

**インド国**

**経年化石炭火力発電設備の更改・改修  
に係る情報収集・確認調査**

**ファイナル レポート**

**平成 24 年 6 月  
(2012 年)**

**独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)**

**電源開発株式会社**

## 目 次

## 要 約

1. 調査の目的 .....	1
2. 調査日程 .....	1
3. 調査対象発電所 .....	1
4. 結 論 .....	2

## 第1章 序 論

1.1 調査背景 .....	1-1
1.2 調査の目的 .....	1-1
1.3 調査期間 .....	1-2
1.4 調査業務の内容 .....	1-2
1.5 調査の基本方針 .....	1-2
1.6 運営面の基本方針 .....	1-3
1.7 調査対象発電所（ユニット）とカウンターパート .....	1-5

## 第2章 インド国および対象州の電力セクターの概要

2.1 政府方針 .....	2-1
2.2 対象州の経済・財政状況 .....	2-3

## 第3章 現地作業

3.1 第1次現地作業 .....	3-1
3.2 第2次現地作業 .....	3-2
3.3 第3次現地作業 .....	3-3

## 第4章 対象発電所の調査結果

4.1 マハラシュトラ州、Parli発電所3号機から5号機 .....	4-1
4.2 マハラシュトラ州、Bhusawal発電所2号機と3号機 .....	4-12
4.3 マディアプラデッシュ州、Satpura発電所1号機から5号機 .....	4-19
4.4 ウッタルプラデッシュ州、Obra発電所1号機から8号機 .....	4-27

## 第5章 結論と提言

5.1 結論 .....	5-1
5.2 提言 .....	5-5

## 添付資料

Attachment-0	Photos of Field Works (Phase 1 to 3)
Attachment-1	Parli TPS Complete Replacement (Outline layout drawing)
Attachment-2	Bhusawal TPS Complete Replacement (Outline layout drawing)
Attachment-3	Satpura TPS Complete Replacement (Outline layout drawing)
Attachment-4	Obra TPS Complete Replacement (Outline layout drawing)
Attachment-5	ODA Loan Procedure
Attachment-6	Estimated Pre-construction Schedule from ODA Loan Agreement
Attachment-7	Minutes of Meeting: Kick off Meeting
Attachment-8	Minutes of Meeting: Field Work Phase-2
Attachment-9	Minutes of Meeting: Field Work Phase-3

## 表リスト

表 0-1	更改評価結果概要（Parli 発電所 3 号機から 5 号機）	3
表 0-2	改修・近代化評価結果概要（Parli 発電所 3 号機から 5 号機）	4
表 0-3	更改評価結果概要（Bhusawal 発電所 2 号機と 3 号機）	5
表 0-4	更改評価結果概要（Satpura 発電所 1 号機から 5 号機）	6
表 0-5	更改評価結果概要（Obra 発電所 1 号機から 8 号機）	7
表 0-6	調査対象発電所の現状設備・運用一覧	9
表 1.7-1	対象発電所とユニットおよび調査区分	1-6
表 2.1-1	Target Energy Consumption at 2014-15	2-2
表 2.1-2	Number of R&M Units and Improved Output (MW)	2-2
表 2.2-1	Net State Domestic Product (NSDP) & Population	2-3
表 2.2-2	Power Demand Forecast (All India)	2-5
表 2.2-3	Power Demand Forecast (Target States)	2-6
表 2.2-4	National Indian Installed Capacity	2-6
表 2.2-5	Installed Capacity of States	2-7
表 2.2-6	List of Completed/Ongoing/Planned Projects for Target State Utilities	2-7
表 2.2-7	Growth of Transmission Sector since 6th Five Year Plan	2-8
表 2.2-8	Financial Performance of 20 Major States, excluding Delhi and Odisha	2-9
表 2.2-9	Financial Performance of Target States in 2008-09 (Provisional)	2-9
表 2.2-10	Rural Electrification (as of 2011-12)	2-9
表 3.1-1	Schedule of the Field Work Phase 1	3-1
表 3.2-1	Schedule of the Field Work Phase 2	3-2
表 3.3-1	Schedule of the Field Work Phase 3	3-3
表 4.1-1	Plant Particulars of Parli Thermal Power Station	4-1
表 4.1-2	Plant Particulars of Parli 660 MW (same as Bhusawal conditions)	4-4
表 4.1-3	Parli Unit 3, 4 & 5 Fundamental Data for April 2011–February 2012	4-5
表 4.1-4	更改評価結果概要（Parli 発電所 3 号機から 5 号機）	4-9
表 4.1-5	改修・近代化評価結果概要（Parli 発電所 3 号機から 5 号機）	4-10
表 4.2-1	Plant Particulars of Bhusawal Thermal Power Station	4-12
表 4.2-2	Plant Particulars of Bhusawal 660MW	4-16
表 4.2-3	Bhusawal Unit 2, 3 Fundamental Data for April 2011–February 2012	4-17

表 4.2-4	更改評価結果概要（Bhusawal 発電所 2 号機と 3 号機） .....	4-18
表 4.3-1	Plant Particulars of Satpura Thermal Power Station .....	4-20
表 4.3-2	Plant Particulars of Satpura 660MW .....	4-23
表 4.3-3	Satrura PH-1 (Unit 1 to 5) Fundamental Data for April 2011–February 2012.....	4-24
表 4.3-4	更改評価結果概要（Satpura 発電所 1 号機から 5 号機） .....	4-26
表 4.4-1	Plant Particulars of Obra Thermal Power Station .....	4-27
表 4.4-2	Plant Particulars of Obra 660MW .....	4-32
表 4.4-3	Plant Particulars of Obra 660MW .....	4-33
表 4.4-4	更改評価結果概要（Obra 発電所 1 号機から 8 号機） .....	4-34

## 図リスト

図 0-1	調査対象発電所位置図 .....	2
図 1.6-1	JICA 調査団の構成.....	1-4
図 1.6-2	カウンターパートチーム .....	1-4
図 1.7-1	調査対象発電所位置図 .....	1-7
図 2.2-1	Growth Rate of Net State Domestic Product ( <i>Note 4</i> ).....	2-4
図 2.2-2	Per Capita Net State Domestic Product ( <i>Note 5</i> ).....	2-4
図 2.2-3	Deficit Indicator for State Governments: Gross Fiscal Deficit/Gross State Domestic Product (%) ( <i>Note 6</i> ) .....	2-5
図 2.2-4	Trends in Power Demand Trend (as of 2010-11) .....	2-6

## 略語表

Short Title	Official Term
APDRP	Accelerated Power Development & Reform Programme
AWRS	Ash Water Recycle System
BOP	Balance Of Plant
BTB	Back TO Back (DC Interconnection)
CIL	Coal India Limited
COD	Commercial Operation Date
CP	Counterpart
CEA	Central Electricity Authority
DC	Designated Consumer
DPR	Detail Project Report
ECN&S	Energy Consumption Norms and Standards
ECS	Energy Saving Certificate
EIA	Environmental Impact Assessment
EPC	Engineering, Procurement and Construction
EPS	Electric Power Survey
ESP	Electric Static Precipitator
ERP	Enterprise Resource Planning
GDP	Gross Domestic Product
HVDC	High Voltage Direct Current
IDC	Interest During Construction
JICA	Japan International Cooperation Agency
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
LE	Life Extension
MoP	Ministry of Power
MPPGCL	Madhya Pradesh Power Generating Company Limited
MSPGCL	Maharashtra State Power Generation Company Limited
NAPCC	National Action Plan on Climate Change
NDCT	Natural Draft Cooling Tower
NLC	Neyvelli Lignite Corporation Limited
NSDP	Net State Domestic Product
O&M	Operation & Maintenance
ODA	Official Development Assistance
OEM	Original Equipment Manufacturer
OJT	On the Job Training
PAT	Perform, Achieve and Trade
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited
PH	Power House
PLF	Plant Load Factor
R&M	Renovation & Modernization
REC	Rural Electrification Corporation
RLA	Remaining Life Assessment
SLC	Standing Linkage Committee
SPM	Suspended Particulate Matter
TANGEDCO	Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Limited
UPRVUNL	Uttar Pradesh Rajya Vidyut Utpadan Nigam Limited
USAID	United States Agency for International Development
WB	The World Bank

# 要約

## 目 次

### 要 約

1. 調査の目的 .....	1
2. 調査日程 .....	1
3. 調査対象発電所 .....	1
4. 結 論 .....	2

### 表リスト

表 0-1 更改評価結果概要（Parli 発電所 3 号機から 5 号機） .....	3
表 0-2 改修・近代化評価結果概要（Parli 発電所 3 号機から 5 号機） .....	4
表 0-3 更改評価結果概要（Bhusawal 発電所 2 号機と 3 号機） .....	5
表 0-4 更改評価結果概要（Satpura 発電所 1 号機から 5 号機） .....	6
表 0-5 更改評価結果概要（Obra 発電所 1 号機から 8 号機） .....	7
表 0-6 調査対象発電所の現状設備・運用一覧 .....	9

### 図リスト

図 0-1 調査対象発電所位置図 .....	2
------------------------	---



## 要 約

### 1. 調査の目的

本調査の目的はインド国内の経年化した石炭火力発電所に焦点をあて、(1)高効率な発電所へ更改（スクラップビルド）する発電設備と(2)改修・近代化による熱効率の改善を行う発電設備の2種類について、発電設備の現状について情報の収集および現状の確認を行い、更改または改修・近代化を行う必要性、費用対効果を考慮した上で、円借款による支援を検討するための基礎情報とするものである。

### 2. 調査日程

本調査は、2012年1月中旬から2012年6月14日までの期間において実施した。

調査日程は、以下のとおり。

国内準備作業：2012年1月13日～1月21日

第1次現地作業：2012年1月22日～1月28日

（調査対象発電所の設定とドラフトインセプションレポートに基づく調査の進め方の確認）

第1次国内調査：2012年1月29日～3月10日

第2次現地調査：2012年3月11日～4月5日

（対象発電所の調査）

第2次国内調査：2012年4月6日～4月30日

第3次現地作業：2012年5月1日～5月12日

（ドラフト・ファイナルレポートの各州電力会社への説明と合同会議による成案化）

第3次国内調査：2012年5月13日～6月14日

### 3. 調査対象発電所

#### 1) 調査対象発電所（ユニット）選定

第1次現地調査時に行った MoP、CEA、対象州電力会社および JICA が参加したキックオフミーティングにおける協議の結果、MSPGCL の Parli 発電所と Bhusawal 発電所、MPPGCL の Satpura 発電所、UPRVUNL の Obra 発電所が調査対象発電所として選定され、Parli 発電所については改修・近代化と更改の検討を、他の発電所については更改の検討を行うこととした。

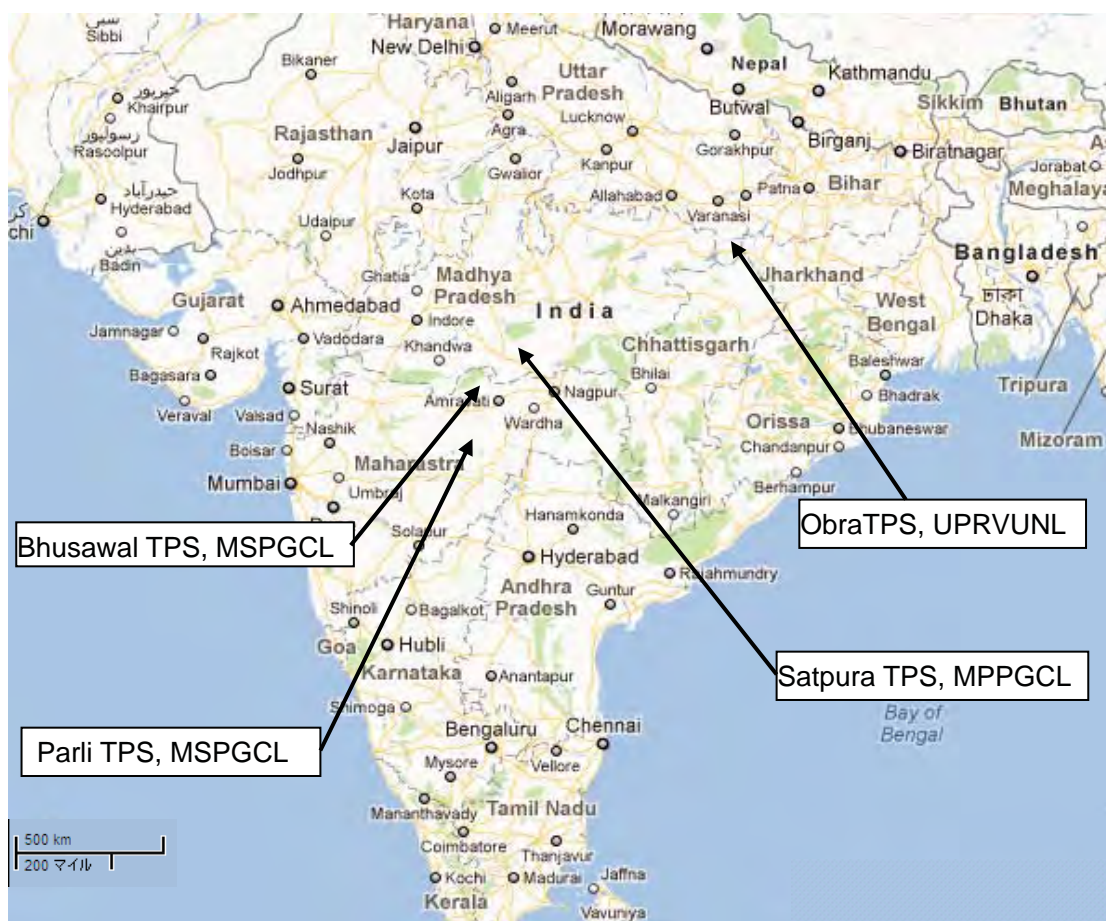


図 0-1 調査対象発電所位置図

#### 4. 結論

##### (1) 更改と改修・近代化の計画

本調査結果を踏まえて、以下のとおり更改と改修・近代化について結論をまとめた。

##### 1) マハラシュトラ州 Parli 発電所

3号機、4号機および5号機に関しては、運開後30年という経過年数およびR&Mのための調査が進行している実態を考慮して、更改ではなく改修・近代化を優先して行うこととし、その項目は、経年劣化によるヒートレートが悪化している蒸気タービン、保守の継続と安全面の確保が困難な微粉炭機および現状の煤塵排出量が規定値を超えている電気集塵機とした。更なる詳細検討については、現在MSPGCLによって作成中の改修・近代化の調査報告書が提出された後に、最終的に実施されるべきである。

調査結果概要は、表0-1、表0-2のとおり。

表 0-1 更改評価結果概要 (Parli 発電所 3 号機から 5 号機)

	Item	Contents
1	更改計画	MSPGCL としては 660MW 新設の計画はないが、調査団としては 3 から 5 号機までの発電設備を廃止した後、1 から 5 号機までの設備の撤去を行い、その敷地に 660MW 発電所 1 基を建設する計画で検討を行った。
2	更改後の主要指標	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 定格出力 (MW): 660 MW</li> <li>- ユニットヒートレート (at PLF: 85%): 2, 130 kcal/kWh</li> <li>- 設備利用率 (PLF) : 85%</li> </ul>
3	更改に係わる要因の検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 土地：土地の新たな取得は必要ない。開閉所は大きな設置面積を必要としない GIS 方式を採用する。開閉所敷地は、送電会社 MSETCL の所有となっていることから、MSETCL の了解を得る必要がある。</li> <li>- 石炭の供給元確保：発電容量が増加した分の割り当てを石炭公社へ依頼する必要がある。</li> <li>- 原水供給システム (冷却水他)：発電容量の増加に伴う取水量の確保については、州政府の了解を得る必要がある。</li> <li>- 送電線容量：400kV の開閉所および送電線の増設の検討が送電会社 MSETCL を含め必要となる。</li> <li>- 灰捨場容量：既設の灰捨場を共用するため、灰捨寿命を検討する必要がある。</li> <li>- 許認可事項：環境に関する許認可、航空障害許可や州政府の発電所建設許可を取得する必要がある。</li> <li>- 財務状況：MSPGCL は、少なくとも至近 5 年間安定的に利益をあげている。</li> </ul>
4	更改による経済効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 更改後の Heat Rate は Bhusawal と同等の 2,130kcal/kWh と想定した。</li> <li>- 効率は、29%の改善となる。</li> <li>- 872kcal/kWh の効率改善効果は、既存設備(210MW×3)の至近年の平均設備利用率 60%相当の発電電力量 3,311.3 百万 kWh に換算すると、年間 288,744 toe の燃料削減効果となる (2012 年省エネルギー規則の toe 価値で換算すると 293 crore)。</li> </ul>
5	CO <sub>2</sub> 削減効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CO<sub>2</sub>削減効果は、1,096,111 tCO<sub>2</sub>と試算される。</li> </ul>
6	資金規模	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 既設設備撤去費用 12 crore</li> <li>- 発電所建設費 3,498 crore (IDC 含まず)</li> </ul>
7	実施体制 (実施機関)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MSPGCL</li> </ul>
8	環境・社会への影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 既設発電所敷地内に建設され、高効率で環境への排出値も減少することから、基本的に問題ないと考える。</li> <li>- 地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。</li> </ul>
9	課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 現状、煤塵規制値 100mg/Nm<sup>3</sup>が遵守できていないことから、更改後は規制値を遵守することが望まれる。</li> <li>- 灰捨場にシートが設置されていないため、灰捨場の水が浸透し地下水への影響が懸念されることから、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングが必要となる。</li> <li>- 超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、研修プログラムの策定、実施が必要となる。</li> </ul>

表 0-2 改修・近代化評価結果概要 (Parli 発電所 3号機から 5号機)

	Item	Contents
1	改修・近代化の手順	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2012年2月に3号機を対象としてボイラ RLA、タービン発電機 RLA、主要補機(BOP) RLA(経年劣化と機器ダメージを目的とした調査) を外部のコンサルタントが実施し、報告書は2012年5月末に発電所へ提出されることになっている。その後の手順としては、Energy Audit Report の作成と評価、R&amp;M 項目の選定評価、選定された R&amp;M 項目に基づいた DPR の作成となり、この DPR をもとに R&amp;M 工事に必要な入札図書を作成することになる。</li> <li>- RLA 調査 (RLA 調査は、2012年2月に実行された)</li> <li>- Energy Audit Report の作成</li> <li>- 改修・近代化項目の選定</li> <li>- 選択された改修・近代化項目に関する DPR の作成</li> <li>- 改修・近代化工事に関する入札図書の作成</li> <li>- 入札と改修・近代化工事の実施</li> </ul>
2	維持管理の状況、過去の主な故障・トラブル事例	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 主なトラブルはボイラチューブリークである。</li> </ul>
3	計画中の改修・近代化項目	<ul style="list-style-type: none"> <li>- タービンの更新 (タービン取替え (新型翼への取替え、出力の増加 210MW から 220MW へ)</li> <li>- BFP の更新</li> <li>- CWP のシステムの更新 (3号機)</li> <li>- 空気圧縮機の更新</li> <li>- 微粉炭機の取替え</li> <li>- IDF、PAF の取替え</li> <li>- ESP の取替え (3号機)</li> </ul>
4	改修・近代化方法の検討とコストの概算	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 発電所側ですでに R&amp;M に関する調査が進んでいることから、調査団が調査報告書のレビューを行い、調査結果への助言を行うことが改修・近代化項目の適切な選択となると考える。</li> <li>- タービン本体の取替えの概算費用 <ul style="list-style-type: none"> <li>*高圧・中圧・低圧タービンに最新の蒸気通路部技術を適用する。</li> <li>*改造においては、高圧・中圧・低圧ロータ、ノズルダイヤフラム、内部ケーシングは更新する。</li> <li>*その他の設備は既設品を流用する。</li> <li>*熱量費率は、約 5%改善が見込まれる。</li> <li>*改修工程は、定期定検時のタービン寸法測定に 0.5 ヶ月、タービン製作に 18 ヶ月、現地での組立工期は試運転を除いて約 3 ヶ月</li> <li>*概算費用は、1 ユニット分のタービン更新で現地での組立作業を含み、約 20 億円</li> </ul> </li> </ul>
5	更改による経済効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 5%の効率改善がタービンの改修、近代化により見込まれ、改修後の Heat Rate は 2,852kcal/kWh と算定される。150 kcal/kWh の効率改善効果は、既存設備(210MW×3)の至近年の平均設備利用率 60%相当の発電電力量 3,311.3 百万 kWh に換算すると、年間 49,669 toe の燃料削減効果となる(2012年省エネルギー規則の toe 価値で換算すると 50 crore)。</li> </ul>
6	CO <sub>2</sub> 削減効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CO<sub>2</sub>削減効果は、188,551 tCO<sub>2</sub>と試算される。</li> </ul>



	Item	Contents
7	課題	- 改修は、設備の経年劣化とともに石炭の発熱量の低下および灰分の増加により必要となっている

(Source: JICA Study Team)

## 2) マハラシュトラ州 Bhusawal 発電所

660MW の超臨界圧石炭火力ユニット 1 基が、現状のリソース（原水、石炭、灰捨場）を活用して、2号機、3号機および廃止となった1号機の跡地にリプレースされるべきである。

調査結果概要は、表 0-3 のとおり。

表 0-3 更改評価結果概要（Bhusawal 発電所 2号機と3号機）

	Item	Contents
1	更改計画	調査団は、2および3号機の発電設備を廃止して、1から3号機の設備を撤去した跡地と開閉所撤去跡地に 660MW×1 を建設することで検討を行った。
2	更改後の主要指標	- 定格出力 (MW):660 MW - ユニットヒートレート(at PLF: 85%): 2,130 kcal/kWh - 設備利用率: 85%
3	更改に係わる要因の検討	- 土地：土地の新たな取得は必要ない。開閉所は大きな設置面積を必要としない GIS 方式を採用する。開閉所敷地は、送電会社 MSETCL の所有となっていることから、MSETCL の了解を得る必要がある。 - 石炭の供給元確保：発電容量が 660MW に増加した分の石炭が不足することになるため、石炭供給元を確保する必要がある。 - 原水供給システム（冷却水他）：発電容量の増加に伴う Tapi reservoir からの取水量の確保については、州政府の了解を得る必要がある。 - 送電線容量：400kV の開閉所および送電線の増設の検討が送電会社 MSETCL を含め必要となる。 - 灰捨場容量：既設の灰捨場を共用するため、灰捨寿命を検討する必要がある。 - 許認可事項：環境に関する許認可、航空障害許可や州政府の発電所建設許可を取得する必要がある。 - 財務状況：MSPGCL は、少なくとも至近 5 年間安定的に利益をあげている。
4	更改による経済効果	- 更改後の Unit Heat Rate は 2,130kcal/kWh と想定する。 - 効率は、24%の改善となる。 - 675kcal/kWh の効率改善効果は、既存設備(210MW×2)の至近年の年間設備利用率 65% 相当の発電電力量 2391.5 百万 kWh を想定すると、年間 161,425 toe の燃料削減効果となる(2012 年省エネルギー規則の toe 価値で換算すると 164 crore)。
5	CO <sub>2</sub> 削減効果	- CO <sub>2</sub> 削減効果は、612,792 tCO <sub>2</sub> と試算される。
6	資金規模	- 既設設備撤去費用 8 Crore - 発電所建設費 3,498 Crore(IDC 含まず)
7	実施体制 (実施機関)	- MSPGCL
8	環境・社会への影響	- 既設発電所敷地内に建設され、高効率で環境への排出値も減少することから、基本的に問題ないとする。 - 地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。

	Item	Contents
9	課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 現状、煤塵規制値 150mg/Nm<sup>3</sup> が遵守できていないことから、更改後は規制値を遵守することが望まれる。</li> <li>- 灰捨場から地下へ灰捨場の水が浸透し、地下水への影響が懸念されることから、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングが必要となる。</li> <li>- 超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、研修プログラムの策定、実施が必要となる。</li> </ul>

(Source: JICA Study Team)

### 3) マディアプラディッシュ州、Satpura 発電所

660MW の超臨界圧石炭火力発電ユニット 1 基が、現状のリソース（原水、石炭、他号機用に拡張中の灰捨場）を活用して、1号機から 5号機の跡地にリプレイスされるべきである。

調査結果概要は、表 0-4 のとおり。

**表 0-4 更改評価結果概要（Satpura 発電所 1号機から 5号機）**

	Item	Contents
1	更改計画	MPPGCL の計画では、現在建設工事中の 10 および 11 号機 (250MW×2)が商業運転となった後に PH-1 の発電設備を停止・廃止し、設備を撤去した敷地に 660MW×1 を建設する計画となっている。調査団も同一の計画で検討を行った。
2	更改後の主要指標	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 定格出力 (MW):660 MW</li> <li>- ユニットヒートレート (at PLF: 85%): 2,317 kcal/kWh</li> <li>- 設備利用率 (PLF) : 85%</li> </ul>
3	更改に係わる要因の検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 土地：土地の新たな取得は必要ない。開閉所は大きな設置面積を必要としない GIS 方式を採用する。PH-2、3 の既設設備用冷却水配管の付け替え工事が必要となる可能性がある。</li> <li>- 石炭の供給元確保：発電容量が 660MW に増加した分の石炭が不足することになるため、石炭受け入れ設備の増強や追加の石炭供給元を確保する必要がある。</li> <li>- 原水供給システム（冷却水他）：発電容量の増加に伴う Satpura reservoir からの取水量の確保については、州政府の了解を得る必要がある。</li> <li>- 送電線容量：400kV の開閉所および送電線の増設の検討が送電会社 MPPTCL を含め必要である。</li> <li>- 灰捨場容量：新設の灰捨場（PH-1, PH-2, PH-3 と共用、111ha）を 660MW ユニットに使用する。</li> <li>- 許認可事項：環境に関する許認可、航空障害許可や州政府の発電所建設許可については現在準備段階である。</li> <li>- 財務状況：MPPGCL は、3 会計年度連続で損失を計上している。</li> </ul>

	Item	Contents
4	更改による経済効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Heat Rate は、2,317 kcal/kWh と想定する。</li> <li>- 効率は、43%の改善となる。</li> <li>- 1,729 kcal/kWh の効率改善効果は、既存設備(62.5MW×5)の至近年の年間設備利用率 60%相当の発電電力量 1,642.5 百万 kWh を想定すると、年間 283,988 toe の燃料削減効果となる(2012年省エネルギー規則の toe 価値で換算すると 288 crore)。</li> </ul>
5	CO <sub>2</sub> 削減効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CO<sub>2</sub>削減効果は、1,078,059 tCO<sub>2</sub>と試算される。</li> </ul>
6	資金規模	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 既設設備撤去費用 6 crore</li> <li>- 電所建設費 3498 Crore (IDC 含まず)</li> </ul>
7	実施体制 (実施機関)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MPPGCL</li> </ul>
8	環境・社会への影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 既設発電所敷地内に建設され、高効率で環境への排出値も減少することから、基本的に問題ないと考えられる。</li> <li>- 地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。</li> </ul>
9	課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 現状、煤塵規制値 150mg/Nm<sup>3</sup>が遵守できていないことから、更改後は規制値を遵守することが望まれる。</li> <li>- 既設灰捨場から地下へ灰捨場の水が浸透し、地下水への影響が懸念されることから、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングが必要となる。</li> <li>- 現状、研修プログラムが確立されていないこと、及び超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、特に研修プログラムの策定、実施が必要である。</li> <li>- 財務上、累積損失を抱えていることから、資金返済の対応策が必要である。</li> </ul>

(Source: JICA Study Team)

#### 4) ウッタールプラデッシュ州 Obra 発電所

660MW の超臨界圧石炭火力発電ユニット 1 基を、廃止した 3～6 号機と 8 号機のリソース(原水、石炭、灰捨場)を活用して、Obra C 建設予定地に建設すべきである。加えて、もう 1 基分の石炭、原水が既に確保されていることから、もう 1 基の 660MW の超臨界圧発電ユニットの建設は、全体的なプロジェクトの経済性改善を考慮するならばフィージブルと言える。1、2 号機と 7 号機は、各々の延命期間が終了した後に廃止し、そのリソースはさらなる設備増に利用できる。

調査結果概要は、表 0-5 のとおり。

表 0-5 更改評価結果概要 (Obra 発電所 1 号機から 8 号機)

Item	Contents
更改計画	<p>Obra 1 および 2 号機は、大規模な R&amp;M を 2009 年に実施し、余寿命を 15 年間延ばしたことや 7 号機も設備更新を実施中で、更新後 5 年間程度の運転が期待されている。</p> <p>したがって、新規計画の Obra C(660MW×2)を建設した後に Obra A の寿命が尽きた段階で適宜廃止することが得策であり、今回の調査の対象として Obra C を取り込むように UPRVUNL 側から依頼された。</p> <p>以上に基づき、調査団は、発電所近傍の新規地点 (C 地点) への 660MW×1 建設をリプレースの計画として検討した。</p>

	Item	Contents
2	更改後の主要指標	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 定格出力 (MW):660 MW</li> <li>- ユニットヒートレート (at PLF: 85%): 2380 kcal/kwh</li> <li>- 設備利用率 (PLF) :90%</li> </ul>
3	更改に係わる要因の検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 土地:Obra C 建設地点における 660MW ユニットの土地は既に取得済みである。</li> <li>- 石炭の供給元確保: Obra C には、2つの専用炭鉱から年間 10 百万 t の石炭を供給することとなり、660MW × 1 さらには 660MW × 2 に必要とされる石炭が十分に供給できる。</li> <li>- 原水供給システム (冷却水他): 州政府とは取水量について確約済みである。</li> <li>- 送電線容量: Obra C は、新設の 400kV 送電設備で送電する計画である。</li> <li>- 灰捨場容量: 既設の灰捨場を共用するため、灰捨寿命を検討する必要がある。</li> <li>- 許認可事項: 今後 6 ヶ月以内に EIA レポートの承認を得る予定である。他の許認可は取得済み。</li> <li>- 財務状況: UPRVUNL は、454 Crore の累積損失を抱えている。</li> </ul>
4	更改による経済効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- UPRVUNL が 2009 年に作成した DPR では、Heat rate が 2,380 kcal/kWh である。</li> <li>- 効率は、30%の改善となる。</li> <li>- 1,037 kcal/kWh の効率改善効果は、既存設備(50MW × 2 + 100MW)の至近年の年間設備利用率 60%相当の発電電力量 1,051.2 百万 kWh を想定すると、年間 109,009 toe の燃料削減効果となる (2012 年省エネルギー規則の toe 価値で換算すると 111 crore)。</li> </ul>
5	CO <sub>2</sub> 削減効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CO<sub>2</sub>削減効果は、413,815 tCO<sub>2</sub>と試算される。</li> </ul>
6	資金規模	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 発電所建設費 3,498 crore(IDC 含まず)</li> </ul>
7	実施体制 (実施機関)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- UPRVUNL</li> </ul>
8	環境・社会への影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 新設号機は、高効率で環境への排出値も減少することから、環境または社会への影響は基本的に問題ないと考えられる。</li> <li>- 地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。</li> <li>- また環境面からは、早期に新設大容量発電設備を完成させ、その後 Obra A の各ユニットが寿命を迎えた段階で停止・廃止し、煤塵の排出量が Obra A よりも多い Obra B の停止/R&amp;Mを進めることが推奨される。</li> </ul>
9	課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 現状、煤塵規制値 150mg/Nm<sup>3</sup>が遵守できていないことから、新設後は規制値を遵守することが望まれる。</li> <li>- 灰捨場から地下へ灰捨場の水が浸透していないことを確認するため、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングを行うことが推奨される。</li> <li>- 超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、研修プログラムの策定、実施が必要となる。</li> <li>- 財務上、累積損失を抱えていることから、資金返済の対応策が必要である。</li> </ul>

(Source: JICA Study Team)



表 0-6 調査対象発電所の現状設備・運用一覧

項目	調査対象発電所名			
	MSPGCL		MPPGCL	UPRVUNL
	Parli Unit 3, 4 and 5	Bhusawal Unit 2, 3	Satpura Unit 1 to 5	Obra Unit 1 to 8
1.定格出力	Unit 3: 210MW Unit 4: 210MW Unit 5: 210MW <b>Total: 630MW</b>	Unit 2: 210MW Unit 3: 210MW <b>Total: 420MW</b>	Unit 1: 62.5MW Unit 2: 62.5MW Unit 3: 62.5MW Unit 4: 62.5MW Unit 5: 62.5MW <b>Total: 312.5MW</b>	Unit 1: 50MW Unit 2: 50MW Unit 3: (50MW) Unit 4: (50MW) Unit 5: (50MW) Unit 6: (100MW) Unit 7: 100MW Unit 8: (100MW) <b>Total: 200MW</b> ( ): already retired (Total: 350MW)
2.営業運転開始年	Unit 3: 1980 Unit 4: 1985 Unit 5: 1987	Unit 2: 1979 Unit 3: 1982	Unit 1: 1967 Unit 2: 1968 Unit 3: 1968 Unit 4: 1968 Unit 5: 1970	Unit 1: 1967 Unit 2: 1968 Unit 3: 1968 Unit 4: 1969 Unit 5: 1971 Unit 6: 1973 Unit 7: 1974 [under renovation] Unit 8: 1975
3.設備利用率 (2010年)	Unit 3: 54.06% Unit 4: 60.68% Unit 5: 54.06%	Unit 2: 63.47% Unit 3: 65.31%	Unit 1: 66.57% Unit 2: 60.39% Unit 3: 64.92% Unit 4: 65.45% Unit 5: 64.33 %	Unit 1: 65.63% Unit 2: 69.18% Unit 6: 49.37% Unit 7: 32.26% Unit 8: 11.99%
4.発電端効率 (2010年)	Unit 3: 31.88% Unit 4: 32.01% Unit 5: 30.36%	Unit 2: 30.41% Unit 3: 30.52%	Unit 1: 24.50% Unit 2: 24.45% Unit 3: 23.87% Unit 4: 24.66% Unit 5: 23.57 %	Unit 1: } Unit 2: } Unit 6: } 27.57% Unit 7: } Unit 8: }

(Source: JICA Study Team)

# 第 1 章

## 序 論

## 目 次

### 第1章 序 論

1.1 調査背景 .....	1-1
1.2 調査の目的 .....	1-1
1.3 調査期間 .....	1-2
1.4 調査業務の内容 .....	1-2
1.5 調査の基本方針 .....	1-2
1.6 運営面の基本方針 .....	1-3
1.7 調査対象発電所（ユニット）とカウンターパート .....	1-5

### 表リスト

表 1.7-1 対象発電所とユニットおよび調査区分 .....	1-6
---------------------------------	-----

### 図リスト

図 1.6-1 JICA 調査団の構成 .....	1-4
図 1.6-2 カウンターパートチーム .....	1-4
図 1.7-1 調査対象発電所位置図 .....	1-7

## 第1章 序 論

### 1.1 調査背景

インドでは、近年の急速な経済成長に伴う電力需要の増加が著しく、2009年度は約10.1%の供給電力量不足、約12.7%のピーク電力不足があり、供給力の確保が重要課題となっている。インドの総発電設備容量は199,627MW（2012年3月末時点）であり、その電源構成としては、火力131,353MW（約65.8%）、水力38,990MW（約19.5%）、原子力4,780MW（約2.4%）、再生可能エネルギー24,503MW（約12.3%）となっており、火力発電中心の構成となっている。そのなかでも国内の石炭資源が豊富なことから、石炭火力発電は今後も発電分野で主要電源となることが予想される。

インドでは中央・州政府および、独立発電事業者によって新規火力発電所の建設が進む一方、インド内には発電効率の低い経年化した石炭火力発電所の多くが現在でも稼動しており、非効率な運転による発電出力の低下やCO<sub>2</sub>の排出等、地球環境へ与える負荷は大きく、経年化した石炭火力発電所の調査・分析を行い、適切かつ効果的な更改方針を策定し、より高効率で環境負荷の低い発電所の導入の検討を行う必要性が生じている。

また、インドは急速な経済成長を背景に2009年には1次エネルギー消費量が世界第4位となり、気候変動問題への対応が国際的にも課題となっている。2009年のコペンハーゲン合意に基づきインドが提示したCO<sub>2</sub>排出削減の自主目標はGDP比で20～25%であった。また、2008年に発表した国家気候変動対策における8つの目標の一つには「エネルギー効率の改善」があり、2031年までに605万トン相当のCO<sub>2</sub>排出削減目標を掲げている。インド政府はその国家的な目標達成にむけ、PATスキームと呼ばれるCO<sub>2</sub>削減政策を実施している他、国内の経年化した石炭火力発電所の更改による方針の策定を検討するために2011年8月に我が国へ本調査の支援を要請した。

我が国はインドの電力セクターに対して多くの支援を行っており、近年では円借款によりマハラシュトラ州送変電網整備事業（2007年度、167.49億円）、ハリヤナ州送変電網整備事業（2008年度、209億円）、中小零細企業・省エネ支援事業（フェーズI）（2008年度、300億円）、アンドラ・プラデシュ州農村部高圧配電網整備事業（2011年度、185.90億円）、マディヤ・プラデシュ州送電網整備事業（2011年度、184.75億円）、中小零細企業・省エネ支援事業（フェーズII）（2011年度、300億円）、新・再生可能エネルギー支援事業（2011年度、300億円）などの支援を行っている。また、技術協力により、火力発電運用改善計画調査（2008～2011年）および国別研修等を通じた人材育成を支援してきている。

本調査は、これらの要請の背景および過去の協力を踏まえ、インドの電力セクターへの新たな協力の可能性を検討するための基礎情報を収集・分析するものである。

### 1.2 調査の目的

本調査の目的はインド国内の経年化した石炭火力発電所に焦点をあて、(1)高効率な発電所へ更改（スクラップビルド）する発電設備と(2)改修・近代化による熱効率の改善を行う発電設備の2種類について、発電設備の現状について情報の収集および現状の確認を行い、更改または改修・

近代化を行う必要性、費用対効果を考慮した上で、円借款による支援を検討するための基礎情報とするものである。

### 1.3 調査期間

本調査は、2012年1月中旬から2012年6月14日までの期間において実施される。

### 1.4 調査業務の内容

#### (1) 調査実施項目

- 1) インド政府、電力セクターについての資料・文献調査および関係機関のヒアリング調査
- 2) 対象発電所、および対象ユニットの選定
- 3) 対象発電所の敷地、インフラ状況などの調査
- 4) 対象ユニットの調査（現状の運用状況、維持管理状況、性能など）
- 5) インド実施機関の具体的な更改または改修・近代化計画調査
- 6) 更改（スクラップビルド）または改修・近代化方法の検討
- 7) 更改（スクラップビルド）または改修・近代化の概算コスト算出

本調査では、対象となる石炭火力発電所の現状を把握し、更改または改修・近代化の方針について提案を行うものであるが、調査終了後、本調査の結果を踏まえて、石炭火力発電所の更改又は改修・近代化を支援するための円借款案件の形成を想定するため、調査にあたっては、円借款案件の形成を念頭に置いた情報収集を行う。また、施設整備や機材供与を中心とした案件を検討する際は、維持管理体制が重要となるため、設備の状況のみならず、設備の維持管理状況、事業運営・管理体制についても十分に情報収集を行う。

なお、本調査は、円借款による支援を検討するための基礎情報を得るための調査を行うことが主目的であり、詳細な更改・改修調査、計画は含まれていない。また、カウンターパートからの情報提供は必須であるが、カウンターパートとの情報交換や日本の技術情報の提供は含まない。

### 1.5 調査の基本方針

#### (1) 基本方針

##### 1) 選定基準と調査対象発電所

調査対象発電所候補の選定は、1970-80年代に運開したユニットであること、劣化および改修による効果が期待できる発電所（ユニット）であること、CEAの第11、12次 National Perspective Plan のリストに上げられていること、利用率が低いこと、発電出力が100MW程度の経年化した小規模なユニットが含まれること、今回の成果が広く展開できるように、インド国内に比較的多くある同型種のユニットであることを考慮し、JICA 入手資料から UP 州 UPRVUNL Obra 発電所、MP 州 MPPGCL Satpura 発電所、MS 州 MSPGCL Khapskheda 発電所および Tamil Nadu 州 NLC(Neyvelli Lignite Corporation Limited)Neyvelli 発電所と

TANGEDCO(Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Ltd.)Ennore 発電所を選定した。

## 2) 調査対象発電所の選定

更改又は改修・近代化の対象となる発電所の絞り込み・選定については、JICA、MoP、CEA および州電力会社との協議を踏まえて決定する。

- 3) 調査対象発電所（ユニット）における改修・近代化の調査対象機器は、ボイラ、タービン、復水器、発電機および主要補機（給水加熱器、ボイラ給水ポンプおよび駆動タービン、循環水ポンプ、主変圧器・主制御装置）とする。
- 4) 調査対象発電所の用地（発電所および発電所隣接地も含む）、燃料、燃料受入能力、灰捨場、冷却水、用水、排水、送電線（含む基幹線・変電所）および大型機器搬送ルートに関する情報収集を行う。
- 5) 発電設備の性能に関しては、性能試験要領書や過去の試験結果報告書他を入手する。
- 6) 調査対象発電所の州政府や州電力会社の財務状況の調査を行う。
- 7) 調査対象発電所における環境影響に関する観点から調査を行う。
- 8) 収集した情報の分析・評価結果を踏まえ、調査対象発電所（ユニット）の設備更新や効率的な発電所運用に関する提言を行う。また、高効率な発電所への更改に関する提案を行う。
- 9) 提案する更改や改修・近代化策についてコストを概算し、プロジェクト費用を算出する。
- 10) 調査対象発電所の評価結果および現地調査を踏まえ、研修等の技術支援の可能性について提案を行う。

## 1.6 運営面の基本方針

### (1) 運営体制

#### 1) 調査団のメンバー構成

業務内容を踏まえて、調査団は以下のとおり、計6名の体制とした。  
とする。

・ 総括／火力発電所（全体計画）	清水徳行
・ 副総括／火力発電所設計（更改、改修・近代化）	宮城盛邦
・ 設備調査・計画1（機械、更改、改修・近代化）	小泉信愛
・ 設備調査・計画2（機械、保守運用）	儀間清盛
・ 設備調査・計画3（電気、保守運用）	目黒光一
・ 財務分析／環境社会配慮	谷本正弘

更改、改修・近代化と保守の業務は、機械関係の調査や設備計画が主になるので2名の専門家を配置した。

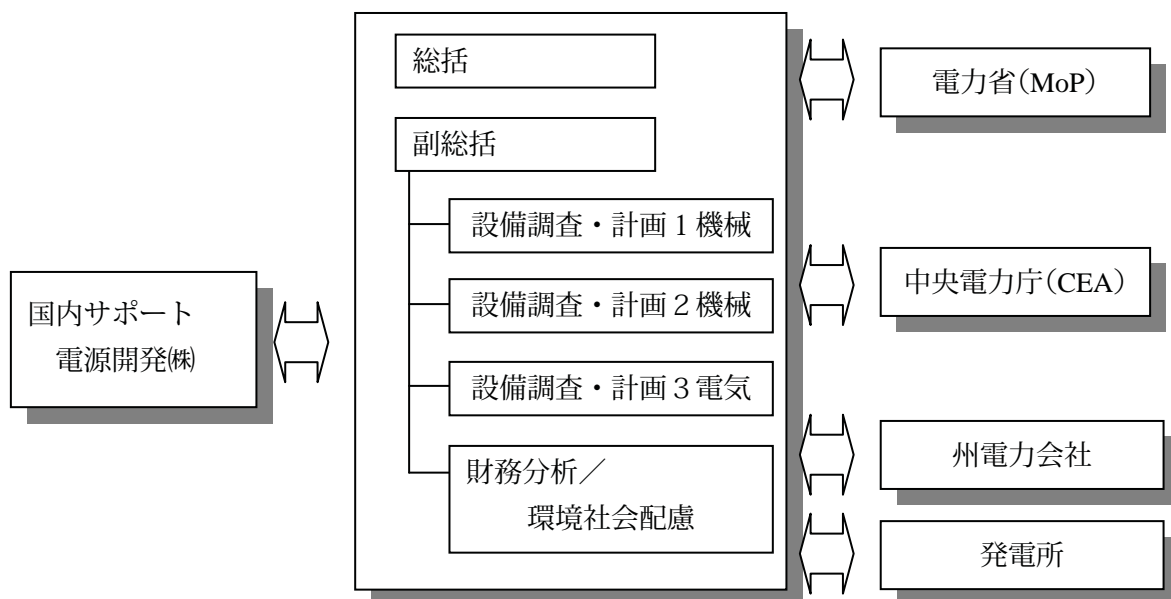


図1.6-1 JICA 調査団の構成

(2) カウンターパートチームの設立

今回の調査での直接のカウンターパートは石炭火力発電所の所有機関（州電力会社）であるが、MoP および CEA も調査協力機関となる。円滑な調査実施には、関係機関相互の連絡・協力を密にすることが重要である。このため、窓口、責任者を明確にするために、カウンターパートチームを設立して業務を遂行することとする。

州電力会社の既設石炭火力ユニットの調査に当たっては、設備仕様書・図面類の収集、運転データの収集や運用保守に関するヒアリングなど、州電力会社側との綿密な調整が必要不可欠であることから、州電力会社側へカウンターパートチーム（Counter Part Team：以下CPチーム）の設立を依頼する。CP メンバーは、本案件の全体責任者（州電力会社）、調査対象発電所側取りまとめ責任者のメンバーから構成されることとする。また、電力省(MoP)と中央電力庁(CEA)との連絡窓口の担当者を設定する。

以下にカウンターパートの一覧を示す。

- 電力省（MoP）
- インド中央電力庁（CEA）
- 州電力会社

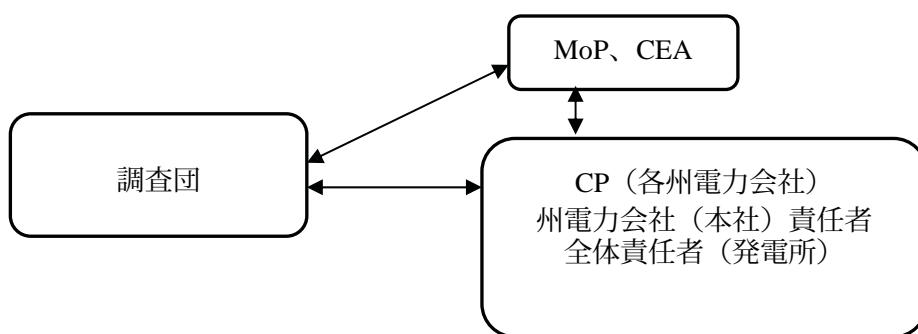


図1.6-2 カウンターパートチーム

## 1.7 調査対象発電所（ユニット）とカウンターパート

### (1) 調査対象発電所（ユニット）選定

上記 1.5 (1) 1)に記載のとおり、調査候補発電所を選定後に NLC から既に Neyveli 発電所では R&M を実施したため今回の調査対象から辞退するとの連絡があったことや Ennore 発電所はリプレースすることが判明したことから Tamil Nadu 州の発電所を除外することとした。そのため、調査候補の発電所は、UPRVUNL の Obra 発電所、MPPGCL の Satpura 発電所と MSPGCL の Khaperkheda 発電所となった。

また、第 1 次現地調査時に行った MoP、CEA、対象州電力会社および JICA が参加したキックオフミーティングにおいて、MSPGCL から Khaperkheda 発電所は州内の発電所でもっとも優良な発電所であることから、その発電所に代わりに同州の Parli 発電所と Bhusawal 発電所を対象発電所として採用するように提案があった。協議の結果、最終的に表 1.7-1 に記載の発電所・ユニットが調査対象発電所として選定された。



表1.7-1 対象発電所とユニットおよび調査区分

対象州・電力会社	対象発電所	調査区分	選定理由
ウッタールプラデッシュ州 UPRVUNL	Obra 発電所、 1～8 号機	更改 (Complete Replacement)	1～2 号機は、すでに延命化対策を実施しているが、運開から 45-44 年経過していることから、1～8 号機の更改を視野に入れて検討する。
マディヤプラデッシュ州 MPPGCL	Satpura 発電所 1～5 号機	更改 (Complete Replacement)	1～5 号機は、建設中の 10、11 号機が運開すると廃止の予定であることから、更改を検討する。
マハラシュトラ州 MSPGCL	Bhusawal 発電所 2～3 号機	更改 (Complete Replacement)	MSPGCL は、Khaperkheda 発電所は MSPGCL の中でも最も優良な発電所であることから、更改の検討を実施する必要はないと判断し、代替案として Bhusawal 発電所が提案され、キックオフミーティングにて合意された。 建設中の 4、5 号機(各 500MW、亜臨界圧)が今年運開する予定であり、建設予定の 6 号機(超臨界圧)の DPR は作成中である。MSPGCL は、既存のインフラを活用した 2、3 号機の更改により、さらに発電容量を拡張することを考えている。本調査では、Bhusawal 発電所の更改により、6 号機と同じ 660 MW ユニットの建設する検討を行い、500 MW の 4、5 号機と同様な構成とする。
	Parli 発電所 3～5 号機	更改 (Complete Replacement)または改修・近代化 (R&M)	MSPGCL より、Bhusawal 発電所とともに Khaperkheda 発電所の代わりとして Parli 発電所が提案された。完成した、6、7 号機と現在建設中の 8 号機において至近年に発電容量を増強していることから 2 つの項目が提案されて合意された。 1) 3～5 号機および廃止となった 1、2 号機の敷地内での更なる発電容量増強を指向した更改の検討、2) 世界銀行の支援により 3 号機の R&M 調査を行っていることを考慮し、3 から 5 号機までの改修・近代化の検討。

(Source: JICA Study Team)

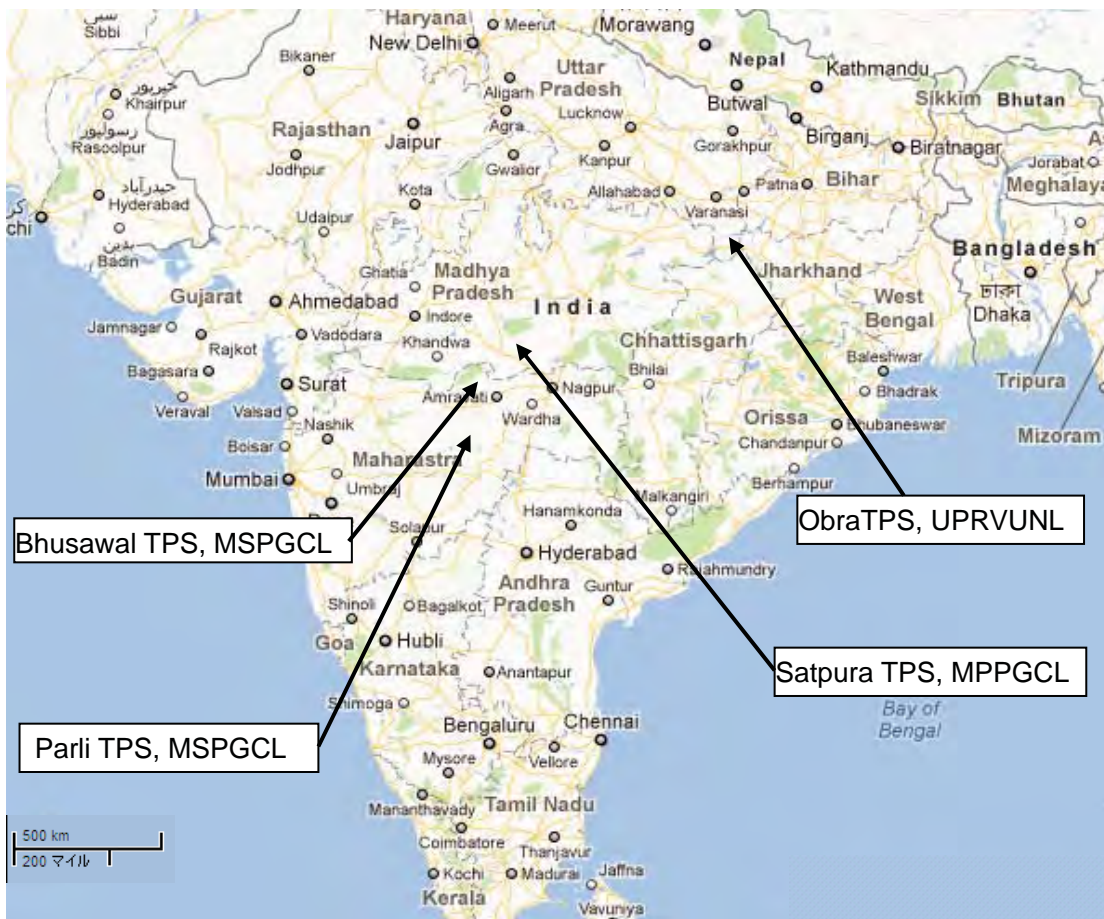


図1.7-1 調査対象発電所位置図

(2) カウンターパート機関およびカウンターパートチームメンバー

関係各署との調整の結果、以下のとおりカウンターパートチームが設立された。

電力省 (Ministry of Power)

- |        |   |
|--------|---|
| Leader | Mr. Alok, Director (IC), MoP                |
| Member | Mr. Sanjay Garg, Addl. General Manager, MoP |

インド中央電力庁 (Central Electricity Authority)

- |        |   |
|--------|---|
| Leader | Mr. T.P. Singh, Chief Engineer (TRM Divn) |
| Member | Mr. N.S. Mondal, Dy. Director             |

ウッタールプラデッシュ州電力会社 (UPRVUNL)

- |        |   |
|--------|---|
| Leader | Mr. R.P. Singh, Chief Engineer (Civil), Project Planning Monitoring & Management Unit |
| Member | Mr. R.K. Katiyar, Chief Engineer, PPMM  |

Obra 発電所

- |                                  |                           |
|----------------------------------|---------------------------|
| Mr. Maliendra Kumar (CGM)        |                           |
| Mr. R. D. Singh (CE Environment) | Mr. Anurag Ravi (SE PPMM) |

Mr. M. N. Beg (SE CIVIL Lucknow)	Mr. Kailash Gupta (EE (Environment))
Mr. Rajeev Kr. Singh (AE PPMM)	Mr. Ashok Kumar (GM A)
Mr. P. Chaudhary (GM B)	Mr. B. S. Tewari (SE-I, BTPS)
Mr. S. B. Rai, SE-V (SE-V, BTPS)	Mr. Diwakar Swaroop (SE CIVIL)
Mr. R. C. Lai (SE-II, BTPS)	Mr. D. K. Mishra (SE-III, BTPS Elet.)
Mr. R. N. Singh (EE OGD-1 BTPS)	Mr. Rajeev Kumar (EE CIVIL)
Mr. V. K. Dinkar (EE BMD-1 ATPS Mech.)	Mr. R. K. Singh (EE TMD ATPS Mech.)
Mr. R. K. Singh (EE EMD-1 ATPS Elet.)	Mr. A. H. Khan (EE WTP BTPS WTP)
Mr. Ram Kumar (EE CPD ATPS Coal)	

## マディヤプラディッシュ州電力会社 (MPPGCL)

Leader	Mr. Arvind Shrivastava, Officer On Special Duty (PRG)
--------	---

Member	Mr. Khalid Nafees, EE (PRG)
--------	-----------------------------

## Satpura 発電所

Mr. R.K. Date (Chief Engineer)	Mr. N.K. Saxena (Addl CE O&M-I)
Mr. A.K. Gupta (Sr. Chief Chemist)	Mr. A.K. Chakraborti (SE Opn-I)
Mr. Suresh Baribe (SE Mech Maint-I)	Mr. S.R. Gadhewal (SE Elect Maint-I)
Ms. Usha Diwan (Sr Accounts Officer)	Mr. P.K. Khare (Sr Chemist)
Mr. S.K. Dubey (E E IMD-I)	Mr. B.R. Ghogre (E E EMD-I)
Mr. S.K. Malviya (E E BMD-I)	Mr. M.W. Kukde (Account Officer)
Mr. Himanshu Pathak (A E TMD-I)	
Mr. Shailendra Wagdre (E E Civil maint)	
Mr. Deepak Kamavisdar (A E TMD-I)	

## マハラシュトラ州電力会社 (MSPGCL)

Leader	Mr. G.M. Pachare, Chief Engineer
Member	Mr. G.G. Bandgar, Dy C.E. (Works)

## Parli 発電所

Mr. K.T. Nagdeve (C.E.)	Mr. A.M. Naik (A.E.)
Mr. A.P. Tayde (Dy C.E.)	Mr. A.H. Ashtikar (S.E.)
Mr. S.S. Jadhav (S.E. (O))	Mr. A.D. Chandurkar (E.E. T/M)
Mr. P.A. Amilkanthwar (S.E. (Ele))	Mr. J.K. Kannake (Sr. Manager F&A)
Mr. D.S. Naik (Exe. Chemist)	

## Bhusawal 発電所

Mr. S.B. Waghmare (C.E.)	Mr. R.N. Patil (Dy. E.E.)
Mr.A.M. Bondre (Dy. C.E.)	Mr. V.P. Khadilkar (S.E.)

---

Mr. H.T. Mahajan (E.E.)	Mr. S.R. Gharpure (E.E.)
Mr. S.G. Chopade (S.E.)	Mr. S.B. Jamgade (E.E.)
Mr. S.K. Dhangar (E.E.)	Mr. A.B. Dhande (Dy. EE)
Mr. R.V. Zope (A.E.)	Mr. D.B. Jogdand (E.E.)
Mr. S.H. Londe (E.E.)	Mr. S.M. Mahajan (Dy. E.E.)
Mr. U.D. Deogade (Sr. Manager F&A)	Mr. S.P. Patil (Manager)
Mr. P.B. Shinde (Sr. Chemist)	Mr. Arun Birazdar (W.O.)
Mr. P.P. Patil (Exe. Chemist)	Mr. N.S. Kunwar (Sr. Chemist)
Mr. D.M. Kadale (E.E.)	Mr. A.M. Jawle (A.E.)
Mr. P.G. Yeole (E.E.)	Mr. S.S. Phalak (Dy. E.E.)

## 第2章

### インド国および対象州の電力セクターの概要

## 目 次

## 第2章 インド国および対象州の電力セクターの概要

2.1 政府方針 .....	2-1
2.2 対象州の経済・財政状況 .....	2-3

## 表リスト

表 2.1-1 Target Energy Comsumption at 2014-15 .....	2-2
表 2.1-2 Number of R&M Units and Improved Output (MW) .....	2-2
表 2.2-1 Net State Domestic Product (NSDP) & Population .....	2-3
表 2.2-2 Power Demand Forecast (All India).....	2-5
表 2.2-3 Power Demand Forecast (Target States) .....	2-6
表 2.2-4 National Indian Installed Capacity .....	2-6
表 2.2-5 Installed Capacity of States .....	2-7
表 2.2-6 List of Completed/Ongoing/Planned Projects for Target State Utilities .....	2-7
表 2.2-7 Growth of Transmission Sector since 6th Five Year Plan.....	2-8
表 2.2-8 Financial Performance of 20 Major States, excluding Delhi and Odisha.....	2-9
表 2.2-9 Financial Performance of Target States in 2008-09 (Provisional) .....	2-9
表 2.2-10 Rural Electrification (as of 2011-12).....	2-9

## 図リスト

図 2.2-1 Growth Rate of Net State Domestic Product ( <i>Note 4</i> ).....	2-4
図 2.2-2 Per Capita Net State Domestic Product ( <i>Note 5</i> ).....	2-4
図 2.2-3 Deficit Indicator for State Governments: Gross Fiscal Deficit/Gross State Domestic Product (%) ( <i>Note 6</i> ) .....	2-5
図 2.2-4 Trends in Power Demand Trend (as of 2010-11).....	2-6

## 第2章 インド国および対象州の電力セクターの概要

### 2.1 政府方針

#### (1) 2012年省エネルギー規則

インド政府はエネルギー効率改善の費用効果を向上させるため、エネルギー効率の cap and trade による市場メカニズムである PAT(Perform, Achieve and Trade)スキーム、正式名 Energy Consumption Norms and Standards for Designated Consumers, Form, Time within which, and Manner of Preparation and Implementation of Scheme, Procedure for Issue of Energy Savings Certificate and Value of Per Metric Ton of Oil Equivalent of Energy Consumed Rules,2012 (略称：2012年省エネルギー規則 Energy Conservation Rules, 2012)を2012年3月30日に公布した。このスキームでは、エネルギー消費の大きい8つの産業セクターの478の指定消費者(Designated Consumers; DCs)が対象となっている。電力セクターでは8セクターのなかで最大の144発電所が指定消費者とされた。2012年省エネルギー規則の最初のサイクルは2012年4月から2015年3月までの3年間とされ、以後3年を1サイクルとして継続し、各サイクル終了後に当該サイクルにて達成された実績に基づいて次のサイクルの基準値と目標値が設定される。

2012年省エネルギー規則の公布と同時に、各指定消費者に、第1サイクル開始時点での基準となるエネルギー消費指標(Baseline 指標)と、第1サイクル終了時に達成すべき目標となるエネルギー消費指標(Target 指標)が示された。発電事業者のBaseline 指標は、Net Heat Rate(kcal/kWh)とNet Production Output (Million Units)であり、Target 指標はDesign Heat Rateに近づけたNet Heat Rateとされた。目標となる削減エネルギー消費量を上回る実績をあげた指定消費者には、その超過削減分が石油換算トンで表記された省エネ証書(ESCs: Energy Saving Certificates)が与えられる。ESCsは電力取引所(power exchange)で売買可能で、獲得したサイクルの次のサイクル終了時まで有効とされた。ESCsの価値である石油換算トンは、2011-12年は10,154 Rs/toeと規定され、以後毎年見直される。

Target 指標を達成できなかった指定消費者には、基本法(Energy Conservation Act 2001, Energy Conservation (Amendment) Bill,2010)に基づいてペナルティーが課せられるが、不足分をESCsを買うことで補填することが可能である。

今回対象の4発電所に対するBaseline指標と第1サイクルの目標年度2014-15年におけるTarget指標は表2.1-1のとおり設定された。今回検討している更改や改修・近代化により発電所の効率目標値を越えることができれば、獲得したESCsを販売して建設費の回収に充てることでプロジェクトの経済性向上に活用できる。しかしながら、更改した場合のESCs価値に関して、第5章1(2)3(b)に示したように、いくつかの点がある。

本レポートでは2011-12年の石油換算トンの価格として規定された10,154 Rs/toeを用いて、燃料費削減効果を金額に換算した。



表2.1-1 Target Energy Consumption at 2014-15

DCs	Baseline ECN&S (average of three years)		Target Energy consumption at 2014-15
	Net Heat Rate (kcal/kWh)	Net Product Output (Mil Units)	Net Heat Rate (kcal/kWh)
Parli TPS, MSPGCL	3,346	3,653	3,190
Bhusawal TPS, MSPGCL	3,218	2,801	3,107
Satpura TPS, MPPGCL	3,681	6,408	3,444
Obra TPS, UPRVUNL	3,731	4,466	3,601

## (2) 改修、近代化による熱効率向上

中央電力庁 (Central Electricity Authority) が作成した Perspective Plan for Renovation, Modernisation (R&M) and Life Extension (LE) of Thermal Power Stations (up to 2016-17) によると、改修・近代化の主目的は、発電出力の増加、運転の信頼性、利用率の向上やメンテナンスの低減、効率的なメンテナンスを視野にいたした最新技術の設備やシステムを導入することである。また、延命化計画は、設備の余寿命診断を行い必要な改造や機器の交換によって延命化を図るものである。R&Mに関する計画は 1984 年に検討が始まり、電源開発 5 ヵ年計画の第 7 次(1987~1991 年)から第 10 次 (2002~2006 年) までに改修・近代化されたユニット数と R&M によって改善された出力(MW)を表 2.1-2 に示す。

表2.1-2 Number of R&amp;M Units and Improved Output (MW)

No.	5-Year Plan	No. of Units	Capacity (MW)	Additional Generation achieved (MU/Annum)	Equivalent MW
1	7 <sup>th</sup> Plan	163	13,570	10,000	2,000
2	8 <sup>th</sup> Plan (R&M) (LE)	198 (194) (4)	20,869 (20,569) (300)	5,085	763
3	9 <sup>th</sup> Plan (R&M) (LE)	152 (127) (25)	18,991 (17,306) (1,685)	14,500	2,200
4	10 <sup>th</sup> Plan (R&M) (LE)	25 (14) (11)	3,445 (2,460) (985)	2,000	300

(Source: National Perspective Plan for Renovation, Modernisation and Life Extension of Thermal Power Stations (up to 2016-17))

改修・近代化および延命化を行ったユニットは合計で 538 基となり、追加発電容量としては 5,263MW 相当になる。

また、第 11 次計画 (2007~2011 年) 以降は、発電プラントの効率向上も取り入れた計画となっており、高効率な運転が可能となるように以下の目的をもって取り組んでいる。

- 発電設備の 10~15 年間の延命化を図る
- 発電設備の稼働率の向上
- 最大連続負荷 (またはそれ以上の出力負荷) の継続的運転の達成
- 発電設備の効率改善 (ボイラ、タービン、発電機、補機)
- ユニットトリップからの再起動時や燃焼の安定化に必要な重油使用量の低減



- 経年化した設備の重要予備品の確保
- 最新の計測制御装置の取り込み
- 環境負荷の低減
- 運転保守方法の改善と実行

改修・近代化および延命化対策費用に対する融資としては、世界銀行(WB)やドイツ復興金融公庫(KfW)が数箇所の発電所にすでに行っており、また USAID は改修・近代化および延命化に関するガイドラインを作成し、提供している。

## 2.2 対象州の経済・財政状況

### (1) 人口、純州内総生産、成長率

- 1) マハラシュトラ州の純州内総生産額（2009年度、名目）は、インド全体（約55兆ルピー）の約15%（約8兆ルピー）を占め、インド全28州中1位の実績をあげており、一人当たり純州内総生産額においても約74,000ルピーであり、インド平均の約46,000ルピーを大きく凌いでいる。
- 2) マディアプラディッシュ州、またインド最大の人口州であるウッタラプラディッシュ州とも一人当たり純州内総生産額はそれぞれ約27,000ルピー、23,000ルピーとインド平均を下回っているものの、17~18%の高い純州内総生産成長率を記録している。

表2.2-1 Net State Domestic Product (NSDP) & Population

	NSDP (2009-10, <i>Note 1</i> )	NSDP/ Whole-India (%)	Per Capita NSDP (2009-10) <i>Note 2</i>	NSDP growth-rate (2009-10)	[Ref.] Population <i>Note 3</i>
Maharashtra	8,200 billion Rs	15%	74,027	17%	0.11billion
Uttar Pradesh	4,500 billion Rs	8%	23,132	18%	0.20billion
Madhya Pradesh	1,900 billion Rs	3%	27,250	17%	0.07billion
India-total	54,800billion Rs		Ave 46,492	Ave 16%	India-total 1.21billion

(Note1) Net State Domestic Product at Factor cost (current prices): Source: Reserve Bank of India

(Note 2) Per Capita Net State Domestic Product at Factor Cost (current prices): (Source: Reserve Bank of India)

(Note 3) 2011 Census ref: 1Rs=1.6JPY (12.2.2012)

### (2) 純州内総生産成長率（2007~2009年度）

- 1) マディアプラディッシュ州、ウッタラプラディッシュ州とも3年連続で純州内総生産成長率は伸び続け、2007年度の12~13%台の伸び率から2009年度においては17~18%台の伸び率を記録している（インド平均は15~16%）。
- 2) マハラシュトラ州は2007年度においては17%、2008年度はやや伸び率は落ちたものの、2009年度は再び17%を記録している。

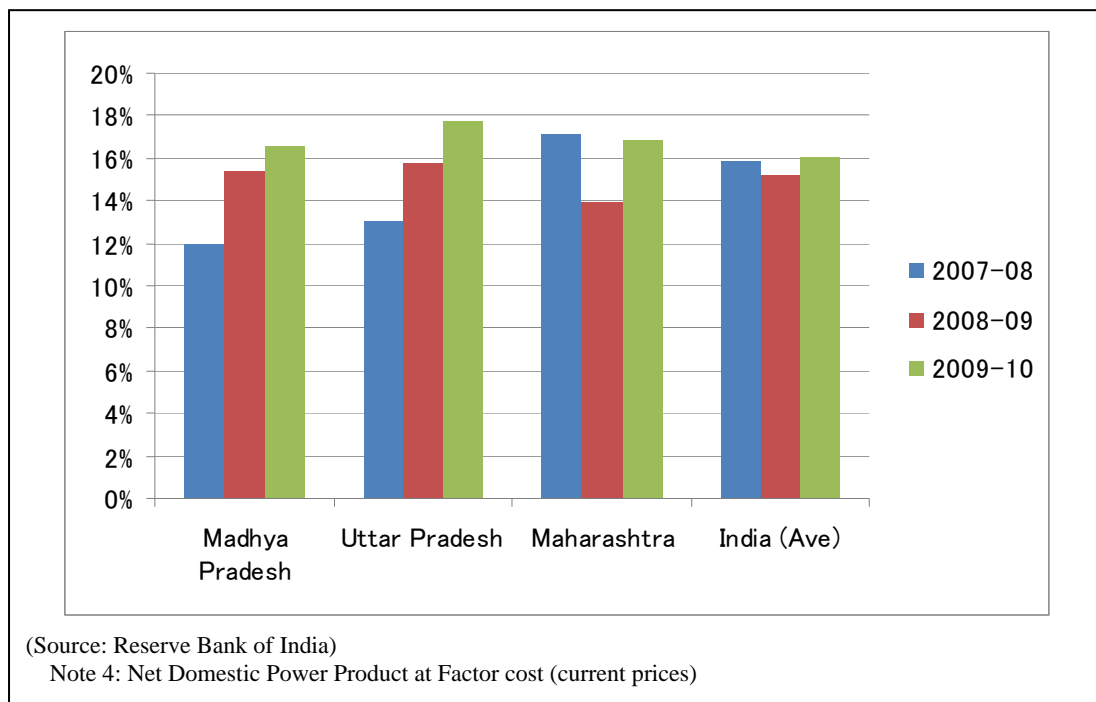


図2.2-1 Growth Rate of Net State Domestic Product (Note 4)

(3) 一人当たり純州内総生産額 (2007～2009 年度)

- 3 州とも 3 年連続増加傾向にある。但し、前述のとおり大幅にインド平均を上回り、2009 年度には 70,000 ルピーを超えたマハラシュトラ州に対し、ウッタールプラデッシュ州、マディヤプラデッシュ州、とも水準は低く、2009 年度においてもインド平均 (約 46,000 ルピー) の 50%～60%水準に留まっている。

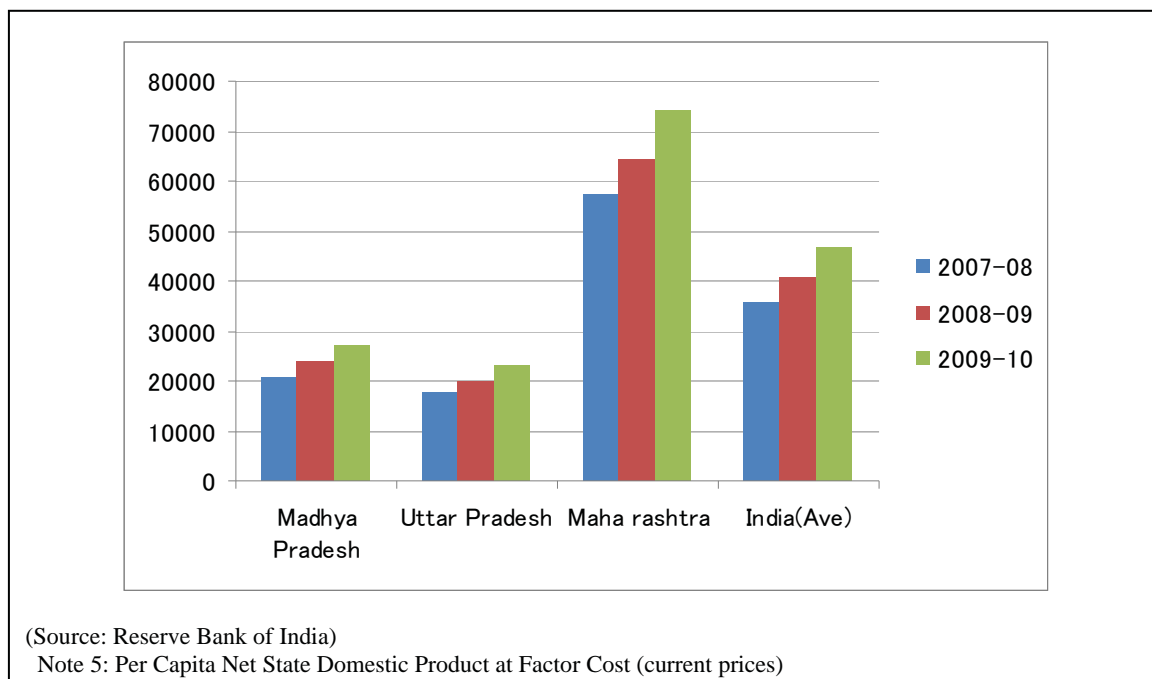


図2.2-2 Per Capita Net State Domestic Product (Note 5)

## (4) 各州財政状況について（財政赤字が各州 GDP に占める割合）

- 1) インド各州の財政赤字（Gross Fiscal Deficit）の各州GDPに占める割合は図 2.2-3のとおり（Reserve Bank of India発表の資料によれば 2009 年度においては全州赤字、2010 年度においては予算値の数値であるものの全州赤字の見通し）。3 州とも赤字であり、マハラシュトラ州がほぼインド平均で推移、ウッタールプラデッシュ州がインド平均に比べやや高くなっている。

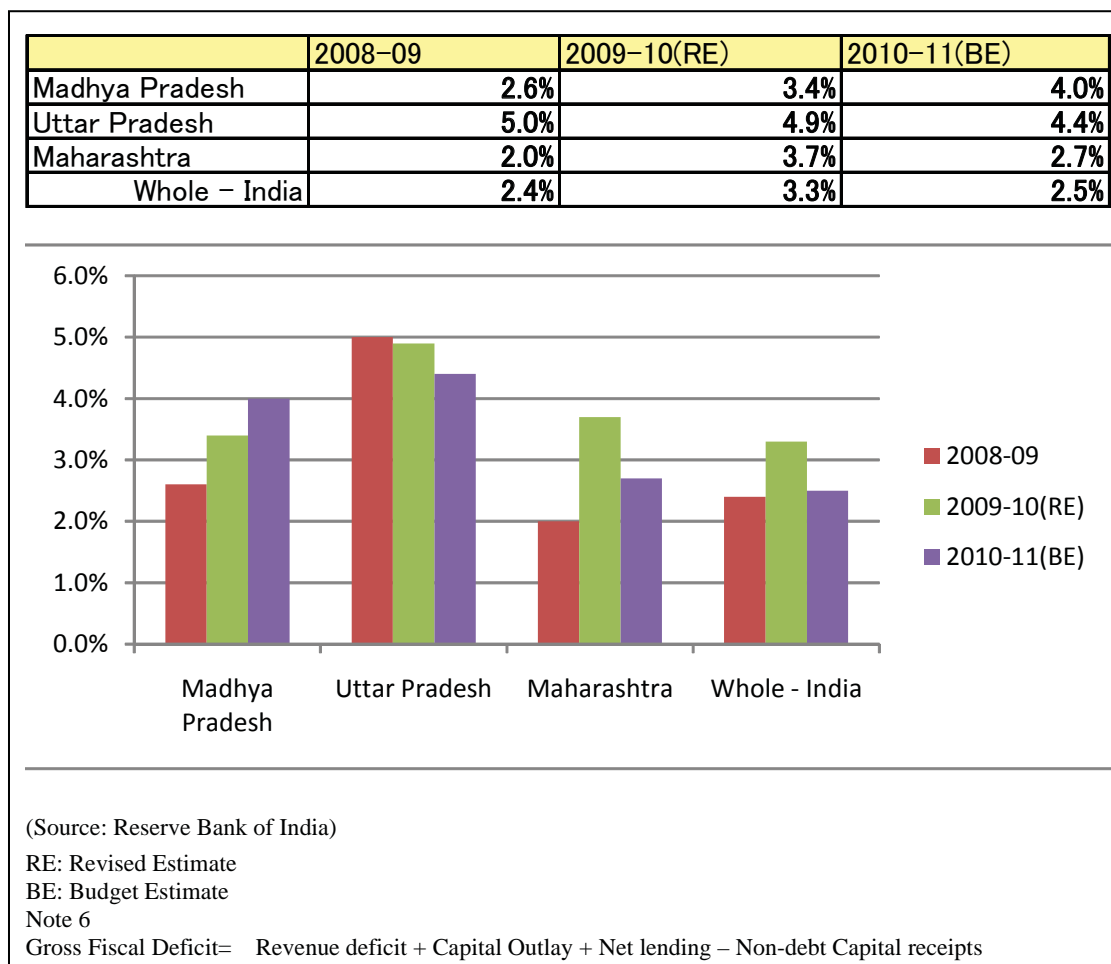


図2.2-3 Deficit Indicator for State Governments:

Gross Fiscal Deficit/Gross State Domestic Product (%) (Note 6)

## (5) 長期電力需要予測

- 1) CEA が 2007 年に公表した「第 17 次電力調査（EPC: Electric Power Survey）」によると、2016 年には、2007 年の電力需要の約 2 倍になることを予測している。

表2.2-2 Power Demand Forecast (All India)

Item/Year	2007-08	2016-17	2021-22
Electrical Energy Requirement (GWh)	722,626	1,392,066	1,914,508
Peak Electrical Load (MW)	108,866	218,209	298,253

(Source: CEA 17th Electric Power Survey of India)

- 2) 対象州における電力需要見通しは以下のとおりである。2016年には2010年の30%~45%電力需要が増加する予測となっている。

表2.2-3 Power Demand Forecast (Target States)

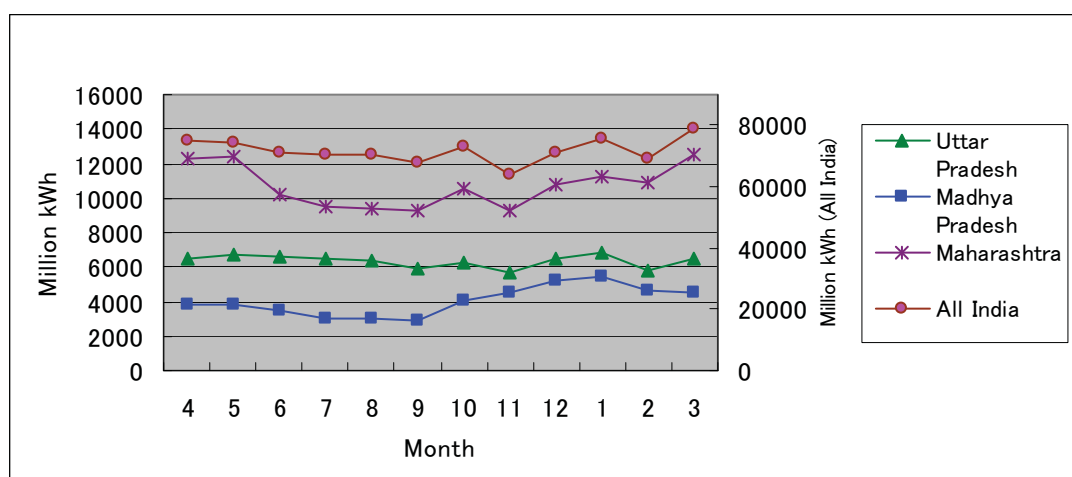
Item/Target States	Uttar Pradesh	Madhya Pradesh	Maharashtra
Electrical Energy Requirement (GWh)			
Year 2010-11*	76,292	48,437	128,296
Year 2016-17	110,665	70,445	167,227
Year 2021-22	150,157	98,987	219,910

(Source: CEA 17th Electric Power survey of India)

\*CEA: Load Generation Balance Report (2011-12)

(6) 需要特性

- 1) 2010年におけるインド全体の電力需要特性は、年間を通して大きな変動がなくほぼフラットな形となっている。対象州においても大きな変動はない。



(Source: CEA Load Generation Balance Report)

図2.2-4 Trends in Power Demand Trend (as of 2010-11)

(7) 対象州の電力設備容量

- 1) インドにおける2012年3月時点での総電源設備容量は、199,627MWであり、豊富なインド国内炭を使用した石炭火力設備の電源が全体の50%以上を占めている。
- 2) 気候変動対応を踏まえた上での水力、再生可能エネルギー等の開発推進が重要視される一方、当面の主力電源は石炭火力であることには変わりがないと考えられる。
- 3) 表2.2-4と表2.2-5にインド全体および対象州の発電設備容量を示す。

表2.2-4 National Indian Installed Capacity

Sector	HYDRO	COAL	GAS	DIESEL	NUCLEAR	R.E.S	Total
State	27,380	49,457	4,715	603	0	3,514	85,669
Private	2,525	23,450	6,714	597	0	20,990	54,276
Central	9,085	39,115	6,702	0	4,780	0	59,683
Total	38,990	112,022	18,131	1,200	4,780	24,503	199,627
Ratio	20	56	9	1	2	12	100

(Source: CEA: Monthly All India Installed Generation Capacity Report as of March 2012)

Unit: MW

表2.2-5 Installed Capacity of States

Target States	HYDRO	COAL	GAS	DIESEL	NUCLEAR	R.E.S	Total
U.P.	1,774	9,707	550	0	336	687	13,054
M.P.	3,224	4,549	257	0	273	477	8,780
MAHARASHTRA	3,332	15,014	3,476	0	690	3,630	26,142

(Source: CEA: Monthly All India Installed Generation Capacity Report as of March 2012)

Unit : MW

## (8) 電源開発計画

- 1) インドでは、1951年から計画委員会 (Planning Commission) により5カ年計画が策定されており、このなかに電源開発計画も示されている。第11次5カ年計画 (2007~11年) では、GDP成長率の目標を平均9%として78,700MWの電源開発が計画され、2012年3月末時点での達成率は68.5% (53,922MW) となっている。
- 2) 対象州の至近年における電源開発の実績と計画は表2.2-6のとおり。

表2.2-6 List of Completed/Ongoing/Planned Projects for Target State Utilities

Project Name	Status	Type	Capacity (MW)	Expected Date of Commercial Operation
<b>Uttar Pradesh</b>				
Paricha Ext Unit 5&6	Commissioned/2011	Coal	500	--
Harduaganj Ext Unit 8&9	Commissioned/2011	Coal	500	--
Anpara D Unit 1	Under Construction	Coal	500	2012
<b>Madhya Pradesh</b>				
Birsinghpur ext Unit 5	Commissioned/2007	Coal	500	--
Amarkantak Unit 5	Commissioned/2008	Coal	210	--
Shree Singaji Thermal Power (2 units)	Under Construction	Coal	1,200	Unit 1: March 2013
Satpura Thermal Power Station, Ext Units 10&11	Under Construction	Coal	500	Unit 10: Dec 2012, Unit 11: April 2013
Shri Singaji (2 units)	Under Preparation	Coal	1,320	--
Dada Dhuniwale (2 units)	Under Planning	Coal	1,600	--
<b>Maharashtra</b>				
New Parli Ext Unit 2	Commissioned/2010	Coal	250	--
Paras Ext Unit 1	Commissioned/2007	Coal	250	--
Paras Ext Unit 2	Commissioned/2010	Coal	250	--
Khaperkheda TPS Unit 5	Commissioned/2012	Coal	500	--
Bhusawal TPS Unit 4 & 5	Under Construction	Coal	1,000	2012
Chandrapur TPS Unit 8 & 9	Under Construction	Coal	1,000	2013
Parli TPS Unit 8	Under Construction	Coal	250	2013
Koradi TPS Unit 8, 9 & 10	Under Construction	Coal	1,980	2013
Under Planning				
Uran Gas Based Combined Cycle Power Plant (406 MW+814 MW:Gas)				
Bhusawal TPS Unit 6 (1 × 660 MW)				
Nasik TPS Unit 6 (1 × 660 MW)				
Paras Thermal Power Project Unit 5 (1 × 660 MW)				
Latur Coal Based Unit 1&2 (2 × 660 MW) or Gas based CCPP Block-I & II (2 × 750 MW)				
Dhopawe TPS Project Unit 1 to 3 (3 × 660 MW)				
Dondaicha TPS Unit 1, 2, 3, 4 & 5 (5 × 660 MW)				

Project Name	Status	Type	Capacity (MW)	Expected Date of Commercial Operation
Coal based Thermal Power Project near Kanpa (2 × 660 MW)				
Coal based Thermal Power Project in Mendki (2 × 660 MW)				
Coal based Thermal Power Project near Manora (2 × 660 MW)				

(Source: Each state utility's website)

### (9) 送配電設備

- 1) インドの一般的な送変電設備の電圧階級は、800kV、400kV、230/220kV、132kV、110kV、66kVであり、一部地域には33kVも採用されている。
- 2) 1970年代より、州送電系統が相互に連系され、北部・西部・南部・東部・北東部からなる5地域の地区送電系統が形成されるようになった。これら5地域の地域送電系統に対して、国営送電公社（PGCIL: Power Grid Corporation of India Ltd.）は、インド全体の連系系統構築への第1段階として、4箇所のBTB（直流連繫、Back to Back）および400kVを中心とした交流送電線路網を建設した。これらにより、2001年度末には全ての州・地域の系統が一つに連系された。但し、南部系統は連携が直流連携のみであるため他地域と同期運用はしていない。
- 3) インドの国営送電公社は、CEAが策定した計画に基づいて、第11次計画が終了する2012年3月までに地域間電力融通容量を42,000MWにすることで計画を進めている。これまでの送電線設備増強は表2.2-7のとおりである。

表2.2-7 Growth of Transmission Sector since 6th Five Year Plan

At the end of	400 kV Transmission Lines (ckm)				220 kV Transmission Lines (ckm)			
	Central	State	JV/Pvt	Total	Central	State	JV/Pvt	Total
6 <sup>th</sup> Plan (1982/4-1987/3)	1,831	4,198		6,029	1,641	44,364		46,005
7 <sup>th</sup> Plan (1987/4-1992/3)	13,068	6,756		19,824	4,560	55,071		59,631
8 <sup>th</sup> Plan (1992/4-1997/3)	23,001	13,141		36,142	6,564	73,036		79,600
9 <sup>th</sup> Plan (1997/4-2002/3)	29,345	20,033		49,378	8,687	88,306		96,993
10 <sup>th</sup> Plan (2002/4-2007/3)	50,992	24,730		75,722	9,444	105,185		114,629
11 <sup>th</sup> Plan (2007/4-2011/12)	74,093	32,417	7,263	113,719	10,707	127,125	427	138,259

(Source: CEA: Status of transmission sector as on end of the month (2011-12))

### (10) 送配電損失

- 1) インドにおける送配電損失は2002年には、32.5%と非常に高い状態にあった。送配電損失には、設備や技術上の問題の他、盗電や未検診分も含まれており、インド政府は送配電損失を削減するために2002年より、電源開発・改革促進プログラム（APDRP: Accelerated Power Development & Reform Programme）を実施している。（APDRPの主たる狙いは、全国60のモデル配電区域を設定し、全消費者を対象にしたメーターの設置や変圧器の更新を推進することであった。）
- 2) インド全体の送配電損失は、2003年から減少しはじめ、2008年には、25.5%となっている。

- 3) 対象州の送配電損失（2009年）は、ウツタルプラデッシュ州で32.3%、マディアプラデッシュ州で35.6%、マハラシュトラ州で25.2%となっている。

### (11) 電気料金

- 1) 農業用と家庭用の電気料金は、政策的に供給コストを下回る水準に抑えられており、その損失補填のために、州政府が補助金や産業用、商業用の料金収入を充てている。このような逆ザヤ構造の電気料金に関してインド政府は、2006年に「電気料金政策」を策定し、料金制度を改革する方針を打ち出している。
- 2) 表2.2-8は、主要20州における平均供給コストと電気料金のギャップを示したものである。

**表2.2-8 Financial Performance of 20 Major States, excluding Delhi and Odisha**

1Rp= 100 Paisa

Items	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09 (Provisional)
Average cost of supply (Paise/kWh)	367.71	391.90	404.97	432.65
Average tariff (Paise/kWh)	288.63	300.51	307.49	328.57
Gap between average cost of supply and average tariff (Paise)	79.08	91.40	97.49	104.07

(Source: Planning Commission: Mid-Term Appraisal of 11th Five Year Plan)

- 3) 対象州における平均供給コストと電気料金のギャップは表2.2-9のとおり。

**表2.2-9 Financial Performance of Target States in 2008-09 (Provisional)**

Items	Uttar Pradesh	Madhya Pradesh	Maharashtra
Average cost of supply (Paise/kWh)	457.30	492.49	450.05
Average tariff (Paise/kWh)	284.51	319.56	403.69
Gap between average cost of supply and average tariff (Paise)	172.79	172.93	46.36

(Source: Planning Commission: Mid-Term Appraisal of 11th Five Year Plan)

### (12) 地方電化改革

- 1) 2005年4月にスタートした地方電化スキーム(Rural Electricity Infrastructure and Household Electrification)は、すべての農村世帯へ電力を供給する目的を達成するために全国共通の最小プログラム(National Common Minumam Program)として導入された。このスキームを農村電化公社(REC: Rural Electrification Corporation)が主体となって計画を実施しており、2012年までに世帯電化率を100%にすることを目標としている。

**表2.2-10 Rural Electrification (as of 2011-12)**

<b>Total No. of Villages</b>	<b>593,732</b>
No. of villages Electrified	547,034
% of Villages Electrified	92.1%

(Source: CEA: Progress Report of Village Electrification as on 31-3-2012)

# 第3章

## 現地作業



---

## 目 次

### 第3章 現地作業

3.1 第1次現地作業 .....	3-1
3.2 第2次現地作業 .....	3-2
3.3 第3次現地作業 .....	3-3

### 表リスト

表 3.1-1	Schedule of the Field Work Phase 1 .....	3-1
表 3.2-1	Schedule of the Field Work Phase 2 .....	3-2
表 3.3-1	Schedule of the Field Work Phase 3 .....	3-3

## 第3章 現地作業

### 3.1 第1次現地作業

2012年1月22日～1月28日の間で実施した。

1月24日には、New Delhi の JICA インド事務所で、MoP、CEA、対象3州電力会社(UPRVUNL、MPPGCL、MSPGCL) および JICA で合同キックオフミーティングを行い、ドラフトインセプションレポートに基づいて調査の進め方を確認するとともに、調査対象発電所(ユニット)を前記 1.4 (2)のとおり決定した。

また、既存プロジェクトとの重複を避けるために、他のドナーである World Bank、USAID、KfW(ドイツ復興金融公庫)のインドの電力セクターへの支援事業について調査を行った。

第1次現地作業の調査スケジュール(実績)は表3.1-1のとおり。

表3.1-1 Schedule of the Field Work Phase 1

			Item	Remarks	
JAN	22	Sun	Departing from Japan Arriving at India		
	23	Mon	AM 11:00	Visit to JICA India Office	
			PM	Preparation of Kickoff Meeting	
	24	Tue	AM	11:30 Pre-Meeting (UP) 12:30 Pre-Meeting (MSP) 13:10 Pre-Meeting (MP)	
			PM	14:30 #1 Kickoff Meeting (MOP, CEA, State Utilities, JICA) Explanation of Inception report (contents of study)	
	25	Wed	AM	10:00 Visit to WB	
			PM	15:00 Visit to USAID	
	26	Thu		Holiday / Preparation of MOM	
	27	Fri	AM	12:00 Visit to KfW	
PM			14:30 Japan Embassy	Delhi to Narita	
28	Sat		Arriving at Japan		

### 3.2 第2次現地作業

2012年3月11日～4月5日の間で実施した。

対象3州電力会社の本社を訪問して調査の内容を説明し協力を要請するとともに対象発電所(ユニット)の調査を実施した。第2次現地作業の調査スケジュール(実績)は表3.2-1のとおり。

対象発電所の調査終了後、New DelhiにてCEA、JICAとのWrap upミーティングを行って、調査結果の取りまとめ方針について確認を行った。

表3.2-1 Schedule of the Field Work Phase 2

Month	Day	Activity	JICA Study Team						
			Shimizu	Miyagi	Gima	Meguro	Tanimoto	Koizumi	
March	11	Sun	Activity Arrival at Delhi JL749 NRT(11:25) - DEL(18:20)						
			Stay Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi		
	12	Mon	Activity Meeting with JICA (10:30) AI659 Delhi(17:00) to Mumbai(18:55)						
			Stay Mumbai	Mumbai	Mumbai	Mumbai	Mumbai		
	13	Tue	Activity Visit to MSPGCL Head Office (10:00) AI442 Mumbai(15:00)-Aurangabad(15:50)						
			Stay Aurangabad	Aurangabad	Aurangabad	Aurangabad	Aurangabad		
	14	Wed	Activity Aurangabad to Parli P/S (car)						
			Stay Parli P/S	Parli P/S	Parli P/S	Parli P/S	Parli P/S		
	15	Thu	Activity Parli P/S Site Survey						
			Stay Parli P/S	Parli P/S	Parli P/S	Parli P/S	Parli P/S		
	16	Fri	Activity Parli P/S Site Survey						
			Stay Parli P/S	Parli P/S	Parli P/S	Parli P/S	Parli P/S		
	17	Sat	Activity Parli P/S to Aurangabad (car)						
			Stay Aurangabad	Aurangabad	Aurangabad	Aurangabad	Aurangabad		
	18	Sun	Activity Aurangabad to Bhusawal P/S (car)						
			Stay Bhusawal P/S	Bhusawal P/S	Bhusawal P/S	Bhusawal P/S	Bhusawal P/S		
	19	Mon	Activity Bhusawal P/S Site Survey						
			Stay Bhusawal P/S	Bhusawal P/S	Bhusawal P/S	Bhusawal P/S	Bhusawal P/S		
	20	Tue	Activity Bhusawal P/S Site Survey						
			Stay Bhusawal P/S	Bhusawal P/S	Bhusawal P/S	Bhusawal P/S	Bhusawal P/S		
	21	Wed	Activity Bhusawal P/S to Aurangabad (car) AI442 Aurangabad(16:20) - Delhi(17:55)						
			Stay Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi		
	22	Thu	Activity IT 4375 Delhi(06:50) - Jabalpur(08:50) Visit to MPPGCL Head Office (11:00)						
			Stay Jabalpur	Jabalpur	Jabalpur	Jabalpur	Jabalpur		
	23	Fri	Activity Jabalpur to Satpura (06:00, Car) Satpura P/S Site Survey (14:00)						
			Stay Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S		
	24	Sat	Activity Satpura P/S Site Survey						
			Stay Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S		
	25	Sun	Activity Holiday						
			Stay Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S		
	26	Mon	Activity Satpura P/S Site Survey						
		Stay Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S	Satpura P/S			
27	Tue	Activity Satpura P/S to Bhopal (Car) 9W 7141 Bhopal(19:15) - Delhi (21:50)							
		Stay Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi			
28	Wed	Activity AI-411 Delhi(08:05) - Lucknow(09:00) Visit to UPRVUNL Head Office (11:00) 9W 7075 Lucknow(14:50) - Delhi(15:50)						Arrival at Delhi NRT(11:30) - DEL(17:35)	
		Stay Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi		Delhi	
29	Thu	Activity SG 116 Delhi(09:35) - Varanasi(10:50) Varanasi to Obra P/S (Car)							
		Stay Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S		Obra P/S	
30	Fri	Activity Obra P/S Site Survey							
		Stay Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S		Obra P/S	
31	Sat	Activity Obra P/S Site Survey							
		Stay Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S		Obra P/S	
April	1	Sun	Activity Holiday						
			Stay Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	
	2	Mon	Activity Obra P/S to Varanasi (Car) 9W 724 Varanasi(15:10) - Delhi(16:35)						
			Stay Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	Obra P/S	
	3	Tue	Activity JICA ST Internal Wrap up						
		Stay Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi			
4	Wed	Activity Meeting with JICA(10:00), CEA(11:30)							
		Stay Delhi to Japan JL740 Delhi(19:35) - NRT(06:55)	Delhi to Japan	Delhi to Japan	Delhi to Japan	Delhi to Japan	Delhi to Japan		
5	Thu	Activity							
		Stay							

### 3.3 第3次現地作業

2012年5月1日～5月12日の間で実施した。

ドラフトファイナル・レポートについて、対象3州電力会社の本社で説明を行い意見聴取した後、CEA および JICA とレポート内容について2012年5月10日に協議を行った。その結果をファイナルレポートに反映した。

第3次現地作業の調査スケジュール（実績）は表3.3-1のとおり。

表3.3-1 Schedule of the Field Work Phase 3

			JICA Study Team						
Month	Day		Shimizu	Miyagi	Gima	Meguro	Tanimoto	Koizumi	
May	1	Tue	Activity	Arrival at Delhi JL749 NRT(11:30) - DEL(17:35)					
			Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	
	2	Wed	Activity	Meeting with JICA (15:00)					Arrival at Delhi
			Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	JL749 (17:35)
	3	Thu	Activity	AI-411 Delhi(08:05) - Lucknow(09:00) Visit to UPRVUNL Head Office (10:30) 9W7039 Lucknow(17:50) - Delhi (18:50)					
			Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi
	4	Fri	Activity	AI-865 New Delhi(10:00) - Mumbai(12:05) Visit to MSPGCL Head Office (14:30)					
			Stay	Mumbai	Mumbai	Mumbai	Mumbai	Mumbai	Mumbai
	5	Sat	Activity	9W 307 Mumbai(11:15) - Delhi(13:15) Preparation of report					
			Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi
	6	Sun	Activity	AI-9807 New Delhi(06:10) - 08:10(Jabalpur)					Leave Delhi JL740(19:35)
			Stay	Jabalpur	Jabalpur	Jabalpur	Jabalpur	Jabalpur	
	7	Mon	Activity	Visit to MPPGCL Head Office (10:30)					
			Stay	Jabalpur	Jabalpur	Jabalpur	Jabalpur	Jabalpur	
	8	Tue	Activity	AI-9808 Jabalpur(08:30) - New Delhi(10:25) Preparation of report Meeting with JICA (12:30)					
			Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	
9	Wed	Activity	Preparation of report Meeting with WB (14:00)						
		Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi		
10	Thu	Activity	JICA & CEA (15:00) at JICA office						
		Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi		
11	Fri	Activity	Preparation of report Delhi to Japan JL740 Delhi(19:35)						
			- NRT (06:55)						
12	Sat								

## 第4章

### 対象発電所の調査結果

## 目 次

## 第4章 対象発電所の調査結果

4.1	マハラシュトラ州、Parli発電所3号機から5号機	4-1
4.2	マハラシュトラ州、Bhusawal発電所2号機と3号機	4-12
4.3	マディアプラディッシュ州、Satpura発電所1号機から5号機	4-19
4.4	ウツタルプラデッシュ州、Obra発電所1号機から8号機	4-27

## 表リスト

表 4.1-1	Plant Particulars of Parli Thermal Power Station	4-1
表 4.1-2	Plant Particulars of Parli 660 MW (same as Bhusawal conditions)	4-4
表 4.1-3	Parli Unit 3, 4 & 5 Fundamental Data for April 2011–February 2012	4-5
表 4.1-4	更改評価結果概要（Parli 発電所3号機から5号機）	4-9
表 4.1-5	改修・近代化評価結果概要（Parli 発電所3号機から5号機）	4-10
表 4.2-1	Plant Particulars of Bhusawal Thermal Power Station	4-12
表 4.2-2	Plant Particulars of Bhusawal 660MW	4-16
表 4.2-3	Bhusawal Unit 2, 3 Fundamental Data for April 2011–February 2012	4-17
表 4.2-4	更改評価結果概要（Bhusawal 発電所2号機と3号機）	4-18
表 4.3-1	Plant Particulars of Satpura Thermal Power Station	4-20
表 4.3-2	Plant Particulars of Satpura 660MW	4-23
表 4.3-3	Satrura PH-1 (Unit 1 to 5) Fundamental Data for April 2011–February 2012	4-24
表 4.3-4	更改評価結果概要（Satpura 発電所1号機から5号機）	4-26
表 4.4-1	Plant Particulars of Obra Thermal Power Station	4-27
表 4.4-2	Plant Particulars of Obra 660MW	4-32
表 4.4-3	Plant Particulars of Obra 660MW	4-33
表 4.4-4	更改評価結果概要（Obra 発電所1号機から8号機）	4-34

## 第4章 対象発電所の調査結果

### 4.1 マハラシュトラ州、Parli発電所3号機から5号機

#### (1) 現状の設備概要および運転状況

Parli 発電所 (Address: Parli-Vajjnath, Dist : Beed, Maharashtra, 北緯 18.866819、東経 76.522179) は、マハラシュトラ州のほぼ中央に位置し、最寄りの空港であるアウランガバードから車で約4時間の場所にある。

Parli発電所は、廃止となった1および2号機(30MW×2)と稼働中の3から5号機(210MW×3)、1から5号機から約2km離れた場所にある6,7号機(250MW×2)により構成されており、現在、6,7号機に隣接する敷地に8号機(250MW×1)が建設中である。調査対象である3,4および5号機の発電設備の主要仕様および運転指標を表4.1-1に示す。

表4.1-1 Plant Particulars of Parli Thermal Power Station

Items	Unit 3	Unit 4	Unit 5
Rated Output (MW)	210	210	210
Commercial Operation Year	1980	1985	1987
Boiler Manufacturer	BHEL	BHEL	BHEL
Turbine Manufacturer	BHEL	BHEL	BHEL
Cumulative Operation Hours (hrs) COD to end of 2011	195,336	182,090	171,592
Gross Electricity Generation (MU) per Year (2009, 2010)	2009:1,085.8 2010:1,127.3	2009:1,281.0 2010:1,095.7	2009: 1,340.1 2010: 1,066.3
Plant Load Factor (%)	2009: 62.91 2010: 54.06	2009: 64.71 2010: 60.68	2009: 69.63 2010: 54.06
Gross Thermal Efficiency (%)	2009: 31.25 2010: 31.88	2009: 31.27 2010: 32.01	2009: 30.73 2010: 30.36

(Source: Parli Power Station of MSPGCL)

$$PLF = (\text{Power Generation per year (MWh)}) / (\text{Rated Output (MW)} \times 24(\text{h}) \times 365(\text{d})) \times 100$$

#### (2) 更改あるいは改修・近代化に係わる設備・運用の状況

##### 1) 発電設備の敷地

発電設備の敷地は、運転中の3,4および5号機と廃止した1および2号機から成り、3から5号機はタービン建屋がつながっている。1および2号機は3号機から約100m北側に離れて位置しており、至近に取り壊す計画である。

3,4および5号機の煙突後方(東側)には、貯炭場がある。

開閉所設備、敷地は、送電会社 MSETCL の所有となっている。

また、発電所構内では、既設号機敷地以外には新設号機(660MW)用の敷地を確保できない。

##### 2) 石炭輸送設備

鉄道による石炭輸送設備があり、石炭の消費量は2010年で4.7百万t(3から5号機は、2.6百万t)である。石炭の受入能力は、10,800t/dayである。



## 3) 燃料供給の現状

国内炭（原炭、洗炭）と輸入炭を使用。石炭の供給が安定しない状態が続いているため、貯炭場には2～3日分のストックしかない。設計炭に比して低カロリー、高灰分の石炭を燃焼するため、稼働率・出力に制限を受けている。

## 4) 灰捨場

灰捨場の面積は、445 ha あり、3 から 8 号機までの灰を処理する。現在の灰捨場は、2034 年までに満杯となると想定している。灰捨場から流れ出る上澄み水（余水）の PH、濁度を毎月測定し、測定値をまとめて CEA にレポートしている。余水は、すべて再利用している。雨期には、灰捨場からあふれ出た余水は小川へ放流している。

灰捨場の水が地下へ浸透することを防ぐ浸透防止シートまたは他の対策は、施されていない。

## 5) 原水供給システム（冷却水他）

原水の供給は、2つのルートがあり、発電所から 9km 離れた Paithan ダムからの取水と発電所近くにある Majgaon ダムからの取水である。原水は主にクーリングタワーのメイクアップ用として使用される。

## 6) 排水

発電所構内から出る排水は、Effluent Treatment Plant へ送られ、処理された後に灰処理スラリーピットへ送られてスラリー用水として活用される。

## 7) 送電線

開閉所および送電線は土地を含めて送電会社 MSETCL の設備となっている。2 から 5 号機の送電電圧は 220kV である。

## 8) 重量物輸送アクセス状況

Parli 発電所として、250MWの重量物の輸送実績がある。

## 9) 新規計画

3 から 5 号機の発電設備から約 2km 離れた場所に 8 号機となる 250MW×1 の発電ユニットを建設中である。

## 10) 環境規制値・社会配慮

主な環境規制値は以下のとおり。

煙突出口排ガス、排水、騒音の基準と現状。

## (a) 煙突出口排ガス

煤塵：

Parameters	Limits	Actual (Jan. 2012)
SPM (unit 3,4,5)	100 mg/Nm <sup>3</sup>	153-249
SPM (unit 6,7)	70 mg/Nm <sup>3</sup>	93,110
SPM (unit 8)	70 mg/Nm <sup>3</sup>	-
*SO <sub>2</sub>	80 t/day	276-331mg/Nm <sup>3</sup>
*NO <sub>x</sub>	150 mg/Nm <sup>3</sup>	137, 139
* State regulation		

(Source: Parli Power Station of MSPGCL)

## (b) 排水

Parameters		Limits	Actual (Jan. 2012)
Condenser Cooling	Temperature	Not exceed to 5°C to Intake	4.5–5°C
	pH	6.50–8.50	8.75–9.44
	Cl <sub>2</sub>	0.5 mg/l	2.61–2.74
Boiler Blowdown	Oil & Grease	20 mg/l	0.0
	Sus. Solids	100 mg/l	ND
	Copper	1 mg/l	0.01–0.04
	Iron	1 mg/l	< 0.01
Coling Tower	Cl <sub>2</sub>	0.5 mg/l	0.13–0.29
	Zinc	1 mg/l	ND
	Chromium	0.2 mg/l	ND
	Phosphate	5 mg/l	2.47–2.53
Ash Pond Effluents	pH	6.50–8.50	7.75
	Oil & Grease	20 mg/l	ND
	Sus. Solids	100 mg/l	132

(Source: Parli Power Station of MSPGCL)

## (c) 騒音

昼間 55 dB (発電所境界)

夜間 45 dB (発電所境界)

## (d) 環境モニタリング

法律で定められた大気・水質の規制項目について、毎月 CEA に実測データを記した環境報告書を提出している。

## (e) 石炭灰の有効利用

2010-2011 年度のフライアッシュ有効利用率 (セメント、レンガ製造) は 77%。2009 年 11 月に環境森林省が定めた目標 (2009 年 11 月時点で稼動している石炭褐炭火力発電所は 2014 年までに、それ以降に運開するものは運開後 4 年までにフライアッシュ有効利用率 100%) の達成を目指している。

## (f) 社会環境に関する問題点

煙突出口煤塵規制値が遵守されていない。灰捨場余水の濁度が基準値を超えている。

## 11) 保守運転状況

O&M 体制は、発電所長直属の運転課長、保守課長がその責任を担う。発電所の運転員は、5 班 3 交替制 (1 班 11 人) で業務を行っている。保守は、ボイラグループ、タービングループ、R&M グループに分かれており、発電所の管理部門および CHP (石炭ハンドリング設備) 担当の部門を合わせると発電所全体として 1,300 人になっている。(関連会社はない)。

運転・保守能力を確認するために、マニュアル類を調査した。運転操作要領については、彼ら自身で作成した、ボイラチューブリーク時の操作対応マニュアルをサンプルとして入手し、内容を確認した。予備品管理は、統合ソフト (ERP) を用いて管理している。また、ISO9001 や ISO14000 を取得しているが、安全衛生 (OSHA) については、未取得である。

## 12) 研修プログラム

オペレーターの研修期間は約 1 年。トレーニングシステムが確立している。MSPGCL として研修施設は 2 箇所 (KORADI training center / NASIK training center) あり、ここにはシュミュレーター施設も含まれている。トレーニングセンターでの研修期間は 22 週間である。

MSPGCL の各発電所にはそれぞれサブ研修施設(Sub training center)がある。

## (3) 評価

## (3-1) 更改計画

## 1) 更改計画

MSPGCL としては 660MW 新設の計画はないが、調査団としては 3 から 5 号機までの発電設備を廃止した後、1 から 5 号機までの設備の撤去を行い、その敷地に 660MW 発電所 1 基を建設する計画で検討を行った。なお、日本における実績を考慮して撤去工事期間は 2.5 年間と想定する。

## 2) 更改方法

- (a) 撤去工事は、工事の安全を考慮した撤去場所の分けを行う。
- (b) 建物およびタンク等の各設備を取り壊す。
- (c) 設備基礎のコンクリートマットを掘削後、撤去して更地とする。地中にある既設の支持杭は撤去工事においては撤去せず、新規プラントの設計時に既設支持杭の配置を考慮した基礎設計を行う。設計上既設支持杭と新規支持杭がどうしても重なる場合には、当該杭を掘削して取り除く工事を行う。
- (d) 既設設備撤去後は、設計図書に従って更改工事を行う。

## 3) 更改後の主要指標

更改後の主要指標を収集データに基づいて表 4.1-2のとおりとした。

表4.1-2 Plant Particulars of Parli 660 MW (same as Bhusawal conditions)

Items	New Unit
Rated Output (MW)	660
Boiler	Supercritical pressure, once-through, Reheat Type.
Turbine	Tandem compound single reheat condensing turbine
Steam conditions at Turbine HP inlet	247 kg/cm <sup>2</sup> 563°C
at Turbine IP inlet	40 kg/cm <sup>2</sup> 593°C
Plant Load Factor	85%
Unit Heat Rate (Unit Heat Rate at 85% PLF)	2,130 kcal/kWh

(Source: Parli Power Station of MSPGCL)

## 4) 更改に係わる要因の検討

## (a) 土地

1 から 5 号機の既設設備の撤去した跡地および開閉所の撤去跡地を活用する。土地の新たな取得は必要ない。自然通風方式冷却塔（直径約 150m）の設置場所は、既設の冷却塔跡地を利用する。開閉所は大きな設置面積を必要としない GIS 方式を採用する。開閉所敷地は、送電会社 MSETCL の所有となっていることから、MSETCL の了解を得る必要がある。（Attachment-1 参照）

## (b) 石炭の供給元確保

現在 3、4 および 5 号機が使用している国内炭の割当量を受け入れることとなるが、発電容量が増加した分の割り当てを石炭公社へ依頼する必要がある。また、炭鉱から発電所への鉄道輸送能力の確認が必要となる。

## (c) 原水供給システム（冷却水他）

現在 3、4 および 5 号機が使用している用水量は確保されているが、発電容量の増加に伴う、Paithan ダムと Majgaon ダムからの取水量の確保については、州政府の了解を得る必要がある。

## (d) 送電線容量

400kV の開閉所および送電線の増設の検討が送電会社 MSETCL を含め必要となる。

## (e) 灰捨場容量

既設の灰捨場を共用するため、灰捨寿命を検討する必要がある。灰捨場から地下へ水の浸透を防ぐシート等は、灰捨場底部に設置されていない。

## (f) 許認可事項

環境に関する許認可、航空障害許可や州政府の発電所建設許可を取得する必要がある。

## (g) 財務状況

MSPGCL は、少なくとも至近 5 年間安定的に利益をあげており、資金返済に問題はないものと思われる。

## 5) 更改による経済効果

## (a) 効率改善による燃料節減効果（石油換算 t）

現状設備の効率指標は以下のとおり。

**表4.1-3 Parli Unit 3, 4 & 5 Fundamental Data for April 2011–February 2012**

Generation	2,410.5 Million kWh
Heat rate	3,002 kcal/kWh
Auxiliary power consumption	12.56%
Coal GCV	3,338 kcal/kg
Coal price (2010–2011)	2,672.4 Rs/MT
Specific Coal Consumption	0.867 kg/kWh

(Source: Parli Power Station of MSPGCL)

DPRが未作成であるため、更改後のHeat RateがBhusawalと同等の2,130kcal/kWhと想定すると、29%の効率改善となる。872kcal/kWhの効率改善効果は、既存設備(210MW×3)の至近年の平均設備利用率 60%相当の発電電力量 3,311.3 百万kWhに換算すると、年間

288,744 toeの燃料削減効果となる(2012年省エネルギー規則のtoe価値で換算すると293 crore)。CO<sub>2</sub>削減効果は、1,096,111 tCO<sub>2</sub>と試算される。

(b) ユニット事故停止の減少による供給力増加 (MWh)

3、4 および 5 号の過去 5 年間の事故停止率は平均で 7.9% である。更改後の事故停止率は 3% と想定した。この改善による供給力増加は、必要な石炭が確保されるという前提で  $660\text{MW} \times 8,760\text{hrs} \times (7.9\% - 3\%) = 283,298\text{MWh}$  となる。

(c) 所内電力量低減による売電電力量の増加

3 から 5 号機の 2011 年 4 月から 2012 年 2 月における所内率は、12.56%。更改した場合、所内率は 6% と想定されるため、売電電力量の増加が期待される。

6) 資金規模

既設設備撤去費用	12 crore
発電所建設費	3,498 Crore (IDC 含まず)

7) 実施体制

円借款に関する必要な手続を円滑に実施し効果的なものとするために州電力会社と州電力局および関係各署からなるプロジェクト推進会議を開催し、情報を共有するとともに州電力会社が実施機関としてリーダーシップを発揮することが必要である。

8) 環境・社会への影響

既設発電所敷地内に建設され、高効率で環境への排出値も減少することから、基本的に問題ないと考える。地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。

9) 課題

- (a) 開閉所敷地の利用は、送電会社 MSETCL と協議する必要がある。また、新規の送電線設備の設置または既設送電線の活用についても詳細な協議が必要となる。
- (b) 出力が増加した分 (630MW から 660MW) の燃料 (石炭) や原水の確保が必要となる。
- (c) 更改に必要な許認可 (環境他) の取得が必要となる。
- (d) 現状、煤塵規制値 100mg/Nm<sup>3</sup>が遵守できていないことから、更改後は規制値を遵守することが望まれる。
- (e) 灰捨場にシートが設置されていないため、灰捨場の水が浸透し地下水への影響が懸念されることから、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングが必要となる。
- (f) 超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、研修プログラムの策定、実施が必要となる。
- (g) プロジェクトを進めるためには、DPR の作成が必要である。

(3-2) 改修・近代化計画

Parli 発電所は、World Bank からの情報によると余寿命診断 (RLA: Remaining Life Assessment)、環境影響調査、社会影響調査を World Bank の支援を受けて実施中であるとの事であった。

発電所からの回答書によると、余寿命診断 (RLA) の調査は、2012 年 2 月に実施し、その報告書は 2012 年 5 月末に提出される予定である。また、3 号機の改修・近代化 (R&M: Renovation and Modernization) は、「詳細設計企画書」(DPR: Detail Project Report) を外部に委託したコン

サルタントから受け取った後に、改修項目について入札を行い、改修工事を実施する手順となる。

#### 1) 維持管理の状況、過去の主な故障・トラブル事例

2005年から2010年までに3から5号機で起こった過去の主な故障・トラブルの以下に示す。ボイラのチューブリークが主な事故になっているが、近年チューブリークの回数が減少しているが、これは定期点検時にボイラ火炉の点検範囲を広げて、適切な補修を行ったことや部分負荷で運転して蒸気圧力が下がった運転結果によるものと考えられる。

- Boiler tube leakage (W/W)
- Reheater tube leakage
- Eco tube leakage
- LTSH tube leakage
- H2 leakage (Generator)
- Turbine bearing 6 vibration high
- HRH tube leakage
- Generator casing H2 gasket leakage
- Furnace pressure very high (by wet coal)
- Flash over occurred at 6.6 kV breaker of ID Fan

#### 2) 過去の主な改修・近代化事例

3から5号機の1993年からの過去の主な改修・近代化事項は以下のとおり。

- Renovation of Fly Ash Handling System (3号機)
- Air heater seal modification (3号機)
- Replacement of SH&RH spray control valve (3、4、5号機)
- Replacement of 6.6 kV MOCBs by VCBs (3、4号機)
- Installation of pneumatically type of CMRHS (3、4号機)
- Retrofitting of MOCBs by VCBs (3、4、5号機)
- Replacement of cold air gates & dampers and hot air dampers (3、4、5号機)
- Up-gradation of C&I system (3号機)
- Installation of microprocessor based controller system (4、5号機)

#### 3) 計画中の改修・近代化項目

2012年2月に3号機を対象としてボイラ RLA、タービン発電機 RLA、主要補機(BOP) RLA(経年劣化と機器ダメージを目的に調査したもの)を外部のコンサルタントが調査を実施し、報告書は2012年5月末に発電所へ提出されることになっている。その後の手順としては、Energy Audit Report の作成と評価、R&M 項目の選定評価、選定された R&M 項目に基づいた DPR の作成となり、この DPR をもとに R&M 工事に必要な入札図書を作成することになる。

発電所側は、3号機の結果をもとに4、5号機へ改修・近代化項目を展開する予定である。

今回の調査では、RLA の報告書を入手することができなかったが、聞き取り調査における改修・近代化項目は以下のとおりである。

- タービンの更新 (タービン取替え (翼の取替え、出力の増加 210MW から 220MW へ))



- BFP の更新
  - CWP のシステムの更新 (3 号機)
  - 空気圧縮機の更新
  - 微粉炭機 の取替え
  - IDF、PAF の取替え
  - ESP の取替え (3 号機)
- 4) 改修・近代化方法の検討とコストの概算
- (a) 改修・近代化方法の検討
- 発電所側ですでに R&M に関する調査が進んでいることから、調査団が調査報告書のレビューを行い、調査結果への助言を行うことが改修・近代化項目の適切な選択となると考える。
- (b) 改修・近代化項目のコスト概算
- 効果的な効率の改善策として、タービン本体の取替えがある。以下の条件にてタービン本体を取り替えた場合の効率改善と費用の概算を検討した。
- 高圧・中圧・低圧タービンに最新の蒸気通路部技術を適用する。
  - 改造においては、高圧・中圧・低圧ロータ、ノズルダイヤフラム、内部ケーシングは更新する。
  - 蒸気主要弁、高圧・中圧・低圧外部ケーシング、発電機、復水器、給水加熱器等は既設品を流用使用する。
  - 主蒸気流量を既設設計条件と同じとする。ボイラの発生蒸気量は現状と同一とする。
  - 熱量費率は、約 5% 改善が見込まれる。
  - 改修工程は、定期定検時のタービン寸法測定に 0.5 ヶ月、タービン製作に 18 ヶ月、現地での組立工期は試運転を除いて約 3 ヶ月
  - 概算費用は、1 ユニット分のタービン更新で現地での組立作業を含み、約 20 億円。
- 5) 更改による経済効果
- (a) 効率改善による燃料節減効果 (石油換算 t)
- 5% の効率改善がタービンの改修、近代化により見込まれ、改修後の Heat Rate は 2,852kcal/kWh と算定される。150 kcal/kWh の効率改善効果は、既存設備 (210MW×3) の至近年の平均設備利用率 60% 相当の発電電力量 3,311.3 百万 kWh に換算すると、年間 49,669 toe の燃料削減効果となる (2012 年省エネルギー規則の toe 価値で換算すると 50 crore)。CO<sub>2</sub> 削減効果は、188,551 tCO<sub>2</sub> と試算される。
- 6) 課題
- (a) 改修の必要性は、設備の経年劣化とともに石炭の発熱量の低下および灰分の増加によるものである。
- (b) 微粉炭機、ESP、灰処理装置、ファン類に関しては、現在使用している石炭性状を考慮した設備とすることが望まれる。
- (c) 改修、近代化後も適切なメンテナンスが必要となる。



**(3-3) 更改計画と改修計画の優先順位**

3号機から5号機は運開後約30年経過した設備で、一般的には改修・近代化の方が更改よりも優先順位が高いと言える。

改修・近代化または更改の選択は、基本的には投資額、ヒートレート、燃料費と環境面を考慮した、技術経済検討によって決められる。改修・近代化については、投資額は低いが、ヒートレートの改善、燃料費の削減および環境面での改善割合も低くなる。更改については、投資額は高いが、ヒートレートの改善、燃料費削減および環境面での改善割合も高くなる。さらに、残存価値、撤去費用や既設発電所停止による収入の損失は、更改の場合には考慮される必要がある。改修・近代化に関するDPRがまだ未完成であり、更改に関するDPRがないことから、調査団は技術経済分析を十分行える情報を得ることが出来なかった。

しかしながら調査団は、世界銀行の支援による3号機の改修・近代化の調査を実施する際に、MSPGCLの経営層は上記の事項を考慮したものと推定している。

改修・近代化の調査はすでに開始されているが、本発電所のための改修・近代化に関するDPRは作成準備段階である。新規の660MWユニットの更改に関するDPRを作成する場合には、1.5年程度かかるため、早期のプロジェクト実現を目指すとするれば、本発電所では改修・近代化を選択することが優先されるべきであると考えられる。

**(3-4) 更改計画および改修計画評価結果総括表**

以下に評価結果総括表を示す。

**表4.1-4 更改評価結果概要 (Parli 発電所 3号機から 5号機)**

	Item	Contents
1	更改計画	MSPGCLとしては660MW新設の計画はないが、調査団としては3から5号機までの発電設備を廃止した後、1から5号機までの設備の撤去を行い、その敷地に660MW発電所1基を建設する計画で検討を行った。
2	更改後の主要指標	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 定格出力 (MW): 660 MW</li> <li>- ユニットヒートレート (at PLF: 85%): 2,130 kcal/kWh</li> <li>- 設備利用率 (PLF) : 85%</li> </ul>

	Item	Contents
3	更改に係わる要因の検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 土地：土地の新たな取得は必要ない。開閉所は大きな設置面積を必要としない GIS 方式を採用する。開閉所敷地は、送電会社 MSETCL の所有となっていることから、MSETCL の了解を得る必要がある。</li> <li>- 石炭の供給元確保：発電容量が増加した分の割り当てを石炭公社へ依頼する必要がある。</li> <li>- 原水供給システム（冷却水他）：発電容量の増加に伴う取水量の確保については、州政府の了解を得る必要がある。</li> <li>- 送電線容量：400kV の開閉所および送電線の増設の検討が送電会社 MSETCL を含め必要となる。</li> <li>- 灰捨場容量：既設の灰捨場を共用するため、灰捨寿命を検討する必要がある。</li> <li>- 許認可事項：環境に関する許認可、航空障害許可や州政府の発電所建設許可を取得する必要がある。</li> <li>- 財務状況：MSPGCL は、少なくとも至近 5 年間安定的に利益をあげている。</li> </ul>
4	更改による経済効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 更改後の Heat Rate は Bhusawal と同等の 2,130kcal/kWh と想定した。</li> <li>- 効率は、29%の改善となる。</li> <li>- 872kcal/kWh の効率改善効果は、既存設備(210MW×3)の至近年の平均設備利用率 60%相当の発電電力量 3,311.3 百万 kWh に換算すると、年間 288,744 toe の燃料削減効果となる（2012 年省エネルギー規則の toe 価値で換算すると 293 crore）。</li> </ul>
5	CO <sub>2</sub> 削減効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CO<sub>2</sub> 削減効果は、1,096,111 tCO<sub>2</sub> と試算される。</li> </ul>
6	資金規模	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 既設設備撤去費用 12 crore</li> <li>- 発電所建設費 3,498 crore (IDC 含まず)</li> </ul>
7	実施体制 (実施機関)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MSPGCL</li> </ul>
8	環境・社会への影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 既設発電所敷地内に建設され、高効率で環境への排出値も減少することから、基本的に問題ないと考えられる。</li> <li>- 地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。</li> </ul>
9	課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 現状、煤塵規制値 100mg/Nm<sup>3</sup> が遵守できていないことから、更改後は規制値を遵守することが望まれる。</li> <li>- 灰捨場にシートが設置されていないため、灰捨場の水が浸透し地下水への影響が懸念されることから、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングが必要となる。</li> <li>- 超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、研修プログラムの策定、実施が必要となる。</li> </ul>

表4.1-5 改修・近代化評価結果概要 (Parli 発電所 3号機から 5号機)

	Item	Contents
1	改修・近代化の手順	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2012年2月に3号機を対象としてボイラ RLA、タービン発電機 RLA、主要補機(BOP) RLA(経年劣化と機器ダメージを目的とした調査) を外部のコンサルタントが実施し、報告書は2012年5月末に発電所へ提出されることになっている。その後の手順としては、Energy Audit Report の作成と評価、R&amp;M 項目の選定評価、選定された R&amp;M 項目に基づいた DPR の作成となり、この DPR をもとに R&amp;M 工事に必要な入札図書を作成することになる。</li> <li>- RLA 調査 (RLA 調査は、2012年2月に実行された)</li> <li>- Energy Audit Report の作成</li> <li>- 改修・近代化項目の選定</li> <li>- 選択された改修・近代化項目に関する DPR の作成</li> <li>- 改修・近代化工事に関する入札図書の作成</li> <li>- 入札と改修・近代化工事の実施</li> </ul>
2	維持管理の状況、過去の主な故障・トラブル事例	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 主なトラブルはボイラチューブリークである。</li> </ul>
3	計画中の改修・近代化項目	<ul style="list-style-type: none"> <li>- タービンの更新 (タービン取替え (新型翼への取替え、出力の増加 210MW から 220MW へ)</li> <li>- BFP の更新</li> <li>- CWP のシステムの更新 (3号機)</li> <li>- 空気圧縮機の更新</li> <li>- 微粉炭機の取替え</li> <li>- IDF、PAF の取替え</li> <li>- ESP の取替え (3号機)</li> </ul>
4	改修・近代化方法の検討とコストの概算	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 発電所側ですでに R&amp;M に関する調査が進んでいることから、調査団が調査報告書のレビューを行い、調査結果への助言を行うことが改修・近代化項目の適切な選択となると考える。</li> <li>- タービン本体の取替えの概算費用 <ul style="list-style-type: none"> <li>*高圧・中圧・低圧タービンに最新の蒸気通路部技術を適用する。</li> <li>*改造においては、高圧・中圧・低圧ロータ、ノズルダイヤフラム、内部ケーシングは更新する。</li> <li>*その他の設備は既設品を流用する。</li> <li>*熱量費率は、約 5%改善が見込まれる。</li> <li>*改修工程は、定期定検時のタービン寸法測定に 0.5 ヶ月、タービン製作に 18 ヶ月、現地での組立工期は試運転を除いて約 3 ヶ月</li> <li>*概算費用は、1 ユニット分のタービン更新で現地での組立作業を含み、約 20 億円</li> </ul> </li> </ul>
5	更改による経済効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 5%の効率改善がタービンの改修、近代化により見込まれ、改修後の Heat Rate は 2,852kcal/kWh と算定される。150 kcal/kWh の効率改善効果は、既存設備(210MW×3)の至近年の平均設備利用率 60%相当の発電電力量 3,311.3 百万 kWh に換算すると、年間 49,669 toe の燃料削減効果となる(2012年省エネルギー規則の toe 価値で換算すると 50 crore)。</li> </ul>
6	CO <sub>2</sub> 削減効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CO<sub>2</sub> 削減効果は、188,551 tCO<sub>2</sub> と試算される。</li> </ul>
7	課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 改修は、設備の経年劣化とともに石炭の発熱量の低下および灰分の増加により必要となっている</li> </ul>

(Source: JICA Study Team)

## 4.2 マハラシュトラ州、Bhusawal発電所 2号機と 3号機

### (1) 現状の設備概要および運転状況

Bhusawal 発電所 (Address: Bhusawal Dist, Jalgaon Deepnagar, Maharashtra 425 307、北緯 21.048237、東経 75.841563) は、マハラシュトラ州の北側に位置し、最寄りの空港であるアウランガバードから車で約 3 時間の場所にある。

Bhusawal 発電所は、廃止となった 1 号機 (58MW) と稼働中の 2 および 3 号機 (210MW×2) により構成されており、現在 2 および 3 号機に隣接した敷地に 4 および 5 号機 (500MW×2) が建設中である。調査対象である 2 および 3 号機の発電設備の主要仕様および運転指標を表 4.2-1 に示す。

表4.2-1 Plant Particulars of Bhusawal Thermal Power Station

Items	Unit 2	Unit 3
Rated Output (MW)	210	210
Commercial Operation Year	1979	1982
Boiler Manufacturer	BHEL	BHEL
Turbine Manufacturer	BHEL (LMZ)	BHEL (LMZ)
Cumulative Operation Hours (hrs) COD to end of 2011	211,501.55	204,212.16
Gross Electricity Generation (MU) per Year (2009, 2010)	2009-10:1209.1 2010-11:1167.7	2009-10: 1507.6 2010-11: 1201.4
Plant Load Factor (%)	2009-10: 65.72 2010-11: 63.47	2009-10: 81.95 2010-11: 65.31
Gross Thermal Efficiency (%)	2009: 28.69 2010: 30.41	2009: 28.88 2010: 30.52

(Source: Bhusawal Power Station of MSPGCL)

$$PLF = (\text{Power Generation per year (MWh)}) / (\text{Rated Output (MW)} \times 24(\text{h}) \times 365(\text{d})) \times 100$$

### (2) 更改に係わる設備・運用の状況

#### 1) 発電設備の敷地

発電所は現在運転中の 2 および 3 号機と廃止した 1 号機から成り、2 および 3 号機はタービン建屋がつながっている。1 号機は至近に取り壊す計画である。

1 から 3 号機の煙突後方 (北側) には貯炭場がある。1 から 3 号機南側の開閉所設備は送電会社 MSETCL の所有となるが、開閉所の敷地は、MSPGCL が所有している。発電所構内では、既設号機敷地以外には新設号機 (660MW) 用の敷地を確保できない。

#### 2) 石炭輸送設備

鉄道による石炭輸送設備があり、石炭の消費量は 2010 年で 2.3 百万 t である。石炭の受入能力は、10,000t/day である。

## 3) 燃料供給の現状

国内炭(原炭、洗炭)と輸入炭を使用。2011年11月以降の輸入炭価格は7,535 Rs/t。設計炭に比して低品位の石炭(低発熱量、高灰分)を受け入れているため、稼働率、出力に制約を受けている。

## 4) 灰捨場

灰捨場の面積は、200 ha あり、2、3号機までの灰を処理する計画である。4、5、6号機で増加する灰処理量からすると、現在の灰捨場面積では、2018年には満杯になることが予想されるため、土手をかさ上げして約5年間延命する計画である。また、フライアッシュの有効利用率を現在の70%から100%へ2014年までに高める計画である。

灰捨場から流れ出る上澄み水(余水)のPH、濁度を毎月測定し、測定値をまとめてCEAにレポートしている。灰捨場の余水は、一部再利用しているが、将来的にはすべて再利用される予定である。現在、再利用されていない余水は小川へ放流している。

灰捨場からの地下へ水の浸透を防ぐシート等は設置されていない。

## 5) 原水供給システム(冷却水他)

発電設備に必要な原水は、発電所近くに位置するTapi reservoirより取水する。原水は、主にクーリングタワーのメイクアップ用として使用される。

## 6) 排水

発電所構内から出る排水は、Effluent Treatment Plantへ送られ、処理された後に灰処理スラリーピットへ送られてスラリー用水として活用される。

## 7) 送電線

開閉所を含め、送電線は送電会社(MSETCL)の所掌となっている。2、3号機の送電電圧は132kVである。

## 8) 重量物輸送アクセス状況

Bhusawal 発電所として、現在建設中の500MWの重量物の輸送実績がある。

## 9) 新規計画

現在建設中の4、5号機(500MW×2)に隣接する敷地に660MW×1の建設計画があり、DPRを作成中である。

## 10) 環境規制値・社会配慮

主な環境規制値は以下のとおり。

煙突出口排ガス、排水、騒音の基準と現状。

## (a) 煙突出口排ガス

煤塵：

Parameters	Limits	Actual (Jan. 2012)
SPM (unit 2, 3)	150 mg/Nm <sup>3</sup>	203-143
SPM (unit 4, 5)	50 mg/Nm <sup>3</sup>	-
*SO <sub>2</sub>	80 t/day	17-18
*NO <sub>x</sub>	150 mg/Nm <sup>3</sup>	139-140
* State regulation		

(Source: Bhusawal Power Station of MSPGCL)

## (b) 排水

Parameters	Limits	Actual (Jan. 2012)
Condenser Cooling Temperature	Not exceed to 5°C to Intake	4°C
pH	6.50-8.50	7.5-8.5
Cl <sub>2</sub>	0.5 mg/l	0.0
Boiler Blowdown Oil & Grease	20 mg/l	0.0
Sus. Solids	100 mg/l	31-65
Copper	1 mg/l	0.0
Iron	1 mg/l	0.0
Coling Tower Cl <sub>2</sub>	0.5 mg/l	0.0
Zinc	1 mg/l	0.0
Chromium	0.2 mg/l	0.0
Phosphate	5 mg/l	0.0
Ash Pond Effluents pH	6.50-8.50	7.5-8.8
Oil & Grease	20 mg/l	0.0
Sus. Solids	100 mg/l	19-45

(Source: Bhusawal Power Station of MSPGCL)

## (c) 騒音

昼間 55 dB (発電所境界)

夜間 45 dB (発電所境界)

## (d) 環境モニタリングシステム

法律で定められた大気・水質の規制項目について、毎月 CEA に実測データを記した環境報告書を提出している。

## (e) 石炭灰の有効利用

近隣の小規模レンガ製造工場（十数か所）で有効利用されている。（320m<sup>3</sup>/day）2009年11月に環境森林省が定めた目標（2009年11月時点で稼動している石炭褐炭火力発電所は2014年までに、それ以降に運開するものは運開後4年までにフライアッシュ有効利用率を100%とする）の達成を目指している。

## (f) 社会環境に関する問題点

2号機は煤塵規制値 150mg/Nm<sup>3</sup>を遵守できていない。煤塵の排出を削減するために、アンモニア注入システムを2005年から3号機に適用して、規制値を遵守している。このシステムを2012年12月までに2号機へ適用することを計画している。



### 11) 保守運転状況

O&M 体制は、発電所長直属の運転課長、保守課長がその責任を担う。発電所の運転員は、5 班 3 交替制（1 班 7 人）で業務を行っている。発電所は、管理グループ、500MW プロジェクトグループ、エンジニアグループ（運転、石炭・灰ハンドリング、機械、電気、土木）に分かれている。

保守運転の能力確認のため、マニュアル類を調査した。運転マニュアルと保守マニュアルは適切に作成されていることを確認した。予備品管理は、統合ソフト（ERP）を用いて管理している。また、ISO9001 や ISO14000 安全衛生(OSHA)を取得している。

### 12) 研修プログラム

オペレーターの研修期間は約 1 年間。トレーニングシステムが確立している。MSPGCL として研修施設は 2 箇所（Koradi training center / Nasik training center）あり、ここにはシュミレーター施設も含まれている。トレーニングセンターでの研修期間は 22 週間である。

MSPGCL の各発電所にはそれぞれサブ研修施設(Sub training center)があり、Bhusawal 発電所の研修施設はその中でも州や CEA から高い評価を受けた。新入エンジニアはトレーニングセンターの研修を含めて 52 週間の研修を受ける。

## (3) 評価

### 1) 更改計画

MSPGCL は、当初 1 号機を撤去した跡地に 660MW×1 を建設する計画を立てていたが、敷地面積が不十分なために現在建設中の 4 および 5 号機の隣接地に建設することに計画を変更している。今回の調査においては、2 および 3 号機の発電設備を廃止して、1 から 3 号機の設備を撤去した跡地と開閉所撤去跡地に 660MW×1 を建設することで検討を行った。なお、日本における実績を考慮して撤去工事期間は 2 年間と想定する。

### 2) 更改方法

- (a) 撤去工事は、工事の安全を考慮した撤去場所の区分けを行う。
- (b) 建物およびタンク等の各設備を取り壊す。
- (c) 設備基礎のコンクリートマットを掘削後、撤去して更地とする。地中にある既設の支持杭は撤去工事においては撤去せず、新規プラントの設計時に既設支持杭の配置を考慮した基礎設計を行う。設計上既設支持杭と新規支持杭がどうしても重なる場合には、当該杭を掘削して取り除く工事を行う。
- (d) 既設設備撤去後は、設計図書に従って更改工事を行う。

### 3) 更改後の主要指標

更改後の主要指標を収集データに基づいて表 4.2-2のとおりとした。



表4.2-2 Plant Particulars of Bhusawal 660MW

Items	New Unit	
Rated Output (MW)	660	
Boiler	Supercritical pressure, once-through, Reheat Type.	
Turbine	Tandem compound single reheat condensing turbine	
Steam conditions at Turbine HP inlet	247 kg/cm <sup>2</sup>	563°C
at Turbine IP inlet	40 kg/cm <sup>2</sup>	593 °C
Plant Load Factor	85%	
Unit Heat Rate (Unit Heat Rate at 85% PLF)	2,130 kcal/kWh	

(Source: Bhusawal Power Station of MSPGCL)

## 4) 更改に係わる要因の検討

## (a) 土地

1 から 3 号機の設備を撤去した跡地および開閉所の撤去跡地を活用する。土地の新たな取得は必要ない。自然通風方式冷却塔（直径約 150m）の設置場所は、既設の冷却塔跡地を利用する。開閉所は大きな設置面積を必要としない GIS 方式を採用する。開閉所敷地は、送電会社 MSETCL の所有となっていることから、MSETCL の了解を得る必要がある。（Attachment-2 参照）

## (b) 石炭の供給元確保

2 から 3 号機の容量（210MW×2）についての石炭供給量は確保されているが、発電容量が 660MW に増加した分の石炭が不足することになるため、石炭受け入れ設備の増強や追加の石炭供給元を確保する必要がある。  
また、炭鉱から発電所への鉄道輸送能力の確認が必要となる。

## (c) 原水供給システム（冷却水他）

現在 2 から 3 号機が使用している用水量は確保されているが、発電容量の増加に伴う Tapi reservoir からの取水量の確保については、州政府の了解を得る必要がある。

## (d) 送電線容量

400kV の開閉所および送電線の増設の検討が送電会社 MSETCL を含め必要となる。

## (e) 灰捨場容量

既設の灰捨場を共用するため、灰捨寿命を検討する必要がある。  
既存灰捨場のため灰捨場から地下へ水の浸透を防ぐシート等は設置されていないことから、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングを行い、浸透水による汚染を監視することが必要と考える。今後新規の灰捨場を建設する場合には水の浸透を防ぐシート等を設置する必要がある。

## (f) 許認可事項

環境に関する許認可、航空障害許可や州政府の発電所建設許可を取得する必要がある。

## (g) 財務状況

MSPGCL は、少なくとも至近 5 年間安定的に利益をあげており、資金返済に問題は無いものと思われる。

## 5) 更改による経済効果

## (a) 効率改善による燃料節減効果（石油換算 t）

現状設備の効率指標は以下のとおり。

**表4.2-3 Bhusawal Unit 2, 3 Fundamental Data for April 2011–February 2012**

Generation	2,074.5 Million kWh
Heat rate	2,805 kcal/kWh
Auxiliary power consumption	11.17%
Coal GCV	2,937 kcal/kg
Coal price	2,633 Rs/MT
Specific Coal Consumption	0.94 kg/kWh

(Source: Bhusawal Power Station of MSPGCL)

現在MSPGCLが作成中のDPRでは、Unit Heat Rateが2,130kcal/kWhであり、24%の効率改善となる。675kcal/kWhの効率改善効果は、既存設備(210MW×2)の至近年の年間設備利用率65%相当の発電電力量2391.5百万kWhを想定すると、年間161,425 toeの燃料削減効果となる(2012年省エネルギー規則のtoe価値で換算すると164 crore)。CO<sub>2</sub>削減効果は、612,792 tCO<sub>2</sub>と試算される。

## (b) ユニット事故停止の減少による供給力増加 (MWh)

2 および 3 号の過去 5 年間の事故停止率は平均で 4.6% である。更改後の事故停止率は 3% と想定した。この改善による供給力増加は、

$660\text{MW} \times 8,760\text{ hrs} \times (4.6\% - 3\%) = 92,505\text{ MWh}$  となる。

## (c) 所内電力量低減による売電電力量の増加

2 および 3 号機の 2011 年 4 月から 2012 年 2 月における所内率は、11.17%。更改されると、所内率は 6.0% と想定されるため、売電電力量の増加が期待される。

## 6) 資金規模

既設設備撤去費用 8 Crore

発電所建設費 3,498 Crore (IDC 含まず)

MSPGCL が建設を計画している 660MW の土地取得費は、25 crore。

## 7) 実施体制

円借款に関する必要な手続を円滑に実施し効果的なものとするために州電力会社と州電力局および関係各署からなるプロジェクト推進会議を開催し、情報を共有するとともに州電力会社が実施機関としてリーダーシップを発揮することが必要である。

## 8) 環境・社会への影響

既設発電所敷地内に建設され、高効率で環境への排出値も減少することから、基本的に問題ないとする。地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。

## 9) 課題

- a) 開閉所敷地の利用は、送電会社 MSETCL と協議する必要がある。また、新規の送電線設備の設置または既設送電線の活用についても詳細な協議が必要となる。
- b) 出力が増加した分（420MW から 660MW）の燃料（石炭）や原水の確保が必要となる。
- c) 更改に必要な許認可（環境他）の取得が必要となる。
- d) 現状、煤塵規制値 150mg/Nm<sup>3</sup>が遵守できていないことから、更改後は規制値を遵守することが望まれる。
- e) 灰捨場から地下へ灰捨場の水が浸透し、地下水への影響が懸念されることから、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングが必要となる。
- f) 超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、研修プログラムの策定、実施が必要となる。

## 10) 更改計画評価結果総括表

以下に評価結果総括表を示す。

表4.2-4 更改評価結果概要（Bhusawal 発電所 2 号機と 3 号機）

	Item	Contents
1	更改計画	調査団は、2 および 3 号機の発電設備を廃止して、1 から 3 号機の設備を撤去した跡地と開閉所撤去跡地に 660MW × 1 を建設することで検討を行った。
2	更改後の主要指標	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 定格出力 (MW):660 MW</li> <li>- ユニットヒートレート(at PLF: 85%): 2,130 kcal/kWh</li> <li>- 設備利用率: 85%</li> </ul>
3	更改に係わる要因の検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 土地：土地の新たな取得は必要ない。開閉所は大きな設置面積を必要としない GIS 方式を採用する。開閉所敷地は、送電会社 MSETCL の所有となっていることから、MSETCL の了解を得る必要がある。</li> <li>- 石炭の供給元確保：発電容量が 660MW に増加した分の石炭が不足することになるため、石炭供給元を確保する必要がある。</li> <li>- 原水供給システム（冷却水他）：発電容量の増加に伴う Tapi reservoir からの取水量の確保については、州政府の了解を得る必要がある。</li> <li>- 送電線容量：400kV の開閉所および送電線の増設の検討が送電会社 MSETCL を含め必要となる。</li> <li>- 灰捨場容量：既設の灰捨場を共用するため、灰捨寿命を検討する必要がある。</li> <li>- 許認可事項：環境に関する許認可、航空障害許可や州政府の発電所建設許可を取得する必要がある。</li> <li>- 財務状況：MSPGCL は、少なくとも至近 5 年間安定的に利益をあげている。</li> </ul>

	Item	Contents
4	更改による経済効果	- 更改後の Unit Heat Rate は 2,130kcal/kWh と想定する。 - 効率は、24%の改善となる。 - 675kcal/kWh の効率改善効果は、既存設備(210MW×2)の至近年の年間設備利用率 65% 相当の発電電力量 2391.5 百万 kWh を想定すると、年間 161,425 toe の燃料削減効果となる(2012 年省エネルギー規則の toe 価値で換算すると 164 crore)。
5	CO <sub>2</sub> 削減効果	- CO <sub>2</sub> 削減効果は、612,792 tCO <sub>2</sub> と試算される。
6	資金規模	- 既設設備撤去費用 8 Crore - 発電所建設費 3,498 Crore(IDC 含まず)
7	実施体制 (実施機関)	- MSPGCL
8	環境・社会への影響	- 既設発電所敷地内に建設され、高効率で環境への排出値も減少することから、基本的に問題ないと考えられる。 - 地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。
9	課題	- 現状、煤塵規制値 150mg/Nm <sup>3</sup> が遵守できていないことから、更改後は規制値を遵守することが望まれる。 - 灰捨場から地下へ灰捨場の水が浸透し、地下水への影響が懸念されることから、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングが必要となる。 - 超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、研修プログラムの策定、実施が必要となる。

(Source: JICA Study Team)

#### 4.3 マディアプラディッシュ州、Satpura発電所 1号機から 5号機

##### (1) 現状の設備概要および運転状況

Satpura 発電所 (Address: Sarni, District: Betul, Madhya Pradesh, 北緯 22.111128, 東経 78.174591) は、マディアプラディッシュ州の南東に位置し、最寄りの空港であるジャバルプールから車で約 6 時間の場所にある。

Satpura 発電所は、Power House 1 (PH-1) と言われる 1 号機から 5 号機 (62.5MW×5) と PH-2 と言われる 6 および 7 号機 (200MW×1, 210MW×1) ならびに PH-3 と言われる 8 および 9 号機 (210MW×2) より構成されており、現在 9 号機に隣接した敷地に 10 および 11 号機 (250MW×2) が建設中である。計画による商業運転開始は、10 号機が 2012 年 12 月、11 号機が 2013 年 4 月である。調査対象である PH-1 (1 から 5 号機) の発電設備の主要仕様および運転指標を表 4.3-1 に示す。

表4.3-1 Plant Particulars of Satpura Thermal Power Station

Items	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5
Rated Output (MW)	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5
Commercial Operation Year	1967	1968	1968	1968	1970
Boiler Manufacturer	B&W London	B&W London	B&W London	B&W London	B&W London
Turbine Manufacturer	GE	GE	GE	GE	GE
Cumulative Operation Hours (hrs) COD to end of 2011	293,798	295,758	285,212	286,179	278,986
Gross Electricity Generation (MU) per Year (2009, 2010)	2009:1,798.4 2010:1,761.1				
Plant Load Factor (%)	2009: 63.70 2010: 66.57	2009:65.08 2010:60.39	2009:67.46 2010:64.92	2009:65.45 2010:65.45	2009: 67.40 2010: 64.33
Gross Thermal Efficiency (%)	2009: 25.55 2010: 24.50	2009:24.18 2010:24.45	2009:23.38 2010:23.87	2009:23.01 2010:24.66	2009: 24.22 2010: 23.57

(Source: Satpura Power Station of MPPGCL)

$$PLF = (\text{Power Generation per year (MWh)}) / (\text{Rated Output (MW)} \times 24(\text{h}) \times 365(\text{d})) \times 100$$

## (2) 更改に係わる設備・運用の状況

### 1) 発電設備の敷地

発電設備の敷地は、PH-1(1号機から5号機)とPH-2(6号機、7号機)、PH-3(8号機、9号機)から成る。貯炭場は、発電設備から約1kmが離れた西側に位置している。PH-1は建設中の10および11号機が商業運転を開始した後に取り壊す計画である。発電所構内では、既設号機敷地以外には新設号機(660MW)用の敷地を確保できない。

### 2) 石炭輸送設備

PH1は、炭鉱からのベルトコンベヤによる直送とトラックによる輸送が行われている。

また、PH-1の石炭の消費量は2010-2011年で約1.8百万tであり、現状6,500t/dayの国内炭(原炭)を受け入れている。

### 3) 燃料供給の現状

現在7つの炭鉱から安定的に石炭の供給を受けている。近く新たに2炭鉱が採掘を開始する予定。

### 4) 灰捨場

既設備用(PH-1, 2, 3)の灰捨場の面積は、372haである。灰捨場から流れ出る上澄み水(余水)のPH、濁度を毎日測定し、測定値(1ヶ月平均値)をまとめてレポートを作成している。余水の一部は灰処理用水として再利用している。

また、灰捨場からの地下への水の浸透を防ぐシート等は設置されていない。

現在工事中である新設の灰捨場は、2箇所あり、111haについてはPH-1、2、3で使用し、130haについてはPH-4(250MW×2)の灰を捨てる計画である。660MW号機のボトムアッシュ(クリンカ灰)は、111haの灰捨場に捨てられ、フライアッシュは111haまたは130haの灰捨場のどちらかに捨てられる

130ha の灰捨場底面には、HDPE (high density polyethylene) を敷いて灰捨場の水が地下へ浸透するのを防止する設計となっている。ナグプールにある国立環境研究所 (National Environment Research Institute, Nagapur) が 111ha の灰捨場底面にライナーが必要かどうか検討中である。AWRS (Ash water recycle System) も設置する計画で余水を灰処理用水としてリサイクル活用する。

#### 5) 原水供給システム (冷却水他)

発電設備に必要な原水は、発電所近くに位置する Satpura reservoir から取水する。Reservoir から取水した冷却用水は、主に復水器の冷却水として使用し、その後はもとの Satpura reservoir へ放流する (once through 方式)。PH-2、PH-3 も同じシステムである。PH-4 は自然通風冷却塔方式を採用している。

#### 6) 排水

発電所構内から出る排水は、Neutralization plant へ送られ、PH 6.5 から 8.2 以内に中和した後に灰処理スラリーピットへ送られてスラリー用水として活用される。

#### 7) 送電線

開閉所は電力会社 MPPGCL の設備となっているが、送電線は送電会社 MPPTCL の設備となっている。PH-1 は 220kV 用開閉所から送電している。また、隣接する 400kV 開閉所と 220kV 開閉所は連携している。

#### 8) 重量物輸送アクセス状況

Satpura 発電所としては、210MW の重量物の輸送実績はある。現在、PH-3 に隣接する場所に 250MW×2 の発電所建設工事が行われており、それに伴う重量物の搬入が行われている。

#### 9) 新規計画

PH-3 に隣接する場所に 250MW×2 の発電所 (PH-4) を建設中である。MPPGCL は PH-1 を取り壊した敷地内に 660MW×1 建設のリプレース計画があり、ドラフト DPR は作成済みである。

#### 10) 環境規制値・社会配慮

主な環境規制値は以下のとおり。

煙突出口排ガス、排水、騒音の基準と現状。

##### (a) 煙突出口排ガス

煤塵：

Parameters	Limits	Actual (Jan. 2012)
SPM (unit 1 to 9)	150 mg/Nm <sup>3</sup>	142–482
SPM (unit 10, 11)	50 mg/Nm <sup>3</sup>	–
SPM (planned 660 MW)	50 mg/Nm <sup>3</sup>	–
SO <sub>2</sub>	–	–
NOx	–	–

(Source: Satpura Power Station of MPPGCL)



## (b) 排水

Parameters		Limits	Actual (Jan. 2012)
Condenser Cooling	Temperature	Not exceed to 5°C to Intake	34°C return
	pH	6.50–8.50	8.2
	Cl <sub>2</sub>	0.5 mg/l	–
Boiler Blowdown	Oil & Grease	20 mg/l	0.0
	Sus. Solids	100 mg/l	–
	Copper	1 mg/l	< 0.005
	Iron	1 mg/l	< 0.01
Coling Tower	Cl <sub>2</sub>	0.5 mg/l	–
	Zinc	1 mg/l	–
	Chromium	0.2 mg/l	–
	Phosphate	5 mg/l	–
Ash Pond Effluents	pH	6.50–8.50	8.8
	Oil & Grease	20 mg/l	–
	Sus. Solids	100 mg/l	< 100

(Source: Satpura Power Station of MPPGCL)

## (c) 騒音

騒音基準は 85 dB(機側から 1m)である。

## (d) 環境モニタリングシステム

法律で定められた大気・水質の規制項目について、毎月CEAに実測データを記した環境報告書を提出している。(SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>については、使用する国内炭のS, N含有値が低い  
ため計測していない。)

## (e) 石炭灰の有効利用

現状、PH-1 の石炭灰有効利用率は 25%程度(セメント原料)。2009 年に環境森林省が定めた目標 (2009 年 11 月時点で稼動している石炭褐炭火力発電所は 2014 年までに、それ以降に運開するものは運開後 4 年までにフライアッシュ有効利用率を 100%とする)の達成を目指している。

## (f) 社会環境に関する問題点

煙突出口の煤塵規制値 150mg/Nm<sup>3</sup>と同レベルの排出値。PH-2 の排出値は規制値を大きく上回っている。

## 11) 保守運転状況

O&M 体制は、発電所長直属の運転課長、保守課長がその責任を担う。発電所の運転員は、4 班 3 交替制 (1 班 15 人) で業務を行っている。発電所としては、管理グループ、運転グループ (石炭、灰ハンドリング設備を含む)、保守グループ (機械、電気、計装) で構成されている。

保守運転の能力確認のため、マニュアル類を調査した。運転操作要領はユニット起動 (ワールド、ホット) のみ自ら作成している。他の運転操作・保守要領は、OEM が提出した要領書を利用している。

また、ISO9001 や ISO14000 は取得していない。

## 12) 研修プログラム

採用後の導入研修はあるが、その後の確立した研修プログラムはない。オペレーターの育成は主に OJT(On the Job Training)で実施している。

## (3) 評価

## 1) 更改計画

MPPGCL の計画では、現在建設工事中の 10 および 11 号機(250MW×2)が商業運転となった後に PH-1 の発電設備を停止・廃止し、設備を撤去した敷地に 660MW×1 を建設する計画となっている。調査団も同一の計画で検討を行った。なお、日本における実績を考慮して撤去工事期間は 1.5 年間と想定する。

## 2) 更改方法

- (a) 撤去工事は、工事の安全を考慮した撤去場所の区分けを行う。
- (b) 建物およびタンク等の各設備を取り壊す。
- (c) 設備基礎のコンクリートマットを掘削後、撤去して更地とする。地中にある既設の支持杭は撤去工事においては撤去せず、新規プラントの設計時に既設支持杭の配置を考慮した基礎設計を行う。設計上既設支持杭と新規支持杭がどうしても重なる場合には、当該杭を掘削して取り除く工事を行う。
- (d) 既設設備撤去後は、設計図書に従って更改工事を行う。

## 3) 更改後の主要指標

更改後の主要指標をドラフト DPR に基づいて表 4.3-2 のとおりとした。

表4.3-2 Plant Particulars of Satpura 660MW

Items	New Unit	
Rated Output (MW)	660	
Boiler	Supercritical pressure, once-through, Reheat Type.	
Turbine	Tandem compound single reheat condensing turbine	
Steam conditions at Turbine HP inlet	240 kg/cm <sup>2</sup>	565°C
at Turbine IP inlet	45.54 kg/cm <sup>2</sup>	592.8 °C
Plant Load Factor	85%	
Unit Heat Rate (Unit Heat Rate at 85% PLF)	2,317kcal/kWh	

(Source: Satpura Power Station of MPPGCL)

## 4) 更改に係わる要因の検討

## (a) 土地

PH-1 の発電設備を撤去した跡地および開閉所の撤去跡地を活用する。土地の新たな取得は必要ない。自然通風方式冷却塔（直径約 150m）の設置場所は、既設 PH-2 の開閉所前面の土地を利用する。開閉所は大きな設置面積を必要としない GIS 方式を採用す



る。PH-2、3 の既設設備用冷却水配管の付け替え工事が必要となる可能性がある。  
(Attachment-4 参照)

(b) 石炭の供給元確保

PH-1 の容量 (62.5MW×5) についての石炭供給量は確保されているが、発電容量が 660MW に増加した分の石炭が不足することになるため、石炭受け入れ設備の増強や追加の石炭供給元を確保する必要がある。ドラフト DPR にも、新たな石炭供給量の割り当て (Coal Linkage) の必要性が指摘されている。Coal Linkage は石炭省が管轄する Standing Linkage Committee で審議され、Letter of Assurance の発行で承認される。また、炭鉱から発電所への鉄道輸送能力の確認が必要となる。

(c) 原水供給システム (冷却水他)

現在 PH-1 が使用している用水量は確保されているが、発電容量の増加に伴う Satpura reservoir からの取水量の確保については、州政府の了解を得る必要がある。ドラフト DPR によると、660MW の Satpura reservoir からの取水量は約 1,800 t/h である。

(d) 送電線容量

400kV の開閉所および送電線の増設の検討が送電会社 MPPTCL を含め必要である。

(e) 灰捨場容量

新設の灰捨場 (PH-1, PH-2, PH-3 と共用、111ha) を 660MW ユニットに使用する。フライアッシュは、111ha または 130ha の灰捨場へ捨てられる。灰捨場から地下へ水の浸透を防ぐシートは 130ha の灰捨場へ設置する計画であるが、111ha の灰捨場へのシートの設置に関しては、国立環境研究所がその必要性について検討を行っている。

(f) 許認可事項

環境に関する許認可、航空障害許可や州政府の発電所建設許可については現在準備段階である。

(g) 財務状況

MPPGCL は、3 ケ年度連続で損失を計上し、累積損失が 1,299 Crore に達している。

5) 更改による経済効果

(a) 効率改善による燃料節減効果 (石油換算 t)

現状設備の効率指標は以下のとおり。

表4.3-3 Satpura PH-1 (Unit 1 to 5) Fundamental Data for April 2011–February 2012

Generation	1,504.7 Million kWh
Heat rate	4,046 kcal/kWh
Auxiliary power consumption	11.28%
Coal GCV	3,618 kcal/kg
Coal price	1,811 Rs/MT
Specific Coal Consumption	1.08 kg/kWh

(Source: Satpura Power Station of MPPGCL)

MPPGCLが作成したDPRでは、Heat Rateが 2,317 kcal/kWhであり、43%の効率改善となる。1,729 kcal/kWhの効率改善効果は、既存設備 (62.5MW×5) の至近年の年間設備利用率 60%相当の発電電力量 1,642.5 百万kWhを想定すると、年間 283,988 toeの燃料削減効

果となる(2012年省エネルギー規則のtoe価値で換算すると288 crore)。CO<sub>2</sub>削減効果は、1,078,059 tCO<sub>2</sub>と試算される。

(b) ユニット事故停止の減少による供給力増加 (MWh)

PH-1の過去5年間の事故停止率は平均で6.9%である。更改後の事故停止率は3%と想定した。この改善による供給力増加は、

$660\text{MW} \times 8,760 \text{ hrs} \times (6.9\% - 3\%) = 225,482 \text{ MWh}$  となる。

(c) 所内電力量低減による売電電力量の増加

1から5号機の2011年4月から2012年2月における所内率は、11.28%。更改した場合、所内率は6%と想定されるため、売電電力量の増加が期待される。

6) 資金規模

既設設備撤去費用            6 crore

発電所建設費                3498 Crore (IDC 含まず)

7) 実施体制

円借款に関する必要な手続を円滑に実施し効果的なものとするために州電力会社と州電力局および関係各署からなる関係者によるプロジェクト推進会議を開催し、情報を共有するとともに州電力会社が実施機関としてリーダーシップを発揮することが必要である。

8) 環境・社会への影響

既設発電所敷地内に建設され、高効率で環境への排出値も減少することから、基本的に問題ないと考える。地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。

9) 課題

- a) 新規の送電線設備の設置または既設送電線の活用については送電会社 MPPTCL と詳細な協議が必要となる。
- b) 出力が増加した分(312.5MW から 660MW)の燃料(石炭)や原水の確保が必要となる。
- c) 更改に必要な許認可(環境他)の取得が必要となる。
- d) 現状、煤塵規制値 150mg/Nm<sup>3</sup>が遵守できていないことから、更改後は規制値を遵守することが望まれる。
- e) 既設灰捨場から地下へ灰捨場の水が浸透し、地下水への影響が懸念されることから、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングが必要となる。
- f) 現状、研修プログラムが確立されていないこと、及び超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、特に研修プログラムの策定、実施が必要である。
- g) 財務上、累積損失を抱えていることから、資金返済の対応策が必要である。

10) 更改計画評価結果総括表

以下に評価結果総括表を示す。

表4.3-4 更改評価結果概要 (Satpura 発電所 1号機から 5号機)

	Item	Contents
1	更改計画	MPPGCL の計画では、現在建設工事中の 10 および 11 号機 (250MW×2)が商業運転となった後に PH-1 の発電設備を停止・廃止し、設備を撤去した敷地に 660MW×1 を建設する計画となっている。調査団も同一の計画で検討を行った。
2	更改後の主要指標	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 定格出力 (MW):660 MW</li> <li>- ユニットヒートレート (at PLF: 85%): 2,317 kcal/kWh</li> <li>- 設備利用率 (PLF) : 85%</li> </ul>
3	更改に係わる要因の検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 土地：土地の新たな取得は必要ない。開閉所は大きな設置面積を必要としない GIS 方式を採用する。PH-2、3 の既設設備用冷却水配管の付け替え工事が必要となる可能性がある。</li> <li>- 石炭の供給元確保：発電容量が 660MW に増加した分の石炭が不足することになるため、石炭受け入れ設備の増強や追加の石炭供給元を確保する必要がある。</li> <li>- 原水供給システム (冷却水他)：発電容量の増加に伴う Satpura reservoir からの取水量の確保については、州政府の了解を得る必要がある。</li> <li>- 送電線容量：400kV の開閉所および送電線の増設の検討が送電会社 MPPTCL を含め必要である。</li> <li>- 灰捨場容量：新設の灰捨場 (PH-1, PH-2, PH-3 と共用、111ha) を 660MW ユニットに使用する。</li> <li>- 許認可事項：環境に関する許認可、航空障害許可や州政府の発電所建設許可については現在準備段階である。</li> <li>- 財務状況：MPPGCL は、3 会計年度連続で損失を計上している。</li> </ul>
4	更改による経済効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Heat Rate は、2,317 kcal/kWh と想定する。</li> <li>- 効率は、43%の改善となる。</li> <li>- 1,729 kcal/kWh の効率改善効果は、既存設備(62.5MW×5)の至近年の年間設備利用率 60%相当の発電電力量 1,642.5 百万 kWh を想定すると、年間 283,988 toe の燃料削減効果となる(2012 年省エネルギー規則の toe 価値で換算すると 288 crore)。</li> </ul>
5	CO <sub>2</sub> 削減効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CO<sub>2</sub> 削減効果は、1,078,059 tCO<sub>2</sub> と試算される。</li> </ul>
6	資金規模	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 既設設備撤去費用 6 crore</li> <li>- 電所建設費 3498 Crore (IDC 含まず)</li> </ul>
7	実施体制 (実施機関)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MPPGCL</li> </ul>
8	環境・社会への影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 既設発電所敷地内に建設され、高効率で環境への排出値も減少することから、基本的に問題ないと考える。</li> <li>- 地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。</li> </ul>

	Item	Contents
9	課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 現状、煤塵規制値 150mg/Nm<sup>3</sup> が遵守できていないことから、更改後は規制値を遵守することが望まれる。</li> <li>- 既設灰捨場から地下へ灰捨場の水が浸透し、地下水への影響が懸念されることから、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングが必要となる。</li> <li>- 現状、研修プログラムが確立されていないこと、及び超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、特に研修プログラムの策定、実施が必要である。</li> <li>- 財務上、累積損失を抱えていることから、資金返済の対応策が必要である。</li> </ul>

(Source: JICA Study Team)

#### 4.4 ウットルプラデッシュ州、Obra発電所1号機から8号機

##### (1) 現状の設備概要および運転状況

Obra 発電所(Address: U.P. Rajya Vidyut, Utpadan Nigam Ltd. Obra, Dist. Sonebhadra, Uttar Pradesh、北緯 24.44211、東経 82.980165)は、ウットルプラデッシュ州の東南に位置し、最寄りの空港であるバラナシから車で約4時間の場所にある。

調査対象の Obra A 発電所は、廃止となった3から6号機(50MW×3,100MW×1)と8号機(100MW×1)ならびに稼働中の1、2号機(50MW×2)および7号機(100MW×1)により構成されている。

1、2号機および6、7、8号機の発電設備の主要仕様および運転指標を表4.4-1に示す。

表4.4-1 Plant Particulars of Obra Thermal Power Station

Items	Unit 1	Unit 2	Unit 6 (already retired)	Unit 7	Unit 8 (already retired)
Rated Output (MW)	50	50	100	100	100
Commercial Operation Year	1967	1968	1973	1974	1975
Boiler Manufacturer	USSR	USSR	BHEL	BHEL	BHEL
Turbine Manufacturer	USSR	USSR	BHEL	BHEL	BHEL
Cumulative Operation Hours (hrs) COD to end of 2011	13,935	13,985	19,572	14,645	14,541
Gross Electricity Generation (MU) per Year (2009, 2010)	2009: 1,361.3 2010: 1,243.7				
Plant Load Factor (%)	2009: Nil 2010:65.63	2009: 8.46 2010:69.18	2009: 66.15 2010: 49.37	2009: 37.47 2010: 32.26	2009: 34.57 2010: 11.99
Gross Thermal Efficiency (%)	2009: 26.67 2010: 27.57				

(Source: Obra Power Station of UPRVUNL)

$$PLF = (\text{Power Generation per year (MWh)}) / (\text{Rated Output (MW)} \times 24(\text{h}) \times 365(\text{d})) \times 100$$

## (2) 更改に係わる設備・運用の状況

### 1) 発電設備の敷地

発電設備の敷地は、Obra A(1～8号機)と Obra B(9～13号機)から成り、タービン建屋は Obra A と B がつながっている。

Obra A の煙突後方の南東側には、貯炭場があり Obra B 用の貯炭場と緊急時に相互に融通できるようになっている。貯炭場のさらに南東側には、石炭輸送用の鉄道が位置している。Obra A 北東側の開閉所およびその敷地は、UPRVUNL の所有となる。発電所構内では、既設号機敷地以外には新設号機(660MW)用の敷地を確保できない。

### 2) 石炭輸送設備

鉄道による石炭輸送設備があり、年間の石炭受入量の実績は、約 5 百万 t である (Obra A と Obra B)。Obra A の石炭消費量は 2010 年度で約 1.2 百万 t である。

### 3) 燃料供給の現状

Obra A は、近傍に位置する国内炭(原炭)を主に使用。安定した供給を受けている。

### 4) 灰捨場

灰捨場は自然地形を利用して土手の造成は最小限としている。面積は 75ha である。Obra A と B のボトムアッシュ(クリンカ灰)を灰捨場へスラリー移送している。灰が埋まってきた段階で土手をかさ上げする計画で、これにより 25 年から 30 年の容量を有することになる。(Obra A と B)。

現在 AWRS (Ash Water Recycle System)の工事中で 6 ヶ月後に完成予定である。完成後は、灰処理用水としてリサイクル活用する。現在は、灰捨場から流れ出る上澄み水(余水)を沈殿処理して近くの川へ放流している。放流水の水質測定は、油分、PH、濁度について毎月実施している。

灰捨場からの地下への浸透を防ぐシート等は設置していない。

### 5) 原水供給システム(冷却水他)

発電設備に必要な原水は、発電所近くに位置する Obra ダムから取水する。ダムから取水した冷却用水は主に復水器の冷却水として使用し、その後はもとの Obra ダムへ放流する (once through 方式)。Obra B も同じシステムである。

### 6) 排水

発電所構内から出る排水は、近くの川へそのまま放流している。

現在、Effluent Treatment Plant の設置工事中で 6 ヶ月後に完成予定。完成後は、排水処理を行って放流することとなる。

### 7) 送電線

開閉所は電力会社 UPRVUNL の所有となっている。送電線は、送電会社 UPPTCL の所有設備となっている。Obra A は 220kv 開閉所より送電、Obra B は 400kv 開閉所より送電している。

## 8) 重量物輸送アクセス状況

Obra 発電所としては、200MW の重要物の輸送実績はある。発電所近傍の Rihand 方面分岐点までの主要道路は、500MW から 660MW の重量物の輸送実績がある。

## 9) 新規計画

既設発電所近く（北東側 約 1.5 km）に Obra C (660MW×2)建設用地があり、すでに DPR を作成済みである。また EIA レポートの承認が 6 ヶ月以内に得られる予定。土地も確保済みで、一部整地を実施中である。

## 10) 環境規制値・社会配慮

主な環境規制値は以下のとおり。

煙突出口排ガス、排水、騒音の基準と現状。

## (a) 煙突出口排ガス

煤塵：

Parameters	Limits	Actual (Jan. 2012)
SPM	150 mg/Nm <sup>3</sup>	517–560
SO <sub>2</sub>	–	453–488mg/Nm <sup>3</sup>
NOx	–	240–247mg/Nm <sup>3</sup>

(Source: Obra Power Station of UPRVUNL)

## (b) 排水

Parameters	Limits	Actual (Jan. 2012)	
Condenser Cooling	Temperature	Not exceed to 5°C to Intake	9.2°C
	pH	6.50–8.50	7.09
	Cl <sub>2</sub>	0.5 mg/l	–
Boiler Blowdown	Oil & Grease	20 mg/l	0.0
	Sus. Solids	100 mg/l	–
	Copper	1 mg/l	–
	Iron	1 mg/l	–
	Cl <sub>2</sub>	0.5 mg/l	–
Coling Tower	Zinc	1 mg/l	–
	Chromium	0.2 mg/l	–
	Phosphate	5 mg/l	–
	pH	6.50–8.50	7.35
Ash Pond Effluents	Oil & Grease	20 mg/l	2.5
	Sus. Solids	100 mg/l	108.8

(Source: Obra Power Station of UPRVUNL)

## (c) 騒音

騒音の基準は 90 dB(機側から 1m)である。

## (d) 環境モニタリングシステム

法律で定められた大気・水質の規制項目について、毎月 CEA に実測データを記した環境報告書を提出している。



## (e) 石炭灰の有効利用

現状では、灰の有効利用率は少なく (Obra A, B 合わせて 10% 程度)、ほとんどが灰捨場処理となっている。2009 年 11 月に環境森林省の定めた目標値 (2009 年 11 月時点で稼働している石炭褐炭火力発電所は 2014 年までに、それ以降に運開するものは運開後 4 年までにフライアッシュ有効利用率 100% とする) は、理解しており、有効利用を増やそうとしている。

## (f) 社会環境に関する問題点

煙突出口及び周辺での煤塵測定値が基準値を超えている。煤塵排出値は Obra B の方がより高い。R&M を実施していない 10, 12, 13 号機の煙突出口の煤塵排出値は、6,000 mg/Nm<sup>3</sup> を超えている。州の環境規制局 (State pollution Control Board) からの指示により、11 号機の電気集塵機 (ESP) は改修工事を実施中である。また、10, 12, 13 号機の ESP の改修についても計画している。Obra C の環境影響評価報告書 (EIA Report) には、Obra A から Obra C までの合計排出煤塵量について記載されている。

## 11) 保守運転状況

O&M 体制は、エンジニア部門で管理され、運転グループ、保守グループ、資材管理グループがある。運転員は 4 班 3 交替制 (1 班 7 人)、保守グループは、ボイラ・タービン、電気、計装、資材管理の 4 つのグループに分かれている。発電所はエンジニア部門、R&M 部門 (石炭ハンドリング含む)、管理部門の 3 つに分かれている。

保守運転の能力確認のため、マニュアル類を調査した。運転操作要領を確認済。保守要領は未確認である。予備品管理はされている (統合ソフト等は使っていない)。また、ISO9001 や ISO14000、安全衛生 (OSHA) は本社側では取得しているが、発電所側は取得していない。

## 12) 研修プログラム

オペレーター & メンテナンスの研修期間は約 1 年間。トレーニングシステムが確立している。発電所には研修施設があり、ここには簡易シミュレーター施設も含まれている。研修では机上研修、メーカー研修、現地 (簡易) シミュレーター研修、NTPC 研修施設 (シミュレーター) での研修により構成される。

## (3) 評価

## 1) 更改計画

Obra 1 および 2 号機は、大規模な R&M を 2009 年に実施し、余寿命を 15 年間延ばしたことや 7 号機も設備更新を実施中で、更新後 5 年間程度の運転が期待されている。UP 州の厳しい電力需要および設備の残存価値を考慮すると、Obra A を現時点で廃止してリプレースするのは妥当ではないとの UPRVUNL 側の意見であった。

また、すでに廃止となった 3 から 6 号機を撤去して新たに 660MW を建設するには、十分な土地 (特にタービン建屋から煙突の長さ方向) が確保できないことも確認された。

したがって、新規計画の Obra C (660MW×2) を建設した後に Obra A の寿命が尽きた段階で適宜廃止することが得策であり、今回の調査の対象として Obra C を取り込むように UPRVUNL 側から依頼された。



以上に基づき、調査団としては、土地は新規となるものの既設近傍のため既設の資源（冷却水、灰捨場、石炭供給契約他）が活用できることから、これもリプレースの一形態という判断のもとに、発電所近傍の新規地点（C 地点）への 660MW×1 建設をリプレースの計画として検討した。なお、他の対象発電所と整合性を取るために 660MW×2 ではなく、660MW×1 を対象としている。

## 2) 更改方法

Obra C 地点に新規建設となるため、リプレースで通常必要となる既設設備 Obra A の撤去は必要ない。土地以外の既設の資源（冷却水、石炭契約他）を活用することになるが、既設運転中に新設工事となるため、冷却水系統の切り替えには留意が必要。

## 3) 更改後の主要指標

更改後の主要指標を収集データに基づいて表 4.4-2のとおりとした。

表4.4-2 Plant Particulars of Obra 660MW

Items	New Unit
Rated Output (MW)	660
Boiler	Supercritical pressure, once-through, Reheat Type.
Turbine	Tandem compound single reheat condensing turbine
Steam conditions at Turbine HP inlet	247 kg/cm <sup>2</sup> 540°C
at Turbine IP inlet	565°C
Plant Load Factor	90%*
Unit Heat Rate (Unit Heat Rate at 85% PLF)	2,380 kcal/kWh *

(\*CERC operative norms base)

(Source: Obra Power Station of UPRVUNL)

## 4) 更改に係わる要因の検討

## (a) 土地

Obra C 建設地点における 660MW ユニットの土地は既に取得済みである。また、もう一基の 660MW 建設に必要な土地についてもすでに取得済みである。現在、一部整地を実施している。(Attachment-4 参照)

## (b) 石炭の供給元確保

受け入れ設備としては新規に石炭受入設備を設置するので問題ない。Obra C には、2つの専用炭鉱から年間 10 百万 t の石炭を供給することとなっており、660MW×1 さらには 660MW×2 に必要とされる石炭が十分に供給できる。炭鉱から発電所への鉄道輸送能力の確認が必要となる。

## (c) 原水供給システム (冷却水他)

Obra C の DPR によると取水量は、約 5,500t/h であり Obra A と B の放水ラインから取水する計画となっている。州政府とは取水量について確約済みである。

## (d) 送電線容量

Obra C は、新設の 400kV 送電設備で送電する計画である。送電線は送電会社 (UPPTCL) で計画及び建設する。

## (e) 灰捨場容量

既設の灰捨場を共用するため、灰捨寿命を検討する必要がある。なお、土手の嵩上げによる延命化対応は可能である。

灰捨場から地下への浸透を防ぐシート等は設置されていないが、粘土層を灰捨場底部に設置して地下への浸透を防いでいる。

## (f) 許認可事項

Obra C は環境に関する許認可、航空障害許可や州政府の発電所建設許可は既に取得済みである。また、今後 6 ヶ月以内に EIA レポートの承認を得る予定である。

## (g) 財務状況

UPRVUNL は、454 Crore の累積損失を抱えているが、ここ 3 カ年は経常利益を上げている。

## 5) 更改による経済効果

## (a) 効率改善による燃料節減効果（石油換算 t）

現状設備の効率指標は以下のとおり。

表4.4-3 Plant Particulars of Obra 660MW

Generation	586.7 Million kWh
Heat rate	3,417 kcal/kWh
Auxiliary power consumption	19.12%
Coal GCV	3,128 kcal/kg
Coal price (2010-2011)	1,503 Rs/MT
Specific Coal Consumption	0.95 kg/kWh

(Source: Obra Power Station of UPRVUNL)

UPRVUNLが2009年に作成したDPRでは、Heat rateが2,380 kcal/kWhであり、30%の効率改善となる。1,037 kcal/kWhの効率改善効果は、既存設備(50MW × 2 + 100MW)の至近年の年間設備利用率 60%相当の発電電力量 1,051.2 百万kWhを想定すると、年間109,009 toeの燃料削減効果となる（2012年省エネルギー規則のtoe価値で換算すると111 crore）。CO<sub>2</sub>削減効果は、413,815 tCO<sub>2</sub>と試算される。

## (b) ユニット事故停止の減少による供給力増加（MWh）

Obra A (1、2 および 7 号)の過去2年間の事故停止率は平均で10.9%である。更改後の事故停止率は3%と想定した。この改善による供給力増加は、

$660\text{MW} \times 8760 \text{ hrs} \times (10.9\% - 3\%) = 456,746 \text{ MWh}$  となる。

## (c) 所内電力量低減による売電電力量の増加

1、2 および 7 号機の2011年4月から2012年2月における所内率は、19.12%。更改されると、所内率は6.5%と想定されるため、売電電力量の増加が期待される。

## 6) 資金規模

発電所建設費 3,498 crore (IDC 含まず)

なお、事前のUPRVUNLとの協議では、Obra A敷地に660MWをブレースする場合、基礎撤去費用が膨大で経済性が劣るとの指摘であった。また、2012年4月におけるCEAとの協議において、CEAから発電設備の撤去費用と土地収用費用の比較検討を行うように調査団に依頼があった。これに従い調査団は、概算を行った。日本での実績等をもとに8 croreレベルであると評価され、想定土地取得費44 croreに比して、既設発電所の撤去費用は経済的にはそれほど影響を与えないと考えられる。

## 7) 実施体制

円借款に関する必要な手続を円滑に実施し効果的なものとするために州電力会社と州電力局および関係各署からなるプロジェクト推進会議を開催し、情報を共有するとともに州電力会社が実施機関としてリーダーシップを発揮することが必要である。

## 8) 環境・社会への影響

660 MW ユニットののために必要な土地は、既設発電所に隣接している Obra C サイトで確保されている。新設号機は、高効率で環境への排出値も減少することから、環境または社会への影響は基本的に問題ないと考える。また、地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。

また環境面からは、早期に新設大容量発電設備を完成させ、その後 Obra A の各ユニットが寿命を迎えた段階で停止・廃止し、煤塵の排出量が Obra A よりも多い Obra B の停止/R&Mを進めることが推奨される。

## 9) 課題

- a) 新規の送電線設備の設置については送電会社 UPPTCL と詳細な協議が必要となる。
- b) 現状、煤塵規制値 150mg/Nm<sup>3</sup>が遵守できていないことから、新設後は規制値を遵守することが望まれる。
- c) EIA 報告書の許認可取得が必要となる。
- d) 既設灰捨場底部は粘土層であるが、灰捨場から地下へ灰捨場の水が浸透していないことを確認するため、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングを行うことが推奨される。
- e) 超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、研修プログラムの策定、実施が必要となる。
- f) 財務上、累積損失を抱えていることから、資金返済の対応策が必要である。

## 10) 更改計画評価結果総括表

以下に評価結果総括表を示す。

表4.4-4 更改評価結果概要 (Obra 発電所 1号機から 8号機)

	Item	Contents
	更改計画	Obra 1 および 2 号機は、大規模な R&M を 2009 年に実施し、余寿命を 15 年間延ばしたことや 7 号機も設備更新を実施中で、更新後 5 年間程度の運転が期待されている。 したがって、新規計画の Obra C(660MW×2)を建設した後に Obra A の寿命が尽きた段階で適宜廃止することが得策であり、今回の調査の対象として Obra C を取り込むように UPRVUNL 側から依頼された。 以上に基づき、調査団は、発電所近傍の新規地点 (C 地点) への 660MW×1 建設をリプレースの計画として検討した。
2	更改後の主要指標	- 定格出力 (MW):660 MW - ユニットヒートレート (at PLF: 85%): 2380 kcal/kwh - 設備利用率 (PLF) : 90%

	Item	Contents
3	更改に係わる要因の検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 土地:Obra C 建設地点における 660MW ユニットの土地は既に取得済みである。</li> <li>- 石炭の供給元確保:Obra C には、2つの専用炭鉱から年間 10 百万 t の石炭を供給することとなっており、660MW × 1 さらには 660MW × 2 に必要とされる石炭が十分に供給できる。</li> <li>- 原水供給システム (冷却水他):州政府とは取水量について確約済みである。</li> <li>- 送電線容量:Obra C は、新設の 400kV 送電設備で送電する計画である。</li> <li>- 灰捨場容量:既設の灰捨場を共用するため、灰捨寿命を検討する必要がある。</li> <li>- 許認可事項:今後 6 ヶ月以内に EIA レポートの承認を得る予定である。他の許認可は取得済み。</li> <li>- 財務状況:UPRVUNL は、454 Crore の累積損失を抱えている。</li> </ul>
4	更改による経済効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- UPRVUNL が 2009 年に作成した DPR では、Heat rate が 2,380 kcal/kWh である。</li> <li>- 効率は、30%の改善となる。</li> <li>- 1,037 kcal/kWh の効率改善効果は、既存設備(50MW × 2 + 100MW)の至近年の年間設備利用率 60%相当の発電電力量 1,051.2 百万 kWh を想定すると、年間 109,009 toe の燃料削減効果となる (2012 年省エネルギー規則の toe 価値で換算すると 111 crore)。</li> </ul>
5	CO <sub>2</sub> 削減効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CO<sub>2</sub> 削減効果は、413,815 tCO<sub>2</sub> と試算される。</li> </ul>
6	資金規模	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 発電所建設費 3,498 crore(IDC 含まず)</li> </ul>
7	実施体制 (実施機関)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- UPRVUNL</li> </ul>
8	環境・社会への影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 新設号機は、高効率で環境への排出値も減少することから、環境または社会への影響は基本的に問題ないと考えられる。</li> <li>- 地域経済的にも、新規雇用・商機が期待される。</li> <li>- また環境面からは、早期に新設大容量発電設備を完成させ、その後 Obra A の各ユニットが寿命を迎えた段階で停止・廃止し、煤塵の排出量が Obra A よりも多い Obra B の停止/R&amp;M を進めることが推奨される。</li> </ul>
9	課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 現状、煤塵規制値 150mg/Nm<sup>3</sup> が遵守できていないことから、新設後は規制値を遵守することが望まれる。</li> <li>- 灰捨場から地下へ灰捨場の水が浸透していないことを確認するため、灰捨場近傍の井戸水のモニタリングを行うことが推奨される。</li> <li>- 超臨界圧発電設備の運転経験がないことから、研修プログラムの策定、実施が必要となる。</li> <li>- 財務上、累積損失を抱えていることから、資金返済の対応策が必要である。</li> </ul>

(Source: JICA Study Team)

## 第5章

### 結論と提言

## 目 次

### 第5章 結論と提言

5.1 結論 .....	5-1
5.2 提言 .....	5-5



## 第5章 結論と提言

### 5.1 結論

#### (1) 更改と改修・近代化の計画

本調査結果を踏まえて、以下のとおりに更改と改修・近代化について結論をまとめた。

##### 1) マハラシュトラ州 Parli 発電所

3号機、4号機および5号機に関しては、運開後30年という経過年数およびR&Mのための調査が進行している実態を考慮して、更改ではなく改修・近代化を優先して行うこととし、その項目は、経年劣化によるヒートレートが悪化している蒸気タービン、保守の継続と安全面の確保が困難な微粉炭機および現状の煤塵排出量が規定値を超えている電気集塵機とした。更なる詳細検討については、現在MSPGCLによって作成中の改修・近代化の調査報告書が提出された後に、最終的に実施されるべきである。

##### 2) マハラシュトラ州 Bhusawal 発電所

660MWの超臨界圧石炭火力発電ユニット1基が、2号機・3号機および廃止となった1号機の跡地にリプレースされるべきである。

##### 3) マディヤプラディッシュ州、Satpura 発電所

660MWの超臨界圧石炭火力発電ユニット1基が、現状のリソース（原水、石炭、他号機用に拡張中の灰捨場）を活用して、1号機から5号機の跡地にリプレースされるべきである。

##### 4) ウッタルプラデッシュ州 Obra 発電所

660MWの超臨界圧石炭火力発電号機1基を、廃止した3～6号機と8号機のリソース（原水、石炭、灰捨場）を活用して、Obra C建設予定地に建設すべきである。加えて、もう1基分の石炭、原水が既に確保されていることから、もう1基の660MWの超臨界圧発電ユニットの建設は、全体的なプロジェクトの経済性改善を考慮するならばフィージブルと言える。1、2号機と7号機は、各々の延命期間が終了した後に廃止し、そのリソースはさらなる設備増に利用できる。

#### (2) プロジェクト推進のための課題と対応策

個別発電所の課題は4. **対象発電所の調査結果**に記載したとおりであるが、更改計画全体に係わる課題について以下に示す。改修・近代化に関する課題は、4.1 (3-2)に記載している。

##### 1) インド側の課題

###### (a) 送電に関する検討、協議

今回の調査においては、更改後はいずれも増出力となるため、開閉所、送電線の増強が必要である。開閉所については、Busawal発電所以外は各州電力会社の設備であるが、送電線についてはいずれも送電会社の所掌であるため、発電所側の更改計画と並行して送電会社との協議、検討を進める必要がある。

###### (b) 利用資源の確保

更改により増出力となるため、必要な燃料である石炭および冷却水を含む用水を確保するための関係省庁との協議、灰捨場の寿命確保に関する検討と関係官庁と協議が必要である。

(c) 環境関係

- 環境影響調査報告書を作成して許認可を取得する必要がある。
- 灰捨場に関して、既設利用の場合は設置年が古いために浸透防止シートは設置されていないが、少なくとも灰捨場余水の環境への影響を回避するために余水のリサイクル設備の設置が望ましい。660MW ユニットの灰捨場が、浸透水防止対策を行っていない場合には、灰捨場近傍にある井戸水のモニタリングを行うこと。灰捨場近傍に井戸がない場合には、新しく井戸を設置して井戸水の状態をモニタリングする必要がある。さらに、灰捨場を新設する場合は、浸透防止シートと余水リサイクル設備の設置が必須と考える。

(d) 財務関係

各州電力会社の財務状況を考慮した上で、プロジェクト実施資金の返済について検討が必要。

(e) プロジェクト完了後の保守体制の維持向上

調査対象発電所の運転保守状況についても現状差異があることから、プロジェクト完了後万全な運転保守を行って、環境基準を遵守し、発電所の運転信頼性を維持していく必要がある。特に今回検討対象の超臨界圧 660MW ユニットの導入は各州電力会社とも始めてであることから、先進技術、運用手法の導入を行って、マニュアル整備、人材育成を図っていく必要がある。(下記 5.2 に記載)

(f) 円借款適用の過程

プロジェクトに円借款を適用する場合は、円借款の実施機関は州電力会社となることから、本報告書も補強材料として、州電力会社が詳細設計企画書 (DPR: Detail Project Report)、環境影響評価(EIA: Environmental Impact Assessment)報告書を作成の上、州政府、中央政府へ円借款の申請を行って、インド側から日本側への円借款要請を促進する必要がある。DPR の準備から、EIA さらに日本政府への円借款要請までに約 2.5 年かかると想定される。なお、円借款調印以降、JICA 調達ガイドラインに基づいた手続 (コンサルタントの選定、入札図書作成、事前審査、入札評価、EPC 業者選定) が必要で、実際の建設開始までに 30 ヶ月程度要することを考慮しておく必要がある。(Attachment 6 参照)

2) 円借款適用の場合の日本側の課題

(a) プロジェクトの優先順位付け

今回全てのプロジェクトを一気に円借款化することは日本国 ODA 予算配分からも難しいと考えられることから、プロジェクトの優先順位付けをする必要がある。優先順位付けにおいては以下の要素を考慮する必要がある。

- 対象案件の州電力側での検討進捗度
- 借款返済確実性の担保となる州電力、州政府の財政状況
- 新規発電電力の意味合い (産業用用途か農村電化等一般住民用用途か)

- 州電力、州政府の円借款化への意欲
  - (b) 円借款化の促進  
インド側からの円借款要請を受けた場合、遅滞なく円借款供与の対応ができるように、事前にプロジェクトに関する情報を関係者の間で共有して、相互連携が円滑の行われるようにしておく必要がある。
  - (c) 円借款供与の妥当性  
円借款はインド国政府と日本国政府の交換公文により決定され、インド国政府が返還を保証することになるが、実際の供与先が既に州電力庁が解体され電力会社となっていることから、円借款制度の適用の妥当性を確認しておく必要があると考えられる。
  - (d) 新設とリプレースの経済性検討  
今回 Obra 発電所のように、既設を撤去する費用（特に基礎撤去費用）が高額なため新規地点に建設するというケースもあった。しかしながら、調査団が試算した既設撤去費用は、約 8 crore で、新規の用地買収費用は 44 crore である。撤去費と新規土地取得費用は、建設費に比べて十分低くプロジェクトの経済性を支配する要因ではないと判断された。同様に Bhusawal の場合も、試算した既設撤去費用は、約 8 crore で、新規の土地取得費用は 25 crore である。撤去費と土地取得費用は、建設費に比べて十分低い。したがって、既設設備を撤去後のリプレースは、撤去費用がそれほど割高ではなく、またインドにおける新規土地の取得の困難性を考慮すると、既設撤去によるリプレースも十分選択肢であると評価できる。
- 3) 双方の課題
- (a) EPC 業者入札要件  
州電力会社側にとって 660MW の超臨界圧火力発電設備を導入する最初のケースとなるため、EPC 契約には十分な配慮が必要である。十分に能力のある EPC 業者を招聘するためには、適切な資格審査が必要となる。以下のような要求事項が資格審査の項目としてあげられる。
    - 660MW またはそれ以上の出力における超臨界圧発電設備について十分な納入実績があること。
    - 超臨界圧発電設備の安定運転の実績があること。（発電設備オーナーからの証明書があること）
    - 主要設備に対する十分な保守サービスが提供されること（主要な予備品の適時提供と即時の技術員対応）。基本的に設備製作工場がインド国内にあること。
  - (b) 2012 年省エネルギー規則  
**2.1 (1)**に記載したとおり 2012 年省エネルギー規則は、2012 年 3 月 30 日に公布されて、効率改善に伴う省エネ証書(Energy Savings Certificates)の販売による収入でプロジェクトの経済性を向上させることが期待されているが、現状の規則は R&M のように発電所の出力が変わらず工事期間も数ヶ月と比較的短いケースには十分適用できるが、発電所ユニット建設のように 4 年程度期間がかかるプロジェクトへの適用に関しては以下の点で問題点があると考えられる。今後 BEE(Bureau of Energy Efficiency)、MoP への確認を経た上で検討が必要である。

- 省エネルギー規則は第1サイクル目標達成時期を2014-15年においているが、円借款によるリプレースによる発電所の更新完了までには10年程度（円借款融資契約まで36-42ヶ月、建設前段階で30ヶ月、建設に48ヶ月）と想定されていることから、第1サイクルにおいて便益を得ることができない。
- 省エネルギー規則はその後3年を1サイクルとして適用を繰り返すが、便益を享受できる第4サイクルの基準発電電力量が、対象ユニットが停止している第3サイクルの発電電力量を基準に設定されると、ESCsの数値が過小となる。
- さらに、第4サイクル目の途中でユニットが完成して対象号機の効率が向上して発電所全体の効率も向上するが、今回のリプレースでは出力も増加するため、これをどのように考慮して補正するのが現Ruleでは規定されていない。

## 5.2 提言

上記 5.1 (2)に記載した課題について対応していく必要がある。

また、今回検討の更改についてはインドではまだ普及し始めた段階で、対象 3 州電力会社は何れも導入経験がない超臨界圧技術を適用することから、本邦研修により同技術を適用した日本国内の火力発電所を視察し、同技術に特有な設備管理、運転方法を習得して、リプレイス完了後の発電所の運用保守に万全を期す必要がある。

## 添付資料

---

## 添付資料

Attachment-0	Photos of Field Works (Phase 1 to 3)
Attachment-1	Parli TPS Complete Replacement (Outline layout drawing)
Attachment-2	Bhusawal TPS Complete Replacement (Outline layout drawing)
Attachment-3	Satpura TPS Complete Replacement (Outline layout drawing)
Attachment-4	Obra TPS Complete Replacement (Outline layout drawing)
Attachment-5	ODA Loan Procedure
Attachment-6	Estimated Pre-construction Schedule from ODA Loan Agreement
Attachment-7	Minutes of Meeting: Kick off Meeting
Attachment-8	Minutes of Meeting: Field Work Phase-2
Attachment-9	Minutes of Meeting: Field Work Phase-3



**Field Work – Phase 1**

**Kickoff Meeting**



**Field Work – Phase 2**

**Parli Thermal Power Station Units 3 to 5**



Meeting



Boiler



Turbine



ESPs



Coal Yard



**Bhusawal Thermal Power Station Units 2 and 3**



Meeting



Power Station Overview



Switch Yard



ESPs



Existing Ash Pond

**Satpura Thermal Power Station Units 1 to 5**



Meeting



Boiler & ESP



Control Room



Existing Ash Pond



New Ash Pond (under construction)



**Obra Thermal Power Station Units 1 to 8**



Meeting



Station Area & Obra Dam



Switch Yard



Boiler, ESP & Coal Yard



Existing Ash Pond

**Field Work – Phase 3  
Meetings**

**MSPGCL**



**MPPGCL**



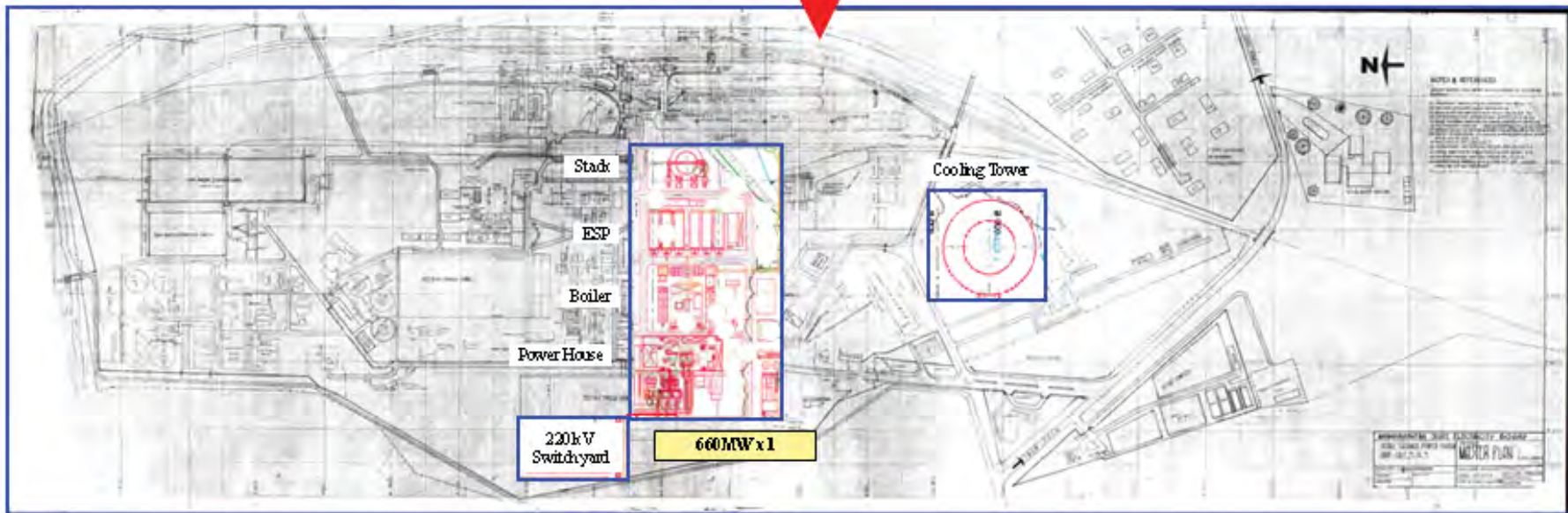
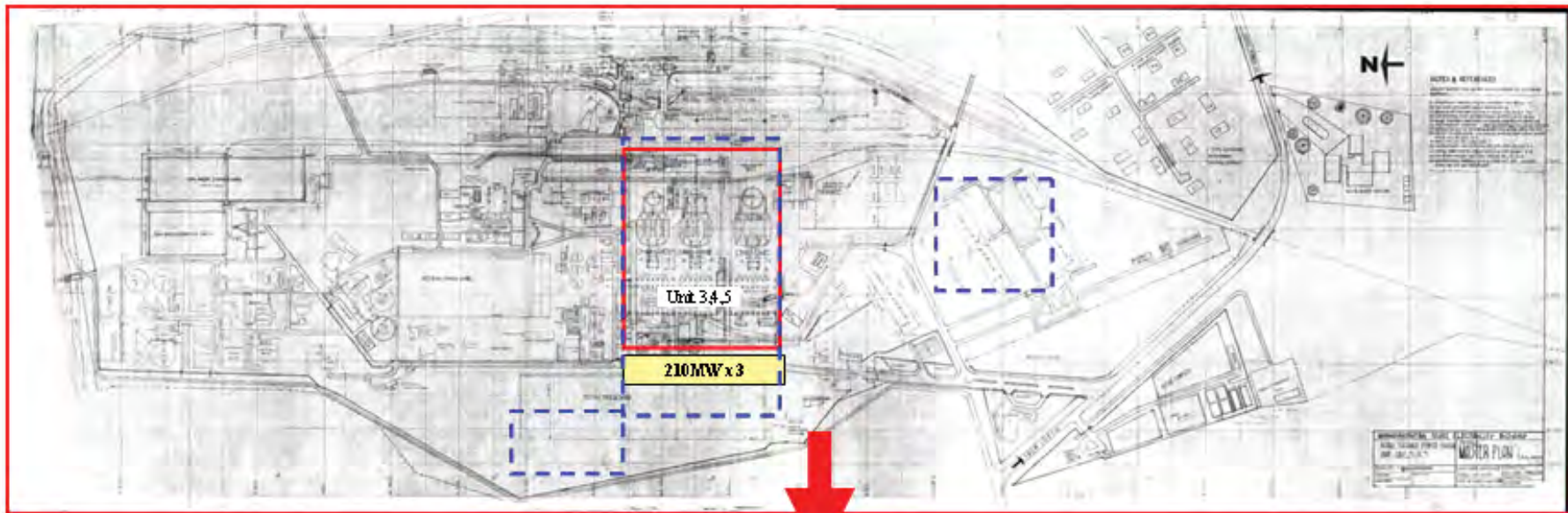
**UPRVUNL**





# Parli Thermal Power Station (Complete Replacement)

Attachment-1



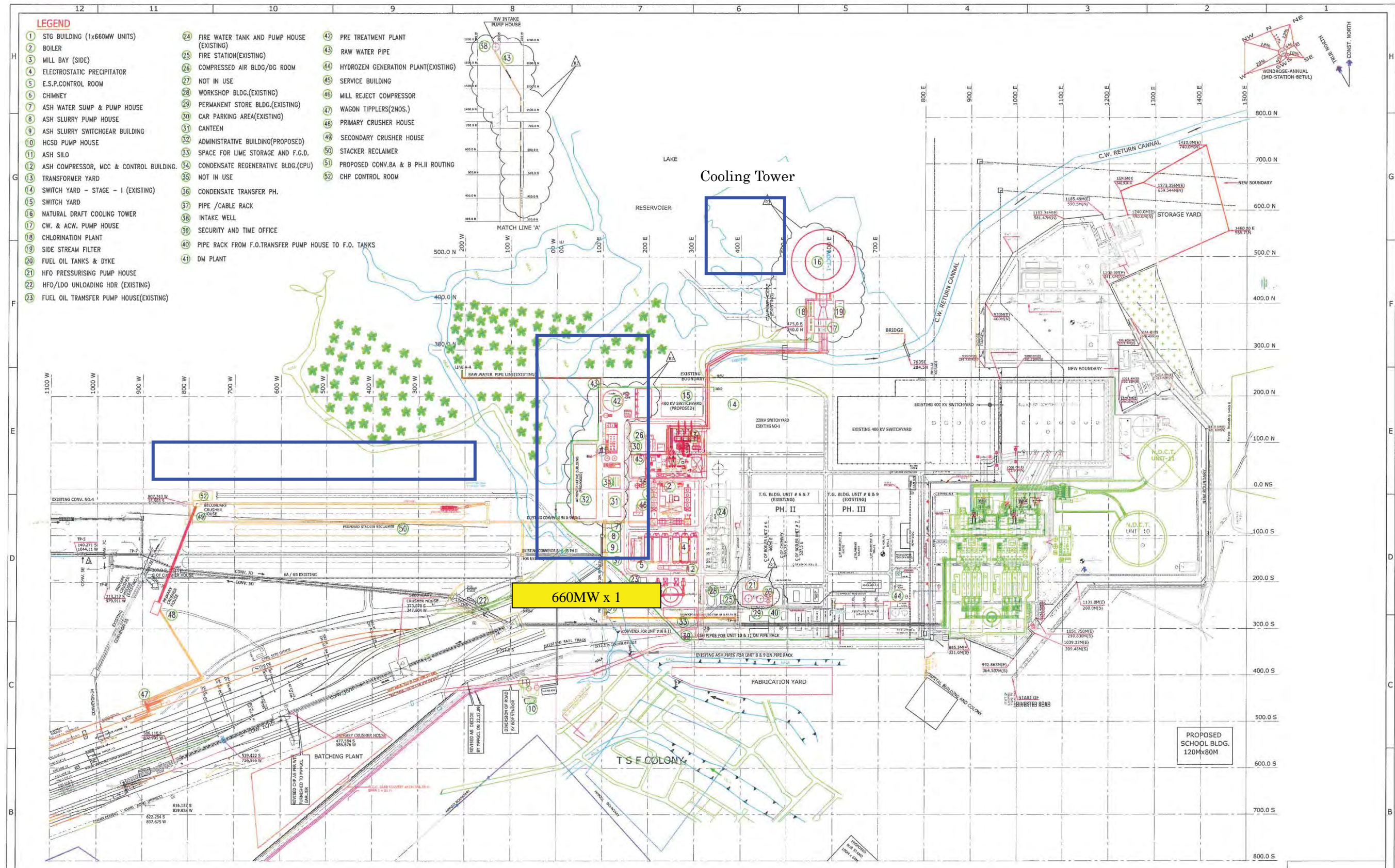






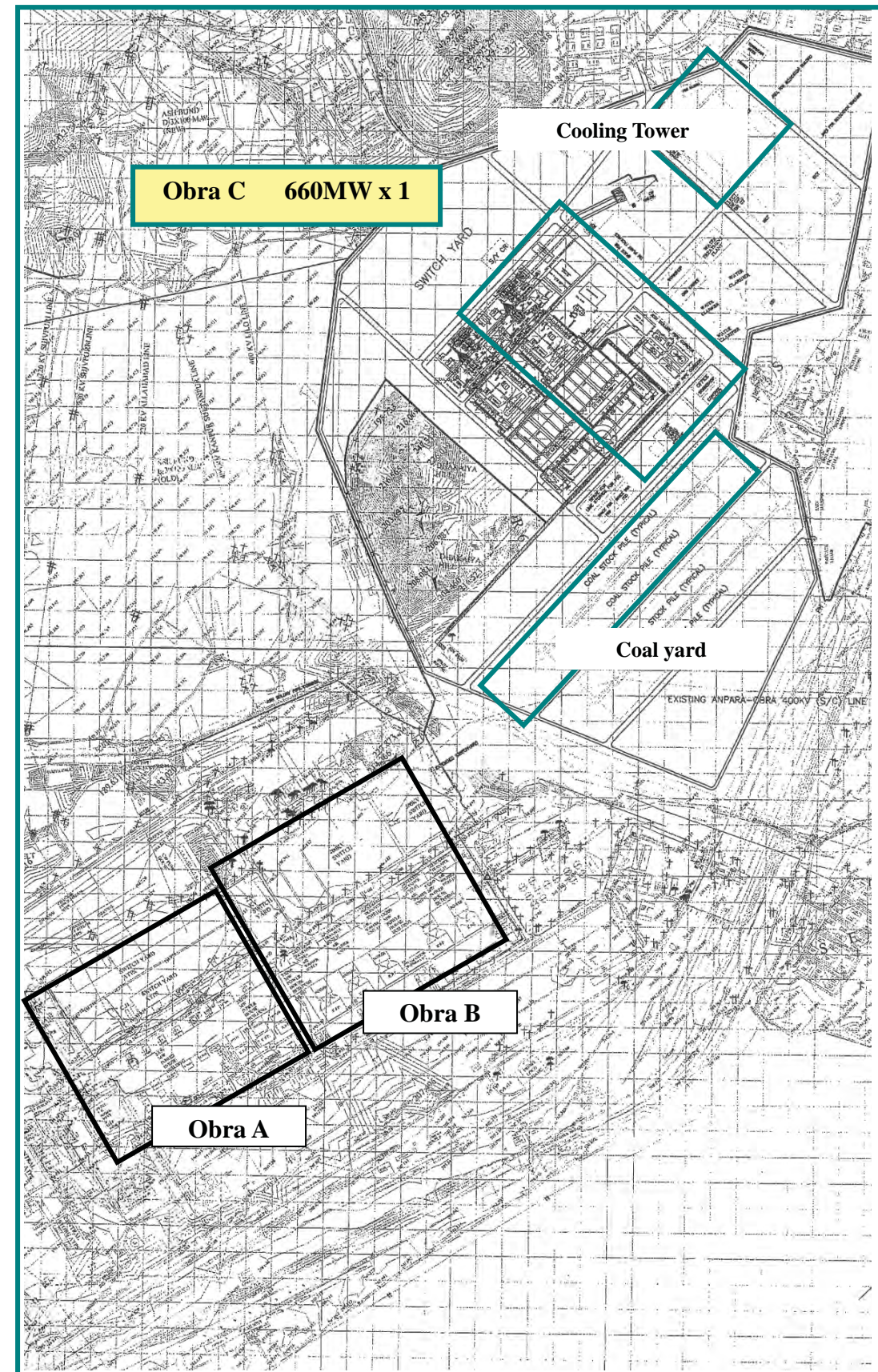
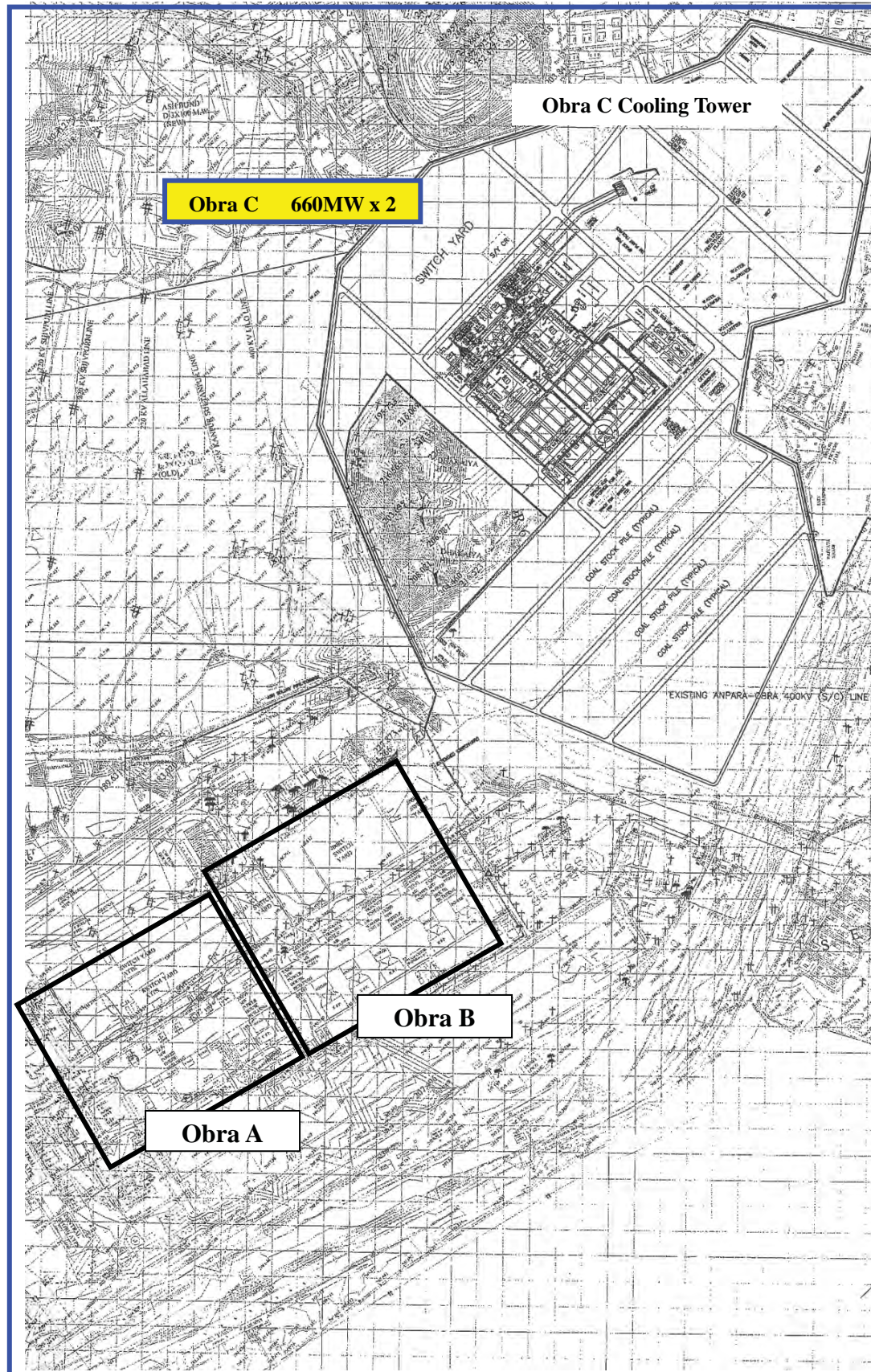
# Satpra TPS Complete Replacement (Outline layout drawing)

Attachment-3



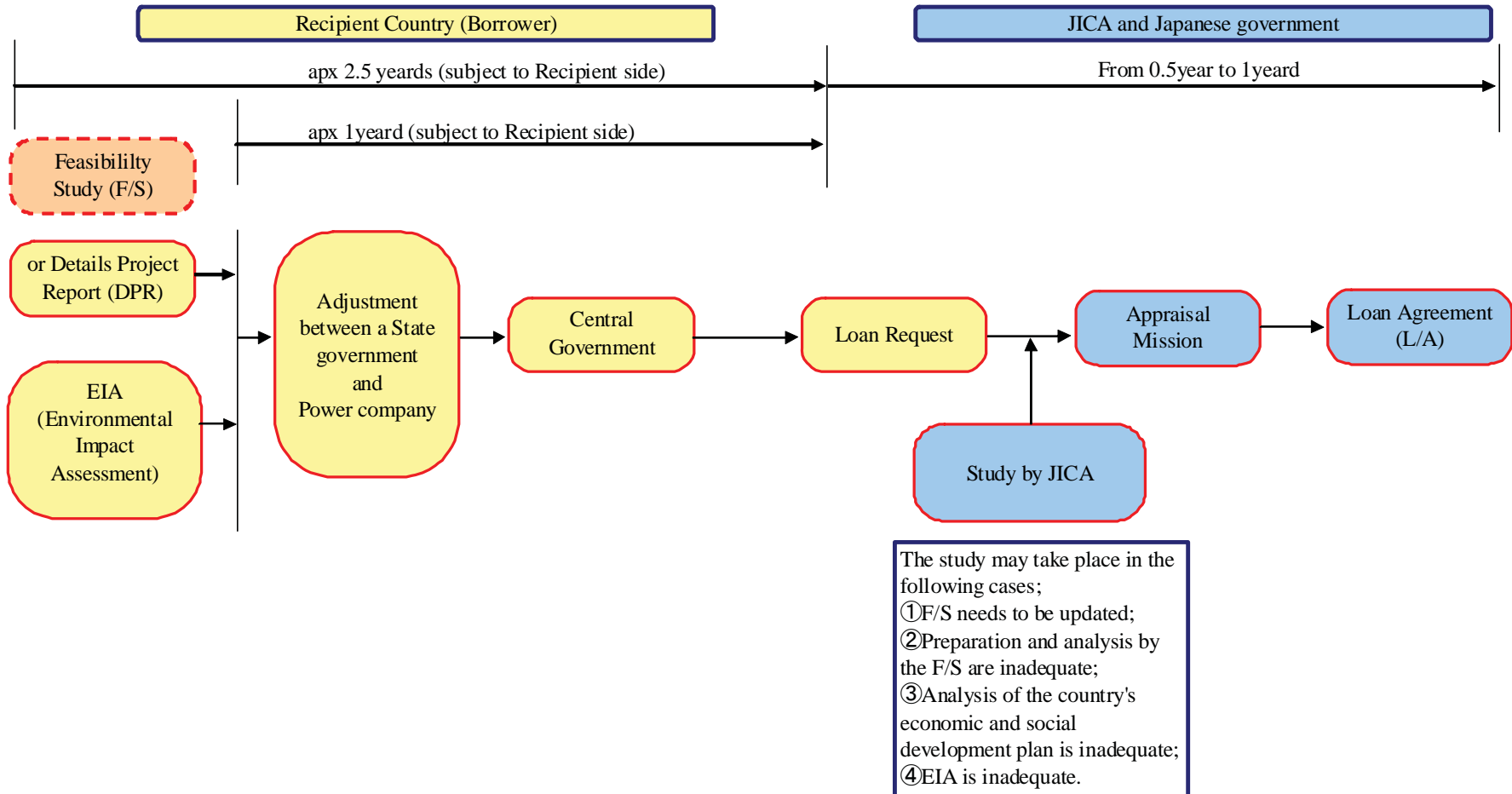


# Obra TPS Complete Replacement (Outline layout drawing)





# ODA Loan Procedure





Attachment-7      Minutes of Meeting: Kick off Meeting

**The Study  
on  
Renovation and Modernization / Complete Replacement of Old  
Coal based Thermal Power Stations in India**

**Minutes of Meeting  
of  
Kick Off Meeting**

**JICA, JICA Study Team ,  
Ministry of Power (MOP), CEA, UPRVUNL, MPPGCL, MSPGCL**

*N Mondal*  
*05/3/2012*

---

Mr. N S Mondal  
Director  
CEA  
India

*N. Shimizu*

---

Mr. Noriyuki Shimizu *17/02/2012*  
Leader  
JICA Study Team  
Japan



**DATE** : **24th January 2012**  
**VENUE** : **JICA India Office Meeting Room in Delhi**

### **1. Welcome Note**

Mr. H. Suzuki /Senior Representative /JICA New Delhi Office presented welcome note as follows.

- 1) JICA granted large scale of amount to India on various projects and recently activities in India is transportation (ex. Delhi Metro). Next focusing subject is power sector and water supply.
- 2) First yen loan for power sector started in 1980s including power station as well as transmission and distribution. However, power sector situation is historically changing.
- 3) JICA and Indian Government have dialog looking into how we react to generation side for the aging existing power plants to increase efficiency and raise the cost performance.
- 4) This study takes few months but it is the first step to find actual projects of yen loan activities and realize new projects for generation side.

### **2. Opening Remarks**

Mr. Sanjay Garg / Addl. General Manager/ MoP presented welcome note as follows.

- 1) India has to reduce specific energy consumption by 20 to 25% compared to year 2010 in order to maintain energy security including coal resources.
- 2) Efficiency enhancement is applied to all areas. Regarding coal, we have a plan to apply super critical technology in place of sub critical technology during 13<sup>th</sup> Plan onwards.
- 3) JICA proposed an idea of complete replacement of aged small capacity power generating units to Indian government. Indian government agreed for further studies
- 4) R&M is for efficiency enhancement but at the same time possible for enhancement of capacity under shortage of possible time and with minimum investment.
- 5) India's cooperation with JICA is variety in power sector such as coal, hydro, renewable, energy efficiency, etc. compared to the other fund agencies like World Bank, USAID and KfW.
- 6) National program may be made after out come of this study.
- 7) After this study wherever qualified projects are there, JICA assistance to them will be proposed within 2012.
- 8) R&M programs are to be applied for implementation of PAT scheme with their strict time line.
- 9) It was requested to provide interim report within 19 to 20 days, after study the projects are under the PAT scheme so that it is possible for MOP to process under 2012 funding itself.

### **3. Presentation of CEA for R&M**

1) Mr. Mr. T P Singh / Chief Engineer (TRM Divn.) gave a brief historical background and present status of R&M in India. He expressed main reasons for nonachievement of target for R&M mainly due to non availability of Venders, skilled man power among others. There after a presentation was presented by N.S. Mondal, Director, CEA.

### **4. Presentation of JICA Study Team**

1) Mr. Shimizu explained about example of Japanese R&M and complete replacement

### **5. Presentation on Current Status of State Utility Power Stations**

#### **1) OBRA (U.P.)**

1) Mr. B S Tiwari/Superintendent Engineer presented actual status of Obra power station's R&M and life extension (LE)

2) Issues of R&M are as follows.

- Unit No. 9 turbine was renovated and planned to uprate from 200MW to 216MW. However, there were many problems occurred. BHEL did not overcome yet those issues even by Siemens support. Unit 9 is operating at 180MW at present.
- Turbine uprating in terms of capacity is strongly not recommendable.

#### **2) SATPURA (M.P.)**

1) Mr. B C Joshi/Executive Engineer presented actual status of Satpura power station's R&M and life extension (LE)

2) Units no. 10 (250MW) and 11 (250MW) of Satpura P/S are under construction. Those will have commercial operation in August 2012 and November 2012 respectively. After COD of the new units, units no. 1 to 5 will retire due to state pollution control board requirement (particle emission). Mr. Sanjay Garg (MOP) suggested nos. 1 to 5 are potential candidates for complete replacement.

3) Issues of R&M are as follows.

- Contract was concluded for Amarkantak 120MW Turbine with BHEL/Siemens but it was suddenly broken up. It is now under high court arbitration
- Equipment order for turbine parts was made. But delivery of the ordered equipment is more than 16 months delay.

#### **3) MAHARASHTRA**

1) Mr. G J Girase/Director(Finance) presented actual status of Mahagenco power station's R&M and life extension (LE)

2) Khaperkheda power station is one of the best power station in Maharashtra, therefore MAHAGENCO proposed Bhusawal P/S for the candidates for complete replacement and

Parli P/S for the candidates for complete replacement and/or R&M under JICA study.

## **6. Target Stations/Units**

Target Stations / Units were selected by discussion after each state utility's presentation as follows.

a) U.P.: OBRA P/S	Units 1 to 8	Complete Replacement (660MW SC)
b) M.P.; SATUPRA P/S	Units 1 to 5	Complete Replacement (660MW SC)
c) MAHARASHTRA :		
BHUSAWAL P/S	Units 2 and 3	Complete Replacement (660MW SC)
PARLI P/S	Units 3, 4 and 5	Complete Replacement or R&M

## **7. Explanation of Draft Inception Report**

### 1) Schedule of study

- JICA Study Team (JICA-ST) explained outline of the study schedule based on draft Inception Report.

- #2 Field Work (site survey) will be carried out from 11<sup>th</sup> Mar to end of Mar.2012 (tentative). Power station visit sequence will be 1st MAHARASHTRA (3<sup>rd</sup> week of Mar.), 2nd M.P. (4<sup>th</sup> Week of Mar.), and the last U.P. (5<sup>th</sup> week of Mar.)

#2 Field Work detail schedule will be sent to State Utilities by 3<sup>rd</sup> of February

### 2) Questionnaire sheet

- Questionnaire (investigation sheets) are to be selected for the respective candidates confirmed considering specific features appropriate to complete replacement and R&M.

Questionnaire sheets will be sent to State Utilities by end of January.

### 2) Assistance provided by State Utilities

- State Utilities agreed to assist logistics and accommodation for Field Works by JICA-Study Team.

## Attachment

- (1) Attachment-1: Agenda
- (2) Attachment-2: List of Attendance
- (3) Attachment-3: Presentation materials
- (4) Attachment-4: Inception Report (draft)

## Attachment-1

**Detailed Program**  
**Joint kick-off meeting for JICA Study on Renovation & Modernization /**  
**Complete Replacement of Old Thermal Power Stations in India**

Date: Jan 24, 2012

Time: 2.30 p.m. to 5.30 p.m.

Venue: JICA New Delhi Office

**Members from JICA H.O., Tokyo**

1 Ms. Makiko Hashizume, Country Officer, JICA Head Office, Tokyo

2 Ms. Ai Tachikawa, Country Officer, JICA Head Office, Tokyo

**Members from JICA India Office**

1 Mr. Hiroshi Suzuki, Senior Representative, JICA India Office

2 Mr. Kazuyoshi Ohnuma, Representative, JICA India Office

3 Ms. Shashi Khanna, Sr. Development Specialist, JICA India Office

**Members of JICA Consultant Team**

1 Mr. Noriyuki Shimizu, Senior Advisor (Thermal Power Int'l Business Management Dept.), J-Power, Tokyo

2 Mr. Morikuni Miyagi, Office Dy. Director (Thermal Power Engg. Office, Int'l Business Development Dept.), J-Power, Tokyo

3 Mr. Nobuchika Koizumi, Dy. Director (Thermal Power Engg. Office, Int'l Business Dev. Dept.), J-Power, Tokyo

Sl.No.	Particulars	Name / Designation / Organization	Duration	Actual Duration
1	Introduction			
	Welcome Note by JICA New Delhi Office	Mr. H. Suzuki /Senior Representative /JICA New Delhi Office	10 Minutes	10 Minutes
	Opening Remarks by Ministry of Power (MoP)	Mr. Sanjay Garg/ Addl. General Manager/ MoP	10 Minutes	10 Minutes
	Brief Introduction for R&M of Thermal Power Plants by Central Electricity Authority (CEA)	Mr. T P Singh /Chief Engineer (TR&M Divn.) & Mr. N S Mondal/ Director /CEA	20 Minutes	25 Minutes
2	Presentation on JICA Study	Mr. N. Shimizu/ Senior Advisor /J-Power, Tokyo	20 Minutes	25 Minutes
3a	Presentation on Current Status of OBRA Thermal Power Plant by U.P. State Utility	Mr. B.S. Tiwari/Supdt Engineer supported by Mr. P. Chowdhary, General Manager(R&M) /UPRVUNL	15 Minutes	50 Minutes
3b	Presentation on Current Status of Satpura Thermal Power Plant by M.P. State Utility	Mr. B C Joshi /Exe. Engineer / MPPGCL	15 Minutes	45 Minutes
3c	Presentation on Current Status of Khaperkheda Thermal Power Plant by Maharashtra State Utility	Mr. G J Girase / Director (Finance) supported by Mr. G G Bandgar, Dy Chief Engineer (R&M)/ MSPGCL	15 Minutes	45 Minutes
4	4.1 Explanation of Inception Report 4.2 Q & A session about Inception Report 4.3 Discussion about Each Thermal Power Station 1. OBRA TPS (U.P.) 2. Satpura (M.P.) 3. Khaperkheda (Maharashtra) 4.4 Questionnaire about Study & Preparation of Answers by the State Utilities 4.5 Get information about Counterpart officials of CEA & State Utilities 4.6 Schedule of the Study	Mr. M. Miyagi/ Office Dy. Director / J-Power, Tokyo	60 Minutes	15 Minutes
5	Closing Remarks by MoP	Mr. Sanjay Garg/ Addl. General Manager/ MoP	5 Minutes	The items were cancelled by the time constraint
6	Closing Remarks by CEA	Mr. T P Singh /Chief Engineer (TR&M Divn.) / CEA	5 Minutes	
7	Closing Note by JICA Consultant Team	Mr. N. Shimizu/ Senior Adviser /J-Power, Tokyo	5 Minutes	
8	Closing Note by JICA New Delhi Office	Mr. H. Suzuki /Senior Representative /JICA New Delhi Office	5 Minutes	

## **Attachment-2**

### **ATTENDED BY**

**MOP**                      **Mr. Sanjay Garg/ Addl. General Manager**

**CEA**                      **Mr. T P Singh / Chief Engineer (TRM Divn.),**  
**Mr. N S Mondal/ Director**

### **State Power Utilities**

**UPRVUNL**              **Mr. P. Chowdhary/ General Manager(R&M)**  
**Mr. B.S. Tiwari/ Supdt Engineer**

**MPPGCL**                **Mr. B C Joshi /Exe. Engineer**

**MSPGCL**                **Mr. G J Girase / Director (Finance)**  
**Mr. G G Bandgar/ Dy Chief Engineer (R&M)**

**JICA**                    **Mr. H. Suzuki /Senior Representative /JICA New Delhi Office**  
**Mr. K. Oonuma**  
**Ms. M. Hashizume**  
**Ms. A. Tachikawa**  
**Ms. S. Khanna**

**JICA Study Team**    **Mr. N. Shimizu**  
**Mr. M. Miyagi**  
**Mr. N. Koizumi**



# Renovation & Modernisation and Life Extension of Thermal Power Stations

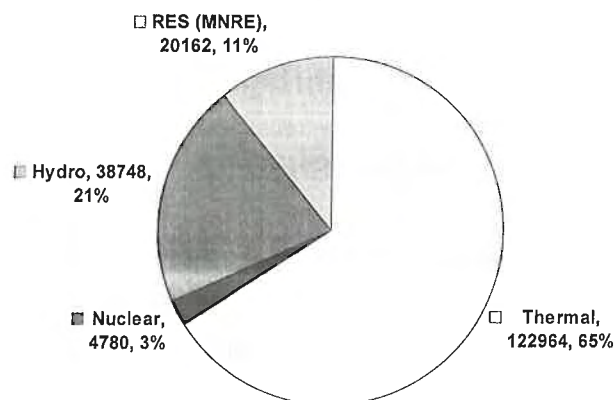
## Central Electricity Authority



### Total Installed Capacity

**1,86,654 MW**

(As on 31-12-2011)

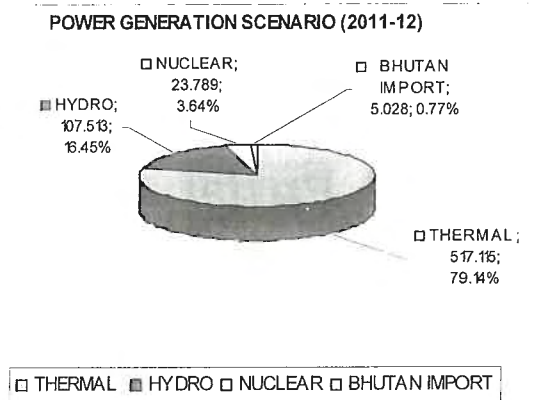


□ Thermal ■ Nuclear ■ Hydro □ RES (MNRE)



## Power Generation

Total Generation  
April to Dec-2011 - 653.446 BU



## Power Shortages

- During the Year 2010-11

- Peak Shortage - 10.3 %
- Energy Shortage - 7.5 %

During the Period April- Nov 2011-12

- Peak Shortage - 10.6%
- Energy Shortage - 7.4%



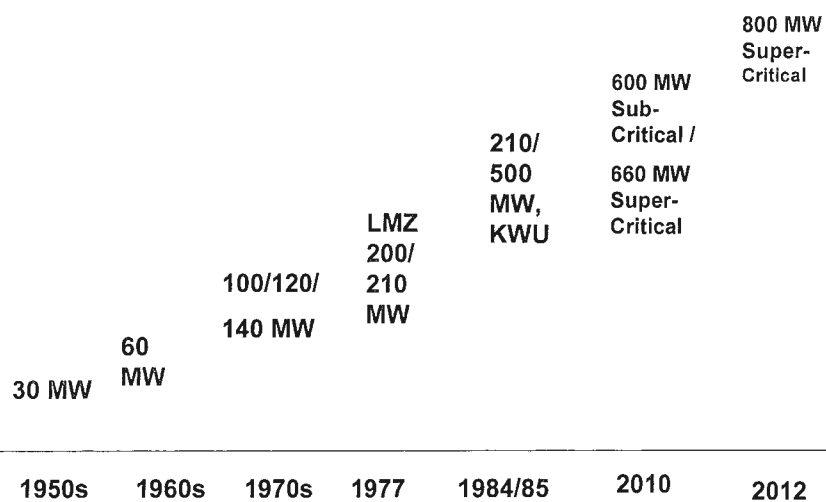


## Broad Strategies to Mitigate Power Shortages

- New Capacity Addition through Green Field and Expansion Projects
- R&M/LE of Existing Units
- Demand Side Management
- Renewable Energy Sources (RES)

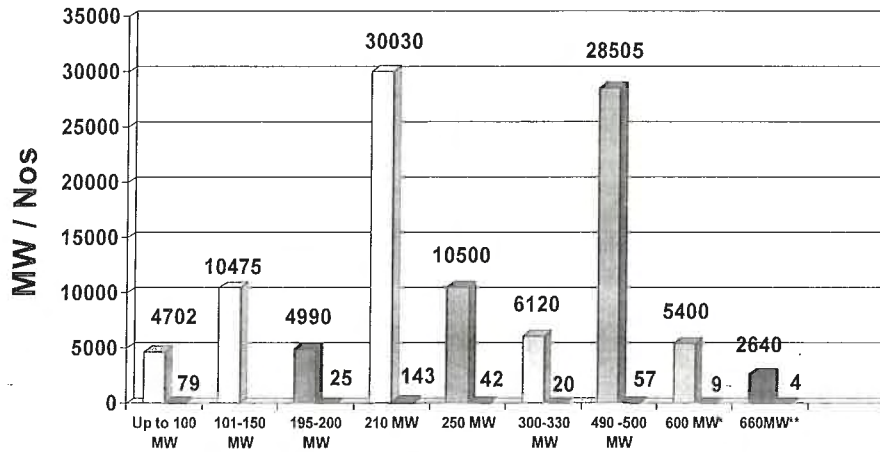


## Growth of Unit Size in India ( Thermal Plants )





## Distribution of Coal / Lignite Based Thermal Units Sizes (As on 15.12.2011)



- The First unit of 600 MW capacity (Rajiv Gandhi - Hisar) commissioned in March 2010
- The First unit of 660 MW capacity (Mundra - Adani) commissioned in December 2010 7



## Age Profile of Large Size Thermal Units

Capacity Range (in MW)	> 15 years but <20 years	>20 years but < 25 years	>25 years but < 30 years	> 30 years
200/210 LMZ	8	15	26	19
200/210 KWU	26	20	20	-
500	7	12	1	-



## Objective of R&M Programme

- To restore rated capacity and design parameters such as Heat Rate.
- To make the operating units well equipped with modified/ augmented latest technology.
- To overcome technological obsolescence and non-availability of spares.
- To improve the performance parameters in terms of PLF, Efficiency, Forced Outages, Availability and Reliability.
- To reduce maintenance requirements and enhance the ease in maintenance
- Compliance of stringent environmental norms, safety and other statutory requirements.



## Objective of LE Programme

- Extension of useful economic life of generating units by another 15 - 20 years.
- To focus on full load operation of the unit beyond their original design life.
- To restore rated capacity and design parameters such as heat rate.
- Uprating of generating unit.
- Improvement beyond design parameters.



## Cost of R&M / LE Works

- Cost of R&M /LE works depend on the scope of the works.
- Estimated cost of unit for complete R&M/ LE works limited to 50% of cost of new unit.
- Cost of main Plant (BTG) limited to 50% cost of new BTG unit.
- The Pay Back period should be from 5 to 7 years.



---

## Methodology for Implementation

### 1. Implementation by the utilities

#### R&M Works

- i) Through A Rolling Plan
  - Implemented in a phased manner.
  - Results in minimizing unit shut down requirement and thereby loss in generation.
  - However, it results in extended execution over a long period of time
  - Benefits accrued can not be co-related with the activities carried out and investment made.
- ii) Through Comprehensive R&M Scheme
  - Implemented in a single stretch in single Shut Down
  - It is preferable due to well definable & quantifiable benefits.

#### LE&U Works

##### Through Comprehensive LE Scheme ( Based on RLA Studies)

- Covering the Complete Plant

## 2. Implementation through Private Sector Participation

- (i) Option 1:- Lease, Rehabilitate, Operate and Transfer (LROT)
  - A Private Promoter (PP) would take over the power station on a long - term lease, say 10 years or more.
  - PP would invest and carry out the R&M of the power station and would takeover its operation & maintenance.
  - Ownership of the plant will remain with the utility throughout.
- (ii) Option 2:- Sale of Plant
  - Power utilities could offer power stations for outright sale to private parties.
  - The present worth of the plant would have to be assessed which could be the reserve price for the sale.
- (iii) Option 3:- Joint Venture between Power utility and public or private companies.
  - A new company will be formed as a joint venture (JV) of the state power utility/ State Government and selected private/public collaborator.
  - The JV company would undertake the R&M/ LE works and own, operate and maintain the power station.



## Time Frame of Various Activities

- |   |  |
|---|--|
| a. Appointment of consultant            | - 3 months                                   |
| b. RLA/ EA                              | - 6 months                                   |
| c. Finalising the Scope of R&M/LE Works | - 3 to 4 months                              |
| d. Preparation of DPR                   | - 6 to 8 months                              |
| e. Placement of Order of R&M/LE Works   | - 6 to 8 months                              |
| f. Supply of material/Items             | - 16 to 20 months<br>from placement of order |
| g. Shut Down of unit                    | - 6 to 8 months                              |



## R&M & LE programme 7<sup>th</sup> Plan and onwards

- A centrally sponsored R&M programme was initiated in 1984 in structured manner.
- The programme continued during the two annual plans 1990-91 and 1991-92.
- The momentum for R&M works continued during 8<sup>th</sup> & 9<sup>th</sup> Plan.
- The momentum could not be sustained during 10<sup>th</sup> Plan.



### Plan-wise Achievements

S. No	Plan	Year	No. of TPS / No. of Units	Capacity (MW)	Additional Generation Achieved MU/ Annum	Equivalent MW
1	7 <sup>th</sup> Plan & 2 Annual Plans	85-86 to 89- 90 & 90-91, 91-92	34 / 163	13570	10000	2000
2	8 <sup>th</sup> Plan (R&M) (LEP)	92-93 to 96-97	44 / 198 43/(194) 1 (4)	20869 (20569) (300)	5085	763
3	9 <sup>th</sup> Plan (R&M) (LEP)	97-98 to 2001-02	37 / 152 29/ (127) 8/ (25)	18991 (17306) (1685)	14500	2200
4	10 <sup>th</sup> Plan (R&M) (LEP)	2002-03 to 2006-07	9/25 (14 out of 57 planned ) (11 out of 106 )	3445 (2460) (985)	2000	300



## R&M Programme as per National Perspective R&M Plan ( 2007-17 )

Programme	11 <sup>th</sup> Plan (2007-12)	12 <sup>th</sup> Plan (2012-17)
Life Extension Programme (LEP)	7318 MW (53 units)	16532 MW (72 units)
R&M Programme	18965 MW (76 units)	4971 MW (23 units)
<b>Total</b>	<b>26383 MW (129 units)</b>	<b>21503 MW (95 units)</b>



## Achievement During 11<sup>th</sup> Plan

Programme	Completed till Dec, 2011	Likely to be Completed
Life Extension Programme (LEP)	1171 MW (12 units)	230 MW (2 units)
R&M Programme	14855 MW (59 units)	110 MW (1 units)
<b>Total</b>	<b>16026 MW (71 units)</b>	<b>340 MW (3 units)</b>





## On-going Life Extension Projects ( already under Shut Down )

Sl. No	Name of TPS & Unit No	Utility	Executing Agency
1.	Obra TPS unit - 11 (200 MW )	UPRVUNL	BHEL
2.	Harduaganj TPS Unit - 7 (110 MW)	UPRVUNL	BHEL
3.	GND TPS, Bhatinda Unit - 3 (110 MW)	PSPCL	BHEL
4.	Barauni TPS unit - 7 (110 MW)	BSEB	BHEL
5.	Muzaffarpur TPS Unit - 1 (110 MW)	KBUNL	BHEL
6.	Amarkantak Extn Unit - 1 (120 MW)	MPPGCL	NASL
<b>Total 6 units (760 MW)</b>			



### Reasons for Gaps in Achievement of R&M/LE Targets During 10<sup>th</sup> & 11<sup>th</sup> Plan

1. Delay in supply of equipment by the OEM.
2. Delay in taking shut down for implementing Life Extension works.
3. Non-availability of Dedicated R&M Team.
4. Poor Financial Condition of State Power Utilities.



## Revised Tentative R&M / LE Potential during 12<sup>th</sup> Plan

- Originally identified R&M / LE works – 21,503 MW (95 units)
- Likely Slippage from 11<sup>th</sup> Plan – 9,567 MW (51 units)
  - LEP – 5,777 MW (37 units)
  - R&M – 3,790 MW (14 units)
- Revised R&M and LE programme – 31,070 MW (146 units)
  - LEP – 22309 MW (109 units)
  - R&M – 8761 MW (37 units)

### Unit Sizes Covered

500 MW	–	20	(33%)
200/210 MW	–	76	(52%)
110 MW	–	13	(5%)
Gas Turbine	–	2960 MW	(10%) various units sizes



### Units taken up for E E R&M through External funding

Sl. No	Name of Utility	Name of Station	Unit No.	Year of Comm.	Capacity (MW)	Remarks
1	HPGCL	Panipat	3	1985	110	World Bank funded
2	HPGCL	Panipat	4	1985	110	World Bank funded
3	WBPDC	Kolaghat	One Unit	1990	210	Likely KfW funded
4	WBPDC	Bandel	5	1952	210	World Bank funded
5	MSPGCL	Nashik	3	1979	210	KfW funded
6	MSPGCL	Koradi	6	1982	200	World Bank funded
7	MSPGCL	Bhusawal	2	1979	210	Likely W.B. fund
8	MSPGCL	Chandrapur	1	1983	210	Likely W.B.fund
9	MSPGCL	Chandrapur	2	1984	210	Likely W.B.fund
10	MSPGCL	Parli	3	1980	210	Likely W.B.fund



## Drivers for E E R&M

1. Availability of Fuel, Land & Water is becoming more difficult for new power projects.
2. Coal is an exhaustible natural resource. Hence, its saving by way through efficiency enhancement is desirable. R&M results lower specific coal consumption.
3. R&M is one of the most cost effective measure for getting additional generation. The operation of old units becomes more economical after R&M.
4. Additional generation from old units becomes available in very short duration.
5. The benefits accrued from R&M in a typical 200/210 MW unit include: -
  - Increased output by about 4-8%
  - Improved unit heat rate by 10-15%
  - Extended Plant Life by about 15-20 years.

Contd/...



6. There is a shift from 'Generation Maximisation' to 'Generation Optimisation' with efficiency enhancement. Efficiency enhancement of about 8-10% is feasible in the existing LMZ units.
7. Increased emphasis on Environment for clean technology. The environmental norms are getting more and more stringent.
8. Under the Perform, Achieve & Trade (PAT) Scheme of BEE, a target of saving of 3.1 Million Tonnes of Oil Equivalent (ToE) by the end of three years cycle, has been fixed for the Power Sector. Thermal power plants have been notified as Designated Consumers (DC). They have to achieve a notified reduction in fuel consumption in Tonnes of Oil Equivalent (ToE). The date of implementation of PAT scheme is likely to be notified by Central Government very shortly.



## Steps taken by MOP / CEA for Facilitating the R&M / LE Programme

1. In Dec,2009, a National Perspective Plan was formulated for R&M / LE works during 11<sup>th</sup> & 12<sup>th</sup> Plan.
2. CEA has issued guidelines for R&M and LE works of thermal power stations in December, 2009.
3. Apart from PFC/ REC, external funding from World Bank and KfW have also been arranged to finance LE programme of some utilities at their identified TPSs.
4. The preparation of DPRs for LE works at 7 units of 210 MW by M/s Evonik-Germany, with grant from KfW under Indo-German Energy Forum, is completed at Unit-3 Nasik of Mahagenco, Unit 1,2 & 3 of Kolaghat TPS of WBPDC and Unit-1, 2 & 3 of Bokaro 'B' TPS of DVC. Mahagenco & WBPDC have accepted the DPRs while the acceptance for DPRs from DVC is still awaited.
5. For the preparation of standard documents for R&M with grant from KfW Bank in Phase – II activity under Indo – German Energy Forum, the selection of consultant is completed and the contract with the consultant is likely to be signed very shortly.



6. Technical studies would be carried out for mitigation of barriers to the R&M in India with grant from GEF/ World Bank.
8. A Task Force, under the Chairmanship of Member (Thermal), CEA has already been constituted for promotion of R&M works in India with members from NTPC, DVC, MSPGCL, WBPDC, HPGCL, APGENCO, CERC, PFC, WORLD BANK & KfW. The 1<sup>st</sup> meeting of the Task Force was held on 15-12-2011.
9. CEA has prepared three Base Papers viz Allocation of power from unallocated quota of Central Pool to the State Power Utilities, Formulation of proposal for Assessment of vendor capacity & Formulation of proposal for financial arrangement to carry out LE works during 12<sup>th</sup> Plan. The papers have been sent to the State Utilities and stakeholders for consultation.
10. Interactions have been done with following manufacturers/ vendors for assessment of their capacity and interest for R&M works.
  - i. M/s Doosan Heavy Industries & Construction, Korea
  - ii. M/s L&T
  - iii. M/s Alstom Power Limited, U.K. (with M/s NASL)
  - iv. M/s Toshiba, Japan
  - v. M/s Dong Fang Electric Corporation, China
  - vi. M/s Seimens Ltd
  - vii. M/s GE Energy, India
11. Under Phase-II, Detail Technical Studies would be carried out by M/s JCOAL at three selected thermal units for identification of scope of R&M works.
12. JICA Study on Renovation & Modernization / Complete Replacement of State sector old inefficient coal based thermal power station in India has been initiated.



# धन्यवाद



## *Thank you*

27

### **JV project**

1. Kanti Bidyut Utpadan Nigam Ltd

### **Lease Projects ( O&M )**

1. 156 MW CCCP Gas based power plant, Hazira, Gujarat with Evonik
2. 116 MW co-generation plant at Haldia in West Bengal for L&T and HPL.
3. 150 MW co-generation plant at Bathinda, Punjab, HPM-Jiont venture .
4. 4x 600 MW CCGT at Jharsoguda– Sterilite Energy Ltd.



## **Main Features of the R&M Phase-I Programme**

- No. of TPS covered : 34
  - No of units covered : 163
  - Total Capacity involved : 13570 MW
  - Average PLF of 163 units (before R&M) : 46%
  - Anticipated PLF after completion of R&M : 53%
  - Anticipated additional generation after R&M : 7000 MU/annum
  - Year of completion : 1990-91
  - Total expenditure incurred : Rs 1066 crores
    - Central Loan Assistance : Rs. 402 crores
    - State Plan Resources : Rs. 664 crores
  - Actual PLF after completion of R&M : 56%
  - Anticipated additional generation after R&M : 10000 MU/annum
- 

## **RETIREMENT OF VERY OLD UNITS**

- Consider for retirement of all non-reheat units of 100 MW or less rating. However, those units on which major R&M/LE activities have been undertaken and are performing well, such units may continue to operate for another 10 years from the date of post R&M/LE to enable them to recover the expenditures incurred.
- Larger size units can also be considered for retirement on economically non-viability on case to case basis.
- The retirement may be prioritized according to their level of performance, say unit heat rate deviating more than 20% to be retired first and subsequently those units with deviation of 15% & 10% from their design heat rate.
- The SEBs/ GENCOs may identify new generating capacity to be added as substitute for older units so that overall installed capacity is not affected.



Study on R&M / Complete Replacement of  
Old Coal based Thermal Power Stations in India

# Typical Cases of R&M and Complete Replacement of Coal-fired Power Stations in Japan

Noriyuki SHIMIZU

J-POWER

Presentation at Kick-off Meeting for the Study in Delhi 24 Jan 2012



## What is J-Power?

- Electric Power Development Company, Ltd.
- The largest wholesale electric power company in Japan
- Initially founded by the Japanese Government in 1952 and fully privatized in 2004
- Domestic wholesale installed capacity: 16,993MW
  - ✓ Coal: 8,412 (7 TPSs), Geo-thermal: 15, Hydro: 8,566
- Other power business installed capacity: 1,149MW
- Global power business
  - ✓ Consulting service: 320 projects in 63 countries, 1962 - India; 17 projects – Sipat (NTPC), JICA Study (NTPC)
  - ✓ IPP: 3,708MW (share eq.) by 29 projects in 6 countries

Presentation at Kick-off Meeting for the Study in Delhi 24 Jan 2012

## What is J-Power? (cont'd)

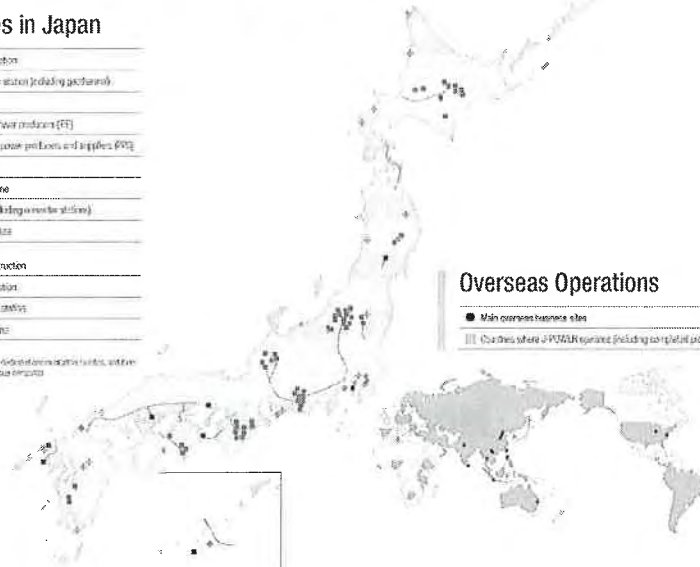
### Facilities in Japan

- Hydropower station
- Thermal power station (including gas turbine)
- ⚡ Wind farm
- ◇ Independent power producer (IPP)
- ◇ Generator for power producers and suppliers (PPG)
- Transmission line
- Substation (including power station)
- ◆ Research facility

### Planned/Under construction

- Hydropower station
- Nuclear power station
- Transmission line

Note: The map shows the distribution of facilities in Japan, and the overseas operations.



### Overseas Operations

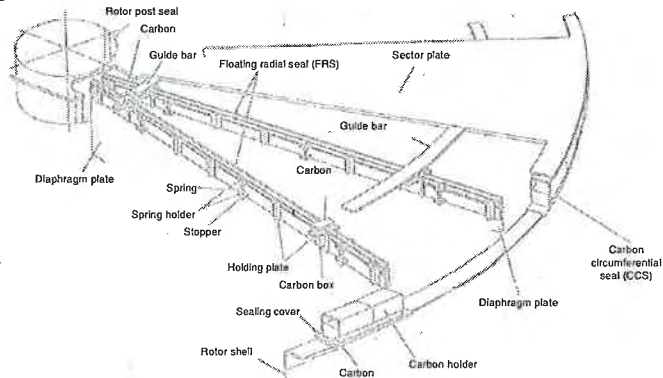
- Main overseas business sites
- Overseas operations (including completed projects)

## Typical R&M Case Study - APH

Application of FRS/CCS at existing 250MW coal fired power units :

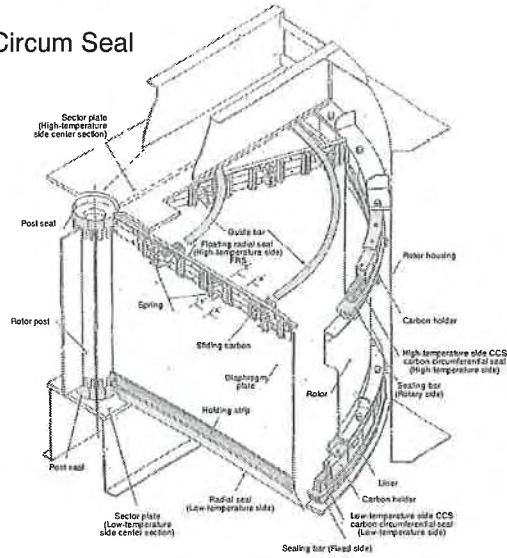
air leakage ratio 10→5%

### Floating Radial Seals



## Typical R&M Case Study - APH (cont'd)

Carbon Circum Seal



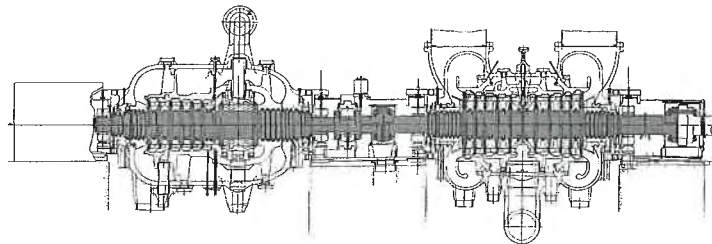
4

## Typical R&M Case Study - Turbine

Application of latest technologies to replacement of turbine rotors, HP&IP, at a 700MW unit:

HR improved by 1.36%

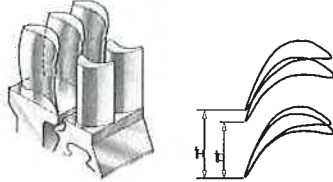
- High load blade
- Advance Vortex Lean Nozzle Blade (AVN)
- Continuous Cover Blade (CCB)
- Improved diaphragm packing



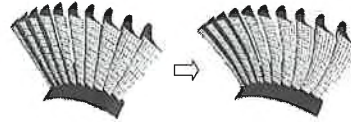
5

## Typical R&M Case Study – Turbine (cont'd)

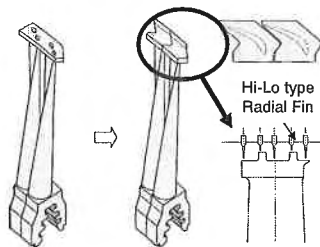
- High load blade



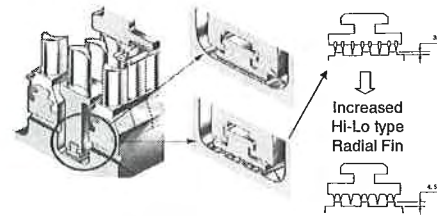
- AVN



- CCB



- Improved diaphragm packing



Presentation at Kick-off Meeting for the Study in Delhi 24 Jan 2012 <sup>6</sup>

## Complete Replacement - Isogo TPS

- Initially commissioned in 1969 (2x265MW) in urban area of Yokohama City
- Replaced/repowered in 2009 (2x600MW)
- Replacement under operation of old units
  - ✓ in the same area of 12 ha
  - ✓ Build (New #1), Scrap (Old #1&2) and Build (New #2)
  - ✓ replacement work 1996 – 2009
- Why replaced?
  - ✓ to meet Yokohama City Environmental Improvement 21st Century Plan
  - ✓ to meet increasing power demand in metropolitan area
  - ✓ to cope with aged facilities
- Apply the latest USC/environmental technology

Presentation at Kick-off Meeting for the Study in Delhi 24 Jan 2012 <sup>7</sup>



## Technical Features of Isogo TPS

- USC
  - ✓ New #1; 25MPa/600/610
  - ✓ New #2; 25MPa/600/620
- Environmental control
  - ✓ Flue gas treatment;
    - Dust: ESP
    - SOx: Activated coke dry type FGD
    - NOx: SCR
  - ✓ Waste water treatment system
  - ✓ Coal/ash scattering control;
    - Coal: Indoor type silo & air-floating belt conveyor
    - Ash: Indoor type silo
- Measures for small area of 12 ha
  - ✓ Tower type boiler and tall silos/tanks

## Performance Improvement

		Old Units	New Units
		#1, #2	#1, #2
<b>Generation</b>			
Output	MW	2 x 265	2 x 600
Efficiency	gross HHV %	38	43
<b>Environmental</b>			
SOx	ppm	60	20, 10
NOx	ppm	159	20, 13
Dust	mg/m <sup>3</sup> N	50	10, 5

## Replacement Milestone

Old 2x265MW



1996

New 2x600MW



2009

## Replacement Milestone (cont'd)

- Sep 1996: Start replacement work  
(reduce coal storage area → remove existing outdoor BOP and construct coal silo)
- Jul 1998: Start construction, New #1



## Replacement Milestone (cont'd)

- Nov 2001: Start demolition, Old #1&2
- Apr 2002: COD, New #1
- Mar 2004: Complete demolition, Old #1&2

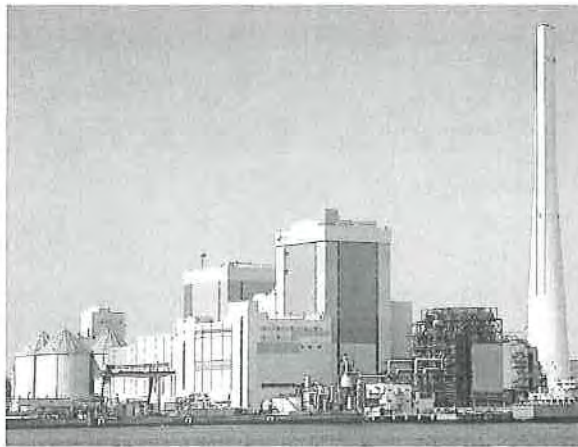


12

Presentation at Kick-off Meeting for the Study in Delhi 24 Jan 2012

## Replacement Milestone (cont'd)

- Oct 2005: Start construction, New #2
- Jul 2009: COD, New #2



13

Presentation at Kick-off Meeting for the Study in Delhi 24 Jan 2012