



出所：PSMP 調査団

図 14-16 Balashi Ghat の現況

#### 14.4.6 Balashi Ghatdeの重量物の荷下ろしの方法

Balashi Ghatde には、既設の栈橋やアンローディング設備は無い。これまでは荷揚げ設備は、各々の船が独自に設置した設備によって荷下ろしを行っている。

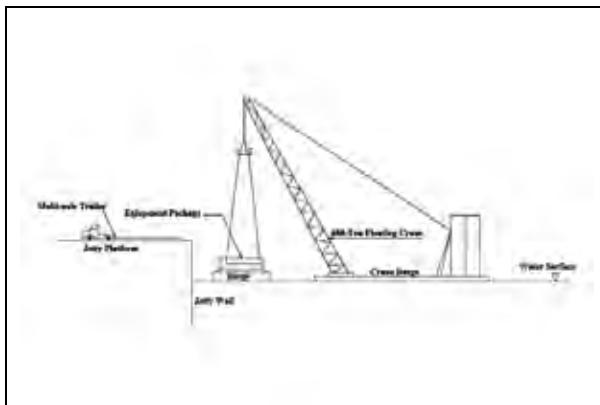
発電所の重量物の荷降ろしについては、専用に仮設備を考える必要がある。これまでの既設の発電所設備の輸送実績や「バ」国で調達可能な設備による荷揚げ方法を検討する。

タグボートに牽引されたバージ船は、Balashi Ghatde に横付し、400 t 吊り上げ可能なクレーン船により吊り上げ、堤防に横付けされた多軸型トレーラーに積み込む。この場合、重量物を

載荷しても不等沈下しないよう基礎処理を行うことと鉄板など敷き詰めて養生を行う事も必要である。

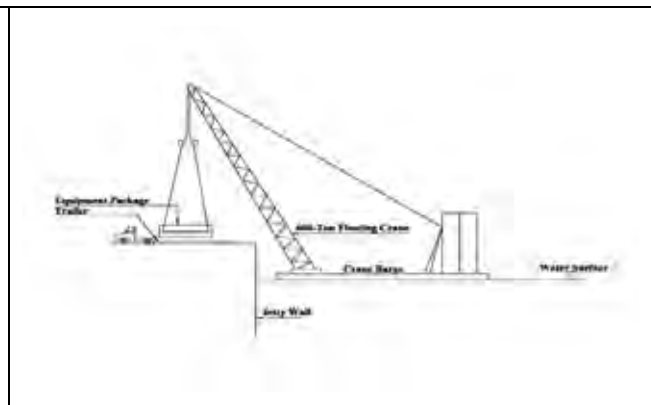
荷揚げの作業フローは以下のとおりである。

- (1) 曳航されたバージ船は、重量物に耐えられるよう特別に整備された堤防に横付けされ、クレーン船はバージ船にそって配置される。バージ船からの荷揚げ作業を下記に示す。
- (2) クレーン船は、バージ船から所定の高さに積荷を持ち上げる。
- (3) 荷揚げされたバージ船は、タグボートにより移動する。
- (4) クレーン船は、重量物を吊った状態で荷揚げ地点まで前方向に移動する。
- (5) 荷揚げポイント(既に移動しているトレーラーの荷台直上)まで移動したら荷下ろす。
- (6) トレーラーの荷台に置かれたら、ワイヤーを外し、重量物を梱包する。
- (7) 引き続き、トレーラーは、陸路によってサイトへ輸送を開始する。
- (8) 発電所サイトでは、重量物は、サイトで準備されるクレーンによって荷下ろす。



出所：PSMP 調査団

図 14-17 バージ船からの荷揚げ作業

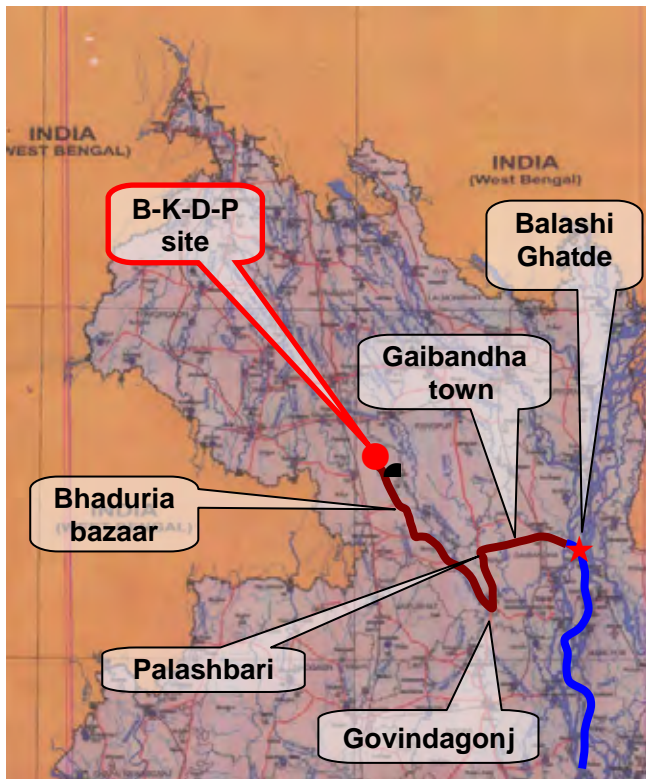


出所：PSMP 調査団

図 14-18 トレーラーに積み込み作業

## 14.4.7 Balashi GhatdeからB-K-D-Pサイトまでの陸上輸送の検討

B-K-D-P サイトは、Dinajpur 州 Nababgonj upazila の Daudpur bazaar である。



Gaibandha 州の Balashi Ghatde からのルートは、①Balashi Ghat、②Gaibandha town、③Palashbari、④Govindagonj、⑤Bhaduria bazaar と 5 つの町を通過し B-K-D-P サイトに結ばれる。

出所：PSMP 調査団

図 14-19 B-K-D-P サイトまでの輸送ルート

## (1) 最大積載量

道路局(Roads & Highway Department)から出されている一般貨物の積載量の規制は、以下のとおりである。

表 14-10 一般貨物の積載量

車両種類	最大長さ (m)	最大幅 (m)	最大高さ (m)	最大積載量 (t)	備考
トラック	7.0	2.3	3.5	10.0	
トレーラー				25.0	10t 以上は許可が必要

出所；道路局(Roads & Highway Department)

2004 年 5 月 5 日に公表された「パ」国政府の公示によると、10m を超える長さの車両の最大積載重量は、44 トンに制限する。

規制以外の特定物を運搬する場合には、事前に道路局(RHD)に事前に許可を得る必要がある。

## (2) B-K-D-P サイトから Balashi Ghat 間の橋梁調査

B-K-D-P サイトから Balashi Ghat における橋梁の一覧を下表に示す。

表 14-11 B-K-D-P サイトから Balashi Ghat 間の橋梁一覧

	Section		Length (km)	Width (m)	No. of Bridges/Culverts				Overall Condition
	From	To			Bridge	Baily Bridge	Culvert	Total	
1	B-K-D-P Site	Bhaduria bazaar	6.71	3.5			12	12	Needs to strengthen
2	Bhaduria bazaar	Govindago nj	34.47	5.5	3		21	24	Good except all bridges to be rehabilitated
3	Govindagon	Palashbari	16.99	7.2	6		4	10	Good
4	Palashbari	Gaibandha town	21.02	5.5	3	1	9	13	Good except Baily bridge to be rehabilitated
5	Gaibandha town	Balashi Ghat	6.20	3.5	1		4	5	Needs to strengthen
Total			85.39		13	1	50	64	

出所：PSMP 調査団

## (3) B-K-D-P サイトから Bhaduria Bazaar までの道路状況(6.71km)

この区間の道路は、州の道路局(Department of Roads & Highway)が所有している。B-K-D-P サイトから Bhaduria Bazaar までの延長は 6.71km、平均道路幅は、3.5mでほぼ線形は直線である。この区間には、比較的コンディションの良い鉄筋コンクリート製の暗渠が 12 カ所ある。この暗渠は、一般貨物を対象とした最大設計荷重は 40 トンであり、重量物の運搬を行う前に拡幅と補強が必要になる。しかも、Bhaduria Bazaar 分岐点付近に Bhaduria Bazaar をバイパスして Gobindagonj-Dinajpur につなげるためのルートが必要であり、許容範囲である 30° 以内で設置しなければならない。

## (4) Bhaduria Bazaar から Govindagonj までの道路状況(34.47km)

この区間の道路も、州の道路局(Department of Roads & Highway)が所有している。道路の状況は二車線で、平均幅が 5.5mである。Bhaduria Bazaar から Govindagonj までは、ほぼ直線の道路線形で延長は 34.47km である。

この区間には、3つの橋梁と鉄筋コンクリート製の暗渠が 21 カ所ある。すべての暗渠は比較的良いコンディションである。

3橋梁のうち、Khulshi 橋は、現在、建設中であるが他の2橋のコンディションは良くない。40t以上の重量物を輸送する場合には橋梁の補強が必要である。

さらに、Govindagonjの交差点(Govindagon TownとBogra-Rangpur道路)は、長尺のトレーラー輸送にはバイパスが必要である。

**(5) Govindagonj から Palashbari までの道路状況(16.99km)**

この区間の道路も、州の道路局(Department of Roads & Highway)が所有している。道路の状況は二車線で、平均幅が 7.2m である。Govindagonj から Gaibandha town に建設された Palashbari までは、ほぼ直線の道路線形で延長は 16.99km である。

この区間には、6つの橋梁と鉄筋コンクリート製の暗渠が4カ所ある。すべての暗渠は比較的良く、40t以上の輸送も可能である。

**(6) Palashbari から Balashi Ghat までの道路状況(27.22km)**

この区間の道路も、州の道路局(Department of Roads & Highway)が所有している。道路の状況は二車線で、平均幅が 5.5m である。

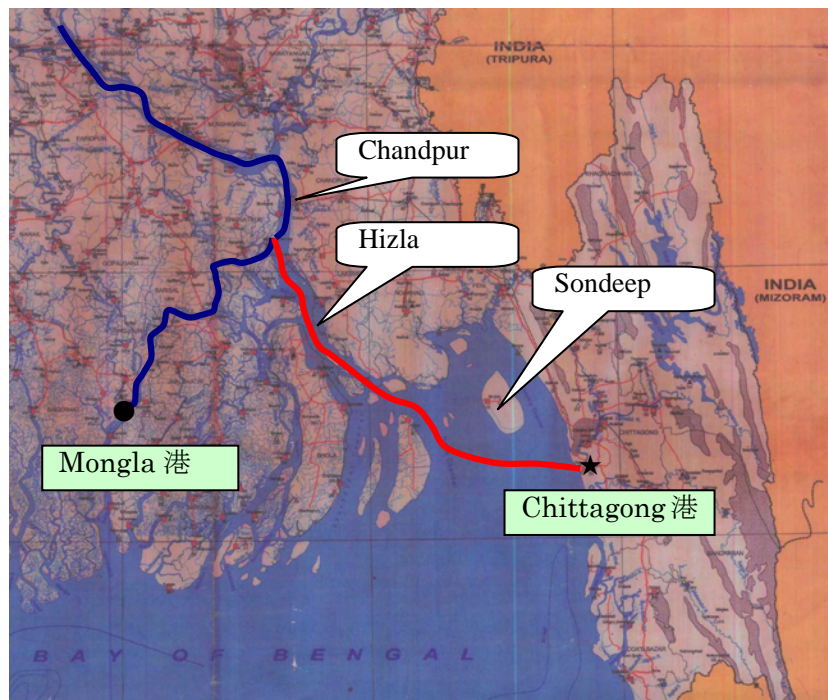
ほぼ直線の道路線形で延長は 27.22km である。

この区間には、4つの橋梁と1つの鋼製の Baily 橋の鉄筋コンクリート製の暗渠が13カ所ある。橋梁と暗渠の状況について、Palashbari および Gaibandha Town 間は、比較的良いが Baily 橋は狭く良くない。Gaibandha Town から Balashi Ghat までの延長は、約 6.2km で道路幅は、3.5m で状況は良くない。Palashbari から Gaibandha Town 間の道路状況は良い。

この区間で、重量物を運搬する場合には、Baily 橋の掛け替えが必要であることと道路補強が必要である。さらに、Palashbari Town から Bogra-Rangpur 道に繋がる Palashbari の交差点では、長尺のトレーラー輸送にはバイパスが必要である。

**14.4.8 Chittagong港からBalashi Ghat、B-K-D-Pサイトへの陸路ルート**

このルートは、発電所主要機材の重量物を外航船から Chittagong 港へ荷揚げし、そこでバージ船に積み替え、Sandeep 水路から Padma 川を北上し、Hizla、Chandpur、を通過し Jamuna 川に入り Mawa を通過、更に Jamuna 川に入り Daulatdia を通って Gaibandha 州の Balashi Ghat までであり、Padma 川、以北は Mongla 港からの輸送と同じである。



出所：PSMP 調査団

図 14-20 Chittagong 港から B-K-D-P サイトまでの輸送ルート

(1) 運搬方法

- バージ船 →(L38.5mxW20.0mxD2.13m キャパシティー600 トン)：1 隻
- タグボート →(2 軸スクルー型、500hp)：2 隻

(2) Chittagong 港

Chittagong (Chittagong) 港は、「バ」国の主要港である。Chittagong 港は、ベンガル湾の海岸ラインから約 9 海里の距離の Chittagong の都市の近く、Karnafuli 川の右岸側、Patenga Package 河口に位置する。19 基の栈橋があり、年間約 1,400 隻の船舶が寄港、約 1,000 万トンの貨物が扱われている。Chittagong 港の貨物取扱量を下表に示す。

表 14-12 Chittagong 港の貨物取扱量推移

(単位：千トン)

年度	輸入	輸出	合計扱ひ量
1994～1995	8,638	1,417	10,055
1995～1996	8,738	1,451	10,189
1996～1997	9,063	1,435	10,498
1997～1998	7,295	589	7,884
1998～1999	8,973	1,031	10,004
1999～2000	12,675	631	13,306

出所：Chittagong 港湾局 (Chittagong Port Authority)

Chittagong 港の地理的な位置は、N22° 19'、E91° 49' にある。

その特徴は、「バ」国特有のデルタ地帯であることと港は、河川の河口に位置することから水深は、7m～最大 9m程度と浅い。従って、大型のマザーシップや大型タンカーの寄港は難しく、10,000 から 15,000 トン程度のみが限界である。

Chittagong 港からの輸出用のコンテナの輸送方法は、まず、Chittagong 港から 10,000 トン級の貨物船で比較的近郊のマレーシアやシンガポールまで一次輸送する。そこで、マザーシップに載せ替えて、ヨーロッパやアメリカに輸送する方法をとっている。

最近の「バ」国産業は、急激な成長段階にある。主要な繊維産業を例に取れば、繊維産業は、輸出量の 80%程度であり、輸出高は、2003 年から 2004 年で 5,686 百万 US\$、5 年後の 2007 年から 2008 年では 12,347 百万 US\$ で 2.2 倍の成長を示している。

「バ」国は、経済成長のテイクオフ状況にあり、港湾の整備、電源開発は、重要な国家課題である。

Chittagong 港の係船設備を表 14-13 に、荷役設備を表 14-14 に、コンテナ用の設備を表 14-15 に示す。

表 14-13 Chittagong 港の係船設備

遠洋航行船用	数 量
一般貨物 Berths	12
コンテナ Berths	8
Specialized Berth for bulk handling	3
Dolphin Oil Jetty for POL	1
Grain Silo Jetty	1
セメント・クリンカー用 Jetty	1
CUFL Jetty	1
KAFCO Urea Jetty	1
Ammonia Jetty	1
Repair Berths	
a. Dry Dock Jetty	2
b. Mooring Berths	5
遠洋航行船用	
Jetty Berths for POL	1
Concrete Berth for Grain handling	1
Pontoon Berth for POL	3
Pontoon Berth for cement	1
Single Point mooring	1

出所：Chittagong 港湾局 (Chittagong Port Authority)

表 14-14 Chittagong 港の荷役設備

荷 役 設 備	容 量	数 量
ショア・クレーン	2-3 tons	26
モバイル・クレーン	10-50tons	33
フォークリフト	3-5tons	29
マスト・フォークリフト	2.5-5tons	45
産業用トラクター	25 tons	16
トレーラー	6-25tons	39

出所：Chittagong 港湾局 (Chittagong Port Authority)

表 14-15 コンテナ用荷役設備

港 湾 設 備	容 量	数 量
Ship to Shore quay gantry crane	50ton	4
Ribber tyred gantry crane	40ton	11
Straddle carrier	40ton	19
Fork lift truck	5-42ton	9
Fork lift truck (spreader)	16ton	10
Fork lift truck	16ton	3
Reach stoker	7-45ton	21
Container mover	50ton	3
Tractor	50ton	64
Trailer	40ton	57

出所：Chittagong 港湾局 (Chittagong Port Authority)

### (3) Chittagong 港から Hizla までの輸送

Chittagong 港から Hizla 水路までは、ベンガル湾、Sandeep Channel、Hatiya Channel を通過してメグナ川に入るルートである。Chittagong 港から Hizla までの距離は約 160km である。

この海路は、河口に近く、年間を通じて航行可能である。

重量貨物は、バージ船に積荷され、河川輸送の最終地である Balashi Bhat では、600 トンのクレーン船によって荷を船外に降ろす。

モンスーンの時期は、このベンガル湾地域は、強烈な風雨がと高波の可能性があり、モンスーン中の輸送は、望ましくなく、運搬時期の選定には注意を要する。

バージ船は、ベンガル湾を通り抜けなければならないため、回転やピッチングに耐えられるように、特別に設計が必要である。

## 14.5 レイアウトと完成予想図

### 14.5.1 発電所レイアウト

以上の各設備の概念検討を基に、発電所用地内のレイアウトについて検討した。



## (1) 必要面積

発電所構内は大きく分けて、①発電設備用地、②貯運炭設備用地、③灰処理用地、④その他共通設備用地が必要である。本マスタープランにおける国内炭火力発電所にて必要な用地面積を下記に示す。

表 14-16 国内炭火力における必要用地面積

設備	面積
発電設備	約 21 万 m <sup>2</sup> (600MW×3)
貯運炭設備	約 5 万 m <sup>2</sup> (約 20 万 t、貯炭場約 15 日分)
灰処理設備	(参考) 埋立処理の場合の灰捨場必要面積 50 万 m <sup>2</sup> (深さ 1m で 1 年分)
その他共通設備	約 20 万 m <sup>2</sup>
合計 <sup>1</sup>	約 46 万 m <sup>2</sup> +灰処理用地

出所：PSMP 調査団

なお、プラントエリア内にはボイラ室、タービン発電機室、補機室、電気集塵器、脱硫装置、煙突、灰処理装置、変圧器等が含まれている。

同様に輸入炭火力発電所にて必要な用地面積を下記に示す。

表 14-17 Chittagong South および Meghnaghat の必要用地面積

地点	Chittagong South	Meghnaghat
発電設備	約 14 万 m <sup>2</sup> (600MW×2)	約 14 万 m <sup>2</sup> (600MW×2)
貯運炭設備	約 15 万 m <sup>2</sup> (貯炭場容量 60 万 t)	約 10 万 m <sup>2</sup> (貯炭場容量 40 万 t)
灰処理設備	(参考) 埋立処理の場合の灰捨場必要面積 50+25 万 m <sup>2</sup> (深さ 1m で 1 年分)	(参考) 埋立処理の場合の灰捨場必要面積 50 万 m <sup>2</sup> (深さ 1m で 1 年分)
その他共通設備	約 20 万 m <sup>2</sup>	約 20 万 m <sup>2</sup>
合計 <sup>1</sup>	約 49 万 m <sup>2</sup> +灰処理用地	約 44 万 m <sup>2</sup> +灰処理用地

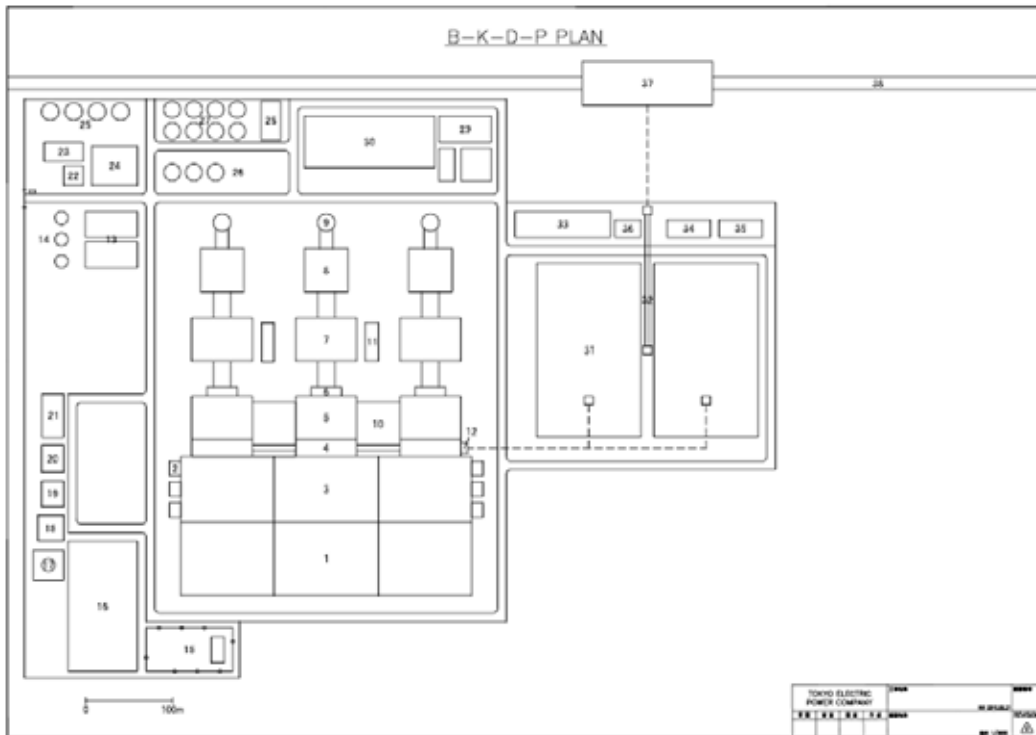
出所：PSMP 調査団

なお、本マスタープランにおいては 2030 年までの電源開発計画を考え、Chittagong South については 600MW×1 としているが、両発電所とも将来的には 600MW×2 とすることを念頭に置いているため、600MW×2 として検討を進める。

## (2) 平面図案

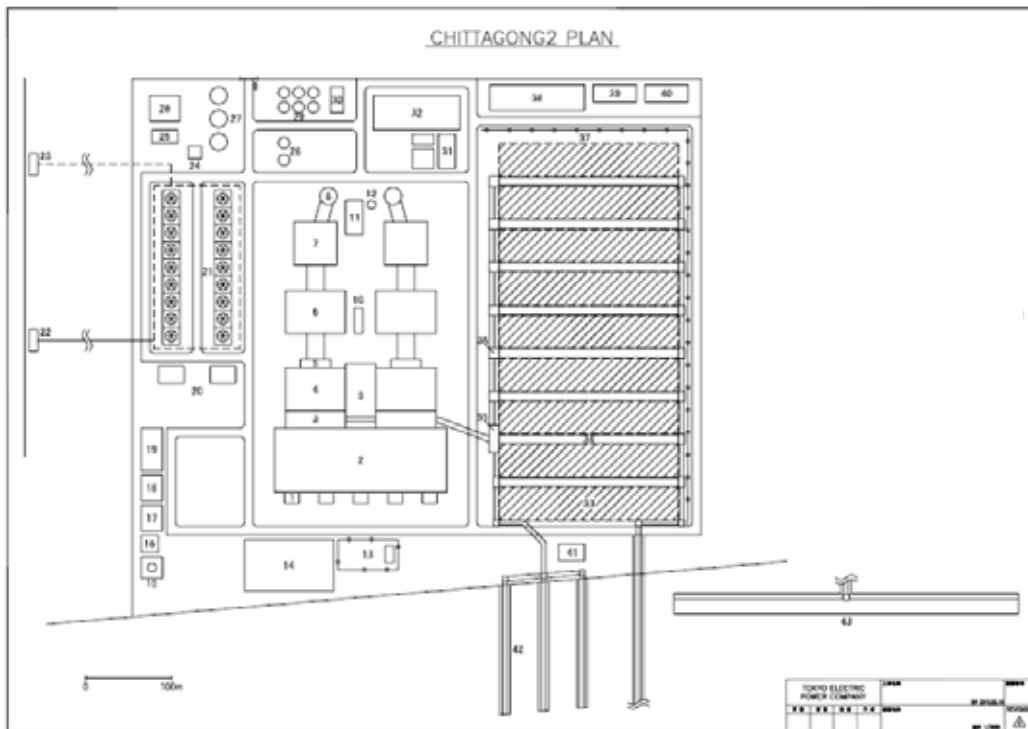
各地点のうち、B-K-D-P 地点および Chittagong South 地点の平面図案を下記に示す。なお、Meghnaghat の機器配置も Chittagong South と同様になる。

<sup>1</sup> その他、発電所職員用宿舎、地域共存施設のスペースが必要



出所：PSMP 調査団

図 14-21 国内炭火力発電所（B-K-D-P 地点）の平面図案



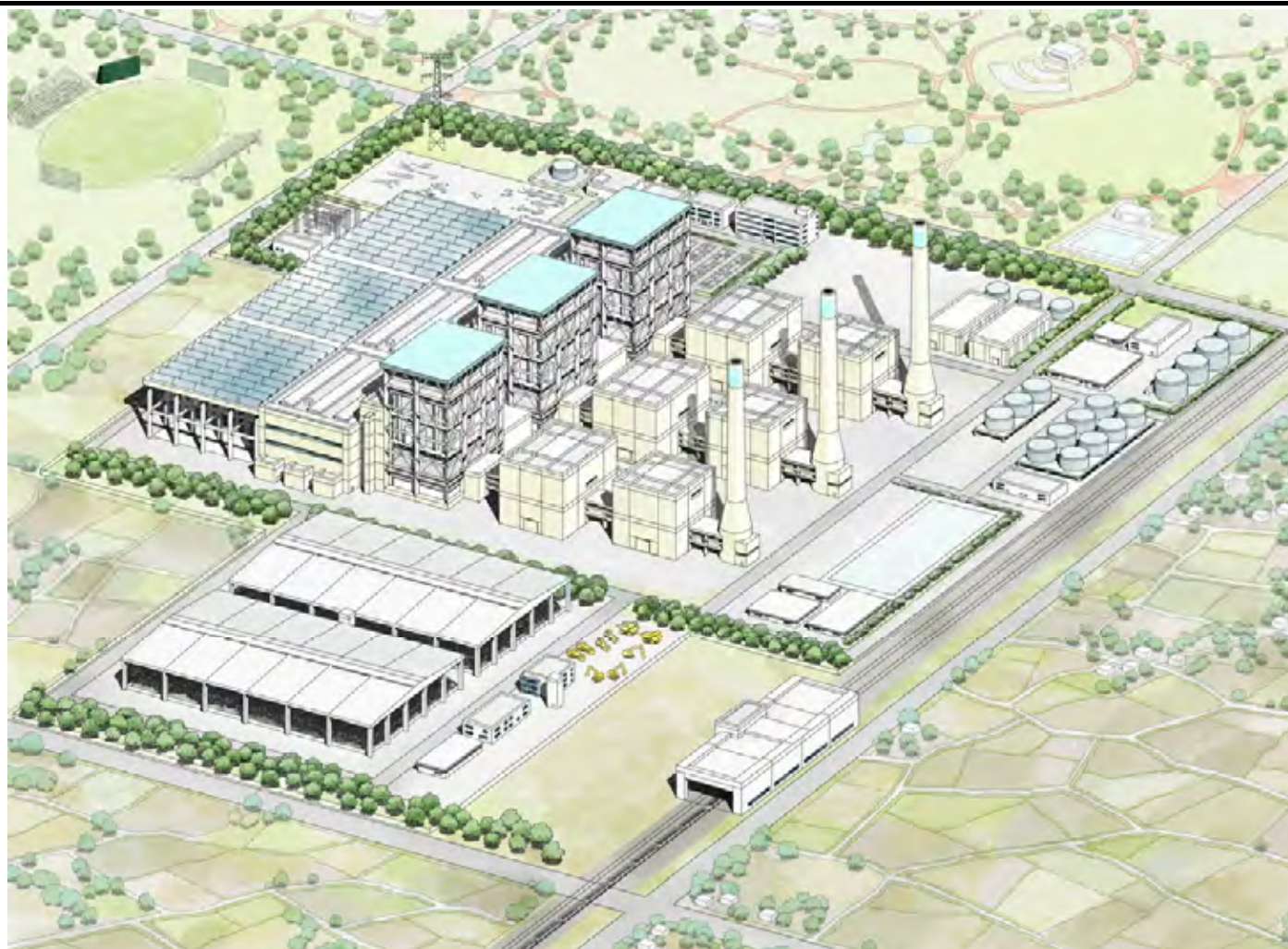
出所：PSMP 調査団

図 14-22 輸入炭火力発電所（Chittagong South 地点）の平面図案

#### 14.5.2 完成予想図

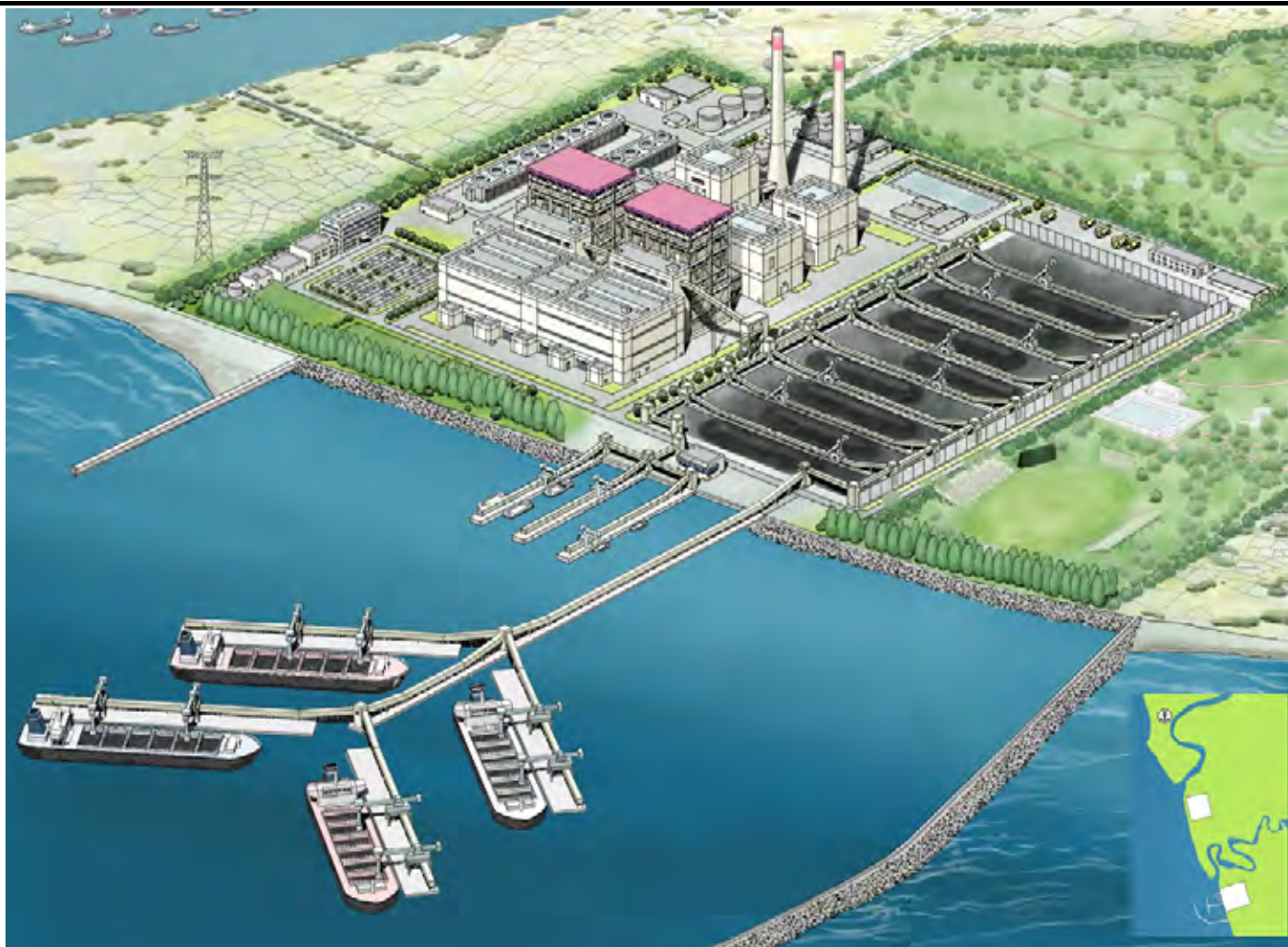
B-K-D-P 地点および Chittagong South 地点完成予想図を以下に示す。

また、参考に Matarbari 地点開発予想図を併せて以下に示す。



出所：PSMP 調査団

图 14-23 B-K-D-P 地点完成予想图(600MWx3)



出所：PSMP 調査団

图 14-24 Chittagong South 地点完成予想図(600MWx2)



出所：PSMP 調査団

図 14-25 Matarbari 地点完成予想図(600MWx4)

## 第15章 工事工程および概算工事費

### 15.1 工事工程

#### 15.1.1 要旨

最優先プロジェクトを計画、建設する場合の工程は大きく分けて2段階となる。第1段階は工事に着手する前の工程であり、F/S、詳細設計の後、契約者が選定され、契約締結となるまでである。この所要月数を32ヶ月とした。第2段階は建設から運転開始までであり、1基あたりの着工から運転開始までを48ヶ月とした。2基目は6ヶ月遅れで着工し、1基目の着工から数えると54ヶ月で運転開始とした。

#### 15.1.2 工事着手前の諸手続き

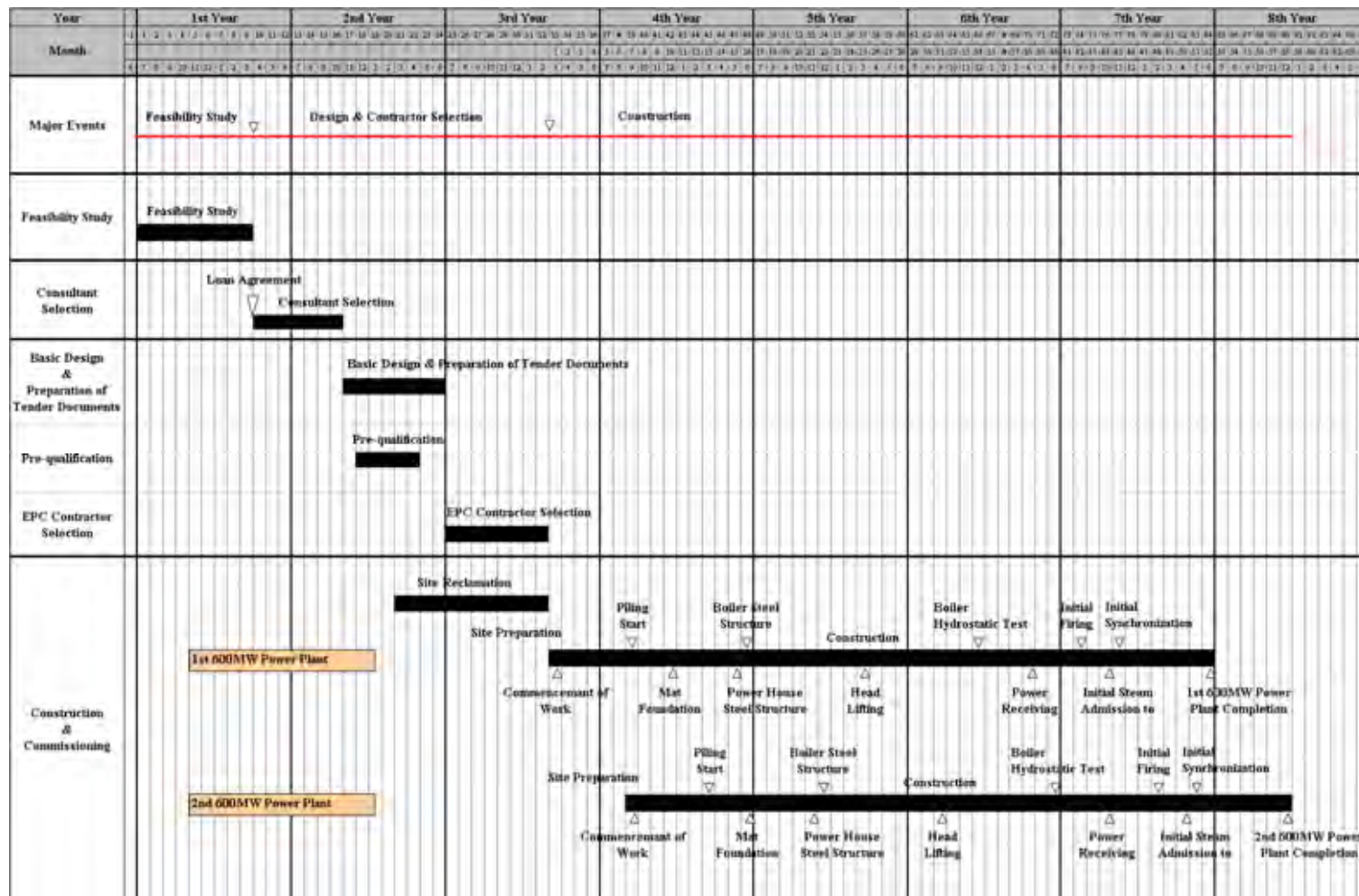
工事前の諸手続きとしては次の事項がある。

- i) F/S (事業可能性評価)
- ii) 用地取得
- iii) 資金調達と融資承認
- iv) 入札書の作成
- v) コンサルタントの選定
- vi) 契約者の選定

本計画をできる限り早期に実施するためには、工事着手前工程の内、次に述べる不可欠で重要な業務を円滑に進める必要があると思われる。第1は資金調達である。F/Sにて事業可能性が具体化した後は、「バ」国政府はできるだけ速やかに資金調達を行うことが重要である。第2には契約者の選定である。本計画を円滑且つ早期に実施するため、ここではfull turn keyにより施工されることを前提とした。

#### 15.1.3 工事工程

契約締結後の工事工程を下記に示す。本工程は日本国内及び海外における同規模の石炭火力の実績を勘案して作成した。



出所 PSMP 調査団

図 15-1 建設工事工程



## 15.2 概算工事費

### 15.2.1 要旨

最優先プロジェクトの建設工事費は類似プロジェクトを参考に「バ」国で建設されることを鑑み算出した。工事費の構成と、各々の概算額は表 15-1の通りである。

表 15-1 概算工事費総括表

(単位：1,000USD)

	Domestic Coal P/S 2x600MW			Import Coal P/S 2x600MW		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
Direct	1,430,026	252,920	1,682,946	1,508,856	285,636	1,794,492
Indirect	95,335	234,357	329,692	100,590	250,771	351,361
IDC	54,477	7,226	61,703	57,480	8,161	65,641
Total	1,579,838	494,503	2,074,341	1,666,927	544,568	2,211,494

出所 PSMP 調査団

Direct (直接工事費) は EPC 契約およびコンサルタント費用

Indirect (間接工事費) は予備費および輸入税、VAT

### 15.2.2 工事費の算定方針

- (1) 工事費は「バ」国における内貨分と外貨分に分ける。内貨分には、国内労務者の賃金、「バ」国内で調達しうる工事用資材、付加価値税 (VAT) 等を含め、その他は全て外貨分に計上する。
- (2) 工事費は2010年9月時点の現在価格を基準とし、エスカレーションは見込んでいない。
- (3) 直接工事費は発電設備、環境対策設備等を建設するに必要な費用を計上する (ただし燃料設備 (港湾設備含む)、灰処理設備は別途計上)。EPC 契約によるものとし、以下の条件とした。
  - 試運転に必要な燃料費は、試運転によって発生する電力料金と相殺されるものとして計上してない。
  - 工事用電力、工事用水は含まない。
  - 送変電設備については火力発電所の開閉所までを計上とした。
- (4) コンサルティングサービス費用は外貨分は EPC 価格外貨分、内貨分は同内貨分のそれぞれ 5%を計上した。この費用は「バ」国がコンサルタントを雇用し、設計施工管理をアシストさせるための費用 (人件費、諸経費、技術料、旅費、通信費等) である。
- (5) 予備費については、物理的予備費 (Physical Contingency) については、エンジニアリングの観点から、外貨分は EPC 価格外貨分、内貨分は同内貨分のそれぞれ 5%を計上した。また価格予備費 (Price Contingency) については、外貨分は海外市況デ

ータに基づき EPC 価格外貨分の 2%、内貨分は「バ」国における CPI データに基づき同内貨分の 5%とした。

- (6) 輸入税、VAT は「バ」国の法令に従い、事業者が支払うものとして、必要な税率を計上した。
- (7) 建設利子は建設中の支払い計画に従って、計上した。
- (8) 建設工事費の支払い条件は下記の通りとして年度別所要資金を算出した。  
初年度 15%、2 年目 30%、3 年目 35%、完成時 20%

なお、国内炭火力と輸入炭火力を比較すると、発電設備（主機）関係はほぼ同一設備であるが、輸入炭火力においては港湾設備を有しているため、燃料（貯運炭）設備および灰処理設備のコストは山元と輸入炭で異なる。

概算工事費の内訳を表 15-2に示す。

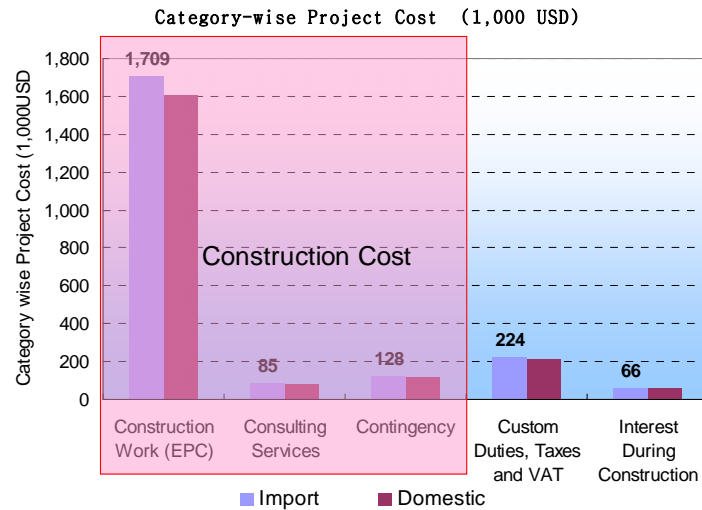
表 15-2 プロジェクトコスト内訳 (単位 : 1,000 USD)

Item	Domestic Coal Power Station (Minemouth)					Import Coal Power Station (with Port Facility)				
	Foreign Portion	Local Portion		Total		Foreign Portion	Local Portion		Total	
	(1,000 USD)	(1,000 TK)	(1,000 USD)	(1,000 TK)	(1,000 USD)	(1,000 USD)	(1,000 TK)	(1,000 USD)	(1,000 TK)	(1,000 USD)
<b>A. Construction Work (EPC)</b>										
<b>A1. Power Plant Installation &amp; Related Works</b>										
FOB Price of Imported Equipment										
1. Boiler Equipment	781,000			53,170,480	781,000	859,100			58,487,528	859,100
2. Turbine / Generator and its accessory	219,200			14,923,136	219,200	219,200			14,923,136	219,200
3. Environment Equipment	163,000			11,097,040	163,000	83,000			5,650,640	83,000
4. Coal, Ash Handling (Import: Port Facility)	0	0	0	0	0	147,000	4,289,040	63,000	14,296,800	210,000
5. Coal, Ash Handling (Domestic)	73,500	2,144,520	31,500	7,148,400	105,000	0	0	0	0	0
6. Construction, Erection, Commissioning & Insurance	90,148	14,254,318	209,376	20,391,594	299,524	90,001	14,231,035	209,034	20,358,286	299,035
<b>Sub Total of A1</b>	<b>1,326,848</b>	<b>16,398,838</b>	<b>240,876</b>	<b>106,730,650</b>	<b>1,567,724</b>	<b>1,398,301</b>	<b>18,520,075</b>	<b>272,034</b>	<b>113,716,390</b>	<b>1,670,335</b>
<b>A2. Transmission Line</b>	<b>35,081</b>			<b>2,388,342</b>	<b>35,081</b>	<b>38,705</b>			<b>2,635,043</b>	<b>38,705</b>
<b>Sub Total of A</b>	<b>1,361,929</b>	<b>16,398,838</b>	<b>240,876</b>	<b>109,118,992</b>	<b>1,602,805</b>	<b>1,437,006</b>	<b>18,520,075</b>	<b>272,034</b>	<b>116,351,433</b>	<b>1,709,040</b>
<b>B. Consulting Services</b>	<b>68,096</b>	<b>819,942</b>	<b>12,044</b>	<b>5,455,950</b>	<b>80,140</b>	<b>71,850</b>	<b>926,004</b>	<b>13,602</b>	<b>5,817,572</b>	<b>85,452</b>
<b>C. Contingency</b>										
Physical Contingency	68,096	819,942	12,044	5,455,950	80,140	71,850	926,004	13,602	5,817,572	85,452
Price Contingency	27,239	819,942	12,044	2,674,345	39,282	28,740	926,004	13,602	2,882,631	42,342
<b>Sub Total of C</b>	<b>95,335</b>	<b>1,639,884</b>	<b>24,088</b>	<b>8,130,295</b>	<b>119,423</b>	<b>100,590</b>	<b>1,852,007</b>	<b>27,203</b>	<b>8,700,203</b>	<b>127,794</b>
<b>Total Construction Cost (A+B+C)</b>	<b>1,525,361</b>	<b>18,858,664</b>	<b>277,007</b>	<b>122,705,236</b>	<b>1,802,368</b>	<b>1,609,447</b>	<b>21,298,086</b>	<b>312,839</b>	<b>130,869,207</b>	<b>1,922,286</b>
<b>Per Unit Construction Cost (USD/kW)</b>					<b>1,500</b>					<b>1,600</b>
<b>D. Custom Duties, Taxes and VAT</b>										
D1. Custom Duties & VAT (% of A1+A2 (Foreign) & C1)		12,169,520	178,753	12,169,520	178,753		12,840,366	188,607	12,840,366	188,607
D2. VAT & Income Tax on EPC Contractor (% on A1+A2 (local) & C2)		1,463,596	21,498	1,463,596	21,498		1,652,917	24,279	1,652,917	24,279
D3. VAT & Income Tax on Consultant (% of B)		681,994	10,018	681,994	10,018		727,196	10,681	727,196	10,681
<b>Sub Total of D</b>		<b>14,315,110</b>	<b>210,269</b>	<b>14,315,110</b>	<b>210,269</b>		<b>15,220,479</b>	<b>223,568</b>	<b>15,220,479</b>	<b>223,568</b>
<b>E. Interest During Construction (IDC)</b>	<b>54,477</b>	<b>491,965</b>	<b>7,226</b>	<b>4,200,771</b>	<b>61,703</b>	<b>57,480</b>	<b>555,602</b>	<b>8,161</b>	<b>4,468,857</b>	<b>65,641</b>
<b>TOTAL PROJECT COST (A+B+C+D+E)</b>	<b>1,579,838</b>	<b>33,665,739</b>	<b>494,503</b>	<b>141,221,117</b>	<b>2,074,341</b>	<b>1,666,927</b>	<b>37,074,167</b>	<b>544,568</b>	<b>150,558,543</b>	<b>2,211,494</b>

出所 PSMP 調査団

表 15-2から分かる通り、プロジェクトコスト単価は、「バ」国において建設されると仮定した場合、国内炭火力で約 1,500USD/kW、輸入炭火力で約 1,600USD/kWである。

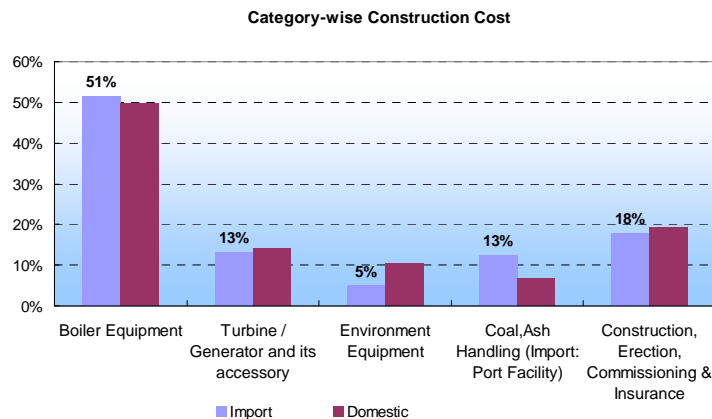
工事費の項目間比率を下記に示す。建設工事費（EPC）が全体の約 7 割以上を占め、残りが輸入税、VAT（10%）、予備費（6%）、コンサルタント費用（4%）、建設中利子（3%）となっている。



出所： PSMP 調査団

図 15-2 工事費の項目間比率

EPC コストの内訳別比率を下記に示す。ボイラが約 5 割を占めている。



出所： PSMP 調査団

図 15-3 EPC コスト内訳別比率

### 15.2.3 工事費の妥当性評価

上記の工事費についての妥当性評価をするため、類似案件の実績を調査した。

世界銀行のレポート“Study of Equipment Prices in the Power Sector”（2008年）によると、インドにおいて300MW～800MWの石炭火力の契約実績としては、1,290～1,690 USD/kWと報告されている。この結果と地域的事情を鑑みると、「バ」国において1,600 USD/kWはほぼ妥当なレベルであると考えられる。

また、外部に公表されている一般情報から集めた石炭火力発電設備案件の実績例を下記に示す。ここから分かる通り、建設一式の実績であっても、契約金額単価は約1,100～1,700 USD/kWと大きな幅があるが、\$1,600はほぼ平均値であることが分かる。

表 15-3 石炭火力プロジェクト実績

年月	国	プロジェクト名	規模	型式	金額 [億円]	単価 [USD/kW]	契約範囲
2010.6	ベトナム	ギソン1 石炭火力	600MW (300MWx2)	亜臨界	900	1,768	建設一式
2009.11	ベトナム	ヴァンホン	1320MW (660MWx2)	超臨界	2000	1,786	事業参画 (金額は総事業費)
2007.5	ベルギー	エレクトラベル社 3 地点	2400MW (800MWx3)	超臨界	3000	1,473	建設一式
2007.3	カナダ	キープヒルズ発電所 3 号機	450MW	超臨界	500	1,310	建設一式
2004.12	インド	バクレシュワール発電所	420MW (210MWx2)	亜臨界	400	1,122	建設一式

出所: PSMP 調査団

## 第16章 最優先プロジェクトの経済財務分析

### 16.1 経済評価

#### 16.1.1 評価の基本と手法

財務分析が事業者の立場からの採算性に焦点を定めた分析を行うのに対し、経済分析は国家的に資源の最適あるいは効率配分をする立場からプロジェクトを評価することが狙いである。評価の方法としては、本プロジェクトに投下される経済費用が生み出す経済便益について、「With Project」、「Without Project」のケースを対比、経済的内部収益率（EIRR）を算出する。算出された EIRR が投入された資本の機会費用を十分にカバーしているかを検証する。算定に使用する費用および便益は 2010 年度現在の各通貨固定価格で作業を実施する。

#### 16.1.2 前提条件

##### (1) プロジェクトの稼働時期および稼働期間

プロジェクトの実施時期および期間については第 15 章に詳述がある。本項は第 15 章に従うものであるが、分析の便宜上、工期を年度に合致させることとし、2014 年 7 月着工、2018 年 6 月完成、2018 年 7 月商業運転開始、2048 年まで 30 年間の運転を行うと仮定する。費用および便益の価格は 2010 年 6 月末価格にて積算、使用する。

##### (2) インフレーション

2010 年度以外の固定価格による表示のあるデータについてはインフレ指数を用いて 2010 年度固定価格に変換を行った上で使用する。

##### (3) 為替相場

過去のデータに関する通貨の換算はバングラデシュ中銀が公表する各会計年度についての平均相場を適用する。将来の為替相場について過去のトレンドを把握、過去と同様の変化の方向および率が将来に亘ると仮定する。求められた近似曲線の関数は、対米ドルについては、 $Y = -1.18547X + 53.03$ 、対円では、 $Y = 0.0335X + 0.4$ （Y：為替相場、X：1999 年度をゼロ年とする経過年数）となっている。双方の関数を用いて、2011 年度以降についての為替相場を予測する。

##### (4) 資金調達

本調査においては、プロジェクト実施に要する資金をドナーからの借款と「バ」国政府からの出資・融資によって賄うことを想定する。ドナーからの借款は借款契約に基づいて一旦「バ」国政府に対して供与され、同契約を受けて政府から事業実施機関宛に転貸される。「バ」国内における転貸条件は財務省が転貸対象となるセクター別に標準条件を定めている<sup>1</sup>。それによ

<sup>1</sup> Ministry of Finance, “Lending and Relending Terms of Local Currency and Foreign Loans”, March 2004

ると、総事業資金からドナーによる借款金額を除いた部分について「バ」国政府が資金を負担（出資金＝60%、融資＝40%）する。転貸期間は20年間（据置5年を含む）、金利は外貨：4% p.a.、内貨：3% p.a.となっている。ドナーの借款が総事業費に占める比率はドナーの主導により決定されるため事業毎に区々となるが、本分析においては、借款額を事業総所要資金の70%とし、残り30%を政府が供与することを前提とする。

#### (5) 借入金利息

建設期間中に発生する建中金利はプロジェクト完成時に元化（元本に加算）、プロジェクトのコストとして認識する。建設期間中の金利については上述した転貸金利が適用される。建設期間中に発生する金利は商業運転を開始するまでの間、建設仮勘定に記帳され、商業運転を開始する時点で固定資産勘定に元化して振り替えられることとなる。稼働期間中の支払い利息は経済費用としてはカウントしない。

#### (6) 売電料金

経済評価においては消費者の支払い意思（Willingness-to-Pay）が確認される金額を求め、支払い意思の総額を経済的便益と認識する。

#### (7) 設備耐用年数および減価償却

本プロジェクトの設備耐用年数は30年として計画される。減価償却は経済費用としては認識しない。

#### (8) 予備費

既述のプロジェクト総コストの中には、物的および価格双方の予備費を含んでいる。経済分析においては価格変動に対する予備費は費用から除外される。他方、物的予備費については、物価変動を要因とするものではなく、プロジェクト実施の過程で当初の計画・設計から欠落あるいは不足していた部分を補充するためのものであり、この部分は事業のための費用として勘案されるべきであり、経済評価においてこれを事業の費用としてカウントする。

### 16.1.3 費用

#### (1) 計画範囲

マスタープランにおいて電源構成の中核となる石炭火力を抽出、輸入炭をベースとする発電所1件と国内炭の山元に建設する発電所1件について経済財務分析を行う。輸入炭をベースとする発電所については輸入炭を受け入れるための港湾設備及びコールセンターを含むものとする。両発電所によって発電された電力は近隣のグリッドに接続される。両事業の範囲としてグリッド接続のための送電設備を含むものとする。

#### (2) 事業費

プロジェクトの総コストは2010年度の価格を用いて以下の通り積算されている。



表 16-1 経済分析用事業費（2010 年度 6 月固定価格）<sup>1</sup>

	輸入炭火力発電所(2 X 600MW)			国内炭火力発電所 (2 X 600MW)		
	外貨 (US\$百万)	内貨 (Tk 百万)	合計 (Tk 百万)	外貨 (US\$百万)	内貨 (Tk 百万)	合計 (Tk 百万)
プラント建設契約総額	1,437	19,042	119,043	1,362	16,861	111,636
コンサルティング費用	72	952	5,952	68	843	5,582
予備費						
物理的予備費	72	952	5,952	68	843	5,582
建中金利						
建中金利（外貨借 款）		5,852	5,852		5,546	5,546
建中金利（内貨借 款）		143	143		127	127
コスト総額	1,581	26,941	136,942	1,661	24,220	128,473

出所： PSMP 調査団

### (3) 燃料費

燃料価格については先に第 10 章において考察した。本分析に当っては先に述べた価格を費用として採用する。なお、2031 年度以降の燃料費はマスタープラン対象外となるため、2030 年度の価格をもって固定する。

### (4) 維持管理費

維持管理費については先に第 10 章において考察した数値を採用する。

### (5) 租税公課

公租公課は国内における移転支出であり、経済評価においては除外する。

## 16.1.4 経済便益

### (1) 経済便益の定義

本プロジェクトの経済分析はプロジェクトが実施されることによる「With Project」を、実施されない場合の「Without Project」におけるケースと比較する。プロジェクト実施により便益を受ける者としては、1)現在電力の供給を受けていない消費者がプロジェクトの実施によって、新たに電力供給を受けられるようになる、2)現在電力供給を受けているが、供給者側の制約要因により、必要とする電力量を受けることができていない消費者がプロジェクトによって現在より多くの電力量を受けることができる。本プロジェクトの経済便益はこのような消費者に対する電力供給量が増加する部分によって実現される。

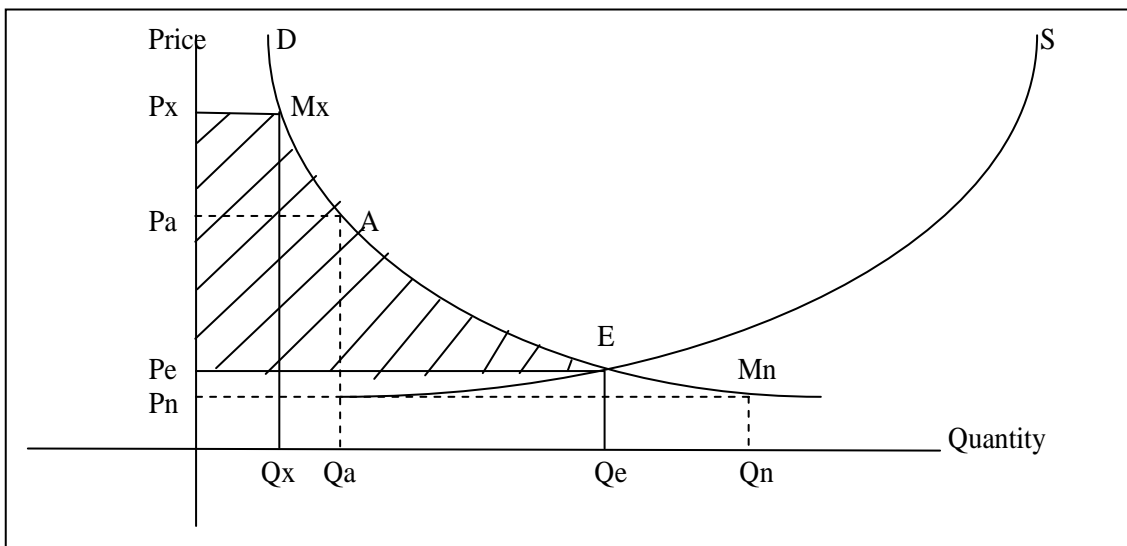
一般的に行われる経済分析の手法としては、プロジェクトから発生する便益を直接的に定量化、価値付けを行い、その結果を費用と対比することにより内部収益率を求める方法と便益の計

<sup>1</sup> US\$ 1 = Tk 69.59 (2010 年)

測・計量化が難しい場合に、同等の便益を有すると想定される次善策の費用と当該プロジェクトの費用の差を便益として計上する方法（最小費用分析）の二つの方法がある。伝統的に電力プロジェクトは最小費用分析手法を用いて分析する手法が一般的であったが、近年では便益の直接的な計測と計量化により費用便益分析を行う方法が有力となっている。計量化の手法として「支払い意思額」の計測による価値付けが行われている。本調査分析に当たっては双方の手法のメリット／デメリットを検討、便益を表象するにより適格な方法として「支払い意思額（Willingness-to-Pay: WTP）」を用いた計量化により便益を直接的に計量化する手法を選択する。

## (2) 支払い意思（Willingness-to-Pay : WTP）

支払い意思（Willingness-to-Pay: WTP）は特定の財・役務の消費に関して消費者が支払う意思のある最高限度金額を言い、消費者にとって当該財・役務の経済価値を表象する。WTP を測定する方法としては、当該財・役務について描かれる需要曲線の下に当たる部分の総面積を求めることによって測定される。需要、供給および WTP は以下のグラフに示される。



出所： PSMP 調査団

図 16-1 支払い意思（Willingness-to-Pay）

グラフにおける曲線 D が需要曲線、曲線 S が供給曲線を表している。両曲線の交点 E が需給の均衡する水準であり、 $P_e$  が現在の電力料金水準を示している。消費者の支払う意思の上限を表象する絶対的なレベルが  $P_x$  として示される。 $P_x$  は長期限界費用と一致する。需要曲線 D より下に属し、 $P_e$  より高く  $P_x$  より低い部分（斜線部分）が、消費者が現在の電力料金を超えて支払う意思を有している部分（消費者余剰といわれる）である。消費者余剰を含む WTP は以下の算式によって求めることができる。需要曲線の勾配の推定は論者によって異なる方法が使われ、定説として確立している方法はない。一般的な事例では勾配を 1/2 - 1/3 のレンジにしている。われわれの分析においては勾配（＝価格弾性値）として 1/3 を採用する。

$$\text{WTP (平均)} = \text{WTP 下限} + 1/3 \times (\text{WTP 上限} - \text{WTP 下限})$$

WTPの上限および下限のとり方としては以下のような方法がある。まず、WTP下限としてはBPDBの平均卸売り価格を適用する。平均卸売り価格は消費者が現に支払いを行っている水準であり、消費者における支払い意思の決定があることを示している。上のグラフにおける点 $P_e \cdot E \cdot Q_e \cdot 0$ を結ぶ四角形は現在消費者が支払いを行っている電力料金の総額を表している。 $P_e$ より低い価格である例えば $P_n$ においては電力需要が $Q_n$ まで拡大するが、供給が追いつかず需給は均衡することができないこととなる。BPDBの2009年度における平均卸売価格がTk 2.37/kWh<sup>1</sup>となっており、この値を2009年度現在におけるWTP下限値として扱うものとする。

これに対し、上限のとり方は多様である。最も信頼度が高い手段としては、いずれかの発電会社あるいは配電会社が実際に設定しているタリフの中から最も高いものを採用、これを上限とすることが可能である。実際に消費者が受け入れている価格であり、消費者の支払い意思の枠内に収まっていることは立証される。グラフ上の価格 $P_a$ がこれを例示する。 $P_a$ は平均価格 $P_e$ より高い位置にあるが、消費者の一部は価格が $P_a$ に設定される電力について明確な支払い意思を持ち、実際に電力の購入を行っている。一方、他の需要家にとっては $P_a$ の価格を越してさらに高い価格 $P_x$ を上限とする価格においても電力を購入する意思を有することがある。支払意思の上限を求める作業は $P_x$ の値を確定する作業と換言することができる。WTP上限値を測定する第2の方法としては、長期限界供給コスト(LRMC: Long Run Marginal Cost)が確認されている場合には、同コストをもってWTPの上限値とすることが定説となっている。但し、「バ」国においては長期限界供給コストが把握されていないため、本分析に採用することは困難である。長期限界供給コストに代替する手法として、ディーゼル自家発電のコストから上限値を推定する方法があり、本分析では同方法を採用する。恒常的な電力不足に悩まされる「バ」国において多くの電力需要家が自衛策としてディーゼルによる自家発電により窮状をしのいでいる事実に着目、ディーゼル自家発電のために消費者が実際に支払っているコストを支払い意思の上限額と認識する。

ディーゼル自家発電のコストから上限を推定する方法は以下の通りである。多くの電力需要家は必要とする電力の一部もしくは全てについて供給が得られない場合、その対策としてディーゼル発電機による自家発電の手段を講じることとなる。ディーゼル発電のために資本費用、燃料費、維持運転費用を支払っているわけであり、実際に支払いを行っている行為の中に消費者の支払い意思を確認するとともに、またその価格を知ることができる。代替としてのディーゼル発電の規模は、1MW、500kW、100kW、5kW等大小様々である。発電コストは一般に規模が上昇するに従い、コストが小さくなる負の相関関係にある<sup>2</sup>。ここでは保守的な分析を行う立場から、よりコストの低い規模のものを採用する。そのようなディーゼル発電の事例として、

<sup>1</sup> 2008年バルクタリフ改定時におけるBPDB及びBERCヒアリングによる。

<sup>2</sup> ある実証的考察(アルバニア)によると、ディーゼル発電の1kWh当りの発電コストは1MWのコストを1.0とする場合、150kWでは1.21、5kWでは1.40であることが確認されている。(Albanian Electricity Regulatory Authority, "Annual Report of Albanian Electricity Regulatory Authority for 2007")

BPDBが所有するグリッド非接続型小規模ディーゼル発電（Isolated Diesel Power Stations）である、Kutubudia、Sandip、Hatiya発電所における発電実績より把握することが可能である。

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

	2008-09 年度実績
設備容量 (MW)	6.5
ネット発電電力量 (kWh)	1,721,963
1kWh 当り燃料消費量 (lit/kWh)	0.403
燃料費単価 (Taka/lit)	42.71
燃料費 (Taka/kWh)	17.21 (66.6%)
燃料以外の変動費 (Taka/kWh)	0.79 (3.1%)
固定費 (本部賦課経費を含む) (Taka/kWh)	7.83 (30.3%)
発電コスト合計 (Taka/kWh)	25.83 (100%)

出所： BPDB, “BPDB Generation Cost for the Year 2009-10”より調査団が加工

3カ所の発電所は合計の発電容量が 6.5 MW、1カ所当り 2 MW の小規模であり、民間で行われている自家発電の規模に近く、そのコストも近似しているものと想定する。ディーゼル発電のコストは圧倒的に燃料費の占める比率が高く、上述の BPDB の事例では 3 発電所平均で 67%、特に Hatiya 発電所では 80%が燃料費で占められることを理解する。本調査分析では保守的な立場から WTP 上限値をディーゼル発電の燃料費のみに限って採用する。投下資本および運転維持経費を捨象することとなるが、以下のような理由による。

- (1) 多数の需要家においては既に発電設備を所有していること、及び設備購入のためのコストは、設備投資時期、設備の規模等の要因により大きく変動すること
- (2) 燃料が安価であった過去においては設備投資を含めて支払う意思があった消費者が、燃料代の上昇、総発電経費の上昇にともない、現在では設備を購入してまでディーゼルに代替する意思はないが、燃料代のみを負担することが限界であるといった状況があり得ること
- (3) 燃料以外のコストである本部賦課経費は BPDB のような大組織において発生するが、小規模の自家発電には発生しないコストである。

以上の要因を勘案し、本調査分析では発電設備に対する投下資本をサンクコストとして扱い、燃料費以外の運転維持経費をゼロであると仮定、WTP の上限は発電に使用される燃料（ディーゼル油）のコストのみを計上することとし、WTP 上限値として、上表より Tk 17.21/kWh (2009 年度価格) を得る。この結果を用いて WTP を計算すると

$$\text{WTP} = \text{Taka } 2.37/\text{kWh} + 1/3 \times (\text{Taka } 17.21/\text{kWh} - \text{Taka } 2.37/\text{kWh}) = \text{Taka } 7.32/\text{kWh}$$

計算の結果、WTP=Taka 7.32/kWh (2009 年固定価格) であることが判明した。これを 2010 年度固定価格に変換することにより、WTP=Taka 7.85/kWh を算出する。この値を単位電力当りの

経済価値として、プロジェクトの産み出す電力総量に乗じることにより、プロジェクトの便益を定量的に把握、燃料価格（国際市場価格）を含む経済費用との間における内部収益率を求めることにより、EIRR が算出される。

### (3) 経済評価

以上の基本条件、費用および便益単価をベースとし、経済費用および経済便益を年次別に展開するモデルを構築、同モデルを稼働させることにより EIRR を算出する。まず、輸入炭火力発電所の EIRR が以下の通り算出される。

表 16-3 経済的内部収益率 (EIRR) < 輸入炭火力 >

(Taka Million)

Fiscal Year	Economic Cost (A)			Economic Benefit (B)	(B) - (A)
	Capital	O&M	Total Cost		
2015	19,879		19,879		-19,879
2016	41,357		41,357		-41,357
2017	46,677		46,677		-46,677
2018	29,029		29,029		-29,029
2019		32,235	32,235	66,634	34,400
2020		33,007	33,007	66,634	33,627
2021		33,780	33,780	66,634	32,855
2022		34,552	34,552	66,634	32,082
2023		35,302	35,302	66,634	31,333
2024		36,027	36,027	66,634	30,607
2025		36,753	36,753	66,634	29,881
2026		37,479	37,479	66,634	29,155
2027		38,158	38,158	66,634	28,477
2028		38,860	38,860	66,634	27,774
2029		39,539	39,539	66,634	27,095
2030		40,218	40,218	66,634	26,416
2031		40,218	40,218	66,634	26,416
2032		40,218	40,218	66,634	26,416
2033		40,218	40,218	66,634	26,416
2034		40,218	40,218	66,634	26,416
2035		40,218	40,218	66,634	26,416
2036		40,218	40,218	66,634	26,416
2037		40,218	40,218	66,634	26,416
2038		40,218	40,218	66,634	26,416
2039		40,218	40,218	66,634	26,416

Fiscal Year	Economic Cost (A)			Economic Benefit (B)	(B) - (A)
	Capital	O&M	Total Cost		
2040		40,218	40,218	66,634	26,416
2041		40,218	40,218	66,634	26,416
2042		40,218	40,218	66,634	26,416
2043		40,218	40,218	66,634	26,416
2044		40,218	40,218	66,634	26,416
2045		40,218	40,218	66,634	26,416
2046		40,218	40,218	66,634	26,416
2047		40,218	40,218	66,634	26,416
2048		40,218	40,218	80,328	40,111
<b>EIRR</b>	<b>17.69%</b>				

出所：PSMP 調査団

同様に、国内炭火力発電所の EIRR が以下の通り算出される。

表 16-4 経済的内部収益率 (EIRR) <国内炭火力発電所>

(Taka Million)

Fiscal Year	Economic Cost (A)			Economic Benefit (B)	(B) - (A)
	Capital	O&M	Total Cost		
2015	18,644		18,644		-18,644
2016	34,948		34,948		-34,948
2017	39,262		39,262		-39,262
2018	20,714		20,714		-20,714
2019		29,982	29,982	66,634	36,652
2020		30,601	30,601	66,634	36,034
2021		31,219	31,219	66,634	35,416
2022		31,837	31,837	66,634	34,798
2023		32,436	32,436	66,634	34,198
2024		33,017	33,017	66,634	33,618
2025		33,597	33,597	66,634	33,037
2026		34,178	34,178	66,634	32,456
2027		34,721	34,721	66,634	31,913
2028		35,283	35,283	66,634	31,351
2029		35,826	35,826	66,634	30,808
2030		36,369	36,369	66,634	30,265
2031		36,369	36,369	66,634	30,265
2032		36,369	36,369	66,634	30,265

Fiscal Year	Economic Cost (A)			Economic Benefit (B)	(B) - (A)
	Capital	O&M	Total Cost		
2033		36,369	36,369	66,634	30,265
2034		36,369	36,369	66,634	30,265
2035		36,369	36,369	66,634	30,265
2036		36,369	36,369	66,634	30,265
2037		36,369	36,369	66,634	30,265
2038		36,369	36,369	66,634	30,265
2039		36,369	36,369	66,634	30,265
2040		36,369	36,369	66,634	30,265
2041		36,369	36,369	66,634	30,265
2042		36,369	36,369	66,634	30,265
2043		36,369	36,369	66,634	30,265
2044		36,369	36,369	66,634	30,265
2045		36,369	36,369	66,634	30,265
2046		36,369	36,369	66,634	30,265
2047		36,369	36,369	66,634	30,265
2048		36,369	36,369	80,328	43,959
<b>EIRR</b>	<b>22.10%</b>				

出所：PSMP 調査団

以上の結果経済的内部収益率（EIRR）は輸入炭火力発電所で 17.69%、国内炭火力発電所で 22.10%となることが判明した。求められたEIRRの水準は、輸入炭及び国内炭双方については「バ」国における資本の機会費用と理解される長期国債の金利（2010年6月現在：8-9%<sup>1</sup>）水準をクリア、通念的に認識されるフィージビリティ達成の目安（10-12%）、「バ」国内における標準的割引率（12%）をクリアする水準にあることが判明した。特に国内炭火力発電所のEIRRは 22.10%と非常に高い水準にあることが判明した。よってプロジェクトのフィージビリティには問題ないことが確認される。

#### (4) 感度分析

事業の前提となる基本的な与件が変更になった場合の経済的フィージビリティに与えるインパクトを考察する。ここでは、1)建設コスト、2)運転保守費、3)プラントファクター、4)燃料費、5)WTP、のそれぞれがベースケースから乖離して実施される場合のEIRRがどのように変化するかを吟味する。

<sup>1</sup> Bangladesh Bank, "Major Economic Indicators: Monthly Update", June 2010.

表 16-5 EIRR 感度分析

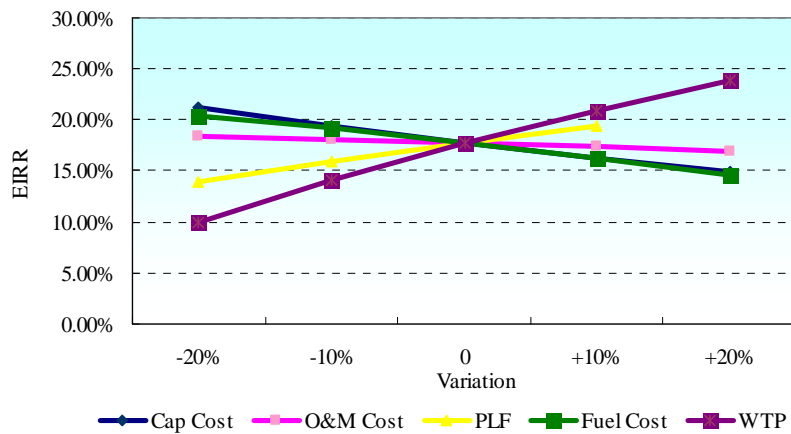
変動項目	変動幅	EIRR		変動項目	変動幅	EIRR	
		輸入炭 火力発電所	国内炭 火力発電所			輸入炭 火力発電所	国内炭 火力発電所
建設コスト	▲20%	21.14%	26.36%	燃料費	▲20%	20.45%	24.64%
	▲10%	19.39%	24.04%		▲10%	19.16%	23.40%
	0%	17.69%	22.10%		0%	17.69%	22.10%
	+10%	16.24%	20.44%		+10%	16.18%	20.73%
	+20%	14.99%	19.01%		+20%	14.56%	19.30%
O&M	▲20%	18.38%	22.81%	WTP	▲20%	9.95%	14.28%
	▲10%	18.04%	22.46%		▲10%	14.11%	18.43%
	0%	17.69%	22.10%		0%	17.69%	22.10%
	+10%	17.34%	21.73%		+10%	20.90%	25.42%
	+20%	16.98%	21.37%		+20%	23.84%	28.49%
PLF	▲20%	13.88%	17.79%				
	▲10%	15.84%	20.00%				
	0%	17.69%	22.10%				
	+10%	19.46%	24.09%				

出所：PSMP 調査団

変動要因として取り上げた 5 項目については、その変動幅が 20%内に収まる限り、基本的なフィージビリティを揺るがすことにはならない。まず輸入炭火力発電所について見ると、5 項目の中では、WTPの変動がEIRRにもっとも大きなインパクトをもたらすこととなる。WTPが20%低下する場合にはEIRRが9.95%まで低下するが、基本的なフィージビリティに問題は生じない。WTPの変動が10%の低下する場合にはEIRRの低下は14.11%を確保する。燃料費の変動がWTPに次いで大きなインパクトをもたらす。20%の上昇によりEIRRが14%台に低下する。建設コストおよびプラントファクターの20%悪化<sup>1</sup>はEIRRを13-14%台に抑えることとなる。O&Mコストの変動がもたらすインパクトは軽微であり、その±20%の変動がEIRRにもたらす変動幅は1.4%に止まっている。他方、国内炭火力発電所についてはいずれの項目における変動が発生してもEIRRは高い水準を維持しており、フィージビリティに揺らぎを生じることはないことが確認される。各変動要因の変化とEIRRの動きは以下のグラフにおいて一覧することができる。

<sup>1</sup> プラントファクターの標準条件は80%に設定されている。20%の悪化とはプラントファクターが64% (=80% X 0.8)となることを示す。

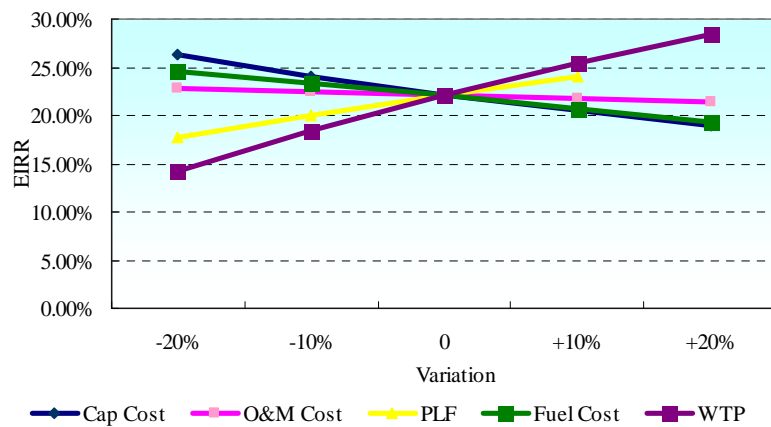




出所：PSMP 調査団

図 16-2 EIRR 感度分析<輸入炭火力発電所>

輸入炭火力発電所においては、WTP が 20%低下する場合、EIRR が 10%に低下するがフィージビリティに問題は生じない。その他の項目の 20%以内の悪化に関しては、EIRR は 14%以上を維持することが確認される。



出所：PSMP 調査団

図 16-3 EIRR 感度分析<国内炭火力発電所>

国内炭火力発電所については、5つの変動項目のいずれについても 20%以内の悪化に対しては高い水準の EIRR を維持しており、フィージビリティに問題のないことが確認される。

## 16.2 財務評価

### 16.2.1 財務分析の基本と基礎的条件

本節では最優先プロジェクトの評価に際し、事業主体である発電事業者（BPDB）の視点からみた本発電プロジェクトの収支分析・財務評価を行い、プロジェクトの実現性について分析、評価を行う。これまでの調査結果により選定された最優先プロジェクトは次の3発電所の新設である。以下に再掲する：

国内炭： (1) B-K-D-P 1 600MW#1&#2, 2019 年度運開

輸入炭： (1) Chittagong South 600 MW #1&#2, 2017 年度運開

(2) Meghnaghat 600MW #1&#2, 2022 年度運開

評価に際しては国内炭のケースと輸入炭のケース1件ずつを代表として行った。発電プロジェクトの財務的妥当性は、財務的内部収益率（FIRR）と発電プロジェクトの資金調達コスト（WACC: Weighted Average Cost of Capital）を比較することで判断する。なお、比較するWACCは「バ」国の電力案件の一般的な例にならって算出した値、4.28%を用いることとした<sup>1</sup>。

本発電プロジェクトの財務的内部収益率（FIRR）を算定するにあたって用いた仮定と前提条件の詳細を以下に示す。

- (1) 費用並びに収入とも2010年6月末時点の実質価格にて示した。
- (2) 経済評価と同様、プロジェクト設備の経済的耐用年数を30年間とし、詳細設計と建設期間（2015～2018年度）を含めた34年間（2015年度から2048年度）を評価の対象期間とした。費用は全て2010年6月末の時点に合わせ割り引くこととした。尚、「バ」国の会計年度は7月始まり6月締めである。
- (3) FIRRの算定にあたっては以下の費用を考慮した：
  - (a) 本分析の計画範囲は「バ」国に石炭を燃料とする超々臨界(USC)火力発電所を建設し、ベースロード運転を行うものとする。用地はBPDB所有地を利用する。関連設備については、国内炭の場合は山元発電を想定し、輸入炭については、港湾設備の利用を想定する。発電された電力は近隣のグリッドに接続される。本発電プロジェクトの範囲はグリッド接続のための送電設備も含むものとする。
  - (b) 本発電プロジェクトの建設費用は第15章「工事行程および概算工事費」にて積算された値を用いた（予備費は物理的予備費を含む）。現地貨ポーションはそのままの値を用いる。

<sup>1</sup> WACC（資本費用）の算出

財務評価の指標として用いるWACCは次の算式より求めることができる。BPDB及び投資家である政府には所得税の課税はないので税抜きベースで考える。

$$WACC = [\text{株主資本コスト} \times \text{株主資本} / (\text{株主資本} + \text{負債})] + [\text{負債コスト} \times \text{負債} / (\text{株主資本} + \text{負債})]$$

値の算出に当たっては、10章の「10.3.3 金融コスト」でも掲載した政府の転貸に関する標準条件に基づいて最優先プロジェクトに適用されるだろう資金比率や金利を想定した。具体的には資金調達はドナー借款が70%、政府負担が30%の割合とした。政府負担のうち60%（つまり全体の18%）が出資金、残りの40%（全体の12%）が政府からの融資とした。政府出資金に対する配当を6%と想定し、金利はドナー借款では4%、政府融資では3%とした。以上からWACCの値、4.28%を得た。

- (c) 本発電プロジェクト設備に係る年当りの運営維持管理費用は設備に充当される総投資費用の5%と仮定した。
- (d) 償却、利払いは費用から除外した。
- (e) 燃料費は電源開発計画で用いた燃料シナリオの値を用い、2030年以降の値は一定とした。
- (4) 収入については以下を考慮した：
- (a) 財務便益は、プロジェクトの完成によって予想される収入である電力販売収入を計上する。尚、本プロジェクトは発電プロジェクトであることから、一括小売料金 (Utility Tariff) を、最終需要家の電力消費がもたらす需要増分収入の内での発電部分相当とみなした。収入は一括小売料金平均単価に年間発電電力量を乗ずることで算出した。
- (b) 発電電力量は定格容量やプラントファクター、所内電力利用率などから見積もり、発電所当たり (2ユニット、1200MW) 年間 8,488GWh と算出した。
- (c) 便益の単位財務価値となる一括小売料金平均単価は2010年8月時点の平均単価を採用した(2.73 Tk/ kWh)。将来の変動については、至近年の世銀の調査<sup>1</sup>でも現行ケースとして挙げているように、インフレ上昇率を除くと毎年の増加分は無いケースを想定した。

### 16.2.2 財務評価結果

本発電プロジェクトの FIRR (財務的内部収益率) 並びに正味現在価値(NPV: Net Present Value) を上述した前提条件や仮定に沿って算定し、以下の結果を得た。

- 国内炭) FIRR : 算出不可。NPV : - 4,469 百万ドル (割引率 4.28%)
- 輸入炭) FIRR : 算出不可。NPV : - 5,8212 百万ドル (割引率 4.28%)

収入・支出フローを国内炭の場合を表 16-6に、輸入炭の場合を表 16-7に示す。FIRRは双方とも指標となるWACCの値、4.28%を下回っているため、本最優先プロジェクトは今回の設定条件下では財務的には見通しが厳しいという結論を得た。

<sup>1</sup> “Power Sector Financial Restructuring and Recovery Plan,” IDA, August 2006.

表 16-6 国内炭火力発電所：財務的内部収益率 (FIRR)

(1,000 US\$)

Fiscal Year	Financial Cost (A)			Financial	Net
	Capital	O&M	Total Cost	Benefit (B)	(B)-(A)
2010					
2011					
2012					
2013					
2014					
2015	311,151		311,151		-311,151
2016	622,302		622,302		-622,302
2017	726,019		726,019		-726,019
2018	414,868		414,868		-414,868
2019		409,506	409,506	295,499	-114,007
2020		418,455	418,455	295,499	-122,956
2021		426,893	426,893	295,499	-131,393
2022		435,330	435,330	295,499	-139,830
2023		443,767	443,767	295,499	-148,268
2024		451,949	451,949	295,499	-156,449
2025		459,875	459,875	295,499	-164,375
2026		467,801	467,801	295,499	-172,301
2027		475,727	475,727	295,499	-180,227
2028		483,141	483,141	295,499	-187,642
2029		490,812	490,812	295,499	-195,312
2030		498,226	498,226	295,499	-202,727
2031		505,641	505,641	295,499	-210,142
2032		505,641	505,641	295,499	-210,142
2033		505,641	505,641	295,499	-210,142
2034		505,641	505,641	295,499	-210,142
2035		505,641	505,641	295,499	-210,142
2036		505,641	505,641	295,499	-210,142
2037		505,641	505,641	295,499	-210,142
2038		505,641	505,641	295,499	-210,142
2039		505,641	505,641	295,499	-210,142
2040		505,641	505,641	295,499	-210,142
2041		505,641	505,641	295,499	-210,142
2042		505,641	505,641	295,499	-210,142
2043		505,641	505,641	295,499	-210,142
2044		505,641	505,641	295,499	-210,142
2045		505,641	505,641	295,499	-210,142
2046		505,641	505,641	295,499	-210,142
2047		505,641	505,641	295,499	-210,142
2048		505,641	505,641	295,499	-210,142
Total	2,074,341	14,563,020	16,637,360	8,864,984	-7,772,377

出所：PSMP 調査団

表 16-7 輸入炭火力発電所：財務的内部収益率 (FIRR)

(1,000 US\$)

Fiscal Year	Financial Cost (A)			Financial Benefit (B)	Net (B)-(A)
	Capital	O&M	Total Cost		
2010					
2011					
2012					
2013					
2014					
2015	331,724		331,724		-331,724
2016	663,448		663,448		-663,448
2017	774,023		774,023		-774,023
2018	442,299		442,299		-442,299
2019		492,812	492,812	295,499	-197,312
2020		503,997	503,997	295,499	-208,498
2021		514,544	514,544	295,499	-219,045
2022		525,091	525,091	295,499	-229,591
2023		535,637	535,637	295,499	-240,138
2024		545,864	545,864	295,499	-250,365
2025		555,772	555,772	295,499	-260,273
2026		565,679	565,679	295,499	-270,180
2027		575,587	575,587	295,499	-280,087
2028		584,855	584,855	295,499	-289,356
2029		594,443	594,443	295,499	-298,944
2030		603,711	603,711	295,499	-308,212
2031		612,980	612,980	295,499	-317,480
2032		612,980	612,980	295,499	-317,480
2033		612,980	612,980	295,499	-317,480
2034		612,980	612,980	295,499	-317,480
2035		612,980	612,980	295,499	-317,480
2036		612,980	612,980	295,499	-317,480
2037		612,980	612,980	295,499	-317,480
2038		612,980	612,980	295,499	-317,480
2039		612,980	612,980	295,499	-317,480
2040		612,980	612,980	295,499	-317,480
2041		612,980	612,980	295,499	-317,480
2042		612,980	612,980	295,499	-317,480
2043		612,980	612,980	295,499	-317,480
2044		612,980	612,980	295,499	-317,480
2045		612,980	612,980	295,499	-317,480
2046		612,980	612,980	295,499	-317,480
2047		612,980	612,980	295,499	-317,480
2048		612,980	612,980	295,499	-317,480
Total	2,211,494	17,631,627	19,843,122	8,864,984	-10,978,138

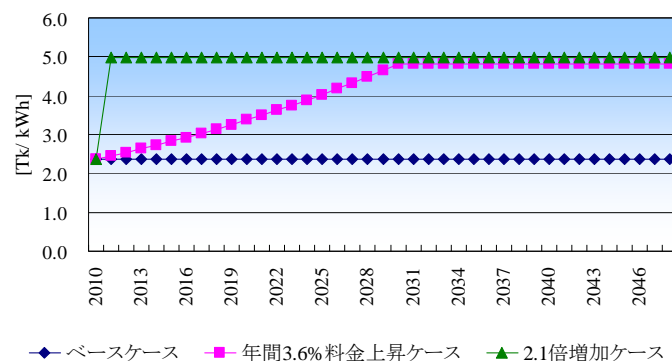
出所：PSMP 調査団

### 16.2.3 感度分析

上述の設定（以下、現行ケース）では本プロジェクトの財務的妥当性は確認できなかった。本節では財務的妥当性が実現できる条件（採算ラインケース）を検討することと、事業の前提となる基本的な要件が採算ラインケースから変更になった場合の財務的フィージビリティに与えるインパクトを確認する目的で感度分析を行った。感度分析に際しては、建設コスト、燃料費、維持修繕費用、プラントファクター、のそれぞれが採算ラインケースから乖離して実施される場合の FIRR がどのように変化するかを確認した。

#### (1) 新電気料金ケース（採算ラインケース）

本プロジェクトの財務的妥当性を実現するには、これ以上費用の削減が難しいと仮定すると、収益の増加が必要になる。既にベースロード運用している為、年間発電電力量の増加は期待できないことから、便益単価である一括小売料金を変数として、採算ラインになる値を算出した。検討の結果、国内炭火力発電所のケースでは、一括小売平均料金が 2011 年度から毎年 4.5% の割合で上昇するケース、もしくは期間を通して現行料金の一律 2.1 倍（平均料金：4.98 Tk/kWh で一定。）になるケースでは、FIRR が WACC を越える、即ち財務的に蓋然性が出てくることが確認された。図 16-4 に想定する一括小売料金の推移を示す。燃料費と同様に 2030 年を越えた分については値は一定と仮定した。同様に輸入炭火力発電所のケースについて算出したところ、料金上昇率が 5.5 % 以上もしくは料金の値が 2.5 倍以上になる時、プロジェクトの財務的蓋然性が出てくることを確認した。



出所：PSMP 調査団

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）

以降では、上記の採算ラインケースの内、毎年一定割合で料金が上昇するケース（以降、ベースケース）を基準に感度分析を行った。

## (2) 設備投資額ケース

設備投資費用が為替や建設資材代の変動などにより、ベースケースに比べて 15 % 上昇／減少するケースを設定し、影響を検討した。

## (3) 燃料費ケース

燃料費が 10% 上昇／減少するケースを設定し、影響を検討した。

## (4) 維持管理費用ケース

労働賃金の高騰などにより、毎年の維持管理費用がベースケースよりも 50% 高い／低いケースを検証することとした。

## (5) プラントファクター低下ケース

現行の設定ではベースロードを想定して年間 85% としているが、これが 60% に低下した場合と 90% に向上した場合の感度分析を行った。

以上の感度分析結果を表 16-8 に示す。

表 16-8 財務評価感度分析結果<sup>1</sup>

ケース	FIRR (%)		NPV 2010 (Million USD) 4.28%	
	国内炭 火力発電所	輸入炭 火力発電所	国内炭 火力発電所	輸入炭 火力発電所
現行ケース	NA	NA	-3,907	-5,270
1) 採算ライン電力料金変動 ・毎年上昇ケース（ベース ケース）	4.4	4.4	67	55
・一律増加ケース	5.1	5.7	175	297
2) 設備投資費用変動	NA/6.2	NA/ 5.9	-374/ 509	-417/ 526
3) 燃料費変動	NA/ 6.0	NA/ 6.1	-400/ 534	-529/ 639
4) 維持管理費用変動	NA/ 6.6	NA/ 6.4	-583/ 718	-640/ 749
5) プラントファクター変動	NA/ 5.9	NA/ 5.9	-2,194/ 519	-2,603/ 586

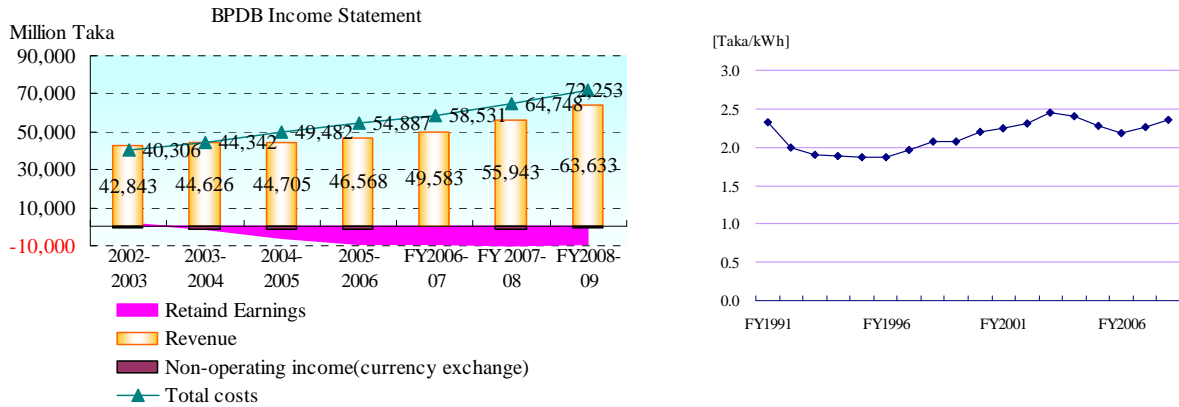
出所： PSMP 調査団

<sup>1</sup> 2)-4)の各ケースの FIRR 並びに NPV 欄の各値は、スラッシュの左側が変数がプラスもしくは大きい方の値、右側が変数がマイナスもしくは小さい方の値を採った時の値である。

2)から 4)のケースとも、費用が増える場合は FIRR は算出不可になる。5)のケースもプラントファクターが低下すると FIRR は算出不可になる。

### 16.3 最優先プロジェクトの資金計画

BPDBの財務状態や政策的に低く抑えられている電気料金の実態（図 16-5）を踏まえ、資金調達スキームは引き続き海外援助機関からの長期借入金 that 妥当である。



出所：BPDB Annual Report を基に調査団作成

図 16-5 BPDB の収支推移（左）と平均電気小売料金価格推移（右）

以下に本発電プロジェクトの資金需要を再掲する。

- 資金需要額：事業費用
  - 1) 輸入炭発電所：2,211 百万 US\$
  - 2) 国内炭発電所：2,074 百万 US\$
- 資金調達額（外部資金）：事業費用の 70% 以上。
- 支出計画：4 カ年（2014 年 6 月－2018 年 7 月）

想定される貸し出し条件は、「バ」国のガイドラインに基づき、暫定的に、円借款の総事業資金に占めるカバー率を 70% とし、残り 30% を政府が出資および借款にて供与することを前提とする。また国内転貸および政府借款の条件として財務省が設定する標準条件を採用する。概要を表 16-9 に示す。

表 16-9 借款転貸条件

	資金負担比率	通貨	金利	返済期間	内、据置期間
円借款転貸	70%	JPY	4.00%	25 年	5 年
政府借款	12% (=30% X 40%)	Taka	3.00%	25 年	5 年
政府出資	18% (30% X 60%)	Taka	—	—	—

出所：Ministry of Finance, “Lending and Relending Terms of Local Currency and Foreign Loans”, March 7, 2004

事業総所要資金から円借款融資額を控除した差額については政府が出資（60%）および融資（40%）により資金を供与する。



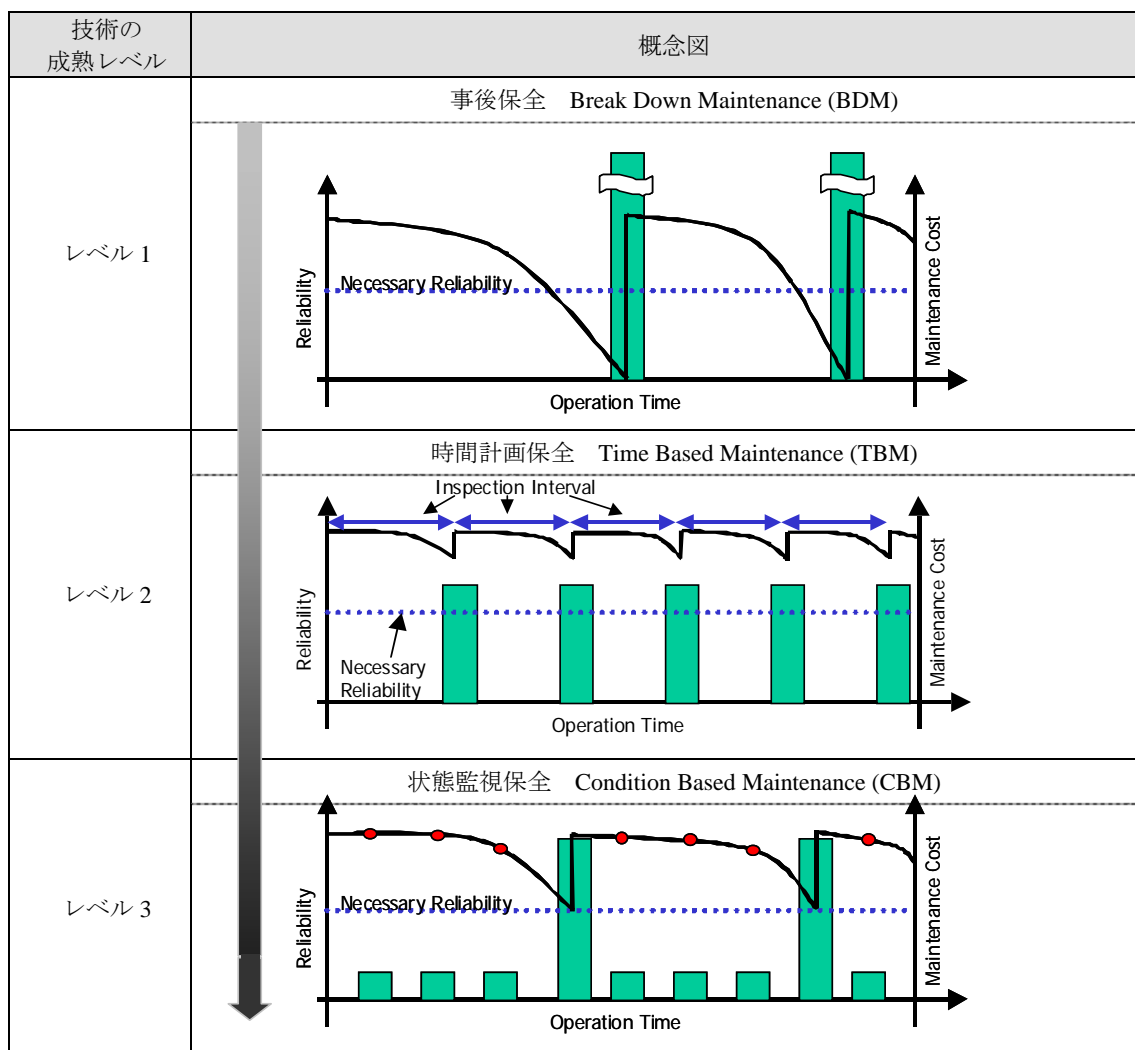
## 第17章 最優先プロジェクトの運用実施体制の検討

ここでは、最優先プロジェクトにおける運用実施体制の検討を行う。検討に当たっては、まず「バ」国における既設発電設備の運転保守体制の現状について問題点を把握し、改善策について検討を行い、それを踏まえて新たに設けられる最優先プロジェクトの実施体制について提言を行う。併せて、環境管理および燃料調達に係る組織体制の提言も行う。

### 17.1 運用保守管理体制

#### 17.1.1 保守管理レベルの選択

一般的に保守管理は、主に以下に示す3タイプに区分される。それぞれの特徴は下記に示すとおりである。



出所：PSMP 調査団

図 17-1 保守管理方法の概念図

- レベル 1（事後保全）： 設備が壊れてから補修を行う方法。補修期間・費用が予想できず、計画が立てづらい。
- レベル 2（時間計画保全）： 設備の状態に関わらず、定期的に点検を行い、補修を行う方法。補修期間・費用の予測が立てやすい反面、設備によっては余寿命が残っている段階で取り換え・修理となるので運用効率は低い。
- レベル 3（状態監視保全）： 設備の状態を見ながら、適切な時期に補修を行う方法。設備を最も効率よく使用し、かつ、補修期間・費用を予測しやすい反面、設備状況を判断する等、最も運転保守要員の技術力が要求される。

### 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

本調査において、「バ」国における主要なガス火力発電所について、過去 10 年間の点検実績を調査した。結果を下記に示す。

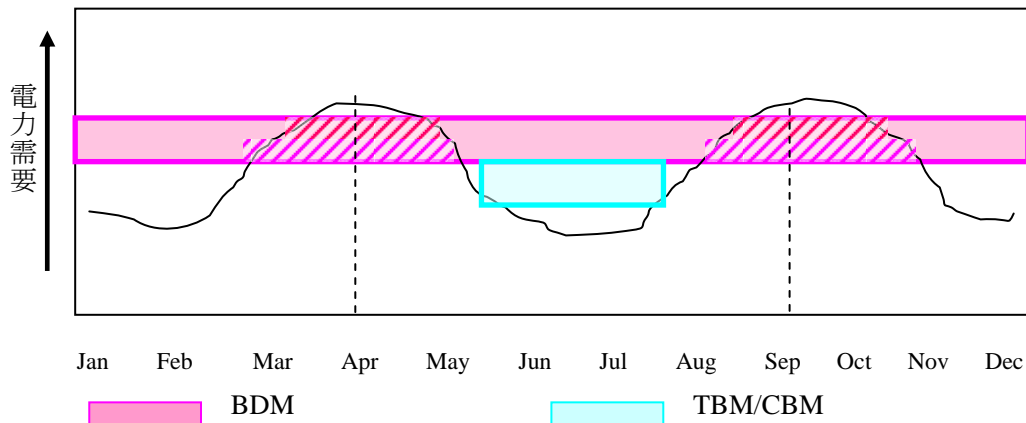
表 17-1 既設ガス火力発電設備点検実績（過去 10 年間）

発電設備名	点検実績
Rauzan 210MW ST #1	2000.9 – 2001.2 (6 months)
Rauzan 210MW ST #2	2004.1 – 2004.5 (5 months)
Shikalbaha	2002.9 – 2003.9 (12 months)
Ghorasal 210MW ST #4	2002.6 – 2003.1 (7 months)
Ghorasal 210MW ST #6	2003.3 – 2003.5 (3 months)
Haripur 33MW GT #1	2005.5 – 2008.1 (32 months)
Haripur 33MW GT #2	2006.3 – 2007.5 (15 months)
Haripur 33MW GT #3	2005.5 – 2008.6 (37 months)
Ashuganj 150MW ST #3	2002.10 – 2003.10 (13 months)
Ashuganj 150MW ST #5	2007.7 – 2008.1 (7 months)
Baghabari 71MW GT	2005.11 – 2008.1 (27 months)

出所：BPDB Annual Report、PSMP 調査団

調査結果によると、点検が定期的に行われていない、過去 10 年間全く行われていない、点検期間が 60 日前後のものから長いもので 3 年以上かかっているものがあるということが分かった。

8 章でも詳述しているが、「バ」国においては多くの発電所において、点検は定期的に行われずに「壊れるまで運転する」という運用をされていることが伺われ、いわゆる、保守管理方法のレベル 1「事後保全 (Break Down Maintenance)」の状態であると言える。BDM と TBM/CBM との定期点検期間の違いのイメージを下図に示す。BDM の弊害は、定期的に点検を行わずに運転を続け、壊れたら停止して点検・修理を行うため、点検範囲が想定していた範囲以上に及ぶことがあり、補修期間が長期間に渡ることになる。結果的に 4 月、9 月の定期点検期間がピーク需要期にかかり、供給力に影響を及ぼす結果となってしまいうことである。一方、TBM/CBM では、あらかじめ補修期間がメーカーの推奨するオーバーホール期間 (約 60 日間) に限定され、補修範囲・費用も予測可能な範囲に収められる可能性が高いので、需要の低い時期に定期点検を合わせることができ、電力供給への影響も低く抑えることが可能となる。



出所：PSMP 調査団

図 17-2 BDM と TBM/CBM の定期点検期間 (イメージ)

### 17.1.3 結論・提言

日本では、法律により定期的な点検が義務づけられており、かつてはその法律に従い定期的に点検を行う「時間計画保全 (Time Based Maintenance)」(レベル2)の状態であったが、近年、電気事業者と規制当局との間で精力的に検討された結果、現在は機器の状態を把握しながら定期点検間隔を延長する「状態監視保全 (Condition Based Maintenance)」(レベル3)へと移行している。

今後「バ」国においても、現在の事後保全からまずは時間計画保全、更には状態監視保全と移行することが望ましい。そのために必要なこととしては、

- 定期点検間隔・スコープを定めた法整備  
(現状「バ」国では定期点検について法の定めがなく、電気事業者が自主的に行うこととなっているが、実際には需給逼迫により設備を停止することが難しく、結局止められずに壊れるまで運転することになってしまう傾向がある。)
- 設備状態を的確に把握するための運転保守要員の能力向上  
(パトロール時に五感(視覚、聴覚、嗅覚)を働かせることによる定性診断(漏れ、異音、腐食、変形、変色、膨張))
- データに基づく運転状態監視  
(運転データ、保守データ等を収集するだけでなく、運転状態値と基準値とを比較(温度、圧力、電流、振動等)し、傾向監視を行いデータから状態を読み取る。)
- 定期点検手入れ開放時における定量的診断技術等

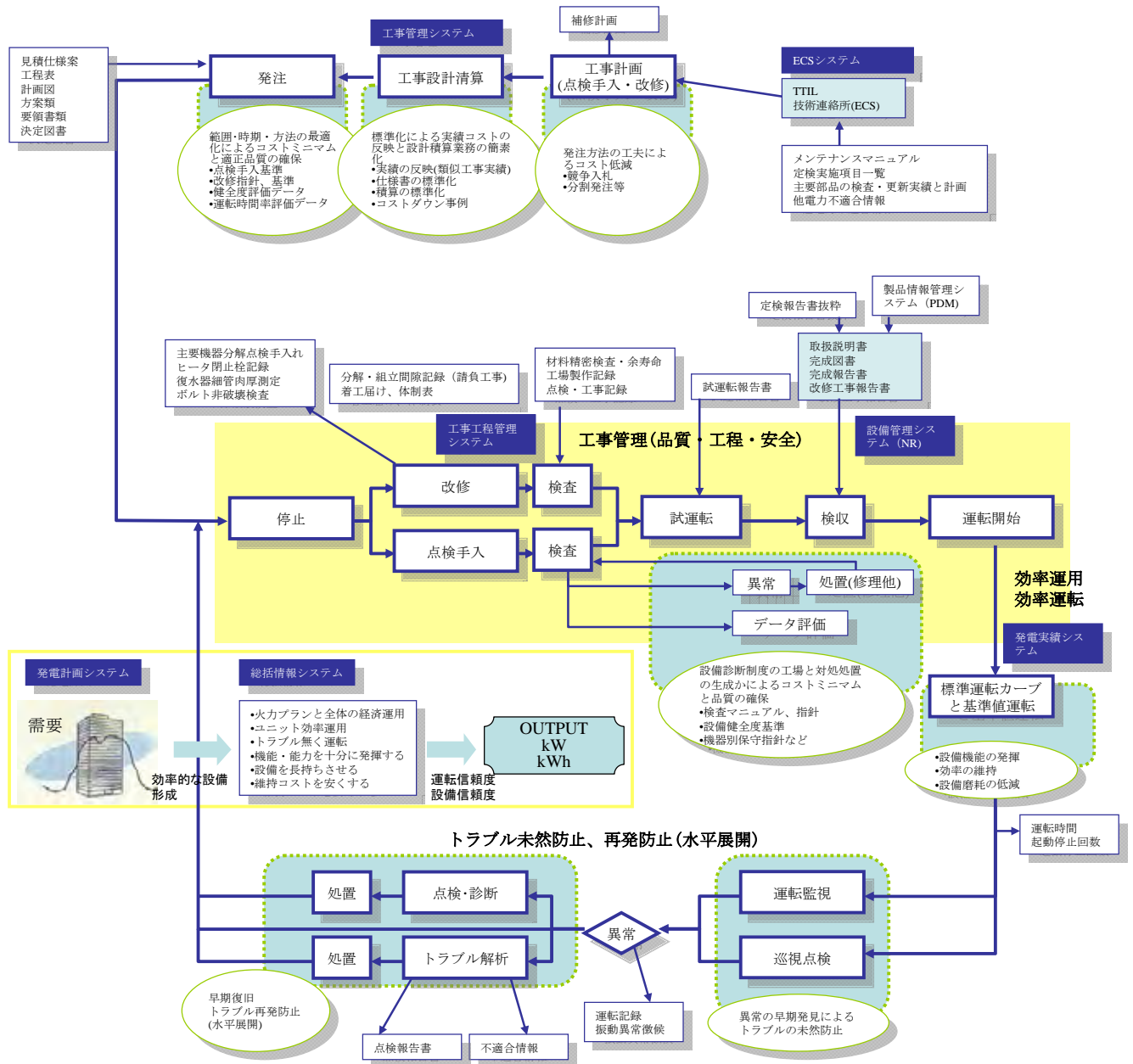
が考えられる。これら定期点検期間・スコープの設定、設備状態の能力向上、運転状態監視方法には、それぞれノウハウがあるので、事前のキャパシティ・ビルディングが有効である。

また、運転状況を的確に判断できる定量的診断技術として、非破壊検査がある。非破壊検査には以下のようなものがある。

- Liquid penetrate test (検出限界 20  $\mu$  程度の表面欠陥)
- Magnetic Particle test (検出限界、0.5 mm程度深さ)
- Ultrasonic test (肉厚部材の内在欠陥検出 0.2-0.3 mm)

このうち、現在、バングラ国内で多く使われているのは Liquid penetrate test のみである。  
 なお、日本国内ではこれら非破壊検査技術者は検査手法毎に国家試験があり、有資格者が検査に従事している。同様の資格制度が有効と思われる。

下図に日本の運用保守体制例を示す。



出所：PSMP 調査団

図 17-3 PDCA による運転保守管理フロー

定期的な検査を実施する前に、定期的な作業内容に加えて、運転時に発見された異常部位の改修なども含めて、停止時に実施すべき作業内容をすべて洗い出し、綿密な作業計画を作成するとともに、必要な部品等があれば事前に手配しておく (P: Plan)。計画通りに点検を実施する (D: Do)。点検実施後に、点検前には発生した異常が解消されたかどうか確認する (C: Check)。

点検実施により発見された異常については、基本的には定期検査中に修理をするが、異常の深刻度合や部品手配上のリードタイムなどを評価し、対策方針（応急措置、恒久措置）を決定する。改修が次回以降の定期検査に持ち越しとなった小規模な異常や応急措置により対応した異常については、懸案事項管理として、異常の進展状況が把握できるように特別な計測器を設置するなどの措置を講じる(A: Act)。

点検の実施内容と測定結果などは、決められたフォーマットにより記録として残し、点検毎のトレンド管理を行うことにより、余寿命診断などに活用する。上記PDCAサイクルを回し、常に品質の向上を目指す。

また、日常的な点検手入れによる運転保守品質向上の方策として、TQM(Total Quality Management)手法がある。JICA 技術プロジェクトとして実施した TQM の実績では、バガバリ発電所において断熱材はがれを補修することによって出力が約 20MW 向上したり、ガスタービンエアフィルターの定期的洗浄により出力低下を防止した事例があった。コストをかけずに性能を維持することが可能であることを示す好事例といえる。

#### 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

「バ」国にとって石炭火力設備は経験が浅く、しかも USC 石炭火力設備の導入に際してはよりシビアな運転管理が求められるため、根本的に運転保守体制を整備することが必要となる。

#### 17.1.5 石炭火力発電設備の特徴

現状「バ」国は多くがガス火力発電設備であるため、石炭火力発電設備がガス火力発電設備とどのように異なるかを把握することが必要である。

石炭は、ガスと違い、固体であること、不純物（灰など）が多いこと、微粉にして焚くこと等から、ガス火力発電設備には必要ない設備が存在する。石炭火力発電設備特有の主な設備を以下に示す。

表 17-2 石炭火力発電設備特有の主な設備

設備名	目的	運用上の留意点
貯運炭設備	燃料（石炭）の貯蔵、およびボイラ側への運搬	連続供給ではなくバンカーへの断続供給のため、石炭切れに注意
微粉炭機（ミル）	石炭をボイラで燃焼させるために微粉化する	摩耗が激しいため、他の機器より高頻度の点検が必要
スートブロワ	ボイラ内火炉に付着した石炭灰成分を吹き落とす	石炭灰が固着して取れなくなならない様、適度な間隔での作動が必要
灰処理設備（ボイラ炉底）	ボイラ炉底に溜まる石炭灰（クリンカー）を払い出す（ウェット式が一般的）	溜まり過ぎて払い出せなくなならない様な運用が必要
電気集じん機	排ガス中の石炭灰（フライアッシュ）の回収	石炭灰の管理が必要
灰処理設備（貯蔵・払出設備）	発生した石炭灰（フライアッシュ、クリンカー）を有効利用するための貯蔵・払出	払出が滞る際も十分な容量が必要

出所：PSMP 調査団

#### 17.1.6 運転管理上の注意点

石炭焚ボイラはベースロード運用を行うので、常に運転状態値を基準値内で運用する事が基本となる。但し、石炭焚ボイラは石炭灰により経時的に伝熱面の汚れが進行する。汚れ度合いに

より各伝熱面の熱吸収量が変化するため、汚れはスートブロワー(蒸気噴霧)の定時運転及び局部的な汚れに対しては適切な位置のスートブロワーの臨時運転、運転時間の延長等に対応するのが一般的である。低品位炭、低融点灰の石炭焚ボイラでウオーターガンを常設している例もある。特に火炉壁付着クリンカーの成長阻止のために、週末にハーフロード程度にボイラ負荷を下げ、温度変化を与えクリンカー落としを行っている例もある

運転上の注意事項としては、燃焼状態が安定し、石炭バーナの火炎、フレーム角度の適正維持がキーポイントとなる(火炎が長炎・短炎、広角炎になっていないか)。炭種の変更、混炭比率を変更した場合は、火炎適正維持の燃焼調整を行う。

適正燃焼維持のもう一つの課題は、微粉粒度を常に計画値内に維持する事である。この為にはミルの定期点検手入れ(納入メーカーリコメンドの運転時間毎のメンテナンス部位の点検手入れ、摩耗部位の補修、部品取替)を計画的に実施することである。

適正火炎が維持されないとボイラ各伝熱部の蒸気温度を計画値内に維持すること、各耐圧部材料のメタル温度が計画値をオーバーするので、高温クリープ劣化、高温腐食減肉、水蒸気酸化スケール生成速度の増加等の現象によりボイラチューブ噴破事故へと波及する。特に USC ボイラの場合、高温強度に優れた材質を採用するが、大型ボイラの場合、チューブ内の蒸気フローのアンバランス、燃焼ガスフローのアンバランスは避けがたく、ボイラメーカーの設計マージン採用の度合い(強度計算上の必要最小肉厚に対する余肉厚さの考え方)と、材料選定が大きく影響する。

タービン部材も高温高压に耐えられる材料を採用するが、入口蒸気圧力温度が規定制限值をオーバーすると高温クリープ、熱疲労が速くなり余寿命に影響することになる。この為には各種保安装置、保護装置の維持管理順守を徹底すべきである。

タービン型式は一軸型を採用するが、特に軸・軸受け振動値管理は「タービン、発電機振動保護装置」を順守する。

#### 17.1.7 亜臨界設備と超々臨界設備との違い

次に同じ石炭火力の中で、既設 Barapukuria 発電所の設備(亜臨界)と本マスタープランで導入する USC(超々臨界)設備の主な違いを下記に示す。

表 17-3 Barapukuria 発電所と USC 設備の主な違い

	Barapukuria (亜臨界)	USC (超々臨界)
規模	125MW	600MW
主蒸気圧力	16MPa	25MPa
主蒸気温度	538℃	600℃
熱効率	31%	45%
ボイラ型式	ドラム型	貫流型
脱硫設備	なし	あり
脱硝設備	なし	あり

出所：PSMP 調査団

これらの違いから、以下のことが言える。

- ボイラ型式が USC ではドラム型ではなく貫流型である。貫流型はドラム型と運転方法や特性が大きく異なるが、自動化の導入により運転員への負担は軽くできる。ただし

トラブル対応等に備え、貫流ボイラの運転特性、各機器の目的や特徴等についての知識を習得しておくことは運転員にとって必要である。

- USC では温度圧力条件が高いため、ボイラ水管他高温部には高 Cr-Mo 鋼、SUS 材等高温高圧に耐える材料が使用されている。建設時には特殊な溶接技術が必要であるが、「バ」国には高度な溶接技術を持った人材が限られていると考えられるため、人員の確保が必要である。また、溶接点の品質と安全性を維持するために、溶接後の非破壊検査と評価判定をする技術者が必要となる。
- 環境設備である脱硫・脱硝設備は「バ」国では導入の経験がないため、建設から運用、保守まで技術取得が必要である。

以上のように、本マスタープランで提案する USC 石炭火力発電設備を運転維持していくためにはいくつかの課題を克服する必要がある。この方法として以下のような運転維持管理体制を提案する。

#### 17.1.8 具体的方法の提案

##### (1) 建設工事を通じた運転保守要員の養成

建設期間中に、将来営業運転開始後に運転・保守それぞれのキーマンとなる要員候補者を、各自の職種に応じた部門に配置し、必要な専門技術を習得する仕組みを確立する。

特に環境設備（脱硫・脱硝設備）は導入事例がないため、基本的な仕組みを理解するところから満足な運転保守管理を行えるまで技術を習得するようにする。

##### (2) 管理用計算機の導入による運転履歴データ処理システムの構築

試運転段階から主要基準値・プラント性能、水質管理値等のトレンド管理、性能試験データの管理等を行う。そのデータ蓄積を運転管理ノウハウとして活用する。

##### (3) 特殊溶接等の高度技術取得者の養成のためのシステム構築

高温高圧部品の溶接やその後の非破壊検査等、高度な技術を持つ人材が必要となるため、資格制度等の構築を行う。

### 17.2 環境安全管理体制

#### 17.2.1 環境安全管理体制の現状

「バ」国の既設石炭火力発電所の現状として、Barapukuria 石炭火力発電所（BCFTPP）の調査を行った。BCFTPP は約 280 名の体制で運営されているが、環境責任者は選任されていない。また安全責任者は兼務となっており、安全最優先の体制とはなっていない。このため特に環境安全管理において不適切な事例が見られる。具体的には下記のような事例が見られた。

表 17-4 不適切な環境安全管理事例

事例	影響
<b>環境管理</b>	
EP 出口ダンパ無し	EP 槌打時に灰飛散
脱硫、脱硝装置非設置	世界基準に比べて過大なばい煙排出
EP 下部排出灰放置	灰飛散
ボイラーストブローノズル部他灰漏洩放置	灰飛散
地下水多量汲み上げ(約 32,000m <sup>3</sup> /日)	地下水位低下、周辺生活用水への影響
排水水質未分析	汚染物質放水の恐れ
炭汁漏出(炭鉱、貯炭場)	地域灌漑用水への炭汁混入
<b>安全管理</b>	
現場作業員が安全帽、安全靴、作業着を着用していない	人身事故発生の可能性
灰処理作業従事者が防塵マスクを着用していない	健康被害発生の可能性

出所：PSMP 調査団

一方、マレーシア資本の IPP である、Meghnaghat ガス複合発電所 (MPL) では、ISO14001、OHSAS18001 システムを導入していることに加え、独自の安全衛生環境方針を策定し、全所員がこれを遵守し業務しているため、環境安全管理上の問題は発生していない。MPL では石炭より環境負荷の低いガスを燃料としている点を踏まえても、管理体制の差異により状況に大きな違いが見られることは明らかである。

### 17.2.2 環境管理計画の目的

環境管理計画は環境許可 (Environmental Clearance Certificate: ECC)取得時に環境局(DOE)へ提示するEIAに記載する、環境影響最小化のための方策を実現するために策定する。具体的には表 17-4のような各環境影響項目に対する回避策および軽減策の実行、及び対策実行状況確認のためのモニタリング計画を策定するものとする。環境管理計画は、適切な環境対策の実行のため、各所の条件に応じた、実現可能性の高いものでなければならない。また、適切な運用が継続されるようなISOシステムの要素を取り入れるものとする。

### 17.2.3 環境安全管理体制と環境安全管理者(QHSE Manager)の責務

環境安全管理体制はDOEへ提示した環境管理計画を実行するための具体的な組織構成、要員数、業務分担を規定するものとする。石炭火力発電所においては、日常のユニット運転における環境モニタリング、環境対策設備(脱硫設備、電気式集塵機等)の運転保守、石炭取扱、灰処理、排水処理等多くの環境関連業務が発生し、業務担当箇所は多岐に亘る。各箇所が担当する環境安全業務を統括するのは環境安全管理者(QHSE Manager)の責務である。またDOEへのモニ



タリング結果報告の責任もQHSE Managerが負う。発電所体制は早期段階からISO14001、OHSAS18001 のシステムを取り入れ、環境安全管理について継続的な改善を指向するべきである。ISO14001、OHSAS18001 構築に必要なマニュアル例を表 17-5に示す。QHSE Managerはシステム維持管理に責任を負い、Plan（発電所長(Plant Manager)が責任者となるマネジメントレビュー、計画策定）→Do（管理実行、運用）→Check（データ分析、監査、不適合管理）→Action（改善、是正措置、予防措置）のデミングサイクルが円滑に行われるよう努めなければならない。図 17-4に示すO&M体制における各箇所の主な環境関連業務について表 17-6に示す。表において太字で表した箇所は特に環境管理上重要な業務分担となる箇所である。なお安全管理については、全部署で等しく安全関連マニュアルに従って実施される。安全管理実施状況（安全関連マニュアル遵守状況）はQHSE ManagerおよびQHSE Staffによって常時確認され、Plant Managerに報告される体制を構築するものとする。

表 17-5 環境安全管理マニュアル例

No.	Document title
ISO14001 関連	
E-1	Environmental Management System Manual
E-2	Environmental Policy
E-3	Identification of environmental aspects and Impacts
E-4	Identification and follow up of legal and others requirements
E-5	Organization of the Environmental Management System
E-6	Environmental Communication (Internal communication / Awareness , External Communication)
E-7	Environmental Management System Operational control
E-8	Waste Management
E-9	Effluent Discharge Management
E-10	Emission Management
E-11	On-Site Emergency Response Procedure
E-12	Environmental Monitoring and measurement
E-13	Issuance and handling of non-conformance report
E-14	Environmental Management System Internal Auditing
E-15	Environmental Training
OHSAS18001 関連	
S-1	OH&S Management Manual
S-2	OH&S Policy
S-3	Hazard identification and Risk Assessment
S-4	Identification and follow up of legal and others requirements
S-5	Organization of the OH&S Management System
S-6	OH&S Training and Awareness
S-7	OH&S Communication, Participation, and Consultation
S-8	OH&S Management System Operational Control

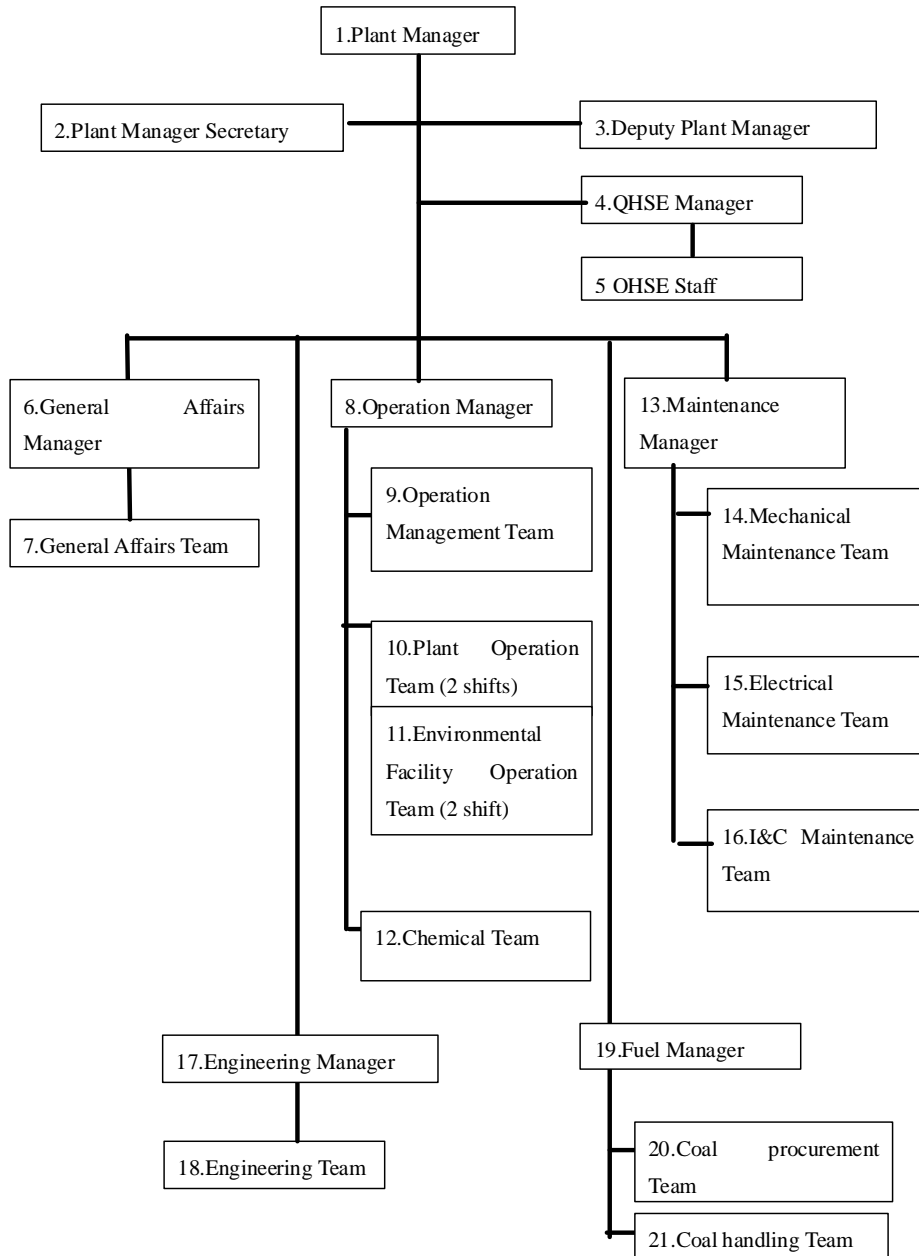
No.	Document title
S-9	Fire Fighting Plan
S-10	Work Equipment Control
S-11	Monitoring, Evaluation, and Audit of Health & Safety Performance
S-12	On-Site Emergency Response Procedure
S-13	Typhoon and tropical storm preparedness procedure
S-14	Issuance and handling of non-conformance report
S-15	Incident / Accident Reporting and Investigation

出所：PSMP 調査団

表 17-6 各箇所の環境関連業務

No.	Position	Role
1	Plant Manager	環境管理システムの最高責任者
2	Plant Manager Secretary	-
3	Deputy Plant Manager	Plant Manager 権限代行者
4	QHSE Manager	環境管理システム実施統括
5	QHSE Staff	QHSE Manager 補佐。環境管理システム実施
6	General Affairs Manager	環境関連予算管理、地域対応
7	General Affairs Team	
8	Operation Manager	
9	Plant Operation Management Team	
10	Plant Operation Team	発電設備運転管理
11	Environmental Facility Operation Team	環境関連機器（脱硫設備、電気式集塵機等）運転、排気、排水モニタリング
12	Chemical Team	排気、排水、排出物化学分析
13	Maintenance Manager	環境管理機器保守点検
14	Mechanical Maintenance Team	
15	Electrical Maintenance Team	
16	I&C Maintenance Team	
17	Engineering Manager	環境関連機器トラブル発生時の原因追及、対策立案
18	Engineering Team	
19	Fuel Manager	石炭、燃料油取扱における環境事故防止
20	Coal procurement Team	
21	Coal handling Team	

出所：PSMP 調査団



出所：PSMP 調査団

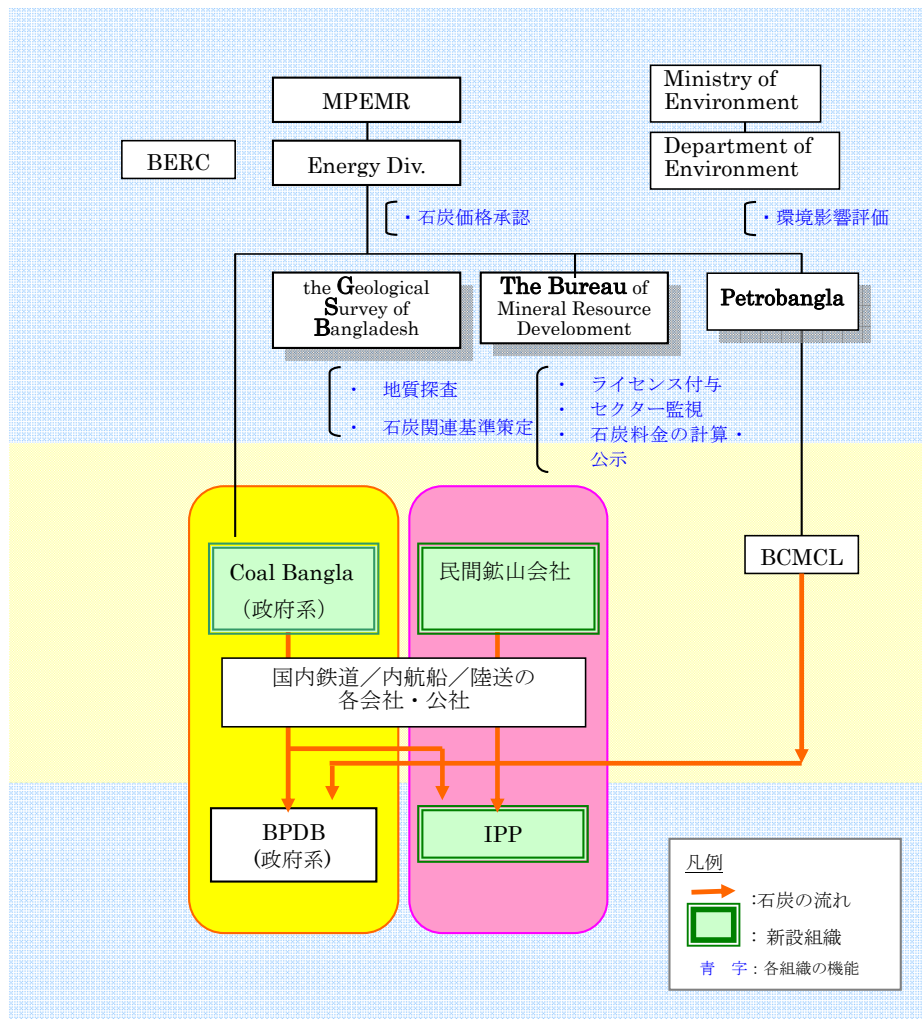
図 17-4 O&M体制 (例)

## 17.3 石炭調達実施体制

### 17.3.1 現状と課題

ここでは本マスタープラン実現のための組織体制の検討を行い、現行計画での課題を抽出し、その解決策について提言を行った。本マスタープランは「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な機能や役割を加えることによる新しい組織体制を構築するなど、先方のあるべき体制を検討することは重要である。特に石炭産業の現在や将来の規模、産業の成熟度合いや成長スピードを加味す

ることで、必要な政府の関与度合いなど向こう 20 年間の「バ」国石炭セクターのあるべき姿について検討・提案を行った。手法は「バ」国のコール・ポリシー案(CP案)で提案されている体制案をレビューし、関係各機関へヒアリングを行い、同案の適切性を検証した。更に海外の先行事例として隣国インドやその他先進国のケースとも幅広く比較検討を行い、最終的に「バ」国の最適な組織体制について提言を行った。にCP案にて提案されている石炭セクター関係者を中心に相関図と各組織の期待される役割を図 17-5に示す。



備考：コール・ポリシー案では輸入炭に関する組織体制についての記述は無いため、本図にも含めていない。

出所： PSMP 調査団

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

表 17-7に、本マスタープランの最関心事項である発電所への石炭燃料の供給方法の組合せについてCP案をベースにまとめたものを示す。

表 17-7 燃料の供給方法

	国内炭	輸入炭
公営発電所 (BPDB)	政府間の燃料調達契約(FSA)もしくは発電所にて自家調達。	発電所にて自家調達。
民間発電所 (IPP)	政府との燃料調達契約(FSA)もしくは発電所にて自家調達。	発電所にて自家調達。

出所：PSMP 調査団

尚、最優先プロジェクトは国内炭・輸入炭火力発電の双方とも BPDB による建設・運営を想定している。以下に組織構成面の主要な課題を取り上げ、その解決策について検討並びに提言していく。

- 課題 1：BPDB の輸入炭調達
- 課題 2：国内炭の石炭供給可能性
- 課題 3：政府の執行能力

### 課題 1：BPDB の輸入炭調達

現行の BPDB の方針では、輸入炭火力発電の場合は石炭燃料は原則発電会社が調達してくることを想定しており、国内炭の場合と異なり、政府との燃料調達契約(FSA)など、パブリック・セクターによる関与は想定されていない。しかしこれまで同公社では発電用石炭燃料の輸入を行ったことがないため、なんらかの方策を講じる必要はある。輸入炭の調達に関する組織構成については CP 案でもあまり触れられていないため、関係者へのヒアリングなどを基に検討を行い、以下のように3つの解決策を提言する。

まず一つめの解決案は、IPP と同じように政府の支援を受けずに自身で調達をする方法である。その方法はいくつか考えられるが、同公社が国営公社であることを鑑みると、石油燃料輸入事業の実績のある国営石油公社 (BPC: Bangladesh Petroleum Corporation) のケースにならう方法が現実的である。即ち国際入札を実施し、国内だけでなく広く海外から輸入炭調達業者を募ることとなる。与信の懸念もあるが、BPDB が過去に電力のシングルバイヤーとして、電力販売契約 (PPA) に基づく卸電気料金の IPP 各社への支払い遅滞がほぼ無い実績が信用形成に寄与すると思われる。実際、BPC についても信用状(Letter of Credit)にて調達業者への支払いを保証することで、これまでの石油調達業務で困難に直面したことは無いとのことだった。このケースの場合、組織面では BPDB 内部に石炭燃料の調達ユニットを設置し、キャパシティ・ビルディングなど調達に関わる人材育成や即戦力の人材確保を行う必要がある。

二つめの解決案は上記案に類似するが、日本の民間電力会社のように大手商社に調達業務の委託をする方法である。本案は BPDB が国営公社である間は規制により実現味が少ないと思われるが、第1案が必ず国際入札を実施するために審査も含めた調達手続きに時間と手間を要すのに比べ、随意契約を行える本解決案では省力化・効率化を期待できる。国有企業の調達に関する規制の緩和が前提ではあるが、「バ」国内ではこれまで大規模な発電用石炭の調達実績がある大手商社は不在のため、隣国のインドで実績のある MMTC などの国際商社に打診することから始められるだろう。

最後にCP案で提案されている国営石炭販売公社であるコールバングラ社が計画通りに設立される場合、同社にBPCのような役割を担わせて輸入炭を調達させる方法である。これにより、

国内炭の場合と同じく、同公社とBPDB社間でFSAを締結して輸入炭を供給することが可能となる。この場合はBPCからコールバングラ社に入札手続きノウハウなどの技術移転や人材の育成・確保が必要になる。表 17-8に以上の提言をまとめる。

表 17-8 BPDB の輸入炭調達課題に対する主な提言

- ・BPDB 内への輸入炭燃料調達ユニットの設置。この場合、BPDB からの入札手続きノウハウの技術移転などキャパシティ・ビルディングや即戦力となる人材の確保が必要となる。
- ・輸入炭調達を行う国際商社との関係構築。この場合、国有企業の調達に関する規制緩和が必要になる。
- ・コールバングラに輸入炭調達業務を追加。この場合も BPDB からの入札手続きノウハウの技術移転や人材確保が必要となる。

以上はBPDBが調達業務を外部に包括委託する場合の解決案だったが、他にBPDB自らが山元との交渉から海運の手配まですべての行程を個別に手配する方法もある。しかし、現時点では、発電会社に負担の少ない包括委託案の現実性が高い方法と思われる(表 17-9)。

表 17-9 各案比較

	長所	短所
1) 包括委託案	単なる買い付け業務だけでなく、包括的なサービスが魅力。	手数料分だけコスト増になる。
2) 個別手配案	手数料分コスト低減可能。すべての行程を自社で管理可能。	煩雑な手続きコストが発生する。

出所：PSMP 調査団

参考までに IPP による輸入炭調達のケースを取り上げると、現時点で既に計画が進んでいる Chittagong 石炭火力発電所では、BPDB がインドの国営発電会社大手の NTPC 社と共同企業体 (Joint Venture: JV) を組成し、NTPC 社経由で輸入炭の自家調達を計画している。うまくいけば、これが IPP による輸入炭火力発電所の燃料調達のロールモデルになると思われる。NTPC 社へのヒアリングにより、従来は MMTC のような大手商社に輸入炭調達を委託していたが、最近自社で上流ステージまで直接調達することも視野に入れて調達チャンネルの柔軟化を図っていることがわかった。但し、この場合は産炭国の山元など上位権益への出資も必要になってくるため、BPDB 単独で調達する場合は、費用対効果を含めて適切に検討、判断を行う必要がある。

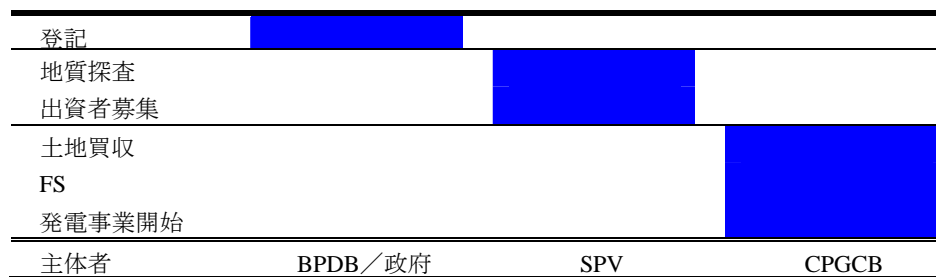
輸入炭専焼の石炭火力発電所のコンセプト・ペーパー<sup>1</sup>や同発電所の運用会社について定めた法令<sup>2</sup>のレビューでは、輸入炭のみを燃料とする専用の石炭発電会社の設立を検討しており、仮名称を Coal Power Generation Company of Bangladesh(CPGCB、バンングラデシュ石炭発電会社)としている。国内炭火力発電所との大きな違いは、発電分野へのパブリック・セクターの関与

1 Coal Power Project in Bangladesh: Concept Paper

2 “The companies act, 1994, Memorandum of Association and Articles of Association of Coal Power Generation Company of Bangladesh Limited (CPGCB) An Enterprise of BPDB A Public Limited Company”

を想定していない点であり、最初こそ官民パートナーシップ方式で設立はするものの、最終的には民間による発電会社の所有、運営を目標としている。

具体的には、円滑に民間ベースの発電会社を設立する目的で、移行期間中にShell Company (SPV、特別目的事業体)を設立する。SPVの主な役割は、発電所地点の環境調査も含めたFS（実現可能性調査）の実施や地点の買収、RFP（物品・役務調達書類）やPPA（電力購入契約）書類の作成を含むものである。国際競争入札の実施に当たっては、不良応札を見抜けるよう、技術のわかる投資家を発電会社の出資者として組成に含めておくことも大切である。図 17-6に発電所運開までのマイルストーンとステージごとの実施主体者を示す。



出所：PSMP 調査団

図 17-6 CPGCB 運開までのマイルストーン

## 課題 2：国内炭の供給可能性

国内炭の供給信頼度は、国内の石炭供給事業が円滑に軌道に乗るのか、にかかっている。実際、課題のひとつは同国ではまだ国営会社一社しかない石炭産業をどう育成、発展させていくかである。現在は「バ」国で石炭供給事業を行っているのは国営の Barapukuria 石炭鉱業会社（BCMCL 社）1社だけである。ここでは唯一操業している同社のケースをパイロットケースとして検討し、課題を抽出、その解決策について以下のように提言した。

まず石炭産業の発展のためには石炭事業が収益面で魅力的であることが重要要件である。BCMCL 社へのヒアリングの結果、発電向けとそれ以外の用途向けでは石炭の販売価格に開きがあり（前者が 85.5\$/ metric-ton、後者が 111.37\$/ metric-ton）、収支を改善するには更なる発電向け石炭価格の上昇、即ち電力料金の上昇を期待したいとのことだった。国の石炭政策の関係上、国内炭の用途は発電用途が優先される枠組みであることも起因している。ただ一方で、関係者へのヒアリングの結果、現時点で既に想定以上の数の石炭の採掘・販売事業免許への認可申請があるのも事実であり、このことから「バ」国での石炭事業は魅力的であるとみなすことができる。実際、政府(鉱物開発局：The Bureau of Mineral Dept./BMD)によると、新規探査ライセンス(B-K-D-P エリア)が Petrobangla 社と現地財閥系企業に既に与えられているとのことである。CP 案では民間、パブリックセクター双方からの参入は歓迎しているが、パブリック・セクターからのコミットメントを示す目的で Petrobangla 社の石炭版であるコールバングラ社を設立するアイデアを提案している。この場合、同国初の石炭公社となるため、人材確保やキャパシティ・ビルディングなどの人材育成が必須である。ただ CP 案全体に言えることだが、政権が 2008 年末に交代したため、前政権の下で作成された CP 案に係る本件は進捗が滞っており、将来の実現性についても不確かである、とのことだった。仮にコールバングラ社が設立されな

い場合には、既存の BCMCL 社が事業を拡大することでパブリック・セクターからのコミットメントを示す可能性は残されている。以上から、民間参入を更に促す目的で 2 点提言する。ひとつはパブリックセクターからの関与という意味でのコールバングラの設立である。ふたつめは、発電向け国産炭価格の規制緩和もしくは自由化である。

収益性以外の課題は立地問題である。Barapukuria 鉱山だけでなく、隣接する Phulbari などの鉱山候補地域では、採掘をめぐっての住民補償がここ数年難航しているとのことだった。こうした課題は両サイドが互いによく理解し合えることで歩み寄れるところが多分にある。BCMCL 社でのヒアリングの結果でも、より住民など隣接コミュニティとのコミュニケーションを促すような専用ユニットを社内に設置した方が良いという回答もあった。こうして周辺コミュニティと良好な関係を築くことは円滑且つ迅速な鉱山開発につながると期待する。実際、BCMCL 社では現在は広報専門の部門がなく、ケース毎に関連の深い部署がその都度対応しているとのことであり、解決策としての広報部の設置を提言する。

最後に、炭鉱労働者レベルでは既存の研修プログラムや OJT により着実に人材育成が図られている一方で、より高度な技術を要する幹部レベルの人材育成は OJT レベルでは不十分であるという現状も確認した。BCMCL 社では現在、社外への委託も含めて検討しているとのことだった。こうした幹部レベルの育成は組織面の対応だけでは解決が難しく、コールメジャーなど外資からの人材獲得なども視野にいった幹部人材を育成するためのプログラムの必要性を確認した。

表 17-10に以上の提言をまとめる。

**表 17-10 国内炭の供給可能性の課題に対する主な提言**

- ・ 発電向け国内炭価格の規制緩和。この為には規制価格の見直し作業の着手や緩和スピードの検討が必要となる。
- ・ パブリックセクターからのコミットメントを示す為のコールバングラ社の設立もしくは既存国有公社（BCMCL 社や Petrobangla）の業務拡大に関する政府承認。
- ・ 上記国有公社内への周辺コミュニティとのコミュニケーションを専門に行う広報部門の設置。この為には関連する人材の育成や確保が必要となる。
- ・ 幹部養成プログラムの充実。このためには海外などの事例調査や外資系企業からの同プログラムの導入などが必要となる。

### 課題 3：政府の執行能力

CP 案にもあるように、政府組織については既存の地質調査局（Geological Survey of Bangladesh：GSB）や鉱物開発局（BMD）の人材育成・強化が石炭供給体制の成功のための課題のひとつであると言える。新規に機関を設置する必要性はうたわれていないが、関係者へのヒアリング結果等から、以下のように既存の政府機関の機能の拡充の必要性を提言する。

- (1) 石炭行政機関の執行能力の拡充：BMD は「バ」国の石炭セクターを統括する、インドで言うところの石炭省に該当する機関であるが、現在の課題はその人数（2010 年 10 月現在で 14 名）である。BMD へのヒアリングの結果、現時点では国内の石炭市場の規模を鑑み、石炭省の設立までは想定していないとのことである。しかしながら同局は石炭以外の



鉱物も統括しているため、最近になって 40 名程に増員する計画が通ったとのことであるが、将来石炭セクターが拡大していったときの遂行能力にはまだ懸念が残り、更なる石炭産業の成熟度合いに合わせて組織の新設や人員の拡充を図るよう提言する。

- (2) 価格規制機関の統一：現在の石炭価格の承認は電力エネルギー鉱物資源省(MPEMR)傘下のエネルギー局(EMRD)で行われている。ヒアリング先によっては、ガスや電気の料金を規制している独立の規制機関である BERC (エネルギー規制局) に移管した方が効率的ではないか、という意見もあった。実際、石炭の用途がほぼ全量発電用であることを鑑みると、電気と石炭の両方を一箇所で管理した方が効率も向上するものと想像でき、調査団としても近い将来は石炭価格の規制業務をエネルギー局から BERC へ移管することを提言する。この場合、対策として BERC 内で石炭に関するノウハウの技術移転も含めて人材育成の充実や確保をしていく必要がある。

#### Box. 17.1 参考：世界の先行事例

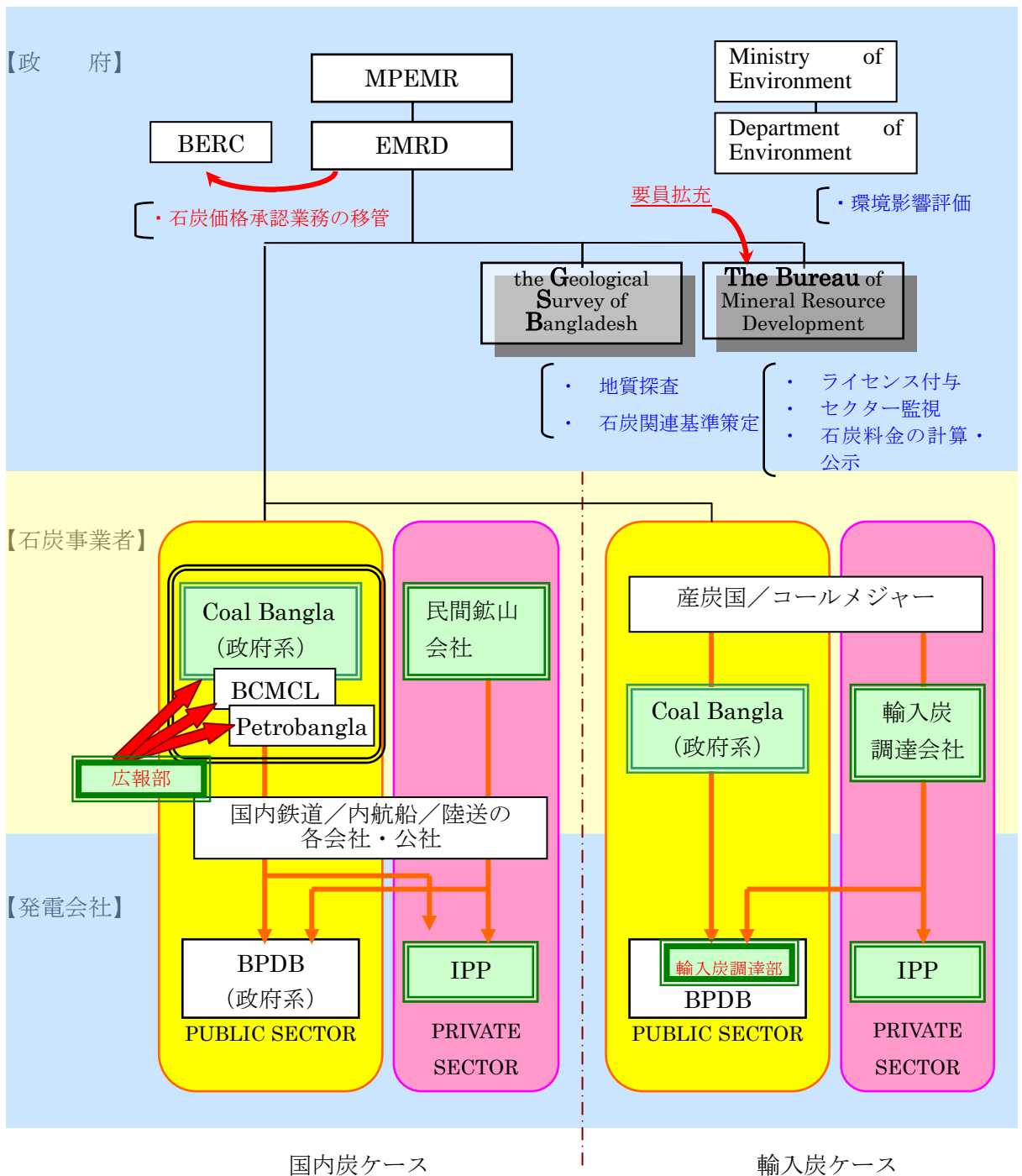
各国の先行事例をレビューすると、石炭セクターの成熟度合いにより政府関与のレベルも変わってくるのがわかる。例えばインドの場合、セクターの黎明期には複数の民間による小規模で非効率な開発が行われていたが、セクターの成長を促すために国営のコールインディア社を設立してこれに統合し、政府にも石炭省を設けて一元管理を行ってきた。これにより同国の石炭事業の効率化が図られ、増産にも成功している。イギリスでも民間では収益確保が厳しくなってきた事情や石炭産業が国の基幹産業であり且つ貴重なエネルギー資源であることから石炭庁が事業を統括している。一方ですべてを民間に行わせているオランダのような事例もある。「バ」国の場合は規模が比較的小さいことなどから、大規模な政府関与は必要ではないというのが、関係者の大筋の意見であり、調査団もこの点について同意するものである。

表 17-11に以上の主な提言をまとめる。

表 17-11 政府の執行能力の課題に対する主な提言

- ・ 政府 (GSB, BMD, 環境省) の石炭行政関連箇所の人材のキャパシティ・ビルディング。
- ・ BMD 内の石炭セクターに関連する人員の更なる拡充。
- ・ 石炭価格規制業務のエネルギー局から BERC への将来的な移管。このためには BERC の人材への石炭ノウハウに関する人材育成や確保が必要となる。

以上の提言を反映した将来のあるべき石炭セクターの関係者相関図を図 17-7に提言する。



出所：PSMP 調査団

図 17-7 提言する石炭セクター関係者相関図

## 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 調査の方法論

#### 18.1.1 実施目的

本調査における環境社会配慮分野調査は、提案される石炭火力発電所（およびこれに伴う各施設・設備）の開発によって将来的に発生しうる影響を予測し、これを回避または最小化するための方策（代替案の検討を含む）を検討することを、その実施目的としている。

本調査では、戦略的環境アセスメント（Strategic Environmental Assessment: SEA）<sup>1</sup>の考え方を導入している。SEAは、個別の事業実施に先立つ「戦略的な意思決定段階」であり、政策決定段階や事業計画段階など、事業計画の早い段階から環境面での影響可能性をより広範に検討し、開発計画・事業において適切な環境配慮が行われるよう意思決定に反映させるものである。マスタープラン段階から広範な環境社会配慮がなされるよう相手国政府に働きかけることは、JICA環境社会配慮ガイドラインに明記されている<sup>2</sup>。また、「バ」国においては、環境アセスメント（Environmental Impact Assessment: EIA）の実施前に初期環境調査（Initial Environmental Examination: IEE）を実施することが制度として義務付けられており、IEE結果を踏まえて開発行為開始許可（Location Clearance Certificate:LCC）が申請・取得されることとなっている。

#### 18.1.2 調査方法

本調査実施に当たっては、まず、既存資料および新しく収集した二次情報・データを踏まえ、各候補地点のプロジェクト実行可能性に関する環境社会面の検討支援を行った。各候補地点から最優先プロジェクトを選定するに当たっての流れやプロセスについては、他分野の検討結果と合わせ、第12章および同章 APPENDIX を参照されたい。

次に、総合的な検討を踏まえて最優先候補地点となった三地点について、IEEレベルの調査を行った。最優先候補地点における発電所概要仕様の環境対策・社会配慮案の検討については、既存資料情報の収集に加えて現地関係者との協議を行い<sup>3</sup>、同調査の結果を共有するとともに、発電所建設計画の概要や発電所建設そのものに関する意見を聴取し、これらの地元意見を計画に反映しつつ、環境管理面および社会配慮面での軽減策・回避策等の対応策について最終的な検討を行った。

各検討を行うに当たっては、「バ」国関係者と組織した環境社会タスクチームにおいて調査経過を共有しつつ意見交換・協議を重ね、検討の方向性を逐一確認すると共に、計画内容の向上に努めた。また、これら意見を踏まえて調査項目の絞り込みを行い（スコーピング）、石炭火力発電所建設による大きな影響が予想され、本調査後のフィージビリティ調査等で重点的に検討が必要な項目（大気汚染対策や住民移転対策等）を明らかにし、具体的措置について提言に纏めた。

<sup>1</sup> 米国・カナダ・EU加盟27ヶ国中25ヶ国で既に制度化されている（環境省 戦略的環境アセスメント導入ガイドラインのあらまし 2009年1月より）。

<sup>2</sup> 本件マスタープランは、2001年4月に制定された「JICA環境社会配慮ガイドライン」の適用となる。

<sup>3</sup> 現地ステークホルダー協議、フォーカス・グループ・ディスカッション（男性グループ・女性グループ別）、世帯インタビュー、地元政府関係者への詳細インタビューなど。

環境社会配慮に関する「バ」国における法制度、各最優先候補地点の概要、簡易拡散計算の概要等については、本章 APPENDIX を参照されたい。

## 18.2 石炭新規発電所建設にかかる影響分析

### 18.2.1 現状分析

まず、各最優先候補地点の環境社会面から見た現状は以下のとおりである（各種資料・データは本章 APPENDIX 参照）。

#### (1) B-K-D-P 地点

候補地点があるNawabganj Upazilaの面積は 314.68 km<sup>2</sup>、2001 年時点の人口は 204,351 人（46,435 世帯）で、識字率は 38.4 パーセントに留まる<sup>1</sup>。同Upazilaの人口の大部分は農業に従事し、稲作の他、小麦、ジュート、マンゴー、バナナなどを栽培している。発電所建設候補地から 500 メートル圏内には、Rahimapur村、Nandanpur村、ジョイデブプル村（Joydebpur）があり、それぞれ 500 世帯、350 世帯、400 世帯程度が居住している。これらは農村地帯にあり、重要施設や産業施設、大規模な住民居住地から離れた地域である。宿泊施設やレストランはない。Seeta Kuthuri という遺跡が考古学部局によって管理されているが、500 メートルより圏外にある。地域全体で見ると、現状の大気や水質・水量に特に問題は見られない。

B-K-D-P地点は、大規模な国内炭であるBarapukuria炭田、Khalaspir炭田、Dighipara炭田、そしてPhulbari炭田の 4 地点からほぼ中間に位置し、Barapukuria炭田には、Barapukuria石炭炭鉱とこれに隣接するBarapukuria石炭火力発電所が既に開発されている。同地域では、地下水汲み上げを主たる要因とする地盤沈下が発生し、周辺村落の家屋への損傷が発生している。また、井戸水の水位低下による生活水・飲料水の不足が顕著となっている<sup>2</sup>。



出所：PSMP 調査団

図 18-1 Barapukuria 炭鉱近隣の住宅被害の様子

<sup>1</sup> Bangladesh Bureau of Statistics, “the Area, Population and Literacy Rate by Upazila/Thana-2001”  
[http://www.bbs.gov.bd/dataindex/census/ce\\_uzila.pdf](http://www.bbs.gov.bd/dataindex/census/ce_uzila.pdf)（2010 年 4 月現在）

<sup>2</sup> 詳細データについて本章 APPENDIX を参照されたい。

また、既設Barapukuria石炭火力発電所周辺において、飛散による粉塵が植物の葉に付着する様子が観察されている<sup>1</sup>。なお、同発電所計画時に実施されたEIA（2000年頃に実施）では、現在の大气環境基準を超えるNO<sub>x</sub>、SO<sub>x</sub>の最大着地濃度が既に予測されており、今後も局所的に排気ガス濃度が高くなり、NO<sub>x</sub>、SO<sub>x</sub>による環境影響が発生する可能性がある。



出所：PSMP 調査団

図 18-2 Barapukuria で飛散する粉塵が付着した植物の葉

Barapukuria炭鉱側は、こうした状況に対応するため、農作物被害への補償や住宅修繕、新住宅建設、道路補修や現金補償など、2010年までの5年間で21百万タカを既に投じている。これに加え、新たに用地取得と住民移転を行うために、32億タカの予算申請を行っており、住宅建設や雇用創出、生計向上活動等を行うとしている<sup>2</sup>。

一方、Phulbari炭田では、Asia Energy Corporation（現GCM Resources）による露天掘り炭鉱の開発計画が持ち上がっていたが、移転対象となる住民が5万人とされ、間接的に影響を受ける住民を合わせると30万人を超えると見積もられた<sup>3</sup>。このため2006年に住民を中心とする5万人規模の抗議運動があり<sup>4</sup>、3名が巻き込まれて死亡している。住民移転を伴う炭鉱開発案に対する住民の反対は根強く、2010年10月にもダッカからPhulbariまでデモ行進が断行される<sup>5</sup>など、解決の目途は立っていない。

## (2) Chittagong 地点

候補地点であるChittagong Southが位置するBanshkhali Upazillaは、面積が376.9km<sup>2</sup>で、2001年時点の人口は391,320人（71,229世帯）、平均世帯構成人数は5.5人、識字率は29.5パーセントである<sup>6</sup>。特に大きな産業施設は存在しない。Banshkhali・Upazilaは、Chittagong県の中心地やChittagong港に近いこともあり、港湾労働者や第二次・第三次産業従事者が多く、農業従事

<sup>1</sup> 2009年11月の現地訪問調査時にも確認された。

<sup>2</sup> Barapukuria Coal Mine Company Limited 関係者インタビューより（2009年11月時点）。

<sup>3</sup> 炭鉱関係者による提供資料より。

<sup>4</sup> 第4章 4.2.3(1)についても参照されたい。

<sup>5</sup> <http://www.demotix.com/news/484975/long-march-phulbari-coal-mine>（2010年12月現在）

<sup>6</sup> Bangladesh Bureau of Statistics, “the Area, Population and Literacy Rate by Upazila/Thana-2001”  
[http://www.bbs.gov.bd/dataindex/census/ce\\_uzila.pdf](http://www.bbs.gov.bd/dataindex/census/ce_uzila.pdf)（2010年4月現在）

者は相対的に少ない。また、海岸に近い河口付近であることから、土地利用は農業以外が多い。漁業や商業に従事する住民が多く見られる。農作物ではコメや茶、じゃがいもその他の野菜等が栽培されている。

一方、隣接する貿易港近傍の Anwara Upazilla においては、既設の 2 つの肥料工場によって騒音被害や大気汚染が発生しており、同 Upazila 住民の間で呼吸器系疾病や頭痛、下痢、目や鼻の痒みが訴えられている。これらは、肥料工場から排出されるアンモニアガスの影響による健康被害と考えられている。これらの工場からの騒音被害も多い。

### (3) Meghnaghat 地点

候補地があるソナルガオン・ウパジラ (Sonargaon Upazila) の面積は 171.66 km<sup>2</sup>、2001 年時点の人口は 305,562 (60,805 世帯) で、平均世帯構成人数は 5.0 人、識字率は 47.0 パーセントである<sup>1</sup>。同 Upazila は主に農地と居住地域からなり、数軒の宿泊施設とレストランがある。Sultan Giasuddin と Shah Abdul Alla の墓が Upazila 内にあるが、候補地点から 4 キロ程度離れた場所に位置する。Meghnaghat 新興地域には多くの工場が建設され、騒音や大気汚染等が発生している。



出所：PSMP 調査団

図 18-3 対岸から見た Meghnaghat 新興地域の様子

候補地に近接した地点には天然ガス発電所 (IPP 450MW) がある<sup>2</sup>。同発電所建設に当たっては、現地ステークホルダー協議が開催され、将来的に起こりうる公害や予防措置、用地取得の概要について、詳細に説明が行われた。運開後も地域住民への支援が継続的に行われ、学校建設や困窮者を対象とした毛布やコメの支給等、同発電所の社会貢献 (Cooperate Social Responsibility : CSR) 予算は年間 30,000~40,000 米ドルに及ぶ。発電所には健康・安全・環境担当マネジャーが常時勤務し、環境社会面の対応が行われている。同発電所操業に起因する健康被害や環境問題は、現在に至るまで報告されておらず、住民は発電所建設・運転による騒音、大気汚染を特に意識していない。

<sup>1</sup> Bangladesh Bureau of Statistics, “the Area, Population and Literacy Rate by Upazila/Thana-2001”  
[http://www.bbs.gov.bd/dataindex/census/ce\\_uzila.pdf](http://www.bbs.gov.bd/dataindex/census/ce_uzila.pdf) (2010 年 4 月現在)

<sup>2</sup> Power TEC (マレーシア資本) 所有。2002 年 11 月運転開始。



出所：PSMP 調査団

図 18-4 Meghnaghat 天然ガス発電所

天然ガス発電所関係者に意見聴取を行ったところ<sup>1</sup>、新規石炭火力運転が近接する地点で行われることによって、騒音や大気汚染、特にフライアッシュの飛散によるガスタービン吸気フィルター詰まりが発生し、発電所運転へ悪影響が及ぶことについて、大きな懸念を示している。この他、石炭火力発電所運用が不適切であった場合に、地元住民が発電事業自体に悪印象を持つことについても、大きな懸念を示している。

### 18.2.2 問題分析

最優先候補地点であるB-K-D-P地点、Chittagong地点、Meghnaghat地点のそれぞれについて、600MW石炭火力発電所開発を行う際の、公害・自然・社会環境面への影響につき、建設中・運転中に分けて問題分析を行った。分析項目は『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プロジェクト 準備調査報告書』に掲げられた項目に拠った<sup>2</sup>。

なお、各地点の個別詳細結果は、AP表 18-28～30、AP表 18-45～47、AP表 18-62～64 に示すとおりである。

#### (1) 公害・自然環境面

##### ■ 共通事項

3地点に共通する事項について、表 18-1に示す。建設中は騒音・振動、事故に、また、運転中は大気汚染、水質汚染、騒音・振動、廃棄物、に、それぞれ特に注意を要する。

<sup>1</sup> 2010年2月実施（Mr. Md.Reaz Uddin, Plant Manager より聴取）。

<sup>2</sup> JICA 環境社会配慮ガイドラインの評価項目と同一である。

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)

No	項目	工事期間中に予測される影響	操業時に予測される影響
1	大気汚染	工事車両、建設機械からの排気により、大気汚染が発生する可能性がある。また、サイト近隣や車両通行道路では粉塵飛散の可能性がある。	計画する石炭火力発電所では、石炭を主燃料として使用し、また、補助燃料（起動用）として軽油を使用する。これらの燃焼により、NO <sub>x</sub> 、SO <sub>x</sub> 、煤塵が発生する。
2	水質汚染	工事中には雨水による濁水、機器洗浄排水、生活排水などが発生する。また、廃棄物の取扱状況が適切でない場合、廃棄物からの排水が発生する可能性がある。	冷却水に河川水を用いた場合、温排水が発生する。また、冷却塔を用いた場合は、濃縮冷却水ブロー排水が発生する。また、設備運転に伴いプラント排水、生活排水が発生する。さらに、廃棄物の取扱状況が適切でない場合、廃棄物からの排水が発生する可能性がある。
3	土壌汚染	工事車両、建設機械等からの潤滑油、燃料油漏洩による土壌汚染の可能性がある。	ユニット運転に用いる潤滑油、燃料油漏洩による土壌汚染の可能性がある。
4	騒音・振動	工事車両、建設機械の駆動による騒音・振動が発生する。AP表 18-67 に一般的な工事車両、建設機械の騒音レベルの一覧を示した。また、試運転における蒸気ブローにおいても騒音が発生する。	運転中は、発電設備からの騒音・振動が発生する。特に、空冷コンデンサを使用する場合には、空冷コンデンサのファンからの騒音・振動が大きい。定期点検中は、工事車両や建設機械の駆動による騒音・振動が発生する。石炭移送に車両を使用した場合、騒音・振動が発生する。
5	悪臭	工事作業者詰め所の生活系廃棄物の取扱が不適切である場合、廃棄物腐乱により悪臭が発生する可能性がある。	脱硝設備で用いるアンモニアが漏洩した場合、悪臭源となりうる。また、補修作業等に從事する工事作業者詰め所の生活系廃棄物の取扱が不適切である場合、廃棄物腐乱により悪臭が発生する可能性がある。
6	廃棄物	工事に伴い金属屑、廃プラスチック、木屑、ガラス屑、廃油等が発生する。また、工事作業者詰め所の生活系廃棄物として缶、ビン、食物残渣等が発生する。	石炭火力発電所運転に伴って発生する副生成物には、石炭灰、脱硫石膏（湿式脱硫装置を用いた場合）、排水処理汚泥、冷却水路付着生物等（河川水を冷却水に用いた場合）などがある。これら副生成物を資源化せず廃棄した場合、廃棄物となる。また、保守作業等に伴って発生する金属屑、廃プラスチック、木屑、ガラス屑、廃油等がある。工事作業者詰め所の生活系廃棄物としては、缶、ビン、食物残渣等が発生する。
7	生物・生態系	サイト予定地にはIUCN Red listにてCRに分類される生物が存在する可能性がある。	サイト予定地にはIUCN Red list上CRに分類される生物が存在する可能性がある。
8	事故	建設工事における安全衛生管理不備により、建設事故が発生する可能性がある。特に高所作業に伴う墜落事故、工事車両の交通事故、感電事故には注意が必要である。	運転中には軽油や潤滑油の漏洩、石炭自然発火等による火災、苛性ソーダ、硫酸等の薬品漏洩、流出による事故、保守工事における設備、人身事故等が発生する可能性がある。



No	項目	工事期間中に予測される影響	操業時に予測される影響
9	地球温暖化	-	石炭火力発電所運転に伴い、600MWのユニット1基あたり年間約354万トン～379万トンのCO <sub>2</sub> が排出される見込みである。

出所：PSMP調査団

■ 各地点における個別事項

各地点の特徴を踏まえ、上記共通事項に加えて特に配慮や対策が必要と考えられる事項は、以下のとおりである。

(1) B-K-D-P 地点

- 操業時に国内炭の長距離陸上移送が必要であり、これに伴う炭塵発生、騒音発生の可能性がある。
- 冷却水として地下水の利用を行う場合、地盤沈下発生、近隣住民の生活水利用への影響が発生する可能性が大きい。
- サイト予定地周辺には IUCN Red list 上 CR に分類される Painted Roofed Turtle が存在する可能性がある。また、ディナスプール県には保護林が散在し、選定地点、送電線路によっては影響を受ける可能性がある。
- 発電所建設に先立って行われる国内炭鉱開発において、Barapukuria 炭鉱と同様に、①地下水汲み上げによる地下水位低下 ②地下水汲み上げおよび落盤による地盤沈下 ③掘削作業および石炭運搬に伴う騒音・振動 ④石炭運搬トラックによる大気汚染 等の問題が発生する可能性がある。

(2) Chittagong 地点

- 処理が適切でない工事排水やプラント排水、生活用水が、ベンガル湾とサンゲ川に流出した場合、底質汚染の可能性はある。
- サイト予定地周辺には IUCN Red list 上 CR に分類される Painted Roofed Turtle、EN に分類される Fishing cat、さらに海洋には EN に分類される Ganges River dolphin、Blue Whale が存在する可能性がある。

(3) Meghnaghat 地点

- 炭塵・飛散灰の取扱が不適切である場合、近接する天然ガス発電所のガスタービン吸気フィルター詰まりが発生し、同発電所の運転に支障を来す恐れがある。
- 処理が適切でない工事排水、プラント排水、生活用水が Meghna 川に流出した場合、底質汚染の可能性はある。
- サイト予定地周辺には IUCN Red list 上 CR に分類される Red Headed Vulture、Painted Roofed Turtle、EN に分類される Fishing cat が存在する可能性がある。

## (2) 社会環境面

## ■ 共通事項

3 地点に共通する事項について、社会面における問題分析の結果を表 18-2に示す。

表 18-2 社会影響にかかる問題分析結果 (3 地点共通)

No	項目	工事期間中に予測される影響	操業時に予測される影響
1	非自発的住民移転	用地取得に伴う恒常的住民移転が想定される。	住民移転が適切に行われない場合、排煙・騒音・水質汚染などにより、住民の住宅被害や健康被害が発生する可能性がある。また、生活への影響が甚大な場合、社会・政治的な問題に発展する可能性がある。
2	雇用・生計手段等の地域経済	工事期間中の一時的な農地の損失による、農民を中心とした雇用・生計手段の喪失の可能性がある。 現行の「バ」国における法制度下では、補償対象は喪失する用地や資産、農作物に限定される。喪失する雇用・生計手段の回復については対象となっていない。このため、工事期間が長期化する場合、小作農や賃金労働者等を中心として困窮化が進行する可能性がある。	発電所建設地域および周辺地域の恒常的な農地喪失による、農民を中心とした雇用・生計手段の喪失の可能性がある。 現行の「バ」国における法制度下では、補償対象は喪失する用地や資産、農作物に限定される。喪失する雇用・生計手段の回復については対象となっていない。このため、就労機会や職業訓練機会が得られないままの場合、小作農や賃金労働者等を中心として困窮化が進行する可能性がある。
3	貧困層・先住民・少数民族	農地の一時的な損失によって、困窮者や貧困者、小作農が失業する可能性がある。 なお、先住民・少数民族は3地点ともに存在しない	就労機会や職業訓練機会が得られないままの場合、小作農や賃金労働者等を中心として困窮化が進行する可能性がある。 なお、先住民・少数民族は3地点ともに存在しない。
4	被害と利益の偏在	就労機会や職業訓練機会が十分に得られない場合、機会が得られた者と得られなかった者との格差や、土地所有者と小作農・賃金労働者との格差が拡大する可能性がある。	就労機会や職業訓練機会が得られないままの場合、困窮化が進行し、格差が更に拡大する可能性がある。 また、環境影響対策が十分に取られない場合、地盤沈下や排煙、騒音、飲料水の不足、汚水等による生活への影響や健康被害が進行する可能性がある。
5	地域内の利害対立	住民移転が行われる場合、移転住民と、移転先コミュニティが対立する可能性がある。 利害関係者の過度の介入による地域社会の分断や住民間の対立が発生する可能性がある。	移転住民と、移転先コミュニティとの対立が恒常化する可能性がある。
6	ジェンダー	女性の識字率が相対的に低いことによる情報不足や、就労機会の男女間の不平等の可能性がある。	女性の識字率が相対的に低いことによる情報不足の可能性がある。
7	子どもの権利	親の失業による児童労働、教育機会の喪失、あそび場の喪失、外部者の流入による感染症の拡大による子どもへの影響等の可能性がある。	親の失業による児童労働、教育機会の喪失、あそび場の喪失、外部者の流入による感染症の拡大による子どもへの影響等の可能性がある。
8	土地利用や地域資源利用	現在の土地利用やインフラの一時的な喪失の可能性がある。	現在の土地利用やインフラの恒常的な喪失の可能性がある。

No	項目	工事期間中に予測される影響	操業時に予測される影響
9	社会資本関係や地域の意思決定機関等の社会組織	地元政治家や地元政府役人、地域住民らの間の利害対立に伴う用地取得や住民移転手続きの遅滞、地域社会の分断などの可能性がある。	-
10	既存の社会インフラや社会サービス	工事に伴う一時的な喪失の可能性がある。	発電所への車両往来に伴う交通渋滞や、社会サービスの不足が発生する可能性がある。
11	文化遺産	3 地点ともに、サイト候補地内に文化遺産は存在しない。	-
12	HIV/AIDS 等の感染症	外部からの工事労働者の流入による感染拡大の可能性がある。	外部からの操業にかかる就労者の流入による感染拡大の可能性がある。

出所：PSMP 調査団

#### ■ 各地点における個別事項

各地点の特徴を踏まえ、上記共通事項に加えて特に配慮や対策が必要と考えられる事項は、以下のとおりである。

##### (1) B-K-D-P 地点

- 用地取得に 200 エーカー程度、1,250 世帯程度の住民移転が想定されている。近郊の Barapukuria 炭鉱や発電所の操業に際し様々な社会影響が及んでおり、また、Phulbari 炭鉱開発への住民反対運動の発生などに際し、地域住民および地元政府関係者ともに警戒感が強いと考えられる。
- 発電所建設に先立って行われる国内炭鉱開発において、適切規模の用地取得と住民移転が行われない場合、Barapukuria 炭鉱と同様に、地下水位低下、地盤沈下、騒音・振動、大気汚染等が、地域住民の生活にもたらす影響が甚大となり、発電所建設・操業に対する否定的感情の醸成につながりかねない。
- 利害関係者の過度の介入による地域社会の分断や、政治的影響力を持つ人物らの介入など、地域住民が扇動される可能性がある。
- 「バ」国の中でも有数の穀倉地帯であり、また、貧困地域であることから、土地喪失もしくは耕作地喪失による社会的弱者への影響が相対的に大きいと考えられる。地域内の利益分配には特に留意する必要があると考えられる。
- サイト候補地は住宅密集地や地元市場、市街地、保護林等の森林地域には該当しない。しかし、選定地点や送電線路によっては、影響を及ぼす可能性は否定できない。

##### (2) Chittagong 地点

- 公用地・私用地の用地取得と、これに伴う若干の住民移転が想定される。また、着工までの不法居住者の流入を防ぐ方策の検討を行う必要がある。
- サイト候補地は、住宅密集地や地元市場、市街地、保護林等の森林地域には該当しない。

- 温排水の発生や、設備運転に伴うプラント排水、生活排水の適切な処理が行われない場合、地元漁業および漁民の生計に大きな影響を与える可能性がある。

### (3) Meghnaghat 地点

- 用地取得に伴う住民移転の可能性があるが、Meghna 川の中州付近がサイト候補地であることから、直接影響を受ける住民は相対的に少ないと考えられる。
- 温排水の発生や、設備運転に伴うプラント排水、生活排水の適切な処理が行われない場合、地元漁業および漁民の生計に大きな影響を与える可能性がある。

## 18.3 現地コンサルテーション

### 18.3.1 現地ステークホルダーとの協議（第一回）

地元の状況を把握するために、B-K-D-P 地点、Chittagong 地点（Anwara）、Meghnaghat 地点において、地元住民を対象とする世帯インタビューとフォーカス・グループ・ディスカッション（FGD）、Upazila の地元政府関係者らを対象としたインデプス・インタビュー（IDI）をそれぞれ行った。なお、この現地コンサルテーションは、現地情報収集が主目的であること、また、時間的に効率的な協議の実施が求められていたため、ローカルコンサルタントによる再委託現地調査の一環として実施した。

### (1) B-K-D-P 地点における現地コンサルテーション

#### (a) 概要

男女 15 名を対象とする世帯インタビュー、男性・女性の各グループに分かれた FGD、地元政府関係者らを対象とする IDI の概要は以下表のとおりである。世帯インタビューと FGD の参加者の詳細については、本章 APPENDIX を参照されたい。

表 18-3 現地コンサルテーションの内容（B-K-D-P 地点）

コンサルテーション	対象者数	日時	場所
世帯インタビュー			
男性	7	2010 年 1 月 4～7 日	Rahimapur 村・Nandanpur 村
女性	8	2010 年 1 月 4～7 日	
フォーカス・グループ・ディスカッション			
男性グループ	12	2010 年 1 月 4 日	Rahimapur 村
女性グループ	8	2010 年 1 月 5 日	Nandanpur 村
インデプス・インタビュー			
Upazila 地域事務所職員	1	2010 年 1 月 6 日	Nawabganj・Upazila 地域事務所
Upazila 地域事務所職員	1	2010 年 1 月 7 日	Phulbari・Upazila 地域事務所
農業担当職員	1	2010 年 1 月 4 日	Nawabganj・Upazila 農業事務所
漁業担当職員	1	2010 年 1 月 4 日	Nawabganj・Upazila 漁業事務所
教育担当職員	1	2010 年 1 月 5 日	Nawabganj・Upazila 教育事務所

出所：世帯インタビュー調査・FGD・IDI より

## (b) 議論の内容

## ■ 発電所建設への期待（電化）

同地域は電化されているが、電力需要に足る供給が行われていない。FGD 男性参加者の半数が電化世帯で、残る半数は迅速な接続を希望していた。子どもの教育や農業・産業面での発展における電化の必要性に関する意識は FGD 女性参加者の間で高いものの、地元政府関係者への陳情も功を奏していない状態であった。参加者全員が発電所建設を歓迎し、電力不足解消につながることを期待していた。

## ■ 発電所建設への懸念

住民は、Barapukuria 近郊の村で発生している地盤沈下や家屋損傷、農作物被害、地元の社会問題の状況をよく把握していた。参加者は発電所が建設されることに関心を持つものの、Barapukuria 住民が受けた被害に遭わないか強い懸念を抱いていた。

発電所が建設される場合、適切な環境社会面での緩和策や対策の検討や、被害者への適切な補償が行われることを望んでいた。特に、家屋の損傷や地盤沈下は大きな社会的損失であり、地元政府は十二分に注意を払い、土地を失う住民に対しては適切に補償を与えることが望ましいとしている。

地元政府関係者は、Barapukuria で発生している問題をよく認知し、Barapukuria 住民が受けている被害の実態（騒音、地盤沈下、家屋損傷、耕作地陥没による農作物被害等）を詳細に把握している。また、大規模移転が想定された Phulbari 炭鉱開発が、地元住民の大きな抗議活動に遭って頓挫したことについても掌握している。地元政府関係者は、住民移転や用地取得を主体的に担う立場にあることから、発電所建設期間を短期間にすることや、住民への適切な補償の必要性を指摘し、多くの社会配慮を望んだ。



出所：PSMP 調査団

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

## (2) Chittagong 地点 (Anwara) における現地コンサルテーション

## (a) 概要

男女 15 名の世帯インタビュー、男性・女性 FGD、地元政府関係者らの IDI の概要は以下表のとおりである(世帯インタビューと FGD の参加者の詳細については、本章 APPENDIX 参照)。

表 18-4 現地コンサルテーションの内容 (Chittagong・Anwara 地点)

コンサルテーション	対象者数	日時	場所
世帯インタビュー			
男性	8	2009 年 12 月 28～30 日	Gobadia 村・Dudhkumra 村
女性	7	2009 年 12 月 29～30 日	
フォーカス・グループ・ディスカッション			
男性グループ	8	2009 年 12 月 29 日	Gobadia 村
女性グループ	6	2009 年 12 月 28 日	Dudhkumra 村
インデプス・インタビュー			
Upazila 地域事務所職員	1	2009 年 12 月 29 日	Anwara・Upazila 地域事務所
漁業担当職員	1	2009 年 12 月 28 日	Anwara・Upazila 漁業事務所
農業担当職員	1	2009 年 12 月 28 日	Anwara・Upazila 農業事務所
教育担当職員	1	2009 年 12 月 28 日	Anwara・Upazila 教育事務所
土地担当アシスタント・コミッショナー	1	2009 年 12 月 28 日	Anwara・Upazila 漁業事務所土地担当アシスタント・コミッショナー事務所
衛生工学担当職員	1	2009 年 12 月 28 日	Anwara・Upazila 衛生工学事務所

出所：世帯インタビュー調査・FGD・IDI より

## (b) 議論の内容

## ■ 発電所建設への期待

男性参加者は、発電所の具体的なイメージは掴めないものの、農業や産業、家庭内や就労先での仕事に役立つと捉え、発電所建設に高い関心を示した。女性参加者は、地元住民の雇用や電力需要に見合った供給等、地元への利益分配への期待感に基づく歓迎の意向を示した。

地元政府関係者も、灌漑への十分な電力供給や産業や教育などあらゆる社会機能の充実に電力は不可欠との見解から、発電所建設を非常に歓迎する意向であり、また、河川輸送による輸入炭利用が輸送コストを低く抑えることにつながるとの指摘がなされた。



出所：PSMP 調査団

図 18-6 Chittagong 地点 (Anwara) での現地コンサルテーションの様子

- 発電所に関する知識の低さ  
 発電所建設によって発生する公害の内容や、将来起こりうる環境影響や健康被害について、参加者は男女共にその具体的知識を持っていなかった。また、「環境保全」とは「木を多数植えて常に掃除をすることが大事である」との回答に留まった。
- 発電所建設への懸念  
 一方、地元政府関係者は、発電所の運転は騒音や煙・廃棄物等を排出し、引いては農作物や河川水、人間の健康に被害を及ぼす場合があること、これらを回避するために発電所建設に際し環境面での対策を十二分に行う必要があること、科学的根拠に基づく環境保全が必要であること、「バ」国政府と実施機関がまずはよく議論する必要があること等を指摘した。また、用地取得に当っては適切な補償を行い、土地・資産喪失者に対しては、優先的に発電所で雇用するなどの配慮が必要であると指摘し、影響を受ける地元住民が適切に補償されることを望んだ。

### (3) Meghnaghat 地点における現地コンサルテーション

#### (a) 概要

男性 15 名の世帯インタビュー、男性・女性 FGD、地元政府関係者らの IDI の概要は以下表のとおりである（世帯インタビューと FGD の参加者の詳細については本章 APPENDIX 参照）。

表 18-5 現地コンサルテーションの内容 (Meghnaghat 地点)

コンサルテーション	対象者数	日時	場所
世帯インタビュー			
男性	15	2009年12月17～19日	Ganga Nagar 村・Islampur 村
女性	0	-	
フォーカス・グループ・ディスカッション			
男性グループ	6	2009年12月18日	Islampur 村
女性グループ	8	2009年12月19日	Islampur 村
インデプス・インタビュー			
Upazila 地域事務所職員	1	2009年12月17日	Sonargaon・Upazila 地域事務所
社会福祉担当職員	1	2009年12月20日	Sonargaon・Upazila 社会福祉事務所
農業担当職員	1	2009年12月21日	Sonargaon・Upazila 農業事務所
漁業担当上級職員	1	2009年12月22日	Sonargaon・Upazila 漁業事務所
教育担当職員	1	2009年12月18日	Sonargaon・Upazila 教育事務所
Upazila 長・スタッフ	2	2009年12月19日	Sonargaon・Upazila 地域代表事務所

出所：世帯インタビュー調査・FGD・IDI より

## (b) 議論の内容

### ■ 発電所への期待

既存天然ガス発電所からの騒音その他公害等の環境影響や疾病等の健康被害は認識されていないため、住民の間で、石炭火力発電所についても煙や騒音等が発生するとは認識されておらず、新しい発電所の建設は、国内の電力不足の解消に役立つと歓迎の意向であった。天然ガス発電所で地元住民雇用が行われたため、住民らの家族や子どもが新しい発電所においても雇用機会を得ることを期待している。政府関係者の多くは、天然ガス発電所と同様に、新しい発電所も公害を発生させないものとなることを期待し、天然ガス発電所の隣接地に建設することが望ましいとの見解を示した。



出所：PSMP 調査団

図 18-7 Meghnaghat 地点での現地コンサルテーションの様子



- 環境についての意識の低さ  
「環境保全」とは、「掃除をする」程度の認識に留まった。

### 18.3.2 現地ステークホルダーとの協議（第二回）

上記現地コンサルテーションを踏まえ、本マスタープランにおける発電所概要仕様の概要がある程度明らかになった段階で、再度各地点の現地ステークホルダーを対象とした協議を開催した。協議主催は Power Division であり、PSMP 調査団側は開催支援を行った。

なお、B-K-D-P 地点については、Phulbari 炭鉱開発に反対するデモ行進の断行など、現地の治安状況が依然として不安定であったことから、現地ステークホルダー協議をダッカにて開催した。また、Chittagong 地点についても、隣接する Anwara・Upazila における石炭火力発電所開発計画に反対する住民の様子がテレビで報道されたことや、用地取得に関する地元での動向に憂慮が認められたこと等により、関係者をダッカに招いて協議を行った。各地点での開催概要は以下のとおりである（参加者の詳細については本章 APPENDIX 参照）。

表 18-6 現地ステークホルダー協議の概要

日時	場所	参加者		
		現地関係者	「バ」国政府関係者	PSMP 調査団
B-K-D-P 地点				
2010年11月14日 11時30分～14時	Power Division (Bidyut Bhaban), Ministry of Power Energy & Mineral Resources	男性9名（ユニオン長、ユニオン職員、大学教授、宗教関係者、教師、農民、商売人等）	Joint Chief、Assistant Chief 計2名	7名（うちローカルコンサルタント6名）
Chittagong 地点				
2010年11月7日 11時30分～13時30分	Power Division (Bidyut Bhaban), Ministry of Power Energy & Mineral Resources	Upazila 長、Upazila 地域事務所職員、農業事務所職員、森林局事務所、校長、ユニオン長、村人等男性10名	Additional Secretary, Assistant Chief、タスクチームメンバー（EGCB, BPDB）計4名	7名（うちローカルコンサルタント5名）
Meghnaghat 地点				
2010年11月3日 11時30分～13時30分	Sonargaon・Upazila 地域事務所 会議室	アシスタント・コミッショナー、Upazila 長、統計担当職員、ユニオン副長、ユニオン漁業担当職員、貸付担当職員、教師、教育担当事務所職員、住民移転担当職員、宗教関係者、村人等計31名	Assistant Chief、タスクチームメンバー（EGCB, BPDB）計3名	9名（うちローカルコンサルタント7名）

出所：現地ステークホルダー協議議事録より

#### (1) B-K-D-P 地点現地ステークホルダー協議の主な内容

Power Division が、本マスタープランの背景を説明し、「バ」国内における使用燃料の転換や多様化が希求視される中、石炭についても大規模な使用を視野に入れる段階であることから、

協議参加者の協力だけでなく、参加できなかった地元関係者にも協力を呼びかけて欲しい旨言及した。また、国家・国民全体に裨益する計画であることを強調した。

(a) 環境面

参加者より灰処理方法について質問があった。調査団から、日本の実績ではフライアッシュはリサイクル、ボトムアッシュは埋立て処理を行う例が多い、と回答した。

(b) 社会面

参加者より、依然混迷を続ける Phulbari の状況が指摘された上で、石炭火力発電所が建設される際には、その必要性について地元住民は十二分な説明を受ける権利があること、Barapukuria で発生した健康被害が二度と発生しないように、補償支払い手続きの簡易化が図られるとともに、補償を受けるべき住民らに対して正当な補償措置が取られることについて、強い要望があった。また、非自発的移転を伴う住民らを対象とする雇用機会創出が図られることへの期待感が表明された。

Daudpur ユニオン長から、同ユニオンに位置する Bhagabanpur は、Barapukuria や Khalaspir、Dighipara、Phulbari から近く、発電所建設に環境社会面上大きな問題が想定されないこと、発電所建設用地に選定された場合ユニオンとして協力を惜しまないことについて言及があった。

また、協議開催そのものについて、参加者より謝意が示された。



出所：PSMP 調査団

図 18-8 現地ステークホルダー協議の様子 (B-K-D-P 地点)

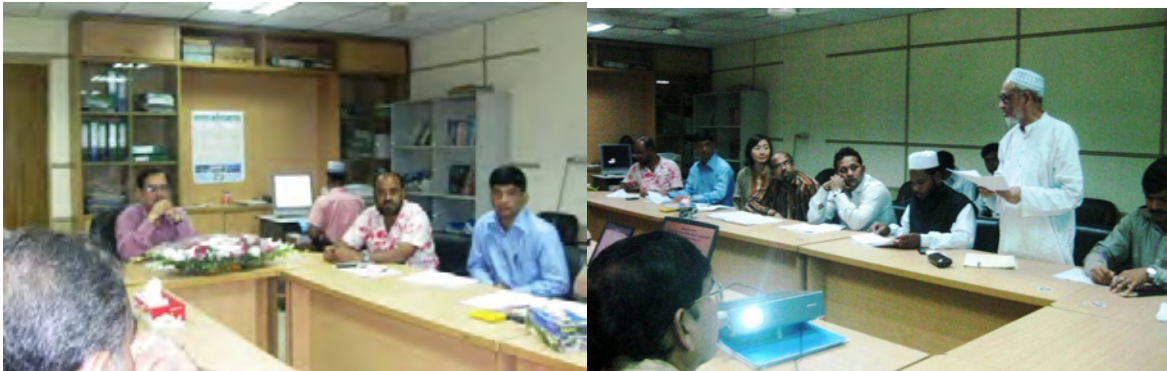
(2) Chittagong 地点現地ステークホルダー協議の主な内容

Power Division が司会進行を行い、調査団側が説明を行った。なお、参加者からの質問ほぼ全てについて、Power Division による回答がなされた。

(a) 環境面

「発電所建設に先駆けサイクロン対策として堤防構築が望ましい。また、川に直接放水する前に池で一定期間水を滞留させておくと温水が自然に冷却される」との提案があった。Power Div.

より、「提案は歓迎、また、大気汚染等がやむを得ず発生する可能性があることも理解して欲しい」と回答を行った。



出所：PSMP 調査団

図 18-9 現地ステークホルダー協議の様子（Chittagong 地点）

#### (b) 社会面

「Banshkhali・Upazila には特に大きな産業もなく、発電所を誘致できることは歓迎である」との意見が多数を占めた。また、「候補地は公用地と私有地であり、多少の住民が居住している。発電所建設に当っては、住民への裨益を考慮して欲しい。例えば学校や病院建設も検討して欲しい」との意見があった。これに対し、「地域住民の優先雇用がありうる。被影響住民の生計回復については、事業実施の際に検討する」と Addl Secretary が回答を行った。

#### (3) Meghnaghat 地点現地ステークホルダー協議の主な内容

タスクチームメンバーが説明を行った。参加者からの質問に対して「バ」国政府側が回答を行った。

#### (a) 環境面

参加者より、温排水が川魚の生息に与える影響や、貯炭場自然発火の危険性などが指摘された。これに対し、適切な環境対策（冷却塔使用、貯炭場散水実施等）によってこうした問題が解決される旨回答した。

#### (b) 社会面

取得された用地の適切な利用を行うことや、異議申し立て先の確保、用地価格の適切な査定、地元雇用の確保を望む意見が多数を占めた。この理由として、過去に行われた天然ガス発電所建設時の用地取得に際し、用地を提供した住民は用地を失っただけでなく失業しており、これに対して適切な補償が支払われなかったことが挙げられた。昨今の電力不足にあって、参加者は発電所建設を否定しなかったが、用地取得は最小限に留めることと、適切な補償が行われるようブローカーなどの介在者を排除して欲しいこと等の要望があった。さらに、地元の教育レベルの低さを指摘し、学校等の整備を望む声があがった。

これに対し、「バ」国政府側は、透明性を確保するため委員会を組織することや、発電所でのノン・テクニカル・スタッフの雇用、必要最小限の用地の取得に限定すること、発電所建設の恩恵を地元還元することを本マスタープランの提言に盛り込む旨、回答した。



出所：PSMP 調査団

図 18-10 現地ステークホルダー協議の様子 (Meghnaghat 地点)

#### 18.4 新規発電所建設にかかる問題解決策の検討

上記問題分析で影響大、影響中と判断した項目について、各種資料・データの分析および現地コンサルテーション結果を踏まえ、解決策の検討を行った。

##### 18.4.1 公害・自然環境面の問題解決策

###### (1) 共通事項

表 18-7に 3 地点共通事項の問題解決策を示す。

表 18-7 公害・自然環境面の問題解決策 (3 地点共通)

No	項目	建設中	運転中
1	大気汚染	工事車両、建設機械からの排気削減策は、車両のアイドリングストップと定期点検による排気状態の維持を行うのが妥当。粉塵飛散防止に関しては、積荷カバー実施、定期的な洗車、周辺道路の定期的な清掃が妥当。	脱硫装置、脱硝装置、電気式集塵装置などを備えた、排煙処理システムを備え排煙排出対策を行うとともに、炭塵飛散対策にも留意する。
2	水質汚染	掘削土流出による濁水対策としては周辺への土嚢袋等によるフェンス設置が適当である。機器洗浄排水については仮設沈殿槽を設置し上澄水を排水するのが適当である。生活排水については、浄化槽を設置するのが適当である。また、廃棄物について長期間保管せずに都度処分を実施することで水質汚染を防止出来る。	冷却方式には、空冷コンデンサあるいは冷却塔を使用し、温排水発生を防止する。設備運転に伴うプラント排水、生活排水は凝集沈殿、中和、油分離処理が可能な排水処理設備による処理後放水することとする。冷却塔を採用した場合は、濃縮冷却水ブロー排水量が大きいいため適切な容量の排水処理設備設計を行う必要がある。

No	項目	建設中	運転中
3	土壌汚染	工事車両、建設機械等の定期保守実施、使用前点検を実施し潤滑油、燃料油漏洩を防止する。	潤滑油、燃料油漏洩が発生しないよう、油脂取扱作業手順を明確にする。また、手順に従った作業が実施されるよう、管理体制を明確とする。仮に漏洩が発生した場合には影響が拡大しないよう、対応手順を定める。タンク周りには防油堤を設ける。灰を埋立て処理する際は、防水シート等漏れだし防止処置を施した埋立地にて処理を行う必要がある。
4	騒音・振動	工事工程の平準化、低騒音型機器の導入、住宅地等を通過する際の速度制限により騒音・振動を低減するのが妥当。試運転中の蒸気ブローによる騒音対策は、夜間に蒸気ブローを実施しない工程を組成することが妥当。	費用が小さく効果的な方法は緑化緩衝帯を設けることなどである。費用は大きくなるが、防音材や防音壁の設置も有効な対策となる。詳細 EIA における騒音シミュレーションにて境界騒音が基準を超過すると判断された場合は、緩衝帯、防音材、防音壁等の設置を検討する。
5	悪臭	工事作業者詰め所の生活系廃棄物処理は分別収集を指導し、生ゴミは長期保管せずに都度処理することにより、廃棄物腐乱による悪臭発生は防止できる。	悪臭源となるアンモニアを使用する脱硝装置無しでNOx対策を行うことが有効である。アンモニア漏洩が発生しないよう、貯蔵タンク、配管、弁の定期点検を確実に実施する。また運用面でも、誤操作等発生しないよう取扱責任者を定めて管理する。補修作業等に従事する工事作業者詰め所の生活系廃棄物は、長期保管せず適時処分するのが適当である。
6	廃棄物	廃棄物削減、再利用、リサイクル(3R)からなる廃棄物管理プログラムを策定し、廃棄物削減に努める。また、分別収集を徹底する。特に、環境影響の大きい塗料屑や蓄電池等は、適切に分別し指定場所で処分することとする。	廃棄物削減、再利用、リサイクル(3R)からなる廃棄物管理プログラムを策定し、廃棄物削減に努める。運転に伴って発生する副生成物は特に量が多いため、可能な限り再資源化する(副生成物の再資源化例は AP 表 18-77 参照)。また、分別収集を徹底する。特に、環境影響の大きい塗料屑や蓄電池等は、適切に分別し指定場所で処分することとする。工事作業者詰め所の生活系廃棄物も分別収集を行い、生ゴミは早急に処分することで悪臭源や汚染水発生を防止する。
7	生物・生態系	詳細 EIA にて絶滅危惧種の営巣有無を詳細調査し、営巣が有る場合は移転の措置を取る。また工事中も各絶滅危惧種の存在に注意を払い、発見した場合は必要な保護措置をとる。	各絶滅危惧種の存在に注意を払い、発見した場合は必要な保護措置をとる。
8	事故	事故防止のため適切な工事の安全衛生管理体制(方針、マニュアル整備、周知、安全教育の実施、安全巡視の実施等)を構築する。また、試運転中、運転中の設備事故防止のために、建設品質管理を実施することも重要である。	事故防止のため適切な工事の安全衛生管理体制(方針、マニュアル整備、周知、安全教育の実施、安全巡視の実施等)を構築する。また、設備事故防止のために、品質管理を実施することも重要である。

No	項目	建設中	運転中
9	地球温暖化	-	USCの高効率ユニットの導入により、Barapukuria級のユニットを導入した場合と比較して、600MWユニット1基あたり年間約107万トン～115万トンのCO <sub>2</sub> 削減が可能となる。以上の数値は設計ベースのものである。適切な運転保守により設計の出力・熱効率を維持することが重要である。

出所：PSMP調査団

## (2) 各地点における個別事項

個別地点の問題解決策は以下のとおりである。

### (1) B-K-D-P 地点

- 大気汚染、騒音防止のため、操業中の国内炭の長距離陸上移送には密閉式ベルトコンベアを用いるのが望ましい。
- 冷却方式は空冷コンデンサあるいは冷却塔を採用する。冷却塔を使用する場合も河川水を利用することとし、発電所運転に伴う地下水位低下を防止する。炭鉱開発に際して、抜水の再注入等の対策による地下水位防止可否について炭鉱試掘時に確認する必要がある。
- 地点選定に当たって保護林を回避し、送電線路が保護林を迂回するよう配慮を行うことが必要である。
- 発電所建設に先立って行われる国内炭鉱開発は、2009年に環境局が発行した「炭鉱開発に係るEIAガイドライン」に準拠し、適切に環境管理が実施されることが望ましい。

### (2) Chittagong 地点

- 底質汚染については、表18-7の「2水質汚染」に示した水質汚染対策を行う。
- サイクロン対策として発電所敷地境界には堤防の設置を行う。

### (3) Meghnaghat 地点

- 炭塵飛散防止対策を徹底するため貯炭場の防風柵設置を検討する。
- 底質汚染についてはChittagong地点と同様の対策を行う。

## 18.4.2 社会・経済・文化面の問題解決策

### (1) 共通事項

想定される影響の具体的な内容およびこれに対する緩和策につき、表18-8に3地点共通の事項を纏めた。なお、環境影響に伴い発生する健康被害の予防措置に関連し、環境対策にも一部言及している。

なお、社会環境については、責任機関、モニタリング機関の各役割および責任の所在を明確にすることが、円滑な発電所の建設および操業に資することから、これら機関名についても明記した。

表 18-8 社会影響にかかる緩和策 (3 地点共通)

想定される影響	緩和策	責任機関	モニタリング機関
<b>建設前</b>			
既存施設・設備の解体作業時に発生する、職業上の健康被害	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 適切な安全策を検討し、意識向上を図る。</li> <li>- 安全教育を実施し、プロジェクト実施によって発生しうるリスクに関する正しい知識や認知を促進する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- BPDB 計画設計局</li> <li>- コンサルタント</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- プロジェクト・ディレクター (PD)</li> </ul>
用地取得・住民移転 <sup>1</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 適切な用地取得計画 (LAP) および住民移転計画 (RAP) を建設前に検討・作成する。</li> <li>- 迅速な開発行為開始許可 (LCC) の申請・取得および用地取得手続きを行う。</li> <li>- 地元住民の生活環境改善策・雇用促進策を同 LAP・RAP に盛り込む。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- BPDB 計画設計局</li> <li>- コンサルタント</li> <li>- 土地省</li> <li>- 環境局 (DOE)</li> <li>- Upazilla Nirbahi Office</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- PD</li> <li>- BPDB</li> <li>- コンサルタント</li> <li>- Upazilla Nirbahi Office</li> </ul>
<b>建設期間</b>			
固形廃棄物処理場の不衛生状態の放置	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 安全な廃棄物処理方法の採用および埋め立て方法の検討を行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- コントラクター</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- PD</li> <li>- BPDB</li> <li>- コンサルタント</li> </ul>
ワーカーの行動に端を発する衛生状態の悪化	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 警備員の徘徊の可能性がある。</li> <li>- 健康や衛生にかかる教育・施設設置を行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- コントラクター</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- PD</li> <li>- BPDB</li> <li>- コンサルタント</li> </ul>
建設現場から出される廃棄物による地元の生活環境の悪化	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 建設廃棄物の安全な廃棄の実施を行う。</li> <li>- 地元住民を対象とした健康や衛生にかかる教育の徹底を行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- コントラクター</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- PD</li> <li>- BPDB</li> <li>- コンサルタント</li> </ul>
建設中の事故	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ポスターや表示等による注意喚起を行う。</li> <li>- 地元コミュニティをも対象とした事故リスクの周知徹底 (マイクや拡声器を用いてより効果的に実施する)を行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- コントラクター</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- PD</li> <li>- BPDB</li> <li>- コンサルタント</li> </ul>
火事の危険性	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 消防士および必要な設備の設置を行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- コントラクター</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- PD</li> <li>- BPDB</li> <li>- コンサルタント</li> </ul>
危険物の使用に伴う事故や、ヘルメット等の不使用方法による事故	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 危険物に関する知識や取り扱い方法に関してのワーカーへの周知徹底を行う。</li> <li>- 表示や目印など注意喚起を促すサインの設置を行う。</li> <li>- ヘルメットや安全靴その他事故防止のための各種設備の設置を行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- コントラクター</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- PD</li> <li>- BPDB</li> <li>- コンサルタント</li> </ul>
<b>建設後 (運転開始後)</b>			
大気質の低下による地元の生活環境の悪化	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 大気汚染を防止するためのガス状の汚染物排出管理を行う。</li> <li>- 大気の状態に関する情報の地元コミュニティへの適切な伝達を行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 発電所運営機関</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- PD</li> <li>- BPDB</li> <li>- DOE</li> </ul>
水質の低下による地元の生活環境の悪化	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 水質汚濁防止のための汚水処理の徹底を行う。</li> <li>- 水質に関する情報の地元コミュニティへの適切な伝達を行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 発電所運営機関</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- PD</li> <li>- BPDB</li> <li>- DOE</li> </ul>

<sup>1</sup> 「バ」国の国内法では、移転住民は土地や資産、作物の喪失を現金価値に換算して補償を受けることになっており、単価は「バ」国政府が決定している。なお、JICA 環境社会配慮ガイドラインでは、喪失の対価である補償の金額について、再取得費用での補償に基づくとしている。

想定される影響	緩和策	責任機関	モニタリング機関
騒音による地元の生活環境の悪化	- 発電所からの発生音の効果的な管理による騒音緩和を行う。 - 発生音管理に関する情報の地元コミュニティへの適切な伝達を行う。	- 発電所運営機関	- PD - BPDB - DOE
窃盗被害の発生による治安の悪化	- 安全管理策や監視の実施を行う。 - 治安悪化防止のための周辺パトロールを行う。	- 発電所運営機関	- BPDB

出所：PSMP 調査団

これら共通諸事項に加え、地元住民の普段の生活の改善に貢献しうる方策についても併せて検討することが望ましい。主なものを表 18-9に纏めた。

表 18-9 地元コミュニティの社会環境改善 (3 地点共通)

影響	改善が望まれる事項	緩和・強化策
情報・教育・コミュニケーション	- 低い教育レベル - 情報へのアクセスの困難さ - 女性の非識字・低識字	- 発電所建設に関する正しい知識の指導や、意識向上のためのプログラムの実施を行う。 - 視聴覚教材（ポスターやパンフレット、ビラなど絵や写真等によるメッセージ伝達）を開発し、特に女性に対して効果的に情報を伝えるように促す。 - コミュニケーション・オフィサー、農村開発オフィサー、エンジニアらからなるチームを結成し、生活向上のための活動のイニシアティブを取らせる。
健康と居住環境	- 劣悪な居住環境 - 劣悪な衛生環境	- 適切な用地取得計画（LAP）および住民移転計画（RAP）の作成（建設前）を行う。 - 地元住民の生活環境改善策・雇用促進策の検討および同LAP・RAPへの反映を行う。 - 健康・衛生状態改善のための意識向上プログラムの検討・作成および実施を行う。
雇用	- 失業の増加 - 就労機会の制限 - 低いスキル	- スキル開発策の検討およびRAPへの反映を行う。 - 発電所における地元住民の優先雇用を行う。
所得レベル	- 低い所得水準	- 効率的かつ技術的に優れた農法の紹介による収入拡大を図る。 - 各施設への安定的な電力供給による雇用者の安定就労を図る。

出所：PSMP 調査団

## (2) 各地点における個別事項

各地点の特徴を踏まえ、上記共通事項に加えて特に配慮や対策が必要と考えられる問題に対する解決策は、以下のとおりである。

### (1) B-K-D-P 地点

- 開発に対する否定的なイメージを持つ住民の存在が否定できないことから、コミュニケーション・ツールの開発に特に留意し、Barapukuria 発電所や Phulbari 炭鉱とは異なり、新規発電所建設では環境対策を万全に講じることについて、非識字者の住民にも容易に理解できるよう工夫を行う。



- 住民に開放するレクリエーション施設等についても設置を検討し、地元に利益が平等に還元されることをアピールし、地元が開かれた発電所として、常にオープンな姿勢で対処することが望ましい。
  - 疾病予防手段に対する知識が全般的に低いことから、健康・衛生状態改善のための意識向上プログラムの開発に特に留意し、安全かつ豊富な飲料水用の井戸の提供についても検討を行うことが望ましい。
- (2) Chittagong 地点
- 地元住民の間に、発電所に関する具体的なイメージが持ち合わされていないことから、発電所建設に関する正しい知識を習得するための指導プログラムを適切に行う。
  - 近隣の化学肥料工場による排水が原因と考えられる疾病が付近で発生していることから、健康・衛生状態改善のための意識向上プログラムの開発に特に留意し、住民の間の意識改革と行動変化を促す。
- (3) Meghnaghat 地点
- 天然ガス発電所のクリーンな操業によって、住民は石炭火力発電所に対しても盲目的に良好なイメージを持っている。このため、石炭火力発電所の操業に伴い発生しうる環境影響や健康被害の可能性と、取りうる環境対策について、事前に十二分に説明を行っておく必要がある。低い識字率に配慮し、非識字者にも容易に理解できるよう工夫を行う。
  - 天然ガス発電所による CSR 活動と住民対策から得られた教訓を十二分に踏まえ、地元が開かれた発電所として、常にオープンな姿勢で対処するよう心掛ける。

## 18.5 今後の調査実施に当たっての重点調査項目

本マスタープラン後のフィージビリティ調査等の実施に当たって、重点的に調査を行うことが望まれる事項は以下のとおりである。

### 18.5.1 環境対策・環境配慮面

#### (1) 3 地点共通

##### (a) 建設期間中の主要な環境影響

- 騒音・振動  
工事工程の平準化、低騒音機器の使用、輸送時の速度規制が対策となる。
- 工事事故  
適切な安全衛生管理を行うことで防止する。

##### (b) 運転中の主要な環境影響

- 大気汚染  
(SO<sub>x</sub> 対策)  
「バ」国における石炭火力の SO<sub>x</sub> 規制は発電出力別の煙突高さの指定となっており、

出力 500MW 以上の場合 275m の煙突高さが必要となる。しかしながら、SOx 排出濃度は脱硫設備設置により低減可能であり、必ずしも高高度の煙突は必要ではない。今後、大型石炭火力の建設推進に当たって、有効煙突高さと SOx 排出総量の双方を考慮した規制を制定することが推奨される。

(NOx 対策)

過剰空気率低減、低 NOx バーナ使用、二段燃焼実施、排気ガス再循環は、燃焼改善技術として多くの大型発電ボイラで採用されている。また、脱硝装置については選択接触還元法の実績が多い。しかしながら、排出濃度 300mg/Nm<sup>3</sup> 程度までであれば、アンモニア使用が前提となる脱硝装置が設置されなくても NOx 濃度低減は可能であり、アンモニア取扱リスク、コスト増大のデメリットも考慮した上で NOx 対策を決定すべきである。

(煤塵対策)

低温あるいは低低温乾式電気式集塵機が妥当である。なお、高温電気式集塵機は排気ガス温度 350℃程度（空気予熱器上流）、低温電気式集塵機は、排気ガス温度 140℃程度（空気予熱器下流）、低低温電気式集塵機は排気ガス温度 80℃程度（石灰石膏法の両ガス熱交換器の中間）で使用されるものである。脱硫、脱硝を含めた排煙処理はシステムとして最適なものを選定する必要がある。AP 図 18-14 に排煙処理システム例を示す。また、排煙処理システム選定の比較検討項目は AP 表 18-71 のとおりとなる。

(炭塵飛散対策)

散水設備設置が有効である。用水使用量の低減と水質汚濁を防止するため、貯炭場排水は回収し沈殿処理等実施後再使用することが必要である。

- 水質汚濁  
排水処理設備を設置する。
- 騒音振動  
緑化緩衝帯にて影響緩和する。
- 廃棄物  
廃棄物管理システム（3R）の構築により削減・管理する。

(2) B-K-D-P 地点固有項目

- 大気汚染対策  
使用炭の硫黄分が 0.4% 以下程度と低い場合、「バ」国環境保全規則に従い、出力 500MW 以上の石炭火力発電所として煙突高さは 275m で計画することで、世界基準の環境基準を満足できる可能性がある。また湿式脱硫装置を使用した場合、煙突高さは 140m 程度<sup>1</sup>に低減させることができる可能性がある。
- 地盤沈下対策、水利用対策  
地盤沈下、水利用対策のため地下水汲み上げは行わない。詳細 EIA において冷却塔補給水が河川から供給可能と判断出来ない場合は、空冷コンデンサの使用を計画する。空冷コンデンサは 600MW 級火力でも適用実績はある。AP 表 18-78 に中国の 600MW

<sup>1</sup> 現地関係者要望値

級火力への空冷コンデンサ使用実績例を示す。また発電所運転用水への炭鉱汲み上げ地下水の再利用可能性検討実施が推奨される。

- 国内炭鉱開発における環境配慮

発電所建設に先立つ国内炭鉱開発における環境配慮事項は、『炭鉱開発に係る EIA ガイドライン』に示されている。炭鉱開発に係る環境配慮事項を AP 表 18-79 に示す。地下水汲み上げによる地盤沈下対策として、帯水層抜水は地下へ再注入する検討の実施が推奨される。

### (3) Chittagong 地点・Meghnaghat 地点固有項目

- 大気汚染対策

Chittagong地点はChittagong空港から約12kmに位置し、高さ規制範囲外ではあるが、高高度の建築物は航空安全上好ましくない。Meghnaghat地点はダッカ近郊に位置するため同様である（AP図 18-13 参照）。SOx対策として、湿式脱硫設備を導入した場合、煙突高さは140m程度<sup>1</sup>に低減させることができる可能性があるため、詳細EIAでの確認が必要となる。

- 水質汚染対策、地盤沈下対策、水利用対策

地元漁業への影響、地盤沈下防止、地下水位低下防止の目的により、冷却塔の使用と補給水の河川からの補給が必要となる。また、冷却水ブロー水は適切な排水処理（凝集沈殿中和）後、排水されなければならない。

- 炭塵飛散策

既存天然ガス発電所が近接する Meghnaghat 地点において重要となる。コスト高となるが、防風柵の設置も詳細 EIA では検討されることが望ましい。

### 18.5.2 社会配慮面

- 環境対策の徹底を行うことで、社会影響の軽減を図る。

上述の如く大気汚染や騒音等の環境対策が十二分に行われるよう設備設計がなされた場合、社会配慮面で予想される直接的かつ大きな影響は、用地取得と住民移転にほぼ集約される。

即ち、「バ」国政府関係者が、まずはこうした環境汚染予防の必要性について十二分に認識するとともに、発電所の設備設計に適切に反映されることが、プロジェクト実施によって発生しうる社会影響を緩和（もしくは軽減）することの第一歩となる。このためには、制度化（法制化）の促進も望まれよう。

- 用地取得と住民移転に関し、万全の計画策定を行うことが望まれる。

本マスタープラン後の開発プロジェクトの形成および実施に際し、慎重に用地選定を行った上でLCC交付を得るのと前後して、EIA実施を踏まえたECC取得および開発事業実施承認取得手続きと同時並行して、用地取得にかかる承認手続きを「バ」国政府側が円滑に行うことが、事業の円滑な実施に不可欠である。

- 住民移転計画は、単なる移転計画ではなく、中長期的視点に立った検討が必要である。

住民移転に関する「バ」国国内法規は、2010年11月現在存在していない。「バ」国に

<sup>1</sup> 現地関係者要望値

においては、ドナー資金によるプロジェクト実施支援が行われる場合、ドナー側のガイドラインに準拠するのが慣例となっている。

住民移転計画は、用地取得に伴い発生する代替地の確保および代替家屋の建設だけでなく、環境・衛生教育、生活環境改善、生計向上策、職業訓練等を盛り込むことが望ましい。また、発電所における雇用機会を地域住民に優先的に提供することが望ましい。

- 発電所建設に関する情報を適切に提供し、正しい認識を得る活動を継続的に行うことが望まれる（リスクコミュニケーション）

**Barapukuria** 近郊における住民被害の実態は、**B-K-D-P** 地点周辺住民だけでなく、全国的に知られている。最優先候補プロジェクト候補地点のうち、**B-K-D-P** 地点における新規山元発電所の開発に当っては、地域社会の不安が大きく、反対運動が起こる可能性は否定できない。

**Barapukuria** の既設炭鉱と発電所におけるこれまでの経緯や教訓を踏まえ、発電所の規模拡大等にかかる情報の共有や地域住民へのコンサルテーションに十二分に時間を費やし、理解を得る必要がある。住民説明や環境対策を十分に行って公害や健康被害を発生させないよう努め、住民抗議運動等を未然に防ぐことが強く望まれる。

EIA 調査では、パブリック・コンサルテーションを実施し、事業活動の詳細や想定される社会影響などを公開し、パブリック・オピニオンを得ることが義務付けられている。また、発電所建設が及ぼす影響の詳細の把握や、これの緩和策 EMP は、EIA 実施段階で策定が義務付けられている。

パブリック・コンサルテーションおよび公開は、建設期間中においても建設活動への地元の理解を得るために有効な手段であり、回を重ねて正しい情報や知識を提供し、ステークホルダーの意見を吸い上げることが不可欠である。

プロジェクト情報や影響は、新聞やポスター、パンフレット、カード、町内放送など、あらゆる手段を用いて効果的に公開されることが必要である。地元住民を対象とする啓発活動については、環境対策専門家と社会開発専門家が密接に連携して、双方の知識やノウハウを提供し、適切なツールを開発することが望まれる。

- 地域活動経験豊富な組織や他政府機関の支援を得ることが望ましい。

上記住民移転計画は包括的であり、その実施に際しては、ローカル NGO やローカルコンサルタンタ等の雇用を行うことが望ましい。また、セクターを越えた政府機関間の協力が不可欠である。**B-K-D-P** 地点においては **BRAC** や **ASA**、**CCDB**、**CARITAS**、**UDP**、**TMSS**、**Pallibandhu Parishad**、**Chittagong** 地点では **BRAC** や **ASA**、**Grameen Bank**、**Prosika**、**Meghnaghat** 地点では **BRAC**、**ASA**、**PROSHIKA**、**VARC**、**VOSD** 等のローカル NGO が、それぞれ活動を行っていることから、これらの地元経験豊富な NGO の意見を取り入れ、かつ効果的に介在させることで、住民対話のより効果的な実施や、各種啓発活動の実施を行うことが望まれる。また、**Deputy Commissioner's Office** や **Upazila Nirbahi Office**、**Union Parishad Office** など、用地取得や住民移転手続きの主翼をなす地元政府機関や政治家らの発電所建設への理解を促進し、これら機関との連携促進を継続的に図ることが不可欠である。

- 事業実施機関に環境部門を設置し、準備室として経験のあるスタッフを配置することが望ましい。

用地取得に関する申請・政府承認は、最終的サイト選定およびこれに伴うLCC取得手続きを踏まえて行うこととなるため、EIAの承認やDevelopment Project Proposalの承認を待つ必要がない。発電所建設工事着工時期や工事期間への影響を回避するため、これらの承認手続きはサイトが確定次第、迅速に行うことが望まれる。事業実施機関は、予め環境対策部門もしくはこれにかわる事業準備室を設置し、コンサルタント雇用や国内手続き実施にかかる業務を円滑に行うことが望まれる。

#### 18.6 環境管理計画・住民移転計画・先住民開発計画

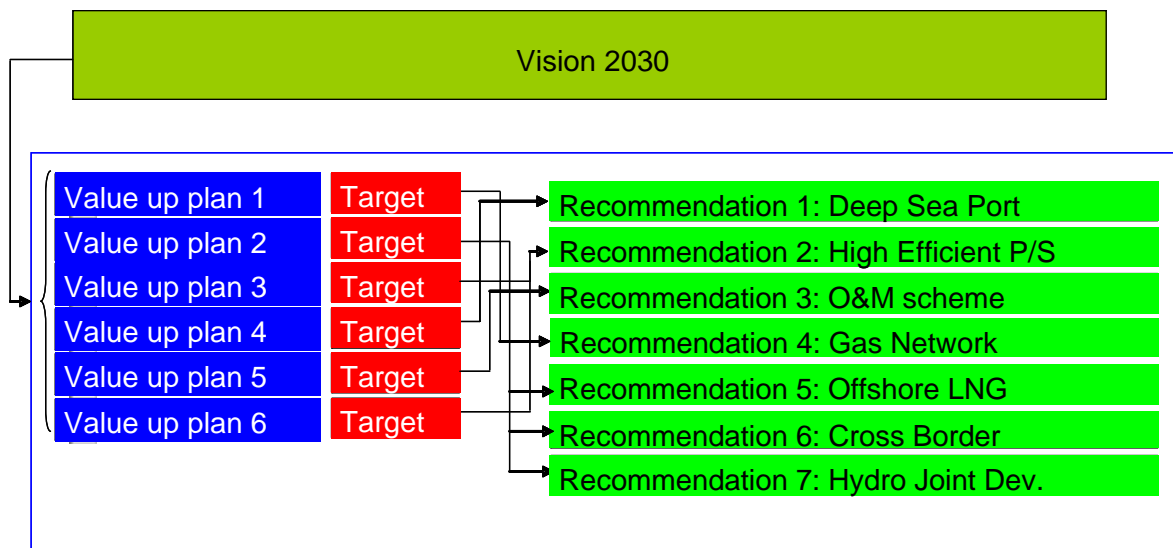
詳細EIA実施の際に作成が必要となる住民移転計画につき、その概要を本章APPENDIXに纏めた。なお、環境管理計画については17.2章「環境管理体制の検討」に纏め、本章APPENDIXにはEIAのTORを記載した。また、先住民および少数民族については、最優先候補地においてその存在が確認されなかったことから除外した。

### 第3部 今後の援助支援方策の提言

## 第19章 提言

本章では、これまでの調査によって得られた知見を元に、提言を行う。

第2章で述べたとおり、本マスタープランは上位目標としてビジョンを設定し、それを達成するためにバリューアッププランおよびターゲットを設定している。以下は、これらのターゲットを達成するための提言であり、下図のような関係になっている。



出所：PSMP 調査団

図 19-1 各ターゲットと提言の関係

以下、各提言について述べる。

### 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)

海外からの石炭船を受け入れるにあたって、また、「バ」国が輸出加工型の産業構造に転換を遂げ「バ」国からの製品輸出を行うことを想定すると、大水深港に対するニーズはますます高まってくる。港湾設備建設には多額の資金が必要となることから、電力セクター単独で開発するのは困難であり、Petrobangla, BPC などの関連する国営企業とも協調しつつ、国際機関からの融資が必要になると思われる。石炭、石油、ガスの輸入を前提とした港湾開発調査を提唱する。



出所：PSMP 調査団

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 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)

本調査においては、2年次における調査の結果得られた最適電源開発計画、送電計画のうち、技術的・経済財務的側面、環境社会配慮面から検討を行い、開発可能性の高いサイトに優先順位をつけ、その内3地点をショートリストし、更なる技術的概略検討を行うことにしている。

発電所建設にあたっては、上記技術的概略検討を踏まえ、地域特性を反映した開発調査 (F/S) 詳細設計 (D/D) が必要となる。主な調査内容としては、用地確保、発電設備・冷却用水確保、燃料調達性、燃料輸送手段、燃料搬入可能量、石炭灰処理方法、大気汚染防止方法、環境保全方法、主要機器選定、発電所用水系統、石炭荷役設備、港湾インフラ、石炭貯蔵施設、灰処理設備、契約時の搬入重量物、輸送荷姿、輸送制限、メンテナンス時の重量物輸送方法などがある。

超々臨界石炭火力設備 (USC) を採用することにより、更なる高効率発電が可能となり、二酸化炭素ガス発生量を大幅に抑制され気候変動問題に貢献することが可能となる。また、石炭火力では、ガス火力に比べ  $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_x$ 、ばいじんの排出量が高いが、最新の優れた脱硫、脱硝、集じん装置・技術を採用することにより、大気汚染物質排出を大幅に削減することができ、環境に優しい火力発電所の建設が可能となる。次のステップとして、「バ」国、ドナーのニーズを踏まえた開発調査を実施することを推奨する。



出所：PSMP 調査団

図 19-3 発電所完成予想図 (左：国内炭、右：輸入炭)

### 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）

既存ガス火力の現状を調査した結果、ほとんどの設備で出力や効率について設計性能を発揮できていないことが分かった。この原因としては、点検が定期的に行われておらず、壊れたら直すという **Break Down Maintenance** の考え方であることが大きい。

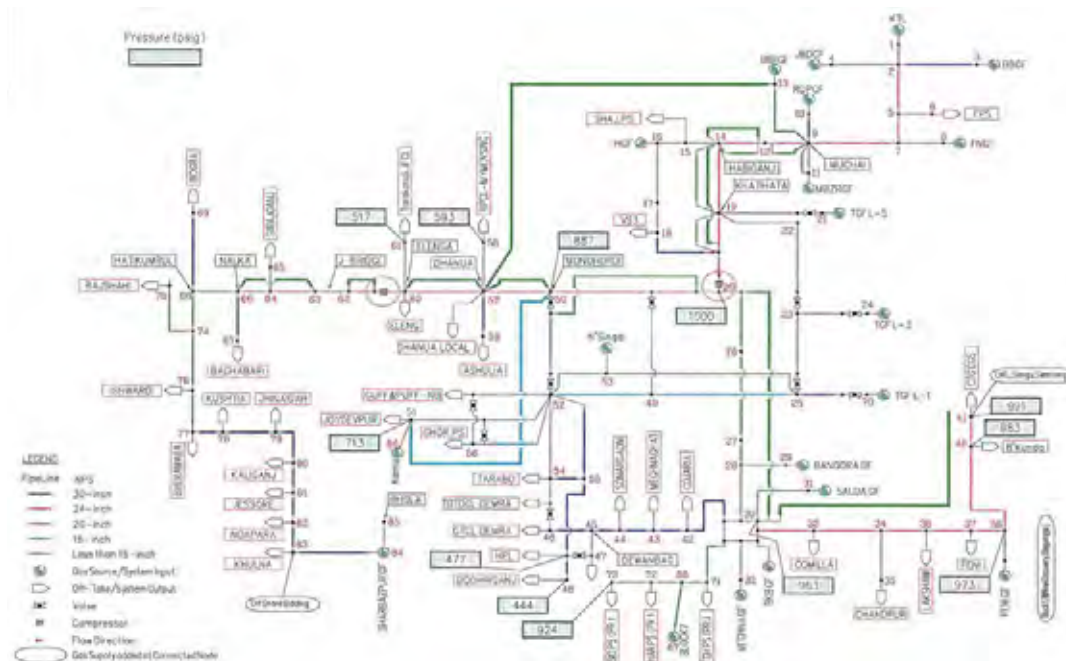
これから需要が増えていくに際し、安定供給のためには、発電設備がいつでも本来の性能を発揮していることが重要であり、そのためには現在の「壊れたら直す」という考え方を改め、「壊れなくても時間が来たら点検する」という **Time Based Maintenance (TBM)**、あるいは「機器の状態監視を行い予兆を捕えて点検する」という **Condition Based Maintenance (CBM)**を行うことが必要である。

「バ」国において **TBM**、**CBM** を定着させるためには、カウンターパート研修により日本にて指導を行うことや、メンテナンスノウハウを提供すること等が考えられる。また、プラント延命化の判断をするために、経年劣化した個別プラントの設備診断を **CP** と共に実施し、**CP** 側に根付く様、技術支援を行うことも有効な手段の一つである。

### 19.4 ガスネットワーク強化支援プロジェクト（F/S, D/D）

「バ」国のガス不足の原因は、ガス田からの供給力の不足に加え、既存ガスネットワークの脆弱性の複合要因である。一方、ガスネットワークを整備するにあたっては、巨大巨額な設備投資が必要であり、「バ」国単独での資金調達では困難であり、**ADB** などの国際機関からの融資を受けているが、必ずしも十分とはいえない。

本邦から融資を行っている、**Haripur** 発電所、**Bheramara** 発電所へのガス供給をより確実なものにするためにも、将来的に更なるガスネットワークの整備が必要であり、特に西部、南西部への供給力確保のための開発調査を提唱する。



出所：PSMP 調査団

図 19-4 主要ガスネットワーク図

### 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)

「バ」国においては、天然ガス需要が既に供給を上回っている状況を鑑み、将来の需給ギャップに対する不安を緩和するため LNG の導入を検討中である。LNG 導入に当たっては LNG チェーンの構築が不可欠であるが、その一部となる LNG 受入基地を「バ」国内に建設する必要がある。これまで多数実績のある LNG 陸上基地の建設は多額の費用と期間を要するが、近年洋上 LNG 受入基地の技術が確立されつつあり、世界各地で稼働実績も出てきており、建設コストが安く建設期間も短いことから注目されている。将来的に安定したガス供給を確保するための包括的な調査を提唱する。なお、2011 年 1 月現在、GOB は世銀の支援の基にコンサルタントを起用し、洋上 LNG 基地の建設を BOOT ベース、すなわち、民間が建設、運転、所有し 15 年後に GOB に移管する内容で入札を実施すべく、入札者の予備審査 (Pre-qualification) を実施している。



出所：日機装検討資料(2010)

図 19-5 LNG 基地の選択肢 (左：ブイ方式、右：栈橋係留方式)

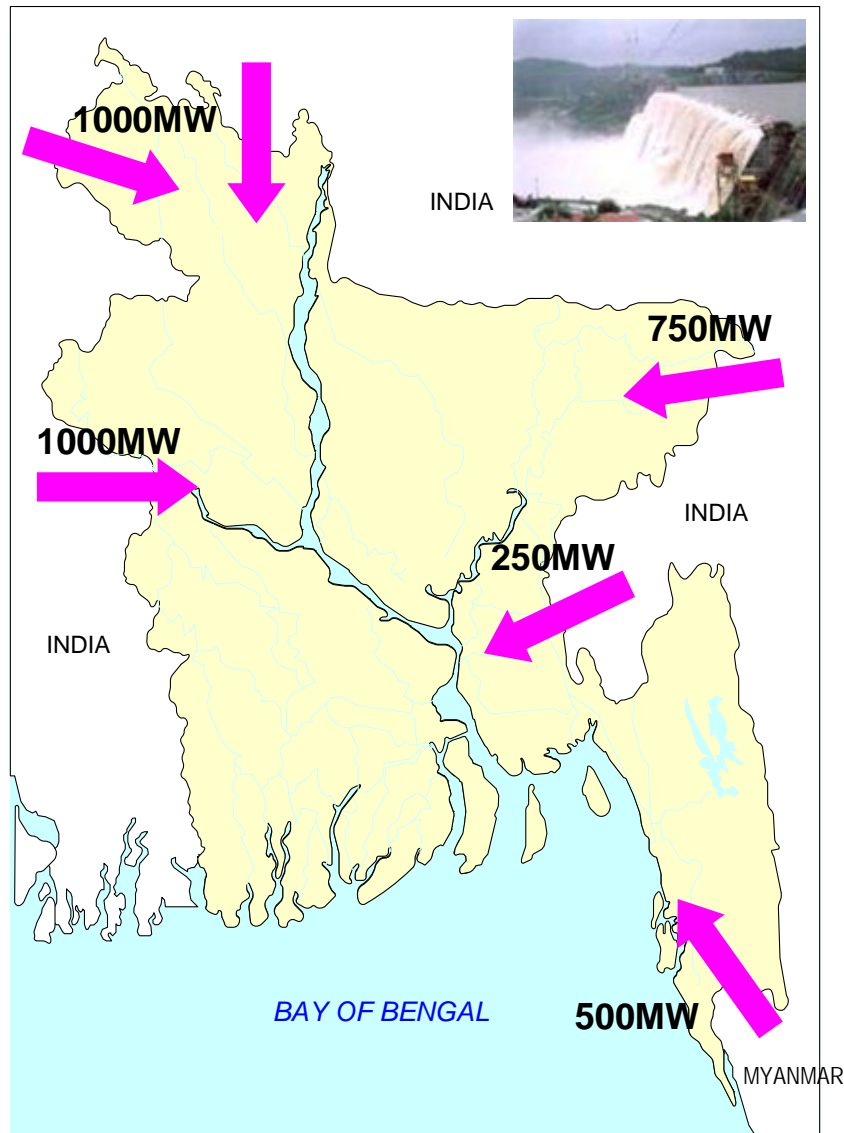
### 19.6 国際連系実現に向けた技術支援プロジェクト (F/S)

「バ」国を囲んでいるインド、ネパール、ブータンは、膨大な水力資源が賦存しており（それぞれの想定包蔵水力は、インド 148,700MW、ネパール 44,000MW、ブータン 30,000MW とされる）、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有効活用することにより、同地域の発展に寄与するばかりでなく、再生可能エネルギーとして気候変動の緩和にも資するものであり、将来は大規模 CDM 事業化も期待できる。また、水力発電は負荷追従性に優れ、周波数調整機能に富んでいるため、将来的に強固な南アジア諸国域内電力ネットワークを構築することは様々なメリットが考えられる。

南アジア諸国の広域連系の概要調査については、これまで USAID (SARI=South Asia Regional Initiative) が主導となり進められてきた経緯があり、インド・ブータン間およびインド・ネパール間では既に電力融通が実施されている。

インドと「バ」国の電力融通の可能性については、USAID の概要調査ではインド西ベンガル州と「バ」国西部との連系を推奨している。現在の「バ」国の東西連系潮流は東から西向きであり、当該連系はこの潮流を緩和する上で有効である。しかしながら、中・長期的には、9 章で述べたように、東西連系潮流が西から東向きに変化することから、「バ」国東部・北東部での国際連系が有効となる。さらに、インド東部・北東部の「バ」国と国境を接する地域には特に豊富な水力資源が賦存し、今後も積極的に開発が進められること、雨季のオフピークには余剰電力が見込ま

れる一方「バ」国では電力不足となり、乾季はその逆となるというように需給のバランスが良いこと、両国の時差や休日の違いによる電力融通が期待できること等、様々な利点が考えられ、今後大きな可能性を秘めている。この電力融通を行うにあたっては、インド国内での電力系統増強が伴い、国同士の利害関係が絡む可能性があるため、国際機関が中心となって推進することが期待される。関係諸国の中・長期的な電源開発・電力系統計画等も視野に入れ、今後どのような形の電力融通が有効であるか開発調査を実施することを提唱する。



出所： PSMP 調査団

図 19-6 国際連系計画

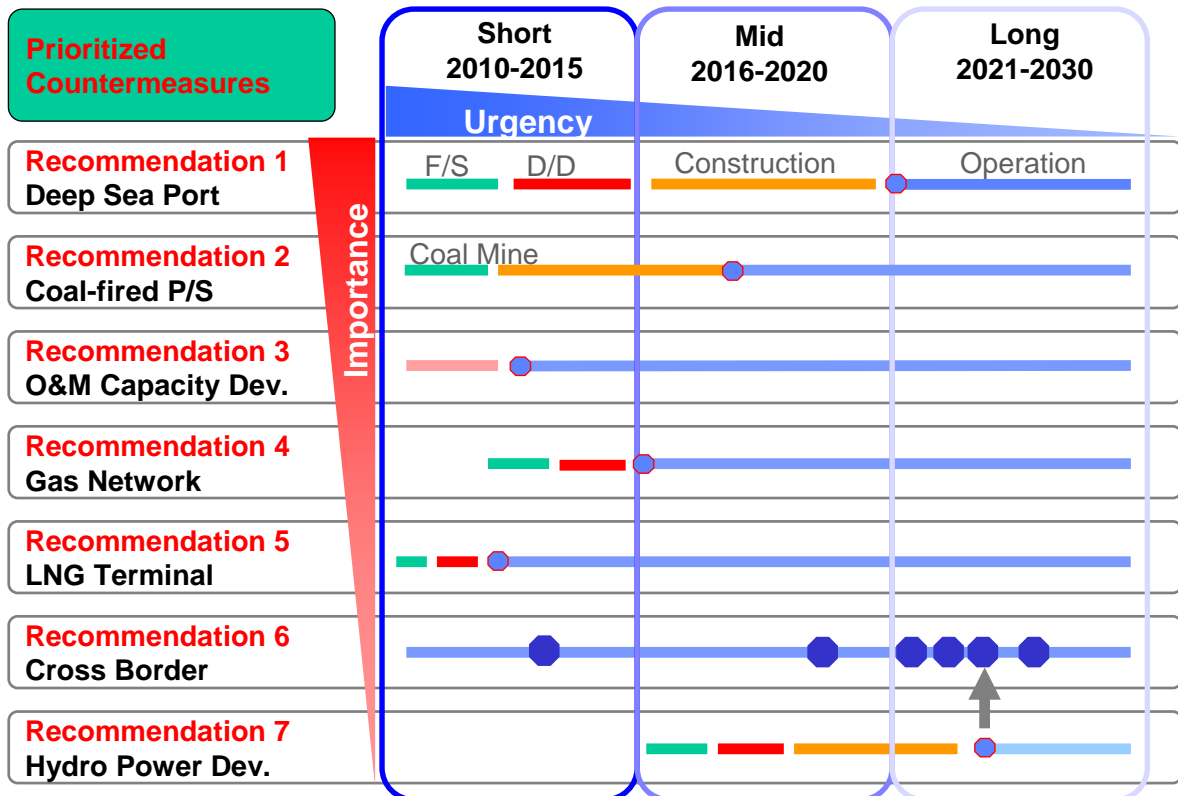
### 19.7 周辺諸国との水力電源の共同開発支援プロジェクト (F/S)

「バ」国とネパールやブータンとの連系の可能性もあるが、連系線がインドを通過するため政治的な難しさがあり、まずはインドとの連系を優先すべきであることは確かである。連系線ばかり

でなく、2国間あるいは多国間でインド北東部アッサム州における水力発電所の共同開発を行うというオプションもある。共同開発を行うにあたり、技術的、環境社会的、経済財務的な課題について調査を行うことを提唱する。

### 19.8 提言の優先度

以上7件の提言の重要性および緊急性を表した図を下記に示す。



出所：PSMP 調査団

図 19-7 提言の優先度

本マスタープランで中心となる石炭火力開発を推進するためには、まずは燃料確保が必要であり、石炭輸入のための必要設備である港湾設備の開発、および国内炭鉱開発はどちらも開発に長時間を要するため、優先的に開発する必要がある。また、今後増えていく新規発電設備の安定運用のために、O&M強化も早急に検討すべきであると考えます。