

バングラデシュ国

電力・エネルギー・鉱物資源省

バングラデシュ国  
チッタゴン石炭火力発電所  
建設事業準備調査報告書

ファイナルレポート  
(発電所・港湾・送電線・  
アクセス道路・自然条件調査)

Book 1

平成 27 年 3 月

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社  
東京電力株式会社

4R
CR(2)
15-010



バングラデシュ国

電力・エネルギー・鉱物資源省

バングラデシュ国  
チッタゴン石炭火力発電所  
建設事業準備調査報告書

ファイナルレポート  
(発電所・港湾・送電線・  
アクセス道路・自然条件調査)

Book 1

平成 27 年 3 月

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社  
東京電力株式会社



## 目次

目次

表・図目次

略語

頁

### Book 1

<b>第 1 章</b>	<b>序文</b> .....	<b>1-1</b>
1.1	背景 .....	1-1
1.2	本調査の目的 .....	1-2
1.2.1	本調査の目的.....	1-2
1.2.2	調査実施内容.....	1-2
1.2.3	調査スケジュール.....	1-2
1.3	調査団の構成および分担 .....	1-4
<b>第 2 章</b>	<b>本事業の基本コンセプト</b> .....	<b>2-1</b>
2.1	基本コンセプトの設定 .....	2-1
2.1.1	1st Unit with State-of-art Technology ～ 初号機にふさわしく、かつ技術力向上に適した設備とする .....	2-2
2.1.2	Environmental Friendly ～ 環境負荷の低い設備とする .....	2-3
2.1.3	Power System Stability ～ 「バ」国の電力ネットワーク安定に寄与する最適な設備とする .....	2-5
2.1.4	Expansion Potential in the future ～ 将来発展性のある設備とする .....	2-5
2.1.5	Social Community Development ～ 地域社会に貢献する発電所とする .....	2-6
<b>第 3 章</b>	<b> Bangladesh の現状と本事業の必要性・妥当性</b> .....	<b>3-1</b>
3.1	国の一般的概要 .....	3-1
3.1.1	地勢と人口 .....	3-1
3.1.2	気候 .....	3-1
3.1.3	政治体制.....	3-2
3.2	マクロ経済 .....	3-2
3.2.1	全般的な経済状況.....	3-2
3.3	電力セクターの現状 .....	3-4
3.3.1	電力セクターの組織形態 .....	3-4
3.3.2	電力セクターの現況と課題 .....	3-6
3.4	他ドナーの動向と実績 .....	3-8

3.4.1	他ドナーの動向.....	3-8
3.4.2	電力事業と既設プロジェクトの現状.....	3-13
3.5	石炭火力発電マスタープラン調査（PSMP2010）の概要.....	3-17
3.5.1	電力需要予測.....	3-17
3.5.2	エネルギーバランスと電源開発シナリオ.....	3-18
3.5.3	石炭火力開発計画.....	3-20
3.6	エネルギーの選択肢（石炭の必要性）.....	3-21
3.6.1	エネルギーバランス.....	3-22
3.6.2	各種発電用エネルギーの比較.....	3-22
3.6.3	石炭利用における環境負荷低減策.....	3-25
3.6.4	輸入炭を使用することの妥当性.....	3-30
3.7	発電設備単機容量.....	3-31
3.7.1	経済性.....	3-32
3.7.2	電力系統全系崩壊の可能性.....	3-33
3.7.3	供給信頼度のレベル.....	3-34
3.7.4	環境性（CO <sub>2</sub> 排出量）比較.....	3-35
3.7.5	保守点検の容易性.....	3-35
3.7.6	総合評価.....	3-35
3.8	本事業がもたらす経済効果.....	3-36
3.8.1	GDP に与える影響.....	3-36
3.8.2	電力セクターの財政に与える影響.....	3-37
3.8.3	地域住民にもたらす効果.....	3-37
<b>第4章</b>	<b>発電所計画地の選定.....</b>	<b>4-1</b>
4.1	検討地点.....	4-1
4.2	事業候補地点.....	4-1
4.3	検討条件.....	4-2
4.3.1	検討フロー.....	4-2
4.3.2	自然条件の概況.....	4-3
4.3.3	港湾施設計画の条件.....	4-8
4.4	港湾配置計画の検討（港湾設備）.....	4-9
4.5	事業候補地点の比較検討.....	4-12
4.5.1	港湾域の静穏度.....	4-12
4.5.2	漂砂シミュレーション.....	4-30
4.5.3	事業候補地点の選定結果（港湾計画に基づく選定）.....	4-46
4.6	港湾施設計画の検討（港湾施設）.....	4-48
4.6.1	概要.....	4-48
4.6.2	沖積み荷役設備の可能性検討.....	4-50

4.7	代替案の検討.....	4-53
4.8	結論.....	4-63
<b>第5章</b>	<b>事業候補地の自然条件.....</b>	<b>5-1</b>
5.1	サイクロン.....	5-1
5.2	地形.....	5-4
5.3	地質・地盤.....	5-6
5.4	底質.....	5-8
5.5	水質.....	5-10
5.6	海域水深.....	5-10
5.7	潮流.....	5-13
5.8	波浪.....	5-15
5.9	地震係数.....	5-16
5.10	津波.....	5-20
5.11	洪水.....	5-22
<b>第6章</b>	<b>石炭供給計画.....</b>	<b>6-1</b>
6.1	石炭資源量と埋蔵量.....	6-1
6.1.1	石炭分類.....	6-1
6.1.2	世界の石炭確定埋蔵量.....	6-1
6.2	世界における輸入炭の需給状況.....	6-2
6.2.1	世界の石炭需要.....	6-2
6.2.2	世界の石炭生産.....	6-4
6.2.3	石炭の海上貿易.....	6-4
6.2.4	一般炭の輸出国.....	6-5
6.2.5	一般炭の輸入国.....	6-5
6.3	Matarbari CFPP への石炭供給可能性.....	6-6
6.3.1	豪州.....	6-7
6.3.2	インドネシア.....	6-9
6.3.3	南アフリカ.....	6-12
6.3.4	モザンビーク.....	6-13
6.4	Matarbari CFPP への石炭供給計画.....	6-14
6.4.1	輸入炭の発熱量と輸入炭の概要.....	6-14
6.4.2	設計炭の石炭品質.....	6-16
6.4.3	石炭供給調査.....	6-17
6.4.4	石炭価格.....	6-25
6.4.5	石炭輸送と積出港.....	6-30
6.4.6	船の配分計画.....	6-40
6.4.7	輸送船の形態.....	6-44

<b>第7章</b>	<b>概念設計</b> .....	<b>7-1</b>
7.1	プロジェクトの概要.....	7-1
7.2	プラントシステムの基本検討.....	7-1
7.2.1	蒸気サイクルの候補.....	7-1
7.2.2	主要部材の材質.....	7-1
7.2.3	各蒸気サイクルの予想性能.....	7-3
7.2.4	蒸気サイクルの経済性評価.....	7-7
7.3	業務範囲.....	7-10
7.3.1	一般.....	7-10
7.3.2	請負者が実施する業務.....	7-10
7.3.3	400 kV 送電線と変電所設備.....	7-17
7.3.4	発注者が実施する業務.....	7-19
7.4	発電所設計の基本条件.....	7-19
7.4.1	設計条件.....	7-19
7.4.2	想定プラント性能.....	7-20
7.4.3	規格.....	7-21
7.4.4	発電所配置計画.....	7-22
7.4.5	環境要求事項.....	7-28
7.4.6	ボイラおよび排ガス処理装置.....	7-31
7.4.7	蒸気タービンおよび附属設備.....	7-35
7.4.8	石炭および石炭燃焼灰取扱設備.....	7-43
7.4.9	用水処理設備.....	7-52
7.4.10	排水処理設備.....	7-58
7.4.11	消火設備.....	7-61
7.4.12	電気設備.....	7-61
7.4.13	制御監視装置.....	7-68
7.5	操作上の必要条件.....	7-68
7.5.1	一般事項.....	7-68
7.5.2	プラント責務.....	7-69
7.5.3	制御と運転の考え方.....	7-69
7.6	各代替案比較のまとめ.....	7-70
<b>第8章</b>	<b>土木建設業務の検討</b> .....	<b>8-1</b>
8.1	発電所敷地高の検討.....	8-1
8.1.1	設計潮位.....	8-1
8.1.2	設計高潮位.....	8-2
8.1.3	高潮対策.....	8-8
8.1.4	浚渫土量の検討.....	8-10

8.1.5	発電所の敷地高	8-11
8.2	港湾設備計画	8-14
8.2.1	対象船舶と港湾設備	8-14
8.2.2	対象船舶の諸元	8-14
8.2.3	船舶航路および泊地の諸元	8-14
8.2.4	港湾レイアウトの比較検討	8-15
8.2.5	維持浚渫	8-18
8.2.6	概略検討	8-22
8.2.7	浚渫工事の検討	8-24
8.2.8	浚渫・敷地造成工事に係る施工手順	8-30
8.3	冷却水設備	8-32
8.3.1	冷却水取水量	8-32
8.3.2	取水、放水方式の選択	8-32
8.3.3	放水方式	8-34
8.4	スクリーンポンプピット	8-35
8.5	循環水パイプ	8-36
8.6	放水トンネル	8-37
8.7	放水口	8-38
8.8	建屋	8-39
8.9	煙突	8-40
8.10	道路	8-41
8.11	雨水設備	8-42
8.12	灰捨場	8-42
8.13	物揚場	8-44
8.14	地盤改良	8-45
<b>第9章</b>	<b>電力系統解析および送変電設備計画</b>	<b>9-1</b>
9.1	電力系統解析	9-1
9.1.1	線種選定	9-1
9.1.2	電力系統解析の目的	9-7
9.1.3	検討ケースとその条件	9-8
9.1.4	電力潮流計算	9-10
9.1.5	N-1 想定事故計算	9-13
9.1.6	事故電流解析	9-13
9.1.7	過渡安定度解析	9-14
9.2	送電線	9-16
9.2.1	送電線ルート概要	9-16
9.2.2	送電線概略設計	9-22

9.2.3	送電線の資材数量.....	9-27
9.2.4	スペアパーツ、工具及び計測機器類.....	9-28
9.3	400kV Anowara 変電所（既設系統との接続点）.....	9-29
9.3.1	変電所概要.....	9-29
9.3.2	変電所の概略設計.....	9-30
9.4	概算事業費.....	9-33
9.4.1	400kV 送電線建設費.....	9-33
9.4.2	400kV Anowara 変電所増設工事費.....	9-35
9.4.3	400 kV 送電線建設及び Anowara 変電所増設の総工事費.....	9-37
9.4.4	支出計画.....	9-37
<b>第 10 章</b>	<b>プロジェクト建設計画.....</b>	<b>10-1</b>
10.1	プロジェクト実施スケジュール.....	10-1
10.2	プロジェクト実施.....	10-3
10.2.1	入札方式.....	10-3
10.2.2	発電プラントおよび港湾設備建設の調達パッケージ比較.....	10-5
10.2.3	発電プラント建設の入札者に対する事前資格審査（PQ）.....	10-7
10.2.4	想定建設工程.....	10-8
10.2.5	主要建設工事.....	10-10
10.2.6	プロジェクト実施手続き.....	10-13
10.3	発電所と港湾建設のコンサルタント業務実行計画.....	10-14
10.3.1	コンサルタントの業務範囲.....	10-14
10.3.2	報告書と書類.....	10-19
10.3.3	専門的知識必要条件.....	10-19
10.3.4	コンサルタントのための必要条件（基準）.....	10-20
10.3.5	プロジェクト実施体制.....	10-21
10.4	400kV 送電線工事及び調達.....	10-22
10.4.1	実施方針.....	10-22
10.4.2	調達方針.....	10-23
10.4.3	コンサルタント業務範囲.....	10-23
10.4.4	送電線・変電所建設スケジュール(Lot 2).....	10-25
10.5	経営計画コンサルティングサービス.....	10-27
10.5.1	サービスのスコープ.....	10-27
10.5.2	必要な専門家.....	10-28
10.6	石炭調達コンサルティングサービス.....	10-28
10.6.1	サービスのスコープ.....	10-28
10.6.2	必要な専門家.....	10-30
10.7	アクセス道路のコンサルタント業務実行計画.....	10-31

10.7.1	コンサルタントの業務範囲 .....	10-31
10.7.2	報告書及び提出書類 .....	10-35
10.7.3	専門的必要条件 .....	10-37
10.7.4	コンサルタントの必要条件 .....	10-38
10.7.5	事業実施組織、体制 .....	10-39
<b>第 11 章</b>	<b>事業実施体制 .....</b>	<b>11-1</b>
11.1	プロジェクトの実施体制 .....	11-1
11.1.1	基本方針 .....	11-1
11.1.2	プロジェクトの実施主体 .....	11-1
11.1.3	本プロジェクトの実施体制案 .....	11-2
11.1.4	運転開始後の維持管理体制 .....	11-5
11.1.5	Public-Private Partnership (PPP)の導入可能性 .....	11-5
11.2	事業に関連する組織の機能と役割 .....	11-8
11.2.1	事業の推進 .....	11-8
11.2.2	資金調達 .....	11-9
11.2.3	電力の販売 .....	11-11
11.3	公的セクター電力機関の財務状態比較 .....	11-12
11.3.1	電力機関のプロフィール .....	11-12
11.3.2	経営効率からみた財務面の実績 .....	11-17
11.3.3	公的電力機関の財務体力 .....	11-28
11.4	関係機関の組織図と要員数 .....	11-33
11.4.1	PGCB .....	11-33
11.4.2	BPDB の IPP Cell .....	11-36
11.4.3	Power Division .....	11-36
11.5	組織の強化およびプロジェクト実施に関するロードマップ .....	11-38
11.5.1	短期 .....	11-38
11.5.2	中期 .....	11-41
<b>第 12 章</b>	<b>新発電会社の経営管理 .....</b>	<b>12-1</b>
12.1	CPGCBL の目指すべき方向性 .....	12-1
12.1.1	目指すべき方向性 .....	12-1
12.1.2	CPGCBL 経営ビジョン .....	12-2
12.2	コーポレートガバナンス .....	12-4
12.2.1	「バ」国における関係法令 .....	12-4
12.2.2	先行する民営化企業における主要な調査結果 .....	12-5
12.2.3	CPGCBL コーポレートガバナンス体制に係る基本的枠組みの構築 .....	12-7
12.3	人材管理 .....	12-13
12.3.1	人材管理政策 .....	12-13

12.3.2	組織管理体制	12-14
12.3.3	採用	12-20
12.3.4	キャリア開発とトレーニング	12-33
12.4	経理及び財務管理	12-38
12.4.1	会計システム	12-38
12.4.2	財務管理	12-54
12.4.3	プロジェクト実施のための資金調達	12-60
12.4.4	運転資金の調達	12-62
12.4.5	予算管理	12-64
12.4.6	財務シミュレーション	12-69
12.5	リスク管理	12-71
12.5.1	リスクの把握	12-71
12.5.2	リスクの分析	12-71
12.5.3	契約による保全及び「バ」国における慣行	12-85
12.5.4	買電契約（PPA）	12-91
12.5.5	リスクを最小化するための方策	12-93
12.6	石炭の調達	12-99
12.7	情報管理	12-107
12.7.1	情報発信	12-107
12.7.2	維持管理活動へのフィードバック：Performance Management System の導入	12-107
12.7.3	外部への情報発信	12-109
12.8	経営計画	12-110
<b>第 13 章</b>	<b>運転維持管理</b>	<b>13-1</b>
13.1	組織管理システム	13-1
13.1.1	基本方針	13-1
13.1.2	組織図と業務分担	13-2
13.2	運転維持管理	13-7
13.2.1	基本方針	13-7
13.2.2	石炭火力発電所の特徴	13-8
13.2.3	「バ」国内における技術的能力	13-9
13.2.4	個別課題への対応策	13-12
13.3	発電所におけるキャリア開発とトレーニング	13-18
13.3.1	基本方針	13-18
13.3.2	発電所要員の養成方法	13-18
13.3.3	運転訓練	13-19
13.3.4	シミュレータ導入によるオペレーション技術の向上	13-22
13.3.5	研修計画の概要と必要な機材	13-24

13.4	環境管理	13-26
13.4.1	組織体制	13-26
13.4.2	環境保全対策	13-26
13.4.3	環境モニタリング管理	13-29
13.4.4	地域社会との共生	13-30
13.5	安全管理	13-32
13.5.1	基本方針	13-32
13.5.2	現状分析	13-32
13.5.3	リスク低減へのアプローチ	13-34
13.5.4	組織制度面の提案	13-35
13.5.5	事前安全活動（予防保全活動）	13-39
13.5.6	事後活動	13-41
13.5.7	安全装備品	13-42
13.5.8	建期間中及び営業運転開始後の安全管理体制の強化	13-43
13.6	運転維持管理に関する将来の方向性	13-44
13.6.1	現状の課題	13-44
13.6.2	長期的なメンテナンス計画	13-46
13.6.3	メンテナンス体制	13-48
13.6.4	運転体制	13-51
13.6.5	発電所の O&M 費用	13-54
13.7	送電線の運転維持管理	13-62
13.8	アクセス道路建設の実施と維持管理	13-64
13.8.1	実施機関	13-64
13.8.2	プロジェクト実施ユニット（PIU）	13-69
13.8.3	関連機関	13-72
<b>第 14 章</b>	<b>経済財務分析</b>	<b>14-1</b>
14.1	事業費	14-1
14.1.1	算出の基本条件	14-1
14.1.2	プラント建設費	14-2
14.1.3	発電設備建設費の推定	14-3
14.2	経済及び財務分析	14-6
14.2.1	前提条件	14-6
14.2.2	財務シミュレーション	14-13
14.3	財務的評価	14-18
14.3.1	評価の方法論と基本的変数	14-18
14.3.2	財務コスト	14-19
14.3.3	財務便益	14-21

14.3.4	FIRR .....	14-21
14.3.5	感度分析 .....	14-26
14.3.6	結論と提言 .....	14-28
14.4	経済分析 .....	14-29
14.4.1	評価方法と基本的変数 .....	14-29
14.4.2	経済費用 .....	14-29
14.4.3	経済便益 .....	14-29
14.4.4	経済分析 .....	14-30
14.4.5	感度分析 .....	14-32
14.5	運用効果指標 .....	14-34
14.5.1	定量的効果 .....	14-34

## Book 2

### 第 15 章 環境社会配慮

## Book 3

### 第 16 章 アクセス道路の計画と設計

### 第 17 章 自然条件調査

## Book 4

### Appendices

#### 第 5 章

#### 第 10 章

#### 第 12 章

#### 第 15 章

## Book 5

### Appendices

#### 第 16 章

#### 第 17 章

表目次

	頁
表 1.2-1	本調査の実施スケジュール..... 1-3
表 2.1-1	日本における USC 石炭火力設備の導入実績..... 2-3
表 3.2-1	主要マクロ経済指標..... 3-3
表 3.3-1	一人当たりの電力消費量..... 3-6
表 3.4-1	ADB の実績..... 3-9
表 3.4-2	WB の実績..... 3-11
表 3.4-3	他ドナーによる実績..... 3-12
表 3.5-1	2030 年までの長期需要予測..... 3-17
表 3.6-1	「バ」国のエネルギーバランス（2009 年）..... 3-22
表 3.6-2	「バ」国が調達を計画する火力発電用燃料の比較..... 3-25
表 3.7-1	比較対象ケース..... 3-32
表 3.7-2	発電原価（送電端）..... 3-32
表 3.7-3	供給信頼度のレベル..... 3-35
表 3.7-4	CO <sub>2</sub> 排出量..... 3-35
表 4.3-1	Sonadia Island 周辺における潮流..... 4-7
表 4.3-2	Sonadia Island における潮位..... 4-7
表 4.3-3	対象船舶の諸元..... 4-8
表 4.3-4	航路および泊地の諸元..... 4-8
表 4.3-5	航路・バースの静穏度条件..... 4-8
表 4.4-1	配置計画案..... 4-9
表 4.5-1	港内各水域の波高比（防波堤なし）..... 4-13
表 4.5-2	港内各水域の波高比（防波堤あり）..... 4-13
表 4.5-3	港内各水域の稼働率（防波堤なし）..... 4-16
表 4.5-4	港内各水域の稼働率（防波堤あり）..... 4-16
表 4.5-5	複合出現頻度表（防波堤あり、港内、年）..... 4-17
表 4.5-6	有義波高と周期の頻度表（泊地、7 月）..... 4-18
表 4.5-7	有義波高と周期の頻度表（泊地、6 月）..... 4-18
表 4.5-8	港内各水域の波高比（防波堤なし）..... 4-19
表 4.5-9	港内各水域の稼働率（防波堤なし）..... 4-23
表 4.5-10	複合出現頻度表（港内、年）..... 4-24
表 4.5-11	港内各水域の波高比（防波堤なし）..... 4-25
表 4.5-12	港内各水域の稼働率（防波堤なし）..... 4-28
表 4.5-13	複合出現頻度表（港内、年）..... 4-29
表 4.5-14	海浜変形に及ぼす影響検討結果..... 4-32
表 4.5-15	事業候補地点の選定結果（港湾計画の観点に基づく）..... 4-46

表 4.5-16	港湾形状の最適検討結果	4-47
表 4.6-1 (1)	沖積み荷役設備地点の例	4-49
表 4.6-1 (2)	沖積み荷役設備地点の例	4-50
表 4.7-1	Matarbari と Maheskhali サイトの自然環境の比較	4-53
表 4.7-2	主なシミュレーション結果	4-54
表 4.7-3	自然環境からみた両候補地の比較	4-55
表 4.7-4	主なシミュレーション結果	4-55
表 4.7-5	港湾形式の比較	4-56
表 4.7-6	サイトが属する社会環境状況	4-59
表 4.7-7	社会環境からみた両サイトの比較	4-61
表 4.8-1	サイト選定の結果	4-63
表 5.1-1	来襲した主要なサイクロン(1960年～2011年)	5-1
表 5.3-1	ボーリング調査	5-6
表 5.3-2	ボーリング調査	5-6
表 5.4-1 (1)	底質調査結果（雨期）	5-8
表 5.4-1 (2)	底質調査結果（乾期）	5-9
表 5.5-1	水質調査結果	5-10
表 5.7-1	調和定数	5-13
表 5.7-2	測定箇所一覧	5-15
表 5.9-1	地震係数 (Z)	5-18
表 5.9-2	構造物重要度係数 (I)	5-18
表 5.9-3	地域係数 (S)	5-18
表 5.9-4	構造仕様別応答係数(R)	5-19
表 6.1-1	世界の石炭可採埋蔵量	6-2
表 6.2-1	地域別・シナリオ別石炭需要	6-4
表 6.2-2	世界の石炭生産量	6-4
表 6.2-3	一般炭輸出量上位国	6-5
表 6.2-4	一般炭輸入量上位国	6-6
表 6.3-1	輸送費と航海日数	6-6
表 6.3-2	豪州の石炭需給見通し	6-7
表 6.3-3	豪州の石炭プロジェクト数	6-8
表 6.3-4	豪州の石炭増産計画	6-9
表 6.3-5	豪州の炭種別石炭輸出見通し	6-9
表 6.3-6	インドネシアの石炭増産計画	6-10
表 6.3-7	インドネシアの炭種別石炭輸出見通し	6-11
表 6.3-8	南アフリカの石炭増産計画	6-13
表 6.3-9	南アフリカの炭種別石炭輸出見通し	6-13

表 6.3-10	モザンビークの石炭増産計画	6-14
表 6.3-11	モザンビークの炭種別石炭輸出見通し	6-14
表 6.4-1	設計炭の候補	6-16
表 6.4-2	単味銘柄の概要	6-17
表 6.4-3	ブレンド用炭の概要	6-17
表 6.4-4	生産実績	6-18
表 6.4-5	各ピットの生産量、埋蔵量と生産状況	6-21
表 6.4-6	石炭性状	6-21
表 6.4-7	石炭性状と生産量	6-22
表 6.4-8	石炭品質	6-24
表 6.4-9	石炭の計画生産量	6-24
表 6.4-10	OECD による石炭価格の長期シナリオ	6-26
表 6.4-11	6,300kcal と 4,700kcal の予想 FOB 価格	6-28
表 6.4-12	Matarbari CFPP への豪州炭価格 (US\$/t)	6-29
表 6.4-13	Matarbari CEPP へのインドネシア炭価格 (US\$/t)	6-29
表 6.4-14	ニューキャッスル港の実績	6-31
表 6.4-15	PWCS の設備能力	6-33
表 6.4-16	NCIG の設備能力	6-34
表 6.4-17	インドネシア国の石炭埋蔵量	6-35
表 6.4-18	代表的な船型	6-45
表 6.4-19	豪州、インドネシアの主要港からの航海日数の試算	6-49
表 7.2-1	大型火力発電設備向けの典型的に蒸気サイクル性能	7-1
表 7.2-2	亜臨界、SC 及び USC の予想性能比較	7-6
表 7.2-3	燃料費の正味現在価値	7-8
表 7.2-4	石炭火力発電所建設費の比較	7-9
表 7.2-5	亜臨界および USC 石炭火力発電所の経済性比較	7-10
表 7.4-1	設計条件（案）	7-19
表 7.4-2	設計炭仕様(案)	7-20
表 7.4-3	想定プラント性能	7-20
表 7.4-4	発電所敷地の配置と必要敷地面積	7-25
表 7.4-5	汚染物質の排出制限値	7-28
表 7.4-6	工業エリアにおける騒音基準値	7-28
表 7.4-7	工業排水基準	7-29
表 7.4-8	生活排水基準	7-31
表 7.4-9	ボイラ設計基準	7-32
表 7.4-10	石灰石/石膏法 FGD と海水法 FGD の比較	7-34
表 7.4-11	ボイラ排ガス処理設備の所要性能	7-35

表 7.4-12	TC と CC 軸構成の比較	7-37
表 7.4-13	蒸気タービンおよび付帯設備の仕様	7-41
表 7.4-14	貫流ボイラのボイラ給水処理	7-43
表 7.4-15	グラブタイプと連続式バケットタイプの比較表	7-45
表 7.4-16	フラットタイプと管タイプの比較表	7-48
表 7.4-17	各脱塩装置の比較	7-54
表 7.4-18	発電機仕様概要	7-65
表 7.4-19	変圧器タイプの比較	7-66
表 7.6-1	各代替案比較のまとめ	7-71
表 8.1-1	22 年間の潮位データ(参考値)	8-1
表 8.1-2	極値統計解析による高潮	8-3
表 8.1-3	サイクロンデータ	8-4
表 8.1-4	沿岸域の設計高潮	8-6
表 8.1-5	設計高潮	8-8
表 8.1-6	高潮対策工の比較検討	8-9
表 8.1-7	浚渫土量の計算結果	8-10
表 8.2-1	対象船舶の諸元	8-14
表 8.2-2	船舶航路および泊地の諸元	8-14
表 8.2-3	港湾形状の比較検討結果	8-17
表 8.2-4	底質土の粒径分布	8-21
表 8.2-5	浚渫方法	8-25
表 8.2-6	浚渫方法の概要	8-25
表 8.3-1	各種取水方式の分類および適用比較表	8-33
表 8.3-2	各種放水方式の分類及び適用比較表	8-34
表 8.8-1	建屋詳細	8-39
表 8.10-1	道路幅員と隅切り半径	8-41
表 9.1-1	400kV Bibiyana – Kaliakoir 送電線のコスト	9-1
表 9.1-2	電線のリスト	9-1
表 9.1-3	各送電線の想定コスト	9-2
表 9.1-4	損失係数計算のための想定	9-3
表 9.1-5	送電容量計算のための条件	9-4
表 9.1-6	各送電線の送電容量	9-4
表 9.1-7	送電線年経費計算のための条件	9-4
表 9.1-8	600MW/回線時の各送電線の特性	9-5
表 9.1-9	回線あたり 600MW の場合の各送電線の年経費	9-6
表 9.1-10	1,200MW/回線時の各送電線の特性	9-6
表 9.1-11	回線あたり 800MW/1,000MW の場合の各送電線の年経費	9-7

表 9.1-12	ACSR Finch VS LL-TACSR 490mm <sup>2</sup> .....	9-7
表 9.1-13	電力系統解析検討項目.....	9-8
表 9.1-14	2020 年頃の Hatharzari 以南の発電所リスト .....	9-9
表 9.1-15	2020 年頃の Hatharzari 以南の電力需給バランス .....	9-9
表 9.1-16	2020 年頃の電源と需要パターン.....	9-9
表 9.1-17	検討で使用した 400kV 送電線定数.....	9-10
表 9.1-18	Machine .....	9-10
表 9.1-19	Generator.....	9-10
表 9.1-20	Exciter .....	9-10
表 9.1-21	Governor .....	9-10
表 9.1-22	想定事故計算結果.....	9-13
表 9.1-23	事故電流値.....	9-14
表 9.1-24	過渡安定度解析結果.....	9-15
表 9.2-1	主な角度点の座標.....	9-17
表 9.2-2	概略区間長.....	9-18
表 9.2-3	電線の技術的特性.....	9-23
表 9.2-4	地線の技術的特性.....	9-23
表 9.2-5	がいし形状.....	9-24
表 9.2-6	がいし装置の最小安全率.....	9-24
表 9.2-7	最小電線地上高.....	9-24
表 9.2-8	鉄塔型と適用条件.....	9-25
表 9.2-9	鉄塔基数.....	9-27
表 9.2-10	電線・地線数量 .....	9-27
表 9.2-11	がいし及びがいし装置数量 (適用電線: LL-ACSR/AS 490mm <sup>2</sup> ).....	9-27
表 9.2-12	がいし及びがいし装置数量 (適用電線: Finch) .....	9-27
表 9.3-1	主要機器数量.....	9-32
表 9.4-1	外貨・現地貨の振り分け .....	9-33
表 9.4-2	400 kV 送電線建設費 (適用電線: LL-TACSR 490mm <sup>2</sup> ) .....	9-33
表 9.4-3	400 kV 送電線建設費 (適用電線: Finch).....	9-33
表 9.4-4	400 kV 送電線建設費の内訳 (適用電線: LL-TACSR 490mm <sup>2</sup> ) .....	9-34
表 9.4-5	400 kV Anowara 変電所の増設建設コスト .....	9-36
表 9.4-6	400 kV 送電線 (LL-ACSR/AS 490mm <sup>2</sup> ) 新設及び Anowara 変電所増設 の総工事費.....	9-37
表 9.4-7	400 kV 送電線 (LL-ACSR/AS 490mm <sup>2</sup> ) 新設及び Anowara 変電所増設 工事費の支出スケジュール.....	9-38
表 10.2-1	プロジェクト調達パッケージ比較分析 .....	10-6
表 10.2-2	USC プラント供給者に対する事前資格審査基準.....	10-8

表 10.2-3	プロジェクトの想定建設工程 .....	10-8
表 10.7-1	報告書及び提出書類リスト.....	10-36
表 10.7-2	主要コンサルタント要員.....	10-37
表 11.1-1	IMSC の構成.....	11-4
表 11.1-2	本事業において考えられる PPP の選択肢.....	11-6
表 11.3-1	公的セクターの電力事業実施機関 .....	11-12
表 11.3-2	公的電力各機関の財務実績.....	11-17
表 11.3-3	BPDB における卸売電力量.....	11-18
表 11.3-4	BPDB の電力購入及び総コスト.....	11-18
表 11.3-5	平均的電力供給コスト、販売価格及び卸売タリフ .....	11-23
表 11.3-6	QRPPs のタリフ .....	11-24
表 11.3-7	卸売タリフの改定.....	11-25
表 11.3-8	小売タリフ(2012年9月1日発効).....	11-26
表 11.3-9	BPDB の財務実績.....	11-28
表 11.3-10	APSCCL の財務成績 .....	11-29
表 11.3-11	PGCB の財務業績.....	11-30
表 11.3-12	DESCO の財務成績.....	11-32
表 11.4-1	現在進行中のプロジェクト概要 .....	11-34
表 11.4-2	送電線プロジェクトの PIU.....	11-35
表 11.5-1	短期ロードマップ-1（コーポレートガバナンス体制の整備） .....	11-38
表 11.5-2	短期ロードマップ-2（人的資源管理） .....	11-39
表 11.5-3	短期ロードマップ-3（事業実施承認の取得） .....	11-40
表 11.5-4	中期ロードマップ-1（法律上の手続き） .....	11-41
表 11.5-5	中期ロードマップ-2（入札の手続きと建設工事） .....	11-42
表 11.5-6	中期ロードマップ-3（石炭の調達） .....	11-42
表 11.5-7	中期ロードマップ-4（企業体質の強化） .....	11-43
表 11.5-8	中期ロードマップ-5（発電所運転維持管理要員の採用） .....	11-44
表 12.1-1	「バ」国電力セクターの先行事例 .....	12-1
表 12.2-1	バングラデシュ コーポレートガバナンス規範 2004 重要点 .....	12-4
表 12.2-2	コーポレートガバナンス慣行に関する比較チャート .....	12-6
表 12.2-3	CPGCBL が導入すべき規定・規則類.....	12-9
表 12.3-1	ステップの区分け.....	12-16
表 12.3-2	各ステップにおける業務実施項目 .....	12-17
表 12.3-3	ステップ毎の要員リスト（案） .....	12-18
表 12.3-4	先行他社における採用プロセス、雇用条件の比較 .....	12-21
表 12.3-5	選考試験内容（EGCB 事例を参考）.....	12-25
表 12.3-6	先行他社における報酬・奨励制度（基本給）の比較 .....	12-26

表 12.3-7	「バ」国先行各社の基本給の比較	12-30
表 12.3-8	基本給と各種手当との関係	12-31
表 12.3-9	先行他社のトレーニング比較	12-33
表 12.4-1	IAS 及び IFRS の採択状況	12-40
表 12.4-2	要求される専門的知識の範囲	12-46
表 12.4-3	勘定科目体系—貸借対照表—（案）	12-48
表 12.4-4	勘定科目体系—損益計算書—（案）	12-49
表 12.4-5	統合経理システムがカバーすべき標準的機能	12-52
表 12.4-6	電力事業各社における権限委譲の実態	12-57
表 12.4-7	BPDB における予算と実績の対比（FY 2010-11）	12-66
表 12.4-8	予算編成日程表	12-68
表 12.5-1	原因別リスクの認識（プロジェクト稼働前）	12-72
表 12.5-2	原因別リスクの認識（プロジェクト稼働後）	12-77
表 12.5-3	電力開発事業において使用される主要な契約書	12-86
表 12.6-1	各 Option の比較分析	12-102
表 12.7-1	情報データの種類	12-109
表 12.8-1	発電会社の KPI（APSCL の例）	12-110
表 13.1-1	O&M 業務の分担	13-1
表 13.1-2	石炭火力における業務分担（日本の例）	13-3
表 13.1-3	Matarbari CTPP の要員数と業務分担	13-5
表 13.2-1	石炭焚ボイラとガス焚ボイラの比較	13-8
表 13.2-2	Ghorasal 発電所と Ashuganj 発電所の現在の運転状態	13-9
表 13.2-3	作業工程表（最短のケース）	13-15
表 13.3-1	新入社員研修のスケジュール	13-19
表 13.3-2	認定制度の概要	13-19
表 13.3-3	新入社員運転訓練内容	13-20
表 13.3-4	運転訓練のパターン	13-21
表 13.3-5	事故復旧訓練の事故例	13-22
表 13.3-6	ステップ毎の研修計画の概要	13-24
表 13.3-7	必要な機材のための初期費用	13-25
表 13.4-1	発電所の排水区分	13-28
表 13.5-1	Bangladesh Labour Act, 2006 の内容	13-32
表 13.5-2	TBM-KY Board	13-41
表 13.5-3	安全装備品	13-42
表 13.6-1	定期点検の種類	13-47
表 13.6-2	定期点検の実施計画	13-47
表 13.6-3	トラブル発生時のメンテナンス費用確保策比較	13-49

表 13.6-4	メンテナンス実施体制の方向性 .....	13-51
表 13.6-5	運転維持管理専門家のサポート業務 .....	13-53
表 13.6-6	発電所員の人件費.....	13-54
表 13.6-7	各定期点検のメンテナンス費用 .....	13-55
表 13.6-8	外注費用.....	13-56
表 13.6-9	年間の O&M 費用.....	13-57
表 13.6-10	備品の費用.....	13-58
表 13.6-11	送電線の年間維持管理費用.....	13-61
表 13.8-1	RHD の予算と支出額 .....	13-65
表 13.8-2	舗装割合.....	13-66
表 13.8-3	舗装道路の状態.....	13-66
表 13.8-4	道路部門におけるドナーによる支援状況 .....	13-66
表 13.8-5	PIU オフィスのスタッフ .....	13-69
表 13.8-6	過去 5 年の BWDB 予算 .....	13-75
表 13.8-7	コックスバザールの LGED の組織概要 <Blank> .....	13-79
表 13.8-8	過去 5 年間の予算.....	13-80
表 13.8-9	年間維持管理費(2011 年-2012 年).....	13-81
表 13.8-10	道路区分毎の舗装率.....	13-81
表 13.8-11	タイプ別の道路現況.....	13-81
表 14.1-1	建設費推算結果.....	14-4
表 14.2-1	プロジェクトの基本的な枠組み .....	14-6
表 14.2-2	主要な前提条件.....	14-6
表 14.2-3	プロジェクトの総コスト（課税前） .....	14-7
表 14.2-4	借款の返済期間.....	14-11
表 14.2-5	ベースケースの分析結果.....	14-13
表 14.2-6	ROE を含む発電コスト.....	14-15
表 14.2-7	均等化発電コスト.....	14-16
表 14.2-8	均等化コスト分析のための前提条件 .....	14-16
表 14.2-9	損益計算書.....	14-17
表 14.2-10	財務比率.....	14-18
表 14.3-1	石炭の価格予測（インドネシア炭及び豪州炭）.....	14-19
表 14.3-2	賦課される租税・関税.....	14-20
表 14.3-3	発電コンポーネントの FIRR .....	14-22
表 14.3-4	送電コンポーネントの FIRR .....	14-23
表 14.3-5	発電コンポーネントにおける資本金内部収益率(IRR-E) .....	14-25
表 14.3-6	FIRR の感度分析 .....	14-26
表 14.4-1	QRPPs の発電容量と買い取り単価.....	14-30

表 14.4-2	経済的内部収益率 (EIRR) .....	14-31
表 14.4-3	EIRR の感度分析 .....	14-32
表 14.5-1	運用効果指標 .....	14-34

図目次

	頁
図 2.1-1	基本コンセプトのイメージ..... 2-1
図 2.1-2	熱効率の比較..... 2-2
図 2.1-3	CO <sub>2</sub> 排出量の比較..... 2-4
図 2.1-4	SO <sub>x</sub> 排出量の比較 ..... 2-4
図 2.1-5	NO <sub>x</sub> 排出量の比較..... 2-5
図 3.2-1	実質 GDP 成長率の推移..... 3-3
図 3.3-1	「バ」国の電力セクターの体制 ..... 3-5
図 3.3-2	年間最大負荷制限／給電停止（MW） ..... 3-7
図 3.3-3	「バ」国の電源構成（2012 年） ..... 3-8
図 3.5-1	PSMP2010 における国内天然ガス生産シナリオ..... 3-18
図 3.5-2	PSMP2010 における国内炭開発シナリオ..... 3-19
図 3.5-3	PSMP2010 における電源開発計画（Government Policy シナリオ） ..... 3-20
図 3.5-4	PSMP2010 における輸入炭輸送供給計画..... 3-21
図 3.6-1	火力発電用燃料価格の推移..... 3-23
図 3.6-2	クリーンコールテクノロジー体系図と本事業への適用 ..... 3-26
図 3.6-3	石炭灰の有効利用..... 3-28
図 3.6-4	日本の石炭火力発電所の例..... 3-30
図 3.7-1	日負荷率曲線（2010 年） ..... 3-33
図 3.8-1	GDP に与える影響のイメージ..... 3-36
図 3.8-2	電力セクターの財政に与える影響のイメージ ..... 3-37
図 4.1-1	本検討の対象地点..... 4-1
図 4.3-1	候補地点船底の手順図..... 4-2
図 4.3-2	海図（候補地点前面海域）..... 4-4
図 4.3-3	波浪推算エリア..... 4-5
図 4.3-4	頻度分布図（有義波高・周期、波向き、深海域、年） ..... 4-6
図 4.4-1	配置計画 A-1 案（Matarbari Site 防波堤方式） ..... 4-10
図 4.4-2	配置計画 A-2 案（Matarbari Site 掘り込み案） ..... 4-10
図 4.4-3	配置計画 B 案（North Maheshkhali Site） ..... 4-11
図 4.5-1	検討フロー図..... 4-12
図 4.5-2	変形解析結果図（波向き、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW） ..... 4-14
図 4.5-3	変形解析結果図（波高比、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW） ..... 4-15
図 4.5-4	変形解析結果図（波向き、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW） ..... 4-20
図 4.5-5 (1)	変形解析結果図（波高比、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW） ..... 4-21
図 4.5-5 (2)	変形解析結果図（波高比、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW） ..... 4-22
図 4.5-6	変形解析結果（波向き、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW） ..... 4-26

図 4.5-7	変形解析結果図（波高比、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW）	4-27
図 4.5-8	漂砂のメカニズム概念図	4-30
図 4.5-9	漂砂のシミュレーションモデル	4-31
図 4.5-10	地形変化図（A-1 案、高波浪時の海浜流による影響）	4-33
図 4.5-11	地形変化図（A-1 案、潮汐の潮流による影響）	4-34
図 4.5-12	流速変化図（A-1 案、潮汐の潮流による影響）	4-35
図 4.5-13	地形変化図（A-2 案、高波浪時の海浜流による影響）	4-36
図 4.5-14	地形変化図（現状図、潮汐の潮流による影響）	4-37
図 4.5-15	地形変化図（A-2 案、潮汐の潮流による影響、絶対評価）	4-38
図 4.5-16	地形変化図（A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状との相対変化）	4-39
図 4.5-17	速度分布図（A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状）	4-40
図 4.5-18	速度分布図（A-2 案、潮汐の潮流による影響、絶対変化）	4-41
図 4.5-19	速度変化図（A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状との相対変化）	4-42
図 4.5-20	地形変化図（B 案、高波浪時の海浜流による影響）	4-43
図 4.5-21	地形変化図（B 案、潮汐の潮流による影響）	4-44
図 4.5-22	速度変化図（B 案、潮汐の潮流による影響）	4-45
図 4.6-1	沖積み荷役設備の概念図	4-48
図 4.6-2	事業候補地周辺海域の海図	4-51
図 4.6-3	月別波高の非超過確率	4-52
図 5.2-1	事業候補地における地形測量結果図	5-5
図 5.3-1	ボーリング調査位置図	5-7
図 5.6-1 (1)	深浅測量結果図（雨期）	5-11
図 5.6-1 (2)	深浅測量結果図(乾期)	5-12
図 5.7-1	深浅測量結果図(乾期)	5-13
図 5.7-2	Matarbari 地点における潮位条件	5-14
図 5.7-3	測定位置図	5-15
図 5.9-1	地震発生回数と最大規模（Richter's Scale）	5-16
図 5.9-2	「バ」国の地震帯	5-17
図 5.10-1	ベンガル湾の断層位置	5-20
図 5.10-2	洪水危険度分布図	5-21
図 5.11-1	タイプ別洪水の発生域	5-22
図 6.1-1	石炭の分類	6-1
図 6.2-1	世界の石炭需要予測	6-3
図 6.2-2	世界の石炭消費量	6-5
図 6.3-1	豪州のブラック・コールの需給見通し	6-7
図 6.3-2	インドネシアの中期石炭需給見通し	6-10
図 6.3-3	インドネシアの長期石炭需給見通し	6-11

図 6.4-1	韓国石炭火力における低品位石炭の利用実績 .....	6-15
図 6.4-2	global COAL のニューキャッスル Index とリチャードベイ Index の推移 .....	6-25
図 6.4-3	豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 価格と回帰直線 .....	6-26
図 6.4-4	2008 年 1 月～10 月のデータを除いた回帰直線 .....	6-27
図 6.4-5	インドネシア炭の発熱量毎の FOB 価格の変動 .....	6-27
図 6.4-6	インドネシア炭の発熱量毎の 1,000kcal/kg の炭価の変動 .....	6-27
図 6.4-7	豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 石炭単価をベースにした High case、Base case の FOB 価格の予想比較 .....	6-28
図 6.4-8	豪州の石炭資源分布図 .....	6-30
図 6.4-9	NSW 州の石炭輸出インフラ .....	6-31
図 6.4-10	ニューキャッスル港の石炭積出しターミナル .....	6-31
図 6.4-11	ニューキャッスル港への進入路 .....	6-32
図 6.4-12	インドネシアの石炭輸送方式 .....	6-35
図 6.4-13	炭鉱からバージ積込港までのトラック輸送 .....	6-36
図 6.4-14	バージ船への積込み .....	6-36
図 6.4-15	牽引式バージ方式 .....	6-37
図 6.4-16	大型船への積込状況 .....	6-37
図 6.4-17	カリマンタン島の炭鉱の位置 .....	6-38
図 6.4-18	Berau Coal の輸送方式 .....	6-39
図 6.4-19	KIDECO Coal の輸送方式 .....	6-39
図 6.4-20	石炭の積出のフロー図 .....	6-43
図 6.4-21	貨物別に見る船の種類 .....	6-44
図 6.4-22	豪州から「バ」国 チッタゴンまでの輸送行程 .....	6-47
図 6.4-23	インドネシア(Tarakan)から「バ」国 チッタゴン港までの輸送行程 .....	6-48
図 6.4-24	豪州からの海上ルート図 .....	6-50
図 6.4-25	インドネシア、東カリマンタン島からの海上ルート .....	6-50
図 7.2-1	各ボイラ部材の材質と蒸気条件 .....	7-2
図 7.2-2	各材料の 10 万時間クリープ破断強度 .....	7-3
図 7.2-3	蒸気タービン熱消費率の改善効果 .....	7-4
図 7.2-4	USC 石炭火力発電所のコスト内訳 .....	7-8
図 7.4-1	魚の養殖または塩田の状況 .....	7-22
図 7.4-2	地元住民の住宅、生活状況 .....	7-23
図 7.4-3	発電所全体図 .....	7-25
図 7.4-4	発電所全体図 .....	7-27
図 7.4-5	タンデム・コンパウンド軸構成 .....	7-36

図 7.4-6	クロス・コンパウンド軸構成	7-37
図 7.4-7	復水器飽和温度と出入口海水温度との関係	7-39
図 7.4-8	石炭設備の概略系統図	7-44
図 7.4-9	石炭パイルのサイズ	7-46
図 7.4-10	石炭灰の発生個所と比率	7-49
図 7.4-11	灰処理設備	7-50
図 7.4-12	逆浸透の原理	7-53
図 7.4-13	水処理設備の概念系統図	7-56
図 7.4-14	想定される水バランス図	7-57
図 7.4-15	排水処理設備の概略系統図	7-60
図 7.4-16	電源供給設備の単線結線図	7-64
図 8.1-1	エレベーションの関係図	8-2
図 8.1-2	主なサイクロンの軌跡図	8-4
図 8.1-3 (1)	高潮の頻度分布図（最大値を採用した場合）	8-5
図 8.1-3 (2)	高潮の頻度分布図（最小値を採用した場合）	8-5
図 8.1-4	極値統計解析結果	8-6
図 8.1-5	設計高潮の範囲区分図	8-7
図 8.1-6	発電所敷地造成の平面図	8-12
図 8.1-7	発電所敷地造成の断面図（東西方向）	8-12
図 8.1-8	灰捨場外周の土堰堤ならびに外周道路の断面図	8-12
図 8.2-1	港湾配置図（Excavated Port）	8-14
図 8.2-2	Plan A: 配置図（Conventional Port Type）	8-16
図 8.2-3	Plan B: 配置図（Excavated Port Type）	8-16
図 8.2-4	シミュレーション結果による流速変化分布図	8-20
図 8.2-5	シミュレーション結果による海底地形変化図	8-20
図 8.2-6	底質調査のサンプル採取地点	8-21
図 8.2-7	港湾設備の概要図	8-22
図 8.2-8	航路（標準断面）	8-23
図 8.2-9	石炭横棧橋（標準断面図）	8-23
図 8.2-10	鋼矢板式護岸（標準断面図）	8-24
図 8.2-11	浚渫範囲図	8-24
図 8.2-12	浚渫方法 A（航路浚渫）	8-26
図 8.2-13	浚渫方法 B および C（陸域浚渫）	8-26
図 8.2-14	「バ」国に襲来するサイクロンの数(1977年～2007年)	8-27
図 8.2-15	浚渫工事工程	8-29
図 8.4-1	ポンプ室の概略図及び概略寸法	8-35
図 8.4-2	ポンプピットの概略図	8-36

図 8.5-1	埋設パイプの標準断面図.....	8-37
図 8.6-1	放水トンネルの標準埋設断面図 .....	8-37
図 8.7-1	放水口概略平面図、断面図.....	8-38
図 8.12-1	灰捨場の標準断面.....	8-43
図 8.13-1	物揚場 (標準断面図).....	8-44
図 8.14-1	現地盤の沈下ならびにすべりの概念図 .....	8-45
図 9.1-1	従来電線と低ロス電線の断面図 .....	9-2
図 9.1-2	送電線の負荷率.....	9-3
図 9.1-3	各送電線の年経費.....	9-5
図 9.1-4	2020 年頃の電力系統.....	9-8
図 9.1-5	Pattern 1 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttn: 1900MW Peak) .....	9-11
図 9.1-6	Pattern 2 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttn: 0MW Peak).....	9-11
図 9.1-7	Pattern 3 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttn: 1900MW Off-Peak).....	9-12
図 9.1-8	Pattern 4 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttn: 0MW Off-Peak).....	9-12
図 9.1-9	Matarbari および Chittagong 発電所の発電機位相角.....	9-15
図 9.2-1	Matarbari CFPP 引き出しルート .....	9-16
図 9.2-2	Sangu 川横断及び Anowara 変電所引き込みルート.....	9-17
図 9.2-3	送電線概略ルート図.....	9-21
図 9.2-4	4DL Type Tower.....	9-25
図 9.2-5	4DT60 Type Tower.....	9-25
図 9.2-6	4D25 Type Tower .....	9-26
図 9.2-7	4D45 Type Tower .....	9-26
図 9.2-8	4D1 Type Tower.....	9-26
図 9.3-1	PGCB による Chittagong 地域の 400kV 系統検討案.....	9-29
図 9.3-2	Anowara 変電所の 400kV 設備の単線結線図.....	9-32
図 10.1-1	Matarbari CFPP プロジェクト並びに送電線プロジェクトの想定工程 表 .....	10-2
図 10.3-1	Matarbari CFPP 向けのコンサルタントエンジニアの想定組織図.....	10-22
図 10.4-1	送電線及び変電所建設スケジュール .....	10-26
図 10.7-1	詳細設計におけるコンサルタントチームの構成 .....	10-39
図 10.7-2	施工監理におけるコンサルタントチームの構成 .....	10-40
図 11.1-1	建設実施中の体制案.....	11-3
図 11.1-2	運転開始後の維持管理体制.....	11-5
図 11.2-1	事業の推進.....	11-8
図 11.2-2	建設期間中の資金の流れ.....	11-9
図 11.2-3	営業運転開始前の資金の流れ .....	11-10
図 11.2-4	電力販売の流れ.....	11-11

図 11.3-1	電力供給コスト及び販売価格 .....	11-24
図 11.3-2	電力販売、購入及び純利益.....	11-29
図 11.4-1	PGCB 全体の組織図と要員数.....	11-33
図 11.4-2	Bibiyana - Kaliakoir 400 kV Project office の組織図 .....	11-35
図 11.4-3	IPP Cell の組織図と要員数.....	11-36
図 11.4-4	Power Division の組織図と要員数.....	11-37
図 12.1-1	CPGCBL の目指すべき方向性.....	12-2
図 12.1-2	経営ビジョンのイメージ図.....	12-2
図 12.2-1	コーポレートガバナンスの基本的枠組み .....	12-4
図 12.2-2	コーポレートガバナンス体制の提案 .....	12-12
図 12.3-1	人材管理に係る業務分掌（本社と発電所の関係） .....	12-14
図 12.3-2	EGCB 本社の組織図（2012年8月現在） .....	12-15
図 12.3-3	CPGCBL 本社の組織図（Step 1 と Step 5） .....	12-19
図 12.3-4	基本給（固定分）と業績.....	12-30
図 12.3-5	総報酬の構成要素.....	12-33
図 12.3-6	人材資源のポートフォリオ.....	12-35
図 12.4-1	APSCL の Finance & Admin Dept における組織構造.....	12-45
図 12.4-2	統合経理パッケージ.....	12-52
図 12.4-3	収益・経費予算編成のフロー .....	12-69
図 12.5-1	原因別リスクの認識（稼働前） .....	12-83
図 12.5-2	原因別リスクの認識（稼働後）.....	12-84
図 12.5-3	ODA 借款によるプロジェクト建設期間中のファイナンス・スキーム .....	12-93
図 12.5-4	ODA 借款によるプロジェクト稼働後のファイナンス・スキーム.....	12-95
図 12.6-1	石炭の流れ（Option 1） .....	12-99
図 12.6-2	石炭の流れ（Option 1'） .....	12-100
図 12.6-3	石炭の流れ（Option 2） .....	12-101
図 12.6-4	石炭の流れ（Option 3） .....	12-101
図 12.6-5	Supporting Agency の組織図と要員数 .....	12-103
図 12.6-6	石炭調達に関する推奨フロー .....	12-105
図 12.6-7	当面の間の運用形態.....	12-106
図 12.6-8	将来の運用形態.....	12-106
図 12.7-1	発電所ネットワークのイメージ .....	12-108
図 13.1-1	日本における石炭火力発電所の組織図例 .....	13-2
図 13.1-2	Matarbari CTPP の組織図.....	13-4
図 13.2-1	微粉炭燃焼ボイラの灰の分布 .....	13-13
図 13.2-2	微粉炭燃焼ボイラでの灰汚れ .....	13-14

図 13.3-1	シミュレーション機器の導入（横河電機導入事例 Eraring 660MW, Australia） .....	13-23
図 13.4-1	発電所における環境マネジメントシステム .....	13-26
図 13.4-2	環境マネジメントシステム（パブリックレベル）.....	13-30
図 13.5-1	「バ」国の安全意識の低さを示す写真 .....	13-34
図 13.5-2	安全管理の実践を表す写真.....	13-34
図 13.5-3	ヒューマンマシンシステム(HMS)と災害発生メカニズム.....	13-35
図 13.5-4	災害発生回数の考え方.....	13-35
図 13.5-5	安全衛生管理体制.....	13-36
図 13.5-6	安全推進協議会（建設・大規模点検） .....	13-37
図 13.5-7	安全管理マニュアル体系.....	13-38
図 13.5-8	PDCA サイクル管理フロー.....	13-39
図 13.5-9	作業着手前の安全対策（TBM-KY 活動） .....	13-41
図 13.6-1	事故停止発生後の運転再開までの業務フロー .....	13-44
図 13.6-2	供給力不足の負のスパイラル .....	13-45
図 13.6-3	保守管理方法の概念図.....	13-46
図 13.6-4	港湾運転会社の現地事務所の組織図 .....	13-60
図 13.7-1	Chittagong GMD の組織図.....	13-62
図 13.7-2	Chittagong (South) Manager (Grid) Office の組織図 .....	13-63
図 13.8-1	RHD の組織図.....	13-64
図 13.8-2	アクセス道路プロジェクトにおける PIU の構造 .....	13-70
図 13.8-3	BWDB の組織図.....	13-73
図 13.8-4	LGED の組織体制.....	13-78
図 14.1-1	発電設備建設費の比較.....	14-5
図 14.2-1	各種発電プラントにおける均等化コスト .....	14-16

略語

略語	正式名称
A/C	Account
ADB	Asian Development Bank
ADP	Annual Development Programme
AE	Assistant Engineer
AGM	Assistant General Manager
APSCL	Ashganj Power Station Company Limited
ASME	American Society of Mechanical Engineer
ATM	Automated Teller Machine
BAS	Bangladesh Accounting Standard
BDT	Bangladesh Taka
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
BFRS	Bangladesh Financial Reporting Standards
BIOM	Bangladesh Institute of Management
B-MCR	Boiler Maximum Continuous Rating
BOD	Board of Directors
BPC	Bangladesh Petroleum Corporation
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BREE	The Bureau of Resources and Energy Economics, a research body of the commonwealth of Australia
BTCL	Bangladesh Telecommunications Company Limited
BWPDA	Bangladesh Water and Power Development Authority
CAS	Country Assistance Strategy
CE	Chief Engineer
CEO	Chief Executive Officer
C&F	Cost and Freight
CFO	Chief Finance Officer
CFPP	Coal Fired Power Plant
CHCO	Chief Human Capital Officer
C&I	Control and Instrumentation
CIF	Cost Insurance and Freight
CMA	Certified Management Accountant
C/O	Commercial Operation
CO2	Carbon Dioxide
COD	Commercial Operation Date
COO	Chief Operating Officer
C/P	Counter Part
CPA	Certified Public Accountant
CPF	Contributory Provident Fund
CPGCBL	Coal Power Generation Company Bangladesh Limited
CPS	Country Partnership Strategy
CZPDCL	Central Zone Power Distribution Company Limited
D/D	Detail Design
D/E	Debt/Equity
DESA	Dhaka Electric Supply Authority
DESCO	Dhaka Electricity Supply Company
DFID	Department for International Development
DGM	Deputy General Manager
D/L	Distribution Line
DM	Deputy Manager
DOE	Department of Environment
DOS	Department of Shipping

DPDC	Dhaka Power Distribution Company
DPP	Development Project Proforma
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
DSL	Debt Service Liability
DW	Dead Weight Tonnage
Dy	Deputy
E/A	Executing Agency
ECA	Export Credit Agency
ECA	Environmental Critical Area
ECNEC	Executive Committee of National Economic Council
ECO	Economizer
ECR	Economical Continuous Rating
EE	Executive Engineer
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economical Internal Rate of Return
EPC	Engineering, Procurement and Construction Contract
ERD	Economic Relations Division
F&A	Finance and Accounting
FBCCI	Federation of Bangladesh Chambers of Commerce and Industry
FCD	Financial Closing Date
F&I	Freight and Insurance
FIRR	Financial Internal Rate of Return
FOB	Free On Board
F/S	Feasibility Study
FSA	Fuel Supply Agreement
FY	Fiscal Year
GDP	Gross Domestic Product
GM	General Manager
GOB	Government of Bangladesh
GPF	Gratuity Provident Fund
GTCL	Gas Transmission Company Limited
GW	Giga-watt
HHV	Higher Heating Value
HO	Head Office
HFO	Heavy Fuel Oil
HMS	Human Machine System
HQ	Headquarters
hr	hour
HRD	Human Resource Development
HRM	Human Resource Management
HSD	High Speed Diesel
HT	High Tension
IAS	International Accounting Standards
IASB	International Accounting Standard Board
I&C	Instrumentation and Control
ICAB	Institute of Chartered Accountants of Bangladesh
ICMAB	Institute of Cost and Management Accountants of Bangladesh
ICT	Information and Communication Technology
IDA	International Development Agency
IDB	Islamic Development Bank
IDC	Interest During Construction
IDCOL	Infrastructure Development Company Limited
IEE	Initial Environmental Examination

IFRS	International Financial Reporting Standards
IOL	Inventory of Losses
IPO	Initial Public Offering
IPP	Independent Power Producers
IR	Investor Relations
IRR-E	Internal Rate of Return on Equity
ISO	International Standard Organization
IT	Information Technology
IUCN	International Union for Conservation of Nature
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JICA	Japan International Cooperation Agency
JIS	Japanese Industrial Standards
JPY	Japanese Yen
JV	Joint Venture
kA	kilo ampere
KEM	Key Executive Manager
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kg	kilogram
KPI	Key Performance Indicator
kW	kilo-watt
kWh	kilo-watt hour
LA	Loan Agreement
LAO	the Land Acquisition Officer
L/C	Letter of Credit
LHV	Lower Heating Value
LLCR	Loan Life Coverage Ratio
LNG	Liquefied Natural Gas
LT	Low Tension
MCR	Maximum Continuous Rating
MD	Managing Director
MDG	Millennium Development Goal
MGT	Management
MIS	Management Information System
MMkcal	Million kilo calorie
MOC	Ministry of Communication
MOE	Ministry of Environment and Forestry Affairs
MOF	Ministry of Finance
MOS	Ministry of Shipping
M/P	Master Plan
MPa	Mega Pascal
MPEMR	Ministry of Power, Energy & Mineral Resources
MT	magnetic particle flaw detection test
MT	Metric Ton
MTC	Maintenance
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt Hour
N/A	Not Applicable
NDT	Nondestructive Testing
NGO	Non-Governmental Organization
NLDC	National Load Dispatch Center
NOx	Nitrogen Oxide
NPV	Net Present Value
NTPC	National Thermal Power Corporation
NWPGCL	North West Power Generation Company Limited

NWZPDCL	North West Zone Power Distribution Company Ltd.
OA	Office Automation
ODA	Official Development Assistance
OECD	The Organization for Economic Co-operation and Development
OJT	On the Job Training
O&M	Operation and Maintenance
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OPGW	Optical Ground Wire
PBS	Palli Bidyut Samity
PC	Personal Computer
P&D	Planning and Design
PD	Power Division
PDCA	Plan, Do, Check, Action
PDH	Plesiosynchronous Digital Hierarchy
PEC	Project Evaluation Committee
PED	Project Effective Date
Petrobangla	Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh
PLC	Public Limited Company
PLCR	Project Life Coverage Ratio
PLF	Plant Load Factor
PPA	Power Purchase Agreement
PR	Public Relations
P/S	Power Station
PT	Penetrant Flaw Detection Test
PTC	Private Trading Company
PWHT	Post Weld Heat Test
QC	Quality Control
QRPP	Quick Rental Power Producer
RAP	Resettlement Action Plan
REB	Rural Electrification Board
RHD	Roads and Highways Department
ROA	Return on Asset
ROE	Return on Equity
RPCL	Rural Power Company Limited
RPP	Rental Power Producer
SA	Supporting Agency
SARI	South Asia Regional Initiative
SC	Super Critical
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SBU	Strategic Business Unit
SDE	Sub Divisional Engineer
SDH	Synchronous Digital Hierarchy
SE	Superintending Engineer
SEC	Securities Exchange Commission
SIA	Social Impact Assessment
SIPP	Small Independent Power Producers
SLA	Subsidiary Loan Agreement
SOx	Sulfur Oxide
S/S	Substation
ST	Steam Turbine
STBA	Alloy Seamless Tube For Heat Exchangers and Boilers
STM	Synchronous Transport Module
Sub-C	Sub-Critical

SUMP	Suzuki's Universal Microstructure Printing method
SUS	Stainless Used Steel
SZPDCL	South Zone Power Distribution Company Limited
TBM-KY	Tool Box Meeting – Kiken Yochi (Risk Prediction)
T&D	Transmission and Distribution
TIG	Tungsten Inert Gas
Tk	Taka
T/L	Transmission Line
TMT	Top Management Team
TOFD	Time of Flight Diffraction Technique
TOR	Terms of Reference
TPP	Technical Assistance Project Proposal
TPS	Thermal Power Station
TQM	Total Quality Management
UK	United Kingdom
UN	United Nations
U.S.	United States
USA	United States of America
USAID	United States Agency for International Development
USC	Ultra Super Critical
USD	United States Dollar
US\$	United States Dollar
UT	ultrasonic flaw detection test
VAT	Value Added Tax
VPN	Virtual Private Network
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WB	World Bank
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Limited
XEN	Executive Engineer



# 第 1 章

## 序文



## 第1章 序文

### 1.1 背景

バングラデシュ人民共和国（以下「バ」国）の現在の電源構成は、国内の豊富な天然ガスを燃料源としたガス火力発電所が中心であり、当面の新規電源開発計画も国産天然ガスを熱源としたものを主に考えられていた。

しかし近年の急激な国内電力需要の増加、および天然ガス枯渇リスクの顕在化による生産量の制限により、長期的には新規発電所建設計画を国内産天然ガスに過度に依存する策定は現実的ではなく、国内天然ガスに代わる安定供給可能なエネルギー源の確保が必要である。

今後の電力セクターにおけるエネルギー源の多様化の推進政策を踏まえ、「バ」国政府は、国内炭の活用に主眼しつつ、輸入炭も視野に入れた石炭火力発電施設の拡充策を網羅した石炭火力発電マスタープランの策定について日本政府に要請した。

このような状況を踏まえ、JICAは2009年9月から2011年2月にかけて石炭火力発電設備の拡充策を網羅した「石炭火力発電マスタープラン調査（以下「石炭MP調査」）」を実施し、輸入炭の活用と国内炭の開発を目指す石炭火力発電施設の拡充について検討した。

石炭MP調査の結果、安定的電力供給の達成を図るべく、エネルギー源の多様に向けた様々な方策が提案され、2030年までの最適電源開発計画、送電系統計画、石炭火力発電所のポテンシャル地点の選定および燃料供給計画を含むマスタープランが策定された。

「バ」国政府は、石炭MP調査の結果に基づき、引き続き石炭火力発電開発の調査を実施しており、2011年には、輸入炭を活用した石炭火力発電開発の具体的な可能性調査について日本政府へ要請した。その後、「石炭火力発電マスタープラン・フォローアップ情報収集確認調査」（2011）（以下「フォローアップ調査」）が、2011年12月から2012年3月まで実施され、優先候補地点の絞り込みを含めた具体的検討を行った。

フォローアップ調査の内容をもとにして、「バ」国政府とJICAは協議を行い、本「バングラデシュ国チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査」（以下「本調査」）の実施につき2012年3月にMinutes of Meetingを取り交わした。

## 1.2 本調査の目的

### 1.2.1 本調査の目的

本調査は、我が国の円借款事業としてチッタゴン石炭火力発電所建設を実施するための審査に必要な調査を行うことを目的として実施する。

対象とするチッタゴン石炭火力発電所は、石炭 MP 調査において策定した電源開発計画において、将来の石炭火力開発のスタートとなる位置づけであり、「バ」国において初めての大型輸入炭焼き高効率石炭火力発電所となる。調査にあたっては、そういった位置づけおよび意義を十分に考慮した上で実施した。

### 1.2.2 調査実施内容

本調査において実施される項目は以下の通りである。

- 事業の背景の調査・確認
- 予備設計と最適案の選定
- 自然条件調査
- 本事業の計画概要
- 燃料供給計画の検討
- 系統解析
- 設備設計
- 施工方法
- 事業実施スケジュール
- コンサルティングサービス実施計画案の策定
- 事業実施・維持管理体制
- 環境社会配慮
- 概略事業費の積算
- 事業費等のドナー比較
- 事業実施方法の策定
- 事業の評価
- DPP 作成支援

### 1.2.3 調査スケジュール

本調査の全体スケジュールは次表に示すとおりである。

表 1.2-1 本調査の実施スケジュール

Year	2012						2013												2014				
Month	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1				
Power Plant/ Transmission Line			▼		▼																		
Milestone																							
Stage of the Study	1st Survey	1.5 th	2nd Survey				3rd Survey	4th Survey															
Report	▼ Ic/R		▼ P/R				▼ It/R	▼ DF/R				▼ RDF/R										▼ F/R	
Access Road																							
Milestone																							
Stage of the Study							1st Survey	2nd Survey	3rd Survey	4th Survey	5th Survey												
Report							▼ Ic/R	▼ It/R						▼ DF/R								▼ F/R	

Legend  
 Ic/R: Inception Report  
 P/R: Progress Report  
 It/R: Interim Report  
 DF/R: Draft Final Report  
 RDF/R: Revised Draft Final Report  
 F/R: Final Report (Unified Power Plant/Transmission Line & Access road)  
 SHM: Stake Holder Meeting  
 PCM: Public Consultation Meeting including Interview & Focus Group Discussion

出典：調査団作成

### 1.3 調査団の構成および分担

調査団の構成および分担は以下の通りである。

● 総括／火力発電計画 A	斎藤 滋
● 副総括／火力発電計画 B	窪田 洋一郎
● 火力建設計画	大内 伸二
● 施行計画／積算	小坂 幸生
● 電力土木	嶋田 光明
● 機械設備	朝山 秀樹
● 電気・計装	金井 良英
● 港湾計画	阿部 光信
● 港湾土木	近藤 亮
● 系統解析	由井原 篤
● 送電設備	小林 悟
● 変電設備	市川 福夫
● 燃料計画	遠藤 一
● 燃料輸送計画	狩野 弦四朗
● 石炭火力運営維持管理 A	片岡 穆
● 石炭火力運営維持管理 B	米山 真代
● 人的資源管理	藤谷 恵一
● 経済・財務分析	黒田 泰久
● 組織・体制	関 昇
● 事業運営	酒井 敦正
● 環境配慮 A	中村 匡
● 環境配慮 B	和田 茂樹
● 環境予測評価	深澤 典彦
● 動植物調査評価	打木 研三
● 社会環境配慮	宮城 匡志
● 社会配慮	藤原 純子
● 路線選定／道路設計／地盤対策	渡邊 恭志
● 道路計画	小林 俊幸
● 道路施工計画／積算	最上 猛夫
● 自然条件調査（地盤・地質）／（水理・水文）／積算補助	赤川 嘉幸
● 橋梁設計／構造物設計	飯田 誠
● 道路社会配慮（土地収用・移転計画）	中沢 修
● 道路社会配慮（社会環境調査）／環境配慮（生態系調査）	大坪 二郎
● 道路環境配慮（環境影響評価）	吉田 和広
● 道路経済分析	山岸 洋明

## 第2章

### 本事業の基本コンセプト



## 第2章 本事業の基本コンセプト

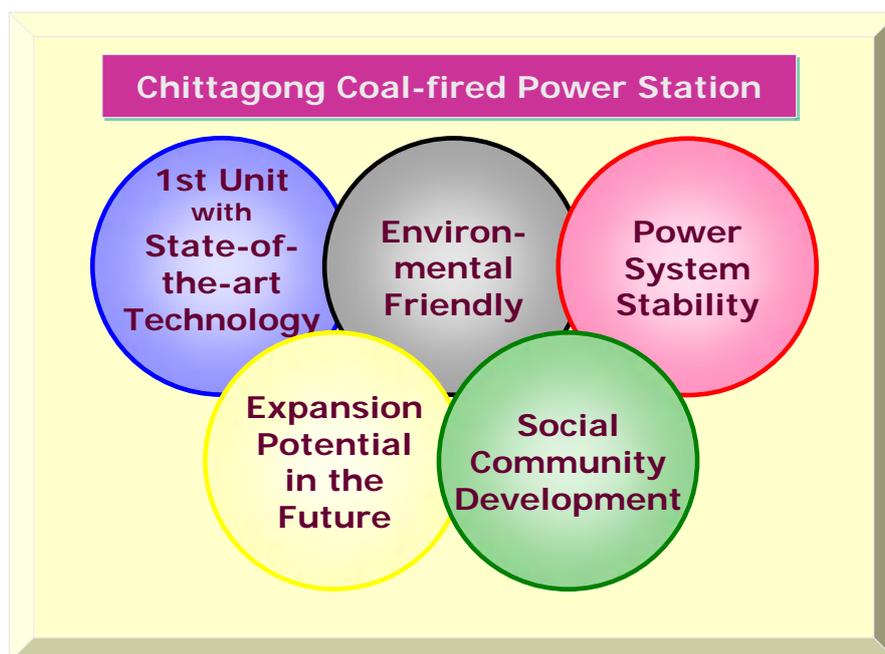
### 2.1 基本コンセプトの設定

本事業は、大型高効率石炭火力、石炭輸入、大水深港湾開発等、「バ」国にとって初めてとなる要素を多く含んでおり、しかも本事業を起点として将来的に発展していく位置づけとなる。

このような「バ」国における重要性を鑑み、本調査においては、以下のような5つの事項を「基本コンセプト」と位置づけ、これらを実現させることを念頭に置いて実施した。

- 1st Unit with State-of-art Technology ～ 初号機にふさわしく、かつ技術力向上に適した設備とする
- Environmental Friendly ～ 環境負荷の低い設備とする
- Power System Stability ～ 「バ」国の電力ネットワーク安定に寄与する最適な設備とする
- Expansion Potential in the future ～ 将来発展性のある設備とする
- Social Community Development ～ 地域社会に貢献する発電所とする

上記基本コンセプトのイメージ図を以下に示す。



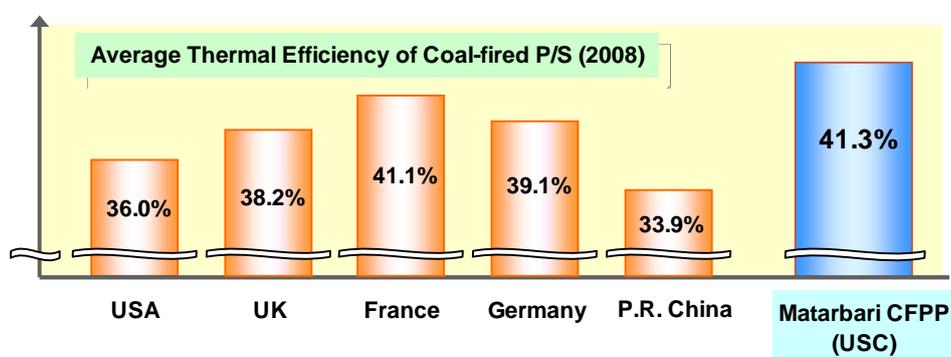
出典：調査団作成

図 2.1-1 基本コンセプトのイメージ

### 2.1.1 1st Unit with State-of-art Technology ～ 初号機にふさわしく、かつ技術力向上に適した設備とする

本発電所は「バ」国で初めての大型石炭火力発電設備となり、「バ」国ではこれを皮切りに石炭 MP 調査の電源開発計画に基づき同様な設備を継続して増強していく予定である。このような背景をふまえ、高性能で信頼性の高い設備を導入することとし、更に「バ」国が今後独自で開発および運用保守を継続できるよう、本設備の建設、運用保守を通じて「バ」国の技術力向上に繋がるような設備とすることとした。

発電設備は、信頼性の高い商用石炭火力の中では世界最新鋭、世界最高性能である、蒸気温度 600℃級の超々臨界圧設備（USC）を採用する。下記の通り、USC は諸外国に比べても高効率な設備であり、今後の普及により「バ」国全体の熱効率向上が期待できる。



出典：International Comparison of Fossil Power Efficiency and CO2 Intensity を基に調査団作成

図 2.1-2 熱効率の比較

600℃級 USC 石炭火力は、下表の通り日本を中心に諸外国で既に多くの実績があり、特に日本では既に約 15 年も順調に稼働しているものもあり、技術的に確立された信頼性の高い設備である。「バ」国のように採用実績のない国においても、技術的問題は発生せず高稼働が期待できる。

表 2.1-1 日本における USC 石炭火力設備の導入実績

電力会社	発電設備名	出力 (MW)	主蒸気 圧力 (MPa)	主蒸気 温度 (°C)	再熱蒸 気温度 (°C)	運転開 始年月	ボイラ 製造者	タービン 製造者	発電機 製造者
中国電力	三隅 1号	1,000	24.5	600	600	1998/6	三菱重	三菱重	三菱電
東北電力	原町 2号	1,000	24.1	600	600	1998/7	バブ日立	日立	日立
電源開発	橘湾 1号	1,050	25.0	600	610	2000/7	IHI	東芝/GE	GE
電源開発	橘湾 2号	1,050	25.0	600	610	2000/12	バブ日立	三菱重	三菱電
電源開発	磯子 新1号	600	25.0	600	610	2002/4	IHI	富士/Siemens	富士電
北海道電力	苫東厚真 4号	700	25.0	600	600	2002/6	IHI	日立	日立
Tokyo	常陸那珂 1号	1,000	24.5	600	600	2003/12	バブ日立	日立	日立
Tokyo	広野 5号	600	24.5	600	600	2004/7	三菱重	三菱重	三菱電
J-POWER	磯子 新2号	600	25.0	600	620	2009/7	IHI	日立	日立
Tokyo	常陸那珂 2号	1,000	24.5	600	600	2013/12	バブ日立	日立	日立
Tokyo	広野 6号	600	24.5	600	600	2014/6	三菱重	三菱重	三菱電

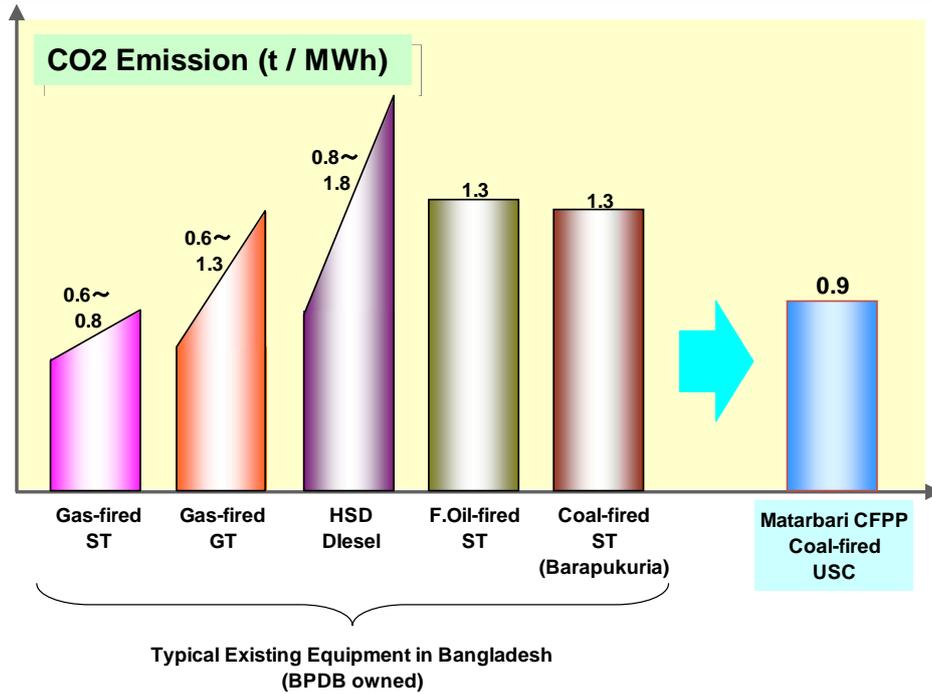
出典：各メーカー資料より調査団作成

また、組織検討にあたっては、「バ」国の職員、技術員が発電所の建設、運用、保守を通じて自分達の技術力を向上でき、同時に効率的な人材育成を可能とすることを念頭に置きながら、建設所や発電所の人員配置、業務分担を計画した。

### 2.1.2 Environmental Friendly ～ 環境負荷の低い設備とする

石炭火力発電設備は一般的に、環境面において他燃料に比べ不利である。しかし最新設備を導入することにより、天然ガス火力にも匹敵するほどの環境性能も期待できる。本発電所ではこうした設備の導入を計画した。

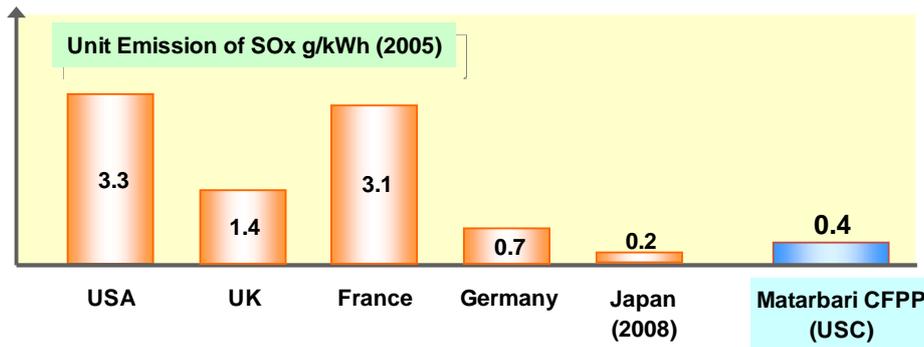
まず、CO<sub>2</sub> 排出量については、600°C級 USC を導入することにより高い熱効率を実現するため、燃料消費を節約することとなり、単位発電出力あたりの CO<sub>2</sub> 排出量を低減することが可能である。下図は CO<sub>2</sub> 排出量について「バ」国の既設火力発電設備と比較したものであり、この図からも、本発電所で導入する設備は、CO<sub>2</sub> 排出量が多い石炭を燃料とするにもかかわらず、その性能については他燃料の既設設備と遜色ないことが分かる。



出典：BPDB Annual Report を基に調査団作成

図 2.1-3 CO<sub>2</sub> 排出量の比較

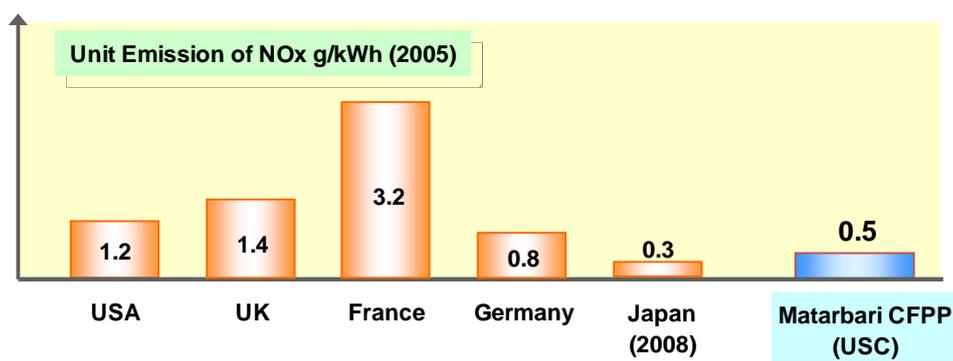
また、大気汚染物質である硫黄酸化物（SO<sub>x</sub>）については、石炭の燃焼では他燃料に比較して多く発生するため問題であるが、高性能な排煙処理装置（脱硫装置）を装備することにより大幅に低減することができ、下図の通り、諸外国に比べても低レベルに抑えることが可能である。（石炭中の S 分を 1%、脱硫効率 95%と仮定）



出典：OECD Environmental Data Compendium を基に調査団作成

図 2.1-4 SO<sub>x</sub> 排出量の比較

同様に大気汚染物質である窒素酸化物（NO<sub>x</sub>）については、低 NO<sub>x</sub> バーナーの採用や燃焼方法改善等、燃焼時の発生量を低減させる技術を採用することにより、下図の通りやはり諸外国に比べ低いレベルに抑えることが可能である。



出典：OECD Environmental Data Compendium を基に調査団作成

図 2.1-5 NOx 排出量の比較

その他、発電所に必要な用水は、地下水取水による地盤沈下等の影響を防ぐため、海水淡水化装置の導入を計画する等、周辺環境への影響にも配慮した。

また、発電所はサイクロンの襲来が多い地域に建設されるため、防潮堤や護岸など、サイクロンに耐える設計とした。

#### 2.1.3 Power System Stability ～ 「バ」 国の電力ネットワーク安定に寄与する最適な設備とする

石炭火力は、安定した燃料調達ができることから、ベース電源として重要な位置付けとなることが前提となっており、電力ネットワーク上での役割を果たせる設備とすることを念頭に置いた。

まず、単機容量については、突然のトラブル停止でも系統全体に影響を与えるリスクを最小限にすることを前提に設定した。

また、ベース電源として安定して供給することを可能にするため、世界の石炭市場の状況を鑑み、燃焼可能な炭種を幅広く取れる設計とし、燃料調達を容易にすることで、燃料供給リスクを最小限とするよう考慮した。また、貯炭場の構造も、多炭種を容易に混ぜ合わせて使用できるような設計とすることを考慮した。

#### 2.1.4 Expansion Potential in the future ～ 将来発展性のある設備とする

本発電所の地点は「バ」国において数少ない大水深海域が近く、本事業ではその特徴を利用して大型石炭輸送船を直接入港させる港湾を開発することとしている。

石炭 MP 調査においてこの地点は将来、大規模な発電所に拡張していくばかりでなく、増強していく全国各地の石炭火力発電所に対し、石炭輸送のハブ、つまりコールセンターとしての機能を持たせる計画としている。

「バ」国においてこのような大規模港湾を開発することは初めてのことであり、これまで大規模港湾を持っていなかった「バ」国においてこの開発は画期的であり、更に将来は商業港等、他産業の発展へも繋がる可能性すら考えられる。

このような将来性を鑑み、本調査におけるレイアウト検討、設備設計においては、拡張性を十分考慮し、将来の開発を妨げることをないよう考慮した。

#### 2.1.5 Social Community Development ～ 地域社会に貢献する発電所とする

一般的に、発電所の開発をきっかけに、周辺地域には発電所を中心に街が形成され、発電所職員の住居が新設されるとともに、地域住民が発電所内で働ける場所を提供し、雇用機会拡大に貢献する等、経済発展に寄与する。例えば、本事業の発電所建設時には約 3,000 人、運転開始後も 320 人程度の職員が在籍することが考えられ、これらの人たちの住居が準備されれば、職員の家族や周辺に展開される商店などを含め、2,000 人規模の街となることが考えられ、関連した施設での雇用機会も増え、街全体の発展に繋がる。また、将来例えば石炭灰有効利用策として近隣にセメント工場が開発されれば、更なる発展も期待される。このような発展が支障なく進むよう、土地レイアウトやアクセス方法等について配慮した。例えば、発電所敷地内の建物や取放水路のレイアウトを、土地のその他の利用を妨げない配置としたり、アクセス道路を工事用ではなく一般利用の規格として、周辺の大都市との往来を容易にする等の配慮を行った。

## 第3章

バングラデシュの現状と本事業の必要性・妥当性



## 第3章 バングラデシュの現状と本事業の必要性・妥当性

### 3.1 国の一般的概要

#### 3.1.1 地勢と人口

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

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

「バ」国の面積は14万7千5百平方キロメートルであり、そこに1億4231.9万人（2011年3月、バングラデシュ統計局）の人口があるため、人口密度は1平方キロメートル当たり約1000人と極めて高い。年平均人口増加率は1.39%<sup>1</sup>と、インドと同程度である。

民族は、ベンガル人が大部分を占めるが、ミャンマーとの国境沿いの Chittagong 丘陵地域には、チャクマ族等を中心とした仏教徒系少数民族が居住している。言語はベンガル語を公用語とし、成人（15歳以上）の識字率は56%（2011年）に達している。宗教は、国教がイスラム教（89.7%）であり、その他にヒンズー教（9.2%）、仏教（0.7%）、キリスト教（0.3%）がある<sup>2</sup>。

#### 3.1.2 気候

北回帰線に近い「バ」国の気候は熱帯性で、高温、多湿、季節によって変化する降雨量ということに特徴づけられる。夏季は3月から6月にかけて高温多湿な時期が続き、この時期の最大気温は24℃から35℃で、40℃を超える日もある。6月から10月にかけてモンスーンの季節であり降雨のために気温は低下する。10月から3月にかけての冬季は温暖である。「バ」国の年間降水量は平均2,300mmでありその80%は6月から9月に集中して降る。

「バ」国の自然環境の最大の特徴は、国土面積の80%が大河（ガンジス川（Padma 川）、ブラマプトラ川（Jamuna 川）、Meghna 川）が形成した沖積氾濫原にあることにある。

「バ」国内の降雨量もさることながら、「バ」国河川流水量の80%はインド・ネパール等の外

---

<sup>1</sup> 2008年7月、暫定値 バングラデシュ統計局

<sup>2</sup> 2001年国勢調査

国での降雨に起因する。「バ」国内で降る雨に起因する割合は 20%に過ぎない。大河の上流に位置する国から、国内に多量の雨水が流れ込む結果、毎年、国土面積の数割が洪水被害にあう。

ほぼ毎年のようにこの国を襲う洪水、サイクロン、竜巻、海嘯といった自然現象は、一時的な被害にとどまらず、森林破壊、土壌劣化、浸食等を引き起こし、さらなる被害を国土に対して及ぼしている。<sup>3</sup>

### 3.1.3 政治体制

「バ」国は、1947 年、イギリスの植民地支配からインドが独立した際、現パキスタンと共に東西パキスタンとして独立した。その後、東西に 1,800km も離れた国土、異なる言語、その他多くの矛盾を抱え、1971 年、東パキスタンは「バ」国として、パキスタンから再び独立した。

「バ」国は、1971 年の建国以来大統領制を敷いていたが、1991 年、カレダ・ジアが率いる Bangladesh 民族主義党(BNP)が政権を担った際、憲法を改正し、大統領制から一院制議員内閣制(345 議席、任期 5 年)に改定された。現在の大統領は、ジルア・ラーマン大統領(Mr. Md. Zillur Rahman)が就任しているが、大統領は象徴的な存在で、政治的な実権はない。2009 年 1 月の総選挙でアワミ連盟(AL)が国政を担うことになり、党首のシェイク・ハシナ(Sheikh Hasina)が首相に選出されている。<sup>4</sup>

## 3.2 マクロ経済

### 3.2.1 全般的な経済状況

#### (1) 経済概況

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

---

<sup>3</sup> 「Bangladesh 人民共和国石炭火力発電マスタープラン調査プロジェクト準備調査報告書」他

<sup>4</sup> JETRO ホームページ他



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

図 3.2-1 実質 GDP 成長率の推移

世界銀行(World Bank (WB))<sup>5</sup> によれば現在は低所得国の同国だが、2016 年もしくは比較的那直後には中所得国への仲間入りも視野に入りえると述べている。これは数字にも表れており、2007 年時点での一人当たり実質 GDP は、独立間もない 1975 年時の倍以上にまで増加し、貧困率は 1990 年代初頭には 20%を下回るようになり、失業率も 25-30%あったものが 4%まで低下した、と同レポートでは伝えている。主なマクロ経済指標を下表に示す。

表 3.2-1 主要マクロ経済指標<sup>6</sup>

会計年度	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
国民経済	(特記あるものを除き、前年対比増加率)				
GDP (名目：Taka 10 億)	4,725	5,458	6,148	6,943	7875
実質 GDP 成長率	6.4	6.2	5.7	6.3	6.7
CPI 上昇率 (平均)	7.2	9.9	6.7	7.3	8.8
貯蓄・投資	% 対 GDP				
国民貯蓄	25.9	25.1	27.2	28.1	25.6
投資	24.5	24.2	24.4	24.4	24.7
貯蓄・投資バランス	1.4	0.9	2.8	3.7	0.9
対外勘定	US\$ 10 億				
輸出	12.1	14.2	15.6	16.2	23.0
輸入	-15.5	-19.5	-20.3	-21.4	-30.3
経常収支	1.0	0.7	2.5	3.7	0.9
外貨準備	5.1	6.1	7.4	10.1	10.0
対外債務残高 (%対 GDP)	29.1	25.6	24.1		
輸入カバレッジ (ヵ月分)	2.7	3.1	3.6	3.4	2.9

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

<sup>5</sup> Bangladesh: Strategy for Sustained Growth, World Bank, 2007

<sup>6</sup> 「バ」国の会計年度は前年 7 月～当年 6 月末。

## (2) 経済成長

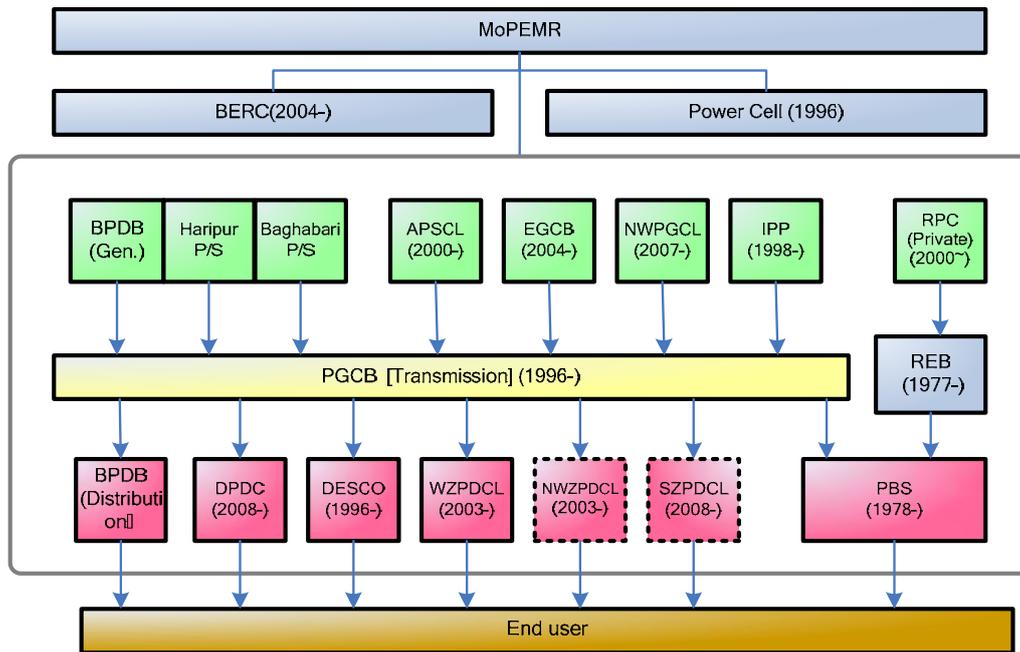
近年の経済成長を支えているのは、国の主幹産業である Readymade-garment(RMG)と呼ばれる縫製品を中心とした輸出の増加と、海外労働者送金の流入増に伴う国内需要の拡大によりサービス業と鉱工業が高成長を維持していることが主因である。反面、同国経済はこうした縫製品輸出や海外労働者の海外送金からの収入などの外需に大きく依存しているため、この度の世界同時不況の影響を受けやすくなるなど、構造的な脆弱さが指摘されている。実際、08/09 年度（08 年 7 月～09 年 6 月）は、世界的な景気後退に伴い、欧米向け縫製品輸出の伸び悩みにより鉱工業部門の成長が減速したり、海外労働者送金の流入の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

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

## 3.3 電力セクターの現状

### 3.3.1 電力セクターの組織形態

「バ」国における電力セクターの体制を下図に示す。



備考： —▶ 電力の流れ

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

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

図 3.3-1 「バ」国の電力セクターの体制

「バ」国では、電力エネルギー鉱物資源省（MPEMR）の管轄の下、電力局（Power Division）が電力事業を統括している。その傘下には、 Bangladesh Power Development Board : BPDB）、BPDB から事業部制化<sup>7</sup>あるいは分社化した発電所、IPP、私営発

<sup>7</sup>事業部制化（SBU: Strategic Business Unit）とは、BPDB の所有する発電所でありながら、各種権限を可能な限り BPDB から各発電所に移管し、一定の裁量を与える方式。

電事業者が発電を行っている。発電事業者により発電された電気は、Bangladesh電力系統会社（PGCB）の送電設備を介して、首都圏ではダッカ電力供給公社（Dhaka Power Distribution Company Ltd : DPDC）とダッカ電力供給会社（Dhaka Electricity Supply Company : DESCO）が、地方都市ではBPDBとWZPDCLが、農村部では農村電化組合（PBS）が需要家へ電気を供給している。

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

### 3.3.2 電力セクターの現況と課題

#### (1) 慢性的な電力不足

「バ」国および周辺諸国における1人当たり電力消費量を下表に示す。下表から分かる通り、「バ」国は世界の中でも低いレベルにある。

表 3.3-1 一人当たりの電力消費量

Country	Electricity Consumption Per Capita (kWh/capita)
Malaysia	3,672
China	2,631
Thailand	2,072
India	596
Pakistan	452
Sri Lanka	415
Bhutan	262
Bangladesh	228

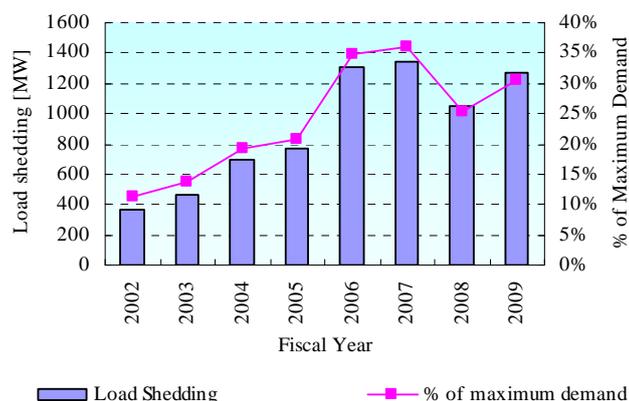
出典：IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries, 2011; US CIA, The World Factbook 2011

また電化率は、人口当たりで47%（2009年度国勢調査）である。

「バ」国では慢性的な電力不足が深刻な課題となっており、下図に示す通り最大で需要の30%が供給されない事態も発生している。

「バ」国成長戦略報告書（以下、WB成長レポート<sup>8</sup>）では年間の停電回数が1%増加すると、平均的な企業の全要素生産性は10%低下すると見積もっている。

<sup>8</sup> Bangladesh: Strategy for Sustained Growth, World Bank, 2007



出典：BPDB Annual Report 2008-2009

図 3.3-2 年間最大負荷制限／給電停止 (MW)

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

一方、BPDB 側としては、電力供給不足の解消を最優先課題と位置づけているため、まずは電源容量を確保することを先決として、いろいろな弊害が出ている。まず、言うなれば「一時凌ぎ」の電源確保のために、単価は高いが短期で立ち上げられるレンタルパワーに頼らざるを得ない状態となっており、これによる電力購入コストの増大が BPDB の財務状況を強く圧迫している。また、BPDB 管轄下の発電設備については、供給量確保のために連続運転を余儀なくされ、計画的な停止をすることができないため、機器の点検保守が疎かとなり、設備が壊れるまで運転し続けてしまうという事態となる。設備が壊れてしまえば、長時間停止して多額のコストをかけて修理することとなり、更に供給力不足が悪化することとなる、といった、いわば「負のスパイラル」に陥ってしまっている。

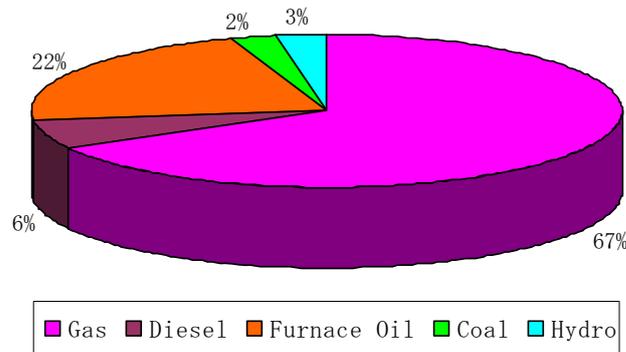
2003 年の WB 報告書<sup>9</sup>によれば、調査した企業の約 7 割にとって、電力供給問題が投資の障害になっていると答えており、南アジア地域の約 4 割を大きく上回っている。他の投資環境は中国やインドなどの中所得国よりも良い<sup>10</sup>ことを鑑みると、電力不足の問題が解決すれば、特に安定した電気が必要な産業の発展が進むと期待できる。実際、日本企業が今後の製造拠点として「バ」国を注目していながら、思うように投資が進まない理由としては、電力供給が不安定であることが大きな原因と言われている。つまり、電力の安定供給を実現すれば、日本の企業への裨益効果も期待できるのである。

<sup>9</sup> “Investment Climate Assessment Survey,” World Bank and Bangladesh Enterprise Institute, 2003

<sup>10</sup> Doing Business, World Bank

(2) 天然ガスリスク

「バ」国の発電設備は下記の通り 7 割近くが自国で算出する天然ガス焚きの火力発電設備である。



出典：BPDB Annual Report 2011-2012

図 3.3-3 「バ」国の電源構成（2012 年）

「バ」国の天然ガス消費量は約 650BCF（2009 年: Petrobangla ウェブサイトより）であり、石炭 MP の調査によると、天然ガスの現存埋蔵量は約 20TCF であり、今後の需要増大を加味するとガス生産量は 2017 年の約 1,500BCF をピークに減少すると考えられている。「バ」国において天然ガスは発電用ばかりでなくその他民生用の需要が大きいことを考えると、今後ガスを優先的に電力へ供給することができなくなるリスクもあり、発電をガスに依存することは電力の安定供給に支障をきたす恐れがある。

(3) 解決策の検討

以上のように「バ」国の電力セクターは、慢性的な供給不足、ガスへの過度な依存という大きな問題、リスクを抱えている。これらを解決するためには、「安定的に確保できるエネルギーを用いた安価な電源の開発によるエネルギーの多様化」が喫緊の課題であると言える。

3.4 他ドナーの動向と実績

3.4.1 他ドナーの動向

各ドナーによる資金供給や技術支援も相当な規模の実績がある。アジア開発銀行（ADB）や世界銀行（WB）、その他 Kuwait Fund、Russian Federation、KfW 等によるローン供与や技術支援といった協力が見られる。「バ」国の電力セクターに対する主なドナーの活動実績を以下に示す。

(1) アジア開発銀行（ADB）

ADB の国別協力政策（Country Partnership Strategy (CPS))<sup>11</sup> において、以下のようなことが強調されている (i) プライベートセクターのビジネス環境を整えるための政策、制度の見直しを続ける、(ii) インドとの系統連系を進める、(iii) 新規発電設備への投資および古い発電設備の効率改善を行う、(iv) クリーンエネルギーへの投資を増加する、(v) 供給力向上のための送電網強化を行う。ADB は(i) 電化率を 2009 年の 47% から 2015 年に 65%、(ii) 一人当たりの電力消費量を 2010 年の 170 kWh から 2015 年に 390 kWh とすることを目標としている。電力セクターにおける ADB の主な実績を以下に示す。

表 3.4-1 ADB の実績

Calendar Year	Project	Type	Amount (US\$ million)	Executing Agency
2000-02	Meghnaghat Power	Loan	70	AES Meghnaghat Ltd.
2001-08	West Zone Power System Development	Loan	60	MPEMR, PGCB, REB
2001-10	West Zone Power System Development	Loan	186	BPDB, PGCB, REB
2001	Corporatization of West Zone Distribution Operations of BPDB	Tech Assist.		MPEMR
2002-04	Corporatization of DESA	Tech Assist.		MPEMR
2003-05	Power Sector Dev. Program (Program Loan)	Loan	100	MPEMR
2003-10	Power Sector Dev. Program (Project Loan)	Loan	186	BPDB, PGCB, EGCB
2005	Corporatization of BPDB	Tech Assist.		BPDB
2006	Promotion of Private Sector Participation in the Power Sector	Tech Assist.		Power Div.
2007-12	Sustainable Power Sector Dev. Program (Project Loan)	Loan	400	MPEMR, BPDB, NWPGL, PGCB, DPDC(DES), DESCO
2007-12	Sustainable Power Sector Dev. Program (Program Loan)	Loan	60	MOF, Power Div.
2007	Tendering Process for Independent Power Producer (IPP)	Tech. Assist.		Power Cell
2010-(cont)	Bangladesh – India Electrical Grid Interconnection Project	Loan	100	PGCB
2012	Power System Efficiency Improvement Project	Loan	300	Power Div. APSC, BPDB
Total			1,462	

出典：ADB ウェブサイト

<sup>11</sup> ADB, “Country Partnership Strategy: 2011-15”, October 2011

上記の表は ADB が行った主な電力セクターの案件を示している。これ以前にも ADB は資金供給や技術支援を続けてきていることで知られている。1973 年から 1999 年にかけて、14 件の借款、総額 783 百万 US\$ が譲渡され、計 17 件の技術支援が行われた。上記リストの案件のうち、(i) West Zone Power System Development では、WZPDCL の設立のサポートを行うと同時に、送変電、配電に関する新しい制度の設立、運用を支援した。(ii) the Power Sector Development Program では、the Study for Power System Master Plan Update 2006 を進める上で政府が行うべき事項として PGCB、DESCO、BPDB および DESA の体制改革を促進するサポートを行った。また本案件は Siddirganj 2 X 120 MW 発電設備への資金協力を行った。(iii) Sustainable Power Sector Development Program では、クリーン燃料の発電設備として Sirajganj 150 MW peaking power plant および Khulna 150 MW peaking power plant、また送配電設備の効率向上のための資金協力を行った。(iv) the Power System Efficiency Improvement Project では、APSCCL の古い発電設備を高効率コンバインド設備（450MW）へ転換、効率の悪い Siddirganj 設備のコンバインド化（318MW）、400kV および 230kV 送電線の建設（332km）等に取り組んだ。その他は件名通りである。

ADB が支援した発電案件としては Meghnaghat IPP が挙げられる。ADB の発電案件への支援は資金協力の一部という形で融資契約が結ばれる。ADB は制度実行に係る技術支援の実績は持っていない。国外研修、購入支援等の形で能力向上プログラムが行われている。

この表以前から、MPEMR (Power Division および Power Cell), BERCL, BPDB, PGCB, APSCCL, EGCB, NWPGL, REB, WZPDCL (BPDB の運用の一部), DESA, DPDC, DESCO, South Zone Power Distribution Company Ltd. (SZPDCL, BPDB の運用の一部)等といった、電力セクターのほとんどすべての機関が ADB の支援を受けている。その他、シンプルサイクル発電設備をコンバインド化する案件等、他のパートナーと一緒にやるものについても検討している。

ADB が石炭火力発電設備開発へ資金協力を行うことについては、組織内で設立された多くの基準や障害をクリアする必要があり、非常に厳しいと見られている。

## (2) 世界銀行 (WB)

Country Assistance Strategy 2011-15<sup>12</sup>によると、WB は最大電力に対する供給不足は 2,000MW 以上とみており、投資がなければ、今後 10 年で倍増すると思われる。政策上の優先度からみると、電力セクターに対する改革的な投資が求められる。WB の支援は 3 つの柱があり、一つは、セクター改革を進めるための国内発送電への実用的な適用であること、二つめは、戦略的な投資による地域電力網の統合に力を入れること、三つ目は、IDA 資金による地方電化と再生可能エネルギー開発プログラムを増強することである。WB による電力セクターへの主な支援は下表の通りである。

---

<sup>12</sup> World Bank, “Country Assistance Strategy 2011-2015”, July 2010

表 3.4-2 WB の実績

Calendar Year	Project	Type	Amount (US\$ million)	Executing Agency
2000-01	Haripur Power Project	Loan	61	AES Corp
2002-08	Rural Electrification and Renewable Energy Development Project	Loan	191	REB, IDCOL
2004	Power Sector Development Technical Assistance Project	TA Loan	16	Power Div. BERC
2008-09	Power Sector Development Policy Credit	Loan	120	MOF, MPEMR
2008-(cont)	Siddirganj Peaking Power Project	Loan	350	EGCB, PGCB, GTCL
2009-(cont)	Additional Financing for Rural Electrification and Renewable Energy Dev. Project	Loan	130	REB, IDCOL
2011-(cont)	Additional Financing II for Rural Electrification and Renewable Energy Dev. Project	Loan	172	IDCOL
Total			1,040	

出典：WB ウェブサイト

上記リストの案件のうち、(i) Rural Electrification and the Renewable Energy Development Project は、2002年に実施された他、2件の追加として、地方送電網の容量拡大とソーラーホームシステムの促進が、Infrastructure Development Company Ltd. (IDCOL) への資金協力で実施された。(ii) Power Sector Development Technical Assistance Project では MPEMR と BERC の能力向上を目的として、財務体制改革とリカバリープランの策定および少なくとも2件の電力セクター投資案件の準備といった技術支援を行った。また、(iii) Power Sector Development Policy Credit では、プライベートセクターの参加促進、BERC の完全運用、SZPDCL の設立登記、電力セクターの財務改革等を行った。

主な発電案件としては、Haripur IPP Power、Siddiranj Peaking Power Project、Bibiyana I and Bibiyana II Project が挙げられる。人材開発プログラムとしては入札書類準備、評価、契約交渉などの資材購買サポート等が挙げられる。

WB の支援を受けた実施機関としては、MPEMR (Power Division)、BERC、BPDB、EGCB、PGCB、REB、IDCOL、SZPDCL (BPDB の運営の一部)が挙げられる。

WB が石炭火力発電開発へ資金協力をを行う可能性については、消極的な態度を示している。その理由として、内部で制定した以下のような6つの前提条件があり、これらをクリアすることが難しいとしている<sup>13</sup>。

<sup>13</sup> Interview conducted at ADB under the Master Plan Study in 2010-11

<6つの前提条件（“Energy Strategy Approach Paper” (Oct. 2009, World Bank)の Box 1）>

- i. 全体のエネルギーセキュリティ向上、電力不足削減、貧困政策への貢献等にはっきりとインパクトがあること
- ii. 低炭素プロジェクトが準備されていること
- iii. エネルギー源が最適であり、エネルギー効率（需要と供給の両面）から消費においてその国のニーズに合っていること
- iv. 最小コスト（環境的外面性含む）の観点で他の選択肢も十分検討されており、他のドナーからの支援の可能性がないこと
- v. 石炭案件が、最適な技術を用いた設計であり、高効率、低 GHG 排出であること
- vi. 統合された環境的外面性について検討されていること

### (3) 他ドナー

WB の”The Bank’s Country Assistance Strategy Paper” に添付されている “Bangladesh Donor Mapping” によると、「バ」国の電力セクターを注力しているドナーとしては WB、ADB、日本、ドイツ、韓国、国連、米国があり、フランスは「段階的に参入」、英国は「段階的に撤退」、その他ノルウェーは一部で参加の動きあり、としている。

それと同時に、ADB の報告によると、「バ」国は 1972 年から 2005 年にかけて、(i) ADB、WB、イスラム開発銀行、OPEC による総額 US\$ 2,150 million の協調融資、(ii) フランス、ドイツ、日本、クウェート、中国、ロシア、サウジアラビア、英国、米国による総額 US\$ 2,119 million の二国間融資を受けている。

WB や ADB の上記報告の他、ドナーの援助によるプロジェクトの実績は下表の通りである。

表 3.4-3 他ドナーによる実績

Donor	Calendar Year	Project	Type	Amount	Executing Agency
Kuwait Fund	2000-	Greater Chittagong Power Transmission and Distribution Development Project	Loan	US\$ 42 million	
	2007-(cont)	Greater Chittagong Power Transmission and Distribution Development Project Ph-III	Loan	US\$ 14 million	
	2011-(cont)	Shikalbaha 225 MW Combined Cycle Power Plant	Loan	US\$ 51 million	BPDB
KfW	2002-(cont)	Promotion of Renewable Energy	Loan	Euro 16.5 million	
Russian Federation		(used to assist Ghorasal TPS 950 MW & Siddirganj TPS 210 MW)			
USAID		SARI for/Energy			
People’s Republic of China		Barapukuria Coal Thermal Power Station 250 MW	Loan	US\$ 210 million (*1)	BPDB

出典：各ドナーのウェブサイト

上記表は主要3ドナー以外の活動を示している。この中で、Kuwait Fundは大Chittagong地域における送電線とShikalbaha 225MWコンバインドサイクル発電所という大型案件2件の実績がある。

ドイツはエネルギーセクター、特にエネルギー効率と再生可能エネルギーに力を注いでいる。The German Financial Cooperationは、組織の重要部分の継続的な支援を重要視している。KfWは、地方や電力網外の再生可能エネルギー（ソーラーホームシステム、バイオガス等）への支援を通し「バ」国政府の政策をサポートしている。KfWは今後も重要視している分野に対するいっそうの支援を約束している。

ロシアは、GhosalおよびSiddirganjの2つの大きな火力発電所へ資金協力した責任があり、今後も「バ」国と強い関係を維持するとウェブサイトアナウンスしている。そして、今後更に関係を強化し、既設設備の近代化だけでなく、ガスに代わるエネルギーの技術も含め検討していくと述べている。

他のドナーと違い、USAIDはインフラ開発からは距離を置きノウハウに関する支援に力を入れている。South Asia Regional Initiative for Energy（以下“SARI”）を通し、電力セクターに対し知識的支援を続けている。SARIのエネルギープログラムは以下の3つの分野で南アジアのエネルギーセキュリティ促進に力を入れている。(i) 国際連系、(ii) エネルギーマーケットの構築、(iii) 地域別クリーンエネルギー開発。国際連系については、インドとの間で進んでおり、二国間合意が正に締結される場所であり、実施の準備が進められている。

中国はBarapukuria炭坑および2 X 125 MW石炭火力発電所へと支援の手を伸ばしている。炭坑は数年前に営業開始し、発電所は建設期間が予定より長かったとのことで、2012年5月にBPDBへ引き渡されている。中国は炭坑および発電所の拡張について「バ」国政府と交渉中とのことである。

最後に英国についてであるが、ドナー窓口であるDFIDは、2011年4月付けの“Operational Plan 2011-2015”に基づいた政策として、貧困国での富の創造、ガバナンスとセキュリティの強化気候変動問題の検討に力を注ぎ、大型インフラプロジェクトからは卒業したとのことである。

### 3.4.2 電力事業と既設プロジェクトの現状

電力セクターへの外部からの支援は各セグメントへ直接再分配される。セグメントとしては、(i) セクター再編、(ii) 規制整備、(iii) 発電、(iv) 送電、(v) 配電、(vi) オフグリッド、(vii) その他である。各セグメントにおいて、ドナーの支援にもかかわらず以下のような未解決事項がある。

#### (1) セクター再編

電力セクター再編は政府により以下の基本構成要素から成り立っていると定義づけられている。

- (i) 発電、送電、配電の分離および BPDB の発電の頂点としたホールディングカンパニー化
- (ii) 電力セクターの民営化と営利化
- (iii) BERC に基づく電力とガスの効果的な規制
- (iv) 電力セクターにおける独立事業者の参入と官民共同（private-public partnership）
- (v) 財務の再建と回復プラン
- (vi) コストを反映した電気料金による財務信用力の強化および電力効率利用の促進
- (vii) 省エネルギーのための効率利用等需要側対策（demand side management）の開発
- (viii) 再生可能エネルギー開発のための最適フレームワークの構築
- (ix) 最適フレームワークに則った自家発電の活用
- (x) セクター組織および企業の人材育成開発（HRD）

これらの中で、(i) 発電、送電、配電の分離については各ドナーにより多くの案件で支援されており、例えば ADB による West Zone Power System Development Project (2001)、Power Sector Development Project (2003)、Sustainable Power Sector Development Program (2007)、Power System Efficiency Improvement Project (2012)、WB 資金のものとして、Rural Electrification and Renewable Energy Development Project (2002, 2009, 2011)、Power Sector Development Policy Credit (2008)等が挙げられる。(ii) 民営化、営利化については、特に ADB による BPDB の民営化 (2005) や DESA の民営化 (2002) 等が挙げられる。(iii) BERC に基づく効果的な規制は多くのドナーの目指すところであり、ADB は Support for the Energy Regulatory Authority (1998)や Power Sector Development Program (2003) により BERC を支援し、WB は Power Sector Development Technical Assistance Project (2004) や Power Sector Development Policy Credit (2008) にて支援した。更に、USAID は BERC に対し運用面で支援を行った。

(iv) 独立事業者参入も各ドナーの支援目的である。この分野への支援としては特に ADB による Promotion of Private Sector Participation in the Power Sector (2006) や Tendering Process for Independent Power Producers (2007) 、および直接の資金的支援として 2000 年の Meghnaghat Power Project (IPP) が挙げられる。WB も IPP に対する支援を伸ばしており、2000 年の Haripur Power Project 等が挙げられる。(v) 財務の再建と回復プランとしては、WB の Power Sector Development Technical Assistance Project (2004) がある。(vi) コストを反映した電気料金については BERC の責務であり、BERC に対する支援が行われている。(vii) DSM および省エネルギーについては、ADB による Sustainable Power Sector Development Program (2007)、WB による Rural Electrification and Renewable Energy Development Project (2009)、および JICA による Total Quality Management and Power Distribution (1999) 等の支援が行われている。(viii) 再生可能エネルギーの開発についても多くのドナーが力を入れている。主なものとして WB による Rural Electrification and Renewable Energy Development Project (2002, 2009, 2011) や KfW による Promotion of Renewable Energy (2002) 等が挙げられる。(x) 人材育成も多くのドナーが支援を伸ばす課題である。主なものとして JICA による Total Quality Management and Distribution Project (1999-09)が挙げられる。

ドナーによる精力的な支援が行われながらも、多くの重大な課題が残っている。例を挙げると (i) 独占企業としての機能の明確化、(ii) 送電の経営に関する BPDB と PGCB の役割分担の

---

明確化、(iii) NWPDCCL、SZPDCL および CZPDCL の分社化と民営化、(iv) BPDB の合理化と効率的発展、等である。

## (2) 規制整備

2003年に The Bangladesh Energy Regulatory Commission Act が制定された。電気、ガスおよび石油業界の規制のために BERC が設立された。この BERC の設立と運営は上述の通りドナーによる支援を受けた。電気料金については、BERC によって合理的にされ政府が合意する。BERC による合理的な電気料金制定においては、世間からの逆風と政府からの急激な値上げ圧力を受けながら検討される。RPP や QRPP に対する政府の説明は BERC の料金規制に混乱を招く。

政府方針と料金合理化への責務に基づき、早々の電気料金改定が検討されている。BERC により 2012年9月1日制定された最新の料金では Tk 4.70/kWh としている。これは少なくとも BPDB の電力供給コスト Tk 4.30/kWh はカバーするものの、実際の現状平均電力供給コストを十分カバーしているかどうかは不明である。合理的な電気料金制定システム確立までは引き続き努力が必要である。

## (3) 発電

2003年、BPDB は Ashuganj 発電所を分離させ APSCL を設立した。PPA が永らく締結されず、実行が故意に遅らされたと見られる。APSCL は暫定的な PPA で運営しなければならず、資金不足を埋めるために BPDB による一時的な資金により不安定な経営を余儀なくされた。APSCL は BPDB の遺産として 124 日の売掛金や多額の負債を受け継ぐこととなった。APSCL は新しい設備を建設中である。export credit agency (ECA) のプロジェクトファイナンスによる 225MW コンバインドサイクルプラント、同じく ECA 資金による 450 MW コンバインドサイクルプラント、および ADB とイスラム開発銀行 (IDB) 資金による 450 MW コンバインドサイクルプラントである。それとは別に、53 MW ガスエンジンプラントを自社資金 US\$41 million で完成させ、2011年4月に運転を開始した。

EGCB は 1996 年にまず Meghnaghat Power Company Ltd. として設立しその後名称を Electricity Generation Company of Bangladesh Limited と改めた。同社は 3つの主なプラントを建設した。(i) Siddirganj 2 X 120 MW Peaking Power Plant は ADB 資金で、2012年2月に運転開始、(ii) Haripur 360 MW Combined Cycle Power Plant は JICA 資金で 2013年7月運転開始予定、(iii) Siddirganj 335 MW Combined Cycle Power Plant は WB 資金で 2015年6月運転開始予定である。この会社は BPDB から顕著な負債を引き継がずにきれいなバランスシートとなっている。

NWPGCL は 2007 年に設立した。この会社による Bheramara 360 MW Combined Cycle Power Plant は JICA 資金で現在進行中である。この会社もきれいなバランスシートで、BPDB から負債を引き継いでいない。

一方、BPDB もまた発電部門支援の直接受領者である。BPDB は ADB からの支援である Sustainable Power Sector Development Program (2007) により Sirajganj 150 MW peaking power plant および Khulna 150 MW peaking power plant を建設している。

残念なことに、この 10 年の間、投資に対する決定はされておらず、または極めて判断が遅かった。入札公示、入札評価、契約交渉、契約締結等、様々な段階で遅延が発生した。この優柔不断と遅延により取り返しのつかないほどの電力供給不足が発生している。政府は RPP や QRPP の導入等によりこの瀕死の状態を克服しなければいけない。現在、政府は電力供給システムを経済的妥当性のあるものにするために RPP や QRPP に頼ることを検討している。

更に、発電会社である EGCB と APSCL は以下のような状態である (i) BPDB の既設プラントを受けた際に負債がついてきている、(ii) 契約の締結が遅れている、(iii) BPDB からの支払いが遅れ未収金が膨れあがっている、等。CPGCBL にとっては多くの学ぶべき材料が揃っているので、調査団としては CPGCBL にそのメリットを活かし解決して欲しい。

#### (4) 送電

PGCB は 1996 年に設立した。給電司令所を含むすべての送電資産が BPDB から PGCB へ移された。PGCB は 25%の株式を上場している。PGCB はドナーから多くのプロジェクトで支援を受けている。JICA 資金による Grid Substations and Associated Distribution (2006)、ADB 資金による West Zone Power System Development (2001)、Power Sector Development Project (2003)、Sustainable Power Sector Development Program (2007) および WB 資金による Siddirganj Peaking Power Project (2008)等である。PGCB は適当な自己資金比率、十分な現金、未収金回収状況、利益率、DSCR 等、相対的に財務状況が良く、セクター再編において先駆者と言える存在である。

#### (5) 配電

DESA は 1991 年に BPDB から 分離した。そのガバナンスと運用手法は BPDB と基本的に同じだったため、期待通りには行かなかった。同様に DESCO は DESA からダッカにおける一部サービスを引き取る形で 1996 年に設立した。新会社は DESA の完全子会社であり、Gulshan、Baridhara および Tongi 地区を含む Mirpur 地域を引き取った後 1998 年に運用を開始した。DESCO は 2006 年に持ち分の 25%を上場させた。BPDB の西部配電系統は 2003 年に WZPGCL として会社化した。

この分野もドナーから多大な資金のおよび技術的支援を受けてきた。JICA 資金による Central Zone Power Development Project (2009)、Rural Electrification Upgrading Project (2010)、ADB 資金による West Zone Power System Development (2001)、Corporatization of West Zone Distribution Operation of BPDB (2001)、Corporatization of DESA (2002)、Sustainable Power Sector Development Program (2007)、および WB による Rural Electrification and Renewable Energy Development Project (2000, 2009, 2011)等である。

政府や配電会社、ドナーの努力にも関わらず、取り組むべき課題や解決すべき問題が多く残っている。配電部門の民営化は長期にわたり顕著な進捗もなく滞っている。MPEMR は運用評価指標（Key Performance Indicate(KPI)）に基づいた管理契約制度を制定し、電力機関それぞれと運用効率の目標値を定め、年間でのインセンティブとペナルティを設定することにより管理している。この制度により電力機関それぞれの効率性は徐々に向上が見られるが、その効果は各電力機関内に限られ、電力セクター全体への効果は小さい。電力セクターの運用効率向上に向けた課題に取り組むには、電力機関それぞれに対してのみでなく、セクター全体に対して適用される対策が強く必要である。

### 3.5 石炭火力発電マスタープラン調査（PSMP2010）の概要

上述の通り、今後の「バ」国の経済発展のためには、慢性的な電力不足を解決することが不可欠であり、そのためには特にベースロードとなる電源を積極的に開発することが必要である。第1章で述べた通り、今後「バ」国が国内天然ガスに依存せず、将来の電力需要増加に見合う安定した供給力を確保するために、石炭 MP 調査において 2030 年までの電力開発計画マスタープランを策定した。本事業はこのマスタープランに基づき、今後の「バ」国の石炭火力開発のスタートとなる位置づけとなっている。以下に石炭 MP 調査にて策定された電力開発計画（PSMP2010）の概要を示す。

#### 3.5.1 電力需要予測

「バ」国は今後も継続的な経済成長が期待され、それに伴った電力需要の増加も見込まれる。石炭 MP 調査にて議論された結果策定された政府目標に基づくシナリオを以下に示す。

表 3.5-1 2030 年までの長期需要予測

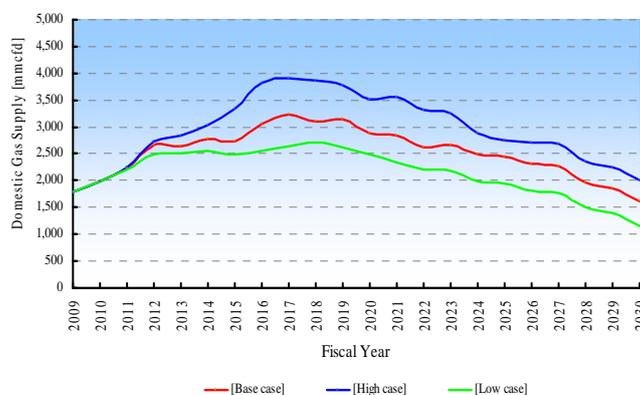
FY	Peak Demand [MW]
2013	8,349
2014	9,268
2015	10,283
2016	11,405
2017	12,644
2018	14,014
2019	15,527
2020	17,304
2021	18,838
2022	20,443
2023	21,993
2024	23,581
2025	25,199
2026	26,838
2027	28,487
2028	30,134
2029	31,873
2030	33,708

出典：BPDB ウェブサイト

### 3.5.2 エネルギーバランスと電源開発シナリオ

「バ」国は現在、一次エネルギーを国内の天然ガスに依存しており、発電設備の 8 割以上が天然ガス火力発電である。しかし今後の経済成長と電力需要増大に対応する電源計画を考える際、現状のような単一のエネルギー源に依存するべきではなく、エネルギーの多様化によりリスクの低減を図るべきである。

近年、国内天然ガスの枯渇リスクが指摘されるようになり、石炭 MP 調査にて策定した国内天然ガス生産シナリオでは、2017 年度（High Case で 1.426BCF）をピークに生産量が減少すると予測している。

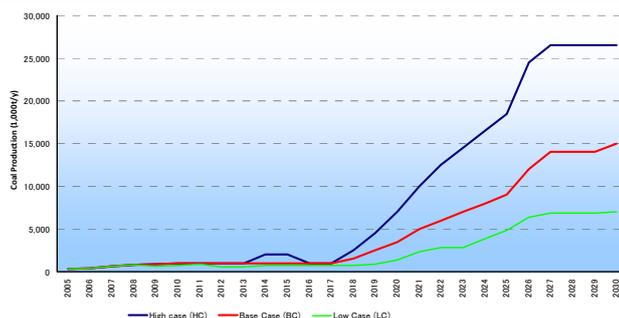


出典：石炭火力発電マスタープラン調査ファイナルレポート

図 3.5-1 PSMP2010 における国内天然ガス生産シナリオ

「バ」国は天然ガス供給力増強を目的として LNG の輸入を検討しているが、世界の LNG 市場は日本や韓国、台湾等の大量輸入国で支配されており、新規参入国が安定して調達するのは困難であること、安定供給のためには LNG ターミナルの建設等設備投資が必要なこと、国内天然ガス単価は安く統制されており、LNG 導入によって大幅な価格上昇とならざるを得ないこと等から、LNG 輸入については限界があると言える。これらの状況を加味すると、2030 年段階での天然ガス火力は全電源容量の約 4 分の 1 となる。

一方、石炭については、まず北西部を中心にした国内炭開発を進めた場合、High Case シナリオでは 2030 年段階で約 2,650 万トン/年の生産量となり、電源容量の約 4 分の 1 を賄うことが可能である。



出典：石炭火力発電マスタープラン調査ファイナルレポート

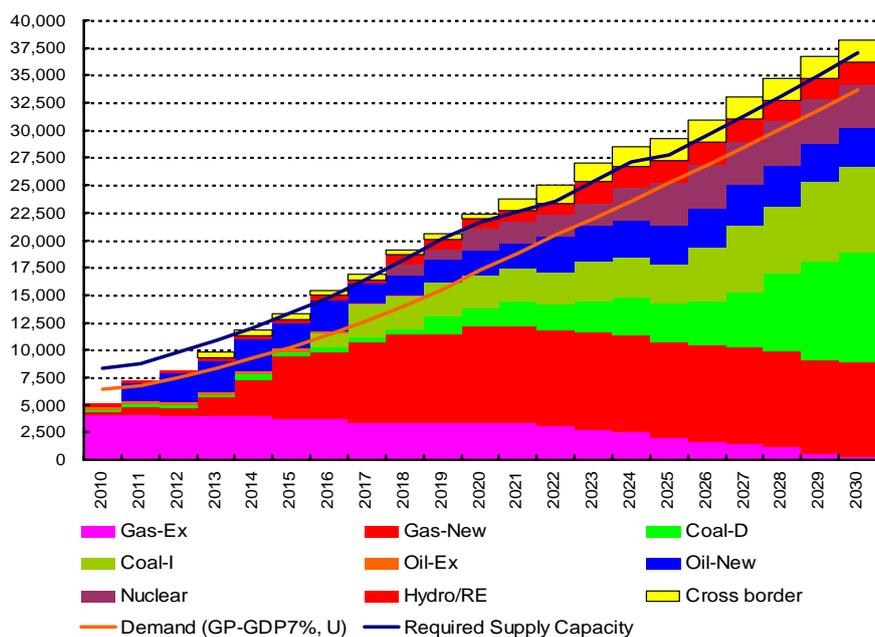
### 図 3.5-2 PSMP2010 における国内炭開発シナリオ

「バ」国国内ではその他のベースとなるエネルギー源は確保できず、水力や再生可能エネルギー、電力国際連系等を合わせても電源容量としては 2030 年段階で約 4 分の 1 程度と見込んでおり、残り 4 分の 1 は輸入エネルギーに頼らざるを得ない。

輸入エネルギーとしては、LNG、石油、石炭が考えられるが、LNG は前述のように限界があり、石油は既に輸入しているが、価格の不安定性や産地の偏在性（中東に依存せざるを得ない）により、輸入規模を拡大して依存すべきではない。その点、石炭の輸入は、

- （LNG と違い）炭種の選択肢を広げれば、新規参入国でも問題なく調達可能
- 世界的に産地が偏在しておらず、リスク分散による安定調達が可能
- 石油、LNG と違い長期に渡って価格が安定
- 石油、天然ガスよりも埋蔵量が多い

等の理由から「バ」国にとって今後ベースエネルギーとなるにふさわしい。これらのことから、2030 年段階で約 3,000 万トン/年の輸入炭を確保し、電源容量の約 4 分の 1 を担うというシナリオを策定した。



出典：石炭火力発電マスタープラン調査ファイナルレポート

図 3.5-3 PSMP2010 における電源開発計画（Government Policy シナリオ）

### 3.5.3 石炭火力開発計画

上記の電源開発計画シナリオに沿って、具体的な石炭火力計画を策定した。

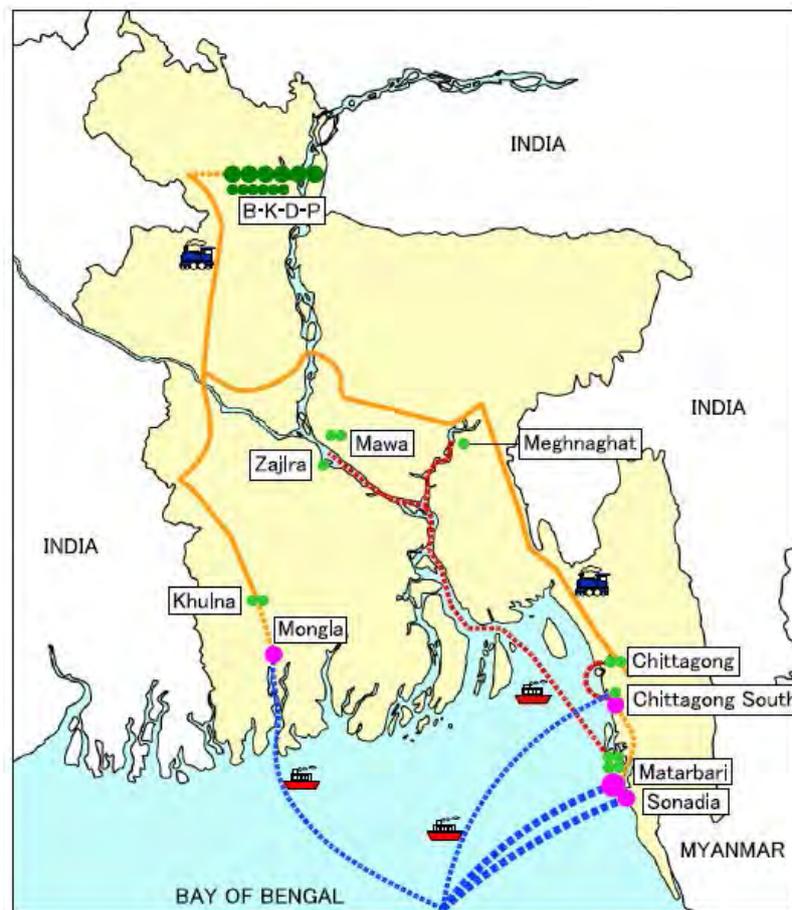
国内炭については、住民が多い地域での開発となり反対運動が激しいことから、まずは社会配慮問題を解決する必要がある。政府はまず石炭政策を確立し、強いリーダーシップの元、全国民が満足できる開発を推進していくべきである。そのために、国内炭開発が具体的に進むには時間がかかると思われる。

一方、石炭輸入については、先行して開発を進めることができる。しかし輸入に当たり「バ」国で問題なのはベンガル湾海域の水深が浅いことである。石炭の効率的輸入を考えた場合、大型石炭船の入港が必要であるが、「バ」国では南東部の一部地域にしか水深の深い海域が存在しない。よって、まず初期段階で、輸入炭を直接受け入れできる火力発電所を南東部に開発し、その後その地点を石炭輸送の拠点である「コールセンター」として拡張し、内陸部を含めた各発電所へ石炭を二次輸送するシステムを構築することを計画した。これにより複数の大型石炭火力発電所へ効率良く安定的に石炭供給を行うことができるのである。

なお、MP でのシナリオでは、最初の輸入炭火力発電所は 2016 年に運転開始するが、それと同時に大型船が接岸できる港湾を開発することは時間的に間に合わないため、大型港湾およびコールセンターが開発される 2020 年頃までは、石炭輸送船を沖合に停泊させ、そこから発電所まで小型船でピストン輸送する方式で燃料を確保することを計画した。しかし、本事業は 2023 年運転開始予定の発電所であり、それまでに大型船の接岸できる港湾が同時に開発可能なため、

石炭輸送船を沖合に停泊させる方法を用いる必要はなく、直接接岸する計画として進めることができる。これにより本事業は、今後の「バ」国の石炭火力開発のスタートとなり、かつ将来、内陸部を含め輸入炭火力発電所が多数開発されていけば、本地点を拡張しコールセンターを開発することにより、石炭供給のハブ的存在となりうる。

また、MP 当時は、「バ」国政府（Ministry of Shipping）の中で、Sonadia 島を Deep Sea Port として開発する計画が進んでいたが、同島が環境保護区域（Environmental Critical Area）に入っていること等により計画は進んでおらず、本事業で開発される港湾が「バ」国初の Deep Sea Port となり、石炭火力だけでなく商用港の開発等、分野を超えた大規模開発に繋がる可能性が高い。



出典：石炭火力発電マスタープラン調査ファイナルレポート

図 3.5-4 PSMP2010 における輸入炭輸送供給計画

### 3.6 エネルギーの選択肢（石炭の必要性）

本調査にあたり、石炭 MP 調査の結果を元に、最新の情勢も踏まえながら、「バ」国におけるエネルギーの選択肢について改めて検討する。

### 3.6.1 エネルギーバランス

「バ」国の2009年のエネルギーバランスを下表に示す。電力に用いられる一次エネルギーとしては国内産天然ガスが9割近くを占めている。

表 3.6-1 「バ」国のエネルギーバランス（2009年）

Year 2009 Supply and Consumption	Coal & Peat	Crude Oil	Petroleum Products	Gas	Nuclear	Hydro	Geotherm. Solar etc.	Biofuels & waste	Electricity	Heat	Total
Production	500	70		15321		133		8813			24838
Imports	400	867	3859								5126
Exports			-148								-148
Intl. Marine bunkers			-35								-35
Intl. Aviation bunkers			-192								-192
Stock changes	-271	140	141								10
TPES	628	1077	3626	15321	0	133	0	8813	0	0	29599
Electricity and CHP plants	-219		-655	-8226		-133			3256		-5978
Petroleum refineries		-1077	1071								-6
Other transformation	-9		-64	-251					-157		-480
TFC	400	0	3978	6845	0	0	0	8813	3099	0	23135
Industry Sector	400		286	2444					1742		4872
Transport Sector			1901	727							2628
Others Sectors			1477	1919				8813	1357		13566
Non-Energy Use			315	1754							2069
Electricity Generated (GWh)	638 (1.69%)		1832 (4.84%)	33840 (89.38%)		1552 (4.1%)					37862 -100%

出典：IEA Statistics, Energy Balances of Non-OECD Countries (2011)

### 3.6.2 各種発電用エネルギーの比較

#### (1) エネルギーの選択肢

エネルギーの選択肢としては、まず国内産天然ガス不足を補完する目的でのLNGの輸入、およびシェールガスの輸入、その他石油、原子力、水力、再生可能エネルギー、そして国内炭、輸入炭が考えられる。

まず、水力は、「バ」国は国土のほとんどがデルタ地帯であり、大型水力発電を開発する余地がほとんどないため、今後主なエネルギー源となることはない。

原子力は、世界的に安全性について議論されている段階であり、現段階で新たな主エネルギーとして選択する余地はない。

再生可能エネルギー（風力、太陽光、バイオマス等）については、補完的なエネルギーとして開発すべきであるものの、経済的に開発できるポテンシャルが低いこと、大規模で安定的な電源にはなり得ないことから、主なエネルギー源の位置づけとなるのは難しい。

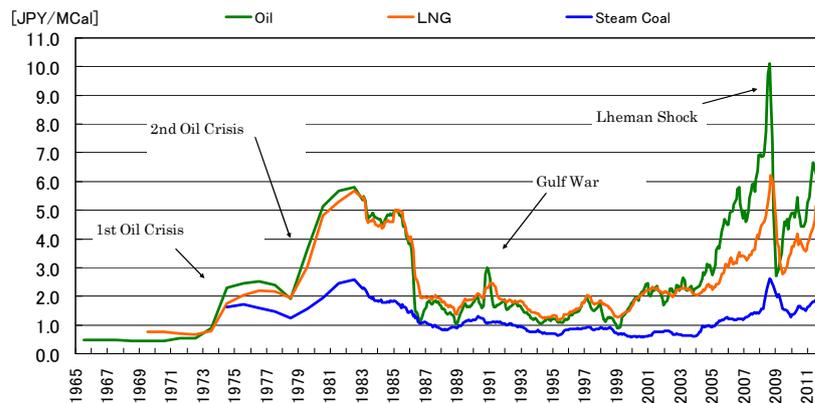
よってそれ以外の、いずれも火力発電の燃料について、以下の観点で比較を行った。なお、シェールガスは、輸出入は LNG として扱われると考えられるため、LNG と同等なものとして比較することとした。

## (2) 燃料の比較

### 1) 価格安定性

まず、火力発電の燃料の価格安定性について比較する。

下図はこれまでの燃料価格の動向である。



出典：IEA Statistics, Energy Balances of Non-OECD Countries (2011)

図 3.6-1 火力発電用燃料価格の推移

過去 40 年以上の推移を見ると、世界情勢等の影響を受け、石油や LNG は価格変動が大きいのにに対し、石炭は価格が安くかつ比較的安定していることが分かる。つまり価格安定性という観点では、石炭が優位に立つ。

### 2) 供給弾力性

前述の通り、石油は主に中東等世界のある特定地域に偏在しており、政治的危険性を加味すると安定調達のためのリスクが大きい。LNG は石油ほどではないが、やはり生産地域は限られている。シェールガスの輸出が始まったとしても、劇的に範囲が広がるわけではない。一方、石炭は世界各地に埋蔵しており、地域偏在性のリスクは最も低い。

それぞれの可採年数については、例えば BP Statistical Review 2011 によれば、石油 46.2 年、天然ガス 58.6 年に対し、石炭は 118 年とあり、この面でも今後長期間の供給が期待される燃料である。

また、日本では近年、国内の下水処理場から出る汚泥や、森林の間伐材等をバイオマス燃料として使用することを進めている。これらの燃料は固形燃料であり、石炭火力発電所において燃料の一部として利用している。石炭火力発電所はこのように石炭以外でも燃料として

利用できる可能性を持っており、燃料の供給弾力性に寄与する。本事業においても将来国内でバイオマス技術により廃棄物の固形燃料が生成されれば、石炭と共に燃料として利用できる可能性を持っている。

3) 市場参入の容易さ

LNG の世界市場は既に大量輸入消費国である日本や韓国等が長期契約により主導権を握っており、「バ」国のようにこれまで取り扱い経験のない国が新規に市場に参入するにはハードルが高く、今後安定的に確保することは困難であると思われる。今後シェールガスが流通するようになっても、現在の LNG 市場の国々が主導権を握るとされる。その点、石炭は、一部の高品位炭の入手は難しいものの、炭種の幅を広げれば比較的容易に確保できる。

4) 設備投資

いずれの燃料も、安定調達するためには大型船での輸送が必要であり、大型港湾の開発が必要であることは変わらない。また、いずれにも運用のための貯蔵運搬設備として、石炭は貯運炭設備、石油はタンク（場合によっては精製設備）、LNG はタンクおよび気化設備が必要である。一般に、貯炭場や石油タンクに比較して、LNG 設備はコストが高い。

5) 環境負荷

二酸化炭素排出原単位は、天然ガス<石油<石炭である。また、硫黄分は天然ガスはほとんど含まれておらず、石炭が最も含有量が多い。つまり環境負荷の面では石炭は不利である。

6) その他の事情

「バ」国における用途として、輸入された天然ガスや石油は、電力以外の民生用の需要が多く、必ずしも電力に対する安定したエネルギー源という位置づけにならないのに対し、輸入炭は電力以外の用途には用いられないため。直接電力の安定供給に貢献することとなる。

以上を総合すると、環境負荷の面以外では様々な面で石炭が最も優れている。このことより、今後「バ」国にとっての安定したエネルギーとしては、環境負荷を低減する策を取りながら石炭を導入することが最適な方法であると言えることができる。

表 3.6-2 「バ」国が調達を計画する火力発電用燃料の比較

	天然ガス (LNG,シェールガス)	石油	石炭
価格安定性	世界情勢の影響を受け変動（世界的に石油価格への連動が支配的） シェールガスは取引実績なし	世界情勢の影響を受け変動	比較的安定、価格レベルも石油や LNG よりも低い
供給弾力性	生産地域は限られる 可採年数 58.6 年 シェールガスは現状は米国に偏在	中東に偏在 可採年数 46.2 年	世界各地に存在 可採年数 118 年 固形バイオマス燃料も混焼可能
市場参入の容易さ	新規参入は難しい	現状の取引の拡大は可能と思われる	比較的容易に参入可能
設備投資	大型港湾 貯蔵・気化設備	大型港湾 貯蔵設備 (精製設備)	大型港湾 貯運炭設備
環境負荷	低い (CO <sub>2</sub> 排出原単位低、 硫黄分ほぼなし)	中間 (CO <sub>2</sub> 排出原単位中、 硫黄分若干あり (量は 産地による))	高い (CO <sub>2</sub> 排出原単位高、 硫黄分あり (量は産地 による))
CO <sub>2</sub> 排出 原単位(*1)	56.1 t-CO <sub>2</sub> /TJ (石炭の 58%)	73.3 t-CO <sub>2</sub> /TJ (石炭の 76%)	96.1 t-CO <sub>2</sub> /TJ
その他	民生用途が多い	民生用途が多い	電力用途のみ

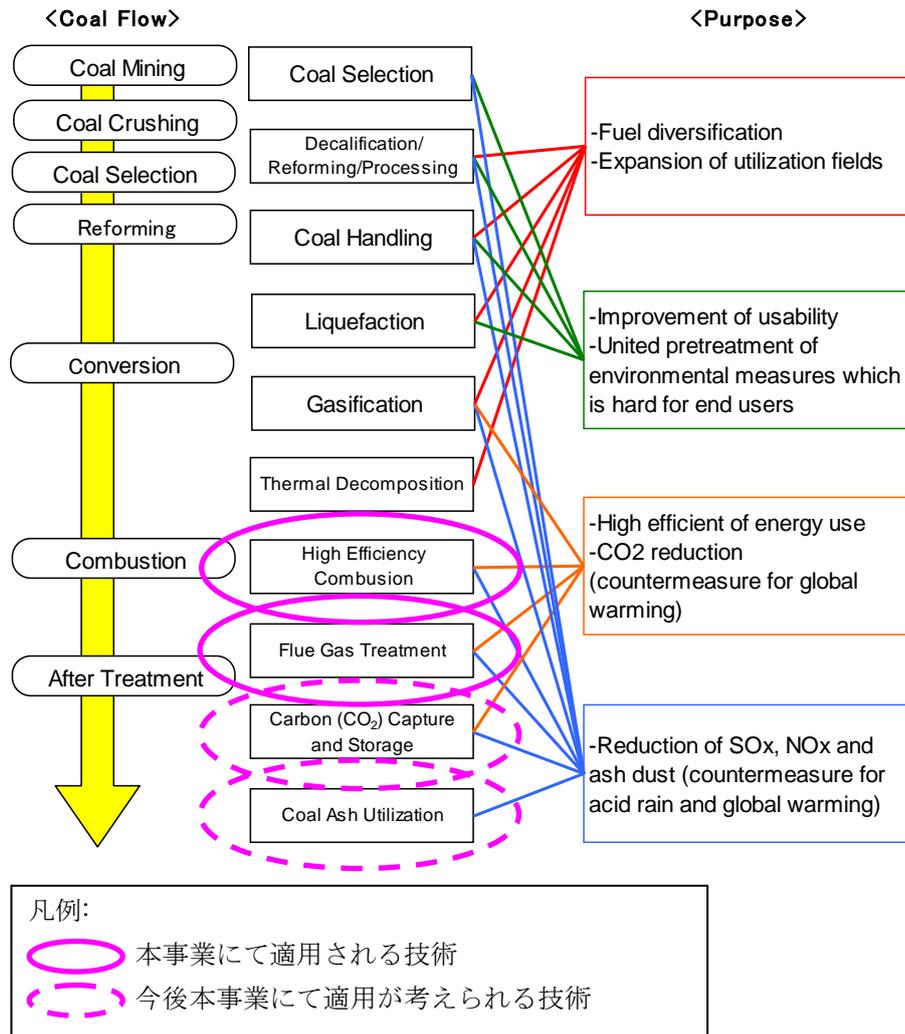
(\*1): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

出典：調査団作成

### 3.6.3 石炭利用における環境負荷低減策

#### (1) クリーンコールテクノロジー

石炭は世界的に見ても引き続き主要なエネルギー源として利用されていくため、環境負荷を低減させる技術は益々重要となってくる。環境負荷の低減とは、具体的には有害物質の排出を低減することで、有害物質の発生低減技術、回収技術、利用技術など、いわゆるクリーンコールテクノロジーが開発、利用されている。下図はクリーンコールテクノロジーを段階、項目別に整理したものである。まだ実用段階に入っていないものも、実用化に向けて研究が進んでいる。この中で、実線で囲んだものが本事業にて適用されるもの、波線で囲んだものは今後本事業にて適用が考えられるものである。



出典: 「トコトンやさしい石炭の本」(日刊工業新聞社)を元に調査団作成

図 3.6-2 クリーンコールテクノロジー体系図と本事業への適用

(2) 本事業で適用する技術

上記の通りクリーンコールテクノロジーは様々なものがあるが、本事業においては、「バ」国で初めての案件であり、今後の展開のために確実な導入が必要であることを鑑み、高効率、低コストと同時に高信頼性を重視して選択された技術を導入した。

1) 高効率発電設備の導入(High Efficiency Combustion)

第 2 章の基本コンセプトで述べた通り、本事業では、蒸気温度 600℃級の設備を導入し、高効率な運転により燃料消費の低減、CO2 排出量の低減を実現させる。

2) 高性能排煙処理装置の導入(Flue Gas Treatment)

これも第 2 章で述べた通り、大気汚染物質（SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、ばいじん）について高効率に排除し、煙突から大気中に放出される処理後の排煙については、天然ガス火力並のクリーンなものとするようにする。

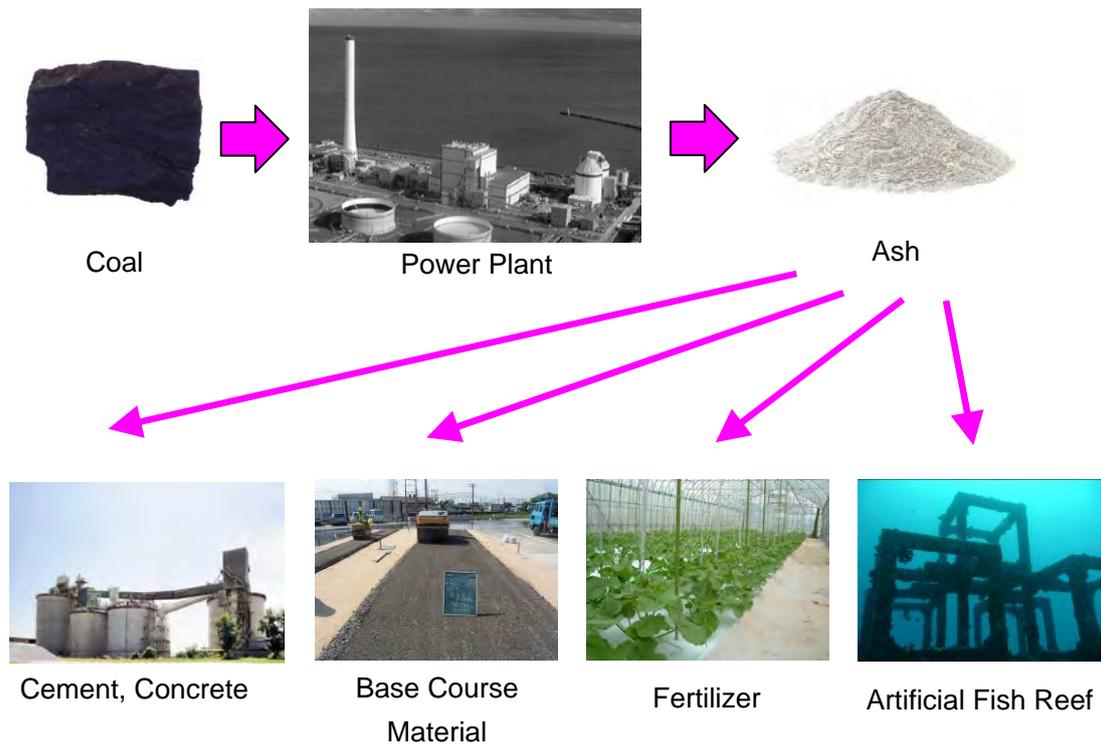
3) 石炭灰の確実な処分(Coal Ash Utilization)

発生した石炭灰については、構内に十分な埋立処分エリアを確保し、飛散を防止しながら確実に処理を行う。このエリアは将来埋立後は新たな土地として活用される。

また、将来的には石炭灰の有効利用策も検討し、発生する石炭灰の大部分を有効利用できるようにする。

日本における主な石炭灰の有効利用方法としては以下のようなものがある。

- セメント原料（粘度代替）  
セメントの原料として、セメント 1t に対し約 240kg 必要な粘度の代替物として利用する。粘度の 20%程度まで混合可能。
- コンクリート混和材  
ダム用コンクリート等に使用。硬化する時の発熱量を抑え、ひび割れ防止効果がある。
- 道路材料  
粉体や粉粒体として路床や路盤材に利用。
- 肥料、土壌改良材
- 人工漁礁  
石炭灰を混入した硬化体の利用。



出典：調査団作成

図 3.6-3 石炭灰の有効利用

この中で、セメント原料への利用について、「バ」国への適用性について、以下調査した。

「バ」国は基本的なインフラ設備や住居などのニーズが高い状態であるため、セメントの消費量は年々増加している。国内での消費量はこの5年間で年間平均10～12%程度で増加していたが、2010年にはPadma橋の建設や住宅建設の増加等で前年度比約32%と急激な増加が見られ、2010年では約1,400万トン近くとなっている。国内での消費量は、首都のダッカおよび第二都市のチッタゴン周辺で約75%を占めている。

一方、セメントの生産体制に関しては、「バ」国にはセメントの原料として欠かせない石灰石の埋蔵量が少ない他、セメントの原料は輸入に頼っているのが現状である。石灰石等の原料を輸入して国内で生産（一貫生産工場）をすると、材料コストが高く採算が合わなくなってしまうため、セメント中間製品のクリンカを輸入して国内で仕上げ工程（粉砕、混合）のみ行うスタイル（粉砕工場）が主流である。現在、一貫生産工場としては1箇所のみ、LafargeによるCementos Molins JVが年間130万t程度生産しているのみで、その他は粉砕工場である。また、国内の生産も消費量に追いつかず、一部製品の輸入も行っている。2009年の実績で、クリンカの輸入量が8百万t、製品セメントの輸入量が80万tとなっている。また、クリンカからセメントにする際の混合剤として、スラグの輸入が85万t、フライアッシュの輸入が104万tあり、特にフライアッシュは自国に石炭火力が少ないため、インドから有価で輸入しているのが現状である。

今後の見通しとして、大型インフラ整備等が継続する中、セメントの需要は益々増加することが考えられる。そう言った中、国内での製造能力の増強および安定した原料調達を続けなければ、製品輸入の必要性が増加する。

このような状況の中、将来大型石炭火力が運転を開始し、発生する石炭灰をセメント原料として活用できるようになれば、まず、輸入している石炭灰を減らすことができ、大きなコストダウンへ繋がる。石炭灰のセメント原料への活用法としては2通りあり、原料としての粘土の代替物として利用する方法、およびクリンカからセメントにする時に混合し、硬化温度が低い特徴のあるフライアッシュセメントとして利用するという方法がある。「バ」国においてはコスト面から、前者の利用は難しいにしても、後者の利用は今後ポテンシャルが高いと考えられる（実際、現在輸入しているフライアッシュの用途は後者である）。マタバリ発電所では、2023年の運転開始後、2x600MWで約10～50万t/年の石炭灰が発生する。これを用いれば、年間約30～150万t程度のフライアッシュセメントを製造することができ、このような規模のセメント工場を隣接して開発すれば、理論的には全量をセメント原料として有効利用できることとなる。

#### 4) 排水処理設備

高性能な排水処理設備を設置し、発電設備から発生する污水のみならず、排煙処理装置から発生する排水、貯炭上から発生する炭汁を含んだ排水等、全ての污水排水を処理し、環境基準を満たす値にする。

#### 5) 環境モニタリングの実施

上記のような環境負荷低減策を行った上で、更に周辺地域において環境モニタリングを実施し、発電所構外への影響を常に監視し、異常時には即対応できる体制を整える。

### (3) 日本のクリーンコールテクノロジーの実績

日本では、火力発電の燃料としては古くは石炭が主に使われ、1950年代以降に水主火従から火主水従へ移行する過程で石炭火力発電所が大幅に増強されてきた。しかしそれと同時に、NO<sub>x</sub>やSO<sub>x</sub>、ばいじん排出による公害問題が顕在化し、石炭の代わりに石油の利用が増加し、徐々に石炭火力から石油火力へと移行してきた。ところが石油危機を迎え石油依存の危険性が指摘されることもあり、エネルギー多様化の観点から天然ガス（LNG）の輸入を始め、リスク分散を図った。それでも石油とLNGは価格変動が大きく連動しているため、更なるエネルギー多様化のために再び石炭の導入がされることとなったのである。

石炭を再導入するにあたり、公害の経験から環境負荷を軽減することが絶対条件となり、日本では環境設備の技術開発が発展した。その結果、現在日本で導入される日本技術の石炭火力発電設備は、環境性能が高く、他の燃料に匹敵するほどとなっている。例えば第2章でNO<sub>x</sub>、SO<sub>x</sub>の排出量を国別で比較しても、日本は世界的に見ても低いレベルであることが分かる。このように日本では社会のニーズが技術発展を促し、日本製の環境設備が高性能となったのであ

る。第2章に日本国内における日本メーカーの600℃級石炭火力発電設備の納入実績を示したが、これら全てに環境設備が設けられている。

参考に日本の最新鋭石炭火力の例を下図に示す。



出典：東京電力（株）

図 3.6-4 日本の石炭火力発電所の例

### 3.6.4 輸入炭を使用することの妥当性

「バ」国には北西部に石炭の鉱脈があり、現在炭鉱1箇所（Barapukuria）および発電所1箇所（2 x 125MW）が操業している他、良質の石炭を大規模に開発できるポテンシャルを持っていることが分かっている。Barapukuria 炭鉱は、現状生産量 100 万 t/year のところ、2013 年中に 150 万 t/year へ増産を計画。隣接の Barapukuria 発電所は、3 号機（250MW）の増設計画があり、2017 年運転開始を予定している。Barapukuria 炭鉱の開発費用は、現状の 100 万 t/year で約

255 million USD であった。2011 年実績の石炭販売価格は、Barapukuria 発電所へは 85.5 USD/t、民間企業へは 100USD/t であり、輸送費を加味しても輸入炭よりも安い可能性がある。

しかし、本事業、つまり「バ」国にとって初めてとなる大型石炭火力発電所の燃料として輸入炭ではなく国内炭を使用する可能性については、

- 環境問題、住民問題のため、現政権では Barapukuria の増産（Barapukuria 発電所増設のためだけのもの）以外の新規炭鉱開発は認めていない。
- たとえ将来開発が認められても、新規炭鉱開発には最初の出炭まで最低 10 年にかかる（環境アセスメントに 3 年、坑内炭開発 F/S 及びコントラクター選択に 2 年、坑内炭鉱開発に 5 年）ので、当面の新規発電所への石炭供給は不可能である。（なお炭鉱の環境アセスメントは、地下水の動向の調査(hydrogeology)が必要でデータ収集に時間がかかる他、露天掘りの場合は環境影響範囲が広く、坑内掘りの場合は地盤沈下予測が重要となり、発電所等に比較して長期間を要す）

等の理由から、10 年後に運転開始（年間 300 万 t 以上の石炭が必要）を目指す本事業に対して新規開発される国内炭利用を前提とした計画をすることは非現実的である。

実際には、「バ」国政府は将来のエネルギー供給計画の柱の一つを国内炭とする目的で、石炭政策（Coal Policy）を策定すべく準備をしている。しかし、2009 年にはドラフトが完成したものの、国民感情の配慮等からその後思い切った進捗ができず、策定できない状態が続いている。

また、国内炭が今後開発されたとしても、将来のエネルギー源をカバーするには量的に不十分であると考えられるので、いずれにしても石炭の輸入は必要となる。輸入炭に関しては、市場からの確保手段が整いさえすれば、「バ」国でもすぐに準備できるエネルギー選択肢である。

上記の理由から、本事業においては、輸入炭を用いることが必然的である。

### 3.7 発電設備単機容量

発電所を新規建設するにあたり、その単機容量をいくつに設定するかということは重要なことである。一般的に、単機容量が大きい方がスケールメリットにより建設コストが安くなる傾向があるが、その発電設備がトラブルで停止した場合の電力系統全体に与える影響は、単機容量が大きいほど大きい。よって単機容量の決定にあたっては、電力系統の安定性を重視しながら他要素を比較し、最適値を設定する必要がある。

本事業における単機容量の決定にあたっては、以下の 3 つの候補を比較することとした。

表 3.7-1 比較対象ケース

	Case 1	Case 2	Case 3
出力	300MW	600MW	800MW
蒸気条件	16.6MPa	24.1MPa	24.1MPa
	566°C/566°C	566°C/566°C	566°C/566°C
建設コスト単価	1,690USD/kW	1,600USD/kW	1,500USD/kW
熱効率(LHV)	42.0%	43.8%	43.8%
所内率	7.0%	7.0%	7.0%
事故停止率（※）	8%	8%	8%

※事故停止率=(年間事故停止時間)÷(8760時間-年間計画停止時間)

出典：調査団作成

上記の3つの候補に対し、以下の5点を比較検討して決定する。

- 経済性
- 電力系統全系崩壊の可能性
- 供給信頼度のレベル
- 環境性
- 保守点検の容易性

一般に、新規設備導入の選択肢で比較される重要要素としては経済性であるが、本ケースの場合、後述のように、単機容量の大きさは全電力システムの安定性に影響を及ぼす要素であり、経済性と共に重要な判断要素である。よって、これら2つの項目に重点を置いて比較することとする。

### 3.7.1 経済性

ベースロード運転を前提とし年間設備利用率を80%とした場合、各ケースの発電原価を試算すると以下のとおりとなる。なお、石炭価格は、石炭マスタープラン検討時に使用した2020年の値(2.2USC/Mcal)とした。

表 3.7-2 発電原価（送電端）

	300MW	600MW	800MW
Fixed cost	1.6	1.5	1.4
Fuel cost	4.8	4.6	4.6
Total	6.5	6.2	6.1

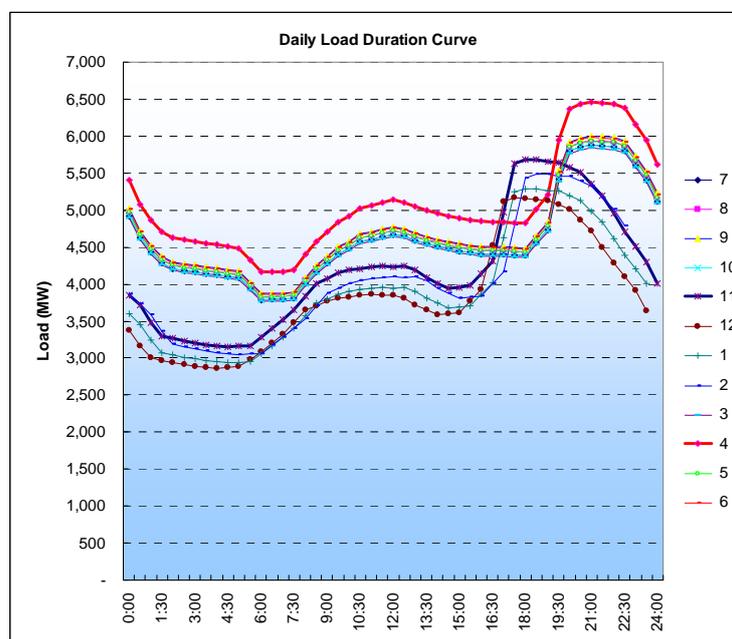
出典：調査団作成

600MW機および800MW機は300MW機と比較して、建設コスト単価が安く、熱効率も高いため、発電原価は安くなり経済的である。600MW機と800MW機は同じ高効率USC設備のためあまり大きな差がないが、容量の大きい800MWの方が建設費が安く、総コストも若干安くなる。経済性だけで考えると、大容量ユニットの方が有利である。

### 3.7.2 電力系統全系崩壊の可能性

電力系統において、ある発電機が事故停止した場合には、電力供給力が瞬時に減少するため、一時的に系統の周波数が低下する。「バ」国の系統周波数は東日本と同じ 50Hz であるが、一般的には、系統周波数が 1.5Hz 低下して 48.5Hz 以下になると、事故停止した以外の健全な発電機に重大なダメージを与える恐れがあるため、周波数の低下を検知して自動的に他の発電機を停止させる指令を出すようになっている。周波数の低下量が多い場合や早期に周波数の改善を図れない場合には、一つの発電機の事故停止を引き金として徐々に発電機が停止し、最終的に「電力系統全系崩壊」という事態に至る危険性がある。このような危険を回避するため、「バ」国においても Bangladesh Grid Code (Nov. 2010) において、” The Generator shall ensure that each Generating Unit is capable of generating at full rated power output within the frequency range of 48.5 - 51.5 Hz, +/- 10% rated voltage and power factor 0.8 lagging to 0.95 leading.” とあり、各発電事業者に対し周波数変動を 1.5Hz 以内に収めるよう規定されている。

周波数の低下量は脱落する供給力の大きさに比例する。一般的な電力系統においては、供給力の 10% が脱落した場合に周波数が約 1Hz 低下する。このため、上記のような広範囲な系統崩壊を引き起こさない範囲での投入する単機容量の限界は、系統の規模から計算によりおおよそ求めることができる。



出典：石炭火力発電マスタープラン調査ファイナルレポート

図 3.7-1 日負荷率曲線（2010 年）

石炭 MP 調査にて検討された「バ」国における 2010 年現在の日負荷曲線を上図に示す。夏場の高負荷時は実際には供給が不足し停電が発生しているため、冬場の負荷カーブを基にして合

成負荷曲線を作成している。これによると、需要の年間最大値は 6,454MW と想定され、年間最小値は 2,866MW であり、最大値と最小値の比は 1:0.444 となる。

一方、石炭 MP 調査検討時に使用した需要想定のうち、ベースとした政府目標よりも低い GDP 成長率 7% シナリオによると、2020 年の最大需要は 13,244MW 程度であるが、負荷率は 2020 年までは 60% 一定と想定し日負荷曲線は相似的に増加すると仮定しているため、2020 年の需要の最小値は 13,244MW の 44.4% で 5,827MW と想定され、更に最大需要の約半分である 7,000MW を下回る時間数が 2,190 時間（1 年の 25%）程度存在する。

本事業で開発する石炭火力は、燃料価格が安く、ベースロード運転を前提としているため、低い需要の時でも最大出力で運転している可能性が高い。そのため、系統安定性を検討するためには低需要時の挙動を比較する必要がある。需要規模が 7,000MW 程度以下の時に、単機容量 800MW 機が事故停止すると 1.2Hz 以上周波数が低下することになり、事故停止前の周波数が既に下がっている場合も考えると、危険な領域である 48.5Hz を下回り、系統全系崩壊を引き起こす可能性が高いため、単機容量 800MW 以上の発電設備をこの系統へ採用することは控えるのが望ましい。一方、単機容量が 600MW 以下であれば、需要規模が 7,000MW 程度時に事故停止した場合の周波数低下量は 0.9Hz 程度以下、たとえ最小需要 5,827MW の時であっても約 1Hz 以下で収まるため、系統崩壊を引き起こす可能性は非常に低いと言える。

将来の需要規模や電源規模を想定する際に、発電所の開発が想定通り進まない場合も検討する必要がある。そのような場合でも、需要規模は確実に増加する可能性が高く、それに伴い需要の最小値は増加し、系統崩壊を起こさないための単機容量としては、上記と同じ条件となり、600MW で問題ないと言える。

なお、現在「バ」国の系統は、他国の系統と連系がない独立した系統であるが、「バ」国とインドの間で連系する計画が進展している。この計画は、相互に周波数変動の影響を回避するため、直流で連系することになっている。この直流連系によって、「バ」国の全体系統容量を増加させるという効果は持たないため、これによる周波数低下のリスク低減の効果はない。

### 3.7.3 供給信頼度のレベル

比較対象にしている各設備の事故停止率は 8% で差がない。単機容量が大きいユニットでは、事故により停止した際に供給力の減少量が大きく、系統に及ぼす影響が大きい。一方、単機容量が小さいユニットでは台数が多くなるため、全台健全に運転できる可能性が低くなる。

供給信頼度を比較するために、それぞれのケースについて設置台数を変えることにより同じ出力として比較する必要がある。今回の場合、合計出力を最大公約数である 2400MW に統一して、系統に与える供給信頼度を計算した。供給信頼度の指標としては、石炭マスタープラン検討時に使用した 2020 年の需要と電源構成を踏まえて、需要に対して供給力が不足する時間数の期待値（Loss of Load Expectation : LOLE）で評価した。

表 3.7-3 供給信頼度のレベル

	300MW 8 units	600MW 4 units	800MW 3 units
LOLE (hours/year)	34.6	43.0	49.3

出典：調査団作成

上記の通り、LOLE の値は単機容量が小さい方が小さくなっており、供給信頼度のレベルは小容量機を多数設置する方が若干良くなるが、供給予備率として 10%程度を確保しているため、どのケースにおいても大差はない。

### 3.7.4 環境性（CO<sub>2</sub>排出量）比較

CO<sub>2</sub>排出量を比較する場合も、出力を同じにする必要がある。(3)と同様 2400MW に揃えたケースについて、年間設備利用率を 80%として CO<sub>2</sub>排出量を試算すると以下のとおりとなる。

表 3.7-4 CO<sub>2</sub>排出量

	300MW 8 units	600MW 4 units	800MW 3 units
CO <sub>2</sub> 排出量 (kton-CO <sub>2</sub> )	14,167	13,584	13,584
	Base	- 583	- 583
単位当たり CO <sub>2</sub> 排出量 (ton-CO <sub>2</sub> /MWh)	0.906	0.868	0.868

出典：調査団作成

CO<sub>2</sub>排出量は、最も効率の良い 800MW 機を開発するケースが最も少なく、300MW 機を開発するケースと比較して、年間で 583 kton の削減が可能である。なお、600MW 機を開発するケースもほぼ同程度の削減が可能である。

### 3.7.5 保守点検の容易性

2012 年 8 月現在、「バ」国における最も大きな蒸気タービンは 210MW であり、蒸気条件は 545°C/545°C/14MPa である。これらのユニットは、Ghorasal, Rauzan, Siddhirgonj 発電所などに合計 7 台設置されている。最も古いユニットは 1987 年に運転を開始しており、これまでに同規模の蒸気タービンの保守点検技術については豊富な経験を有している。

300MW 機は、これらのユニットと同程度の蒸気条件であるため、ボイラチューブに使用する材質も同程度のものであり、現状「バ」国が保有する技術レベルで保守点検は可能である。一方、600MW 機や 800MW 機は蒸気条件が大幅に向上し、ボイラチューブの高温部に高度な材質を使用することから、非常に精度の高い保守点検技術が求められ、今後技術者の育成が必要となる。

### 3.7.6 総合評価

上記のように各項目で比較をしたが、前述の通り本比較では特に経済性と全系崩壊の可能性について重点をおき判断すべきである。経済性については容量の大きさや方式の違いにより 300MW は選ばず 600MW または 800MW を選ぶべきという評価であるが、全系崩壊の可能性について比較すると 800MW の方が 600MW よりもよりリスクが高くなる。コストはほぼ同レベル

であることを加味すると、本評価においては全系崩壊リスクの回避を重要視し 600MW を選定するのが妥当である。

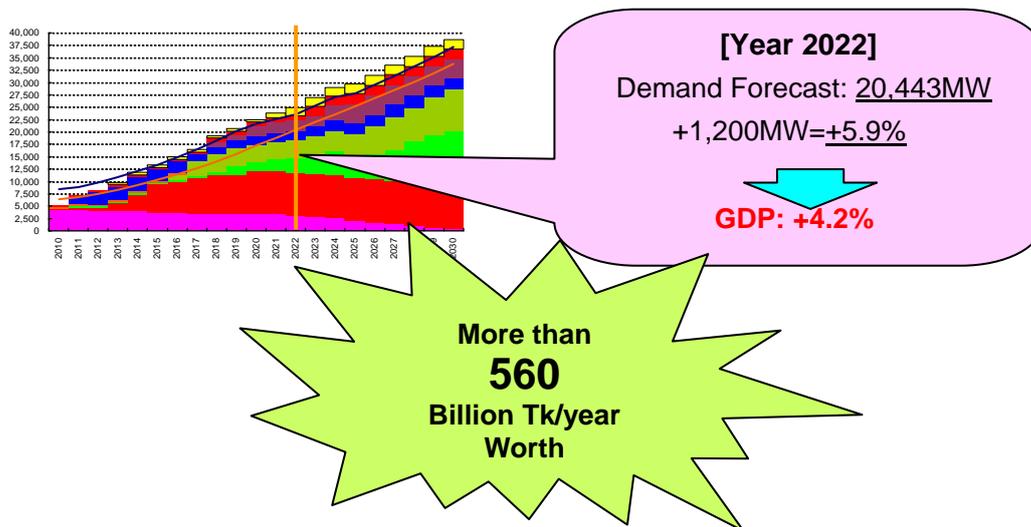
ただし、容量が大きい方がコストの面で優れていることは言えるので、本設備の導入以降、更に需要が増加してくれば、全系崩壊の可能性が減少するので、将来的には 800MW 機またはさらに大きい 1000MW 機の採用も考えられる。

### 3.8 本事業がもたらす経済効果

本事業の実施により、「バ」国全体の電力供給力を増加させるだけでなく、それに付随した様々な効果が期待できる。経済効果としては様々なことが考えられるが、以下に具体的に簡略化して考えられることを例として挙げる。

#### 3.8.1 GDP に与える影響

「バ」国の成長目標として、GDP に対する電力需要弾性値の目標が 1.4 と掲げられている。ここで言う電力需要弾性値とは、経済成長率（GDP 伸び率）に対する電力エネルギー消費増加率（電力需要増加率）の比率を表す。仮に今後の GDP 伸び率を 5% とすると、本事業の発電所が営業運転を開始する 2022 年には GDP は現在の約 1.7 倍の 134,689 億 Taka になる。その時点での電力需要が予測通り 20,443MW とし、 $2 \times 600\text{MW} = 1,200\text{MW}$  の発電設備の増加により純粋に 1,200MW の需要が増加すると仮定すると（実際にはその時点に存在するレンタルパワー等の発電設備と置き換わる部分もあるため純粋な需要増加とはならない可能性がある）、電力需要増加率は  $1,200 \div 20,443 \approx 5.9\%$  となる。その時の弾性値が 1.4 とすると、この電力需要の増加は  $5.9 \div 1.4 \approx 4.2\%$  の GDP 伸び率を意味することとなる。つまり、本事業の営業運転が GDP に与える影響は、 $134,689 \text{ 億 Taka} \times 4.2\% \approx 5,656 \text{ 億 Taka}$  であると言える。

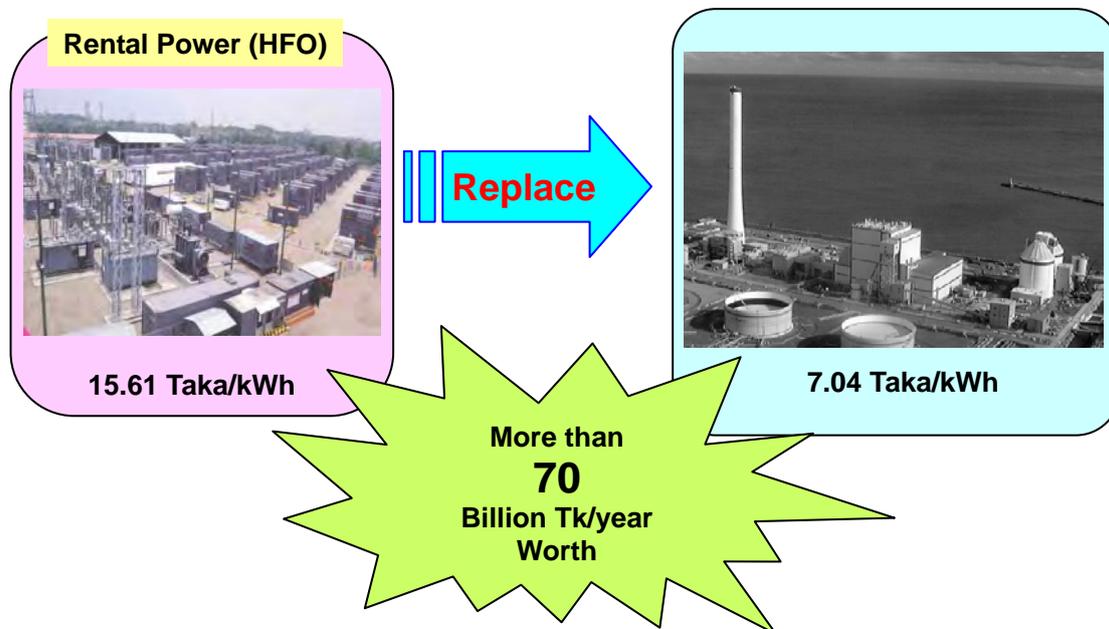


出典：調査団作成

図 3.8-1 GDP に与える影響のイメージ

### 3.8.2 電力セクターの財政に与える影響

現在、慢性的な電力不足を少しでも解消するために、単価は高いが比較的短時間で実質的な設備増強に繋がるレンタル発電に頼らざるを得ない状況である。そのような中で発電コストの比較的安い大型石炭火力発電が導入されることで、レンタル発電を減らし、全体発電コストの低減に繋がる。具体的には、BPDB の立場で言うと、発電会社から電力を購入する単価が小さいことにより、より安価に電力を調達することができる。例えば、本事業（1,200MW 石炭火力）の導入との比較対象として、同容量（1,200MW）の HFO 焼きレンタル発電を導入することを考える。現在の HFO 焼きレンタル発電のコスト（BPDB の購入コスト）は第 11 章の表 11,3-6 の通り 15.61Taka/kWh であるのに対し、本事業では BPDB への販売単価を 7.04Taka/kWh としているため、BPDB の購入コストは単価で 8.57Taka/kWh の差があり、本事業の方が安い。これを用い、ベースロード電源であることを考慮して利用率を 80%（つまり年間電力量は  $1,200\text{MW} \times 24\text{hours} \times 365\text{days} \times 80\% = 8,409\text{GWh}$ ）で計算すると、本事業の導入により BPDB の購入コストが年間約 700 億 Taka 減少する効果が得られる、と言えることとなる。



出典：調査団作成

図 3.8-2 電力セクターの財政に与える影響のイメージ

### 3.8.3 地域住民にもたらす効果

一般的に、発電所ができることにより、発電所の周りに従業員居住地域が形成され、経済活動が生まれ、周辺地域の住民に対して、発電所や周辺地域における雇用機会が生まれ、生活レベルの向上に繋がる。また、アクセス道路が整備されることにより、周辺地域間、および大都市との間の交通往来が活発となり、物流が活発化、経済レベルの向上も期待される。本事業においてもこのような周辺地域の発展が見込まれる。

例えば、ごく簡単な試算として、建設期間中に 3,000 人程度の作業員が現場に入ることとなり、食堂の食材など地元で買い物を毎日 100Taka ずつ使ったとして、5 年で 500 Million Taka、10 年で 1,000 Million Taka の経済効果が見込まれるとすることができる。

また、「バ」国で初めての大型港湾を備えているため、将来この地点を拠点に海運を始めとした他業種の発展のきっかけともなり、今後の「バ」国全体の経済発展の引き金ともなりうるポテンシャルを有している。

## 第4章

### 発電所計画地の選定



## 第4章 発電所計画地の選定

### 4.1 検討地点

本検討の対象候補地点は、Cox Bazaar 地区と Chittagong 地区の間の沿岸域に位置し、送電線は Chittagong 市街まで結ぶ。対象候補地点は、図 4.1-1 に示す上空写真の A 地点：Matarbari および B 地点：North Maheshkhali である。

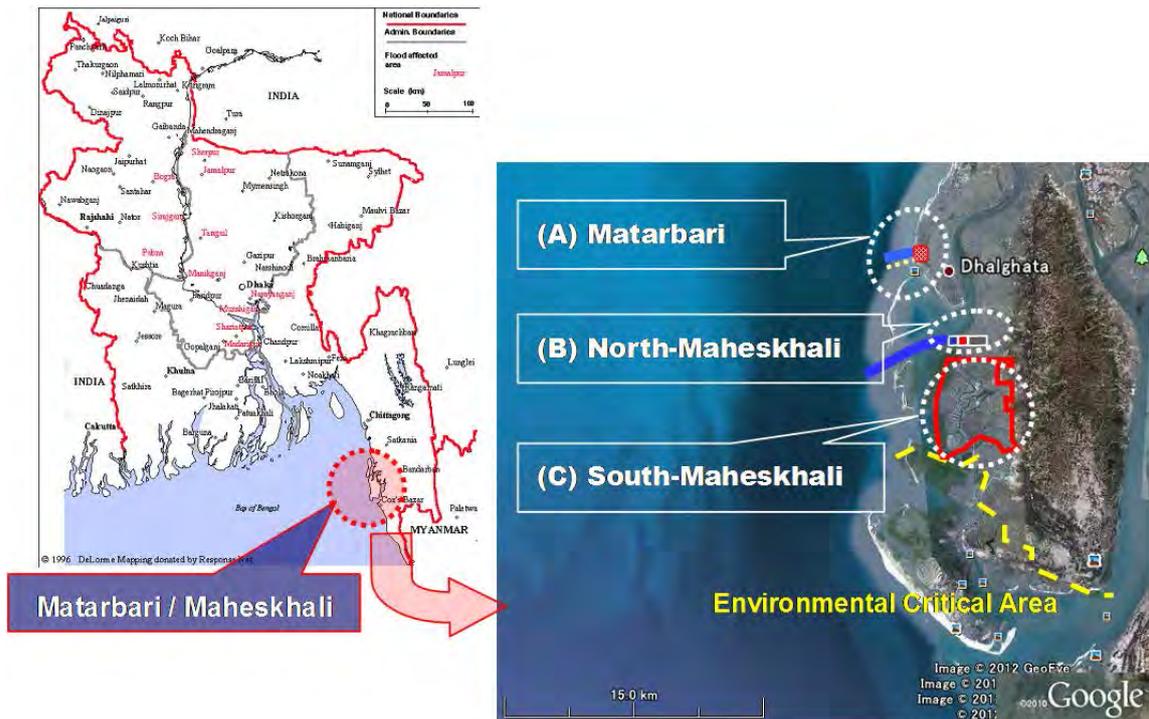


図 4.1-1 本検討の対象地点

### 4.2 事業候補地点

本検討に先立ち、事業候補地点は、『Bangladesh 人民共和国石炭火力発電マスタープラン・フォローアップ情報収集・確認調査』（以降フォローアップ調査と示す）において調査・検討され、上記の 2 地点が選定された。

なお、フォローアップ調査結果では、このうち候補 1 地点についてさらに検討が進められ、以下のようにまとめられた。

フォローアップ調査結果によれば、Matarbari 地点は環境性の観点から優位性が認められていたため、「バ」国政府と JICA 間の協議により優先事業地点として選定された。しかし、海域の深淺調査などさらなる検討が必要であるとの認識があったため、再度上記 2 地点に対し予備設計と最適案の選定を行うとともに、最適候補地点として選定された地点においては、現地調査を実施するとともに、数値シミュレーションを通して、詳細検討をすることとなった。

### 4.3 検討条件

#### 4.3.1 検討フロー

本検討の手順を図 4.3-1 に示す。

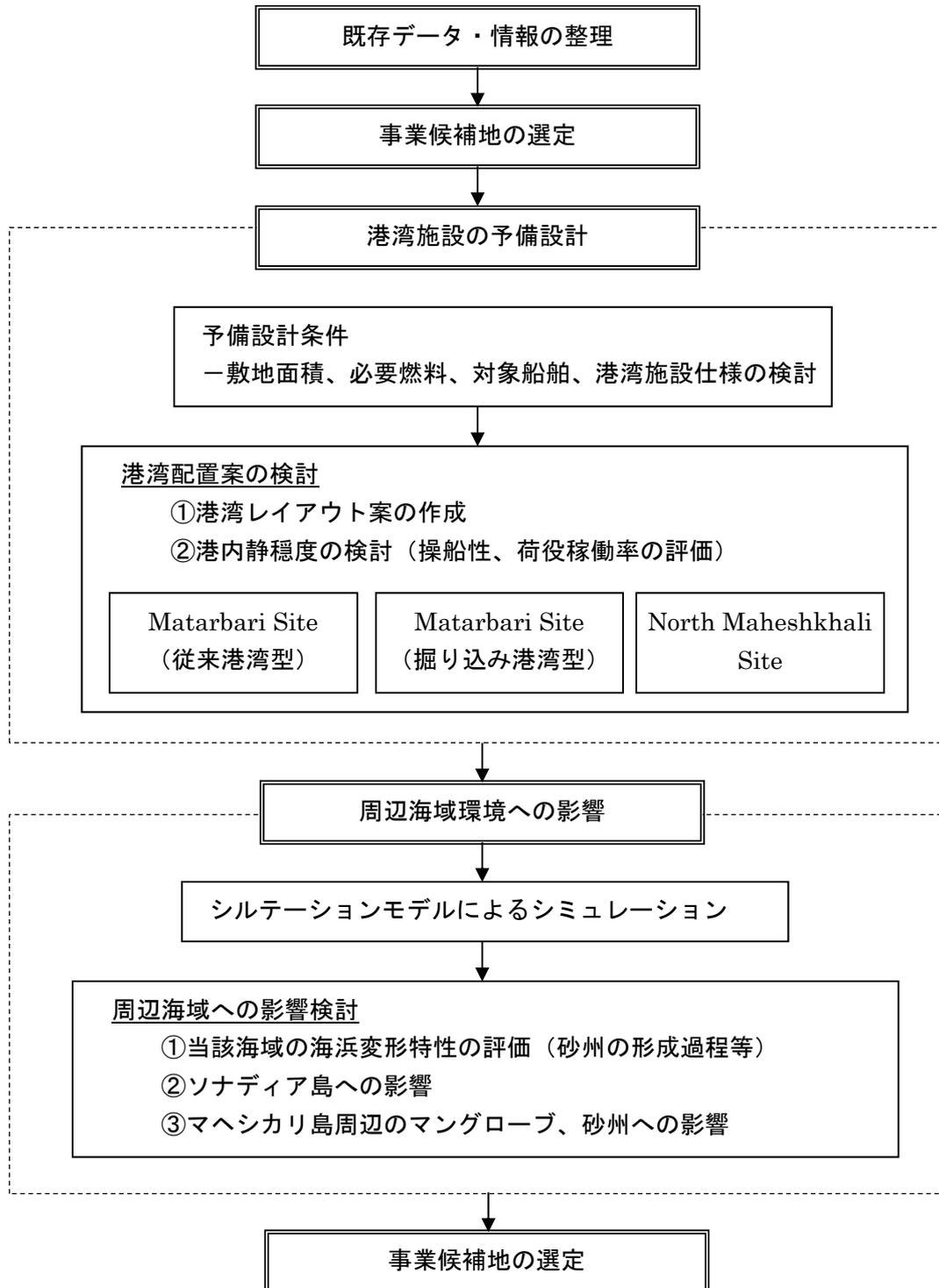


図 4.3-1 候補地点船底の手順図

#### 4.3.2 自然条件の概況

##### (1) 概要

本予備設計においては、発電所候補地点を確定するため、事業候補地点に関する既存の基本データ・情報を収集し、図 4.3-1 に示す予備設計ならびに周辺海域環境検討を行った。

港湾配置案に対しては、港湾内の静穏度解析を実施するとともに、既往データに基づく漂砂シミュレーションを行って、事業候補地点の比較資料と資することとした。

本検討で収集した基本データ・情報は、次のとおりである。

- 海域の水深
- 沖波波高
- 潮流
- 海象データ（風力、降雨量、気温、湿度）
- サイクロン

##### (2) 海域の条件

###### 1) 海域の水深

当該海域の水深データは、当該海域の海図を用いることとした。これを次ページに示す。

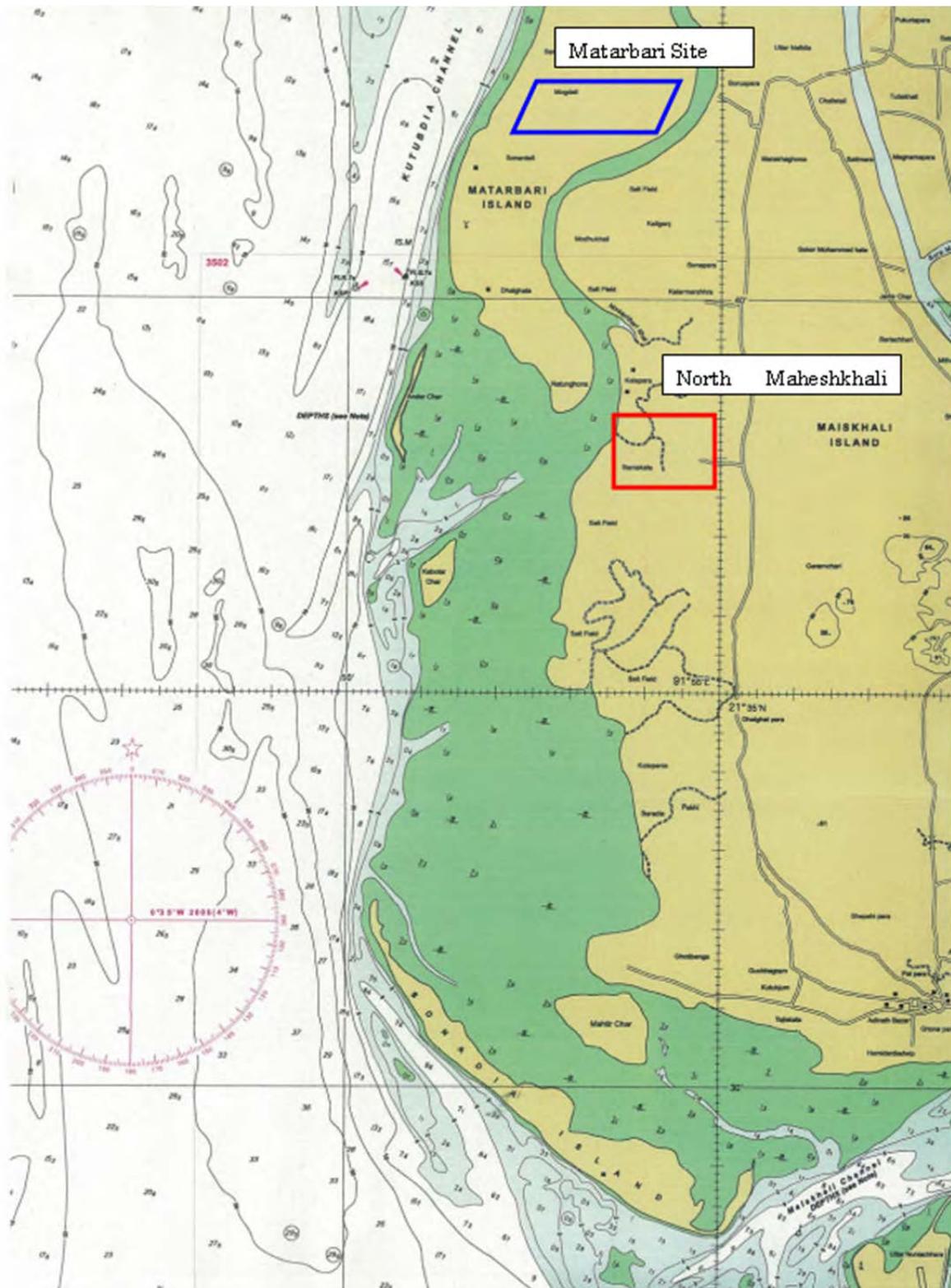


図 4.3-2 海図（候補地点前面海域）

2) 常時沖波

(i) 全球域波浪推算データベースの概要

(財) 日本気象協会が保有する全球域波浪推算データベースを利用して、常時波の波浪推算を実施した。全球域波浪推算データベース (Estimated Global Wave Database) は、ヨーロッパ中期気象予報センター(ECMWF, European Center for Medium-Range Weather Forecasts)の海上風客観解析値を入力条件として、(財) 日本気象協会が開発した波浪推算モデル JWA3G に基づくものである。JWA3G は、スペクトル法による波浪推算の最先端モデルであり、様々な方向から来襲する不規則な波浪を追算する波浪予測モデルである。

(ii) 沖波データ

- 推算期間 : 2006.1.1~2010.12.31
- 抽出地点 : 東経 91° 30' 、北緯 20° 30'
- 時間間隔 : 1 時間
- 抽出要素 : 有義波高・有義波周期・波向

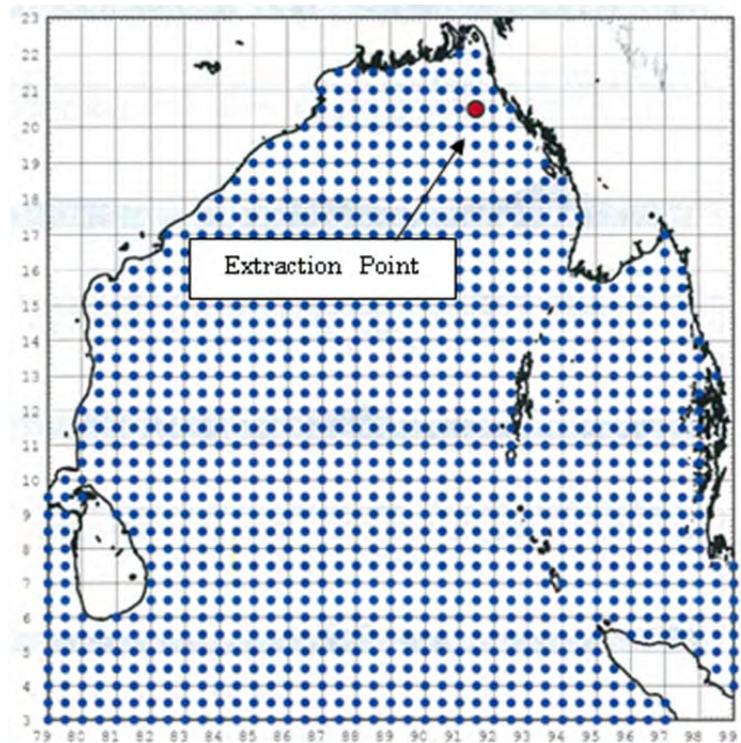
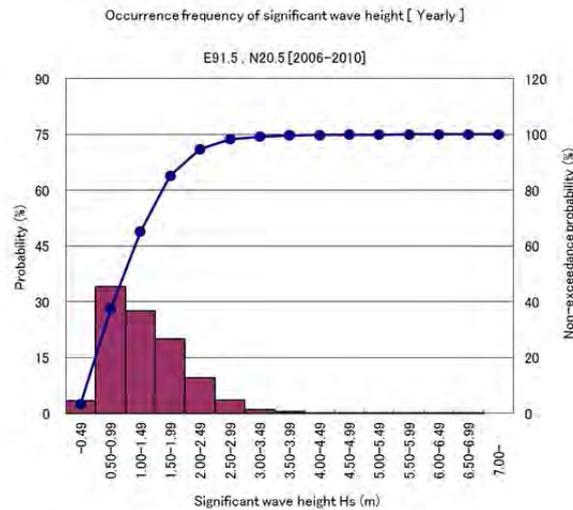


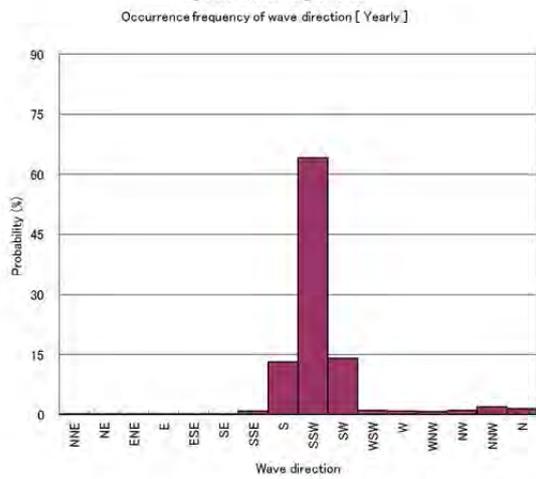
図 4.3-3 波浪推算エリア

波浪推算データに基づいて、常時沖波の統計解析を行った。有義波高、有義波周期ならびに波高の出現頻度分布図をそれぞれ図 4.3-4 に示す。



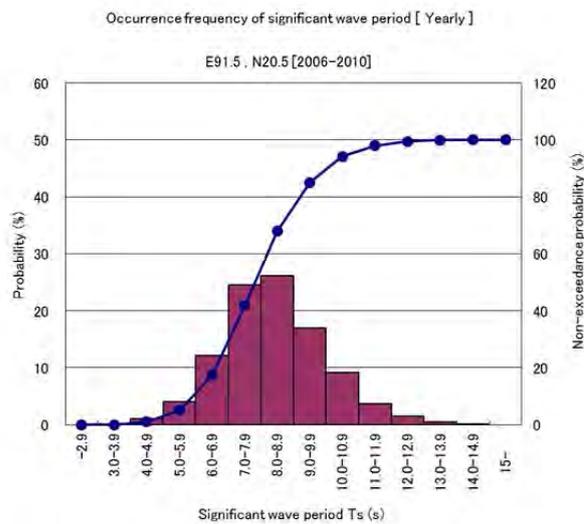
有義波高分布

- 0.50m~0.99m ;34%
- 1.00m~1.49m ;28%
- 1.50m~1.99m ;20%



波向

- 8.0s~8.9s ;64%
- 7.0s~7.9s ;25%
- 9.0s~9.9s ;17%



周期

- SSW ;64%
- SW ;14%
- S ;13%

図 4.3-4 頻度分布図（有義波高・周期、波向き、深海域、年）

(iii) 潮流

表 4.3-1 Sonadia Island 周辺における潮流

(m/s)

Flood		Ebb	
Velocity	Direction	Velocity	Direction
1.45	NNE	1.20	SSW

Source : based on current observation data (unreliable data source)

(iv) 潮位

表 4.3-2 Sonadia Island における潮位

H.W.L	M.S.L	L.W.L
+1.94	±0.00	-2.08

Source : based on tidal observation data (unreliable data source)

4.3.3 港湾施設計画の条件

(1) 対象船舶の諸元

表 4.3-3 に示すように、対象船舶は常陸那珂港で入港実績のある外航石炭船の諸元を用いた。

表 4.3-3 対象船舶の諸元

Type	Class (DWT)	Length L(m)	Breadth B(m)	Draft Df(m)
Coal carrier	80,000	220	36.0	13.0

(2) 航路および泊地の諸元

航路および泊地の諸元を表 4.3-4 に示す。

表 4.3-4 航路および泊地の諸元

Type	Channel			Mooring Basin		Berth
	Width (m)	Length (m)	Depth (m)	Width (m)	Depth (m)	Length (m)
Coal carrier	250 (1 L)	1200 (5 L)	15.0 (1.1Df)	500 (2 L)	15.0 (1.1 Df)	600 (*)

(3) 港湾域の条件（水域の静穏度）

係留施設前面泊地の荷役限界波高を表 4.3-5 に示す。

港湾域の静穏度とは、95%～97.5%以上の停泊を可能とすることを原則としている。本検討では、96%と設定した。

表 4.3-5 航路・バースの静穏度条件

Area	Threshold Wave Height	Remarks
Entrance of Channel	1.5m	本船主機関の停止可能波高
Coal Berth	1.0m	石炭船の荷役限界条件

なお、限界波高は『港湾の施設の技術上の基準・同解説』に準拠した。

#### 4.4 港湾配置計画の検討（港湾設備）

上記 4.3 節で設定した波浪条件をもとに、石炭受け入れ設備のための港湾施設の配置検討を行った。配置検討を行うにあたっては、次の方針に従った。

- 石炭船の入出港、荷役に供する水域として、直径 500m、水深-15m の泊地ならびにターニングベースンを配置する。
- 泊地の中心から直線距離で 1200m、幅 250m の進入航路を配置する。
- 本計画地点の波向は S～SW が卓越しており、これらの波向きの波浪に対して、航路・泊地が遮蔽できるよう防波堤を配置する。

上記検討方針に基づいて設定した港湾設備のレイアウト案を次の表ならびに次ページ以降の図に示した。

表 4.4-1 配置計画案

Plan	A-1	A-2	B
Candidate Site	Matarbari	Matarbari	North Maheshkhali
Length of Channel	2000m	3000m	7000m
Width of Channel	250m	250m	250m
Presence of Breakwater	1500m	防波堤なし	防波堤なし
Remarks	防波堤を設置して、港湾施設内の静穏度を確保する案	陸地側に港湾施設を配置する。陸地側へ掘り込むことで静穏度を確保する案	浅瀬に港湾施設を配置する案。周囲にはマングローブが存在する。

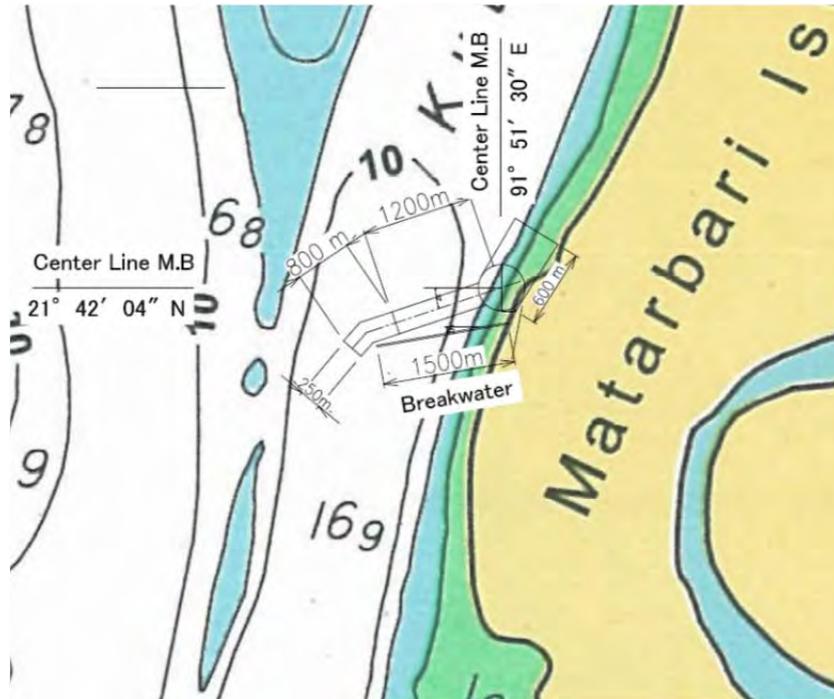


図 4.4-1 配置計画 A-1 案 (Matarbari Site 防波堤方式)

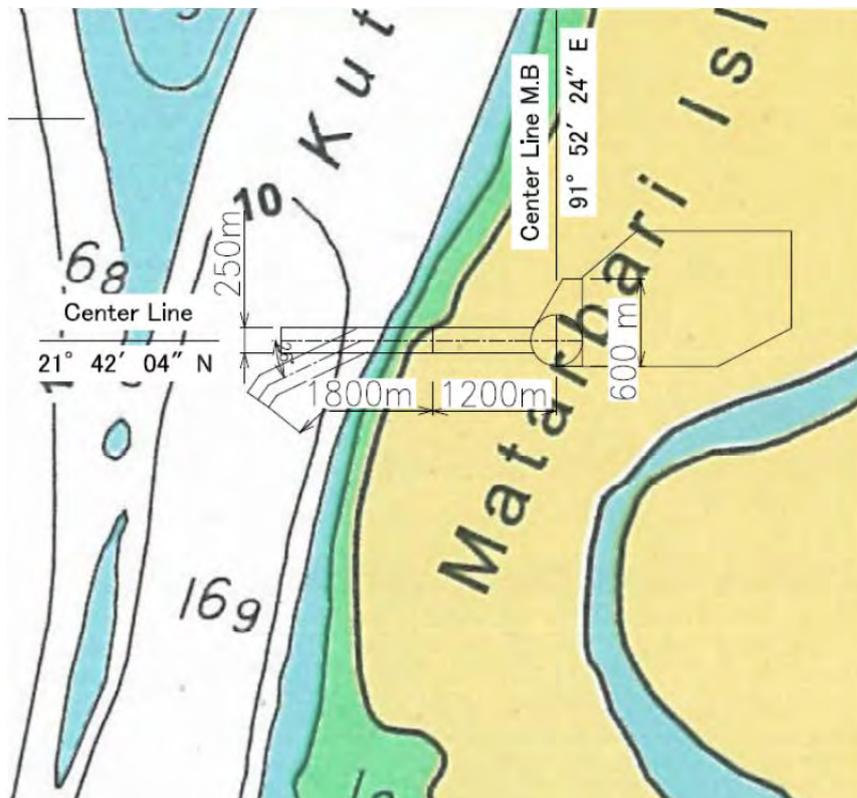


図 4.4-2 配置計画 A-2 案 (Matarbari Site 掘り込み案)

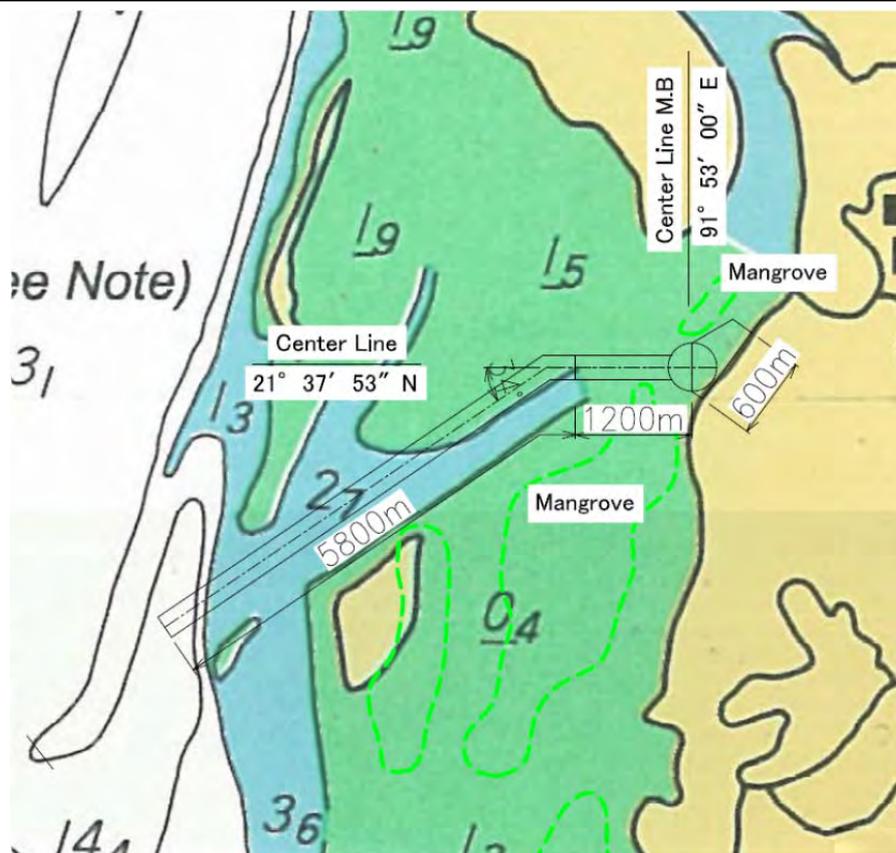


図 4.4-3 配置計画 B 案 (North Maheshkhali Site)

#### 4.5 事業候補地点の比較検討

##### 4.5.1 港湾域の静穏度

###### (1) 概要

前項 4.4 節に示す港湾配置計画案について、本検討では港内静穏度の検討を行った。

一般に、港内静穏度には、波浪、風、船舶動揺、稼働状況等の複雑かつ多様な要因があるが、ここでは港内静穏度に最大の影響を及ぼす波浪に着目して、荷役限界以下の波浪出現頻度（稼働率）をもって評価することとした。

港内静穏度は、波浪変形解析モデルを用いて波の回折・浅水変形を算出し、港内各水域の波高比を求めた。検討手順ならびに解析条件を以下に示す。

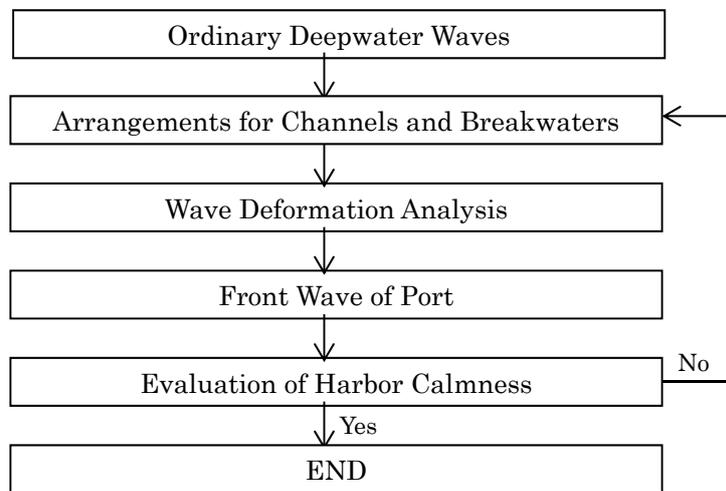


図 4.5-1 検討フロー図

- 解析領域 : 70km×40km
- 計算水深 : 当該海域の海図に従う
- 入射波諸元 : 有義波周期 T1/3=6s, 9s, 12s  
: 波向き SSE, S, SSW  
: 潮位 M.S.L.=±0.0m

(2) 港内の静穏度解析結果

1) A-1 案 Matarbari Site（防波堤方式）

(i) 波高比

波浪変形解析により Matarbari 地点海域の波向きならびに波高比を求めた。この結果を図 4.5-2 および図 4-5-3 に示し、航路先端ならびに泊地位置の波高比結果を表 4.5-1 および表 4.5-2 に示す。

$$\text{波高比} = H / H_0$$

H : 当該水域の波高、H<sub>0</sub> : 沖波波高

表 4.5-1 港内各水域の波高比 (防波堤なし)

		H/H <sub>0</sub>		
Point	Incident Wave	T <sub>1/3</sub> = 6 s	T <sub>1/3</sub> = 9 s	T <sub>1/3</sub> =12 s
Port Entrance	SSE	0.42	0.36	0.33
	S	0.57	0.56	0.58
	SSW	0.67	0.64	0.62
Mooring Basin	SSE	0.22	0.20	0.20
	S	0.31	0.32	0.34
	SSW	0.38	0.37	0.37

表 4.5-2 港内各水域の波高比 (防波堤あり)

		H/H <sub>0</sub>		
Point	Incident Wave	T <sub>1/3</sub> = 6 s	T <sub>1/3</sub> = 9 s	T <sub>1/3</sub> =12 s
Port Entrance	SSE	0.26	0.25	0.25
	S	0.38	0.40	0.43
	SSW	0.46	0.47	0.46
Mooring Basin	SSE	0.09	0.09	0.09
	S	0.16	0.14	0.15
	SSW	0.21	0.17	0.17

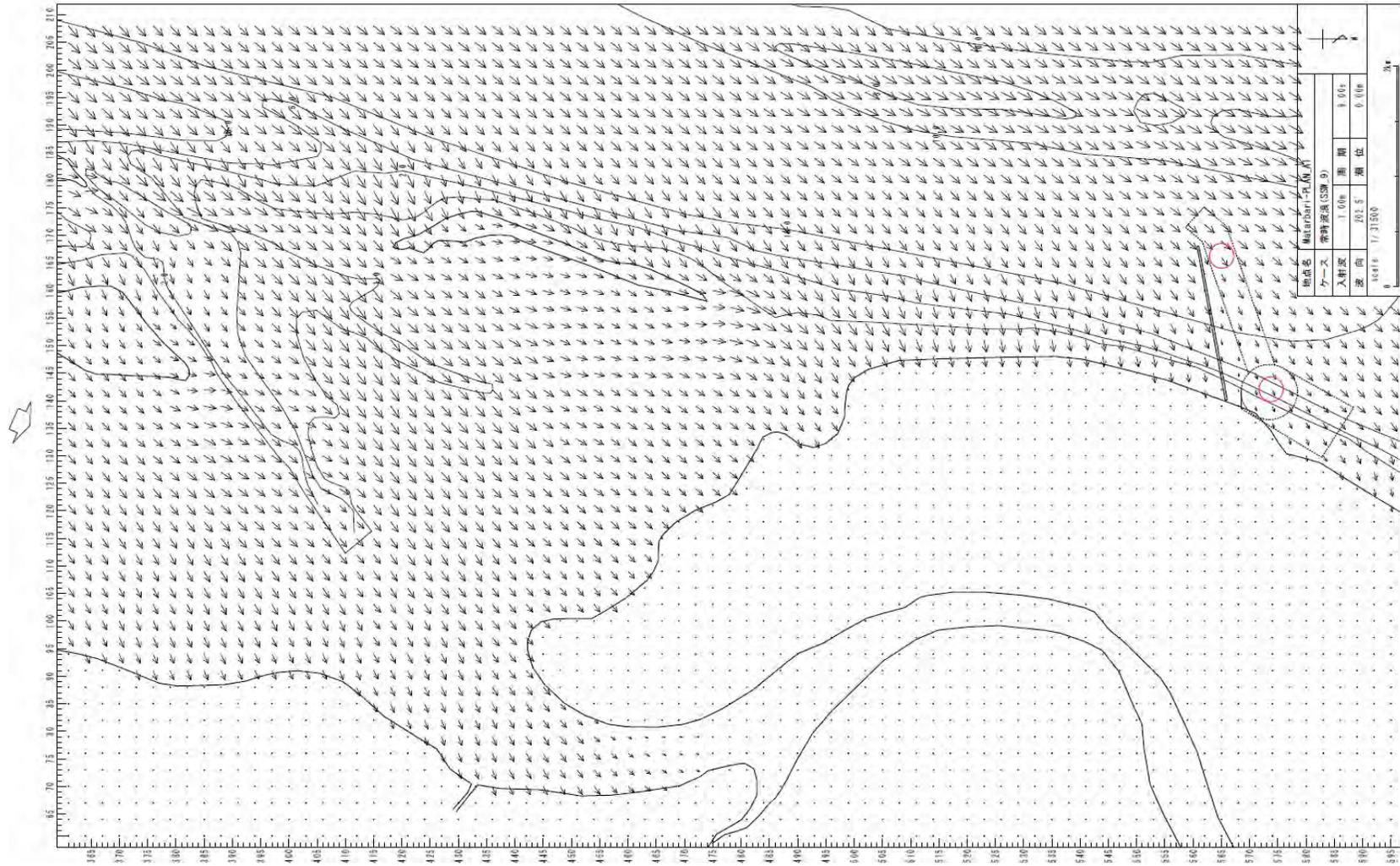


図 4.5-2 変形解析結果図 (波向き、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)

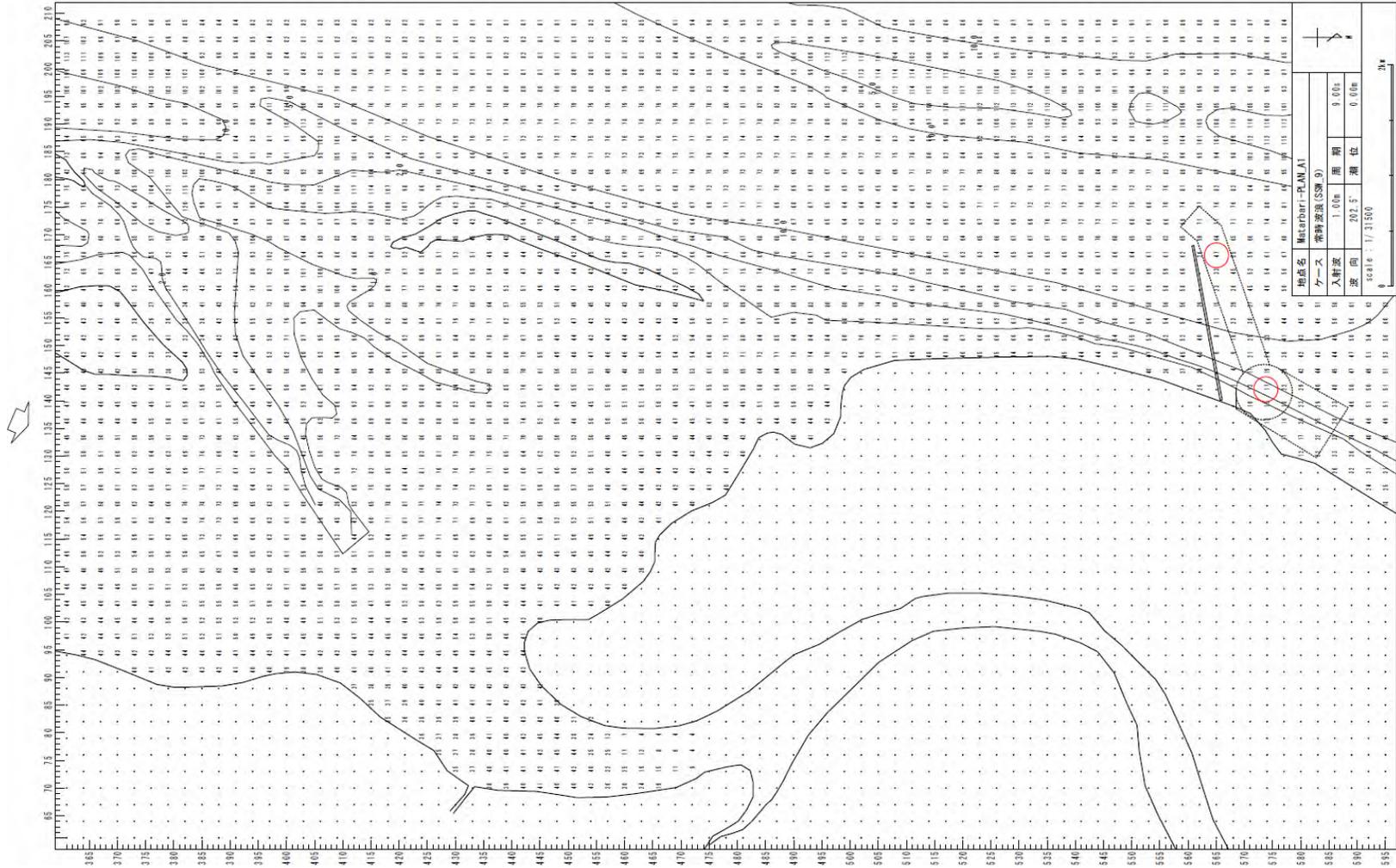


図 4.5-3 変形解析結果図 (波高比、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)

(ii) 港内静穏度の評価

本検討では、対象船舶の停止可能波高や石炭船の荷役限界波高を基準に、その限界値以下の出現率（稼働率）を算出することで静穏度の評価を行った。港内各水域の波高を算出するにあたっては、屈折変形、浅水変形および砕波による影響を考慮した波浪変形解析に基づいた。

港内各水域の有義波高・周期の複合出現頻度を表 4.5-5 に示す。この結果表から、対象船舶の停止可能波高以下となる稼働率ならびに石炭船の荷役稼働率を算出し、結果を表 4.5-3 および表 4.5-4 に示す。

これより、当該水域において稼働率を確保するためには、防波堤の建設が必要であることがわかった。

**表 4.5-3 港内各水域の稼働率（防波堤なし）**

Area	Threshold Wave Height	Rate of Effective Working Days
Entrance of Channel	1.5m	94.7% < 96% ∴ Not sufficient
Coal Berth	1.0m	93.5% < 96% ∴ Not sufficient

**表 4.5-4 港内各水域の稼働率（防波堤あり）**

Area	Threshold Wave Height	Rate of Effective Working Days
Entrance of Channel	1.5m	99.2% > 96% ∴ Good
Coal Berth	1.0m	96.5% > 96% ∴ Good

表 4.5-5 複合出現頻度表（防波堤あり、港内、年）

Wave Height	Priod (s)															total	Sum up	percentage
	0~	3.1~	4.1~	5.1~	6.1~	7.1~	8.1~	9.1~	10.1~	11.1~	12.1~	13.1~	14.1~	15.1~				
0.00~0.20	0	0	9	234	1105	2611	4894	4398	2713	896	371	62	28	0	17321	17321	39.52%	
0.21~0.40	0	0	116	381	1969	4351	4618	2167	1039	475	218	115	0	0	15449	32770	74.77%	
0.41~0.60	0	0	8	551	1500	1849	904	254	45	45	24	0	0	0	5180	37950	86.59%	
0.61~0.80	0	0	13	550	642	874	398	82	14	3	0	0	0	0	2576	40526	92.46%	
0.81~1.00	0	0	20	299	721	478	173	44	14	8	2	0	0	0	1759	42285	96.48%	
1.01~1.20	0	0	0	28	215	350	148	4	36	0	0	0	0	0	781	43066	98.26%	
1.21~1.50	0	0	0	0	205	319	94	0	0	0	0	0	0	0	618	43684	99.67%	
1.51~2.00	0	0	0	0	9	99	22	0	0	0	0	0	0	0	130	43814	99.97%	
2.01~2.50	0	0	0	0	0	11	4	0	0	0	0	0	0	0	15	43829	100.00%	
2.51~3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%	
3.01~3.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%	
3.51~4.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%	
4.01~4.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%	
4.51~5.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%	
5.01~5.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%	
5.51~6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%	
6.01~6.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%	
6.51~7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%	
7.01~	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%	
total	0	0	166	2043	6366	10942	11255	6949	3861	1427	615	177	28	0	43829			

(iii) 防波堤建設の必要性検討

港内静穏度検討の結果から、調査団では Matarbari 地点の厳しい波浪条件から港湾施設を遮蔽するためには、防波堤建設が必要と考えている。

この理由として、

- 年間を通したデータによれば、航路先端の水域ならびに石炭船泊地に水域の稼働率を確保するために防波堤が必要である。（表 4.5-4）
- 月別の波浪データをみると、石炭船は静穏な日が全くない7月には、港内に一隻も入船できないことがわかる。（表 4.5-6）
- 同様に6月は、稼働率が 96%以下となるため、石炭船の入船が数日となることがわかる。当月は天候の条件によって港の稼働が制限されることになる。（表 4.5-7）
- 高波浪によって港内への入船が制限される6月および7月分として、60日分の貯炭を考慮する必要がある。

以上から、A-1 案は、港湾施設の稼働を満足するためには防波堤の建設が必要と考える。

表 4.5-6 有義波高と周期の頻度表（泊地、7月）

	0~	3.1~	4.1~	5.1~	6.1~	7.1~	8.1~	9.1~	10.1~	11.1~	12.1~	13.1~	14.1~	15.1~	total	sum total	percentage
0.00~0.20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
0.21~0.40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
0.41~0.60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
0.61~0.80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
0.81~1.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
1.01~1.20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
1.21~1.50	0	0	0	0	0	114	68	33	52	0	0	0	0	0	267	267	7.18%
1.51~2.00	0	0	0	0	9	463	392	327	111	91	0	0	0	0	1393	1660	44.62%
2.01~2.50	0	0	0	0	0	368	510	396	105	0	0	0	0	0	1379	3039	81.69%
2.51~3.00	0	0	0	0	138	247	106	0	0	0	0	0	0	0	491	3530	94.89%
3.01~3.50	0	0	0	0	9	94	24	0	0	0	0	0	0	0	127	3657	98.31%
3.51~4.00	0	0	0	0	0	1	28	15	0	0	0	0	0	0	44	3701	99.49%
4.01~4.50	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	11	3712	99.78%
4.51~5.00	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	8	3720	100.00%
5.01~5.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3720	100.00%
5.51~6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3720	100.00%
6.01~6.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3720	100.00%
6.51~7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3720	100.00%
7.01~	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3720	100.00%
total	0	0	0	0	9	1093	1339	920	268	91	0	0	0	0	3720		

表 4.5-7 有義波高と周期の頻度表（泊地、6月）

	0~	3.1~	4.1~	5.1~	6.1~	7.1~	8.1~	9.1~	10.1~	11.1~	12.1~	13.1~	14.1~	15.1~	total	sum total	percentage
0.00~0.20	0	0	0	1	57	33	13	0	0	0	0	0	0	0	104	104	2.89%
0.21~0.40	0	0	0	40	468	949	638	138	30	68	34	0	0	0	2365	2469	68.58%
0.41~0.60	0	0	0	0	192	217	100	83	25	13	0	0	0	0	630	3099	86.08%
0.61~0.80	0	0	0	0	23	23	9	26	0	0	0	0	0	0	81	3180	88.33%
0.81~1.00	0	0	0	0	19	19	2	12	5	0	0	0	0	0	57	3237	89.92%
1.01~1.20	0	0	0	0	2	68	76	0	10	0	0	0	0	0	156	3393	94.25%
1.21~1.50	0	0	0	0	19	111	25	0	0	0	0	0	0	0	155	3548	98.56%
1.51~2.00	0	0	0	0	0	33	8	0	0	0	0	0	0	0	41	3589	99.69%
2.01~2.50	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	11	3600	100.00%
2.51~3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
3.01~3.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
3.51~4.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
4.01~4.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
4.51~5.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
5.01~5.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
5.51~6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
6.01~6.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
6.51~7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
7.01~	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
total	0	0	0	41	780	1464	871	259	70	81	34	0	0	0	3600		

2) A-2 案 Matarbari Site（掘込み案）

(i) 波高比

波浪変形解析により Matarbari 地点海域の波向きならびに波高比を求めた。この結果を図 4.5-4 および図 4-5-5 に示し、航路先端ならびに泊地位置の波高比結果を表 4.5-8 に示す。

波高比 =  $H/H_0$

H：当該水域の波高、 $H_0$ ：沖波波高

表 4.5-8 港内各水域の波高比（防波堤なし）

Point	Incident Wave	T <sub>1/3</sub> = 6 s	T <sub>1/3</sub> = 9 s	H/H <sub>0</sub>
Port Entrance	SSE	0.30	0.35	0.38
	S	0.42	0.55	0.64
	SSW	0.51	0.64	0.70
Mooring Basin	SW	0.16	0.13	0.13
	WSW	0.42	0.33	0.32
	W	0.62	0.53	0.47

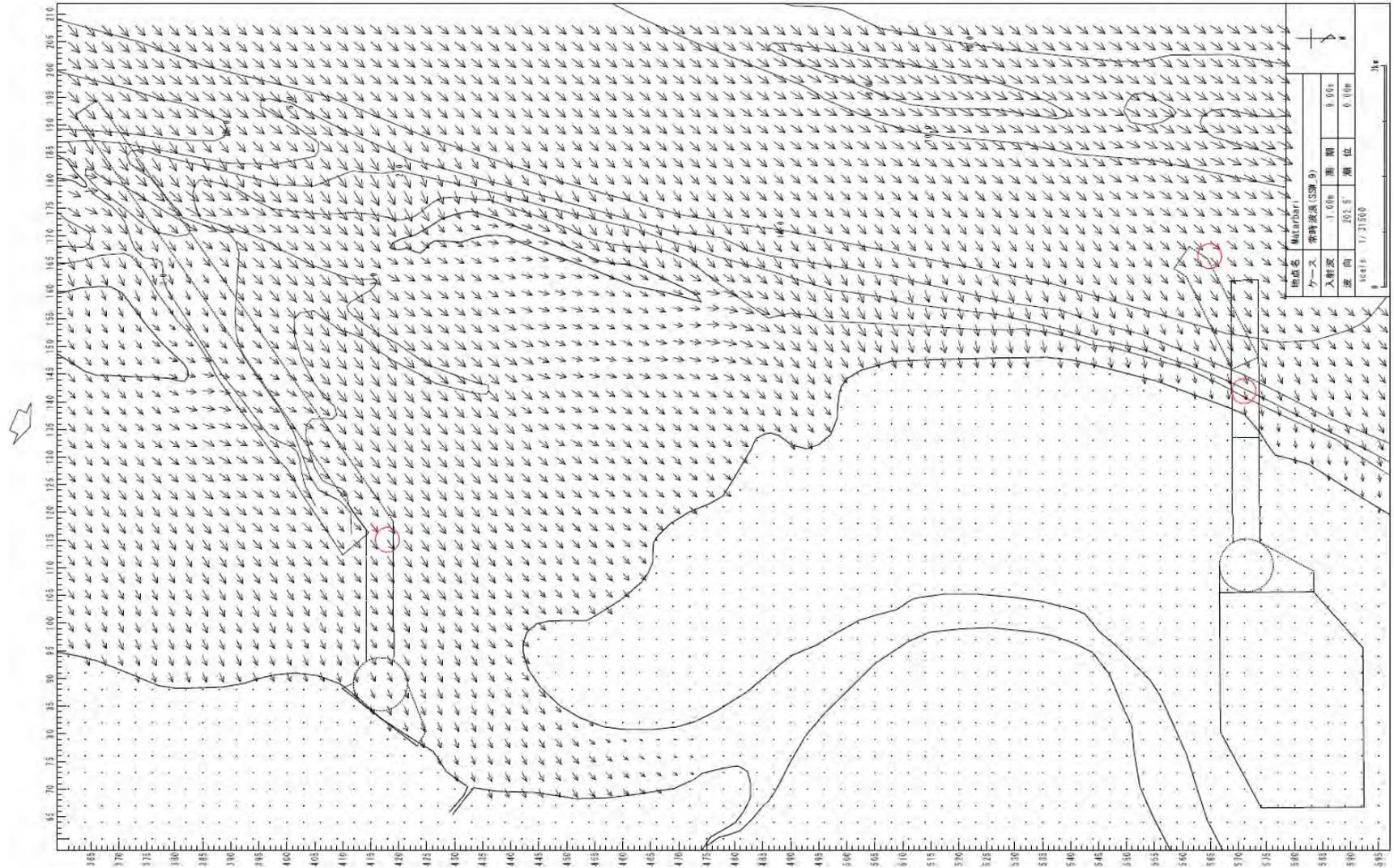


図 4.5-4 変形解析結果図 (波向き、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)

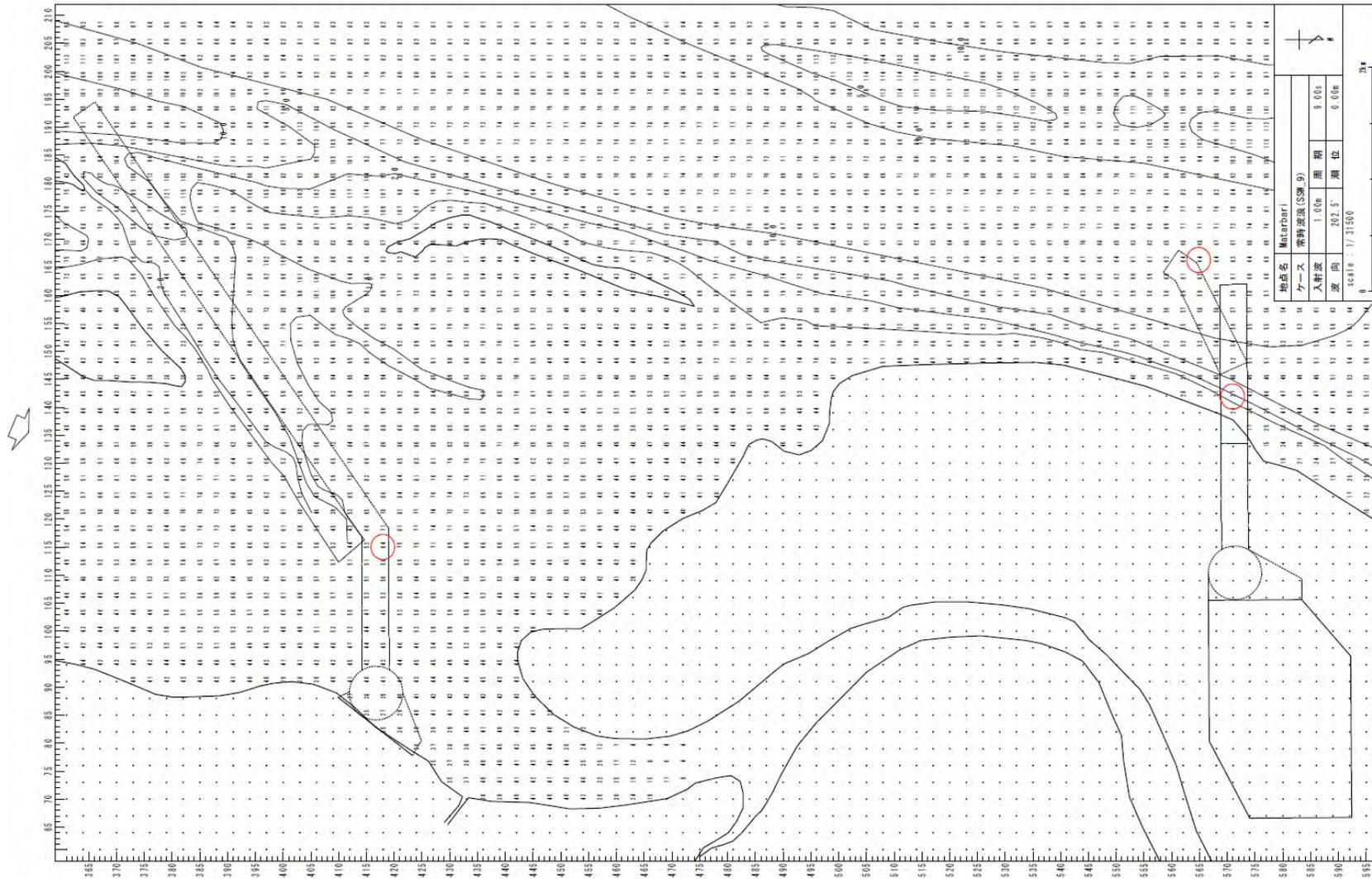


図 4.5-5 (1) 変形解析結果図 (波高比、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)

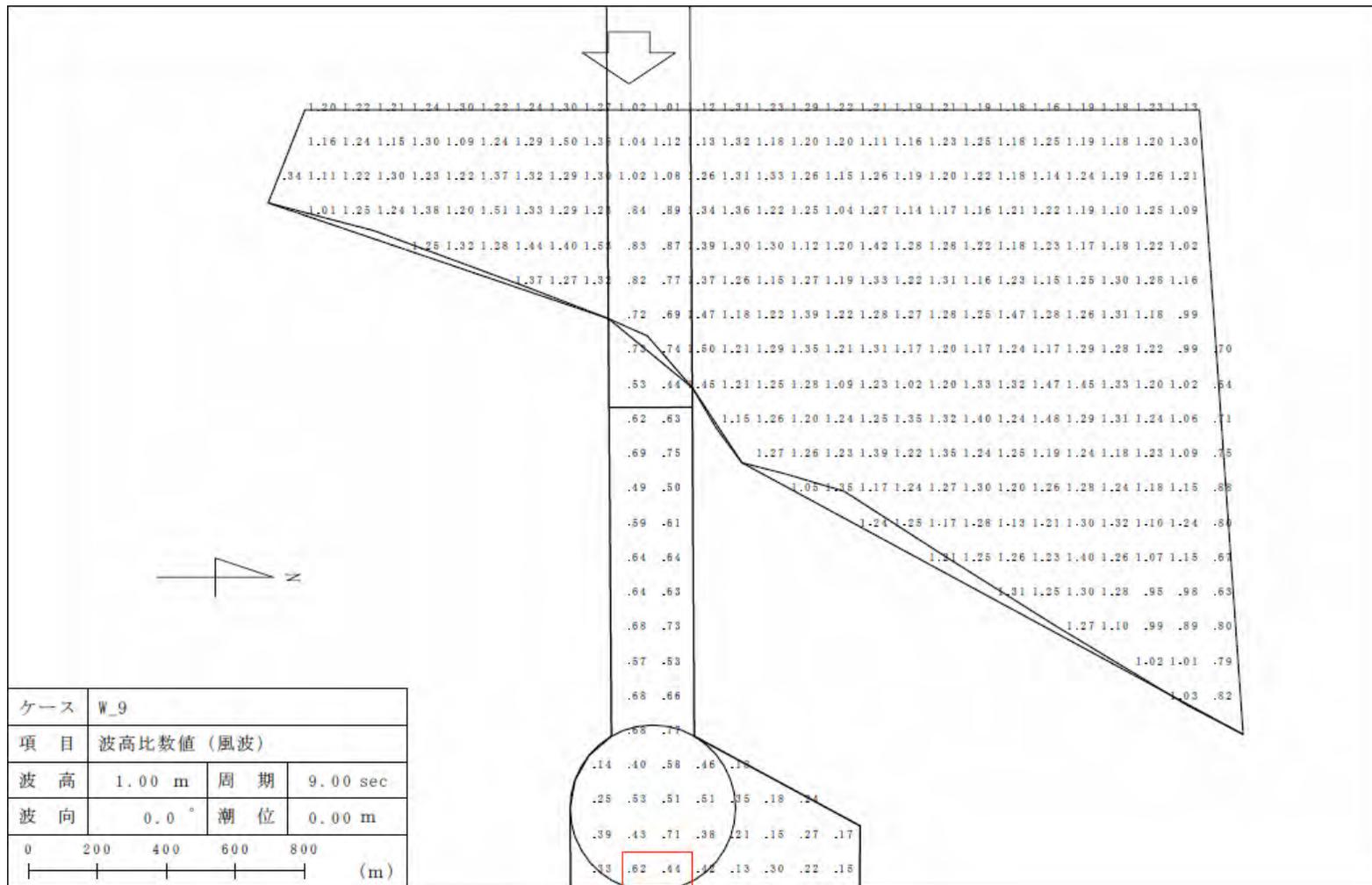


図 4.5-5 (2) 変形解析結果図 (波高比、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)

(ii) 港内静穏度の評価

本検討では、対象船舶の停止可能波高や石炭船の荷役限界波高を基準に、その限界値以下の出現率（稼働率）を算出することで静穏度の評価を行った。港内各水域の波高を算出するにあつては、屈折変形、浅水変形および砕波による影響を考慮した波浪変形解析に基づいた。

港内各水域の有義波高・周期の複合出現頻度を表 4.5-9 に示す。この結果表から、対象船舶の停止可能波高以下となる稼働率ならびに石炭船の荷役稼働率を算出し、結果を表 4.5-10 に示す。これより、当該水域は静穏であると評価できる。

表 4.5-9 港内各水域の稼働率（防波堤なし）

Area	Threshold Wave height	Rate of Effective Working Days
Entrance of Channel	1.5m	99.4% > 96% ∴ Good
Coal Berth	1.0m	99.9% > 96% ∴ Good

表 4.5-10 複合出現頻度表（港内、年）

Wave Height	Priod (s)														total	Sum up	percentage
	0~	3.1~	4.1~	5.1~	6.1~	7.1~	8.1~	9.1~	10.1~	11.1~	12.1~	13.1~	14.1~	15.1~			
0.00~0.20	0	0	13	555	4540	9988	10764	6440	3748	1085	206	35	26	0	37400	37400	85.33%
0.21~0.40	0	0	132	888	1227	647	475	484	105	276	202	24	2	0	4462	41862	95.51%
0.41~0.60	0	0	21	590	492	240	14	20	5	29	170	87	0	0	1668	43530	99.32%
0.61~0.80	0	0	0	10	106	61	2	5	1	35	28	31	0	0	279	43809	99.95%
0.81~1.00	0	0	0	0	1	6	0	0	2	1	7	0	0	0	17	43826	99.99%
1.01~1.20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	3	43829	100.00%
1.21~1.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
1.51~2.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
2.01~2.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
2.51~3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
3.01~3.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
3.51~4.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
4.01~4.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
4.51~5.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
5.01~5.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
5.51~6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
6.01~6.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
6.51~7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
7.01~	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
total	0	0	166	2043	6366	10942	11255	6949	3861	1427	615	177	28	0	43829		

3) B 案 North Maheshkhali Site

(i) 波高比

波浪変形解析により Matarbari 地点海域の波向きならびに波高比を求めた。この結果を図 4.5-6 および図 4-5-7 に示し、航路先端ならびに泊地位置の波高比結果を表 4.5-11 に示す。

波高比 =  $H/H_0$

H : 当該水域の波高、 $H_0$  : 沖波波高

表 4.5-11 港内各水域の波高比（防波堤なし）

Point	Incident Wave	H/H <sub>0</sub>		
		T <sub>1/3</sub> = 6 s	T <sub>1/3</sub> = 9 s	T <sub>1/3</sub> =12 s
Port Entrance	SSE	0.30	0.35	0.38
	S	0.42	0.55	0.64
	SSW	0.51	0.64	0.70
Mooring Basin	SSE	0.30	0.31	0.33
	S	0.36	0.38	0.40
	SSW	0.37	0.39	0.40

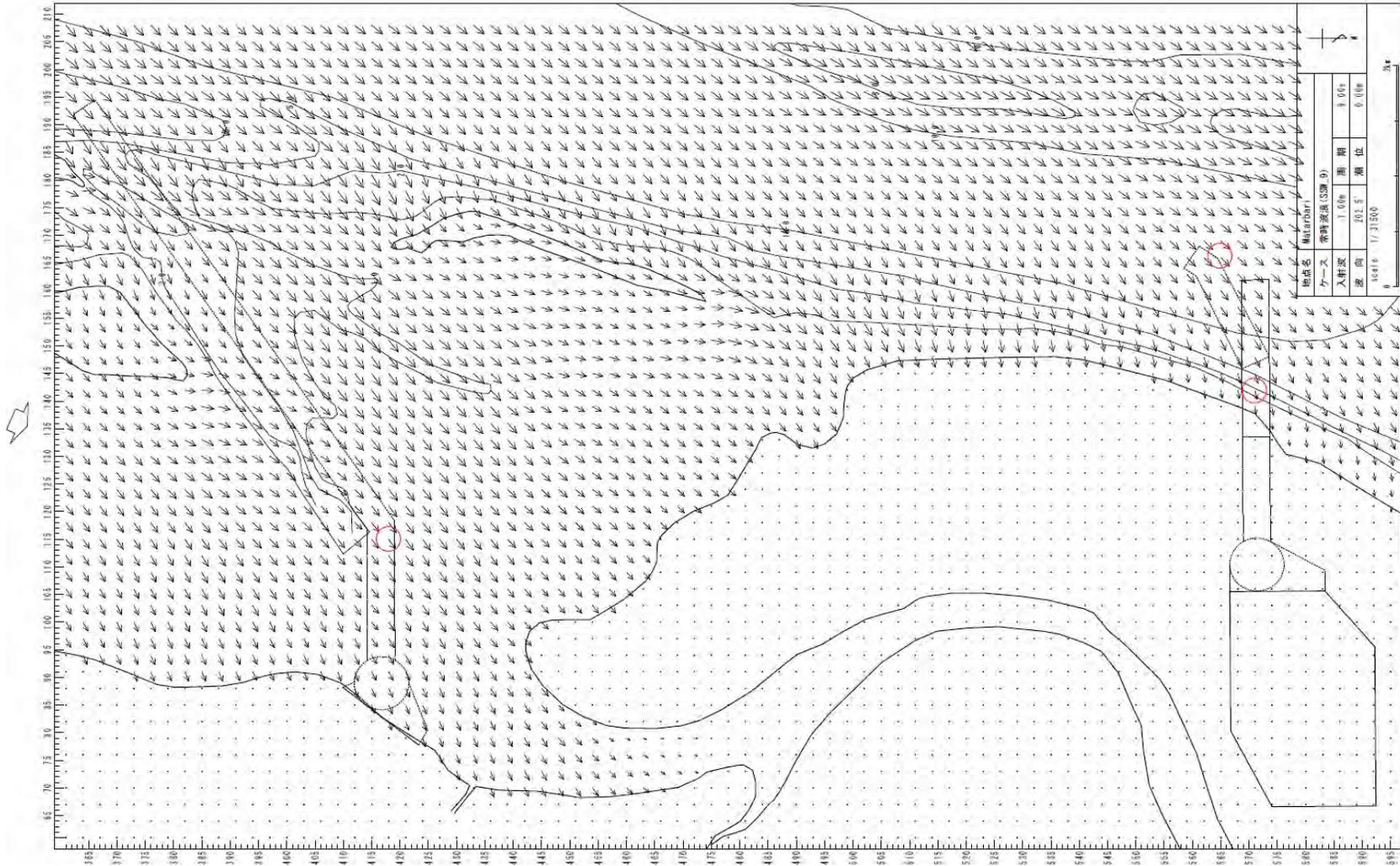


図 4.5-6 変形解析結果 (波向き、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)

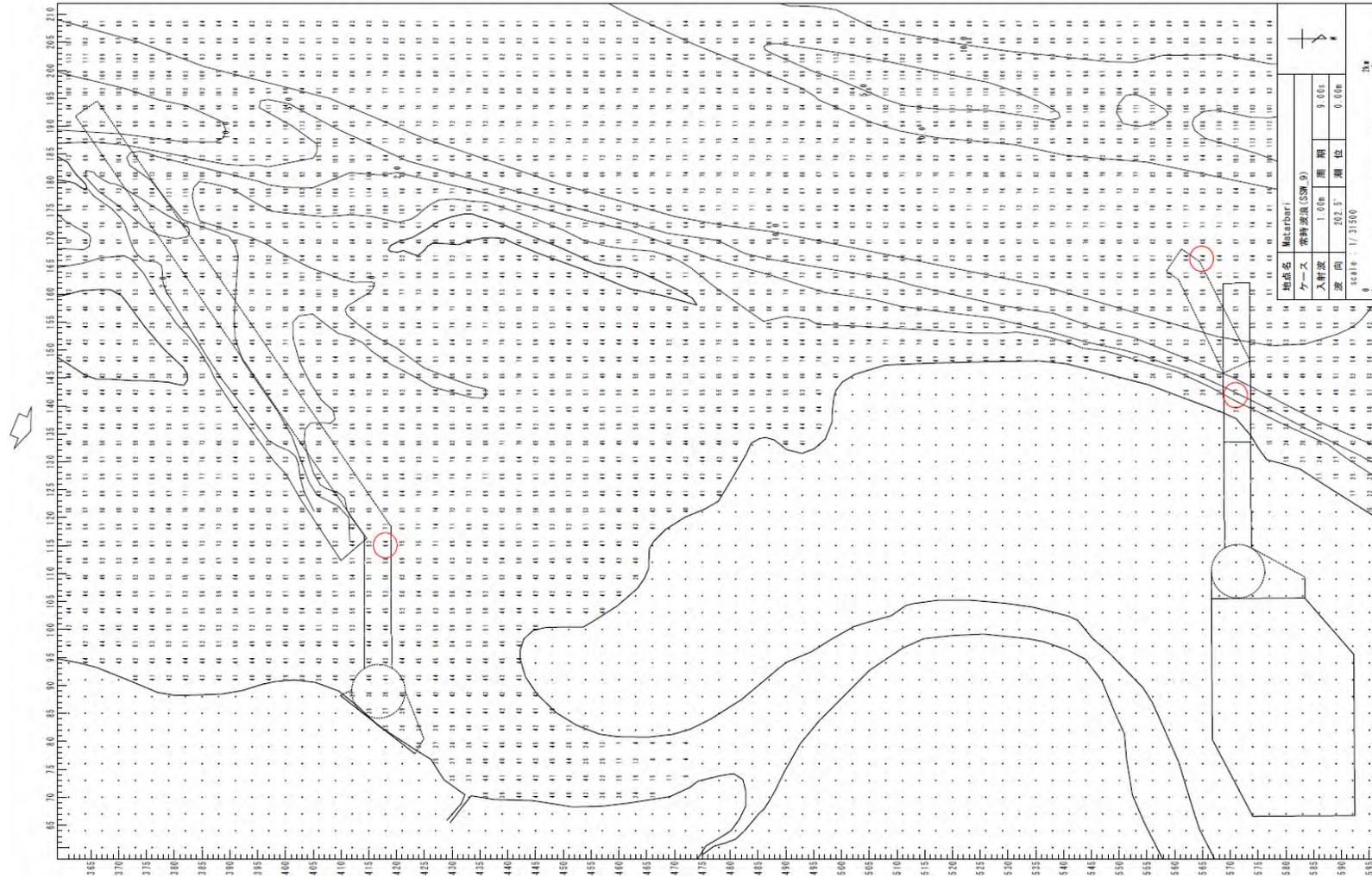


図 4.5-7 変形解析結果図 (波高比、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)

(iii) 港内静穏度の評価

本検討では、対象船舶の停止可能波高や石炭船の荷役限界波高を基準に、その限界値以下の出現率（稼働率）を算出することで静穏度の評価を行った。港内各水域の波高を算出するにあつたては、屈折変形、浅水変形および砕波による影響を考慮した波浪変形解析に基づいた。

港内各水域の有義波高・周期の複合出現頻度を表 4.5-13 に示す。この結果表から、対象船舶の停止可能波高以下となる稼働率ならびに石炭船の荷役稼働率を算出し、結果を表 4.5-20 に示す。これより、当該水域は静穏であると評価できる。

表 4.5-12 港内各水域の稼働率（防波堤なし）

Area	Threshold Wave Height	Rate of Effective Working Days
Entrance of Channel	1.5m	96.8% > 96% ∴ Good
Coal Berth	1.0m	96.2% > 96% ∴ Good

基準に基づく静穏度は、泊地または荷役可能日数において原則 95%～97%の稼働率が必要とされている。本検討では、その平均的数値として 96%と設定した。

表 4.5-13 複合出現頻度表（港内、年）

Wave Height	Priod (s)														total	Sum up	percentage
	0~	3.1~	4.1~	5.1~	6.1~	7.1~	8.1~	9.1~	10.1~	11.1~	12.1~	13.1~	14.1~	15.1~			
0.00~0.20	0	0	125	135	286	549	605	544	172	37	8	0	0	0	2461	2461	5.62%
0.21~0.40	0	0	20	1195	1971	2819	3997	3309	1816	491	178	17	15	0	15828	18289	41.73%
0.41~0.60	0	0	21	608	1530	2866	3070	1659	1237	711	315	96	13	0	12126	30415	69.39%
0.61~0.80	0	0	0	103	1697	2656	2387	941	494	101	61	64	0	0	8504	38919	88.80%
0.81~1.00	0	0	0	2	755	1133	792	337	115	66	29	0	0	0	3229	42148	96.16%
1.01~1.20	0	0	0	0	123	633	258	121	12	11	24	0	0	0	1182	43330	98.86%
1.21~1.50	0	0	0	0	4	259	75	7	0	10	0	0	0	0	355	43685	99.67%
1.51~2.00	0	0	0	0	0	27	59	20	0	0	0	0	0	0	106	43791	99.91%
2.01~2.50	0	0	0	0	0	0	12	11	8	0	0	0	0	0	31	43822	99.98%
2.51~3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	7	43829	100.00%
3.01~3.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
3.51~4.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
4.01~4.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
4.51~5.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
5.01~5.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
5.51~6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
6.01~6.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
6.51~7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
7.01~	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
total	0	0	166	2043	6366	10942	11255	6949	3861	1427	615	177	28	0	43829		

#### 4.5.2 漂砂シミュレーション

##### (1) 概要

本検討では、漂砂のシミュレーションを実施した。

下図に示すように、漂砂は沿岸流、潮流ならびに河川からの土砂流入を要因として発生すると考えられる。流れの速度が小さい海域では浮遊土砂が堆積し、速度が大きい海域では堆積土の浸食が作用する。このような観点から、漂砂シミュレーションを実施して当該海域における海岸線等の変化ならびに周囲への環境変化について検討を行った。

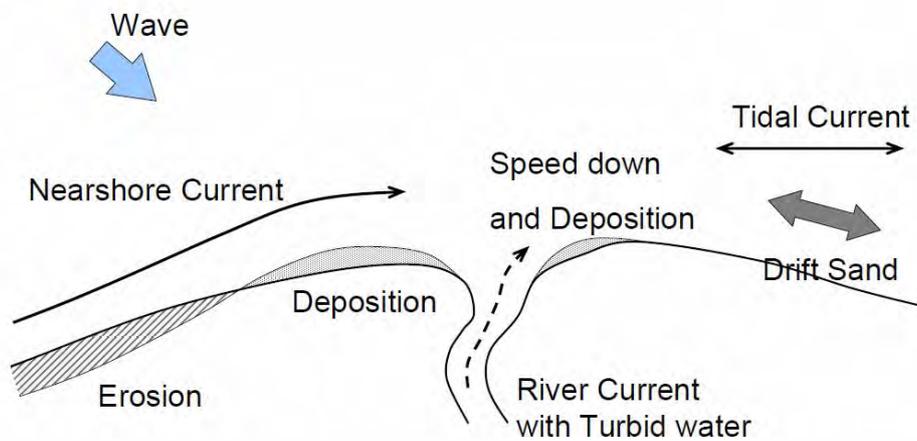


図 4.5-8 漂砂のメカニズム概念図

\*Deposition : 堆積、\*\*Erosion : 浸食

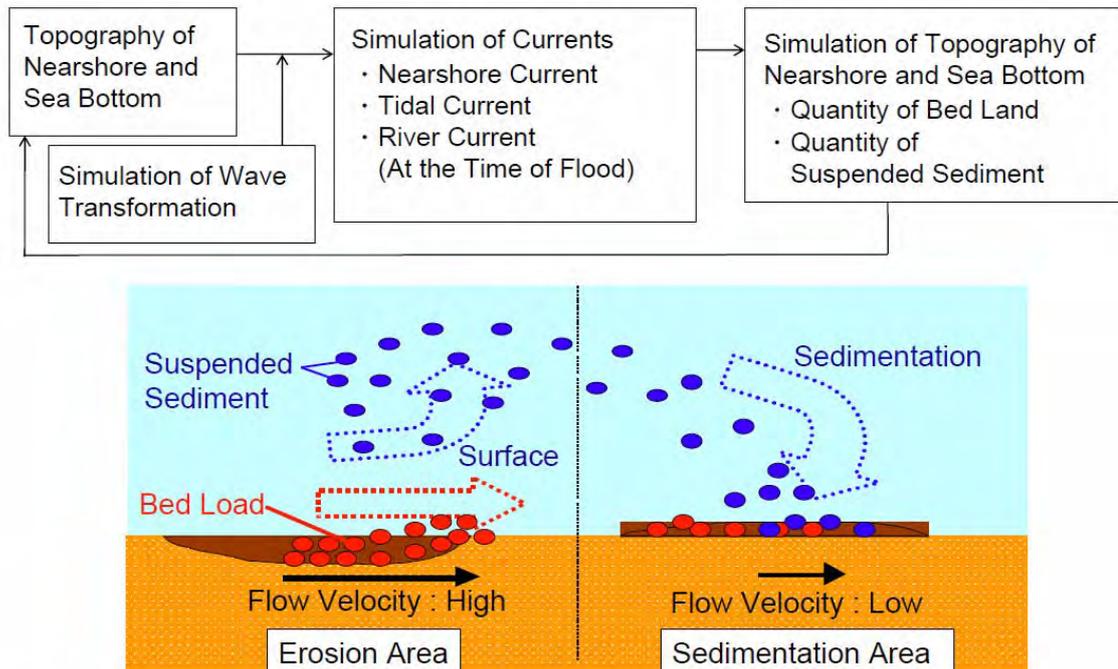


図 4.5-9 漂砂のシミュレーションモデル

- 解析領域 : 70km × 40km
- 計算水深 : 当該海域の海図に基づいた
- 入力条件
  - ・ 波高 : 6.1 m (近傍海域における最大波高)
  - ・ 潮流 : 上げ潮 1.45 m/s, 下げ潮 1.20 m/s
  - ・ SS (浮遊砂) : 3.2 mg/l ( St. Matin's Island のデータ)
  - ・ 河川流量 : Maikhali Channel 3,200m<sup>3</sup>/s, Kohalia River 320 m<sup>3</sup>/s  
(近傍観測所のデータに基づく)
- 本調査結果に基づく解析
  - ・ 計算水深 : 深浅測量結果に基づいた
  - ・ 潮流 : 上げ潮 1.50 m/s, 下げ潮 1.30 m/s  
(当該海域における調査結果に基づく)

(2) 漂砂シミュレーション解析の結果

漂砂シミュレーションを行ったケースは、前述港湾配置案の3ケースである。解析によって得られた結果図ならびに各ケースに対する検討結果を次表に示す。

表 4.5-14 海浜変形に及ぼす影響検討結果

流れの場	A-1案：Matarbari (防波堤方式)	A-2案：Matarbari (掘り込み方式)	B案：North Maheshkhali
高波浪時の海浜流	<ul style="list-style-type: none"> <li>防波堤ならびに航路近傍で地形変化が見られ、防波堤付近の侵食、航路の埋没が確認できる（図 4.5-10）。</li> <li>地形変化は港湾近傍に限られ、Matarbari 島南方の河口域の砂洲やMaheshkhali 西岸のマングローブ林付近での地形変化は認められない（図 4.5-10）。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>航路近傍で地形変化が見られ、航路埋没が確認できる（図 4.5-13）。</li> <li>同左（図 4.5-13）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ベンガル湾からの高波浪の影響により、航路全域で地形の変化が見られ、長距離に渡り数 10cm 程度の航路埋没とその周辺での侵食が確認できる（図 4.5-20）。</li> <li>航路に近いマングローブ林付近では侵食が認められる（図 4.5-20）。</li> </ul>
潮汐による潮流	<ul style="list-style-type: none"> <li>地形変化：防波堤・航路先端で侵食、航路脇で堆積が認められるものの、広範囲に及ばず、河口域の砂洲やマングローブ林付近の地形変化は認められない（図 4.5-12）。</li> <li>流れの変化：南北方向の流れを遮るように防波堤が構築されるため、南北方向の流速が小さくなっていることが確認できる。また、防波堤先端においては流速が大きくなっていることが確認できる。（図 4.5-11）しかし、河口域の砂洲やマングローブ林付近での潮流変化は認められないため影響はないものとする（図 4.5-11）。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>地形変化：航路の一部での堆積が若干認められるものの、広範囲に及ばず、河口域の砂洲やマングローブ林付近の地形変化は認められない（図 4.5-19）。</li> <li>流れの変化：航路位置の流速が小さくなっていることが確認できる。しかし、河口域の砂洲やマングローブ林付近での潮流変化は認められないため影響はないものとする（図 4.5-16）。</li> <li>現地調査結果を用いて同様の解析を行ったが、上記の変化状況と変わることはなかった。（図 4.5-16～図 4.5-19）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>地形変化：航路全域で地形の変化が見られ、数 10cm 程度の航路埋没と航路先端の侵食が確認できる（図 4.5-22）。泊地北側のマングローブ林付近で侵食が認められるため、それらへの影響があるものと考えられる（図 4.5-21）。</li> <li>流れの変化：当該航路は浅瀬を浚渫するため、航路全域で潮流の変化が認められた。泊地北側のマングローブ林付近では大きな変化が認められた。（図 4.5-21）</li> </ul>
結果	<p>防波堤構築が起因となって、前面海域の流速が変化する。しかし、その影響範囲は、河口域の砂洲やマングローブ林へ及ぶものではなく、環境に与える重大な影響はないと考える。</p>	<p>航路一部の地形変化が認められるものの、その量は他案に比べ少ない。その影響範囲は、河口域の砂洲やマングローブ林へ及ぶものではなく、環境に与える重大な影響はないと考える。</p>	<p>航路全域で地形変化が認められ、その量が他案に比べ多い。継続的かつ広範囲な航路維持が必要なる。また、マングローブ林付近での侵食が認められ、環境への影響が危惧される。</p>
	△	○	×

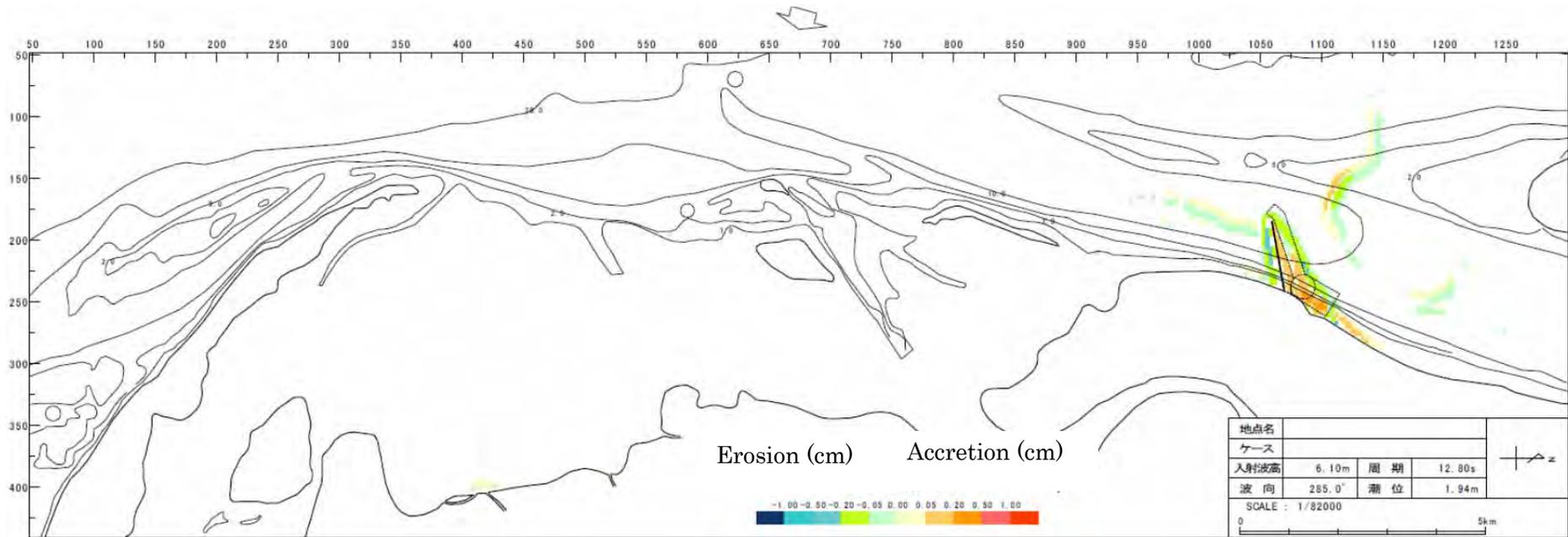


図 4.5-10 地形変化図 (A-1 案、高波浪時の海浜流による影響)

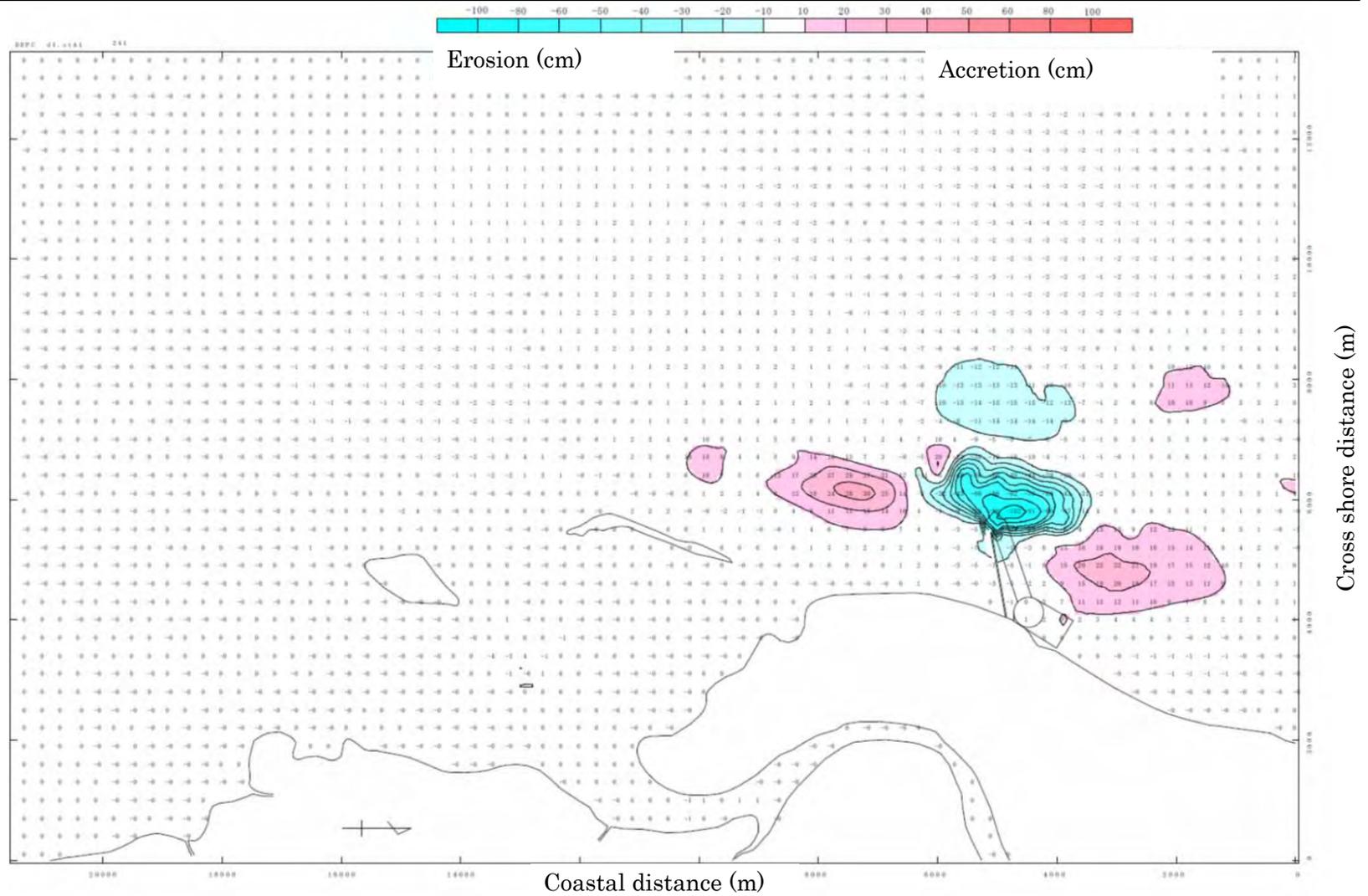


図 4.5-11 地形変化図 (A-1 案、潮汐の潮流による影響)

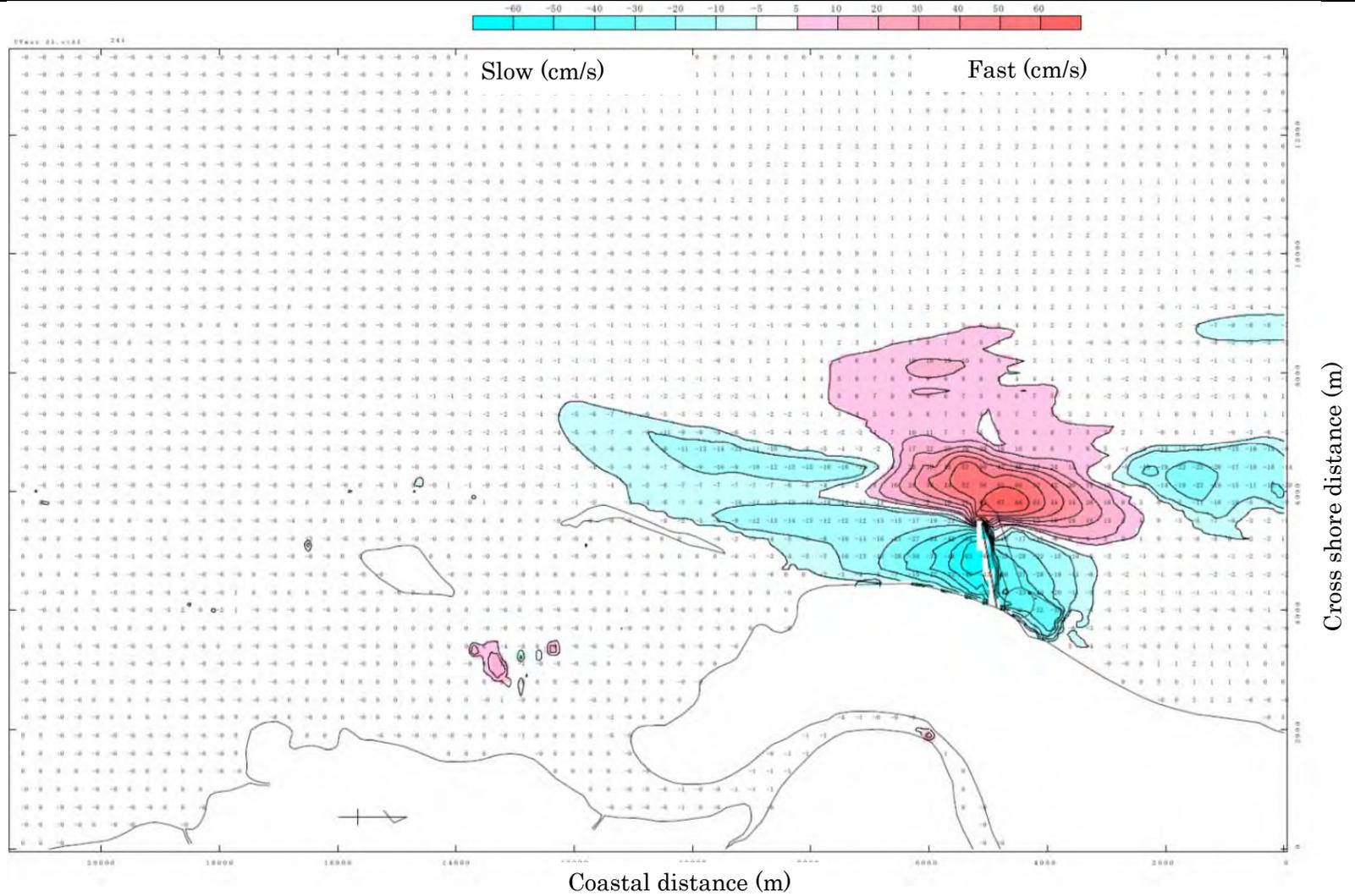


図 4.5-12 流速変化図 (A-1 案、潮汐の潮流による影響)

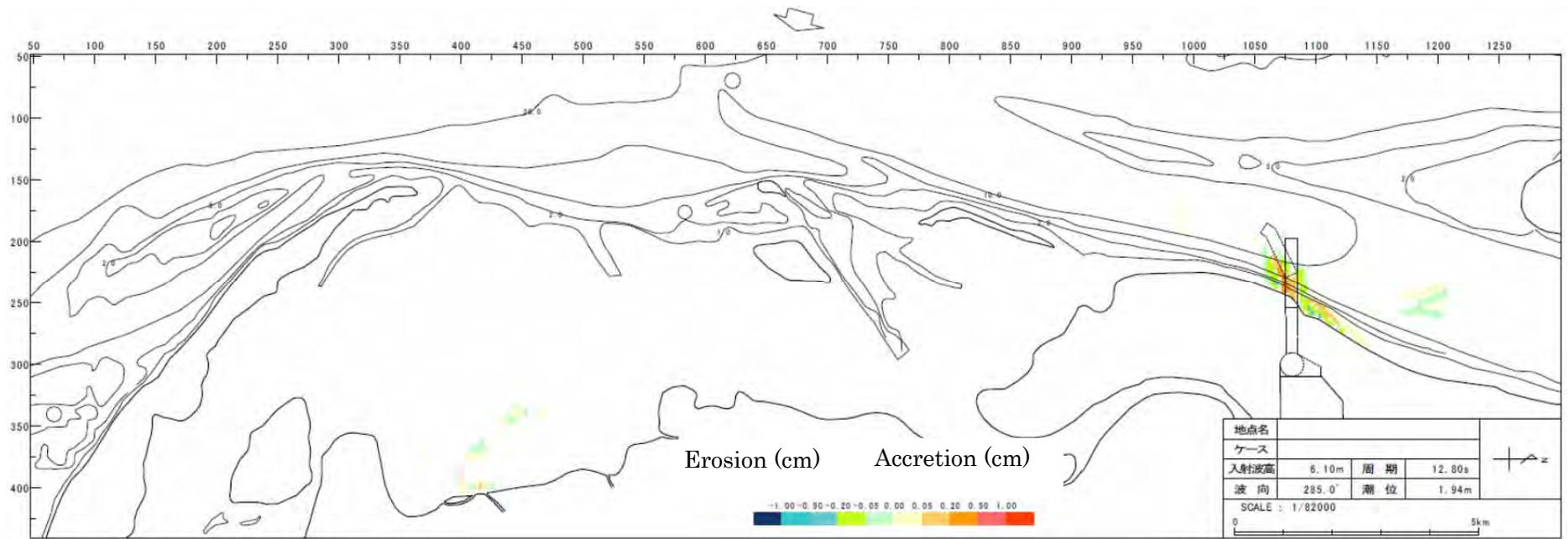


図 4.5-13 地形変化図 (A-2 案、高波浪時の海浜流による影響)

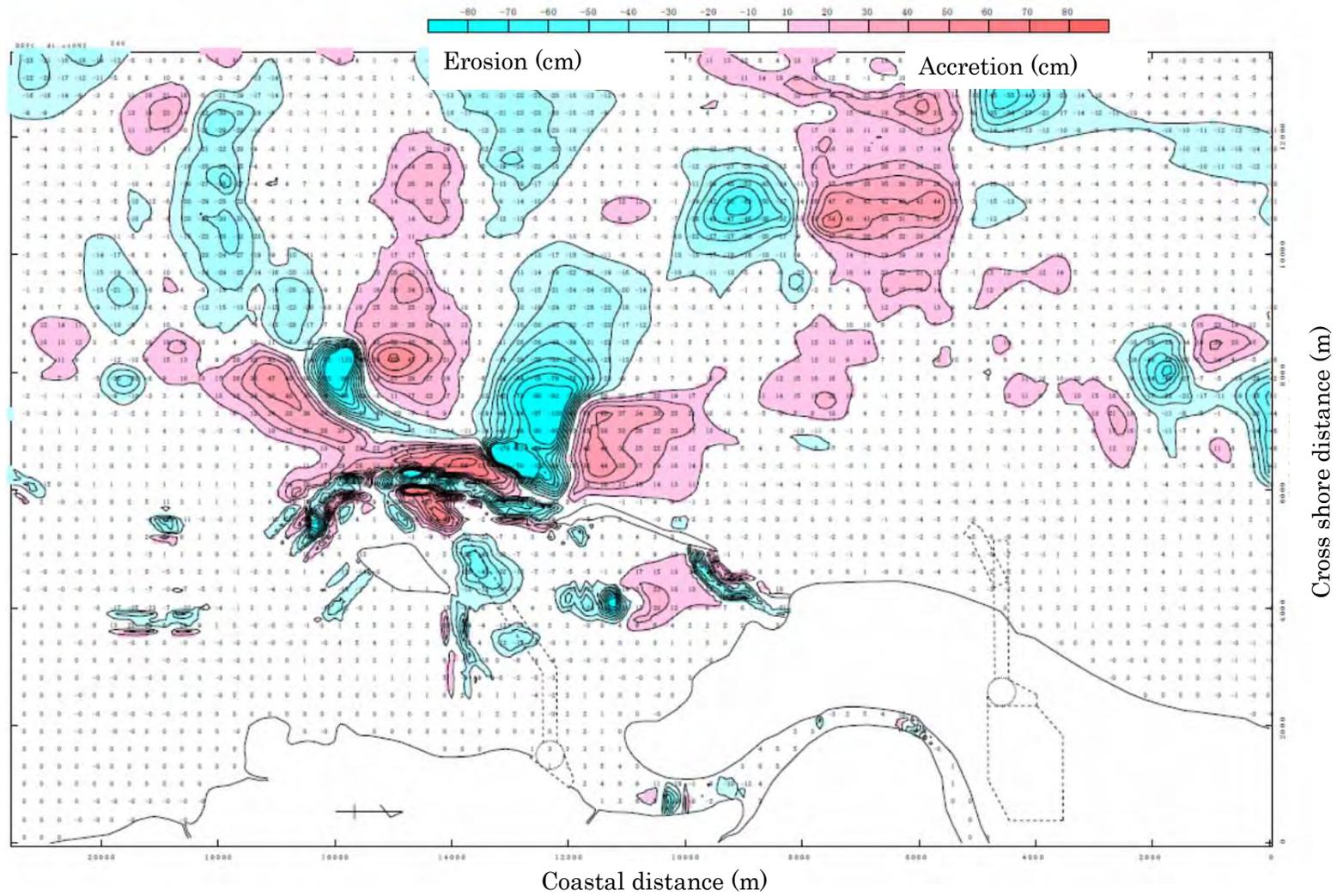


図 4.5-14 地形変化図 (現状図、潮汐の潮流による影響)

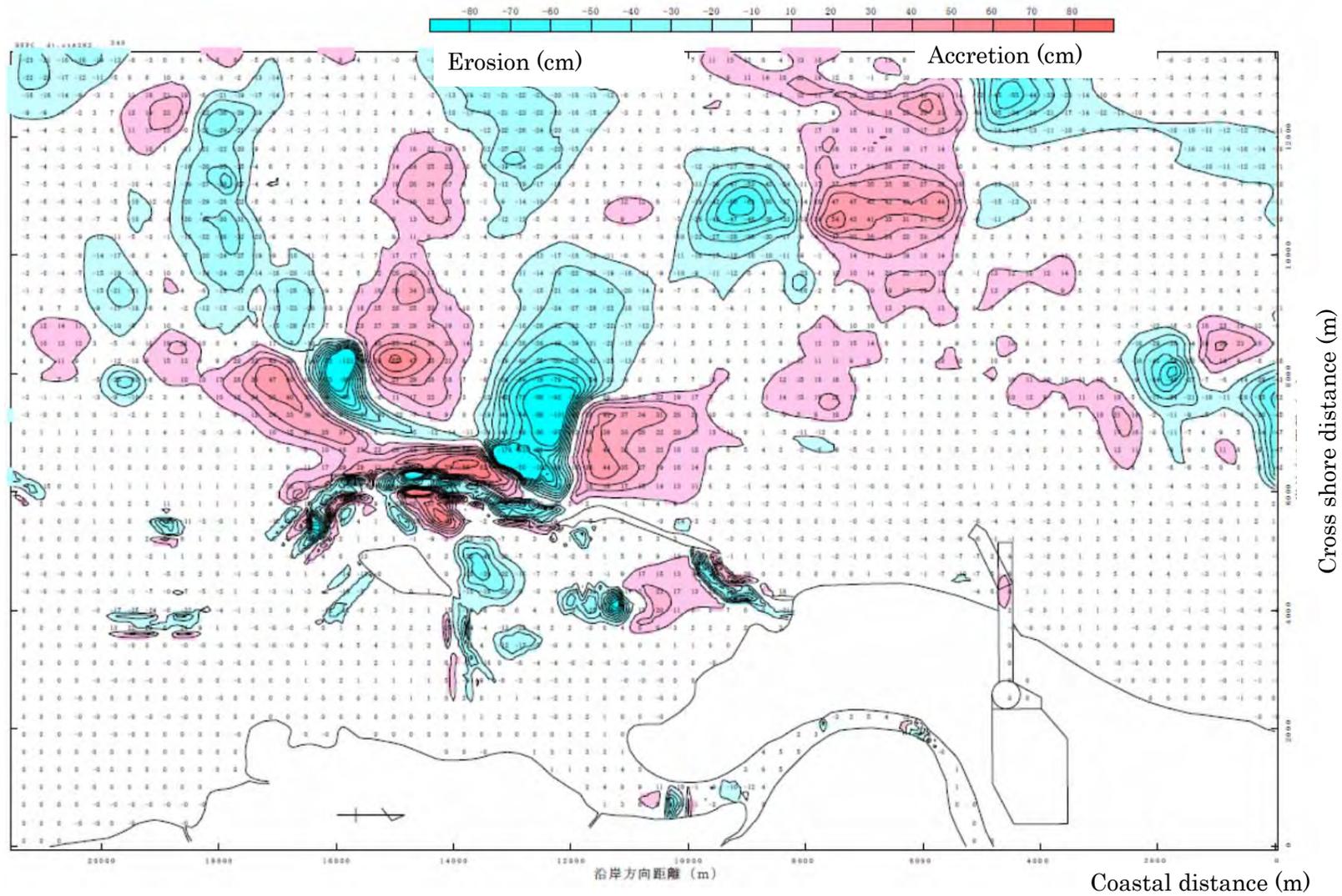


図 4.5-15 地形変化図 (A-2 案、潮汐の潮流による影響、絶対評価)

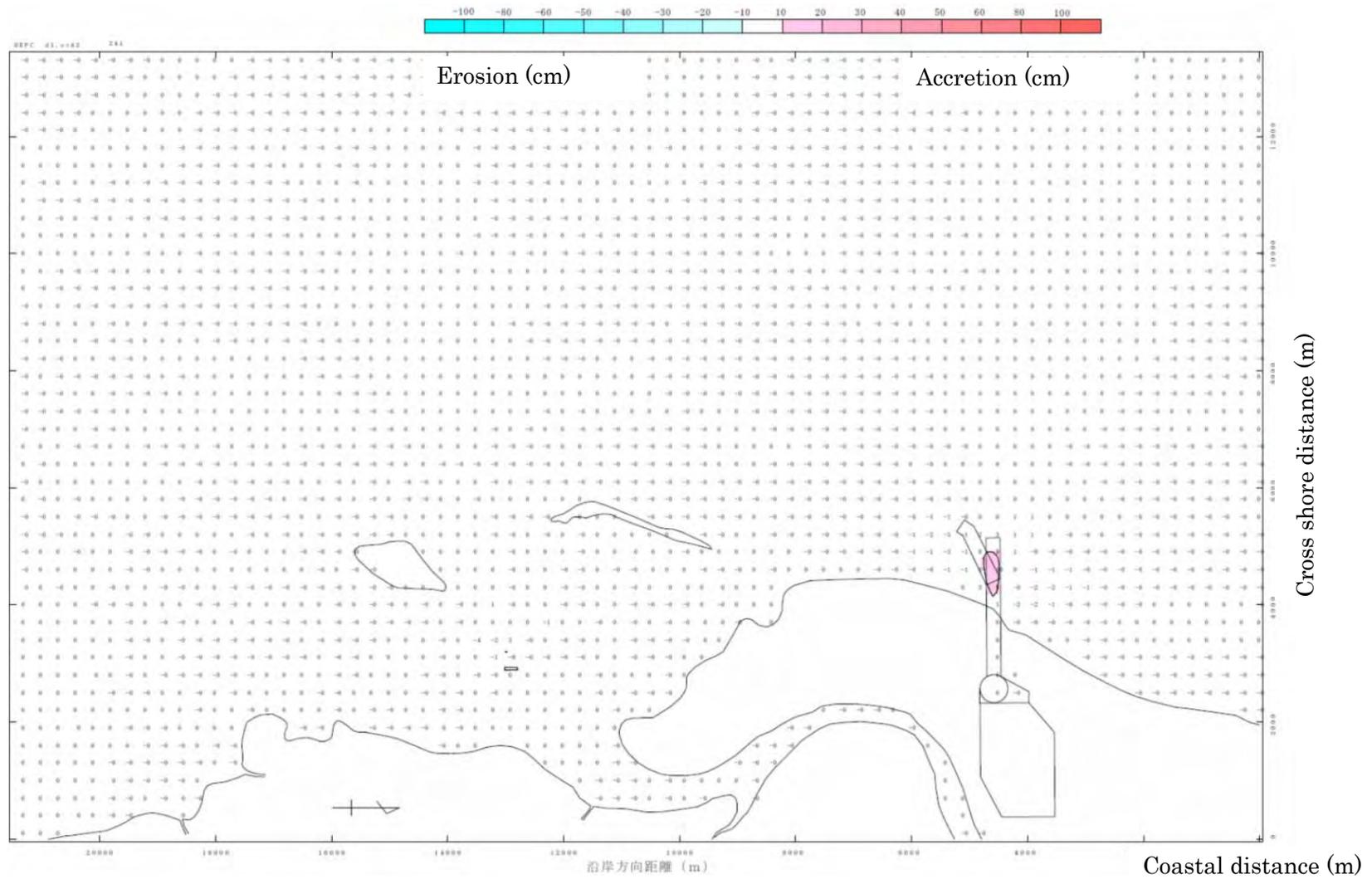


図 4.5-16 地形変化図 (A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状との相対変化)

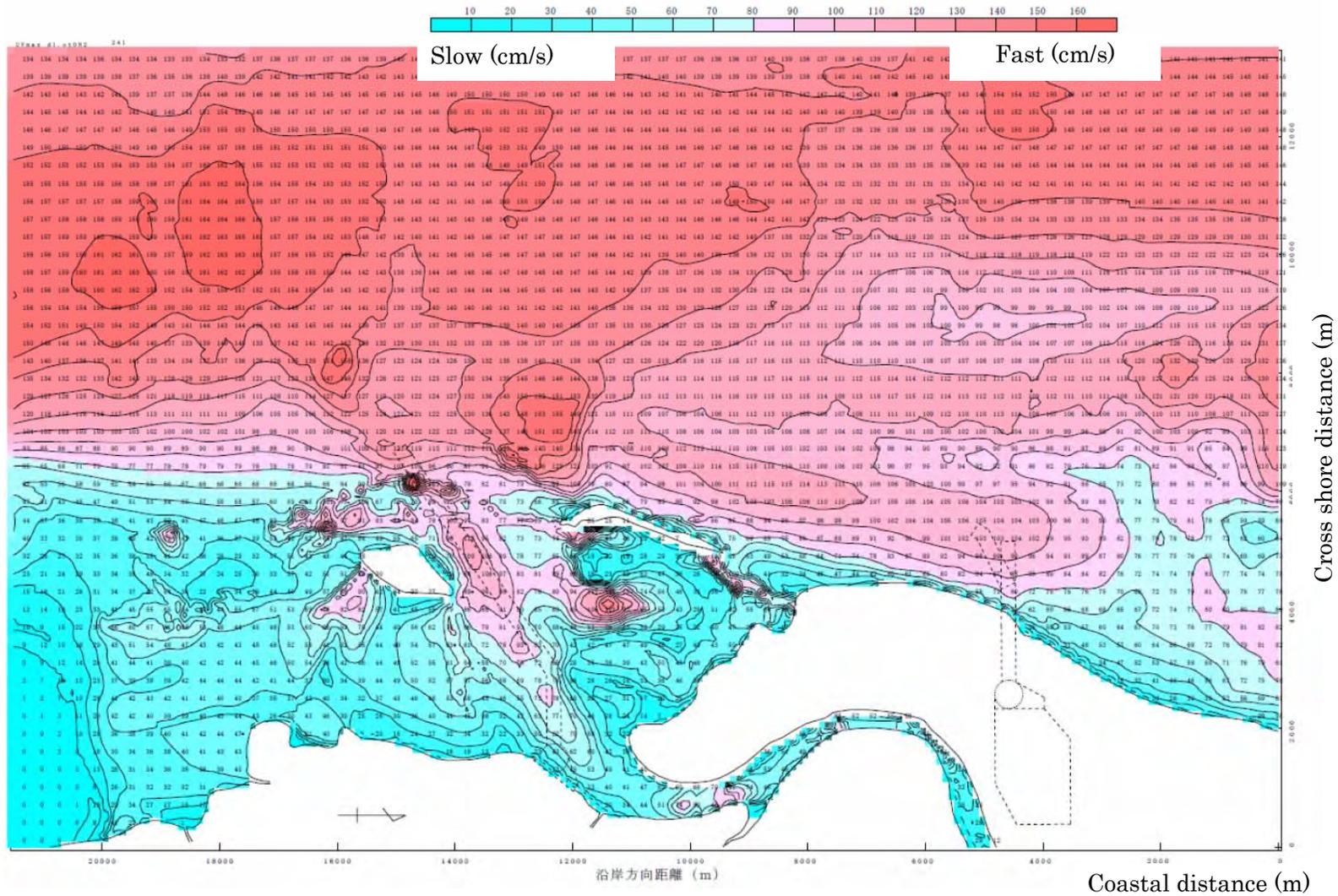


図 4.5-17 速度分布図 (A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状)

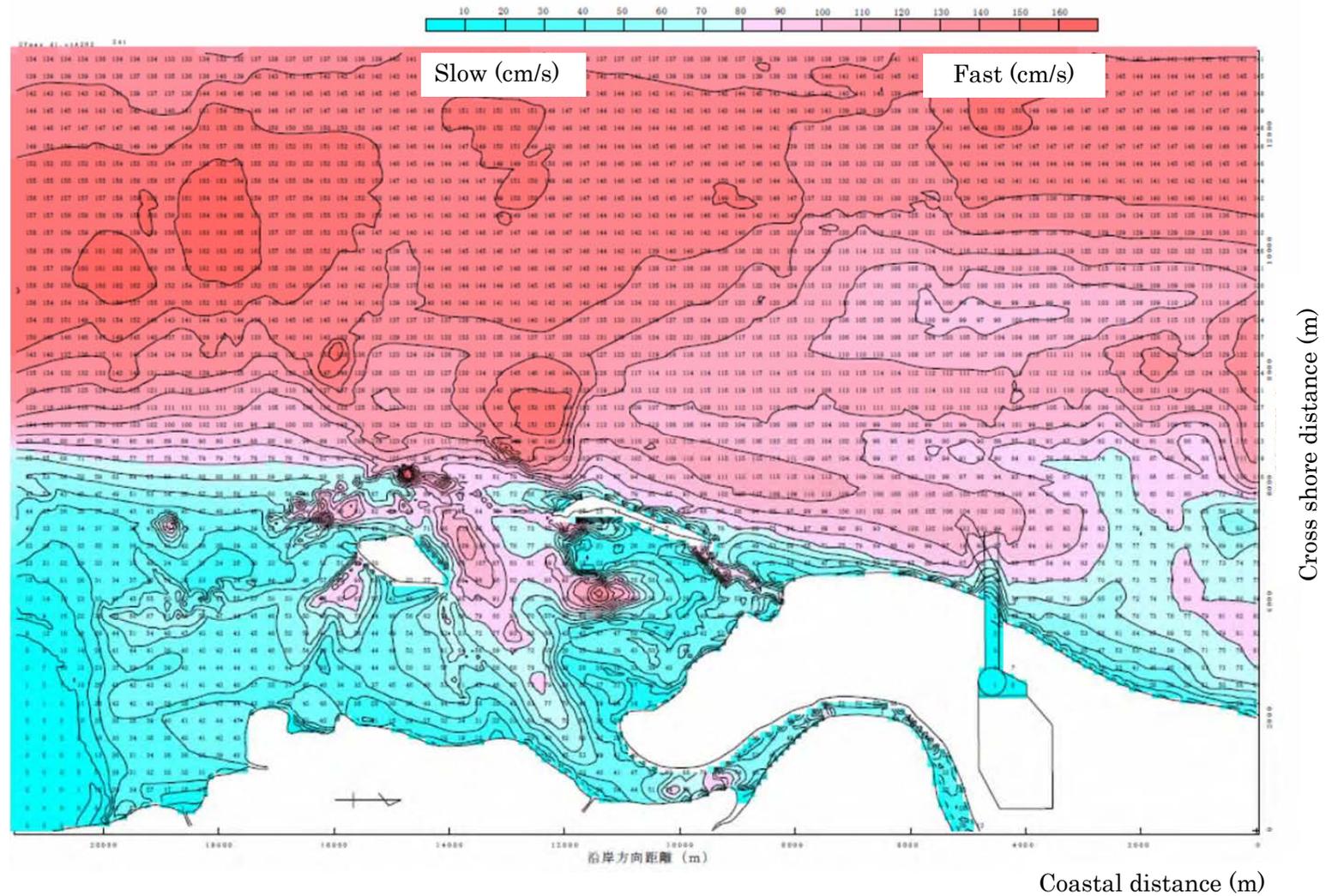


図 4.5-18 速度分布図 (A-2 案、潮汐の潮流による影響、絶対変化)

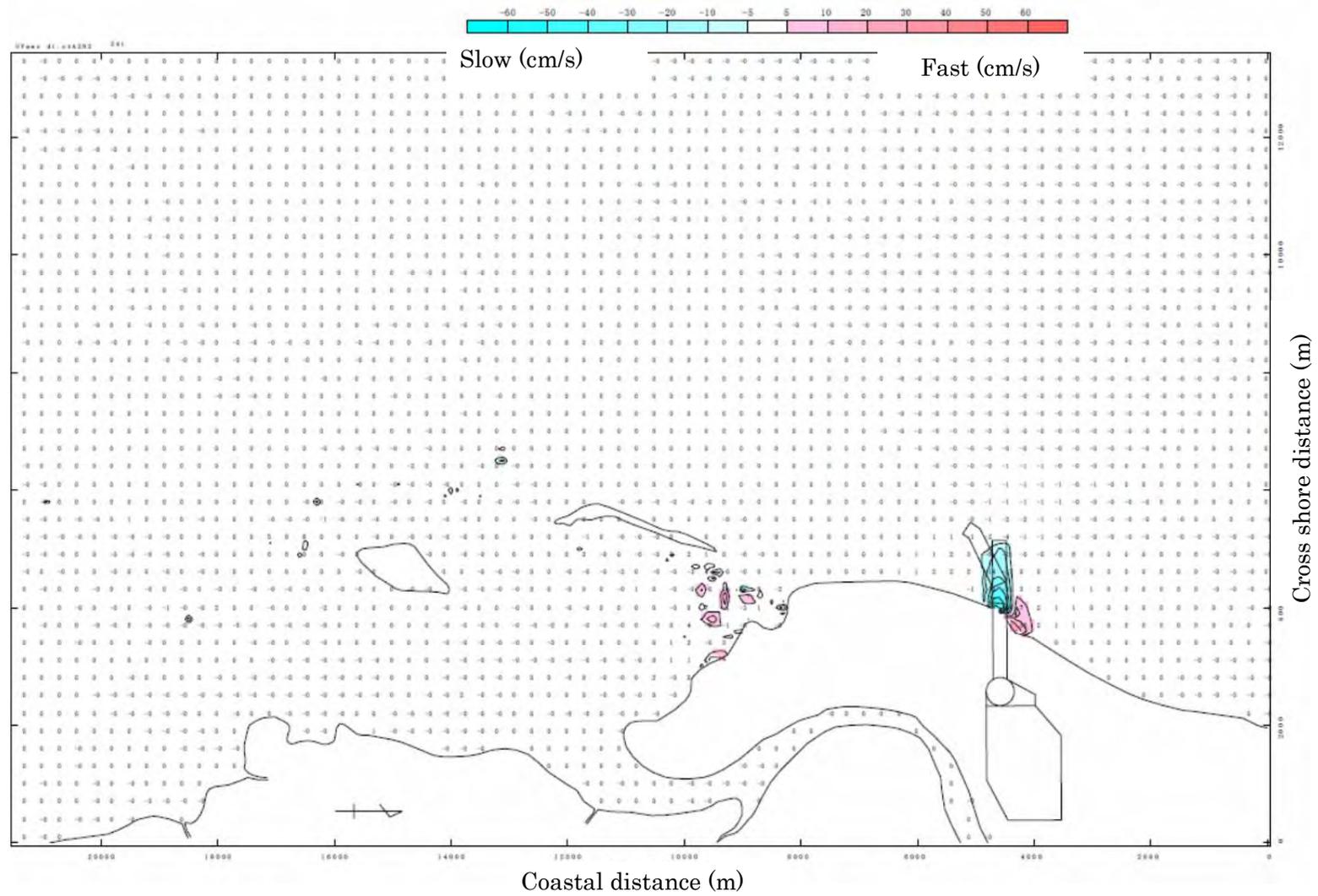


図 4.5-19 速度変化図 (A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状との相対変化)

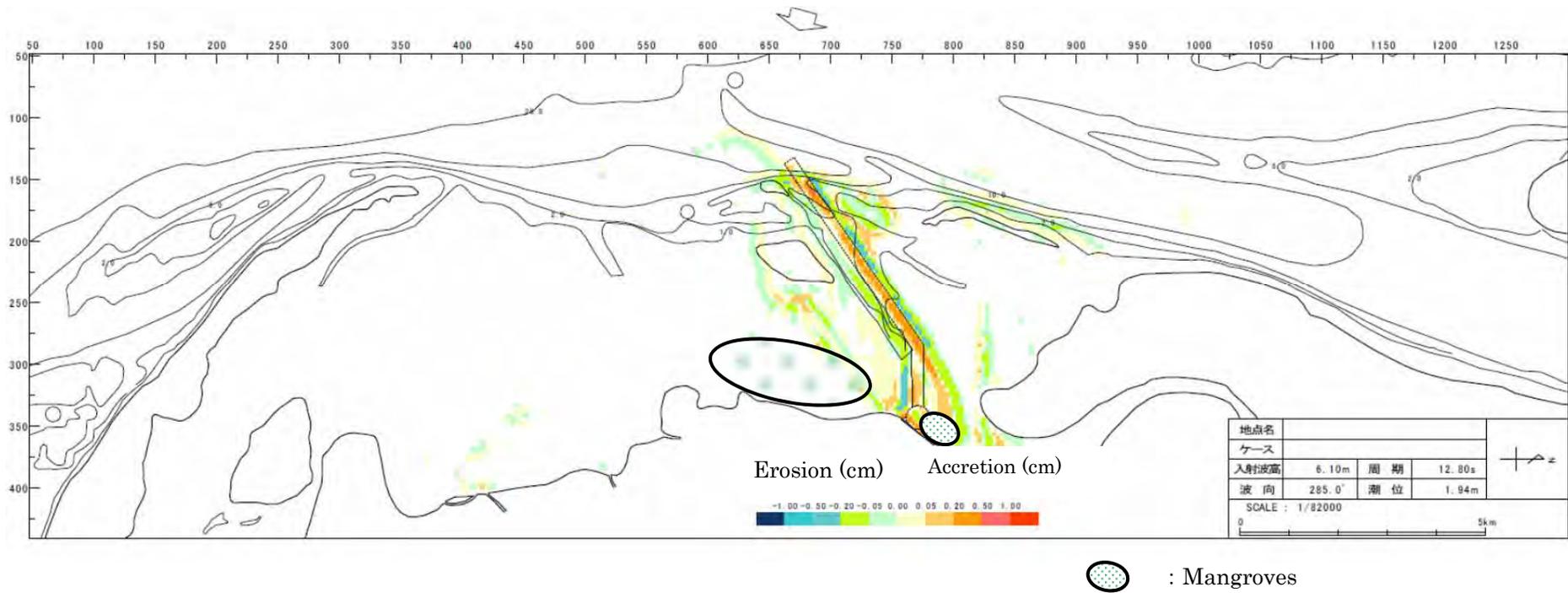


図 4.5-20 地形変化図 (B案、高波浪時の海浜流による影響)

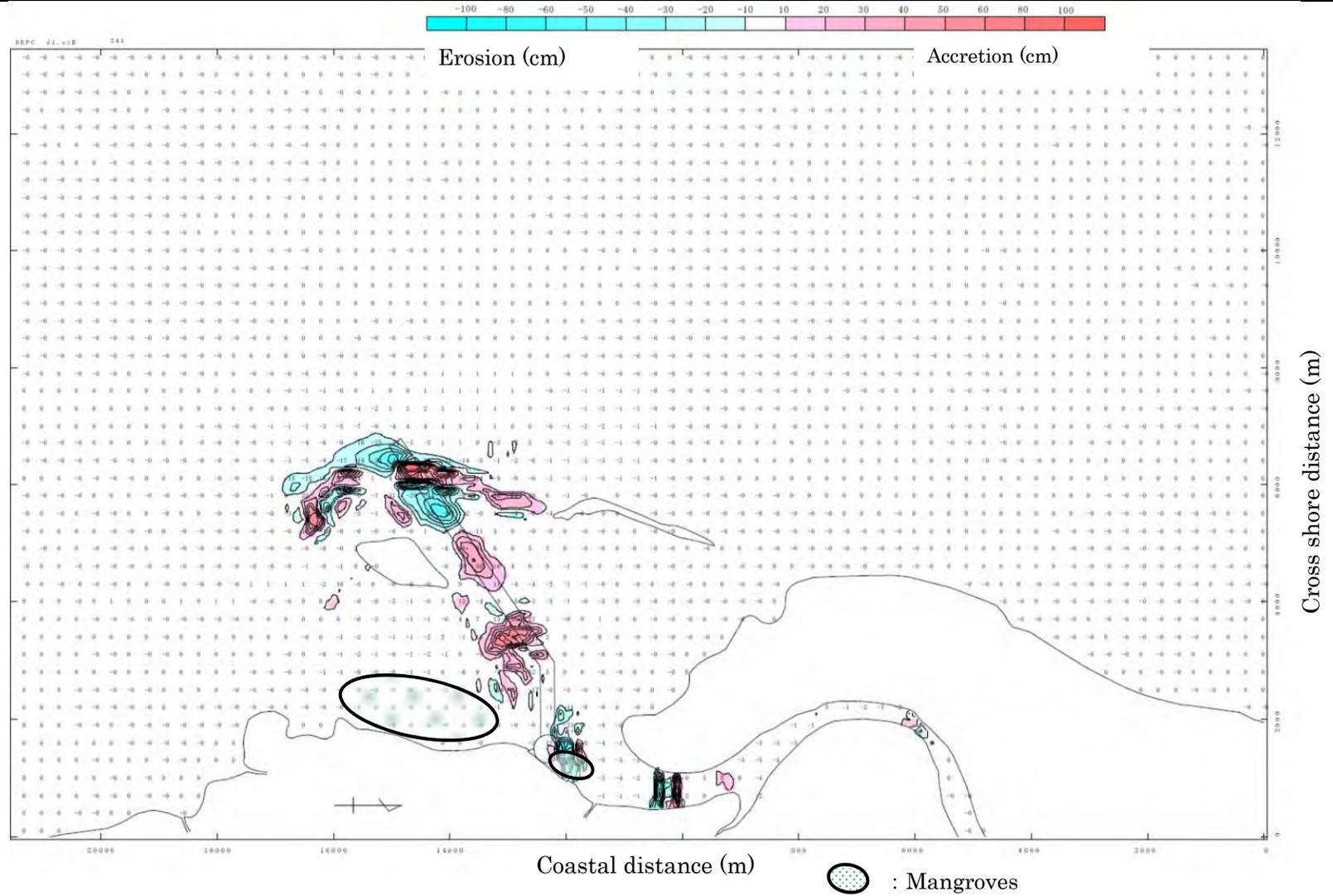


図 4.5-21 地形変化図 (B案、潮汐の潮流による影響)

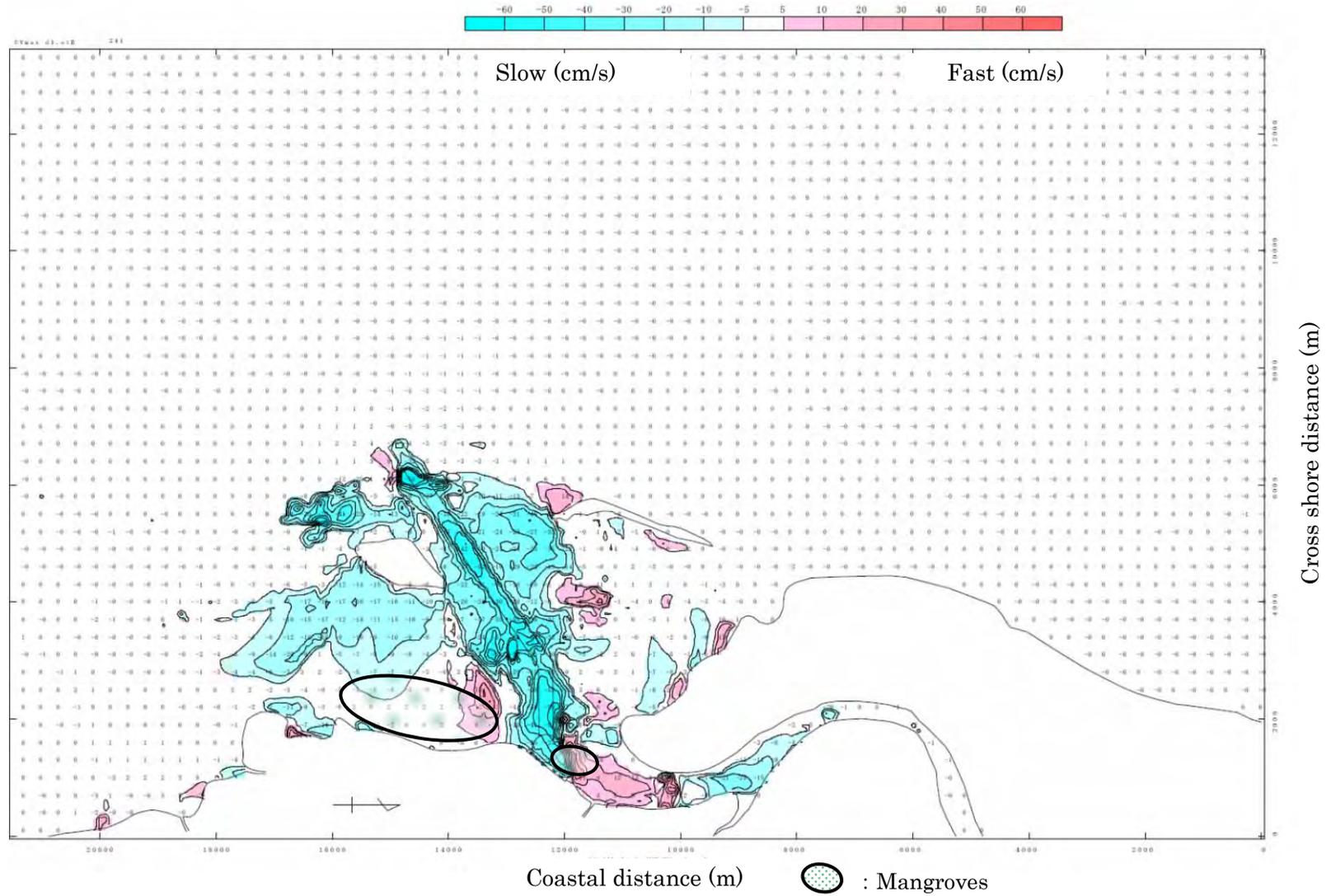


図 4.5-22 速度変化図 (B 案、潮汐の潮流による影響)

4.5.3 事業候補地点の選定結果（港湾計画に基づく選定）

(1) 候補地点の提案

本章記載の検討結果に基づき、港湾計画の観点から発電所候補地は Matarbari 地点に優位性があると考えた。両地点を比較した結果表を下表に示す。

なお、港湾計画を考慮する上で以下の点に留意した。

- 現地調査結果を通して、候補地の概況を把握した。
- 漂砂シミュレーション解析に基づき、維持浚渫について検討を行った。
- 静穏度解析に基づき、港湾施設の運用検討を行った。
- 候補地周囲の実情を考慮の上、港湾施設の拡張性について検討を行った。

表 4.5-15 事業候補地点の選定結果（港湾計画の観点に基づく）

Items	Matarbari Site	Maheshkhali Site
Site Conditions	発電所敷地面積の確保が可能である。	発電所敷地面積の確保が可能である。
	○	○
Maintenance Dredging	維持浚渫が必要である。しかし、North Maheshkhali 地点よりその量は少ない。 (必要延長約 600m, 図 4.5-12, 17)	航路全長に渡って、維持浚渫が必要である。(必要延長 7km, 図 4.5-22)
	△	×
Operability of Coal Vessels	防波堤の設置もしくは陸域への掘込みを行って波浪を遮蔽することができ、港湾荷役に悪影響を与えない。(港湾入口における波浪低減効果は 30%~87%)	全長に渡って浚渫船が作業していることを考えると、港内進入時の航路においてはある程度の制限を与える可能性がある。
	○	△
Expansion of Port & Harbor	周囲に敷地の余裕があるため、港湾施設の拡張性があると考ええる。	港湾計画地近傍にマングローブが存在するため、港湾施設の拡張性はない。
	○	×
Results	発電所候補地点とする	適応しない
	○	×

(2) 港湾形状の最適検討

本項は、発電所候補地点として選定された Matarbari 地点において港湾形状の最適検討を行った。

港湾形状案は、防波堤を建設して海からの波浪を遮蔽する従来の案と陸域に掘り込みを行って人工的に港湾を陸域に配置する掘り込み案の2案を抽出した。

なお、比較検討を行うにあたり以下の点に留意した。

- 建設コストを低く抑える（8.2.2 節 港湾形状の比較検討を参照）
- サイクロンまたは波浪から発電所を保護するため、大量の砂で敷地レベルを高くして造成する必要がある。
- 港湾施設の拡張は、計画地の土地利用状況や周囲の概況に基づくものとし、その可能性を考える。

以上、比較検討結果を下表に示す。

表 4.5-16 港湾形状の最適検討結果

Items	Matarbari Site	
	防波堤建設案	掘り込み案
Port Type		
Comparison of costs	相対的にコストが高い (相対比較 1.6 倍)	コストの面で優位 (相対比較 1.0 倍)
	×	○
Site Development	ー延長1.5kmの防波堤を建設するためには、大量の捨石が必要となる。 コンクリートケーソンを選定した場合は、このサイトにケーソンヤードを建設する必要がある。 ー延長 1.5km の航路浚渫で発生する砂は、敷地造成に有効利用することができる。	ー左記同様、掘り込み工事で発生する砂は、敷地造成に有効利用することができる。(8.1.5 節参照)
	△	○
Expansion of Port & Harbor	ー環境への影響はほとんどなく、港湾施設を拡張することができる。 ー拡張に伴い防波堤の増強工事が必要となる。	ー左記同様 ー拡張に伴い掘り込み工事を広げる必要がある。拡張工事で発生する浚渫土は敷地造成として利用できる。
	△	○
Results	適応しない	基本案として選定
	△	○

#### 4.6 港湾施設計画の検討（港湾施設）

##### 4.6.1 概要

石炭の沖積み方式は、石炭火力発電所における石炭荷役方法の一つの方法となっている。この方法の概念図を図 4.6-1 に示す。始めに、山元の産出石炭を載せた大型石炭船が内国の港湾から沖合にあるターミナルや石炭荷役施設または停泊するバージ船まで運行し、そこに大型船を係留する。この沖合施設では、石炭の積み替えが行われ、大型船から小型石炭船または石炭バージ船に石炭を積み替えることになる。小型船または石炭バージ船は、所要量の石炭を火力発電所港湾施設まで輸送する。

これらの状況を示すいくつかの沖積み荷役施設の例を上空写真とともに表 4.6-1 に示した。沖積み方式が成立するためには、次の 3 つの条件が見て取れる。

- 沖積み荷役施設位置は、大型船が寄港できるだけの十分な水深が必要となる。
- 沖積み荷役施設周辺の海域では、荷役作業ができるだけの十分な静穏域が必要となる。
- 小型船やバージ船が用いられるため、火力発電所内にその荷役設備として港湾施設が必要となる。

沖積み荷役設備は、これらのような条件が満足される、高い波浪に影響されない湾内などにおいてよく採用されている。

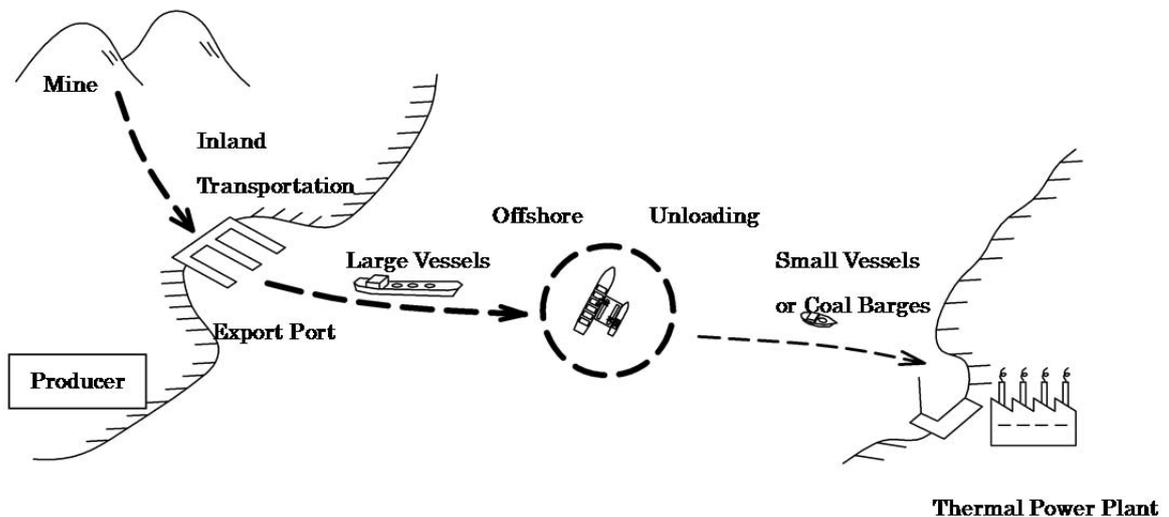


図 4.6-1 沖積み荷役設備の概念図

表 4.6-1 (1) 沖積み荷役設備地点の例

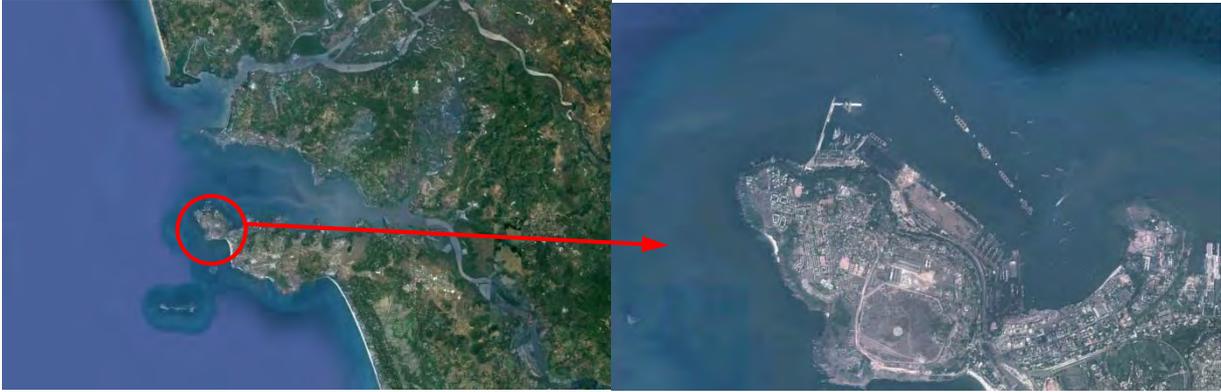
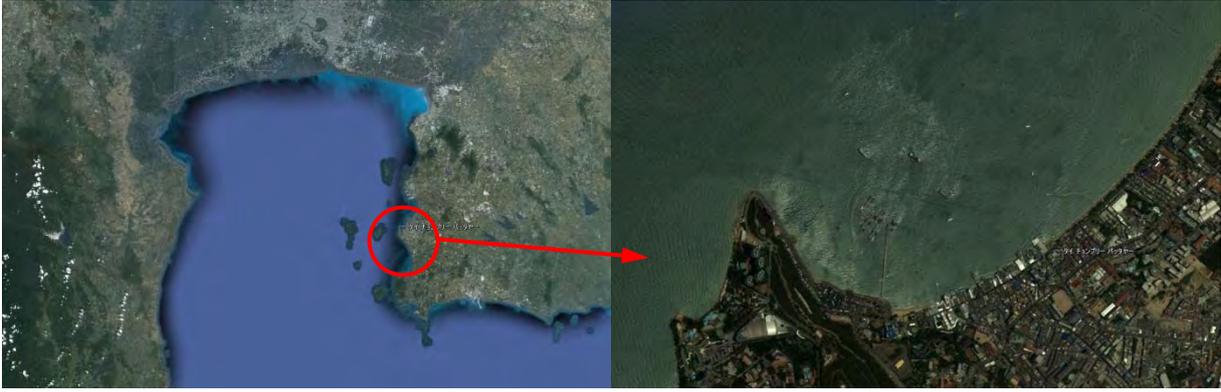
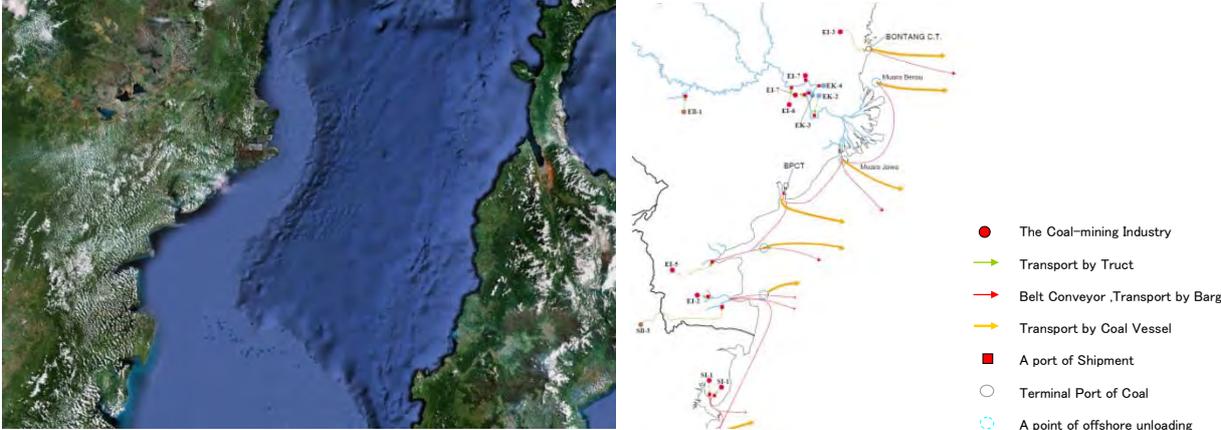
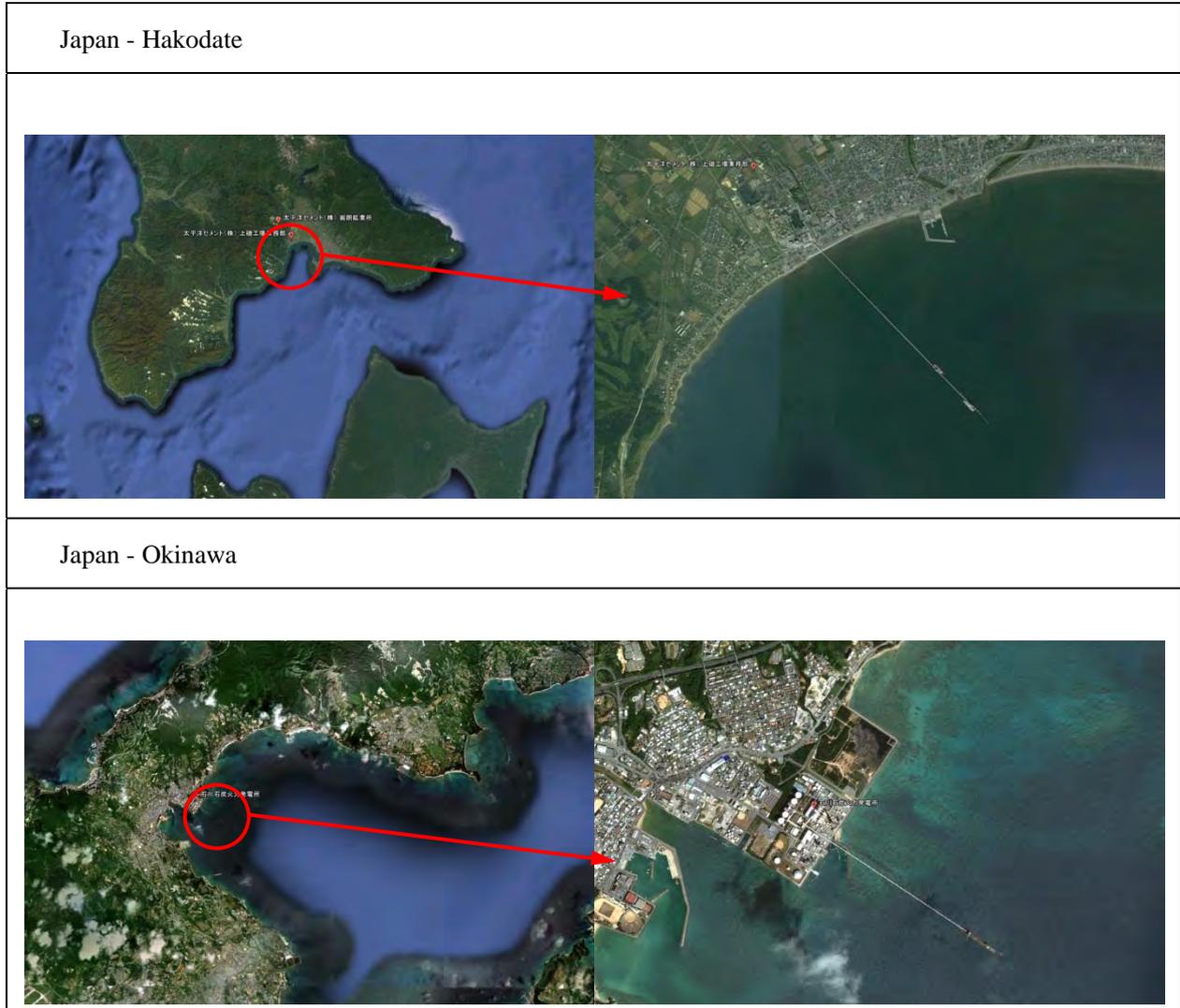
<p>India - Marmugao</p>

<p>Thai - Pattaya</p>

<p>Indonesia - Kalimantan</p>


表 4.6-2 (2) 沖積み荷役設備地点の例



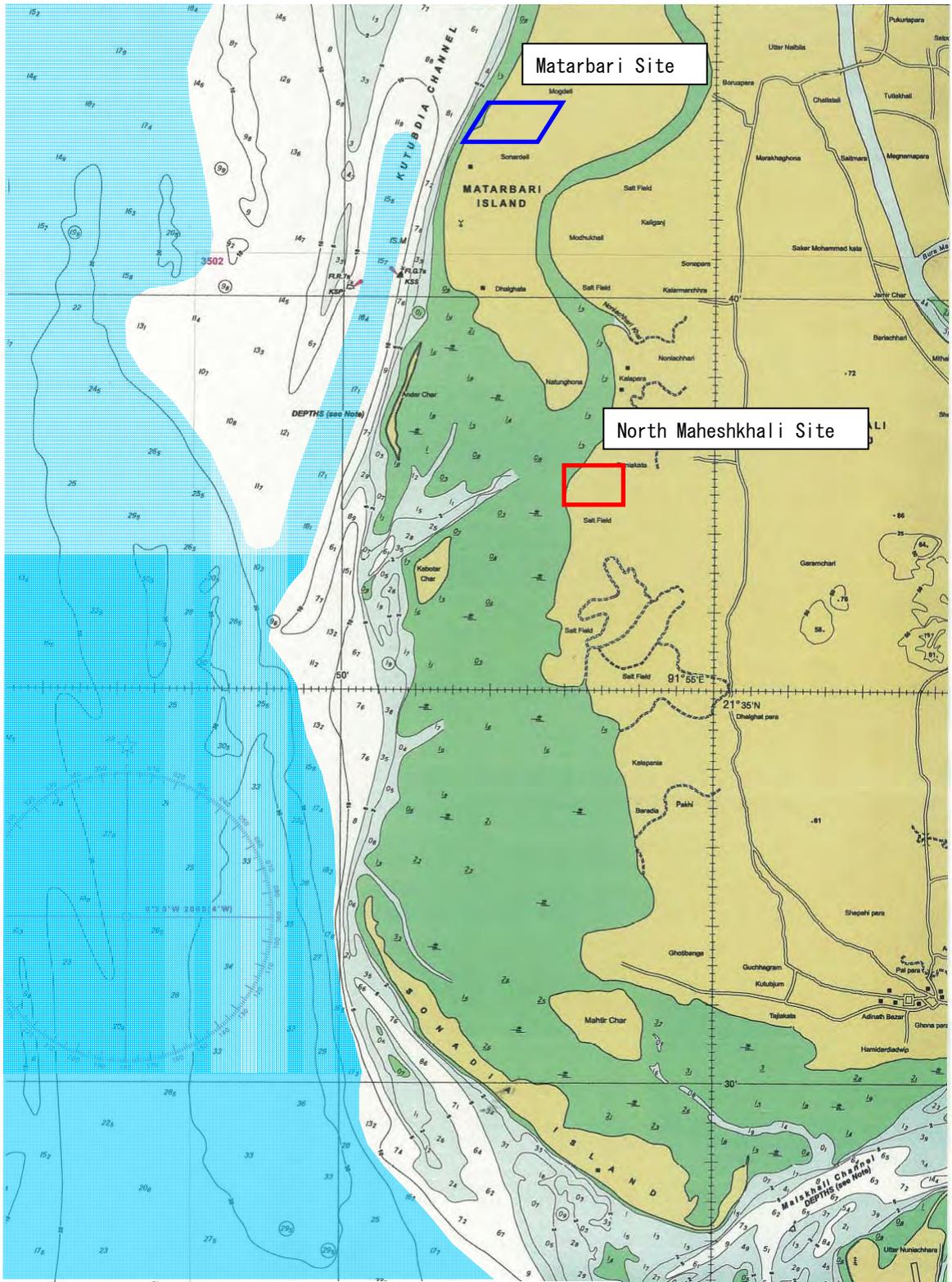
#### 4.6.2 沖積み荷役設備の可能性検討

本候補地点において、沖積み荷役設備の成立性検討を行った。

石炭の沖積み方式は、石炭火力発電所における石炭荷役方法の一つの方法となっている。

##### (1) 沖積み荷役設備の海域状況

前述のとおり、沖積み荷役設備を配置するためには、当該海域は十分な水深のもとでの運用となる。大型石炭船を 80,000DWT クラス（パナマサイズ）とした場合には、設置水深は-15m が必要となる。図 4.6-2 に事業候補地における海図をもとに-15m 以深の範囲を示した。この範囲は、バングラ湾の外洋に面しており、高波浪の影響を直接受けることになる。



水深-15m 以深の範囲を示す。

図 4.6-2 事業候補地周辺海域の海図

(2) 候補地海域における高波浪の頻度状況

図 4.6-3 は当該海域における月別波高の非超過確率について整理したグラフである。石炭船の荷役波高は 1.0m 以下であり、当該海域では、波高が 1.0m を超えない確率は 37.5%、約 140 日/年となっている。特に、5 月～9 月間は非超過確率が 5% 以下、約 8 日/年である。このような波浪状況では、火力発電所運営に必要な石炭量を荷役することは不可能である。

一方、石炭船の係留波高は 2.0m 以下であり、当該海域では、波高が 2.0m を超えない確率は 85.1%、約 310 日/年となっている。また、6 月～8 月間は非超過確率が 65% を下回る。このような状況では、上記同様、所要石炭量を欠くことになる。

これらのことから、当該海域において沖積み荷役設備を採用するためには、高波浪の出現頻度が高いことから、設備近傍に防波堤を設置することが必要である。しかし、その建設費用も高くなる。

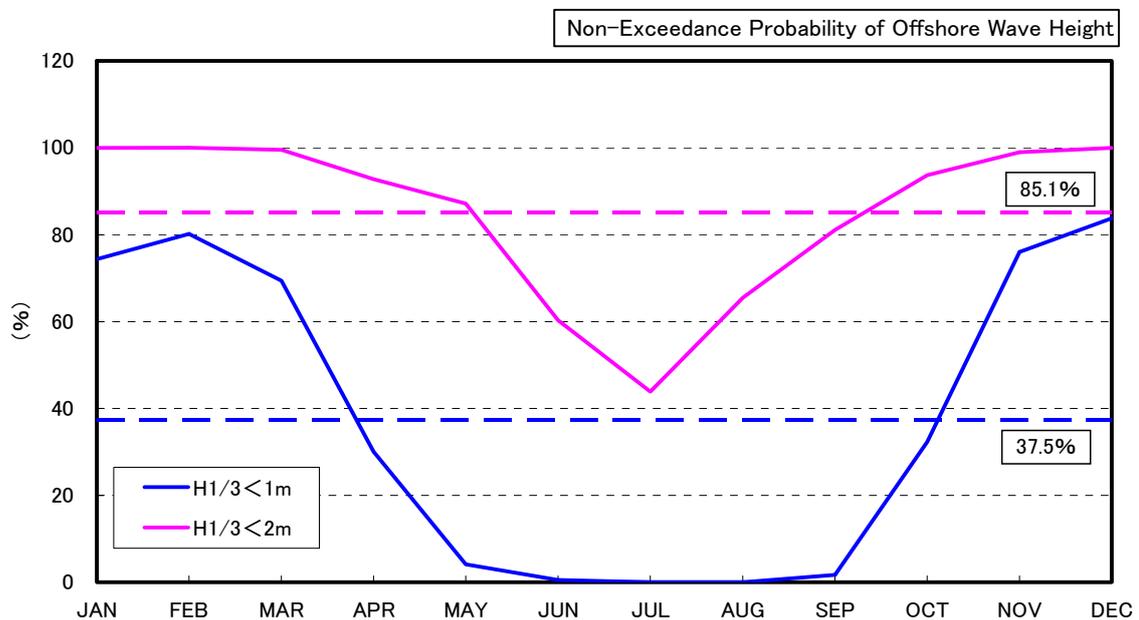


図 4.6-3 月別波高の非超過確率

以上の検討を踏まえ、当該海域において沖積み荷役設備は適さないものとする。この理由を以下に示す。

- 事業候補地の海域において、高波浪の年平均出現頻度をみると、2.0m 以下の出現頻度は 85%、雨期においては 60% 以下となる（図 4.6-3）。このような状況下では、雨期の有効稼働率は低くなり、所要の石炭荷役は出来ない。
- 静穏域を確保するためには、防波堤の建設が必要である。防波堤建設に伴うケースとして、4.5.3 節で比較を行った Conventional Type と同様であり、この優位性はないことがわかっている。
- 本章で沖積み方法として例示した India や Thailand の地点は、地形的な特徴を活かし、高波浪が直接影響を及ぼさないよう建設されていることがわかる。しかしながら、事業候補地にはそのような波浪を遮蔽する岬や静穏な場所はない。

4.7 代替案の検討

(1) 自然環境

(a) 背景

Matarbari および Maheshkhali の両サイト周辺の自然環境の最新の情報を得るために、調査団は Sonadia 島での元現地レンジャーなどの環境専門家たちと環境局（DOE: Department of Environment）の Cox's Bazar 事務所で会合をもった。

環境専門家たちは、Sonadia 島とその周辺（Maheshkhali 地区も含む）のマングローブ、砂丘、海岸、砂洲および干潟の保護の重要性を強調した。これらは、渡りをする水鳥の越冬地や魚類やエビ類の餌場や成育場となっており、特に砂洲はウミガメの産卵場となっている

(b) 代替地とそれらの優劣

調査団は3箇所を代替地として検討した。このうちの2箇所は、「Study for the Master Plan (2010)」で候補地とされていて、残りの1箇所は本調査事業で、干潟およびその生態系への危険を回避する観点から選ばれた。

(c) Matarbari および Maheshkhali の評価結果

a) 第1次現地調査での視察結果

第1次現地調査で両候補地を視察し、植生、動物、貴重種、候補地周辺での生息環境（マングローブ、サンゴ礁など）の視点で比較した（表 4.7-1）。両サイトとも植生は貧弱で、動物も少なかったことから、どちらも差異はなかった、ただし、Maheshkhali サイトの前面海域には大きなマングローブ林や砂洲がみられた。

表 4.7-1 Matarbari と Maheshkhali サイトの自然環境の比較

項目	Matarbari	Maheshkhali
植生	サイト：貧弱である。 森林：近隣の住居地周辺に木が生えている程度である。 マングローブ：周辺にマングローブはない。	サイト：貧弱である。 森林：近隣の住居地周辺に木が生えている程度である。 マングローブ：前面海域にマングローブ林がある。
動物	サイト：留鳥を確認した。 サイト周辺：留鳥を確認した。	サイト：留鳥を確認した。 サイト周辺：留鳥をマングローブ林で確認した。
貴重種	サイト：確認されなかった。 サイト周辺：確認されなかった。	サイト：確認されなかった。 サイト周辺：確認されなかった。
候補地周辺の生息環境	サンゴ礁：確認されなかった。 藻場：確認されなかった。 砂浜：確認した。 干潟：確認した。 砂洲：確認されなかった。	サンゴ礁：確認されなかった。 藻場：確認されなかった。 砂浜：確認した。 干潟：確認した。 砂洲：候補地から約4km離れた河口域に砂洲を確認した。

(出典: JICA Study Team)

b) 波浪および潮流のシミュレーション

Matarbari および Maheshkhali の両サイト周辺の自然環境へのプロジェクト活動による影響を評価するために、以下のシミュレーションを行なった（詳細は 4.5 章を参照）。

- i. 波高と沖合の底質への影響
- ii. 潮汐と沖合の底質への影響
- iii. 浚渫による沖合の底質への影響

表 4.7-2 に浚渫による影響のシミュレーション結果を示す。

表 4.7-2 主なシミュレーション結果

項目	Matarbari	Maheshkhali
波高	影響はわずかである（無視できる） - 浚渫場所の周辺で、堆積状況がわずかに変化する。	要注意 - 浚渫場所の周辺のマングローブ林で底泥の侵食がみられる。
潮流	変化はない。	要注意 - 浚渫場所の周辺のマングローブ林で、場所によって、底泥の堆積もしくは侵食がみられる。
浚渫	量は少ない。 - 維持浚渫は必要であるが、浚渫量は Maheshkhali よりも少ない。	量は多い。 - 維持浚渫は必要である。

（出典: JICA Study Team）

c) 評価

Matarbari および Maheshkhali の両サイト周辺の自然環境への影響度合いを評価した。自然環境影響度合いを定量化する手法は、まだ学術的に確立されていない。そこで質的な傾向で評価するために、各要素の環境影響に 0 から-3 の評点を与えた。

- 0: 影響はない。
- 1: 影響はあるが、軽微である。
- 2: 軽微でない影響があるが、不可逆的でない。
- 3: 不可逆的な影響がある。

評点を総合した結果は、以下のとおりである（表 4.7-3）。

**Matarbari: -6**

**Maheshkhali: -13**

Maheshkhali の候補地の方は、生態的に重要な場所であるマングローブへの影響が強かったため、評点は低くなった。よって、自然環境から判断すると Maheshkhali の候補地は推薦できない。

表 4.7-3 自然環境からみた両候補地の比較

影響項目		Matarbari		Maheshkhali	
干潟		波浪による影響： -1	-1	波浪による影響： -2 潮流による影響： -2	-4
底質		浚渫の影響： -2	-2	浚渫の影響： -2	-2
砂浜		砂の移動： -2	-2	砂の移動： -1	-1
動植物への影響	渡り鳥	なし	0	なし	0
	ウミガメ	なし	0	ウミガメ生息地近くでの浚渫： -1	-1
	イルカ	なし	0	なし	0 <sup>1</sup>
	稚魚、稚エビ	なし	0	なし	0
	マングローブ	なし	0	波浪による影響： -2 潮流による影響： -2	-4 <sup>2</sup>
	ベントス <sup>3</sup>	浚渫の影響： -1	-1	浚渫の影響： -1	-1
Sonadia ECA への影響		なし	0	なし	0
評価			<b>-6</b>		<b>-13</b>

Note) 0<sup>1</sup>: 約 7km の浚渫のイルカへの影響が懸念されるが、現在は情報やデータがないので「影響なし」とした。  
 -4<sup>2</sup>: マングローブ林を切り開くことはないが、干潟の土砂が少なくなると、マングローブの根が露出するために倒壊することになる。  
 ベントス<sup>3</sup>: 海藻も含む。

(出典: JICA Study Team)

(d) 港湾形式の評価結果

a) 波浪および潮流のシミュレーション

Matarbari サイトでは、2つの港湾形式が提案されており、これら进行评估した。形式 I は従来型の港湾形式で、防波堤を建設する。形式 II は掘り込み港湾形式で、砂浜を浚渫して、航路を作る。両者の形式でシミュレーションを行なった（表 4.7-4）。

表 4.7-4 主なシミュレーション結果

項目	形式 I (従来型港湾)	形式 II (掘り込み式港湾)
波高	影響はわずか（一部は要注意） - 防波堤周辺で、わずかに底泥の堆積がみられる。	影響はわずか（ほぼ無視できる） - 浚渫場所の周辺で、わずかに底泥の堆積がみられる。
潮流	要注意 - 防波堤と浚渫場所の周辺で、底泥の堆積がみられるが、限定的である。	変化はない
浚渫	維持浚渫は行なわない。	浚渫する。 - 定期的な維持浚渫は必要である。

(出典: JICA Study Team)

b) 港湾形式の比較

両港湾形式の自然環境への影響度合いを比較するために、サイトの比較と同じ手法で評価した。評点を総合した結果は、以下のとおりである（表 4.7-5）。

形式 I (従来型港湾) : -3

形式 II (掘り込み式港湾) : -2

形式 I と形式 II を比較すると、形式 I (従来型港湾) のほうが、形式 II (掘り込み式港湾)

よりも評点は低かった。しかしながら、その差はさほどない、よって、自然環境から判断すると、形式Ⅰと形式Ⅱはほぼ同じ環境影響であると結論できる。

表 4.7-5 港湾形式の比較

影響項目		形式Ⅰ（従来型港湾）		形式Ⅱ（掘り込み式港湾）	
干潟		波浪による影響： -2 潮流による影響： -1	-3	波浪による影響： -1	-1
動植物への影響	渡り鳥	なし	0	なし	0
	ウミガメ	なし	0	なし	0
	イルカ	なし	0	なし	0
	稚魚、稚エビ	なし	0	なし	0
	マングローブ	なし	0	なし	0
	ベントス <sup>3</sup>	なし	0	浚渫の影響： -1	-1
Sonadia ECA への影響		なし	0	なし	0
評価			<b>-3</b>		<b>-2</b>

(出典: JICA Study Team)

## mangrove 林およびその生態系に関する追加コメント

mangrove 林の底泥の堆積や侵食によって起こることが推定される影響については、以下のとおりである。

### 1) mangrove 林の生物学的特徴

mangrove 林とは、世界の熱帯から亜熱帯にかけての河口汽水域の塩性湿地に見られる複数の種からなる森林である。これを構成する mangrove 植物は世界で 100 種程度が知られ、それぞれは通常の陸上植物とは異なる適応進化を遂げていることが知られている。

#### ▶ 高塩分への適応

塩類腺と呼ばれる塩分排出器官を備えることで塩性の環境に適応している。

#### ▶ 低酸素への適応

空気中に露出する呼吸根を形成することで、低酸素の土壤環境に適応している。呼吸根はその形状の違いから、筍根、支柱根、膝根などと呼ばれ区別される（図 1）。

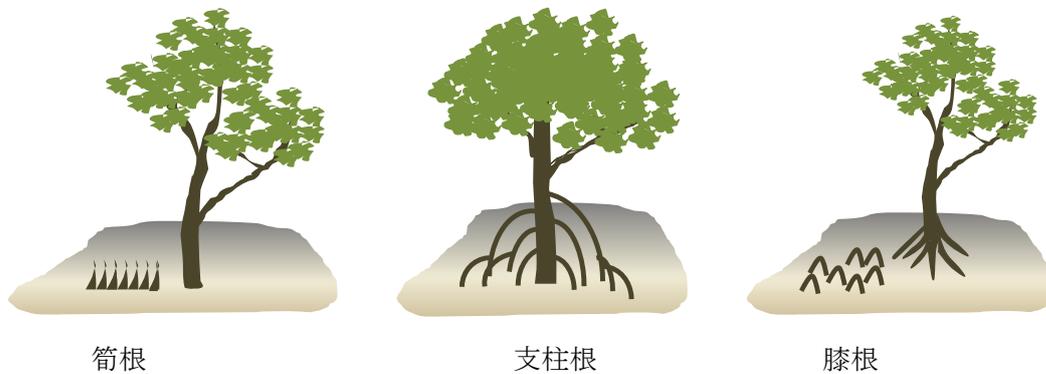


図 1. mangrove 植物の呼吸根

また、満潮時の水位に対応した種組成の帯状分布（zonation）を呈することが知られている。

### 2) サイト周辺（半径 15km 圏内）での mangrove の種類の分布

石炭火力発電所の建設予定地である Mataribari および maheshkhali より南側に位置する Sonadia 島の生態学上重要地域（ECA : Ecologically Critical Area）の保全管理計画書<sup>1</sup>によれば、mangrove および mangrove 関連種が同地域で 28 種確認されており、その中に影響を懸念すべき以下の mangrove の主要な種類がある。

#### *Avicennia officinalis*

支柱根を形成する。波打ち際よりやや内陸側の河岸に生育し、20m 程度までの木またはシュラブとなる。IUCN では least concern (LC) とされている。

#### *Avicennia marina* (ヒルギダマシ)

海にもっとも近い場所に生育する先駆種。比較的低木。土壌より筍根を垂直につきだす。1–3 m 程度の木またはシュラブとなる。国際自然保護連合（IUCN: International Union for Conservation of Nature and Natural Resources）では軽度懸念種(LC: Low Concern) とされている。

#### *Avicennia alba*

海にもっとも近い場所に生育し、土壌より筍根を垂直につきだす。高さ 20m 程度までの木ま

<sup>1</sup> Sonadia Island ECA (Ecologically Critical Area) Conservation Management Plan (2006).

たは灌木となる。IUCN では LC とされている。

#### *Sonneratia apetala*

海にもっとも近い場所に生育する先駆種。土壌より**筍根**を垂直につきだす。高さ 20m程度までの木または灌木となる。IUCN では LC とされている。

#### *Aegicercus corniculatum* (ツノヤブコウジ)

地上の**呼吸根**は形成しない。4 m 程度の木またはシュラブとなる。IUCN では未指定である。

#### *Ceriops decandra*

IUCN では準絶滅危惧種 (NT: Near Threatened) とされている種である。典型的な**支柱根**を形成する。中-高潮間帯に分布する。

#### *Aegialitis rotundifolia*

IUCN では NT とされている。**呼吸根**を形成しない。高塩分の場所に 2-3mの木もしくはシュラブとして生育する。

### 3) 石炭運搬船のひき波の影響

運搬船が起こすひき波（年間約 45 回の出入港）は、マングローブのうちの先駆種と呼ばれる *Avicennia* や *Sonneratia* など、最も海側の低位潮間帯部に分布する種類への影響が考えられる。ただし、そうした先駆種の多くは日常的な波を受けており、その衝撃に適応している筍根を張り巡らせ、さらには最干潮時にのみ露出するように適応しているので、運搬船が引き起こす波による影響は微少なものと考えられる<sup>2</sup>。

### 4) バラスト水の影響

バラスト水によって、外来種が移入される問題が発生する可能性がある。しかし、本プロジェクトでは、石炭運搬船は石炭を満載で入港して、全部搬出するので、港湾内の海水をバラスト水として出港する。よって、外部からのバラスト水による外来種の移入はない。

### 5) 油漏出事故

仮に油分の漏出があれば、長期的には悪影響は避けられないが、通常運行に伴う若干の漏出であれば、外洋に開放されている立地条件などから殆ど影響はないと考えられる。ただし、呼吸根が油分に覆われるなどすると、酸素不足による成長不良や枯死の可能性も否定できないので、オイルフェンス設置等の対策は取っておく必要がある。

### 6) 浚渫にともなう底泥の堆積や侵食

航路工事のための浚渫だけでなく、航路維持のための維持掘削も行なわれる。この工事により、底泥の堆積や侵食が発生する懸念がある。ただし、嫌気的な土壌環境ゆえに呼吸根を発達させているマングローブでは底泥の堆積に対応して筍根を伸ばすことが予想されるので、樹林全体へのダメージは考えにくい<sup>3</sup>。一方浚渫の両端がマングローブ林に近い場合は地盤の侵食が懸念される。地盤の侵食は根の浅いマングローブに対して深刻なダメージを与えることが予想される。

<sup>2</sup> 一般財団法人自然環境研究センター 市川氏の私信

<sup>3</sup> 同上

(2) 社会環境

(a) 二次データの分析

プロジェクト実施による Matarbari および Maheshkhali の両サイトおよびその周辺の社会環境（地域住民、地域経済、社会基盤）への潜在的影響の評価を支援するため、“Population Census 2011”、“Household Income and Expenditure Survey 2010”、Cox’s Bazar District の各 Upazila の土地利用図（Ministry of Land 発行）、およびその他の報告書を収集した。

a) 地方行政事務所への面談

Matarbari および Maheshkhali の両サイトの社会経済的状况に関する最新情報を得るために、Cox’s Bazar District の Deputy Commissioner’s Office や、Maheshkhali Upazila の Nirbahi 事務所（統計局と農林水産局）の職員と面談した。

b) 地域住民へのインタビュー

サイトおよびその周辺に住む住民の生活環境の概観（生活手段、収入源、経済状況、財産、教育レベル、衛生状態など）を知るために、漁業者や地元住民を対象とするフォーカス・グループ・ディスカッションを行なった。

(b) Matarbari および Maheshkhali の両サイトの概要

Matarbari および Maheshkhali の両サイトの社会環境の概要を表 4.7-6 に示す。なお、自然環境の評価とは異なり、港湾による社会環境への影響は、港湾形式が異なっても大きな差はない。第1次現地調査の時点では、少なくとも Matarbari では Sairer Dail village が、Maheshkhali サイトでは Kalaghagir Para 村が含まれることが判明していたが、サイトのすべての村の特定は困難であった。よって、表 4.7-6 では、両サイトとも Union レベルで比較している。

表 4.7-6 サイトが属する社会環境状況

項目	Matarbari	Maheshkhali
Union	Matarbari Union 注：サイトの一部は、Dhalghata Union との境界に位置するため、同 Union に属する可能性がある。	Hoanak Union
面積	6,682 エーカー（約 2,700ha）	9,195 エーカー（約 3,720ha）
人口	8,168 世帯（44,937 名） 村数 21	9,373 世帯（51,587 名） 村数 28
人口密度	1,661 人/km <sup>2</sup>	1,386 人/km <sup>2</sup>
土地利用	耕作地 600 ha コメ収穫高 2,328 トン	耕作地 1,150 ha コメ収穫高 4,450 トン
雇用状況	7 歳以上の非就学・就労人口 6,944 人 （7 歳以上の非就学人口 19,436 人）	7 歳以上の非就学・就労人口 9,498 人 （7 歳以上の非就学人口 22,689 人）
雇用内容	第1次産業 75.6%、 第2次産業 3.2% 第3次産業 21.3%	第1次産業 90.1% 第2次産業 1.7% 第3次産業 8.1%
飲料水	水道水 0.2% 井戸水 95.0% その他 4.8%	水道水 0.2% 井戸水 91.3% その他 8.5%
識字率 <sup>a2</sup>	27.7%（男性 26.1%、女性 29.4%）	29.9%（男性 28.8%、女性 31.1%）

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

項目	Matarbari	Maheshkhali
家屋の種類	恒久 4.4% 準恒久 4.8% 木造土壁 71.7% 仮設 19.1%	恒久 1.4% 準恒久 3.4% 木造土壁 93.8% 仮設 1.3%
トイレ施設	衛生（水封） 2.2% 衛生（非水封） 36.6% 非衛生 49.6% なし 11.6%	衛生（水封） 2.4% 衛生（非水封） 8.3% 非衛生 61.6% なし 27.8%

(出典: Population Census 2011, data provided at the Agricultural Division of Maheshkhali Upazila Nirbahi Office.)

二次データによれば<sup>4</sup>、Maheshkhali Upazila は塩田労働者が集中している。塩田労働者のほとんどは貧しく、塩田の平均サイズは 0.62ha と小規模である。ここでの労働は、貧困層や土地を持っていないものが行っており、かれらの多くは他の人から土地を借りている。塩田の海拔は低く、しばしば高潮や高波などの影響を受ける。生産物は、貯蔵施設が不足しているため、しばしば大雨や高潮で流される。

2012 年 7 月の現地調査では、Matarbari および Maheshkhali の両サイトとも、エビ養殖場の労働者と漁業者に加え、塩田労働者がいることが確認された。これらは、両サイトとも主要な職業であった。住民のインタビューによると、1 世帯あたりの収入は 5,000~100,000 Taka/月である。両サイトの住民の経済レベルは、ほぼ同じであると考えられている。

(c) 評価方法

JICA ガイドラインの社会環境の項目を基にして、評価項目を選定した。各項目の影響度合いは、第 1 次現地調査の時点では判明しておらず、各項目の評点の大小や項目間の優劣を計ることは適切ではなかったため、ここでは以下の基準に限り各項目に評点を与え、総合的に判断した。

- 1: 負の影響が想定される。
- 0: 影響がない、もしくは無視できる程度の影響が想定される。
- +1: 正の影響が想定される。

(d) 評価結果

社会環境の各項目の評点は表 4.7-7 のとおりで、それを総合すると以下のとおりである。

**Matarbari: 設計時・工事中 -24, 供用時 0**

**Maheshkhali: 設計時・工事中 -20, 供用時 0**

両サイトとも設計時・工事中は-20 以下であったのに対し、供用時は両サイトとも 0 となった。Matarbari サイトは住民移転が発生するが、用地取得に際しては、「バ」国の関連法令による金銭補償だけでなく、生活手段や収入源の消失による生活回復策も講じることになるので、住民移転が決定的な差異とはいえない。よって、社会環境の面では両サイトに決定的な差はない。

<sup>4</sup> Program Development Office for Integrated Coastal Zone Management Plan, Water Resources Planning Organization, Ministry of Water Resources of the Government of Bangladesh. "Living in the Coast: People and Livelihoods" (2004).

表 4.7-7 社会環境からみた両サイトの比較

項目	Matarbari				Maheshkhali			
	設計時・工事中		供用時		設計時・工事中		Operation period	
住民移転	- 土地の消失: -1 - 家屋の消失: -1 - 工事中の土地の一時的な消失: -1	-3	なし	0	なし	0	なし	0
貧困層	- 未利用国有地の消失: -1 - 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 樹木や果樹の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の生計・生活手段の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1	-6	- 家計の低下が想定される: -1 - 地域の社会基盤の向上による社会サービスへのアクセス方法の改善: +1	0	- 未利用国有地の消失: -1 - 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の生計・生活手段の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1	-5	- 家計の低下が想定される: -1 - 地域の社会基盤の向上による社会サービスへのアクセス方法の改善: +1	0
少数民族・先住民族	なし	0	なし	0	なし	0	なし	0
雇用や生計手段等の地域経済	- 商業構造の消失 (ダメージ) : -1 - 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 樹木や果樹の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の生計・生活手段の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の臨時雇用機会の創出: +1	-4	- 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 発電所および周辺での雇用機会の創出: +1	0	- 商業構造の消失 (ダメージ) : -1 - 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 樹木や果樹の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の生計・生活手段の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の臨時雇用機会の創出: +1	-4	- 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 発電所および周辺での雇用機会の創出: +1	0
土地利用や地域資源利用	- 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1	-2	- 土地利用形態や地域資源の恒久的な変化: -1	-1	- 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1	-2	- 土地利用形態や地域資源の恒久的な変化: -1	-1
水利用	- 水資源への消失 (ダメージ) の可能性: -1 - 工事場所からの排水による地域経済への影響の可能性: -1	-2	- 発電所から海に排出される排水による地域経済への影響の可能性: -1	-1	- 水資源への消失 (ダメージ) の可能性: -1 - 工事場所からの排水による地域経済への影響の可能性: -1	-2	- 発電所から海に排出される排水による地域経済への影響の可能性: -1	-1

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

項目	Matarbari				Maheshkhali			
	設計時・工事中		供用時		設計時・工事中		Operation period	
既存の社会インフラや社会サービス	- 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の交通量の一時的な増加: -1	-2	- 交通量の増加: -1 - 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	0	- 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の交通量の一時的な増加: -1	-2	- 交通量の増加: -1 - 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	0
社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	- 用地取得の過程での、地方自治体、住民、その他の関りあいによる意識の変化: -1	-1	なし	0	- 用地取得の過程での、地方自治体、住民、その他の関りあいによる意識の変化: -1	-1	なし	0
被害と便益の偏在	- 住民、労働者、官庁、地元政治家間での利益の偏在: -1	-1	- 移転や生計手段喪失を受ける住民は、ある程度の損害を受ける: -1	-1	- 住民、労働者、官庁、地元政治家間での利益の偏在: -1	-1	- 便益を受ける住民とその他の住民の不公平感: -1	-1
地域内の利害対立	- 住民、労働者、官庁、地元政治家間での利害対立: -1	-1	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1	- 住民、労働者、官庁、地元政治家間での利害対立: -1	-1	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1
文化遺産	なし	0	なし	0	なし	0	なし	0
景観	なし	0	なし	0	なし	0	なし	0
ジェンダー	なし	0	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1	なし	0	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1
子どもの権利	なし	0	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1	なし	0	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1
HIV/AIDS 等の感染症	- 工事作業員の流入により、感染症が蔓延する可能性: -1	-1	なし	0	- 工事作業員の流入により、感染症が蔓延する可能性: -1	-1	なし	0
労働環境（労働安全も含む）	- 事故の可能性	-1	なし	0	- 事故の可能性	-1	なし	0
評価		<b>-24</b>		<b>0</b>		<b>-20</b>		<b>0</b>

#### 4.8 結論

表 4.8-1 に選定結果を合わせて示す。調査団は、Matarbari サイトが Maheshkhali サイトより有利であると考え、BPDB に Matarbari サイトを推薦する。

表 4.8-1 サイト選定の結果

影響	Matarbari		Maheshkhali
技術面・経済面 (港湾計画)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 航路維持のため、継続的な維持浚渫が必要である。しかしながら、その規模は Maheshkhali サイトよりも小さい。</li> <li>- Matarbari サイトは、港湾の拡張が可能である。</li> </ul>	>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 7km の航路維持のため、継続的な維持浚渫が必要である。この維持浚渫の費用は負担となる。</li> <li>- マングローブ林への影響があるため、港湾の拡張は難しい。</li> </ul>
自然環境	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Matarbari サイトの近くには、マングローブ林はない。また、工事期間と供用時を通じて、Maheshkhali サイトよりも浚渫土砂量が少なく、最も近いマングローブ林にも、影響を与えない。</li> </ul>	>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maheshkhali サイトの前面には大規模なマングローブ林や砂洲がある。それゆえ、工事期間と供用時を通じて、それらのマングローブ林や砂洲に影響を与えることが想定される。</li> </ul>
社会環境	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 小規模であるが、自然災害が多く発生する地域に居住する住民が立ち退きを余儀なくされる。</li> <li>- 地域住民は私有地や現在の主収入源である農作物、エビ、魚の養殖池を失う。</li> </ul>	<	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maheshkhali サイトでは、立ち退きが必要な住民はいない。</li> <li>- Matarbari サイトと同様に、地域住民は私有地や現在の主収入源である農作物、エビ、魚の養殖池を失う。</li> <li>- 社会環境に重大な影響を及ぼさないと想定される。</li> </ul>



## 第5章

### 事業候補地の自然条件



## 第5章 事業候補地の自然条件

### 5.1 サイクロン

1960年から2010年の間、「バ」国に来襲した主なサイクロンは53回あり、このうち32個のサイクロンで高潮が発生している。表 5.1-1 ではサイクロンによる風速、高潮、死者数の災害状況を示した。湾内での海面上昇値は最大 10m となっている。

**表 5.1-1 来襲した主要なサイクロン(1960年～2011年)**

Date of Landfall	Nature of Phenomenon	Landfall Area	Maximum Wind Speed in kph	No. of Deaths	Surge Height
11.10.1960	S.C.S	Chittagong	160	3,450	6.0m
31.10.1960	S.C.S	Chittagong	193	5,149	6.6m
09.05.1961	S.C.S	Chittagong	160	11,468	5.0m
30.05.1961	S.C.S	Chittagong (Near Feni)	160	-	2.0-4.55m
28.05.1963	S.C.S	Chittagong- Cox's Bazar	200	11,520	6.0m
11.05.1965	S.C.S	Chittagong- Barisal Coast	160	19,279	3.7m
05.11.1965	S.C.S	Chittagong	160		6.1-7.6m
15.12.1965	S.C.S	Cox's Bazar	210	873	2.4-3.6m
23.09.1966	S.C.S	Noakhali coast	139	850	6-6.67m
07.12.1966	S.C.S	Cox's Bazar	81	-	-
08.11.1967	C.S	Khulna (Sundarban)	111(sandheads)	1000 (India)	-
23.10.1967	S.C.S	Near Cox's Bazar	107(cox's) 145(M.mar)	51	-
23.10.1970	S.C.S of hurricane intensity	Bangladesh -West Bengal coast	163	300	4.7 m
12.11.1970	S.C.S with a core of hurricane winds	Chittagong	224	3,00,000	3-10m
8.05.1971	C.S	Chittagong	81	-	2.4-4.24m
29.09.1971	S.C.S	Sundarban coast	97-113	-	0.6m
6.11.1971	S.C.S	Chittagong-Noakhali coast	-	-	-
18.11.1973	S.C.S	Chittagong	102	-	-
30.05.1974	C.S	Patuakhali	74-83	-	-
28.11.1974	S.C.S	Chittagong-Cox's Bazar coast	163	20	3.0-5.1m
10.12.1981	C.S	Khulna	120	72	2.12-4.55m
15.10.1983	C.S	Chittagong	93	43	----
09.11.1983	S.C.S	Chittagong -Cox's Bazar coast	136	300	1.5m

Bangladesh 国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

Date of Landfall	Nature of Phenomenon	Landfall Area	Maximum Wind Speed in kph	No. of Deaths	Surge Height
24.05.1985	S.C.S	Chittagong	154	4,264	4.55m
29.11.1988	S.C.S with a core of hurricane winds	Khulna coast	160	5,683	4.4m
18.12.1990	Cyclonic Storm (crossed land as a depression)	Cox's Bazar Coast	115	-	-
29.04.1991	S.C.S with a core of hurricane winds	Chittagong	225	1,38,882	6-7.6m
31.05.1991	C.S	Noakhali coast	83	--	2.5m
02.05.1994	S.C.S with a core of hurricane winds	Cox's Bazar-Teknaf Coast	200-250	184	3.64-4.85m
25.11.1995	S.C.S	South of Cox's Bazar	55	---	---
26.10.1996	C.S	Sundarban coast	70	09	1.5-2.0m
19.05.1997	S.C.S with a core of hurricane winds	Sitakundu	232	155	4.55 m
27.09.1997	S.C.S with a core of hurricane winds	Sitakundu	150	67	3.0-4.55m
20.05.1998	S.C.S with core of hurricane winds	Chittagong Coast near Sitakunda	173	14	0.9m
17.10.1999	S.C.S of hurricane intensity	Orissa Coast	-	-	-
25.10.1999	S.C.S of hurricane intensity	Orissa Coast	-	-	-
28.10.2000	Deep Depression (probably Cyclonic Storm)	Sundarban coast near Mongla	50-60	3	0.6-1.2m
16-10.2001	S.C.S	Andhra coast	65-85	-	-
12.11.2002	C.S	Sundarban coast near Raimangal river	65-85	2	1.5-2.1m
20.5.2003	C.S	Myanmar coast	65-85	-	0.9-1.5m
16.12.2003	S.C.S	Andhra coast	98-115	-	-
19.05.2004	C.S	Cox's Bazar & Akyab Coast	65-90	---	0.6-1.2m
28.10.2005	C.S	Andhra coast near Ongole.	-	-	-
10.12.2005	Cyclonic Storm (crossed land as a	Tamilnadu coast near Nagapattnam.	-	-	-

Bangladesh 国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

Date of Landfall	Nature of Phenomenon	Landfall Area	Maximum Wind Speed in kph	No. of Deaths	Surge Height
	depression)				
29.04.2006	S.C.S with a core of Hurricane <b>“Mala”</b>	Arakan coast of Myanmar between Akyab & Sandoway	-	-	-
15.05.2007	C.S <b>“AKASH”</b>	Ctg- Cox’s Bazar. Coast near	83	-	-
15.11.2007	S.C.S <b>“SIDR”</b> with a core of hurricane winds	Khulna-Barisal coast near Baleshwar river	223	3,363	4.6-6.1m
02.05.2008	S.C.S <b>“NARGIS”</b> with a core of hurricane winds	Myanmar coast near Bassein	-	-	-
26.10.2008	C.S <b>“Rashmi”</b>	Khulna-Barisal coast near Patharghata	-	---	1.5-2.1m
27.11.2008	C.S <b>“Nisha”</b>	Tamilnadu coast near Nagapathnam.	-	-	-
17.04.2009	C.S <b>“BIJLI”</b>	Chittagong-Cox’sBazar coast near Ctg.	90	---	---
25.05.2009	C.S <b>“AILA”</b>	West Bengal-Khulna (Bangladesh) coast near Sagar inland of India.	92	190	2.1-2.4m
20.05.2010	S.C.S <b>“LAILA”</b>	NE Andhra coast of India	-	-	-

S.C.S : Severe Cyclonic Storm、 C.S : Cyclonic Storm Refer to 4.1.2 Environmental Situation, (3) Cyclonic Storm Surges.

## 5.2 地形

本準備調査では、検討に先立ち事業候補地の視察を行った。

事業候補地(Matarbari)は、目立った建築構造物はなく、魚の養殖場や塩田のための敷地が広がっており、数軒の住宅を確認した。また、魚の養殖場や塩田へ引くための水路も確認できた。現地では電柱や舗装された道路はなく、事業用敷地の確保は問題ないものと考えた。

事業候補地の東は Kohelia River があり、西はベンガル湾に面している。南側は Nasir Mohammad Deil の民家、北側にも民家が存在した。

現地盤面は、現地で地形測量を実施し、この結果から次のように設定した。

詳細については、Appendix C05-01 を参照のこと。

- 現時盤面レベル +1.0mM.S.L.

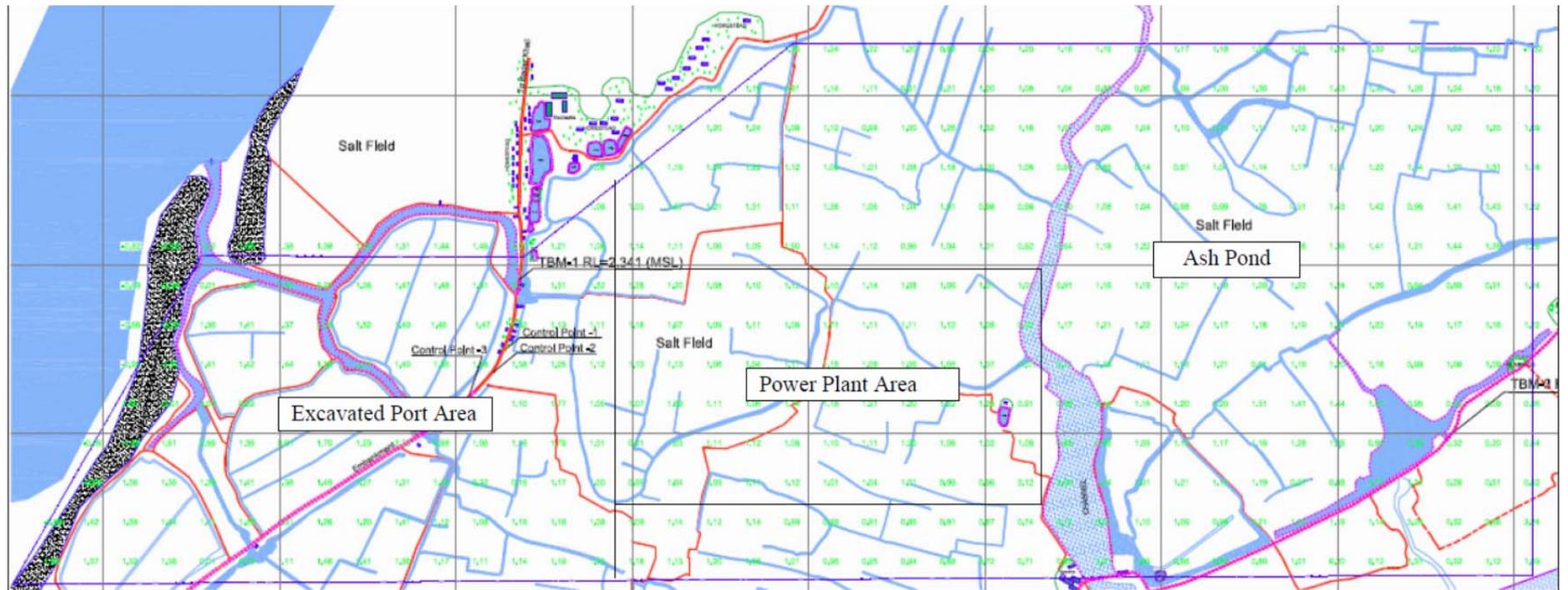


図 5.2-1 事業候補地における地形測量結果図

### 5.3 地質・地盤

本準備調査では、事業候補地 Matarbari において地盤調査を行った。

地盤調査は、重要構造物や建屋の基礎設計、すなわち当該地盤に即した基礎の深さやタイプを設計する上で必要な調査であり、当該地盤の性状、層序層厚、地盤の強度や圧縮性に関する情報を得ることができる。

原位置調査は、9本のボーリング調査を実施した。地盤の N 値、攪乱試料の採取をとおして、深さ方向の地盤性状を把握した。地下水位の調査を行った。採取した試料は室内土質試験のために資した。

ボーリング調査位置は、図 5.3-1 に示すように、発電所計画地ならびに港湾形状に応じて計 9 本、総延長 696m のボーリングを実施した。ボーリング調査の仕様を表 5.3-1 に示した。詳細については、Appendix C05-02 を参照のこと。

表 5.3-1 ボーリング調査

Bore No.	Coordinate		Depth	Loction
BH-01	N= 21° 42' 12" N	E= 91° 52' 31" E	33m	port
BH-02	N= 21° 41' 58" N	E= 91° 52' 31" E	33m	port
BH-03	N= 21° 42' 04" N	E= 91° 51' 44" E	30m	channel
BH-1	N= 21° 42' 25" N	E= 91° 53' 1" E	100m	Plant
BH-2	N= 21° 42' 25" N	E= 91° 53' 37" E	100m	Plant
BH-3	N= 21° 42' 7" N	E= 91° 53' 37" E	100m	Plant
BH-4	N= 21° 42' 7" N	E= 91° 53' 10" E	100m	Plant
BH-5	N= 21° 42' 7" N	E= 91° 53' 56" E	100m	Plant
BH-6	N= 21° 42' 7" N	E= 91° 52' 39" E	100m	Plant

港湾計画位置で行ったボーリングNo.BH-01～BH-03 は、表層から深さ 30m～33m まで実施しており、この結果から地質の性状が明らかになった。主に7層の地層が確認でき、下表のようにまとめた。

表 5.3-2 ボーリング調査

Lithology	Average Thickness (m)
Unit-1: CLAY. It is very soft to medium stiff, grey to dark grey in color, medium to high plastic in nature.	8.0
Unit-2: Silty fine SAND. It is loose to very dense, grey to light grey in color with traces of mica.	4.0
Unit-3: CLAY. It is stiff, grey in color, medium plastic in nature.	2.0
Unit-4: Silty fine SAND. It is medium dense to very dense, light grey in color with traces of mica.	5.0
Unit-5: SILT. It is very stiff, light grey in color, non-plastic in nature.	2.0
Unit-6: CLAY. It is hard, grey spotted brown in color, medium plastic in nature.	4.0
Unit-7: Silty fine SAND. It is very dense, yellowish brown to reddish brown in color with traces of mica.	8.0

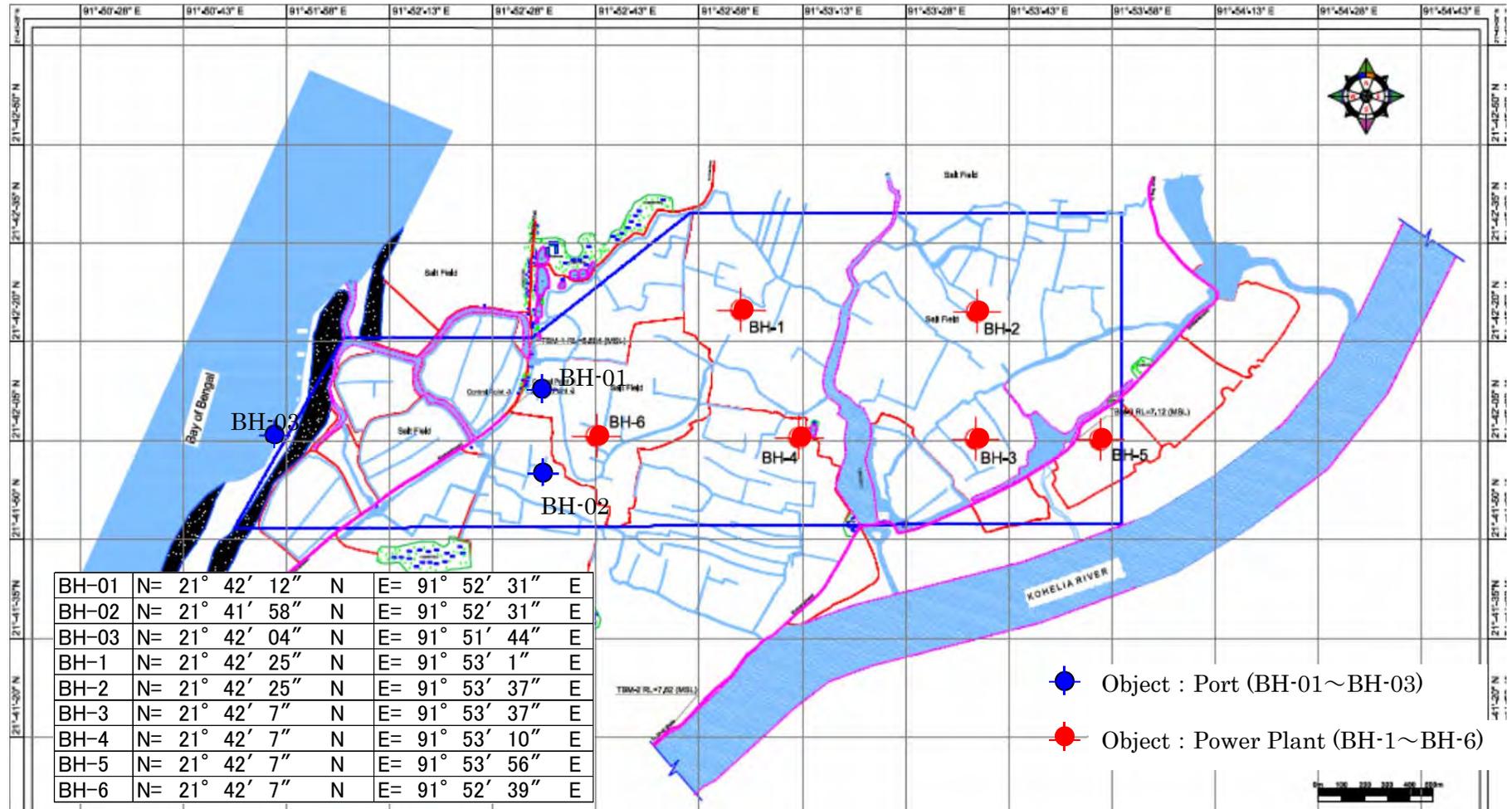


図 5.3-1 ボーリング調査位置図

#### 5.4 底質

本準備調査では、事業候補地 Matarbari において、雨期および乾期の 2 回底質調査を実施した。この調査結果を表 5.4-1(1)および表 5.4-1(2)に示す。

この結果をみると、乾期ではすべての採取位置で砂質土と確認されたが、雨期はシルト質土が散見された。雨期は海水が大変濁っていたため浮遊土砂が多いものと考えられ、このシルト質分が堆積したのではないかと考えられる。詳細については、Appendix C05-03 を参照のこと。

**表 5.4-1(1) 底質調査結果（雨期）** (percentage)

Point	NAME/ID	Mean Diameter (D50, mm)	Sand (0.075mm~)	Silt (0.075mm~0.005mm)	Clay (~0.005mm)
Shore line	SS-01SL	0.20	100	0	
	SS-02SL	0.12	98	2	
	SS-03SL	0.12	96	4	
	SS-04SL	0.01	2	88	10
	SS-05SL	0.015	1	85	14
Wave Break zone	SS-01WB	0.10	80	20	
	SS-02WB	0.16	98	2	
	SS-03WB	0.12	100	0	
	SS-04WB	0.14	100	0	
	SS-05WB	0.018	2	84	14
Off shore	SS-01OS	0.015	2	82	10
	SS-02OS	0.013	1	89	10
	SS-03OS	0.01	1	81	18

The details of the investigation data are shown in appendix C04-03、Sampling date : October ,2012

表 5.4-1(2) 底質調査結果（乾期）

(percentage)

Point	NAME/ID	Mean Diameter (D50, mm)	Sand (0.075mm~)	Silt (0.075mm~0.005mm)	Clay (~0.005mm)
Shore line	SS-01SL	0.12	92	8	
	SS-02SL	0.18	98	2	
	SS-03SL	0.12	96	4	
	SS-04SL	0.22	100	0	
	SS-05SL	0.18	100	0	
Wave Break zone	SS-01WB	0.19	100	0	
	SS-02WB	0.16	98	2	
	SS-03WB	0.21	100	0	
	SS-04WB	0.20	100	0	
	SS-05WB	0.20	100	0	
Off shore	SS-01OS	0.23	100	0	
	SS-02OS	0.20	100	0	
	SS-03OS	0.20	100	0	

The details of the investigation data are shown in appendix C04-03. Sampling Date : April, 2013

## 5.5 水質

本準備調査では、事業候補地 Matarbari 前面海域において雨期および乾期の 2 回、水質調査を実施した。この結果を表 5.5-1 に示す。

詳細については、Appendix C05-03 を参照のこと。

**表 5.5-1 水質調査結果**

NAME/ID	Depth (m)	Total Solids (mg/L)		P <sup>H</sup> of Water	
		Rainy Season	Dry Season	Rainy Season	Dry Season
WS-01	0.5	675	180	8.6	7.8
	1.0	700	720	8.7	8.3
	1.5	750	1160	8.9	7.8
WS-02	0.5	806	130	8.4	7.9
	5.0	780	310	8.5	7.8
	9.5	933	1380	8.7	7.8
WS-03	0.5	400	240	8.3	7.8
	5.0	380	460	8.5	7.2
	9.5	420	380	8.6	7.7
WS-04	0.5	650	260	9.0	8.0
	1.0	675	120	8.8	8.3
	1.5	750	880	9.1	8.4
WS-05	0.5	800	800	9.3	6.9
	5.0	820	1080	9.7	8.5
	9.5	880	200	9.6	6.6

## 5.6 海域水深

本準備調査は、事業候補地 Matarbari 前面海域において雨期および乾期の 2 回、深淺測量を実施した。雨期の測量結果を表 5.6-1(1)に、乾期の測量結果を図 5.6-1(2)に示した。

深淺測量の目的は、海底水深や地形を把握することである。

陸上地形では、トータルステーション、RTK GPS を用いて地形測量を実施し、海底地形は音響測深法による測量を行い、ソフトウェア-Hypac and PDS1000、ソフトウェア-Sokkia と Trimble を駆使して海底地形コンター図を Auto CAD で作成した。

これら測量結果が示すように、今回の調査では測定時期によって水深が大きく異なることはなかった。

詳細については、Appendix C05-03 を参照のこと

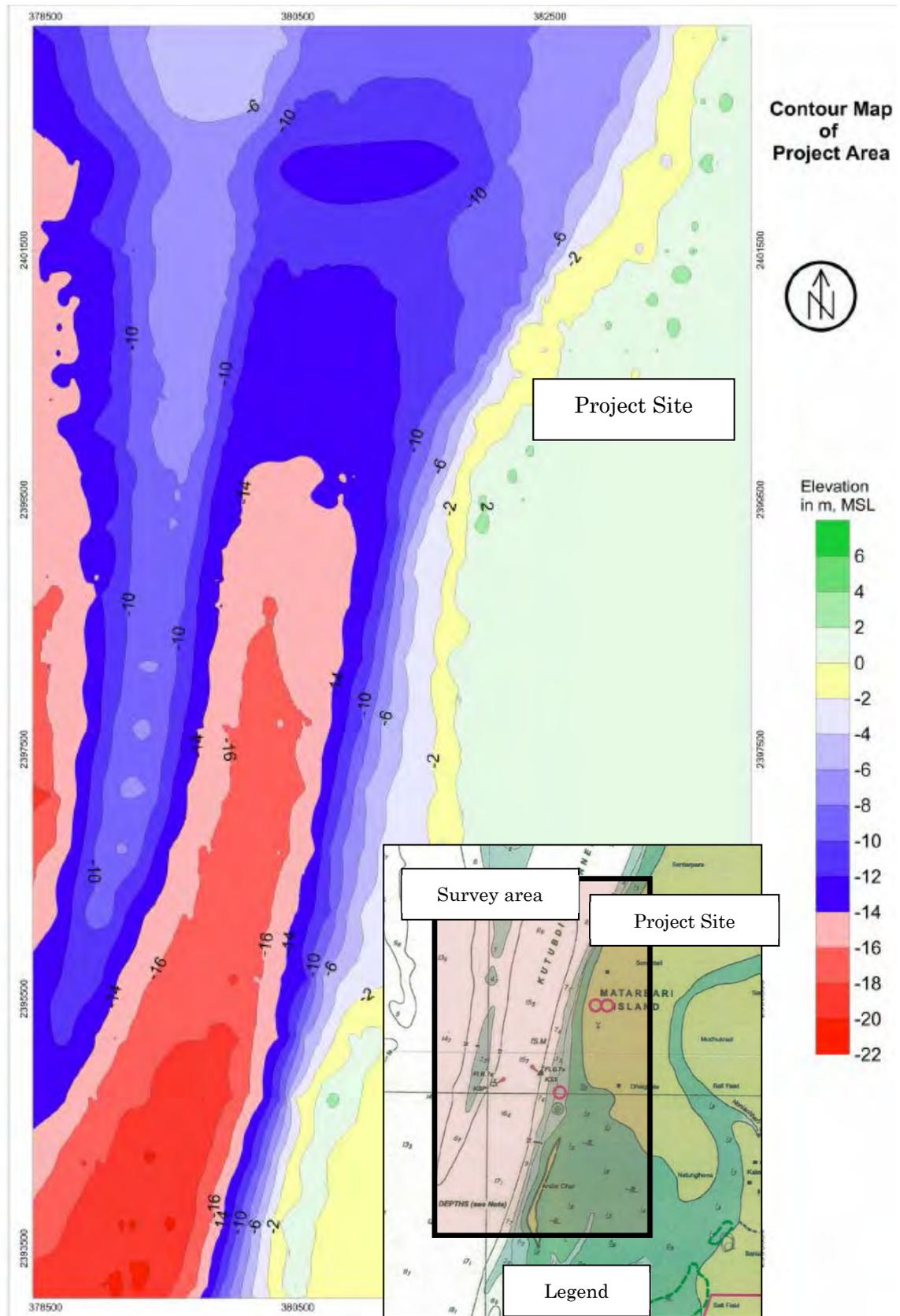


図 5.6-1(1) 深浅測量結果図（雨期）

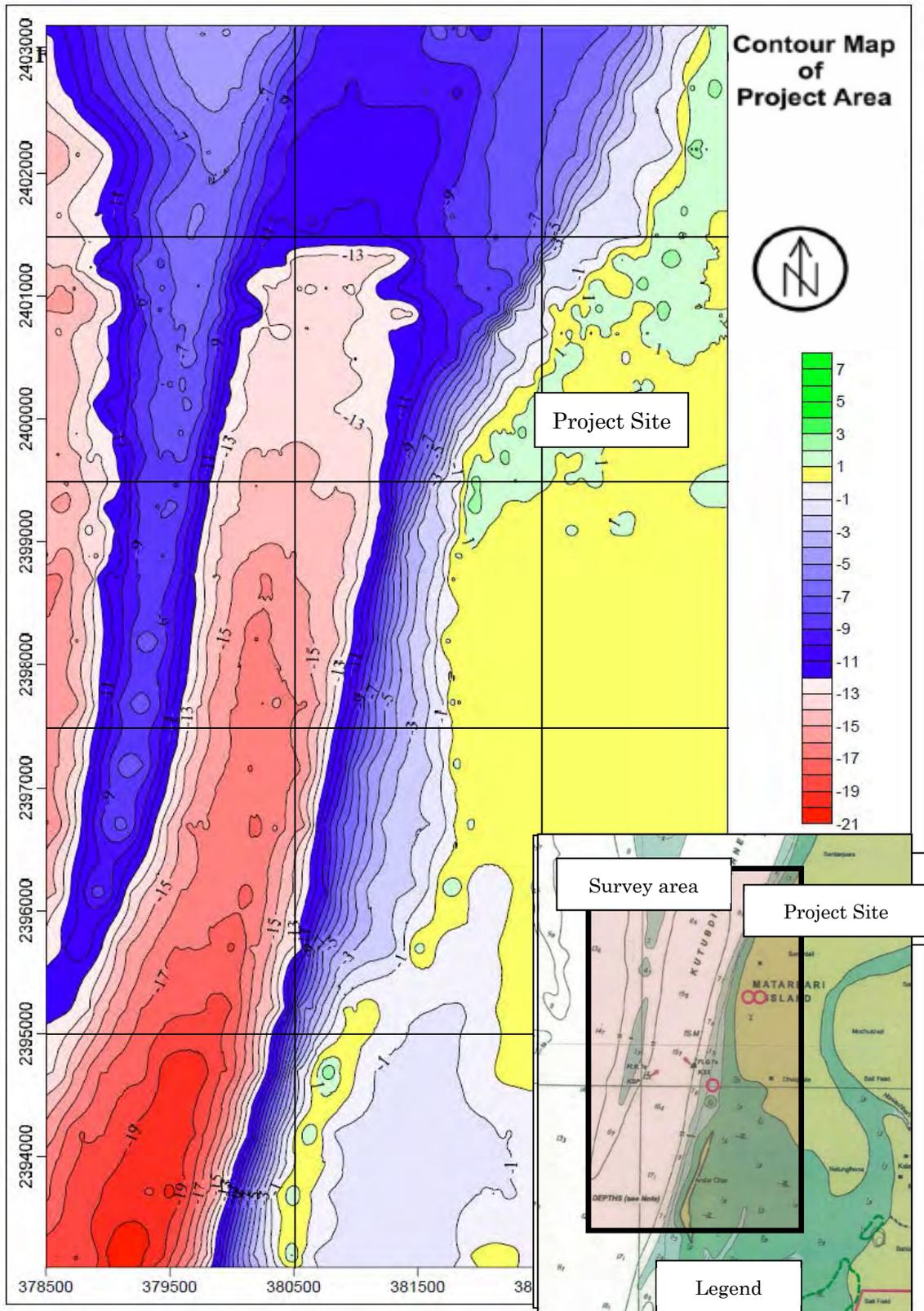


図 5.6-1 (2) 深浅測量結果図(乾期)

5.7 潮流

(1) 潮位

本準備調査では、図 5.7-1 に示す位置において潮位の測定を行った。調査期間は、9 月 29 日から 10 月 28 日の一ヶ月間である。

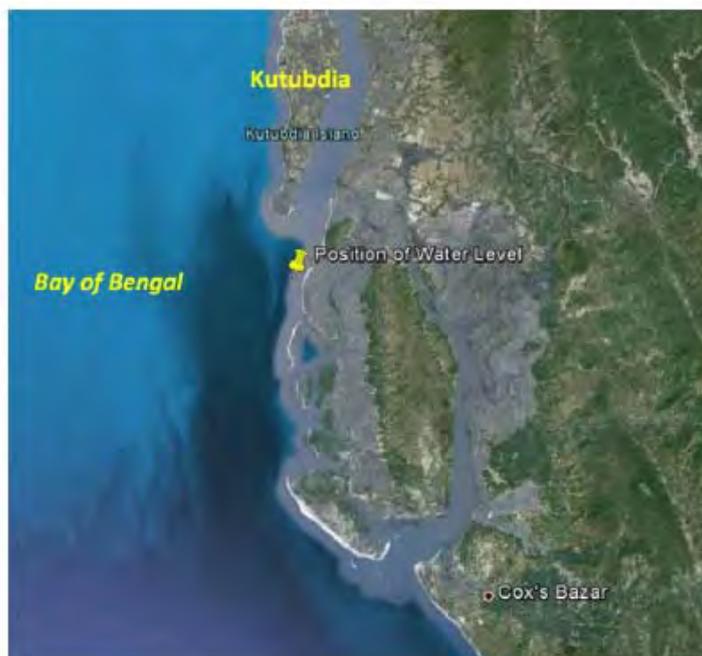


図 5.7-1 深淺測量結果図(乾期)

-設計潮位(調和分解を用いた潮位)

場所によって異なる調和定数（観測地点毎に固有な定数）を知ることで、潮汐を比較的正確に推算することができる。調和分解とは、潮汐の計算を行うため調和定数を設定することである。

観測期間を理論的に定めること、および実際の潮汐高さを毎時観測することによって調和定数を求め整理すれば分潮固有の毎時における潮高が得られる。算出された調和定数を組み合わせることのできるさまざまな潮位が推定できる。本検討では、H.W.L.およびL.W.L.を以下のように設定した。

表 5.7-1 調和定数

Component Tide	M2	S2	N2	K2	K1	O1	P1	M4	Ms4	Z0
Amplitude	1.34m	0.61m	0.27m	0.13m	0.17m	0.05m	0.05m	0.01m	0.006m	0.45m

- Nearly Highest High Water  $\doteq$  (M2 + S2 + K1 + O1 ) above M.S.L  
 $\doteq$  2.2 m above M.S.L

- Nearly Lowest Low Water  $\doteq$  (M2 + S2 + K1 + O1 ) below M.S.L  
 $\doteq$  2.2 m below M.S.L

- Lowest Low Water Level  $\cong$  (M2 + S2 + N2 + K2 + K1 + O1 + P1 + M4 + MS4) below M.S.L  
 $\cong$  2.6 m above M.S.L

$\nabla$  Nearly Highest High Water = 2.2m above M.S.L. H.W.L.=+2.2m M.S.L.

Mean Sea Level (M.S.L) M.S.L = E.L.±0.0m

$\nabla$  Nearly Lowest Low Water =2.2 m below M.S.L. L.W.L.=-2.2m M.S.L.

$\nabla$  Lowest Low Water Level = 2.6m below M.S.L L.L.W.L.=-2.6m M.S.L

\* The Chart Datum (CD) is 2.69m below M.S.L at SONADIA

The details of the investigation data are shown in appendix C05-03.

### 図 5.7-2 Matarbari 地点における潮位条件

#### (2) 潮流

本準備調査では、図 5.7-3 に示す 4 地点において 15 日間の潮流速度・方向の測定を行った。  
4 地点のうち、海域の測定は 3 地点、河川の測定は 1 地点である。測定結果をみると、Location1  
では 0.03 潮流流速 0.3m/s~1.26m/s、Location2 および 3 では 0.25m/s~1.5m/s となった。

潮流の流れの方向は、北東 (0° ~90° )、南西 (180° ~270° ) が卓越し、全体の約 90% とな  
った。これは、上げ潮時ならびに下げ潮時それぞれの方向を示しているものと考えられる。

Location4 の河口付近では、潮流流速 0.06m/s ~1.88m/s、卓越方向は北東 (0° ~90° ) であ  
った。

表 5.7-2 測定箇所一覧

SL	NAME/ID	LAT (WGS84)	LON (WGS84)	EASTING (UTM)	NORTHING (UTM)	REMARKS
1	TC-01	21°42' 20"N	91°51' 35"E	382048	2400946	at -5m depth
2	TC-02	21°41' 45"N	91°51' 18"E	381526	2399615	at -5m depth
3	TC-03	21°41' 45"N	91°50' 49"E	380699	2399600	at -15m depth
4	TC-04	21°38' 39"N	91°53' 21"E	385033	2393849	RIVER END

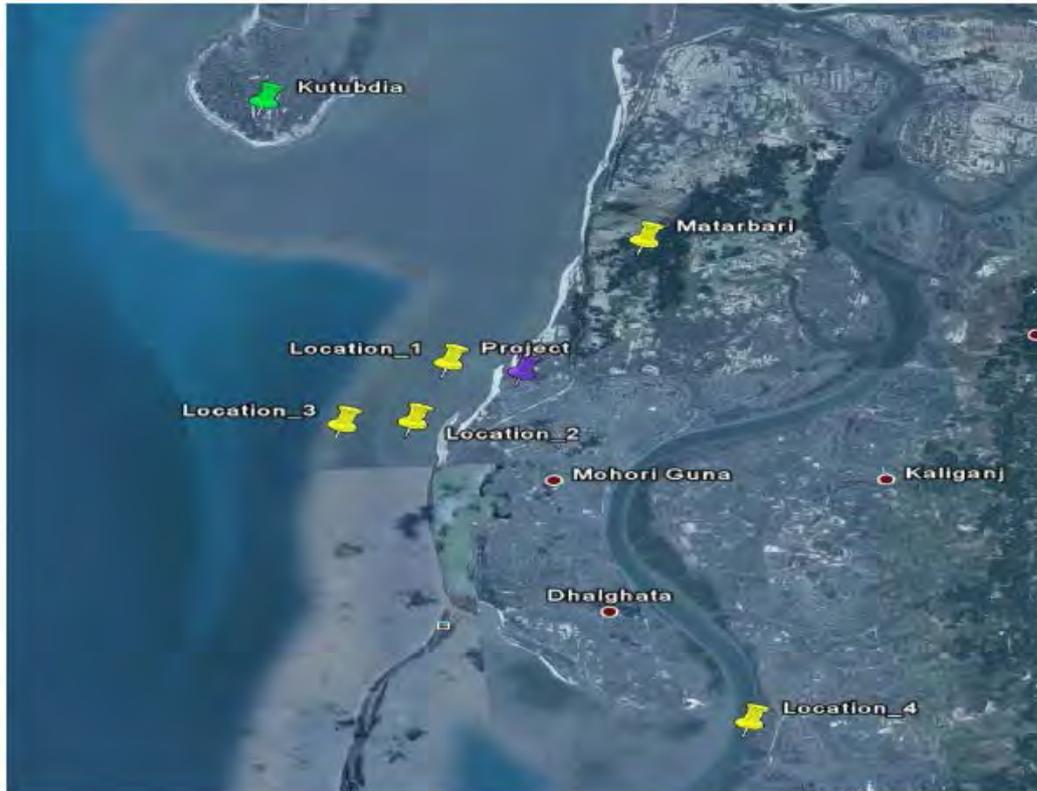


図 5.7-3 測定位置図

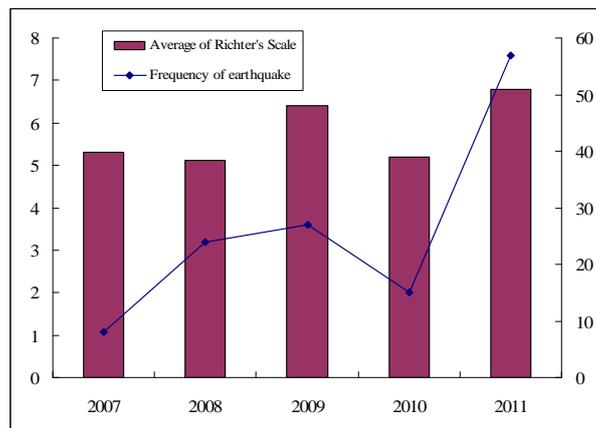
## 5.8 波浪

波浪条件については 4.3.2 節 自然条件の概況に記載した。

## 5.9 地震係数

Bangladesh Meteorological Department では、「バ」国およびその周辺で発生した地震を、2007年から記録している（それ以前は被害が大きかった地震だけを記録している）。2007年の記録は8回だけであったが、2008年から2009年にかけては24～27回と記録が増加していた。その後、2010年は15回であったが、2011年は81回と急激に増加した。2011年は離れた震源地の地震も記録しているので、2011年以前での震源地の範囲に限っても、57回と多かった（図 5.9-1）。

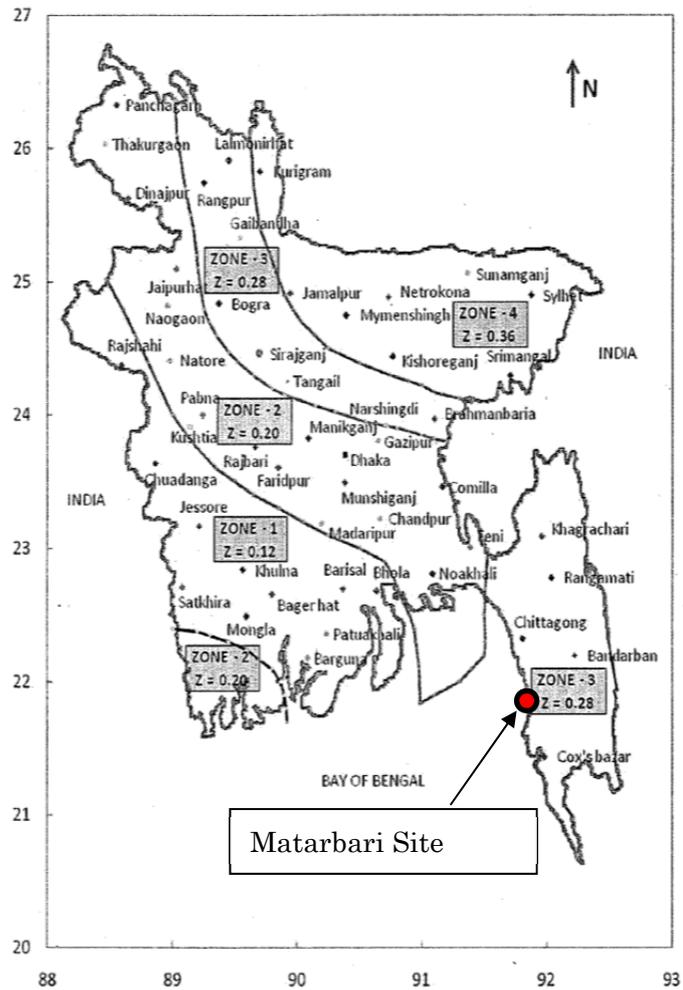
一方、地震の強さを示す Richter's Scale の各年の最大値をみると、2009年と2011年は他の3年よりも強い地震があったようである（図 5.9-1）。



(Bangladesh Meteorological Department のデータより作成)

図 5.9-1 地震発生回数と最大規模 (Richter's Scale)

また、「バ」国では地震帯を4つに分けており、各々の地震帯ごとに建物の設計強度が定められている。サイトは Chittagong と同じゾーン3に分類されており、中程度の設計強度が求められている（図 5.9-2）。



(出典: BANGLADESH NATIONAL BUILDING CODE)

図 5.9-1 「バ」国の地震帯

設計震度は BANGLADESH NATIONAL BUILDING CODE に準拠し設定することとし、算定式を以下に示す。

$$k = k = \frac{Z \cdot I \cdot C}{R}$$

ここに、k=設計震度

Z=表 5.9-1 に示す地域別震度、Matarbari 地点=0.28

I=表 5.9-2 に示す構造物重要度係数

R=表 5.9-4 に示す構造物の応答変位係数

C=下式で示される係数

$$C = \frac{1.25S}{T^{2/3}}$$

S=表 5.3 に示す地盤種別係数

T=地盤の特性値

表 5.9-1 地震係数 (Z)

Seismic Zone (see Figure5.9-1)	Zone Coefficient
1	0.12
2	0.20
3	0.28
4	0.36

表 5.9-2 構造物重要度係数 (I)

Structure Importance Categories	Structure Importance Coefficients	
	I	I'
Essential facilities	1.25	1.50
Hazardous facilities	1.25	1.50
Special occupancy structures	1.00	1.00
Standard occupancy structures	1.00	1.00
Low-risk structures	1.00	1.00

表 5.9-3 地域係数 (S)

Site Soil Characteristics		Coefficient, S
Type	Description	
$S_1$	A soil profile with either : a) A rock-like material characterized by a shear-wave velocity greater than 762 m/s or by other suitable means of classification, or b) Stiff or dense soil condition where the soil depth is less than 61 metres	1.0
$S_2$	A soil profile with dense or stiff soil conditions, where the soil depth exceeds 61 metres	1.2
$S_3$	A soil profile 21 metres or more in depth and containing more than 6 metres of soft to medium stiff clay but not more than 12 metres of soft clay	1.5
$S_4$	A soil profile containing more than 12 metres of soft clay characterized by a shear wave velocity less than 152 m/s	2.0
Note : (1) The site coefficient shall be established from properly substantiated geotechnical data. In locations where the soil properties are not known in sufficient detail to determine the soil profile type, soil profile $S_3$ shall be used. Soil profile $S_4$ need not be assumed unless the building official determines that soil profile $S_4$ may be present at the site, or in the event that soil profile $S_4$ is established by geotechnical data.		

表 5.9-4 構造仕様別応答係数(R)

Basic Structural System <sup>(1)</sup>	description of Lateral Force Resisting System	R <sup>(2)</sup>
a. Bearing Wall System	1. Light framed walls with shear panels	
	i) Plywood walls for structures, 3 storeys or less	8
	ii) All other light framed walls	6
	2. Shear walls	
	i) Concrete	6
	ii) Masonry	6
	3. Light steel framed bearing walls with tension only bracing	4
	4. Braced frames where bracing carries gravity loads	
	i) Steel	6
	ii) Concrete <sup>(3)</sup>	4
iii) Heavy timber	4	
b. Building Frame System	1. Steel eccentric braced frame (EBF)	10
	2. Light framed walls with shear panels	
	i) Plywood walls for structures 3-storeys or less	9
	ii) All other light framed walls	7
	3. Shear walls	
	i) Concrete	8
	ii) Masonry	8
	4. Concentric braced frames (CBF)	
	i) Steel	8
	ii) Concrete <sup>(3)</sup>	8
iii) Heavy timber	8	
c. Moment Resisting Frame System	1. Special moment resisting frames (SMRF)	
	i) Steel	12
	ii) Concrete	12
	2. Intermediate moment resisting frames (IMRF), concrete <sup>(4)</sup>	8
	3. Ordinary moment resisting frames (OMRF)	
i) Steel	6	
ii) Concrete <sup>(5)</sup>	5	
d. Dual System	1. Shear walls	
	i) Concrete with steel or concrete SMRF	12
	ii) Concrete with steel OMRF	6
	iii) Concrete with concrete IMRF <sup>(4)</sup>	9
	iv) Masonry with steel or concrete SMRF	8
	v) Masonry with steel OMRF	6
	vi) Masonry with concrete IMRF <sup>(3)</sup>	7
	2. Steel EBF	
	i) With steel SMRF	12
	ii) With steel OMRF	6
	3. Concentric braced frame (CBF)	
	i) Steel with steel SMRF	10
	ii) Steel with steel OMRF	6
	iii) Concrete with concrete SMRF <sup>(3)</sup>	9
iv) Concrete with concrete IMRF <sup>(3)</sup>	6	
e. Special Structural Systems	See Sec 1.3. 2, 1. 3. 3, 1.3.5	

Notes : (1) Basic Structural Systems are defined in Sec 1.3.2, Chapter 1.  
 (2) See Sec 2.5.6.6 for combination of structural systems, and Sec 1.3.5 for system limitations.  
 (3) Prohibited in Seismic Zone 3.  
 (4) Prohibited in Seismic Zone 3 except as permitted in Sec. 2.5.9.3.  
 (5) Prohibited in seismic Zones 2 and 3. Sec 1.7.2.6.

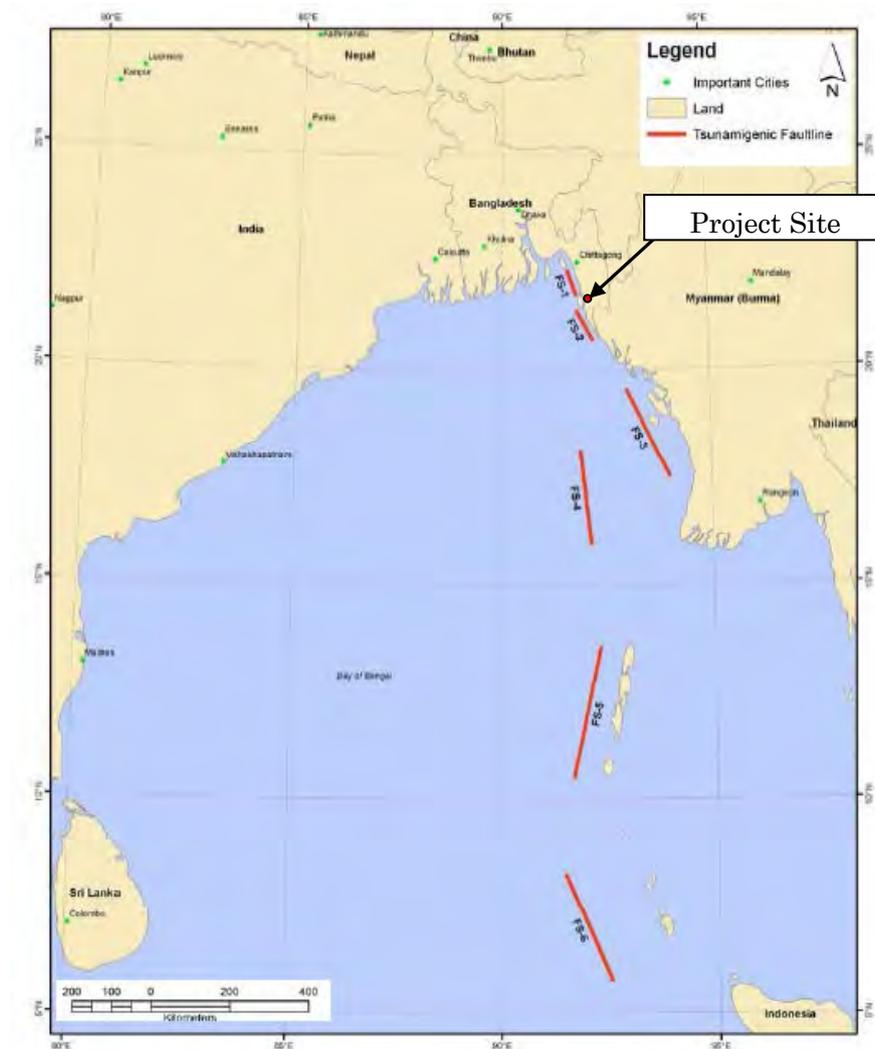
上記の各係数に基づいて、地震力を算出することになるが、加えて別途地震波のせん断波速度や構造物の固有周期も参照することが必要と考えられる。

## 5.10 津波

本項では文献調査をとおして、「バ」国内の津波に関する資料をまとめた。

### (1) 断層

Ministry of Food and Disaster Management（以下 MFDM）のレポートによれば、ベンガル湾において津波を引き起こす可能性のある断層は、図 5.10-1 に示すように 6 箇所あるとされていた。



Source: Use Existing Data on Available Digital Elevation Models to prepare Useable Tsunami and Storm Surge Inundation Risk Maps for the Entire Coastal Region Final Report 2009

図 5.10-1 ベンガル湾の断層位置

(2) 洪水危険度分布図

MFDM のレポートでは、図 5.10-2 に示す危険度分布図が示されていた。これによればインド洋、アラビア海、ベンガル湾、そして「バ」国沿岸地域を対象に DHI（Water Environment Health）による MIKE21 モデルを使用した津波モデルが開発され、2004 年 12 月 26 日、スマトラ島西岸域で発生した地震に伴って発生した津波をもとに適用性が検討され、そして「バ」国沿岸域の洪水被害予測に採用された。

洪水危険度分布図は、図 5.2-1 に示した断層による津波をもとに 6 つのシナリオが予測された。最も厳しい洪水危険度分布図は、Mean High Water Spring（MHWS）の潮位条件のもと、ベンガル湾の断層で発生した津波をシミュレーションし、MIKE21 モデルシステムで予測されていた。これによれば、事業候補地の近傍である Cox's Bazaar 沿岸は津波による洪水被害を受ける結果となっており、発生する津波高は最大で 1~3m と予測されていた。

また、参考として、2004 年スマトラ島地震による津波では、「バ」国沿岸域の St.Martin Island に 2.2 時間後、最大 31cm の津波が到達したとされている。

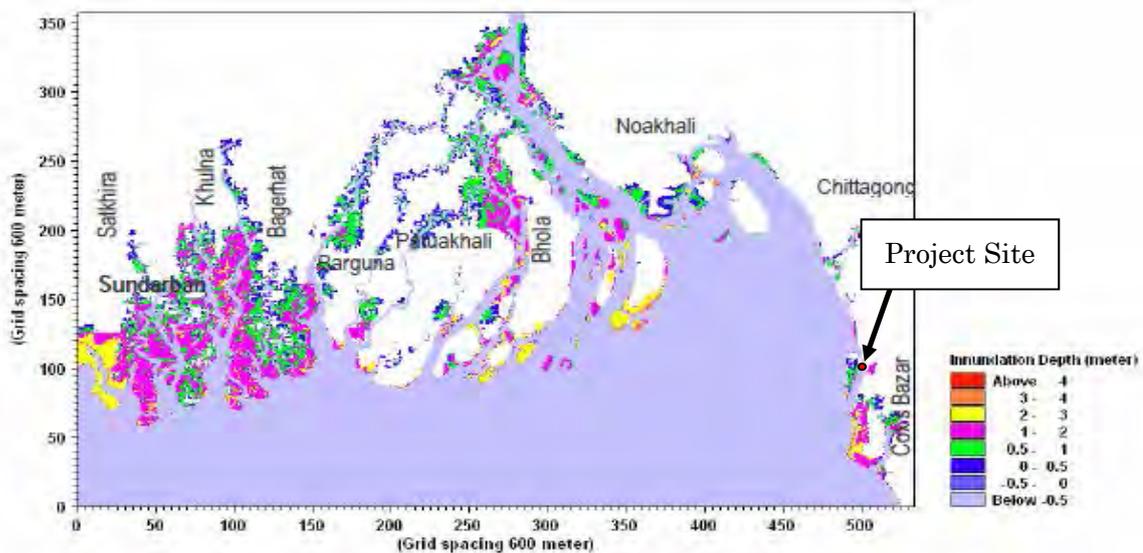


図 5.10-2 洪水危険度分布図

Source: Use Existing Data on Available Digital Elevation Models to prepare Useable Tsunami and Storm Surge Inundation Risk Maps for the Entire Coastal Region Final Report 2009

(3) 本検討における津波条件

MFDM のレポートでは、断層によって引き起こされる津波のシミュレーションを行っており、最大津波高 1m~3m と推定された。

この結果では、サイクロン時の高潮位 7m~9m よりも低いことがわかる。このことから、発電所敷地高を検討するにあたっては津波高の条件は考慮しないこととした。

## 5.11 洪水

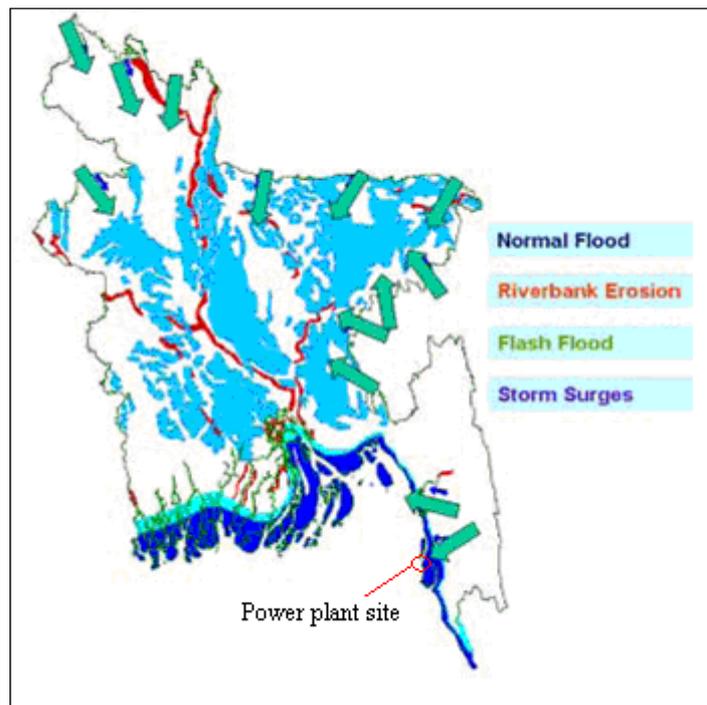
「バ」国では、4タイプの洪水がある<sup>1</sup>（図 5.11-1）。

通常の洪水（Normal Floods）：Ganges 川のデルタ地帯で見られる洪水で、自然排水の能力を超える降水があった場合に、排水が間に合わなくなって発生する。さらに、主に無計画に建設された道路や違法な水域の占拠などの人的原因による、自然排水の妨害があった市街でも、この種の洪水がみられる。

河岸侵食による洪水（Riverbank Erosion）：「バ」国で古くからみられる最も一般的な洪水で、通常モンスーンの季節に河川に沿って発生する。極端な場合、川岸をはるかに超えるため、国土の 50～70%までが洪水にみまわれる。

鉄砲水（Flash Floods）：水位の極端な増減が、鉄砲水の特徴である。鉄砲水は、主に「バ」国の北部、北中部、北東部、および南東部で発生する。

高潮による洪水（Storm Surges）：この洪水は、Bengal 湾北部に位置する「バ」国の約 800km の海岸線で発生する。海岸線は浅く、東側に円錐形となった形状であるため、サイクロンや南西風のモンスーンによって発生する。サイトはこの高潮が発生する地域に位置している。



（出典：World Meteorological Organization, 2003）

図 5.11-1 タイプ別洪水の発生域

<sup>1</sup> World Meteorological Organization, 2003: Integrated Flood Management Case Study; BANGLADESH, FLOOD MANAGEMENT

## 第6章

### 石炭供給計画



## 第6章 石炭供給計画

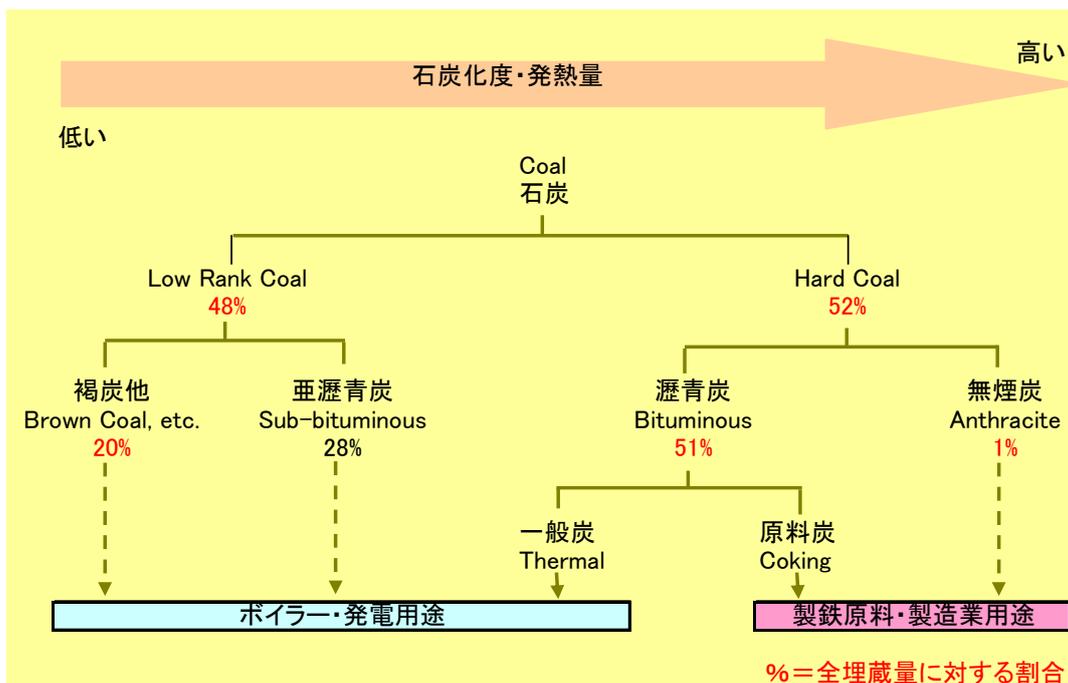
### 6.1 石炭資源量と埋蔵量

#### 6.1.1 石炭分類

石炭は図 6.1-1 に示すよう炭化度の進行により大別して3つのタイプに分けられる。それらは亜炭（ピート）や褐炭を含む **Brown Coal**、瀝青炭と無煙炭である。石炭化は炭素含有量が進んでいく過程であることから、**Brown Coal** から無煙炭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、製鉄製造用の原料炭と発電用途を中心とする一般炭とに分類される。



出典：JICA 調査団作成

図 6.1-1 石炭の分類

#### 6.1.2 世界の石炭確定埋蔵量

BP 統計によると、表 6.1-1 に示すように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 6.1-1 世界の石炭可採埋蔵量

	(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

出典:BP Statistical Review of World Enrgy 2011

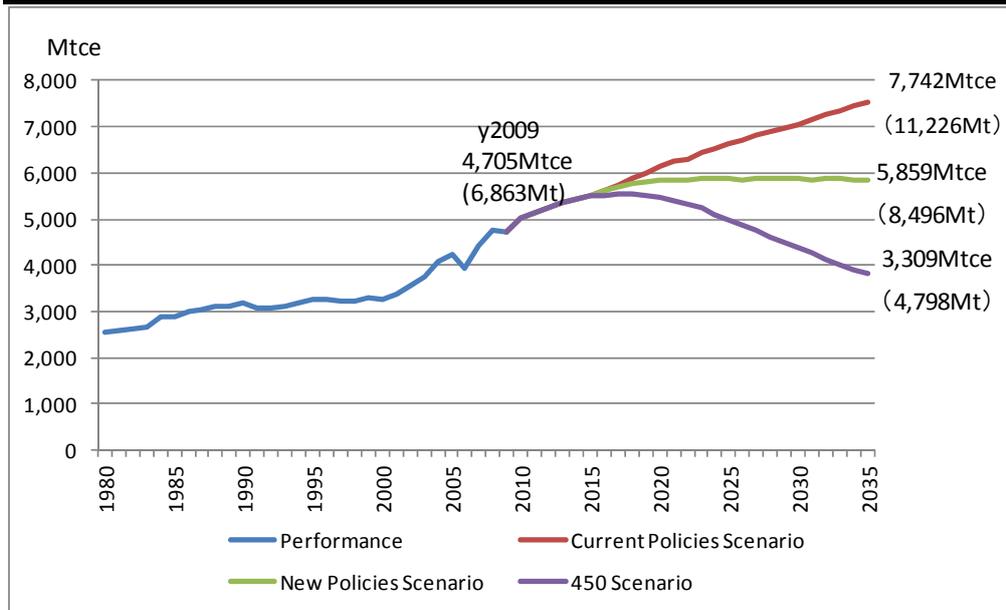
## 6.2 世界における輸入炭の需給状況

### 6.2.1 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 6.2-2 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 Polices Scenario、450 Scenario<sup>1</sup>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 Polices Scenario では 85 億トン、450 Scenario では 450 Scenario と比較して 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。

<sup>1</sup> 450 scenario は Co2 濃度を 450ppm に以下に維持する場合のシナリオ



出典：IEA World Energy Outlook11

図 6.2-1 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。New Policy scenario<sup>1</sup>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、表6.2-1に示すように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。

<sup>1</sup> New policy scenario は環境問題あるいはエネルギーセキュリティに取り組む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 6.2-1 地域別・シナリオ別石炭需要

【Coal demand by region and scenario】

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

出典:IEA “World Energy Outlook 2011”

### 6.2.2 世界の石炭生産

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、表 6.2-2 に示すように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。

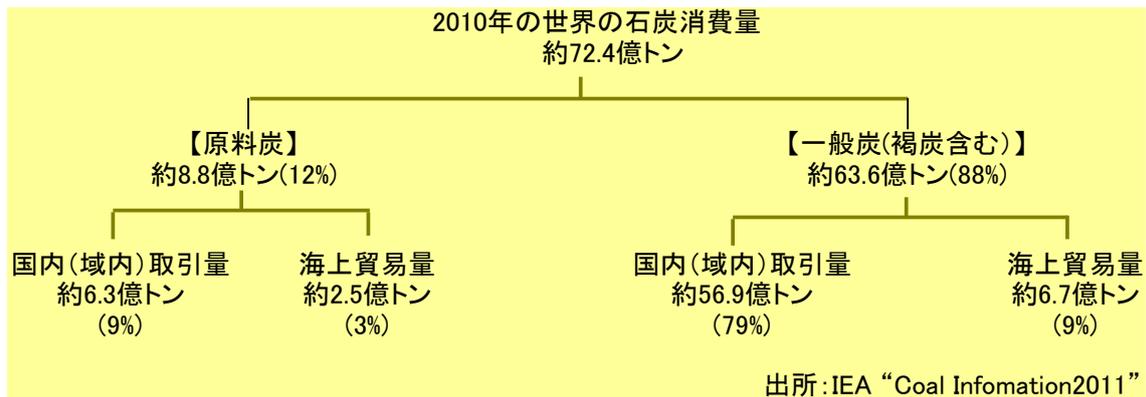
表 6.2-2 世界の石炭生産量

	(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

出典:BP Statistical Review of World Enrgy 2011

### 6.2.3 石炭の海上貿易

世界の石炭海上貿易量は、図 6.2-2 に示すように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。



出典:JICA 調査団

図 6.2-2 世界の石炭消費量

#### 6.2.4 一般炭の輸出国

一般炭輸出国の上位は図 6.2-3 に示すようにインドネシア、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 6.2-3 一般炭輸出货量上位国

	(百万トン)
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

出典:IEA “Coal Information 2011”

#### 6.2.5 一般炭の輸入国

一般炭輸入国の上位は表 6.2-4 に示すように日本、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 6.2-4 一般炭輸入量上位国

(百万トン)	
日本	135
中国	129
韓国	91
インド	60
台湾	58
ドイツ	38
ロシア	23

出典:IEA “Coal Information 2011”

### 6.3 Matarbari CFPP への石炭供給可能性

「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、モザンビークが「バ」国への海上輸送距離から可能な産炭国と考えられる。表 6.3-1 に 2012 年での輸送運賃、海上輸送距離、日数を示す。

表 6.3-1 輸送費と航海日数

Shipping Country to Chittagong	Loading Port	Freight Rate (US\$/t)	Navigation (mile)	Navigation Days (port to port, 13 knot/hr)
Indonesia (South Sumatra)	Palembang	\$13	1,842	6
Indonesia (South Kalimantan)	Taboneo	\$14	2,268	8
Indonesia (East Kalimantan)	Bontang	\$15	2,963	9
South Africa	Richards Bay	\$18	4,979	16
Australia (NSW)	Newcastle	\$22	5,767	19
Canada (West coast)	Westshore	\$28	8,584	28
USA (West coast)	Long Beach	\$31	9,190	30
Colombia (Atlantic coast)	Puerto Bolivar	\$33	11,726	38
USA (Gulf)	New Orleans	\$38	13,223	42

出典：JICA 調査団

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。ここでは豪州、インドネシア、南アフリカ、モザンビークについて石炭生産状況を述べる。

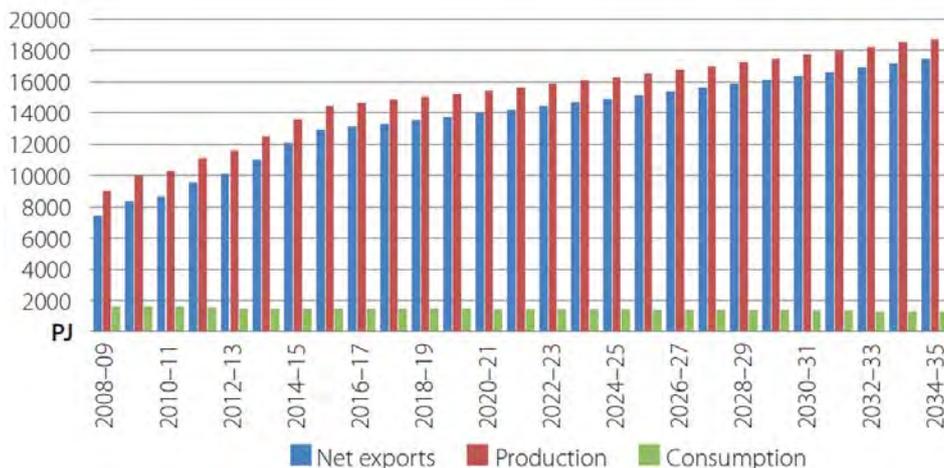
### 6.3.1 豪州

豪州連邦政府の研究機関である Bureau of Resources and Energy Economics(BREE)が 2011 年 12 月に発表した「Australian energy projections to 2034-35」によると、表 6.3-2、図 6.3-1 に示すようにブラック・コール(一般炭と原料炭を合わせた瀝青炭等)の生産量は 2008/09 年度の 3 億 t(9,004 ペタ・ジュール)から 2034/35 年度には 6 億 2,300 万 t(18,676 ペタ・ジュール)に年率 2.8%で増加すると予測されている。将来、国内の石炭需要が現在よりも減少すると予測されていることから、生産量の拡大とともに輸出量は増加することになる。ニューサウスウェールズ州とクイーンズランド州の石炭開発と石炭輸出インフラの建設が進み、石炭輸出量は 2008/09 年度の 2 億 4,700 万 t(7,411 ペタ・ジュール)から 2034/35 年度に向けて年率 3.3%で拡大を続け、輸出量(ブラック・コールのみ)は 5 億 8,100 万 t(17,415 ペタ・ジュール)に達すると予測されている。

表 6.3-2 豪州の石炭需給見通し

		2008/09		2019/20		2034/35	
		(million tons)	(PJ)	(million tons)	(PJ)	(million tons)	(PJ)
Production	Black Coal	300	(9,004)	506	(15,185)	623	(18,676)
	Brown Coal	66	(647)	66	(647)	29	(281)
		366	(9,651)	572	(15,832)	651	(18,957)
Domestic Consumption	Black Coal	53	(1,593)	49	(1,460)	42	(1,260)
	Brown Coal	66	(647)	66	(647)	29	(281)
		119	(2,240)	115	(2,107)	71	(1,541)
Exports	Black Coal	247	(7,411)	458	(13,725)	581	(17,415)
	Brown Coal	0	(0)	0	(0)	0	(0)
		247	(7,411)	458	(13,725)	581	(17,415)

出典：BERR、「Australian energy projections to 2034-35, December 2011」から JICA 調査団が作成



出典：BERR、「Australian energy projections to 2034-35, December 2011」

図 6.3-1 豪州のブラック・コールの需給見通し

2012年4月にBREEが自身のホームページ上で発表した「BREE's list of major minerals and energy projects, April 2012」には、既存炭鉱の拡張プロジェクトが46件(建設中16件)、新規開発プロジェクトが48件(同5件)、計94件(同21件)のプロジェクトがリストアップされている(表6.3-3)。

このリストに示される石炭増産プロジェクトによって2012年以降に追加可能な石炭供給能力を積み上げると、2017年に豪州は一般炭4.0億t、原料炭1.7億tの計5.7億tの石炭供給能力を新たに加えることができる(表6.3-4)。BREEは2011年の石炭生産実績(褐炭を除く製品炭)を3億4,800万tとしており、単純にこの値を追加される石炭供給能力に合計すると2017年の時点で9.2億tとなる。BREEは2019/20年の石炭生産量(褐炭を除く製品炭)を5億600万tと予測しており、「BREE's list of major minerals and energy projects, April 2012」に示された増産プロジェクトが順調に実施されれば、炭量枯渇による既存炭鉱の閉山があったとしても、十分に予測値を満たす供給能力があると考えられる。

このように石炭生産の拡大が可能であることから、2019/20年の石炭輸出見通しも十分に達成できると推察される。なお、BREEによると豪州の2011年の石炭輸出量は2億8,100万tで、その47%にあたる1億3,300万tが一般炭で、53%にあたる1億4,800万tが原料炭となっている<sup>1</sup>。この比率をあてはめると、表6.3-5に示すように一般炭輸出量は2019/20年に2億4,100万t、2034/35年に3億500万tに増大し、原料炭輸出量は2019/20年に2億1,700万t、2034/35年に2億7,500万tに増大することになる。

表 6.3-3 豪州の石炭プロジェクト数

	NSW	QLD	West Australia	Total
Expansion	25 (9)	21 (7)	0 (0)	46 (16)
New Project	8 (1)	39 (4)	1 (0)	48 (5)
Total	33 (10)	60 (11)	1 (0)	94 (21)

出典：BERR、「BREE's list of major minerals and energy projects, April 2012」から JICA 調査団が作成

<sup>1</sup> BREE ホームページ掲載情報「Resources and Energy Statistics—December Quarter 2011—Commodity Historical Data Tables」

表 6.3-4 豪州の石炭増産計画

(million tons)

		2012	2013	2014	2015	2016	2017-
NSW		12.0	33.3	23.6	15.5	14.0	44.4
	Steam Coal	9.0	20.7	16.1	15.5	3.5	41.7
	Coking Coal	3.0	12.7	7.5	0.0	10.5	2.8
QLD		13.2	54.3	146.6	72.6	18.0	120.9
	Steam Coal	3.2	19.2	101.9	70.6	5.0	92.5
	Coking Coal	10.0	35.1	44.7	2.0	13.0	28.5
West Australia		0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0
	Steam Coal	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0
	Coking Coal	-	-	-	-	-	-
Total		25.2	87.6	172.7	88.1	32.0	165.3
	Steam Coal	12.2	39.9	120.5	86.1	8.5	134.1
	Coking Coal	13.0	47.8	52.2	2.0	23.5	31.2
Cumulative Total		25.2	112.8	285.5	373.6	405.6	570.9
	Steam Coal	12.2	52.1	172.6	258.7	267.2	401.3
	Coking Coal	13.0	60.8	113.0	115.0	138.5	169.7

出典：BERR、「BREE's list of major minerals and energy projects, April 2012」から JICA 調査団が作成

表 6.3-5 豪州の炭種別石炭輸出見通し

(million tons)

		2011 Actual	2019/20	2034/35
Exports	Steam Coal	148	241	305
	Coking Coal	133	217	275
		281	458	581

注：実績値は BERR の統計に基づく。

出典：JICA 調査団作成

## 6.3.2 インドネシア

### (1) 概要

2012年9月4～5日に開催された「クリーン・コール・デー2012 石炭利用国際会議」におけるインドネシア・エネルギー・鉱物資源省鉱物石炭局(Ministry of Energy and Mineral Resources, Directorate General of Mineral and Coal)の Wibowo 氏の発表<sup>1</sup>によると、図 6.3-2 に示すように中期的には石炭生産量、輸出量ともにこれまでのような拡大を続けず、頭打ちとなることが示されている。また、2011年4月14日に中国で開催された IEA のワークショップ「Coal Market's Outlook」におけるインドネシア石炭協会(Indonesian Coal Mining Association)の Kamandanu 氏の発表<sup>2</sup>によると、図 6.3-3 に示すように長期的には石炭生産の拡大が継続されると予想されている。しかし、国内の石炭国内需要の増大が予想されることから、輸出は 2.4 億 t から 2.6 億 t

<sup>1</sup> 「Coal Policy and The New Mining Law No. 4/2009 in Indonesia」

<sup>2</sup> 「Indonesian Coal Mining Outlook」

の間で推移し、これまでのような輸出拡大が継続されないとしている。

表 6.3-6 には、昨年から本年にかけて情報誌<sup>1</sup>に掲載された既存炭鉱の増産計画と新規炭鉱開発計画を集計<sup>2</sup>したもので、2012年以降2014年までに追加可能な供給能力は1.21億t（一般炭1.07億t、原料炭0.14億t）になる。図 6.3-2 に示したように中期見通しでは、2011年から2014年に向けて石炭生産量の増加が見込まれないことから、追加される1.21億tの供給能力はそのまま供給余力となる。言い換えれば、1億t程度の石炭輸出余力をもつことになる。

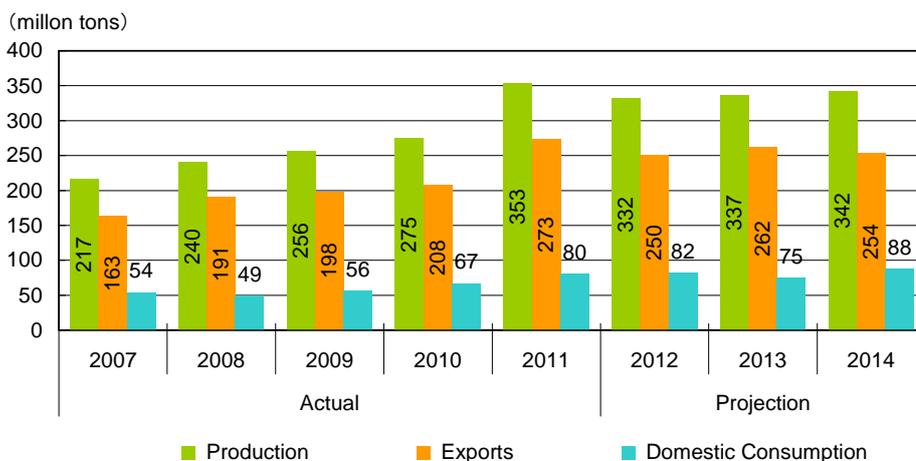
表 6.3-6 インドネシアの石炭増産計画

(million tons)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017-
Total	33.8	45.0	42.0	13.5	3.0	6.0
Steam Coal	29.3	35.5	42.0	0.0	0.0	6.0
Coking Coal	4.5	9.5	0.0	13.5	3.0	0.0
Cumulative Total	33.8	78.8	120.8	134.3	137.3	143.3
Steam Coal	29.3	64.8	106.8	106.8	106.8	112.8
Coking Coal	4.5	14.0	14.0	27.5	30.5	30.5

注：インドネシアの全ての既存炭鉱の増産計画と新規炭鉱開発計画を網羅したものではない。

出典：JICA 調査団が作成



(million tons)

	Actual					Projection		
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Production	217	240	256	275	353	332	337	342
Exports	163	191	198	208	273	250	262	254
Domestic Consumption	54	49	56	67	80	82	75	88

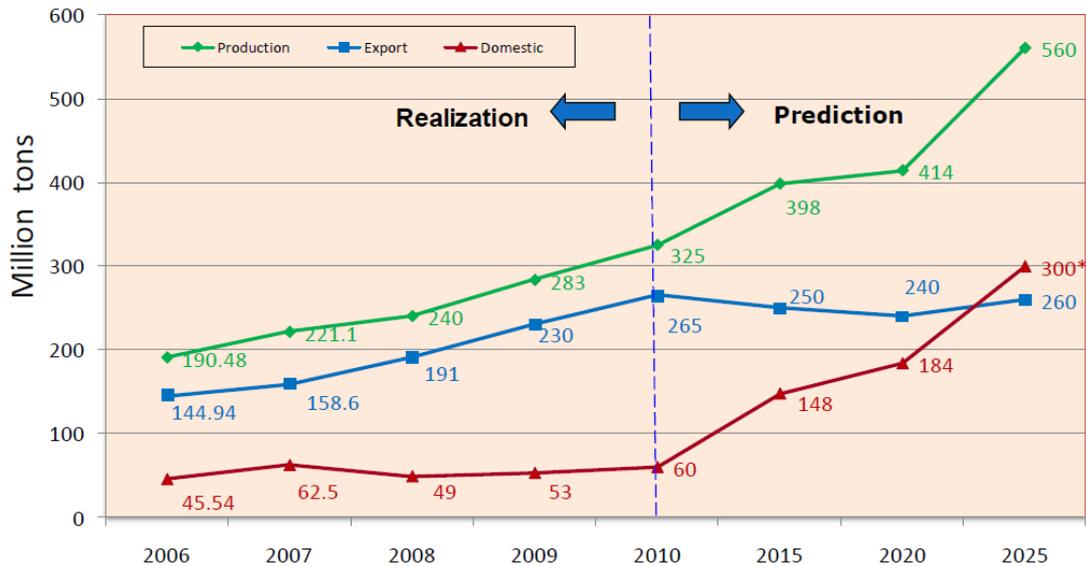
出典：2012年9月4日、クリーン・コール・デー2012 石炭利用国際会議講演資料から JICA 調査団作成

図 6.3-2 インドネシアの中期石炭需給見通し

<sup>1</sup> TEX レポート(株式会社テックスレポート発行)

<sup>2</sup> インドネシアの全ての増産計画・新規開発計画を網羅したものではない。

THE DEVELOPMENT OF COAL PRODUCTION, EXPORT AND DOMESTIC  
 SALES, AND ESTIMATION UP TO 2025  
 (based on the existing infrastructure capability)



Note:

\*Calculated based on Government target on Primary Energy Mix (Pres. Decree No.5 /2006)

10

出典：2011年4月14日、IEA ワークショップ「Coal Market's Outlook」の講演資料

図 6.3-3 インドネシアの長期石炭需給見通し

なお、石炭輸出見通しの内訳であるが、インドネシアでは国内向けの原料炭需要が少なく、追加される原料炭供給能力が全て輸出に向けられると想定される。したがって、2000年代においてインドネシアは100万tから200万t程度の原料炭を輸出<sup>1</sup>していたが、2015年にはこれを2,000万t程度にまで拡大することが可能となる。追加される原料炭の供給能力が全量輸出に向けられるとすると、長期石炭需給見通し(図 6.3-3)に沿った炭種別の石炭輸出見通しは表 6.3-7に示すようになる。

表 6.3-7 インドネシアの炭種別石炭輸出見通し

(million tons)

		2011 Actual	2015	2020	2025
Exports	Steam Coal	272	230	220	240
	Coking Coal	1	20	20	20
		273	250	240	260

注：実績値は図 2-49 に基づく。

出典：JICA 調査団作成

<sup>1</sup> IEA、「Coal Information 2012」

## (2) 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。

将来低品位炭の改質技術が商業化されたとしても、石炭に関して、低品位炭の埋蔵量がある限り、発熱量価格によりほかの国との競争となるだけで、供給問題は起こさない。問題は燃料価格が高くなることにあるが、我々の事前検討では燃料価格は燃焼効率を加味しても10%程度以内に落ち着くと思われる。

## (3) 非合法炭鉱

カリマンタン島、スマトラ島には非合法炭鉱が多くある。非合法炭鉱には多くの環境破壊、不安全行為等がある。インドネシア政府もまた規制を強化してきている。非合法炭鉱からの安い石炭を買っている石炭バイヤーがいるのが問題である。これを回避するために、非合法炭鉱からの石炭購入を禁止する項目を石炭購入契約に入れることが必要である。

### 6.3.3 南アフリカ

南アフリカとモザンビークについては、これまでに示したような政府機関等が発表した石炭需給見通しに類するものがなく、情報誌に掲載された既存炭鉱の増産計画と新規炭鉱開発計画から追加可能な石炭供給能力を求め、その値から輸出可能な石炭の量を類推する。

まず、南アフリカであるが、昨年から本年にかけて情報誌<sup>1</sup>に掲載された6件の新規炭鉱開発計画を集計<sup>2</sup>したものを表6.3-8に示す。2012年以降、2015年までに追加可能な供給能力は、3,600万t(一般炭1,800万t、原料炭1,800万t)になる。2011年の石炭生産量が2億5,300万t<sup>3</sup>であることから、2015年には閉山等による減産がないものとする。供給能力は2.9億t程度にまで拡大する。追加される石炭供給能力のうち、原料炭については全量輸出に向けられ、一般炭については8割が輸出に向けられるとする。ただし、2014年に追加される一般炭の供給能力1,000万tは国内向けであることから、除外する。表6.3-9にはこの想定に基づいた石炭輸出量の見通しを示す。

表 6.3-8 南アフリカの石炭増産計画

	2012	2013	2014	2015
Total	0.8	6.2	12.1	0.0
Steam Coal	0.8	5.2	12.1	0.0
Coking Coal	0.0	1.0	0.0	0.0
Cumulative Total	0.8	6.9	19.0	19.0
Steam Coal	0.8	5.9	18.0	18.0
Coking Coal	0.0	1.0	1.0	1.0

注：南アフリカの全ての既存炭鉱の増産計画と新規炭鉱開発計画を網羅したものではない。

出典：JICA 調査団

表 6.3-9 南アフリカの炭種別石炭輸出見通し

		Actual					Projection			
		2007	2008	2009	2010	2011*	2012	2013	2014	2015
Exports	Steam Coal	66.1	56.6	51.4	65.6	71.6	72.2	76.3	78.0	78.0
	Coking Coal	0.9	1.3	0.6	0.8	0.2	0.2	1.2	1.2	1.2
		67.0	57.9	52.0	66.4	71.7	72.3	77.4	79.1	79.1

注：実績値はIEA、「Coal Information 2012」に基づき、2011年は見込み値。

出典：JICA 調査団

#### 6.3.4 モザンビーク

次に、モザンビークであるが、昨年から本年にかけて情報誌<sup>4</sup>に掲載された5件の新規炭鉱開発計画を集計<sup>5</sup>したものを表6.3-10に示す。2012年以降、2015年までに追加可能な供給能力は、4,400万t(一般炭1,400万t、原料炭3,000万t)になる。2011年の石炭生産量がIEA発行の「Coal Information 2012」では10万tに満たないことから、2015年には追加可能な供給能力4,400万tはそのまま生産可能な量となる。追加される石炭供給能力のうち、原料炭については全量輸出に向けられ、一般炭については7割が輸出に向けられると想定すると、石炭輸出量の見通しは

<sup>1</sup> TEX レポート(株式会社テックスレポート発行)

<sup>2</sup> 南アフリカの全ての増産計画・新規開発計画を網羅したものではない。

<sup>3</sup> IEA、「Coal Information 2012」

<sup>4</sup> TEX レポート(株式会社テックスレポート発行、<http://www.texreport.co.jp/xenglish/index.html>)

<sup>5</sup> モザンビークの全ての増産計画・新規開発計画を網羅したものではない。

表 6.3-11 に示すようになる。

表 6.3-10 モザンビークの石炭増産計画

		(million tons)			
		2012	2013	2014	2015
Total		6.3	10.5	17.4	9.6
	Steam Coal	1.9	3.1	3.4	5.2
	Coking Coal	4.3	7.5	13.9	4.4
Cumulative Total		6.3	16.8	34.1	43.7
	Steam Coal	1.9	5.0	8.4	13.6
	Coking Coal	4.3	11.8	25.7	30.1

注：モザンビークの全ての既存炭鉱の増産計画と新規炭鉱開発計画を網羅したものではない。

出典：JICA 調査団

表 6.3-11 モザンビークの炭種別石炭輸出見通し

		Actual					Projection			
		2007	2008	2009	2010	2011*	2012	2013	2014	2015
Exports	Steam Coal	0.02	0.03	0.03	0.03	0.01	1.3	3.5	5.9	9.5
	Coking Coal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.3	11.8	25.7	30.1
		0.02	0.03	0.03	0.03	0.01	5.7	15.3	31.6	39.7

注：実績値は IEA、「Coal Information 2012」に基づき、2011 年は見込み値。

出典：JICA 調査団

## 6.4 Matarbari CFPP への石炭供給計画

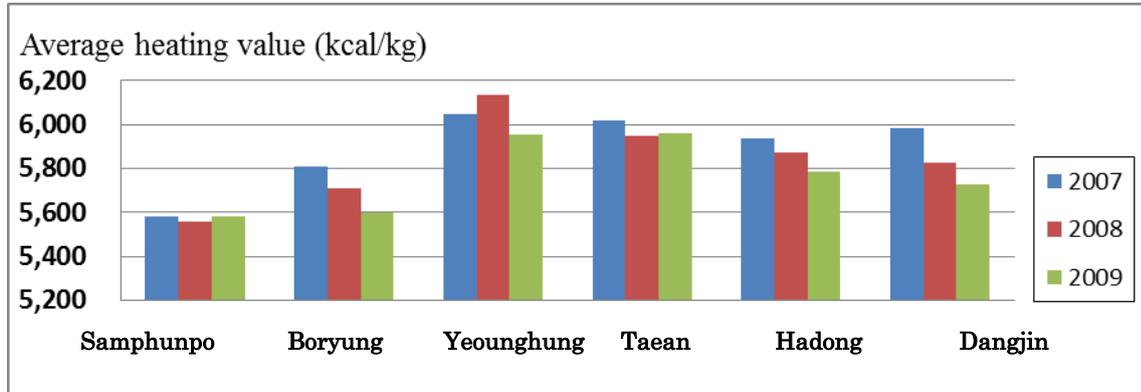
### 6.4.1 輸入炭の発熱量と輸入炭の概要

#### (1) 発熱量の決定

「バ」国が将来安定して輸入可能な石炭を検討する場合の基本条件は発熱量であるので、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こす。一方発熱量が設計仕様以上の場合は問題が軽微である。
- 図 6.4-1 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。特にアジアの発展途上国、例えばベトナム、タイ、ミャンマー等石炭火力発電所の建設計画が著しい点を考慮すると発電用石炭の低品位化傾向は更に強まると推測する。

以上の状況から、日本の石炭輸入会社からのヒヤリング、現地調査を通して 4,200kcal/kg ~5,200kcal/kg が発熱量の検討範囲とし、平均 4,700Kcal/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 400 万トンとしても、長期安定供給量として十分であることも確認している。また設計炭の詳細については後述する。



出典：APEC2010 にて KOSEP の発表

図 6.4-1 韓国石炭火力における低品位石炭の利用実績

(2) 設計炭の石炭品質

この調査の結果、インドネシアが Matarbari CFPP の主要な輸入石炭にあるであろうし、総輸入炭量の 70% はインドネシアからになるだろう。残りは豪州、南アフリカとなり、将来はモザンビークが加わることになるだろう。これらの石炭の概要は下記の通りである。

(a) インドネシア炭

- ・低灰分(2-15%)だが全水分の幅が 11% ~40% と大きい。
- ・硫黄分は 1% 以下の石炭が多いが、発熱量は高いが高硫黄分の石炭もある。
- ・水分が多くなると自然発火が問題となるので、自然発火性のチェックと貯炭場での貯炭期間の調整が必要となる。
- ・品質管理の面ではまだ十分ではないので、特に中小規模の炭鉱からの石炭は注意が必要である。

(b) 豪州炭

- ・全般的には安定した石炭品質を持っており、山元での石炭品質維持管理が徹底している。
- ・スポット的に高品位の石炭が市場に出る場合もあるので、ブレンド用として使用可能。

(c) 南アフリカ、モザンビーク炭

- ・南アフリカ炭は高品質炭で豪州炭の様なブレンド用炭に使用できる。
- ・モザンビーク炭も近い将来は期待できるが、港湾設備、経済インフラ状況が課題となる。

6.4.2 設計炭の石炭品質

(1) 設計炭の候補

6.4.1 での輸入炭の発熱量に基づき、Matarbari CFPP に長期間安定供給可能な候補炭の石炭品質の主要要素は表 6.4-1 に示す。表中の青で塗られた石炭データは単味で使用され、黄色で塗られた石炭データはブレンドして使用される。

**表 6.4-1 設計炭の候補**

No	Country	Sample No.	total moisture (AR)	Inherent moisture (AD)	Ash (AD)	Sulfur (AD)	GAR (Kcal/kg)
1	South Africa	18	9.0	4.1	15.6	0.82	6,010
2	Indonesia	9	19.0	11.5	8.0	1.00	5,860
3	Australia	13	12.5	7.0	11.5	0.40	5,830
4	Australia	16	17.0	8.0	9.5	0.60	5,800
5	Australia	15	10.5	3.5	21.0	1.00	5,750
6	Indonesia	8	19.0	14.0	5.2	1.60	5,630
7	Australia	14	10.0	2.5	22.0	0.60	5,630
8	South Africa	19	8.0	3.5	23.1	0.74	5,400
9	Indonesia	10	26.0	15.5	7.0	1.00	5,200
10	Indonesia	1	26.0	12.0	6.0	0.60	5,100
11	Indonesia	6	26.0	18.0	4.5	0.99	4,960
12	Indonesia	4	31.0	16.0	6.0	1.00	4,600
13	Indonesia	11	35.0	15.0	6.0	0.80	4,440
14	Indonesia	2	38.0	25.0	7.0	0.60	4,200
15	Indonesia	5	35.0	22.0	4.5	0.10	4,200
16	Indonesia	25	35.0	22.0	3.5	0.10	4,200
17	Indonesia	26	35.0	21.0	4.0	0.15	4,200
18	Indonesia	28	34.0	18.4	7.0	0.60	4,140
19	Indonesia	24	38.0	25.0	3.0	0.15	4,100
20	Indonesia	3	40.0	27.0	2.0	0.15	4,000
21	Indonesia	12	39.0	14.1	4.9	0.13	3,800

出典：JICA 調査団

(2) 単味銘柄の概要

Matarbari CFPP 向けの一銘柄の石炭として使用される単味銘柄の概要は表 6.4-2 に示される。

表 6.4-2 単味銘柄の概要

Country	Total moisture (Ar.%)	Inherent moisture (Ad.%)	Ash (Ad.%)	Sulfur (Ad.%)	GAR (Ar.%)
Indonesia	26.0 - 38	12 - 25	3.5 - 7.0	0.1 - 1.0	4,200-5,200

出典：JICA 調査団

### (3) ブレンド用炭の概要

単味銘柄の石炭を確保するのが難しい場合、安定燃焼、ボイラー効率の維持、燃料費の削減にブレンド炭が必要となってくる。ブレンド炭では豪州炭と南アフリカ炭の高品位炭とインドネシア炭の低発熱量炭が検討された。それらは表 6.4-1 の黄色で塗られた石炭を示す。この場合、ブレンド後の発熱量は石炭品質の変動を考慮して 4,500kcal/kg～4,900kcal/kg を目標とし、表 6.4-3 はブレンド炭の石炭品質を示す。

表 6.4-3 ブレンド用炭の概要

Country	Total moisture (Ar.%)	Inherent moisture (Ad.%)	Ash (Ad.%)	Sulfur (Ad.%)	GAR (Ar.%)
Indonesia	18.3 - 33.7	10.2 - 23.1	3.0 - 15.1	0.23 - 1.0	4,500-4,900
Australia					
South Africa					

出典：JICA 調査団

### 6.4.3 石炭供給調査

主な石炭供給者としての豪州、インドネシアにて、前項で述べた石炭候補の中から抽出し、現地調査した結果を述べる。

#### (1) 豪州

豪州は NSW にある Moolarben 炭鉱、Tarrawonga 炭鉱及びニューカッスル港の 2 つの石炭積み出し港を調査した。この項では上記炭鉱について述べる。

#### (a) Moolarben 炭鉱

##### a) 概要

- 炭鉱の位置は、The Western Coalfields of NSW にある、Mudgee の北、約 40km。
- 現在、露天掘り採掘方式(Open Cut)にて採炭を実施しており、今後は、坑内採掘方式(Under Ground)でも採炭を実施する予定。
- 採炭された石炭は、すべて輸出用、炭鉱からは、鉄道輸送により New Castle に運搬している。

b) 地質と賦存量

- ・炭層は、Ulan seam で層厚 6m ～13m で存在している。
- ・石炭に関する地質性状は、C--marker と呼んでいる層を境にして上層、下層に分かれる。
  - 上層：(6.0～7.5m)を Open Cut で採炭している。
  - 下層：(5.0～6.0m)を Under Ground で採炭する計画(2014)である。
- ・採炭された石炭は、全て選炭しており、Ash 分を 15%程度に低下させている。
- ・Moolarben 炭坑の石炭の総賦存量は、1,183.2Mt と推定している。
- ・平均剝土比は 1:2.2、現在採掘現場では 1:3.6 で採掘コストの安い条件である。剝土比が少ないのになぜ下層を坑内掘りで採掘する理由は採掘認可条件に環境保全の項目があり、坑内掘りをやらざるを得ないとのこと。

c) 選炭工場と石炭品質

- ・公称能力は 1,800t/h。1 段と 2 段選炭工程を使用し、重液サイクロンとスパイラルコンセントレーター、浮選を使用。選炭後の精炭は灰分 15%で中間産物の灰分は 20%。ユーザーの仕様により混炭して出荷している。
- ・公称 1,800t/h だが、ROM (原炭)の性状により Reject の量が多い場合は処理能力が落ちる。調査時は酸化炭を処理していたので、800t/h 程度であった。
- ・選炭設備、品質管理に問題はない。

d) 生産能力

- ・最大計画採炭容量：露天掘り採掘方式(Open Cut) 12Mt/年  
坑内採掘方式(Under Ground) 4,2Mt/年
- ・表 6.4-4 に生産実績を示す。

表 6.4-4 生産実績

Projection Summary					
Year	Waste Bcm	ROM Coal(t)	SR	Saleable	Recovery
CY2009	899,142				
CY2010	9,272,911	4,906,537	1.89	3,377,368	68.8%
CY2011	15,450,282	7,007,334	2.20	5,011,087	70.4%
CY2012	12,277,292	5,583,666	2.20	3,851,932	70.0%
Project to Date	37,899,627	17,497,537	2.17	12,240,387	70.0%

出典：Moolarben 炭鉱

e) 積み出し港

- ・NCIG(Newcastle Coal International Group)および PWCS(Port Waratah Coal Services Limited)を経由して輸出され、現在は、NCIG からの出荷量が多いが PWCS も使用し共に主要なポートと位置づけている。
- ・2012 年の港の使用実績；NCIG→5.2Mt/年、PWCS→0.6Mt/年

- ・ NCIG は、今後 66Mt/年に拡張する計画を持っており、その時点で、NCIG で 8.3Mtpa に増加することを希望している。
- ・ PWCS からは 3.5Mt/年を割付けを得た、T4 の拡張時にも増やしていき、将来的には、2つのポートから合計 12Mt/年に増加させる計画である。

f) 契約期間

ここでの邦人商社の役割はバイヤーの紹介が主任務で、石炭販売認可、運搬、船積みまでには時間がかかる場合もあるので、石炭調達契約には余裕をみて 12 か月位が必要と思われる。

(b) Tarrawonga 炭鉱 (Whiteheven Coal)

a) 概要

- ・ Whiteheven Coal 社は、ニューサウスウェールズ州の北西部の the Gunnedah Basin における 1999 年 2 月設立の石炭生産会社である
- ・ 現在、この地域で露天掘り採掘方式(Open Cut)により 4 つの鉱山を操業している。それらは① Rocglen、②Sunnyside、③Tarrawonga、④Narrabri。今回はこの中の Tarrawonga 炭鉱を調査した。
- ・ Whiteheven における石炭の総賦存量は、1,771.5 Mt。
- ・ 市場で取引できる石炭の埋蔵炭量は、426.1 Mt。
- ・ 平均剥土比は Tarrawonga が 10:1 程度と高いが、その他は 4:1~6:1 程度
- ・ Whiteheven Coal 社の保有財産は、New South Wales 州の Gunnedah、Werris、Ashford 石炭盆地において、約 427km<sup>2</sup> 持つ。

b) Tarrawonga 炭鉱

- ・ 2006 年 9 月から採炭開始、出炭の 85% がセミソフトでコークス用、残りを一般炭として出荷。販売精炭歩留りは 95%。
- ・ 2009 年の石炭出荷量は 2.8Mt/年、従業員は約 250 人を雇用している。
- ・ 石炭の選炭設備(CHPP ; Coal Handling and Preparation Plant)および鉄道への積み込み設備を有している。
- ・ ニューカースル港では、現在新しい石炭輸出ターミナルを開発している NCIG の 11% 権利を持っている。

c) 地質と賦存量

- ・ 石炭の総賦存量： 露天掘り 89.7Mt、坑内掘り 39.5Mt
- ・ 採炭の最短期間： 20 年程度を見込んでいる。
- ・ 剥土比率は 10:1 と高く、石炭の採炭に苦勞している様子が感じ取れたが、良質の石炭と 95% が販売できるので、その分生産コスト、輸送コストをカバーしてきている。

d) 選炭および出荷量

- ・選炭設備は①Rocglen、②Sunnyside、③Tarrowonga の3カ所から原炭を集積し選炭、能力は500t/h、選炭プロセスは重液サイクロン(1.2m径)、スパイラルコンセントレーター。原炭は14% Ash, 20～22% Ash で選別性の良い石炭で、選炭工場はコンパクトで保全効率良く設計されている。歩留りは70%。
- ・精炭は5.5% Ash (6800Kcal/kg GAR), 12.5% Ash(6,200Kcal/kg GAR)を産出、あと原炭をブレンドしてユーザの石炭仕様に調整している。また原炭でも22% Ash で5,100kcal/kg あるので、Matarbari CFPP 用にも使用できる。
- ・それぞれの炭鉱からこの選炭工場までの距離はそれぞれ34km、15km、45kmである。

e) 積み出し港

Whiteheaven Coal 社はニューキャッスル港にある NCIG の11%の株を保有し、75t x 82車のワゴンで8～10時間かけて NGIG まで自分の石炭を運んでいる。

f) 契約期間

Moolarben 炭鉱と同様。

(2) インドネシア

インドネシアは大手炭鉱として東カリマンタン島にある KIDECO 炭鉱、BRAU 炭鉱、典型的な中規模新規炭鉱としてスマトラ島にある MME 炭鉱を調査した。

(a) KIDECO (キデコ) 炭鉱

a) 概要

- ・KIDECO 社は、1982年に設立された石炭生産会社である。
- ・年間出炭量は、2010年で35百万t、これまでの累計出炭量は200百万t。
- ・CCoW(インドネシア炭鉱の契約形態の一つ)  
関係者：1982年にKidecoとインドネシア政府間で契約  
期間：商業生産から30年間(1993年～2023年)  
ロイヤリティ：FOB価格の13.4%  
法人税：利益の45%
- ・インドネシア、インド、中国、日本および朝鮮を含む16か国以上に石炭を供給している。
- ・主な輸出国は、中国(40%)、インド(30%)、日本、韓国、フィリピン、タイなど。
- ・資源量は13.76億トン、可採埋蔵量は6.51億トン

b) KIDECO の石炭の特徴

KIDECO の瀝青炭は、他の瀝青炭と比較して、硫黄分は0.1%、灰分は2.5%程度ともに低く、環境にやさしいエネルギー源として注目されている。表6.4-5に生産状況等を示している。

---

表 6.4-5 各ピットの生産量、埋蔵量と生産状況

炭鉱	生産量(万 t)	CV(GAR)	剥土比	生産開始	賦損量(万 t)
Roto-North	250	5,400	7.0:1	1993	2,020
Roto-Middle	300	4,300		2004	3,840
Roto-South	1,600	4,900	7.2:1	1997	18,920
SM	900	4,200	4.3:1	2008	34,210
SSB	80			2009	1,900
Total	3,100				

出典：KIDECO

KIDECO の代表的な石炭の性状は、表 6.4-6 に示す。

表 6.4-6 石炭性状

Parameter	Roto	SM
Total Moisture(ARB)	27%	35%
Volatile Matter	42%	40%
Ash	2.5%	3.5%
Total Sulfur	0.1%	0.1%
Nitrogen	0.8%	0.8%
Calorific value (GAR)	4800kcal/kg	4200kcal/kg

出典：KIDECO

c) 石炭輸送について

【TMCA】（バージ積み込みターミナル）

- ・トレーラーで運搬されてきた石炭は、3つの Loading 設備(コンベア式)によりバージ船積み替える。バージ船の容量は、8,000D DWT~12,000 DWT である。

【TMCA~沖積み地点(Adang 湾)】

- ・TMCA のストックパイルの容量は 700,000tM。
- ・バージ船への積込設備は 90,000t/Day、32Mt/year の能力を持つ。
- ・KIDECO の積込設備(TMCA)から 58km 離れている Adang 湾までバージ船で運搬する。バージ船は 7~8 時間程度である。

【Adang 湾】

- ・Floating Loading Facility(FLF) ×2 基：3 万 t/Day
- ・Conventional Floating Crane(FC) ×2 基：1.2 万 t/Day
- ・Adang 湾はバージからの積込を対象とする船のサイズは 100,000 DWT~150,000 DWT、パナマ

ックス～ケーブルサイズまで可能。

d) 契約期間

- ・契約のための事前協議を始めるのは約1年前からが望ましい。

e) その他

- ・自然発火性として貯炭場に置いたら1.5ヶ月で発火する可能性があると言われている。

(b) BERAU（ブラウ）炭鉱

a) BERAU 炭鉱の概要

- ・Berau 炭鉱は1994年から生産を開始した。
- ・炭鉱の許可範囲は、1,200 km<sup>2</sup> であり、東カリマンタン島の北部、州都のサマリダおよそ300kmに位置する。
- ・Kelai 鉱山は、2～6mの石炭層が約10kmに及んでおり、推定埋蔵量は、10億tと推測。
- ・Lati 鉱山、Gurimbang 鉱山は、0.5m～6mの石炭層が確認されている。
- ・年間出炭量は、2011年で20百万t、

b) 石炭性状と出荷量

Berau の代表的な石炭の性状は、表 6.4-7 に示す。

表 6.4-7 石炭性状と生産量

Parameter	Lati	Binuang Blok 5 & 6	Binuang Blok 7	Sambarata Blok A	Birang
Calorific Value (adb) (kcal/kg)	5,400	5,900	5,559	6,000	5,550
Total Sulfur (adb)	1	0.6	0.7	0.7	0.99
Ash Content (adb)	5	5	4.3	5	4.43
Total Moisture (ar)	26	18	22.5	15	18

出典：Berau 炭鉱

今後、Berau 炭鉱は5年間で合計生産量を2010年の1,700万トンから3,000万トンの増産計画を持っている。

c) 石炭輸送について

【破碎プラント ～バージ船積込基地】

- ・バージ船に積込は、Sambarata、Suaran、それぞれの炭鉱にストックパイルがあり、ベルトコンベアによって積み込まれる。

- ・貯炭容量は、Sambarata→80,000t、Sambarata→75,000t、Suaran →20,000t である。
- ・コンベア能力→5,000t/h、60,000t/day、バージ船の積載量は、5,000t～7,500t
- ・積込地から沖合の積み込み場所までの距離、Lati 港→74km、Sambarata 港→98km、Suaran 港→50km。

【沖積み地点(Sulawesi 湾)】

- ・沖積みは、スラウェシ湾の Muara Pantai という場所、3つの炭鉱からバージ船によって運搬され、沖合の Loading 設備によって船へ積み込まれる。
- ・バージ船による、沖合の積み込み場所までは、約 85km で、所要の運搬時間は、20～24 時間程度である。
- ・石炭の積み込み方式は、船のクレーンを使用してバージ船から直接積み込まれる。積み込み能力→12,000t/day

d) 契約期間

- ・契約交渉の事前協議は遅くとも 1 年前から始めることが望ましい。また、契約期間は一般的に 1 年～3 年。

e) その他

- ・自然発火の可能性がある。

(c) MME 炭鉱(Manabang Muara Enim)

a) 炭鉱概要

MME 炭鉱は 2010 年に操業を開始した炭鉱で、Palembang より車で 5 時間程に位置し、PTBA 社のタンジェンエニム炭鉱に隣接している。従業員は MME 社が 100 人、コントラクターが 200 人。石炭積み出し港は Lampung。

b) 石炭性状と出炭量

可採埋蔵量 140 million t、採掘状況は剝土比 1:3 で採掘コストの安い、将来有望な炭鉱である。表 6.4-8 に主な石炭品質を示し、表 6.4-9 に生産量を示す。

表 6.4-8 石炭品質

Parameter		Av. of Seam A to F
Total Moisture(AR)		30.3 %
Volatile Matter(AD)		38.0 %
Ash(AD)		9.0 %
Total Sulfer(D)		0.8
Calorific value	(AD)	5,800 kcal/kg
	(GAR)	4,750 kcal/kg
	(NAR)	4,350 kcal/kg

出典：MME coal mine

表 6.4-9 石炭の計画生産量

2010(Actual)	2012(Actual)	2012(Forecast)	2012(Forecast)	2012(Forecast)
260	850	1,500	2,500	3,500

出典：MME coal mine

c) 石炭輸送

MME 炭鉱からトラック輸送で新規に開通した石炭運搬道路及び新設した Jetty (Bangka Strait, loading rate:8,000t/d) から Lampung にある B. Panjang Port にバージ輸送。

d) 契約条件

2012 年はすでに 60%の契約済み、残りはスポット契約としている。前金支払を前提としているが、選択された客先には LC も可能。

e) 契約期間

契約交渉の事前協議は遅くとも 1 年前から始めることが望ましい。特に長期契約の場合はできるだけ早めの協議が望ましい。契約期間は一般的に 1 年～ 3 年だが、更に長期の契約も可能。

f) その他

新規中規模炭鉱ではあるが、採掘条件、採掘計画もしっかりしており、また経済インフラも整っていることから将来の長期契約による安定生産の点から有望な炭鉱である。

#### 6.4.4 石炭価格

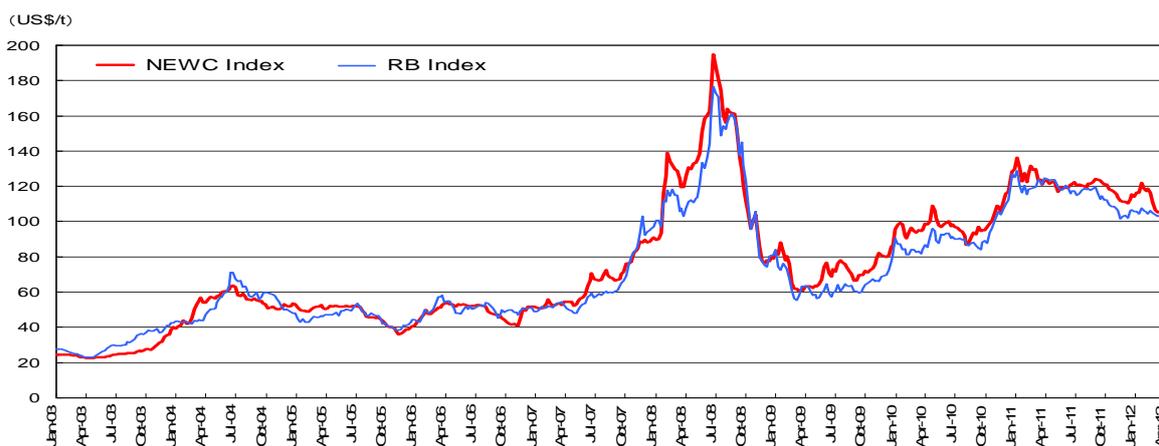
##### (1) 石炭価格指標と IEA の予測

###### 1) 石炭価格指標

現在の一般炭の主な石炭価格指標は以下に示される。

- ・ NEWC Index (豪州ニューキャッスル港で船積みされる一般炭の FOB price) : global COAL
- ・ RB Index (南アリチャードベイ港で船積みされる一般炭の FOB price) : global COAL
- ・ API4 (南アリチャードベイ港で船積みされる一般炭の FOB price) : Argus/McCloskey
- ・ API6 (豪州ニューキャッスル港で船積みされる一般炭の FOB price) : Argus/McCloskey
- ・ NEX Spot Index (豪州ニューキャッスル港で船積みされる一般炭の FOB price) : Energy Publishing Inc

参考に global COAL1の NEWS (ニューキャッスル) Index と RB(リチャードベイ)Index の推移を図 6.4-2 に示す。



出典：JICA 調査団が global COAL のデータターを編集

図 6.4-2 global COAL のニューキャッスル Index とリチャードベイ Index の推移

###### 2) IEA の予想

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。

<sup>1</sup> global COAL はオンラインの石炭貿易プラットフォームの一つで、NEWC Index や RB Index の石炭価格情報を提供している。https://www.globalcoal.com

表 6.4-10 OECD による石炭価格の長期シナリオ

**【OECD steam coal import price】**

Real terms (2010 prices)						(\$/t)				
2010	Current Policies Scenario					New Policies Scenario				
	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

Source: IEA "World Energy Outlook 2011"

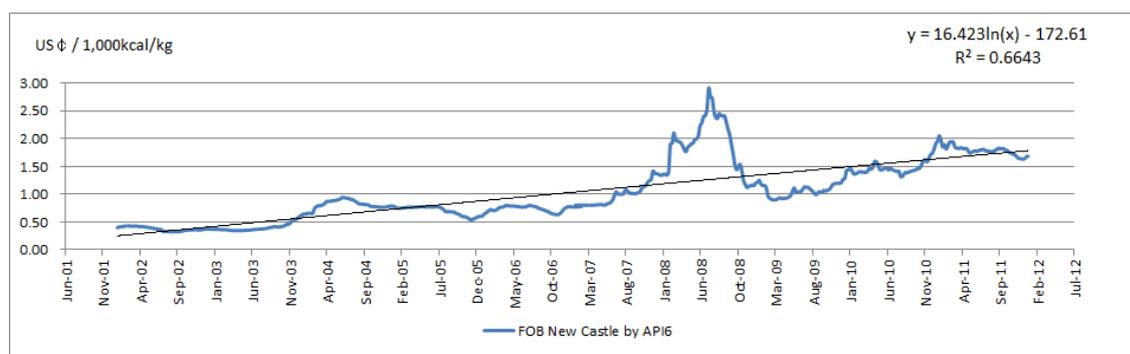
図 6.4-2 に於いて過去 10 年の価格動向を見た場合、IEA の炭価予想はかなり安い。OECD 以外の国での低品位炭のニーズを考慮すると IEA の石炭価格の予測はリスクが高いと思われる。それは南アジアにおいては石炭市需要が急速に増加するからである。

従い JICA 調査団は下記の方法で価格予測を行った。

(2) 輸入炭価格予測の方法論

2030 年までの FOB 価格予想の方法論は下記の通りである。

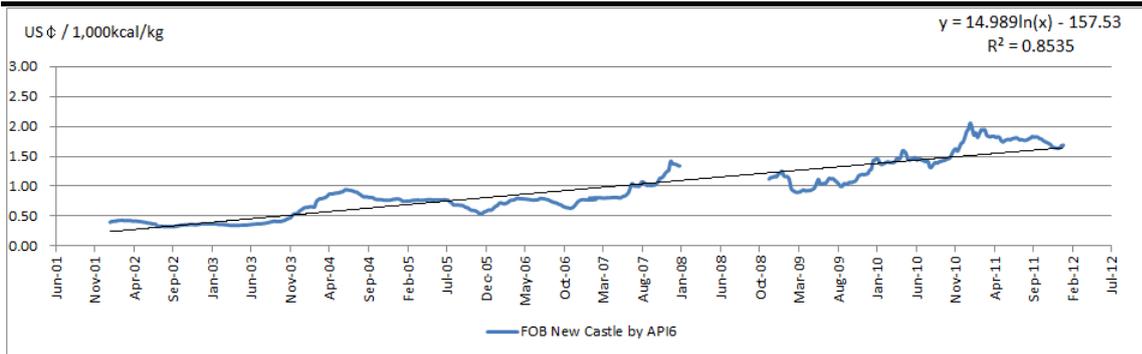
- (i) 図 6.4-3 で示される豪州ニューカッスル港での過去 10 年の 1,000kcal/kg 当たりの FOB 炭価実績をベースにして FOB 炭価を予測する。この数字は発熱量 6,350kcal/kg の FOB 炭価である。
- (ii) 1,000kcal/kg の FOB 炭価の傾向を検討する。2008 年の 1 月～10 月にある急速な価格上昇は 2030 年までの炭価を予測するには不適當である。図 6.4-4 ではこの期間を外した回帰直線を得ている。
- (iii) 石炭の炭価は図 6.4-5 と図 6.4-6 で示されるインドネシア炭のデータから、発熱量によっても変化することが分かる。従って、4,700kcal/kg の低品位炭の炭価は図 6.4-4 のニューカッスル港の炭価インデックスの 85%に相当している。更にこれはハイケースとして想定し、ベースケースとしては更にその 85%を想定した。



出典：The Survey team based on Argus/McCloskey's Coal Price Index report API6

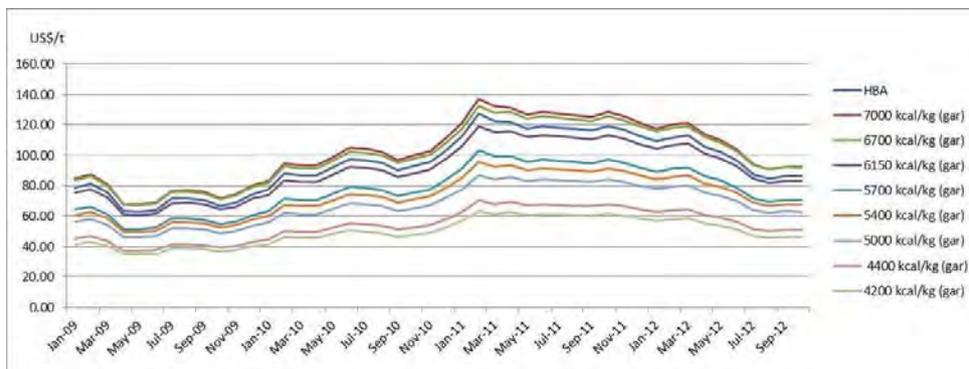
図 6.4-3 豪州ニューカッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 価格と回帰直線

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）



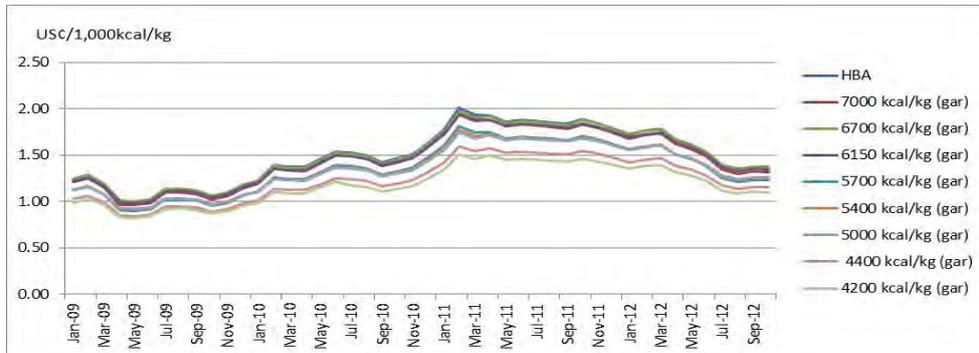
出典: The Survey team based on Argus/McCloskey's Coal Price Index report API6

図 6.4-4 2008 年 1 月～10 月のデータを除いた回帰直線



出典: Indonesian Coal Index Report に基づいて調査団作成

図 6.4-5 インドネシア炭の発熱量毎の FOB 価格の変動



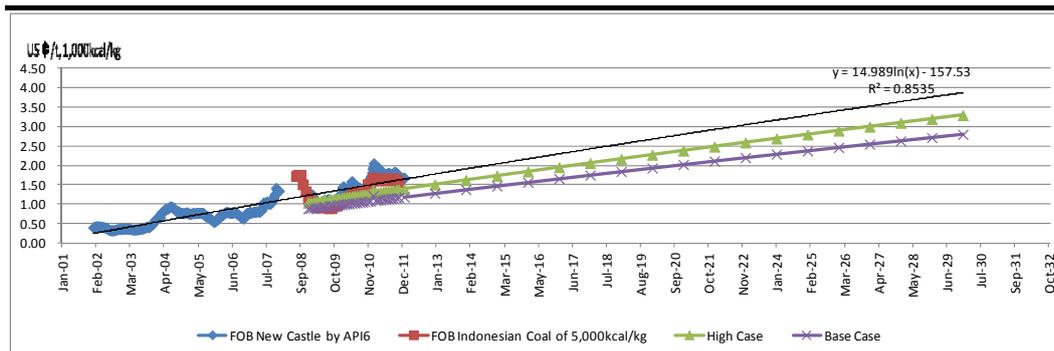
出典: Indonesian Coal Index Report に基づいて調査団作成

図 6.4-6 インドネシア炭の発熱量毎の 1,000kcal/kg の炭価の変動

(3) 2030 年までの「バ」国の 1,000kcal/kg 当たりの FOB 価格の予測

図 6.4-7 は低品位炭のハイケースとベースケースでの 1,000kcal/kg の炭価予想を示す。

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）



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

図 6.4-7 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

(4) FOB と CIF 炭価

1) 高品位炭と低品位炭の FOB 炭価

前述した炭価に基づいて高品位の豪州炭と低品位炭のインドネシア炭の予想 FOB 価格を表 6.4-11 に示す。

表 6.4-11 6,300kcal と 4,700kcal の予想 FOB 価格

Year	US \$ / 1,000kcal/kg for high grade coal		US\$/t at 6300kcal/kg		US \$ / 1,000kcal/kg for low grade coal		US\$/t at 4,700kcal/kg	
2012	1.64	1.39	103.3	87.8	1.39	1.18	65.5	55.7
2013	1.77	1.51	111.7	95.0	1.51	1.28	70.8	60.2
2014	1.91	1.62	120.0	102.0	1.62	1.38	76.1	64.7
2015	2.04	1.73	128.3	109.0	1.73	1.47	81.3	69.1
2016	2.17	1.84	136.4	116.0	1.84	1.56	86.5	73.5
2017	2.29	1.95	144.6	122.9	1.95	1.66	91.7	77.9
2018	2.42	2.06	152.6	129.7	2.06	1.75	96.8	82.2
2019	2.55	2.17	160.6	136.5	2.17	1.84	101.8	86.5
2020	2.67	2.27	168.5	143.2	2.27	1.93	106.8	90.8
2021	2.80	2.38	176.3	149.9	2.38	2.02	111.8	95.0
2022	2.92	2.48	184.1	156.5	2.48	2.11	116.7	99.2
2023	3.04	2.59	191.8	163.0	2.59	2.20	121.6	103.4
2024	3.17	2.69	199.4	169.5	2.69	2.29	126.5	107.5
2025	3.29	2.79	207.0	176.0	2.79	2.37	131.3	111.6
2026	3.41	2.89	214.5	182.4	2.89	2.46	136.0	115.6
2027	3.52	3.00	222.0	188.7	3.00	2.55	140.8	119.7
2028	3.64	3.10	229.4	195.0	3.10	2.63	145.5	123.6
2029	3.76	3.19	236.8	201.2	3.19	2.72	150.1	127.6
2030	3.87	3.29	244.0	207.4	3.29	2.80	154.8	131.5

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

Note (2):  $=(14.989\ln(x)-157.53) \times 0.85$

Note (3):  $=(14.989\ln(x)-157.53) \times 0.85$

Note (4):  $=(14.989\ln(x)-157.53) \times 0.85 \times 0.85$

出典：JICA 調査団

2) 輸入炭総額

表 6.4-12 は豪州の輸入炭の総額を示し、表 6.4-13 はインドネシアの輸入炭の総額を示す。ケース A は Matarbari CFPP での積み下ろしのハンドリング費用を含み、ケース B はハンドリング費用を除いている。

表 6.4-12 Matarbari CFPP への豪州炭価格 (US\$/t)

Year	FOB Price (6,300kcal/kg)		Freight & Insurance (80,000t class)		Case A			Case B		
	H. Case	B. Case	H. Case	B. Case	(A) Handling Cost	(A) G. Total of Coal Price at Chittagong CFTPP		(B) Handling Cost	(B) Grand Total of Coal Price at Chittagong CFTPP	
						H. Case	B. Case		H. Case	B. Case
2012	103.3	87.8	17.8	15.1	13.5	134.6	116.4	0.0	121.1	102.9
2013	111.7	95.0	18.8	15.9	14.3	144.8	125.2	0.0	130.5	110.9
2014	120.0	102.0	19.6	16.7	15.1	154.8	133.9	0.0	139.6	118.7
2015	128.3	109.0	21.0	17.5	16.1	165.3	142.5	0.0	149.2	126.5
2016	136.4	116.0	21.4	18.2	17.0	174.8	151.2	0.0	157.8	134.2
2017	144.6	122.9	22.3	18.8	18.0	184.9	159.7	0.0	166.9	141.7
2018	152.6	129.7	23.1	19.6	19.1	194.8	168.4	0.0	175.7	149.3
2019	160.6	136.5	23.9	20.4	20.3	204.7	177.1	0.0	184.4	156.8
2020	168.5	143.2	24.7	20.9	21.5	214.6	185.6	0.0	193.1	164.1
2021	176.3	149.9	25.4	21.5	22.8	224.5	194.2	0.0	201.7	171.4
2022	184.1	156.5	26.2	22.3	24.1	234.4	202.9	0.0	210.3	178.8
2023	191.8	163.0	27.0	22.9	25.6	244.4	211.5	0.0	218.8	185.9
2024	199.4	169.5	27.8	23.5	27.1	254.3	220.1	0.0	227.2	193.0
2025	207.0	176.0	28.3	24.1	28.8	264.1	228.8	0.0	235.4	200.0
2026	214.5	182.4	29.1	24.8	30.5	274.1	237.7	0.0	243.7	207.2
2027	222.0	188.7	29.9	25.4	32.3	284.2	246.4	0.0	251.9	214.1
2028	229.4	195.0	30.5	26.0	34.3	294.1	255.2	0.0	259.9	221.0
2029	236.8	201.2	31.3	26.6	36.3	304.3	264.1	0.0	268.0	227.8
2030	244.0	207.4	31.8	27.1	38.5	314.4	273.0	0.0	275.9	234.5

出典：JICA 調査団

表 6.4-13 Matarbari CEPP へのインドネシア炭価格 (US\$/t)

Year	FOB Price (4,700kcal/kg)		Freight & Insurance (80,000t class)		Case A			Case B		
	H. Case	B. Case	H. Case	B. Case	(A) Handling Cost	(A) G. Total of Coal Price at Chittagong CFTPP		(B) Handling Cost	(B) G. Total of Coal Price at Chittagong CFTPP	
						H. Case	B. Case		H. Case	B. Case
2012	65.5	55.7	9.2	7.8	13.5	88.2	77.0	0.0	74.7	63.5
2013	70.8	60.2	9.7	8.2	14.3	94.8	82.7	0.0	80.5	68.4
2014	76.1	64.7	10.1	8.6	15.1	101.4	88.4	0.0	86.2	73.3
2015	81.3	69.1	10.8	9.0	16.1	108.2	94.2	0.0	92.1	78.1
2016	86.5	73.5	11.0	9.4	17.0	114.5	100.0	0.0	97.5	82.9
2017	91.7	77.9	11.5	9.7	18.0	121.2	105.7	0.0	103.2	87.6
2018	96.8	82.2	11.9	10.1	19.1	127.8	111.5	0.0	108.7	92.3
2019	101.8	86.5	12.3	10.5	20.3	134.4	117.3	0.0	114.1	97.0
2020	106.8	90.8	12.7	10.8	21.5	141.0	123.1	0.0	119.5	101.6
2021	111.8	95.0	13.1	11.1	22.8	147.7	128.9	0.0	124.9	106.1
2022	116.7	99.2	13.5	11.5	24.1	154.4	134.9	0.0	130.2	110.7
2023	121.6	103.4	13.9	11.8	25.6	161.1	140.8	0.0	135.5	115.2
2024	126.5	107.5	14.3	12.1	27.1	167.9	146.7	0.0	140.8	119.6
2025	131.3	111.6	14.6	12.4	28.8	174.6	152.7	0.0	145.9	124.0
2026	136.0	115.6	15.0	12.8	30.5	181.5	158.9	0.0	151.0	128.4
2027	140.8	119.7	15.4	13.1	32.3	188.5	165.1	0.0	156.2	132.8
2028	145.5	123.6	15.7	13.4	34.3	195.4	171.3	0.0	161.2	137.0
2029	150.1	127.6	16.1	13.7	36.3	202.5	177.6	0.0	166.2	141.3
2030	154.8	131.5	16.4	14.0	38.5	209.6	184.0	0.0	171.2	145.5

出典：JICA 調査団

#### 6.4.5 石炭輸送と積出港

「バ」国への石炭の輸入対象国は、輸送条件や石炭の生産可能性から、フィージビリティスタディーでは、インドネシア、豪州、南アフリカ、モザンビークを候補として考えており、ここでは実現性の高い豪州およびインドネシアの石炭輸送と積出港について述べる。

##### (1) 豪州、ニューキャッスル(New Castle)港

豪州における石炭の資源分布を図 6.4-8 豪州の石炭資源分布図に示すが、その大部分がニューサウスウェールズ(NSW)州とクイーンズランド(QLD)州に分布している。

NSW 州の炭鉱(The Newcastle, Hunter Valley, Gloucester, Gunnedah and Western Coalfields, etc)から採炭された比較的品质の良い石炭は、ニューキャッスル港から世界の石炭輸出市場へ石炭を供給する役割を担っている。図 6.4-9 NSW 州の石炭輸出インフラに示す。

ニューキャッスル港の石炭積出は、PWCS(Port Waratah Coal Services Ltd.)と NCIG(Newcastle Infrastructure Group)の 2 社により運営している。

現在、世界の石炭の主要な輸出港として位置づけられており、その規模は、公称出荷能力 1 億 4000 万トン/年（2011 年 11 月）の能力を有している。

石炭の輸出国別の比率は、日本；54%、韓国；13%、中国；19%、メキシコ；3%、台湾；3%程度である。表 6.4-14 ニューキャッスル港の実績を示す。

港湾は、州政府の所有で、Newcastle Port Corporation が管理・運営し、石炭積込設備は、PWCS と NCIG が土地を州政府からリースで借り受け、独立した企業体（決算・配当）として設備を所有している。図 6.4-10 ニューキャッスル港の石炭積出しターミナルを図 6.4-11 ニューキャッスル港への進入路を示す。

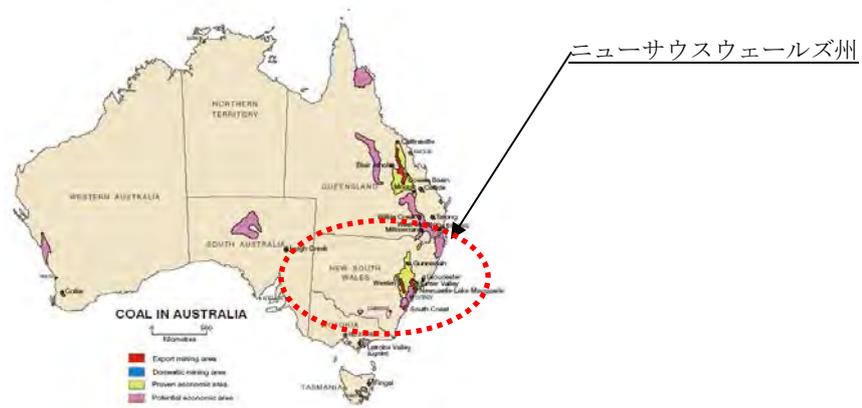


図 6.4-8 豪州の石炭資源分布図

出典：Australian Government/Department of Industry, Science & Resources, “Australia’s Export Coal Industry,”

表 6.4-14 ニューキャッスル港の実績

ニューキャッスル港		
	CCT (Carrington Coal Terminal)	KCT (Kooragang Coal Terminal)
年間処理能力	PWCS→2,500 万 t/年	PWCS→10,500 万 t/年
	NCIC→5,300 万 t/年	
積出能力 (2011 年実績)	NCIG→2,410 万トン	
	PWCS→9780 万トン	(2010 年の 2.9%増)
	合計→12,190 万トン	(2010 年の 12.6%増)

出典：PWCS, Annual Report 2011, NCIC General Presentation Aug 2012

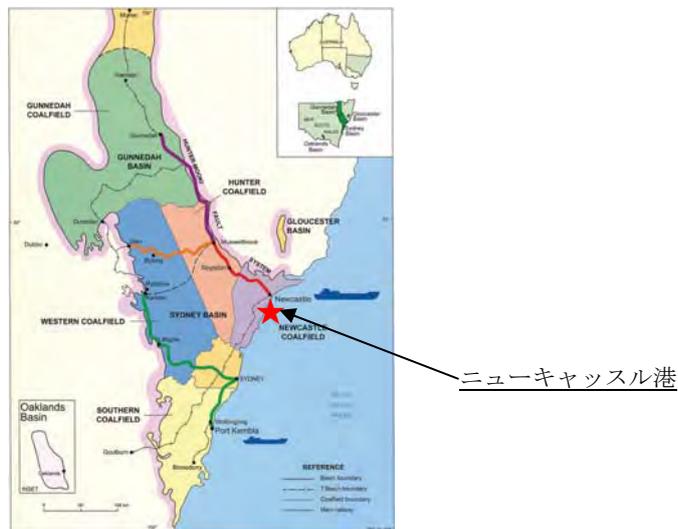


図 6.4-9 NSW 州の石炭輸出インフラ

出典：NSW 州政府“Growth and Development Potential of Coal in New South Wales,” Nov,2009



図 6.4-10 ニューキャッスル港の石炭積出しターミナル

出典：NCIC General Presentation Aug 2012



図 6.4-11 ニューキャッスル港への進入路

出典：Port Waratah Coal Services Limited Annual Report 2011

## (2) PWCS (Port Waratah Coal Services Limited)

PWCS は、1976 年に設立された非上場企業であり、1990 年 Kooragang coal Loader, LTD のシェアをすべて購入、権益は、Hunter Valley 内の炭鉱企業が 70%程度取得し、日本の企業（商社・鉄鋼会社・電力会社等）も 30%程度の権益をもっている。

PWCS は、CCT(Carrington Coal Terminal)及び KCT(Kooragang Coal Terminal)の 2 箇所に石炭ターミナルを所有しており、石炭の処理能力は、CCT で 2,500 万 t/年、KCT で 10,500 万 t/年である。

今後の石炭処理量拡大に向けて、KCT に新たにバースの増設や積出設備のグレードアップし、2015 年末までにおよそ 145 百万 t の処理能力への拡張を計画中である。

ニューサウスウェールズ州近傍の炭田炭鉱からニューキャッスル港までは、石炭輸送は、鉄道にて輸送されている。

PWCS から Hunter Valley 地区までの距離は、100km、往復 9 時間程度であるが港から最も遠方の Gunnedah Basin 地区までは、364km で往復 25 時間程である。

PWCS では、出荷する炭鉱数が多い為、炭鉱毎の貯炭場はなく、適宜共有して空いている場所に貯炭される。

原則、船への積込の 2 週間前に港に到着し、貯炭場に貯炭されている。

気象によるリスクは、2007 年に台風により船舶が浜辺に打ち上げられるという事故が発生した為、その対策として、入港待ちの滞船は岸から遠く離れた地点にアンカリング(待船)を実施している。

サイクロン等の接近時は、オペレーションを停止するなども行っているが、2~3 年に数日間程度であり、サイクロン以外の荒天時には Shipping 以外の作業は継続して実施しており、天候による稼働率低下を問題するほどに至っていない。

PWCS の業務は 4 つのフェーズからなり、①石炭の受入 → ②貯炭と混炭(ブレンド) → ③貯炭場の環境管理 → ④石炭の船積を担当する。

PWCS が運営する Carrington および Kooragang 石炭ターミナルの設備能力は、表 6.4-15 PWCS の設備能力のとおりである。

表 6.4-15 PWCS の設備能力

Item	PWCS terminal_capacity	
	Carrington	KOORAGANG
年間処理能力	2,500 万 t/年	10,800 万 t/年
石炭運搬 Coal Transport	(炭坑～Newcastle→鉄道輸送)	(炭坑～Newcastle→鉄道輸送)
石炭受入れ Coal Receive	1 x 4,400 t/h rail capacity 1 x 4,600 t/h rail capacity 1 x 2,200 t/h road capacity	3 x 8,500 t/h rail capacity
ストックパイル Coal Stockpiles	4 x 1.0 km x 40 m 750,000 ton max capacity 400,000 ton working capacity	4 x 2.5 km x 56 m 4,200,000 ton max capacity 2,700,000 ton working capacity
Coal Stacking	4 x 2,500 t/h stacking capacity	6 x 8,500 t/h stacking capacity
石炭荷降し Coal Loading	4 x 2,500 t/h reclaiming capacity 2 x 2,500 t/h shiploading capacity 1.4 – 2.4 m wide, 2.75 – 5.0m/sec conveyor belts	4 x 8,000 t/h reclaiming capacity 3 x 10,500 t/h shiploading capacity 2.0 – 3.2 m wide, 5.0 – 5.5 m/sec conveyor belts
バース Berths	Berth space for 2 vessels 16.5 m depth at berth 15.2 m approach to channel	Berth space for 4 vessels 16.5 m depth at berth 15.2 m approach to channel
寄港船の容量 Vessel Capacity	180,000 dwt max 275 m max length 47 m max beam 30,000 dwt min capacity	210,000 dwt max 300 m max length 50 m max beam 70,000 dwt min capacity

出典：PWCS 資料

### (3) NCIG(Newcastle Infrastructure Group)

NCIG(New Castle International Group)は、Newcastle 港の輸出能力拡充を目的として 2004 年に設立、運用を開始した。

NCIG の設備能力を表 6.4-16 NCIG の設備能力のとおりである。

主要な石炭開発会社は、①Banpu Public Company Limited] BHP Billiton Group, ②Idemitsu Kosan Co,Ltd, ③Peabody Energy Corporation, ④Rio Tinto Group, ⑤Whitehaven Coal Limited, ⑥Yankuang Group Co, Ltd.(双日は Yankuang に出資) この会社以外の炭鉱会社は NCIG を使用できない。

NCIG は、拡張の計画があり、Kooragang 島に 136ha の土地をリース（35 年間）し、そこにコールターミナルの建設を計画している。最終ステージに NCIG CT は 6,600 万トンの年間積出能力（公称能力）を持つ予定である。

表 6.4-16 NCIG の設備能力

Item	NCIG terminal_capacity
	KOORAGANG
年間処理能力	5,300 万 t/年 (2011 年)
石炭運搬 Coal Transport	(炭坑～Newcastle→鉄道輸送) 鉄道システム : 本線から 2 本の待避線、3 本の側線、1 つのループで構成
石炭受入れ Coal Receive	3 x 8,500 t/h rail capacity
ストックパイル Coal Stockpiles	3Pile yard
Coal Stacking	2 x 8,500 t/h stacking capacity
石炭荷降し Coal Loading	1 x 10,500 t/h shiploading capacity 2.0 – 3.2 m wide, 5.0 – 5.5 m/sec conveyor belts
バース Berths	Berth space for 2 vessels 16.5 m depth at berth 15.2 m approach to channel
寄港船の容量 Vessel Capacity	210,000 dwt max 300 m max length 75 m max beam 70,000 dwt min capacity

出典 ; NCIC General Presentation Aug 2012

(4) インドネシア、カリマンタン島

インドネシアの石炭埋蔵量は、表 6.4-17 インドネシア国の石炭埋蔵量に示すとおり、2010 年のエネルギー鉱物資源省のデータによると資源量が 1,049 億トン、埋蔵量が 190 億トンである。

インドネシア炭の特徴は、そのほとんどが一般炭であるが、灰分、硫黄分が少なく、比較的発熱量の低い石炭資源が多い。

石炭資源は、地域別で見ると、スマトラ島とカリマンタン島にほとんどの石炭資源が賦存しており、ジャワ島、スラヴェシ島、マルク、パプア地域は少量である。

インドネシアにおける全石炭生産量の実績は、376 百万トン(2011;IEA Coal information 2012)である。

特に、カリマンタン島の石炭埋蔵量 (Proven Reserves) 約 46 億トンが確認されており、現在、東カリマンタン島を中心に生産が盛んに行われている。

表 6.4-17 インドネシア国の石炭埋蔵量

地域	資源量 (百万トン)	埋蔵量 (百万トン)		
		Probable 推定埋蔵量	Proven 確認埋蔵量	合計
スマトラ島	52,436.57	10,644.45	904.8	11,549.25
カリマンタン島	52,100.79	2,833.14	4,624.57	7,457.71
ジャワ島	14.21	0	0	0
スラウェシ島	233.1	0.06	0.06	0.12
マルク諸島	2.13	0	0	0
パプアニューギニア島	153.42	0	0	0
合計	104,940.22	13,477.65	5,529.43	19,007.08

出典：Ministry of Energy and Mineral Resources, 2010

(a) 石炭輸送方法

現在、インドネシアの石炭生産は、主にスマトラ島とカリマンタン島で行われている。石炭輸送は、スマトラ島とカリマンタン島には鉄道施設が無いこと事や比較的大きな河川が炭鉱近くまで発達している事から炭鉱から輸出用の船積みまでは、主にトラック輸送と河川におけるバージ船の2種類の方式で行われている。

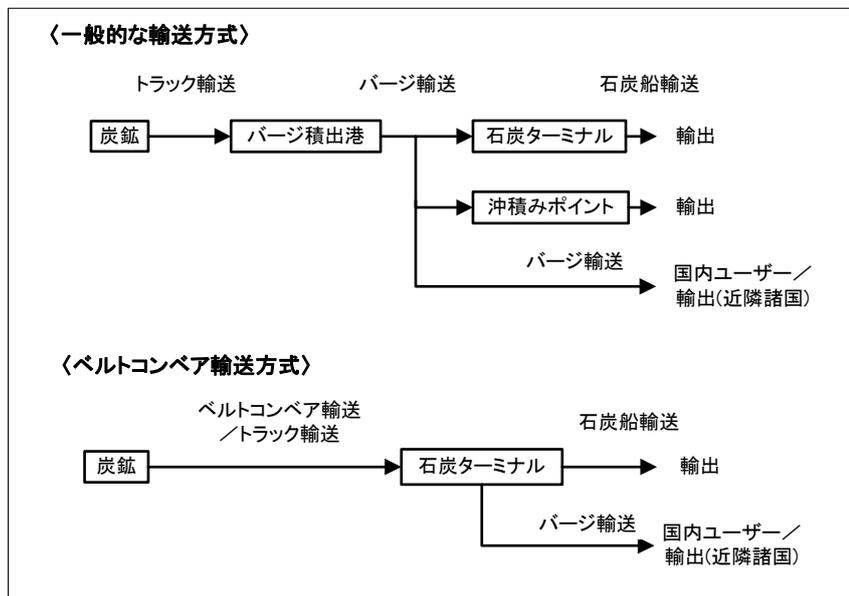


図 6.4-12 インドネシアの石炭輸送方式

出典；JICA 調査団作成

図 6.4-13 炭鉱からバージ積込港までのトラック輸送の状況を示し、図 6.4-14 バージ船への積込みの状況を示す。



図 6.4-13 炭鉱からバージ積込港までのトラック輸送

出典：JICA 調査団



図 6.4-14 バージ船への積込み

出典：JICA 調査団

バージ積込港から沖合い積替えポイントまでは、タグボートで石炭を積み込んだバージを引っ張って輸送する TBS 方式（Tug Barge System:牽引式バージ方式）が大半を占めている。

図 6.4-15 牽引式バージ方式を参照



図 6.4-15 牽引式バージ方式

出典：JICA 調査団

輸出のための大型船への積込は、その石炭の積替方式はバージからの直接積替えやフローティング・クレーン等の海上に浮かぶ荷役設備で行っている。図 6.4-16 大型船への積込状況を参照。



図 6.4-16 大型船への積込状況

出典：Berau Coal HP

(b) 「バ」国へ調達の可能性のある炭鉱

インドネシアでは、様々な企業によって石炭生産及び開発が行われており、特にカリマンタン島に集中している。

特に東カリマンタン州（East Kalimantan）と南カリマンタン州（South Kalimantan）に開発が集中しており、インドネシア最大の石炭生産企業である Bumi Resources 社の主力である KPC（Kaltim Prima Coal）が東カリマンタン州に生産拠点を置いて年間 4000 万トン弱の石炭を生産している。

また国内石炭生産 3 位の KIDECO も東カリマンタン州で年間約 2200 万トンの石炭を生産している（Paser 鉱山）。

東カリマンタン島の北部に位置する Berau 鉱山では、年間 2000 万トンの生産している。

南カリマンタン州では、国内石炭生産 2 位の Adaro がインドネシア最大の石炭鉱山である Tutupan 鉱山より年間 4000 万トン弱の石炭を生産している。

その他スマトラ島ではインドネシア国営企業 Bukit Asam が生産を行っている。資源メジャーである BHP Billiton は、中部カリマンタン州と東カリマンタン州の両州にまたがって開発を行っている。このうち、「バ」国への石炭供給に興味を示している、Berau 鉱山と Kideco 鉱山について検討する。

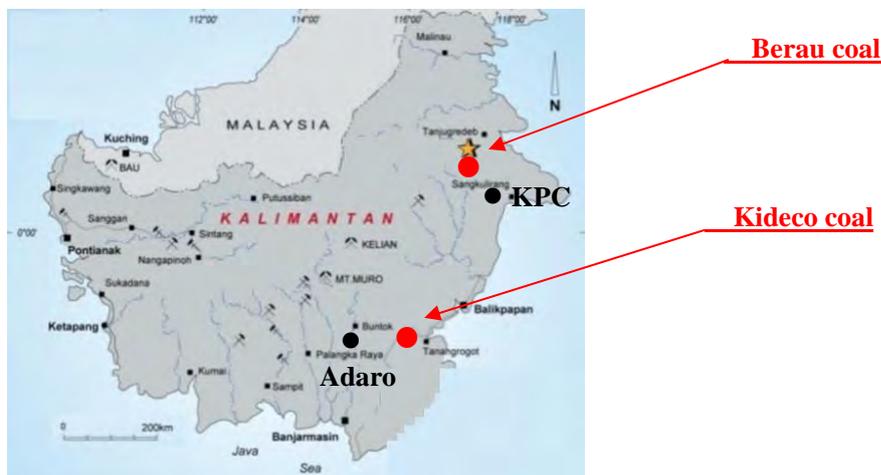


図 6.4-17 カリマンタン島の炭鉱の位置

出典：JICA 調査団作成

#### 1) PT Berau Coal

PT Berau Coal は、1983年に設立され、東カリマンタンの Berau 地区（Samarinda 州都の約 300km 北）で石炭を生産している。鉱区の面積は、約 1,200km<sup>2</sup> である。

石炭は Lati、Binungan、Sambarata の 3 箇所の地区で生産されており、それぞれ 1994 年、1996 年、2001 年に商業生産を開始した。

Berau 全体の年間生産能力は、約 2,000 万トン（2011 年実績）の生産を行っている。

石炭埋蔵量は、Kelai と Punan の 2 地区で探査が行われており、Lati が 7.45 億トン超、Binungan が 3.00 億トン超、Sambarata が 1.90 億トン超である。

採炭された石炭は、トラックでそれぞれの地区にある 3 箇所のバージ積込ターミナルまでトラック輸送され、破碎（粒度調整）、ブレンド（品位調整）される。

その後、石炭は、3箇所のバージ積込ターミナルから Celebes 海の Muara Pantai にある積替えポイントまでバージ輸送され、バルク船に積み替えられている。

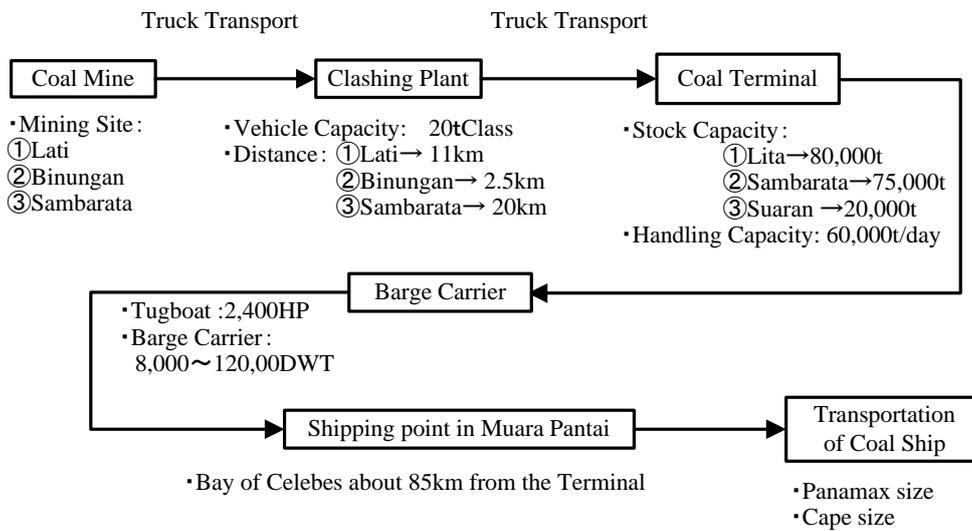


図 6.4-18 Berau Coal の輸送方式

出典：JICA 調査団

## 2) PT Kideco Jaya Agung

PT KIDECO Jaya Agung (KIDECO) は、1982 年に設立され、1983 年～1993 年にかけて調査を実施し、1993 年 3 月に Roto North 地域で商業生産が開始された。

炭鉱は、東カリマンタンの Paser 地域にあり、石炭埋蔵量は、9.79 億トンである。生産は、1997 年に Roto South 地域で開始され、生産の実績は、1997 年に 750 万トン、2000 年に 1,500 万トン、2006 年に 2,200 万トン、2010 年で 35,000 万トンまで拡張され、これまでの累計出炭量は 2.0 億トンの実績である。

輸出国は、インドネシア、インド、中国、日本および朝鮮を含む 16 개국以上であり、その比率は、中国向け 40%、インド向け 30%、その他は、日本、韓国、フィリピン、タイなどである。

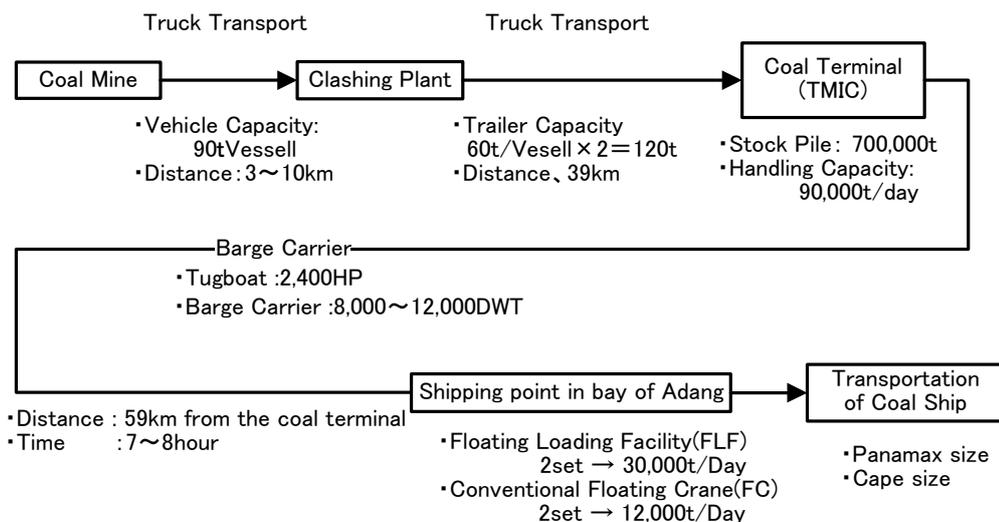


図 6.4-19 KIDECO Coal の輸送方式

出典：JICA 調査団

#### 6.4.6 船の配分計画

石炭火力発電所の運転において、品質を確保した石炭を安定的に調達することは重要な項目である。

輸入炭の石炭調達の大まかなプロセスは、①炭鉱での採炭、②石炭の品質調整、③積出港までの運搬、④輸送船への積込、⑤海上輸送、⑥発電所への積降しである。

通常、契約締結のもとプロセスに沿って発注が繰り返し行われる。

発電所の運転開始後、要求品質を満足した石炭の安定調達は、重要な項目であり、実際の石炭調達では、数多くのサプライヤー、競争力の高い市場、国際的な石炭相場、輸送船の確保など、様々な条件をクリアしていく必要がある。

ここでは「バ」国で提案する発電所まで、石炭調達を実践する上でのポイントを述べるものとする。

##### (1) 契約形態

###### (a) 石炭輸入の契約形態

石炭の契約形態は、一般的に **FOB 契約**<sup>1</sup>が多く採用されている、従って、配船および保険は、需要側が準備する必要がある。

**FOB 契約**が選択される理由は、配船の効率化や生産トラブル等のリスク対応など船舶を需要側がコントロールできるなど考える。

燃料調達費用は、この石炭価格(**FOB**)と運搬費と荷下し費用を加算したものを指す。

長期契約の場合も **FOB 契約**で行うのが一般的で、炭鉱側は、備船リスク（特にバンカー；燃料油価格の変動リスク）は取らない。需要家は、1年間の備船契約をするケースが多い。

###### (b) 石炭輸入の契約期間

石炭売買契約の期間は、大きく分けてターム契約とスポット契約がある。

安定した燃料調達を確保する観点から長期契約の方が優位と考えられるが、市場で流通する石炭は、一般商品として扱われており1年程度のターム契約が主流である。

日本でも石炭の契約期間は、同様に1年間程度のターム契約が主流であり、特に石炭火力発電所で使用する石炭の数量変動は小さいことからターム契約が多く採用されている。

ターム契約は、あらかじめ数量と価格を決め、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。

1年、3年、5年。(1年契約が基本、複数年契約でも長くて通常5年以下)。

---

<sup>1</sup> **FOB(Free-on-Board)**

輸出港本船積込渡し価格。最も多く用いられる貿易上の取引条件の1つで、売り手は約束の貨物を買手の手配した船舶に積込み、本船上で貨物の引渡しをするまでに生ずる一切の費用と危険とを負担し、それ以後は買手の責任となる。所有権の移転も、原則的には輸出港での本船積みと同時に、売り手から買手に移転する。**FOB** 価格は生産者・売り手が石炭生産にかかるコストに加え、取り分利益を乗せたものである。

SPOT+1年+3年の組合せる方法。

期間の延長オプション条項も入れる方法。

この契約は、1年で契約更新しないというわけではなく、継続的に1年契約を新しく結びなおす形態である。

スポット契約は、1配船だけといったものだが、これは、新規炭鉱の石炭を初めて使用するときに、発電所でトライアルを行う場合などかなり限定的である。

このように一般的に石炭は、単年度または数年の期間で契約し購入する、なかには短期のスポット契約またはインデックス等による先物の契約もある。

(c) 石炭の価格交渉

石炭は、石油などと異なりマーケット取引ではなく、相対契約での価格交渉が主流であり、「バ」国においても、相対契約の交渉となると想定している。

(d) 石炭の調達数量

一般的には、年間の引取り数量を決めておくと、追加数量の相互オプション付与するケースもある。

一方的なオプションは、リスクがあるのであくまで相互オプションで行い、価格が合意に至らなかった場合は、引取り義務が発生しない条件を設けることも重要である。

(e) 入札方式

東アジアの電力会社では、入札により短期から中期の調達を行う例が多い、発電所側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。

今回、この Feasibility Study では、設計炭のカロリーを低く設定して要求スペックを柔軟に設定していることからメリットを生かした、石炭調達方法を確立することが望まれる。

(f) 決済方法

一般的に石炭調達の決済方式は、基本的には L/C 決済<sup>1</sup>となる。

この場合の信用状は、おおよそ本船が積地到着の1週間前までに売り主により開設することを一般的条件とし、仲介者が認める一流銀行による信用状開設であれば、前渡し金のようなものの支払いを要求しないケースもある。

(2) 石炭調達のリスク

「バ」国における石炭調達のリスクは、次のような項目が想定される。

- ① 配船によるリスク。
- ② 炭鉱側におけるトラブル等のリスク。
- ③ 発電所がトラブル停止するリスク。
  - 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の変動する場合。

---

<sup>1</sup> L/C(信用状)、Letter of Credit.

輸入地の銀行が、輸入業者から依頼を受けて発行する「信用を保証する証書」(信用状)。支払いを確約する書類のことで輸入国の銀行と輸出国の銀行が入って、支払いを確約してくれる制度。

---

- ▶ トラブル等により発電所が長期にわたり停止した場合。
- ▶ 供給される石炭の品位変動（低下）があった場合。

### (3) 石炭調達のリスクを考慮した対策

石炭調達では、品質や需要量を安定的に調達をしながらリスクを回避する契約として「長期契約」と「短期契約」をバランス良く組合せる方法がある。

安定した配船の対策では、①船を確保すること。②一定量の輸入量を確保することである。従って、配船でも、この点を契約に織込むことと安定供給をはかるには数社と長期的な契約が必要と考える。

また、契約した石炭が事故等により供給できなくなった場合には、代替炭による供給義務を負わせる代替炭の供給義務も織り込む必要もある。

石炭の生産は、天候要因に影響を受けることがあり多分にあり、異なる炭鉱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。

最近では、ほとんど確認されていないが、炭鉱の従業員のストライキや地元住民による妨害、また事故などで供給が止まる可能性を考慮すると数社と取引することも必要であり、その場合、同時に出荷かとまらないように離れた場所、つまり、石炭調達地の分散化と考える。

日本の電力会社の例では、複数の発電所を保有し、使用する石炭の品質は同一の場合が多いが、このようなリスクを回避するために石炭調達は一元的に行っている。

### (4) 価格基準

電力で使用する一般炭の価格基準は、1年毎に価格を決めるのが最も一般的である。それ以外では半年または四半期毎値決め方式や Index 連動方式も一般的になってきている。

### (5) 保証

「バ」国では、輸入炭調達の経験がないうえに取扱う数量も多いことから金額も大きくなりサプライヤー側は与信管理の観点から、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可能性がある。

これは、「バ」国だけが特殊事情でなく、日本での取引も同じである。

この場合、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。

つまり、石炭のサプライヤーが CPGBL(電力公社)と長期契約を締結するに当たっては、上部機関に当たる政府が信用補完するものである。

この場合の政府の信用補完は、以下のとおり想定する。

- ✓ CPGBL は必ず契約を履行する。
- ✓ 万一不履行となった場合は政府が債務を代行する。

通常は、CPGBL が支払い義務を負う事になるので、特に何のトラブルもなければ CPGBL が淡々と支払いを行うこととなり、政府が直接財務負担を負う事は無い。

政府保証以外には、一流銀行発行の CPGBL の長契履行能力を保証する Performance guarantee や、CPGBL の債務不履行を連帯保証する Letter of Guarantee 等が、上記「政府保証」

の代替となり得る。しかし、一般的に、長期にわたる「銀行保証」は通常非常にハードルが高くなる可能性がある。

(6) 採炭地から出炭する際の品質管理について

石炭の積出しから出荷までの豪州を例にした一般的なフローを図 6.4-20 石炭の積出のフロー図に示す。

積出港にて積み込み完了後のカロリーや水分量などの品質管理は、船に積荷が完了後、第3者の検定機関により各種測定(数量確定、品位、熱量等)、契約品質条項に従って単価が決まり請求書作成する。

請求金額は、確定数量に単価(積荷のカロリーに相当する単価)を掛けた一方、着船時に、買い主側も各種測定を実施して検証している。(数量、熱量など)検証後、差違があった場合には協議する方法を採用している。

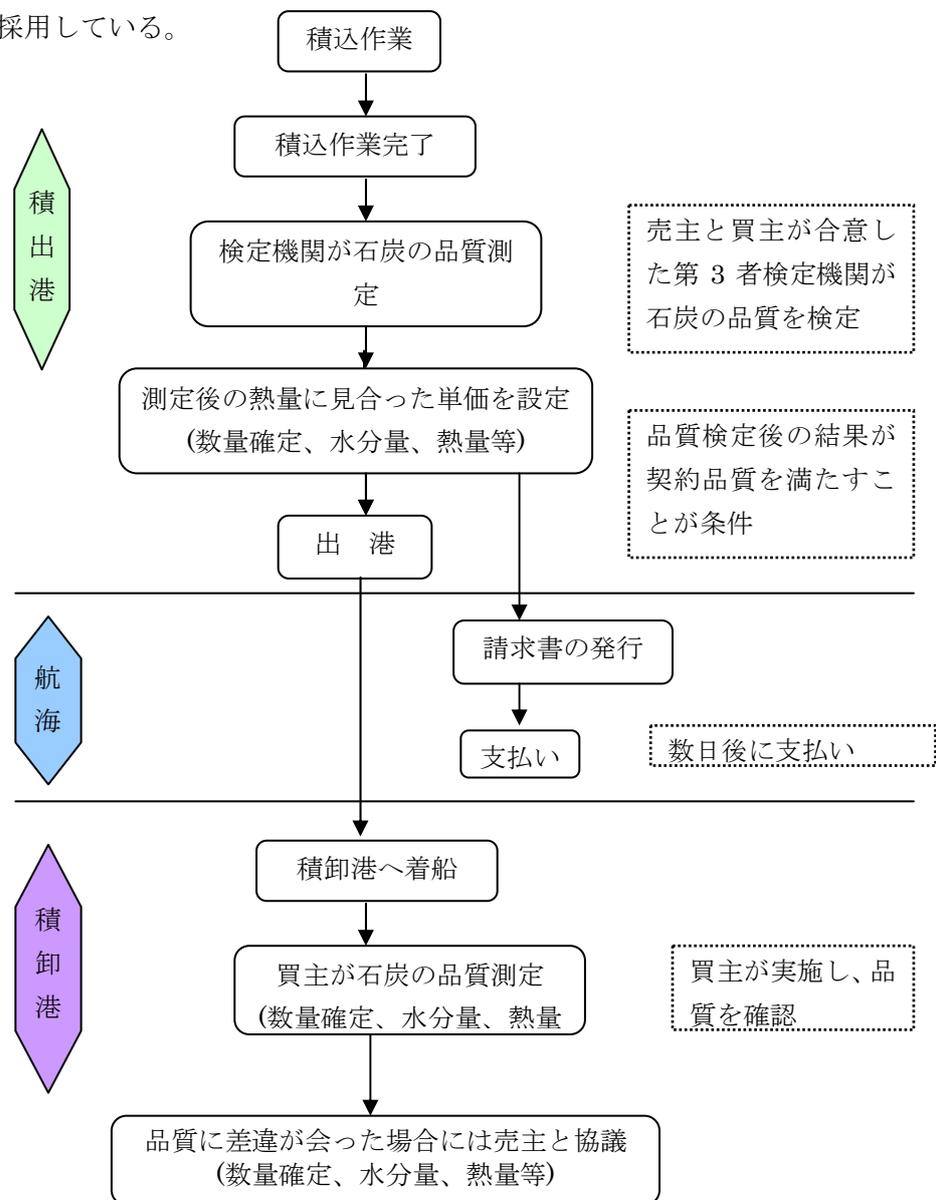


図 6.4-20 石炭の積出のフロー図

出典：JICA 調査団

#### 6.4.7 輸送船の形態

日本の電力会社の石炭運搬は、船会社と専航船契約を締結しているケースが多い。石炭の調達リスクへの対応と同様に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。製鉄会社では、専用船の使用するケースが多く、例えば、中国の製鉄所では 60～70%程度は、日本の船会社に専用船として委託しており、残りはスポットで調達している。

#### (1) 輸送船の種類

##### (a) 貨物別による船の種類

貨物別に見る船の種類は、図 6.4-21 貨物別に見る船の種類に示すとおりである。

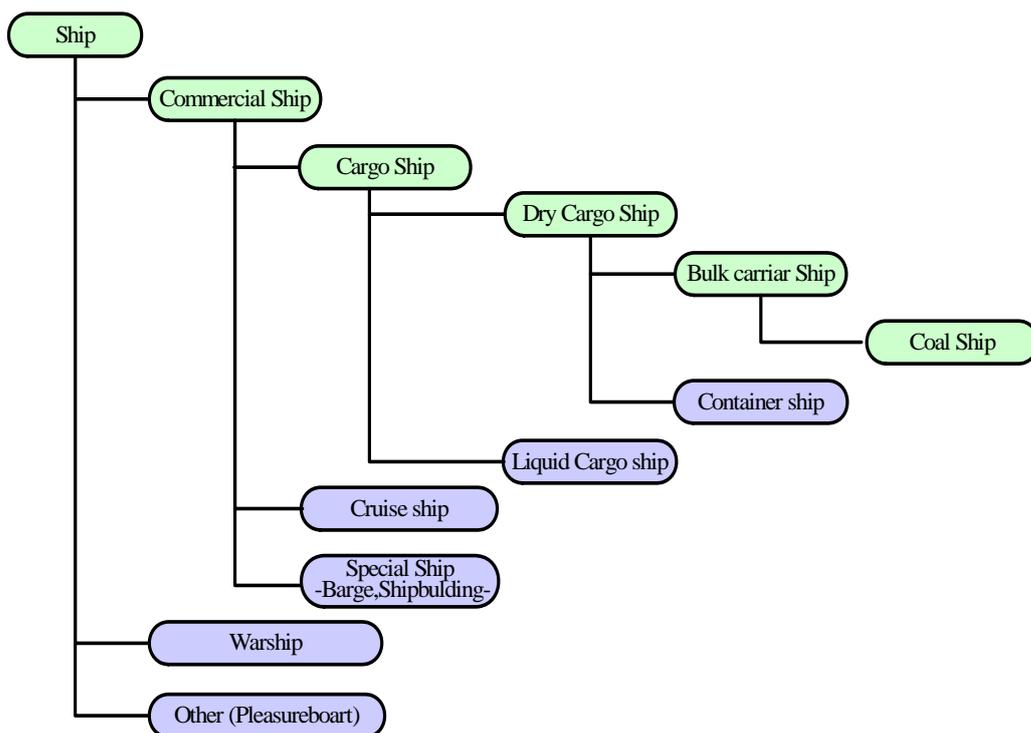


図 6.4-21 貨物別に見る船の種類

出典：JICA 調査団

貨物別には、乾貨(Dry Cargo)、液貨(Liquid Cargo)、その他に大別され、乾貨では、在来船、コンテナ船、バラ積船(Bulk Carrier)に分類できる。

在来船は、雑貨、機械、鋼材などの一般貨物を扱う。コンテナ船は、20 フィート 40 フィートのコンテナ貨物を扱うものである。

バラ積船は、標準バルカー船と専用船に分類され、標準バルカー船は、handy size, panamax size, cape size に分類される。

専用船の種類は、石炭専用船、鉱炭船、チップ専用船、自動車専用船、冷凍船などがある。液貨船は、オイルタンカー、プロダクトキャリアー、ケミカルタンカー、液化ガス運搬船などに分類される。

オイルタンカーは、主に原油などを扱い、プロダクトキャリアーは、石油製品(ナフサ、軽油、重油、灯油、ガソリン)を扱い、ケミカルタンカーは、液体化学製品(ベンゼン、トルエン、ワイン、ミルクなど)を扱う。液化ガス運搬船は、液化天然ガス、液化石油ガスを扱う。

その他に分類されている船の内訳は、客船、クルーズ船、フェリーボート、漁船、曳船、海上自衛隊の護衛船などがある。

(b) バルカー船のサイズ

一般的に船舶の大きさを表す数値は、船舶に実際に積み込むことができる貨物である、燃料、潤滑油、旅客、食料などの重量であり、これを基にして船舶の大きさを表している。

船舶の積載能力を表す事は、商業用重要なトン数であり、貨物船・タンカーなどで普通に「トン数」と言えばこの載荷重量(DWT: Dead Weight)を指す。

バルカー船には、大きく分けて①スモールハンディ (Small Handy)、②スーパーマックスハンディ (Supramax Handy)、③パナマックス(Panamax)、④ケープサイズ(Cape Size) 4つのサイズがある。代表的な船型は、表 6.4-18 代表的な船型のとおりである。

表 6.4-18 代表的な船型

Item	Small Handy	Supermax Handy	Panamax	Cape size
DWT(Dead weight)	32,000	55,000	70,000	170,000
LOA(Length over all)	170	190	225	280
Beam(m)	27	32.2	32.2	47
Full draft(m)	12.5	12.5	13.7	17.8
Number of Hold	5	5	7	9
Hold Capacity (m <sup>3</sup> )	41,000	69,000	102,000	195,000

出典：NYK Presentation material

ハンディサイズ(Handy Size)は、載荷重量 18,000～55,000DWT のばら積船を示し、大きさが手頃で、世界のほとんどの港に入出港できる特徴がある。

ハンディサイズのうち、載荷重量 28,000DWT 以下をスモールハンディ(Small Handy)、載荷重量 45,000DWT～55,000DWT をスーパーマックス(Super max)と分類している。

パナマックス(Panamax)は、Panama と maximum の合成語であり、船のサイズは、パナマ運河を通航できる最大船型であり、長さは、900 フィート（約 274m）以内、幅 106 フィート（約 32.31m）以内の船で、載貨重量が、70,000DWT～75,000DWT クラスを指し、Panamax は、タンカーに限らず、撤積船、鉦石船、コンテナ船などにも用いられる。

チッタゴン石炭火力発電所の石炭運搬については、このパナマックスサイズによる運搬船を使用することを計画しており、このサイズを使用することによって効率化を図る目的で設備計画を行っている。

パナマックスサイズより大きいのはケープサイズ(Cape Size)であり、これはパナマ運河が通航できないことからアフリカ大陸の喜望峰廻りなる載貨重量 150,000DWT～170,000DWT クラスの大型ばら積み船を「ケープサイズ」と呼んでいる。

#### (c) 豪州からの「バ」国、Matarbari までの輸送

「バ」国に新設する Matarbari 港を起点として豪州のニューキャッスル港までの航海日数の試算は、表 6.4-19 豪州、インドネシアの主要港からの航海日数の試算のとおりである。

運搬行程は、図 6.4-22 豪州から「バ」国 チッタゴンまでの輸送行程のとおりである。運搬の条件は、想定積載貨物量を 75,000 トン、試算スピードの前提条件として「バ」国から豪州までの距離を 5,824Mile、積載運搬速度を 13knt(25.3km/h)、豪州ルートは、マラッカ海峡を通過するためシンガポール港に立ち寄って給油補給を行う計画とした。

豪州のニューキャッスル港から「バ」国までの航海日数は、53 日間となる。過去の実績から悪天候日などによる稼働できない日を 20 日とすると運転稼働日を 345 日となり、年間 7 回の輸送が可能となる。

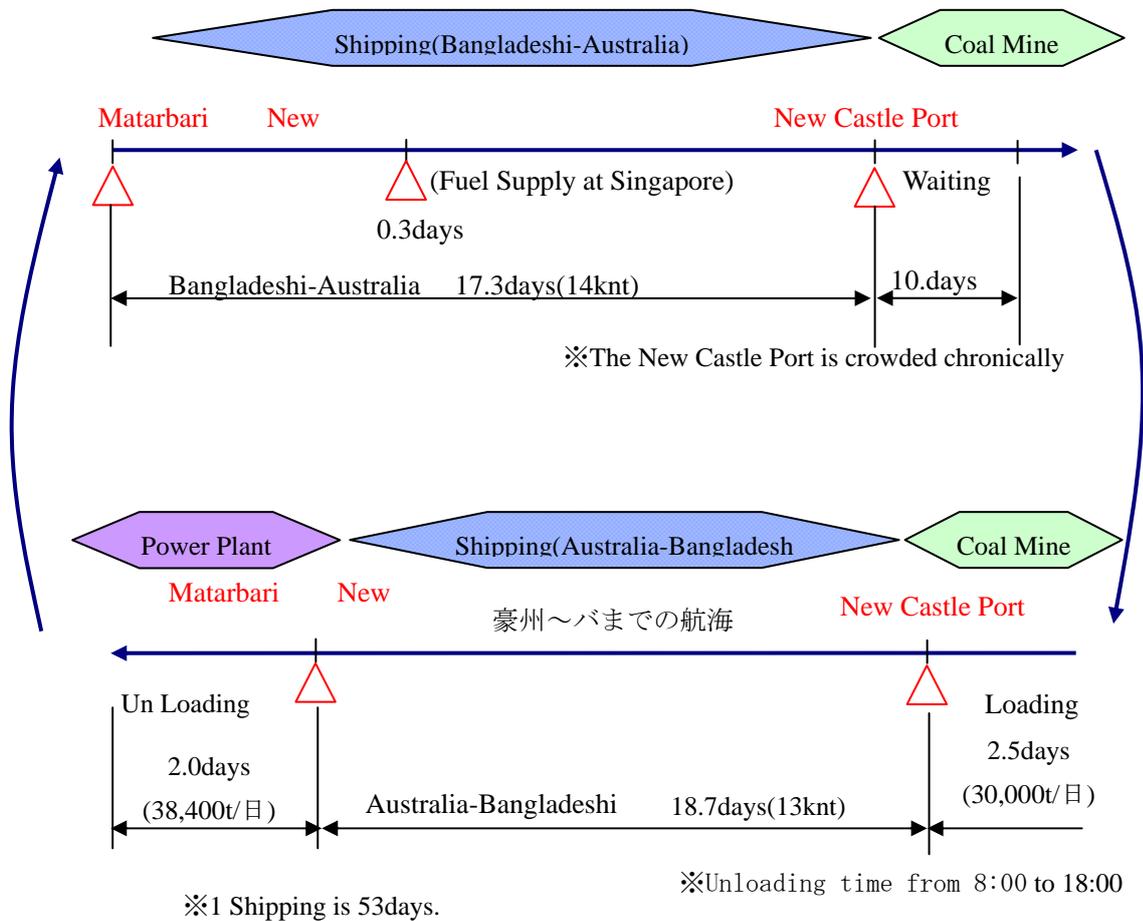


図 6.4-22 豪州から「バ」国 チッタゴンまでの輸送行程

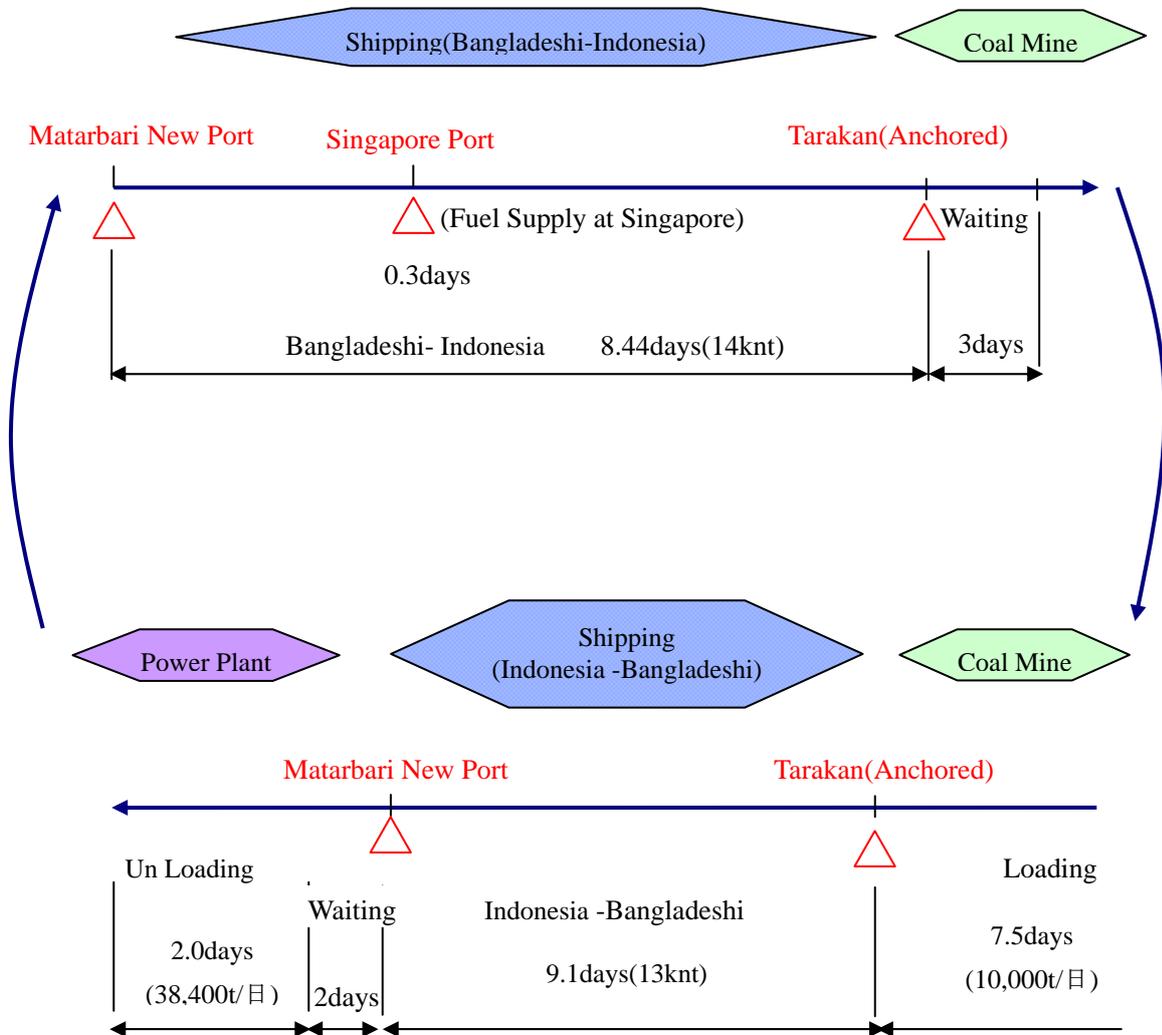
出典：JICA 調査団

(d) 4) インドネシアから「バ」国、Matarbari 港までの輸送

インドネシアから「バ」国までの輸送も豪州と同じで新設する Matarbari 港を起点としてインドネシアの航海日数の試算は、表 6.4-19 豪州、インドネシアの主要港からの航海日数の試算のとおりであり、その表を基にして運搬行程は、東カリマンタン島の Tarakan から試算する。輸送の行程は、図 6.4-23 インドネシア(Tarakan)から「バ」国 チッタゴン港までの輸送行程のとおりである。

運搬の条件は、想定積載貨物量を 75,000 トン、試算スピードの前提条件として「バ」国からインドネシアまでの距離を 2,837Mile、積載運搬速度を 13knt(25.3km/h)、東カリマンタン島ルートも、マラッカ海峡を通過するためシンガポール港に立ち寄って給油補給を行う計画とした。

インドネシアカリマンタン島東部 Tarakan 港(沖積方式 ; Anchored)から「バ」国までの航海日数は、32 日間となる。  
 同様に試算すると年間 11 回の輸送が可能となる。



※1 Shipping is 32days.

図 6.4-23 インドネシア(Tarakan)から「バ」国 チッタゴン港までの輸送行程

出典 : JICA 調査団

表 6.4-19 豪州、インドネシアの主要港からの航海日数の試算

【検討条件】

- 対象船型：PANAMAX 型(DWT76,000)
- 試算スピードの前提条件】
  - ・往航航行速度：14knt、(27.2km/h)
  - ・復航航行速度：13knt、(25.3km/h)
- 積地
  - ・豪州→NSW 州ニューキャッスル、・インドネシア→東カリマンタン島

Item	Representative Port			
	Australia	Indonesia		
Loading Port	NEWCASTLE (Jetty)	TARAKAN (Anchored)	SAMARINDA (Anchored)	TANJUNG BARA(Jetty)
Expectation of cargo Weight (t)	75,000	74,500	75,000	75,000
<b>【Bound】</b>				
Distance of Shipping (Mile)Via Singapore	5,824	2,837	2,647	2,716
Navigation Days (day)	17.33	8.44	7.88	8.08
Time of Fuel Supply at Singapore (day)	0.3	0.3	0.3	0.3
Waiting days of Loading on offing(day)	10	3	3	3
Loading Capacity of one day (t/day)	30,000	10,000	17,000	35,000
The total number of loading days (day)	2.5	7.5	4.4	2.1
<b>【Return】</b>				
Distance of Shipping (Mile)Via Singapore	5,824	2,837	2,647	2,716
Navigation Days (day)	18.67	9.09	8.48	8.71
Waiting days of Unloading(day)	2	2	2	2
Unloading Capacity of One day (t/day)	38,400	38,400	38,400	38,400
The total number of Unloading days (day)	2.0	2.0	2.0	2.0
The total number of navigation days(day)	52.8	32.2	28.0	26.2
The number the annual shipping (Shipping/year)	7	11	12	13
●Annual Operation Days:345days ●It is 20 <sup>th</sup> non-operation days by bad weather				
<b>【Reference】</b> Quantity of annual procurement coal (t/year)	490,500	797,895	923,250	998,600

出典：JICA 調査団

(e) 海上輸送ルート図

「バ」国の Matarbari 港と豪州のニューキャッスル港間の海上輸送ルートを図 6.4-24 豪州からの海上ルート図に示し、インドネシア、カリマンタン島の Tarakan 港からの海上ルートを図 6.4-25 インドネシア、東カリマンタン島からの海上ルートに示す。

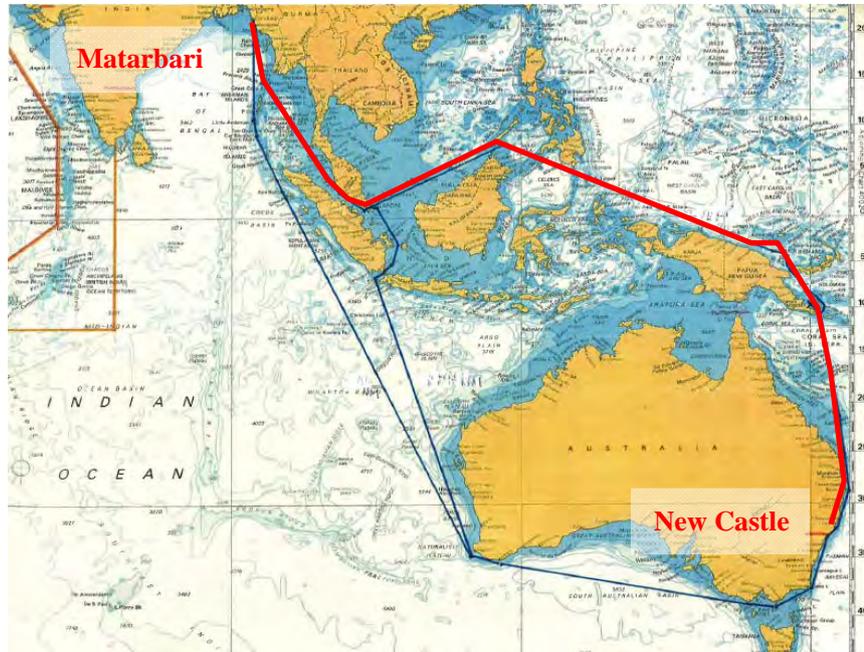


図 6.4-24 豪州からの海上ルート図

出典：JICA 調査団

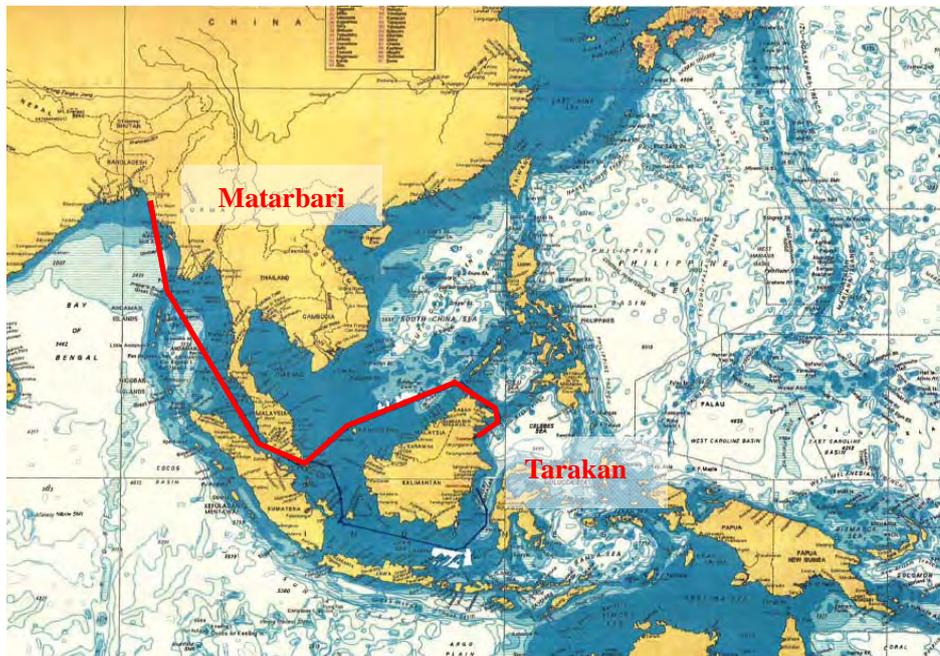


図 6.4-25 インドネシア、東カリマンタン島からの海上ルート

出典：JICA 調査団

## 第7章

### 概念設計



## 第7章 概念設計

### 7.1 プロジェクトの概要

本プロジェクトは「バ」国の南東部に位置する Matarbari 島に、超々臨界圧（以後 USC と記載）技術を活用した Matarbari 石炭火力発電所（2 x 600MW）（以後 Matarbari CFPP と記載）を開発し、同様に建設される 400kV の送電線を通じて PGCB のグリッドに 1,200MW の電力を供給する計画である。

本プロジェクトでは発電プラントを安定して運転するのに十分な量の燃料炭を得るため、大量の石炭を海から移送する必要がある。従って、発電所運転用石炭受入のための燃料炭荷受け燃料バースや発電所への燃料炭移送設備を含む浚渫港湾が必要となる。プロジェクトの全体像は、燃料移送のための港湾設備から 400kV 送電線に接続するためのスイッチヤードを含む Matarbari CFPP の全設備の建設である。本調査は、Matarbari CFPP 建設の可能性を検討し、プロジェクトに対する設備構成や基本設計に取り組むものである。

### 7.2 プラントシステムの基本検討

#### 7.2.1 蒸気サイクルの候補

大型火力発電設備向けには亜臨界、超臨界（SC）および超々臨界（USC）の 3 つの蒸気サイクルが適応されている。本プロジェクトの発電設備の蒸気サイクルを決定するために下記のような各サイクルの予想性能による経済性評価を実施した。

表 7.2-1 大型火力発電設備向けの典型的に蒸気サイクル性能

蒸気サイクルのタイプ	主蒸気圧	主蒸気/再熱蒸気温度
亜臨界	16.6 MPa(g)	538/538°C
超臨界（SC）	24.1 MPa(g)	538/566°C
超々臨界（USC）	24.5 MPa(g)	600/600°C

出典：JICA 調査団

#### 7.2.2 主要部材の材質

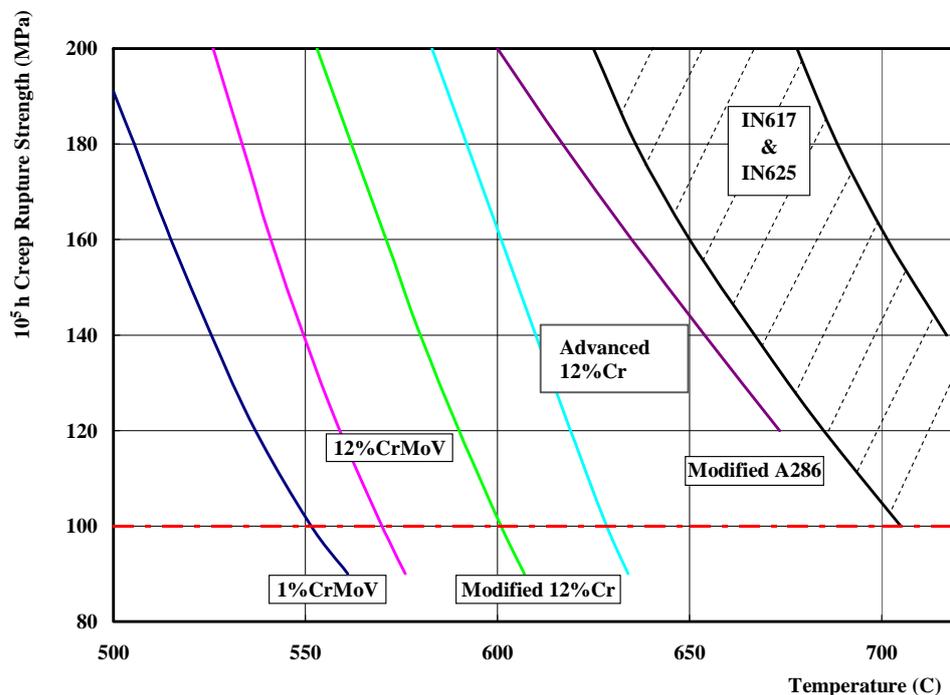
SC および USC の商業化においてボイラ、蒸気タービンの耐高温部材の開発が不可欠である。蒸気と燃焼ガスとの温度差を少なくするためボイラチューブの伝熱面を増加させる必要がある。このような目的のため SC および USC 向けに高クロムフェライト鋼が商業化された。しかしながら改良型 USC（A-USC）で採用されるより高温高圧の蒸気条件の場合、過熱器チューブ、再熱器出口ヘッダーおよび主蒸気管等の肉厚高温部材においては温度の上昇にともない許容応力は低下するためフェライト鋼が使用できない。これに対し、オーステナイト鋼、ニッケル基合金、高クリープ破断強度を有する鉄-ニッケル基合金がそれらの部位に適用しなければならない。図 7.2-1 は各蒸気条件におけるボイラ部材へ適応される材料を示す。

Type of Unit	Conventional Type			Advanced Type	
Pressure (MPa)	25	25	25	30	30~35
SH Temp (°C)	540	566	600	650	700~720
RH Temp (°C)	540	566	600	650	700~750
Water Cooled Wall	Low-alloy Steel			Modified Low-alloy Steel	
Heat Transfer Tube High Temp Parts	2.25 ~ 9 % Cr Alloy Steel			Stainless Steel	Fe-Ni Base Ni Base
Main Steam Pipe Steam Header	9 ~ 12 % Cr Alloy Steel			Modified 9 % Cr	Fe-Ni Base Ni Base

出典：火力原子力発電技術協会誌 (Vol.58, No.8)

図 7.2-1 各ボイラ部材の材質と蒸気条件

蒸気タービンのローター材は一般的に 100MPa 負荷下のクリープ破断時間 10 万時間を保持できる温度が使用温度より高温かどうかで評価することができる。図 7.2-2 に 10 万時間クリープ破断強度と対応する温度を図 7.2-2 に示す。600/600°C USC に対しては改良 12%クロムフェライト鋼かより高性能な材料がローター材として使用される。



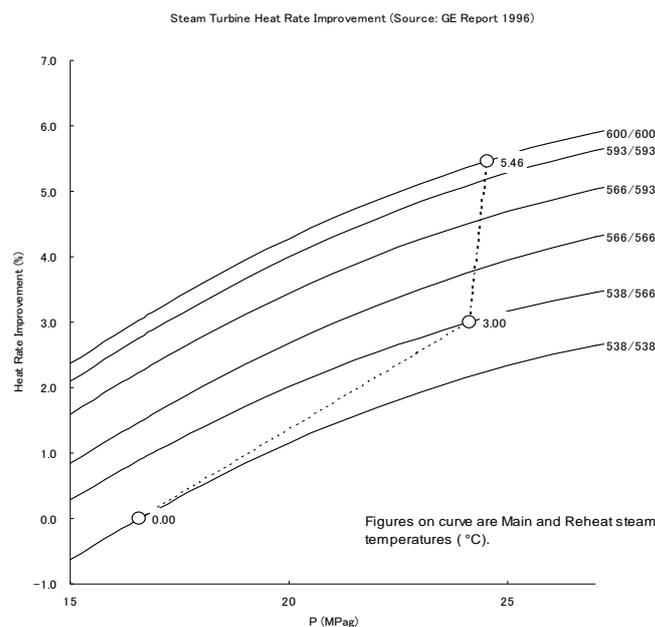
出典：火力原子力発電技術協会誌 (Vol.58, No.8)

図 7.2-2 各材料の 10 万時間クリープ破断強度

7.2.3 各蒸気サイクルの予想性能

(1) 蒸気タービン効率 ( $\eta_t$ )

各蒸気サイクルにおけるタービン熱消費率（もしくは熱効率）の改善効果を図 7.2-4 に示す。蒸気タービン効率 ( $\eta_t$ ) は温度・圧力の上昇とともに改善される。16.6MPag, 538/538°C, 84.7hPa の条件下での亜臨界プラントの予想効率が 45.0%となることから SC (24.1MPag, 538/566°C, 84.7hPa) および USC (24.5MPag, 600/600°C, 84.7hPa) プラントの効率はそれぞれ 3.00% 増の 46.35% および 5.46% 増の 47.46% となる。



出典：GE Power Systems 社報告書（1998）

図 7.2-3 蒸気タービン熱消費率の改善効果

(2) ボイラ効率 ( $\eta_b$ )

グロス発熱量基準のボイラ効率 ( $\eta_b$ )は 87%と想定される。ここでは亜臨界、SC および USC のすべてのケースにおいて同一のボイラ効率を適用する。

ボイラ効率に影響する主要パラメータは以下である。

- ・ 石炭グロス発熱量: 4700 kcal/kg as received.
- ・ 外気温: 30°C
- ・ 相対湿度: 80%
- ・ 空気過熱器で繰り排ガス温度: 130°C
- ・ 節炭器出口過剰空気率: 15.0%
- ・ 空気過熱器出口過剰空気率: 21.4%

(3) プラント効率 ( $\eta_{pg}$ )

発電端グロス発熱量基準のプラント効率 ( $\eta_{pg}$ ) は下記の式を使って計算される。

$$\eta_{pg} = \eta_t \times \eta_b / 100 (\%)$$

ここで:

- $\eta_{pg}$ : プラント効率 (%)
- $\eta_t$ : 蒸気タービン効率 (%)
- $\eta_b$ : ボイラ効率 (%)

計算されたプラント効率は亜臨界で 39.15% (基準)、SC で 40.32% (3.00%改善)、USC で 41.29% (5.47%改善)となった。

#### (4) 補機動力消費 (α%)

各蒸気サイクルにおける定格負荷での補機動力消費 (α%) の想定値は以下のようになる。USC の補機動力消費はより高効率のため他のサイクルに対しわずかながら少ない結果となった。

・ USC:	6.48%
・ SC:	6.64%
・ 亜臨界:	6.78%

補機動力消費は補機動力と以下の機器の動力損失の合計である。海水淡水化装置、脱塩装置、水処理装置等の共通設備の動力は含まれない。

- i) 蒸気タービン発電機、ボイラ、電気集塵器、脱硫装置およびそれらの補機、建屋証明、換気システム等の発電プラントに関連する補機動力
- ii) 主変圧器及び補機変圧器、母線および動力ケーブルの動力および損失
- iii) 下記の共通設備の補機動力
  - a. 石炭運搬設備
  - b. 脱硫装置用の薬品準備、排水設備
  - c. 排処理設備

#### (5) 石炭消費量及び二酸化炭素 (CO<sub>2</sub>) 排出量

石炭消費量 (C<sub>C</sub>) and CO<sub>2</sub> 排出量 (E<sub>CO2</sub>) は以下の式により計算される。

- ・ 石炭消費量:

$$CC = (MWg \times 860 \times 10^3) \times (100/\eta_{pg}) / (GAR \times 1000) \times 8760 \times (CF/100) \text{ (ton/year)}$$

ここで

CC : 年間石炭消費 (t/year)

MWg : 定格発電端出力 (MW)

$860 \times 10^3$  : MW から kcal/h への単位換算係数 (kcal/MWh)

$\eta_{pg}$  : グロスプラント熱効率 (%)

GAR : 石炭受け取りベースのグロス発熱量 (kcal/kg)

8760 : 年間時間数 (h/year)

CF : プラント負荷率, 80 (%)

- ・ CO<sub>2</sub> 排出量:

$$E_{CO2} = C_C \times M_{CO2}/C_A \times (c / 100)$$

ここで

- $E_{CO_2}$  : 年間  $CO_2$  排出 (t/year)
- $C_C$  : 年間石炭消費量（受け取りベース） (t/year)
- $M_{CO_2}$  :  $CO_2$  分子量 44 (kg/kg mol)
- $C_A$  : 炭素原子質量 12 (kg/kg atom)
- $c$  : 石炭の炭素含有量（受け取りベース） (weight %)

各蒸気サイクルにおける石炭消費量と  $CO_2$  排出量の計算結果を表 7.2-2 に示す。経済性に関して USC の石炭消費量は亜臨界のおよそ 5.49%少ない。同時に相当するボイラ排ガス量も削減される。

600MW2 基が一年間運転した場合（負荷率は 80%と仮定）、600MW2 基では亜臨界に比べ USC では年間 216,400 トンの石炭消費が削減され、年間 396,600 トンの  $CO_2$  排出が削減される。

結論として JICA 調査団は、亜臨界に対する燃料経済性、 $CO_2$  排出削減の観点から本プロジェクトの蒸気サイクルとして USC を選定した。

**表 7.2-2 亜臨界、SC 及び USC の予想性能比較**

	亜臨界 (16.6MPag, 538/538°C)	超臨界 (24.1MPag, 538/566°C)	USC (24.5MPag, 600/600°C)	注
発電機出力 (kW)	1,203,862	1,202,057	1,200,000	定格点
所内動力率 (%)	6.78	6.64	6.48	
正味電気出力 (kW)	1,122,240	1,122,240	1,122,240	開閉所にて
タービン効率 (%)	45	46.35	47.46	
ボイラ効率 (%)	87.0	87.0	87.0	高位発熱量ベース
プラント効率 (%)	39.15	40.32	41.29	発電端および高位発熱量ベース
	Base	3.00% better	5.47% better	
Fuel heat input, HHV ( $10^6$ kcal/h)	2,644	2,564	2,499	荷受けベース
Gross calorific value of coal (kcal/kg)	4,700	4,700	4,700	A 荷受けベース
Coal consumption (t/h)	562.66	545.45	531.78	荷受けベース
Plant capacity factor, %	80	80	80	
Coal consumption (t/year)	3,943,100	3,822,500	3,726,700	
	Base	120,600 less	216,400 less	
Carbon content in coal, wt. %	50	50	50	荷受けベース

	亜臨界 (16.6MPag, 538/538°C)	超臨界 (24.1MPag, 538/566°C)	USC (24.5MPag, 600/600°C)	注
CO <sub>2</sub> gas emission (t/year)	7,229,000	7,008,000	6,832,400	
	Base	221,000 less	396,600 less	
		(3.06% better)	(5.49% better)	

出典：JICA 調査団

Note: 上記の性能は本プロジェクト用の典型的な石炭性状に基づき想定した。

#### 7.2.4 蒸気サイクルの経済性評価

USC プラントは亜臨界プラントに比べより高効率なため、相当量の石炭消費を軽減することができる。一方、USC プラントの建設費は亜臨界圧プラントのそれより幾分高い。

建設費と運営費の双方を考慮して本プロジェクトのいくつかの前提条件のもと、亜臨界、超臨界および USC プラントの経済評価を行った。

##### (1) 方法

USC および亜臨界プラントの発電効率は表 7.2-2 に示す予想性能値を用い、それぞれの燃料費と建設費の正味現在価値を比較した。建設費と燃料費の正味現在価値が小さいプラントの方が他方より経済的と評価される。

##### (2) 評価

- ・ 総出力 : 1,200,000 kW
- ・ 所内動力率 : 6.48%
- ・ 発電所運用期間 (m) : 25 年
- ・ 負荷率 : 80%
- ・ 割引率 (i) : 10%/年
- ・ 燃料費エスカレーション率 (e) : 4.7%/年 (注-1)
- ・ 修正年金原価係数 : 14.0 (注-2)
- ・ 石炭総熱量 : 4700kcal/kg 荷受けベース
- ・ 石炭単価 : 63.5 ドル/t (4700kcal/kg) (Note-3)

注:

1. 燃料費エスカレーション率は 6.4.6 節に記載するインドネシア炭の 2012 年から 2013 年までの想定値を用いた。
2. 修正年金原価係数は以下の式により算出される。  
 修正年金原価係数 =  $(1+e)\{(1+i)^m - (1+e)^m\} / (i-e)(1+i)^m$
3. 石炭単価は 6.4.6 節に記載する 2012 年のインドネシア炭の 2012 年価格。

(3) 燃料費の正味現在価値

燃料費の正味現在価値は以下の式で算出される。

$$\text{燃料費の正味現在価値} = \text{年間石炭消費量 (t/年)} \times \text{石炭単価 (ドル/t)} \\ \times \text{修正年金原価係数 (-)}$$

計算結果を表 7.2-3 に示す。

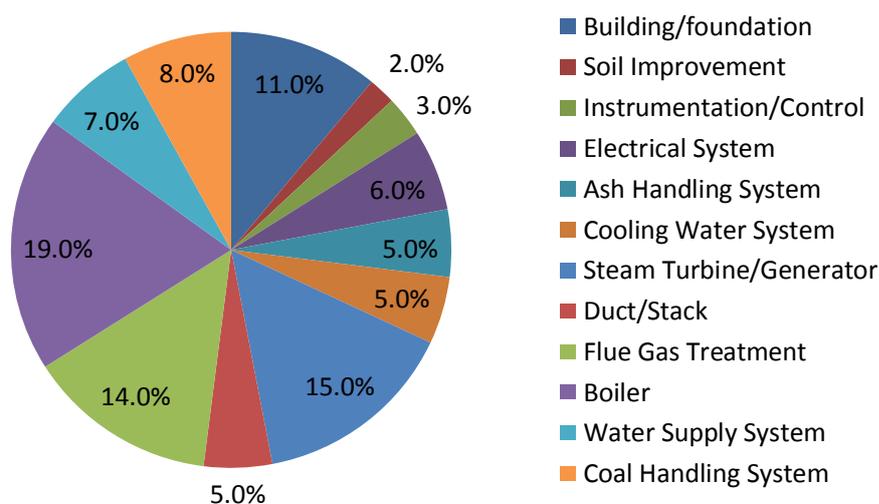
表 7.2-3 燃料費の正味現在価値

	亜臨界	超臨界	USC
年間石炭消費量 (t/年)	3,970,000	3,848,000	3,752,000
	Base	-120,600	-216,400
石炭単価 (ドル/t)	63.5	63.5	63.5
年間石炭費 (百万 ドル/年)	250	243	237
	ベース	-7	-13
修正年金原価係数	14.0	14.0	14.0
(4) 燃料費の正味現在価値(百万ドル)	ベース	-107	-193

出典：JICA 調査団

(5) 発電プラントの建設費

図 7.2-4 は USC 石炭火力発電所の各設備のコスト割合を示す。亜臨界と USC の建設費の差を評価するため、図 7.2-4 に示す USC のコスト内訳一例をもとに亜臨界の建設費を算出した。



出典：CCT Workshop 2008 in Japan

図 7.2-4 USC 石炭火力発電所のコスト内訳

表 7.2-4 に本プロジェクトの試算結果を示す。亜臨界の項目毎の建設費(Ab)は USC のそれ(At)を相対比(At/Ab)で除することにより求めた。

各項目の相対比(At/Ab)は以下のように算出した。

- i) 建屋・基礎工事、制御・計装、用水装置の建設費は亜臨界と同等と考えられる。よって、 $At/Ab=1.00$  とした。
- ii) 熱効率の良い USC の土地改良工事、灰処理装置、煙道・煙突、貯運炭装置の設備容量は亜臨界のその 5.5% 小さいとした。2/3 乗則を適用すると、USC の建設費は 3.7% 小さい、即ち  $At/Ab = 0.963$  とした。
- iii) 蒸気タービン発電機については、USC は亜臨界と同容量である。しかしながら主蒸気・再熱蒸気温度および給水圧力がより高いことの蒸気タービン、給水加熱系統への影響を考慮すると USC は 3.5~7% の建設費の増加が見込まれる。
- iv) USC ボイラについては、蒸気・給水系の運転圧力は亜臨界の 1.5 倍高く、過熱器・再熱器出口における蒸気温度は亜臨界より約 60°C 高い。そのためチューブ・配管厚の増加、部材のグレードアップ、過熱器・再熱器伝熱面積の増加により建設費が 20~30% 亜臨界より高い、即ち  $At/Ab = 1.20\sim 1.30$  とした。

**表 7.2-4 石炭火力発電所建設費の比較**

項目		USC 建設費 At	相対比 At/Ab	亜臨界建設費 Ab
建屋・基礎工事	%	11.0	1	11.0
土地改良工事	%	2.0	0.96	2.1
制御・計装	%	3.0	1	3.0
電気設備	%	6.0	1	6.0
灰処理装置	%	5.0	0.96	5.2
冷却水設備	%	5.0	0.94	5.3
蒸気タービン発電機	%	15.0	1.035-1.07	14.0-14.5
煙道・煙突	%	5.0	0.96	5.2
排煙処理装置	%	14.0	0.96	14.5
ボイラ	%	19.0	1.20-1.30	14.6-15.8
用水装置	%	7.0	1	7.0
貯運炭装置	%	8.0	0.96	8.3
合計	%	100	-	96.3-98.0

出典：JICA 調査団

## (6) 経済性評価

上記の試算の結果から USC の石炭コストの正味現在価値は亜臨界のその 193 百万ドル小

い。

一方、USC 建設費は亜臨界の 2~4% 高い。亜臨界の単位出力当たりの建設費が 1,500~2,000 ドル/kW のとき、USC 建設費は亜臨界のその 36~96 百万ドル高い。(1,200,000 kW x 1,500 ~ 2000 ドル/kW x 0.02 ~ 0.04 = 36 ~ 96 百万ドル)

従って、USC の建設費と石炭コスト正味現在価値の合計は亜臨界より 98~158 百万ドル安いとの試算結果となり、本プロジェクトにおいて USC は亜臨界より経済的であるとの結論となった。

表 7.2-5 亜臨界および USC 石炭火力発電所の経済性比較

Item	Unit	Subcritical	USC
Net Present Value of Coal Costs	Million USD	Base	193 less
Construction Costs	Million USD	Base	36 to 96 more expensive
NPV of Coal Costs + Const. Costs	Million USD	Base	97 to 157 more economical

出典：JICA 調査団

### 7.3 業務範囲

#### 7.3.1 一般

本プロジェクトの基本構成は 2 x 600MW の石炭焼き火力発電所及び 400kV 送電線と Anowara 変電所(400kV 送電線の 2 回線引き込み用の 400kV 開閉器のみ)から成る。そして運転可能な設備 1 式的设计、供給、建設、設置、点検、試運転および試験を含んでいる。

本プロジェクトの EPC 契約は、建設工事に関するエンジニアリング及び管理の全てを要求するもので、これらの仕様において”provide”, “furnish”, “supply”, “furnish や install”などの用語が使用されるときには、設備、機器やシステムが他の者により設置されると明記されていなければ、契約者が全てのシステムや設備を供給および設置することを意図するものである。

契約には設備類の適切な運転に必要な技術的要件を備えた請負者及びそのベンダーが実施する工事開始時の土地造成から運転可能な設備類に要求される起動および試験までの全ての現場での作業ならびに設備の運転・維持管理を担務する職員の研修を含んでいる。

発電所の運転員は、請負者の指導員と共同で設備の点検、起動及び初期の運転を実施する。請負者は全ての設備の設計、建設および補機類の起動から運転までの技術移転による発電所職員の育成を図る。

#### 7.3.2 請負者が実施する業務

請負者が実施する業務は、設計、設計のための情報収集に必要な調査、発注者の許可、免許、進捗監視に関する第 3 者との調整窓口、資材や設備の調達、建設及び組み立て、輸送、機器輸入の報告、関連法規及び補機類の起動、試運転ならびに性能試験の要求事項の順守、発電所職員の

研修、竣工図を含む契約関連図書の提出、その他仕様書に明記されている範囲内で、プラントの運転に必要な設備や業務などの一連のプロジェクト管理を含んでいる。

(1) ボイラ及び補機器/機材

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) ボイラ
- 2) 石炭バンカ
- 3) 石炭粉砕機
- 4) 石炭フィーダ
- 5) 石炭バーナ
- 6) 点火用バーナ
- 7) 起動用油バーナ
- 8) 押込ファン
- 9) 一次空気ファン
- 10) 煤吹装置
- 11) 空気予熱器
- 12) 誘引ファン
- 13) 電気集じん機
- 14) 排煙脱硫装置
- 15) 煙突
- 16) 燃料油サービスタンク
- 17) 燃料油ポンプ
- 18) 必須予備品
- 19) 工具および検査機器
- 20) 受渡試験・初期運転(3ヶ月)の消耗品と機材

(2) 石炭および燃焼灰取扱設備/資材

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) 石炭取扱設備
  - a. 石炭荷揚げ設備
  - b. 石炭荷揚げ用コンベヤー
  - c. スタッカー/リクレイマー
  - d. 貯炭場
  - e. 石炭払出コンベヤー
  - f. 石炭移送コンベヤー
  - h. 最低限の必須のスペアパーツ
  - i. 工具および試験装置
  - j. 3ヶ月分の試運転と初期運転用の消耗品や資材(記録用紙など)
- 2) 燃焼灰取扱設備

- a. 火炉ボトムクリンカー取扱設備
- b. フライアッシュ収集設備
- c. フライアッシュ貯蔵サイロ
- d. 燃焼灰送り出しコンベヤー
- e. 最低限の必須のスペアパーツ
- f. 工具および試験装置
- g. 試運転と初期運転用の消耗品や資材

### (3) 蒸気タービンおよび補機

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) 蒸気タービン
- 2) 復水器
- 3) 蒸気タービンバイパス装置（高圧バイパス）
- 4) 蒸気タービンバイパス装置（低圧バイパス）
- 5) 復水器電気防食装置
- 6) 復水器細管洗浄装置
- 7) モータ駆動復水器真空ポンプ
- 8) 復水ポンプ
- 9) グランド蒸気復水器
- 10) 復水脱塩装置
- 11) 低圧給水加熱器
- 12) 脱気器
- 13) タービン駆動ボイラ給水ポンプ
- 14) モータ駆動ボイラ給水ポンプ
- 15) 高圧給水加熱器
- 16) 冷却水ポンプ
- 17) 軸受冷却水冷却器
- 18) 補助油ポンプ
- 19) 緊急軸受油ポンプ
- 20) 油冷却器
- 21) ターニングギア
- 22) ターニングギア油ポンプ
- 23) 蒸気タービン監視装置
- 24) スペアパーツ
- 25) 工具・試験器具
- 26) 試運転及び初期運転用の消耗品・資材

### (4) プラント補機

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) 補助ボイラ
- 2) スクリーン、ポンプ、配管を含む循環水供給系統
- 3) 所内用水供給設備・タンクを含む脱塩装置
- 4) 純水装置
- 5) 補給水タンク
- 6) 薬品注入・サンプリング装置
- 7) 水素製造装置
- 8) 窒素・酸素製造装置
- 9) 二酸化炭素・窒素供給系統
- 10) 圧縮空気供給系統
- 11) 排水処理設備
- 12) 防火設備
- 13) 化学分析室備品

#### (5) 電気設備/資材

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) 発電機と励磁装置を含めた補機設備
- 2) 発電機主回路設備（相分離母線、電圧変成器、サージアブソーバー、中性点接地抵抗器など）
- 3) 発電機回路開閉装置（発電機遮断器と断路器および接地開閉器）
- 4) 発電機昇圧変圧器および付属品
- 5) ユニット補助変圧器および付属品
- 6) ステーション補助変圧器および付属品
- 7) 6.6kV 中圧開閉装置及び計器と保護継電器
- 8) 415V ユニットおよび共通開閉装置
- 9) 415V 必須開閉装置
- 10) モーターコントロールセンター(MCC)
- 11) 無停電電源装置(UPS)
- 12) 非常電源供給装置
- 13) 直流電源装置
- 14) 発電機および変圧器保護継電器
- 15) 電気防食装置
- 16) 動力ケーブルおよび配線資材
- 17) 制御ケーブルおよび配線資材
- 18) ケーブルトレイと付属品
- 19) 接地資材
- 20) プラント照明設備
- 21) 通信装置

(6) 計測・制御装置および資材

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) プラントインターロック装置
- 2) ボイラー制御装置
- 3) バーナー制御装置
- 4) タービン制御装置
- 5) プラント補助インターロックとシーケンス制御装置
- 6) データ収集・履歴記録装置と検索システム
- 7) ローカル制御装置
- 8) 遠方監視装置
- 9) プラント排気監視装置
- 10) 燃料石炭分析装置
- 11) 回転機振動監視装置
- 12) 水・蒸気分析装置
- 13) 計装および制御ケーブル

(7) 400kV 開閉所設備および資材（気中絶縁開閉器）

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) 400kV 遮断器
- 2) 400kV 断路器、含む接地開閉器
- 3) 変流器
- 4) 電圧変成器
- 5) 避雷器
- 6) 母線および導体
- 7) ベイ制御ユニット (BCU)
- 8) 変電所制御装置 (SCS)
- 9) SCADA
- 10) 保護リレーおよび計測装置
- 11) 交流および直流補助電源、蓄電池と無停電電源装置を含む
- 12) 通信およびデータ送信装置、ケーブルとケーブル路
- 13) 鉄構
- 14) その他現場装置

(8) 港湾施設

以下は港湾施設／港湾工事を示すが、この限りではない。

- 1) 船舶航路
- 2) ターニングベースン、泊地
- 3) 石炭栈橋
- 4) 燃料油栈橋
- 5) 物揚場

- 6) 護岸
- 7) 張石被覆工事
- 8) 準備工事
- 9) 浚渫工事
- 10) 掘削工事
- 11) 栈橋杭打設工事

(9) 土木構造物と建築建屋

業務は以下に示す土木構造物と建築建屋とするが、以下に示す土木構造物と建築建屋に限定されない。

- 1) 現場準備工
- 2) 土工事及び整地工
- 3) 盛土工及び盛土工斜面の保護工
- 4) 発電所内の全ての機器、設備の基礎工事及び杭工事
- 5) 貯炭場内の全ての機器、設備の基礎工事及び杭工事
- 6) 灰捨場内の全ての機器、設備の基礎工事及び杭工事
- 7) 石炭荷役機器、設備及び灰処理機器、設備の基礎工事及び杭工事
- 8) 築堤工及び築堤斜面の保護工
- 9) 仮設設備（防火、救急施設と医療サービス、照明、現場のセキュリティー）
- 10) 仮設建屋
- 11) 資機材置き場及び業者エリア
- 12) 準備工
- 13) 伐採除根
- 14) 仮設道路、仮設排水設備、その他の仮設設備
- 15) ダクト工、排水ピット工、配管工
- 16) 地下設備
- 17) 造園工
- 18) 警備用フェンス、アクセスコントロール
- 19) 道路、駐車場、舗装工
- 20) 排水パイプ、導水路
- 21) ケーブルトレンチ、ダクト
- 22) 雨水排水工
- 23) パイプラック基礎、パイプサポート基礎
- 24) 汚水排水工
- 25) 工場排水設備
- 26) 排水貯蔵池、凝固沈殿タンク
- 27) ボイラー構築物、被覆工、煙突工
- 28) タービン建屋工、基礎工
- 29) 電気室

- 30) 制御室、制御棟
- 31) 作業場、倉庫、日常保守用標準設備及び器具
- 32) 変圧器コンパウンド
- 33) 400kv 開閉所制御室
- 34) 水処理設備建屋、関連タンク基礎
- 35) 土木業務の内、冷却水処理システムに係わる、冷却水取水構造物、冷却水ポンプ室、地下冷却水取水カルバート、地下冷却水放水カルバート、放水構造物
- 36) HVAC システム
- 37) 発電所火災探知システム
- 38) 建屋電気設備、雑電源設備(コンセント等)、屋内通常照明、非常灯、避難灯
- 39) 道路照明、発電所建屋、構造物照明
- 40) 避雷設備
- 41) 日常の保守運用の為に昇降用けた、昇降用設備などの発電所サービスプラットホーム、建屋設備
- 42) 発注者により規定された発注者技術者の為の事務所、設備
- 43) 地盤沈下の対策工
- 44) 生活道路建設工

#### (10) Construction Works

発電設備および港湾設備の工事は下記に限定されるものではないが、建設および起動/試運転業務を含む。

- 1) 工事における懸念に対する安全安心を維持するための工程、進捗および工事監理を含む建設工事管理
- 2) 工事における全局面をカバーする品質保証/品質管理のプログラムの準備、実行及び管理
- 3) 建設/設置、配管、配線と試運転に必要な全ての図書/図面の準備
- 4) 建設及び試運転に必要な全ての設備、消耗品および工具類の準備
- 5) 飲料水/用水、照明および排水/衛生施設を含む必要な設備を備えた現場事務所/住居の準備
- 6) 全ての設備や資材用保管庫の準備
- 7) 通知書と書類作成の必要な手続きを伴う船積み及び通関手続き
- 8) 全ての地方、州および政府の許可の取得と確保
- 9) 全設備/資材について品質を維持された状態での輸送、保管及び取り扱い
- 10) 補機類の起動から初並列までの間の燃料費
- 11) 電気、用水、ガス及び圧縮空気を含む建設用ユーティリティーの準備
- 12) 全設備の建設、設置、調整及び組み立て
- 13) 全設備の配管及び配線
- 14) 全設備の試験及び試運転
- 15) 保障/要求データ/特性の検証を含む性能試験
- 16) 全設備の洗浄及び現場での建設後の必要な全資材の洗浄
- 17) 建設工事管理

- 18) 冷却水の条件を明確にするための水文、海底及び再循環調査
- 19) 現場の地形地質調査/ボーリング調査
- 20) 現場の土質調査
- 21) 建設のための労働力及び工具類
- 22) 建設施設
- 23) 安全および損失抑制プログラム
- 24) 品質保証プログラム
- 25) 調達進捗管理
- 26) メーカーの現地業務
- 27) (通関手続きを含む)設備や資材の受領、取り扱い及び保管
- 28) 運転前点検、試験及び試運転
- 29) 建設完了及び現地仕上げ工事
- 30) 保管エリアの建設
- 31) 建設期間中の応急手当及び安全確保
- 32) 発注者の要求に応じた調整会議や他の会議への出席

#### (11) 技術的業務

発電設備および港湾設備の工事に関する業務は、限定されるものではないが下記を含む。

- 1) 工事において懸念される予期しない困難や障害の解決のための工程及び進捗を含むプロジェクト管理
- 2) 発注者への定期報告を含む全工事/設備に関する品質保証
- 3) 発注者やコンサルタントに提出する全システム及び設備の設計、書類や図面の準備
- 4) 求められた時に購入書類が開示可能な全設備の調達/製造
- 5) 発注者への事前の書類提出及び結果報告を伴う工場テスト
- 6) 発電所職員に対する効果的な設備/資材を使用した工場研修
- 7) 机上業務及び試験を含む現場研修
- 8) 保護リレー設置計画の準備
- 9) 設計検証、進捗及びプロジェクトの調整のための会議出席
- 10) 運転維持管理マニュアルの準備
- 11) プロジェクト実施中に追加要求される図面及び図書の準備

#### 7.3.3 400 kV 送電線と変電所設備

##### (1) 送電線設備と資材

仕事は次の設備および資材を含む、しかしこの限りではない:

- 1) 2 回線 400 kV 架空送電線鉄塔
- 2) 基礎
- 3) 碍子および付属品
- 4) 導体とその付属品

5) 接地線、OPGW とその付属品

(2) 送電線建設

仕事は次の設備および資材を含む、しかしこの限りではない:

- 1) 雇用者によってサポートされた送電線の経路の設計
- 2) 現場準備と仮設工事、もし必要なら既存設備の撤去と移転も含む
- 3) 土壌調査
- 4) 現場の地形の調査
- 5) 土工事および整地工
- 6) 杭工事（必要ならば）
- 7) 保安用柵と入構管理
- 8) 道路
- 9) 仮設建物、排水設備とサービス
- 10) 鉄塔と鉄塔の基礎を含めた土木と建設工事
- 11) 造園工

(3) 送電線エンジニアリングワーク

これらの活動は送電線に関連している設計、建設、現場での試験などプロジェクト管理を含む。

(4) 変電所設備および資材

仕事は次の設備および資材を含む、しかしこの限りではない:

400kV Anowara 変電所の拡張： 前述の送電線のために付属単線結線図に指示されるように、2x400kV の供給ベイが提供されるであろう。

- 1) 400kV2 重母線
- 2) 400kV 遮断器
- 3) 400kV 断路器
- 4) 400kV 接地開閉器
- 5) 電圧変成器
- 6) 変流器
- 7) 避雷器
- 8) 保護装置
- 9) 制御監視装置および SCADA の改造
- 10) 動力と制御ケーブル
- 11) 通信とデータ送信装置、高圧線の終端における電力線搬送装置(PLC)
- 12) 低圧交流設備
- 13) 直流電源

(5) 変電所建設工事

仕事は次の項目を含む、しかしこの限りではない:

- 1) 400kV Anowara 変電所 の現在の実状の調査

- 2) 土木工事 (接地線、基底部、鉄構など)
- 3) 装置の据付
- 4) 保護および制御装置の接続工事
- 5) 試験

(6) 変電所エンジニアリングワーク

仕事は変電所に関連している設計、建設、現場での試験など完全なプロジェクト管理を含む。

7.3.4 発注者が実施する業務

発電所に関連する下記の業務は発注者または他の者により実施される。

- 1) 現地での請負者への工事場所の提供
- 2) 初点火(並列)以降の燃料炭及び軽油
- 3) 環境影響評価(EIA)
- 4) 発電設備の建設と運転に関する全ての必要な環境上の許可(請負者は要求される環境上の許可を得ることにおいて、発注者や他社を支援するため、供給する発電設備及び業務に関する全ての必要な情報を提供する。)
- 5) 請負者による特定の場所での実地研修並びに請負者の技術指導下での試運転、初期運転や性能試験への運転員及び維持管理員の提供

7.4 発電所設計の基本条件

7.4.1 設計条件

様々な気象データから想定した Table 7.4-1 に示す設計条件(案)に従い計画する。最低外気温(乾球)は Kutubdia 観測所での 1992 年から 2011 年の 1 月の暦日最低気温を統計処理することによって求めた。最高外気温(乾球)は Kutubdia 観測所での 1992 年から 2011 年の 4.5 月の暦日最高気温を統計処理することによって求めた。設計外気温(乾球)は Kutubdia 観測所での 20 年間の代表的なデータから求めた。年間降雨量は Kutubdia 観測所での 1992 年から 2011 年のデータから求めた。

経済的連続運転定格出力 (“ECR”) での設計外気温(乾球)および相対湿度、設計海水温度はそれぞれ 30°C, 80% および 30°C である。これら設計条件(案)は限られた気象データをもとに仮に設定したものであり、今後の設計段階で見直されるべきものである。

表 7.4-1 設計条件 (案)

性能保証条件としての 設計外気温(乾球) / 相対湿度	30°C / 80%
設計海水温度 ECR / タービンケーパビリティ	30°C / 32°C
最低 / 最高 相対湿度	20% / 100%
最低外気温(乾球) / 最高外気温(乾球)	15°C / 35°C
気圧	0.1013 MPa

標高	10m+ MSL 主要機器エリア
海水面	High Water Level = +2.2m M.S.L. Low Water Level = -2.2m M.S.L.
地震係数*	0.15 (Zone 2)
設計風速*	72.2 m/s (Chittagong)
年間降雨量	4877 mm
最大降雨強度 (1 時間値) *	85 mm/hr
雪荷重	0 kg/m <sup>2</sup>

出典：\*: Bangladesh National Building Code 2006, その他: JICA 調査団

表 7.4-2 に設計炭仕様(案)を示す。輸入炭の平均熱量は 4,700 kcal/kg で本調査の様々な評価に使用される。石炭性状の詳細は 6 章で述べる。

表 7.4-2 設計炭仕様(案)

全水分 (Air dry.%)	18.3 – 38.0
固有水分 (Air dry.%)	10.2 – 25.0
灰分 (Air dry.%)	3.0 – 15.1
硫黄分 (Air dry.%)	0.1 – 1.0
総熱量 (荷受けベース kcal/kg)	4,200 - 5200

出典：JICA 調査団

#### 7.4.2 想定プラント性能

Matarbari CFPP の ECR 条件での想定プラント性能を表 7.4-3 に示す。

表 7.4-3 想定プラント性能

発電端出力 (kW) (ECR)	2 x 600,000
補機動力 (%)	6.48
正味出力 (kW)	2 x 561,120
タービン効率 (%)	47.46
ボイラ効率 (%)	87.0
プラント効率 (%)	41.29

出典：JICA 調査団

注： 設計外気温(乾球) / 相対湿度: 30°C / 80%  
 設計海水温度 / 復水器真空度: 30°C / 84.7 hPa  
 蒸気条件: 24.5MPag, 600/600°C  
 石炭総発熱量: 4700kcal/kg (荷受けベース)

### 7.4.3 規格

#### (1) 一般

発電プラントの構成、システムや設備は、下記の団体が発行する最新版が公表されている規格（国際的に認められて適用可能なもの）に従って、メーカーの工場において設計、製作、組み立て並びに試験が行われる。また現地においては設置および設置後のテスト並びに試運転も下記の基準に準拠する。そしてそれらは、発電所の安全を確保するために適用されること。

#### (2) 国際的に認められている規格一覧

参照される規格の団体名は以下の通り；

略語	団体名
ACI	<u>American Concrete Institute</u>
AISC	<u>American Institute of Steel Construction</u>
AISI	<u>American Iron and Steel Institute</u>
ANSI	<u>American National Standards Institute, Inc.</u>
API	<u>American Petroleum Institute</u>
ASME	<u>American Society of Mechanical Engineers</u>
ASTM	<u>American Society for Testing and Materials</u>
AWS	<u>American Welding Society</u>
AWWA	<u>American Water Works Association</u>
HEI	<u>Heat Exchange Institute</u>
HIS	<u>Hydraulic Institute Standard</u>
IEC	<u>International Electrotechnical Commission</u>
IEE	<u>Institute of Electrical Engineers</u>
IEEE	<u>Institute of Electrical and Electronics Engineers</u>
ISO	<u>International Organization for Standardization</u>
JIS	<u>Japan Industrial Standard</u>
MSS	<u>Manufacturer's Standardization Society of the Valve and Fittings Industry</u>
NACE	<u>National Association of Corrosion Engineers</u>
NEMA	<u>National Electrical Manufacturers Association</u>
NFPA	<u>National Fire Protection Association</u>
SSPC	<u>Steel Structures Painting Council</u>
TEMA	<u>Tubular Exchanger Manufacturers Association</u>

#### 7.4.4 発電所配置計画

##### (1) 計画地の概況

本調査団は、2012年9月Matarbari地点において現地踏査を実施した。現地踏査にあつたては、石炭火力発電所(2 x 600MW)建設敷地の配置の成立性を見るために実施したものであり、東経 91°52'58"、北緯21°42'15"、Cox's Bazar地区Maheskhali Upazila、Matarbari islandを踏査した。この候補地は、西はベンガル湾に面し、東はKohelia Riverがあり、北側はMatarbari union、南側はDhalghata union の民家が存在した。

発電所計画地の概況を以下に示す。

- ・ 計画地ではいくつかの用水路、低地などが確認できたが、敷地全域はほとんど平地であった。発電所建設を阻害する重大な要因、構造物はないものと考えられる。
- ・ 計画地の敷地は、魚の養殖場、塩田として利用されており、敷地に引水するための水路が確認できた。
- ・ 計画地の敷地ではいくつかの仮設的な住宅が見受けられたが、電柱や舗装された道路などはなく、比較的自由度をもって発電所敷地境界を定めることができるものと考えられた。

現場踏査結果による発電所計画地の状況写真を図 7.4-1 ならびに図 7.4-2 に示す。



図 7.4-1 魚の養殖または塩田の状況



図 7.4-2 地元住民の住宅、生活状況

## (2) 発電所敷地の必要面積算出

下記に示すように、本発電所敷地に必要な面積を算出した。

### 1) 港湾設備

8.2.4 節において港湾設備の概略検討を行った。この検討結果をもとに、航路、港湾および共通施設の敷地広さは、おおよそ  $770,000 \text{ m}^2 = 77 \text{ ha}$  が必要になると考えられる。

### 2) 発電所

海外の石炭火力発電所の事例をもとに、共通設備を含め  $520\text{m} \times 530\text{m} = 275,000\text{m}^2 = 28\text{ha}$  の広さが必要と考えられる。しかし、発電所設備における詳細システム、仕様は現段階では決定されていないため、その敷地広さは、 $600\text{MW} \times 2 \text{ units}$  として比較的余裕がある。

### 3) 開閉所

既往発電所の事例をもとに、開閉所は  $220\text{m} \times 200\text{m} = 44,000 \text{ m}^2 = 4.4\text{ha}$  の広さが必要と考えられる。

### 4) 貯炭所

7.4.8 節において石炭の荷役設備の概略検討を行った。この検討結果をもとに、貯炭場はおおよそ  $334,800 \text{ m}^2 = 34 \text{ ha}$  の広さが必要と考えられる。

### 5) 灰捨場

7.4.8.2 灰捨場の概略検討を行った。この検討結果をもとに、灰捨場はおおよそ  $200\text{ha}$  の広さが必要と考えられる。

## (3) 発電所敷地の配置

### 1) 全体敷地の配置

図 7.4-3 に示す Matarbari 地点周辺の状況に応じ、発電所敷地全体の配置を下記のように設定した。

#### - 発電所北側の境界

発電所全体敷地を配置するにあたっては、当該エリア北西側 Matarbari Union の住民移転が伴わないよう配慮することとし、敷地境界線をこの南側に設定した。

#### - 発電所東側の境界

前述のように、当該エリア東側は島内周廻道路さらにその東側は Kohelia River がある。この島内周廻道路を分断しないよう敷地境界線をこの西側に設定した。

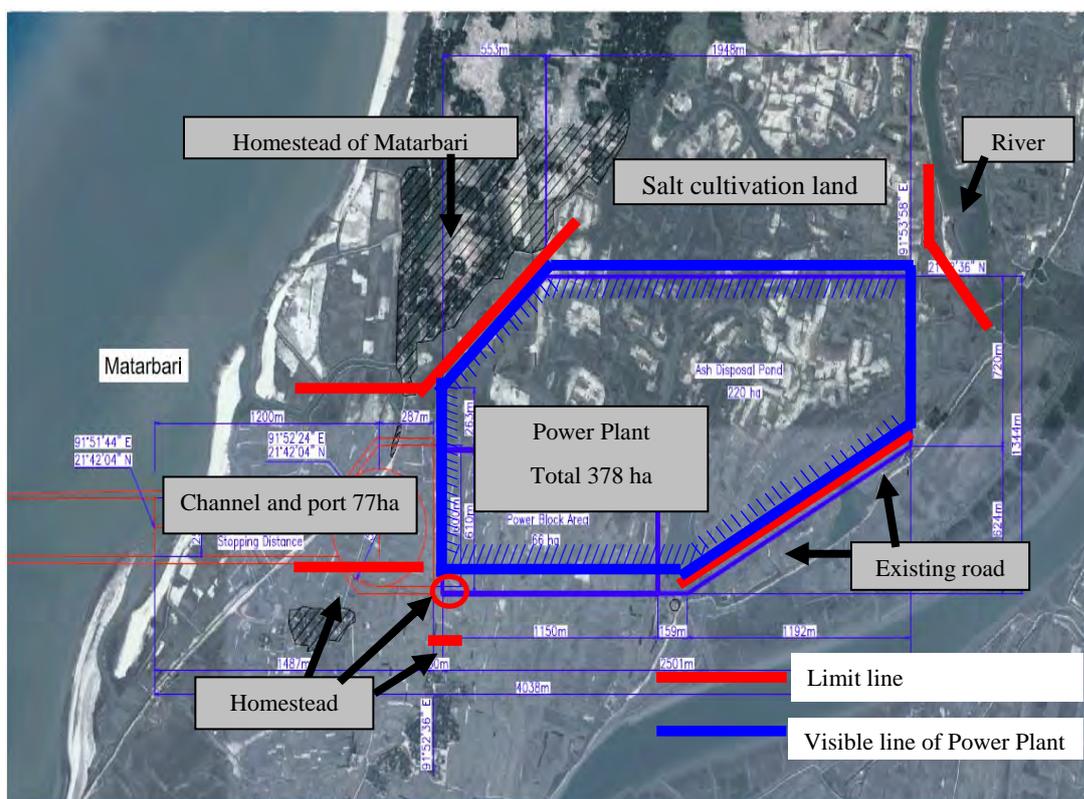
#### - 発電所南側の境界

当該エリア南側 Dhalghata union の住民移転が伴わないよう配慮することとし、敷地境界線をこの北側に設定した。

Matarbari 地点において、当該エリアの制約条件に配慮するとともに発電所建設に必要な敷地面積を下図のように配置した。

表 7.4-4 発電所敷地の配置と必要敷地面積

Location data (GPS)	East longitude : 91°51'45"E~91°53'59"E North latitude : 21°41'48"N~21°42'39"N
Required Area	Total: 455 ha  - Port facility 77 ha - Port, Revetment 20 ha - Coal stock yard 33 ha (for 60 days stock) - Power block 40 ha (including Switch yard) - Ash disposal pond 183 ha (for 25 years operation) - Township 10 ha - Intake tunnel area 17 ha - Embankment 75 ha



(Source: JICA 調査団)

図 7.4-3 発電所全体図

#### 1) 発電所敷地の配置

発電所敷地内において、個々の設備配置は、燃料石炭の運搬の流れ、すなわち海側港湾設備から荷役し、これを貯炭場へ運搬・貯炭する流れ、また貯炭場から発電所本館へ運搬、さらには、灰捨て場へ運搬するといった流れに配慮して決定した。また、建設時、送電線ルートまたは運開後においても、それぞれの流れが輻輳せずお互いを阻害しないよう配慮することとした。

この結果、海側港湾施設のすぐそばに貯炭場を設置し、荷役した石炭を短距離で貯炭場へ運搬するとともに、発電所本館を敷地全体の中央部に配置して最適化を図ることができた。灰捨て場は、当該地点の風向きを考慮して発電所北側全域に配置させた。

発電所設備の概略配置図を図7.4-4に示した。

この配置案は、将来の3・4号増設においても取放水ルートや石炭コンベアールルート、に配慮したレイアウトとなっており、増設の建設時、運開後においてもそれぞれの流れ、設備のルートを阻害しないよう配慮した配置結果である。



#### 7.4.5 環境要求事項

本発電所の環境要求事項は Environmental, Health and Safety Guidelines of the International Finance Corporation (IFC ガイドライン)はもとより、「バ」国の適用される法律、基準に従う。

##### (1) 大気放出物

発電所の排気は表 7.4-4 に示す汚染物質の排出制限値を超えないよう計画される。この制限値を満たすために電気集塵器や脱硫装置が設置される。入札仕様書で提案すべき要求値は 15 章で行われた数値シミュレーションからの結果である。

表 7.4-5 汚染物質の排出制限値

汚染物質	単位	IFC ガイドライン	「バ」国基準	要求値提案
NOx	mg/m <sup>3</sup> N	510	600	460
SO <sub>2</sub>	mg/m <sup>3</sup> N	850	- <sup>a</sup>	820
浮遊物質	mg/m <sup>3</sup> N	50	150	50

出典：Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants, IFC 2008  
 Schedule 11 and 12, Rule 13, Environment Conservation Rules, 1997

注：上記値は酸素 6% ドライベースの値である。

a) 硫化物の拡散のために 275m 以上の煙突が要求されている。

SO<sub>2</sub> 排出制限に関して、IFC ガイドラインでは排出レベルの設定はプロジェクトの持続性、開発インパクトおよび汚染物抑制装置の費用効果を考慮して EIA にて決定されるべきとしている。

##### (2) 騒音

騒音レベルは表 7.4-5 に示す基準値を超過してはならない。発電所敷地境界での騒音制限値は設定されていないため、近接する村落における騒音レベルが昼間 50 dBA 以下、夜間 45 dBA 以下を守らなければならない。

表 7.4-6 工業エリアにおける騒音基準値

	単位	IFC ガイドライン	「バ」国基準	
			住居エリア	工業エリア
昼間	dBA	70 (7:00 – 22:00)	55 (6:00 – 21:00)	75 (6:00 – 21:00)
夜間	dBA	70 (22:00 – 7:00)	45 (21:00 – 6:00)	70 (21:00 – 6:00)

出典：General Environmental, Health, and Safety Guidelines, IFC 2007  
 Schedule 4, Rule 12, Environment Conservation Rules, 1997

全ての騒音測定・試験は ANSI B133.8 に従い行われる。上記騒音基準を満足するため、騒音軽減器具等の必要な措置を実施する。

(3) 工業排水

処理済み排水水質は表 7.4-6 の基準に適合しなければならない。それらを満足するために排水処理設備が設置される。

表 7.4-7 工業排水基準

No.	項目	単位	IFC ガイド ライン	「バ」国基準
1.	アンモニア型窒素	mg/l	-	50
2.	アンモニア (遊離分)	mg/l	-	5
3.	ヒ素 (As)	mg/l	0.5	0.2
4.	BOD <sub>5</sub> 20°C	mg/l	-	50
5.	ホウ素	mg/l	-	2
6.	カドミウム (Cd)	mg/l	0.1	0.50
7.	塩素	mg/l	-	600
8.	クロム (全 Cr)	mg/l	0.5	0.5
9.	COD	mg/l	-	200
10.	六価クロム	mg/l	0.5	0.1
11.	銅 (Cu)	mg/l	0.5	0.5
12.	溶存酸素 (DO)	mg/l	-	4.5-8
13.	電気伝導度	μmho /cm	-	1200
14.	全溶解物(TDS)	mg/l	-	2,100
15.	フッ素 (F)	mg/l	-	2
16.	硫黄 (S)	mg/l	-	1
17.	鉄 (Fe)	mg/l	1.0	2
18.	全ケルダール窒素 (N)	mg/l	-	100
19.	鉛 (Pb)	mg/l	0.5	0.1
20.	マンガン (Mn)	mg/l	-	5
21.	水銀 (Hg)	mg/l	0.005	0.01

No.	項目	単位	IFC ガイド ライン	「バ」国基準	
22.	ニッケル (Ni)	mg/l	-	1.0	
23.	硝酸塩 (N 分子)	mg/l	-	10.0	
24.	油分	mg/l	10	10	
25.	フェノール化合物 (C <sub>6</sub> H <sub>5</sub> OH)	mg/l	-	1.0	
26.	溶存リン (P)	mg/l	-	8	
27.	放射性物質	As determined by Bangladesh Atomic Energy Commission			
28.	pH	mg/l	6-9	6-9	
29.	セレン	mg/l	-	0.05	
30.	亜鉛 (Zn)	mg/l	1.0	5	
31.	全溶解物(TDS)	mg/l	-	2,100	
32.	温度	夏	°C	-	40
		冬	°C	-	45
33.	全浮遊物質 (TSS)	mg/l	50	150	
34.	シアン化合物 (CN)	mg/l	-	0.1	
35.	全残留塩素	mg/l	0.2	-	
36.	温度上昇	°C	*	-	

出典： Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants, IFC 2008

Schedule 10, Rule 13, Environment Conservation Rules, 1997. Place for determination of standard is Inland Surface Water.

注 \* Site specific requirement to be established by the EA. Elevated temperature areas due to the discharge of once-through cooling water (e.g., 1 Celsius above, 2 Celsius above, 3 Celsius above ambient water temperature) should be minimized by adjusting intake and outfall design through the project specific EA depending on the sensitive aquatic ecosystems around the discharge point.

#### (4) 生活排水

処理済み生活排水水質は表 7.4-7 に示す「バ」国基準を満足しなければならない。IFC ガイドラインは対象国での生活排水基準が存在しない場合に適用すると定めているため参考扱いである。それらに適合するために浄化槽を設置する。

表 7.4-8 生活排水基準

項目	単位	IFC ガイドライン (参考)	「バ」国基準
pH	-	6 - 9	-
BOD	mg/l	30	40
COD	mg/l	125	
Total nitrogen	mg/l	10	250
Total phosphorus	mg/l	2	35
Oil and grease	mg/l	10	
Total suspended solids	mg/l	50	100
Total coliform bacteria	MPN / 100ml	400	1000
Temperature	°C	-	30

出典：Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants, IFC 2008

Schedule 9, Rule 12, Environment Conservation Rules, 1997

注：MPN = Most Probable Number

#### (5) 環境モニタリング設備

連続排ガスモニタリング装置(“CEMS”)が発電所の排ガスを監視するため設置される。CEMS は排ガス量および NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, ばいじんの濃度を測定する。

排水処理設備からの排水量および pH、濁度を監視するため、連続測定装置が設置される。測定は排水処理設備の処理水槽で行う。

#### 7.4.6 ボイラおよび排ガス処理装置

本プロジェクトのボイラ及び排ガス処理設備は、ボイラ 2 缶、電気集塵装置 2 基、排煙脱硫装置 2 基、及び付属設備で構成され、発電容量 600 MW の復水式蒸気タービン 2 基のそれぞれと組み合わされている。

##### (1) ボイラ

2 缶のボイラは、いずれも微粉炭焚き放射再熱変圧貫流型屋外式ボイラである。それぞれのボイラは、低 NO<sub>x</sub> バーナとオーバ・ファイヤ（二段燃焼）システムを装備する平衡通風式火炉として設計され、縦軸ローラ型ミルから供給される微粉炭は直接方式で燃焼される。ボイラ的设计基準は表 7.4-9 に示されている。

表 7.4-9 ボイラ設計基準

形式	放射再熱式変圧貫流型ボイラ(屋外式)
蒸気流量 主蒸気： 再熱蒸気：	ボイラ最大連続負荷にて 1,760 t/h 1,490 t/h
蒸気圧力 過熱器出口： 再熱器出口：	ボイラ最大連続負荷にて 25.4 MPa (g) 4.75 MPa (g)
蒸気温度； 過熱器出口： 再熱器出口：	604 °C° 602 °C
燃焼装置	低 NO <sub>x</sub> バーナ及び二段燃焼方式の微粉炭焚き、 起動・点火用軽油（30%容量）
通風方式	押込みファンと誘引ファンによる平衡通風方式
一次空気方式	低温一次空気ファン方式
蒸気温度制御方式	主蒸気：給水燃料比率及びスプレイ水 再熱蒸気：煙道ガスダンパ及びスプレイ水（緊急時）

（出典：JICA 調査団）

Note: B-MCR means Boiler Maximum Continuous Rating.

ボイラは微粉炭焚きとして設計されており、点火バーナやユニット起動用燃料として軽油が使用される。ボイラは、対向燃焼方式乃至はコーナ燃焼方式の水冷式火炉、放射及び対流熱伝達式の過熱器及び再熱器、スプレイ式過熱低減器、節炭器、再生回転式空気予熱器、および高圧及び低圧タービンバイパスシステムを設けるものとする。

#### (2) 一次空気ファン、押込みファン

各ボイラは燃料の燃焼に必要な一次空気/二次空気を供給するために2台×50%容量の一次空気ファン（PAF）と2台×50%容量の強制通風ファン（FDF）を装備している。これらのファンは動翼可変ピッチ軸流式とする。

#### (3) 誘引ファン

各ボイラは、燃焼排ガスの漏洩防止上炉内をわずかに負圧状態に維持するために2台×50%容量の誘引ファンが装備される。これらのファンは動翼可変ピッチ軸流型式とする。

#### (4) ボイラ循環ポンプ

1台×25%容量のグラントレス浸水モータ式ボイラ循環ポンプが設置される。このポンプの目的は、25%より低い負荷で運転中に汽水分離器から排出されるドレンを節炭器入口に戻すことで熱回収を図ることである。本プロジェクトのようなベース負荷運転ユニットの場合、このポンプは必ずしも設置する必要はない。

#### (5) スーツブロワ

本ボイラには数十台にも上るロングレトラクタブル式スーツブロワ及びウォールブロワが設置

される。これらのスタートブロウ全体の運転操作は、プラント制御装置の DCS システムで行われ、インテリジェントシステムを適用した自動制御運転が行なえるものとする。

(6) バーナ監視及びプラント自動制御システム

ボイラは、DCS システム（計装・制御）で詳述するように、微粉炭機自動制御装置、燃焼空気制御装置及び全付属装置で構成される完全な形のバーナ監視システムが装備される。

(7) 微粉炭機及び微粉炭システム

各ボイラには微粉炭燃焼システムとして予備機を含む 6 台の縦軸ローラ型ミルを装備するものとする。各微粉炭機には重量計量式給炭機が装備されている。各微粉炭機から微粉炭バーナへは、数本の微粉炭管を介して微粉炭が搬送される。バーナは、コーナ式乃至対向式の燃焼方式に応じ配置される。微粉炭機の 1 台は保守乃至待機中で、残り 5 台運用で設計炭についてボイラ最大連続負荷運転を行えるものとする。

(8) 電気集塵器

各ボイラの排ガス集塵器は、それぞれ並列する 2 基の電気集塵器(ESP)で構成するものとする。集塵器下部ホoppaは、灰回収量最大セクションで 12 時間以上の貯灰容量を有するものとする。ESP は電動槌打装置、整流・変圧器、灰ホoppa及び同ヒータ、そして関連補機器すべてを完備したものとして供給される。ホoppa出口には乾式フライアッシュ収集システム用の転換ゲートを装備するものとする。ESP は、最大灰分炭焚き最大連続負荷運転にて、集塵室 1 系列を停止した状態で ESP 出口煤塵濃度を 100 mg/Nm<sup>3</sup> 以下に保てるものとする。

ESP 下流の FGD システムが最低 50%の除塵効率を達成可能であるので、煙突における煤塵濃度は 50mg/Nm<sup>3</sup> 以下に低減される。

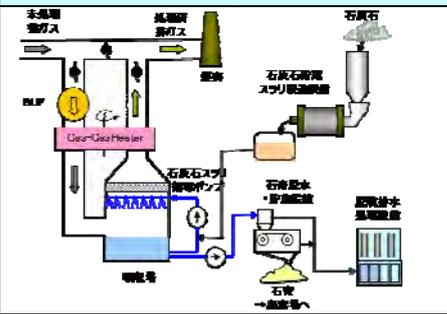
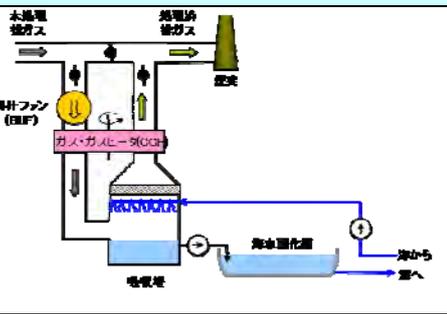
(9) 排煙脱硫装置

a) 排煙脱硫装置の形式

本プロジェクトには、2 種類の脱硫方式が適用可能である。一つは石灰石・石膏法、もう一つは海水法である。両方式の比較を表 7.4-10 に示す。本プロジェクトへは次の理由で、海水法 FGD が推奨される。

- (i) 海水法 FGD は SO<sub>2</sub> の吸収剤として海水を使用するので、石灰石の貯蔵・運搬設備や粉砕設備が不要である。
- (ii) 石膏のような副生物ができないので、石膏の脱水装置や貯蔵・運搬設備や廃棄場が不要である。
- (iii) 上記の理由により、事業費と土地面積を非常に軽減できる。

表 7.4-10 石灰石/石膏法 FGD と海水法 FGD の比較

プロセス	石灰石/石膏法 FGD	海水法 FGD
概観		
化学反応	亜硫酸ガス+炭酸カルシウム+水+酸素 $\Rightarrow$ 石膏+炭酸ガス $SO_2 + CaCO_3 + 2H_2O + 1/2O_2$ $\Rightarrow CaSO_4 \cdot 2H_2O + CO_2$	亜硫酸ガス+海水 $\Rightarrow$ 亜硫酸イオン 亜硫酸イオン+酸素 $\Rightarrow$ 硫酸イオン $SO_2 + H_2O \Rightarrow SO_3^- + 2H^+$ $SO_3^- + 1/2O_2 \Rightarrow SO_4^-$
脱硫率	90～99%	90～95%
吸収剤	石灰石	海水
副生物	石膏 (セメント/プラスチック材料として利用)	排水 (海に戻される)
排水処理	排水処理設備による水処理	酸化池での海水酸化
設置スペース	大きい (石灰石・石膏処理設備、石膏捨場)	小さい (海水酸化池)
水消費量	工業用水	なし (海水)
稼働率	非常に高い	更に高い(石灰・石膏設備が不要)
総合経在性	(ベース)	安価(良)
ユニット容量	～1000 MWe	～1000 MWe
採用実績	1970年代から、世界シェア 83%	1990年代から、世界シェア 3%
メーカー数	多い	2, 3社

(出典：JICA 調査団にて作成)

b) 排煙脱硫装置の構成

本プロジェクトの海水法 FGD は、次の機器/設備で構成されるものとする。

- ・ 亜硫酸ガス吸収塔 (1基)
- ・ 再生回転式ガス・ガスヒータ (1基)
- ・ 海水昇圧ポンプ (数台)
- ・ 海水配管・弁類
- ・ 排ガス昇圧ファン (2基)
- ・ 煙道ガスバイパスシステム (1式)
- ・ 入口と出口排ガスダクト
- ・ 酸化空気ブロワ
- ・ 海水酸化槽 (ボイラ 2 缶で共用)
- ・ 電源装置
- ・ 計装・制御装置

c) 排煙脱硫装置の所要性能

排煙脱硫装置（FGD）は、「バ」国規制および世界保健機構などの国際基準を満たすために排ガス中の亜硫酸ガス（SO<sub>2</sub>）濃度を 820 mg/Nm<sup>3</sup> 以下に低減するものとする。FGD 入口排ガスの SO<sub>2</sub> 濃度は最悪条件（石炭中硫黄分 1.0%）にて 2,960 mg/Nm<sup>3</sup> と推定されるので、SO<sub>2</sub> 除去効率は 73% 以上が求められる。

また、FGD は排ガス中の煤塵を 50% 以下に低減するものとする。

排ガスの大気拡散シミュレーションの結果、排ガスが十分に大気拡散するために煙突出口排ガス温度を 75°C 以上とする必要である。各 FGD は再生回転式ガス・ガスヒータを設置するものとする。

ボイラ排ガス処理設備の所要性能を表 7.4-11 に示す。

表 7.4-11 ボイラ排ガス処理設備の所要性能

項目	単位	ESP 入口	FGD 入口	煙突	備考
湿り排ガス流量	Nm <sup>3</sup> /h	1,916,900	1,916,900	1,819,500	1 エット当り
乾き排ガス流量	Nm <sup>3</sup> /h	1,660,400	1,660,400	1,660,400	1 エット当り
排ガス温度	°C	130	130	75	
排ガス中酸素濃度	dry vol %	3.89	3.89	3.89	
煙突高さ	m	-	-	275	
煙突内径	m	-	-	7.3	
煙突内流速	m/s	-	-	15.4	
汚染物質濃度(dry, 6%O <sub>2</sub> )					IFC 基準値
NOx (as NO <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	460	460	460	510
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	2,960	820	820	850
PM	mg/Nm <sup>3</sup>	9,020	100	50	50
汚染物質排出量					
NOx(NO <sub>2</sub> 換算)	kg/h	872	872	872	1 エット当り
SO <sub>2</sub>	kg/h	5,605	1,554	1,554	1 エット当り
煤塵	kg/h	17,083	189	95	1 エット当り

#### 7.4.7 蒸気タービンおよび付属設備

蒸気タービンプラントは蒸気タービン、復水器、復水設備、給水過熱器、ボイラ給水ポンプ、復水器冷却水設備等により構成される。

##### (1) 蒸気タービン

###### a) 形式

蒸気サイクルは高効率、大型発電所に対応する再熱超々臨界圧復水型であり、出力は 600MW である。

###### b) 軸構成

軸構成はタンデム・コンパウンド（以下”TC”）とクロス・コンパウンド（以”CC”）の 2 タイプ

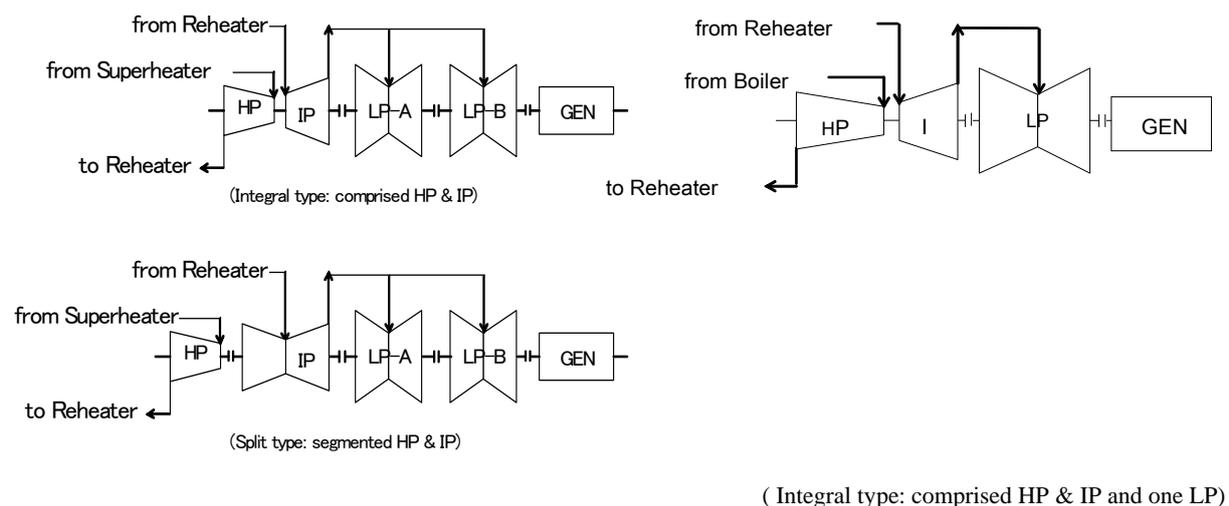
ある。

TC では高圧（HP）、中圧（IP）及び低圧（LP）タービンが同一軸上に連結されている。CC では HP、IP、LP タービンが別軸上に構成される。HP タービンが接続する軸をプライマリ軸、その他をセコンダリ軸と呼ぶ。図 7.4-5 に TC、図 7.4-6 に CC の構成例を示す。

一般的に CC ではセコンダリ軸はプライマリ軸の半分の速度である 1500 回転/分である。

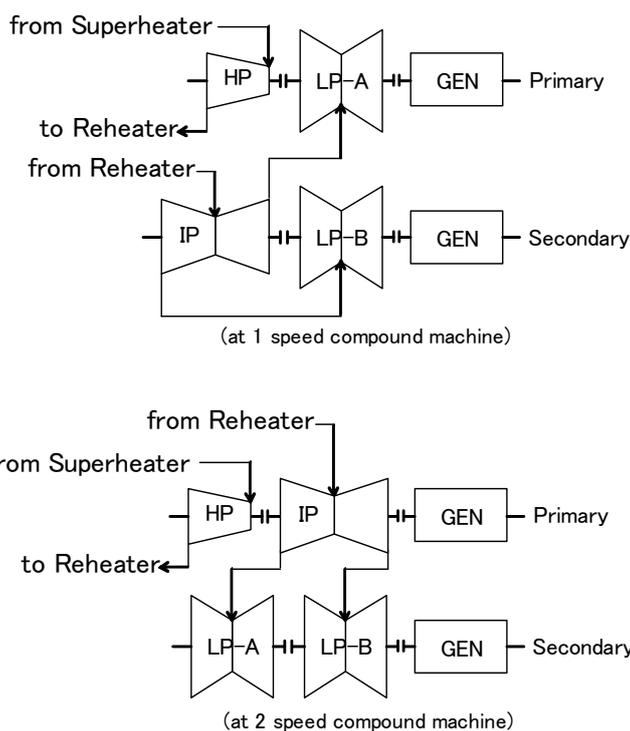
最新の 600MW クラスの TC では HP、IP 一体車室タービンと LP タービン最終段翼長が 48 インチ翼を採用した一車室 LP タービンで構成される例もある。このような最新設計は高効率と設備投資費の双方に貢献している。

TC と CC のそれぞれの特性は次項にて記述する。



出典：JICA 調査団

図 7.4-5 タンデム・コンパウンド軸構成



出典：JICA 調査団

図 7.4-6 クロス・コンパウンド軸構成

### C) TC と CC 軸構成の比較

CC 軸構成は大型ユニットに適用される。理由は LP タービン長翼の翼根分にかかる遠心力を軽減するためセカンダリ軸をプライマリ軸の半分の速度で運転するためである。近年、プライマリ軸速度でも遠心力に耐えうる LP タービン長翼の開発が行われ、600MW クラスにも TC が適用されている。

表 7.4-12 に 600MW 級蒸気タービンの TC と CC 軸構成の比較を示す。TC 軸構成は設置面積が小さい、運用が平易、保守が容易などの点で優れている。

表 7.4-11 TC と CC 軸構成の比較

比較項目	TC	CC
軸数	1	2
軸長	長い	ベース
運用信頼性	同等	ベース
タービン効率	同等	ベース
設置面積	小さい	ベース
運用性	平易	ベース
保守性	容易	ベース
建設費	少	ベース
運転費	同等	ベース

出典：JICA 調査団

## (2) 復水器

### a) 設計概念

火力発電設備での復水器の役割は、ボイラ給水に再利用するために蒸気タービンの排気を凝縮させることである。製造者、蒸気タービン容量、サイトの特有条件等により設計・製造上のさまざまな選択肢がある。

HEI (Heat Exchange Institute)規格をもとに大型タービン用の復水器においても単流一胴型の採用が好ましい。

### b) 冷却水要求量

復水器の冷却水要求量( $G_w$ )は以下の式により算出される。

$$G_w = Q / (\delta \text{ td} \times c_p \times \rho)$$

Q: 復水器流入熱量 (kcal/h)

$\delta \text{ td}$ : 復水器出入口冷却水温度差 (°C)

$c_p$ : 冷却水比熱 (kcal/kg °C)

$\rho$ : 冷却水比熱 (kg/m<sup>3</sup>)

同一容量・蒸気条件の他プラントのデータをもとに軸受冷却水量も加味した総冷却水要求量は600MW 2基分で50 m<sup>3</sup>/sと試算される。

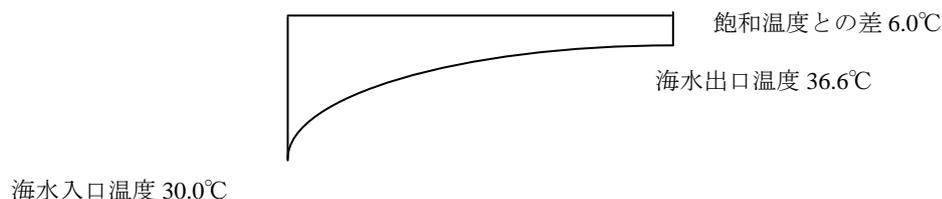
### c) 復水器真空度

下記はHEI規格をもとに復水器真空度を参考として試算したものである。復水器真空度は海水温度実測値をもとに計算されるべきであるが、ここでは7.4.7 (7)項に示す定格条件に従い復水器入口海水温度を30.0°Cとして真空度を試算した。

冷却水設備は「バ」国の排水基準で許容される最大温度40°Cをこえないよう復水器出口温度が37°Cとなるよう設計される。この場合、復水器における海水温度上昇の6.6°Cに復水器飽和温度と海水出口温度との差が約6.0°Cと想定されるため、復水器飽和温度は42.6°Cになる。したがって、これに対応する復水器飽和圧力8.47 kPa (abs)が復水器の設計真空度となる。

今後、年間海水温度の変動に応じ発電所建設予定地での復水器出口海水温度の確認をする必要がある。

復水器飽和温度 42.6°C (=30.0°C+6.6°C+6.0°C)



出典：JICA 調査団

図 7.4-7 復水器飽和温度と出入口海水温度との関係

#### d) 冷却管材質

一般的に冷却管の材質はステンレス材、黄銅、青銅、キュプロニッケル等の銅合金、チタン等からその用途により選定される。しかしながら、最近のプラントにおいては銅合金の毒性による環境上の制約から黄銅、キュプロニッケル等の銅合金はあまり使用されなくなった。また、ボイラの用水処理により銅合金の採用を控えた方がいい場合もある。本プロジェクト向けには信頼性、耐食性の観点からチタンが最良の選択である。

#### (3) 真空装置

水冷式表面復水器には胴体内部真空を維持するために通常、蒸気噴射型空気エジェクタと電気駆動真空ポンプの2タイプが採用されるが、電動駆動真空ポンプの方が保守性が高く好ましい。

#### (4) 復水脱塩装置

USC プラントはボイラ水ブローの機能がなく、ボイラ給水の高い水質を維持するために復水ポンプ下流に復水脱塩装置が設置される。復水中の汚染物は鉄、銅等の懸濁物、ナトリウムイオン、塩素イオン等である。場合により懸濁物の除去用にフィルタが設置され、フィルタ下流に溶解物用にイオン交換装置が設置される。

#### (5) 給水加熱器

給水加熱器は熱効率向上のため設置される。加熱源はタービンからの抽気が使われる。加熱器の基数は改善される効率と追加投資コストの経済性を考慮して決定される。一般的に 200MW 以上の大容量火力では 6~8 基設置される。

#### a) 熱交換器

熱交換器はある流体から他方へ効率的に熱移動を行う装置である。それぞれの流体が混合しないよう壁で仕切られたタイプと直接接触式のタイプがある。

熱交換器の形式は流れ配置に従い区別される。併流式は2流体が同一端から入り他端へ併流する。対流式はそれぞれの流体が対向する端から入る。交流式の方が効率がよい。

#### ① 熱交換器の形式

大型石炭火力では管式熱交換器が最も一般的なものであり、高圧使用に適している。このタイプの熱交換器は耐圧胴体と胴内の管束からなる。二流体間の熱移動は一つの流体が管内を流れ、他方の流体がその外側を流れることにより行われる。

#### ② 管式熱交換器

給水は高圧のため管式熱交換器が採用される。給水は管内を流れ、抽気蒸気とその凝縮水は管外を流れる。胴体と管の構造は様々なものがあるが、一般的に管はU字形状とし、管端は仕切り板により分けられた水室に接続する。

#### ③ 管材の選定

熱移動を効率よく行うためには管材は熱伝導率が高いものを選択すべきである。熱移動は管壁を通して高温側から低温側へ行われるため、管幅に沿って熱差ができる。管材の様々な温度における熱膨張により、運転中に熱応力が発生する。これは流体そのものの高圧に追加される。運転条件下（温度、圧力、pHなど）で長期間腐食等の管の劣化を最小化するため、管材は胴体側と管側の双方の流体で両立させるものでなければならない。これらの要求事項は強度、熱伝導、耐食性、高品質、

高強度、高熱伝導、高耐食性、高品質の材料選定にあたってはこれらの要求事項が必須である。管材の不適切な選定は相互汚染や圧力損失を招く胴体・加熱管間の漏えいを引き起こすため注意が必要である。

### b) 脱気器

脱気器はボイラ給水のために給水から空気及びその他の不溶解ガスを除去する装置として広く使われている。特に、ボイラ給水の溶存酸素は配管や金属製機器の表面酸化により蒸気システムに重大な腐食を引き起こす。また、水は二酸化炭素と結合して腐食を促進する炭酸を生成する。ほとんどの脱気器は7 ppb (0.0005cm<sup>3</sup>/L)以下まで酸素を除去する。

効率・運用性等の技術面およびコスト面から、トレイ式およびスプレー式脱気器が主要な選択肢である。

### (6) ポンプ

復水ポンプ、復水ブースターポンプ、ボイラ給水ポンプ、給水ブースターポンプ、軸受冷却水ポンプ、海水ブースターポンプ、循環水ポンプ等が発電所において設置される。

#### a) 復水ポンプ

復水ポンプは復水器のホットウェルから復水を送水するものである。復水ポンプは通常、電動

遠心ポンプであり、復水器近傍に設置される。このポンプはキャビテーションやそれに伴う破損を防止するための十分な有効吸い込みヘッド(NPSH)が見込まれる。

b) ボイラ給水ポンプ

ボイラ給水ポンプはボイラへの給水を行うポンプである。給水は補給水もしくはボイラからの蒸気を凝縮させた復水が使用される。このポンプの吸い込みは復水系統からで通常、高圧、遠心ポンプが使用される。

(7) 仕様

本プロジェクトにおいて想定される蒸気タービンおよび付帯設備の仕様を表 7.4-13 に示す。

表 7.4-12 蒸気タービンおよび付帯設備の仕様

Item	Specifications
タービン	
形式	タンデム・コンパウンド、超々臨界圧、二流排気、一段再熱復水型
発電機端出力	600 MW
定格回転数	3,000 rpm
車室数	高中圧一車室、低圧一車室
主蒸気圧力	24.5 MPa (g)
主蒸気温度	600°C
再熱蒸気温度	600°C
抽気数	8
制御システム	デジタル式電子油圧制御 (D-EHC)
復水器	
形式	表面冷却、単流一胴、細管式
復水器真空度	約 8.47 kPa (abs)
設計冷却海水温度	30.0°C
冷却水温度上昇	7°C 以下
細管清浄度	0.9
洗浄装置	ボール洗浄装置
管材	チタン
給水加熱器	
形式	表面接触式、管式
台数	脱気器含め8台

Item	Specifications
復水ポンプ(CP)	
形式	縦型、多段型（モータ駆動）
台数	3 x 50%
ボイラ給水ポンプ (BFP)	
形式	タービン駆動(T-BFP)+モータ駆動(M-BFP) 横型、多段型
台数	1案: 3 x 50% (T-BFP) + 1 x 30% (M-BFP) 2案: 2 x 50% (T-BFP) + 2 x 30% (M-BFP)
BFP ブースターポンプ	
形式	横型、多段型（モータ駆動）
台数	1案: 3 x 50% 2案: 2 x 50%
循環水ポンプ (CWP)	
形式	縦型、一段型（モータ駆動）
台数	3 x 50%

出典：JICA 調査団

#### (8) ボイラ給水処理

貫流ボイラに適用される主な三つの処理方式を表 7.4-12 に示す。アンモニアで pH を調整し、ヒドラジンで脱酸素を行う揮発性物質処理 (AVT) が歴史的に主要な給水処理法であった。溶存酸素は極めて低濃度(7 $\mu$ g/l 以下)に維持され、マグネタイト( $Fe_3O_4$ )保護膜を形成するよう pH はアルカリに維持される。酸化スケールの生成速度が早いため定期的 (2~3 年) にボイラ、加熱器の化学洗浄を行う必要がある。

一方、中性水処理(NWT)および複合水処理(CWT)では低濃度酸素を注入しヘマタイト被膜を形成する。ヘマタイトの溶解度は極めて低く、マグネタイトに比べ被膜表面が平滑である。したがって、CWT・NWT の適用は化学洗浄の回数低減やボイラ給水ポンプの動力削減に寄与する。

日本において大型貫流ボイラに CWT が初めて適用されたのは 1990 年である。CWT は現在 53 のユニットに適用され、良好な結果を得ている。したがって、上記の理由により CWT のボイラ給水処理への適用は技術的・経済的に妥当である。

表 7.4-13 貫流ボイラのボイラ給水処理

水処理方式	揮発性物質処理 (AVT)	中性水処理 (NWT)	複合水処理 (CWT)
pH (at 25 °C)	9.0-9.7	≒7	8.0-9.3
電気伝導率(mS/m)	≦0.025	≦0.02	≦0.02
溶存酸素 (μg/l)	7 以下	20-200	20-200
仕様薬品	アンモニア ヒドラジン	酸素	アンモニア 酸素

出典：Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Vol. 49 No. 1 (March 2012)

#### 7.4.8 石炭および石炭燃焼灰取扱設備

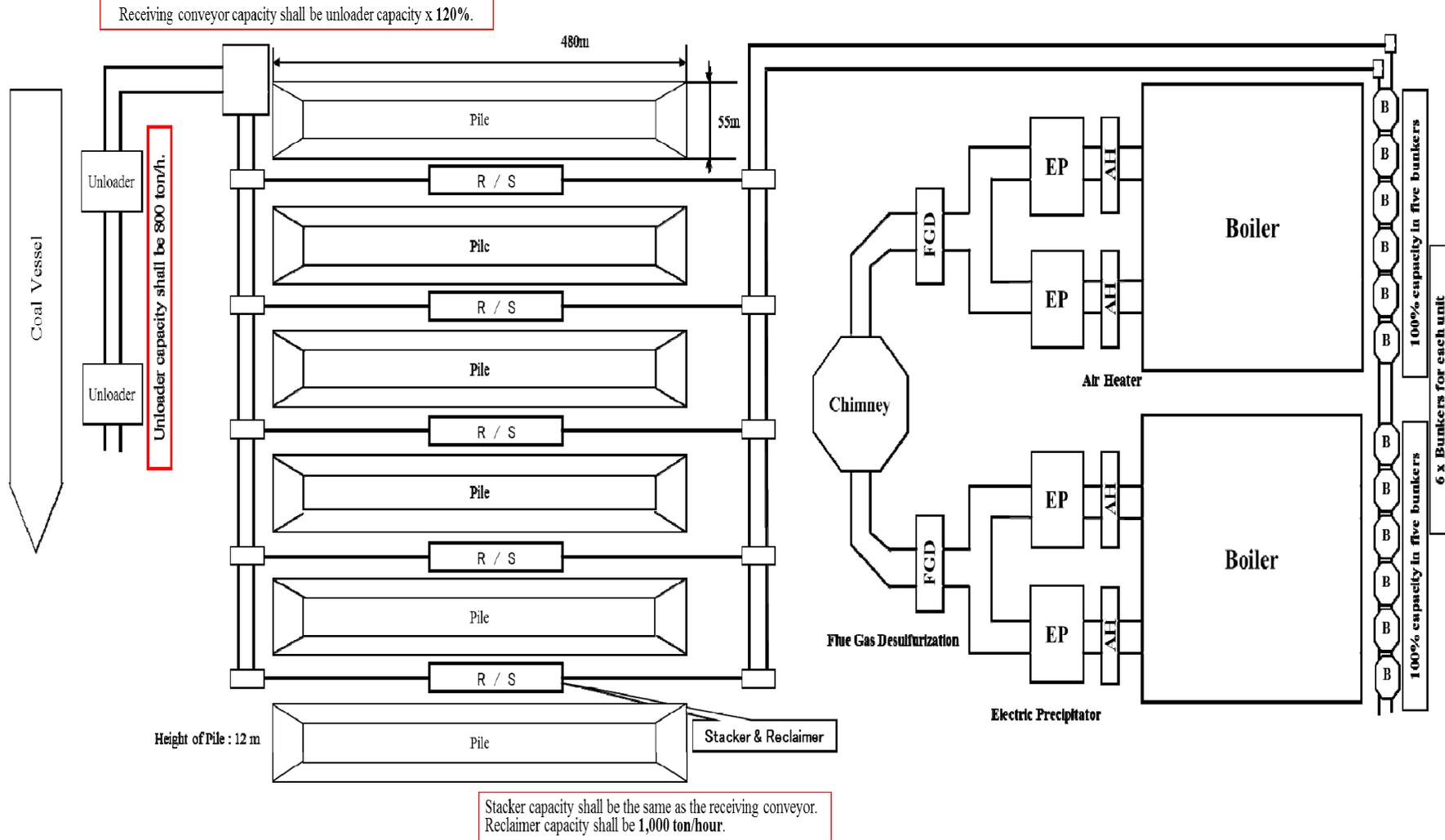
##### 7.4.8.1 石炭取扱設備

燃料炭は発電所の港湾内に設置されるバースから供給される。バースに設置された 2 基の揚炭機により石炭輸送船から荷揚げされ、ベルトコンベヤーにより貯炭場に移送される。80,000DWT(パナマックス)クラス船に対し各揚炭機の能力を 800 ton/hour とすると、1 隻の石炭輸送船から燃料炭を荷揚げするのに約 96 時間程度要する。貯炭場にある石炭は 5 基のスタッカー/リクレイマーで取り扱われ、ベルトコンベヤーで移送されて、バンカー、ミルを経てボイラーに投入される。図 7.4-8 に石炭設備の概略系統図を示す。

##### (1) 燃料炭消費量 (設計条件)

貯炭場は屋外式を計画している。貯炭場の公称貯炭容量は 2 基の発電プラントが 100%負荷で 60 日間連続運転するのに必要な石炭消費量に合わせて決められている。

- Study conditions
- ✓ Gross power output (ECR) 2 x 600 MW
- ✓ Gross power output ratio (B-MCR/ECR) 1.08 (assumed)
- ✓ Gross thermal efficiency 41.29 % (HHV basis)
- ✓ Coal calorific value (typical) 4,700 kcal/kg (HHV)
  - Maximum Consumption of coal per hour (for 2 units, at B-MCR) = 600,000 kW x 2 x 1.08 x 860 kcal/kWh x (100 / 41.29) / 4,700 kcal/kg / 1,000 = 574.3 ton/hour
  - Maximum Consumption of coal per day = 574.3 ton/hour x 24 hours/day = 13,783.2 ton/day
  - Consumption of coal per year = 600,000 kW x 860 kcal/kWh x (100 / 41.29) / 4,700 kcal/kg / 1,000 x 365 x 24 x 80% = Say 3,727 x 1,000 ton/year



(出典: JICA 調査団)

図 7.4-8 石炭設備の概略系統図

(2) 石炭受入回数および揚炭機の台数

揚炭機の能力を決定するのに石炭輸送船のサイズを考慮する必要がある。80,000 DWTクラスの石炭船が年間49回入港する計画とする。

- ✓ Vessel capacity : 80,000 DWT class
- ✓ Vessel coal loading rate : 0.95
- Number of unloading =  $3,727 \times 1000 / (80,000 \text{ ton} \times 0.95) = 49.03 = \text{Say } 49 \text{ times/year}$
- ◆ Number of coal vessel entries : 49 times/year

1回の揚炭に4日要すると仮定して年間49回の揚炭でトータル196日となり、利用率55%である。揚炭設備の効率的な使用と荒天による入船制限期間を考慮して、この率は適切であると言える。これは先に述べた揚炭機の能力800 ton/hourで十分達成可能である。

燃料炭の受入回数と揚炭機の定期点検を考慮すると2基の揚炭機が必要となる。

(3) 揚炭機型式の選択

表7.4-15は揚炭機のGrabタイプと連続式バケットタイプの比較である。連続式バケットタイプは、防塵、運転性や保全性などの様々な視点からGrabタイプに比べ優位性がある。このような観点から連続式バケットタイプの揚炭機はこのプロジェクトに適していると考えられる。本プロジェクトにおいて、石炭輸送船を80,000 DWTクラスとすると、準備作業を含めて1船当たり4日以内に荷揚げが完了する。

**表 7.4-14 Grabタイプと連続式バケットタイプの比較表**

	Grab Type	Continuous Bucket Type
Loading Efficiency	Basic	Better
Total Work Time for this Project	Approx. 110 hours	Approx. 96 hours
Dust Prevention	Base	Higher
Operability	Base	Easier
Maintainability	Base	Easier
Construction Cost	Base	Higher
Evaluation	Base	Better

(出典: JICA 調査団)

石炭取扱設備は8時間ごとのシフトで、24時間連続運転されるように計画される。それぞれのシフトは2時間の準備作業と6時間の実稼働としている。

**Study conditions**

a) Usual conditions

- ✓ Unloading days : 4 day
- ✓ Number of unloaders : 2 units per vessel
- ✓ Unloader nominal capacity : 800 t/h (assumption)
- ✓ Entrance and departure of the vessel : 6 hours

b) Case 1 (Grab Type) conditions

- ✓ Loading efficiency : 0.6
- ✓ Work preparation time : 26 hours (2 hours x 13 shifts)

- Total work time = (80,000 ton x 0.95) / (800 t/h x 2 x 0.6) + 32 hours = 111.2 hour/vessel
- c) Case 2 (Continuous Bucket Type) conditions
  - ✓ Loading efficiency : 0.7
  - ✓ Work preparation time : 22 hours (2 hours x 11 shifts)
  - Total work time = (80,000 ton x 0.95) / (800 t/h x 2 x 0.7) + 28 hours = 95.9 hour/vessel
  - ◆ Type of unloader : Continuous bucket type is better for the Project

(4) 受入コンベヤーの移送能力

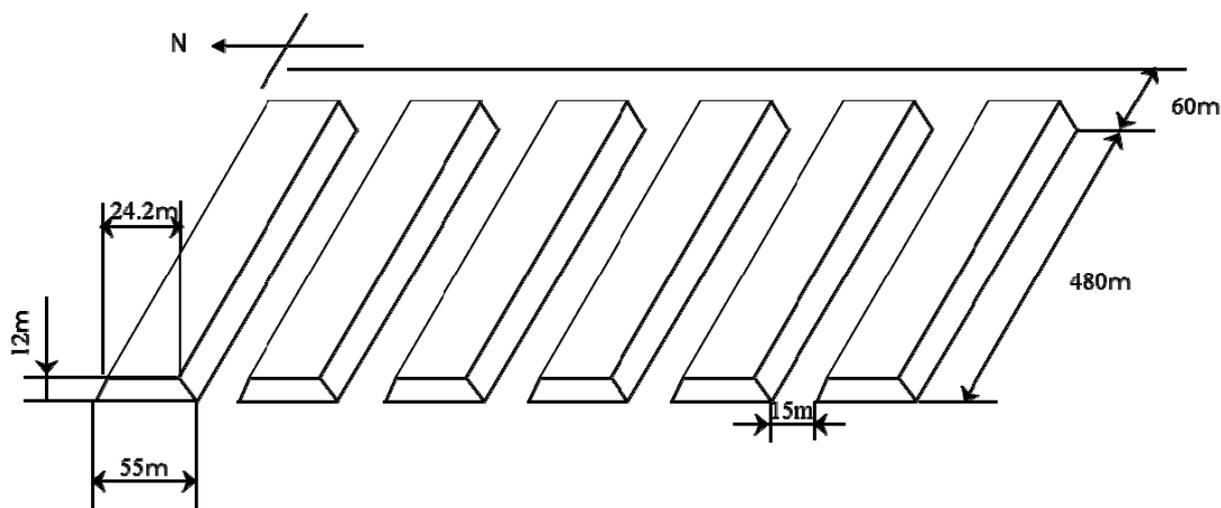
受入コンベヤーの移送能力は、2 基の揚炭機の合計最大能力に合わせる必要がある。揚炭機の最大能力は一般的に公称能力の 120% と言われている。それゆえコンベヤーユニットの能力は揚炭機の公称能力を基に計算される。

(5) 貯炭場の公称容量

貯炭場は屋外タイプとする。貯炭場の公称貯炭容量は、2 基の発電プラントが 100% 負荷で 60 日間連続運転するのに必要な石炭消費量に合わせて決められている。毎年のサイクロンによる障害により約 50 日間石炭輸送船が入港できないことを想定して、60 日間分の貯炭量には、10 日分の余裕を考慮している。

必要な貯炭容量は下記の計算に基づき 830,000 トンを見積もっている。

- Quantity of coal stored = 13,783 ton/day x 1.0 x 60 day = 827,034 ton = Say 830,000 ton
- 石炭は下記のように 6 本のパイルに貯蔵されることを想定している。



(Source: JICA 調査団)

図 7.4-9 石炭パイルのサイズ

亜歴青炭貯蔵中に自然発火することがあるため、このような現象を防ぐため下記の対策が取られること。

- パイル内の温度計測

- ブルドーザーによるローラー転圧
- 水撒き

貯炭場の計算は下記を想定:

- ✓ Number of piles : 6, Height : 12 m, Bottom Width : 55 m, Repose angle : 38°
- ✓ The intervals and the perimeters of piles are 15 m
- ✓ Coal density = 0.8 ton/m<sup>3</sup>
- ✓ Storage efficiency = 0.77

貯炭場の公称容量は下記の計算により導き出される:

- ✓ One pile capacity = 830,000 ton / 6 = 138,333 = Say 140,000 ton
- ✓ Pile capacity per meter = (29.4+55.0) x 10.0 / 2 = 422 m<sup>3</sup>/m
- ✓ Pile length = 140,000 / 0.8 / 0.77 / 422 = 539 m = Say 540 m
- ✓ Space for coal handling = 60 m
- ✓ The directions of north and south = 480 m + 60 m + 15 m x 2 = 570 m
- ✓ The directions of east and west = 55 m x 6 + 15 m x 7 = 435 m
- ◆ Coal stock yard size = 570 m x 435 m = 247,950 m<sup>2</sup> < 25 ha

(6) スタッカー/リクレイマーの能力

a) スタッカーの能力

スタッカーの能力は受入コンベヤーの能力と同じとする。

b) リクレイマーの能力

石炭取扱設備は 8 時間シフトで 24 時間連続運転を計画している。それぞれのシフトは 2 時間の準備作業と 6 時間の実稼働としている。ゆえにリクレイマーの能力は下記のように石炭の 1 日あたりの必要量を 18 時間で供給できるよう計算される。

➤ Study conditions:

- ✓ Actual operation time : 18 hours (6 hours x 3 shifts)
- ✓ Work preparation time : 6 hours (2 hours x 3 shifts)
- ✓ Loading efficiency : 0.8

• Nominal Capacity of the Reclaimer = 13,783 ton/day / 18 hours / 0.8 = 957 ton/hour < 1,000 ton/hour

- ◆ Reclaimer Nominal Capacity : 1,000 ton/hour

c) スタッカー/リクレイマーの台数

スタッカー/リクレイマーの台数は、各パイルの間に設置するものとして、運用性を考えて 5 基とする。

(7) 払出コンベヤーの能力

払出コンベヤーの能力はリクレイマーの能力に 10%の裕度を持って設計される。それゆえ払出コンベヤーの能力は下記のように 1,100 ton/hour で計算されている。

1 基の払出コンベヤーが運転不可となってもプラントが連続運転できることが必要であり、この目的のため払出コンベヤーは 1 基を予備として 2 基必要である。

更に、コンベヤーのタイプは、点検を簡単に行えるよう地上式とする。

- ◆ Discharge Conveyor Nominal Capacity = 1,000 ton/hour x 1.1 = 1,100 ton/hour
- ◆ Discharge Conveyor Nominal Capacity : 1,100 ton/hour
- ◆ Number of Discharge Conveyors : 2 sets

(8) コンベヤータイプの選択

表 7.4-16 はフラットタイプと管タイプのコンベヤーの比較を示している。管タイプのコンベヤーは、柔軟なレイアウトや防塵の観点からフラットタイプのコンベヤーに対して優位性がある。しかしながらコンベヤーのタイプを選択するとき、信頼性は重要な要素であり、フラットタイプコンベヤーの信頼性は管タイプに比べ高いことから、フラットタイプのコンベヤーが本プロジェクトには適していると言える。

ただしコンベヤーの選択は詳細設計時にプラントの配置が確定後、更なる検討が必要である。

表 7.4-15 フラットタイプと管タイプの比較表

	Flat Type with Wind Guard	Pipe Type
Maximum Angle of Inclination	Approx. 15 degrees	Approx. 30 degrees
Curved Transport	No	Yes
Dust Prevention	Low	Base
Reliability	High	Base
Construction Cost	Slightly low	Base
Maintenance Cost	Low	Base
Experience	Many	Base
Evaluation	Better	Base

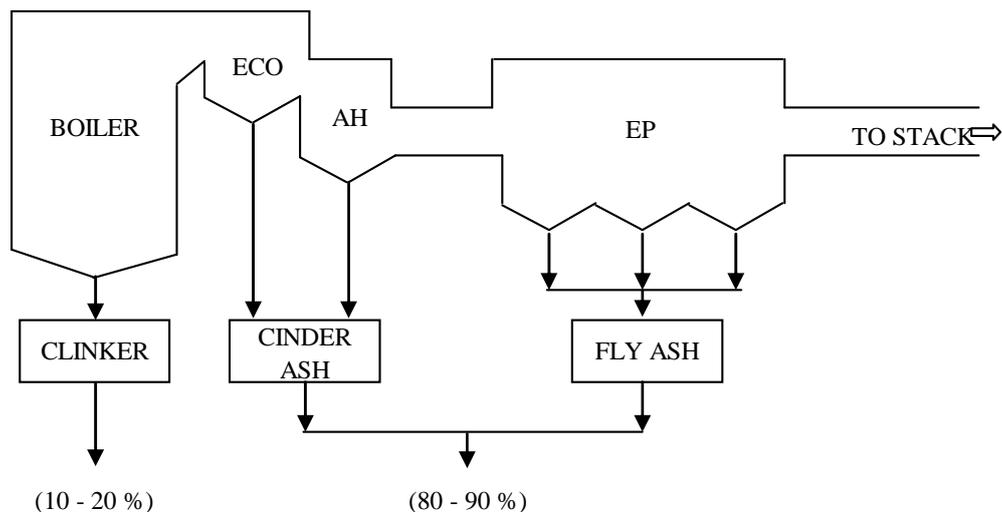
(Source: JICA 調査団)

- ◆ Type of the Conveyor : 風よけ付のフラットタイプのコンベヤーが本プロジェクトには適していると考えられる。

7.4.8.2 灰処理設備

図 7.4-10 は石炭焼きボイラーの様々な部位から発生する灰の例を示している。一般的に石炭中の灰はボイラー内での石炭燃焼から排ガスが煙突から排出されるまでの過程で燃焼ガス流の様々な場所から発生している。

- ・ 石炭の燃焼により溶ける灰はクリンカーと呼ばれボイラー火炉のボトムホッパーに落下して捕集される。灰の合計発生量の約 10 - 20%がこの方法で捕集される。
- ・ 排ガス中に浮遊している燃焼灰の一部は、シンダーアッシュと呼ばれ、下流側の節炭器と空気予熱器のボトムホッパーに落下し捕集される。灰の合計発生量の 5%未満がここで捕集される。
- ・ T 電気集塵機で捕集される燃焼灰はフライアッシュと呼ばれ電気集塵機のボトムホッパーに集められる。一般的に灰の合計発生量の 80 - 90%がここで捕集される。

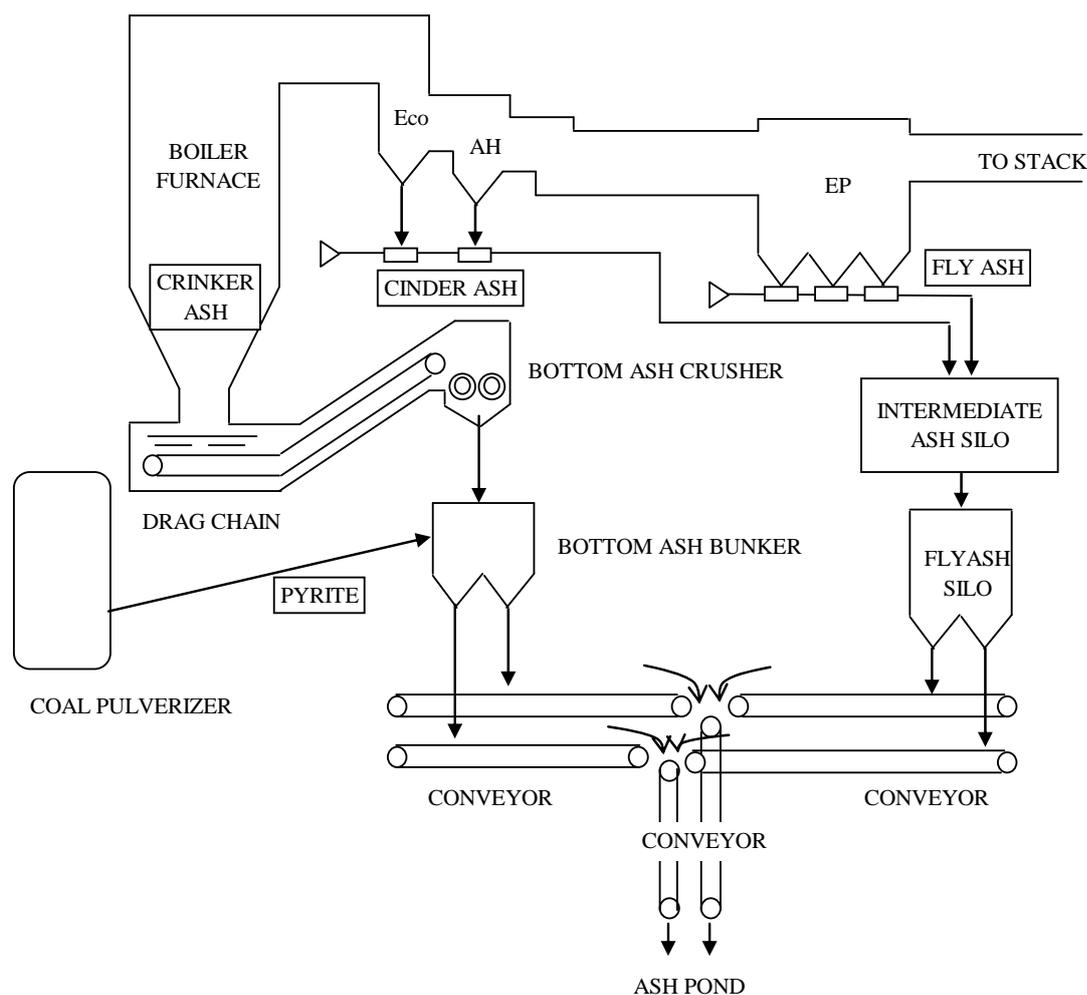


(出典: JICA 調査団)

図 7.4-10 石炭灰の発生個所と比率

集められた石炭灰は一般的には下記のようにおおよそ 2 つの方式に分類される灰処理設備を通じて移送処理される。図 7.4-11 は灰処理設備の概要を示している。

- ・ 1 つ目のシステムは、ボイラーのボトムホッパーに落ちるクリンカーと石炭粉砕機から排出される黄鉄鉱を処理する。
- ・ 2 つ目のシステムは、節炭器、空気予熱器や電気集塵機に落下するシンダーアッシュとフライアッシュを処理する。



(出典: JICA 調査団)

図 7.4-11 灰処理設備

(1) ボトムアッシュ処理設備

ボトムアッシュ処理設備は湿式や乾式のドラッグチェーンシステムのような典型的なタイプに分類される。乾式は排水が発生しない点で湿式より優位性がある。しかしながら乾式は開発されて間もなく、あまり実績がない。ボイラーの密閉システムはボイラーの安定運転にとっても重要である。最も一般的なタイプである湿式ドラッグチェーンシステムを記載している。

湿式ドラッグチェーンシステムはボイラーのボトムホッパーに落下するクリンカーアッシュや石炭粉砕機から排出される黄鉄鉱を処理する。ボイラーのボトムホッパーに落下するクリンカーは水封式コンベヤーを使って捕集され、ボトムアッシュバンカーで仮貯蔵用に移送するために脱水される。また黄鉄鉱はアッシュバンカーの底に送られる。クリンカーアッシュと黄鉄鉱は発電所構内の道路を清潔に保つためにベルトコンベヤーで灰捨て場に移送される。

(2) フライアッシュ処理設備

フライアッシュ処理システムは真空式、空気式と真空-空気式に分類される。配管がダメージを受けた場合でも灰が拡散しないため、真空式が空気式に比べ優れている。しかしながら真空式は短距離移送にしか適用できないため、真空-空気式が大規模発電所にしばしば適用される。本調査でも最も一般的なタイプである真空-空気式を記載している。

真空-空気式は、節炭器、空気予熱器と電気集塵機のボトムホッパーに落下するシンダーアッシュやフライアッシュを処理する。シンダーアッシュとフライアッシュは真空式を使って中間アッシュサイロに移送され、仮貯蔵のため圧縮空気を使って中間アッシュサイロからフライアッシュサイロに移送される。最終的にフライアッシュは発電所構内道路を清潔に保つためにベルトコンベヤーにより灰捨て場に移送される

### (3) 灰捨て場の公称容量

灰捨て場の公称容量は2台のプラントが80%の負荷率で25年の運転期間に集められる灰の合計量を基に計算される。

- Consumption of coal per day (for 2 units, at 100% load) = 13,783 ton/day
- Annual consumption of coal = 13,783 ton/day x 365 day x 0.8 = 4,025 thousands ton/year
- ✓ Ash content of the coal is 20%
- Volume of coal ash per year = 4,025 thousand tons/year x 0.2 = 805,000 ton/year (A)
- ✓ Unburnt carbon is 0.125%
- Volume of coal ash per year = 4,025 thousand tons/year x 0.00125 = 5,031 ton/year (B)
- ✓ Annual ash volume : (A)+(B) = 805,000 ton/year + 5,031 ton/year = 810,000 ton/year
- ✓ 810,000 ton/year ÷ 1.2 ton/m<sup>3</sup> (compaction with bulldozer and roller) = 675,000 m<sup>3</sup>/year

それゆえ25年間の運転により排出される灰の量は下記のように計算される。

- Ash total volume = 810,000 ton/year x 25 year = 20,250,000 ton
- 20,250,000 ton ÷ 1.2 ton/m<sup>3</sup> = 16,875,000 m<sup>3</sup>

一方で堰堤の傾斜部分にも灰を廃棄することができ、その容量は462,240m<sup>3</sup>にもなる。(= height 9m x width 24.1m x length 4,800m / 2)

それゆえ堰堤の傾斜部を除く灰捨て場の必要面積は下記のとおりである。

- (16,875,000 - 462,240)m<sup>3</sup> / 9 m (tentative embankment height) = 182.3 ha

◆ Required area of ash pond: 183 ha.

### (4) 灰の有効利用

ボイラーで発生する大量の燃焼灰の効果的な利用に関する様々な調査が行われ、下記の用途に実用性があることが証明されている。

- クリンカー
  - ✓ 路盤材
- フライアッシュ
  - ✓ セメント原料

- ✓ コンクリートの骨材
- ✓ 道路舗装
- ✓ 肥料

上記のように石炭灰には様々な利用方法がある。しかしながら現状では「バ」国内に石炭灰の流通システムがないため、プラント運転開始後、すぐには石炭灰を有効に活用できない。CPGCBLは社内に石炭灰を販売するための部署を設置し、市場開発の道筋をつけることで利益を得ることができる。またこのことで灰捨て場へ廃棄する灰の量を減らすことができ、更に近隣にセメント工場が建設されれば、地域経済への活性化につながる。

#### (5) Utilization of Dredged soil 浚渫土の有効利用

調査団は港湾建設に伴う浚渫土量の計算を行った。

ボーリング調査の結果から、浚渫土は砂質土とシルト・粘性土に分けられるが、灰捨て場の容量を検討するにあたっては、この土量と分類が重要となる。すなわち、浚渫砂質土はすべて発電所敷地造成に流用することができるが、シルト・粘性土は灰捨て場の堰堤の材料として以外流用することができず、残土はすべて灰捨て場へ埋め戻される計画としている。

表 8.1-7 に浚渫土量の計算結果を示すとともに、これに基づいてシルト・粘性土の残土分による追加容量計算を行い、この結果を表 8.1-4 に示した。

#### 7.4.9 用水処理設備

##### (1) 用水源

純水装置、機器冷却水、灰処理および消火用水の水源として所内用水が使用される。建設用地近傍には適切な河川水の利用ができず、また、近隣の井戸の枯渇や地盤沈下を引き起こす懸念があることから、地下水で十分な量を確保するのは適当ではないと考える。

したがって、海水から脱塩装置を用いて所内用水を製造する必要がある。

##### (2) 脱塩装置

###### 1) 各脱塩装置の比較

脱塩装置には多段フラッシュ蒸留装置(“MSF”)、機械式蒸気圧縮装置(“MVC”)、逆浸透膜装置(“RO”)などに大別される。MSF は蒸気熱を使って飽和圧下の海水が減圧されるときに起こるフラッシュ現象を利用する。MVC は蒸発熱源にコンプレッサーを利用する。RO は浸透圧の原理を利用して膜による分離を行う。塩分溶液を加圧することにより、通常の浸透現象の逆現象として膜を通して清浄水が分離される(図 7.4-11)。

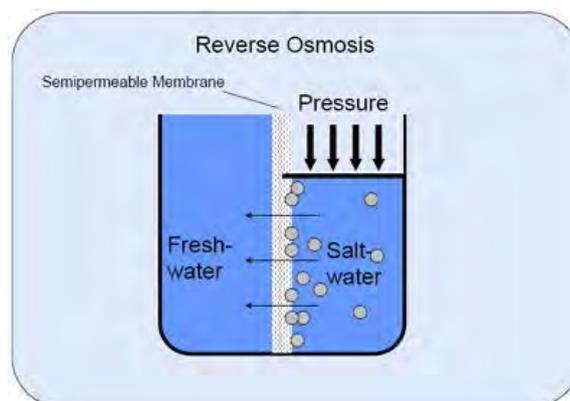


図 7.4-12 逆浸透の原理

表 7.4-15 に各脱塩法の比較を示す。技術データおよび比較結果は海水水質により変動するため、実際の詳細選定に当たっては水質の実測値、とりわけ全溶解物(TDS)、濁度(NTU)および SDI 値(Silt Density Index)の測定を行うことが肝要である。

海水中の浮遊固形物や懸濁物は RO にとって重大なトラブルを引き起こすもののひとつである。ほとんどの設備では 5 ミクロンフィルターなどの前処理装置を設置しているが、微粒子は RO 膜の目詰まりの原因となる。

このような目詰まり度合を消化するため、SDI 値（または Fouling Index, FI 値）が採用される。この測定方法は ASTM D4189-07 Standard Test Method for Silt Density Index (SDI) of Water として標準化されている。

SDI 値の測定には、0.45 $\mu$ m フィルターを圧力 2.07bar 下で試験水を通しろ過を行う。最初の 500ml をろ過するのに要した時間 T<sub>0</sub> と 15 分後に再び 500ml をろ過したときに要する時間 T を測定する。この 2 つの時間から、次式により SDI 値を求める。

$$SDI = (1 - T_0/T) \times 100/15$$

SDI 値が 5 以下の時 RO 装置に許容される。これは SDI 値が 5 以下では目詰まりの速度が非常に遅い速度で進行する。しかしながら、給水中の懸濁物の特性により SDI 値 3 以下が要求されることもありうる。

したがって、仮に海水水質の汚染が許容範囲であれば、RO 装置は近年においては成熟した技術であり、経済的観点からも妥当な選択であると言える。

表 7.4-16 各脱塩装置の比較

	MSF	MVC	RO
全溶解物 (TDS) *1	10	5	10 (2段処理)
初期投資費用 *1	高い	高い	ベース
エネルギー消費 *1	25 kWh/m <sup>3</sup> (蒸気熱分含む)	11 kWh/m <sup>3</sup>	5 kWh/m <sup>3</sup>
運用保守費 *1 (エネルギー コスト含まず)	安い	安い	ベース
原水消費量 (生成水 1m <sup>3</sup> 当たり)*1	6-8 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	3 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	2 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 高信頼性</li> <li>- 大容量機に多くの実績有り</li> <li>- 海水脱塩に適している。</li> <li>- 腐食、スケール問題多</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- シンプルなシステム</li> <li>- 高信頼性</li> <li>- 適用可能レベル</li> <li>- 海水/河川水脱塩に適</li> <li>- MSF より低温運転</li> <li>- MSF より腐食、スケール問題少</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- シンプルなシステム</li> <li>- 省エネルギー</li> <li>- 主要システムに成長</li> <li>- 海水/河川水脱塩に適</li> <li>- 膜が短寿命(約5年)</li> <li>- 海水水質に敏感</li> </ul>

出典：JICA 調査団

注 \*1: 原水水質による。

## 2) 前処理装置

微小多孔質によるプロセスは目詰まりへの対策が重要である。膜の目詰まりは生成水量の減少、水質の悪化及び膜差圧の増大を引き起こす。典型的な膜目詰まりは無機塩・酸化金属粒・懸濁物等の付着や微生物の増殖により発生する。よって、目詰まり防止には薬品処理、清澄装置、フィルター等の前処理装置による浮遊物質の除去が必要である。

## (3) 純水装置

純水装置には経済的な対向流イオン交換装置が採用される。装置はカチオン塔、アニオン塔およびバックアップとしての混合床塔からなる。これにより所内用水から不純物・塩を所定のレベルまで除去する。所定の間隔でカチオン塔樹脂は酸溶液でアニオン塔樹脂は塩基溶液で再生される。

## (4) 飲料水製造装置

飲料水は脱塩水（所内用水）から製造される。滅菌のため、次亜塩素酸の注入や紫外線(UV)滅菌が用いられる。

(5) 供給範囲

1) 脱塩装置

原水取水ストレーナー:	1 セット/ユニット
原水供給ポンプ:	1 台/ユニット
原水貯蔵タンク:	1 基/ユニット
原水移送ポンプ:	1 台/ユニット
初期フィルター:	1 セット
中間フィルター:	1 セット
RO 膜:	1 セット
薬品注入装置:	1 セット
Desalination water storage tank:	2 sets (100% x 2)

2) Demineralization Plant

原水供給ポンプ:	1 セット/ユニット
フィルター:	1 セット/ユニット
アニオン塔:	1 基/ユニット
カチオン塔:	1 基/ユニット
混合床塔:	1 基/ユニット
中間ポンプ:	1 台/ユニット
排水ポンプ:	1 台/ユニット
ブロワー:	1 台/ユニット
次亜塩素酸貯蔵タンク:	1 基
水酸化ナトリウム貯蔵タンク:	1 基
各種希釈タンク:	1 基
純水貯蔵タンク:	2 基 (100% x 2)
補給水ポンプ:	2 台 (100% x 2)

3) Potable water production plant

Pump:	2 台/ユニット
Carbon filter:	2 セット/ユニット
Disinfection system (Hypochlorite dosing or UV)	1 セット(100% x 1)
Potable water storage tank:	1 基(100% x 1)

(6) 用水処理設備の概念系統図

図 7.4-12 に用水処理設備の概念系統図を示す。また、図 7.4-13 に想定される水バランス図を示す。

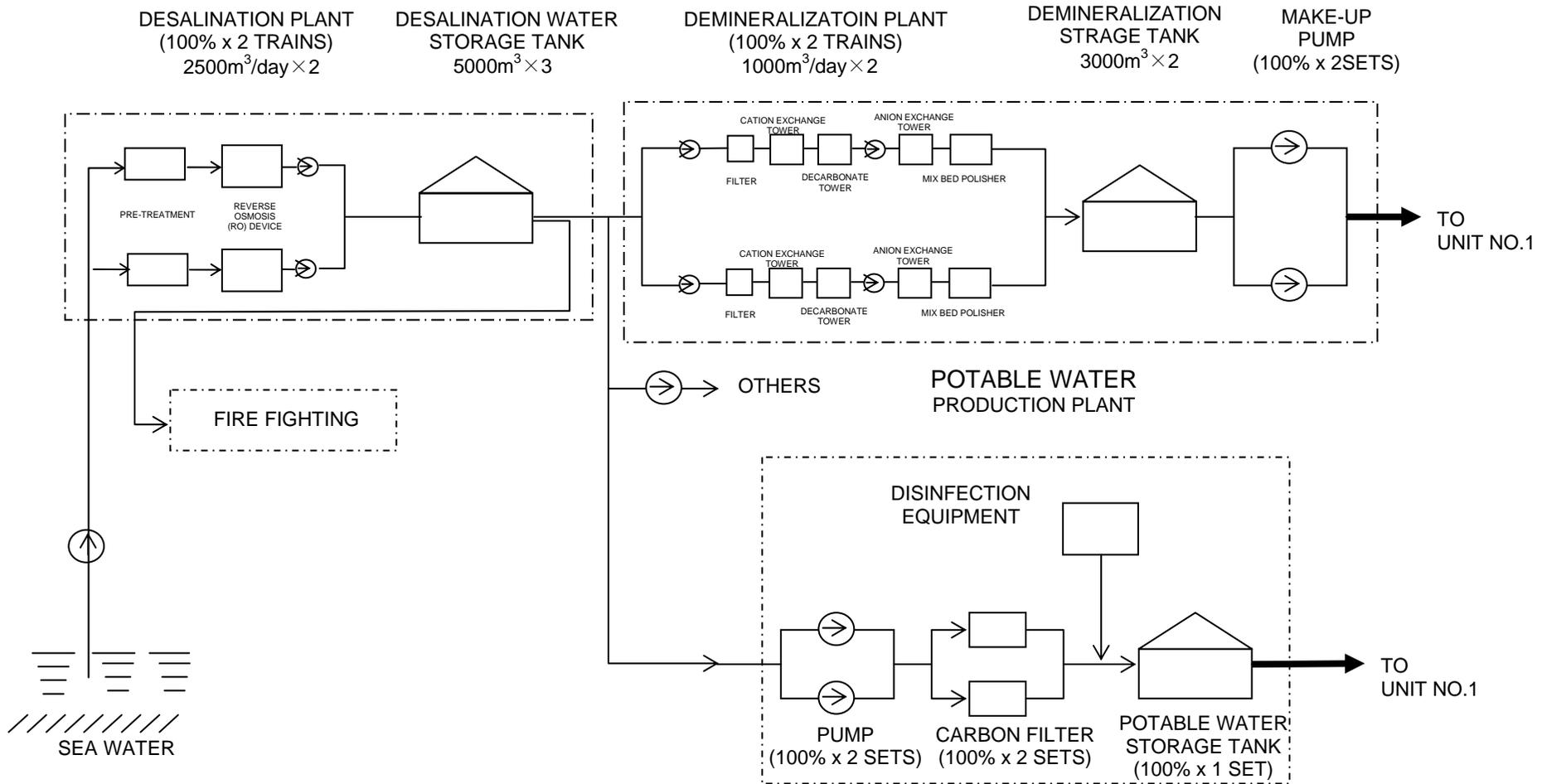


図 7.4-13 用水処理設備の概念系統図

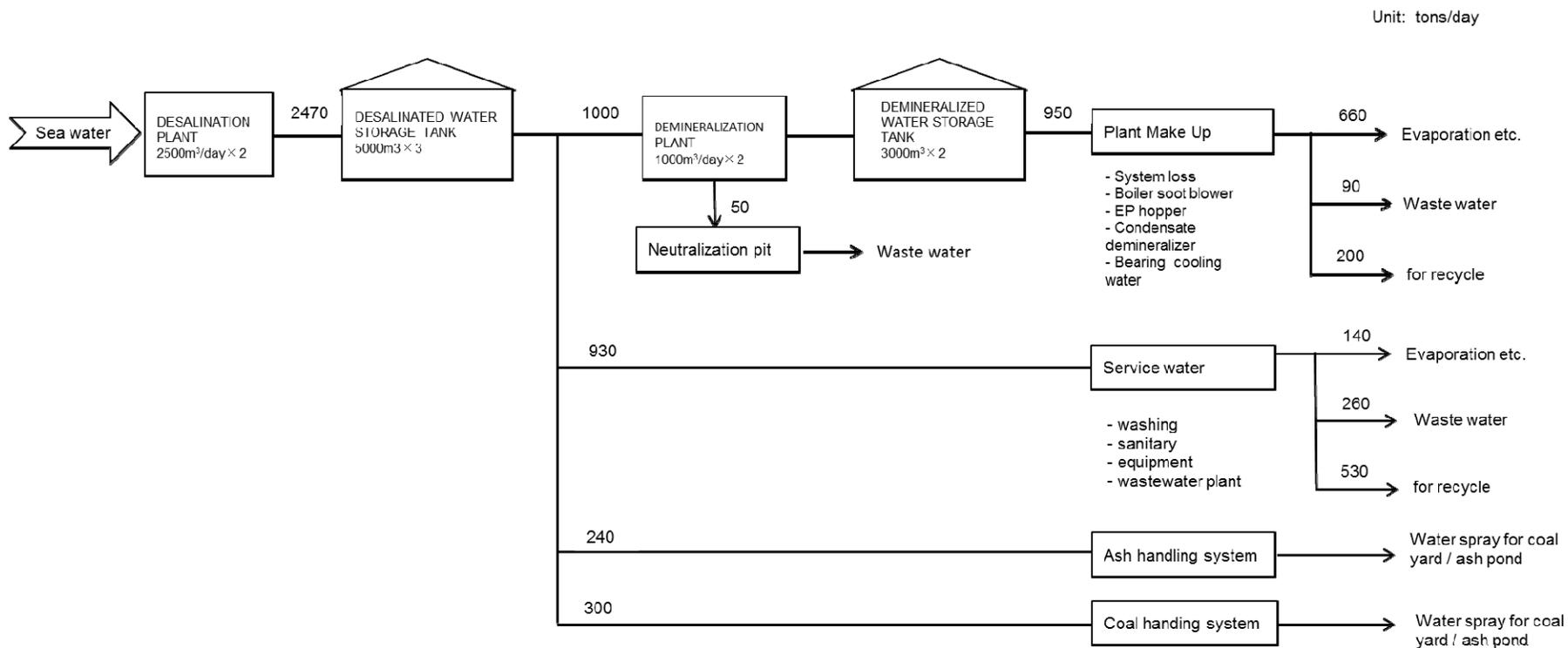


図 7.4-14 想定される水バランス図

#### 7.4.10 排水処理設備

##### (1) 概略仕様

###### 1) 一般事項

各種排水の一般的な処理方法は以下である。

- i) プラント排水は排水処理設備で処理され、7.4.5 項に示す排水基準に適合する水質で冷却水放水系統に排水される。プラント排水は含油排水、機器ドレン等を含み、放水点で排水サンプリングを行う。
- ii) ボイラブローダウンは冷却水注入付のブローダウータンクへ排出され、その後ボイラ排水槽へ送水される。
- iii) 含油排水は油/水セパレータで処理され、排水貯槽へ送水される。
- iv) 排水処理装置からの排水は排水貯槽へ送水される。
- v) 未処理排水は直接的もしくは間接的にどの表層水域に排水されないよう計画する。
- vi) 排水処理装置で発生した汚泥は適切な処分場へ輸送される。
- vii) 建屋からの日常排水は所内の浄化装置で処理される。
- viii) 雨水排水、水タンクオーバーフローはチェックピットに移送され、水質チェック（pH、油分等）後に冷却水放水系統に放流される。
- ix) 貯炭場雨水は独立した凝集沈殿、ろ過処理を行う。
- x) 石炭コンベヤ洗浄装置からの排水は独立した凝集沈殿処理を行う。収集された石炭スラリーは貯炭場へ返送される。
- xi) 灰捨て場排水は独立した沈殿、中和処理を行う。

###### 2) 供給範囲

排水貯槽	1 槽
pH 調整槽	2 槽
凝集槽	2 槽
沈殿槽	2 槽
中間槽	1 槽
汚泥貯蔵槽	1 槽
中和槽	1 槽
ろ過装置	2 槽
脱水装置	1 台
送水ポンプ	2 台
中間ポンプ	2 台
汚泥移送ポンプ	2 台 x 2
脱水供給ポンプ	2 台

(2) 排水処理設備の概略系統図

図 7.4-15 に排水処理設備の概略系統図を示す。

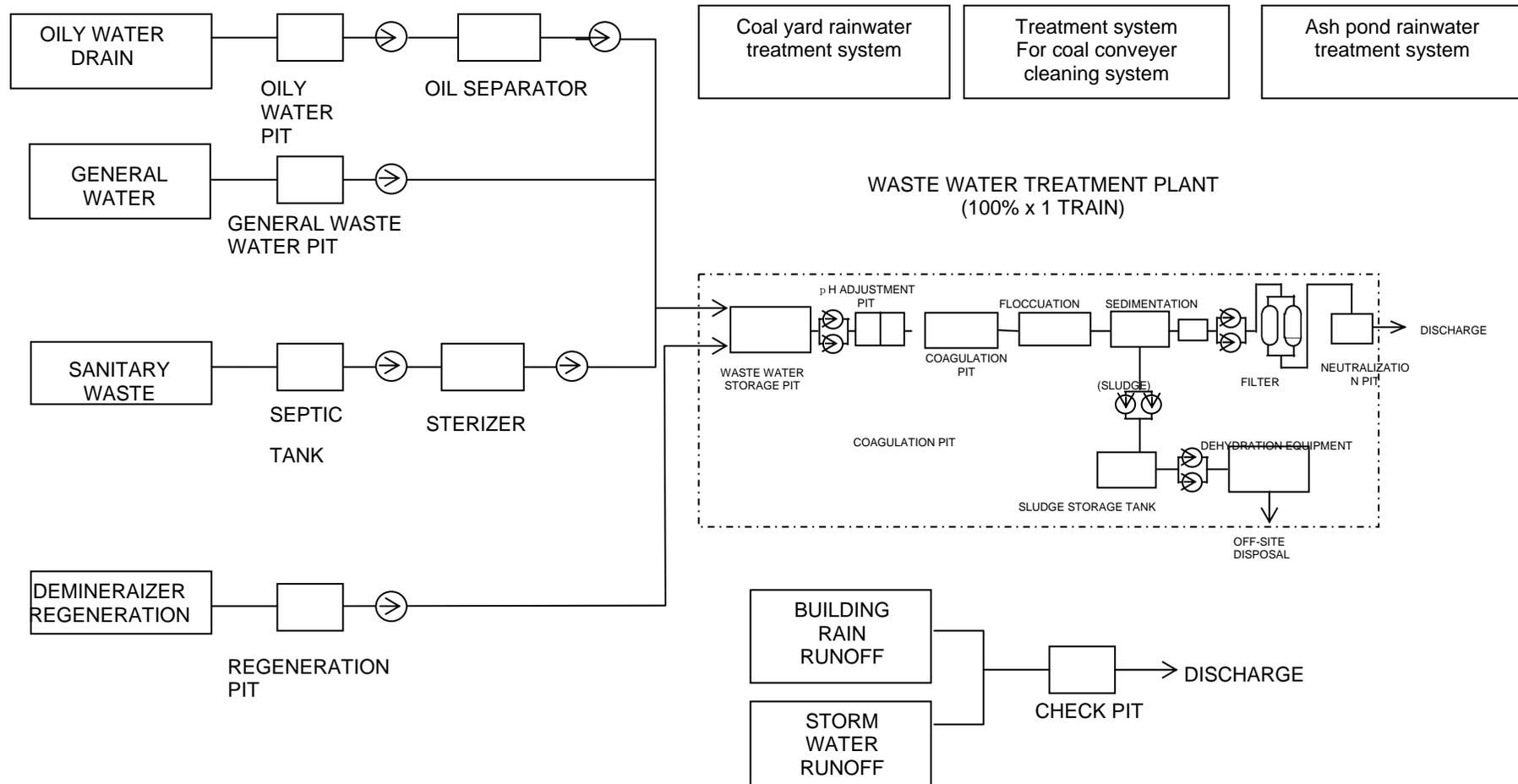


図 7.4-15 排水処理設備の概略系統図

#### 7.4.11 消火設備

##### (1) 一般事項

水スプレー装置は火災の局所鎮火に有効なため推奨されるシステムである。連続した火災の発生が懸念される火力発電所においても広く採用されている。消火設備は以下の設備で構成される。

##### (2) 供給範囲

消火器:	1 セット
屋内消火栓:	1 セット
泡消火設備:	1 セット
不活性ガス (CO2) 消火設備:	1 セット
ハロン(Halon 1301) 消火設備:	1 セット
粉末消火設備:	1 セット
屋外消火栓:	1 セット
電動消火ポンプ:	1 台
緊急アラーム装置:	1 セット
退避器具:	1 セット
消火用水タンク・水槽:	1 セット
煙制御装置:	1 セット
スプリンクラー装置:	1 セット
緊急電源:	1 セット
消防車:	1 台

##### (3) 基準

主要建屋の消火活動は「バ」国の基準に従い行われる。消火設備は NFPA 規格に従い設計される。

#### 7.4.12 電気設備

##### 7.4.12.1 ユニット電気設備の設計概念

発電所は2基のボイラー、2基の蒸気タービンと2基の発電機で構成される。それぞれの発電機は相分離母線 (IPB) によって発電機昇圧変圧器 (GSUT) に接続される。発電機からの出力の電圧は GSUT によって 400kV に昇圧される。GSUT からの出力は発電所エリアの隣に位置する 400kV 開閉所 を経由して「バ」国送電網に送電される。

BPDB からの要請として、GSUT 低圧側の位置に発電機の主遮断器は導入されない。そのため、それぞれの発電機は GSUT 高圧側に置かれた発電機遮断器によって「バ」国送電網に同期させられる。

400kV 開閉所の遮断器のほかに、発電機昇圧変圧器用 400kV 遮断器とステーション補助変圧器(SAT)用遮断器はそれぞれの変圧器の高圧側に設置される。そしてこれらの遮断器は中央操作室(CCR)の DCS によって監視制御がされる。

ユニット補助電源供給システムの設備の構成および定格の設計根拠は以下の通りである。

- (1) 一つの事象（装置うちのひとつの計画停止、あるいは事故停止のどちらか）では発電中のユニットの喪失を起こすべきではない。しかしユニットの出力制限は発生するかもしれない。
- (2) 片端電源のスイッチギアを除く 400V あるいはそれ以上の電圧階級において、正常な運転条件の下で、停電を引き起こすことなく、その電源から替わりの電源に自動的にあるいは手動操作で安全に電源切り替えが可能であること。
- (3) 変圧器（発電機昇圧変圧器と励磁変圧器以外のもの）の喪失によってユニットの出力に影響を与えてはならない。  
ユニット補助変圧器(UAT)の事故においては故障 UAT の切り離しと健全な変圧器からの電源で再起動ができるまでの間、発電ユニットの停止が生ずるであろう。
- (4) 通常 UAT から電源を供給されているスイッチギアが母線の電源喪失を起こした場合でも、発電出力制限は 50%以下でなければならず、発電ユニットの停止を起こしてはならない。

それぞれのユニットは 1 台の 3 巻線型ユニット補助変圧器(UAT)が供給される。変圧器は発電機主回路から IPB 接続によって分岐される。

1 台の 3 巻線型ステーション補助変圧器(SAT)が同じくそれぞれのユニットに用意される。この電力は 400kV 開閉所から供給される。

UAT はそれぞれ遮断器を経由して 2 群のユニット 6.6kV スイッチギアに接続される。SAT はそれぞれ遮断器を経由して 2 群の共通 6.6kV スイッチギアに接続される。ユニット 6.6kV スイッチギアと共通 6.6kV スイッチギアの両方ともそれぞれ遮断器を経由して相互に連絡される。

ユニット運転中において、ユニット補機負荷への電源は発電機からユニット補助変圧器(UAT)を経由して供給されるべきである。ユニット停止中とユニット起動時はユニット補機への電源供給は 400kV 開閉所からステーション補助変圧器(SAT)を経由して供給される。

発電機を解列する前に、ユニット補機負荷への電源供給はユニット 6.6kV スイッチギアから共通 6.6kV スイッチギアへ移される。そして発電機を同期並列させた後で、ユニット補機への電源供給は共通 6.6kV スイッチギアからユニット 6.6kV スイッチギアへ切り替えられる。

図 7.4-16 に電源供給設備の単線結線図を示す。

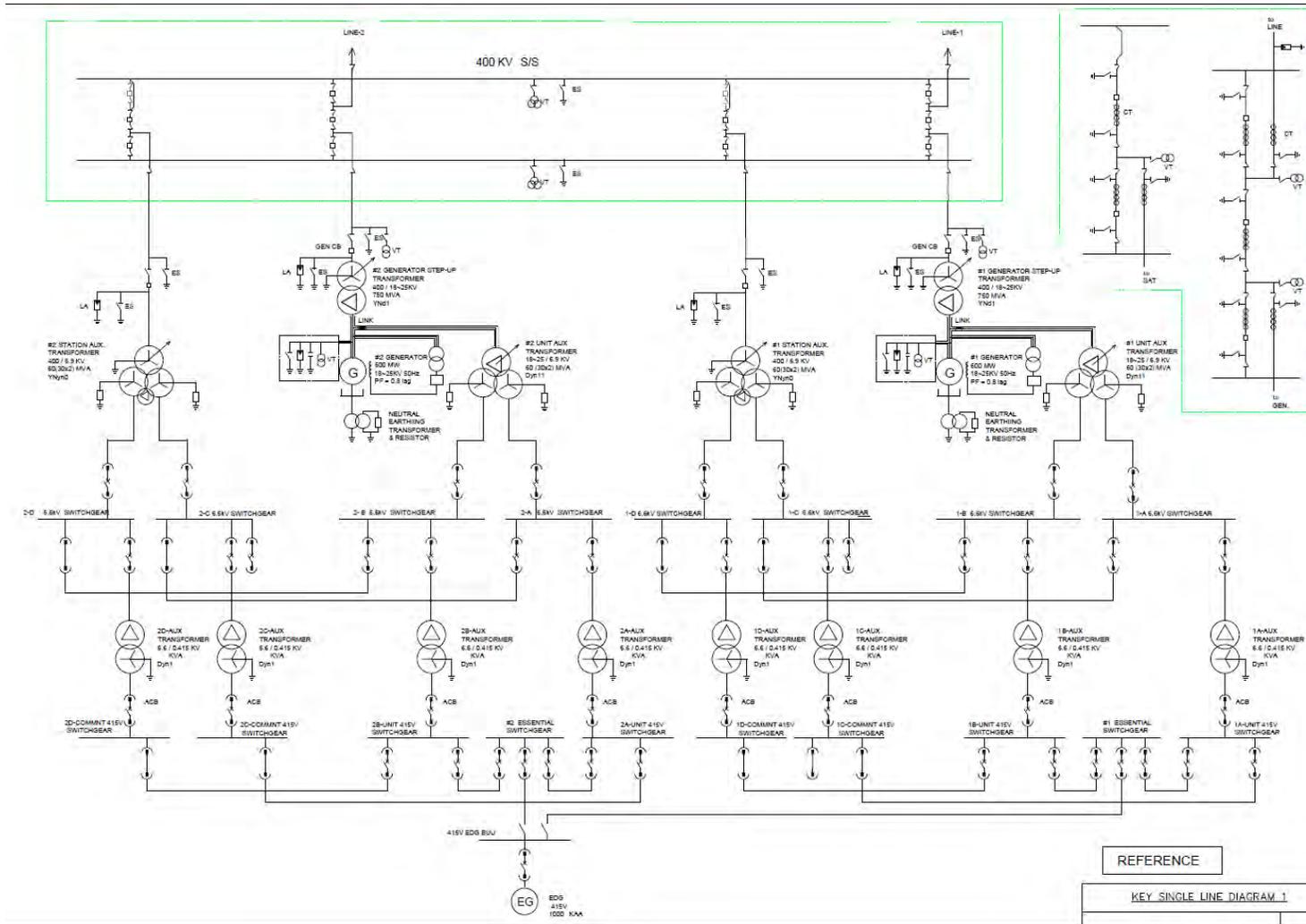


図 7.4-16 電源供給設備の単線結線図

#### 7.4.12.2 発電機

発電機の仕様の概要は下記に示す

表 7.4-1 発電機仕様概要

項目	仕様
発電機の数	2（ユニット#1 とユニット#2）
型式	3 相回転界磁型同期発電機
極数	2
相数	3
定格出力	600MW
定格周波数	50Hz
定格回転数	3,000rpm
定格端子電圧	製造者の標準値（18～25kV）
力率	0.8（遅れ）、0.95（進み）
短絡比	0.5 以下でないこと
冷却方法	固定子コイル；水あるいは水素ガスの直接冷却 回転子コイル；水素ガスの直接冷却
励磁方式	静止型あるいは ブラシレス励磁

#### 7.4.12.3 変圧器

##### (1) 発電機昇圧変圧器 (GSUT)

GSUT は油浸型でなければならず、高圧巻線に負荷時タップ切換器（OLTC）が装備されるものとする。また、送電電圧（400kV）の電圧変動と変圧器の規格に対して十分な適応範囲を持たなければならない。

GSUT は油入風冷式（ONAF）が提供されるべきである。

GSUT の定格 は発電機出力に協調した値とする。

##### (2) ユニット補助変圧器（UAT）とステーション補助変圧器（SAT）

UAT は発電機の端子電圧から 6.6kV まで降圧してユニット補機への電力の供給を行う。

SUT は 400kV から 6.6kV まで降圧して、ユニットの起動時と停止時にプラント補機への電力の供給を行う。

UAT と SAT は共に油浸型でなければならず、高圧巻線に負荷時タップ切換器（OLTC）が装備されるものとする。また発電機端子電圧あるいは送電線電圧（400kV）の電圧変動と変圧器の規格に対して十分な適応範囲を持たなければならない。

UAT と SAT の冷却方式は共に油入風冷（ONAF）/油入自冷（ONAN）とする。

UAT と SAT のサイズはユニット全体の負荷に基づく。

##### (3) 単相変圧器と三相変圧器の比較

BPDB は JICA チームにこのプロジェクトに対して単相変圧器と 2 台の半分容量三相変圧器の導入を検討するように要請した。単相変圧器が輸送と故障による 1 相の変圧器取り替えに関しては利点を持っていることは確かである。輸送機関に関して 2 台の半容量変圧器は同じく利点を

持っている。

しかしながら、単相変圧器は予備の変圧器とそれぞれの変圧器のための制御装置を持つことと広い据付スペースが必要のために高価である。同じく 2 台の半分容量変圧器がより高価になり、また並列運転することが難しい。

変圧器方式は請負者の推奨によるものとするが、三相変圧器の輸送に問題がない場合 1 台の三相変圧器が望ましい。

**表 7.4-2 変圧器タイプの比較**

タイプ	三相	単相	三相
台数	1 台	4 台 : 3 台 + 1 台の予備	1/2 容量で 2 台
輸送	基準	より容易である	より容易である
価格	基準	高い	最も高い
設置スペース	基準	大きい	最も大きい
建設期間	基準	長い	最も長い
運用性	基準	同じ（基準として）	難しい
信頼性	基準	同等	

#### 7.4.12.4 発電機回路の自開閉装置

発電機遮断器と断路器と接地開閉器は「バ」国送電網への発電機並列のために GSUT の高圧側に設置しなければならない。

#### 7.4.12.5 ユニット電源供給

ユニットの電源供給はユニット補助変圧器とステーション補助変圧器から構成されるものとする。プラント運転のためのユニット負荷はユニット補助変圧器から、そして水処理、排水処理、石炭取り扱いなどのプラント運転のための共通の負荷はステーション補助変圧器から供給される。また緊急時の電源として 1 組のディーゼルエンジン駆動発電機がユニットの安全停止目的のために提供されなければならない。

##### (1) 6.6kV ユニットとコモンメタルクラッドスイッチギア

2 組の 6.6kV ユニットメタルクラッドスイッチギアと 2 組の 6.6kV 共通メタルクラッドスイッチギアがユニット負荷と共通負荷への電気の供給のために提供されるべきである。各ユニットスイッチギアはユニット補助変圧器の 2 次側からそれぞれ電力を供給されるべきである。そして共通スイッチギアはステーション補助変圧器の 2 次側からそれぞれ電力を供給されるべきである。

##### (2) 415V ユニットと共通電源

必要数の 415V のユニットおよび共通のスイッチギアがユニット補機負荷と共通補機負荷への電力供給のために提供されなければならない。

各スイッチギアはそれぞれ 6.6kV/415V 低圧変圧器を経由して 6.6kV スwitchギアから電力

を供給される。ユニットと共通のスイッチギアはバックアップ電源の供給のために、それぞれ母線連絡遮断器を介して相互連絡しなければならない。

#### 7.4.12.6 400kV 開閉所

400KV の開閉所は、発電した電力を「バ」国の送電網へ送電するために発電所エリアの隣に設けなければならない。この開閉所は新設 400KV 送電線 2 回線によって「バ」国送電網と相互接続される。

##### (1) 設計概念

開閉所の信頼性を維持するために、400kV 母線構成は 2 重母線で 1+1/2 遮断器方式が望ましい。開閉所は 2 回線の送電線、1 号ユニットと 2 号ユニット、それぞれのユニットのためのステーション補助変圧器 2 回線で構成される計 6 回線を接続可能な設計であること。遮断器はガス絶縁遮断器（GCB）で断路器は空気絶縁スイッチ（AIS）とする。この開閉所は PGCB の所掌である。開閉所の設備の監視制御は遠隔操作により NLDC から実施される。

##### (2) 主要設備の数量

主要設備の数量は以下のとおりである

遮断器（三相）	10 組
断路器（三相）	26 組
接地開閉器（三相）	28 組
変流器（三相）	16 組
電圧変成器（三相）	8 組
避雷器（三相）	2 組

上記に加え、制御装置を含めその他の装置が必要とされる。開閉所装置は遠隔操作によって NLDC (National load dispatch Center)から変電所制御システム（SCS）を通して制御と監視がされる。

装置とその場所	
制御ビルディング	開閉所エリア
ベイコントロールユニット (BCU)	開閉所あるいは開閉所の制御ビルディング
ステーションコントロールシステム (SCS)	開閉所の制御ビルディング
SCADA	開閉所の制御ビルディング
保護リレー	開閉所の制御ビルディング
交流と直流電源（蓄電池含む）	開閉所の制御ビルディング (元電源は発電所から供給されるであろう)

#### 7.4.13 制御監視装置

発電装置は中央制御室（CCR）から操作されるよう設計される。分散型コントロールシステム（DCS : Distributed Control System）はこの目的で使われる。

##### 7.4.13.1 制御監視装置システム構成

すべての監視制御システムの設計は、発電所職員および機器の安全性を最大限確保し、その一方で、可能な限り最高の可用性を念頭に置きつつすべての条件の下で発電所を安全に、かつ効率的に運転するようなものとする。

発電設備全自動運転を可能とする制御監視システムは、技術面、コスト面を考慮した DCS 設備で構成する。DCS 設備は共通設備の制御監視を含む発電設備全体の制御監視を可能とする。

##### DCS 設備の基本構成

- 演算および電源回路は 2 重化とし、入出力回路は 1 重化とする
- DCS への電源供給は AC と DC 突き合わせ方式の 2 重化とする
- 通常の操作は、液晶ディスプレイ画面を確認しながらマウスを使用してコンピュータ経由で行われる

##### 7.4.13.2 発電設備制御監視装置

発電所の操作監視システムは DCS、情報管理システム、保守および修理システム、送電網システム、および関連装置によって構成する。

DCS は、LCD 操作システム、プラントインターロックシステム、ボイラー制御システム、バーナー管理システム、タービン制御システム、プラント補助インターロックとシーケンス制御システム、及びデータ収集システム等から構成されている。

それぞれ独立したシステムは、DCS と統合されなければならない。

##### 7.4.13.3 発電所の DCS 機能

DCS は下記の機能を持たなければならない。

- (1) プラントインターロックシステム
- (2) ボイラー制御システム
- (3) バーナー管理システム
- (4) タービン制御システム
- (5) プラント補助インターロックとシーケンス制御システム
- (6) データログ機能およびデータ表示

#### 7.5 操作上の必要条件

##### 7.5.1 一般事項

主要構成要素とその付属品はプラントの設計寿命を通じて不具合のない起動と運転が確保されるように設計されなければならない。補助設備および装置の高利用性の達成のために適切な冗長性が提供されなければならない。主要構成要素とその付属品は一つのプッシュボタンによって起動と全負荷まで上昇させることが可能であるように設計されるべきである。プラント全体は連続

的な電力負荷運転に適していなければならない。

### 7.5.2 プラント責務

#### (1) 冷缶起動

冷起動の定義:

- 56 時間の連続停止後であり、ボイラーは消火しているが排水されていない状態での起動
- 72 時間以下の停止期間中、ボイラーは排水されないであろう。もし停止が 72 時間を越えるならばボイラーは排水されるべきである。

#### (2) 暖缶起動

暖缶起動の定義:

- 8 時間以上且つ連続 56 時間以下の停止でボイラーは消火しているが排水されていない状態での起動

#### (3) 熱缶起動

熱缶起動の定義:

- 8 時間以上の連続停止でない状態での起動

#### (4) 全停電状態での起動

適用しない

### 7.5.3 制御と運転の考え方

#### (1) プラントの自動化

自動化範囲は操作員が中央操作室 (CCR) から全体的なプラントラン監視ができるように発電設備起動停止制御と発電設備保護機能を完全自動化する。

しかし動停止の制御シーケンスには、必要に応じて操作員による補完操作を認めるブレイクポイントを含めることとする。

起動操作は、ベリーホット、ホット、ウォーム、あるいはコールドの各起動条件に従い選択可能であり、自動制御される。

#### (2) プラントの運転

CCR は発電所の蒸気タービン建屋内に収容されるものし、発電電力を自動的に需要に合うよう制御されるように、データロギングシステムを含めた最先端 DCS が設置されるべきである。運転状況を監視するための LCD (液晶画面) とプラントの運転操作のためのキーボードパネルとマウスで構成されたオペレーターコンソールが CCR に設置される。

LCD 操作はマン・マシンインタフェースをより容易にして、監視操作と高い運転信頼性を促進するために採用される。

中央演算処理装置(CPU)は予備の冗長系を用いた 2 重系の構成で制御系の信頼性を保証するものでなければならない。

#### (3) 低周波と高周波運転

発電機は 48.5Hz から 51.5Hz までの低周波数および高周波数の負荷条件の下で連続運転に耐える設計とする。また 46.5Hz から 48.5Hz の周波数域においても運転時間限界を持った運転能力があるべきである。負荷運転時間を制限するために必要とされる制御装置は「バ」国送電網シ

システムからの要求を考慮して提供されるべきである。

#### (4) 電力制御

発電所の出力は NCC（国営コントロール・センター）から発電所へ SCADA システムによって要求される。発電所は発電所の操作員によって、オペレーターコンソールを通して DCS に発電所出力の要求を設定した後、自動的に運転される、それによって発電所出力要求は合致されるであろう。

### 7.6 各代替案比較のまとめ

表 7.6-1 に本章で比較検討した各代替案をまとめた。それらの案が選定された理由は下記である。

#### (1) 蒸気サイクル

火力発電所の蒸気サイクルは3つに大別され、JICA 調査団は代表的な蒸気条件（温度、圧力）を選定した。

#### (2) 排煙脱硫装置 (FGD)

評価したシステムは火力発電所の脱硫装置として代表的かつ商業化されているものである。

#### (3) 蒸気タービン軸構成

蒸気タービンの軸構成は2つに大別される。

#### (4) 脱塩装置

脱硫装置には数システムが商業化されている。MSF, RO はメジャーなシステムであり、MVC は近年検討に値するシステムである。

表 7.6-1 各代替案比較のまとめ

蒸気サイクル						
	亜臨界 (16.6MPag, 538/538°C)		超臨界 (24.1MPag, 538/566°C)		超々臨界 (USC) (24.5MPag, 600/600°C)	
実績	最も多い	◎	多い	◎	急増中	○
信頼性	高い	◎	高い	◎	高い	◎
熱効率	39.15%	△	40.32%	○	41.29%	◎
CO2 排出	ベース	△	110,500 t トン/年 少ない	○	198,300 トン/年 少ない	◎
経済性	ベース	△	n.a.	○	98 to 158 百万ドル 経済的	◎
評価	△		○		◎	
排煙脱硫装置 (FGD)						
	石灰-石膏 FGD		海水 FGD			
効率	90~99%	◎	90~95%	○		
吸収剤	石灰 (石灰荷揚げ・運搬設備が必要)	△	海水	◎		
副生成物 (廃棄物)	石膏 (廃棄処分もしくは再利用網の構築が必要)	△	硫酸イオン (海域へ放流)	○		
排水処理	排水処理設備が必要	○	曝気ピットでの酸化処理のみ	◎		
占有面積	大	○	小	◎		
用水消費量	多	△	少	◎		
稼働率	大変高い	◎	より高い (石灰荷揚げ・運搬設備がないため)	◎		
平均化コスト	ベース	○	安	◎		
実績	1990 年以降、世界シェア 83%	◎	1990 年以降、世界シェア 3%	△		
評価	○		◎			
蒸気タービン軸構成						
	タンデム・コンパウンド (TC)		クロス・コンパウンド (CC)			
軸長	長	○	ベース	◎		
信頼性	同等	◎	ベース	◎		
タービン効率	同等	◎	ベース	◎		
占有面積	少	◎	ベース	○		

運用性	平易	◎	ベース	○	
保守性	容易	◎	ベース	○	
建設費	小	◎	ベース	○	
運転費	同等	◎	ベース	◎	
評価	◎		○		
脱塩装置					
	多段フラッシュ蒸留装置(MSF)		機械式蒸気圧縮装置(MVC)		逆浸透膜装置(RO)
全溶解物 (TDS)	10	○	5	◎	10 (2段処理) ○
建設費	高い	○	高い	○	ベース ◎
エネルギー消費	25 kWh/m <sup>3</sup> (蒸気熱分含む)	△	11 kWh/m <sup>3</sup>	○	5 kWh/m <sup>3</sup> ◎
運転保守費 (エネルギーコスト除く)	安い	◎	安い	◎	ベース ○
原水消費量 (生成水 1m <sup>3</sup> 当たり)*1	6-8 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	△	3 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	○	2 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ◎
実績	大型機に多くの実績有り	◎	検討に値するシステムになりつつある	○	メジャーシステムに成長 ◎
信頼性	高信頼性 ただし、腐食・スケール問題あり	◎	シンプルなシステム MSFより低温運転	◎	シンプルなシステム ◎
運用性		◎	Simple system	◎	シンプルなシステム ◎
評価	○		△		◎

Legend: ◎Excellent, ○Good, △Poor