

第5章 港湾計画

5.1 石炭輸送体系

石炭火力発電 M/P では、火力発電所への輸入炭供給方法として、我が国においても豊富な実績のあるコールセンター方式を提案し、コールセンターの候補地点として、本フォローアップ調査の優先案件 2 地点を含む 4 地点を選定した。

ここでは、輸入炭火力発電所候補地点への石炭供給方法としてコールセンター方式を適用した場合の必要貯炭容量を検討し、「バ」国に適した石炭輸送体制を提案した。

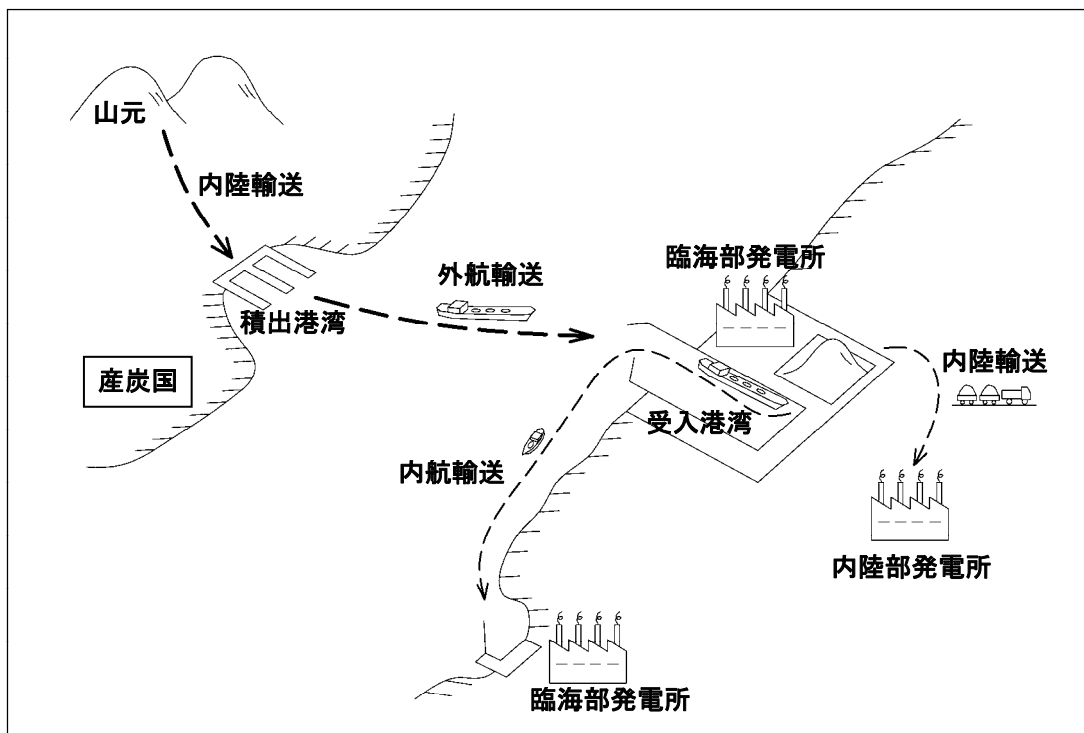
5.1.1 コールセンター方式の概要

(1) コールセンター方式の概念図

海外炭を安定的に供給する方法の一つとして、コールセンター方式がある。

コールセンター方式とは、産炭国から需要国の発電所等までの石炭輸送の流れ（コールチェーン）の中に、外航輸送と内航輸送の中継備蓄業務を行う中継基地のコールセンターを整備する方法である。

次図にコールセンター方式の概念図を示す。



出所：「昭和 56 年度運輸白書」一部調査団修正

図 5-1 コールセンター方式の概念図

(2) コールセンター方式の特徴

コールセンター方式の特徴は次のとおりである。

- コールセンターを中継基地とすることにより、大型石炭輸送船の利用が可能となり、一次輸送費の低減が図れる。
- コールセンターに港湾設備、貯炭設備等の集約化を図ることにより、個々の発電所での設備投資を抑制することができる。
- コールセンターでの貯炭能力が大きいいため、産炭国におけるストライキ等による供給変動に対して調整が容易で、石炭の安定供給に寄与する。

(3) 我が国におけるコールセンターの事例と「バ」国における適用

我が国におけるコールセンターの一例である東京電力(株)小名浜コールセンターは、広野火力発電所向けの海外炭供給を行っている中継基地である。広野火力発電所専用港湾は、10,000DWT級内航燃料船の受け入れを対象に建設されたため、港内水深がD.L.-10.0mと浅く、パナマックス級(60,000~80,000DWT級)の外航石炭船を直接受け入れることができない。このため、外航石炭船の受け入れが可能な小名浜港(広野火力発電所から南方約30km)にコールセンターを設置し、そこで海外炭を荷役、一次貯炭し、その後広野火力発電所専用港湾に入港可能な12,000DWT級内航石炭船に積み替えて広野火力発電所に二次輸送している。

「バ」国の沿岸部は、Maheskhali 地点以南を除いて水深が-10m 以浅と非常に浅く、航行可能な石炭船は10,000~20,000DWT 級に限定される。このため、より経済的、安定的に海外炭を調達するためには、小名浜コールセンターの方法と同様のコールセンター方式を採用することが有望と考えられる。

5.1.2 コールセンターの必要貯炭容量

(1) 石炭火力発電 M/P で想定した石炭受け入れ方法

石炭火力発電 M/P では、輸入炭火力発電所候補地点として、次表に示す 7 地点を提案した。これらの発電所候補地点の石炭受け入れは次のように想定している。

- Khulna : 近傍の Mongla 港にコールセンターを設置して二次輸送
- Chittagong : Chittagong-South コールセンターから二次輸送 (Chittagong 港利用)
- Chittagong-South および Matarbari : コールセンターを併設
- Meghnaghat、Maowa、Zajira : コールセンターからバージ船で二次輸送

このうち、コールセンターを併設するのは、Khulna、Chittagong-South、Matarbari の 3 地点である。

なお、石炭火力発電 M/P では Matarbari を候補地点としたが、現在「バ」国では Maheskhali を検討している。したがって、調査団は両地点を比較検討する。

表 5-1 石炭火力発電 M/P における輸入炭火力発電所候補地点

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

出所：石炭火力発電 M/P ファイナルレポート

(2) 輸入炭火力発電所における必要貯炭容量

輸入炭を取り扱う火力発電所の貯炭容量は、波浪等による石炭輸送の中止や山元でのストライキ等による石炭払い出しの停止等を考慮して、一般に 40～60 日分程度である。

一方、ベンガル湾ではモンスーン時期にサイクロンにより海上輸送が困難になる。サイクロンの発生は、Chittagong Port Authority でのヒアリングによれば、年に 6～7 回程度、1 回の荒天期間は長くて 6～10 日である。輸入炭火力発電所の貯炭容量は、サイクロンにより輸入炭の供給が停止しても発電所の稼働に影響が生じない程度の容量とする必要があり、約 60 日分は確保する必要があると判断される。

輸入炭火力発電所のうち、コールセンターからの二次輸送を想定している地点については、必要貯炭容量のほとんどをコールセンターで確保することができる。この場合、発電所に併設する貯炭場には 1 回のサイクロンの日数分の貯炭量が確保できればよく、具体的には国内炭火力発電所と同等の 15 日分の貯炭量を確保すれば良いと判断される。

以上の想定のもとで、各輸入炭火力発電所候補地点の必要貯炭容量を求めると、次表に示すとおりである。

ここで、年間石炭使用量は 175 万 t/600MW/年とし、600MWあたりの必要貯炭容量は次のとおりとした。

- 輸入炭火力発電所の必要貯炭容量……30 万 t/600MW
- コールセンターからの二次輸送をする輸入炭火力発電所の発電所隣接貯炭場での必要貯炭容量……7.5 万 t/600MW

表 5-2 表 5-1 の各地点の必要貯炭容量

	候補地点		規模	必要貯炭容量		
				合計	発電所内	近隣コールセンター
1	Khulna	A	2×600MW	60 万 t	15 万 t	45 万 t
2	Chittagong	B	2×600MW	60 万 t	15 万 t	45 万 t
3	Chittagong-South	A	1×600MW	30 万 t	30 万 t	—
4	Matarbari/Maheskhali	A	4×600MW	120 万 t	120 万 t	—
5	Meghnaghat	C	1×600MW	30 万 t	7.5 万 t	22.5 万 t
6	Maowa	C	2×600MW	60 万 t	15 万 t	45 万 t
7	Zajira	C	1×600MW	30 万 t	7.5 万 t	22.5 万 t
合計			13×600MW	390 万 t	210 万 t	180 万 t

出所：調査団作成

※候補地点の A：コールセンター併設、B：近隣港湾利用、C：コールセンターから二次輸送

※Khulna のコールセンターは Mongla 港に建設して Khulna まで陸上輸送

5.1.3 輸入炭火力発電所における石炭輸送体制と貯炭場の必要面積

(1) 輸入炭火力発電所の石炭輸送体制

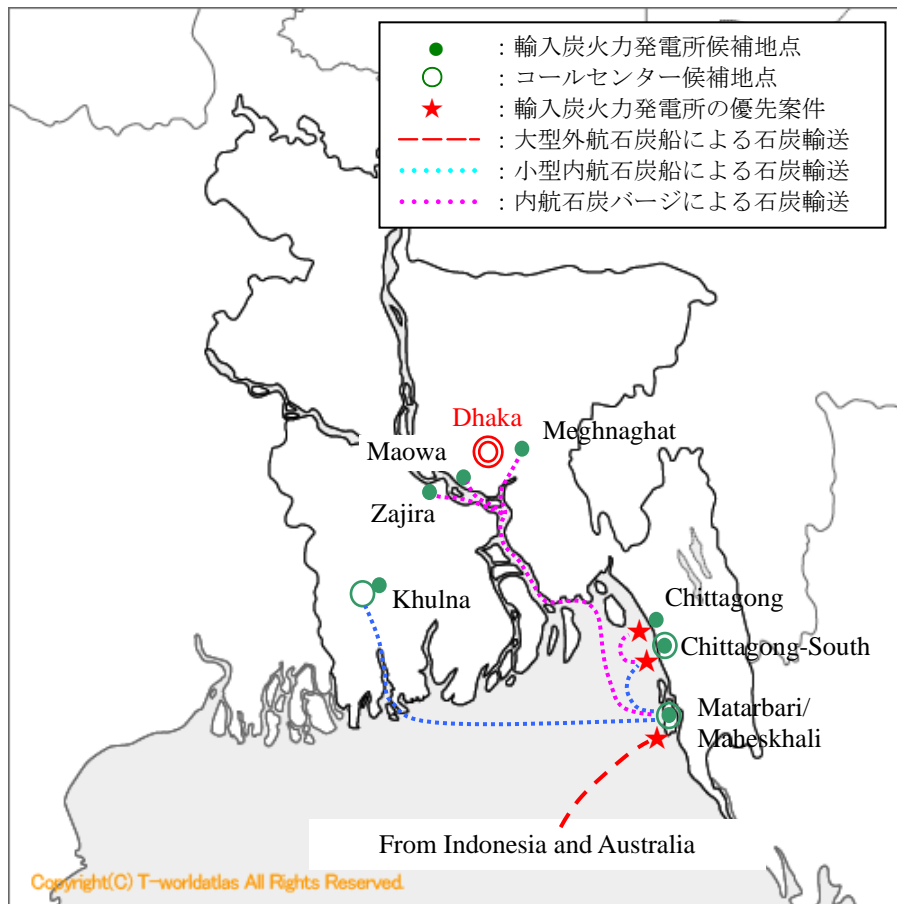
「バ」国の沿岸部は水深が 10m 以浅と非常に浅く、Mongla 港や Chittagong 港の既設港湾や Chittagong-South を利用可能な外航石炭船は、船級が 10,000～20,000DWT に限定される。このため、後述するように、発電所の稼働に必要な石炭を運搬する外航石炭船の隻数が非常に多くなる。ハンディサイズの小型外航石炭船での石炭輸送は、輸送コストが割高になるばかりでなく、石炭の安定供給の面からも不利になる可能性がある。

このため、より経済的、安定的に海外炭を調達する方法として、コールセンター方式の適用を提案した。すなわち、Matarbari 地点以南の大水深域に大型外航石炭船の受け入れが可能なコールセンターを建設し、輸入炭はここに一端荷役、貯炭し、その後、小型内航石炭船またはバージ船で国内の輸入炭火力発電所に二次輸送する。

具体的には、次のとおりである。

- 産炭国からの輸入炭は、まず、大水深港湾が建設可能な Matarbari/Maheskhali のコールセンターに、パナマックス級（80,000DWT 級）の大型石炭船で輸送する。
- Khulna（Mongla 港）、Chittagong-South の二次コールセンターには、Matarbari/Maheskhali のコールセンターから 20,000DWT 級の内航石炭船で二次輸送する。
- Khulna には Mongla 港近傍のコールセンターから陸上輸送する。
- Chittagong へは、Chittagong-South のコールセンターからバージ船により三次輸送する。
- Meghnaghat、Maowa、Zajira には、Matarbari/Maheskhali のコールセンターからバージ船により二次輸送する。

次図に石炭輸送体制の概要図を示す。



出所：調査団作成

図 5-2 石炭輸送体制の概要図

(2) 輸入炭火力発電所およびコールセンターの貯炭場面積

前項で求めた輸入炭火力発電所候補地点の必要貯炭容量をもとに、発電所隣接貯炭場およびコールセンターの必要貯炭場面積を求めた。

輸入炭火力発電所の貯炭場は、産炭国の山元ごとに石炭を積み付けるため、使用する炭種の数によって必要面積が変わってくるが、ここでは既往の実績等より、貯炭容量 10 万 t あたり 2.5 万 m² の貯炭場面積とした。

なお、Matarbari/Maheskhali コールセンターにおける Khulna および Chittagong-South のコールセンター行きの輸入炭の貯炭場は、あくまで輸送石炭船変更のための仮置きであることから、国内炭火力発電所と同等の 15 日分の貯炭場を確保することとした。

各輸入炭火力発電所および併設コールセンターの貯炭場面積を次表に示す。

表 5-3 優先案件の貯炭場およびコールセンターの規模

	候補地点		貯炭容量		貯炭場面積	
1	Khulna	発電所	15 万 t	60 万 t	4 万 m ²	16 万 m ²
		コールセンター A	45 万 t		12 万 m ²	
2	Chittagong	発電所	15 万 t	15 万 t	4 万 m ²	4 万 m ²
3	Chittagong-South	発電所	30 万 t	75 万 t	8 万 m ²	20 万 m ²
		コールセンター B	45 万 t		12 万 m ²	
4	Matarbari/Maheskhali	発電所	120 万 t	247.5 万 t	30 万 m ²	64 万 m ²
		コールセンター C	22.5 万 t		6 万 m ²	
		コールセンター D	45 万 t		12 万 m ²	
		コールセンター E	22.5 万 t		6 万 m ²	
		コールセンター F	15 万 t		4 万 m ²	
		コールセンター G	22.5 万 t		6 万 m ²	
5	Meghnaghat	発電所	7.5 万 t	7.5 万 t	2 万 m ²	2 万 m ²
6	Maowa	発電所	15 万 t	15 万 t	4 万 m ²	4 万 m ²
7	Zajira	発電所	7.5 万 t	7.5 万 t	2 万 m ²	2 万 m ²

出所：調査団作成

- ※コールセンターAは Khulna 向けの石炭のストックヤード
- コールセンターBは Chittagong 向け
- コールセンターCは Meghnaghat 向け
- コールセンターDは Maowa 向け
- コールセンターEは Zajira 向け
- コールセンターFは Khulna 向け（一時仮置き）、
- コールセンターGは Chittagong および Chittagong-South 向け（一時仮置き）

5.2 石炭輸送船舶

優先案件（Chittagong-South、Matarbari/Maheskhali）はいずれも外航船受入の港湾施設を有する輸入炭火力発電所およびコールセンターである。ここでは、ベンガル湾での水深や波浪条件をもとに、輸入炭を輸送する石炭船の船級、入港隻数とバース数について検討した。

5.2.1 石炭輸送船舶の種類

外航石炭船は、その船級からケープサイズ(11～20万DWT)、パナマックス級(5～8万DWT)、ハンディサイズ(3万DWT以下)に分けられる。代表的な船級の主要諸元を次表に示す。これは、「港湾の施設の技術上の基準・同解説(平成19年7月)」に掲載されている標準値であるが、この値は海外においても適用可能な値であることが確認されている。

優先案件のうち Chittagong-South は、前面海域の水深は-10m以下と非常に浅いが、約10km南方に行くと水深-13mの海域が存在する。これを活用すれば、20,000DWT級の外航石炭船が入港可能な港湾を建設することが可能である。

また、Matarbari/Maheskhali は、前面5～8kmの海域で水深-30mに達する大水深域が存在する。このため、パナマックス級の石炭船が入港可能な港湾を建設することが可能である。

表 5-4 代表的な石炭船の主要諸元

載荷重量トン (DWT)	全長 Loa (m)	垂線間長 Lpp (m)	型幅 B (m)	満載喫水 df (m)
2,000	82	75	13.1	4.8
5,000	107	99	17.0	6.4
12,000	139	130	21.8	8.6
20,000	161	152	25.2	10.2
70,000	233	222	32.3	13.8
150,000	292	279	44.7	17.7

出所：「港湾の施設の技術上の基準・同解説(国土交通省監修、(社)日本港湾協会)」

5.2.2 石炭使用量に基づく必要船舶隻数

優先案件の輸入炭火力発電所での石炭使用量、並びに併設するコールセンターでの貯炭量をもとに、必要船舶隻数を検討した。ここで、年間石炭使用量は175万t/600MWで、石炭船の船級は、Matarbari/Maheskhali までは80,000DWT、Chittagong-South および Khulna までは20,000DWT、Chittagong、Meghnaghat、Maowa および Zajira までは5,000DWT 級（バージ船）とした。

石炭受け入れに必要な船舶隻数と輸入炭火力発電所への石炭払い出しに必要な年間船舶隻数を次表に示す。

表 5-5 優先案件での石炭受け入れに必要な年間船舶隻数

候補地点		石炭使用量	石炭船船級	必要船舶隻数	
Matarbari/Maheskhali	発電所	700 万 t	80,000 _{DWT}	90 隻	295 隻
	コールセンター①	525 万 t	80,000 _{DWT}	70 隻	
	コールセンター②	700 万 t	80,000 _{DWT}	90 隻	
	コールセンター③	350 万 t	80,000 _{DWT}	45 隻	
Chittagong-South	発電所	175 万 t	20,000 _{DWT}	90 隻	265 隻
	コールセンター④	350 万 t	20,000 _{DWT}	175 隻	

出所：調査団作成

- ※コールセンター①は Chittagong と Chittagong-South の石炭使用分
- コールセンター②は Meghnaghat、Maowa、Zajira の石炭使用分
- コールセンター③は Khulna の石炭使用分
- コールセンター④は Chittagong の石炭使用分

表 5-6 輸入炭火力発電所への石炭払い出しに必要な船舶隻数

候補地点		石炭使用量	石炭船船級	必要船舶隻数	
Matarbari/Maheskhali	コールセンター①	525 万 t	20,000 _{DWT}	265 隻	1,840 隻
	コールセンター②	700 万 t	5,000 _{DWT}	1,400 隻	
	コールセンター③	350 万 t	20,000 _{DWT}	175 隻	
Chittagong-South	コールセンター④	350 万 t	5,000 _{DWT}	700 隻	700 隻

出所：調査団作成

- ※コールセンター①は Chittagong と Chittagong-South の石炭使用分
- コールセンター②は Meghnaghat、Maowa、Zajira の石炭使用分
- コールセンター③は Khulna の石炭使用分
- コールセンター④は Chittagong の石炭使用分

5.2.3 優先案件における石炭船の受入・払出バース数

(1) 受入・払出バース数の算定方法

受入・払出バースの必要バース数は、優先案件の輸入炭火力発電所および併設コールセンターの船舶隻数をもとに、次式で算定した。

$$\text{バース数} = \frac{\text{年間入港隻数} \times 1 \text{ 隻あたりの標準バース占有日数}}{\text{年間バース稼働可能日数} \times \text{目標バース稼働率}}$$

ここで、年間入港隻数；表 5-5、表 5-6 参照

1 隻当たり標準バース占有日数；

80,000DWT=3 日、20,000DWT=1 日、5,000DWT=0.5 日

年間バース稼働可能日数；245 日（静穏度率；67%）

（不稼働日は、サイクロンによる 70 日、休日の 50 日）

目標バース稼働率；60%

出所：「火力・原子力発電所土木建造物の設計—増補改訂版—（社）電力土木技術協会」

(2) 優先案件における石炭船の受入・払出バース数

石炭受入バース数と石炭払出バース数を下表に示す。

表 5-7 優先案件での石炭受け入れに必要なバース数

候補地点		石炭船船級	船舶隻数	受入バース数	
Matarbari/Maheskhali	発電所	80,000 _{DWT}	90 隻	2	7
	コールセンター①	80,000 _{DWT}	70 隻	2	
	コールセンター②	80,000 _{DWT}	90 隻	2	
	コールセンター③	80,000 _{DWT}	45 隻	1	
Chittagong-South	発電所	20,000 _{DWT}	90 隻	1	2
	コールセンター④	20,000 _{DWT}	175 隻	2	

出所：調査団作成

コールセンター①は Chittagong と Chittagong-South の石炭使用分、
 コールセンター②は Meghnaghat、Maowa、Zajira の石炭使用分、
 コールセンター③は Khulna の石炭使用分、
 コールセンター④は Chittagong の石炭使用分

表 5-8 輸入炭火力発電所への石炭払い出しに必要なバース数

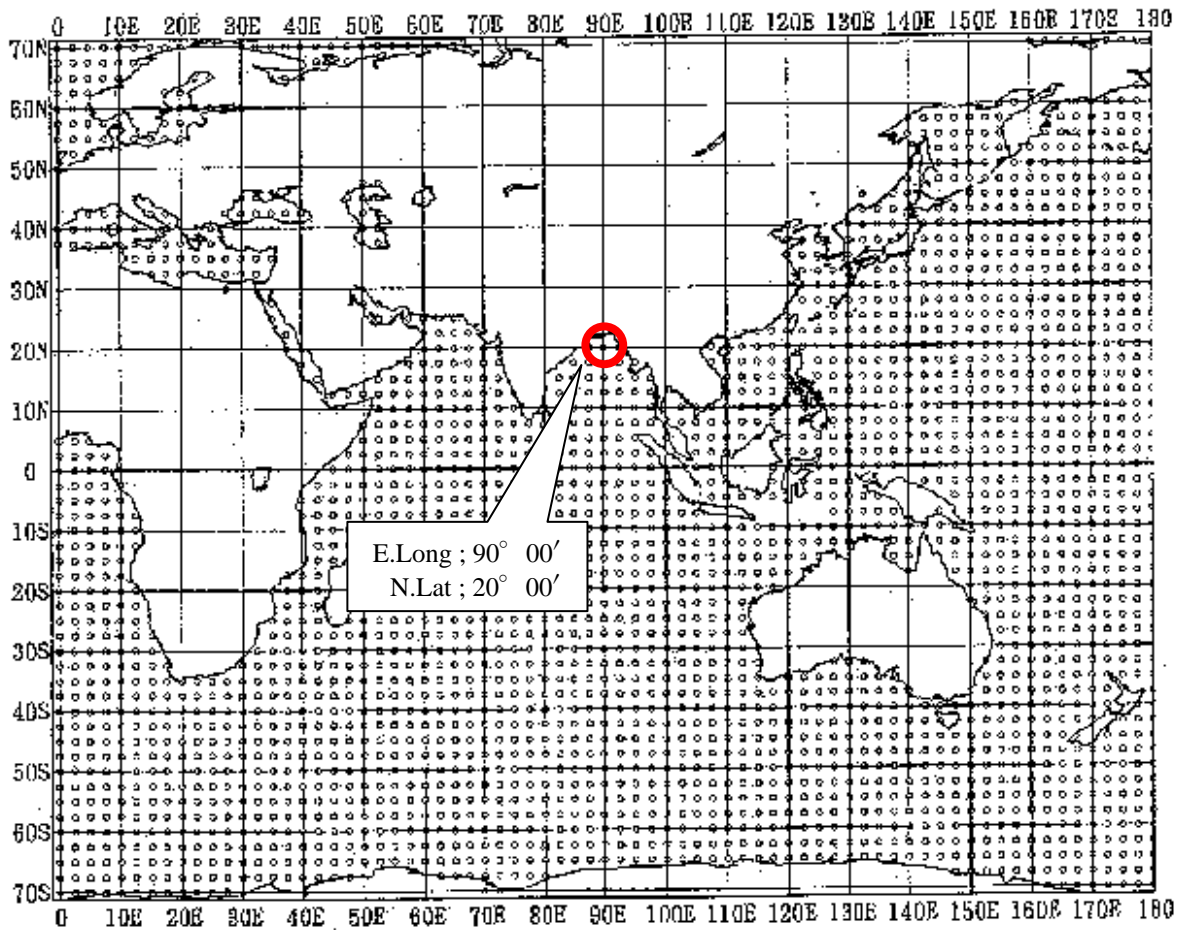
候補地点		石炭船船級	船舶隻数	払出バース数	
Matarbari/Maheskhali	コールセンター①	20,000 _{DWT}	265 隻	2	8
	コールセンター②	5,000 _{DWT}	1,400 隻	5	
	コールセンター③	20,000 _{DWT}	175 隻	2	
Chittagong-South	コールセンター④	5,000 _{DWT}	700 隻	3	3

出所：調査団作成

コールセンター①は Chittagong と Chittagong-South の石炭使用分、
 コールセンター②は Meghnaghat、Maowa、Zajira の石炭使用分、
 コールセンター③は Khulna の石炭使用分、
 コールセンター④は Chittagong の石炭使用分

5.2.4 ベンガル湾の波浪状況

ベンガル湾における波浪状況を把握するため、全球波浪推算データベースより次図に示すベンガル湾奥地点の1年間の波浪データを入手した。これは、海上風客観解析値を入力として日本気象協会が開発した波浪モデルJWA3Gを用いて計算したものである。



出所：日本気象協会「全球波浪推算データベースの概要」

図 5-3 波浪推算位置

下表に、2011年1年間の有義波高・有義波周期複合出現頻度表と1年間の有義波高と有義波周期の出現頻度図を示す。また、次ページ以降に各月の有義波高出現頻度図を示す。

これより、当該地点の波浪状況として以下のことが明らかとなった。

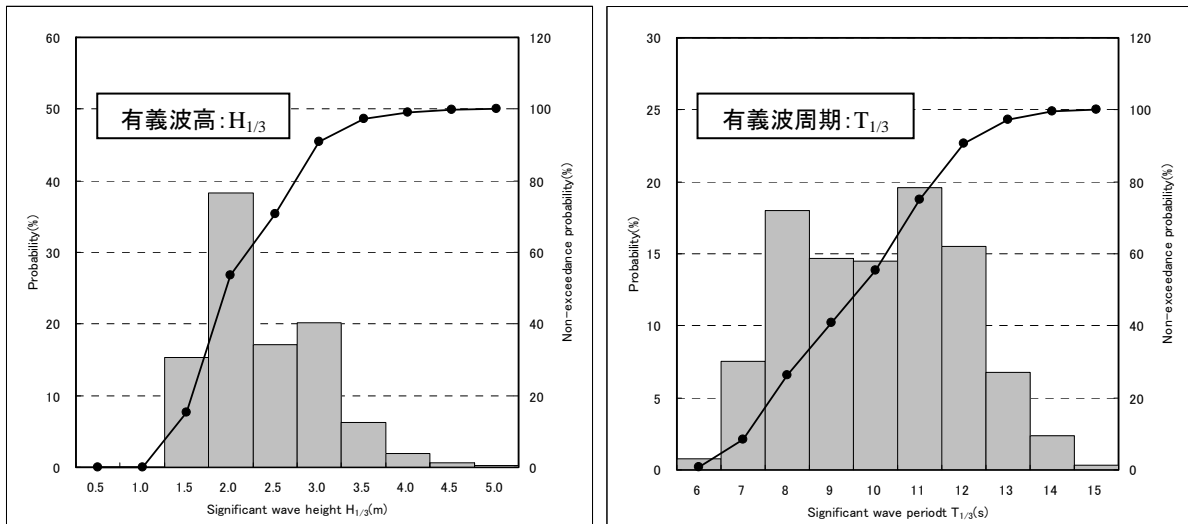
- ベンガル湾の沖合での波高（沖波波高）は、 $H_{1/3}=2.0\text{m}$ 以下が 54%、 $H_{1/3}=3.0\text{m}$ 以下が 91%と非常に厳しく、我が国の太平洋岸よりも厳しい波浪条件である。
- ベンガル湾の沖合での周期（沖波周期）は、 $T_{1/3}=8.0\sim 12.0\text{s}$ が卓越しており、我が国の太平洋岸とほぼ同じである。
- 沖波波高の月別の変化状況を見ると、5月から9月までのモンスーン期の波浪条件が厳しく、それ以外の季節では $H_{1/3}=2.5\text{m}$ 以下の出現率が 90%以上であるのに対して、モンスーン期は $H_{1/3}=2.5\text{m}$ 以下の出現率が 50%以下となっている。

以上のことから、「バ」国で輸入炭を安定的に受け入れるためには、モンスーン期の波浪条件を考慮して港湾計画を策定する必要があり、航路・泊地の静穏度を確保するために防波堤が不可欠であると考えられる。

表 5-9 有義波高・有義波周期複合出現頻度表

$H_{1/3}(\text{m}) \backslash T_{1/3}(\text{s})$	5.0-6.0	6.0-7.0	7.0-8.0	8.0-9.0	9.0-10.0	10.0-11.0	11.0-12.0	12.0-13.0	13.0-14.0	14.0-15.0	total	出現率 (%)	未超過確率 (%)
0.0-0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0
0.5-1.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0
1.0-1.5	0	0	0	6	13	83	87	34	0	0	223	15.3	15.3
1.5-2.0	1	6	40	80	81	127	129	60	29	5	558	38.3	53.6
2.0-2.5	8	8	57	43	74	47	10	3	0	0	250	17.1	70.7
2.5-3.0	2	59	90	69	39	29	0	2	5	0	295	20.2	90.9
3.5-3.5	0	24	47	16	4	0	0	0	0	0	91	6.2	97.2
3.5-4.0	0	6	22	0	0	0	0	0	0	0	28	1.9	99.1
4.0-4.5	0	6	3	0	0	0	0	0	0	0	9	0.6	99.7
4.5-5.0	0	1	3	0	0	0	0	0	0	0	4	0.3	100.0
total	11	110	262	214	211	286	226	99	34	5	1458	100.0	
出現率 (%)	0.8	7.5	18.0	14.7	14.5	19.6	15.5	6.8	2.3	0.3		100.0	
未超過確率 (%)	0.8	8.3	26.3	40.9	55.4	75.0	90.5	97.3	99.7	100.0			

出所：日本気象協会「全球波浪推算データベース」をもとに調査団作成

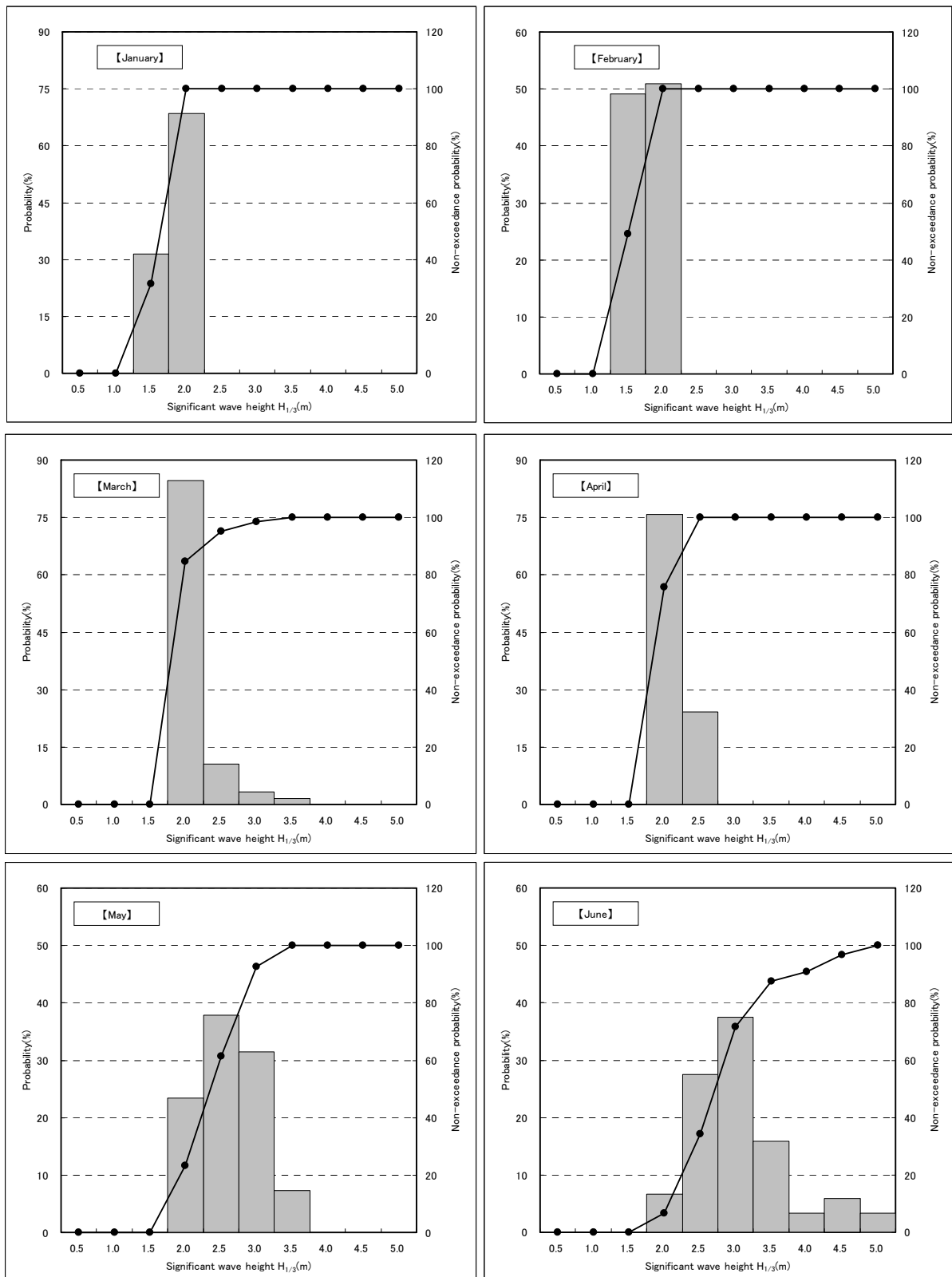


出所：日本気象協会「全球波浪推算データベース」をもとに調査団作成

(1) 有義波高

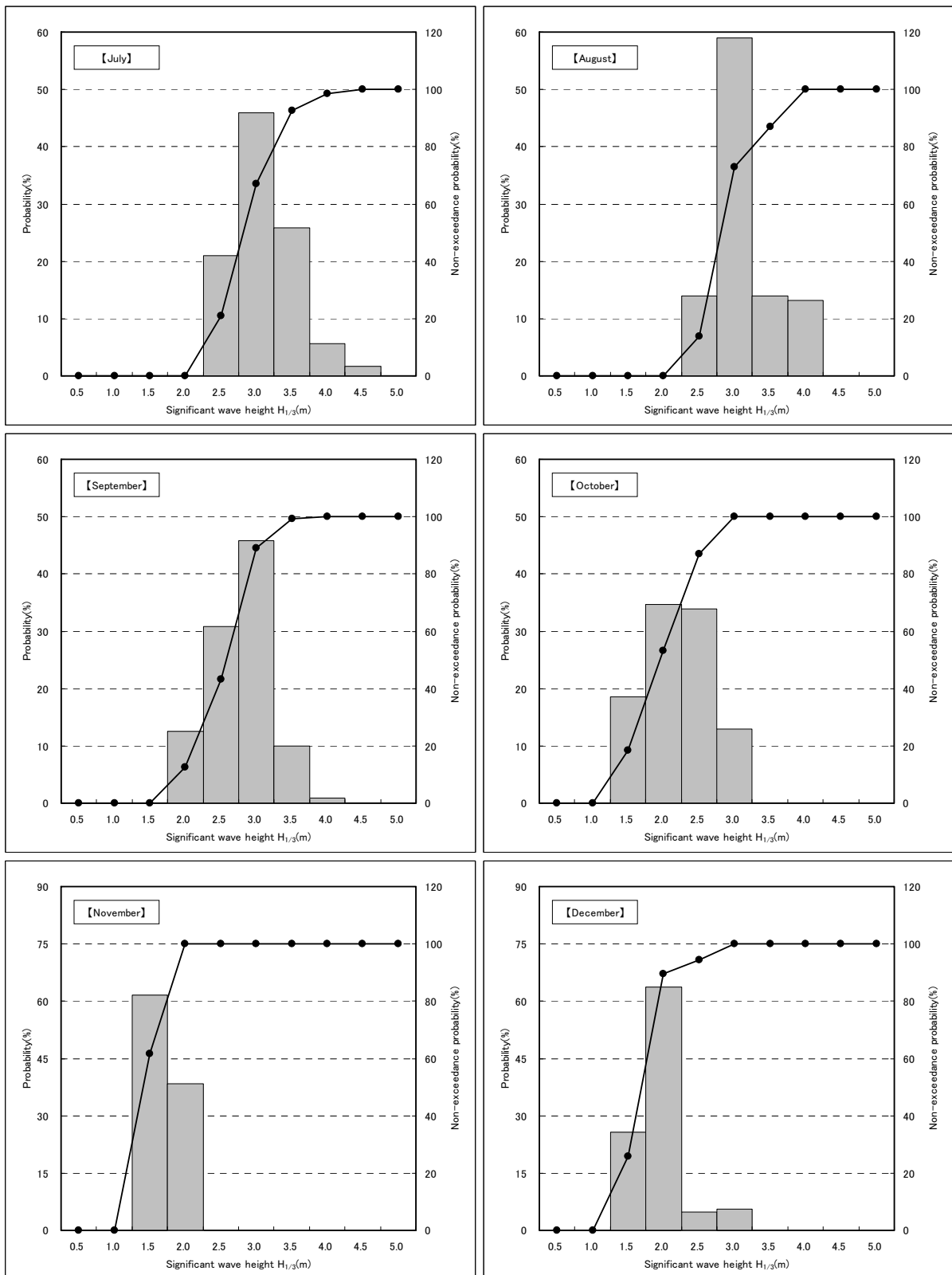
(2) 有義波周期

図 5-4 有義波高・有義波周期出現頻度



出所：日本気象協会「全球波浪推算データベース」をもとに調査団作成

図 5-5 月別有義波高出現頻度 (1)



出所：日本気象協会「全球波浪推算データベース」をもとに調査団作成

図 5-6 月別有義波高出現頻度 (2)

5.3 港湾設備に係る整備計画

優先案件（Chittagong-South、Matarbari、Maheskhali）に関するこれまでの検討結果、および現地踏査結果を踏まえて、発電所敷地（貯炭場を含む）および港湾設備の概略配置計画を検討した。検討は次の2ステップで行った。

- 第1ステップ……第1次現地踏査の結果を踏まえて、Chittagong-South、Matarbari、Maheskhaliの港湾配置の概略比較を行い、候補地点を絞り込む。
- 第2ステップ……絞り込んだ候補地点について第2次現地踏査を行い、港湾設備の配置検討を行い、候補地点の比較を行う。

なお、本検討における輸入炭火力発電所は、出力規模は600MW×2、対象船舶はそれぞれの地点で受け入れ可能な最大船級（Matarbari および Maheskhali：80,000DWT、Chittagong-South：20,000DWT）、コールセンターを併設しないこととした。

5.3.1 検討条件

(1) 発電所計画諸元

優先案件の発電所計画諸元を次表に示す。

表 5-10 発電所計画諸元

項目		計画諸元	
出力		USC 600MW×2 基	
敷地面積	発電設備	140,000m ²	490,000m ²
	貯運炭設備	150,000m ²	
	その他共通設備	200,000m ²	
石炭使用量	年間使用量	1,750,000 t/年/unit	3,500,000 t/年
	貯炭容量	60 日分	600,000 t
石炭灰発生量	年間発生量	325,000 m ³ /年/unit (260,000 t/年/unit)	650,000 m ³ /年 (520,000 t/年/unit)
	灰捨場容量	25 年	16,250,000 m ³

出所：調査団作成

(2) 対象船舶諸元

対象船舶の最大船級は、Matarbari/Maheskhali は 80,000DWT、Chittagong-South は 20,000DWT とした。

それぞれの船舶諸元を次表に示す。ここで、80,000DWT の船舶諸元は常陸那珂港に入港実績のある外航石炭船の諸元を、20,000DWT は「港湾の施設の技術上の基準・同解説」による諸元を用いた。

表 5-11 対象船舶諸元

船舶諸元	Matarbari/Maheskhali	Chittagong-South
船級	80,000DWT	20,000DWT
船長：L	220m	160m
型幅：B	36m	26m
喫水：df	13.0m	10.0m

出所：調査団作成

(3) 水域施設諸元

本検討における水域施設諸元を次表に示す。ここで、航路および泊地の諸元は、「港湾の施設の技術上の基準・同解説」を参考に設定した。また、バース数は前述 5.2.3 の方法によって設定した。

表 5-12 水域施設諸元

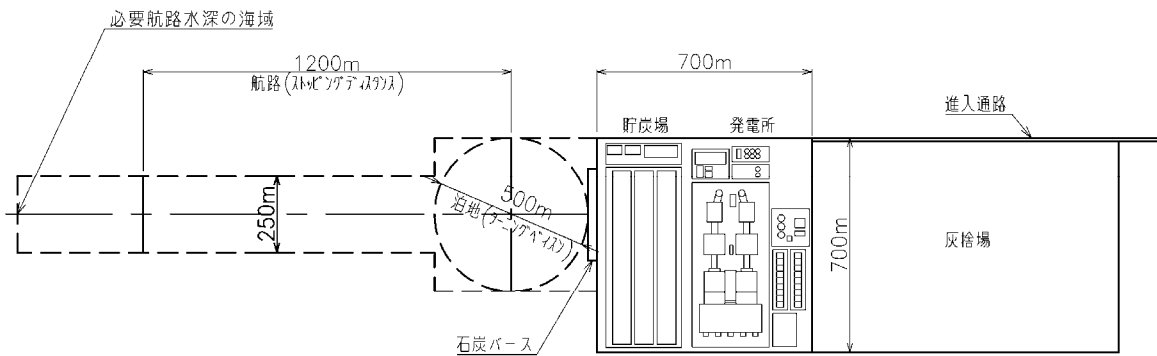
水域施設		Matarbari /Maheskhali	Chittagong-South	根拠
航路	延長	1,200m	850m	船長 L の 5 倍以上
	幅員	250m	180m	船長 L の 1 倍以上
	水深	15.0m	11.0m	喫水 df の 1.1 倍
泊地	直径	500m	350m	船長 L の 2 倍の直径の円
	水深	15.0m	11.0m	喫水 df の 1.1 倍
バース数		1	2	

出所：調査団作成

(4) 基本港湾配置

本検討における発電所港湾の基本的な配置を次図に示す。

- 発電所用地（貯炭場を含む）の形状は 700m×700m を基本とし、海側に貯炭場を、陸側に発電設備を配置する。
- 貯炭場の海側に、直接接岸方式または棧橋式の石炭バースを設置する。
- 石炭バースの前面に所要の面積および水深の泊地（ターニングベイスン）を確保する。
- 泊地（ターニングベイスン）の中心から所要の延長、幅員、水深の航路（ストップピングディスタンス）を直線で確保する。
- 航路は、ストップピングディスタンスの先端から航路の必要水深の海域まで延伸する。



出所：調査団作成

図 5-7 港湾基本配置図

(5) 海底地形条件

本検討における海底地形条件は下記の海図を使用した。

- HATIA ISLAND TO ST. MARTIN'S ISLAND
- MATARBARI ISLAND TO ELEPHANT POINT
- APPROACHIES TO CHITTAGONG

5.3.2 Chittagong-South と Matarbari、Maheskhali の港湾配置の概略比較

(1) Chittagong-South の港湾配置計画

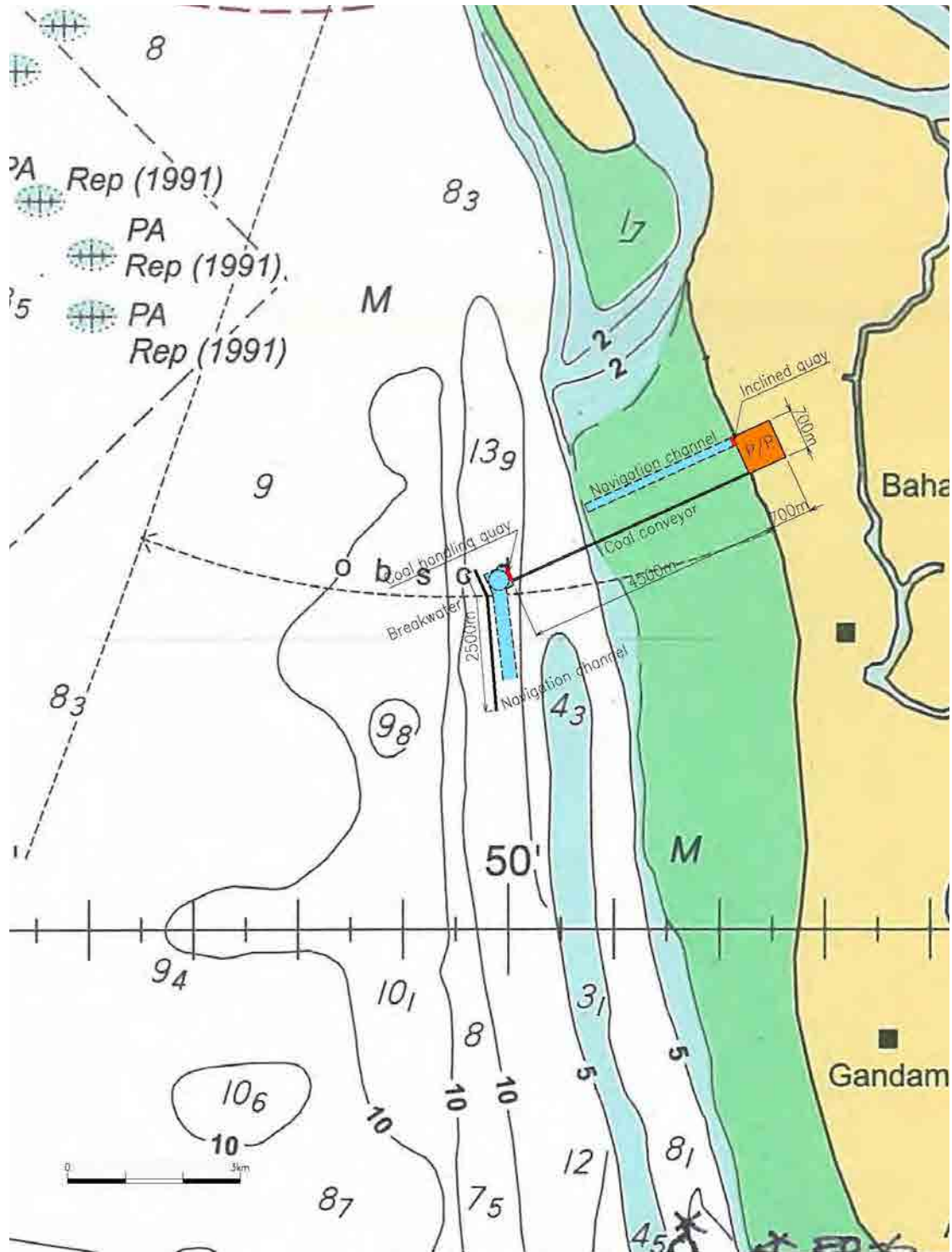
Chittagong-South の特徴は次のとおりである。

- 当該地点の北側には Sangu River が流れており、モンスーン時期にはこの河川から相当量の土砂が流出することが予想される。
- 当該地点の前面海域は遠浅で、海岸線から約 3km の海浜部は水深 0m で、海岸線から約 4.5km で水深-10m 程度になる。

このような特徴を踏まえて、以下の方針で Chittagong-South での概略港湾配置を計画した。

- 港湾設備は、Sangu River からの流出土砂の影響を受けない位置として、海岸線がほぼ並行等深線となる河口から南約 3km の地点とする。
- 石炭バースは航路・泊地の水深が確保できる海岸線から 4.5km の海域に設置する。
- 石炭バースの沖側には、外洋からの波浪を遮蔽する防波堤を設置する。
- 石炭バースから発電所敷地までは 4.5km の橋梁を建設し、石炭輸送用のベルトコンベアを設置する。
- 発電所敷地北端には物揚場を設置し、物揚場までは水深-5m の航路を確保する。

次図に Chittagong-South の港湾配置図を示す。



出所：調査団作成

図 5-8 Chittagong-South の港湾配置計画図

(2) Matarbari の港湾配置計画

Matarbari の特徴は次のとおりである。

- 当該地点は Matarbari 島の西岸のエリアである。
- Matarbari 島西岸は、海岸線から約 2km で水深-15m 程度になる。

ここでは、Matarbari 島西岸の大水深域に近い海域を比較対象地点に選定し、以下の方針で概略港湾配置を計画した。

- 海岸線位置に石炭バースを設置し、その沖側に泊地、大水深域までの約 3km に航路を配置し、浚渫により必要水深を確保する。
- 航路は、石炭船が南側から進入することを考慮して配置する。
- 浚渫した土砂は、発電所敷地を地盤高+10.0m に埋め立てる埋立材に流用する。不足する埋立材は購入土砂を使用する。
- 航路の南側に、外洋からの波浪を遮蔽するために防波堤を配置する。
- 物揚場は石炭バースの北側に隣接して設置し、物揚場までの航路は石炭船の航路を利用する。

次図に Matarbari の港湾配置計画図を示す。

(3) Maheskhali の港湾配置計画

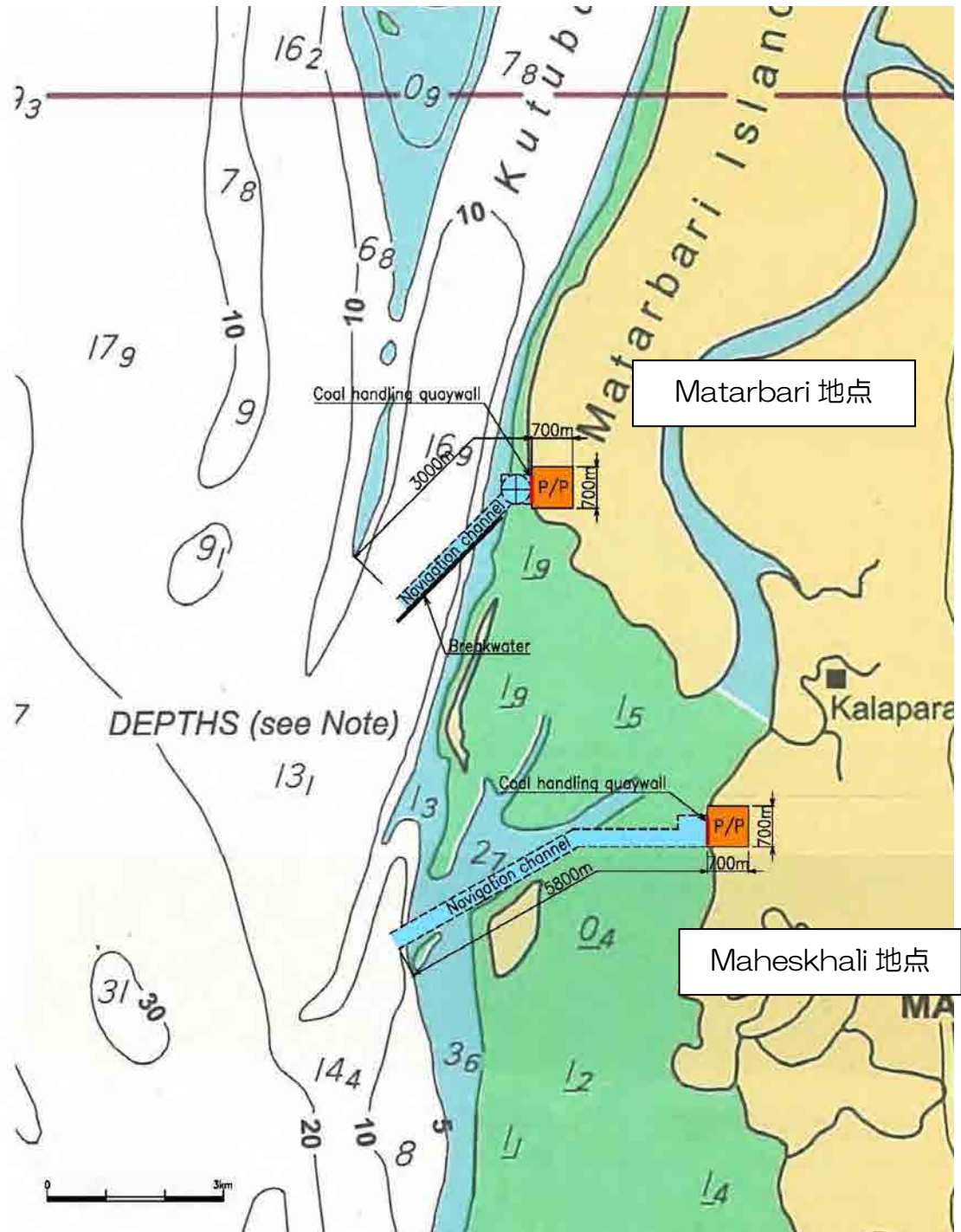
Maheskhali の特徴は次のとおりである。

- 当該地点は Maheskhali 島の西岸のエリアである。
- Maheskhali 島西岸は、海岸線から約 5km の海浜部は水深-5m 以浅の砂州およびマングローブ林であるが、それ以遠は急激に水深が深くなり、海岸線から約 8km で水深-20m 程度になる。

ここでは、Maheskhali 島西岸北域の、北側に砂州、南側にマングローブの島がある海域を比較対象地点に選定し、以下の方針で概略港湾配置を計画した。

- 港湾設備は、海岸線と大水深域の距離が最小となる地点に建設する。
- 海岸線位置に石炭バースを設置し、その沖側に泊地、大水深域までの約 6km に航路を配置し、浚渫により必要水深を確保する。
- 浚渫した土砂は、発電所敷地を地盤高+10.0m に埋め立てる埋立材に流用する。
- 航路の北側は約 5km の砂州が、南側には約 2km のマングローブの島があり、これらによって外洋からの波浪は遮蔽されることから、防波堤は不要である。
- 物揚場は石炭バースの北側に隣接して設置し、物揚場までの航路は石炭船の航路を利用する。

次図に Maheskhali の港湾配置計画図を示す。



出所：調査団作成

図 5-9 Matarbari と Maheshkhali の港湾配置計画図

(4) Chittagong-South、Matarbari、Maheskhali の概略比較

以上の Chittagong-South、Matarbari、Maheskhali の港湾配置計画の比較結果を表 5-13 に示す。

- Matarbari および Maheskhali は、建設コストおよび運用コストで優れており、人家も少なく用地取得が容易で、Chittagong South よりも有利である
- Matarbari および Maheskhali は、周囲に砂州やマングローブ林があり、南約 10～15km には希少鳥類が生息する Sonadia ECA があり、環境面への配慮が必要である。
- Matarbari は Sonadia ECA から 15km と Maheskhali よりも遠く、自然環境への影響は少ない。
- Maheskhali は「バ」国のエネルギー基地構想があり、将来計画との整合性の面では有利である。

以上のことから、Chittagong-South は建設コストおよび運用コストの面で他の 2 地点に比べて明らかに劣り、Matarbari と Maheskhali には明確な差は認められなかったことから、ここでは、優先案件候補地点を Matarbari と Maheskhali の 2 地点として検討を進めることとした。

表 5-13 Chittagong-South と Matarbari と Maheskhali の比較結果

	Chittagong-South		Matarbari		Maheskhali	
建設コスト	港湾工事費比率:1.00 防波堤および運炭設備の費用が大	△	港湾工事費比率:0.77 防波堤の費用が大	○	港湾工事費比率:0.73 防波堤が不要、浚渫費が大	○
維持管理コスト	Sangu River からの流出土砂による維持浚渫が頻繁に必要	△	河川流出土砂の影響が少ない	◎	Kohalia River からの流出土砂による維持浚渫が必要(河川規模から Chittagong-South より少)	○
運用コスト	20,000DWT×175 隻/年 燃料輸送コストが大	△	80,000DWT×45 隻/年 燃料輸送コストが小	◎	80,000DWT×45 隻/年 燃料輸送コストが小	◎
用地取得の容易さ	大規模な住民移動有	△	人家は少(塩田地帯)	○	人家はない(塩田地帯)	◎
自然環境への影響	砂州・マングローブはない	◎	砂州有り Sonadia ECA から約 15km	○	砂州、マングローブ林有り Sonadia ECA から約 10km	△
「バ」国意向	政府構想等はない	×	エネルギー基地構想検討地点から遠隔地	○	エネルギー基地構想検討地点に隣接	◎
総合評価	△		○		○	

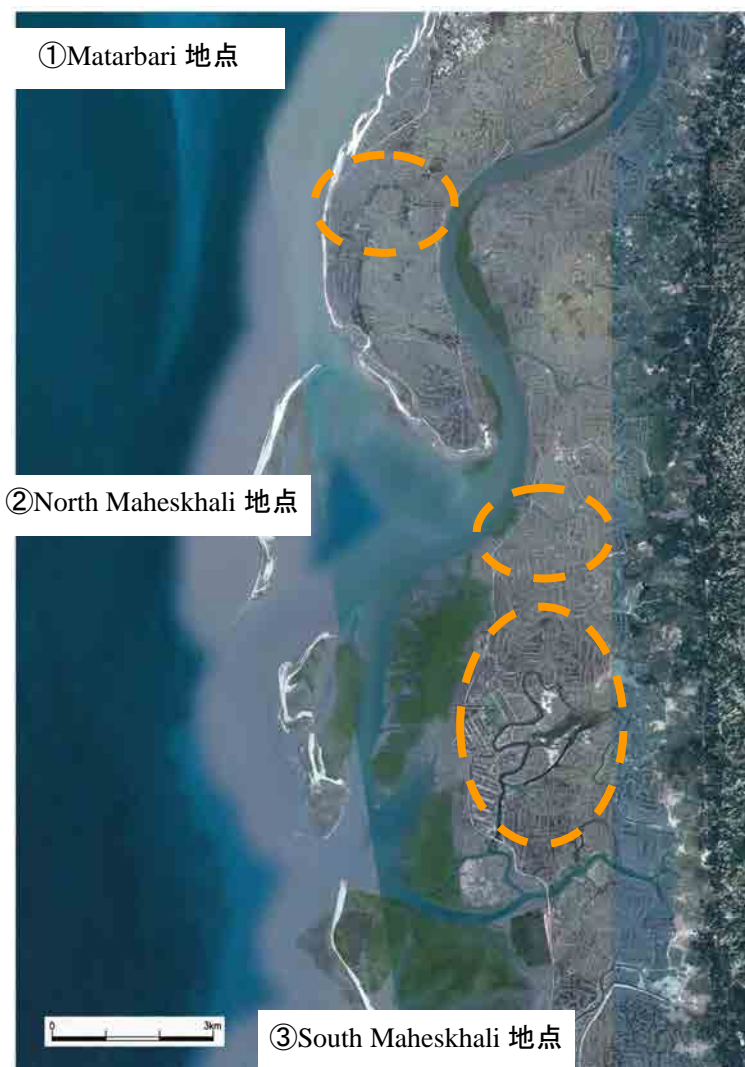
出所：調査団作成

5.3.3 Matarbari および Maheshkhali の発電所立地候補地点の検討

(1) 発電所立地候補地点について

優先案件の比較検討により選定した2地点に「バ」国側が検討を進めている地点を加えた3地点について、第2次現地踏査で詳細な調査を行い、以下の方針に従って下図で示す3ヶ所の発電所立地候補地点を選定した。

- 前面海域に 80,000DWT 石炭船が入港できる水深-15m の海域がある。
- 航空写真および現地踏査により、砂州およびマングローブを保護したままで航路・泊地等の港湾設備を配置できる。
- Sonadia 島の Environment Critical Area には設備を設けず、希少鳥類確認地点等からは極力隔離する。
- 「バ」国側の事業計画との整合性を優先する。



出所：調査団作成

図 5-10 発電所立地候補地点

(2) Matarbari 地点の港湾配置計画

Matarbari 地点の港湾配置計画図を次図に示す。この地点の特徴は次のとおりである。

- 「バ」国側の検討用地から 10km 程度離れた遠隔地で、「バ」国側は代替候補地として
いる。
- 海岸線から水深-15m 地点まで約 2km と近いが、航路の静穏度確保のため防波堤が必要
である。
- Matarbari 島は東西約 3km と狭く、将来の拡張性は少ない。
- Sonadila ECA からは約 15km 離れており、周囲にはマングローブおよび砂州がなく、環
境面での課題等はない。

(3) North Maheshkhali 地点の港湾配置計画

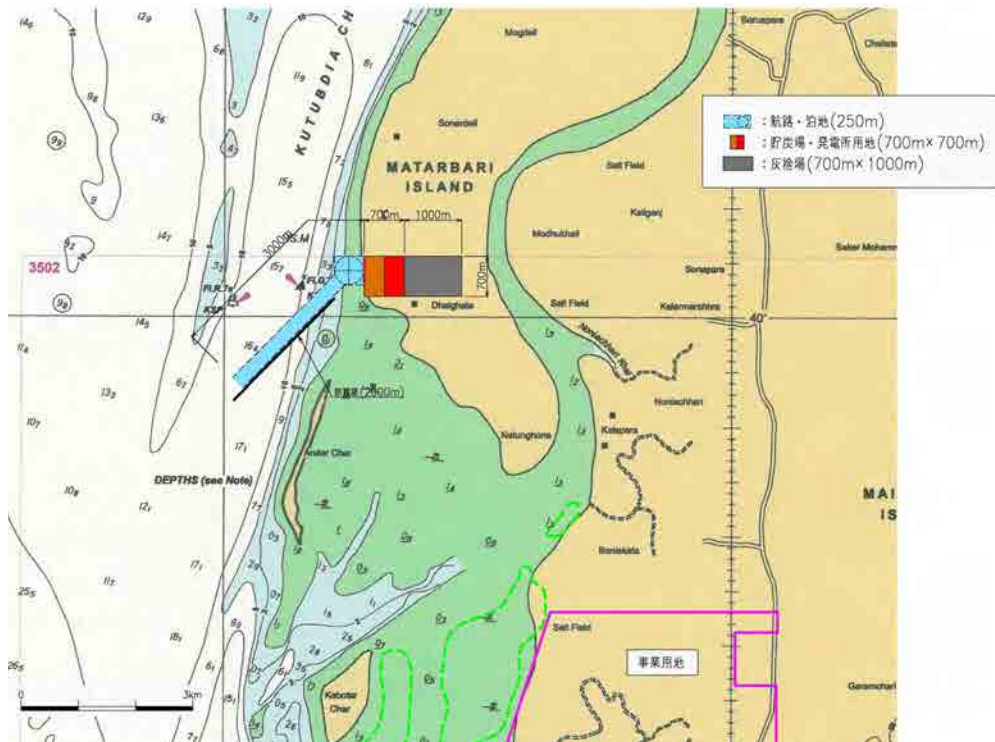
North Maheshkhali 地点の港湾配置計画図を次図に示す。この地点の特徴は次のとおりである。

- 「バ」国側の検討地点の北側隣接地であり、将来的には「バ」国側検討地点に立地する
発電所等と一体的な開発が可能である。
- マングローブおよび砂州のない範囲に航路・泊地を確保することができる。
- Kohalia River の河口であり、モンスーン時期の流出土砂の影響を把握する必要がある。
- 海岸線から水深-15m 地点までは約 6km 離れており、北側の砂州と南側のマングローブ
の島が天然の防波堤の役目をする。
- Sonadia ECA からは約 10km 離れており、環境面での課題等は少ない。

(4) South Maheshkhali 地点の港湾配置計画

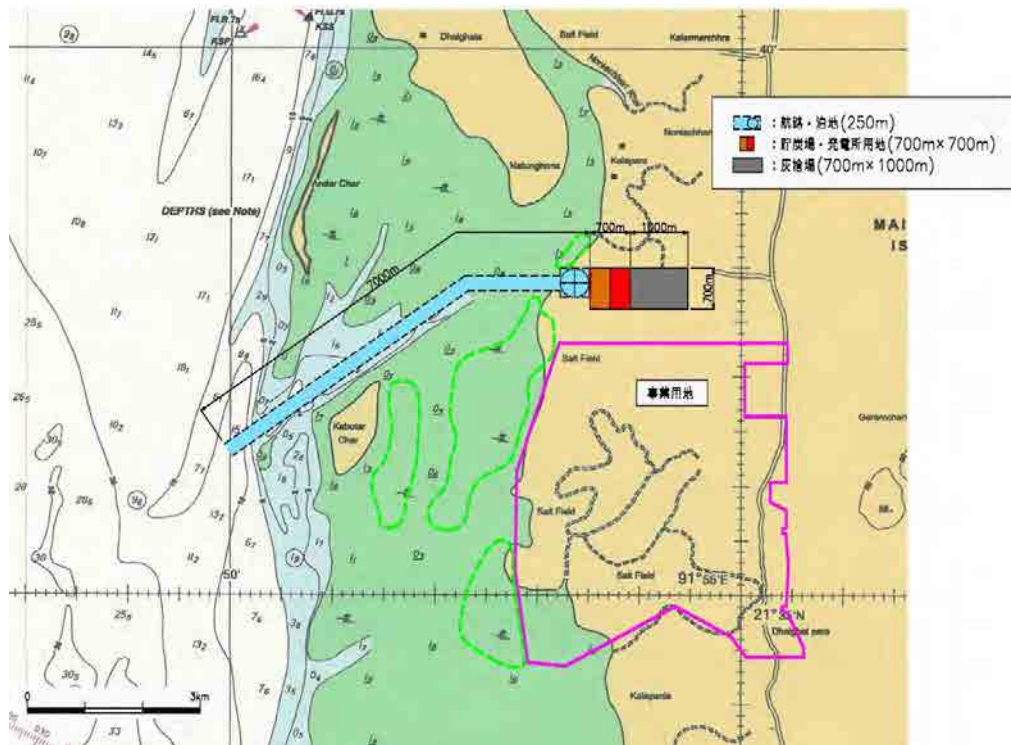
South Maheshkhali 地点の港湾配置計画図を次図に示す。この地点の特徴は次のとおりである。

- 「バ」国側の検討地点内にあり、「バ」国側の発電所等と一体開発が可能である。
- マングローブおよび砂州のない範囲に航路・泊地を確保することができる。
- 海岸線から水深-15m 地点までは約 6km 離れており、南北のマングローブが天然の防波
堤の役目をする。
- Sonadia ECA からは約 2km しか離れておらず、航路近傍の砂州には希少鳥類の確認地点
が有る。



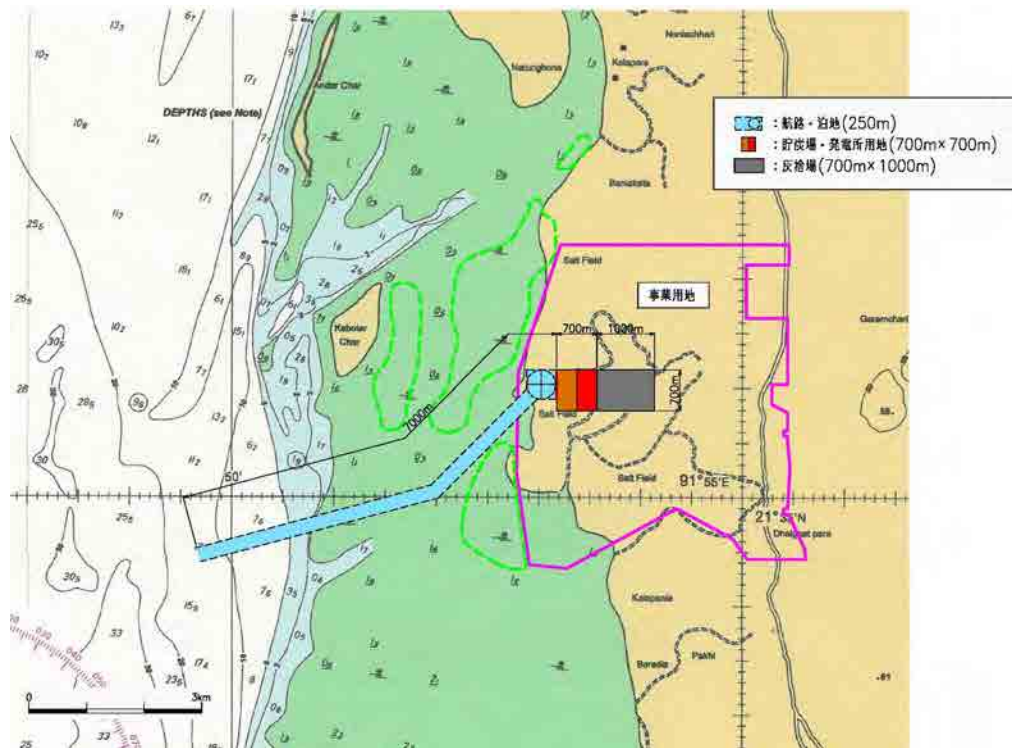
出所：調査団作成

図 5-11 Matarbari の港湾配置計画図



出所：調査団作成

図 5-12 North Maheshkhali の港湾配置計画図



出所：調査団作成

図 5-13 South Maheshkhali の港湾配置計画図

(5) 発電所立地候補地点の建設コストの比較

発電所立地候補地点 3 地点の発電所専用港湾の概略工事費を下表に示す。

これらより、次の結果が得られた。

- North Maheskhali 地点および South Maheskhali 地点は航路水深（15.0m）が確保できる大水深域まで約7kmと遠いため浚渫量が多いが、Matarbari 地点は大水深域までに近いため浚渫量が少ない。
- 敷地造成の埋立（埋立地盤高+10m）には浚渫土を用いるため、North Maheskhali 地点および South Maheskhali 地点では敷地造成費は少ない（地盤改良費のみ計上）が、Matarbari 地点は浚渫量が少ないため、別途埋立土砂（購入土砂を想定）を確保する必要があり、敷地造成費が若干高くなる。
- North Maheskhali 地点および South Maheskhali 地点は、航路の両側にマングローブおよび砂州があり、これが天然の防波堤の役目をするために防波堤は不要となる。

以上のことから、建設コストに着目すると、North Maheskhali 地点と South Maheskhali 地点はほぼ同程度であるが、Matarbari 地点は埋立費用と防波堤建設費により他の 2 地点に比べてやや高くなっている。

表 5-14 港湾工事費の比較（単位：Million USD）

工種	Matarbari	North Maheskhali	South Maheskhali
浚渫	70.0	270.0	270.0
敷地造成	50.0	35.0	35.0
護岸	15.0	15.0	15.0
防波堤・導流堤	260.0	45.0	45.0
石炭バース	30.0	30.0	30.0
計	425.0	395.0	395.0

出所：調査団作成

(6) 発電所立地候補地点の比較

発電所立地候補地点 3 地点の発電所専用港湾建設に係る評価を下表に示す。

これらより、次の結果が得られた。

- North Maheskhali 地点および South Maheskhali 地点は、建設コスト、建設の難易度の面で Matarbari 地点に優れている。
- Matarbari 地点は、維持管理コスト（維持浚渫コスト）の面で North Maheskhali 地点および South Maheskhali 地点よりも優れている。

以上の比較検討の結果によれば、発電所立地候補 3 地点の港湾建設に係る評価では、それぞれ一長一短があり優劣がつけにくい。このため、環境社会配慮や「バ」国政府の意向を考慮した上で、候補地点を選定することが望まれる。

今後は、「バ」国側が検討している South-Maheskhali 地点を除いた、North-Maheskhali 地点および Matarbari 地点を対象に検討を進めることが望まれる。

表 5-15 Matarbari と North Maheskhali と South Maheskhali の比較

項目 \ 地点	Matarbari	North Maheskhali	South Maheskhali
建設コスト	港湾工事費比率：1.08 浚渫費は少、防波堤が必要	港湾工事費比率：1.00 浚渫費が大、防波堤は不要	港湾工事費比率：1.00 浚渫費が大、防波堤は不要
	△	○	○
建設難易度	防波堤工事は石材等の資材調達が難	特になし	特になし
	△	○	○
維持管理コスト	維持浚渫は他 2 地点に比べて少ない	Kohalia River からの流出土砂による維持浚渫が必要	河川等からの流出土砂の影響は North Maheskhali に比べて少ない
	○	△	△
運用効率性	80,000DWT 石炭船入港可	80,000DWT 石炭船入港可	80,000DWT 石炭船入港可
	○	○	○

出所：調査団作成

5.3.4 Matarbari 地点及び North-Maheshkhalī 地点の F/S に向けての検討課題

今後、Matarbari 地点及び North-Maheshkhalī 地点の F/S を進めるに当たり、あらかじめ以下の2点について調査を実施する必要がある。

(1) 周辺河川等からの流出土砂に関する調査

North-Maheshkhalī 地点は、Kohalia River からの流出土砂による航路埋没等の可能性があり、特にモンスーン時期には相当量の流出土砂が予想される。また、Matarbari 地点は周辺に流入河川はないものの、前面には砂州が広がり、漂砂移動が予想される。そこで、以下の調査を実施して、その影響を評価する。

- 海底地形調査（深淺測量、音波探査）

調査位置：航路を包括する 7km×5km 程度

調査時期：モンスーン時期の前後、サイクロン後

調査項目：海底地形、堆積層厚、基盤地形

- 底質・水質調査

調査位置：航路予定地 3ヶ所程度

調査時期：モンスーン時期の前後、サイクロン後

調査項目：底質の粒度、中層および低層の濁度

- 波浪・流況・濁水拡散状況調査

調査項目：サイクロン時の波浪・流況の観測（ビデオ撮影）

サイクロン後の汚濁拡散状況の観測

(2) 石炭荷役方法に関する調査

Khulna 地点では、80,000DWT 級外航石炭船で受け入れた海外炭を沖合でクレーン台船等を用いてバージ船に積み替えて輸送する（沖積み方式）計画としている。この方式は大規模な航路浚渫を必要としないことから、港湾建設費の大幅なコストダウンが図れることが予想される。この方式の採用にあたっては、沖積み地点の波浪状況と積み替え能力より、所要の海外炭を安定的に荷役できることを確認する必要がある。そこで、以下の調査を実施し、沖積み方式の適用の可能性を評価する。

- 海象調査

調査項目：ベンガル湾での波浪、風況データ、過去のサイクロン情報
（日本気象協会から入手）

調査期間：5年分

- 沖積み方式の実態調査

調査項目：積み替え限界波浪条件、積み替え能力、稼働可能日数

- ケーススタディ

調査項目：当該地点の波浪・風況データに基づく沖積み方法の可能性評価

5.4 港湾設備に係る運営体制

優先案件の候補地点（Chittagong-South、Matarbari/Maheskhali）に輸入炭火力発電所を建設した場合の、外航石炭船受入の港湾設備の運営体制について、既存の海外貿易港であるチッタゴン港の情報を調査した。

5.4.1 港湾設備の運営体制

優先案件の候補地点は、いずれも外航石炭船を直接受け入れる港湾設備を有する石炭火力発電所である。港湾設備の運営には次の事項が求められる。

- 輸入炭受入、払出の石炭船の入出港管理
- 石炭の荷役作業
- 港湾設備の維持管理

優先案件の港湾設備の運営に関して Chittagong Port Authority にヒアリングしたところ、港湾区域外については関知しないとのことであった。したがって、港湾設備の運営体制は、輸入炭火力発電所側で整える必要がある。

優先案件は、当初は発電出力 600MW×2 基でコールセンターを併設しないこととしていることから、CPGC の中に港湾設備管理を行うセクションを設けることが適切である。また、将来、発電所を増設する、あるいはコールセンターを併設する等、利用船舶隻数が増えた場合には、別途、港湾運営管理会社を創設することが望ましい。

5.4.2 モンスーン等の波浪条件による船舶航行への影響

チッタゴン港における船舶航行に関して、Chittagong Port Authority から得た情報は次のとおりである。

- チッタゴン港の航路内は、波浪の影響はほとんど無い。
- Sea State がレベル 3 を超えると停泊が難しい。
- Dangerous Signal がレベル 10 以上であると港湾は使用できない。

このうち、“Sea State” は世界気象機関（WMO）が WMO3700 として規格化しているもので、日本では「風浪階級」と称され、下表のように定義されている。

表 5-16 風浪階級表 (WMO3700)

風浪階級	説明	波の高さ (m)
0	鏡のようになめられである。	0
1	さざ波がある。	0~1/10
2	なめらか、小波がある。	1/10~1/2
3	やや波がある。	1/2~1・1/4
4	かなり波がある。	1・1/4~2・1/2
5	波がやや高い。	2・1/2~4
6	波がかなり高い。	4~6
7	相当荒れている。	6~9
8	非常に荒れている。	9~14
9	異常な状態。	14~

出所：WMO

なお、わが国における港湾の利用限界（荷役限界）は一般に波高 0.5~1.0m であり、これは上表の風浪階級ではレベル 3 に該当している。

5.4.3 Chittagong 港における維持浚渫の概要

Chittagong 港は河口港であるため、定期的に航路の維持浚渫が行われているものと考えられる。Chittagong 港の維持浚渫に関して、Chittagong Port Authority から得た情報は次のとおりである。

- 維持浚渫は、河口域を中心にほぼ毎日行っている。
- 浚渫はカッターサクシオン船（ホッパーバージ容量：2,500m³）を使用している。
- 港湾区域内（河口から 7 海里の範囲）の維持浚渫は、環境省の許可は必要ない。
- 浚渫土砂は、陸上で有効利用するか、海洋投棄（50m 以深の海域）している。海洋投棄による漁業への影響はない。
- 浚渫の単価は、条件によって変動はあるが、平均として 5~8US \$（300~500taka）/m³ である。

以上のことから、「バ」国においては、港湾内の維持浚渫は日常の保守管理として行われており、継続的な維持管理が港湾開発の障害になることは無いと考えられる。

第6章 燃料供給に関する検討

6.1 海外炭の現状と課題

6.1.1 石炭とは

(1) 石炭の成因

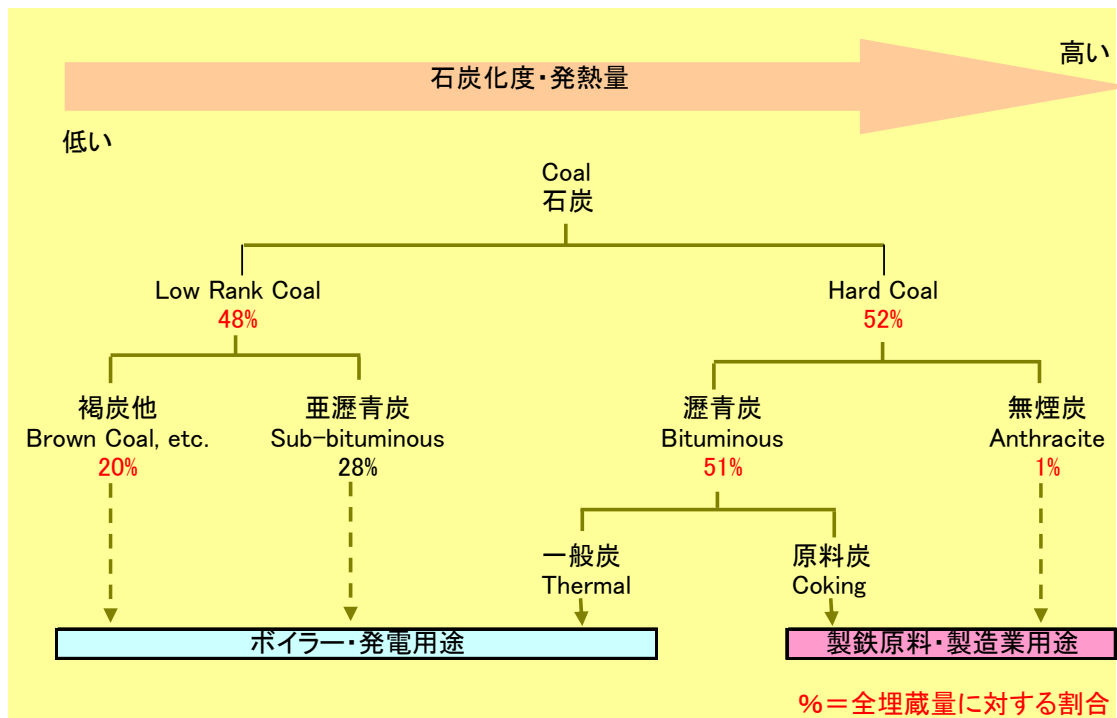
石炭はかつて地球上に繁茂したシダ類などの植物質の遺骸から化成した有機質好物である。植物の遺骸が空気中の酸素に触れた状態で堆積しても、腐敗菌類の働きによりこれは分解され、日時の経過とともに完全にガスと水とになり、固体は消滅してしまう。

しかしながら、植物の遺骸が空気と絶縁された状態で、かつ菌類の作用をあまり受けなくて、長年月の堆積を繰り返すと石炭化することになる。つまりガスと水が固体から離脱しても固形物に炭素分が濃縮し、密度も増してその色も褐色から黒色に変わってくる。この固形物が石炭である。

(2) 石炭の分類

石炭はその石炭化度の進展状況により、4種に大別されており、泥炭→褐炭→瀝青炭→無煙炭の順で石炭化度が進行していく。石炭化は炭素含有量が進んでいく過程であることから、泥炭から順に炭質は向上していく。この石炭化度のそれぞれの中間段階として亜炭（褐炭のうちより低品位のもの）、亜瀝青炭（瀝青炭より石炭化度の劣るもの）、半無煙炭などと称されるものがある。石炭化度の進行していない若年炭は酸素含有量が高く、自然発火の可能性が高くなるため取扱に注意を要する。

また、用途に応じて大きく、原料炭と発電用途を中心とする一般炭とに分類される。



出所：調査団作成

図 6-1 石炭の分類

(3) 世界の石炭可採埋蔵量

BP 統計によると、世界の石炭可採埋蔵量は 8,609 億トンであり、可採年数は 118 年となっている。石油やガスに比べ可採年数が長く、様々な地域・国に賦存している点が特徴である。国別の埋蔵量では米国、ロシア、中国、オーストラリア、インドの順となっている。

表 6-1 世界の石炭可採埋蔵量

(単位：億トン)

	無煙炭 ・瀝青炭	亜瀝青炭 ・褐炭	合計
米国	1,085	1,288	2,373
ロシア	491	1,079	1,570
中国	622	523	1,145
オーストラリア	371	393	764
インド	561	45	606
ドイツ	1	406	407
ウクライナ	154	185	339
カザフスタン	215	121	336
南アフリカ	301	-	301
コロンビア	64	4	67
カナダ	35	31	66
インドネシア	15	40	55

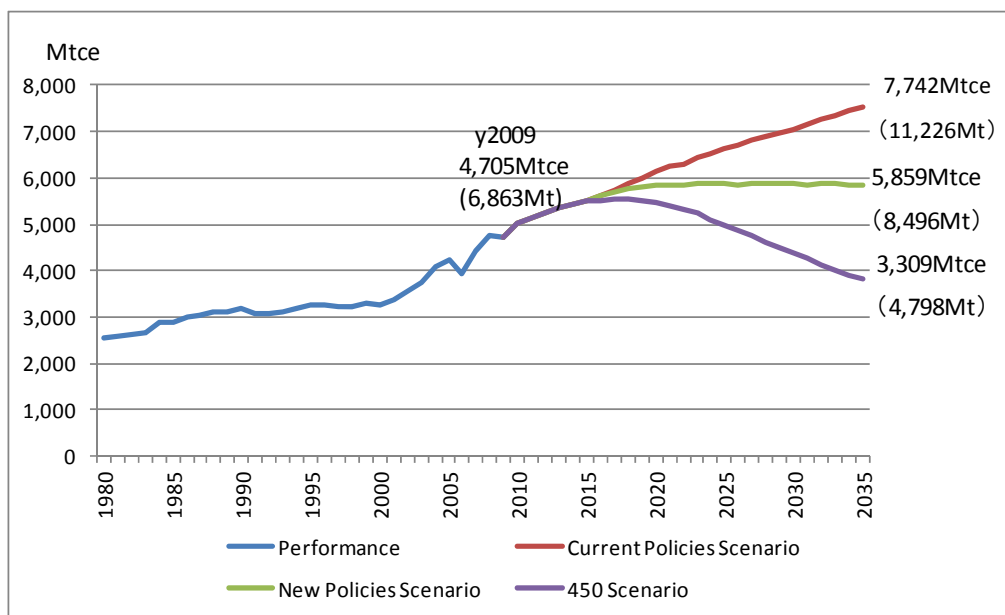
出所：BP Statistical Review of World Energy 2011

6.1.2 国際市場における輸入炭の需給状況・価格動向

(1) 世界の石炭需要

世界の石炭需要について 2010 年までの実績と 2035 年までの IEA の予測を図 6-2 に示す。予測のシナリオは気候変動対策に向けての各国の取り組み方により Current Policies Scenario、New Policies Scenario、450 Scenario の 3 通りを示している。2009 年の世界での石炭生産量は実績値として 68 億トンであるが、現政策のまま進めば石炭需要は 2035 年には 112 億トンに達する。ただ、New Policies Scenario では 85 億トン、450 Scenario では 48 億トンまで石炭の使用量を下げることができると述べている。

石炭の需要は 2002 年から著しい増加傾向にあり、その結果石炭価格が上昇してきている。需要が安定している時代は石炭価格も安定していたが、近年の Non-OECD 諸国の石炭需要が急増している状況では、供給がタイトになり石炭価格が上昇、一方では価格の上昇に伴い、従来は採掘対象とならなかった石炭資源が採掘可能となり、供給が増加することとなる。従いその間の需給バランスが安定するまでは、今後とも石炭価格は上昇すると予想される。



出所：IEA World Energy Outlook 2011

図 6-2 世界の石炭需要予測

世界の石炭消費の約 9 割は一般炭であり、世界の石炭需要動向と、一般炭の需要動向はほぼ同様と考えてよい。

IEA の World Energy Outlook 2011 によると、2009 年の世界の石炭需要は 47 億石炭換算トンであり、一次エネルギーに占める割合も 27%と非常に重要な位置づけを占める燃料である。2000 年から 2010 年（推定）の世界の石炭需要の伸びは年率 4.4%であり、天然ガス需要の伸び 2.7%や石油需要の伸び 1.1%を遥かに凌ぐ勢いで需要が増加しており、この間の 10 年の一

次エネルギー需要の半分弱程度を石炭が担った。石炭の主な用途は発電用途であり、石炭需要の約3分の2は発電用途で、産業用が2割程度などとなっている。発電に占める石炭の割合も半分弱程度と発電用途におけるメイン燃料となっている。

将来的な需要動向に関しては、2009年の47億石炭換算トンから現行政策シナリオでは2035年には77億石炭換算トンに年率1.9%の伸び率で増加することが見込まれている。新政策シナリオ⁷では、2020年以降需要が横ばいとなるシナリオであるが、それでも2035年に59億石炭換算トンになるシナリオが描かれている。

地域別の需要の伸びについては、OECD諸国がほぼ横ばいなのに対して、非OECD諸国、特に中国とインドの伸びが著しい。現行政策シナリオにおいては、2035年までの世界全体の石炭需要増加のうち、4分の3を中国・インドの需要の伸びで占めることになり、両国の輸入拡大が輸入炭市場に大きな影響を与えることが予想されている。

表 6-2 地域別・シナリオ別石炭需要

(単位：Mtce)

	1980	2009	Current Policies Scenario		New Policies Scenario	
			2020	2035	2020	2035
OECD	1,380	1,476	1,609	1,588	1,494	1,146
United States	537	693	751	773	705	599
Europe	663	415	431	400	383	264
Japan	85	145	165	156	158	115
Non-OECD	1,179	3,229	4,699	6,154	4,339	4,713
China	446	2,179	3,069	3,709	2,863	2,820
India	75	399	699	1,148	619	883
Russia	NA	136	173	203	166	168
World	2,560	4,705	6,308	7,742	5,833	5,859

出所：IEA World Energy Outlook 2011

(2) 世界の石炭生産量

BP統計によると、2010年の世界の石炭生産量は73億トンであり、前年比6.3%の増加であった。国別の生産量では、中国が他国を圧倒する生産量となっており、世界全体の石炭生産量のうち4割以上が中国1国で生産されている。次いで米国、インド、オーストラリアとなっている。

⁷ 環境問題あるいはエネルギーセキュリティに取り組みために世界中の国が発表した公約・計画を考慮したシナリオであり予測ではない。

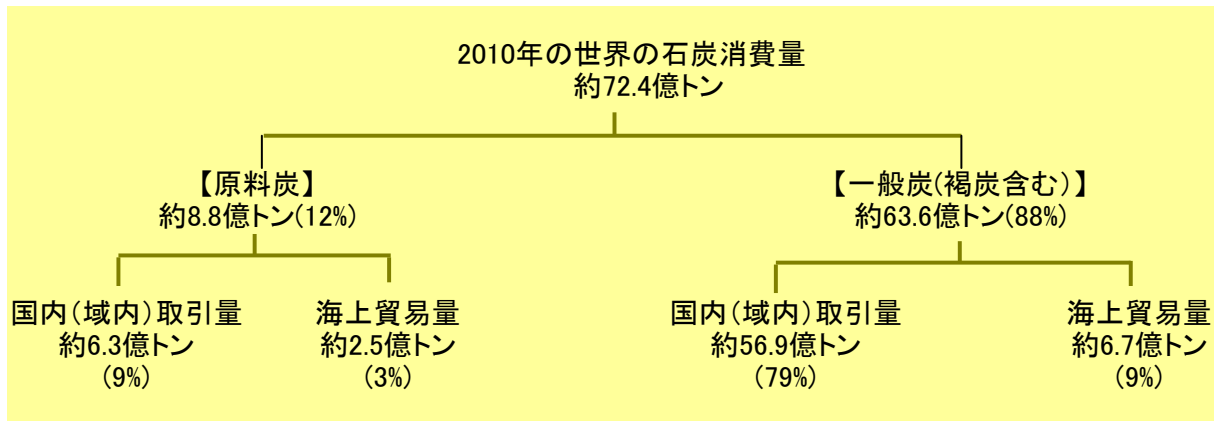
表 6-3 世界の石炭生産量

国名	生産量(億トン)
中国	32.40
米国	9.85
インド	5.70
オーストラリア	4.24
ロシア	3.17
インドネシア	3.06
南アフリカ	2.54
ドイツ	1.82
ポーランド	1.33
カザフスタン	1.11

出所：BP Statistical Review of World Energy 2011

(3) 石炭の海上貿易量

世界の石炭海上貿易量は、世界全体の石炭消費量のわずか1割強程度であり、石炭は生産した自国で消費するのがメインである。原料炭が消費量のうち約3割が輸出によるものであるのに対し、一般炭消費量のうち輸出はわずか1割程度である。



出所：IEA Coal Information 2011

図 6-3 世界の石炭消費量

(4) 一般炭輸出量上位国

一般炭輸出国の上位はインドネシア、オーストラリア、ロシアの順となっている。生産国上位の中国、米国、インドは基本的に自国消費に充てており、輸出はわずかである。中国に関しては近年純輸入国になっている。

表 6-4 一般炭輸出货量上位国

国名	輸出货量(百万トン/年)
インドネシア	285
オーストラリア	143
ロシア	95
コロンビア	68
南アフリカ	68
カザフスタン	33
米国	23
中国	19

出所：IEA Coal Information 2011

(5) 一般炭輸入量上位国

一般炭輸入国の上位は日本、中国、韓国、インド、台湾の順となっており、東アジア諸国が中心である。また、欧州諸国も輸入を行っている。中国に関して言えば、国内の石炭生産量のわずか4%程度を輸入しているに過ぎないが、世界の一般炭輸入国のトップを占めるに至っており、今後中国、インドの石炭需要が大幅に増加することが見込まれることから、石炭の海上貿易における中国、インドの影響は大きくなることが予想される。

表 6-5 一般炭輸入量上位国

国名	輸入量(百万トン/年)
日本	129
中国	129
韓国	91
台湾	65
インド	60
ドイツ	38
ロシア	19

出所：IEA Coal Information 2011

(6) 主要国の需要動向・トピックス

「バ」国の輸入可能対象国における石炭需給予測に向けて国別石炭生産を検討した。輸入対象国は船輸送の距離並びに石炭生産可能性から 2030 年までを検討すると、インドネシア、豪州、南アフリカ、モザンビークに限定される。この他に、石炭資源を保有し、将来生産の可能性のある「バ」国の近隣国としてはミャンマー、ラオスが考えられるが、安定した輸出を期待できるまでにはまだ時間がかかると思われる。またタイは石炭を生産しているが、高硫黄分のため、国内消費も制限されている点を考慮すると、輸出は考えられない。また中国は政策的に石炭輸入国に転じており、対象国から外している。

1) インドネシア

インドネシアの石炭可採埋蔵量は BP 統計によれば、2010 年末時点でおおよそ 55 億トンであり、生産量は約 3 億トンであり、生産量上位国の中では相対的に埋蔵量が少なく、可採年数は

18 年程度である。一方、インドネシアのエネルギー鉱物資源省によれば、推定埋蔵量も加えた埋蔵量で 211 億トン、資源量は 1,049 億トンに上り、豊富な石炭資源を有すると考えられる。賦存地域はカリマンタン島とスマトラ島でほぼ半々である。

表 6-6 インドネシアの石炭生産量

	1973	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010e
Hard Coal	149	152	959	5,161	20,914	40,870	94,180	140,359	128,641	150,347	173,451
Brown coal	---	152	949	5,069	20,914	38,507	76,361	108,473	120,125	140,900	162,551
Total	2,122	2,284	3,893	12,220	43,823	81,377	172,546	250,839	250,774	293,256	336,002
Source: IEA Coal Information 2011											
(1) Hard Coal represents higher grade coal and includes coking coal, anthracite and bituminous coal.											
(2) Brown coal represents lower grade coal and includes lignite.											
Lower grade coal (Sub-bituminous coal): non-agglomerating coals with a gross calorific value between 4,165kcal/kg and 5,700 kcal/kg on an ash-free but moist basis.											
Lignite: non-agglomerating coals with a gross calorific value between 4,165kcal/kg and 5,700 kcal/kg on an ash-free but moist basis.											

石炭の品位は全体的に豪州よりも低品位であり、カリマンタン島では豪州炭並の高カロリーの石炭も産出されるが、多くは発熱量 5,000kcal/kg 台の中～低品位の石炭であり、スマトラ島ではさらに低品位炭が多く産出される。ただし一般的に灰分、硫黄分が低いものが多く、発熱量は低めでも、アダロ炭は **Envirocoal** ということて売れている。また、生産量についてはエネルギー鉱物資源省統計によれば 2004 年の生産量 132 百万トンから 2010 年には 275 百万トンと短期間に生産量を倍増させるなど、石炭生産の伸びが著しい。

インドネシア炭の主な輸出相手国は 2008 年までは日本であったが、2009 年は中国が第 1 位 (3,347 万トン)、インドが第 2 位 (3,226 万トン)、日本が第 3 位 (2,500 万トン)、韓国が第 4 位 (1,800 万トン)、台湾が第 5 位 (1,700 万トン) となっている。2010 年のインドネシア石炭輸出実績は 2 億 4,016 万トンとなり、前年の 2 億 148 万トンから 19%(3,868 万トン)増であった。輸出先第 1 位は中国向けで、6,169 万トンとなった。前年の 3,347 万トンからほぼ倍増である。輸出先第 2 位はインド向けで、2010 年実績は 3,721 万トンとなった。日本は 3,000 万トン前後で推移しているが、アジア各国の需要が伸びているためインドネシア炭輸出先に占める割合は減少を続けている。

インドネシア政府は国内の電力需要の増大に対応、石油以外の燃料使用促進を目指し、2006 年に第 1 次 1,000 万 kW 石炭火力発電所増強計画 (クラッシュ・プログラム) を発表。また、第 1 次クラッシュプログラムに続く、第 2 次 1,000 万 kW 発電所計画 (第 2 次クラッシュプログラム) を 2010 年に発表。2014 年までに発電能力 1,000 万 kW の増強を図る。第 2 次クラッシュプログラムについては地熱発電所や水力発電所の増強も含まれており、石炭火力発電所は増強分の約 3 分の 1 を担うことが盛り込まれている。こうした国内石炭火力発電用の石炭は国内低品位炭を用いて行うことが予定されている。

こうした背景からインドネシア政府系電力会社の PLN は、2010 年に政府に低品位炭の輸出を禁じるよう要請した。一方インドネシア政府は、2014 年に低品位炭輸出禁止令を發布する意向を示しており、低品位炭の輸出には改質によりアップグレードが必要としている。この改質技術は商業的に確立されたものでなく、またインドネシアの生産量の伸びを考えると、インドネシア国内のみで低品位炭の供給量を吸収するのは短期的には不可能と考えられており、現実

的な話ではないものの、インドネシアの低品位炭を調達する場合は中長期的に留意が必要である。

(単位：百万トン)

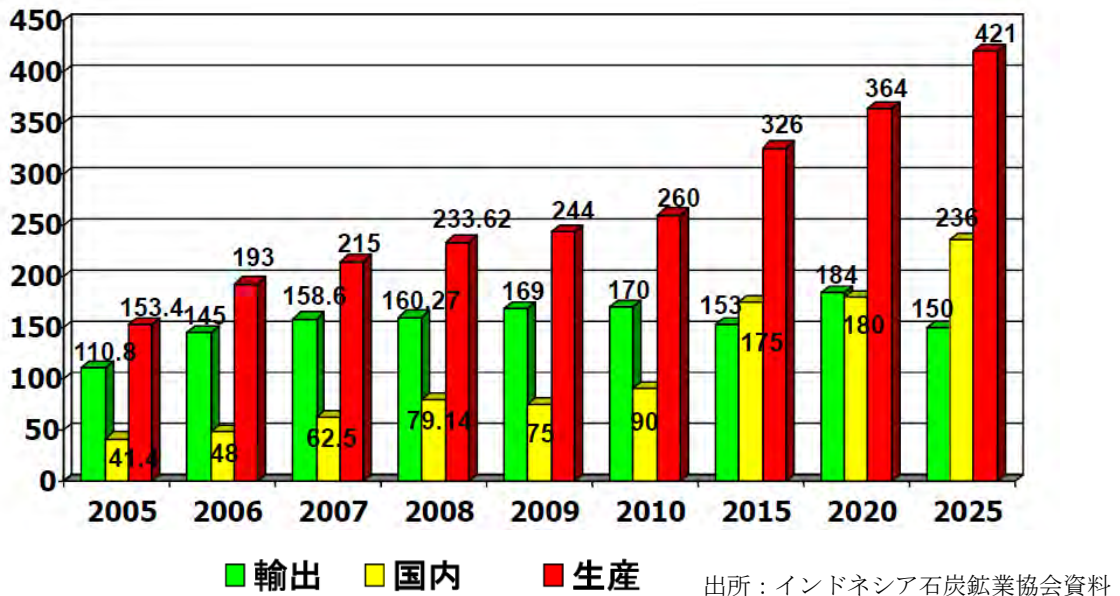


図 6-4 インドネシアの生産・輸出・国内販売の推移予測 2005-2025 年

また、インドネシアにおける石炭産業における主な規制としては、2009 年 1 月に公布された新鉱業法下の、国内供給義務(DMO=Domestic Market Obligation)や最低輸出価格指標が挙げられる。

DMO は毎年の国内需要予測量と生産予測量を政府が管理し、「需要/生産」の割合を国内供給割合として生産者に義務化するものであるが、モニタリング機能の徹底や罰則適用の体制等、運用面では依然不透明な部分が多いとされている。

最低輸出価格指標は、毎月 4 つの国際指標の平均値を算出し、同値を石炭販売（輸出）価格の Reference Price として毎月発表しているものであり、国家資産の流出防止、Royalty 収入の安定化等を目的としていると言われていたが、こちらについても運用面は不透明で詳細は協議中と言われている。

以上述べてきた通り、インドネシアの石炭生産量、輸出量は増加しているものの、国内での利用拡大や新しい規制導入の経過によって、中長期的には輸入者が影響を受ける可能性があることは留意すべきである。

表 6-7 2011 年 11 月指標価格

HPB BATUBARA MARKER

NO	MEREK DAGANG/ BRAND	KUALITAS TYPICAL				HPB MARKER (US\$/ton)
		CV (kcal/kg GAR)	TM (%, ar)	TS (%, ar)	Ash (%,ar)	
Batubara Utama						
1	Gunung Bayan I	7.000	10,0	1,0	15,0	125.55
2	Prima Coal	6.700	12,0	0,6	5,0	123.05
3	Pinang 6150	6.200	14,5	0,6	5,5	110.92
4	Indominco IM East	5.700	17,5	1,6	4,8	95.07
5	Mefawan Coal	5.400	22,5	0,4	3,0	89.53
6	Envirocoal	5.000	26,0	0,1	1,2	82.53
7	Jombang J-3	4.400	32,0	0,3	4,2	60.55
8	Ecocoal	4.200	35,0	0,2	3,9	60.31

出所：インドネシア石炭鉱業協会資料

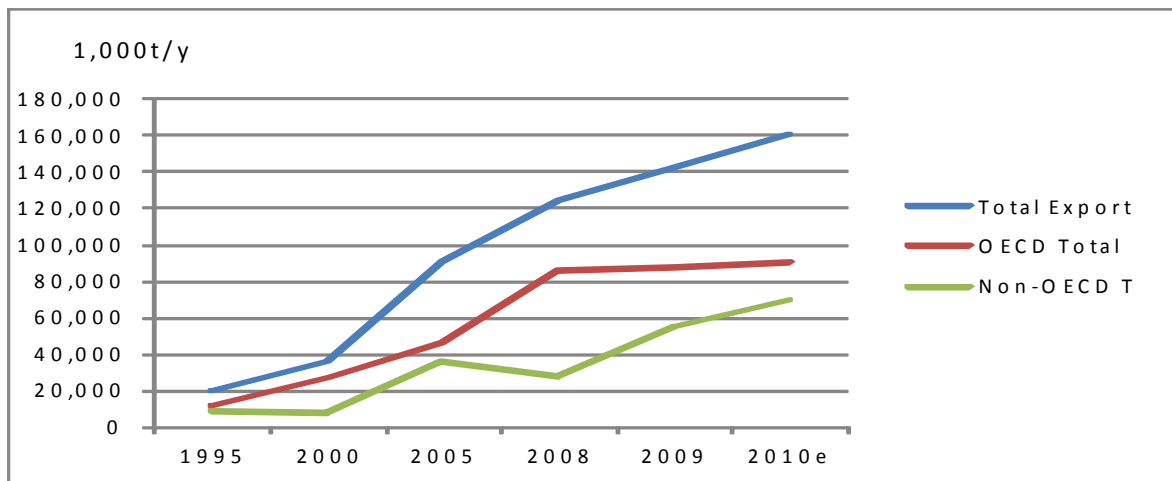
生産量

- ・ 過去 10 年間で生産量が約 4 倍に急上昇している。
- ・ 第一世代の大手外資系生産者を中心に高品位亜青炭から採掘開始。採掘後 10 年以上経過し、徐々に高品位炭の埋蔵量が減少。今後の新規炭鉱開発は、より条件の悪い内陸地域に移行する。今後 5 年間で約 7,000 万トンの生産増見込みながらも、増産の中心は中・低品位炭となる。
- ・ インドネシア国内需要は堅調に増加し、政府の国内炭活用政策もあり、2010 年以降は更に増加する模様。長期的には国内需要増から、輸出数量に圧力がかかる可能性も出てきている。
- ・ また国際石油価格の高騰を受け、燃料助成金が削減（インドネシアは既に石油のネット輸入国）され生産コスト増への懸念がある。

輸出状況

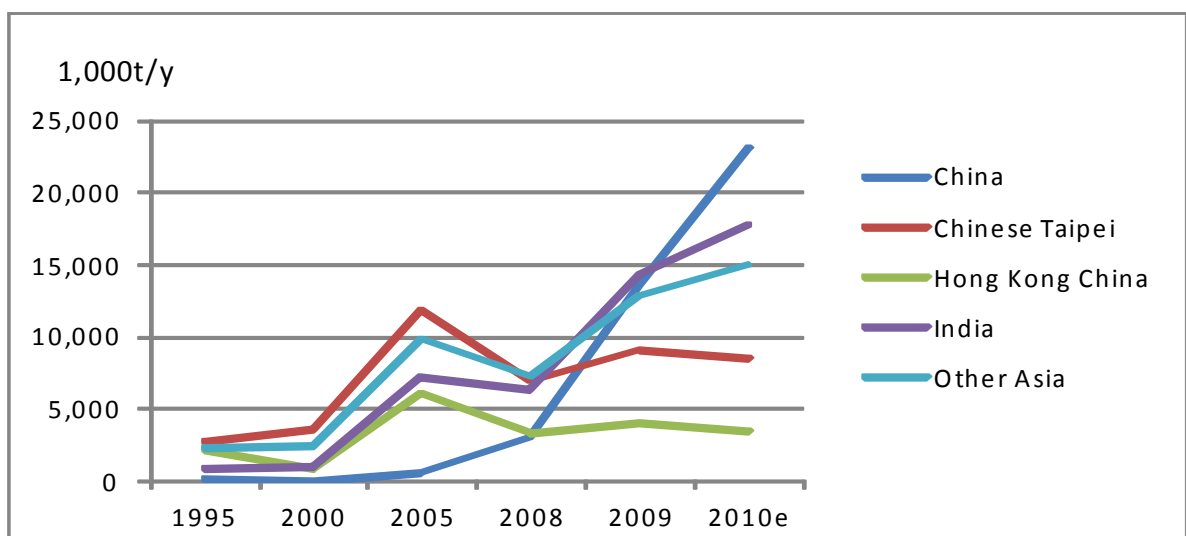
- ・ インドネシア炭の輸出国は 30 カ国以上に亘っているが、ここ 10 年でインドネシア炭のシェアが急増している。
- ・ 図 6-5 に過去 5 年間のインドネシアの Steam Coal 総輸出货量と OECD 国と Non-OECD 以外の国との輸出货量の比較を示す。この図から輸出货量の増加は特に Non-OECD 国の増加が寄与していることが分かる。
- ・ 図 6-6 は Non-OECD 国の内訳を示している。極東三国（日・韓・台）では、対豪州比近距離のメリットを生かし、また近年では供給不安のある中国の代替として受入増となっている。また ASEAN 諸国では、コストの安い亜青炭を設計とした新規発電所・IPP が更に増加してきているのも原因である。
- ・ また世界で唯一の環境特性のある低灰分・低硫黄分の亜青炭として、大西洋マーケットにも進出し、欧州向けの数量も近年増加している。今後、更なる成長を遂げられるインド、中国の石炭需要に対して供給対応可能な数少ないソースでもある。

- ・ 高品位炭は生産量・埋蔵量面でも限られているために、中・低品位炭との間で価格の二極化が進む。中・低品位炭は増産余力があるが、昨今のインド・中国からの旺盛な需要により、以前よりやや競争力に陰りも見られる。
- ・ 一方、一部の超低灰分・超低硫黄分の環境炭は、その特性が評価され、それ独自でのマーケットが確立されつつある。増産を受けてシッパー側の輸出意欲も旺盛なため、豪州炭と比べてもフレキシブルな契約交渉が可能である。しかしながら、図 6-7 に示すように、今後はインドネシア国内の需要増を受け Steam Coal 輸出数量は減少していく可能性もある。
- ・ 豪州や中国の様な鉄道輸送・ターミナル積は少なく、多くがバージ輸送・沖合い積で、サプライヤー毎の管理能力の優劣がより明確になってきている。



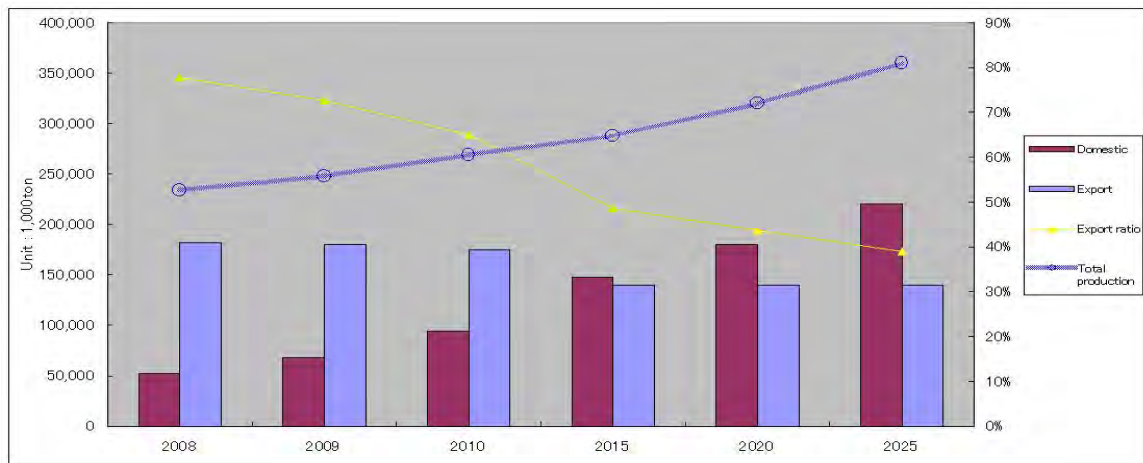
出所: IEA Coal information 2011

図 6-5 インドネシアの Steam Coal 総輸出量と OECD 国と OECD 以外の国との輸出量の比較



出所: IEA Coal information 2011

図 6-6 OECD 以外の国で過去 5 年間に増加したインドネシア Steam Coal 輸出国の内訳



出所：「インドネシア炭概況」 双日石炭部、2008年

図 6-7 インドネシア炭生産量/輸出量推移（予測）

政策上の課題

インドネシア政府は、2009年法律第4号「新鉱物石炭鉱業法」を2009年12月末に施行したことに伴い、2010年以降に予想されるインドネシア国内向け石炭需要（発電、セメント用など、2009年は6,800万トン）の増加に対処するため、石炭の国内供給を優先するDMO（Domestic Market Obligation、国内供給義務）を導入する政策を打ち出した。このDMOは、生産者に対して国内市場に石炭の優先供給を義務付け、石炭輸出の無制限な増加を抑制するものである。DMOは、石炭需要者の予想に基づき国内需要を決め、石炭生産量から国内石炭販売最低比率を決定し、石炭企業に割り当てられる。従来の最大25%から一律25%として適用する。DMOは四半期ごとに確認され、年間で国内石炭販売最低比率が達成されない場合は罰則が科せられる。なお、DMOは、既にインドネシアの石油・ガス生産会社に対して国内市場割当量を、生産量の25%として義務づけており、石炭にも適用するものである。この新鉱物石炭法では鉱物資源へ付加価値を付けることが明記されており、その一環として石炭分野では低品位炭の輸出制限が浮上している。これは「低品位炭は改質などの石炭に対する加工を行わなければ輸出出来ない」というもので、低品位炭を輸入している中国やインド並びに低品位炭の需要増加により潤ってきた中小炭鉱にとってもその影響は大きい。現在低品位炭の発熱量、例えば5,100kcal/kg、5,500kcal/kgとかをどこで線引きするかが課題となっている。一方、商業ベースでの改質炭製造が順調とは言い難い現状で、はたしてこの法案がどの位具体化されるかは疑問視されている。

2) 豪州

豪州の石炭の可採埋蔵量は764億トンと米国、ロシア、中国に次いで第4位で、可採年数は193年。2009年の豪州の石炭生産量は4億500万トンと世界第4位であるが、輸出量は2億6,170万トンと世界第1位で、生産量の約8割を輸出し、毎年輸出量が増加し続けている。賦存地域は偏っており、そのほとんどが東部のクイーンズランド（QLD）州とニューサウスウェールズ（NSW）州に集中している。豪州石炭産業は、国内における雇用の創出や低廉な電力

用燃料の供給、輸出収益という点からも重要な役割を担っていると同時に、効率的なその生産技術により、世界の石炭マーケットに高品位な石炭を供給し続けている。

IEA の“Coal Information 2011”によると、2010 年の原料炭の生産量は 152 百万 t、一般炭（褐炭含む）の生産量は 268 百万 t であった。2011 年の統計はまだ無いが、豪州北東部の年初の大雨により、露天掘り鉱区が水没したり、鉄道網もストップしたりしたため、多くの炭鉱が一時生産停止に追い込まれた。

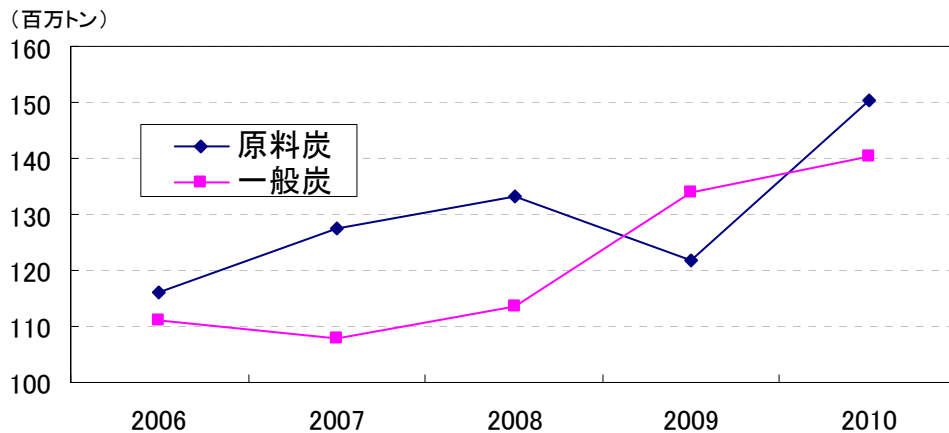
石炭の総輸出量は世界 1 位であり、原料炭・一般炭合わせて 290 百万トン以上を輸出している。原料炭、一般炭の輸出比率はほぼ半々であり、QLD 州、NSW 州の輸出割合は約 6 : 4。QLD 州は原料炭・一般炭をほぼ半々輸出している、対して NSW 州は 8 割近くが一般炭の輸出である。輸出用一般炭はほとんどが高カロリーの瀝青炭である。一般炭輸出先の約半分は日本であり、以下、韓国、台湾、中国と東アジアが主な輸出先となっている。

表 6-8 豪州の石炭生産量

	1973	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010e
Hard Coal	55,483	71,610	122,346	158,572	191,055	239,429	300,190	324,571	325,375	334,630	253,034
Brown coal	24,121	32,894	38,380	45,990	50,752	67,293	67,152	65,613	66,033	68,252	67,225
Total	81,577	106,484	162,711	206,552	243,802	308,722	369,347	392,191	393,416	404,891	320,259

Source: IEA Coal Information 2011

(1) Hard Coal represents higher grade coal and includes coking coal, anthracite and bituminous coal.
 (2) Brown coal represents lower grade coal and includes lignite.
 Lower grade coal (Sub-bituminous coal): non-agglomerating coals with a gross calorific value between 4,165kcal/kg and 5,700 kcal/kg on an ash-free but moist basis.
 Lignite: non-agglomerating coals with a gross calorific value between 4,165kcal/kg and 5,700 kcal/kg on an ash-free but moist basis.



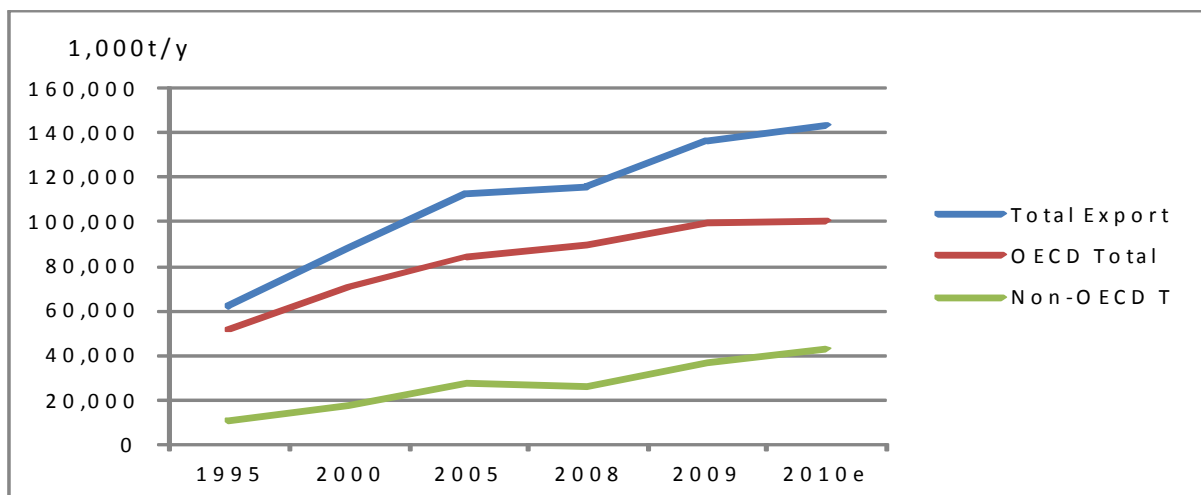
出所：IEA Coal Information 2011

図 6-8 豪州の石炭輸出量

輸出状況

豪州農業資源経済統計局（ABARE）が策定した将来の増産計画についても、ニーズに応じて増大する予定であり、例えば、2015 年の輸出見通しは 3 億 9,000 万トン（原料炭が 1 億 8,300 万トン、一般炭が 2 億 700 万トン）と見込んでいる。

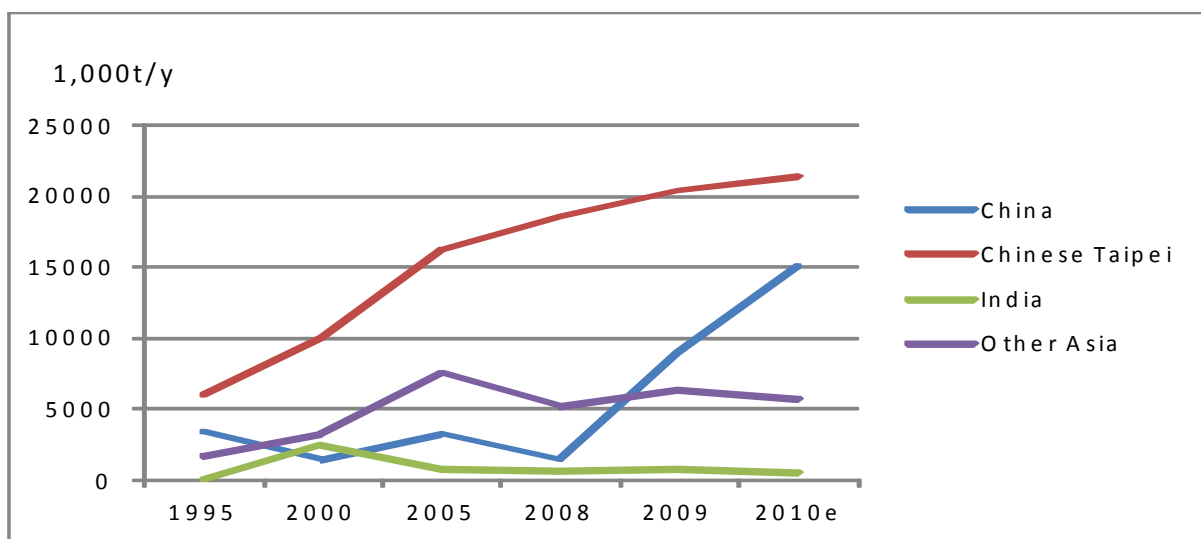
図 6-9 に豪州の輸出国の中で、OECD 国と Non-OECD がそれぞれ順調に増加しているのが分かる。今後は低品炭の増加も見込まれており、Non-OECD への輸出量が増加する。



出所：IEA Coal information 2011

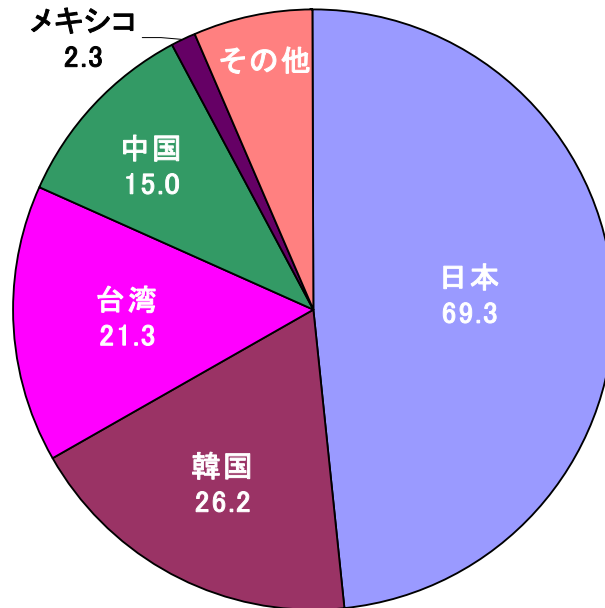
図 6-9 豪州の Steam Coal 総輸出量と OECD 国と OECD 以外の国との輸出量の比較

図 6-10 に示すように Non-OECD の国の中で中国とインドが急増しているのが分かる。この要因の一つにはそれぞれの国が豪州炭鉱の権益を得て自国への輸出が多くなってきている点が挙げられる。



出所：IEA Coal information 2011

図 6-10 OECD 以外の国で過去 5 年間に増加した豪州 Steam Coal 輸出国の内訳



出所：IEA Coal Information 2011

図 6-11 2010 年のオーストラリアの一般炭輸先

新規開発プロジェクトの動向については、NSW 州、QLD 州ともに非常に多数計画されているが、QLD 州において特に規模の大きな（1 プロジェクトで 2~3,000 万 t/年級の生産を計画している）プロジェクトが複数存在しており、今後 QLD 州からの石炭輸出が大きく拡大することが予想される。豪州からの石炭輸出に際し、主要国内輸送手段はほとんどが鉄道である。鉄道で出荷港まで輸送し、積出港から出荷するが、両インフラの能力不足が、石炭輸出能力のボトルネックとなる可能性があることから、山元における生産能力の拡大計画とともにインフラの整備状況にも注目する必要がある。

鉄道においては、QLD 州の Bowen Basin と北部 Abbot Point 港を結ぶ Northern Missing 鉄道（約 70km）が運転を開始したばかりであり、また Surat Basin と Gladstone 港を結ぶ Surat Basin 鉄道（約 210km）計画が進行中（2012 年より建設開始予定）である。

資源メジャーや日本、中国、韓国等による権益獲得、増産計画が多数見られる。インフラ面では、鉄道輸送能力、滞船問題などが一時問題となったが、NSW 州、QLD 州ともに、インフラ整備の計画が図られている。NSW 州では 2 箇所の港湾で、現状の 1.3 億トンから 2014 年に 2 億トンに、QLD 州では 4 箇所の港湾で、現状の 2.35 億トンから 2015 年に 3.99 億トンに、それぞれ拡大される計画である。



出所：QLD 州政府資料

図 6-12 QLD 州の鉄道

石炭の積出港に関しては、主に QLD 州 4 箇所、NSW2 箇所の港から出荷される。最大輸出港である NSW 州の Newcastle 港や QLD 州の Dalrymple Bay Coal Terminal では、鉄道輸送作業

待ち等の制約から、恒常的に滞船が起こっており⁸、デリバリースケジュールの遅延リスクやそれによる必要船舶数の増加リスク、滞船料の支払いによるコストアップのリスクが生じることなど、石炭調達の上で留意する必要がある。また、Newcastle 港のように混雑する港においては、港の効率的運用のために入港する船舶について条件を課している場合があるため、港の規制⁹にも留意する必要がある。

現在の石炭積出能力合計は公称で 4 億 t/年程度であるが、主要石炭積出港において港の出荷能力拡張計画が進められており、2012～2013 年頃に港湾能力は大幅に増強される見通しである。ただし、鉄道輸送能力が生産能力の拡張や港湾能力の拡張に追いつかない場合は、鉄道輸送能力がボトルネックとなる可能性がある。

3) 南アフリカ

生産量

表 6-9 から石炭埋蔵量、生産能力から南アは石炭輸出のポテンシャルが高い事が分かる。但し表の埋蔵量は無煙炭および瀝青炭の確定可採埋蔵量で、亜瀝青炭・褐炭が含まれていないので R/P がかなり少なくなっている国もあるので注意が必要である。あくまでも高品位炭での比較である。

南アは米国、中国、インド、ロシア、豪州に次ぐ、世界 6 位の石炭資源大国であり、世界の石炭可採埋蔵量の 7.4%を有している。南アは亜瀝青炭や褐炭の賦存はほとんどなく、これらを含んだ世界の確定可採埋蔵量は 826 億トンで、南アは世界 8 位で比率は 3.7%になる。生産量は 251 百万トンで世界 5 位、世界の産出量の 4.2%を占めている。一方販売に関しては国内向け販売量が輸出を大幅に上回っており、輸出量は 64 百万トンで世界 5 位、シェアは 8.1%である。

⁸ レポートを作成している 2011 年 12 月足下では Newcastle 港で 60 隻程度が滞船しており、船舶が港の沖に着いてから入港まで 20 日程度かかる状況である。

⁹ 例えば Newcastle 港においては、バラスト水の排出能力が、石炭の積荷設備の能力と同等以上の船舶を入港させることが基本となっている。これは、バラスト水の排出能力が石炭の積荷能力を下回る場合、バラスト水の排出待ち時間ができてしまい、運用効率が低下するためである。一般的に 2-3 万 t 級の船舶のバラスト水排出能力は積出設備の能力を下回っており、従ってこれらの小型船型は Newcastle 港で積荷を行うことが難しい。同様のケースが他国の港でも確認されており、現在そのような規制が無くとも、将来的に港が混雑した場合、同様の措置が加えられる可能性がある点は大きなリスクと考えられる。大型の輸入炭火力発電所サイト決定に際しては、小型の船舶サイズしか入港できない場合、石炭調達上の観点からは、制約となる可能性がある点留意が必要である。

表 6-9 南ア石炭産業の世界における位置づけ

国名	埋蔵量(*1) (10 億トン)	順位	2008 年 生産量 (百万トン)	順位	2008 年輸出量 (百万トン)	順位	R/P (*2) (年)
米国	109.0	1	1,007	2	43	6	108
中国	62.2	2	2761	1	---		23
インド	54.0	3	489	3	---		110
ロシア	49.1	4	247	7	76	3	199
豪州	36.8	5	325	4	251	1	113
南アフリカ	30.4	6	251	5	64	5	121
カザフスタン	28.2	7	104	8	2	7	271
ウクライナ	15.4	8	n.a		n.a		n.a
コロンビア	6.4	9	79	10	74	4	81
ポーランド	6.0	10	84	9	---		71
インドネシア	1.7	11	246	6	203	2	7
他	12.1		252		55		
合計	411.3		5845		793		70

出所：南ア鉱業協会 2009 年年報（ソース WEC, BP, IEA）

*1:埋蔵量は2007 年末現在。

*2：埋蔵量を2008 年生産で除したもので、2008 年生産ベースでの採掘寿命を意味する

表 6-10 に南アの石炭生産量を示す。IEA のデータでは Hard Coal のみで Brown Coal は生産されていないとしているが、ここ数年の OECD 以外の国に輸出している石炭の中には選炭後のミドリリングと呼ばれる高灰分の石炭も含まれていると思われる。

表 6-10 南アの石炭生産量

	1973	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010e
Hard Coal	62,352	115,120	173,500	174,800	206,211	224,200	244,986	247,666	252,213	250,582	254,727
Brown coal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	64,325	117,100	175,485	176,790	208,206	226,200	246,991	249,673	254,221	252,591	254,727

Source: IEA Coal Information 2011

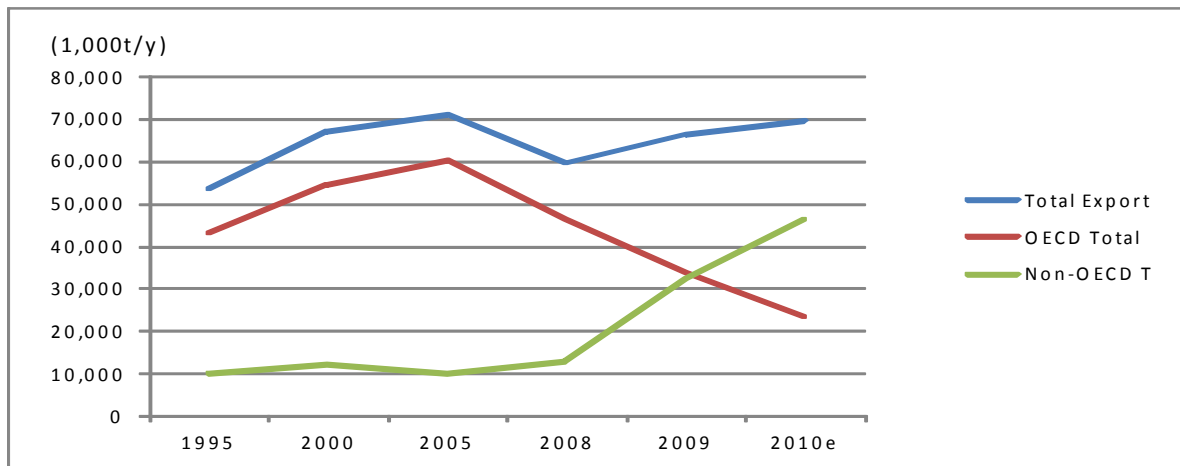
(1) Hard Coal represents higher grade coal and includes coking coal, anthracite and bituminous coal.
 (2) Brown coal represents lower grade coal and includes lignite.
 Lower grade coal (Sub-bituminous coal): non-agglomerating coals with a gross calorific value between 4,165kcal/kg and 5,700 kcal/kg on an ash-free but moist basis.
 Lignite: non-agglomerating coals with a gross calorific value between 4,165kcal/kg and 5,700 kcal/kg on an ash-free but moist basis.

輸出状況

南アの石炭は Steam Coal が主である。2008 年にはその約 75% が国内で消費され残り 25%、64 百万トンが輸出されている。これは世界の輸出量の 8% を占め、南アは豪州、インドネシアに次ぎ、ロシア、コロンビアとほぼ肩を並べる世界第 5 位の石炭輸出国である。石炭の輸出先としてはオランダ、ドイツ、スペイン、イタリア等の欧州が主力であり 2008 年輸出量の約 2/3 を占めた。一方、インド向けの輸出が急増しており、2008 年は 7.7 百万トンで国別ではオランダに次ぐ 2 番目の輸出先になっている。

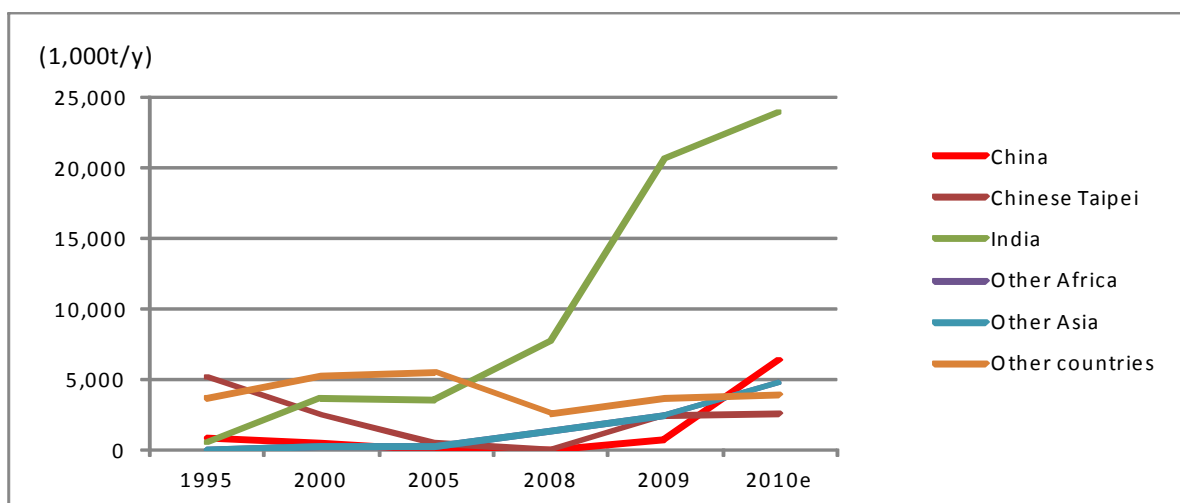
南ア炭のほとんどが輸出されるリチャーズベイ石炭ターミナル (RBCT) は、国際的な石炭需要の逼迫に対応するため輸出能力を 72 百万トンから 91 百万トンへと増強中であり、2010 年第 2 四半期に完了の見込みである。2009 年末時点では RBCT の積出し能力は 81 百万トンと見込まれている。RBCT の年間積出し量は 2005 年の 69.2 百万トンをピークに減少し、2008 年は 62 百万トン弱であった。この原因は RBCT と炭鉱間の鉄道輸送能力の制約である。国営鉄道会社の Transnet 社はこの問題を解消するために設備増強計画 5 カ年計画を策定し、輸送能力増強工事に着手している。5 年後に 81 百万トン、その後さらに 91 百万トンに増強する計画である。

図 6-13 に過去 15 年間の石炭輸出国の状況を OECD 国とそれ以外の国を比較している。この図から 3 年前から OECD 国への輸出货量が減少、OECD 以外の国が増加しているのが分かる。また図 6-14 にその中で、インド、中国をはじめアジア諸国の輸入が急増しているが分かる。「バ」国で将来南アからの輸入炭を検討する場合、この国々と競合することとなる。



出所: IEA Coal information 2011

図 6-13 南アの Steam Coal 総輸出货量と OECD 国と OECD 以外の国との輸出货量の比較



出所: IEA Coal information 2011

図 6-14 OECD 以外の国で過去 5 年間に増加した南ア Steam Coal 輸出国の内訳

政策上の課題

2004 年制定された鉱業憲章 (Mining Charter) は「すべての南アフリカ人に鉱業から生ずる人的・経済的資源や真の利益を提供するためのアクションおよびコミットメントであり、この権限付与憲章 (Empowerment Charter) は人種差別のない南アフリカという誓約を反映させた産業を創出することにある」とビジョンに述べているように歴史的に不利益を受けて来た黒人 (HDSA: Historically Disadvantaged South Africans) の鉱業経営参加を目的としたものである。これからも分かるように、国内の生産活動については今後とも黒人の利益向上に向けた政策が出されるであろうが、石炭輸出に影響する規制等はない。

4) モザンビーク

生産量と計画

現在の生産量は4~5 万吨程度だが、Coking Coal が発見されて以来、諸外国の投資が盛んになってきている。表 6-11 に各社の生産計画をまとめる。5 年以内の短期的には Steam Coal が 3.3 百万トン、10 年以内の中期的には 7.3 百万トンの輸出能力が期待できる。この他に国内の輸送インフラ整備に伴って、更に炭鉱開発が加速することが予想されるので、輸出量も増大する。

表 6-11 モザンビークの現在の出炭計画

(単位：百万トン)

Vale 社の モアティーズ炭鉱	埋蔵量	フェーズ 1 (2011 下期出荷予定)	フェーズ2 ¹⁰	
	870	Total 12 Coking coal: 9 Thermal coal:3	Total 22 Coking coal:16.5 Thermal coal:5.5	
Riversdale 社の ベンガ炭鉱	埋蔵量	ステップ 1 (2011 下期出荷予定)	ステップ 2 ¹¹	ステップ 3
	273	Total 2 Coking coal: 1.7 Thermal coal:0.3	Total 5.3 Coking coal:4.5 Thermal coal:0.8	Total 12 Coking coal:10.2 Thermal coal:1.8
合計	1,143	14	27.3	34

¹⁰ フェーズ2の Coking Coal と Thermal Coal の割合はフェーズ1からの推定

¹¹ ステップ2以降の Coking Coal と Thermal Coal の割合はステップ1からの推定

輸送インフラ

Vale および Riversdale 社を中心に大規模な Coking Coal の開発が進行しており、モアティーズと当面の輸出港であるベイラ港を結ぶセナ線鉄道の復旧工事は 2010 年 1 月末に全工区 665km が開通した。またベイラ港の新石炭ターミナルの建設も 2010 年に開始される予定である。

一方、石炭輸送の年間能力は 6~8 百万トンにとどまり、さらなる輸送能力の増強が必要で民間投資会社の CFM は 18 百万トン/年の増強計画を検討しているが資金調達が困難であるという。ベンガ炭鉱ではセナ線を利用せずにザンベジ川でバージ輸送する案が検討されている。またベイラ港の新石炭ターミナルについてもフェーズ 1 : 600 万トン、フェーズ 2 : 12 百万トン、フェーズ 3 : 20 百万トン/年と炭鉱の拡大につれて 20 百万トン/年まで拡張されるが 36 百万トン/年には対応できない。また水深が浅いことから石炭ターミナルにはパナマックス船型までしか着岸できない。ケープサイズ等の大型船型用には沖積み設備が必要となるが、この設備の建設に関しては検討中であり課題も残されている。

炭質

ベンガ炭の Steam Coal は総発熱量が 6,390kcal/kg、気乾ベースでの灰分 22%、揮発分 20%、GI80、灰の融融点 1425℃、全水分 7%である。また選炭後の低灰分の Coking Coal の産出にもない、高灰分のミドリリングも産出されるので、これも Steam Coal としての国内消費と輸出対象となろう。

6.1.3 一般炭の価格動向

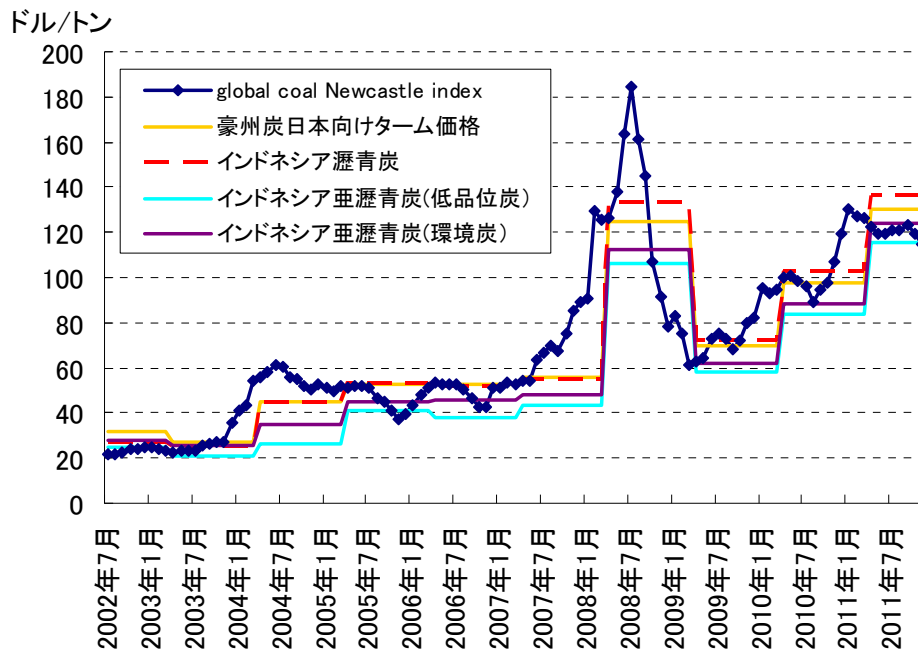
1) 価格の推移

豪州一般炭の価格指標は、2003 年頃までは \$20~30/MT 程度を推移していたが、原油価格などのエネルギー価格動向同様、2004 年頃から高騰し始め、リーマンショック前には \$180/MT 台にまで達した。リーマンショックによる需要の低迷などから \$60/MT 程度まで下落したが、その後中国の石炭輸入拡大を受け価格は上昇傾向。本年は年初から豪州で大雨による生産停滞があったため \$120/MT 台まで上昇して推移している。

2) 一般炭の価格決定方法

日本の電力会社の多くは 1 年間のターム契約を締結していることが多く、ターム契約においては 1 年間の固定価格による価格決定を採用している場合が多い。石炭使用量の多い日本の電力会社と豪州の大手サプライヤーの年度価格が、チャンピオン価格として他需要家と他サプライヤーの参照指標価格となることが一般的である。この参照指標価格が韓国や台湾、中国などの需要家とサプライヤーの間でも 1 つの指標となっていると考えられる。図 6-15 を見るとインドネシア炭も豪州炭同様の値動きをしていることから 1 つの指標として参照され、品質格差に伴う一定の値差をもって推移しているものと思われる。

韓国や台湾、インドの電力会社は入札による調達を行うことがあるが、当然ながら足元のスポット価格指標が意識された入札価格になる。

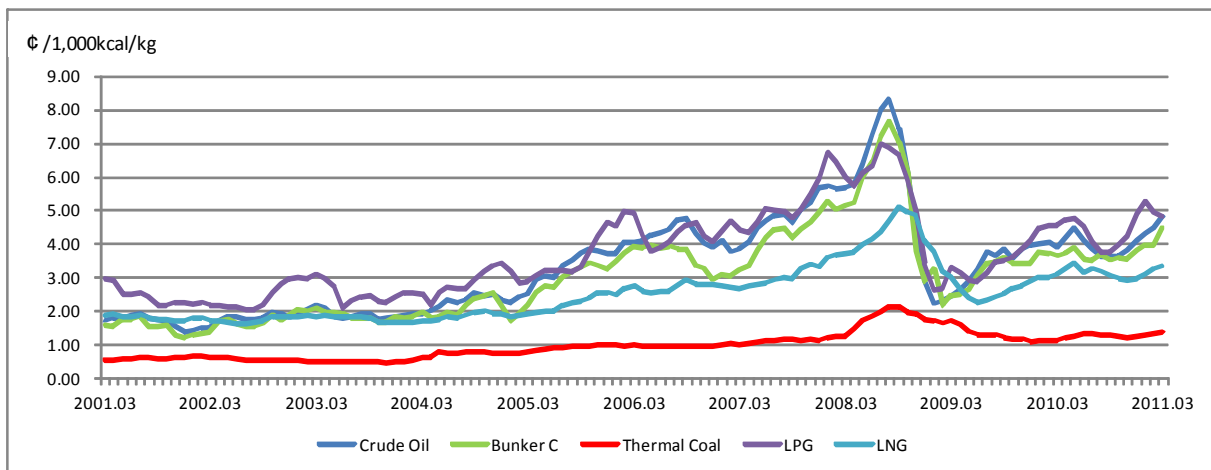


出所：調査団作成

図 6-15 豪州スポット価格とターム契約価格の推移

日本が輸入している各燃料の CIF¹²単価

日本が輸入している原油、C 重油、Steam Coal、LPG、LNG の各燃料の過去 10 年間の 1,000kcal/kg 当たりの CIF 単価について、参考までに示したのが図 6-16 である。各燃料の単価の変動比較の参考になる。この中で石炭が他のエネルギーと比較して圧倒的に安価であることがわかる。



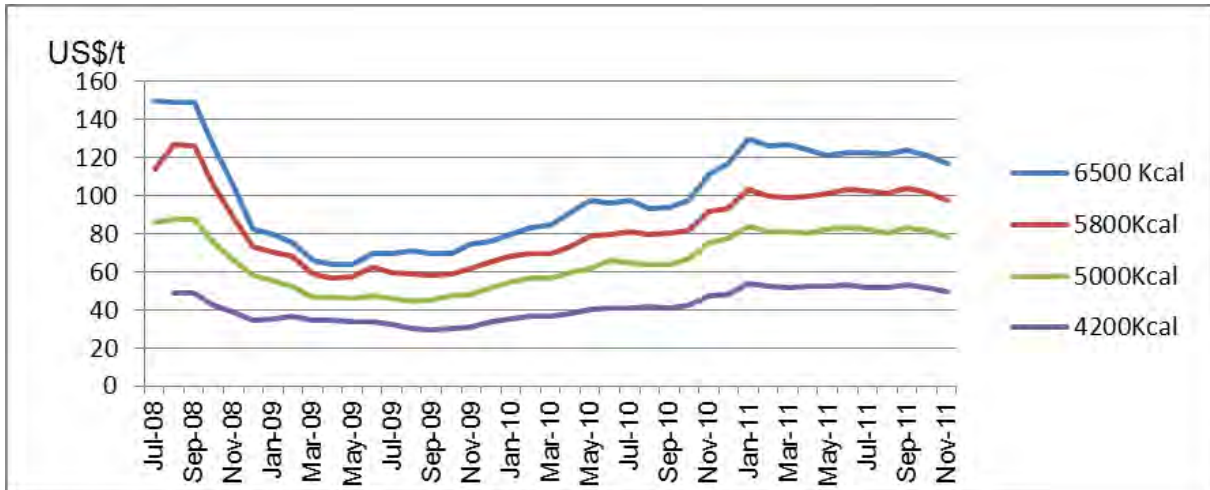
出所：JCOAL ワールドコールレポート（大蔵省統計引用）をもとに JICA 調査団が作成

図 6-16 日本が輸入している各燃料の CIF 単価（ $\text{¥}/1,000\text{kcal/kg}$ ）

¹² CIF: Cost, Insurance and Freight シフと読み、運賃、保険料込み条件での価格

インドネシア炭の発熱量別 FOB¹³ 価格の変動

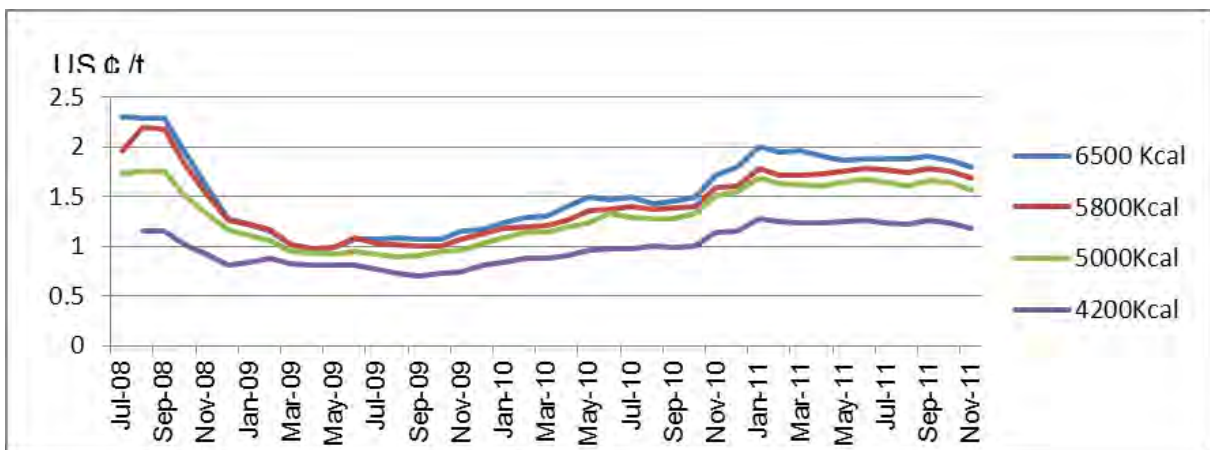
図 6-17 にインドネシア炭の発熱量別の FOB 価格の変動を示す。インドネシア発表の発熱量別の石炭価格は 2008 年 8 月からのデータしかないが、発熱量別の単価の参考になる。



出所：Indonesian Coal Index Report をもとに JICA 調査団が作成

図 6-17 インドネシア炭の発熱量別 FOB 価格の変動

また図 6-18 に図 6-17 の石炭価格をもとに 1,000kcal/kg 当たりの単価を示した。一般に発熱量の大小にかかわらず 1,000kcal/kg 炭価は同じ様に思われるが、図 6-18 から実際には発熱量が大きい高品位炭になるにつれて 1,000kcal/kg 単価が高くなるのがわかる。6,500kcal/kg と比較すると 5,000kcal/kg は平均 85%程度である。

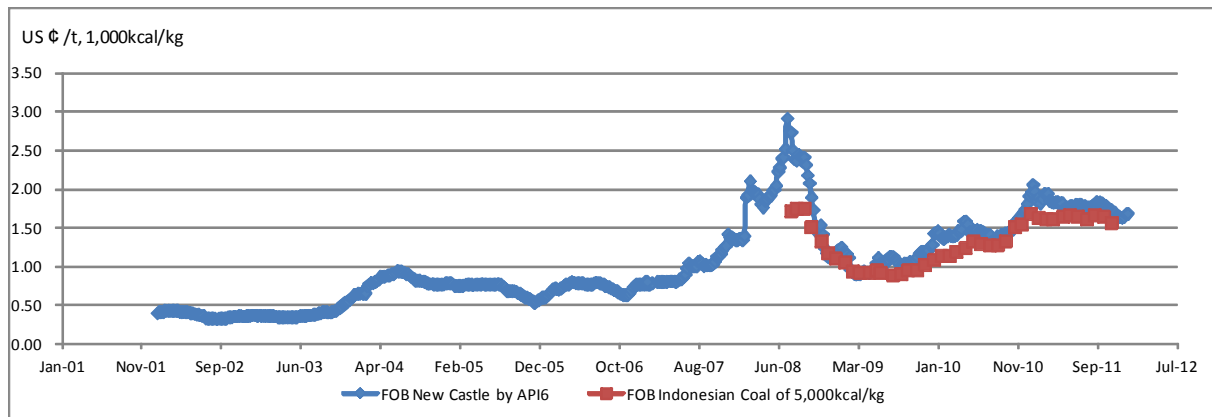


出所：Indonesian Coal Index Report をもとに JICA 調査団

図 6-18 インドネシア炭の発熱量別の 1,000kcal/kg 単価の変動

¹³ FOB: Free On Board 本船渡し価格

図 6-19 には石炭火力発電 M/P の報告書に使用した豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 価格を示すとともに、図 6-18 に示した 5,000kcal/kg のインドネシア炭の 1,000kcal/kg 当たりの FOB 価格も併せて示した。単価の変動が合っているのがわかる。またニューキャッスルの単価は 6,700kcal/kg をベースにしているので、インドネシアの単価と比較するとわずかながら高くなっている。



出所：Argus/McCloskey's Coal Price Index report API6 からのデータを JICA 調査団が整理

図 6-19 1,000kcal/kg 単価での豪州ニューキャッスル港 FOB とインドネシア炭 FOB の変動

6.1.4 輸入炭総額予測

石炭価格の長期シナリオとしては IEA の“World Energy Outlook 2011”において見通しが示されており、現行政策シナリオでは OECD の輸入一般炭価格を 110 ドル/トン台と想定している。また、金融機関等の長期一般炭価格見通しにおいては概ね 80 ドル/トン台～100 ドル/トン程度と想定されている。

表 6-12 OECD による石炭価格の長期シナリオ

Real terms (2010 prices)						(\$/t)				
	Current Policies Scenario					New Policies Scenario				
2010	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
99.2	104.6	109.0	112.8	115.9	118.4	103.7	106.3	108.1	109.3	110.0

出所：IEA World Energy Outlook 2011

上記の IEA の価格予測は図 6-21 での 1,000kcal/kg の過去 10 年間の単価動向を見る限り、かなり安価に予測しており、Non-OECD での低品位炭の需要を検討する場合、価格リスクが大きい。従い JICA 調査団は下記の方法で価格予測を行った。

(1) 輸入炭価格予測の方法論

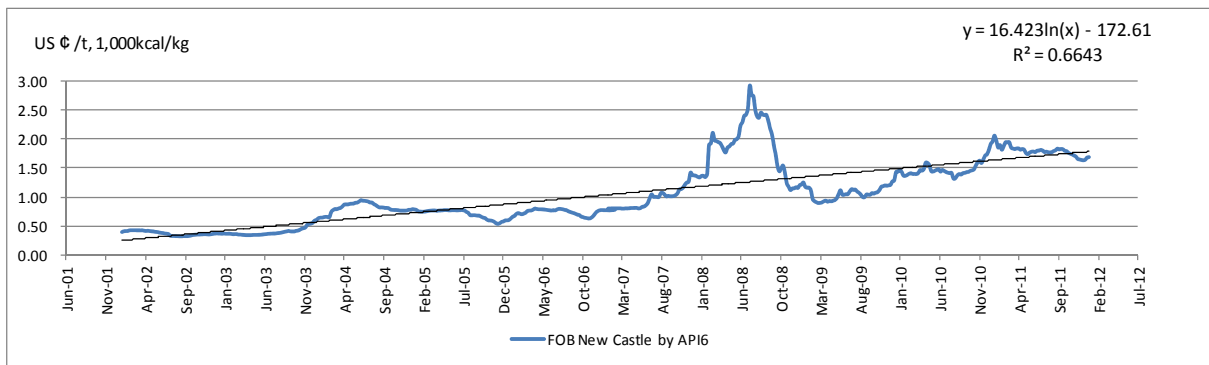
2010 年に実施した石炭火力発電 M/P での下記の方法論を用い、その後入手した情報をもとに改定した。

- 図 6-19 に示す豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 石炭単価の過去 10 年間の実績データをもとに 2030 年までの 1,000kcal/kg 当たりの FOB 石炭単価を予測する。
- 輸入炭の発熱量の決定
- 発熱量をもとに FOB 価格を決定
- CIF 価格と国内運送料を考慮した発電所渡しの輸入炭総額を決定

(2) 2030 年までの「バ」国の 1,000kcal/kg 当たりの FOB 価格の予測

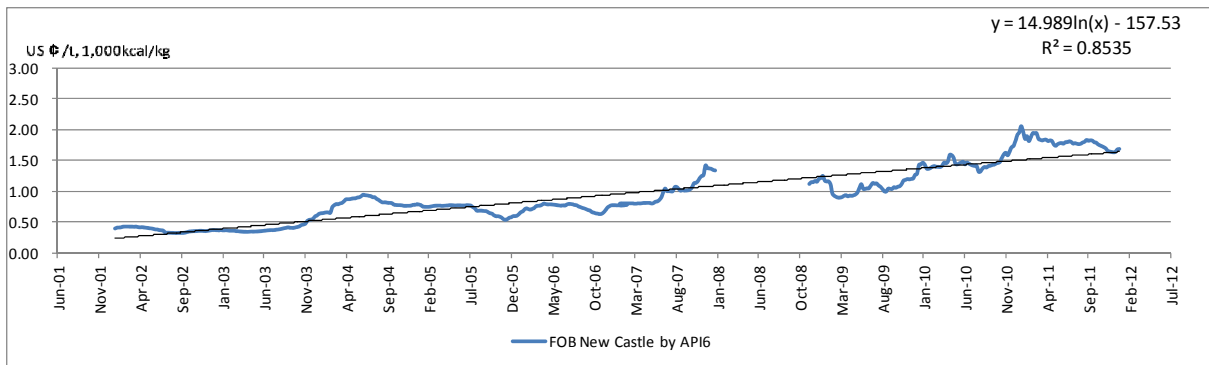
図 6-20 は豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 単価の推移の相関虚曲線を求めたものである。図 6-22 は図 6-21 の中で FOB 単価の推移のうち 2008 年 1 月～10 月のデータ価格の急上昇分は 2030 年までの予測をするうえで不適切と判断、そのデータを除外して相関曲線を求めたものである。

ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 単価は 6,700kcal/kg をベースに計算しているため、「バ」国で輸入対象となる低品位炭を考慮した場合、図 6-18 におけるインドネシアの炭種毎の単価の差から、1,000kcal/kg 当たりの FOB 単価を下げている。図 6-22 に High Case として図 6-21 から得られた FOB 単価の 85%を使用、また Base Case として High Case の 85%を使用した。



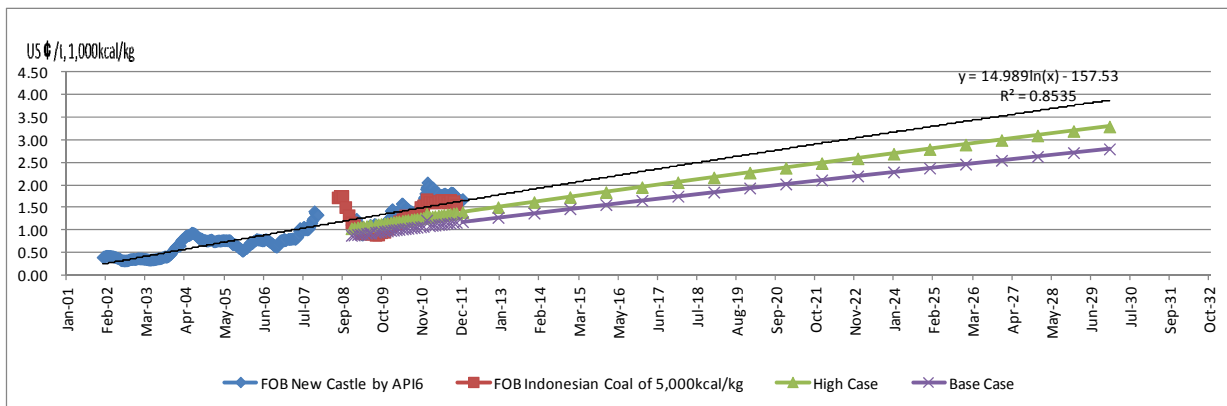
出所：Argus/McCloskey's Coal Price Index report API6 からのデータを JICA 調査団が整理

図 6-20 豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 単価の変動と相関曲線



出所：Argus/McCloskey's Coal Price Index report API6 からのデータを JICA 調査団が整理

図 6-21 2008 年 1 月～10 月のデータを除外した上図の相関曲線



出所：Argus/McCloskey's Coal Price Index report API6 からのデータを JICA 調査団が整理

図 6-22 豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 石炭単価をベースにした High case、Base case の FOB 価格の予想比較

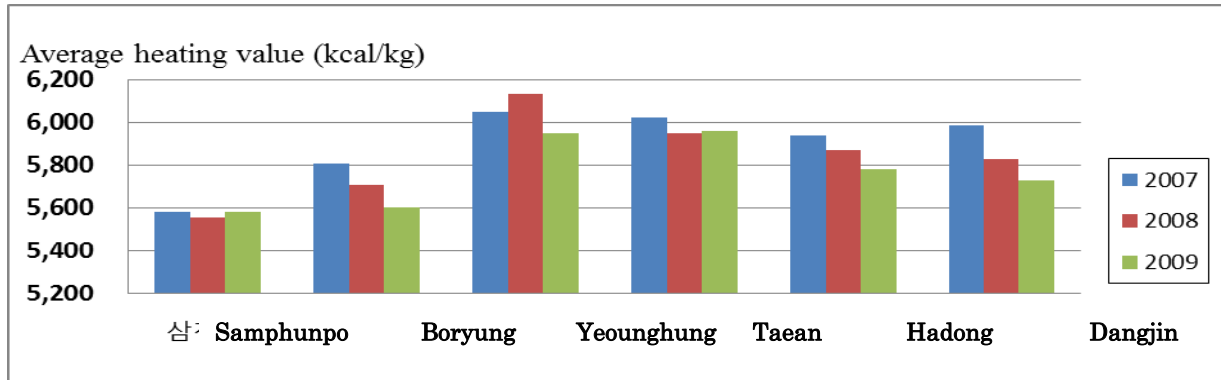
(3) 輸入炭の発熱量の決定

「バ」国が将来安定して輸入可能な石炭発熱量を検討する場合、下記の状況を考慮した。

- 高品位に属する平均 6,000kcal/kg 以上の石炭は日本を含む先進国で需要が決まっているため、「バ」国の新規参入は困難である。
- ボイラー設計上、発熱量が高いほうが投資額は安価、燃焼効率も良いが、将来の供給問題から輸入炭の発熱量が設計仕様を下回った場合、運転に大きな問題を起す。一方発熱量が設計仕様以上の場合問題は軽微である。
- 図 6-23 に韓国の発電所の例を示す様に現在、既存発電所の使用石炭も供給確保の点から発熱量が下がる傾向にある。

以上の状況から 5,100kcal/kg ～5,000kcal/kg が発熱量の検討範囲とし、石炭火力発電 M/P で輸入対象石炭を検討した結果の平均 5,100Kcal/kg が妥当と判断した。またこの発熱量での需要量として 600Mw x 2 基に必要な石炭量 350 万トン、最大 4000 万トンとしても、長期安定供給量として十分である。一方「バ」国で検討されている別の新規発電所では 5,800kcal/kg～

6,100kcal/kg の海外炭を検討している例もあるが、長期安定供給には資源量、石炭価格から疑問である。



出所：APEC2010にて KOSEP の発表

図 6-23 韓国石炭火力における低品位石炭の利用実績

(4) 発熱量をもとにした FOB 価格

図 6-23 に基づき 1,000kcal/kg の 2030 年までを予測し、輸入炭発熱量を 5,100kcal/kg に換算した結果を表 6-13 に示す。

低品位炭の FOB 価格は近年市場に出回ってきたばかりなので、データが少ないので予測は困難だが、参考までにインドネシアの炭種毎の FOB 価格の中から 5,000kcal/kg と予測値とを図 6-24 に示した。

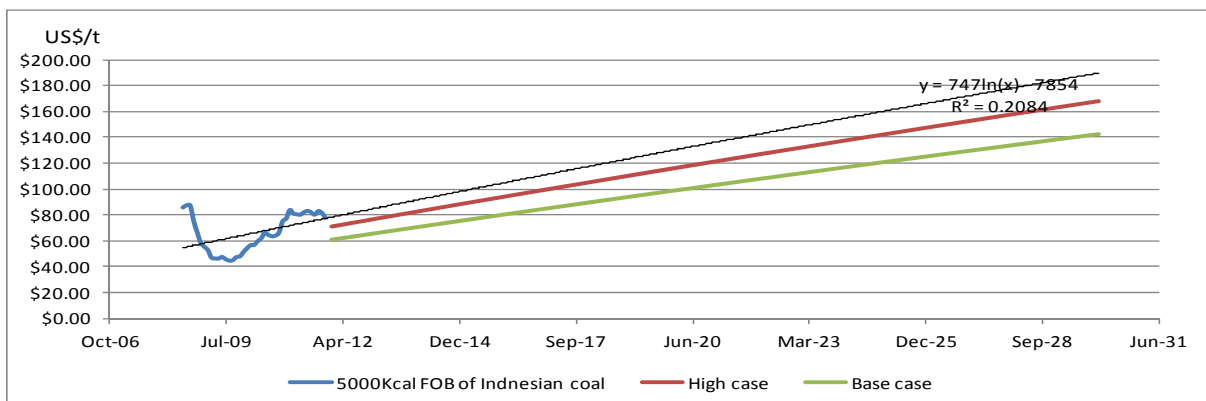
表 6-13 5,100kcal/kg 時の FOB 価格

Year	US ¢ /t, 1,000kcal/kg		US\$/t, 5,100kcal/kg	
	High Case (Note 1)	Base Case (Note 2)	High Case	Base Case
2010	1.16	0.99	59.4	50.5
2011	1.28	1.09	65.3	55.5
2012	1.39	1.18	71.1	60.4
2013	1.51	1.28	76.9	65.3
2014	1.62	1.38	82.6	70.2
2015	1.73	1.47	88.3	75.0
2016	1.84	1.56	93.9	79.8
2017	1.95	1.66	99.5	84.6
2018	2.06	1.75	105.0	89.2
2019	2.17	1.84	110.5	93.9
2020	2.27	1.93	115.9	98.5
2021	2.38	2.02	121.3	103.1
2022	2.48	2.11	126.7	107.7
2023	2.59	2.20	132.0	112.2
2024	2.69	2.29	137.2	116.6
2025	2.79	2.37	142.4	121.1
2026	2.89	2.46	147.6	125.5
2027	3.00	2.55	152.8	129.8
2028	3.10	2.63	157.8	134.2
2029	3.19	2.72	162.9	138.5
2030	3.29	2.80	167.9	142.7

Note 1: $=(14.989\ln(x)-157.53) \times 0.85$

Note 2: $=(\text{High Case}) \times 0.85$

出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 6-24 5,000kcal/kg のインドネシア炭と予測 FOB 価格との比較

(5) 輸入炭総額

CIF 価格は FOB 価格に海上輸送料（海上運賃と保険料等）を加えたものである。バラ積み貨物の海上輸送市場は非常に不安定で、輸送する貨物、船の大きさ、輸送経路など全てが最終的な価格に影響するので、海上運賃の変動は輸入炭総額に与える影響が大きい。

火力発電所での石炭受け取り価格は FOB（生産国港渡し価格）+F & I（海上運賃と保険料等）+輸入港から発電所までの運搬・ハンドリング費用の合計となる。今回の調査でそれぞれのコストを検討した結果、石炭火力発電 M/P で使用している数字と変化がないので、今回も使用している。

表 6-14 および表 6-15 にこの調査で見直した輸入炭の総額をまとめた。この中で(A)は外洋船からの積み替え作業、運搬、ハンドリングを含めた総額で、(B)は発電所に外洋船が直付きで石炭を積み下ろせる場合で Handling Cost を 0 としている。

表 6-14 輸入炭総額 (20,000 DWT ケース)

Year	FOB Price (5,100kcal/kg)		Freight & Insurance (20,000 DWT class)		(A) Handling Cost	(A) Grand Total of Coal Price at Thermal Power Station		(B) Handling Cost	(B) Grand Total of Coal Price at Thermal Power Station	
	(US\$/t)		(US\$/t)		(US\$/t)	(US\$/t)		(US\$/t)	(US\$/t)	
	High Case	Base case	High Case	Base case		High Case	Base case		High Case	Base case
2010	59.4	50.5	15.0	15.0	12.0	86.4	77.5	0.0	74.4	65.5
2011	65.3	55.5	15.9	15.8	12.7	93.9	84.0	0.0	81.2	71.3
2012	71.1	60.4	16.9	16.5	13.5	101.4	90.4	0.0	87.9	77.0
2013	76.9	65.3	17.8	17.3	14.3	108.9	96.9	0.0	94.6	82.6
2014	82.6	70.2	18.7	18.0	15.1	116.4	103.4	0.0	101.3	88.2
2015	88.3	75.0	19.6	18.7	16.1	123.9	109.8	0.0	107.8	93.7
2016	93.9	79.8	20.4	19.4	17.0	131.4	116.2	0.0	114.3	99.2
2017	99.5	84.6	21.3	20.1	18.0	138.8	122.7	0.0	120.8	104.6
2018	105.0	89.2	22.2	20.7	19.1	146.3	129.1	0.0	127.2	110.0
2019	110.5	93.9	23.1	21.4	20.3	153.8	135.6	0.0	133.5	115.3
2020	115.9	98.5	23.9	22.0	21.5	161.3	142.0	0.0	139.8	120.5
2021	121.3	103.1	24.8	22.6	22.8	168.9	148.5	0.0	146.1	125.8
2022	126.7	107.7	25.6	23.3	24.1	176.4	155.1	0.0	152.3	130.9
2023	132.0	112.2	26.5	23.9	25.6	184.0	161.6	0.0	158.4	136.0
2024	137.2	116.6	27.3	24.5	27.1	191.7	168.2	0.0	164.5	141.1
2025	142.4	121.1	28.2	25.1	28.8	199.4	174.9	0.0	170.6	146.1
2026	147.6	125.5	29.0	25.7	30.5	207.1	181.6	0.0	176.6	151.1
2027	152.8	129.8	29.8	26.2	32.3	214.9	188.4	0.0	182.6	156.1
2028	157.8	134.2	30.7	26.8	34.3	222.8	195.2	0.0	188.5	161.0
2029	162.9	138.5	31.5	27.4	36.3	230.7	202.1	0.0	194.4	165.8
2030	167.9	142.7	32.3	27.9	38.5	238.7	209.1	0.0	200.2	170.7

出所：調査団作成

表 6-15 輸入炭総額 (80,000 DWT ケース)

Year	FOB Price (5,100kcal/kg)		Freight & Insurance (80,000 DWT class)		(A) Handling Cost (US\$/t)	(A) Grand Total of Coal Price at Thermal Power Station (US\$/t)		(B) Handling Cost (US\$/t)	(B) Grand Total of Coal Price at Thermal Power Station (US\$/t)	
	High Case	Base case	High Case	Base case		High Case	Base case		High Case	Base case
2010	59.4	50.5	7.5	7.5	12.0	78.9	70.0	0.0	66.9	58.0
2011	65.3	55.5	8.0	7.9	12.7	85.9	76.1	0.0	73.2	63.4
2012	71.1	60.4	8.4	8.3	13.5	93.0	82.2	0.0	79.5	68.7
2013	76.9	65.3	8.9	8.6	14.3	100.0	88.3	0.0	85.8	74.0
2014	82.6	70.2	9.3	9.0	15.1	107.1	94.4	0.0	91.9	79.2
2015	88.3	75.0	9.8	9.4	16.1	114.1	100.4	0.0	98.0	84.4
2016	93.9	79.8	10.2	9.7	17.0	121.1	106.5	0.0	104.1	89.5
2017	99.5	84.6	10.7	10.0	18.0	128.2	112.6	0.0	110.1	94.6
2018	105.0	89.2	11.1	10.4	19.1	135.2	118.7	0.0	116.1	99.6
2019	110.5	93.9	11.5	10.7	20.3	142.3	124.9	0.0	122.0	104.6
2020	115.9	98.5	12.0	11.0	21.5	149.4	131.0	0.0	127.9	109.5
2021	121.3	103.1	12.4	11.3	22.8	156.5	137.2	0.0	133.7	114.4
2022	126.7	107.7	12.8	11.6	24.1	163.6	143.4	0.0	139.5	119.3
2023	132.0	112.2	13.2	11.9	25.6	170.8	149.7	0.0	145.2	124.1
2024	137.2	116.6	13.7	12.2	27.1	178.0	156.0	0.0	150.9	128.9
2025	142.4	121.1	14.1	12.5	28.8	185.3	162.4	0.0	156.5	133.6
2026	147.6	125.5	14.5	12.8	30.5	192.6	168.8	0.0	162.1	138.3
2027	152.8	129.8	14.9	13.1	32.3	200.0	175.3	0.0	167.7	143.0
2028	157.8	134.2	15.3	13.4	34.3	207.4	181.8	0.0	173.2	147.6
2029	162.9	138.5	15.7	13.7	36.3	215.0	188.5	0.0	178.7	152.2
2030	167.9	142.7	16.2	14.0	38.5	222.6	195.2	0.0	184.1	156.7

出所：調査団作成

6.1.5 輸入炭に係る組織体制の検討

(1) 組織体制

日本においては各電力会社が独自に調達を行っており、契約は各電力会社とサプライヤーが直接締結する。複数の発電所向けの石炭調達を、各電力会社の調達部門は一元的に行っており、効率的な配船や発電所や山元のトラブルに備えた体制となっている。この体制は基本的に複数の発電所が同一程度の要求品位であることが前提となる。基本的にはアジア地域においては同様と考えられるが、一部は需要家とサプライヤーの間にトレーダーを介した取引を行っている場合もある模様。

「バ」国における石炭火力発電会社の体制次第であるが、効率的な配船や発電所がトラブル停止するリスク等を考慮しつつ、複数の発電所向けの調達をどのような主体で行うか決定すべきである。調達に際しては、新しい組織が輸入炭の購入実績が無いことを鑑みると、サプライヤー側が与信管理の観点から、例えば決済条件として、前払いやLC決済等の信用補完を求め

てくることがあり得ると考えられるが、組織体制として政府の一定の関与があることが信用補完となる可能性があると思われる。

よりミクロな視点で考えると、石炭調達実務体制としては、輸入炭契約担当者、輸送船契約担当者、売主と船会社、発電所と連絡を取りながら石炭の配船タイミングを調整する担当者、発電所での受入実務担当者といった人員を配置することが一般的である。

(2) 石炭の輸入契約期間

日本における石炭の契約期間は、1年間程度のターム契約が主流である。ターム契約で数量と価格を決め、発電所の運転計画に基づいて、必要なタイミングに石炭の供給を受ける調整を運用の中で行っていくものである。発電所の運転計画、メンテナンスタイミング等により各年毎に所要量が変動するリスク、またトラブルにより発電所が長期にわたり停止するリスク、供給される石炭の品位変動（低下）リスク等を勘案すると、あまり長期の契約をコミットすることはリスクであると考えられる。一方で安定調達を確保することが必要であると考え、長期契約、短期契約を組み合わせて需要量を確保していくことがリスクへの対応策と考えられる。また、先に述べたとおり石炭生産は多分に天候要因に影響を受けることがあるため、異なる銘柄であっても同一地域の石炭のみを調達することのリスクを勘案して、調達先を選定することが必要と考えられる。

日本においては、環境規制やボイラーの特性等から、また長期安定調達といった観点から、高品位の蒙州炭、特に一定の埋蔵量があるものを好んで調達する傾向があり、比較的特定の銘柄を単年契約で調達することが一般的である。

東アジアの電力会社においては、入札により短期から中期の調達を行う例があるが、発電所の要求スペックが柔軟である場合、入札は有効な方策であると考えられる。

(3) 石炭の輸入契約形態

石炭の契約形態は、日本では FOB 契約が主流であり、需要家が船と保険を手配する必要がある。効率的配船や山元側の生産トラブルへの対応を考えた場合、船舶を買手側がコントロールできる FOB 契約が好まれているものと考えられる。長期に安定的に石炭を調達する上で船の確保は重要であり、日本の電力会社は船会社と専航船契約を締結している。石炭調達のリスクへの対応同様、所要量の変動リスクを考慮した上で、専航船などの長期契約と短期、スポット用船を、どのように組み合わせて輸送力を確保するか決定すべきである。

「バ」国については、安定供給のための輸送リスクと一定量の輸入量確保を考慮した契約が適しており、数社と長期的な契約が必要であると考えられる。

6.1.6 石炭輸送体系の検討

(1) 石炭所要量

600MW の発電機 1 基の石炭火力発電所における年間の石炭所要量を以下表に示す。発電所の熱効率、稼働率、調達炭の発熱量によって所要量は変わることになり、これらの前提によって船舶の必要数が増減することは留意が必要。

表 6-16 600MW 石炭火力発電所の年間石炭所要量

(単位：万トン)

■石炭カロリー6,300kcal/kg ベース

		熱効率					
		40%	41%	42%	43%	44%	45%
稼働率	100%	179	175	171	167	163	159
	90%	161	157	154	150	147	143
	85%	152	149	145	142	139	136
	80%	143	140	137	133	130	128

■石炭カロリー5,500kcal/kg ベース

		熱効率					
		40%	41%	42%	43%	44%	45%
稼働率	100%	205	200	196	191	187	183
	90%	185	180	176	172	168	164
	85%	175	170	166	162	159	155
	80%	164	160	157	153	149	146

■石炭カロリー5,000kcal/kg ベース

		熱効率					
		40%	41%	42%	43%	44%	45%
稼働率	100%	226	220	215	210	205	201
	90%	203	198	194	189	185	181
	85%	192	187	183	179	175	171
	80%	181	176	172	168	164	161

出所：調査団作成

(2) 輸入炭調達時の外航船の想定サイズ

船型の決定に関しては積地および揚地の港湾条件がポイントとなるが、通常輸出炭を出荷する積出港または沖積ポイントは、ほとんどが最低でもパナマックス級（7万～8万 DWT 級）以上の船舶が入港可能となっている。豪州の滞船が慢性化している港では小型船の入港を規制している場合があるが、揚地の港湾条件を船型選択の基準として考える。

港湾条件の中で最も重要となるのは水深であり、一般的に船舶の喫水の1割程度が余裕水深として必要とされている。従って水深が 8m であれば、 $8m/1.1=7.3m$ 、水深が 9m であれば $9m/1.1=8.2m$ 、水深が 20m であれば $20/1.1=18.2m$ までの喫水の船舶が入港可能となる。

8-9m程度ということであれば、上記の通りの喫水以下の船舶のみが利用可能となる。船会社へのヒアリングによると、7.3m の喫水では 7 千 DWT 級の船型でも不可であり、8.2m の喫水では 9 千 DWT 級の船型が利用可能である。一方水深が 20m あればパナマックス級は勿論、ケーブサイズ（17 万 DWT 級）の入港も可能である。

9 千トン級の船舶を用いて 150 万トン/年の調達を行うことは、必要となる船舶数が最低でも 15 隻程度となること、積地での規制の可能性、将来的な発電所の増設計画の可能性を考えると、まず検討するに値しないと考えられる。8-9m の地点に火力発電所を建設する場合、まず

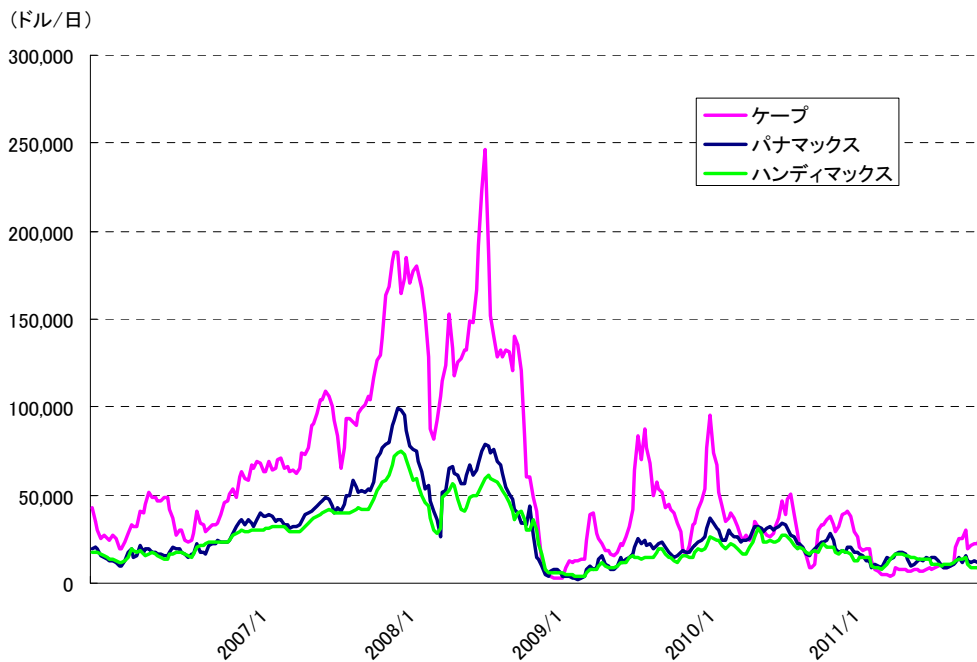
コールセンターを十分な水深のある場所に建設し、そこからの内航船またはバージ輸送を行うことが現実的である。

一方パナマックス船級で、仮にインドネシアの石炭を調達することを考える。1航海（揚地出港から積地での荷役を終え、揚地で荷役完了まで）を積地での滞船込みで仮に30日程度かかると仮定すると、必要船舶は2隻程度となる。将来的な火力発電所の増設、内陸石炭火力発電所への中継地点としてのコールセンターの活用、積地の制約等を考慮して最終的に輸送船型を選択することが必要と考えられる。

以上、述べてきた通り石炭調達の観点からは十分な水深の確保、少なくともパナマックス級の船舶が着棧できる港を備えた地点にコールセンターを建設することが必要と考えられる。

(3) 用船市況の推移について

パナマックス船型の用船市況の推移は以下の通りであり、リーマンショックまでは過熱気味であったが、リーマンショック後、鉄鉱石の荷動きが低迷したことを受けケープサイズを中心にドライバルク市況は暴落した。パナマックス用船市況も同時期に暴落したが、その後世界的な景気の回復などから持ち直して推移している。



出所：調査団作成

図 6-25 ドライバルク用船市況の推移

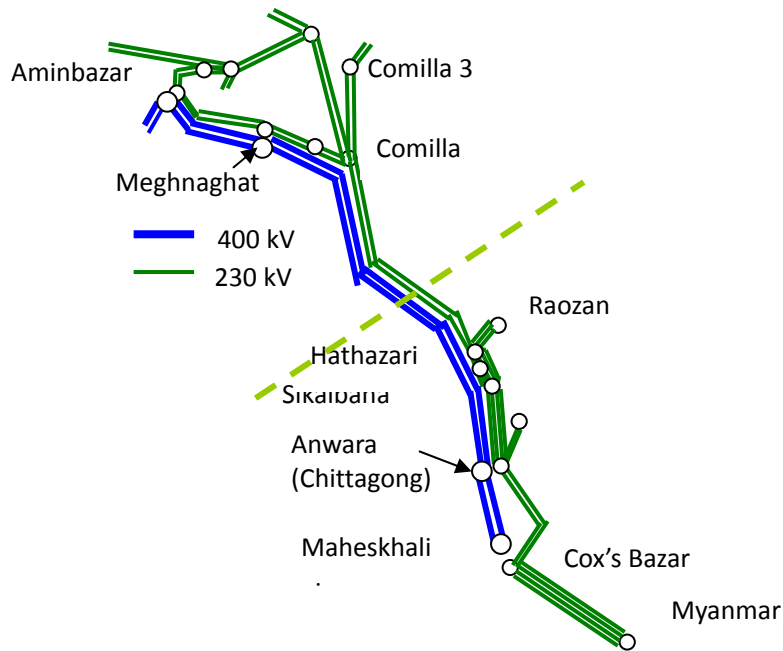
第7章 系統計画

7.1 電力系統の検討業務の目的

本調査における電力系統の検討業務の目的は、石炭火力候補案件の送電に必要な送電線の規模および関連主仕様の妥当性の確認を行い、今後の F/S 調査を実施するにあたっての留意点を抽出することである。必要となる送電線の規模の検討に当たっては、発電所の出力、石炭火力候補案件地点である Chittagong 周辺の他の発電所計画、および当該地域の需要を考慮した。

7.2 石炭火力発電 M/P の送電計画のフォローアップ状況の確認

PGCB は 2015 年までの「バ」国の系統計画を策定しており、Dhaka から Chittagong 方面への送電線、および石炭火力候補案件周辺の送電線の計画は JICA 石炭火力発電 M/P を踏襲している。図 7-1 に 2020 年の Dhaka から Chittagong 方面への 400kV および 230kV 送電線の現状の計画を示す。波線は、Chittagong 地域を Hathazari 以南と以北で分けた境界を示し、この境界を通過する潮流が Dhaka から Chittagong 方面への送電線の規模を確定するための目安となる。



出所：調査団作成

図 7-1 2020 年の Dhaka から Chittagong 方面への 400kV および 230kV 送電線の現状の計画

図 7-1 に示された 400kV Anwara 変電所は Chittagong 地点近傍に位置し、Meghnaghat 変電所は Dhaka 東部に位置する。400kV Anwara - Meghnaghat 間 2 回線送電線は現在世界銀行の資金で F/S を準備中である。しかし、この既計画の 400kV 2 回線送電線は Chittagong 石炭火力発電所の送電を担うために、石炭火力発電所の開発に対して消極的なスタンスを持つ世銀が建設資金まで融資するかどうかが不透明な状況にある。

7.3 具体的な個別案件候補と計画送電線

7.3.1 具体的な個別案件候補

本調査における 2020 年までの輸入炭火力発電所の候補は以下の 3 地点である。

- Chittagong 600 MW x2 基
- Chittagong-South 600 MW x2 基
- Maheskhali 600 MW x2 基

上記の石炭火力候補案件の Anwara 変電所への接続方法は未定である。

7.3.2 計画送電線

(1) Anwara 変電所への送電計画

上記 3 つの石炭火力候補案件は、いずれも Dhaka から南東に 200km~300km の Chittagong 地域に位置し、発電所周辺で消費されない電力は Dhaka 方面に送電する必要がある。前述のとおり、既に 400kV Anwara - Meghnaghat 間 2 回線送電線が計画されており、F/S が実施されることになっている。このため、本送電線、および 400kV Anwara 変電所、400kV Meghnaghat 変電所は、石炭火力候補案件が運転を開始する前に建設されていることを前提として検討を行った。

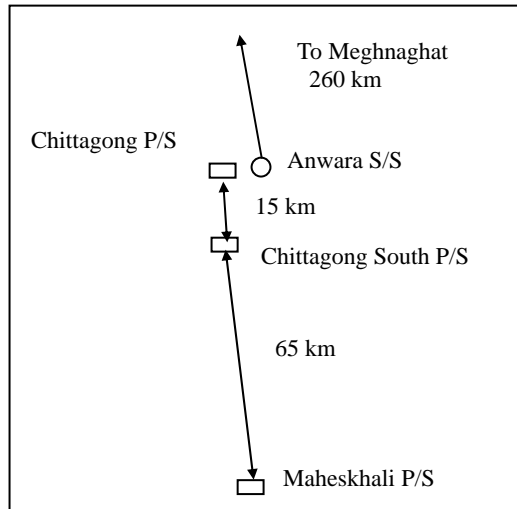
(この送電線を以下「既計画の 400kV Anwara - Meghnaghat 間 2 回線送電線」と呼ぶ。) Anwara 変電所、Chittagong 発電所、Chittagong-South 発電所 および Maheskhali 発電所の位置関係を図 7-2 に示す。発電規模が 1,200 MW になるため、上記 3 つの石炭火力候補案件はいずれも Chittagong 近傍にある 400 kV Anwara 変電所に接続することが適当であると考えられる。発電規模が 1,200MW 程度の時の Anwara 変電所への送電方法は、表 7-1 のように考えられる。

各候補案件ともに、Anwara 地点の確定、各発電所の Anwara 変電所への送電方法について今後詳細な検討が必要である。

表 7-1 発電規模が 1,200MW 程度の時の Anwara 変電所への送電方法

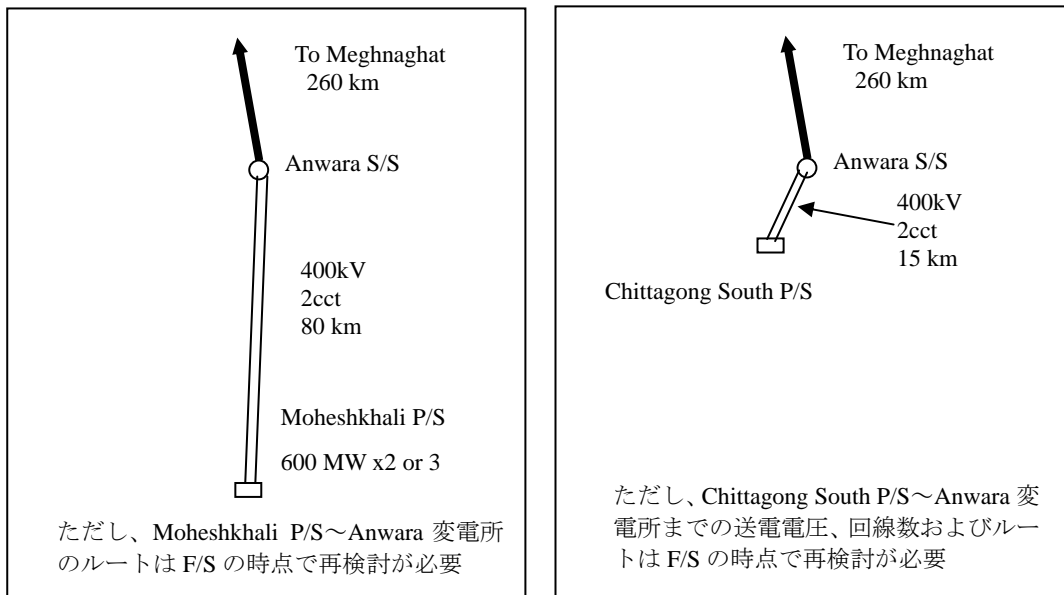
Maheskhali 発電所 - Anwara 変電所間	400kV 2 回線送電線 ただし、送電ルートについて F/S の時点で検討が必要である。
Chittagong-South 発電所 - Anwara 変電所間	400kV 2 回線送電線 ただし、距離が短いため 230kV の複数回線で Anwara まで送電する方法も考えられる。送電電圧の選定 (400kV、230kV) を行い、送電ルートについて F/S の時点で検討が必要である

出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 7-2 Chittagong 発電所、Chittagong-South 発電所および Maheshkhali 発電所の位置関係



出所：調査団作成

図 7-3 Chittagong-South 発電所および Maheshkhali 発電所から Anwara 間の送電線

(2) Chittagong-Dhaka 間の送電計画

400 kV Anwara - Meghnaghat 間 2 回線送電線による送電限界は、併走する 230 kV 2 回線送電線と合わせても、安定度面から 2,000 MW 程度以下であると考えられる。一方、2020 年断面において Myanmar から 500 MW 程度を輸入し、Chittagong 発電所に 600 MW x 2 基、さらに周辺に 600 MW x 2 基程度の電源が設置された場合、Chittagong 周辺の電力消費を考えると、後述するように次図に示された Hathazari 以北、以南の境界を通過して Dhaka 方面に向かう潮流が

2,000 MW を超過する。このため、候補地点に 600 MW 2 基が開発された場合、Dhaka-Chittagong 間の送電線としては、既計画の 400 kV Anwara - Meghnaghat 間 2 回線送電線のみでは不十分と考えられ、400 kV の複数回線、あるいは、765 kV 送電線が必要になると考えられる。ただし、765 kV の採用にあたっては、その経済性も含め慎重に検討する必要がある。

7.4 具体的な個別案件検討の前提となる基本事項の確認

(1) 発電計画

JICA 石炭火力発電 M/P における「バ」国南東部 Hathazari 以南の 2020 年の発電計画を表 7-2 に示す。Chittagong に 600 MW x 2 基、Chittagong-South に 600 MW x 1 台が計画されている。本調査では、表 7-2 の Chittagong-South 600 MW x 1 台を Chittagong、Chittagong-South または Maheskhali のいずれかに 600 MW x 1 台あるいは 2 基に置き換えた以下のケースを検討した。

ケース A	Chittagong、Chittagong-South または Maheskhali のいずれかに 600 MW x1 台を増設
ケース B	Chittagong、Chittagong-South または Maheskhali のいずれかに 600 MW x2 基を増設

なお、いずれのケースもベースとして Chittagong には 600 MW x 2 基が設置される。

また、ピーク負荷時、および軽負荷時の両ケースを検討し、ピーク負荷時には全基がフル出力、軽負荷時には以下のピーク用発電機が停止し、その他の発電機はフル出力であるという条件を設定した。

- Hathazari Peaking Plant
- Sikalbaha 150MW Peaking Plant
- Dohazari Peaking Plant

表 7-2 「バ」国南東部 Hathazari 以南における 2020 年に運転される発電所

Hathazari Peaking Plant GEFO-New	100
Raozan 2X210 STGas-Ex	350
Myanmar to Bangladesh	500
Kaptai Power Plant (Solar) SP Hydro/RE-New	5
Sikalbaha 150MW Peaking Plant, U/CCT Gas-New	149
Sikalbaha 225MW Dual Fuel, CCCC Gas-New	225
Chittagong 600MW ST #1 ST Coal-New-I	600
Chittagong 600MW ST #2 ST Coal-New-I	600
Chittagong-South 600MW #1 ST Coal-New-I	600
Dohazari Peaking Plant GEFO-New	100
Karnafuli hydropower plant HY Hydro/RE-Ex	230
Narayanganj 30MW GEFO-New	30
Patenga Offshore, Chittagong(Wind) WP Hydro/RE-New	100
	3,589

出所：石炭火力発電 M/P ファイナルレポート

(2) 需要

「バ」国南東部 Hathazari 以南の系統から供給される 2020 年の 130 kV 変電所のピーク需要を表 7-3 に示す。この地域の合計需要は約 1,800 MW である。なお、軽負荷時の需要はピーク需要の 40%とした。

表 7-3 「バ」国南東部 Hathazari 以南の系統から供給される
2020 年の 130kV 変電所のピーク需要

Substation	2020 Peak	Substation	2020 Peak
Chandraghona	70.9	Abul Khair Steel Mills	69.2
Hathazari	93.8	Baraulia	104.6
Baroirhat, Ctg	112.1	Bakulia	129
Madunaghat	147.9	Julda	46.9
Sikalbaha	113.9	Shahmirpur	52.6
Dohazari	87.6	Rangamati	72.9
Cox's Bazar	101	Feni	98.6
Halishahar	81.8	Chowmuhani	68.5
Agrabad	94.5	Khagrachari	108.5
Kulsi	106.1	Kaptai	24.4
		Total	1784.8

出所：石炭火力発電 M/P ファイナルレポート

(3) 系統計画のクライテリア

系統計画のクライテリアは石炭火力発電 M/P において採用した条件を踏襲した。送電線の 1 回線事故時に、供給支障や電源の発電力制限を生ずることなく、供給信頼度を確保することを前提とした。

1) 送電線の仕様

送電線のインピーダンスおよび容量を表 7-4 に示す。

表 7-4 送電線のインピーダンスおよび容量

	R1 [pu/km]	X1 [pu/km]	B1 [pu/km]	Capacity [MVA/cct]
400kV	0.000019	0.000171	0.007	2347.2
230kV	0.00008	0.00055	0.0021	597.6
132kV	0.00058	0.0022	0.00052	150.9

出所：調査団作成

2) 潮流

1 回線開放時に、残り回線の潮流が容量を超過しないようにした。

3) 安定度

2 回線以上を併用する系統については 1 回線 3 相地絡 (3LGO)、主保護遮断、再閉路なしの条件で安定度を検討した。主保護遮断時間は 400kV で 100ms、230kV で 60ms とした。発電機の動的モデルについては、水力機、火力機別の典型的な定数を仮定し、発電機励磁装置、ガバナーの設置を仮定した。

4) 系統構成

Chittagong 周辺の 130 kV 系統を完全に連系すると Chittagong 周辺の発電所から Dhaka 方面に向かう大規模な潮流が通過し常時過負荷となる区間が生じる。このため、適当な区間で開放し、各 230 kV 変電所単位で 130 kV 系統をブロック化することとした。なお、230kV 系統については、400kV 系統と併用する形とした。

7.5 送電線の規模・関連主仕様の妥当性の確認

(1) Chittagong-Dhaka 間 400kV 送電線の規模

既計画の 400kV Anwara - Meghnaghat 間 2 回線送電線を含めて、Chittagong-Dhaka 間を 400kV 送電線で送電する場合についての概略の検討を実施した。

ピーク負荷時およびオフピーク負荷時における図 7-1 に示した Hathazari 以南と以北で分けた境界の潮流、および潮流・安定度面から検討した Chittagong- Meghnaghat 間に必要な 400kV 送電線の回線数を表 7-5 に示す。必要な 400kV 送電線の回線数のうち、既計画分とは、既計画の 400kV Anwara - Meghnaghat 間の送電線の回線数 2 を示す。

表 7-5 Hathazari 以南と以北で分けた境界の潮流

Case	発電所	Hathazari 境界の潮流		Chittagong- Meghnaghat 間に必要な 400kV 送電線の回線数
		ピーク負荷時	オフピーク負荷時	
0	Chittagong 600 MW x 2 基	1,124 MW	1,766 MW	2 (= 既計画分)
A	Chittagong 600 MW x 2 基 + Maheskhali or Chittagong-South 600 MW x 1 台	1,723 MW	2,363 MW	3 (= 既計画分 + 1)
B	Chittagong 600 MW x 2 基 + Maheskhali or Chittagong-South 600 MW x 2 基	2,315 MW	2,955 MW	4 (= 既計画分 + 2)

出所：調査団作成

潮流はオフピーク時の方が大きいため、Chittagong- Meghnaghat 間の送電線の規模の検討は、オフピーク時の潮流によって決定される。Chittagong- Meghnaghat 間に必要な 400kV 送電線の回線数は、潮流が 1 回線事故時に残り回線の容量を超過しないことを確認し、7.4 節に記載した安定度面の条件から求めた。

Chittagong に 1,200 MW を設置し、Maheskhali あるいは Chittagong-South に発電機を設置しないケース（表 7-5 ケース 0）では、Chittagong-Meghnaghat 間に必要な 400kV 送電線の回線数は 2 である。この場合、7.2 節に記載した既計画の 400kV Anwara - Meghnaghat 間 2 回線送電線によって送電可能である。

しかし、Maheskhali あるいは Chittagong-South に 600 MW x 1 台を設置した場合、2 回線ではオフピーク時の三相地絡事故に不安定となり、必要な回線数は 3 となる。(Case A)

また、Maheskhali あるいは Chittagong-South に 600 MW x 2 基を設置した場合、3 回線ではオフピーク時の三相地絡事故に不安定となり、必要な回線数は 4 となる。(Case B)

図 7-4 から図 7-7 に、2020 年におけるピーク負荷時、および軽負荷時の潮流と軽負荷時の安定度波形を示す。

上記の検討結果から、Chittagong に 600 MW x2 基を設置し、さらに Chittagong、Chittagong-South または Maheskhali のいずれかに 600 MW x2 基を設置したケースでは、Chittagong-Meghnaghat 間に 400 kV 4 回線が必要になると考えられる。

(2) Chittagong-Dhaka 間を 400kV で送電する場合のコスト

Chittagong に 600 MW x 2 基が設置され、さらに Chittagong-South もしくは、Maheskhali に 600 MW x 2 基を設置する場合、既計画の 400kV Anwara - Meghnaghat 間 2 回線送電線の他に、Anwara - Meghnaghat 間にさらに 400 kV 2 回線が必要となる。この増分コストを表 7-6 に示す。

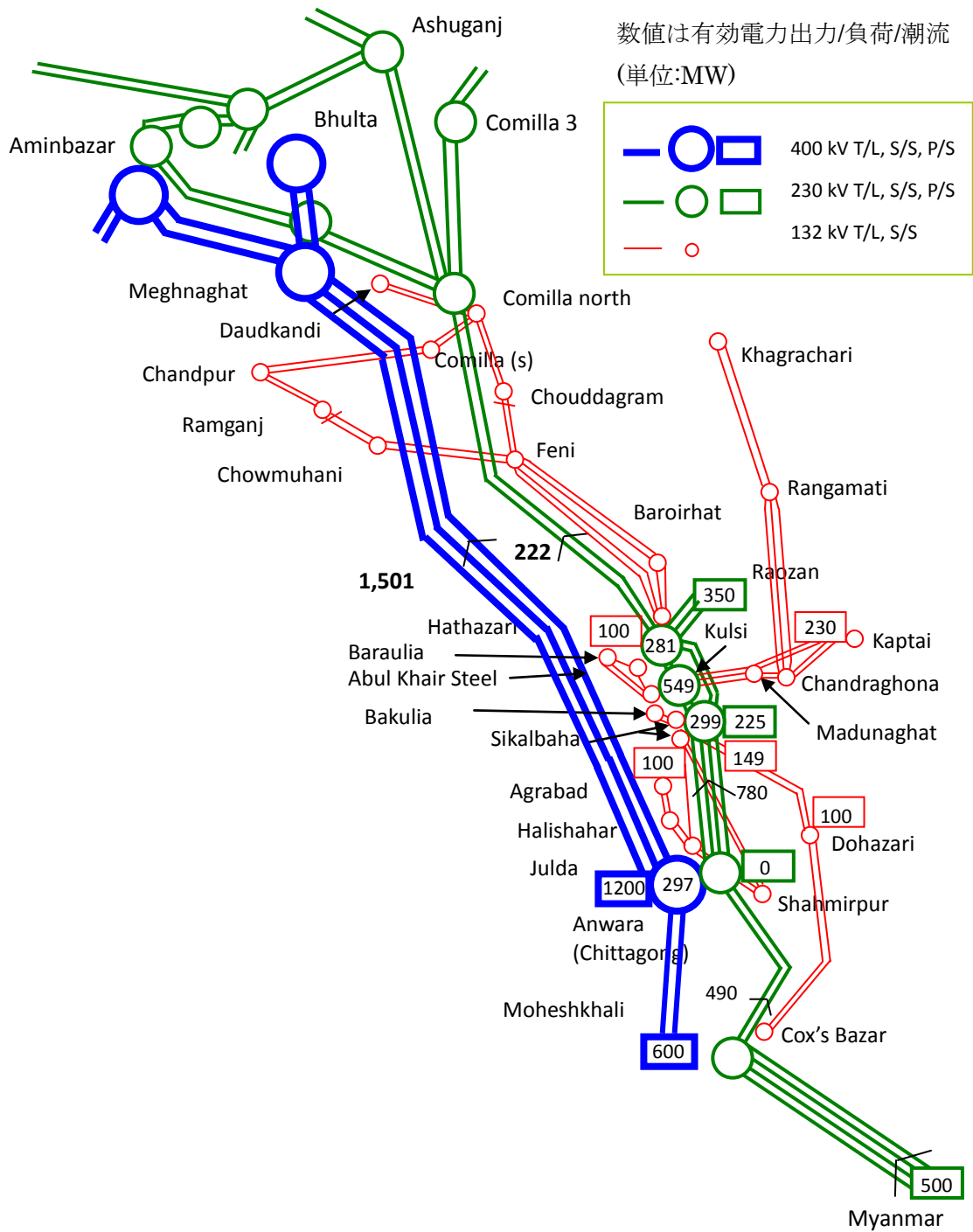
ただし、400 kV 送電線のコストは 0.643 million USD/2cct、400 kV 変電所への引き込み工事費は 5 million USD/2cct とした。

表 7-6 600MW×2 基を設置し 400kV で送電する場合の送電線の増分コスト（既計画の 400kV 2 回線を除く）

(単位: million USD)

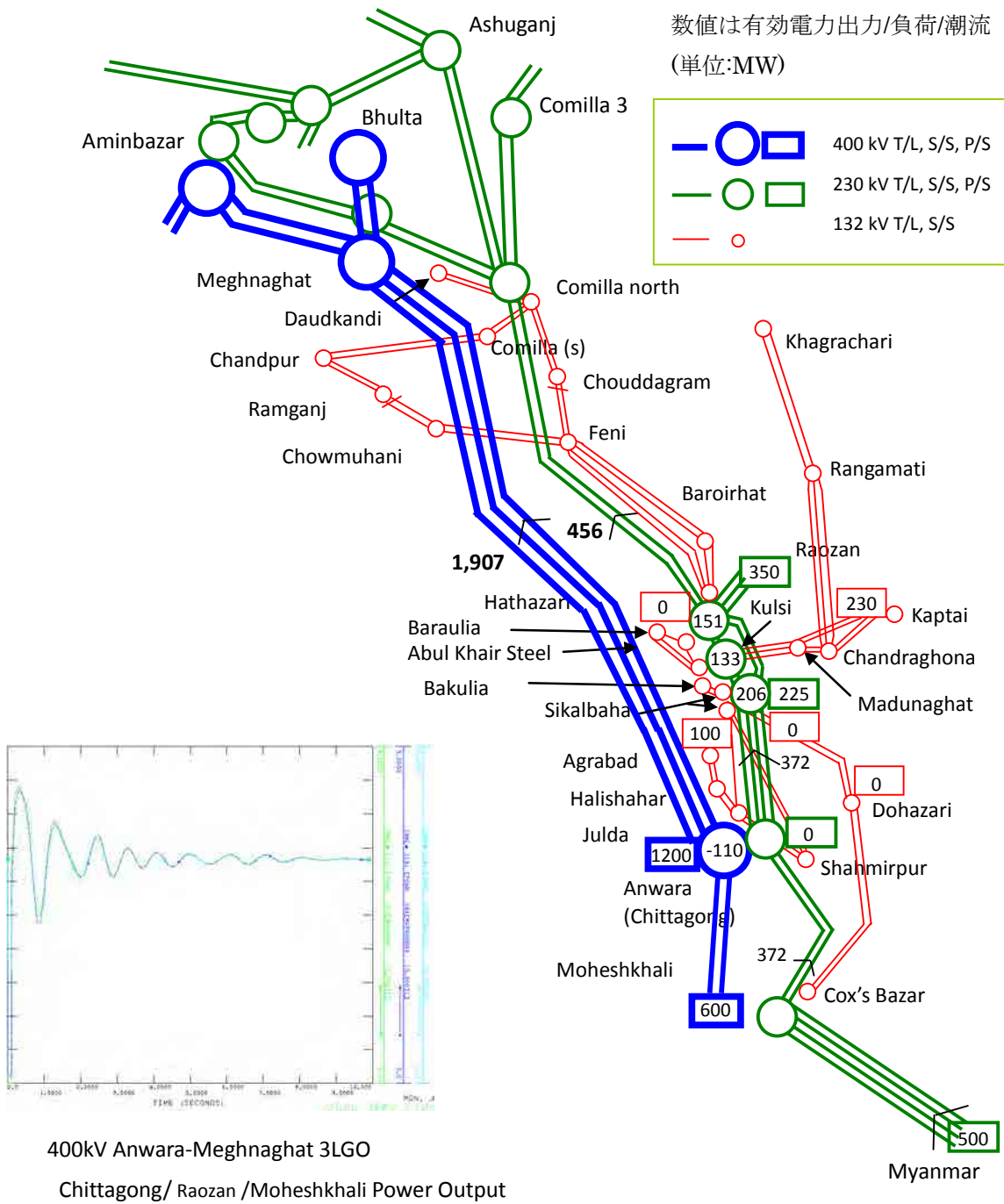
600 MW x 2 の設置箇所	Chittagong-South	Maheskhali
Anwara 変電所までの送電線	10	51
Anwara 変電所引き込み 4cct	10	10
Anwara 変電所～Meghnaghat 変電所	167	167
Meghnaghat 変電所引き込み 2cct	5	5
合計	192	233

出所：調査団作成



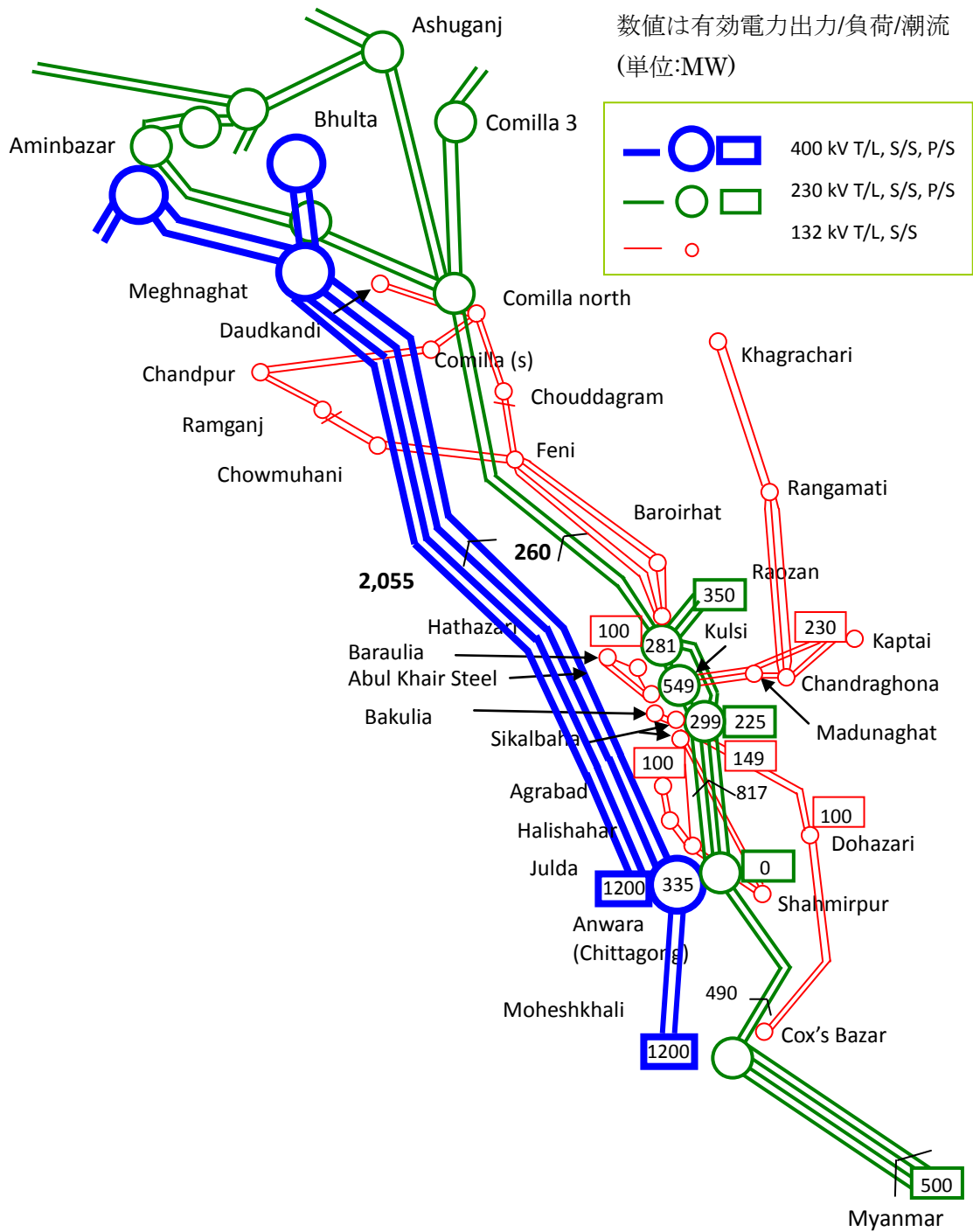
出所：調査団作成

図 7-4 2020 年ピーク負荷時 Chittagong 600MW×2 基および Maheshkhali 600MW×1 台設置時 (Case A)の潮流



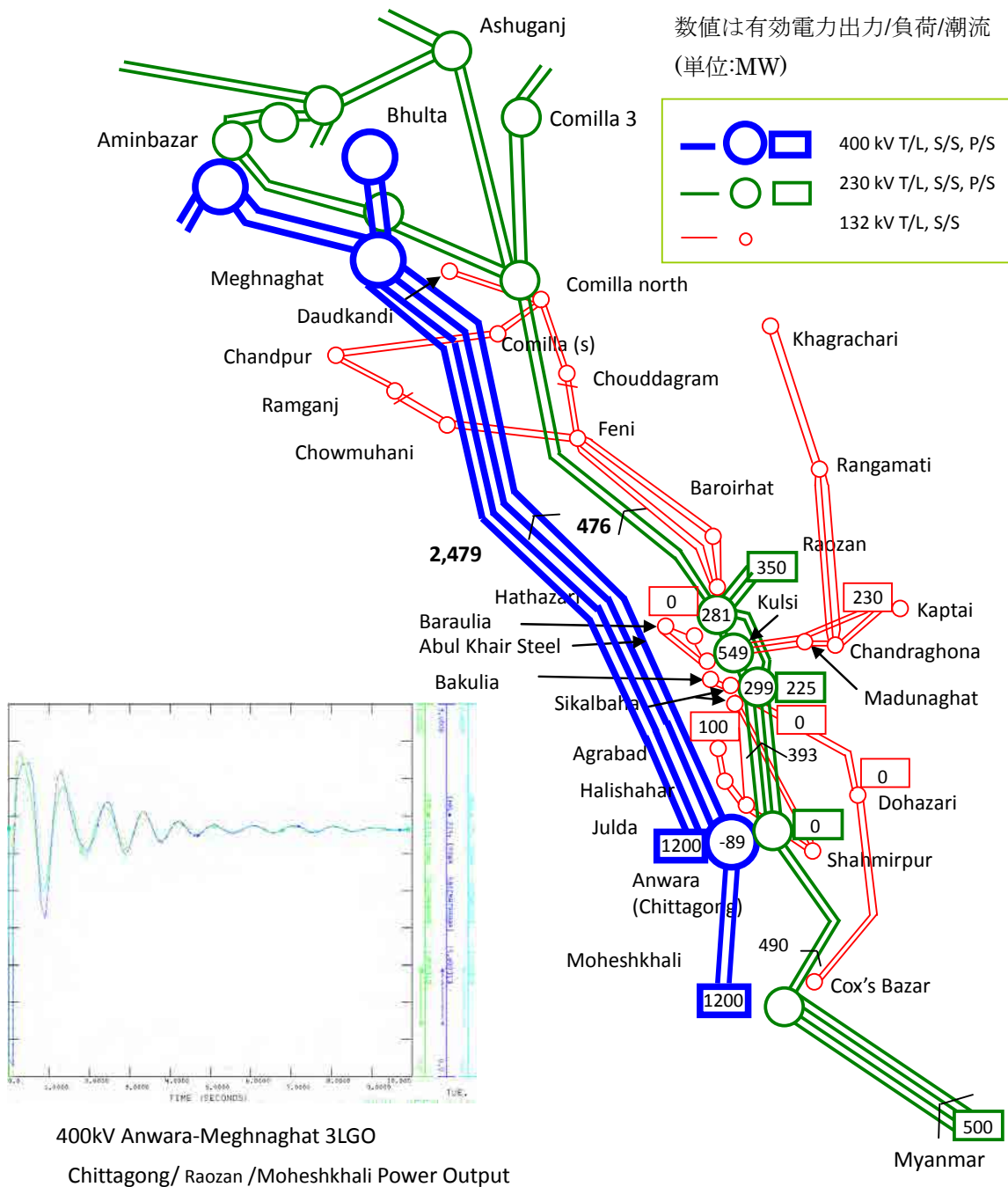
出所：調査団作成

図 7-5 2020 年輕負荷時 Chittagong 600MW×2 基および Maheshkhali 600MW×1 台設置時 (Case A)の潮流と 400kV Anwara-Meghnaghat 3LGO 時の安定度波形



出所：調査団作成

図 7-6 2020 年輕負荷時 Chittagong 600MW×2 基および Maheshkhali 600MW×2 基設置時 (Case B)の潮流



出所：調査団作成

図 7-7 2020 年輕負荷時 Chittagong 600MW×2 基および Maheshkhali 600MW×2 基設置時 (Case B)の潮流と 400kV Anwara-Meghnaghat 3LGO 時の安定度波形

(3) 765kV 送電線の運用

1) 検討ケース

Maheskhali の最終的な発電容量は 8,320 MW である。一方、2030 年の Chittagong 地域の需要は 3,400 MW であり周辺の発電容量も同程度であるために、Maheskhali からの発電量を Chittagong 地域の需要で全て消費することができない。このため、Chittagong 地域からダッカ方面に、最大で 8,000 MW 程度を送電する必要がある。この規模の電力をダッカ方面へ送電する方法として世銀で F/S を実施する 400 kV Anwara-Meghnaghat 間 2 回線送電線に加え以下の案が考えられる。

I: Maheskhali-Meghnaghat 間に 400 kV 送電線を新設

II: Maheskhali-Meghnaghat 間に 765 kV 送電線を新設

前節で述べたとおり、Maheskhali 660 MW x2 基を運転する場合、世銀で F/S を実施する 400 kV 送電線 2 回線に加え更に 400 kV 送電線 2 回線の建設が必要となる。このため、II 案を採用する場合、765/400 kV 変圧器のコストを削減するために Maheskhali の運転開始当初は 400 kV の電圧で運転を行うものの、あらかじめ 765 kV 設計の送電線を 2 回線建設することになる。

本節では、Maheskhali 660 MW x2 基の運転開始時に必要となる送電設備の F/S を実施する上での留意点を確認するために、上記の 2 案について系統解析を実施し必要な送電線回線数などの設備の主仕様の概略比較を行った。

2) 検討条件

需要は、石炭火力発電 M/P の最終年度である 2030 年のピーク時の値を設定した。なお、軽負荷時には、Maheskhali 発電所のガス火力発電機、および Chittagong 周辺のピーク対応用の発電機の出力を抑制することで、ダッカ方面への潮流をピーク時の値以下に抑制できるため、系統上最も厳しいピーク時のみの検討を行った。Bangladesh 南東部 Hathazari 以南の系統から供給される 2030 年の 130 kV 変電所のピーク需要を表 7.7 に示す。

表 7-7 「バ」国南東部 Hathazari 以南の系統から供給される
2030 年の 130 kV 変電所のピーク需要

Substation	2030 Peak	Substation	2030 Peak
Chandraghona	160.9	Abul Khair Steel Mills	137.4
Hathazari	174.5	Baraulia	198.4
Baroirhat, Ctg	218.2	Bakulia	243.8
Madunaghat	267.8	Julda	81.3
Sikalbaha	220.6	Shahmirpur	139.3
Dohazari	162.9	Rangamati	166.3
Cox's bazar	172.1	Feni	183.6
Halishahar	129.9	Chowmuhani	98
Agrabad	160.1	Khagrachari	213.4
Kulsi	187.3	Kaptai	52.6
		Total	3,368.4

出所: 石炭火力発電 M/P ファイナルレポート

Maheskhali 8,320 MW (石炭 660 MW x 2, 750 MW x 4, LNG1,000 MW x 4) の他、Chittagong 周辺では、2030 年までに下表に示す発電所の計画があり、本検討ではこれらの発電計画を織り込んだ。

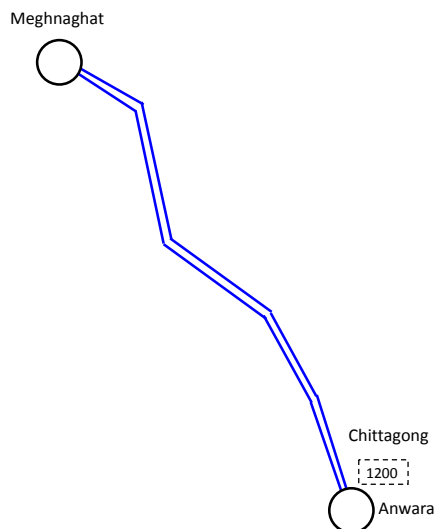
表 7-8 「バ」国南東部 Hathazari 以南における
2030 年に運転される発電所(Maheskhali を除く)

Hathazari Peaking Plant GEFO-New	100
Myanmmerto Bangladesh(should refer from PGCI Hydro/RE-New	500
Kaptai Power Plant(Solar) SP Hydro/RE-New	5
Sikalbaha 150 MW Peaking Plant, U/CCT Gas-New	149
Sikalbaha 225 MW Dual Fuel, CCCC Gas-New	225
Chittagong 600 MW ST#1 Coal-New-I	600
Chittagong 600 MW ST#2 Coal-New-I	600
Chittagong-South 600 MW #1 Coal-New-I	600
Dohazari Peaking Plant GEFO-New	100
Halishahar Peaking GEFO-New	100
Karnafuli hydropower plant HY Hydro/RE-Ex	230
Karnafuli Hydro(#6&7, 2x50 MW) HY Hydro/RE-New	100
Patenga Offshore, Chittagong (Wind) WP Hydro/RE-New	100
Halishahar Peaking GEFO-New	100
	3509

出所:石炭火力発電 M/P ファイナルレポート

Maheskhali 運転開始前に、出所：調査団作成

図 7-8 に示す世銀で F/S を実施する予定である Anwara - Maghnaghat 間の 400 kV 2 回線送電線が建設されることを前提とした。



出所：調査団作成

図 7-8 世銀で F/S を実施する予定の Anwara-Maghnaghat 間 400 kV 2 回線送電線

I, II 案ともに M/P で計画されていた Chittaging 周辺の 400 kV Sikalbaha を新設する案とした。230 kV 系統は南から北の潮流を抑制するために、Comilla north-Hathazari 間で開放した。765 kV 送電線の線路定数は以下とし、抵抗値は使用温度 55°C での値を使用した。

表 7-9 765kV 送電線の線路定数(100MVA ベース、単位 pu)

	R1 (20°C)	R1(55°C)	X1	B1
6xACSR480	0.0000018090	0.0000020261	0.0000471520	0.0243821390

出所：調査団作成

765 kV 送電線の建設コストは過去の調査例を参考に以下とした。

表 7-10 765 kV 送電線の建設コスト

765 kV 送電線	1.38 million USD/km/2cct
765 kV 変電所(2,000 MVA x4 台規模相当)	496 million USD/2 stations

出所：調査団作成

765/400 kV 変圧器のインピーダンスは 15%、バンク容量は 3 相 1,000 MVA とし、必要な容量の台数を設定した。

送電ロスによる年間のコストの計算には 0.08 USD/kWh、損失係数は 0.5 を仮定した。

事故電流の許容値は、石炭火力発電 M/P を踏襲し、765 kV、400 kV とともに 63 kA とした。潮流、安定度が満たす条件は前節と同様である。

3) 検討結果

I 案、II 案ともに、安定度維持のために Chittahong 地域からダッカまで多回線の送電線が必要になる。

I 案では、最終的に以下の回線が必要になる。

- Maheskhali-Anwara 400 kV x4 回線
- Anwara-Sikalbaga 400 kV x4 回線
- Maheskhali-Sikalbaha 400 kV x4 回線
- Sikalbaha-Meghnaghat 400 kV x10 回線

I 案における系統構成を図 7.9 に示す。

	<p>Meghnaghat</p> <p>765 kV Substation Figure: Bank Down Power Flow (MW)</p> <p>400 kV Substation Figure: Bank Down Power Flow (MW)</p> <p>400 kV Power Station Figure: Power Output (MW)</p> <p>230 kV Power Station Figure: Power Output (MW)</p> <p>400 kV circuit</p> <p>400 kV circuit designed as 765 kV</p> <p>765 kV circuit</p> <p>Chittagong 1200</p> <p>Anwara</p> <p>Maheskhalii 1320</p>	<p>Meghnaghat</p> <p>7674</p> <p>Sikalbaha 356</p> <p>4128</p> <p>Chittagong 115</p> <p>Anwara 1800</p> <p>Maheskhalii 4000 4320</p>
	<p>Mahesikali 運転開始前の系統からの送電線の増分の増分</p> <p>Mahesikali -Anwara 80 km +2cct</p> <p>Anwara -Meghnaghat 260 km +2cct</p> <p>引き出し 4 sets(Maheskhali 含む)</p>	<p>左記の系統からの送電線の増分</p> <p>Sikalbaha -Meghnaghat 240 km +6cct</p> <p>Anwara -Sikalbaha 20 km +4cct</p> <p>Maheskhali-Anwara 80 km +6cct</p> <p>引き出し 16 set(Maheskhali 含む)</p>
<p>工事費</p>	<p>Maheskhali 運転開始前の系統からの増分 +239 million USD</p>	<p>左記の系統からの増分 + 723 million USD</p>
<p>ロス</p>	<p>60 MW (21 million USD/year)</p>	<p>450 MW (158 million USD/year)</p>

出所：調査団作成

図 7-9 I 案 (400 kV 送電) における系統構成

II 案では、最終的に以下の回線が必要になる。

- Maheskhali-Anwara 400 kV x2 回線
- Anwara-Sikalbaha 400 kV x2 回線
- Sikalbaha-Meghnaghat 400 kV x2 回線
- Maheskhali-Meghnaghat 765 kV x6 回線

	<p> ○ 765 kV Substation Figure: Bank Down Power Flow (MW) ○ 400 kV Substation Figure: Bank Down Power Flow (MW) □ 400 kV Power Station Figure: Power Output (MW) □ 230 kV Power Station Figure: Power Output (MW) — 400 kV circuit — 400 kV circuit designed as 765 kV — 765 kV circuit </p>	
	<p>Maheshkali 運転開始前の系統からの増分</p> <p>Maheshkali-Anwara 400 kV 80 km +2 cct Anwara-Meghnaghat 765 kV designed 260 km +2 cct</p> <p>引き出し 4 sets</p>	<p>左記の系統からの増分</p> <p>Sikalbaha-Meghnaghat 765 kV 240 km +4cct Maheshkali -Anwara 765 kV 100 km +6cct 変電所 2 箇所 496 引き出し 765 kV 4 sets</p>
<p>工事費</p>	<p>Maheshkali 運転開始前の系統からの増分 + 430 million USD</p>	<p>左記の系統からの増分 + 1,612 million USD</p>
<p>ロス</p>	<p>45 MW (16 million USD/year)</p>	<p>114 MW (I 案よりも 336 MW 減) (40 million USD/year) (I 案よりも 118 million USD/year 減)</p>

出所：調査団作成

図 7-10 II 案 (765 kV 送電) における系統構成

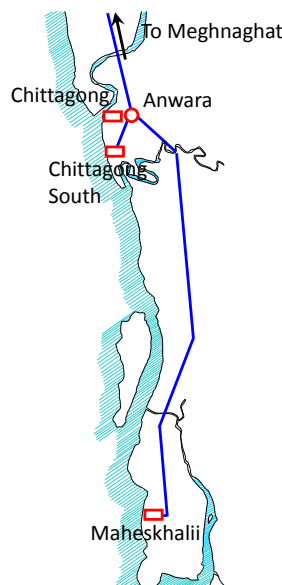
設備の合計コストは I 案 962 million USD、II 案 2,042 million USD であり、I 案の方が低い。一方、最終形態におけるピーク時の送電ロスは I 案 450 MW、II 案 114 MW であり、0.08 USD/kWh の設定の基で II 案の方が年間で 110 million USD 以上低い。

本結果は、概略の検討によるものであり、どちらの案を採用すべきかについては F/S の時点で Maheshkali の基増設計画に対応した送電プロジェクトの年度展開、送電ロスの価値などの条件を詳細に考慮した経済計算を実施した上で検討すべきである。

(4) 送電設備の F/S を実施する上での留意点

今後の F/S を実施するにあたり送電設備の主仕様・コストの検討に当たっての留意点は以下である。

- I 案「Maheskhali-ダッカ間に 400 kV 送電線を新設する案」、II 案「Maheskhali-ダッカ間に 765 kV 送電線を新設する案」のいずれも Maheskhali 660 MW x2 の開発時には、世銀にて F/S を準備中の Meghnaghat - Anwar 間 400 kV 2 回線送電線に加え、「Maheskhali - Anwar - Meghnaghat 間 400 kV 送電線 2 回線」が必要になる。この部分については早急に送電線ルート調査、環境影響面の評価、用地確保の方法、詳細設計について検討を進めるべきである。
- 上記 Maheskhali 660 MW x2 の開発時に必要となる Maheskhali-Anwar-Meghnaghat 間の 400 kV 送電線の設計は、I 案を採用した場合には 400 kV 設計でよいが、II 案を採用した場合には、765 kV 設計となる。このため、F/S 時に I、II 案の比較を詳細に検討する必要がある。I 案は設備のコストが低いですが、送電ロスは大いいため、Maheskhali の基増設のスピードに呼応した送電設備の建設の展開パターン、および送電ロスの価値を見極め、I 案、II 案のコスト比較を実施する。
- 本検討における送電設備のコストは M/P 時の標準単価を用いたものである。送電ルート上には、地盤の悪い箇所、河川横断箇所があると考えられ、実際の送電線のコストは本節の値からずれる可能性がある。今後、送電線ルート、地質を詳細に調査すべきである。



出所：調査団作成

図 7-11 Maheskhali Chittagong 周辺の系統構成

- 各案とも、長距離、多回線の超高電圧の送電線を運転するために、リアクトルによる大

きな充電容量の補償が必要となる。リアクトルの必要容量、設置方法、運用面の留意事項などについて検討すべきである。

- Maheskhali から Meghnaghat 間に 400 kV もしくは、765 kV の多回線が必要となる理由は、大電力を長距離で送電するための安定度を維持するためである。回線数を少なくし、コストを下げる対策として、直列コンデンサの設置、あるいは中間開閉所の設置が挙げられる。従って、Maheskhali 最終形態の送電方法の調査では、これらのオプションについても検討し、比較検討すべきである。なお、送電線の回線数が少なくなることにより送電ロスが大きくなること、発電機軸ねじれ共振の抑制のため直列コンデンサの容量に限界があることなどの技術的な留意点を考慮する必要がある。
- Maheskhali 発電所には一カ所に大量の発電機が集中するために、400 kV 系統の事故電流が大きくなる。この事故電流を遮断機の遮断能力(63 kA)以内に抑制するために、I 案、II 案ともに、Maheskhali 発電所の発電機基をグループ分けし、400kV 母線を分割して送電する必要がある。このため、Maheskhali 最終形態の送電方法の調査では、発電所開閉設備の母線形態について検討が必要である。
- その他、765/400 kV 変圧器のインピーダンス値の選定、送電線の捻架の有無の検討等、技術的要件は F/S 時に詳細に検討すべきである。
- 現在バ側が検討を進めている Maheskhali 島での 8,000MW を超える新規電源開発は、系統全体の安定性確保の観点から（少なくとも短期的なスパンでは）懸念が残り、対策には大規模な送電設備を必要とするため、現実的な計画に基づいた段階的な実施が望ましい。

第8章 優先案件に係るスケジュールとコスト

8.1 優先案件に係るスケジュール

優先案件に係る全体の想定スケジュールを以下に示す。

年(暦年)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
F/S									
IEE/EIA									
Land Acquisition									
Technical Consultants									
Selection									
Engineering									
Port Facility									
Detail Design									
Bid Tender									
Civil Work / Construction									
Coal Handling / Stockyard									
Detail Design									
Bid Tender									
Civil Work / Construction									
Generation Facility									
Detail Design									
PQ/Bid									
Civil Work									
Construction (Unit 1)									
Construction (Unit 2)									
Transmission Line									
Detail Design									
Bid Tender									
Land Acquisition									
Construction									

出所：調査団作成

図 8-1 プロジェクト想定スケジュール

2012年2月現在、BPDBは現地コンサルタントへMaheshkali地点に対するIEE/EIAの業務委託を発注している。その後「バ」国政府は、Maheshkaliにおける開発に係るM/P策定を計画している。

今後の進め方としては、「バ」国側の検討状況を加味しながらF/Sへ進めることが望ましい。

8.2 優先案件に係るコスト

次にMatarbariおよびNorth-Maheshkaliに建設を仮定した場合の想定必要コストの年度展開を下表に示す。ただし、前提条件は以下の通りとした。

- 発電設備・送電設備の支払いは、1年目15%、2年目30%、3年目35%、4年目20%とする。
- 港湾設備については、第5章（現場踏査に基づいた詳細検討）を反映した。
- 土木・港湾設備の工期は2年とし、支払いを1年目70%、2年目30%とする。
- 送電設備は400kV2回線をDhakaまで建設することとする（約270km）

表 8-1 Matarbari 想定必要コストの年度展開

(単位：Million USD)

		総額	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目
発電設備	1基目	850	0	127.5	255	297.5	170
	2基目	750	0	112.5	225	262.5	150
土木工事		170	119	51	0	0	0
港湾設備		425	297.5	127.5	0	0	0
送電設備		224	0	33.6	67.2	78.4	44.8
小計		2,419	417	452	547	638	365
税・保険 (20%)		483.8	83.3	90.42	109.44	127.68	72.96
総額		2,903	500	543	657	766	438

出所：調査団作成

表 8-2 North-Maheshkhali 想定必要コストの年度展開

(単位：Million USD)

		総額	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目
発電設備	1基目	850	0	127.5	255	297.5	170
	2基目	750	0	112.5	225	262.5	150
土木工事		170	119	51	0	0	0
港湾設備		395	276.5	118.5	0	0	0
送電設備		233	0	34.95	69.9	81.55	46.6
小計		2,398	396	444	550	642	367
税・保険 (20%)		479.6	79.1	88.89	109.98	128.31	73.32
総額		2,878	475	533	660	770	440

出所：調査団作成

第9章 優先案件の事業実施体制の検討

9.1 電力セクター改革の経緯

1972年の独立以来、「バ」国の電気事業はBPDBが発送配電の一貫体制であった。しかし、1990年代に入り電力セクター改革が本格的に開始された。

1993年に電力セクター改革委員会が報告書を作成し、①BPDBのアンバンドリング（部門別分離）、②電力公社の株式会社化、③規制委員会の設立などを提案した。これを反映して同年、国家エネルギー政策（アンバンドリング、電力セクターへの民間参入促進など）が決まった。

1996年には、民間電源開発政策において発電部門を民間に開放するためIPPが導入された。2000年には電力セクター改革の綱領として「電力セクター改革の展望と方針（Vision and Policy Statement on Power Sector Reforms）」が出された。同方針の基本的な内容は以下のとおりである。

- 2020年までに、全ての国民に安価で安定した電力を供給する
- 電力セクターの経済性を確保し経済発展を促進する
- 電気事業を効率化する
- 電力会社に新たな企業文化を導入する
- 供給信頼度を向上させる
- 天然ガスを主要発電燃料とする
- 民間参入を促進する
- 電気料金を合理的で安価なものとする
- 電力会社間の競争を促進する

国際援助機関の支援もありBPDBは1994年に発電、送電、配電に機能分離された。その後、以下のように具体的な分社化、SBU化が進められてきている。

表 9-1 分社化・SBU化の状況（2009年現在）

年	部門	種別	内 容
1996	送電	分社化	Power Grid Co. of Bangladesh (PGCB) 設立
	配電	分社化	Dhaka Electric Supply Co. (DESCO) Dhaka 市内の一部（ADB 支援）
2000	発電	分社化	Ashuganj Power Station Co.Ltd. (APSCL)
2002	発電	SBU化	ハリプール発電所
2003	発電	SBU化	バガバリ発電所
	配電	分社化	West Zone Power Distribution Co.Ltd.(WZPDCL) Khulna 周辺地域
2004	発電	分社化	Electricity Generation Co. of Bangladesh (EGCB) 設立
2006	配電	分社化	Dhaka Power Distribution Co.Ltd. (DPDC) Dhaka 市内
2007	発電	分社化	North West Power Generation Co.Ltd. (NWPGL) 設立

（注意）SBU化とはBPDBの所有する発電所で可能な限りBPDBから分離し一定の裁量を与える方式である。これにより手続の迅速化、発電所の効率的運営、および利益把握などが容易なり従業員による運営効率向上のインセンティブを与えることを目的としている。本セクター改革には、1999年から日本も支援を行っている。

9.2 セクター改革の効果

9.2.1 分社化の現状（2009~2011年の状況）

ADB が 2009 年に行った Evaluation Study および現地でのヒアリング、各社の Annual Report によれば、電力セクター改革において、急速に成功した例、いまだに BPDB の影響の強い会社などさまざまである。各社の概要は以下のとおりである。

- 送電会社である PGCB は、BPDB と協調をしながらも、全国の送電設備の所有、運用および拡張を引き受け、2003年までには中央給電司令所の機能を含め全ての送電・給電設備を保有することとなった。同時に株式については、当初は 100%子会社であったが現在は BPDB の保有比率は 76%であり、それ以外の株式は上場している。（ADB が 2009 年に行った Evaluation Study では成功例としている）
- 分社化で最も成功したのは、DESCO で、配電ロスの低下、売上回収率の向上、顧客サービスの向上などが、ADB の Evaluation Study でも評価されている。調査団の DESCO の調査結果は後述する。
- 他の配電会社 DPDC、REB、WZPDCL、BPDB などがあるが、DESCO のようには効率よく機能していないとの情報もある。
- これまで多くの発電所が BPDB の保有または指示の下にあったため BPDB の方針として運転継続を余儀なくされていた。発電会社が分社化し独立権限を持たされると運用方法について上部（BPDB）の指示がなくなれば、独自で運用することができるようになる。その上、運用改善に対し何らかのインセンティブが与えられれば、発電会社としては安定的に供給する努力をすることになる。BPDB の支配がなければ、無理な運転継続の指示もないことで予定外停止も減り結果として電力全体の安定供給に寄与することになった。ただ、供給義務の問題は解決されていない。
- NWPGL は、BPDB から分離する形で 2007 年に設立され、現在いくつかのガス火力発電所を建設中である。（Sirajganj 150 MW、Khulna 150MW、Bheramara 360MW CAPP Development など）各プロジェクトは ADB や JICA の支援で受け建設は順調に進んでいる。一方、NWPGL は設立当初は役員のおほとんどが BPDB の人で、BPDB の影響力が現在も残っている。ただ、現在は、NWPGL は発電所の建設が主な業務であり、本格的な操業開始を見ないと NWPGL の組織改革の実態は判断できない。NWPGL の詳細は後述する。

9.2.2 Power Division による分社化の評価（2012年2月現在）

「バ」国のこれまでの電力セクター改革について、「バ」国のエネルギー政策当局者の意見は以下の通りである。

(1) DESCO と PGCB の分社化の評価

- 部分的には成功している。
- 悪い点は、Managing cost が上昇していること（数値データの根拠なし）
- 調達コストが BPDB 時代より上昇している（数値データの根拠なし）

- 分社化の利点は、事務処理や経営の決定が早くなった
 - 効率も分社化された企業は高いと言える。
- (2) DESCO や PGCB のサービス状況の評価
- 分社化によりサービスはよくなった。
 - DESCO のようにアウトソーシング率の高い企業も出てきた。
 - メータリングシステムの導入率も高くなって、消費者の評判も良い。
 - 現在の分社化のモデルが全面的によいとは思われない。現在検討中である。
- (3) IPP の進出状況の評価
- 最近は多くの IPP が来ている。昨年までの実績では政府系電力会社 60%、IPP 系 40%の供給状況であったが、今年は 50%、50%になる。
- (4) ADB の「Corporatization of BPDB」の実施状況
- ADB のレポートは BPDB の希望する内容でなく、実行が難しかった。
 - 電力供給のセキュリティーの問題で実行できなかったという面もあった。
 - BPDB がどのように効率をあげるか具体的に書かれていない。
 - 今では、BPDB が効率の向上のため Strategic Profit Center (SPC) の考えをもっている。
 - SPC 制度は BPDB の事業をいくつかの SPC に分割し効率を上げると言うものである。本件は、現在 BPDB の配電事業を対象に世銀と交渉中である。2012 年 2 月現在、交渉の内容は不詳である。
 - SPC の導入により、経営費が向上しないで事業の効率の向上が図れることが期待されている。
- (5) 今後のインセンティブの考えについて
- 電力部門の Performance Target Agreement を政府が出している。内容はロスの低減、効率の向上について目標を設定し、達成度に応じてボーナスなどのインセンティブを与える、逆に達成できないときは罰則を与えるというものである。
- (6) 外資導入のインセンティブについて
- 海外からの投資に対するインセンティブは政府によってすでに準備されている。ドキュメントも整備されている。

9.2.3 BEREC の役割 (2012 年 2 月現在)

- (1) BEREC (Bangladesh Energy Regulatory Commission) の設立と要員
- 2003 年の Bangladesh Energy Regulatory Commission Act 2003 によって、電力セクターの民営化、民間企業の参入促進を目的に BEREC は設立された。要員は、2012 年 2 月現在で Chairman1 人、役員 2 人、Secretary director5 人、Deputy director3 人、Assistant director 8 人、その他 30 人で合計 49 人である。すべて政府から派遣されている。
- (2) BEREC の役割
- BEREC のビジョンにはエネルギー部門の持続的な発展のために消費者の利益保護、リーズナブルなコストを前提とした公正な取引などの環境整備を役割としている。具体的には、公共部門と民間部門の対等な事業促進、エネルギー部門すべての透明性の確保、インセンティブによる効率の向上、各種運用に関する基準の作成などである。

■ 石油・ガス・石炭価格

- ガスや石油のアップストリーム石油価格は Petrobangla で決めている。BERC は消費者価格を決めるにとどまっている。
- 天然ガス価格については、発電用、肥料用、自家発電用、工業用、お茶栽培用、商業用、1パーナー、2パーナーというように天然ガスの料金は設定されている。ガスについては、電気同様にきめ細かく用途別に設定されている。
- 石油製品価格（ダウンストリーム価格）は BERC で規制している。石油製品は向け先に関係なく同じ料金である。
- 石炭価格については、国内炭の生産担当は Petrobangla である。石炭価格は向け先に関係なく同額である。

■ 電気料金

- 電力料金に関しては、BERC は、卸電気料金・大口消費者や小売り電気料金などを規制している。
- 電気料金を決めるときは、関係者の意見を聞いてから決めるシステムになっている。
- BERC は、ベンチマーク電気料金を計算し参考にしてている。民間での発電、燃料の違いによる発電、地方での電力利用での料金などのケースを想定している。
- 電力料金は配電会社ごとおよび 33kV または 132 kV ごとの料金が設定されている。
- 輸入炭火力発電の料金について BPDB が加重平均して配電会社に販売する。Matarbari/Maheshkhali に輸入炭火力発電所が設立されても BPDB は購入する。
- BPDB が負債を抱える中、BPDB は電力料金値上げを申請するものの、BERC が低く抑える傾向にある。

■ 発電所建設時との関連

- Matarbari/Maheshkhali 発電所建設には BERC の認可が必要である。
- 建設に輸入品があるときは、National Board of Revenue(NBR) の認可も必要である。

9.2.4 DESCO 分社化の効果（2012 年 1 月現在）

- DESCO の CEO (Chairman、Managing Director) は公募によって選ばれている。Chairman は Md. Shahjahan Siddiqui 氏、Managing Director は Md. Monazur Rahman 氏である。全員で 9 人いる役員のうち上の 2 人以外は、社外役員となっている。BDPB、Power Division、Ministry of Law、BUET、DESA、Regal enterprise、DPDC などから来ている。
- DESCO の設立後の企業文化の変化は、独自の改善ができるようになったことである。以前は政府から BDPB への改善命令ということで業務が行われていたが、現在は独自の考えで行っている。このことは、社員の意欲向上につながっている。具体的な改善方法とは顧客へのサービスである。顧客のメーターの改善や故障の対応などをきめ細かく行った結果、料金の徴収率も向上した。現在は、99%近い徴収率である。その他の配電会社は 90%台が多い (REB,DPDC,BPDB など)。

- 今後も分社化された株式の大半は政府がもち、組織としては、政府の下に BPDB、PGCB、EGCB、NWPGL、CPGC、DESCO、DTDC などが並ぶ形になり、政府としては経営には口を出さないものと思われる。DESCO の株式は政府が 75% 保有しているが、残りの 25% は小株主である。株主は 2011 年時点で 6,600 人（会社）に上るが、このうち 5,000 人ぐらいは、保有株式 500 株以下である。将来計画としては 51% まで政府の持ち株を減らし、その後の計画としてさらなる民間での株式保有を考えている。ここでいう政府とは、BPDB ではなく政府そのものである。
- 電気料金は、BERC が決めている（別途電気料金表を入手）。現在インターネットで料金を払ってもらえるように準備している。クレジットカードを使ったシステムになる予定である。BPDB からの購入価格は 3.6Taka/kWh(4.5cent/kWh)、PGCB の送電委託料は 0.229Taka/kWh (0.275Cent/kWh)、内部留保を除く自己資本金比率は 20% である。
- DESCO の設立は 1996 年、従業員は、1996 年に 16 人、1998 年に 84 人、2002 年に 124 人、2004 年に 700 人、2009 年に 1000 人、2011 年に 1500 人、計画では 1600 人まで増やす予定である。これらの要員は、すべて公募で集めた人である。
- 売掛金は、ここ 6 年で大幅に改善している。DESCO 社員のサービスの向上が、顧客の支払い意思を向上させている。DESCO としては優良社員にはボーナスを与えている。配電ロス、2005 年ごろは、16.6% であったが、2011 年は 8.8% と半減している。（メーターの設置や盗電防止の努力のたまもの）

9.2.5 NWPGL 分社化の効果（2012 年 1 月現在）

(1) NWPGL の概況

設立は 2007 年、発電設備は Sirajganj 150 MW Peaking Power Plant、Khulna 150 MW Peaking Power Plant、Bheramara 360 MW Combined Cycle Power Plant (Upcoming) である。プロジェクト関連を含めた従業員数は 112 人である（社員は 80 人）。NWPGL になってからは、日が浅く経営効率の改善などは評価できる状態ではない。ただ、BPDB 時代の影響は色濃く残っているとの第三者の意見がある。

(2) ADB と JICA の役割

ADB は Sirajganj 150 MW と Khulna 150 MW の開発に資金協力をしている。これらの事業は BPDB より移管されたものであるが、これ以外に ADB は NWPGL の企業形成に協力している。また JICA は Bheramara 360 MW Combined Cycle Power plant の建設事業に協力している。

(3) NWPGL の株主

BPDB が主な株主である。それ以外にエネルギーセクターから出資されている。保有会社としては DESCO、PGCB、Jamuna Oil Company、Meghna Petroleum Company、Titas Gas Transmission & Distribution Company などである。NWPGL の株式は、株式市場に上場されていて資金調達のため新規株式を発行することもできる。こうして、将来は公共部門と開発パートナー（民間）は NWPGL の主要な株主となる。

(4) Chairman と Managing Director の選出方法

会社の規則の下で取締役の数は 10 人と決められている。現在役員は 2011 年 9 月 12 日から就任している。Chairman は Mr. Khizir Khan 氏（元 BPDB の Chairman）である。会社の規則では CEO のポストは、（特に Managing Director）は、公募を通じて取締役会によって任命されるとしている。

(5) 長期借入金調達方法

「バ」国政府は、ODA ローンから NWPGL に長期貸付金を拠出している。例えば、ADB と「バ」国間で融資契約は、Sirajganj 150 MW と Khulna 150 MW Peaking Power Plant Projects の資金調達のために 2007 年 6 月に行われた。JICA からの融資は、Bheramara 360 MW Combined Cycle Power Development Project 実施のための鋭意検討中である。

9.3 石炭火力発電開発に対する国際機関を含む他援助機関の動向

9.3.1 国際機関からの電力改革および石炭火力発電に対する支援状況

世界銀行は 2006 年 8 月「Power Sector Financial Restructuring Recovery Plan」を、ADB は 2008 年 7 月「Corporatization of BPDB」を MoPEMR に提出し、その後の電力部門制度・組織改革を求めてきている。ただ、2011 年 12 月現在では、両機関は「バ」国の電力部門の制度組織改革は不十分との意見を持っている。

また、世界銀行は送電線のプロジェクトの F/S を実施予定。石炭火力発電に関する直接的な支援に関しては、両機関とも環境対策のスタンスに合致しないため、協力予定は無い。

(1) 世界銀行

■ 電力部門改革の現状認識

世界銀行（以下世銀と省略）は、以下のように電力部門改革を認識している。

- BPDB は、いくつかの機能を分離したが、資金や会計に関する部分は BPDB の中に取り込んだままであり、分社化としては不十分である。
- 分離した会社の Board に権限を与えておらず、現在も BPDB の Board に決定権があるため、電力部門改革が完了したとは言えない。
- 世銀と BPDB は、3~4 か月ごとに世銀本部から担当者が BPDB を訪問し、打ち合わせを実施しているが進捗は遅い。
- 世銀としては電力部門改革の一環として BERC（Bangladesh Energy Regulatory Commission）の能力開発に対する支援を、数回に分けて実施してきた。成果として、BERC は機能しつつある。

■ 石炭火力発電に関する方針

世銀は、以下のように石炭火力発電を認識している。

- 「バ」国政府の新しい石炭火力発電プロジェクトに関して、Mongla でのオリオングループ（600MW）とランコ International（600MW）の 2 つのプロジェクトが進行していることは知っている。しかし、Khulna の NTPC と BPDB の石炭火力発電があることは認識していなかった。

➤ 世銀本部の方針で、石炭火力発電に関する支援は非常に限定的である。

■ 送電プロジェクトについて

世銀は、以下のように石炭火力発電にかかわる送電プロジェクトについては、慎重な姿勢を示している。

- 送電線が石炭火力発電と関連していることが確認された場合、支援を進めるかどうかは本部の判断によるが、難しくなることも有りえる。
- 世銀が実施している 400kV Aminbazar - Maowa - Mongla 間および Chittagong(Anwara) - Meghnaghat 間の送電線のフィージビリティ・スタディーに関しては、現在コンサルタントの選定中である。プロジェクト実施期間は4ヶ月程度かかる予定である。

(2) アジア開発銀行(ADB)

■ 電力部門改革の現状認識

アジア開発銀行（以下 ADB と省略）は、以下のように石炭火力発電を認識している。

- BPDB は改革されていないと認識している。「Corporatization of BPDB」の現状（2008 年時点）から 5 段階に分けて、BPDB の Reform の進化過程を提案しているが、今のところ「0 段階（2008 年と変化なしの意味）」である。
- BPDB による IPP の導入や JV 制度の導入は Business reform であって、BPDB の Structure reform ではない。ADB は BPDB へ Structure reform を提案しているため、現状は不十分だと考える。
- Coal Power Generation Co. (CPGC) は、Structure reform ではなく Business reform の一環と受け止めている。また、将来 CPGC が Holding Company になると、BPDB は主張しているが、ADB としては CPGC が Holding Company になることは難しいと考える。
- 最近の電力部門改革の動向として、発電会社の設立（EGCB）、3つの配電会社の設立が実施された。しかし、BPDB の構造自体は変わっていない。

(補足) ADB の提案する電力セクターの構造改革は「民営化、透明化、企業化」である。現在の BPDB は事業分離をして「企業化」は行っているが、決定権、資金配分（Accounting）などはいまだに BPDB が握っている。このような「事業分離」だけの状態を ADB は「Business reform」と称している。つまり、真の「Structure Reform」（民営化、透明化）ができていない現在の電力セクターの組織変更を「Business reform」と言って、民営化や透明化ができていないと批判している。（Business reform と Structure Reform の特段の定義があるわけではない）また、ADB 言う「民営化と透明化の改革」手順は 2008 年の「Corporatization of BPDB」に示されている。

■ 石炭火力発電に関する方針

ADB は、以下のように石炭火力発電を認識している。

- エネルギー政策的には、輸入炭を使用した石炭火力発電でなく、国内石炭を優先的に利用すべきと考えている。しかし、国内炭の開発の遅れを考慮すると、輸入炭を使用した石炭火力発電を重視することも理解できる。
- ADB の方針として、石炭火力発電プロジェクトおよび関連する送電事業には、慎重な判断をしている。その理由は気候変動対策の方針に合致しないからである。輸入炭を使用した石炭火力発電でも国内炭火力発電でも協力する（融資）ことは、今のところ予定にない。
- 国内炭の生産に環境的な問題（深層、住宅地など）があることは承知している。問題は、開発と環境とのバランスが重要と考えている。
- ADB のエネルギー関連事業は、クリーンエネルギー(天然ガス、再生可能エネルギー)に関連する分野で支援するというスタンスである。
- 本調査に対して ADB は反対する立場でない。むしろ、石炭火力発電 M/P や本調査の結果に興味がある。
- JICA の本調査に関連した石炭火力発電に関する協調融資などの形での参加協力に関しては、未だ返答できない。

■ ADB のベースロードの考え方

- 2006 年の ADB の「Power System Master Plan Update」(第 6 章)では、「バ」国の Base Load として石炭火力と天然ガス火力を提案している。その後、気候変動対策の面から ADB としては石炭火力については支援をしないことになった。ADB が「バ」国に対して、今後の Base Load としては輸入 LNG による発電や近隣諸国からの買電などを提案している。(インドから電力輸入の話も起きている)つまり、クリーンエネルギー(天然ガス発電、再生可能エネルギー)に特化した電源開発を推奨している。

9.4 電力セクター改革の今後の課題

9.4.1 電力料金と天然ガス価格のバランス

天然ガスは 2001 年から 2008 年にかけて 70%ほどの生産増加を示した。発電用の天然ガスが 60%で最も多い消費である。ところが、最近の天然ガスは、民生用、工業用原料や工場の自家発電用に向けられ、発電用の天然ガスは不足状態にある。工業部門で買電をやめて低廉な天然ガスの自家発電に切り替えたため工業部門での需要が拡大したとも言われている。特に Chittagong 周辺の天然ガスの不足は深刻で、Petrobangla としては、Matarbari/Maheshkhalī 洋上に LNG の受入基地 (Jetty あるいは浮島) を建設し、91 k m離れた Chittagong に送る計画である。2013 年の夏ごろ操業開始のもよう。(世銀は、本件の F/S に支援している) このように電力料金と天然ガス価格は「バ」国では現状トレードオフの関係にあり、電力料金と天然ガス価格のバランスが必要とされる。この点 BERC の役割が大きくなる。

9.4.2 電力部門の燃料調達

Petrobangla の 2013 年操業開始の LNG は、発電用に輸入するのではなく民生用、工業用を念頭に輸入を考えている。このことは、将来発電部門が天然ガスを必要としたときには独自に LNG を輸入する必要があることを示している。Power Division が考えている Matarbari/Maheshkhali の LNG 輸入は発電のための LNG 輸入であるが、国内産出の電力用燃料が不足する状況では、発電部門自身が努力して燃料を調達する必要がある。このことは石炭の輸入に関しても同様である。

9.4.3 都市と地方の配電会社のありかた

2001 年から 2008 年間に電力料金の値上げにより DESCO のような都市部の配電会社は収益が改善した。しかし地方の配電会社は必ずしも良好な結果ではない。つまり、電力料金の値上げは、都市と地方の配電会社の格差を作り出したとも言える。このことは将来の配電会社のありかたにも関係してくる。

表 9-2 配電会社の 33kV の電力料金 (2012 年 2 月時点)

Company	DPDC	REB	DESCO	WZPDCL	BPDB	NWPDCL	Other
Taka/kWh	4.25	3.17	4.24	3.47	3.98	3.98	3.98

出所：調査団作成

9.4.4 分社化された企業へのインセンティブ制度の導入

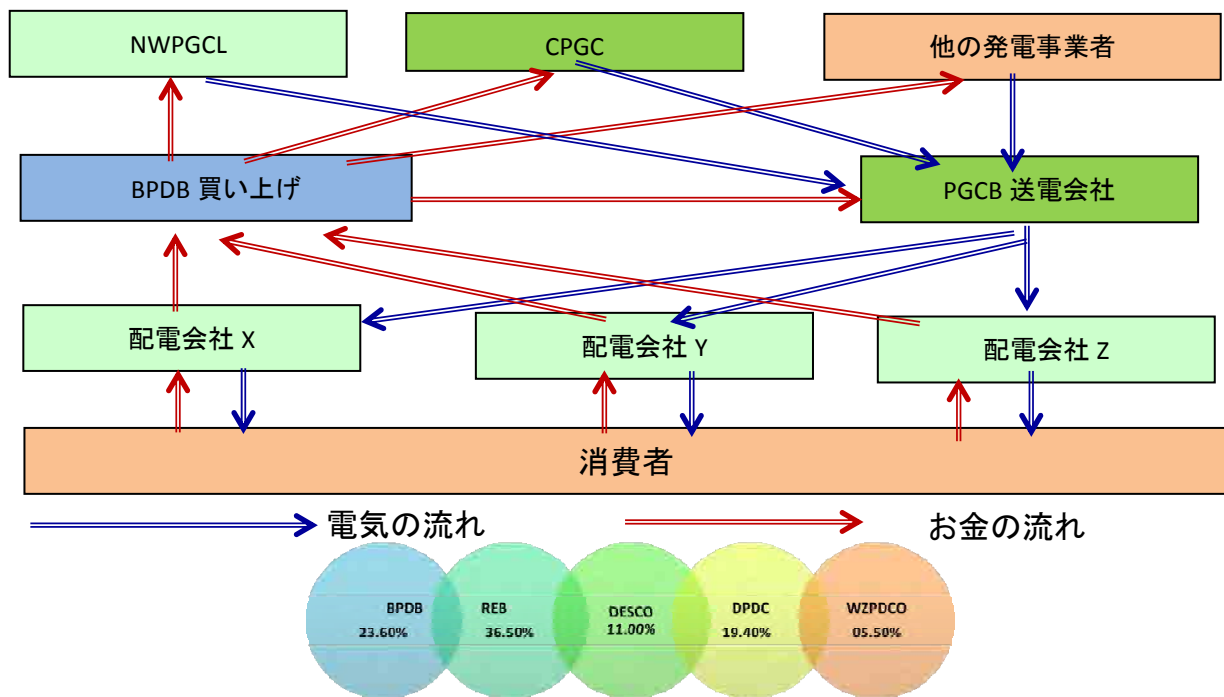
ADB は「電力 M/P」や「BPDB の分社化」、WB は「分社化の資金協力」や「BERC の能力開発」、JICA は「分社化した事業の支援」、「電力 M/P 作成」などの支援をしてきた。これらを通して「バ」国の真の構造改革である「民営化、透明化、企業化」を促進するためである。つまり、単なる分社化した企業の効率改善ではない。分社化の利点は、DESCO に象徴されるように独自の改革ができること、やる気のある人材を確保できること、きめ細かいサービスを実施することである。分社化や企業のインセンティブ制度は効果があることが現段階で証明されている。政府としても「Performance Target Agreement」を出しているの、分社化されていない企業でも効率の改善はできるものと考えている。効果については現在行われている BPDB と世銀との交渉しだいというところがある。

9.4.5 民営化による IPP の促進の実証

世銀や ADB の改革提案では、2000 年以降、「バ」国には民間資本による IPP 発電事業が発展するはずであった。ところが、1997 年からのアジア金融危機の影響もあり 2002 年以降、「バ」国には思ったほど IPP 事業は展開されていない。このことがレンタル発電を必要とした理由でもあるが、これが BPDB や「バ」国政府のさらなる負債増加につながっている。ADB の Evaluation Study には、BPDB が世銀や ADB の電力セクター改革に対して「レジスタンス的な対応をとっている」としている。これを解決するのは、一日も早い IPP による発電事業の拡大（海外からの投資）が必要である。BPDB からの情報では、Khulna ではインドの国営電力会社 National Thermal Power Corporation (NTPC) が、Chittagong の石炭火力発電では、中国、タイ、マレーシアなどの企業が興味を示しているという。

9.4.6 CPGC の独自性

CPGC の定款では、政府の設立した「輸入炭発電事業をする会社」で、Power Division が管理監督することになっている。また、CPGC の Managing Director は公募によって定めるとしている。このプロセスは DESCO の設立と同じであり、BPDB の影響が大きいものでなければ、CPGC が独自の経営ができる可能性がある。ただ、定款では、CPGC の Chairman は BPDB の Chairman が兼務することがすでに決まっていること、Managing Director の公募については近々決まることなど、その過程は NWPGL の過程と酷似している。そのため CPGC がどれほど BPDB から独立した形で運営されるかは今のところ不明である。



出所：調査団作成

図 9-1 発電から消費者までの電気の流れと集金の流れ

9.5 石炭火力発電所運営に対する提案

現在、「バ」国の輸入炭火力開発は Coal Power Generation Company (CPGC)が中心に進めており、今後運営も引き続き同社が担当する予定である。ヒアリングの結果、同社はまだ立ち上がったばかりで不明な部分が多いが、これまでの調査団としてのコメントは以下の通りである。

9.5.1 今後の輸入炭火力発電推進体制

「バ」国にとって初めての石炭火力開発について新規設立した会社が担当するという体制は、企業目的の明確化や民営化という意味では「バ」国の対応を評価できる。ただし現状、政府 (Power Division) の直轄機関と言われていながら、設立準備形態や設立スタッフへの BPDB の影響力は大きく、現状では BPDB 傘下という面もある。今後の企業体制においては円借款と「バ」国政府による資金負担での公的セクターとして事業を推進することが必要である。

9.5.2 石炭火力発電所の業務

事業会社としては、発電所の開発（建設）だけでなく、運営（運転保守）および燃料調達（石炭輸入）、環境保持管理などを全て担う前提で考えている。運営に関しては CPGC 内で以下の制度・体制が求められる。

- ①組織体制：組織図、各部門の業務分掌、発電所業務規則
- ②人事労務制度：給与、福利厚生、人材育成
- ③会計制度：財務会計、投資計画及び予算計画
- ④IT システム：運用、投資計画
- ⑤発電所の運用維持管理体制
- ⑥関連契約：売電契約、燃料供給契約、運用保守管理契約等
- ⑦中長期計画：売上、費用、資金計画、要員計画

「バ」国では輸入炭を利用した発電所の実績がなく未経験であることから、業務分担および責任の明確化は重要なポイントとなる。発電所の建設が終了し、運転が開始された後、発電設備の運用保守の他にも、港湾管理や環境管理も石炭火力発電所の運営に多大な影響を及ぼすことが考えられる。そこで、今後の運営管理について提言する。

(1) 港湾管理について

「バ」国における国際港湾（西部の Mongla 港および東部の Chittagong 港）の管理は、海運省 (Ministry of Shipping)の直轄組織として、それぞれ港湾局 (Port Authority) が組織化され、港湾の運用・管理、メンテナンスなど行われている。計画している石炭の調達は、発電出力 600MW×1 基とすると、必要量は約 175 万 t/年でありインドネシア産を使用、運搬船を 80,000DWT を想定した場合には、1 ヶ月に 2 船程度の入港である。新規発電所の石炭運搬船は 80,000DWT の大型船の航行を考えており、港湾管理もある程度の能力を必要とすることが考えられる。発電所の運転開始までに、海運省と協議しながら、海運技術者を数名程度選定し、CPGC の中にセクションを設けて港湾管理を進めるものとする。将来的に、発電所の増設など港湾利用船数が増えた段階で、港湾管理会社を創設することが望ましい。

(2) 環境保全管理について

新規発電所の運転開始後、環境に関しては、①工場周辺の大気、②水質管理、③動植物生態系調査、④社員や住民の健康管理などを目的とした部門を設置することを推奨する。この部門についても発電所運転開始までに、環境技術者を数名程度選定し、CPGC 内にセクションを設け環境管理を進めるものとする。将来的に、発電所の増設などにより環境モニタリング項目の増加が必要になった段階になれば、環境に関する管理会社を創設し、中立した立場とすることが望ましい。

第10章 経済財務分析

10.1 輸入炭火力発電の資金調達方法

- 世界銀行や ADB は石炭火力に関する融資、および石炭火力に関する送配電への融資も今のところ期待できない。融資先としては JICA、KfW などが考えられる。（2012 年 1 月 18,19 日にバングラ政府とドイツ政府との間で電力部門支援協議が行われている）
- 「バ」国の輸入炭火力の事業主体は CPGC と考えられる。石炭火力発電 M/P によれば、発電事業に対する資金は政府より低利の融資（金利 3%）が与えられる。輸入炭火力発電事業に対しても適用されるものと考えられる。
- つまり、CPGC が事業者になったときの資本金や融資は政府から CPGC というルートで確保される。

10.2 税制と優遇制度

10.2.1 「バ」国の税制

JETRO バングラデシュのホームページによれば「バ」国の税制は以下の通りである。

(1) 関税体制

- 一般関税は 0%、3%、5%、12%、25% の 5 段階に分かれている。
- 付加価値税は 15% に固定されており、課税されない品目もある。
- 輸入に関する課税方法の例 は以下のとおりである。

表 10-1 「バ」国の輸入に関する課税例

項目	変数	計算式	値
商品価格（C & F 価格）	A	A	100.0
保険（C & F 価格の 1%）	B	$A \times 0.01$	1.0
課税ベース価格	C	$A+B$	101.0
一般関税（C の 25%）	D	$C \times 0.25$	25.3
付加価値税（VAT=15%）	E	$(C+D) \times 0.15$	18.9
陸揚げ価格（総合計）		$C+D+E$	145.2

出所：調査団作成

(2) 法人税

- 株式上場企業：27.5%、株式非上場企業：37.5%
- 特定業種の税率：携帯通信業：45%、金融業（銀行・保険）：42.5%、紡績・織物関連産業：15.0%、ジュート関連産業：15.0%

(3) 付加価値税 (VAT)

- 一般付加価値税 (VAT) : 15%
- 電力消費の付加価値税 : 5%

(4) 法人税免除

- 既開発区 (Dhaka・Chittagong 地区。ただし、Chittagong 丘陵地区を除く) : 指定業種の営業もしくは商業・生産が開始した月から 5 年間、当初 2 年間は法人税 5%に減税、次の 2 年間は法人税 10%に減税、次の 1 年間は法人税 15%に減税
- 開発途上地区 (Rajshahi、Khulna、Sylhet、Barisal、Chittagong 丘陵地区) : 指定業種の営業もしくは商業生産が開始した月から 7 年間、当初 3 年間は法人税 5%に減税、次の 3 年間は法人税 10%に減税、次の 1 年間は法人税 15%に減税
- 以上は、2009 年 7 月～2012 年 6 月の間に新規に設立された指定業種 (企業もしくはインフラ施設) が対象となる。

10.2.2 発電事業に関する税制

- 発電事業に関連する税は、輸入時にかかる税 (Tax, VAT, Custom Duty at Import Stage)、輸入時の保険 (Insurance at Importing Power Plants)、電力消費時に関する税 (VAT for Consumer)、法人税 (Corporate Tax)、固定資産税 (Asset Tax) である。
- 本プロジェクトの税制は、下表の「Under Govt. List」が適用されると思われるので、輸入時にかかる税は輸入金額の 15%、輸入時の保険は輸入金額の 0.5%、法人税は利益の 27.5%となる。また、固定資産税はかからない。
- 電気の消費者は 5%の付加価値税が課せられるが、電力事業者は 15%の付加価値税である。

表 10-2 発電事業に関する税制

Items	Private			Under Govt. List	Not Under Govt. List
	BOO/BOOT	Other than			
		Listed in Share Market	Unlisted in Share Market		
Tax, VAT, Custom Duty at Import Stage	NIL	15%	15%	15%	15%
VAT for Consumer	5.0025%	5.0025%	5.0025%	5.0025%	5.0025%
Corporate Tax	NIL	27.50%	37.50%	27.50%	37.50%
Insurance at Importing Power Plants	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
Asset Tax	NIL	NIL	NIL	NIL	NIL

出所 : Office of the Directorate of Finance

10.3 財務分析の方法と前提

10.3.1 財務諸表の計算方法

(1) 原価計算と損益計算

原価計算および損益計算は、以下の要素ごとに計算する。

表 10-3 原価計算と損益計算

損益分類	要素	内 容
売上	料金単価	ROE 20%確保できる値とする
	販売量	発電量 * (1 - 送配電ロス)
	販売金額	販売量 * 料金単価
発電費用	燃料コスト	石炭価格 * 使用量
	O/M コスト	調査団の見積もりによる
	人件費	調査団の見積もりによる
	減価償却費	設備により操業後 25~30 年間で償却。
	固定資産税	設備簿価の 0%
	計	
税・金利等	長期支払金利	ODA ローンを前提とする (2%)
	短期支払金利	短期借入金残高 * 短期利率 (12%)
	受取利息	累計余剰金 * 預入金利 (0%)
	付加価値税	15% (売上一変動費)
	電気税	所得 * 0%
	事業税	販売額の 0%
	計	
総原価		販売額 - 発電費用計 - 税・金利等
利益	税引前利益	販売金額 - 総原価
	法人税等	税引前利益 * 27.5%
	税引後利益	税引前利益 - 法人税等
利益処分	配当金	税引後利益 * 配当性向 (100%)
	余剰金	税引後利益 - 配当金

出所：調査団作成

(2) 各種残高と簿価

累積余剰金、設備簿価、運転資金、短期借入金残高、長期借入金残高などの残高と簿価計算は以下のとおりである。

表 10-4 各種残高と簿価貸借表

項目	計算方法
累積余剰金	余剰金は現預金として保持され、受取利息の原資となる。
設備簿価	償却後の設備資産が計上される。通常は固定資産税の対象となる。
運転資金	日常の業務運営に必要な資金量で、通常は市中銀行からの短期借入金にて賄う。この考えに基づき、短期借入金の利息を推定した
短期借入金残高	運転資本の原資であるが、余剰金があれば返済する
長期借入金残高	長期借入金の支払利息の対象となる

出所：調査団作成

(3) 営業開始後の資金繰り表（キャッシュフロー）

営業開始後の資金繰り表の源泉および使途の各要素は次表の通りである。

表 10-5 資金繰り表（キャッシュフロー表）

源泉	使途	現金増減
税前利益	法人税	短期借入（不足時）
減価償却費	配当金	預金（余剰時）
運転資本減少	長期借入金返済	
	運転資本増加	

出所：調査団作成

(4) 評価の判定指標

財務分析の評価指標として内部利益率、投資回収期間、費用便益法、LLCR(loan life coverage ratio)を財務評価の判定指標とする。これらの判断基準の評価基準は以下の通りである。

表 10-6 評価基準

評価指標	基準
Return on Equity (ROE)	20%
電気料金	料金 = 単位コスト + 利益
内部利益率	調達金利の2倍以上であること
投資回収期間	借入金返済期間内であることが理想
費用便益法	B/C が 1.0 より大きいこと
Long Life Coverage Ratio(LLCR)	LLCR > 1.5 であること

出所：調査団作成

(5) 評価指標の計算方法

事業性評価が資金調達に依存した形で分析されると、資金調達の良し悪しが事業の良し悪しを左右することになる。本来、プロジェクトの事業性は資金調達とは独立したものであり、資金調達方法に関係なく評価されるべきである。そのような目的のため現在価値法を基盤とした、内部利益率法（Financial Internal Rate of Return : FIRR）、費用便益法、純現在価値法などが考案され、今日広く利用されている。

表 10-7 便益、費用、純便益の諸要素

項目	要素
便益 (Bt)	各年の電力販売額
費用 (Ct)	設備投資額+運転資金+燃料費+O/M 費+人件費+固定資産税+電気税+事業税+法人税等
純便益	便益 - 費用

出所：調査団作成

ここで適用される評価指標（内部利益率、投資回収期間、費用便益法、LLCR）の計算式は次頁の通りである。（ROE は内部利益率の内、自己資本に対する利益率である）

■ 内部利益率法 (Internal Rate of Return)

$$\sum_{t=1}^n \frac{Bt}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1+i)^t}$$

■ 費用便益法 (Cost/Benefit Ratio)

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{Bt}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1+i)^t}}$$

■ 投資回収年

各年の累計回収が投資額に等しくなる年数

■ LLCR

キャッシュフローの評価方法として LLCR を使う。計算式は以下のとおりである。

$$LLCR = \text{元利金返済前 C/F の現在価値合計額} \div \text{借入元本}$$

10.3.2 資金と金利

(1) 資金調達

- 資金については資本金と長期借入金があるが、基本的に資本金は「バ」国で用意する。
- 長期借入金は JICA の円借款を前提とする。JICA の円借款は、「一般スキーム」、「優先条件スキーム」、「気候変動スキーム」の3種類のスキームがあるが、「バ」国に関しては、優先条件が適用され 2012 年現在、金利は「0.01%」、償還期間最大「40 年」、据え置き期間は「10 年」、調達条件は「アンタイト」である。

- なお、ドナーからの融資には、Loan condition は付帯することがあるが、通常の融資条件以外に、発展性、安全性、信頼性向上のためや電力セクター改革促進のための条件が付けられる。これまでの条件例は章末の「補足1」の通りである。

(2) 転貸融資費用

- 転貸融資費用は、外貨による場合と内貨による場合があるが、「バ」政府よりプロジェクトに融資されるときに発生する費用である。
- 「バ」国では、転貸融資費用は「プロジェクトが成立する範囲で」決められることが多く、実質的には本プロジェクトの事業体と「バ」国政府の交渉で決まる。
- MOF の「Lending and Relending of Local Currency Loans” 2004」によれば、NWPGL、EGCB、PGCB の外貨による融資金利は4%、また内貨（政府）による融資金利は3%となっている。ただ、EGCB が Haripur プロジェクトで受けた転貸融資金利は、外貨（JICA）分は2%、内貨（政府）分は1.5%である。
- 本プロジェクトでは、「バ」国の低電気料金を考慮すると金利は極力低く抑える必要があり、外貨分の転貸融資金利を「2%」程度とすることが望ましい。
- 「バ」国の Ministry of Finance の Finance Division と2月8日に協議したところ電力部門への融資率は4%であるが、詳細は F/S で協議するものの融資率は2%を前提に財務分析をすることに異存はないとのこと。

(3) 割引率

割引率は、将来受け取る金銭を現在価値に割り引くときの利率で割引率はプロジェクト・リスクが高いほど、また当該国の貸出金利が高いほど高くなる。割引率の決定には、各種の金利や利子率が参考にされるが、ここでは下表のとおり、今後の割引率を「12%」とする。

表 10-8 「バ」国の預金・貸出金利

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Average
Discount rate	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Deposit rate	8.09	9.11	9.18	9.65	8.21	7.14	8.56
Lending rate	14.00	15.33	16.00	16.38	14.60	13.00	14.89
Inflation rate	5.04	5.20	6.74	8.82	6.56	6.45	6.47
Effective deposit rate	4.05	3.91	2.44	0.83	1.65	0.69	2.26
Effective lending rate	8.96	10.13	9.26	7.56	8.04	6.77	8.45

(注意) Effective deposit Effective lending rate はそれぞれの名目 rate からインフレ率を引いたものである。

出所：International Financial Statistics、IMF

表 10-9 割引率の決定方法

決定方針	設定値
●国際開発銀行金利+リスク(金利/2)	10.50% (7.0%+3.50%)
●民間銀行貸出利率+リスク(金利/2)	12.67% (8.45%+4.22%)
●イギリス海外開発庁では、10%程度を提唱している。	10.0%

注意) リスクをカバーするために各指標は、実効金利の半分をリスクとして加算している。

出所：調査団作成

10.3.3 財務分析の諸前提

(1) 経済・国際エネルギー価格の前提

プロジェクトの財務分析に関する経済要素としては、GDP 伸び率、インフレーション、エスカラーション、石炭価格などがある。財務計算期間である 2011 年から 2050 年までの前提は次表の通りである。

表 10-10 経済要素の前提

項目	決定方針	設定値
GDP 伸び率	2004 年から 2009 年間の平均 GDP 伸び率は 6.2%である。IMF では、「バ」国の 2011 年、2012 年は 6%としながらも長期的な伸び率を 7%としている。したがって 2015 年までは世界金融危機の影響を考慮し 6%とし、2025 年以降は漸減するものとする。	2011-15 6.0%
		2015-20 7.0%
		2020-30 7.0%
		2030-40 6.0%
		2040-50 5.0%
インフレーション	2005 年から 2010 年間の平均インフレ率は 6.7%で推移しており、「バ」国のインフレの範囲としては 6%～8%である。今後とも同等のインフレ率を設定する。	2011-15 6.0%
		2015-20 6.5%
		2020-30 6.5%
		2030-40 6.0%
		2040-50 6.0%

出所：調査団作成

表 10-11 石炭価格

USD/ton(5100kcal/kg)

Price	2013	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
FOB price(Nominal USD)	65	75	99	121	143	160	179	200
CIF price (Nominal USD)	88	100	131	162	195	218	243	271
Low price (USD at 2013)	81	89	105	118	129	130	131	132
Ref price (USD at 2013)	88	97	114	128	139	141	142	144
High price(USD at 2013)	94	104	123	138	150	151	152	153

出所：調査団作成

(注意) 財務分析は、名目値と実質値の計算があるが、本計算は実質計算である。石炭価格は表 6-15 に対して 2013 年に変換したものを使っている。

(注意) 「Ref」は Reference の略で予測された Base ケースである。Low Price, High price の石炭価格は Ref 価格の FOB に対して ±10% の価格に Freight + Insurance + Handling コストを加算している。「USD at 2013」はドルインフレ率を 2%/年として 2013 年の石炭価格を基準に割いた価格である。

(2) プロジェクトの建設計画と税率

発電所の建設計画はすでに前章で設定されているが港湾設備 (Port and import facility) , 第 1 発電設備 (First plant) 、第 2 発電設備 (Second plant) , 送電設備 (Transmission) と適用される各種税率は下表の通りである。

表 10-12 発電の建設計画、各種税率

	Parameter	Project cash out			Investment schedules				
		Total	Foreign	Local	2014	2015	2016	2017	2018
1. Construction configuration & schedule									
(1) Plant capacity(MW)	1200								
(2) Port and import facility schedule(%)		100			70%	30%			
(3) First plant construction schedule(%)		100				15%	30%	35%	20%
(4) Second plant construction schedule(%)						15%	30%	35%	20%
(5) Transmission construction schedule(%)						15%	30%	35%	20%
(6) Operation period(year)	30								
(7) Calculation period (years)	35								
2. Financial analysis parameters									
(1) Present year (Western calendar)	2013								
(2) Interest rate of LTL (% of LTL)	2.0%	Repayment=35 year, Grace =10 year, Sublease financing cost =+1.99%							
(3) Interest rate of STL(% of LTL)	12.0%								
(4) Deposit rate of private bank (%)	0.0%								
(5) Import tax and VAT (% of import value)	15.0%	Custom tax =0% + VAT =15%							
(6) VAT rate (% of trade)	15.0%								
(7) Asset tax (% of Fixed assets)	0.0%								
(8) Corporate tax (% of Profit)	27.5%								
(9) Electricity tax (% of Profit)	0.0%								

出所：調査団作成

Foreign : 海外からの調達品に支払われる金額

Local : バ国内の調達品に支払われる金額

Investment schedules :建設期間で、2014 年から 2018 年の 5 年間

(3) 建設期間内の支出金額

先の発電の建設計画、各種税率および操業前費用等を考慮した建設期間内の支出金額は次表の通りである。

表 10-13 建設期間内の支出金額

	Parameter	Project cash out			Investment schedules				
		Total	Foreign	Local	2014	2015	2016	2017	2018
1. Construction costs (1000USD)		2,398,000	2,181,900	216,100	395,500	444,450	549,900	641,550	366,600
(1) Port and import facility schedule(%)		565,000	395,500	169,500	395,500	169,500	0	0	0
(2) First plant construction schedule(%)		850,000	850,000	0	0	127,500	255,000	297,500	170,000
(3) Second plant construction schedule(%)		750,000	750,000	0	0	112,500	225,000	262,500	150,000
(4) Transmission construction schedule(%)		233,000	186,400	46,600	0	34,950	69,900	81,550	46,600
2. Insurance (1000USD)		10,910	10,910		1,384	1,933	2,680	3,126	1,786
(1) Port and import facility schedule(%)	0.5%	1,978	1,978		1,384	593	0	0	0
(2) First plant construction schedule(%)	0.5%	4,250	4,250		0	638	1,275	1,488	850
(3) Second plant construction schedule(%)	0.5%	3,750	3,750		0	563	1,125	1,313	750
(4) Transmission construction schedule(%)	0.5%	932	932		0	140	280	326	186
3. Consulting service (1000USD)		119,900		119,900	19,775	22,223	27,495	32,078	18,330
(1) Port and import facility schedule(%)	5%	28,250		28,250	19,775	8,475	0	0	0
(2) First plant construction schedule(%)	5%	42,500		42,500	0	6,375	12,750	14,875	8,500
(3) Second plant construction schedule(%)	5%	37,500		37,500	0	5,625	11,250	13,125	7,500
(4) Transmission construction schedule(%)	5%	11,650		11,650	0	1,748	3,495	4,078	2,330
4. Custom & Taxes (1000USD)		327,285		327,285	41,528	57,992	80,388	93,786	53,592
(1) Port and import facility schedule(%)	15.0%	59,325		59,325	41,528	17,798	0	0	0
(2) First plant construction schedule(%)	15.0%	127,500		127,500	0	19,125	38,250	44,625	25,500
(3) Second plant construction schedule(%)	15.0%	112,500		112,500	0	16,875	33,750	39,375	22,500
(4) Transmission construction schedule(%)	15.0%	27,960		27,960	0	4,194	8,388	9,786	5,592
5. VAT (1000USD)		32,415		32,415	17,798	8,676	2,097	2,447	1,398
(1) Port (% of D-trade)	15.0%	25,425		25,425	17,798	7,628	0	0	0
(2) First plant (% of D-trade)	15.0%	0		0	0	0	0	0	0
(3) Second plant (% of D-trade)	15.0%	0		0	0	0	0	0	0
(4) Transmission (% of D-trade)	15.0%	6,990		6,990	0	1,049	2,097	2,447	1,398
6. Total (1+2+3+4+5) (1000USD)		2,888,510	2,192,810	695,700	475,984	535,273	662,560	772,986	441,706
(1) Port and import facility schedule(%)		679,978	397,478	282,500	475,984	203,993	0	0	0
(2) First plant construction schedule(%)		1,024,250	854,250	170,000	0	153,638	307,275	358,488	204,850
(3) Second plant construction schedule(%)		903,750	753,750	150,000	0	135,563	271,125	316,313	180,750
(4) Transmission construction schedule(%)		280,532	187,332	93,200	0	42,080	84,160	98,186	56,106
5. Preoperation interest (1000USD)		133,312	133,312		4,760	14,872	26,851	41,206	45,623
(1) Preoperation interest 1st LTL	2.0%	42,839	42,839		4,760	9,520	9,520	9,520	9,520
(2) Preoperation interest 2nd LTL	2.0%	37,469	37,469			5,353	10,705	10,705	10,705
(3) Preoperation interest 3rd LTL	2.0%	33,128	33,128				6,626	13,251	13,251
(4) Preoperation interest 4th LTL	2.0%	15,460	15,460					7,730	7,730
(5) Preoperation interest 5th LTL	2.0%	4,417	4,417						4,417
6. Preoperation expense (1000USD)		27,080	0	27,080	27,080	0	0	0	0
(1) Front end fee (% of Loan)	1.0%	21,664	0	21,664	21,664				
(2) Commitment fee (% of Loan)	0.25%	5,416	0	5,416	5,416				
7. Total investment (1000USD)		3,048,902	2,326,122	722,780	507,824	550,145	689,410	814,192	487,330
		100%	76%	24%					

出所：調査団作成

(4) 投資金額と資本比率

プロジェクト・ファイナンスとコーポレート・ファイナンスにおける資本比率（あるいは自己資本比率）とは異なるが、DESCO や NWPGL の Annual Report での自己資本比率は 20% 程度である。一般的にはプロジェクト・ファイナンスにおいては資本比率 30%、借入金比率 70% を前提とすることが多く、NTPC と BPDB の Khulna プロジェクトにおいても現在考えられている資本比率は 30% である。今回本プロジェクトにおける資本金は、「バ」国内調達分と外国からの調達分の比率が 25% : 75% であるので、この比率で資本金 25% を適用する。ただ、国内資金調達は、全額資本金である必要はなく、政府からの借入金という想定もできる。詳細は下表のとおりで、先の発電の建設計画、各種税率および操業前費用等を考慮した必要資金（投資金額）は以下の通りである。国内で必要な資金と輸入品に必要な資金との比率から、「バ」国が用意する資本金は全体の必要資金の 25%、JICA からの借入金は 75% とした。

表 10-14 投資金額と各種税率

	Parameter	Project cash out			Investment schedules				
		Total	Foreign	Local	2014	2015	2016	2017	2018
Capital funds (1000USD)		3,048,902			507,824	550,145	689,410	814,192	487,330
Equity (% of total investment)	25%	762,225		762,225	126,956	137,536	172,353	203,548	121,832
Loan (% of total investment)	75%	2,286,676	2,286,676		380,868	412,609	517,058	610,644	365,497

出所：調査団作成

(5) 発電設備の運転条件

建設された発電設備の運転条件と各種費用項目は以下の通りである。

表 10-15 発電設備の運転条件

項目	値
建設期間	2014 年から 2018 年 (5 年間)
操業期間	2019 年から 2048 年 (30 年間)
発電能力	600MW × 2 基
石炭価格	5,100kcal/kg、3 種類の CIF 価格 (81USD/t、88USD/t、94USD/t)
USC 発電効率	投入熱量に対して 44.5%
変動的 O/M 費	3USD/MWh
固定的 O/M 費	53USD/kW
稼働率	能力の 75%
送電ロス	発電所から近隣送電網まで、発電量の 3%

出所：調査団作成

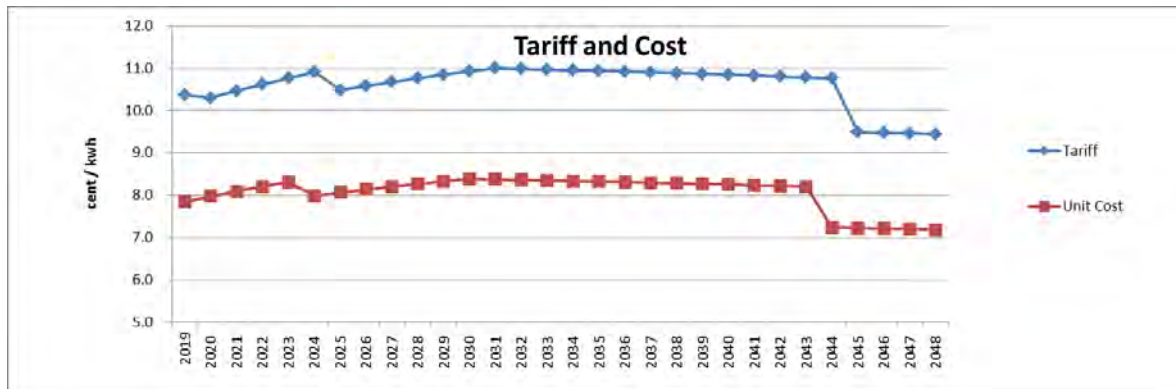
(6) 電気料金決定方法

- 「バ」国の電力料金は、本章末の補足2「「バ」国のエネルギー価格」にあるように、安価な天然ガス価格を背景に、卸料金が3~4USセント/kWhである。一方、国際石炭価格での輸入火力発電は10USセント/kWh前後（日本の事例）である。このように両者の価格体系は大きく異なるため、シングルバイヤーであるBPDBは、電力の卸価格を国産エネルギーと輸入エネルギーから生産された電力を加重平均して卸電力料金を決めることになっている。そのため本計算では、プロジェクトの総原価をカバーできる利益率を設定することで、プロジェクトにとって適切な電力料金を決定する。
- 本分析では低利の融資を前提とするため、プロジェクトの経済性の評価基準はプロジェクト全体の評価基準であるFIRRでなく、プロジェクトの資本金に対する収益率（Return on Equity : ROE）を確保するように電力販売料金を決定する。
- 通常のプロジェクトでは、借入金利7%のときFIRR15%程度を基準とするが、このときのROEは約20%程度である。ただし、一般的に金利が低くなるほどROEは高くなる。本プロジェクトでは2%程度の長期借入金利を前提としているため、今回のROEの目標を20%とする。このときのFIRRは4%~10%程度になるものと予想される。

10.4 財務分析の結果

10.4.1 発電コストと電気料金

- 計算の基準年である2013年時点でのCIF石炭価格88USD/トン（5,100kcal/kg）で、ROE20%を確保という前提の発電コストと電気料金の推移は以下の図の通りである。
- 電気料金は2019年から2048年の全期間平均で10.4セント/kWh（8.3Taka/kWh）で発電コストは8.1セント/kWh（6.5Taka/kWh）である。
- 電気料金と発電コストの変動要因は以下のとおりである。
 - ・ 2024年以降のコストの低下は、操業前償却がなくなったことによる低下である。
 - ・ 2032年までの緩やかな上昇は石炭価格の上昇による。
 - ・ 2033年から2044年の緩やかな減少は金利の低下による。
 - ・ 2044年以降のコストの低下は発電設備の償却費がなくなったことによる低下である。



出所：調査団作成

図 10-1 発電コストと電力料金

- 基準となる石炭価格は 2013 年時点の CIF 価格で 88USD/トン (5,100kcal/kg) であるが、これを前後±10% (81USD/トンと 94USD/トン) の感度分析を行ったのが下表である。
- 石炭価格が±10%変化すると電力料金は±0.4 セント/kWh 変化する。また発電コストもおおよそ±0.4 セント/kWh 変化する。

表 10-16 石炭価格の感度分析

	Initial Tariff	Ave Tariff	Average cost
5100kcal/kg	Cent/kWh	Cent/kWh	Cent/kWh
Coal : \$81/t (\$58/t, \$23/t)	10.0	10.2	7.7
Coal : \$88/t (\$65/t, \$23/t)	10.4	10.6	8.1
Coal : \$94/t (\$71/t, \$23/t)	10.7	11.0	8.4

出所：調査団作成

注意) 表の石炭価格の表示は、CIF 価格 (石炭 FOB 価格, フレート+ハンドリング費)、

Initial Tariff: 操業時の電力料金、

Ave Tariff: 期間平均電力料金、Average cost: 期間平均発電コスト

10.4.2 ROE と FIRR

- 各石炭価格に対して ROE を 20% のときの FIRR は 7.0% である。
- WACC (Weighted Average Capital Cost) が資本金調達コストと借入金コストの加重平均で 2.25%/年であるので、WACC の 2 倍以上の FIRR (5% 以上) であれば経済性は成り立つと考えられる。本プロジェクトの FIRR は 7.0% であるので、経済性は確保されていると見ることができる。

表 10-17 石炭価格別の ROE と FIRR

5100kcal/kg	Ave Tariff Cent/kWh	Average cost Cent/kWh	ROE %	FIRR %
Coal : \$81/t (\$58/t, \$23/t)	10.1	7.6	20.0%	7.0%
Coal : \$88/t (\$65/t, \$23/t)	10.5	8.0	20.0%	7.0%
Coal : \$94/t (\$71/t, \$23/t)	10.9	8.4	20.0%	7.0%

出所：調査団作成

10.4.3 資金の過不足

下表は操業後 10 年間のキャッシュフロー表である。操業当初より資金の不足は起こらず、年度ごとに見ても「資金不足」という問題は起こらない。

表 10-18 操業後 10 年間のキャッシュフロー

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Working capital											
Additional W/C (1 month of Rec & Pay	66054	-414	1040	997	950	908	-2737	637	600	568	539
Accumulative W/C	66054	65640	66680	67677	68627	69535	66797	67434	68034	68603	69142
Cash In											
Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Long Term Loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciation	103680	103680	103680	103680	103680	103680	103680	103680	103680	103680	103680
Amortization	32078	32078	32078	32078	32078	0	0	0	0	0	0
Surplus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash in total	135759	135759	135759	135759	135759	103680	103680	103680	103680	103680	103680
Cash out											
Investment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LTL repayment	0	0	0	0	0	91467	91467	91467	91467	91467	91467
Additional W/C	66054	-414	1040	997	950	908	-2737	637	600	568	539
Cash out total	66054	-414	1040	997	950	92375	88730	92104	92067	92036	92006
Net cash flow											
Cash balance	69705	136172	134719	134762	134809	11305	14951	11576	11613	11645	11674
Accumulative	69705	205877	340596	475357	610166	621471	636422	647998	659611	671256	682929
Cash balance											
Short term loan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deposit	3651	140237	273916	407680	541540	551936	569624	580564	591577	602653	613787

出所：調査団作成

10.4.4 配当の資本金に対する利率

本プロジェクトの資本金利回り（配当金/資本金）は全期間平均で 10.5% である。事業者が国から資本金を調達する金利が 3%/年であるので、事業者としても収益が確保できていると見られる。

表 10-19 配当の資本金に対する利率

		Unit	Total
Benefits	Dividend after corporate tax	1000 USD	3,069,114
Costs	Equity	1000 USD	724,114
Net Benefits	Net profit	1000 USD	2,345,000
	ROE on dividend	%	10.3%

出所：調査団作成

10.4.5 超々臨界と超臨界の比較

(1) 投資額の差

超々臨界と超臨界の投資額の差は、発電設備の差のみで、超臨界の発電コストは超々臨界の90%と見積もった。

表 10-20 超々臨界と超臨界の投資額

	Parameter	USC	SCP
1. Construction costs (1000USD)		2,398,000	2,238,000
(1) Port and import facility schedule(%)		565,000	565,000
(2) First plant construction schedule(%)		850,000	765,000
(3) Second plant construction schedule(%)		750,000	675,000
(4) Transmission construction schedule(%)		233,000	233,000
Capital funds (1000USD)		3,048,902	2,847,643
Equity (% of total investment)	25%	762,225	711,911
Loan (% of total investment)	75%	2,286,676	2,135,732

出所：調査団作成

注意) USC: Ultra Super critical:超々臨界 SCP:Super Critecal Power:超臨界

(2) 発電効率の差

超々臨界と超臨界の発電効率は、超々臨界 44.5%、超臨界 42.4%とした。

(3) 石炭使用量

超々臨界と超臨界の石炭使用量は超々臨界のほうが、単年では 0.14 百万トン、全期間では 4.2 百万トン超々臨界の方が少ない。

表 10-21 超々臨界と超臨界の石炭使用量

設備	稼働率	単年使用量	全期間
超々臨界	75%	2.99 百万トン	89.6 百万トン
超臨界	75%	3.13 百万トン	93.8 百万トン
差		△0.14 百万トン	△4.2 百万トン

出所：調査団作成

(4) 超々臨界と超臨界の発電設備と石炭のコスト差

超々臨界と超臨界の発電設備費および石炭費用とのコスト差は以下のとおりである。合計ではほとんど差がない。

表 10-22 超々臨界と超臨界の発電設備および石炭とのコスト差

	割引率	発電設備費	石炭費用 (30 年間)	合計
超々臨界	12%	1,600	1,733	3,333
超臨界	12%	1,440	1,815	3,255
差		+160	△82	△78

出所：調査団作成

(5) 電気料金と発電コストの差

超々臨界の発電コストは石炭価格が高くなるにつれて、超臨界よりも相対的に安くなる。また、電気料金でもその乖離は小さくなるものと同じ傾向にある。

表 10-23 電気料金と発電コストの差

石炭価格	Low ケース	Ref ケース	High ケース
超々臨界の発電コスト	7.7	8.1	8.4
超臨界の発電コスト	7.8	8.2	8.6
超々臨界の料金	10.2	10.6	11.0
超臨界の料金	10.2	10.7	11.1

出所：調査団作成

注意) 石炭価格 (2013 年時点) は Low ケース :81USD/トン, Ref ケース :88USD/トン, High ケース:94USD/トンである。

一方、「バ」国のこれまでの卸売電力料金と国営発電事業者の平均発電コストは以下の表のとおりである。BERC では、輸入エネルギー (石炭やガス) の発電コストは国内天然ガス価格と比較すると高いので、今後はシングルバイヤーである BPDB にて調達電力の加重平均により卸売価格を決めるとしている。

表 10-24 「バ」国の卸売り価格と発電コスト

	Taka/kWh			
	1st May 2007	1st Oct 2008	1st Feb 2011	1st Aug 2011
卸価格	2.84	2.37	2.63	2.80
平均発電コスト	2.77			2.5-3.5

出所：調査団作成

出典：卸価格：BERC より入手、平均発電コスト：2007 年は「バングラデシュ国 ベラマラ ガスタービン火力発電所建設計画調査」、2011 年は新聞 「The daily Star 2012 年 2 月 29 日版」より国営発電事業者平均発電コストを引用。

(補足1) 「バ」国における融資条件事例

1. Loan conditioning とは

一般的に Loan conditioning は、ドナーと MOF の間で結ばれ、実行機関（実行会社）へは、さらに政府からの条項が付加されて融資条件が通達される。したがって、BPDB も含め Loan conditioning の内容についてはドナーと交渉はできない。つまり、ドナーは電力部門でなく政府を相手に Loan condition を決めることになる。本件についても Loan condition は JICA-MOF の間で協議されるもので、Power Division、BPDB、CPGC レベルでは、どのような内容になるのかわからない。

2. Power System Efficiency Improvement Project between Bangladesh and ADB の事例

ADB から融資を受ける企業（ここでは、APSCCL と BPDB）は以下の義務を負うと記載されている。

- ① ADB の Anticorruption Policy に準じた行動の義務
- ② ADB による工事途中での必要な修正に応じる義務
- ③ 外部監査の受け入れ
- ④ 目標の設定と報告の義務
- ⑤ 人材の確保と能力開発
- ⑥ 居住者の移転問題の解決義務
- ⑦ 住民への負のインパクトのないことの確認
- ⑧ 半年ごとの定期的な報告義務
- ⑨ 建設中の予期しない環境的問題、運用上の問題、公共的問題の報告の義務
- ⑩ 外部の専門家による調査報告の義務
- ⑪ 中立的な専門家によるプロジェクト実施のモニタリングと報告の義務
- ⑫ 取り決めた投資禁止事項の遵守義務
- ⑬ 建設期間中での Gender action plan（女性の雇用機会）の実施義務
- ⑭ 労働基準の順守義務

3. Proposed Sector Development Program Loan Bangladesh by ADB の事例

ADB から融資を受ける「バ」国政府（実行機関は NWPGL）は、以下の事項を推進する義務を負うとしている。

- ① 設立企業（NWPGL）の商業登記所への登録義務。
- ② BPDB の所有する発電所に関する経営権、運営・会計業務を設立企業（NWPGL）へ移管すること。
- ③ 貸付金は政府と分社化された企業との間でサインされなければならない。（BPDB を経由しないという意味）

4. Siddhirganj Peaking Power Project agreement between International Development Association and EGCB の事例

本プロジェクトに関して IDA と EGCB の間のプロジェクト推進のための Project agreement は以下の項目が特筆される。

- ① EGCB は Project management 体制を構築して、すべての業務を完成まで遂行する。
- ② EGCB の売掛金は、購入エネルギー金額の 3 か月分を超えてはいけない。
- ③ EGCB は PGCB と GTCL(Gas Transportation Company Limited)とともに「Coordination Committee」に参加すること。
- ④ EGCB は操業開始後 6 年で O&M 契約会社に総合的なメンテナンスを行わせること。
- ⑤ EGCB は EMP (Environmental Management Plan) を実施すること。
- ⑥ EGCB はプロジェクトの Monitorinnng と Reporting の義務を負う。
- ⑦ EGCB は Financial Report と Financial Audits の義務を負う。

5. Proposed Power Sector development Credit 2008 by WB

政府の電力セクター改革の目標は、同報告書によれば以下のとおりである。(2012 年以降のテーマのみ記載) 電力セクターの改革推進には、以下の条項を推進すること、およびドナーが協調することが重要であるとしている。

- ① 電力セクターが経済成長に合わせて財政的に活動できるようにすること
- ② 効率の向上をはかること
- ③ 電力セクターに商業的システムを導入すること
- ④ 電力供給について量的確保と信頼性向上に努めること
- ⑤ 資金的にも民間企業の参加を促すこと
- ⑥ すべての機関や企業の競争を促進すること
- ⑦ 貧困対策としても合理的な電力料金を設定すること

また、電力セクターの改革プログラムの原則的な要素として、以下の項目が記載されている。

- ① 発電、送電、配電の分離
- ② 規制を伴った電力市場の確立
- ③ 民間企業あるいは資本の導入
- ④ 再生可能エネルギーの促進

以下の項目が、世銀が「バ」国政府に求めたもので、政府はこれらの政策・方策を実行するような形で、あらゆる機会に努力することが求められている。本プロジェクトへの適用としては、「建設の早期の完成を管理する機能」、「効率の向上のための指標づくり」、「輸入炭の適切な購入を確保するためのチェック機能」、「EMP の作成と実施」などが求められる。

(補足2) 「バ」国のエネルギー価格 (2012年2月時点)

1. Natural gas retail prices

表 10-25 Gas prices as of Feb 2012 (from Aug 2009)

Classification	Taka/ MCF
Electricity	79.82
Fertilizer	72.92
Captive power	118.26
Industry	165.91
Tea factory	165.91
Commercial	268.09
Residential	76.25
One burner	400.00
Two burner	450.00

1 taka = 1.25 US cent 1 taka = 1 yen MCF = 1000 cubic feet=28m³

Source : BERC (Bangladesh Energy Regulatory Commission)

2. Electric tariffs of distribution companies

表 10-26 Electric tariff as of Feb 2012 (From Feb 1st 2012)

Distribution company	Company	Taka /kWh	
		132kV	33kV
Dhaka Power Distribution Company Limited	DPDC	4.205	4.245
Rural Electrification Board	REB	4.205	3.175
Dhaka Electric Supply Company Limited	DESCO	4.205	4.245
West Zone Power Distribution Company Limited	WZPDCL	4.205	3.475
Bangladesh Power Development Board	BPDB	4.205	3.985
North West Zone Power Distribution Company Limited	NWZPDCL	4.205	3.985
Other		4.205	3.985

Source : BERC database

3. Power wholesale tariffs

表 10-27 Average Bulk Supply Power Tariffs

Taka/kWh			
1st May 2007	1st Oct 2008	1st Feb 2011	1st Aug 2011
2.84	2.37	2.63	2.80

Note) Bulk supply tariff is the power prices from BPDB to the distribution companies.

Source BERC database

4. DESCO tariffs

表 10-28 Retail tariff of DESCO

Tariff category	Consumption slab	Tariff (from Fe 1 , 2011) Taka/kWh
Domestics-A	From 00 to 100 基 s	2.60
	From 101 to 400 基 s	3.46
	Above 400 基 s	5.93
Agriculture-B		1.93
Small industry-C	Flat	4.56
	Off-peak hour	3.67
	Peak hour	6.24
Non-residential –D (Chair table industry)		3.35
Commercial-E	Flat	5.85
	Off-peak hour	4.25
	Peak hour	8.87
Medium Voltage-F(11kV)	Flat	4.37
	Off-peak hour	3.60
	Peak hour	7.47
High Voltage-H(33kV)	Flat	4.11
	Off-peak hour	3.49
	Peak hour	7.16
Street light and Pump-J		4.17

Source: DESCO Annual report 2011

表 10-29 DESCO Bulk Purchase Tariff

Tariff category	Tariff (from Dec 1 , 2011) Taka/kWh
BPDB to DESCO (for energy)	3.6050
PGCB to DESCO (wheeling charge)	0.2201

Source: DESCO Annual report 2011

5. Domestic coal price

表 10-30 Domestic coal price for all consumers

After Jan 2012	110 USD / ton
Before Jan 2012	80 USD / ton

Bangladesh domestic coal = 7,100 kcal /kg

Source : BERC database

6. Fuel oil and LPG retail prices

表 10-31 Fuel oil and LPG retail prices

Date	Fuel oil (Taka/liter)	LPG (Taka/Liter)
14th Aug 2000	6.50	250.0
27th Dec 2001	9.0	275.0
1st Jun 2002	9.0	275.0
6th Jan 2003	10.0	335.0
23rd Dec 2004	10.0	450.0
25th May 2005	10.0	450.0
20th Jun 2005	10.0	450.0
4th Sep 2005	14.0	475.0
1st Jan 2006	14.0	475.0
9th Jun 2006	14.0	475.0
26th Jun 2006	20.0	500.0
2nd Apr 2007	20.0	600.0
1st Jun 2008	30.0	1000.0
27th Oct 2008	30.0	1000.0
22nd Dec 2008	30.0	1000.0
13th Jan 2009	30.0	1000.0
1st May 2009	26.0	850.0
1st Jun 2009	26.0	700.0
25th Jan 2011	35.0	700.0
6th May 2011	42.0	700.0
19th Sep 2011	50.0	700.0
30th Dec 2011	60.0	

Source : BERC database

第11章 環境社会配慮

11.1 「バ」国のEIA制度

「バ」国で開発事業を実施する際は、Bangladesh Environment Conservation Act, 1995に基づき、環境局（Department of Environment: DOE）の環境許可を取得する必要がある。環境許可の取得手続きは、Environment Conservation Rules, 1997に定められており、発電所の場合はレッドカテゴリに分類され、必ずIEE/EIAの実施が求められる。なお環境許可は、Location Clearance Certificate（LCC）とEnvironmental Clearance Certificate（ECC）の2種類があり、段階的に取得する必要がある。以下にLCCおよびECCの概要を示す。また次図にLCCおよびECCの取得フローの概要を示す。

(1) Location Clearance Certificate

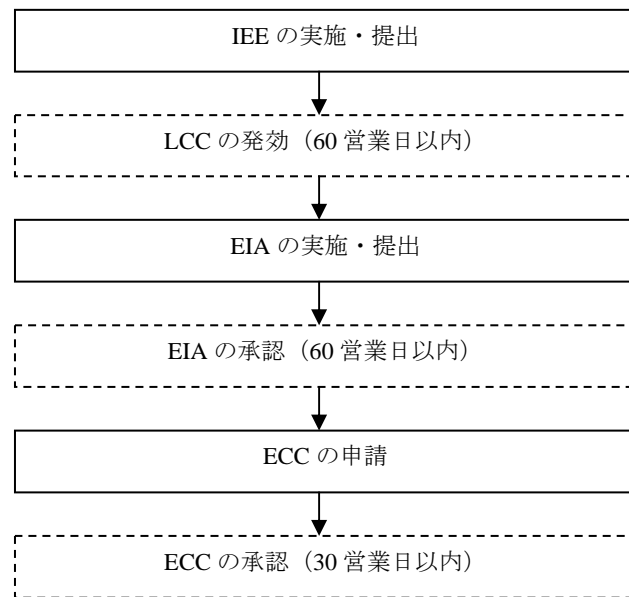
事業サイトでの土地およびインフラの開発を認める許可であり、LCC取得には以下の資料などを提出する必要がある。

- Initial Environmental Examination (IEE)
- 自治体の No Objection Certificate
- EIA の TOR
- 許可は、特段の問題がなければ、必要資料提出後、60 営業日以内に発効される。

(2) Environmental Clearance Certificate

LCCを取得した後、事業者は承認されたEIAのTORに基づきEIAを実施し、EIA報告書を環境局に提出する。EIAに特段の問題がなければ、環境局は60営業日以内にEIAを承認する。その後、事業者はECCの申請を行い、問題がなければ30営業日以内にECCが発効され、事業者は操業を開始することができる。以下に一連のプロセスにおいて必要な資料を示す（なお以下の資料の一部は、IEE提出時に必要な場合もありうる）。

- EIA および環境管理計画
- F/S レポート
- プロセスフロー図
- 汚水処理プラントを含めたレイアウト図
- 住民移転計画などその他必要な資料



出所：Environment Conservation Rules, 1997 より作成

図 11-1 LCC および ECC の取得フローの概要

環境局は工業セクターを対象に「EIA Guidelines for Industries, 1997」を策定している。当ガイドラインには、IEE/EIA で求められる内容が詳細に記述されている。

11.2 優先案件候補地周辺の環境状況

11.2.1 自然環境

(1) 自然保護区

「バ」国では、Bangladesh Environment Conservation Act, 1995 および Wildlife (Preservation) Act, 1974 に基づき指定されている自然保護区がある。また Forest Act, 1927 に基づいて指定されている保護林も存在する。またラムサール条約に登録されている湿地帯が Khulna 地区および Sunamganj 地区の 2 カ所にあるが、いずれも事業候補地外である。以下に上記の法律に基づき指定されている、事業候補地周辺の自然保護区または保護林の状況を示す。

■ Bangladesh Environment Conservation Act, 1995 指定の自然保護区

North-Maheshkhali 地点から南に約 10 km (Matarbari 地点からは南に約 15km) に位置する、Sonadia 島およびその周辺域は、Bangladesh Environment Conservation Act, 1995 の下、「Sonadia Island Ecologically Critical Area (ECA)」に指定されており、環境森林省環境局の管轄下にある。環境局は、UNDP/GEF の支援の下、「Sonadia Island ECA Conservation Management Plan」を策定し、それによれば、Sonadia Island ECA にはマングローブ、塩性湿地、干潟、砂浜、ラグーンなどが分布しており、哺乳類、鳥類、爬虫類、両生類、魚類、

無脊椎動物など様々な動物が生息し、その中には貴重種も含まれている（動植物に関する詳細は次表を参照）。次図に Sonadia Island ECA の範囲を示す。なお、送電線が敷設される Maheskhali と Chittagong 市間には ECA は存在しない。



出所：Sonadia Island ECA Conservation Management Plan—Draft (2006)より作成

図 11-2 Sonadia Island ECA の範囲（白点線が境界）

■ Wildlife (Preservation) Act, 1974 指定の自然保護区

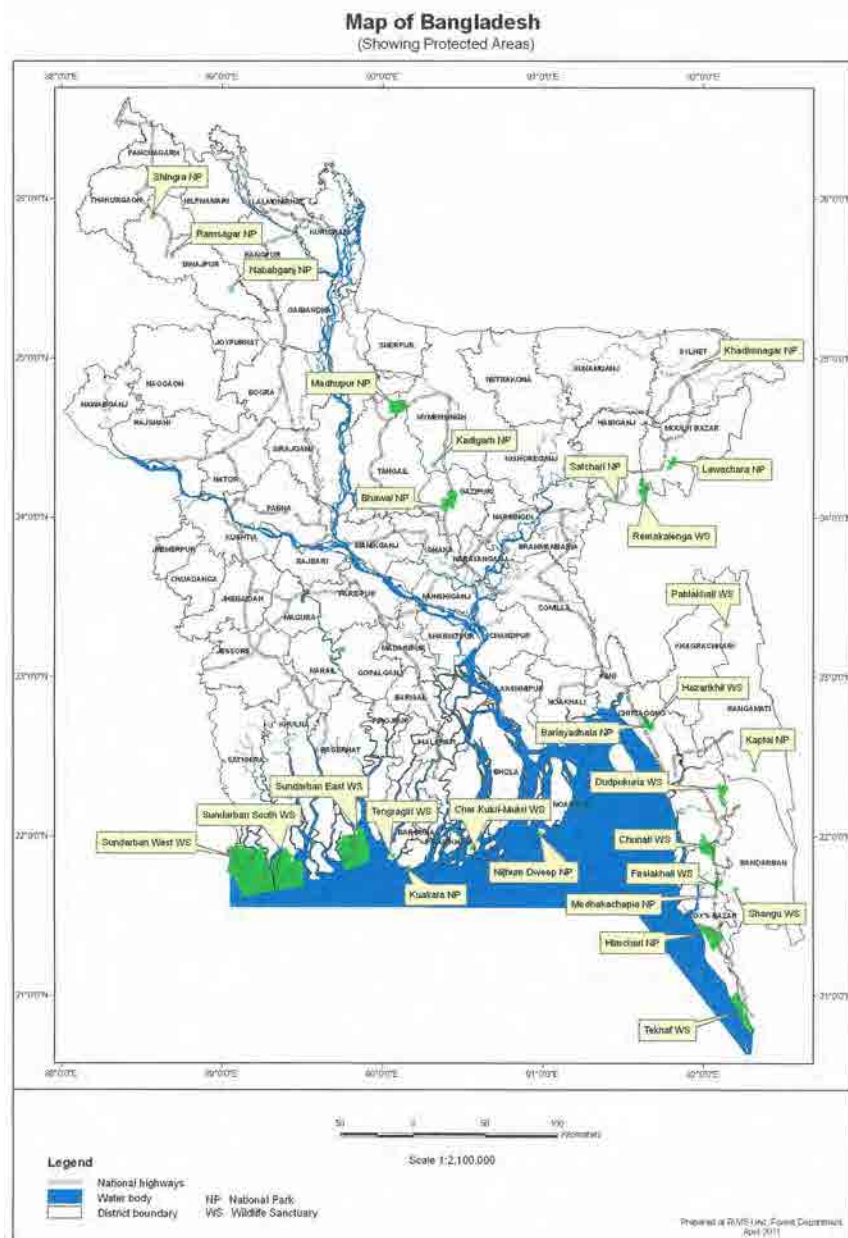
Wildlife (Preservation) Act, 1974 では、「National Park」と「Wildlife Sanctuary」の主に2種類の自然保護区を指定しており、環境森林省森林局（Bangladesh Forest Department）が管轄している。なお Maheskhali 島周辺には、いずれの保護区も存在しない。Maheskhali 島と Chittagong 市間には、National Park と Wildlife Sanctuary がいくつか存在するが、送電線は、これらの保護区のエリアを十分に回避して設置することが可能であると考えられる。次表に「バ」国の National Park と Wildlife Sanctuary のリスト、保護区の位置を示す。

表 11-1 「バ」国の National Park と Wildlife Sanctuary

分類	名称	地域	面積 (ha)	設立時期
National Park	1 Bhawal National Park	Gazipur	5022.00	11-05-1982
	2 Modhupur National Park	Tangail/ Mymensingh	8436.00	24-02-1982
	3 Ramsagar National Park	Dinajpur	27.75	30-04-2001
	4 Himchari National Park	Cox's Bazar	1729.00	15-02-1980
	5 Lawachara National Park	Moulavibazar	1250.00	07-07-1996
	6 Kaptai National Park	Chittagong Hill Tracts	5464.00	09-09-1999
	7 Nijhum Dweep National Park	Noakhali	16352.23	08-04-2001
	8 Medha Kachhapia National Park	Cox's Bazar	395.92	08-08-2008
	9 Satchari National Park	Habigonj	242.91	15-10-2005
	10 Khadim Nagar National Park	Sylhet	678.80	13-04-2006
	11 Baraiyadhala National Park	Chittagong	2933.61	06-04-2010
	12 Kuakata National Park	Patuakhali	1613.00	24-10-2010
	13 Nababgonj National Park	Dinajpur	517.61	24-10-2010
	14 Shingra National Park	Dinajpur	305.69	24-10-2010
	15 Kadigarh National Park	Mymensingh	344.13	24-10-2010
Wildlife Sanctuary	1 Rema-Kalenga Wildlife Sanctuary	Hobigonj	1795.54	07-07-1996
	2 Char Kukri-Mukri Wildlife Sanctuary	Bhola	40.00	19-12-1981
	3 Sundarban (East) Wildlife Sanctuary	Bagerhat	31226.94	06-04-1996
	4 Sundarban (West) Wildlife Sanctuary	Satkhira	71502.10	06-04-1996
	5 Sundarban (South) Wildlife Sanctuary	Khulna	36970.45	06-04-1996
	6 Pablakhali Wildlife Sanctuary	Chittagong Hill Tracts	42087.00	20-09-1983
	7 Chunati Wildlife Sanctuary	Chittagong	7763.97	18-03-1986
	8 Fashiakhali Wildlife Sanctuary	Cox's Bazar	1302.43	11-04-2007
	9 Dudh Pukuria-Dhopachari Wildlife Sanctuary	Chittagong	4716.57	06-04-2010
	10 Hazarikhil Wildlife Sanctuary	Chittagong	1177.53	06-04-2010
	11 Sangu Wildlife Sanctuary	Bandarban	2331.98	06-04-2010
	12 Teknaf Wildlife Sanctuary	Cox's Bazar	11615.00	24-03-2010
	13 Tengragiri Wildlife Sanctuary	Barguna	4048.58	24-10-2010

注：太字で示した保護区は、Maheshkhalı 島と Chittagong 市間に位置する。

出所：Bangladesh Forest Department (<http://www.bforest.gov.bd/conservation.php>)



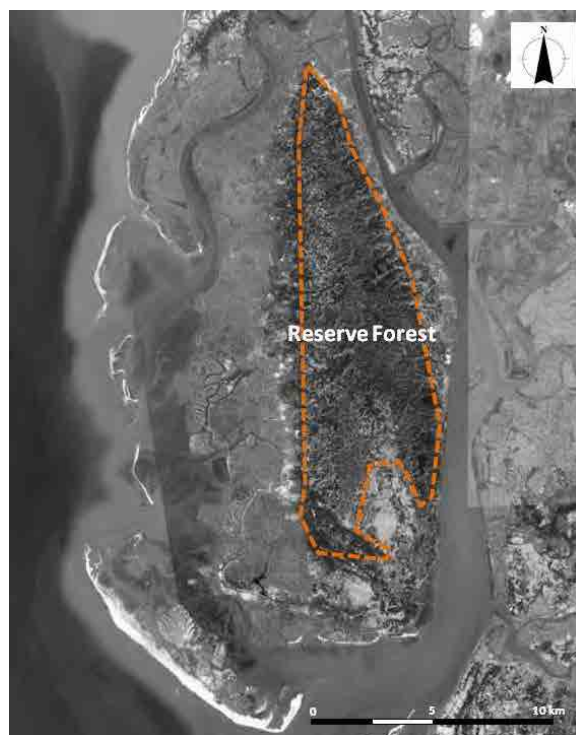
出所：Bangladesh Forest Department

図 11-3 「バ」国の National Park と Wildlife Sanctuary の位置

■ Forest Act, 1927 指定の保護林

Maheshkhali 島の丘陵地約 18,000 エーカーが Forest Act, 1927 のもと、1933 年に保護林（Reserve Forest）として指定されている。図 9-4 に保護林のおおよその指定範囲を示す。森林局によれば、保護林を指定する目的は、森林の保護、伐採の抑制、災害対策、野生生物保護など様々であり、許可を取得しない限り、保護林内への侵入および一切の活動は禁止されている。保護林の伐採が必要な場合は、伐採するエリア、および伐採する全ての樹木のサイズ

・種を記録した後、森林局の許可を取得する必要がある。なお Maheskhali 島の西岸一帯に分布するマングローブ林は、今後保護林に新たに指定される予定である。



出所：Bangladesh Forest Department 入手資料より作成

図 11-4 Maheskhali 島の保護林指定範囲

(2) 動植物

■ 植物

事業候補地の周辺には、植林および天然のマングローブ林が分布している。マングローブ植林は、主に海岸の防護策として 1960 年代から始まり、現在 Maheskhali 島の大半のマングローブは、植林およびそこから自然増殖したマングローブで構成されている。

■ 動物

事業候補地周辺には、Sonadia ECA と同様、干潟やマングローブが分布していることから、Sonadia ECA と類似した多種多様な動物が生息している可能性がある。なお既存資料によれば、Sonadia 島周辺には、IUCN レッドリストで絶滅危惧種に指定されている哺乳類、鳥類および爬虫類が生息しており、以下に詳細を示す。

哺乳類：

Sonadia Island ECA Conservation Management Plan によれば、Sonadia 島周辺の水路や沿岸には、海棲哺乳類のスナメリ (*Neophocaena phocaenoides*) およびカワゴンドウ (*Orcaella*

brevirostris) が生息しており、両種とも IUCN レッドリストで絶滅危惧Ⅱ類 (VU) に指定されている。

鳥類：

Sonadia Island ECA Conservation Management Plan によれば、約 70 種の鳥類が Sonadia 島周辺を休息場、餌場、越冬地として利用しており、その中には絶滅危惧種も含まれる。また Sonadia は、「Partnership for the East Asian-Australasian Flyway/Flyway Site Network」¹⁴ という国際的プログラムの下、渡り鳥の重要な生息地として認定されている。J.P. Bird et al. (2010)¹⁵ が 2010 年に実施した調査では、Sonadia 島と Maheskhali 島で以下の表に示す絶滅危惧種が確認されている。

表 11-2 Sonadia 島および Maheskhali 島で確認されている絶滅危惧種

英名	和名	種名	IUCN 分類
Spoon-billed sandpiper	ヘラシギ	<i>Eurynorhynchus pygmeus</i>	絶滅危惧 IA 類 (CR)
Nordmann's greenshank	カラフトアオシギ	<i>Tringa guttifer</i>	絶滅危惧 IB 類 (EN)
Great Knot	オバシギ	<i>Calidris tenuirostris</i>	絶滅危惧 II 類 (VU)

出所：J.P. Bird et al. (2010)

上記の絶滅危惧種のうち、ヘラシギは IUCN レッドリストで最も絶滅リスクが高い絶滅危惧 1A 類 (CR) に分類されていることから、特に留意が必要である。ヘラシギはロシアの極東で繁殖し、冬になると「バ」国を含め、東南アジアと南アジア各地の干潟域で越冬することが知られており、現在では、全世界での総個体数が 500-800 羽 (繁殖つがい数：120-250) 程度に減少している (J.P. Bird et al., 2010)。なお J.P. Bird et al. (2010) が 2010 年に「バ」国で実施した調査では、25 羽のヘラシギ個体が Maheskhali 島西岸の沖合干潟域の Kaladia および Halodia 調査地点で確認されている。

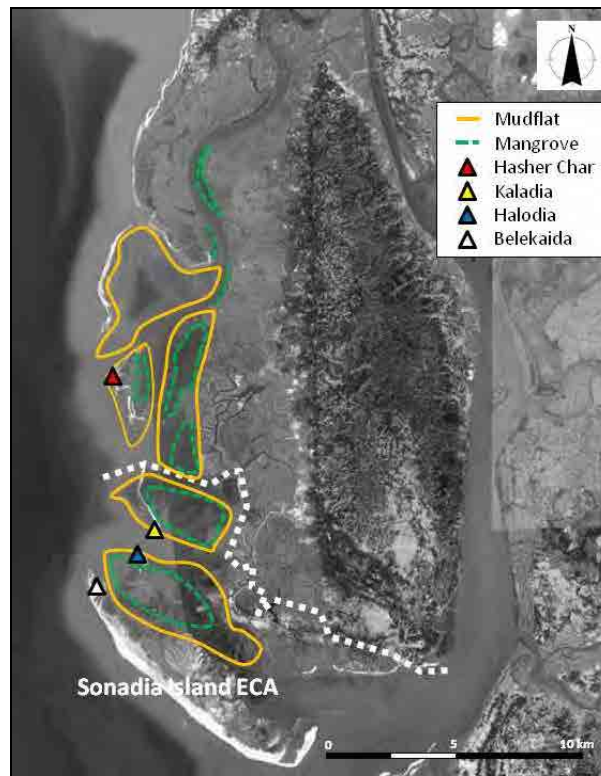
カラフトアオシギは、Maheskhali 島西岸の沖合干潟域の Hasher Char 調査地点で 24 羽、Kaladia 調査地点で 4 羽確認されている。

オバシギは、200 羽相当の個体数が、Maheskhali 島西岸の沖合干潟域の Hasher Char 調査地点、Kaladia 調査地点および Belekadia 調査地点で確認されている。

次図に上記の絶滅危惧種が確認された調査地点および主な干潟域の範囲を示す。

¹⁴ 渡り鳥の効果的な保全と保護の達成のために協力することを目的とした非法人の協同事業。

¹⁵ J.P. Bird et al. (2010) A survey of the Critically Endangered Spoon-billed Sandpiper *Eurynorhynchus pygmeus* in Bangladesh and key future research and conservation recommendations, Forktail 26 (2010): 1-8.



出所：J.P. Bird et al. (2010)より作成

図 11-5 絶滅危惧種が確認された調査地点の位置

爬虫類：

Sonadia Island ECA Conservation Management Plan によれば、Sonadia 島では IUCN レッドリストで絶滅危惧Ⅱ類 (VU) に指定されているヒメウミガメ (*Lepidochelys olivacea*) および絶滅危惧ⅠB 類 (EN) に指定されているアオウミガメ (*Chelonia mydas*) が産卵する。Marine Life Alliance という NGO が実施した調査によれば、2006-2007 年には、ヒメウミガメとアオウミガメでそれぞれ 60 回と 3 回の産卵が Sonadia 島で確認されている。また環境局でのヒアリングによると、Maheskhali 島西側の沖合にある砂州でもウミガメが産卵する。

11.2.2 社会環境

(1) 土地利用

Maheskhali 島西側の低地地帯の土地利用は、主に塩田、農地、養殖池などで構成される。主な居住区は島の中央を南北に走る道路沿いおよび島の南東部にあるため、本事業による大規模な住民移転は発生しないと考えられる。主要な町は、島の南東部に集中している。

(2) 経済活動

Maheskhali 島の主産業は、塩業とエビ養殖業である。地元住民へのヒアリングによれば、塩業は乾季、エビ養殖は雨季に行われる。その他には、農業および漁業が営まれているが、零細な規模である。農業は、米、野菜、ココナツなどが栽培されている。漁業は、入江や干潟域で、地曳網、刺網、投網、簀立などが行われている。

11.3 環境面の留意事項および EIA の TOR 案

11.3.1 環境面の留意事項

本事業は、発電施設の他にも大規模な港湾開発が含まれるため、様々な環境影響が想定され、慎重な対応が必要である。以下に主な留意事項を示す。

(1) IEE/EIA の TOR

BPDB は、5,000 エーカーの土地に、8,320 MW の石炭・LNG 複合発電施設（1,000 MW 石炭火力発電施設 4 基、660 MW 石炭火力発電施設 2 基、LNG 発電施設 4 基、石炭積降施設、石炭搬送施設、貯炭場、LNG ターミナル、800KV グリッドサブステーション）の建設を Maheskhali に計画しており、その IEE/EIA および自然条件調査を CEGIS に委託している（2011 年 12 月 27 日契約）。ただし、IEE/EIA を実施する上で最低限必要とされる施設レイアウトなどが具体化されていないため、IEE/EIA が実施できない状況にある。なお IEE/EIA の TOR（実際の TOR は付属資料 1 を参照）を精査した結果、以下の問題点が抽出された。

- 8,320 MW の事業計画は、環境に甚大な影響を及ぼす可能性が想定されるため、環境許可の取得は容易ではない。代替候補地の場所が明確でない。
- 調査団が想定している港湾施設（-15 m の岸壁と航路）および送電施設が計画に含まれていないため、それに係る海域の環境調査および自然条件調査が含まれていない。
- EIA 報告書の提出期限（契約から 3.5 カ月）から推測すると、環境ベースライン調査の期間が短い。
- 調査項目には、生態系が含まれているが、絶滅危惧種に係る調査の記述はない。

上記問題点を踏まえ、調査団は IEE/EIA の TOR に対する提言レターを先方政府に提出し、その概要を以下に示す（提言レターは付属資料 2 を参照）。

- 8,320 MW の石炭・LNG 複合発電施設のような大規模な事業は、段階的に実施するべきであり、第一段階としては、本調査が対象としている 600MWx2 の石炭火力発電施設を対象とすることが望ましい。よって IEE/EIA の対象も 600MWx2 の石炭火力発電施設に変更する。
- 代替候補地を、Matarbari、North-Maheskhali、South-Maheskhali の 3 カ所とし、環境影響、コスト、航路埋没などの要素を総合的に評価した後、事業サイトを決定する。
- 環境ベースライン調査には、港湾開発も含まれることから、海域の水質、底質、動植物などの調査も含める。

- 季節変動がある項目（水質、動物）については、少なくとも乾季と雨季に実施する。
- 絶滅危惧種に関しては、別途詳細な調査を実施する。

先方政府は上記提言レターを CEGIS に提出し、提言に対し、CEGIS から 2012 年 2 月 20 日付のレターで回答を得ている（提言レターの回答は添付資料参照）。以下に重要と思われる回答内容を示す。

- IEE/EIA を実施するためには、事業計画、設計、実施スケジュールなどの情報を含んだ F/S 報告書が必要。
- Matabari を代替候補地とする正式な決定が必要。
- 海域の水質、底質および動植物の調査は、実施することを検討する。
- 現行の契約では、調査期間の合計が 6 ヶ月のため、契約変更をしない限り、環境ベースライン調査および自然条件調査を雨季と乾季の両方で実施することはできない。
- 絶滅危惧種の調査に関しては、提言内容を踏まえ、実施することを検討する。

上記の一連のやり取りでは、IEE/EIA の対象を 8,320MW の石炭・LNG 複合発電施設から 600MWx2 の石炭火力発電施設に変更することに関する言及はないため、IEE/EIA の対象は引き続き 8,320MW の石炭・LNG 複合発電施設になる可能性がある。したがって本調査が想定している 600MWx2 の石炭火力発電施設の IEE/EIA は、別途契約で CEGIS に委託する選択肢も考えられる。またその場合は、JICA 本格調査団と先方政府間で十分協議した後、送電施設や RAP も含め IEE/EIA の委託内容を決めることが望ましい。

(2) 自然環境への影響

Maheshkhalia には、前述したように、マングローブ、干潟、砂州、自然保護区などの重要な生物生息場があり、また鳥類、ウミガメ類、イルカ類などの絶滅危惧種が生息していることから、本事業により自然環境に大きな影響がおよぶ可能性がある。したがって、EIA では詳細なベースライン調査および予測評価を実施すると共に、適切な対策・モニタリングを提案する必要がある。また原則、マングローブは海岸防護機能および保護林に指定される予定があるため伐採は避け、砂州・干潟の消失も最小限に抑えるように計画するべきである。以下に特に懸念される影響を示す。

- 浚渫の濁りによる、海洋生物および自然保護区への影響
- 浚渫および発電所建設に伴う干潟の消失による鳥類への影響
- 浚渫などの海洋工事および発電所操業によるウミガメへの影響
- 温排水による海洋生態系への影響
- 工事および操業の騒音による鳥類への影響

(3) 社会環境への影響

事業候補地およびその背後域では、いずれの候補地についても塩田またはエビ養殖が営まれている。検討地点内にある塩田・エビ養殖場が直接消失することは避けられないが、貯炭場・灰捨場からの粉塵飛散や水質汚染などにより、検討地点外にある塩田・エビ養殖場も広範囲に

影響を受ける可能性がある。なお塩田・エビ養殖場は地域の主産業であることから、多くの住民が活動拠点の移動または生計手段の変更を余儀なくされる可能性がある。したがって本格調査では、JICA 環境社会配慮ガイドラインに基づき、詳細な社会経済調査を実施し、塩田・エビ養殖従事者への影響を予測すると共に、適切な補償・生計回復計画（簡易版 RAP）を、「バ」国政府と協同で策定すべきである。またその過程では、被影響住民を含めステークホルダー協議を実施する。簡易版 RAP の項目は以下のとおり。

- 用地取得・住民移転の必要性
- 事業対象地の全占有者を対象とした人口センサス調査、財産・用地調査結果
- 事業対象地の占有者の最低 20%を対象とした家計・生活調査結果
- 損失資産の補償及び生活再建対策の受給権者要件
- 再取得価格調査を踏まえた、完全な再取得費用に基づく損失資産の補償手続き
- 生活再建対策ニーズ調査結果を踏まえた、移転前と比べ、受給権者の家計・生活水準を改善、少なくとも回復させるための生活再建対策
- 苦情処理を担う組織の権限及び苦情処理手続き
- 住民移転に責任を有する機関（実施機関、地方自治体、コンサルタント、NGO 等）の特定及びその責務
- 損失資産の補償支払完了後、物理的な移転を開始させる実施スケジュール
- 費用と財源
- 実施機関によるモニタリング体制、モニタリングフォーム
- 事業の初期設計及び生計再建対策の代替案に係る住民協議結果

(4) IEE/EIA の実施スケジュール

バ国側が実施する IEE/EIA は、極力 JICA 本格調査の実施時期に合わせ、調査団と連携しながら実施することが望ましい。なお EIA の環境ベースライン調査を雨季・乾季で実施する場合は、EIA の作成に 1 年程度要することが想定される。図 11-6 に「バ」国側が実施する IEE/EIA の想定スケジュールを示す。

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
IEE	Data collection (secondary data)												
	Analysis of alternatives												
	Public consultation												
	Preparation/submission of IEE report												
	Evaluation of IEE by DOE												
EIA	Field survey (primary data)												
	Impact assessment												
	Public consultation												
	Preparation of EMP/RAP												
	Preparation/submission of EIA report												
	Evaluation of EIA by DOE												

出所：調査団作成

図 11-6 「バ」国側が実施する IEE/EIA の想定スケジュール案

(5) その他

森林局でのヒアリングによれば、Maheskhali の一部海域が海洋保護区に設定される予定であり、現在その手続中とのことである。なおヒアリング後日、海洋保護区の範囲など、詳細な情報の提供を現地コンサルタントを通し森林局に要請したが、調査期間中に情報を入手することができなかった。

Matarbari 島および Maheskhali 島は、ともに島全域がコンサベーション・インターナショナル (CI) の定める生物多様性ホットスポット (インド-ビルマ地域) に含まれる。なお生物多様性ホットスポットに指定されるためには、以下の二つの厳密な基準を満たす必要がある。

- 維管束植物の内、最低でも 0.5% もしくは 1,500 種が固有のものである。
- 原生植生の内、最低でも 70% がすでに失われている。

なお、Matarbari および North-Maheskhali の事業候補地周辺陸域は、いずれも塩田・養殖地帯で構成されていることから、事業候補地周辺には、ホットスポットに関連する固有の維管束植物または原生的植生は存在しないと考えられる (事業候補地周辺のマングローブは固有種でも原生的植生でもない)。なお念のため、本格調査では、Matarbari および Maheskhali が生物多様性ホットスポットに指定されている根拠を調べ、影響範囲内に生物多様性ホットスポットの観点から保護すべき生物がある場合は、現地調査し、影響を予測・評価する。

11.3.2 EIA の TOR 案

本事業の IEE/EIA は、CEGIS が実施することが想定されるが、本格調査時には「JICA 環境社会配慮ガイドライン」を満足するよう技術的支援が必要と考えられ、以下の項目を調査する必要がある。

- ベースとなる環境社会の状況 (土地利用、自然環境、先住民族の生活区域及び経済社会状況等) の確認
- 相手国の環境社会配慮制度・組織の確認
- 環境配慮 (環境影響評価、情報公開等) に関連する法令や基準等
- JICA 環境ガイドライン (2010 年 4 月) との乖離
- 関係機関の役割
- スコーピング (事業を実施するにあたって考慮すべき環境社会項目とその評価方法を明らかにすること) の実施
- 影響の予測 (基本的に定量的予測を含む)
- 影響の評価及び代替案 (ゼロオプションを含む) の比較検討
- 緩和策 (回避・最小化・代償) の検討
- 環境管理計画・モニタリング計画 (実施体制、方法、費用など) の検討
- 予算、財源、実施体制の明確化
- ステークホルダー協議の開催支援 (実施目的、参加者、協議内容等)

なお支援内容の詳細は、先方政府が考える IEE/EIA の対象 (8,320MW の石炭・LNG 複合発電施設または 600MWx2 の石炭火力発電施設、送電施設を含めるか) や調査内容・期間などに

左右されるが、重要性から鑑み、本格調査時には少なくとも以下の調査を実施するべきと考える。送電施設以外の調査範囲は、原則、事業サイトから少なくとも半径 10 km 圏内とする。

(1) 環境ベースライン調査

■ 水質調査（海域）

項目：水温、pH、TSS、油分、残留塩素、全クロム、銅、鉄、亜鉛、鉛、カドミウム、水銀、ヒ素

頻度：雨季と乾季にそれぞれ 1 回

■ 底質調査（海域）

項目：比重、含水比、粒度組成、全クロム、銅、鉄、亜鉛、鉛、カドミウム、水銀、ヒ素
頻度：1 回

■ 生物調査（海域）

項目：底生生物（種類・生物量）、魚類（種類・産卵場・成育場）、イルカ類（個体数、生息場）、ウミガメ類（産卵場・産卵時期・産卵個体数）

頻度：底生生物、魚類、魚類は雨季と乾季にそれぞれ 1 回現地調査し、後はヒアリング調査で補足。ウミガメ類に関しては産卵時期に合わせて現地調査およびヒアリング調査

■ 鳥類調査（絶滅危惧種）

項目：絶滅危惧種であるヘラシギ、カラフトアオシギ、オバシギの飛来・越冬時期、重要な生息場の把握

頻度：飛来・越冬時期に 5 日間×3 回

■ 社会経済調査

項目：塩業・養殖業の実態（従事者数、生産量、生産額、収入、雇用形態など）、漁業実態（従事者数、漁場、漁法、漁獲量、漁獲高、主要魚種など）

(2) 影響の予測・評価

- 本事業により消失する干潟・砂州の面積を算定し、干潟・砂州消失による絶滅危惧種、生態系、生物多様性などへの影響を評価する。また希少な生態系の中で発電所を建設し、自然と共存している先行事例を調査する。
- 浚渫の濁りによる、自然保護区、絶滅危惧種、生態系、生物多様性、漁業などへの影響を、濁り拡散シミュレーションで予測・評価する。（乾季・雨季）
- 発電所から排出される大気汚染物質（NO_x・SO_x・PM₁₀）による、地域住民などへの影響を拡散シミュレーションで予測・評価する。（乾季・雨季）

- 発電所から排出される温排水による、絶滅危惧種、生態系、生物多様性などへの影響を拡散シミュレーションで予測・評価する。（乾季・雨季）
- 発電所からの騒音・振動による、絶滅危惧種、生態系、生物多様性および地域住民への影響をシミュレーションで予測・評価する。
- 貯炭場・灰捨場から飛散する可能性がある粉塵による、塩田・養殖などへの影響を拡散シミュレーションで予測・評価する。（乾季・雨季）

(3) 環境管理計画

- シミュレーション結果に基づいた対策・モニタリング計画の作成
- 絶滅危惧種への対策・モニタリング計画の作成
- 生計手段を失う住民の、補償・生計回復計画（簡易版 RAP）の作成
- 実施体制

(4) ステークホルダー協議

代替案の検討、スコーピング項目策定過程およびドラフトファイナルレポートの説明の段階の計三回で、地域住民を含むステークホルダー協議実施する。その際は、特に意思決定プロセスへのアクセスが弱い立場の人々に対しての十分な協議を行う。また地元 NGO や研究者も参加するように働きかける。

11.4 温室効果ガスの削減効果の算出

本事業が想定している超々臨界圧方式（USC）による CO₂ 削減効果を、一例として亜臨界圧方式を採用した場合と比較した。CO₂ の排出量は、環境省「温室効果ガス排出量 算定・報告・公表制度」に基づき、以下の計算式を用いて算出した。

計算式：

CO₂ 排出量

$$= \text{燃料使用量} \times \text{単位使用量当たりの発熱量} \times \text{単位使用量当たりの炭素排出量} \times 44/12$$

燃料使用量は、超々臨界圧方式および亜臨界圧方式の熱効率を、それぞれ 45% と 40% と設定し、それに基づき算出した。単位使用量当たりの発熱量は、本調査で 5,100 kcal/kg と設定。単位使用量当たりの炭素排出量は、「温室効果ガス排出量 算定・報告・公表制度」の「一般炭」の値（0.0247 tC/GJ）を用いた。表 11-3 に上記の条件下に基づき算出された超々臨界圧方式および亜臨界圧方式の CO₂ 排出量を示す。

表 11-3 超々臨界圧方式および亜臨界圧方式の CO₂ 排出量 (600MWx1 基、利用率 85%)

	超々臨界圧方式	亜臨界圧方式	備考
燃料使用量 (万 t/年)	175	200	超々臨界圧方式の熱効率：45% 亜臨界圧方式の熱効率：40%
単位使用量当たりの発熱量 (GJ/t)	21.369	21.369	本調査で 5,100 kcal/kg と設定
単位使用量当たりの炭素排出量 (tC/GJ)	0.0247	0.0247	「温室効果ガス排出量 算定・報告・公表制度」の一般炭の値
CO ₂ 排出量 (百万 tCO ₂ /年)	3.39	3.87	
CO ₂ 排出量 (tCO ₂ /MWh)	0.759	0.866	

出所：調査団作成

600MWx1 基あたりの CO₂ 排出量を算出した結果、超々臨界圧方式は、亜臨界圧方式と比べて年間あたり 48 万トンの CO₂ 削減効果がある。全国地球温暖化防止活動センターの統計によれば、日本の家庭から排出される年間 CO₂ 量は、1 世帯あたり約 4.852 トン (2009 年度) であるため、超々臨界圧方式 600MW の CO₂ 削減効果は、約 99,000 世帯の年間 CO₂ 排出量に相当する。

付属資料

目次

付属資料 1	EIA の TOR 案
付属資料 2	BPDB への提言レター
付属資料 3	提言レターに対する CEGIS の回答

付属資料 1

EIA の TOR 案

Section 6. Terms of Reference

TERMS OF REFERENCE FOR CONSULTING SERVICES ON INITIAL ENVIRONMENTAL EXAMINATION AND ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT OF PROPOSED 8,320MW COAL BASED AND LNG BASED THERMAL POWER PLANT AT MAHESHKHALI

A. Background

With the objective of sustainable power generation and reliable electricity supply, Bangladesh Power Development Board has planned to install a new Coal based and LNG based thermal power plant of 8320MW capacity at the location of Maheshkhali. The Project site is located in Hoanok union of Maheshkhali upazila covering Hoanok, Panir Chhorra, Hetalia and Amabassaya mouza. The project components include 5320 MW coal based thermal power plant (four units of 1000MW each and two units of 660 MW each), 3000MW LNG based combined cycle power plant (four units of 750 MW each), coal unloading, transporting and storing facilities, LNG terminal, 800KV grid sub-station. A total of 5,000acre land will be required for this project. The Power Plant shall be of most efficient technologies and minimum pollution level. With the purpose of obtaining Site Clearance and Environmental Clearance Certificates from Department of Environment of Bangladesh it is required to carry out Initial Environmental examination (IEE) and Environmental Impact Assessment (EIA) studies.

B. Objective

The objectives of this consultancy service are to carried out Initial Environmental Examination (IEE) and Environmental Impact Assessment (EIA) studies for the proposed 8,320 MW coal based (5,320MW) and LNG based (3000MW) thermal power plant at Moheshkhali. The specific objectives are:

- i. Conduct Initial Environmental Examination to identify possible Environmental and Socio-economic Impacts with possible mitigation measures and a tentative Environmental Management Plan
- ii. Conduct Environmental Impact Assessment with detail environmental and socio-economic baseline survey, prediction and evaluation of possible environmental and socio-economic impacts, and detail Environmental Management Plan
- iii. Topographical survey of 5,000 acre land of tentative site at Maheshkhali
- iv. Geotechnical Investigation of the proposed site.

C. Scope of Services

The scope of works includes mainly execution of IEE, EIA, topographical survey and geotechnical investigation. The scope of the services is detailed below:

C1 Initial Environmental Examination

The scope of services under the IEE study is as follows:

1. Selection of 2 possible alternative sites [Parki Beach, Anwara and Matarbari, Moheshkhali] and recommend one site which involves minimum agricultural land, minimum habitats to be displaced, minimum/avoiding hilly area, use maximum Government land (if available) and develop suitable layouts.
2. Land acquisition plan from the office of the Deputy Commissioner's office.
3. Land use/ Land cover including ecologically critical area, national parks, forest, orchard, cultural heritage site etc., if any, in the site selected for the power plant.
4. Topographical survey of the selected project site.
5. Meteorological data collection of the site from Bangladesh Meteorological Department (BMD).
6. Hydrological and morphological data collection from BWDB and BIWTA.
7. Agro-ecological zones data collection from AEZ report.
8. Agricultural data collection from BBS and DAE.
9. Water resources and soil salinity data collection from BWDB and SRDI.
10. Collection of data on access to port/railway/road from Port Authority, Bangladesh Railway and Roads and Highway Department.
11. Soil investigation of the selected site.
12. Seismicity analysis.
13. Sources of water during construction and operation.
14. Effluent disposal point(s).
15. Data on water quality, air quality and noise level.
16. Transportation of raw material and fuel.
17. Preliminary planning, design and drawing of power plants.
18. Specific statutory requirements applicable in Bangladesh.
19. Establishment of the environmental and social baseline condition in respect of water resources, air quality, noise level, land resources including land use/land cover, agriculture, fisheries, ecosystems and socio-economic condition.
20. Public consultation and disclosure
21. Identification of Important Environmental and Social Components (IESC).
22. Assessment of impacts of the proposed power plant on the environmental and social components.
23. Preliminary Environmental Management Plan (EMP).
24. Risk and hazard analysis.
25. Terms of Reference (TOR) for the Environmental Impact Assessment (EIA) study for approval by DOE.
26. Produce an IEE report, which shall form the basis of obtaining location/ site clearance from the DOE.

C2 Environmental and Social Impact assessment

The scope of services under the EIA study is as follows:

1. Carry out environmental and social impact assessment identifying the maximum generation capacity capable of being installed 5320 MW coal based thermal power plant (four units of 1000MW each and two units of 660 MW each), 3000MW LNG based combined cycle power plant (four units of 750 MW each) that will satisfy the applicable environmental requirements, including the laws and bylaws of Bangladesh and World Bank Group's health and safety guidelines.
2. Carry out hydrological investigation; evaluate the necessary LNG and coal supplying system.
3. Elaborate project description and design and the activities at pre-construction, construction and post-construction phases.
4. Establish environmental and social baseline condition in respect of water resources, land resources, agriculture, fisheries, ecology and socio-economic condition.
5. Carry out meteorological, noise level and air quality investigations for the proposed power plants and the necessary additional transmission lines.
6. Select environmental and social components likely to be impacts by the proposed coal-fired power plants.
7. Identify suitable control measures to minimize ash, CO, CO₂, SO_x, NO_x etc. emission from the power plants, if any, that should be required the developer under the request of proposals.
8. Identify exhaust stack requirements (275 Meters as per DOE rules) applicable to each plant so that concentration of SO₂ and particulate matter in the surrounding area is uniform and minimum.
9. Thermal plume modelling will be completed considering the proposed power plant including nearby industrial installations (if any).
10. Ability for the developers of the power generation projects to satisfy all national regulatory requirements and international obligations related to health and human safety and the environment in the construction, operation, and maintenance of imported coal projects of the anticipated size at the identified sites.
11. Ability to dispose efficiently and in a manner that complies with all national regulatory requirements and international obligations related to the ash generation by the power generation facilities (and the development of a recommended plan for doing so).
12. Social/infrastructure facilities to be required.
13. Assess and evaluate the ability of each of the projects (and any expansion projects at the site) to comply with all health and safety and environmental laws of Bangladesh and the requirements of the World Bank group. Identify any restriction that should reasonably be imposed on the developers of the power generation projects to ensure that expansion projects can be designed, constructed and operated in compliance with all such laws, regulations and requirements and also international obligations.
14. Evaluate the impact on environment in line with Bangladesh and/or World Bank requirement for the coal power plant and transmission line to ensure that the power generation facilities and transmission facilities can be designed, constructed and operated in compliance with all applicable environmental requirements.
15. Preparation of Environmental Management Plan (EMP), which shall include mitigation measures, enhancement and contingency measures and compensation.
16. As per TOR approved by the DOE, produce an EIA report which shall form the basis of obtaining environmental clearance from the DOE for implementation of the coal-fired steam power generation facilities.
17. Carry out the test for dust particles from coal to the air.
18. Study of siltration problem and migration of soil/sand in the proposed area.
19. Study of the township development of the area.
20. Study of salinity of the area.

C3. Topographical and Engineering Survey

- i. Carry out Benchmark pillar from nearest established Benchmark Pillar
- ii. Establishment of 5 numbers of Benchmark and 10 numbers of Reference Pillars (2 reference pillars for each BM)
- iii. Total station survey on 5000 acres area
- iv. Producing maps of topographical information and features
- v. Detail contour survey by taking spot levels at 20 Meter intervals constructing Bench mark, reference pillars and grid pillars of approved specifications at 100 meter grid points of the area surveyed.

C4. Geotechnical Investigation

- i. Execution of minimum 20 numbers of exploratory borings depth up to 40 meters, recording of sub-soil stratification and position of ground water table.
- ii. Execution of standard penetration test (SPT) at an interval of 1.5 m depth with collection of disturbed soil samples up to the final depth of exploration of each boring.
- i. Carried out laboratory test of required engineering properties of sub soil.

D. Responsibilities of consultants

The consultant shall carry out the services as detailed in “Scope of Works” in the best interest of the BPDB with the reasonable care, skill and diligence with sound engineering administrative and financial practices and shall be responsible to the executive agency (BPDB) for discharge of responsibilities.

E. Responsibility of the Clients

The client, Bangladesh Power Development Board will provide all necessary information on project design, process and data as per requirement of Department of Environment. In addition, the client will facilitate the study with necessary support and references in collecting data from different Government Departments.

F. Resources Requirement/Qualification of Professionals

All Experts must have graduate with 10 years job experience in relevant field except Junior specialists and surveyors and field researchers, whose job experience shall be at least 3 years.

G. Deliverables

The following reports are to be delivered by the consultants to BPDB:

- An Inception Report shall be submitted within 15 (fifteen) days from the commencement of the assignment
- The Draft Final IEE Report shall be submitted at the end of 1.25 months from the date of signing contract;

- The Final IEE Report shall be submitted within 07 days after receiving comments on draft final report;
- Draft Topographical survey reports and maps, and geotechnical investigation report shall be submitted at the end of 4 months from the date of signing contract
- Draft Topographical survey reports and maps, and geotechnical investigation report shall be submitted at the end of 4 months from the date of signing contract
- The Draft Final EIA Report shall be submitted at the end of 3.5 months from the date of signing contract;
- The Final EIA Report shall be submitted within 15 days after receiving comments on draft final report;
- All report shall be submitted to BPBD in (five) hard copies and soft copy on CD.

H. Staffing

Sl. No.	Discipline	Number	Person-Months		
			IEE study	EIA study	Total
1	Environmental Expert/Team Leader	1	1	3	4
2	Water Resources Engineer	1	1	2	3
3	Electrical Engineer	1	1	1	2
4	Morphologist	1	1	1	2
5	Mechanical engineer	1	1	1	2
6	Ecologist	1	1	1	2
7	Fisheries Specialist	1	1	1	2
8	Soil and Agriculture Specialist	1	1	1	2
9	Socio-Economist	1	1	1	2
10	Environmental Law Specialist	1	1	1	2
11	Junior Environmental Engineer	1	1	2	3
12	Field Researcher	2	2	2	4
		13	13	17	30

I. Tentative Report Format of EIA

The EIA report should be prepared following the Format of DoE where the following items shall have to be included. The IEE report has to be completed following the DoE's guideline.

Tentative TOR that shall be followed in formatting the EIA Report

- I. The TOR of the EIA shall incorporate the following components/items :

I. Executive Summary

II. Introduction

- II.1. Background
- II.2. Purpose of the Study
- II.3. Need of the Project
- II.4. Importance of the Project
- II.5. Scope of EIA Study

II.6. EIA Team

III. Legal and Legislative Framework, Regulations and Policy Considerations (including inter alia Environment Policy, National Energy Policy, Industry Policy, National Forest Policy, National Water Policy, Coastal Zone Management Policy, National Land use Policy, National Agriculture Policy, Fisheries policy, National coal policy, etc.)

IV. Project Data Sheet

- IV.1. Project Proponent
- IV.2. Project location and area
- IV.3. Nature and Size of the Project
- IV.4. Project Concept
- IV.5. Project Components
- IV.6. Project Activities
- IV.7. Project schedule
- IV.8. Resources and utilities demand
- IV.9. Sources of Primary Fuels (Quality and Country of Origin)
- IV.10. Transportation of primary Fuel

V. Process Description

- V.1. Project Site
- V.2. Project Layout
- V.3. Land Requirement
- V.4. Fuel Requirement
- V.5. Water Requirement
- V.6. Technology Selection and Process Description
- V.7. Description of Major Systems
- V.8. Material Balance
- V.9. Pollution Mitigation Measures (Units & Devices)

VI. Analysis of Suitability for Different Alternatives (this analysis shall be performed, among other approaches, in a GIS based Spatial Decision Support System (SDSS) presenting the suitability of different options for both the interventions)

VII. Detail description of the land cover/land use (with all the existing resource classes along with area coverages shall be shown in the respective maps derived from updated image of proper spatial and spectral resolution. Basic information (name of satellite, date and time of acquisition with atmospheric condition, spatial resolution, color composite etc.) of the image data to be used for making landuse/landcover maps shall be mentioned)

VIII. Description of Environment

- VIII.1 Study Area (10 Km. radius), Period, Component and methodology (Seasonal Variation should be covered)
- VIII.2 Coal availability, including distance to “mine mouth”, the non-sterilisation coal reserves and the feasibility of distance between station and coal

- VIII.3 Water availability
- VIII.4 Sorbent availability
- VIII.5 Hydrogeology
- VIII.6 Meteorology
- VIII.7 Ambient Air Quality
- VIII.8 Ambient Noise Quality
- VIII.9 Surface & Ground Water Quality
- VIII.10 Aquatic Monitoring
- VIII.11 Soil Quality
- VIII.12 Ecology
 - VIII.12.1 Forests
 - VIII.12.2 Flora
 - VIII.12.3 Fauna
- VIII.13 Demography Profile and Occupational Pattern
- VIII.14 Land use and Cropping Pattern
- VIII.15 Socio-economic Scenario
- VIII.16 Distance to urban and rural communities (proximity to sensitive receptors)
- VIII.17 Transmission capacity/options for linking to grid
- VIII.18 Distance to existing infrastructure such as roads, etc.
- VIII.19 Current and surrounding land use and associated communities

IX. Environmental Impacts

- IX.1 Identification of Impact
- IX.2 Sustainability of Quality of Coal and Continuity of Supply

IX.3 Construction Stage Impact

- IX.3.1 Impact on Landform
- IX.3.2 Impact on Natural Resources
- IX.3.3 Impact on Eco-systems
- IX.3.4 Impact on Ambient Air
- IX.3.5 Impact on Ambient Noise
- IX.3.6 Impact on Water Bodies
- IX.3.7 Impact on Soil
- IX.3.8 Impact on Workers Health, Sanitation and Safety
- IX.3.9 Impact on Key Point Installations & others
- IX.3.10 Solid Waste Disposal
- IX.3.11 Social Impact due to industrial set up and harnessing of coal and other resources locally (if any)
- IX.3.12 Impact due to transportation of raw materials

IX.4 Operation Stage Impact

- IX.4.1 Impact on Natural Resource
- IX.4.2 Impact on eco-systems
- IX.4.3 Impact due to collection of Resources from Local Sources within the Country (if any)
- IX.4.4 Impact on Ambient Air
- IX.4.5 Impact on Ambient Noise
- IX.4.6 Impact on Water Bodies (both surface & ground)
- IX.4.7 Solid Waste Disposal
- IX.4.8 Soil and Agriculture
- IX.4.9 Impact on Ground Water

- IX.4.10 Impact due to Ash Disposal
- IX.4.11 Ecology (Flora and Fauna)
- IX.4.12 Impact on Occupational Health
- IX.4.13 Impact on Public Health and Safety
- IX.4.14 Impact on Traffic Movement
- IX.4.15 Social Impact
- IX.4.16 Impact on Tourism
- IX.4.16 Impact due to transportation of primary fuels

X. Evaluation of Impacts

The impacts should be evaluated in terms of their local, regional and national importance. The impact should be assessed in terms of the magnitude, significance, frequency of the occurrence, duration and probability. The confidence level in the prediction must be stated. The judgment of significance of impacts can be based on one or more of the following, depending on the environmental factor being evaluated. These are :

- i. comparison with laws, regulation or accepted national or international standards
- ii. reference to pre-set criteria such as conservation or protected status of a site, feature or species
- iii. consistency with pre-set policy objectives
- iv. consultation and acceptability with the relevant decision makers, civil society, local community or the general public.

XI. Mitigation Of Impacts

Mitigation measures which may be of the following categories and coverages:

- i. changing project layout, transport routes, disposal routes or locations, timing or engineering design
- ii. introducing pollution controls, waste treatment, phased implementation and construction, engineering measures, monitoring, landscaping, social services or public education;
- iii. rehabilitation, compensation to restore, relocate or provision of concession for damage

XII. Environmental Management Plan

XII.1 EMP during Construction Phase

- XII.1.1 Site Preparation
- XII.1.2 Infrastructure Services
- XII.1.3 Construction Equipment
- XII.1.4 Safety Measures

XII.2 EMP during Operation Phase

- XII.2.1 Air Pollution Management
 - XII.2.1.1 transportaion and handling of raw materials
 - XII.2.1.2 Operation Stage
- XII.2.2 Waste Water Management
- XII.2.3 Noise Management
- XII.2.4 Solid Waste Management
 - XII.2.4.1 Fly Ash Utilization
 - XII.2.4.2 Ash Utilization
- XII.2.5 House Keeping

XII.2.6 Safety and Occupational Health

- XII.3 Greenbelt Development
- XII.4 Rain Water Harvesting Plan
- XII.5 Rehabilitation and Resettlement Plan
- XII.6 Thermal pollution management
- XII.7 Coal Washery
- XII.8 Coal Yard Mgt
- XII.9 CDM Intent
- XII.10 Budget for EMP
- XII.11 Contingency Plans

The project authority shall:

- a) Provide a conceptual contingency plan that considers environmental effects associated with operational upset conditions such as serious malfunctions or accidents;
- b) Describe the flexibility built into the plant design and layout to accommodate future modifications required by any change in emission standards, limits and guidelines.

XIII. Risk Assessment

- XIII.1 Consequence Analysis
- XIII.2 Emergency Response Plan
- XIII.3 Risk Mitigation Measures

XIV. Environment Monitoring Plan

- XIV.1 Monitoring Plan
 - XIV.1.1 Stack Emission Monitoring
 - XIV.1.2 Ambient Air Monitoring
 - XIV.1.3 Meteorological Monitoring
 - XIV.1.4 Equipment and Ambient Noise
 - XIV.1.5 Surface Water & Waste Water Monitoring
 - XIV.1.5 Ground Water Monitoring
 - XIV.1.6 Solid & Hazardous Waste Monitoring
 - XIV.1.7 Flora and Fauna Monitoring
 - XIV.1.8 Workers Health and Safety Monitoring
 - XIV.1.9 Community Health Monitoring
 - XIV.1.10 Monitoring of DMP
 - XIV.1.11 Monitoring and CSR Activities
- XIV.2 Action During Abnormal Operating conditions
- XIV.3 Budgets for Monitoring
- XIV.4 Reporting

XV. Work Plan

XVI. Project Benefits with Benefit-Cost analysis that covers among others, Environmental and Social Cost

XVI. Public Consultation

Public Consultation both in Local and National Level should be carried out. The public participation process is critical in ensuring public review and input into the EIA process. Some of the authorities to be engaged include: Department of

Environment, Forest Department, Water Development Board, BIWTA, Chittagong Port Authority, RHD, PWD, DPHE, Bangladesh Parjatan Corporation, Department of Fisheries, LGED, other national/local departments where deemed necessary, Local Administrations (DC, UNO, UP Chairman & Members), Community Based Organisations, Non-Governmental Organisations, Business Unions, Farmers' Unions, etc.

The project authority must provide a detailed Public Participation Plan, which shall include, but not be limited to the following: A timetable for communication, detailing who will be consulted and why; as a minimum, one public meeting should be held during the Scoping phase and one public meeting during the impact assessment phase (although this number might be increased due to the width of the study area). The timing of these meetings would be decided upon in conjunction with relevant stakeholders; ensure that the public participation process complies with the relevant EIA regulations; compile minutes of the meetings and send to all participants and organise appropriate feedback mechanisms for public comment.

付属資料 2

BPDB への提言レター

February 5, 2012

Bangladesh Power Development Board (BPDB)
Coal Power Generation Company (CPGC)

Subject: Recommendations on the TOR of IEE/EIA of proposed 8,320 MW coal based and LNG based thermal power plant at Maheshkhali

Dear Mr. Azizur Rahman

JICA Study Team for “Data Collection Survey on Coal Power Master Plan Follow-up in the People’s Republic in Bangladesh” would like to make the following recommendations regarding the TOR of IEE/EIA of proposed 8,320 MW coal based and LNG based thermal power plant at Maheshkhali:

1. Scope of the Project

(1) Since the 8,320 MW project is a long-term and large-scale plan and may have significant environmental impacts, the project should be implemented in phases. Hence, the JICA Study Team would like to recommend to start from 600 MW x 2 coal-based power plant, and adjust the scope of the IEE/EIA accordingly. The basic components of the 600 MW x 2 coal-based power plant are:

- 600 MW x 2 coal power plant (400 x 700 m)
- Coal stockyard (400 x 700 m)
- Ash pond (1,000 x 500 m)
- Coal unloading berth for 80,000 DWT ships
- Navigational channel (-15 m)
- Transmission line (400 kV to Chittagong)

2. Analysis of alternative sites

(1) The project site should be determined after a comprehensive analysis of potential alternative sites. The Study Team recommends north Maheshkhali, south Maheshkhali and Matabari as potential sites (see attached Figure 1 for the locations). Among others, the following factors should be considered in the analysis:

- Impacts on endangered species (e.g. migratory birds, sea turtles, dolphins)
- Impacts on protected areas and ecologically sensitive areas (e.g. Sonadia ECA, reserve forest, mangroves, mudflats)
- Impacts on social environment (e.g. land use, resettlement, livelihood)
- Location of other planned projects (e.g. LNG terminal project in Maheshkhali)
- Construction cost
- Requirement of maintenance dredging
- Difficulty of construction
- Operational efficiency
- Potential for future expansion

(2) As part of the above analysis, natural condition survey should also be conducted to understand seabed sand movement of the area, which will be important for assessing the requirement of maintenance dredging. Following are recommended surveys:

- Bathymetric survey (once each in dry and wet seasons, and after cyclone)



- Particle size analysis of seabed sediment (once each in dry and wet seasons, and after cyclone)
- Suspended solid (SS) concentration of mid and bottom layers. (once each in dry and wet seasons, and after cyclone)
- Visual observation of wave, current and turbidity dispersion after cyclone

Figure 2 shows recommended survey boundary and sites.

3. Baseline environmental survey of EIA

- (1) Baseline environmental survey should cover at least over an area of 10 km radius from the project site.
- (2) Baseline environmental survey for the marine component should at least include seawater quality, marine sediment quality and marine flora/fauna (e.g. mangroves, benthos, fish, marine mammals).
- (3) Baseline environmental survey should be conducted during both dry and wet seasons, for parameters that have seasonal variation (e.g. seawater quality, marine flora/fauna).
- (4) Detailed survey should be conducted on endangered species that are known to be present in the Maheshkahli area (e.g. migratory birds, sea turtles and dolphins). The survey should especially consider the following:
 - Location of important wintering areas and wintering seasons of endangered migratory birds (e.g. Spoon-billed sandpiper, Nordmann's greenshank, Great Knot)
 - Nesting season and important nesting areas of sea turtles
 - Important habitats of dolphins

We sincerely hope that you carefully consider our recommendations and please do not hesitate to ask if you have any questions or comments.

Genshiro Kano, JICA Study Team Leader
Tokyo Electric Power Company (TEPCO), Tokyo, Japan
Tel: +81-3-6373-5584, Fax: +81-3-3596-8599
E-mail: kano.genshiro@tepcoco.jp

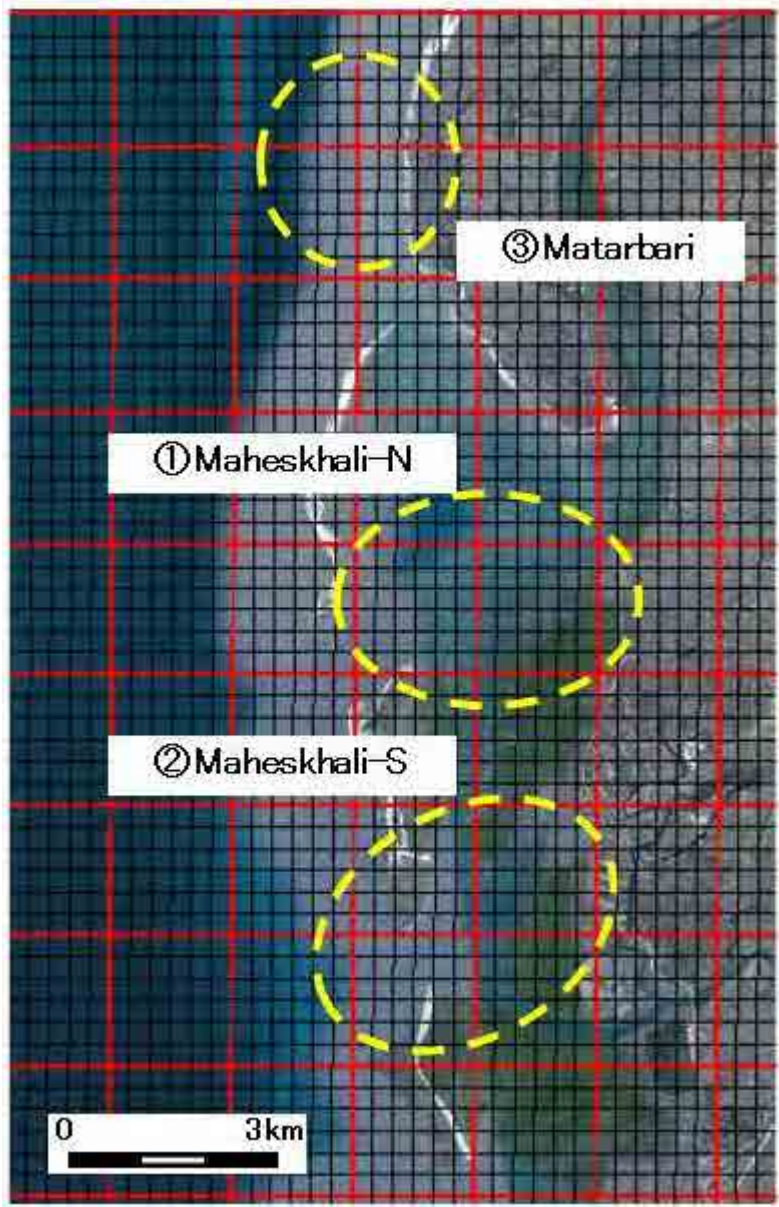


Figure 1 Recommended potential sites for 660MWx2 project

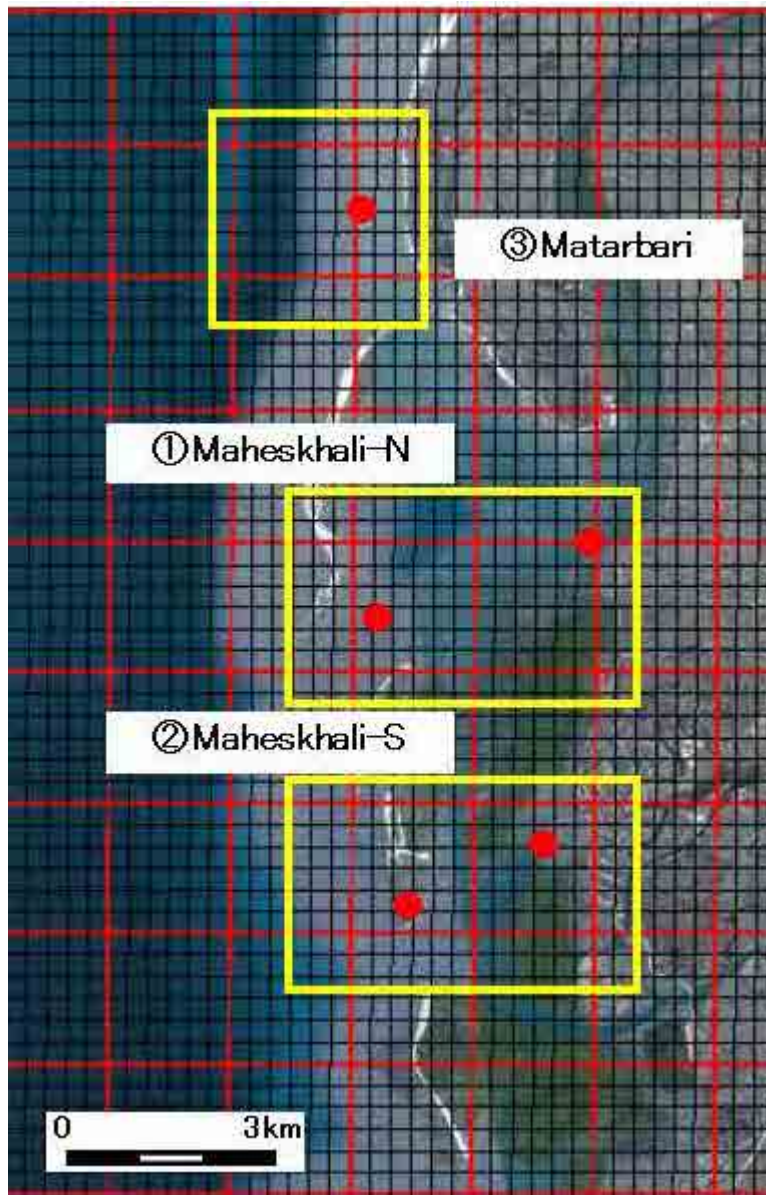


Figure 2 Survey boundary and sites for the natural condition survey

付属資料 3

提言レターに対する **CEGIS** の回答

4

CEGIS Center for Environmental and Geographic Information Services
 (A Public Trust Under The Ministry of Water Resources)
 House No. 6, Road No. 23/C, Gulshan-1, Dhaka-1212, Bangladesh

The Project Director
 Chittagong and Khulna 1300 X 2 M.W Coal based TPSC project
 Bangladesh Power Development Board
 Biddut Bhaban, Level-9, Room no-913
 1-Nawab Abdul Gani Road, Dhaka-1000

Our ref: 42.06.2626.105.41.001.12-178
Your ref: 381/CE/C&K CBPSCP/BPDB/2012
Subject: Suggestion on IEE and EIA of Maheshkhali LNG and Coal based Power Plant

Date: 20 February 2012
 Dated: 16.12.2012

Dear Sir,

In response to your above reference, we are pleased to inform that a team of experts has already been mobilized our team for conducting IEE and EIA of the subject mentioned project. Meanwhile, the Inception Report has been prepared and submitted as per Contract. The team is now preparing for carrying out baseline survey and collecting all relevant information from available secondary sources. Please note that, the detail survey for environmental assessments including the Topographical Survey, Geotechnical Investigation depend on final confirmation of the project boundary. The project boundary provided from your end is attached herewith (attachment-1). In the inception, report some constrains related to proposed project area has been pointed out: 1) area overlapping with proposed Deep Sea Port Development area. 2) acquisition of valuable agricultural land and land potential for development of settlement in future. You are therefore requested to confirm the project area and its boundary considering the revision (if needed) so that we can start detail baseline survey and topographical survey. Similarly, tentative locations of bore holes (20 nos) where geotechnical investigations are to be made are also needed from your end.

We also like to thank you for sending us the suggestion vide your office memo no 381/CE/C&K CBPSCP/BPDB/2012 dated 16.02.2012 in conducting IEE/EIA of Maheshkhali Thermal Power Plant. We would like to assure you that your suggestions, which are compatible with the ToR shall be taken in to account. However, some of the suggestions are beyond the scope of our ToR. The responses on the given suggestions are presented in the table below:

Sl No.	Instruction	CEGIS' Remarks
1 (a)	Alternative site analysis should include the followings:	
	Impacts on endangered species (e.g. migratory birds, sea turtles, dolphins)	This will be duly considered during alternative analysis as well as impact assessment.
	Impacts on protected areas and ecologically sensitive areas (e.g. Sonadia ECA, reserve forest, mangroves, mudflats)	Thanks for your suggestion; working on the same is in progress. Potential impacts on ecological sensitive areas would be considered during alternative analysis.
	Impacts on social environment projects (e.g. land use, resettlement, livelihood)	This will be duly considered
	Location of other planned projects (e.g. LNG terminal project in Maheshkhali)	This information is to be received from BPDB or Feasibility Study Team. Collecting the same from your office will be incorporated in the reports.
	Construction cost	This information should have to be provided by BPDB or Feasibility Study team.
	Requirement of maintenance dredging	Dredging requirement assessment is beyond the scope of the study. However, in another ongoing study- Coal Sourcing, Transportation and Handling, Capital Dredging Requirement has been assessed for Hoanok site, we can incorporate that information. However, comparative analysis between two sites might be done on qualitative basis but quantification

Sl. No.	Instruction	CEGIS' Remarks
		might require detail study which is beyond the scope of the study.
	Difficulty of Construction	As a Consulting Team for Environmental Studies only. Environmental Difficulties to be faced during planning and construction will be considered in alternative analysis.
	Operational efficiency	This information should have to be provided by BPDB or Feasibility Study Team.
	Potential for future expansion	Only the land availability in this regard would be possible to frame this criterion.
I (b)	As a part of the above analysis, natural condition survey should also be conducted to understand seabed sand movement of the area, which will be important for assessing the requirement of maintenance dredging. Following are recommended surveys:	
	Bathymetric survey (once each in dry and wet seasons, and after cyclone)	As per ToR. Bathymetric Information will be collected from BIWTA, Bangladesh Navy or other available sources. These mentioned organizations carry out Bathymetric Survey in Maheshkhali Area in each 3-5 years interval. These information will be collected, analyzed and incorporated in the Report. The suggested survey needs at least one year study provided additional financial resources, which is not included in this ToR of IEE/EIA.
	Particle size analysis of seabed sediment (once each in dry and wet seasons, and after cyclone)	As per ToR. CEGIS will analyze particle size of sea bed sediment if BPDB allocates some boreholes (from 20 nos of total boreholes) in sea shore area. It is to be mentioned here that, this analysis might be carried out for shallower area but might not be possible in Deep Sea Area. The analysis might not be possible in different seasons as the study is only for 6 months. During wet season, the sea condition might not be favorable for such works.
	Suspended solid (SS) concentration of mid and bottom layers. (once each in dry and wet seasons, and after cyclone)	SS concentration of Sea Water will be analyzed only for one season as the study is only for 6 months.
	Visual observation of wave, current and turbidity dispersion after cyclone Figure 2 shows recommended survey boundary and sites.	Oceanographic survey is beyond the the scope of the services provided by the ToR. However, data from available secondary sources will be collected and incorporated in the report. The mentioned Figure-2 was missing with the letter, <u>Please send us the figure-2.</u>
2	Baseline environmental survey of EIA	
	Baseline environmental survey should cover at least over an area of 10 km radius from the project site	Thanks. this will be duly considered
	Baseline environmental survey for the marine component should at least include seawater quality, marine sediment quality and marine flora/fauna (mangroves, benthos, fish, marine mammals)	Thanks. this will be duly considered
	Baseline environmental survey should be conducted during both dry and wet seasons, for parameters that have seasonal variation (e.g. seawater quality, marine flora/fauna).	Seasonal variation might not be possible to explore by this study as the study is for a total duration of only 6 months. Carry out survey for exploring the seasonal variation would be possible if the duration of the study is extended and the additional financial support for the same is provided.

WS

Sl. No.	Instruction	CEGIS' Remarks
	<p>Detailed survey should be conducted on endangered species that are known to be present in the Maheshkhali area (e.g. migratory birds, sea turtles, dolphins). The survey should especially consider the following:</p> <p>Location of important wintering areas and wintering seasons of endangered migratory birds (e.g. Spoon-billed sandpiper, Nordmann's greenshank, /great Knot). Nesting season and important nesting areas of sea turtles. Important habitats of dolphin</p>	<p>Thanks. this will be duly considered</p>

In addition, CEGIS suggests revising the alternative sites mentioned in the ToR. ToR, names Anwara, Chittagong and Hoanok, Maheshkhali as alternatives sites. CEGIS feels, alternative analysis needs to be carried out in between Matarbari site and Hoanok site. The same has also pointed in the Inception Report. During discussions the same opinion was pointed out by the JICA team.

It is to be noted here that the impact identification and assessment completely depend on project information, plans and design. As such we would request you to provide feasibility study report of the Maheshkhali 8320 MW Coal and LNG based Power Plant with detail project information, plans and design. Otherwise, it would not be possible for us to complete the IEE and EIA within the stipulated time and the study period including additional financial resources would be required to be extended.

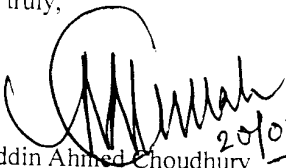
Under such circumstances, we would request you to kindly provide us the followings:

- Final project area and its boundary
- Decision on inclusion of Matarbari site instead of Anwara site as an alternative site
- Tentative location of 20 Boreholes including shallow areas of sea
- Feasibility study provided with detail description of project plans, designs, and implementation schedule
- Study report on coal sourcing, transportation and handling (a draft report has already been submitted by CEGIS, hence you need take necessary initiatives for finalization of the report)
- Study report on LNG sourcing, transportation and handling
- Land acquisition plan for the proposed Maheshkhali Thermal Power Plant

Thanking you in anticipation of your best endeavor and assure you of our best services.

With best regards,

Yours truly,


 20/02/12
 Giasuddin Ahmed Choudhury
 Executive Director, CEGIS

