

これら9つの基本項目を実施するための戦略を、項目単位で策定している。また、エネルギーセクターの戦略の実行にあたっての、目標値、マイルストーン、責任所在の組織を明示している。以下に、9つの基本項目の主要な点を記す。

1. 基本的なエネルギーニーズの充足
  - ・ エネルギーは国民の基本的なニーズの充足、生活水準の向上、有益な経済活動の機会を与えるため、経済活動にとって可能な限り低コストで適切かつ継続に供給する。
2. エネルギーセキュリティの確保
  - ・ 国内のエネルギー資源を多様化し、将来のエネルギーミックスを適切にする。
3. エネルギーの効率的利用
  - ・ エネルギー供給システムを効率的に運営・管理し、効率的な活用と省エネルギーを実施する。
4. 国産資源の推進
  - ・ 経済面、環境面、社会面の制約を解決するために、国産のエネルギー資源を適切なレベルで開発し、国外のエネルギー資源への依存を最小化する。
5. 適切な価格設定戦略の採択



- ・ コスト回収、必要な補助金、地域及び世界の市場での国産の製品・サービスの競争力といった主要な要素を鑑みつつ、適切な価格設定戦略を採択する。

6. エネルギーセクターの経営管理能力の強化

- ・ 技術開発とエネルギーセクターのガバナンスの強化を中心に、エネルギーセクターの効果的な開発と経営管理能力を強化するために、あらゆる手段を取る。

7. 需要家の保護と平等な競争機会の確保

- ・ エネルギーセクターの全てのステークホルダーの平等な競争機会の確保とともに、現在と将来の需要家を保護するためのあらゆる手段を取る。

8. エネルギーサービスの質の向上

- ・ エネルギーサービスの質を、実施責任の負担を通じた適切な品質基準と規制の介入によって向上させる。

9. エネルギー施設による環境悪影響の保護

- ・ サブセクターを含む電力と石油セクターの開発と運営によって、環境と社会へ悪影響を及ぼさないよう必要な手続きを実施する。

これらの基本項目と目標、及び到達に対する進捗を可視化するために、以下の 12 の目標値が定められている。

1. 家庭の電化率
2. 家庭への電力価格に対する補助金
3. 燃料の多様化とエネルギーセキュリティの確保
4. 系統電源へ接続する非従来型再生可能エネルギー
5. 電力価格
6. 石油のサブセクターに対する規制と石油製品価格
7. 原油及びガスの採掘
8. 船舶への燃料補給（バンカリング）
9. 供給サイドの省エネルギー
10. 需要サイドの省エネルギー
11. 国家全体でのエネルギーデータベースとエネルギー計画
12. 地方電化

「スリランカ国家エネルギー政策・戦略」は 10 年ごとに改訂され、現在、電力・再生可能エネルギー省が 2018 年の改訂に向けたドラフトを作成中である。2008 年に公表された「スリランカ国家エネルギー政策・戦略」との違いは、2008 年には ENERGY POLICY ELEMENTS として 9 つ

の基本項目が設定されていたが、2018年の改訂では、9つの基本項目が Energy Policy（エネルギー政策）に改称されている。エネルギー政策では、以下の10項目を検討中である。

表 4-2 スリランカ国家エネルギー政策・戦略における10のエネルギー政策

項目	
1. エネルギー政策の確立	6. 環境への配慮
2. 適切な価格にてエネルギーを国家経済に提供	7. 再生可能エネルギー比率の拡大
3. エネルギーへのアクセスの提供	8. エネルギーセクターのガバナンスの強化
4. 自助の確保	9. 将来のエネルギーセクターインフラの確保
5. 省エネルギーの強化	10. イノベーションと起業機会の提供

(出典：電力・再生可能エネルギー省)

また、2015年には、当時の電力・エネルギー省（MINISTRY OF POWER & ENERGY）が、「知識経済へ向けたスリランカエネルギーセクター開発計画 2015-2025」（Sri Lanka Energy sector development plan for a knowledge-based economy 2015-2025）を発表した。同計画では、スリランカの経済発展を支えるための8つの課題、14の目標、8つの強化すべき領域を掲げている。

表 4-3 知識経済へ向けたスリランカエネルギーセクター開発計画 2015-2025 における課題

1. 電力コストの高さ	5. 電力及びエネルギーセクターでの大規模インフラ開発投資の必要性
2. 運輸部門が石油輸入に100%依存	6. 持続不可能な消費傾向
3. 国内での能力・技術・研究開発の不足	7. エネルギー浪費とロス
4. エネルギーセクターの新しい課題に対処できない既存の組織構造	8. 全てのセクターでの需要増加

(出典：電力・再生可能エネルギー省)

これらの課題に対する対処と知識経済を基軸にしたスリランカの発展を支えるために、以下の14の目標を掲げている。

1. 2030年までにエネルギー自給を実現する。
2. 2014年には50%であった再生可能エネルギーによる電力供給を、2020年には60%に増加させ、2030年には再生可能エネルギーと国産のエネルギー資源によって100%の電力を供給する。
3. 発電設備の容量を4,050MWから、2025年までに6,400MWに増強する。
4. 2020年までに、少なくとも1,000MWをマナー沖で開発された国内の資源によって、発電する。
5. 2020年までに、天然ガスとバイオマスによる低コストの火力発電による設備容量を2,000MWまで増加させ、発電コストの低減と電源ミックスの多様化を図る。
6. 2015年までに、全国民に対して、廉価な価格での電力を供給する。
7. 2020年までに、送配電における技術ロス、商業ロスを11%から8%まで低減させる。

8. 省エネルギーとエネルギーの効率的な活用により、エネルギー需要の増加を年 2%に抑える。
9. 2020年までに、効率的な輸送方法や電化等の代替案の導入により、運輸部門のサブセクターでの石油の消費を 5%まで低減する。
10. 2025年までに、石油製品需要に対する精製を全て国内で行う。
11. 2018年までに、ガソリンは EURO IV、ディーゼルは EURO III まで品質を向上させる。
12. 電力と燃料供給の品質と信頼性をさらに強化する。
13. エネルギーセクターへの投資手段を、債券、債務保証、民間活用 (PPP)、その他最新のファイナンス手法を含め拡大する。
14. 2025年までに、エネルギーセクターのカーボンフットプリントを 5%まで削減する。

この目標に到達するため、以下の 8 つの強化領域を定め、それぞれに対する戦略を定めている。

1. 包括的な国家エネルギー戦略の策定
2. グリーンエネルギーを通じたクリーンな未来
3. 国家優先事項としての省エネルギー、エネルギーの有効活用
4. サービスと品質による顧客満足
5. 適切なタイミングでのインフラ開発
6. エネルギーセクターの組織の効率性と優れたガバナンス
7. エネルギーセクターの多様化のための新しいファイナンス手法
8. 新製品開発のための研究開発への投資

## 4.2 電源開発のための一次エネルギー

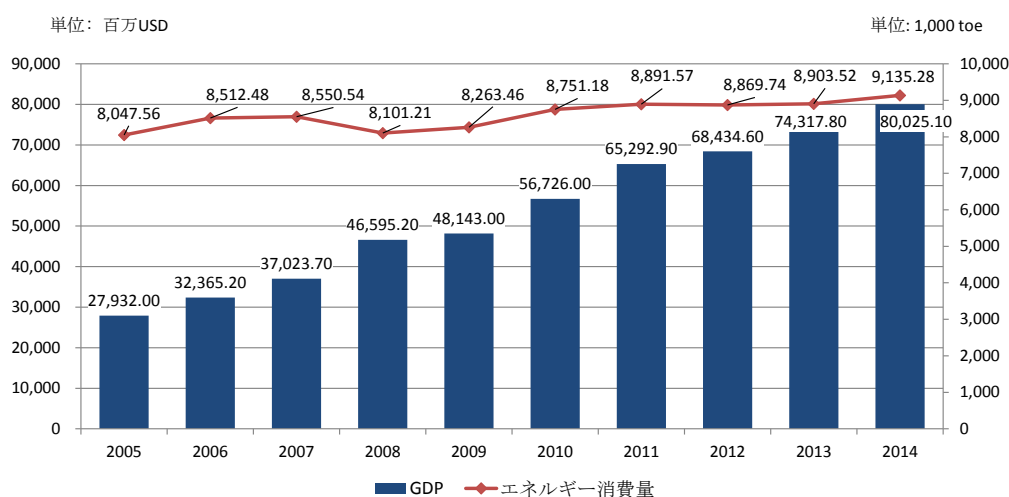
### 4.2.1 一次エネルギー需給実績

#### (1) 需要

スリランカの経済は、2005年から2014年の10年間にGDPベースにて27,932百万USDから80,025百万USDへ約2.9倍の成長を遂げた。スリランカ中央銀行によると、実質国民総所得（Gross National Income : GNI）は、2010年の5,758,104百万スリランカルピーから、2015年には7,817,395百万スリランカルピーへ約1.35倍に増加した。産業別にGNIの成長に着目すると、第一次産業は約1.24倍、第二次産業は約1.32倍、第三次産業は約1.39倍にそれぞれ成長した。中でも、2倍以上の成長を遂げたのが、香辛料作物、芳香作物、薬草、薬用作物の栽培（約2.1倍）、IT産業（約2.1倍）である。

エネルギー消費は2005年から2014年の10年間に、8,047.56千toeから9,135.28千toeへ約1.2倍に増加した。部門別のエネルギー消費構造は、2005年の産業：運輸：民生他の構成比は25:26:49から、2014年には26:29:45に変化した。エネルギー消費に占める運輸部門の比率が拡大し、民生・他部門の比率が縮小している。2005年から2014年のエネルギー消費のGDP弾性値は、0.4でエネルギー需要が経済成長率を下回って増加した状況を示している。部門別の一次エネルギーの消費量は、産業部門は2,004.07千toeから2,363.42千toeの約1.2倍、運輸部門は2,093.45千toeから2,686.25千toeの約1.3倍に成長、民生他部門は3,950.04千toeから4,085.61千toeのほぼ横ばいであった。

スリランカ政府の前政権は、海運、航空、商業、知識、エネルギーの5つのハブ戦略プラス観光ハブを掲げ、GNIベースでも前述のIT産業、金融、観光産業が高成長を遂げた。これらの高成長産業は、何れもエネルギー多消費型産業ではないサービス業のため、民生他部門のエネルギー消費量の増加は約3%程度にとどまっている。運輸部門のエネルギー消費の増加には、海運のハブとしての海運業の発展による船舶用燃料の需要の増加と自動車の普及によるガソリンの需要の増加が寄与している。船舶用燃料の消費は10年間で約10倍、ガソリンの消費は約1.8倍に、自動車の登録台数は2007年から2014年の7年間に約1.6倍に増加した。



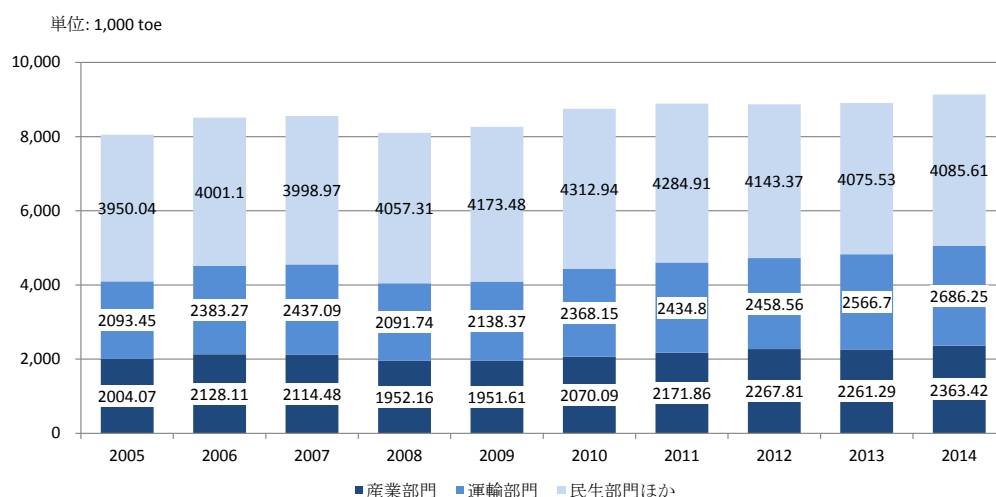
(出典：スリランカ持続可能エネルギー局 Sri Lanka Energy Balance、Oxford Economics)

図 4-1 GDP 成長と一次エネルギー消費量の推移

表 4-4 部門別一次エネルギー消費量 (千 toe)

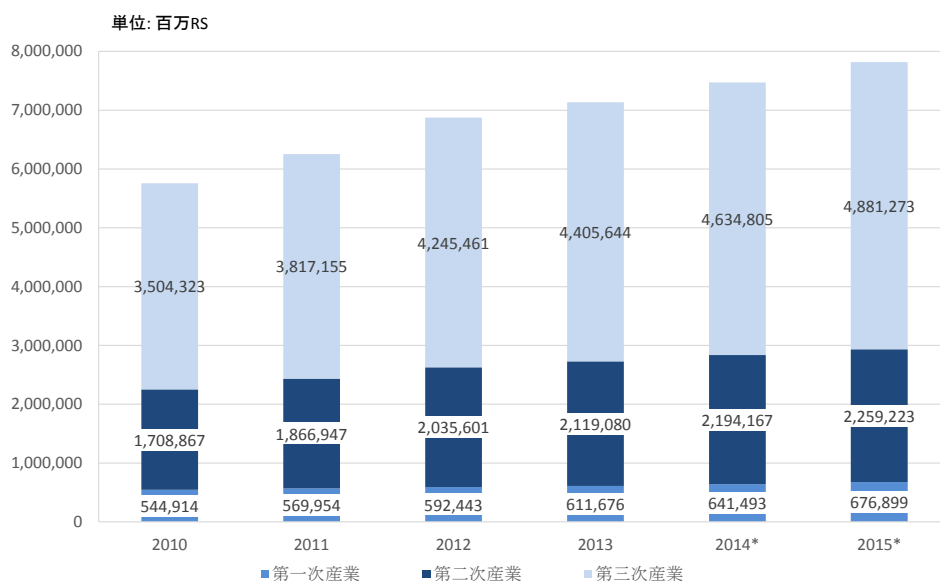
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
産業部門	2,004.07	2,128.11	2,114.48	1,952.16	1,951.61	2,070.09	2,171.86	2,267.81	2,261.29	2,363.42
運輸部門	2,093.45	2,383.27	2,437.09	2,091.74	2,138.37	2,368.15	2,434.80	2,458.56	2,566.70	2,686.25
民生部門他	3,950.04	4,001.10	3,998.97	4,057.31	4,173.48	4,312.94	4,284.91	4,143.37	4,075.53	4,085.61
合計	8,047.56	8,512.48	8,550.54	8,101.21	8,263.46	8,751.18	8,891.57	8,869.74	8,903.52	9,135.28

(出典：スリランカ持続可能エネルギー局 Sri Lanka Energy Balance)



(出典：スリランカ持続可能エネルギー局 Sri Lanka Energy Balance)

図 4-2 部門別一次エネルギー消費量 (千 toe)



(出典：スリランカ中央銀行 Annual Report 2015)

図 4-3 産業別国民総所得の推移<sup>2</sup>

表 4-5 一次エネルギー消費の GDP 弾性値

	GDP		一次エネルギー消費量		エネルギー消費 増加率 /GDP 増加率
	GDP	対前年比	全部門	対前年比	
単位	百万 USD	%	1,000 toe	%	
2004	23,646.5	-	7,324.27	-	-
2005	27,932.0	18.1%	8,047.56	9.9%	0.55
2006	32,365.2	15.9%	8,512.48	5.8%	0.36
2007	37,023.7	14.4%	8,550.54	0.4%	0.03
2008	46,595.2	25.9%	8,101.21	-5.3%	-0.20
2009	48,143.0	3.3%	8,263.46	2.0%	0.61
2010	56,726.0	17.8%	8,751.18	5.9%	0.33
2011	65,292.9	15.1%	8,891.57	1.6%	0.11
2012	68,434.6	4.8%	8,869.74	-0.2%	-0.04
2013	74,317.8	8.6%	8,903.52	0.4%	0.05
2014	80,025.1	7.7%	9,135.28	2.6%	0.34

(出典：スリランカ持続可能エネルギー局、Oxford Economicsのデータをもとに調査団にて作成)

## (2) 供給

エネルギー供給は 2005 年から 2014 年の 10 年間に、981.837 万 toe から 1,163.137 万 toe へ約 1.2 倍に増加した。燃料別のエネルギー供給構造は、2005 年のバイオマス・石油・石炭・水力・再生可能エネルギーの構成比は 47:46:0:7:1 から、2014 年には 42:40:8:8:3 に変化した。石炭及び再生可能エネルギーの増加が顕著であり、石炭は約 15.8 倍、再生可能エネルギーは約 4.2 倍の増加を示している。他方、バイオマス、石油、水力による供給量の増加は約 1.1-1.2 倍に留まってい

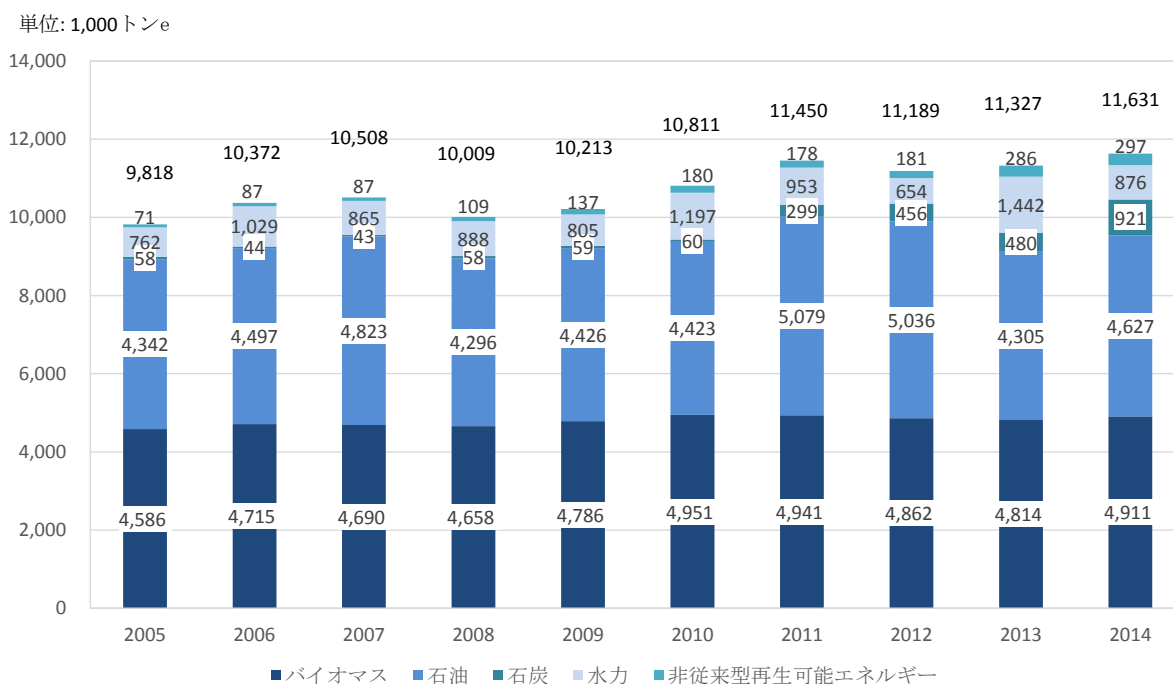
<sup>2</sup> 2014 及び 2015 は予測値

る。石炭によるエネルギー供給の増加は、CEB の Puttalam 石炭火力発電所 (3×300MW) の 2011 年及び 2014 年の運転開始が寄与している。再生可能エネルギーの増加は、2007 年の持続可能エネルギー局 (SEA) の設立、2010 年、2012 年、2014 年には 10MW 級の風力発電所の運転が開始等、徐々に再生可能エネルギーが普及した軌跡が読み取れる。

表 4-6 燃料別エネルギー供給量 (千 toe)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
バイオマス	4,585.89	4,714.55	4,689.66	4,658.46	4,786.25	4,951.10	4,940.51	4,861.69	4,814.33	4,911.25
石油	4,341.53	4,497.24	4,823.46	4,295.81	4,425.94	4,422.93	5,078.92	5,035.79	4,304.53	4,626.84
石炭	58.43	43.82	42.75	57.64	58.67	59.93	299.10	455.99	479.70	920.65
水力	761.52	1,029.46	864.70	888.11	805.34	1,197.24	953.44	654.41	1,442.42	875.93
NCRE	71.00	87.21	87.11	108.98	136.52	179.75	178.36	181.06	285.55	296.70
合計	9,818.37	10,372.28	10,507.68	10,009.00	10,212.72	10,810.95	11,450.33	11,188.94	11,326.53	11,631.37

(出典：スリランカ持続可能エネルギー局 Sri Lanka Energy Balance)



(出典：スリランカ持続可能エネルギー局 Sri Lanka Energy Balance)

図 4-4 燃料別エネルギー供給量(千 toe)

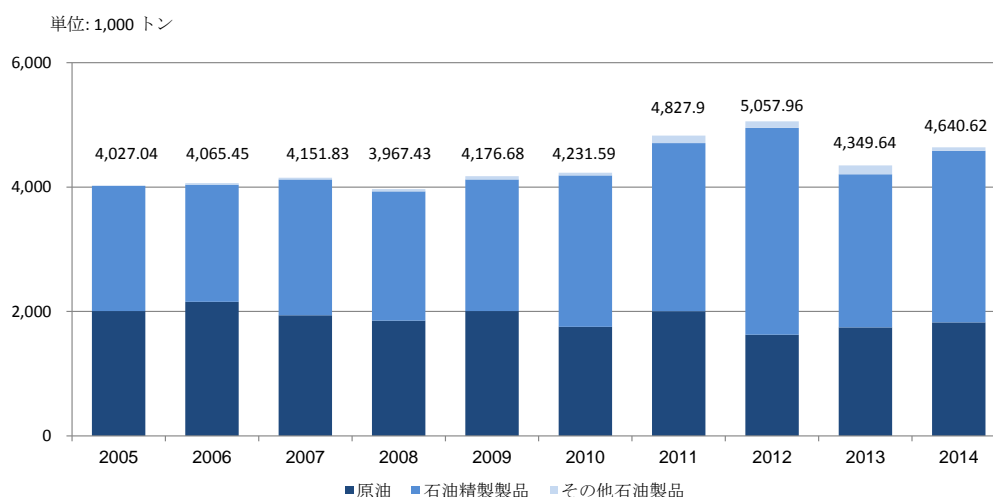
### (3) 輸入港での取扱量、港湾の増強計画

スリランカは、石油及び石油製品、石炭の供給を海外に依存している。国内の石油精製設備は、CPC が Sapugaskanda に保有する 1 ヶ所しかないため、原油として輸入されるのは約 40%で、残りは石油製品として輸入される。コロombo 港の他、Galle 港、Trincomalee 港、Kankasanthura 港がパイプライン設備を有しているが、Galle 港は津波の被害により設備が使用できない。一点係留

設備（single point buoy mooring (SPBM)）は、コロンボ港と同じく西岸の Muthurajawela に整備されている。

スリランカ港湾局等から、港別の取扱量は発表されていないため、スリランカ全体の輸入量を示す。石油及び石油製品の輸入量は、2005 年から 2014 年の 10 年間に、4,027.04 千トンから 4,640.62 千トンへ約 1.2 倍に増加した。原油の輸入量は 2,008.41 千トンから 1,823.99 千トンへ減少している一方で、石油製品の輸入量は 2,009.48 千トンから 2,760.42 千トンへ 1.37 倍に増加した。石炭の輸入量は、2005 年から 2014 年の 10 年間に 92.74 千トンから、1606.60 千トンへ 17 倍以上に増加した。石炭の輸入は、CEB 傘下の Lanka Coal Company (Private)Limited が担っている。

スリランカ港湾局によると、コロンボ港の拡張工事は、2012-2013 年にかけて完了した。南部の Hambantota 港も同様に複数フェーズに分かれて拡張され、水深 17m の港湾開発が進められている<sup>3</sup>。また、ADB<sup>4</sup>は、2016 年に港湾開発マスタープランとコロンボ港と Trincomalee 港の開発計画を支援する技術支援（Technical Assistance）の実施を発表している。LNG ターミナル建設の計画については、4.2.3 節にて言及する。



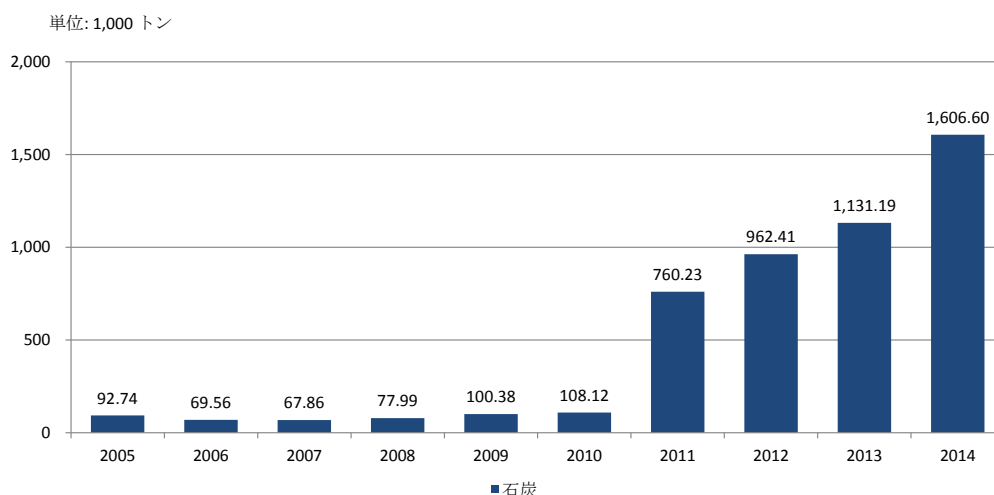
(出典：スリランカ持続可能エネルギー局 Sri Lanka Energy Balance)

図 4-5 石油及び石油製品の輸入量の推移

<sup>3</sup> [http://portcom.slpa.lk/port\\_hambantota.asp?chk=4](http://portcom.slpa.lk/port_hambantota.asp?chk=4)

<sup>4</sup> <https://www.adb.org/projects/50184-001/main#project-pds>



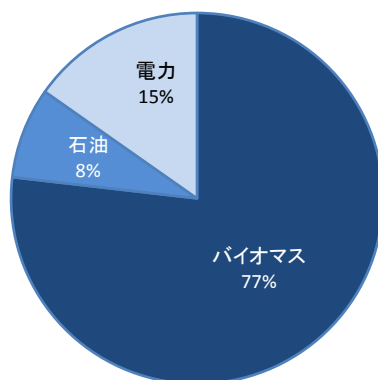


(出典：スリランカ持続可能エネルギー局 Sri Lanka Energy Balance)

図 4-6 石炭の輸入量の推移

#### (4) 都市部における民生用エネルギーの実態

民生部門のエネルギー消費は、バイオマスが約 77%を占め、電力が 15%、石油が 8%と続く。バイオマスは、家庭への主要なエネルギー供給源であるが、自家生産消費の流通経路も含まれるため、持続可能エネルギー局も正確なデータは把握できていない。石油製品の県別の消費量では、Colombo と隣接する Gampaha の需要が 2,376,190kL で約 52%を占める。民生部門は、LPG の消費量では全消費量の約 85%を占める。メガポリス・西部開発省によると、Colombo とその北に位置する Gampaha、Colombo の南に位置する Kalutata からなる西部地域は、スリランカの国土全体の 6%にしか過ぎないが、人口の 29%、GDP の 42%を占める都市圏である。西部地域では、南アジア屈指の高い 100%の電化率を実現している。西部地域は、スリランカの注力する IT 産業や海運業の中心地であり、2030 年には電力供給が逼迫すること、送電網の強化、変電所の建設が Colombo 都市圏を中心に必要であるが、用地の確保が困難になりつつある。



(出典：スリランカ持続可能エネルギー局 Sri Lanka Energy Balance)

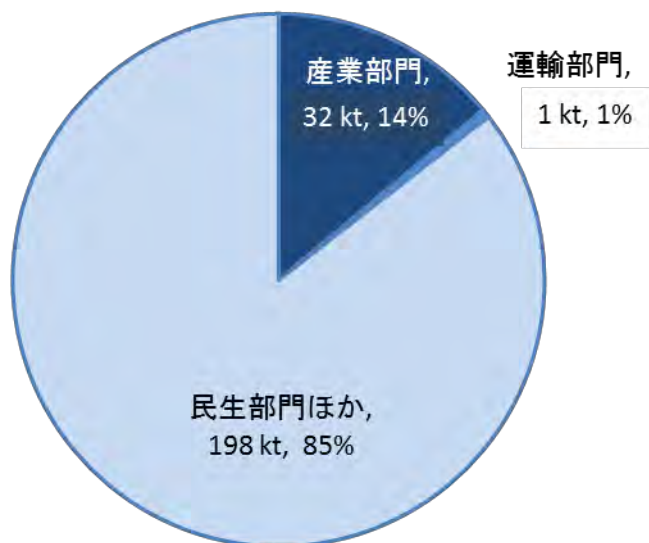
図 4-7 民生部門のエネルギー消費量

表 4-7 地域別の石油製品の需要

単位：kl

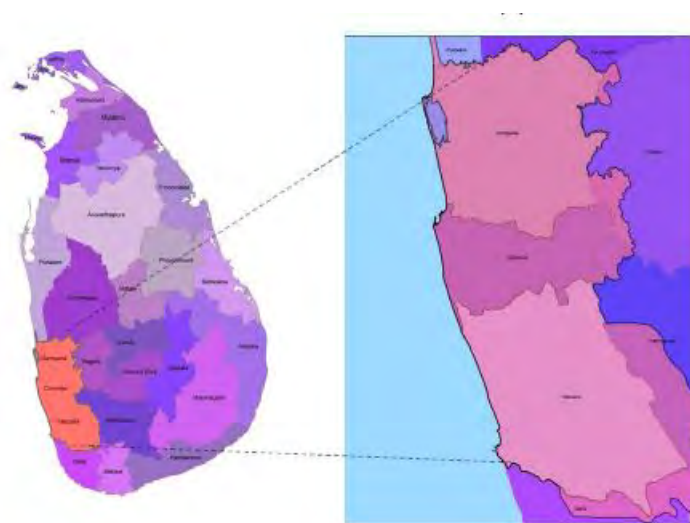
地域	計	地域	計
Kandy	174,258	Kurunegala	251,515
Matale	65,132	Puttalam	146,474
Nuwara Eliya	65,708	Ratnapura	139,368
Batticaloa	46,430	Kegalle	83,462
Ampara	66,660	Galle	139,403
Trincomalee	62,194	Matara	131,980
Anuradhapura	127,044	Hambantota	94,466
Polonnaruwa	61,901	Badulla	82,504
Jaffna	89,894	Moneragala	107,100
Mannar	19,113	Colombo	1,731,295
Mulativu	21,621	Gampaha	644,895
Vavuniya	31,770	Kalutata	173,681
Kilinochchi	19,029	合計	4,570,188

(出典：スリランカ持続可能エネルギー局 Sri Lanka Energy Balance)



(出典：スリランカ持続可能エネルギー局 Sri Lanka Energy Balance)

図 4-8 部門別 LPG 消費量



(出典：スリランカメガポリス・西部開発省 Western Region Megapolis Master Plan)

図 4-9 スリランカ西部地域



(出典：JICA調査団にて撮影)

図 4-10 都市部の様子

## 4.2.2 将来の需要予測

4.2.1 節にて調査した一次エネルギーの需給の実績に加え、将来の需要に影響を与えるマクロ環境の簡易整理を踏まえ、一人当たりの一次エネルギー消費量がスリランカよりも多く、人口も大きな相違がない近隣国であるタイ、マレーシア、ベトナムの一次エネルギーの需要の増加を参考に、産業、運輸、民生の部門別のエネルギー需要を予測する。さらに、将来の需要に影響を与える不確実性（uncertainty）について言及する。

4.2.1 節にて前述のとおり、エネルギー消費は2005年から2014年の10年間に、8,047.56千toeから9,135.28千toeへ約1.2倍に増加した。部門別では、運輸部門の消費量が1.3倍に増加し、3部門で最も増加率が高い。この10年間のエネルギー消費のGDP弾性値は、0.4でエネルギー需要の増加率は、経済成長率を下回っている。マクロ環境は、STEEP<sup>5</sup>と呼ばれる「社会」、「技術」、「経済」、「環境」、「政治」の5つの要素に着目し、以下のように簡単に整理した。

表 4-8 マクロ環境の分析

政治 Politics ＜国内政策＞ ＜外交＞	<ul style="list-style-type: none"> <li>2009年に内戦が終了し、北部、東部の復興、内戦後の民族間の和解が課題ではあるものの治安は安定している</li> <li>2015年1月に政権が交代し、シリセーナ大統領が就任したが、大統領権限を縮小する憲法改正や汚職追及等の改革を既に実現</li> <li>外交は過度の中国依存を見直し、日印中等との均衡の取れた関係構築を目指している</li> </ul>
経済 Economics ＜経済政策＞ ＜GDP成長＞	<ul style="list-style-type: none"> <li>海運、航空、商業、知識、エネルギーの5つのハブ戦略プラス観光ハブを掲げている</li> <li>海運業はアジア、中東・アフリカの中間に位置し、重要な役割を果たしている</li> <li>観光業は、世界遺産やビーチリゾート等恵まれた観光資源を強みに、国内大手及び欧米のホテルチェーンによる建設が進み、観光客は2014年に前年比20%で増加</li> <li>高い教育水準と英語力を生かしたIT産業、金融・会計、アウトソーシング産業も知識ハブとして注目</li> </ul>
社会 Society ＜人口増加＞ ＜ライフスタイルの変化＞	<ul style="list-style-type: none"> <li>現在のスリランカの人口は、約2,067万人で、今後も緩やかな増加が続くことが見込まれる</li> <li>コロンボがある西部に人口の約3割が集中しており、都市部は第3次産業の従事者が多い</li> </ul>
技術 Technology ＜低炭素技術の普及＞	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧米企業が積極的に参入</li> <li>小規模ではあるものの風力、太陽光の導入実績があり、今後も低炭素技術の普及が見込まれる</li> </ul>
環境 Environment ＜低炭素社会への移行＞	<ul style="list-style-type: none"> <li>2007年にスリランカ持続可能エネルギー局が設立</li> <li>CDMのプロジェクトも20件以上実績あり</li> <li>2030年までの削減目標の提出、パリ協定も批准済</li> </ul>

(出典：JICA調査団にて整理、作成)

<sup>5</sup> Society、Technology、Economy、Environment、Politicsを指す。

これらのマクロ環境の動向を踏まえ、タイ、マレーシア、ベトナムの一次エネルギーの需要の増加を参考にして、産業、運輸、民生の部門別のエネルギー需要予測を以下の手法で実施した。経済成長は、Oxford Economics の 2040 年までの名目 GDP 予測値を用いた。CEB が策定する「Long Term Generation Expansion Plan 2015-2034」では、スリランカ中央銀行が発行する Annual Report で発表されている予測成長率が用いられており、本予測との違いである。

一つ目の予測として、GDP の成長に追随して一次エネルギーの需要が増加する「GDP 成長追随ケース」を策定した。これは GDP の前年比成長率と同率で一次エネルギーの需要が増加するという前提である。しかし、2005-2014 年の 10 年間のトレンドを見ると、一次エネルギー消費の GDP 弾性値は 0.4 であり、2015 年の COP21 でも合意された途上国も含めた低炭素社会への移行、スリランカ政府が注力する産業がエネルギー多消費産業ではなく、サービス業中心である経済政策と乖離が生じ得る。

それを受け、二つ目の予測として、GDP の前年比成長率に直近 10 年間の GDP 弾性値を乗じた比率で一次エネルギーの需要が増加する「GDP 弾性考慮ケース」を策定した。その際に、タイ、マレーシア、ベトナムの一人当たり一次エネルギーの消費量が 2013 年のスリランカとほぼ同等であった年から、今回のマスタープラン対象期間と同じ 25 年の前年比増加率を参考にした。ただし、マレーシアはデータ取得が可能であった 1980 年時点の一人当たり一次エネルギーの消費量が 2013 年の数値を上回っていた<sup>6</sup>。ベトナムは、2006 年時点の数値が 2013 年のスリランカと同等であった。タイは、1988 年から 2013 年の 25 年間を参考の対象とした。スリランカはこれらの 3 カ国と比較すると、よりサービス業を中心とした産業構造であり、これら 3 カ国の一次エネルギー需要の年平均成長率を上回る増加となる「GDP 成長追随ケース」の実現は考えにくく、「GDP 弾性考慮ケース」の策定に至った。

なお、両ケースともに、産業部門、運輸部門、民生部門の比率は 2014 年の 25.9%、29.4%、44.7% を踏襲した。海運のハブとしての物流業の発展による運輸部門での需要増は後述する不確実性要素 (uncertainty) として考慮する必要があると考えられる。現時点での定量化は難しいが、ADB が資金供与を示しているコロombo郊外の Panadura-Veyangoda 間の約 70km の電化<sup>7</sup>や電気自動車の普及<sup>8</sup>により、エネルギー供給が化石燃料から電力へシフトする影響は軽微であると推察される。鉄道電化は、5.2.5 節で言及する。

「GDP 成長追随ケース」では、2040 年のエネルギー需要は、産業部門で 16,419.92 千 toe、運輸部門で 18,662.78 千 toe、民生部門で 28,384.87 千 toe、合計 63,467.57 千 toe が見込まれる。「GDP 弾性考慮ケース」では、産業部門で 5,225.63 千 toe、運輸部門で 5,939.42 千 toe、民生部門で 9,033.47 千 toe、合計 20,198.52 千 toe が見込まれる。

<sup>6</sup> 1980 年の一人当たり一次エネルギー消費量は、0.516ktoe である。

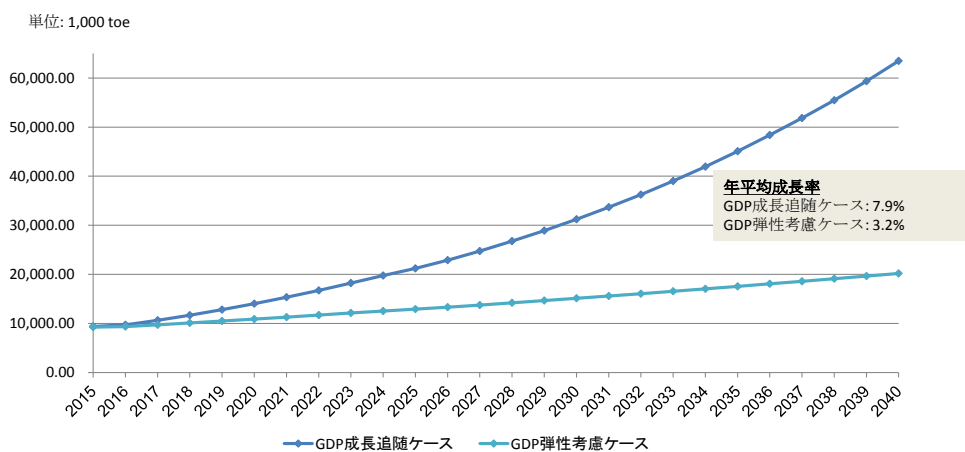
<sup>7</sup> 第 1 次現地調査時の持続可能エネルギー局長との面談によると、運輸部門の電力化は進んでいないとのコメントがあった。

<sup>8</sup> 前述の面談では、省のパイロット事業として充電ステーションの設置を行ったとのコメントがあった。

表 4-9 名目 GDP の予測値 (百万 USD)

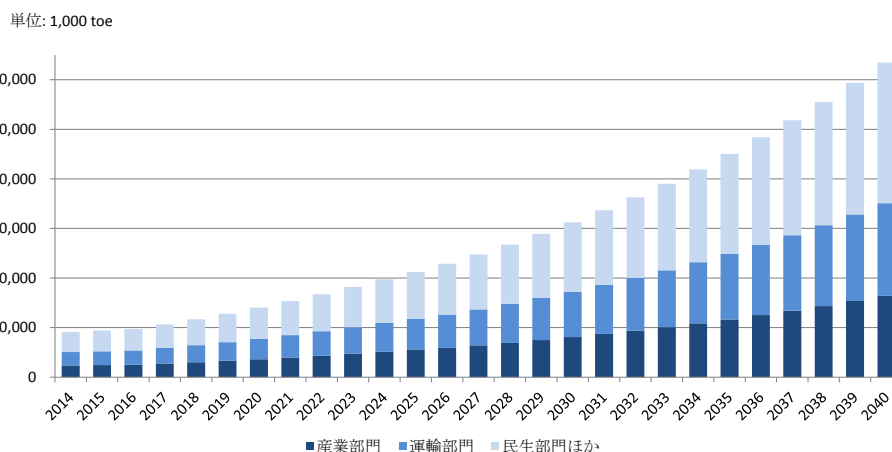
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
名目 GDP	85,222.0	93,262.9	102,243.6	112,091.0	122,781.0	134,317.4	146,653.9
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
名目 GDP	159,655.5	172,951.3	185,954.5	200,475.7	216,847.5	234,434.1	253,223.7
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
名目 GDP	273,382.5	295,032.9	317,599.2	341,668.8	367,314.8	394,662.4	423,784.7
	2037	2038	2039	2040			
名目 GDP	453,986.9	486,026.1	519,994.8	555,976.4			

(出典： Oxford Economics)



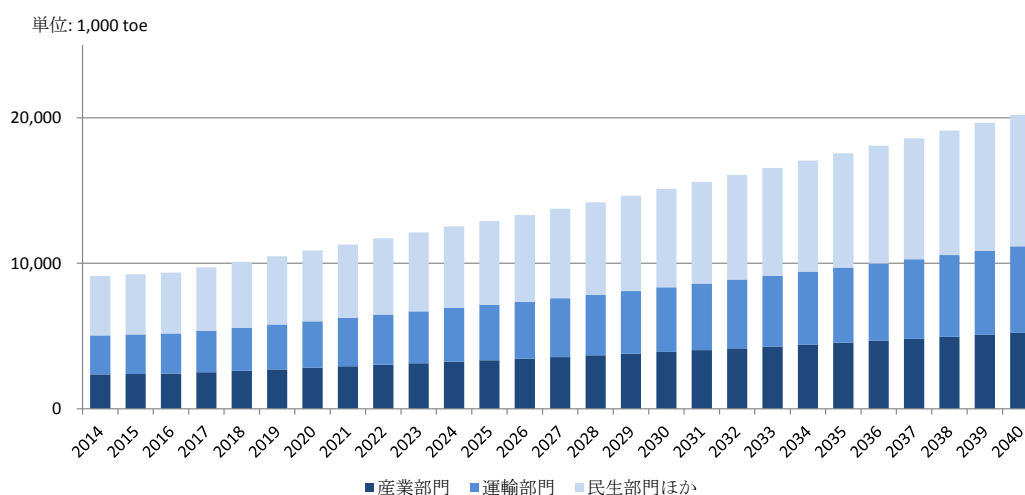
(出典： JICA調査団)

図 4-11 一次エネルギー需要の予測



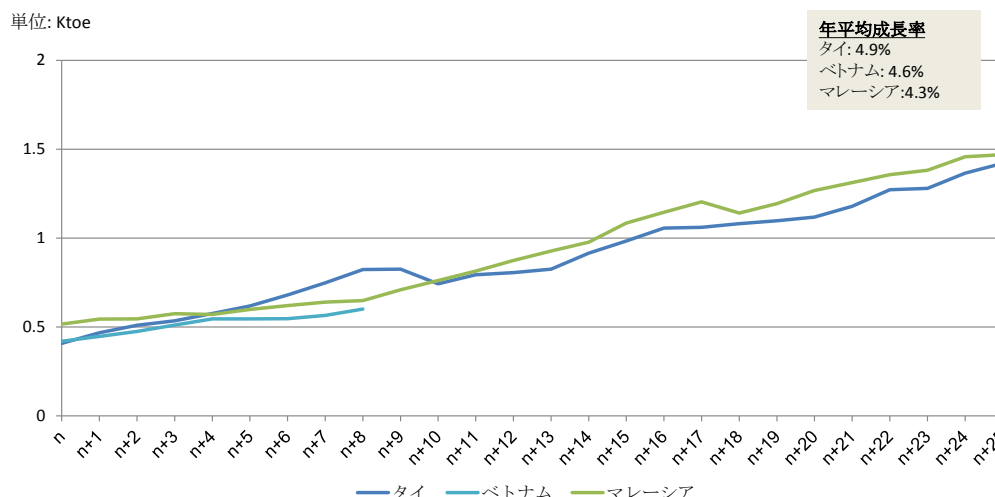
(出典： JICA調査団)

図 4-12 一次エネルギー需要の予測「GDP 成長追随ケース」



(出典：JICA調査団)

図 4-13 一次エネルギー需要の予測「GDP 弾性考慮ケース」



(出典：JICA調査団)

図 4-14 タイ、マレーシア、ベトナムの一人当たりエネルギー消費量増加の推移

中長期のエネルギー需要の予測においては、シナリオプランニングの手法を取り入れ、スリランカ政府あるいはCEBがコントロールできないが、エネルギー需給に顕著な影響を与える不確実性要素 (uncertainty) を事前に把握することが肝要である。

ここで考えられる不確実性要素 (uncertainty) には、輸送コストも含む化石燃料の価格と安定供給の確保、需要量と需要構造の変化、低炭素社会への移行等が挙げられる。燃料価格については、4.2.3 節にて言及する。需要量と需要構造の変化の例として、省エネルギーの実現やデマンドサイドマネジメントの影響が挙げられる。スリランカ持続可能エネルギー局は、「Forecast of Energy Saving Potential and Cost 2014-2039」にて、エアコンや照明、モーター等の高効率化による 2020 年



までの省エネルギー目標を調査している。しかし、省エネルギー活動の実施主体は需要家であり、CEB やスリランカ政府ではないため、不確実性要素（uncertainty）と位置付けられる。

低炭素社会への移行は、世界的な動きかつ、2015 年の COP21 で採択されたパリ協定が翌 2016 年に発効されたことに見て取れるように、今後大きな影響力を及ぼすと考えられる。スリランカ自身も、2010 年を Business As Usual (BAU)として、2030 年までに、温室効果ガスをエネルギーセクターでは自国のみで 4%、国際的な援助があれば 20%、産業、運輸等のエネルギー以外のセクターでは自国のみで 3%、国際的な援助があれば 10%を削減する目標、並びに各セクターでの実現に向けた戦略を UNFCCC へ提出している。また、2015 年 11 月には、OECD 輸出信用部会において、石炭火力発電案件向けの輸出金融に係るセクター了解が合意、発表された。償還期間や規模の条件は付くものの、IDA Eligibility でブレンド国であるスリランカは、300MW 以下の重臨界、500MW 以下の超臨界においても支援を受けることが可能であるが、2019 年 7 月までの規制強化見直し以降については不確実である。欧米の金融機関には、化石燃料からの投資撤退の動きもみられ、このような動きもエネルギー供給の不確実性要素（uncertainty）になりうる。

不確実性要素（uncertainty）は、予測可能性（predictability）と発生した場合のインパクトの大きさに分類し、複数のシナリオを検討することが重要となる。その目的は、ベストシナリオを選択することではなく、不確実性要素（uncertainty）に対する頑強さ（robustness）を検討することである。

#### 4.2.3 化石燃料の輸入可能量と電力用途での使用可能量

スリランカは、化石燃料のうち、石油、石炭は輸入に依存している。天然ガスは、4.3 節にて後述する通り、マナー沖のガス田開発、液化天然ガス（LNG）の導入が検討されている。化石燃料の輸入と電力用途での使用可能量の検討においては、発電用途に限らず産業部門、運輸部門も含めた需要と輸入港の港湾設備、石油精製設備等のインフラの制約も鑑みた検討が必要である。

他方、2000 年代前半から LNG 導入の可能性が検討されてきたが、LNG の輸入、貯蔵、再ガス化のインフラストラクチャーはスリランカでは未だ整備されていない。2016 年 6 月に、スリランカ政府は、インドの National Thermal Power Corporation (NTPC)と CEB が共同で進めていた Sampur の石炭火力発電所新設の計画を撤回し、LNG 火力発電所の可能性を提案した。近年の LNG 導入実現可能性調査<sup>9</sup>の結果では、LNG ターミナル建設の最適な候補地として、既存のコンバインドサイクル火力発電の改修、産業部門及び運輸部門の用途を鑑み、Colombo North Port が挙げられている。LNG 受入基地の様式選定については、後述の 4.3.2 節において議論している。技術、経済性、環境社会配慮の観点を踏まえ、新規の LNG ガス火力発電所の建設場所は、Kerawalapitiya が有力な候補地である。同実現可能調査並びに世界銀行の調査によると、比較的高値の炭素価格を前提

<sup>9</sup> 「Energy Diversification Enhancement Project Phase II Feasibility Study for Introducing LNG to Sri Lanka」  
Oriental Consultants Co., Ltd. (OC), Tokyo Electric Power Service Co., Ltd. (TEPSCO), Consulting Engineers and Architects Associated (Pvt.) Ltd. (CEAA)

条件に置いている、LNG の価格変動を必ずしも正確に反映しきれてはいない等といった課題はあるものの、発電用途だけでは LNG ターミナルの建設コストを吸収できない。LNG ターミナルを配賦した発電コスト、エネルギーセクターミックスの多様化、電力セクターの低炭素化といった検討基準の明示化と優先順位付け及び産業部門、運輸部門との政策連携も必要となるため、CEB の管轄及び電力・再生可能エネルギー省のみでの意思決定領域を超えると考えられる

スリランカ持続可能エネルギー局は、化石燃料の用途別の使用量を発表していないため、IEA の Energy Statistics のデータを用いて、現在の四部門別の消費量、転換、電力用途での使用可能量について言及する。石炭の 93.3%、重油の 74.7%が発電用途に使用されている。ガス、ディーゼル燃料の発電用途の使用量は 13.9%であり、ガス、ディーゼル燃料の主たる用途は運輸部門である。スリランカの国内産業は、農業、サービス業と縫製等の軽工業、組立産業のため、いわゆるエネルギー多消費の重工業との化石燃料の確保の競合が発生する可能性は限定的であると推察される。

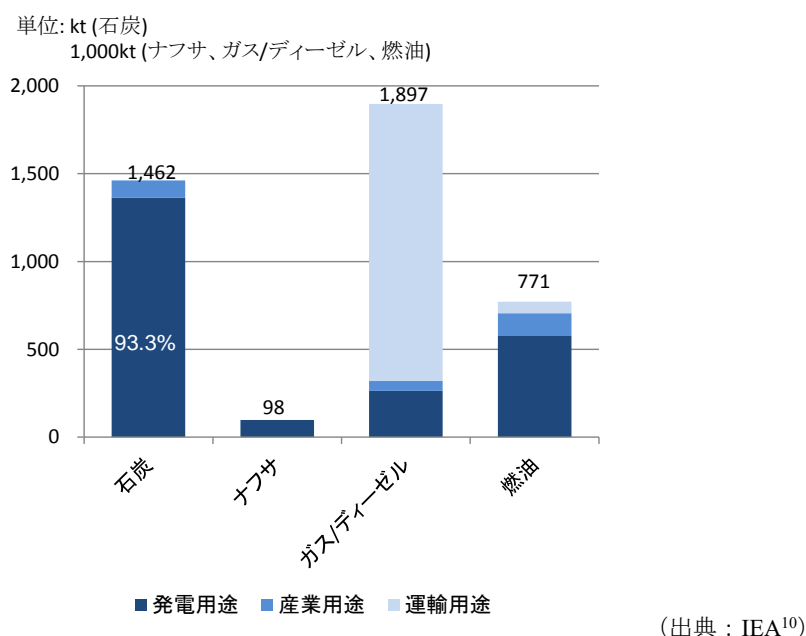


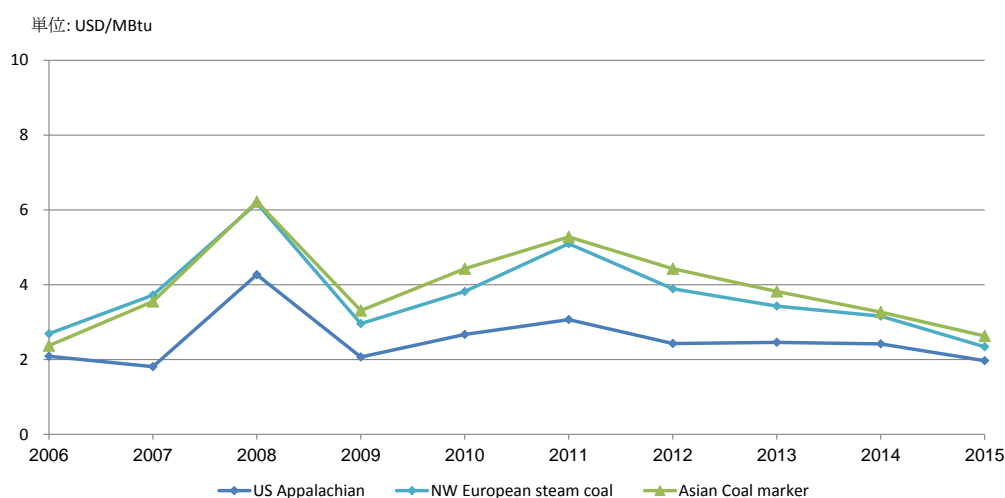
図 4-15 化石燃料の部門別使用量

<sup>10</sup> スリランカ持続可能エネルギー局は、石油及び石油製品の部門別の消費量を発表していないため、IEA のデータを用いた。

#### 4.2.4 各種燃料の価格予測

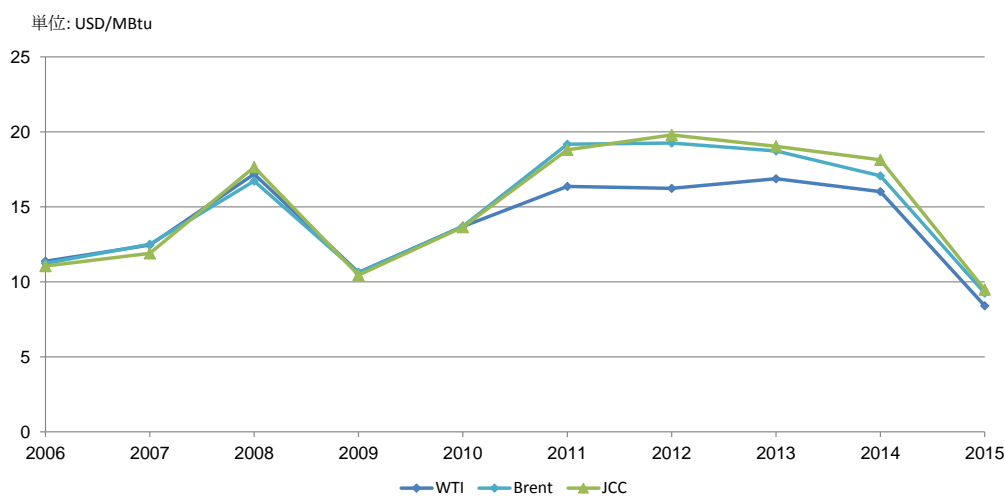
石炭、石油、天然ガス等の価格予測は電力マスタープラン策定上の重要な要因であるが、4.2.2 節で述べたように、燃料価格の変動はスリランカ政府及び CEB にとっては不確実性要素 (uncertainty) である。以下にて、近年の価格変動の動向を整理し、IEA (International Energy Agency) のほか世界銀行の予測を基に、発電所における受け渡し価格を検討する。

日本の LNG 価格を除いては、石炭、石油、天然ガスのいずれも 2011-2012 年以降から下落傾向にあったが、2016 年に入り、アジア市場で発電燃料の価格が高騰している。2016 年 11 月には、スポット価格が LNG では約 1 年ぶり、石炭は 4 年半ぶりに高値を付け、原油価格も上昇している。



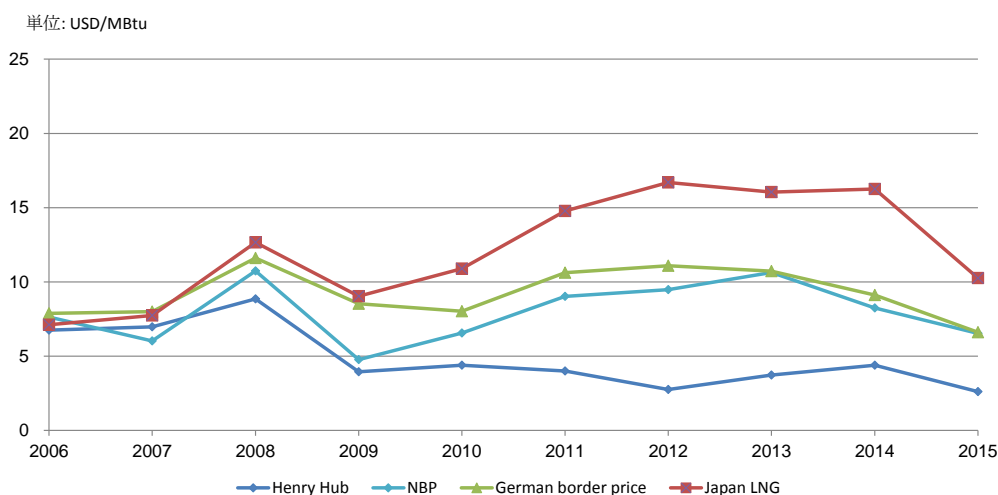
(出典: IEA)

図 4-16 石炭の価格推移



(出典: IEA)

図 4-17 石油の価格推移



(出典: IEA)

図 4-18 天然ガスの価格推移

将来の価格予測は容易ではなく、理論的には「需要を決定する方程式群と供給を決定する方程式群を整備し、価格を介して需給がバランスされる一般均衡モデル (general equilibrium model)」を構築し、異なる前提条件の元での価格の変化をシミュレートするが、モデル構築は大変負荷が高い。また、モデルがあれば価格が予測できるというわけではなく、予測の前提条件となる不確実性要素に関するシナリオを策定の上でモデルを構築し、価格予測シナリオを策定することとなる。本電力マスタープラン策定では、IEA の World Energy Outlook<sup>11</sup>と世界銀行の Commodity Markets Outlook<sup>12</sup>のデータを参照する。この他にも、米国のエネルギー情報局 (Energy Information Administration)、民間の調査会社が価格シナリオを発表あるいは発売している。いずれの機関の発表にも共通するが、長期の見通し (Outlook) の策定には1年以上の時間を要し、発表された見通しにはタイムラグが発生する。また、同じ機関が発表する予測であっても、需給の決定、あるいは需給に影響を与え得る要因の変化によって、前提条件の構成要素が同じであっても、異なる予測価格が算出される。

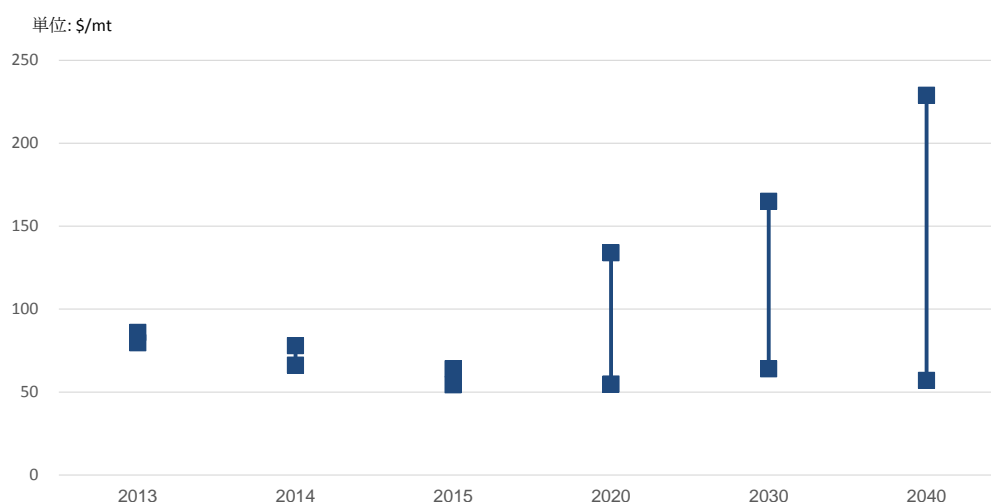
燃料価格は、スリランカ政府あるいは CEB がコントロールできない不確実性要素 (uncertainty) ゆえに、幅を以って価格の予測値を捉えることとなる。2013年から2016年までの IEA World Energy Outlook と世界銀行の Commodity Markets Outlook による予測価格の幅を以下に示す。石炭は、2020年の予測値では世界銀行の 54.8USD/mt が最低値、IEA World Energy Outlook2013 の現行政策シナリオ<sup>13</sup>の 134.0USD/mt が最高値である。2040年の予測値では、IEA World Energy Outlook2016 の 450 シナリオの 57.0 USD/mt が最低値、IEA World Energy Outlook2014 の現行政策シナリオの 229.0 USD/mt が最高値である。石油は、2020年の予測値では世界銀行の 65.6USD/barrel が最低値、IEA World Energy Outlook2013 の現行政策シナリオの 144.0 USD/barrel が最高値である。2040年の予測

<sup>11</sup> IEA の World Energy Outlook の予測値は、2020年、2030年、2040年の予測値である。

<sup>12</sup> 世界銀行の Commodity Markets Outlook の価格予測は、2025年までの予測値である。

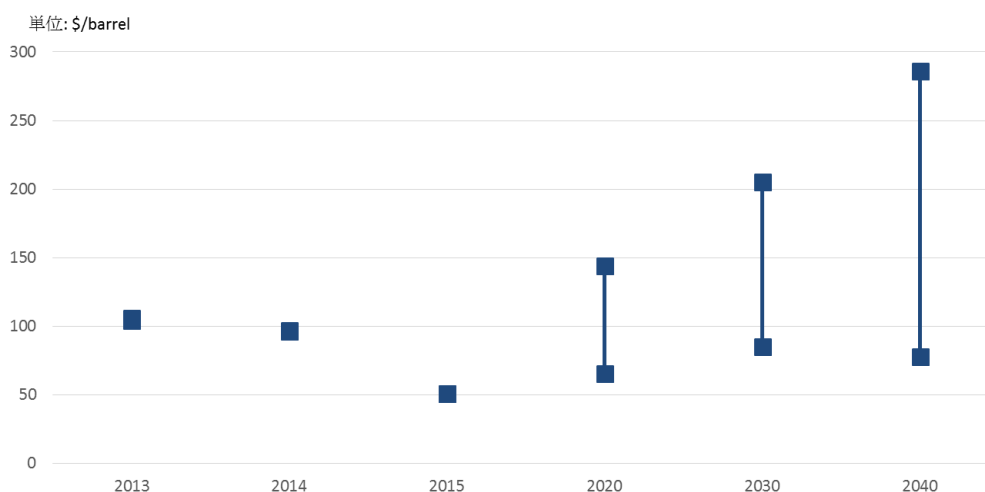
<sup>13</sup> 現行政策シナリオは、他のシナリオのベンチマーク的な位置づけとしていることから、最高値は同数値を下回ることが推察される。

値では、IEA World Energy Outlook2016 の 450 シナリオの 78 USD/barrel が最低値、IEA World Energy Outlook2014 の現行政策シナリオの 286 USD/barrel が最高値である。天然ガスは、IEA、世界銀行ともに、欧州及び米国の天然ガス、日本向 LNG の価格予測値を発表しているが、タンカーでの輸送という類似性を持つ日本向け LNG を参照する。2020 年の予測値では世界銀行の 8.1USD /Mbtu が最低値、IEA World Energy Outlook2013 の現行政策シナリオの 17.7USD/Mbtu が最高値である。2040 年の予測値では、IEA World Energy Outlook2016 の 450 シナリオの 10.9USD/Mbtu が最低値、IEA World Energy Outlook2014 の現行政策シナリオの 31.9USD/Mbtu が最高値である。同一の価格予測モデル、シナリオパラメーターが用いられていても、発表年次によって予測価格に変動が生じる背景には、エネルギー需要に影響を及ぼす経済成長予測の変化、低炭素社会への移行、シェールガスやオイル等の技術の進展がある。また、スリランカはこれらの一次エネルギーを輸入に依存しているため、発電所での受け渡し価格となると、輸送コストも考慮する必要があり、備船や船腹の需給バランス、海上輸送コストの一部である原油価格の変動、為替変動等が輸送コストに影響を及ぼす。



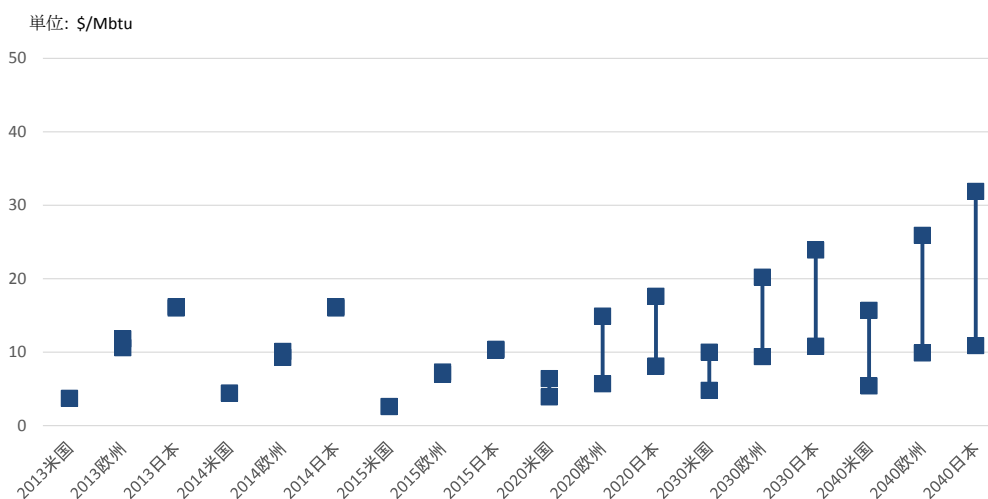
(出典：IEA、WBのデータをもとにJICA調査団にて作成)

図 4-19 石炭の価格予測



(出典：IEA、WBのデータをもとにJICA調査団にて作成)

図 4-20 石油の価格予測



(出典：IEA、WBのデータをもとにJICA調査団にて作成)

図 4-21 天然ガスの価格予測

#### 4.2.5 WEO2016 の燃料価格予測

IEA は、WEO2016 において 2040 年までの燃料価格予測を発表している。この予測値を踏まえてスリランカにおける各種燃料の将来予測を実施する。

##### (1) 各種燃料の価格予測値

WEO2016 では、3 つのシナリオについて燃料価格の予測を行っている。その予測値を以下に示す。

表 4-10 WEO2016 における燃料価格予測

	2015	New Policies Scenario			Current Policies Scenario			450 Scenario		
		2020	2030	2040	2020	2030	2040	2020	2030	2040
Crude oil (USD/barrel)	51	79	111	124	82	127	146	73	85	78
Natural gas (USD/MBtu)	10.3	9.6	11.9	12.4	9.9	13.0	14.4	9.0	10.8	10.9
Steam coal (USD/tonne)	72	78	86	89	79	92	98	73	72	67

注：Natural gas は Japan 向け、Steam coal は Coastal China 向け

(出典：WEO2016, IEA)

New Policies Scenario	各国で自主的な排出ガス規制を実施（中心シナリオ：気温上昇 3.5°C）
Current Policies Scenario	大きな変化を織り込まない（気温上昇 6°C）
450 Scenario	2100 年における気温上昇を産業革命時と比較して 2°C 以内に抑えるため、大気中の温室効果ガス濃度を 450ppm に抑える

##### (2) スリランカにおける各種燃料の将来予測

上記の New Policies Scenario の価格予測における増加率を基に、2040 年の各種燃料価格を計算すると以下の通りとなる。なお、LNG 価格は、上記の予想価格に基づいて試算した。（LNG の取り扱いに伴う費用は、取扱量によって異なってくるため、別途固定費として計算する。）

表 4-11 各種燃料の価格

	燃料価格			換算価格 (USC/Mcal)	
	2015	2040		2015	2040
Auto diesel	124.20	301.98	USD/bbl	8.856	21.533
FO (3%S)	100.20	243.62	USD/bbl	6.509	15.825
FO (2%S)	104.40	253.84	USD/bbl	6.782	16.489
Residual oil	95.20	231.47	USD/bbl	6.184	15.036
Naphtha (local)	93.50	227.33	USD/bbl	7.112	17.291
Naphtha special	108.90	264.78	USD/bbl	8.283	20.139
LNG	--	12.40	USD/MBtu	--	4.920
Gas	--	14.04	USD/MBtu	--	5.571
Coal Puttalam	97.86	120.97	USD/tonne	1.553	1.920
Coal New	89.39	110.50	USD/tonne	1.515	1.873
Coal SC	97.10	120.03	USD/tonne	1.541	1.905

(出典：2015 年の燃料価格は修正版 LTGEP 2015-2034)

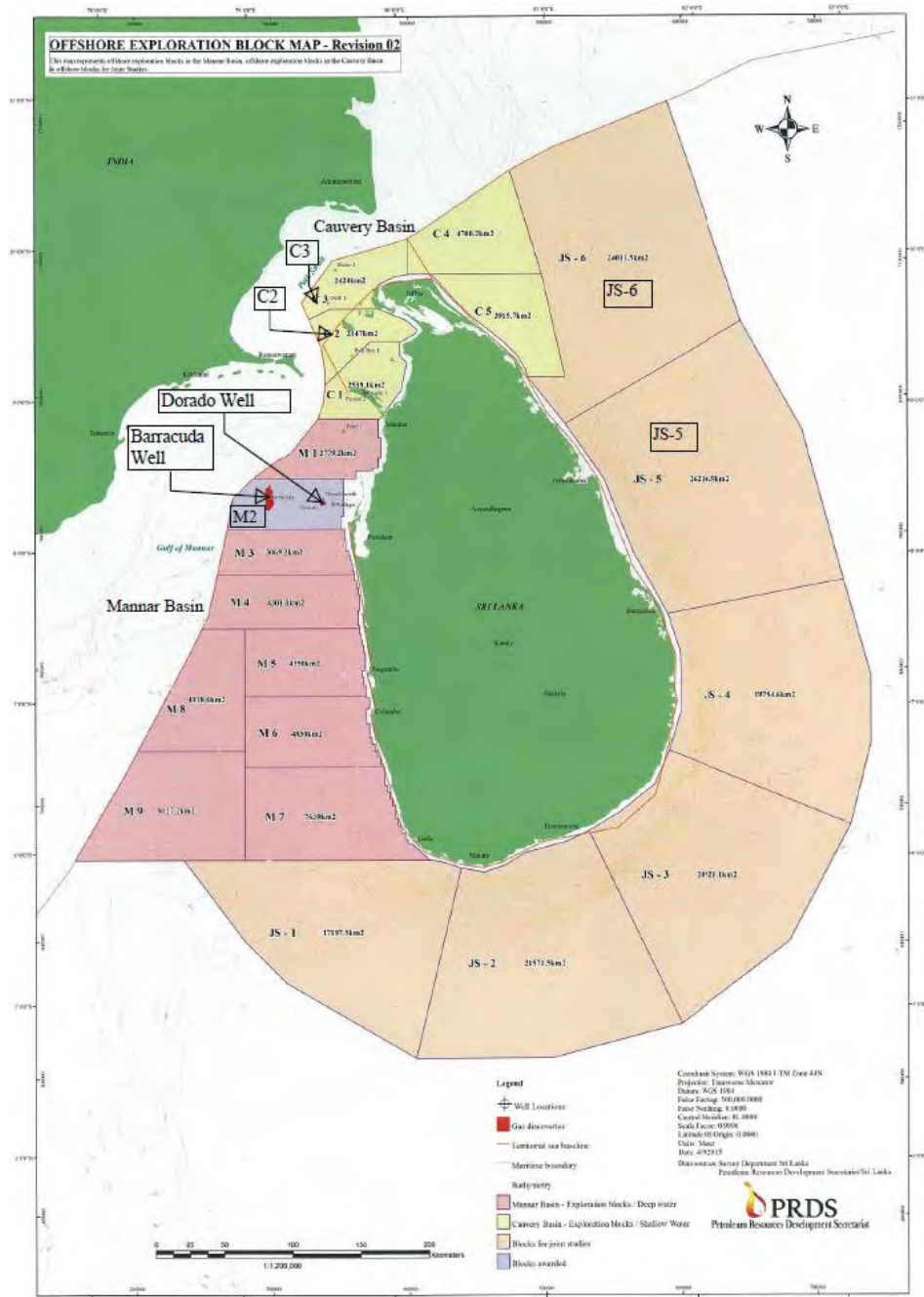
換算価格で比較すれば明らかなように、石炭の価格が最も安く、LNG の価格は国内の燃料取り扱い費を除いて石炭の 2 倍以上、石油の価格は石炭の 8 倍以上になっている。

### 4.3 国産天然ガスと LNG の導入可能性

#### 4.3.1 国産天然ガス

国産エネルギー資源として期待されているマナー沖天然ガス田の開発については、可採埋蔵量、日平均生産量、開発コスト（または燃料生産原価）などを調査し、ガス火力への供給可能性について検討する。

スリランカでは2012年マナー盆地のオフショアブロック M2（旧ケアンブロック）で2つのガス田(Barracuda, Dorado)が発見されている。(図 4-22 参照)



(出典：PRDS)

図 4-22 ガス田の位置



PRDS によると、

“PRDS は、Mannar Basin のオフショアブロック M2（旧ケアンブロック）のこの2つのガス田と見通しを評価し、開発する適切なオペレータを選択するための国際マーケティングキャンペーンを既に発表している。ブロック M2 の新しいライセンスは、2017 年末までに授与される予定である。

そして 2018 年までに 4~6 のガス田を試掘する予定であり、探査プログラムの見直し分析が良好であれば 2018/2019 年にさらに多くのガス田を試掘する考えである。また、これらの確認された埋蔵量の商業化を支援するため、すでに NG（Natural Gas）コンサルタントを募集しており、スリランカの NG 政策を準備中である。

また政府は、適切なビジネスパートナーを見つけて、Cauvery Basin の2つのブロック C2 と C3 の生産分担契約を締結するために、Bonavista に条件付き契約書を既に発行している（2013 入札ラウンド）。見通しがつけば、これらの二つのブロックにおいても同様にいくつかのガス田を試掘する考えである。

一方で、世界的に評価の高い地震企業を通じ、東西沿岸の特定の場所で、2017 年初頭に 2D および 3D 地震調査を実施する準備をしている。一方、石油とガスの探査のために境界を定められた沖合部での空中重力/磁気探査も計画している。これらの高価な調査はすべて、マルチクライアントベースで政府に無料で行われる。PRDS は、このデータを Mannar and Cauvery Basins の残りのブロックについての 2017 年第 4 四半期に暫定的に予定されている次回の国際ライセンスラウンドに利用できるようにする考えである。

さらに、2016 年初頭にはフランスの国際石油会社 Total と共同研究契約を締結し、すでに東海岸のブロック JS5, JS6 を探索する地震探査請負会社を選定している。”

このように国産天然ガス開発については包括的な準備が進められている。

#### (1) 可採埋蔵量

現在確認されている可採埋蔵量は Dorado ガス田の 300 bcf である。（\*1）

尚、Barracuda, Dorado の二箇所のガス田を合わせた埋蔵量は約 2 TCF(約  $5.7 \times 10^{10} \text{m}^3$ )と推定されている。（\*2）

スリランカでは、Mannar basin, Cauvery basin をはじめとして今後予定されている試掘調査により更なる埋蔵量が期待されている。

#### (2) 日平均生産量

現在 Dorado ガス田において天然ガス日平均生産量 70 mscfd（年平均生産量：約 0.5 mtpa）の開発が計画されている。（\*1）

現在確認されている Dorado ガス田の可採埋蔵量は、この日平均生産量で概ね 10 年分である。

日平均生産量は、今後の電源開発計画及び電力以外の天然ガス需要に応じて最終的に決定される必要がある。

### (3) 燃料コスト

ガス田開発コストを考慮した燃料供給コスト（輸送コストを含む）は、PRDSにより以下の通り試算されている。（\*2）

- ・ 11.5 USD/MMBTU (exclusive Royalty, Profit and Tax)
- ・ 16.5 USD/MMBTU (include Royalty, Profit and Tax)

### (4) ガス火力発電への供給可能性

Dorado ガス田の天然ガス埋蔵量（300bcf）は、単機容量 300MW CCGT の発電プラント（設備利用率：50%，発電効率(HHV)：50%，総発熱量：13,000kcal/kg）にのみ利用した場合には約 35 年分を賅う量である。

また、現在 Barracuda, Dorado の二箇所のガス田を合わせた埋蔵量は約 2 TCF(約  $5.7 \times 10^{10} \text{m}^3$ )と推定されている。この埋蔵量は、発電プラントの稼働年数を 30 年と仮定した場合に 300MW CCGT の発電プラント（設備利用率：50%，発電効率：50%）8 基分（2,400MW）を賅う量である。もしこの埋蔵量の正確さが確認された場合は、ガス火力発電への国産天然ガスの利用は十分に可能性があるかと予想される。

尚、他燃料との価格競争力の点においては、今後試掘が予定されている新たなガス田の発見により火力発電以外の民生・産業用などの都市ガスへの利用に展開された場合には、総合的に発電用としての燃料コストの低減にもつながり、火力発電への供給可能性はさらに大きくなることが予想される。

現在検討されている輸入 LNG の導入計画を策定するためにも国産ガス田の可採埋蔵量の正確な調査が待たれるところである。

#### 参照資料

(\*1): [修正版 LGEP2015-2034(CEB)] -4.3.4-(iv)

(\*2): [修正版 LGEP2015-2034(CEB)] -7.8.1

## 4.3.2 LNG の導入可能性

4.3.1 節で述べたように国産天然ガスについては、現時点では Dorado ガス田以外は正確な可採埋蔵量が確認されていない。従って電源開発計画のガス火力発電量に必要なガス供給量より国産ガス田の埋蔵量が少ない場合は、その不足分は輸入 LNG に頼る他ない。逆に国産天然ガス生産量がガス火力発電に必要な量より多い場合は輸入 LNG が不要になる可能性もある。

しかし、スリランカ政府は、逼迫する電力需給緩和の為に早期に環境への負荷の小さいガス火力発電所を立上げたいと考えている。

ここでは LNG 受入基地（輸入港湾設備、貯蔵設備）、パイプラインなどの周辺インフラ整備を考慮した燃料供給コストの評価を実施し、火力発電設備への輸入 LNG の導入可能性について評価する。

(1) LNG 輸入港湾設備

(a) 候補地

現時点では、輸入 LNG 受入基地の最適候補地として Colombo North Port が予定されている。

また LNG を燃料とする新しいガス火力発電所の最適建設候補地として、技術的、経済的、社会的、環境的側面を考慮して Kerawalapitiya が予定されている。(\*3)

これらの候補地は発電所への燃料輸送ガスパイプラインネットワークを構築するために無理のない距離にあり適切な候補地であると考えられる。

参照資料

(\*3): Energy diversification enhancement by introducing Liquefied Natural Gas operated power generation option in Sri Lanka. -Phase IIA

(b) LNG 受入基地

LNG 受入基地としては、一般的に陸上式と浮体式 (FSRU(Floating Storage and Regasification Unit)) が考えられる。

下表に陸上式 LNG 受入基地をベースとして浮体式 (FSRU) LNG 受入基地との一般的な比較を示す。

表 4-12 陸上式と浮体式 (FSRU) LNG 受入基地の比較

項目	陸上式 LNG 受入基地	浮体式 (FSRU) LNG 受入基地
建設コスト	Base	低い
建設・調達期間	Base (4~5 年)	短い (1~3 年)
環境への影響	Base	少ない
気象・海象の影響	影響なし	波の影響が大きい
移動・撤去	移動・撤去は困難	移動・撤去は容易
運転コスト	Base	割高
設備の拡張性	設備増設が比較的容易であり自由度が高い	船舶数単位となり自由度は低い

(出典：JICA 調査団)

上表に示すように FSRU 式は建設コスト及び期間、移動、撤去の容易さから陸上式に比べ優位である。しかし、設備の拡張性に劣る、運転コストが割高になる、気象・海象条件により操業が影響されるなどの欠点がある。従って LNG を短期・中期的に利用する場合あるいは早期に LNG を導入したい場合には FSRU 式は有効である。また長期・永続的に LNG を利用する場合は陸上式 LNG 受入基地が有利であると考えられる。

最終的な方式決定は、国の LNG の必要量、必要時期、調達期間に応じて判断されるべきである。

(c) 設備容量

「修正版 LTGEP2015-2034」の電源開発計画より LNG ターミナルの必要設備容量を試算する。

表 4-13 に「修正版 LTGEP2015-2034(CEB)」における電源開発計画 (Revised Base Case-2015) でのガス火力発電設備 (CCGT) の年間 LNG 消費量の推移を示す。

LNG 消費量の計算条件は以下を仮定した。

- ・ LNG 発電設備の発電効率：50%
- ・ LNG の発熱量 : 13,000kcal/kg

表 4-13 ガス火力発電設備の LNG 消費量の推移

Year	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
年間発電量 (GWh)	885	2,434	2,145	2,073	2,418	2,188	2,627	3,002
LNG 消費量 (MMBTU/y)	6.04E+06	1.66E+07	1.46E+07	1.41E+07	1.65E+07	1.49E+07	1.79E+07	2.05E+07
LNG 消費量 (MTPA)	0.12	0.32	0.28	0.27	0.32	0.29	0.35	0.40
Year	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
年間発電量 (GWh)	3,370	3,101	3,567	3,303	3,112	2,930	3,015	4,070
LNG 消費量 (MMBTU/y)	2.30E+07	2.12E+07	2.43E+07	2.25E+07	2.12E+07	2.00E+07	2.06E+07	2.78E+07
LNG 消費量 (MTPA)	0.45	0.41	0.47	0.44	0.41	0.39	0.40	0.54

(出典：修正版 LTGEP2015-2034(CEB) Ad 5 :Energy Balance for the Revised Base Case-2015 を利用)

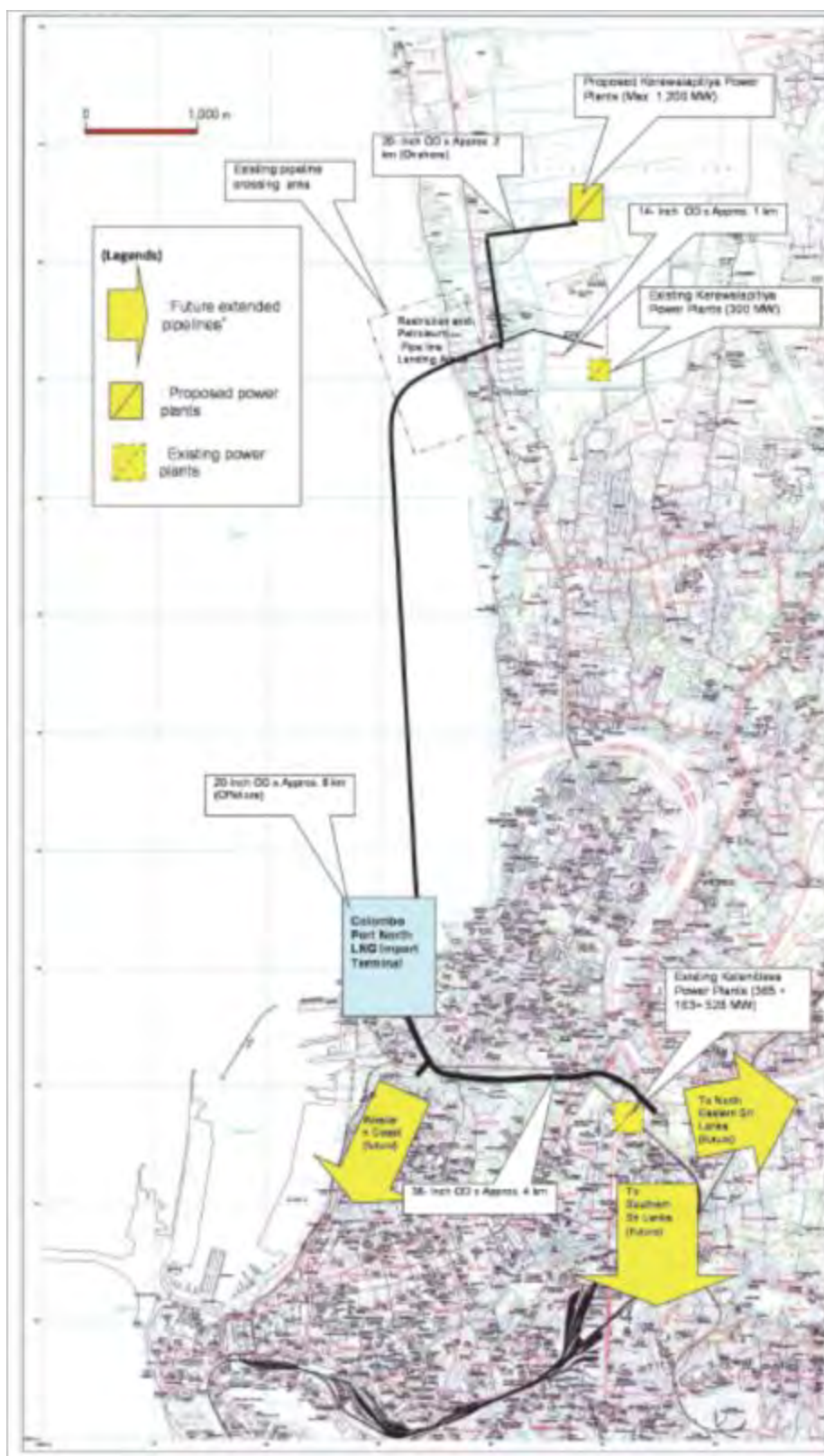
表 4-13 より Revised Base Case-2015 の場合の年間 LNG 消費量は、LNG 導入年である 2019 年の 0.12MTPA を最小値とし、2034 年の最大値 0.54MTPA まで概ね 0.3~0.5MTPA の範囲で推移している。設備利用率は、30~50%程度と考えられる。従って発電設備への利用のみを考えた場合の LNG ターミナルの設備容量は、余裕分を考慮して 1 MTPA が適当であると考えられる。

## (2) パイプライン等周辺インフラ整備

天然ガスをガス火力発電プラントの燃料として利用するためには、LNG 受入基地から火力発電所に燃料を供給するためのパイプライン等のインフラ整備が必要となる。

LNG 受入基地が現候補地である Colombo North Port に建設された場合は、受入基地で再ガス化された天然ガスを Kerawalapitiya にある既存のガス火力発電所 (NG に燃料転換) 及び現在計画されている新規ガス火力発電所へ供給するためのパイプラインの設置が必要となる (海中配管 (総長約 6km) 及び陸上配管 (総長約 3km))。また Kelanitissa の既存の発電所 (NG に燃料転換) へは陸上パイプライン (総長約 4km) の設置が必要である。(図 4-23 参照)

これらのパイプラインの距離は、天然ガスの輸送距離として無理のない距離であると考えられる。



(出典 : Energy Diversification Enhancement Project Phase IIA Feasibility Study for Introducing LNG to Sri Lanka - Volume III-3.5.3-Figure 3-40)

図 4-23 Natural Gas Transmission Lines to the Proposed and Existing Power Plants

### (3) 建設期間

LNG terminal の建設期間は一般的に陸上式の場合：4～5年、FSRU 式の場合：1～3年程度と考えられる。(EPC 契約後)

### (4) LNG ターミナル建設コスト (貯蔵設備、気化設備、輸送設備含む)

陸上式及びFSRU 式の LNG ターミナル(1MTPA)コストの比較を表 4-14 に示す。

表 4-14 Construction cost comparison of 1MTPA LNG terminal

Terminal type	CAPEX	OPEX
Land-based terminal	<b>488 million USD</b>	1) Fixed O&M cost: 2.1 million USD/year <sup>*1)</sup> 2) Variable O&M cost: 1.8 million USD/year <sup>*2)</sup>
FSRU	<b>170 million USD</b> (145 million USD for marine structures and port facilities, 13 million USD for natural gas pipelines and 12 million USD for relocation of sewer pipelines)	<b>50 million USD/year (approx.)<sup>*3)</sup></b>

Notes:

\*1) Assumed to be 1% of EPC cost of LNG storage tank and terminal facilities (219 million USD).

\*2) Assumed to be 1.8 USD/ton.

\*3) A typical rental fee of FSRU for 10-year lease period (Source: Cruacao CNG-LNG Terminal Feasibility Study)

(出典：Energy diversification enhancement by introducing Liquefied Natural Gas operated power generation option in Sri Lanka. -Phase IIA)

### (5) LNG ターミナルタイプ別の発電プラントへの燃料供給コスト

輸入 LNG コスト及び陸上式と FSRU 式の各 LNG ターミナル建設コストからガス火力発電所への燃料供給コストをそれぞれ試算する。

・燃料供給コスト試算の条件

1) LNG ターミナル(1MTPA)建設コスト(MUSD)：表 4-14 の建設コストを使用。

2) O&M コスト(MUSD /year)：表 4-14 の O&M コストを使用

3) 輸入 LNG 価格(at Colombo CIF)：2015 年の価格 13.69 USD/MMBTU を使用 (修正版 LTGEP2015-2034(CEB)) (価格変動は考慮しない)

4) LNG ターミナルの稼働年数: 30 年と仮定

5) 燃料供給コストは輸入 LNG 価格に LNG ターミナル建設コストと O&M 費 (30 年分) を付加して算出する。ただし、金利等は考慮しない。

6) ガス火力発電設備の構成は「修正版 LTGEP2015-2034(CEB)」の Revised Base Case-2015 に基づいて以下数字を使用する。

・発電設備構成：2034 年のケースを使用 (発電容量 300MW x 4 台 = 1200MW)

・設備利用率：50%と仮定

・発電効率：50%と仮定

・LNG 発熱量：13,000kcal/kg と仮定

上記条件に基づいて LNG ターミナルのタイプ毎の燃料供給コスト比較を表 4-15 に示す。

表 4-15 発電プラント(1200MW)への燃料(天然ガス)供給コスト比較

1. LNG terminal type		陸上式	FSRU 式
2. Construction Cost of LNG terminal	MUSD	488	170
3. O&M cost of terminal (*1)FSRU のレンタル費用	MUSD/year	3.9	50(*1)
4. LNG price (CIF)	USD /MMBTU	13.69	13.69
5. Economic life of LNG terminal	years	30	30
6. Total supply amount of heat (稼働年数当たり)	MMBTU	1.08E+09	1.08E+09
7. Fuel (natural gas) supply cost	USD /MMBTU	14.25	15.24

計算式 : 7=(2.+3. x 5. ) / 6. +4.

(出典 : JICA 調査団)

表 4-15 より試算した燃料供給コストは以下の通りである。

- ・陸上式 LNG ターミナルの場合 : 14.25 USD/MMBTU
- ・FSRU 式 LNG ターミナルの場合 : 15.24 USD/MMBTU

この結果より燃料コストの面では陸上式が FSRU 式に比べて有利と考えられる。さらに、陸上式は FSRU 式に比べて容量の拡張可能性、安定稼働という利点を有している。ただし、国産ガス田開発の可能性を考慮すると、LNG の利用期間が 30 年よりも短くなることも想定される。LNG の利用期間が 7 年以内であれば、FSRU の方が有利となる。

しかし、スリランカ政府は、逼迫する電力需給緩和の為に早期にガス火力発電所の稼働を実現したいと考えており、LNG 導入までの工期が短い点では FSRU 式が有利と考えられる。

また、FSRU 式は陸上式に比べ設備投資が低く、LNG の利用期間が不透明である現時点ではスリランカ政府にとっては投資リスクが低い利点もある。

## (6) 経済性評価

### (a) LNG と石炭の燃料価格の比較

石炭火力発電設備と LNG 火力発電設備における単位発電量当たりの燃料費を比較すると、LNG が石炭より 2.5~3 倍程度高価となり経済的には不利である。(表 4-11 参照)

しかし、LNG 導入に伴うガス発電設備の開発は、石炭火力より高価であるが環境影響を考慮した場合には燃焼時に SOx (硫黄酸化物) が排出されないほか、NOx (窒素酸化物) や CO<sub>2</sub> の排出量も少ないなどの石炭火力とは異なる長所がある。

### (b) LNG と国産ガス田による燃料供給価格との比較

国産ガス田からの輸送コストを含む燃料供給コストは、以下の通り試算されている。(4.3.1-(3)参照)

- ・ 11.5 USD/MMBTU (exclusive Royalty, Profit and Tax)
- ・ 16.5 USD/MMBTU (include Royalty, Profit and Tax)

また、輸入 LNG による燃料供給コスト (LNG ターミナル建設コストによる付加分 0.635USD/Mcal を含む) は、以下の通り試算される。(修正版 LTGEP2015-2034 及び表 4-11 参照)

- ・ 2015 年価格 : 15.29USD/MMBTU (修正版 LTGEP2015-2034)

・2040年価格：14.00USD/MMBTU (4.920+0.635=5.555 USC/Mcal)

国産ガス田による燃料供給コスト 16.5USD/MMBTU(include Royalty, Profit and Tax)は輸入LNG 価格より割高である。しかし、この国産ガス田による燃料供給コストは、政府の利益等を含んだ価格であることから政府のエネルギー政策による価格低下が期待される。さらに今後より多くのガス田埋蔵量が確認された場合には、そのスケールメリットによる価格低下だけでなく、燃料の安定供給の面においても輸入LNG に比べて有利になることが期待される。

### 4.3.3 天然ガス (NG) の発電以外への利用

天然ガスは発熱量も高く、燃焼時の二酸化炭素や窒素酸化物、硫黄酸化物の排出量が石油や石炭に比べて少ないという特長がある。このため、天然ガスは環境にやさしいクリーンなエネルギー資源として世界的にも注目されている。

現在、温室効果ガス削減政策を実施している国においては、ビルや家庭への電力供給・冷暖房・給湯などを同時に行うコージェネレーション・システムや自動車用燃料をはじめとする幅広い分野への天然ガスの活用が進められている。

スリランカにおいても発電以外への主な利用法として都市ガスや自動車燃料への利用が考えられる。

#### (1) 都市ガスへの利用

都市ガス原料としての利用は、用途として最も代表的なものである。

スリランカは年間を通じて温暖な気候であるため、暖房用ガス需要は存在せず、主なガス需要は厨房、給湯用であると考えられる。また、電気料金との比較で、都市ガスによる冷房の方が安くなるようだと都市ガスによる地域冷房やガスエンジンを活用した電力と冷熱需要のコージェネ(吸収式チラー)などの可能性が考えられる。地域的には人口あるいは大規模ホテルが集中する都市部エリアでの需要が大きいことが予想される。

しかし、以下の問題点が考えられる。

- ガス供給元から供給先へのガスパイプライン等のインフラ整備が必要である。特にコロンボ等の都市部でのガスパイプラインの整備は、他のインフラ事業との錯綜、干渉等の影響が大きく、長期に亘る時間を要することが予想される。
- 液化石油ガス (LPG) 市場等の既存のエネルギー市場との折り合いが必要である。

#### (2) 自動車燃料としての利用

天然ガス自動車は、ガソリン車やディーゼル車等に比べて二酸化炭素 (CO<sub>2</sub>)、窒素酸化物 (NO<sub>x</sub>)や炭化水素(HC)の排出量が少なく、黒煙や粒子状物質(PM)はほとんど排出しないため自動車用燃料として、地球温暖化防止や大気環境改善対策の点においてその普及が期待される。

しかし、以下の問題点が考えられる。

- 天然ガススタンド等のインフラ整備が必要である。
- 車両価格がガソリン車に比べて高価となる。



天然ガスの都市ガスあるいは自動車燃料としての利用の実現のためには、今後の詳細な調査・検討が必要である。

### (3) 発電以外の需要予測

上記(1)(2)の通り、スリランカにおける、発電以外の民生部門と運輸部門の LNG の需要予測は容易ではなく、経済環境等が類似する他国の LNG 需要からの予測も試みたが、データ入手可能性等の点から限界がある。そうした前提を置きながらも、2040 年のスリランカにおける LNG の需要を、人口と経済活動が集積する大コロombo圏（コロombo県やガンパハ県を含む西部州）における家庭用と業務用として予測することとする。

大コロombo圏西部州には全人口の 30%近くが集中し、その世帯数は約 150 万世帯（出典：Population of Sri Lanka by district, 2012, Department Census and Statistics, Sri Lanka）である。この世帯数規模に類似し、日本の九州北部の 110 万世帯へ供給する、西部ガスの 2015 年のガス販売量データが参考となる。

表 4-16 西部ガスのガス販売量（2015 年）

分類	千 m <sup>3</sup>
家庭用	257,496
業務用（商業用、工業用、公用、医療用）	536,262
合計	793,758
卸供給	98,735
総販売量	892,493

（出典：西部ガスホームページ <http://www.saibugas.co.jp/index.htm>）

表 4-16 より、110 万世帯向けの 2015 年の販売量は約 900 百万 m<sup>3</sup>であった。西部ガスは天然ガススタンドへも供給しており、この数値の中には、比率は低い天然ガス自動車（運輸部門）も含まれている。国全体の予測は難しいが、大コロombo圏の都市ガス（家庭用および業務用）及び運輸部門の需要予測としては、約 1000 百万 m<sup>3</sup>程度（LNG 換算で 0.2MTPA に相当）を参照値の一例として提示する。

発電以外の需要は燃料供給インフラの整備とともに徐々に増加していくものであり、当面は、発電用途で期待している需要に比較して非常に小さい。このため、発電以外の需要に期待せずに発電用途専用で燃料供給設備の整備を進める必要がある。しかし、発電以外の需要がある場合は、燃料供給に関する設備投資金額を配分することにより発電単価が安くなる効果が期待できるため、積極的に需要の開拓を進めていくことが必要である。

#### 4.4 再生可能エネルギー

2015年に開催されたCOP21では「2020年以降の枠組みとして、すべての国が参加する枠組みとして「パリ協定」が採択された。「パリ協定」の採択により、温室効果ガスの削減義務はないものの、5年ごとの削減目標の提出・更新、実施状況の報告・レビューが実施される。地球温暖化や環境に対する世界の潮流を踏まえ、スリランカでも再生可能エネルギーの導入について積極的に議論・検討されている。

再生可能エネルギーは、エネルギー源として持続的に利用することができるものとして、水力、風力、バイオマス、太陽光、地熱等が挙げられるが、ここでは、スリランカにおいて導入実績があり、今後も主要な再生可能エネルギーとして期待される、水力発電（10MW以下）、風力発電、バイオマス発電、太陽光発電について記述する。

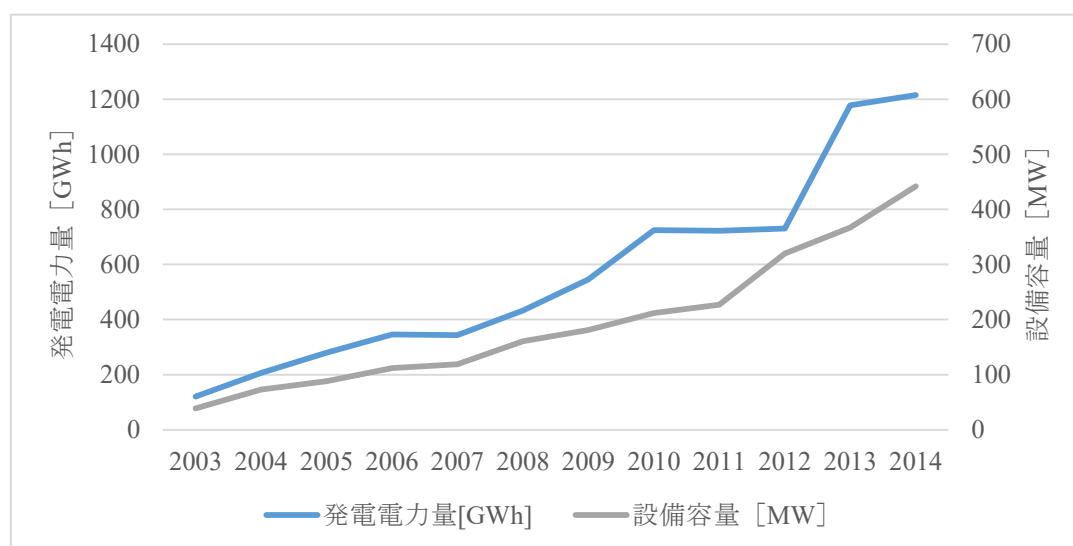
本MPでは、スリランカ政府の方針である、国産エネルギーの推進という観点を踏まえ、再生可能エネルギーを重要な電源の一つとして取り扱う。再生可能エネルギーのポテンシャルは開発可能な上限値と判断し、再生可能エネルギーの開発計画に関しては、電力需要予測や承認された電源開発計画等を考慮の上、経済性、環境性、エネルギーセキュリティの3つの視点から検討する。

##### 4.4.1 再生可能エネルギー導入動向

電力系統に接続されている再生可能エネルギーは、表4-17のとおりである。2017年2月現在、再生可能エネルギーの90%以上は、水力発電と風力発電に占められている。

表 4-17 電力系統に接続されている再生可能エネルギー（2017年2月現在）

種別	水力発電	風力発電	バイオマス発電	太陽光発電	合計
設備容量	350MW	128MW	24MW	41MW	543MW

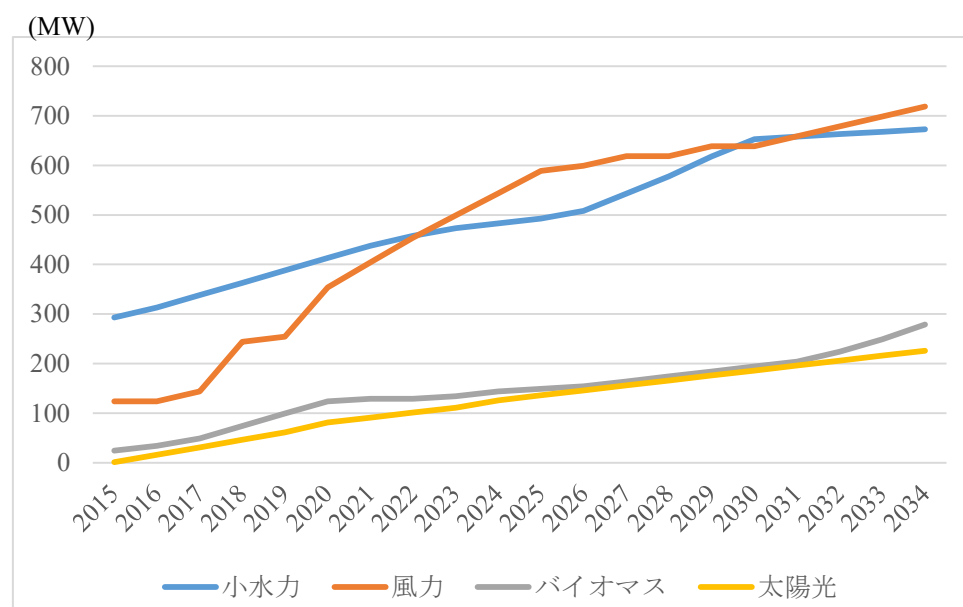


(出典：JICA 調査団)

図 4-24 再生可能エネルギーの導入実績

再生可能エネルギーが導入され始めた当初は、セイロン電力庁が主導的立場で再生可能エネルギーの導入に取り組んできたが、現在はスリランカ国内外の企業を含む民間企業も再生可能エネルギーを導入している。図 4-24 に、2003 年から 2014 年までの再生可能エネルギーの導入実績を示す。2003 年時点で 39MW の再生可能エネルギーが導入されており、その後、徐々に再生可能エネルギーが導入されている。2010 年から 2012 年にかけて小水力発電が導入されているものの、2011 年および 2012 年の渇水の影響により、この期間における発電電力量は伸びていない。2017 年 2 月現在で、電力系統に接続されている電源の約 14%にあたる約 543MW 分の発電所が電力系統に接続されている。

図 4-25 に LTGEP 2015-2034 に示されている再生可能エネルギーの開発目標を示す。小水力発電に比べると、特にバイオマス発電や太陽光発電の設備容量は非常に少ないが、いずれの再生可能エネルギーも着実に導入されている。中でも、風力発電に関しては開発導入が進み、2030 年には小水力発電と同程度の設備容量が導入されると見込まれる。



(出典：LTGEP 2015-2034 に基づき JICA 調査団作成)

図 4-25 再生可能エネルギーの導入計画

#### 4.4.2 再生可能エネルギーに関する導入施策および組織

再生可能エネルギーの導入促進のために下記の施策が実施されている。

- 持続可能エネルギー局法

2007 年に再生可能エネルギーに関する法律として、持続可能エネルギー局法が制定され、再生可能エネルギーの導入促進および管理、エネルギー効率および信頼性の向上を目的として、スリランカ持続可能エネルギー局 (SEA) が設立された。持続可能エネルギー局法には、持続可能エネルギー局の役割や再生可能エネルギーの開発について規定されている。

● 再生可能エネルギー固定価格買取制度

スリランカでは2012年1月から再生可能エネルギー導入支援策として、再生可能エネルギー固定価格買取制度を導入している。固定価格買取制度は、表4-18のように規定されている。固定価格買取費は、固定費、O&M費、燃料費で構成されている。なお、固定費については、年数によって3段階に分けられている。

表 4-18 再生可能エネルギー固定価格買取制度

(Unit: LKR/kWh)

Technology/ Source	Escalable Base O&M Rate (year 1-20)	Escalable Base Fuel Rate (year 1-20)	Non-escalable (fixed rate)		
			Tier 1: Years 1-8	Tier 2: Years 9-15	Tier 3: Years 16-20
Mini-hydro	1.83	None	15.56	5.98	3.40
Mini-hydro-local	1.88	None	15.97	6.14	3.49
Wind	1.30	None	22.05	8.48	4.82
Wind-local	1.33	None	22.60	8.69	4.94
Biomass	1.52	12.25	9.67	3.72	2.11
Biomass 16yr onwards	1.90	-	-	-	-
Agro & Industrial waste	1.52	6.13	9.65	3.71	2.11
Agro & Indus 16yr onwards	1.90	-	-	-	-
Waste Heat	0.48	None	9.14	3.52	2.00
Escalation rate for year 2013	5.16%	3.44%			

(出典：Renewable Energy Master Plan)

● 国家エネルギー政策・戦略における再生可能エネルギー

2016年8月時点で、国会の再生可能エネルギーに関する小委員会にて、下記を目標に再生可能エネルギーの導入計画について議論されている。

- 2030年までにスリランカがエネルギーに関して十分に自立できる国家にすること
- 2020年までに全エネルギーに対する再生可能エネルギーの割合を60%にすること、2030年までに再生可能エネルギーと自国で生産するエネルギーで全エネルギーを賄うこと

4.4.3 再生可能エネルギーの導入ポテンシャル

ADBの資金にて再生可能エネルギーマスタープランを作成しており、再生可能エネルギーのポテンシャルをまとめている。再生可能エネルギー導入ポテンシャルを表4-19に示す。4.4.4節からは電源別のポテンシャルについて記載する。

表 4-19 再生可能エネルギー導入ポテンシャル

種別	ポテンシャル量 [MW]	備考
小水力発電	873	総発電量 3,061GWh
風力発電	5,653	北部 3,070MW
バイオマス発電	2,508	低木地帯 724MW
太陽光発電	6,000	東部、北部、ウバ州

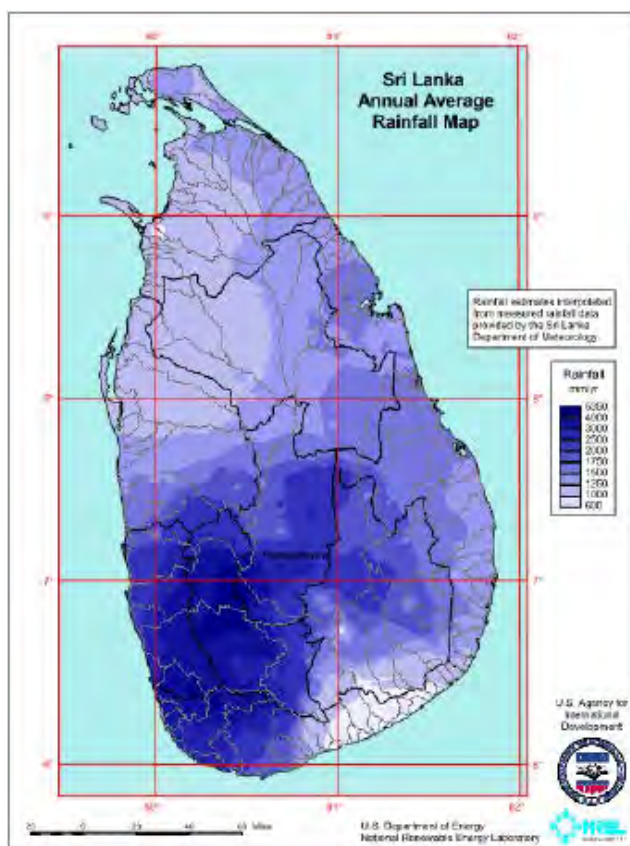
(出典：Renewable Energy Master Plan)

#### 4.4.4 水力発電の導入ポテンシャル

スリランカにおいて水力発電は 1950 年代から使用されている発電方式であり、多くの水力発電所が存在している。2000 年代に入り、火力発電に年間発電電力量を追い抜かれるまでは、主要な発電方式としてスリランカの電力事情を支えてきた。スリランカは、北部には平坦地が多く、南部に向かって山地が多くなる。そのため、水力発電所は南部のキャンディ周辺に多く点在している。1984 年に運転を開始したビクトリア水力発電所 (210MW) はスリランカ最大の水力発電所であり、発電設備の増設も計画されている。増設用の屋外変電設備や水車発電機のスペースも確保されており、一部の土木設備は完成している。

スリランカの年間降雨量マップを図 4-26 に示す。スリランカの気候は熱帯性であり、南西モンスーンと北東モンスーンの影響を受け、降雨量が変動する。南西モンスーンは 5 月から 9 月にかけて発生し、島中央部に位置する山岳地帯に遮られ、南西部に多量の降雨をもたらす。一方、北東モンスーンは 11 月から翌年 3 月にかけて発生し、北東部に雨をもたらすものの、南西部は雨量が少ない。島中央部に位置する山岳地帯から南西部にかけて、湿潤地帯 (Wet Zone) と呼ばれ、年間雨量マップに示す通り、年間 3,000~4,000mm の降水量が期待でき、水力発電のポテンシャルは高い。

図 4-27 にスリランカの地形図を示す。島中央部には、2,000m 級の山岳地帯があり、中央高地から放射状に河川が存在する。この山岳地帯周辺を中心にすでに多くの水力発電所が開発されている。



(出典 : Renewable Energy Master Plan)

図 4-26 スリランカの年間雨量マップ



(出典：Renewable Energy Master Plan)

図 4-27 スリランカの地形図

河川ごとの水力発電ポテンシャルを表 4-20 に示す。スリランカの最長の河川は Mahaweli 川(全長 335km) であり、すでに水力発電所が存在しているものの、まだ水力発電所開発の余地は残されている。

表 4-20 河川ごとの水力発電ポテンシャル

河川名	設備容量 [MW]	発電電力量 [GWh]
Kelani	139	487
Kalu	163	571
Gin	24	85
Nilwala	2	9
Walawe	72	253
Kirindi Oya	21	73
Menik	10	35
Kumbukkan Oya	9	31
Gal Oya	5	19
Mahaweli	420	1,473
Maha Oya	5	16
Deduru Oya	2	7
Attanagalu Oya	1	1
合計	873	3,061

(出典：Renewable Energy Master Plan)

#### 4.4.5 風力発電の導入ポテンシャル

スリランカでは 1999 年に風力発電のパイロットプロジェクトを CEB が実施し、2010 年以降 IPP により風力発電が開発されている。2015 年時点におけるスリランカの風力発電設備を表 4-21 に示す。特に風力発電所は風況の良い北西部 (Puttalam や Uppudaluwa) の海岸線に集中している。また、北部にある Mannar Island に 100MW 級のウインドファーム建設計画もあり、今後も北部や北西部を中心に風力発電所の計画が期待される。

表 4-21 風力発電所

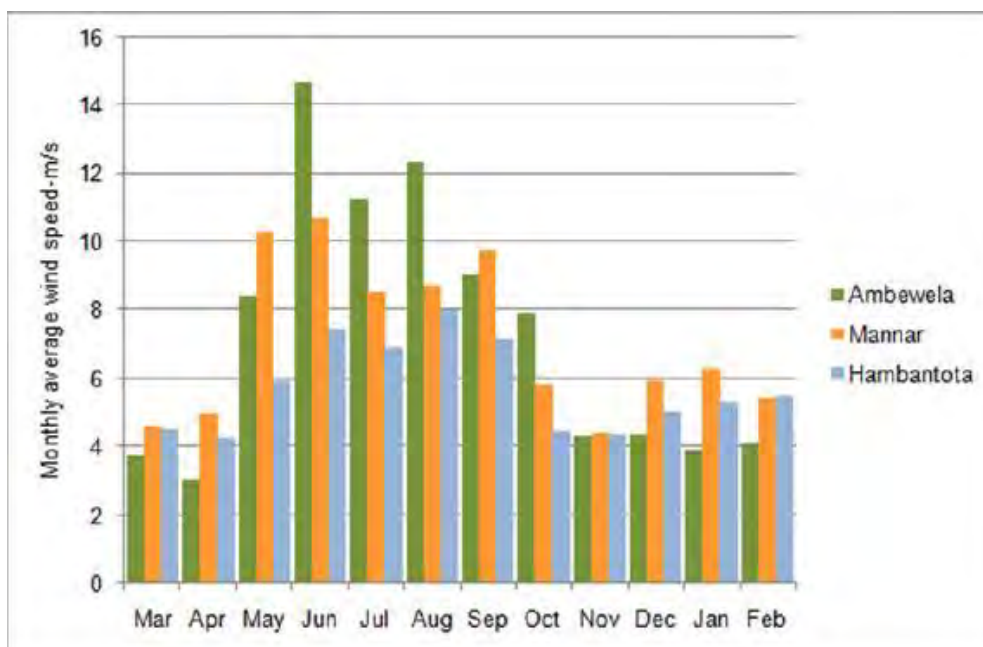
発電所名	地点	設備容量	運転開始年
Hambantota	Hambantota	3MW	1999
Mampuri-I	Puttalam	10MW (8 x 1.25MW)	2010
Seguwantivu & Vidatamunai	Puttalam	20MW (25 x 0.8MW)	2010
Nirmalapura	Puttalam	10.5MW (7 x 1.5MW)	2011
Uppudaluwa	Uppudaluwa	10.5MW (7 x 1.5MW)	2011
Madurankuliya	Puttalam	12MW (8 x 1.5MW)	2012
Ambewela Aitken Spence	Ambewela	3MW (12 x 0.25MW)	2012
Nala Danavi	Puttalam	4.8MW (6 x 0.8MW)	2014
Pollupalai & Vallimunai	Pachchilaipalli	24MW (16 x 1.5MW)	2014
Mampuri-II, III	Puttalam	21MW (10 x 2.1MW)	-
Pawan Danavi	Puttalam	10.2MW (12 x 0.85MW)	-
Willwind	Bithugalgama	0.85MW (7 x 0.121MW)	-
(Mannar Island)	(Mannar Island)	(100MW)	(2018)

(出典：JICA 調査団)

スリランカの北部 (Mannar)、中部 (Ambewela)、南部 (Hambantota) における風況を図 4-28 に示す。地域によって多少の差異はあるものの、年間を通じた傾向は非常に似ており、良い地点を選定すれば、非常に高い稼働率が見込まれる。しかしながら、風量が豊富な時期である 5 月か



ら9月までに比べて、11月から4月にかけては風量が少なく、風力発電所の最適導入量の決定には季節変動に十分注意する必要がある。

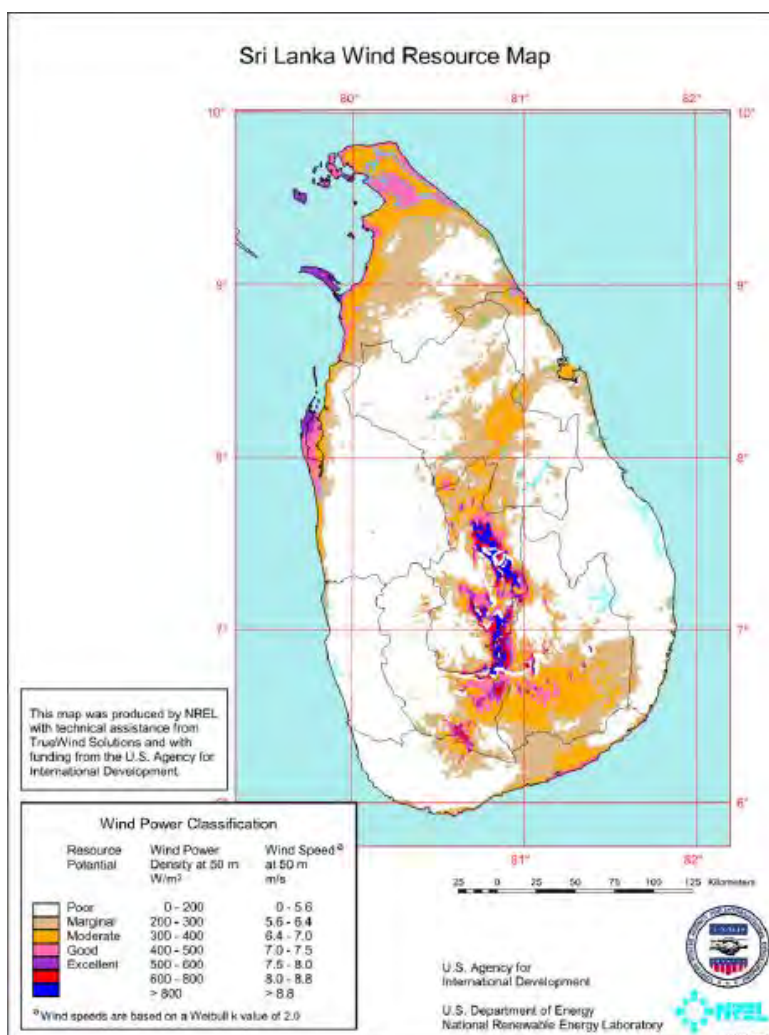


(出典：Renewable Energy Master Plan)

図 4-28 スリランカ（北部、中部、南部）の年間風況

風力発電所のポテンシャルマップを図 4-29 に示す。北西部や中央部は風況が良くポテンシャルが高いことがわかる。実際に北西部にはすでにウインドファームが開発されており、風力発電所の稼働率は約 30%である。中央部は山地であるため、ブレードの輸送制限もあり、実際に風力発電所の開発は進んでいない。一方、北西部は平坦地であること、海岸近くは特に船による輸送も可能であることから風力発電所の建設には適している。





(出典：Renewable Energy Master Plan)

図 4-29 風力発電ポテンシャルマップ

ADB の再生可能エネルギーマスタープランでは、地域ごとの風力発電ポテンシャルも表 4-22 のように試算されている。特に北部でのポテンシャルは多く約 3,000MW と見込まれており、今後もさらなる開発が期待されている。

表 4-22 地域ごとの風力発電ポテンシャル

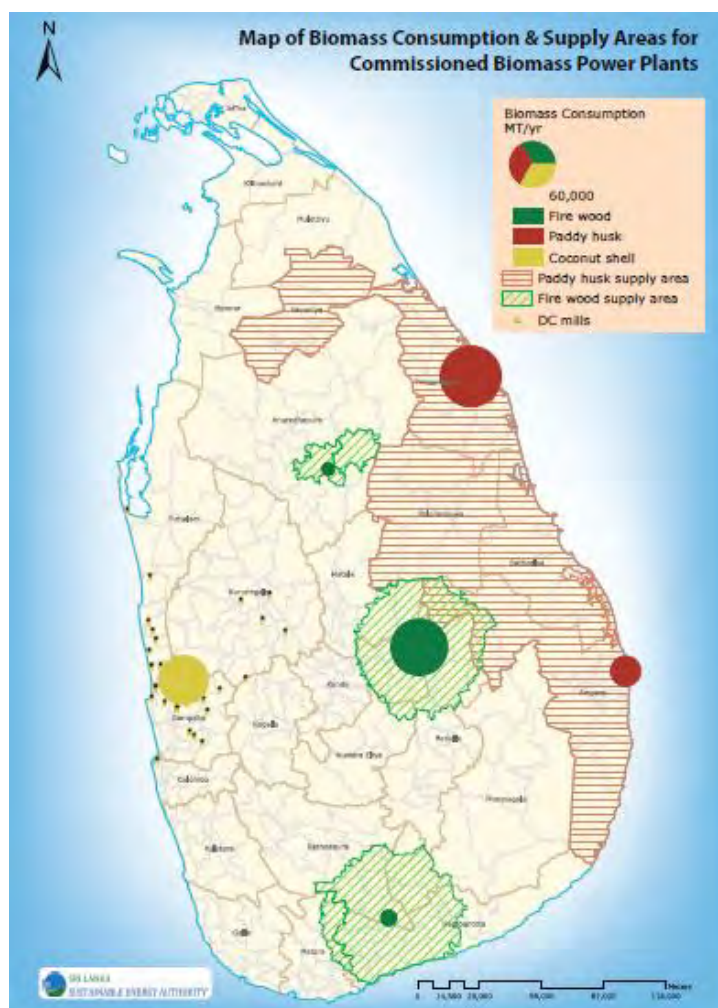
Province	風力発電ポテンシャル [MW]						Total
	Tea	Chena	Grassland	Scrubland	Sand	Others	
Central	447	20	8	312	0	91	878
Eastern	0	3	0	59	0	0	62
North Central	0	0	0	78	0	9	87
North Western	0	10	1	247	90	6	355
Northern	0	20	61	1,614	623	752	3,070
Sabaragamuwa	67	251	19	42	0	8	387
Southern	40	74	0	52	54	6	227
Uva	229	111	8	160	0	80	587
All provinces	783	490	97	2,564	767	952	5,653

(出典：Renewable Energy Master Plan)

現在、ADB のプロジェクトで風力発電所を含むマイクログリッドに関するパイロットプロジェクトが実施されている。また、北西部のマナー島に、100MW の風力発電所の建設計画があり、今後も風力発電所の普及が見込まれる。

#### 4.4.6 バイオマス発電の導入ポテンシャル

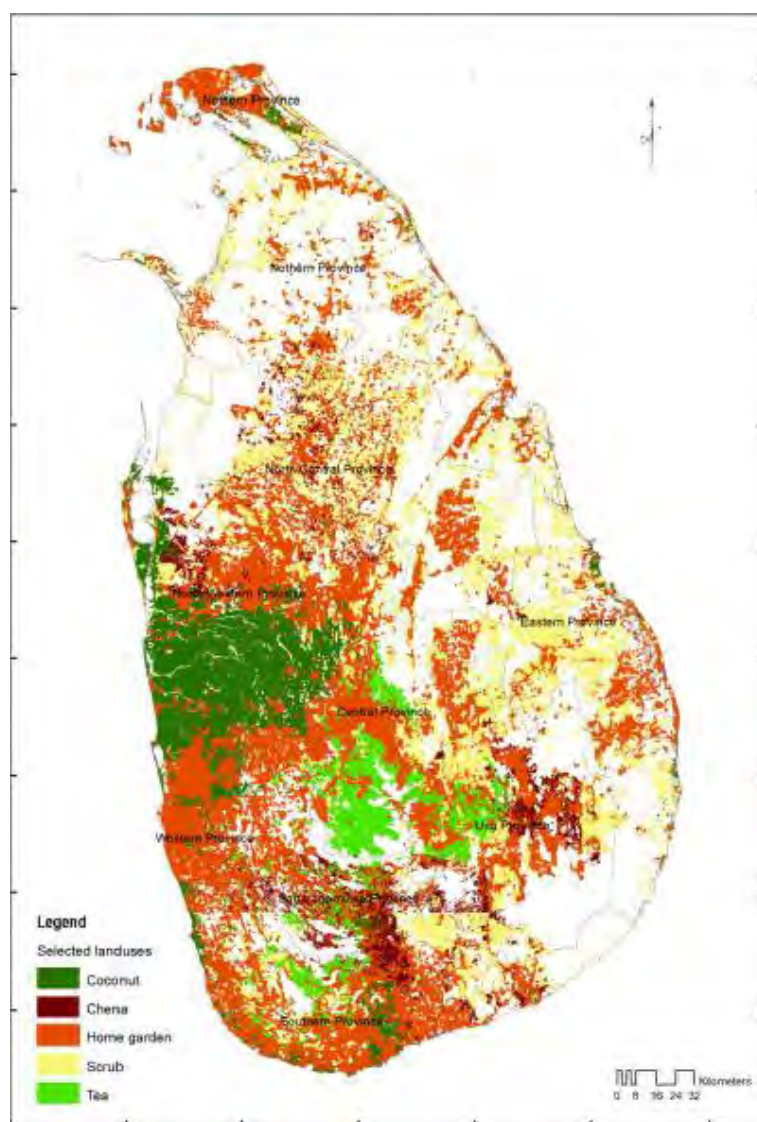
バイオマス発電は風力発電や太陽光発電とは異なり、気候変動の影響を受けず、燃料さえ確保すれば安定した電力供給が可能でスリランカでも注目されている発電方式である。SEA が設立された 2007 年から 2015 年 6 月末までに、系統に接続するバイオマス発電として、木材による発電に 88、農業残渣による発電に 16 の申請がある。2015 年時点で木材による発電所が 3 箇所、Paddy husk による発電所が 2 箇所、廃棄物による発電所が 1 箇所稼働している。バイオマス発電所とバイオマス燃料の供給範囲を示した図を図 4-30 に示す。発電規模にもよるが、安定な発電を計画する場合、広範囲にわたって燃料の確保が必要であり、燃料の輸送ルートやコストも十分考慮する必要がある。



(出典 : Assessment & Mapping of Biomass Consumption in Sri Lankan Industries)

図 4-30 バイオマス発電所とバイオマス供給地域

バイオマスの種類には、木材、農業残渣、廃棄物等があり、スリランカにおいて古くから家庭用の燃料として利用されてきているが、発電用に利用されている事例は多くない。ここではエネルギープランテーションとしてのポテンシャルを考察する。エネルギープランテーションの点在マップを図 4-31 に示す。スリランカ全体にバイオマスのポテンシャルはあるが、比較的南西部に多く存在している。500ha の土地から 1 年間を通じて 1MW の発電が可能であると仮定し、バイオマス発電のポテンシャルの概略を試算した結果を表 4-23 に示す。約 2,400MW ものバイオマスポテンシャルが存在し、Chena、Scrub Land、Home garden でバイオマスポテンシャルの大半を占めている。



(出典：Renewable Energy Master Plan)

図 4-31 エネルギープランテーションマップ

表 4-23 バイオマスポテンシャル [MW]

Province	Chena	Scrub land	Home garden	Coconut	Tea
Central	12	55	79	5	78
Eastern	17	175	48	4	0
North Central	94	148	65	1	0
North Western	63	52	78	180	0
Northern	25	83	55	7	0
Sabaragamuwa	160	14	59	14	18
Southern	44	46	89	21	20
Uva	165	143	81	0	30
Western	15	8	74	41	3
Subtotal	595	724	629	273	148
Total	2369				

(出典：Renewable Energy Master Plan)

バイオマスのエネルギー資源としてグリシディア (*Gliricidia sepium*) の活用が注目されている。グリシディアは中米の在来種であり、カリブ・中央アフリカを經由し、1600年代に東南アジアに広まったとされている。スリランカへは1700年代に紅茶農園の日よけを目的として西インドから入ってきた。硬い樹木で悪天候にも強く、現在も茶園やココナッツ園のフェンスとして使用されることが多い。

スリランカ政府はグリシディアを、紅茶、ココナッツ、天然ゴムに次ぐ、第4の農園作物と認定し、栽培を推奨している。グリシディアはスリランカ全土に自生しており、民家の生垣・紅茶農園の日よけ、窒素固定による土壌改良のために使用されていることが多い。また、葉は牛や山羊の飼料としても使われている。

グリシディアは、非常に成長が早く、植樹から初回の刈り取りまでは18ヶ月で、刈り取り周期は6-9ヶ月であり、グリシディアをバイオマス燃料とするバイオマス発電は可能である。しかしながら、一定量のバイオマス燃料を継続的に確保するためには、燃料用のグリシディアを計画的に植林する必要がある。植林のための用地確保、グリシディアの定期的な栽培及び燃料化、燃料の運搬等を考慮すると、太陽光パネルの価格低下が著しい太陽光発電に比べて経済的であるとは言いがたく、グリシディアをはじめとするバイオマス発電事業を拡大することは、SEAやCEBとしても否定的である。

#### 4.4.7 太陽光発電の導入ポテンシャル

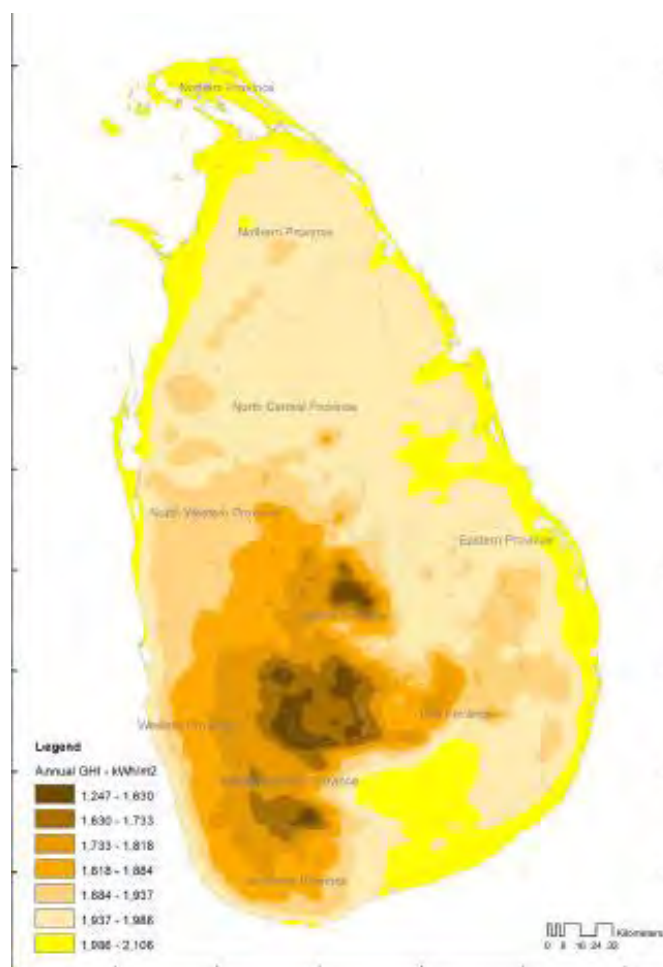
電力系統に接続されている太陽光発電所は6箇所ある。スリランカ最大の太陽光発電所(10MW)が2016年10月に Hambantota に建設された。33kV 配電設備に接続されている。さらに 20MW の発電設備が増強された。

表 4-24 太陽光発電所

発電所名	設備容量 [kW]	位置
-	10,000 x 3	Hambantota
-	10,000	Welikanda
Buruthakada Solar Park	1,237	Hambantota
Thirappane	123	Thirappane

(出典：JICA 調査団)

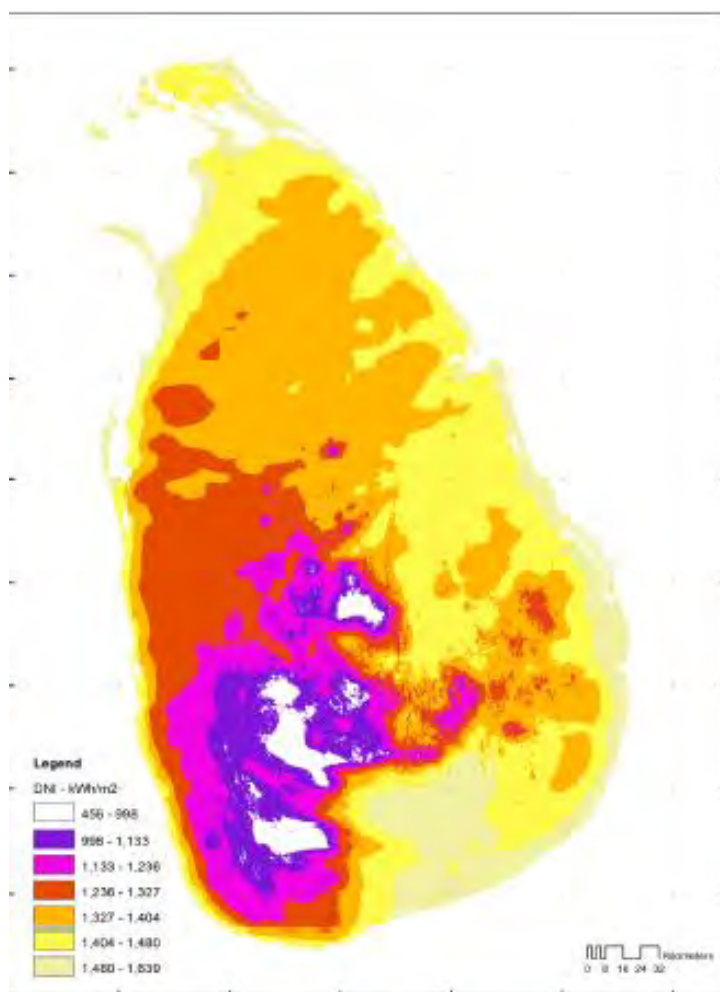
太陽光発電の発電量に影響を与える全天日射量と直達日射量のポテンシャルマップをそれぞれ図 4-32 及び図 4-33 に示す。全天日射量と直達日射量は、表 4-25 に示すクラスで区別している。現在運転開始をしている Hambantota を含む南部に一番ポテンシャルが高いが、北部や東部にもポテンシャルはあり、開発の余地は十分残されている。



(出典：Renewable Energy Master Plan)

図 4-32 スリランカの全天日射量マップ





(出典 : Renewable Energy Master Plan)

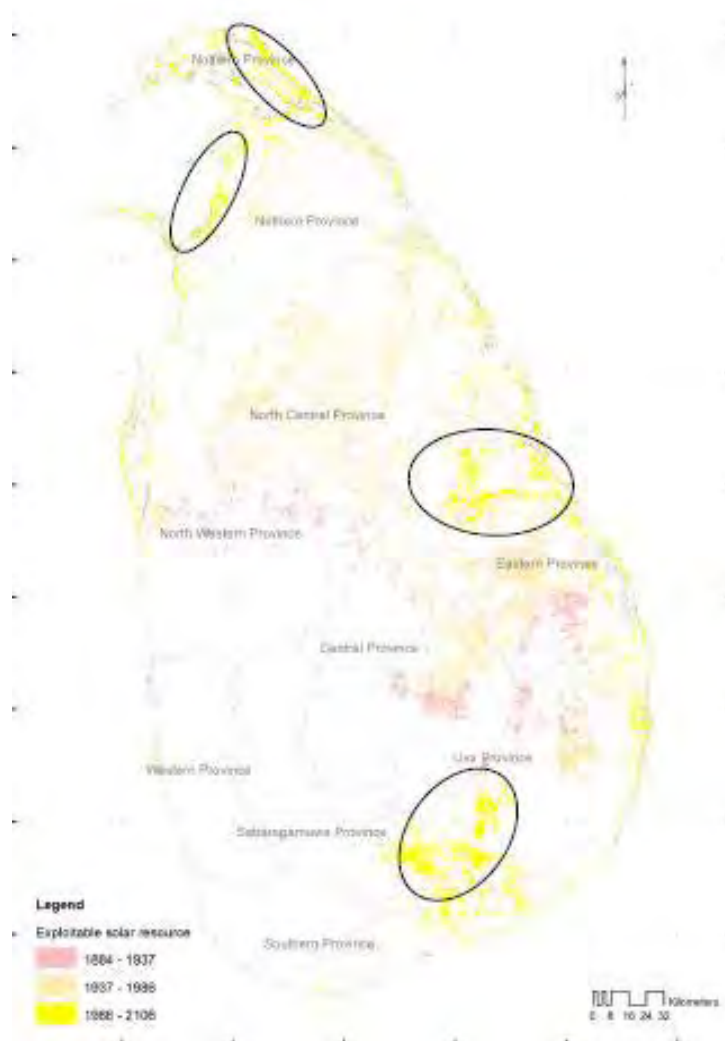
図 4-33 スリランカの直達日射量マップ

表 4-25 全天日射量と直達日射量のクラス [kWh/m<sup>2</sup>/年]

クラス	1	2	3	4	5	6	7
全天日射量	1,247-1,630	1,630-1,733	1,733-1,818	1,818-1,884	1,884-1,937	1,937-1,966	1,966-2,106
直達日射量	456-998	998-1,133	1,133-1,236	1,236-1,327	1,327-1,404	1,404-1,480	1,480-1,639

(出典 : Renewable Energy Master Plan)

しかしながら、現実的には、保護区域・開発制限区域での太陽光発電所の建設は難しい。保護区域・開発制限区域を除き、なおかつ、クラス 5 以上の有望な太陽光発電のポテンシャルマップを図 4-34 に示す。有望な太陽光発電のポテンシャルは北部、東部、南部に点在している。図 4-34 で、円で囲まれている地域は、クラス 7 以上で、大型の太陽光発電所の建設が有望視されている地域であり、合計設備容量は、3,000MW~6,000MW である。



(出典：Renewable Energy Master Plan)

図 4-34 スリランカの太陽光発電ポテンシャルマップ (有望地点)

補助金を考慮していない均等化発電原価 (LCOE (Levelised Costs Of Electricity)) の実績値 (2011年～2015年) と 2016年以降の予測値を図 4-35 に示す。単価には国ごとに幅があり、グラフには記載されていないが、アメリカや日本製品は高く、中国やインド製品は低い傾向にある。2011年時点では、MWh あたり 250-500 ドルで推移していたが、2015年にかけて単価が急速に下がり、2015年時点の単価は MWh あたり 100-200 ドルとなっている。2016年以降も徐々にではあるが、単価が下がる傾向にあり、2021年では MWh あたり 90 ドル前後に落ち着くものと予測されている。

図 4-35 に記載されている点は各国における電力販売価格の実績値である。メキシコやペルーでの実績では、MWh あたり 50 ドル以下(5セント/kWh 以下)の電力販売契約がすでに結ばれている。スリランカ製品および輸入製品も同様に単価の低減が予想され、今後もスリランカにおいて太陽光発電所が普及することが見込まれる。

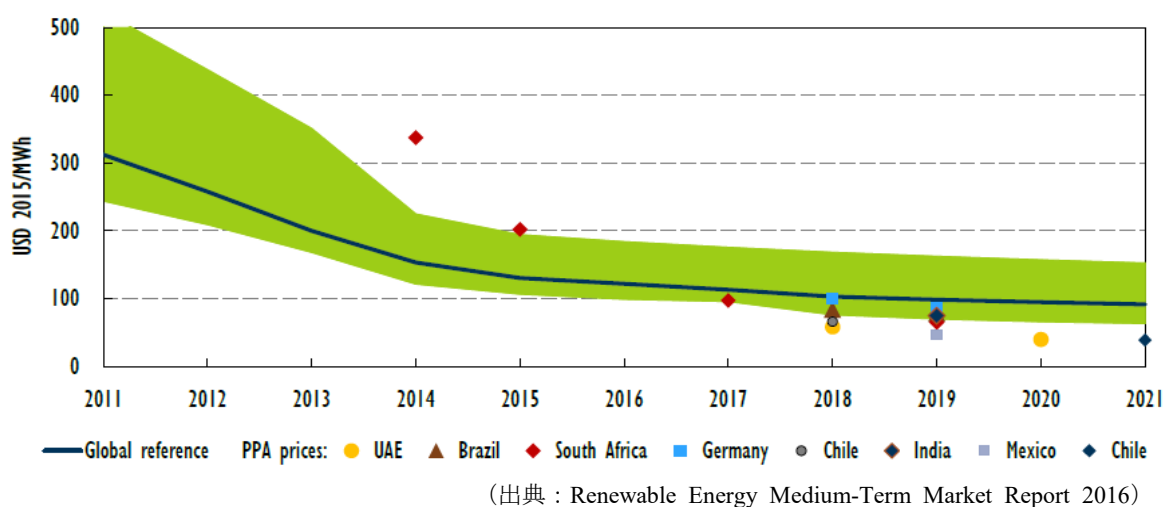


図 4-35 太陽光発電所のプロジェクトコスト実績と予測

#### 4.4.8 再生可能エネルギーの接続可能量

再生可能エネルギーの中でも、風力と太陽光は、発電量が気象条件等に左右され、系統運用者の制御が及ばない。風力と太陽光の導入量が増加してくると、その量に見合った十分な周波数調整容量が確保できなければ、安定的な系統運用が難しくなる。このため、再生可能エネルギーの接続可能量には上限があると考えられるが、揚水式水力の導入や風力や太陽光の出力抑制スキームの導入などにより、上限をより多くすることが可能である。

##### コラム 日本での再生可能エネルギーの接続可能量見直しの取り組みについて

近年、日本で再生可能エネルギー発電設備の接続申込数が増加し、複数の一般電気事業者で回答を保留する状況となった。そこで、総合資源エネルギー調査会において問題点の整理や対応策の検討を行い、新たな出力制御ルールの下での再生可能エネルギー導入への移行及び固定価格買取制度の運用見直しを行った。

従来は、500kW以上の太陽光、風力発電について、年間最大30日出力抑制が可能であるルールであったが、下記の見直し及び取り組みにより電力会社の再生可能エネルギー接続量が拡大している。

(1) 出力抑制日数の拡大（最大60日）

今後の500kW以上の太陽光、風力発電について、年間最大で60日実施

(2) 出力抑制の時間管理

今後の500kW以上の太陽光、風力発電について、時間単位（年間最大で太陽光360時間、風力720時間）で実施

(3) 出力抑制の範囲拡大（新規の500kW未満）

今後の太陽光、風力発電について、設備容量に関係なく年間最大で30日実施

(4) 出力抑制の範囲拡大（既接続含むすべて）

既接続済みの設備も含めた全ての太陽光、風力発電について、年間最大で30日実施

(5) 地域間連系線の活用



## 第5章 電力需要予測

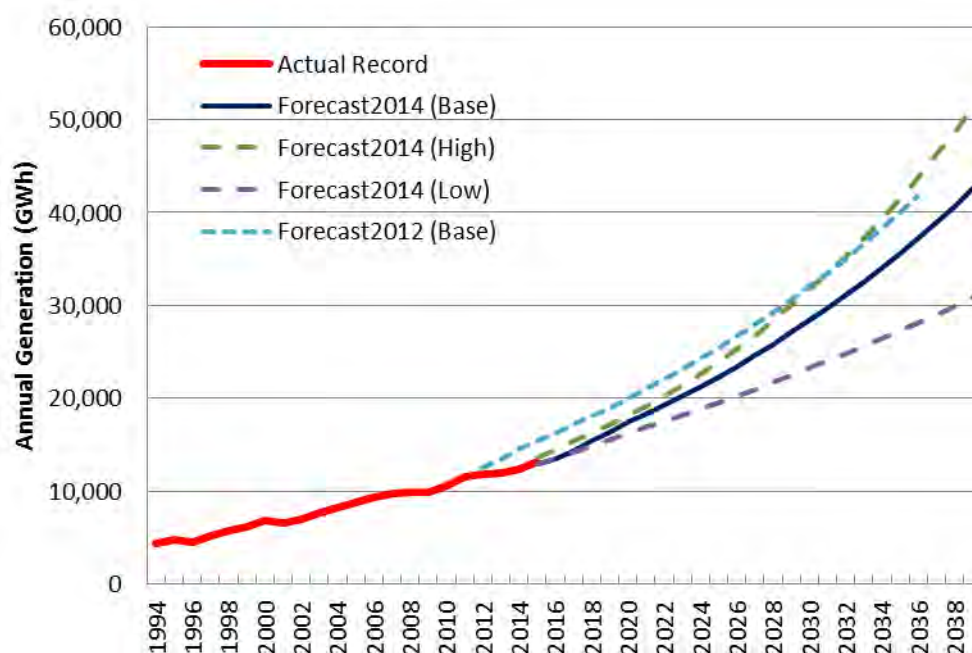
### 5.1 現行計画における電力需要予測

#### 5.1.1 現状の電力需要予測

スリランカ国の電力需要予測は隔年ごとに更新されており、最新の電力需要予測は2014年に実施され2039年までの需要を想定している。この結果は、2016年9月に承認された電力開発計画(LTGE2015-2034)に、反映されている。

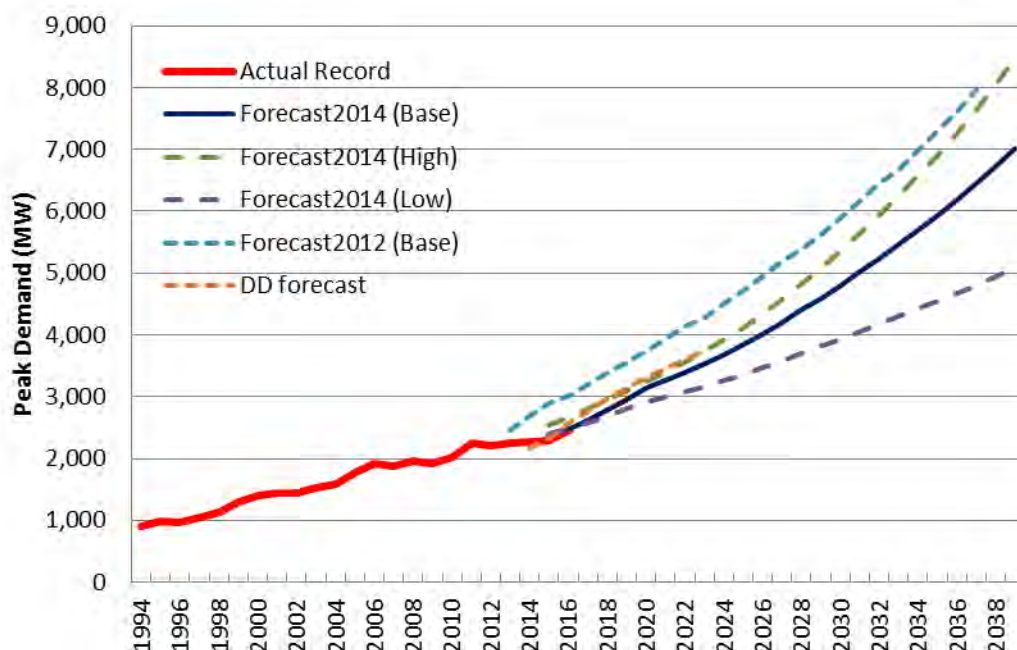
図5-1および図5-2に2015年までの需要実績および需要想定結果を示す。2015年の需要実績は予測とほぼ一致しており、この点は精度の高い想定であるといえる。

図5-2には、CEBの配電部門(DD)とLECOによる最大電力の需要想定(2015年時点)を併せて記載した。この想定は、CEBの需要想定の高ケースに近い想定となっている。この配電部門の想定は、増加が予想される具体的な需要家の計画を踏まえた想定であり、いわば最大の想定であることを踏まえると、よく一致しているといえる。



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-1 現行の需要想定 (電力量)



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-2 現行の需要想定 (ピーク電力)

### 5.1.2 現状の電力需要予測の妥当性と課題

CEB による現状の需要予測は、民生・工業・商業・その他のセクターごとに経済モデルを作成して行われている。経済モデルには多変量回帰式を用いており、統計的に高い相関が得られている。

しかしながら一方で、図 5-1 および図 5-2 に併記した前回 2012 年の需要予測が示すように、実際の需要が予測ほど伸びず、更新毎に予測値達成が先送りされる状況にある。

他国の例を見ても、電力需要を正確に予測することは現実的に至難である。従って、多くの労力と時間を要する高度な予測手法に代えて簡易な想定を行い、実際の需要状況を見ながら随時更新していく方法を採用することも 1 案である。

## 5.2 電力需要予測上の周辺情報

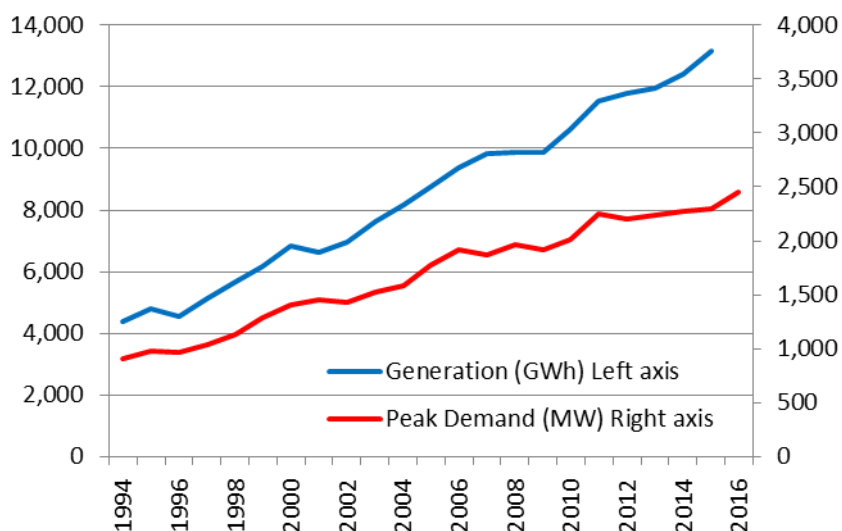
### 5.2.1 電力需要実績

#### (1) 全国の電力需要の推移

近年の全国の電力需要実績を図 5-3 に、また、年負荷率の推移を図 5-4 に示す。一般的に電力需要は変電所からの送電量 (または発電所の発電量) を集計して算定している。しかし、33kV や 11kV の配電系統に直接接続された再生可能エネルギー (NCRE) は、直接需要家に供給してしまうため、変電所からの送電量にはカウントされず、需要を少なめにカウントしていた。近年、NCRE による発電量が増加してきており、その影響が大きくなってきたことから、CEB は、2015 年 4 月

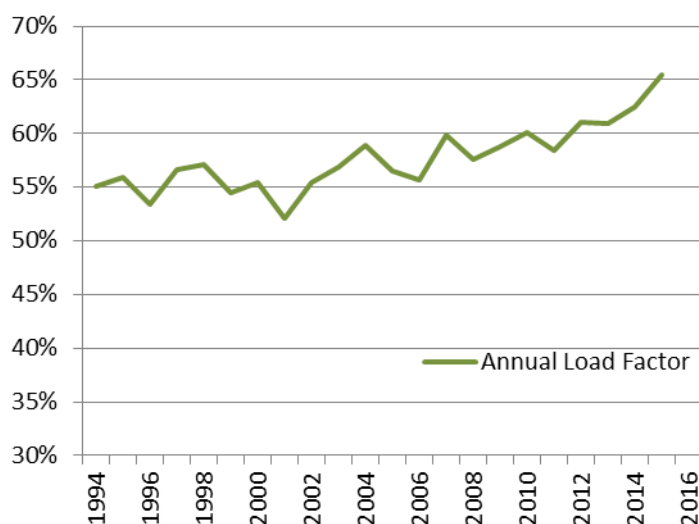
以降の集計に NCRE によるピーク需要を考慮することとした。このため、過去の需要実績を同じ条件で比較するために、2015 年 3 月以前の需要実績は NCRE の各月発電量実績に基づいて補正した。

電力需要は、1995 年、2000 年、2008 年頃に需要増加の停滞が認められるものの、全体的には電力量・ピーク電力ともに、ほぼ一定量の増加が認められる。また、年負荷率は緩やかな上昇傾向が続いている。



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-3 電力需要実績

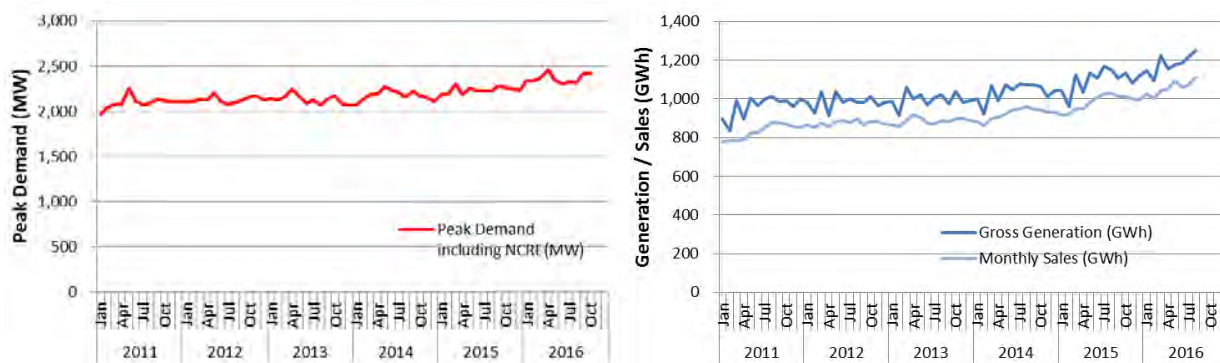


(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-4 年負荷率の推移

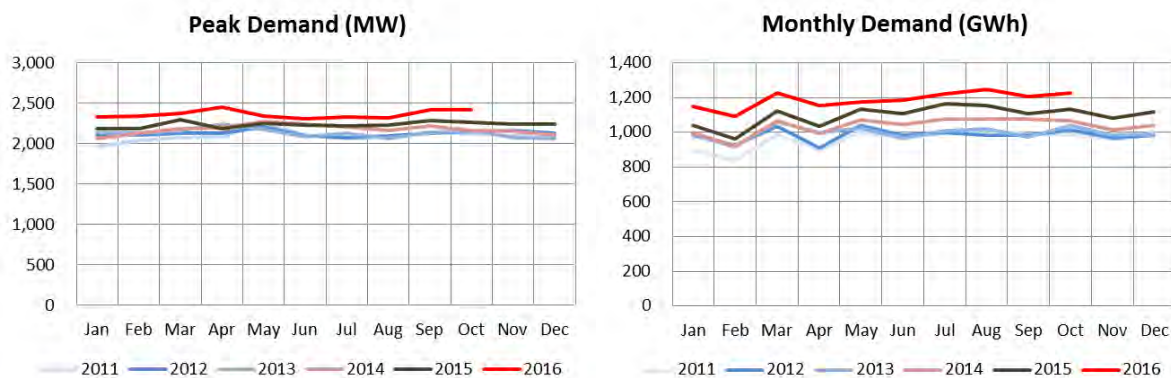
## (2) 電力需要の年間変動

至近年における各月のピーク電力および電力量実績の推移を図 5-5 および図 5-6 に示す。また、年最大電力に対する各月のピーク電力の割合を図 5-7 に示す。至近年の電力需要は堅調に増加しており、ほぼすべての月で前年同月のピーク電力を更新している。また、年間ピーク電力に対する各月のピーク需要は、概ね年最大の 90%以上となっており、年間の変動は比較的小さい。



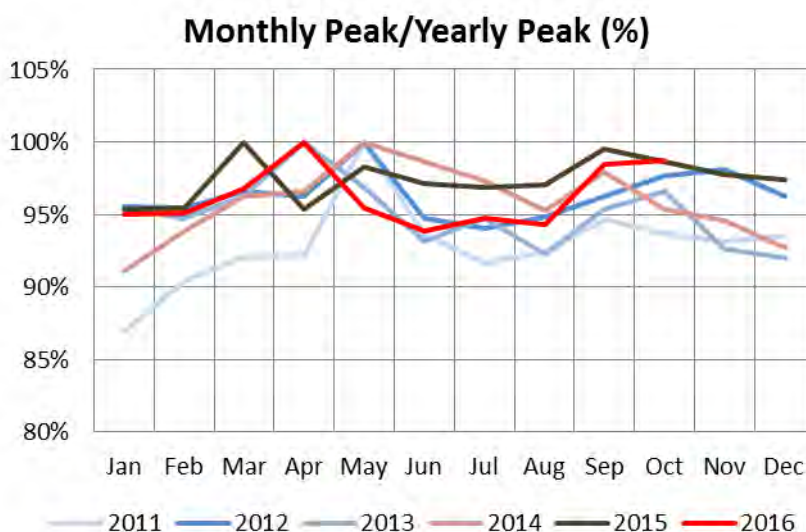
(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-5 各月のピーク電力、電力量の推移(1)



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-6 各月のピーク電力、電力量の推移(2)



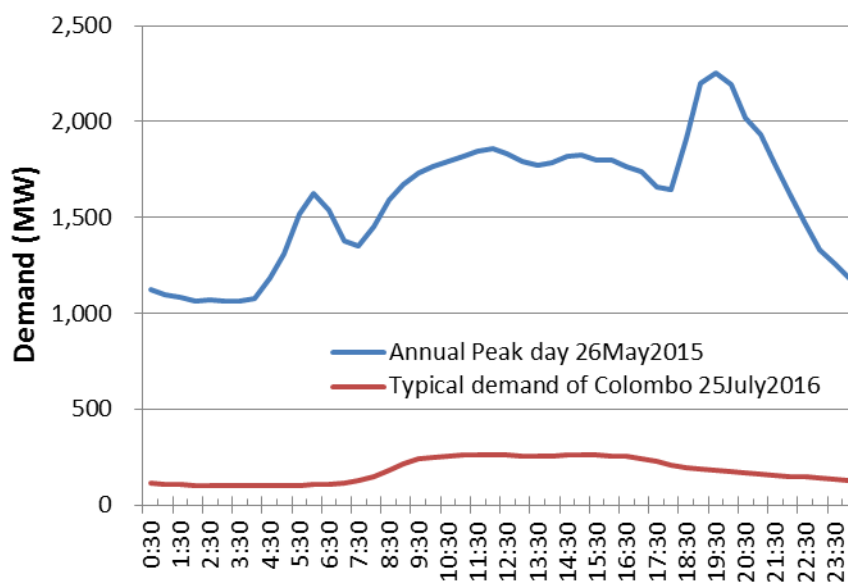
(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-7 各月のピーク電力実績の比較 (年ピーク：100%)

### (3) 電力需要カーブ

最大ピーク電力が発生した日 (2015年5月) の全国の需要カーブ、およびコロンボ市の典型的な日の電力需要カーブを図 5-8 に示す。

全国の需要は、朝、昼、夜の3つのピークがあり、最大需要は夜 19:30 に発生している。一方、コロンボ市の需要カーブは全国の需要カーブと形状が異なっており、ピークは昼のみである。

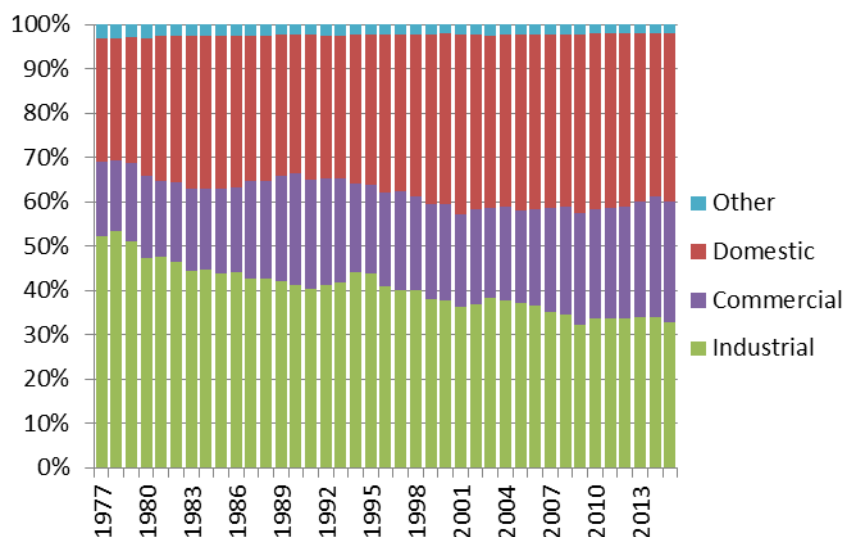


(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-8 電力需要カーブの実績例

#### (4) カテゴリー別電力需要の推移

図 5-9 にカテゴリー別の電力需要実績の推移を示す。長期的には工業需要の構成比が減少し、商業利用の構成比が増加してきたが、至近年では、工業・商業・民生需要の構成比率は安定しておりほぼ一定の比率となっている。

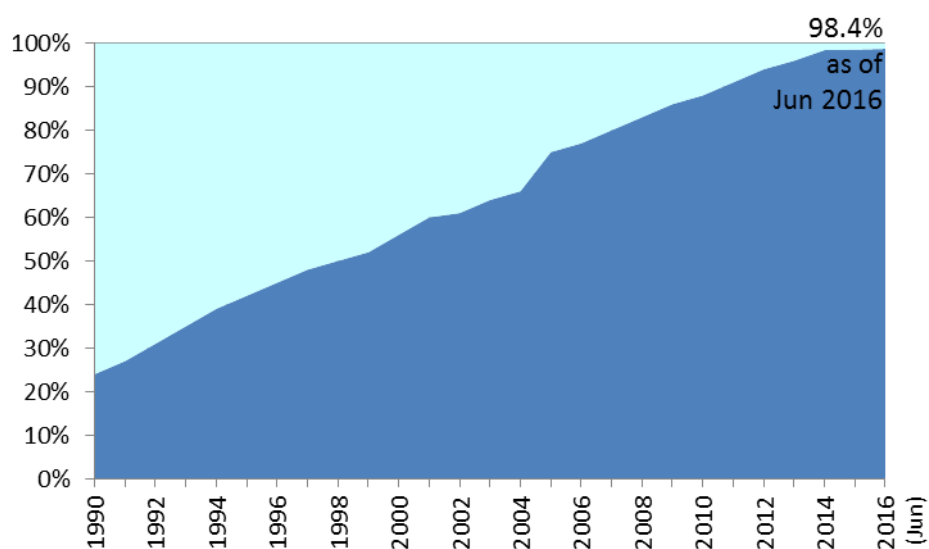


(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-9 カテゴリー別電力需要の実績

#### (5) 地方電化の進展

地方電化は年々進展しており、スリランカ全国の電化率は、2016年6月時点で既に98.4%に達している。



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

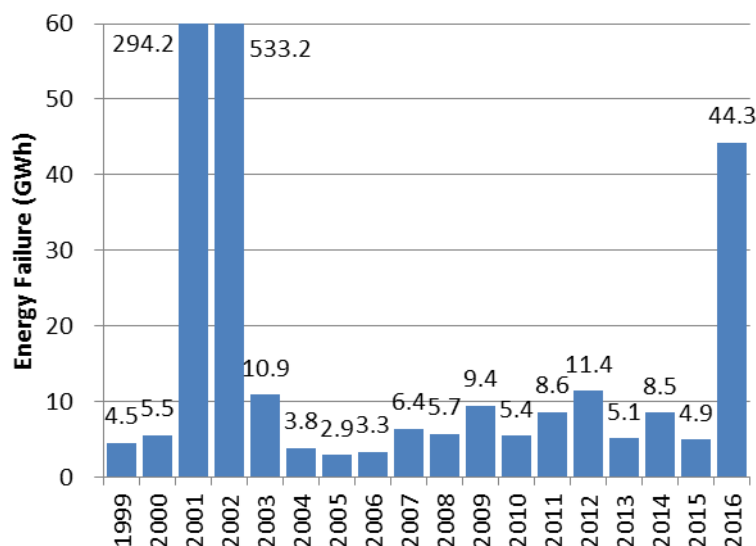
図 5-10 電化率の推移



## (6) 供給支障の低減

電力の供給支障は、図 5-11 に示すように、2003 年以降比較的少なかったが、2015 年 9 月および 2016 年 2 月・3 月に発生した Lakvijaya 火力発電所の事故により供給支障量が増加した。

CEB は、供給支障量を原因別に分類整理している。このうち供給力不足による供給支障の実績を表 5-1 に示す。近年の供給力の不足による供給支障は改善され、低率で推移してきたが、上述の事故に伴って 2016 年には供給力不足が増加した。



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-11 供給支障の実績

表 5-1 供給力不足による供給支障低減の経緯

Year	Power cut (GWh)	Generation(GWh)	Ratio (%)
2001	291.22	6,625	4.40%
2002	524.59	6,946	7.55%
2003	0.00	7,612	0.00%
2004	0.00	8,159	0.00%
2005	0.01	8,769	0.00%
2006	0.01	9,385	0.00%
2007	0.35	9,811	0.00%
2008	0.55	9,893	0.01%
2009	0.59	9,856	0.01%
2010	1.03	10,628	0.01%
2011	6.42	11,528	0.06%
2012	5.67	11,801	0.05%
2013	2.01	11,962	0.02%
2014	5.05	12,418	0.04%
2015	0.06	13,154	0.00%
2016	30.23	14,250	0.21%

(Generation level)

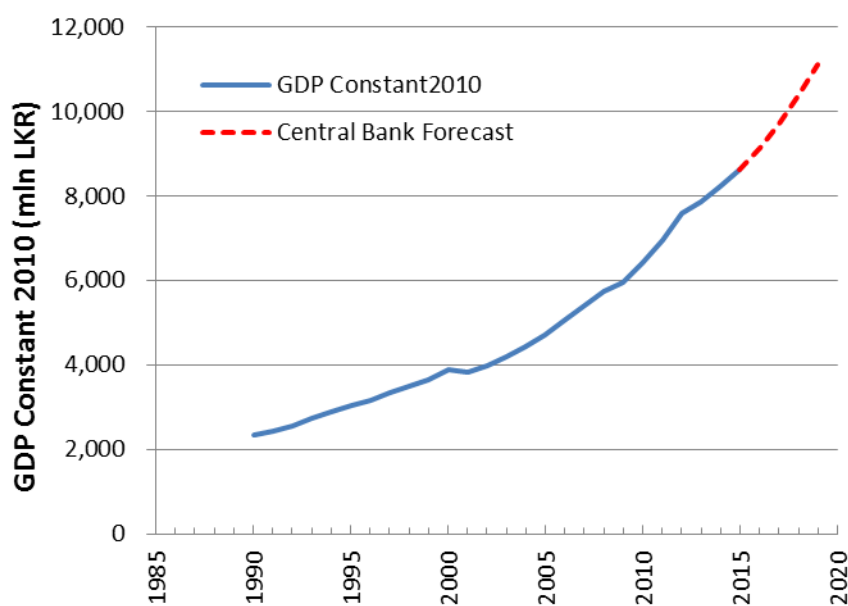
(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

## 5.2.2 経済政策（GDP 成長率）、人口・成長率予測

### (1) GDP の実績および中央銀行による GDP 想定

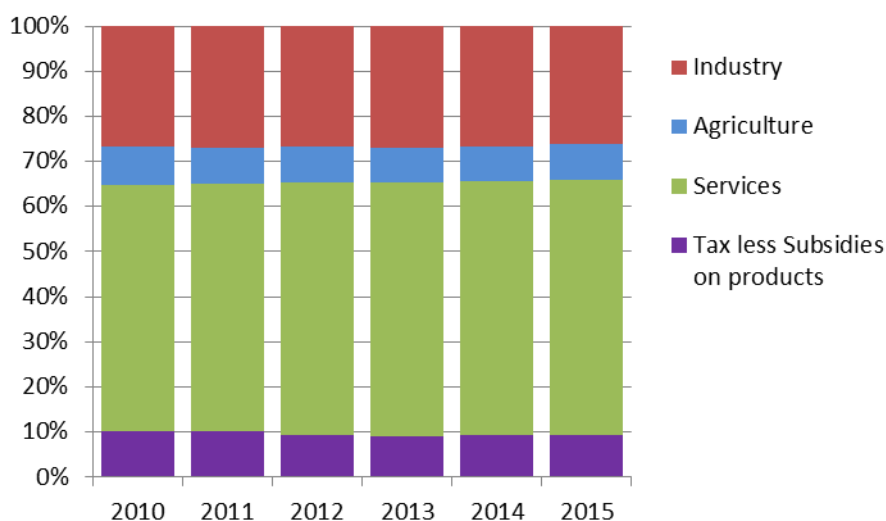
GDP の実績およびスリランカ中央銀行による GDP の推定(2015 年版)を図 5-12 に示す。GDP の実績は、2001 年頃に停滞があるものの、全体的には堅調な増加傾向にある。また、中央銀行の GDP 想定（2016-2019 の 4 ヶ年）によると、年増加率を 5.8-7.0%と比較的高い伸び率が想定されている。

また、産業別の GDP 構成比を図 5-13 に示すが、至近年において構成比率に大きな変化は認められない。



(出典：JICA 調査団)

図 5-12 GDP の実績および中央銀行による GDP 想定



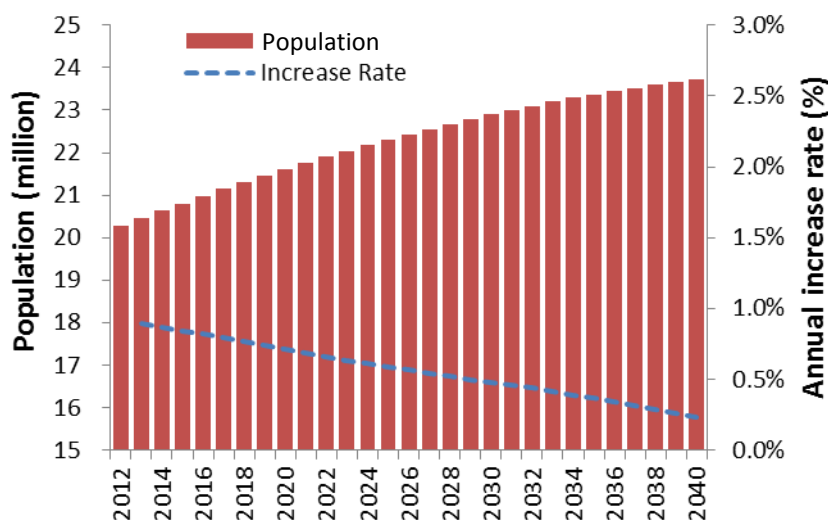
(出典：JICA 調査団)

図 5-13 GDP 産業別構成比の推移



## (2) 人口増加想定

CEBによるスリランカ国の人口予測を図 5-14 に示す。全国の人口は緩やかに増加するものの、増加率は低く 2012 年の調査で 1%以下となっており、今後も次第に減少することが想定されている。なお CEB では 2040 年の人口想定は行っていないので、調査団が 2039 年までのトレンドに基づいて想定した。

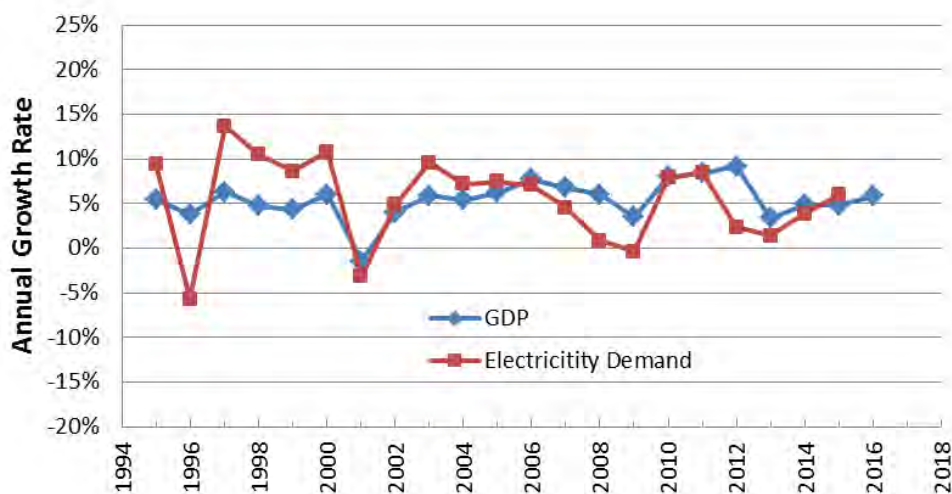


(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-14 スリランカ国の人口予測

## (3) GDP および電力量需要の増加率

GDP および電力量需要の年伸び率を図 5-15 に示す。電力量需要の年増加率は、GDP に比べて変動が大きいものの、両者の動きは概ね一致している。

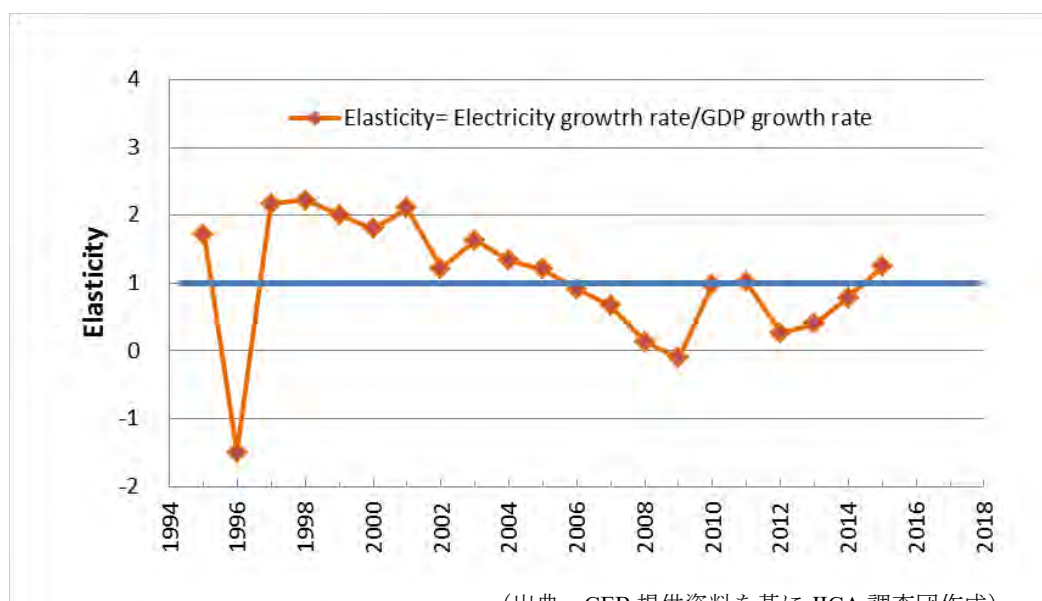


(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-15 GDP 電力量需要の年増加率

#### (4) 電力需要の GDP 弾性値

電力需要の GDP 弾性値を図 5-16 に示す。GDP 弾性値は、1998 年から 2009 年の間減少傾向が続いていたが、その後 2015 年には 1 を上回るまで回復するなど大きく変動しており、実績データから妥当な GDP 弾性値を特定することは困難である。従って、本調査では後述する電力需要想定に使用する GDP 弾性値を、実績値が概ね 1 を中心に変動していることを踏まえて 1 と仮定することとした。



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

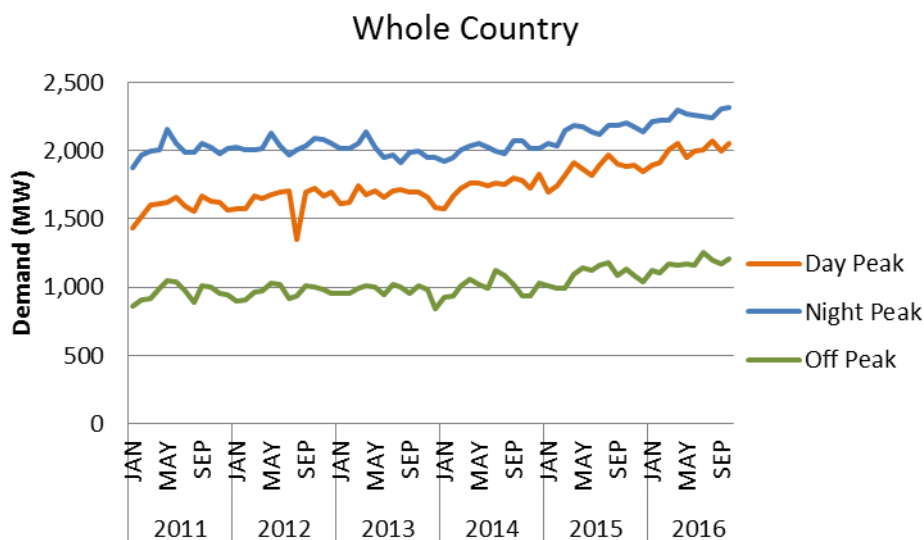
図 5-16 電力需要の GDP 弾性値

### 5.2.3 電力需要の地域別特性とその増加の傾向

#### (1) 全国および地域別のピーク需要

5.2.1(3)項に示したように、現状では全国の需要は夕方発生しているのに対し、都市化が進んでいるコロンボ市では昼にピークが発生しており、需要形状が異なっている。

至近年における各月の夜ピーク、昼ピークおよび需要が日最低となるオフピークの実績を図 5-17 に示す。夜・昼・オフピーク需要とも年々増加傾向にあるが、特に昼ピークの増加は夜ピークの増加より大きくなっているため、今後は日負荷曲線の形状が徐々に変化し、昼ピークと夜ピークが拮抗し、さらには昼ピークが卓越する日負荷曲線に移行することが想定される。



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-17 全国レベルのピーク需要実績の推移

## (2) 地域別のピーク需要

全国レベルの集約と同様に、各州の夜・昼・オフピーク需要を整理したところ、州により差があるものの、概ね昼ピークの増加が夜ピークの増加より若干ながら大きい傾向が認められる。

このうち Western 州と Northern 州は他の州と違う特徴がある。即ち、Western 州では既に昼ピークが夜ピークより大きくなっている。また、Northern 州では 2014 年以降に夜ピーク・昼ピークとも電力需要が急増しており、これは、Northern 州に対する電力供給改善のために進められた発電所・送電線の整備が進んだことを反映していると思われる。

上記を踏まえて、その他の州については GDP の大きさにより 2 グループに分け、合わせて下記の 4 グループに集約した。

- a) Western 州 (図 5-18)
- b) North-Western/Central/Southern 州 (図 5-19)
- c) North-Central/Sabaragamuwa/Uva/Eastern 州 (図 5-20)
- d) Northern 州 (図 5-21)

図に示すように、昼ピークの増加は、グループによって差があるものの夜ピークと比べて相対的に大きい傾向にある。従って、全国レベルにおける昼ピークの上昇傾向は各地域の特性を反映しているものと考えられる。<sup>14</sup>

<sup>14</sup> 州ごとにピーク需要の実績を整理した結果によると、Uva 州のみが昼ピークの需要が減少傾向にある。しかしながら需要が小さいことから全国レベルの評価に対する影響は微少である。

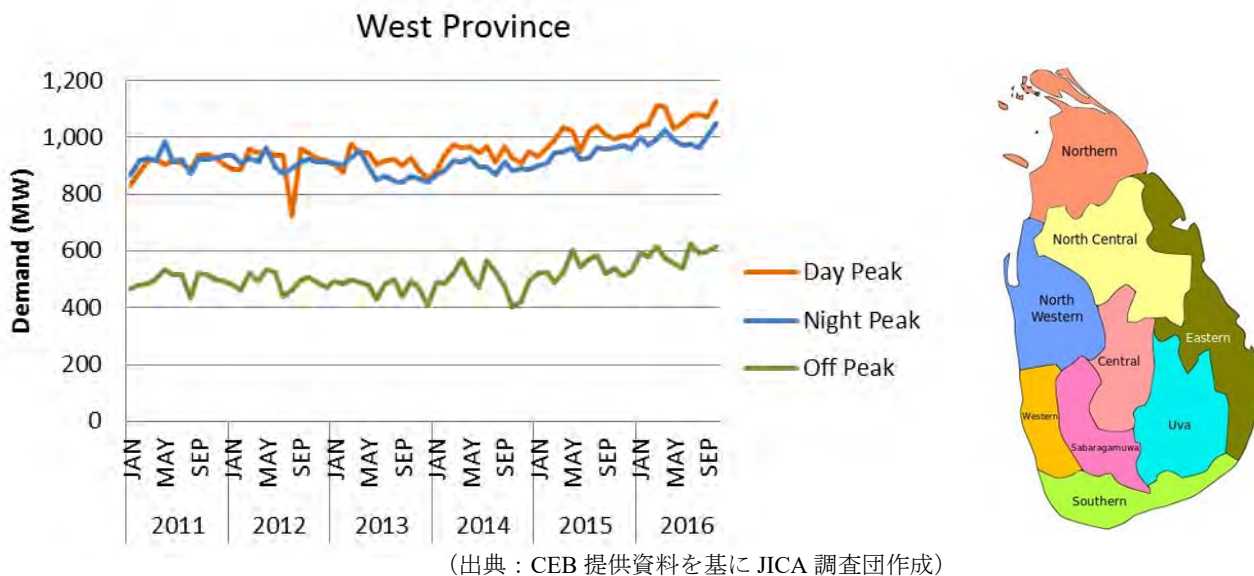


図 5-18 Western 州のピーク需要実績の推移

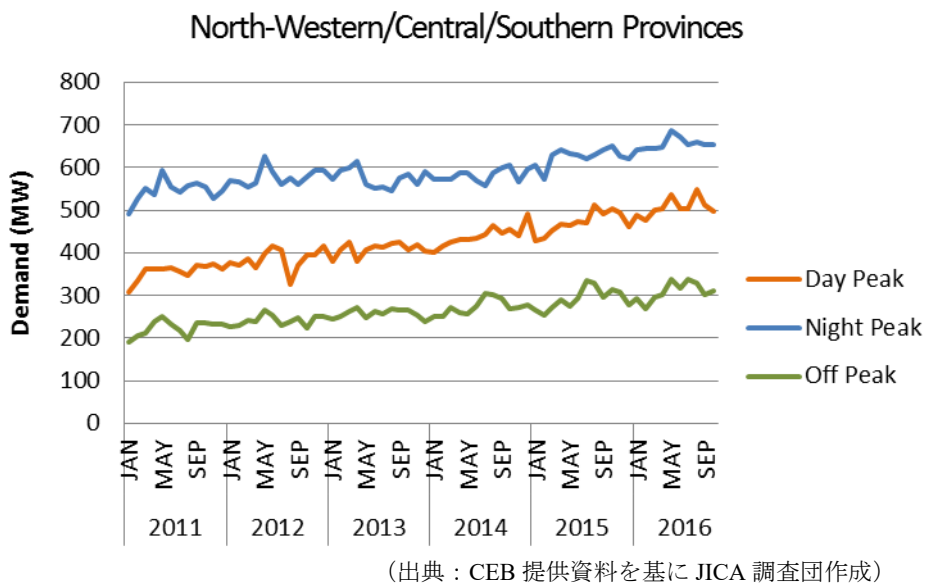
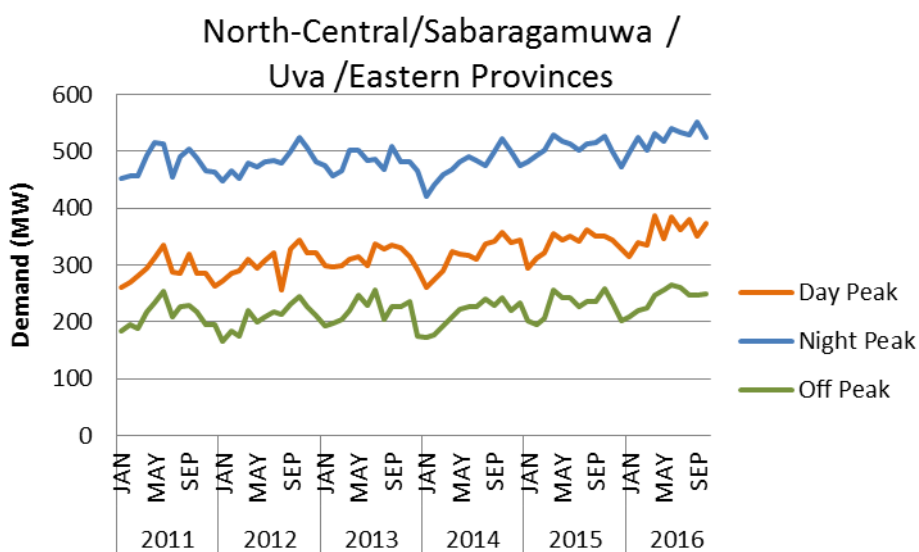
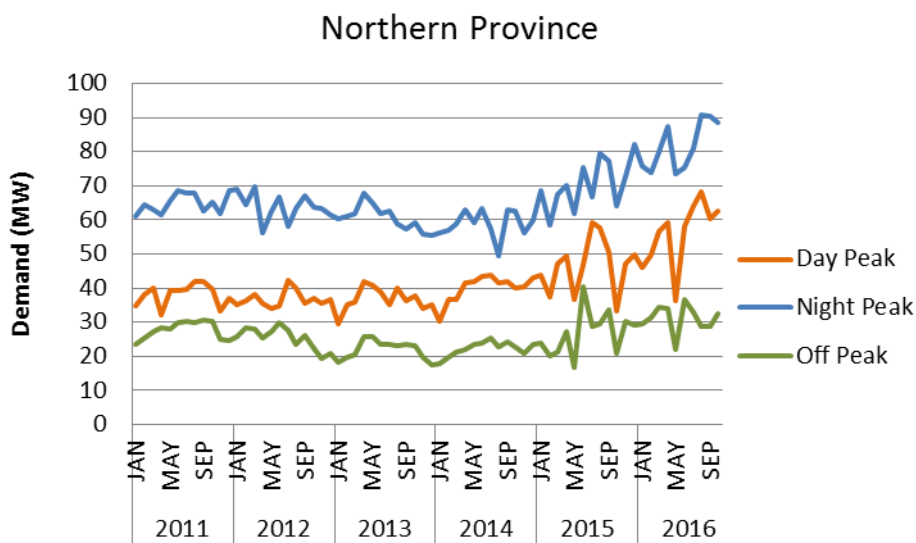


図 5-19 North-Western/Central/Southern 州のピーク需要実績の推移



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-20 North-Central/Sabaragamuwa/Uva/Eastern 州のピーク需要実績の推移



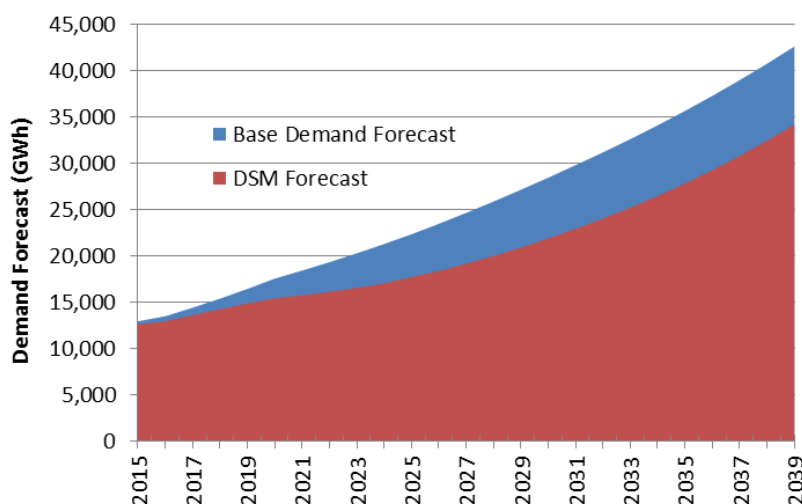
(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-21 Northern 州のピーク需要実績の推移

## 5.2.4 デマンドサイドマネージメント (DSM) の計画

デマンドサイドマネージメント (DSM) は、Sri Lanka Sustainable Energy Authority (SEA)が中心となって関係機関と連携して計画を策定し、導入を進めている。

2016年に承認された長期電源開発計画(LTGEP2015-2034)では、図 5-22 に示すように、今後 DSM の導入を拡大して 2039 年にはベースケース想定に比べて約 7,600GWh の電力を削減する計画が示されている。



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-22 LTGEP 2015-2034 想定におけるベースケースと DSM ケースの需要想定 (発電量)

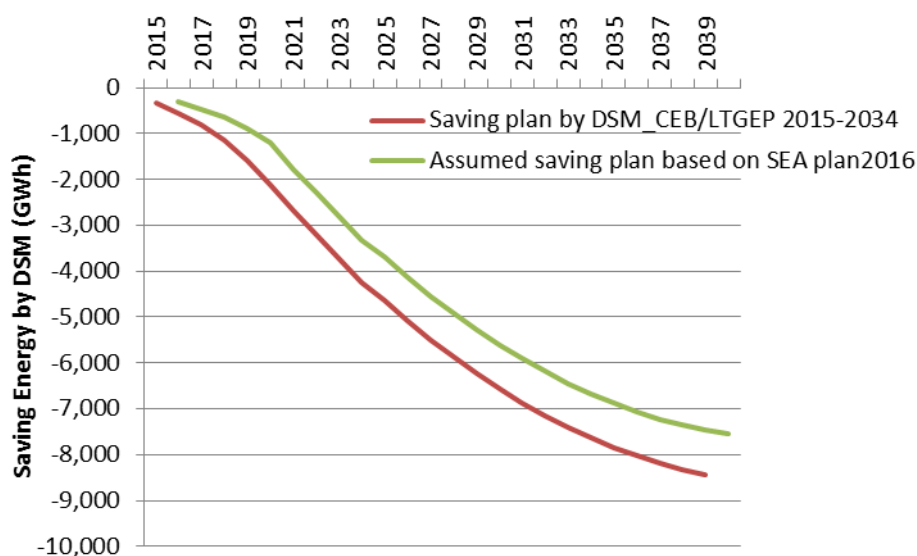
### (1) 現状の計画と想定

SEA は、National Energy Management Action Plan 2016-2020 (以下、エネルギー管理計画 2016) を 2016 年に取りまとめた。これによると、2020 年までの 5 年間に省エネルギー対策 (空調・照明・冷蔵庫等の効率改善など) を進めることにより 1,104GWh の削減を推進し、このために費用として約 100Billion LKR (利用者の設備投資や技術支援費用を含む) が必要とする、DSM 推進計画が示されている。

なお、この実行計画は、LTGEP 2015-2034 の計画に比べて 2020 年までの DSM による需要低減量が約 800GWh 小さくなっている。これは、市場の状況や技術評価を行って実現可能性の高い事業に絞り込んだ結果である。

一方で SEA は、ピークシフト対策として冷熱貯蔵技術や電気自動車の普及などを検討している。現状ではまだ具体的な実行計画策定には至っていないので、早期の具体化が期待される。

上記を踏まえ、LTGEP 2015-2034 に示された DSM 需要想定を元として、2020 年までの計画見直しを反映、その後の改善効果は変更なしとして 2040 年までの DSM 導入効果 (ロス改善効果を考慮して発電量に換算) を補正した。図 5-23 に示すように、DSM が計画どおり実施された場合、2040 年には約 7,500GWh の電力量削減が期待される。



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-23 DSM により節減される電力量 (発電量)

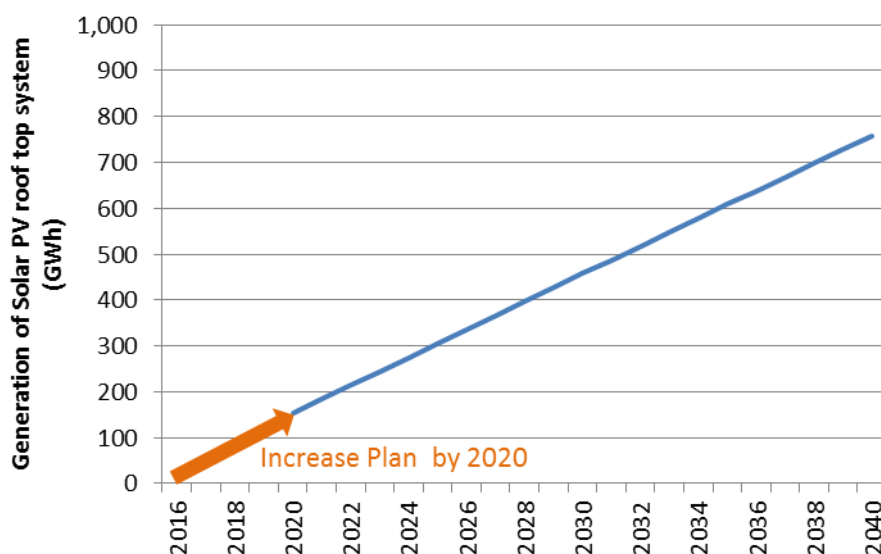
## (2) 太陽光発電システムを備えたスマートホーム導入計画

SEA は、民家の屋根に太陽光発電パネル設置したスマートホームの普及推進計画も取りまとめている。前述のエネルギー管理計画 2016 によると、民家の屋根に設置され計量システムを経て電力系統に接続される小規模の太陽光発電は、2020 年までに 100MW の導入によって 139GWh の電力を発電することが計画されており、導入に必要な費用として約 22 Billion LKR が見込まれている。この計画は、LTGEP 2015-2034 に反映された CEB の計画（2013 年実績を 2039 年までに約 10 倍に拡大して 13.4MW, 19.9GWh を達成）を大きく上回っている。これは、費用負担の少ない小規模（1kW）パネルを大量に投入する方針を採用したことによる変更である。

このシステムは、屋根に設置した太陽光パネルの発電がその民家の需要を上回った場合には余剰分を電力系統に電力を供給し、発電できない夜間等に電力が不足する時には不足分を受電する。従って、スマートホーム導入による太陽光発電の増加に伴って、CEB が監理する電力システムの発電量は減少することとなる。また、5.3.1 節に述べるように、今後需要のピークは夜ピークから昼ピークに移行し、太陽光発電が可能な時間帯にピークが発生することとなる。従って後年度には、CEB が監理する電力システムの設備量を削減する効果が期待される。しかしながら、スマートホームの増加によって全国の電力需要の合計が節減されるものではない。

2021 年以降のスマートホームの普及推進計画は明確でないが、今後、太陽光パネルの価格低減に伴って導入拡大することが期待されるので、現計画の導入量が継続すると仮定すると、図 5-24 に示すように、スマートホームによる発電量は 2040 年には、500MW, 760GWh（ロス改善効果を考慮して電力システムの発電量に換算）に達する。





(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-24 スマートホーム普及推進による太陽光発電の増加量（電力システムの発電量に換算）

## 5.2.5 鉄道電化の見通しと鉄道電化の計画

本件マスタープランではスリランカ当局より、将来国内の鉄道が電化された場合の電力需要増加を含めて想定に含めるよう依頼があったため、下記の通り検討結果を記述する。なお、本稿では鉄道が電化された場合の需要増加のみに焦点を当て、開発にかかる予算や時間、実現可能性などは検討の対象外とする。

### (1) スリランカ鉄道局の情報

スリランカは国内全線の鉄道の開発・運営・サービス提供をスリランカ鉄道局(Sri Lanka Railway Authority、以下「鉄道局」)が担っており、民営化されていない。総延長 1380km に及ぶ軌道について現時点で電化区間は存在しないが、複線化区間は主要路線を中心にいくつか存在する。

#### (a) スリランカ鉄道局からのヒアリング結果（2016年8月9日）

##### －鉄道電化事業の計画

- 鉄道省の予算を使った具体的な鉄道電化計画は現時点では無い。
- しかし、ADB が部分鉄道電化の FS を検討中。
- 初期事業として、都市部周りの 30–40km 程度の鉄道電化を希望。
- ただし、他の設備整備が先であり、鉄道電化の優先順位は低い。

##### －現在のオペレーション

- 現在 6 時～9 時、16 時～19 時の間が利用者ピーク



- コロンボ周辺地域で 220 本／日が運行、24 時間営業。

- (b) 2014 年鉄道省事業報告書データ（鉄道局年次報告書（2014 年）より抜粋）  
2014 年現在における既設路線の運航距離は下記の通りである。

表 5-2 既存路線概要(2014 年データ)

		距離(km)	運行本数(本/日)	駅数
1	Main Line & Matale Line	324	137	98
2	Puttalam Line with Airport Spur	173	49	24
3	Northern Line	322	34	44
4	Talaimannar Line	43	0	52
5	Batticaloa Line	211	10	3
6	Trincomalee Line	70	6	34
7	Coast Line	159	114	68
8	Kelani Vally Line	59	21	30
9	Mihintale Line	15	0	0
10	Kolonnawa Spur	2	4	2
11	Harbour Spur	2	0	0
	total	1380	375	355

(出典：鉄道局年次報告書を基に JICA 調査団作成)

## (2) 鉄道電化に関する長所・短所

上記の通り、鉄道局には優先順位は高くないものの将来的な鉄道電化の意向がある。しかしながら、下記の理由で必ずしも国内路線全線が電化されるというわけではなく、電化が実現した場合でも区間は限定されると考えられる。以下に鉄道電化についての長所と短所をまとめる。

### (a) 長所

- 燃料の補給が不要なため車両運用上の制限が少ない。
- 蒸気機関や内燃機関を動力に用いる鉄道に比べエネルギー効率に優れる。
- 動力源や燃料を積載する必要が無いことから、車両を軽量化できる。

### (b) 短所

- 変電所や送電設備を必要とするため、非電化路線と比べ地上設備の維持は高コストとなる。
- そのため輸送量の小さい閑散線区では採算性の問題から採用されにくい。

つまり、一般的に運転本数の多い路線では電化が有利といえるが、少ない路線には経済性の面から不向きである。上記表 5-2 に示したように、スリランカ国内には数本／日といった運行本数が非常に少ない路線が存在し、将来的に多少の利用客の増加があったとしてもこれらの路線は採算が合わないため電化には適していないと考える。本稿ではそれらの運行本数が少ない路線については電化の想定外とする。（実際、鉄道電化の歴史が長い日本においても地方部においては未電化路線が多い。）

### (3) 既設路線の電化想定

上記から、将来の需要増加を検討するうえで、まずは電化される区間を想定しなければならない。ここでは下記の区域／段階で鉄道電化が進むと想定する。

#### (a) ローケース：コロンボ首都圏のみ電化がされると想定した場合

メガポリス西部開発庁が2016年10月付で公開しているメガポリス西部開発計画の交通マスタープラン<sup>15</sup>において、既設路線の電化及び電化路線の新設が必要と提言された下記路線の合計距離を2040年までに最低限電化される区間と想定し、これをローケースとする。

表 5-3 電化対象路線（ローケース）

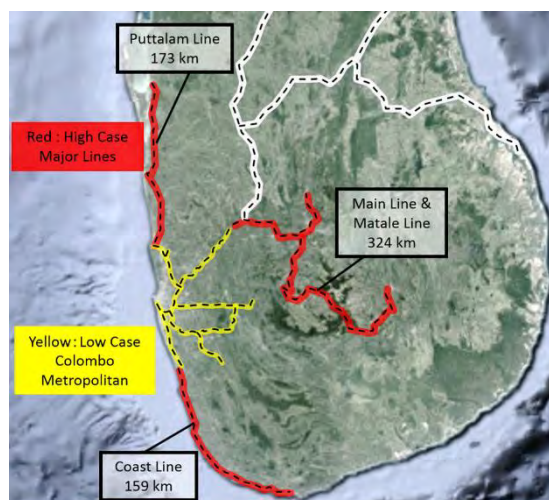
路線	区間	距離
Main Line, Coast Line	Panadura - Veyangoda - Polgahawela	110km
Puttalam Line with Airport Spur	Ragama – Negombo with Airport Spur	26km
Kelani Vally Line (New Line)	(all section) Kottawa to Horana	59km 22km
(New Line)	Kelaniya to Kosgama via Biyagama, and Dompe	30km
Total		247km

(出典：交通マスタープランを基に JICA 調査団作成)

#### (b) ハイケース：既存の主要路線が全区間電化されると想定した場合

上記5路線区間の電化のみだけでもかなりの開発予算と時間がかかると考えられるが、さらに開発が進み主要路線が全線で電化されるケースも検討し、これをハイケースとする。

ここでは上記の検討のとおり、運行本数が少ない路線については電化の対象外とし、現時点での運行本数（距離あたり）が多い既設4路線に加え交通マスタープランで示された新設2路線が全て電化されると想定する。



(出典：JICA 調査団)

電化区間距離：767km

図 5-25 主要路線と想定範囲

<sup>15</sup> <https://megapolis.gov.lk/>

表 5-4 電化対象路線 (ハイケース)

路線	距離 (km)	運行本数 (本/日)	駅数
Main Line & Matale Line	324	137	98
Puttalam Line with Airport Spur	173	49	24
Coast Line	159	114	68
Kelani Vally Line	59	21	30
(New Line) - Kottawa to Horana	22	-	-
(New Line) - Kelaniya to Kosgama via Biyagama, and Dompe	30	-	-
<b>Total</b>	<b>767</b>	<b>321</b>	<b>220</b>
(例) 日本ー常磐線 <sup>16</sup>	350	200 <sup>※2</sup>	80

※1 ハイケース路線はローケース路線を全て含む

※2 土浦駅をポイントとした平日上下線合計

(出典：JICA 調査団)

#### (4) 変電所の数からの電力需要算出

ここまで 2040 年までに電化が予想される区間とその距離を想定した。これら区間が電化された場合の電力需要の増加の算出方法については様々な方法が考えられるが、ここでは求められる鉄道変電所の数と、それらに必要な電力から算出する方法を採用することとする。

鉄道変電所から電車へ電力を供給することをき電といい、き電の方式は大まかに分けると直流き電と交流き電がある。直流き電では、電車用の電動機の絶縁性能の都合上、き電電圧をあまり高くすることができず、変電所からの送電距離が短くなってしまふことから、変電所を多数配置する必要がある（一方、車両の製造コストを低く抑えることができるというメリットもある）。交流き電では大電力輸送に適した高圧で送電できることから電圧降下が小さく、その分変電所の間隔を長くできる。

日本における事例から、一般的に鉄道変電所の間隔は直流き電で 5~10km、交流き電で 20~50km（在来線 BT 区間）であり、上記で想定した電化区間距離から、スリランカにおいては下記の数の鉄道変電所を設置することが求められると想定される。

表 5-5 き電方式と必要な変電所の数

き電方式	電圧	変電所間隔	変電所の数	
			電化 248km	電化 767km
直流	1.5kV	約 5km	51	157
交流	20kV	約 20km	15	39

※路線ごとに必要な変電所数の合計

(出典：JICA 調査団)

さらに変電所 1 か所あたり直流で 2MW、交流で 10MW の電力が必要と仮定すると、スリランカの今後の開発には下記の電力が必要となる。

<sup>16</sup>例として日本の常磐線と比較した。(理由として、1. Main Line と運行距離が同等。全 4 路線を含めても常磐線の約 2 倍の規模という計算しやすい路線距離であったため。)

表 5-6 鉄道電化で想定される電力需要

き電方式	電化 248km	電化 767km
直流	102MW	314MW
交流	150MW	390MW

(出典：JICA 調査団)

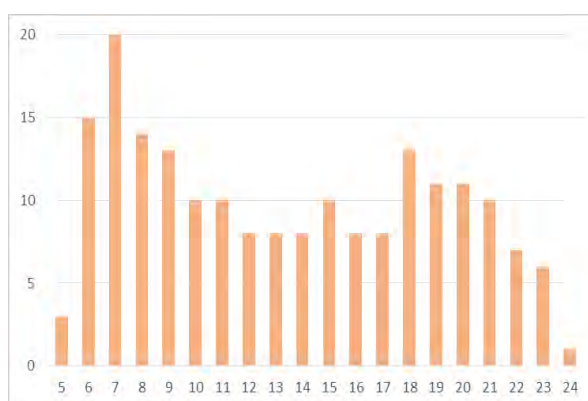
### (5) まとめ

一般的に直流電化では変電設備が多くなる分地上設備側のコストが高くつくが、車両の製造コストは交流車両にくらべて低い。スリランカ当局がどちらの方式を採用するかは予算等の都合次第だが、少なくとも直流き電・交流き電方式に関わらず導き出せる結論は下記の通りである。

ローケース：コロombo首都圏内の電化のみならば 150MW 以下

ハイケース：コロomboを中心とした主要路線が全線電化される場合でも 400MW 以下

なお、スリランカ鉄道局でのヒアリング結果や日本での事例から、電化の対象となる都市圏においては通常出勤・退勤の時間に運行のピークがあることから、鉄道にかかる電気需要も同様の時間にピークを迎える。これは都市圏全体の電力需要が昼にピークをとる山型の負荷形状とは異なっているため、上記で想定した電力の最大値が必ずしも昼ピーク時と同時ということはない。



(出典：JICA 調査団)

図 5-26 常磐線土浦駅における上下線本数

## 5.2.6 Rapid Transit System (RTS)の導入

前述のメガポリス西部開発計画の交通マスタープランでは、鉄道と同様に、比較的軽量の都市交通を担うシステムとして Rapid Transit System (RTS)の開発も提言している。それによれば、敷設がふさわしいとされた路線・区間は下記のとおりである。

表 5-7 RTS の敷設が提言された路線・区間

	路線	距離	区間
1	Green Line (RTS1)	15km	Fort-Kollupitiya-Bambalapitiya-Borella-Union Place- Maradana
2	Yellow Line (RTS2)	11.5km	Fort- Maradana- Mattakkuliya/Peliyagoda
3	Red Line (RTS3)	10km	Dematagoda-Borella-Narahenpita-Kirulapone-Havelock City- Bambalapitiya
4	Purple Line (RTS4)	10km	Borella-Rajagiriya-Batramulla-Malabe
5	Pink Line (RTS5)	9.6km	Malabe - Kottawa
6	Olive Line (RTS6)	6km	Malabe - Kaduwela
7	Ash Line (RTS7)	13km	Peliyagoda - Kadawatha
	Total	75.1km	

(出典：メガポリス西部開発計画の交通マスタープラン)

RTS の車両方式についてはモノレール方式や LRT 方式の採用があり得るが、いずれも外部から電気を供給されて走る車両が一般的であり、これに必要な電力については下記表 5-8 のように鉄道と同じ試算方法で求められる。ただし、RTS は比較的短距離機関での運行であるため、モノレールでも LRT でもき電は直流によるき電方式が一般的である。

表 5-8 RTS による電力需要

き電方式	電化区間	変電所数	電力需要
直流	75.1km	およそ 17 か所	約 34MW

※変電所間隔 5km、変電所 1 か所あたり 2MW の電力が必要と想定  
 (出典：JICA 調査団)

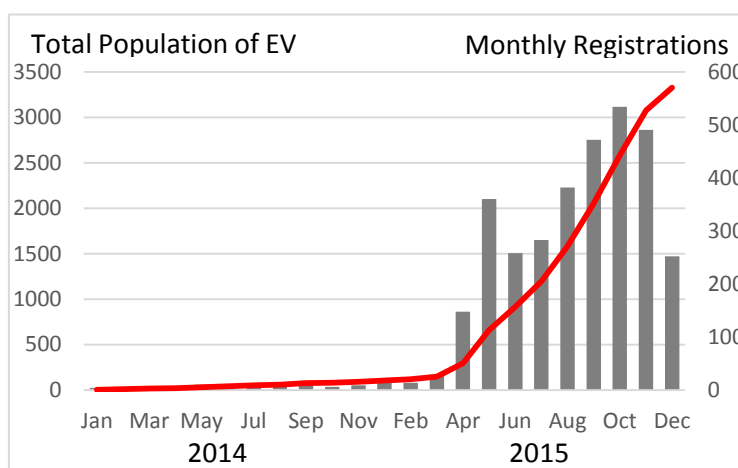
### 5.2.7 電気自動車の普及

近年、運輸業界においては電気自動車 (EV)<sup>17</sup> の開発・普及が急速に進んでいる。量産可能な航続距離の長い蓄電池技術の開発が進んだことにより、これまでのガソリン車に比しても遜色ない運用が可能となり、さらにガス排出量が少ないことから昨今の環境対策意識の高まりも後押しし、ここ数年で販売台数が急速に伸びている。このトレンドに対して様々な自動車関連企業・研究所・政府機関等が将来の普及予想を出しているが、2030 年代には 2 割以上の保有自動車が EV に置き換わる想定が大半を占めており (後述)、それが現実となると考えると、EV の充電による電力消費は決して無視できない。本項では EV がスリランカに将来どれだけ普及するか試算を行い、それによって発生する電力需要を考察してみたい。なお、本項では EV 普及による電力需要の増加にのみ焦点をあて、非常用バッテリーや DSM 活用等、EV の蓄電池としての使用用途については扱わない。

#### (1) 考察の方法

スリランカでは国内に大規模な自動車工場を持たないことから、国内で使用する自動車のほとんどを輸入に頼っている。内戦終結後の 2010 年 6 月には中古車に関する関税が大幅に引き下げられたことから国内市場に一気に輸入車が流れ込み自動車保有率が高まり、2015 年 1 月に EV 以外の自動車に対する輸入関税が引き上げられたことを契機に、輸入が始まり国内マーケットに EV が出回るようになった (図 5-27)。現在では急速充電ステーションがコロンボ市内の所々に見られるようになってきており、世界的な潮流と同じように今後もスリランカでも EV が普及していくと予想される。

<sup>17</sup> ここでは蓄電式電気自動車(BEV)、プラグインハイブリッド自動車(PHEV)を総称して EV とする。



(出典 : Department of Motor and Traffic)

図 5-27 スリランカにおける EV の登録台数<sup>18</sup>

スリランカでの EV の普及については、CEB も EV ステーションの支払い用にプリペイド式の e-Card を発行<sup>19</sup>するなど公的セクターからの後押しがあるものの、基本的には民間の動向次第であり、環境対策のために政府が長期の具体的な導入目標を設けているといった姿勢は、今回の調査団の調査においては確認することができなかった。むしろ、2015 年 11 月には政府当局が EV を含めた自動車全般の輸入税を再び引き上げたことから、街中の渋滞をさらに深刻化しないことを目的として自動車輸入全体を抑制する傾向がみられる。

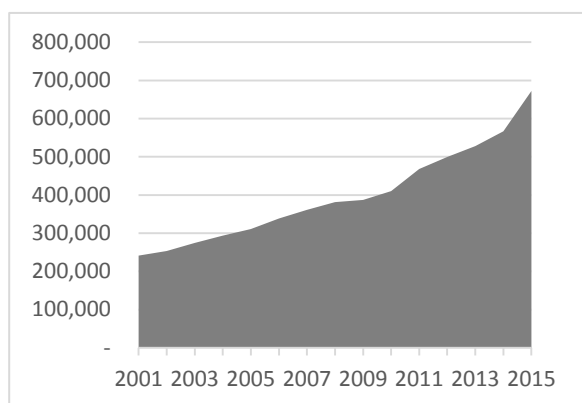
本稿では 2040 年時点での EV 充電による電力需要を試算するにあたり、同年の自動車全体の台数や EV の割合等を手掛かりに考察を進めることとしたい。

## (2) 2040 年の全国自動車保有台数

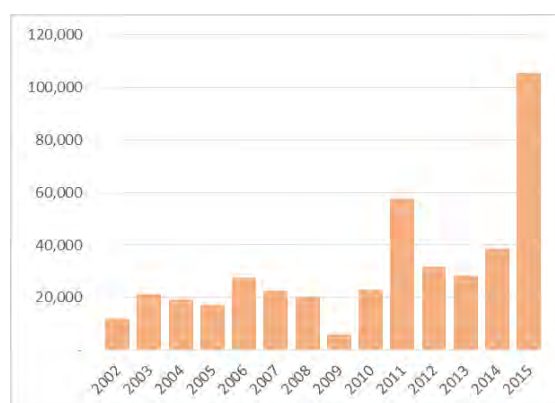
まずは、EV に限らず、内燃自動車、ハイブリッド自動車等を含めた自動車全体の保有台数を求める。スリランカは前述の通り 2010 年を契機に急に中古自動車の輸入が進み（図 5-28）、その後は市場に出回る自動車が増加を示しつつも政府の輸入税の変化によって導入量に変化している（図 5-29）。このような状況においては過去のトレンドから 2040 年までの長期の予想をすることは困難であるため、本稿においては、2040 年におけるスリランカの人口と、一人当たりの保有率をもとに 2040 年の全国自動車保有台数を割り出すこととする。

<sup>18</sup> 2014 年 12 月の新規登録台数は公式データに記載が無いため省略

<sup>19</sup> <http://www.ceb.lk/launching-of-prepaid-ceb-e-card/>



(出典：Department of Motor and Traffic)



(出典：Department of Motor and Traffic)

図 5-28 スリランカの自動車保有台数

図 5-29 年ごとの新規登録台数

既出の試算（図 5-14）によれば、2040 年時のスリランカの人口は 23.7 百万人と予想されている。一方、2015 年の同国の自動車保有台数は 32 台／千人<sup>20</sup>であるが、これが経済成長や更なる自動車の普及により 2040 年にはほぼ 3 倍の 100 台／千人程度<sup>21</sup>になると仮定し、以上から、2040 年時点の自動車保有台数を 2.37 百万台とする。

### (3) EV の普及割合

将来の世界の EV の普及割合に関しては多数の民間企業、政府機関、国際機関等が独自の立場から試算をまとめており、多くの予想が発表されている。温暖化抑制策を重視するものから、BAU<sup>22</sup>ベース、商用ベース等様々な視点から分析がなされている。それらをひとつひとつ分析することは本マスタープランの目的ではないが、表 5-9 にいくつか例を示しておく。これらを総合すると、2040 年時点では全自動車保有数に対し EV はおおむね 20～30%程度を占めると予想できる。

表 5-9 様々な組織にて試算された将来の EV 化率の例

	2030	2035	2040	2050	試算ベース
国際機関(IEA) <sup>23</sup>	10%	-	(25%)	40%	環境対策
エネルギー関連企業	-	6%	-	-	市場動向
自動車メーカー	15%	-	-	-	販売目標
民間シンクタンク A	-	-	25%	-	市場動向
民間シンクタンク B	15%	-	-	-	市場動向

(出典：JICA 調査団)

なお、前述したようにスリランカ政府は特定の EV に関する導入目標を持たないが、自動車のほとんどを輸入に頼っている現状を鑑みれば、多分に世界の潮流に影響を受けやすいといえることから、スリランカでの将来の EV の割合も 20%～30%程度であると考えて問題ないだろう。

<sup>20</sup> 2015 年人口 20.8 百万人に対し、自動車台数 672502 台

<sup>21</sup> 他国の状況とも比べて想定した値。

<sup>22</sup> Business As Usual

<sup>23</sup> Global EV Outlook 2016, International Energy Agency 参照



#### (4) EV による充電負荷の推計

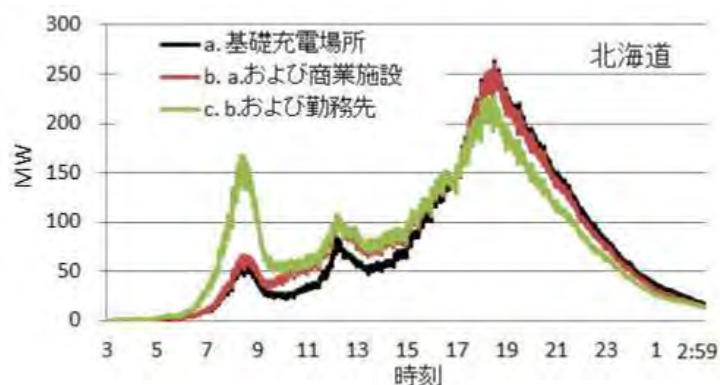
EV による充電負荷の計算については EV 所有者の行動特性、つまり所有者のうちどれだけの割合の人が、どの時間に充電をするかといったパターンを用意し、それに 1 台当たりの充電負荷を掛け合わせるという方法を用いるべきであるが、それには大規模な所有者に対する聞き取り調査が必要となる。本マスタープランでは、そのような大規模な調査は実施せず、既に日本において行われた同様の研究の報告書（電力中央研究所『電気自動車による地域別充電負荷の推計』※以下「研究」）を引用し、スリランカの 2040 年時点での充電負荷を概観したい。

研究では、EV の 2005 年のオーナーインタビュー起終点調査データより得られた走行・駐車パターンを用いて、日本の電力会社の供給区域別に、日中の充電負荷を推計している。なお、研究では調査時の全自家用乗用車のうち 30% が EV に置き換わったことを想定して推計しており、この点、前述の 2040 年における EV の想定割合に合致している。

研究では日本の地域ごとにデータをまとめているが、そのうちスリランカの 2040 年の全車両台数（2.37 百万台）が北海道の同台数（2.717 百万台）に近いことから、ここでは北海道の推計を参照する<sup>24</sup>。

下記の図 5-30 は北海道の平日の駐車時充電シナリオ充電負荷を表したものである<sup>25</sup>。図中の線はそれぞれ下記の場合の充電負荷を示す。

- 黒線(A)：自宅等の定置場所（自社、契約駐車場を含む）のみにおける充電
- 赤線(B)：A に加え商業施設での充電を加味したもの
- 緑線(C)：B に加え勤務先での充電を加味したもの



（出典：電力中央研究所『電気自動車による地域別充電負荷の推計』）

図 5-30 平日の駐車時充電シナリオ充電負荷（北海道）

主に利用者は帰宅後に自宅等の電源に接続することから、19 時頃の帰宅時間帯においてピークを迎える。なお基礎充電場所のみのパターンではピークの充電負荷は 260MW 程度であり、

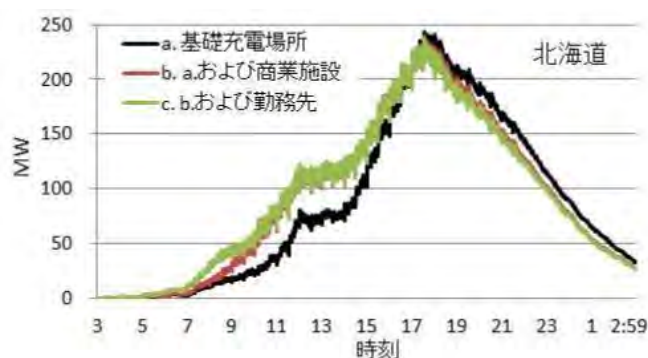
<sup>24</sup> 日本は南北で寒冷的な地方から温暖な地方まで、緯度により気候が異なる。北海道は最北に位置し寒冷的な地方と言えるが、参照した研究では気候の違いによる EV の行動特性に差異は無かったことから、スリランカにおいても北海道と同様の行動特性がみられると仮定する。

<sup>25</sup> 電費・蓄電容量は、軽自動車：11.3km/kWh・16kWh/台、普通自動車：9.5km/kWh・24kWh/台、一台当たりの充電電力は 3kW と仮定。



2040年のスリランカの全自動車台数は比較した北海道の台数より15%程度低いことから、スリランカでは最大220MW程度の負荷となる。また、2040年時点ではスリランカにおける系統全体でのピークが昼に現れることが想定されているが（後述）、12時のピークに影響を及ぼすと考えられる充電負荷はスリランカにおいて最大で95MW程度である。

下記の図5-31は北海道の休日の駐車時充電シナリオ充電負荷を表したものである。通勤のための使用が少ないため18時頃をピークにした山型の負荷形状であり、この場合のピークは240MW程度（北海道）である。

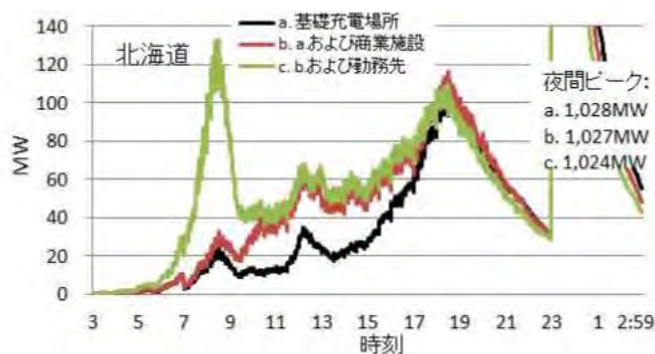


（出典：電力中央研究所『電気自動車による地域別充電負荷の推計』）

図 5-31 休日の駐車時充電シナリオ充電負荷（北海道）

#### (5) オフピーク料金時間帯に充電が集中する場合

研究では深夜割引が適用された場合の電力負荷も試算しており、23時にEVが一斉に充電を開始した場合、下図5-32のように一気に1,000MW近い急峻なピークが発生することも示された。



（出典：電力中央研究所『電気自動車による地域別充電負荷の推計』）

図 5-32 夜間深夜割引が適用された場合の平日充電負荷モデル（北海道）

既にCEBでは、2015年9月にEVの普及促進を目的とした時間帯別料金設定を表5-10のように定めたが<sup>26</sup>、電力量料金はピーク時とオフピーク時において4倍も差がある。当然、オフピー

<sup>26</sup> <http://www.ceb.lk/launching-of-prepaid-ceb-e-card/>

ク時間帯となる 22:30 過ぎに充電が開始される設定が増え、EV の普及が進んだ場合には上記図 5-32 に示したような急峻なピークが発生することが予想される。この場合、系統に対する充電負荷の影響が大き過ぎるので、深夜料金を時間別に多段階にする等の緩和策の導入が必要となる。

表 5-10 2015 年 9 月に発表された料金プラン (30A)

Time of Use (TOU)	Energy Charge (Rs/kWh)	Fixed Charge(Rs/month)
Off Peak (22:30 – 05:30hrs)	13.00	540.00
Day (05:30 – 18:30 hrs)	25.00	
Peak (18:30 – 22:30 hrs)	54.00	

(出典 : <http://www.ceb.lk/launching-of-prepaid-ceb-e-card/>)

## (6) まとめ

スリランカ全体の電力システムを考えた場合、2040 年には昼ピークが夜ピークを卓越していると考えられるが、夜ピークも依然として高い負荷を示すと予想される (図 5-42 参照)。EV による充電負荷は、この系統全体の夜ピークをさらに押し上げる要因となり得ることから、負荷率改善効果が深夜から早朝にかけてのオフピーク時間帯にピークシフトして夜ピーク時間帯の充電需要増加を回避する上記のような施策・料金設定の導入が必要である。図 5-32 でみられる深夜料金適用時間帯における急峻なピークを具体的にどう分散させるかは本項では扱わないが、系統全体への影響を考えたとき、スリランカでは昼ピーク時に最大 60MW、夜ピーク時に最大 100MW 程度の充電負荷が発生することが予想できる。

## 5.2.8 大規模開発や大口需要家による需要増加

### (1) 大規模な開発計画例

#### (a) 西部州メガポリス開発計画 (WRMPP)

西部州メガポリス開発庁が進める『西部州メガポリス開発計画 (WRMPP)』はコロンボ市だけではなく周辺の西部州も一体で開発を進める規模の大きな開発計画であり、交通・水道・電力などの社会インフラ整備や、空港・港湾の開発、物流や観光拠点の整備など、包括的な開発コンセプトをまとめている。WRMPP マスタープランが 2016 年に取りまとめられており、今後同地域における開発はこのマスタープランをもとに開発される可能性が高い。しかしながら、現時点で個別の建設プロジェクトが動き出している例は少なく、どこまで開発が進むかは未知数である<sup>27</sup>。

#### (b) 港湾及び周辺地域開発計画

スリランカの前政権時に計画されたコロンボ港拡張および周辺都市開発計画、通称‘ポートシティ計画’は、スリランカ政府と中国政府が新たな取り決めを結び、名称を‘コロンボ国際

<sup>27</sup> 同様の計画は 10 年以上前にも浮上しているが、政権交代などの影響により中止された経緯もある。

金融都市’ 開発計画として進められることになっている。また、スリランカ南部ハンバントータ港周辺においても大規模な港湾及び周辺都市の開発が計画されている。

(c) 輸出加工区 (EPZ) 及び工業団地 (IP)

スリランカ投資庁 (BOI) は輸出加工区 (EPZ) を、国内に数十か所設置し、諸税の優遇や財政支援を行うことで国内外の企業の入居を誘致している。Mirigama-EPZ や Horana-EPZ などの一部は WRMP の開発計画のなかにも含まれており、各々の開発コンセプトを WRMP のホームページ上に公開している。

(2) 電力需要の増加

上記のようにスリランカ国内では今後の大きな電力需要が予想される開発計画が存在しているが、中には計画・目標は壮大ながら、実際に順調に建設が進んでいないもの、過去には実際に進まなかったものも少なからずある。このように具体的に動き出していない大型案件については、実現可能性が確実ではないことから、電力需要を計画に沿って試算することは困難であり、長期的な電力需要の評価を目指す本マスタープランが特定の開発計画の成否に影響されることは避けたい。そもそも、これら開発計画の主体を担うのは主に商業・住居ビルや工場などを建設する各々の民間企業であるため、本章ではそれら個別の開発による需要の増加から、全体の需要増加を評価することとしたい。

各配電子会社 (DD1-4) は各々の配電設備計画のために、所管地域の大規模な電力需要を伴う開発計画を調査・把握している<sup>28</sup>。これによると、2015年現在で把握されている至近4年間の大規模開発計画の件数はおよそ200件あり、これらの需要増加は、平均で123MW/年であった。今後も新規開発計画の発生により、毎年同程度の需要が追加されていくことを想定する。

なお、前述の各配電子会社がまとめている計画中案件の例は下記の通りである。

- ・ 空港や港湾および周辺施設の新規・拡張
- ・ 電力・通信・水道・交通などのインフラ開発
- ・ 輸出加工区 (EPZ) 及び入居企業による工場設置
- ・ コロンボ大都市圏における商業施設等を含む都市開発
- ・ ホテル等の観光開発
- ・ 学術都市等の新都市開発 等

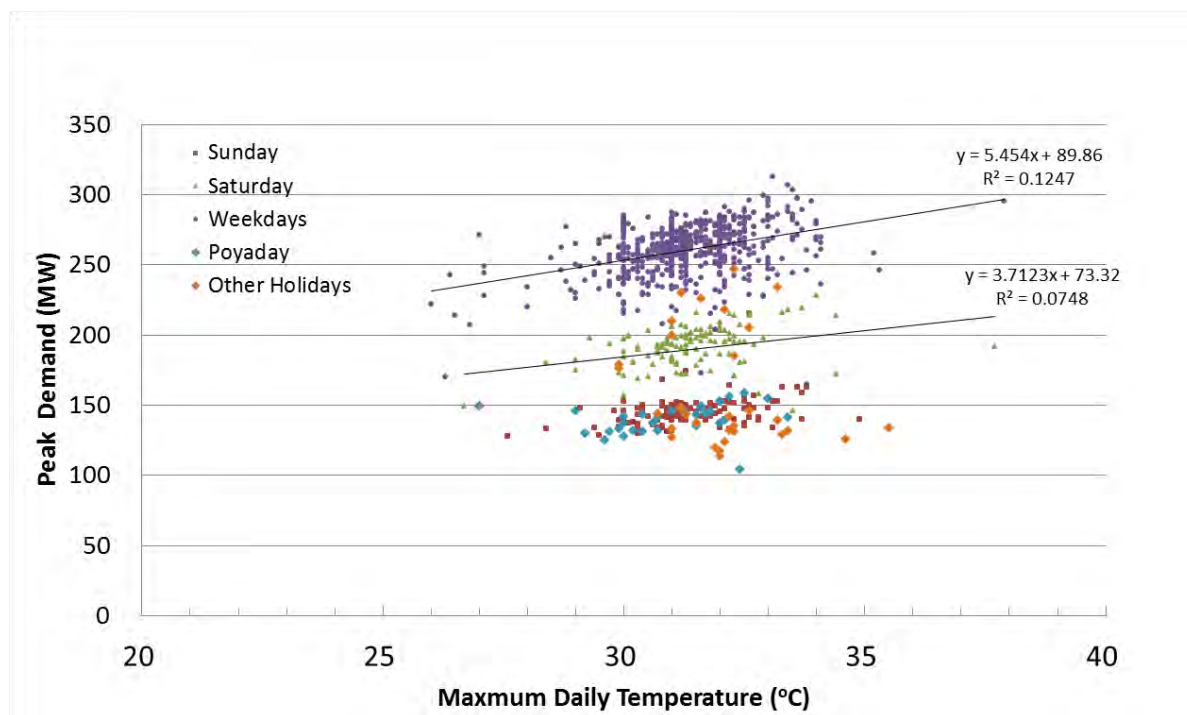
### 5.2.9 電力需要と気温の関係

冷房機器は、気温が高くなると電力消費量は大きくなる。図 5-33 は、冷房設備の普及が進んでいるコロンボ市内の、日最高気温と最大電力の実績 (19Nov2013-19Jul2016) を、平日/日曜/土曜/ポヤデイ/ポヤデイ以外の祝日に分けて示している。

<sup>28</sup> 上記 WRMP による開発計画を含む。

この図によると、(i)平日は気温が高いと最大需要が高く、(ii)日曜・ポヤデイは気温の影響がほとんどない、(iii)土曜日は両者の中間的な感度、になっている。

ばらつきが大きいため定量的な指標を定めるには、今後データを蓄積して分析する必要があるが、現状において平日の変動は 50MW 程度と想定される。



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-33 日最高気温と日最大電力の関係 (コロンボ)

## 5.3 2040年までの電力需要予測

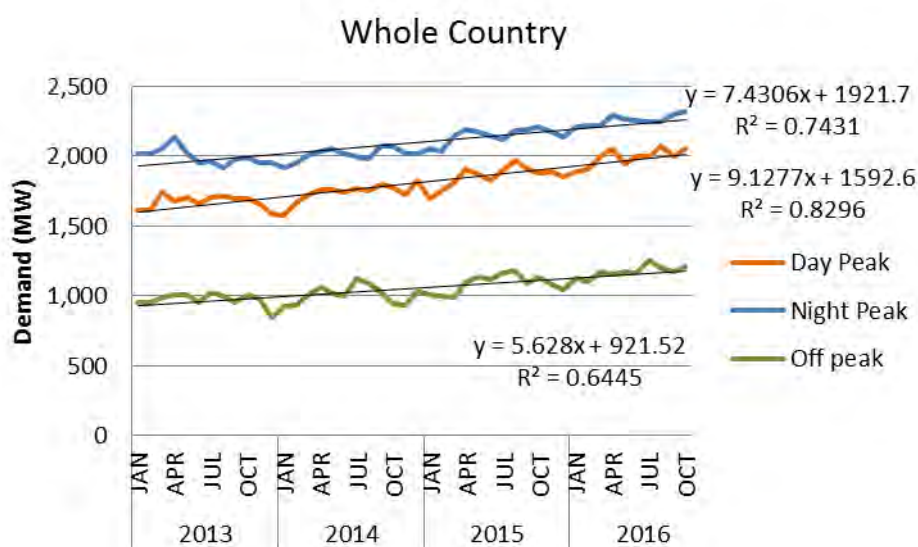
### 5.3.1 日負荷曲線の変化

#### (1) 需要カーブの変化予測

5.2.3 節に述べたように、全国レベルで昼ピークの増加が顕著であることから、昼ピークおよび夜ピークの増加特性を数値的に分析し、これに基づいて将来の日負荷曲線および年負荷率を想定した。

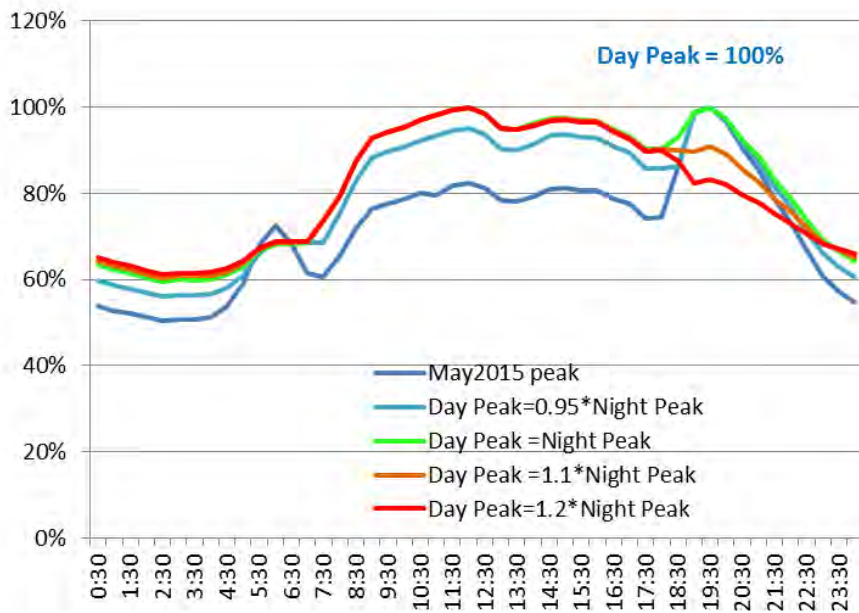
図 5-34 は、至近 4 カ年の夜ピーク、昼ピーク、オフピークの推移に回帰式を当てはめた結果を示している。この回帰式を用いて、2040 年までの夜・昼ピークの比率を算定すると、2029 年頃に昼夜ピークが拮抗し、その後は昼ピークが徐々に卓越する結果を得た。

一方、昼夜およびオフピークの割合が変わった場合には日負荷曲線の形状が変わり、負荷率も変化する。このため、年最大需要が記録された 2015 年 5 月のピーク需要 (H3) 形状をベースとして、昼夜およびオフピークの変化に応じた将来の日負荷曲線を作成した。この結果を図 5-35 に示す。



(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-34 全国レベルのピーク需要実績の推移 (回帰式付与)



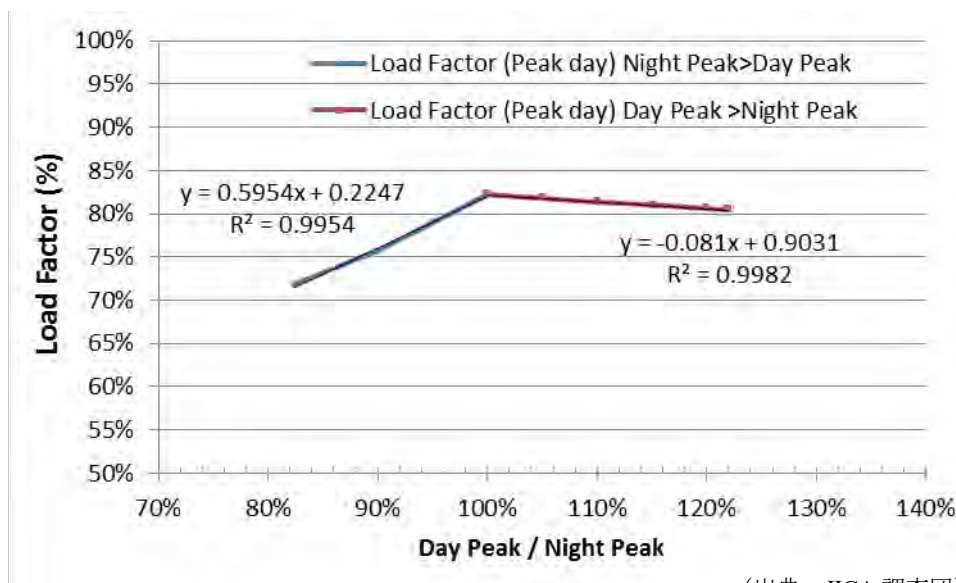
(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 5-35 昼夜ピークの比率変化に伴う日負荷曲線の変化

(2) 年負荷率の変化予測

日負荷曲線の形状によって負荷率が異なる。負荷率は、夜昼ピークが拮抗する状況では高くなるが、一つのピークが先鋭化する（すなわち、夜もしくは昼ピークのいずれかが卓越する）形状の場合には先鋭化が進むほど負荷率が低くなる関係にある。昼夜ピークの比率とピーク発生日の負荷率の関係を図 5-36 に示す。

上記を踏まえて、2040 年までの年負荷率を想定した結果を図 5-37 に示す。なお、ピーク発生日の負荷率から年負荷率への換算は、至近年の実績（89.3%）で一定とした。



(出典：JICA 調査団)

図 5-36 昼夜ピークの比率と負荷率の関係

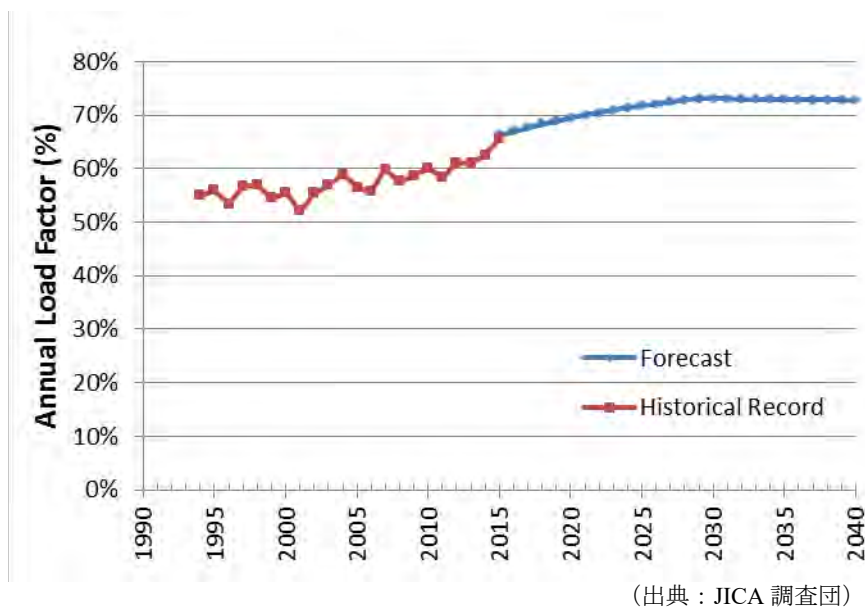


図 5-37 年負荷率の想定

### 5.3.2 電力量予測

#### (1) 既往の需要実績に基づく需要予測（時系列モデル）

1994年から2016年間の需要実績を元に直線回帰式を当てはめた結果を、図 5-38 に示す。回帰式の決定係数は 0.99 となっており、直線回帰は実績値をよく反映しているといえる。

需要の将来予測は、直線回帰式による予測値に、送配電ロスの低減効果を補正して求めた。結果を図 5-38 および表 5-11 に示す。

このモデルは過去の実績の延長であり、いわば特別な施策や計画が反映されていない自然増加に相当しているので、この想定を Low ケースとする。

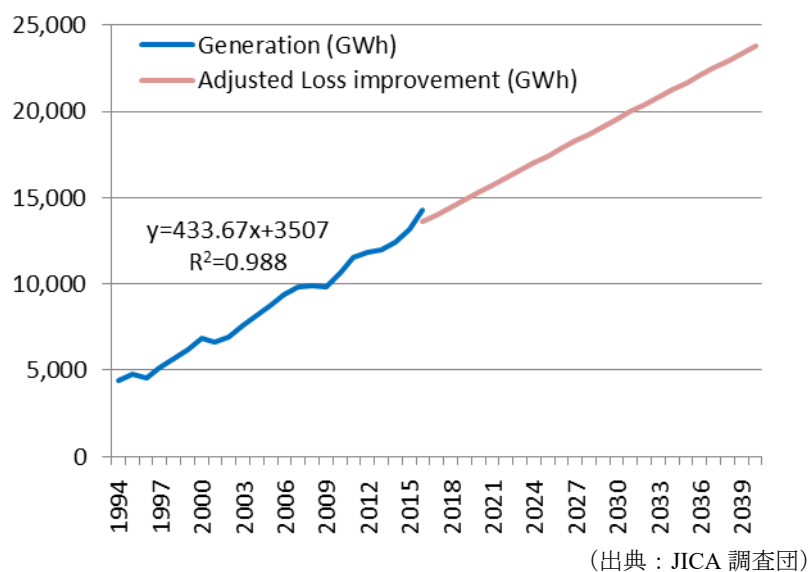


図 5-38 時系列モデルによる需要想定



表 5-11 電力量需要想定 (時系列モデル)

Year	Loss Reduction plan (%)	Demand forecast (GWh)	
		Before adjustment	Adjusted
2017	9.9%	13,915	14,016
2018	9.9%	14,349	14,444
2019	9.8%	14,782	14,871
2020	9.8%	15,216	15,298
2021	9.8%	15,650	15,725
2022	9.7%	16,083	16,151
2023	9.7%	16,517	16,577
2024	9.6%	16,951	17,003
2025	9.6%	17,384	17,428
2026	9.6%	17,818	17,853
2027	9.5%	18,252	18,278
2028	9.5%	18,685	18,702
2029	9.4%	19,119	19,126
2030	9.4%	19,553	19,549
2031	9.4%	19,986	19,973
2032	9.3%	20,420	20,395
2033	9.3%	20,854	20,818
2034	9.2%	21,287	21,240
2035	9.2%	21,721	21,662
2036	9.2%	22,155	22,083
2037	9.1%	22,588	22,504
2038	9.1%	23,022	22,925
2039	9.0%	23,456	23,346
2040	9.0%	23,889	23,766

(出典：JICA 調査団)

## (2) GDP 想定を踏まえた GDP 関連モデルによる需要予測

5.2.2 節で示したように電力需要は GDP の伸びとの関係があることから、ここでは GDP 想定を考慮して電力需要予測を行う。

将来の GDP は図 5-12 に示したように 2016-2019 の 4 ヶ年についてスリランカ中央銀行が想定を行っているが、その後の GDP については公式の想定はなされていない。従って、下記の要領により電力需要を予測した。

- －2019 年まではスリランカ中央銀行の GDP 想定値を採用する。
- －2020 年以降 2040 年までの GDP 想定値は、年伸び率が緩やかに減少するものと仮定する。
- －電力需要の GDP 弾性値は 1 とする。
- －上記によって得られた各年の需要予測値を、今後の送配電ロスの低減予測に基づいて補正し、予測値とする。

なお、将来の人口増加に伴う電力需要増は GDP 増に含まれるので、補正は行わない。

この想定は、至近年の経済発展計画等を反映し、この延長による長期想定となっていることから、このモデルを Base ケースとする。



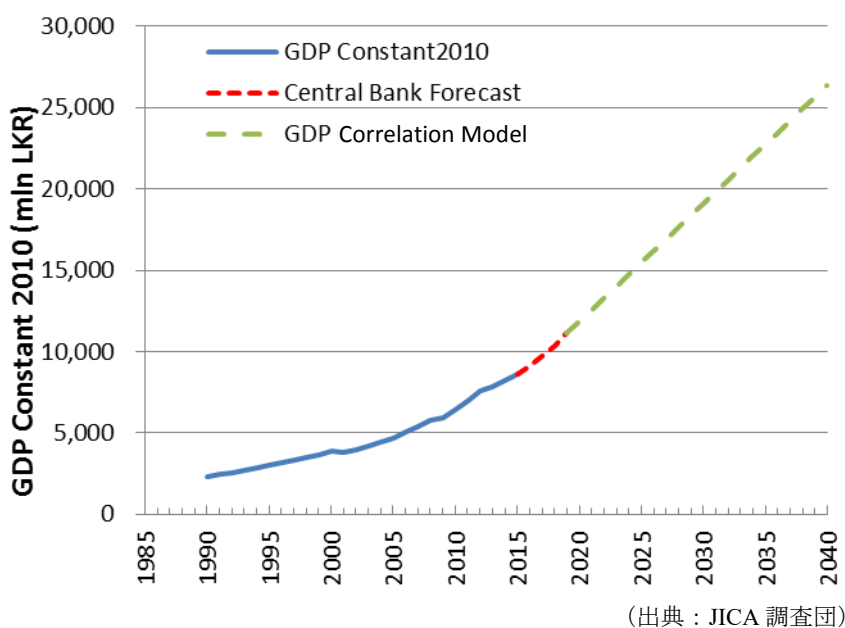


図 5-39 需要予測に用いる GDP 想定値

表 5-12 電力量需要想定 (GDP 相関モデル)

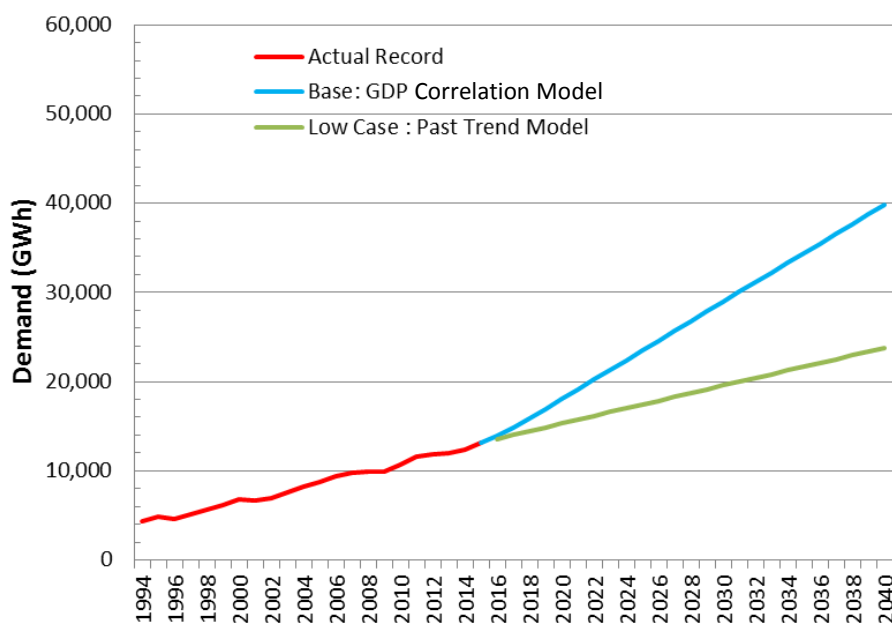
Year	Loss Reduction plan (%)	Demand forecast (GWh)	
		Before adjustment	Adjusted
2017	9.9%	14,794	14,782
2018	9.9%	15,830	15,811
2019	9.8%	16,938	16,911
2020	9.8%	18,046	18,010
2021	9.8%	19,154	19,108
2022	9.7%	20,262	20,205
2023	9.7%	21,370	21,302
2024	9.6%	22,478	22,397
2025	9.6%	23,586	23,492
2026	9.6%	24,694	24,586
2027	9.5%	25,802	25,679
2028	9.5%	26,911	26,771
2029	9.4%	28,019	27,862
2030	9.4%	29,127	28,952
2031	9.4%	30,235	30,041
2032	9.3%	31,343	31,130
2033	9.3%	32,451	32,217
2034	9.2%	33,559	33,304
2035	9.2%	34,667	34,390
2036	9.2%	35,775	35,475
2037	9.1%	36,883	36,559
2038	9.1%	37,991	37,642
2039	9.0%	39,099	38,724
2040	9.0%	40,208	39,805

(出典：JICA 調査団)

### (3) 電力量需要予測結果の比較

時系列モデル（Low ケース）および GDP 相関モデル（Base ケース）による需要予測結果を図 5-40 に示す。

GDP 相関モデルによる想定値は 2040 年に約 40,000GWh に達しており、この需要値は時系列モデルによる想定値の 1.7 倍となっている。



(出典：JICA 調査団)

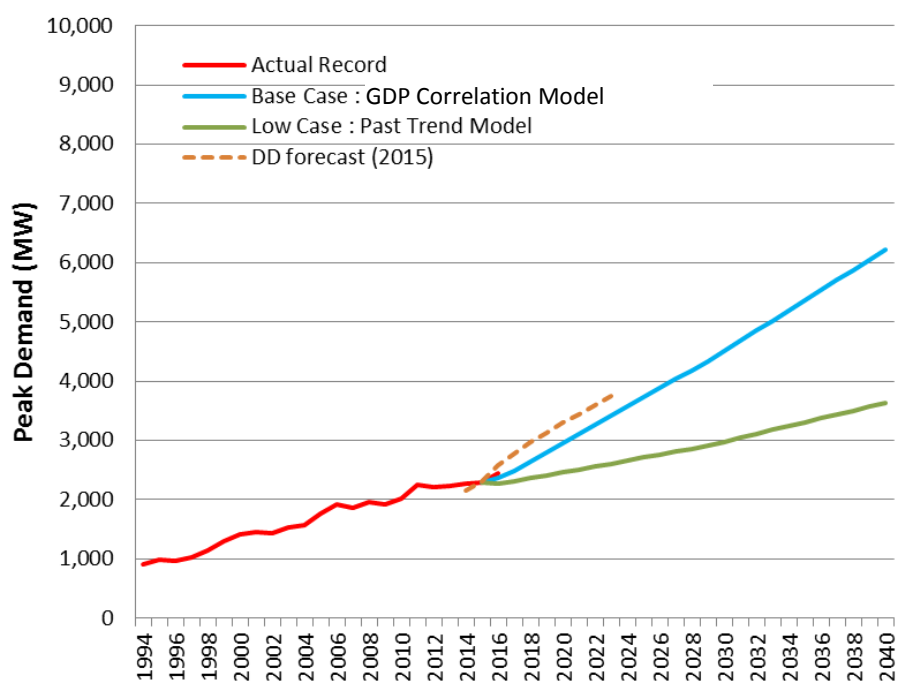
図 5-40 電力量予測結果

#### 5.3.3 最大電力需要予測

最大電力は、電力量の予測結果と将来の年負荷率想定値により算定した。時系列モデル（Low ケース）および GDP 相関モデル（Base ケース）による最大電力需要の予測結果を表 5-13 および図 5-41 に示す。GDP 相関モデルによる予測値は、2040 年に約 6,200MW に達している。

図 5-41 には、配電部門(DD)による需要予測（2015 年）を付記しているが、図中に示すように GDP 相関モデルによる予測値は、配電部門の予測値より若干低くなっている。

なお、ピーク発生時間は、図 5-42 の日需要曲線の変化に示すように、今後、夜ピークから昼ピークに徐々に移行するが、最大需要の予測はこの変化を考慮している。



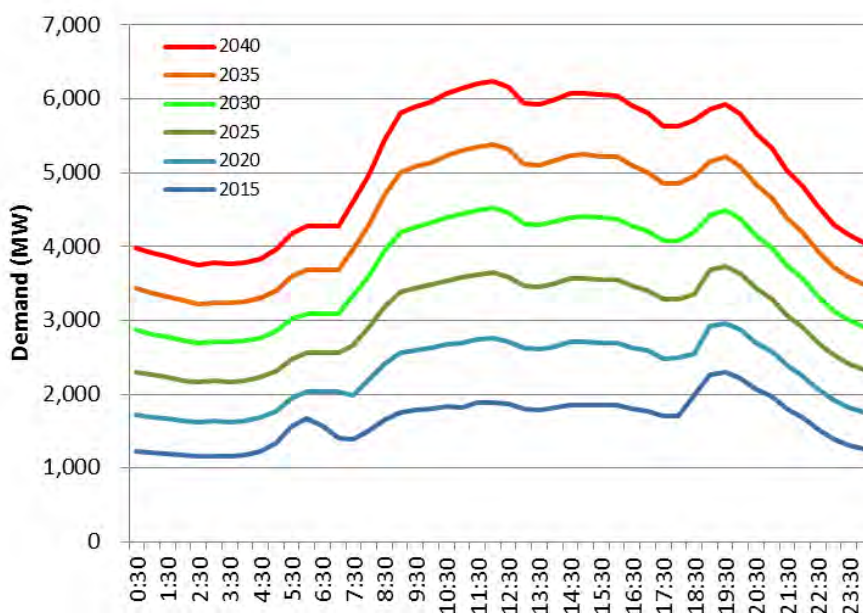
(出典：JICA 調査団)

図 5-41 最大電力需要予測結果

表 5-13 最大電力需要予測結果

Year	Load Factor (%)	Demand forecast (MW)	
		Past trend model	GDP correlation model
2017	68%	2,501	2,491
2018	68%	2,550	2,639
2019	69%	2,599	2,798
2020	70%	2,649	2,955
2021	70%	2,700	3,112
2022	71%	2,751	3,267
2023	71%	2,802	3,422
2024	71%	2,854	3,577
2025	72%	2,906	3,730
2026	72%	2,959	3,883
2027	73%	3,011	4,035
2028	73%	3,064	4,187
2029	73%	3,113	4,333
2030	73%	3,181	4,505
2031	73%	3,249	4,677
2032	73%	3,316	4,849
2033	73%	3,384	5,021
2034	73%	3,451	5,193
2035	73%	3,518	5,365
2036	73%	3,585	5,536
2037	73%	3,653	5,708
2038	73%	3,720	5,879
2039	73%	3,787	6,051
2040	73%	3,854	6,222

(出典：JICA 調査団)



(出典：JICA 調査団)

図 5-42 日需要曲線の変化 (GDP 相関モデル)

### 5.3.4 電力需要予測に影響を与える事象の評価

今後の電力需要に大きく影響を与えると思われる要因には、5.2.4～5.2.9 節に示したものが想定される。これらの要因は、実現時期・規模とも不確定なものが多く、国家政策の転換などの諸事情によって大幅に遅延することもあり得る。しかしながら、電力需要、特に最大電力の予測に際しては、これらの要因の影響程度を把握し、予測に反映することが望まれることから、本節では、影響が大きいと思われる要因について評価し、これを踏まえて電力需要が上振れした場合に相当する予測モデル（上振れモデル；High ケース）を設定する。

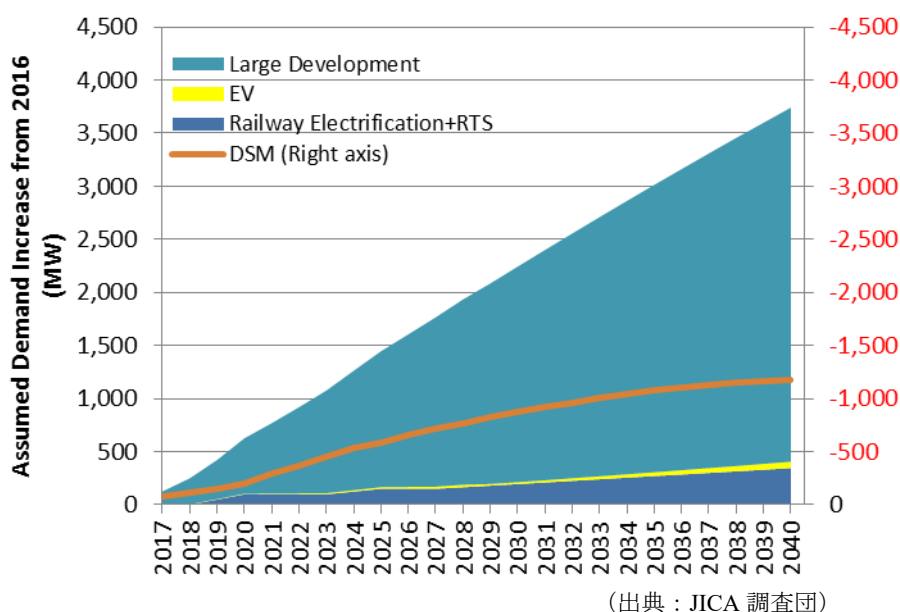
#### (1) 各要因のピーク電力需要に対する影響の想定

各要因が実現した際に想定されるピーク時の電力需要を集約した結果を、表 5-14 および図 5-43 に示す。また、想定に際して仮定した条件等を、下記(a)～(e)に示す。なお、気温による影響は今後の発展に伴う需要増と直接関係しないことから集計に加えなかった。

表 5-14 ピーク電力需要に対する影響の想定 (MW)

要因		2020 年	2030 年	2040 年
(a)	デマンドサイドマネージメント (DSM)	▲200	▲870	▲1,180
(b)	鉄道電化による影響	100	200	350
(c)	RTS 導入の影響	0	30	30
(d)	電気自動車の普及の影響	10	20	60
(e)	大規模工業団地や地域開発の計画の影響	520	2,030	3,330
	増分計	630	2,270	3,770
	合計	430	1,400	2,590

(出典：JICA 調査団)



(出典：JICA 調査団)

図 5-43 ピーク電力需要に対する影響の想定 (MW)

(a) デマンドサイドマネージメント (DSM)

5.2.4 節に記すように、2040 年には約 7,500GWh の電力量削減が期待されている。これらは主に省エネルギー施策に依存していることから、時間帯による偏差は小さいと見なし、負荷率によってピーク電力に換算した。この結果、2040 年には約 1,200MW のピーク削減が期待される。

なお、太陽光発電システムを備えたスマートホーム導入推進によって、2040 年には 500MW 規模の開発が計画されている。これが実現すると最大で 500MW の電力が配電線を通じて電力系統に供給されることが期待されることから、ピーク時に大規模発電所等から供給する電力の削減により、CEB の発電設備を削減できることが期待される。しかしながら、全国の電力需要自体が減少する訳ではないことから、本件等ではピーク需要の削減量に含めない。

(b) 鉄道電化による影響

5.2.5 節に記した評価を元に、Transport Master Plan for Western Region Megapolis Planning Project の計画を考慮してピーク需要に対する影響を検討する。即ち、今後ローケースとしたコロンボ首都圏の電化事業を 2027 年に完成。その後は、これと同様のペースで電化を拡大すると仮定して、鉄道電化に伴って必要となる電力を想定した。(ハイケース：主要路線の電化完了は 2040 年までに完了せず、2042 年以降となる)。なお、鉄道需要のピーク時間は電力需要のピーク発生時間と一致しないと想定されるが、安全側の仮定として想定値(首都圏電化により 150MW)とした。

(c) RTS 導入の影響

鉄道電化による影響評価と同様に、5.2.6 節に記した 7 路線の導入に伴う電力需要想定値(合計 34MW)を、Transport Master Plan for Western Region Megapolis Planning Project の計画を考慮して想定する。

(d) 電気自動車の普及の影響

5.2.7 節に記したように、今後電気自動車の占める割合が次第に増加すると仮定し、2040 年時点で昼ピーク時に最大 60MW、夜ピーク時に最大 100MW 程度の充電負荷が発生することとした。この想定値は、深夜割引料金が適用された場合に相当している。オフピーク時の充電需要は、昼夜間格差の緩和による負荷率改善効果が期待されるので、充電需要を集中させない対策を講じながらオフピーク需要の拡大を進めることが望まれることから、昼および夜ピークの想定値はこの前提に基づく値を採用する。

(e) 大規模工業団地や地域開発の計画の影響

5.2.8 節に記したように、至近年の大規模開発等に伴う電力需要の増加は、平均 123MW 程度となっている。この増分量を元に、WRMPP 計画等の大規模開発計画を含めた平均的な需要増を仮定した。なお、特に大規模開発については、計画の実現時期を特定することは至難であり、また完成年に急に需要が増加する場合があるが、ここでは平均的な年需要増として取り扱うこととした。

(2) 電力需要が上振れした場合に相当する予測モデル（上振れモデル；High ケース）の設定

前項では、図 5-43 にピーク電力に与える正負の影響を示したが、これら需要増および削減の施策・計画が実現した際に確保が必要となるピーク電力需要の追加増分を図 5-44 に示す。

上記の需要追加増分（DSM による削減を加味する／しない場合の 2 ケース）を、特別な施策を考慮していない場合に相当する Low ケースの需要予測に加算したものを、図 5-45 に示す。

このうち、大規模開発等の実現に伴う需要の追加増に DSM による需要削減を見込まない場合の需要予測値は、2040 年に約 7,600MW となっており、Base ケースに比べておよそ 1,400MW 大きい。この想定需要を需要が上振れした場合に相当する High ケースとした。

また、需要の追加増分に DSM による削減効果を考慮した場合の需要は、Base ケースとよく一致している。従って、Base ケースによる需要予測値を実現させるためには、DSM による需要削減が極めて重要であり、計画どおり確実に推進することが望まれる。

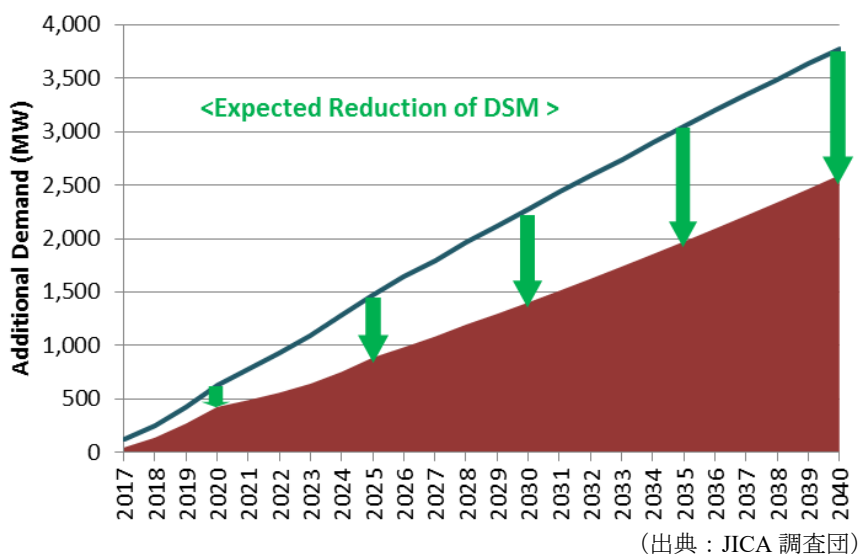
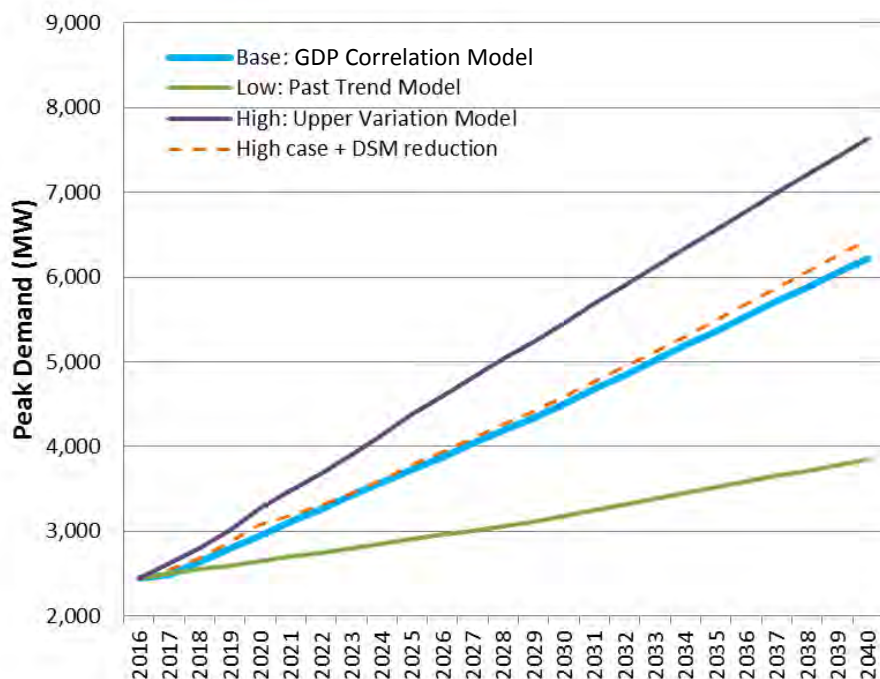


図 5-44 施策・計画実現時に供給が必要となる需要増分



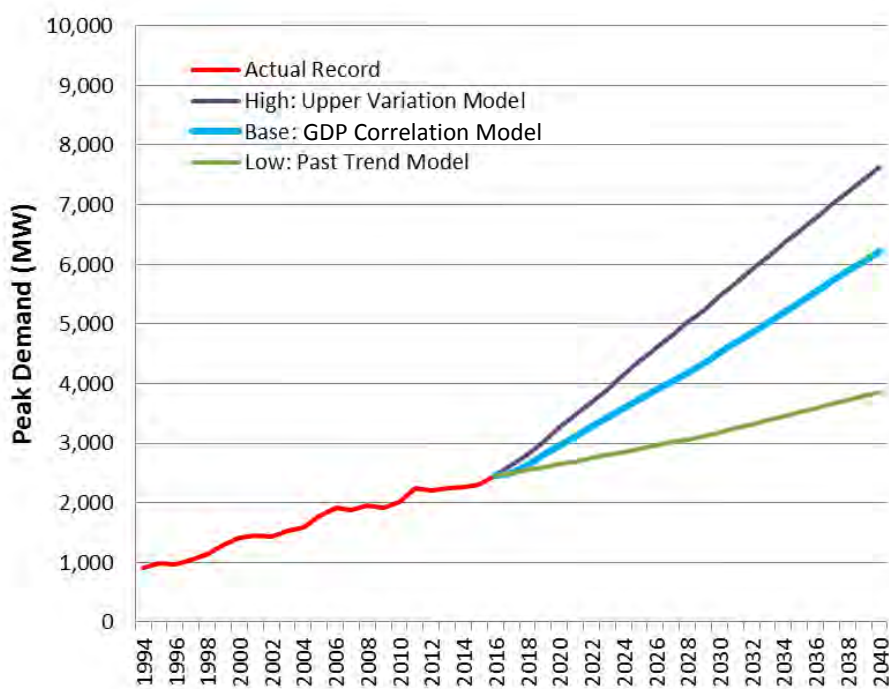
(出典：JICA 調査団)

図 5-45 上振れモデルに基づく High ケースと DSM 効果

### 5.3.5 電力需要予測の推奨値

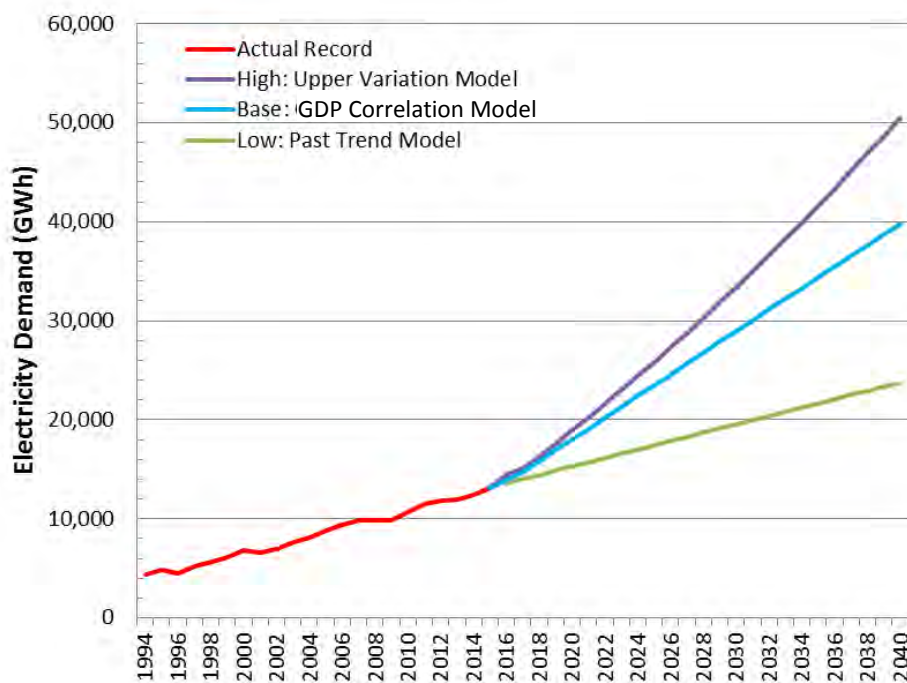
本節では、本章で検討してきた電力需要予測検討結果を総括し、推奨値を示す。2040年までの長期需要想定（Base ケース、High ケース、Low ケース）を、図 5-46（ピーク電力）、図 5-47（電力量）、および表 5-15 を示す。なお、High ケースの電力量は、5.3.4 節で策定したピーク電力想定値を元に負荷率を考慮して算定した。





(出典：JICA 調査団)

図 5-46 2040 年までの長期需要想定(MW)



(出典：JICA 調査団)

図 5-47 2040 年までの長期需要想定(GWh)



表 5-15 2040 年までの長期需要想定（総括表）

Year	Load Factor (%)	forecasted Demand					
		Base case		Low case		High case	
		GDP correlation model		Past trend model		Upper variation model	
		(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
2017	68%	14,782	2,491	14,016	2,501	15,580	2,625
2018	68%	15,811	2,639	14,444	2,550	16,764	2,798
2019	69%	16,911	2,798	14,871	2,599	18,257	3,020
2020	70%	18,010	2,955	15,298	2,649	19,957	3,275
2021	70%	19,108	3,112	15,725	2,700	21,366	3,480
2022	71%	20,205	3,267	16,151	2,751	22,759	3,681
2023	71%	21,302	3,422	16,577	2,802	24,264	3,898
2024	71%	22,397	3,577	17,003	2,854	25,922	4,139
2025	72%	23,492	3,730	17,428	2,906	27,588	4,380
2026	72%	24,586	3,883	17,853	2,959	29,113	4,598
2027	73%	25,679	4,035	18,278	3,011	30,610	4,810
2028	73%	26,771	4,187	18,702	3,064	32,167	5,031
2029	73%	27,862	4,333	19,126	3,113	33,637	5,231
2030	73%	28,952	4,505	19,549	3,181	35,071	5,457
2031	73%	30,041	4,677	19,973	3,249	36,496	5,682
2032	73%	31,130	4,849	20,395	3,316	37,909	5,905
2033	73%	32,217	5,021	20,818	3,384	39,311	6,127
2034	73%	33,304	5,193	21,240	3,451	40,703	6,347
2035	73%	34,390	5,365	21,662	3,518	42,083	6,565
2036	73%	35,475	5,536	22,083	3,585	43,452	6,781
2037	73%	36,559	5,708	22,504	3,653	44,809	6,996
2038	73%	37,642	5,879	22,925	3,720	46,156	7,209
2039	73%	38,724	6,051	23,346	3,787	47,481	7,419
2040	73%	39,805	6,222	23,766	3,854	48,806	7,629

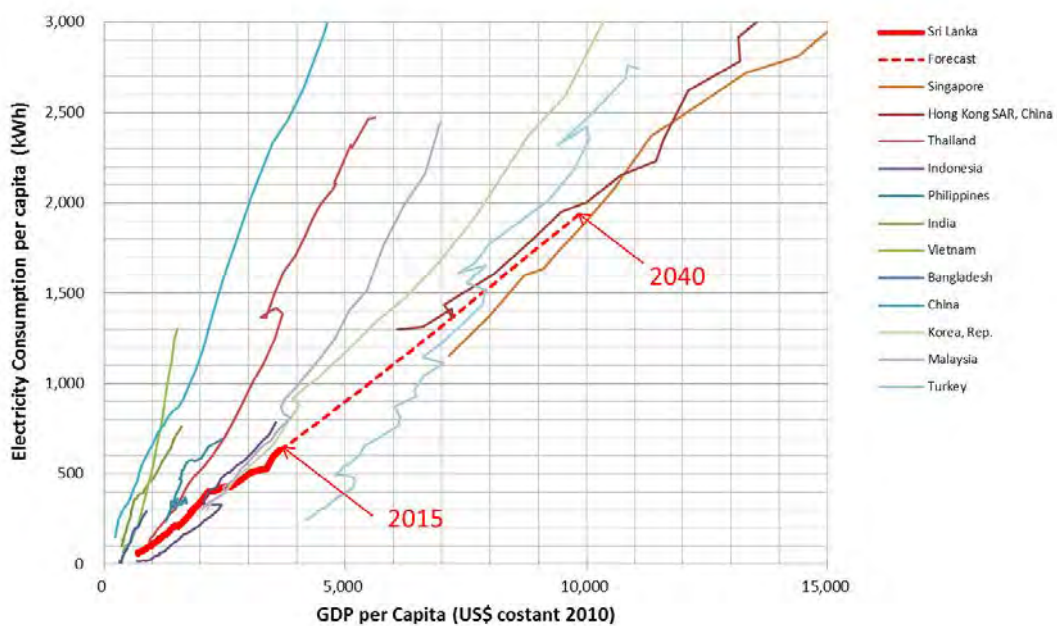
(出典：JICA 調査団)

### 5.3.6 需要予測結果のマクロ評価

需要予測結果の妥当性を確認するため、近隣諸国の実績との比較を行った。図 5-48 は、国民一人あたりの GDP と電力消費量の実績（1973 年～2013 年）の関係図にスリランカの実績および需要予測結果（GDP 相関モデルのベースケース）を記入したものである。

この図によると、GDP と電力消費量の関係は、各国の気候条件や産業構造の違いによって電力の使われ方に差があることを反映して、国によって勾配は異なっているものの、各国とも概ね直線的に増加している。

今回予測した 2040 年までの電力需要は、スリランカの実績の延長にあり、近隣国の実績の特徴と同様の直線的な増加となっていることから、概ね妥当な想定であると思われる。



(出典：JICA 調査団)

図 5-48 電力需要と GDP の関係

## 第6章 環境社会配慮

### 6.1 戦略的環境社会配慮（SEA）の概要

本事業は、図 6-1 に示す手法を用いて「電源開発計画/送電系統開発計画」に関する複数のシナリオ案で検討される各種電源開発に関し、環境社会配慮の観点から SEA を実施し、電源開発の種別ごとに、環境負荷を定量的に把握し、環境保全の観点からその序列化を行うものである。

その主な調査手法は以下の通りである。

#### i) スコーピング項目と指標の選定

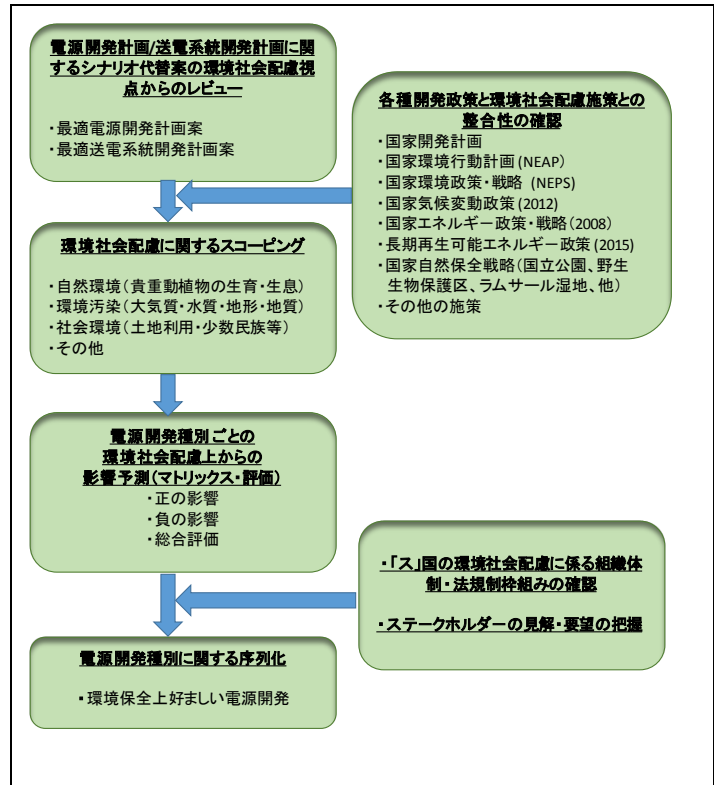
環境社会配慮の面から、各電源開発案を分析・評価するため、自然環境、社会環境を評価項目とするスコーピングを実施する。

#### ii) スコーピング項目に関する評価

スコーピングの対象とする評価項目に、各事業が環境社会に与える影響度合いを数値化（0 ～ -3 の 4 段階に区分）し、定量的評価を行う。

#### iii) 電源開発事業のマトリックス評価

シナリオ案で提示された各電源開発事業をマトリックスで表示し、定量的に環境負荷を把握する。



(出典：JICA 調査団)

図 6-1 SEA アプローチ

### 6.2 ベースとなる環境および社会の状況

#### (1) 自然環境

スリランカ民主社会主義共和国は、インド亜大陸の南東にある国土面積 65,610km<sup>2</sup> の島嶼国である。同国は、赤道亜熱帯域に属し、モンスーンの影響を受ける。北東モンスーンによって北部と東部は 12 月から 1 月に雨季があり、西部・南部・中部は南西モンスーンによって、5 月から 7 月に雨季がある。これらの気象条件下により、国土面積の約 29.5% に当たる 19,400km<sup>2</sup> が森林に覆われている。また、同国の気候帯は、南西部の湿潤地帯、北東から南西部の乾燥地帯、その中



(出典：Malaria Journal, Uni. Colombo)

図 6-2 気候帯区分

間の、中間帯の3タイプに区分され、そこには、多様な植生がみられ、また、そこを生息域とする多様な動物が記録されている。

(a) 生物多様性の現状

スリランカ国は、アジア地域の中で、単位面積当たりの動物（哺乳類、爬虫類、両生類、淡水魚類）及び植物（顕花植物）の生息・生育種数が最も多い、生物多様性に富んだ国<sup>29</sup>であり、3,209種の動物、3,154種の被子植物が記録されている。

表 6-1 スリランカ国の動植物の生息・生育数と固有種

動物・植物綱	確認種数	動物・植物綱	確認種数
陸産貝類	253 (205)	淡水漁類	91 (50)
蜻蛉目 (トンボ)	118 (47)	両生類	111 (95)
膜翅目 (ハチ)	130 (?)	爬虫類	193 (124)
アリ類	194 (33)	鳥類	693 (35)
昆虫 (甲虫)	525 (?)	哺乳類	95 (21)
鱗翅目 (蝶)	245 (26)	動物合計	3,209 (943)
蜘蛛類	510 (257)	被子植物	3,154 (894)
淡水カニ	51 (50)	被子植物合計	3,154 (894)

注) 括弧内は、固有種を示す。

(出典：スリランカ国第5次生物多様性計画 -2014-)

(b) 保護区域の指定・管理状況

スリランカ国における優れた自然は、森林局が森林法に基づき指定・管理する「保護林」(図 6-3) と、野生生物局が環境保護法に基づき指定・管理する「保護地域」(図 6-4) の二つの異なる行政機関によって保護、管理されている。

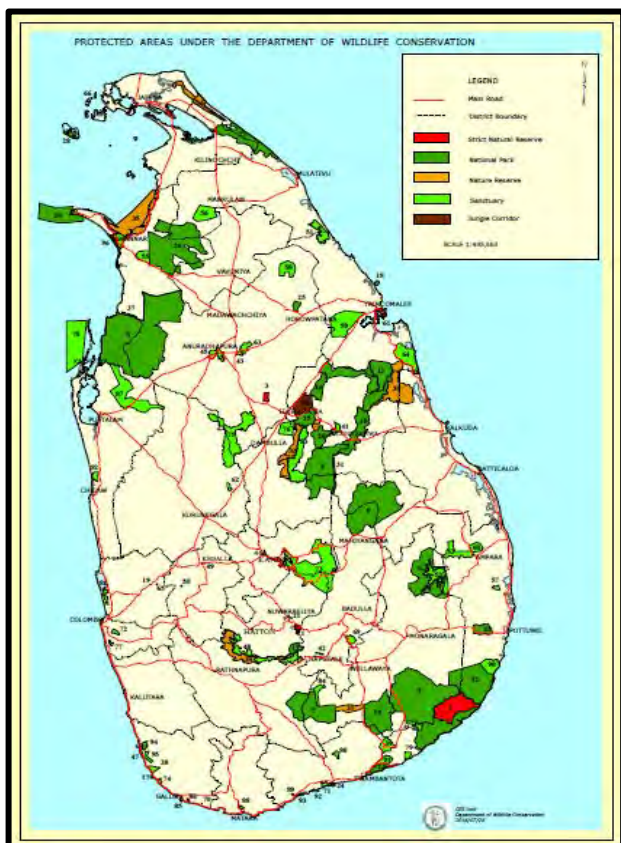
両行政機関が指定管理する保護区は、総面積が約 2,267,966ha (森林省、野生生物局の非公開データを IUCN が積み上げた数値を使用) で、全国土面積の約 35%をカバーしている(表 6-2 参照)。更に、国際条約(特に水鳥の生息地として国際的に重要な湿地に関する条約)に基づき、6か所、198,172ha のラムサール地域が指定(2016年現在)されている(表 6-3 参照)。

表 6-2 保護区域の箇所数と面積

保護区域の区分と箇所数・面積 (ha)			
(森林局管轄)		(野生生物局管轄)	
原生保護森林 (1)	11,427	国立公園 (22)	535,182
保護林 (75)	118,759	自然保全地域 (5)	64,585
准保護林 (371)	1,044,009	特別保護区 (65)	376,943
植栽保護林	75,557	原生環境保全区域 (3)	31,574
マングローブ林 (15)	1,153	自然回廊 (1)	8,777
小計	1,250,905	小計	1,017,061
合計	2,267,966		

(出典：スリランカ国第5次生物多様性計画 -2014-)

<sup>29</sup> スリランカ国第5次生物多様性計画 (2014)



(出典：CEA)



(出典：DoF)

図 6-3 野生生物局が指定・管理する保護区

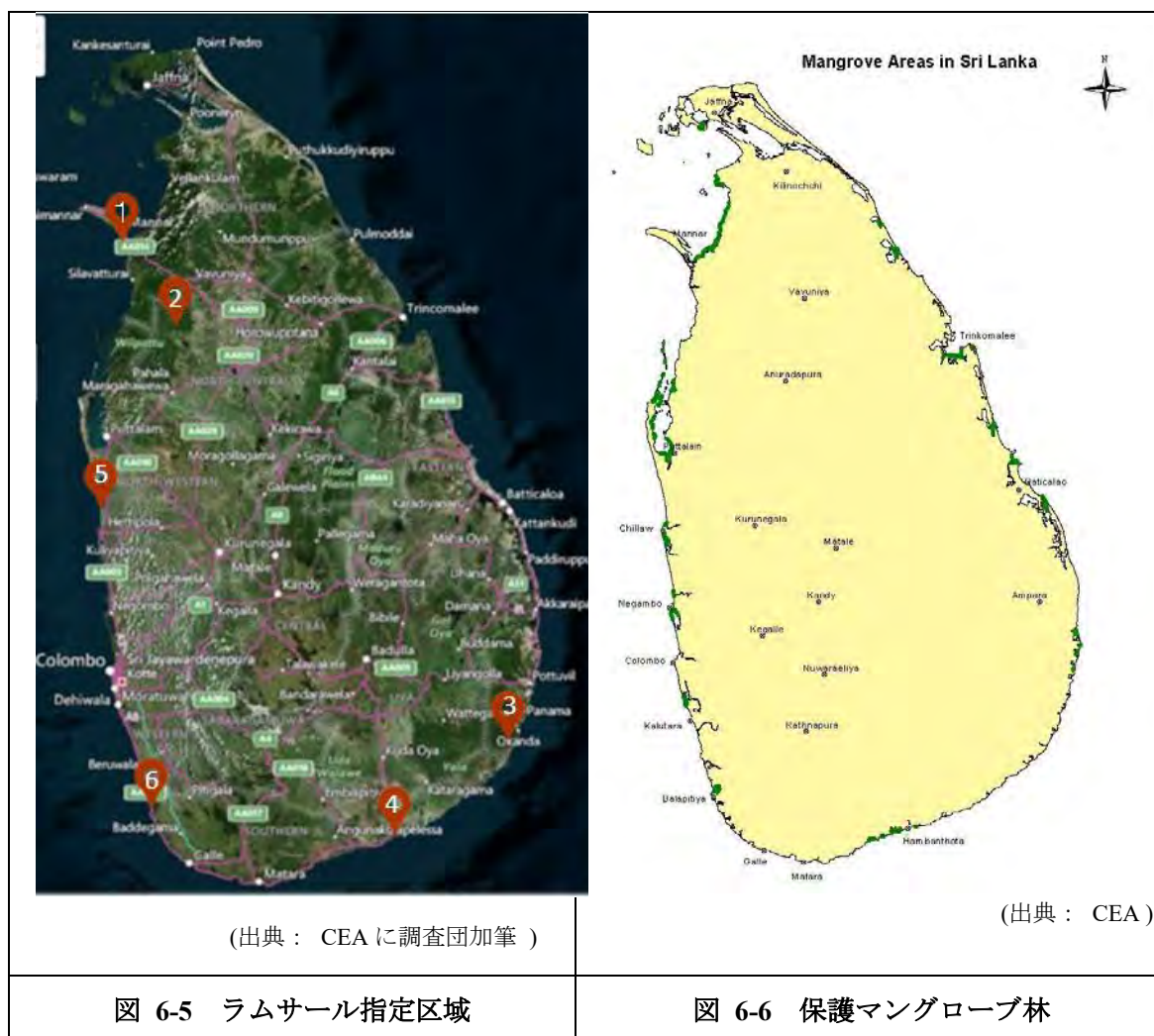
図 6-4 森林局が指定・管理する保護区

表 6-3 ラムサール地域の名称と面積図 (図 6-5 参照)

番号	名称	面積(ha)	指定年
1	Vankalai Sanctuary	4,839	2010
2	Wilpattu Ramsar Wetland Cluster	165,800	2013
3	Kumana Wetland Cluster	19,011	2010
4	Bundala	6,210	1990
5	Annaiwilundawa Tanks Sanctuary	1,397	2001
6	Maduganga	915	2003
合計		198,172	

(出典：CEA 統計資料)





## (2) 社会環境

### (a) 民族構成と居住域

スリランカの人口は、20,277 千人（2012 年）で、大別してシンハラ人（74.9%）、スリランカ・タミール人（11.2%）、インド・タミール人（4.1%）、ムーア人（9.3%）、その他（バーガ人、ヴェツダ人）の 4 民族から構成されている。

これらの民族は、歴史的背景から、民族単位でほぼまとまって定住し、シンハラ人は、南部地域全域、スリランカ・タミール人は、北部の Jaffna 県と東部州中央部の Batticaloa 県、インド・タミール人は、中央高地の Kandy, Matale, Muwara 県、ムーア人は、北西海岸の Mannar 県と東部州の Ampara 県に多く見られる。

### (b) 土地利用

国土の約 35%は農業用地、約 31%は森林と野生生物保護地域で残りの約 34%は茶畑、牧草地、都市地域である。土地利用の詳細は、表 6-4 の通りである。

表 6-4 土地利用区分とその面積・割合

土地利用区分	面積(ha)	(%)
利用可能地（農用地、居住都市域）	2,635,000	(40)
森林、野生生物保護地域、集水域	2,000,000	(31)
限定的利用可能地域（牧草地、樹下）	728,800	(11)
指定地域（貯水池、河川、道路等）	585,300	(9)
急傾斜地（非農業地域）	380,000	(6)
荒地（岩石地、砂浜、不毛地）	77,000	(1)
高地（標高 1500m 以上）	76,400	(1)
マングローブ林、沼地	70,000	(1)
合計	6,552,500	(100)

(出典：Planning sustainable management of land resources : FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS, 1999)

### 6.3 スリランカにおける環境社会配慮制度・組織

#### 6.3.1 環境社会配慮に関する法令、基準

##### (1) 戦略的環境アセスメント (SEA) の導入状況

スリランカ国においては、1980 年に施行 (1988 年、2000 年改訂) された現在の環境法 (National Environmental Act No.47,1980) では、SEA に関する条項は含まれていない。このため、同法に基づく SEA の実施は義務化されていない。

しかし、2006 年のスリランカ内閣は、政府あるいは各省庁が、政策、計画、プログラムを策定するに際しては、今後、SEA を実施する旨の閣議決定を行った。

また、内閣は、中央環境庁(CEA)に対し、各省庁において SEA を遂行できる SEA の実施マニュアルの作成を指示した。これに基づき、中央環境庁は、2008 年に「SEA 簡易ガイドライン」を作成するとともに庁内に SEA 担当部署を設置した。

また、中央環境庁は、SEA モデルケースとして、以下の SEA を実施した。

- ① Trincomalee 首都圏開発計画に関する SEA (2008)
- ② 大規模 Hambantota 開発計画 (2010)
- ③ 北部州開発計画 (2011)

一方、上記「SEA 簡易ガイドライン」には、下記の留意事項が明記されていることから、中央環境庁以外の各省庁においては、SEA の実施は、殆ど実施されていないのが実情である。(中央環境庁ヒアリングによる)

#### 留意事項:

SEA 報告書は、審査と助言 (必要に応じ) を得るために、中央環境庁に提出しなければならない。但し、現時点では、環境影響評価報告書 (EIA) と異なり、SEA 報告書の環境庁への提出・承認は、法的根拠を有していない。

なお、中央環境庁は、本案件である「スリランカ国電力マスタープラン」に関する SEA の作成・中央環境庁への提出は、CEB の判断に委ねるとの見解を示している（中央環境庁へのヒアリング結果）ので、CEB との協議を踏まえて、今回も本案件に関する SEA のスリランカ国内の法令・規則等に基づいた報告書の作成・提出は、従来の電力マスタープランと同様に、実施しない方向で進めることとした。

## (2) 戦略的環境アセスメント（SEA）と関連法令等

SEA を実施する上で考慮する必要な法律等は、以下のものが挙げられる。

表 6-5 環境施策に関連する法規

法律等	概要	所掌機関
スリランカ国憲法（Constitution of Sri Lanka, 1978）	環境（自然・生活）保護を国民の責務と規定。	—
環境保護法（National Environmental Act, 1980）1988、2000年改訂	環境保全の基礎となる法律。中央環境庁(CEA)の権限、機能、責務等を規定。	中央環境庁（CEA）
国家環境行動計画（National Environmental Action Plan 1992-1996）	21世紀に向けての環境施策と各セクター毎（9セクターに分類）に取るべき施策を規定。	環境省（MoMDE）
（環境保護法に基づく通達） ● 戦略的環境アセスメントに関する簡易ガイドライン（A Simple Guide to Strategic Environmental Assessment, CEA, 2008） ● 環境アセスメントの実施に関するガイドライン（Guidance for Implementing the Environmental Impact Assessment Process, CEA, 2006）	EIA承認機関、スコーピング手法等に関する事項を規定。	中央環境庁（CEA）
（環境保護法に基づく規則） ● 環境基準設定に関する規則（National Environmental Act, 1990）	大気質、騒音、水質に関する環境基準および計測手法を規定。	中央環境庁（CEA）
森林法（Forest Act, 1966）	森林造成、森林伐採、林産物利用、森林保護に係る指定・管理方針を規定。	森林局（DOF）
動植物保護法（Fauna and Flora Protection Act, 1937）	動植物の商業取引の制限、動植物の生育・生息地の保護を規定。	中央環境庁（CEA）
国家遺産・原生地域法（National Heritage and Wilderness Areas Act, 1988）	自然環境保護と野生生物保護の観点から、固有の生態系、遺伝資源、希少な動植物の保護・管理を規定。	中央環境庁（CEA） 文化・芸術省（MoCA） 森林局（DOF）
魚類及び水産資源保護法（Fisheries and Aquatic Resources Act, 1996）	内水面の水産資源の保護・管理を規定。	漁業水産管理開発省（MoFARD）
歴史的文化遺産地域保護法（Monuments and Archaeological Sites and remains Act, 1958）	歴史的文化・自然遺産の指定・管理を規定。	中央環境庁（CEA） 文化・芸術省（MoCA） 森林局（DOF）
海岸保全法（Coastal Conservation Act No.57/1981）	海岸域の管理行政の枠組・許認可事項を規定。	漁業海岸資源開発省（MoFOR）



法律等	概要	所掌機関
土地取得法 (Land Acquisition Act, 1986)	土地取得と補償に関する手続き等を規定。	土地・土地開発省 (MoLLD)
非自発的移住政策 (法案) National Involuntary Resettlement Policy (NIRP)	非自発的移住者に関する定住計画作成ガイドライン。	移住省 (MoR)

(出典：JICA 調査団)

### (3) 戦略的環境アセスメント (SEA) と国際条約等

SEA を実施する上で考慮する必要があるスリランカ国が批准する国際条約等は、以下のものがある。

表 6-6 環境施策に関連するスリランカ国が批准する国際条約等

条約名	概要	批准年
国際植物防疫条約	植物および植物製品の害虫および病害を防除	1952
ユネスコ「人間と生物圏」(MAB) 計画	生物圏保護区のグローバルシステムを確立し、遺伝子を保存する自然生態系の多様性の保全を促進	1970
絶滅のおそれのある野生動物の種の国際的取引に関する条約	自然のかけがえのない一部をなす野生動植物の一定の種が過度に国際取引に利用されることのないようこれらの種を保護することを目的	1975
世界の文化遺産および自然遺産保護条約	傑出した普遍的な文化と自然遺産を現代の科学的方法で恒久的に保存するための組織の整備とその活動を推進することを目的	1964
特に水鳥の生息地として国際的に重要な湿地に関する条約	国際的に重要な湿地及びそこに生息・生育する動植物の保全を促進することを目的とし、各締約国がその領域内にある湿地を1ヶ所以上指定し、条約事務局に登録するとともに、湿地の保全及び賢明な利用促進のために各締約国がとるべき措置等について規定	1975
移動性 野生動物の種の保全に関する条約	国境を越えて移動する野生動物の種を保護することを目的	1983
生物多様性条約	生物多様性の保全、その持続可能な利用、遺伝資源の利用から生じる利益、遺伝資源への適切なアクセスや適切な技術の移転と適切な資金調達を推進	1993

(出典：JICA 調査団)

### (4) 地球環境保全への取り組み (スリランカ国の約束草案 -INDC-)

スリランカ国は、“約束草案 (INDC : Intended Nationally Determined Contributions)” を 2015 年 11 月に国連気候変動枠組条約事務局に提出し、同年 12 月の COP21 パリ協定 (the Paris Agreement) で採択された。採択された削減目標は、成り行き排出量-BAU-比で、2030 年までに温室効果ガス排出量をエネルギーセクターで 20% (無条件目標 4%、条件付き目標 16%)、他のセクター (陸運業、生産業、材木加工業、廃棄物処理業) で 10% (無条件目標 3%、条件付き目標 7%) 削減するものである。

本目標値を達成するために、INDC で約束している各エネルギーセクターの取り組む事業は、下表の通りである (5.1.1 Energy Sector INDCs in Sri Lanka 参照)。

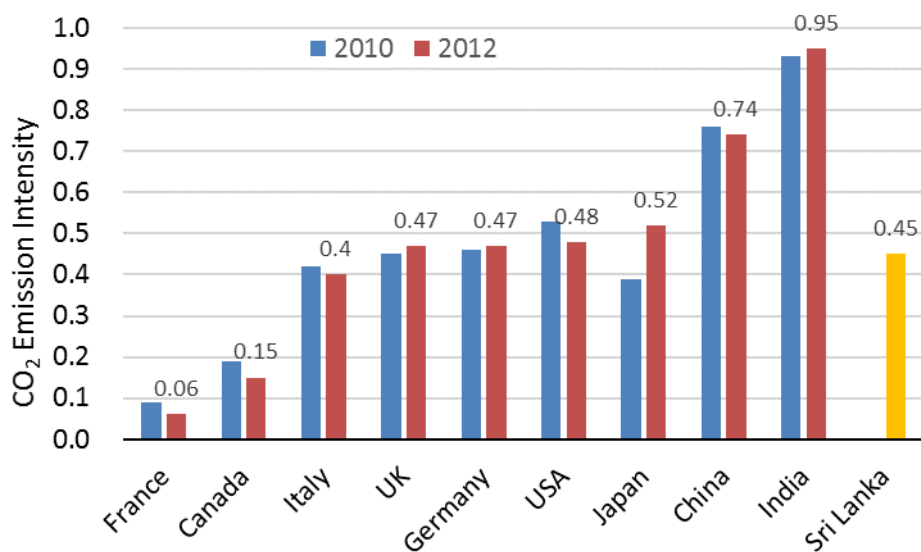
表 6-7 INDC に記載されたエネルギーセクター別事業計画と発電容量

	エネルギーセクター	発電容量 (MW)
1	大型風力発電施設の建設 (現在計画中の火力発電の代替を考慮)	514
2	大型太陽光発電施設の建設	115
3	バイオマス発電施設の建設 (燃料木材、都市廃棄物、産業廃棄物、農業廃棄物)	104.62 (2025年目標)
4	小水力発電施設の建設	176
5	電力需要管理システム (DSM) ,ビル管理システム (BMS) の推進	-
6	再生可能エネルギー政策の推進による省エネ政策 (全エネルギーの 50%)	-
	<b>合計発電容量</b>	<b>909.62</b>

(出典：Intended Nationally Determined Contributions、Ministry of Mahaweli Development and Environment)

なお、COP21 を鑑み、電源開発計画における代替開発シナリオにおける二酸化炭素の排出量ならびに CO<sub>2</sub> 排出量原単位 (kg-CO<sub>2</sub>/kWh) を計算し、各シナリオの環境社会配慮面から見た評価を数値化する。その際の評価基準として、下図に示す各国の電力セクターにおける CO<sub>2</sub> 排出量原単位を参考とする。

(kg-CO<sub>2</sub>/kWh)



(注) Sri Lanka は 2015 年の実績値

(出典：日本電気事業連合会)

図 6-7 各国の電力セクターにおける CO<sub>2</sub> 排出量原単位

### 6.3.2 スリランカ国内法と JICA ガイドラインとの相違

表 6-8 EIA 策定に関するスリランカ国内法と JICA ガイドラインの相違点

項目	JICA ガイドライン	スリランカ国内法	JICA ガイドライン法との相違点
SEA の策定	<p>マスタープラン調査及びフィージビリティ調査を実施する際には、戦略的環境アセスメントの実施を適用することを JICA ガイドラインに明記。</p>	<p>環境保護法に、「戦略的環境アセスメントの実施」に関する条文は含まれていない。しかし、下記の事項が閣議決定（2006 年）されている。「2006 年以降、各省庁が政策・計画・プログラムを作成する際には、戦略的環境アセスメントの実施が考慮されるべきである」。</p>	<p>JICA ガイドラインは、SEA に関する実施細目（技術基準等）は定めていないが、スリランカ国においては、閣議決定に基づき、「戦略的環境アセスメントに関する簡易ガイドライン」が作成され、以下の細目が公示されている。</p> <p>1. (SEA に記載すべき事項)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 政策・計画・プログラムの目的と最終ゴール</li> <li>➤ 政策・計画・プログラムの実現可能な代替案</li> <li>➤ 各施策に伴って想定される顕著な環境への影響（正・負を含む）</li> <li>➤ 環境への影響の深刻度</li> <li>➤ 環境負荷を回避・削減するための緩和策及び正の影響を増進する環境対策</li> </ul> <p>2. (報告書の構成)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 各領域、地域の現状</li> <li>➤ 政策・計画・プログラムの目的と最終ゴール</li> <li>➤ 各施策に伴って想定される顕著な環境への影響（正・負を含む）</li> <li>➤ 環境への影響の深刻度</li> <li>➤ 環境負荷を回避・削減するための緩和策及び正の影響を増進する環境対策</li> <li>➤ ステークホルダーとの協議内容の詳述及びそれらの意見等の政策・計画・プログラムへの反映状況</li> </ul>
	<p>(各論) SEA を実施するための具体的な技術指針（ガイドライン）は、未策定。</p>	<p>SEA を実施するための具体的な技術指針（ガイドライン）は、未策定。</p>	<p>相違点はない。</p>
EIA の策定	<p>環境への重大な悪影響が想定される事業に関しては、EIA 報告書の作成を要求。</p>	<p>環境保護法 (NEA) に基づき、特定の事業に関し、EIA/IEE の策定義務を明記。</p>	<p>相違点はない。</p>
代替案の検討	<p>有効な代替案（「プロジェクトを実施しない案」を含む）の検討を要求。</p>	<p>EIA 策定ガイドライン(2006)で、EIA で記載すべき項目の一つとして下記を記載 (3.1 Recommended Format) ：合理的な代替案の検討</p>	<p>相違点はない。</p>

項目	JICA ガイドライン	スリランカ国内法	JICA ガイドライン法との相違点
環境社会配慮チェックリストの策定	各セクターについて環境社会配慮チェックリストがあり、その確認項目をEIAで記載。	環境社会配慮チェックリストはない。	相違点有り。
住民移転計画	大規模な非自発的住民移転案件の場合は、住民移転計画案を作成。大規模でない住民移転が生じる場合は、簡易住民移転計画案を作成。住民移転計画は、EIA 報告書の一部とする。	非自発的住民移転政策（NIRP）は、住民移転家族数が20世帯以上の場合、住民移転計画書の作成を義務付けている。	移転を強いられる非自発的住民の規模に相違はあるが、住民移転計画の作成を義務付けており、大きな相違点はない。
土地収用への補償	可能な限り再取得価格で補償する。	非自発的住民移転政策（NIRP）は、取引費用を含めて、再取得価格での補償を行うと明記している。他方、土地取得法（LAA）は、市場価格に基づいた補償を行うと明記している。	土地取得法以外の施策において、漸次、再取得価格で補償を行うこととしているので、大きな相違点はない。
モニタリング/緩和策の検討	環境緩和策（回避・最小化・代償を含む）やモニタリング案の作成を明記。	EIA 策定ガイドライン(2006)で、EIA で記載すべき項目の一つとして下記を記載 (3.1 Recommended Format) : 緩和策の検討 : モニタリング内容と実施体制、報告手法。	相違点はない。
情報公開	EIAを相手国との合意文書締結の120日以前に公開する。	環境法（NEA）Part IVc, 第23BB 項、(2)号で情報公開を明記。	相違点はない。

(出典：JICA 調査団)

### 6.3.3 環境社会配慮制度における関係機関（組織）と役割

環境社会配慮は、包括的な電力マスタープランを策定する際には重要な評価項目の一つとなる。JICA 環境社会配慮ガイドライン（2010年4月）は、電力マスタープランの策定にあたっては、早期段階からモニタリング段階に至るまで、環境社会配慮を実施するために、戦略的環境アセスメント（SEA）を実施するとしている。

一方、スリランカ国においては、政府が作成する政策・計画・プログラムを戦略的環境アセスメント（SEA）の対象とし、2008年にガイドラインを作成しているところであるが、各省庁において、普遍的に実施されている例は少ない。

なお、上記の通り、現在の環境法（National Environmental Act No.47,1980）では、SEAに関する条項は含まれていないことから、SEAの実施は、閣議決定に基づき、各所管省庁の判断に委ねられ、その作成に関し、CEA(中央環境庁)の主体的な関与は、排除されている。このため、CEA(中

中央環境庁)は、法に基づき SEA の作成が義務化されるよう、現環境法 (NEA) の改正を準備中 (2016 年 11 月現在、CEA ヒヤリング) である。従って、以下は主要なプロジェクトの EIA/IEE の実施時におこなわれている環境社会配慮に関する実施体制、実施項目の概要を記述する。

### (1) 環境社会配慮に関する実施体制 (中央政府の役割と実施機関)

1980 年に、環境保護と環境管理に関わる政策立案、環境施策に関する関連省庁間の調整を目的として、中央環境庁が環境保護法に基づき設置され、1988 年の同法の改訂により、環境省は、環境保護と環境管理に関わる政策立案を、中央環境庁は、環境省が立案する施策の実施機関として位置づけられた。

EIA/IEE は、1988 年の環境保護法の改訂で、国内全域を対象として、その実施が義務付けられ、また、その所掌は中央環境庁が担うことが、同法の改訂で規定された。

また、同法の改訂により、EIA/IEE に関する中央環境庁の所掌範囲が規定され、中央環境庁は、EIA/IEE に関する審査に必要なガイドラインを作成し、EIA/IEE の承認機関 (Project Approving Agencies: PAA) を決定し、指導・監督を担うこととされた。

中央環境庁によって指定された EIA/IEE の承認機関は、事業者が作成する EIA / IEE が、中央環境庁の定めた EIA / IEE ガイドラインに基づく手続きを経て作成されるように指導・監督し、最終的に作成・提出された内容を審査し、承認または非承認書を交付する。

### (2) 環境社会配慮に関する主な実施項目

#### (a) EIA/IEE の承認が求められる事業

EIA/IEE が必要とされる事業 (指定プロジェクト、Prescribed Project) は、海岸保全法指定地域外で実施される事業で、通達 (No.772/22,1992) に基づき 52 の事業が指定されている。この内、本マスタープランに関連すると思料される電力関連事業は、下表のとおりである。

表 6-9 EIA/IEE が求められる主な電力関連事業

EIA/IEE が求められる主な事業 (MP 関連)	EIA が求められる規模要件
(2) 埋め立て事業 (湿地を含む)	4ha 以上
(5) 土地造成事業	50ha 以上
(8) 港湾施設事業	港建設 (全て) 船舶係留施設 (全て)
(9) 発電事業	水力発電事業 (50MW 以上) 火力発電事業 (25MW を超える新增設) 原子力発電事業 (全て) 再生可能エネルギー事業 (50MW 以上)
(10) 送電線事業	50kV 以上で延長 10km 以上
(12) 住民移転	非自発的住民移転が 100 世帯以上
(14) パイプライン敷設事業	ガス、液化ガス等のパイプで 1km 以上

注) 括弧内の番号は、通達に付せられている業種番号。

(出典: JICA 調査団)

(b) EIA/IEE の実施項目と実施手順

1) 実施項目

EIA/IEE の手続きで実施される環境社会配慮に関する主な実施項目は、以下の 6 項目である。

表 6-10 環境社会配慮に関する実施項目と実施期間

項 目	期間	
	EIA	IEE
(1) スクリーニング	6 日	6 日
(2) スコーピング	30 日	14 日
(3) EIA/IEE 報告書の作成	未期限	未期限
(4) PAA および公衆による EIA/IEE 報告書の精査*	30 日	21 日*
(5) 承認（期間、条件添付）又は非承認書（理由書添付）	(4) への対応後 30 日	(4) への対応後 6 日
(6) モニタリングの実施（建設前/中、供用時）	未記載	未記載

\*：技術項目に関する精査のみ

（出典：JICA 調査団）

a) スクリーニング

事業の実施者は PAA に対し、計画されている指定事業に関する事前情報を可能な限り早い段階で提出する。PAA はこの事前情報により、IEE または EIA の実施が必要か否かのスクリーニングを実施する。

b) スコーピング

PAA は、(1) で提出された事前情報を基に、関連する行政機関、住民代表や NGO を含むステークホルダーの意見を踏まえスコーピングを実施する。

c) EIA / IEE 報告書の作成

事業実施者は、シンハラ語によって報告書を作成（住民からの要請があれば、タミル語、英語も作成する）し、PAA に提出する。

d) PAA および公衆による EIA/IEE 報告書の精査

PAA は、提出された報告書を、公衆に 30 日間閲覧し、意見を求める。EIA 報告書に関し下記の反対意見が提出された場合は、PAA と CEA は、公聴会を開催する。

- 事業に対立する意見が提出され、更なる市民の意見が必要とされる場合
- 事業の実施に伴い、国及び地域レベルで、重大な環境影響が懸念される場合
- 事業の実施に伴い、国内の優れた環境地域が重大な影響を受けるおそれがある場合
- 常識にかなった理由に基づいて、公聴会開催の要求があった場合

e) 承認（期間、条件添付）又は非承認書（理由書添付）の発布

PAA は、公聴会の意見等を踏まえ、EIA/IEE の審査を技術委員会（TEC）に諮問し、その意見を踏まえ、IEE は、21 日以内、EIA は 30 日以内に、承認又は非承認を事業者に通知する。

f) モニタリングの実施（建設前/中、供用時）

EIA の構成要素であることから、事業者は、EIA の承認に伴い、実施が義務付けられるとともに、CEA 及び PAA に報告する義務が課せられる。大気質・水質等のモニタリングは、通常、国の定める環境基準に基づき実施されるが、水質に関する環境基準は、未整備のため、現在は、大気質（PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, O<sub>3</sub>, CO）,騒音に関する環境基準が公布されている。

表 6-11 スリランカ国における大気質環境基準

大気質	環境基準値	WHO ガイドライン
NO <sub>2</sub>	0.13 ppm	0.20 ppm (1h)
SO <sub>2</sub>	0.08 ppm	0.02 ppm (24h)
O <sub>3</sub>	0.1 ppm	0.160 ppm (8h)
CO	26 ppm	-
浮遊粒子状物質(PM <sub>10</sub> )	100microg/m <sup>3</sup>	50microg/m <sup>3</sup> (24h)
浮遊粒子状物質(PM <sub>2.5</sub> )	50microg/m <sup>3</sup>	25microg/m <sup>3</sup> (24h)

(出典：CEA 大気質に関する通達 No.1562/22,2008, WHO ガイドライン 2008)

表 6-12 スリランカ国における騒音に関する環境基準

地域区分	環境基準値(dB)		環境基準値(IFC)	
	日中	夜間	日中	夜間
住居（田園）地域	55	45	55	45
住居（街中）地域	60	50		
閑静地域	50	45		
住居（密集）地域	63	55	70	70
商業地域	65	55		
工業地域	70	60		

(出典：CEA 大気質に関する通達 No.924/12,1996, IFC ガイドライン 2007)

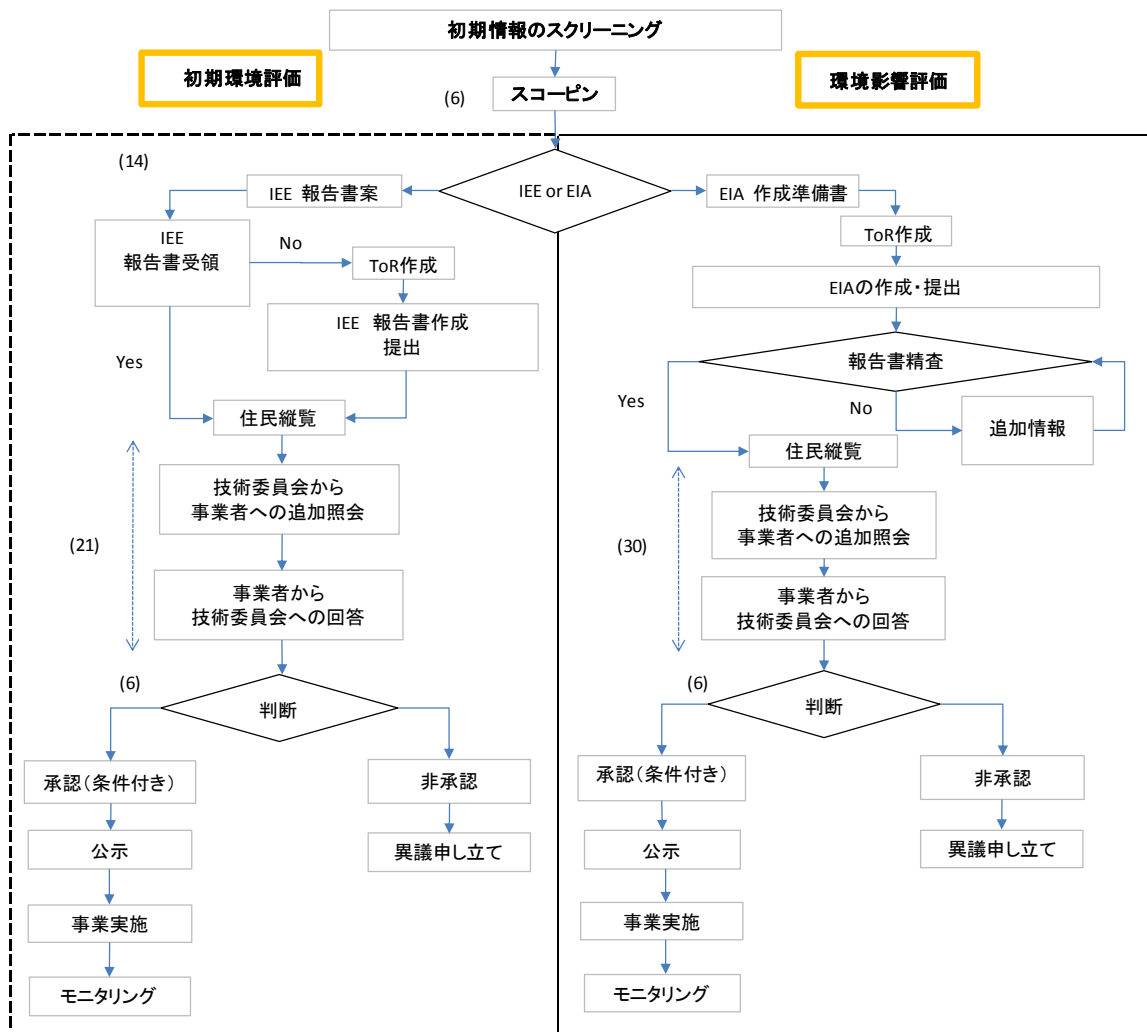
表 6-13 スリランカ国における石炭火力発電に関する大気質排出基準

汚染物質	大気質環境基準値 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )				暫定排出基準値 (排煙口) (mg/MJ)	
	年平均値	24時間値	8時間値	1時間値	石炭	液化燃料
NO <sub>2</sub>	-	100	150	250	300	130
SO <sub>2</sub>	-	80	120	200	520	340
PM <sub>10</sub>	50	100	-	-	-	-
PM <sub>2.5</sub>	25	50	-	-	-	-
TSP	-	-	-	-	40	40

(出典：CEA 大気質に関する通達、CEA 大気質に関するマニュアル)

2) 実施手順

下図に、EIA/IEE の実施手順を示す。



注) ( ) 内は、手続きに要する最大日数。

(出典： Central Environmental Authority: Guidance for Implementing the Environmental Impact Assessment (EIA) Process, No.2: A General Guide for Conducting Environmental Scoping を基に JICA 調査団作成)

図 6-8 スリランカ国における EIA/IEE 実施手順

a) 用地取得及び住民移転

SEA の段階では、施設の規模、位置等は未確定であるため、ここでは、将来 SEA に基づき、CEB が事業を実施する際に、起こり得る用地取得、住民移転について、国内法の取り扱いを記述する。

✓ 用地取得

事業者（CEB）は、発電、送電、配電など公共の目的で土地が必要な場合は、土地開発局長官に買収提案書を送付し、土地開発大臣の承認を得て取得手続きを開始する。土地およびその他の資産は、1950 年土地取得法（LAA）第 9 号およびその改正規定に従って取得される。土地購入代金および利息はそれに応じて土地所有者に支払われる。住民は、



プロジェクト実施機関(PIA)が支払う土地の補償金額を、土地が所在する部門事務局(DS)事務所を通じて通知される。LAAによれば、土地は、市場価格で購入される。

#### ✓ 住民移転

2015年、非自発的住民移転政策(NIRP)が国会で承認された。これにより、土地取得法(LAA)によって、補償されていた土地、構造物、作物の補償に加え、移住者に対する代替地の提供、移住後の生活安定化支援施策等が実施されるスキームが確立した。しかし、法制化されていないため、事業者はNIRPのガイドラインに定められている主要原則に基づいて包括的な住民移転実施計画を策定し、実行することが奨励されている。なお、NIRPのガイドラインは、20以上の家族が非自発的移住の対象となる場合には包括的な住民移転行動計画書の作成が必要であると規定している。

## 6.4 代替案（ゼロオプションを含む）の比較検討

最終目標年を2040年とする電力マスタープランにおいて最適電源構成の視点から以下の3つのシナリオ案を検討する（第7章参照）。

- ① シナリオA案：コストを重視して石炭火力を優先開発する
- ② シナリオB案：CO<sub>2</sub>排出量を重視して再生可能エネルギーを優先開発する
- ③ シナリオC案：各種燃料案を組み合わせる案

なお、「ゼロオプション」<sup>30</sup>は、本電力マスタープランに掲げる各種の電源開発の実施以外に、2040年を目標とする最適電源構成を取り込んだ電力マスタープランを達成出来る施策、計画、プランの策定は、非現実的であることから、本報告書では、割愛することとした。

また、各種電源の開発を行う場合は、その電源種別、位置、燃料種別、開発量(MW)等の違いにより、周辺環境（自然環境、社会環境、及び地球環境）に与える影響度合いに相違がみられることから、環境破壊比率の低いプロジェクト、すなわち、周辺環境への負の影響が低いシナリオを、SEA上の観点から“最も環境社会に配慮したシナリオ”案として高い序列に位置づけることとする。

<sup>30</sup> 「戦略的環境アセスメント導入ガイドライン」に関する日本国環境省の通達（平成19年4月5日、環政評発第070405002号）に基づく、定義を採用。

## 6.5 スコーピングと環境社会環境配慮調査に関する TOR

以下の手順に従って、電力マスタープランのシナリオ案（複数案）に盛り込まれている各種電源開発に関し、環境社会配慮の面から SEA を実施する。また、本評価に基づき、事業実施の際に実施すべき、主要な環境社会配慮項目に関する調査を提案する。

### (1) スコーピング項目と指標の選定

環境社会配慮の面から、各開発シナリオ案（電源開発）を分析・評価するため、JICA ガイドライン（チェックリスト）を参考に、マスタープラン段階で検討される各種電源開発事業に関する評価項目を選定する。

表 6-14 SEA で実施するスコーピング項目の抽出

分類	影響項目	一般発電事業			再生可能エネルギー事業				
		水力	石炭	LNG, 重油	風力	太陽光	小水力	揚水	バイオマス
汚染対策	1 大気汚染	B	A	B	B	B	B	B	B
	2 水質汚濁	B	B	B	C	B	B	B	C
	3 土壌汚染	D	B	C	D	D	D	D	B
	4 底質汚染	D	D	D	D	C	C	C	D
	5 騒音・振動	B	B	B	B	B	B	B	B
	6 悪臭	D	C	C	D	D	D	D	C
	7 廃棄物	C	A	C	D	A	D	D	A
	8 地盤沈下	B	B	B	D	D	D	B	B
自然環境	9 保護区	A	D	D	A	D	A	B	D
	10 生態系	A	D	D	A	D	A	B	D
	11 地形・地質	A	C	C	D	D	A	A	D
社会環境	12 用地取得・住民移転	A	A	B	C	C	B	A	C
	13 貧困層	C	D	D	D	D	D	D	D
	14 少数民族・先住民族	A	B	D	D	D	A	A	D
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	C	C	C	C	C	C	C
	16 土地利用や地域資源利用	A	B	B	B	B	B	B	B
	17 水利用	A	A	A	D	D	A	B	D
	18 既存の社会インフラや社会サービス	C	C	C	C	C	C	C	C
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	C	C	C	C	C	C	C	C
	20 被害と便益の偏在	C	C	C	C	C	C	C	C
	21 地域内の利害対立	C	C	C	C	C	C	C	C
	22 文化遺産	C	C	D	D	D	C	C	D

分類	影響項目		一般発電事業			再生可能エネルギー事業				
			水力	石炭	LNG, 重油	風力	太陽光	小水力	揚水	バイオマス
	23	景観	B	C	C	A	B	C	C	D
	24	ジェンダー	D	D	D	D	D	D	D	D
	25	子どもの権利	D	D	D	D	D	D	D	D
	26	HIV/AIDS 等の感染症	C	C	C	C	C	C	C	C
	27	労働環境	C	C	C	C	C	C	C	C
その他	28	事故	C	C	C	C	C	C	C	C
	29	越境の影響、及び気候変動	C	A	B	D	D	D	D	D

(出典：JICA 調査団)

注) 評定の区分

- A： 重大なインパクトが見込まれる
- B： 多少のインパクトが見込まれる
- C： 事業実施に伴う調査で明らかになる事象のため、SEA の対象とはしない。
- D： 計画段階では、影響が無いと想定される事象のため、SEA の対象とはしない。

上記スクリーニングに基づき、SEA 段階で実施するスコーピング対象を、下記の 16 項目（自然環境-10-、社会環境-6-）に絞り込み、下表に示す評価基準により評価する。なお、スコーピングの実施にあたっては、本調査（マスタープラン策定）段階では、本調査の対象とする各種電源開発事業に関する個別の整備区域（位置）は検討されないため、各種電源開発事業が環境社会へ及ぼす影響については、既設の同種のプロジェクトに関する EIA, IEE 及びその他の関連資料（Google Earth を含む）を基に分析・評価した。

また、その他の「越境の影響、及び気候変動」は、CO<sub>2</sub> 排出量で評価した（第 7 章の 7.4.1 最適電源構成検討における前提条件、CO<sub>2</sub> 排出量に記載）。

表 6-15 SEA で実施するスコーピング項目と評価基準

分類	項目	指標
自然環境 (10)	地質	地形改変
	土壌	土壌侵食、土壌処分、重金属の流失、表土剥離
	水質	放流・水路変更・堆砂に伴う汚染・汚濁
	大気質	事業活動からの汚染物質の排出
	騒音・振動	事業活動に伴う振動・騒音
	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出
	地盤沈下	地下水利用
	陸域植物	森林破壊（含むマングローブ）、植生破壊
	陸域動物・魚類・サンゴ	動物生息地・生態系破壊、遡上性魚類の遡上・渡り鳥飛行ルートへの影響
	自然環境保護地域	国立公園等の原生保護地域への影響
社会環境 (6)	住民移転	非自発的住民移転
	少数民族・先住民族	配慮を要する住民への影響

分類	項目	指標
	土地利用	土地利用の競合化
	水利用	水利用の競合化
	景観	景観への影響
	歴史的景観保護	伝統文化・無形遺産の影響

(出典：JICA 調査団)

## (2) スコーピング項目に関する評価手法

各事業の実施に伴って、スコーピングの対象とする上記評価項目（表 6-15 参照）の環境社会配慮面に与える影響度合いを以下に示す基準で数値化（4段階に区分）し、マトリックスで表示し、定量的評価を行う。次に、本手法で算出した評価点（環境影響度）を合計し、各シナリオ案の環境社会配慮面からの評価を行う。

表 6-16 スコーピングにおける評価基準

点数 (環境寄与度)	評価基準
-3	重大な負の直接的な影響で、緩和策が困難なもの。
-2	重大な負の直接的な影響で、緩和策が可能なもの。
-1	軽微な負の直接的な影響で、緩和策が可能なもの。
0	軽微な負の間接的な影響で、緩和策を必要としないもの。

(出典：JICA 調査団)

## (3) 環境社会環境配慮調査に関する TOR

上記の評価に基づき、事業実施の際に実施すべき、主要な環境社会配慮項目に関する調査は、下表の通りである。

表 6-17 調査項目及び調査方法

分類	環境項目	調査項目	調査方法
汚染 対策	大気汚染	- 関連環境基準 - 気象情報 - 大気質の現状	- 大気環境基準の入手 - 近隣気象局の気象データ（気温、湿度、 など）の入手 - 大気中の大気汚染物質（SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM10 など）の測定
	水質汚濁	- 関連環境基準 - 水質の現状	- 水質基準と排水基準の入手 - 湖水の水質（水温、塩分、COD、栄養塩 など）の測定
	土壌汚染	- 関連環境基準 - 土質構成の現状	- 土壌の測定（重金属類など）
	底質汚染（湖底）	- 水質の現状	- 湖水の水質（水温、COD、栄養塩など） の測定
	騒音・振動	- 関連環境基準 - 騒音・振動の現状	- 騒音基準の入手 - 騒音・振動の測定
	悪臭	- 特になし	- 悪臭基準の入手 - 異臭の測定
	廃棄物	- 関連環境基準	- 廃棄物取り扱いに関する基準の入手 - 産廃、家庭廃棄物の重量測定 - 3R 実施状況の実績把握
	地盤沈下	- 土質の現状	- 土質調査の実施
自然 環境	保護区	- 保護区に関する情報	- 保護区に関する情報の入手
	生態系	- 生態的に重要な場の現状 （繁殖地、採餌場所） - 植物、哺乳類、鳥類、爬	- 動植物分布の確認 - 絶滅危惧種の生息・生育調査 - 国際基準（IUCN）の入手

分類	環境項目	調査項目	調査方法
		虫類・両生類、魚類、の生息状況の現状	
	地形・地質	- 地質の現状	- 地質調査の実施
社会環境	用地取得・住民移転	- 用地取得と住民移転の対象者の確認 - 被影響住民の資産 - 被影響住民の生活・生計	- 関連法制度、関連事例の入手 - 人口センサス調査 - 資産目録調査 - 社会経済調査 - 現地踏査
	貧困層	- 被影響住民の中の貧困層住民の確認	- 関連法制度、関連事例の入手 - 人口センサス調査 - 資産目録調査 - 社会経済調査
	少数民族	- 経済社会活動における独特の慣習・社会制度・土地利用等の有無	- 対象村落の代表者および被影響住民へのインタビュー
	雇用や生計手段等の地域経済	- 事業で影響を受けるとみられる世帯の職業、生計の現状	- 地域の雇用状況や収入の資料収集 - 対象世帯のインタビュー
	土地利用や地域資源利用	- 土地利用の現況 - 事業で影響を受けるとみられる世帯の職業、生計の現状	- 地域の雇用状況や収入の資料収集 - 対象世帯のインタビュー
	水利用	- 生活用水・農業用水の利用状況の確認	- 社会経済調査 - 対象世帯のインタビュー
	既存の社会インフラや社会サービス	- 事業で影響を受けるとみられる施設の確認	- インフラ施設調査
	被害と便益の偏在	- 事業で影響を受けるとみられる世帯の職業、生計の確認	- 地域の雇用状況や収入の資料収集 - 対象世帯のインタビュー
	地域内の利害対立	- 事業で影響を受けるとみられる世帯の職業、生計の確認	- 地域の雇用状況や収入の資料収集 - 対象世帯のインタビュー
	文化遺産	- 国内での指定・認定文化財の有無の確認	- 資料収集
	ジェンダー	- 被影響住民の中のジェンダーの確認 - 医療施設へのアクセス - 予防接種率	- 関連法制度、関連事例の入手 - 人口センサス調査 - 資産目録調査 - 社会経済調査、フォーカス・グループ・ディスカッション
	子どもの権利	- 被影響住民の中の子ども の人数 - 就学率 - 医療施設へのアクセス - 予防接種率	- 関連法制度、関連事例の入手 - 人口センサス調査 - 社会経済調査、フォーカス・グループ・ディスカッション
	HIV/AIDS 等の感染症	- 罹患者率	- 公的情報の入手
	労働環境(労働安全を含む)	- 事故発生件数	- 公的情報の入手
	事故	- 事故発生件数	- 事故記録の作成
その他	越境の影響、及び気候変動	- 大気質の現状	- 大気汚染物質 (CO <sub>2</sub> ) 排出量の測定

(出典：JICA 調査団)

## 6.6 環境社会配慮結果

上記スコーピングと評価手法を用いて各電源種別に評価した結果は下表のとおりである。なお、自然環境は10項目、社会環境は6項目で評価しており、自然環境と社会環境の重みを同じにするため、影響度はそれぞれの平均値で評価する。また、同類の複数のプロジェクトを参考に影響度を評価し、その平均値を最終評価値としたため、各項目の評価点は小数点第1位までで表した。

### (1) 水力発電

気候変動に関する政府間パネル(第3作業部会、再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書、水力、環境省訳) 報告書、及び、過去に実施された下表の水力発電事業に関するEIAを参考にスリランカ国において、水力発電事業が自然・社会環境に与える一般的な影響に関するスコーピングを実施した。

表 6-18 スコーピング時に参考とした水力発電事業に関する EIA 報告書

	水力発電事業	位置 (州)	貯水形式	出力	EIA 認可
1	Uma Oya	Uva	貯水式	120MW	2011/4
2	Broadlands	Sabaragamuwa	流れ込み式	35MW	2006/11
3	Moragolla	Central	貯水式	98MW	2013/8

(出典：JICA 調査団)

表 6-19 スコーピング (水力発電) 結果

分類	項目	指標	評価	評価理由	
自然環境	1	地質	地形改変	-1.0	掘削,爆破作業等に伴う改変が想定されるが、緩和策(法面の安定化、法面植栽)は可能である。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-1.0	掘削、削土・表層土の貯蔵に伴う土壌侵食の発生が想定される。また、急斜面では、土壌侵食が想定されるが、何れも緩和策(裸地・法面植栽)は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-0.3	掘削工事や施設建設に伴う水質汚濁や泥水の発生が想定されるが、その影響は一時的であり、緩和策(沈砂池での浄化)は可能である。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマング ローブ林)、 植生破壊	-1.3	ダム、堰の建設に伴い、樹木の伐採が想定されるが、緩和策(植物の移植・補植等)は可能である。

分類	項目	指標	評価	評価理由	
	9	陸域動物、魚類、サンゴ	動物生息地・生態系の破壊、遡上性魚類・渡り鳥への影響	-2.0	ダム、堰の建設に伴い、動物の生息環境の分断、遡上性魚の遡上阻害、貯水池の出現に伴う周辺生態系の変化等の重大な負の直接的な影響が想定されるが、緩和策（魚道、コリドーの設置）は可能である。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域への影響	-0.7	核心部分（コアゾーン）から離れた、緩衝地帯の利用であれば、影響は少ないと想定される。
	<b>自然環境への影響度</b>			<b>-0.63</b>	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	-2.0	住民移転に伴う、重大な負の直接的な影響が想定されるが、緩和策（代替地の確保等）は可能である。
	2	少数民族、先住民族	配慮を要する住民への影響	-0.7	家屋（少数民族）の点在が想定されるが、コミュニティーを形成する規模ではない。諸権利は尊重されるので、緩和策を必要とする影響は、殆ど無いと想定されるが、権利の侵害が生じる場合は、代替地の確保による緩和策は可能である。
	3	土地利用	土地利用の競合化	-1.3	土地の水没が想定されるが、緩和策（代替地の確保）は可能である。
	4	水利用	水利用の競合化	-1.0	流量減少による下流域での水利用（灌漑、生活用水、観光利用等）への影響が想定されるが、緩和策（維持放流等の確保）は可能である。
	5	景観	景観への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	-0.3	家屋（少数民族）の点在が想定されるが、緩和策を必要とする有形・無形遺産等への影響は、殆ど想定されない。
	<b>社会環境への影響度</b>			<b>-0.89</b>	
<b>総環境影響度</b>			<b>-0.76</b>		

（出典：JICA 調査団）

## (2) 石炭火力発電

過去に実施された下表の石炭火力発電事業に関する EIA 報告書及び「An Environmental and Fisheries Profile of the Puttalam Lagoon System (IUCN,2011)」報告書を参考にスリランカ国において、石炭火力発電事業が自然・社会環境に与える一般的な影響に関するスコーピングを実施した。

表 6-20 スコーピング時に参考とした石炭火力発電事業に関する EIA 報告書

	火力発電事業	位置（州）	出力	EIA 認可
1	Lakvijaya (Norochoelai)	North Western	300MW 600MW	1999/1 (F-I) 2013/5 (F-II,III)
2	Trincomalee	Eastern	500MW	2015/1

（出典：JICA 調査団）



表 6-21 スコーピング（石炭火力発電）

分類	項目	指標	評価	評価理由	
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-2.0	石炭灰処理施設等からの重金属の流失による土壌汚染が懸念されるが、緩和策（遮水壁の設置）は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-3.0	多量な温排水の海洋、河川への放流による放流先の水温上昇が懸念され、大容量の場合は、緩和策は不可能である。
	4	大気質	汚染物質の排出	-2.0	排煙等による大気質（NO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , PM <sub>10</sub> 等）の汚染が想定されるが、緩和策（高燃焼効率ボイラーの導入、脱硝・硫、防塵装置の設置）は可能である。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-3.0	石炭灰が継続的に排出され、有効な緩和策（3Rの実施）は可能であるが、抜本的な緩和策は、困難である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊（含むマングローブ林） 植生破壊	-3.0	多量な温排水の海洋、河川への放流による放流先の水温上昇と、植物（マングローブ、海洋植物）への影響が懸念され、大容量の場合は、緩和策は不可能である。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	-3.0	多量な温排水の海洋、河川への放流による放流先の水温上昇と、動物（サンゴ、魚類）への影響が懸念され、大容量の場合は、緩和策は不可能である。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
<b>自然環境への影響度</b>			<b>-1.60</b>		
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	-2.0	冷却水としての周辺河川からの取水による水利用の競合化が想定されるが、緩和策（空冷冷却方式の一部導入）は可能である。
	5	景観	景観への影響	-2.0	巨大な人工施設の建設は、平坦な砂州景観へ負の直接的な影響を与える懸念があるが、緩和策（建設位置を、海岸汀線から十分後退させる）は可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
<b>社会環境への影響度</b>			<b>-0.67</b>		
<b>総環境影響度</b>			<b>-1.13</b>		

（出典：JICA 調査団）



### (3) 火力 (LNG, 重油) 発電

コロンボ近郊の Kerawalapitiya (IPP) 地区で稼働する火力発電所(Yugadanavi, 300MW, コンバインドサイクル) の調査及び同地区で計画されている LNG 基地予定地 (3 箇所) の現地調査結果を参考に、スリランカ国において、火力 (LNG, 重油) 発電事業が自然・社会環境に与える一般的な影響に関するスコーピングを実施した。

表 6-22 スコーピング (LNG, 重油等発電)

分類	項目	指標	評価	評価理由	
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-2.0	パイプライン架設に伴い、長区間に渡って表土が線状に剥離され、土壌侵食が想定されるが、緩和策 (盛り・切り面への植栽) は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-2.0	温排水の海洋、河川への放流による放流先の水温上昇が懸念されるが、緩和策 (空気冷却方式、冷却塔方式の導入) は可能である。
	4	大気質	汚染物質の排出	-2.0	排煙等による大気質 (NO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , PM <sub>10</sub> 等) の汚染が想定されるが、緩和策 (高効率ボイラーの導入、脱硝・硫、防塵装置の設置) は可能である。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊 (含むマング ローブ林) 植生破壊	-1.0	温排水の海洋、河川への放流による放流先の水温上昇と、植物 (マングローブ、海洋植物) への影響が懸念されるが、緩和策 (冷却塔方式、空気冷却方式の導入) は可能である。
	9	陸域動物、 魚類、サン ゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への 影響	-1.0	温排水の海洋、河川への放流による放流先の水温上昇と、動物 (サンゴ、魚類) への影響が懸念されるが、緩和策 (冷却塔方式、空気冷却方式の導入) は可能である。
	10	自然保護地 域	国立公園等の原生保護 地域への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度			<b>-0.80</b>		
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への 影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	-2.0	冷却水としての周辺河川からの取水による水利用の競合化が想定されるが、緩和策 (空気冷却方式の導入) は可能である。
	5	景観	景観への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影 響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度			<b>-0.33</b>		
総環境影響度			<b>-0.57</b>		

(出典: JICA 調査団)

#### (4) 風力発電

スリランカ国において最大規模の風力発電事業として、CEB がスリランカ北西部州 Mannar で 2018 年の運転開始を目途に計画を進めている「Mannar Wind Power Development Zone」に関する① Environmental Assessment and Environmental Management plan (2014), ② Environment Assessment and Social Assessment report (2013) の両報告書及び③「An Environmental and Fisheries Profile of the Puttalam Lagoon System (IUCN, 2011)」を参考にスリランカ国において、風力発電事業が自然・社会環境に与える一般的な影響に関するスコーピングを実施した。

表 6-23 スコーピング (風力発電)

分類		項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	-1.0	風車騒音が想定されるが、緩和策（居住域等から遠隔地に建設）は、可能である。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマング ローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サン ゴ	動物生息地・生態系破 壊 遡上性魚類・渡り鳥へ の影響	-3.0	バードストライク事故の発生が想定される。 渡り鳥の飛行ルートへの建設を避ける緩和 策を採用しても、事故を根絶するまでの緩和 策は困難である。
	10	自然保護 地域	国立公園等の原生保 護地域への影響	-0.5	保護地域（ラムサール区域等）を生息地とす る水禽類の飛翔、生態に及ぼす影響が想定さ れるが、緩和策（池沼等から遠隔地に建設） は可能である。
<b>自然環境への影響度</b>				<b>-0.45</b>	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民へ の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	-1.0	土地の競合が想定されるが、緩和策（代替地 の確保）は可能である。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。

分類		項目	指標	評価	評価理由
	5	景観	景観への影響	-3.0	山麓・原野等に巨大な人工構造物が出現し、周辺環境への重大な影響が懸念され、緩和策は、困難である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	社会環境への影響度			-0.67	
	総環境影響度			-0.56	

(出典：JICA 調査団)

## (5) 太陽光発電

SEA がスリランカ南部州 Kalametiya で進めている Hambantota Solar Park (Phase-I-737kW-, Phase-II-500kW) に関する環境上の問題点に関する CEB からのヒアリングの結果、及び「Renewable Energy Master Plan (SLSEA)」報告書等を参考にスリランカ国において、太陽光発電事業が自然・社会環境に与える一般的な影響に関するスコーピングを実施した。

表 6-24 スコーピング (太陽光発電)

分類		項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-1.0	雨水による、パネル架台下の土壌崩壊、表土剥離、土壌侵食が懸念されるが、緩和策（舗装、砂利敷きによる基盤土壌安定化）は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-1.0	土壌侵食に伴う濁流の発生が懸念されるが、緩和策（調整池の造成、排水路の設置）は可能である。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	耐用年数後に、大量の廃棄物（太陽電池モジュール、蓄電池、パワーコンディショナー等）が発生し、重大な負の影響が想定されるが、緩和策（3R の推進）は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊（含むマング ローブ林） 植生破壊	-2.0	パネル基盤下の裸地化による植生への重大な影響が懸念されるが、緩和策（架台下での耐陰性植物の栽培）は可能である。
	9	陸域動物、 魚類、サン ゴ	動物生息地・生態系破 壊 遡上性魚類・渡り鳥へ の影響	-1.0	大規模な施設の設置による、動物の移動経路への影響が懸念されるが、緩和策（迂回路の新設）は可能である。
	10	自然保護 地域	国立公園等の原生保 護地域への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	自然環境への影響度			-0.70	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民へ の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。

分類	項目	指標	評価	評価理由	
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-2.0	山麓・原野等に巨大な人工構造物が出現し、周辺環境への重大な影響が懸念されるが、緩和策（施設周辺への樹木の植栽）は、可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	社会環境への影響度			-0.33	
	総環境影響度			-0.52	

(出典：JICA 調査団)

## (6) 小水力発電

気候変動に関する政府間パネル(第3作業部会, 再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書, 水力、環境省訳) 報告書、及び、Naya Ganga mini hydropower project: EIA Report, Central Environmental Authority of Sri Lanka. を参考にスリランカ国において、小水力発電事業が自然・社会環境に与える一般的な影響に関するスコーピングを実施した。

表 6-25 スコーピング (小水力発電)

分類	項目	指標	評価	評価理由	
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-1.0	掘削、削土・表層土の貯蔵に伴う土壌侵食の発生が想定される、また、急斜面では、土壌侵食が想定されるが、何れも緩和策（裸地・法面植栽）は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマング ローブ林) 植生破壊	-1.0	ダム、堰の建設に伴い、樹木の伐採が想定されるが、緩和策（植物の移植・補植等）は可能である。
	9	陸域動物、 魚類、サン ゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	-1.0	遡上性魚の遡上阻害、貯水池の出現に伴う周辺生態系の変化等の負の直接的な影響が想定されるが、緩和策（魚道、コリドーの設置）は可能である。
	10	自然保護地 域	国立公園等の原生保 護地域への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	自然環境への影響度			-0.30	
社会	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。

分類		項目	指標	評価	評価理由
環境	2	少数民族、先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	-1.0	土地の水没が想定されるが、緩和策（代替地の確保）は可能である。
	4	水利用	水利用の競合化	-1.0	流量減少による下流域での水利用（灌漑、生活用水、観光利用等）への影響が想定されるが、緩和策（維持放流等）は可能である。
	5	景観	景観への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	社会環境への影響度				-0.33
総環境影響度				-0.32	

(出典：JICA 調査団)

## (7) 揚水発電

揚水発電所候補地に関する報告書（スリランカ国ピーク需要対応型電源最適化計画調査、第10章、候補地点の二次選定。JICA、2015）に記載されている、中央州ビクトリア発電所の南西部に位置する Halgran3 候補地、及び西部に位置する Maha2, Maha3 の3 候補地の自然・社会に関する環境情報を参考にスリランカ国において、小水力発電事業が自然・社会環境に与える一般的な影響に関するスコーピングを実施した。

表 6-26 スコーピング（揚水発電）

分類		項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	-1.0	掘削、爆破作業等に伴う改変が想定されるが、緩和策（法面の安定化、法面植栽）は可能である。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊（含むマングローブ林） 植生破壊	-2.3	植物の移植・補植等による緩和策は可能であるが、地域植生保全の観点からは、重大な負の影響が想定される。



分類	項目	指標	評価	評価理由	
	9	陸域動物、魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	-3.0	遡上性魚の遡上阻害、複数の貯水池（上池、下池）の出現に伴う周辺生態系の変化等の負の直接的な影響が想定され、緩和策（魚道、コリドールの設置）は一部可能であるが、山間部に造成される人工貯水池（上池）によって生じる、山間部の生態系の攪乱は避けられない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	<b>自然環境への影響度</b>			<b>-0.63</b>	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	-1.7	住民移転に伴う、重大な負の直接的な影響が想定されるが、緩和策（移転後の生活基盤の回復策、代替地の確保等）は可能である。
	2	少数民族、先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	-2.7	複数個所（上池、下池）での土地の水没による、広範囲に渡る土地利用の変更が想定される。代替地等の確保による緩和策には限界が想定される。
	4	水利用	水利用の競合化	-2.7	乾季の渇水期における揚水と既得水利権（下池の水利権）との競合が懸念され、緩和策には限界が想定される。
	5	景観	景観への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	<b>社会環境への影響度</b>			<b>-1.17</b>	
<b>総環境影響度</b>			<b>-0.90</b>		

(出典：JICA 調査団)

## (8) バイオマス発電

バイオマス発電に関する報告書「Assessment & Mapping of Biomass Consumption in Sri Lankan Industries (SLSEA)」, 「Promoting Sustainable Biomass Energy Production and Modern Bio-Energy Technologies in Sri Lanka (UNDP)」を参考にスリランカ国において、バイオマス発電事業が自然・社会環境に与える一般的な影響に関するスコーピングを実施した。

表 6-27 スコーピング (バイオマス発電)

分類	項目	指標	評価	評価理由	
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-1.0	集荷原料からの汚濁水等の漏洩が想定されるが、緩和策（排水路、浄化池の建設）は可能である。

分類	項目	指標	評価	評価理由		
	4	大気質	汚染物質の排出	-1.0	排煙等による大気質（NO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , PM <sub>10</sub> 等）の汚染が想定されるが、緩和策（高効率ボイラーの導入、脱硝・硫、防塵装置の設置）は可能である。	
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	-1.0	原料の搬入、廃棄物の搬出等に使用される車両、重機等による騒音が想定されるが、緩和策（低騒音車両、定期的な車両の整備等）は可能である。	
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	廃棄物（燃焼残渣等）の処分地確保に重大な負の直接的な影響が想定されるが、緩和策（3R等の推進）は可能である。	
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。	
	8	陸域植物	森林破壊（含むマングローブ林） 植生破壊	-3.0	材木をバイオマス発電の主な資源とする場合、広大な面積に渡り単一樹種による一斉植栽（造林）が想定され、郷土植物による安定した植物生態系が攪乱される恐れがある。生物多様性が失われ、緩和策は、不可能である。	
	9	陸域動物、魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	-1.0	広大な面積に渡り、単一樹種の植生帯が出現することによる動物生態系の変化が想定されるが、緩和策（コリドーの造成等による、動物移動路の設置）は可能である。	
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。	
	<b>自然環境への影響度</b>			<b>-0.90</b>		
	社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
		2	少数民族、先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
3		土地利用	土地利用の競合化	-2.0	バイオマス原料材としての広大な造林地等の造成が必要となり、土地の競合が想定されるが、緩和策（代替地の確保）は可能である。	
4		水利用	水利用の競合化	-1.0	冷却水として周辺河川からの取水による水利用の競合化が想定されるが、緩和策（空気冷却方式の導入）は可能である。	
5		景観	景観への影響	-2.0	樹木の一斉伐採による森林地と裸地が繰り返され、地域固有の景観に重大な直接的な影響を与えるが、緩和策（伐採時期の平準化、択伐方式の導入）は可能である。	
6		歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。	
<b>社会環境への影響度</b>			<b>-0.83</b>			
<b>総環境影響度</b>			<b>-0.87</b>			

（出典：JICA 調査団）

## 6.7 影響評価

SEA に基づき電源種別毎に環境社会配慮項目を評価し、指数（環境影響度）で表した結果は、下表の通りである。

電源種別毎に、自然・社会環境に及ぼす影響は、相違がみられ、環境影響比率が低い、すなわち、周辺環境への負の影響が低い電源種別は、①小水力 ②太陽光 ③風力 ④LNG/重油 ⑤水力 ⑥バイオマス ⑦PSPP（揚水発電）⑧石炭の順である。

PSPP（揚水発電）発電の総環境影響度が高い理由は、候補地内に住民移転を伴う複数の人家が散見され、かつ、貴重な動植物の生育・生息が想定されるためである。

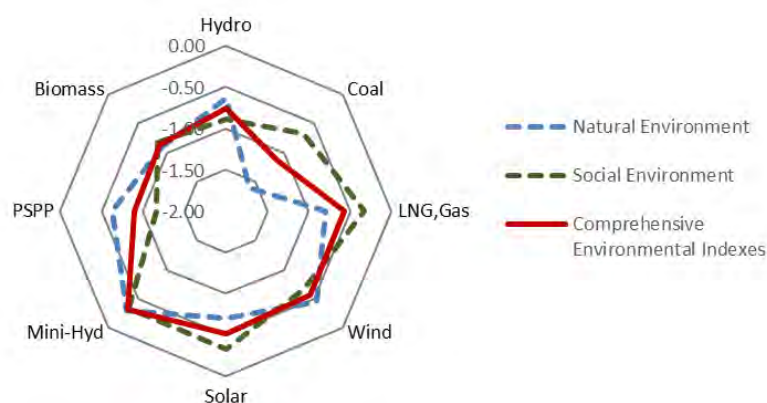
また、バイオマス発電の総環境影響度が比較的高い理由は、ある一定量の木質燃料を恒常的に確保するため、広大な土地を確保し、そこで、燃料に適した単一の植物の植栽・伐採を繰り返すことによる大規模な土地利用の変更、土地利用の寡占化、及び自然環境の面からは、多様性に欠ける脆弱な生態系を人工的に創出することによる植物生態学的な環境悪化が懸念されるためである。

表 6-28 電源種別の環境影響度分析表（総合）

区分 発電種別	在来型エネルギー			再生可能エネルギー				
	水力	石炭	LNG,重油	風力	太陽光	小水力	PSPP	バイオマス
地形・地質	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0
土壌	-1.0	-2.0	-2.0	0.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0
水質	-0.3	-3.0	-2.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	-1.0
大気質	0.0	-2.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0
騒音・振動	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	-1.0
廃棄物	0.0	-3.0	0.0	0.0	-2.0	0.0	0.0	-2.0
地盤沈下	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
陸域植物	-1.3	-3.0	0.0	0.0	-2.0	-1.0	-2.3	-3.0
陸域動物/魚類/サンゴ	-2.0	-3.0	-2.0	-3.0	-1.0	-1.0	-3.0	-1.0
自然環境保護地域 (自然環境への影響度)	-0.7	0.0	0.0	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0
	-0.63	-1.60	-0.80	-0.45	-0.70	-0.30	-0.63	-0.90
住民移転	-2.0	0.0	0.0	-0.5	0.0	0.0	-1.7	0.0
少数民族/先住民族	-0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
土地利用	-1.3	0.0	0.0	-1.0	0.0	-1.0	-2.7	-2.0
水利用	-1.0	-2.0	-2.0	0.0	0.0	-1.0	-2.7	-1.0
景観	0.0	-2.0	0.0	-3.0	-2.0	0.0	0.0	-2.0
歴史的景観保護 (社会環境への影響度)	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	-0.89	-0.67	-0.33	-0.67	-0.33	-0.33	-1.17	-0.83
<b>総環境影響度</b>	<b>-0.76</b>	<b>-1.13</b>	<b>-0.57</b>	<b>-0.56</b>	<b>-0.52</b>	<b>-0.32</b>	<b>-0.90</b>	<b>-0.87</b>

(出典：JICA 調査団)





(出典：JICA 調査団)

図 6-9 電源種別の環境影響度分析図（総合）

これらの各電源種別の環境への負荷指数（総環境影響度×0.2+CO<sub>2</sub>排出量比率×0.8）に、各電源の設備構成比率を乗じて加算し、マイナス点が最も少ないシナリオを10ポイント、最も多いシナリオを0ポイントとして正規化した。環境面を重視したシナリオB（CO<sub>2</sub>排出量を重視して再生可能エネルギーを最優先開発するシナリオ）では環境影響ポイントに1.0の重みを付けて総合評価点を下表の通り算出している。

シナリオB案において、環境周辺環境への負の影響が最も低いシナリオ、即ち”最も環境社会に配慮したシナリオ”案は、B-C3-084案（LNG火力整備量3.6GW、石炭火力設備量0.9GW、揚水式水力0.0GW、風力設備量4.0GW、太陽光設備量2.0G）である。（詳細は、第7章、7.4.4 電源構成シナリオ案の評価方法参照）。

表 6-29 周辺環境への負の影響が最も低いシナリオB案の序列

	Installed capacity (GW)					Generating cost (US\$/kWh)	CO <sub>2</sub> emissions (kg/kWh)	Normalized Score			
	LNG	Coal	PSPP	Wind	Solar			Economy	Environment	Energy security	Total
B-C3-084	3.6	0.9	0.0	4.0	2.0	9.41	0.241	2.9	10.0	3.1	16.0
B-B3-086	3.3	0.9	0.0	4.0	3.0	9.37	0.229	3.3	9.9	2.0	15.2
B-C3-064	3.6	0.9	0.0	3.0	2.0	9.44	0.273	2.7	9.8	3.6	16.0
B-A3-088	3.0	0.9	0.0	4.0	4.0	9.37	0.218	3.2	9.8	1.2	14.2
B-93-08A	2.7	0.9	0.0	4.0	5.0	9.40	0.208	3.1	9.7	0.0	12.7
B-C3-066	3.6	0.9	0.0	3.0	3.0	9.44	0.259	2.7	9.6	3.1	15.4
B-B3-068	3.3	0.9	0.0	3.0	4.0	9.35	0.245	3.4	9.6	3.3	16.3
B-B3-184	3.3	0.9	0.6	4.0	2.0	9.44	0.239	2.7	9.6	4.8	17.2
B-A3-186	3.0	0.9	0.6	4.0	3.0	9.41	0.227	2.9	9.6	3.8	16.2
B-D3-044	3.9	0.9	0.0	2.0	2.0	9.67	0.308	0.7	9.3	4.0	14.1
B-C3-046	3.6	0.9	0.0	2.0	3.0	9.59	0.295	1.4	9.3	3.8	14.5
B-B3-048	3.3	0.9	0.0	2.0	4.0	9.50	0.281	2.1	9.3	4.0	15.4
B-A3-188	3.0	0.9	0.6	4.0	4.0	9.51	0.216	2.1	9.3	2.0	13.3
B-C3-164	3.6	0.9	0.6	3.0	2.0	9.60	0.273	1.3	9.2	4.0	14.5
B-B3-166	3.3	0.9	0.6	3.0	3.0	9.51	0.260	2.0	9.2	3.6	14.8
B-A3-168	3.0	0.9	0.6	3.0	4.0	9.43	0.246	2.8	9.1	3.9	15.9
B-93-18A	2.7	0.9	0.6	4.0	5.0	9.52	0.207	2.0	9.1	1.2	12.3
B-C3-144	3.6	0.9	0.6	2.0	2.0	9.75	0.309	0.0	8.9	4.3	13.2
B-B3-146	3.3	0.9	0.6	2.0	3.0	9.67	0.295	0.7	8.9	4.0	13.5
B-B3-148	3.3	0.9	0.6	2.0	4.0	9.68	0.282	0.7	8.7	4.1	13.4

(出典：JICA 調査団)

## 6.8 緩和策

本調査で実施する「最終目標年を 2040 年とする電力マスタープラン」は、2040 年時の電力需要に対する最適電源構成を数値で示すもので、各種電源開発を具体化するための各事業の整備（事業位置、規模、デザイン等）に関する事項は含まれない。

このため、各事業が周辺に及ぼす環境影響についての各種の具体的な緩和策については、本調査の段階（SEA レベル）では不可能であることから、本節では、各電源開発で検討された各種電源を整備するに当たって留意すべき一般的な緩和策を下表に掲示する。

表 6-30 各種電源開発に付随して考察される一般的な緩和策

電源開発種別	期待される緩和策（回避、低減、代償）
水力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「流れ込み式」の採用を優先的に検討し、自然環境、社会環境（住民移転等）への影響を低減する。</li> <li>・住民の移転が最も少なく済む代替案を優先的に選定する。</li> <li>・河川維持流量の放流を実施し、減水に伴う、下流域の自然環境、社会環境（飲料・灌漑・観光利用）への影響を回避する。</li> <li>・魚道の設置により、ダム・取水堰の設置に伴う回遊性の魚類への影響を回避する。</li> <li>・魚がタービンに流入するのを防ぐために、ネット、障害物、スクリーンなどを活用する。</li> <li>・酸欠水や冷水の流出を防止するために、ダムの種々の標高から放流する。</li> <li>・水圧管路は、原則的には、「埋設管」方式を採用し、避けられない場合は、「露出管」とする。</li> <li>・発電所は、「地上式」、「半地下式」の場合は、建屋を山小屋風にするなど、周辺景観と調和したデザインとする。</li> </ul>
火力 (石炭)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・既存インフラが利用できる場所に立地することで新たな土地の改変を回避する。</li> <li>・冷却塔方式の採用により温排水による影響を回避する。</li> <li>・温室効果ガス排出量の抑制、燃料費の抑制のため、高効率火力発電（USC, IGCC, IGFC）の導入を図る。</li> <li>・バイオマス燃料を混焼し、二酸化炭素排出量の削減を図る。</li> <li>・脱硝装置を設置し、窒素酸化物の排出量の低減を図る。</li> <li>・騒音/振動が発生する設備を住居等から可能な限り離す。</li> <li>・石炭灰の有効利用を図る。</li> </ul>
火力 (LNG, 重油)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・既存インフラが利用できる場所に立地することで新たな土地の改変を回避する。</li> <li>・冷却塔方式の採用により温排水による影響を回避する。</li> <li>・騒音/振動が発生する設備を住居等から可能な限り離す。</li> <li>・火力発電所から排出される二酸化炭素排出量を、工場全体の省エネルギーや再生可能エネルギー発電設備の導入等による二酸化炭素排出量の削減量で相殺する。</li> </ul>
風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・騒音・超低周波音の発生を抑制するブレードを使用する。</li> <li>・渡り鳥の飛行ルート等を避け、バードストライクを回避する。</li> <li>・シャドーフリッカーを回避するため、住居等から可能な限り離す。</li> <li>・電磁波による魚類への影響（洋上風力発電）を回避する。</li> <li>・周辺景観と調和したデザインとする。</li> </ul>
太陽光	<ul style="list-style-type: none"> <li>・廃棄物として簡易処分が可能な電池を開発する。</li> <li>・施設周辺を樹木で覆い、周辺景観との調和を図る。</li> </ul>
小水力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・河川を流れる水を貯めることなく、そのまま発電に使用する「流れ込み式」の採用を優先的に検討し、自然環境、社会環境（住民移転等）への影響を低減する。</li> <li>・住民の移転が最も少なく済む代替案を優先的に選定する。</li> <li>・河川維持流量の放流を実施し、減水に伴う、下流域の自然環境、社会環境（飲料・灌漑・観光利用）への影響を回避する。</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>・魚道の設置により、取水堰の設置に伴う回遊性の魚類への影響を回避する。</li> <li>・魚がタービンに流入するのを防ぐために、ネット、障害物、スクリーンなどを活用する。</li> <li>・発電所は、建屋を山小屋風にするなど、周辺景観と調和したデザインとする。</li> </ul>
揚水	<ul style="list-style-type: none"> <li>・水廻水路の設置による既水域への影響を回避する。</li> <li>・住民の移転が最も少なく済む代替案を優先的に選定する。</li> <li>・水圧管路は、原則的には、「埋設管」方式を採用し、避けられない場合は、「露出管」とする。この場合は、修景植栽や周辺に調和する色彩で塗装を施す。</li> <li>・取水口への魚類の迷入・吸引防止のため、遮蔽ネットを設置する。</li> </ul>
バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> <li>・既存インフラが利用できる場所に立地することで新たな土地の改変を回避する。</li> <li>・冷却塔方式の採用により温排水による影響を回避する。</li> <li>・騒音/振動が発生する設備を住居等から可能な限り離す。</li> <li>・燃焼残渣の有効利用を図る。</li> </ul>

(出典：JICA 調査団)

## 6.9 モニタリング計画

上記 6.8 節の緩和策に記述する背景と同一の理由により、モニタリング計画の作成・実施は事業実施レベルで行う EIA 段階で実施されるものである。本節では、電源開発に際して提案された緩和策の適正な実施を時系列的にモニターするに当たって、考慮すべき一般的な項目を下表に示す。

表 6-31 電源開発に付随して考察される一般的なモニタリング項目

		主要なモニタリング項目	
電源開発事業	汚染対策	大気質	SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub> , CO, O <sub>3</sub> , 煤塵, 浮遊粒子状物質, 粉塵
		水質 (表層水) (地下水)	pH, 浮遊物質(SS), 生物化学的酸素要求量(BOD), 化学的酸素要求量(COD), 溶存酸素(DO), 全窒素, 全リン, 重金属等)
		廃棄物 (産業) (家庭)	種類、規模(量)、3Rの実績
		騒音、振動	騒音、振動のレベル(dB)
		悪臭	特定悪臭物質
		土壌	重金属の含有量
		地盤沈下	地盤崩壊、沈下割合
		自然環境	生態系
		地形、地質	土壌侵食、地形崩壊
	社会環境	住民移転	移転による影響 補償金の適切な支払
		住民の生活、生計、	プロジェクトによる住民への悪影響(経済、住環境)
	地球環境	大気質	地球温暖化ガス(CO <sub>2</sub> )排出量

(出典：JICA 調査団)

## 6.10 送電線増強区間に関する SEA

### (1) 事業概要

最終目標年を 2040 年とする電力マスタープランに盛り込まれた各種電源開発計画に伴い、以下の送電線系統の増強が想定されるため、これらの提案された送電線について SEA の観点から、影響が想定される環境社会配慮項目に関するスコーピングを実施し影響の評価を行った。

表 6-32 増強が提案された送電線

	送電線区間	回線×電圧	距離 (km)	ルート
1	Kirindiwela-Padukka-Ambalangoda-Hambantota	2 x 400kV	213.0	図 6-10 参照
2	Sampoor-New Habarana	2 x 400kV	83.5	図 6-11 参照
3	Kirindiwela SWS-Kerawalapitiya PG	2 x 400kV	33.4	図 6-12 参照

(出典：JICA 調査団)

### (2) 代替案（ゼロオプションを含む）の比較検討

提案する上記の 3 送電線計画に関し、それぞれの代替案（下図参照）を設定した。

代替案 II は発電所から変電所の間を、地形および距離など送電線の経済性に重点を置いてルートを選定し、代替案 I は、人家密集地や保護区域など自然・社会環境に及ぼす影響を極力回避するルートを選定した。

それぞれの代替案をスコーピングし、重大な負の直接的な影響を及ぼすと評価した環境項目を抽出し、代替案を定量的に比較検討し、環境上望ましい送電線計画案を提示した。なお、環境に与える影響を定量的に評価する手法は、科学的に未だ実証されていない。そのため、ここでは、代替案の定性的な違いに着目して、それを以下の 4 段階に分け、数値化（0 から -3）した。

0：影響は無い

-1：多少の影響は避けられないが、深刻な影響では無い

-2：影響は有るが、不可逆的な影響では無い

-3：不可逆的な影響が有る

環境社会配慮の観点から各送電線ルートの“代替案-I”と”代替案-II”の環境への影響度を定量的に比較した結果は、下表の通りである。

表 6-33 各送電線計画案に対する代替案の比較

送電線名 評価項目	Kirindiwela-Padukka- -Ambalangoda-Hambantota		Sampoor-New Habarana		Kirindiwela SWS- Kerawalapitiya PG	
	代替案-I	代替案-II	代替案-I	代替案-II	代替案-I	代替案-II
保護地域	0	0	0	-3	0	0
地形・地質	-2	-1	-2	-1	-2	-1
住民移転	0	-3	0	-1	0	-3
<b>総合評価</b>	<b>-2</b>	<b>-4</b>	<b>-2</b>	<b>-5</b>	<b>-2</b>	<b>-4</b>

注) 変更区域\*とは、鉄塔敷整備により変更される面積を示す。代替案-Iはいずれも、居住地域を避けるために山岳の斜面地等を通過するので、地形・地質の変更が大きくなる。

移転\*\*とは、1~5 家屋を小規模移転、6~10 家屋を中規模移転、11 家屋以上を大規模移転とした。

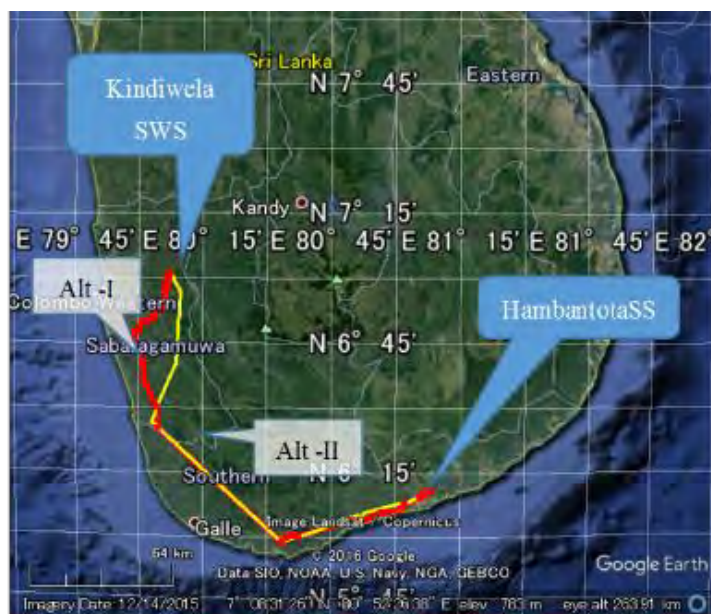
(出典：JICA 調査団)



よって、環境に与える負荷は、“代替案-I”は、全ルート案ともに-2で、“代替案-II”は、-4～-5であった。

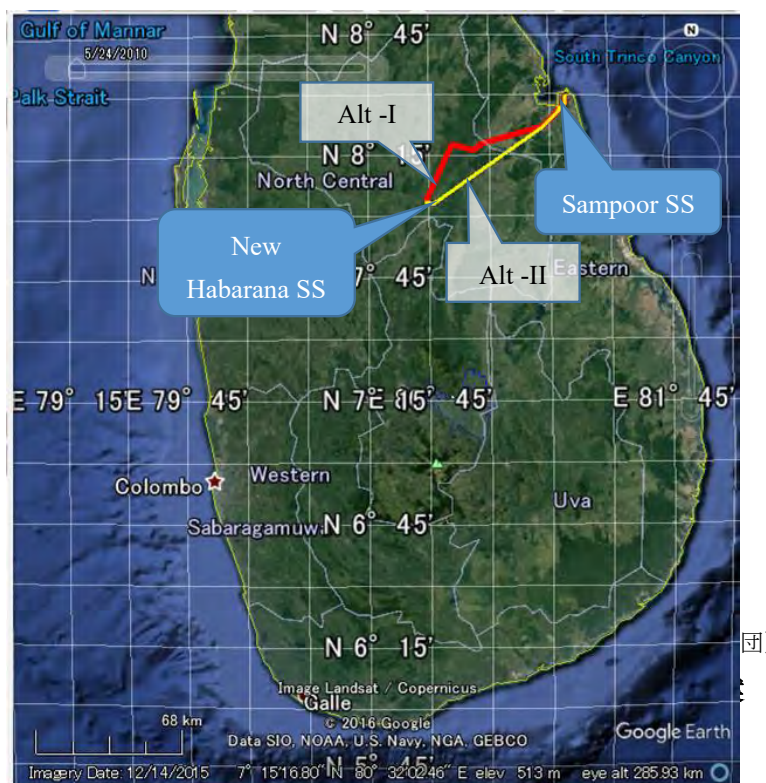
以上の評価結果から、全ルートとも、“代替案-I”を環境上から好ましいルートとした。

なお、ゼロオプションの検討は、SEA 段階では、送電線の建設以外で、送電する現実的かつ具体的な事業案は、想定されないため、自然・社会環境に関する各種調査が実施される F/S, EIA 段階で検討されるものと考え、割愛した。



(出典：JICA 調査団)

図 6-10 Kirindiwela-Padukka-Ambalangoda-Hambantota 区間送電線とその代替案



(出典：JICA 調査団)



(出典：JICA 調査団)

図 6-12 Kerawalapitiya PG-Kirindiwela GSS 区間送電線とその代替案

(3) スコーピング

Kirindiwela-Padukka-Ambalangoda-Hambantota 区間送電線の代替案 I に関するスコーピングは下表の通りである。

表 6-34 スコーピング (Kirindiwela-Padukka-Ambalangoda-Hambantota 区間送電線 代替案-I)

分類	影響項目	評価	評価理由
汚染対策	1 大気汚染	D	工事に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2 水質汚濁	D	工事に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3 土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4 底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5 騒音・振動	D	工事に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。
	6 悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7 廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8 地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9 保護区	D	サイト計画地に保護区は存在しない。
	10 生態系	A-	送電線へのバードストライクなどの影響が想定される。
	11 地形・地質	B-	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性はある。

分類	影響項目	評価	評価理由
社会環境	12 用地取得・住民移転	C	送電線用地 (ROW) 上の私有地の有無や利用状況について確認が必要である。なお、ルート上に集落その他の居住の実態は確認されておらず、送電線建設に伴う非自発的住民移転の発生は想定されない。
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民族	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民族は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資源利用	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくなる。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	18 既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20 被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。
	21 地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22 文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。また、スリランカ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23 景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24 ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25 子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。
その他	26 HIV/AIDS等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。
	27 労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性がある。
	28 事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29 越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典：JICA 調査団)

表 6-35 スコーピング (Kirindiwela-Padukka-Ambalangoda-Hambantota 区間送電線 代替案-II)

分類	影響項目	評価	評価理由
汚染対策	1 大気汚染	D	工事中に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2 水質汚濁	D	工事中に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3 土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4 底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5 騒音・振動	D	工事中に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。



分類	影響項目	評価	評価理由
	6 悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7 廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8 地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9 保護区	D	サイト計画地に保護区は存在しない。
	10 生態系	A-	送電線へのバードストライクなどの影響が想定される。
	11 地形・地質	C	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性がある。
社会環境	12 用地取得・住民移転	A-	ルート上に集落その他の居住の実態が確認され、送電線建設に伴う非自発的住民移転の発生が想定される。
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資源利用	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくなる。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	18 既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20 被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。
	21 地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22 文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。また、スリランカ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23 景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24 ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25 子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。
26 HIV/AIDS等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。	
27 労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性がある。	
その他	28 事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29 越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典：JICA 調査団)



表 6-36 スコーピング (Sampur – New Habarana 区間送電線 代替案-I)

分類	影響項目	評価	評価理由
汚染対策	1 大気汚染	D	工事中に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2 水質汚濁	D	工事中に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3 土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4 底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5 騒音・振動	D	工事中に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。
	6 悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7 廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8 地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9 保護区	D	サイト計画地に保護区は存在しない。
	10 生態系	A-	送電線へのバードストライクなどの影響が想定される。
	11 地形・地質	B-	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性がある。
社会環境	12 用地取得・住民移転	C	送電線用地 (ROW) 上の私有地の有無や利用状況について確認が必要である。なお、ルート上に集落その他の居住の実態は確認されておらず、送電線建設に伴う非自発的住民移転の発生は想定されない。
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民族	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民族は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資源利用	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくなる。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	18 既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20 被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。
	21 地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22 文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。また、スリランカ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23 景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24 ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25 子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。
	26 HIV/AIDS等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。

分類	影響項目	評価	評価理由
	27 労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性がある。
その他	28 事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29 越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典： JICA 調査団)

表 6-37 スコーピング (Sampur - New Habarana 区間送電線 代替案-II)

分類	影響項目	評価	評価理由
汚染対策	1 大気汚染	D	工事中に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2 水質汚濁	D	工事中に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3 土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4 底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5 騒音・振動	D	工事中に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。
	6 悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7 廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8 地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9 保護区	A-	サイト計画地に保護区が存在する。
	10 生態系	A-	送電線へのバードストライクなどの影響が想定される。
	11 地形・地質	C	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性がある。
社会環境	12 用地取得・住民移転	A-	ルート上に集落その他の居住の実態が確認され、送電線建設に伴う非自発的住民移転の発生が想定される。
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資源利用	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくなる。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	18 既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20 被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。
	21 地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22 文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。

分類	影響項目	評価	評価理由
			い。また、スリランカ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23 景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24 ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25 子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。
	26 HIV/AIDS等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。
	27 労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性がある。
その他	28 事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29 越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典：JICA 調査団)

表 6-38 スコーピング (Kirindiwela SWS-Kerawalapitiya PG 区間送電線 代替案-I)

分類	影響項目	評価	評価理由
汚染対策	1 大気汚染	D	工事中に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2 水質汚濁	D	工事中に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3 土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4 底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5 騒音・振動	D	工事中に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。
	6 悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7 廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8 地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9 保護区	A-	サイト計画地に保護区が存在する。
	10 生態系	A-	送電線へのバードストライクなどの影響が想定される。
	11 地形・地質	C	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性がある。
社会環境	12 用地取得・住民移転	D	送電線用地 (ROW) 上の私有地の有無や利用状況について確認が必要であるが、ルートの大半は地下埋設となるため、送電線建設に伴う非自発的住民移転の発生は想定されない。
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民族	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民族は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資源利用	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくなる。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。

分類	影響項目		評価	評価理由
	18	既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20	被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。
	21	地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22	文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。また、スリランカ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23	景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24	ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25	子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。
	26	HIV/AIDS等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。
	27	労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性がある。
その他	28	事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29	越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典：JICA 調査団)

表 6-39 スコーピング (Kirindiwela SWS-Kerawalapitiya PG 区間送電線 代替案-II)

分類	影響項目		評価	評価理由
汚染対策	1	大気汚染	D	工事中に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2	水質汚濁	D	工事中に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3	土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4	底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5	騒音・振動	D	工事中に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。
	6	悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7	廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8	地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9	保護区	A-	サイト計画地に保護区が存在する。
	10	生態系	A-	送電線へのバードストライクなどの影響が想定される。
	11	地形・地質	C	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性がある。
社会環境	12	用地取得・住民移転	A-	ルート上に集落密集地が確認され、送電線建設に伴う大規模な非自発的住民移転の発生が想定される。

分類	影響項目	評価	評価理由
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民族	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民族は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資源利用	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくなる。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	18 既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20 被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。
	21 地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22 文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。また、スリランカ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23 景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24 ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25 子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。
	26 HIV/AIDS等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。
	27 労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性がある。
その他	28 事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29 越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典：JICA 調査団)

A+/-: 重大な正/負の影響が予想される。

B+/-: ある程度の正/負の影響が予想される。

C+/-: 正/負の影響の程度は不明である（更なる調査が必要で、その過程で影響をはっきりさせることが可能である）。

D: 影響は予想されない。

#### (4) 環境社会環境配慮調査に関する TOR

上記の評価に基づき、事業実施の際に実施すべき、主要な環境社会配慮項目に関する調査は、下表の通りである。



表 6-40 調査項目及び調査方法

分類	環境項目	調査項目	調査方法
汚染 対策	大気汚染	- 関連環境基準 - 気象情報 - 大気質の現状	- 大気環境基準の入手 - 近隣気象局の気象データ（気温、湿度、など）の入手 - 大気中の大気汚染物質（SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM10 など）の測定
	水質汚濁	- 関連環境基準 - 水質の現状	- 水質基準と排水基準の入手 - 湖水の水質（水温、塩分、COD、栄養塩など）の測定
	土壌汚染	- 関連環境基準 - 土質構成の現状	- 土壌の測定（重金属類など）
	騒音・振動	- 関連環境基準 - 騒音・振動の現状	- 騒音基準の入手 - 騒音・振動の測定
	廃棄物	- 関連環境基準	- 廃棄物取り扱いに関する基準の入手 - 産廃、家庭廃棄物の重量測定 - 3R 実施状況の実績把握
	地盤沈下	- 土質の現状	- 土質調査の実施
自然 環境	保護区	- 保護区に関する情報	- 保護区に関する情報の入手
	生態系	- 生態的に重要な場の現状（繁殖地、採餌場所） - 渡り鳥の飛行ルート - 植物、哺乳類、鳥類、爬虫類・両生類、魚類、の生息状況の現状	- 動植物分布の確認 - 絶滅危惧種の生息・生育調査 - 国際基準（IUCN）の入手 - 渡り鳥の生息調査
	地形・地質	- 地質の現状	- 地質調査の実施
社会 環境	用地取得・住民移転	- 用地取得と住民移転の対象者の確認 - 被影響住民の資産 - 被影響住民の生活・生計	- 関連法制度、関連事例の入手 - 人口センサス調査 - 資産目録調査 - 社会経済調査 - 現地踏査
	少数民族・先住民	- 経済社会活動における独特の慣習・社会制度・土地利用等の有無	- 対象村落の代表者および被影響住民へのインタビュー
	土地利用や地域資源利用	- 土地利用の現況 - 事業で影響を受けるとみられる世帯の職業、生計の現状	- 地域の雇用状況や収入の資料収集 - 対象世帯のインタビュー
	水利用	- 生活用水・農業用水の利用状況の確認	- 社会経済調査 - 対象世帯のインタビュー
	文化遺産	- 国内での指定・認定文化財の有無の確認	- 資料収集
	景観	- 傑出した風景	- 資料収集
その他	越境の影響、及び気候変動	- 大気質の現状	- 大気汚染物質（CO <sub>2</sub> ）排出量の測定

（出典：JICA 調査団）

## (5) 影響評価

スコーピング及び代替案の検討・評価の結果、SEA の視点からも、全送電線とも代替案-I が、環境に与える負の影響が最小限と判断される。

## (6) 緩和策

国内法で指定されている自然環境保護地区を避け、かつ住民移転を最小限に抑える緩和策（回避）を反映した送電線ルートを提案した。なお、事業実施に伴う各種の緩和策の検討は、本調査の段階（SEA レベル）では不可能であることから、事業実施レベルで行う EIA に委ねることとする。本節では、送電線を整備するに当たって留意すべき一般的な緩和策を下表に掲示する。

表 6-41 送電線整備に付随して考察される一般的な緩和策

	期待される緩和策（回避、低減、代償）
送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・鳥の移動、飛行ルート避けた、最適な、送電線計画を立案する。</li> <li>・鳥を止まらせない装置、または鳥がより安全な場所に止まり、あるいは営巣できるように特別に設置した止まり台を設置する(EEL,1996)。</li> <li>・送電線に揺れる旗、明るい色（オレンジ、黄色、白）の渦巻き線を設置する。</li> <li>・送電線に近接して植物もしくは別の型式のスクリーンを設け、鳥の飛行高度を上げさせる。</li> <li>・野生生物の生息地として適した保護区域を避ける。</li> </ul>

（出典：JICA 調査団）

## (7) モニタリング計画

SEA の段階では、送電線計画を具体化するための各事業の整備（事業位置、規模、デザイン等）に関する事項は含まれない。このため、各事業が周辺に及ぼす環境影響についての時系列的な変化の把握（モニタリング）は、不可能であることから、事業実施レベルで行う EIA に委ねることとする。本節では、送電線の整備に際して提案された緩和策の適正な実施を時系列的にモニターするに当たって、考慮すべき一般的なモニタリング項目を下表に示す。

表 6-42 送電線整備に付随して考察される一般的なモニタリング項目

	主要なモニタリング項目		
送電線事業	汚染対策	大気質	SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub> , CO, O <sub>3</sub> , 煤塵, 浮遊粒子状物質, 粉塵
		水質 (表層水) (地下水)	pH, 浮遊物質(SS), 生物化学的酸素要求量(BOD), 化学的酸素要求量(COD), 溶存酸素(DO), 全窒素, 全リン, 重金属等)
		廃棄物 (産業) (家庭)	種類, 規模 (量), 3R の実績
		騒音、振動	騒音、振動のレベル(dB)
		悪臭	特定悪臭物質
		土壌	重金属の含有量
		地盤沈下	地盤崩壊、沈下割合
		自然環境	生態系
	地形、地質		土壌侵食、地形崩壊
	社会環境	住民移転	移転による影響 補償金の適切な支払

		住民の生活、生計	プロジェクトによる住民への悪影響(経済、住環境)、生計回復状況
	地球環境	大気質	地球温暖化ガス (CO <sub>2</sub> ) 排出量

(出典：JICA 調査団)

## 6.11 ステークホルダー協議

2017年6月1日にコロomboのThe Bandaranaike Memorial International Conference Hall (BMICH)において、CEBとJICAの共催により開催されたワークショップで、環境部門の報告をステークホルダー協議と位置づけ、SEAに関する報告及び質疑応答を実施した。参加者は調査団を含めて約50名であった。

主な参加機関は、CEBの各部局、ランカ電力公社、森林省(森林保全局、野生生物保護局)、環境省(環境管理・環境評価局)、電力・再生可能エネルギー省(環境管理センター)であった。

このステークホルダー協議は、SEAの調査段階で得られたコメントを反映して策定した電力源開発計画案(開発シナリオ案)の評価結果を説明し、合わせて、各開発シナリオ案が環境社会に与える影響を関係者に提供することを主要な目的として開催した。

主な質疑応答は下表の通りである。

表 6-43 ステークホルダー協議における質疑応答

質問および意見	応答
● 各電源へのポイント付けにおいて保全対策することを前提にしているのか？	● 現状の技術(環境保全対策技術)の可能性を前提としてポイント付けをしている。現在の技術でも不可逆的な影響が想定される場合は、高い(マイナス)点数となる。
● 小水力については、スリランカでは様々な環境問題が発生している。その点は評価しているのか。現実的な評価となっているか。反対も起こっているのか、考慮すべきである。	● 小水力については、環境関連に関する情報が限られている。そのため、既存の小水力発電の開発時に行われたIEE/EIAを参考に評価した。
● 社会環境に対するポイントは、小水力より揚水発電の方が減水区間がなく、マイナスポイントは小さいはずではないか。	● 過去に実施された「ピーク需要対応型電源最適化計画調査」における有望揚水発電候補地に関する環境調査報告書を基に評価した。揚水発電候補地が、既存の小水力発電建設地に比較して、相対的に住民の移転、用地取得面積の規模が大きい結果であると思われる。

(出典：JICA 調査団)



## 6.12 本マスタープランで検討・提案された計画に対する環境社会配慮の考察について

本マスタープランで検討・提案された主な計画に関する環境社会配慮の評価は以下の手法で実施した。

表 6-44 環境社会配慮の評価方法

計画の種別	概要	環境社会配慮検討手法
最適電源構成	電源構成のベストミックス（最適化）案を検討し、下記の3種類のシナリオ案を作成した。 ① コストを重視するシナリオ案 (Scenario A) ② CO <sub>2</sub> 排出量を重視して再生可能エネルギーを優先開発するシナリオ案 (Scenario B) ③ 各種燃料を組み合わせるシナリオ案 (Scenario C)	シナリオ案で検討される各種電源開発（水力、石炭、LNG/重油、風力、太陽光、小水力、揚水、バイオマス）に関し、スコーピング実施し、環境影響について評価した。
送電系統開発	電源開発計画シナリオ案に対応する送電計画として、下記の3路線の増強等について検討、提案された。 ① Kirindiwela-Padukka-Ambalangoda-Hambantota ② Sampoor-New Habarana ③ Keralapitiya PG-Kirindiwela GS	文献等の二次情報、航空写真 (Google Earth) 等をベースにスコーピングを実施し、環境影響について評価した。

(出典：JICA 調査団)

## 第7章 電源開発計画

### 7.1 既存の電源開発計画のレビュー

#### 7.1.1 既設電源構成ならびに需給運用

##### (1) 運用実績

2011年 - 15年の過去5年間の電源種別発電設備量ならびに発電電力量実績を表7-1に示す。また、電源種別発電設備量の推移ならびに2015年時点の電源構成を図7-1に、電源種別発電電力量実績の推移ならびに構成比率を図7-2に示す。

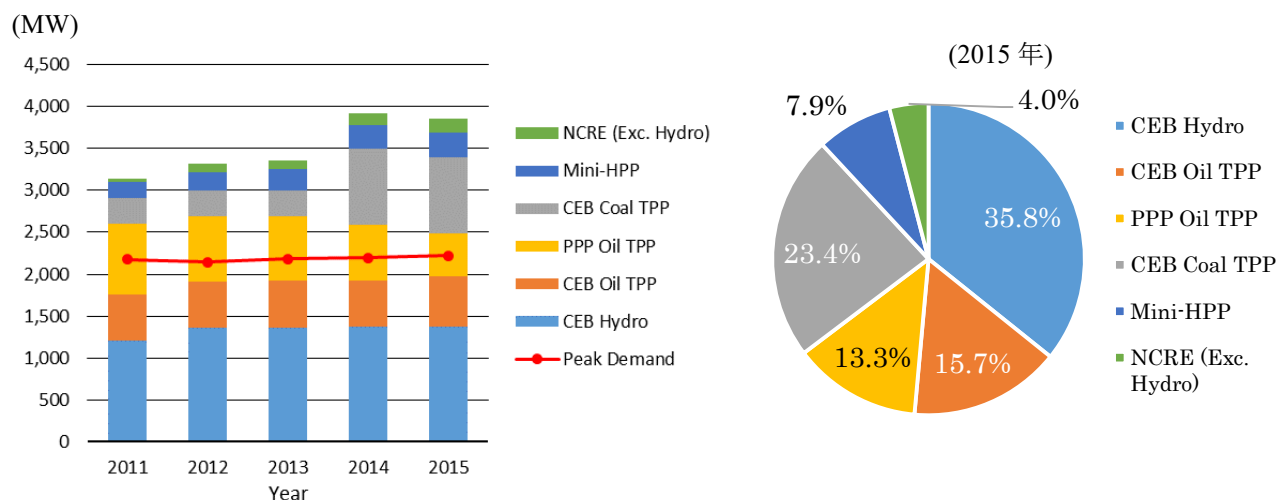
2011年から2015年の4年間で発電設備量は706MW増加しており、その内石炭火力発電所の設備量の増加は600MWと最も多く、水力発電（小水力含む）と風力発電の設備量の増加はそれぞれ209MWと95MWである、他方、6石油火力発電所（281MW）が廃止された。また、2015年時点におけるCEB所有の発電設備比率および発電電力量比率はそれぞれ75%と79%である。

スリランカの電源構成で特徴的な点は2015年末時点で、設備量および発電電力量のいずれも、化石燃料発電と再生可能エネルギー発電の比率がほぼ50：50であることである。その結果、スリランカ電力セクターのCO<sub>2</sub>排出量原単位は0.45kg-CO<sub>2</sub>/kWhと先進国とほぼ同様である。

表7-1 電源種別発電設備量ならびに発電電力量実績

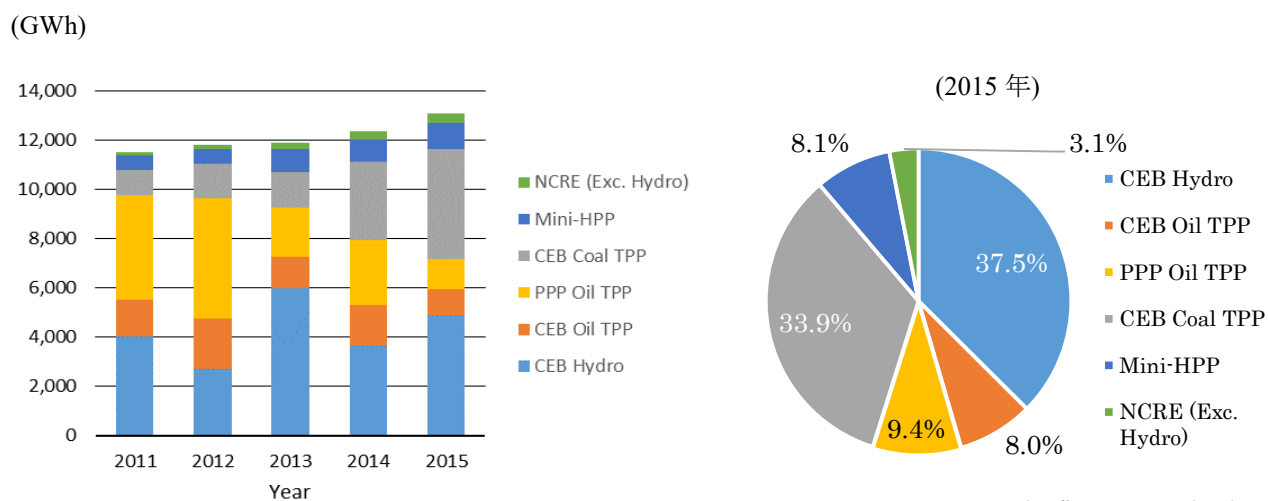
Year		2011			2012			2013			2014			2015		
		No.	MW	GWh	No.	MW	GWh	No.	MW	GWh	No.	MW	GWh	No.	MW	GWh
CEB	Total	24	2,064	6,553	25	2,214	6,162	25	2,228	8,744	25	2,824	8,532	26	2,884	10,399
	Hydro	16	1,207	4,018	17	1,357	2,727	17	1,361	5,990	17	1,377	3,632	17	1,377	4,904
	Thermal - Oil	6	554	1,494	6	554	2,029	6	564	1,283	6	544	1,696	7	604	1,050
	Thermal - Coal	1	300	1,038	1	300	1,404	1	300	1,469	1	900	3,202	1	900	4,443
	Wind	1	3	3	1	3	2	1	3	2	1	3	2	1	3	2
I.P.P	Total	111	1,081	4,973	134	1,098	5,639	156	1,132	3,153	171	1,102	3,825	184	967	2,691
	Hydro - Small	91	194	601	109	227	565	131	264	916	144	288	902	154	303	1,065
	Thermal	11	842	4,254	8	784	4,906	7	771	1,977	6	671	2,610	4	511	1,225
	Wind	4	33	89	10	73	144	10	78	232	12	118	270	15	128	342
	Biomass	2	10.5	27.6	4	12.5	22	5	17.5	26.4	6	23.5	41	8	23.6	57
	Solar	3	1.36	1.0	3	1.36	1.8	3	1.36	1.7	3	1.36	1.5	3	1.36	1.9
Total		135	3,145	11,526	159	3,312	11,801	181	3,360	11,897	196	3,926	12,357	210	3,851	13,090

(出典：CEB 統計データ)



(出典：JICA 調査団)

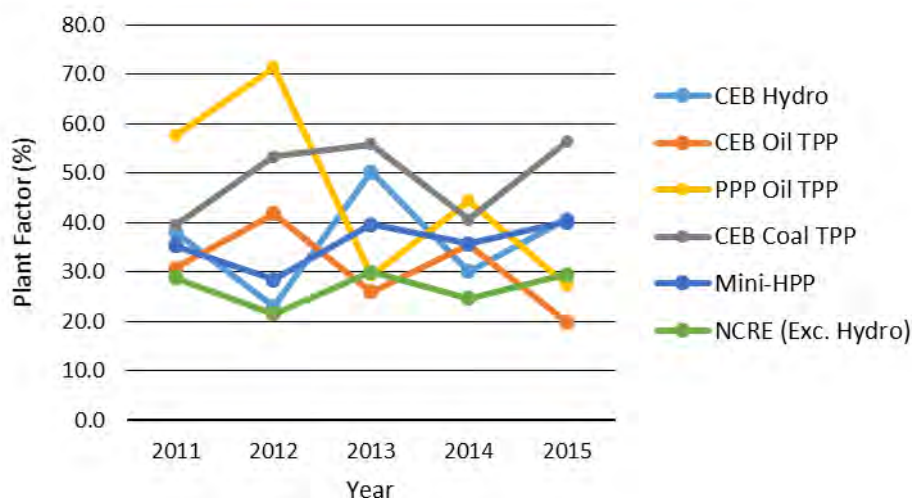
図 7-1 発電設備量の電源構成



(出典：JICA 調査団)

図 7-2 発電電力量の電源構成

さらに、各種電源の設備利用率の実績を図 7-3 に示す。石炭火力の開発に伴い Independent Power Producer (IPP) の火力発電所はベース電源からピーク電源へと劇的に変化している。なお、石炭火力の設備利用率は 55%程度と一般的な利用率 70%に比較してかなり低く、事故率がかなり高いと想定される。



(出典：JICA 調査団)

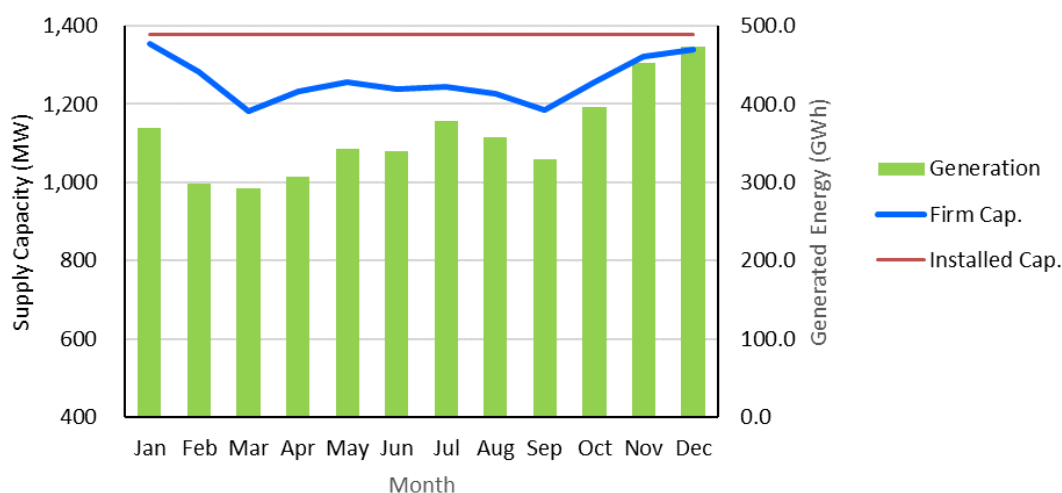
図 7-3 各種電源の設備利用率の推移 (2011-2015)

## (2) 既設発電所の特徴

### (a) 水力発電所 (CEB 所有)

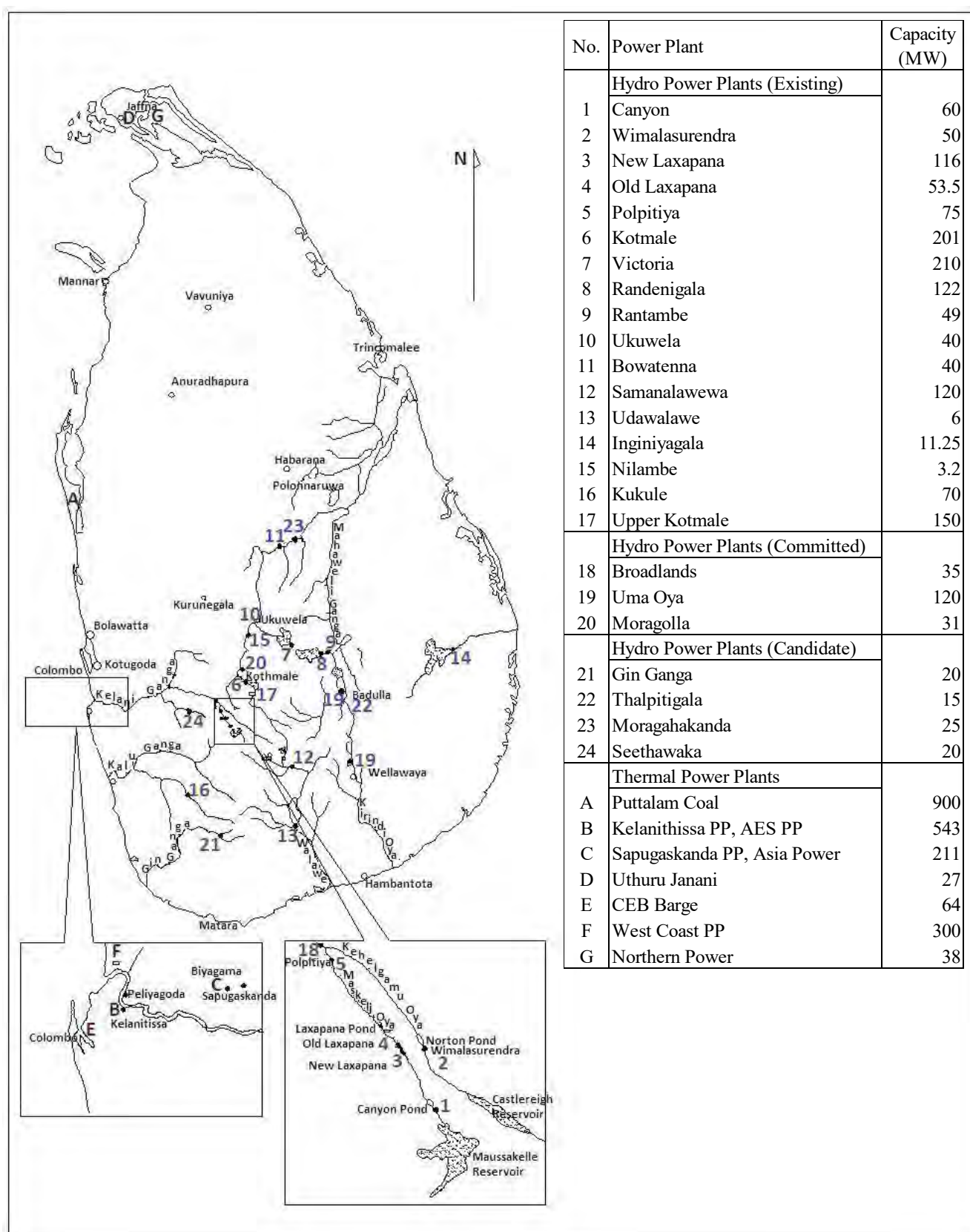
CEB 所有の水力発電所 (既設および開発計画) の位置を図 7-5 に示す。

2015 年末時点の既設水力発電所の設備出力は 1,377MW である。2000 年 - 2015 年の平均発電電力量は図 7-4 に示すとおりであり、季節変動はそれほど顕著ではない。また、既設水力発電所は全て貯水池式または調整池式である。貯水池式水力の供給力 (常時尖頭出力) は貯水池水位の季節変動に伴う落差の変化に依存するため、2011-2015 年の各月の発電実績の最大出力の平均とし、また、調整池式水力の供給力は日間調整によるピーク継続時間 6 時間の出力とし、2005-2015 年の各月の超過確率 90%日平均出力の 4 倍かつ最大出力以下とした。以上の計算結果より供給力は乾季の最終月である 9 月に最低となるが、1,184MW (設備出力の 14%減) に留まる。



(出典：JICA 調査団)

図 7-4 CEB 水力発電所の平均発電電力量ならびに供給力 (2000-2015)



(出典 : LTGEP 2015-2034)

図 7-5 既設および開発計画の位置図

表 7-2 既設水力発電所の一覧

Plant Name	Units x Capacity	Capacity (MW)	Expected Annual Avg. Energy (GWh)	Active Storage (MCM)	Rated Head (m)	Year of Commissioning
Canyon	2 x 30	60.0	160	107.9 (Moussakelle)	204.2	1983 - Unit 1
Wimalasurendra	2 x 25	50.0	112	53.6 (Castlereigh)	225.6	1965
Old Laxapana	3x 9.5+ 2x12.5	53.5	286	0.245 (Norton)	472.4	1950
New Laxapana	2 x 58	116.0	552	0.629 (Canyon)	541.0	Unit 1 1974 Unit 2 1974
Polpitiya	2 x 37.5	75.0	453	0.113 (Laxapana)	259.1	1969
<b>Laxapana Total</b>		<b>354.5</b>	<b>1,563</b>			
Upper Kotmale	2 x 75	150.0	409	0.8	473.1	2012
Victoria	3 x 70	210.0	865	688.0	190.0	Unit 1 - 1985 Unit 2 - 1984 Unit 3 - 1986
Kotmale	3 x 67	201.0	498	154.0	201.5	Unit 1 - 1985 Unit 2&3 - '88
Randenigala	2 x 61	122.0	454	558.0	77.8	1986
Ukuwela	2 x 20	40.0	154	4.1	75.0	Unit 1&2 - '76
Bowatenna	1 x 40	40.0	48	18.0	51.0	1981
Rantambe	2 x 24.5	49.0	239	4.4	32.7	1990
<b>Mahaweli Total</b>		<b>812.0</b>	<b>2,667</b>			
Samanalawewa	2 x 60	120.0	344	168.2	320.0	1992
Kukule	2 x 35	70.0	300	1.7	180.0	2003
Small hydro		20.45				
<b>Samanala Total</b>		<b>210.5</b>	<b>644</b>			
<b>Existing Total</b>		<b>1377.0</b>	<b>4874</b>			
<b>Committed</b>						
Broadlands	2x17.5	35.0	126.0	-	57.0	2017
Moragolla	2x15.5	31.0	97.6	-	69.0	2020
<b>Multi-Purpose Projects</b>						
Uma Oya	2x60	120.0	231.0	0.7	704.0	2017
Gin Ganga	2x10	20.0	66.0	0.2	-	-
Thalpitigala	2x7.5	15.0	52.4	11.42	93.0	-
Moragahakanda	2x5	25.0	114.5	430	38	Unit 1-2017
	+7.5				34	Unit 2-2020
	+7.5				34	Unit 3-2022
<b>Total</b>		<b>246.0</b>	<b>687.5</b>			

(出典：LTGEP 2015-2034 に基づき JICA 調査団修正)

水力発電所の改修・増設計画に関しては、以下のとおりである。

- 2011年～2014年の間に、New Laxapana 発電所、Old Laxapana 発電所 (Stage-1) を改修工事した。

- 現在、Polpitiya 発電所の改修工事中であり、2017年6月に1台目が運転を開始する予定。
- Polpitiya 発電所 (75MW (37.5MW x 2units)) を 87MW に増出力する改修計画がある。1台運転時は 45MW であるが、水路トンネルの流量制限のため2台運転時は 87MW。
- Victoria 発電所の増設計画 (228MW) があり、FS まで完了している。しかし、発電電力量の増加が見込めないため、ピーク供給力としての経済性の検討評価の結果 (7.4.8 節で詳述)、将来の日負荷曲線の変化を考慮すると Feasible ではない。
- 詳細には検討されていないが、下記の改修構想 (アイディアベース) がある。
  - Old Laxapana 発電所 (Stage-2): 既設の 12.5MW x 2 台を 1 台に改修する。また、機器だけでなく、使用水量を増加させるため土木設備も改修する。
  - Canyon 発電所: トンネルの改修による流量や有効落差の増加。
- 10MW 以上の新しい水力開発地点 (ポテンシャル地点) は、ほとんどない。
- 発電所の廃止計画はない。

(b) 火力発電所

既設火力発電所の一覧を表 7-3 に示す。CEB の 2015 年末時点の発電設備量は 1,511MW であるが、Colombo Power (64MW) は 15 年間の契約期間終了後、CEB が取得したものである。

また、供給力は 1,389MW と約 1 割程度下回っている。これは、主に所内ロスによるものである。他方、IPP の発電設備量は 552MW、供給力は 514MW である。

なお、火力発電所およびバイオマス発電所においては、発電設備が健全で燃料供給に支障がなければ、供給力は設備出力から所内消費分および点検による停止分を差し引いた出力である。

表 7-3 既設火力発電所の一覧

As of Dec. 2015								
	Plant Name	Location	Type	Commissioning Year	No. × Unit Cap.(MW)	Installed Capacity	Dependable Capacity	Fuel Type
						(MW)	(MW)	
CEB	Puttalam	Puttalam	Steam	2011, 2014	3 × 300	900	3 × 275	Coal
	Kelanitissa	Colombo	GT	1981-82 1997	4 × 20 1 × 115	195	4 × 16.3 1 × 113	Auto Diesel
			CCGT	2002	1 × 165	165	1 × 161	Naphtha
	Sapugaskanda	Colombo	Deisel	1984 1997, 1999	4 × 20 8 × 10	160	4 × 17.4 8 × 8.7	Res. Oil
	Uthuru Janani	Jaffna	Deisel	2013	3 × 8.9	27	3 × 8.67	Fuel Oil
Colombo Power	Colombo	GT	2000	1 × 64	64	1 × 60	Auto Diesel	
Sub-total						1,511	1,389	
IPP	Asia Power	Colombo	GT	1998	1 × 51	51	1 × 50.8	Auto Diesel
	AES Kelanitissa	Colombo	CCGT	2003	1 × 163	163	1 × 163	Auto Diesel
	West Coast	Colombo	CCGT	2010	1 × 300	300	1 × 270	Auto Diesel
	Northern Power	Colombo	Deisel	1999	1 × 38	38	1 × 30	Fuel Oil
Sub-total						552	514	
Total						2,063	1,903	

(出典 : LTGEP 2015-2034 に基づき JICA 調査団修正)



2015年時点の上記一般水力（CEB）と火力発電の合計供給力は3,087MWであり、供給予備力は39%とかなり大きい。

なお、供給予備力と供給予備率の定義は以下の通りである。

**<供給予備力>**

供給予備力＝発電所の供給力（送電端）の合計－電力需要（送電端）

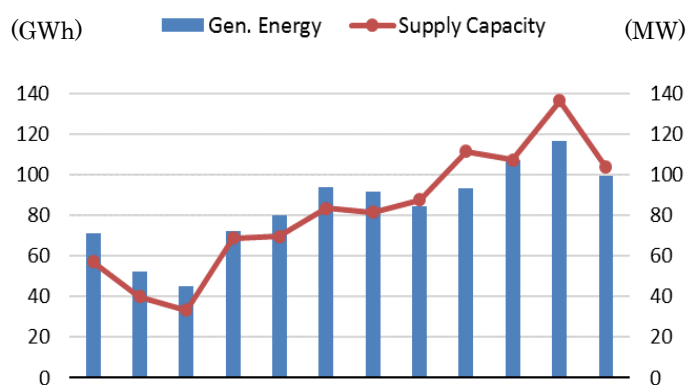
**<供給予備率>**

供給予備率＝供給予備力／電力需要（送電端）

(c) ミニ水力発電

NCREの一つとして10MW以下の流れ込み式水力発電をミニ水力発電と称し、IPPにより1990年代以降順次開発されてきている。2015年12月末の発電設備量は303MWとなっている。2011年-2015年の月間発電電力量の実績データの平均値ならびに供給力（常時出力）を右図に示す。なお、各年の月間発電電力量しかデータがないため、供給力（常時出力）は各月の平均出力－標準偏差（超過確率83%）とした。

2～3月の発電電力量が少なく、設備利用率は2割程度であるが、10～12月の設備利用率は5割程度と多い。



(出典：CEB データを基に JICA 調査団作成)

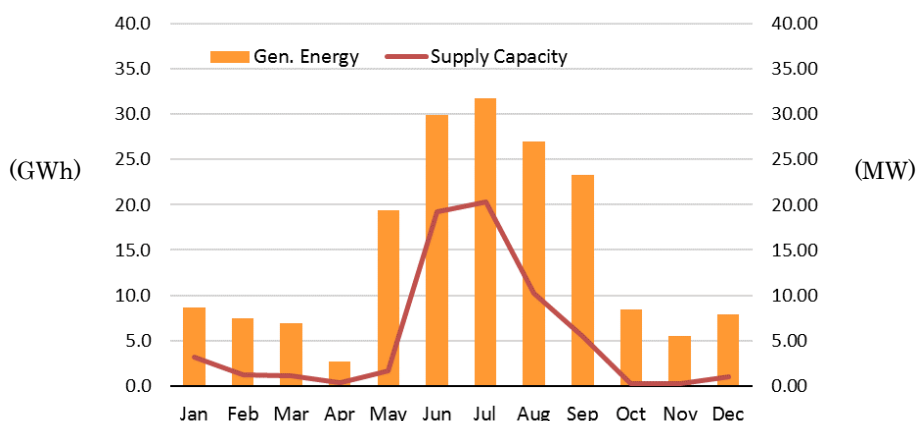
図 7-6 平均月間発電電力量および供給力

(d) 風力発電

風力発電所が順次開発導入されてきており、2015年12月末の発電設備量（CEB Hambantota 風力3MWを除く）124MW、2015年の発電電力量は342GWhとなっている。発電所位置はいずれもPuttalam地域にある。

Puttalam地域の代表的な風力発電所であるNorechcole (65MW)の2014年と2015年の発電実績データを整理分析した。風力発電の月間平均発電電力量、ならびに供給力（超過確率90%）を図7-7に示す。月間のバラツキが著しく大きく、6月～9月の4か月間の月間設備利用率は50%以上であるが、10月～4月の7か月間の月間設備利用率は15%程度と極めて小さい。

従って、風力発電所の電源構成比率が高いケースでは、この季節間の供給力ならびに発電電力量のバラツキを考慮し、10月～4月の7か月間の供給力低下分を補う必要があることに留意する。なお、Puttalam地域の風力発電の年間設備利用率は31.4%であるが、LTGEP 2015-2034によるとMannar地域の風力発電の年間設備利用率は42.3%と想定されている。



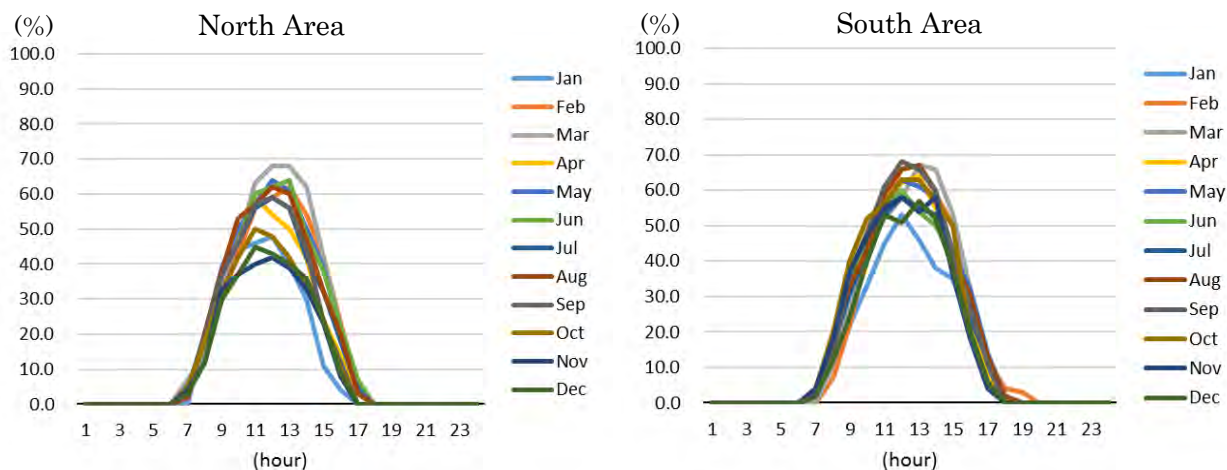
(出典：CEB データを基に JICA 調査団作成)

図 7-7 Norechcole 風力発電の平均月間発電電力量および供給力 (2014, 2015)

(e) 太陽光発電

太陽光発電は 2015 年末時点で 3 地点、1.36MW と開発導入量は小さい。LTGEP 2015-2034 によれば、北部地域 (Kilinochchi Solar)、南部地域 (Hambantota Solar) それぞれの月平均の日発電出力は次図に示すとおりであり、北部は 10 月～1 月の 4 ヶ月のピーク出力が設備出力の 40-50% 程度とその他の月に比べ 10-20%低い、また、それぞれの年間設備利用率は北部および南部、それぞれ 14.8%と 16.7%と想定されている。

さらに、スリランカにおける太陽光の発電実績データが少ないため、他国の経験から供給力 (90%超過確率) は上記月平均出力の 50%と想定する。



(出典：LTGEP 2015-2034 を基に JICA 調査団作成)

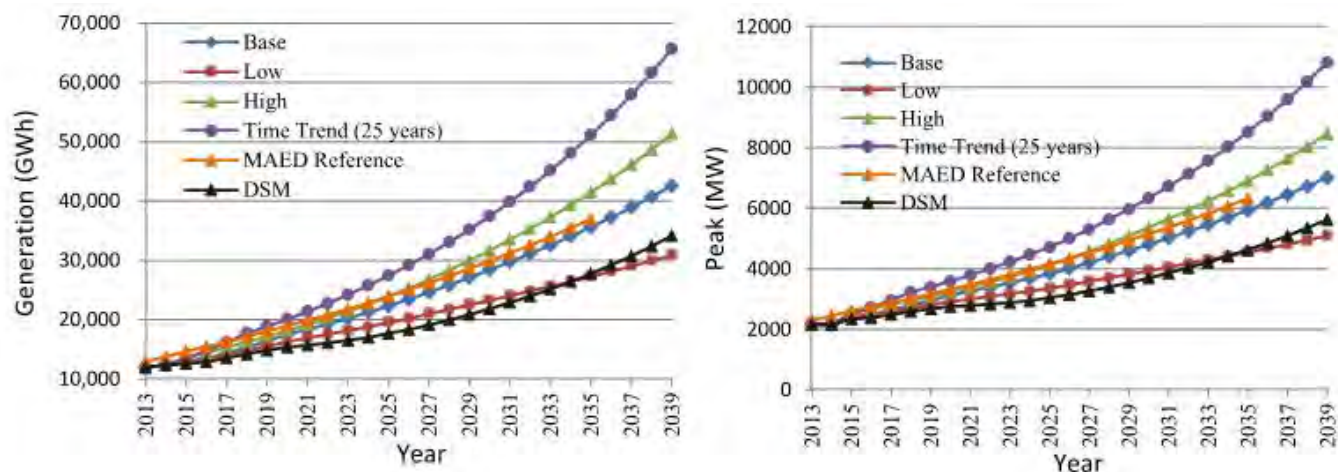
図 7-8 太陽光発電の月間平均出力

7.1.2 LTGEP 2015-2034 承認版のレビュー

2 年に 1 度更新される Long Term Generation Expansion Plan (LTGEP)の 2015 - 2034 版が 2016 年 9 月に政府承認された。

### (1) 電力需要想定

計量経済学的手法（GDP、人口、平均電気料金などの説明変数を用いた多変量解析）により、High, Base, Low の3ケースの電力需要を下図のとおり想定している。High ケース、Base ケースの2039年時点の年間最大電力および発電電力量はそれぞれ 8,461MW, 51,362GWh と 7,013MW, 42,571GWh と想定している。



(出典：LTGEP 2015-2034)

図 7-9 各種ケースの電力需要想定

### (2) 電源開発計画

上記電力需要に対応する供給力を確保し、かつ発電原価が最小となるように電源開発計画（ベースケース）を策定した。しかし、インドの NTPC と CEB の JV が実施する Sampur 石炭火力発電所計画およびその他石炭火力の計 900MW をキャンセルし、それに相当する供給力を LNG 火力他に変更することを条件に2016年9月15日付で政府承認された。承認された電源開発計画を表 7-5 に示す。なお、NCRE は環境ならびにエネルギーセキュリティの観点から、下表に示す通り電力量で20%を占めることを目標に開発することとしている。

表 7-4 NCRE 電源開発計画（ベースケース）（2015-2034）

Year	Cumulative Mini hydro (MW)	Cumulative Wind (MW)	Cumulative Biomass (MW)	Cumulative Solar (MW)	Cumulative Total (MW)	Total Generation (GWh)	Share of NCRE Generation (%)
2016	313	124	34	16	487	1,677	12.5
2018	363	244	74	46	727	2,561	16.7
2020	413	354	124	81	972	3,496	20.0
2022	458	454	129	101	1,142	4,047	21.0
2024	483	544	144	126	1,297	4,553	21.4
2026	508	599	154	146	1,407	4,906	20.9
2028	578	619	174	166	1,537	5,371	20.8
2030	653	639	194	186	1,672	5,853	20.6
2032	663	679	224	206	1,772	6,240	20.0
2034	673	719	279	226	1,897	6,801	20.0

(出典：修正 LTGEP 2015-2034)

表 7-5 電源開発計画（ベースケース）（2015-2034）

YEAR	RENEWABLE ADDITIONS (MAJOR HYDRO)	THERMAL ADDITIONS	THERMAL RETIREMENTS	LOLP %
2015	-	4x15 MW CEB Barge Power Plant	4x15 MW Colombo Power Plant 14x7.11 MW ACE Power Embilipitiya <sup>o</sup>	0.298
2016	-	-	-	0.496
2017	-	100 MW Furnace Oil fired Power Plant 1† 70 MW Furnace Oil fired Power Plant 2† (Southern Region)	-	0.383
2018	35 MW Broadlands HPP 120 MW Uma Oya HPP	2x35 MW Gas Turbine	8x6.13 MW Asia Power 4x17 MW Kelanitissa Gas Turbines	0.280
2019	-	1x35 MW Gas Turbine 1x300 MW Natural Gas fired Combined Cycle Power Plant - Western Region†	4x18 MW Sapugaskanda diesel	0.180
2020	15 MW Thalpitigala HPP	-	6x5 MW Northern Power	0.394
2021	-	1x250 MW Coal Power Plant *	-	0.211
2022	31 MW Moragolla HPP 20 MW Seethawaka HPP 20 MW Gin Ganga HPP	1x250 MW Coal Power Plant *	100 MW Furnace Oil fired Power Plant 1† 70 MW Furnace Oil fired Power Plant 2†	0.239
2023	-	163 MW Combined Cycle Power Plant (KPS-2) • 1x300 MW New Coal Power Plant Phase I **	163 MW AES Kelanitissa Combined Cycle Plant • 115 MW Gas Turbine 4x9 MW Sapugaskanda Diesel Ext.	0.201
2024	-	1x300 MW New Coal Power Plant Phase I **	-	0.094
2025	1x200 MW Pump Storage Power Plant	-	4x9 MW Sapugaskanda Diesel Ext. 4x15 MW CEB Barge Power Plant	0.101
2026	1x200 MW Pump Storage Power Plant	-	-	0.076
2027	1x200 MW Pump Storage Power Plant	-	-	0.056
2028	-	1x300 MW New Coal Power Plant - Southern Region ***	-	0.041
2029	-	-	-	0.144
2030	-	1x300 MW New Coal Power Plant - Southern Region ***	-	0.106
2031	-	1x300 MW New Coal Power Plant Phase II **	-	0.085
2032	-	1x300 MW New Coal Power Plant Phase II **	-	0.067
2033	-	1x300 MW Natural Gas fired Combined Cycle Power Plant -Western Region	165 MW Combined Cycle Plant (KPS) 163 MW Combined Cycle Plant (KPS- 2)	0.368
2034	-	1x300 MW Natural Gas fired Combined Cycle Power Plant -Western Region	-	0.247
Total PV Cost up to year 2034, US\$ 13,550.06 million [LKR 1,782.52 billion]				

NOTES:

- \* This project was proposed to be implemented as a Joint Venture between CEB/NTPC at Sampur. Presently, a policy directive is awaited from the Government of Sri Lanka to proceed or new location/alternative arrangement to be made.
- \*\* These power plants are to be developed at Sampur, if permission is granted by the Government of Sri Lanka. Otherwise new location is to be found.
- \*\*\* These power plants are proposed to be developed in Southern Region, if permission is granted by the Government of Sri Lanka.
- † Due to the immediate requirement, 170 MW power plants are proposed with initial operation by FO/Diesel. Retirement year of these plants should be reviewed based on major thermal plant availability and possibility of conversion to Natural Gas. Once the plants are retired, those could be utilized as standby power plants.
- + Grid integration of 1x300 MW Natural Gas fired Combined Cycle Power Plant would be possible once the Kerawalapitiya- Port 220kV cable is available in June 2018.
- AES Kelanitissa is scheduled to be retired in 2023 will be operated as a CEB Natural Gas fired power plant from 2023 to 2033 with the conversion. West Coast and Kelanithissa Combined Cycle plant are converted to Gas in 2020 with the development of LNG based infrastructure.
- ACE Embilipitiya Power Plant operates from March 2016 for a period of one year on short term contract.
- ✓ Committed plants are shown in Italics. All plant capacities are given in gross values.
- ✓ Thalpitigala and Gin Ganga multipurpose hydro power plants proposed by Ministry of Irrigation are forced considering secured Cabinet approval for the implementation of the Projects.
- ✓ Seethawaka HPP and PSPP units are forced in 2022, 2025, 2026 and 2027 respectively.
- ✓ Moragahakanda HPP will be added in to the system by 2017, 2020 and 2022 with capacities of 10 MW, 7.5 MW and 7.5 MW respectively.
- ✓ LNG terminal cost of 487.8 million USD and Coal jetty cost of 115 million USD are included in the above total cost.
- ✓ Renewable Development Cost (excluding large hydro) of 1527.9 million USD is included in the above cost.

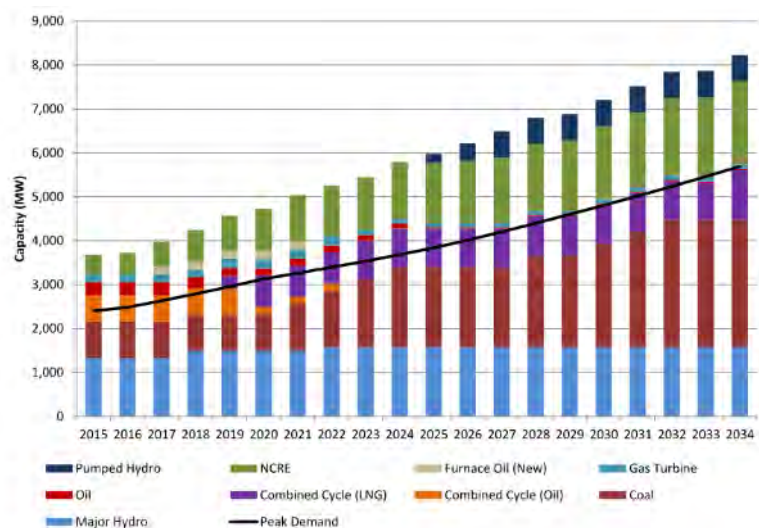
(出典：修正 LTGEP 2015-2034)

ベースケースの電源別の電源開発年度計画（2015-2034）を表 7-6 に、電源別の設備量ならびに発電電力量の推移をそれぞれ図 7-10、図 7-11 に示す。

表 7-6 電源別の電源開発年度計画（ベースケース）（2015-2034）

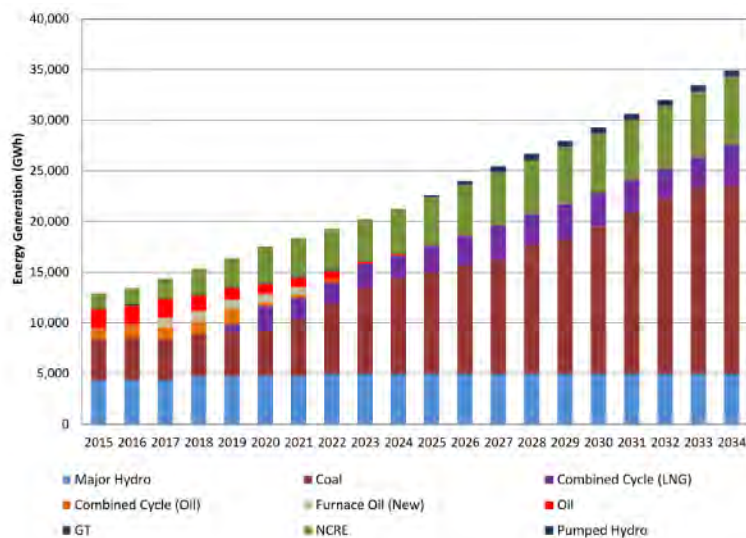
Type of Plant	2015-	2020-	2025-	2030-	Total Capacity	
	2019 (MW)	2024 (MW)	2029 (MW)	2034 (MW)	Additions (MW)	(%)
Gas Turbine	105				105	1.8
LNG C/C	300			600	900	15.5
Major Hydro	155	86			241	4.2
Pumped storage			600		600	10.4
Coal		1,100	300	900	2,300	39.7
Oil Fired TPP	170				170	2.9
NCRE	382	495	320	280	1,477	25.5
Total	1,112	1,681	1,220	1,780	5,793	100

(出典：修正 LTGEP 2015-2034)



(出典：修正 LTGEP 2015-2034)

図 7-10 電源別の設備量の推移 (2015-2034)



(出典：修正 LTGEP 2015-2034)

図 7-11 電源別発電電力量の変化 (2015-2034)



## 7.2 既存レポート

電源開発計画を策定する際、ならびに SEA を行う際に具体的開発計画として以下の既存レポートを参照する。

### 7.2.1 揚水式水力

「ピーク需要対応型電源最適化計画調査（JICA, 2015 年 2 月）」において最有望揚水地点として Maha 3 地点が抽出され、概念設計ならびに IEE 調査が実施されている。しかし、当地点の建設単価は 1,063USD/kW（建中利子除く）と GT 火力などの他のピーク電源に比較して高いため、石炭火力などの燃料価格が安い電源が揚水原資とならなければ経済性は得られない。

Maha 3 地点の環境社会配慮上の課題として、上池の予定地においては、25 軒（29 世帯）96 人の移転が必要であり、19ha の茶畑他が水没し生計の糧を失う。同様に下池予定地においては、8 軒（9 世帯）27 人の移転が必要であり、17ha のゴムプランテーション他が水没し生計の糧を失う。

さらに、Maha 3 計画地の近傍で地滑り（斜面崩壊）が発生しており、地域住民から揚水発電所開発による工事用道路、アクセス道路などの明かり構造物の建設に伴う地滑りの発生に対する強い危惧が示されている。

### 7.2.2 石炭火力

下図に示す通り、「Sampur 石炭火力 Pre-FS（NEDO, 2012 年）」において Sampur の北端、CEB-NTPC JV のプロジェクトサイトの北側の Block F に総出力 1,200MW の石炭火力を開発する計画を策定した。石炭陸揚げ用の突堤は大型タンカー（6 万トンクラス）が着堤できる海深 20m 程度を確保できる位置に設置する計画であり、そこから、発電所まではベルトコンベヤーで運搬する計画である。従って、大規模な港湾設備の新設が不要であり経済的な地点である。



（出典：CEB Data に基づき JICA 調査団作成）

図 7-12 新規石炭火力地点位置



### 7.2.3 LNG 火力

「Energy Diversification Enhancement Project Phase IIA Feasibility Study for Introducing LNG to Sri Lanka VOLUME III LNG Import Terminal and Natural Gas Pipeline (CEB, 2014 年 6 月)」において、コロンボ港の北部に LNG ターミナルを建設し、Kerawalapitiya までガスパイプラインを敷設し、そこに最大 1,200MW の LNG CC 火力発電所を開発する計画が検討された。(詳細は 4.3.2 節参照) その内 LNG ターミナルおよびパイプラインの概算工事費は EPC コストとして下表に示す通り、2MTPA (Mil.ton/annum) と 3MTPA ケースそれぞれ 686 億円、792 億円となっている。

表 7-7 LNG ターミナルおよびパイプライン概算工事費

(単位：百万円)

	2MTPA	3MTPA
1. 港設備および海洋構造物	18,096	20,756
2. LNG 貯蔵タンク	9,402	9,402
3. 主要機器の調達費用	5,665	7,225
4. 設置ならびに建設費	15,019	19,155
5. ガスパイプライン	1,310	1,310
6. 下水管の移設	1,200	1,200
7. コンサルタント費用	2,782	2,782
8. 予備費他	15,000	17,000
合 計	68,573	79,244

(出典：Energy Diversification Enhancement Project Phase IIA Feasibility Study for Introducing LNG to Sri Lanka VOLUME III LNG Import Terminal and Natural Gas Pipeline (CEB, 2014 年 6 月))

### 7.2.4 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーの賦存量は「Draft Final Report of Renewable Energy Master Plan (ADB, 2014 年 3 月)」に示されている。その内容は、4.4 節に詳述している。

## 7.3 供給信頼度と供給予備率

### 7.3.1 供給信頼度の基準

CEB では供給信頼度の基準として LOLP (Loss of Load Probability) を採用し、1.5%以下を目標値としている。この目標値は、年間で 5.5 日 (131.4 時間) は供給力が需要を下回り、供給支障が発生することを許容している。

しかしながら、経済の発展とともに供給支障によって生じる国家的な損失が増大し、高い供給信頼度を求められることになるため、本 MP の対象年である 2040 年においては、より高い供給信頼度を追求することが望まれる。具体的なレベルとしては、タイ、マレーシア、ベトナムなどで採用している LOLE (Loss of Load Expectation : 1 年間に供給力不足となる時間の期待値) 値で 24 時間 (LOLP 値換算で 0.3%) 以下を目指すのが妥当と考えられる。

### 7.3.2 再生可能エネルギーの供給力

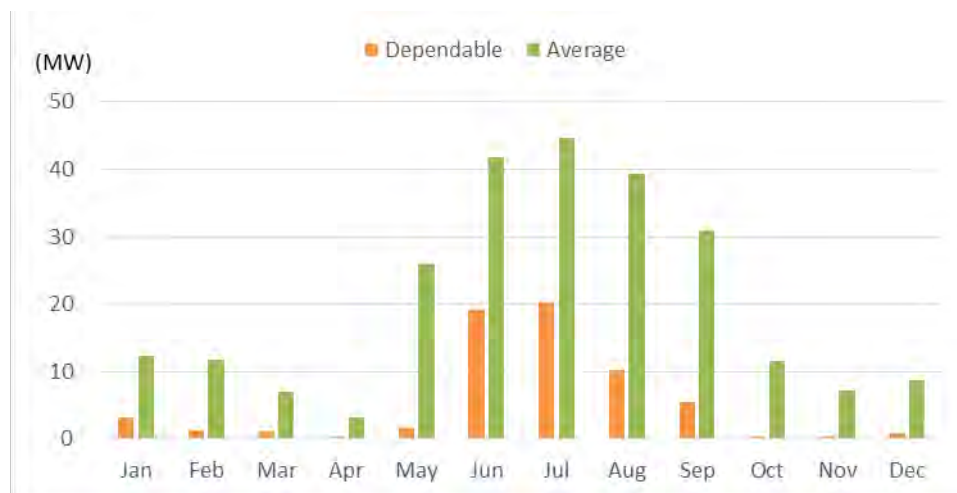
一般的に、個々の発電所において、90%以上の確率で期待できる発電量を供給力と定義している。火力発電所およびバイオマス発電所においては、発電設備が健全で燃料供給に支障がなければ、常に 100%の出力を提供することが可能であり、供給力としては所内消費分を除いた発電量を供給力としている。しかしながら、再生可能エネルギーのうち、水力、風力、太陽光の発電量は、自然条件に左右されるため、エネルギー量を貯蔵する機能を所有していない場合には、供給力として期待できる発電量は多くない。

#### (1) 一般水力

CEB が所有する水力発電所は、ほとんどが貯水池を保有する貯水池式であり、エネルギー量を貯蔵することが可能であるため、常に 100%の出力を提供することが可能である。ただし、貯水池ダム水位の低下により、有効落差が減少して最大出力が低下することは考慮する必要がある。

#### (2) 風力

Norechcole Wind の 2014 年、2015 年の発電実績を以下に示す。



(出典：CEB からの提供データを基に JICA 調査団作成)

図 7-13 Norechcole Wind の発電実績

図 7-13 に示すように、90%以上の確率で期待できる発電量 (dependable) は、6月から9月までは平均値の半分程度であるが、その他の月は供給力としてはほとんど期待できない。

### (3) 太陽光

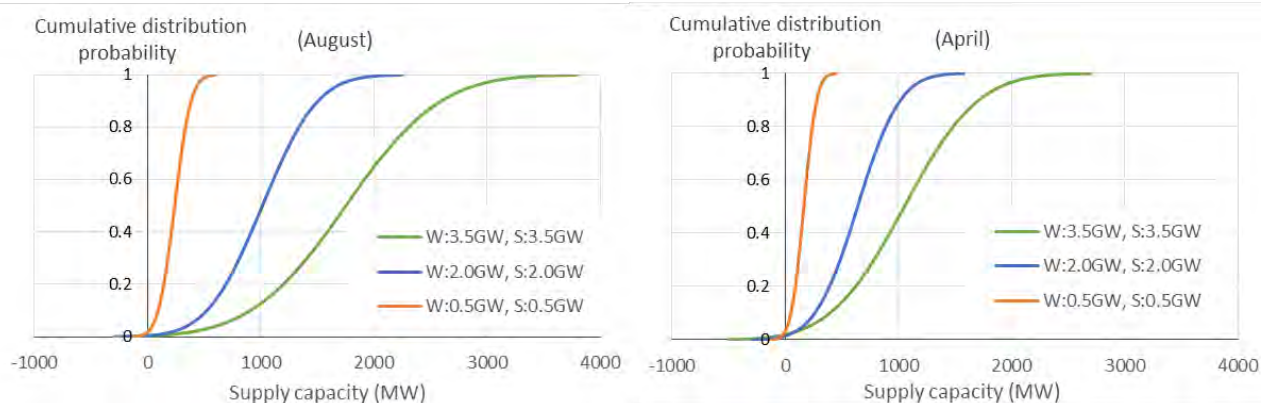
大規模太陽光の発電実績が出ていないため、どの程度の供給力が期待できるは不明であるが、平均発電量の半分は供給力として期待できるものと見込んでいる。今後、大規模太陽光の発電実績が出てくれば、その実績を踏まえて見直す必要がある。なお、太陽光の発電量がピークとなる昼間が電力需要のピーク時間帯と重なるため、ピーク供給力として期待することが可能である。

しかしながら、太陽光の発電量は天候によって大きく左右され、全国的に悪天候となった場合には、供給力としてほとんど期待できないという事態が発生する可能性がある。太陽光の設備量が少ない場合には、供給予備力の範囲内で対応可能であるが、太陽光の設備量が多くなってくると、供給予備力の範囲内では対応不可能となるため、ガスタービンのようなバックアップ電源が必要になってくる。

### 7.3.3 供給信頼度と供給予備率の関係

供給信頼度 (LOLE 値) と供給予備率の関係を求めるにあたって、再生可能エネルギーの供給力をどの程度見込むかということが非常に重要になってくる。風力と太陽光は、個々の発電所における供給力としては、90%の確率で供給可能な量を見込んでいる。つまり、決められた時間において、90%は確実に期待できる出力を供給力としている。このため、10%の確率で、見込んでいる供給力よりも少なくなる可能性もある。しかしながら、平均的な発電量は期待している供給力よりも大きいいため、全体量が多くなってくると、個々の発電所における供給力を単純に合算した供給力で評価すると過小評価になってしまう。つまり、多くの発電所が点在している状況においては、すべての発電所が同時に見込んだ供給力しか出力できない可能性は極めて低くなる。この点を補正するため、再生可能エネルギーの供給力を変動確率により評価することにより、より実態に近い評価が可能となる。

再生可能エネルギーの供給力の累積変動確率を以下に示す。

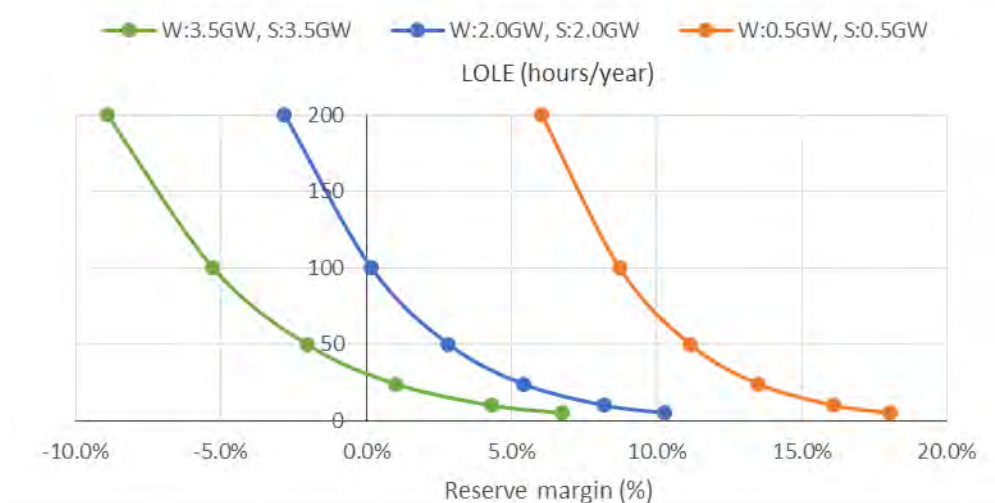


(出典：JICA 調査団)

図 7-14 再生可能エネルギーの供給力の累積変動確率

この図において、供給力が 0 のポイントは、個々の発電所における供給力を単純に合算した供給力である。例えば、風力を 2.0GW、太陽光を 2.0GW 開発したケースにおいては、個々の発電所における供給力を単純に合算した供給力は 8 月では 1.0GW 程度、4 月では 0.6GW 程度であるが、8 月では平均して 1.0GW 程度、4 月では平均して 0.7GW 程度の追加の供給力が期待できることを示している。再生可能エネルギーの開発量がさらに多いケースでは、期待できる追加の供給力がさらに増加する。

このような変動確率分布を踏まえて、供給信頼度 (LOLE 値) と供給予備率の関係性を求めた結果を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-15 供給予備率と LOLE 値との関係

目標とする供給信頼度 (LOLE 値=24 時間) を満足する供給予備率は、再生可能エネルギーの開発量によって大きく異なる。再生可能エネルギーの開発量があまり多くない (風力 0.5GW、太陽光 0.5GW) ケースでは、必要供給予備率は 13%程度であるが、風力 3.5GW、太陽光 3.5GW のケースでは、必要供給予備率は 1%程度である。つまり、再生可能エネルギーの開発量が多いケースでは、供給力として見込んでいる発電量に追加される供給力の期待値が多くなるため、供給予備率がマイナスとなっても目標とする供給信頼度が確保できていることになる。

このように、必要供給予備率は再生可能エネルギーの開発量に大きく左右されるため、本 MP の検討においては、供給信頼度が確保されているか否かの判断は、供給予備率を使わずに、その都度 LOLE 値を計算し、目標値を満足しているかどうかを確認する。

## 7.4 目標年における最適電源構成

### 7.4.1 最適電源構成検討における前提条件

電力 MP の最終目標年は 2040 年としている。その時点における最大電力需要を正確に予測することは難しいが、第 5 章に示した 2040 年頃の最大電力需要（Base Case）として想定されている 6.2GW になる場合を対象として検討する。第 5 章に示した電力需要想定では、最大電力需要が 6.2GW になる時期は 2040 年頃と想定されているが、需要の伸びが想定よりも大きい場合には 2040 年よりも早く到達し、需要の伸びが想定よりも小さい場合には 2040 年よりも遅く到達する。

#### (1) 電力需要予測

電力需要予測については第 5 章に詳述するが、現在、19 時ころに発生している最大電力需要が徐々に昼間時間帯に移行し、電力 MP の対象年度である 2040 年には最大電力需要は昼間時間帯に発生するとして検討する。

年負荷率は、2014 年実績では 65.9%であり、至近 10 年の傾向では徐々に増加しているが、最大電力需要の発生時間が昼間時間帯に移行するとともに年負荷率は低下すると想定しており、2040 年の年負荷率は 73.0%（年間電力量需要は 39,805GWh）とした。

#### (2) 2040 年の電源構成

2040 年における電源構成は本調査の中で提示するものであるが、既設設備の中で 2040 年までには廃止しない設備、および現行計画の中に含まれているガス火力と一般水力については、2040 年には存在する設備として取り扱う。なお、NCRE については、少なくとも設備量で 20%の構成比率は維持するものとした。具体的には、以下の設備が対象となる。

表 7-8 2040 年における固定分発電設備

(Unit: MW)

	Existing capacity (as of the end of 2015)	Minimum development capacity (2016 - 2040)	Fuel conversion capacity (2016 - 2040)	Retirement capacity (2016 - 2040)	Fixed capacity in 2040
Hydro	1,377	199			1,576
Coal	900	0			900
LNG (Gas)	0	900	300		1,200
Oil	1,121	105	- 300	- 821	105
NCRE	452	1,359			1,811
Mini-hydro	(303)	(400)			(703)
Wind	(124)	(380)			(504)
Solar	(1)	(499)			(500)
Biomass	(24)	(80)			(104)
Total	3,850	2,563	0	- 821	5,592

(出典：JICA 調査団)

### (3) 2040年までに追加開発が必要となる設備

上記に示した発電設備量を固定した上で、追加に開発する発電設備量と供給信頼度の関係を以下に示す。供給信頼度としては、LOLE 値（Loss of load expectation：1年間に供給力が不足する時間の期待値）を使用し、この計算においては、追加に開発する発電設備はすべて単機容量300MWのLNG火力としている。

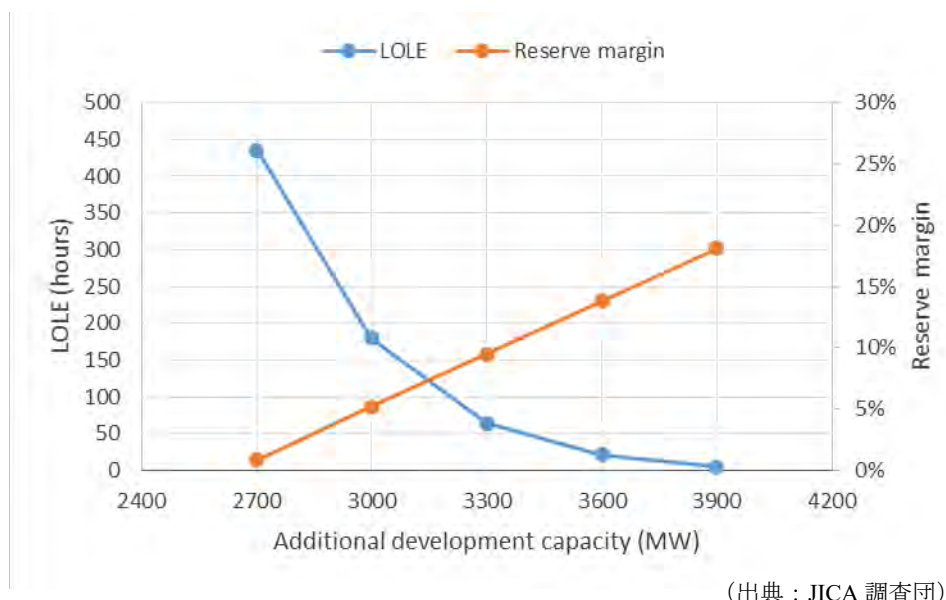


図 7-16 追加開発量と供給信頼度の関係

供給信頼度の基準をどの程度にするかによって、追加開発量は異なってくる。CEBが現在使用している基準は、LOLP 値（Loss of load probability）で1.5%以下であり、これを LOLE 値に換算すると131.4時間以下ということになる。この基準を満足するためには、追加で3,300MW（300MW級のLNG火力を11台）開発すれば良いことになる。

しかしながら、経済の発展とともに供給支障によって生じる国家的な損失が増大し、高い供給信頼度を求められることになるため、本MPの対象年度である2040年においては、より高い供給信頼度を追求することが望まれる。具体的なレベルとしては、タイ、マレーシア、ベトナムなどで採用している LOLE 値で24時間（LOLP 値換算で0.3%）以下を目指すのが妥当と考えられる。この供給信頼度を満足させるためには、さらに300MWの開発が必要であり、合計で3,600MW（300MW級のLNG火力を12台）の開発が必要となる。

#### (4) 経済性評価用諸元

経済性評価に使用した数値は、基本的には LTGEP 2015-2034 に記載されている数値について、本 MP における適用の妥当性を評価した上で採用している。

##### (a) 各種電源の建設単価

経済性評価に使用した各種電源の建設単価を以下に示す。

表 7-9 各種電源の建設単価

	Net capacity (MW)	建設単価 (USD/kW)	建設工事費 (million USD)
GT (auto-diesel)	35	737	26
GT (auto-diesel)	105	501	53
C/C (auto-diesel)	144	1,056	152
C/C (auto-diesel)	288	854	246
New coal	270	1,788	483
SC Coal	564	1,915	1,080
C/C (LNG)	288	1,109	319
C/C (LNG with fuel terminal)	288	1,512	437
Dendro	5	1,685	8

(出典：修正版 LTGEP 2015-2034)

建設中利子は、資金ソースにより異なるため、すべて除いている。

LNG 基地等の燃料供給設備を含めた LNG 火力の建設費は、燃料供給設備の建設費 USD 484 million (表 4-14 参照) を 1,200MW で分担すると仮定して算出した。

##### (b) 各種電源の燃料費

経済性評価に使用した各種燃料の価格は、4.2.5 節に示した IEA が想定した WEO2016 における New Policies Scenario の価格予測を使用した。(表 4-11 参照)

##### (c) 各種電源の O&M 費

各種電源の O&M 費を以下に示す。

表 7-10 各種電源の O&M 費

	固定分 (USD/kW/month)	可変分 (USC/kWh)
35MW GT	0.690	0.557
105MW GT	0.530	0.417
150MW C/C	0.549	0.470
300MW C/C	0.414	0.355
300MW Coal Trinco	2.920	0.560
300MW New coal	4.470	0.590
600MW Coal SC	4.500	0.590
300MW LNG C/C	0.381	0.497
Diesel	9.210	0.203

(出典：修正版 LTGEP 2015-2034)



(d) 各種電源の発電原価

1) 各種発電設備の諸元

今後新規に開発する火力発電設備の諸元を以下に示す。

表 7-11 新規開発する火力発電設備の諸元

	Capacity MW	Construction cost USD/kW	Life years	Fixed O&M USD/kW/mo.	Variable O&M USC/kWh	Heat rate kcal/kWh	Efficiency
Oil C/C	300	853.7	30	0.414	0.355	1785	48.2%
LNG C/C	300	1108.8	30	0.381	0.497	1785	48.2%
Coal ST	300	1788.0	30	4.470	0.590	2241	38.4%

LNG terminal (陸上基地) の建設工事費は 484.3 million USD (取扱量は年間 100 万トン)、Fixed O&M cost は年間 2.1 million USD、Variable O&M cost は年間 1.8 million USD であり、300MW 機 4 台でコストを分担する。(300MW 機 4 台が利用率 70%程度で運転すると、LNG の年間消費量は 100 万トンとなる。)

(出典：JICA 調査団)

2) 新規開発する火力発電設備の発電原価

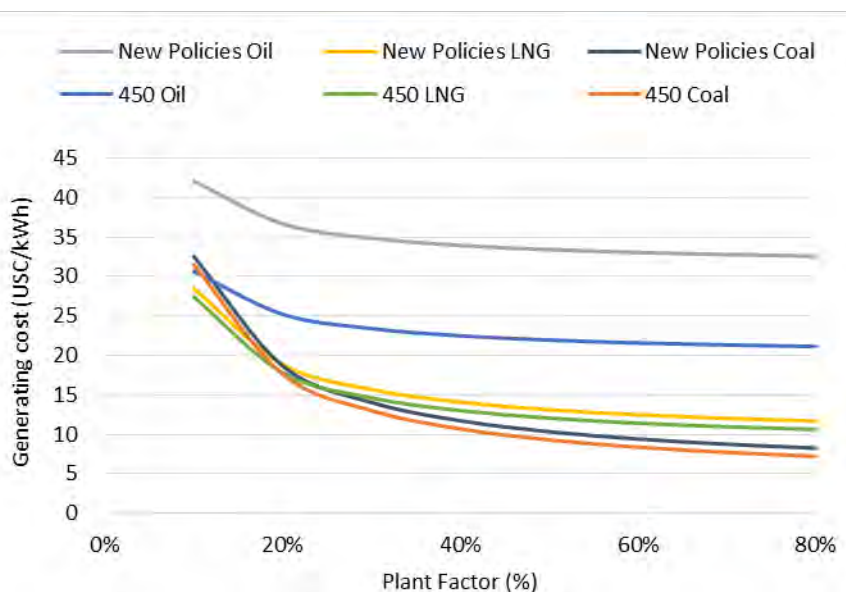
上記の諸元と第 4 章で示した燃料価格予測を基に、新規開発する火力発電設備の発電原価を計算した結果を以下に示す。

表 7-12 新規開発する火力発電設備の発電原価

	Fixed cost (USD/kW/year)		Variable cost (USC/kWh)		Generation cost (USC/kWh)		
	Capital cost	O&M cost	Fuel cost	O&M cost	P.F.=10%	P.F.=40%	P.F.=70%
Oil C/C	90.6	5.0	30.86	0.36	42.12	33.95	32.78
LNG C/C	117.6	4.6	8.78	0.50	28.49	14.08	12.02
LNG terminal	42.8	3.3					
Coal ST	189.7	53.6	4.20	0.59	32.56	11.73	8.75

注：資本費の金利は 10%、残存価格 0%、P.F.：Plant Factor

(出典：JICA 調査団)

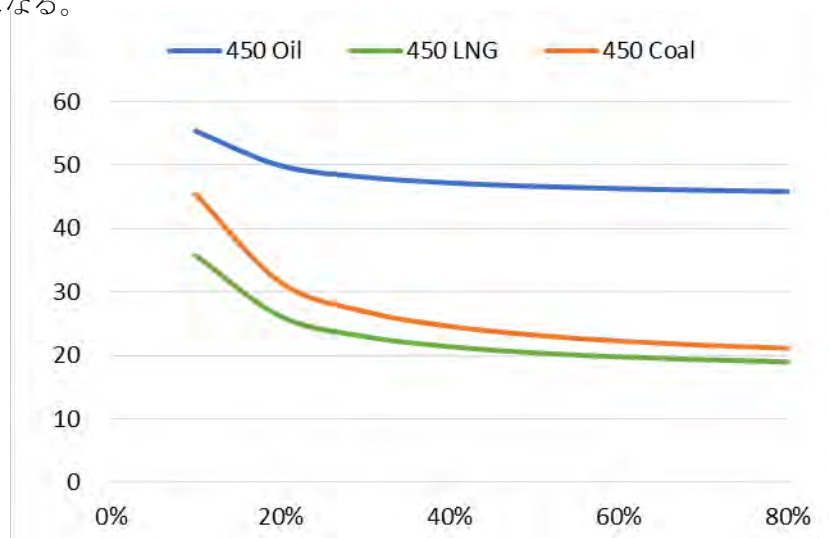


(出典：JICA 調査団)

図 7-17 新規開発する火力発電設備の発電原価

LNG 火力と石炭火力では、New Policies Scenario でも 450 Scenario でも大きな差はなく、利用率が 20%程度以下になると、LNG 火力の方が安くなる。

WEO2016 の中では、CO<sub>2</sub> 価格の予測も実施しており、450 Scenario では、2040 年に 140 USD/tonne になると想定している。この数値を使用して新規開発する火力発電設備の発電原価を計算すると以下のようなになる。



(出典：JICA 調査団)

図 7-18 新規開発する火力発電設備の発電原価 (CO<sub>2</sub> 価格を考慮)

CO<sub>2</sub> 価格を 140 USD/tonne になると想定して考慮すると、LNG 火力の方が石炭火力よりも安くなる。

(e) 再生可能エネルギーのコスト

CEB は、10MW 以下の再生可能エネルギーについて、Standardized Power Purchase Agreement (SPPA) を締結して、PUCSL が決定した価格で買い取っている。(買い取り価格は表 4-18 参照)

一方、PUCSL は各種再生可能エネルギーの実勢価格も算定している。買い取り価格と実勢価格について耐用年数間での平均価格を以下に示す。

表 7-13 再生可能エネルギーの買い取り価格と実勢価格の比較

	Life-time averaged tariff based on three tier tariff		Economic generation unit cost	
	LKR/kWh	(USC/kWh)	LKR/kWh	(USC/kWh)
Biomass	24.87	18.91	18.58	14.12
Solar	23.10	17.56	15.24	11.58
Wind	18.37	13.96	9.73	7.40
Mini-hydro	14.21	10.80	9.56	7.27

(出典：CEB 提供資料を基に JICA 調査団作成)

実勢価格は買い取り価格よりも大きく下回っており、CEB は近い将来、入札により購入することを計画している。本 MP においては、基本ケースとしては実勢価格により検討を行い、買い取り価格での検討を感度解析として実施する。なお、太陽光発電については、第 4 章にも示したように最近の価格がさらに低下しており、最新の実勢価格を踏まえて、6.0 USC/kWh で検討を実施した。

(f) 建設期間を考慮した発電原価の比較

各種電源の建設期間を考慮した発電原価を以下に示す。

表 7-14 各種電源の建設期間を考慮した発電原価

	Construction		Fuel cost (USC/kWh)	O&M cost (USD/kW/Yr.)	Levelised cost (USC/kWh)	Plant factor (%)
	Cost (USD/kW)	Period (Year)				
Coal (SC)	1,788	5	4.2	95.0	8.9	80
LNG CC	1,512	3	8.8	42.7	11.9	80
Wind	1,820	1	--	32.9	7.4	38
Solar	700	1	--	7.4	6.0	17

(出典：JICA 調査団)

建設期間の差を考慮すると、石炭火力と LNG 火力の発電原価の差は 0.4 USC/kWh 程度縮小し、3.0 USC/kWh 程度になる。

(5) CO<sub>2</sub> 排出量

CO<sub>2</sub> 排出量は使用する燃料と、発電機の熱効率により計算される。主要な発電所の最大出力時における kWh 当たりの CO<sub>2</sub> 排出量を以下に示す。

表 7-15 kWh 当たりの CO<sub>2</sub> 排出量比較

	Fuel		Efficiency	CO <sub>2</sub> Emissions Factor
West coast	Diesel oil	74.1 g-CO <sub>2</sub> /MJ	44.6%	0.599 kg-CO <sub>2</sub> /kWh
Gas turbine	Diesel oil	74.1 g-CO <sub>2</sub> /MJ	28.1%	0.949 kg-CO <sub>2</sub> /kWh
Puttalam	Coal	94.6 g-CO <sub>2</sub> /MJ	36.2%	0.942 kg-CO <sub>2</sub> /kWh
Trinco India	Coal	94.6 g-CO <sub>2</sub> /MJ	33.1%	1.030 kg-CO <sub>2</sub> /kWh
Trinco SC	Coal	94.6 g-CO <sub>2</sub> /MJ	41.3%	0.824 kg-CO <sub>2</sub> /kWh
Kerawalapitiya	LNG	56.1 g-CO <sub>2</sub> /MJ	48.2%	0.419 kg-CO <sub>2</sub> /kWh

(出典：修正版 LTGEP 2015-2034 を基に JICA 調査団作成)

使用する燃料で見ると、単位発熱量当たりの CO<sub>2</sub> 排出量は石炭が最も多く、LNG は石炭の 60% 程度である。石炭火力の中でも SC (超臨界圧) 機では、熱効率が 41.3% と高く、既設の Puttalam やインドが計画している機器よりも排出量は少ない。また、2018 年に開発予定の石油 (Diesel oil) を燃料とする GT よりも、kWh 当たりの CO<sub>2</sub> 排出量は少ない。

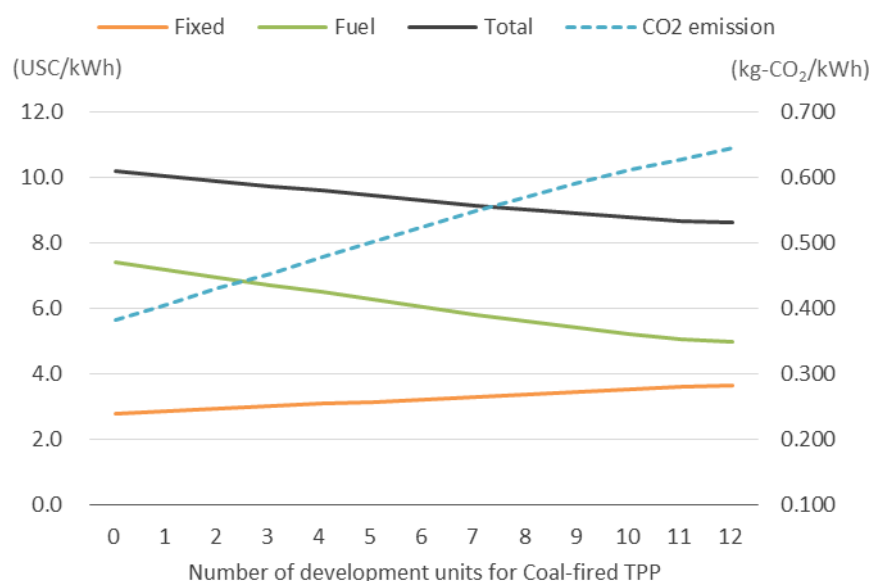
LNG は、単位発熱量当たりの CO<sub>2</sub> 排出量が他の燃料よりも少ないことに加えて、コンバインドサイクル機を導入するため、他の機種に比べて熱効率が高く、kWh 当たりの CO<sub>2</sub> 排出量は石炭火力の半分以下となる。

## 7.4.2 一対比較による概略検討

今後の電源開発計画の主要電源を LNG 火力と位置づけ、それぞれの電源について LNG 火力と比較することにより、その特性を見極める。7.4.1 節で述べたように、表 7-8 に示した固定分を考慮すると、2040 年までの開発量のうち変化可能な開発量は 3,600MW（300MW 級の LNG 火力を 12 台）である。この開発量について、他電源が代替した場合の状況を計算した。

### (1) LNG 火力と石炭火力の比較

供給信頼度を一定に保つために、LNG 火力の代替として石炭火力を同量開発する場合の供給原価と CO<sub>2</sub> 排出量の比較を以下に示す。石炭火力と LNG 火力の合計開発台数は 12 台であり、石炭火力の開発台数増加に従って LNG 火力の開発台数が減少している。



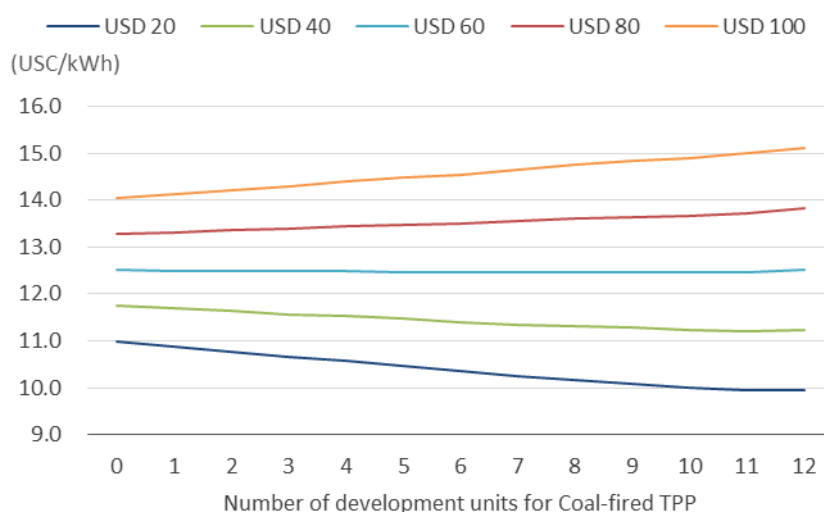
(出典：JICA 調査団)

図 7-19 LNG 火力と石炭火力の供給原価と CO<sub>2</sub> 排出量の比較

表 7-9 に示したように、1 台当たりの建設工事費は石炭火力の方が LNG 火力よりも USD 165 million 高く、また O&M 費も石炭火力の方が高い。このため、石炭火力の開発台数が 1 台増加するとともに、年間固定費は USD 30 million (0.08 USC/kWh) ずつ増加する。一方、燃料単価は表 7-12 に示したように石炭火力の方が 5.3 USC/kWh 安いいため、石炭火力の開発台数が 1 台増加するとともに、年間燃料費は USD 90 million (0.23 USC/kWh) ずつ減少する。

石炭火力の開発台数が 10 台以上になると、燃料費の削減効果が少なくなり、石炭火力の開発台数が 12 台の場合に最もコストが安くなる。この理由は、石炭火力の台数が多くなってくると、石炭火力の設備利用率が低下するとともに、需要の低い時間帯に余剰が発生するためである。

CO<sub>2</sub> 排出量を見ると、石炭火力の開発量増加に伴って CO<sub>2</sub> 排出量原単位も増加していく。CO<sub>2</sub> 排出量賦課金を考慮した場合のコスト比較を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-20 CO<sub>2</sub> 排出量賦課金を考慮した場合の供給原価の比較

CO<sub>2</sub> 排出量賦課金が USD 60/ton-CO<sub>2</sub> 程度まで増加すると、LNG 火力と石炭火力のコストが同程度となる。

## (2) LNG 火力と再生可能エネルギーの比較

再生可能エネルギーのうち、小水力発電は、既開発分と 2040 年までの開発想定分として 700MW を期待しており、既にポテンシャル量に近い水準に達しているため、さらなる開発は期待できない。バイオマス発電については、燃料の貯蔵が可能で、需要の大きさに合わせた運転が可能であるため、系統運用上の問題が少ない。しかしながら、農業残渣物などを使用した従来型の方法では、発電以外の用途に使用されていることに加えて、燃料の集積が課題である。バイオマス発電専用に植物を育成し、その資源を活用したプランテーション型の方法以外では多くの開発は期待できない。

太陽光発電と風力発電については、多くのポテンシャルがあり、今後さらなる開発が期待できるが、出力は自然条件に左右され、系統運用者が制御することはできない。太陽光発電は、太陽光をエネルギー源としているため、上空の雲の動きにより、出力が急激に変化する。しかし、この変化は非常に狭いエリアにおける事象であり、電源配置の分散化が進めば、平準化効果が働くため、スリランカ全体での出力が急激に変化する確率は低く、系統運用上の問題とはならない。

太陽光発電と風力発電を同量ずつ追加で開発し、その代替として可能な限り LNG 火力の開発を取りやめるケースを考える。

(a) 全体発電設備量の推移

太陽光発電と風力発電の追加開発量と全体発電設備量の関係を以下に示す。

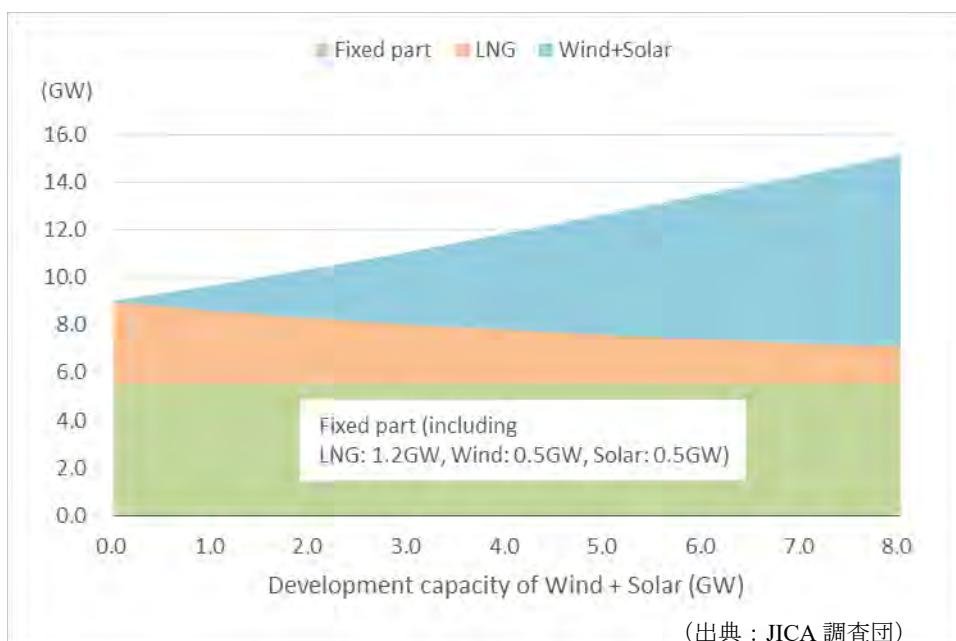


図 7-21 再生可能エネルギーの追加開発量と全体発電設備量の関係

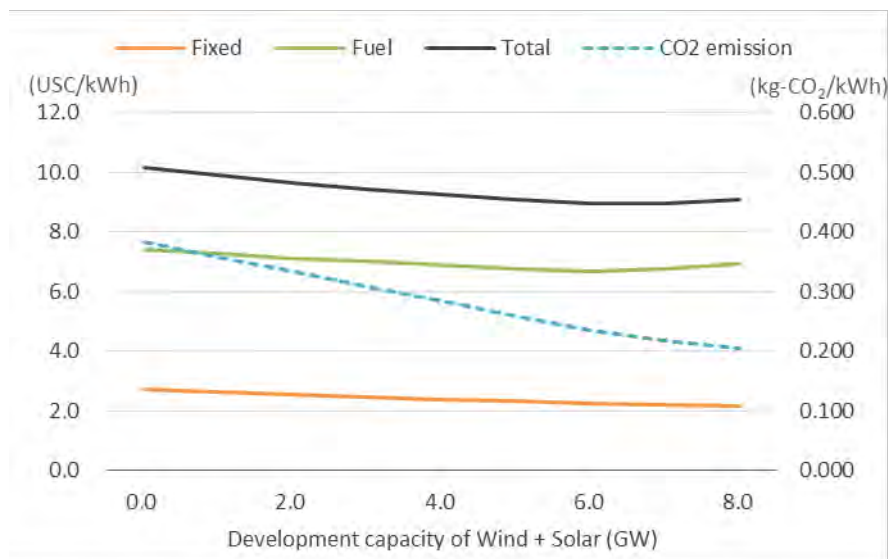
前項で示したように、太陽光発電も風力発電も発電可能な時間が限定されるため、同じ供給信頼度を確保するためには、再生可能エネルギーの設備量増加に伴って、全体発電設備量も徐々に多く必要となってくる。この計算においては、供給信頼度として LOLE = 24 時間を用いている。

LNG 火力のみを追加開発する場合には、需要規模 6.2GW に対して 9GW 程度の設備量が必要である。再生可能エネルギーの追加開発量を増加させていっても、再生可能エネルギーの発電量が少ない時期の供給力を確保するため、LNG 火力の開発量もある程度確保する必要がある。このため、再生可能エネルギーの追加開発量を増加させると全体設備量が増加し、再生可能エネルギーの追加開発量が 6GW (太陽光発電 3GW + 風力発電 3GW) の場合には、全体設備量が需要規模の 2 倍に相当する 13GW 程度まで増加する。



(b) 発電コスト比較

発電コストの比較を以下に示す。



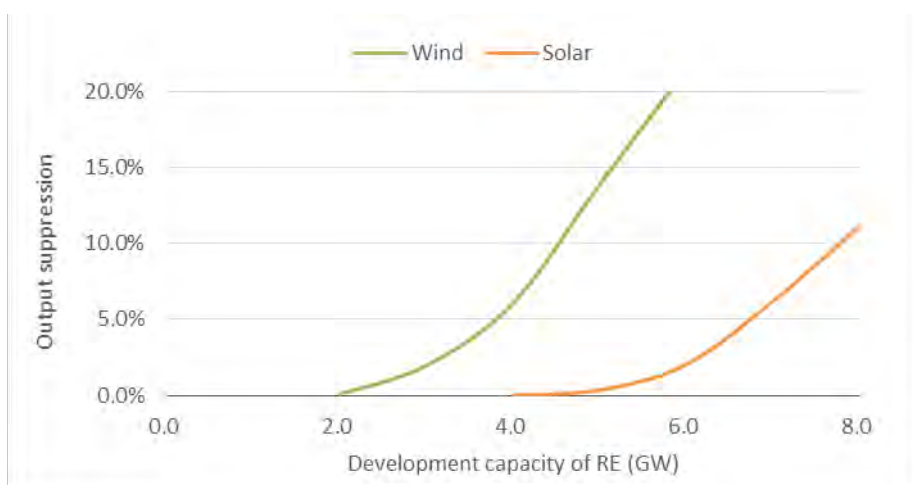
(出典：JICA 調査団)

図 7-22 再生可能エネルギーと LNG 火力の供給原価と CO<sub>2</sub> 排出量の比較

再生可能エネルギーの実勢価格は LNG 火力よりも安いいため、再生可能エネルギーの開発量増加とともにコストは減少していくが、再生可能エネルギーの開発量が 6GW を超えると発電抑制量が増加するため、再生可能エネルギーの開発量増加とともにコストは増加していく。

(c) 発電抑制量

再生可能エネルギーの開発量が増加してくると、発電量が多い時間帯において、供給力が需要を上回り、再生可能エネルギーの出力を抑制する必要がある。再生可能エネルギーの開発量と発電抑制量の関係を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-23 再生可能エネルギーの追加開発量と発電抑制量の関係

風力発電のみを開発する場合には、2GW 程度の追加開発で6月及び7月のオフピーク時間帯に発電量抑制が生じ始める。6GW の追加開発を行う場合には、発電量の20%程度は発電量を抑制する必要がある。一方、太陽光発電のみを開発する場合には、発電量が多くなる時間と需要のピーク時間が重なっているため、発電量抑制が生じにくい。5GW の追加開発で、休日の昼間帯に発電量抑制が生じ始める。

### 7.4.3 各種電源の概略評価<sup>31</sup>

#### (1) 石炭火力

##### <経済性>

- 80%程度の利用率が確保できれば、発電原価は他電源に比較して最も安い。

##### <環境性>

- X 高効率の機器を採用しても kWh あたりの CO<sub>2</sub> 排出量が多い。
- X NO<sub>x</sub>、SO<sub>x</sub>、ばいじん、灰、等の排出量が多い。

##### <エネルギーセキュリティ>

- 燃料価格は比較的安定している。
- 燃料貯蔵量が多く、供給途絶の可能性が非常に低い。
- X 運用面の弾力性（最低出力、深夜停止の可否、出力変化速度など）に乏しく、周波数調整容量が小さい。

#### (2) LNG 火力

##### <経済性>

- X 発電原価は石炭火力に比較して高い。（20%程度以下の利用率であれば石炭火力よりも安い。）

##### <環境性>

- kWh あたりの CO<sub>2</sub> 排出量は石炭火力の半分以下である。
- NO<sub>x</sub> の排出はあるが、SO<sub>x</sub>、ばいじん、灰、等の排出はない。

##### <エネルギーセキュリティ>

- X 燃料価格が大きく変化する可能性がある。
- X 燃料貯蔵量が少ないため、供給途絶の可能性がある。
- 運用面の弾力性に富んでおり、周波数調整容量が大きい。

#### (3) 風力

##### <経済性>

- 実勢価格であれば発電原価は石炭火力よりも安い。

##### <環境性>

- CO<sub>2</sub> 排出量は全くない。
- X バードストライク、騒音等の課題がある。

##### <エネルギーセキュリティ>

- 契約時の価格が適用されるため、価格は安定している。
- X 運用面の弾力性は全くない。
- X 供給量が予測しにくい。

<sup>31</sup> 環境性については、第6章に詳細を記載しているため、ここでは概要のみを記載している。

#### (4) 太陽光

##### <経済性>

- 実勢価格は石炭火力の発電原価より高いが、将来はさらに低下する可能性がある。

##### <環境性>

- CO<sub>2</sub>排出量は全くない。
- X 広大な土地を使用する。

##### <エネルギーセキュリティ>

- 契約時の価格が適用されるため、価格は安定している。
- X 運用面の弾力性は全くない。
- X 供給量が予測しにくい。

#### 7.4.4 電源構成シナリオ案の評価方法

電源構成シナリオ案は、経済性、環境性、エネルギーセキュリティの3つの視点から点数化し、その合計点数で優劣を評価する。

##### (1) 経済性

経済性は、既設設備も含めた発電設備において最適運用を実施した場合の供給原価で評価し、供給原価が最も安いシナリオを10点、最も高いシナリオを0点として正規化した。

##### (2) 環境性

環境性については、地球環境面から見たCO<sub>2</sub>排出量原単位の評価と地域環境面から見た悪影響の評価の合計点とする。地域環境面から見た悪影響については、実際の発電所建設時において、緩和措置を講じて影響を軽減にすることが想定されるため、重みづけについては、CO<sub>2</sub>排出量原単位の評価が80%、地域環境面から見た悪影響の評価を20%とした。

##### (a) CO<sub>2</sub>排出量原単位

CO<sub>2</sub>排出量原単位が最も少ないシナリオを10点、最も多いシナリオを0点として正規化した。

##### (b) 地域環境面から見た悪影響

各電源の立地地域における環境面の評価は第6章に記載の通りである。その数値を再掲すると以下の通りである。

表 7-16 各電源の立地地域における環境面の評価点

電源種別	LNG火力	石炭火力	風力	太陽光	揚水式水力
評価点	-0.57	-1.13	-0.56	-0.52	-0.90

(出典：JICA調査団)

各電源の設備量1GWごとに上記の点数を積算し、合計点で評価する。マイナス点が最も少ないシナリオを10点、最も多いシナリオを0点として正規化した。

##### (3) エネルギーセキュリティ

エネルギーセキュリティは、電力の安定供給の確保と供給原価の安定性に視点を置き、以下の3項目について評価し、その合計点とする。

- 燃料調達不能のリスク
- 燃料価格高騰のリスク
- 供給力変動のリスク

重みづけについては、リスクの発生頻度と発生時に与える影響を考慮し、毎日発生する可能性がある供給力変動のリスクの評価を60%、その他2つのリスクの評価をそれぞれ20%ずつとした。なお、発電設備の事故による供給力の低下も安定供給を阻害するリスクであるが、それに対

するリスクは、各シナリオの供給信頼度を合わせ、必要十分な供給予備力を確保することで対応しているため、本項目では比較対象とはしない。

(a) 燃料調達不能のリスク

石炭火力発電所と LNG 火力発電所の燃料は、海外からの輸入に頼っている。このため、長期的な天候不順や取引相手国との関係悪化などにより、燃料調達が不能となるリスクがある。このリスクは、発生確率は非常に低いと想定されるが、事態発生時の影響が大きいため、リスクとして考慮する。

一般的には、燃料の調達が不能となっても、全体に占める比率が大きくなければ、影響は微小である。また、石炭火力発電所は大きな貯炭場を確保しており、1 か月程度燃料の供給がなくても発電に支障が生じないが、LNG 火力発電所は、燃料の貯蔵能力が少ないため、1 か月程度燃料の供給がない場合には、発電に支障を生じる。このリスクは、発電設備量の最大需要電力(6.2GW)に対する比率で評価し、以下の要領で点数化し、マイナス点が最も少ないシナリオを 10 点、最も多いシナリオを 0 点として正規化した。

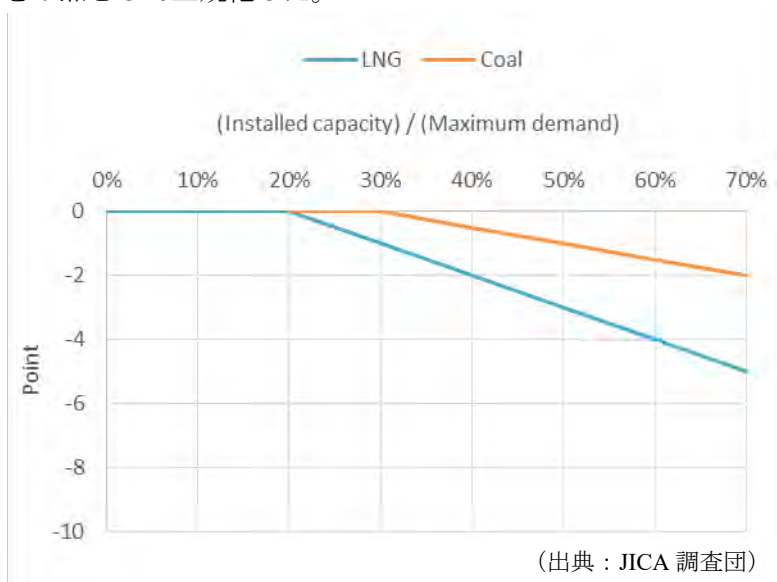


図 7-24 燃料調達不能のリスクの評価方法

(b) 燃料価格高騰のリスク

石炭火力発電所と LNG 火力発電所の燃料は、世界市場から調達している。これまでの実績が示すように、燃料の価格は急激に増加する可能性がある。特に、石油価格の価格変動は激しく、石油価格にある程度連動している LNG 価格の方が価格変動の程度が大きい。燃料価格の高騰は大きなコスト増となり、財政の不安定化を招くため、リスクとして考慮する。このリスクは、発電電力量の最大需要電力量 (39,805GWh) に対する比率で評価し、以下の要領で点数化し、マイナス点が最も少ないシナリオを 10 点、最も多いシナリオを 0 点として正規化した。

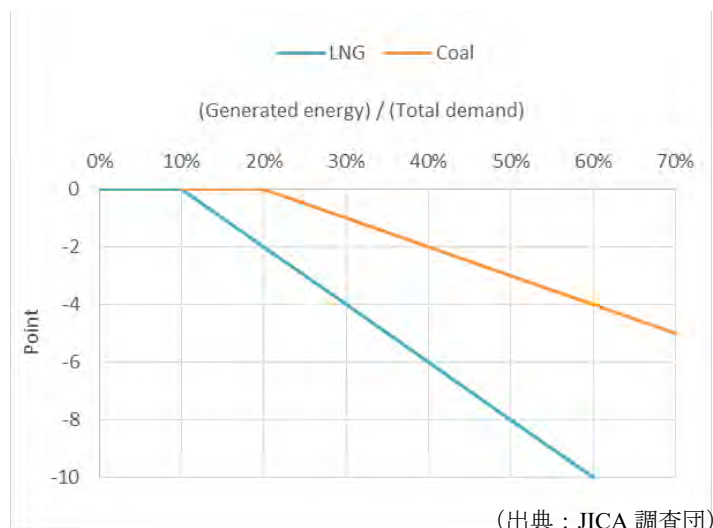


図 7-25 燃料価格高騰のリスクの評価方法

(c) 供給力変動のリスク

再生可能エネルギーのうち、太陽光発電所と風力発電所は、自然条件により出力が急激に変動する。このような変動に対応して水力発電所や火力発電所の出力を変化させ、需要と供給力を常にバランスさせて周波数を一定に保つことが必要になる。しかしながら、対応可能な水力発電所や火力発電所が不足する場合には、周波数が不安定となり、電力の供給品質を著しく低下させることになる。特に多くの一般水力が停止しているオフピーク時において、周波数調整能力の不足が懸念される。太陽光発電所は、昼間のみの発電であるため、電力需要が低下する深夜には完全に停止しているが、風力発電所は1日中運転しており、このリスクの影響が大きい。なお、再生可能エネルギーは一般的には導入量が多くなってくると、平滑化効果が働き変化率は減少する傾向にある。このリスクは、発電設備量で評価し、以下の要領で点数化する。

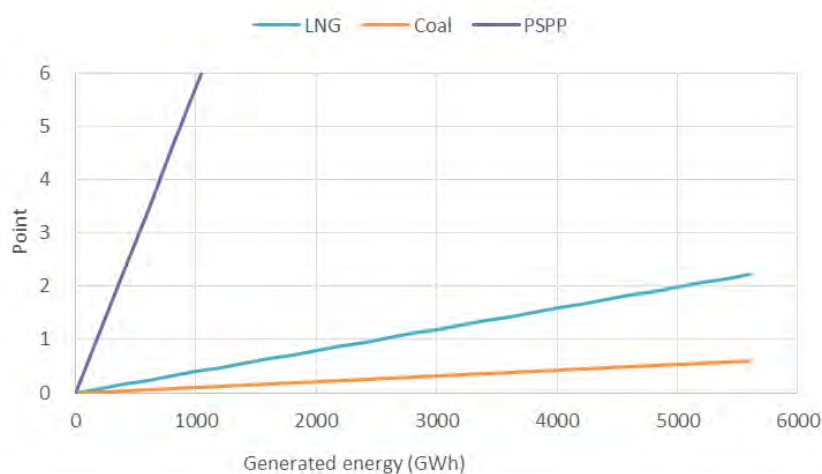


(出典：JICA 調査団)

図 7-26 供給力変動のリスクの評価方法



安定的な電力供給を行うためには、一般的には、需要の2%程度の周波数調整容量を確保することが求められている。前記に示した供給力変動のリスクは、水力発電所や火力発電所で周波数調整能力があればリスクの回避が可能である。LNG火力発電所は、石炭火力発電所と比較して、出力調整幅が広く、出力調整速度も速い。揚水式水力発電所は、LNG火力発電所よりもさらに出力調整幅が広く、出力調整速度も速い上、可変速機を導入することにより、揚水時における周波数調整も可能となり、最も調整能力が不足するオフピーク時や供給力余剰発生時などにも効果を発揮する。ただし、揚水式水力は利用率5%以上、LNG火力と石炭火力は利用率40%以上の運転をしていれば効果はフルに見込めるが、利用率が低い場合には、点数をディスカウントする。これらの点を考慮し、周波数調整能力は発電電力量で評価し、上記に示した太陽光発電所と風力発電所による供給力変動のリスクを相殺するものとしてプラスの点数とする。



(出典：JICA 調査団)

図 7-27 周波数調整能力の評価方法

再生可能エネルギーの導入量が多くなってくると、需要が小さくなる休日などに供給力余剰が発生するようになる。この際には、揚水式水力や蓄電池などの蓄電機能を持つ機器を最大限活用して余剰供給力を吸収するが、それでも供給力の余剰が発生する場合には、再生可能エネルギーからの電力を引き取らないということで需要と供給力のバランスを保つことになる。このような状況においては、運転しているすべての水力発電所と火力発電所は最低出力で運転しているため、供給力の変動に対する対応力が非常に少なくなっており、電力の供給品質を著しく低下させる状況となっている。このリスクは、余剰発生量の最大需要電力量 (39,805GWh) に対する比率で評価し、以下の要領で点数化する。



図 7-28 供給力余剰発生によるリスクの評価方法

供給力変動のリスクは、太陽光発電所と風力発電所による供給力変動のリスク、周波数調整能力によるリスクの相殺分、供給力余剰発生によるリスクの3つの合計点で評価し、マイナス点が最も少ないシナリオを10点、最も多いシナリオを0点として正規化した。

なお、全国的に悪天候となった場合には、太陽光発電は供給力としてほとんど期待できないという事態が発生する可能性がある。太陽光の設備量が500MWを超える場合には、バックアップ電源として超過分の50%に相当する量のガスタービン火力の追加開発が必要になるとして供給原価に追加し、経済性の悪化要因として評価した。このバックアップ電源は、需要が非常に大きく、全国的に悪天候で太陽光の発電量がほとんどなく、また風力の発電量もほとんどないという条件が重なった場合に運転することになる。このため、運転機会は年間30時間として燃料費を追加した。

#### (4) 点数の正規化

点数化の目的は、各シナリオの相対的な位置づけを評価するためである。そのため、経済性、環境性、エネルギーセキュリティの項目ごとに最大点数を10点、最低点数を0点として正規化した。経済性、環境性、エネルギーセキュリティのどの項目に重点を置くかは、国家エネルギー政策を踏まえた評価基準により決定される。意思決定者は、上記3項目の正規化した点数について、国家エネルギー政策を踏まえた重点項目に基づいて重みづけをすることにより、最適案の抽出が可能となる。<sup>32</sup>

<sup>32</sup> 評価項目ごとの重みを変化させた検討は7.4.6節にて実施している。

### 7.4.5 最適電源構成の抽出

#### (1) Scenario A：コストを重視するシナリオ案

石炭火力を優先的に開発し、供給コストを極力低減する。

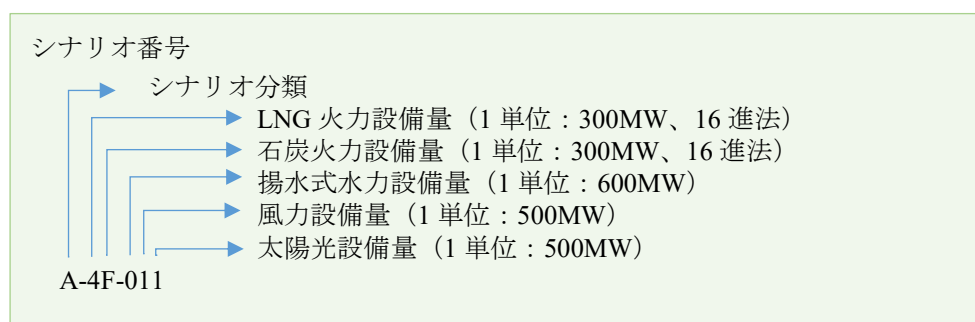
具体的な検討案を以下に示す。

表 7-17 Scenario A における各種シナリオ案の評価

	Installed capacity (GW)					Generation cost (USC/kWh)	CO <sub>2</sub> emissions (kg/kWh)	Normalized Score			
	LNG	Coal	PSP	Wind	Solar			Economy	Environment	Energy security	Total
A-4F-011	1.2	4.5	0.0	0.5	0.5	8.65	0.646	9.5	0.3	8.4	18.1
A-6D-011	1.8	3.9	0.0	0.5	0.5	8.78	0.612	8.3	1.4	8.7	18.4
A-4E-022	1.2	4.2	0.0	1.0	1.0	8.66	0.596	9.4	1.3	7.8	18.4
A-6C-022	1.8	3.6	0.0	1.0	1.0	8.74	0.563	8.7	2.4	8.9	19.9
A-4D-023	1.2	3.9	0.0	1.0	1.5	8.59	0.573	10.0	1.9	7.9	19.8
A-4D-024	1.2	3.9	0.0	1.0	2.0	8.63	0.563	9.6	1.9	7.3	18.8
A-4D-033	1.2	3.9	0.0	1.5	1.5	8.69	0.546	9.1	2.3	6.9	18.3
A-4C-034	1.2	3.6	0.0	1.5	2.0	8.62	0.522	9.7	2.9	7.1	19.7
A-4C-044	1.2	3.6	0.0	2.0	2.0	8.73	0.496	8.8	3.3	6.1	18.1
A-4E-111	1.2	4.2	0.6	0.5	0.5	8.72	0.646	8.8	0.0	8.7	17.5
A-6C-111	1.8	3.6	0.6	0.5	0.5	8.97	0.598	6.7	1.5	8.8	17.0
A-4D-122	1.2	3.9	0.6	1.0	1.0	8.82	0.591	8.0	1.1	9.4	18.5
A-6B-122	1.8	3.3	0.6	1.0	1.0	8.94	0.549	7.0	2.5	9.6	19.1
A-4D-123	1.2	3.9	0.6	1.0	1.5	8.75	0.579	8.6	1.1	9.4	19.2
A-4C-124	1.2	3.6	0.6	1.0	2.0	8.71	0.555	9.0	1.8	9.5	20.2
A-4C-133	1.2	3.6	0.6	1.5	1.5	8.73	0.536	8.8	2.3	8.9	20.0
A-4C-134	1.2	3.6	0.6	1.5	2.0	8.77	0.525	8.4	2.3	8.2	18.9
A-4B-144	1.2	3.3	0.6	2.0	2.0	8.76	0.482	8.5	3.4	8.1	20.0

(出典：JICA 調査団)

すべてのシナリオにおいて経済性およびエネルギーセキュリティの点数が高くなっているが、環境面の評価が低い。石炭火力の設備量を若干少なくして、その分再生可能エネルギーの設備量を増加させていくと評点が高くなる。再生可能エネルギーの設備量が多い場合には、揚水式水力の設備量を増加させると評点が高くなる傾向にある。結果として、A-4C-124 案（LNG 火力設備量 1.2GW＋石炭火力設備量 3.6GW＋揚水式水力 0.6GW＋風力設備量 1.0GW＋太陽光設備量 2.0GW）が最も高い評点である。



(2) Scenario B : CO<sub>2</sub> 排出量を重視して再生可能エネルギーを優先開発するシナリオ案

再生可能エネルギーを優先的に開発し、CO<sub>2</sub> 排出量を極力抑制する。再生可能エネルギーのうち、太陽光と風力の導入にあたっては、自然条件により出力が急激に変化するため、エネルギーセキュリティに十分配慮する必要がある。なお、本シナリオではCO<sub>2</sub> 排出量を極力抑制することを目的としているため、石炭火力の開発は全く実施しない。

表 7-18 Scenario B における各種シナリオ案の評価

	Installed capacity (GW)					Generating cost (USC/kWh)	CO <sub>2</sub> emissions (kg/kWh)	Normalized Score			
	LNG	Coal	PSPP	Wind	Solar			Economy	Environment	Energy security	Total
B-D3-044	3.9	0.9	0.0	2.0	2.0	9.67	0.308	0.7	9.3	4.0	14.1
B-C3-046	3.6	0.9	0.0	2.0	3.0	9.59	0.295	1.4	9.3	3.8	14.5
B-B3-048	3.3	0.9	0.0	2.0	4.0	9.50	0.281	2.1	9.3	4.0	15.4
B-C3-064	3.6	0.9	0.0	3.0	2.0	9.44	0.273	2.7	9.8	3.6	16.0
B-C3-066	3.6	0.9	0.0	3.0	3.0	9.44	0.259	2.7	9.6	3.1	15.4
B-B3-068	3.3	0.9	0.0	3.0	4.0	9.35	0.245	3.4	9.6	3.3	16.3
B-C3-084	3.6	0.9	0.0	4.0	2.0	9.41	0.241	2.9	10.0	3.1	16.0
B-B3-086	3.3	0.9	0.0	4.0	3.0	9.37	0.229	3.3	9.9	2.0	15.2
B-A3-088	3.0	0.9	0.0	4.0	4.0	9.37	0.218	3.2	9.8	1.2	14.2
B-93-08A	2.7	0.9	0.0	4.0	5.0	9.40	0.208	3.1	9.7	0.0	12.7
B-C3-144	3.6	0.9	0.6	2.0	2.0	9.75	0.309	0.0	8.9	4.3	13.2
B-B3-146	3.3	0.9	0.6	2.0	3.0	9.67	0.295	0.7	8.9	4.0	13.5
B-B3-148	3.3	0.9	0.6	2.0	4.0	9.68	0.282	0.7	8.7	4.1	13.4
B-C3-164	3.6	0.9	0.6	3.0	2.0	9.60	0.273	1.3	9.2	4.0	14.5
B-B3-166	3.3	0.9	0.6	3.0	3.0	9.51	0.260	2.0	9.2	3.6	14.8
B-A3-168	3.0	0.9	0.6	3.0	4.0	9.43	0.246	2.8	9.1	3.9	15.9
B-B3-184	3.3	0.9	0.6	4.0	2.0	9.44	0.239	2.7	9.6	4.8	17.2
B-A3-186	3.0	0.9	0.6	4.0	3.0	9.41	0.227	2.9	9.6	3.8	16.2
B-A3-188	3.0	0.9	0.6	4.0	4.0	9.51	0.216	2.1	9.3	2.0	13.3
B-93-18A	2.7	0.9	0.6	4.0	5.0	9.52	0.207	2.0	9.1	1.2	12.3

(出典 : JICA 調査団)

すべてのシナリオにおいて環境面の点数が高くなっているが、経済性とエネルギーセキュリティの評価が低く、3項目を単純に合計した点数で見ると、どのシナリオもあまり高い評価とは言えないが、B-B3-184 案（風力設備量 4.0GW＋太陽光設備量 2.0GW）が最も高い評点である。

(3) Scenario C：各種燃料を組み合わせて開発するシナリオ案

経済性、環境性、エネルギーセキュリティの3つの項目にバランスのとれた計画として、各種電源種別をバランス良く組み合わせて最適な電源構成を抽出する。

表 7-19 Scenario C における各種シナリオ案の評価

	Installed capacity (GW)					Generating cost (US\$/kWh)	CO <sub>2</sub> emissions (kg/kWh)	Normalized Score			
	LNG	Coal	PSPP	Wind	Solar			Economy	Environment	Energy security	Total
C-98-033	2.7	2.4	0.0	1.5	1.5	9.09	0.450	5.7	5.4	7.9	19.0
C-7A-033	2.1	3.0	0.0	1.5	1.5	8.84	0.494	7.9	4.0	8.1	19.9
C-5C-033	1.5	3.6	0.0	1.5	1.5	8.69	0.532	9.1	2.8	7.3	19.2
C-97-044	2.7	2.1	0.0	2.0	2.0	9.08	0.402	5.8	6.4	7.1	19.3
C-79-044	2.1	2.7	0.0	2.0	2.0	8.84	0.446	7.9	5.0	7.2	20.0
C-5B-044	1.5	3.3	0.0	2.0	2.0	8.74	0.481	8.7	3.8	6.5	19.0
C-96-055	2.7	1.8	0.0	2.5	2.5	9.07	0.353	5.8	7.4	6.1	19.3
C-78-055	2.1	2.4	0.0	2.5	2.5	8.87	0.397	7.6	6.0	6.3	19.8
C-5A-055	1.5	3.0	0.0	2.5	2.5	8.79	0.432	8.2	4.8	5.7	18.7
C-88-133	2.4	2.4	0.6	1.5	1.5	9.18	0.452	4.9	5.0	8.4	18.3
C-6A-133	1.8	3.0	0.6	1.5	1.5	8.91	0.500	7.2	3.5	10.0	20.7
C-4C-133	1.2	3.6	0.6	1.5	1.5	8.73	0.536	8.8	2.3	8.9	20.0
C-87-144	2.4	2.1	0.6	2.0	2.0	9.16	0.403	5.1	5.9	7.7	18.8
C-69-144	1.8	2.7	0.6	2.0	2.0	8.91	0.451	7.3	4.5	9.1	20.8
C-4B-144	1.2	3.3	0.6	2.0	2.0	8.76	0.482	8.5	3.4	8.1	20.0
C-96-155	2.7	1.8	0.6	2.5	2.5	9.24	0.356	4.4	6.7	6.9	18.0
C-78-155	2.1	2.4	0.6	2.5	2.5	9.02	0.396	6.3	5.4	7.1	18.8
C-5A-155	1.5	3.0	0.6	2.5	2.5	8.93	0.428	7.0	4.3	7.3	18.6

(出典：JICA 調査団)

結果として、C-69-144 案(LNG 火力設備量 1.8GW + 石炭火力設備量 2.7GW + 揚水式水力 0.6GW + 風力設備量 2.0GW + 太陽光設備量 2.0GW) が最も高い評点であり、最適な電源構成案はこの周辺にあると考えられる。

(4) Scenario O : 最適な電源構成を模索するシナリオ案

前記で抽出した最高評点案 (C-69-144 案) の周辺に最適電源構成があると考え、最適な電源構成を模索する。

表 7-20 Scenario O における各種シナリオ案の評価

	Installed capacity (GW)					Generating cost (US\$/kWh)	CO <sub>2</sub> emissions (kg/kWh)	Normalized Score			
	LNG	Coal	PSPP	Wind	Solar			Economy	Environment	Energy security	Total
O-5B-133	1.5	3.3	0.6	1.5	1.5	8.80	0.521	8.1	2.8	9.9	20.8
O-78-144	2.1	2.4	0.6	2.0	2.0	9.03	0.428	6.2	5.2	8.7	20.0
O-69-144	1.8	2.7	0.6	2.0	2.0	8.91	0.451	7.3	4.5	9.1	20.8
O-5A-144	1.5	3.0	0.6	2.0	2.0	8.83	0.466	7.9	3.9	8.1	19.9
O-79-143	2.1	2.7	0.6	2.0	1.5	8.99	0.458	6.5	4.4	9.3	20.1
O-6A-143	1.8	3.0	0.6	2.0	1.5	8.89	0.476	7.4	3.8	8.5	19.6
O-5B-143	1.5	3.3	0.6	2.0	1.5	8.85	0.492	7.7	3.2	8.4	19.3
O-79-134	2.1	2.7	0.6	1.5	2.0	9.05	0.469	6.0	4.1	9.0	19.1
O-6A-134	1.8	3.0	0.6	1.5	2.0	8.91	0.492	7.2	3.4	9.3	19.9
O-5B-134	1.5	3.3	0.6	1.5	2.0	8.82	0.510	8.0	2.8	8.3	19.1
O-87-154	2.4	2.1	0.6	2.5	2.0	9.10	0.386	5.6	6.1	8.3	19.9
O-78-154	2.1	2.4	0.6	2.5	2.0	9.00	0.406	6.5	5.4	7.7	19.6
O-69-154	1.8	2.7	0.6	2.5	2.0	8.94	0.422	7.0	4.9	7.7	19.6
O-87-145	2.4	2.1	0.6	2.0	2.5	9.17	0.397	5.0	5.8	7.6	18.4
O-78-145	2.1	2.4	0.6	2.0	2.5	9.03	0.421	6.2	5.1	8.2	19.5
O-69-145	1.8	2.7	0.6	2.0	2.5	8.92	0.440	7.2	4.4	7.9	19.5

(出典 : JICA 調査団)

O-69-144 案 (LNG 火力設備量 1.8GW + 石炭火力設備量 2.7GW + 揚水式水力 0.6GW + 風力設備量 2.0GW + 太陽光設備量 2.0GW) が最も高い評点である。

O-69-144 案について、設備量のバランスと発電電力量のバランスを示すと以下のとおりである。

表 7-21 最適計画案の電源構成

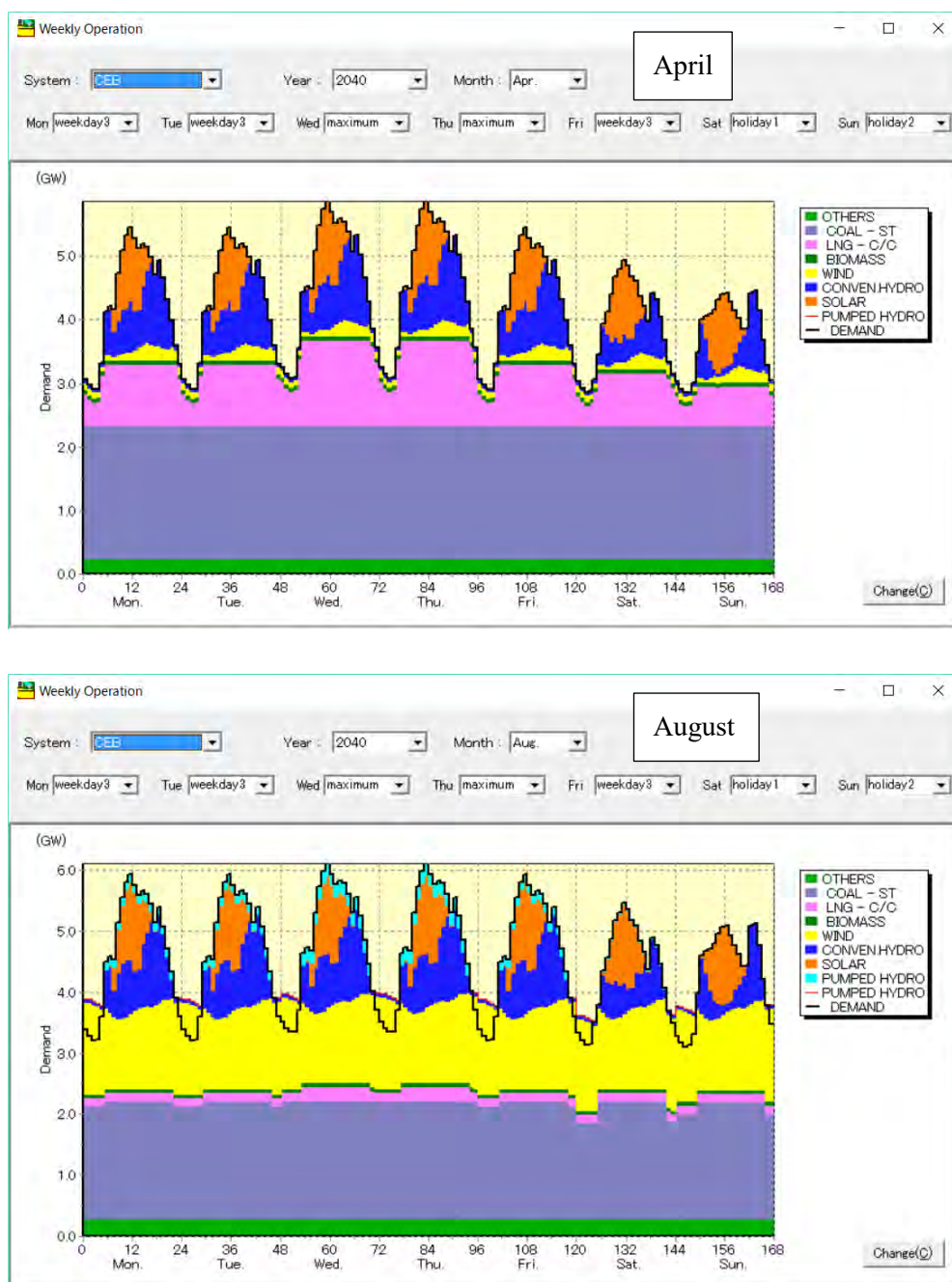
	Installed capacity		Generated energy		Plant factor
	GW	%	TWh	%	
Hydro	1.6	14.1%	5.3	13.2%	36.9%
Coal	2.7	23.2%	17.5	43.6%	74.0%
LNG (Gas)	1.8	15.4%	4.7	11.7%	29.8%
Oil	0.1	0.9%	0.0	0.0%	0.0%
PSPP	0.6	5.1%	0.3	0.6%	4.9%
NCRE	4.8	41.3%	12.4	30.9%	29.4%
Mini-hydro	0.7	6.0%	2.3	5.8%	37.9%
Wind	2.0	17.2%	6.7	16.7%	38.3%
Solar	2.0	17.2%	2.8	6.9%	15.8%
Biomass	0.1	0.9%	0.6	1.4%	62.8%
Total	11.7	100.0%	40.2	100.0%	39.3%

(出典：JICA 調査団)

水力発電所を含めた再生可能エネルギーの構成比率は設備量で 55%、発電電力量は 45%程度となる。石炭火力は設備の構成比率は 23%程度であるが、発電電力量の構成比率は 44%程度となる。一方、LNG 火力は設備の構成比率は 15%程度であるが、ミドル供給力及びピーク供給力として運転しているため設備利用率が 30%程度と低く、発電電力量の構成比率は 12%程度となり、LNG 燃料の消費量は年間 0.69 百万トンである。揚水式水力の設備利用率は 4.9%であるが、主として 5 月から 9 月の風力発電量による余剰分を活用して運転しており、その期間の設備利用率は 10%以上になっている。



O-69-144 案における 4 月と 8 月の 1 週間の運用状況を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-29 一週間の運用状況

風力発電量が非常に少ない 4 月では、深夜に余剰電力が発生しないため、揚水式水力の運転は全くない。一方、風力発電量が多い 8 月では、深夜に多くの余剰電力が発生するため、揚水式水力の運転を実施している。このため、LNG 火力の運転は非常に少ない。なお、石炭火力の運転状況をみると、風力発電量が多い 8 月では、一部の発電設備を定期点検等により停止していることに加えて、運転可能な発電設備も出力を抑制して運転している。

## 7.4.6 感度解析

前記に示した最適電源構成は、経済性、環境性、エネルギーセキュリティの3つの項目の重要度は等しいとして算定したものであるが、これらの項目の重要度が変化すれば、最適電源構成も変化する。

前記に示した各種シナリオについて、経済性、環境性、エネルギーセキュリティの3つの項目の重要度を変化させた場合の点数を以下に示す。

表 7-22 各種シナリオ案の感度解析

	Installed capacity (GW)					Normalized score			Eco: 1 Env: 1 Sec: 1	Eco: 60% Env: 20% Sec: 20%	Eco: 20% Env: 60% Sec: 20%	Eco: 20% Env: 20% Sec: 60%
	LNG	Coal	PSPP	Wind	Solar	Economy (Eco)	Environ- ment (Env)	Energy security (Sec)				
A-4D-023	1.2	3.9	0.0	1.0	1.5	10.0	1.9	7.9	19.8	23.9	14.1	21.3
A-4D-024	1.2	3.9	0.0	1.0	2.0	9.6	1.9	7.3	18.8	22.8	13.5	20.0
A-4D-033	1.2	3.9	0.0	1.5	1.5	9.1	2.3	6.9	18.3	22.0	13.7	19.3
A-4C-034	1.2	3.6	0.0	1.5	2.0	9.7	2.9	7.1	19.7	23.5	15.3	20.3
A-4D-123	1.2	3.9	0.6	1.0	1.5	8.6	1.1	9.4	19.2	21.9	12.9	22.8
A-4C-124	1.2	3.6	0.6	1.0	2.0	9.0	1.8	9.5	20.2	22.9	14.3	23.5
A-4C-133	1.2	3.6	0.6	1.5	1.5	8.8	2.3	8.9	20.0	22.5	14.7	22.7
A-4C-134	1.2	3.6	0.6	1.5	2.0	8.4	2.3	8.2	18.9	21.5	14.1	21.2
B-B3-068	3.3	0.9	0.0	3.0	4.0	3.4	9.6	3.3	16.3	13.9	21.3	13.8
B-C3-084	3.6	0.9	0.0	4.0	2.0	2.9	10.0	3.1	16.0	13.1	21.6	13.3
B-B3-086	3.3	0.9	0.0	4.0	3.0	3.3	9.9	2.0	15.2	13.0	21.0	11.6
B-A3-168	3.0	0.9	0.6	3.0	4.0	2.8	9.1	3.9	15.9	12.9	20.5	14.2
B-B3-184	2.4	0.9	0.6	4.0	2.0	2.7	9.6	4.8	17.2	13.5	21.9	16.1
B-A3-186	2.1	0.9	0.6	4.0	3.0	2.9	9.6	3.8	16.2	13.2	21.2	14.3
C-7A-033	2.1	3.0	0.0	1.5	1.5	7.9	4.0	8.1	19.9	21.4	16.8	21.7
C-79-044	2.1	2.7	0.0	2.0	2.0	7.9	5.0	7.2	20.0	21.4	17.9	20.6
C-78-055	2.1	2.4	0.0	2.5	2.5	7.6	6.0	6.3	19.8	21.0	19.0	19.4
C-6A-133	1.8	3.0	0.6	1.5	1.5	7.2	3.5	10.0	20.7	21.0	16.6	24.4
C-69-144	1.8	2.7	0.6	2.0	2.0	7.3	4.5	9.1	20.8	21.2	17.8	23.3
C-78-155	2.1	2.4	0.6	2.5	2.5	6.3	5.4	7.1	18.8	18.8	17.8	19.8
O-5B-133	1.5	3.3	0.6	1.5	1.5	8.1	2.8	9.9	20.8	22.2	15.8	24.3
O-69-144	1.8	2.7	0.6	2.0	2.0	7.3	4.5	9.1	20.8	21.2	17.8	23.3
O-6A-143	1.8	3.0	0.6	2.0	1.5	7.4	3.8	8.5	19.6	20.6	16.3	22.0
O-6A-134	1.8	3.0	0.6	1.5	2.0	7.2	3.4	9.3	19.9	20.6	16.0	23.1
O-78-154	2.1	2.4	0.6	2.5	2.0	6.5	5.4	7.7	19.6	19.5	18.3	21.0
O-78-145	2.1	2.4	0.6	2.0	2.5	6.2	5.1	8.2	19.5	19.1	17.8	21.5

(出典：JICA 調査団)

### (1) 経済性

経済性の評価点数を3倍に増加させると、最適電源構成はA-4D-023案となる。この案は、LNG火力設備量1.2GW+石炭火力設備量3.9GW+揚水式水力0GW+風力設備量1.0GW+太陽光設備量1.5GWであり、最適計画案の電源構成よりも石炭火力の比率が高く、LNG火力の比率が低い。

### (2) 環境性

環境性の評価点数を3倍に増加させると、最適電源構成はB-B3-184案となる。この案は、LNG火力設備量3.3GW+石炭火力設備量0.9GW+揚水式水力0.6GW+風力設備量4.0GW+太陽光設備量2.0GWであり、最適計画案の電源構成と比較すると、再生可能エネルギーとLNG火力の発電量が大幅に増加し、石炭火力の開発を取りやめている。

(3) エネルギーセキュリティ

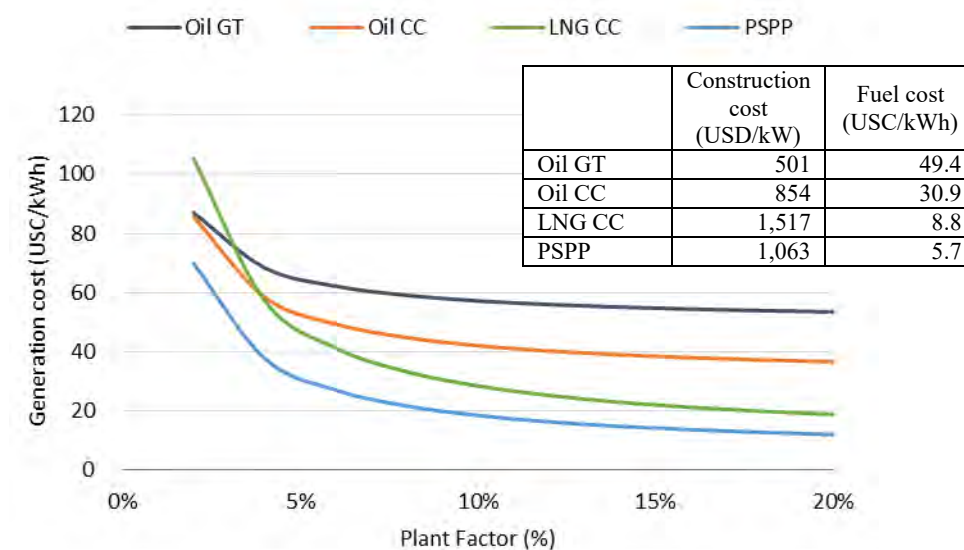
エネルギーセキュリティの評価点数を3倍に増加させると、C-6A-133案が最も評価が高くなる。この案は、最適計画案の電源構成と大きな違いはない。

## 7.4.7 揚水式水力の価値評価

### (1) 揚水式水力の価値

#### (a) 経済性

一般的に揚水式水力は、利用率が10%程度の低い領域に対応するピーク供給力として経済的であると言われている。利用率が低い領域における各種電源の発電原価を以下に示す。揚水式水力の揚水用動力は石炭火力が供給するとして計算しているが、風力の余剰電力を活用する場合には、揚水用動力費が不要となるため、さらに安くなる。



(出典：JICA 調査団)

図 7-30 各種ピーク供給力の発電原価比較

上図に示すように、揚水式水力は他のピーク供給力よりも経済的である。しかしながら、十分な経済性を確保するためには、以下の2つの条件を満たす必要がある。

- 安い揚水用動力が確保できること
- ピーク時間帯において常に供給力として期待できること

このように、揚水式水力の経済性は、需要の形状と発電設備の構成によって大きく変化する。

(b) エネルギーセキュリティ

各種ピーク対応型電源について、エネルギーセキュリティのうち、負荷変動対応力（アンシラリーサービス）の提供可否を以下に示す。

表 7-23 各種ピーク対応型電源の負荷変動対応力

	Frequency Control (Primary & Secondary reserve)		Stand-by operation (Secondary & Tertiary reserve)
	ピーク時	オフピーク時	
揚水式水力 (定速機)	◆ 可能	◆ 細かい調整は不可能（台数制御）	◆ 可能
揚水式水力 (可変速揚水機)	◆ 可能	◆ 可能（揚水運転時）	◆ 可能
貯水池式水力	◆ 可能	◆ 不経済（基本的に停止）	◆ 可能
蓄電池	◆ 可能	◆ 可能	◆ 可能
ガスタービン (GT)	◆ 可能	◆ 不経済（基本的に停止）	◆ 可能（水力より遅い）
他国からの 電力融通	◆ 可能	◆ 可能	◆ 可能（他国の状況に依存）
コンバインド (CC) 火力	◆ 可能だが、部分負荷での運転は不経済		◆ 可能（GT よりも遅い）

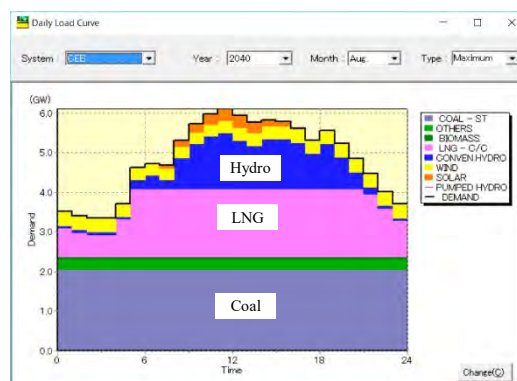
（出典：JICA 調査団）

ピーク対応型電源は、ほぼ同様の負荷変動対応力を持っているが、揚水式水力（可変速機）、蓄電池と他国からの電力融通だけがオフピーク時における周波数調整機能を持っている。オフピーク時において、貯水池式水力が周波数調整を行うことも可能であるが、マージナルコストが安い時間帯（オフピーク時）の運転は非常に不経済であり、基本的には停止している。なお、ガスタービンやコンバインド火力も周波数調整は可能であるが、水力に比較して対応速度がかなり遅くなる。

## (2) スリランカにおける揚水式水力の可能性

### (a) ピーク供給力として可能性

2040 年には需要形状は右図に示すように昼間にピークが発生し、ピーク時と同程度の需要が長い時間発生すると想定されている。スリランカ系統においては、2040 年においても十分な貯水池水力を保有しているため、ピーク時間帯の供給力は十分である。右図に示すように、一般水力はピークの需要形状を極力カットするように運転しており、一般水力の運転あてはめ後の需要形状を見るとピーク時間帯が 16 時間程度と非常に長くなっている。このため、夜間に揚水してその水で昼間に発電するという 1 日の運用を考慮すると、揚水式水力を導入しても、常時 100%の供給力を期待できることが難しい状況である。



(出典：JICA 調査団)

図 7-31 貯水池水力の運用状況

### (b) エネルギーセキュリティ面における負荷変動対応力

スリランカ系統においては、十分な貯水池式水力を保有しているため、ピーク時間帯の周波数調整は全く問題がない。しかしながら、オフピーク時の周波数調整は、現状では対応可能な電源が限られているため、経済的ではないが貯水池式水力を運転して対応している。今後、揚水式水力（可変速機）を導入し、オフピーク時に周波数調整を実施することにより、不経済な運用を強いられている貯水池式水力の運転を回避することが可能となる。しかしながら、安い揚水用動力がない場合には、揚水運転ができないため、オフピーク時に周波数調整機能を提供することができない。安い揚水用動力確保の可能性は、今後のオフピーク時の需要動向、石炭火力や風力の開発動向により大きく異なってくる。

### (c) 安い揚水用動力確保の可能性

再生可能エネルギーを大量に導入する場合における余剰発生量は図 7-23 に示したとおりである。この余剰分は、揚水式水力または蓄電池がない場合には、発電出力の抑制をする必要がある。風力の開発量が 2GW を超えると余剰が発生し始め、4GW の場合には余剰発生量が発生電力量の 5%に達する。一方、太陽光は開発量が 5GW を超えると余剰が発生し始め、7GW の場合には余剰発生量が発生電力量の 5%に達する。つまり、風力の開発量が 4GW 以上、または太陽光の開発量が 7GW 以上になると、多くの余剰が発生するため、安い揚水用動力の確保が可能となる。

石炭火力は、LNG 火力よりも燃料費が安いため、石炭火力を多く導入するケースでは、安い揚水用動力の確保が可能である。

## (3) 揚水式水力の最適開発量

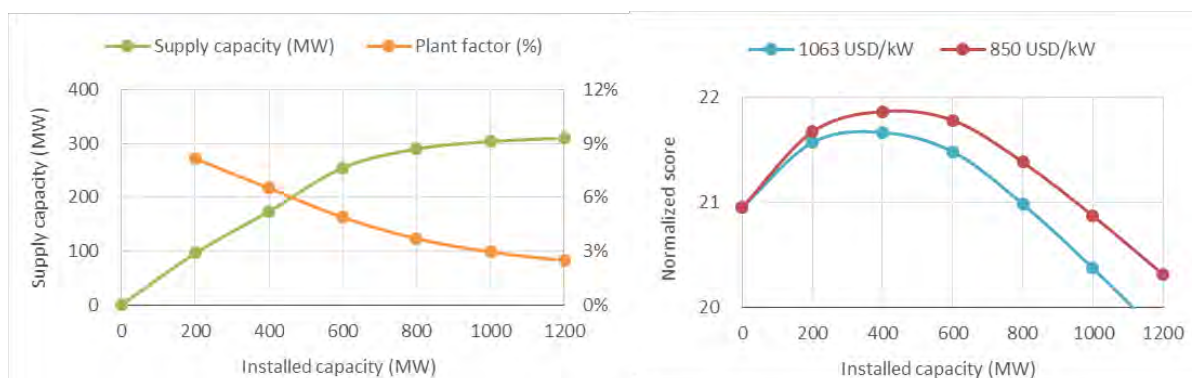
揚水式水力の最適開発量は、石炭火力や風力の開発動向により大きく異なってくるため、3つの電源構成案について、揚水式水力の最適開発量を検討した。検討方法としては、揚水式水力の



開発量増加に伴って、供給信頼度を満足することを前提に LNG コンバインドサイクル火力の開発量を減少させている。なお、揚水式水力の建設単価は、揚水式水力 MP 調査の結果最有力候補とされている Maha 3 地点の 1,063 USD/kW を使用したが、参考として建設単価が 20%低下した 850 USD/kW のケースも試算した。

(a) 各種燃料を組み合わせて開発する案

各種燃料を組み合わせて開発する案として、石炭火力 2.7GW、風力 2.0GW、太陽光 2.0GW のケースについて検討した結果を以下に示す。

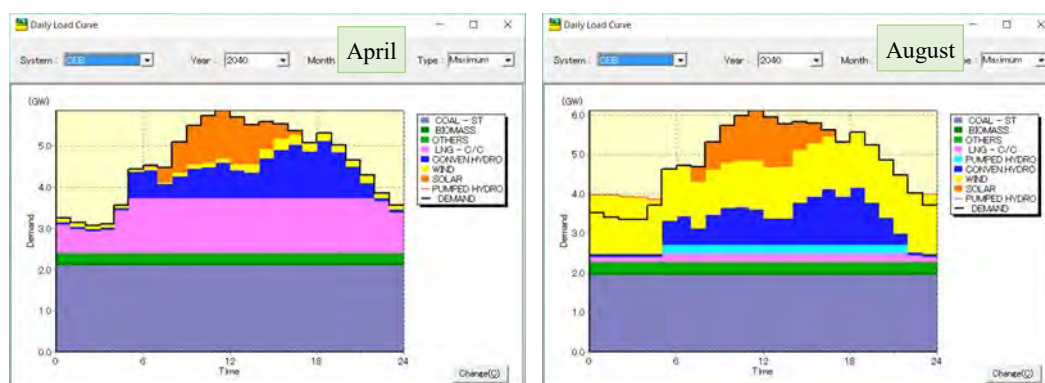


(出典：JICA 調査団)

図 7-32 揚水式水力の最適開発量（各種燃料を組み合わせて開発する案）

揚水式水力の開発に伴って増加する供給力は開発量の半分程度である。揚水式水力の開発量が 600MW 以下の場合には Plant Factor が 5%以上あり、安い揚水用動力がある程度あることを示している。正規化した点数で見ると揚水式水力を 400~600MW 程度開発する案が高い点数である。これは、揚水式水力の開発に伴って、経済性面では、供給力の増加分が少ないが 600MW 程度までは燃料費の削減効果があり、また、再生可能エネルギーの開発量が比較的多いため、エネルギーセキュリティ面における負荷変動対応力の価値が高くなっていくことによる。

4月と8月の最大需要日における運用状況を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

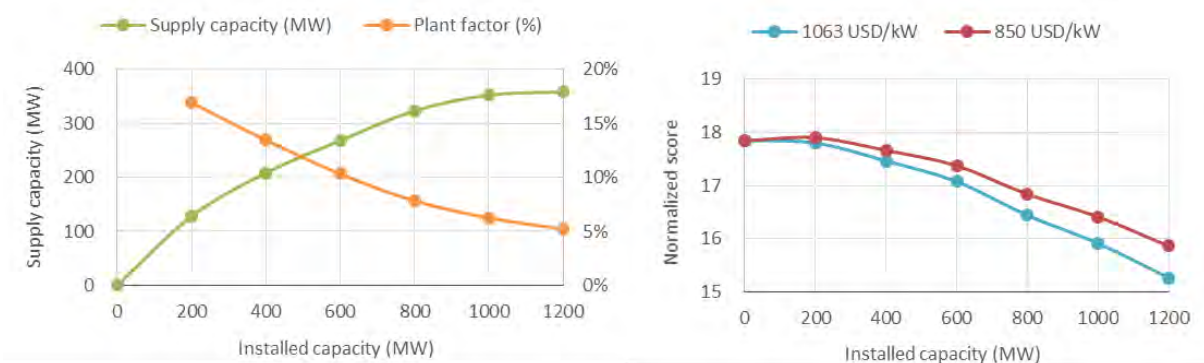
図 7-33 最大需要日における運用状況（各種燃料を組み合わせて開発する案）



4月では風力の発電量が非常に少なく安い揚水用動力がないため、揚水式水力の運転はほとんどない。一方、8月では風力の発電量が多いため、オフピーク時に余剰電力が発生し、その余剰分を利用して揚水している。ピーク時間帯は、揚水式水力は 250MW 程度の一定出力で 14 時間程度の運転を行っている。

(b) 石炭火力を多く開発する案

石炭火力を多く開発する案として、石炭火力 3.9GW、風力 0.5GW、太陽光 0.5GW のケースについて検討した結果を以下に示す。

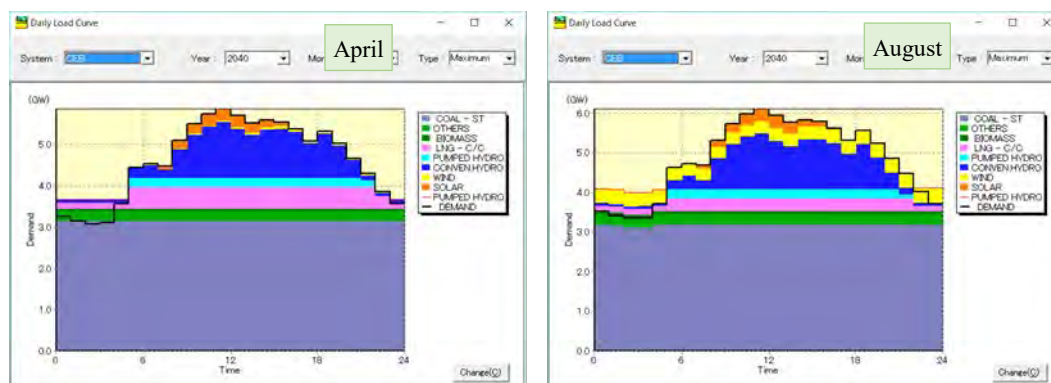


(出典：JICA 調査団)

図 7-34 揚水式水力の最適開発量（石炭火力を多く開発する案）

揚水式水力の開発に伴って増加する供給力は開発量の半分程度である。揚水式水力の開発量が 600MW 以下の場合には Plant Factor が 10%以上あり、安い揚水用動力が多くあることを示している。しかしながら、正規化した点数で見ると揚水式水力を開発しない方が高い点数である。これは、揚水式水力の開発に伴って、燃料費の削減効果はあるものの、供給力の増加分が少なく経済性面の価値が低くなっていくことに加えて、再生可能エネルギーの開発量が少ないため、エネルギーセキュリティ面における負荷変動対応力をあまり要求されていないことによる。

4月と8月の最大需要日における運用状況を以下に示す。



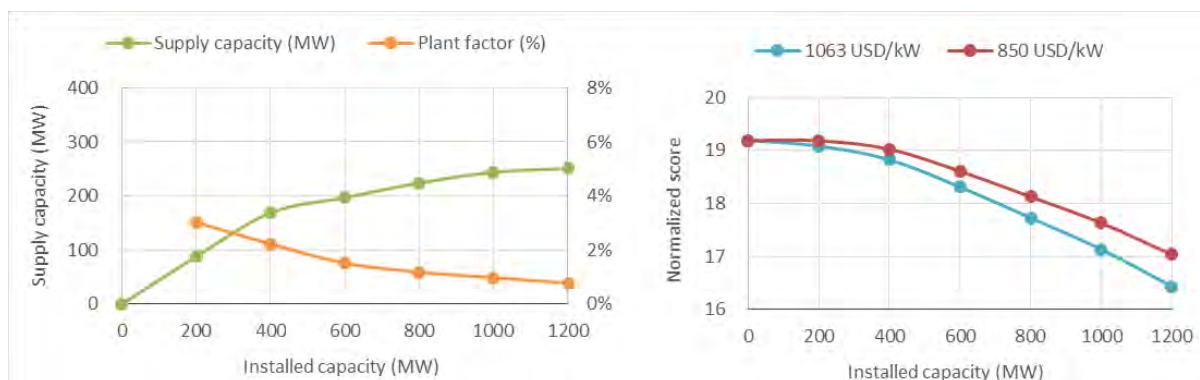
(出典：JICA 調査団)

図 7-35 最大需要日における運用状況（Scenario A）

4月と8月ではあまり大きな差はない。揚水式水力は250MW程度の一定出力で14時間程度の運転を行っている。

(c) 再生可能エネルギーを多く開発する案

再生可能エネルギーを多く開発する案として、石炭火力0.9GW、風力3.0GW、太陽光4.0GWのケースについて検討した結果を以下に示す。

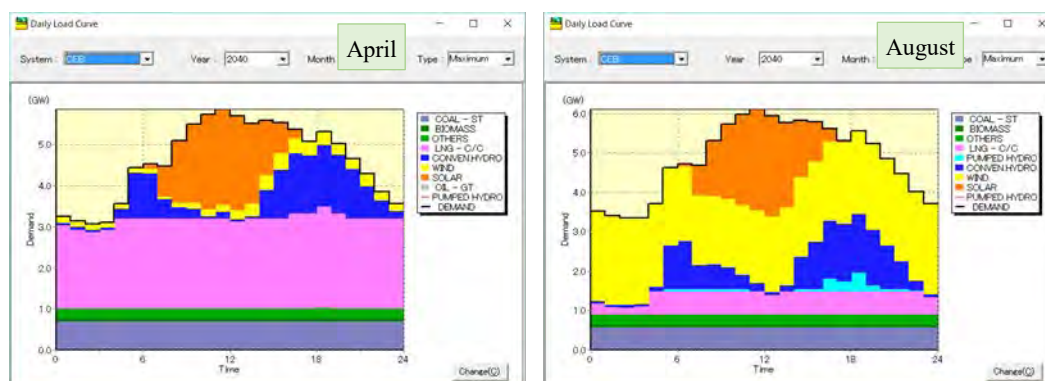


(出典：JICA 調査団)

図 7-36 揚水式水力の最適開発量（再生可能エネルギーを多く開発する案）

揚水式水力の開発に伴って増加する供給力は開発量の半分程度である。Plant Factorは3%以下であり、安い揚水用動力が非常に少ないことを示している。正規化した点数で見ると揚水式水力を開発しない方が高い点数である。再生可能エネルギーの開発量が多いため、エネルギーセキュリティ面における負荷変動対応力の価値は高いが、安い揚水用動力が非常に少ないため、揚水式水力の開発に伴って、経済性面の価値が低くなっていくことによる。

4月と8月の最大需要日における運用状況を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-37 最大需要日における運用状況（再生可能エネルギーを多く開発する案）

4月では風力の発電量が非常に少なく安い揚水用動力がないため、揚水式水力の運転は全くない。一方、8月では風力の発電量が多いため、休日などのオフピーク時に余剰電力が発生し、その余剰分を利用して揚水している。太陽光あてはめ後のピーク時間帯となる夕方に、揚水式水力の運転を行っている。

#### (4) 結論

##### (a) 昼間にピークが発生する需要の場合

揚水式水力の開発に伴って増加する供給力は開発量の半分程度しか期待できないため、ピーク供給力としての価値は高くない。また、ピーク時間帯と太陽光の発電時間が重なるため、太陽光の開発量が 5GW よりも少ない場合には、その発電量を貯蔵する必要がなく、揚水式水力の必要性はほとんどない。つまり、揚水式水力の最適開発量は石炭火力と風力の開発量に大きく依存する。

##### 1) 各種燃料を組み合わせる案

風力の開発量が 2GW であり、オフピーク時における負荷変動対応力としての価値は高い。石炭火力の開発も行っているため、風力の発電量が多い季節に多くの余剰が発生している。このため、揚水式水力の最適開発量は 400MW~600MW である。

##### 2) 石炭火力を多く開発する案

揚水式水力の開発に伴って、燃料費の削減効果は多少期待できるが、再生可能エネルギーの開発量が少ないため、負荷変動対応力としての価値は低い。このため、揚水式水力の最適開発量は 200MW 以下である。

##### 3) 再生可能エネルギーを多く開発する案

風力の開発量が 3GW であり、オフピーク時における負荷変動対応力としての価値は高い。しかし、石炭火力の開発がないため、余剰の発生量が非常に少なく、安い揚水用動力が期待できない。このため、揚水式水力の最適開発量は 200MW 以下である。

風力の開発量がさらに多くなって 4GW 以上になると、余剰の発生量が多くなり、安い揚水用動力が期待できるようになるため、揚水式水力の最適開発量は増加してくる。また、太陽光の開発量が 7GW 以上になると、同様に余剰の発生量が多くなり、安い揚水用動力が期待できるようになるため、揚水式水力の最適開発量は増加してくる。

##### (b) 現状と同様に 19 時ころに 2 時間程度ピークが発生する需要の場合

揚水式水力の開発量が 600MW 程度までは、開発量と同量の供給力が期待できるため、ピーク供給力としての価値が高くなる。また、ピーク時間帯と太陽光の発電時間が重ならないため、太陽光の開発量が多い場合には、19 時ころに発生する 2 時間程度のピークがより先鋭化し、揚水式水力の開発量が 600MW より多くなっても、開発量と同量の供給力が期待できる。このようにピーク供給力として期待できるため、いずれのケースにおいても、600MW 程度の揚水式水力の開発は妥当である。

##### (c) 蓄電池の可能性

蓄電池は揚水式水力と同様に余剰となる供給力を貯蔵することが可能である。また、負荷変動対応力は、揚水式水力よりもさらに早い対応が可能である。このように、蓄電池は揚水式水力と

ほぼ同等以上の機能を持っており、コストが揚水式水力と同程度であれば、上記の結論がそのまま当てはまる。しかしながら、現状の kWh 当たりのコストでは、揚水式水力の 3～5 倍程度であり、揚水式水力よりも経済性が大きく劣っている。今後、大量生産によるコストの低減が見込めるが、大きな技術的ブレークスルーがないと揚水式水力並みのコストまで低減するのは難しい状況である。なお、揚水式水力は意思決定から運転開始まで 10 年程度必要であるが、蓄電池では、意思決定から 2 年以内で運転開始が可能であることは大きなアドバンテージである。

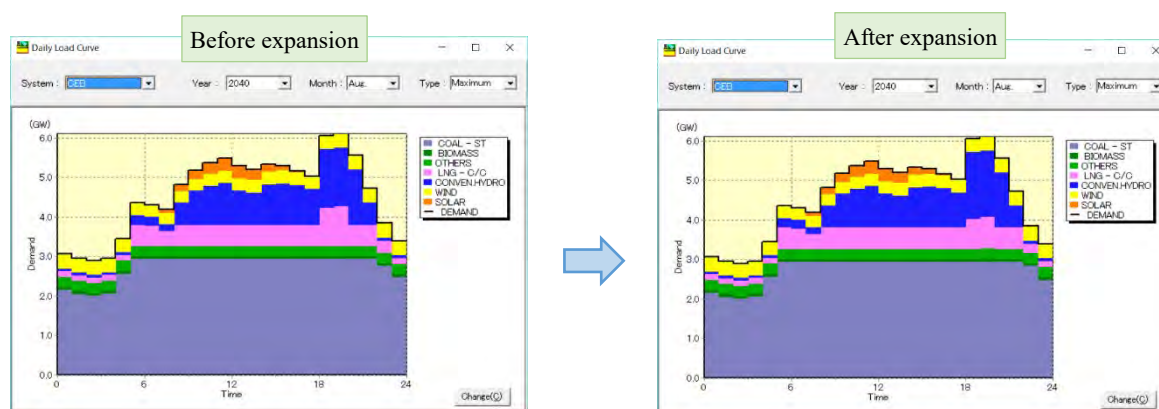
### 7.4.8 Victoria 水力増設計画の評価

Victoria 水力の増設計画は、既設発電所の隣接地に 114MW の発電機を 2 台併設して、228MW の出力増強を図る計画である。既設発電所と同様に Victoria 湖の貯水を利用して発電するため、電力量の増加分は洪水時における無効放流の回避分だけであり、年間 27GWh と見込まれている。毎月の使用可能水量によって発電可能時間は異なるが、平日に最大出力で 8 時間程度運転可能であるが、設備出力をほぼ倍増して、最大出力で 4 時間程度運転し、ピーク時間の 4 時間だけ供給力を増加する計画である。つまり、ピーク時間帯における供給力を増加し、ピーク時間帯における発電量を増加する目的であり、ピーク供給力として経済的であると考えられている。

2009 年に実施した FS 調査の結果によれば、建設工事費は、2008 年 10 月価格で USD 222 million と見込まれている。この工事費を基に発電原価を試算すると、利用率 5%相当で 35USC/kWh 程度であり、揚水式水力とほぼ同程度である。図 7-30 に示したように、増加する設備量と同量の供給力が期待できれば、Victoria 水力の増設計画はピーク供給力として経済的であるといえる。

しかしながら、前節でも示した通り、現状の需要想定で使用している需要形状では、ピーク時間として 10 時間以上の継続時間が求められるため、228MW の出力増強をしても供給力の増分はほとんどなく、Victoria 水力増設計画実施前後の状況はほとんど変化がないため、経済的とはいえない。

一方、現状と同様に 19 時ころに 2 時間程度ピーク需要が発生する形状の場合における Victoria 水力増設計画実施前後の状況を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-38 Victoria 水力増設計画の比較

ピーク時間として求められる継続時間が 2 時間程度であるため、228MW の出力増強をすると出力増強分と同程度の供給力の増分が得られ、その分 LNG 火力の開発量を抑制することができる。さらに、ピーク時間帯において、燃料費の高い火力の焼き減らしが可能となり、燃料費の削減効果も期待できるため、Victoria 水力の増設計画は経済的になる。

## 7.5 長期電源開発計画

### 7.5.1 長期電源開発計画策定の考え方

前節で示した以下の3つのシナリオについて、サンプルとして各年の開発計画を策定し比較検討を行う。

- (1) Scenario A : コストを重視するシナリオ案
- (2) Scenario B : CO<sub>2</sub>排出量を重視して再生可能エネルギーを優先開発するシナリオ案
- (3) Scenario C : 各種燃料を組み合わせて開発するシナリオ案

各シナリオの電源開発計画は、以下の考え方で策定する。

- 各年の電源構成比を目標年の電源構成比に近づけるように徐々に変化させる。
- 現実的な実行可能性（リードタイムなど）を考慮する。
- 各年の供給信頼度基準を満足させる。
- 既設設備の廃止計画、燃料転換計画は、改訂版 LTGEP に合わせる。

#### (1) Scenario A : コストを重視するシナリオ案

供給原価をなるべく低下させることを目的に、2040年のシナリオとしてA-4D-023案を選択する。2016年以降の開発量は、石炭火力3.0GW、LNG火力0.9GW、風力0.9GW、太陽光1.5GWである。

#### (2) Scenario B : CO<sub>2</sub>排出量を重視して再生可能エネルギーを優先開発するシナリオ案

エネルギーセキュリティ面も考慮しつつ、なるべく多くの再生可能エネルギーを導入することを目的に、2040年のシナリオとしてB-B3-184案を選択する。2016年以降の開発量は、LNG火力3.0GW、風力3.9GW、太陽光2.0GW、揚水式水力0.6GWである。なお、石炭火力の追加開発は全く行わない。

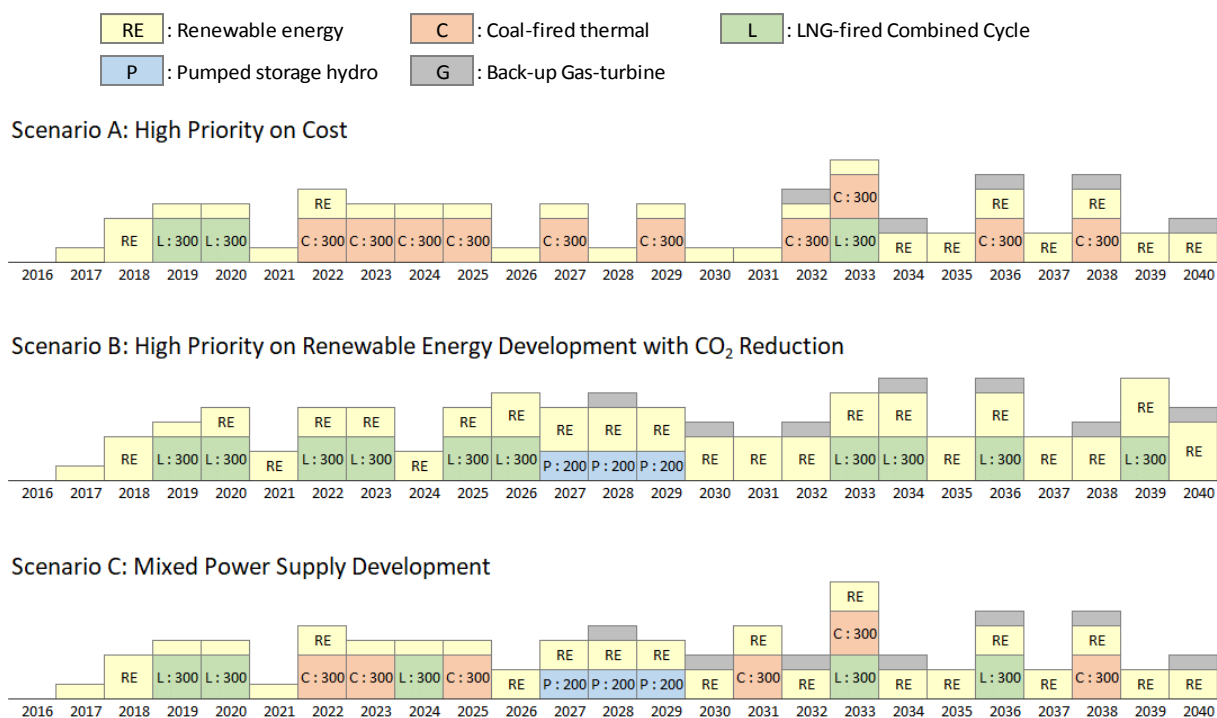
#### (3) Scenario C : 各種燃料を組み合わせて開発するシナリオ案

経済性、環境性、エネルギーセキュリティの3項目にバランスのとれた計画を策定することを目的に、2040年のシナリオとしてO-69-144案を選択する。2016年以降の開発量は、LNG火力1.5GW、石炭火力1.8GW、風力1.9GW、太陽光2.0GW、揚水式水力0.6GWである。

## 7.5.2 各シナリオ案の比較

### (1) 開発計画の比較

前節の考え方に基づいて策定した開発計画の比較を以下に示す。



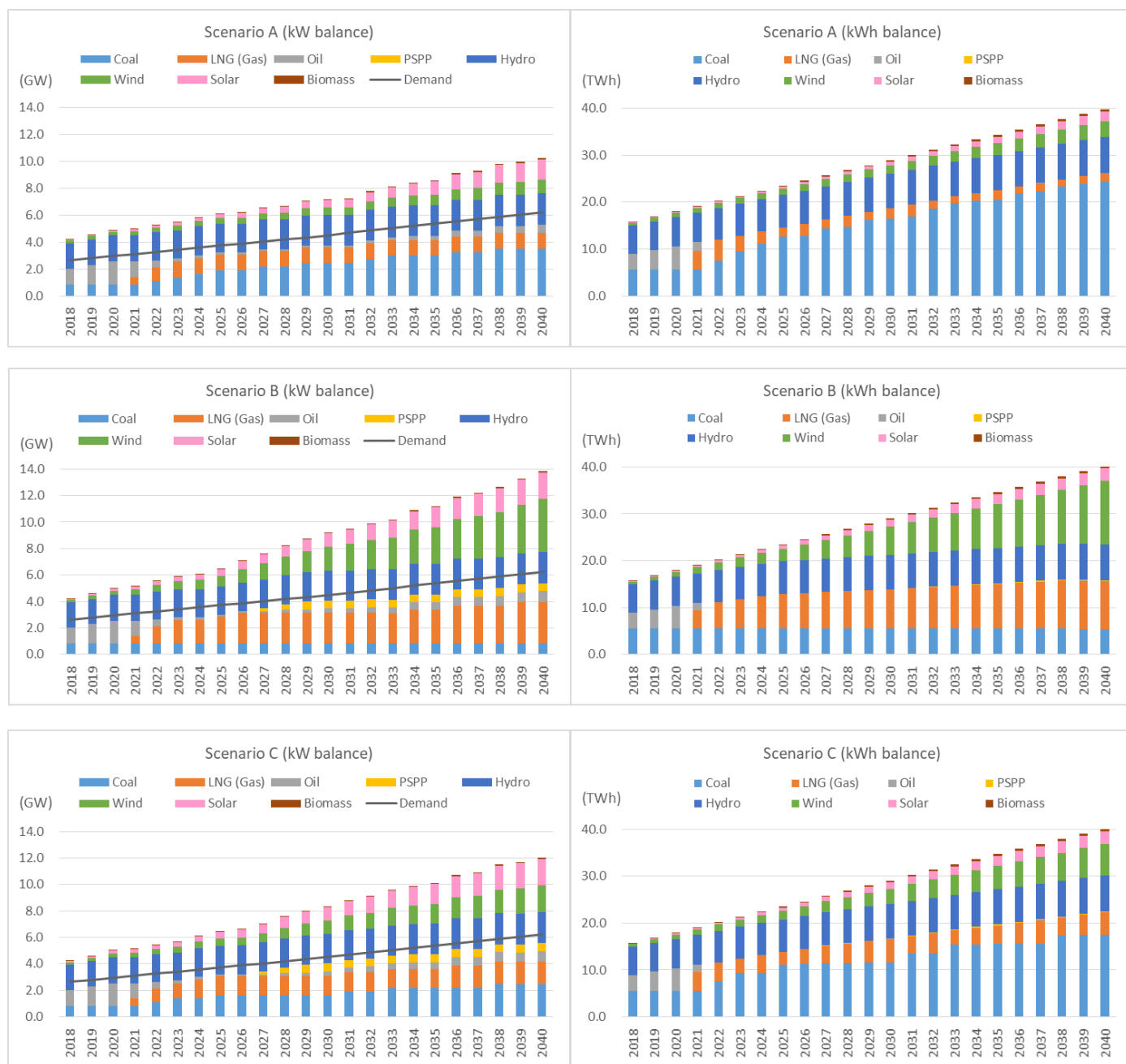
(出典：JICA 調査団)

図 7-39 各シナリオの開発計画案

2020 年までは再生可能エネルギーを除いて、どのシナリオでも同じ計画にしている。なお、2019 年と 2020 年の LNG 火力は、運転開始当初は石油燃料を使用し、2021 年に LNG に燃料転換する。



各シナリオの設備量年度推移と発電電力量年度推移を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-40 設備量と発電電力量の比較

再生可能エネルギー（太陽光、風力）の開発量が多い Scenario B では、他のシナリオに比較して全体設備量が多くなっており、最大需要に対して2倍以上の設備量となっている。

上記の開発計画案は、各種電源の開発計画を示したものであり、具体的な地点は特定していない。しかしながら、送電系統開発計画を実施するためには立地地域の特定が必要である。電源開発計画と送電系統開発計画を一体として経済的な計画を目指すために、以下の考え方により立地

地域を特定する。なお、石炭火力と LNG 火力については、標準的な 1 発電所の容量を 1,200MW (300MW 機 4 台) としている。

(a) 石炭火力

立地可能地点としては、東部地区と南部地区である。どちらの地区も 1,200MW 程度の開発を実施する場合には、新規に 400kV 送電線の建設が必要となる。東部地区の送電線については、東部地区の需要増に対応して、近い将来 220kV 送電線の建設が必要となる。東部地区において石炭火力の開発を実施するのであれば、あらかじめ 400kV 設計で建設しておくことにより、発電所の運転開始時に必要となる送変電設備投資額は少なくて済むことになる。この点を考慮して、東部地区の開発を優先する。

(b) LNG 火力

立地可能地点としては、コロンボ地区と南部地区であるが、いずれにしても新規に LNG 供給設備の建設が必要となる。新規に建設する LNG 供給設備の運用効率を上げるためには、既設設備を LNG 焚きに燃料転換して多くの LNG を使用するのが有効である。このため、コロンボ地区の Kerawalapitiya を優先して開発する。

(c) 揚水式水力

立地可能地点は、山岳地帯であるため、中央部にならざるを得ない。

(d) 再生可能エネルギー

小水力は、現状と同様に中央部を中心に開発が進むと考えられる。風力は、主として、風況が良く高い利用率が確保できる Mannar 地区における開発が進むが、比較的風況の良い Puttalam 地区や北部地区においても開発が進むものと考えられる。太陽光は、主として、豊富な日射量が確保できる南部地区や南東部地区における開発が進むが、その他の地区でも少量の開発は進むものと考えられる。

地域ごとの導入比率を以下に示す。

表 7-24 再生可能エネルギーの地域別導入比率

	M Hydro	Wind	Solar	Biomass
North		15%	15%	
Mannar		50%	5%	10%
North East		5%	10%	20%
Puttalam		20%	5%	15%
West	15%		10%	10%
Central	78%	5%	10%	30%
South	7%	5%	25%	10%
South East			20%	5%
	100%	100%	100%	100%

(出典：JICA 調査団)

詳細な開発計画の比較を以下に示す。既設設備の廃止計画、燃料転換計画は、どのシナリオでも同じ計画にしている。

表 7-25 Scenario A の開発計画

						(MW, hours)	
	Hydro	Coal	LNG (Gas)	Oil	LOLE		
2015	1377	900	0	1121			
2016					16.87		
2017				Diesel (South) 170	12.45		
2018	Broadland 35 Uma Oya 120			Gas Turbine 70 Asia Power (49) Kelanitissa GT (68)	24.71		
2019				Gas Turbine 35 C/C (Colombo) 300 Sapugaskanda (72)	16.42		
2020	Thalpitigala 15			C/C (Colombo) 300 Northern Power (30)	9.03		
2021			C/C (Colombo) 300 C/C (Colombo) 300	C/C (Colombo) (300) C/C (Colombo) (300)	26.41		
2022	Moragolla 31 Seethawaka 20 Gin Ganga 20	Coal (East) 300	West coast C/C 300 KPS C/C 165	Diesel (South) (170) West coast C/C (300) KPS C/C (165)	23.38		
2023		Coal (East) 300	KPS-2 C/C 163	AES C/C (163) Gas Turbine (115) Sapugaskanda (36)	21.52		
2024		Coal (East) 300			11.80		
2025		Coal (East) 300		Sapugaskanda (36) Barge power (60)	9.45		
2026					26.42		
2027		Coal (South) 300			13.25		
2028					15.43		
2029		Coal (South) 300			6.15		
2030					11.36		
2031					25.26		
2032		Coal (South) 300		GT 100	8.93		
2033		Coal (South) 300	C/C (Colombo) 300 KPS-2 C/C (163) KPS C/C (165)		5.79		
2034				GT 100	11.07		
2035					18.08		
2036		Coal (East) 300		GT 100	8.40		
2037					15.18		
2038		Coal (East) 300		GT 100	7.33		
2039				Chunnakam (27)	12.73		
2040				GT 100	23.47		

<再生可能エネルギー>

															(MW)
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M-hydro	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Wind	0	10	50	50	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Solar	0	40	20	20	20	40	40	40	40	40	50	50	50	50	50
Biomass										20					20
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total				
M-hydro	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	400				
Wind	30	30	30	50	50	50	50	50	50	50	880				
Solar	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1500				
Biomass					20					20	80				

(出典：JICA 調査団)

表 7-26 Scenario B の開発計画

(MW, hours)

	Hydro	Coal	LNG (Gas)	Oil	LOLE
2015	1377	900	0	1121	
2016					16.87
2017				Diesel (South) 170	12.45
2018	Broadland 35 Uma Oya 120			Gas Turbine 70 Asia Power (49) Kelanitissa GT (68)	24.27
2019				Gas Turbine 35 C/C (Colombo) 300 Sapugaskanda (72)	15.36
2020	Thalpitigala 15			C/C (Colombo) 300 Northern Power (30)	8.04
2021			C/C (Colombo) 300 C/C (Colombo) 300	C/C (Colombo) (300) C/C (Colombo) (300)	19.18
2022	Moragolla 31 Seethawaka 20 Gin Ganga 20		C/C (Colombo) 300 West coast C/C 300 KPS C/C 165	Diesel (South) (170) West coast C/C (300) KPS C/C (165)	17.19
2023			C/C (Colombo) 300 KPS-2 C/C 163	AES C/C (163) Gas Turbine (115) Sapugaskanda (36)	15.25
2024					36.96
2025			C/C (South) 300	Sapugaskanda (36) Barge power (60)	24.49
2026			C/C (South) 300		11.10
2027	PSPP 200				13.82
2028	PSPP 200			GT 100	6.81
2029	PSPP 200				7.88
2030				GT 100	12.62
2031					16.15
2032				GT 100	23.86
2033			C/C (South) 300 KPS-2 C/C (163) KPS C/C (165)		41.74
2034			C/C (South) 300	GT 100	19.15
2035					25.34
2036			C/C (Colombo) 300	GT 100	9.92
2037					17.15
2038				GT 100	26.78
2039			C/C (Colombo) 300	Chunnakam (27)	13.58
2040				GT 100	17.28

<再生可能エネルギー>

(MW)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M-hydro	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Wind	0	10	50	50	70	100	100	100	100	100	200	200	200	200	200
Solar	0	40	50	50	50	50	50	50	60	100	100	100	100	100	100
Biomass										20					20
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total				
M-hydro	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	400				
Wind	200	200	200	200	200	200	200	200	300	300	3880				
Solar	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	2000				
Biomass						20				20	80				

(出典：JICA 調査団)

表 7-27 Scenario C の開発計画

(MW, hours)

	Hydro	Coal	LNG (Gas)	Oil	LOLE
2015	1377	900	0	1121	
2016					16.87
2017				Diesel (South) 170	12.45
2018	Broadland 35 Uma Oya 120			Gas Turbine 70 Asia Power (49) Kelanitissa GT (68)	24.27
2019				Gas Turbine 35 C/C (Colombo) 300 Sapugaskanda (72)	15.36
2020	Thalpitigala 15			C/C (Colombo) 300 Northern Power (30)	8.04
2021			C/C (Colombo) 300 C/C (Colombo) 300	C/C (Colombo) (300) C/C (Colombo) (300)	20.28
2022	Moragolla 31 Seethawaka 20 Gin Ganga 20	Coal (East) 300	West coast C/C 300 KPS C/C 165	Diesel (South) (170) West coast C/C (300) KPS C/C (165)	17.38
2023		Coal (East) 300	KPS-2 C/C 163	AES C/C (163) Gas Turbine (115) Sapugaskanda (36)	17.09
2024			C/C (Colombo) 300		9.46
2025		Coal (East) 300		Sapugaskanda (36) Barge power (60)	6.80
2026					17.60
2027	PSPP 200				27.50
2028	PSPP 200			GT 100	11.51
2029	PSPP 200				14.64
2030				GT 100	23.48
2031		Coal (East) 300			9.11
2032				GT 100	15.66
2033		Coal (South) 300	C/C (Colombo) 300 KPS-2 C/C (163) KPS C/C (165)		9.74
2034				GT 100	17.03
2035					23.60
2036			C/C (South) 300	GT 100	10.15
2037					15.55
2038		Coal (South) 300		GT 100	7.92
2039				Chunnakam (27)	17.19
2040				GT 100	22.84

<再生可能エネルギー>

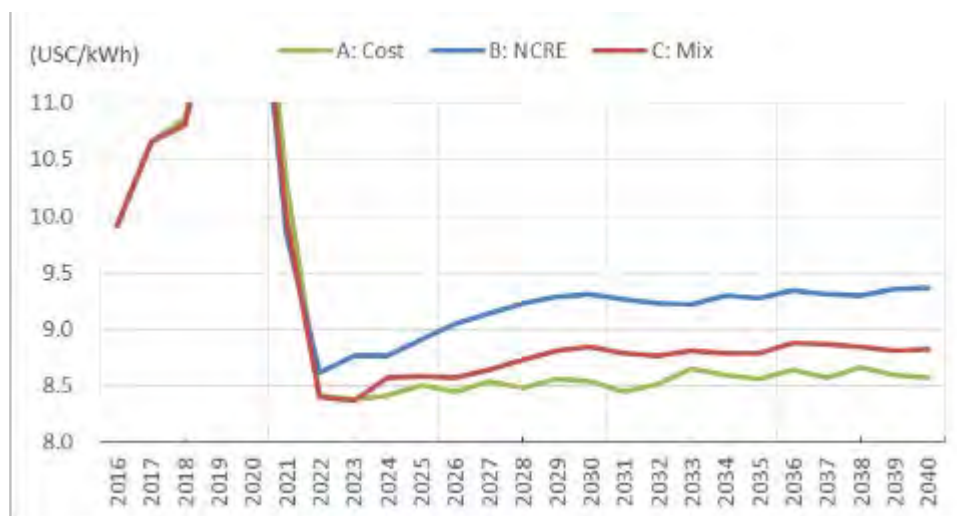
(MW)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M-hydro	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Wind	0	10	50	50	70	50	50	50	50	50	50	100	100	100	100
Solar	0	40	50	50	50	50	50	50	60	100	100	100	100	100	100
Biomass										20					20
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total				
M-hydro	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	400				
Wind	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1880				
Solar	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	2000				
Biomass					20					20	80				

(出典：JICA 調査団)

## (2) 発電原価の比較

各年の発電原価の比較を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-41 発電原価の比較

石炭火力は発電原価が安いいため、石炭火力の開発に伴って発電原価が安くなる。発電原価の比較を見ると、コストを優先する Scenario A が石炭火力の開発を優先するため最も安く、再生可能エネルギーを優先開発する Scenario B が最も高い。各種電源を組み合わせる Scenario C は Scenario A より若干高い。2022 年以降の原価を 2016 年の原価（平年並みの水力発電量が期待できた場合）と比較すると、すべてのシナリオにおいて安くなるが、特に Scenario A と Scenario C では 1 USC/kWh 程度安くなる。

なお、2019 年と 2020 年は、新規開発するコンバインドサイクルが石油を燃料として運転するため、13 USC/kWh 程度の原価になる。

2016 年から 2040 年における 25 年間の経費の現在価値（2015 年価格）を比較すると、以下の通りとなる。2020 年までの原価は Scenario 間でほとんど差がない上に高いため、割り戻し金利が小さい方が Scenario 間の違いが鮮明になり、全体コストも安くなる。

表 7-28 25 年間の経費の現在価値（2015 年価格）比較

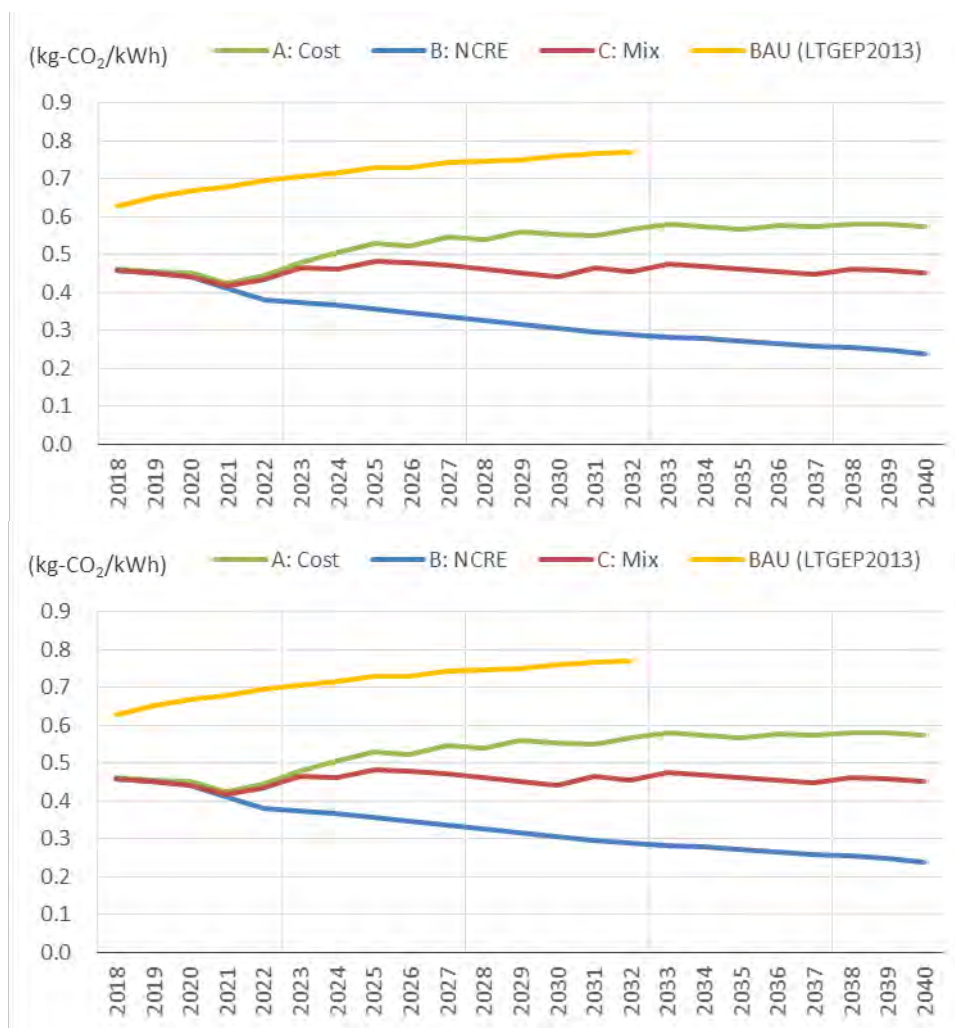
	Discount rate = 10%		Discount rate = 5%	
	million USD	USC/kWh	million USD	USC/kWh
Scenario A	18,714	9.45	31,133	9.18
Scenario B	19,371	9.78	32,606	9.61
Scenario C	18,852	9.52	31,510	9.29

(出典：JICA 調査団)

詳細なコスト比較（CEB の財務状況比較）については、第 12 章にて実施する。

### (3) CO<sub>2</sub>排出量の比較

各年のCO<sub>2</sub>排出量の比較を以下に示す。<sup>33</sup>



(出典：JICA 調査団)

図 7-42 CO<sub>2</sub>排出量の比較

kWh当たりのCO<sub>2</sub>排出量は、2020年までは再生可能エネルギーの開発に伴って緩やかに減少していき、2020年には0.4 kg-CO<sub>2</sub>/kWh程度まで減少する。再生可能エネルギーを優先開発するScenario Bでは、その後も徐々に減少を続け、2040年には0.24 kg-CO<sub>2</sub>/kWh程度に到達する。CO<sub>2</sub>排出量は、2020年までは年間7,000 kton-CO<sub>2</sub>程度で横ばいで推移し、その後若干増加するが、2040年には10,000 kton-CO<sub>2</sub>程度であり、大きな増加はない。

一方、コストを優先するScenario Aは、2021年以降徐々に上昇していき、2040年にはkWh当たりのCO<sub>2</sub>排出量が0.6 kg-CO<sub>2</sub>/kWh程度になる。CO<sub>2</sub>排出量は、着々と増加していき、2040年には、現状レベルの3倍程度に相当する23,000 kton-CO<sub>2</sub>まで増加する。

<sup>33</sup> 2016年は、深刻な渇水の影響を受けて火力発電量が大幅に増加したため、年間のCO<sub>2</sub>排出量が11,895.8 kton-CO<sub>2</sub>であり、kWh当たりの排出量は0.8199 kg-CO<sub>2</sub>/kWhで非常に高かった。

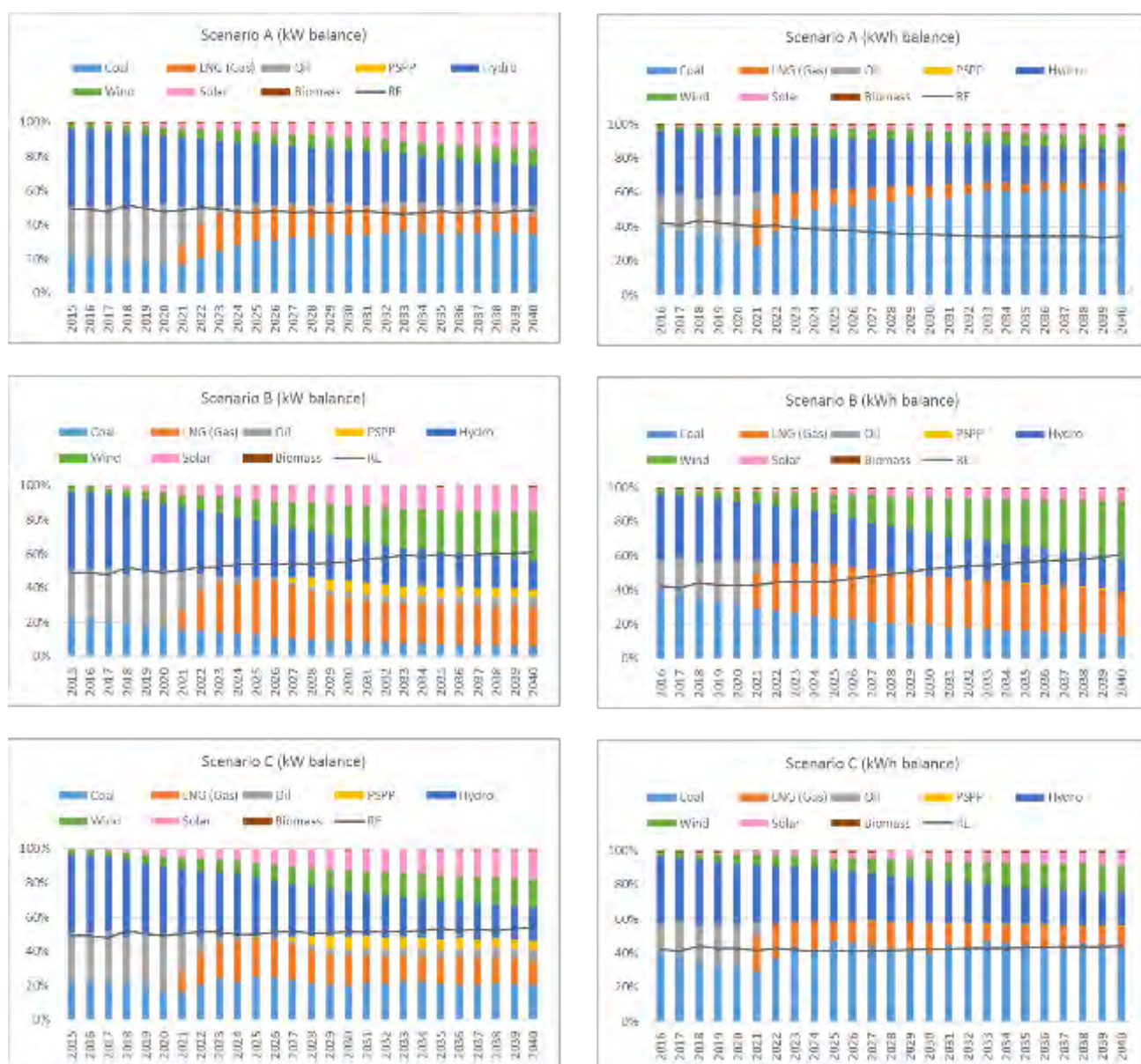


各種電源を組み合わせる Scenario C は両者の中間に位置し、kWh 当たりの CO<sub>2</sub> 排出量は、現状と同レベルで推移する。

2016年9月に Ministry of Mahaweli Development and Environment が提出した Nationally Determined Contributions (NDC) によると、エネルギーセクターでは、温室効果ガス排出量を 2030 年までに成り行き排出量 (BAU) 比で 20%削減すると宣言している。なお、成り行き排出量は 2013 年 10 月に発表された LTGEP2013-2032 に基づいている。すべてのシナリオにおいて、BAU 比で 30%以上の削減となっており、約束草案に掲げた目標値は十分にクリアしている。

#### (4) 電源構成比率の比較

各年の電源構成比率の比較を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

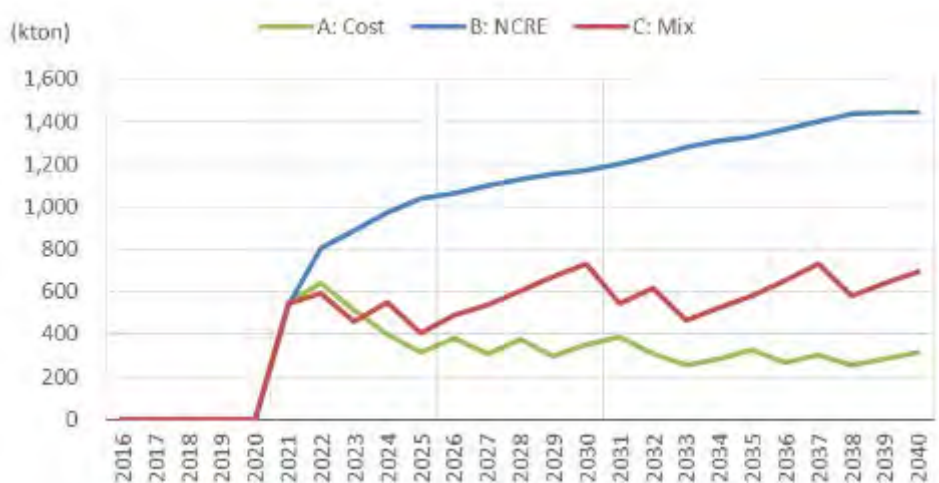
図 7-43 電源構成比率の比較

コストを優先する Scenario A では、石炭火力の構成比率が徐々に増加していき、2040 年には電力量比率で 61%に達する。一方、再生可能エネルギーを優先開発する Scenario B では、石炭火力の構成比率は徐々に減少し、2040 年には電力量比率でも 14%まで減少する。

再生可能エネルギーの構成比率は、どのシナリオでも 2020 年までは設備量比率で 50%程度、電力量比率で 45%程度である。再生可能エネルギーを優先開発する Scenario B では、その後徐々に増加し、2040 年には、設備量比率で 61%、電力量比率で 60%に達する。一方、コストを優先する Scenario A では、2021 年以降、設備量比率はほとんど変化ないが、電力量比率ではわずかに低下し、2040 年には 34%になる。各種燃料を組み合わせる Scenario C は両者の中間に位置し、2040 年における設備量比率では、54%まで増加するが、電力量比率では現状とほぼ同程度である。

### (5) LNG 燃料消費量の比較

各年の LNG 燃料消費量の比較を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-44 LNG 燃料消費量の比較

2021 年から LNG 燃料の導入が始まり、導入当初は、年間 0.6 百万トン程度である。LNG 価格は石炭価格よりも高いため、石炭火力の開発に伴って消費量が減少する傾向にある。再生可能エネルギーを優先開発する Scenario B では、石炭火力の開発を一切行わないため、LNG 燃料消費量は徐々に増加し、2040 年には年間 1.4 百万トン程度に達する。

### 7.5.3 推奨案

調査団としては、経済性、環境性、エネルギーセキュリティの 3 つの視点を総合的に判断し、Scenario C による開発を推奨する。

## 7.6 カーボンニュートラルの可能性

スリランカ政府が発表する予定の National Energy Policy and Strategies of Sri Lanka によると、2050年にはカーボンニュートラル<sup>34</sup>を実現することを目標にしている。カーボンニュートラルを実現するために、すべての電力需要に対して 100%再生可能エネルギーで供給することの可能性について、技術的な見地から試算を実施した。

### 7.6.1 品質の高い電力を供給するための条件

#### (1) 需給バランスの確保

再生可能エネルギーのうち、太陽光と風力は、出力可能な時間帯が限られているが、電力供給においては、常に需要と供給力のバランスを確保する必要がある。このため、再生可能エネルギーの大量導入時においては、電力貯蔵設備（蓄電池または揚水式水力）の設置が不可欠である。

#### (2) 周波数調整機能

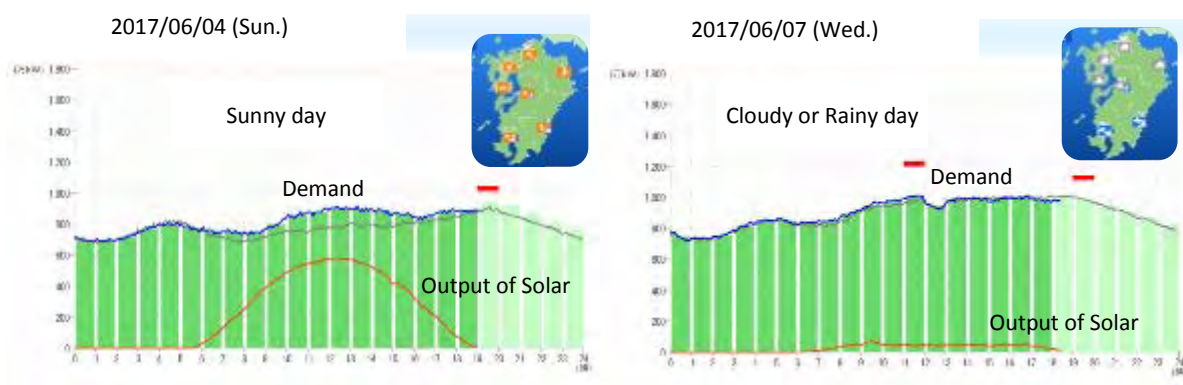
太陽光と風力は、天候によりその出力が変動するため、需要と供給のバランスが崩れて周波数が変動する恐れがある。一方、蓄電池は充放電する量を調整することにより需要と供給のバランスを常に一定に保つ機能を持っているため、周波数調整機能用の設備を別に用意する必要はない。しかしながら、太陽光も蓄電池も直流から交流を作り出しているため、基準となる周波数を設定できる発電設備が必要となる。具体的には、直接系統に交流の電力を供給できる回転機（特に、Victoria や Kotmale などの大容量水力発電機）を数台常に運転している必要がある。

#### (3) 供給予備力

天候の変化により太陽光や風力の出力が減少した場合でも、常に電力需要を満足させる供給力として、供給予備力を確保しておくことが必要となる。供給予備力の必要量を検討するため、スリランカの 56%に匹敵する面積（36,749km<sup>2</sup>）を持つ日本の九州地区において、太陽光の出力が天候によりどの程度影響を受けるのかを調査した。

<sup>34</sup> 何かを生産したり、一連の人為的活動を行った際に、排出される二酸化炭素と吸収される二酸化炭素が同じ量である、という概念。（Wikipedia による。）

日本の九州地区における太陽光の発電実績を以下に示す。



(出典 : [http://www.kyuden.co.jp/power\\_usages/pc.html](http://www.kyuden.co.jp/power_usages/pc.html))

図 7-45 九州地区の太陽光発電実績

九州地区では、2017年6月現在7GW程度の太陽光発電設備が導入されている。全域にわたって晴れの日には、最大6GW程度の発電量となっている。しかしながら、全域にわたって曇りまたは雨の日の発電量は1GW以下になっている。このように、太陽光の供給力は、その日の天候に大きく左右される。

スリランカの国土は九州の2倍程度あるため、全国一斉に昼間中曇りまたは雨で太陽光の出力が得られないという可能性は低いが、予備の電力貯蔵設備がない場合には、昼夜を問わず多くの需要家に電力を供給できない事態となる。このような事態を避けるため、平均出力の20%程度しか供給力が得られない日が5日間程度継続した場合においても、電力供給が可能なように予備の電力貯蔵設備を設置する。

#### (4) 送変電設備の増強

太陽光発電設備と蓄電池は全国に分散配置されるため、通常は、各地域で需要と供給のバランスをとることにより、地域間の送電線に大きな電力が流れることはない。しかしながら、ある特定の地域のみが晴れている場合には、その地域から全系に向けて大きな潮流が流れることになる。このため、全国に400kVの系統を整備し、地域間の連系を強化する必要がある。

## 7.6.2 試算の条件

### (1) 電力需要

2050年における電力需要は7.5GW、48.0TWh、2040年と同様に昼ピークとする。

### (2) 再生可能エネルギーの引き取り価格

2040年の検討に使用した価格と同様であり、以下に再掲する。

表 7-29 再生可能エネルギーの引き取り価格

	(USC/kWh)
Biomass	14.1
Solar	6.0
Wind	7.4
Mini-hydro	7.3

(出典：JICA 調査団)

### (3) 電力貯蔵設備のコスト

電力貯蔵設備として蓄電池と揚水式水力を考える。蓄電池は、種類によって電力貯蔵可能時間が異なるため、一般的には kWh 当たりの建設単価を使用しているが、揚水式水力と同様に電力貯蔵可能時間が6時間の場合を想定してコスト比較を実施した。その結果を以下に示す。

表 7-30 電力貯蔵設備のコスト

	Battery	PSPP
Construction cost	3,000 USD/kW	1,000 USD/kW
Life	10 years	40 years
O&M expense	5 USD/kW/year	5 USD/kW/year
Storage Efficiency	80%	70%
Life time cost	56.3 USC/kWh	15.9 USC/kWh

注：Life time cost は利用率10%における値であり、余剰電力を貯蔵するため、電力貯蔵に係るコストは0とした。

(出典：JICA 調査団)

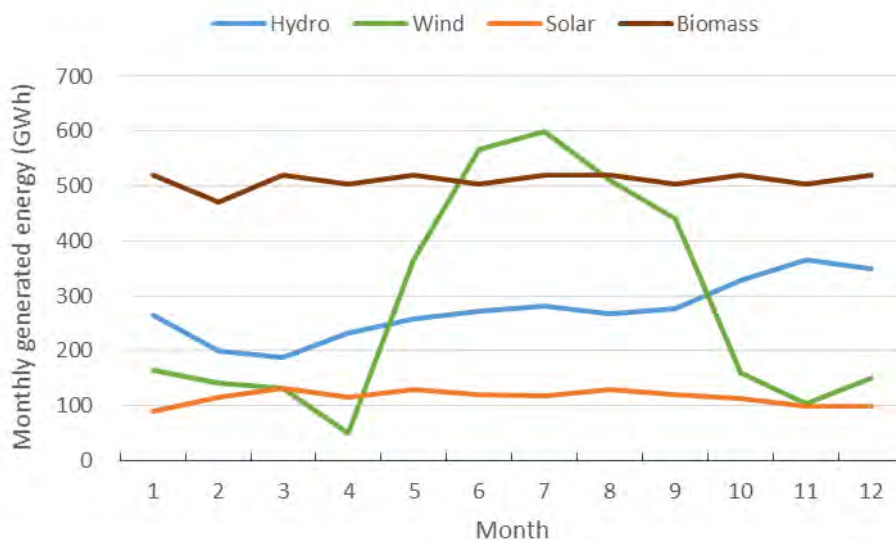
蓄電池の価格は、現状で最も安い価格であり、実際の流通価格は1,000 USD/kWh程度（6時間電力貯蔵可能な場合には6,000 USD/kWh）で取引されている例もある。

なお、揚水式水力は地形の制約を考慮して、最大可能開発量を5GWとする。



#### (4) 再生可能エネルギーの季節間変動

各再生可能エネルギー1GW 当たりの月間発電量を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-46 再生可能エネルギーの月間発電量

上記に示した各再生可能エネルギーの季節変動と将来の開発ポテンシャル量を踏まえて、カーボンニュートラルを実現するための主力電源としての可能性を評価すると以下の通りとなる。

##### (a) 風力

風力は、季節間の変動が非常に大きく、6月～8月に発生する電力を蓄電池に貯蔵して各月の発電量を均等化させるためには、1GWの風力に対して1,000GWh以上の多量の蓄電池が必要となる。この場合、基本的には蓄電池は1年に1回しか充放電できないため、非常に非効率であり、蓄電池の貯蔵コストを考慮すると現実的ではない。<sup>35</sup>

##### (b) 水力

水力は、貯水池により電力の貯蔵が可能であるため、風力の発電量が多い季節に発電を停止して貯水し、風力の発電量が少ない時期に発電するのが電力セクターから見ると効率的である。しかしながら、貯水池の水は、主として灌漑の用途に使われているため、供給力が不足する季節に優先的に発電することはできない。また、すでに多くのポテンシャルが開発されているため、将来の主力電源としては期待できない。

##### (c) 太陽光

太陽光は、季節間の変動が小さく、全国にポテンシャルがあるため、カーボンニュートラルを実現するための主力電源として最も有望である。しかしながら、11月～1月の期間が他の月

<sup>35</sup> 風力の発電量が少ない11月～4月の期間、電力不足分のすべてを蓄電池で供給する必要があるため、10,000 GWhを超える蓄電池が必要となる。その投資額は蓄電池コストが現状の半額になったとしても3,000 billion USD程度となり、供給原価は500 USC/kWhを超える。

よりも若干少ないため、太陽光を大量に導入した場合には、11月～1月の需給バランスが相対的にひっ迫することが予測される。

(d) バイオマス

バイオマスは、燃料の確保が可能であれば常に一定量の発電が可能であり、また、給電運用者の指令により出力をある程度調整することが可能である。このため、燃料の確保が可能であれば、カーボンニュートラルを実現するための主力電源として有望である。しかしながら、現時点で農業残渣物の多くはすでに発電をはじめとして種々の用途に使われているとともに、供給時期が収穫期に限定されるため、農業残渣物を安定的な燃料として期待することは難しい状況である。このため、遊休地や雑木林をバイオマス発電用燃料となる木を生産する林として整備し、燃料木材を生産する事業を立ち上げることにより、安定的な燃料供給を確保することが必要となる。

再生可能エネルギーマスタープランによると、バイオマス発電用燃料となる木を生産する林を整備する場合、ココナッツなど単一の植物を栽培する場合でも1MWあたり500ha(5km<sup>2</sup>)<sup>36</sup>の敷地面積が必要であると見込まれている。つまり、1GWのバイオマス発電を実現するためには、5,000km<sup>2</sup>(国土面積の約8%に相当)の敷地が必要であり、現実的な国土の有効利用を考慮すると、1GW以上のバイオマス発電を期待するのは難しい。

(5) 各種電源の設備量

上記の状況を踏まえ、太陽光を主力電源とし、その他の再生可能エネルギーの設備量を以下のように設定する。なお、太陽光と電力貯蔵設備については、需要を満足させる供給力を確保するための必要設備量を次節で算定する。

表 7-31 各種再生可能エネルギーの設備量

	Capacity (GW)	Energy (TWh)	備考
水力	2.6	8.3	既設設備(1.6GW) + 小水力(1.0GW)
風力	2.0	6.7	シナリオCにおける2040年の設備量
バイオマス	1.0	6.1	燃料となる木材を生産する林を整備

注：バイオマスの利用率は70%と想定した。

(出典：JICA調査団)

<sup>36</sup> 成長が早いグリシディアの場合には、1MWあたり400ha(4km<sup>2</sup>)の敷地面積で対応可能であるという報告書がある。



### 7.6.3 試算結果

#### (1) 太陽光発電設備と電力貯蔵設備の必要量

太陽光を大量に導入する場合に、需給バランスがひっ迫すると想定される1月と4月について検討した。1月と4月の最大需要発生日における状況は以下のとおりである。

表 7-32 1月と4月の最大需要発生日における状況

	Capacity (GW)	January		April	
		Energy (GWh)	Plant factor	Energy (GWh)	Plant factor
需要		133.9		134.1	
水力	2.6	23.5	38.4%	21.6	35.3%
風力	2.0	10.6	22.0%	3.4	7.0%
バイオマス	1.0	22.8	95.0%	22.8	95.0%
不足分		77.0		86.4	

(出典：JICA 調査団)

不足分の発電電力量を太陽光と電力貯蔵設備で供給する場合のそれぞれの必要量を算定する。上記不足分のうち、40%は昼間の不足分で太陽光が直接供給可能であるが、残りの60%の不足分は一旦電力貯蔵設備に貯蔵し、電力貯蔵設備から供給する。このため、電力貯蔵設備への貯蔵効率を75%と考えると、不足分の1.2倍の電力量を太陽光が供給する必要がある。太陽光の利用率は1月12.2%、4月16.0%、太陽光と電力貯蔵設備の事故停止率を5%として、各月の太陽光と電力貯蔵設備の必要量を求めると以下の通りとなる。

表 7-33 太陽光と電力貯蔵設備の必要量

		January	April
1日当たりの不足量	GWh	77.0	86.4
太陽光利用率		12.2%	16.0%
太陽光必要量	GW	33.2	28.4
電力貯蔵設備必要量	GWh	48.6	54.6

(出典：JICA 調査団)

平均的な日照が期待できる場合には、太陽光発電設備33.2GW、電力貯蔵設備54.6GWhの設備があれば対応可能である。

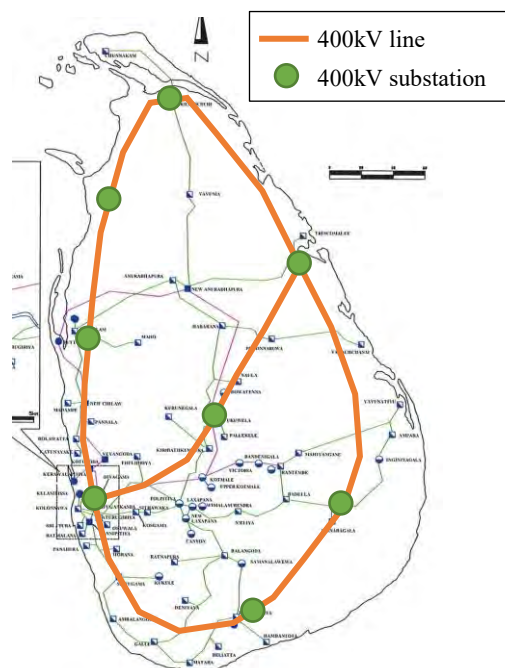
#### (2) 日照不足を考慮した電力貯蔵設備必要量

日照不足のため、平均出力の20%程度しか供給力が得られない日が5日間程度継続した場合を考える。このような状況において、最も不足量が多くなるのは、風力の供給力がほとんど期待できない4月である。表7-33に示したように、4月の不足量は86.4GWhであり、太陽光の発電量は平均出力の20%とすると25.5GWh期待できるので、供給力不足量は1日当たり60.9GWhとなる。この状況が5日間継続することを考慮すると、304.4GWhの予備の電力貯蔵設備が必要になる。つまり、平常状態の必要量と合わせると、359.0GWhの電力貯蔵設備が必要になる。

### (3) 送電設備の必要量とコスト

再生可能エネルギーを大量に導入する場合には、最大需要 7.5GW に対して、太陽光発電設備だけで 33.2GW の設備が必要になる。ある特定の地域のみが晴れている場合には、その地域の太陽光発電設備から全国に向けて大きな潮流が流れることになる。このため、全国に 400kV の系統を整備し、地域間の連系を強化する必要がある。

仮に、右図に示すような 400kV 送電線と変電所を整備する。送電線距離は 1,500km 程度、変電所数は 8 か所である。この数値に送電線単価 0.87 million USD/km と変電所単価 80.3 million USD/か所を使用して総建設費を計算すると 1,947 million USD となる。送変電設備の耐用年数 40 年、割り戻し金利 10% として年間の経費を計算すると 209 million USD/年となる。400kV 変電所周辺の 220kV 以下の送変電設備増強に係る費用を上記金額の 50% とすると年間の経費は 313 million USD/年となる。この経費を基に供給原価への影響を計算すると、送変電設備の追加により、供給原価が 0.7 USC/kWh 増加する。



(出典：JICA 調査団)

図 7-47 400kV 系統整備計画

### (4) 供給原価

供給原価を試算すると以下の通りとなる。なお、電力貯蔵設備のうち、5GW (30GWh) は揚水式水力を開発することとし、残りはすべて蓄電池 (貯蔵容量 1 時間) とする。

表 7-34 供給原価

	Capacity (GW)	Annual energy (GWh)	Cost (million USD/year)		
			Fixed cost	Purchase cost	Total
Wind	2.0	6,765		501	501
Biomass	1.0	6,132		865	865
Hydro	1.6	5,340	347		347
Mini-hydro	1.0	3,322		243	243
Solar	33.2	43,467		2,608	2,608
Energy storage	PSP	5.0	536		536
	Battery-main	24.6	2,024		2,024
	Battery-reserve	304.4	25,078		25,078
Transmission line			313		313
Total		65,026	28,298	4,216	32,514

(出典：JICA 調査団)

年間需要電力量は 48.0TWh であり、供給原価は 67.8 USC/kWh となる。これは 2040 年の供給原価 8.8 USC/kWh と比較すると、8 倍近い値である。このうち、予備の蓄電池に係るコストが 52.3 USC/kWh であり、非常に多くを占めている。つまり、予備の蓄電池分を別の方法により代替できれば、供給原価は 15.5 USC/kWh+代替分のコストとなる。

今後の技術革新により、将来的には蓄電池コストの低減が期待されている。試算に使用した価格の半分程度（250USD/kWh）まで価格が低減すると、供給原価は 39.5 USC/kWh に低減するが、それでも 2040 年の供給原価の 4.5 倍である。

### (5) 需給運用のイメージ

再生可能エネルギーからの出力が非常に多い 8 月晴れの日と、非常に少ない 4 月曇りの日の需給運用イメージを以下に示す。

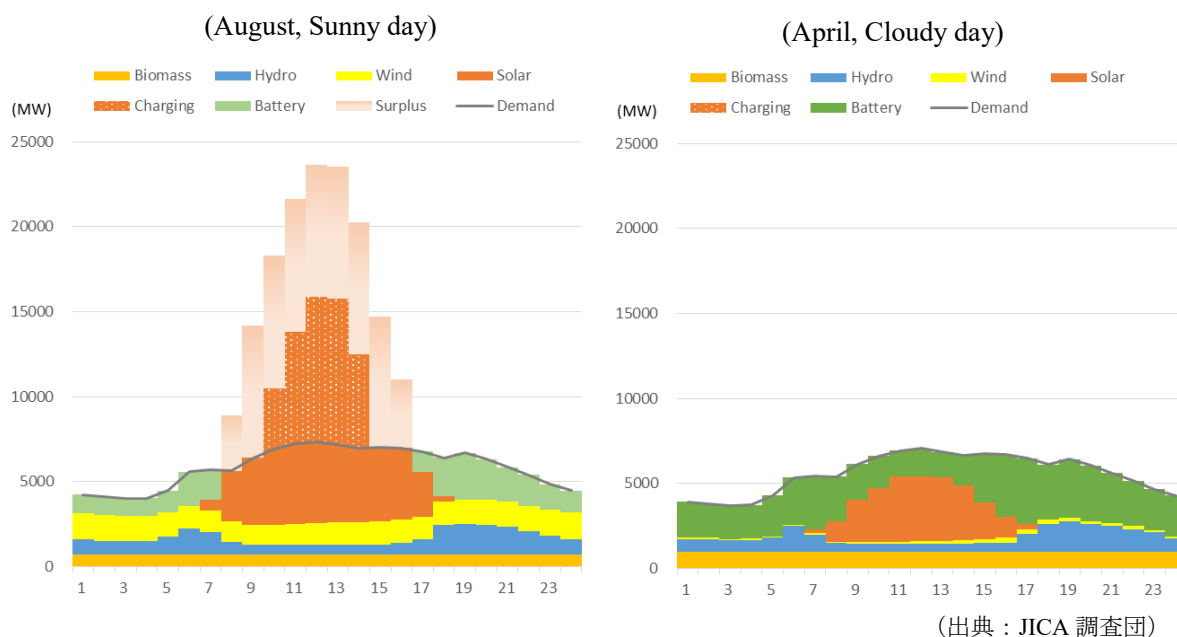


図 7-48 需給運用のイメージ

8 月晴れの日には、風力の発電量も多いため、昼間に多くの余剰が発生している。夜間は、昼間に充電した蓄電池から電力を供給している。一方、4 月曇りの日は、再生可能エネルギーだけでは需要を満足させる供給力が確保できないため、予備の蓄電池から電力を供給している。

### (6) 設置面積の試算

#### (a) 太陽光

太陽光の設置面積は、再生可能エネルギーマスタープランによると、45MW/km<sup>2</sup> である。33.2GW の太陽光を設置する場合には、738km<sup>2</sup> の面積（国土の 1%程度に相当）が必要になる。

#### (b) 蓄電池

日本において現在設置されている大容量蓄電池の設置面積を以下に示す。

表 7-35 大容量蓄電池の設置面積実績

Name	Type	Capacity	Volume	Area	m <sup>2</sup> /MWh
南早来	Redox-Flow	15MW	60MWh	5,000m <sup>2</sup>	83.3
南相馬	Li-ion	40MW	40MWh	8,500m <sup>2</sup>	212.5
豊前	NAS	50MW	300MWh	14,000m <sup>2</sup>	46.7

(出典：JICA 調査団)

蓄電方式により、MWh 当たりの設置面積は大きく異なっている。Li-ion 電池も今後技術革新によりコンパクト化がされると想定されるため、平均して 100m<sup>2</sup>/MWh として設置面積を想定する。359GWh の蓄電池を設置する場合には、35.9km<sup>2</sup> の面積が必要になる。

#### (7) 発電抑制の必要量

太陽光と風力の発電量が多い時間帯には、多くの供給力余剰が発生し、電力貯蔵設備ではすべてを吸収することはできないため、発電量の抑制が必要となる。発電量の抑制量は、モンスーン期（5月から9月）の昼間帯を中心に発生し、太陽光と風力を合計した発電量の30%に達する。

#### (8) EV車の影響

スリランカでは現在でもEV車が導入されており、将来は爆発的に導入が進むことが考えられる。EV車は蓄電池が搭載されているため、この蓄電池を曇りや雨の日に有効活用すれば、予備の蓄電池の必要量を減少させることが可能となる。

2050年におけるEV車の導入予測を500万台（5人に1台）とし、1台当たりの蓄電容量が現状の2倍程度の50kWhとすると、全台フル充電の状況で250GWhの蓄電容量が確保可能である。このうち、曇りや雨の日に車両として使用せずに、系統への供給力として有効活用可能な量を30%とすると、75GWh分の予備の蓄電池容量を減少させることが可能となる。この点を考慮すると、供給原価は12.9USC/kWh減少して、54.9USC/kWhとなる。

### 7.6.4 感度解析

前節で示したように、供給原価は67.8USC/kWhであり、コストを押し上げている要因は、曇天時、雨天時におけるバックアップとして、蓄電池を大量に導入するためである。この点を踏まえて、供給原価低減の可能性を検討する。

#### (1) バイオマス発電の追加投入

バイオマス発電の設備量を1GW増加して2GWとすると、供給力不足分が減少するため、太陽光、電力貯蔵設備の開発量を減少させることができる。これにより、供給原価は52.4USC/kWhまで低下し、蓄電池価格が半額に低減すると、供給原価は31.9USC/kWhに低減する。

しかしながら、バイオマス発電に使用する燃料供給用として1GWあたり4,000～5,000km<sup>2</sup>の敷地が必要であり、バイオマス発電の設備量を2GWとすると、国土面積の12～15%程度をバイオマス発電用の森林として開発する必要がある。ただし、バイオマス燃料の貯蔵が可能であれば、風力の発電量が多く期待できるモンスーン期には、バイオマス発電を極力停止して燃料を保存し、風力の発電量がほとんど期待できない時期に多くの発電を実施することにより、5,000km<sup>2</sup>程度の敷地でも2GWの発電は可能と考えられる。

また、近隣諸国からバイオマス燃料を輸入することが可能であれば、国土面積を有効利用したままで、より多くのバイオマス発電が期待できるが、燃料供給を他国に依存するためセキュリティ面でのリスクがある。

## (2) 風力発電の追加投入

風力発電の設備量を 2GW から 10GW に増加すると、太陽光の必要設備量は若干減少する。しかしながら、風力発電の発電量がほとんど期待できない 4 月においても曇天時、雨天時におけるバックアップとして、蓄電池を確保する必要があるため、電力貯蔵設備の開発量はほとんど変わらない。これにより、供給原価は 69.7 USC/kWh となり、蓄電池価格が半額に低減すると、供給原価は 41.9 USC/kWh となる。この価格は、風力の開発量が少ないケースよりも高くなるが、この理由は、発電量の抑制量がモンスーン期（5 月から 9 月）を中心に多量に発生し、太陽光と風力を合計した発電量の 45% に達することによる。

## (3) インドとの連系

インドとの連系線を建設し、日照不足により供給力が不足する時間の対応を、インドからの電力融通に頼る方法である。最も厳しい条件を考えると、インドとの連系容量は 4GW 必要である。毎月平均 3 日（72 時間）程度は日照不足により供給力が不足してインドから電力を購入せざるを得ないと考えると、年間の利用率は 5% 程度となる。インドとの連系線の建設工事費は、連系点周辺の国内系統の整備分も含めて 1GW あたり 1,500 million USD と想定されている。この連系線はスリランカのニーズで建設するため、インド側の工事費もすべて負担すると考える。インドからの電力購入価格は供給力不足における購入であり、優先的に受電するため市場よりも高い価格にする必要があり、送電ロス込みで 15 USC/kWh とする。一方、スリランカで余剰が発生した際には、発電量の抑制をすることなく連系容量の範囲内でインドに送電するが、その際の販売価格は市場よりも安い価格にする必要があり、送電ロス込みで 3 USC/kWh とする。

これにより、供給原価は 16.6 USC/kWh まで低下し、蓄電池価格が半額に低減すると、供給原価は 14.5 USC/kWh に低減する。しかしながら、この場合には日照不足時の供給力をすべてインドに依存するため、インドに余剰電力がない場合には、期待した供給力が得られずに、広範囲な停電が長期間継続するという可能性がある。

## (4) 原子力の導入

100%再生可能エネルギーという考え方とは異なるが、カーボンニュートラルの実現という観点からは原子力の導入という策が考えられる。LTGEP2015-2034 によると、600MW 級原子力の建設費は 4,609 USD/kW であり、固定費は 554 USD/kW/年、可変費は 4.6 USC/kWh である。この数値を使用して試算すると、供給原価は 37.1 USC/kWh まで低下し、蓄電池価格が半額に低減すると、供給原価は 24.4 USC/kWh に低減する。

## (5) バックアップ用ガスタービンの導入

100%再生可能エネルギーは実現できないが、日照不足により供給力が不足する時間のみバックアップ用ガスタービン（石油系燃料）を運転して対応する。最も厳しい条件を考えると、バックアップ用ガスタービンは 4GW 必要である。毎月平均 3 日（72 時間）程度は日照不足により供給力が不足してバックアップ用ガスタービンを運転せざるを得ないと考えると、年間の利用率は 5% 程度となる。ガスタービンの建設単価は 500 USD/kW、燃料価格は 30 USC/kWh とする。

これにより、供給原価は 17.1 USC/kWh まで低下し、さらに、蓄電池価格が半額に低減すると、供給原価は 15.0 USC/kWh に低減する。しかしながら、この場合にはガスタービンを運転するため、完全にカーボンニュートラルにはならず、年間 1,600 kton 程度の CO<sub>2</sub> を排出する。(0.03kg-CO<sub>2</sub>/kWh)

感度解析の総括結果を以下に示す。

表 7-36 感度解析総括

	通常	Battery 半額	課題
Base Case	67.8	39.5	コストが高い
(1) Biomass 2GW	52.4	31.9	国土の 12~15%程度がバイオマス発電用燃料の林となる。
(2) Wind 10GW	69.7	41.9	Base Case よりもコストが高い。
(3) Interconnection with India 4GW	16.6	14.5	インドに供給力の余剰がない場合には、大規模な停電となる。
(4) Nuclear 2GW	37.1	24.4	カーボンニュートラルは実現できるが、100%再生可能エネルギーではない。
(5) Back-up Gas-turbine 4GW	17.1	15.0	100%再生可能エネルギーではなく、少量の CO <sub>2</sub> を排出する。(0.03kg-CO <sub>2</sub> /kWh)

(出典：JICA 調査団)

### 7.6.5 結論

標準ケースにおける供給原価は 67.8 USC/kWh であり、蓄電池価格が半分に低減したとしても、供給原価は 39.5 USC/kWh で、2040 年の供給原価である 8.8 USC/kWh と比較すると、30.7 USC/kWh 高くなる。つまり、100%再生可能エネルギーを実現するためには、各種電源を組み合わせるケースと比較して、年間 15,000 million USD 程度の追加費用が必要となる。この費用を回収するためには、電気料金単価を大幅に値上げする必要があり、国民に多くの負担を強いることになる。この点を踏まえ、100%再生可能エネルギーという政策の実現にあたっては、多くの電気料金負担が必要になることについて、国民のコンセンサスを得たうえで進めていく必要がある。

追加費用の大きな要因は、曇天時、雨天時におけるバックアップとして、蓄電池を大量に導入するためである。この点を考慮して、感度解析により、供給原価低減の可能性を模索したが、インドとの連系を図る案やバックアップ用としてガスタービンを導入する案であれば、追加費用は年間 3,000 million USD 程度となることが判明した。この両案は完全な 100%再生可能エネルギーとは言い難いが、95%再生可能エネルギーは実現できている。このように、最後の 1 マイルの達成に多くの費用が必要となることを考慮して、100%再生可能エネルギーを目標値としながらも、80~90%を再生可能エネルギーにより供給するのが現実的な選択と考える。

## 7.7 承認版 LTGEP 2018-2037 との整合

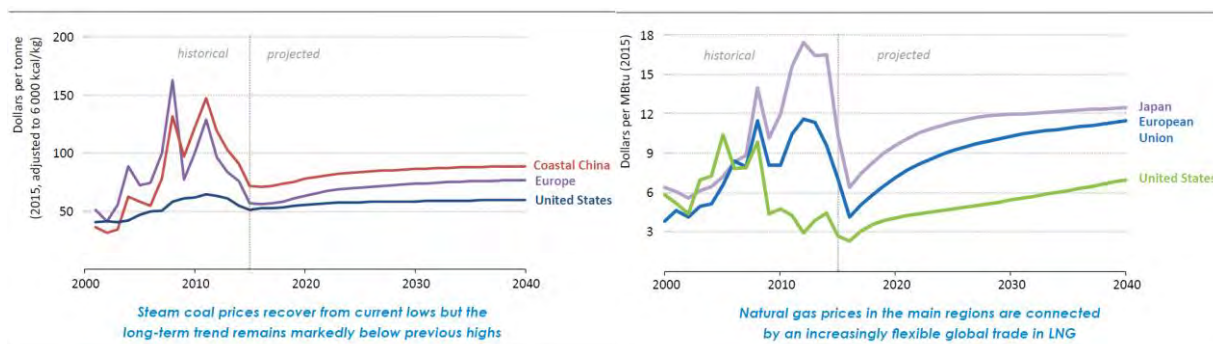
CEB は、2017 年 5 月 5 日に長期電源開発計画（LTGEP 2018-2037）案を PUCSL に提出した。この内容は、本 MP で推奨しているシナリオ C に沿った形で、石炭火力、LNG 火力、再生可能エネルギーを組み合わせる計画であった。これに対して、PUCSL は、2017 年 7 月 20 日に公表した「最小費用 LTGEP2018-2037 に関する決定（Decision on Least Cost LTGEP 2018-2037）」において、新規の石炭火力発電所の開発を含まない計画（水力 242MW、小水力 215MW、太陽光 1,389MW、風力 1,205MW、バイオマス 85MW、LNG4,800MW、石油 330MW、ガスタービン 105MW）を承認するとした。その理由として、最近石炭と LNG の燃料価格は接近してきており、さらに環境面のダメージコストを考慮すると、石炭火力よりも LNG 火力の方が安いと、石炭火力ではなく LNG 火力を開発した方が経済的であることをあげている。

本 MP の中では、コスト面、環境面、エネルギーセキュリティ面という 3 つの重要な計画決定要因を考慮し、3 つの計画決定要因にバランスのとれた計画としてシナリオ C を推奨している。一方、3 つの計画決定要因の中でもより環境面を重視した案として、今後石炭火力を全く開発しないケースもシナリオ B として検討している。今回の PUCSL の決定により、スリランカ政府がより環境面を重視した方針としたことが確認されたことから、スリランカ政府の電力政策と整合したシナリオとして、本 MP で提示したシナリオ B が、基本ケースとして位置づけられる。ただし、今回の PUCSL の決定については、以下の点について課題があり、これらの課題をより詳細に検討したうえで、次期ローリングプランである LTGEP 2020-2039（2019 年 4 月 30 日までに提出する予定）を作成することが望ましい。

### (1) 将来の燃料価格の想定

発電設備は 20 年以上の長期間運転するため、長期電源計画を策定する際には、至近年の燃料価格のみではなく、将来の燃料価格予測を的確に把握することが重要である。ただし、将来の燃料価格を予測することは非常に難しいため、世界銀行、IEA、米国の EIA（Energy Information Administration）などの権威ある機関の長期予測を入手し、その予測を基に計画を策定するのが望ましい。

本 MP 調査では、IEA が発表した World Energy Outlook 2016 の燃料価格予測を使用している。New Policies Scenario における石炭と LNG の価格予測を以下に示す。



(出典：World Energy Outlook 2016, IEA)

図 7-49 World Energy Outlook 2016 の燃料価格予測



2040年における石炭価格は、現状価格の1.2～1.3倍程度で大きく変動しないが、LNG価格は2040年では現状価格の2倍程度になると想定している。

## (2) 環境ダメージコスト

PUCSLの決定では、火力発電に係る環境ダメージの費用を算定するよう求めている。基本的には、火力発電所を建設する際には、大気汚染物質の排出量を規制値よりも十分に低いレベルに低減し、環境へのダメージを極力緩和する対策を実施することが前提となる。特に、石炭火力の開発にあたっては、環境対策として、最新鋭の脱硫装置、脱硝装置、集塵装置を設置するとともに、高い煙突を設置して排出物の拡散を図り、着地濃度の低減を図る。また、管理型の貯炭場、灰捨て場を発電所エリア内に設け、屋内式または周囲をフェンスで囲うなどして石炭粉塵や灰の周辺への拡散を防止する対策を実施する。こうした適正な対策を施せば、CO<sub>2</sub>以外の排出量については、周辺環境へのダメージはLNG火力と遜色ないレベルまで低減可能である。環境ダメージコストの算定には、様々な条件設定が必要とされ、条件設定次第によっては、算定されるコストが大きく変動する。したがって、健康被害など火力発電による環境・社会への負の影響を貨幣換算する環境ダメージコストによる比較を行うのではなく、例えば、先進国でとられている環境対策を標準とした建設費用によるコスト分析を行うことが、現実的な検討を行う上で、適切であると考えられる。

なお、現実に環境へ負の影響を与えている既設のNorocholai発電所の灰捨て場については、早急に飛散防止用のフェンスを設置するなどの飛散防止対策を取ることが求められる。現状発生している問題への必要な対策を取り、また、石炭火力発電所であっても、上述の環境対策を適正に導入することで、CO<sub>2</sub>以外の環境への負の影響をガス火力発電と遜色ないレベルまで低減することが可能であることを関係者に説明することで、石炭火力発電への負のイメージを払拭し、重要な電源の一つとして検討の余地を残すことが求められる。

一方、CO<sub>2</sub>排出量については、現状の技術レベルでは、排出量を抑制することは難しいため、kWh当たりの排出量で見ると石炭火力はLNG火力の2倍程度である。2015年の実績では、kWh当たりのCO<sub>2</sub>排出量は、全発電設備平均で0.45kg/kWhであり、先進国と同レベルの低い水準である。本MPで推奨しているシナリオCでは、LNG火力の開発だけでなく石炭火力の開発も実施するが、再生可能エネルギーの開発も同時に実施することから、kWh当たりのCO<sub>2</sub>排出量は、現状とほぼ同レベルの水準で推移する。また、2016年9月にスリランカ政府が提出したNDCによるとエネルギーセクターでは温室効果ガスを2030年までにBAU比で20%削減することとしているが、2030年においてBAU比で40%程度の削減が可能である。

## (3) エネルギーセキュリティの確保

PUCSLの求める最適計画は、すべての要因をコスト化し、コストが最小となる計画であるという考えに基づいており、CEBもその求めに従ってコストが最小となる計画を最適計画として提案している。最適計画を策定する際に、すべての要因をコスト化して比較することは、コスト化にあたって確立した手法が存在しないこと、またコスト化にあたって採用される単価が恣意的に選定される可能性があることに留意は必要である。

一方、安定的な電力供給を実現するための電源開発計画の策定においては、エネルギーセキュリティリスクを考慮することが不可欠である。今回の PUCSL の決定は、燃料備蓄が難しい LNG に過度に依存した計画となっている。日本でも LNG の備蓄量は 20 日程度であり、海外からの供給が 20 日以上途絶えると、LNG 火力への燃料供給に支障をきたし、供給力の不足を招く恐れがある。特に、スリランカにおいては、供給力が長期に不足する事象が発生すると、他国との連系が全くなく供給力を別途確保する手段がないため、大きな経済の混乱を招くことを考慮に入れる必要がある。エネルギーセキュリティは、発生確率は低いですが、CEB の財務上、系統運用上で大きなインパクトを与える可能性があるリスク事象における損害額を評価するもので、貨幣換算する場合には、一般的には、損害額に確率を乗じた期待値で評価している。しかし、リスクの発生確率を的確に把握すること、及び、その妥当性の説明が非常に難しいため、電源開発計画を策定する際には、発生確率は非常に低くても、起こった時の損害額が甚大なものは、何らかの費用をかけて、損害額の最小化を図る対策をすることになっている。このような観点を踏まえて、一つのエネルギー源に過度に依存することを避け、エネルギー源の多様化を図ることでエネルギーセキュリティを確保することが望ましい。

#### (4) 再生可能エネルギーの不確実性

再生可能エネルギーのうち、太陽光の発電量は、天候により大きく左右される。当日の天候が曇りまたは雨の場合には、10%以下の発電量となり、供給力としてはほとんど期待できない。このように太陽光の発電量は毎日大きく変動することと、何時変動するかが不明なため、電源開発計画をシミュレーションするソフトウェアでは非常に扱い難い設備である。

現在 CEB が採用している WASP では、このように不確実性のある再生可能エネルギーを含んだ計画の最適化はできないため、CEB は OPTGEN を導入し、今後 OPTGEN により検討することになっている。発電量が大きく変動し、何時変動するかが不明な太陽光の運用について、OPTGEN が使用しているシミュレーションアルゴリズムを的確に見極め、シミュレーション方法の妥当性を評価する必要がある。

#### (5) 供給信頼度レベル

供給信頼度レベルとして、CEB では PUCSL が設定した計画コードの下限值である LOLP=0.5%を採用しているが、下限値を使うことにより、過剰投資を招くという指摘を受けている。しかしながら、すべての発電設備の開発を IPP に委ねている現状を考慮すると、IPP 選定における手続きの遅延、IPP による開発遅延、IPP の撤退などにより、計画通りに発電所が運転開始できずに供給力不足を招くリスクがある。このため、計画上のマーヅンをある程度確保しておく必要があり、計画コードの下限值である LOLP=0.5%で計画することは妥当であると考えられる。また、将来、再生可能エネルギーの増加に伴って、供給力としての不確実性が増加するため、この値についても再評価が必要である。

## (6) LNG 燃料供給用設備の建設と国産ガス供給の可能性

多くの LNG 火力を建設する場合には、すべての設備をコロンボ周辺に建設した場合に、コロンボ地区が地震や台風などにより甚大な被害を受けた場合に、長期に供給力不足が発生する恐れがあるため、エネルギーセキュリティを考慮すると、分散して配置するのが望ましい。このため、受け入れ港湾、貯蔵タンク、再ガス化設備、パイプラインなどの燃料供給用設備をどのように配置するのが妥当かという計画を策定する必要がある。

国産ガスは多くの埋蔵量は確認されているが、現状では LNG 価格よりも高いと想定されるため、ガス田の開発は進んでいない。しかしながら、国産ガスの供給が可能になれば、ガス田から発電所までパイプラインを敷設することにより、すべての LNG 火力を国産ガス焼き火力に燃料転換することが可能になる。このような状況になると、パイプラインを除く燃料供給用設備はすべて不要となってしまうため、燃料供給用設備計画の策定にあたっては、国産ガスの供給見込み時期を十分に見極め、無駄の少ない設備形成を進めていく必要がある。また、LNG 燃料の契約にあたっては、将来における国産ガスへの切り替えの可能性を念頭に置いて、契約年数、契約数量を決定することが重要である。