

バングラデシュ人民共和国
電力エネルギー・鉱物資源省

バングラデシュ人民共和国
石炭火力発電マスタープラン調査

Power System Master Plan 2010
(PSMP2010)

ファイナルレポート

平成 23 年 2 月
(2011 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東京電力株式会社

産業
JR
011-026

バングラデシュ人民共和国
電力エネルギー・鉱物資源省

バングラデシュ人民共和国
石炭火力発電マスタープラン調査

Power System Master Plan 2010
(PSMP2010)

ファイナルレポート

メインレポート

平成 23 年 2 月
(2011 年)

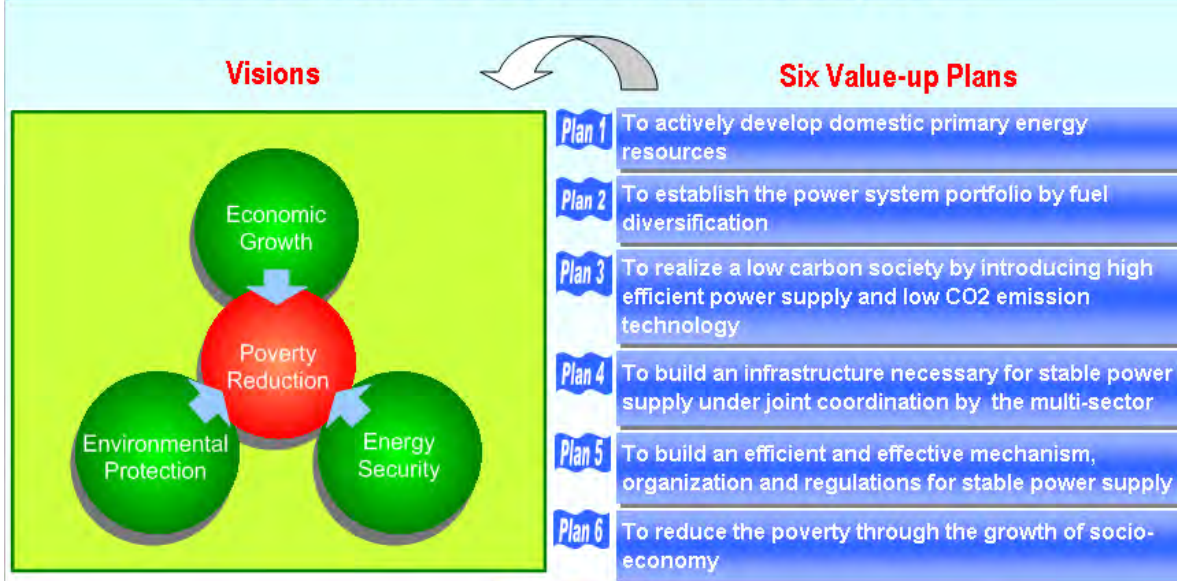
独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東京電力株式会社

Vision 2030

Long-term Power Development Strategy for Bangladesh

Delivering stable and high quality electricity to the people of Bangladesh
via the creation of a power network
that will help realize comfortable and affluent lifestyles for all



Multi-Sector Infrastructure Development for the Introduction of Clean Coal Technology in Bangladesh

Multi-Sector Infrastructure Development [Deep Sea Port + Power + Industry + Commercial Area]



+

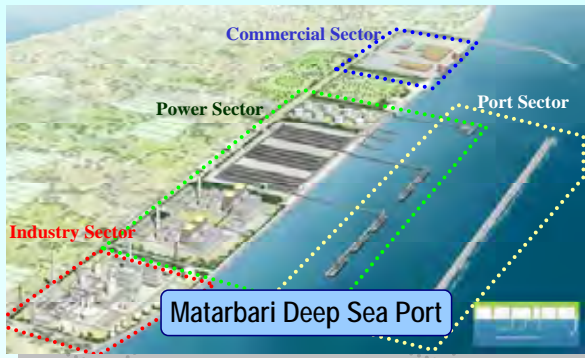


=



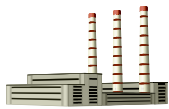
Long-term Multi-Sector Infrastructure Planning

Solving Huge Finance & Technical Difficulties



Clean Coal Technology

Ultra-Efficient Coal-fired Power Station (USC)



Ultra-Efficient Facilities (USC)



Capacity Development (O&M)



Legal System
Time&Condition based Maintenance for P/S

=



Realizing Comfortable & Affluent Lifestyles, and Preventing Global Warming



Import Coal [Chittagong South] 600MWx2



Domestic Coal [B-K-D-P Site] 600MWx3

600MW, 24.5MPa, 600°C, 45%(LHV)

- 第 1 部 長期電源開発計画[PSMP2010]の策定
- 第 2 部 石炭火力発電所建設に係る技術的検討
- 第 3 部 今後の援助支援方策の提言

目次

第1部 長期電源開発計画[PSMP2010]の策定

第1章	序論	1-1
1.1	調査の目的	1-1
1.2	調査内容	1-1
1.2.1	調査スケジュール	1-1
1.2.2	業務フロー	1-1
1.2.3	カウンターパート(C/P)機関	1-2
1.2.4	調査団の構成および分担	1-3
1.3	国際支援機関との情報共有・連携推進	1-4
1.4	セミナーの開催	1-5
1.4.1	第1回セミナー	1-5
1.4.2	第2回セミナー	1-6
1.4.3	第3回セミナー	1-6
1.4.4	ファイナルレポート説明会	1-7
1.5	技術移転	1-7
1.5.1	タスクチームミーティングにおける技術移転	1-7
1.5.2	集合研修	1-8
第2章	マスタープランの視点と目標	2-1
2.1	本マスタープランの視点と目標	2-1
2.2	ビジョン、ロードマップ、アクションプランおよびターゲットの関係	2-1
2.3	ビジョンペーパー	2-1
2.4	ロードマップとアクションプラン	2-18
第3章	バングラデシュの概要	3-1
3.1	国の一般的概要	3-1
3.1.1	地勢と人口	3-1
3.1.2	気候	3-1
3.1.3	政治体制	3-2
3.2	マクロ経済	3-2
3.2.1	全般的な経済状況	3-2
3.2.2	物価動向	3-7
3.2.3	産業構造の変化	3-8
3.2.4	経済成長を支える電力インフラ整備	3-10
3.2.5	国家財政	3-13
3.3	国家開発計画	3-17
3.3.1	概要	3-17
3.3.2	国家開発計画における電力・エネルギー分野の位置づけ	3-18
3.3.3	国家エネルギー政策案	3-18
3.4	一次エネルギーの現状	3-19

3.4.1	世界・アジアの一次エネルギー動向と見通し	3-19
3.4.2	世界の電源構成	3-20
3.5	「バ」国の一次エネルギー動向と課題	3-21
3.5.1	「バ」国の一次エネルギーの現状	3-21
3.5.2	「バ」国の一次エネルギー供給予測	3-23
3.5.3	天然ガス代替燃源	3-23
3.6	エネルギーセクターの組織構造	3-24
3.6.1	エネルギーセクターに係る組織の現状と課題	3-24
3.6.2	電力セクターに係る組織の現状と課題	3-25
第4章	石炭セクター	4-1
4.1	国家開発政策	4-1
4.1.1	石炭政策案の概要	4-1
4.1.2	本調査に関連する項目の整理概要	4-1
4.1.3	Power System Master Plan Update 2006 の石炭に関する内容のレビュー	4-3
4.2	国内炭の現状と課題	4-5
4.2.1	各炭田の資源量と生産予測と課題	4-5
4.2.2	現在の生産状況と課題（Barapukuria 炭鉱）	4-10
4.2.3	未開発炭田の状況	4-16
4.2.4	開発炭田の生産予測とパイロット炭鉱の提案	4-19
4.2.5	未開発炭田からのガス回収方法	4-22
4.2.6	国内炭供給・品質予測と課題	4-25
4.3	輸入炭の現状と課題	4-30
4.3.1	海外炭の現況	4-30
4.3.2	「バ」国で輸入可能な石炭供給予測と品質予測	4-31
4.4	「バ」国で実施可能な石炭輸入の方策	4-37
4.4.1	輸入炭に係る組織体制	4-37
4.4.2	輸入契約方法	4-38
4.4.3	石炭の輸送体制	4-39
4.4.4	コールセンターの必要性	4-40
4.5	石炭価格シナリオの検討	4-40
4.5.1	輸入炭価格総額の予測	4-41
4.5.2	国内炭価格予想	4-44
4.6	石炭火力発電所への石炭安定供給に向けたリスク評価	4-46
4.7	マスタープラン具現化に係るロードマップとアクションプラン	4-47
4.7.1	国内炭	4-47
4.7.2	輸入炭	4-47
第5章	天然ガスセクター	5-1
5.1	国家開発政策	5-1
5.1.1	基本方針および計画	5-1
5.1.2	埋蔵量検討報告書 2003	5-1
5.1.3	ガスセクターマスタープラン 2006	5-2

5.1.4	ガスセクター改革ロードマップ(2009-2012).....	5-3
5.1.5	天然ガスアクセス改善プログラム (2010)	5-4
5.1.6	組織体制.....	5-5
5.2	天然ガス埋蔵量	5-9
5.3	天然ガス需要.....	5-11
5.3.1	天然ガス需要の現状.....	5-11
5.3.2	ガス需要予測.....	5-16
5.4	天然ガス開発・生産の現状	5-20
5.4.1	天然ガス生産の現状.....	5-20
5.4.2	ガス生産量の推移	5-22
5.4.3	新規鉱区国際入札	5-24
5.4.4	既存ガス田における短中期ガス生産増加計画.....	5-26
5.5	天然ガス生産余力の検討.....	5-28
5.5.1	既存ガス田における増産の可能性	5-28
5.5.2	新規ガス田の開発による増産の可能性について	5-29
5.6	パイプラインによる天然ガス輸入の可能性	5-29
5.7	LNG によるガス輸入の可能性.....	5-30
5.7.1	LNG チェーン	5-30
5.7.2	実現可能な洋上 LNG 基地の概要	5-31
5.7.3	洋上 LNG 基地の比較検討	5-32
5.7.4	洋上 LNG の実績.....	5-33
5.7.5	洋上 LNG ガス化導入にあたっての問題点.....	5-34
5.8	石炭の地下ガス化の可能性	5-35
5.9	天然ガスの中長期生産予測	5-36
5.9.1	長期生産予測のケース設定	5-36
5.9.2	各ケースの考え方	5-36
5.9.3	長期生産予測結果	5-38
5.9.4	政府案ケース.....	5-42
5.9.5	調査団ケース 1	5-43
5.9.6	調査団ケース 2	5-43
5.10	ガス導管網解析.....	5-44
5.10.1	計算結果と考察	5-44
5.10.2	まとめ.....	5-54
5.11	価格シナリオ	5-55
5.12	ガス火力発電所へのガス安定供給に向けたリスク評価と提案	5-56
5.12.1	既存ガス田の生産に関わるリスク	5-56
5.12.2	新規ガス田の開発にかかわるリスク	5-58
5.12.3	政策に係るリスク	5-58
5.12.4	財政に係るリスク	5-59
第 6 章	その他の一次エネルギー	6-1
6.1	石油セクター.....	6-1

6.1.1	国家開発政策.....	6-1
6.1.2	需給に係る現状と課題.....	6-1
6.1.3	燃料インフラの状況と課題.....	6-2
6.1.4	価格シナリオ.....	6-4
6.1.5	リスク評価.....	6-4
6.2	再生可能エネルギーセクター.....	6-4
6.2.1	需給に係る現状と課題.....	6-4
6.2.2	開発目標・将来予測.....	6-5
6.2.3	リスク評価.....	6-6
第7章	電力需要予測.....	7-1
7.1	目的.....	7-1
7.2	電力需要予測の現況と評価.....	7-1
7.2.1	評価手法.....	7-1
7.2.2	過去の PSMP における電力需要想定.....	7-1
7.2.3	PSMP2006 の経済成長シナリオ.....	7-2
7.2.4	潜在需要を考慮した最大電力の推定.....	7-3
7.3	従来手法を用いた PSMP2010 電力需要予測.....	7-4
7.3.1	経済成長シナリオの策定.....	7-4
7.3.2	経済成長と発電電力量との回帰分析結果.....	7-6
7.3.3	潜在需要を考慮した最大電力の推定.....	7-7
7.4	エネルギー強度法による PSMP2010 電力需要予測.....	7-10
7.4.1	検討フロー.....	7-10
7.4.2	近似式の設定.....	7-10
7.4.3	重回帰分析条件.....	7-11
7.4.4	回帰分析結果.....	7-12
7.4.5	2030 年度までの長期需要予測.....	7-13
7.5	政府目標に基づく需要予測.....	7-14
7.6	負荷率の設定.....	7-16
7.7	本マスタープラン電力需要想定における採用シナリオ.....	7-17
7.8	変電所別負荷想定.....	7-18
7.8.1	手法.....	7-18
7.8.2	過去の変電所負荷データの分析.....	7-18
7.8.3	変電所負荷想定結果.....	7-21
第8章	電源開発計画.....	8-1
8.1	電源開発計画策定フロー.....	8-1
8.1.1	検討フロー.....	8-1
8.1.2	電源開発計画の詳細フロー.....	8-2
8.2	供給力低下の原因分析.....	8-3
8.2.1	設備容量・可能出力・最大電力の推移.....	8-3
8.2.2	設備容量と可能出力との関係.....	8-4
8.2.3	可能出力と最大電力との関係.....	8-5

8.2.4	結論および提言	8-7
8.3	既設ガス火力発電設備廃止計画の妥当性評価	8-7
8.3.1	各発電所設備の現状の検証	8-8
8.3.2	効率性改善に向けた運営状況・管理体制の検証、課題の洗い出し	8-9
8.3.3	効率性向上に向けた方策提案	8-15
8.3.4	結論および提言	8-16
8.4	新規電源設備	8-16
8.4.1	標準的な火力発電所の計画・建設工程	8-16
8.4.2	最新電源計画のレビュー	8-20
8.4.3	新規の輸入炭火力プロジェクト	8-23
8.5	電源開発計画策定に係る不確実性要素の検証	8-23
8.5.1	長期電力需要想定	8-23
8.5.2	長期的な供給信頼度を考慮した予備率の設定	8-24
8.5.3	プロジェクトの遅延リスク等を考慮した適正予備率の設定	8-25
8.5.4	予備率シナリオ	8-25
8.5.5	燃料価格の設定	8-26
8.6	2030年度断面における長期電源構成のターゲット設定	8-28
8.6.1	スクリーニング分析による予備的検討（最経済シナリオの検証）	8-28
8.6.2	需給運用シミュレーションによる最適電源計画	8-28
8.6.3	最経済シナリオの策定	8-29
8.7	長期ターゲットを具現化するための詳細検討	8-30
8.7.1	電源開発シナリオの設定	8-30
8.7.2	一次エネルギー供給計画と密接に関連した電源開発シナリオの策定	8-30
8.7.3	国際連系	8-31
8.7.4	電源開発計画	8-31
8.7.5	石炭開発シナリオ策定の考え方	8-35
8.7.6	シナリオ毎の最適供給計画の策定	8-39
8.8	3E（経済・環境・エネルギーセキュリティ）の定量的評価	8-43
8.8.1	経済性評価	8-43
8.8.2	環境性	8-44
8.8.3	エネルギーセキュリティ	8-45
8.8.4	AHP法による評価項目の重み付け	8-47
8.9	中長期電源開発計画の提案	8-47
8.9.1	最適電源構成	8-47
8.9.2	最適電源計画時における日負荷運用特性の推移	8-47
第9章	系統解析	9-1
9.1	最適送電網開発計画策定にあたっての基本的考え方	9-1
9.1.1	計画策定にあたっての準拠事項	9-1
9.1.2	設備計画基準	9-1
9.1.3	電力品質の向上	9-2
9.1.4	効率的・安定的・経済的な計画の策定	9-3

9.1.5	環境社会配慮条件	9-3
9.2	計画策定の手順	9-3
9.2.1	最適計画案の選定	9-3
9.2.2	系統解析	9-5
9.2.3	計画にあたって配慮すべき事項	9-6
9.3	既存の送電網および送電網開発計画	9-12
9.3.1	既存の送電網	9-12
9.3.2	既存の送電網開発計画	9-15
9.4	送電網開発計画案	9-16
9.4.1	解析条件	9-16
9.4.2	2015年の系統計画案	9-25
9.4.3	2030年の系統計画案	9-35
9.4.4	2020年の系統計画	9-43
9.4.5	2025年の系統計画	9-46
9.4.6	コスト	9-49
9.5	マスタープラン具現化に係るロードマップとアクションプラン	9-51
9.6	配電系統について	9-51
9.7	提言	9-51
第10章	マスタープラン具現化に係る資金調達の妥当性検証	10-1
10.1	所要資金と資金調達ソース	10-1
10.1.1	建設コスト	10-1
10.1.2	総投資額	10-2
10.1.3	資金調達ソース	10-3
10.1.4	政府による民間投資支援スキーム	10-5
10.1.5	ドナーによる支援	10-7
10.1.6	資金調達拡大の可能性	10-9
10.1.7	民間投資の促進	10-13
10.2	債務履行	10-14
10.3	投入コスト	10-15
10.3.1	プラント建設コスト及び運転維持費用	10-15
10.3.2	燃料費	10-16
10.3.3	金融コスト	10-17
10.4	発電コストと購入電力コスト	10-17
10.5	マスタープランと電力料金	10-21
10.5.1	本マスタープラン電力コストを反映した料金体系の模索	10-21
10.5.2	料金体系改定のための提言	10-22

第2部 石炭火力発電所建設に係る技術的検討

第11章	最優先プロジェクトの実現に向けた視点と目標	11-1
11.1	検討フロー	11-1
11.2	視点と目標	11-2
11.3	バ国で導入可能な効率レベルの検討	11-3
11.3.1	石炭火力における高効率化の変遷	11-3
11.3.2	バ国で実現可能な効率化レベルの検討（高効率化の目標）	11-3
11.4	高効率化による経済的優位性の検証	11-4
11.5	環境設備の積極的な導入	11-5
11.5.1	脱硝設備	11-5
11.5.2	脱硫設備	11-6
11.5.3	集塵設備	11-7
11.5.4	炭塵対策	11-8
11.5.5	環境設備導入による目標値	11-8
11.6	「地域共存型」の発電所による社会的および経済発展への貢献	11-8
第12章	最優先プロジェクトの選定	12-1
12.1	最優先プロジェクトの選定フロー	12-1
12.2	選定結果	12-2
12.3	AHP法による選定プロセス	12-2
12.3.1	選定項目	12-2
12.3.2	評価項目の重み付け	12-4
12.4	第1次スクリーニング（机上検討）	12-5
12.5	第2次スクリーニング（現場踏査）	12-6
12.5.1	現場踏査	12-6
12.5.2	スクリーニング結果	12-14
12.5.3	最優先プロジェクトの選定	12-14
第13章	港湾設備の概略検討	13-1
13.1	検討対象	13-1
13.2	大水深港湾マスタープランの概要	13-1
13.3	コールセンター化構想	13-1
13.3.1	地点選定の考え方	13-1
13.3.2	現場踏査の実施	13-2
13.3.3	石炭輸送体制の検討	13-3
13.3.4	石炭輸送に用いる船舶の検討	13-3
13.3.5	容量と必要地点数の検討	13-4
13.3.6	バース数の検討	13-5
13.3.7	ベンガル湾の波高データの解析	13-6
13.3.8	1バースあたりの年間入港隻数	13-6
13.3.9	1バースあたりの年間輸送可能石炭量	13-6
13.3.10	マルチセクター間での共同開発の必要性	13-7

13.3.11	コールセンター構想のスケジュール	13-8
13.3.12	コールセンター概念図	13-8
第 14 章	最優先プロジェクトの発電所建設に係る概念検討	14-1
14.1	最優先プロジェクトの概念検討についての基本的考え方	14-1
14.1.1	検討条件	14-1
14.2	石炭火力発電所の設備	14-2
14.2.1	火力発電所の設備構成	14-2
14.2.2	最優先プロジェクトにおける設備概要	14-3
14.3	石炭火力発電所の設備に係る概念検討	14-4
14.3.1	発電規模の決定	14-4
14.3.2	ボイラ設備	14-4
14.3.3	タービン設備	14-7
14.3.4	発電機	14-14
14.3.5	環境設備	14-14
14.3.6	ユーティリティ設備	14-16
14.3.7	その他共通設備	14-18
14.3.8	地域共存施設	14-19
14.4	資機材搬入方法の検討	14-19
14.4.1	輸送の仕様	14-20
14.4.2	B-K-D-P サイト	14-20
14.4.3	輸送のルートを選定	14-21
14.4.4	Mongla 港から B-K-D-P 地点までの輸送に関する調査	14-22
14.4.5	Mongla 港から Balashi Ghat 地点までの河川輸送に関する調査	14-25
14.4.6	Balashi Ghatde の重量物の荷下ろしの方法	14-28
14.4.7	Balashi Ghatde から B-K-D-P サイトまでの陸上輸送の検討	14-30
14.4.8	Chittagong 港から Balashi Ghat、B-K-D-P サイトへの陸路ルート	14-32
14.5	レイアウトと完成予想図	14-35
14.5.1	発電所レイアウト	14-35
14.5.2	完成予想図	14-38
第 15 章	工事工程および概算工事費	15-1
15.1	工事工程	15-1
15.1.1	要旨	15-1
15.1.2	工事着手前の諸手続き	15-1
15.1.3	工事工程	15-1
15.2	概算工事費	15-3
15.2.1	要旨	15-3
15.2.2	工事費の算定方針	15-3
15.2.3	工事費の妥当性評価	15-7
第 16 章	最優先プロジェクトの経済財務分析	16-1
16.1	経済評価	16-1
16.1.1	評価の基本と手法	16-1

16.1.2	前提条件	16-1
16.1.3	費用	16-2
16.1.4	経済便益	16-3
16.2	財務評価	16-12
16.2.1	財務分析の基本と基礎的条件	16-12
16.2.2	財務評価結果	16-13
16.2.3	感度分析	16-16
16.3	最優先プロジェクトの資金計画	16-18
第 17 章	最優先プロジェクトの運用実施体制の検討	17-1
17.1	運用保守管理体制	17-1
17.1.1	保守管理レベルの選択	17-1
17.1.2	既設ガス火力発電所における保守管理レベルの現状	17-2
17.1.3	結論・提言	17-3
17.1.4	USC 石炭火力設備における運転保守管理体制の提言	17-5
17.1.5	石炭火力発電設備の特徴	17-5
17.1.6	運転管理上の注意点	17-6
17.1.7	亜臨界設備と超々臨界設備との違い	17-6
17.1.8	具体的方法の提案	17-7
17.2	環境安全管理体制	17-7
17.2.1	環境安全管理体制の現状	17-7
17.2.2	環境管理計画の目的	17-8
17.2.3	環境安全管理体制と環境安全管理者(QHSE Manager)の責務	17-8
17.3	石炭調達実施体制	17-11
17.3.1	現状と課題	17-11
第 18 章	最優先プロジェクトの環境影響・社会配慮に係る検討	18-1
18.1	調査の方法論	18-1
18.1.1	実施目的	18-1
18.1.2	調査方法	18-1
18.2	石炭新規発電所建設にかかる影響分析	18-2
18.2.1	現状分析	18-2
18.2.2	問題分析	18-5
18.3	現地コンサルテーション	18-10
18.3.1	現地ステークホルダーとの協議（第一回）	18-10
18.3.2	現地ステークホルダーとの協議（第二回）	18-15
18.4	新規発電所建設にかかる問題解決策の検討	18-18
18.4.1	公害・自然環境面の問題解決策	18-18
18.4.2	社会・経済・文化面の問題解決策	18-20
18.5	今後の調査実施に当たっての重点調査項目	18-23
18.5.1	環境対策・環境配慮面	18-23
18.5.2	社会配慮面	18-25
18.6	環境管理計画・住民移転計画・先住民開発計画	18-27

第3部 今後の援助支援方策の提言

第19章	提言	19-1
19.1	大水深港湾設備建設に係る基本設計調査プロジェクト (F/S, D/D)	19-2
19.2	高効率発電技術を用いた石炭火力発電所の基本設計調査プロジェクト (F/S, D/D)	19-3
19.3	火力発電設備におけるO&M組織体制・人材育成強化支援プロジェクト (技術支援)	19-4
19.4	ガスネットワーク強化支援プロジェクト (F/S, D/D)	19-4
19.5	洋上液化天然ガス再ガス化設備支援プロジェクト (F/S)	19-5
19.6	国際連系実現に向けた技術支援プロジェクト (F/S)	19-5
19.7	周辺諸国との水力電源の共同開発支援プロジェクト (F/S)	19-6
19.8	提言の優先度	19-7

第1部 長期電源開発計画[PSMP2010]の策定 図・表リスト

図 1-1	調査全体スケジュール	1-1
図 1-2	基本業務フロー	1-2
図 1-3	ステアリングコミッティーおよびタスクチームの構成	1-4
図 1-4	国際支援機関との協議実績	1-5
図 2-1	バングラデシュ国長期電源開発ビジョン 2030	2-1
図 2-2	「バ」国内炭鉱・ガス田位置図	2-4
図 2-3	国内天然ガス供給シナリオ	2-5
図 2-4	国内炭供給シナリオ	2-5
図 2-5	燃料価格の推移	2-6
図 2-6	価格変動係数の比較	2-6
図 2-7	燃料別確認可採埋蔵量	2-6
図 2-8	地域別資源埋蔵量	2-6
図 2-9	世界の一次エネルギーバランス	2-7
図 2-10	「バ」国の一次エネルギーバランス	2-7
図 2-11	2030年までの電源開発計画 (MW)	2-7
図 2-12	2030年までの電源開発計画 (%)	2-7
図 2-13	石炭火力発電の効率向上	2-9
図 2-14	亜臨界圧設備と超々臨界圧 (USC) 設備の比較 (イメージ)	2-9
図 2-15	国内炭火力発電所鳥瞰図 (B-K-D-P 地点)	2-10
図 2-16	輸入炭火力発電所鳥瞰図 (Chittagong South 発電所)	2-10
図 2-17	大水深港の開発例	2-12
図 2-18	石炭火力発電所の燃料調達実施体制例	2-14
図 2-19	保守管理方法概念図	2-15
図 2-20	人間貧困指数の推移	2-17
図 3-1	実質 GDP 成長率の推移	3-3
図 3-2	一人当たり国民総所得(GNI)推移	3-5
図 3-3	消費者物価指数 (CPI) 上昇率の推移	3-7
図 3-4	食料品物価指数上昇率の推移	3-7
図 3-5	産業部門別 GDP 構成比 (実質価格)	3-8
図 3-6	GDP に占める製造業の占有率推移	3-10
図 3-7	一人当たり消費電力量	3-11
図 3-8	年間最大負荷制限/給電停止 [MW]	3-12
図 3-9	歳入と歳出の推移	3-13
図 3-10	財政赤字と資金調達の相関	3-14
図 3-11	対外債務残高推移	3-15
図 3-12	FY2009 税収内訳	3-15
図 3-13	主要国営企業の損失・利益の推移	3-17
図 3-14	世界の一次エネルギーバランス	3-20
図 3-15	世界の発電電力量構成	3-21

図 3-16	主要国の電源構成	3-21
図 3-17	「バ」国の一次エネルギーバランス	3-22
図 3-18	「バ」国の一次エネルギー需要予測	3-23
図 3-19	「バ」国エネルギーセクターの体制	3-24
図 3-20	「バ」国の電力セクターの体制	3-26
図 3-21	送配電システムロス率	3-27
図 4-1	「バ」国の炭田位置図	4-6
図 4-2	「バ」国 炭田詳細位置図	4-7
図 4-3	「バ」国の炭層賦存状況と上部帯水層の状況の模式図	4-8
図 4-4	南北縦断図	4-13
図 4-5	Barapukuria 炭鉱坑内図	4-14
図 4-6	Barapukuria 炭鉱全景	4-15
図 4-7	材料・人員用立坑と奥が揚炭用スキップ立坑	4-15
図 4-8	採炭切羽の天盤を支える自走枠	4-15
図 4-9	Phulbari 露天掘炭鉱開発予定地	4-17
図 4-10	Phulbari 炭鉱開発に提案された抜水ボーリング位置図と影響範囲	4-17
図 4-11	Khalaspir 採掘予定区域の水田	4-18
図 4-12	Khalaspir、Hosaf 現場事務所	4-18
図 4-13	Dighipara 探査ボーリング付近の水田	4-19
図 4-14	探査ボーリング付近の民家	4-19
図 4-15	新規炭鉱開発のフロー	4-21
図 4-16	Top plan view	4-22
図 4-17	Cross-section view	4-22
図 4-18	The feature of coal seam for UCG	4-24
図 4-19	Current operation site	4-24
図 4-20	Domestic coal production (high case)	4-26
図 4-21	Domestic coal production (Base case)	4-26
図 4-22	Domestic coal production (Low case)	4-26
図 4-23	2007 年各国の燃料用石炭輸入・輸出量(IEA Coal Information 2009)	4-30
図 4-24	「バ」国が輸入可能と思われる主な国別の石炭輸出量	4-31
図 4-25	World coal consumption by country grouping	4-32
図 4-26	インドネシアの発熱量別の埋蔵量	4-33
図 4-27	輸入炭に係わる組織体制（案）	4-38
図 4-28	日本が輸入しているエネルギー源別 CIF 単価比較	4-41
図 5-1	天然ガスセクター組織体制	5-6
図 5-2	天然ガス埋蔵量報告値比較	5-10
図 5-3	地域ガス小売会社 4 社のセクター別ガス販売の構成（2009 年度）	5-15
図 5-4	ガス需要予測	5-19
図 5-5	「バ」国のガス生産履歴	5-22
図 5-6	ガス田位置図	5-23
図 5-7	Petrobangla 入札用鉱区図	5-25

図 5-8	LNG チェーンおよび基地の選択肢	5-31
図 5-9	洋上ガス受入設備の種類	5-32
図 5-10	世界で稼働中の洋上 LNG 設備	5-34
図 5-11	長期ガス生産予測	5-39
図 5-12	長期ガス生産予測 (LNG 含む)	5-41
図 5-13	ガス需給バランス (政府案ケース)	5-42
図 5-14	ガス需給バランス (調査団ケース 1)	5-43
図 5-15	ガス需給バランス (調査団ケース 2)	5-43
図 5-16	導管網主要部のガス圧力と主要ガス田のガス供給量 (合わせ込み)	5-46
図 5-17	配管網主要部の圧力 (2015 年想定平均負荷×1.2)	5-49
図 5-18	配管網主要部の圧力 (2015 年想定平均負荷×1.2、配管網強化)	5-50
図 5-19	配管網主要部の圧力 (2015 年想定平均負荷×1.2、バイパス 13-57 の効果)	5-51
図 6-1	国内船・鉄道による国内石油輸送	6-3
図 7-1	「バ」国の需要想定検討フロー	7-1
図 7-2	過去の PSMP における電力需要予測シナリオの比較	7-2
図 7-3	GDP 推移および予測	7-6
図 7-4	GDP 成長率推移および予測	7-6
図 7-5	GDP と発電電力量との回帰分析結果	7-6
図 7-6	典型的な夏場の負荷曲線	7-7
図 7-7	典型的な夏場の負荷曲線	7-7
図 7-8	検討フロー	7-8
図 7-9	GDP per capita とエネルギー強度の関係 (近隣諸国比較)	7-13
図 7-10	「バ」国の解析結果	7-13
図 7-11	DSM 導入による負荷軽減シナリオ	7-14
図 7-12	政府目標に基づく電力需要シナリオ	7-15
図 7-13	負荷率シナリオ	7-16
図 7-14	日負荷率曲線シナリオ	7-16
図 7-15	電力需要シナリオ (3 シナリオ)	7-17
図 7-16	変電所負荷想定概念図	7-18
図 7-17	変電所別需要想定を基にした需要想定	7-22
図 8-1	電源開発計画策定フロー	8-1
図 8-2	電源開発計画の考え方	8-2
図 8-3	電源開発計画策定フロー (詳細)	8-2
図 8-4	設備容量、可能出力および最大電力の推移	8-3
図 8-5	可能出力の推移の例	8-5
図 8-6	供給支障の原因分析 (2008 年 9 月の 1 ヶ月間)	8-6
図 8-7	供給支障の原因分析 (FY2009 年の 1 年間)	8-6
図 8-8	可能出力と最大電力との関係	8-7
図 8-9	ガス火力発電所の出力実績	8-9
図 8-10	ガス火力発電所の効率実績	8-9
図 8-11	主なガス火力発電設備の効率実績	8-10

図 8-12	契約までの標準工程 (Public Sector)	8-17
図 8-13	契約までの標準工程 (Private Sector)	8-18
図 8-14	蒸気タービン・コンバインドサイクル設備の標準的な建設工程	8-18
図 8-15	ガスタービン設備の標準的な建設工程	8-19
図 8-16	石炭火力設備の標準的な建設工程	8-20
図 8-17	電力需要想定結果	8-24
図 8-18	供給信頼度と予備率の関係	8-24
図 8-19	需要および供給力変動と予備率との関係	8-25
図 8-20	予備率シナリオ	8-25
図 8-21	燃料費シナリオ (国際および国内価格ケース).....	8-26
図 8-22	スクリーニング分析 (Base Case).....	8-28
図 8-23	スクリーニング分析 (High Case).....	8-28
図 8-24	最適電源構成の算定 (PDPAT 算定値).....	8-29
図 8-25	シナリオ毎の電源構成	8-30
図 8-26	石炭の供給計画・インフラ計画と電源開発計画との関連性	8-35
図 8-27	ベースシナリオ (多様化シナリオ) の石炭供給・開発計画	8-36
図 8-28	国内炭中心による多様化シナリオの策定の石炭供給・開発計画	8-37
図 8-29	輸入炭中心による多様化シナリオの石炭供給・開発計画	8-38
図 8-30	ガス中心による多様化シナリオの石炭供給・開発計画	8-39
図 8-31	CS1-1:Fuel Diversification.....	8-41
図 8-32	CS2-1:Domestic Coal Prom.	8-41
図 8-33	CS3-1: Import Coal Prom.....	8-41
図 8-34	Case 4-1: Gas Prom.....	8-41
図 8-35	発電原価の推移	8-43
図 8-36	CO2 排出量の推移	8-44
図 8-37	燃料の時系列価格推移	8-45
図 8-38	石油価格の対数正規分布モデル	8-45
図 8-39	ガス価格の対数正規分布モデル	8-45
図 8-40	石炭価格の対数正規分布モデル	8-45
図 8-41	燃種別の電源構成比率	8-46
図 8-42	2030 年までの電源開発計画 (政府需要)	8-48
図 8-43	東西地域別の電源構成	8-48
図 8-44	2030 年までの電源開発計画 (比較 7%)	8-48
図 8-45	供給信頼度と供給力との関係	8-48
図 8-46	2030 年までの電源開発計画 (比較 6%)	8-48
図 8-47	効率の推移	8-48
図 8-48	Daily operation model (Peak-month, Maximum).....	8-49
図 8-49	Daily operation model (Peak-month, Minimum)	8-49
図 9-1	最適送電網開発計画策定のフローチャート	9-4
図 9-2	系統解析を実施するにあたって配慮すべき事項	9-5
図 9-3	系統解析の検討フロー	9-6

図 9-4	系統解析関連事項の相互関係	9-6
図 9-5	132kV 変電所負荷統合	9-7
図 9-6	132kV 変電所負荷統合方法	9-8
図 9-7	河川横断候補地点	9-9
図 9-8	Jamuna 川の年度別流路形態	9-10
図 9-9	Jamuna 川横断送電線回線数検討	9-10
図 9-10	230kV Barapukuria～Bogra South 送電線	9-13
図 9-11	230/132kV Bogra South 変電所	9-13
図 9-12	送電系統図（132kV 以上、2010 年 6 月時点）	9-14
図 9-13	母線分割の方法	9-18
図 9-14	IEC60909 で定義される故障電流	9-18
図 9-15	非同期連系方式（Baharampur～Bheramara 間の国際連系計画 Phase-1）	9-22
図 9-16	国際連系のポテンシャル	9-24
図 9-17	2015 年の系統計画(全系)	9-25
図 9-18	2015 年の系統計画(Dhaka・Chittagong リング)	9-26
図 9-19	Fenchuganj 変電所周辺系統	9-27
図 9-20	対策前安定度	9-29
図 9-21	対策後安定度	9-29
図 9-22	2030 年の系統計画(全系・230kV 以上)	9-35
図 9-23	2030 年の系統計画(Dhaka・Chittagong リング・230kV 以上)	9-36
図 9-24	対策前安定度（Myanmar）	9-38
図 9-25	対策前安定度（Khalaspir）	9-38
図 9-26	対策後安定度	9-39
図 9-27	2020 年の系統計画(全系・230kV 以上)	9-43
図 9-28	2020 年の系統計画(Dhaka・Chittagong リング・230kV 以上)	9-44
図 9-29	2025 年の系統計画(全系・230kV 以上)	9-46
図 9-30	2025 年の系統計画(Dhaka・Chittagong リング・230kV 以上)	9-47
図 10-1	本マスタープラン総合投資総額（2010 年度固定価格）	10-3
図 10-2	減価償却と債務返済（2010 年度固定価格）	10-14
図 10-3	総合発電コスト—ベースケース—（2010 年度固定価格）	10-19
図 10-4	総合発電コスト—燃料価格段階的引き上げのケース—（2010 年度固定価格）	10-21
表 3-1	主要マクロ経済指標	3-4
表 3-2	「バ」国と南アジア各国の社会経済指標	3-4
表 3-3	品目別の輸出額推移	3-9
表 3-4	中央政府財政収支の推移	3-14
表 3-5	エネルギーバランス（2007 年）	3-22
表 4-1	PSMP と本調査における石炭生産量予測の比較	4-4
表 4-2	「バ」国の炭田開発状況	4-9
表 4-3	Barapukuria 炭鉱出炭実績	4-10

表 4-4	露天掘りと坑内掘りの比較	4-20
表 4-5	生産予測上の各ケースの内容	4-25
表 4-6	Forecast of domestic coal production (1,000t/y)	4-27
表 4-7	Barapukuria 炭の分析値	4-28
表 4-8	Khalaspir 炭の分析値	4-28
表 4-9	Barapukuria 炭分析値	4-29
表 4-10	「バ」国のレンガ工場にて現在使用している輸入炭	4-34
表 4-11	「バ」国で輸入可能なインドネシア炭と豪州炭の例	4-35
表 4-12	Barapukuria 炭と輸入炭の比較	4-36
表 4-13	輸入炭石炭品質総括表	4-36
表 4-14	輸入炭混炭比率に基づく輸入炭の平均石炭品質	4-37
表 4-15	Fossil-fuel price assumption in the Reference Scenario	4-41
表 4-16	石炭価格総括表(HHV=5,100 kcal/kg の場合)	4-42
表 4-17	石炭価格総括表(HHV=6,100 kcal/kg の場合)	4-43
表 4-18	石炭価格総括表 (HHV=7,100 kcal/kg の場合)	4-44
表 4-19	Barapukuria 炭の販売実績値との比較	4-45
表 4-20	国内炭販売価格	4-45
表 4-21	リスク評価	4-46
表 4-22	国内炭のロードマップとアクションプラン	4-47
表 4-23	輸入炭のロードマップとアクションプラン	4-47
表 5-1	天然ガスアクセス改善プログラム (2010) 概要	5-4
表 5-2	IOC 各社のブロックごとの活動状況	5-8
表 5-3	ガス埋蔵量シナリオ	5-10
表 5-4	「バ」国のセクター別ガス需要実績	5-12
表 5-5	電力用ガスのガス需要全体における比率	5-12
表 5-6	セクター別ガス販売実績	5-14
表 5-7	相関度チェック	5-16
表 5-8	各セクター別のガス需要予測結果	5-18
表 5-9	Unmet Demand と Potential Demand の内訳(2010年6月時点)	5-20
表 5-10	ガス田毎の生産能力	5-21
表 5-11	短中期掘削・改修計画	5-27
表 5-12	LNG 基地比較	5-32
表 5-13	世界で稼働中の FSRU/RV	5-33
表 5-14	洋上 LNG ガス化導入にあたっての問題点の整理	5-34
表 5-15	天然ガス供給シナリオ基本表	5-36
表 5-16	長期生産予測 (国内生産)	5-38
表 5-17	長期生産予測 (国内生産 + LNG)	5-40
表 5-18	GSMP2006 との比較	5-41
表 5-19	導管網各ノードの圧力とガス消費量	5-54
表 5-20	既存ガス田の生産制約集約	5-57
表 6-1	再生可能エネルギーの開発量 (2010年6月)	6-5

表 7-1	PSMP2006 経済成長シナリオ.....	7-3
表 7-2	PSMP2006 需要予測シナリオ.....	7-4
表 7-3	経済成長率実績.....	7-5
表 7-4	経済成長シナリオ.....	7-5
表 7-5	1994-2009 推定最大負荷.....	7-9
表 7-6	1994-2009 推定発電電力量および負荷率.....	7-9
表 7-7	重回帰分析条件.....	7-11
表 7-8	回帰分析結果.....	7-12
表 7-9	政府目標に基づく需要予測結果.....	7-15
表 7-10	需要予測結果（3シナリオ）.....	7-17
表 7-11	各 132/33kV 変電所最大負荷データ(2005-2010 年).....	7-18
表 8-1	各設備別の定格出力と可能出力(2009.6.30 現在).....	8-4
表 8-2	供給支障の原因分析 (2008 年 9 月の 4 ヶ月間).....	8-6
表 8-3	BPDB 管轄下のガス火力発電所分類.....	8-8
表 8-4	予定外停止率 (Forced Outage Ratio) 実績.....	8-11
表 8-5	運転開始日と経過年数.....	8-12
表 8-6	発電コスト (TK/kWh).....	8-13
表 8-7	AHP 法による評価項目の重み付け.....	8-14
表 8-8	総合評価.....	8-14
表 8-9	BPDB 計画と調査団評価の比較.....	8-15
表 8-10	建設段階と所要期間の関係 (契約まで).....	8-20
表 8-11	建設段階と所要期間の関係 (着工から).....	8-20
表 8-12	2015 年までの新規電源設備計画の現状と評価結果 (BPDB 管轄).....	8-21
表 8-13	2015 年までの新規電源設備計画の現状と評価結果 (IPP).....	8-22
表 8-14	2015 年までの新規電源設備計画の現状と評価結果 (レンタル).....	8-22
表 8-15	2030 年までの燃料費シナリオ.....	8-27
表 8-16	ベース・ミドル・ピーク電源の特徴.....	8-29
表 8-17	電源開発シナリオ.....	8-30
表 8-18	各年度の発電設備増設個数および系統信頼度 (燃源多様化シナリオ).....	8-31
表 8-19	各年度の電源開発計画 (燃源多様化シナリオ).....	8-31
表 8-20	各年度の供給電力量と燃料消費量 (燃源多様化シナリオ).....	8-35
表 8-21	電源開発シナリオのケース番号.....	8-40
表 8-22	シナリオ毎の燃種別構成比率.....	8-40
表 8-23	発電設備の特性値.....	8-42
表 8-24	評価基準.....	8-43
表 8-25	評価結果.....	8-43
表 8-26	評価基準.....	8-44
表 8-27	評価結果.....	8-44
表 8-28	評価基準.....	8-46
表 8-29	評価結果.....	8-46
表 8-30	AHP 法による評価項目の重み付け.....	8-47

表 8-31	3 Eの定量評価結果.....	8-47
表 8-32	Power Development Plan (Fuel Diversification Scenario 2011-2030)	8-50
表 9-1	設備健全時、設備事故時の信頼度基準.....	9-2
表 9-2	信頼度基準の評価方法.....	9-2
表 9-3	設備増強検討範囲（○：要検討）.....	9-6
表 9-4	変電所の最大通過電力.....	9-7
表 9-5	河川横断方法の比較.....	9-12
表 9-6	既設変電設備（230/132kV 変電所）（2010年6月末現在）.....	9-13
表 9-7	既設変電設備（132/33kV 変電所）（2010年6月末現在）.....	9-13
表 9-8	PGCBの送電線（230kV以上）建設計画.....	9-15
表 9-9	ADBの送電線開発計画（PSMP2006）.....	9-15
表 9-10	電源パターン.....	9-16
表 9-11	系統の短絡・地絡電流最大値.....	9-17
表 9-12	主保護遮断時間.....	9-19
表 9-13	発電機.....	9-19
表 9-14	エキサイター.....	9-20
表 9-15	ガバナー.....	9-20
表 9-16	建設コスト算出に使用した設備単価.....	9-21
表 9-17	2015年までに必要な送電線総括表.....	9-30
表 9-18	2010年から2015年に建設が必要な送電線(230kV).....	9-30
表 9-19	2010年から2015年に建設が必要な送電線(400kV).....	9-31
表 9-20	2015年までに必要な変電所総括表.....	9-31
表 9-21	2010年から2015年に建設が必要な変電所(230/132kV).....	9-32
表 9-22	2010年から2015年に建設が必要な変電所(400/230kV).....	9-32
表 9-23	2015年までに必要な開閉所.....	9-32
表 9-24	2015年までに必要なキャパシター.....	9-33
表 9-25	2030年までに必要な送電線総括表.....	9-39
表 9-26	2025年から2030年に建設が必要な送電線(400kV).....	9-40
表 9-27	2030年までに必要な変電所総括表.....	9-40
表 9-28	2025年から2030年に建設が必要な変電所(400/230kV).....	9-40
表 9-29	2030年までに必要な開閉所.....	9-41
表 9-30	2030年までに必要なキャパシター.....	9-41
表 9-31	2015年から2020年に建設が必要な送電線(400kV).....	9-45
表 9-32	2015年から2020年に建設が必要な変電所(400/230kV).....	9-45
表 9-33	2020年から2025年に建設が必要な送電線(400kV).....	9-48
表 9-34	2020年から2025年に建設が必要な変電所(400/230kV).....	9-48
表 9-35	2010-2015年設備増強コスト.....	9-49
表 9-36	2010-2030年設備増強コスト.....	9-50
表 9-37	マスタープラン具現化に係るロードマップとアクションプラン.....	9-51
表 10-1	発送電設備総量及びコスト（2010年度固定価格）.....	10-1
表 10-2	本マスタープランが必要とする関連設備（2010年度固定価格）.....	10-1

表 10-3	本マスタープラン総投資額（2010年度固定価格）	10-2
表 10-4	MTBFにおける支出見込み	10-4
表 10-5	予算実績	10-4
表 10-6	DCOL 融資案件	10-6
表 10-7	IPFF 融資案件	10-7
表 10-8	主要ドナーによる電力セクター支援実績	10-8
表 10-9	主要ドナーによる電力セクター年度別承諾額	10-8
表 10-10	資金源と資金量	10-10
表 10-11	本マスタープランのための資金源と資金量	10-11
表 10-12	発電設備建設標準コスト（2010年度固定価格）	10-15
表 10-13	燃料費シナリオ（2010年度固定価格）	10-16
表 10-14	金融コスト要件	10-17
表 10-15	発電及び電力購入コスト（2010年度固定価格）	10-18
表 10-16	発電及び電力購入コスト（2010年度固定価格）	10-20

第2部 石炭火力発電所建設に係る技術的検討 図・表リスト

図 11-1	最優先プロジェクト地点における石炭火力発電所建設に係る検討フロー.....	11-2
図 11-2	日本の石炭火力の発電効率.....	11-3
図 11-3	石炭火力発電の効率向上.....	11-4
図 11-4	亜臨界圧設備と超々臨界圧 (USC) 設備の比較 (イメージ)	11-5
図 11-5	脱硝装置の概要 (選択接触還元式)	11-6
図 11-6	脱硫装置の概要 (湿式石灰石膏法)	11-7
図 11-7	電気集じん機の概要.....	11-8
図 12-1	優先プロジェクトの選定フロー.....	12-1
図 12-2	B-K-D-P 地点の位置と現場写真.....	12-6
図 12-3	Chittagong 地点の位置と現場写真.....	12-7
図 12-4	Chittagong South 地点の位置と現場写真.....	12-8
図 12-5	Cox's Bazar, Matarbari, Sonadia 地点の位置と現場写真-1.....	12-9
図 12-6	Cox's Bazar, Matarbari, Sonadia 地点の位置と現場写真-2.....	12-10
図 12-7	Khulna, Mongla 地点の位置と現場写真.....	12-11
図 12-8	Meghnaghat 地点の位置と現場写真.....	12-12
図 12-9	Maowa および Zajira 地点の位置と現場写真.....	12-13
図 13-1	港湾建設と発電所開発計画との関係.....	13-1
図 13-2	港湾建設と発電所開発計画との関係.....	13-2
図 13-3	コールセンターの役割.....	13-4
図 13-4	石炭輸送船の運航シミュレーション.....	13-5
図 13-5	ベンガル湾の波高データ.....	13-6
図 13-6	マタバリ地点における大水深港の開発イメージ.....	13-7
図 13-7	各コールセンターの概念図.....	13-9
図 14-1	火力発電所の機器構成.....	14-3
図 14-2	発電用ボイラの型式.....	14-5
図 14-3	タンデムコンパウンド (串型) タービン.....	14-7
図 14-4	クロスコンパウンド (二軸型) タービン.....	14-7
図 14-5	Little Jamuna River の Duration Curve.....	14-9
図 14-6	Karotoa River の Duration Curve.....	14-10
図 14-7	一過式冷却設備系統と実装例.....	14-11
図 14-8	強制通風冷却塔設備系統と実装例.....	14-11
図 14-9	強制通風空気冷却設備系統と実装例.....	14-12
図 14-10	環境設備の機器配置の一例 (低温 EP タイプ)	14-14
図 14-11	B-K-D-P サイトの位置図.....	14-21
図 14-12	Mongla 港のある Pussur 川.....	14-23
図 14-13	Mongla 港の係船設備.....	14-24
図 14-14	河川輸送ルート図.....	14-26
図 14-15	Bangabandhu Shetu の現況.....	14-27
図 14-16	Balashi Ghat の現況.....	14-28

図 14-17	バージ船からの荷揚げ作業	14-29
図 14-18	トレーラーに積み込み作業	14-29
図 14-19	B-K-D-P サイトまでの輸送ルート	14-30
図 14-20	Chittagong 港から B-K-D-P サイトまでの輸送ルート	14-33
図 14-21	国内炭火力発電所 (B-K-D-P 地点) の平面図案	14-37
図 14-22	輸入炭火力発電所 (Chittagong South 地点) の平面図案	14-37
図 14-23	B-K-D-P 地点完成予想図(600MWx3)	14-39
図 14-24	Chittagong South 地点完成予想図(600MWx2)	14-40
図 14-25	Matarbari 地点完成予想図(600MWx4)	14-41
図 15-1	建設工事工程	15-2
図 15-2	工事費の項目間比率	15-6
図 15-3	EPC コスト内識別比率	15-6
図 16-1	支払い意思 (Willingness-to-Pay)	16-4
図 16-2	EIRR 感度分析<輸入炭火力発電所>	16-11
図 16-3	EIRR 感度分析<国内炭火力発電所>	16-11
図 16-4	便益計算に用いた一括小売電気料金の設定 (国内炭の場合)	16-16
図 16-5	BPDB の収支推移 (左) と平均電気小売料金価格推移 (右)	16-18
図 17-1	保守管理方法の概念図	17-1
図 17-2	BDM と TBM/CBM の定期点検期間 (イメージ)	17-3
図 17-3	PDCA による運転保守管理フロー	17-4
図 17-4	O&M 体制 (例)	17-11
図 17-5	コール・ポリシー案で提案されている石炭セクター関係者相関図	17-12
図 17-6	CPGCB 運開までのマイルストーン	17-15
図 17-7	提言する石炭セクター関係者相関図	17-18
図 18-1	Barapukuria 炭鉱近隣の住宅被害の様子	18-2
図 18-2	Barapukuria で飛散する粉塵が付着した植物の葉	18-3
図 18-3	対岸から見た Meghnaghat 新興地域の様子	18-4
図 18-4	Meghnaghat 天然ガス発電所	18-5
図 18-5	B-K-D-P 地点での現地コンサルテーションの様子	18-11
図 18-6	Chittagong 地点 (Anwara) での現地コンサルテーションの様子	18-13
図 18-7	Meghnaghat 地点での現地コンサルテーションの様子	18-14
図 18-8	現地ステークホルダー協議の様子 (B-K-D-P 地点)	18-16
図 18-9	現地ステークホルダー協議の様子 (Chittagong 地点)	18-17
図 18-10	現地ステークホルダー協議の様子 (Meghnaghat 地点)	18-18
表 11-1	石炭灰の種類	11-7
表 11-2	炭塵対策設備	11-8
表 12-1	最優先プロジェクトの選定	12-2
表 12-2	評価項目 (大項目および小項目)	12-3
表 12-3	AHP 手法による大項目の重み付け	12-4

表 12-4	AHP 法による第 1 次スクリーニング評価結果	12-5
表 12-5	第 2 次スクリーニング結果 (優先順位順)	12-14
表 12-6	AHP 法による第 2 次スクリーニング評価結果	12-15
表 13-1	コールセンターと供給先発電所の対応	13-3
表 13-2	石炭輸送船一覧	13-4
表 13-3	石炭輸送船の作業所要時間	13-5
表 13-4	1 バースあたりの年間入港隻数	13-6
表 13-5	1 バースあたりの年間輸送可能石炭量	13-7
表 13-6	輸入炭発電所及びコールセンターの諸元	13-10
表 14-1	最優先プロジェクトにおいて採用する石炭火力発電設備概要	14-3
表 14-2	冷却方法の比較	14-12
表 14-3	タービンの型式	14-13
表 14-4	燃料輸送手段の比較	14-17
表 14-5	Chittagong South および Meghnaghat 地点の必要バース数	14-18
表 14-6	輸送が必要な主な設備の仕様	14-20
表 14-7	輸送の仕様	14-20
表 14-8	Mongla 港の貨物取扱量推移	14-22
表 14-9	Mongla 港から Balashi Ghat までの水路の現状	14-26
表 14-10	一般貨物の積載量	14-30
表 14-11	B-K-D-P サイトから Balashi Ghat 間の橋梁一覧	14-31
表 14-12	Chittagong 港の貨物取扱量推移	14-33
表 14-13	Chittagong 港の係船設備	14-34
表 14-14	Chittagong 港の荷役設備	14-35
表 14-15	コンテナ用荷役設備	14-35
表 14-16	国内炭火力における必要用地面積	14-36
表 14-17	Chittagong South および Meghnaghat の必要用地面積	14-36
表 15-1	概算工事費総括表	15-3
表 15-2	プロジェクトコスト内訳 (単位: 1,000 USD)	15-5
表 15-3	石炭火力プロジェクト実績	15-8
表 16-1	経済分析用事業費 (2010 年度 6 月固定価格)	16-3
表 16-2	BPDB グリッド非接続型発電所 (ディーゼル) の発電コスト	16-6
表 16-3	経済的内部収益率 (EIRR) < 輸入炭火力 >	16-7
表 16-4	経済的内部収益率 (EIRR) < 国内炭火力発電所 >	16-8
表 16-5	EIRR 感度分析	16-10
表 16-6	国内炭火力発電所: 財務的内部収益率 (FIRR)	16-14
表 16-7	輸入炭火力発電所: 財務的内部収益率 (FIRR)	16-15
表 16-8	財務評価感度分析結果	16-17
表 16-9	借款転貸条件	16-18
表 17-1	既設ガス火力発電設備点検実績 (過去 10 年間)	17-2
表 17-2	石炭火力発電設備特有の主な設備	17-5
表 17-3	Barapukuria 発電所と USC 設備の主な違い	17-6

表 17-4	不適切な環境安全管理事例	17-8
表 17-5	環境安全管理マニュアル例	17-9
表 17-6	各箇所の環境関連業務	17-10
表 17-7	燃料の供給方法	17-13
表 17-8	BPDB の輸入炭調達の課題に対する主な提言	17-14
表 17-9	各案比較	17-14
表 17-10	国内炭の供給可能性の課題に対する主な提言	17-16
表 17-11	政府の執行能力の課題に対する主な提言	17-17
表 18-1	公害・自然環境面での影響にかかる問題分析結果 (3 地点共通)	18-6
表 18-2	社会影響にかかる問題分析結果 (3 地点共通)	18-8
表 18-3	現地コンサルテーションの内容 (B-K-D-P 地点)	18-10
表 18-4	現地コンサルテーションの内容 (Chittagong・Anwara 地点)	18-12
表 18-5	現地コンサルテーションの内容 (Meghnaghat 地点)	18-14
表 18-6	現地ステークホルダー協議の概要	18-15
表 18-7	公害・自然環境面の問題解決策 (3 地点共通)	18-18
表 18-8	社会影響にかかる緩和策 (3 地点共通)	18-21
表 18-9	地元コミュニティの社会環境改善 (3 地点共通)	18-22

第3部 今後の援助支援方策の提言

図・表リスト

図 19-1	各ターゲットと提言の関係	19-1
図 19-2	マタバリ地点における大水深港の開発イメージ	19-2
図 19-3	発電所完成予想図（左：国内炭、右：輸入炭）	19-3
図 19-4	主要ガスネットワーク図	19-4
図 19-5	LNG 基地の選択肢（左：ブイ方式、右：栈橋係留方式）	19-5
図 19-6	国際連系計画	19-6
図 19-7	提言の優先度	19-7

略 語

ADB	Asian Development Bank
ADP	Annual Development Programme
AEC	Asia Energy Corporation (Bangladesh) Pty Ltd
AGA	American Gas Association
AHP	Analytic Hierarchy Process
APSCL	Ashuganj Power Station Company Ltd
A-USC	Advanced Ultra Super Critical
BAPEX	Bangladesh Petroleum Exploration & Production Company Limited
BCF	Billion Cubic Feet
BCFTPP	Barapukuria Coal Fired Thermal Power Plant
BCIC	Bangladesh Chemical Industries Corporation
BCMCL	Barapukuria Coal Mine Company Ltd
BEDL	Barakatulla Electro Dynamics Limited
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
BGFCL	Bangladesh Gas Fields Company Limited
BGSL	Bakhrabad Gas System Ltd.
BIFF	Bangladesh Infrastructure Finance Fund Ltd.
BMD	Bangladesh Meteorological Department
BIMSTEC	Bay of Bengal Initiative for Multi Sectoral Technical and Economic
BIWTA	Bangladesh Inland Water Transport Authority
B-K-D-P	Barapukuria-Khalaspir-Dighipara-Phulbari
BMD	Bangladesh Meteorological Department
BMD	Bureau of Mineral Department
BOD	Biological Oxygen Demand
BOO	Build Own Operate
BPC	Bangladesh Petroleum Corporation
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BTB	Back to Back
C/P	Counter Part
Cairn	Cairn Energy Plc.
CAS	Country Assistance Strategy (WB)
CBM	Coal Bed Methane
CC	Combined Cycle
CCPP	Combined Cycle Power Plant
CDM	Clean Development Mechanism
CEPZ	Chittagong Export Processing Zone
Chevron	Chevron Bangladesh
CIF	Cost, Insurance and Freight
CNG	Compressed Natural Gas
COBP	Country Operations Business Plan (ADB)
CP	Counter Part
CPI	Consumer Price Index
CPP	Capacity Purchase Price
CR	Critically Endangered
CSR	Cooperate Social Responsibility

CUFL	Chittagong Urea Fertilizer Factory limited
CY	Calendar Year
DC	Deputy Commissioner
DD	Detail Design
DESCO	Dhaka Electric Supply Company Ltd.
DO	Dissolved Oxygen
DOE	Department of Environment
DP	Development Partner
DPDC	Dhaka Power Distribution Company Ltd
DPP	Development Project Proposal
DWT	Dead Weight Tonnage
EAL	Engineers Associate Limited
ECC	Environmental Clearance Certificate
ECPt	Export Coal Price
ECR	Economical Continuous Rating
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economic Internal Rate of Return
EMP	Environmental Management Plan
EMRD	Energy and Mineral Resources Division
EN	Endangered
EPP	Energy Purchase Price
EPZ	Export Processing Zones
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment
ESP	Electrostatic precipitator
F & I	Freight and Insurance
FGD	Flue Gas Desulfurization
FGD	Focus Group Discussion
FOB	Free On Board
FS	Feasibility Study
FY	Fiscal Year
GDP	Gross Domestic Product
GEF	Global Environment Facility
GNI	Gross National Income
GOB	Government of Bangladesh
GSA	Gas Supply Agreement
GSB	Geological Survey of Bangladesh
GSMP	Gas Sector Master Plan
GT	Gas Turbine
GTCL	Gas Transmission Company Limited
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit
HCU	Hydrocarbon Unit, Ministry of Power, Energy & Mineral Resources
HGI	Hardgrave Grindability Index
HIV/AIDS	Human Immunodeficiency Virus and Acquired Immune Deficiency
HPI	Human Poverty Index
I&C	Instrument and Control
IDA	International Development Agency

IDCOL	Infrastructure Development Company Ltd.
IDI	In-depth Interview
IEA	International Energy Agency
IEE	Initial Environmental Examination
IEEJ	Institute of Energy Economics, Japan
IFC	International Finance Corporation
IMCL	IMC Group Consulting Limited, UK
IOCs	International Oil Companies
IPFF	Investment Promotion and Financing Facility
I-PRSP	Interim Poverty Reduction Strategy Paper
IPP	Independent Power Producer
IUCN	International Union for Conservation of Nature
JGTDSL	Jalalabad Gas Transmission & Distribution System limited
JPY	Japanese Yen
KAFCO	Kamaphuli Fertilizer Company Limited
KfW	Kreditanstalt fur Wiederaufbau
kW	kilo-watt
kWh	kilo-watt hour
LAP	Land Acquisition Plan
LCC	Location Clearance Certificate
LDC	Least Developed Country
LIBOR	London Inter-Bank Offered Rate
LNG	Liquefied Natural Gas
LOLE	Loss of Load Expectation
LRMC	Long Run Marginal Cost
MDG	Millennium Development Goal
MM	Million
MMCFD	Million Cubic Feet per Day
MOE	Ministry of Environment and Forestry Affairs
MOF	Ministry of Finance
MOL	Ministry of Land
MPEMR	Ministry of Power, Energy & Mineral Resources
MP	Master Plan
MPA	Mega Pascal
MPL	Meghnaghat Power Limited
MTBF	Medium Term Budgetary Framework
MTMF	Medium Term Macroeconomic Framework
MW	mega-watt
MWh	mega-watt hour
NEP	National Energy Policy
NGFF	Natural Gas Fertilizer Factory Limited
NGO	Non-Governmental Organization
Niko	Niko Resources of Canada, Niko Resources Ltd.
NOC	No Objection Certificate
NOx	Nitrogen oxide
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
NSAPR-II	National Strategy for Accelerated Poverty Reduction II

NSW	New South Wales
NWPGCL	North-West Power Generation Company Ltd
NWZPDCL	North West Zone Power Distribution Company Ltd.
O&M	Operation & Maintenance
O/C	Open cast mining
ODA	Official Development Assistance
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
OHS	Occupationnal Health and Safety
PBS	Palli Bidyut Samities
PDPAT	Power Development Planning Assist Tool
Petrobangla	Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh
PGCL	Pashchimanchal Gas Company Limited
PLF	Plant Load Factor
PM	Particulate Matter
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Public Private Partnership
PRSP	Poverty Reduction Strategy Paper
PSC	Production Sharing Contract
PSIG	Private Sector Infrastructure Guidelines
PSMP	Power System Master Plan
PUFF	Polash Urea Fertilizer Factory
QHSE	Quality, Health, Safety, Environment
QLD	Queensland
RAP	Resettlement Action Plan
REB	Rural Electrification Board
RMG	Ready Made Grment
RPC	Rural Power Company Ltd
S/S	Substation
SAARC	South Asian Association for Regional Cooperation
SC	Steering Committee
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCR	Selective Catalytic Reduction
SEA	Strategic Environmental Assessment
SGCL	Sundarban Gas Company Limited
SGFL	Sylhet Gas Fields Limited
SoE	State of Environment
SO _x	Sulfur oxide
SPM	Single Port Mooring
SPM	Suspended Particulate Matter
ST	Steam Turbine
SZPDCL	Souht Zone Poewr Distribution Company Ltd
Tcf	Trillion Cubic Feet
TCIL	Technoconsult International Limited
TDS	Total Dissolved Solids
TGTDCL	Titas Gas Transmission and Distribution Company Limited
Tk	Taka

toe	tons of oil equivalent
TOR	Terms of Reference
TPES	Total Primary Energy Supply
TSS	Total Suspended Solid
TT	Task Team
Tullow	Tullow Oil Plc.
U/G	Under Ground mining
UCG	Underground Coal Gasification
UFFL	Urea Fertilizer Factory Limited
UNDP	United Nations Development Programme
UNO	Upazila Nirbahi Office
UPO	Union Parishad Office
US\$	United States Dollar
USC	Ultra Super Critical
VB	Visual basic
VERL	Venture Energy Resources Limited
WB	World Bank
WTP	Willingness-to-Pay
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Ltd
ZFCL	Zia Fertilizer Company Limited

第 1 部 長期電源開発計画[PSMP2010]の策定

第1章 序論

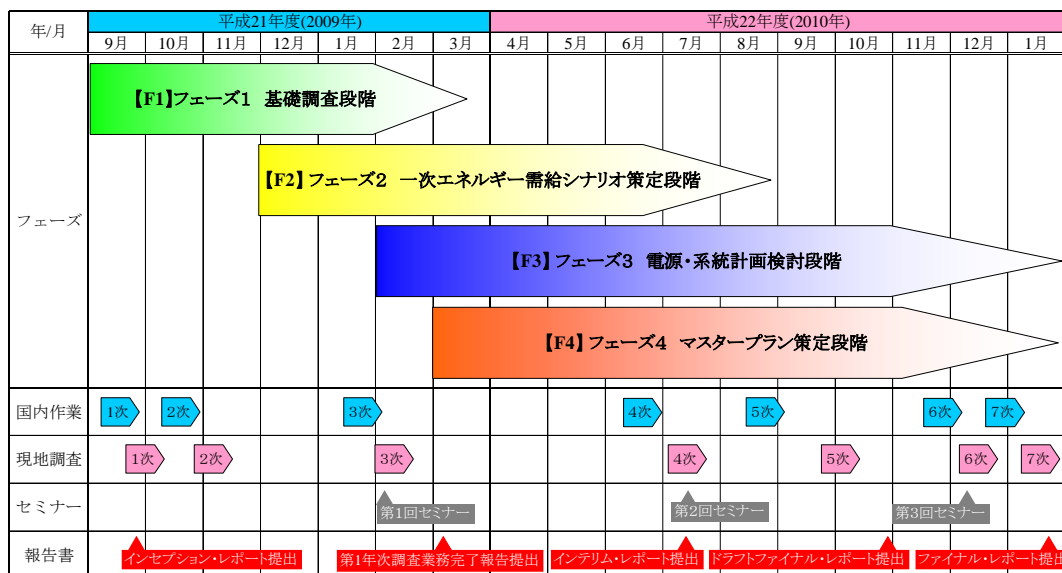
1.1 調査の目的

本調査は、バングラデシュ国（「バ」国）の安定的電力供給の達成を図るべく、石炭の活用拡大を前提においた燃源の多様化に向けた方策について検討し、同多様化策に基づく2030年までの最適電源開発計画、送電系統計画、石炭火力発電所ポテンシャルサイトの特定制を含むマスタープラン策定を目的に実施する。ゆえに本調査は当初の要請にあった石炭火力発電所の拡充策に加え、拡充するための基本条件（需給予測、石炭を含めた一次エネルギー源の確保状況、石炭火力発電所を含めた最適電源開発計画、ガス火力発電所の位置付けを含めた今後の最適電源構成など）についての調査も加えた包括的な電力開発マスタープランを目指すものである。併せて、本調査期間中に現地カウンターパート（C/P）に必要な技術移転を行う。

1.2 調査内容

1.2.1 調査スケジュール

本調査は、2009年9月から2011年1月までの2年にわたり、現地調査計7回、約17ヶ月の工程で業務を実施する。調査スケジュールおよびフェーズ毎の作業工程は図1-1に示すとおりである。



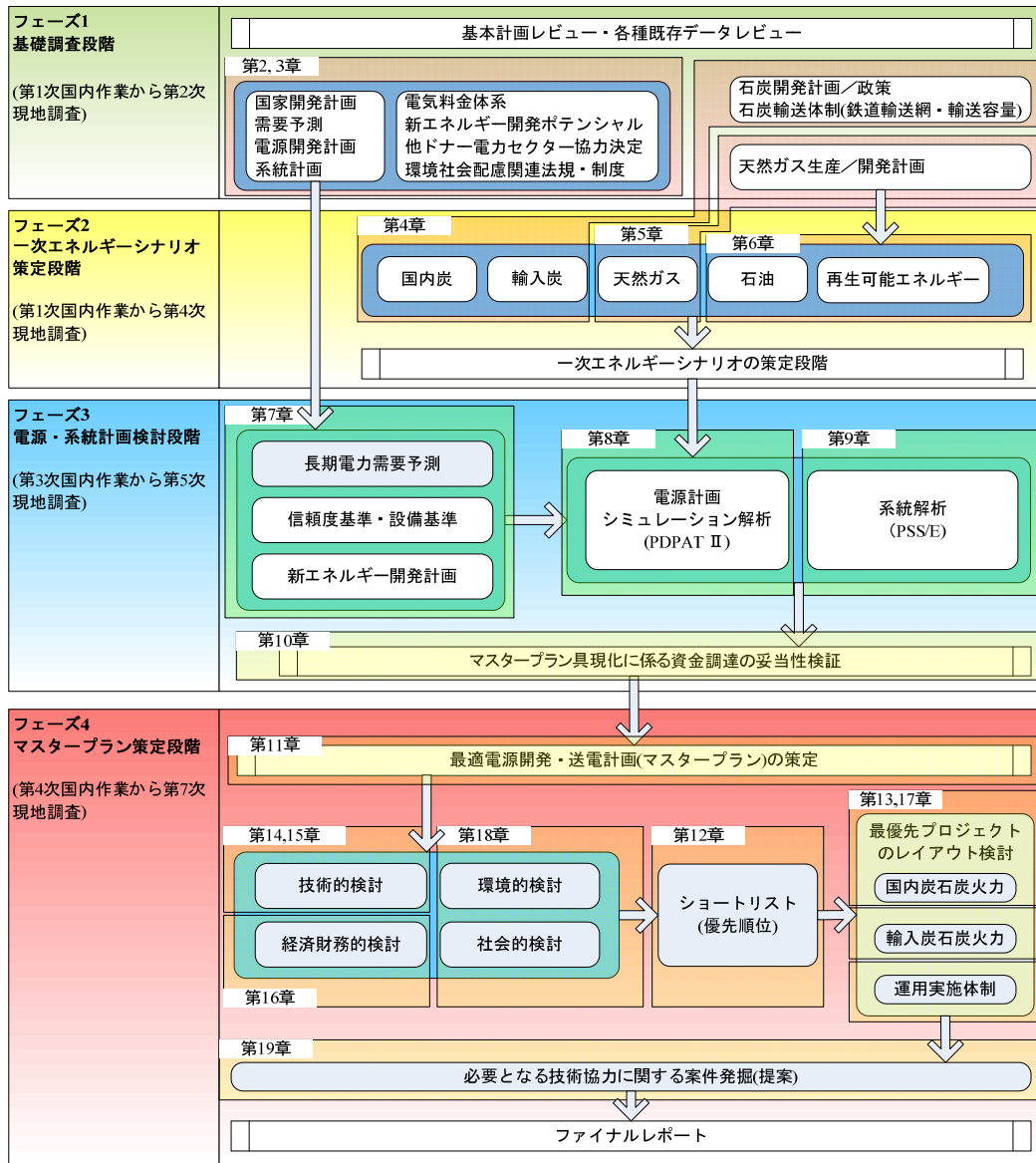
出所：PSMP 調査団

図 1-1 調査全体スケジュール

1.2.2 業務フロー

調査業務の基本的な進め方は、図1-2の基本業務フローに示すとおり、フェーズ1から4に分類される。各分野相互に緊密な連携を取りながら業務を遂行し、包括的な電力開発マスタープラン

ランを策定する。また、各調査段階に応じてワークショップを開催し、関係機関の意見を逐次反映しながら調査を進める。



出所： PSMP 調査団

図 1-2 基本業務フロー

1.2.3 カウンターパート(C/P)機関

- Ministry of Power、 Energy and Mineral Resources (MPEMR)
 - ✓ Power Division
 - ✓ Energy and Mineral Resources Division (EMRD)
 - ✓ Power Cell
- Economic Relations Division、 Ministry of Finance
- Bangladesh Power Development Board (BPDB)

- Barapukuria Coal Mine Company Ltd (BCMCL)
- Power Grid Company of Bangladesh (PGCB)
- Dhaka Power Distribution Company Limited (DPDC)
- Dhaka Electric Supply Company Limited (DESCO)
- Rural Electrification Board (REB)
- Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation (Petrobangla)
- Electricity Generation Company of Bangladesh (EGCB)
- Ashuganj Power Station Company Limited (APSCL)
- North-West Power Generation Company Ltd (NWPGCL)
- Geological Survey of Bangladesh (GSB)
- Ministry of Environment and Forestry Affairs (MOE)

1.2.4 調査団の構成および分担

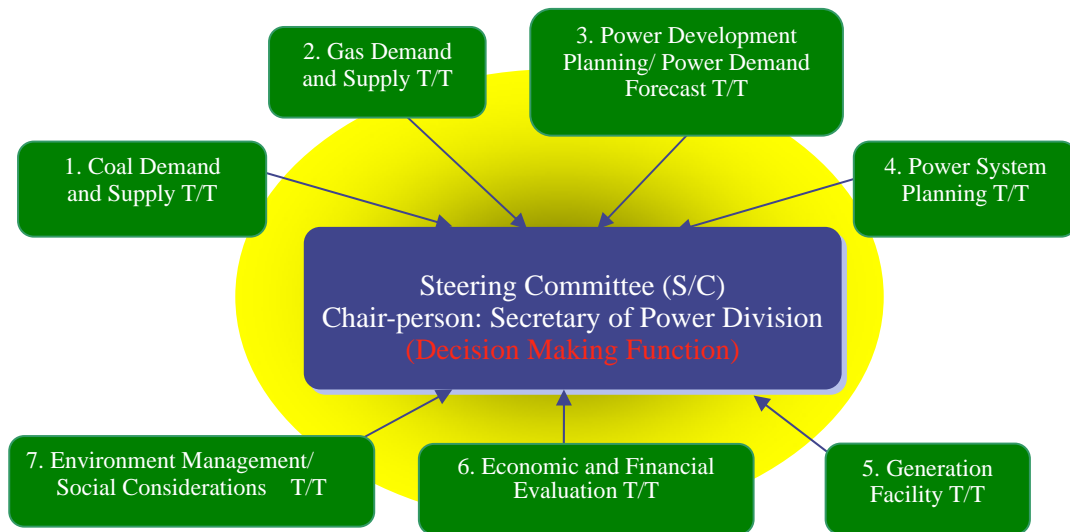
調査団の構成・分担は、次のとおりである。

(1) 専門家別構成

総括/ 石炭火力開発	武田 宣輝
副総括/ 最適電源計画/ 電力需要想定	小林 俊幸
新エネルギー開発計画	関 昇
石炭開発・供給システム A	遠藤 一
石炭開発・供給システム B	柿崎 厚
天然ガス供給システム A	片岡 穆
天然ガス供給システム B	松下 秀雄
天然ガス供給システム C	中村 知信
火力土木/ 燃料輸送	狩野 弦四朗
石炭火力発電設備/ 維持管理体制	窪田 洋一郎
送変電設備/ 系統計画 A	船橋 伸一
送変電設備/ 系統計画 B	黒岩 正貴
経済財務分析/ 組織制度 A	酒井 敦正
経済財務分析/ 組織制度 B	黒田 泰久
環境管理	伊藤 恭久
社会配慮	藤原 純子

(2) ステアリングコミッティとタスクチーム (T/T)別構成

C/Pと協議の上、意志決定機関としてステアリングコミッティ、ステアリングコミッティの下、ワーキングレベルのディスカッションの場としてテーマ別に7つのタスクチームを組成した。その構成を図 1-3に示す。ステアリングコミッティは調査の進捗に合わせ適宜開催し、タスクチームで討議した内容はステアリングコミッティに諮り両方で情報共有すると共に、意志決定を行うこととした。



出所：PSMP 調査団

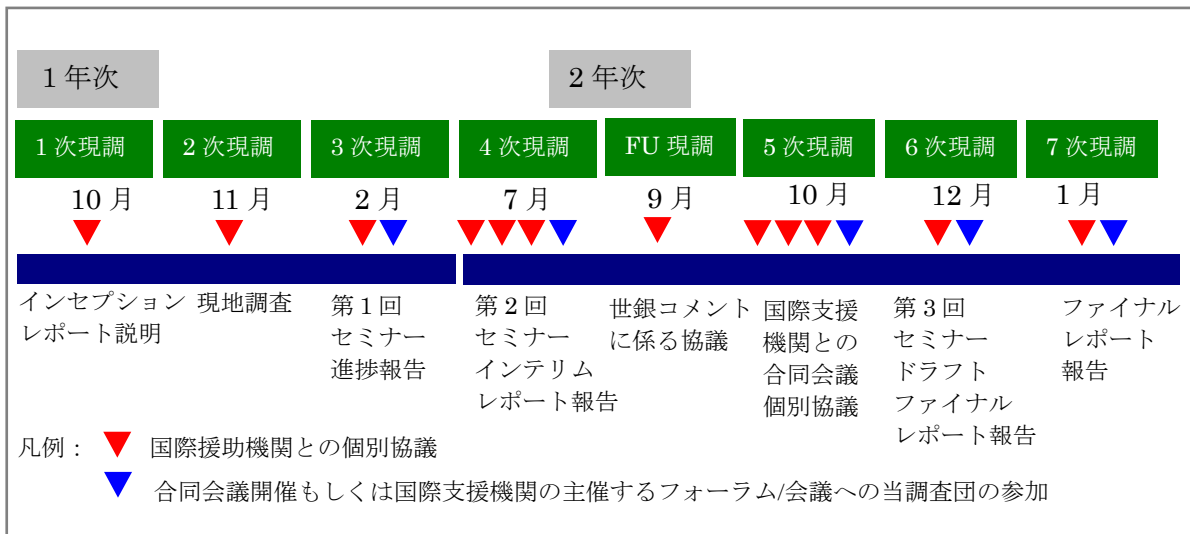
図 1-3 ステアリングコミッティおよびタスクチームの構成

1.3 国際支援機関との情報共有・連携推進

現地調査の都度、国際支援機関との個別協議や合同会議、国際支援機関の主催するフォーラム/会議への出席などを通じ、国際支援機関と情報を共有し、調査内容・方針について、関係機関との関係強化に努めてきた。

- 第1次現地調査：2009年10月3日（土）～10月9日（金）
インセプションレポートの説明、業務実施内容、スケジュールの説明、調査方針に係る協議
- 第2次現地調査：2009年10月28日（水）～11月13日（金）
現地調査の一環として、各ドナーが支援している電力セクターに係るプロジェクトの実績、進捗調査
- 第3次現地調査：2010年1月30日（土）～2月19日（金）
第1回セミナー開催、現地調査結果、分析結果の報告、協議
- 第4次現地調査：2010年7月3日（土）～7月23日（金）
第2回セミナー開催：インテリムレポート内容の説明および具体的内容協議

- フォローアップ調査：2010年9月3日（金）～9月7日（火）
世銀から提出されたコメントに対する具体的協議の実施
- 第5次現地調査：2010年9月21日（月）～10月17日（日）
インテリムレポートに対する国際支援機関からの正式コメントの合同協議開催
- 第6次現地調査：2010年12月6日（月）～12月16日（木）
第3回セミナー開催：ドラフトファイナルレポート内容の説明および具体的内容の協議
- 第7次現地調査：2011年1月23日（日）～2月3日（木）
ファイナルレポート内容の説明



出所： PSMP 調査団

図 1-4 国際支援機関との協議実績



個別協議
(調査毎)

開発フォーラム出席
(2010.2)

ドナー会議出席
(2010.7)

合同会議
(2010.10)

出所： PSMP 調査団

1.4 セミナーの開催

1.4.1 第1回セミナー

- (1) 日時：2010年2月3日（水）10:00-16:00
- (2) 協議場所：レイクショアホテル大ホール

(3) 概要

2010年2月3日レイクショアホテル大ホールにおいて、第1回セミナーを実施した。セミナーは2部構成とし、前半は各タスクチーム実務者レベルを対象に、これまでの調査内容の説明を中心にディスカッションを行った。後半はエネルギー局 Additional Secretary、ADB など関係各所、ドナー約40名の参加の下、本調査の目的、調査方針、スケジュール、技術移転方法、現在の調査の進捗状況と今後の進め方について説明した。また、質疑応答を通じ参加者とディスカッションを行うことで、調査団および「バ」国側カウンターパート双方において、今後の本プロジェクトの方向性について確認を行った。



出所：PSMP 調査団

1.4.2 第2回セミナー

(1) 日時：2010年7月11日（日）14:00-17:00

(2) 協議場所：BPDB コンファレンスルーム

(3) 概要

2010年7月11日BPDB コンファレンスルームにおいて、第2回セミナーを実施した。インテリムレポートの内容について説明し議論を行うことが目的で、政府からは首相アドバイザーも出席した。主に一次エネルギーシナリオ、電力需要想定、石炭火力候補地選定についてディスカッションを行うことで、調査団および「バ」国側C/P双方において、今後の本プロジェクトの方向性について確認を行った。



出所：PSMP 調査団

1.4.3 第3回セミナー

(1) 日時：2010年12月13日（月）10:00-17:00

(2) 協議場所：シェラトンホテルボールルーム

(3) 概要

2010年12月13日シェラトンホテルにおいて、第3回セミナーを実施した。セミナーは2部構成とし、前半を政府高官を対象とした協議、後半を実務者レベル協議とした。前

半は政府からは首相アドバイザー、日本大使館からは特命全権大使も出席し、ドラフトファイナルレポートの骨子について説明およびディスカッションを行った。後半は各分野別に説明を行い、実務者レベルでより詳細なディスカッションを行った。調査団および「バ」国側 C/P 双方において、本調査の結果について確認を行った。



出所： PSMP 調査団

1.4.4 ファイナルレポート説明会

- (1) 日時：2011年1月30日（日）10:00～13:30（12:00以降はランチセッション）
- (2) 場所：ダッカシェラトンホテルボールルーム
- (3) 概要：

2011年1月30日、ダッカシェラトンホテルにて、ファイナルレポート説明会を行った。

「バ」国政府からは電力局事務次官以下が出席し、ドラフトファイナルレポートに対するコメント対処結果を中心にファイナルレポートの内容を共有し、報告書を完成させることで合意した。



出所： PSMP 調査団

1.5 技術移転

1.5.1 タスクチームミーティングにおける技術移転

タスクチームミーティングにおいて、チームメンバーが共同で作業することにより技術移転を行った。



出所：PSMP 調査団

1.5.2 集合研修

(1) 電源計画シミュレーションソフト（PDPAT）研修

最適電源計画策定の際に用いるシミュレーションソフト（PDPAT）について、使用方法や実際の設定条件等について講義形式で研修を行った。

- (1) 日時：2010年7月10日（土）
- (2) 場所：BPDB 会議室



出所：PSMP 調査団

(2) 系統解析ソフト（PSS/E）研修

系統解析に用いるソフト（PSS/E）について、使用方法や実際の設定条件等について講義形式で研修を行った。

- (1) 日時：2010年7月8日（木）（第1回）、2011年1月31日（月）（第2回）
- (2) 場所：PGCB 会議室



出所：PSMP 調査団

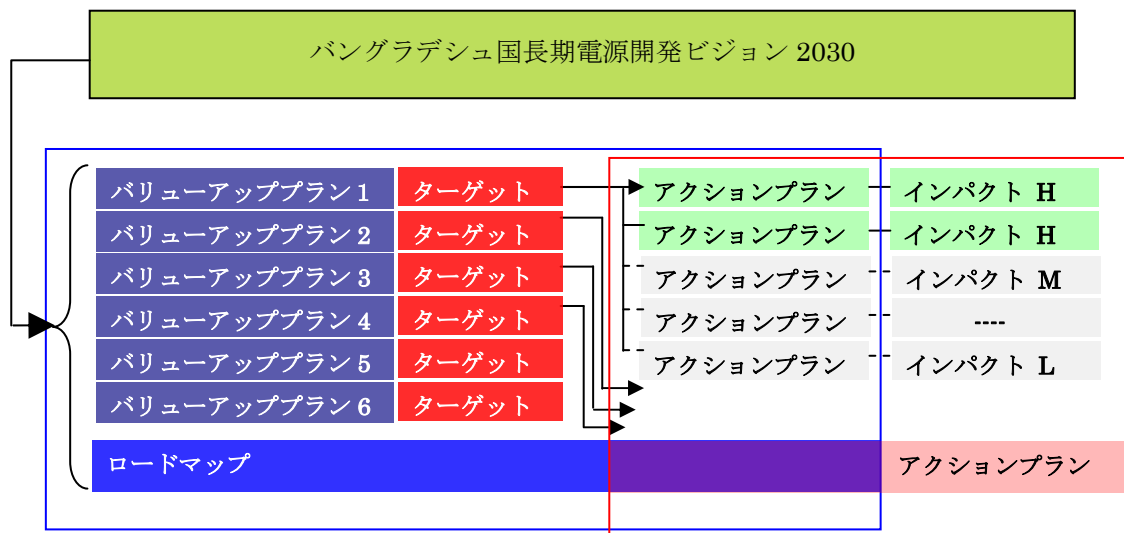
第2章 マスタープランの視点と目標

2.1 本マスタープランの視点と目標

電力供給体制の見直しにあたっては、経済成長（Economic Growth）、エネルギーセキュリティ（Energy Security）、環境保全（Environmental Protection）のいわゆる 3E の同時達成がエネルギー政策の基本となる。また、「バ」国として可能な限り短期間で貧困削減を国家開発の目標に掲げており、エネルギー政策もこの目標達成の一環と位置付けられている。本マスタープランにおいては、3つの E と貧困削減を実現することの具体的な目標とし、この目標に沿ってビジョンを提案し、ビジョン達成のための取り組みとして6つのバリューアッププランを定める。

2.2 ビジョン、ロードマップ、アクションプランおよびターゲットの関係

ビジョン、ロードマップ、アクションプランおよびターゲットとの関係を下図に示す。上位目標である「バ」国における長期電源開発戦略 2030 としてビジョンを提案する。ビジョンを達成するために6つのバリューアッププランがあり、そのプラン毎に達成すべきターゲットが示される。ターゲットを達成するためのアクションプランがあり、そのアクションプランにおいては、実施責任箇所とインパクトを明記している。なお、本項で示すロードマップは、アクションプランのうち、インパクトが高いものを抜粋し記述している。



出所：PSMP 調査団

図 2-1 Bangladesh 2030 Long-term Power Development Vision

2.3 ビジョンペーパー

ビジョンペーパーおよび各バリューアッププランの説明を以下に記す。

バングラデシュ国

長期電源開発戦略

20

30

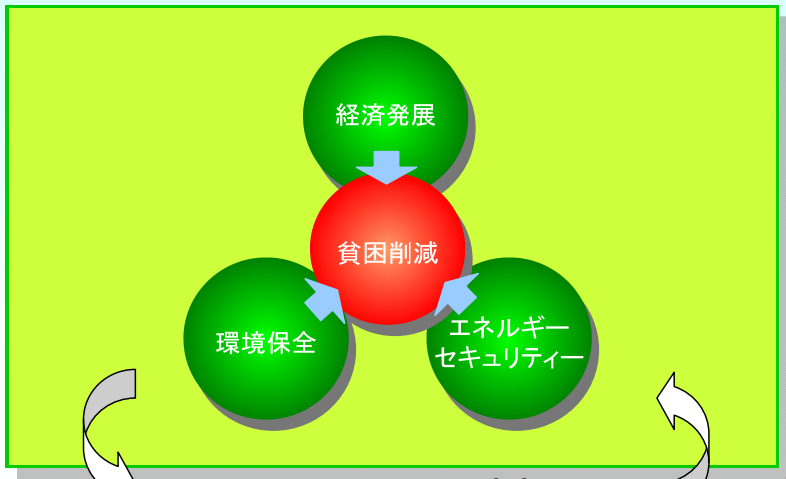
ビジョン

出所： PSMP 調査団

ビジョン

ビジョン 2030 バングラデシュ国の長期電源開発戦略

**社会経済発展に不可欠な電力を
安定的に持続的にしっかりと広く国民にお届けし、
安心した暮らしを支えるネットワーク作りを目指します！**



6つのバリューアッププラン

- Plan 1** 国内一次エネルギー資源を積極的に開発する
- Plan 2** 多様な燃源による電源ポートフォリオを構築する
- Plan 3** 電源の高効率化やCO2排出抑制技術導入により低炭素社会を実現する
- Plan 4** 電力安定供給に必要なインフラをマルチセクター間で協調して整備する
- Plan 5** 電力安定供給に必要な組織や法制度の効率・効果的な仕組みを作る
- Plan 6** 社会経済発展を通じ、貧困削減を目指していく



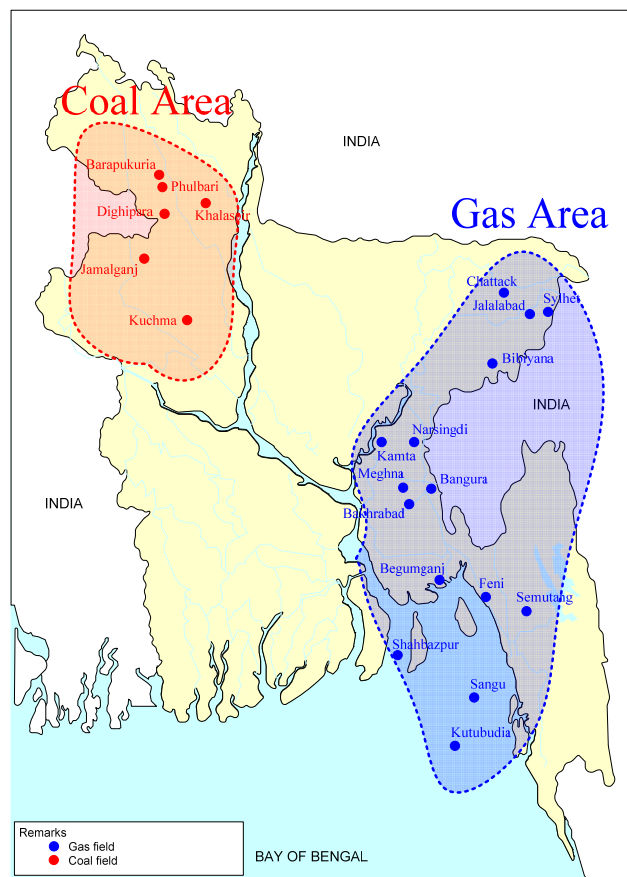
出所： PSMP 調査団

Plan 1 国内一次エネルギー資源を積極的に開発する

Target エネルギー自給率 50%を維持する

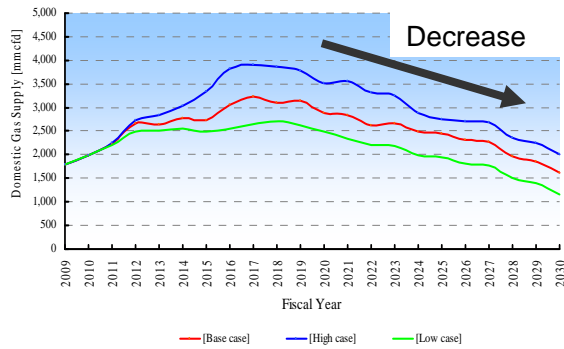
「バ」国の急激な経済成長とそれに伴う電力の急増に対応するためには、経済性・安定性に優れたエネルギー源の確保が急務であり、現実的に最適なエネルギー資源の供給源として、国内で産出する一次エネルギー資源を積極的に開発することとする。

国内で産出される一次エネルギーの主要なものは、国内炭と国内天然ガスであり、図 2-2で示す様に国内炭は「バ」国の北西部に、ガスは北東部に偏在している。図 2-3、図 2-4に示す様に、国内天然ガスの供給は将来的に減少する一方、国内炭の供給は増加すると予想されている。将来的に燃料多様化が進んだ場合、2030年断面で国内炭シェアが 25%、国内天然ガス 20%、これに国内水力または再生可能エネルギー5%を加えて、一次エネルギーの自給率が 50%以上を維持することを目指す。



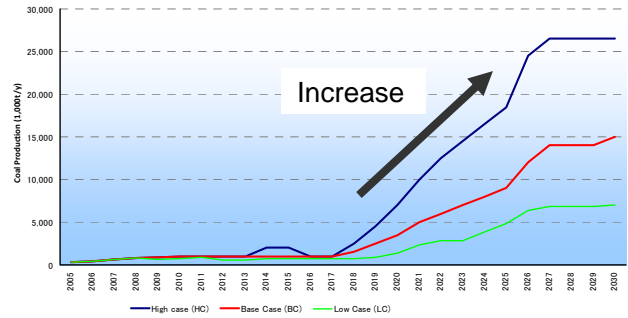
出所：PSMP 調査団

図 2-2 「バ」国内炭鉱・ガス田位置図



出所：PSMP 調査団

図 2-3 国内天然ガス供給シナリオ



出所：PSMP 調査団

図 2-4 国内炭供給シナリオ

(1) 国内天然ガス開発

国内天然ガスを開発するためのアクションプランには、以下のものがある。

- 天然ガス埋蔵量再評価： 定期的に天然ガス埋蔵量の再評価を行い、ガス生産量の見通しを立てると共に、改修・開発工程の妥当性を評価する。
- 天然ガス需給予測： ローリングベースにより天然ガスの需給予測を行い、天然ガス生産計画との整合性を図る。
- 国内ガス探鉱・開発実施： 国内天然ガスの探鉱・開発を実施し、新規ガス田からの増産を目指す。
- 既存ガス田改修： 国内天然ガス田の改修を行い、既設ガス田からの増産を目指す。

(2) 国内炭鉱開発

国内炭鉱開発のためのアクションプランには、以下のものがある。

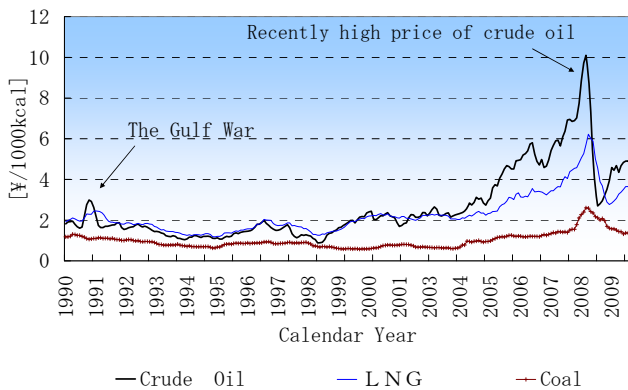
- コールポリシー策定： 現在ドラフト段階のコールポリシーを確定し、国内炭鉱開発に伴う法律・規則細目の制定もしくは鉱山法の制定を行う。
- パイロット炭鉱の実施・評価： 炭鉱開発の技術的課題、地下水対策、生産コスト等を明らかにし、露天掘り工法が適用可能かどうか評価する。
- 国内炭需給予測： ローリングベースにより石炭の需給予測を行い、国内炭供給計画との整合性を図る。
- 炭鉱技術者養成システム構築： 自国の炭鉱技術者を養成し、他国に依存しない自立的な炭鉱運営を目指す。
- CBM、UCG 技術検討： CBM (Coal Bed Methane)、UCG (Underground Coal Gasification)技術を確立することにより、未利用、未開発の国内炭の有効活用を図る。

Plan 2 多様な燃源による電源ポートフォリオを構築する

Target 燃料構成比率 石炭 50%、天然ガス 25%、その他 25%

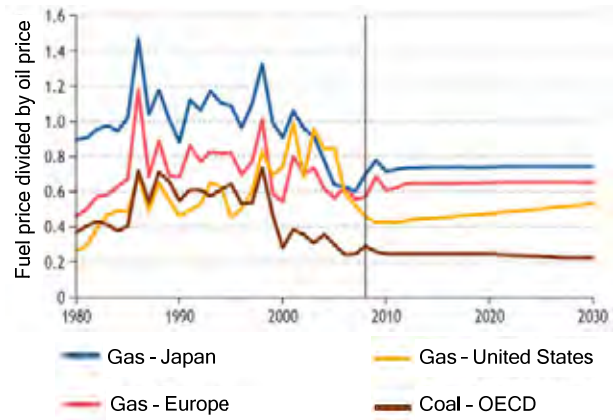
Plan 1 で示した様に、本マスタープランでは国内一次エネルギー資源の活用を優先して考えるが、電気、天然ガス需要の急激な伸びに対し、国内一次エネルギーの供給だけでは足りない場合、不足分を補うため他の燃源を国外から調達する必要がある。

輸入を含めたエネルギー供給のベストミックスを図る上では、経済性・供給安定性に優れた燃源を環境に配慮して使用することが必要となる。特に石炭は、下図に示す様に i)原油、LNG に比べ価格が低位で安定しておりボラティリティも低く、ii)他の化石燃料に比べ可採年数が長く資源量が豊富である、iii)賦存地域も分散していて安定的な供給が期待される等の優れた特徴があり、「バ」国の一次エネルギー供給において、今後重要な位置を占めると予想される。



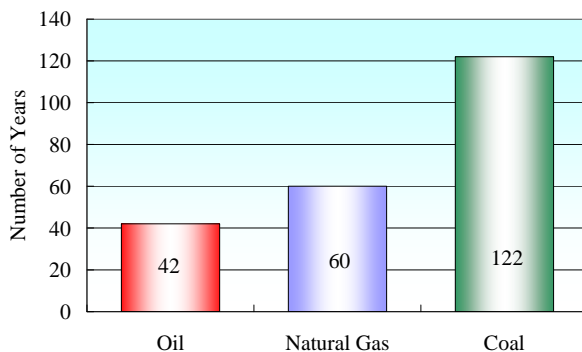
出所：日本エネルギー経済研究所集計値, 2010.4

図 2-5 燃料価格の推移



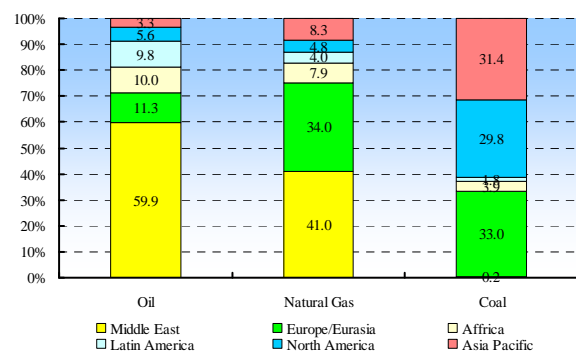
出所：IEA World Energy Outlook 2009

図 2-6 価格変動係数の比較



出所：BP Statistical Review 2009

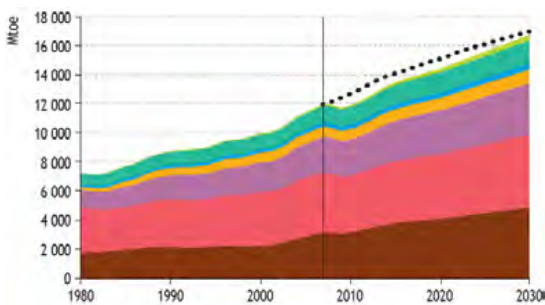
図 2-7 燃料別確認可採埋蔵量



出所：BP Statistical Review 2009

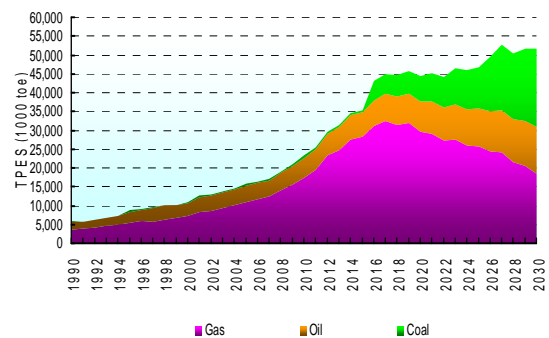
図 2-8 地域別資源埋蔵量

一方、IEA World Energy Outlook 2009 によると、2007 年の世界の石炭消費が 32 億TOE(石油換算トン、一次エネルギーにおける石炭の比率では 26%)に対し、2030 年では 49 億TOE (同 29%)と 5 割強増加すると見込まれている。増加分 17 億TOEの内、約 9 割がアジアによるものとされている。石炭消費におけるアジアのシェアは 2007 年で約 6 割だったものが、2035 年までに約 7 割まで拡大し、世界の石炭消費がアジアにシフトすることを示している。世界の石炭消費における先進国のシェアは、2007 年の 36%から 2035 年には 27%に減少し、先進国以外の割合は逆に 64%から 73%に増加する。¹ 当面、石炭が一次エネルギーの主要な役割を担い続けることが予想されている。世界の電源構成比をみると、2007 年から 2030 年にかけて、石炭火力の比率（発電電力量ベース）は 40%から 42%でほぼ変わらないと予測されており、世界の電源構成における石炭は、将来においても依然として電力供給の中心的役割を果たすことを示している。²また、「バ」国における主要一次エネルギー（天然ガス、石油、石炭）の供給予測を下図に示す。2017 年以降、天然ガスの供給は減少に転じており、天然ガスの代替燃料として石炭が供給量を増やすと予測している。本マスタープランにおいては、2030 年断面における電源構成比率は、国内炭と輸入炭の合計で 50%、天然ガス 25%、石油・原子力・再生可能エネルギー合計 25%をターゲットとする。



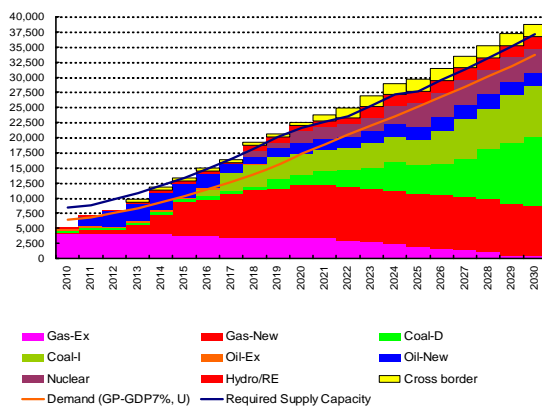
出所： IEA World Energy Outlook 2009

図 2-9 世界の一次エネルギーバランス



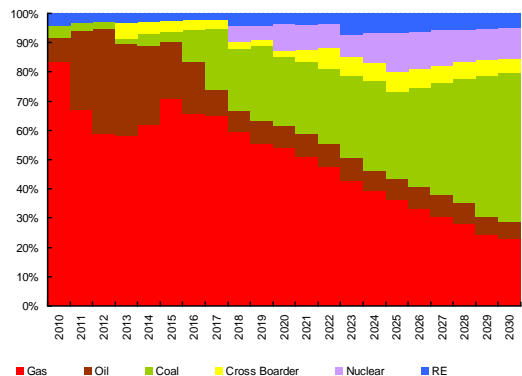
出所: PSMP 調査団

図 2-10 「バ」国の一次エネルギーバランス



出所：PSMP 調査団

図 2-11 2030 年までの電源開発計画 (MW)



出所：PSMP 調査団

図 2-12 2030 年までの電源開発計画 (%)

1 出所： 日本エネルギー経済研究所、”アジア／世界エネルギーアウトック 2009”(2009)

2 出所： IEA World Energy Outlook 2009

(1) 輸入炭火力発電所の建設

- 輸入炭火力 FS 実施： 輸入炭火力建設に向け、フィージビリティスタディ（FS）を実施する。
- 輸入炭火力詳細設計： 上記 FS の結果を踏まえ、事業者により詳細設計を行う。
- 輸入炭確保の方策検討： 「バ」国ではこれまで経験のない石炭の輸入になることから、輸入炭確保方法について検討を行う。
- 輸入炭コールチェーン構築： 石炭輸出国山元から発電所コールバンカーまで、切れ目なく石炭の運炭、貯炭が可能となる様、コールチェーンを構築する。
- 輸入炭高効率火力（USC）の建設： 地球温暖化防止の観点から、高効率火力発電所、すなわち超々臨界圧（USC）技術を優先的に導入する。

(2) LNG 設備の導入

- LNG 確保の方策検討： ガス輸出国ガス田から再ガス化までの LNG チェーンを構築する。
- 洋上 LNG 基地 FS： 地上 LNG 基地ができるまでの対策として、洋上 LNG 基地の FS を実施する。
- 洋上 LNG 基地建設： 検討の結果、実現可能であれば洋上 LNG 基地の建設を行う。
- 地上 LNG 基地検討： 長期的 LNG チェーンの構築のため、地上 LNG 基地の建設を行う。

(3) 石油火力発電の建設

- 応急措置としての石油火力設置(レンタルパワー)： 建設から運開までの短さを考慮すると石油火力発電設備（レンタルパワー）が最も短く、短期的には導入するものの、長期的にはピーク対応として活用する。

(4) 近隣諸国からの水力輸入・共同開発

- 「バ」国を囲んでいるインド、ネパール、ブータンには、膨大な水力資源が賦存しており、これらの豊富な資源を「バ」国を含めた南アジア諸国域内で共同開発・有効活用する。

(5) 国内再生可能エネルギー（風力、太陽光）の開発

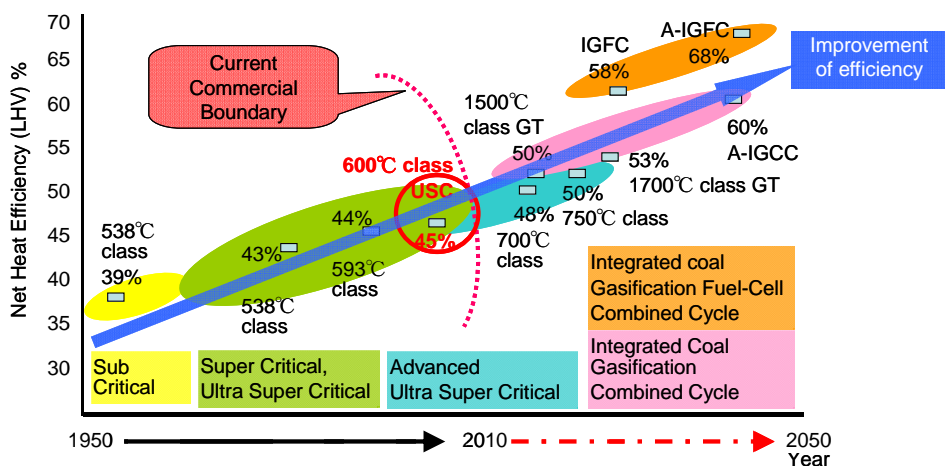
- 国内一次エネルギーの供給源の一つとして、風力、太陽光を最大限活用する。

Plan 3 電源の高効率化やCO2 排出抑制技術導入により低炭素化社会を実現する

Target 平均熱効率 10%向上を目指す

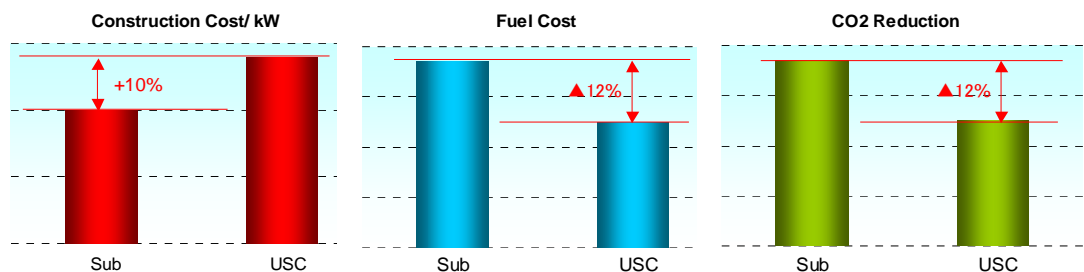
石炭火力における環境負荷の低減のためには、発電効率の向上が不可欠であり、既に日本では確立している技術であるクリーンコールテクノロジーを活用することが望ましい。最近の石炭火力発電では、クリーンコールテクノロジーの一つである超々臨界圧 (Ultra Super Critical: USC) 技術を採用することにより世界最高水準の発電効率 (45% LHV base) を達成している。「パ」国においても高効率発電を採用することにより、他のアジア地域で普及している亜臨界圧採用の既存石炭火力 (効率約 40% LHV base) と比べ、大幅に発電効率を改善し、地球温暖化ガス排出を抑制することを目指す。

また、地球温暖化対策以外の環境対策として、窒素酸化物(NOx)、硫黄酸化物(SOx)、煤塵の除去技術等がある。包括的な石炭火力発電の技術移転および、それら技術の導入が促進されることによって、石炭利用に係る 3E、特に環境保全と経済成長の同時達成の実現を目指す。



出所：Cool Earth 50 エネルギー革新技術計画

図 2-13 石炭火力発電の効率向上



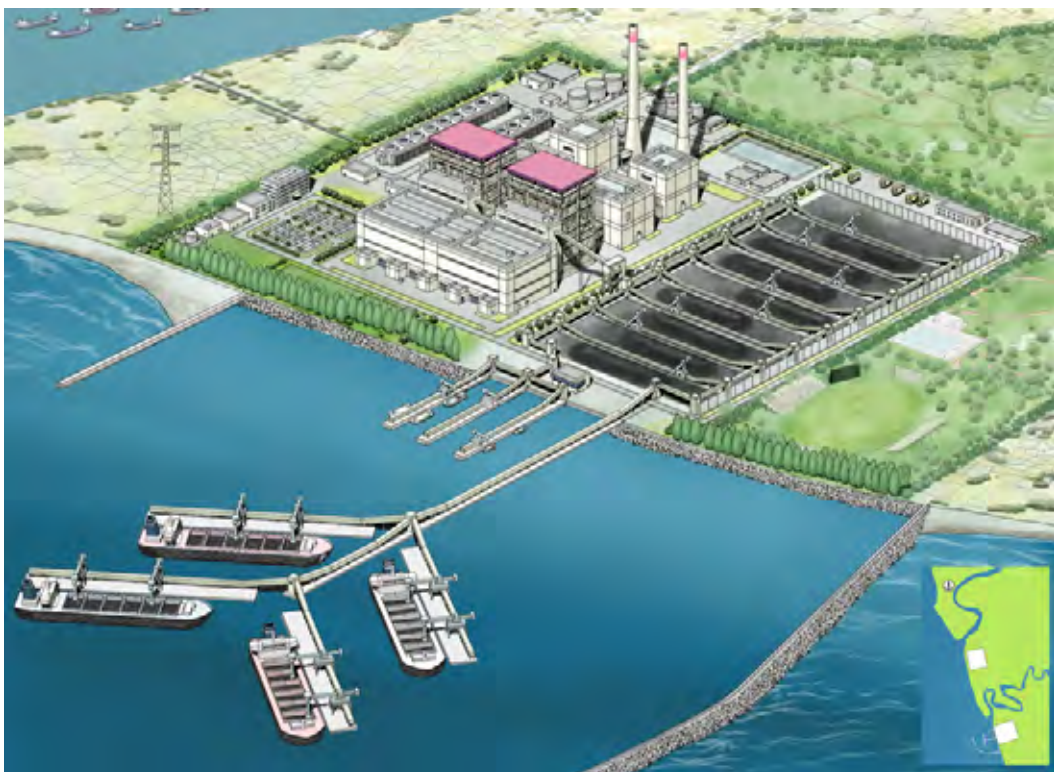
出所：PSMP 調査団

図 2-14 亜臨界圧設備と超々臨界圧 (USC) 設備の比較 (イメージ)



出所：PSMP 調査団

図 2-15 国内炭火力発電所鳥瞰図 (B-K-D-P 地点)



出所：PSMP 調査団

図 2-16 輸入炭火力発電所鳥瞰図 (Chittagong South 発電所)

また、天然ガスの生産制約が顕在化する中、ガスの活用効率の向上が喫緊の課題となっている。高効率ガス火力発電所へ優先的にガス供給を進めることを含めて電力セクター全体でのガス活用の有効性を高めることが現実的に最適な対応となる。したがって、老朽化したガス火力のリプレースを含め、新規ガス火力を建設する場合は、世界最高水準の熱効率発電設備であるコンバインドサイクル発電を導入し、火力発電の高効率化・低炭素化に取り組むと同時に、安定性、環境性、経済性、運転特性等を総合的に考えた設備形成・運用を推進することとする。

(1) ガス火力発電高効率化

- 既設ガス火力高効率化： 既設ガス火力のリパワリングにより高効率化を図る。
- コンバインドサイクル発電建設： 高効率ガス火力発電所へ優先的にガス供給を進めることによる国内天然ガスの最適配置を行う。

(2) 国内炭火力の開発

- 国内炭火力 FS 実施： クリーンコールテクノロジーを利用した国内炭火力建設に向け、フィージビリティスタディ（FS）を実施する。
- 国内炭火力詳細設計： 上記 FS の結果を踏まえ、事業者により詳細設計を行う。
- 国内炭高効率火力（USC）建設： 高効率火力発電所、すなわち超々臨界圧（USC）技術を優先的に導入する。
- 石炭火力大容量化検討： 当初単機容量は 600MW としているが、2020 年以降には 1000MW 級発電所の建設を目指す。

(3) O&M 体制見直し

- 現在の O&M 体制見直しにより予定外停止回数・時間を削減し、利用率向上を図る。
- USC 石炭火力設備の運転保守管理体制を確立する。
- 石炭火力発電所の環境安全管理体制を確立する。

(4) 省エネ、DSM の推進

- 高効率ガス火力発電所に優先的にガス供給を行う等、給電方法の合理化により CO2 排出削減を図る。
- 省エネ、DSM 等、需要家サイドのエネルギー使用を合理化し、CO2 排出削減を図る。

Plan 4 電力安定供給に必要なインフラをマルチセクター間で協調して整備する

Target 電力、工業、商業セクター間で協調しての大水深港湾整備

将来の需要増加に伴い電力系統の増強が必要なことは自明であるが、発電設備に関連する設備として、ガス導管増強、燃料センター建設、大水深港建設、国内水路整備、鉄道網整備等の整備も必要となる。これらの開発には巨額な設備投資が必要であり、電力セクター単独で開発するのは無理があり、他セクターと協調して総合的に整備することによりコスト削減、シナジー効果が期待される。



出所：PSMP 調査団

図 2-17 大水深港の開発例

(1) 大水深港の建設

- 現状、電力セクター、商業セクター、工業セクターがそれぞれ個別に港湾計画を計画しているが、巨大で巨額な大水深港開発についてマルチセクター間で協調開発を行う。

(2) 電力系統増強

- 電力供給量増加に伴い電力系統を増強する。
- 電力国際連系線を増強する。

(3) ガス導管増強

- 国内ガス供給量増加に伴いガス導管を増強する。

(4) 燃料センターの建設

- コールセンターのFS実施
- コールセンター建設
- マルチセクター間で燃料センター（輸入炭、LNG、石油の受入れ設備）を協調開発する。

(5) 国内水路の整備

- コールセンターから内航船による石炭運搬に伴い国内水路を整備する。

(6) 鉄道網の整備

- コールセンターから陸路で石炭運搬ができる様に鉄道網を整備する。

(7) 大水深港湾に隣接する経済特区の新設

- 商業セクターの開発において、電力ばかりでなく燃料、熱（蒸気）、給水を含めた総合エネルギー供給システムを効率的安定的に提供することにより、地球環境保全、省エネルギーを考慮した経済特区を新設し、企業の誘致を図る。

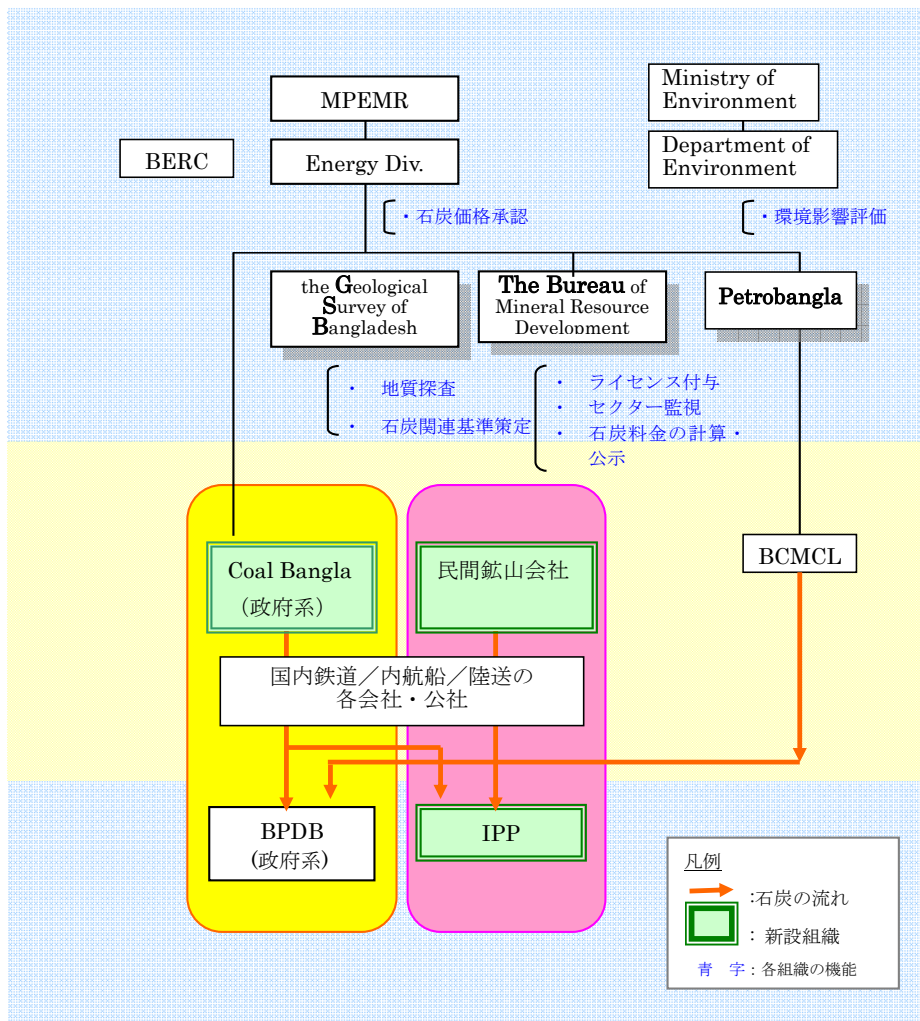
Plan 5 電力安定供給に必要な組織や法制度の効率的・効果的な仕組みを作る

「バ」国においては経験の少ない石炭火力発電所の開発となるため、石炭調達のための組織体制の整備、定期点検を確実に実施するための法整備、将来的な設備投資を可能にする電源開発賦課金制度の導入、民間投資を促進する環境整備、効果的・効率的など電力市場の創設等を提唱する。

Target 長期的に安定した燃料供給が確保できる組織体制を確立する

(1) 石炭の燃料調達実施体制

本マスタープランでは、「バ」国では経験の少ない石炭火力発電開発も含まれることから、その実現を確実にしていくため、現状の組織体制に新たに燃料実施体制を加えることとする。下図に国内炭の調達実施体制例を示す。



出所： PSMP 調査団

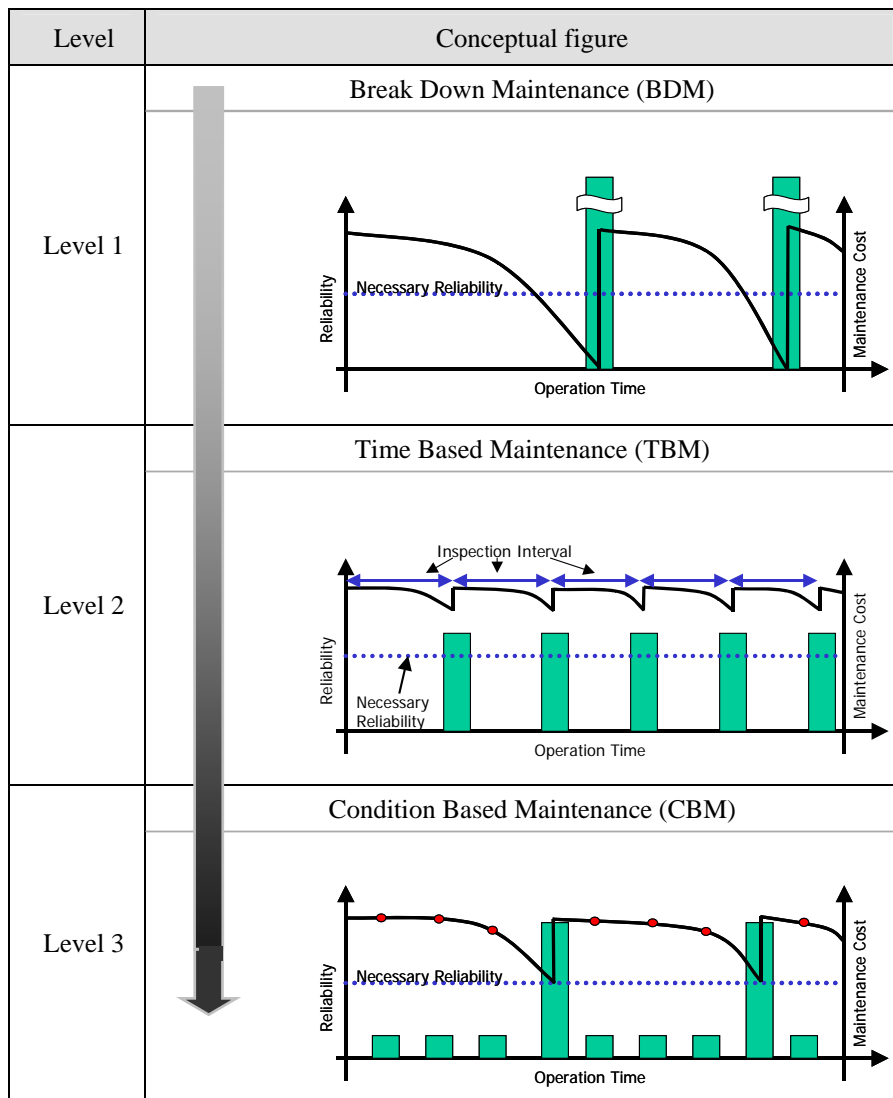
図 2-18 石炭火力発電所の燃料調達実施体制例

Target 政府主導により定期点検に関わる法制度を整備する

(1) 政府主導による法的点検制度導入

現状「バ」国では定期点検についての法律による規定がなく、電気事業者が自主的に行うことになっている。実際には、需給逼迫あるいは資金難により設備を停止することが難しく、結局設備を停止できずに壊れるまで運転し、損傷の度合いが大きくなってしまいう傾向がある。すなわち、事後保全の状況にある。

時間計画保全あるいは状態監視保全を実施し、現状の事後保全から予防保全に移行することによって設備の効率的な運用を維持すべく、定期点検を的確に行うことができる様に法律を整備することとする。



出所： PSMP 調査団

図 2-19 保守管理方法概念図



補修費用および将来的な設備投資を確保できるタリフに改定する

(1) 電力料金において電源開発賦課金制度を導入する

現在の電力タリフは政策的に低く抑えられており、事業者が適切な補修を行えるだけの費用を回収できていない。本マスタープランを実行するにあたっては、設備を健全に保つために必要な補修費用および将来的な電源開発を目的とする電源開発賦課金制度を導入したタリフに改定する。

(2) マスタープラン具現化に必要な民間資本を促進する様な投資環境を整備する

これまでは公的資金による電源設備の建設が中心であったが、今後は民間資本を促進する様な投資環境を整備する。

(3) 効果的・効率的電力市場創設

競争原理を導入し電気事業全体の効率性を高めるため、需要家が供給事業者を選択できる様な電力市場を創設する。

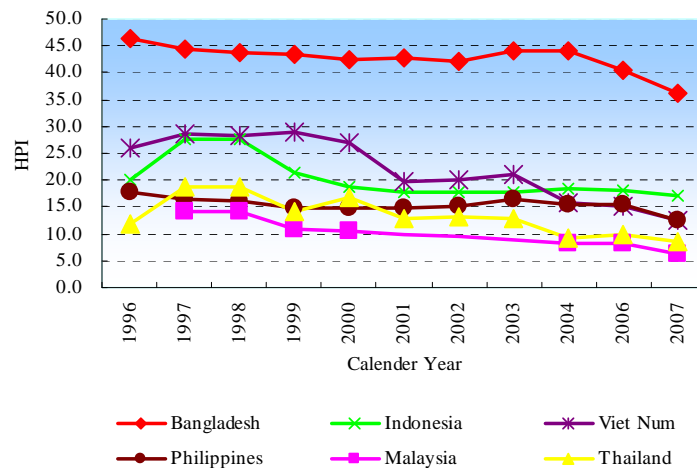
Plan 6

社会経済発展を通じ、貧困削減を目指していく

Target

発電所立地地点の地元振興を図り循環型共生サイクルを目指す

国連開発計画（UNDP）において公表している「人間貧困指数（Human Poverty Index、HPI-1）」によると、「バ」国の人間貧困指数（36.1%）は、世界 135 カ国のうち 112 位（2007 年時点）と劣悪であり、アフガニスタン、東チモールに次いで、全アジア地域では 3 番目に劣悪な数値を示している。ただし、至近年では急速に改善する傾向にあり、現在の経済成長を続けていけば、今後数年以内に人間貧困指数の中位国に並ぶことも不可能ではないと思われる。



出所：国連開発計画「人間開発報告 1998」～「人間開発報告 2009」

図 2-20 人間貧困指数の推移

(1) 安定的持続的電力の普及

今後も「バ」国経済を持続的に発展させるため、ひいては輸出加工型の産業構造に転換を図るためには、持続的、安定的な電力供給が不可欠であり、本マスタープランで示す最適電源開発計画、系統計画を着実に実行する。

(2) 地方電化促進

発電設備、系統設備の整備を通じ、「バ」国全体の電力システムを強化し、地方電化を促進する。

(3) 地元産業の拡大による雇用促進、収入増加

安定的かつ大規模な電力供給およびこれに伴う電化の拡大によって、縫製などの地元産業の拡大や工業団地や経済特区の長期的操業が可能となる。また、発電所の運営にあたっては、発電所あたり 250～300 人規模の運転保守要員が必要になる。これに加え、建設時の建設要員（1,000 人／日程度）、定期点検時の請負事業者（1,500～2,000 人／日程度）、定常業務の外部委託

が必要になり、本マスタープランにおける発電所の建設が実施されると、発電事業全体で、定期雇用者で 6,500～8,000 人、非定期雇用者は 80,000～150,000 規模の人材確保が必要となる。これらの定期、非定期雇用者を地元住民から優先的に採用することにより、貧困層・社会的弱者を含む地域住民の収入増加、生活環境の改善に貢献する。

(4) 発電所と地域住民との共生

発電所の建設・運転に当たっては、地元住民の理解・協力が不可欠となる。発電設備は保安上、バリエード等で区画管理され、土地提供者、地域住民が立ち入ることができない例が多い。しかし、近年の日本の事例では地域住民と共生するため、周辺に緑地公園、球技運動施設、プール等を解放し、地域住民との交流を図っている。

石炭火力発電所を導入するにあたっては、適切な環境設備を設置し環境負荷の低減を図ることは基より、大気汚染、粉じん、煤じん、振動、地盤沈下、騒音等について測定値を公開し理解を求めるとともに、地元からの積極的雇用、発電所施設を活用しての地域住民と交流により、地域住民との共生を図り、地元振興を通じての貧困削減に貢献する。

2.4 ロードマップとアクションプラン

各バリューアッププランを達成するために、確実に実施すべき重要事項について、カウンターパートと協議した内容に基づき、ロードマップの形でとりまとめた。このロードマップは、それぞれの事項について、実施時期について、短期、中期、長期に区分し、達成すべき目標を掲げており、「バ」国政府が本マスタープランを実施するに当たって、いつ、何をするのが明確に示されている。今後、「バ」国政府はロードマップに記載されているすべての事項を、必要な時期までに着実に実施していくことが望まれる。

また、本マスタープランの中でとりあげている事項について、実施することが望ましい事項をアクションプランとして提案している。これらの事項の内、インパクトの大きいものについてはロードマップに反映されており、ロードマップ上に対応する ID ナンバーを記載している。アクションプランでは、マスタープラン本文中の参考箇所を記載しており、本マスタープランを実施するにあたり有効に活用されたい。

ロードマップ

2030までのロードマップ

バリューアッププラン	アクションプラン	ID No.	短期	中期	長期
			(2010~2015年)	(2016~2020年)	(2021~2030年)
Plan 1 国内一次エネルギー資源を積極的に開発する	■国内炭鉱開発 コールポリシー策定 パイロット炭鉱の実施・評価 国内炭需給予測 炭鉱技術者養成システム構築 CBM, UGC技術検討 ■国内天然ガス開発 天然ガス埋蔵量再評価 天然ガス需給予測 国内ガス探鉱・開発実施 既存ガス田改修	DR-1	■コールポリシー策定		Target エネルギー自給率50%
		DR-3			
		DR-6			
		DR-8			
		DR-4, 5			
		DR-10			
		DR-11			
		DR-14			
		DR-14			
		DR-14			
Plan 2 多様な燃料による電源ポートフォリオを構築する	■輸入炭火力発電所の建設 輸入炭火力FS実施(初号基) 輸入炭確保の方策検討 輸入炭火力詳細設計(初号基) 輸入炭コールチェーン構築 輸入炭高効率火力(USC)建設(初号基) ■LNG設備の導入 LNG確保の方策検討 洋上LNG基地FS 洋上LNG基地建設 地上LNG基地検討 ■石油火力発電の建設 応急措置としての石油火力設置(レンタルパワー) ■近隣諸国からの輸入水力・共同開発 ■国内再生可能エネルギー(風力、太陽光)の開発	ERD-19		■2017年 輸入炭火力 初号基運開	2021年開発目標 ■20,000MW ■電化率100% ■600kW per capita
		ERD-14			
		ERD-15			
		ERD-16			
		ERD-20			
		ERD-4	■2012年 LNG受入開始		Target 燃料構成比率 ■石炭 50% ■天然ガス 25% ■その他 25%
		ERD-17			
		ERD-17			
		ERD-17			
		ERD-8			
ERD-9					
ERD-9					
Plan 3 電源の高効率化やCO2排出抑制技術導入により低炭素化社会を実現する	■ガス火力発電高効率化 既設ガス火力高効率化 コンバインドサイクル発電建設 ■高効率石炭火力発電の建設 国内炭火力FS実施(初号基) 国内炭火力詳細設計(初号基) 国内炭高効率火力(USC)建設(初号基) 石炭火力大容量化検討 ■O&M体制見直し 現O&M体制見直しによる停止回数減、効率向上 USC石炭火力設備の運転保守管理体制 石炭火力発電所の環境安全管理体制 ■省エネ、DSMの推進 既設、新設火力の給電方法合理化 省エネ、DSMの推進	EEU-7			Target 平均熱効率の向上10%
		EEU-8			
		ERD-18			
		ERD-20			
		ERD-20			
		ERD-21			
		EEU-4	■2018年 国内炭火力 初号基運開		
		EEU-5			
		EEU-6			
		EEU-7			
EEU-11					
Plan 4 電力安定供給に必要なインフラをマルチセクター間で協調して整備する	■需要増に伴う電力系統増強 国内電力系統増強 国際連系増強 ■ガス導管増強 ■燃料センターの建設 コールセンターFS実施 コールセンター建設 石炭、石油、ガスを総合的に扱う燃料センター化 ■大水深港の建設 ■国内水路の整備 ■鉄道網の整備	I-7			Target 電力、工業、商業セクター間で協調しての大水深港湾整備
		I-7			
		I-1	■2013年 国際連系開始		
		I-5			
		I-5			
		I-5			
		I-4			
		I-6			
		I-8			
		Plan 5 電力安定供給に必要な組織や法制度の効率的・効果的な仕組みを作る	■政府主導による法的点検制度導入 ■石炭火力発電所の燃料調達実施体制整備 ■コスト回収、将来的な設備投資を可能とする適正なタリフ改定 ■マスタープラン具現化に係る資金調達計画策定 ■効果的・効率的電力市場創設	PN-1	
PN-2					
PN-3					
PN-4					
PN-5					
Plan 6 社会経済発展を通じ貧困削減を目指す	■安定的持続的電力の普及 ■地方電化促進 ■地元産業の拡大による雇用促進、収入増加	TFE-1			2020年 アジアの最貧国から中所得国へ
		TFE-2			
		TFE-3			

出所：PSMP 調査団



アクションプラン

Plan 1 国内一次エネルギー資源を積極的に開発する							
ID	Phase			Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
	S	M	L				
DR-1	O			4.1	コールポリシー策定	High	GoB
DR-2	O			4.2	2nd Slice以深における採炭法決定	Medium	GoB, Petrobangla
DR-3	O			4.2	パイロット炭鉱の実施	High	Petrobangla
DR-4			O	4.2	CBM プロジェクト検討	High	Petrobangla
DR-5			O	4.2	UGC プロジェクト検討	High	Petrobangla
DR-6	O	O	O	4.2	国内炭供給シナリオ策定	High	Petrobangla
DR-7	O	O	O	4.5	国内炭供給価格シナリオ策定	Medium	Petrobangla
DR-8			O	4.2.2	炭鉱技術者養成システム/技術移転	High	Petrobangla
DR-9	O			5.1	ガスセクター開発計画策定	Medium	GoB
DR-10	O	O	O	5.2	ガス埋蔵量再評価	High	GoB, HCU
DR-11	O	O	O	5.3	ガス需要想定	High	Petrobangla, GTCL
DR-12	O	O	O	5.4, 5.5	国内ガス供給計画策定	Medium	Petrobangla
DR-13	O	O	O	5.6	輸入ガス供給計画策定	Medium	Petrobangla
DR-14	O	O	O	5.7	中長期ガス生産予測(新規・既設改修)	High	Petrobangla
DR-15	O	O	O	5.9	ガス価格予測	Medium	Petrobangla
DR-16	O	O	O	5.9	ガス開発計画策定	Medium	Petrobangla
DR-17	O	O	O	14.3	国内炭発電所地点決定	High	BPDB
DR-18			O	14.3	国内炭発電所FS実施	High	BPDB
DR-19			O	14.2	国内炭発電所仕様決定	High	BPDB

Plan 2 多様な燃源による電源ポートフォリオを構築する							
ID	Phase			Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
	S	M	L				
ERD-1	O	O	O	4.3, 4.4	輸入炭予測	Medium	Petrobangla/BPDB
ERD-2	O			4.5	輸入炭価格予測	Medium	Petrobangla/BPDB
ERD-3	O			4.6	石炭供給予測	Medium	GoB
ERD-4	O			5.1	LNG導入計画策定	High	GoB
ERD-5	O	O	O	6.1	石油輸入計画策定	Medium	BPC
ERD-6	O	O	O	6.1	石油供給計画策定	Medium	GoB
ERD-7	O	O	O	6.1	石油価格シナリオ策定	Medium	BPC
ERD-8	O	O	O	8.4	石油火力建設策定	High	BPC/BPDB
ERD-9	O	O	O	8.7	再生可能エネルギーシナリオ策定	High	GoB
ERD-10	O	O	O	6.2	再生可能エネルギーリスク分析	Medium	GoB
ERD-11	O			14.3	設計炭の選定	Medium	BPDB
ERD-12	O			14.3	輸入炭輸送方法の決定	Medium	BPDB
ERD-13			O	14.4	大型船舶輸入方法の決定	Medium	BPDB
ERD-14	O			4.4, 17.3	輸入炭確保の方策検討	High	BPDB
ERD-15	O			14.3	輸入炭種に基づく設備詳細設計	High	BPDB
ERD-16	O			13.3	石炭調達チェーン構築	High	GoB
ERD-17	O			5.7	LNG設備仕様	High	Petrobangla/BPDB
ERD-18	O	O	O	14.3, 14.4	国内炭発電所のF/S	Medium	BPDB
ERD-19	O	O	O	14.3	輸入炭発電所のF/S	High	BPDB
ERD-20	O	O	O	15.1	発電所建設工事工程	High	BPDB
ERD-21			O	14.3	発電所大容量化検討	High	BPDB
ERD-22	O	O	O	15.2	発電所建設コスト	Medium	BPDB

Plan 3 電源の高効率化やCO2排出抑制技術導入により低炭素化社会を実現する							
ID	Phase			Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
	S	M	L				
EEU-1	O	O	O	11.3	USC技術導入検討	High	BPDB
EEU-2	O	O	O	12.1, 12.2, 12.3, 12.4	最適電源計画	High	BPDB
EEU-3	O	O	O	14.2, 14.3	主要機器と発電所レイアウト	High	BPDB
EEU-4	O			17.1	発電所運営維持体制	High	BPDB
EEU-5	O			17.1	USC石炭火力の運転保守管理体制	High	BPDB
EEU-6	O			17.2	石炭火力発電所環境安全管理体制	High	BPDB
EEU-7	O			8.3	ガス火力発電所高効率化	High	BPDB
EEU-8	O			8.4	コンバインドサイクル発電所	High	BPDB
EEU-9			O	6.2	国内再生可能エネルギー開発	High	BPDB
EEU-10	O	O	O	6.2, 19.6	近隣諸国との水力共同開発	High	BPDB
EEU-11	O	O	O	7.5	省エネ・DSMの推進	High	BPDB

Plan 4 電力安定供給に必要なインフラをマルチセクター間で協調して整備する							
ID	Phase			Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
	S	M	L				
I-1	O	O	O	5.10	ガス導管増強	High	Petrobangla, GTCL
I-2	O	O	O	6.1	石油受入設備建設	High	BPC
I-3	O	O	O	11.1	インフラ建設ロードマップ	High	GoB
I-4	O	O	O	11.2	大水深港建設	High	GoB
I-5	O	O	O	13.1	燃料センターの建設	High	BPDB, BPC,
I-6	O	O	O	13.3	国内水路整備	High	GoB
I-7	O	O	O	9.2	電力系統増強	High	PGCB
I-8	O	O	O	14.3	鉄道網整備	High	GoB

Plan 5 電力安定供給に必要な組織や法制度の効率的・効果的な仕組みを作る							
ID	Phase			Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
	S	M	L				
PN-1	O			17.1	政府主導による法定点検制度導入	High	PGCL
PN-2			O	17.3	炭鉱管理部門の設立	High	GoB
PN-3	O	O		10.5	適正タリフ改定	High	GoB
PN-4			O	10.1	資金調達計画	High	GoB
PN-5			O	10.1	効果的・効率的電力市場形成	High	GoB

Plan 6 社会経済発展を通じ貧困削減を目指していく							
ID	Phase			Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
	S	M	L				
TFE-1	O			8.8	安定的持続的電力の普及	High	GoB
TFE-2	O			2.3	地方電化促進	High	GoB
TFE-3	O	O	O	2.3	地元産業の拡大による雇用促進	High	GoB

出所：PSMP 調査団



第3章 バングラデシュの概要

本章では、本マスタープラン策定にあたって前提条件となる「バ」国の一般的概要、マクロ経済の状況、国家財政およびエネルギー政策について述べる。「バ」国の経済は近年比較的好調に推移しているが、その経済成長を支えるガス・電力が不足してきており、電力インフラの整備が喫緊の課題となっていることがわかる。

3.1 国の一般的概要

3.1.1 地勢と人口

「バ」国はインド亜大陸の東、ベンガル湾に面した位置にあり、ヒマラヤ山脈に水源を持つガンジス川（ベンガル語で Padma 川）、ブラマプトラ川（同 Jamuna 川）、Meghna 川の 3 大河川およびその支流によって形成された世界最大のデルタ地帯に、国土の大部分が含まれている。大半の地域が、海拔 9m 以下の平坦な低地であり、国内の丘陵地は南東部の Chittagong 丘陵地帯（最高地点：Tazing Dong 1,280m）と北東部の Sylhet 管区に限られる。

「バ」国の土壌は、3 大河川の洪水がもたらす養分により肥沃であり、米、ジュート、茶などの主要作物の生育を促進する他、川や池での養殖や漁業も盛んである。一方、雨期には、雨水と国外から流入する河川の水によって、しばしば広範囲にわたる氾濫が起り、最盛期には国土の 3 分の 1 が水に覆われ、多くの被害を及ぼす。至近の例では、1998 年に「バ」国史上最大の洪水が起り、国土の 3 分の 2 近くが冠水した。

「バ」国の面積は 14 万 7 千 5 百平方キロメートルであり、そこに 1 億 4450 万人（2008 年 7 月、暫定値 バングラデシュ統計局）の人口があるため、人口密度は 1 平方キロメートル当たり約 1000 人と極めて高い。年平均人口増加率は 1.39%¹と、インドと同程度である。

民族は、ベンガル人が大部分を占めるが、ミャンマーとの国境沿いの Chittagong 丘陵地域には、チャクマ族等を中心とした仏教徒系少数民族が居住している。言語はベンガル語を公用語とし、成人（15 歳以上）の識字率は 52.5% に達している（Human Development Report 2008 年度）。宗教は、国教がイスラム教（89.7%）であり、その他にヒンズー教（9.2%）、仏教（0.7%）、キリスト教（0.3%）がある²。

3.1.2 気候

北回帰線に近い「バ」国の気候は熱帯性で、高温、多湿、季節によって変化する降雨量ということに特徴づけられる。夏季は 3 月から 6 月にかけて高温多湿な時期が続き、この時期の最大気温は 24℃から 35℃で、40℃を超える日もある。6 月から 10 月にかけてモンスーンの季節で

¹ 2008 年 7 月、暫定値 バングラデシュ統計局

² 2001 年国勢調査

あり降雨のために気温は低下する。10月から3月にかけての冬季は温暖である。「バ」国の年間降水量は平均2,300mmでありその80%は6月から9月に集中して降る。

「バ」国の自然環境の最大の特徴は、国土面積の80%が大河（ガンジス川（Padma川）、ブラマプトラ川（Jamuna川）、Meghna川）が形成した沖積氾濫原にあるといえることにある。「バ」国内の降雨量もさることながら、「バ」国河川流量の80%はインド・ネパール等の外国での降雨に起因する。「バ」国内で降る雨に起因する割合は20%に過ぎない。大河の上流に位置する国から、国内に多量の雨水が流れ込む結果、毎年、国土面積の数割が洪水被害にあう。

ほぼ毎年のようにこの国を襲う洪水、サイクロン、竜巻、海嘯といった自然現象は、一時的な被害にとどまらず、森林破壊、土壌劣化、浸食等を引き起こし、さらなる被害を国土に対して及ぼしている。¹

3.1.3 政治体制

「バ」国は、1947年、ヒンズー教徒対イスラム教徒の宗教対立を背景に、イギリスの植民地支配からインドが独立した際、現パキスタンと共に東西パキスタンとして独立した。その後、東西に1,800kmも離れた国土、異なる言語、その他多くの矛盾を抱え、1971年、東パキスタンは「バ」国として、パキスタンから再び独立した。

「バ」国は、1971年の建国以来大統領制を敷いていたが、1991年、カレダ・ジアが率いる Bangladesh Nationalist Party (BNP) が政権を担った際、憲法を改正し、大統領制から一院制議員内閣制（345議席、任期5年）に改定された。現在の大統領は、ジルア・ラーマン大統領（Mr. Md. Zillur Rahman）が就任しているが、大統領は象徴的な存在で、政治的な実権はない。2009年1月の総選挙でアワミ連盟（AL）が国政を担うことになり、党首のシェイク・ハシナ（Sheikh Hasina）が首相に選出されている。²

3.2 マクロ経済

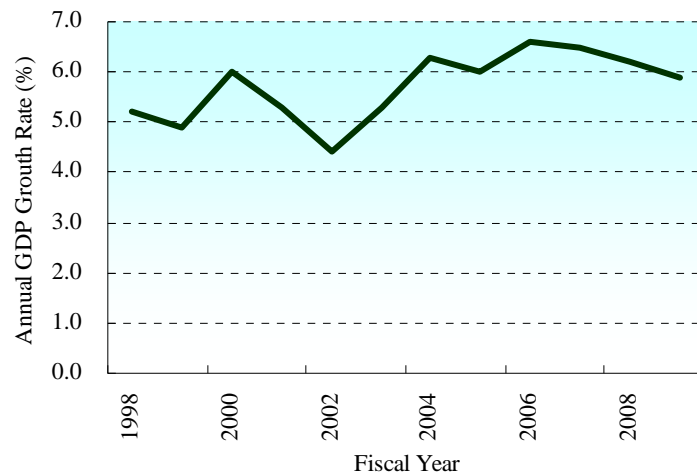
3.2.1 全般的な経済状況

(1) 経済概況

「バ」国の経済は近年比較的好調に推移しており、2008年の世界同時不況による影響も深刻なものにはならず、03/04年度以降、年率約6%の成長を維持している（図3-1）。

¹ 「Bangladesh People's Republic Coal-Fired Power Master Plan Investigation Project Preparation Report」他

² JETRO ホームページ他



出所： Asian Development Bank (ADB) Key Indicators, Asian Development Outlook 2009 Update

図 3-1 実質 GDP 成長率の推移

世界銀行¹によれば現在は低所得国の同国だが、2016年もしくは比較的その直後には中所得国への仲間入りも視野に入りえると述べている。これは数字にも表れており、2007年時点での一人当たり実質GDPは、独立間もない1975年時の倍以上にまで増加し、貧困率は1990年代初頭には20%を下回るようになり、失業率も25-30%あったものが4%まで低下した、と同レポートでは伝えている。主なマクロ経済指標を表3-1に示す。

¹ Bangladesh: Strategy for Sustained Growth, World Bank, 2007

表 3-1 主要マクロ経済指標¹

会計年度	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
国民経済	(特記あるものを除き、前年対比増加率)				
GDP (名目: Taka 10 億)	3,707	4,157	4,725	5,458	6,149
実質 GDP 成長率	6.0	6.6	6.4	6.2	5.9
CPI 上昇率 (平均)	6.5	7.2	7.2	9.9	6.7
貯蓄・投資	% 対 GDP				
国民貯蓄	25.8	27.7	25.9	25.1	26.2
投資	24.5	24.7	24.5	24.2	23.3
貯蓄・投資バランス	1.3	3.0	1.4	0.9	2.9
対外勘定	US\$ 10 億				
輸出	8.6	10.4	12.1	14.2	15.6
輸入	11.9	13.3	15.5	19.5	20.3
貿易収支の内郷里送金	3.8	4.8	6.0	7.9	9.7
経常収支	-0.6	0.6	1.0	0.7	2.5
外貨準備	2.9	3.5	5.1	6.1	7.5
対外債務残高 (% 対 GDP)	32.0	31.0	29.1	25.6	24.1
輸入カバレッジ (ヵ月分)	2.2	2.3	2.7	3.1	3.6
その他項目					
為替相場 (Taka/US\$: 平均) 2	61.39	67.08	69.03	68.52	69.06

出所: IMF, “Bangladesh: Staff Report for the 2009 Annual Consultation with Bangladesh”, December 2009

しかしながら世界規模で比較すると同国の一人当たり GNI (国民総所得) は 520 ドル (2008 年) で対象 210 カ国中 186 位に過ぎず、アジアの最貧国であり、後発開発途上国 (LDC) に位置づけられている(表 3-2)。

表 3-2 「バ」国と南アジア各国の社会経済指標

国	GNI/capita 名目値	GDP 成長率	平均イン フレ率	一人当たり 電力消費量	GDP (current)	人口
	(US\$)	(%)	(%)	(kWh/capita)	(US\$, bil.)	(百万)
基準年 ³	2008	2006-2010	2006-2010	2007	2008	2008
ブータン	1,900	8.9	5.5	211	1.4	0.7
スリランカ	1,780	6.1	11.9	417	40.7	20.2
インド	1,070	7.7	5.1	498	1,217.5	1,140.0
パキスタン	980	4.3	11.7	435	168.3	166.0
バングラデ シュ	520	6.1	7.5	174	79.0	160.0
ネパール	400	4.0	8.8	78	12.6	28.6
ミャンマー	-				26.2	49.2

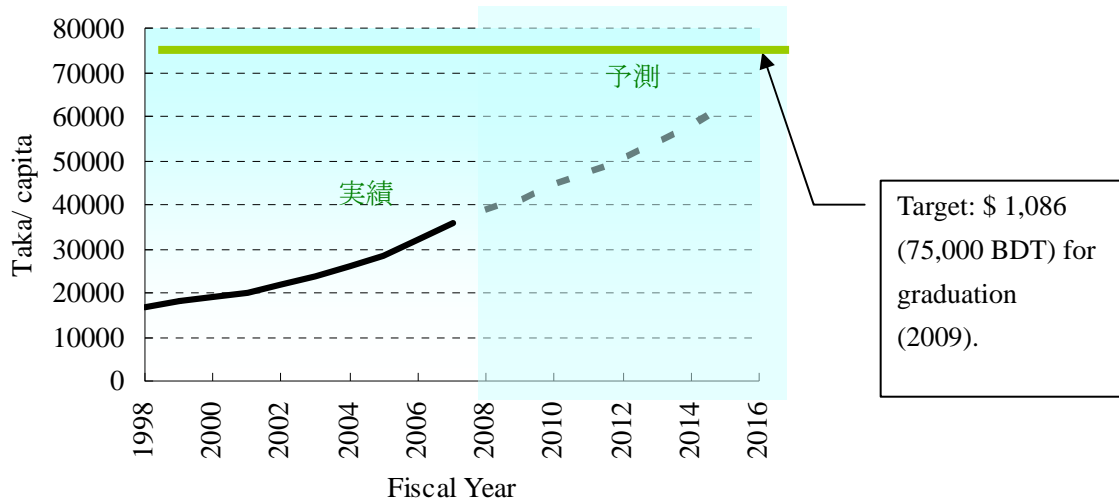
出所: US CIA, “World Factbook”; World Bank’s website, value as of 2008. “Key Development Data & Statistics”; Bangladesh Ministry of Finance “Economic Review 2008”などを基に調査団作成。

¹ 「バ」国の会計年度は前年 7 月～当年 6 月末。

² Bangladesh Bank, “Major Economic Indicators: Monthly Update”, February 2010

³ ブータンは 2009 年度、スリランカは 2008 年度見積り値。他は 2007 年見積り/実績値。

これは 1990 年以降こそ一人当たり GDP 成長率が 3.3% という高成長¹を記録する好調な経済だが、それ以前は独立後の政情不安等により平均してわずか 1.2% だったことに因る。したがって前出の世界銀行のレポートでは、「バ」国が中所得国へ仲間入りするためには現状の成長スピードを維持し、更にそれを加速させることである、と提言している(図 3-2)。



出所： ADB Key indicators (2008).

図 3-2 一人当たり国民総所得(GNI)推移²

(2) 経済成長

近年の経済成長を支えているのは、国の主幹産業である Readymade-garment(RMG)と呼ばれる縫製品を中心とした輸出の増加と、海外労働者送金の流入増に伴う国内需要の拡大によりサービス業と鉱工業が高成長を維持していることが主因である。反面、同国経済はこうした縫製品輸出や海外労働者の海外送金からの収入などの外需に大きく依存しているため、この度の世界同時不況の影響を受けやすくなるなど、構造的な脆弱性が指摘されている。実際、08/09 年度(08 年 7 月～09 年 6 月)は、世界的な景気後退に伴い、欧米向け縫製品輸出の伸び悩みにより鉱工業部門の成長が減速したり、海外労働者送金の流入の伸び率低下で内需が抑制されたとみられる。結果、実質 GDP 成長率(以下、成長率)も 5.9%と、依然高水準だが 07/08 年度の 6.2%を下回った。

「バ」国経済の成長を妨げる要因として、インフラの脆弱性が指摘されている。深刻な電力不足および港湾・鉄道などの運輸セクターのボトルネックが投資、輸出および近隣諸国との間の交易の弊害になっている。実際、国内総投資額が GDP 比率で後退している一方で国民貯蓄率が堅調である背景には、民間企業に投資決定を促すに十分なほどには経済環境の整備が進まなかったからでは、とも言われている。

¹ 3.3%という数字は低所得国平均のおよそ3倍の数値である。

² 2008年以降は GDP 成長率 7%で見積り。低所得国卒業の GNI/capita 基準値は UN-OHRLLS 参照。

このように、「バ」国経済のより一層の成長の為には、電力・道路・港湾等の基礎インフラの整備と産業並びに輸出先の多角化による経済構造の改革が課題である。以降ではこれらの詳細と電力が寄与する役割について議論していく。

Box. 3.1. 「バ」国の長期経済成長率（実質）の設定

本調査で用いる 2030 年までの長期 GDP 成長率を 7% と設定した背景を述べる。

1. 各国際機関による長期予測値

一般に経済指標として引用される国際通貨基金（IMF）の最新の長期予測値は 2008 年 10 月に発表された、2028 年までの長期予測であり平均成長率を 7.0% としたものである。尚、2010 年 2 月に発表された短期予測では近年の世界同時不況を反映して一時的に 2013 年度と 2014 年度は 6.0% と下方修正している。世界銀行やアジア開発銀行は短期予測のみを発表している。

「バ」国政府では、目標としての長期予測値を発表している。現政権は党のマニフェスト(Vision2021)にて、長期的な予測値として 2013 年度に 8%、2017 年度に 10% を掲げている。同国の国家開発計画である貧困削減戦略計画-II(Moving Ahead: National Strategy for Accelerated Poverty Reduction II, Oct2008) でも短期予測値ではあるが、2010 年度は 7.0%、2011 年度は 7.2% の短期目標値を設定している。

以上のように、各公認機関や「バ」国政府による GDP の長期成長率予測値はおおよそ 7-10% の幅に収まることが確認された。

2. 実績・トレンド

この 5 年間の平均 GDP 成長率は約 6% 強であるが、以下の理由により今後はこれを上回るスピードの成長が期待できる。まず値が近年の自然災害（2007 年の大洪水やサイクロン）による農業への被害や直後の原油や食料の国際価格の高騰による影響を受けた上での数字であること。この 1,2 年の世界的な不況は外需に依存する「バ」国経済にも影響を与えたが、アジア開発銀行などが見通しで示すように不況は一時的なものともみられていること。また世界銀行の投資適格国ランキング(Doing Business)でも、ビジネス環境は中所得国を上回ると評価されており、政策課題であるインフラの整備が整えば、同国経済を牽引する製造業の飛躍が期待できること、である。類似のケースとして、現在の「バ」国の一人当たり GNI500 ドル前後の頃の近隣諸国の経済状況（到達年度と前後の GDP 成長率）を確認すると、多くの国が 7% を越える経済成長を達成し、更にその後 10 年以内に中所得国目安の一人当たり GNI を達成している：ベトナム（2004 年、7%）、中国（1994 年、10-15%）、インドネシア（1998 年、7.8%）、インド（2003 年、7-10%）。

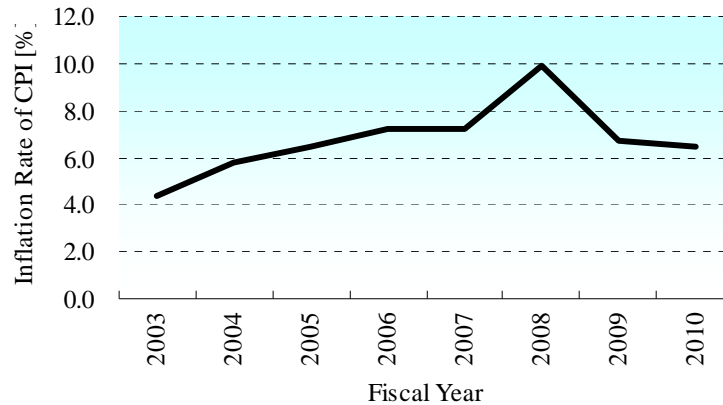
以上のように過去の実績、傾向からも今後「バ」国が 7% を越える成長を実現する可能性は高いことが確認できた。

3. 結論

以上から、本調査では、「バ」国政府が目標として掲げる 7% をベースケースとして採用することとした。

3.2.2 物価動向

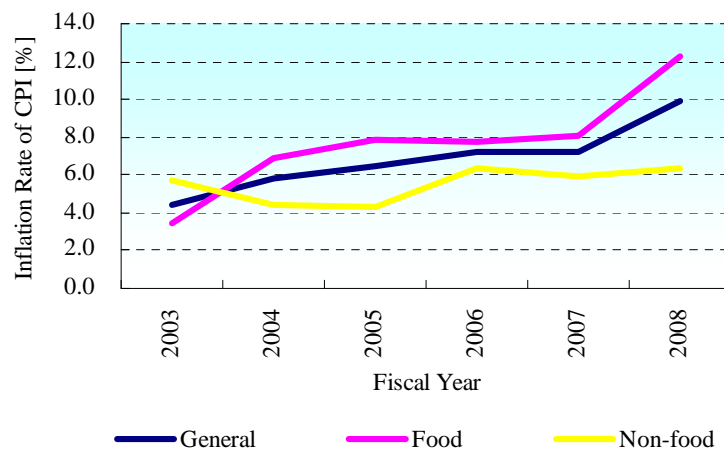
消費者物価指数(CPI)上昇率はこの5年間は5-7%程度で推移している(図 3-3)。2008年度は一時的に急騰した¹が、2008年半ば以降に食料品価格が安定し、原油価格も下落するなどしたお陰で急落した。2009年3月にはバングラデシュ中央銀行が金融緩和に転じたこともあり、再び上昇以前の6%台に落ち着いている。



出所： ADB Key Indicators (2008), Asian Development Outlook 2009 Update を基に調査団作成。

図 3-3 消費者物価指数 (CPI) 上昇率の推移

「バ」国のCPIはその構成に占める食料品価格の占有率が高い(約6割)ことから、同価格の動向(天候や国際情勢)に左右されやすいのが特徴である(図 3-4)。



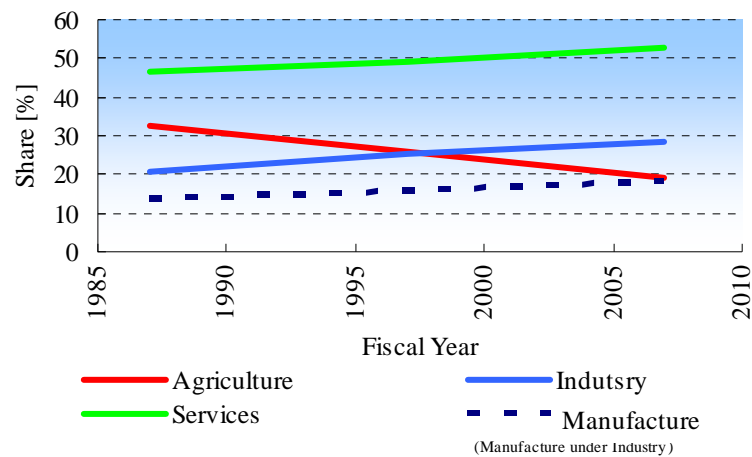
出所： "Annual Report 2007-2008," Bangladesh Bank, Dec. 2008

図 3-4 食料品物価指数上昇率の推移

¹ 2008年度は、サイクロンによる穀物被害やその後の世界的な食料・エネルギー価格高騰などで輸入価格も値上がりしたことで、よりインフレが進行し、物価上昇率は9.9%まで到達した。

3.2.3 産業構造の変化

図 3-5に示すように、産業部門別GDP構成比（実質価格）から明らかなことは、鉱工業、中でも製造業の伸びが著しいことである。近年好調な卸・小売業や運輸・通信業（携帯電話事業）などのサービス業が一貫して過半を占める一方、農林水産業は減少傾向にあり、就労人口では2006年時点も48%と依然主流ではあるが、GDP実質価格ベースでは1990年代後半には鉱工業がシェアを逆転している。



出所： ADB Key Indicators 2008; バングラデシュ統計局

図 3-5 産業部門別 GDP 構成比（実質価格）

特筆点は、1999/2000年度から2008/09年度までの9年間の伸び率で見ると、GDP全体が2.59倍に拡大したのに対し、鉱工業の内、製造業は3.04倍と、GDP全体を上回る成長を遂げている点である。製造業が経済成長の牽引力となってきたことが確認できる。製造業は、かつてはジュート製品などの農産物加工業が中心だったが、現在は繊維・縫製産業が主要産業となっている。とりわけ、既製服・ニット製品製造業は輸出の75%超を占める同国の基幹産業で、今も成長を拡大している。繊維以外の製造業としては、天然ガスを利用した肥料製造に代表される化学品産業が挙げられる。また製菓業の拡大も期待されており、同産業の規模はLDC50カ国の中では最も大きく、60カ国以上に輸出している。製造業の各業種別の構成比やその推移を表3-3の品目別輸出統計により知ることができる。

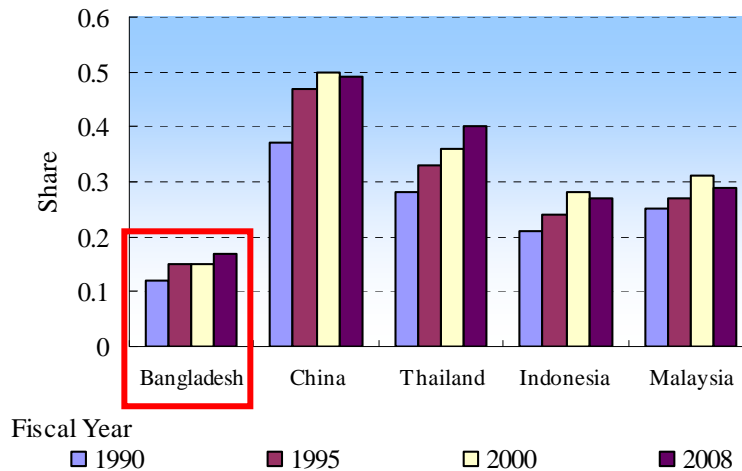
表 3-3 品目別の輸出額推移

(単位：Taka 10 億)

会計年度	1994/95		1990/2000		2008/09	
	金額	構成比 (%)	金額	構成比 (%)	金額	構成比 (%)
ジュート	2.6	2.0	3.7	1.5	9.2	0.9
ジュート製品	13.7	10.4	11.3	4.5	23.5	2.4
茶	1.3	0.9	0.9	0.4	0.8	0.0
皮革	8.8	6.7	7.6	3.0	19.6	2.0
魚・海老	13.2	10.0	18.1	7.3	31.3	3.2
既製服製造業	74.4	56.7	157.2	63.1	672.6	69.0
石油製品	0.5	0.4	0.6	0.2	6.6	0.7
肥料	3.1	2.4	-	0.0	7.1	0.7
その他（輸出加工区製品等）	13.8	10.5	49.8	20.0	203.7	21.0
合計	131.3	100.0	249.2	100.0	974.4	100.0

出所： Bangladesh Bank, “Monthly Economic Trends”, February 2010

表 3-3からは、輸出を構成する品目のなかで既製服製造業が圧倒的なシェアを占めていることが先ず確認される。1994/95 年度に 56.7%であったシェアが、2008/09 年度には 69.0%にと拡大を続けていることも注目される。次にその他（輸出加工区(EPZ)製品等）が急伸している点も注目される。1994/95 年度のシェア 10.5%から 2008-09 年度には 21.0%と倍増を遂げている。これらと対照的に「バ」国の伝統的産業であるジュートおよび同製品は 1994/95 年度の合計シェア 12.4%から 2008/09 年度には 3.3%に凋落、魚・海老類も同じ期間に 10.0%から 3.2%に激減、皮革にも同様の傾向が認められる。このように過去 15 年間で「バ」国産業構造における大きな潮流の変化が確認される。当座の「バ」国の輸出経済はこうした既製服製造業並びにEPZ製品が成長を牽引する状況が続くものと期待される。冒頭に言及した世界銀行の報告書でも、「バ」国経済の持続的な成長は製造業がこれからも牽引していくことが鍵となる、と述べている。その根拠のひとつとして過去の東アジア諸国が製造業のGDPシェアを増加させるのに比例して低所得国から中所得国へ移行していったケースを引用し、経済成長における製造業振興の重要性を強調している（図 3-6）。



出所： Bangladesh: Strategy for Sustained Growth, World Bank, 2007 Asian Development Key indicators (2008).

図 3-6 GDP に占める製造業の占有率推移

上図からも明らかなように、今後の「バ」国の経済成長にとって、製造業の振興は重要な方策であることが明らかになった。次にその製造業を振興させるために、電力インフラの整備が寄与する可能性を議論する。

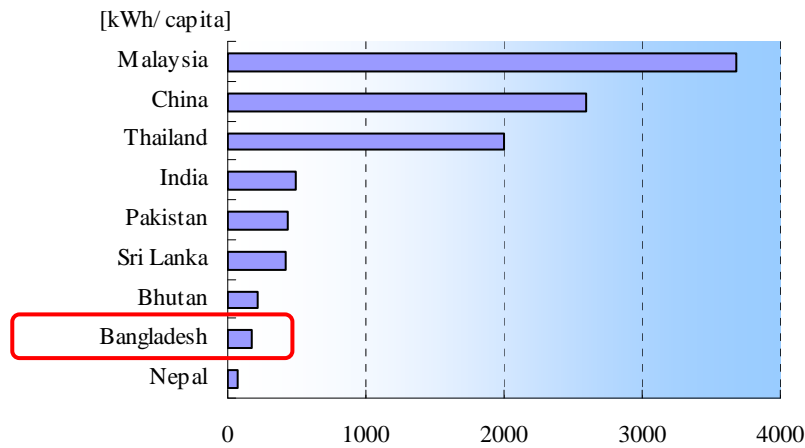
3.2.4 経済成長を支える電力インフラ整備

前述の世銀の「バ」国成長戦略報告書（以下、世銀成長レポート）¹によれば、製造業がこれからも同国経済を牽引していくために必要な処方箋を7点挙げており、そのひとつに近年急速に問題となっているエネルギー不足の対策も挙げている（他は、港湾の容量不足（特にChittagong港）や内陸輸送の整備不足。）。BRICsの次の成長地域として注目されNEXT11にも名を連ねる同国は安価な労働力や優良な起業環境など外国投資を呼び込む条件はそろっている。ここでは電力がどの程度「バ」国経済成長の妨げになっているのかを検証し、次に電力インフラ整備による成長ポテンシャルについて検討を行う。

(1) 電力不足の現状

図 3-7からも明らかなように、「バ」国の一人当たり電力消費量は世界中でも少ない方である（174kWh/ Capita。図 3-7）。また電化率は人口当たりで44%（2005年度国勢調査）である。

¹ Bangladesh: Strategy for Sustained Growth, World Bank, 2007



出所： 世銀, Key Development data; US CIA, The World Factbook.

図 3-7 一人当たり消費電力量

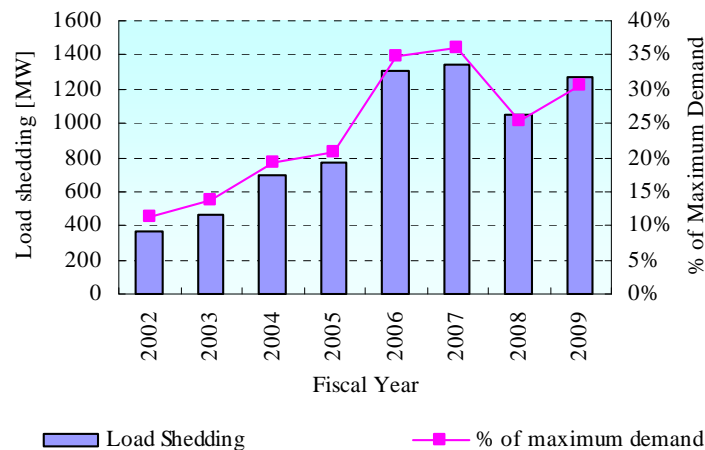
Box.3.2 日本の経験

日本も平均 9% の GDP 成長率を記録した 60 年代は製造業の内、電力多消費産業(*)の割合は 6 割 (東京電力の場合) と、現在の倍近くあった。

*: 鉄鋼業、パルプ・紙業、化学工業、窯業 (セメント)、非鉄金属 (アルミ精錬)。

「バ」国でも電力不足が解消されれば、こうした産業が伸びる可能性がある。一方、電力寡消費産業に位置づけられる自動車や電気機械などの加工組立型産業や半導体などのエレクトロニクス関連の機械産業は、量の次のステージである電気の質の向上により、伸びる可能性がある。

世銀成長レポートでは年間の停電回数が 1% 増加すると、平均的な企業の全要素生産性は 10% 低下すると見積もっている。現状は、図 3-8 に示すように最大で需要の 30% が供給されない事態も発生している。2008 年度は延べ 82 時間 5 分 (358 日)、2009 年度は 76 時間 22 分 (351 日) の停電が発生している。



出所：BPDB Annual Report 2008-2009

図 3-8 年間最大負荷制限／給電停止 [MW]

(2) 電力不足の影響

(a) 経済コスト

慢性的な電力不足の為に、「バ」国では電力会社と製造業者で重複して電源の設備投資が行われており、全製造業者のおよそ8割以上が停電に備えて自家発電設備（大抵ガス焚きの非常用電源）を所有する事態になっている。こうした設備で発電した電気代は、燃料の天然ガスが政策的に極めて安価に購入できているものの、それでもグリッド供給の電気代に対して最大1.5倍のコストを支払っていると見積もられている。これは明らかに彼らの国際競争力を削ぐ結果になっており、きわめて大きい経済コストを支払っていると言える。

(b) 投資の障害

2003年の世銀報告書¹によれば、調査した企業の約7割が電力供給問題が投資の障害になっていると答えており、南アジア地域の約4割を大きく上回っている。他の投資環境は中国やインドなどの中所得国よりも良い²ことを鑑みると、電力不足の問題が解決すれば、特に安定した電気が必要な産業の発展が進むと期待できる。

(3) 結論・課題

以上から見た通り、「バ」国では電力供給の拡充は製造業を含め経済成長のための重要な要素であることが確認できた。他方、以下に示すように電力インフラの整備を円滑に進めることができない事情があるのも事実である。中でも最大の要因が投資資金の調達である。後述するように、BPDBなど現行の電力公社は国営企業であるが、様々な理由で事業が順調に進んでいるとはいえない財務状況にある。電力小売料金がコストを下回るほどに規制されていることや、電力料金の回収がすすんでいないことも原因である。更に、こうして発生する損失は国の予算

¹ “Investment Climate Assessment Survey,” World Bank and Bangladesh Enterprise Institute, 2003

² Doing Business, World Bank

で補填されている。2006年度のBangladesh Petroleum Corporation (BPC)の損失はGDPの約1%程度と見積もられており、結果、財政を圧迫する要因となっている。2003/2004年の世銀スタディ¹でもこうした業界の構造改革の調査が行われ、事前早割支払い制度など状況の改善を試みている。特に電力料金の改正は、結果として天然ガス事業者の生産設備への投資を促し、生産増加につながるという波及効果を生み出すと期待される。

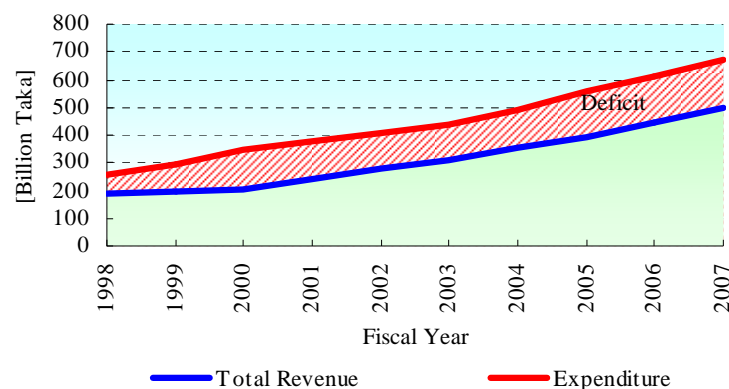
このようにまず、国営の電力事業の立て直しが電力インフラ拡大に必要な方策の一つであり、次に政府が検討しているのは、民間資金の活用である。IPPなどによる民間による電源開発を促すことで電力不足を解消することを試みている。

こうした努力により電力インフラの整備が進み、製造業が伸びれば、最終的に経済全体の成長が更に加速を見込めるようになるだろう。

3.2.5 国家財政

(1) 財政収支の構造

「バ」国の財政収支は、財政需要の伸びが大きく慢性的な財政赤字が続いている(図 3-9)。



出所： ADB Key Indicators (2008)

図 3-9 歳入と歳出の推移

2000年以降は開発支出の抑制や付加価値税の導入、所得税収の増加などにより対GDPの財政赤字比率は低下基調にあったが、2008年度は前年度の3.7%を大きく上回る6.2%に拡大している(表 3-4)。こうした慢性的な赤字は、歳入基盤が脆弱なことや政府の徴税能力、また非効率な国有企業に対する財政による赤字補填に主に起因している、と言われている。

¹ “Power Sector Financial Restructuring and Recovery Plan, Final Report,” Aug. 2006, IDA

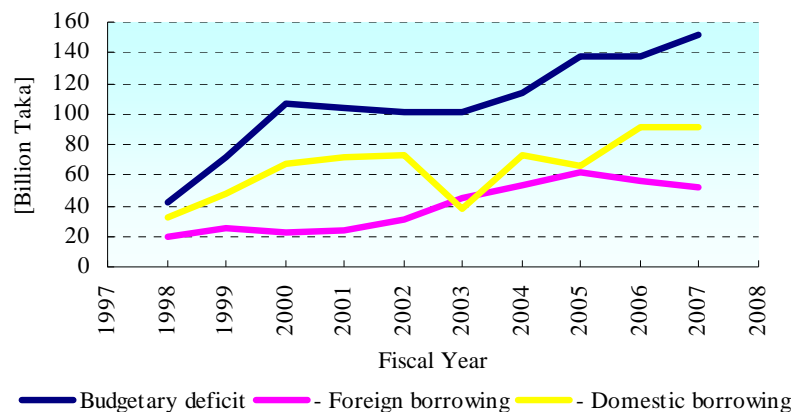
表 3-4 中央政府財政収支の推移

(単位：Taka 10 億)

年度	FY05	FY06	FY07	FY08	FY09 ¹
歳入	392.0	448.7	494.7	605.4	693.8
税収	319.5	361.8	392.5	480.1	567.9
税外収入	72.5	86.9	102.2	125.3	125.9
歳出	556.3	610.6	668.4	936.1	999.6
一般会計歳出 (経常支出)	336.7	370.6	444.1	574.2	667.5
年次開発計画 (資本支出)	205.0	215.0	216.0	225.0	256.0
その他	14.6	25.0	8.3	136.8	76.1
収支尻 (外国贈与含む)	-137.9	-137.3	-152.0	-286.8	-242.3
収支尻 (外国贈与除く)	-164.3	-162.1	-173.7	-255.5	-305.8
収支尻(財政赤字)/GDP(%)	-4.4	-3.9	-3.7	-6.2	-5.0
外国贈与	26.4	24.8	21.5	43.9	63.5
資金調達	137.9	137.1	152.1	286.8	242.3
対外借入れ	137.9	137.1	152.1	286.8	242.3
借入金	89.0	89.6	90.5	130.2	114.6
返済金	-27.1	-33.8	-38.7	-42.7	-42.2
国内借入れ	76.0	81.4	100.3	199.2	170.7
銀行借入れ	36.0	49.1	65.3	104.0	135.0
非銀行系借入れ (Net)	40.0	32.3	35.0	20.0	35.0

出所：Annual Report 2008-2009, Bangladesh Bank

現在はこの赤字を外国援助と国内銀行借入等で補填する構造となっている。この内、傾向としては外国贈与の割合は減少傾向（'90sの 4-5 割→近年 1-2 割）にある。一方で、国内借り入れ（金融機関）は上昇傾向（6 割）にある。残りの対外借り入れは 2-3 割で推移。資金調達源の推移を図 3-10に示す。

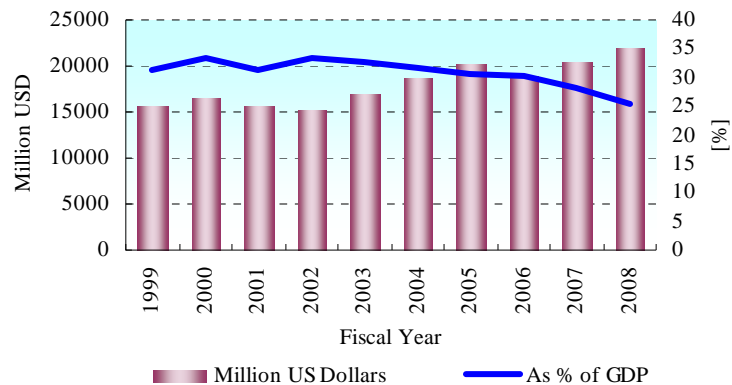


出所：ADB Key Indicators (2008)

図 3-10 財政赤字と資金調達の相関

図 3-11に対外債務残高の推移を示す。

¹ Budget estimate



出所： Bangladesh Bank, Annual Report 2007/2008; ADB Key indicators (2008).

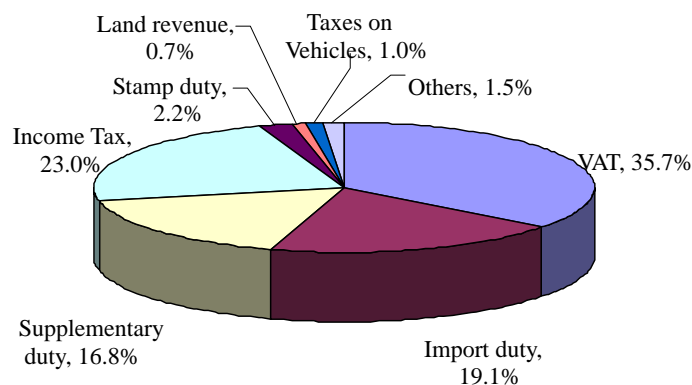
図 3-11 対外債務残高推移

対外債務残高は拡大基調にあるが、対 GDP 比債務残高は 23.2%と低い。これは同国が LDC であり、ODA も無償中心という事情が大きい。デッド・サービス・レシオも減少傾向にあり（8.6%、'00年→5.2%、'04年）、債務の返済負担は軽いと言える。債務の内訳は、9割超を公的中長期債務が占めている。その8割は世銀など対国際機関からの借入れである。

(2) 歳入の課題

以下に、「バ」国財政の歳入の特徴と課題を述べる。

図 3-12に歳入の 2009 年度の内訳を示す。まず付加価値税 (VAT) が 35%で一番大きく、以下、所得税 (23%)、輸入関税 (19%)、奢侈税 (17%) となっている。割合はこの 5 年程度、大きな変化はない。税金と税外収入の割合はおよそ 4:1 で落ち着いている。



出所： Economic Review 2007/2008

図 3-12 FY2009 歳入内訳

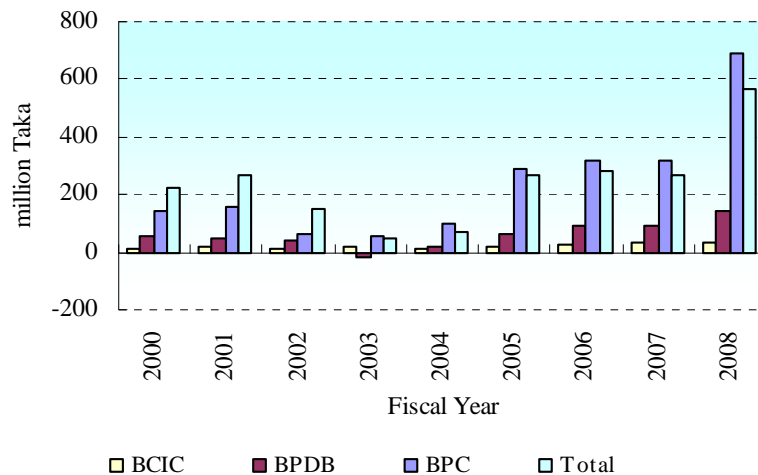
前記したように、徴税能力の向上が財政収支改善の課題であり、政府も徴税策を強化している。対策案には税制改革による課税ベースの拡大、税務行政の効率向上が考えられる。2009年度予算では、対前年度比18%増という野心的な目標値を設定しているが、達成にあたっては特に所得税等国内での徴税を強化し、輸入関税への依存構造からの脱却を目指すことを強調している。歳入の対GDP比率も中期的には徐々に増えているが10%前後と、他の南アジア諸国と比較すると未だ低い値である。

(3) 歳出と国営企業への支援について

「バ」国政府の予算は、主に一般予算 (Revenue Budget) と年次開発予算 (Annual Development Budget) により構成され、2010年度予算案は各々7,866億タカ、3,050億タカで、合計1兆1,382億タカが組まれている。これは前年度と比べて約2割増加している。2010年度予算案の内、開発予算については、政府目標がインフラ整備と農村開発にあったことから、交通や電力、水資源に重点配分されている。このうち、2009/2010年度の開発予算では9つのセクターが重点分野として選ばれた。内、電力関係は2分野があり、農村電化 (グリッド整備と遠隔地での再生可能エネルギーの導入) と電力エネルギーが挙げられている。特に後者では、近年問題となりつつある電力不足を解消するために、発電量増大を掲げ、民間資本参加も期待している。他に、近隣国からの電力輸入や石炭火力発電の導入や石炭鉱業の開発、ガス田開発によるガス供給増大とガス送電パイプラインの拡大などを盛り込んでいる。

歳出の課題は2つあり、予算執行の遅延と赤字国営企業への補填が挙げられる。まず開発予算の執行遅延についてはその反省から、支出管理や運営方法の改善 (行政文書および承認プロセスの簡略化等) が検討されている。具体的な対策として、政府は2006年度から中期予算枠組 (Medium-Term Budgetary Framework: MTBF) の導入を順次始めている。これは国の開発ペーパーであるPRSPで掲げられた優先事項に応じた各省庁による計画立案・予算編成・執行を目的として、3-5年の複数年において予算を政策目標・優先分野に柔軟に配分することを狙いとしている。現在は20省庁に導入されているが、今後2-3年以内に全ての省庁に導入を予定している。

次に赤字国営企業に対する国家財政による補填であるが、国営企業は7セクター、45社あり、Non-financial Public Enterprisesとよばれている。主な企業には電力・ガス分野のBPDBやPetrobangla、運輸セクターのChittagong港湾局、貿易分野のBPC社、サービス分野のREB、産業分野のBCIC社 (Bangladesh Chemical Industries Corporation) など、他に農業や建設分野もある。配当を出す程の優良企業がある一方、赤字で困窮する企業も多い。BCIC社は13ある傘下会社の経営成績のふるわない4社の民営化を実施している。残りの内の数社についても同様に民営化することを検討している。BPC社は調達コストよりも低廉な政府規制の販売価格のため、厳しい運営を迫られている。図3-13に主要国営エネルギー関連企業と全45社の損益の推移を示す。



出所： Annual Report 2007-2008, Bangladesh Bank

図 3-13 主要国営企業の損失・利益の推移

中央銀行のAnnual Report 2007/2008によれば、こうした国営企業の赤字の原因のひとつには、売値と実際にかかるコストの差が継続して存在していることが挙げられており、石油や電力、そして肥料のセクターで顕著であると述べている。補助金が支給された対象では、BPCが最大で次いでBPDBやBCIC社が継続して赤字を出し続けている、と指摘している。こうした累積赤字が政府の支出として徐々に計上されており、債務残高の増加を招いている。財務省のEconomic Review 2008によれば、財政によるこうした国営企業への補填は2008年度が118.4 billion Taka, 2009年度が136.5 billion Takaである。2005年度から2008年度にかけての一般歳出に占めるこうした補填費用の割合はおよそ30%程度を継続している。

3.3 国家開発計画

3.3.1 概要

「バ」国における国家開発計画は2002年まで5次に亘る「開発5ヵ年計画」が策定、実施されてきた。2002年第5次5ヵ年計画が終了、第6次「開発5ヵ年計画」(2011-2015)は2011年初頭より実施される予定である。この間、国家開発計画は「貧困削減戦略計画 (PRSP: Poverty Reduction Strategy Paper)」に引き継がれて実施されている。政府は経済の高度成長を達成することにより、可能な限りの短い期間において貧困削減を実現することを最大の目標として掲げている。「バ」国の開発計画の基本方針であるPRSPは、2003-2005年度に運用されたInterim Poverty Reduction Strategy Paper (I-PRSP)に始まる。年次開発計画の予算配分もPRSPに沿って行われている。「貧困の無いバングラデシュを」のビジョンに基づいて作られ、続く2005年度に初版のPRSP-I: National Strategy for Accelerated Poverty Reductionが策定され、途中延長もありながら、2005-2008年に運用された。政府の基本方針に基づき、2008年には前政権によって「前進：更なる貧困削減のための国家戦略 (Moving Ahead: National Strategy for Accelerated Poverty Reduction II もしくは PRSP-II, Planning Commission, Oct.2008)」が策定された。2009年に誕生した現政権 (アワミ連盟主導) は同戦略を引き継ぎ、2009年12月に改定PRSP-II (I変化に向けて

：更なる貧困削減のための国家戦略 (Step Towards Change: National Strategy for Accelerated Poverty Reduction II (Revised) FY2009-11) (NSAPR-II もしくは PRSP-II (Revised)) を策定した。NSAPR-II においても、MDGs (ミレニアム開発目標) 達成を目標としつつ、必須インフラの構築など 5 つの戦略分野を中心に、気候変動への取組など 5 つの支援戦略を合わせた、合計 10 の戦略分野を掲げている。PRSP-I と比較すると、より貧困層に配慮した内容になっている。2009 年度予算は基本方針である上記 PRSP-II に沿って作成され、2008 年 7 月から運用開始されている。予算は同 PRSP-II の構成要素である a Medium Term Macroeconomic Framework (MTMF) に基づく資源の優先分野への配分にならって作成されている。MTMF もその更新版である MTBF(a Medium Term Budget Framework)も国の 3 カ年計画であり、その中で 2009-2011 年度期間中に GDP 成長率は 7-8%、インフレは 6-7% を目標に定めている。

2008 年 12 月の 7 年ぶりの総選挙で選出された、ハシナ首相率いるアワミ政権は、電力・エネルギーを含む最重要 5 分野を選挙公約マニフェスト (マニフェスト：ビジョン 2021：2021 年までに中所得国になる目標) に掲げている。09 年 6 月の最初の予算となる 2010 年度予算も PRSP-II や同マニフェストに沿ったものとなっている。新政権は、マニフェストの中で、2013 年度までに 8%、2017 年度までに 10% の経済成長を達成すると宣言し、この高い目標達成の為には、民間資本活用による投資拡大が必要であると認識し、その有効なスキームとして官民連携 (PPP: Public Private Partnership) の拡大を計画している。

3.3.2 国家開発計画における電力・エネルギー分野の位置づけ

上記戦略計画の 5 つのブロックのうち第 3 ブロックに貧困削減に親和的な基礎的インフラの整備が掲げられ、第 3 ブロックにおける最優先課題として、電力・エネルギー分野の開発が掲げられている。同分野に係る基本方針は、国民の全てに 2020 年までに高品質かつ信頼できる電力を支出可能な価格で提供することを目的として、最小コストによる電源開発、制度・組織の改革、商業原理の導入推進等による効率改善を推進することにおいている。発・送・配電の均衡のとれた開発を推進、発電部門では、建設途上のプロジェクトの早期完工、新規発電所の建設、老朽発電所のリハビリ、計画的定期修理・オーバーホールの実施、人材開発の重視を詠っている。開発目標として発電能力を、2013 年：7,000MW、2015 年：8,000MW、2021 年：20,000MW の実現においている。

戦略計画は電力セクターの整備と並べて、「国家エネルギー計画」のアップデート、石油・ガス分野の能力強化、再生可能エネルギーの利用に関する基本方針を述べている。これらに加えて、現在「国家石炭政策」の策定作業が進められており、エネルギー需要の一部について石炭をベースとした供給により対応するための準備が進められている旨が表記されている。

3.3.3 国家エネルギー政策案

NSAPR-II の優先課題として電力・エネルギー分野の開発が掲げられており、電力セクターにおけるビジョンと政策として以下の 10 項目が記載されている。

- 2020 年までに「バ」国全体を電化する
- 経済成長を促進するとともに電力セクター財務体質を健全化する
- 電力セクターの効率を改善する
- 電力セクターを経済性指向とする

- 電力供給の品質と安定性を向上させる
- 国内天然ガスを活用すると共に、LNG 等の代替燃料を開発する
- 民間企業の参入を促進する
- 最低コストの開発オプション、電力取引オプションにより、合理的かつ廉価な電力料金とする
- 複数企業による競争を促す
- 地域間の協調を図る

これらを達成するために、建設中プラントの完工、新規プラントの建設、リハビリ／定期点検による既設火力の維持、自家発電政策の見直し等を重点項目としている。3年間の緊急対策として、500MWのレンタルパワー(Phase I)の設置、800MWのピーク対応電源の設置、1250MWのデュアル燃料IPPの設置、2000～2600MWの輸入炭火力発電所の設置を挙げている。原子力政策として、700～1000MWの原子力発電所を建設すべく、ロシアとMOUを締結したことに言及している。

エネルギーセクターについては、喫緊の課題は国内天然ガス資源の枯渇に対する対策とし、国内資源の評価、ガス／石油田、炭鉱の新規開発、調査に基づく推定・予想埋蔵量から確定埋蔵量への転換などを重点項目としている。これらに加え、国内資源の節約または効率的利用、需要サイドの省エネ、民間資金の活用を導入することを提唱している。

石炭政策(National Coal Policy)を策定中としており、急速なエネルギー需要の増加に対応すべく、石炭の有効な活用を図り、石炭焚火力発電所の開発のため、炭鉱開発に関する優遇措置を導入するとしている。

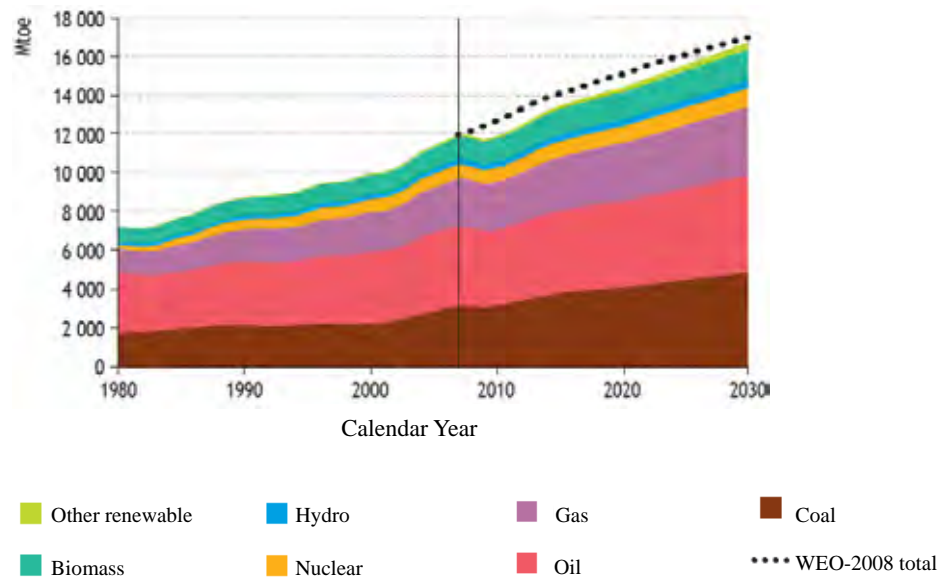
ガスについては、将来の需給ギャップの拡大が経済成長の妨げになる恐れがあることから、代替ガス燃料としてLNG 500mmcf程度程度の初期導入、および、国際ガスパイプライン連系を検討することとしている。

3.4 一次エネルギーの現状

3.4.1 世界・アジアの一次エネルギー動向と見通し

IEA(International Energy Agency)World Energy Outlook 2009によると、2007年の石炭消費が32億TOE(石油換算トン、一次エネルギーにおける石炭の比率では26%)に対し、2030年では49億TOE(同29%)と5割強増加すると見込まれている。増加分17億TOEの内、約9割がアジアによるものとされている。石炭消費におけるアジアのシェアは2007年は約6割だったものが、2035年までに約7割まで拡大し、世界の石炭消費がアジアにシフトすることになる。中でも中国とインドの石炭消費が拡大する。世界の石炭消費における先進国のシェアは、2007年の36%から2035年には27%に減少し、途上国の割合は逆に64%から73%に増加する。¹ 当面、石炭が一次エネルギーの主要な役割を担い続けることが予想されている。

¹ 日本エネルギー経済研究所、「アジア/世界エネルギーアウトック 2010」(2010)



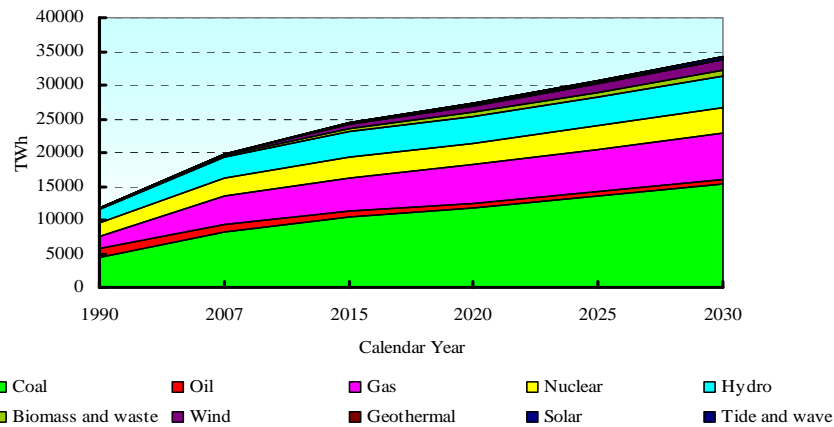
出所： IEA World Energy Outlook 2009

図 3-14 世界の一次エネルギーバランス

3.4.2 世界の電源構成

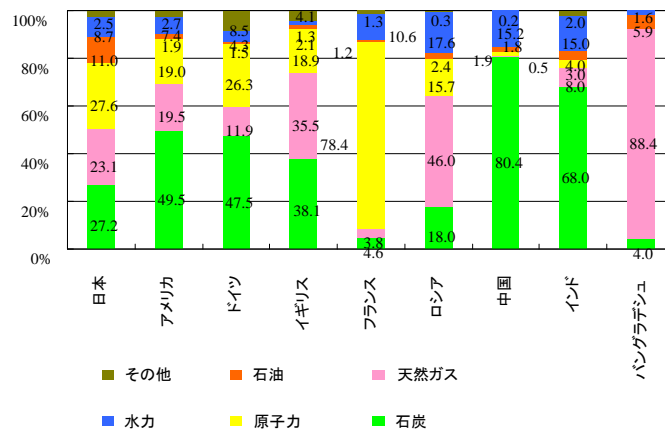
世界の電源構成比をみると、2007年から2030年にかけて、石炭火力の比率（発電電力量ベース）は40%から42%に微増するものの、他の熱源（天然ガス火力21%→21%、水力16%→14%、原子力14%→11%、石油火力6%→2%）と比較しても、石炭の構成比率はほぼ変わらないと予測されている¹。図3-16の主要国の電源構成比を見ても、アメリカ、ドイツといった先進国でも石炭の比率は40%を超えている。先進国以外では、石炭消費量の多い中国では80%、インドでも60%を超えている。「バ」国の様に天然ガスの比率が80%を超える国はむしろ稀である。世界の電源構成における石炭は、現在においても一次エネルギーの中核であるが、将来においても依然として電力供給の中心的役割を果たすことを示している。

¹ IEA World Energy Outlook 2009



出所： IEA World Energy Outlook 2009

図 3-15 世界の発電電力量構成



出所： IEA Energy Statics

図 3-16 主要国の電源構成

3.5 「バ」国の一次エネルギー動向と課題

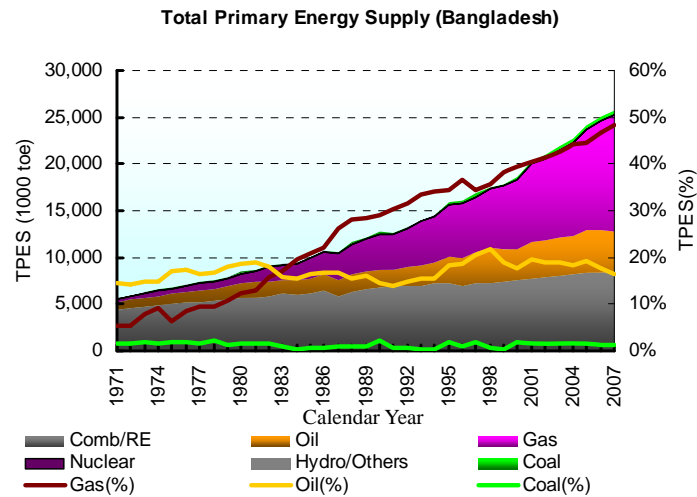
3.5.1 「バ」国の一次エネルギーの現状

「バ」国における主要な一次エネルギー供給量(TPES)推移ならびに 2007 年のエネルギーバランスを下に示す。1971 年は籾殻等のバイオマスが一次エネルギー全体の 78%を占めていたが、天然ガスや石油の増加によってその比率は減少を辿り、2007 年においては、バイオマス 33%、石炭 1%、石油 16%、天然ガス 48%、水力 1%となっている。

一次エネルギーの使われ方は、電力への変換 27%、産業分野 12%、輸送分野 6%、その他 50% (90%は民生用) になっている。民生部門でのバイオマスの使用割合が依然高いもののその割合は減少傾向にあり、電力への変換が着実に進んでいることがわかる。¹ 今後は、世界および

¹ IEA Statistics, Energy Balances of Non-OECD Countries 2009

アジア諸国のエネルギー動向を踏まえると、IEAが予測するとおり、同国においても石炭がより重要な役割を担う可能性は非常に高いと考えられる。



出所: IEA Statistics, Energy Balances of Non-OECD Countries (2009)

図 3-17 「バ」国の一次エネルギーバランス

表 3-5 エネルギーバランス (2007年)

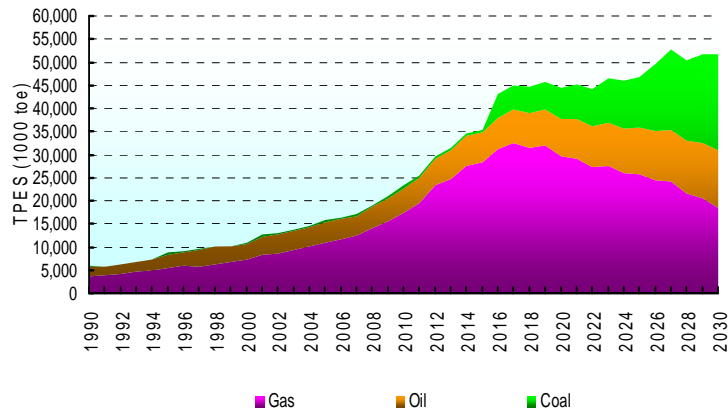
(Unit: TOE)

Year 2007 Supply and Consumption	Coal & Peat	Crude Oil	Petroleum Products	Gas	Nuclear	Hydro	Geo thermal	Combust. Renew	Electricity	Heat	Total
Production		86		12470		120		8586			21262
Imports	350	1219	3236								4805
Exports			-132								-132
Intl. Marine bunkers			-35								-35
Intl. Aviation bunkers			-252								-252
Stock changes		1	110								111
TPES	350 (1.4%)	1306 (5.1%)	2927 (12.6%)	12470 (48.4%)	0	120 (0.5%)	0	8586 (33.3%)	0	0	25759
Electricity and CHP plants			-590 (-2.3%)	-6172 (-24.0%)		-120 (-0.5%)			2097		-4785 (-26.7%)
Petroleum refineries		-1306	1272								-34
Other transformation			-81	-684					-275		-1040
TFC	350	0	3529	5614	0	0	0	8586	1822	0	19899
Industry Sector	350		262	1586					780		2978 (11.6%)
Transport Sector			1638								1638 (6.4%)
Others Sectors			1185	1942				8586	1041		12753 (49.5%)
Non-Energy Use			445	2086							2531 (9.8%)

出所: IEA Statistics, Energy Balances of Non-OECD Countries (2009)

3.5.2 「バ」国の一次エネルギー供給予測

「バ」国における主要一次エネルギー(天然ガス、石油、石炭)の供給予測を下図に示す。¹ 2017年以降、天然ガスの供給は減少に転じており、天然ガスの代替燃料として石炭が供給量を増やしていることがわかる。本マスタープランにおいては、石炭を天然ガス代替の主要燃源として位置づけ、新規電源計画を行うものとする。



出所： PSMP 調査団

図 3-18 「バ」国の一次エネルギー需要予測

3.5.3 天然ガス代替燃源

「バ」国の一次エネルギー使用状況の課題としては、自国の天然ガス資源に過度に依存していることにある。「バ」国の持続的、安定的経済発展のためには、天然ガスに依存し続けることは現実的ではなく、他の燃源へシフトし天然ガスのシェアを逡減することによって一次エネルギーの多様化を図ることが肝要である。天然ガスの代替燃源としては、「バ」国北西部には埋蔵石炭が豊富に存在することが確認されており、「バ」国政府は今後これらの国内炭の開発を通じたエネルギー供給体制を確立し、石炭を活用した火力発電所の拡充の検討を始めたところである。本調査においても、天然ガス、石炭の自国資源を優先的に有効活用することを基本とする。ただし、将来の国内エネルギー需要予測を見ると、いずれ自国内資源のみではエネルギー需要を満たし切れなくなることが予見され、国外からの燃源の輸入が「バ」国の経済発展のためには必要不可欠となると予測される。

¹ PSMP 調査団 (ガス: 調査団ケース 1、石油: GDP7%成長を仮定し外挿、国内炭: 調査団ベースケース、輸入炭: 調査団ベースシナリオ (多様化シナリオ)、熱量 ガス; 950Btu/scf、石油 40.1MJ/kg、国内炭 25.5 MJ/kg、輸入炭 21.2MJ/kg より石油換算トン(toe)に換算

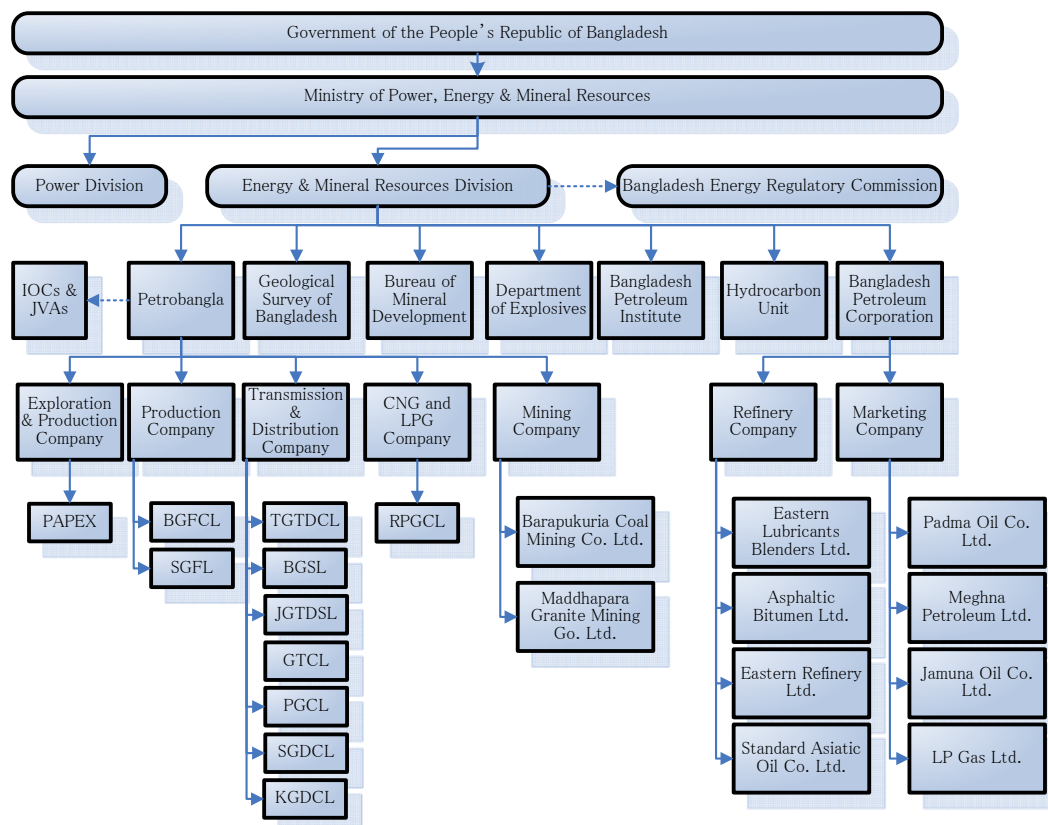
3.6 エネルギーセクターの組織構造

3.6.1 エネルギーセクターに係る組織の現状と課題

(1) 組織形態

「バ」国では、電力エネルギー鉱物資源省（Ministry of Power, Energy and Mineral Resources : MPEMR）エネルギー局（Energy & Mineral Resources Division: EMRD）がエネルギーセクターを統括している。その傘下の Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation (Petrobangla)は、天然ガス、天然資源の探鉱、開発、生産、輸送、マーケティング、子会社の管理と調整、海外企業との生産分与（PSC）契約の締結、重要なプロジェクトの実施等を行っている。また、石油の輸入・精製・輸送・貯蔵に関しては、Bangladesh Petroleum Corporation (BPC)の所管となる。

ガスセクターにおいては、Petrobangla の下、探鉱・開発部門、生産・採掘部門、送ガス部門、配ガス部門、CNG部門、LNG部門等がそれぞれ分社化されている。図 3-19に現在Petrobangla傘下の 5 部門、11 会社を示す。国内炭はPetrobanglaの管理下にBCMCL社が生産・採掘を行っているが、輸入炭は所掌外である。



出所：PSMP 調査団

図 3-19 「バ」国エネルギーセクターの体制

(2) エネルギーセクターに係る組織の現状と課題

MPEMR は、1994 年にエネルギーセクター改革に着手しており、Petrobangla 傘下の各社も民営化されており、一定の影響力を持つものの、経営には直接関与していない。エネルギーセクターが直面している課題には、新たな国内天然ガスの探鉱・開発、ガス輸送システムの増強、システムロスの軽減、国内炭鉱開発等があるが、政策的にガス料金が低く抑えられており、Petrobangla 傘下の各社のみでは十分な開発資金がなく、現在の旺盛な需要に対応できていないことなどがある。電気料金についてもコストを反映しない料金設定や、顧客のカテゴリー間でのクロス・サブシディが久しく続いている。こうしたコストを反映しない低廉な料金が「バ」国の電気事業の健全な成長の弊害になっている一因である。

3.6.2 電力セクターに係る組織の現状と課題

(1) 組織形態

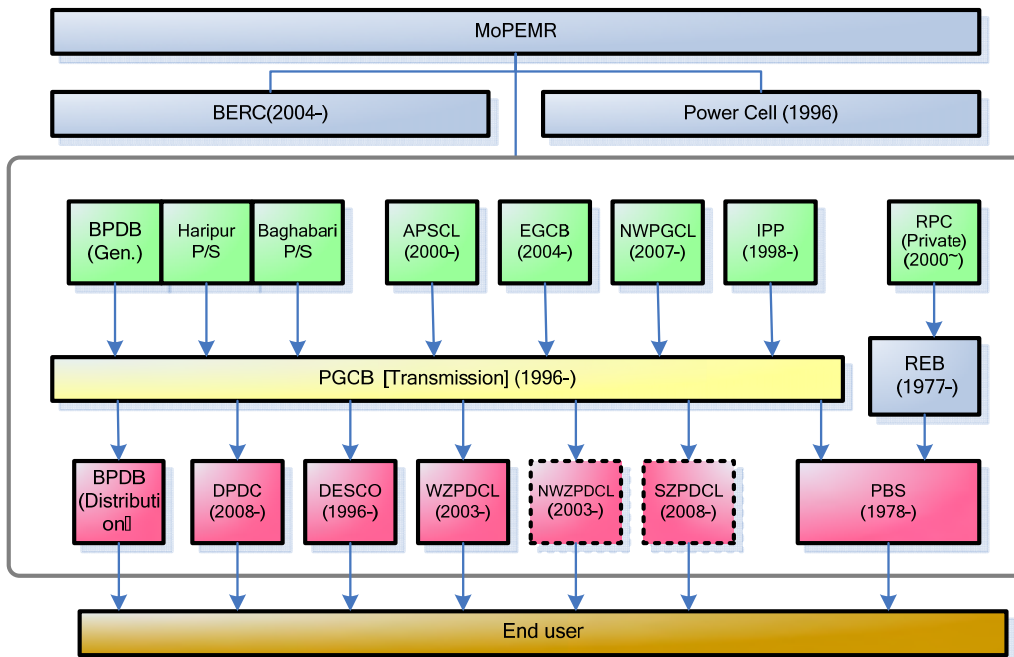
「バ」国では、MPEMRの管轄の下、電力局 (Power Division) が電力事業を統括している。その傘下には、バングラデシュ電力開発庁 (Bangladesh Power Development Board : BPDB)、BPDBから事業部制化あるいは分社化した発電所、IPP、私営発電事業者が発電を行っている。発電事業者により発電された電気は、バングラデシュ電力系統会社 (PGCB) の送電設備を介して、首都圏ではダッカ電力供給公社 (Dhaka Power Distribution Company Ltd : DPDC) とダッカ電力供給会社 (Dhaka Electricity Supply Company : DESCO) が、地方都市ではBPDBとWZPDCLが、農村部では農村電化組合 (PBS) が需要家へ電気を供給している。「バ」国における電力セクターの体制を図 3-20に示す。

BPDBの発電部門については、「Vision Statement/Policy Statement」(2001年1月)に基づいて、Haripur発電所が事業部制化¹、Ashuganj発電所が分社化されている(APSCL)。これに続いて、Baghabari発電所が事業部制化、2004年にはSiddirganj発電所(210MW)を所有するバングラデシュ発電会社 (EGCB)、Khulna発電所 (150MW)、Sirajganj発電所 (150MW)、Bheramara発電所 (360MW) を開発予定の北西部発電会社 (NWPGCL) が分社化されている。

なお、BPDBの配電部門においては、同じく「Vision Statement/Policy Statement」に基づき順次分社化されており、KhulnaおよびBarisal地区の配電は西部配電会社 (WZPDCL)、Rajshahi地区およびRangpur地区は北西部配電会社 (NWZPDCL)、Chittagong地区、Comilla地区は南部配電会社 (SZPDCL) が担うことになっており、各社分社手続き中である。²

1 事業部制化 (SBU: Strategic Business Unit) とは、BPDB の所有する発電所でありながら、各種権限を可能な限り BPDB から各発電所に移管し、一定の裁量を与える方式。

2 BPDB Annual Report 2008-2009, 「海外諸国の電気事業」 社団法人海外電力調査会(2010年)



備考: —▶ 電力の流れ

略語	正式名称
MPEMR	Ministry of Power, Energy & Mineral Resources
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
BPDB	Bangladesh Power Development Board
APSCl	Ashuganj Power Station Company Ltd.
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh
NWPGL	North-West Power Generation Company Ltd.
IPP	Independent Power Producer
RPC	Rural Power Company Ltd.
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh
DPDC	Dhaka Power Distribution Company Ltd.
DESCO	Dhaka Electric Supply Company Ltd.
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Ltd.
NWZPDCL	North-West Zone Power Distribution Company Ltd.
SZPDCL	South Zone Power Distribution Company Ltd.
REB	Rural Electrification Board
PBS	Palli Biddyt Samities

出所： 海外電力調査会、BPDP Annual Report 2008,2009

図 3-20 「バ」国の電力セクターの体制

(2) 電力セクターの現状と課題

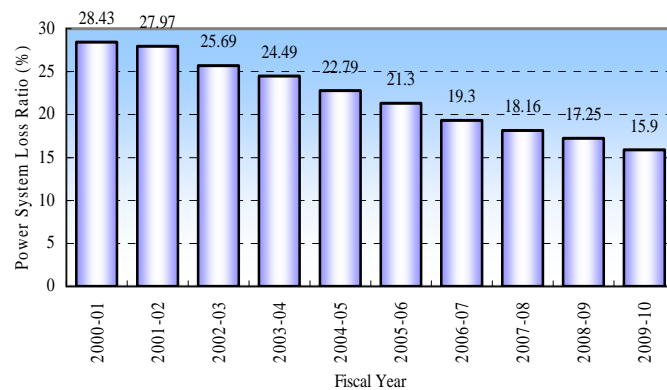
1994年に「電力セクター改革プログラム」が実施され、1996年には発電部門を民間に開放することを定めた「民間電源開発政策(Private Sector Power Generation Policy)」が制定された。2000年には「2020年までに、全ての国民に安価で、安定した電力供給する」ことを目標に掲げて、電力部門改革の方向性を示した「電力セクター改革の展望と方針 (Vision Statement/Policy

Statement) 」が打ち出され、2003 年にはエネルギー部門における独立・公平なエネルギー規制委員会 (Bangladesh Energy Regulatory Commission: BERC) の設置に向け「エネルギー規制委員会法」が制定され、2004 年に BERC が設立された。

今後の課題としては、2021 年までに電化率を 100%に向上 (2009 年実績、47%)、ガス不足や設備の老朽化・不適切なメンテナンスによる電力供給力不足・停電の削減、年々改善されているとはいうものの依然高い水準にある送配電システムロス率の低下 (2009 年実績で 15.9%)、などがある (図 3-21)。

また最近の動きとして、深刻な電力不足を受け、前述の 3 年間の緊急対策を改定し、2015 年までに 9426MW (2010 年までに 792MW、2011 年までに 920MW、2012 年までに 2269MW、2013 年までに 1675MW、2014 年までに 1170MW、2015 年までに 2600MW) の発電設備を設置する短期電源計画を 2010 年 5 月に BERC に提出している。2009 年 6 月時点の IPP の設備容量に対する割合は 23% であるが、緊急対策により今後 IPP への依存度が高まるものと思われる。

なお、CP からの聞き取りによると、「バ」国政府は 2017 年の稼働を目標に、同国初の原子力発電所を導入することを決定したとのことである。建設はロシアに発注する方針で、建設予定地はダッカから北に約 200km の Rooppur、発電容量は 100 万 kW が 2 基で合計 200 万 kW、ロシアへの発注は閣議で了承されているとのことである。



出所：BPDB

図 3-21 送配電システムロス率