

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・
フォローアップ情報収集・確認調査

ファイナルレポート

平成 24 年 3 月
(2012 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
東京電力株式会社

南ア
JR
12-012

目次

第1章	序論	1-1
1.1	本調査の背景	1-1
1.1.1	バングラデシュ国の概要	1-1
1.1.2	「バ」国における産業と経済成長の現況	1-1
1.2	本調査の目的	1-2
1.2.1	調査の基本方針	1-2
1.3	調査体制	1-4
1.3.1	カウンターパート機関	1-4
1.3.2	調査団の構成および分担	1-4
1.4	調査スケジュール	1-5
1.5	調査内容	1-5
第2章	石炭火力発電マスタープランのフォローアップ	2-1
2.1	石炭火力発電マスタープランの背景	2-1
2.2	石炭火力発電 M/P で提案した結論	2-1
2.3	石炭火力発電 M/P で得られた課題	2-4
2.4	「バ」国の電力セクターの概況	2-4
2.4.1	国家開発計画における電力・エネルギー分野の現況	2-4
2.4.2	「バ」国における電力不足の現況と課題	2-8
2.5	石炭政策 (Coal Policy)	2-9
第3章	石炭火力発電の開発に係る「バ」国の検討状況	3-1
3.1	石炭火力発電 M/P 後の「バ」国の動き	3-1
3.2	石炭火力開発に関する検討状況	3-3
3.2.1	国内炭火力開発の状況	3-3
3.2.2	輸入炭火力開発の状況	3-3
3.2.3	Khulna 地点の検討状況について	3-5
3.2.4	Chittagong(Anwara)地点の検討状況について	3-14
3.2.5	Maheskhali 地点の検討状況について	3-17
3.3	持続的な発電事業の事業主体のありかたの検討	3-22
3.3.1	電力・エネルギー鉱物資源省 (MoPEMR) の組織改革	3-22
3.3.2	発電・送配電事業の組織体制	3-23
3.3.3	Coal Power Generation Company(CPGC)の組織と役割	3-23
3.3.4	Khulna と Chittagong の輸入炭発電事業化の現状	3-26
第4章	優先案件候補地点の概要整理・比較	4-1
4.1	優先案件候補地点の設定	4-1
4.2	優先案件プロジェクト地点比較のフロー	4-1
4.2.1	比較検討フロー	4-1
4.2.2	比較項目	4-2

4.2.3	比較検討対象地点	4-2
4.3	比較検討結果	4-3
4.3.1	現地踏査	4-3
4.3.2	発電設備の設計条件	4-4
4.3.3	各項目別の評価結果	4-6
4.3.4	総合評価	4-12
4.4	優先案件候補地点の調査結果	4-12
4.4.1	調査スケジュール	4-12
4.4.2	調査内容	4-14
第5章	港湾計画	5-1
5.1	石炭輸送体系	5-1
5.1.1	コールセンター方式の概要	5-1
5.1.2	コールセンターの必要貯炭容量	5-3
5.1.3	輸入炭火力発電所における石炭輸送体制と貯炭場の必要面積	5-5
5.2	石炭輸送船舶	5-8
5.2.1	石炭輸送船舶の種類	5-8
5.2.2	石炭使用量に基づく必要船舶隻数	5-9
5.2.3	優先案件における石炭船の受入・払出バース数	5-10
5.2.4	ベンガル湾の波浪状況	5-12
5.3	港湾設備に係る整備計画	5-16
5.3.1	検討条件	5-16
5.3.2	Chittagong-South と Matarbari、Maheskhali の港湾配置の概略比較	5-19
5.3.3	Matarbari および Maheskhali の発電所立地候補地点の検討	5-24
5.3.4	Matarbari 地点及び North-Maheskhali 地点の F/S に向けての検討課題	5-31
5.4	港湾設備に係る運営体制	5-32
5.4.1	港湾設備の運営体制	5-32
5.4.2	モンスーン等の波浪条件による船舶航行への影響	5-32
5.4.3	Chittagong 港における維持浚渫の概要	5-33
第6章	燃料供給に関する検討	6-1
6.1	海外炭の現状と課題	6-1
6.1.1	石炭とは	6-1
6.1.2	国際市場における輸入炭の需給状況・価格動向	6-3
6.1.3	一般炭の価格動向	6-20
6.1.4	輸入炭総額予測	6-23
6.1.5	輸入炭に係る組織体制の検討	6-29
6.1.6	石炭輸送体系の検討	6-30
第7章	系統計画	7-1
7.1	電力系統の検討業務の目的	7-1
7.2	石炭火力発電 M/P の送電計画のフォローアップ状況の確認	7-1
7.3	具体的な個別案件候補と計画送電線	7-2

7.3.1	具体的な個別案件候補	7-2
7.3.2	計画送電線	7-2
7.4	具体的な個別案件検討の前提となる基本事項の確認	7-4
7.5	送電線の規模・関連主仕様の妥当性の確認	7-6
第8章	優先案件に係るスケジュールとコスト	8-1
8.1	優先案件に係るスケジュール	8-1
8.2	優先案件に係るコスト	8-1
第9章	優先案件の事業実施体制の検討	9-1
9.1	電力セクター改革の経緯	9-1
9.2	セクター改革の効果	9-2
9.2.1	分社化の現状（2009~2011年の状況）	9-2
9.2.2	Power Division による分社化の評価（2012年2月現在）	9-2
9.2.3	BERC の役割（2012年2月現在）	9-3
9.2.4	DESCO 分社化の効果（2012年1月現在）	9-4
9.2.5	NWPGCL 分社化の効果（2012年1月現在）	9-5
9.3	石炭火力発電開発に対する国際機関を含む他援助機関の動向	9-6
9.3.1	国際機関からの電力改革および石炭火力発電に対する支援状況	9-6
9.4	電力セクター改革の今後の課題	9-8
9.4.1	電力料金と天然ガス価格のバランス	9-8
9.4.2	電力部門の燃料調達	9-9
9.4.3	都市と地方の配電会社のありかた	9-9
9.4.4	分社化された企業へのインセンティブ制度の導入	9-9
9.4.5	民営化による IPP の促進の実証	9-10
9.4.6	CPGC の独自性	9-10
9.5	石炭火力発電所運営に対する提案	9-11
9.5.1	今後の輸入炭火力発電推進体制	9-11
9.5.2	石炭火力発電所の業務	9-11
第10章	経済財務分析	10-1
10.1	輸入炭火力発電の資金調達方法	10-1
10.2	税制と優遇制度	10-1
10.2.1	「バ」国の税制	10-1
10.2.2	発電事業に関する税制	10-2
10.3	財務分析の方法と前提	10-3
10.3.1	財務諸表の計算方法	10-3
10.3.2	資金と金利	10-5
10.3.3	財務分析の諸前提	10-7
10.4	財務分析の結果	10-11
10.4.1	発電コストと電気料金	10-11
10.4.2	ROE と FIRR	10-12
10.4.3	資金の過不足	10-13

10.4.4	配当の資本金に対する利率.....	10-13
10.4.5	超々臨界と超臨界の比較.....	10-14
第 11 章	環境社会配慮.....	11-1
11.1	「バ」国の EIA 制度.....	11-1
11.2	優先案件候補地周辺の環境状況.....	11-2
11.2.1	自然環境.....	11-2
11.2.2	社会環境.....	11-8
11.3	環境面の留意事項および EIA の TOR 案.....	11-9
11.3.1	環境面の留意事項.....	11-9
11.3.2	EIA の TOR 案.....	11-12
11.4	温室効果ガスの削減効果の算出.....	11-14

図リスト

図 2-1	大水深港湾共同開発のイメージ.....	2-2
図 2-2	石炭火力発電 M/P で示したビジョン.....	2-3
図 2-3	年間最大負荷制限/給電停止 [MW].....	2-9
図 3-1	石炭火力発電 M/P における石炭火力発電所候補地点の位置.....	3-2
図 3-2	Khulna 地点.....	3-5
図 3-3	Khulna 地点付近の航空写真.....	3-6
図 3-4	Khulna 地点(位置図).....	3-6
図 3-5	計画地点の用地状況図.....	3-7
図 3-6	Khulna 発電所の主要設備レイアウト図.....	3-9
図 3-7	ベンガル湾から Mongla 港までの輸送ルート.....	3-11
図 3-8	Mongla 港から発電所までの輸送ルート.....	3-12
図 3-9	発電所までの進入用道路.....	3-13
図 3-10	Chittagong 地点位置.....	3-14
図 3-11	Chittagong 発電所エリア.....	3-15
図 3-12	Chittagong 発電所用地境界.....	3-16
図 3-13	Maheskhali 発電所の位置.....	3-18
図 3-14	「バ」国が考える Maheskhali 発電所の設備配置.....	3-20
図 3-15	Power Division の新組織体制.....	3-22
図 3-16	Power Division の Planning 部門の新組織体制.....	3-22
図 3-17	発電・送配電の組織体制.....	3-23
図 3-18	Coal Power Generation Company (CPGC) と他社の関係.....	3-24
図 3-19	Khulna 石炭火力発電の事業体関連.....	3-26
図 4-1	地点比較のフロー.....	4-1
図 4-2	Chittagong, Chittagong-South, Matarbari/Maheskhali の位置図.....	4-3
図 4-3	現地踏査コース.....	4-4
図 4-4	蒸気温度・圧力によるサイクル上の違い (模式図).....	4-5
図 4-5	石炭火力発電技術の開発.....	4-6
図 4-6	長い栈橋の例 (太平洋セメント上磯工場).....	4-8
図 4-7	直接接岸のイメージ.....	4-8
図 4-8	現地踏査ルート (海路).....	4-13
図 4-9	現地踏査ルート (陸路).....	4-13
図 4-10	「バ」国により検討されている計画.....	4-14
図 4-11	調査団により検討したサイト位置.....	4-15
図 4-12	検討対象地点.....	4-15
図 4-13	Maheskhali の基本計画.....	4-17
図 4-14	基本計画 (レイアウト図).....	4-18
図 4-15	基本計画 (断面図).....	4-18

図 4-16	North-Maheskhali 付近の航空写真	4-19
図 4-17	本計画の完成イメージ (600MWx2)	4-19
図 4-18	将来のイメージ.....	4-20
図 4-19	Matarbari における開発計画.....	4-21
図 4-20	Matarbari 付近の航空写真.....	4-21
図 5-1	コールセンター方式の概念図.....	5-1
図 5-2	石炭輸送体制の概要図.....	5-6
図 5-3	波浪推算位置.....	5-12
図 5-4	有義波高・有義波周期出現頻度.....	5-13
図 5-5	月別有義波高出現頻度 (1)	5-14
図 5-6	月別有義波高出現頻度 (2)	5-15
図 5-7	港湾基本配置図.....	5-18
図 5-8	Chittagong-South の港湾配置計画図.....	5-20
図 5-9	Matarbari と Maheskhali の港湾配置計画図	5-22
図 5-10	発電所立地候補地点.....	5-24
図 5-11	Matarbari の港湾配置計画図.....	5-26
図 5-12	North Maheskhali の港湾配置計画図.....	5-27
図 5-13	South Maheskhali の港湾配置計画図.....	5-28
図 6-1	石炭の分類.....	6-2
図 6-2	世界の石炭需要予測.....	6-3
図 6-3	世界の石炭消費量.....	6-5
図 6-4	インドネシアの生産・輸出・国内販売の推移予測 2005-2025 年.....	6-8
図 6-5	インドネシアの Steam Coal 総輸出量と OECD 国と OECD 以外の国との輸出量の比較.....	6-10
図 6-6	OECD 以外の国で過去 5 年間に増加したインドネシア Steam Coal 輸出国の内訳.....	6-10
図 6-7	インドネシア炭生産量/輸出量推移 (予測)	6-11
図 6-8	豪州の石炭輸出量.....	6-12
図 6-9	豪州の Steam Coal 総輸出量と OECD 国と OECD 以外の国との輸出量の比較.....	6-13
図 6-10	OECD 以外の国で過去 5 年間に増加した豪州 Steam Coal 輸出国の内訳.....	6-13
図 6-11	2010 年のオーストラリアの一般炭輸出先.....	6-14
図 6-12	QLD 州の鉄道	6-15
図 6-13	南アの Steam Coal 総輸出量と OECD 国と OECD 以外の国との輸出量の比較.....	6-18
図 6-14	OECD 以外の国で過去 5 年間に増加した南ア Steam Coal 輸出国の内訳.....	6-18
図 6-15	豪州スポット価格とターム契約価格の推移.....	6-21
図 6-16	日本が輸入している各燃料の CIF 単価 (¢/1,000kcal/kg)	6-21
図 6-17	インドネシア炭の発熱量別 FOB 価格の変動.....	6-22
図 6-18	インドネシア炭の発熱量別の 1,000kcal/kg 単価の変動	6-22
図 6-19	1,000kcal/kg 単価での豪州ニューキャッスル港 FOB とインドネシア炭 FOB の変動.....	6-23
図 6-20	豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 単価の変動と相関曲線.....	6-24
図 6-21	2008 年 1 月~10 月のデータを除外した上図の相関曲線.....	6-25

図 6-22	豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 石炭単価をベースにした High case、Base case の FOB 価格の予想比較.....	6-25
図 6-23	韓国石炭火力における低品位石炭の利用実績.....	6-26
図 6-24	5,000kcal/kg のインドネシア炭と予測 FOB 価格との比較	6-27
図 6-25	ドライバルク用船市況の推移.....	6-32
図 7-1	2020 年の Dhaka から Chittagong 方面への 400kV および 230kV 送電線の現状の計画 ..	7-1
図 7-2	Chittagong 発電所、Chittagong-South 発電所および Maheskhali 発電所の位置関係	7-3
図 7-3	Chittagong-South 発電所および Maheskhali 発電所から Anwara 間の送電線	7-3
図 7-4	2020 年ピーク負荷時 Chittagong 600MW×2 基および Maheskhali 600MW×1 台設置時 (Case A)の潮流.....	7-8
図 7-5	2020 年輕負荷時 Chittagong 600MW×2 基および Maheskhali 600MW×1 台設置時 (Case A)の潮流と 400kV Anwara-Meghnaghat 3LGO 時の安定度波形.....	7-9
図 7-6	2020 年輕負荷時 Chittagong 600MW×2 基および Maheskhali 600MW×2 基設置時 (Case B)の潮流.....	7-10
図 7-7	2020 年輕負荷時 Chittagong 600MW×2 基および Maheskhali 600MW×2 基設置時 (Case B)の潮流と 400kV Anwara-Meghnaghat 3LGO 時の安定度波形.....	7-11
図 7-8	世銀で F/S を実施する予定の Anwara-Maghnaghat 間 400 kV 2 回線送電線.....	7-13
図 7-9	I 案 (400 kV 送電) における系統構成.....	7-15
図 7-10	II 案 (765 kV 送電) における系統構成	7-16
図 7-11	Maheskhali Chittagong 周辺の系統構成.....	7-17
図 8-1	プロジェクト想定スケジュール.....	8-1
図 9-1	発電から消費者までの電気の流れと集金の流れ.....	9-10
図 10-1	発電コストと電力料金.....	10-12
図 11-1	LCC および ECC の取得フローの概要	11-2
図 11-2	Sonadia Island ECA の範囲 (白点線が境界)	11-3
図 11-3	「バ」国の National Park と Wildlife Sanctuary の位置.....	11-5
図 11-4	Maheskhali 島の保護林指定範囲	11-6
図 11-5	絶滅危惧種が確認された調査地点の位置.....	11-8
図 11-6	「バ」国側が実施する IEE/EIA の想定スケジュール案.....	11-11

表リスト

表 1-1 「バ」国の GDP 成長率.....	1-2
表 1-2 石炭火力発電 M/P における輸入炭火力発電所候補地点.....	1-3
表 1-3 「バ」国より支援検討の要請のあった地点.....	1-3
表 1-4 調査全体スケジュール.....	1-5
表 2-1 第 6 次五ヶ年計画における電力分野の目標.....	2-5
表 3-1 石炭火力発電 M/P における石炭火力発電所候補地点.....	3-1
表 3-2 石炭火力発電 M/P における「最優先プロジェクト」.....	3-1
表 3-3 「バ」国より検討要請のあった地点.....	3-3
表 3-4 現在「バ」国が検討している地点と内容.....	3-4
表 3-5 用地の緒元.....	3-7
表 3-6 発電設備の緒元.....	3-8
表 3-7 使用する石炭の品質.....	3-10
表 3-8 Chittagong 地点の土地の用途状況.....	3-16
表 3-9 サイト選定委員会の構成.....	3-17
表 3-10 Maheskhali 港の設備計画.....	3-19
表 3-11 「バ」国が考える Maheskhali 地点の用地緒元.....	3-19
表 3-12 本プロジェクトに関する Power Division、BPDB、CPGC の役割と考え.....	3-25
表 3-13 Chittagong の輸入炭事業化の状況（2012 年 2 月現在）.....	3-26
表 4-1 発電設備の設計条件.....	4-4
表 4-2 先方ニーズの比較.....	4-6
表 4-3 港湾設備の比較.....	4-7
表 4-4 コスト比較.....	4-9
表 4-5 年間必要船数の比較.....	4-10
表 4-6 各地点の主な環境・社会影響の比較.....	4-11
表 4-7 総合評価.....	4-12
表 4-8 Matarbari/Maheskhali 現地踏査スケジュール.....	4-12
表 4-9 比較検討結果.....	4-16
表 5-1 石炭火力発電 M/P における輸入炭火力発電所候補地点.....	5-3
表 5-2 表 5-1 の各地点の必要貯炭容量.....	5-4
表 5-3 優先案件の貯炭場およびコールセンターの規模.....	5-7
表 5-4 代表的な石炭船の主要諸元.....	5-8
表 5-5 優先案件での石炭受け入れに必要な年間船舶隻数.....	5-9
表 5-6 輸入炭火力発電所への石炭払い出しに必要な船舶隻数.....	5-9
表 5-7 優先案件での石炭受け入れに必要なバース数.....	5-11
表 5-8 輸入炭火力発電所への石炭払い出しに必要なバース数.....	5-11
表 5-9 有義波高・有義波周期複合出現頻度表.....	5-13
表 5-10 発電所計画諸元.....	5-16

表 5-11	対象船舶諸元.....	5-17
表 5-12	水域施設諸元.....	5-17
表 5-13	Chittagong-South と Matarbari と Maheskhali の比較結果.....	5-23
表 5-14	港湾工事費の比較（単位：Million USD）.....	5-29
表 5-15	Matarbari と North Maheskhali と South Maheskhali の比較.....	5-30
表 5-16	風浪階級表（WMO3700）.....	5-33
表 6-1	世界の石炭可採埋蔵量.....	6-2
表 6-2	地域別・シナリオ別石炭需要.....	6-4
表 6-3	世界の石炭生産量.....	6-5
表 6-4	一般炭輸出货量上位国.....	6-6
表 6-5	一般炭輸入量上位国.....	6-6
表 6-6	インドネシアの石炭生産量.....	6-7
表 6-7	2011 年 11 月指標価格.....	6-9
表 6-8	豪州の石炭生産量.....	6-12
表 6-9	南ア石炭産業の世界における位置づけ.....	6-17
表 6-10	南アの石炭生産量.....	6-17
表 6-11	モザンビークの現在の出炭計画.....	6-19
表 6-12	OECD による石炭価格の長期シナリオ.....	6-23
表 6-13	5,100kcal/kg 時の FOB 価格.....	6-27
表 6-14	輸入炭総額（20,000 DWT ケース）.....	6-28
表 6-15	輸入炭総額（80,000 DWT ケース）.....	6-29
表 6-16	600MW 石炭火力発電所の年間石炭所要量.....	6-31
表 7-1	発電規模が 1,200MW 程度の時の Anwara 変電所への送電方法.....	7-2
表 7-2	「バ」国南東部 Hathazari 以南における 2020 年に運転される発電所.....	7-4
表 7-3	「バ」国南東部 Hathazari 以南の系統から供給される 2020 年の 130kV 変電所の ピーク需要.....	7-5
表 7-4	送電線のインピーダンスおよび容量.....	7-5
表 7-5	Hathazari 以南と以北で分けた境界の潮流.....	7-6
表 7-6	600MW×2 基を設置し 400kV で送電する場合の送電線の増分コスト （既計画の 400kV 2 回線を除く）.....	7-7
表 7-7	「バ」国南東部 Hathazari 以南の系統から供給される 2030 年の 130 kV 変電所の ピーク需要.....	7-12
表 7-8	「バ」国南東部 Hathazari 以南における 2030 年に運転される発電所 (Maheskhali を除く).....	7-13
表 7-9	765kV 送電線の線路定数(100MVA ベース、単位 pu).....	7-14
表 7-10	765 kV 送電線の建設コスト.....	7-14
表 8-1	Matarbari 想定必要コストの年度展開.....	8-2
表 8-2	North-Maheskhali 想定必要コストの年度展開.....	8-2
表 9-1	分社化・SBU 化の状況（2009 年現在）.....	9-1
表 9-2	配電会社の 33kV の電力料金（2012 年 2 月時点）.....	9-9

表 10-1	「バ」国の輸入に関する課税例.....	10-1
表 10-2	発電事業に関する税制.....	10-2
表 10-3	原価計算と損益計算.....	10-3
表 10-4	各種残高と簿価貸借表.....	10-4
表 10-5	資金繰り表（キャッシュフロー表）.....	10-4
表 10-6	評価基準.....	10-4
表 10-7	便益、費用、純便益の諸要素.....	10-5
表 10-8	「バ」国の預金・貸出金利.....	10-6
表 10-9	割引率の決定方法.....	10-7
表 10-10	経済要素の前提.....	10-7
表 10-11	石炭価格.....	10-8
表 10-12	発電の建設計画、各種税率.....	10-8
表 10-13	建設期間内の支出金額.....	10-9
表 10-14	投資金額と各種税率.....	10-10
表 10-15	発電設備の運転条件.....	10-10
表 10-16	石炭価格の感度分析.....	10-12
表 10-17	石炭価格別の ROE と FIRR.....	10-13
表 10-18	操業後 10 年間のキャッシュフロー.....	10-13
表 10-19	配当の資本金に対する利率.....	10-13
表 10-20	超々臨界と超臨界の投資額.....	10-14
表 10-21	超々臨界と超臨界の石炭使用量.....	10-14
表 10-22	超々臨界と超臨界の発電設備および石炭とのコスト差.....	10-15
表 10-23	電気料金と発電コストの差.....	10-15
表 10-24	「バ」国の卸売り価格と発電コスト.....	10-15
表 10-25	Gas prices as of Feb 2012 (from Aug 2009).....	10-18
表 10-26	Electric tariff as of Feb 2012 (From Feb 1 st 2012).....	10-18
表 10-27	Average Bulk Supply Power Tariffs.....	10-18
表 10-28	Retail tariff of DESCO.....	10-19
表 10-29	DESCO Bulk Purchase Tariff.....	10-19
表 10-30	Domestic coal price for all consumers.....	10-20
表 10-31	Fuel oil and LPG retail prices.....	10-20
表 11-1	「バ」国の National Park と Wildlife Sanctuary.....	11-4
表 11-2	Sonadia 島および Maheskhali 島で確認されている絶滅危惧種.....	11-7
表 11-3	超々臨界圧方式および亜臨界圧方式の CO ₂ 排出量（600MWx1 基、利用率 85%） ..	11-15

略語表

ABARE	Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics and Sciences
ADB	Asian Development Bank
APSCL	Ashuganj Power Station Company Ltd
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
B-K-D-P	Barapukuria-Khalaspir-Dighipara-Phulbari
BOT	Build Operate Transfer
BOOT	Build Own Operate Transfer
BOO	Build Own Operate
BP	British Petroleum
BPC	Bangladesh Petroleum Corporation
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BUET	Bangladesh University of Engineering and Technology
C/P	Counter Part
CEO	Chief Executive Officer
CCPP	Combined Cycle Power Plant
CFM	Capital Fund Management
CIF	Cost, Insurance and Freight
CNG	Compressed Natural Gas
CPA	Chittagong Port Authority
CPGC	Coal Power Generation Company
CR	Critically Endangered
DCR	Discount Rate
DESA	Dhaka Electric Supply Authority
DESCO	Dhaka Electric Supply Company Ltd.
df	Forward Draft
DMO	Domestic Market Obligation
DOE	Department of Environment
DOS	Department of Shipping
DPDC	Dhaka Power Distribution Company Ltd
DWT	Dead Weight Tonnage
ECA	Environmental Critical Area
ECC	Environmental Clearance Certificate
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh
EIA	Environmental Impact Assessment
EMP	Environmental Management Plan
EN	Endangered
ERD	Economic Relations Division
FIRR	Financial Internal Ratio of Return
FOB	Free On Board
F/S	Feasibility Study
FY	Fiscal Year
GDP	Gross Domestic Product

GEF	Global Environment Facility
GOB	Government of Bangladesh
GT	Gas Turbine
GTCL	Gas Transmission Company Limited
GW	Giga-watt
HDSA	Historical Disadvantaged South Africans
hr	hour
IDA	International Development Agency
IEA	International Energy Agency
IEE	Initial Environmental Examination
IMF	International Financial Statistics
IOCs	International Oil Companies
IPP	Independent Power Producer
IUCN	International Union for Conservation of Nature
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JICA	Japan International Cooperation Agency
JPY	Japanese Yen
JV	Joint Venture
kA	kilo ampere
KAFCO	Kamaphuli Fertilizer Company Limited
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kg	kilogram
kW	kilo-watt
kWh	kilo-watt hour
LCC	Location Clearance Certificate
LHV	Lower Heating Value
LNG	Liquefied Natural Gas
Loa	Length Overall
LLCR	Long Life Coverage Ratio
Lpp	Length between perpendicular
MM	Million
mmcfd	Million Cubic Feet per Day
MOE	Ministry of Environment and Forestry Affairs
MOF	Ministry of Finance
MOS	Ministry of Shipping
MOU	Memorandum of Understanding
MoPEMR	Ministry of Power, Energy & Mineral Resources
M/P	Master Plan
MPa	Mega Pascal
MPA	Mongla Port Authority
Mtce	Million Ton of Coal Equivalent
MW	mega-watt
MWh	mega-watt hour
NBR	National Board of Revenue
NGO	Non-Governmental Organization
NOx	Nitrogen oxide
NSW	New South Wales

NTPC	National Thermal Power Corporation
NWPGCL	North-West Power Generation Company Ltd
NWZPDCL	North West Zone Power Distribution Company Ltd.
O&M	Operation & Maintenance
ODA	Official Development Assistance
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
PD	Power Division
Petrobangla	Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh
PGCL	Pashchimanchal Gas Company Limited
PLN	Perusahaan Listrik Negara
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Public Private Partnership
PSC	Production Sharing Contract
PSMP	Power System Master Plan
QLD	Queensland
RAP	Resettlement Action Plan
RBCT	Richards Bay Coal Terminal
REB	Rural Electrification Board
RMG	Ready Made Garment
ROE	Return on Equity
S/S	Substation
SBU	Strategic Business Unit
SO _x	Sulfur oxide
ST	Steam Turbine
Tk	Taka
TOR	Terms of Reference
TSS	Total Suspended Solid
UNDP	United Nations Development Programme
UNO	Upazila Nirbahi Office
USD	United States Dollar
USC	Ultra Super Critical
VAT	Value Added Tax
VU	Vulnerable
WACC	Weighted Average Capital Cost
WB	World Bank
WMO	World Meteorological Organization
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Ltd

第1章 序論

1.1 本調査の背景

1.1.1 バングラデシュ国の概要

バングラデシュ国（以下「バ」国）の地勢は、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（ベンガル語でパドマ川）、ブラマプトラ川（同ジャムナ川）、メグナ川の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る。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が、一方で雨期には、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。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。面積は14万7千5百km²あり、そこに1億4450万人（2008年7月暫定値：「バ」国統計局）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。

北回帰線に近く気候は熱帯性で、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」国内の降雨量もさることながら、「バ」国河川流水量の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。

1.1.2 「バ」国における産業と経済成長の現況

近年「バ」国の経済成長を支えているのは、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、海外労働者送金の移転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。

¹ 2008年7月暫定値、バングラデシュ統計局

表 1-1 「バ」国の GDP 成長率

	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年
実質 GDP 成長率	(%) 5.7	(%) 6.4	(%) 6.2	(%) 5.7	(%) 6.1	(%) 6.7
一人当たり GDP 名目	(ドル) 399	(ドル) 419	(ドル) 469	(ドル) 528	(ドル) 584	(ドル) 638

出所：Bangladesh Bureau of Statistics & IMF「World Economics Outlook Database」

「バ」国における近年の実質 GDP 成長率は表 1-1 のとおりであり、平均 GDP 成長率は 6.1% と依然高水準で今後も 6%強で推移すると見込まれる。

近隣諸国において、現在の「バ」国と同等水準（一人当たり GDP500 ドル前後）の時点の経済状況（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 GDP を達成している（ベトナム：7%（2004 年実績）、中国：10-15%（1994 年実績）、インドネシア：7.8%（1998 年実績）、インド：7-10%（2003 年実績））。同じ過去の実績、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と判断し、石炭火力発電マスタープラン調査（以下、石炭火力発電 M/P）では基準値としての経済成長率を 7%とした。アジア開発銀行などの見通しでは、ビジネス環境は中所得国を上回るとされており、政策課題であるインフラの整備が進めば、同国経済を牽引する製造業の飛躍が期待できるとしている。

1.2 本調査の目的

JICA が実施した石炭火力発電 M/P は、2009 年 9 月に開始し、2011 年 2 月に終了した。この調査は、2030 年までの電力開発 M/P を策定したもので、これを基に「バ」国政府は輸入炭火力の優先プロジェクトに係るさらなる検討を進めているところである。

本調査は「バ」国の石炭火力発電開発における今後の我が国が取り組むべき優先課題などを明らかにするために、現在検討されている優先案件に関する情報および将来的な石炭火力発電案件の発掘・形成に資する参考情報の収集・分析を目的として基礎情報収集・確認調査を実施するものである。

1.2.1 調査の基本方針

石炭火力発電 M/P において、石炭火力開発候補地点の中から、技術的、経済財務的側面、環境社会配慮面などを考慮し、絞り込みを行った結果、輸入炭を使用する発電所として提案した地点はに示すとおりである。

表 1-2 石炭火力発電 M/P における輸入炭火力発電所候補地点

	候補地点	特 徴	規模
1	Khulna	既設 Mongla 港近傍+コールセンター併用	2×600MW
2	Chittagong	既設 Chittagong 港	2×600MW
3	Chittagong-South	外航船港湾設備+コールセンター併用	1×600MW
4	Matarbari	外航船港湾設備+コールセンター併用	4×600MW
5	Meghnaghat	Chittagong コールセンターからバージ船輸送	1×600MW
6	Maowa	Chittagong コールセンターからバージ船輸送	2×600MW
7	Zajira	Chittagong コールセンターからバージ船輸送	1×600MW
合 計		600MW×13 基=7,800MW	

出所：石炭火力発電 M/P ファイナルレポートを元に調査団作成

その中で、「バ」国より JICA に支援検討を要請された地点としては、表 1-3 に示す通りである。

表 1-3 「バ」国より支援検討の要請のあった地点

	候補地点	特 徴	規模
2	Chittagong	既設 Chittagong 港	2×600MW
3	Chittagong-South	外航船港湾設備+コールセンター併用	1×600MW
4	Matarbari	外航船港湾設備+コールセンター併用	4×600MW
合 計		600MW×7 基=4,200MW	

出所：調査団作成

本調査においては、「優先案件（輸入炭火力発電）」として上記 3 地点および「バ」国が検討を進めている Maheskhali 地点を含めた東側海岸の広範囲に関して比較検討し、将来の案件形成に向けた以下の必要情報の収集および検討を行った。

検討に当たっては、これらの地点について、関係機関と十分協議をしながら、建設用地や主要機器、環境・社会、コスト等について考慮しながらスクリーニングを行い、優先度が高いと判断した地点について、現地踏査を行った。

また、「バ」国政府は、インド火力発電公社(NTPC)と共同で Chittagong および Khulna 地点の石炭火力開発を進めていることから、開発の状況について、以下の項目の情報収集を行うこととした。

- 石炭調達体制
- 石炭輸送方法
- 受入港湾設備計画
- 貯運炭設備
- 事業実施・運営維持管理体制

1.3 調査体制

1.3.1 カウンターパート機関

本調査での主なカウンターパート機関は、以下の通りである。

- 電力・エネルギー鉱物資源省：Ministry of Power, Energy & Mineral Resources(MoPEMR)
 - Power Division (PD)
 - Energy and Mineral Resources Division (EMRD)
 - Power Cell
- バングラデシュ電力開発庁：Bangladesh Power Development Board(BPDB)
- 財務省経済関係局：Economic Relations Division (ERD), Ministry of Finance
- バングラデシュ送電会社：Power Grid Company of Bangladesh (PGCB)
- ペトロバングラ社：Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation (Petrobangla)
- 環境森林省：Ministry of Environment and Forestry Affairs (MOE)
- 船舶省：Ministry of Shipping(MOS)
 - Department of Shipping (DOS)
 - Chittagong Port Authority(CPA)

1.3.2 調査団の構成および分担

調査団の構成および分担は、以下の通りである。

- | | |
|-----------------------|--------|
| ■ 総括／石炭火力開発 | 狩野 弦四朗 |
| ■ 副総括／石炭火力発電設備／維持管理体制 | 窪田 洋一郎 |
| ■ 火力土木／港湾計画 | 阿部 光信 |
| ■ 燃料調達／燃料輸送 A | 遠藤 一 |
| ■ 燃料調達／燃料輸送 B | 中土 武 |
| ■ 電力系統計画 | 餘語 正晴 |
| ■ 経済財務分析 | 井上 友幸 |
| ■ 組織制度 | 米山 真代 |
| ■ 環境社会配慮 | 佐藤 剛 |

1.4 調査スケジュール

本調査は、2011年12月から2012年3月までの間に、現地調査計3回、約4ヶ月の工程で業務を実施した。調査スケジュール案は、表1-4に示すとおりである。

- 第1次現地調査：2011年12月10日（土）～12月22日（木）
- 第2次現地調査：2012年1月28日（土）～2月9日（木）
- 第3次現地調査：2012年2月26日（日）～3月2日（金）

表 1-4 調査全体スケジュール

年/月	11月					12月					1月					2月					3月				
国内作業	準備					1次					2次					3次									
現地調査						1次					2次					3次									
報告書	インセプション・レポート提出					インテリム・レポート提出					ドラフトファイナル・レポート提出					ファイナル・レポート提出									
	▲					▲					▲					▲									

出所：調査団作成

1.5 調査内容

本調査の主要調査項目は、以下のとおりである。

- 石炭火力発電 M/P の確認/基礎情報の収集・更新
- 石炭火力発電 M/P 調査終了後のフォローアップ状況の確認
- 優先案件(輸入炭火力発電)候補地点の概要の整理・比較
- 優先案件(輸入炭火力発電)に係る事業実施体制の選択肢の検討
- 優先案件(輸入炭火力発電)に係る設備投資計画概要の確認
- 優先案件(輸入炭火力発電)に係る港湾設備開発計画の確認
- 優先案件(輸入炭火力発電)に係る輸入炭調達計画の確認
- 優先案件(輸入炭火力発電)に係る環境社会配慮事項の確認

第2章 石炭火力発電マスタープランのフォローアップ

2.1 石炭火力発電マスタープランの背景

現況の「バ」国の電源構成は、国内の豊富に存在する天然ガスを燃料源としたガス火力が中心であり、当面の新規電源開発計画も天然ガスを熱源としたものが主である。近年の急激な国内需要の増加および天然ガス生産量の制限により、長期的には新規発電所建設計画を、国内産天然ガスを過度に依存する策定は現実的ではない。

「バ」国政府はエネルギーの多様化を通じた電力供給体制の見直しを行っている。特に北西部には埋蔵石炭が豊富に存在することが確認されたことから、「バ」国政府は、今後これらの国内炭の開発および石炭の輸入を通じたエネルギー供給体制を確立しながら、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。

今後の電力セクターにおける熱源多様化の推進政策を踏まえ、「バ」国政府は、国内炭の活用を主眼しつつ、輸入炭も視野に入れた石炭火力発電施設の拡充策を網羅した石炭火力発電 M/P の策定について日本政府に要請してきた。

このような状況を踏まえ、JICA は、2009 年 9 月より 2011 年 2 月にかけて、石炭火力発電設備の拡充策を網羅した石炭火力発電 M/P を実施し、「バ」国における安定的電力供給の達成を図るべく、石炭活用拡大を前提においた熱源の多様化に向けた方策について検討し、同多様化に基づく 2030 年までの最適電源開発計画、送電系統計画、石炭火力発電所のポテンシャルの特定を含む M/P の策定を支援した。

石炭火力発電 M/P で示したビジョンペーパーを図 2-2 に示す。

2.2 石炭火力発電 M/P で提案した結論

< 石炭火力発電 M/P の目標（6つのバリューアッププラン） >

- 国内一次エネルギー資源を積極的に開発する。
 - ▶ エネルギー自給率 50%を維持する。
- 多様な燃源による電源ポートフォリオを構築する。
 - ▶ 燃料構成比率 石炭 50%、天然ガス 25%、その他 25%。
- 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。
 - ▶ 平均熱効率 10%向上を目指す。
- 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。
 - ▶ 電力、工業、商業セクター間で協調しての大水深港湾整備。
- 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。
 - ▶ 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。
 - ▶ 政府主導により定期点検に関わる法制度を整備する。
 - ▶ 補修費用および将来的な設備投資を確保できる電力価格に改定する。
- 社会経済発展を通じ、貧困削減を目指していく。
 - ▶ 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。

<目標達成のための提言>

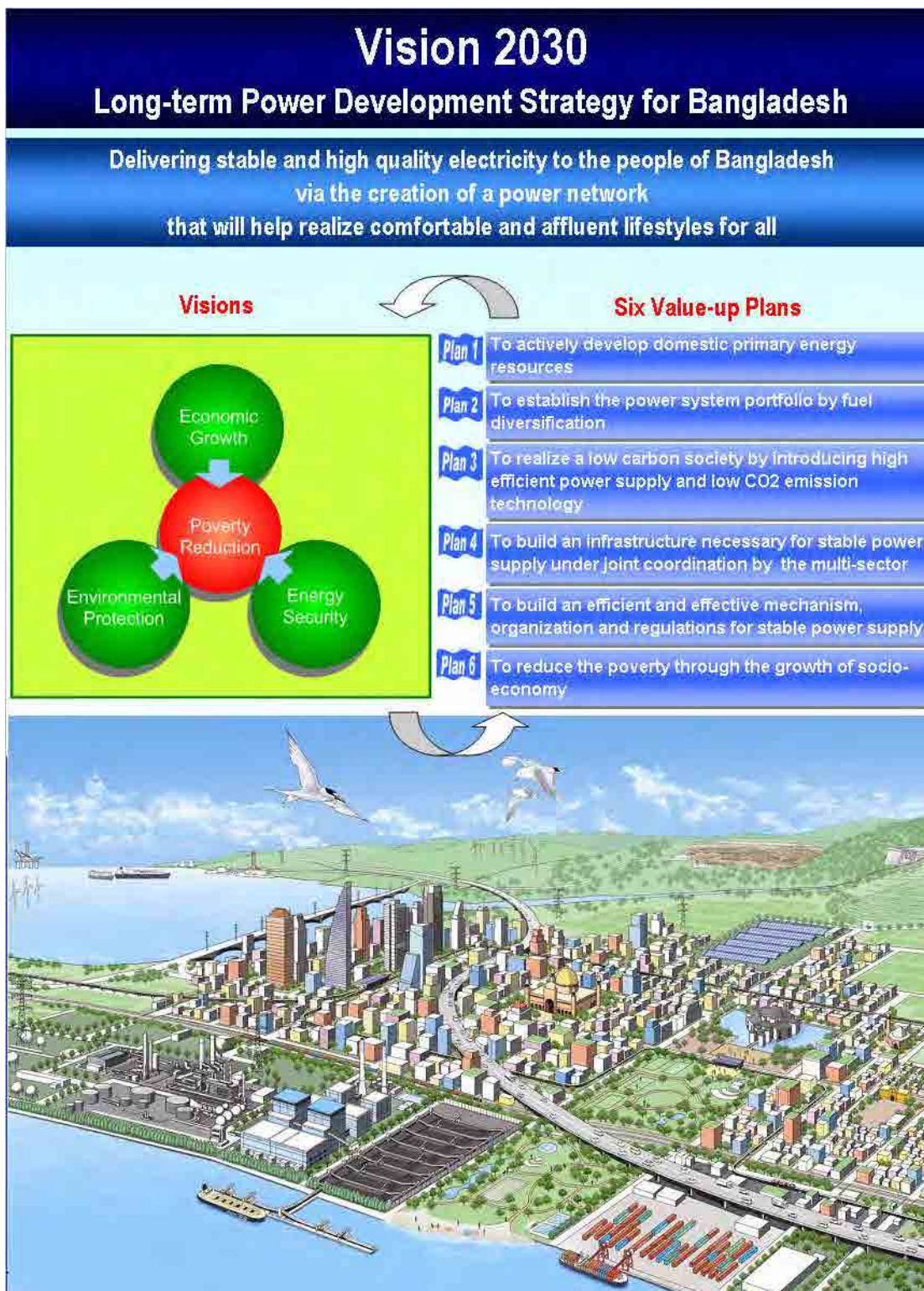
- 大水深港湾設備建設に係る基本設計調査プロジェクト
 - ▶ マルチセクター協調による大規模港湾設備開発のための調査。
大水深港湾設備の完成イメージを図 2-1 に示す。



出所：石炭火力発電 M/P ファイナルレポート

図 2-1 大水深港湾共同開発のイメージ

- 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
 - ▶ 輸入炭および国内炭火力発電所開発のための調査
- 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
 - ▶ Break Down Maintenance から Condition Based Maintenance への移行支援
- ガスネットワーク強化支援プロジェクト
 - ▶ ガス火力発電所への安定的な燃料供給支援
- 洋上液化天然ガス再ガス化設備支援プロジェクト
 - ▶ ガス不足解消のための LNG 導入に係る技術支援
- 国際連系実現に向けた技術支援プロジェクト
 - ▶ 電力不足解消のため近隣国との連系を実現するための支援
- 周辺諸国との水力電源の共同開発支援プロジェクト
 - ▶ 国内には乏しい水力資源を周辺国で開発するための支援



出所：石炭火力発電 M/P ファイナルレポート

図 2-2 石炭火力発電 M/P で示したビジョン

2.3 石炭火力発電 M/P で得られた課題

この M/P を具現化するに当たっては、以下のような課題がある。

【石炭開発に関する課題】

(国内炭)

- 大量生産を実現するための、露天掘りに対する技術的課題
- 農村部を炭鉱開発するに当たって、環境社会配慮面での課題

(輸入炭)

- これまで石炭輸入の経験が乏しい「バ」国に対し、国際市場において将来に向けて長期安定的な輸入炭調達の課題
- 輸入炭購入価格変動リスクに対する課題
- 「バ」国にとって、発電用石炭を輸入するための最適な体制、組織の課題
- 水深の浅い（8～9m）ベンガル湾における最適な輸入炭輸送方法の課題
- 石炭調達・輸送のための港湾設備の課題

(共通)

- 政府のリーダーシップの元に開発を進めるための、石炭政策（Coal Policy）の早期策定のための課題

【高効率石炭火力発電設備に関する課題】

- 石炭火力発電設備の経験が浅い「バ」国に対する、高効率大型石炭火力発電設備導入に当たっての技術的課題
- 既設火力発電設備の運用保守状況から見た、新設発電設備の性能を維持するための課題

【資金調達に関する課題】

- 石炭火力発電 M/P を具現化するための膨大な資金の調達方法の課題

2.4 「バ」国の電力セクターの概況

2.4.1 国家開発計画における電力・エネルギー分野の現況

「バ」国における国家開発計画は 2002 年まで 5 次に亘る「開発五ヶ年計画」が策定、実施されてきた。2002 年第 5 次五ヶ年計画が終了し、第 6 次「開発五ヶ年計画」（2011-2015）は 2011 年初頭より実施されている。第 6 次「開発五ヶ年計画」の概要とそれに対する調査団のコメントを以下に示す。

(1) 第 6 次五ヶ年計画の概要

第 5 次五ヶ年計画の結果をもとに、Vision 2021 とミレニアム開発目標に対応した目標が設定されている。第 5 次五ヶ年計画では、高成長を目指すための以下 4 点の重要分野について、イニシアティブが形成された。

- GDP 成長率の上昇
- 穀物生産拡大
- 農業の多様化
- 教育・医療サービスの普及

なお、電力分野については、民間部門で IPP が数多く進出したこと、Haripur 発電所 (360MW) や Meghnaghat 発電所 (450MW) が開発されたことが、重要な成果として挙げられている。第 6 次五ヶ年計画における電力分野の目標を以下の表に示す。

表 2-1 第 6 次五ヶ年計画における電力分野の目標

	Current Situation(2010)	第 6 次五ヶ年計画 2015	Vision 2021
Electricity generation (MW)	5,803	15,457	20,000
Electricity Coverage (%)	47	68	100

出所：第 6 次五ヶ年計画をもとに調査団作成

この他、電力分野に関する目標はエネルギー供給計画、開発計画、資金計画、制度改革などある。発展途上国では、エネルギーに関する情報は各方面の利権が絡むことが多く秘密にされることが多い。本計画では情報公開と言う意味で他の国と比較して優れている。

(2) 電力とエネルギー需要について

2010 年から 2021 年までの省エネルギー率を 1% (10 年間で 10%) としているが、年間 1% の省エネ率は、IEA²によれば「特段の対策をしなくとも年 1% 程度の省エネはできる」ということで、これでは、「バ」国は特段の省エネ対策をしないということを行っているのと同じである。電力エネルギー不足が顕在化しているのであれば年 2-3%、または 5 年前の中国のように年 4% の省エネを目標にすべきである。ただ、計画の中では、エネルギー管理制度の導入、ラベリング制度の導入などが記載されているので、日本として、この面で支援できるものと思われる。

■ 天然ガスの不足について

現状の「バ」国では、天然ガスの不足は、家庭部門、交通部門、肥料工場に影響を与えている。対策として LNG を輸入するとしているが、こうしてみると LNG の輸入は電源としての天然ガスばかりでなく、燃料としての利用という意味でも必要である。多くの発展途上国では、天然ガスを家庭部門や交通部門で利用することはない。ほとんどは電力部門と一部の大工場である。「バ」国では、天然ガスの産出国ということが、これまで天然ガスの利用を拡大してきた。そのことが、天然ガスの不足により、多岐に悪影響を及ぼしているということになる。

Power Division という立場からみると、家庭部門での天然ガスの利用は最悪で、ガス漏れや料金不払いなどが多発しているとのことへの不満も出ている。計画では CNG が検討されているが、日本としても CNG 技術の移転はフィリピンで経験 (CNG 高速バス) しているので、「バ」国にも支援できるものと思われる。(もっとも Dhaka 市内の小型タクシーは CNG 車が多い。これは天然ガスがガソリンより格安なためと推察される)

² IEA, Energy Outlook 2006.

■ 電力需要の GDP 弾性値

GDP に対する電力需要弾性値が 1.4 と述べているが、発電能力の低い「バ」国では、需要と供給ギャップが、数字以上に大きいと思われる。例えばベトナムが、2003 年から 2008 の電力不足のときは、電力需要の GDP 弾性値は 2.0 程度であった（2010-2015 年は弾性値 1.4 程度と見込んでいる）。現在ベトナムでは将来はガス、石炭、水力、原子力発電と 2021 年で 50GW 程度を予定している。つまり、今後、「バ」国の GDP が 8%程度で伸びとすると、電力は 12%伸びるということで、2010 年を 5GW（実働数字で、名目能力は 7.9GW）とすると電力需要 12%/年の伸びで、2021 年には 16GW となる。また、弾性値を 2.0 とすると 22GW になる。ところが、多くの発展途上国では経験的に電力の国内供給は 10%/年の伸びがせいぜいであり、単純計算で、このままでは 2021 年には 13GW にしかならない。その差 3~9GW 分は、近隣諸国からの輸入と言うことになるか、あるいは電力不足が原因で GDP の成長が遅くなるということが予想される。単純計算で、電力供給から逆に GDP 伸び率を推定すると GDP の伸び率は 5%/年程度になる。

(3) 電力エネルギー開発供給

計画期間内では、天然ガス依存からの脱却（エネルギーの多様化）が目標とも思われる。国内炭の開発、輸入炭利用、LNG の導入、再生可能エネルギーの利用、あるいは原子力などエネルギー自産国から輸入国への転換が伺われる。国産エネルギーの開発のために、国内石炭の開発、Onshore Offshore でのガス開発などが計画されているが国内石炭の開発などでは、日本も支援可能と思われる。ただ、居住地への影響などが懸念され、国内炭の開発は簡単ではないという意見もある。また、Offshore でのガス開発などは、日本企業（JX 社）も経験があり、PPP などで支援可能である。

■ エネルギー開発

また、エネルギー開発には IOC(International Oil Company)を対象に PSC(Production Sharing Contract)の改定を準備するとのことであるが、最近の石油・ガスの価格の上昇とともに、これらの開発事業は採算性がとれると思われる。2008 年の原油価格の上昇の原因の一つに、世界的な油田・ガス田の開発の遅れがあった。国産エネルギーの当てがある限り、これらの開発は最優先でおこなうべきである。インドネシアでも IOC の導入を促進するために PSC を改定している。PetroBangla の Annual report 2010 によれば、IOC の 3D 探査により、IOC の一つである Chevron などは、「バ」国で大きな成果をあげている。今後とも 3D 探査技術の向上により、「バ」国でのガスの増産が期待されている。これを促進する PSC が必要である。

■ 発電能力

現状の発電能力が 5~7GW に対して、将来の発電能力の計画として 2015 年 14GW、2021 年 20GW としているが、1 億 4,000 万人の人口にしては、極めて少ない。現在のベトナムが 9,000 万弱の人口で 25GW であるし、シリアは 2,000 万人の人口で 9 GW の能力である。2010 年~2021 年の GDP 伸び率に対して、このままでは電力の不足は解消しない。対策としては、良質な国内炭を輸出して電力を輸入する、既存ガス火力発電所に太陽熱発電を併設する、あるいはガス

コンバインドサイクル（GCC：Gas Combined Cycle）を導入するなどが考えられる。増設やリハビリといった面で、日本は支援ができる。

■ 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーの利用では、水力発電の開発を期待しているものと思われる。「バ」国の水力発電の既開発分は 12%程度であるが、インドの 17%と比較すると、さらなる開発が期待できる。既存水力発電のリハビリ、あるいは、機器の最新化などで、水力発電の能力増強ができると思われる。この面で、日本の支援ができる。新設の水力発電は、時間がかかるので長期的なテーマとなる。

■ エネルギー価格の適正化

エネルギー価格の適正化により一次、二次エネルギーの利用拡大を考えているようであるが、現状のガス価格、国内石炭価格、電力価格などの改定をしない限り、今後 PPP(Public Private Partnership)や IPP を前提とする開発方法では限界があるので、エネルギー価格の改定は緊急なテーマと言える。エネルギー価格の改定において、クロスサブシディーを考えているようであるが、最近では、世界ではクロスサブシディーは減らす傾向にあるが、「バ」国の現状をみるとやむを得ないとも思われた。ただ、工業部門へ過剰な電力料金を負担させると海外からの投資が進まないで、電気料金ばかりでなく、工場で使う重油、天然ガスの価格についても配慮する必要がある。ベトナムが急速に工業化されたのは、「安い電力」に魅力を感じたアジア諸国から企業が進出したため、低エネルギー価格・低電気料金が企業を呼ぶというベトナムの 10 年ほど前の経験もある。

■ 国際連系

現在「バ」国では天然ガスに代わるエネルギーが、早急に手当てできない状態である。対策としては、近隣諸国からの電力輸入が提案されている。インド、ネパール、ブータンからの電力輸入で、すなわち南アジアの中の北東地域での電力取引である。（電源は水力が前提となっている）すでにインドからの電力輸入の計画が、動いている（250MW）。将来は、これが 1000MW まで拡大する見通しとのこと。またインドから「バ」国への電力投資も期待されるとしているが、今後の「バ」国の電力供給はインドに依存するところが大きくなるものと思われる。ただ、エネルギーの輸入は、貿易収支バランスに大きく影響するため、国内産業育成には、輸出産業の育成が必要になる。「バ」国の輸出産業としてはアパレル産業が有名であるが、農産物の輸出、海外での労働、観光なども促進すべきと思う。日本としては良質な農産物技術支援などができるものと思われる。

■ レンタル発電・小規模発電

レンタル発電や小規模発電が国家予算の負担になっている。原油価格 90 ドル/bbl の時代では、輸入油（重油・ディーゼル）の価格も高くなっていると思われるので、その負担が政府予算を圧迫しているというわけである。早急に、安価・安定的な電力供給システムが必要とされるが、ADB や World Bank は石炭火力発電には消極的との意見もあり、石炭を利用した安価・安定的な電力に対する JICA や民間の支援・努力が期待される。

(4) 送電線について

■ 情報量について

- 現状：送電線 230 KV 2,647 cct km、132 KV 5,818 cct km、配電線 269,635 km
- 政府の目標：2015 年までに送電線 3,000km、配電線 60,000 km を追加
- 地方電化の進捗状況
- 主な送電線の計画リスト

以上が記載されている主な内容であるが、発電設備が 2011 年の 7,300 MW に対し、2015 年には 15,400 MW となり、ほぼ倍増する一方、2015 年までに計画されている送配電設備は既存の倍に達せず、また投資額的にも発電投資は 2015 年までに 15 billion USD（うち民間 10 billion USD）となっている一方で、2015 年までに増加する送電線 3,000km、配電線 60,000 km を金額に換算すると、おそらく多く見積もっても 5 billion USD 以下にしかならず、通常は発電設備のコスト（発電費には燃料費も加わるため、発電コストはもっと大きい）と送配電設備のコストは同じくらいと考えられるので、送配電の計画見通しが少ないのではないと思われる。（実際は、発電設備・発電容量の地理的配置、および需要の分布から定められた設備の信頼度によって送配電設備の計画が定められる。上記概算には変電コストは含まれていない）

■ 変電所の増設について

重要な指標の一つである送配電ロスの記載もないが、配電会社が分社化されている中で儲からない地方の配電線の整備、地方電化の開発は滞りがちになると想定され、政府の強力な主導、支援が必要かと思われる。電力の項全体に対しては、本計画は五ヶ年のものでしかなく、電力設備インフラの構築は、緊急的に設置するガスタービンなどの措置を除けば、計画から運転までに数年を要するため 5 年先までの計画の中で影響を与えるのは限定的な対策のみに留まることになる。「五ヶ年の国家計画」とは言え、少なくとも 10 年程度先を見据えた電力計画の提示が必要と考える。

2.4.2 「バ」国における電力不足の現況と課題

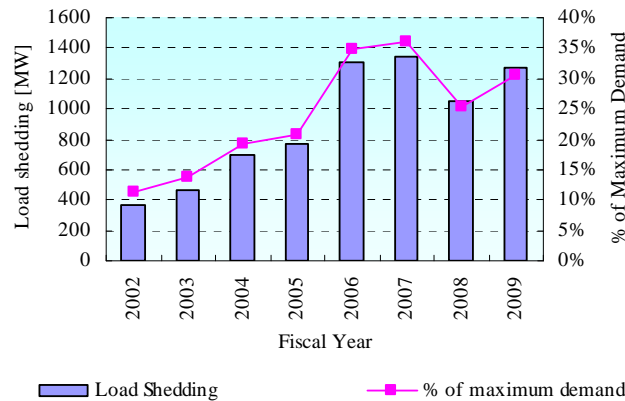
「バ」国における 1 人当たり電力消費量は、228kWh / Capita である。マレーシア 3,672 kWh / Capita、中国 2,631 kWh / Capita、タイ 2,072 kWh / Capita、インド 596 kWh / Capita、パキスタン 452kWh / Capita、スリランカが 415 kWh / Capita、ブータン 262 kWh / Capita であり、これらと比べると世界の中でも少ない方である³。

また電化率は、人口当たりで 47%（2009 年度国勢調査）である。

慢性的な電力不足は、深刻な課題で、図 2-3 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。

³ IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries, 2011; US CIA, The World Factbook 2011

「バ」国成長戦略報告書（以下、世銀成長レポート⁴）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。



出所：BPDB Annual Report 2008-2009

図 2-3 年間最大負荷制限／給電停止 [MW]

「バ」国では慢性的な電力不足の対策として、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の見積もられている。これは明らかに「バ」国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。

2003年の世銀報告書⁵によれば、調査した企業の約7割にとって、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⁶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。

2.5 石炭政策（Coal Policy）

「バ」国では石炭政策（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。しかし、最新情報によると、2012年1月ハシナ首相は「国内炭の新規開発は住民生活の破壊になるので当面行わない」と表明しており、その結果石炭政策は棚上げとなっている。

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（500 mcmcf程度相当）の初期導入、および、国際ガスパイプライン連携を検討することとしている。

⁴ Bangladesh: Strategy for Sustained Growth, World Bank, 2007

⁵ "Investment Climate Assessment Survey," World Bank and Bangladesh Enterprise Institute, 2003

⁶ Doing Business, World Bank

第3章 石炭火力発電の開発に係る「バ」国の検討状況

3.1 石炭火力発電 M/P 後の「バ」国の動き

「バ」国では、石炭火力発電 M/P を基に長期にわたる電源開発計画を検討している。

開発の目標は、2030 年までに約 35,000MW の設備容量とし、その内約 50% を石炭火力発電によって供給する計画である。石炭火力発電 M/P では石炭火力発電の具体的な開発計画として表 3-1 に示す地点を提案している。それぞれの位置を図 3-1 に示す。

表 3-1 石炭火力発電 M/P における石炭火力発電所候補地点

優先順位	地点	国内炭		
		国内炭	外航船直接受入	輸入炭 二次輸送 (コールセンター経由)
1	Chittagong(*)		○	
2	Khulna		○	
3	Meghnaghat			○
4	B-K-D-P	○		
5	Matarbari		○	
6	Zajira			○
7	Maowa			○
8	Cox's Bazar		○	

(*) Chittagong は Chittagong-South を含む

出所：石炭火力発電 M/P ファイナルレポート

石炭火力発電 M/P では、この中から「最優先プロジェクト」を選定しているが、今後「バ」国が自国で石炭火力開発を推進していくための土台作りである、という位置づけを鑑み、単純に優先順位のみでの判断とせず、

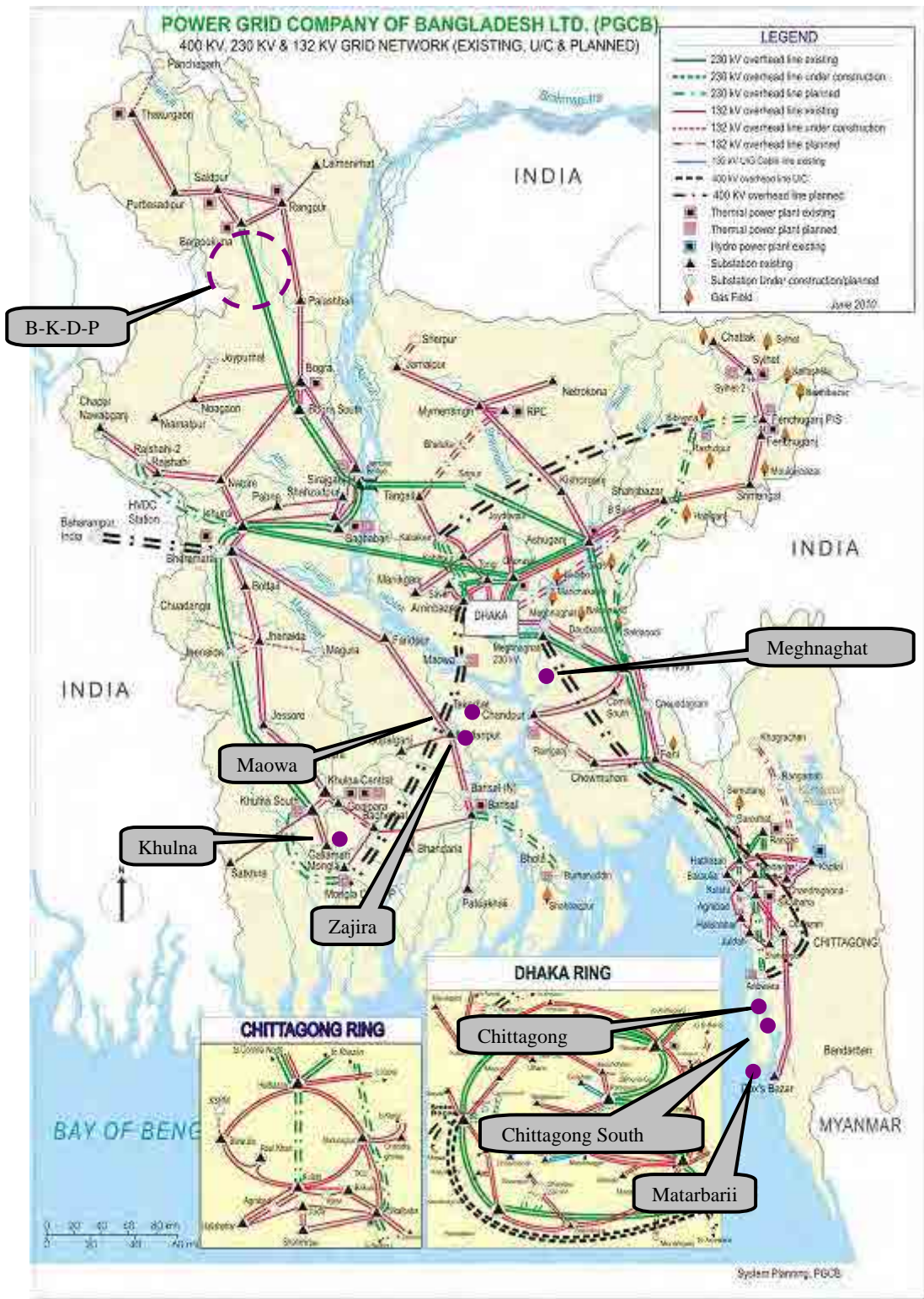
- 国内炭を優先開発するという国家政策に基づき、国内炭を主に使用する発電所としての候補地点を含めること
- 輸入炭を使用する発電所としては、燃料輸送方法が異なる（つまり内航船による二次輸送が伴うか伴わないか、後者はコールセンター機能が含まれる）種類の地点があるので、それぞれから 1 地点ずつ選定すること

という観点から、以下 3 地点を選定している。

表 3-2 石炭火力発電 M/P における「最優先プロジェクト」

地点	位置づけ・考え方
Chittagong-South	Chittagong は優先順位 1 位であり、外航船の港湾設備を整備可能であるので、コールセンター機能付き発電所地点として検討する
Meghnaghat	優先順位 3 位と上位であり、外航船が着岸不可能な輸入炭発電所候補地として最優先のため、二次輸送の伴う輸入炭使用発電所地点として検討する
B-K-D-P	全体の優先度は低いが、国内炭使用の山元発電所地点として検討する

出所：石炭火力発電 M/P ファイナルレポート



出所：PGCB の系統図より調査団作成

図 3-1 石炭火力発電 M/P における石炭火力発電所候補地点の位置

以上のような石炭火力発電 M/P の結果を基に、その後「バ」国では石炭火力発電開発の検討を実施してきている。そして 2011 年、輸入炭を使用する石炭火力発電所開発の支援可能性につき、具体的に表 3-3 に示す地点について、我が国に対して検討依頼を行った。

表 3-3 「バ」国より検討要請のあった地点

	候補地点	特 徴	石炭火力発電 M/P における計画規模
1	Chittagong	既設 Chittagong 港を活用	2×600MW
2	Chittagong-South	外航船港湾設備	1×600MW
3	Matarbari	外航船港湾設備	4×600MW
	合 計		600MW×7 基=4,200MW

出所：調査団作成

本調査では、「バ」国政府が上記のような支援可能性の検討依頼を行った背景として、どのような検討が進められているかについて調査をするとともに、上記地点を比較検討し、将来の支援可能性について検討するための必要情報の収集および検討を行うこととした。

3.2 石炭火力開発に関する検討状況

3.2.1 国内炭火力開発の状況

石炭火力発電 M/P においても指摘されているように、「バ」国国内には豊富な石炭があり、国内炭を積極的に開発することが今後のエネルギー安定供給の一助となることは明白であるものの、大規模な環境社会面での影響への配慮が必要で、開発は容易なものではない。政府による石炭政策 (Coal Policy) もドラフトはされているが実施に至っていなかった。その後の動きとして、前章で述べたとおり、2012 年 1 月にハシナ首相により、国内炭開発の凍結が宣言された。

このことにより、石炭火力発電 M/P により提言された大規模山元火力の開発の可能性が低くなったと同時に、それに代わる供給力の確保のために、当初計画以上の輸入炭火力の積極的な開発が検討されるようになったのである。

また、国連人権高等弁務官事務所がプレスリリース (2012 年 2 月 28 日付) にてフルバリにおける大規模露天掘り開発計画 (2005 年) の中止を勧告していることから、「バ」国内における炭鉱開発に関しては引き続き慎重な検討が不可欠であると考えられる。ハシナ政権も新規開発計画の凍結を宣言しており、一方国内炭確保のために、現在「バ」国で唯一稼働中の坑内掘りのバラクプリア炭鉱の増産 (100 万トンから 200 万トン) に向けて、検討中である。

3.2.2 輸入炭火力開発の状況

このような状況下、「バ」国では輸入炭を使用した石炭火力発電開発を中心に検討を行っている。現在「バ」国は以下のような検討を進めている。

表 3-4 現在「バ」国が検討している地点と内容

	候補地点	特 徴	規 模
1	Khulna	既設 Mongla 港近傍+コールセンター併用	2×500～660MW
2	Chittagong	既設 Chittagong 港を活用	2×500～660MW
3	Maheskhali	外航船港湾設備	8,320MW LNG 火力 750MW x 4 石炭火力 1,000MW x 4 660MW x 2
合 計			10,320 ～ 10,960MW

出所：BPDB 資料を元に調査団作成

これらの検討地点が選ばれた経緯については以下の通りである。

Khulna および Chittagong については、既存の港湾設備を活用し優先的に開発が進められる地点として、石炭火力発電 M/P においても最も優先度の高い 2 地点として提案されており、「バ」国としても同様な考えで優先的に開発が進められている。なお、Chittagong の一つとして Chittagong-South 地点(Sangu 川河口付近)も提案されているが、その後の検討の結果、この地点は、Sangu 川河口の堆積スピードが速く港湾の維持管理コストが増大する恐れがあること等により、検討の優先度を低めている。

石炭火力発電 M/P における優先度から言えば 3 地点目としては Meghnaghat が挙げられるが、この地点は石炭は二次輸送で供給される必要があり、発電所の開発の前に石炭二次輸送システム（コールセンター：第 5 章参照）の構築が必要となる。しかし現在 Khulna および Chittagong を含め二次輸送のための開発計画は先行して進んでいないため、現段階で優先的に発電所の開発を進めることは難しい。

次の優先度の B-K-D-P については、前述の通り国内炭開発が凍結したために開発の見通しが立っていない。

よって、優先度から考えると次の Matarbari が選ばれることになるが、「バ」国の検討においては、前述の通り、国内炭開発の凍結により輸入炭開発への更なる期待が持たれている中、大規模な発電設備の開発可能性について検討の必要が生じてきた。Matarbari 地点の最も大きなメリットとしては、深い海域（20～30m）が広がっていることであるが、Matarbari 地点については、陸地の面積から考えると、ある程度（600MWx4）の開発は可能であるが数千 MW 規模の開発には限度があると思われる。また、度々襲来するサイクロンの対策のためには、海岸から離れた標高の高い所に発電設備を設置するべきであると考えた。その結果、同じ深い海域が広がる Maheskhali 地点（島）を開発地点候補として検討を始めたのである。後述の通り、「バ」国の検討内容としては、Maheskhali 島の標高の高い陸地を利用して大規模発電設備を開発する計画を描いている。

以上のように、「バ」国として優先して開発すべき 3 地点が選定された。このうち、当初、西部地域の Khulna 地点および東部地域の Chittagong(Anwara)地点は、インド火力発電公社 (NTPC) と共同で石炭火力開発を進めていたが、最新情報によると、Chittagong(Anwara)地点の検討は中断されたとのことである。ただし、依然として優先候補地点として位置付けており、現在、中国企業（中国華電香港公司 (China Huadian Hong Kong Company.)）と共同開発する方向で話が進んでいる。現在、NTPC とは、Khulna 地点のみ F/S レベルの検討を実施している。

3.2.3 Khulna 地点の検討状況について

前述の通り、「バ」国の BPDB とインドの火力発電会社(NTPC)が検討を進めている具体的な地点は、当初は、西部地域の Khulna 地点(660MW×2 基)および南部地域の Chittagong 地点(660MW×2 基)であった。

この開発を目的に、2010 年 1 月に「バ」国政府とインド政府間において、エネルギー協力の協定と両国による運営組織委員会が発足した。

この運営組織委員会には、BPDB とインドの火力発電会社 NTPC が参加しており、この 2 地点の開発は、双方が担当することとなった。Khulna 地点と Chittagong 地点のうち First Phase としては Khulna 地点が提案された。その後、2010 年 8 月に 1,320MW の石炭火力発電所の建設に関する JV(Joint Venture)の MOU(Memorandum of Understanding)が結ばれ、2010 年 9 月には、BPDB と NTPC 間においてコンサルティング契約が締結され、Khulna 地点のフィージビリティ・スタディー (F/S) を開始した。

(1) Khulna 地点のフィージビリティ・スタディー(F/S)について

Khulna 地点は、図 3-2、図 3-3、図 3-4 で示すとおりであり、Khulna city の南方 23km、Mongla 港の北西 14km、Mongla 港近傍の Rampal city から 14km、北緯 22° 37′ 00″ ~22° 34′ 30″、東経 89° 32′ 00″ ~89° 34′ 05″ に位置する。



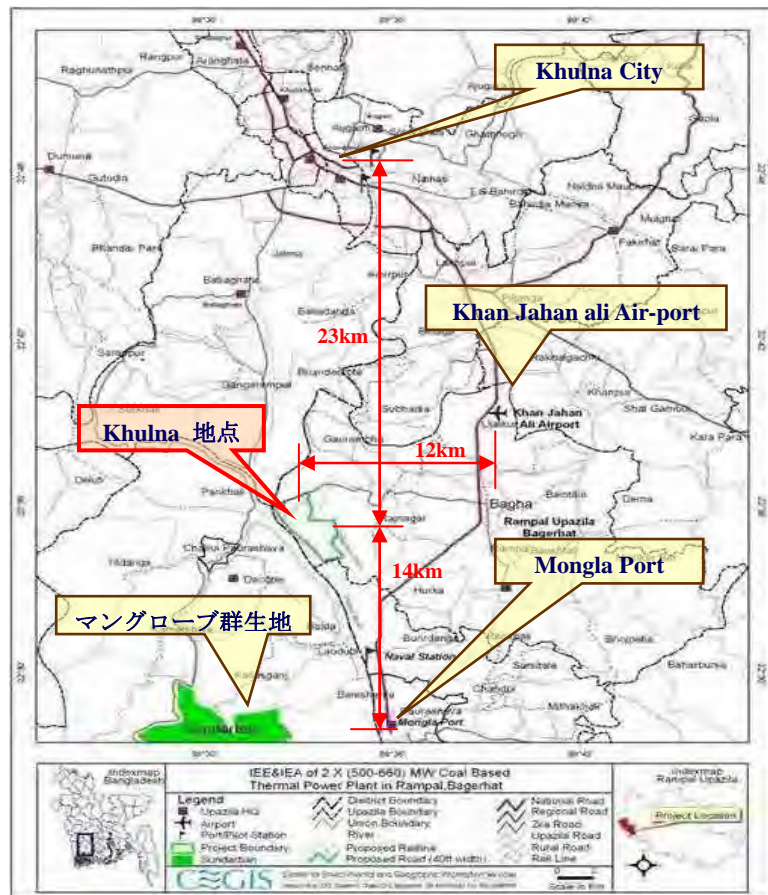
出所：調査団作成

図 3-2 Khulna 地点



出所：Khulna Information Document by BPDB

図 3-3 Khulna 地点付近の航空写真



出所：Khulna Information Document by BPDB

図 3-4 Khulna 地点(位置図)

(2) 発電所計画地点の用地状況について

Khulna 地点で計画している発電所用地に関する緒元を表 3-5 に示す。また用地に関する状況図は図 3-5 の通りである。

表 3-5 用地の緒元

項目	緒元	
用地関係	全必要量	650 acres 2,630,420m ²
	プラント	350 acres 1,416,380m ²
	Township	75 acres 303,510m ²
	コンベア	125 acres 505,850m ²
	灰処理場	100 acres 404,680m ²
土地の用途	稲作およびエビ養殖	
住民移転範囲	0.8%	
居住戸数	150	

出所：Khulna Feasibility Report by NTPC



出所：Khulna Information Document by BPDB

図 3-5 計画地点の用地状況図

BPDBによれば、計画地点の用地取得に関しては、発電所用地として、1,834 エーカーの用地取得が 2010 年 2 月 9 日に承認され、関係機関の間で手続きが進められている。

(3) 石炭火力発電所設備について

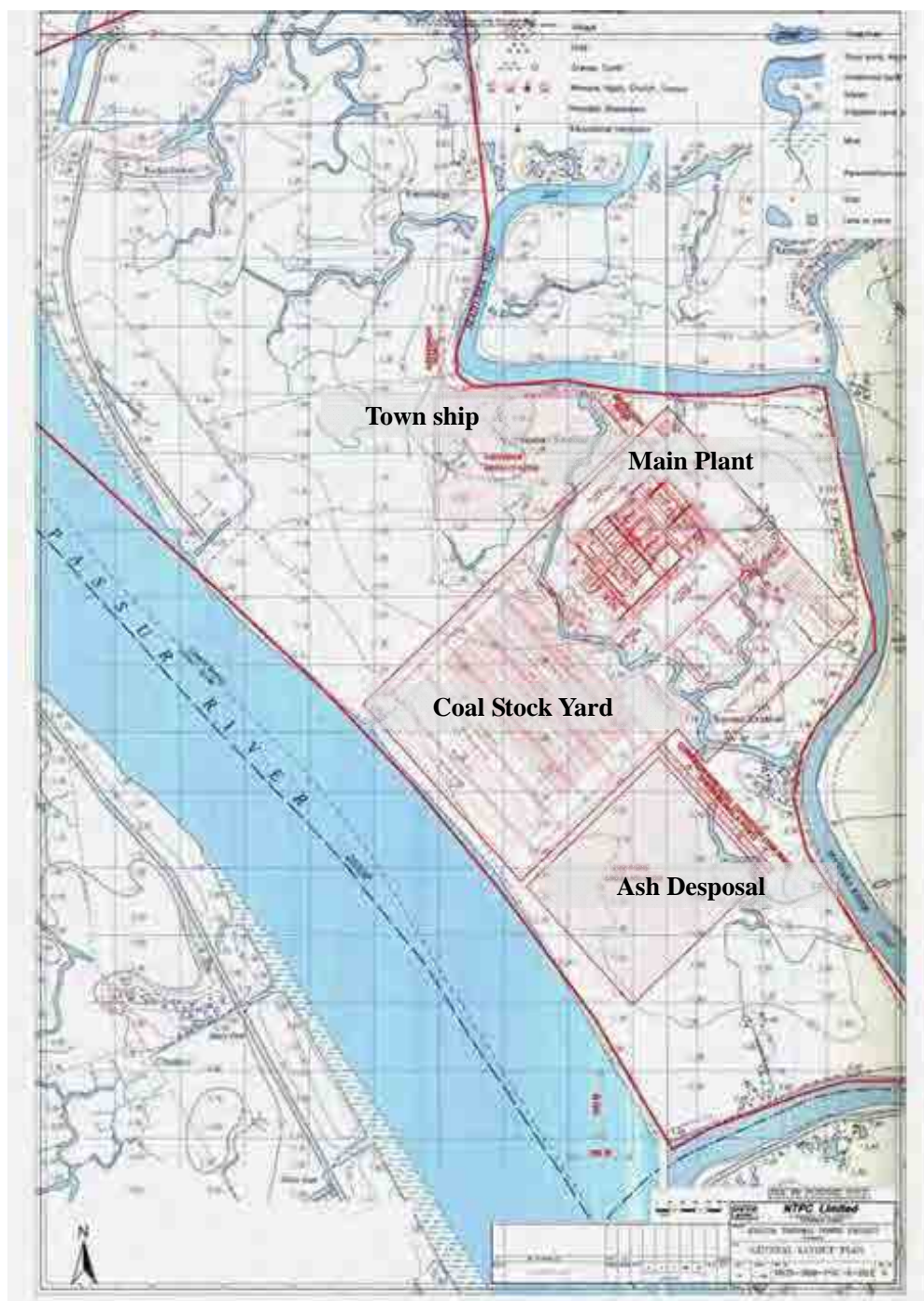
計画している発電所設備の緒元については表 3-6 に示すとおりである。

表 3-6 発電設備の緒元

項目	緒元	備考
発電出力	2×660MW	
形式	超臨界圧貫流ボイラー方式(Super Critical)	
蒸気条件	25.6MPa 568/596°C	
発電形態	Base Load	
使用燃料	輸入炭	
冷却用水	取水位置：Pussul 川下流 2km 地点 復水使用量：9,150m ³ /hr	
石炭輸送	【ベンガル湾から Mongla Port 間の輸送】 ベンガル湾 10km 沖で大型輸送船から 20,000DWT 級の船に積替て Mongla まで輸送	
	【Mongla Port から Power Plant 間の輸送】 1 案：コンベヤー方式： (Single stream high capacity conveyor system) 2 案：計画発電所地点にバースを設置して船で輸送する案(Pussur 川を浚渫して内航船の航路を確保する)	
バース設備	Mongla 港の 10Jetty および 11Jetty を使用する。 その場合 25 エーカーの土地が必要となる。	Mongla Port Authority
荷揚設備	【アンローディング設備】 方式：Rail mounted grab bucket type 能力：4,000 t/hr	Mongla Port
荷受設備	ベルトコンベヤーの末端からスクリーンフィーダー設備 および破砕機を通過させる。(基毎に設置) 能力：1,200 t/hr	Power Plant
貯炭場	90 日分を貯炭	

出所：Khulna Feasibility Report by NTPC

Khulna 発電所の主要設備のレイアウトを図 3-6 に示す。



出所：Khulna Feasibility Report by NTPC

図 3-6 Khulna 発電所の主要設備レイアウト図

(4) 使用する石炭について

F/S レポートによれば、使用する石炭の調達はインドネシア産との記載があるが、その他の詳細の記載はない。F/S では、プラントの主要設備の概略設計をするに当たり、石炭の品質の決定が必要となるが、現段階では、調達先が決定していないため、インドネシア産の石炭を使用すると仮定して F/S を行っている。

その石炭品質は表 3-7 に示すとおりである。輸入炭の調達先は、インドネシアの他にも南アフリカ、オーストラリアを検討しているが、現状のところ安定調達の根拠は曖昧である。CEGIS が「バ」国政府幹部を率いて 2 月下旬頃に石炭輸出国を訪問することを計画している。

表 3-7 使用する石炭の品質

項目	石炭に関する最新のデータ	備考
産出国	インドネシア	
灰分	15%	
熱量	6000kcal/kg	
硫黄分	0.6%	
石炭使用量	12,920ton/Day	100%ロード
年間使用量	4,720,000 t/Year	

出所：Khulna Feasibility Report by NTPC

(5) 発電所の組織体制について

Khulna については、BPDB と NTPC が 50%ずつ出資して事業会社を設立し、インド系の金融機関から融資を受けることを検討している。

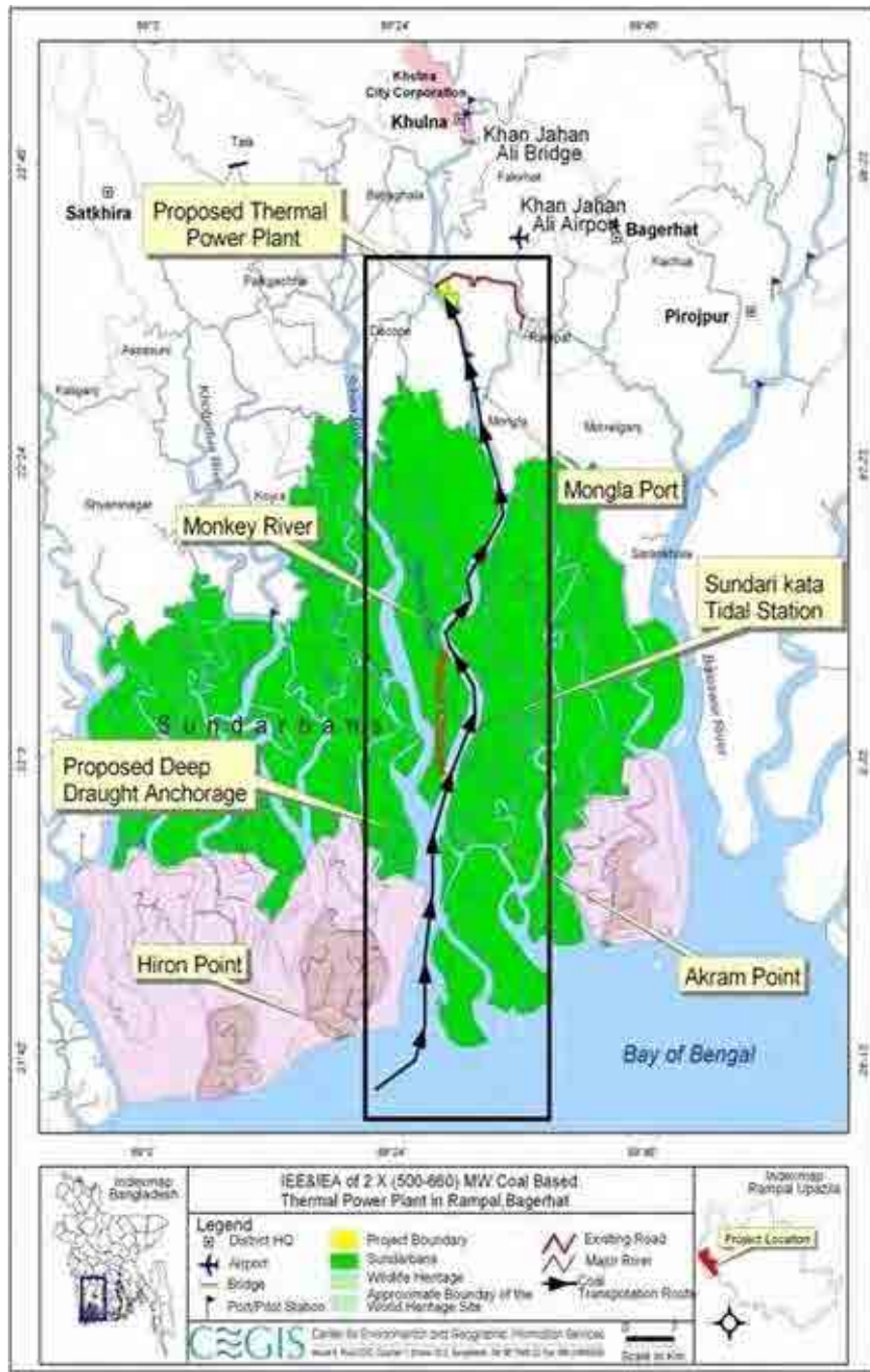
石炭調達については、「2011 年 6 月完成を目途に BPDB が「The coal transportation logistic study report」を作成する」と記載しているが、2012 年 2 月現在まだ完成していない。

(6) 燃料調達について

石炭の輸送についてはベンガル湾 10km 沖で大型輸送船から 20,000DWT 級の船に積み替えて Mongla 港までの約 150km を輸送する計画としている。ルートは、図 3-7 に示すとおりである。

石炭の輸送については、Sonadia 島にコールセンターができた際には、そこから Chittagong の石炭火力も含めて内航船輸送を計画している。

BPDB の計画では Sonadia 島に Deep-Sea-Port を建設することを推進したい意向がある一方、環境的に規制のある Sonadia 島における開発は時間がかかるとして後述の Maheshkhali を先行開発したい考えがある。



出所：Khulna Feasibility Report by NTPC

図 3-7 ベンガル湾から Mongla 港までの輸送ルート

(7) Mongla 港から発電所までの燃料輸送について

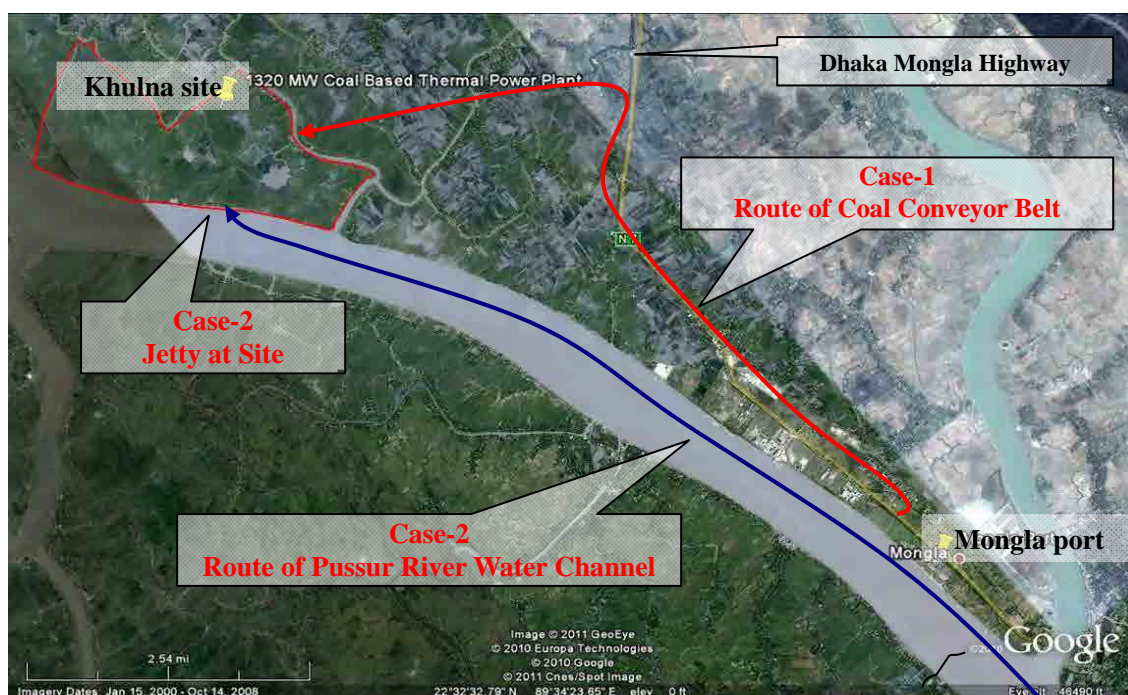
Mongla 港から発電所までの燃料輸送は、2つのケースを計画している。

■ 【第1案】

20,000DWT級の内航船を運航するには、河川深が8m必要であることから、積荷を Mongla 港に荷下ろし、発電所までの約 14km をコンベアによる輸送を計画している。コンベアのルート図は、図 3-8 に示すとおりである。

■ 【第2案】

計画発電所地点にバースを2基新設して直接船付けを行う案、この場合、8mの河川深を確保するため Pussur 川を幅 30mの範囲を浚渫して内航船の航路を確保する。Pussur 川水路図は図 3-8 に示すとおりである。



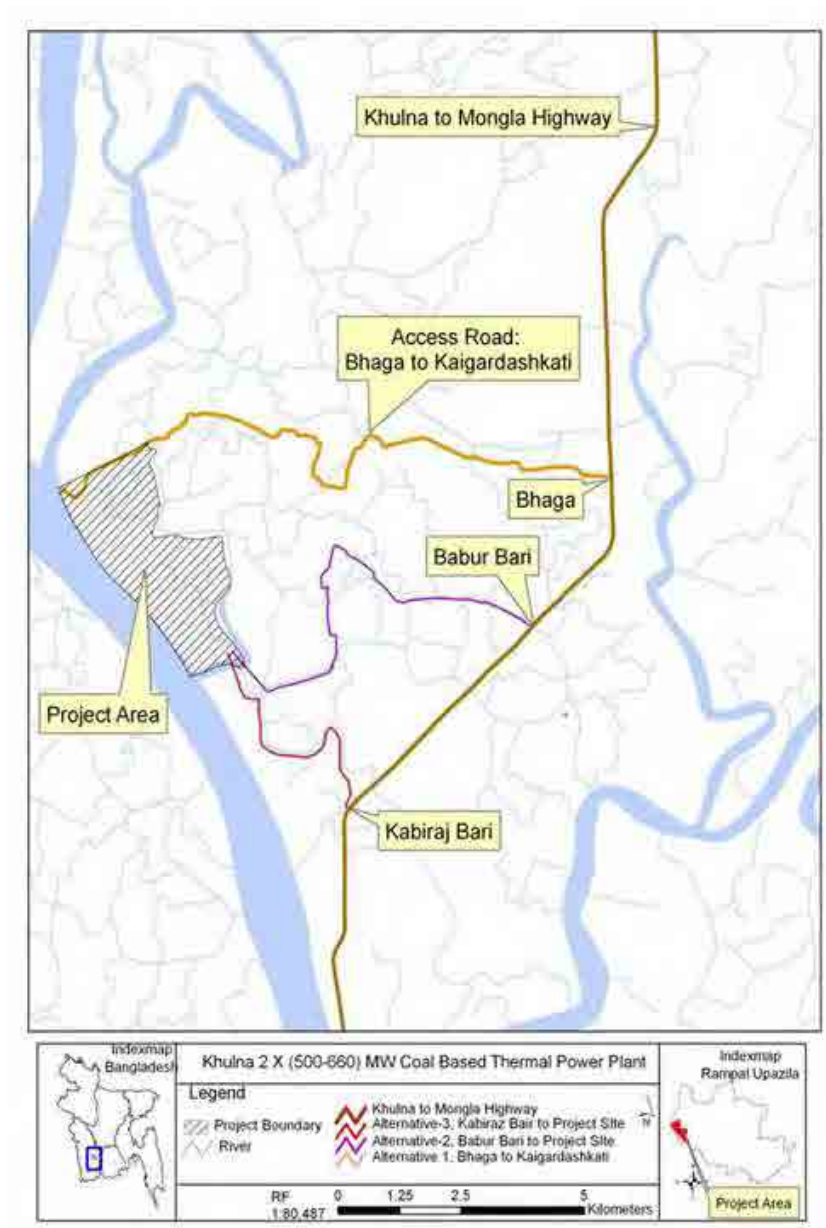
出所：Khulna Feasibility Report by NTPC

図 3-8 Mongla 港から発電所までの輸送ルート

(8) 発電所までのアクセス道路について

Khulna 発電所までの道路アクセスは、既設の Khulna-Mongla Highway 間に位置する Bhaga から分岐する。発電所までの進入道路のルート図は、図 3-9 に示すとおりである。

計画する新設道路については、Bhaga から発電所サイトまでの距離は 12.5km、道路の幅員は 4~5m 程度とし、1 箇所、長さ 12m の橋梁が必要となる。また、小規模の水路横断には、カルバート等の暗渠設備を設置する計画である。

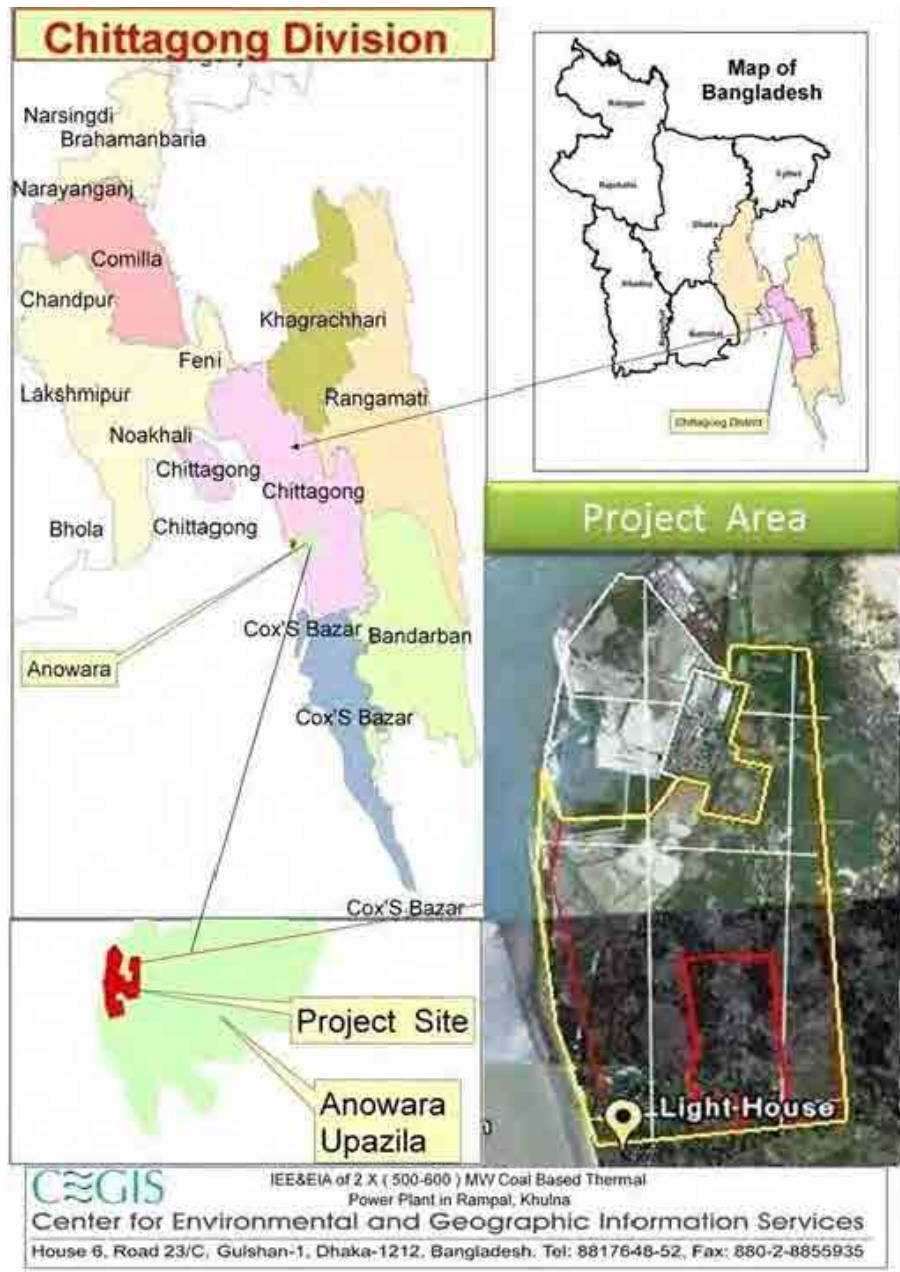


出所：Khulna Feasibility Report by NTPC

図 3-9 発電所までの進入用道路

3.2.4 Chittagong(Anwara)地点の検討状況について

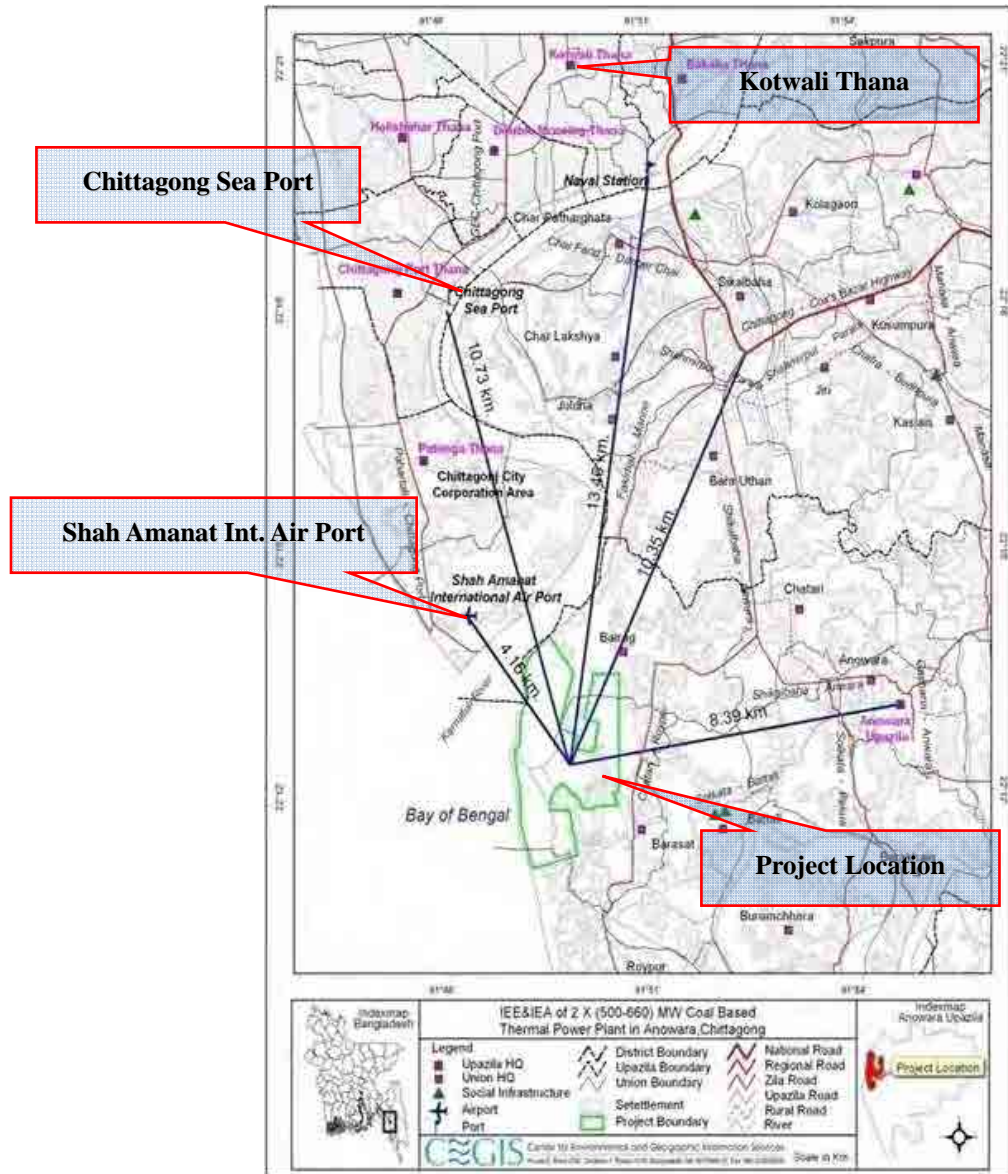
Chittagong (Anwara) 地点は、「バ」国の主要港である Chittagong 港の Karnafuli 川の河口の左岸にあり、地理的な位置は図 3-10 に示すとおりであり、 $N22^{\circ} 11' 1.5'' \sim N22^{\circ} 14' 12.4''$ 、 $E91^{\circ} 47' 55.5'' \sim E91^{\circ} 51' 5.1''$ 、に位置する。



出所：BPDB 資料

図 3-10 Chittagong 地点位置

Kotwali Thanaj から南方向 15km、 Chittagong 港から南方向 10.73km、 Shah Amanat Int. Air Port から南東 7.7km、 Chittagong-Cox's Bazar Highway から南西 10.34km に位置する



出所：BPDB 資料

図 3-11 Chittagong 発電所エリア

(1) 発電所計画地点の用地状況について

Chittagong 地点に計画している発電所用地の土地利用に関する情報は表 3-8 の通りである。敷地境界を図 3-12 に示す。

2012 年 2 月現在、用地の約 15%の面積に対して手続完了したが、環境団体からの抗議活動により手続が中断となり、1 年以内に解決するよう努力をしているところである。

表 3-8 Chittagong 地点の土地の用途状況

項目	緒 元		備 考
土地用途	合計面積	1,550Acres	6,272,540m ²
	農地	70%、1,085Acres	4,390,778m ² Agricultural land
	養殖	10~15% 155Acres	627,254m ² Aquacultural Land
	マングローブ	5~6% 77.5Acres	313,627m ² Mangrove
	居住地	5~6% 77.5Acres	313,627m ² Settlement area
	その他	10%	627,254m ² Others
	用地内の世帯数		220~250 戸 households

出所：BPDB 資料



出所：BPDB 資料

図 3-12 Chittagong 発電所用地境界

3.2.5 Maheskhali 地点の検討状況について

(1) Maheskhali サイト選定の委員会と計画について

MoPEMR では、2010 年 10 月 27 日に、サイト選定に関する委員会を設置した。委員会の構成は、表 3-9 のとおりであり、輸入 LNG の受入基地、LNG 火力発電所と石炭火力発電所の地点選定を一括して行っている。

表 3-9 サイト選定委員会の構成

委員会の構成(Committee Formation)	
Member	Position
Power Division	Convenor
BPDB	Member
BPC	Member
UNO, Maheskhali	Member
PGCB	Member

出所：BPDB 資料

これまでの委員会の活動は、2010 年 8 月に現地調査を実施、9 月および 10 月に委員会を開催し 2010 年 12 月に報告書を提出した。

(2) 地点選定に関する委員会の報告

地点選定に関して、委員会では以下の項目について提案した。

- LNG 受入基地と新規火力発電所の必要な用地面積（合計 5,000 エーカー(20,234,000m²)）の土地確保
- Petrobangla が使用する LNG Terminal と Metering Station 用として 100 エーカー（404,680 m²）の追加用地の確保
- 1991 年のサイクロンでは、6.5~7.0m の高波が襲ったため、設備計画も既往最大として考慮するよう提案

(3) 委員会の提案

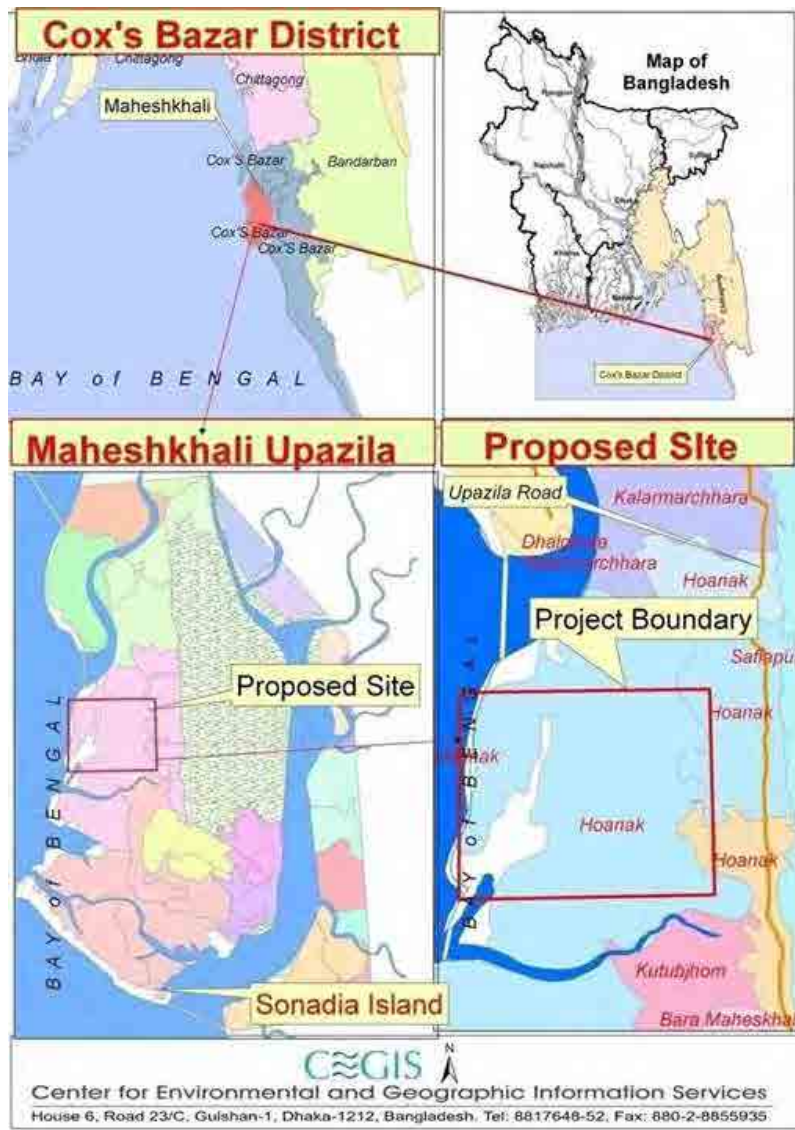
- フィージビリティ・スタディーでは、新設される発電所が自然災害から守られるように考慮しなければならない。
- 発電所は 10m 程度の盛土もしくは発電所の海側に築堤が必要である。

(4) Maheskhali 地点について

Maheskhali 地点は、Chittagong City の南方 85km、Cox's Bazar City から北西 15km、Maheskhali 島に位置する。位置図を図 3-13 に示す。

周辺の状況について、Maheskhali 地点の近傍の地方都市は、Cox's Bazaar City であり、ベンガル湾沿岸に広大な敷地が広がり、世界最長のビーチを持つリゾート地である。海を挟んで対面の Sonadia 島は、近辺に水深の深いエリアがあるため、大水深港湾（Deep Sea Port）の開発

予定地となっており、経済的發展も秘めている地域である。Sonadia および Matarbari 近傍は、海域が深く、大水深港湾（Deep Sea Port）として開発に適する地点である。



出所：BPDB 資料

図 3-13 Maheshkhali 発電所の位置

(5) 港湾設備の提案

Maheskhali 地点の港湾の開発計画は、LNG 基地、石炭火力発電所の他にコンテナおよび貨物の受け入れが計画されている。

Maheskhali 港に関する設備計画は表 3-10 の通りである。

表 3-10 Maheskhali 港の設備計画

Maheskhali 港(委員会の計画)	
	合計 54 基
バース(Jetty)	Phase1 では9基建設 Container : 5 基 Cargo : 4 基 ➤ 石炭用荷降し・運搬用として2基を含む
最大載貨重量	50,000DWT 級
最大喫水高さ	14m

出所：BPDB 資料

(6) 発電所計画地点の用地状況について

Maheskhali 地点の計画している発電所用地の緒元を表 3-11 に示す。また発電設備計画に関する配置図は、図 3-14 の通りである。ただしこれらは初期検討段階である。

表 3-11 「バ」国が考える Maheskhali 地点の用地緒元

項目	緒元		備考
用地関係	合計面積 5,000Acres	20,234,420m ²	
	石炭火力発電所 3,000Acres ・ 4×1,000MW=4,000MW ・ 2×660MW=1,320MW	12,145,800m ²	
	LNG 火力発電所 450Acres ・ 4×750MW=3,000MW	1,821,060m ²	Combined Cycle P・P
	石炭ターミナル、運搬、貯炭場 650Acres	2,630,420m ²	
	居住エリア 300Acres	1,214,040m ²	
	LNG ターミナル 100 Acres	404,680m ²	
	800kVA 変電所 200 Acres	809,360m ²	
	進入道路・遊び場・Green Belt 300Acers	1,214,040m ²	

出所：BPDB 資料



出所：BPDB 資料

図 3-14 「バ」国が考える Maheshkhali 発電所の設備配置

(7) 検討の進捗状況

上記の通り、「バ」国は具体的な規模や敷地、レイアウト等を描いてはいるが、実際の検討状況はまだ机上段階であり、本調査の意見を踏まえながら詳細調査を進めたいとの意向である。

しかし、用地取得に関しては先行して進めており、上図の赤で囲まれた部分については取得手続の準備を進めているとのことである。詳細設計やレイアウトを決めてから用地取得を始めるのが一般的であるが、「バ」国政府は、用地取得が難航し計画が遅延することを恐れ、まずは用地の確保を先行して進めたいという考え方があるのだと思われる。

(8) Maheshkhali 地点に関する考察

この計画によると発電出力は、石炭火力発電所で 4 基×1,000MW=4,000MW、2 基×660MW=1,320MW とし、石炭火力の合計は、5,320MWである。

また、隣接地に LNG 火力発電所発電所の開発も計画しており、その出力は 4 基×750MW=3,000MW である。

この地点における石炭と LNG を利用した火力発電の合計発電の総出力は、8,320MWの計画である。石炭火力発電 M/P では、輸入炭を使用した発電所の総計は、13 基×600MW=7,800MWであることから、この計画によると Maheshkhali 地点(5,320MW)で 68%の出力を持たせることとなる。

さらに、港湾設備は、石炭火力・LNG 火力発電所用計画地の隣接地区にコンテナおよび貨物の開発計画もなされており、エネルギー関連に限らずマルチセクターが利用する一大の港湾基地となる様相である。

「バ」国における既設の港湾は、デルタ地帯特有の河川からの流砂が多く、河川および流れ込んだベンガル湾まで流砂が堆積し、広い範囲で海域が浅い特徴がある。

「バ」国最大港の Chittagong 港および第 2 位の取扱量の Mongla 港の喫水深は 8~9m 程度であり、寄港できる限界は最大 20,000DWT 級の船である。

この計画の Maheskhali 港の最大の特徴は、海底深が深いことにあり、この BPDB のレポートによれば Maheskhali 島から 8km 沖合では 28m と示されており、80,000DWT 級以上の大型船も寄港可能となり、燃料輸送の面でのハンドリングやコストなどに多大なメリットがあると想定される。

また、土地は国有地であり入手がしやすいことと、広大な用地により将来的に拡張する場合は、当初に投資したインフラが使用できることなどメリットもある。

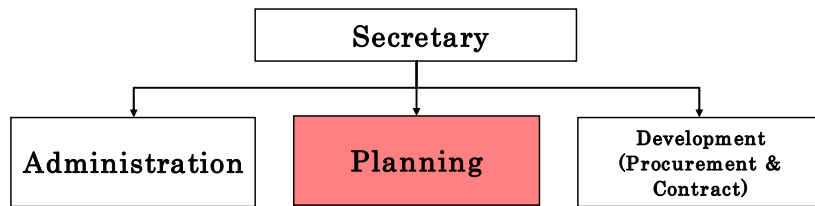
一方で、野生植物の森林区域がある情報もあり、自然公園、保護区域、貴重種など環境面からの規制などの存在の有無の確認が必要である。

大消費地である首都の Dhaka からサイトまでは約 300km の距離に位置しており、送電線の計画では、発電設備が 1 基もしくは 2 基程度ならば 400kV の送電線で送電可能であるが、将来に向け設備数が増えていくことを考えて、高電圧送電を含めて送電計画の検討の必要がある。

3.3 持続的な発電事業の事業主体のありかたの検討

3.3.1 電力・エネルギー鉱物資源省（MoPEMR）の組織改革

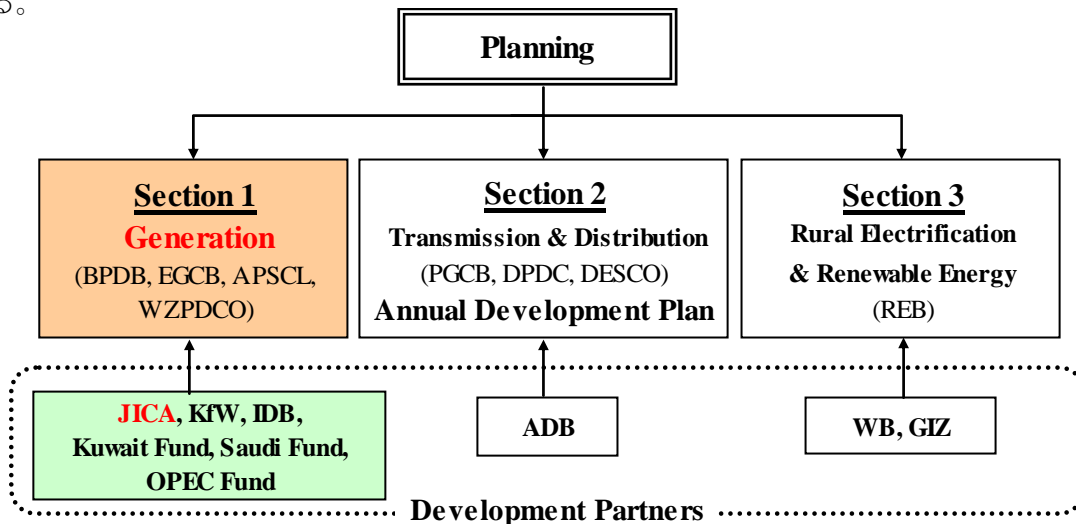
2011年10月、MoPEMRのPower Divisionは、以下の下図の通り3つの部門に分かれた。このうち「Planning」部門は新たに設定された組織で、発電、送配電計画を担当している。以前は、Development部門が計画まで担っていたが、業務が増加したため、新しいセクションとして分割された。



出所：調査団作成

図 3-15 Power Division の新組織体制

Planning Sectionは、下図のとおり3つの部門に分けられ、「第1部門は発電計画関係」、「第2部門は送配電計画関係」、「第3部門は再生可能エネルギー計画関係」になっている。特徴的なのは、部門によって国際開発機関の窓口が決められていることで、JICAの担当部門は第1部門の発電計画関係で、ここは下図のように多くの国際開発機関の窓口にもなっている。



出所：調査団作成

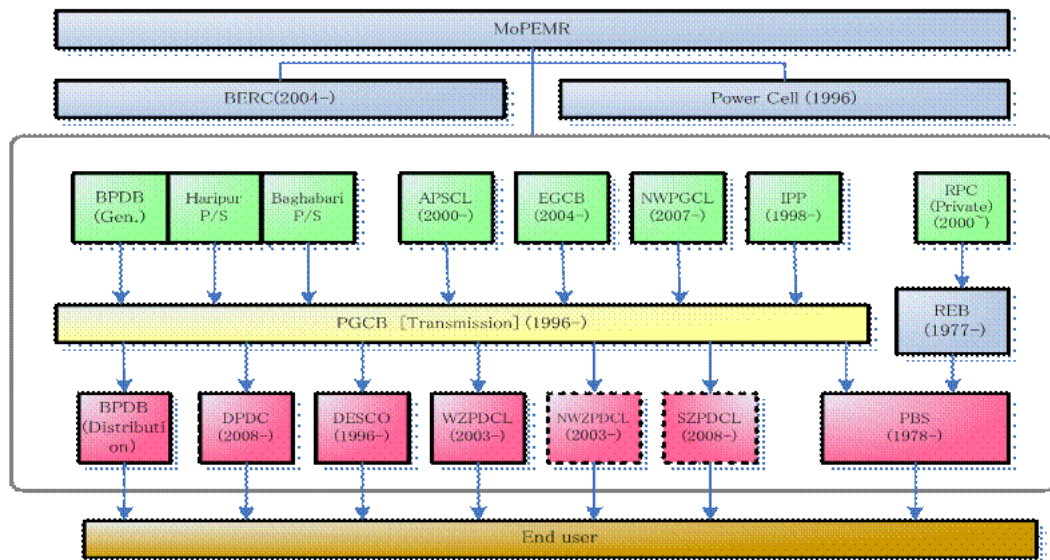
図 3-16 Power Division の Planning 部門の新組織体制

3.3.2 発電・送配電事業の組織体制

従来 BPDB による電力事業独占体制が取られていたが、2006 年頃から世銀や ADB からの組織改革の提言（民営化、透明化、企業化など）に応じて現在では、送電配電事業の分離、発電事業の分離企業化などを順次進めている。ただ、その進歩は遅く BPDB の影響が今でも分離企業に色濃く残っているとされている。

下図は、2011 年の発電事業、送電事業、配電事業の組織図であるが、BPDB も発電事業者の一つのように位置付けられている。しかし実際は各企業の Board に対しても強い発言権を持っている。

今後の石炭輸入による発電事業は、逐次新会社を設立するか、または 2012 年早々に実務を開始する「Coal Power Generation Company」（政府承認は 2011 年 9 月に行われている）によって行われる予定である。



出所：海外電力調査会

図 3-17 発電・送配電の組織体制

3.3.3 Coal Power Generation Company(CPGC)の組織と役割

「バ」国政府ではこれまで、石炭火力発電も含め、開発に関する担当部署は BPDB であったが、石炭火力発電 M/P 以降、エネルギー・鉱物資源省の直轄機関として、Coal Power Generation Company(CPGC)を創設(2011 年 9 月に正式登録)、基本的には、ここが「バ」国における石炭火力発電の開発計画を担当することとしている。

(1) 設立の目的

CPGC の主な役割は、石炭火力発電事業者として石炭輸入計画、発電所建設計画を行い、操業後は運営を行うことである。現在は具体的な石炭輸入先、環境影響評価などを外部のコンサルタントに委託し調査している。将来的には、「バ」国の石炭火力発電は、既設も含めて

CPGC が Holding Company として管理することになるという見通しで Power Division は計画している。会社としての登記状況については、2011 年 2 月に会社として設立許可を得て 9 月に正式登録された。2012 年 2 月現在、企業設立の準備段階でスタッフ 6 名は part-time で BPDB から来て、事務所・ロゴ・要員・事務機器などの手配をしており、その資金はすべて BPDB が出している。

CPGC の組織詳細は、まだ決まっていないが、2012 年初旬には決まる予定である。CPGC と他機関との関係を下図に示す。

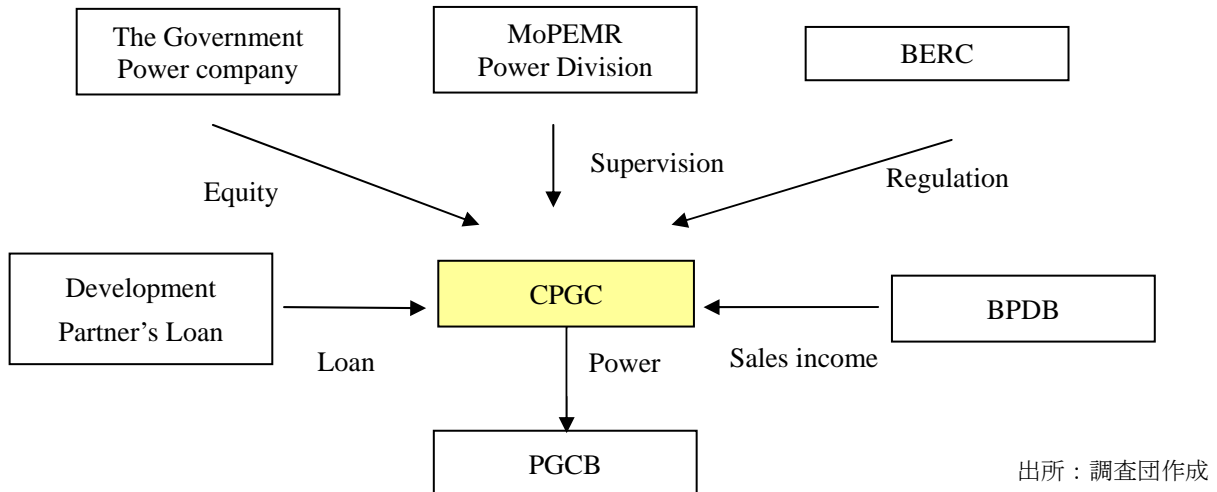


図 3-18 Coal Power Generation Company (CPGC) と他社の関係

(2) 設立定款の主要事項

CPGC の「Certificate of Incorporation」は、2011 年 9 月 5 日に Joint Stock Companies & Firms(商業登記所)に登録された。CPGC の業務内容は 1994 年の”The Company Act,1994”に基づいて制定された “Memorandum & Articles of Association” に記載されているが、実際に CPGC が設立されたのは 2011 年である。事業内容と主要な会社構成は以下の通りである。

- CPGC は公開有限会社である。(6 条)
公開有限会社とは株式が上場されている株式会社のこと、CPGC は当初は国営として設立されるが将来的には民間資本の入る用意をしている。
- CPGC の事業は、石炭火力発電の事業を独自あるいは JV で行う。(7 条)
コメント：具体的な事業内容は、”Memorandum of Association of Coal Power Generation Company” に書かれている。石炭火力発電に関する土地の購入から建設、運営、燃料購入、送電などすべての業務を行うとしている。
- 認可資本金は 60 億 Taka で 1 株当たりの価格は 1000Taka とする。(8 条)
コメント：NWPGL の認可資本金が 1 億 Taka であることから、CPGC は政府系発電事業者としては将来が期待されていることが伺える。
- 政府は 100%株式を保有する。(9 条)
コメント：CPGC の資本金は当面は政府 100%であるが、「バ」国側が拠出する本プロジェクトの資金は政府からの融資という方法もある。

- CPGC の Chairman は BPDB の Chairman になる。(89 条)
コメント：BPDB から Chairman が来ることで、CPGC の経営が安定することは理解できるが、将来は、役員会で適切な人を任命できるようにすべきである。
- Managing Director は公募によって役員会で決定される。(90 条)
コメント：公募により能力のある人材の発掘が期待されるが、輸入炭の利用ということで、できれば世界的なエネルギー動向に知見のある人を期待したい。
- 役員会は Power Division や MoPEMR に相談後 Managing Director を辞めさせることができる。(91 条)
コメント：この条項により Power Division の意見が CPGC に反映されやすくなるが、将来的には民営化を前提とすれば、本件は株主総会の決定事項とすべきである。
- 日々の経営は Managing Director が行う。(92 条)
コメント：Managing Director は、本条項により CPGC の利益を第一に経営することになる。

(3) Power Division、BPDB、CPGC の役割と考え

2012 年 2 月時点の三者の本プロジェクトに関する考え方や立場は下表の通りである。

表 3-12 本プロジェクトに関する Power Division、BPDB、CPGC の役割と考え

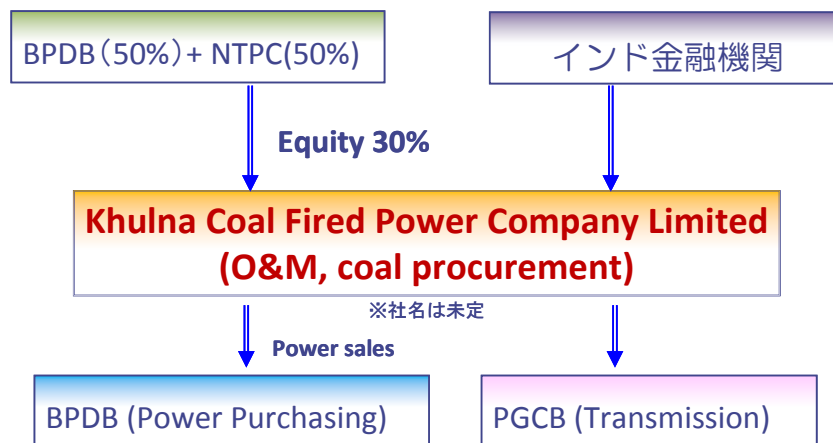
組織体	現状の立場
Power Division	1) PD は政府に代わって CPGC を管理監督する義務がある。 2) PD は Managing Director を解任することができる。(所定の手続きが必要) 3) PD の見方としては、CPGC が輸入炭発電事業全体の Holding Company になるか否かは、今のところ不明である。 4) Power Division は Matarbari または Maheskhali プロジェクトを JICA ローンで CPGC が進めることを歓迎している。
BPDB	1) BPDB の Chairman は CPGC の Chairman になることが決まっている。 2) BPDB は CPGC に出資できるが BPDB の話では当面は出資の予定はないとのこと。 3) BPDB は Khulna と Chittagong で輸入炭発電の JV を計画している。ただ、今後これらがどうなるかは不透明である。 4) BPDB の Project Director の見方としては、BPDB 自身が石炭火力事業を行う予定はない。 5) BERC からの情報では、輸入炭からの発電コストは高いので BPDB にて加重平均して卸電力料金が決められる。 6) BPDB の Project Director の話では BPDB 在籍者が CPGC に行くことはない。 7) BPDB は、Khulna, Chittagong, Matarbari/Maheskhali について環境調査を外注で進めている。
CPGC	1) 定款では CPGC は輸入炭事業について、調査、建設、運用などすべてを行うとしている。 2) 設立当初の株式は政府 100% であるが電力関係の会社が出資するという情報もある。 3) BPDB からの要員 6 名とコンサルタントにより会社設立準備作業が行われている。 4) CPGC は株式を公開する会社として設立されている。ただ、株式の上場については株式市場が未成熟であるため、うまくいかないケースが多い。 5) 近々、CPGC の Managing Director が公募される予定である。公募方法、審査方法については定款に記載されている。それ以外の要員も必要に応じて公募される。 6) BPDB とインドの JV 会社については、CPGC が関与するものではないとしている。 7) CPGC の電力は BPDB との PPA にしたがって引き取られる。

出所：調査団作成

3.3.4 Khulna と Chittagong の輸入炭発電事業化の現状

(1) Khulna の企業化の進捗状況（2012 年 2 月現在）

- Khulna のプロジェクトは、インドの NTPC と BPDB の間で 1 月下旬に調印された。Khulna 発電（1,300MW）のために両社の JV で “Khulna Coal Fired Power Plant Company limited”(仮名称)が設立される。総事業費のうち、70%をローンで、30%を出資として調達する想定である。NTPC と BPDB は 50%ずつ投資額を拠出することになっている。ローンの拠出相手は 2012 年 1 月末現在インドの金融機関からということで具体的には決まっていない。
- Khulna の石炭についてはインドネシアとオーストラリアが有力である。インドからの石炭輸送に関しては、近距離ではあるが供給余力に問題がある。Khulna の石炭輸送は、ベンガル湾の Passur 河口までは 80,000 トンの船舶を前提としている。そこで小船に積み替えて Mongla まで運ぶ計画である。石炭の輸入に関しては、VAT や関税などの免減措置は取られる。これらは火力発電会社と政府との交渉によって決められる。
- Khulna 付近は農業地帯であること、多くの宗教が入り組んでいること、トラなどの自然動植物の生息地であることなどから、発電所建設は早急には進まないという意見もある。



出所：調査団作成

図 3-19 Khulna 石炭火力発電の事業体関連

(2) Chittagong の進捗状況

イギリス、中国、タイ、マレーシアなど複数の企業が Chittagong での事業化に興味を示している。

表 3-13 Chittagong の輸入炭事業化の状況（2012 年 2 月現在）

Location	Capacity	JV パートナー候補
Anwara, Chittagong	1,320 MW	華電香港公司 & BPDB
Anwara, Chittagong	282 MW	Orion Group UK & BPDB
Anwara, Chittagong	619 MW	未定

出所：調査団作成

第4章 優先案件候補地点の概要整理・比較

4.1 優先案件候補地点の設定

「バ」国における石炭火力開発の検討状況を鑑み、今後の我が国が取り組むべき優先課題を検討するにあたって、対象となる優先案件候補となり得る地点についての概要を整理し、比較検討を行う。

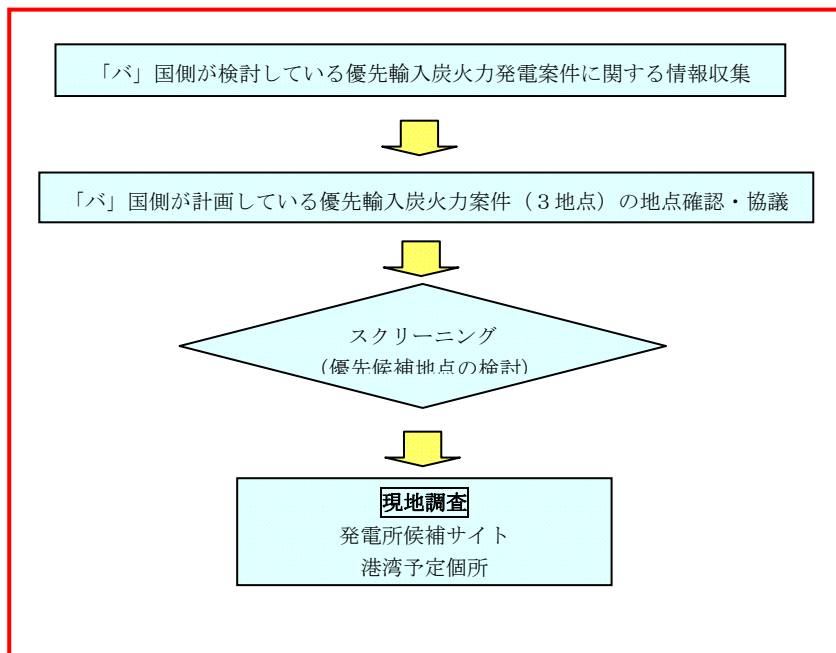
石炭火力発電 M/P においては、今後我が国が優先的に取り組むべき可能性を含んだ「最優先プロジェクト」として3地点（B-K-D-P、Chittagong-South および Meghnaghat）が提案されているが、前章にて述べたとおり、現状の「バ」国の状況および検討の進捗から考えると、B-K-D-P および Meghnaghat については、現状で対象になり得る地点とは言えない。よって「最優先プロジェクト」の中では Chittagong-South のみ対象となるが、「バ」国からはこの地点を中心に東側海岸の広範囲（Chittagong から Maheskhali まで）においての検討を要請されているため、この範囲を対象に検討を進めることとする。

4.2 優先案件プロジェクト地点比較のフロー

4.2.1 比較検討フロー

発電所建設候補地の比較検討には、以下のような手順で進めた。

支援検討の要請があった地域について、「バ」国の関係機関との協議に基づいてスクリーニングを行い、最優先案件を絞り込んだ。スクリーニングのフローは以下の通りである。



出所：調査団作成

図 4-1 地点比較のフロー

4.2.2 比較項目

スクリーニングに当たっては、以下の項目それぞれの観点で調査し、結果を比較検討することで行った。

■ 先方（「バ」国政府）のニーズ

石炭火力発電 M/P 策定以降、「バ」国政府により輸入炭火力発電所候補地点を独自に選定し、具体的計画を検討しているところである。本調査においては、「バ」国のそのような状況を鑑み、「バ」国政府として優先度の高い地点を念頭に置きながら検討すべきである。

■ 用地取得

発電所建設のために必要な用地の取得状況、あるいは取得見込みについては、実際の開発の実現可能性に直接関連しており、地点比較における重要な項目である。

■ 港湾設備

輸入炭火力発電所候補地点には、輸入炭調達のための港湾設備は必要不可欠であり、どのような港湾設備を準備できるかは大きな検討要素である。

■ コスト

建設時に必要な投資コストのみならず、長期にわたる運用コストも比較すべきである。

■ 運用リスク

実際の運用に当たって潜むリスクについて、比較検討すべきである。

■ 環境・社会

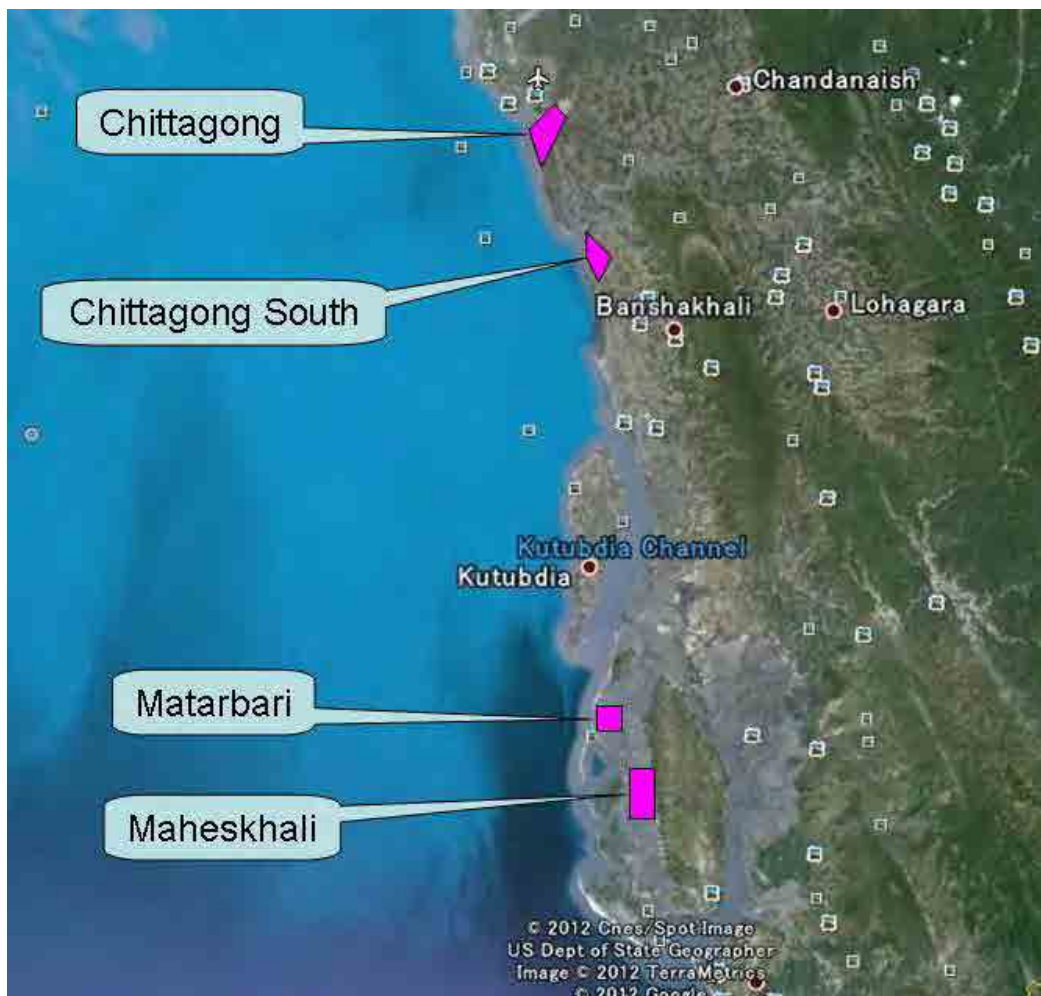
環境および社会配慮関係の問題は、建設および運用に直接障害となるため、地点比較の段階で問題点の抽出、および対策見込みの検討が必要である。

4.2.3 比較検討対象地点

比較検討の対象とする地点は以下の通りとした。

「バ」国から検討要請がされている具体的地点としては、石炭火力発電 M/P にて挙げられた地点としては Chittagong、Chittagong-South および Matarbari 地点である。また、現在「バ」国が大規模石炭火力開発の検討を進めている Maheskhali 地点は Matarbari 地点のすぐ南側に隣接した位置にある。石炭火力発電 M/P において Matarbari 地点を選定したのは、Matarbari から Maheskhali 地域に広がる水深の深い海域があり大型船の着積を可能とできることが最大の理由であり、その中で当時天然ガス供給不足改善のための LNG 輸入ターミナルが Matarbari に計画されており、共同開発によるシナジー効果が期待できることから Matarbari 地点に絞り込んだ経緯がある。この点から考えると、Maheskhali も大型船着積可能という大きな優位点は満たしており、一つの候補地点として考えることができる。よって、本比較検討においては、Maheskhali についても Matarbari と並んだ候補地点として検討対象とすることとする。

地点の位置関係を下図に示す。



出所：調査団作成

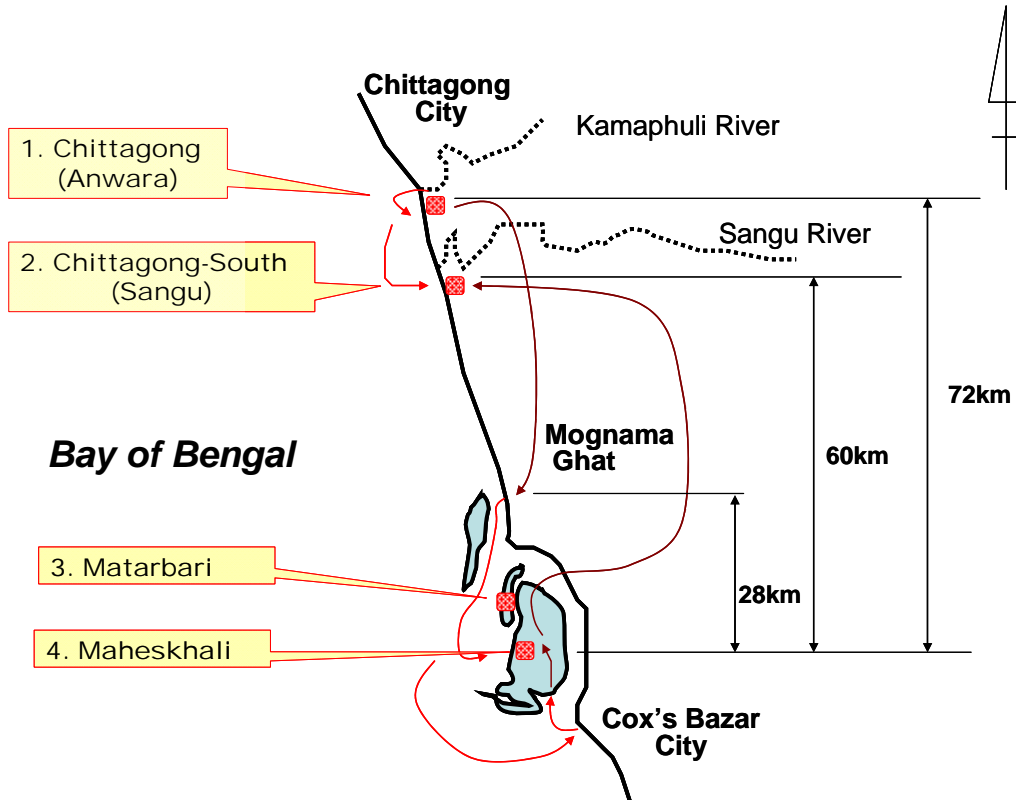
図 4-2 Chittagong, Chittagong-South, Matarbari/Maheskhali の位置図

4.3 比較検討結果

4.3.1 現地踏査

上記各項目に視点を置いて候補地点を比較検討すべく、第1次現地調査において4地点の現地踏査を行った。

現地踏査においては、4地点それぞれについて、陸側からの地点調査に加え、港湾設備の建設、運用方法の検討のため、海側からの調査も行った。現地踏査のルートを下記に示す。



出所：調査団作成

図 4-3 現地踏査コース

4.3.2 発電設備の設計条件

4 地点の比較検討を行うにあたり、まず初めに、本調査において計画する石炭火力発電設備の設計条件を以下の通り設定する。これは4地点とも共通とする。

表 4-1 発電設備の設計条件

項目	仕様
型式	超々臨界圧 (USC) 方式 600MWx2 (2号機は半年遅れで建設)
使用炭	低品位炭 (5,100kcal/kg 程度)
石炭消費量	1基あたり 1.75 mil t / year
冷却方式	冷却塔方式 (環境条件により海水循環式も検討)
用水	河川取水 または 深井戸 (海水淡水化装置も検討)
環境対策設備	排煙脱硝装置、排煙脱硫装置、電気集塵機を装備

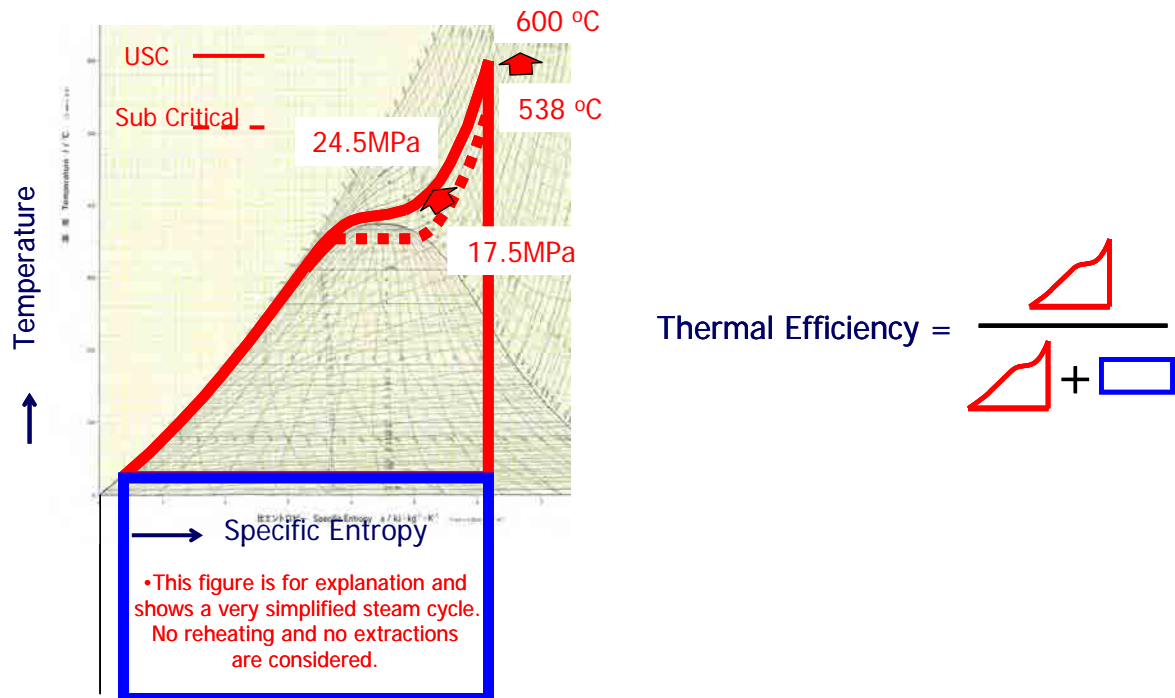
出所：調査団作成

型式は USC（超々臨界圧：Ultra Super Critical）とした。

新規に石炭火力を本格導入する「バ」国にとっては、いかに環境負荷の低い設備を採用するかが今後の普及の鍵となる。一方、これまで石炭火力の経験がほとんどないことから、まだ信頼性の低い新技術の導入は難しく、技術的に成熟した方式を採用すべきである。

環境負荷を低減するために第一に必要なことは、熱効率の向上である。

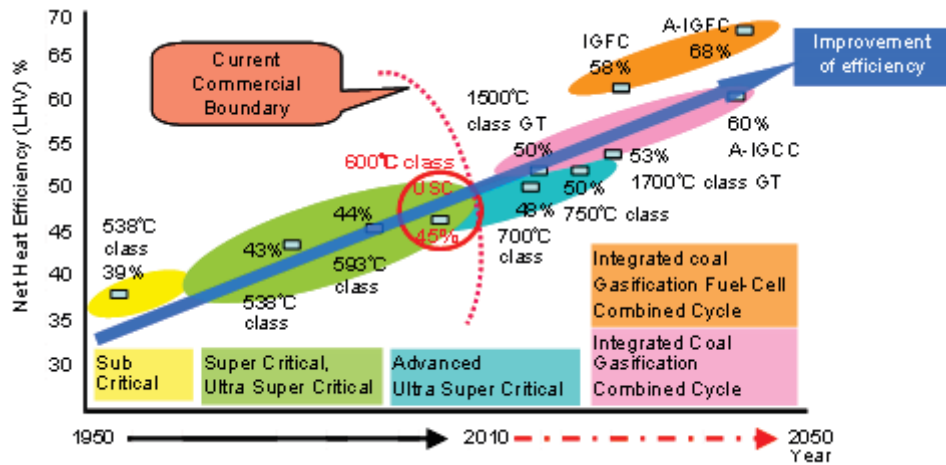
図 4-4 は、従来型汽力発電所の蒸気サイクルを簡易的に示したものである。熱力学の法則から、蒸気サイクルの熱効率は、赤線で囲まれた三角形を赤線で囲まれた三角形と青線で囲まれた四角形の和で割ることによって導くことができる。蒸気温度、蒸気圧力が高い程、青線で囲われた四角形に対して赤線で囲われた三角形の割合が大きくなるため、高い熱効率を達成出来る。従って亜臨界圧発電設備に比較し高温、高压の USC 石炭火力発電所は高い熱効率を得ることができる。



出所：調査団作成

図 4-4 蒸気温度・圧力によるサイクル上の違い（模式図）

最近の石炭火力発電では、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、既に十分な運転実績も蓄積し信頼性の高い技術となっている。また、USC は超臨界圧（Super Critical）設備に比べまだ設備費が若干（1 割程度）高いため、初期投資を低減させるために超臨界圧を採用するという選択肢も考えられる。「バ」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が可能となる。



出所：Cool Earth 50 エネルギー革新技術計画

図 4-5 石炭火力発電技術の開発

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。「バ」国には貴重な自然環境が数多く存在すること、住民感情を重視することが大切であること等から、これらの環境対策も必要不可欠と考える。

4.3.3 各項目別の評価結果

上記の現地踏査、および関係機関からの情報収集による各項目別の評価結果は以下の通りである。

(1) 先方ニーズ

4地点について、先方ニーズの観点で比較した結果を下表に示す。

表 4-2 先方ニーズの比較

項目	Chittagong	Chittagong-South	Matarbari	Maheskhal
先方ニーズ	石炭火力発電 M/P の結果を受けて、政府が優先的に開発を検討している。現在は中国企業（華電香港公司）との共同開発を計画。	Sangu 河口の堆積スピードが速く、港湾設備の運用性が懸念されること、住民移転が必要となること等により、地点としての優先度が低く、検討は進んでいない。	石炭火力発電 M/P では大水深海域を活かした開発の候補地点として挙げられ、「バ」国は Maheskhal を検討しつつも依然候補地と認識している。	石炭火力発電 M/P の結果を受けて、大水深海域を活かし、石炭および LNG 火力の大型エネルギー基地構想を検討している。

出所：調査団作成

開発の優先度は Chittagong、Maheskhal 両地点が高いが、Chittagong 地点については、中国企業と共同開発の可能性が高いことから、日本の支援による開発を考える上では優先度は高く

ない。また、Matarbari 地点については、Maheskhali 地点と同じように大水深海域を活かした地点として認識している。

(2) 用地取得

「バ」国における用地取得の手法について調査した結果、以下の手順であることが分かった。

- ①用地取得プロポーザルの作成～承認
- ②用地情報の収集（主に BPDB が実施）
- ③地元政府による用地取得プロポーザル・オピニオンの作成
- ④Ministry of Land による承認
- ⑤用地取得

手続自体は、スムーズに運べば 6 ヶ月程度で完了するとのことであるが、住民移転が必要な場合、住民との交渉等に更に時間を要することとなる。

各地点における用地取得の状況について、「バ」国側に確認した結果、以下の通りである。Chittagong については、住民の所有地や小さな村があり、それらを避けて取得しなければならないが、合計 2,000 エーカーの用地について、2012 年 2 月に用地取得を完了する予定であったが、環境団体からの抗議活動があり、取得を完了できたのは全体の約 15%の面積であり、全体取得まではあと 1 年程度かかる見通しとのことである。

Maheskhali 地点については、前章で述べた石炭火力用としての合計 3,000 エーカーの用地（後述の South-Maheskhali に相当する地点）について、用地取得プロポーザルを提出（上記①）する準備を始めたとのことである。塩田地帯で住民はいないため、大きな問題なく取得が可能と「バ」国は考えている。

一方、Chittagong-South および Matarbari については、現状、用地取得に対する具体的な動きはしていない。Chittagong-South については、検討していた用地の中には約 40 世帯、200～300 人規模の村があり、その村全体の移転が必要となる。Matarbari については、南部に約 1 万人規模の村が存在するため、それを避けて北部の用地を取得することになるが、数百人規模の住民移転は必要となる可能性がある。

(3) 港湾設備

各地点における港湾設備の建設を想定した場合の比較を下表に示す。

表 4-3 港湾設備の比較

項目	Chittagong	Chittagong-South	Matarbari	Maheskhali
最大水深	9m	9m	20～30m	20～30m
載貨重量トン (DWT)	20,000	20,000	80,000	80,000
接岸方式	栈橋方式	栈橋方式	直接接岸	直接接岸
防波堤要否	不要 (既設港湾利用)	必要	必要	不要 (砂州を自然防波堤として利用)

出所：調査団作成

港湾の最大水深により入港できる船舶船級が制限される。Chittagong および Chittagong-South については、周辺に水深の深い海域がなく、港湾を建設しても水深 9m 程度となるため、船舶船級としては大きくても 20,000DWT 級までであろうと考えられる。一方、Matarbari および Maheskhali については、近くに 20~30m の水深の海域があり、そのエリアを活用して港湾を建設することにより、80,000DWT 級およびそれ以上のパナマックス、ケープサイズ級の船舶の入港も可能となる。

次に接岸方式であるが、護岸近辺の水深が浅い場合、船舶の接岸場所として沖合に設ける必要があり、栈橋 (Jetty) を設置し、そこに荷役設備を設置する必要がある。Chittagong および Chittagong-South は栈橋設備が必要となる。特に Chittagong-South の場合、護岸から遠浅の海岸となっているため、必要水深のエリアまで 3~5km 程度の栈橋が必要となる。下図は太平洋セメント上磯工場 (北海道) の栈橋であり、岸壁から 2km の距離がある。



出所：Google Earth 他

図 4-6 長い栈橋の例 (太平洋セメント上磯工場)

一方、Matarbari および Maheskhali においては、後述のように、発電所敷地の護岸まで必要水深を確保する建設方法を考えているため、船舶接岸のための栈橋は必要なく、護岸に直接接岸することを想定している。直接接岸のイメージを下記に示す。



出所：Progress Report Presentation (CEGIS)

図 4-7 直接接岸のイメージ

また、ベンガル湾は特にモンスーンの時期は海象が悪く、入出港や荷役に影響するため、湾に面した所に着岸する場合は防波堤が必要となる。Chittagong-South および Matarbari 地点は湾に面しているため、防波堤が必要となる。Chittagong-South の場合は栈橋が長いため、大規模な防波堤が必要となる。また Matarbari については、水深の深い場所に防波堤が必要となるため、これも大規模となる。

一方、Chittagong 地点の場合は河川内のため海象の影響は考える必要はなく、防波堤は不要である。Maheskhali 地点についてだが、後述のように、既存の砂州を自然防波堤として利用する構造で計画をしているため、防波堤の建設を省略できると考えられる。

(4) コスト

4 地点に係る必要コストの検討結果を下表に示す。なお、各設備の建設コストについては、第1次現地調査の結果から想定できる設備諸元に基づいて算定した。

表 4-4 コスト比較

項目		Chittagong	Chittagong-South	Matarbari	Maheskhali
載貨重量トン (DWT)		20,000	20,000	80,000	80,000
建設コスト (Million USD)	発電設備 (1基目/ 2基目)	850/1,600	850/1,600	850/1,600	850/1,600
	土木・港湾 設備	350	760	585	555
	送電設備(*)	0	0	100	100
	小計	1,200/1,950	1,610/2,360	1,535/2,285	1,505/2,255
燃料輸送コスト (Million USD)	単年度	28/55	28/55	14/28	14/28
	25年(**)	313/626	313/626	157/313	157/313
合計 (Million USD) (燃料輸送コストは25年分)		1,513/2,576	1,923/2,986	1,692/2,598	1,662/2,568

出所：調査団作成

(*)：送電設備は765kV2回線Chittagongまでを想定。

(**)：割引率(DCR)を12%と設定し、現在価値に割り戻した値。

まず、建設コストについて順に見ていくと、発電設備についてはどの地点にも同様な設備を想定しているため同じコストである。ここでは石炭火力発電 M/P を参考に発電設備のコストを設定した。

次に土木・港湾設備については、前述の通り、Chittagong-South においては長い栈橋と防波堤の建設が必要なため、4地点の中で最も高くなっている。Maheskhali については大水深港湾建設のための浚渫と発電設備用地造成(埋立)のために費用がかかるが、防波堤が不要なため Chittagong-South に比べて安くなっている。Matarbari については Maheskhali に比べ、防波堤が必要なため費用がかかる。

送電設備については、ここでは Chittagong までの送電のみを考えているため、Chittagong および Chittagong-South については不要であるが、Matarbari および Maheskhali からは約 70km の送電線（ここでは 765kV2 回線を想定）建設費用が必要となる。

これらの小計として建設コスト全体を見ると、Chittagong-South > Matarbari > Maheskhali > Chittagong となる。

次に運用コストの一部として、燃料輸送コストを比較した。その他の運用コストについては、各地点とも同様な運用をすると考えられるため、比較は省略した。運用コストは単純化するため、1tあたりの石炭の輸送コスト（インドネシアからの輸送を想定）を船の大きさに応じて市場調査した結果を用い、燃料消費量をかけることで計算した。

また、計算は単年度の他、25 年間の運用に対するコストを現在価値に割り戻した値（割引率（DCR）は 12%と設定）も求めた。

この表が示すように、建設コスト単独、および建設コスト+運用コストで比較した場合、どちらの場合も Chittagong-South が最も高くなるが、Chittagong と Matarbari/Maheskhali を比較した場合、1 基で比較すると Chittagong が安いものの、2 基で比較すると運用コストまで合わせるとほとんど変わらなくなり、わずかながら Maheskhali が一番安くなる。つまり、石炭の消費量が多くなるほど、輸送船舶を大型化する効果が効いてくるため、長期的に見るとコスト的に有利となることを示している。

(5) 運用リスク

石炭火力発電設備を安定運用するための条件として大きなものは燃料の安定供給である。4 地点に関して、燃料供給に関する相違点としては船舶船級である。各地点における年間必要船数の比較を下表に示す。

表 4-5 年間必要船数の比較

項目	Chittagong	Chittagong-South	Matarbari	Maheskhali
載貨重量トン (DWT)	20,000	20,000	80,000	80,000
年間必要船数 (600MWx2)	約 175 隻	約 175 隻	約 45 隻	約 45 隻

出所：調査団作成

上記の通り、20,000DWT 級の船舶による石炭輸送の場合、2 日に 1 隻程度の頻度での輸送が必要となる。モンスーン期の海象やサイクロンの到来等を考慮すると、安定供給のためにはリスクが大きいと判断できる。

更に本調査にて、輸入炭調達方法について検討した結果、第 6 章に示すとおり、最大水深 9m の港では通常入出港できる船の大きさとして 20,000DWT に満たない可能性もあり、そうなる場合実際には数千 DWT のような小さな船での運用となる。このような条件での輸入炭の安定供給は非現実的とも言えるほどリスクが高く、実現可能性は非常に低い。

(6) 環境社会配慮

環境・社会の観点では、Mahekshali を除き各地点とも石炭火力発電 M/P にて調査対象となっており、特に Chittagong 地点については、より詳細な調査も行っている。その調査結果を参考にしながら、4 地点について特徴的な内容について更に情報収集を行い、総合的に調査を行った。結果を下表に示す。

表 4-6 各地点の主な環境・社会影響の比較

項目	Chittagong	Chittagong-South	Matarbari	Mahekshali
自然環境	<ul style="list-style-type: none"> 大半が農地のため、特段保護すべき自然環境は存在しない。 	<ul style="list-style-type: none"> 大半が農地のため、特段保護すべき自然環境は存在しない。 	<ul style="list-style-type: none"> ECA 等、貴重な自然環境からはある程度離れている。 	<ul style="list-style-type: none"> 周辺に貴重な自然環境が残っている。 - ECA(※)(Sonadia 島) - 干潟、マングローブ - 稀少生物 (鳥類、ウミガメ等)
社会環境	<ul style="list-style-type: none"> 大規模な住民移転が発生する。 用地取得が困難 (私有地の存在、住民の反対等) 既存の土地利用 (農地等) の大規模な改変が必要。 近隣に観光ビーチがある。 飛行場の操業に弊害。 	<ul style="list-style-type: none"> 住民移転が発生する。 既存の土地利用 (農地等) の大規模な改変が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 小規模な住民移転は発生する可能性あり。(ただし南部隣接地域には 1 万人程度の村があるため配慮が必要。) 既存の土地利用 (塩田、養殖等) の大規模な改変が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 住民移転はない。発生したとしてもわずか。 既存の土地利用 (塩田、養殖等) の大規模な改変が必要。
汚染	<ul style="list-style-type: none"> 工業地帯に隣接しているため大気汚染の累積影響が懸念される 	<ul style="list-style-type: none"> 国際レベルの対策を実施すれば特段の問題はない。 	<ul style="list-style-type: none"> 国際レベルの対策を実施すれば特段の問題はない。 	<ul style="list-style-type: none"> 国際レベルの対策を実施すれば特段の問題はない。
評価	自然環境影響：○ 社会環境影響：× 汚染：△	自然環境影響：○ 社会環境影響：△ 汚染：○	自然環境影響：○ 社会環境影響：△ 汚染：○	自然環境影響：× 社会環境影響：○ 汚染：○

出所：調査団作成

※ : ECA = Environmental Critical Area

Mahekshali 地点は、特に南部は ECA の近くであり、稀少生物が存在する可能性が指摘されているため、開発のためには配慮が必要である。

4.3.4 総合評価

上記検討結果をまとめると、次表の通りとなる。

表 4-7 総合評価

項目		地点		Matarbari	Maheskhali
		Chittagong	Chittagong-South		
先方ニーズ		△	×	○	◎
用地取得		△	×	×	△
港湾設備		△	△	○	◎
コスト		◎	△	○	○
運用リスク		△	△	◎	◎
環境 社会	自然環境影響	○	○	○	×
	社会環境影響	×	△	△	○
	汚染	△	○	○	○

出所：調査団作成

ここで調査団としては、特に「先方ニーズ」および「運用リスク」を重視した。我が国が取り組むべき優先課題を検討するにあたり、まずは「バ」国政府側でのニーズがあることが最低限必要な条件であることは明らかであり、他の進捗との絡みも踏まえ、どの程度のニーズであるのかが大きな判断基準となる。また、地点として検討したものについて、運用面で問題があり将来的に安定持続する案件にならないというリスクは避けなければいけない。従ってこれら2点について特に重視すると、Matarbari および Maheskhali 地点が優先度が高いと判断される。

4.4 優先案件候補地点の調査結果

Matarbari/Maheskhali 地点について、第2次現地調査において詳細な現地踏査を実施した。

4.4.1 調査スケジュール

第2次現地調査における現地踏査スケジュールは以下の通りである。

表 4-8 Matarbari/Maheskhali 現地踏査スケジュール

年月日	内容
2012年1月31日	移動 Dhaka --> Cox's Bazar
2月1日	Matarbari/Maheskhali 地点調査 (海路)
2月2日	Matarbari/Maheskhali 地点調査 (陸路)
2月3日	移動 Cox's Bazar --> Dhaka

出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 4-8 現地踏査ルート（海路）



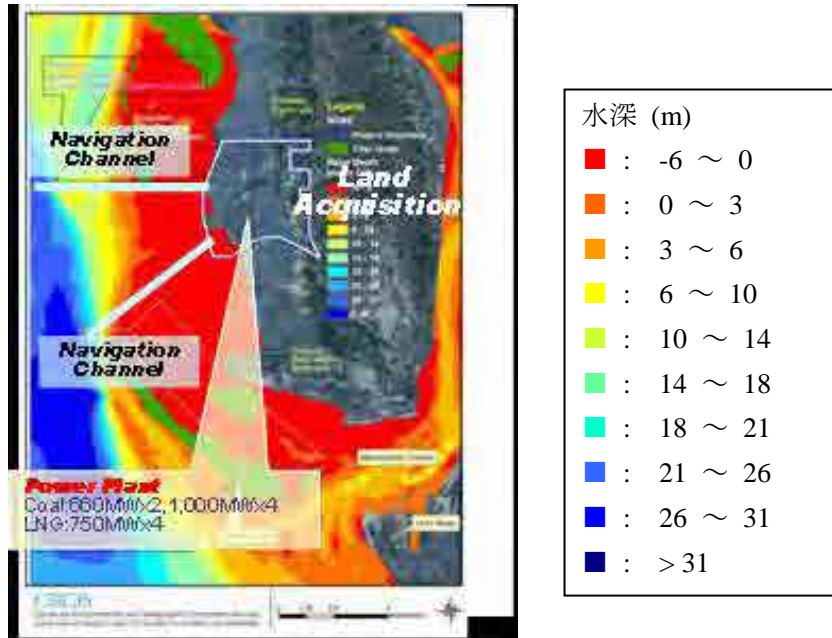
出所：調査団作成

図 4-9 現地踏査ルート（陸路）

4.4.2 調査内容

(1) 優先案件候補地点の概要

Maheskhali 地点については、前章で述べたとおり、「バ」国が独自で大型火力発電所計画を検討している。その計画のために取得準備をしている用地は下図の通りである。



出所：CEGIS 資料

図 4-10 「バ」国により検討されている計画

この計画では、Navigation Channel の建設のためにマングローブの伐採が必要になること、南部の ECA (Environment Critical Area) 地帯に接近していること等の懸念が考えられる。

この計画とは別に、調査団としては、①Navigation Channel はマングローブを避けて建設する、②環境対策のため位置をより北側にする、③まずは 600MWx2 の規模で開発する、ということ配慮し、同じ Maheskhali 地点の中で下図の位置を検討した。



出所：調査団作成

図 4-11 調査団により検討したサイト位置

Maheskhali の 2 地点と Matarbari を合わせ、3 地点を比較検討対象とした。3 地点の位置を下図に示す。



出所：調査団作成

図 4-12 検討対象地点

(2) 優先案件候補地点の検討結果

今回の現地踏査、および情報収集により、優先案件候補地点に対して比較検討を行った結果を次表に示す。

表 4-9 比較検討結果

評価項目	Matarbari 地点	North-Maheshkhali 地点	South-Maheshkhali 地点
絶滅危惧種への影響リスク (例：渡り鳥、海亀、イルカ)	3	1 近傍に希少鳥類確認地点有り	1 近傍に希少鳥類確認地点有り
自然保護区への影響リスク (Sonadia ECA)	3 Sonadia ECA から約 15km	2 Sonadia ECA から約 10km	1 Sonadia ECA から約 2km
社会環境への影響 (土地利用、住民移転、居住者)	1	2	2
	人家あり (塩田地帯)	人家なし (塩田地帯)	人家なし (塩田地帯)
建設工事費(港湾を除く)	2	2	2
港湾の工事費 (第 5 章参照)	2	3	3
	防波堤必要		
港湾のメンテナンス (浚渫他)	2	1	1
建設の難易度	2	3	3
	防波堤用の石材の資材調達が難		
運用の効率性 (大型石炭船の入港)	3	3	3
将来の拡張性 (600MW2 基→4 基程度)	3	3	3
「バ」国政府の意向 (政府検討内容との関係)	2	3	3
	政府検討地点からは遠隔地	政府検討地点に隣接	政府検討地点内

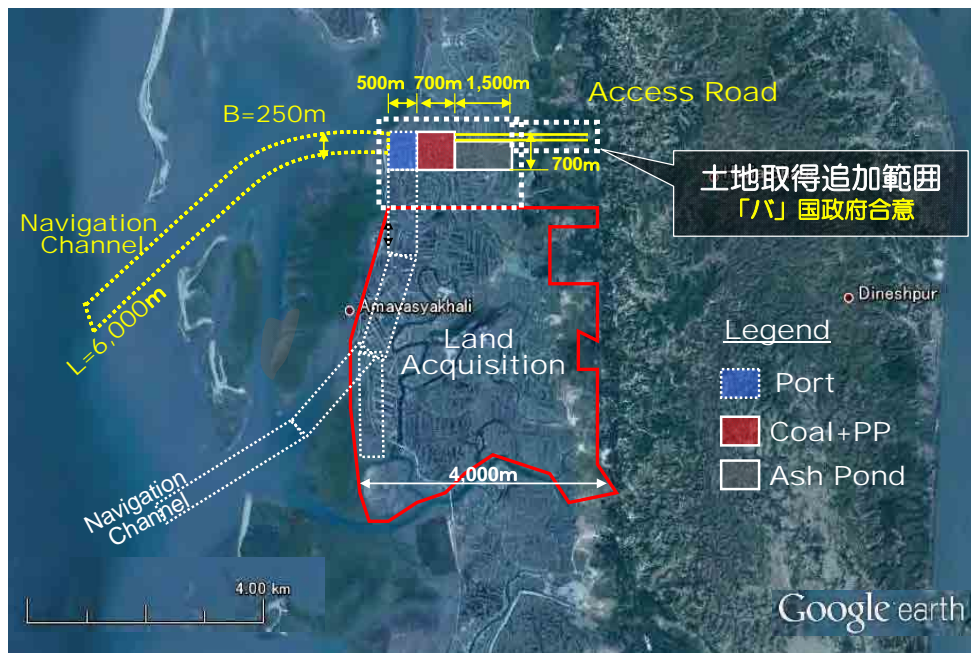
出所：調査団作成

上表の通り、現状検討できる範囲においては、3つの地点の間で際立った優位性はない。今後の検討において詳細が明確になり、同時に重視する点についての重み付けをすることにより、最終結果を選定すべきである。

以下では、「バ」国が検討している South-Maheshkhali を除いた、North-Maheshkhali および Matarbari 地点における具体的な設備設計について検討する。

(3) Maheshkhali 地点の検討

North-Maheshkhali において検討した基本計画を次図に示す。



出所：調査団作成

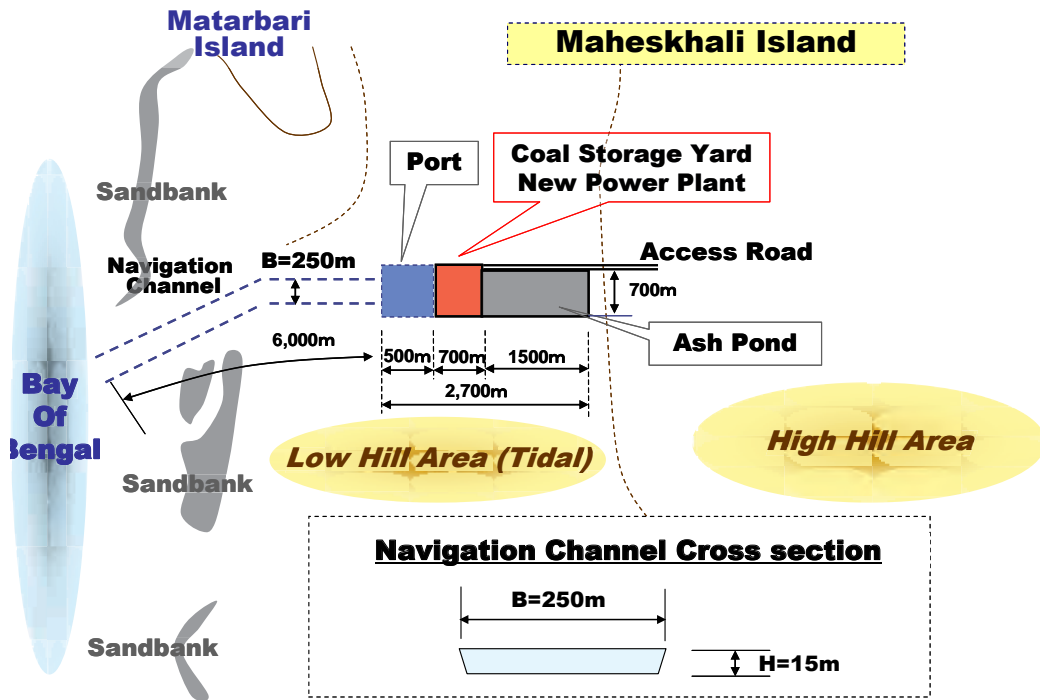
図 4-13 Maheshkhali の基本計画

浚渫により一定の水深を確保し進入航路（Navigation Channel）を建設するが、マングローブの伐採が必要ない部分を選択して建設する。

将来的には南へ向かって開発を続けていくことが可能であり、南側のマングローブのない部分を選択して2本目の Navigation Channel を建設することも可能である。

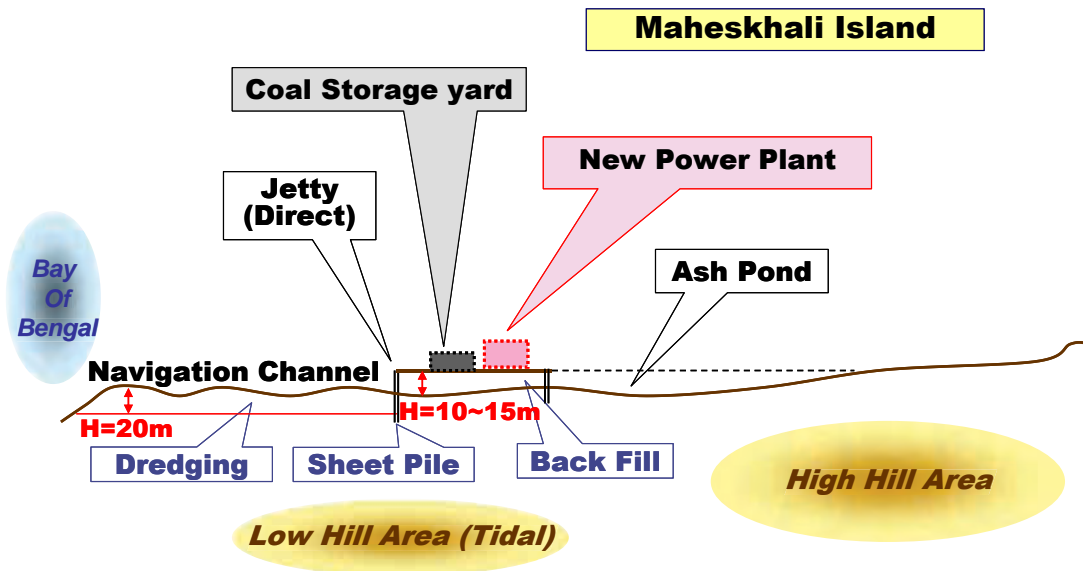
ただし、North-Maheshkhali の開発のためには、「バ」国が検討している South-Maheshkhali の用地とは別に用地が必要となるため、新たな用地取得が必要となる。もしも困難であれば現在の用地の北端を利用することも可能である。

本地点の建設に係るレイアウト図および断面図を次図に示す。



出所：調査団作成

図 4-14 基本計画（レイアウト図）



出所：調査団作成

図 4-15 基本計画（断面図）

また、本地点の航空写真を以下に示す。



出所：調査団作成

図 4-16 North-Maheshkhali 付近の航空写真

本計画の完成予想を以下に示す。



出所：調査団作成

図 4-17 本計画の完成イメージ (600MWx2)



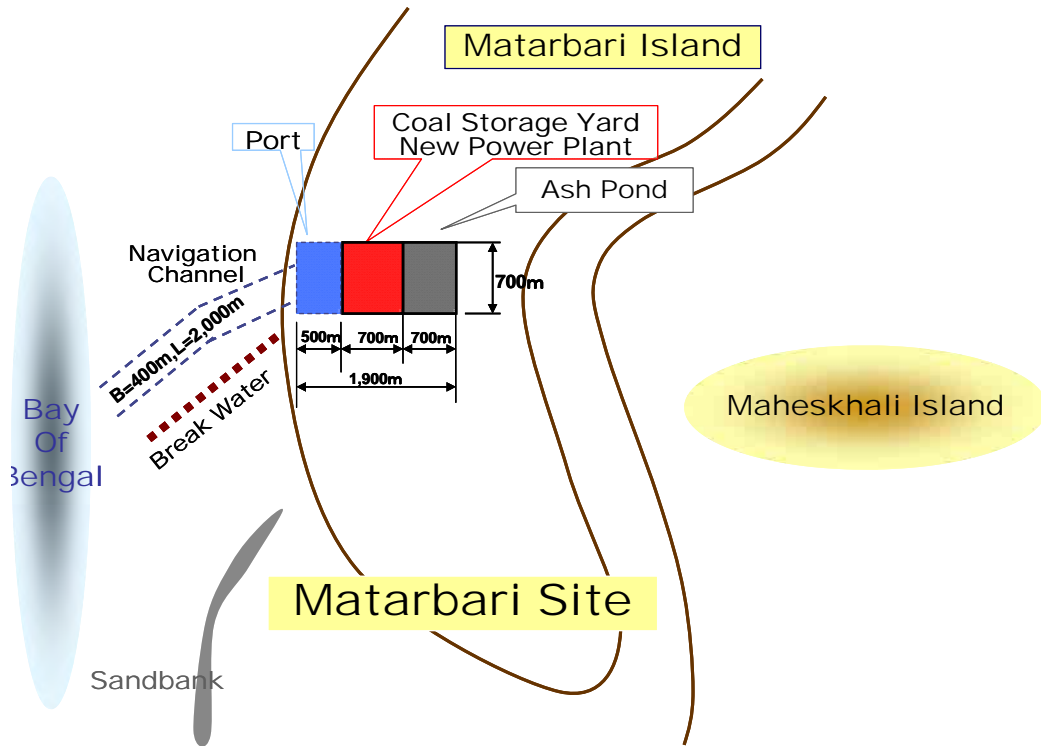
出所：調査団作成

図 4-18 将来のイメージ

(4) Matarbari 地点の検討

Maheskhali 地点は稀少生物の確認やマングローブ等、環境面において懸念事項のある地点であることが明らかになった。特に南側に Sonadia ECA があることもあり、南側がより環境配慮が必要と考えられる。それに対し Matarbari 地点は、Maheskhali 地点よりも北側に位置し、環境面では有利であると考えられる。

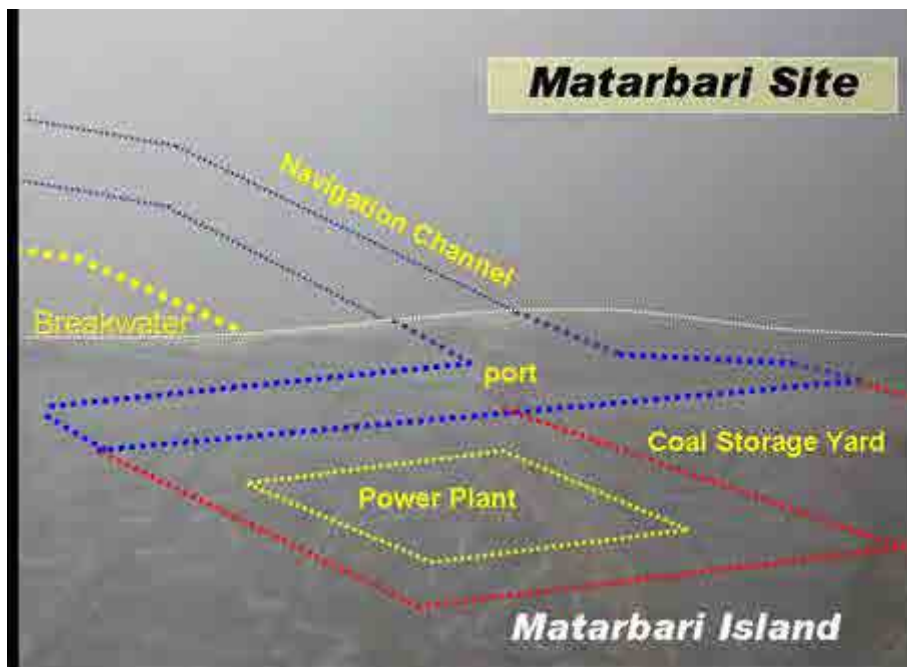
Matarbari 地点における開発計画の検討結果を下図に示す。



出所：調査団作成

図 4-19 Matarbari における開発計画

また、Matarbari 付近の航空写真を以下に示す。



出所：調査団作成

図 4-20 Matarbari 付近の航空写真

Matarbari 地点においても、600MWx2 の石炭火力開発は可能であると思われるが、以下の点について懸念がある。

- Matarbari 島の幅（東西方向）は約 2~3km 程度であり、船舶のために十分な減速ができる Navigation Channel を設けることを考えると、陸地でのスペースにあまり余裕がない。今後、600MWx4 程度の拡張は可能と考えられるが、大規模港湾等への将来性は限定される。
- 直接外洋に面しているため、防波堤が必要となり、建設コストが高くなる。
- 南側に 1 万人規模の村が存在する。開発は村を避けて進めることは可能と考えられるが（上記拡張も含め）、社会的配慮が必要である。