

バングラデシュ国  
ベラマラ ガスタービン火力発電所  
建設計画調査

ファイナルレポート  
(要約)

平成 21 年 2 月

独立行政法人

国際協力機構 (JICA)

委託先

東電設計株式会社

東京電力株式会社

産 業

JR

08-077

## 目 次

### 第一編 ベラマラ・ガスタービン火力発電所建設計画の事業化可能性

#### 第 1 章 序章

1.1	調査の背景および経緯.....	I-1-1
1.2	調査の目的、概要、範囲および期間.....	I-1-1
1.2.1	調査の目的.....	I-1-1
1.2.2	調査の範囲.....	I-1-1
1.2.3	調査の期間.....	I-1-2

#### 第 2 章 バングラデシュ国の社会・経済状況

2.1	総論.....	I-2-1
2.2	人口および労働力.....	I-2-1
2.2.1	国勢調査.....	I-2-1
2.2.2	労働力調査.....	I-2-1
2.3	マクロ経済.....	I-2-2
2.3.1	経済成長.....	I-2-2
2.3.2	財政収支.....	I-2-2
2.3.3	金融政策.....	I-2-2
2.3.4	国際収支.....	I-2-3
2.3.5	為替動向.....	I-2-3
2.3.6	国家予算.....	I-2-3
2.4	産業構造.....	I-2-3
2.5	家庭経済.....	I-2-4
2.6	物価動向.....	I-2-4

#### 第 3 章 バングラデシュ国の電力セクター

3.1	バングラデシュ国の電力事情.....	I-3-1
3.2	バングラデシュ国の電力機関の体制.....	I-3-6
3.3	バングラデシュ電力庁(BPDB)の財務状況.....	I-3-7
3.3.1	業績推移.....	I-3-7
3.3.2	資本勘定.....	I-3-7

3.3.3	資産勘定.....	I-3-8
3.3.4	負債勘定.....	I-3-8
3.3.5	レシオ分析.....	I-3-8
3.4	電気料金.....	I-3-9
3.4.1	電力料金の国際比較.....	I-3-9
3.4.2	電力タリフ.....	I-3-9
3.4.3	エネルギー規制委員会における料金政策.....	I-3-9
3.4.4	IPP の電力販売価格.....	I-3-10

## 第 4 章 建設計画の技術的実行可能性

4.1	需要想定.....	I-4-1
4.2	裨益効果.....	I-4-1
4.2.1	電化率.....	I-4-1
4.2.2	産業部門における裨益効果.....	I-4-2
4.3	電源開発計画.....	I-4-2
4.3.1	既設発電設備.....	I-4-2
4.3.2	現在の需給状況.....	I-4-3
4.3.3	電源開発計画.....	I-4-3
4.4	系統計画.....	I-4-4
4.4.1	PGCB における送変電設備.....	I-4-4
4.4.2	本プロジェクトに関連する送変電設備.....	I-4-6
4.4.3	系統解析.....	I-4-6
4.5	燃料供給計画.....	I-4-7
4.5.1	ガス生産量およびガス残存埋蔵量予測.....	I-4-7
4.5.2	ガス供給量とガス需要量予測.....	I-4-8
4.5.3	ガスパイプライン建設計画.....	I-4-10
4.5.4	ベラマラ CCPP へのガス供給の可能性.....	I-4-11
4.5.5	ベラマラ CCPP への燃料油供給.....	I-4-11
4.6	サイト状況.....	I-4-11
4.6.1	全般.....	I-4-11
4.6.2	用地計画.....	I-4-12
4.6.3	地形および土質.....	I-4-13
4.6.4	用水源.....	I-4-14
4.6.5	サイトの環境.....	I-4-22
4.7	発電設備基本方式の検討.....	I-4-22
4.7.1	コンバインドサイクル発電設備の燃料多様化.....	I-4-22
4.7.2	ガスタービン形式の選定.....	I-4-24
4.7.3	軸構成の検討.....	I-4-25
4.7.4	冷却設備の選択.....	I-4-27

4.8	資機材搬入方法.....	I-4-35
4.8.1	資機材の調達.....	I-4-36
4.8.2	搬入重量物.....	I-4-36
4.8.3	輸送制限.....	I-4-36
4.8.4	調査方針.....	I-4-36
4.8.5	候補搬入経路の選定.....	I-4-37
4.8.6	候補搬入経路の調査.....	I-4-39
4.8.7	推奨搬入経路.....	I-4-41
4.8.8	メンテナンス時の重量物輸送方法.....	I-4-42
4.9	プロジェクトスケジュール.....	I-4-42
4.10	ガスタービン長期保守契約の概要.....	I-4-44
4.11	実施体制.....	I-4-44
4.12	結論.....	I-4-46

## 第5章 基本設計

5.1	本計画の概要.....	I-5-1
5.2	発電設備運用.....	I-5-1
5.2.1	概要.....	I-5-1
5.2.2	発電設備運用計画.....	I-5-1
5.2.3	発電設備制御概要.....	I-5-2
5.3	基本的技術課題の検討.....	I-5-3
5.3.1	ベラマラコンバインドサイクル発電所の予想性能.....	I-5-3
5.3.2	ボトミングサイクルの最適化.....	I-5-12
5.3.3	排気ガスバイパス設備.....	I-5-12
5.3.4	補助蒸気ボイラ.....	I-5-13
5.4	工事範囲.....	I-5-13
5.4.1	調達および製造.....	I-5-13
5.4.2	工事請負者所掌の工事および業務範囲.....	I-5-13
5.4.3	顧客所掌の工事および業務.....	I-5-13
5.4.4	取合い点.....	I-5-14
5.5	発電所設計の基本事項.....	I-5-14
5.5.1	設計条件.....	I-5-14
5.5.2	規格および基準.....	I-5-15
5.5.3	配置計画.....	I-5-16
5.5.4	環境要求事項.....	I-5-17
5.5.5	ガスタービン.....	I-5-18
5.5.6	HRSG.....	I-5-19
5.5.7	蒸気タービン.....	I-5-19
5.5.8	燃料供給設備.....	I-5-20

5.5.9	水処理装置	I-5-20
5.5.10	排水処理装置	I-5-21
5.5.11	消火設備	I-5-21
5.5.12	電気設備	I-5-21
5.5.13	発電設備保護と制御	I-5-25
5.5.14	土木および建築工事	I-5-25
5.5.15	変電所	I-5-27
5.5.16	送電線	I-5-29

## 第6章 施工計画の概略検討

6.1	ガスパイプラインとの接続	I-6-1
6.2	送電線との接続	I-6-2
6.3	建設用設備	I-6-4
6.4	仮設ユーティリティ供給	I-6-6

## 第7章 環境社会配慮調査

7.1	対象地の概要（自然環境、社会環境の概要）	I-7-1
7.1.1	対象地の位置	I-7-1
7.1.2	自然環境の概要	I-7-1
7.1.3	社会環境の概要	I-7-2
7.2	EIA に関わる関連法規について	I-7-4
7.2.1	EIA 法と手続き	I-7-4
7.2.2	EIA 関連機関	I-7-4
7.2.3	本案件との関連性（カテゴリ、手続き等）	I-7-5
7.2.4	EIA スケジュール	I-7-6
7.3	環境影響評価および回避・緩和策	I-7-6
7.3.1	選定された方式に対する環境影響評価	I-7-6
7.3.2	影響評価および回避・緩和策	I-7-7
7.4	環境管理計画およびモニタリング	I-7-13
7.4.1	環境管理計画（EMP）の目的	I-7-13
7.4.2	作業計画とスケジュール	I-7-14
7.4.3	環境活動とトレーニング	I-7-18
7.4.4	環境モニタリング計画	I-7-18
7.5	ステークホルダー協議（住民説明）	I-7-19
7.5.1	目的	I-7-19
7.5.2	実施方法	I-7-19
7.5.3	実施結果	I-7-19
7.5.4	フォーカス・グループ・ディスカッション	I-7-21

7.5.5 社会環境調査での住民意見 ..... I-7-21

第 8 章 プロジェクトコストおよび経済財務分析

8.1 ベラマラ火力発電所の運用条件 ..... I-8-1

8.2 プロジェクトコスト ..... I-8-1

8.2.1 F型コンバインドサイクル発電設備の価格動向 ..... I-8-1

8.2.2 F型コンバインドサイクル発電設備の契約実績 ..... I-8-2

8.2.3 プロジェクトコストの算出 ..... I-8-2

8.2.4 プロジェクトコストの妥当性評価 ..... I-8-4

8.3 経済財務分析の基本と基礎的条件 ..... I-8-5

8.4 財務評価 ..... I-8-6

8.4.1 評価の手法と基本条件 ..... I-8-6

8.4.2 財務費用 ..... I-8-7

8.4.3 財務便益 ..... I-8-8

8.4.4 財務評価 ..... I-8-8

8.4.5 感度分析 ..... I-8-9

8.5 経済評価 ..... I-8-9

8.5.1 評価の手法と基本条件 ..... I-8-9

8.5.2 経済費用 ..... I-8-9

8.5.3 経済便益 ..... I-8-10

8.5.4 経済評価 ..... I-8-11

8.5.5 感度分析 ..... I-8-11

8.6 運用効果指標の設定 ..... I-8-12

## 第二編 北西部発電会社およびベラマラ発電所に係るコーポレート プラン及び組織制度の提案

### 第1章 序章

- 1.1 背景および目的..... II-1-1
- 1.2 業務実施内容 (TOR)..... II-1-1

### 第2章 NWPGL の目指すべき方向性

- 2.1 時間軸..... II-2-1
- 2.2 あるべき姿..... II-2-2
- 2.3 電力危機の要因分析..... II-2-3
- 2.4 目指す方向 (ビジョン) ..... II-2-5

### 第3章 コーポレートガバナンス

- 3.1 経営ビジョン達成へのアプローチ..... II-3-1
  - 3.1.1 経営の執行機能と監督機能の分離原則..... II-3-1
  - 3.1.2 経営責任を明確にするための経営管理体制の構築..... II-3-2
  - 3.1.3 監査機能の強化..... II-3-3

### 第4章 労務人事管理 (ヒューマンキャピタルマネジメント)

- 4.1 人材管理の方向性..... II-4-1
  - 4.1.1 NWPGL の目指す人材管理の方向性..... II-4-1
  - 4.1.2 本社と発電所の人材管理に係る業務分掌..... II-4-1
- 4.2 組織管理体制..... II-4-2
  - 4.2.1 組織構造の一般概念..... II-4-2
    - 4.2.1 本社機能組織(Corporate Level Structure)に係る提言..... II-4-2
    - 4.2.3 発電所レベル組織(Plant Level Structure)に係る提言..... II-4-3
- 4.3 採用・配置システム..... II-4-3
  - 4.3.1 応募資格..... II-4-3
  - 4.3.2 雇用方針..... II-4-4
  - 4.3.3 雇用形態..... II-4-4
  - 4.3.4 労務人事部と業務執行部門との連系強化..... II-4-4
  - 4.3.5 人材を成長させる配置システム (ジョブローテーション) の実現..... II-4-4
  - 4.3.6 キャリアパス計画書の策定..... II-4-5

4.4	個人業績評価システム.....	II-4-5
4.4.1	経営ビジョンに沿った業績評価システムの導入.....	II-4-5
4.4.2	職務規程の明確化.....	II-4-5
4.4.3	PDCA サイクルに基づく業績評価の実施.....	II-4-6
4.4.4	評価フィードバック制度の導入.....	II-4-6
4.4.5	自己申告、多面評価、目標管理 (MBO) に基づく個人業績評価制度の導入.....	II-4-6
4.5	報酬・奨励制度.....	II-4-7
4.5.1	業績に連動した給与体系の導入.....	II-4-7
4.5.2	給与水準の妥当性検討.....	II-4-7
4.5.3	退職給付制度.....	II-4-8
4.5.4	福利厚生インセンティブへの移行.....	II-4-9
4.6	能力開発システム.....	II-4-9
4.6.1	人材ポートフォリオを考慮した長期的視点での人材育成計画の策定.....	II-4-9
4.7	既設設備の移管と要員計画シミュレーション.....	II-4-10
4.7.1	要員計画シミュレーション.....	II-4-10
4.7.2	既設発電所受け入れに関する考察.....	II-4-12

## 第 5 章 経理及び財務管理

5.1	会計及び経理.....	II-5-1
5.1.1	会計・経理制度と体制の構築に関する提言.....	II-5-1
5.2	経理基本ポリシー.....	II-5-2
5.2.1	経理基本方針.....	II-5-2
5.2.2	経理基本ポリシー策定の提言.....	II-5-2
5.3	財務及び資金管理.....	II-5-3
5.3.1	財務管理.....	II-5-3
5.3.2	権限委譲と内部統制.....	II-5-4
5.3.3	予想されるリスクと対処策.....	II-5-5
5.4	予算.....	II-5-8
5.4.1	予算制度の意義と目的.....	II-5-8
5.4.2	予算制度構築に関する提言.....	II-5-8
5.5	管理会計.....	II-5-10
5.5.1	管理会計制度構築に関する提言.....	II-5-10
5.6	財務シミュレーション.....	II-5-11
5.6.1	前提条件.....	II-5-11
5.6.2	シミュレーション.....	II-5-11



## 第 6 章 運転保守管理

6.1	原因分析能力の強化.....	II-6-1
6.1.1	保守管理方法の選択.....	II-6-1
6.1.2	具体的管理手法の提案.....	II-6-4
6.2	O&M の実施体制.....	II-6-7
6.3	長期的視点での人材育成.....	II-6-11
6.3.1	建設期間における人員の育成.....	II-6-11
6.4	環境管理計画およびモニタリングに係る実施への支援策.....	II-6-12
6.4.1	コーポレートレベル.....	II-6-12
6.4.2	マネージメントレベル.....	II-6-13
6.4.3	プラントレベル.....	II-6-13
6.4.4	パブリックレベル.....	II-6-14

## 第 7 章 安全管理

7.1	提言.....	II-7-1
7.1.1	リスク低減へのアプローチ.....	II-7-1
7.1.2	組織制度面.....	II-7-2
7.1.3	事前安全活動（予防保全活動）.....	II-7-4
7.1.4	事後活動.....	II-7-5
7.1.5	安全装備品.....	II-7-6
7.1.6	建設期間中における安全管理体制の強化.....	II-7-6

## 第 8 章 情報管理戦略

8.1	具体的方策.....	II-8-1
8.1.1	外部への情報発信.....	II-8-1
8.1.2	内部への情報発信.....	II-8-1
8.1.3	O&M への活用.....	II-8-1

## 第 9 章 リスク管理

9.1	関連契約.....	II-9-1
9.1.1	売電契約 Power Purchase Agreement (PPA).....	II-9-1
9.1.2	燃料供給契約 Gas Sales Agreement (GSA).....	II-9-2
9.1.3	運用保守管理契約.....	II-9-3
9.2	準備/建設工事中段階 (Phase 1)のリスク.....	II-9-3
9.2.1	建設工事が計画通り進捗しないリスク.....	II-9-3
9.2.2	既設発電所の移管時に発生するリスク.....	II-9-4

9.3	運転開始直後の段階 (Phase 2: 運転開始後 3 年間) のリスク .....	II-9-5
9.3.1	初期トラブルによる事故停止 .....	II-9-5
9.3.2	ガスの枯渇 .....	II-9-5
9.4	安定運転段階 (Phase 3 : 運転開始後 3-10 年) のリスク .....	II-9-7
9.4.1	定期点検が予定通り実施できないリスク .....	II-9-7
9.4.2	経営環境が悪化するリスク .....	II-9-8
9.4.2	運転利用率が低下するリスク .....	II-9-10

## 第 10 章 経営計画と各発電所の業績評価

10.1	方針管理 .....	II-10-1
10.1.1	方針管理の意義 .....	II-10-1
10.1.2	方針管理のフロー .....	II-10-1
10.1.3	目標管理のスケジュール .....	II-10-2
10.2	NWPGCL と各発電所の関係 .....	II-10-3
10.2.1	業績評価の仕組み .....	II-10-3
10.2.2	発電所長の権限と評価方法 .....	II-10-5

## 第 11 章 公社化ロードマップ

11.1	短期ロードマップ .....	II-11-1
11.2	中期ロードマップ .....	II-11-2
11.3	長期ロードマップ .....	II-11-4

## 略 語

A&G	Administrative and General
AASHTO	American Association of State Highway and Transportation Officials
AC	Alternating Current
ACCPAC	ACCPAC (Name of Software)
ACE	Advanced Computing Engine
ACI	American Concrete Institute
ADB	Asian Development Bank
ADP	Annual Development Programme
AE	Assistant engineer
AEO	Annual Energy Outlook
AES	American Energy Services Inc. (AES, Inc.)
AIS	Air Insulated Switchgear
AISC	American Institute of Steel Construction
AISI	American Iron and Steel Institute
AM	Assistant Manager
ANSI	American National Standards Institute
APC	Auxiliary Power Consumption
APR	Annual Performance Report
APSCL	Ashuganj Power Station Company Limited
ASCE	American Society of Civil Engineering
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
AVR	Automatic Voltage Regulator system
AWS	American Welding Society
AWWA	American Water Works Association
B/S	Balance Sheet
BADC	Bangladesh Agriculture Development Corporation
BAPEX	Bangladesh Petroleum Exploration Company Ltd
BAS	Bangladesh Accounting Standard
BB	Bangladesh Bank
BDM	Break Down Maintenance
BEI	Bangladesh Enterprise Institute
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
BIWTA	Bangladesh Inland Water Transport Authority
BNBC	Bangladesh National Building Code
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BPHE	Bangladesh Public Health Engineer

---

---

BUET	Bangladesh University of Engineering and Technology
BWDB	Bangladesh Water Development Board
C/P	Counterpart
CB	Cash and Bank Management
CBM	Condition Based Maintenance
CCDB	Christian Commission for Development in Bangladesh
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCPP	Combined Cycle Power Plant
CCR	Central Control Room
CD	Custom Duty
CE	Chief Engineer
CEMS	Continuous Emission Monitoring System
CEO	Chief Executive Officer
CFO	Chief Financial Officer
CGS	City Gate Station
CHCO	Chief Human Capital Officer
CHRO	Chief Human Resource Officer
CIO	Chief Information Officer
CMD	Chairman and Managing Director
CNG	Compressed Natural Gas
COD	Commissioning Date
COO	Chief Operating Officer
CPA	Certified Public Accountant
CPDO	Chief Planning & Development Officer
CPF	Contributory Provident Fund
CPI	Consumer Price Index
CRO	Chief Risk Officer
CSR	Corporate Social Responsibility
CV	Calorific Value
CWIP	Capital Work In Progress
CZPDC	Central Zone Power Distribution Company
DC	Direct Current
DCCI	Dhaka Chamber of Commerce & Industry
DCS	Distributed Control System
DESA	Dhaka Electricity Supply Authority
DESCO	Dhaka Electricity Supply Company
DG	Director General
DGM	Deputy General Manager
DM	Deputy Manager
DO	Diesel Oil

---

---

DOE	Department of Environment
DPA	Direct Project Aid
DPP	Development Project Proforma
DR	Discount Rate
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
Dy	Deputy
E&Y	Ernst & Young
EBIT	Earnings Before Interest and Tax
EBITD	Earnings Before Interest, Tax and Depreciation
ECNEC	Executive Committee of National Economic Council
ED	Executive Director
EE	Executive Engineer
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh Ltd.
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economic Internal Rate of Return
EOH	Equivalent Operation Hour
EPC	Engineering, Procurement and Construction Contract
ERC	Energy Regulatory Commission
ERD	Economic Relations Division
ERP	Enterprise Resource Planning
ES	Escalation rate of power Sales tariff
F(&)A	Finance & Accounting
F.eX	Foreign Exchange
FBCC	Federation of Bangladesh Chambers of Commerce and Industry
FD	Fixed Deposit
FE	Foreign Exchange
FIFO	First In and First Out
FIRR	Financial Internal Rate of Return
FOB	Free on Board
FRRP	Power Sector Financial Restructuring and Recovery Plan
FSA	Fuel Supply Agreement
FY	Fiscal Year
GCB	Gas Circuit Breaker
GCC	Gas Combined Cycle
GCV	Gross Calorific Value
GFA	Gross Fixed Assets
GIS	Gas Insulated Switchgear
GJ	Giga Joules
GL	General Ledger
GM	General Manager

GNI	Gross National Income
GOB	Government of Bangladesh
GOJ	Government of Japan
GSA	Gas Sales Agreement
GT	Gas Turbine
GTCL	Gas Transmission Company Limited
GTG	Gas Turbine Generator
HMS	Human Machine System
HO	Heavy Oil
HR	Human Resource
HRA	House Rent Allowance
HRD	Human Resource Development
HRSG	Heat Recovery Steam Boiler
HSD	High Speed Diesel
HSE	Health Safety & Environment
HSEQ	Health Safety, Environment & Quality
HT	High Tension
I&C	Instrumentation and Control
IAS	International Accounting Standards
IASB	International Accounting Standard Board
Ic/R	Inception Report
ICAB	Institute of Chartered Accountants of Bangladesh
ICMAB	Institute of Cost and Management Accountants of Bangladesh
IDA	International Development Agency
IDB	Islamic Development Bank
IDC	Interest During Construction
IEB	Institute of Engineers of Bangladesh
IEE	Initial Environmental impact Examination
IFRS	International Financial Reporting Standards
IMED	Implementation, Monitoring and Evaluation Division
IMS	Information Management System
INA	Information Not Available
IOC	International Oil Company
IPB	Isolated Phase Bus
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPP	Independent Power Producer
ISA	Instrumentation, System, and Automation Society
ISO	International Standard Organization
IT	Information Technology
JAM	Junior Assistant Manager

JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JICA	Japan International Cooperation Agency
KEM	Key Executive Manager
KLHEP	Kargi Langpi Hydro Electric Project
KPI	Key Performance Indicator
KSAO	Knowledge, Skills, Abilities and Other traits or factors
KYT	Kiken Yochi Training
L/A	Loan Agreement
L/T	Long Term
LA	Lightening Arrester
LCD	Liquid Crystal Display
LDC	Load Dispatch Center
LTPM	Long Term Parts Management
LTSA	Long Term Service Agreement
MBO	Management by Objective
MD	Managing Director
MES	Manufacturing Execution System
MIS	Management Information System
MLA	Multilateral Lending Agency
mmscfd	Million standard cubic feet per day
MOH	Major Overhaul
MOL	Ministry of Land
MOM	Minutes of Meeting
MoPEMR	Ministry of Power, Energy & Mineral Resources
MP	Master Plan
MS	Multi-shaft
MSCF	Mil (Thousand) Standard Cubic Feet
MTMF	Medium Term Macroeconomic Framework
MU	Million Unit
MW	Mega Watt
NFPA	National Fire Protection Association
NLDC	National Load Dispatch Center
NO <sub>x</sub>	Nitrogen oxide
NRV	Net Realizable Value
NTPC	National Thermal Power Corporation Ltd
NWPGCL	North-West Power Generation Company Ltd.
O&M	Operation and Maintenance
OA	Office Automation
OCB	Oil Circuit Breaker
OCGT	Open Cycle Gas Turbine

OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
OEM	Original Equipment Manufacturer
OH	Overhaul
OJT	On the Job Training
OMCO	Operation & Maintenance Chief Officer
OPGW	Optical Ground Wire
P/S	Power Station
PAT	Profit After Tax
PBITD	Profits Before Interest, Tax and Depreciation
PBS	Palli Bidyut Samities
PC	Personal Computer
PC	Power Cell
PCS	Process Control System
PDA	Personal Digital Assistant
PDCA	Plan Do Check Action
PDPAT	Power Development Planning Assist Tool
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh
PI	Plant Information
PIMS	Plant Information Management System
PIU	Project Implementation Unit
PLC	Programmable Logic Controller
PM	Plant Manager
PMB	Plant Management Board
PMC	Plant Management Committee
POAE	Plant Operating Availability on an Energy basis
POAH	Plant Operating Availability
PP	Power Purchased
PP	Project Proforma
PPA	Power Purchase Agreement
PPE	Personal Protective Equipments
PSMP	Power System Master Plan
PSP	Power Sales Tariff
PTW	Permit to Work
PwC	Pricewaterhouse Coopers Pvt. Ltd.
QC	Quality Control
R&M	Repair and Maintenance
RAO	Regional Administration Office
RDPP	Revised Development Project Proforma
REB	Rural Electrification Board
RMS	Regulative Metering Station



ROA	Return on Asset
RPA	Residual Project Aid
S/S	Substation
SBU	Strategic Business Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCGT	Simple Cycle Gas Turbine
SCI	Statement of Corporate Intent
SDE	Sub Divisional Engineer
SE	Superintending Engineer
SGV	SyCip Gorres Velayo & Co,
SHR	Sensible Heat Ratio
SL	Subordinated Ledger
SL	Transmission and Distribution System Loss
SLDC	State Load Dispatch Center
SOP	Sale of Power
SPP	Small Power Producer
SS	Single-shaft
ST	Steam Turbine
STG	Steam Turbine Generator
SUS	Stainless Used Steel
SZPDC	South Zone Power Distribution Company
TBM	Time Based Maintenance
TBM	Tool Box Meeting
TFD	Time of Flight Diffraction
TGTDCL	Titas Gas Transmission and Distribution Company Ltd.
Tk	Bangladesh Taka
TL	Transmission Line
TMT	Top Management Team
TNA	Training Needs Assessments
TOR	Terms of Reference
TQM	Total Quality Management
UEEP	Used Energy End Point
USD	United States Dollar
UT	Ultrasonic Testing
VAT	Value Added Tax
VC	Variable Cost
VCT	Voltage Circuit Transformer
W/S	Work Shop
WACC	Weighted Average of the Capital Cost
WASP	Wien Automatic System Planning Package

WB	World Bank
WBSEDCL	West Bengal State Electricity Distribution Company Limited
WPI	Wholesale Price Index
WTP	Willingness to Pay
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Ltd.
XEN	Executing Engineer

## 単 位

記号	名称	倍数
$\mu$	micro-	$= 10^{-6}$
m	milli-	$= 10^{-3}$
c	centi-	$= 10^{-2}$
d	deci-	$= 10^{-1}$
da	deca-	$= 10$
h	hecto-	$= 10^2$
k	kilo-	$= 10^3$
M	mega-	$= 10^6$
G	giga-	$= 10^9$
長さ	名称	
m	meter	
mm	millimeter	
cm	centimeter	
km	kilometer	
in	inch	
ft	feet	
yd	yard	
面積		
$\text{cm}^2$	square centimeter	
$\text{m}^2$	square meter	
$\text{km}^2$	square kilometer	
$\text{ft}^2$	square feet (foot)	
$\text{yd}^2$	square yard	
ha	hectare	
体積		
$\text{m}^3$	cubic meter	
l	liter	
kl	kiloliter	
重量		
g	gram	
kg	kilogram	
t	ton (metric)	
lb	pound	
密度		
$\text{kg}/\text{m}^3$	kilogram per cubic meter	
$\text{t}/\text{m}^3$	ton per cubic meter	

mg/m <sup>3</sup> N	:	milligram per normal cubic meter
g/m <sup>3</sup> N	:	gram per normal cubic meter
ppm	:	parts per million
μg/scm	:	microgram per standard cubic meter
<b>圧 力</b>		
kg/cm <sup>2</sup>	:	kilogram per square centimeter (gauge)
lb/in <sup>2</sup>	:	pound per square inch
mmHg	:	millimeter of mercury
mmHg abs	:	millimeter of mercury absolute
mAq	:	meter of aqueous
lb/in <sup>2</sup> , psi	:	pounds per square inches
atm	:	atmosphere
Pa	:	Pascal
bara	:	bar absolute
<b>エネルギー</b>		
kcal	:	kilocalorie
Mcal	:	megacalorie
MJ	:	mega joule
TJ	:	tera joule
kWh	:	kilowatt-hour
MWh	:	megawatt-hour
GWh	:	gigawatt-hour
Btu	:	British thermal unit
<b>発熱量</b>		
kcal/kg	:	kilocalorie per kilogram
kJ/kg	:	kilojoule per kilogram
Btu/lb	:	British thermal unit per pound
<b>熱 流</b>		
kcal/m <sup>2</sup> h	:	kilocalorie per square meter hour
Btu/ft <sup>2</sup> H	:	British thermal unit per square feet hour
<b>温 度</b>		
deg	:	degree
°	:	degree
C	:	Celsius or Centigrade
°C	:	degree Celsius or Centigrade
F	:	Fahrenheit
°F	:	degree Fahrenheit

電 気

W	:	watt
kW	:	kilowatt
A	:	ampere
kA	:	kiloampere
V	:	volt
kV	:	kilovolt
kVA	:	kilovolt ampere
MVA	:	megavolt ampere
Mvar	:	megavar (mega volt-ampere-reactive)
kHz	:	kilohertz

時 間

s	:	second
min	:	minute
h	:	hour
d	:	day
y	:	year

流 量

t/h	:	ton per hour
t/d	:	ton per day
t/y	:	ton per year
m <sup>3</sup> /s	:	cubic meter per second
m <sup>3</sup> /min	:	cubic meter per minute
m <sup>3</sup> /h	:	cubic meter per hour
m <sup>3</sup> /d	:	cubic meter per day
lb/h	:	pound per hour
m <sup>3</sup> N/s	:	cubic meter per second at normal condition
m <sup>3</sup> N/h	:	cubic meter per hour at normal condition

電 導

μS/cm	:	microSiemens per centimeter
-------	---	-----------------------------

音 圧

dB	:	deci-bell
----	---	-----------

為 替

Sum	:	Uzbekistan Sum
US\$	:	US Dollar
¥	:	Japanese Yen

為替レート : US\$ 1 = 68 taka

## 付 表 一 覧

表番号	表 題
<b>第一編 ベラマラ・ガスタービン火力発電所建設計画の事業化可能性</b>	
Table I-1-2-1	作業計画
Table I-3-1-1	燃料別発電設備の内訳
Table I-3-1-2	発電方式別発電設備の内訳
Table I-4-3-1	需要想定と電源供給力の比較
Table I-4-5-1	ガス生産量およびガス残存埋蔵量予測 (単位: Bcf)
Table I-4-5-2	ガス供給量予測 (最大日量) (単位: mmcfd)
Table I-4-5-3	ガス需要量予測 (最大日量) (mmcfd)
Table I-4-5-4	新規ガス火力発電所へのガス供給時期
Table I-4-6-1	2 地点の比較表
Table I-4-7-1	E 型 CCPP と F 型 CCPP の比較
Table I-4-7-2	モデルに適用した地盤の水理特性値
Table I-4-7-3	既存井戸への影響
Table I-4-9-1	プロジェクト実施に必要な月数
Table I-5-5-1	設計条件
Table I-5-5-2	大気汚染物質排出濃度の制限値
Table I-5-5-3	騒音基準
Table I-5-5-4	発電機仕様
Table I-5-5-5	各変圧器仕様
Table I-5-5-6	新設 230kV 変電所仕様
Table I-5-5-7	132kV 変電所仕様
Table I-5-5-8	230/132kV 母線連絡変圧器仕様
Table I-7-4-1	工事期間中の主な環境影響とその緩和策
Table I-7-4-2	運転期間中の主な環境影響とその緩和策
Table I-7-4-3	工事期間中のモニタリング・スケジュール
Table I-7-4-4	運転期間中のモニタリング・スケジュール
Table I-7-5-1	ステークホルダー協議の内容
Table I-8-1-1	ベラマラ CCPP の運用条件
Table I-8-2-1	ベラマラ CCPP プロジェクトのコスト見積 (2008 年 6 月現

	在)
Table I-8-2-2	プロジェクトコストの比較
Table I-8-4-1	経済財務分析用事業費 (2014 年 6 月価格)
Table I-8-6-1	運用効果指標

## 第二編 北西部発電会社およびベラマラ発電所に係るコーポレートプラン 及び組織制度の提案

Table II-2-1	Time Schedule for Corporatization of NWPGL
Table II-2-2	バ国電力セクターの先行事例
Table II-5-1	財務シミュレーション前提条件
Table II-5-2	レシオ分析
Table II-10-1	Activity schedule of target management
Table II-10-2	NWPGL における各発電所の業績評価方法 (提案)
Table II-11-1	短期ロードマップ
Table II-11-2	中期ロードマップ (前半)
Table II-11-3	中期ロードマップ (後半)

## 付 図 一 覧

表番号	表 題
<b>第一編 ベラマラ・ガスタービン火力発電所建設計画の事業化可能性</b>	
Figure I-3-1-1	BPDB と IPP の発電電力量
Figure I-3-1-2	最大電力需要
Figure I-3-1-3	燃料別発電電力量の内訳
Figure I-3-1-4	設備容量、可能発電出力、需要予測および計画停電
Figure I-3-1-5	既存発電所位置図
Figure I-3-2-1	「バ」国の電力セクターの体制
Figure I-4-1-1	電力需要予測の比較
Figure I-4-4-1	送電系統図
Figure I-4-4-2	ベラマラ変電所近傍の平面図
Figure I-4-5-1	ガス供給量とガス需要量予測
Figure I-4-6-1	敷地境界
Figure I-4-6-2	ベラマラ地点およびパドマ川
Figure I-4-6-3	ハーディング橋での水位
Figure I-4-6-4	RMG-13 断面でのパドマ川河床断面
Figure I-4-6-5	帯水層断面図 (W-E)
Figure I-4-6-6	井戸 : KTA-7 での地下水位とパドマ川の水位比較
Figure I-4-6-7	最低地下水位コンター図 (乾季)
Figure I-4-6-8	乾季 (5 月) における 20 年間の連続揚水予備解析結果
Figure I-4-7-1	井戸群配置図
Figure I-4-7-2	乾季 (5 月) における 20 年間の連続揚水解析結果 (拡大図)
Figure I-4-7-3	乾季 (5 月) における既存井戸への水位低下影響範囲
Figure I-4-8-1	候補搬入経路
Figure I-4-9-1	プロジェクトスケジュール
Figure I-5-5-1	主要機器の配置図
Figure I-5-5-2	ベラマラ CCPP と 230/132kV 変電所の構成
Figure I-5-5-3	ベラマラ CCPP 近傍の送電系統
Figure I-5-5-4	特殊鉄構を採用した場合の平面図
Figure I-5-5-5	既設 132kV 送電線の縦断面図
Figure I-5-5-6	132kV 送電線横過部における 230kV 送電線の縦断面図
Figure I-6-1-1	CGS からベラマラ CCPP までのガスパイプラインルート



Figure I-6-3-1 ベラマラ CCPP サイト近傍の物揚場、物揚場および高速道路からサイトまでのアクセス道路、建設時の資材置場の配置計画

## 第二編 北西部発電会社およびベラマラ発電所に係るコーポレートプラン及び組織制度の提案

Figure II-2-1 NWPGL の目指すべき方向性  
Figure II-2-2 Load shedding 実施日数の頻度分布 (2007 年)  
Figure II-2-3 電力危機の要因分析  
Figure II-2-4 経営ビジョンのイメージ図

Figure II-3-1 経営資産の相互関係  
Figure II-3-2 経営の執行機能と監督機能の分離原則に基づいたコーポレートガバナンス体制の提案

Figure II-4-1 人材管理に係る業務分掌 (本社と発電所の関係)  
Figure II-4-2 本社機能組織図  
Figure II-4-3 ベラマラ発電所機能組織図  
Figure II-4-4 PDCA サイクルに基づいた業績評価  
Figure II-4-5 多面的個人業績評価制度  
Figure II-4-6 基本給 (固定分) と業績  
Figure II-4-7 総報酬の構成要素  
Figure II-4-8 要員シミュレーションの結果 (ベースケース)  
Figure II-4-9 Khulna (Existing) も NWPGL に移管するケース  
Figure II-4-10 既設発電所の要員移行プロセス案

Figure II-6-1 保守管理方法の概念図  
Figure II-6-2 供給力不足の負のスパイラル  
Figure II-6-3 環境マネジメントシステム (コーポレートレベル)  
Figure II-6-4 環境マネジメントシステム (マネージメントレベル)  
Figure II-6-5 環境マネジメントシステム (プラントレベル)  
Figure II-6-6 環境マネジメントシステム (パブリックレベル)

Figure II-7-1 ヒューマンマシンシステム(HMS)と災害発生メカニズム  
Figure II-7-2 災害発生回数の考え方  
Figure II-7-3 安全衛生管理体制  
Figure II-7-4 安全管理マニュアル体系

- Figure II-9-1            最大電力発生時における日負荷曲線 (2015 年度) [Case 0 ガス供給開発率 80%、ベラマラ発電所ガス焚き]
- Figure II-9-2            最大電力発生時における日負荷曲線 (2015 年度)
- Figure II-9-3            2007 年における各月最大電力需要の想定
- 
- Figure II-10-1          方針管理活動の流れ

# 第一編

## ベラマラ・ガスタービン

### 火力発電所建設計画の事業化可能性

## 第1章 序章

### 1.1 調査の背景および経緯

バングラデシュ人民共和国（以下「バ」国）では、2020年までにすべての国民への電力供給を目標としているが、2007年の電化率は42%と低く、ピーク時電力需要約5,100MWに対する最大発電可能容量も約3,700MWにとどまり、電力供給不足により計画停電を余儀なくされている。今後の電力需要の伸びは年8%と予想されており、増大する電力需要を満たすためには今後5年間で約5,500MWの電源開発が必要とされている。

また、「バ」国の国産一次エネルギーである天然ガスは東部地域に偏在しており、このため発電容量が東部地域に集中し、西部地域は発電容量が低く、かつコストの高いディーゼル発電が中心となっている。この発電容量の偏在により、西部地域での電力供給不足、東部から西部への送電ロス、電圧降下等を引き起こしている。一般的に「バ」国では西部地域の開発が遅れており、開発に取り残された西部地域住民の生活水準底上げが急務となっている。

一方、「バ」国政府は、電力事業の経営改善と電力需給改善の一環として1994年以降、電力関連公社の分割、民間資本の積極的な導入を柱とする電力セクター改革を進めている。今回対象とするベラマラコンバインドサイクル発電所（以下「ベラマラCCPP」）は、分社化が予定されている北西部電力会社（NWPGL）が所有する発電所として位置づけられており、分社化の推進も課題となっている。

2007年8月に「バ」国政府は西部地域における大規模火力発電所となるベラマラCCPPの建設に係る本調査についての開発調査を我が国に要請した。

国際協力機構は、2007年10月にプロジェクト形成調査を実施し、現地関係者との協議、発電所建設予定地の現地踏査を通じ、同発電所建設の必要性を確認し、2007年12月に先方と開発調査に係るS/Wの内容について合意した。

### 1.2 調査の目的、概要、範囲および期間

#### 1.2.1 調査の目的

- (1) 「バ」国・ベラマラCCPP（450MW）建設に係る調査を実施し、本調査期間中に現地カウンターパートに必要な技術移転を実施する。
- (2) 同火力発電所を管轄する予定の北西部発電会社（North West Power Generation Company Limited: NWPGL）の経営体制に係る助言、同発電所の運営計画にかかる支援を実施する。

#### 1.2.2 調査の範囲

本調査は2007年12月に署名されたScope of Work (S/W)に基づき実施し、次の内容を調査範

囲とする。

- (1) 基本情報・計画の収集／確認
- (2) 建設用地に関する調査
- (3) 設備設計に関する調査
- (4) ベラマラ CCPP 事業実施体制および運営・維持管理体制に係る提言
- (5) 経済財務分析および運用効果指標に関する調査
- (6) 環境社会配慮
- (7) 発電会社の機能強化および発電所基盤整備への支援
- (8) 調査全体を通じた技術移転
- (9) ワークショップ

### 1.2.3 調査の期間

本件調査業務に係る作業工程計画を次表に示す。

Table I-1-2-1 作業計画

	2007年度			2008年度									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	
主要作業工程	第1次現地調査 第1次国内作業		第2次現地調査 第2次国内作業			第3次現地調査 第3次国内作業			第4次現地調査 第4次国内作業		第5次国内作業		
レポート提出及びWS実施日	▽ Ic/R	▽ 第一年次調査業務完了報告書			▽ 1st WS			▽ Ic/R	▽ 2nd		▽ Df/R	▽ 3rd WS	▽ F/R

## 第2章 バングラデシュ国の社会・経済状況

### 2.1 総論

「バ」国における一人当たりの国民総所得 (Gross National Income: GNI) は US\$450 (2006 年現在) に止まっており、最貧国を卒業するための閾値である US\$900 に遠く及ばず、依然として世界の中で最貧国 (Least Developed Countries) <sup>1</sup> に分類されている。世銀では「バ」国の経済開発戦略に関する考察の中で、「バ」国には「成長に必要な資産が備わっており、経済のファンダメンタルに改良が見られ、初期段階の改革に成功している、労働力が若く、企業精神と文化が確立している等の事情を総合すると、今後 10 年間程度で現在の最貧国を卒業し、中所得国に昇格するであろう」と結論している<sup>2</sup>。

### 2.2 人口および労働力

#### 2.2.1 国勢調査

「バ」国では政府統計局 (Bangladesh Bureau of Statistics) が 10 年に 1 回国勢調査を行っている。最新の調査は 2001 年 7 月に実施され、当時における総人口は 124.35 百万人、そのうち 23.5% が都市部に居住、76.5% が農村部に居住すると把握された。国勢調査年度以降の人口増加率は 1.58% と把握されており、増加率の低下および平均余命の増加を勘案すると 2011 年には 145.5 百万人に到達することが予想されている。全国レベルにおいて強力に家族計画を推進しており、人口増加率は今後低下することが予想されている。

#### 2.2.2 労働力調査

「バ」国の総人口は 1960 年度における 52 百万人から現在の 140 百万人強と約 3 倍の増加を遂げている。就労人口は農村部に多く、全体の 76% が居住している。労働人口に占める女性労働者の増加が顕著な傾向となっている。労働人口には都市化の傾向が認められ、1996 年には 23% であった都市部労働人口は 2003 年には 24.5% となっている。雇用機会を産業別にみると、男性労働者の 9 割が農業 (50%) およびサービス (38%) に就労しており、GDP の 1/4 を占める製造業および建設業への就労比率は 1 割程度と低い水準である。女性の就労比率では農業が 1996 年度の 28% から 2003 年度には 59% に上昇、農業への就労者数の増加の因となっている。「バ」国における失業の定義は、15 歳以上の就労機会を求めている男女

<sup>1</sup> 国連 (UNCTAD) が 1971 年に分類を開始、分類結果のリストを公表している。リストは適宜見直しが行われている。現在使用されている基準は、新たにリストに追加されるための基準としては 3 年間の国民一人当たり GNI が US\$ 750 未満、リストから削除される場合は US\$ 900 が基準となっている。所得基準のほか、人的資源による基準および経済的脆弱性による基準がある。

<sup>2</sup> World Bank, "Bangladesh: Strategy for Sustained Growth", July, 2007

で調査直前の1週間全く就労しなかったものを失業と定義している<sup>3</sup>。この定義に従い、2003年度の失業者数は2百万人、失業率は4.3%と把握されている。失業率は教育水準が高くなるほど上昇する傾向が顕著である。貧困の定義として使われている一日当たり1ドルに相当する水準である月収=2,000タカを境界線として考えると、2003年度における自営業就労者のうちの50%程度がこの境界線を下回る貧困者と認識される<sup>4</sup>。

## 2.3 マクロ経済

### 2.3.1 経済成長

2002/03-2006/07の5年間、「バ」国経済は順調に推移した。実質GDPは安定した成長軌道を辿り、年間平均で6.13%の成長を遂げている。好調は主に民間消費と海外居住者からの郷里送金によって支えられたものである。投資面では、国内総投資額が伸び悩んでいる反面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に重大な支障となっている。国際社会からは「バ」国は年率7%の経済成長を遂げる潜在的可能性を有すると認められ、PricewaterhouseCoopersでは最近発表した紙面において「バ」国をOECD加盟国の平均成長率を上回る可能性を有する13カ国の一つとして指定している<sup>5</sup>。

### 2.3.2 財政収支

財政面では歳入の増加と同時に歳出の拡大が続いている。歳出の2割弱が補助金によって占められている。燃料、肥料、食料等が補助金の対象となっている。歳出の拡大により収支バランスのギャップが拡大、これが債務残高の増加を招いている。2008年度の財政収支はGDP比4.8%と報じられている<sup>6</sup>。補助金の対象としては、Bangladesh Petroleum Corporation、次いで農業用の肥料及び電力、食料等であり、2008年度には歳出総額の14.1%が補助金として支出されている<sup>7</sup>。

### 2.3.3 金融政策

金融政策は中央銀行によって行われている。中央銀行は通貨供給量の調節を通じて金融の調節を行っている。過去5年間、各年度における名目GDPの成長率を上回る通貨供給を行っており、経済成長に歩調を合わせた通貨供給が行われたことを示している。公定歩合は2004年度に5.0%に引き下げられて以降、同率に据え置かれている。過去5年間における商

<sup>3</sup> World Bank, "Bangladesh: Strategy for Sustainable Growth", June 2007

<sup>4</sup> 同上

<sup>5</sup> PricewaterhouseCoopers, "The World in 2050: Beyond the BRICS: A broader Look at Emerging Market Growth Prospects", 2008

<sup>6</sup> ADB, "Bangladesh: Quarterly Economic Update", March 2008

<sup>7</sup> ADB, "Bangladesh: Quarterly Economic Update", June 2008

業銀行における預金および融資の加重平均金利は、預金金利は 5.6–6.9%のレンジにあり、融資金利は 10.9–12.9%のレンジにて変動を行っている。両者の差である銀行のスプレッドは 5–6%と非常に大きなマージンとなっている。金融仲介機能が十分に効率的な水準に到達していないことを示している。商業銀行における不良債権比率が 12%前後の高い水準にあることも金融仲介コストを押し上げる要因となっている。

### 2.3.4 国際収支

「バ」国の全輸出の 2/3 は既製服製造業によって占められている。同製品の輸出は米国のクォータ制度廃止により打撃を受けたが、2004 年度より復調に転じ、輸出全体の伸びを上回る高い伸びを示している。既製服製造業以外の輸出品としては、魚・海老類、ジュートおよびジュート製品、皮革、その他（輸出加工区製品）等あるが、いずれも大きなシェアを占めるには至っていない。他方、輸入の増加は 2006 年度までは輸出の増加を下回るペースであったが、2007 年度以降食料品の輸入増加が著しく、2008 年度には対前年度比 26%の増加<sup>8</sup>となった。加えて、国際市場における商品価格の高騰があり、石油製品および工業用の中間製品の輸入が拡大している。輸入の急拡大により貿易収支の赤字が拡大しているが、海外在住者からの郷里送金が好調に推移、これによって経常収支では黒字を確保している。

### 2.3.5 為替動向

為替相場は金融政策とならび中央銀行の所管となっている。米ドルに対する為替相場は 2006 年度までタカが順次水準を切り下げる展開であったが、以降安定化、現在に至るまで Taka 68 台にて小康を維持している。順調に蓄積する外貨準備を背景として、中央銀行が銀行間為替市場において需要に見合ったドルを継続的に供給し、為替相場の安定的な維持を図っていることが理由である。

### 2.3.6 国家予算

2008 年 6 月、2009 年度の国家予算が編成された。政府の中期マクロ経済フレームワーク（Medium-Term Macroeconomic Framework: MTMF）に従って、GDP 成長率：6.5%、インフレーション：9%、輸出増加率：16.5%、輸入増加率：21%と想定している。2009 年度の予算は歳出総額を 1 兆タカとし、そのうち ADP（年間公共投資プログラム）を 2,560 億タカ（GDP の 16%）、経常予算を 7,440 億タカとしている。

## 2.4 産業構造

「バ」国は農業に大きく依存する経済である。しかしながら農業への依存度は徐々に低下

<sup>8</sup> ditto



しており、さまざまな産業が存立するに至っている。産業別に GDP の構成比を見ると、2007 年度において GDP 構成比で最大は製造業で 17.3%、以下農業 14.5%、卸・小売業 14.1%となっている。1995 年度から 2007 年度までの間にウエートを伸ばした産業としては、製造業に加えて、卸・小売、建設、運輸・通信が挙げられる。反対にウエートを下げた産業としては、農業の大きな低下が目されるが、加えて、漁業、不動産が挙げられる。

## 2.5 家庭経済

政府統計局が 5 年に一度「家計所得および支出調査」を行っている。人口の増加率を見ると、過去 5 年間に都市部において 36%が増加、農村部の増加は 10%であり、都市化が進行していることが確認される。国民一人当りの月間所得は全国で Taka 1,485（約 24 米ドル）、都市部では Taka 2,217（約 36 米ドル）、農村部では Taka 1,246（約 20 米ドル）となっている。国連が定義する絶対的貧困の境界線が一人一日 1 米ドルとされているが、2005 年当時の為替レートで換算すると Taka 1,860/月となる。都市部の平均所得は境界線を 2 割程度上回っているが、農村部のそれは 4 割弱、全国平均についても 2 割下回っている。平均的には半数以上が絶対的貧困層に属することが窺われる。世帯当りの支出額をみると全国平均では Taka 6,134/月で、うち消費支出は Taka 5,964/月となっている。電力のグリッド接続についてのデータをみると、都市部においては 83%がグリッドに接続しており、農村部の接続が 31%となっている。この結果全国における接続率が 2000 年の 31%から 2005 年の 44%に改善している。

## 2.6 物価動向

CPI 上昇率は 2001 年度に 1.9%のボトムを記録して以降 7 年間毎年上昇を続けている。2002 年度：2.79%、2003 年度：4.38%と上昇を開始、2005 年度には 6.49%で GDP 成長率を上回り、2008 年度には 10%の直前まで到達している。近年上昇傾向にあるインフレの抑制が経済政策上の重要な課題となっている。消費者物価指数のなかの 58.8%を占める最も重要な食料品物価指数をみると事態がさらに深刻である。2001 年度および 2002 年度に沈静化していた食料品物価指数は 2004 年度以降高い水準が続き、2008 年度には年間平均で 12.28%、年度末指数では 14.10%となっている。国際的な食料価格の上昇が主因である。

### 第3章 バングラデシュ国の電力セクター

#### 3.1 バングラデシュ国の電力事情

##### (1) 発電設備

2006年度の総発電設備容量は、5,202MWであり、その内訳は、火力が4,972MW(95.6%)、水力が230MW(4.4%)である。燃料別に見ると、天然ガス火力発電所が81.3%を占めている。また、2004年3月現在、事業別に見ると、BPDBの発電設備容量は、3,429MW、IPPは1,260MWである。しかし、老朽化のため運転不能な発電設備の割合は、30~40%に上ると見られている。

また、バングラデシュ国の発電所の位置を Figure I-3-1-5 に示す。

Table I-3-1-1 燃料別発電設備の内訳

燃料	MW	%
天然ガス	4,228	81.28
重油	280	5.38
ディーゼル	214	4.11
水力	230	4.42
石炭	250	4.81
計	5,202	100.0

(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

Table I-3-1-2 発電方式別発電設備の内訳

燃料	MW	%
水力	230	4.42
蒸気タービン	2,638	50.71
ガスタービン	1,106	21.26
コンバインドサイクル	990	19.03
ディーゼル	238	4.58
計	5,202	100.0

(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

##### (2) 送電設備

2006年度の送電設備は、230kV、およびそれを補完する132kVの送電線で構成されており、回線互長は3,796.5kmである。230kV基幹送電線は、すべて2回線で構成され、首都圏周辺では132kVと合せてループを形成している。230kVシステムは首都圏周辺にある主要変電所を結ぶと共に、東西を連携している。

(3) 配電設備

高圧配電線として 33kV および 11kV が使用され、低圧配電線として 400V と 230V が使用されている。配電方式は、3 相 4 線式と単線方式が採用されており、単相方式は主に地方電化のため農村部で使用されている。配電線の回線互長は、47,646km である。

(4) 発電電力量、ピーク負荷

「バ」国における BPDB と IPP の発電電力量を Figure I-3-1-1 に、最大需要量を Figure I-3-1-2 に示す。

1980 年代の初頭から 1980 年代の終期にかけて発電電力量の伸びは、10%を超えており、その時の急速な経済成長と呼応している。その後もその時々々の経済成長と呼応する形で、発電電力量は伸びてきた。

2006/2007 年に伸び率(0.15%)が大幅に減少した原因は、火力発電所の主燃料である天然ガスの供給量不足により発電電力量が減少したためである。

ここ 27 年間の発電電力量の伸びは平均 8.95%を示している。

ピーク負荷についても、1996 年以外は発電電力量の伸びと同様に伸びており、20 年間の平均伸び率は 7.1%を示している。

この様に、「バ」国において電力の需要は大きく伸びており、従来はこれに併せてガス田開発およびガス生産の増産により対応してきたが、近年はガス生産量が鈍化しており、発電量を伸ばせない状態にある。

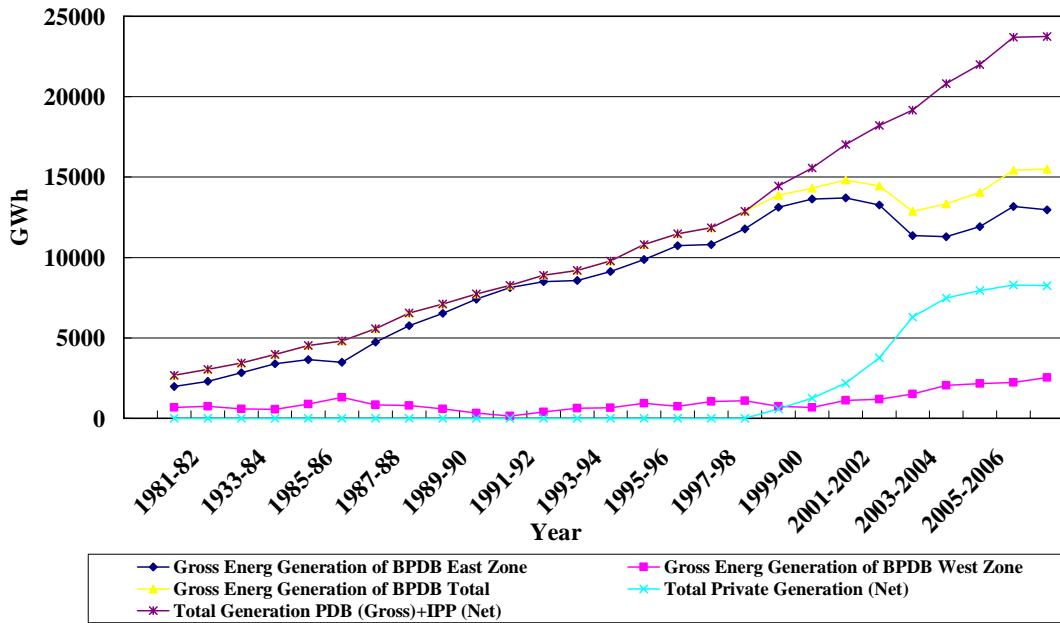
(5) 発電電力量の内訳

発電電力量の燃料別の内訳を Figure I-3-1-3 に示す。本表で明らかな様に、「バ」国の電力供給態勢は典型的な火主水従であり、火力発電所の燃料はガスに大きく依存している。

(6) 需給状況

「バ」国においては、Figure I-3-1-4 に示すように可能発電出力は、需要想定を下回っており、常に計画停電などを強いられている状況である。

特に、2005 年からは計画停電量が増加しており、これはガスの供給量の不足が大きな要因となっている。



(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

Figure I-3-1-1 BPDB と IPP の発電電力量

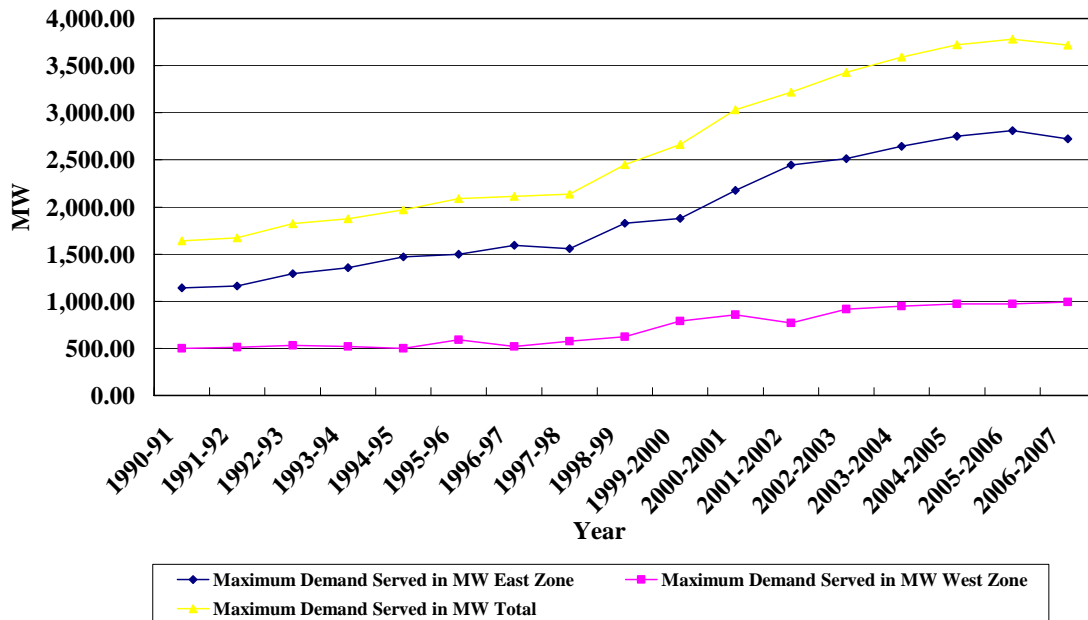


Figure I-3-1-2 最大電力需要

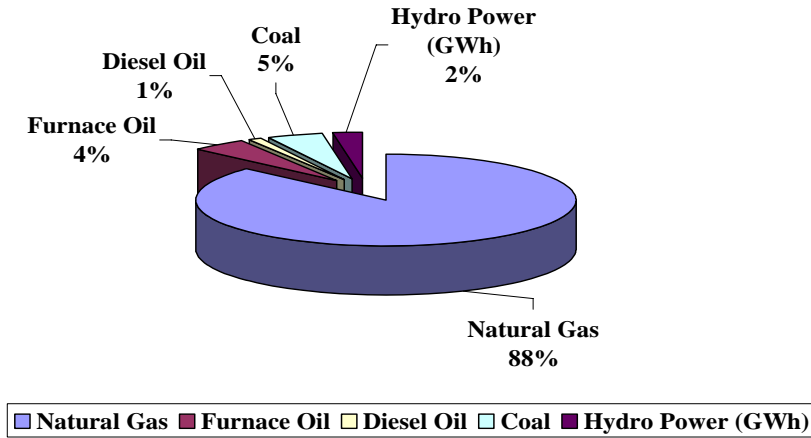


Figure I-3-1-3 燃料別発電電力量の内訳

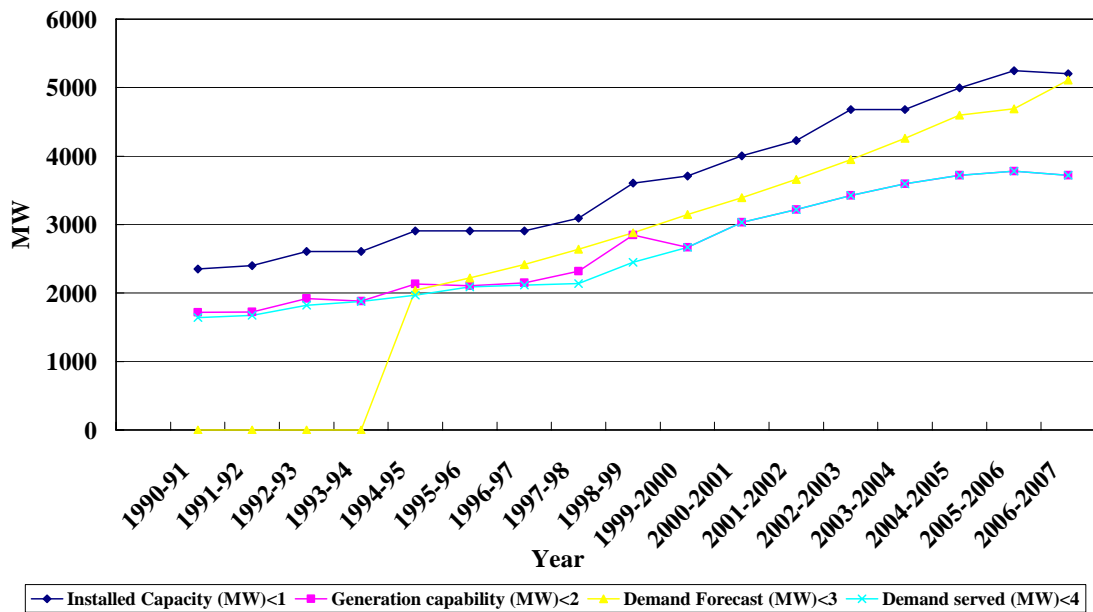


Figure I-3-1-4 設備容量、可能発電出力、需要予測および計画停電

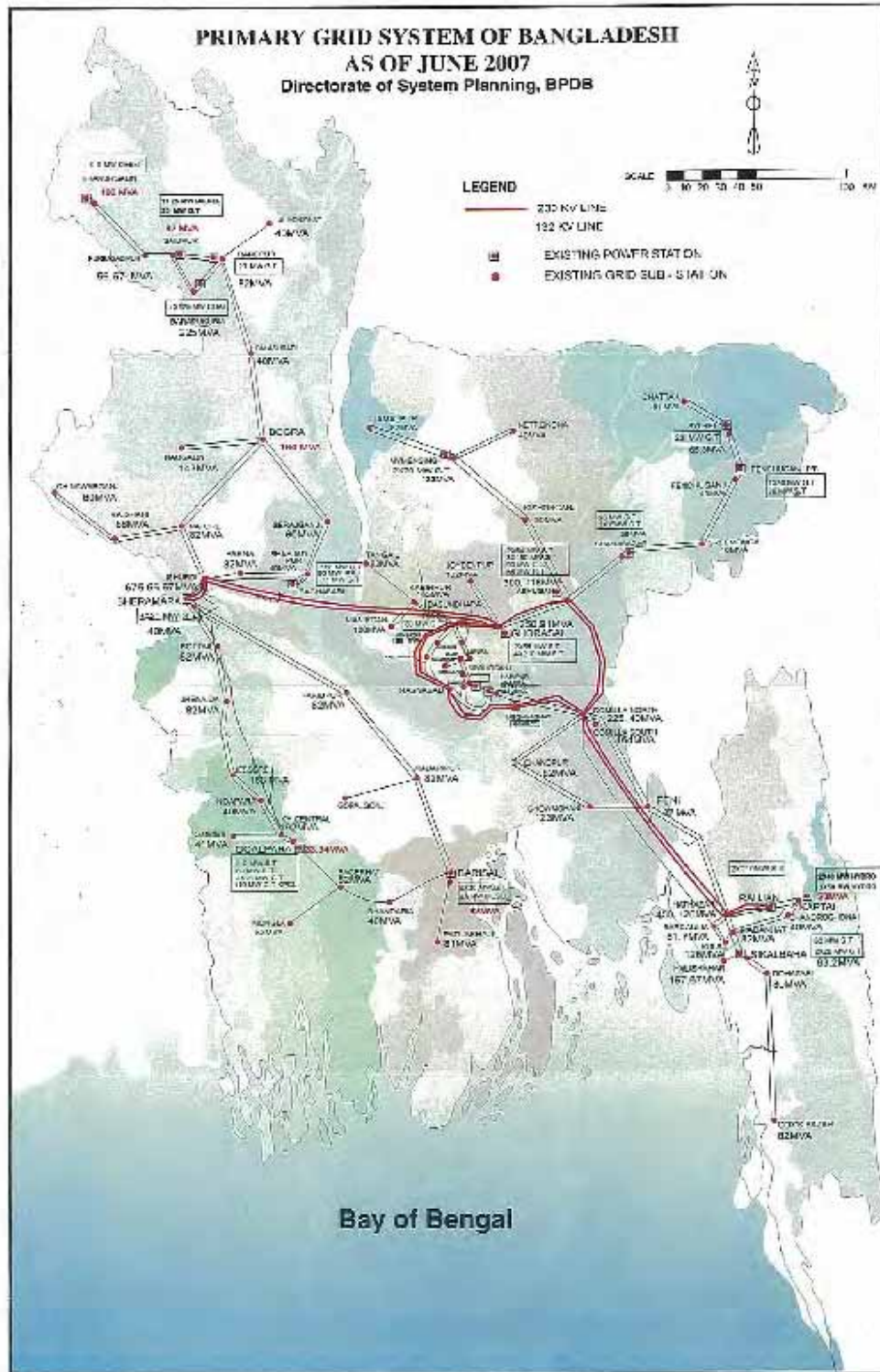


Figure I-3-1-5 既存発電所位置図

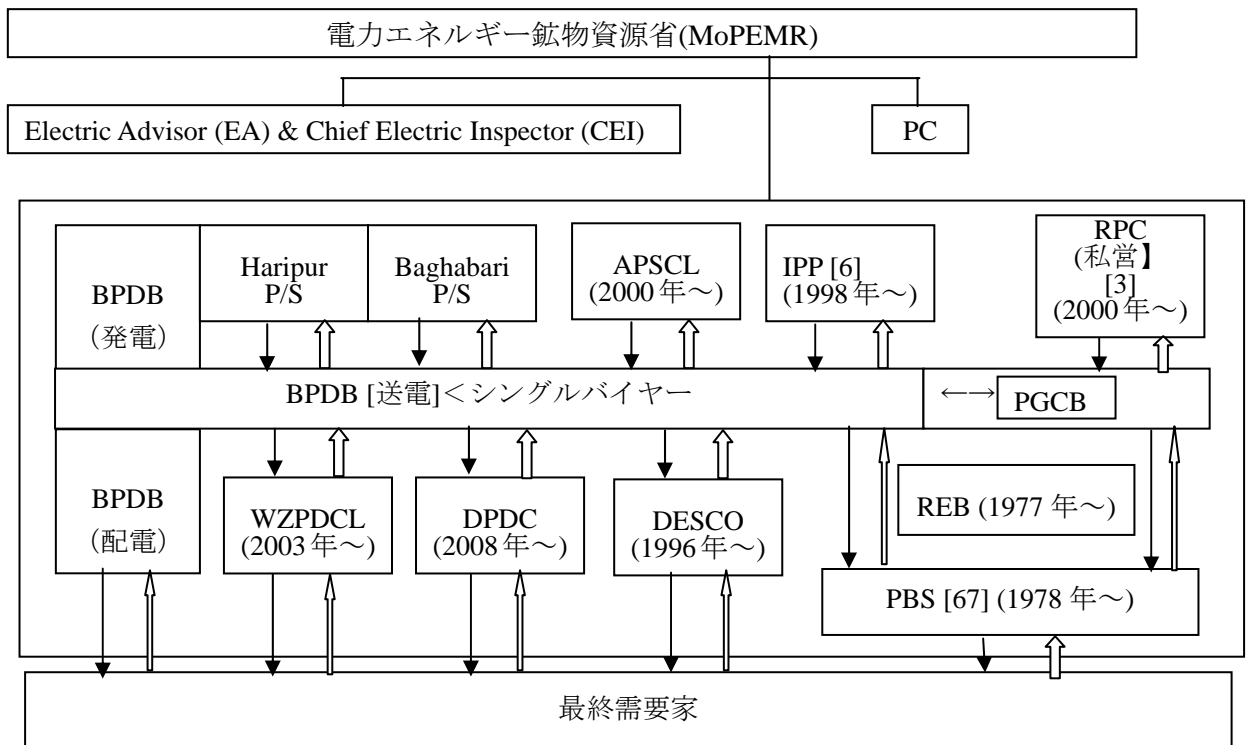
### 3.2 バングラデシュ国の電力機関の体制

「バ」国政府の長期ビジョンは、2020年までに全国民に対して電気を供給することである。また、政府は適切な料金で信頼性があり、質の高い電力供給を行うために電力セクターの再編を実施することを宣言した。BPDBはこの政策に沿って行動している。

#### (1) 企業形態

「バ」国では、電力エネルギー鉱物資源省 (Ministry of Power, Energy and Mineral Resource : MoPEMR) が電力事業を統括している。その傘下には、バングラデシュ電力開発庁 (Bangladesh Power Development Board : BPDB)、BPDB から事業部制化あるいは、分社化した発電所、IPP、私営発電事業者が、発電を行い、PGCB の送電設備を介して、地方都市では BPDB が、首都圏ではダッカ電力供給公社 (Dhaka Electricity Supply Agency : DESA) とダッカ電力供給会社 (Dhaka Electricity Supply Company : DESCO) が、農村部では農村電化組合 (PBS) が需要家へ電気を供給している。「バ」国における電力セクターの体制を Figure I-3-2-1 に示す。

なお、DESA は 2008 年 7 月 1 日に DPDC に分社化された。



備考: → 電力の流れ、⇔ 資本関係  
(出所) 海外電力調査会

Figure I-3-2-1 「バ」国の電力セクターの体制

## (2) 電力セクター改革の組織と現状

MoPEMR は、1994 年に電力セクター改革に着手しており、IPP の参入、BPDB の分社化や民営化などを進行中である。1994 年に「電力セクター改革プログラム」が実施され、1996 年には発電部門を民間に開放することを定めた「民間電源開発政策」が制定された。2000 年には「2020 年までに、全ての国民に安価で、安定した電力供給する」ことを目標に掲げて、電力部門改革の方向性を示した「Vision Statement/Policy Statement」が打ち出され、2003 年にはエネルギー部門における独立・公平な規制機関（ERC）の設置に向け「エネルギー規制委員会法」が制定された。

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。Ashganj 発電所が分社化されている。これに続いて「Energy Regulatory Commission Act」（2003 年 5 月）に基づき、Baghabari 発電所が事業部制化されている。

また、BPDB の配電部門においては、同じく「Energy Regulatory Commission Act」に基づき、Khulna および Barisal 地区の配電を担う西部配電会社（WZPDCL）が分社化されている。

## 3.3 バングラデシュ電力庁(BPDB)の財務状況

### 3.3.1 業績推移

現在に至るまでの業績は恒常的な不振が続いており、累積損失は Taka 838 億、払込済資本金をほぼ食いつぶす格好となっている。特に 2004/5 年度以降の 3 年間は営業収支（営業収入－営業費用）が赤字となり、これに金融費用が加わって大きな赤字を形成する構造である。累積債務の残高は 2006/7 年度には Tk 838 億に上り、その規模は年間売上高の 1.7 倍、独力での回復は不可能な状態に立ち至っている。BPDB の業績が不振である最大の理由は電力販売価格が供給コストをカバーできないコスト－収入の逆転にある。

発電に加えて、一部送電および配電を司る BPDB にとって電力損失の削減は最も重要な課題である。近年改善傾向が認められるが、自己の発電した電力についての送配電ロス率が 7.0%、購入した電力についての配電ロス全体が 16.6%と依然として高く、改善が必要である。なお、「バ」国全体のシステム・ロスはさらに一段と高く、2005/06 年度（2006 年 3 月までの暫定値）において、発電所内率 6.0%、送電ロス 5.63%、配電ロス 20.97%、合計 32.60%と極めて高い数値となっている<sup>1</sup>。発電した電力の 1/3 が消費者に届く前に失われていることになる。

### 3.3.2 資本勘定

2000 年度および 2007 年度の二度に亘り、資産の再評価を実施、再評価益（Tk 1,170 億）を

<sup>1</sup> Power Cell, MPEMR, “Bangladesh Power Sector Data Book”, June 2006



資本勘定に計上することにより、債務超過を免れている状況である。資産再評価益に加えて、政府は毎年小刻みに BPDB に対する債権の一部を資本金に転換を行い、累積赤字が資本金を上回るのを防いでいる。

### 3.3.3 資産勘定

電力事業は事業の性格上、経常資産は経営の効率化とともにウェイトが低くなる。BPDB では売掛金・未収金が経常資産を膨らませており、資産総額全体の大きな比重を占めている。売掛債権回転日数について見ると、若干の改善は見られるが、依然として 1 年前後の数値となっている。固定資産が売上金として何回回転したか固定資産回転率を見ると 0.25 回となる。再評価により固定資産が膨張、回転率を低くする要因となっている。投資不足に起因する電力供給不足となっている状況からは低位に過ぎる回転数である。

資産勘定におけるもう一つの問題として減価償却がある。2000 年度に行われた資産再評価により資産額が増加した。再評価が行われた時点以降については増加した資産金額をもととして減価償却が実施されるべきところであったが、2000/01 年から 2005/06 年までの間資産の増加部分に対する減価償却が行われず (2006/07 年度から反映開始)、電力料金に反映されないで推移した。投下した設備コストを回収する機会を失っていることが指摘される。

### 3.3.4 負債勘定

負債勘定の中では、経常債務に計上されている Debt Service Liabilities が注目される。BPDB が過去に導入した対外借款および政府からの借款の元利支払いが期日に支払いが行われず、延滞となっている債務である。本来、導入した借款の返済は、設備の減価償却コストを電力販売料金の一部として回収され、回収した資金の中から元本返済、金利支払いが行われるべきものである。資本コストを含めた電力供給コストに見合った料金を賦課している場合には、燃料費およびその他経費を支払った上で、導入した借款の元利支払いのための資金が残される筈である。実績がそのようなならなかったのは電力販売代金が供給コストを下回っていることによる。

### 3.3.5 レシオ分析

企業としての活動の基本となるソルベンシーを経常比率から知ることができる。2003 年度 - 2005 年度に一時的に 100% をクリアしていたが、2006 年度以降 100% を割り込み、2006/07 年度は 91.2% となっている。一般的に健全とされる水準である 150% を割り込んでいることに加えて、流動資産には巨額の売掛金を含んでおり、そのうち大半が回収困難とみなされる状況にあり、経常比率は大幅に割り引いて考えることが必要である。

今ひとつの問題として、Debt Service Coverage Ratio (DSCR) がある。2002/03 年度については、2.2 と通常要求される 1.3 の基準をクリアしていたが、翌年から急降下、2004/05 年度は 0.1、2005/06 年度は -0.6 とマイナスに転じている。この指標についても実態は表面的な数値以上に深刻なものがある。分母となる債務履行額は本来債務延滞がない状態における数値

を採用すべきところ、BPDB は債務履行ができない部分を Debt Service Liability として持ち越す処理をしており、DSCR 計算式の分母には実際に支払った元利金額のみを計上している。実態は非常に深刻であることが暗示されている。

### 3.4 電気料金

#### 3.4.1 電力料金の国際比較

「バ」国における電気料金は、農村部において電力を供給する REB を除き、全国同一のユニバーサル・タリフ制を敷いている。「バ」国の電気料金をアジア近隣国と比較してみると以下の通りとなる。2004 年現在の電気料金は、「バ」国：US ¢ 5.56/kWh<sup>2</sup>、パキスタン：US ¢ 6.98/kWh<sup>3</sup>、インドネシア：US ¢ 6.51/kWh、マレーシア：US ¢ 6.18/kWh、フィリピン：US ¢ 11.10/kWh、タイ：US ¢ 6.34/kWh、ベトナム：US ¢ 5.07/kWh、インド：US ¢ 6.10/kWh となっている<sup>4</sup>。フィリピンが抜き出て高く、ベトナムが安価にあり、「バ」国はベトナムに次いで低いレベルにあることが分かる。

#### 3.4.2 電力タリフ

電力を販売する価格（タリフ）は電力事業を営む各機関が自己の供給コストに基づくタリフを BERC (Bangladesh Energy Regulatory Commission) に申請、承認を求めることとなっている。BPDB は 2008 年 6 月に BERC に対し電力料金を平均 41% 引上げる申請を提出、これに対し BERC が審理対象を卸売り価格に限定し、9 月 29 日に改定前のタリフにおける加重平均である Taka 2.04/kWh を 16% 引き上げることで最終的な決定が行われた。

卸売り料金が改定されたことに伴い配電各社における小売料金の改定が予想されている。これら申請に対する BERC の審理如何によってはユニバーサル・タリフ制が維持されるのか、地域もしくは会社毎に異なる体系が出現する可能性がないとは言えない状態にある。BERC においては現時点で如何なる判断を下すのか、基本方針は未だ定まっていない<sup>5</sup>とのことである。

#### 3.4.3 エネルギー規制委員会における料金政策

BERC は 2004 年設立。電気料金の設定は、卸・小売全てエネルギー規制委員会 (BERC: Bangladesh Energy Regulatory Commission) の承認を得て有効となる。委員会の活動の基礎となる基本原則として、1) エネルギー規制委員会法、2) ライセンス発行規則、3) タリフ規則、がある。タリフ承認に関する手続きを定める規則として、1) 発電タリフ規程、2) 送電タリフ

<sup>2</sup> DESCO 年報

<sup>3</sup> パキスタン水利電力省資料

<sup>4</sup> 海外電力調査会「海外諸国の電気事業：第 1 篇 追補版」(2006 年) より筆者が加工。

<sup>5</sup> BERC におけるヒアリング (2008 年 11 月 26 日)

規程、3)配電タリフ規程の3種類の規程の制定作業を進めている。発電タリフ規則については政府承認が完了、2008年に正式に発効している。送配電タリフ規則は現在ドラフト段階にある。

発電タリフ規程は料金設定の基本として以下のような点を定めている<sup>6</sup>。電力料金の構成は、「燃料代 (fuel charge)」および「供給サービス代 (service rate charge)」と規定、燃料代は電力発電に消費した燃料のコスト総額を回収する金額であり、一切の利益を含まないものとしている。燃料代は半年ごとに変更することが認められている。供給サービス代は電力供給を最も経済的な価格で、同時に供給者が行った設備投資を回収し、積極的に新たな投資が行われるような調和のとれた水準にタリフを設定するものである。

#### 3.4.4 IPP の電力販売価格

IPP は操業開始前に BPDB との間で長期電力販売契約を締結、その中で価格の決定方法および販売価格を決定し、事業の認可と同時に価格の承認を取得している。IPP の電力販売先はシングルバイヤーとしての BPDB 宛が全てである。BPDB の現在の平均販売価格は 2006/07 年度で Tk 2.26/kWh である。一部 IPP の販売価格が BPDB の販売価格を上回っていることが確認される。IPP は高い販売価格を認められているが、電力販売料金は高いプラント・ファクターを前提に設定されている。ベースロードとしての運転が基本であるが、IPP にとっては定期修理の期間を除いては常に稼動可能な状態に保つことを要求される訳であり、常時プレッシャーと対峙しながらこうした要求に応えるべく経営が行われていると言える。

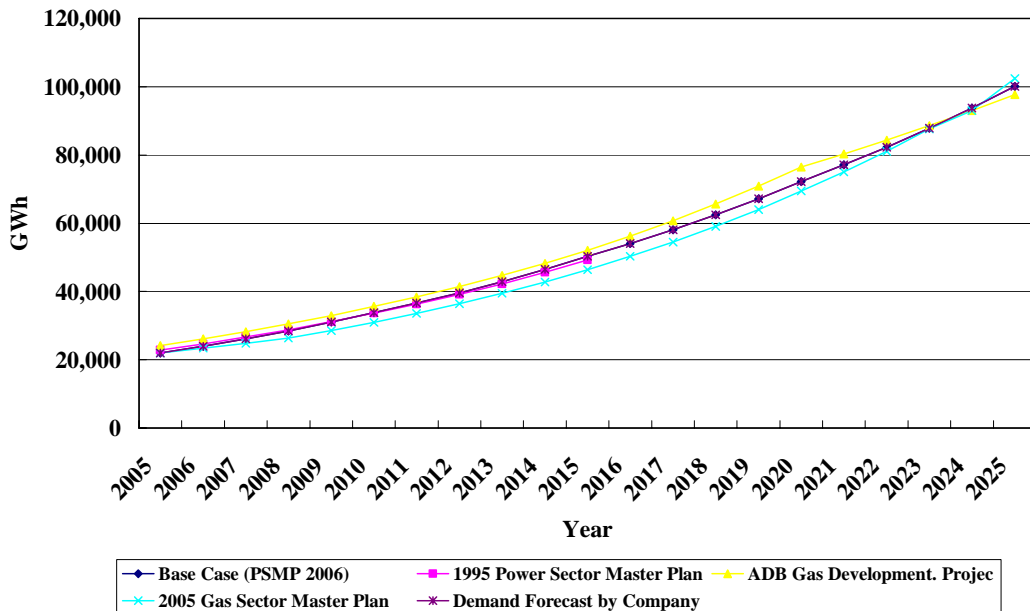
---

<sup>6</sup> Bangladesh Energy Regulatory Commission, “Bangladesh Energy Regulatory Commission Electric Generation Tariff Regulation 2008”

## 第4章 建設計画の技術的実行可能性

### 4.1 需要想定

1995年に実施した Power System Master Plan、ADB の Gas Development Project、2005 Gas Sector Master Plan、ならびに BPDB, DESA, DESCO で実施した電力需要想定と PSMP 2006 を比較すると Figure I-4-1-1 に示すようにほぼ近似曲線を示しており、PSMP 2006 における電力需要予測が妥当であることが裏付けられている。



(出所) Power System Master Plan Update 2006

Figure I-4-1-1 電力需要予測の比較

### 4.2 裨益効果

#### 4.2.1 電化率

現在電源不足の状況にある「バ」西部地区（クルナ、ラジシャヒ、バリサル県）におけるベラマラ CCPP の設置は、西部地区電力安定供給に寄与することになる。

また、西部地区における電化率の向上も図られる。

試算では、ベラマラ CCPP の運転開始により西部地区一般家庭において、約 190 万世帯の電

化が期待される。ベラマラ CAPP 運転開始後は、西部地区一般家庭電化率が 21.93%から 39.50%になり、17.57%の上昇が見込まれる。

#### 4.2.2 産業部門における裨益効果

電力不足を原因とする計画停電及びシステム故障等を原因とする事故停電が頻発している。加えて、電圧の変動が激しく、産業界では停電による操業停止に加えて電圧変動による機械の損傷等より大きな負の影響を蒙っている。2006年に実施された Power Sector Master Plan Update 調査では、2004年度におけるピーク時電力需要が 3,952MW であったのに対し、461MW が給電停止 (最大需要の 12%) し<sup>1</sup>、電力量においては給電機会を喪失した量が 221GWh、ネット発電量の 11%に相当していたとの推定を行っている。給電機会を喪失した電力量 221GWh を、代表的な配電会社である DESCO の販売単価(2004年度)Tk 3.24/kWh<sup>2</sup>で換算すると Tk 716 百万となる。同年度における GDP は Tk 3 兆 3,297 億であり、機会喪失した電力料金は GDP の 0.2%に相当している。

最近では Transparency International Bangladesh が電力不足及び電力品質の問題が産業に与えるインパクトについて調査を行っている。製造業に対する調査において、調査の対象企業の 39%が電圧変動により設備機械に故障が発生したと回答している。また、既製服製造業の 90%では電力の供給不足により輸出用製品の生産活動が一部ストップ、電力の供給不足が発生しなければ、実績より 5%の生産が可能であったとされている。金額に換算すると失われた生産により凡そ Tk 182 億、さらに設備機械の損傷分として Tk 835 億の損失を推定している。合計すると 17 億ドルに上る規模となる。

本プロジェクトは完成時からベースロード運転を行うことが想定されており、フル運転を行う場合、上に述べた給電不足部分の相当部分を埋めることが期待され、電力不足を原因として常態化していた経済的損失の発生を防ぐことが期待される。

### 4.3 電源開発計画

#### 4.3.1 既設発電設備

2008年7月26日現在、IPP を含め設備の劣化を考慮した実効発電容量 (Derated Generation Capacity) は 4830MW であり、Karnafuli 水力 230MW 以外は全て火力発電所である。

また、エネルギー別の発電量の割合は実に 9 割近くを自国産天然ガスに依存している。

<sup>1</sup> Power Cell, "Power System Master Plan Update", June 2006

<sup>2</sup> DESCO, "Annual Report" 2007

### 4.3.2 現在の需給状況

2008年7月26日時点の給電状況を見ると、実効発電容量は4830MWであるが、ピーク時の最大電力 (Generation at the time of maximum demand) は3376MWに留まっている。この理由としてメンテナンスやトラブルによる発電機停止分が603MWである他、ガス供給不足による発電機停止が664MWにも上り、「バ」国におけるガス供給不足は深刻な状態に陥っていることを表している。また、同日20時のピーク時点では825MWもの計画停電を余儀なくされている。仮に上記のガス不足が解消したとしても161MWほどの発電容量が不足しており、早急な新規電源開発が必要な状況である。

また、「バ」国ではおよそ8割の電源が燃料となる天然ガスの産出地に近い東部に偏在していることから、東部から西部へおよそ200~300MWの送電が必要な状況である。したがって、系統運用上から特に西部地域における電源開発が急務となっている。

### 4.3.3 電源開発計画

BPDBではPSMP2006で行っているベースケースの需要想定に従って電源開発計画を策定している。しかしながら、4.5項で述べるようにガス開発の遅れにより将来的なガス供給の見通しが立たないため、「バ」国政府はガス火力発電所建設の見直しおよびベラマラCCPP以降のガス火力発電所建設を見送る方針を打ち出している。

Table I-4-3-5にPSMP2006のベースケース需要想定と電源開発計画からの電源容量を比較する。2008年の最大需要が4700MW程度であることから上記需要想定が大きめとなっていることが推察されるが、ベラマラCCPPが運転開始する2014年断面で約650MWもの供給力不足が想定される。

健全な電力事業運営の上では事業の根幹となる健全な設備更新、高効率発電所導入による発電コストの抑制等が必要不可欠であり、計画通りに老朽火力を随時廃止し、高効率発電所を建設していくべきと考える。しかしながら「バ」国の電力事情としては後述する新規電源建設の遅延を受け、多くの老朽発電所は設備廃止時期になっても廃止できない状況である。従って、慢性化する電力供給力不足を補うために、本プロジェクトが円借款事業として資金調達が確保され、計画通りに早期運転開始となれば「バ」国における電力安定供給に多大な貢献が期待できる。

Table I-4-3-1 需要想定と電源供給力の比較

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Power Peak Demand (PSMP Base Case) / MW	5569	6066	6608	7148	7732	8364	9047
Planned Generation Capacity / MW	4830	5409	5709	6159	6684	7284	8394
Capacity Shortage / MW	-739	-657	-899	-989	-1048	-1080	-653

(出所) Power System Master Plan Update 2006 および Table I-4-3-1, Table I-4-3-3 から調査団が作成

#### 4.4 系統計画

##### 4.4.1 PGCB における送変電設備

「バ」国では PGCB (Power Grid Company of Bangladesh. Ltd) がすべての送変電設備の計画・建設・保守・運営を行っている。送電線の電圧は、現在、230kV、132kV および 66kV であるが、将来建設予定の Meghnahat – Aminbazar 送電線は 400kV の予定である。

また、「バ」国における送電系統を Figure I-4-4-1 に示す。

現在は、発電所が主に「バ」国の東側に存在することから、東から西へ電力が送電されている状態である。

QF-SPL-21

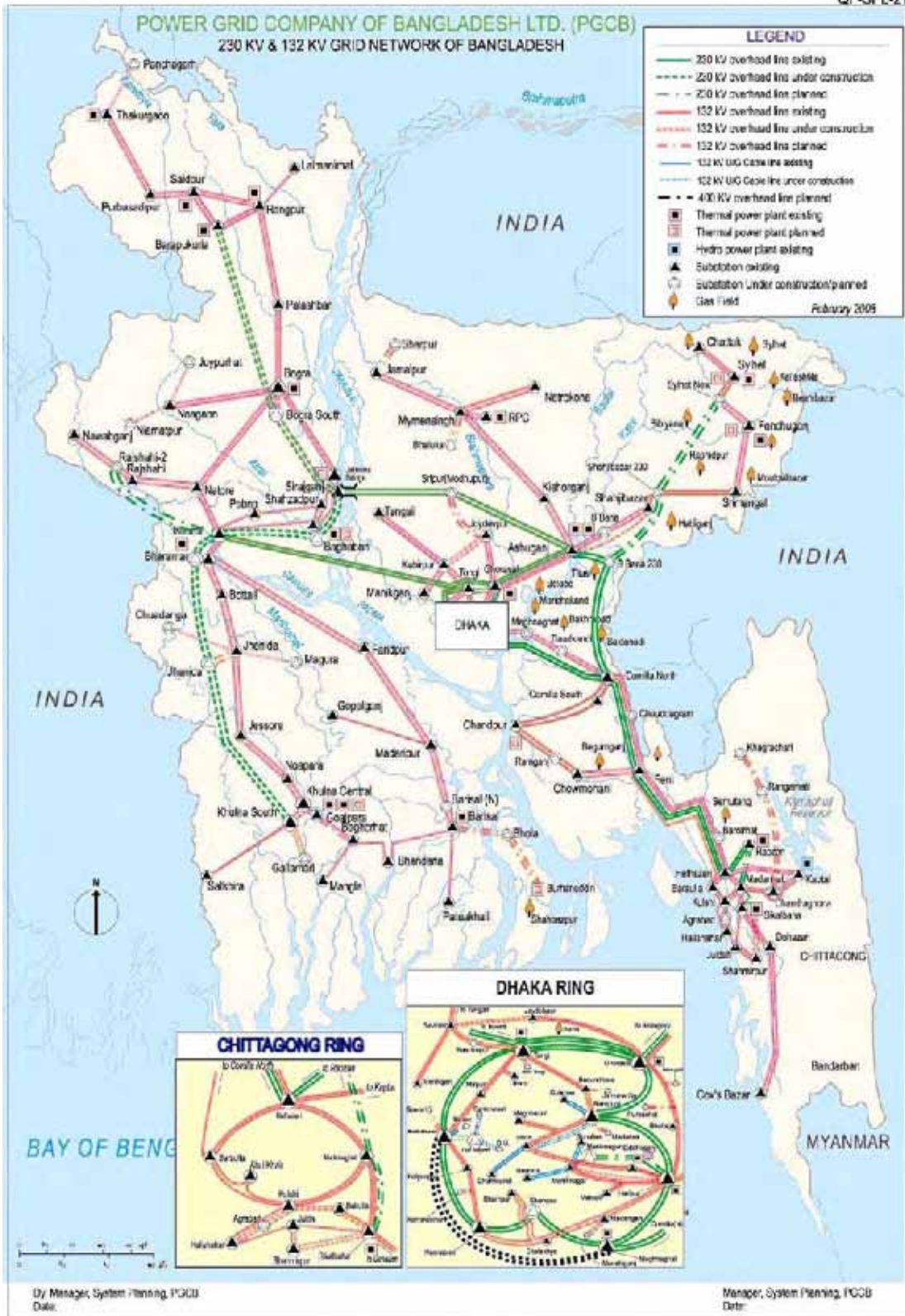


Figure I-4-4-1 送電系統図



#### 4.4.2 本プロジェクトに関連する送変電設備

プロジェクト近傍の 230kV 送電線および新設 230kV・既設 132kV ベラマラ変電所に関する以下に示す事項について、以下の調査・検討を実施した。

##### (1) 送電線工事進捗状況

Figure I-4-4-2 に示すとおり、新設ベラマラ変電所は 230kV 送電線と接続される計画である。

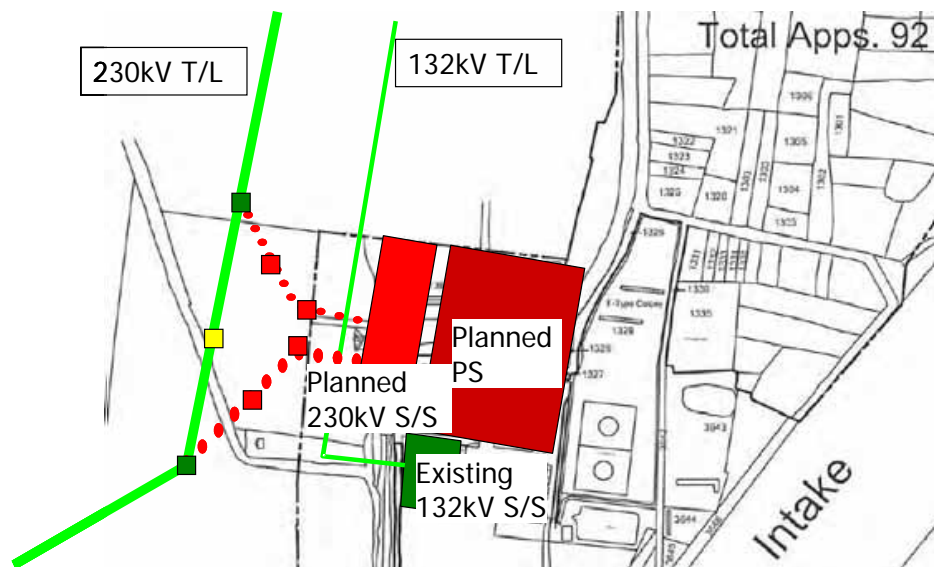


Figure I-4-4-2 ベラマラ変電所近傍の平面図

その 230kV 送電線工事の進捗状況は、2008 年 6 月時点では、ハーディング橋区間でのギャップ電線工事、一部区間の架線工事等が残っていたが、2008 年 11 月に完成した。

#### 4.4.3 系統解析

ベラマラ CCPP 運転開始時期における系統解析結果の確認を実施した。なお、PGCB では CYME INTERNATIONAL の系統解析ソフトウェアを使用している。

##### (1) 潮流・電圧

現在建設中の 230kV 送電線をベラマラ CCPP (変電所) に引き込むことになるが、その送電線の容量がベラマラ CCPP 建設後においても十分であるか確認するために、次表に示す区間での送電線 1 回線事故時(N-1)の検討を行った。なお、ベラマラ CCPP の発電容量は決まっていないことから、送電容量の最も厳しくなる想定最大発電容量 (575MW) を用

いて検討を行った。

ケース	事故地点
1	230kV Bheramara S/S - 230kV Jhndh S/S
2	230kV Bheramara S/S - 230kV Ishudri S/S
3	230kV Bheramara S/S - 132kV Bheramara S/S
4	230kV Bheramara S/S - Bheramara CCPP
5	230kV Ishudri S/S - 230kV Baghabari S/S
6	230kV Ishudri S/S - 230kV Ghorasal S/S

その結果、230kV Bheramara S/S - 230kV Ishudri S/S での事故時が最も厳しい状況となり、送電電力は 184MW であったが、これは送電容量 (322MW) の 60%以下であり、十分満足していることが確認された。

なお、電圧も基準値以内 ( $\pm 10\%$ ) に収まっていることが確認された。

## (2) 事故電流

各変電所における事故電流は遮断機の許容最大事故電流以下であることが確認された。

## (3) 動的安定度解析

ベラマラ CCPP 運転開始後における全発電所の安定度を検討した。その結果は別の発電所での事故による影響と同じであることを確認した。

## 4.5 燃料供給計画

### 4.5.1 ガス生産量およびガス残存埋蔵量予測

「バ」国の 2008 年 6 月時点のガス生産量、2008 年から 2020 年までのガス生産量および 2020 年時点のガス残存埋蔵量予測を Table I-4-5-1 に示す。

IOC-2 および IOC-3 の Remaining Reserve (P1+P2) は Petrobangla が未確認のため、2020 年時点における「バ」国のガス残存埋蔵量は、Petrobangla と IOC-1 の合計値である。

Table I-4-5-1 ガス生産量およびガス残存埋蔵量予測 (単位 : Bcf)

Company		Recoverable (P1+P2)	Cumulative Production (June 2008)	Remaining Reserve (P1+P2)	Production (2008 - 2020)	Remaining Reserve (P1+P2) (2020)
Petrobangla	BGFCL	10,876.0	5,374.1	5,501.9	4,726.0	775.9
	SGFL	3,476.0	914.8	2,561.2	1,799.0	762.2
	BAPEX	1,015.0	105.3	909.7	1,220.0	-310.3
IOC-1	CHEVRON	3,687.0	732.9	2,954.1	2,966.0	-11.9
	CAIRN	500.0	439.7	60.3	40.0	20.3
	TULLOW	305.0	47.3	257.8	274.0	-16.2
	NIKO	603.0	86.6	516.4	75.0	441.4
IOC-2	Block-5,7,10	0	0	0	621.0	0
	Block-16	0	0	0	329.0	0
	Block-17,18	0	0	0	274.0	0
IOC-3		0	0	0	949.0	0
Total		20,462.0	7,700.7	12,761.4	13,273.0	1,661.4

(出所) Petrobangla (2008年7月)

#### 4.5.2 ガス供給量とガス需要量予測

「バ」国の2008年から2020年までのガス供給量予測(最大日量)をTable I-4-5-2に示す。

Table I-4-5-2 ガス供給量予測(最大日量)(単位 : mmcf/d)

Company		2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20
Petrobangla	BGFCL	782	817	907	976	1,090	1,079	1,091	1,100	1,100	1,095	1,095	1,095
	SGFL	180	190	222	280	320	350	430	480	540	590	590	590
	BAPEX	53	112	185	230	260	328	348	345	365	364	363	363
IOC-1	CHEVRON	830	760	740	710	680	650	620	590	540	480	420	370
	CAIRN	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	TULLOW	100	100	60	60	60	60	60	60	60	60	0	0
	NIKO	45	45	55	55	75	75	50	50	50	50	50	50
IOC-2	Block-5,7,10	0	0	0	100	200	200	200	200	200	200	200	200
	Block-16	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Block-17,18	0	0	0	0	50	100	100	100	100	100	100	100
IOC-3		0	0	0	0	0	0	300	300	500	500	500	500
Total		2,040	2,024	2,169	2,511	2,835	2,942	3,299	3,325	3,555	3,539	3,418	3,368

(出所) Petrobangla (2008年7月)

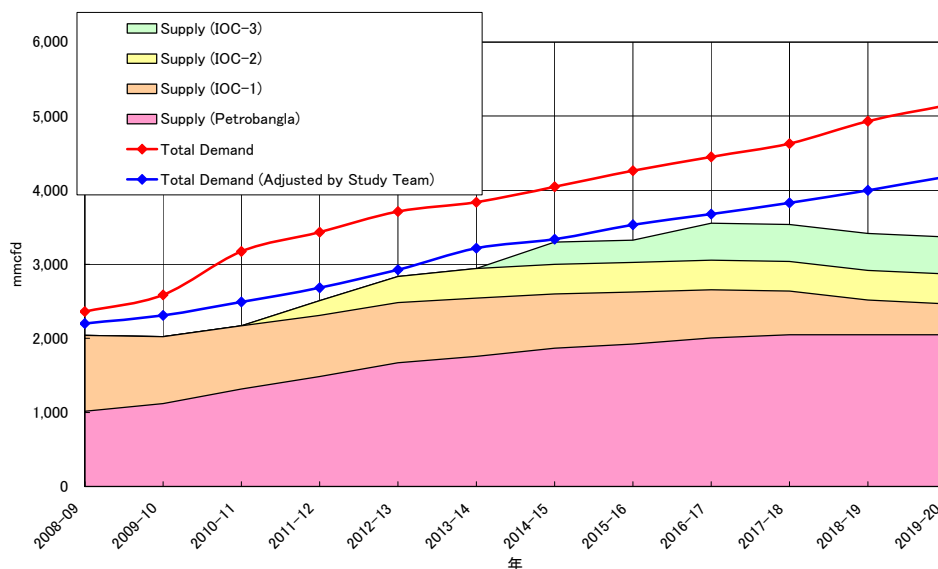
「バ」国の2008年から2020年までのガス需要量予測(最大日量)をTable I-4-5-3に示す。

Table I-4-5-3 ガス需要量予測 (最大日量) (mmcf/d)

Company	Category	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20
BGSJ	Power	138.3	148.3	183.3	218.3	218.3	218.3	218.3	218.3	218.3	218.3	218.3	218.3
	Captive	28.6	32.0	34.5	37.3	40.3	43.5	47.0	50.7	54.8	59.2	63.9	69.0
	Fertilizer	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
	Non-Bulk	122.7	132.5	143.1	154.6	166.9	180.3	194.7	210.3	227.1	245.3	264.9	286.1
	Sub-total	410.6	432.8	480.9	530.2	545.5	562.1	580.0	599.3	620.2	642.8	667.1	693.4
JGTDSL	Power	136.7	166.7	241.7	205.7	205.7	205.7	205.7	205.7	205.7	205.7	205.7	205.7
	Captive	5.8	6.2	6.7	6.9	7.0	7.2	7.4	7.6	7.8	8.0	8.3	8.5
	Fertilizer	15.0	15.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
	Non-Bulk	33.5	36.2	39.1	42.2	45.6	49.2	53.2	57.4	62.0	67.0	72.3	78.1
	Sub-total	191.0	224.1	312.5	279.8	283.3	287.1	291.3	295.7	300.5	305.7	311.3	317.3
PGCL	Power	85.0	85.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
	Captive	4.0	4.8	5.8	6.9	8.3	10.0	11.9	14.3	17.2	20.6	24.8	29.7
	Fertilizer	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Non-Bulk	11.0	13.2	15.8	19.0	22.8	27.4	32.9	39.4	47.3	56.8	68.1	81.7
	Sub-total	100.0	103.0	221.6	225.9	231.1	237.4	244.8	248.7	250.0	250.0	250.0	250.0
TGTDCJ	Power	757.0	863.0	982.0	1147.0	1162.0	1179.0	1270.0	1288.0	1331.0	1356.0	1493.0	1523.0
	Captive	198.1	213.9	231.0	249.5	269.5	291.0	314.3	339.5	366.6	395.9	427.6	461.8
	Fertilizer	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0
	Non-Bulk	551.4	595.6	643.2	694.7	750.2	810.3	875.1	945.1	1020.7	1102.3	1190.5	1285.8
	Sub-total	1661.5	1827.5	2011.2	2246.2	2336.7	2435.3	2614.4	2727.6	2873.3	3009.2	3266.1	3425.6
SGCL	Power	0.0	0.0	135.0	135.0	298.0	298.0	298.0	298.0	298.0	298.0	298.0	298.0
	Captive	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Fertilizer	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Non-Bulk	0.0	0.0	14.0	15.1	16.3	17.6	19.1	20.6	22.2	24.0	25.9	28.0
	Sub-total	0.0	0.0	149.0	150.1	314.3	315.6	317.1	318.6	320.2	322.0	323.9	326.0
<b>Total Demand</b>		<b>2363.1</b>	<b>2587.4</b>	<b>3175.2</b>	<b>3432.2</b>	<b>3710.9</b>	<b>3837.5</b>	<b>4047.6</b>	<b>4264.9</b>	<b>4448.7</b>	<b>4627.1</b>	<b>4931.3</b>	<b>5143.7</b>

(出所) Petrobangla (2008年7月)

最後に、ガス供給量予測とガス需要量予測を1つに取り纏めたものを Figure I-4-5-1 に示す。2008年8月に MoPEMR は Table I-4-5-4 に示す新規ガス火力発電所へのガス供給時期の見直しを行った。この見直しによる電力用ガス需要予測(ライン: Total Demand (Adjusted by Study Team)) では、Petrobangla、IOC-1、IOC-2、IOC-3 の全ての供給計画が達成された場合、ベラマラ CCPP が運転開始する 2014 年前後では、ガス供給量予測はガス需要量予測をわずかに下回る程度である。本需要予測は最大需要を表しているため、常にガス供給不足の状態にあるとは言い難く、ガス需要ピーク時にはガスを高効率の火力発電所に優先的に供給する方策をとれば、ベラマラ CCPP へのガス供給は可能であると考えられる。



(出所) Petrobangla (ただし、Total Demand (Adjusted by Study Team) は調査団作成)

Figure I-4-5-1 ガス供給量とガス需要量予測

Table I-4-5-4 新規ガス火力発電所へのガス供給時期

No.	Generating Station	Type of Fuel	Expected Commissioning date by BPDB	Revised Commissioning date by MoPEMR	Gas Demand (mmcf/d)
1	Sikalbaha 150 peaking Power Plant	Gas	FY 2009	FY 2012	35
2	Siddhirganj 2x120 MW peaking power Plant	Gas	FY 2008	FY 2008	65
3	Khulna 150 MW Peaking PP	Gas/Oil	FY 2010	FY 2013	35
4	Sirajganj 150 MW Peaking Power Plant	Gas	FY 2010	FY 2013	35
5	Chandpur 150 MW CCPP	Gas	FY 2010	FY 2012	30
6	Sylhet 150 MW CCPP	Gas	FY 2010	FY 2010	30
7	Haripur 360 MW CCPP	Gas	FY 2012	FY 2014	55
8	Siddhirganj 2x150 MW peaking power Plant	Gas	FY 2010	FY 2014	70
9	210 MW Khulna Thermal Power Station	Gas/Oil	FY 2011	Cancel	
10	Bheramara 360 CCPP	Gas	FY 2012	FY 2016	55
11	Bhola 150 MW CCPP	Gas	FY 2011	FY 2012	30
12	Bibiana 450 MW CCPP IPP	Gas	FY 2010	FY 2011	75
13	Sirajganj 450 MW Combined Cycle IPP	Gas	FY 2010	FY 2013	75
	Total				590

(出所) MoPEMR (2008年8月)

#### 4.5.3 ガスパイプライン建設計画

「バ」国で生産中のガス田の多くは北東部に位置している。このため、ADB 融資のガスパイプラインにより北東部で生産されたガスをベラマラ CCPP が位置している西部や南西部に供給した場合に、ガスパイプラインの配管圧力損失により、ガス供給圧力が不足し、ベラマラ CCPP 等のガス消費者にガス供給することが困難になる可能性がある。

このため、ADB 融資では、アシュガンジやエレンガ等にガスコンプレッサを建設し、ガス供給圧力不足を解消する計画も含まれている。

また、ガスパイプライン（クルナまで）およびガスコンプレッサは2011年までに完成予定であることを確認した。

#### 4.5.4 ベラマラ CCGP へのガス供給の可能性

4.5.2 項に示すように、「バ」国のガス供給不足が懸念されているが、調査団としては、2014 年運開予定のベラマラ発電所へ安定したガス供給を実現させるためには、以下の「バ」国政府方針を明確に決定させることが不可欠であると判断する。

- ・ 新規ガス田の探査および開発を促進する。
- ・ ガスは高効率の火力発電所に優先的に供給すること。
- ・ ハリプール発電所やベラマラ発電所のような高効率の火力発電所が運転開始した後に、老朽化し、効率の悪い既設ガス火力発電所の運転を順次停止する
- ・ 最低ガス供給量を規定する長期契約書を締結することが望ましいと考える。

#### 4.5.5 ベラマラ CCGP への燃料油供給

ベラマラ CCGP では、技術的および経済的評価から、下記の理由および 4.7.1 項で述べる理由により軽油を連続ではなく、非常用に使用することとした。

- ・ Bangladesh Petroleum Corporation (BPC) はより多くの軽油を輸入する必要がある。  
(2,000 KL/day × 365days = 730,000 KL/year)
- ・ BPC は軽油輸入用のタンカを用意する必要がある。
- ・ BPC はクルナに軽油タンクを増設する必要がある。
- ・ 鉄道会社はクルナからベラマラ発電所までの輸送用の鉄道を増設する必要がある。  
(40 KL/輛 × 25 輛 × 2 列 = 2,000KL)
- ・ ベラマラ発電所に 50,000 KL × 2 基の軽油タンクおよび軽油受入設備を建設する必要がある。
- ・ 上述のインフラ整備には巨額の投資が必要となる。

### 4.6 サイト状況

#### 4.6.1 全般

プロジェクトサイトは、ダッカから北西に 150km 離れた「バ」国西部、クルナ県のクシュテア県の県都クシュテア市の北西約 20km にある既設ベラマラ発電所の北側に位置する。ベラマラ地域の気候は、年による気温の変化は少なく、季節変化はほぼ一定である。12 月～2 月の冬季は 15～24°C で推移し、3 月～5 月にかけて気温は 30°C まで上昇する。6 月～9 月のモンスーン期では 30°C 弱が続き、10 月～11 月にかけて 24°C 程度まで下降する。

年間の降水量は 1,100~1,800mm となっており、その多くは 6 月~9 月 (2005 年は 10 月まで) に集中している。逆に、11 月~2 月にはまったく降水がない月もある。このように、降水はモンスーン期の雨季とそれ以外の季節の乾季とに明瞭に分けられる。イシュワルディにおける気象観測データによると、年間の月平均最高気温は 5 月の 36.5°C で、平均最低気温は 1 月の 8.2°C である。年間平均降水量は 1,506mm である。

#### 4.6.2 用地計画

Figure I-4-6-1 に示すとおり、サイト A およびサイト B の 2 箇所を新設発電所の建設候補地として選定した。サイト A は既設発電所北側境界に接して位置する。また、サイト B は北東側、既設タンクヤードとパドマ川右岸の間に位置する。Table I-4-6-1 に 2 地点の比較表を示す。

Table I-4-6-1 2 地点の比較表

	SITE-A	SITE-B
コスト面 (建設) (送電線)	Base	Same
(ガスパイプライン)	既設送電線への引き込みが短い。 引き込み距離が短い。	既設送電線への引き込みが長い。 引き込み距離が長い。
経済面 (補償費用)	BWDB および BPDB の所有地である。土地取得費用が不要となる。	BWDB および BPDB の所有地である。土地取得費は不要であるが、長く住んでいる住民の移転補償が必要となる。
技術面 (敷地、配置)	設備の配置に制約はあるが、建設には支障ない。	設備の配置の自由度が高い。
環境面 (陸生生物) (住民)	Base	Same
	8 世帯が官舎に住んでいる。既設発電所の職員や何らかの仕事に就いており、農民ではない。	72 世帯が住み着いている。ほとんどは洪水などの何らかの理由で住居を失った人たちである。また、全世帯とも農民ではない。
結論	選定	

経済的観点からはサイト A が有利であり、また、環境的観点から重要な問題である社会的弱者の住民移転の必要が無い。技術的には両方で差が無いことから、建設用地としてサイト A を選定した。



Figure I-4-6-1 敷地境界

#### 4.6.3 地形および土質

##### (1) 測量

測量した結果、地盤高は次の通りである。

既設発電所エリア：約 EL+15.1m～EL+15.9m

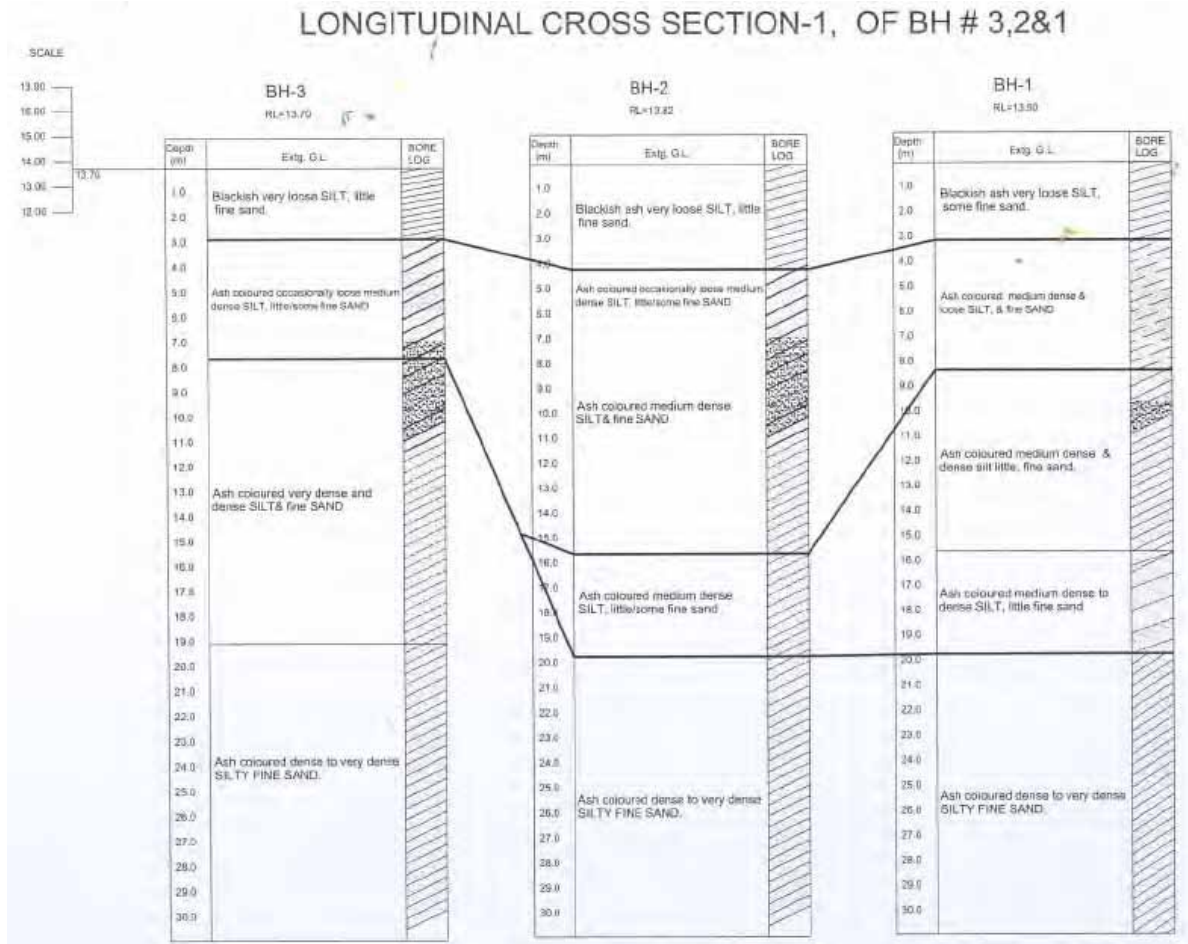
周辺農地：約 EL+13.0m～EL+13.8m

パドマ川護岸方向：約 EL+13.7m～EL+14.5m

##### (2) 土質

調査した深度 30m までの土質は非塑性かつ非粘性性状を示しており、不攪乱資料による圧縮強度試験は実施出来なかった。しかし、サイトの地盤は、典型的な沖積砂層地盤であり、約 20m 以深には密な非粘性質砂シルト混合土とシルト質細砂の層があり、これを支持層として杭基礎構造で発電所本館その他の構造物を問題なく設置可能である。





#### 4.6.4 用水源

##### (1) পাদমা川の水文および断面データ

পাদমা川の水文および断面データは、BWDB がハーディング橋位置で測定したものである。河川断面測定線である RMG-13 の位置を Figure I-4-6-2 に示す。



Figure I-4-6-2 ベラマラ地点およびパドマ川

Figure I-4-6-3 は、1976 年から 2006 年のハーディング橋位置での水位を示す。  
通常、パドマ川の水位は、6 月後半から上昇を見せ、この間に土砂の堆積の増加を伴いながら 8 月、9 月に最高水位を示す。11 月中旬以後、パドマ川の水位は低下し始め、通常この間の土砂の堆積は非常に少ない。

ハーディング橋での水位は以下の通りである。

LLWL = EL+4.22 m

LWL = EL+5.47 m\*

MWL = EL+8.74 m\*

HWL = EL+13.63 m\*

HHWL = EL+15.19 m

(\*:1976 年から 2006 年における平均値)

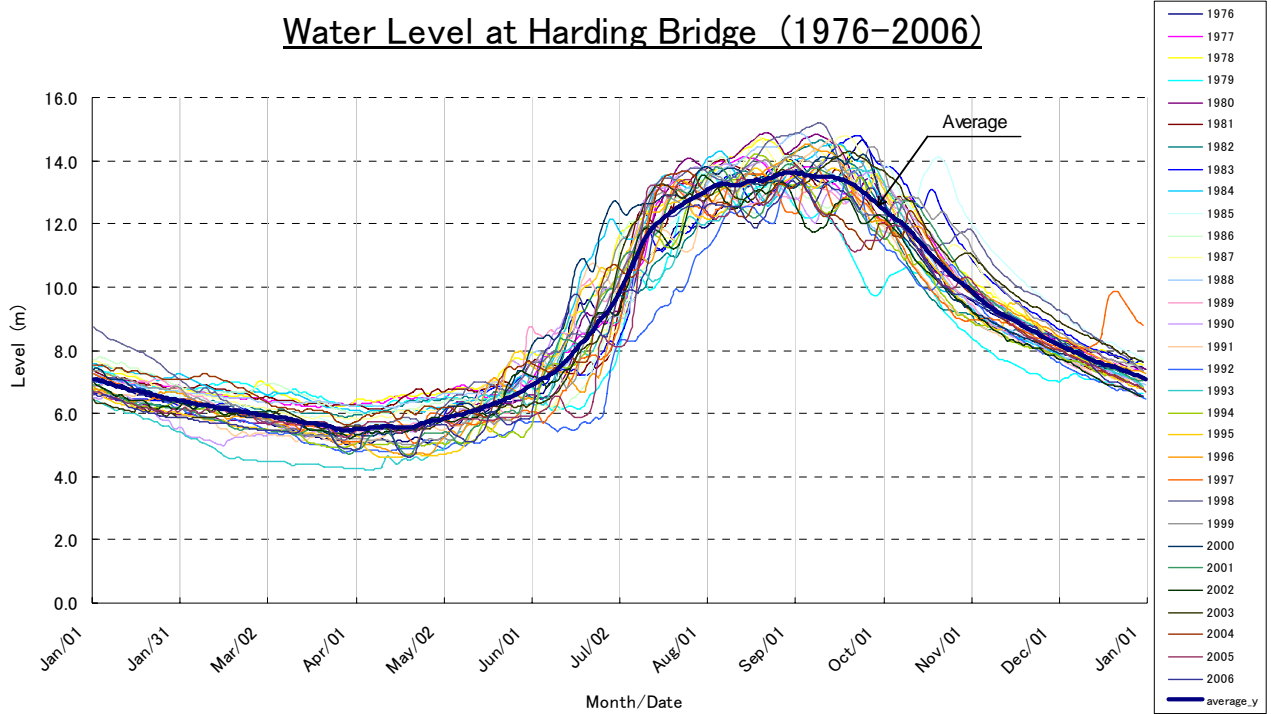


Figure I-4-6-3 ハーディング橋での水位

Figure I-4-6-4 は、パドマ川の RMG-13 断面の川床高さを示す。川床高さは、ほぼ年に一回乾季に測定されている。

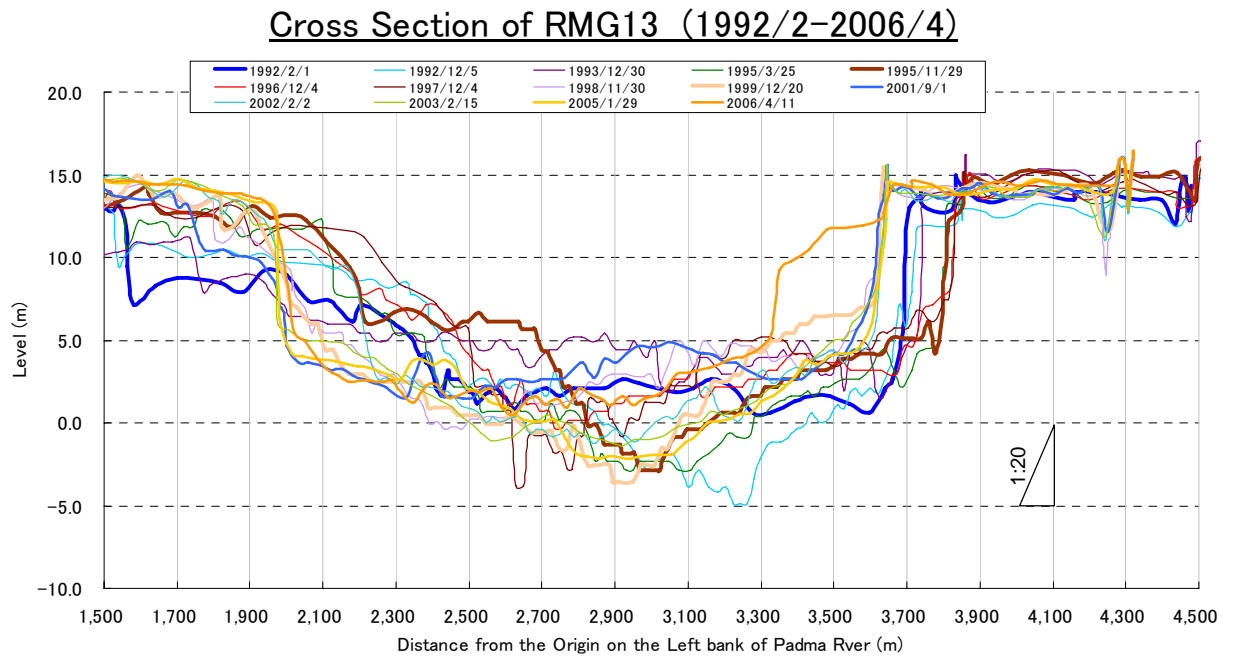


Figure I-4-6-4 RMG-13 断面でのパドマ川河床断面

## (2) 地下水調査

冷却塔の補給水として地下水の汲み上げが考えられることから、サイトにおける帯水層の構成状況の現況情報を得るために、また長期にわたる地下水の連続汲み上げによる既存の井戸への影響を評価するために、地下水調査・解析を実施した。

### 1) 地下水調査

深さ 100m の揚水井 1 本および観測井 12 本からなる地下水調査を実施した。

地下水調査には以下の項目が含まれる。

- 試験掘削および解析
- 揚水井、観測井の掘削、設定
- 電気検層
- 揚水試験 (72 時間連続揚水試験)
- 試験結果の評価

サイト一帯の帯水層は、揚水井および観測井から掘り出した資料土の篩い分け試験および電気検層により求めた。

東西方向の帯水層縦断図を Figure I-4-6-5 に示す。

断面図から、掘削深度の 100m の範囲において水理特性上 2 層に分かれることが分かる。上層の半帯水層が表層で、粘性土、シルト質粘性土および砂質粘性土からなる。この層厚は平均約 6.5m(3m-12m)である。帯水層は上層の半帯水層の下に位置し掘削深度まで連続している。帯水層の上層は細砂からなり平均約 40m(25m-55m)の深度まで連続している。帯水層の主要部は中庸・細砂および部分的に粗砂を含む細・中庸砂の互層となっており平均約 90m(80m-100m 以深)の深度まで連続しており、その下は礫層となっている。

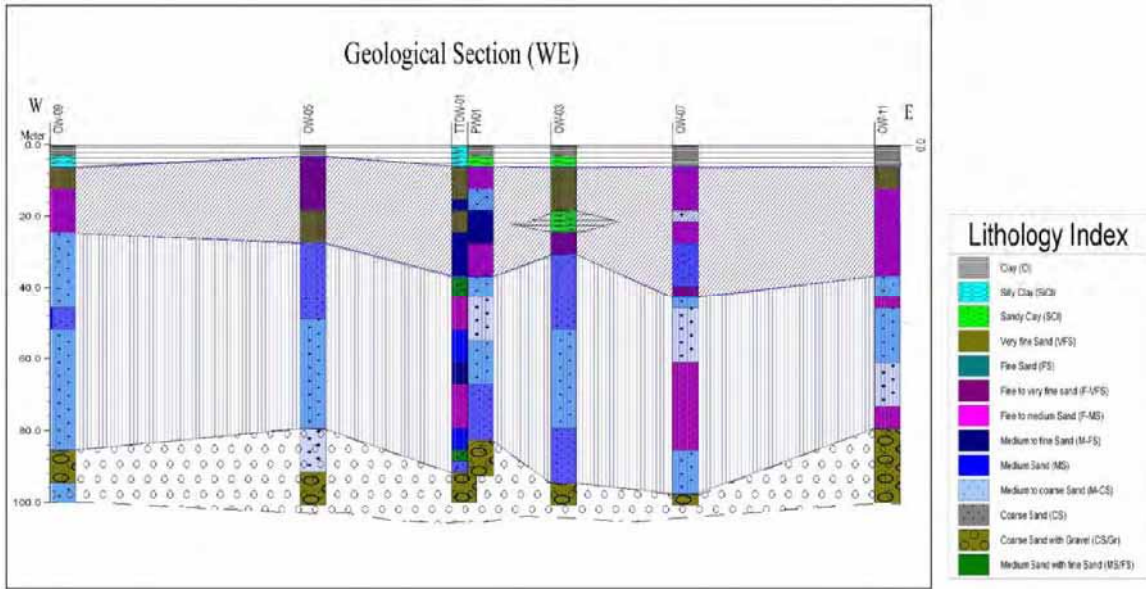


Figure I-4-6-5 帯水層断面図 (W-E)

アレンの堆積相モデルは、蛇行河川の点状砂州形成過程は次のように進行することを示している。底面では礫が堆積し、順に粗砂、中庸砂、細砂、極細砂が堆積していく。粘性土層は表層に堆積するのみである。断面図は、典型的なこの蛇行河川モデルの堆積相を示している。よって、サイト一帯での地下水汲み上げによる地盤沈下は考えられない。

非圧密細砂の透水係数は  $2 \times 10^{-7}$  to  $2 \times 10^{-4}$  m/s の範囲、同様に礫では  $3 \times 10^{-4}$  to  $3 \times 10^{-2}$  m/s の範囲となる(Domenico and Schwartz 1990)。当サイト地点において、帯水層の水平方向の透水係数(Kh)の平均値は 42.5 m/日 ( $\approx 5 \times 10^{-4}$  m/s)である。この値は帯水層を構成する細砂から礫の値の範囲内に収まっており妥当である。

地下水データとして参照した井戸：KTA-7、BWDB の事務所西側 (G.K. ポンプ基地から約 3km 地点) での地下水位観測データと同じ期間のパドマ川の水位観測データを Figure I-4-6-6 に示す。図は両者がよく連動していることを示している。



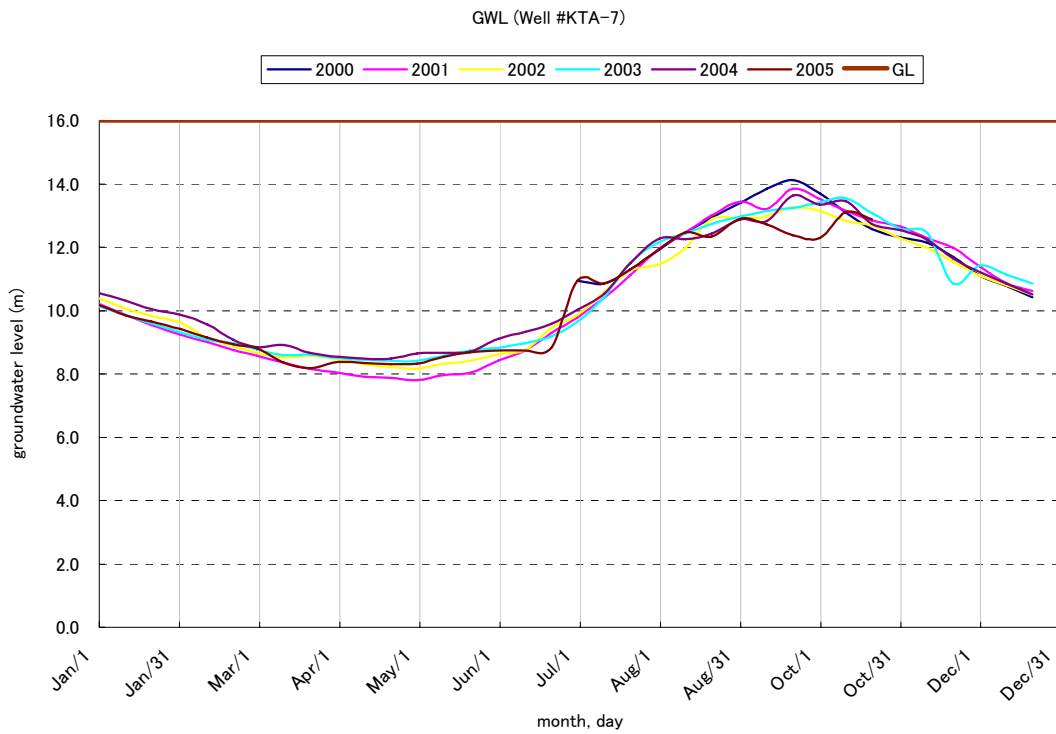
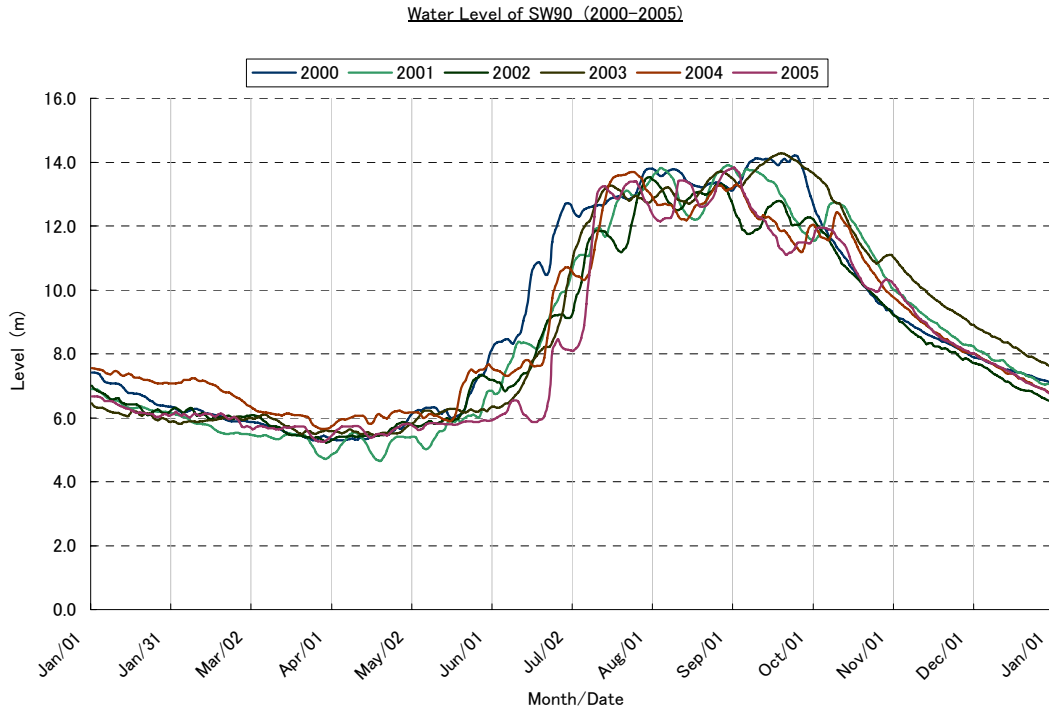


Figure I-4-6-6 井戸：KTA-7 での地下水位とパドマ川の水位比較

KTA-7 を含む既設観測井戸の水位記録に基づき、サイト近傍地域の地下水位コンター

図が作成されている。

乾季(4月もしくは5月)に地下水位は最低となる。Figure I-4-6-7は乾季の最低地下水位コンターを示す。地下水位の最低値は通常パドマ川付近となる。

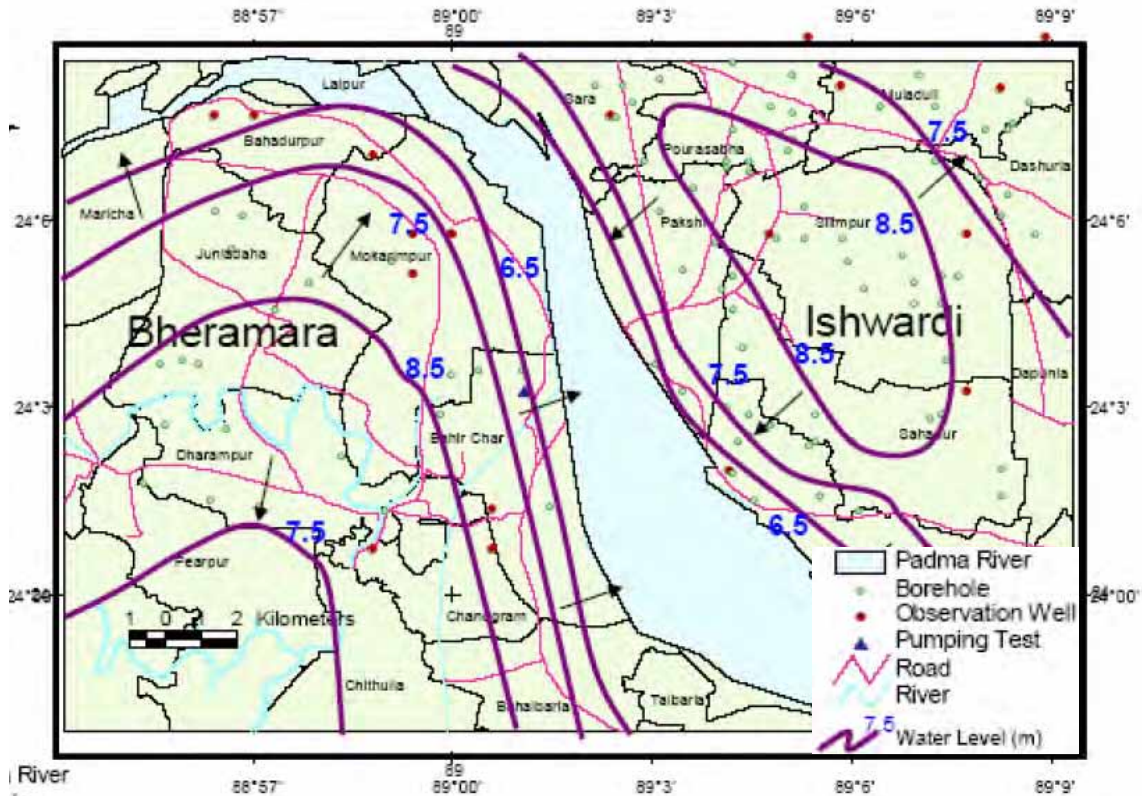


Figure I-4-6-7 最低地下水位コンター図 (乾季)

## 2) 既存井戸調査

バヒルシャー地区において既存井戸の調査を実施した。

同地区で現在使われている井戸の種類は、以下の3種類であった。

- ・手押しポンプ井戸

汲み上げ量：0.3l/s (0.02m<sup>3</sup>/m)程度、深さ：8～16m、用途：各戸飲料水・生活用水

- ・浅井戸(動力ポンプ汲み上げ)

汲み上げ量：15l/sec (0.9m<sup>3</sup>/m)程度、深さ：40～50m、用途：灌漑用水

- ・深井戸(動力ポンプ汲み上げ)

汲み上げ量：160m<sup>3</sup>/m程度、深さ：90～100m、用途：灌漑用水

手押しポンプ井戸は原理上一気圧(10m水高)以上の汲み上げは不可能であり、実質的には7.5m程度が汲み上げの限界である。Figure I-4-6-7に示すように、乾季の地下水位は手押しポンプ井戸の汲み上げ限界付近の値を示しているが、今回調査した結果、

乾季に汲み上げが出来ない井戸は無かった。

### 3) 地下水解析

本解析の目的は、ベラマラ地区のサイト近傍で帯水層が冷却塔の補給水として使用する  $1,300\text{m}^3/\text{時}$  の地下水を連続的に供給可能かどうか推定することにある。地下水モデルは通常、帯水層の進展の可能性を推定するために用いられる。MODFLOW は 3 次元地下水流れの原理に基づく総合解析モデルである。これは広範囲に適用可能な一般化された解析ツールであり、モデル作成過程または計算結果をいつでも断面および平面で表示可能となっている。

調査地点のデータにより MODFLOW を用いてモデル解析を実施した。モデルの形状は、地点のボーリングデータを基に作成した。帯水層の定数は、先に示したとおり解析で求めモデルに入力した。川の境界、涵養および蒸発散量境界は推定値を用いて設定した。モデルのキャリブレーションは井戸：KTA-7 のデータを用いて実施した。これらその後、 $31,200\text{m}^3/\text{日}$  の水量を 20 年間連続揚水した場合の地下水位および地下水の状況について予備モデル解析を実施した。

乾季（5 月）における 20 年間の連続揚水予備解析結果を Figure I-4-6-8 に示す。



Figure I-4-6-8 乾季（5 月）における 20 年間の連続揚水予備解析結果



#### 4) 地下水調査のまとめ

上記の通り、調査により求めた帯水層の水理特性をもとに実施した予備解析の結果は、サイトの帯水層が、地下水位の大幅な低下等の周辺環境への悪影響無しに、冷却塔の補給水として必要な 31,200 m<sup>3</sup>/日 (=1,300m<sup>3</sup>/時 x 24 時/日)を連続して供給可能であることを示している。また、パドマ川からは、毎年顕著に帯水層への水供給がなされている。

周辺環境への影響を最小化するための最適な井戸配置の検討及びそれに基づく揚水解析は、4.7.4 冷却設備の選択 (2) 冷却設備の取水検討にて実施した。

なお、地下水調査結果に基づく帯水層の水理特性の設定、それに基づく解析については、用いた計算モデル、入力条件及び計算結果までそのすべての検討内容の妥当性について地下水動態・水文専門家(工学博士)へのヒアリングを実施し、概ね妥当であるとの結論を得た。

地下水調査・検討の詳細結果は添付資料 2 地下水調査報告書および添付資料 3 地下水解析報告書に示す。

#### 4.6.5 サイトの環境

気温、湿度、降水量、風向・風速等の気象データは発電所を設計する上で不可欠なデータであり、本調査ではこれらの文献調査を実施し、7.1.2 項に集約した。

また、大気質、騒音、水質に関する測定調査を行い、サイトの現況としては環境基準を超えるような項目はないことを確認した。詳細は 7.1.2 項を参照のこと。

#### 4.7 発電設備基本方式の検討

##### 4.7.1 コンバインドサイクル発電設備の燃料多様化

CCPP は通常ガスを燃料として計画されるが、ガス供給停止時のバックアップ設備として軽油燃焼も可能とした設備構成とする CCPP も数多く存在する。本プロジェクトは「バ」国で産出される天然ガスを燃料として計画されてきたが、4.5 項「燃料供給」で述べたように将来的にガス不足が懸念されることから代替燃料を検討する必要がある。

「バ」国では重油の価格は軽油の約 1/2 と優遇されている。このため、まず燃料単価の面から軽油より有利であるガス／重油焼き CCPP の可能性を評価し、次にガス／軽油焼き CCPP の評価を行った。

##### (1) ガス／重油焼き CCPP の評価

技術および経済性評価からガス／重油焚き CCPP は通常汽力発電設備に比べ下記のことが言える。

- ・ 技術的には可能であるが、実績は少なくメンテナンスが大変である。
- ・ 重油燃焼により効率が通常汽力発電設備並みに低下する。また出力も約 17% 低下する。
- ・ 頻繁なタービン翼の洗浄・点検のための停止が必要でアベイラビリティが低下するのでベースロード機には向かない。
- ・ 燃料油使用割合が小さくても経済的でない。

したがってガス／重油焚き CCPP は本ベラマラ発電設備への適用は妥当ではないと言える。

## (2) ガス／軽油焚き CCPP の評価

ガス／軽油焚き CCPP は、ガス遮断時に軽油焚きに切替えることにより発電容量が確保できるため、設備の納入実績としては数多く存在する。ここでは、長期間の連続軽油焚きを考慮した場合の妥当性も含めて検討した。

技術および経済性評価、環境側面からベラマラ発電設備へのガス／軽油焚き CCPP の適用は以下のことが言える。

- ・ ガス遮断時等、軽油焚きに切替えることにより発電容量が確保できる。
- ・ 軽油焚き CCPP は重油焚きのそれに比べ納入実績は多いが、技術的難易度は同様に高く、その用途はほとんどがバックアップ設備との位置付けである。
- ・ 重油焚き CCPP と同様、出力・効率が大幅に低下する。
- ・ 長期間の軽油による連続運転となった場合は、燃料費が莫大であるため資金繰りができずその結果発電できなく可能性が高い。
- ・ 上記の場合、排ガス中 SO<sub>x</sub> 等による環境への影響が懸念される。

したがってガス／軽油焚き CCPP の本ベラマラ発電設備への適用はバックアップ設備と位置付けることが妥当と考える。

## (3) 燃料多様化への提言

上記検討より、CCPP においてはガスの代替主燃料として重油・軽油を常時使用することは技術的・経済的・環境的観点から妥当な選択ではない。本プロジェクトの実現にはガスの優先供給が必須であり、燃料多様化への提言としては軽油バックアップ設備を有するガス／軽油焚き CCPP を推奨する。

#### 4.7.2 ガスタービン形式の選定

##### (1) 出力・効率の比較

当初、本プロジェクトの定格出力は 450MW と計画されていたため、用いられるガスタービンは通常、燃焼温度が 1100 度クラスの E 型ガスタービンまたは 1300 度クラスの F 型ガスタービンが選択肢となる。E 型ガスタービンを採用する場合はガスタービン 2 台構成、F 型ガスタービンを採用する場合はガスタービン 1 台構成となる。

性能・発電原価等を比較した結果を次表にまとめる。E 型 CCPP が有利な点が多少あるが、技術面、経済性、環境側面から総合的に評価すると本プロジェクトへは F 型 CCPP を推奨する。

Table I-4-7-1 E 型 CCPP と F 型 CCPP の比較

	F 型 CCPP	E 型 CCPP	検討結果
出力 (サイト条件下)	380 – 420 MW	360-530 MW (450MW 以上は 4 社中 2 社のみ)	450MW 以上を条件とすると競争が限定されてしまう。
効率 (ISO 条件下、一過式復水器の場合)	約 58%	約 52%	F 型 CCPP が約 6% 効率がよい。
建設費	390 百万ドル (937 ドル/kW)	416 百万ドル (869 ドル/kW)	建設単価 (ドル/kW) は E 型 CCPP が多少安価である。
発電原価 (ガス価格 2.4 ドル/GJ)	3.66 セント/kWhr	4.05 セント/kWhr	F 型 CCPP の方が経済的である。
CO <sub>2</sub> 排出量 (年間発電量 当り)	879,414 t-CO <sub>2</sub> /yr	976,569 t-CO <sub>2</sub> /yr	F 型 CCPP の方が年間約 10 万トン排出量少ない。
系統影響度	許容範囲内	許容範囲内	同レベルである。
重量物輸送 制約	GT 重量 339~418 トン	GT 重量 200~339 トン	同レベルである。

### 4.7.3 軸構成の検討

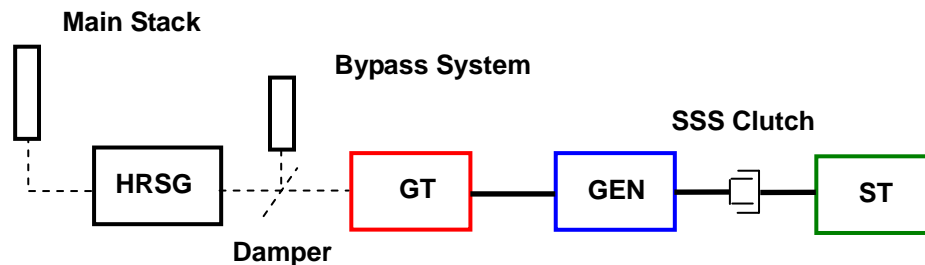
#### (1) 軸構成の型式

基本的に、軸構成には2つの形式がある。ひとつは1軸構成と呼ばれており、ガスタービン、蒸気タービン、発電機が同一軸に接続されている形式である。もうひとつは多軸構成と呼ばれ、ガスタービン・発電機の軸と蒸気タービン・発電機の軸が別になっている形式である。

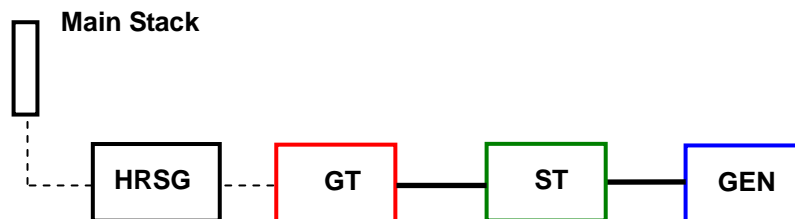
1軸構成CCPPは、更にSSSクラッチ(自動同期・嵌脱装置)とバイパス設備の有無によって2つの形式に分けられる。前者の軸構成では、ガスタービン、発電機、蒸気タービンの順に配置されており、発電機と蒸気タービンの間に自動同期・嵌脱式のSSSクラッチが設置されて、さらにバイパス設備が装備されている。後者の軸構成では、通常ガスタービン、蒸気タービン、発電機の順に配置されており、クラッチとバイパス設備は装備されていない。

多軸構成の場合、バイパス設備の有無によって、2つの軸構成形式のCCPPが考えられる。これらの4つの軸構成形式のCCPPの主要設備の構成を以下のスケルトン図で示す。

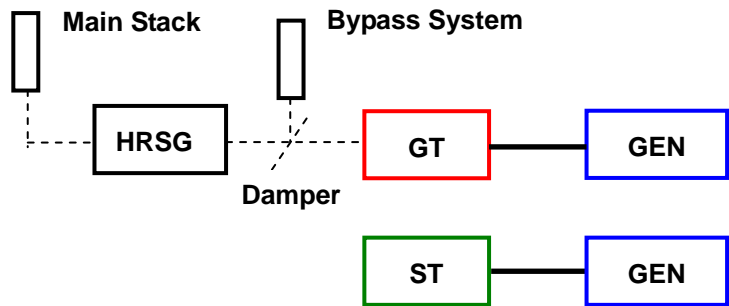
**Single-Shaft CCPP with SSS Clutch and Bypass System**



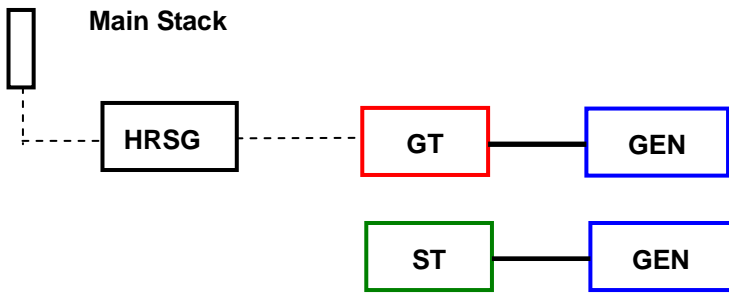
**Single-Shaft CCPP without SSS Clutch**



Multi-shaft CCPP with Bypass System



Multi-shaft CCPP without Bypass System



これらの4つの軸構成形式のCCPPについて、熱効率、運用性、運転操作性、起動時の蒸気および補機動力、適用実績、運転信頼性、保守性、設置面積、建設費、発電原価、輸送の観点から比較検討した。その比較検討結果の概要は次頁に示す通りである。

(2) 検討結果の要約と推奨

検討結果を要約したものを次頁の表に示す。表中で着色されているセルは、該当する比較項目の中でその軸構成が最良であることを示している。この表に示されているように、各軸構成形式のCCPP共長所と短所を兼備している。例えば、経済性(熱効率、建設費、発電単価)を最優先に考えると、クラッチ無し1軸構成CCPPが推奨されることになり、運用性(単純サイクル運転)と運転信頼性(時間基準)を最優先させれば、バイパス設備付多軸構成CCPPが推奨される。更に、ガスタービン発電設備と蒸気タービン発電設備の段階建設が必須条件であれば、バイパス設備付き多軸構成CCPPに限られる。クラッチとバイパス設備を備えた1軸構成CCPPについては、それぞれの比較項目で最良とは言い難いがより優れた経済性、運用性および運転信頼性の全てを備えている。

しかしながら、クラッチ付 1 軸構成 CCPP については、その適用実績(Table 4-7-19 参照)の多くがこの構成の CCPP を標準設計としているアルストムとシーメンスの 2 社に限られ、公正な競争入札が期待できないので推奨できない。

当該発電プラントは、「バ」国電力系統の電力フローバランスを改善することを目的として同国の西部地域に建設されることになっている。本プラントは当面は 1 ユニットでの運用が想定されており、そのユニットが停止すると、既存の小容量の発電設備撤去後であれば、この発電所からは、一切の電力供給が停止されることを意味している。しかしながら、このような事態は極力避けなければならない。そのためには、時間基準運転信頼性に優れたバイパス設備付き多軸構成 CCPP が推奨される。また、同軸構成の CCPP は、建設期間が短くて済むガスタービン発電設備の先行運開が出来、電力需要の急激な伸びに対応することもできる。

以上のような当該発電プラントの建設に与えられた意義を踏まえ、結論として、バイパス設備付多軸構成 CCPP を推奨する。「バ」国で導入されている CCPP は全てこの形式の軸構成であることも、それを推奨する理由の 1 つである。

比較項目	1 軸構成 CCPP		多軸構成 CCPP	
	クラッチ無し	クラッチ有り	バイパス設備有り	バイパス設備無し
1. 熱効率	ベース (100%)	Δ 0.17%	Δ 0.27%	Δ 0.10%
2. 運用性(単サイクル運転)	ベース(不可)	より柔軟(可)	より柔軟(可)	同等(不可)
3. 運転性	ベース	同等	運転機器・設備が多くやや複雑	
4. 起動時必要蒸気動力	蒸気	外部からの補助蒸気	自己蒸気	外部からの補助蒸気
	駆動装置動力	GT 容量の約 2.5%	GT 容量の約 2.0%	GT 容量の約 2.0%
5. 実績	多軸構成形式の CCPP 多くの実績があるが、クラッチ有り CCPP は特定のメーカーに限定される。			
6. 運転信頼性	時間基準	ベース (100%)	+ 0.3%	- 0.5%
	発電量基準	ベース (100%)	Δ 0.70%	Δ 0.60%
7. 保守点検費	ベース	同等	運転機器・設備が多くやや割高	
8. 主要発電設備設置面積	ベース (100%)	+ 15%	+ 25%	+ 10%
9. 段階的建設	No	No	Yes	No
10. 建設費	ベース (100%)	+ 2.2%	+ 6.1%	+ 4.2%
11. 発電率価	ベース (100%)	+ 1.5%	+ 2.7%	+ 1.3%
12. 内陸輸送	ベース	同等	同等	同等

#### 4.7.4 冷却設備の選択

次の 3 つの段階を経て本発電プラントの最適なコンデンサ冷却設備の選定を行った。

- (1) 冷却設備の比較検討
- (2) 冷却設備の取水方式の検討
- (3) 冷却設備の選定

(1)項では、本発電プラント用の冷却設備として考えられる 3 つの方式について環境影響を含む技術的および経済的な観点からの比較検討を行った。

(2)項では、3 つの方式の冷却設備のうち、冷却水あるいは補給水を必要とする 2 つの方式についてその取水方式を検討した。また、補給水については、同川からの取水と、建設地周辺に設ける深井戸からの地下水を利用する 2 つの方法について、環境影響を含む技術的可能性を検討した。

(1)項、(2)項での検討結果を踏まえて、(3)項で本発電プラントに最適なコンデンサ冷却設備を選定した。

## (1) 冷却設備の比較検討

### 1) 概要

蒸気タービンのコンデンサの冷却設備としては、一過式冷却設備、強制通風冷却塔設備、強制通風空気冷却設備の 3 タイプの冷却設備が考えられ、サイト条件、運用条件、および電力単価や燃料単価といった経済的条件によって、各設備の長所や短所が変わってくる。本検討では、技術面（環境影響の検討含む）と経済面の両面から検討し、本プロジェクトに最も適した冷却設備を選択した。

### 2) 技術的評価

#### a. 一過式冷却設備

本設備は、様々な種類の発電設備で最も多く見られる設備である。コンデンサでの圧力は 5.32 kPa と概算され、蒸気タービンの正味発電出力は、3 タイプの冷却設備のうち最大となり、それは、プラント熱効率が最大となることを意味する。

しかし、適切な品質の必要水量(各種機器潤滑油冷却用など含み、約 30,000 m<sup>3</sup>/hr)がコンデンサに安定供給でき、元の供給源へと放出できるような冷却水の供給源が必要となる。本プロジェクトの場合、プラントの候補サイトの比較的近傍に位置するパドマ川がその対象となる。

復水器設置点とパドマ川間の取水・放水路の建設には、大規模な土木工事が必要となり、工事施工時の環境への影響については十分な配慮(粉塵、騒音、振動など)が必要である。

この方式では、30,000 m<sup>3</sup>/hr の温排水をパドマ川に放水することになり、水量が少なくなる夏期には同川の放水点近傍の温度上昇による川への影響が懸念される。

しかし、後続の(2)「冷却設備の取水検討」の中で説明しているように、同川から年間を通して安定して必要な量の冷却水を取水することが不可能であることが分かった。したがって、本設備の採用による工事施工時の環境への影響や川の温度上昇による影響については、具体的な検討は行っていない。

b. 強制通風冷却塔設備

本設備は、必要容量の流量を取水できない地点に建設されている多くの発電設備で通常採用されている冷却設備である。冷却塔の循環水量は、潤滑油装置など用の冷却水も含め、 $30,000 \text{ m}^3/\text{hr}$  と概算される。蒸気タービンの正味発電出力は、一過式タイプの冷却設備に次いで大きくなる。

冷却塔の場合、設計にもよるが、ブローダウン、蒸発および飛散損失を補うために、循環水量の約4%の水量を補給する必要がある。従って、冷却塔に必要な補給水量は、 $1,200 \text{ m}^3/\text{hr}$  と算出できる。

このように補給水が必要となるが、後続の(2)「冷却設備の取水検討」の中で説明しているように、調査の結果、本プロジェクトではそれを地下水に求めることになった。その場合、地下水を汲み上げる(汲み上げ水量はガスタービン燃焼器への噴射水量などを含め  $1,300 \text{ m}^3/\text{hr}$ ) ことによる周囲環境への影響が考えられるが、試験井戸による水くみ上げ試験を含む現地調査の結果、長期間に亘って汲み上げてもそれによる大きな影響は無いことが分かった。

循環水の水質を維持するためには、循環水の約2% ( $600 \text{ m}^3/\text{hr}$ ) の水を連続ブローさせる必要がある。冷却塔貯水槽を出たブロー水は暗渠(約 500m)を経てパドマ川に放水される。尚、ブロー水は定格サイト条件下で  $39.8^\circ\text{C}$  (「バ」国の規制値である  $40^\circ\text{C}$  以下) の温度で放水されるが、その流量はパドマ川(温度  $30^\circ\text{C}$ ) 最小水量(乾期)の約0.025%と少量であり、温排水による環境への影響は回避できると考えられる。尚、プロジェクトの詳細設計段階で詳細検討(川の温度分布シュミレーション解析)を実施し、必要に応じて、影響を緩和する方法(冷却塔の設計変更、分散放水など)の採用を計るものとする。

尚、冷却塔を含むプラントを構成する主要機器の想定騒音データに基づく騒音レベルのシュミレーション解析結果から発電所境界での騒音レベルは規定値以下であることが分かった。

c. 強制通風空気冷却設備

本タイプの設備は、内陸部や砂漠地帯など、プラント近隣で利用できる水源がないような地域に建設される発電設備で多く使用されている。蒸気タービンの正味発電出力は、3タイプの冷却設備の中で最も低い。

概略検討による必要設置面積は約  $60\text{m} \times 75\text{m}$  で、与えられた敷地内に設置可能であることが分かった。

本設備では、軸流ファンからの機械音が騒音源として考えられが、低騒音形ファンの採用と必要に応じた空気取り入れ口での防音対策で環境へ配慮した設計が可能で



ある。

例えば、日本に設置されている類似の空冷式コンデンサ周辺の地上での騒音レベルは、85 dB (A) 以下であった。

尚、空冷コンデンサを含むプラントを構成する主要機器の想定騒音データに基づく騒音レベルのシミュレーション解析結果から発電所境界での騒音レベルは規定値以下であることが分かった。

### 3) 経済的評価

#### a. 年間正味販売電力量の不足による付加費用

年間最大正味販売電力量となる冷却設備との電力量不足分に相当する売上額不足分の正味現在価値 (NPV) をその冷却設備に付加される費用とする。その計算結果は、次の通りである。

冷却設備のタイプ	付加費用 (MMUS\$)
一過式冷却設備	±0.0
強制通風冷却塔設備	+ 7.6
強制通風空気冷却設備	+ 11.2

上記の数値が示すように、一過式タイプの設備に比べて、冷却塔設備と空気冷却設備の付加費用は高くなっている。このような差は、冷却設備のタイプによる蒸気タービン・コンデンサの真空度の違いに由来するものである。

#### b. コンデンサと冷却設備の建設費

各冷却設備の建設費は、類似プロジェクトの該当費用を参考に、コンピュータ・ソフトウェアを用いて概算した。軸冷水などの閉鎖冷却設備は、その仕様が全冷却設備のプラントに共通であり、この建設費の概算には含まれていない。

一過式冷却設備の取水・放水路に関連した土木工事費用については、類似プラントでの経験から暫定的に想定した。

冷却塔設備の補給水用の井戸掘削費用を含めた地下水汲み上げ設備の費用についても、類似プラントでの経験から暫定的に想定した。

次の表は、各冷却設備の建設費をまとめたものである。

単位：MM US\$

内容	一過式	冷却塔	空冷式
コンデンサと付属部品	5.5	6.2	-
循環水設備	9.5	17.4	-
冷却塔	-		-
空冷式コンデンサ	-	-	31.7
取水・放水路の土木工事 (想定)	15.0	-	-
井戸掘削を含めた地下水汲み上げ設備	-	1.0	-
合計	30.0	24.6	31.7

本表に示すように、3 タイプの冷却設備で強制通風空気冷却設備の建設費が最も嵩くなっている。

#### c. 建設費と付加費用の合計

3 タイプの冷却設備の建設費と付加費用の合計は、前述の計算結果から以下のようになる。

冷却設備のタイプ	建設費と付加費用 (MMUS\$)
一過式冷却設備	30.0
強制通風冷却塔設備	32.2
強制通風空気冷却設備	42.9

上記の数値から、一過式冷却設備と強制通風冷却塔設備との経済面での差は少ないが、強制通風空気冷却設備は他の 2 タイプの冷却設備に比べて経済的ではないことが分かる。

#### (2) 冷却設備の取水検討

##### 1) 一過式 (復水器冷却水路) 冷却設備

一過式 (復水器冷却水路) 冷却設備には、約 40,000m<sup>3</sup>/時の冷却水が必要である。

しかし、第 2 章「サイト条件」の 2.5 節「水源」で述べた調査データに基づき、パドマ川からの取水は以下の理由から乾季 (低水位時) には不可能である。

- ・ 同川の右岸沿いに多大な砂が堆積
- ・ 堆積物の上層が同川の水位よりも高位置にある
- ・ 同川の水深 (乾季) が非常に浅い
- ・ 河床の断面・レベルが年毎に大きく変動

2) 強制通風冷却塔設備

補給水としては、合計 1,300 m<sup>3</sup>/時が必要である。その内訳は、強制通風冷却塔設備の補給水として 1,200 m<sup>3</sup>/時、HRSG の補給水として約 50m<sup>3</sup>/時、燃料に油を焚く場合の NOx 削減対策用の噴射水として約 50m<sup>3</sup>/時である。

4.6.5 (2) 項「地下水調査」で述べた地下水調査および解析結果によると、サイトの帯水層は、地下水位の大幅な低下を来たすことなく、31,200m<sup>3</sup>/日 (=1,300m<sup>3</sup>/時 x 24 時/日)の地下水を十分に供給出来ると考えられる。よって、強制通風冷却塔設備の取水方式として深井戸を選定する。

井戸群を以下の通り設計した。

- ・ 容量 : 160m<sup>3</sup>/時/基 (160 x 12 = 1,920 m<sup>3</sup>/時 = approx.1.5 x 1,300m<sup>3</sup>/時)
- ・ 台数 : 12 基
- ・ 離隔 : 140m

Figure I-4-7-1 に井戸群の配置を示す。

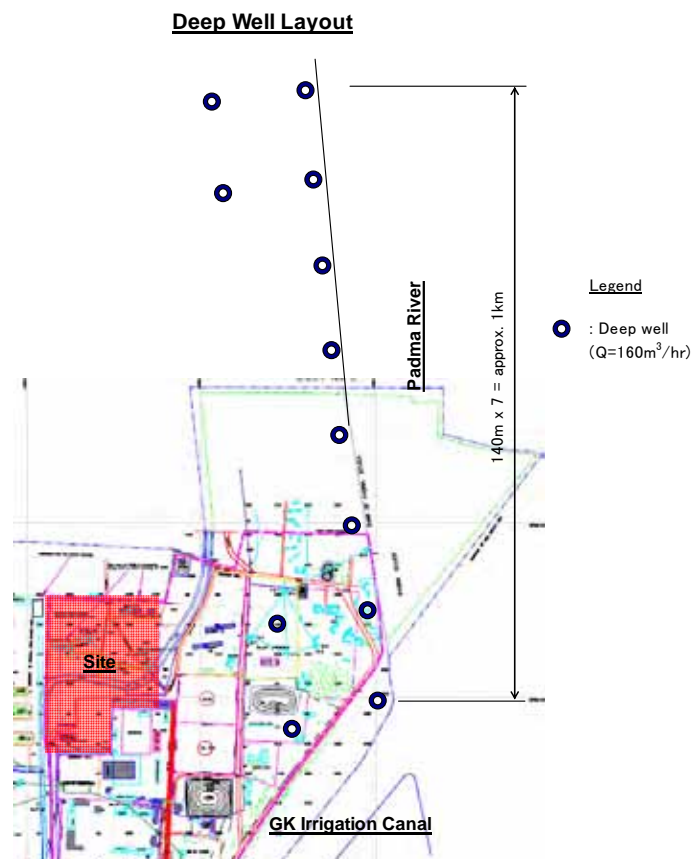


Figure I-4-7-1 井戸群配置図

モデルに適用した地盤の水利特性値を Table I-4-7-2 に示す。

Table I-4-7-2 モデルに適用した地盤の水利特性値

Layer	Lithology	Thickness (m)	Kx m/d	Ky m/d	Kz m/d	Ss (1/m)	Sy (%)	Effective porosity (%)	Total porosity (%)
1	Clay and silt	0-36	1	1	0.1	0.0001	0.03	0.06	0.5
2	Very fine to fine sand	5-51	10	10	1	0.0001	0.18	0.18	0.2
3	Medium to coarse sand and gravel	75 +	45	45	4.5	0.007	0.25	0.27	0.3

Explanation: Kx = Hydraulic conductivity in the x direction, Ky = Hydraulic conductivity in the y direction, Kz = Hydraulic conductivity in the z direction, Sy = Specific yield, Ss = Specific storage.

解析結果及び既存井戸への影響

上記のモデルによる、乾季（5月）における20年間の連続揚水解析結果について揚水地点を中心に拡大した図を Figure I-4-7-2 に示す。

揚水地点を中心にした同心円状の地下水位コンター線の概ね EL+6.0m から内側の範囲が揚水による水位低下の範囲に当たり水位低下量は揚水地点で最大 2m 程度である。この水位低下の影響範囲を既存井戸分布図に重ねたものを Figure I-4-7-3 に示す。

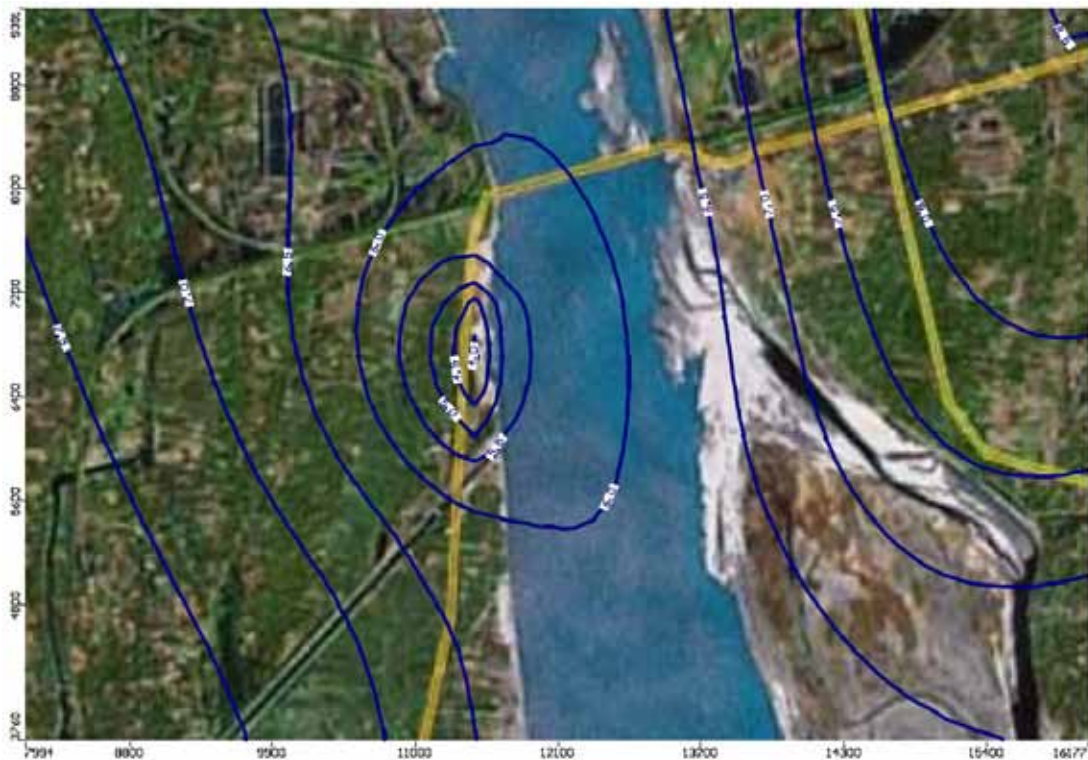


Figure I-4-7-2 乾季（5月）における20年間の連続揚水解析結果（拡大図）

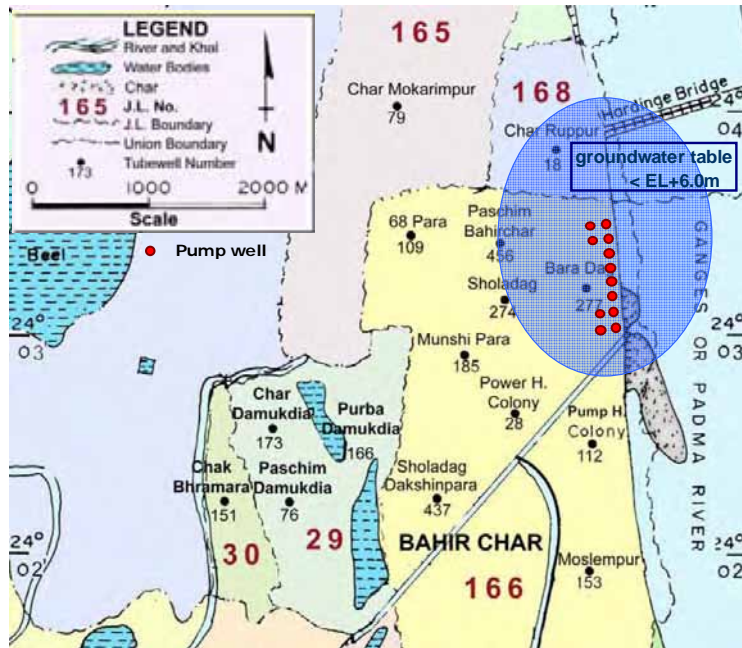


Figure I-4-7-3 乾季（5月）における既存井戸への水位低下影響範囲

4.6.5(2)項「地下水調査」で述べたとおり、手押しポンプ井戸は7.5m程度が汲み上げの限界であるので、上記の検討結果によると、Char Ruppur 村、Bara Dag 村、Sholadag 村及び Paschim Bahirchar 村の手押しポンプ井戸が乾季に汲み上げが出来なくなる可能性があることが分かった。

なお、浅井戸及び深井戸は十分な深さがあり影響は無い。

Table I-4-7-3 既存井戸への影響

J.L. No.	Geo code	Locality	Area (km <sup>2</sup> )	House Hold (nos)	Population (2001) (head)	HTWs (nos)	Water Bodies (nos)	Impact
30	213	Chak Bheramara	0.81	196	929	151	11	
165	307	Char Mokarimpur	4.04	122	492	79	13	
168	331	Char Ruppur	1.28	28	346	18	17	Y*
29	355	Damukdia	2.97	647	3,095	415	12	
		Char Damukdia		181	936	173	4	
		Purba Damukdia		365	1,705	166	5	
		Paschim Damukdia		101	454	76	3	
166	902	Pashchim Bahirchar	12.88	3,412	16,889	2,077	53	
		Powerhouse Coloney		175	767	28	1	
		Bara Dag		279	1,420	277	4	Y
		68 Para		141	694	109	3	
		Moslempur		444	2,218	153	3	
		Munshi Para		241	1,174	185	4	
		Sholadag Dakshinpara		552	2,716	437	8	
		Sholadag		551	2,712	274	9	Y
		Paschim Bahirchar		856	4,334	456	13	Y
		Pumphouse Coloney		70	353	112	6	
Bengal Para	103	501	46	2				

\* : Y means "Yes, may be effected"

よって、上記4村とりわけ揚水地点に近い Bara Dag 村の既存の手押しポンプ井戸に関しては、発電所の運転期間中、とりわけ乾季には注意深く状況を観測し、汲み上げができない井戸が見つかった場合には、NWPGL の責任で以下の対策を講ずるものとする。

#### 対策工

বাংলাদেশ国内で広く使われている 30-37m の汲み上げ能力がある深層設置手押しポンプ井戸 (Tara ポンプ) を設置する。設置に際しては、乾季の地下水位にみあった必要十分な井戸の深さを確保するものとする。

なお、地下水調査および検討の詳細については、添付資料 2 地下水調査報告書、添付資料 3 地下水検討報告書を参照のこと。

### (3) 冷却設備の選択

本プロジェクトの冷却設備として考えられる一過式冷却設備、強制通風冷却塔設備、強制通風空気冷却設備の三つの設備について調査・検討を行った。

この中で、一過式冷却設備については、年間を通した必要な冷却水量の安定的に確保が困難で、当該プロジェクトの冷却設備としての採用は不可能であることが分かった。また、強制通風空気冷却設備については、プラント性能と経済性の面で他の二つの設備に比較して大きく劣っており、当該プロジェクトの冷却設備としての採用は見送ることとした。

これに対して、強制通風冷却塔設備は、一過式冷却設備に比較して正味発電出力では約 5,000 kW 劣るものの経済性の面では同等であり、必要となる補給水についても、周辺環境へ大きな影響を与えることなく長期間に亘って必要量の地下水を深井戸から汲み上げて安定的に確保できることから、この設備を本プロジェクトの冷却設備として推奨する。

ただし上記の深井戸の検討のところ述べているように、サイト近傍の一部既存井戸に関しては影響が懸念されるため、継続的に状況を観測し、必要があれば NWPGL の責任で対策を講ずるものとする。

## 4.8 資機材搬入方法

蒸気サイクルを含む火力発電所は通常、冷却水を確保しやすい海岸・川岸等に立地されるため、重量物・大物の輸送は通常、船により直接サイトに搬入する。ベラマラサイトはパドマ川近傍に位置するが、サイト近傍のパドマ川水位は年間を通じて最大 10m も変動する。そのため、ベラマラ発電所建設に伴う資機材のうち、重量物を諸外国からベラマラ発電所

まで搬入する場合に、計画通りに重量物をベラマラ発電所まで搬入できない可能性がある。このため、本調査においては資機材搬入方法について陸上輸送を含めた調査・検討を実施した。

#### 4.8.1 資機材の調達

ベラマラ発電所建設に伴う総輸送重量は約 3 万トンである。そのうち、約 1 万トンがガスタービン、HRSG、蒸気タービン等のプラント構成機器、約 2 万トンがセメント、砂利、砂、鉄筋等の建設資材である。

プラント構成機器のほとんどは国外からの輸入によるが、セメント、砂利、砂、鉄筋等の建設資材は国内調達が可能である。セメントはモングラ、砂利、砂はバングラデシュ東北部の Sylhet から、鉄筋はダッカから調達可能である。

工事契約者によっては、これらの建設資材を国外から輸入することも考えられるが、国内調達可能な資材についての輸入はバングラデッシュ政府が認めていない。

#### 4.8.2 搬入重量物

建設資機材の輸送で十分検討が必要なものは重量物である。主な重量物は主機であるガスタービン、蒸気タービン、HRSG、発電機および変圧器である。

#### 4.8.3 輸送制限

陸上輸送の際の輸送制限は以下の通りである。

高速道路はトラック及びトレーラ等の軸荷重ベースで 10 トン、橋及びカルバートはスパン、レーン当りの荷重、35 トンで設計されている。陸上輸送ではトラック及びトレーラ等の車軸重量は 10 トン以下にする必要がある。

また、法律(Gazette Notification of Government Regulation regarding Carrying Capacity of Road)及び道路管理者の見解 (Letter of Superintending Engineer, Roads & Highway Department(RHD) on Carrying Capacity of Road) から陸上輸送は 40 トン以下に制限されている。したがって、40 トンを超える重量物については河川輸送を考慮する必要がある。

重量が 40 トン以下であれば、通常は幅 2.5m×高さ 2.5m×長さ 6m、先導車付で最大で幅 2.5m×高さ 2.5m×長さ 12mの貨物輸送は、道路管理者への許可申請を必要としない。

#### 4.8.4 調査方針

本プロジェクトで計画するプラント構成機器は 40 トン以下が約 5,500 トン、40 トン以上が

約 4,500 トンである。本調査においては前項の陸上輸送制限を考慮し、40 トンを超える重量物は次項にあげる河川輸送を主案に検討した。40 トン以下の資機材についてはモングラ港からベラマラサイトまでの陸上輸送とした。

#### 4.8.5 候補搬入経路の選定

4.8.2 項に示した重量物を諸外国からベラマラ火力発電所まで搬入する場合の候補搬入経路を下記に示す。

##### (1) バングラデッシュ国内での最初の荷揚港

バングラデッシュ国内での最初の荷揚港として、代表的なモングラ港とチッタゴン港を候補港として選定し、受入港としての適性を調査した。

##### 1) モングラ港

年間を通して、大型貨物船の寄港が可能であるが、100 トン以上の重量物は港湾外でバージに移して河川輸送することになる。

##### 2) チッタゴン港

重量物の荷揚作業は、大型貨物船の吃水を考慮して、港湾外でバージに移して河川輸送することになる。モンスーン時期の港湾外のベンガル湾は、波が高く荒れているのでバージへの移送は困難である。このためモンスーン時期にチッタゴン港からの河川輸送はできない。

モンスーン時期以外のベンガル湾は穏やかで、バージへの移送は問題ない。但し、チッタゴン港は1月と2月以外は貨物船等で非常に混雑している。

##### 3) 荷揚港選定結果

本調査ではモンスーン時期に利用できるモングラ港をバングラデッシュ国内での最初の荷揚港とすることを推奨する。

##### (2) 候補搬入経路

重量物の輸送ルートとしては、モングラ港からの以下の3ルートの調査、検討をした。

ルート 1. モングラ港～ガンジス河～パドマ川～ベラマラの河川輸送ルート

ルート 2. モングラ港～ガンジス河～ジャムナ河～シラジガンジの河川輸送と  
シラジガンジ～ベラマラの陸上輸送ルート

ルート 3. モングラ港～ベラマラの陸上輸送ルート



Figure I-4-8-1 に重量物をモングラ港からベラマラサイトまで搬入する場合の候補搬入経路を示す。

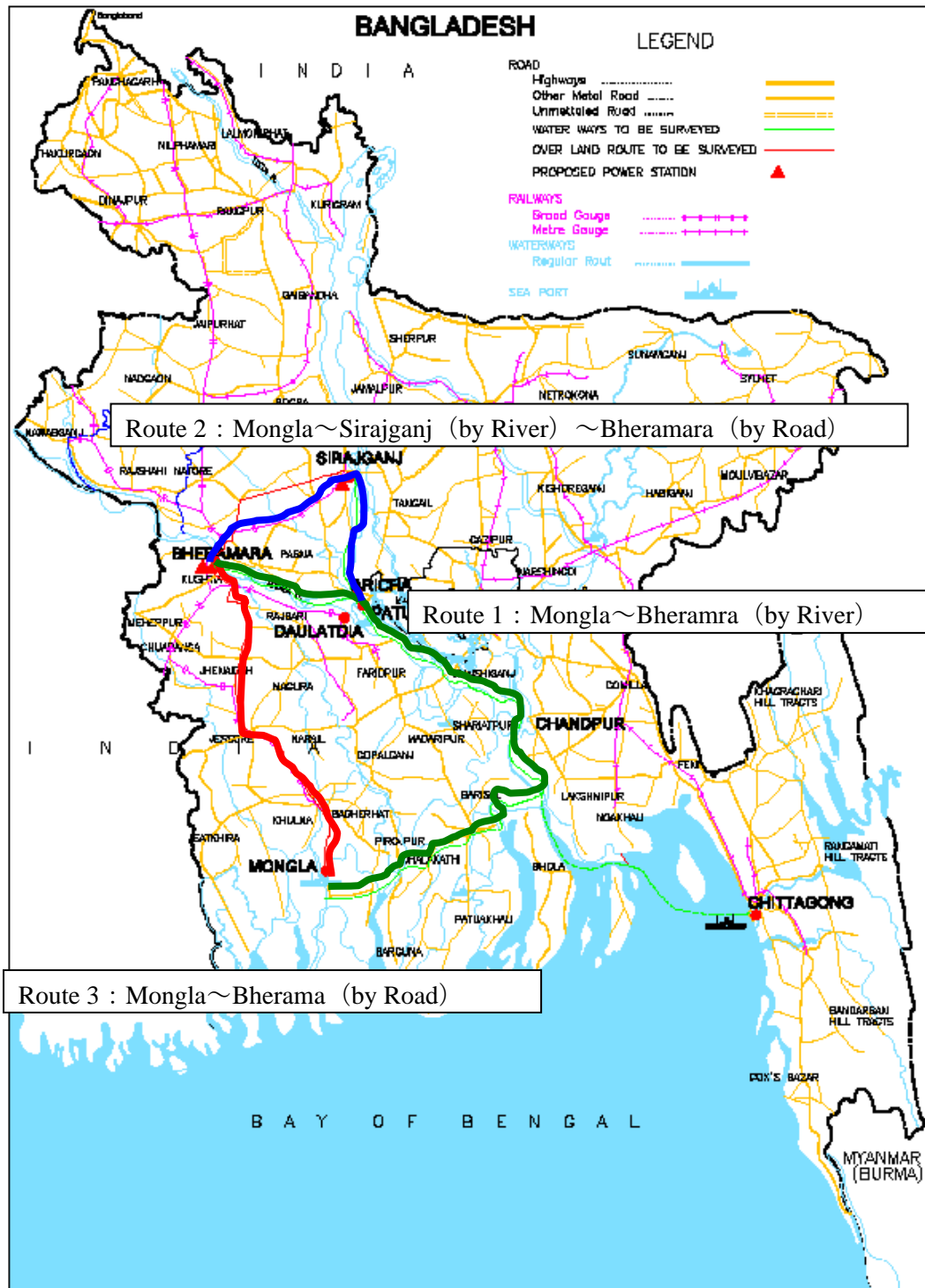


Figure I-4-8-1 候補搬入経路

#### 4.8.6 候補搬入経路の調査

##### (1) モングラ港～ベラマラサイト (河川輸送)

モングラ港からベラマラサイトまではガンジス河、パドマ川を遡上する。これらの大河の川幅は数 km にもおよぶため雨季には相当な水量・水位となる一方、乾季においてはところどころ中洲ができるほど水位が低下する。特にパドマ川の乾季の水深は浅く、通年の航行ができない可能性がある。したがって、重量物輸送時に使用するバージ船の吃水を十分確保できる期間を評価する必要がある。

##### 1) 河川調査

まずモングラ港からベラマラサイトまでの河川輸送ルートの水深及び状況を調査した。本ルートの総輸送ルート長は 377km である。

水深は河川中央で 4.5m 以上あり、今回使用する最大級の 600 トンバージ及びタグボートの吃水 1.22m - 2m に対しても十分な水深である。航路障害物としてはモングラ港から 89km の箇所に Gabkhan Bridge があるが、バージ船甲板から 8m の高さにあり、重量物輸送に支障はない。

##### 2) 河川輸送期間

河川管理者の情報によれば、Mongla 港から Daulatdia までは、年間を通してバージによる河川輸送が可能である。年間を通して、吃水が 1.5～2.5 m のバージ及びタグボートが航行している。今回使用する最大級の 600 トンバージの吃水は 1.22m、タグボートの吃水は 2m であることから、この区間では 7月から 9月までの河川輸送が可能と判断できる。

同様に、河川管理者及び運輸業者の情報では、Daulatdia から Bheramara までのパドマ川は 7月から 9月までの期間、河川輸送が可能である。

BPDB から入手したパドマ川にかかるベラマラ発電所候補地近傍にあるハーディング橋下流 1km での過去 30 数年間の水位データでは、7月から 9月までの河川水位データはほぼ同じレベルを示している。このデータと 7月に実測したパドマ川の水深データから、8月、9月のこの区間の水深はバージによる河川輸送に支障のないレベルにあることが推測できる。但し、この区間は、流れの変化で土砂堆積等の不測の事態を防ぐために、河川管理者の協力と浚渫船の準備が必要である。

##### (2) モングラ港～シラジガンジ (河川輸送) ～ベラマラサイト (陸上輸送)

モングラ港からシラジガンジまでの河川輸送ルートの水深及び状況を調査した。総輸送ルート長は 365km である。モングラ港から Daulatdia までは、4.8.6 項(1)のモングラ港か

らベラマラまでの河川輸送ルートと同じである。Daulatdia からシラジガンジまでのジャムナ河は、7月から9月までのモンスーン期間のみ、バージによる河川輸送が可能である。この区間は、流れの変化で土砂堆積等の不測の事態を防ぐために、河川管理者の協力と浚渫船の準備が必要である。

2008年7月の河川調査結果から水深は河川中央で4.8m以上あり、最大級の600トンバージ及びタグボートの吃水1.22m-2mに対しても十分な水深である。

従って、Daulatdia からシラジガンジまでのジャムナ河の状況はDaulatdia からベラマラサイトまでのパドマ川の状況と同様の状況であるため、シラジガンジまでしか河川輸送しない本ルートのメリットはないと考える。

### (3) モングラ港～ベラマラサイト (陸上輸送)

モングラ港からベラマラサイトまでは、2車線の高速道路で繋がっている。

概要は以下である。

- ・ 距離は226kmで、すべてがアスファルトの舗装道路である。
- ・ この区間には29の橋、75のカルバート、12のロータリ、1つの料金所があり、クシュティア、ジェッソーレおよびクルナの大きな市街地を通過することになる。
- ・ 道路幅は4.5mから9.1mで、路肩は片側0.61mから1.37mである。
- ・ 部分的に痛んでいるモングラ港から5kmの間以外は良好な道路状況で、20-90度のターニングポイントが128箇所ある。
- ・ 道路上を高さ3.5m-9.1mで横切っている電線が70箇所ある。
- ・ ベラマラサイトから26kmと28kmの地点に幅3.84mのカルバートがあるが、40トントレーラーが通行できる幅である。

結果として、法律で規制される積載重量40トン以下、軸荷重10トン以下、幅2.5m、高さ2.5m、長さ12m(先導車付き)までの貨物であれば、この区間での道路、ターニングポイント、橋及びカルバートの改造、バイパス道路の設置、交通規制、歩道橋、信号の移動等は必要ない。

### (4) 輸送コストの比較

重量物以外の輸送はモングラ港からベラマラサイトまでの陸上輸送とした。シラジガンジを経由するルート2は(3)項で述べたように河川輸送がベラマラサイトまで直接河川輸送する場合と同様に3ヶ月に制限され、メリットがないためコスト検討の対象外とした。ルート1とルート3の総輸送コストは約204 million Taka及び274 million Takaである。すべてを陸上輸送するルート3のコストには、40トン以上の重量物の輸送により発生する道路、橋及びカルバート、バイパス道路等の改修費用は入っていない。これらを考慮

しなくてもルート1が最も安価である。

#### 4.8.7 推奨搬入経路

重量物の輸送ルートの課題とコストのまとめを以下に示す。

各輸送ルートの課題と対策及びコスト評価から、重量物輸送ルートとしてモングラ港からベラマラサイトまでの河川輸送ルート1（河川輸送期間3ヶ月）が推奨できる。

重量物輸送ルート	課題	対策	コスト
<b>ルート1</b> 河川輸送： モングラ港～ベラマラサイト	河川輸送必要期間が3ヶ月であり、河川利用可能期間と同じ。	天候不順等による河川輸送のリスクを低減するため、HRSGモジュールを陸上輸送可能な構成とし、河川輸送期間を短縮する。最大1ヶ月の短縮が可能。重量物の輸送許可申請の検討。	低
<b>ルート2</b> 河川輸送： モングラ港～シラジガンジ 陸上輸送： シラジガンジ～ベラマラサイト	河川輸送がルート1と同様に3ヶ月に制限され、シラジガンジまでしか河川輸送しない本ルートのメリットはない。	検討対象から外した。	検討対象から外した。
<b>ルート3</b> 陸上輸送： モングラ港～ベラマラサイト	重量物の陸上輸送。	事前の具体的な輸送計画に基づく道路監理者と綿密な検討が必要	高

GT 燃焼器、動静翼等は定期的なメンテナンスが必要であり、運転開始後も輸送体制を確保する必要がある。これらの部品は陸上輸送限界以下（重量 40 トン以下、サイズ幅 2.5m×高さ 2.5m×長さ 12m 以下）なので、適宜、陸上輸送による供給が可能である。

一方、GT ロータは定期的なメンテナンスは必要としないが、プラント寿命 30 年の期間では一度は工場へ搬出して点検・修理が必要となる可能性がある。

ベラマラ発電所では常設物揚場を建設するため、河川輸送も可能であるが、期間は 7 月から 9 月に限られてしまうため、既設 Mymenshingh 発電所のように道路管理者の許可を取得して陸上輸送を行えるよう検討すべきである。

重量物輸送の許可申請にあつたては、輸送する重量物の重量と大きさ、適用するトレーラ、

輸送ルート、輸送時期、時間、道路、橋及びカルバートの強度チェック及び補強、バイパスルートの検討等、道路管理者との綿密な検討が必要である。

#### 4.8.8 メンテナンス時の重量物輸送方法

GT 燃焼器、動静翼等は定期的なメンテナンスが必要であり、運転開始後も輸送体制を確保する必要がある。これらの部品は陸上輸送限界以下（重量 40 トン以下、サイズ幅 2.5m×高さ 2.5m×長さ 12m 以下）なので、適宜、陸上輸送による供給が可能である。

一方、GT ロータは定期的なメンテナンスは必要としないが、プラント寿命 30 年の期間では一度は工場へ搬出して点検・修理が必要となる可能性がある。

ベラマラ発電所では常設物揚場を建設するため、河川輸送も可能であるが、期間は 7 月から 9 月に限られてしまうため、前出の Mymensingh 発電所のように道路管理者の許可を取得して陸上輸送を行えるよう検討すべきである。

重量物輸送の許可申請にあつたては、輸送する重量物の重量と大きさ、適用するトレーラ、輸送ルート、輸送時期、時間、道路、橋およびカルバートの強度チェックおよび補強、バイパスルートの検討等、道路管理者との綿密な検討が必要である。

#### 4.9 プロジェクトスケジュール

当初、「バ」国側からの要望により 2012 年末にベラマラ CCPP の完成を目標としていたが、ガス供給が遅れることから、より現実的、かつ出来る限り早くベラマラ CCPP を完成すべく、2014 年 9 月末の運開を目標とする。

プロジェクトスケジュール策定に当っては、下記事項がクリチカルポイントとなる。

- (1) 重量物（40 トン以上）は、モングラ港からベラマラ発電所まで水上輸送する計画であるが、パドマ川の水深とバージ船のドラフト（喫水）との関係から輸送できる期間が 7 月から 9 月の 3 ヶ月に限定される。
- (2) 昨今、世界的に F 型ガスタービンの需要が高く、4 大ガスタービンメーカ（GE、三菱、アルストム、シーメンス）の工場の製造ラインが数年先まで満杯の状況であり、現時点では F 型ガスタービンは設計から FOB まで約 25 ヶ月を要する。

Table I-4-9-1 にプロジェクト実施に必要な月数、Figure I-4-9-1 にプロジェクトスケジュールを示す。

- (1) JICA 標準：コンサルタントおよびメーカ選定の工期を JICA の標準スケジュールとした。この場合、ガスタービンの FOB 後、海上輸送を経て「バ」国の受入港に到着する

時期が7月以降となるため、水上輸送まで9ヶ月の待機となり、効率的に工事を実施できない工程となる。

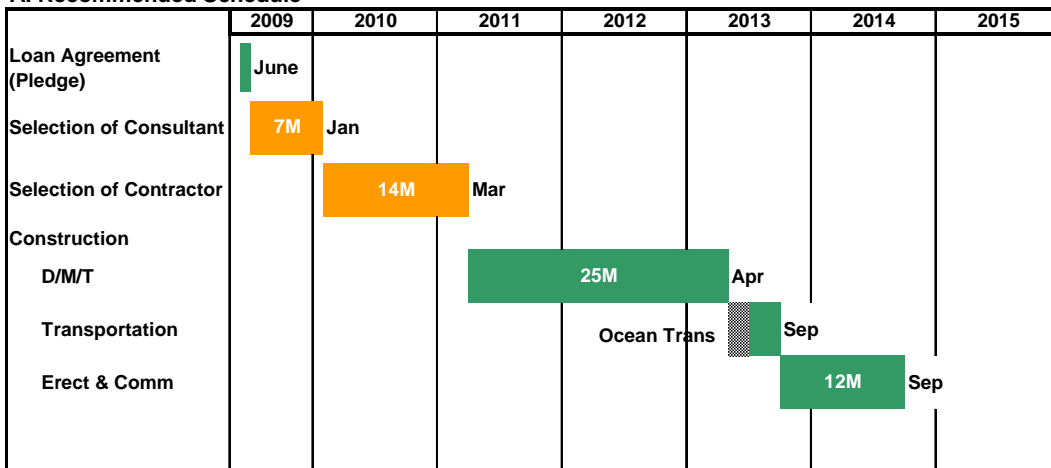
- (2) 推奨案：上記 JICA 標準を基に、ガスタービンなど重量物がモングラ港に到着する時期が7月前になるように、コンサルタントおよびメーカー選定期間をそれぞれ1ヶ月短縮したスケジュールである。

Table I-4-9-1 プロジェクト実施に必要な月数

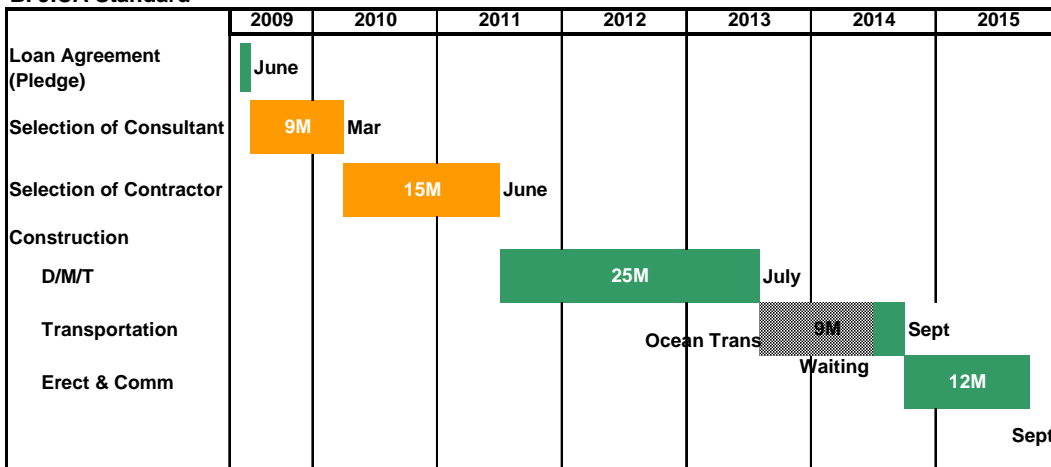
	コンサルタント 選定	メーカー 選定	建設工期				合計
			*1	*2		*3	
				待機	輸送		
JICA 標準	9M	15M	25M	9M	5 M	12 M	51M
推奨	7M	14M	25M	0M	5 M	12 M	42M

備考：\*1 設計および製造、\*2 輸送、\*3 据付および試運転

A. Recommended Schedule



B. JICA Standard



Remarks : D/M/T - Design, Manufacturing and Test

Figure I-4-9-1 プロジェクトスケジュール

#### 4.10 ガスタービン長期保守契約の概要

ガスタービンの保守では高温部品の定期的な点検・修理・交換が比較的短い間隔で発生するため、それをある一定期間、一括で提供する契約 (Long Term Service Agreement, 以下 LTSA) が GE 社をはじめとする各ガスタービン製造者等から提供されており、CCPP 運営においては主流の契約形態となりつつある。

ベラマラ CCPP は新発電会社となる NWPGL にはじめての F 型 GT を使った CCPP となる予定である。また、NWPGL は既存の BPDB 体制よりも少人数で効率的な運営めざす計画である。したがって、LTSA は技術サポートの面から CCPP の安定運転には必要なサービスと考える。また、経済的にも個別発注より有利であり、かつ費用負担の平準化により経営の安定化が図れるため、NWPGL の安定した利益の確保に大きく貢献する。

したがって、本調査では LTSA を本プロジェクトの対象範囲とすることを推奨する。

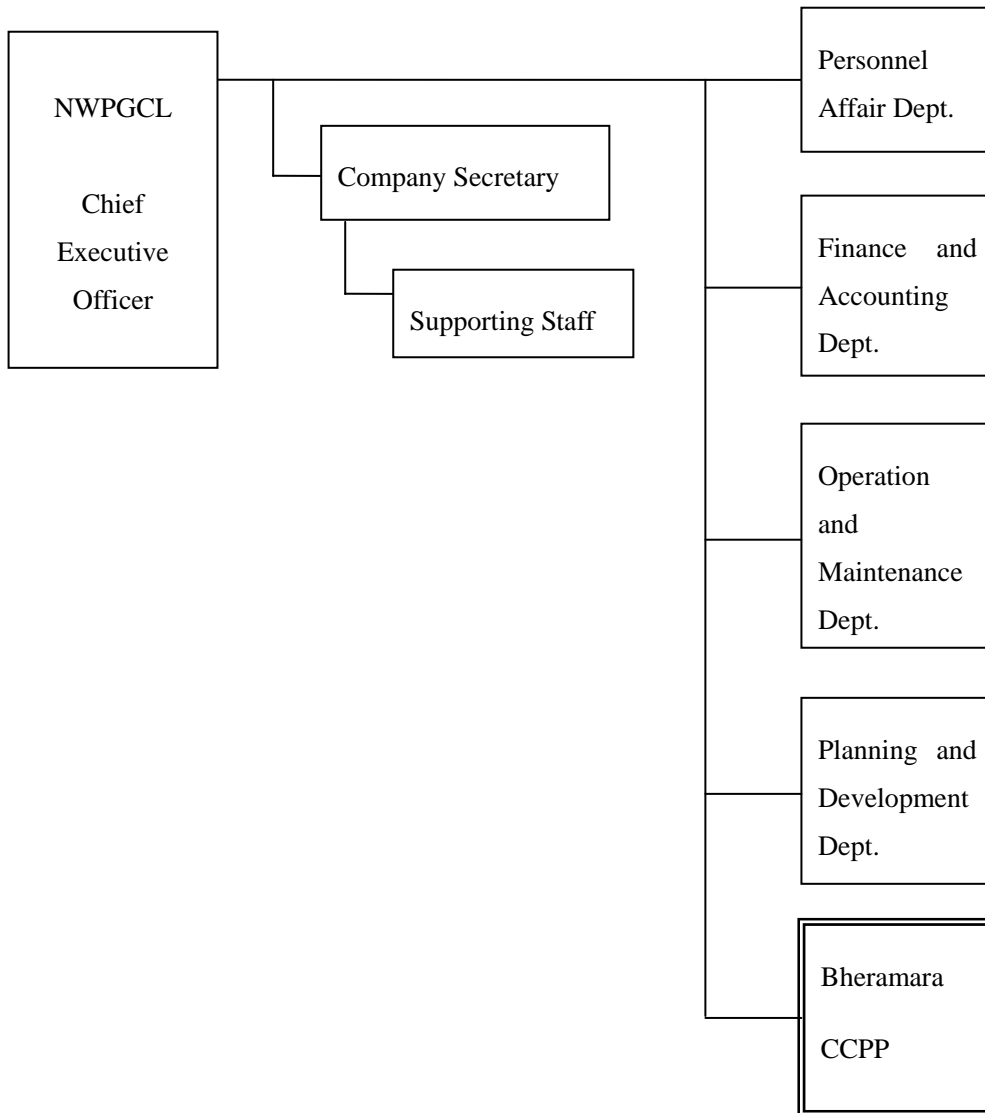
#### 4.11 実施体制

ベラマラ CCPP 建設時の実施体制を示すものである。本発電所を管轄する NWPGL 内にプロジェクトを実施するための組織を立ち上げ、プロジェクトの円滑な実施に当たるものとする。

ベラマラ CCPP 完成後は、発電所内に組織される技術、補修、運転部門に移行する。

##### (1) Project Implementation Unit (PIU) の設置

NWPGL の組織は以下に示すような組織を提案しており、Project Implementation Unit (PIU) は CEO の直下に設置する。PIU が本プロジェクトの実施の中心的な役割をする。



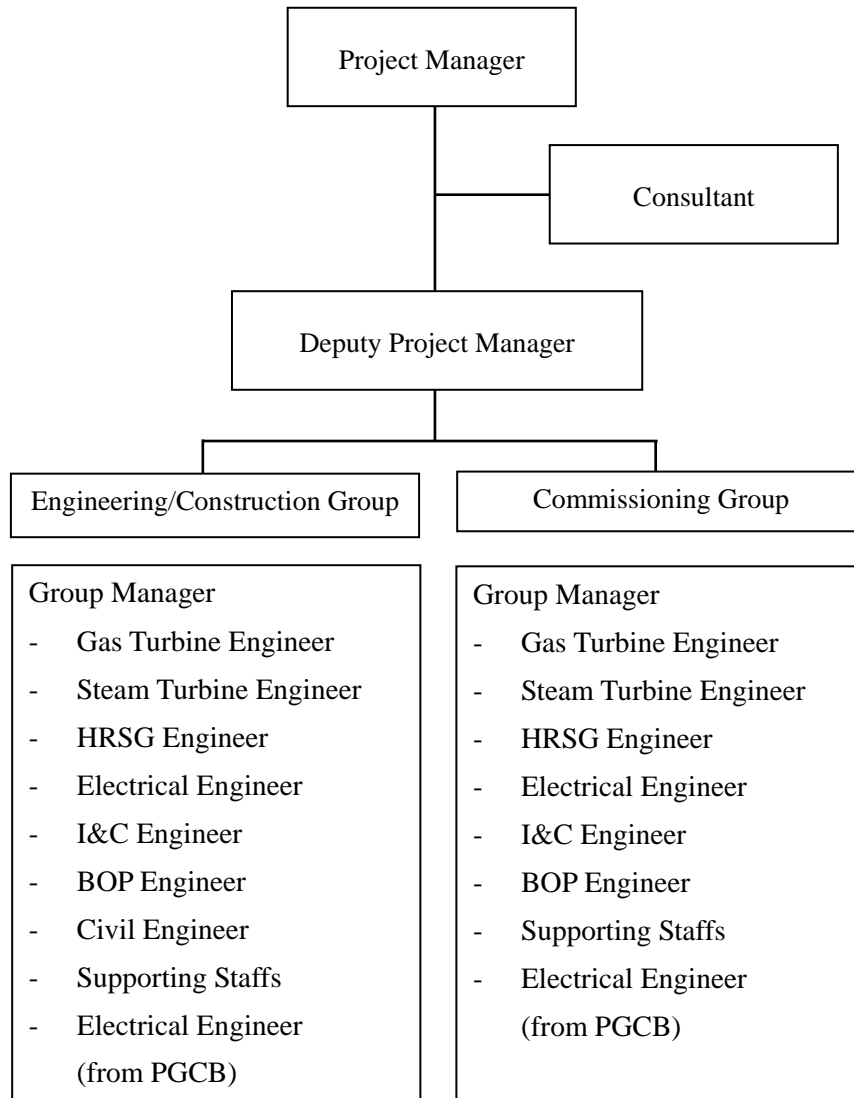
(2) PIU の組織

PIU の組織は、下図に示すように Project Manager を筆頭に、コンサルタントがアドバイザーとして PIU を支援し、Engineering/Construction Group および Commissioning Group の 2 部門で構成する。

NWP GCL の設立を契機に、組織をよりスリム化し、柔軟な対応が出来るようにすること、PIU の Project Manager にある程度の権限（例えば、1 Mil.US\$以下の物品購入は Project Manager の裁量で購入できるなど）を持たせることが、重要と思われる。



1) PIU の組織



4.12 結論

4.1 項から 4.11 項で検討した建設計画の技術的実行可能性について、電力需要、裨益効果、電源開発計画、系統計画、燃料供給計画、サイト状況、発電設備基本方式の検討、資機材搬入方法、実施体制、プロジェクトスケジュール、ガスタービン長期保守契約の概要を検討した結果、ベラマラ CCPP の建設計画は、概ね妥当と判断する。但し、ガス供給の動向については今後、注意深く状況を見ていく必要がある。