

独立行政法人 国際協力機構
インド国電力省
インド火力発電公社

インド国 火力発電所運用改善計画調査

ファイナルレポート

平成 22 年 11 月
(2010 年)

電源開発株式会社
九州電力株式会社
中国電力株式会社

産業
JR
10 - 098

序 文

日本政府は、インド共和国政府の要請に基づき、同国の火力発電所の運用改善の方策をとりまとめる開発調査「インド国 NTPC 火力発電所運用改善計画調査」を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構（JICA）がこの調査を実施しました。

当機構は、2008年12月から2010年10月まで8回にわたり電源開発株式会社の清水徳行氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団は、インド共和国政府および NTPC Limited の関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、それらの結果に基づく国内における検討を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、同国の石炭火力発電所の効率改善の推進に寄与するとともに、両国間における友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

最後に、調査にご協力とご支援を頂いた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

2010年11月

独立行政法人国際協力機構
理事 黒田 篤郎

伝 達 状

国際協力機構
理事 黒田 篤郎 殿

今般、インド国における火力発電所運用改善計画調査が終了しましたので、ここに報告書を提出いたします。

本調査は、インド国の NTPC 既設石炭火力発電所における持続可能な効率改善、ならびに効率改善に必要となるカウンターパートへの技術移転を目的として実施されました。

今回の調査に際しましては、インド国の現状を十分に踏まえ、技術的、経済的、環境的な見地から最も適した効率改善項目提案および研修計画の策定並びに可能な範囲でのこれらの実施支援に努めてまいりました。

この結果、時間を要する効率改善のための設備改造に関しては実施に向けた検討が NTPC 内で継続されていますが、調査期間内で対応可能な範囲では目的を達成したものと評価しております。

ここに、同期間中、貴機構をはじめ、外務省、経済産業省等の関係者には多大のご理解ならびにご協力を賜り、心より御礼を申し上げます。また、インド国における現地調査期間中は、密接な協力と助言を頂いたインド国の関係省庁、NTPC Limited、在インド国日本大使館、JICA インド事務所に対して深く感謝いたします。

2010 年 11 月

インド国 NTPC 火力発電所運用改善計画調査 調査団
総 括 清水 徳行

総目次

結論と提言

結 論	1
提 言	5

第1章 序 論

1.1 調査背景	1-1
1.2 調査目的	1-1
1.3 調査期間	1-1
1.4 調査業務の範囲	1-1
1.5 調査業務の概要	1-3
1.6 調査の基本方針	1-3
1.7 関係機関とカウンターパート	1-5
1.8 調査団員の構成	1-7

第2章 インド電力セクターの現状

2.1 政府方針	2-1
2.1.1 電力法・規制	2-1
2.1.2 電力行政組織	2-1
2.1.3 電力需要と供給	2-6
2.1.4 電力政策と開発計画およびメガプロジェクト	2-10
2.1.5 電気料金	2-13
2.1.6 資金提供者による援助施策とプロジェクト組成の現状	2-16

第3章 NTPC における効率改善の取り組み

3.1 NTPC の火力発電設備	3-1
3.2 運用状況	3-5
3.3 NTPC における効率改善の取り組み	3-7

第4章 現地作業

4.1 第1回キックオフミーティング	4-1
4.2 第2回キックオフミーティング	4-1
4.3 第1回現地調査	4-3
4.4 第2回現地調査	4-9
4.5 第3回現地調査	4-9

4.6	第4回現地調査	4-9
4.7	第5回現地調査	4-9
4.8	第6回現地調査	4-9
第5章 モデルユニットの選定ならびに調査内容		
5.1	調査対象ユニットと調査内容	5-1
5.2	実施対象ユニットの運転状況	5-9
第6章 設備診断の状況		
6.1	ボイラー診断	6-1
6.2	燃焼シミュレーション	6-7
6.2.1	はじめに	6-7
6.2.2	燃焼シミュレーションの概要および課題	6-8
6.2.3	解析メッシュと実施ケース	6-8
6.2.4	シミュレーション結果	6-9
6.2.5	空気と燃料バイアスのシミュレーションケース検討	6-11
6.3	ボイラー余寿命診断	6-16
6.3.1	概要	6-16
6.4	空気予熱器(AH)効率改善 (Air Heater Performance Improvement)	6-20
6.4.1	Korba #6	6-20
6.4.2	Singrauli #4	6-22
6.4.3	効率改善の提案	6-23
6.5	タービン余寿命診断	6-29
6.6	復水器真空低下調査	6-39
6.7	ポンプ診断	6-39
6.8	シールフィン更新	6-41
6.9	制御装置診断	6-45
6.9.1	概要	6-45
6.9.2	調査実施内容	6-45
6.9.3	評価	6-45
6.9.4	改善提案および効果	6-45
6.10	BFP パラメータ診断	6-46
6.11	発電機診断	6-47
6.11.1	診断対象設備と診断の取り組み	6-47
6.11.2	Korba #6 発電機の診断	6-48
6.11.3	Rihand #2 発電機の診断	6-49

6.11.4 Singrauli #4 発電機の診断	6-49
6.12 主変圧器の診断	6-50
6.12.1 診断対象設備と診断の取り組み	6-50
6.12.2 Korba #6 主変圧器の診断結果	6-52
6.12.3 Rihand #2 主変圧器の診断結果	6-52
6.12.4 Singrauli #6(R相)主変圧器の診断結果	6-53
6.12.5 Korba #6 主変圧器の診断結果(3年次)	6-54
6.13 現状性能と性能劣化状況の分析	6-55
6.13.1 概要	6-55
6.14 従来ならびに現在の O&M 要領のレビューと改善	6-59
6.14.1 火力発電所設備の運用現状	6-59
6.14.2 運用現状	6-59
6.14.3 発電所運営体制(概要)	6-60
6.14.4 各発電所の発電設備運用状況	6-71
6.14.5 各発電設備運用に関する課題と対策	6-73
6.14.6 提供した報告書および要領書	6-79
6.15 財務分析	6-81
6.15.1 コンセプト (Concept)	6-81
6.15.2 分析対象 (Scope)	6-81
6.15.3 メソッド (Method)	6-82
6.15.4 環境付加価値分析 (Environmental Value Added Analysis)	6-91
6.16 CDM 適用化準備	6-93
6.16.1 CDM の概要	6-93
6.16.2 PDD Draft 作成業務の実施	6-96
6.16.3 PDD Draft の概要	6-97
6.16.4 提出と承認のための CDM 手続の準備業務スケジュールの計画	6-108
6.17 推奨案	6-111

第7章 本邦研修

7.1 定期点検、効率管理、設備の状態監視と診断技術研修	7-1
7.1.1 定期点検研修コース	7-1
7.1.2 効率管理研修コース	7-3
7.1.3 設備の状態監視と診断技術研修コース	7-4
7.2 ボイラー余寿命診断研修	7-5
7.2.1 ボイラー余寿命診断研修コース	7-6
7.3 ボイラー燃焼シミュレーション研修	7-7
7.3.1 ボイラー燃焼シミュレーション研修コース	7-7

7.4	研修の評価	7-8
7.4.1	研修プログラムの評価	7-8
7.4.2	研修プログラムおよび実施の評価	7-9
第8章 添付資料		
8.1 議事録		
8.1.1	第1回ステアリングコミッティ議事録	
8.1.2	第2回ステアリングコミッティ議事録	
8.1.3	第3回ステアリングコミッティ議事録	
8.1.4	第4回ステアリングコミッティ議事録	
8.2 プレゼンテーションスライド		
8.2.1	第1回ワークショップ	
8.2.2	その他ワークショップとセミナー	
8.3 モデルユニット選定調査票		

LIST OF TABLES

Table 0-1	Scope Matrix for Assessment	5
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (1/5).....	7
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (2/5).....	9
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (3/5).....	11
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (4/5).....	13
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (5/5).....	15
Table 0-3	Practical Proposals for Efficiency Improvement.....	17
Table 0-4	Results of Economic/Financial Evaluation of Practical Proposals.....	17
Table 1.8-1	Member of JICA Study Team.....	1-9
Table 2.1-1	Power Demand and Supply Position	2-6
Table 2.1-2	Power Demand and Supply Position by District (Apr 2008 to Mar 2009).....	2-6
Table 2.1-3	Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)	2-7
Table 2.1-4	Forecast of Power Demand	2-8
Table 2.1-5	Power Generation Capacity by Energy Sources (1995 to 2007)	2-8
Table 2.1-6	Power Plant Capacity by Sector (as on 2008 March).....	2-9
Table 2.1-7	Trend of Power Plant Capacity by Sector (from 2005 to 2008)	2-9
Table 2.1-8	Power Plant Capacity (as on 2009 August).....	2-9
Table 2.1-9	Thermal Power Plant PLF	2-10
Table 2.1-10	10th 5-Year Plan (Actual).....	2-11
Table 2.1-11	5-Year Plan (Target and Actual)	2-12
Table 2.1-12	11th 5-Year Plan	2-12
Table 2.1-13	State-Wise Estimated Average Rates of Electricity (updated up to 31.03.2008).....	2-15
Table 2.1-14	世界銀行融資プロジェクト	2-16
Table 2.1-15	アジア開発銀行融資プロジェクト	2-17
Table 3.1-1	List of NTPC Coal Fired Thermal Power Plants.....	3-1
Table 3.1-2	Adoption Plan of High Efficiency Power Plant.....	3-3
Table 3.2-1	NTPC Coal Fired Power Plant: Plant Load Factor.....	3-6

Table 4.3-1	Itinerary for Visit to 5 Candidate Power Stations.....	4-7
Table 4.3-2	Brief Details and Criteria of Power Plant Selection.....	4-8
Table 4.4-1	Itinerary of July visit.....	4-10
Table 4.5-1	#3 Site Work Schedule.....	4-11
Table 4.6-1	#4 Site Work Schedule.....	4-12
Table 4.7-1	#5 Site Work Schedule.....	4-13
Table 4.8-1	#6 Site Work Schedule.....	4-14
Table 5.1-1	Scope Matrix.....	5-3
Table 5.1-2	Shut-down Schedule and Scope of Boiler RLA and Turbine RLA.....	5-4
Table 5.1-3	Scope Matrix.....	5-6
Table 5.1-4	Scope Matrix.....	5-7
Table 5.1-5	Scope Matrix.....	5-8
Table 6.1-1	Design Coal Analysis Data.....	6-3
Table 6.1-2	Design Coal Ash Analysis Data.....	6-3
Table 6.1-3	Comparison Table Vindhyaachal Design Coal and Imported Coal in Japan.....	6-4
Table 6.1-4	Design Heat Recovery Rate.....	6-5
Table 6.1-5	Heat Recovery Rate.....	6-5
Table 6.1-6	Boiler Furnace Dimension Comparison Table.....	6-6
Table 6.2-1	The Effect of the Oxygen Conc. & Gas Recirculation to the Heat Absorption Pattern.....	6-10
Table 6.2-2	Effect of 2 nd Air Bias on the R&L Deflection.....	6-15
Table 6.3-1	Summary of Boiler RLA in Singrauli Unit 6.....	6-18
Table 6.3-2	Summary of Boiler RLA in Unchahar Unit 2.....	6-19
Table 6.4-1	AH Annual Inspection Items.....	6-27
Table 6.6-1	Summary of test result.....	6-39
Table 6.11-1	Generators for Assessment.....	6-48
Table 6.11-2	IR Test and PI Test Results.....	6-49
Table 6.11-3	IR Test and PI Test Results.....	6-49
Table 6.11-4	Current Status Assessment and RLA.....	6-50

Table 6.12-1	Units for Transformer Assessment	6-51
Table 6.12-2	Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT.....	6-52
Table 6.12-3	Current Condition Assessment and RLA for Rihand#2 GT	6-53
Table 6.12-4	Current Status Assessment and RLA for Singrauli #6 GT	6-54
Table 6.12-5	Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT (2010)	6-55
Table 6.13-1	Differences in the Boiler Performance Test Procedure between Study Team and NTPC.....	6-55
Table 6.13-2	Differences in the Turbine Performance Test Procedure between Study Team and NTPC.....	6-56
Table 6.13-3	Differences in the Actual Performance Test Practices between Study Team and NTPC.....	6-57
Table 6.14-1	Format of the Daily Plant Report for Efficiency	6-66
Table 6.14-2	Format of the Unit Trip Analysis Report.....	6-68
Table 6.14-3	Comparison Table for Power Station Management System	6-70
Table 6.14-4	Safety Patrol Check Sheet	6-76
Table 6.15-1	Current items for Financial Analysis	6-81
Table 6.15-2	Comparative Analysis Table of “Economic and Financial Analysis”.....	6-90
Table 6.15-3	Comparative Analysis Table of “Environmental Value Added Analysis”	6-92
Table 6.16-1	Item of CDM PDD (version 3.2).....	6-95
Table 6.16-2	Large Scale Approved Methodologies applicable to existing Thermal Power Station.....	6-95
Table 6.16-3	Methodologies of Small Scale CDM.....	6-96
Table 6.16-4	Period of Execution and Scope of the Work.....	6-96
Table 6.16-5	Finalized thermal power generation unit and energy efficiency improvement measures	6-97
Table 6.16-6	Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Singrauli #4.....	6-98
Table 6.16-7	Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Korba #6	6-102
Table 6.16-8	Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Rihand #2.....	6-106
Table 6.16-9	Time Estimate for the Way forward	6-109
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (1/5).....	6-113

Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (2/5).....	6-115
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (3/5).....	6-117
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (4/5).....	6-119
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (5/5).....	6-121
Table 7.1-1	Program of “Periodic Inspection Training Course”.....	7-2
Table 7.1-2	Program of “Efficiency Management Training Course”	7-3
Table 7.1-3	Program of “Facility Condition Monitoring and Diagnostic Technology Training Course”	7-4
Table 7.2-1	Program of Boiler Residual Life Assessment Technique Training Course	7-6
Table 7.3-1	Program of “Boiler Combustion Simulation Training Course”.....	7-8

LIST OF FIGURES

Fig. 1.7-1	Counterpart Team	1-7
Fig. 1.8-1	調査団員の構成	1-8
Fig. 2.1-1	Structure of Power Sector	2-2
Fig. 2.1-2	Organization Chart of NTPC	2-5
Fig. 2.1-3	Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)	2-7
Fig. 3.1-1	Location of NTPC Thermal Power Plant	3-4
Fig. 3.2-1	NTPC PLF vs. Average PLF Other Generators in India (including coal, gas and liquid)	3-5
Fig. 3.2-2	PLF for each Power Plant	3-6
Fig. 4.3-1	Five Model Power Station	4-5
Fig. 6.1-1	Boiler Side View	6-2
Fig. 6.1-2	Outline of Steam Flow Diagram (Same type of Boiler in Japan)	6-7
Fig. 6.1-3	Out line of Steam Flow Diagram (Vindhyachal Unit 7)	6-7
Fig. 6.2-1	Calculation Procedure of the Coal Combustion Simulation	6-8
Fig. 6.2-2	Typical Flow Pattern in Tangential Fired Boiler (3)	6-9
Fig. 6.2-3	Outline of the Calculation Process (5) + Evaluation of the New Idea	6-11
Fig. 6.2-4	Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone	6-12
Fig. 6.2-5	Effect of the Right & Left 2 nd Air Bias (1-1)	6-13
Fig. 6.2-6	Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone by Changing 2 nd Air Bias	6-13
Fig. 6.2-7	Effect of 2 nd Air Bias on the R&L Deflection	6-14
Fig. 6.2-8	Improvement of the R&L Deflection by Changing the Heater Combination (1)	6-15
Fig. 6.2-9	Effect of the Heater Combination on the R&L Deflection under the Bias Condition	6-16
Fig. 6.4-1	AH Air and Gas Flow Diagram	6-20
Fig. 6.4-2	AH Air and Gas Flow Diagram	6-22
Fig. 6.4-3	Floating Radial Seal	6-25
Fig. 6.4-4	Carbon Circum Seal	6-26
Fig. 6.8-1	Sample Drawing	6-43
Fig. 6.13-1	Coal Sampling Plastic Bag	6-58

Fig. 6.13-2	Fly Ash Extraction Valve for Sampling.....	6-59
Fig. 6.13-3	Fly Ash Sampling Storage Bin	6-59
Fig. 6.14-1	Typical Organization of a Coal Fired Thermal Power Station	6-60
Fig. 6.14-2	Typical Organization of EEM Group	6-65
Fig. 6.14-3	Typical Patrol Kit	6-74
Fig. 6.14-4	Noise Inspection with Listing Rod.....	6-74
Fig. 6.14-5	Indication of Normal Working Value	6-75
Fig. 6.14-6	Thermo-Label.....	6-75
Fig. 6.14-7	Entry and Exit Management Board	6-77
Fig. 6.15-1	Image of the CBA-Cost Benefit Analysis	6-83
Fig. 6.15-2	Process of evaluating cost benefit by incremental profit.....	6-84
Fig. 6.15-3	Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6.....	6-85
Fig. 6.15-4	Anticipated long term incremental profit with the concept of degradation.....	6-85
Fig. 6.15-5	Anticipated additional incremental profit due to fuel price escalation.....	6-86
Fig. 6.15-6	Evaluation of long term incremental profit by DCF approach.....	6-88
Fig. 6.15-7	Formulas for Calculating CO ₂ Emission per Unit and in Total.....	6-91
Fig. 6.16-1	Kyoto Mechanism	6-93
Fig. 6.16-2	Outline of the CDM.....	6-94
Fig. 6.16-3	CDM Project Cycle	6-94
Fig. 6.16-4	Outline of the CDM.....	6-109

略語表

略 語	正式名称
AH	空気予熱器
AM	承認方法論
AMS	承認小規模方法論
C/P	カウンターパート
CDM	クリーン開発メカニズム
CenPEEP	電力効率・環境保護センター
CER	認証排出削減量
COP	気候変動枠組条約締約国会議
DNA	指定国家機関
DOE	指定運営組織
EB	CDM 理事会
ERPA	排出削減購入契約書
GHG	温室効果ガス
IET	国際排出量取引
JI	共同実施
JICA	独立行政法人国際協力機構
MoM	会議議事録
MOP	電力省
NTPC	国営火力発電公社
O&M	運用および維持管理
OJT	職場内研修
P/S	発電所
PDD	プロジェクト設計文書
RH	再熱器
SH	過熱器
SoW	作業範囲
SSC	小規模 CDM
UNFCCC	気候変動枠組条約
USAID	米国国際開発庁
W/G	ワーキンググループ

結論と提言

目 次

結論と提言

結 論	1
提 言	5

LIST OF TABLES

Table 0-1	Scope Matrix for Assessment.....	5
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (1/5)	7
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (2/5)	9
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (3/5)	11
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (4/5)	13
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (5/5)	15
Table 0-3	Practical Proposals for Efficiency Improvement.....	17
Table 0-4	Results of Economic/Financial Evaluation of Practical Proposals.....	17

結論と提言

インド国 NTPC の既設火力発電所運用改善調査により、経済優位性のある効率改善策が示され、その中の幾つかは既に NTPC によって実施中であり、残りは検討中または実施に向けた取り組みが行われている。また、効率改善に関する多くの技術や情報が、現場でのデモンストレーション、日本におけるカウンターパート研修、セミナー/ワークショップおよび本調査の最終報告書やマニュアル/ガイドラインを通して、NTPC や州電力会社へも紹介され、技術移転された。

結 論

1. 背景

インド国では急速な経済成長に伴い電力需給が厳しく、既設発電所は 90% 以上の高い稼働率を記録しており、このために既存の発電設備は適切なメンテナンス期間を確保することが難しくなっている。一方で、これは発電停止や出力低下を招き供給と需給のバランスを一層悪化させている。

インド国は石炭資源が豊富であり、現在、発電容量の 66% を石炭火力発電が占めている。第 11 次 5 ヶ年電源開発計画によれば、石炭は最も重要なエネルギーと位置づけられていることから、通常の運転・保守に加え、効率向上や延命化といった既存設備の効率的な運用管理に関する技術力の向上が不可欠となっている。

また、近年、世界規模で環境負荷の低減が求められており、エネルギー消費量が世界第 4 位であるインド国においても、気候変動問題に対する意識改革や具体的な対策技術の導入が重要な課題となっている。

このような背景から、インド国政府は日本政府に対して火力発電所の運用改善のための調査として「NTPC 既設火力発電所運用改善調査」の実施を要請した。これを受けて、JICA は本調査業務の実施を決定し、2008 年 12 月、電源開発(株)、九州電力(株)および中国電力(株)から成るコンソーシアムをコンサルタントとして選定した。

2. 目的

本調査の目的は、以下の 2 項目。

- 1) NTPC 石炭火力発電所における継続可能な効率改善
- 2) 上記目的達成に必要なとなるカウンターパートに対する技術移転

3. 経緯と調査手順

調査は以下の方法で実施した。また調査の進捗状況と進め方については、毎回のステアリングコミッティーの場で報告され、確認された。

1) 調査範囲、方針、調査手法とスケジュールの確定

第1回ステアリングコミッティー 2009年2月2日

2) 調査候補5ユニットからの現地調査による対象3ユニットの選定

第1回現地調査 2009年5月18日～6月5日

対象ユニットは、当初の運開年代別（1980年代、1985年頃、2000年代）選定基準に反して、定期点検の時期、設備構成を考慮して、個別の調査項目毎に選定され、最終的に、Table 0-1にある5発電所の9ユニットとなった。

3) 対象ユニットの詳細調査

第2回現地調査 2009年7月21日～8月8日

4) 現地調査、設備診断および性能試験の実施並びにステアリングコミッティーへの報告

第3日現地調査 2009年10月6日～11月13日

第2回ステアリングコミッティー 2009年10月29日

5) 調査結果と提案事項の報告および今後の進め方の決定（NTPCの追加要望項目含む）

第4回現地調査 2010年2月16日～3月5日

第3回ステアリングコミッティー 2010年3月2日

6) 2010年度追加調査項目の実施

タービン診断（余寿命、蒸気流路、配管診断） Korba #4, 2010年5月～6月

追加燃焼シミュレーションおよび日本での研修 2010年5月～9月

7) ガイドライン・マニュアル方針の確定

第5回現地調査 2010年6月13日～6月19日

8) ドラフトファイナルレポートの協議に基づく調査業務の取りまとめ（ガイドライン・マニュアルおよびステアリングコミッティーへの報告含む）

第6回現地調査（最終） 2010年9月5日～9月18日

第4回ステアリングコミッティー 2010年9月14日

4. 診断項目と対象ユニット

主として対象ユニットの定期点検タイミングの変更により、調査過程において調査内容変更が数回あったが、都度適切に調整を行った。Table 0-1に最終的な診断項目と対象ユニットを示す。

インド国電力業界へ最新技術の紹介を行うために、以下に示す調査会社・コンサルタントに個々の専門分野の診断を再委託した。

委託先

復水器真空低下診断:	富士電機システムズ(株)
ポンプ診断:	(株)西島製作所
制御装置診断:	横河電機(株)
ボイラー余寿命診断:	九電産業(株)
タービン診断(余寿命診断、蒸気通路診断、主要配管診断) :	アルストーム(株) (NTPC-Alstom Power Service Pvt. Ltd.との連携)
ボイラー燃焼シミュレーション	(株)燃焼流体研究所
CDM(PDD ドラフト作成) :	Ernst & Young Pvt. Ltd.

5. 診断結果と推奨案

調査の診断結果と推奨案の概要をTable 0-2に示す。

6. 推奨案の実施

効率改善の推奨案は、ユニットを停止して改修工事または改造工事を行うことが必要となる。したがって、提案時点である 2010 年 3 月時点での対象ユニットの定期点検予定時期に対する NTPC 内部での評価や OEM・専門調査会社との議論を含む実施までの十分な時間余裕や改善効果の大きさなどを考慮して、提案した推奨案の中から実践的な提案を選定した。

これらの提案に対して、その有効性を検証するために、費用対効果分析、割引キャッシュフロー分析から成る詳細な経済財務分析を実施した。その結果をTable 0-3に示す。この表によれば、推奨案のいくつかは初期投資額が収益よりも大きいため現在価値がマイナスとなり、有効となっていない。しかし残りの推奨案は有効であり、現在NTPCによって実施のための取り組みが進められている。

さらに、Table 0-4の提案以外にもTable 0-2に記載のとおり、効率改善のための個々の調査項目に対して推奨案が個別に提案されており、例えば、復水器廻りの空気侵入が推察される箇所の修理やタービンシールフィンのバリの補修など幾つかの提案については既に実施されている。しかしながら残りの推奨案については、現在調査中、あるいはNTPC内部検討およびOEMや専門調査会社との議論のための時間が必要ということから、現在計画されたスケジュールに沿って検討が進められている。

また、運転保守手法の改善のために、異常状態を容易に認知することや現場パトロール時の安全性を確保するための推奨案が示されており、これらは、段階的に改善を図っているところである。

7. CDM

効率改善に関する提案を CDM に適用するために、Korba 6 号機、Singrauli 4 号機および Rihand 2 号機において空気予熱器シール改善や BFP 改善に関する調査が実施された。これら各ユニットに対してはプロジェクト設計書（PDD）ドラフトを小規模承認済方法論である AMS II.B を適用して作成した。同時に NTPC が将来これらを実施するための申請書提出から UNFCCC における登録までのロードマップを示した。

提 言

推奨案は、NTPC と調査団が議論し共同で検討してきたものであることから、出来る限りの実施を強く提言したい。これらを実施する前には、NTPC 内部や OEM、専門調査会社との詳細検討、経済財務評価など調査団が行ったものと同様な検討を実施し、達成までの明確な道筋を確立することが必要である。

調査団によって紹介された新しいツールと効果的な診断方法を広く普及させるために、NTPC が州電力、重電メーカーおよび専門調査会社を含むインド国電力業界において指導的な役割を果たすことを勧告する。

本調査終了後の技術協力可能な分野として、下記項目を提案する。

- 1) ボイラー余寿命診断
- 2) タービンの改善（3次元翼、新型シール他）
- 3) 燃焼シミュレーション

Table 0-1 Scope Matrix for Assessment

Study Item	Korba #6	Singrauli #4	Rihand #2	Unchahar	Vindhyachal #7
(Efficiency)					
AH	✓	✓			
Condenser		✓(#6)			
Pump	✓(BFP)	✓(CWP)	✓(BFP/CWP)		
BFP-T			✓(#3)		✓
BT Efficiency	✓	✓	✓		
C&I				✓(#3)	
(RLA)					
Boiler		✓(#6)		✓(#2)	
Turbine (incl. SPA, PA)	✓(#4)				
Gene./Trans.	✓	✓(#4/#6)	✓		
(O&M)					
Procedure	✓	✓	✓		
(Boiler)					
Diagnosis of problems					✓
Combustion Simulation					✓

Table 0-2 Recommendation Plan of Study Items (1/5)

No.	プラント名	Efficiency					Reliability		Remaining life
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)			
1	場所(State)	Chattisgarh	UP	UP	MP	UP			
2	発電出力(MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500	210			
3	タービン製造業者	KWU	#4 LMZ #6 KWU	#2 GEC	KWU	KWU			
4	ボイラー製造業者	BHEL	BHEL	#2 ICL	BHEL	BHEL			
5	定期点検範囲(タービン)	B+IP+LP	#4: B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	#2 B+IP+LP	B	#3 B+HP+IP #2 B+LP			
6	運転年	#4 1987, #6 1989	#4 1983, #6 1986	#2 1989, #3 2004	1999	#3 1999, #2 1989			
7	定期点検期間	#4: 9 Mar -12 June 2010	#4: 27 May - 10 July 2010 #6: 18 Oct - 11 Nov 2009	#2: 10 July - 18 Aug 2010	18July - 16Aug 2009	#3: 1 Sep - 5 Oct 2009 #2: 18 Oct - 11 Nov 2009			
8	ボイラー診断	—	—	—	<p>診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wall SH 追設後においても火炉内の熱吸収は高い。 - 放射型 SH の出口排ガスの流れが不均一と推定される。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wall SH を火炉左右に追設する。 - Division SH と Platen SH の接続配管を、左右交差した形の接続にする。 	—			
9	燃焼シミュレーション	—	—	—	<p>診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - 下段ミル (ABCDEFGH) の組合せとバーナー角度を - 10 ° とした時の運転が燃焼ガスの左右アンバランスを抑制できる最適な条件であった。(改造工事を行わない場合) - 火炉の熱吸収は設計値と比較して高いことが判明。バーナー角度を上げると燃焼炉の熱吸収は減少する。これにより、主蒸気温度と再熱蒸気温度が設計よりも低い問題を解決できる可能性がある。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - 上記の条件 (下段ミル) を試験的に実際の運転に適用して検証すること推奨する。更に左右温度のアンバランスを抑制するため、Division SH と Platen SH の接続配管を、左右交差した形の接続に改造する。 - SH と RH の蒸気温度を設計値へ近づけるために、前部の Division SH を取り除き、同じ伝熱面を確保するために後部の Division SH を改造する。さらに、Wall SH を火炉左右に追設する。前部 Division SH を取り除くことは、蒸気温度アンバランス抑制に効果的である。 	—			

Table 0-2 Recommendation Plan of Study Items (3/5)

No.	プラント名					Efficiency	Reliability	Remaining life
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)		
12	タービン余寿命診断	<p>#4 診断結果 - ユニットの一般的には良好な状態である - タービン、配管ともに重大な欠陥はない - 中圧ロータの余寿命は 16 年、中圧車室、低圧ロータ、低圧車室の余寿命は 20 年以上と予想される - 主蒸気配管の余寿命は 20 年以上、高温再熱蒸気管の余寿命は 13.6 年と予想される。 - 蒸気通路診断によれば、損失の 90%は翼表面の粗さに起因する 推奨案 タービン - 検査、と応力がかかっている部分の組織分析を次回定期点検で実施する - 翼表面清掃を次回定期点検で実施する - 中圧タービンの余寿命診断を 5 年以内に実施する - 低圧最終翼は交換する 配管 - 主蒸気管については、組織分析、厚さ計測、伸び計測、電磁超音波検査を次回の定期点検で実施する - その他の配管については5年以内に検査を実施する。 - 問題提起したハンガーの修理をする</p>	—	—	—	—	—	
13	復水器真空低下調査	—	<p>#6 診断結果 - A-BFPT, B-BFPT ともにグランドシールパッキン部からの空気吸込み量が相対的に大きく、それぞれ、全体の空気吸込み量の 44%、21%であった。 推奨案 - 上記箇所を調査して、必要な修理を行う。 - USAID を通じて NTPC にも復水器真空低下診断技術が導入されているが、当該ユニットに対してこの技術が効果的に摘要されなかった原因を解明する。</p>	—	—	—		
14	ポンプ診断	<p>6B-BFP 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し 5%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、他のポンプの効率測定も推奨する。</p>	<p>CWP Stage-I 09 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し 11%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p>	<p>2B-BFP 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し 13%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p> <p>CW-2B 診断結果 - ポンプ効率低下は設計値に対し 1.6%程度低下しているが、許容範囲である。 推奨案 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p>	—	—		

Table 0-2 Recommendation Plan of Study Items (4/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life		
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)				
15	制御装置診断	—	—	—	—	#3 診断結果 - 運転については、一部オートではなくマニュアル運転をしていたものの、問題ないレベルであり、負荷変化試験におけるプラント制御応答性も特段問題なかった。計器の状態については、現場調査においても整然としており、動作状態等含め問題ないレベルであった。また、C&I ラボにおける校正方法、予備品管理についても問題なかった。 - 制御・計器分野 (C&I) においては、既に現状において全体的に非常に高いレベルである。 推奨案 - 現状から更なるプラント効率向上および信頼性を向上させるには、最新の技術を導入していくことを推奨する。 - ボイラーチューブリーク事故の軽減対策として、ボイラーにおける燃焼最適化やスタートプロア運転の最適化を推奨する。加えて、ボイラー耐圧部の改造、運転パラメーターの検証を推奨する。				
16	発電機診断	#6 診断結果 - 適切なデータを得ることができず、絶縁診断評価はできなかった。 推奨案 - 固定子冷却水の排水・乾燥が十分に行われた条件での、試験の実施を推奨する。	#4 診断結果 - 2.0 値の PI データを考慮すると、現状の固定子絶縁の状態は、良好である - B 相の PI データは、劣化傾向グラフはないものの変動している。この間、R 相・Y 相の PI データは運転時間に沿って低下している。 - Tan の Y 相は、テスト電圧が増加するに反して理論通り小さくなっている。 推奨案 - 今後も全相において絶縁診断を定期的に行い、劣化の傾向を把握することを推奨する。 - 適切なデータを得るために、Tan 試験結果を十分に確認することを推奨する。	#2 診断結果 - 現状の PI 値平均は 3.7 値で 2.0 以上の通常値を上回っていることを考慮すると固定子絶縁の状態は、良好である。 推奨案 - 日本の技術図書によると、発電機の固定子コイル絶縁は 20~25 年以上の運転で急激な絶縁劣化が現れるケースも報告されており、Rihand#2 発電機は運転開始後約 20 年経過しているため、今後も劣化の傾向を把握するために、定期的に絶縁評価を実施することを推奨する。	—	—				
17	主変圧器の診断	#6 診断結果 - CO+CO ₂ 診断による余寿命は 39 年~54 年、フルフルラール診断による余寿命は 38 年~56 年であった。 推奨案 - 一部の試験データで技術的に整合性のないものが見受けられるので、試験結果の確認を十分に行い、正確なテストデータの収集を推奨する。 - フルフルラール診断はこれまで一度しか実施されていないため、Korba#6 がフルフルラール生成傾向を把握して、余寿命診断の精度を高めることができるように、今後も定期的に診断を実施することを推奨する。	#6 診断結果 - CO+CO ₂ 診断結果は、主要変圧器 (GT) は 2005 年 (運転開始後 18 年) の時点で既に寿命に達しており、2019 年 (運転開始後 33 年) で危険レベルに達すると想定している。 - 2006 年と 2008 年のフルフルラール測定データで極端に大きなギャップがあることが分かった。しかしながら、同期間における DGA は大きなギャップはなかった。 推奨案 - GT の状態を確認するために、実際に絶縁紙をサンプリングし、その重合度を測定することが有効な手段ではあるが、絶縁紙のサンプリングが困難な場合は、油中ガス分析の診断周期を短縮して、きめ細かな現在の状態把握や信頼性のあるフルフルラール診断を実施することを推奨する。 - 試験データの技術的な検証と正確な試験結果を得られるようにすることを推奨する。	#2 診断結果 - CO+CO ₂ 診断結果は、評価余寿命は 24 年~26 年である。 推奨案 - GT の状態を確認するために、実際に絶縁紙をサンプリングし、その重合度を測定することが有効な手段ではあるが、絶縁紙のサンプリングが困難な場合は、油中ガス分析の診断周期を短縮して、きめ細かな現在の状態把握や信頼性のあるフルフルラール診断を実施することを推奨する。 - 試験データの技術的な検証と正確な試験結果を得られるようにすることを推奨する。	—	—				
			診断結果 - 絶縁油は水分混入により度々更油されている。 推奨案 - オイルクーラーの漏水チェックを実施する事を推奨する。	診断結果 - 絶縁油は水分混入により度々更油されている。 推奨案 - オイルクーラーの漏水チェックを実施する事を推奨する。						

Table 0-2 Recommendation Plan of Study Items (5/5)

No.	プラント名	Efficiency					Reliability		Remaining life		
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhychal #7	Unchahar #3(#2)					
18	現状性能と性能劣化状況の分析	<p>#6</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - 1次および2次側空気予熱器出口平均ガス温度(ガス量補正)は、設計値の排ガス温度に比べ高くなっている。これは、排ガス流れの不均衡によるものと推測する。 - 1次および2次 AH の空気漏洩率は、46%と 14.4%である。これらは設計値に比べると各々33.7%と 2.1%増加している。 推奨案 - 1次および2次 AH へのガス流れ不均衡の改善の実施(AH 性能改善項目参照) - 1次 AH のシール改善対策の実施(AH 性能改善項目参照)</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 高圧、中圧タービンシールフィンを取替え、高圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>	<p>#4</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - AH 出口ガス温度が設計値に比べ低下している。 - 1次および2次 AH 出口空気温度は、設計値より低くなっている。これは、熱交換効率が低下しているものと推測する。 - AH の空気漏洩率は、設計値に比べ増加している。 推奨案 - AH の熱交換効率の改善(AH 性能改善項目参照) - AH のシール改善対策の実施(AH 性能改善項目参照)</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 高圧、中圧タービンシールフィンを取替え、高圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>	<p>#2</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - 1次および2次 AH 出口の平均ガス温度(温度補正後)が設計値に比べ高くなっている。また、2次 AH 入口ガス温度は、設計値に比べて高くなっている。 - AH の空気漏洩率は、設計値に比べ増加している(設計値は推定値)。 - 節炭器(Eco)出口O₂濃度が若干設計値よりも高くなっている。 推奨案 - 運転中における Eco 出口ガス温度の監視強化および調整。 - OEM との協議を踏まえた AH のシール改善対策の実施。 - 運転中における Eco 出口 O₂ の監視強化および調整(ボイラー効率の改善)。</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 - 中圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 中圧タービンシールフィンを取替え、中圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の仕切板のシール溶接の点検をする - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>	—	—	—	—	—		
19	従来ならびに現在の O&M 要領のレビューと改善	<p>診断結果 - 取上げた 5 種類の O&M 手順書は、マニュアルとして十分な内容を有していた。 - さらなる技術面および安全面の改善のために、いくつかの推奨案が現場パトロールを含めた運転状況のモニタリングを通して、見つけられた。</p> <p>推奨案</p> <p>安全面 - 安全装具の着用(作業服、ヘルメット、手袋、安全靴、懐中電灯) - 安全教育の実施による安全意識の向上 - 安全パトロール・KY ミーティングなどの実施 - 作業などに伴う危険表示の設置 - 入退場室管理ボードによる閉所作業入退室管理 - 真空掃除機などによる機器周りの清掃の実施 - 5S システムの現場での実施強化</p> <p>パトロールの改善 - パトロール時の点検装備(懐中電灯、聴音棒)の活用 - 回転体の異音早期発見のための聴音棒の活用 - 異常時の値を簡単に判別するための指示計への目印設置 - 安全弁等シートリークの早期発見のためのサーモラベルの貼付け</p>					—	—	—	—	—

Table 0-3 Practical Proposals for Efficiency Improvement

	Korba #6 500MW	Singrauli #4 200MW	Rihand #2 500MW	Unchahar #3 210MW
OH Shut Down (as on Mar. 2010)	1 Apr. - 4 May, 2010/11	27 May - 10 Jul., 2010/11	1 Apr. - 7 May, 2010/11	??? 2011/12
Turbine Seal Fin	✓	✓	✓	
AH Seal				
SDU	✓	✓		
FRS	✓	✓		
C&I Optimization				✓

Table 0-4 Results of Economic/Financial Evaluation of Practical Proposals

	Korba #6 500MW	Singrauli #4 200MW	Rihand #2 500MW	Unchahar #3 210MW
OH Shut Down (as on Mar. 2010)	1 Apr. - 4 May, 2010/11	27 May - 10 Jul., 2010/11	1 Apr. - 7 May, 2010/11	??? 2011/12
Turbine Seal Fin	NOT viable	Viable with a certain Increment of Unit Efficiency (Small Investment.)	Viable with a certain Increment of Unit Efficiency (Small Investment.)	
AH Seal				
SDU	Viable with a certain Increment of Unit Efficiency (Large Investment.)	Viable with a certain Increment of Unit Efficiency (Large Investment.)		
FRS	Viable with a certain Increment of Unit Efficiency (Large Investment.)	NOT viable		
C&I Optimization				NOT viable

第 1 章

序 論

目 次

第1章 序 論

1.1 調査背景	1-1
1.2 調査目的	1-1
1.3 調査期間	1-1
1.4 調査業務の範囲.....	1-1
1.5 調査業務の概要.....	1-3
1.6 調査の基本方針.....	1-3
1.7 関係機関とカウンターパート.....	1-5
1.8 調査団員の構成.....	1-7

LIST OF TABLES

Table 1.8-1 Member of JICA Study Team.....	1-9
--	-----

LIST OF FIGURES

Fig. 1.7-1 Counterpart Team.....	1-7
Fig. 1.8-1 調査団員の構成.....	1-8

第1章 序 論

1.1 調査背景

インド国では、急速な経済成長に伴い、電力需要が著しく増加している状況にある。供給と需要の逼迫したバランスにより、既存の発電設備は適切なメンテナンスを実施することなく、酷使されてきている。このため、発電停止や出力低下を招き供給と需給のバランスを一層悪化させている。

石炭資源が豊富なインド国は、現状、発電容量の66%が石炭火力発電で占められている。第11次5ヵ年電源開発計画によれば、石炭は最も重要なエネルギーと位置づけられていることから、通常の運転・保守に加え、効率向上や延命化といった既存設備の効率的な運用管理に関する技術力の向上が不可欠となっている。

また、近年、世界規模で環境負荷の低減が求められている。エネルギー消費量が世界第4位であるインド国においても、気候変動問題に対する意識改革や具体的な対策技術の導入が重要な課題となっている。

かかる背景から、インド国政府は日本政府に対して火力発電所の運用改善調査、いわゆる「NTPC 既設火力発電所運用改善調査」を要請したものである。

これを受けて、JICA は本調査業務の実施を決定し、2008年12月、電源開発(株)、九州電力(株)および中国電力(株)から成るコンソーシアムをコンサルタントとして選定した。

1.2 調査目的

本調査の目的は、以下のとおり2項目。

- (1) NTPC 石炭火力発電所における継続可能な効率改善
- (2) 上記目的達成に必要なカウンターパートに対する技術移転

1.3 調査期間

調査期間は、JICA 指示に従い、以下のとおり3段階とする。なお、全調査期間は2008年12月から2010年10月まで。

第1年次：2008年12月～2009年2月

第2年次：2009年5月～2010年2月

第3年次：2010年5月～2010年10月

1.4 調査業務の範囲

調査は、2008年10月にJICAとインド電力省およびNTPCとの間で署名されたSoWに基づき実施される。調査を効率的に実施するために、具体的な調査業務内容は、JICA調査団およびNTPCと協議の結果以下のとおりとなった。

(1) 業務範囲 (Scope of Works)

調査業務の項目と対象発電所・ユニットは以下のとおりである。なお、詳細については5.1“ 調査対象ユニットと調査内容 ” に記述している。

1) 調査実施項目

- a) ボイラー診断
- b) ボイラー燃焼シミュレーション
- c) ボイラー余寿命診断
- d) 空気予熱器効率改善
- e) タービン余寿命診断
- f) タービン蒸気パス診断
- g) 主蒸気/高温再熱蒸気/低温再熱蒸気配管分析
- h) 空気予熱器シールフィン交換への助言
- i) 復水器診断
- j) ポンプ診断
- k) 制御装置診断
- l) BFPT 診断
- m) 発電機診断
- n) 変圧器診断
- o) 現状性能と性能劣化状況の分析
- p) 性能試験
- q) 従来ならびに現状における O&M 運用のレビューと改善
- r) 財務分析
- s) プラント性能の改善と適用
- t) CDM 適用化準備

2) 調査対象ユニット

調査対象発電所・ユニットはインド国、NTPC の保有する既設石炭火力発電所のうちの、5 発電所の 9 ユニットで、上記の調査項目、定期点検計画および調査団の業務予定を考慮して選定している。選定した発電所 (ユニット) は以下のとおり。

- Korba 4 号機と 6 号機
- Singrauli 4 号機と 6 号機
- Rihand 2 号機と 3 号機
- Vindhyachal 7 号機
- Unchahar 2 号機と 3 号機

詳細な調査項目表は5章参照願う。

1.5 調査業務の概要

インセプションレポートに基づく調査業務の概要は以下のとおり。

- (1) インド国の電力政策、法制度、組織体制の調査
- (2) 従来ならびに現状における効率改善の取り組み状況のレビュー
- (3) 日本における石炭火力発電所の効率改善、O&Mならびに状態監視保全の紹介
- (4) モデル火力発電所（ユニット）の選定
- (5) モデル火力発電所（ユニット）の現状性能、性能劣化状況の分析
- (6) 業務工程（ワークスケジュール）の策定
- (7) カウンターパートチームの設立
- (8) 性能診断の実施
- (9) 設備診断の実施（余寿命、損傷、欠陥）
- (10) 発電所の従来の維持管理（O&M）手法のレビューおよび改善対策の検討
- (11) 財務分析
- (12) 効率改善計画の策定および実施
- (13) CDM 適用への支援
- (14) 効率改善にかかるガイドラインおよびマニュアルの策定
- (15) 技術移転セミナー、ワークショップの開催
- (16) カウンターパート研修（国内研修）プログラム作成
- (17) ステアリングコミッティーの開催

1.6 調査の基本方針

NTPC はこれまでも、発電効率の改善に積極的に取り組んできており、米国開発庁（以下「USAID」）の支援を受けて、保守点検・運用に必要なデータの収集・記録や設備の定期点検といったおりの管理体制を整えている。このため、本調査では、極力、USAID により技術移転された内容との重複がなく、NTPC がこれまで採用してきていない技術・技法を提案することとしている。さらに、NTPC の発電所でのデモンストレーションを通じ、NTPC が我が国の効率改善技術に直に触れる機会を提供し、また、NTPC との十分な協議を行い、適用可能な技術を見極め、技術移転を図っていくものとする。

(1) 基本方針

- 1) 日本における石炭火力発電所の効率改善事例を調査し、NTPC へ適用可能な事例を紹介する。
- 2) モデル火力発電所（ユニット）の選定
キックオフミーティングにて、NTPC に対して、NTPC の既設発電所の中からモデル発電

所 5 ユニットを選定するように依頼する。選定条件は、1980 年代、1985 年前後、2000 年代に運開した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などを考慮する。この条件に基づき NTPC が選定した発電所 5 ユニットに対し、NTPC と合同で現地視察を行い、調査結果をもとにモデル発電所 3 ユニットを選定する。5 ユニットの選定要領はキックオフミーティングにて NTPC に説明し、調査を依頼するものとする。

- 3) モデル火力発電所(3 ユニット)における調査対象機器は、ボイラー、タービン、復水器、発電機および主要補機(給水加熱器、ボイラー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) 性能試験に関しては、USAID のマニュアルがあり、NTPC において、性能試験方法が確立されていると考えられるため、試験の実施および結果のまとめは NTPC が行うものとし、調査団は、試験要領の確認、追加試験項目の提案、試験結果に基づく評価を行う。
- 5) 定期点検時および運転時における設備診断については、メーカー等への再委託も行うものとする。
- 6) 性能試験、設備診断については、モデル火力発電所(3 ユニット)の運用状況を考慮し実施時期を最終確定するものとする。
- 7) 設備診断結果を取りまとめ、検討・評価を行い、設備更新等の対応策を提言する。
- 8) 運転・保守に関する調査を行い、効率的な発電所運用に関する提言を行う。
- 9) インド国現地における OJT はモデル火力発電所(3 ユニット)に対して、性能試験への調査団の立ち会い・助言、設備診断への現地機関関係者の立ち会いとする。
- 10) インド国におけるワークショップは 5 回/2 年、1~2 日/回とする。
- 11) インド国におけるセミナーは 2 年間で 2 回とする。開催時期はセミナーの内容と調査スケジュールを考慮し、次のとおりとする。
 - 1 回目 : 第 4 次現地調査時
内容 : 1) 日本における石炭火力発電所の効率改善事例の紹介
 - 2 回目 : 最終現地調査時
内容 : 1) 発電所の従来の維持管理(Operation & Maintenance)手法の改善対策
: 2) 石炭火力発電所の効率改善計画
: 3) 効率改善ならびに信頼性向上に関するガイドライン
- 12) カウンターパート研修(国内研修)は 4 回/2 年、6 名程度/回、6 日間~8 日間/回と想定する。研修プログラムは、講義と実機モデルを活用した実習を組み合わせた研修、および石炭火力発電所の定期点検の現場研修で計画する。
- 13) 設備診断結果を踏まえ、モデル火力発電所(3 ユニット)に対する設備改善の提案を行うこととする。

- 14) 効率改善案の設備更新費に対する費用対効果、CO₂削減量について、モデル火力発電所(3ユニット)に対して評価を行う。
- 15) 経済財務分析については、提案する改善策についての経済性評価を行う。
- 16) CDM 化については、効率改善案に沿って検討するものとするが、実施にあたっては、経験の豊富なインド国のコンサルタントへ再委託し、調査団の効率的・効果的業務遂行のための支援業務を行える体制とする。調査団は、CDM 適用化の方針・計画策定とそれに必要な各種書類作成の支援を行う。CDM 化での国連認証取得に関しては、インド国での石炭火力熱効率改善での採択実績がないため、既存の方法論(AM0061、AM0062)をベースに協議・支援を行う。
なお、本調査の中では、排出権の獲得については業務範囲に含まれていない。
- 17) ガイドライン、マニュアルは、すでに CenPEEP が策定していることから、今回の業務においては、各報告書に記載する提言事項をまとめたものをガイドラインとする。

1.7 関係機関とカウンターパート

本調査の実施にあたり、以下の関係機関およびカウンターパートと連携を取りながら業務を遂行することとする。

(1) 関係機関

- 電力省(Ministry of Power)
- NTPC(CenPEEP)および選定発電所

(2) カウンターパート

NTPC の既設石炭火力ユニットの調査にあたっては、性能試験の実施、定期点検時における設備診断(ユニット停止)、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、NTPC 側との綿密な調整が必要不可欠であることから、NTPC 側へカウンターパートチーム(Counter Part Team: 以下 CP チーム)の設立を依頼した。CP チームは、本プロジェクトの責任者、調査対象発電(ユニット)の関係者ならびに CenPEEP メンバーで構成され、以下のとおりとなった。

Counter part team member are

- | | |
|--------------------|--------------------------------|
| ➤ C/P Team Leader: | Mr. D.K Agrawal (NTPC CenPEEP) |
| ➤ C/P Team Member: | Mr. Pankaj Bhartiya |
| | Mr. S.Bandyopadhyay |
| | Mr. M.K.S Kutty |
| | Mr. A.K Mittal |
| | Mr. A K Arora |
| | Mr. Surendra Prasad |
| | Mr. Subodh Kumar |
| | Mr. R.K. Kurana |

➤ C/P Team Member (Power Station):

- Korba Power Station:	Boiler:	Mr. Ramesh Babu
		Mr. P. Jetha
		Mr. P. Upadhyay
	Turbine:	Mr.S.K. Ghosh
		Mr. H.P. Dewangan
		Mr. B.R. Das
	Electrical:	Mr. B.K. Urmliya
		Mr. J.S. Pandey
		Mr. S. Vyas
	C&I:	Mr. S. Das
Mr. R.B. Dwivedi		
Mr. S.K. Choukikar		
- Singrauli Power Station:	EMMG:	Mr. A.A. Prasad
		Mr. M.K. Malviya
		Mr. P. Khare
	Boiler:	Mr. A. Kumar (APH)
		Mr. B. Bhattacharya
		Mr. B.K. Singh
	Electrical:	Mr. H.S. Sahu
		Mr. K. Ganguly
		Mr. K.N. Chaudhary
	C&I:	Mr. B.K. Saha
Mr. S.K. Thakele		
Mr. A. Kumar		
EMMG:	Mr. J.S. Thakur	
	Mr. B.K. Singh	
	Mr. B. Bhattacharya	
Maintenance Procedure:	Mr. S. Patra	
	Mr. V.C. Shukla	
	Mr. S. Upadhyay	
Pump Performance:	Mr. S. Kumar Singh	
	Mr. A.K. Sharma	
	Mr. A.K. Dutta	
Condenser Performance:	Mr. P. Kashyap	
	Mr. L.K. Behera	
	Mr. V.S. Georpe	
- Rihand Power Station:	Boiler:	Mr. S.K. Parida
		Mr. T.K. Naroi
		Mr. C.K. Samanta
Turbine:	Mr. F. Rahman	
Electrical:		
C&I:		
EMMG:		
Planning:		

- Vindhyachal Power Station: Operation: Mr. V. Thangapandiyam
EMMG: Mr. D. Varadarajan
Mr. S. Banerjee
- Unchahar Power Station: C&I: Mr. P.K.Gupta
EMMG: Mr. D.Paul

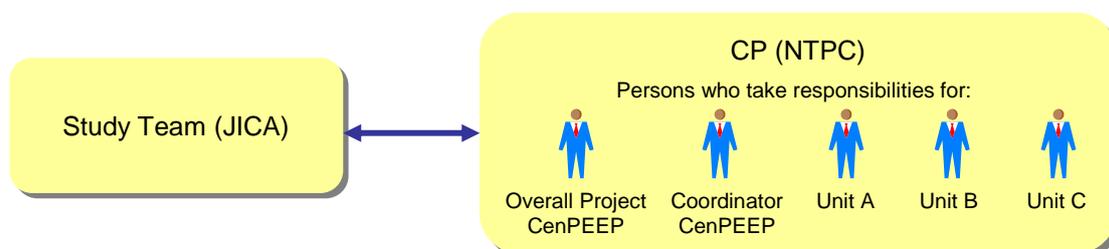


Fig. 1.7-1 Counterpart Team

1.8 調査団員の構成

(1) 調査体制

業務内容を踏まえて、調査団は以下のとおり、計 12 名体制とした。

- 総括 / 火力発電運用 1 名
- 副総括 / 火力発電 (ボイラー) 1 名
- 火力発電 (タービン・余寿命診断技術 B) 1 名
- 火力発電 (電気) 1 名
- 火力発電 (制御) 1 名
- 火力発電 (余寿命診断技術 A) 1 名
- 火力発電 (効率診断技術) 1 名
- 気候変動対策 / CDM 適用支援 1 名
- 経済・財務分析 1 名
- 業務調整員 (2008 年 12 月 ~ 2009 年 8 月) 1 名
- 国内研修プログラム作成 1 名
- 国内研修プログラム作成 (Boiler RLA) 1 名

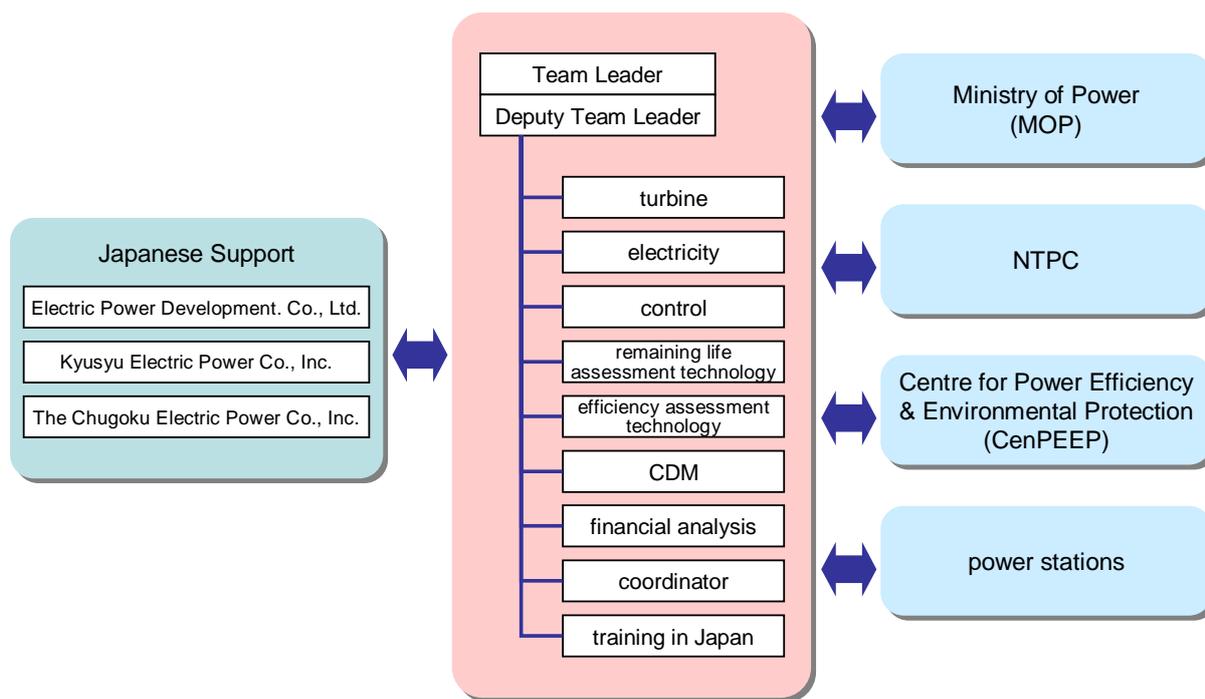


Fig. 1.8-1 調査団員の構成

調査団は 11 名の専門家と 1 名の業務調整委員からなる。詳細はTable 1.8-1のとおり。

Table 1.8-1 Member of JICA Study Team

	Name	Position	Organization
1.	清水 徳行	総括 / 火力発電運用	電源開発(株)
2.	宮城 盛邦	副総括 / 火力発電 (ボイラー)	電源開発(株)
3.	小泉 信愛	火力発電 (タービン・余寿命診断技術B)	電源開発(株)
4.	藤森 敬志	火力発電 (電気)	中国電力(株)
5.	大亀 博史 (2008年12月～2009年8月) 中西 喬一 (2009年8月～)	火力発電 (制御)	中国電力(株)
6.	早川 弘之	火力発電 (余寿命診断技術A)	九州電力(株)
7.	諸岡 達也	火力発電 (効率診断技術)	電源開発(株)
8.	四元 誠	気候変動対策/CDM適用支援	電源開発(株)
9.	山口 隆史 (2008年12月～2009年6月) 吉田 勝美 (2009年7月～)	経済・財務分析	九州電力(株)
10.	久芳 信二 (2008年12月～2009年8月)	業務調整員	九州電力(株)
11.	田村 清司 (2008年12月～2009年3月) 増田 太 (2009年4月～)	国内研修プログラム作成	中国電力(株)
12.	古江 敏彦 (2010年4月～)	国内研修プログラム作成 (ボイラー余寿命診断)	九州電力(株)

(2) 再委託

1.6 “調査の基本方針”に記載のとおり、設備診断の実施については、国内企業が保有し、国内電力会社で実践している新技術を適用し実施することが望ましく、実施にあたっては、以下のとおり、国内企業へ一部再委託により行うものとした。

1) 国内再委託

a) ボイラーチューブ余寿命診断

ボイラーチューブ余寿命診断を行うにあたり、特殊装置・特殊技能が必要な部分、また現地作業の安全に関わる部分に関して、技能を有する国内企業に再委託し、現地調査を実施する。

b) タービン設備診断

タービン本体関係の設備診断について、国内企業に再委託し、現地調査を実施する。

c) 復水器リーク診断

プラント運転中における復水器空気侵入箇所部位・侵入量をオンライン機器での解析・把握を行うシステムを適用し、国内企業に再委託し、現地調査を実施する。

d) 大型ポンプ設備診断

給水ポンプおよび循環水ポンプを運転状態で性能・設備診断を行えるシステムを適用し、国内企業に再委託し、現地調査を実施する。

e) 制御装置設備診断

主制御装置（ボイラー制御装置、タービン制御装置）に加え、ボイラーチューブリークの一因とも想定されるスートブロウ制御について、国内企業に再委託し、現地調査を実施する。

2) 現地再委託

1.6 “調査の基本方針”記載のとおり、CDM事業他について、経験、知見を豊富に有するローカルコンサルタントに業務を再委託する。

第2章

インド電力セクターの現状

目 次

第2章 インド電力セクターの現状

2.1 政府方針	2-1
2.1.1 電力法・規制.....	2-1
2.1.2 電力行政組織.....	2-1
2.1.3 電力需要と供給.....	2-6
2.1.4 電力政策と開発計画およびメガプロジェクト	2-10
2.1.5 電気料金	2-13
2.1.6 資金提供者による援助施策とプロジェクト組成の現状.....	2-16

LIST OF TABLES

Table 2.1-1 Power Demand and Supply Position	2-6
Table 2.1-2 Power Demand and Supply Position by District (Apr 2008 to Mar 2009).....	2-6
Table 2.1-3 Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)	2-7
Table 2.1-4 Forecast of Power Demand	2-8
Table 2.1-5 Power Generation Capacity by Energy Sources (1995 to 2007)	2-8
Table 2.1-6 Power Plant Capacity by Sector (as on 2008 March).....	2-9
Table 2.1-7 Trend of Power Plant Capacity by Sector (from 2005 to 2008)	2-9
Table 2.1-8 Power Plant Capacity (as on 2009 August).....	2-9
Table 2.1-9 Thermal Power Plant PLF	2-10
Table 2.1-10 10th 5-Year Plan (Actual).....	2-11
Table 2.1-11 5-Year Plan (Target and Actual)	2-12
Table 2.1-12 11th 5-Year Plan	2-12
Table 2.1-13 State-Wise Estimated Average Rates of Electricity (updated up to 31.03.2008).....	2-15
Table 2.1-14 世界銀行融資プロジェクト	2-16
Table 2.1-15 アジア開発銀行融資プロジェクト	2-17

LIST OF FIGURES

Fig. 2.1-1 Structure of Power Sector.....	2-2
Fig. 2.1-2 Organization Chart of NTPC.....	2-5
Fig. 2.1-3 Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)	2-7

第2章 インド電力セクターの現状

2.1 政府方針

2.1.1 電力法・規制

インドにおける電気事業は、英国統治下の1910年に制定された「電力法(Indian Electricity Act, 1910)」、1948年に制定された「電力(供給)法(Electricity(Supply)Act, 1948)」、1998年に制定された「電力規制委員会法(Electricity Regulatory Commissions Act, 1998)」の3つの法律に基づき、今日まで運営されていた。2003年に従来の電力関連三法を統合・改正した電気法(Electricity Act 2003)が施行され、電力改革の枠組みを整備した。2005年には電気法に従い、国家電力政策(National Electricity Policy)が打ち出された。また、2006年には、電気法に基づいた電気料金政策(Tariff Policy)を発表し、料金制度の改革の具体的な方針を示している。これらにより、民間投資の促進、電力取引の自由化、水力発電以外でのライセンス制撤廃、州電力(SEB)の分割、送配電システムへのオープンアクセス、電気料金の合理化など具体的な電力改革を実施している。

2.1.2 電力行政組織

電力法(供給)法はインドの電力供給体制を規定している。インド国における電気事業の組織形態は、中央政府と州政府に各電力省があり、中央電力省が発電会社、送電会社を直接、管理する一方で、州政府は傘下の州電力庁(SEB: State Electricity Board)を管理し、配電と州の発電所を管理している。パワーセクターの組織体制は次のとおり。

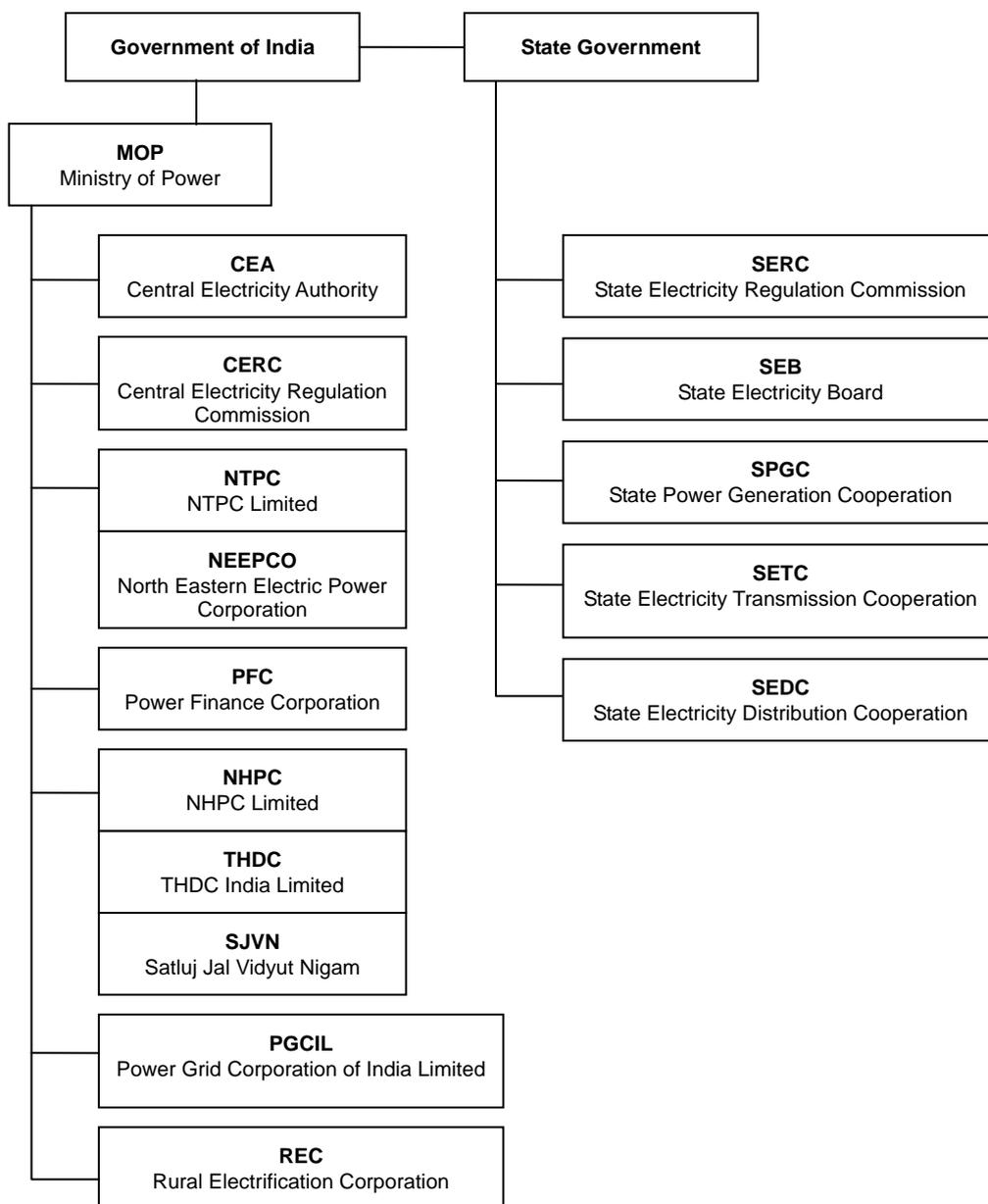


Fig. 2.1-1 Structure of Power Sector

(1) 電力セクターの組織の概要

中央政府と州政府は電力供給に係る、政策立案、規制、融資、電力融通、発電、送電、配電、研究開発などの主要な役割を担っている。

以下に主要電力セクター機能の概要を示す。主な電力事業者は、NTPC、NHPCなどの中央セクター機関、各SEB、IPPなどに分けることができる。

1) Ministry of Power (MOP)

電力省は電力セクターの主要監督官庁であり、電力政策の策定、電力セクターに係る法制度構築、国家計画委員会の長期計画に基づいた電力供給計画の策定、開発計画実施の監督などを行う。

なお、原子力は原子力委員会、再生可能エネルギーは再生可能エネルギー省がそれぞれ担当の中央官庁となっている。

2) Central Electricity Authority (CEA)

CEA は電力セクター全般について電力省に助言する役割を担っている。水力発電案件に関しては CEA が事業審査を行い、ライセンスの発行を行う。水力以外のプロジェクトのライセンスに関しては現在、中央および州で電力規制委員会に委譲されている。

3) Central Electricity Regulatory Commission (CERC)

CERC は、1998 年の電力規制委員会法に基づき設立されたものであり、主な役割は次のとおりである。

- a) 電気料金の規制（中央セクター発電事業者の卸売料金、州を超える電力取引など）
- b) 送電料金の規制、地域間送電の規制
- c) 電力部門の効率化、競争促進
- d) その他電気料金に関する仲裁・裁決

また、各州には State Electricity Regulatory Commission (SERC) があり、州内における電力規制に係る事項を担当している。

4) NTPC Limited (NTPC)

NTPC は、SEB 中心の電源開発を補完する目的で、国家資金によって大規模な火力電源開発を実施することを目的に設立されている。NTPC は火力発電所を所有、運営しているが、最近では水力事業、発電コンサルタント事業、海外事業などに進出している。

5) NHPC Limited (NHPC)

NHPC は、SEB 中心の電源開発を補完し、国家資金によって大規模な水力電源開発を実施することを目的に設立されている。NHPC は国内水力発電所の運転に加え、ネパール、ブータンにおける水力開発も行っている。

6) Power Grid Corporation of India Ltd. (PGCIL)

地域間連携送電線および、NTPC などの広域供給電源と接続する送電線の建設、運営を担当している。

7) Power Finance Corporation (PFC)

1986 年に設立された電力事業への融資を行う金融公社である。中央セクター電力業者のみならず、州政府電気事業者、配電部門、民間プロジェクトへの融資も行っている。

8) Power Trading Corporation (PTC)

1996 年に設立された、余剰電力の取引、地域間電力売買、ネパール、ブータンからの電力輸入などの電力取引を中心に事業展開している。株主は、中央セクターの電気事業者、金融機関などである。

9) Rural Electrification Corporation (REC)

農村電化事業への融資、事業推進を目的として1969年に設立された公社である。現在、SEBや農村電化組合の農村電化事業に融資を行うだけでなく、水力発電への融資も行っており、PFCなどと競合することもある。

10) North Eastern Electric Power Corporation Ltd. (NEEPCO)

インド北東部における水力開発と天然ガス・炭鉱の開発を目的とし、中央セクターの卸売り発電会社として、設立された。現在、1,130MWの発電設備を所有、運営している。

11) Tehri Hydro Development Corporation Ltd. (THDC)

Bhagirathi 川と Tehri にある支流における水力開発を主目的として設立された、中央政府と Uttar Pradesh 州政府との合弁会社である。

12) Reliance Energy Ltd. (REL)

Reliance Energy Ltd. は、Maharashtra, Karnataka, Kerala, Andhra Pradesh, Goa などに合計 941MW の発電設備を有する。現在、水力を含め合計 13,510MW の発電設備の開発計画を検討中である。

13) Jai Prakash Associates Ltd.

Jai Prakash Associates Ltd. は、Himachal Pradesh と Uttarkhand に、それぞれ 300MW, 400MW の水力発電所を所有、運営している。現在、1,000MW の Karcham Wangtoo 水力発電所に着手しているところで、2010年の運開を目指している。

14) Tata Power Company Ltd.

Tata Power は、現在 Maharashtra, Jharkhand 州、Karnataka 州、Maharashtra 州に水力・風力を合わせ、合計 2,323MW の発電所を所有、運営している。また、Power Grid との合弁にて送電事業も実施している。

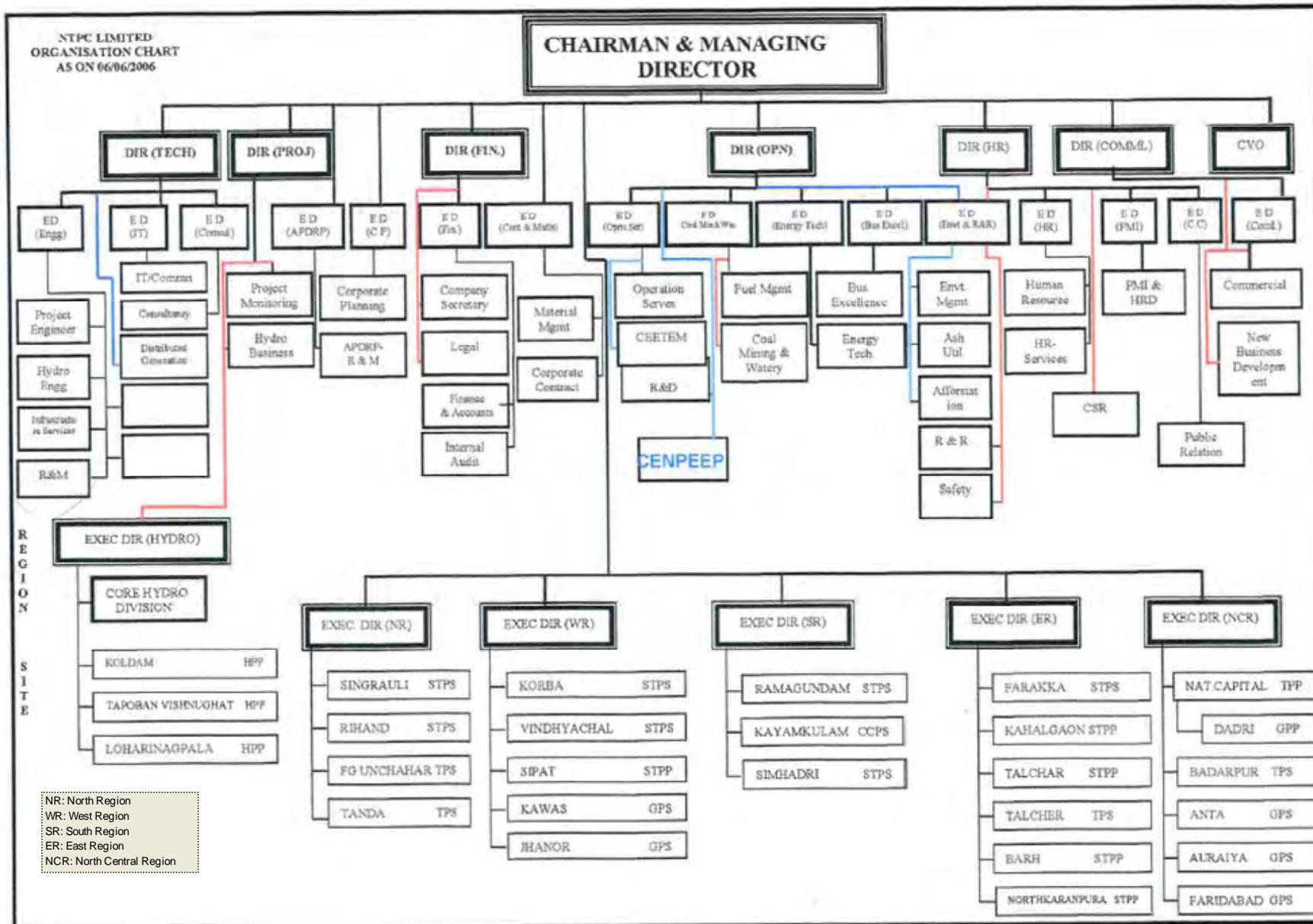


Fig. 2.1-2 Organization Chart of NTPC

2.1.3 電力需要と供給

(1) 電力需要

2001年から2008年の期間における電力要求、ピーク需要・不足に関する状況を以下に示す。

Table 2.1-1 Power Demand and Supply Position

Year	Energy Requirement (GWh)	Energy Availability (GWh)	Energy Shortage (%)	Peak Demand (MW)	Peak Availability (MW)	Peak shortage (%)
2001	522,537	483,350	7.5%	78,441	69,189	11.8%
2002	545,983	497,890	8.8%	81,492	71,547	12.2%
2003	559,264	519,398	7.1%	84,574	75,066	11.2%
2004	591,373	548,115	7.3%	87,906	77,652	11.7%
2005	631,554	578,819	8.4%	93,255	81,792	12.3%
2006	690,587	624,496	9.6%	100,715	86,818	13.8%
2007	737,052	664,660	9.8%	108,866	90,793	16.6%
2008	777,039	691,038	11.1%	109,809	96,785	11.9%

Source: MOP Annual Report 2008-09

2001年から2008年における供給不足電力は7~11%、最大不足電力については、11%以上となっており、慢性的な電力不足が続いている。これまでの電源開発が需要の伸びに追いついていないことが主な原因である。

2008年度地域別の電力量・最大電力不足状況を下表に示す。

電力量は南部・東部に比べて北部・西部・北東部で不足しており、最大電力は北部・南部・東部に比べて西部・北東部で不足している。

Table 2.1-2 Power Demand and Supply Position by District
(Apr 2008 to Mar 2009)

Region	Energy			Peak		
	Requirement (GWh)	Availability (GWh)	Shortage (%)	Demand (MW)	Availability (MW)	Shortage (%)
Northern	224,218	199,928	10.8%	33,034	29,504	10.7%
Western	245,486	213,724	16.0%	37,240	30,154	19.0%
Southern	204,086	188,865	7.5%	28,340	26,244	7.4%
Eastern	82,127	78,370	4.6%	12,901	11,689	9.4%
North-Eastern	9,407	8,134	13.5%	1,820	1,358	25.4%

Source: CEA Home Page-Monthly Review of Power Sector

(2) 消費電力量

1955年から2004年までの消費電力量をTable 2.1-3およびFig. 2.1-3に示す。

消費電力は、右肩上がり増加しており、特に1980年台からその伸び率は大きくなっている。2001年から2004年の間、消費電力量は年平均約6.2%で増加しており、発電設備の更なる増強が必要である。各部門の2001年から2004年までの年平均伸び率は、家庭用6.3%、商業用9.2%、

工業用 8.7%、輸送用 5.4%、農業用 2.7%、その他 2.9%の増となっている。就労人口の多い農業用に比べ、家庭用、商業用、工業用の伸びが顕著である。

Table 2.1-3 Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)

							(GWh)
Year	Domestic	Commercial	Industrial	Traction	Agriculture	Misc.	Total
55	934	546	5,323	405	316	435	7,959
60	1,492	848	9,584	454	833	630	13,841
65	2,355	1,650	18,876	1,057	1,892	905	26,735
68	3,184	2,126	25,891	1,247	3,465	1,439	37,352
73	4,645	2,988	32,481	1,531	6,310	2,292	50,247
78	7,576	4,330	47,728	2,186	12,028	3,445	77,293
79	8,402	4,657	45,956	2,301	13,452	3,316	78,084
84	15,506	6,937	63,019	2,880	20,961	4,765	114,068
89	29,577	9,548	80,694	4,070	44,056	7,474	175,419
91	35,854	12,032	87,288	4,520	58,557	9,394	207,645
96	55,267	17,519	104,165	6,594	84,019	12,642	280,206
01	79,694	24,139	107,296	8,106	81,673	21,551	322,459
02	83,355	25,437	114,959	8,797	84,486	22,564	339,598
03	89,736	28,201	124,573	9,210	87,089	22,128	360,937
04	95,659	31,381	137,589	9,495	88,555	23,455	386,134

Source: CEA General review 2006

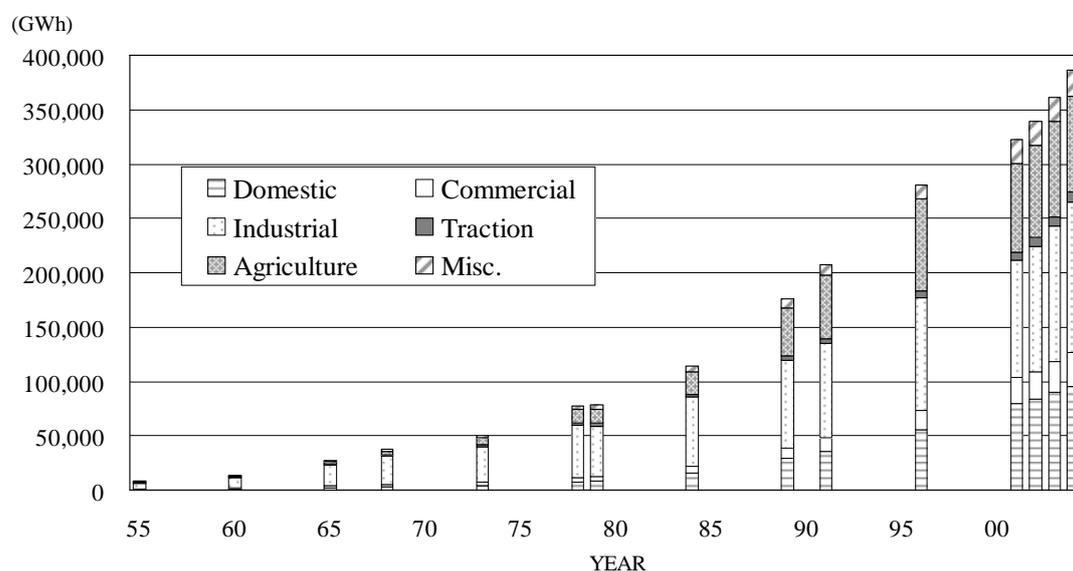


Fig. 2.1-3 Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)

(3) 電力需要の予測

消費電力量の表にあるとおり、インド全体における電力量は2001年から2004年までの期間、毎年平均約6%で伸びており、今後も増加し続けるものと予想されている。電力省が作成した

「Key Inputs for Accelerated Development of Indian Power Sector for 11th Plan and Beyond Report」の中で需要予測について電力省は以下のように試算している。

Table 2.1-4 Forecast of Power Demand

Year	Energy ($\times 10^3$ GWh)		Installed Capacity (MW)	
	GDP 8%	GDP 9%	GDP 8%	GDP 9%
2006-07	700	700	140,000	140,000
2011-12	1,029	1,077	206,000	215,000
2016-17	1,511	1,657	303,000	331,000
2021-22	2,221	2,550	445,000	510,000

Source: Key Inputs for Accelerated Development of Indian Power Sector for 11th Plan and Beyond Report

電力省は、第 11 次 5 カ年計画終了時においては、電力量で 1,029 ~ 1,077 $\times 10^3$ GWh、発電設備容量で 206,000 ~ 215,000MWが必要という試算をしている。

(4) 電力供給（発電設備容量）

1995 年から 2007 年までの発電設備容量（電源種別）をTable 2.1-5に示す。近年の 1996 年から 2007 年で見ると、年平均約 4.8%で増加している。

この期間における、設備毎の増強状況は以下のとおり。

- 水力発電設備容量は 21,658MW から 35,909MW に増加し 14,251MW（約 65.8%）増
- 火力発電設備容量は 61,010MW から 90,907MW に増加し 29,897MW（約 49.0%）増
- 原子力発電設備は 2,225MW から 4,120MW に増加し 1,895MW（約 85.2%）増
- 再生可能エネルギーは、902MW から 11,125MW に増加し 10,223MW（1133.4%）増

Table 2.1-5 Power Generation Capacity by Energy Sources (1995 to 2007)

Year	Hydro (MW)	Thermal *	Nuclear (MW)	REP (MW)	Total (MW)	Addition (%)
95	20,986	60,083	2,225	-	83,294	-
96	21,658	61,010	2,225	902	85,795	3.0
97	21,904	64,005	2,225	968	89,102	3.9
98	22,479	67,566	2,225	1,024	93,294	4.7
99	23,857	70,193	2,680	1,155	97,885	4.9
00	25,153	72,343	2,860	1,270	101,626	3.8
01	26,269	74,429	2,720	1,628	105,046	3.4
02	26,767	76,762	2,720	1,628	107,877	2.7
03	29,507	77,969	2,720	2,488	112,684	4.5
04	30,942	80,902	2,770	3,812	118,426	5.1
05	32,326	82,410	3,360	6,191	124,287	4.9
06	34,654	86,015	3,900	7,760	132,329	6.5
07	35,909	91,907	4,120	11,125	143,061	8.1

Source: CEA Annual report 2007-08

*: Thermal: included in coal, gas and diesel

1996年と2007年の発電設備の構成を比較すると、水力発電設備は25.2%から25.1%とほぼ横ばい、原子力発電設備は2.6%から2.9%に微増、再生可能エネルギーは1.1%から7.8%に増加、火力発電設備(石炭、ガス、石油)は71.0%から64.2%に減少しており、主に再生可能エネルギーの増加により、火力発電に偏っていた発電設備構成がある程度改善されている。

セクター別の発電設備容量およびセクター別追加発電容量の推移は以下のとおりである。民間部門の火力発電および再生可能エネルギーが増加しており、2005年から2008年の間における設置発電設備容量は、州電力よりも多くなっていることが分かる。

Table 2.1-6 Power Plant Capacity by Sector (as on 2008 March)

(MW)

Type	Central Sector	State Sector	Private Sector	Total
Hydro	8,592.0	26,086.8	1,230.0	35,908.8
Thermal	35,649.0	46,486.3	9,771.5	91,906.8
Nuclear	4,120.0	0.0	0.0	4,120.0
Renewable (incl. small hydro, biomass etc)	0.0	2,116.3	9,009.1	11,125.4
Total	48,361.0	74,689.4	20,010.7	143,061.0
Percentage (%)	34	52	14	100.0

Source: CEA Annual report 2007-08

Table 2.1-7 Trend of Power Plant Capacity by Sector (from 2005 to 2008)

(MW)

Year	Central Sector	State Sector	Private Sector	Total
2005-2006	1,320.0	1,363.0	785.8	3,468.8
2006-2007	3,890.0	1,671.0	1,291.8	6,852.8
2007-2008	3,240.0	2,898.0	4,593.8	10,731.8
Total	8,450.0	5,932.0	6,671.4	21,053.4
Percentage (%)	40	28	32	100.0

Source: CEA Annual report 2007-08

2009年8月時点における、インドの総発電設備容量は152,148MWで、詳細はTable 2.1-8のとおりである。

Table 2.1-8 Power Plant Capacity (as on 2009 August)

Type of Station	Installed Capacity (MW)	Ratio (%)
Thermal	97,869	64.3
Coal	80,284	52.8
Gas	16,386	10.8
Oil	1,200	7.9
Hydro	36,917	24.4
Nuclear	4,120	2.7
Renewable (incl. small hydro, biomass etc)	13,242	8.7
Total	152,148	100

Source: MOP web site on September 2009

第11次5ヵ年計画においては、2012年末までに80,609.9MWの発電設備容量が必要とされており、今後も継続的に新規電源の開発が行われていく計画である。

(5) 発電設備利用率

火力発電所の利用率は、Table 2.1-9のとおり。火力発電の設備利用率は高く、2001年以降は約60%以上となっている。インドでは火力発電(主に石炭)をベース電源として運用しており、近年、火力発電所の利用率は増加傾向にある。しかしながら、火力発電設備は老朽化している事から、火力発電設備に強く依存した電源構成を改善する必要があると思われる。

Table 2.1-9 Thermal Power Plant PLF

Year	Central	State	Private	Overall
2000-01	74.3	65.6	73.1	69.0
2001-02	74.3	67.0	74.7	69.9
2002-03	77.1	68.7	78.9	72.1
2003-04	78.7	68.4	80.5	72.7
2004-05	81.7	69.6	85.1	74.8
2005-06	82.1	67.1	85.4	73.6
2006-07	84.8	70.6	86.3	76.8
2007-08	86.7	71.9	90.8	78.6
2008-09	84.3	71.2	91.0	77.2

$$\text{設備利用率(\%)} = \frac{\text{発電電力量(MWh)/年}}{\text{最大出力(MW)} \times 24(\text{h}) \times 365(\text{日})} \times 100$$

2.1.4 電力政策と開発計画およびメガプロジェクト

(1) 電力政策

インド国政府は、2005年2月に電力政策の方針として以下の目標を掲げて電力の安定供給を2012年までに実施することとしている。この目標をもとに電源開発の計画が5年毎に作成されている。

- 世帯電化率100%の達成(今後5年間)
- 2012年までに電力需要(ピーク時含む)に対して供給可能な発電設備を構築し、十分な予備率を確保。
- 高信頼、高品質電力の供給
- 2012年までに1人当りの使用可能電力量を1,000kWhに増加
- 2012年までに1世帯あたりの最低消費電力量を1kWh/日以上に増加
- 電力セクターにおける財政再建と商業化
- 消費者利益の保護

(2) 電源開発計画

1) 第10次5カ年計画

第10次5カ年計画(2002～2007)の着手当初においては、ピーク容量が12.6%、発電量が7.5%不足している状況にあった。これに対し、発電所増設計画ではトータルで41,110MWを増設する計画であった。第10次5カ年計画における発電容量増強の実績はTable 2.1-10に示すとおりである。

Table 2.1-10 10th 5-Year Plan (Actual)

Particular	(MW)			
	Hydro	Thermal	Nuclear	Total
Original Program	14,393	25,417	1,300	41,110
Capacity Slipped	(6,507)	(14,554)	(220)	(21,281)
Backup Added	0	1,251	100	1,351
Total	7,886	12,114	1,180	21,180

Source: National Electricity Plan, CEA. April 2007

計画に対して実際の増加容量は、約51%となっているが、CEAをはじめとする関係者は要因を次のように分析している。

- 火力については、コントラクターによる工事、機器納入の遅れ。
- 水力については、建設工事、計画実施の意思決定、用地取得・森林許可の遅れ、あるいは自然災害、地質条件など。
- 超臨界火力については、コントラクターの契約手続きの遅れ。
- ガス火力については、ガス供給の遅れ、不足。
- 民間発電においては、州政府からのエスクロー供与の遅れ。また、民間投資家の投資意欲低下も指摘。

10次計画では、大幅に見込みを下回ったことから、11次計画ではその遅れを取り戻すべく、政府は大幅な増強を目標として掲げている。

参考までにこれまでの電源開発計画の実績をTable 2.1-11に示す。

Table 2.1-11 5-Year Plan (Target and Actual)

Plan	Target (MW)	Achievement (MW)	%
1st (51-56)	1,300	1,100	84.6
2nd (56-61)	3,500	2,250	64.3
3rd (61-66)	7,040	4,520	64.2
4th (69-74)	9,264	4,579	49.5
5th (74-79)	12,499	10,202	81.6
6th (80-85)	19,666	14,226	72.3
7th (85-90)	22,245	21,401	96.2
8th (92-97)	30,538	16,423	53.8
9th (97-02)	40,245	19,015	47.5
10th (02-07)	41,110	21,180	51.76

Source: White Paper on Strategy for 11th Plan, CEA. August 2007

2) 第11次5カ年計画

第11次計画終了時である2012年末においては、想定ピーク需要(152,746MW)と想定電力量需要(1,038Bil. kWh)を充足するために、82,500MWの発電設備の増強が必要であると示唆されている。

この状況に応えるために、近年、80,609.9MWの設備増強計画を見直している。この内訳を以下に示す。水力は15,507MWで全体に対して約19%となっている。火力は全体の約77%となっており、第10次計画に比べ大幅な増強となっている。第11次計画においても計画実施状況や需要動向をもとに、適宜計画は見直が行われる。

Table 2.1-12 11th 5-Year Plan

(MW)

Particular	Hydro	Thermal	Nuclear	Total
Under Construction	12,115	50,509.2	3,160	65,784.2
Committed	3,392	11,213.7	220	14,825.7
Total	15,507	61,722.9	3,380	80,609.9
<Breakdown>				
Central Gov. Sector	8,654	21,496	3,380	33,530
State Gov. Sector	3,362	22,001.4	0	25,363.4
Private Sector	3,491	18,225.5	0	21,716.5
Total	15,507	61,722.9	3,380	80,609.9

Source: CEA IRP Division. Jun 2009

第10次計画の反省を踏まえ、第11次の計画達成を目指してMOP、CEA、CII(Confederation of Indian Industry)によって、以下にあげる課題解決に向けた取り組みを行っている。

- 設備増強量に見合った主要設備および周辺設備の製造能力の増強
- 十分な建設工事会社の確保
- 必要な燃料と資材の確保

- 十分な資材および燃料の輸送ルートの確保
- 設備増強量に見合った訓練施設を含めた人材開発
- 電力会社の決裁および面倒な支払い手続きのスピードアップ化

3) 第12次5カ年計画

第12次5カ年計画は、2012年～2017年の5カ年をターゲットとして、計画策定を行っているものである。計画策定にはいくつかのシナリオが想定されているが、調査時点においては、第12次計画終了時におけるピーク需要に対応するために、第12次計画において82,200MWの発電容量増強が必要であると分析されている。その内訳は、30,000MWの水力発電所の増強、原子力は11,000～13,000MWの増強、火力は約40,000MWの増強が目標となっている。水力、原子力の合計が火力以上の目標値となっているのは、エネルギー供給の安定化と地球温暖化対策を目的としたものであると考えられる。

(2) ウルトラメガパワープロジェクト (Ultra Mega Power Projects)

インド政府(電力省)は、大規模な石炭火力発電所の建設計画「ウルトラメガパワープロジェクト(UMPP)」を打ち出している。

このプロジェクトは、開発者が4,000MW級以上/地点(800MW×5基)の石炭火力発電所をFS、詳細設計、建設から運営、さらには売電まで一括して実施(Build, Own and Operate : BOO方式)するという内容であり、発電所の規模は、インド政府が経済性を追求し決定したものである。また、インド政府は、超臨界技術の採用によるCO₂の排出抑制を期待している。

2.1.5 電気料金

(1) 電気料金政策

電気料金政策は、2003年の電気法のセクション3に基づき、2006年1月、インド政府から通知された。その目的は以下のとおり。

- a) 合理的で競争力のある価格での消費者への電力供給
- b) 電力セクターにおける財政的実行可能性ならびに投資意欲の促進
- c) 複数の管轄にわたる規制アプローチの透明性、一貫性と予測可能性を促進することと規制リスク認識を最小限化する
- d) 競争、運転効率、電力品質の改善の促進

具体的には以下のとおり。

- 1) 複数年度料金の適用
- 2) 稼働率を基準にした電気料金
- 3) 内部補助金の撤廃
- 4) 送電システムのオープンアクセス促進
- 5) 検針制度の確立

6) 発電および送電プロジェクトにおける電気料金を基本とした競争入札の導入

(2) 各州の想定平均電力料金と NTPC の発電原価

2008年3月時点における各週の想定平均電力料金とNTPCの発電所における発電原価をTable 2.1-13に示す。

Table 2.1-13 State-Wise Estimated Average Rates of Electricity (updated up to 31.03.2008)

S. No.	Name of Utility	Tariff effective from	Domestic 1kW 100kWh/mth	Domestic 4kW 400kWh/mth	Domestic 10kW 100kWh/mth	Commercial 2kW 300kWh/mth	Commercial 10kW 1500kWh/mth	Commercial 30kW 4500kWh/mth	Commercial 50kW 7500kWh/mth	Agriculture 2HP 400kWh/mth	Agriculture 5HP 1000kWh/mth	Agriculture 10HP 2000kWh/mth
1	Andhra Pradesh	01-04-2007	238.50	396.63	492.25	599.33	624.67	628.89	629.73	29.38	23.75	21.88
2	Assam	04-08-2006	310.00	411.50	445.00	528.33	528.33	536.31	536.31	240.00	240.00	240.00
3	Bihar	01-11-2006	233.20 U 76.32 R	294.05	362.52	515.87 U 51.94 R	503.85	500.09	499.33	51.50 RS 61.50 US	51.50 RS 61.50 US	51.50 RS 61.50 US
4	Chhattishgarh	01-10-2006	189.10	238.50	334.58	436.41	519.17	519.37	519.41	32.50	32.50	42.50
5	Gujarat	01-04-2007	348.00 U 264.00 R	462.00 U 368.50 R	526.80 U 427.90 R	564.58	595.42	590.14	589.08	55.00	55.00	55.00
6	Haryana	01-11-2006	356.20	410.05	450.82	468.00	468.00	468.00	468.00	17.50	17.50	17.50
7	Himachal Pradesh	01-04-2007	216.00	263.50	283.00	450.67	437.33	448.44	447.56	208.00	205.00	204.00
8	Jammu & Kashmir	01-04-2007	129.50	188.88	214.75	222.00	262.00	268.67	270.00	49.50	40.33	27.50
9	Jharkhand	01-01-2004	163.00 U 74.00 R	183.00	182.00	438.67	438.67	438.67	438.67	28.75	28.75	28.75
10	Karnataka	01-11-2006	292.43 D 292.43 E 260.93 F	418.30 D 413.05 E 381.55 F	482.32 D 473.92 E 442.42 F	637.88 D 618.63 E 609.87 F	651.18 D 630.53 E 623.18 F	653.39 D 632.51 E 625.39 F	653.84 D 632.91 E 625.83 F	45.00 G 110.00 H	45.00 G 110.00 H	55.00 G 115.00 H
11	Kerala*	01-04-2006	187.00	398.89	517.61	727.84	889.90	962.74	969.98	74.80	74.80	74.80
12	Madhya Pradesh	16-04-2007	347.44 U 341.74 R	442.25 U 430.38 R	463.18 U 451.05 R	615.86	617.31	617.55	617.60	188.75	213.50	221.75
13	Maharashtra	01-05-2007	270.36	422.57	560.09	533.98	599.14	646.83	650.81	90.00 I 75.00 J	90.00 I 75.00 J	90.00 I 75.00 J
14	Meghalaya	01-10-2004	180.00	246.25	275.50	409.33	446.67	452.89	454.13	116.00	116.00	116.00
15	Orissa	01-04-2007	135.20	247.00	286.00	384.80	443.04	452.75	454.69	102.00	102.00	102.00
16	Punjab	01-04-2006	247.10	374.15	408.80	469.30	469.30	469.30	469.30	0.00	0.00	0.00
17	Rajasthan	01-01-2005	417.50 U 390.25 R	396.88 U 363.81 R	392.75 U 358.53 R	556.67	554.00	555.78	556.13	78.75	75.60	74.55
18	Tamil Nadu	01-04-2007	120.00	216.25	269.50	602.00	607.60	608.53	608.72	0.00	0.00	0.00
19	Uttar Pradesh	10-05-2007	249.00 U 59.00 R	359.00 U 209.00 R	359.00 U 239.00 R	452.33 U 209.00 R	452.33 U 269.00 R	452.33 U 279.00 R	452.33 U 281.00 R	224.00 U 45.00 R	224.00 U 45.00 R	224.00 U 45.00 R
20	Uttaranchal	01-04-2006	215.00	215.00	215.00	315.00 W 365.00 M	315.00 W 365.00 M	315.00 W 365.00 M	315.00 W 365.00 M	81.60 U 69.00 R	78.00 65.40 R	76.80 U 64.20 R
21	West Bengal	01-04-2007	248.33 U 237.11 R	406.43 U 391.49 R	529.24 U 523.26 R	443.27 U 441.48 R	583.96 U 583.59 R	604.05 U 603.93 R	608.07 U 608.00 R	147.00	147.00	147.00
22	Arunachal Pradesh	01-02-2000	162.50	211.88	231.75	370.00	390.00	393.33	394.00	-	-	-
23	Goa	01-04-2002	122.00	170.75	216.50	327.00	357.00	373.67	377.00	102.00	102.00	102.00
24	Manipur	03-09-2002	262.20	299.70	302.20	302.20	302.20	381.80	381.80	272.20	272.20	272.20
25	Mizoram (Distt.HQ & sub.Divn.Area) Other Areas	25-07-2005	170.00 180.00	247.50 195.00	249.00 198.00	266.67	266.67	266.67	266.67	69.94	69.94	69.94
26	Nagaland	01-04-2006	272.00	310.25	337.70	398.00	431.60	467.20	438.32	150.00	150.00	150.00
27	Sikkim	01-04-2006	105.75	266.06	322.43	335.25	396.45	408.15	410.49	180.00	247.50	326.25
28	Tripura	01-07-2006	215.00	365.00	365.00	353.33	456.67	456.67	456.67	87.46	87.46	134.92
29	A&N Islands	01-07-2003	130.00	275.00	326.00	406.67	465.33	475.11	477.07	90.00	90.00	90.00
30	Chandigarh	01-08-2005	179.00	304.00	304.00	347.00	347.00	347.00	347.00	165.00	165.00	165.00
31	Dadra & Nagar Haveli	01-10-2006	130.00	172.50	204.00	248.33	265.67	268.56	269.13	55.00	55.00	55.00
32	Daman & Diu	01-10-2006	130.00	172.50	204.00	248.33	265.67	268.56	269.13	55.00	55.00	55.00
33	Delhi BYPL/BRPL/NDPL	01-10-2006	277.20	346.50	434.70	596.75	596.75	622.76	622.76	162.20	162.20	162.20
34	Delhi NDMC	01-04-2006	158.00	252.25	327.70	462.00	525.00	525.00	525.00	-	-	-
35	Lakshadweep	01-09-2004	100.00	300.00	300.00	480.00	480.00	480.00	480.00	-	-	-
36	Pondicherry	16-04-2002	55.00	113.75	150.50	274.74	325.34	333.78	335.47	0.00	20.67	19.83
37	Torrent Power Ltd. (Ahmedabad)	01-04-2007	345.15	399.26	427.64	527.88	586.51	592.79	594.54	311.64	311.64	311.64
38	Kolkata (CESC)	01-04-2007	279.84	462.48	533.62	450.53	579.26	597.30	600.91	-	-	-
39	D.V.C. (A) Bihar Area (B) West Bengal Area	01-09-2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Durgapur Projects Ltd.	01-04-2007	189.00	254.93	264.33	272.43	293.40	294.83	295.12	479.39	479.39	479.39
41	Mumbai (B.E.S.T)	01-04-2007	123.77	317.59	597.01	503.62	947.60	1,079.63	1,106.03	-	-	-
	Mumbai (Reliance Energy)	24-04-2007	235.99	449.24	613.86	658.16	841.40	828.34	828.34	115.41	115.41	115.41
	Mumbai (TATA'S)	01-05-2007	240.12	444.52	648.92	736.65	691.45	964.82	964.82	-	-	-

U: Urban, R: Rural, D: Bangalore Metro Area, E: Areas under other local bodies, F: Areas under Village Panchayats, G: General, H: Urban feeders, I: Category 1 Zone Areas, J: Category 2 Zone Areas, M: Without TOD meter, W: With TOD meter
 * In Kerala, Kerala State Electricity Regulatory Commission has approved continuation of the existing tariffs (effective from 01.10.2002) and other charges by the Kerala State Electricity Board.

2.1.6 資金提供者による援助施策とプロジェクト組成の現状

(1) 世界銀行

世界銀行(WB)は、インド電力セクターに対して2000年以降合計でUS\$3,220 mil.以上の融資を行ってきた。その概要を以下に示す。

Table 2.1-14 世界銀行融資プロジェクト

Project	Amount (US\$ mil.)	Approval Date
Uttar Pradesh Power Sector Restructuring Project	150	April, 2000
Second Renewable Energy	130	June, 2000
Rajasthan Power Sector Restructuring Project	180	January, 2001
Powergrid System Development Project –II	450	May, 2001
Powergrid System Development Project –III	400	January 2006
Rampur Hydropower Project	400	September, 2007
Haryana Power System Improvement Project	330	August, 2009
Coal-Fired Generation Rehabilitation	180	Jun, 2009
Power System Development IV - Additional Financing	400	October, 2009
Power System Development IV	600	March 2008
Total	3,220	

Source: World Bank website (India)

(2) アジア開発銀行

アジア開発銀行(ADB)は、Gujarat, Madhya Pradesh, Kerala, Assam 州などにおいて電力セクター改革を支援してきた。投資面では、送電設備、エネルギー効率改善、地方電化、水力発電などに支援を行っている。2000年以降2009年までの融資規模は、US\$4,820 mil.に上っている。主要プロジェクトを以下に示す。

Table 2.1-15 アジア開発銀行融資プロジェクト

Project	Amount (US\$ mil.)	Approval Date
Power Transmission Improvement (Sector) Loan	250	2000
Gujarat Power Sector Development Program (Policy Loan)	150	2000
Gujarat Power Sector Development Program (Project Loan)	200	2000
Madhya Pradesh Power Sector Development Program	150	2001
Madhya Pradesh Power Sector Development Program (Project Loan)	200	2001
State Power Reform Project	150	2002
Assam Power Sector Development Program	150	2003
Assam Power Sector Development Program (Project Loan)	100	2003
Power Grid Development I (Sector Loan)	400	2004
Uttarkhand Power Sector Investment Program	300	2006
Madhya Pradesh Power Sector Investment Program	620	2007
National Power Grid Development Investment Program	1000	2008
Integrated Renewable Energy Development Project	200	2008
Uttarakhand Power Sector Investment Program - Project 2	300	2009
Mundra Ultra Mega Power Project	450	2009
Energy Efficiency Enhancement Project in Assam	200	2009
Total	4,820	

Source: Asian Development Bank

(3) USAID

USAID は、電力セクターの重点分野を地球温暖化ガス削減対応プロジェクトとして支援してきた。NTPC の既設発電所のエネルギー効率改善を NTPC にある Center for Power Efficiency and Environmental Protection (CENPEEP) とともに実施している。その経験を活かし、今後は州電力への支援へと拡充していくことを考えている。

第3章

NTPCにおける効率改善の取り組み

目 次

第3章 NTPC における効率改善の取り組み

3.1	NTPC の火力発電設備	3-1
3.2	運用状況	3-5
3.3	NTPC における効率改善の取り組み.....	3-7

LIST OF TABLES

Table 3.1-1	List of NTPC Coal Fired Thermal Power Plants	3-1
Table 3.1-2	Adoption Plan of High Efficiency Power Plant.....	3-3
Table 3.2-1	NTPC Coal Fired Power Plant: Plant Load Factor.....	3-6

LIST OF FIGURES

Fig. 3.1-1	Location of NTPC Thermal Power Plant	3-4
Fig. 3.2-1	NTPC PLF vs. Average PLF Other Generators in India (including coal, gas and liquid)	3-5
Fig. 3.2-2	PLF for each Power Plant.....	3-6

第3章 NTPCにおける効率改善の取り組み

3.1 NTPCの火力発電設備

NTPC は中心セクターとして、インド国内の火力発電所の計画、促進ならびに開発を目的に、1975年に設立され、2005年11月に、NTPC Limited に改名された。この新社名は、火力発電事業を超え新ビジネス分野への進出を含めた事業の多様化を示している。

NTPC は急速に成長し、インドにおける最大の火力発電会社となっている。2009年8月時点におけるNTPC 所有の稼働中石炭火力発電所は、15地点、総出力24,395MWであり、加えて、8地点、5,435MWのガス火力発電所も所有している。Joint Venture(JV)による発電所は、3地点で合計出力は814MWである。2008年3月時点でのJV発電所を除いたNTPCの全発電設備容量はインドにおける稼働中発電所の20%に相当する。詳細については、下表を参照されたい。

2012年までには、50,000MWの新規発電所を建設する計画である。その内訳は、石炭火力が40,000MW、ガス火力が8,000MWと水力が2,000MWとなっている。

Table 3.1-1 List of NTPC Coal Fired Thermal Power Plants

Name of Power Plant	Location	Total Capacity (MW)	Capacity (MW) and Commissioned Day			Boiler Manufacturer	Turbine Manufacturer
			Unit	MW	Date		
Singrauli	Uttar Pradesh	2,000	I	200	Feb 1982	BHEL	BHEL(LMZ)
			II	200	Nov 1982	BHEL	BHEL(LMZ)
			III	200	Mar 1983	BHEL	BHEL(LMZ)
			IV	200	Nov 1983	BHEL	BHEL(LMZ)
			V	200	Feb 1984	BHEL	BHEL(LMZ)
			VI	500	Dec 1986	BHEL	BHEL
			VII	500	Nov 1987	BHEL	BHEL
Korba	Chattisgarh	2,100	I	200	Mar 1983	BHEL	BHEL
			II	200	Oct 1983	BHEL	BHEL
			III	200	Mar 1984	BHEL	BHEL
			IV	500	May 1987	BHEL	BHEL
			V	500	Mar 1988	BHEL	BHEL
			VI	500	Mar 1989	BHEL	BHEL
Ramagundam	Andhra Pradesh	2,600	I	200	Nov 1983	Ansaldo	Ansaldo
			II	200	May 1984	Ansaldo	Ansaldo
			III	200	Dec 1984	Ansaldo	Ansaldo
			IV	500	Jun 1988	BHEL	BHEL
			V	500	Mar 1989	BHEL	BHEL
			VI	500	Oct 1989	BHEL	BHEL
			VII	500	2005	BHEL	BHEL
Farakka	West Bengal	1,600	I	200	Jan 1986	BHEL	BHEL
			II	200	Dec 1986	BHEL	BHEL
			III	200	Aug 1987	BHEL	BHEL
			IV	500	Sep 1992	BHEL	BHEL
			V	500	Feb 1994	BHEL	BHEL

Name of Power Plant	Location	Total Capacity (MW)	Capacity (MW) and Commissioned Day			Boiler Manufacturer	Turbine Manufacturer
			Unit	MW	Date		
Vindhyachal	Madhya Pradesh	3,260	I	210	Oct 1987	USSR	USSR
			II	210	Jul 1988	USSR	USSR
			III	210	Feb 1989	USSR	USSR
			IV	210	Dec 1989	USSR	USSR
			V	210	Mar 1990	USSR	USSR
			VI	210	Feb 1991	USSR	USSR
			VII	500	Mar 1999	BHEL	BHEL
			VIII	500	Feb 2000	BHEL	BHEL
			IX	500	Jul 2006	BHEL	BHEL
			X	500	Mar 2007	BHEL	BHEL
Rihand	Uttar Pradesh	2,000	I	500	Mar 1988	BHEL	BHEL
			II	500	Jul 1989	BHEL	BHEL
			III	500	Jan 2005	BHEL	BHEL
			IV	500	Sep 2005	BHEL	BHEL
Kahalgaoon	Bihar	2,340	I	210	Mar 1992	BHEL	BHEL
			II	210	Mar 1994	BHEL	BHEL
			III	210	Mar 1995	BHEL	BHEL
			IV	210	Mar 1996	BHEL	BHEL
			V	500	Mar 2007	BHEL	BHEL
			VI	500	Jul 2007	BHEL	BHEL
			VII	500	Sep 2007	BHEL	BHEL
Dadri	Uttar Pradesh	840	I	210	Oct 1991	BHEL	BHEL
			II	210	Dec 1992	BHEL	BHEL
			III	210	Mar 1993	BHEL	BHEL
			IV	210	Mar 1994	BHEL	BHEL
Talcher Kaniha	Orissa	3,000	I	500	Feb 1995	BHEL	BHEL
			II	500	Mar 1996	BHEL	BHEL
			III	500	Jan 2003	BHEL	BHEL
			IV	500	Oct 2003	BHEL	BHEL
			V	500	May 2004	BHEL	BHEL
			VI	500	Feb 2005	BHEL	BHEL
Unchahar	Uttar Pradesh	1,050	I	210	Nov 1988	BHEL	BHEL
			II	210	Mar 1989	BHEL	BHEL
			III	210	Jan 1999	BHEL	BHEL
			IV	210	Oct 1999	BHEL	BHEL
			V	210	Sep 2006	BHEL	BHEL
Talcher Thermal	Orissa	460	I	60		BHEL	BHEL
			II	60		BHEL	BHEL
			III	60		BHEL	BHEL
			IV	60		BHEL	BHEL
			I	110		BHEL	BHEL
			II	110		BHEL	BHEL
Simhadri	Andhra Pradesh	1,000	I	500	Feb 2002	BHEL	BHEL
			I	500	Aug 2003	BHEL	BHEL
Tanda	Uttar Pradesh	440	I	110		BHEL	BHEL
			II	110		BHEL	BHEL
			III	110		BHEL	BHEL
			IV	110		BHEL	BHEL
Badarpur	New Delhi	705	I	95	Jul 1973	BHEL	BHEL
			II	95	Aug 1974	BHEL	BHEL
			III	95	Mar 1975	BHEL	BHEL
			IV	210	Dec 1978	BHEL	BHEL(LZM)
			V	210	Dec 1981	BHEL	BHEL(LZM)

Name of Power Plant	Location	Total Capacity (MW)	Capacity (MW) and Commissioned Day			Boiler Manufacturer	Turbine Manufacturer
			Unit	MW	Date		
Sipat	Chattisgarh	1,000	I	660	UC*	Dusan	Power Machines
			II	660	UC*	Dusan	Power Machines
			III	660	UC*	Dusan	Power Machines
			IV	500	Nov 2008	BHEL	BHEL
			V	500	Aug 2009	BHEL	BHEL

*UC: Under Construction

Coal Based Joint Ventures

Durgapur	West Bengal	120
Rourkela	Orissa	120
Bhilai	Chhattisgarh	574

NTPC における石炭火力発電所は、1982年の200MWクラスの亜臨界圧火力発電所の建設、運用に始まり、1986年には500MWクラスの発電所を開発している。現在は、660MWクラスの超臨界圧発電所を建設中であり、下表に示すとおり高効率プラントの導入計画が進められている。

また、NTPCはSEBよりBadarour発電所、Unchahar発電所、Talcher発電所およびTanda発電所の運営を引き継ぎ、各所にて利用率向上に向け、必要な設備改造、更新を行っている。その結果、利用率を当初の15-30%から90%に高めることに成功している。これは、NTPCの発電所運営能力が優れている事を示している。

Table 3.1-2 Adoption Plan of High Efficiency Power Plant

	Sub-critical units		Super-critical units	
	Efficiency(HHV base)	Rihand II: 38%	Simhadri II: 38.26%	Sipat-I: 39.14%
Unit Size (MW)	500	500	660	660
MS Pressure (kg/cm ²)	170	170	247	247
MS Steam Temp (°C)	537	537	537	566
RH Steam Temp (°C)	537	565	565	593
Commissioned year	2005	(Under Construction)	(Under Construction)	(Under Construction)

各火力発電所の位置図はFig. 3.1-1にあるとおり、ほとんどの発電所が炭鉱の近くに建設されている、いわゆる山元発電である。燃料である石炭は鉄道によって発電所まで輸送される。最近では、全体石炭量で5-8%の輸入炭（インドネシア炭）を使用している発電所もあり、Simhadri発電所、Ramagundam発電所、Talcher Kaniha発電所そしてKahalgaoon発電所がその代表である。

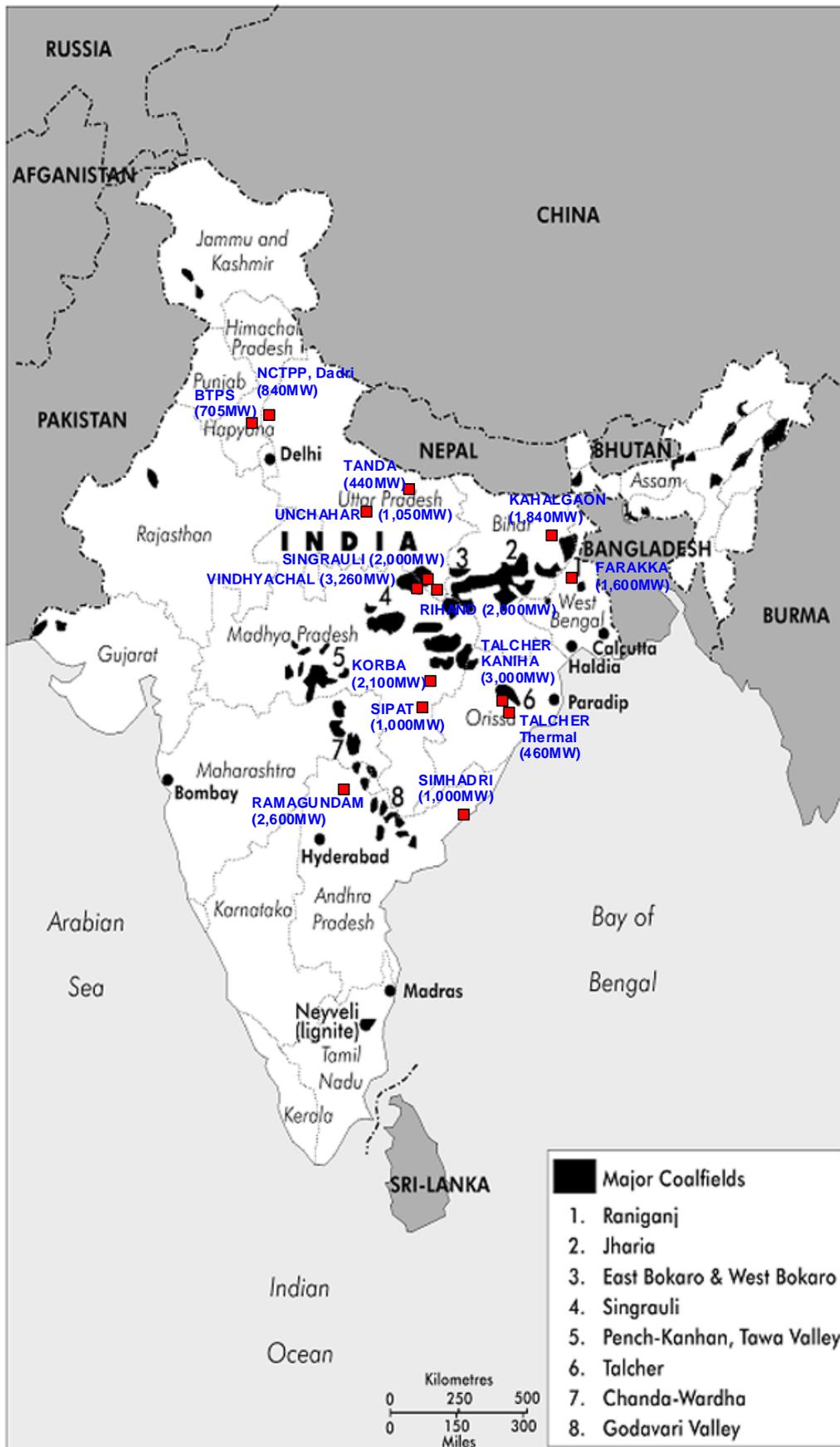


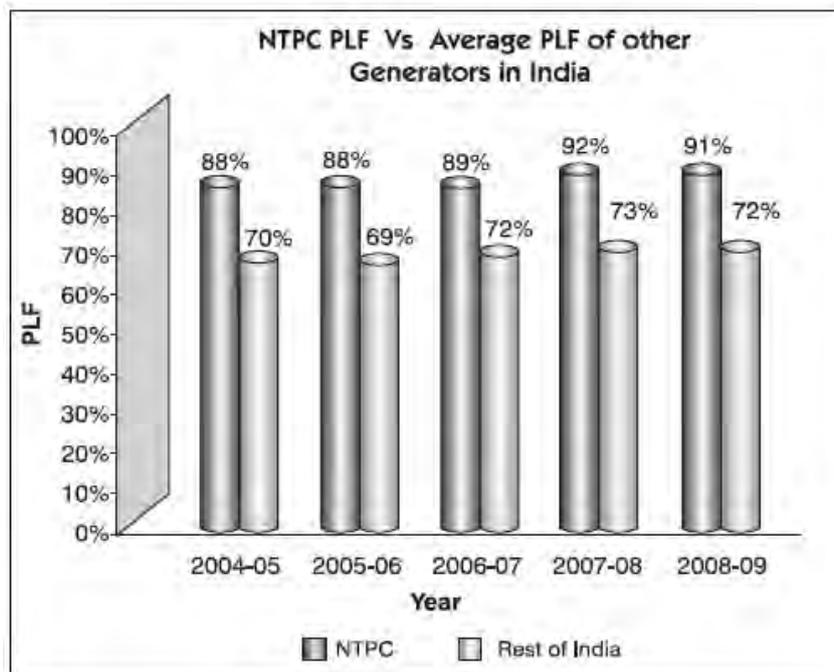
Fig. 3.1-1 Location of NTPC Thermal Power Plant

3.2 運用状況

(1) 発電所利用率 (Plant Load Factor)

電力需要が非常に高いため、NTPC の各石炭火力発電所は、定格負荷以上の発電を余儀なくされている。需要の高い時期には、定格出力の 105%にて運転を行っているため、1日(24時間)で見ると、利用率 (Plant Load Factor : PLF) が 100%を超えることもある。

NTPC と他社発電所の利用率の推移は以下のとおり。

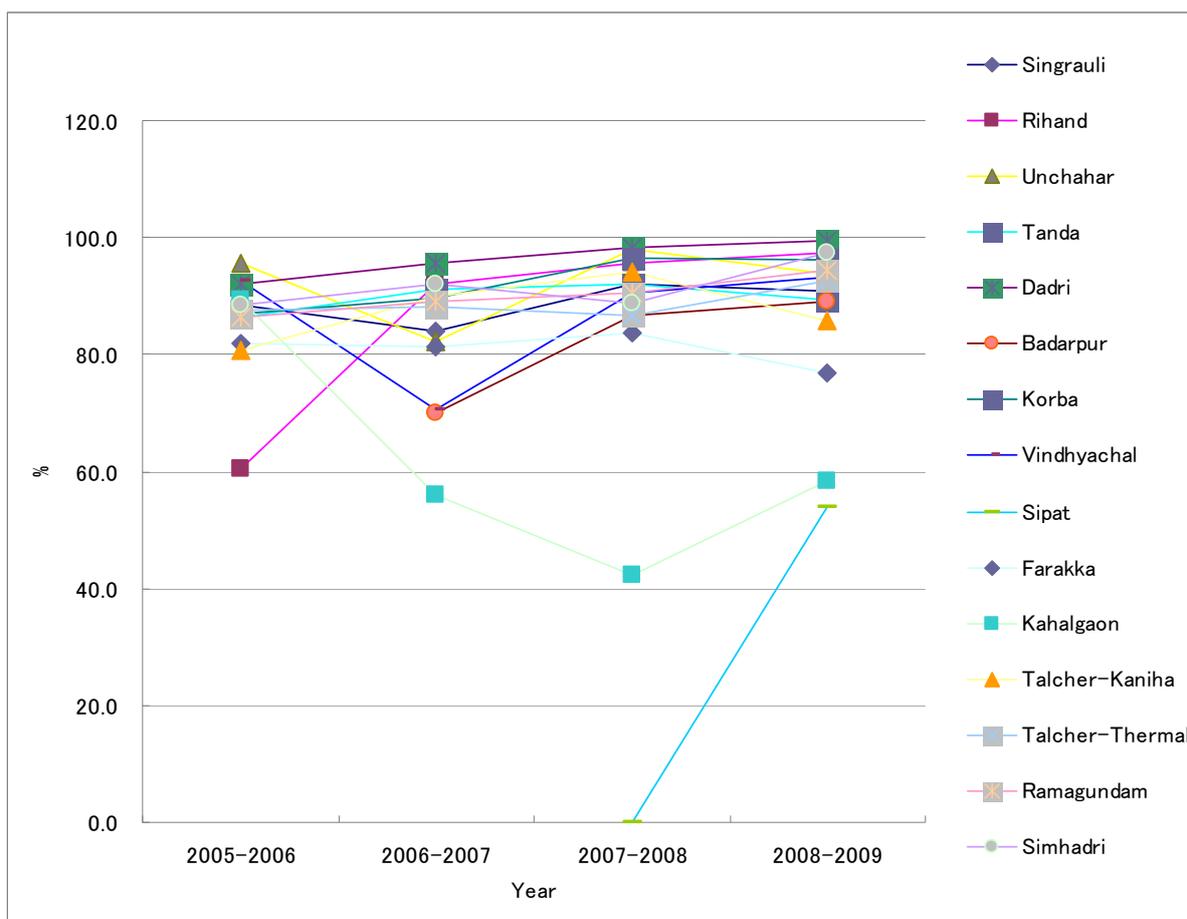


Source: NTPC Annual Report

Fig. 3.2-1 NTPC PLF vs. Average PLF Other Generators in India (including coal, gas and liquid)

Table 3.2-1 NTPC Coal Fired Power Plant: Plant Load Factor

Power Plant	(%)			
	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009
Singrauli	88.5	83.8	91.9	90.7
Rihand	60.5	91.9	95.7	97.2
Unchahar	95.7	82.2	98.0	93.7
Tanda	86.4	91.1	91.9	89.4
Dadri	92.0	95.7	98.3	99.4
Badarpur		70.0	86.7	89.1
Korba	87.0	89.7	96.4	96.2
Vindhyachal	92.5	70.6	90.7	93.1
Sipat			0.0	53.9
Farakka	81.8	81.3	83.8	76.8
Kahalgaon	89.3	56.1	42.4	58.5
Talcher-Kaniha	80.6	90.0	94.2	85.8
Talcher-Thermal	87.6	88.1	86.6	92.7
Ramagundam	86.5	88.9	90.4	94.5
Simhadri	88.4	92.1	88.8	97.4
Average	85.9	83.7	82.4	87.2



Source: NTPC Annual Report

Fig. 3.2-2 PLF for each Power Plant

石炭火力発電所の 2005 年から 2008 年までの利用率は、それぞれ 85.9%、83.7%、82.4%、87.2% と高い値を示し、特に Dadri 発電所、Rihand 発電所においては顕著である。その他 2 年間連続して 90% 以上の PLF を維持している発電所が 6 箇所ある。このように、高い利用率での運転を行っていることから、NTPC の O&M 能力の高さが伺われる。

しかしながら、インドにおける電力需要が非常に逼迫していることから、日本では安全上停止して補修するような事象（たとえば主蒸気配管蒸気リーク）に対しても、発電所を停止し補修することが出来ずに、次の計画停止まで運転を継続している発電所もある。

健全な機器保全の観点からも、供給力（予備率）を高めることが早急の課題である。

(2) 発電電力量の申請と通告の手続き

NTPC の各発電所で発電した電力は、送電会社（Power Grid Corporation）にある給電指令所（Load Dispatch Center）と調整、確認後に指定された州の消費者へ送電される。発電電力量の申請、通知は、以下手順のとおりである。

- 毎朝 10 時までに可能発電電力量（MWh ベースで 15 分毎に 96 区分=24 時間分）を給電指令所へ FAX にて申請する。
- 決定された電力量の通告は、給電指令所のウェブサイトに記載されるため、各発電所の担当者は内容を確認し、運転負荷計画を所内へ通知する。
- 通告された電力量は、15 分間毎に積算され毎時間の電力量となる。
- 発電所トリップや送電系統障害が発生した場合、発電所は 1 時間後の発電可能性について給電指令所に通知する
- 未達電力量は、発電所がペナルティーを支払う。

3.3 NTPCにおける効率改善の取り組み

NTPC は、石炭火力発電所の効率改善および運用性向上による温室効果ガス低減を目的として、インド政府と USAID との合意に基づき、1994 年、Centre for Efficiency & Environmental Protection（CenPEEP）を設立した。CenPEEP は、石炭火力発電所の効率向上のための最先端技術の収集、実践、普及の中心的役割の機能を持つものであり、インド国北部、インド国東部の 2 つの支部も設置されており、NTPC 以外のインド国内の石炭火力発電所への水平展開も行っている。

USAID による支援業務は、2002 年に終了する予定であったが、NTPC の要求により、2010 年まで再延長されている。

USAID の支援を得て、CenPEEP は以下の活動を実施している。

(1) 性能試験の実施

- ボイラー性能試験と最適化
- ダーティーピトー管を用いたロータリー試料採集器による微粉炭機性能試験

- 耐高速熱電対を用いた火炉性能試験
- AH 性能試験とギャップ測定
- L 型ピトー管を用いたクリーン空気流れ試験
- タービン効率試験
- HP/IP エンタルピー低下試験
- BFP 性能試験
- 給水加熱器と復水器性能試験
- 冷却塔試験

(2) 技法

- 灰中未燃分分析のための、大容量灰採取装置
- 耐高速熱電対を用いたボイラー空気吸い込み分析と各ポイントにおける燃焼ガス組成の調査
- 高圧洗浄装置を用いた復水器チューブ洗浄
- ヘリウムガスを用いた復水器真空（空気漏れこみ）検査
- 渦電流誘導過熱装置を用いたタービン締め付けボルト開閉
- 機器診断技術
 - 1) 赤外線サーモグラフィーの使用
 - 2) 音響による弁漏洩調査
 - 3) 圧縮機建屋の音響調査
- 音響、振動、油中ガス分析および絶縁診断を用いた予防保全調査

(3) 最良技法とシステム

- 米国電力業界の新定期検査手法の導入
- 亜臨界プラントにおける米国電力業界における最良な O&M 手法
- ASME のマニュアルに基づく、リスク評価、優先順位付けと財政リスクの最適化

(4) 指針の作成と知識の共有化

- 米国専門家ならびに研究機関から教授された熱効率改善指針
- プラント性能ならびに O&M 技法に関するワークショップ/研修プログラム
- 確立された技術による性能最適化に関する技術報告書の発行
- 技術報告書のプレゼンテーションと国際会議への参加
- NTPC 幹部による米国電力会社の訪問

(5) 測定装置の提供

➤ プロジェクトの迅速な実施に向けた、性能試験、診断、状態監視のための計器

- タービン性能試験のための計器
 - 1) 圧力変換器と RTD (抵抗温度計測器)
 - 2) 携行用 DAS (情報収集装置) 装置
 - 3) 携行用電力計 (横河)
 - 4) 復水器チューブ洗浄用のポンプ装置の附属品
 - 5) 携行用ヘリウム漏洩検知器と付属装置
 - 6) 超音波流量計
- ボイラー性能試験のための計器
 - 1) 燃焼ガス分析器
 - 2) 耐高速熱電対
 - 3) 現場フライアッシュ採取機器
 - 4) ダーティーピトー管および等速石炭採取器
 - 5) S 型ピトー管
- 診断計器
 - 1) 変圧器と弁漏洩検知用の超音波部分放出検知器
 - 2) 高圧電動機等の検査用ビデオスコープ

CenPEEP は(a)効率、稼働率、信頼性の観点からの性能最適化による石炭火力発電所からの温室効果 GHG エミッションの低減(b)性能最適化に向けた技術の習得(c)USAID の支援に基づく技術移転に向けた協力の制度化、を行っている。

第 4 章

現地作業

目 次

第4章 現地作業

4.1	第1回キックオフミーティング	4-1
4.2	第2回キックオフミーティング	4-1
4.3	第1回現地調査	4-3
4.4	第2回現地調査	4-9
4.5	第3回現地調査	4-9
4.6	第4回現地調査	4-9
4.7	第5回現地調査	4-9
4.8	第6回現地調査	4-9

LIST OF TABLES

Table 4.3-1	Itinerary for Visit to 5 Candidate Power Stations	4-7
Table 4.3-2	Brief Details and Criteria of Power Plant Selection	4-8
Table 4.4-1	Itinerary of July visit	4-10
Table 4.5-1	#3 Site Work Schedule	4-11
Table 4.6-1	#4 Site Work Schedule	4-12
Table 4.7-1	#5 Site Work Schedule	4-13
Table 4.8-1	#6 Site Work Schedule	4-14

LIST OF FIGURES

Fig. 4.3-1	Five Model Power Station	4-5
------------	--------------------------------	-----

第4章 現地作業

4.1 第1回キックオフミーティング

2009年1月29日～2月5日、New Delhi、Noidaにおいて、キックオフミーティングとして、第1回 Work shop およびステアリングコミッティーを開催した。

(1) 第1回 Work shop(2009年1月29日～1月30日)

調査団は以下のとおり、日本国内での取り組み事例について紹介した。(敬称略)

- 1) 導入・総括(清水)
- 2) ボイラー保全・性能改善(宮城)
- 3) ボイラー余寿命診断(早川)
- 4) タービン保全・性能改善(小泉)
- 5) ポンプ診断(小泉)
- 6) 復水器リーク診断(小泉)
- 7) 効率管理(諸岡)
- 8) 変圧器診断(藤森)
- 9) 計測制御装置診断(大亀)

上記詳細は添付 8.2.1 参照。

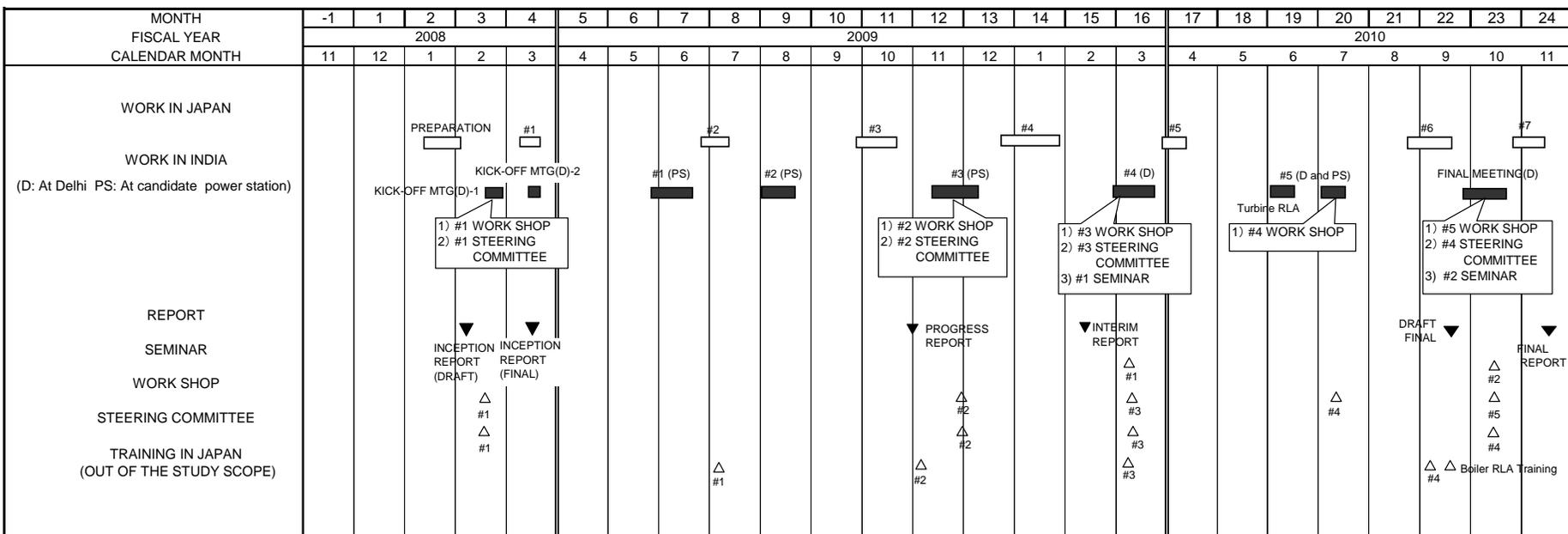
(2) 第1回ステアリングコミッティー

NTPC と調査団は、インセプションレポート記載内容について、MOP、JICA インドと協議したが、議事内容は添付8.1を参照されたい。

4.2 第2回キックオフミーティング

2009年2月24日～26日、Noidaにて開催された第2回キックオフミーティングにおいて、NTPC と調査団はインセプションレポートの内容について、協議し、最終確認を行った。作業工程は以下のとおり。

WORK SCHEDULE



4.3 第 1 回現地調査

調査団は、5つの候補ユニットに関する必要な情報を収集するために、NTPCに事前に調査表を送付し、NTPCから回答書を受け取った。本事前調査回答書を踏まえ、モデル発電所(3ユニット)を選定するため、NTPCが選定した5ユニット(Table 4.3-1)について、2009年5月18日から6月5日の期間、各ユニット2日間の工程で第1回現地調査を実施した(Table 4.3-2)。各発電所(5ユニット調査地点)での業務(調査)実施内容は下記のとおり。

- (1) 日本国内の効率改善事例の説明(第1回 Work shop 資料をもとに調査団にて説明)
- (2) 調査内容の説明(調査団にて説明)
- (3) 発電所の抱える問題点についての概要説明(NTPC 各発電所にて説明)
- (4) 調査に必要な収集データの有無の確認(調査団にて説明)
- (5) 現場視察

5ユニットを調査した後、Noidaにおいて CenPPEP と協議した結果、モデルユニットとそれぞれのユニットでの調査内容を取り決めた。候補の5ユニットの場所については、添付の地図参照。

主要調査対象ユニットは3つ選定したものの、調査対象は、それぞれのユニットにおける実施可能な調査事項を考慮し、最終的には9ユニットに対し、各種調査を行うこととなった。

詳細は第5章を参照。

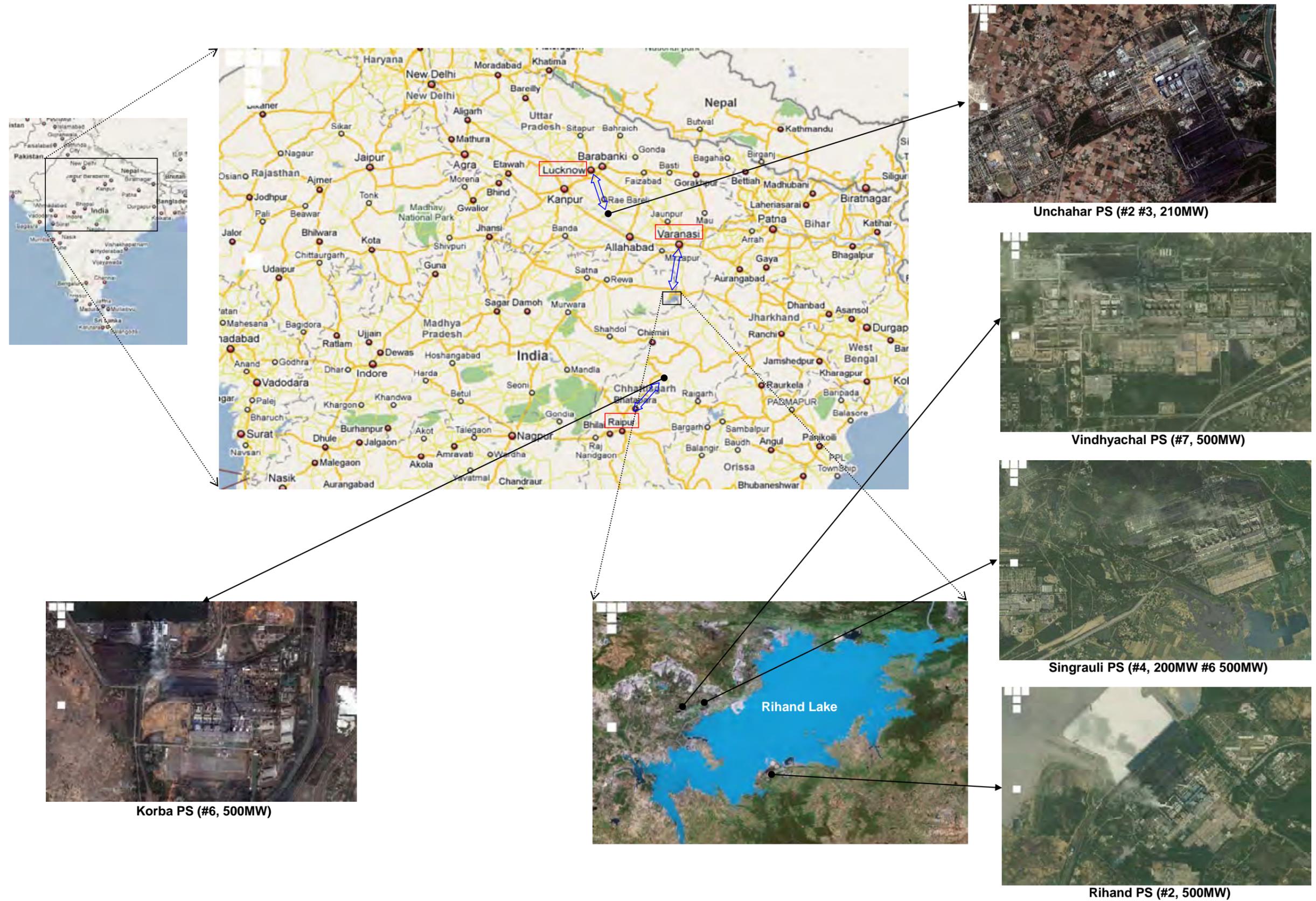


Fig. 4.3-1 Five Model Power Station

Table 4.3-1 Itinerary for Visit to 5 Candidate Power Stations

Day	Date		Night Stay	Activity
1	17-May	Sunday	Delhi	Arrival at Delhi via JAL471(17:45), TG315(20:45), etc.
2	18-May	Monday	Delhi	Meeting at CenPEEP, Noida, Meetings with Alstom India and NASL
3	19-May	Tuesday	Vindhyachal Guest House	Departure To Vindhyachal; Delhi to Varanasi by Flight IC-406 Air India (10:05 - 11:20) Varanasi to Vindhyachal by Car (12:00 - 18:00)
4	20-May	Wednesday	Vindhyachal Guest House	Vindhyachal Unit 7
5	21-May	Thursday	Vindhyachal Guest House	Vindhyachal Unit 7
6	22-May	Friday	Vindhyachal Guest House	Singrauli Unit 4
7	23-May	Saturday	Vindhyachal Guest House	Singrauli Unit 4
8	24-May	Sunday	Rihand Guest House	Departure to Rihand by Car (10:00-12:00)
9	25-May	Monday	Rihand Guest House	Rihand Unit 2
10	26-May	Tuesday	Rihand Guest House	Rihand Unit 2
11	27-May	Wednesday	Delhi Hotel	Departure to Delhi via Varanasi; IC-405 Air India (15:40 17:00); Stay at Hotel
12	28-May	Thursday	Korba Guest House	Departure to Korba; Delhi - Raipur flight IC-869 Air India (05:50 - 07:30);
13	29-May	Friday	Korba Guest House	Korba Unit 6
14	30-May	Saturday	Raipur Hotel	Departure to Raipur by Car (15:00 - 20:00); Stay at Hotel;
15	31-May	Sunday	Delhi	Raipur to Delhi by Flight IC 869, Air India (08:05 - 10:40)
16	1-Jun	Monday	Unchahar Guest House	Departure To Unchahar; Delhi to Lucknow by Flight IC-411 Air India (08:05 - 09:00) Lucknow to Unchahar by Mini Coach (09:30 - 11:30); Unchahar Unit 3 - 2nd Half
17	2-Jun	Tuesday	Unchahar Guest House	Unchahar Unit 3
18	3-Jun	Wednesday	Delhi	Unchahar Unit 3 - 1st Half; Departure to Delhi - 2nd Half Unchahar to Lucknow by Car (14:00 - 16:00) Lucknow to Delhi by Flight IC - 812 Air India (17:50 - 18:45)
19	4-Jun	Thursday	Delhi	Meeting at CenPEEP, Noida, Meetings with Alstom India and NASL
20	5-Jun	Friday	-	Meeting at CenPEEP, Noida / Delhi, (Meetings with Alstom India and NASL) Leave for Japan by JAL(19:35), TG316(23:30), etc.
21	6-Jun	Saturday	-	Arrive in Japan

Table 4.3-2 Brief Details and Criteria of Power Plant Selection

No	Criteria of selection / plant name	Korba U6**	Singrauli U4	Rihand U2	Vindhyachal U7*	Unchahar U3	Badarpur U4*
1	Location (State)	Chatisgarh	UP	UP	MP	UP	Delhi
2	Capacity (MW)	500	200	500	500	210	210
3	Turbine Make	KWU	LMZ	GEC	KWU	KWU	LMZ
4	Boiler Make***	BHEL	BHEL	ICL	BHEL	BHEL	BHEL
5	Overhaul Scope****	B+IP+LP	B+HP+IP+LP	B+IP+LP	B	B+HP+IP+LP	B
6	Age	1989	1983	1989	1999	1999	1978
7	Cost effectiveness	2	3	3	3	2	3
8	Possibility as a model plant	3	3	2	3	2	3
9	Motivation of power plant personnel	3	3	3	3	3	3
10	Actual plan for rehabilitation	3	3	3	2	1	2
11	Budget capability	3	3	3	3	3	3
12	Safety and hygienic site	3	3	3	3	3	3
13	Accessibility to the site	2	2	2	2	2	3
14	Necessary data & information available	3	3	3	3	3	2
15	Shut down period*****	1 Oct – 30 Oct 09	1 Aug – 14 Sept 09	9Aug – 17 Sept	1July – 25 July 09	11 Oct – 14 Nov 09	1 July – 20 July
16	Past improvement plan was not applied	3	3	3	3	3	3

- *Presently six units are shown but after having confirmation of re-engineering study by JICA, one of Vindhyachal /Badarpur will be selected.
- **Most of the 500 MW units in India are of this type / similar
- ***BHEL and ICL boiler are CE design
- ****B-Boiler, HP-HP turbine, IP-IP turbine, LP-LP turbine
- ***** Shut down period: As per current plan; some changes may be required to be made after unit selection

4.4 第2回現地調査

第2回現地調査は、2009年7月21日から8月8日まで実施された。(Table 4.4-1参照) 調査団は5モデルユニットを訪問し、調査に必要な図面、図書を収集した。

4.5 第3回現地調査

第2回現地調査は、2009年10月6日から11月13日まで実施された。(Table 4.5-1参照) 調査団は調査業務表 (Table 5.1-4) に基づき5モデルユニットについて、次の調査を実施し、また第2回ステアリングコミッティに出席した。

- 1) 性能診断
- 2) ポンプ診断
- 3) ボイラーチューブ余寿命診断
- 4) 制御装置設備診断
- 5) 発電機、変圧器診断
- 6) 財務分析事前調査

4.6 第4回現地調査

第4回現地調査は、2010年2月16日から3月4日まで実施された。(Table 4.6-1参照) 調査団はこれまでに実施したいろいろな調査に関し、第3回ワークショップおよび第1回セミナーを開催した。さらに、第3回ステアリングコミッティに出席した。

4.7 第5回現地調査

第5回現地調査は、2つの部分に分かれる。(Table 4.7-1参照) 始めの部分はKorba #4のタービン診断である。2010年5月18日から5月29日まで、タービン余寿命診断、蒸気通路診断、配管診断を実施した。次の部分は、2010年6月13日から6月19日まで、ガイドライン・マニュアルのサンプルについてのNTPCとの協議、ならびに、第4回ワークショップを開催した。

4.8 第6回現地調査

第6回現地調査は、2010年9月6日から9月18日まで実施された。(Table 4.8-1参照) 調査団はドラフトガイドライン・マニュアルおよびドラフトファイナルレポートについてNTPCと協議し、第5回ワークショップおよび第2回セミナーを開催した。さらに、第4回ステアリングコミッティに出席した。

Table 4.4-1 Itinerary of July visit

			Shimizu	Miyagi	Morooka	Hayakawa	Yakabe (Kyuden Sangyo)	Kuba	Fujimori	Okame	Koizumi	Kawashima (Fuji)	Hirose (Fuji)	Sato (Fuji)	Inki (Fuji)	Kuroda (Torishima)	Scott (Torishima)		
July	17	Fri	Activity								Arrival at Delhi							17	
			Stay								Delhi								
	18	Sat	Activity								Holiday								18
			Stay								Delhi								
	19	Sun	Activity								Delhi to Varanasi IC 406(10:15) Varanasi to Vindhyachar (car)								19
			Stay								Vindhyachar								
	20	Mon	Activity								Singrauli #6								20
			Stay								Vindhyachar								
	21	Tue	Activity	Arrival at Delhi							Vindhyachar to Varanasi (car) Varanasi to Delhi IT 334 (13:45)								21
			Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi								
	22	Wed	Activity	Internal preparation Meeting with CenPEEP															22
			Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi								
	23	Thu	Activity	Delhi to Raipur IC869 (05:50) Raipur to Korba (car)															23
			Stay	Korba #6	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba								
	24	Fri	Activity	Korba #6															24
			Stay	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba								
	25	Sat	Activity	Korba #6															25
			Stay	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba								
	26	Sun	Activity	Korba to Raipur (car) Raipur to Delhi IT3657 (18:20)															26
			Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi								
	27	Mon	Activity	Delhi to Varanasi IC 406 (10:15) Varanasi to Rihand (car)															27
			Stay	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand								
	28	Tue	Activity	Rihand #2, #3															28
			Stay	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand								
	29	Wed	Activity	Rihand #2, #3															29
			Stay	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand								
	30	Thu	Activity	AM : Rihand #2, #3 Rihand to Singrauli (car) PM : Singrauli #4, #6															30
			Stay	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar								
	31	Fri	Activity	Singrauli #4, #6															31
			Stay	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar								
	August	1	Sat	Activity	Singrauli #4, #6														1
		Stay	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar									
2		Sun	Activity	Holiday															2
		Stay	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar									
3		Mon	Activity	Vindhyachar #7															3
		Stay	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar to Varanasi (car) Baranash to Delhi 9W-724(14:40)					Vindhyachar to Unchahar (car)								
4		Tue	Activity	Vindhyachar #7															4
		Stay	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Unchahar #3								
5		Wed	Activity	Vindhyachar to Varanasi (car) Varanasi to Delhi 9W-724 (14:40)															5
		Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Unchahar to Lucknow (car) Lucknow to Delhi 6E-341 (13:00)								
6		Thu	Activity	Meeting with CenPEEP															6
		Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi								
7		Fri	Activity	Spare day Delhi to Japan															7
	Stay	Delhi to Japan								Spare day Delhi to Japan									

Table 4.6-1 #4 Site Work Schedule

Item	Feb																												Remarks										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun		Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed
Main Sch.																																							
Japan to Delhi																																							
Workshop																																							
Seminar																																							
#3 Steering committee																																							
Delhi to Japan																																							
Meeting with CenPEEP																																							
Meeting with JICA & Embassy																																							
Seminar	Attachment 4 & Information Request Matters (Separate meeting as for Workshop)																																						
Workshop	Diagnosis of boiler problem																																						
	Combustion simulation																																						
	Boiler RLA																																						
	AH performance improvement																																						
	Seal fin replacement																																						
	Condenser assessment																																						
Separate Meeting	Pump assessment																																						
(Boiler, Turbine, Electrical, C&I, Performance, O&M)	Control system assessment																																						
	BFPT parameter assessment																																						
	Generator assessment																																						
	Transformer assessment																																						
	Analysis of present performance and performance decrease & Improvement of plant performance and application																																						
	Review and improvement of past and present O & M procedure																																						
	Financial analysis																																						
	Preparation of CDM application (pending)																																						
JICA STUDY TEAM MEMBER																																							
Mr.Shimizu																																							
Mr.Miyagi (B)																																							
Mr.Koizumi (T)																																							
Mr..Hayakawa (B RLA)																																							
D: Delhi stay																																							
F: Flight to Japan																																							
J: Arrival at Japan																																							

Table 4.7-1 #5 Site Work Schedule

		June																																																																				
		8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30															
		Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed																						
Shut down	Korba #4																																																																					
Action	Turbine RLA (Korba #4)	← Kick-off →					← Piping assessment →															← Piping assessment →																																																
	Meeting at CenPEEP	◆ CDM																								◆ CDM						5th VISIT						← Guide line/ Manual →			← Wrap-up →			← Wrap-up of Work shop →																										
	#3 Work shop (Financial,CDM)																															← →																																						
	CDM Contract	← →																																																																				
	Mr.Shimizu																															D	D	D	D	D	F	J																																
Mr.Miyagi (B)																															D	D	D	D	D	F	J																																	
Mr.Koizumi (T)	D	Korba			F	J																D	Korba			D	D	D	D	D	F	J																																						
Mr.Morooka (P-test)																															D	D	D	F	J																																			
Mr.Fujimori(Elec)																															D	D	D	F	J																																			
Mr.Nakanishi (C&I)																															D	D	D	F	J																																			
Mr.Hayakawa (B RLA)																															D	D	D	F	J																																			
Mr.Yoshida (Financial)																															D	D	D	D	D	F	J																																	
Mr.Yotsumoto(CDM)																															D	D	D	F	J																D	D	D	F	J															
Alstom Japan*	← →																																																																					
NASL*	← →																																																																					
Guest house stay Number of people (* XX : Number of service provider)	Korba																																																																					
		8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30															
	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed																							

Table 4.8-1 #6 Site Work Schedule

Item	September																														Remakes						
	26	27	28	29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		25	26	27	28	29	30
	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri		Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu
Main Sch.																																					
Preparation Works																																					
a) Final Draft Report (including Guideline/Manual)	▽ Report send by e-mail to NTPC																																				
Japan to Delhi																																					
#2 Seminar																																					
#5 Workshop																																					
#4 Steering committee																																					
Delhi to Japan																																					
Meeting with CenPEEP																																					
Meeting with JICA & Japan Embassy																																					
#2 Seminar																																					
Guideline and Manual																																					
#5 Workshop																																					
Separate Meeting (Boiler, Turbine, Electrical, C&I, Performance, O&M, CDM, Finance)																																					
Guideline and Manual																																					
Combustion simulation																																					
Turbine RLA, SPA																																					
Transformer assessment																																					
CDM																																					
Finance																																					
JICA STUDY TEAM MEMBER																																					
Mr. Shimizu																																					
Mr. Miyagi (B)																																					
Mr. Koizumi (T)																																					
Mr. Morooka (P-test)																																					
Mr. Hayakawa (B RLA)																																					
Mr. Fujimori (Elec)																																					
Mr. Nakanishi (C&I)																																					
Mr. Yotsumoto (CDM)																																					
Mr. Yoshida (Financial)																																					

第5章

モデルユニットの選定ならびに調査内容

目 次

第5章 モデルユニットの選定ならびに調査内容

5.1 調査対象ユニットと調査内容.....	5-1
5.2 実施対象ユニットの運転状況.....	5-9

LIST OF TABLES

Table 5.1-1 Scope Matrix	5-3
Table 5.1-2 Shut-down Schedule and Scope of Boiler RLA and Turbine RLA	5-4
Table 5.1-3 Scope Matrix	5-6
Table 5.1-4 Scope Matrix	5-7
Table 5.1-5 Scope Matrix	5-8

第5章 モデルユニットの選定ならびに調査内容

5.1 調査対象ユニットと調査内容

当初、NPTCにて5つの候補ユニットを選定し、NTPCと調査団にて、最終的に3ユニットに絞り込むこととしていた。第1回現地調査前に、調査団は、調査表を作成し、5つの候補ユニットに関する必要な情報を収集すべく、本調査票を事前にNTPCに送付し、その回答を得ていた。(事前調査表については添付 8.3 を参照されたい)第1回現地調査において、調査団とNTPCは候補である5つのユニットを訪問し、定期検査停止期間、問題点、タービンのOEM、計装制御装置の更新等、NTPCの意図を踏まえ、さまざまな機会を考慮して、Table 5.1-1のとおり、モデルユニットの選定ならびに調査項目を最終的に取り決めた。主要調査対象ユニットは3つになったものの、対象ユニットは、それぞれのユニットにおける実施可能な調査事項を考慮し、最終的には9ユニットに対し、各種調査を行うこととなった。

選定理由については、以下のとおり。

- 1) ボイラー問題点の診断
NTPCの要求に従い、後述するボイラー問題の解決のため、Vindhyachal #7 にて実施することとした。
- 2) 燃焼シミュレーション
本調査事項は当初計画に含まれていなかったが、NTPCの強い要望により、Vindhyachal #7 にて実施することとなった。
- 3) ボイラー余寿命診断
稼働期間ならびに定期検査停止スケジュールを考慮して、3ユニットを選定した。
- 4) タービン余寿命診断
タービンの定期検査停止スケジュールならびにOEMを考慮して、2ユニットを選定した。タービン余寿命診断はAlstom UKのみが実施可能であることから、Rihand #2 は調査対象外となった。
- 5) 復水器診断
NTPCの要求に従い、Singrauli #6 にて実施することとした。(空気侵入により、真空ポンプを2台運転しているため)
- 6) ポンプ診断
NTPCの要求により、3ユニットを選定した。
- 7) 制御装置診断
制御装置の更新計画のない、Unchahar #3 を選定した。
- 8) BFPT 診断
3ユニット共タービン駆動BFPであることから、3ユニットを選定した。

9) その他調査項目

その他調査事項との関係ならびに NTPC の要求を勘案し、Korba #6, Singrauli #4 (Singrauli #6 は変圧器診断)、Rihand #2 を選定した。

Table 5.1-1 Scope Matrix

July 6, 2009

No	Plant name	Korba #6	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3	Required Condition	In charge #0	Remarks	
1	Location (State)	Chatisgar	UP	UP	MP	UP	/			
2	Capacity (MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500	210				
3	Turbine Make	KWU	#4 LMZ #6 KWU	GEC	KWU	KWU				
4	Boiler Make	BHEL	BHEL	ICL	BHEL	BHEL				
5	Overhaul Scope #1	B+IP+LP	B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	B+IP+LP	B	B+HP+IP				
6	Age	1989	1983	1989	1999	1999				
7	Shut down period #2	1 Oct - 30 Oct	#4 : Feb 2010 (?) #6: 10 Sep - 4 Oct 2009	15Oct - 23Nov	18July - 16Aug	11 Oct - 14 Nov				
8	Diagnosis of boiler problem	-	-	-	○	-	At operation	JST (Miyagi,Morooka)		
9	Combustion simulation	-	-	-	○	-	-	JSC		
10	Boiler re-engineering	-	-	-	-	-	-	-	Alstom in USA and Indonesia are not in the position to carry out this work.	
11*5	Boiler RLA	○	○	○	- *3	○	At shut down	JSC	three of four	
12*5	AH performance improvement	○	○	○	○	○	-	JST (Miyagi,Morooka)	two of five	
13*5	Turbine RLA	○	○	○	-*4	○	At shut down	Alstom	three of four	
14	Turbine steam path audit	○	○	-	-	○	At shut down	Alstom	one of three	
15	MS/HTR/ LTR piping assessment	○	- (-)	○	-	○	At shut down	Alstom	one of four	
16	Seal fin replacement	○	○	○	-	○	At shut down	JST	one of four Advice to site work Site work done by NTPC	
17	Turbine blade honing	-	-	-	-	-	-	-	Honing is blasting. Procedure and specification to be provided by JICA ST.	
18	Condenser assessment	- (no trouble)	○ (#6)	- (no trouble)	-	- (no trouble)	At operation	JSC	one of four	
19	Pump assessment	○ BFP	○ CWP	○ BFP, CWP	-	-	At operation	JSC	two of four	
20	Control system assessment	(Future renovation at next overhaul after 2009 is approved) all system	- (renovation ABB 2006) except for BMS, Governor	- (renovation Yokogawa 2009) except for BMS, Governor	-	○	At operation	JSC	one of four	
21*5	BFPT parameter assessment	○	- (no BFPT)	○ (#3)	○	- (no BFPT)	-	JST (Koizumi,Morooka)	three of four	
22*5	Generator assessment		-	-	-	-	-	JST (Fujimori)	three of four	
23*5	Transformer assessment		-	-	-	-	-	JST (Fujimori)	three of four	
24*5	Analysis of present performance and performance decrease		-	-	-	-	-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR5, three of four	
25*5	Plant performance test		-	-	-	-	-	At operation	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka, Fujimori, Okame)	TOR8, three of four
26*5	Review and improvement of past and present O & M procedure		-	○	○	-	○	-	JST (Miyagi, Koizumi, Fujimori, Okame, Hayakawa, Morooka)	TOR10, three of four
27	Financial analysis		-	-	-	-	-	-	JST(Yamaguchi)	TOR11, three of four
28*5	Improvement of plant performance and application		-	-	-	-	-	-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka, Fujimori, Okame)	TOR12, three of four
29	Preparation of CDM application		-	-	-	-	-	-	JST(Yotsumoto)	TOR13, three of four

*0: JST: JICA Study Team, JSC: Japanese Service Company, A: Alstom (Alstom Japan and NASL)

*1: B-Boiler, HP-HP turbine, IP-IP turbine, LP-LP turbine

*2: Shut down period: As per current plan; some changes may be required to be made after unit selection

*3: In spite of our reply as per e-mail dated 7th April, it was found through confirmation with a potential service company that we could not implement boiler RLA of Vindhyachal #7 due to the short period for contract and preparation work until unit shut down.

*4: Alstom UK, which is an only remaining company who can carry out NO.13 for GEC turbine, is not in the position of carrying out this work.

*5: In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29), all relating study should be carried out for the identical unit.

○: applied, -: not applicable
colored cell : selected (NO.8 to 29)

In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29),

しかしながら、2009年8月27日、停止スケジュールについて、以下のとおり NTPC から連絡の連絡があった。

Table 5.1-2 Shut-down Schedule and Scope of Boiler RLA and Turbine RLA

No.	Plant name	Planned			Modified		
		Shut down	B	T	Shut down	B	T
1	Korba #6	1 Oct – 30 Oct 2009	✓	✓	After Dec 2009		
2	Singrauli #6	10 Sep – 4 Oct 2009	✓		4 Oct – 28 Oct 2009	✓	
3	Rihand #2	15 Oct – 23 Nov 2009	✓		29 Oct – 7 Dec 2009	✓	✓
4	Unchahar #3	11 Oct – 14 Nov 2009		✓	1 Sep – 5 Oct 2009		
5	Unchahar #2 *	N.A.			11 Oct – 14 Nov 2009	✓	

*: Newly proposed by NTPC.

本変更に伴い、調査内容を以下のとおり変更した。

- 1) 2009年度内に業務が完了できないことから、Korba で計画していたボイラー余寿命診断、タービン余寿命診断は行わない。
- 2) 準備が間に合わないため、Unchahar #3 で計画していたタービン余寿命診断は行わない。
- 3) 調査団で検討した結果、期間内に実施できるとの判断から、ボイラー余寿命診断を Unchahar #2 で追加実施する。
- 4) NTPC の要求に従い、調査実施会社と協議後、Rihand #2 でタービン余寿命診断を追加で実施する計画とする。

上記の停止スケジュール変更による調査業務表を Table 5.1-3 に示す。

さらに、第3回現地調査期間中の、2009年10月8日に NTPC から Rihand #4 の発電機の故障により、Singrauli #6 と Unchahar #2 の停止が延期になると連絡があった。加えて、10月12日には、この Rihand #4 の故障のため、Rihand #2 の停止も延期され、11月10日から停止するとの連絡があった。調査団で、ボイラー余寿命診断の対象の3ユニットについて、診断が実施可能となる工程を検討した結果、日本で実施するサンプル検査の期間を考慮して、ボイラー余寿命診断は Singrauli #6 と Unchahar #2 のみについて実施し、Rihand #2 については、実施しないこととした。実際には、Singrauli #6, Unchahar #2 は10月18日に開始となり、調査団は調整の結果、これら2ユニットのボイラー余寿命診断を実施した。

Rihand #2 の停止が11月10日から延期されたことは、タービン診断には影響はなかったが、この11月10日のわずか5日前になって、NTPC から、Rihand #4 の故障、および Singrauli 発電所の1ユニットの故障のため、Rihand #2 は停止できなくなり、定期点検は2010年の4月から5月に延期するとの連絡があった。この場合、JICAの規定による2009年度中の業務完了を満たすことができないため、調査団は Rihand #2 の診断を実施することを断念した。この結果を反映した、調査業務表を Table 5.1-4 に示す。

第3回ステアリングコミッティにおいて、NTPC はスタディチームに対して、タービン診断と追加燃焼シミュレーションを2010年度に実施するように要請した。更に、NTPC は、第3回ステ

アリングコミッティにおいてスタディチームが推奨した、ボイラー余寿命診断の研修の実施を JICA に要請した。NTPC からの、これらの要請に答え、JICA は 2010 年度に、下記の追加項目を実施することを了承した。

- 1) ボイラー余寿命診断の研修
- 2) Korba #6 のタービン余寿命診断、蒸気通路診断、配管診断
- 3) 追加燃焼シミュレーションと研修

Korba #6 のタービン余寿命診断、蒸気通路診断、配管診断については、2010 年 6 月 1 日にユニットが停止して、6 月 6 日からテストを開始する予定であった。しかし、Korba #4 が 5 月 8 日に高圧タービンの振動問題で突然停止したため、#6 は運転を継続せざるを得ず、#6 の定期点検の開始が延期され、代わりに#4 が定期点検に入るとのことで、NTPC はスタディチームに対し、テストの対象を#6 から#4 に切り替えるように要請した。スタディチームと再委託先は、準備期間が短縮された状況で、なんとか工程をやりくりし、5 月 18 日からテストを開始して、#4 の定期点検期間中に、全てのテスト項目を完了した。

最終の調査業務表を Table 5.1-5 に示す。

Table 5.1-3 Scope Matrix

September 17, 2009

No	Plant name	Korba #6	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)	Required Condition	In charge #0	Remarks	
1	Location (State)	Chatisgar	UP	UP	MP	UP	/			
2	Capacity (MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500	210				
3	Turbine Make	KWU	#4 LMZ #6 KWU	#2 GEC	KWU	KWU				
4	Boiler Make	BHEL	BHEL	#2 ICL	BHEL	BHEL				
5	Overhaul Scope #1	B+IP+LP	#4: B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	#2 B+IP+LP	B	#3 B+HP+IP #2 B+LP				
6	Age	1989	#4 1983, #6 1986	#2 1989	1999	#3 1999, #2 1989				
7	Shut down period #2	Dec. 2009 - June 2010 (??)	#4 : Feb 2010 (?) #6: 4 Oct - 28 Oct 2009	#2 29Oct - 7 Dec	18July - 16Aug	#3 1 Sep - 5 Oct #2 11 Oct - 14 Nov				
8	Diagnosis of boiler problem	-	-	-	○	-	At operation	JST (Miyagi, Morooka)		
9	Combustion simulation	-	-	-	○	-	-	JSC		
10	Boiler re-engineering	-	-	-	-	-	-	-	Alstom in USA and Indonesia are not in the position to carry out this work.	
11*5	Boiler RLA	○	○(#6)	○(#2)	- *3	○ (#2)	At shut down	JSC	three of four	
12*5	AH performance improvement	○	○(#4)	○	○	○	-	JST (Miyagi, Morooka)	two of five	
13*5	Turbine RLA	○	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	three of four	
14	Turbine steam path audit	○	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of three	
15	MS/HTR/LTR piping assessment	○	- (-)	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of four	
16	Seal fin replacement	○	○ (#4)	○	-	○	At shut down	JST	one of four Advice to site work Site work done by NTPC	
17	Turbine blade honing	-	-	-	-	-	-	-	Honing is blasting. Procedure and specification to be provided by JICA ST.	
18	Condenser assessment	- (no trouble)	○ (#6)	- (no trouble)	-	- (no trouble)	At operation	JSC	one of four	
19	Pump assessment	○ TBFP	○ CWP (Stage 1)	○ MBFP(2A), CWP(2A)	-	-	At operation	JSC	two of four	
20	Control system assessment	(Future renovation at next overhaul after 2009 is approved) all system	(renovation ABB 2006) except for BMS, Governor	(renovation Yokogawa 2009) except for BMS, Governor	-	○(#3)	At operation	JSC	one of four	
21*5	BFPT parameter assessment	○	- (no BFPT)	○ (#3)	○	- (no BFPT)	-	JST (Koizumi)	three of four	
22*5	Generator assessment		○(#4)	-	-	-	-	JST (Fujimori)	three of four	
23*5	Transformer assessment		○(#6)	-	-	-	-	JST (Fujimori)	three of four	
24*5	Analysis of present performance and performance decrease		-	-	-	-	-	JST (Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR5, three of four	
25*5	Plant performance test		-	-	-	-	-	At operation	JST (Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR8, three of four
26*5	Review and improvement of past and present O & M procedure		-	○(#4)	○(#2)	-	○	-	JST (Miyagi, Koizumi, Fujimori, Nakanishi, Hayakawa, Morooka)	TOR10, three of four
27	Financial analysis		-	-	-	-	-	-	JST (Yoshida)	TOR11, three of four
28*5	Improvement of plant performance and application		-	-	-	-	-	-	JST (Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR12, three of four
29	Preparation of CDM application		-	-	-	-	-	-	JST (Yotsumoto)	TOR13, three of four

*0: JST : JICA Study Team, JSC : Japanese Service Company, A : Alstom (Alstom Japan and NASL)

*1: B-Boiler, HP-HP turbine, IP-IP turbine, LP-LP turbine

*2: Shut down period: As per current plan; some changes may be required to be made after unit selection

*3: In spite of our reply as per e-mail dated 7th April, it was found through confirmation with a potential service company that we could not implement boiler RLA of Vindhyachal #7 due to the short period for contract and preparation work until unit

*4: Alstom UK, which is an only remaining company who can carry out NO.13 for GEC turbine, is not in the position of carrying out this work.

*5: In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29), all relating study should be carried out for the identical unit.

○ : applied, - : not applicable

yellow cell : selected (NO.8 to 29)

gray cell : stopped the action

In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29),

Table 5.1-4 Scope Matrix

No	Plant name	Korba #6	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)	Required Condition	In charge #0	Remarks
1	Location (State)	Chatisgar	UP	UP	MP	UP			
2	Capacity (MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500	210			
3	Turbine Make	KWU	#4 LMZ #6 KWU	#2 GEC	KWU	KWU			
4	Boiler Make	BHEL	BHEL	#2 ICL	BHEL	BHEL			
5	Overhaul Scope #1	B+IP+LP	#4: B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	#2 B+IP+LP	B	#3 B+HP+IP #2 B+LP			
6	Age	1989	#4 1983, #6 1986	#2 1989	1999	#3 1999, #2 1989			
7	Shut down period #2	Dec. 2009 – June 2010 (??)	#4 : Feb 2010 (?) #6: 18 Oct – 11 Nov 2009	#2 April – May 2010	18July – 16Aug	#3 1 Sep – 5 Oct #2 18 Oct – 11 Nov 2009			
8	Diagnosis of boiler problem	-	-	-	○	-	At operation	JST (Miyagi,Morooka)	
9	Combustion simulation	-	-	-	○	-	-	JSC	
10	Boiler re-engineering	-	-	-	-	-	-	-	Alstom in USA and Indonesia are not in the position to carry out this work.
11*5	Boiler RLA	○	○(#6)	○(#2)	- #3	○ (#2)	At shut down	JSC	three of four
12*5	AH performance improvement	○	○(#4)	○	○	○	-	JST (Miyagi,Morooka)	two of five
13*5	Turbine RLA	○	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	three of four
14	Turbine steam path audit	○	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of three
15	MS/HTR/LTR piping assessment	○	- (-)	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of four
16	Seal fin replacement	○	○ (#4)	○	-	○	At shut down	JST	one of four Advice to site work Site work done by NTPC
17	Turbine blade honing	-	-	-	-	-	-	-	Honing is blasting. Procedure and specification to be provided by JICA ST.
18	Condenser assessment	- (no trouble)	○ (#6)	- (no trouble)	-	- (no trouble)	At operation	JSC	one of four
19	Pump assessment	○ TDBFP(6B)	○ CWP (Stage I)	○ MDBFP(2B), CWP(2B)	-	-	At operation	JSC	two of four
20	Control system assessment	(Future renovation at next overhaul after 2009 is approved) all system	(renovation ABB 2006) except for BMS, Governor	(renovation Yokogawa 2009) except for BMS, Governor	-	○(#3)	At operation	JSC	one of four
21*5	BFPT parameter assessment	○	- (no BFPT)	○ (#3)	○	- (no BFPT)	-	JST (Koizumi)	three of four
22*5	Generator assessment		○(#4)	-	-	-	JST (Fujimori)	three of four	
23*5	Transformer assessment		○(#6)	-	-	-	JST (Fujimori)	three of four	
24*5	Analysis of present performance and performance decrease		-	-	-	-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR5, three of four	
25*5	Plant performance test		-	-	-	-	At operation	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR8, three of four
26*5	Review and improvement of past and present O & M procedure		○(#4)	○(#2)	-	-	-	JST (Miyagi, Koizumi, Fujimori, Nakanishi, Hayakawa, Morooka)	TOR10, three of four
27	Financial analysis		-	-	-	-	-	JST(Yoshida)	TOR11, three of four
28*5	Improvement of plant performance and application		-	-	-	-	-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR12, three of four
29	Preparation of CDM application		-	-	-	-	-	JST(Yotsumoto)	TOR13, three of four

○ : applied, - : not applicable yellow cell : selected (NO.8 to 29) gray cell : stopped the action

In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29),

*0: JST : JICA Study Team, JSC : Japanese Service Company, A : Alstom (Alstom Japan and NASL)

*1: B-Boiler, HP-HP turbine, IP-IP turbine, LP-LP turbine

*2: Shut down period: As per current plan; some changes may be required to be made after unit selection

*3: In spite of our reply as per e-mail dated 7th April, it was found through confirmation with a potential service company that we could not implement boiler RLA of Vindhyachal #7 due to the short period for contract and preparation work until unit shut down.

*4: Alstom UK, which is an only remaining company who can carry out NO.13 for GEC turbine, is not in the position of carrying out this work.

*5: In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29), all relating study should be carried out for the identical unit.

Table 5.1-5 Scope Matrix

No	Plant name	Korba #6(#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)	Required Condition	In charge #0	Remarks
1	Location (State)	Chatisgar	UP	UP	MP	UP			
2	Capacity (MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500	210			
3	Turbine Make	KWU	#4 LMZ #6 KWU	#2 GEC	KWU	KWU			
4	Boiler Make	BHEL	BHEL	#2 ICL	BHEL	BHEL			
5	Overhaul Scope *1	B+IP+LP	#4: B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	#2 B+IP+LP	B	#3 B+HP+IP #2 B+LP			
6	Age	#4:1987, #6:1989	#4 1983, #6 1986	#2 1989	1999	#3 1999, #2 1989			
7	Shut down period *2	#4: 8 May - 16 June 2010	#4 : Feb 2010 (?) #6: 18 Oct - 11 Nov 2009	#2: April - May 2010	18July - 16Aug	#3: 1 Sep - 5 Oct #2: 18 Oct - 11 Nov 2009			
8	Diagnosis of boiler problem	-	-	-	○	-	At operation	JST(Miyagi,Morooka)	
9	Combustion simulation	-	-	-	○	-	-	JSC	
10	Boiler re-engineering	-	-	-	-	-	-	-	Alstom in USA and Indonesia are not in the position to carry out this work.
11*5	Boiler RLA	○	○(#6)	○(#2)	- *3	○ (#2)	At shut down	JSC	three of four
12*5	AH performance improvement	○	○(#4)	○	○	○	-	JST(Miyagi,Morooka)	two of five
13*5	Turbine RLA	○(#4)	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	three of four
14	Turbine steam path audit	○(#4)	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of three
15	MS/HTR/LTR piping assessment	○(#4)	- (-)	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of four
16	Seal fin replacement	○	○ (#4)	○	-	○	At shut down	JST	Procedure to be provided by JICA ST.
17	Turbine blade honing	-	-	-	-	-	-	-	Honing is blasting. Procedure and specification to be provided by JICA ST.
18	Condenser assessment	- (no trouble)	○ (#6)	- (no trouble)	-	- (no trouble)	At operation	JSC	one of four
19	Pump assessment	○ TDBFP(6B)	○ CWP (Stage I)	○ MDBFP(2B), CWP(2B)	-	-	At operation	JSC	two of four
20	Control system assessment	- (Future renovation at next overhaul after 2009 is approved) all system	- (renovation ABB 2006) except for BMS, Governor	- (renovation Yokogawa 2009) except for BMS, Governor	-	○(#3)	At operation	JSC	one of four
21*5	BFPT parameter assessment		- (no BFPT)	○ (#3)	○	- (no BFPT)	-	JST(Koizumi)	three of four
22*5	Generator assessment		○(#4)		-		-	JST(Fujimori)	three of four
23*5	Transformer assessment		○(#6)		-		-	JST(Fujimori)	three of four
24*5	Analysis of present performance and performance decrease				-		-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR5, three of four
25*5	Plant performance test	○(#6)		○(#2)	-	○	At operation	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR8, three of four
26*5	Review and improvement of past and present O & M procedure		○(#4)		-		-	JST(Miyagi, Koizumi, Fujimori, Nakanishi, Hayakawa, Morooka)	TOR10, three of four
27	Financial analysis				-		-	JST(Yoshida)	TOR11, three of four
28*5	Improvement of plant performance and application				-		-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR12, three of four
29	Preparation of CDM application				-		-	JST(Yotsumoto)	TOR13, three of four

○ : applied, - : not applicable

In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29).

*0: JST : JICA Study Team, JSC : Japanese Service Company, A : Alstom (Alstom Japan and NASL)

*1: B-Boiler, HP-HP turbine, IP-IP turbine, LP-LP turbine

*2: Shut down period: As per current plan; some changes may be required to be made after unit selection

*3: In spite of our reply as per e-mail dated 7th April, it was found through confirmation with a potential service company that we could not implement boiler RLA of Vindhyachal #7 due to the short period for contract and preparation work until unit shut down.

*4: Alstom UK, which is an only remaining company who can carry out NO.13 for GEC turbine, is not in the position of carrying out this work.

*5: In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29), all relating study should be carried out for the identical unit.

5.2 実施対象ユニットの運転状況

(1) Korba #6 (500MW, 1989)

200MW×3 基、500MW×3 基で構成される、総設備容量 2,100MW の Korba 発電所は、Chattisgarh 州において、最大の発電所で、現在 7 号機として 500MW の発電所の増設工事が行われている。インドにおける慢性的な電力不足のため、全ての発電所がほぼ MCR 出力で運転されている。ここ 1 年の発電所の運転状態は良好で、設備利用率 (Plant Load Factor : PLF) は 96.21%、稼働率 (Availability : AV) は 93.47%、負荷率 (Load Factor : LF) は 102.9% となっている。

6 号機の現状の問題点は以下のとおり。

- HP と IP タービンの効率が低い
- 原因不明のタービン損失が大きい
- 給水、主蒸気、抽気量の検証が必要
- AH の空気漏洩が多い
- 燃焼ガス温度がアンバランスになっている
- ボイラーチューブリークが発生している
- 制御装置ならびに電気設備の予備品が製造されていない

定期点検については、ボイラーは年 1 回、タービンは 5 乃至 6 年に 1 回実施され、発電機の内部点検は 6 年毎に実施されている。

6 号機のタービン余寿命診断は、高圧は 2000 年、中低圧は 2003 年に BHEL(OEM)により実施され、その際、余寿命 15,000 時間が報告されている。ボイラー余寿命診断については、2002 年に Darmax B&W にて実施され、余寿命として 10 年が報告されている。

6 号機の計測制御装置の更新工事については、至近の実施が計画されており、入札は 2009 年となっている。

復水冷却装置は、乾季に使用される閉サイクルの強制冷却塔方式、雨季に使用される循環水方式の 2 装置がある。

(2) Singrauli #4 (200MW, 1983)

Singrauli 発電所は 200MW×5 基、500MW×2 基で構成され、総設備容量 2,000MW となっている。NTPC の他の発電所同様、4 号機はほぼ MCR である 210MW で運転されている。ここ 1 年の発電所の運転状態は良く、設備利用率(PLF)は 90.7%、稼働率(AV)は 89.1%となっている。

4 号機の現状の問題点は以下のとおり。

- RH スプレー量が多い
- AH の空気漏洩量が多い

定期検査については、ボイラーは2年毎、タービンは4年毎に実施され、発電機内部点検は3年毎に実施される。

4号機のタービン余寿命診断はABB India(現在 Alstom India)にて実施されたが、正確な余寿命については報告されていない。ボイラー余寿命診断はCPRI(Central Power Research Institute)にて実施されたが、タービン同様、正確な余寿命の報告はなされていない。

運開から25年が経過していることから、IPとLPローターの交換を次回定期点検にて実施する予定である。

計測制御装置のうち、バーナー制御装置、タービン制御装置以外はABBにて2006年に更新工事が実施されている。

復水器は循環水方式で、冷却水はRihand貯水池から取水し、戻される。Rihand貯水池に戻るラインには、Vindhyachar発電所の冷却水補給用として、途中で取水されている。

(3) Rihand #2 (500MW, 1989)

Rihand発電所は、500MW×4基で構成され、総設備容量は2,000MWである。現在ステージ3として、500MW、2基の増設工事が進められている。NTPCの他発電所同様、全プラントがほぼMCRの520～530MWで運転されている。

発電所の運転状態は良好で、設備利用率(PLF)は97%、稼働率(AV)は96%となっている。

2号機の現状の問題点は以下のとおり。

- RHスプレー量が多い
- AHの出口ガス温度が高い

定期点検については、ボイラーは2年毎、タービンは5年～6年毎に実施され、発電機内部点検は4年から6年毎に実施されている。

タービンの余寿命診断は実施されていないが、ボイラーはCPRIによって実施されている。

運開から20年が経過しているが、初めてのボイラー化学洗浄が次回定期検査で実施される予定である。

バーナー制御装置、タービン制御装置を除く計測制御装置の更新が、次回定期点検時に計画されている。

冷却水はRihand貯水池から地下トンネルで供給される。ステージ1の冷却水は循環水方式で、ステージ2は閉サイクルの冷却塔方式である。冷却塔の補給水は、ステージ1の戻りラインから取水される。

(4) Vindhyachal #7 (500MW, 1999)

Vindhyachal発電所は210MW×6基、500MW×4基で構成され、総設備容量は3,260MWにおよび、インドにおける最大の発電所である。慢性的なインドにおける電力不足のため、全てのプ

ラントがほぼ MCR にて運転されている。ここ 1 年の運転状態は良好で、設備利用率(PLF)は 93.15%、稼働率(AV)は 92.18%となっている。

7 号機の現状の問題点は、主蒸気/高温再熱蒸気温度が低いこと、が挙げられる。この問題は運転当初からのものである。過熱表面の補修を 2 回実施したにも拘らず、依然として問題は解決されていない。

(5) Unchahar #3 (210MW, 1999)

Unchahar 発電所は、210MW×5 基で構成され、全設備容量は 1,050MW である。インドにおける慢性的な電力不足のため、全てのプラントがほぼ MCR の 220MW で運転されている。この発電所は State Electricity Board にて建設され、1992 年に NTPC に譲渡されている。ここ 1 年の運転状態は良好で、設備利用率(PLF)は 93.43%となっている。

Unchahar 発電所においては特筆すべき深刻な問題点はない。

他の発電所とは異なり、自身の石炭を保有せず、3 種類の国内炭に加えインドネシアならびにオーストラリアからの 2 種類の輸入炭を使用している。

計測制御装置の更新計画はない。

$$\text{Note: 設備利用率 (PLF)} = \frac{\text{年間発電電力量 (MWh)}}{\text{定格出力 (MW)} \times 24 \text{時間} \times 365 \text{日}} \times 100(\%)$$

$$\text{負荷率 (LF)} = \frac{\text{年間発電電力量 (MWh)}}{\text{定格出力 (MW)} \times \text{年間運転時間}} \times 100(\%)$$

$$\text{稼働率 (AV)} = \frac{\text{年間運転時間}}{24 \text{時間} \times 365 \text{日}} \times 100(\%)$$

第 6 章

設備診断の状況

目 次

第6章 設備診断の状況

6.1	ボイラー診断.....	6-1
6.2	燃焼シミュレーション.....	6-7
6.2.1	はじめに.....	6-7
6.2.2	燃焼シミュレーションの概要および課題.....	6-8
6.2.3	解析メッシュと実施ケース.....	6-8
6.2.4	シミュレーション結果.....	6-9
6.2.5	空気と燃料バイアスのシミュレーションケース検討.....	6-11
6.3	ボイラー余寿命診断.....	6-16
6.3.1	概要.....	6-16
6.4	空気予熱器(AH)効率改善 (Air Heater Performance Improvement)	6-20
6.4.1	Korba #6	6-20
6.4.2	Singrauli #4.....	6-22
6.4.3	効率改善の提案.....	6-23
6.5	タービン余寿命診断.....	6-29
6.6	復水器真空低下調査.....	6-39
6.7	ポンプ診断.....	6-39
6.8	シールフィン更新.....	6-41
6.9	制御装置診断.....	6-45
6.9.1	概要.....	6-45
6.9.2	調査実施内容.....	6-45
6.9.3	評価.....	6-45
6.9.4	改善提案および効果.....	6-45
6.10	BFPパラメータ診断	6-46
6.11	発電機診断.....	6-47
6.11.1	診断対象設備と診断の取り組み.....	6-47
6.11.2	Korba #6 発電機の診断.....	6-48
6.11.3	Rihand #2 発電機の診断.....	6-49
6.11.4	Singrauli #4 発電機の診断.....	6-49
6.12	主変圧器の診断.....	6-50
6.12.1	診断対象設備と診断の取り組み.....	6-50
6.12.2	Korba #6 主変圧器の診断結果.....	6-52
6.12.3	Rihand #2 主変圧器の診断結果.....	6-52
6.12.4	Singrauli #6(R相)主変圧器の診断結果	6-53

6.12.5 Korba #6 主変圧器の診断結果（3年次）	6-54
6.13 現状性能と性能劣化状況の分析	6-55
6.13.1 概要	6-55
6.14 従来ならびに現在のO&M要領のレビューと改善	6-59
6.14.1 火力発電所設備の運用現状	6-59
6.14.2 運用現状	6-59
6.14.3 発電所運営体制(概要)	6-60
6.14.4 各発電所の発電設備運用状況	6-71
6.14.5 各発電設備運用に関する課題と対策	6-73
6.14.6 提供した報告書および要領書	6-79
6.15 財務分析	6-81
6.15.1 コンセプト（Concept）	6-81
6.15.2 分析対象（Scope）	6-81
6.15.3 メソッド（Method）	6-82
6.15.4 環境付加価値分析（Environmental Value Added Analysis）	6-91
6.16 CDM適用化準備	6-93
6.16.1 CDMの概要	6-93
6.16.2 PDD Draft作成業務の実施	6-96
6.16.3 PDD Draftの概要	6-97
6.16.4 提出と承認のためのCDM手続の準備業務スケジュールの計画	6-108
6.17 推奨案	6-111

LIST OF TABLES

Table 6.1-1	Design Coal Analysis Data.....	6-3
Table 6.1-2	Design Coal Ash Analysis Data.....	6-3
Table 6.1-3	Comparison Table Vindhyaachal Design Coal and Imported Coal in Japan.....	6-4
Table 6.1-4	Design Heat Recovery Rate	6-5
Table 6.1-5	Heat Recovery Rate.....	6-5
Table 6.1-6	Boiler Furnace Dimension Comparison Table	6-6
Table 6.2-1	The Effect of the Oxygen Conc. & Gas Recirculation to the Heat Absorption Pattern	6-10
Table 6.2-2	Effect of 2 nd Air Bias on the R&L Deflection	6-15
Table 6.3-1	Summary of Boiler RLA in Singrauli Unit 6.....	6-18
Table 6.3-2	Summary of Boiler RLA in Unchahar Unit 2.....	6-19
Table 6.4-1	AH Annual Inspection Items	6-27
Table 6.6-1	Summery of test result.....	6-39
Table 6.11-1	Generators for Assessment	6-48
Table 6.11-2	IR Test and PI Test Results.....	6-49
Table 6.11-3	IR Test and PI Test Results.....	6-49
Table 6.11-4	Current Status Assessment and RLA.....	6-50
Table 6.12-1	Units for Transformer Assessment	6-51
Table 6.12-2	Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT.....	6-52
Table 6.12-3	Current Condition Assessment and RLA for Rihand#2 GT	6-53
Table 6.12-4	Current Status Assessment and RLA for Singrauli #6 GT	6-54
Table 6.12-5	Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT (2010)	6-55
Table 6.13-1	Differences in the Boiler Performance Test Procedure between Study Team and NTPC.....	6-55
Table 6.13-2	Differences in the Turbine Performance Test Procedure between Study Team and NTPC.....	6-56
Table 6.13-3	Differences in the Actual Performance Test Practices between Study Team and NTPC.....	6-57

Table 6.14-1	Format of the Daily Plant Report for Efficiency	6-66
Table 6.14-2	Format of the Unit Trip Analysis Report.....	6-68
Table 6.14-3	Comparison Table for Power Station Management System	6-70
Table 6.14-4	Safety Patrol Check Sheet	6-76
Table 6.15-1	Current items for Financial Analysis.....	6-81
Table 6.15-2	Comparative Analysis Table of “Economic and Financial Analysis”.....	6-90
Table 6.15-3	Comparative Analysis Table of “Environmental Value Added Analysis”	6-92
Table 6.16-1	Item of CDM PDD (version 3.2).....	6-95
Table 6.16-2	Large Scale Approved Methodologies applicable to existing Thermal Power Station.....	6-95
Table 6.16-3	Methodologies of Small Scale CDM.....	6-96
Table 6.16-4	Period of Execution and Scope of the Work.....	6-96
Table 6.16-5	Finalized thermal power generation unit and energy efficiency improvement measures	6-97
Table 6.16-6	Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Singrauli #4	6-98
Table 6.16-7	Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Korba #6.....	6-102
Table 6.16-8	Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Rihand #2	6-106
Table 6.16-9	Time Estimate for the Way forward	6-109
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (1/5).....	6-113
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (2/5).....	6-115
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (3/5).....	6-117
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (4/5).....	6-119
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (5/5).....	6-121

LIST OF FIGURES

Fig. 6.1-1	Boiler Side View	6-2
Fig. 6.1-2	Outline of Steam Flow Diagram (Same type of Boiler in Japan).....	6-7
Fig. 6.1-3	Out line of Steam Flow Diagram (Vindhyachal Unit 7).....	6-7
Fig. 6.2-1	Calculation Procedure of the Coal Combustion Simulation.....	6-8
Fig. 6.2-2	Typical Flow Pattern in Tangential Fired Boiler (3).....	6-9
Fig. 6.2-3	Outline of the Calculation Process (5) + Evaluation of the New Idea.....	6-11
Fig. 6.2-4	Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone	6-12
Fig. 6.2-5	Effect of the Right & Left 2 nd Air Bias (1-1).....	6-13
Fig. 6.2-6	Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone by Changing 2 nd Air Bias	6-13
Fig. 6.2-7	Effect of 2 nd Air Bias on the R&L Deflection	6-14
Fig. 6.2-8	Improvement of the R&L Deflection by Changing the Heater Combination (1).....	6-15
Fig. 6.2-9	Effect of the Heater Combination on the R&L Deflection under the Bias Condition.....	6-16
Fig. 6.4-1	AH Air and Gas Flow Diagram.....	6-20
Fig. 6.4-2	AH Air and Gas Flow Diagram.....	6-22
Fig. 6.4-3	Floating Radial Seal	6-25
Fig. 6.4-4	Carbon Circum Seal	6-26
Fig. 6.8-1	Sample Drawing.....	6-43
Fig. 6.13-1	Coal Sampling Plastic Bag.....	6-58
Fig. 6.13-2	Fly Ash Extraction Valve for Sampling.....	6-59
Fig. 6.13-3	Fly Ash Sampling Storage Bin	6-59
Fig. 6.14-1	Typical Organization of a Coal Fired Thermal Power Station	6-60
Fig. 6.14-2	Typical Organization of EEM Group	6-65
Fig. 6.14-3	Typical Patrol Kit	6-74
Fig. 6.14-4	Noise Inspection with Listing Rod.....	6-74
Fig. 6.14-5	Indication of Normal Working Value	6-75
Fig. 6.14-6	Thermo-Label.....	6-75

Fig. 6.14-7	Entry and Exit Management Board	6-77
Fig. 6.15-1	Image of the CBA-Cost Benefit Analysis	6-83
Fig. 6.15-2	Process of evaluating cost benefit by incremental profit.....	6-84
Fig. 6.15-3	Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6.....	6-85
Fig. 6.15-4	Anticipated long term incremental profit with the concept of degradation.....	6-85
Fig. 6.15-5	Anticipated additional incremental profit due to fuel price escalation.....	6-86
Fig. 6.15-6	Evaluation of long term incremental profit by DCF approach.....	6-88
Fig. 6.15-7	Formulas for Calculating CO ₂ Emission per Unit and in Total	6-91
Fig. 6.16-1	Kyoto Mechanism	6-93
Fig. 6.16-2	Outline of the CDM.....	6-94
Fig. 6.16-3	CDM Project Cycle	6-94
Fig. 6.16-4	Outline of the CDM.....	6-109

第6章 設備診断の状況

6.1 ボイラー診断

Vindhyachal #7 ボイラー設備は、運開当初から主蒸気温度および再熱蒸気温度が設計温度に達しないことや主蒸気温度と再熱蒸気温度の左右アンバランスの状態が継続している。以下にこれまでの設備改造経緯を記述する。

Stage I :

ボイラー供給業者である BHEL は、2000 年 12 月から 2001 年 1 月の期間に調査・評価を行い、2002 年 3 月に以下のボイラー改造を行い蒸気温度に関する設備改造を行った。

- 壁面過熱器 (Wall Superheater) (伝熱面積：922m²、配管：216 本) をボイラー火路前面側へ追加設置
- 74 個の再熱器パネル外側チューブ管を取り除く (伝熱面積削減：722m²)

Step II :

ボイラー改造を行ったにも係わらず、問題が継続していることから、以下の改造を 2005 年 5 月に再度実施した。

- 再熱器のメタル温度低減を目的にボイラーペントハウス内にある再熱器パネル(合計 74)のうち 44 個の Offset bend 配管(54mm)を 44.5mm 配管へ取り替える。
- 左右の温度アンバランスを解消するために 75%サイズのオリフィスを再熱器出口ヘッダーへ取り付け。

2) 燃料の性状評価

燃料炭の性状を以下の表に示す。

Table 6.1-1 Design Coal Analysis Data

No.	Item	Unit	Design	Remarks
1	Coal Proximate Analysis			
	- Moisture	%	20.5	
	- Ash	%	30	
	- Volatile Matter	%	23	
	- Fixed carbon	%	26.5	
	- GCV	Kcal/kg	3,700	
2	Coal Ultimate Analysis (by Calculation)			
	- Carbon	%	39.35	
	- Hydrogen	%	2.33	
	- Nitrogen	%	0.79	
	- Sulfur	%	0.3	
	- Oxygen	%	6.73	
	- Moisture	%	20.5	
	- Ash	%	30	

Table 6.1-2 Design Coal Ash Analysis Data

No.	Item	Unit	Design	Remarks
1	SiO ₂	%	62.7	
2	Al ₂ O ₃	%	24	
3	Fe ₂ O ₃	%	6.5	
4	TiO ₂	%	1.82	
5	P ₂ O ₅	%	0.4	
6	SO ₃	%	0.55	
7	CaO	%	1.3	
8	MgO	%	1.75	
9	Na ₂ O	%	--	
10	K ₂ O	%	0.98	
11	Ash Fusion Temp.	°C	>1,400	

燃料性状から評価すると、発熱量が低く、灰分の多い石炭であり、ボイラー内での灰のスラッキング性、ファウリング性は少ないものの灰分によるエロージョンに問題があることが分かる。

以下に計算式と結果および日本で使用している輸入炭との比較を示す。

➤ Slagging

$$\text{Slagging index} = \frac{\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{CaO} + \text{MgO} + \text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}}{\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2} \times S$$

Criteria	Slagging index
Low	below 0.6
Medium	0.6 to 2.0
High	2.0 to 2.6
Severe	Over 2.6

➤ Fouling potential

Criteria	Na ₂ O + K ₂ O
Low	Less than 3.5
Medium	3.5 - 5.0
High	Over 5.0

➤ Erosion Index

$$\text{Erosion index} = \frac{\text{Ash in Coal} \times (\text{SiO}_2 + 0.8 \times \text{Fe}_2\text{O}_3 + 1.35 \times \text{Al}_2\text{O}_3)}{100}$$

Criteria	Erosion Index
Low	<15.0
Medium	<25.0
High	>25.0

Table 6.1-3 Comparison Table Vindhyachal Design Coal and Imported Coal in Japan

Item	Vindhyachal Design Coal (India Domestic Coal)	Imported Coal in Japan
Slagging	0.04: Low	0.03: Low
Fouling potential	0.98: Low	3.4: Low
Erosion Index	31: High	17: Medium

(2) ボイラー設備の運転状況

主蒸気温度および再熱蒸気温度が設計値に比べ低い値を示していることから、火炉の熱吸収率および関連する運転状況に着目して現状把握を行った。設備改造前の設計値をもとに 500MW の設計熱吸収率 (Heat output/Heat input × 100) を計算した結果を以下の表に示す。

Table 6.1-4 Design Heat Recovery Rate

No.	Item	Flow Rate (t/h)	Temp. (°C)	Pressure (kg/cm ²)	Heat Output (kcal/h) (Calculated)	Heat Absorption ratio (%) (Calculated)
1	Economizer	in	1501.8	253	1.21 × 10 ⁸	10.8
		out	1501.8	318		
2	Furnace	in	1501.8	318	3.77 × 10 ⁸	33.8
		out	1501.8	360		
3	LTSH	in	1501.8	364	1.20 × 10 ⁸	10.8
		out	1501.8	393		
4	SH Spray	0				—
5	Division Panel	in	1501.8	393	1.23 × 10 ⁸	11.1
		out	1501.8	466		
6	Platen	in	1501.8	466	0.82 × 10 ⁸	7.4
		out	1501.8	540		
7	RH Spray	0				—
8	Reheater	in	1338.3	336	1.55 × 10 ⁸	13.9
		out	1338.3	540		
9	Total				9.78 × 10 ⁸	87.8

入手したデータをもとに計算した火炉の熱吸収率および関連する項目をまとめた表を以下に示す。

Table 6.1-5 Heat Recovery Rate

No.	Item	Unit	Design	Dated: 02.2001	Dated: 04.2004	Dated: 01.2005	Dated: 06.2009	Dated: 12.2009
1	Load	MW	500	502	484	513	518	506
2	Furnace	%	33.8	33.2*	34.7*	30.6*	29.3*	30.1*
3	HP Turbine Inlet Temp.	C	537	515	526.9	536.7	523.9	533.7
4	SH Spray	t/h	0	0	0	130	56	24.3
5	RH Spray	t/h	0	1.2	11.2	27	38	13.6
6	Fuel Heat input/MW	Kcal/kg/MW	2.23×10 ⁶	2.42 ×10 ⁶	2.33 ×10 ⁶	2.47 ×10 ⁶	2.61 ×10 ⁶	2.58 ×10 ⁶
7	HPH (6A, 6B)	in service	6A, 6B	6A	6A, 6B	6B	NA	NA

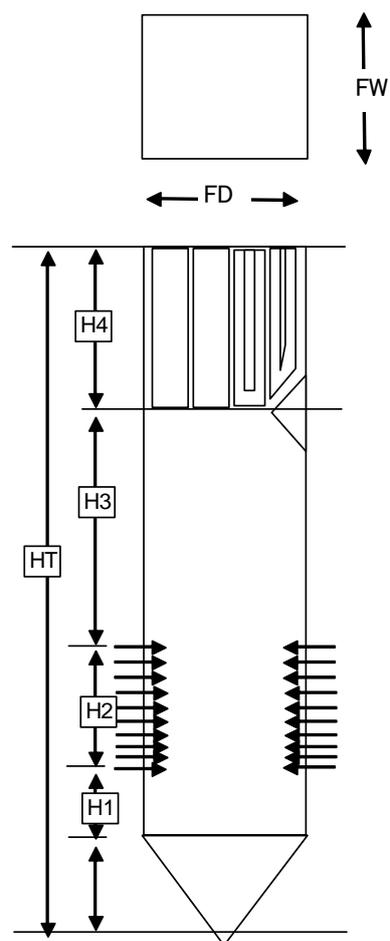
Note: * Calculated by Study Team. Assumption figure was utilized.
HPH: High Pressure Feed Water Heater

(3) 火炉比較

日本と同型・容量ボイラーとの火炉比較を以下の表に示す。使用している石炭の燃料性状が異なるため、単純な比較はできない。しかしながら大きく異なる点は、Division SH に相当する過熱器のパネル数が日本の同型ボイラーの6パネル、パネルピッチ2.6mに対してVindhyachal #7の場合には、48パネル、パネルピッチが0.4mとなっている。この部分は主に火炉からの放射熱の吸収と接触伝熱面部への排ガスが適正な流れおよび流速となるように設計を行うところである。密なパネルの配置が、放射熱の吸収と適正な流れを妨げているものとする。

Table 6.1-6 Boiler Furnace Dimension Comparison Table

No.	Item	Unit	Same type of Boiler in Japan	Vindhyachal Unit 7
1	Rated Output	MW	500	500
2	Boiler High (HT)	m	56	63
3	Bottom of SH Panel to roof (H4)	m	14	16
4	Top Burner level to Bottom of SH Panel (H3)	m	17	18
5	Burner Zone (H2) Burner	m	10 (6 stages)	13 (10 stages)
6	Hopper Bent to bottom of burner (H1)	m	3	5
7	Hopper bend to Bottom of SH Panel (HH (H1-H3))	m	30	36
8	Furnace width (FW)	m	16	19
9	Furnace depth (FD)	m	15	16
10	Furnace Area	m ²	229	303
11	Furnace Volume	m ³	10,700	16,424
12	1st SH Panel (Dev SH)	No.	6	48
13	Panel Pitch (No./FW)	m	2.6	0.40
14	2nd SH Panel (Platen SH)	No.	28	25
15	Panel Pitch(No./FW)	m	0.57	0.76
16	Coal Calorific value	kcal/kg	6600	3700
17	Ash	%	16.6	30



(4) 提案項目

現在の状況を勘案し、以下の改善を提案する。

➤ 過熱器伝熱面の増加

主蒸気温度および再熱蒸気温度が設計温度に達していない原因としては、壁面過熱器(Wall Superheater)を追加したが、まだ火炉熱吸収量が多いためと考える。壁面過熱器(Wall Superheater)をさらに火炉左右に追加して過熱器伝熱面積の増加と火炉熱吸収率の低減を図る。ボイラー全体の熱吸収バランスが変わるため、ボイラー供給業者による再設計が不可欠となる。

➤ 過熱器ヘッダー連絡管の左右交差接続

日本の同型のボイラーでは、排ガスの偏流を考慮して主蒸気温度の左右温度差をバランスさせるために、過熱器ヘッダー連絡管は Fig. 6.1-2 に示すとおり、左右に交差して接続する場合がある。Vindhyachal #7 の場合、Division SHとPlaten SHを結ぶ連絡管は交差することなく接続されているために、左右蒸気温度差が出ているものとする。したがって、当該連絡管を改造し、左右交差させることによって、主蒸気温度をバランスさせることが可能と考える。

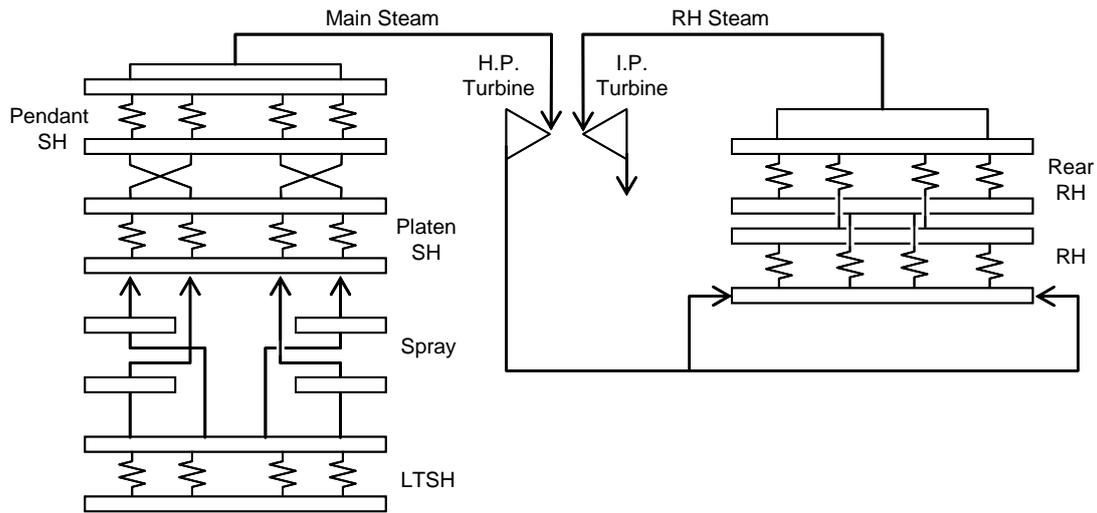


Fig. 6.1-2 Outline of Steam Flow Diagram (Same type of Boiler in Japan)

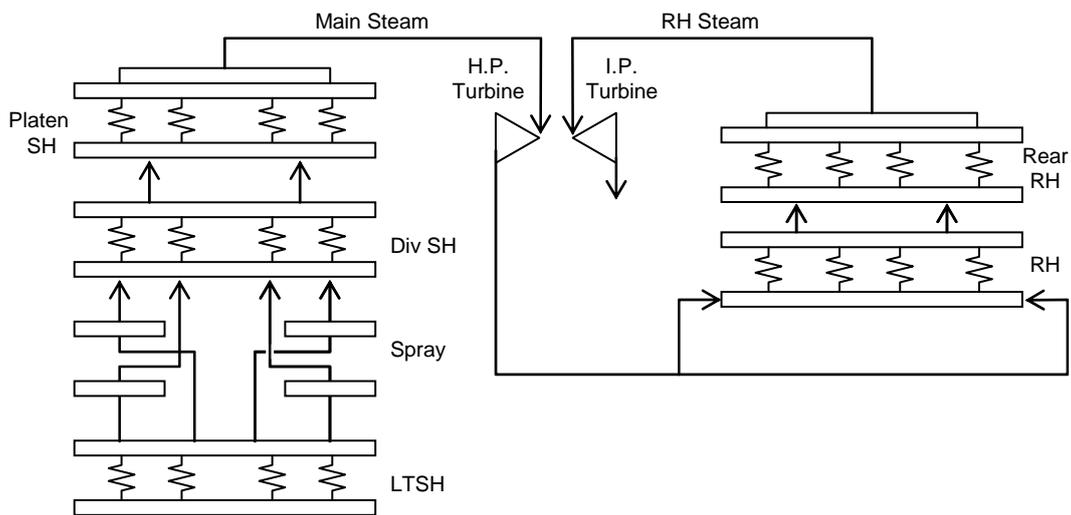


Fig. 6.1-3 Out line of Steam Flow Diagram (Vindhyachal Unit 7)

6.2 燃焼シミュレーション

6.2.1 はじめに

燃焼シミュレーションは、ボイラーの形状と実際の操作条件を考慮して、ガス流速、粒子の軌跡、温度分布、酸素濃度および未燃炭素率を予測できる。また、操作条件は大きく変更できる。燃焼シミュレーションを用いたボイラーの診断は、操作または設計変更の有効性をその計算結果から評価するものである。そしてこれらのシミュレーションから得られた知見は、ボイラー性能改善のための実機テストのリスクを最小限にすることができるだろう。

関しては、傾向は見られるが、絶対値の精度は低いと考える。従って、レヒータの計算結果は、参考値として提示する。

今回、Heater のケース検討 は、基本的に同じ伝熱面積とし、ヒータ配置の影響評価を行った。

Base Case は、現状の状態を知るための解析である。一方、 $O_2=5\%$ 、 $GR=10\%$ 、 $AA=10\%$ 、 $AA=20\%$ 、 $OFA\ dumper=50\%$ および Divisional Panel の配置変更は、改善ケースである。各改善ケースは、Base ケースと熱回収パターンを比較することで評価された。

6.2.4 シミュレーション結果

(1) タンジェンシャルタイプのボイラーについての一般事項

大きなプラスマイナスのチルト角度は、炉内の旋回流れを混乱させる。このため、通常、チルト角度は、-5 度周辺で固定される。できる限り、-5 度周辺チルト角度を保つことが望まれる。

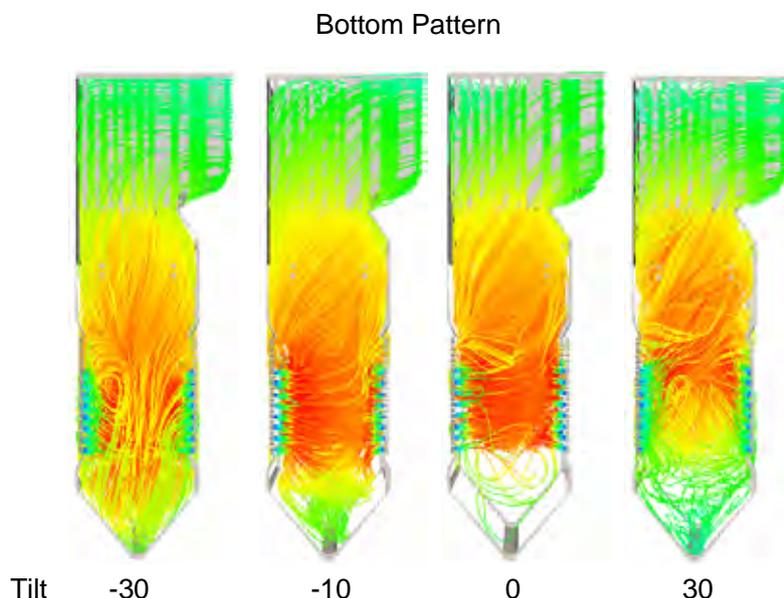


Fig. 6.2-2 Typical Flow Pattern in Tangential Fired Boiler (3)

(2) 現状操作範囲の中の改善

チルト-10 度、Bottom ミルパターンで、比較的小さな左右偏差が予測された。いくつかの良好な条件がボイラーでテストされることに期待する。ただし、他の条件がいつも変わっているので、この条件がいつもベストを保つという確実さは無い。

(3) 小さな改良を伴った改善

スーパーヒータの組み合わせをクロスすることで、左右偏差は大幅に削減できる。もし、左右偏差の改善のみならば、この方法はコストミニマムでベストな方法だろう。しかしながら、この方法のみでは、主蒸気温度や再熱器メタル温度は改善できない。

(4) ガス体積の調整による改善

Table 6.2-1 にこの操作の効果を示す。火炉収熱割合を低下させかつノーズ温度を下げる効果的な方法であることが確認できた。加えて、GRは酸素濃度よりも効果が大きいことがわかった。レヒータの収熱量も大きく改善できると予測された。これより、本方法は収熱パターンを改善できる可能性を持っている。しかしながら、このシミュレーションの対流伝熱部の予測精度はそれほど高くない。さらに、一次スーパーヒータ部分は解析していない。この観点から、本方法は可能性があるが、この評価は完全ではない。

従って、酸素濃度調整試験を行って、効果を確認することが望まれる。酸素濃度調整は現状の操作で可能だろう。この試験でよい傾向が見られた時、GR の効果はより確実になるだろう。

Table 6.2-1 The Effect of the Oxygen Conc. & Gas Recirculation to the Heat Absorption Pattern

Operation	Heat Recovery % (furnace)			Nose Temperature[degC]		
	Base	Effect		Base	Effect	
O ₂ =5%	32.12	-1.98	↘	1355.98	-39.58	↘
GR=10%	32.12	-4.64	↘	1355.98	-7.87	↘
GR=20%	32.12	-8.60	↘	1355.98	-8.60	↘
Operation	Heat Recovery % (SH)			RH_IN Temperature[degC]		
	Base	Effect		Base	Effect	
O ₂ =5%	24.40	-1.19	↘	997.89	-2.93	↗
GR=10%	24.40	-0.23	↗	997.89	23.16	↗
GR=20%	24.40	-0.74	↘	997.89	32.57	↗
Operation	Heat Recovery % (RH)					
	Base	Effect				
O ₂ =5%	7.91	0.09	↗			
GR=10%	7.91	0.79	↗			
GR=20%	7.91	1.18	↗			

Note1:SH (Wall Heater + Div + Platen) Arrow: Red is good, Blue is bad.
Note2:RH data are reference value.

(5) 二段燃焼空気 OFA または AA による左右偏差の改善

良好なガス混合により、左右偏差改善の効果を期待した。しかしながら、今回実施したケースの範囲では、左右偏差の改善は確認できなかった。

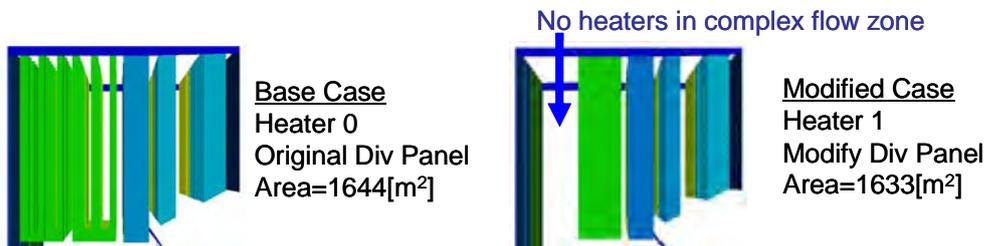
(6) Divisional Panel の変更による蒸気温度の改善

Heater 1 で次に示すよい効果が見つかった。(Fig. 6.2-3)

- 流動パターンの変化で左右偏差が大幅に減少する。
- スーパーヒータのクロスでさらに減少可能であった。
- レヒータゾーンの温度勾配が平滑化する。

スーパーヒータゾーンの収熱量はベースと変わらない。従って、すべての改善を満足するには、以下の案も同時に行う必要がある。

- スーパーヒータ伝熱面の調整
- 火炉壁側面の一部を Wall Super Heater に変える。
- 酸素濃度調整または排ガス再循環を行う。



We will be able to judge the effect by comparing Modified Case with Base Case.

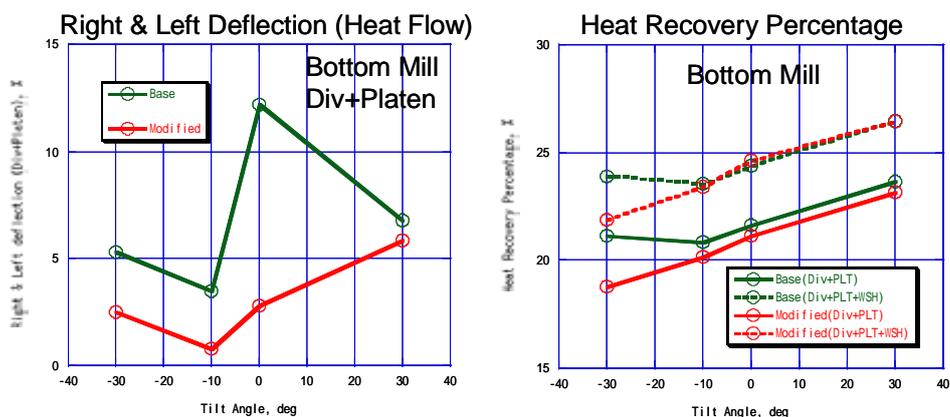


Fig. 6.2-3 Outline of the Calculation Process (5) + Evaluation of the New Idea

NTPC Vindychal#7&8 ボイラーの燃焼シミュレーションから、いくつかの改善案を提示した。得られ良いアイデアの現実性について、最終的なエンジニアリングジャッジが行われることを期待する。

6.2.5 空気と燃料バイアスのシミュレーションケース検討

上記のシミュレーション結果に基づく協議の結果、NTPC は改造工事を伴わない燃焼空気と燃料のバイアス変更による左右蒸気温度アンバランスの追加シミュレーション検討を要請した。その追加シミュレーション結果を以下に記述する。

(1) 昨年度の結果概要

昨年度の主な成果を以下にまとめる。

1) 現状操作範囲の中の改善

チルト-10 度、Bottomミルパターンで、比較的小さな左右偏差が予測された。Fig. 6.2-4 に示したいくつかの良好な条件がボイラーでテストされることに期待する。ただし、他の条件がいつも変わっているので、この条件がいつもベストを保つという確実さは無い。

燃焼シミュレーションのトレーニングにおいて、NTPC よりこの条件で実証試験が行われ、シミュレーションが示すとおりの結果となったとの説明があった。左右温度偏差はほとんど

口であった。しかし、蒸気温度は通常よりも若干下がってしまった。同様に、良好な条件の候補であったチルト-10度、Bottom2 ミルパターンの実証も行われた。この条件では、蒸気温度は平常のまま、小さな左右温度差で運用可能であることが実証された。しかし、さらに高い蒸気温度が得られる条件設定が望まれる。

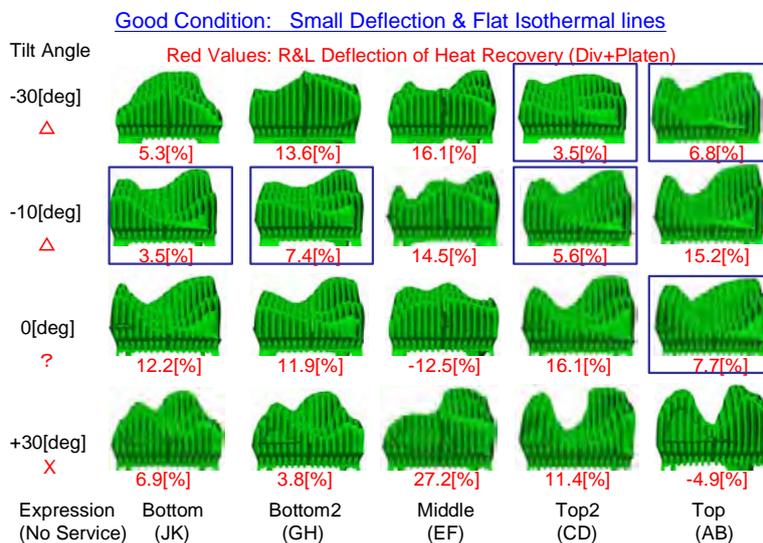


Fig. 6.2-4 Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone

2) 小さな改良を伴った改善

スーパーヒータの組み合わせをクロスすることで、左右偏差は大幅に削減できる。もし、左右偏差の改善のみならば、この方法はコストミニマムでベストな方法だろう。より高い主蒸気温度を得るには、チルトを現状条件よりも上方に向けることが必要となる。また、再熱器メタル温度の問題を回避するには、すべてのチルト角度で、レヒータゾーンのガス温度勾配が小さい(Bottom2、Middle)条件を選ぶことが望まれる。

(2) 今回の追加ケース(左右バイアス解析)

ボイラーの改造なしに、左右温度差を改善できる条件に左右の空気または燃料のバイアス条件がある。追加ケースとして、これらバイアス条件の解析を行った。バイアス条件としては、以下の3種類で解析した。

- (a) ウインドボックスドラフトを変えることによる左右二次空気バイアス
- (b) 一次空気量を変えることによる左右燃料バイアス
- (c) 二次空気バイアス + 燃料バイアス

注意事項：(a)の操作は、比較的容易であり、現実的であると考え。一方、(b)のコントロール(計算条件と同一の条件を安定して得ること)は、実際には難しいと考える。その結果、(c)の操作は、より難しいだろう。ここでは、シミュレーション上で、それらの影響を示すが、実際の操作では、(a)のみが現実的であると考え。

(3) 空気および燃料バイアスの計算結果（追加ケース）

Fig. 6.2-5 は、ガス流れおよび温度分布に与える左右二次空気をバイアスの効果を示す。バーナーレベルでは、バイアス率によって渦の中心がシフトする。しかしながら、ガスは回転しながらノーズに向かうため、左右温度差への影響は、チルト角度やミルパターンなどに大きく依存する。Fig. 6.2-6 は、二次空気バイアスを変えたときのスーパーヒータゾーンの中の 1,000°C 等温面を示す。良好な旋回が得られるBottomミル、Tilt = -10 では、その分布にほとんど変化が見られない。一方、旋回が弱いTopミル、Tilt = +30 では、温度分布が左右に大きく変化する。このように、左右温度差に与える左右バイアスの効果は、他の条件により傾向が大きく異なることがわかった。

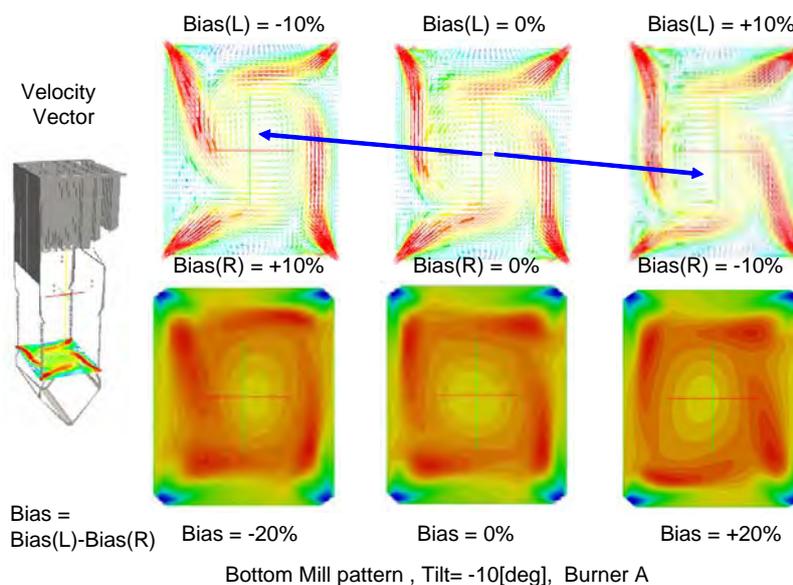


Fig. 6.2-5 Effect of the Right & Left 2nd Air Bias (1-1)

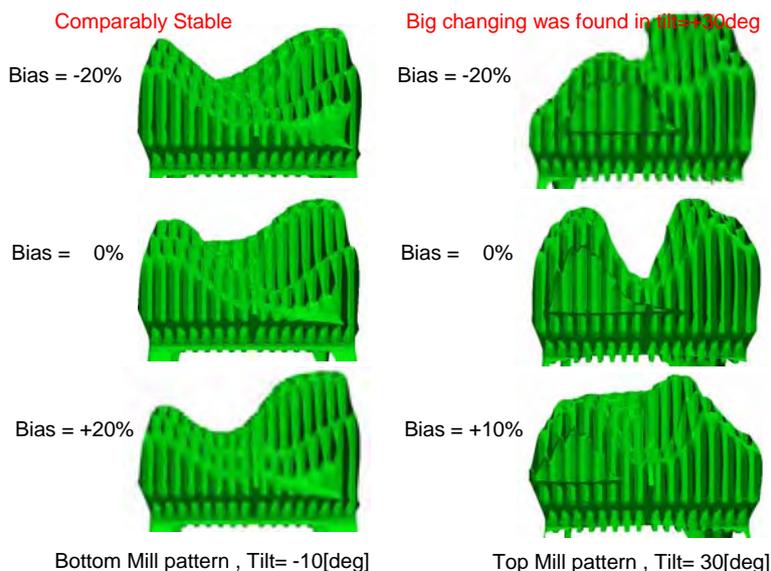
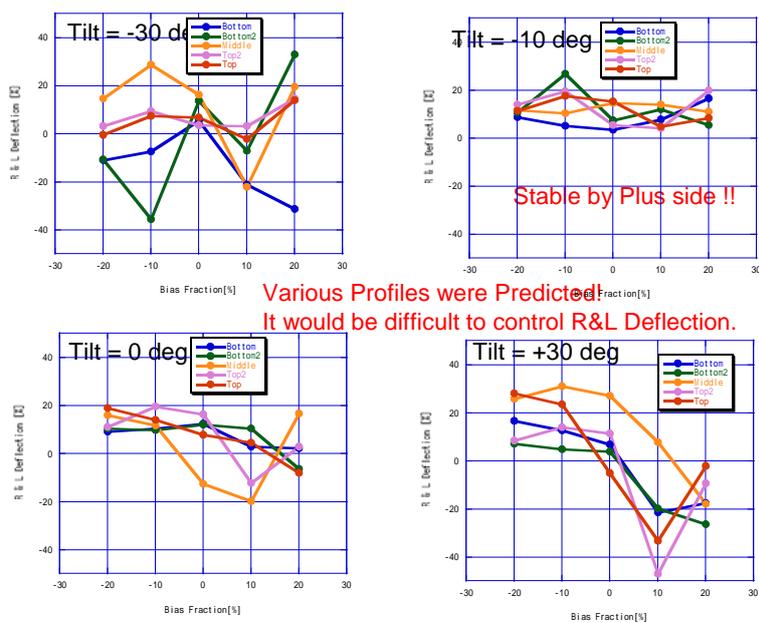


Fig. 6.2-6 Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone by Changing 2nd Air Bias

1) 二次空気バイアスの効果

Fig. 6.2-7 および Table 6.2-2 は、蒸気温度の左右偏差に与える二次空気バイアスの影響をまとめた。すべての条件で、偏差が、二次空気バイアスの増加を伴ってゆっくりと減少するのが理想である。しかしながら、左右温度差への影響は、チルト角度やミルパターンによって大きく異なることが明確にわかる。従って、ローカルに良い領域を探すことは可能であるが、本操作で常に良い状態をキープするためのコントロールは難しいと考える。とりあえず、Table 6.2-2 に、Tilt角度が0 以上の中で、興味深い領域を示した。緑の領域は、すでに実証された条件である。ブルーの領域は、左右偏差減少の可能性がある領域である。一方、オレンジの部分、若干チャレンジablであるが可能性がある領域を示した。

Fig. 6.2-8 に、前回も示したスーパーヒータの組み合わせを示す。Fig. 6.2-9 は、左右偏差に与える二次空気バイアスの影響を、ヒータの組み合わせごとに示した。これらより、二次空気バイアスが変った条件においても、クロスの組み合わせは、左右偏差に効果があることがわかった。また特に、クロス2 および3 の効果が大きいことがわかる。



Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Fig. 6.2-7 Effect of 2nd Air Bias on the R&L Deflection

Table 6.2-2 Effect of 2nd Air Bias on the R&L Deflection

Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item		R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
Pattern	Tilt	Straight	Straight	Straight	Straight	Straight
		-20	-10	0	10	20
Bottom (JK)	-30	-11.09	-7.26	5.32	-21.13	-31.15
	-10	8.86	5.04	3.48	7.58	16.57
	0	9.12	10.44	12.19	2.73	2.12
	30	16.60	12.54	6.81	-21.47	-17.45
Bottom2 (GH)	-30	-10.56	-35.46	13.56	-6.97	32.81
	-10	10.51	26.68	7.37	11.90	5.54
	0	10.19	9.57	11.84	10.41	-6.33
	30	6.92	4.69	3.79	-19.69	-26.42
Middle (EF)	-30	14.77	28.75	16.10	-22.15	19.48
	-10	11.68	10.28	14.51	13.93	11.04
	0	15.81	11.52	-12.53	-19.81	16.65
	30	25.65	31.01	27.20	7.83	-17.76
Top2 (CD)	-30	3.11	9.21	3.45	3.29	14.61
	-10	14.00	19.51	5.57	3.98	19.86
	0	11.01	19.53	16.13	-12.36	2.90
	30	8.34	13.91	11.36	-46.92	-9.20
Top (AB)	-30	-0.50	7.53	6.78	-2.13	13.82
	-10	11.28	17.70	15.16	4.79	8.44
	0	18.98	13.82	7.66	4.53	-7.87
	30	28.00	23.44	-4.92	-33.22	-2.01
AverageABS(df%)		12.35	15.90	10.29	13.84	14.10
Max(ABS(df%))		28.00	35.46	27.20	46.92	32.81

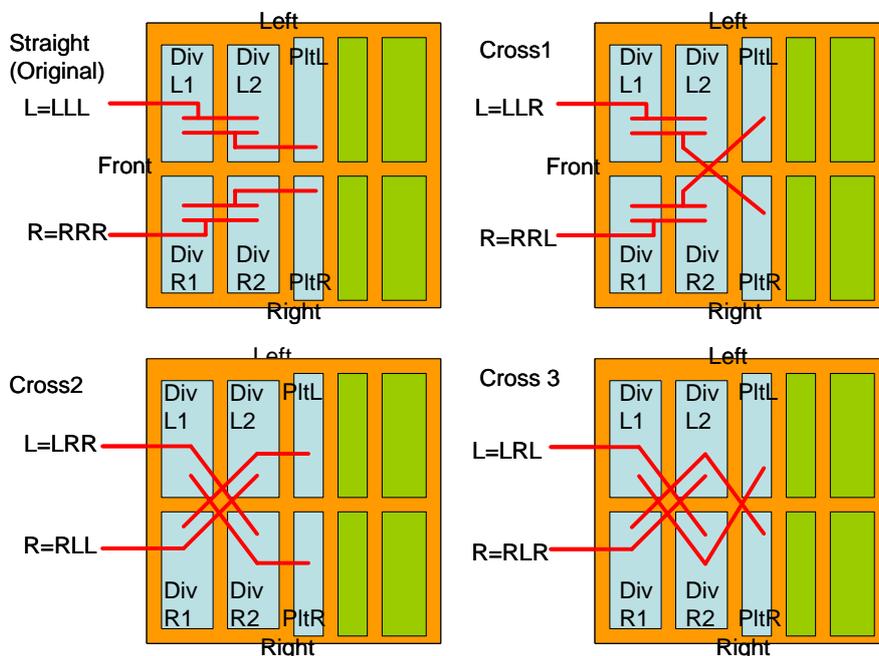


Fig. 6.2-8 Improvement of the R&L Deflection by Changing the Heater Combination (1)

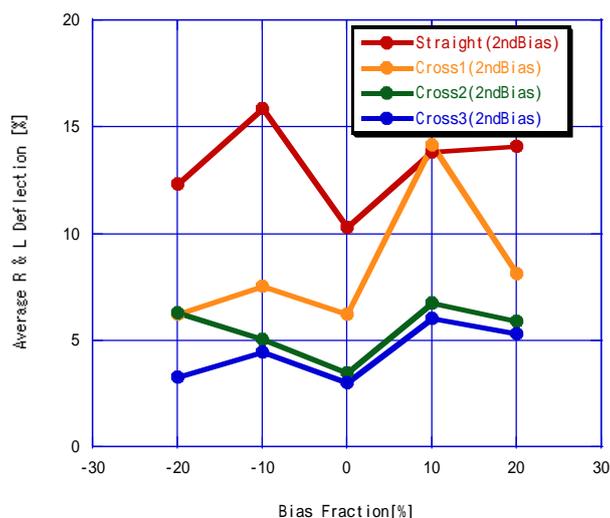


Fig. 6.2-9 Effect of the Heater Combination on the R&L Deflection under the Bias Condition

2) その他の効果とまとめ

その他のバイアス方式も、二次空気バイアスと同様な結果であった。

(4) 改善の提案

上記の検討結果より、以下のような改善提案事項が低コストで現実的な方法と考える。

- (a) 過熱器ヘッダー接続配管を左右交差させたものに改造する。
+クロス2とクロス3が最上の方法である。
- (b) 蒸気温度は、チルト角度を現状より上向きにして運用する。
+再過熱器のメタル温度に注意が必要。
- (c) ボトム2のミル組み合わせまたはミドルミル組み合わせを標準的なミル組み合わせとする。
+これらミルの組み合わせは再過熱器部で小さな温度勾配となる。

6.3 ボイラー余寿命診断

6.3.1 概要

ボイラー余寿命診断は、大きく発電効率に影響するものではないが、適切な余寿命診断の評価と対策の実施は、ボイラーの寿命延伸を図ることやボイラーチューブの噴破事故を未然に防ぐこととなり、発電量の観点から大きく貢献するものである。

ボイラー余寿命診断は、5章で述べたように、モデルユニットの停止時期の変更に伴い対象ユニットが見直され、以下の2ユニットを対象に日本の調査会社である九電産業株式会社によって定期点検の停止期間中に実施された。

- 1) Singrauli Unit 6(2009年10月27日～11月1日)

2) Unchahar Unit 2(2009年11月4日～11月9日)

ボイラー余寿命診断の調査部位および調査項目は、第2次現地調査での調査団および九電産業調査員とNTPC間の協議に基づいて決定された。Unchahar #2については事前調査対象ユニットではなかったため、ボイラー余寿命調査着手前に調査団および九電産業調査チームとNTPC間の協議に基づいて決定された。各ユニットのボイラー余寿命診断結果概要は Table 6.3-1 および Table 6.3-2 のとおりである。

ボイラー余寿命診断の各調査はデモンストレーションも兼ねて実施された。その内、SUS スケール堆積検査技術、TOFD 検査技術および日本国内で持ち帰り実施したレプリカ詳細観察等はカウンターパートの技術習得の要望が高いことから、技術移転の一環として 2010 年度に先進的な非破壊検査技術に関する国内研修を行った。

また、現地における調査速報においては以下のような意見交換を行った。

- ボイラーチューブ肉厚の管理方法について

NTPC と日本とでボイラーチューブ肉厚の管理方法に違いがあり、NTPC では設計肉厚からの減肉率を基準にするのに対し、日本では材料の許容応力から計算される必要肉厚を基準に切替えることを紹介した。

- ボイラー余寿命診断の日本と NTPC の相違点

NTPC と日本とでボイラー余寿命診断の範囲、内容に違いがあり、NTPC では日本の精密点検に分類される検査項目も含みあらゆる高温部品が検査の対象となっているのに対して、日本では最も過酷な部位に限定して検査がなされている。材料のクリープ強度によって算出される設計寿命から診断対象とする部品に優先順位をつけることは可能であることを紹介した。

Table 6.3-1 Summary of Boiler RLA in Singrauli Unit 6

対象部品	検査方法	検査結果
水冷壁管	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・ショートストブローワー廻りに多数のエロージョンが認められた。 ・その他部位にはエロージョンは認められなかった。
	肉厚測定	<ul style="list-style-type: none"> ・各コーナー部近傍のショートストブローワー廻りの管、計 71 本の肉厚測定を実施。 ・肉厚測定最小値は 3.7mm であり、設計肉厚 5.6mm および必要肉厚 5.5mm を下回る管が認められた。
過熱器管 (Platen SH 管)	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・左から#4,5 パネルの自縛管同士の接触磨耗による減肉が認められた（最小値:2.8mm）。 ・#14 パネル SH 管最前列管との接触磨耗によるクーリングスペーサー管の減肉が認められた（最小値:5.0mm）。 ・その他パネル下部のパネルの並びの乱れおよびスライドスペーサの外れが認められた。
	肉厚測定	<ul style="list-style-type: none"> ・ストブローレレベルの外周管（後側）およびパネル下部の最外周管を主として、計 50 箇所の肉厚測定を実施。 ・設計肉厚を下回る箇所は認められなかった。
	SUS スケール堆積検査	<ul style="list-style-type: none"> ・下部ベンド部を主として計 50 箇所の検査を実施。 ・SUS スケール堆積率 15%が 4 箇所、SUS スケール堆積率 10%が 3 箇所、それ以外は SUS スケール堆積率 10%未満であり、全般に SUS スケールの堆積は軽微であった。
	サンプル管調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左から#12 パネルの 3 番管をサンプル管として、内面スケール付着状況等調査を実施。
	クリーブ破断試験	<ul style="list-style-type: none"> ・上記サンプル管の母材部および溶接部のクリーブ破断試験を実施。 ・その結果、評価余寿命は母材部で 290,000 時間、溶接部で 150,000 時間であった。
再熱器管	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・パネル下部のパネルの並びの乱れが多数認められた。 ・ストブロー近傍管にエロージョンは認められなかった。
	SUS スケール堆積検査	<ul style="list-style-type: none"> ・下部ベンド部を主として計 50 箇所の検査を実施。 ・SUS スケール堆積率 15%が 1 箇所、それ以外は SUS スケール堆積率 10%未満であり、全般に SUS スケールの堆積は軽微であった。
	サンプル管調査	<ul style="list-style-type: none"> ・天井ハウジング内の左から#3 パネルの 1 番管および炉内の左から#14 パネル後ろから 5 番管をサンプル管として、内面スケール付着状況等調査を実施。
	クリーブ破断試験	<ul style="list-style-type: none"> ・上記サンプル管の内、炉内の左から#14 パネル後ろから 5 番管の母材部および溶接部のクリーブ破断試験を実施。 ・その結果、評価余寿命は母材部で 670,000 時間、溶接部で 610,000 時間であった。
過熱器管寄	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・外観上、スタブおよびその他溶接部に異状は認められなかった。
	浸透探傷検査	<ul style="list-style-type: none"> ・Platen SH 入口管寄左から#5 パネルの 4 つのスタブ部の検査を実施。 ・割れによる浸透指示模様は検出されなかった。
	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左 Platen SH 出口管寄溶接部およびその近傍母材それぞれ 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は 140,000 時間であった。
過熱低減器	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左右過熱低減器の周溶接部それぞれ 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は左側過熱低減器、右側過熱低減器共に 100,000 時間であった。
再熱器管寄	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・外観上、スタブおよびその他溶接部に異状は認められなかった。
	超音波探傷検査	<ul style="list-style-type: none"> ・右再熱器出口管寄の周溶接部の検査を実施。 ・微小キズによる信号は検出されたものの、欠陥と判断される信号は認められなかった。
	TOFD 検査 (超音波探傷検査)	<ul style="list-style-type: none"> ・右再熱器出口管寄の周溶接部の検査を実施。 ・微小なブローホールやスラグ介在物による信号は検出されたが、欠陥と判断される信号は認められなかった。
	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左右再熱器出口管寄の周溶接部それぞれ 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は左側再熱器出口管寄で 340,000 時間、右側再熱器出口管寄で 1,300,000 時間であった。
主蒸気管	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左側の主蒸気管の周溶接部から 2 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は最小で 21,000 時間であった。

Table 6.3-2 Summary of Boiler RLA in Unchahar Unit 2

対象部品	検査方法	検査結果
水冷壁管	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・ショートストブローワー廻りに多数のエロージョンが認められた。 ・ショートストブローワーレベルのコーナーおよびバーナー廻りの管に減肉・エロージョンが認められた。
	肉厚測定	<ul style="list-style-type: none"> ・上記エロージョン部で計 101 箇所肉厚測定を実施。 ・最小値は 4.2mm であり、設計肉厚 6.3mm および必要肉厚 6.1mm を下回る管が認められた。
過熱器管	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・パネル下部にスライドスペーサ外れおよびパネルの並びの乱れが認められた。 ・最上段ストブローワーレベルの外周管等に軽微なエロージョンが認められた。
	肉厚測定	<ul style="list-style-type: none"> ・最上段および 2 段目ストブローワーレベルの外周管を主として計 71 点の肉厚測定を実施。 ・設計肉厚を下回る箇所は認められなかった。
	SUS スケール堆積検査	<ul style="list-style-type: none"> ・29 本の下部バンド管について各 3 箇所を検査を実施 (計 87 点)。 ・SUS スケール堆積率 15% が 4 箇所、SUS スケール堆積率 10% が 2 本、その他は SUS スケール堆積率 10% 未満であり、SUS スケールの堆積は軽微であった。
	サンプル管調査	<ul style="list-style-type: none"> ・炉内の Platen-SH パネルの左から #3 パネルの後ろから 8 番目管、Final-SH パネルの左から #1 パネルの後ろから 3 番目管および #119 パネルの後ろから 3 番目管をサンプル管として、内面スケール付着状況等調査を実施。
	クリープ破断試験	<ul style="list-style-type: none"> ・上記サンプル管の Platen SH 管および Final SH 管 #119 管のそれぞれ母材および溶接部のクリープ破断試験を実施。 ・その結果、評価余寿命は Platen SH 管母材部および溶接部でそれぞれ 7,800,000 時間、6,800,000 時間、Final SH 管母材部および溶接部でそれぞれ 41,000 時間、35,000 時間であった。
再熱器管	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・パネルの並びの乱れは認められなかった。 ・最上段ストブローワー近傍管に軽微なエロージョンが認められた。
過熱器管寄	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・外観上、スタブおよびその他溶接部に異状は認められなかった。
	浸透探傷検査	<ul style="list-style-type: none"> ・Platen SH 入口管寄右から #3 パネルの 4 箇所のスタブの検査を実施。 ・割れによる浸透指示模様は検出されなかった。
	超音波探傷検査	<ul style="list-style-type: none"> ・Final SH 出口管寄右側周溶接部の検査を実施。 ・欠陥と判断される信号は認められなかった。
	TOFD 検査 (超音波探傷検査)	<ul style="list-style-type: none"> ・Final SH 出口管寄右側周溶接部の検査を実施。 ・表面から 80mm 近傍に微細なキズが連続的に検出されたが、欠陥と判断される信号は認められなかった。
	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・Final SH 出口管寄右側周溶接部 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は 270,000 時間であった。
過熱低減器	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左右過熱低減器の周溶接部それぞれ 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は左側過熱低減器、右側過熱低減器共に 96,000 時間であった。
再熱器管寄	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・外観上、スタブおよびその他溶接部に異状は認められなかった。
	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・RH 出口管寄左側周溶接部の 1 箇所、右側周溶接部の 2 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は左側周溶接部で 700,000 時間、右側周溶接部で 270,000 時間であった。
主蒸気管	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・右側の主蒸気管の 2 箇所の周溶接部のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は 69,000 時間であった。
高温再熱蒸気管	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・右側の高温再熱蒸気管周溶接部 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は 240,000 時間であった。

6.4 空気予熱器(AH)効率改善(Air Heater Performance Improvement)

空気予熱器(AH)の効率改善については、Singrauli #4(出力 200MW)と Korba #6(出力 500MW)を対象に行った。

第2回の現地調査において、調査団およびNTPCは、Korba #6で空気漏洩が大きい1次空気予熱器を対象として調査を行うことで合意している(2次空気予熱器は対象外)。性能試験の運転データをもとに空気予熱器の効率を算出した結果に基づき改善提案を日本の電力会社が採用したシステムなどを考慮して提案する。

6.4.1 Korba #6

Korba #6の空気予熱器は1次AHとして2台、2次AHとして2台が設置されており、A系とB系の2系統となっている。2次AHは、ユングストローム式空気予熱器で、縦型のバイセクター式の熱交換器である。今回の検討対象AHは、空気漏洩の多い2次AHについて行う。AHの概略系統はFig. 6.4-1のとおり。

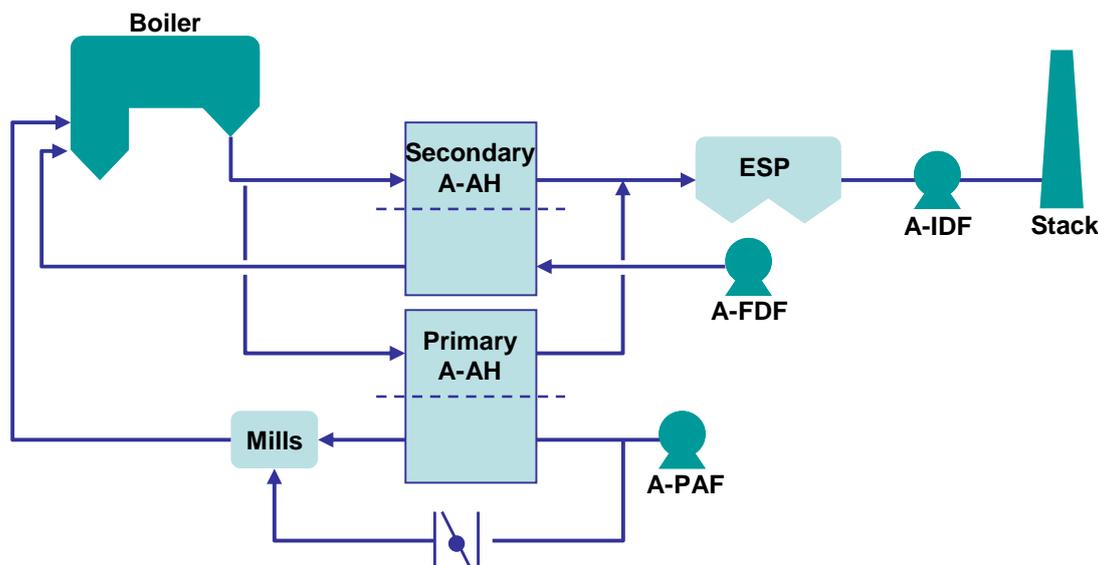


Fig. 6.4-1 AH Air and Gas Flow Diagram

AH仕様

- 型式 : ユングストローム式空気予熱器 27.0-VI-2050(M)
- AH エlement : 高温部および中温部 : ダブルアンジュレーテッド(DU)形状
低温部 : ノッチドフラット(NF)形状

(1) 現在の状態診断

これまでの現地調査によると6号機の空気予熱器に関する問題点は以下のとおり。

- 1) 2次AHの空気漏洩率は設計値と同等になっているが、1次AHの空気漏洩率は、設計値の2倍以上となっている。

- 2) AHのセクタープレートに接触するソフトシールは定期点検時に取り換えているが、定期点検後3～4ヵ月には空気漏洩が増加する。
- 3) Korbaにおける現地聞き取り調査によると、1次AHと2次AH間における不均衡な出口ガス温度は、ほとんどの排ガスが2次AH側に流れ込んでいる結果によるものであると考えられる。アッシュエロージョンのためにガイドベーンが機能せず1次AHへ適切な排ガスの流れを確保できていない。

(2) 性能試験データによる効率診断

空気予熱器の効率について2009年10月21日に行われた性能試験データをもとに、空気漏洩率、温度効率を算定し、効率改善項目を検討した。

1) 試験条件

発電機負荷500MW一定を目標として石炭専焼運転において実施した。

2) 試験内容

温度およびCO、CO₂、O₂測定は、空気予熱器空気入口、出口およびガス入口、出口の現地測定点からNTPCの性能試験要領書に基づいて実施した。

3) 算出結果に対する考察

性能試験データを以下の算出方法にて空気予熱器の効率および露点温度を算出した。

- 空気比(m)

$$m = \frac{21 - 0.062 \times (O_2)_{INL}}{21 - (O_2)_{INL}} \quad \text{定数 } 0.062$$

- AH 空気漏洩率：

$$\varepsilon = \frac{(O_2)_{OUTL} - (O_2)_{INL}}{21 - (O_2)_{OUTL}} \times 90$$

- AH 空気側温度効率：

$$\eta_A = \frac{t_{A2} - t_{A1}}{t_{G1} - t_{A1}} \times 100$$

- 修正 AH 出口ガス温度：

$$t_{G2'} = t_{G2} + \frac{\varepsilon}{100} \times 0.941 \times (t_{G2} - t_{A1})$$

$$\frac{\text{空気平均比熱}}{\text{ガスの平均比熱}} = \frac{C_{pa}}{C_{pg}} = 0.941$$

- 修正ガス温度効率：

$$\eta_{G'} = \frac{t_{G1} - t_{G2'}}{t_{G1} - t_{A1}} \times 100$$

- AH 平均温度効率：

$$\eta = \frac{\eta_A + \eta_{G'}}{2}$$

- AH コールドエンドメタル温度：

$$t_{dew} = \frac{t_{G2} + t_{A1}}{2}$$

記号	単位	項目
t_{G1}	°C	A H入口ガス温度
t_{G2}	°C	A H出口ガス温度
t_{A1}	°C	A H入口空気温度
t_{A2}	°C	AH 出口空気温度
$(O_2)_{INL}$	%	AH ガス側入口 O_2 濃度
$(O_2)_{OUTL}$	%	AH ガス側出口 O_2 濃度
M		空気比
ϵ	%	空気漏洩率
η_A	%	AH 空気側温度効率
$t_{G'}$	°C	修正 AH 出口ガス温度
$\eta_{G'}$	%	修正 AH 出口ガス温度効率
η	%	AH 平均温度効率
T_{dew}	°C	AH 低温端平均温度

6.4.2 Singrauli #4

Singrauli #4 の AH は、ユングストローム式空気予熱器であり、縦型のトライセクター式の熱交換器である。空気予熱器は 2 台設置されており、A 系と B 系の 2 系統となっている。AH の概略系統は以下のとおり。AH のエレメントは高温・中温ともにダブルアンジュレーテッド (DU) 形状、低温については、ノッチドフラット (NF) 形状である。

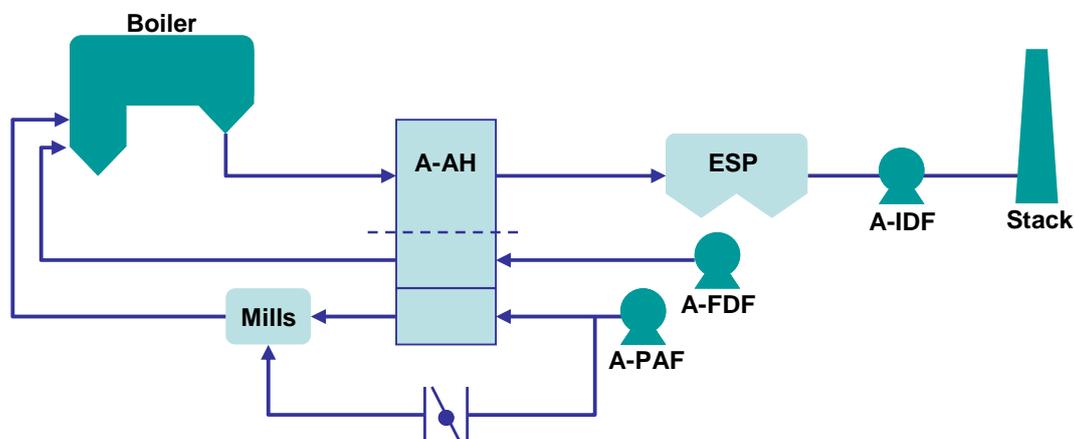


Fig. 6.4-2 AH Air and Gas Flow Diagram

AH 仕様

- 型式 : ユングストローム式空気予熱器 27.0-VI-2050(T)
- AH エレメント : 高温部および中温部 : ダブルアンジュレーテッド (DU) 形状
低温部 : ノッチドフラット (NF) 形状

(1) 現在の状態診断

これまでの現地調査によると4号機の空気予熱器に関する問題点は以下のとおり。

- 1) すべてのラジアルシールを定期点検毎に交換している。ソフトシールを採用している。
- 2) 定期点検直後の空気漏洩率は適切なレベルになるが、3から4ヵ月後には、漏洩率が増加する。
- 3) AH外周側エロージョンが多い。
- 4) IDFの負荷は、定期点検直後は90%(電流値:100~110A)であるが、定期点検直前においては100%(電流値:140A)程度まで増加する。
- 5) AHに関する問題は、供給される石炭の熱量が設計炭より約25%低下したため、石炭量、空気量および灰量が増加したことに起因すると考えている。

(2) 性能試験データによる効率診断

空気予熱器の効率について2009年10月14日に行われた性能試験データをもとに、空気漏洩率、温度効率を算定し、効率改善項目を検討した。

1) 試験条件

発電機負荷200MW一定を目標として石炭専焼運転において実施した。

2) 試験内容

温度およびCO、CO₂、O₂測定は、空気予熱器空気入口、出口およびガス入口、出口の現地測定点からNTPCの性能試験要領書に基づいて実施した。

3) 算出結果に対する考察

性能試験データを以下の算出方法にて空気予熱器の効率および露点温度を上記と同様な方法で算出した。

6.4.3 効率改善の提案

上記の検討の結果、対象号機は日本の8%程度の空気漏洩率より高くなっていることから、以下のような改善項目を提案する。しかしながら、以下の提案は高灰分であるインド国内炭の影響は考慮していない。

回転式空気予熱器の特徴として、ローターが回転することと、そのために必要最小限の隙間が存在し、その結果空気のガス側へのリーケージが存在する。このリーケージを最小限に抑えるためには、設計上の工夫と据付時のノウハウおよびメンテナンスを行うことがポイントである。

リーク量増大の原因は、直接漏洩空気の増加によるもので実機における問題点として次の事項が上げられる。

- 1) 計画温度条件と実運用温度条件との相違による熱間時のシール間隙大
- 2) 実機の熱変形量が計画値と異なることによる間隙増加
- 3) シール、またはケーシング材の経年変形、腐食、熱変形、磨耗などによる間隙の増加

4) シールド脱落による間隙の増加

1) 効率改善提案：セクタープレート駆動装置（SDU）の採用

熱間時、AH のローターは高温側に伸びると同時に扇形に変形する。ローター内周に対して外周の肩の垂下をターンダウンと呼ぶが、ターンダウン量は一般にローター軸部の伸びより大きいので高温側ローター外周とセクタープレート間にギャップが生じる。（シールギャップ G と呼ぶ）。セクタープレート内周は、ローター軸部に連結されているため、ローター軸部の伸びに追従する。すなわち、高温側ローター取付けのラジアルシールとセクタープレートのギャップは、熱間時、細長い三角形になる。本装置は、セクタープレートの外周部をローターのターンダウン量に合わせ駆動させることにより、シールギャップを減少させることを目的としている。

また、日本におけるセクタープレート駆動装置付の AH は、1979 年から 2008 年の期間で発電機出力 300MW 以上の発電所で合計 139 基が設置されており、これまでに大きな事故はなく信頼性の高いものとなっている。

この装置の採用により、高温ラジアルシール部におけるリーク量の削減が見込まれ、空気漏洩率が改善されることが期待できる。この装置には、2 種類のシステムがあるひとつは SDU システム、もうひとつが sensor drive system (SDS)。SDS システムは、SDU システムにセンサー（電磁誘導センサー）を取り付けたもので、ラジアルシールとセクタープレートの間隙を自動的に測定・調整するものである。SDS は精密な装置なため、SDU を初めに採用し、十分に保守技術を習得することを提案する。詳細な検討については、AH 製造元（または、日本の AH 製造会社）による設計が必要となる。SDU および SDS は、吊り下げ型セクタープレートタイプの AH に適用可能である。

技術仕様概要は以下のとおり。

➤ システム構成： セクタープレートおよび制御装置

➤ 材料：

ラジアルシールリーフ：CORTEN (Corrosion resistant steel, (Thickness: 1.6mm))

セクタープレート：Mild Steel (Thickness: 19-25 mm)

➤ 制御：

SDU は発電機出力（MW）によって制御される。

- 定格負荷時（100%）に設定値までセクタープレートを押し込む。
- 負荷（100-50%）における設定値までセクタープレートを押し込む。
- 負荷 50%以下では、セクタープレートを上限の状態とする。

2) フローティングラジアルシール（FRS）の採用

上記セクタープレート駆動装置に比べ、単純な機能により高温ラジアルシール部におけるリーク量の削減が見込まれ、空気漏洩率を改善することが期待できる。本装置は、バネを活用

して、ラジアルシール部分を伸縮する仕組みを作り、ローターのターンダウン量を考慮して設定したセクタープレートとの隙間を維持するものである。FRS は、固定型のセクタープレートタイプの AH に適用可能である。この装置を適切に運転するためには、定期点検毎に製造元の技術監督者を招聘しメンテナンスを行うことが必要となる。

詳細な検討については、AH 製造元(または、日本の AH 製造会社)による設計が必要となる。

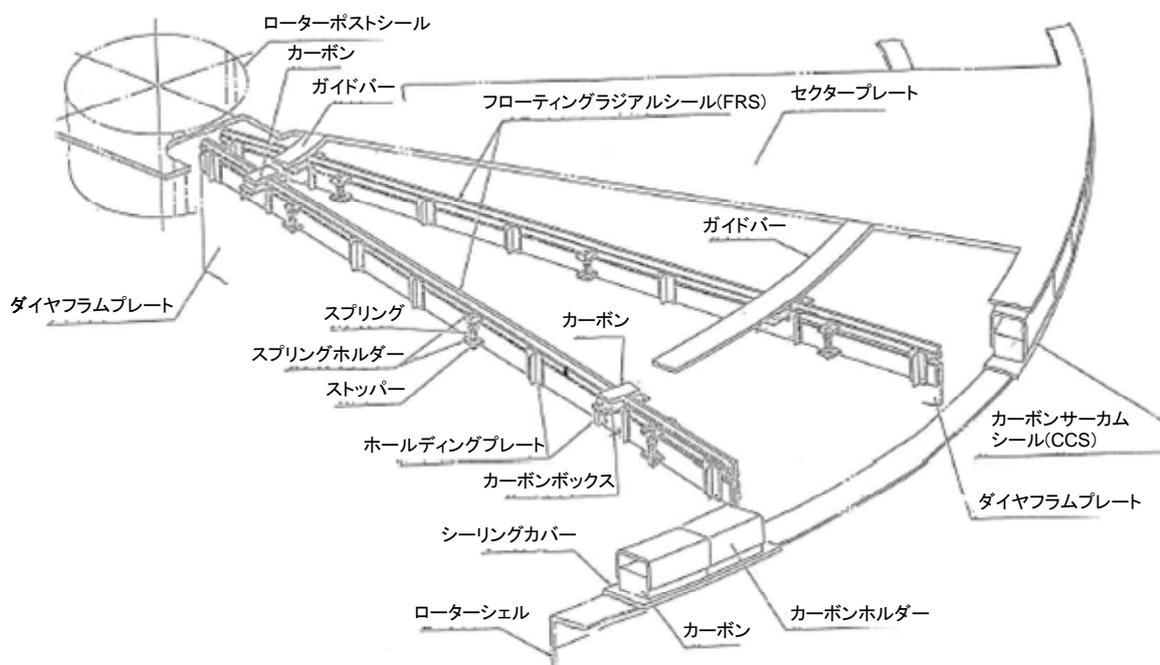


Fig. 6.4-3 Floating Radial Seal

技術仕様概要は以下のとおり。

- システム構成： フローティングラジアルシール、スプリング、ガイドバー、カーボン
- 材料：
 - ラジアルシールリーフ：CORTEN (Corrosion resistant steel, (Thickness: 1.6mm))
 - スプリング：インコネル 700-750
 - ガイドバー：SS400
 - カーボン：GC-N 型(かさ比重：1.7kg/cm³以上、硬さ：55 - 85HSD、曲げ強さ：450kg/cm²以上、電気抵抗 3,500μΩcm 以下)

3) 効率改善提案：カーボンサーカムシール(CCS)の採用

空気予熱器の高温側(空気出口、ガス入口)および低温側(空気入口、ガス出口)側のサーカムシールからの漏洩を削減するためにカーボンを用いたメタルタッチのシール方式に変更する。本装置は、高温および低温側のローターとハウジングの間に設置され、高い圧力の空気がローターとハウジングの間に流れ込み、その通路を経てガス側へ流れ込むこと防止する。装置は、カーボン、カーボンホルダー、シーリングバーの主要3部品により呼応性されている。カーボンおよびカーボンホルダーは数十個に分割され、それを合わせた多角形により、ローター外

周りに合わせている。この装置を適切に運転するためには、定期点検毎に製造元の技術監督者を招聘しメンテナンスを行うことが必要となる。

詳細な検討については、AH 製造元（または、日本の AH 製造会社）による設計が必要となる。

技術仕様概要は以下のとおり。

➤ システム構成：カーボン、カーボンホルダー、シーリングバー

➤ 材料：

カーボン：FRS と同じ

カーボンホルダー：SUS304

シーリングバー：SS400

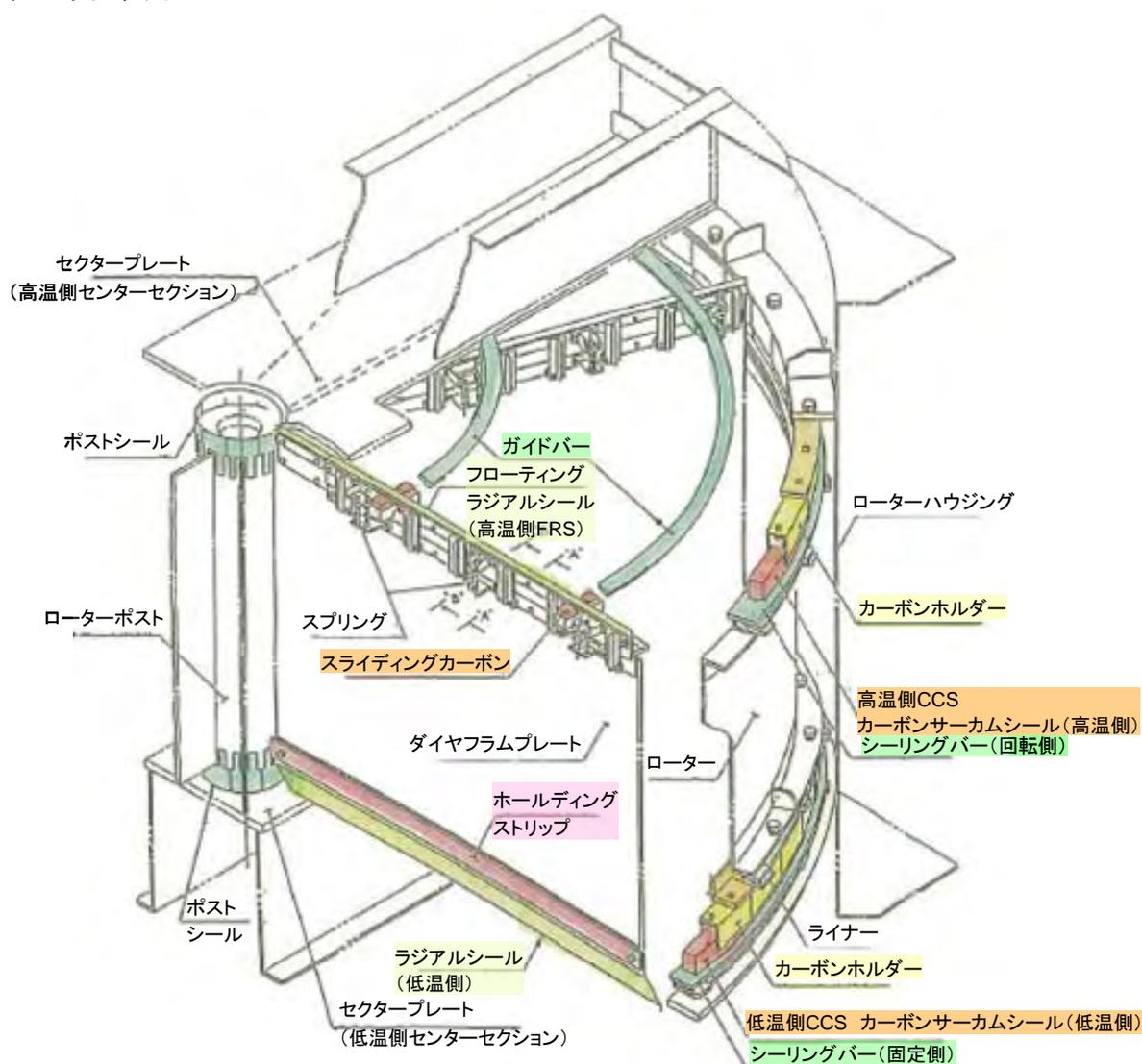


Fig. 6.4-4 Carbon Circum Seal

4) 効率改善提案：AH 定期点検補修の見直し

リーク量増大の原因として考えられる項目として、シール、またはケーシング材の経年変形、腐食、熱変形、磨耗などによる間隙の増加が上げられる。

現地調査によると対象発電所では、必要がある場合に限り定期点検時に AH 製造元のエンジニアを招聘し、点検を行っているとのことで、それ以外の場合には元 AH 製造元のエンジニアを招聘して点検作業に当たらせているとの説明であった。

日本における AH の定期点検は、各定期点検時に AH 製造元のエンジニアを招聘し、以下の表に示す点検箇所について点検または取替え補修を行い、AH のリーク量の低減および効率の維持に努めている。

Table 6.4-1 AH Annual Inspection Items

Inspection items	Parts to be inspected	Inspection details	Remarks
(1) Rotor system	Rotor post	Visual inspection Liquid Penetrant Testing (PT)	
	Diaphragm	Visual inspection, plate thickness measurement	
	Shell plate	Visual inspection	
	Grating	Visual inspection	
	Pin rack	Visual inspection, pitch measurement, parallelism measurement, roundness measurement, pin wear measurement	
	T bar	Visual inspection, circularity measurement, plate thickness measurement	*
	Rotor tire (SDS)	Visual inspection, flatness measurement	
(2) Rotor support bearing	Bearing	Visual inspection, overhaul (as necessary)	
	Lubricating oil	Replacement of lubricating oil	
	Air seal cover	Replacement of gland packing	
(3) Rotor guide bearing	Bearing	Visual inspection	
	Lubricating oil	Replacement of lubricating oil	
	Air seal cover	Replacement of gland packing	
(4) Lubricating system	Oil pump	Overhaul	
	Accessories	Overhaul	
(5) Heating elements	Low-temperature layer	Weight measurement, plate thickness measurement Sampling inspection of baskets Steel element: erosion, cracked, looseness.	*
	Mid-temperature layer	Weight measurement Sampling inspection of baskets Steel element: erosion, cracked, looseness.	*
	High-temperature layer	Weight measurement Sampling inspection of baskets Steel element: erosion, cracked, looseness.	*

Inspection items	Parts to be inspected	Inspection details	Remarks
(6) Rotor drive system	Reducer	Overhaul	
	Pinion gear	Wear inspection	
	Air motor	Overhaul	
	Air motor coupling	Visual inspection Centering	
	Electric motor coupling	Visual inspection Centering	
	Pinion shaft seal	Visual inspection, or carbon seal replacement	
	Accessories	Air motor filter replacement (as necessary)	
(7) Seals	Radial seal	Visual inspection, measurement, adjustment, replacement (as necessary)	*
	Axial seal	Visual inspection, measurement, adjustment, replacement (as necessary)	*
	Post seal	Visual inspection, hole repair	*
	Bypass seal	Visual inspection, measurement, adjustment, replacement (as necessary)	*
	Static seal	Visual inspection, repair (as necessary)	*
	Sector plate	Visual inspection, parallelism measurement, adjustment, replacement (as necessary)	*
	Axial plate	Visual inspection, roundness measurement, adjustment, replacement (as necessary)	*
(8) AH soot blower	Drive unit	Visual inspection, measurement Gasket replacement	
	Tube	Visual inspection, guide roller inspection	
	Deflector plate	Visual inspection, replacement (as necessary)	
(9) Sensor drive system (SDS)	Drive unit	Overhaul	
	Protection unit	Gas- and air-side side roller inspection, replacement (as necessary)	
	Lower limit detector	Detection roller inspection, replacement (as necessary)	
(10) Other	Casing	Visual inspection (Repair holes due to ash cut)	*

Note: * maintenance point for prevent of leakage

効率改善提案としては、日本の点検および補修に熟知した AH 製造元のエンジニアを対象ユニットの定期点検期間に招聘し、実際に AH の点検作業を実施する。この点検および補修によるリーク量削減の改善が見込まれる。

5) 採用設備改造における効率改善率

上記 1)、2)、3)の設備改造を伴う項目の採用については、既設の構造を踏まえた詳細な検討が必要である。1)、2)、3)および4)の改善項目はその費用を考慮して採用される。改造項目として採用する。項目 1)、2)、3)の採用により AH の空気漏洩率を設計値と同等になることが予想される。

a) センサードライブユニット(SDU)の適用

SDU の空気漏洩率設計値：9.0%

b) フローティングラジアルシール(FRS)とカーボンサーカムシール(CCS)の適用

FRS & CCS の空気漏洩率設計値：7.0%

c) フローティングラジアルシール(FRS)の適用

FRS の空気漏洩率設計値：9.0%

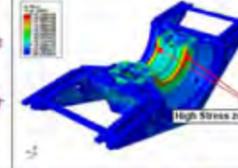
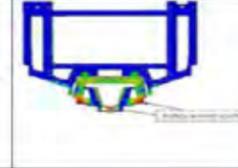
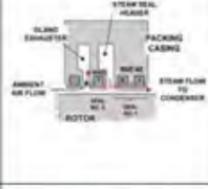
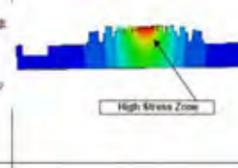
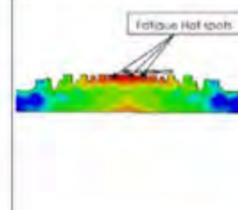
6.5 タービン余寿命診断

タービン余寿命診断は、2010年5月にKorba#4を対象にアルストームジャパンとNASLによって実施された。調査によって明らかになった主な項目と推奨案は以下のとおり。

なお、タービン余寿命診断には、以下の内容が含まれる。

- 1) タービン余寿命診断
- 2) タービン蒸気通路診断
- 3) 主要配管診断（主蒸気、高温再熱蒸気、低温再熱蒸気、給水配管）

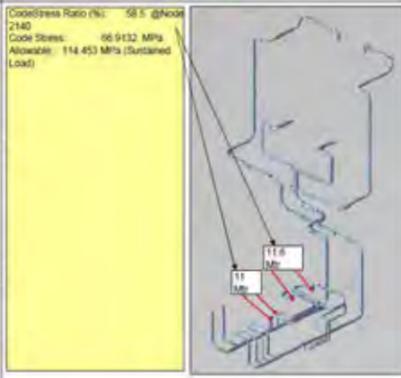
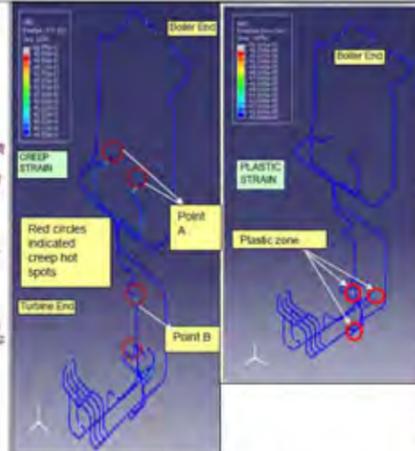
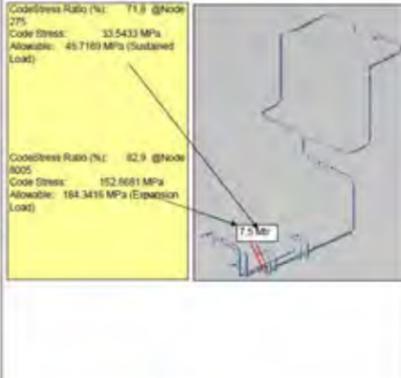
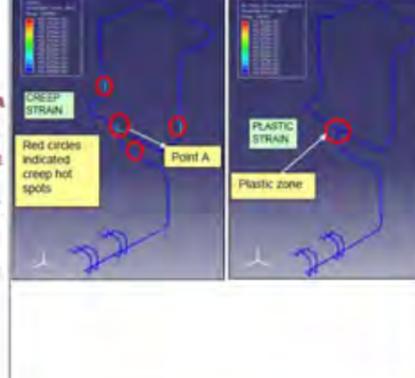
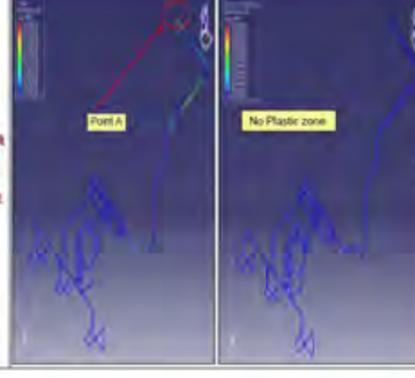
タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー (2/4)

タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー NTPC Korba発電所4号機(500MW)タービンおよび配管診断、診断結果および推奨事項									
SI No	対象機器	破壊検査 (DT) および非破壊検査 (NDT)		蒸気流路診断 (SPA)		余寿命診断		結論	推奨事項
		所見、状態診断	所見、状態診断	所見、状態診断	所見、状態診断	Larson Miller パラメータ (LMP)	金属組織検査 (IM)		
4	車室	<p>内部支持面の滑接面にエロージョン</p>  <p>※ 再検査の結果、滑接面にエロージョンが見られましたが、固定翼には目立った損傷は見られませんでした。シーリングファンは、良好な状態です。</p> <p>※ 破断試験、透過試験、超音波試験の結果、損傷は見られませんでした。</p> <p>※ 滑接面は点検されました。運転時の水質が良好であることが確認できます。</p>	<p>車室内のエロージョン</p> 	<p>高圧部</p> <p>駆動時検査 1505.9 kW, 54.45 kJ/kWh 停止時検査 1140.9 kW, 37.20 kJ/kWh 劣化度合い 2444.1 kW, 37.17 kJ/kWh</p>		考慮せず	考慮せず	<p>※ 第3段滑流路で応力が高くなっています (356 MPa- Peak transient stress)。</p> <p>※ 第3段滑流路で今後クラックが発生する可能性があります。</p> 	<p>1) NDTおよびFEAの結果、応力は材料の許容範囲内にあることを確認しました。</p> <p>2) 出力と効率のロス、主として翼の表面粗さによるものです。最大のロスは2段階で確認されました。 IP Gen side, Stage - 2 出力ロス = 486.2 kW IP Tur side, Stage - 2 出力ロス = 487.2 kW</p> <p>3) 疲労による劣化解析で、今後クラックの発生する可能性のあるホットスポットの存在を確認しました。</p> <p>4) DT/NDT, SPA, FEA, 疲労解析を総合しての判定として、車室余寿命は20年以上との結論を得ました。(今後の運転保守状態により余寿命に影響を受けます。また翼の寿命は考慮していません)</p>
		<p>※ 再検査の結果、滑接面にエロージョンが見られましたが、固定翼には目立った損傷は見られませんでした。シーリングファンは、良好な状態です。</p> <p>※ 破断試験、透過試験、超音波試験の結果、損傷は見られませんでした。</p> <p>※ 滑接面は点検されました。運転時の水質が良好であることが確認できます。</p>	<p>低圧部</p> <p>駆動時検査 245.3 kW, 3.71 kJ/kWh 停止時検査 212.5 kW, 3.21 kJ/kWh 劣化度合い 33.8 kW, 0.50 kJ/kWh</p>		<p>上記の分析およびMiner's Ruleより、余寿命は113年と算定されました。</p>	<p>※ 高圧入口付近で応力が高くなっています (360 MPa- Peak transient stress)。</p> <p>※ 高圧入口と第1段滑流路で今後クラックが発生する可能性があります。</p> 			
5	ロータ	<p>※ 再検査の結果、滑接面にエロージョンが見られましたが、固定翼には目立った損傷は見られませんでした。シーリングファンは、良好な状態です。</p> <p>※ 破断試験、透過試験、超音波試験の結果、損傷は見られませんでした。</p> <p>※ 滑接面は点検されました。運転時の水質が良好であることが確認できます。</p>	<p>へこみ痕</p>  <p>エロージョン</p> 	<p>高圧部</p> <p>駆動時検査 2.3 kW, 0.03 kJ/kWh 停止時検査 3.2 kW, 0.05 kJ/kWh 劣化度合い 5.5 kW, 0.08 kJ/kWh</p>		考慮せず	<p>材料組織検査の劣化度合いはL4、寿命消費率は0.1未満となり、劣化度合いはLevel-0と判断されました。これよりクリープ寿命の消費は10%未満との判定となります。</p>	<p>※ 高圧入口と第1段滑流路で今後クラックが発生する可能性があります。</p> 	<p>1) ホットスポット周辺は、定検中に状態を確認するとともに、材料組織検査の劣化度合いを判定して余寿命を管理することを推奨します。</p> <p>2) 翼各部の試験および点検結果として、早急に行う必要がある事象はありません。但し、動翼最終段は次回定検で交換の必要を認めます。</p> <p>1) 低圧タービン動翼の状態は、総合的には良好であると判断されます。</p> <p>2) 透過試験の結果、動翼のリーディングエッジにエロージョンが確認されました。</p> <p>3) 固有周波数試験の結果、低圧側3段階の固有周波数は許容範囲内にあることを確認しました。</p> <p>4) DT/NDT, SPA, FEA, 疲労解析を総合しての判定として、ロータ余寿命は20年以上との結論を得ました。(今後の運転保守状態により余寿命に影響を受けます。また翼の寿命は考慮していません)</p>
		<p>※ 再検査の結果、滑接面にエロージョンが見られましたが、固定翼には目立った損傷は見られませんでした。シーリングファンは、良好な状態です。</p> <p>※ 破断試験、透過試験、超音波試験の結果、損傷は見られませんでした。</p> <p>※ 滑接面は点検されました。運転時の水質が良好であることが確認できます。</p>	<p>低圧部</p> <p>駆動時検査 161.3 kW, 2.44 kJ/kWh 停止時検査 122.5 kW, 1.85 kJ/kWh 劣化度合い 38.8 kW, 0.59 kJ/kWh</p>		<p>上記の分析およびMiner's Ruleより、余寿命は47年と算定されました。</p>	<p>※ 高圧入口と第1段滑流路で今後クラックが発生する可能性があります。</p> 			
6	ファスナ	<p>外観試験および透過試験の結果、特筆すべき事象は見られませんでした。</p>	NA	NA	NA	NA	NA	通常の状態(良好)にあるとの結論を得ました。	NA
	No.4 ベアリング	<p>外観試験および透過試験の結果、特筆すべき事象は見られませんでした。超音波試験結果は、許容範囲内です。</p> 	NA	NA	NA	NA	NA	各種試験の結果、今後5年間の運転に支障はないと判定されました。	定検時に軸受けの検査を実施することを推奨します。特に、ハビットメタルの割断状態に注意してください。

タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー(3/4)

タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー									
NTPC Korba発電所4号機(500MW)タービンおよび配管診断. 診断結果および推奨事項									
SI No	対象機器	破壊検査 (DT) および非破壊検査 (NDT)		蒸気流路診断 (SPA)	余寿命診断			結論	推奨事項
		所見, 状態診断		所見, 状態診断	Larson Miller パラメータ (LMP)	金属組織検査 (IM)	有限要素解析 (FEA)		
7	高圧高止弁 (4基)	<p># 非破壊検査: コーン. 母材の硬度は許容範囲内です (150-201 BHN).</p> <p># 外観試験: 透過探傷試験の結果. スピンドル, コーン, シート. 母材への目立った損傷 (エロージョン, 打痕等) は見られませんでした.</p> <p># 材料組織検査の劣化度合いはB-Level-IV. 消費クリーブ寿命割合は0.442と判定されました.</p>		NA	考慮せず	材料組織検査の劣化度合いはB-Level-IV. 消費クリーブ寿命割合は0.45となり, 劣化度合いはLevel-2と判断されました. これより消費クリーブ寿命割合は0.442. すなわち44%の寿命が消費されているとの判定となります.	NA	IMの結果より寿命消費は44%と判定されました. これまでの運転期間が25年であることから, 余寿命は20年以上と見込まれます.	目立ったエロージョンや損傷は認められませんでした. 保守および点検の機会毎に点検を実施することを推奨します.
	高圧制御弁 (4基)	<p># 非破壊検査: コーン. 母材の硬度は許容範囲内です (155-188 BHN).</p> <p># 外観試験: 透過探傷試験の結果. スピンドル, コーン, シート. 母材への目立った損傷 (エロージョン, 打痕等) は見られませんでした.</p> <p># 材料組織検査の劣化度合いはB-Level-IV. 消費クリーブ寿命割合は0.442と判定されました.</p>		NA	考慮せず	材料組織検査の劣化度合いはB-Level-IV. 消費クリーブ寿命割合は0.45となり, 劣化度合いはLevel-2と判断されました. これより消費クリーブ寿命割合は0.442. すなわち44%の寿命が消費されているとの判定となります.	NA	IMの結果より寿命消費は44%と判定されました. これまでの運転期間が25年であることから, 余寿命は20年以上と見込まれます.	目立ったエロージョンや損傷は認められませんでした. 保守および点検の機会毎に点検を実施することを推奨します.
	中圧制御弁 (4基)	<p># 非破壊検査: コーン. 母材の硬度は許容範囲内です (140-161 BHN).</p> <p># 外観試験: 透過探傷試験の結果. スピンドル, コーン, シート. 母材への目立った損傷 (エロージョン, 打痕等) は見られませんでした.</p> <p># 材料組織検査の劣化度合いはB-Level-IV. 消費クリーブ寿命割合は0.442と判定されました.</p>		NA	考慮せず	材料組織検査の劣化度合いはB-Level-IV. 消費クリーブ寿命割合は0.45となり, 劣化度合いはLevel-2と判断されました. これより消費クリーブ寿命割合は0.442. すなわち44%の寿命が消費されているとの判定となります.	NA	IMの結果より寿命消費は44%と判定されました. これまでの運転期間が25年であることから, 余寿命は20年以上と見込まれます.	目立ったエロージョンや損傷は認められませんでした. 保守および点検の機会毎に点検を実施することを推奨します.
	中圧高止弁 (4基)	<p># 非破壊検査: コーン. 母材の硬度は許容範囲内です (140-164 BHN).</p> <p># PSV-2への外観試験の際, 軸に軽度の打痕が見られましたが, 透過探傷試験の結果, 許容範囲内の結果を得ました. スピンドル, コーン, シート. 母材への目立った損傷 (エロージョン, 打痕等) は見られませんでした.</p> <p># 材料組織検査の劣化度合いはB-Level-IV. 消費クリーブ寿命割合は0.442と判定されました.</p>		NA	考慮せず	材料組織検査の劣化度合いはB-Level-IV. 消費クリーブ寿命割合は0.45となり, 劣化度合いはLevel-2と判断されました. これより消費クリーブ寿命割合は0.442. すなわち44%の寿命が消費されているとの判定となります.	NA	IMの結果より寿命消費は44%と判定されました. これまでの運転期間が25年であることから, 余寿命は20年以上と見込まれます.	目立ったエロージョンや損傷は認められませんでした. 保守および点検の機会毎に点検を実施することを推奨します.

タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー(4/4)

タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー										
NTPC Korba発電所4号機(500MW)タービンおよび配管診断、診断結果および推奨事項										
SI No	対象機器	破壊検査 (DT) および非破壊検査 (NDT)	CAESAR II 解析 (熱間および冷間調査を含む)		余寿命診断			結果	推奨事項	
			発見、状態診断	モデル링、解析	Larson Miller (フラー) (LMP)	金属組織検査 (MT)	有限要素解析 (FEA)			
1	主蒸気配管~再熱戻り配管~高圧バイパス配管	<p>外観試験の結果、表面の傷は認められませんでした。磁粉探傷試験および超音波探傷試験の結果、目立った損傷は認められませんでした。</p> <p>主蒸気配管のペイントおよびパイプライト結露に一部劣化が認められます。材料組織検査の劣化度合いはB-L~IVと判定されました。なお、クリープポイドは認められませんでした。</p>	<p>1) 解析の結果、最も応力の高い部位 (maximum risk node points) を右図に示します。</p> <p>2) No.MST-18のハンガースケールが損傷しています。</p> <p>3) HPBP-02のスプリングスケールが腐り切った状態で、スプリングケーシングが消失しています。</p> <p>4) CRH-17のスプリングには負荷がかかっていません。</p> <p>5) CRH-20のハンガーが消失しています。</p>	<p>Code/Stress Ratio (%): 58.5 @Node 2140 Code Stress: 66,912 MPa Allowable: 114,453 MPa (Sustained Load)</p> 	<p>各配管系統余寿命 主蒸気配管 = 5.91 yrs. 再熱戻り配管 > 20 years. 高圧バイパス配管 > 20 years.</p>	<p>材料組織検査の劣化度合いはB-L~IV。寿命消費率は0.45となり、劣化度合いはLevel-2と判断されました。これより消費クリープ寿命割合は0.442、すなわち44%の寿命が消費されているとの判定となります。</p>	<p>分析およびMiner's Ruleより、余寿命は21年と算定されました。</p>	<p>1) 熱力学的および機械的最大負荷は158 Mpa (Point A)。平均負荷は80~70 MPa となります。材料の許容範囲内であり、歪みは0.00112(弾性 0.0014 + 塑性 0.00012)となります。</p> <p>2) 25年間の運転におけるクリープによる最大変位量は88 mm (Point B)となります。</p> <p>3) 25年間の運転におけるハンガースケールの変位量(塑性変形による)が40mmを超えるものは下記となります。</p> <p>a) MST 044 b) HPB 012 c) CRH 030 d) CRH 032</p> 	<p>i) FEAとMT による余寿命の結論: >20 years ii) LMPから算出される余寿命: 5.91 years.</p> <p>上記、余寿命算定の手法による大きな差異は、LMP法を安全サイドからのアプローチで用いたために発生しています。これは、これまでの様々な運転保守上の履歴および実績を考慮して安全率を1.2として算出していることによるものであり、クビレカルなどのFEAによりホットスポットと判断された部位に限られると考えられます。ちなみに、安全率を1.5とした場合、余寿命は25年に延長されます。</p> <p>したがって、対象ユニットが下記条件を全て満たしている場合、高圧バイパス配管の余寿命は20年程度あると考えて差し支えないとの結論となります。</p> <p>1) 運転圧力が設計圧力を越えたことが無いこと 2) ハンガーおよびサポートのセッティングを満足状態に保ち修正すること 3) ホットスポットの状態監視を推奨事項どおりに行うこと</p> <p>なお、これとは別に再熱戻り配管と高圧バイパス配管系統の余寿命は、20年以上と判定されます。</p>	<p>FEAでホットスポットと判断された部位に対しては、年度検査毎に簡単な試験を行い、状態監視を行うことを推奨します。次の年度検査時には、ぜひとも実施ください。</p> <p>1. 金属組織検査の実施 (劣化度合いの判定) Insitu Metallography (IM) to know the material degradation level. 2. 配管肉厚の測定 3. 歪みひずみゲージの据付によるひずみのオンラインモニタリング (余寿命診断の精度向上) 4. EMAT (Electromagnetic acoustic transducer test)の実施 (高圧配管 (20 MPa) の UTを実施して配管内部の表面腐食を診断できます) 5. ハンガーおよびサポートの腐蝕およびセッティングの修正</p>
2	再熱配管~低圧バイパス配管	<p>外観試験の結果、表面の傷は認められませんでした。磁粉探傷試験および超音波探傷試験の結果、目立った損傷は認められませんでした。</p> <p>再熱配管のペイントおよびパイプライト結露に一部劣化が認められます。材料組織検査の劣化度合いはB-L~IIIと判定されました。なお、クリープポイドは認められませんでした。</p>	<p>1) 解析の結果、最も応力の高い部位 (maximum risk node points) を右図に示します。</p> <p>2) LPBH13とLPBPH-14間の上下方向の拘束が緩和状態になっています。ボルト増し締めが必要ですが。</p>	<p>Code/Stress Ratio (%): 73.8 @Node 275 Code Stress: 33,543 MPa Allowable: 45,718 MPa (Sustained Load)</p> 	<p>各配管系統余寿命 再熱配管 > 20 years. 低圧バイパス配管 > 20 years.</p>	<p>材料組織検査の劣化度合いはB-L~III。寿命消費率は0.45となり、劣化度合いはLevel-2と判断されました。これより消費クリープ寿命割合は0.442、すなわち44%の寿命が消費されているとの判定となります。</p>	<p>分析およびMiner's Ruleより、余寿命は13.6年と算定されました。</p>	<p>1) 熱力学的および機械的最大負荷は102 Mpa (Point A)。平均負荷は50~70 MPa となります。材料の許容範囲内であり、歪みは0.00118(弾性 0.00112 + 塑性 0.00016)となります。</p> <p>2) 25年間の運転におけるクリープによる最大変位量は100 mm (Point B)となります。</p> <p>3) 25年間の運転におけるハンガースケールの変位量(塑性変形による)は5mm未満です。</p> 	<p>解析結果より、対象配管系統の状態は良好だと判断されます。 余寿命は13.6年との結論を得ました。</p>	<p>今後5年間の運転に支障は無いものと思われます。5年後に同様の診断を実施し、状態の再確認および余寿命算出精度の向上を図ることを推奨します。</p> <p>なお、ハンガーおよびサポートの腐蝕およびセッティングを行ってください。</p>
3	ボイラ給水配管	<p>外観試験の結果、表面の傷は認められませんでした。磁粉探傷試験および超音波探傷試験の結果、目立った損傷は認められませんでした。</p>	<p>1) 解析の結果、最も応力の高い部位 (maximum risk node points) を右図に示します。</p> <p>2) Feed control station付近のハンガーは20mほどの高さに設置してありアクセスできませんでした。外観試験の結果、損傷は認められませんでした。</p>	<p>Code/Stress Ratio (%): 35.5 @Node 1175 Code Stress: 49,128 MPa Allowable: 137,295 MPa (Sustained Load)</p> <p>Code/Stress Ratio (%): 13.1 @Node 1195 Code Stress: 38,409 MPa Allowable: 296,904 MPa (Expansion Load)</p> 	<p>考慮せず</p>	<p>考慮せず</p>	<p>分析およびMiner's Ruleより、余寿命は13.6年と算定されました。</p>	<p>1) 熱力学的および機械的最大負荷は142 Mpa (Point A)。平均負荷は80~70 MPa となります。材料の許容範囲内であり、歪みは0.00064(弾性 0.00064 + 塑性 0)となります。</p> 	<p>解析結果より、対象配管系統の状態は良好だと判断されます。 余寿命は20年以上との結論を得ました。</p>	<p>今後5年間の運転に支障は無いものと思われます。5年後に同様の診断を実施し、状態の再確認および余寿命算出精度の向上を図ることを推奨します。</p>

6.6 復水器真空低下調査

(1) 概要

2009年8月6日から10日まで、2台の復水器真空ポンプが連続して運転されている Singrauli #6 において、ヘリウムガスを使用した復水器への空気漏洩を検知する復水器真空度低下調査が富士電機システムズ調査チームにより実施された。130箇所を調査し、その結果、以下の重大な空気漏洩を発見するに至り、調査団は、NTPC に対して、これらの状況を報告し、適切な対応を実施するよう要請した。

Table 6.6-1 Summary of test result

No.	Test position	Air leak rate [kg/h]
1	A-BFPT gland sealing portion (Rear)	49.3
2	B-BFPT gland sealing portion (Rear)	23.5
3	LP turbine gland sealing portion (Packing and Bellow flange)	13.3
4	HP flush tank, flush box-1 and Drain flush tank B	12.3
5	Others	15.9
Total		114.3

6.7 ポンプ診断

(1) 概要

西島製作所チームにより、イエツメーターによる温度測定の実験方法を用いたポンプ診断を実施する。

なお、調査対象ポンプは NTPC の要望により以下のとおり選定し、2009年10月に診断を実施した。

<u>Unit</u>	<u>Pump</u>	<u>Test Date</u>
1) Korba power station #6	Turbine driven BFP (6B)	October 21&22
2) Rihand power station #2	Motor driven BFP (2B)	October 13
	CWP (2B)	October 14
3) Singrauli power station Stage I	CWP (NO.09)	October 26&27

ポンプ診断は発電所稼働中に、ポンプの性能、ポンプ軸受温度・ポンプ振動を測定する。

1) Korba タービン駆動ボイラー給水ポンプ(6B)

診断結果と設計データとの比較を以下に示す。

Pump flow rate	(l/sec)	254.3
As-New Pump Head	(m)	2,316.5
Current Pump Head	(m)	2,168.0
Change from As-New	(%)	-6.4
As-New Pump to Power	(kW)	6,340.8
Current Pump to Power	(kW)	6,327.9
Change from As-New	(%)	-0.2
As-New Efficiency	(%)	82.1
Current Pump Efficiency	(%)	77.8
Change from As-New	(%)	-5.2

上記の性能差は、通常はウェアリングの磨耗による隙間の増加による。ポンプの全般的な更新により設計時の効率を達成することは可能である。

同じポンプについては、2年に1回の診断を実施すること、およびほかのポンプの診断を実施することを推奨する。

2) Rihand 電動ボイラー給水ポンプ(2B)

診断結果と設計データとの比較を以下に示す。

Pump flow rate	(l/sec)	267.7
As-New Pump Head	(kg/cm ²)	214.2
Current Pump Head	(kg/cm ²)	210.5
Change from As-New	(%)	-1.7
As-New Pump to Power	(kW)	6,945.0
Current Pump to Power	(kW)	7,840.7
Change from As-New	(%)	+12.9
As-New Efficiency	(%)	81.0
Current Pump Efficiency	(%)	70.5
Change from As-New	(%)	-13.0

上記の性能差は、通常はウェアリングの磨耗による隙間の増加による。ポンプの全般的な更新により設計時の効率を達成することは可能である。

同じポンプについては、2年に1回の診断を実施すること、およびほかのポンプの診断を実施することを推奨する。

3) Rihand 循環水ポンプ(2B)

診断結果と設計データとの比較を以下に示す。

Pump flow rate	(l/sec)	8,351.6
As-New Pump Head	(m)	26.4
Current Pump Head	(m)	25.1
Change from As-New	(%)	-4.9
As-New Pump to Power	(kW)	2,725.1
Current Pump to Power	(kW)	2,639.7
Change from As-New	(%)	-3.1
As-New Efficiency	(%)	85.1
Current Pump Efficiency	(%)	83.7
Change from As-New	(%)	-1.6

上記の性能差は、誤差範囲内なので、ポンプ性能は問題ないレベルと判断できる。

同じポンプについては、2年に1回の診断を実施すること、およびほかのポンプの診断を実施することを推奨する。

4) Singrauli Stage I CWP (09)

診断結果と設計データとの比較を以下に示す。

Pump flow rate	(m ³ /sec)	16,654.3
As-New Pump Head	(m)	24.4
Current Pump Head	(m)	25.5
Change from As-New	(%)	+4.5
As-New Pump to Power	(kW)	1,334.0
Current Pump to Power	(kW)	1,560.0
Change from As-New	(%)	+17.0
As-New Efficiency	(%)	83.0
Current Pump Efficiency	(%)	73.8
Change from As-New	(%)	-11.0

上記の性能低下は、誤差範囲を超えているので、ポンプ性能は許容できるレベルではない。ポンプの全般的な更新により設計時の効率を達成することは可能である。

同じポンプについては、2年に1回の診断を実施すること、およびほかのポンプの診断を実施することを推奨する。

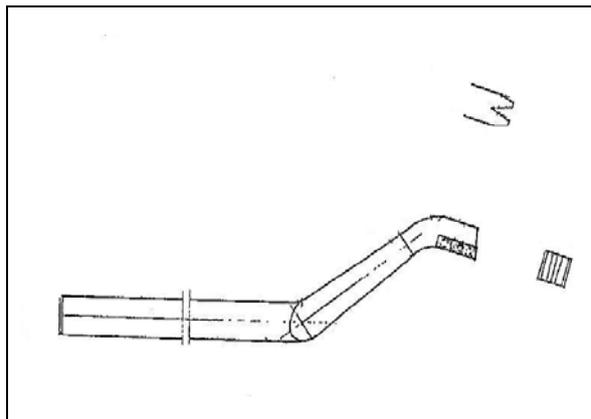
6.8 シールフィン更新

本業務は新たに NTPC から第 1 回現地調査において要請があったもので、日本における現場での技術を共有するために、技術者がタービンの定期点検に立ち会い、助言を行ってほしいとの要請であった。その後、いろいろな理由でこの要請を受けられないので、調査団は上記の業務を除

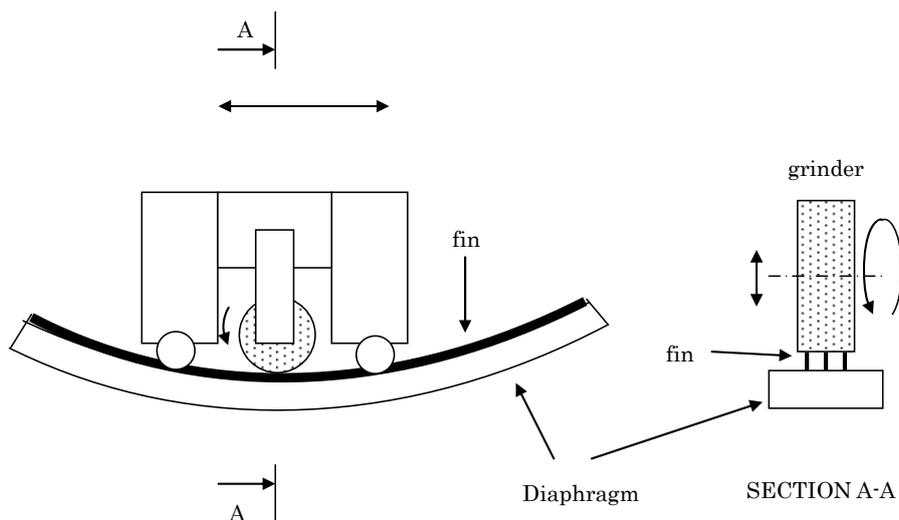
外するように要請したところ、NTPC から現場でのシールフィン調整の要領を提出するように要請を受けた。本項は、現場でのシールフィンの交換を含め、調整の要領について示す。

シールフィン調整要領

- 1) 定期点検においては、隙間の測定のみ行い、調整は実施しない。隙間が製造メーカーの定めた制限値を超えている場合には、シールフィンを交換する。
- 2) 隙間の調整以外の作業としては、フィン先端部の返りや割れが発生している部分を切除して滑らかに仕上げる。以下に特殊工具の例を示す。



- 3) 現場でシールフィンの交換を行う場合には、まず、コーキングピースをグラインダーで削り取り、新しいフィンを付ける。(添付の事例を参照)
- 4) フィンを交換後、フィン先端部と動翼先端部との隙間を、厚さゲージで測定し、動翼との接触を鉛線で確認する。
- 5) もし隙間が規定値より小さい場合には、ダイヤフラムの内面に沿って動く特殊工具により、隙間を研磨して調整することもできる。



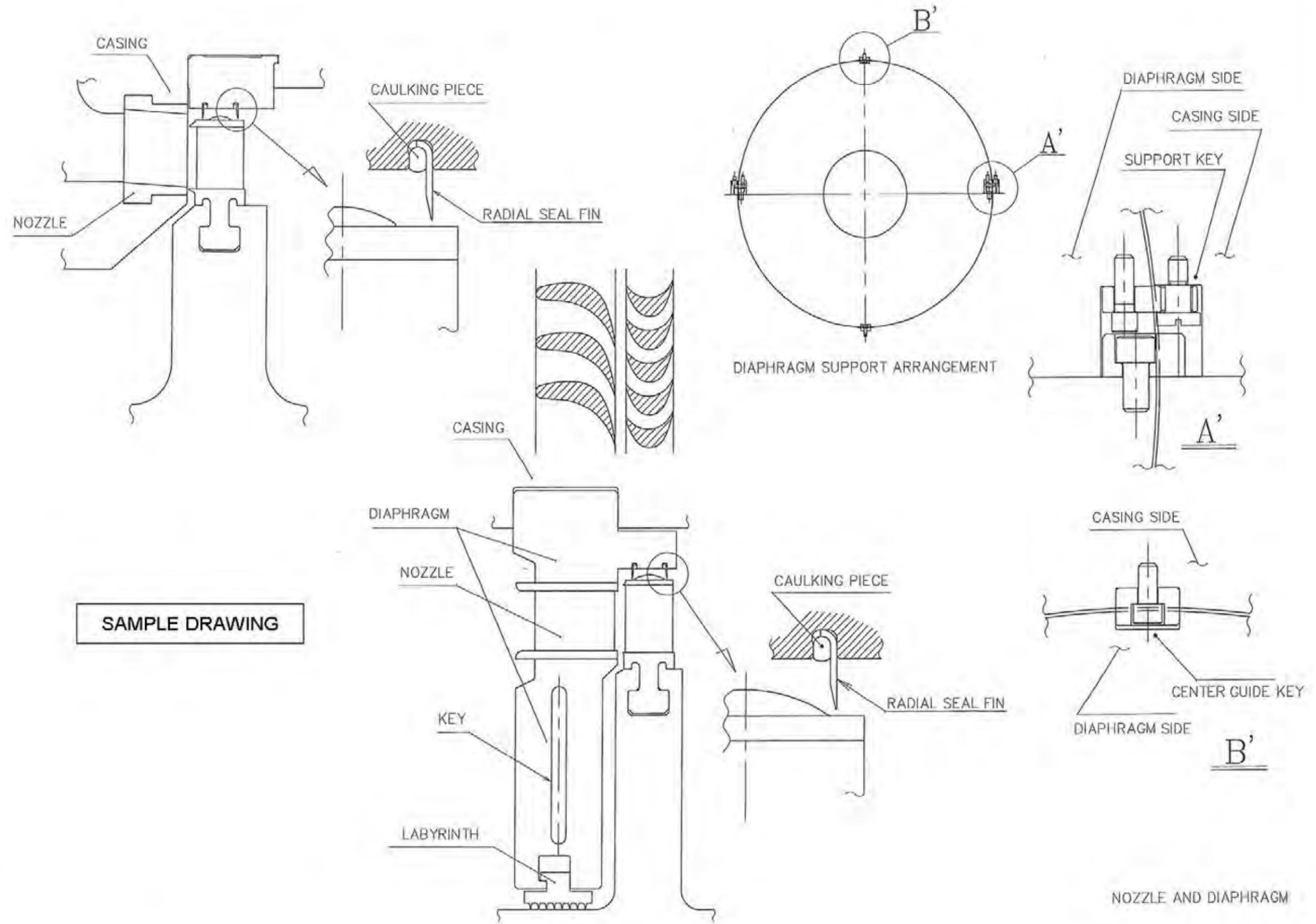


Fig. 6.8-1 Sample Drawing

6.9 制御装置診断

6.9.1 概要

(1) 目的

調査の目的は、発電所の主要設備の現状を確認し、制御装置および計装装置を更新または変更することで、信頼性・操作性および機能性向上の改善可能性について調査する。

(2) 対象ユニット

Unchahar #3

(3) スケジュール

2009年10月26～29日（4日間）

(4) 体制

調査団員および横河電機調査チームメンバー 合計6名

6.9.2 調査実施内容

発電所設備の調査（中央制御室、C&Iラボ室、現場計器等）

- 運転データ採取
- 制御関係技術者、オペレータからのヒアリング
- 制御性確認のための負荷変化試験等

6.9.3 評価

運転については、一部オートではなくマニュアル運転をしていたものの、問題ないレベルであり、負荷変化試験におけるプラント制御応答性も特段問題なかった。

計器の状態については、現場調査においても整然としており、動作状態等含め問題ないレベルであった。また、C&Iラボにおける校正方法、予備品管理についても問題なかった。

制御・計器分野（C&I）においては、既に現状において全体的に非常に高いレベルであり、更なるプラント効率向上および信頼性を向上させるには、最新の技術を導入していく必要がある。

6.9.4 改善提案および効果

灰分の高い石炭を使用していることによるボイラーチューブブリーク発生が大きな課題であり、対策として制御性改善による燃焼とスートブロウを最適化することが考えられる。期待される効果は以下のとおり。

改善提案	現状	改善後	期待される効果
燃焼およびスートブロワ最適化システム導入による石炭使用量および二酸化炭素排出量低減	-	導入	ボイラー効率 0.4～0.5%向上 二酸化炭素 10,000t/year 削減

また、副次的な効果として、停止回数減少による起動用燃料削減や低酸素運転によるボイラー損失低減が期待できる。

副次的効果	現状	改善後	期待される効果
停止回数減少による起動用燃料削減	-	-	起動用燃料 23kL/回削減
低酸素運転によるボイラー損失低減	3.8%	3.3%	燃焼状態改善により 石炭 3,234t/year 削減

6.10 BFPパラメータ診断

NTPC 要請により、Korba #6、Rihand #3 と Vindhyaachal #7 について、運転データと設計値の比較により BFP タービン性能評価を行った。

調査団は、BFP と BFP タービンの設計値、性能曲線と運転データ提出を NTPC に要求した。

理論的には、タービンの排気エンタルピを求めることができないので、タービンの性能を評価することができない。従い、次の方法を適用した。

- 1) タービンの設計データを用いて、タービンの内部効率を求める。
- 2) この内部効率と運転データから、タービンの出力を求める。
- 3) 一方で、BFP については、運転データと設計ポンプ効率を使用して、出力と動力を求める。
- 4) 運転データが正しければ、タービン出力がポンプ動力より大きくなる。
- 5) その後、タービン、ポンプについて、どちらかまたは両方の効率低下を仮定して、出力と動力が一致する点を求める。

例えば、イエツメータテストにより正確にポンプ効率が測定できれば、より正確な診断が可能である。

(1) Vindhyaachal #7

計算結果を下記に示す。BFP A については、ポンプ効率が設計値と同じとした場合、タービン効率が 1.3%低下した場合にタービン出力とポンプ動力が一致した。タービン・ポンプ双方の性能が同程度低下したと想定した場合には、タービンが 0.7%、ポンプが 0.6%、効率が低下した場合に、タービン出力とポンプ動力が同じとなった。BFP B については、ポンプ効率が設計値と同じとした場合、タービン効率が 5.8%低下した場合にタービン出力とポンプ動力が一致した。タービン・ポンプ双方の性能が同程度低下したと想定した場合には、タービンが 3%、ポンプが 3%、効率が低下した場合に、タービン出力とポンプ動力が同じとなった。

	CASE			Design Eff.	η_{Tin} : -1.3% η_p : Design	η_{Tin} : -0.7% η_p : -0.6%
BFP A	Turbine	η_{in}	%	85.8	84.7	85.2
		Steam Flow	t/h	41.2	41.2	41.2
		Turbine output	kW	6601	6515	6556
	Pump	FW Flow	t/h	869	869	869
		BP efficiency	%	80.5	80.5	80
BFP efficiency		%	80	80	79.5	
Pump shaft power		kW	6515	6515	6556	
	CASE			Design Eff.	η_{Tin} : -5.8% η_p : Design	η_{Tin} : -3% η_p : -3%
BFP B	Turbine	η_{in}	%	85.8	80.8	83.2
		Steam Flow	t/h	40.5	40.5	40.5
		Turbine output	kW	6468	6077	6264
	Pump	FW Flow	t/h	819	819	819
		BP efficiency	%	80.5	80.5	78.1
BFP efficiency		%	80	80	77.6	
Pump shaft power		kW	6076	6076	6264	

(2) Rihand #3

計算結果を下記に示す。タービン効率、ポンプ効率とも設計値を使用した場合、BFP A、BFP Bとも、ポンプ動力がタービン出力より約6%大きい。そのため、ケーススタディはできなかった。給水流量または蒸気消費量に測定エラーがあると思われる。

CASE				Design Eff.
BFP A	Turbine	η_{in}	%	82.9
		Steam Flow	t/h	39.6
		Turbine output	kW	6173
	Pump	FW Flow	t/h	910
		BP efficiency	%	81.1
BFP efficiency		%	81	
Pump shaft power		kW	6533	
BFP B	Turbine	η_{in}	%	82.9
		Steam Flow	t/h	40.1
		Turbine output	kW	6241
	Pump	FW Flow	t/h	916.7
		BP efficiency	%	81.1
BFP efficiency		%	81	
Pump shaft power		kW	6584	

(3) Korba #6

タービンの蒸気消費量データが入手できなかったため、計算が実施できなかった。

6.11 発電機診断

6.11.1 診断対象設備と診断の取り組み

第1次および2次現地調査の結果、NTPCの要望により発電機診断(現在の状態診断および余寿命診断)を下記の発電機に対して実施することにした。

Table 6.11-1 Generators for Assessment

Unit	Main specifications
Korba #6	588 MVA, 16.2 kV, Stator: water cooled
Rihand #2	605 MVA, 20 kV, Stator: water cooled
Singrauli #4	235.3 MVA, 15.75 kV, Stator: water cooled

一般的に、固定子コイルの絶縁は、回転子コイル絶縁や回転子本体など発電機の他の部分と比較すると、劣化が早い。そのため調査団は固定子コイルの絶縁物に焦点を置いて、診断を実施した。

既存発電機の固定子コイル絶縁方法は、一般的に下記のとおりである。そして診断対象のコニットも同様の発電機を所有している。

- 絶縁物：マイカ
- レジン(接着剤)：エポキシ
- 接着方法：真空含浸

上述の仕様で固定子コイル絶縁が製造されている場合、発電機の診断には下記の試験データが必要となる。

- 1) 絶縁抵抗測定試験
- 2) 成極指数試験(余寿命診断のためには多くの試験履歴データが必要)
- 3) Tan δ 試験(余寿命診断のためには多くの試験履歴データが必要)
- 4) 交流電圧電流試験(余寿命診断のためには多くの試験履歴データが必要)
- 5) 部分放電試験(コロナ試験)(余寿命診断のためには多くの試験履歴データが必要)

調査団は NTPC が実施した試験の結果を分析、インドの評価基準と日本の評価基準に従って、評価し、現在の状態診断と余寿命診断を実施した。

調査団は既に 2009 年 7 月末の 2 次現地調査で、診断対象発電所を訪問し、診断に必要な NTPC のデータを一部入手し、3 次調査等で診断に必要な全ての NTPC データを入手し、診断のための前提条件を設定した後、発電機診断を実施した。

ただし本診断は NTPC から提出されるデータに信憑性があること、また十分なデータが保有されていることが大前提となる。

6.11.2 Korba #6 発電機の診断

(1) 概要

Korba #6 では発電機固定子コイルの絶縁診断として、絶縁抵抗測定試験とPI試験が実施されている。固定子コイル内に冷却水が残っている場合、絶縁試験データが極端に低下し、診断のための試験が無意味なものとなる。Korba #6 では発電機の構造上の問題のため、発電機固定子に冷却水が入ったままで試験が実施されており、無意味なものとなっている。その試験結果を Table 6.11-2 に示す。

適正な方法で発電機固定子絶縁診断を実施することが重要であり、固定子冷却水を排水・乾燥した状態で試験を行ない、信頼性のある試験データを入手するよう提案した。

Table 6.11-2 IR Test and PI Test Results

Test item	Test record	Evaluation	Remark
Current condition assessment			
IR test	0.0628930 MΩ	Not available	
PI test	0.994	Not available	= IR (8 min) / IR (1 min)
RLA			
PI test	–	Not available	

Three phases are measured at the same time.

IR(): Insulation resistance test record

6.11.3 Rihand #2 発電機の診断

(1) 概要

Rihand #2 では発電機固定子コイルの絶縁診断として、絶縁抵抗測定試験・PI試験・Tanδ試験が実施されている。診断のために必要な冷却水の排水・乾燥が実施されている。その試験結果を Table 6.11-3 に示す。PI試験による余寿命診断では、試験データが変動しており、劣化傾向が現在のところ不明であるため、今後も継続して絶縁診断を行い、劣化傾向の把握に努めるよう提案した。

Table 6.11-3 IR Test and PI Test Results

Test item	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
IR test	3-phase	1000 MΩ	Good	JP ≥ 50 MΩ, NTPC ≥ 21 MΩ
PI test	3-phase	3.75	Good	JP, NTPC ≥ 2.0
Tanδ test (ΔTanδ)	R	0.0074	Good	JP: Δtanδ < 2.5%
	Y	0.0108	Good	
	B	0.0124	Good	
Remaining life assessment				
PI test	3-phase	–	Not available	Variations in PI data
Tanδ test	–	–	Not available	No more than one test result

6.11.4 Singrauli #4 発電機の診断

(1) 概要

Singrauli #4 では発電機固定子コイルの絶縁診断として、絶縁抵抗測定試験、PI試験、Tanδ試験、部分放電試験が実施されている。診断のために必要な冷却水の排水・乾燥が実施されている。部分放電試験は日本の発電所では最大放電電荷量(Qmax)を判断基準としているが、Singrauli 発電所では異なる。その説明を求めたが回答がなかったため、部分放電試験に関する評価は割愛した。絶縁抵抗測定試験、PI試験、Tanδ試験の結果を Table 6.11-4 に示す。

R相・Y相は劣化傾向を示しているが、発電機固定子の乾燥度合いが低い場合は、PI値は下がる傾向にあり、一概には劣化傾向を示しているとは言えない。しかしながら実際に劣化傾向を示している可能性も高いため、B相含め、今後も継続して絶縁診断を行い、劣化の傾向を把握することを提案した。またTan δ 試験では、技術的には試験電圧が高いほどTan δ の値は高くなるが、Y相は低くなっている。このような技術的に整合していないものに対しては試験結果に疑問を持ち、試験実施者に確認を行い、適正な試験結果を入手するよう提案した。

Table 6.11-4 Current Status Assessment and RLA

	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
IR test	R	3100 M Ω	Good	JP \geq 50 M Ω , NTPC \geq 17 M Ω
	Y	3500 M Ω	Good	
	B	1900 M Ω	Good	
PI test	R	2.58	Good	JP, NTPC \geq 2.0
	Y	2.86	Good	
	B	2.11	Good	
Tan δ test (Δ Tan δ)	R	0.0001	Not available	JP: Δ tan δ < 2.5% The test voltage is low.
	Y	-0.0003	Not available	
	B	0.0002	Not available	
Partial discharge test	–	–	Not available	The evaluation items differ from those in Japan. No explanation given.
RLA				
		Operation years	Year	
PI test	R	32 years	2015	Up to the caution level ^{*1}
		39 years	2022	Up to the danger level ^{*1}
	Y	29 years	2012	Up to the caution level ^{*1}
		36 years	2019	Up to the danger level ^{*1}
	B	–	Not available	The PI data does not show a deteriorating trend.
Tan δ test	All phases	–	Not available	The test voltage is low.

*1: Possibly due to variations in the stator dryness

6.12 主変圧器の診断

6.12.1 診断対象設備と診断の取り組み

第1次および2次現地調査の結果、NTPCの要望により主変圧器診断（現在の状態診断および余寿命診断）を下記の変圧器に対して実施することになった。

Table 6.12-1 Units for Transformer Assessment

Unit	Main specification
Korba #6	Single phase 200 MVA × 3 units, OFAF ^{*3} , Sealed type
Rihand #2	Single phase 201.7 MVA × 3 units, OFWF, Sealed type
Singrauli #6 ^{*1}	Single phase 200 MVA × 1 unit ^{*2} , OFWF ^{*3} , Sealed type

*1: Originally, Study team planned to assess the GT of Singrauli#4, but the GT of Singrauli#4 is of an open type. This means that CO+CO₂ analysis, which is one of the RLA methods, cannot be applied to it. Therefore, Study team assessed Singrauli#6 instead of Singrauli#4.

*2: Two of the three GTs have been replaced recently, and there is no need for the assessment. The other transformer is assessed.

*3: OFAF: Oil-forced air-forced type
OFWF: Oil-forced water-forced type

変圧器診断方法について下記のとおりである。

(1) 現状の状態診断

現在の状態診断には下記の近年の試験・分析データが必要となる。

- 1) 絶縁抵抗測定試験
- 2) 油中ガス分析 (DGA : Dissolved Gas Analysis)
- 3) CO + CO₂ 分析
- 4) フルフラール分析

(2) 余寿命診断

一般的に、変圧器コイルの絶縁紙は、鉄心・プレスボード等の他の変圧器の部位と比較すると、劣化が早い。そのため調査団は変圧器コイル絶縁紙の余寿命に焦点を置いて、診断を実施した。

余寿命診断の方法は下記のとおりである。

下記の NTPC が過去に実施した試験結果を用いて、変圧器の余寿命診断を行った。

- 1) CO+CO₂ 分析(多くの試験履歴データが必要)
- 2) フルフラール分析(多くの試験履歴データが必要)

調査団は日本の評価基準にしたがって、NTPC が実施したテストの結果を分析、評価し、現在の状態診断と余寿命診断を実施した。

調査団は既に 2009 年 7 月末の 2 次現地調査で、診断対象発電所を訪問し、診断に必要な NTPC のデータを一部入手している。3 次現地調査などで、診断に必要な全ての NTPC データを入手し、診断のための前提条件を設定した後、主変圧器診断を実施した。

ただし本診断は、NTPC 側から提出されるデータに信憑性があること、また十分なデータが保有されていることが大前提となる。また、本診断は日本の診断方法により、NTPC の変圧器の診断を実施するが、日本の評価方法は日本製変圧器実機調査に基づき作成された判定基準であり、日本の変圧器と、NTPC の変圧器では構造、仕様がやや異なる可能性があり、これにより評価結果と実際の状態が異なる可能性が十分に考えられる。さらに CO+CO₂ 診断、フルフラール

ル診断とも、間接的に絶縁紙の平均重合度を予測するものであり、日本においてもあくまで余寿命診断の目安として取扱われており、保証できる診断ではない。

6.12.2 Korba #6 主変圧器の診断結果

(1) 概要

Korba #6 では主変圧器の現在の状態診断として、絶縁抵抗測定試験、油中ガス分析が実施されており、近年フルフルール診断を導入している。CO+CO₂ 診断は導入されていないが、油中ガス分析データから診断評価が可能であるため、CO+CO₂ 診断も実施した。これらの評価結果を Table 6.12-2 に示す。

Table 6.12-2 Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT

	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
IR test	R	3500 MΩ	Good	Smallest value among the values measured between High Voltage–Ground, Low Voltage–Ground, and High Voltage–Low Voltage JP ≥ 80 MΩ
	Y	3500 MΩ	Good	
	B	3250 MΩ	Good	
Dissolved gas analysis	R	–	Good	
	Y	–	Good	
	B	–	Good	
CO+CO ₂ analysis	R	0.4305 mL/g	Caution	Caution ≥ 0.2 mL/g Danger ≥ 2.0 mL/g
	Y	0.5082 mL/g	Caution	
	B	0.5943 mL/g	Caution	
Furfural analysis	R	0.00389 mg/g	Caution	Caution ≥ 0.0015 mg/g Danger ≥ 0.015 mg/g
	Y	0.00467 mg/g	Caution	
	B	0.00312 mg/g	Caution	
RLA	Operation years		Year	
CO+CO ₂ analysis	R	53.7	Sep.-2042	Up to the average service life ^{*1}
	Y	45.5	Jul.-2034	
	B	38.9	Dec.-2027	
Furfural analysis	R	44.5	Jul.-2033	Up to the average service life ^{*2}
	Y	37.1	Feb.-2026	
	B	55.7	Aug.-2044	

*1: The average service life point was set to 1.1 mL/g, which is the average between the caution level (0.2 mL/g) and the danger level (2.0 mL/g).

*2: The average service life point was set to 0.00825 mg/g, which is the average between the caution level (0.0015 mg/g) and the danger level (0.015 mg/g).

6.12.3 Rihand #2 主変圧器の診断結果

(1) 概要

Rihand #2 では主変圧器の現在の状態診断として、絶縁抵抗測定試験、油中ガス分析が実施されており、近年フルフルール診断を導入している。CO+CO₂ 診断は導入されていないが、油中

ガス分析データから診断評価が可能であるため、CO+CO₂ 診断も実施した。これらの評価結果を Table 6.12-3 に示す。

Table 6.12-3 Current Condition Assessment and RLA for Rihand#2 GT

	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
IR test	R	707 MΩ	Good	Smallest value among the values measured between High Voltage–Ground, Low Voltage–Ground, and High Voltage–Low Voltage JP ≥ 80 MΩ
	Y	979 MΩ	Good	
	B	835 MΩ	Good	
DGA	R	–	Good	
	Y	–	Good	
	B	–	Good	
CO+CO ₂ analysis	R	0.95 mL/g	Caution	Caution ≥ 0.2 mL/g
	Y	0.90 mL/g	Caution	Danger ≥ 2.0 mL/g
	B	0.97 mL/g	Caution	
Furfural analysis	R	0.16328 mg/g	Danger	Caution ≥ 0.0015 mg/g
	Y	0.07161 mg/g	Danger	Danger ≥ 0.015 mg/g
	B	0.07161 mg/g	Danger	The measured values are not reliable.
RLA				
		Operation years	Year	
CO+CO ₂ analysis	R	23.9	41395	Up to the average service life ^{*1}
	Y	25.1	Jul.-2014	
	B	23.4	Nov.-2012	
Furfural analysis	R	–	Not available	Up to the average service life ^{*2}
	Y	–	Not available	The measured values are not reliable.
	B	–	Not available	

*1: The average service life point was set to 1.1 mL/g, which is the average between the caution level (0.2 mL/g) and the danger level (2.0 mL/g).

*2: The average service life point was set to 0.00825 mg/g, which is the average between the caution level (0.0015 mg/g) and the danger level (0.015 mg/g).

6.12.4 Singrauli #6(R相)主変圧器の診断結果

(1) 概要

Singrauli #6 では主変圧器の現在の状態診断として、絶縁抵抗測定試験、油中ガス分析が実施されており、近年フルフラール診断を導入している。CO+CO₂ 診断は導入されていないが、油中ガス分析データから診断評価が可能であるため、CO+CO₂ 診断も実施した。これらの評価結果を Table 6.12-4 に示す。

日本での一般的な主変圧器の寿命は 40～50 年であり、かなり短い余寿命結果となっているが、実際に劣化している可能性もあると思われる。その理由を下記に示す。

- Singrauli #6Y, 6B の主変圧器は比較的短い運転時間でありながら、すでに絶縁破壊トラブルで壊れているため、Singrauli #6R の主変圧器の品質がやや低いかもしれない。

- Singrauli #6 は電力需要の不足から他の NTPC の発電所と同様に、高い PLF で運用されているため、変圧器巻線の温度が高くなり、これに伴い絶縁紙の温度が高くなり、絶縁紙が熱劣化しやすい。

Table 6.12-4 Current Status Assessment and RLA for Singrauli #6 GT

	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
IR test	HV-LV	800 MΩ	Good	HV: High voltage coil, LV: Low voltage coil E: Earth JP ≥ 80 MΩ
	HV-E	500 MΩ	Good	
	LV-E	400 MΩ	Good	
DGA	R	–	Good	
CO+CO ₂ analysis	R	1.38 mL/g	Caution	JP Caution ≥ 0.2 mL/g JP Danger ≥ 2.0 mL/g
Furfural analysis	R	0.0283 mg/g	Danger	JP Caution ≥ 0.0015 mg/g JP Danger ≥ 0.015 mg/g The measured values are not reliable.
RLA				
		Operation years	Year	
CO+CO ₂ analysis	R	18	Jun-2005	Up to the average service life ^{*1}
		32.7	Sep-2019	Up to the danger level
Furfural analysis	R	–	Not available	Up to the average service life ^{*2} The measured values are not reliable.

*1: The average service life point was set to 1.1 mL/g, which is the average between the caution level (0.2 mL/g) and the danger level (2.0 mL/g).

*2: The average service life point was set to 0.00825 mg/g, which is the average between the caution level (0.0015 mg/g) and the danger level (0.015 mg/g).

6.12.5 Korba #6 主変圧器の診断結果 (3 年次)

4 次調査時に NTPC の要望により、Korba #6 主変圧器の診断が追加となった。

(1) 概要

評価結果を Table 6.12-5 に示す。

CO+CO₂ 診断では、試験データの一部が技術的に整合性のない、異常なデータとなっていたため、信頼性のあるデータのみを使用して診断した。このため前回診断した結果と同様となった。フルフラール診断では、前回診断より測定値が微増したため、前回診断より余寿命が短くなった。今後も定期的にフルフラール診断を実施することにより劣化傾向を把握することを推奨する。

Table 6.12-5 Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT (2010)

	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
Dissolved gas Analysis	R	–	Good	
	Y	–	Good	
	B	–	Good	
CO+CO ₂ analysis	R	0.4400 mL/g	Caution	Caution ≥ 0.2 mL/g
	Y	0.5194 mL/g	Caution	Danger ≥ 2.0 mL/g
	B	0.6074 mL/g	Caution	
Furfural analysis	R	0.00463 mg/g	Caution	Caution ≥ 0.0015 mg/g
	Y	0.00541 mg/g	Caution	Danger ≥ 0.015 mg/g
	B	0.00386 mg/g	Caution	
RLA				
		Operation years	Year	
CO+CO ₂ analysis	R	53.7	Sep.-2042	Up to the average service life* ¹
	Y	45.5	Jul.-2034	
	B	38.9	Dec.-2027	
Furfural analysis	R	38.2	Mar-2027	Up to the average service life* ²
	Y	32.8	Oct-2021	
	B	45.9	Nov-2034	

*1: The average service life point was set to 1.1 mL/g, which is the average between the caution level (0.2 mL/g) and the danger level (2.0 mL/g).

*2: The average service life point was set to 0.00825 mg/g, which is the average between the caution level (0.0015 mg/g) and the danger level (0.015 mg/g).

6.13 現状性能と性能劣化状況の分析

6.13.1 概要

第2次現地調査時において、調査団は一般的な性能試験の手順（要領）を NTPC に提示し、調査団と NTPC は両者の実施要領の相違点について協議を行った。主な相違点は以下のとおり。

(1) ボイラー性能試験に対する調査団と NTPC の相違点

Table 6.13-1 Differences in the Boiler Performance Test Procedure between Study Team and NTPC

No.	Item	Study team	NTPC
1	Boiler performance	Measured.[once per year]	Measured. [once per month]
2	AH performance	Not measured. [as necessary]	Measured. [once every 3 months]
3	Coal ultimate analysis	By analysis.	By formula using proximate analysis
4	Flue gas analysis	By gas analyzer (Utilizing “Orsat”, “simple gas analyzer” for checking purpose only).	By portable gas analyzer
5	Frequency of reading	Once every 30 minutes in a two hour test	More frequent reading than Study team

(2) タービン性能試験に対する調査団と NTPC の相違点

Table 6.13-2 Differences in the Turbine Performance Test Procedure between Study Team and NTPC

[frequency of test]

No.	Item	Study team	NTPC
1	Test item	Only turbine heat rate <i>[once per year]</i>	Turbine heat rate <i>[once per month]</i> HP&IP cylinder efficiency <i>[once every 6 months]</i> Condenser performance <i>[once per month]</i> HP heater performance <i>[once per month or once every 3 months]</i>
2	Frequency of reading	Once every 30 minutes in a two hours test	More frequent reading than Study team

性能試験は、第3次現地調査時（2009年10月）、Korba #6、Singrauli #4、Rihand #2 を対象に実施した。

性能試験後にその分析を行った。

(3) 性能試験実施の相違点

第3次現地調査時において、調査団は Korba #6、Singrauli #4、Rihand #2 を対象に性能試験の実施状況を調査した。調査団は、NTPC と調査団の性能試験実施の相違点について以下にまとめた。

Table 6.13-3 Differences in the Actual Performance Test Practices between Study Team and NTPC

No.	Item	Study team	NTPC
1	Test Implementation Team	A) Organization: Operation Section B) Implementation: Subsidiary Company and Service Provider	Organization: EEMG Implementation: EEMG
2	Preparation of Test (day before)	A) Confirmation of measurement data value B) Calibration of Instrument/measurement devices, as necessary	A) Not applied. B) Not applied.
3	Test implementation	A) Meeting with relevant parties before start of test B) Confirmation of Operating conditions of test run C) Calibration of Gas analyzer D) Measurement timing is notified by paging every hour for ash sampling/local indicators value E) Field Measurement * Flue Gas Composition & Temp * Coal sampling * Fly Ash sampling * Bottom Ash sampling	A) Not applied B) Load is not fixed at rated out put C) Same as Study team D) Not applied E) Same as Study team

➤ 試験の実施体制

試験の実施体制に関して調査団の場合は、専門的に性能試験を実施する委託業者 (Service Provider) を活用しているが、NTPC においては測定装置も含めて自社にて行っている。

➤ 実施前準備

性能試験実施前日には、性能試験に使用する発電所運転データの値を確認し、問題がある場合には校正を行う。選定した発電所にて性能試験前に中央制御室の表示データを確認したところ、適切な値を示していないものや NTPC から受信した性能試験結果データにも同じように適切な値を示していないものがあった。

➤ 試験実施状況

調査団においては、性能試験実施 30 分前に試験実施関係者への周知および試験手順の再確認を目的に 10 分程度の簡単な打合せを行ってから試験を開始している。

また、試験における記録採取のタイミングを同時にすることを目的に発電所内ページングにて関係者へ周知している。

➤ ボイラー出口ガス組成測定

ガス組成測定装置の校正は、校正ガス (Standard gas) を用いて試験当日に実施している。NTPC 側は、ポータブルタイプのガス組成測定装置を活用している。これは、性能試験の頻度が多いことから、卓上型に比べてもそれほど性能は劣らないポータブルタイプを活用しているとの説明があった。

調査団においては、卓上型ガス組成測定装置を使用して性能試験を実施している。また、ガス組成測定装置の値を確認するために、別の測定方式 (オルザット、簡易ガス分析器) を使用して数回測定している。

性能試験時において、NTPC はオルザット方式を使用してガス組成を測定していたが、粉塵除去瓶（ガスに含まれる粉塵を除去し、ガスのみを取り出す前処理のための瓶）を用いないままガスを測定していた。

➤ 試料採取

試験時の使用燃料である石炭の採取（サンプリング）は、給炭機前などから取り出していた。採取した石炭は、袋に詰めて分析室へ運んでいた。

調査団においては、採取した石炭は、石炭水分の変動が起こらないように、ビニール袋で密閉した後に分析室へ運んでいる。



Fig. 6.13-1 Coal Sampling Plastic Bag

石炭灰（フライアッシュ）の採取（サンプリング）は、電気集塵機（ESP）の一段目のホッパより採取している。ホッパから灰採取を行うたびに、フライアッシュが採取トレイからこぼれ落ち、その灰が周囲に舞い上がる状態となる。また、灰の採取量が個々のホッパで異なっている。

Korba #6 では、緊急灰排出ラインから灰を採取していたことを現地立会調査時に調査団が指摘した。これまで採取した灰は性能試験以前のものであるため、通常灰排出ラインからの採取を再度実施した。そのために性能試験の時間を延長している。

調査団においては、以下の写真のとおり灰採取用取出弁を設けるとともに、灰採取量を一定とするように灰採取瓶を用いている。



Fig. 6.13-2 Fly Ash Extraction Valve for Sampling



Fig. 6.13-3 Fly Ash Sampling Storage Bin

6.14 従来ならびに現在のO&M要領のレビューと改善

6.14.1 火力発電所設備の運用現状

選択した発電所 3 地点 Korba #6、Rihand #2、Singrauli #4 の運用保守に関する調査を実施し評価を行った。

6.14.2 運用現状

インド国内の電力需要に対して供給が追いついていないため、発電所側の運用としては、最も効率の良い定格負荷を超え、最大負荷付近にて運転を継続している状況である。これにもかかわらず電力システムの周波数が 50Hz に達していない場合がほとんどである。従って、日本においては発電所を停止して補修しているような問題箇所が確認できた発電所もあったが、停止して補修することができずに運転を継続していた。発電出力は定格以上（最大負荷近く）にて運転を継続している時期がほとんどであり、設備利用率（Plant Load Factor: PLF）が 100%を超える場合がしばしば起こる状況にある。

6.14.3 発電所運営体制(概要)

(1) 運営体制

選定した Unit における発電所の運営体制は、基本的に以下のような構成となっている。また、発電所の効率管理業務は EEMG (Energy and Efficiency Management Group) によって行われている。

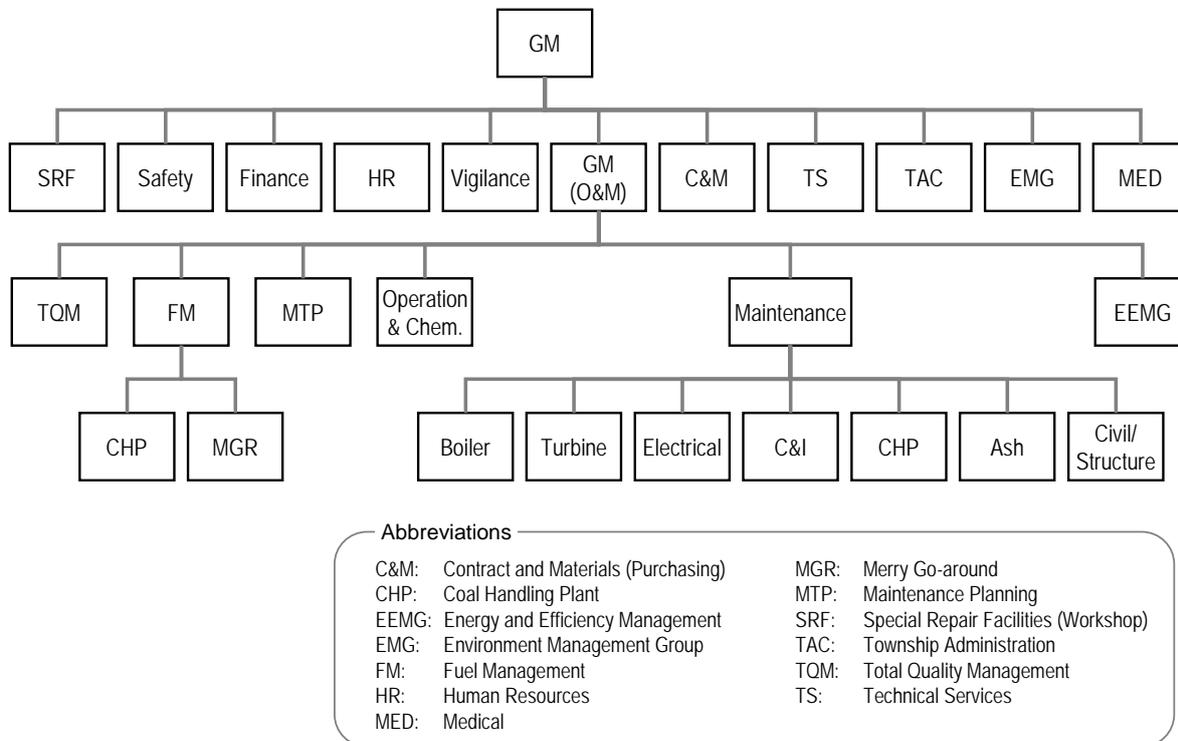


Fig. 6.14-1 Typical Organization of a Coal Fired Thermal Power Station

運営体制は、日本の電力会社の体制と比べると予算・購買などの事務的業務に関するところが充実していると考えられる。運転保守については、基本的に同等なものとなっている。

また、NTPC は、各発電所の PLF などの指標を発電所間の競争に活用しており、毎年一番高い PLF を達成した発電所には、表彰を行い社員のモチベーションを高めている。

(2) 運転体制

1) 運転員

運転員は、中央制御室にて運転監視を行うオペレーターと現場設備の運転監視を行うローカルオペレーターによって構成され、3 交替にて 24 時間運転監視を実施している。3 交替の勤務時間は、 : 6 : 30 ~ 13 : 30、 : 13 : 30 ~ 21 : 30、 : 21 : 30 ~ 6 : 30 となっている。運転人数は、選定ユニットごとに異なる。なお、起動停止やトラブル等があった場合には、他シフトの運転員が応援に入れる体制となっている。

設備パトロールは、ボイラー、タービン、電気、計装、その他設備（BOP）に分かれて実施することとなっており、パトロールは、各シフトの業務開始時、中間、業務終了時にローカルオペレーターが実施する。また、必要があればその都度対応することとなっている。

2) 負荷運用

翌日の15分毎の発電負荷計画は、各発電所にて設備状況を考慮し決定され、その発電可能負荷(MW)計画は、各地域にある給電指令所（東、西、南、北、中央）へFAXにて送付し、申請する。申請に基づく給電指令の結果は、給電指令所のインターネット上にあるWebサイトにて確認する。

3) 運転員の研修体制

運転員および保守員の研修は、各発電所にある研修管理箇所のEmployee Development Center(EDC)によって必要な研修が各自に提供される。運転シミュレーターは、Korba発電所のEDCにあって、200MW用と500MW用の装置が設置されており、研修員が各発電所から派遣されている。運転員の育成は以下の手順にて実施されている。

➤ 大学卒業者向け研修（Engineer）

6ヶ月の机上研修および6ヶ月のOJT研修（1ヶ月のシミュレーター研修含む）

➤ 短大および高校卒業者向け研修

6ヶ月の机上研修および6ヶ月のOJT研修

またKorba発電所のEDCでは海外からの発電エンジニアを招き、プラント運転シミュレーターの研修を実施している。

(3) 保守体制

保守体制は、ボイラー、タービン、電気、計装、運炭設備、灰処理設備、保守計画、建築・土木に別れて設備保守を実施している。修理工場（Workshop）、試験所（Lab）および予備品も充実している。

計測制御の保守体制は、ボイラー関係、タービン関係、その他付属設備関係に分かれており、エンジニアによる保守管理者を筆頭に、その下に監督者、技術者を配置することで、実際の計器の校正、基板の点検・修理、消耗部品の交換等の点検をほとんどすべて直営で実施している。

プラント運転中の計測制御装置の故障は、ただちに発電に影響することが多く、その迅速な修復が必要となることが多い。地理的な問題もあり、製造メーカーからの派遣には時間がかかりすぎ、復旧に相当の期間を要する。このため、ほとんどの予備品や部品を確保しており、直営で復旧できる体制をとっている。

1) 日常保守

設備故障時の保守に対して4つの分類を行い補修の有無、時期などを判断している。ABCE分類は以下のとおり。

A: 緊急なものではなく、設備不良、不具合の分析、予備品等の確認を行い対応できる事項

- B: 設備不良、不具合を 72 時間から 1 週間以内に補修しなければ、発電に支障がでる事項
- C: 設備不良、不具合が発電、稼働率、プラント効率に影響しない事項
- E: 設備不良、不具合が安全（人に対して）や主要設備に大きく影響する事項

プラント運転中に発見された故障・不具合等に対する日常補修の対応方法は、日本の発電所とほぼ同様の手順で行われており、NTPC は補修作業管理を昨年導入した CMMS(Computerized Maintenance Management System : Enterprise Resource Planning(ERP)システム (SAP 社) の一モジュール) を活用して実施している。その概略要領は下記のとおりである。

- a. 故障・不具合の発見
- b. 故障・不具合を補修作業依頼書 (Work Order) によって、メンテナンスグループに連絡
- c. メンテナンスグループにて原因の把握・修理方法を計画し、発電所内の関係各所と協議し補修実施時期を決める。
- d. 発電グループが運転中の修理を許可する。
- e. 補修の実施

日本の発電所と同様に、補修内容によっては、専門メーカーに依頼することもある。

予防保全 (PdM) における、回転体の振動解析、サーモグラフィによる熱解析、潤滑油分析も実施している。また、微粉炭機などは運転時間を管理値とした補修を実施している。

主変圧器の油中ガス分析・絶縁油分析は、NTPC のマニュアルにより前回の分析結果に基づいて分析周期が定められており、下記の分析周期で実施されている。

通常周期 : 1 回 / 6 ヶ月

前回分析で基準値を超えた場合 : 1 回 / 3 ヶ月

主要変圧器の現状状態・余寿命を把握するためのフルフルール分析および絶縁紙サンプリング分析が近年 NTPC に導入され、点検周期および評価基準が NTPC のマニュアルに定められている。これらの分析は下記の周期で実施されている。

フルフルール分析

- 1 回目 : 5 年運転後
- 2 回目 : 10 年運転後
- 3 回目 : 15 年運転後
- 4 回目 : 20 年運転後
- 5 回目 : 25 年運転後
- それ以降 : 毎年

油中ガス分析・フルフルール分析はサンプル収集後、NTPC 本社の R&D(Research & Development)の分析部門にて分析される。

計測計器は、精度を保つため校正を定期的に行っており、計器の校正記録を含め CMMS により管理している。なお、計器の校正等を行う試験所 (Lab) は、ISO/IEC 17025 に基づくインド

国科学技術省科学技術局（Department of Science & Technology, India）の認定を受けており、校正された計器の精度の確かさを確保している。

計装設備の機能を維持するための管理（予防保全）としては、プラント運転中の運転員による指示計記録状態の把握や計装機器の巡視点検をチェックリストに基づき行っている。

また、比較的短期間で特性が変化するガス分析計や計装機器の動作確認等、週間、月間、旬間等の周期を定め定期的な点検を行っている。

故障・不具合に対しては、用意している予備品と交換する等、発電停止に至らぬように迅速な対応を図るとともに、トラブルの原因を分析し、その対策を行うことはもちろん、必要であれば他 NTPC 発電所へ水平展開を行っている。

2) 定期点検

➤ 定期点検の周期

定期点検については、インド国ボイラー規定（IBR）によるとボイラーは年 1 回、タービンの規定はないため、製造メーカーの推奨値を考慮して実施している。ボイラーに関しては、インド電力庁への申請により定期点検期間延長が可能であることから、NTPC の各発電所は電力不足の状況もあり 1.5 年から 2 年に 1 回の定期点検が可能となるように取り組んでいる。タービンは、約 4 年から 6 年に 1 回の頻度で定期点検を実施しているのが現状であるが、補修必要状況も踏まえ高圧、中圧、低圧タービン個々に定期点検時期の設定やインターバルの調整などを行っており、各タービン全てを同一定期点検で点検するものではない。発電機の内部点検は製造メーカー点検推奨時期およびタービン点検時期を踏まえ、プラント停止期間を最小限にするよう配慮しながら 3～6 年毎に実施されている。

➤ 定期点検実施手順および方法

- 大物設備更新に必要な期間（発注から納期まで）が、2 年を要することから、定期点検計画の内容を考慮し、2 年前から準備を行う。
- 定期点検 6 ヶ月前に資材が発電所に到着するように計画・手配する。
- ボイラーの場合、必ずしもボイラー製造メーカーの技術員を毎回定期点検に召集してはいない。競争入札により、保守業者にボイラーの定期点検工事を任せられることもある。その場合、ボイラー製造メーカーである BHEL に以前所属していて、技術員経験のある人物を保守業者の技術指導に担当させている。タービンの場合は、タービン製造メーカーである BHEL または OEM の技術員に技術指導を依頼している。
- 高温・高圧配管などの溶接は、NTPC に認定された溶接士を活用して実施している。溶接手順は NTPC が定め、溶接士はそれに従い溶接を行う。
- 電力不足の観点から、定期点検による停止期間を短くするために、24 時間体制で定期点検工事を行う。
- 高灰分のインド国内炭によるボイラー火炉内配管のアッシュエロージョンによる伝熱管減肉の点検・検査や必要に応じて減肉による短管切替え（数千本になる）溶接および溶接後の γ 線検査は 24 時間体制で実施している。検査本数については、日本のよう

に数本おきに検査するのではなく、当該箇所すべての配管の検査を行うため、数万点になることもある。

- 発電機内部点検・固定子コイル絶縁診断は、NTPC 標準マニュアルがないため、発電所がそれぞれに点検周期を設定し実施している。

Korba #6 : 絶縁抵抗試験、成極指数試験 (PI 試験) を 1 回/1 年実施。

Rihand #2 : 絶縁抵抗試験・PI 試験を 1 回/5 年 (40,000 時間運転毎) 実施。

Shingrauli #4 : 絶縁抵抗試験・PI 試験・Tan δ 試験・部分放電試験を 1 回/3 年実施。
(日本ではおよそ 1 回/10 年の周期で発電機メーカーにより固定子コイル絶縁診断を実施)

- 計測制御装置の定期点検では、制御弁等の計装設備の分解点検を行い、各部の磨耗・損傷状態の確認、消耗品的なガスケット、シール等のパッキンを交換している。ヒューズ、リレー、タイマー、電解コンデンサ、ダイヤフラム等の寿命品の取替も計画的に行っている。また、ケーブルのメガリングや端子の増締確認を実施している。
- 次回定検で何を行うかの定検計画について、計画のローリングはメンテナンスプランニンググループが行っているが、作業内容はメンテナンスグループが決定している。ローリングするプランは中期計画の 5 年間と長期計画の 10 年間の 2 種類がある。
- 余寿命診断
ボイラーの余寿命診断は、ボイラー配管減肉溶接箇所の点検を中心に各定期点検で実施。タービンの余寿命診断は、運転年数を考慮して実施。

3) 長期補修計画・設備更新計画

長期補修計画や設備更新計画については、Maintenance Planning グループが設備の保守状況と主要設備の運転時間と余寿命診断の結果を考慮して補修・更新時期を決めている。大型の設備更新に関しては、電力庁の許可を得る必要がある。

また、経年劣化による計測制御設備の更新では、ペーパーレス記録計を導入、ジルコニアタイプの酸素分析計への更新、2 out of 3 ロジックの導入により、設備全体の性能向上および故障率を低減させるような信頼性向上のための努力を行っている。

4) 予備品管理

予備品は、NTPC 全社大で標準化された分類項目および部材コードによって予備品管理システム (ERP システムの一部) を活用して効率的に管理されている。従って予備品を全社大で共有化しており、全発電所の予備品状態がシステムを通して確認することができることから、緊急な場合は、他発電所から予備品を流用してもらうこともある。特に、高価な予備品に関しては、数量を限定し近隣発電所における共通予備品として保管している。

予備品は主に OEM の予備品リストから選択して保管しているものと、これまでの実績から納期までのリードタイムを考慮したものを保管している。

(4) 効率管理体制

各発電所の EEM グループは、発電所の効率および環境管理業務を行っており、発電所各ユニットの性能試験は、EEMG が実施しているため、試験に必要な測定機器および測定器具を保有している（性能試験について日本の電力会社は、特に排ガス測定等は専門の外部業者へ委託している）。また、毎日の発電所運転データの集計および分析を行い効率維持や効率向上の検討を実施している。

以下に EEM グループの体制を示す。

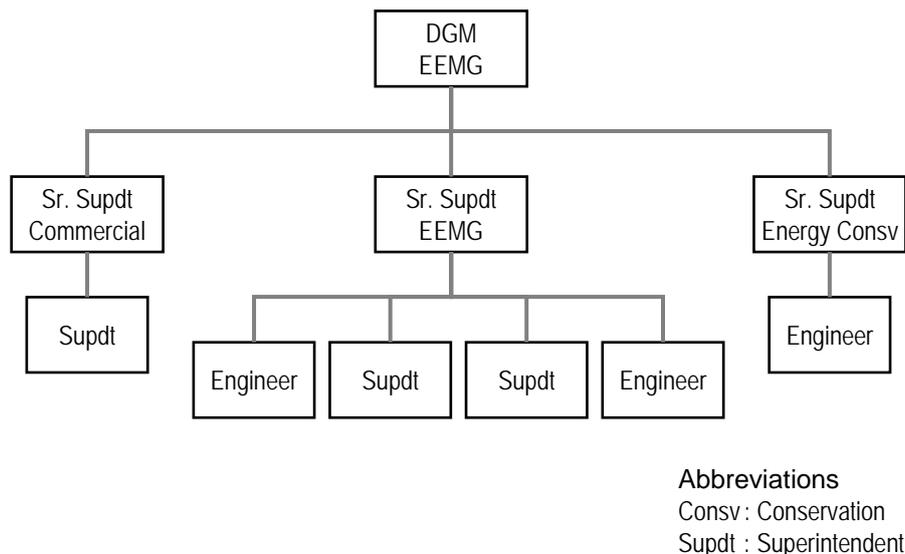


Fig. 6.14-2 Typical Organization of EEM Group

日常の効率管理項目は、Table 6.14-1 に示しているとおりである。運転日誌(運転データ)は、EEMグループが作成し、発電所の効率に関する運転データを毎日確認している。

各発電所は、ASME 基準に沿って作成されたガイドラインに基づいて性能試験を実施している発電所の性能試験は、以下の頻度にて実施されている。

- ボイラー : 毎月
- タービン
 - ヒートレート : 毎月
 - タービン内部効率 : 6 カ月毎
- 復水器 : 毎月
- 空気予熱器 : 3 カ月毎
- プラント性能試験 : 定期点検の前後

性能試験に必要な石炭および灰の分析は、運転グループの化学班によって行われ、それに必要な分析室も発電所に整備されている。

Table 6.14-1 Format of the Daily Plant Report for Efficiency

	Description	Unit No.	Description	Unit	Unit No.
A	Generation	MU	Make-up Water	MT	
	Plant Load Factor	%	Make-up Water	%	
	Run Hours	Hrs.	HR Coal	Kcal/Kwh	
	Availability Factor	%	HR Oil	Kcal/Kwh	
	Partial Loading	%	Unit Heat Rate	Kcal/Kwh	
	Coal Cons.	MT	Load at 8 AM	MW	
	Sp. Coal Cons.	Kg/Kwh	Max. Load	MW	
	Oil Cons.	KL	Min. Load	MW	
	Sp. Oil Cons.	ML/Kwh	MVAR Max.	Mvar	
	GCV Coal	Kcal/Kwh	MVAR Min.	Mvar	
	GCB Oil	Kcal/Lit			
	Aux. Power	MU			
	Aux. Power	%			

B Partial Loss due to

Grid Restriction	MU		Shut Down	MU	
Grid Disturbance	MU		Coal Quality	MU	
ABT/High Freq.	MU		Coal Shortage	MU	
Equipment	MU		Others/Coml Const	MU	
Startup/Stab	MU		Excess Gen	MU	

C Generation Loss due to

No. of Outage	No.		Grid	MU	
Planned S/C	MU		Comml Const	MU	
Forced S/D	MU		Coal	MU	

D					Total
Bus Voltage Max.	KV				
Bus Voltage Min	KV		Coal Received	MT	
Grid Freq. Max	Hz.		Usable Coal Stock	MT	
Grid Freq. Min	Hz.		HFO Stock	KL	
Declared Cap	MU		Forebay Level	M	
Schedule Gen	MU				
Actual Gen	MU				

E Remarks

また、EEMグループは設備事故などによるユニットトリップに関する分析結果報告書を作成する。Table 6.14-2 にその様式を示す。関係するグループからトリップに関するデータおよび問題点を集約してトリップ原因を分析し、報告書としてまとめている。トリップ報告書は本社の Operation Service Department に集められ各発電所間で情報の共有が図られることとなっている。

(5) 運営管理システム

NTPC における主な発電所運営管理システムは、ISO9001(品質管理)、ISO14001(環境管理)、OHSAS 18001(労働安全衛生マネジメントシステム)、5S(整理、整頓、清潔、清掃、躰)、CMMS、PdM、予備品管理システム、ノウハウ共有化システム、業務改善提案制度である。概要は以下のとおり。

1) ISO9001、ISO14001、OHSAS 18001

選定された発電所では、ISO9001 および 14000 のシステムを導入して、品質管理および環境管理を行っている。ISO9001 のシステムに沿って要領書、手順書が体系的に整備されているのをコンピュータスクリーン上にて確認した。また、OHSAS 18001(労働安全衛生マネジメントシステム)を導入して発電所の労働災害の潜在的危険性を低減する取り組みも行っている。

2) 5S(整理、整頓、清潔、清掃、躰)

NTPC においては、全社的に 5S のシステムを日本から導入しており、5S 適応エリアを設定して活動を行っている。セクション毎に 5S の活動状況を数値化し、最も良いセクションには表彰している。この仕組みは、発電所毎にも適用されており、5S 優良機関として表彰される。

3) ノウハウ共有化システム

各発電所で起こった設備事故や技術的改善事項を ERP システム上に掲載し、全社的に技術的ノウハウの共有化を図っている。本調査におけるワークショップ内容もすでに記載しており、当該ユニットの発電所以外でも閲覧可能となっている。

4) 業務改善提案制度

提案制度(Suggestion system)を設け発電所からの提案を審査・評価を行い、優れた提案に対しては表彰を行うとともに、ノウハウ共有化システムに記載している。

以下に NTPC が採用している運営管理システムと一般的な日本の電力会社が採用しているシステムの比較表は以下のとおり。

Table 6.14-3 Comparison Table for Power Station Management System

Item	NTPC	Japanese electric utilities
ISO9001	Already applied	Already applied
ISO14001	Already applied	Already applied
5 S's (Seiri (organization), Seiton (neatness), Seiso (cleaning), Seiketsu (standardization), and Shitsuke (discipline))	Already applied	This is not applied as a system, but similar activities are conducted in a day to day exercise.
CMMS	Already applied	Already applied
Preventive maintenance (PdM)	Already applied	Already applied
Spares control system	Already applied company-wise	Controlled at each power station
Know-how sharing system (Sharing of case examples of accidents and technical information to other power stations)	Already applied	Already applied
Work improvement suggestion system (feedback system)	Already applied	Already applied

NTPC の運営管理システムは、日本の電力会社が適用しているものと同等なシステム化が図られていることが分かる。

しかしながら 5S のシステムについて、特にボイラー設備においては清掃が行き届いておらず、鉄板や針金の破片が散乱している所があることや灰が至るところに堆積しているため、日本においてはマスクの着用が必要なる箇所などがあり、安全上、健康上問題がある。また、保温材やカバーが外れている箇所なども多々見受けられた。

現場掲示ポスターの標語とは異なり、十分に発電所全体に 5S システムが浸透していないことがわかる。

(6) O&M 要領書、手順書の内容

以下に示す 5 項目の O&M に関する LMI (Local Management Instruction) (要領書)の内容を日本の同様なものと比較検討を行った。

- 1) Chemical control of the Water/Steam Circuits of Drum Type Boiler
- 2) The Safety Operation and Maintenance of Pulverizer Fuel Plant
- 3) Long Term Storage of Power Plant and Equipments: General Consideration and Preservation
- 4) Prevent and control Boiler Tube Failures (Boiler Dept.)
- 5) Reporting arrangement in the event of serious incident (Op Dept.)

1) ドラム型ボイラーの水質管理

ドラム型ボイラーの水質管理に関する要領書である。要領書は、ドラムボイラーにおける水質管理の必要性と管理項目に対する説明がなされており、詳細な管理基準や目標値については、発電所毎にその設備に合わせて定めることとなっている。管理項目は、日本と同等である。詳細な要領書について確認できていないが、LMI を見る限りにおいては各発電所も同ようなレベルで管理要領書を作成していることが推測される。

2) 微粉炭爆発へ対応

微粉炭による爆発および石炭バンカでの自然発火への対応に関する要領書である。微粉炭爆発が発生する箇所（火炉内、ミル内、給炭管、火炉外）における対応策やバンカでの自然発火への対処が記述されており、日本における事故時対応（微粉炭爆発）の内容と同等である。

3) 予備品管理

予備品の貯蔵管理に関する要領書である。屋外、半屋内、屋内、屋内（乾燥・埃が入らない）の4つに分類された貯蔵箇所とそこに保管される予備品を分類し、その管理方法が記載されている。管理方法については、日本と同等となっている。

4) ボイラーチューブリークの原因調査

ボイラーチューブリークが起きた場合の原因究明手法に関するガイドラインである。チューブリークが起きた箇所、運転状況、リーク箇所配管金属の分析などを行い原因究明とすることやリーク箇所への対策（処置）に関する記録を残す手順が記載されており、日本と同等な項目となっている。

5) 事故時報告要領

緊急事態発生時の報告に関する要領書である。カテゴリ-1とカテゴリ-2に分類し、さらに安全、環境汚染、運転、ストライキ、発電所外（炭鉱ストライキ他）の項目における事故後の第一回目の報告をする時間（たとえば1時間以内）や責任箇所が明記されている。項目は日本と同等である。各発電所においては、事故時に連絡する関係各署の連絡先および窓口が記載されたものが作成されているものと推測する。

6.14.4 各発電所の発電設備運用状況

選定されたユニットの過去3年間における運用状況は以下のとおりである。

(1) Korba #6

1) 運用状況

a) 運転の信頼性

Item	Unit	2006-2007	2007-2008	2008-2009
Generation	MU	3682.200	4220.530	4115.310
Load factor	%	84.07	96.1	93.96

b) 主な計画外停止事項

Year	Item	Duration of Outage (day)
2006-2007	ECONOMISER TUBE LEAKAGE	1.7
	REHEATER TUBE LEAKAGE (58 MTR RHS NEAR SB 119)	2.1
	SCW TUBE LEAKAGE	0.7
2007-2008	ECONOMISER TUBE LEAKAGE	2.1
	SCW & LTSH TUBE LEAKAGE	2.0
	PLATEN SUPER HEATER TUBE LEAKAGE	1.0
2008-2009	PLATEN SUPER HEATER TUBE LEAKAGE	1.1

(2) Rihand #2

1) 運用状況

a) 運転の信頼性

Item	Unit	2006-2007	2007-2008	2008-2009
Generation	MU	4126.877	4173.972	4361.960
Load factor	%	94.22	95.036	99.59

b) 主な計画外停止

Year	Item	Duration of Outage (day)
2006-2007	No major unplanned shutdowns due to trouble	---
2007-2008	No major unplanned shutdowns due to trouble	---
2008-2009	LTSH tube Leakage. LTSH INLET HDR-14 TUBE NO. 6A,6B,7	1.4
	Tube leakage in RH. REHEATER II STAGE FIRST PANEL FROM LHS.	1.3
	Tube leakage in 2nd pass. 1)LTSH INLET HDR 14,TUBE 9B,10A,10B,10C,11B,11C. 2) WATER WALL, CORNER D,RHS WALL, (7TH TUBE TRANSITION)	2.5
	Bottom Ring Hdr leakage. 4 C-corner manhole gasket leakage	1.3
	LTSH tube Lkg. + Boiler Misc works.	2.7

(3) Singrauli #4

1) 運用状況

a) 運転の信頼性

Item	Unit	2006-2007	2007-2008	2008-2009
Generation	MU	1529.220	1692.602	1777.500
Load factor	%	87.28	96.35	101.46

b) 主な計画外停止

Year	Item	Duration of Outage (day)
2006–2007	Tube Leakage	2
	Low vacuum	1
	Due to excit. System/6.6kV Bus problem/132kV system problem	5
	DDCMIS commissioning	2
2007–2008	Excit. System	2
	DDCMIS stabilization	1
	APH problem	1
2008–2009	Tube Leakage	3
	Generator Aux-Elect.trippings	2
	Others	1

6.14.5 各発電設備運用に関する課題と対策

(1) 現状評価

選定されたユニットに関する O&M の調査を行った結果、運営システムにおいては、日本の電力会社とほぼ同等のものを導入し、実践していることがわかった。たとえば、予備品管理システムは、日本の電力会社より進んだ管理システムをすでに導入していることや定期点検時にボイラー火炉内に設置する炉内足場が短期間で組み立てできることなど、日本の電力会社も見習う項目もある。

灰分の多い国内炭を燃焼しているにも係わらず、これらの運転実績を有するという事は、O&M に関して優れた技術を確立していると考えられる。しかしながら、詳細な部分に関して改善する余地がある事項もある。

(2) 改善提案

1) パトロール

パトロールは、早期発見早期補修により、信頼性の高い運転が可能

NTPC も同様にパトロールを実施しているが、より充実したパトロールが可能となるように以下の改善策を提案する。

a) パトロール時の装備

Fig. 6.14-3 に示すとおりパトロール時には、安全装備であるヘルメット、手袋、安全靴を装着し、点検に必要な懐中電灯および聴音棒を備える。

b) 聴音棒の活用

モーターなどの回転体の異音をいち早く発見するために、Fig. 6.14-4 に示すとおりモーターの外側に聴音棒を当ててベアリング等の異音を確認する。

c) 指示計への目印設置

通常運転時における指示計の値に Fig. 6.14-5 に示すとおり、目印を設置し通常運転時の値を視覚化することにより、異常時の値を簡単に判別できるようにする。

d) サーモラベルによるシートリークの確認

安全弁等のシートリークをいち早く発見するために、Fig. 6.14-6 に示すとおりサーモラベルを貼り付けてラベルの色の変化によってシートリークが簡単に判別できるようにする。

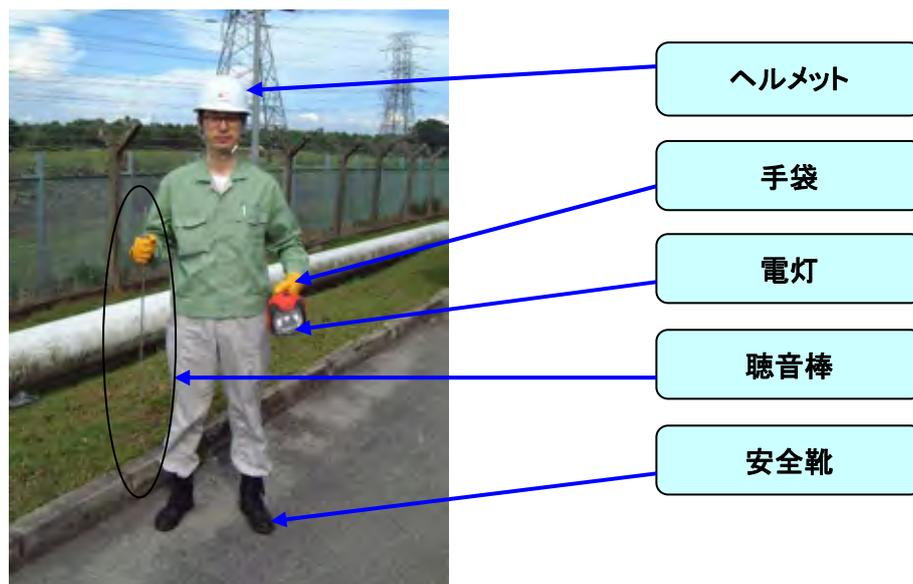


Fig. 6.14-3 Typical Patrol Kit

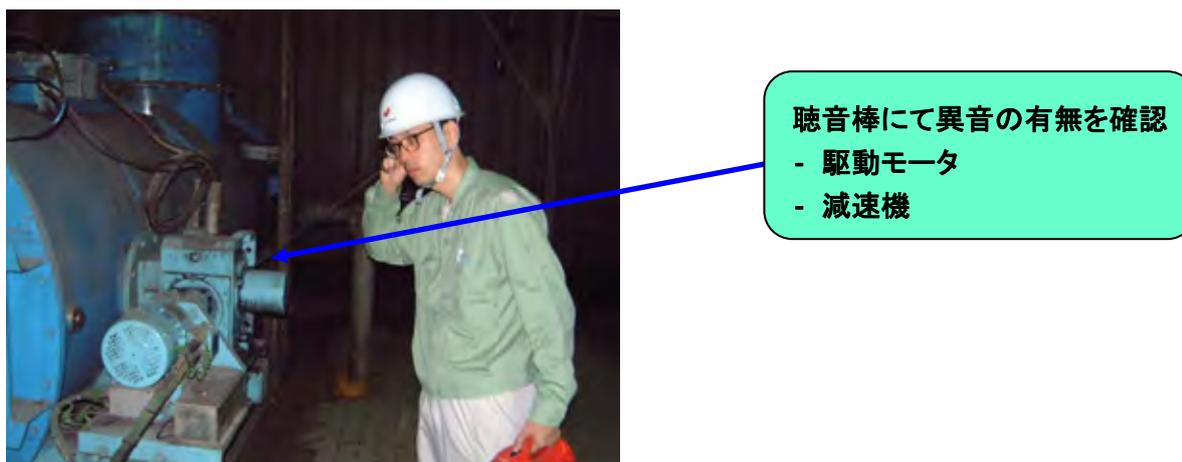


Fig. 6.14-4 Noise Inspection with Listing Rod

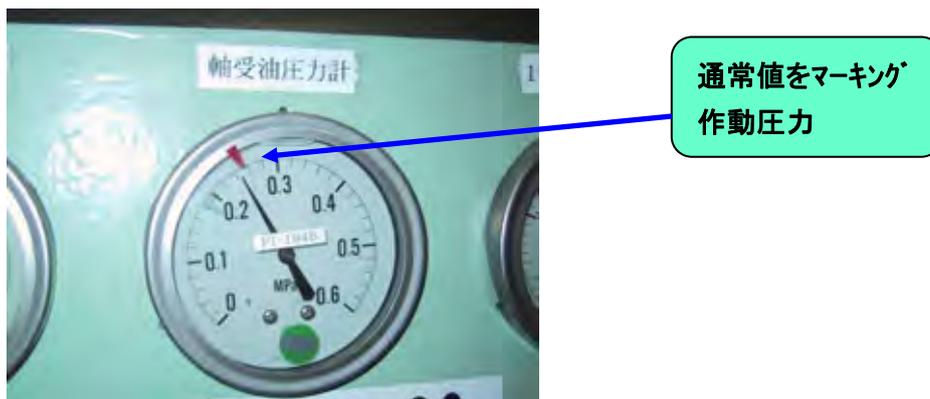


Fig. 6.14-5 Indication of Normal Working Value

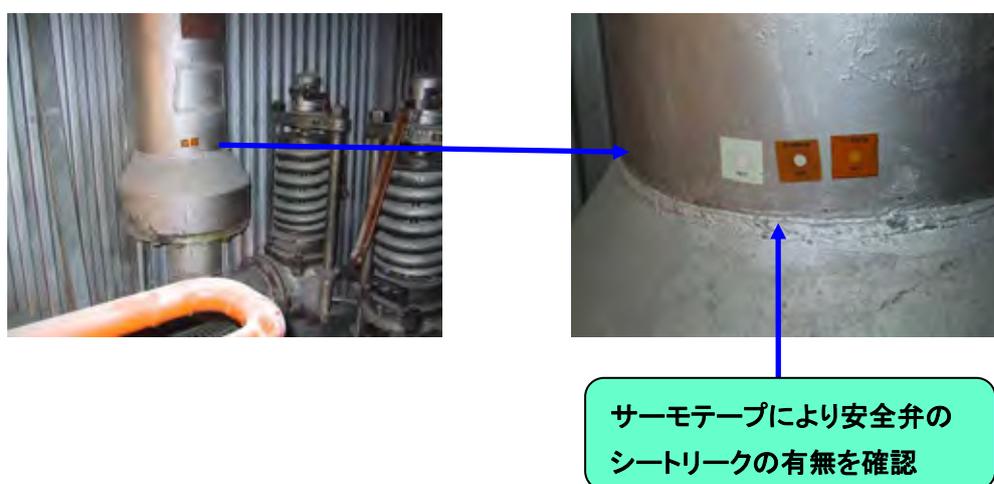


Fig. 6.14-6 Thermo-Label

2) 安全管理

a) 安全管理一般

安全第一を掲げた壁画が発電所内の数箇所に見受けられたが、実際に業務を行っているローカルオペレーターや作業員などは、安全靴等の安全装備をほとんど身につけていない状況にある。安全管理について、管理職から作業員に至るまで徹底して安全の重要性を教育するとともに、安全装備の充実を図ることが望まれる。日本の発電所においては、発電所および請負業者にも安全管理責任者を設置し、管理職から作業員まで発電所入所時に安全マニュアルによる安全教育を実施し、毎朝実施する作業前のKYミーティング、請負業者間の輻輳作業を確認する安全管理責任者を集めたミーティング等を通じて安全意識を持って業務を遂行するよう努めている。また発電所スタッフによる定期的な安全パトロールを実施し、現場作業で不安全工事・不安全行為がなされていないか確認し、仮に不安全なものが見つかった場合は、それを現場で指摘し、早急な改善を求めている。参考までに、ある発電所で使用されている安全パトロールチェックシートを示す。

Table 6.14-4 Safety Patrol Check Sheet

Check Sheet about Patrol for Safety (Night patrols and joint patrols by two or more sections)

Date of patrol		Result	Request for action	Result of action
Scope of patrol				
Conducted by				
Focus points	Check points			
- Working area - Sign - Passage	Check that working areas are properly marked off and indicated as such. (Looseness, sagging, doorway, etc.)			
	Check that passages are secured for general traffic. (Detours, passage width, and height of 1.8 m or higher)			
	Check that sufficient temporary passages are provided. (Gradient shall not exceed 30 degrees, and non-slip measures and handrails of 90 cm or longer shall be provided for passages with gradients of 15 degrees or more.)			
	Check that an acceptable number of appropriate signs are posted in easy-to-see directions and positions.			
- Work floor - Opening - Scaffolding	Check that work at a height of 2 m or more is done properly. (Work floors, handrails, lighting and ladder, steps, etc for access)			
	Check that ladders have fall prevention measures. (Fixing, slip prevention and angle holding fittings)			
	Check that scaffoldings are built properly. (Load indication, scaffolding plates with a width of 20 cm, a thickness of 3.5 cm and a length of 6 m or more, and work floors with a width of 40 cm or more, clearance of 3 cm or less and handrails of 90 cm or more)			
	Check that openings are properly fenced and have caution signs.			
	Check that scaffoldings have indications of the maximum load, the name of the person responsible for building the scaffoldings, the name of construction and other required information in easy-to-see positions (near stairways).			
Prevention of electric shock	Check that welders, power distribution boards and other electric devices are inspected at the start of work using check sheets.			
	Check that power distribution boards and electric machines and tools are used properly (usage and stickers for indicating completion of inspection).			
	Check that cables and wires are installed properly. (Indication of destination, protection of charged parts, damage, routing, rain prevention, etc.)			
	Check that grounding wires are installed properly.			
Work involving oxygen deficiency and other risks	Check that closed spaces and areas involving an oxygen deficiency risk are properly marked off and have signs.			
- Order - Arrangement - Cleaning - Clothes	Check that work areas are in good order (marking-off methods, construction tags, work tags and others).			
	Check that work spaces are in good order. (Space is secured, tools are in good order and there is no oil leak or protrusion.)			
	Check that the required tools are provided for the proper disposal of waste, such as trash cans and used rag cans.			
	Check that workers wear clothes suitable for their work. (Safety hard hats, safety shoes and various protective gear.)			
- Smoking - Fire prevention	Check that there is no problem with smoking areas (places, indications, ash trays, fire extinguishers, buckets, curing and others).			
	Check that gas cylinders are installed properly (fall prevention, caps for transport, charge indication, etc.).			
	Check that there are measures for protecting equipment and facilities from falling sparks during welding or cutting and check that there is no flammable material in the vicinity.			
	Check that fire extinguishers are provided at intervals of 20 m or less by walking distance when using the boiler main building periodic inspection floor.			
Other findings				

b) 危険表示

高温高圧配管からの蒸気漏洩箇所など災害に遭う危険のある不具合箇所に対して、「危険」や「立ち入り禁止」の表示を掲げ、2次災害を防ぐ。現状は表示がない。

c) 閉所作業入退室管理

日本の発電所では、ボイラー火炉内、ボイラー蒸気ドラムなどの閉所へ作業および点検で入る際は、酸素濃度を確認するとともに入退室管理ボードにより人の入退室を管理している(Fig. 6.14-7 参照)。これは閉所に入室した人の酸欠防止と誤って閉じ込められることを防ぐのが主な目的である。SingrauliおよびUnchaharaで行ったボイラー余寿命診断時においても同様な管理を行った。しかしながら、NTPC側は特に入退室管理表等を用いた目立った入退室管理は実施されていなかった。(本調査に関連するNTPCカウンターパート研修プロジェクトにおいて、日本の火力発電所ボイラー内部現地研修を行った際に、NTPCではこのような管理がなされていないとのコメントがあった)



Fig. 6.14-7 Entry and Exit Management Board

3) 機器周りの清掃

現状の機器周りの清掃は、圧縮空気を利用して灰などを吹き飛ばして当該箇所を清掃している。しかしながら、吹き飛ばされた灰は、他の箇所に降り積もることとなり清掃をしたことにはなっていない。機器回りの清掃(特にボイラー・AH 周辺)には、真空掃除機および必要な箇所に真空掃除配管を設置する。設置された配管に延長ホースを取り付けて機器周りの清掃を行う。設備設置までの間は暫定的に真空掃除車を活用することも一案である。

4) 電気設備 O&M

a) 電気設備トラブルによるユニットトリップへの対応

NTPC の発電所では電気設備トラブルによるユニットトリップは数年に 1 回のユニットトリップが発生している(日本の発電所では電気設備トラブルによるユニットトリップはほとんどない)。その原因は下記のとおりであった。

- i) トカゲ・ネズミ等の小動物侵入による配電盤での短絡
- ii) 下流電気設備事故による上流遮断器の開放(保護リレーの不適切動作)
- iii) 送電線系統の不具合による波及トラブル

改善案を以下のとおり提案する。

- ケーブルトレイ・ダクトの建物貫通部分のシール
ケーブルトレイ・ダクトの建物貫通部分はシールを行い、ケーブル延焼防止とともに小動物の侵入防止とする。
- 電気盤類ケーブル入線口のシール
電気盤類のケーブル入線口はシールを行い、ケーブル延焼防止とともに小動物の侵入防止とする。
- 保護リレーの不適切動作防止策(建設工事時点(試運転時)の対策)
下流電気設備事故による上流遮断器の開放(保護リレーの不適切動作)は建設工事時点での保護リレー協調整定の設定不良が考えられる。リレー動作誤差を考慮した保護リレー協調整定が必要である。

b) 配電盤の管理

扉が開放されたままとなっている配電盤が見受けられた。電気設備は埃が付着することにより、絶縁の劣化・リレーの誤動作などを引き起こす可能性があるため、以下の対策を提案する。

- 電気盤扉の速やかな補修。特に粉塵等が多い場所では、パッキン等で対策した防塵仕様の電気盤類の設置。
- 電気盤類の扉を確実に閉めることを所内ルールとして実践する。

c) 油入変圧器の管理

油入変圧器は絶縁油の劣化を防止するために、絶縁油が密閉されている。日本の発電所の変圧器は密閉性が良好であるため、絶縁油品質低下がほとんどないため、絶縁油交換・洗浄・脱気等の絶縁油トリートメントがほとんど不要であるが、NTPC 発電所の多くの油入変圧器は密閉性が悪い(製品の品質が主な原因と思われる)、絶縁油の品質低下が早く、絶縁油トリートメントを頻繁に行っている。

これらを回避するためには、建設時において信頼性の高い製造メーカーを選定し、その機器を調達する必要がある。また、十分なアフターサービスを有する製造メーカーのみから調達すること。

d) 水冷却の発電機固定子の絶縁管理

水冷却の発電機固定子の絶縁の状態評価を把握するためには、固定子冷却水を排水し、乾燥させる必要があるが、Korba #6 では発電機固定子に冷却水が入ったままで試験が実施されており、無意味なものとなっている。適正な方法で発電機固定子絶縁診断を実施することが重要であり、固定子冷却水を排水・乾燥した状態で試験を行い、信頼性のある試験データを入手する必要がある。

5) Management of control panels

調査団は、扉が開いたままとなっている制御盤を発電所内で見かけた。もし、扉が開いていると、埃等の異物が直接中へ進入し制御カードが壊れる原因となる。調査団の聞き取り調査によると、制御盤の換気用ファンが故障しているために扉を開けて内部温度が上がらないように換気をしていることがわかった。しかしながら、発電所内に多数の制御盤の扉が開いたままとなっている。制御盤の換気ファンの取替え頻度の見直しが必要であり、それによって制御カード不動作を削減できる。また、運転中にも交換可能な新型換気ファンの採用することも良いと考える。

6.14.6 提供した報告書および要領書

調査期間を通して、JICA ST から NTPC へ提供した O&M に関する報告書や要領書などは以下のとおり。

- 1) Typical Activity chart for Overhauls
- 2) Major specification and construction drawing of debris filters in Japan
- 3) Techniques for boiler tube cleaning after cutting (before welding)
- 4) Information about intelligent soot blowing systems
- 5) Spray control valves – advancements for zero passing (water leakage). Specification and CV curve (example) and RH spray valves in Japan.
- 6) Enclosure specifications for noise reduction
- 7) Boiler fast cooling procedure
- 8) Information of online condition monitoring for transformers
- 9) Information about generator condition monitoring and diagnostics
- 10) Test procedures for boiler and turbine performance tests
- 11) Test procedures for AH tests
- 12) Monthly efficiency management table format
- 13) Sample of a Japanese performance test report
- 14) Honing based on Alumina blasting specifications and procedures
- 15) AH basket water washing procedure
- 16) Boiler RLA procedure

- 17) Japanese Boiler RLA system
- 18) Stator coil cooling water quality management and criteria
- 19) Japanese periodical inspection item list for generators
- 20) Japanese periodical inspection item list for generator transformers
- 21) How to analyze the CO+CO₂ RLA method and Furfural RLA method
- 22) Troubleshooting and information sharing (Electrical trouble)
- 23) Stator coil cooling water quality management and criteria
- 24) Japanese periodical inspection item list for generators
- 25) Japanese periodical inspection item list for main transformers
- 26) How to analyze the CO+CO₂ RLA method and Furfural RLA method
- 27) Troubleshooting and information sharing (Electrical trouble)
- 28) Japanese insulation diagnosis criteria for electrical machines
- 29) Sample of typical Japanese insulation diagnosis of generator stator coils

6.15 財務分析

6.15.1 コンセプト (Concept)

経済財務分析は、JICA スタディーチームが実施した技術的分析によって提案された技術的改善項目の内、ある程度の経済メリットがあると思われるものを主に実施している。

メソッドとしては、まず、費用対効果分析手法 (Cost Benefit Analysis) で技術的改善による増分利益を評価し、その後、資本コスト (Cost of Capital) を考慮し、実質的な投資価値を評価している。一般に、資本コストを考慮しての分析は、プロジェクトや資産、会社単位での価値を現時点での現金価値という観点で評価する場合に用いられ、ディスカунティッド・キャッシュ・フロー分析 (DCF Approach) と呼ばれる。

さらに、本経済財務分析では、技術的改善による CO₂ 削減量を環境負付加価値ととらえ、分析している。

6.15.2 分析対象 (Scope)

第3次現地調査において、オプションとして効率改善効果のプラントやユニット全体に与える経済インパクトについて調査することを NTPC に提案したが、分析のための十分な情報収集の困難さなどにより、結果として、プラント経営全般ではなく、各個別改善提案項目に関する経済インパクトのみ分析することとなった。

JICA スタディーチームによる技術的分析により、ある程度の経済的メリットが見込める技術的推奨項目について、財務分析を行っており、具体項目は以下表のとおりである。

Table 6.15-1 Current items for Financial Analysis

Plant (# =Unit)	Korba #6	Singrauli #4	Rihand #2	Unchahar #3
Boiler	Air Heater Renovation (Chapter 6.4)*	Air Heater Renovation (Chapter 6.4)*		
Turbine	Turbine Seal Fin Replacement (Chapter 6.13)*	Turbine Seal Fin Replacement (Chapter 6.13)*	Turbine Seal Fin Replacement (Chapter 6.13)*	
Control System				New System for Optimization of Combustion & Soot Blower Installation (Chapter 6.9)*

Note: * References are to technical improvement proposals in this report

6.15.3 メソッド (Method)

経済財務分析のメソッドは、費用対効果分析(Cost Benefit Analysis : CBA)、回収期間(Payout : PO)、正味現在価値(Net Present Value : NPV)、内部収益率(Internal Rate of Return : IRR)、費用便益率(Benefit Cost Ratio : BCR)で、これらの組み合わせで総合的に評価を行う。

6.15.3.1 分析の前提条件 (Assumption)

経済財務分析にとってのインドでの現地コスト情報の入手の困難さなどにより、本スタディー期間において可能な限り入手できるデータで経済財務分析を行うこととした。なぜならば、技術的提案項目が必要とする導入部材や機器がインドでは新たなもの、あるいは流通していないものであったりするため、これらをインドでの現地コストとして入手する代替策として、実際に日本や外国でこれら項目を実施する場合のコストを用いて補完している。このようにコスト情報の入手における困難な状況下にあいながらも、本分析では、できるだけインドの現地コストを採用するよう努めている。例えば、ある新提案の導入時の労働コストについては、日本での経験に基づく工数想定とインドの現地労働単価で算定している。

また、NTPC が将来、各改善提案の準備段階における費用条件で財務分析を行う場合、(今回分析とは)異なる結果に至る可能性があることを理解いただきたい。なぜならば、費用条件は、(その時々)にサプライヤーが提供できる価格、流通コスト、仕様の影響を直接受けるためである。従い、改善提案の実施の前には、慎重な費用条件の設定とコスト算定が不可欠となる。

6.15.3.2 費用対効果分析 (Cost Benefit Analysis)

費用対効果分析(CBA)では、技術的改善によって得られる増分利益、具体的には、例えば発電所の効率改善によって得られる削減燃料費と改善実施のための費用を比較して分析する。また、この改善実施により、継続的に新たな部材の投入や O&M(運転・保守)に影響を及ぼす費用が発生したり、また、さらには、残存期間のある機器を除却したりする場合の費用は、改善実施に伴う追加的費用として認識する。

CBA では導入する機器等の耐用年数を考慮して分析する。さらに、回収期間分析手法(PO)を用い、回収期間の観点でその投資の収益性を分析する。

(1) CBA のイメージ (Image of CBA Method)

◆ How to find incremental Profit

A. Current Fuel Cost (100)

B. Possible Fuel Cost after improvement (90)

C. **Fuel Cost Reduction: Profit** *(A less B: 10)

* **This would be recognized as initial incremental profit**

D. Incremental Cost by installation* (5)

* If there are any extra costs caused by the implementation (such as the materials, maintenance and/or scrapping property), these should be included as additional incremental cost.

E. **Net Incremental Profit** *(C less D : 5)

→ Sufficiently Plus → Implement
→ Slight, Negative → Reconsider

* CBA is based on a practical accounting policy, so, in accordance with the existence of the depreciation cost related to the implementation, we should carefully evaluate the incremental profit.

CBA's Criteria is Simple
➤ Possibility of **Incremental Profit**

Fig. 6.15-1 Image of the CBA-Cost Benefit Analysis

上図は、CBA (費用対効果分析) のイメージである。CBA の判断基準はいたって単純で、増分利益の可能性である。まず、現状の使用燃料費を確認し、発電所ユニットの効率改善後の想定使用燃料費を算出する。そして、改善後の燃料費を現状の燃料費から差し引く。この燃料費削減効果を、まず、増分利益として認識する。そして、本改善に伴い増分費用などが発生すれば(年当たりベースで考慮)、これらを当初の増分利益から控除し、最終ネットの増分利益で、各改善提案に採算性があるか否かを評価する。

(2) CBA 実践サンプル (CBA Practice)

CBA 実践のサンプルとして、Korba #6 の Air Heater Seal Renovation by Sector Plate Drive Unit (SDU) について紹介する。

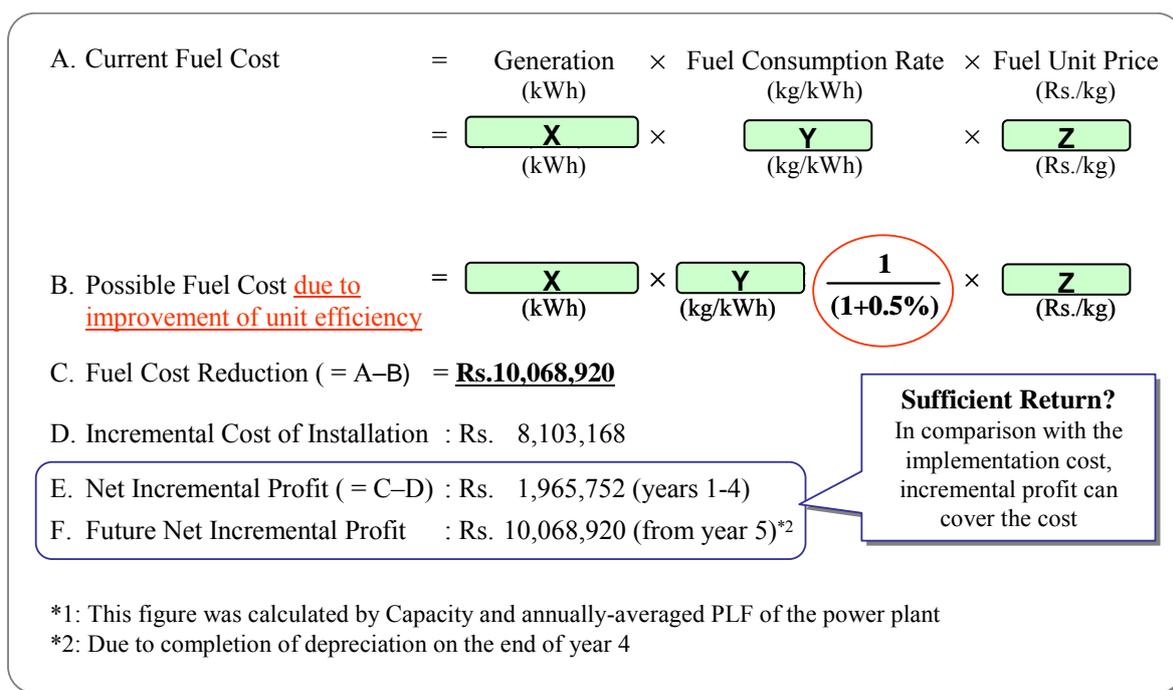


Fig. 6.15-2 Process of evaluating cost benefit by incremental profit

CBA を実践するには、試算の前提として、現状のコストや性能データ、改善費用と想定改善効率の値が必要となる。今回は、NTPC から提供された現状コストと性能データ、そして、JICA スタディーチームから提供された 32 百万ルピーの改善費用と 0.5%の想定改善効率値によって、CBA を行った。（NTPC の現状のコストや性能データは、コンフィデンシャリティーの観点から非公開）

CBA の結果、Korba #6 湯ユニットは、Air Heater Seal Renovation(by SDU)により、その実施から 5 年目以降には 10 百万ルピーを若干超える経済メリットが期待できる。

さらに、効率改善による経済メリットをより正確に評価するには、各改善項目の経年劣化 (degradation) や耐用年数を考慮する必要がある。例えば、Air Heater Seal Renovation(SDU) によるボイラーの改善効率（絶対的増分値）は、例えば定期点検期間が 1 年半とすると、その間に 0.43%から 0.41%に減少する。これをボイラー単体から発電所ユニット全体の改善効率（相対的増分値）に換算すると、同 1 年半の期間で 0.50%から 0.48%に減少する。

そして、経済財務分析における利便性の観点から、1 年半の点検期間を例えば 1 年間で行う場合にと単純化し、この 1 年の運用期間での平均改善効率値を算出する。（1 年間の始期・終期の値を平均化する）。下表のとおり平均化された一年毎の運用期間での改善効率値は 100.495%（発電所ユニット全体の効率の相対的増分値。各年の始期 100.50%、終期 100.49%の平均）となり、本値で実際の分析を行う。また、Air Heater Seal Renovation(SDU)の耐用年数については、日本での実績を基に、10 年以上であると想定し、今回分析での耐用年数は 10 年と仮定する。

	Brand-New	1yr later after maintenance	2 yrs later after maintenance	3 yrs later after maintenance	
Degradation of Improved Performance (a)	100.50%	100.49%	100.50%	100.49%	
Degradation Coefficient (r) = a / (100.50%)	1.0000	0.9999	1.0000	0.9999	
Averaged Improved Performance for simulation		1st year	2nd year	3rd year	4th year and following
Average of each year of beginning and end above "a"		100.495%	100.495%	100.495% (as same as a before..)	

Fig. 6.15-3 Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6

下図 CBA 分析結果のとおり、この効率改善提案に収益性があることは視覚的にも理解できる。0.5%の効率改善により、Korba #6 ユニットは 10 年間で 67 百万ルピーの増分利益を生み、32 百万 4 千ルピーの初期投資についても 3.3 年で回収できることが期待できる。

このため、Korba #6 ユニットの同様の改善項目で、他に、より費用対効果が見込める選択肢がなければ、本技術的改善提案は実際的なオプション候補として選択できる。この CBA 分析は、提案項目自体の経年劣化の影響も考慮している（新規導入時の 0.5%の効率改善値が、年間平均で 0.495%の効果に経年劣化すると想定）。また、もしもこの経年劣化の影響を考慮しないとすれば、10 年間でさらに 120 万ルピーの増分利益を見込める。

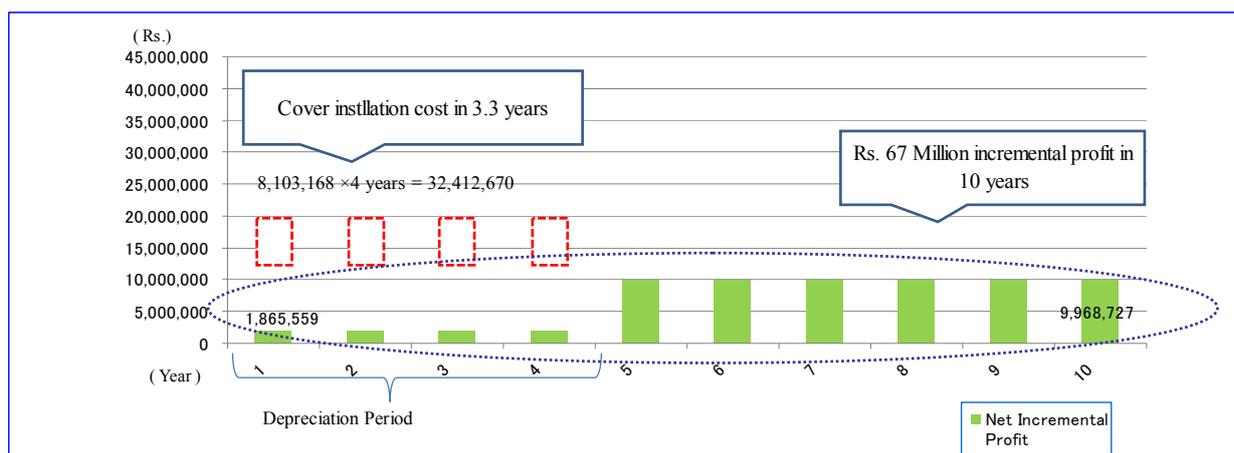


Fig. 6.15-4 Anticipated long term incremental profit with the concept of degradation

6.15.3.3 感応度分析 (Sensitivity Analysis)

中長期的視点での不確定要素を考慮しつつ改善提案実施の意思決定を行うことをサポートするため、燃料費単価の上昇ケースを一例として感応度分析を行う。

(1) 感応度分析プラクティス (Sensitivity Analysis Practice)

ひとつの想定ケースとして、下図のとおり、燃料費単価上昇による感応度分析を示す。前提として、燃料費単価が毎年複利ベースで 10%上昇するものとし、これに伴う得失を試算する。これは、本レポート 6.15.3.2-(2)のCBAプラクティスをベースケースとし、これに燃料費単価上昇の影響を考慮したケースとの比較分析である。なお、燃料費単価上昇の要素を除く他のすべての分析の前提条件は、本比較分析において同じとする。

比較分析の結果、もし燃料費単価が年率 10% (複利計算) で上昇する場合 (結果、燃料費単価が 10 年間で 737.5 Rs./t から 1,739.0 Rs./t まで上昇する場合)、この Korba #6 ユニットは、かなりの費用対効果を期待できる。具体的には、10 年後、単年度での増分利益はベースケースと比べて 135%アップ (Rs.9,968,727 から Rs.23,505,736) となる。10 年間の費用対効果は、投資額 32 百 5 万千ルピーに対し、126 百万 5 千ルピーと約 4 倍となる。なお、この感応度分析も、ベースケースと同様に経年劣化の影響を考慮している。

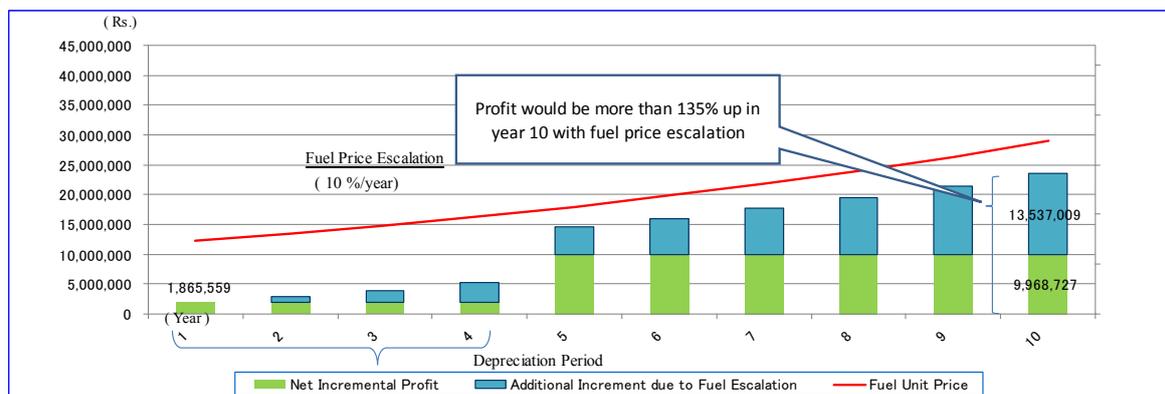


Fig. 6.15-5 Anticipated additional incremental profit due to fuel price escalation

この感応度分析結果が示すように、効率改善提案による費用対効果は、燃料費単価上昇により、ベースケースと比べてかなり大きくなると考えられる。

6.15.3.4 DCF 分析アプローチ (DCF approach)

➤ NPV

将来キャッシュフローの価値は、想定資本コストで割り引かなければならない。この割引キャッシュフロー分析(Discounted Cash Flow Approach : DCF)によって投資価値を知ることができる。もし、ある効率改善項目に実施によって得られる便益の現在価値(present values : PVs)の合計が、初期投資の額より少ない場合、当該投資の必要性について再度よく検討しなければならない。これは、(DCF 手法を用いた)標準的な財務分析手法で、正味現在価値(Net Present Value : NPV)と呼ばれ、初期投資に対して将来生みだされるキャッシュフローが現在価値に直してどれほどプラス、あるいはマイナスであるかを分析する。

➤ IRR

経済財務分析では、Internal Rate of Return(IRR)による評価も行った。IRR も投資に対する収益性を評価する物差しのひとつで、内部収益率を示す指標として、NPV 同様に将来収益の現在価値を割り出すコンセプトから生まれている。IRR では、想定資本コストを収益性評価のハードルレートとして、比較する。また、(NPV と IRR の関係から)NPV がゼロとなる割引率が、内部収益率(IRR)となる。

IRR は投資効率率といったレート、一方、NPV は規模による投資価値を測る指標である。

なお、IRR の概念自体は大変シンプルであるが、実際の計算は容易ではない(例えば毎年の将

来収益の額が固定ではなく変動している場合など)。このため、一般的には、回帰分析を自動的に行う汎用の表計算ソフトの関数を利用する。

➤ **BCR**

費用便益率(Benefit Cost Ratio : BCR)は、投資効率を測る指標の一つで、すべての便益とコストを現在価値に割り戻して比較評価する。

➤ **Cost of Capital**

資本コスト(Cost of Capital)は会社にとっての資金調達コストである(例えば借入金の金利であったり、株主資本に関する配当であったり)。近い将来の想定資本コストに関する CenPEEP との議論の結果、NTPC の推奨にしたがい、今回の DCF 分析では、資本コストを 12%に設定することとしている。

NTPC 年次報告の 1 ページ目では、NTPC の課題のひとつとして、資本コストのコントロールを通じた財務マネジメントの重要性を表明している。資本コストを抑える努力が、将来投資の十分な利益を確保し、財務コストをカバーすることにつながる。

“the significance of the financial management through control of the cost of capital as the one of the corporate objectives, “(for the financial soundness) to continuously strive to reduce the cost of capital through prudent management of deployed funds, leveraging opportunities in domestic and international financial markets”. (from page 1 of 33rd Annual Report)

(1) DCF 分析のプラクティス (DCF Approach in Practice)

DCF分析の実践のケーススタディーとして、Korba #6 でのAir Heater Seal Renovation by SDU (燃料単価上昇の感応度分析は除く)について、本レポート 6.15.3.2-(2)のCBAプラクティスで用いたコストや 0.5%の改善効率などの前提条件をベースに分析を行う。同CBAプラクティスでの試算によると、本効率改善提案は、基本的には収益性があると思われる。(なお、NTPC現状のコストや性能データは、コンフィデンシャリティーの観点から非公開)

しかしながら、DCF 手法による分析結果を得るまでは、本技術的改善提案が現金の時間的価値、いわゆる資本コストの概念を考慮した上でも効果的であるか否かは結論づけることはできない。

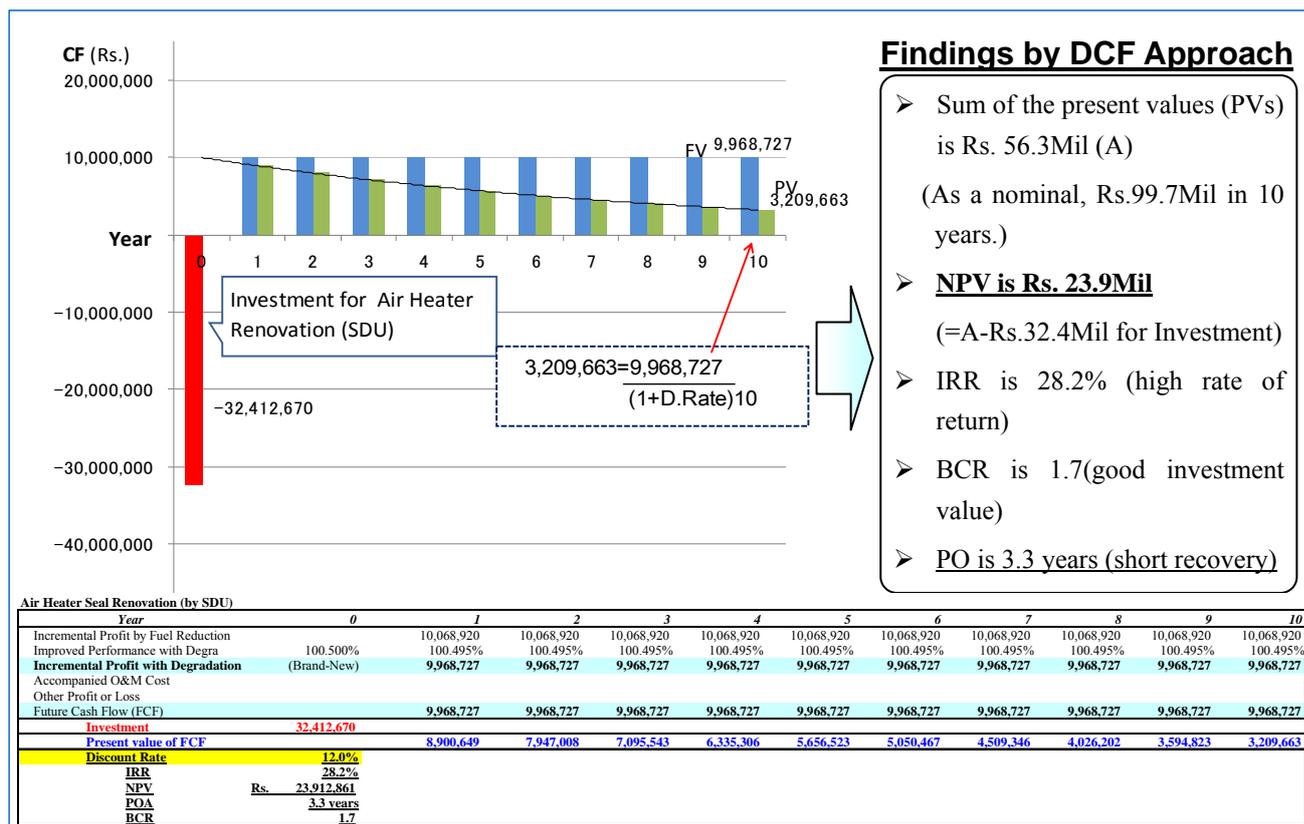


Fig. 6.15-6 Evaluation of long term incremental profit by DCF approach

上図の DCF 分析結果のとおり、Korba #6 の Air Heater Seal Renovation(SDU)の改善提案は、0.5%の効率改善および 12%の資本コストという前提において、導入から 10 年間の運転期間においては、収益性が見込まれることがわかる。

6.15.3.5 経済財務分析の結果 (Conclusion - the Economic and Financial Analysis)

さらに、費用対効果を最も期待しうる改善提案を選択することをサポートするため、各々の費用対効果分析およびDCF分析結果を Table 6.15-2 のとおり整理し、比較分析する。なお、(本比較分析の前に)個別分析を十分に行うことは大前提となる。

経営資源、特に資本的支出のためのキャッシュには限りがあるため、(例えば各投資額に関する費用対効果を比べるなど)、どの改善項目がもっともメリットを生み出せるかというレバレッジ・エフェクトの観点で財務マネジメントを行うべきである。一方、ビジネス環境変化の可能性も踏まえ、ケースによっては時に急激に不確定要素が大きくなることなども考慮し、例えば差ほどリターンが見込めそうになくても、短期間で回収が見込めるものなどを選択肢とすべき場合もある。

例えば、Korba #6 は 500MW、一方 Singrauli #4 は 200MW と出力が異なるが、効率改善による利益に大きく影響を及ぼす要素のひとつとして、出力がある。例えば、Singrauli #4 での Air Heater Seal Renovation(FRS)による改善提案については、改善効率が一方の Korba #6 と比較して高いが、両者とも投資額は同額で、結果、Singrauli #4 の NPV はマイナスとなり投資コストを回収できな

い。これは、燃料費削減によるメリットが、発電所ユニットの出力や負荷率(PLF)に大きく受けるためである。一般に、NTPC の発電所はインドの高い需要に応えるため、高負荷運転を行っている。このため、同程度の投資を行う場合には、とりわけ発電所の出力が、増分利益に影響を及ぼす。

以上の財務マネジメントの観点から改善提案実施の順位を決めるとすれば、Rihand #2 の Turbine Seal Fin Replacement が最優先され、次に Korba #6 の Air Heater Seal Renovation の SDU 方式、あるいは FRS 方式が続く。理由としては、最優先とした Turbine Seal Fin Replacement の場合、6年という短期間で小額の投資により、十分な NPV を期待できる。一方、Air Heater Seal Renovation の SDU 方式と FRS 方式は、それぞれ比較的高額な NPV を期待できるものの、Turbine Seal Fin Replacement と比べ、10年間と比較的長期間かつ、高額な初期投資を要する。

もちろん、全ての改善項目の実施について、十分な資金力があれば、またその他考慮する事情等もなければ、これら項目の財務分析結果が優良“Excellent”、良“Good”のいずれであろうが、各発電所のニーズを踏まえ、実施できる。

Table 6.15-2 Comparative Analysis Table of “Economic and Financial Analysis”

Plant Unit		Korba #6 500 MW		Singrauli #4 200 MW		Rihand #2 500 MW		Unchahar #3 210 MW	
Items		Air Heater by SDU(AH-S) Air Heater by FRS(AH-F) Turbine Seal Fin (TSF)		Air Heater by SDU(AH-S) Air Heater by FRS(AH-F) Turbine Seal Fin (TSF)		Turbine Seal Fin (T SF)		System for Optimization(CI)	
Assumption	Lifetime of Improvement Item	(AH-S) <u>10 years</u> (AH-F) <u>10 years</u> (TSF) <u>6 years</u>		(AH-S) <u>10 years</u> (AH-F) <u>10 years</u> (TSF) <u>6 years</u>		(T SF) <u>6 years</u>		(CI) <u>10 years</u>	
	Installation Cost (Relative Value)	(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) medium		(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) low		(T SF) low		(CI) high	
Accompanied O&M Cost		(AH-F) low		(AH-F) low		—		(CI) high	
CBA (Cost Benefit Analysis)	Net Incremental Profit(Relatively)	(AH-S) big (AH-F) big (T SF) small		(AH-S) medium (AH-F) medium (T SF) small		(T SF) medium		(CI) negative	
	POA	(AH-S) 3.3 years (AH-F) 3.9 years (TSF) 4.1 years		(AH-S) 5.6 years (AH-F) 7.0 years (TSF) 1.2 years		(T SF) 1.2 years		(CI) NA	
	Discount Rate (Cost of Capital)	12%		12%		12%		12%	
DCF (Discounted Cash Flow Approach Analysis)	NPV	(AH-S) big (AH-F) big (TSF) negative		(AH-S) small (AH-F) negative (TSF) small		(T SF) medium		(CI) negative	
	IRR (Excess 12% :profitable)	(AH-S) much higher than 12% (AH-F) much higher than 12% (TSF) less than 12%		(AH-S) higher than 12% (AH-F) less than 12% (TSF) much higher than 12%		(T SF) much higher than 12%		(CI) NA (IRR is negative)	
	BCR	(AH-S) more than 1 (AH-F) more than 1 (TSF) less than 1		(AH-S) more than 1 (AH-F) less than 1 (TSF) more than 1		(T SF) more than 1		(CI) NA (BCR is negative)	
	Financial Comments	(AH-S) Huge NPV, IRR much higher than 12% stands for "Good Investment". Short recovery (POA:3.3), No accompanying cost <u>Excellent</u>		(AH-S) A certain volume of NPV, IRR little higher than 12% stands for "acceptable". Recovery Period is not Short (POA:5.6), No accompanying cost <u>Good</u>		(T SF) Goodly volume of NPV, IRR much higher than 12% stands for "Good Investment". Rapid Recovery (POA:1.2), No accompanying cost <u>Excellent</u>		(CI) Due to huge installation cost and expensive accompanying maintenance fee, this item would not be a profitable . Even after depreciation period, incremental profit and NPV would be negative	
	(AH-F) Huge NPV, IRR much higher than 12% stands for "Good Investment". Short recovery (POA:3.9), No accompanying cost <u>Excellent</u>		(AH-F) NPV is Negative , so it could not be Recommended . If we make some practical efforts (e.g. Reduction of installation cost by20%, and/or extend life time), NPV would be positive and we might choose this proposal.						
	(TSF) NPV is Negative , so it could not be Recommended . If we make some practical efforts (e.g. Reduction of installation cost by20%, and/or extend life time), NPV would be positive and we might choose this proposal.		(TSF) A certain volume of NPV, IRR much higher than 12% stands for "Good Investment". Rapid Recovery (POA:1.2) <u>Good</u>						

Color stands for the level of recommendation by Financial view point (reference purpose)

- Excellent (Huge return(NPV) and the rapid recovery of the installation cost would be expected)
- Good (Sufficient return(NPV) and the short time recovery of the installation cost would be expected)
- Not recommended (Huge installation and/or accompanying cost in comparison with a incremental profit)

6.15.4 環境付加価値分析 (Environmental Value Added Analysis)

CO₂削減効果から、環境付加価値分析を行う。メソッドは、単純でかつ、基本的には本レポート 6.15.3.2 の“費用対効果分析”で用いたものと同様である。また、それぞれの改善項目の耐用年数、経年劣化の影響も考慮し、以下の通りCO₂排出量の削減効果を分析する。

Formula

Formula

$$\text{CO}_2 \text{ Emission/Unit (kg-CO}_2\text{/kWh)} = \text{Fuel Consumption Rate(kg / kWh)} \times \text{Carbon Content of Fuel (\%)} \times \text{Relative Atomic Weight (44/12)}$$

$$\text{CO}_2 \text{ Emission (kg-CO}_2\text{)} = \text{CO}_2 \text{ Emission/Unit (kg-CO}_2\text{/kWh)} \times \text{Generation (kWh)}$$

Fig. 6.15-7 Formulas for Calculating CO₂ Emission per Unit and in Total

Cost Benefit for Emission Reduction (CBER)

CO₂排出量削減の費用対効果率(CBER)は、CO₂の総削減量で、効率改善に要した総費用(基本は初期投資コスト。さらには本提案により追加費用が新たに発生する場合にはこれも含める)を除して算出する。

CBERは改善提案項目の耐用年数(例えば Air Heater Seal Renovation であれば10年、Turbine Seal Fin Replacement であれば6年)を考慮し、当該期間でのCO₂の総排出削減量を計算する。次に、費用対効果を評価するため投資費用等で除した年あたりのCBERを算出し、これを改善提案項目毎に比較し評価する。

$$\text{Cost benefit for Emission reduction} = \text{Investment} / \text{CO}_2 \text{ Reduction}$$

6.15.4.1 環境付加価値分析の結果 (Conclusion - Environmental Value Added Analysis)

下表は環境付加価値分析に関する比較分析表で、これにより、CO₂削減量と削減単価の組み合わせによる環境付加価値(CO₂排出削減)の観点で、総合評価を行う。

Table 6.15-3 Comparative Analysis Table of “Environmental Value Added Analysis”

<i>Plant Unit</i>	<i>Korba #6 500 MW</i>	<i>Singrauli #4 200 MW</i>	<i>Rihand #2 500 MW</i>	<i>Unchahar #3 210 MW</i>
Items	Air Heater by SDU(AH-S) Air Heater by FRS(AH-F) Turbine Seal Fin (TSF)	Air Heater by SDU(AH-S) Air Heater by FRS(AH-F) Turbine Seal Fin (TSF)	Turbine Seal Fin (TSF)	System for Optimization(CI)
Assumption	Lifetime of Improvement Item	(AH-S) <u>10 years</u> (AH-F) <u>10 years</u> (TSF) <u>6 years</u>	(AH-S) <u>10 years</u> (AH-F) <u>10 years</u> (TSF) <u>6 years</u>	(TSF) <u>6 years</u> (CI) <u>10 years</u>
	Installation Cost (Relative Value)	(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) medium	(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) low	(TSF) low (CI) high
	Accompanied O&M Cost	(AH-F) low	(AH-F) low	— (CI) high
	CO2 Reduction (for lifetime) (Relative Value)	(AH-S) big (AH-F) big (TSF) small	(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) small	(TSF) small
Reduction Cost Rate (Rs./t-CO2) (Relative Value)	(AH-S) <u>low</u> (AH-F) <u>low</u> (TSF) <u>high</u>	(AH-S) <u>low</u> (AH-F) <u>medium</u> (TSF) <u>low</u>	(TSF) <u>medium</u>	(CI) <u>high</u>
Financial Comments	(AH-S) With a goodly volume of Reduction, Cost is relatively lowest <u>Excellent</u>	(AH-S) With a certain volume of Reduction, Cost is relatively low <u>Good</u>	(TSF) Although a small volume of Reduction, Cost is relatively medium <u>Good</u>	(CI) Although a certain volume of Reduction, Cost is relatively expensive <u>Careful examination about the cost-balance would be necessary.</u>
	(AH-F) With a goodly volume of Reduction, Cost is relatively low <u>Excellent</u>	(AH-F) With a certain volume of Reduction, Cost is relatively medium <u>Good</u>		
	(TSF) Although a small volume of Reduction, Cost is relatively expensive <u>Careful examination about the cost-balance would be necessary.</u>	(TSF) Although a small volume of Reduction, Cost is relatively low <u>Good</u>		

6.16 CDM適用化準備

NTPC は、本調査の効率改善結果に基づく CDM の適用化に強い期待を寄せている。気候変動/地球温暖化に関する具体的かつ正確な情報を伝えた上で、経験の豊富なインド国のコンサルタントへ CDM 適用化のための PDD ドラフト作成業務を委託した。本章は、CDM の概要と PDD ドラフトについて述べたものである。

6.16.1 CDMの概要

(1) 京都議定書

京都議定書は、1997 年 12 月に開催された気候変動枠組条約第 3 回締約国会議で採択され、2005 年 2 月に発効した。締約国が温室効果ガス排出量の削減目標を達成できるよう支援するため、京都議定書は、目標達成のための総費用を低減するための、CDM を含む革新的な「柔軟性メカニズム」を 3 つ定めている。

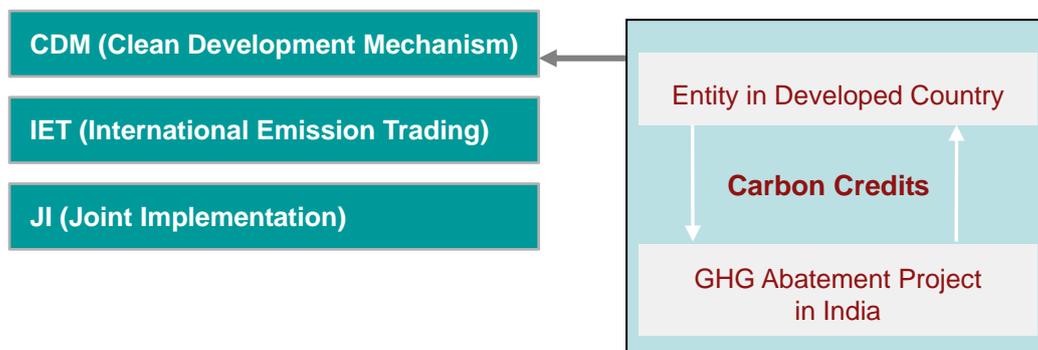


Fig. 6.16-1 Kyoto Mechanism

(2) CDM の概要

CDM は、京都議定書第 12 条に基づくメカニズムであり、先進国（京都議定書のもとで温室効果ガス排出量の削減を公約している気候変動枠組条約の附属書 I 国）と温室効果ガス排出量の削減目標を公約していない開発途上国（気候変動枠組条約の非附属書 I 国）の間での協力を通じて実施される温室効果ガス排出量削減スキームである。

CDM の目的は、京都議定書のもとで、その実施を通じて、附属書 I 国（投資国）の目標達成を支援するとともに、非附属書 I 国（ホスト国）の持続可能な開発に貢献することである。附属書 I 国は、CDM のもとで非附属書 I 国の国内で温室効果ガス排出量削減のためのプロジェクトを実施し、それにより得られたクレジット(CER)を獲得することができる。非附属書 I 国は、CDM プロジェクトから利益（経済面、社会面、環境面、技術面）を得る。

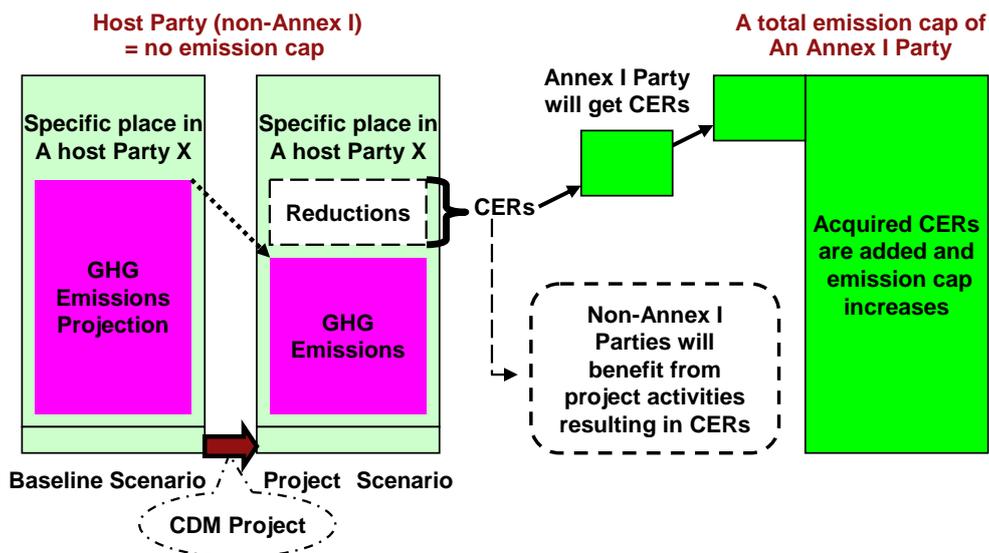


Fig. 6.16-2 Outline of the CDM

(3) CDM のプロジェクトサイクル

CDM では、DOE という第三者機関による有効化審査や検証と言われるプロセスを通じて、排出削減量が評価される手続が実施され、最終的に CDM 理事会によって、プロジェクトの登録が承認され、CER が発行される。

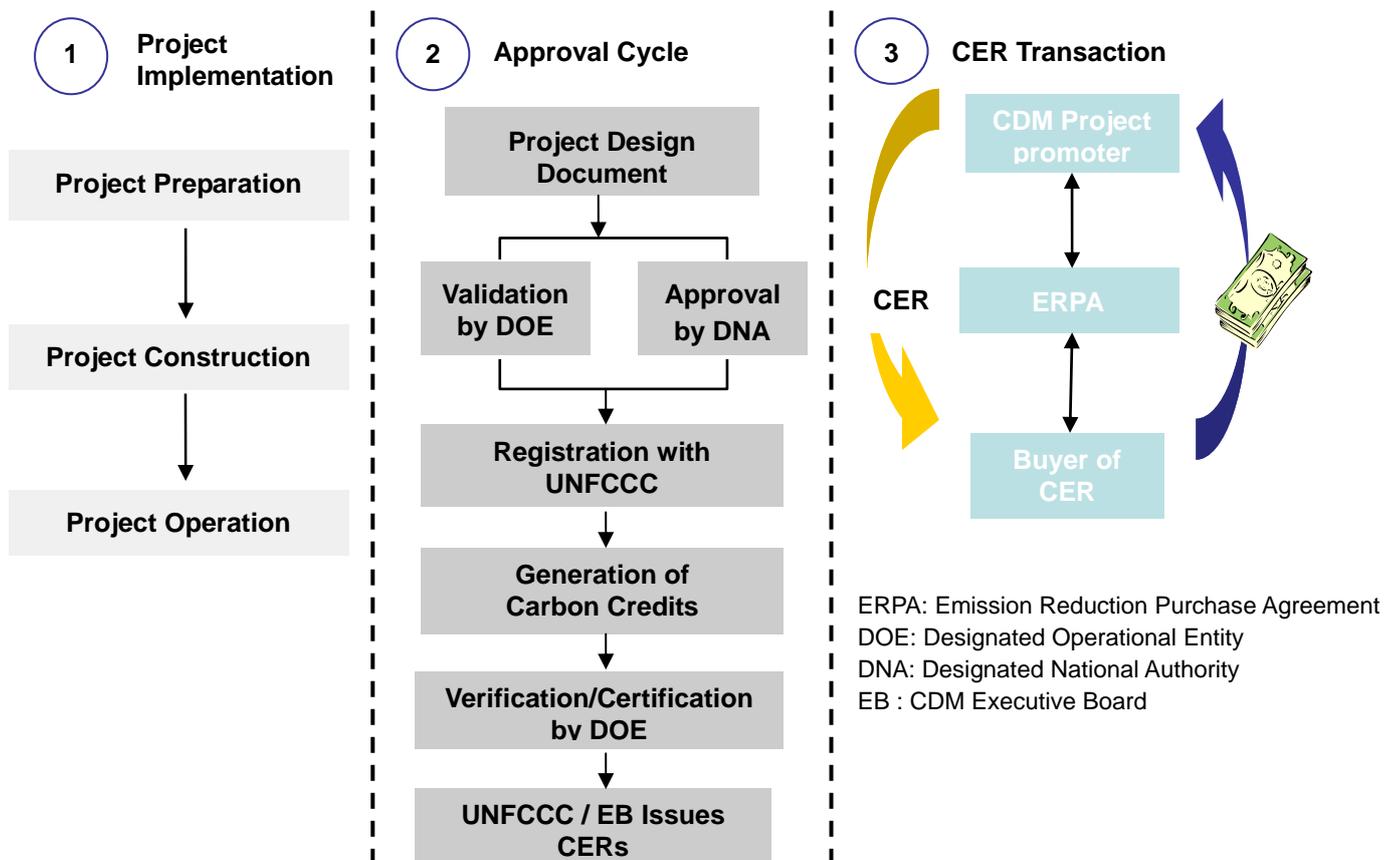


Fig. 6.16-3 CDM Project Cycle

(4) PDD の作成

プロジェクト参加者は、そのプロジェクト活動、プロジェクト活動に適用すべき承認済みベースライン・モニタリング方法論、プロジェクト活動期間とクレジット期間、環境影響、ステイクホルダーコメントの情報を含む PDD を作成し、有効化審査および登録を行うために、PDD を提出しなければならない。PDD には、プロジェクト参加者が、英語で表記すること、PDD の所定様式を変更してはならないこと、など 5 つの規定を守って作成しなければならないことが規定されている。

Table 6.16-1 Item of CDM PDD (version 3.2)

SECTION A	General description of project activity
SECTION B	Application of a baseline and monitoring methodology
SECTION C	Duration of the project activity / crediting period
SECTION D	Environmental impacts
SECTION E	Stakeholders' comments
Annex 1	Contact information on participants in the proposed Small Scale project activity
Annex 2	Information regarding public funding
Annex 3	Baseline information
Annex 4	Monitoring Information

(5) 承認方法論の選択

プロジェクト参加者は、PDD を作成する場合、承認済み方法論を選択するか、もしくは新方法論を開発するかを選択しなければならない。どの承認済み方法論を PDD に選択すべきかを適切に判断することが、その円滑な申請手続きの成否を決める。

承認方法論には、そのプロジェクトが大規模の場合と小規模の場合とで CDM 理事会によって登録されている承認済み方法論が異なる。

1) 大規模承認方法論

既設火力発電所の改修や改造による効率向上プロジェクトが適用される大規模承認済み方法論は、AM0061 と AM0062 である。

Table 6.16-2 Large Scale Approved Methodologies applicable to existing Thermal Power Station

Approved Methodologies No.	AM0061	AM0062
Area	Energy Industry	Energy Industry
Key word	Energy efficiency improvement, Energy saving	Energy saving, Energy efficiency
Scope	Power Plant	Power Plant (Turbine)
Title of Methodologies – Version No.	Methodology for rehabilitation and/or energy improvement in existing power plants – Version0.2.1	Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines – Version01.1

2) 小規模承認済み方法論

他方、プロジェクト参加者は、プロジェクトの規模に従って、小規模承認方法論を選択することが出来る。小規模承認済み方法論の3つのタイプ（AMS-I, II 並びに III）は、現在以下のとおり CDM 理事会によって登録されている。

Table 6.16-3 Methodologies of Small Scale CDM

Meth. No.	Scope
AMS-I A~E	Renewable energy project activities within a maximum out put capacity of 15 MW (or an appropriate equivalent)
AMS-II A~J	Improvement in energy efficiency which reduce energy consumption on the supply and/or demand side, shall be limited to those with a maximum output of 60 GWh per year
AMS-III A~Z AA~AH	Emission reductions of less than or equal to 60 kt CO ₂ equivalent annually

6.16.2 PDD Draft作成業務の実施

(1) PDD Draft 作成業務の委託

1) 調査業務名

“PREPARATION OF PDD Draft” FOR THE STUDY ON ENHANCING EFFICIENCY OF OPERATING THERMAL POWER PLANTS IN NTPC-INDIA

2) 委託先

Ernst & Young Pvt. Ltd.

3) 業務委託期間および業務内容

Table 6.16-4 Period of Execution and Scope of the Work

Fiscal year	Period of Execution	Scope of the Work
2009	From December 2009 and February 12, 2010	- Collection of necessary data and information - Selection of AM - Making plan and policy for the preparation of PDD Draft
2010	May 2010 and September 2010	- Preparation of PDD Draft - Planning of schedule of preparatory works for CDM procedure for submission and approval

(2) 対象火力発電所ユニットおよびエネルギー効率改善策

PDD Draft の対象については、2010 年 2 月および 3 月の第 4 次現地調査で、対象発電所ユニット (Singrauli #4, Korba #6 および Rihand #2) の効率改善案の調査結果と推奨案を報告し、NTPC と合意した。これらの対象発電所ユニットについては、その実現可能性と排出削減量を考慮の上で推奨したものである。当初、3 発電所ユニットの改善策とも、当初は“turbine seal fin replacement”が含まれていた。しかしながら、“turbine seal fin replacement”は、CDM の適用条件を満足することが出来ない“regular maintenance activity and housekeeping measures”であることを確認した。それゆえ、Singrauli #4 および Korba #6 の改善案は、“Air heater performance improvement”に限定することとなった。

その上、Rihand #2 の改善案については、NTPC との協議を通じて“turbine seal fin replacement”に換えて“BFP performance improvement”の改善に変更した。

Table 6.16-5 Finalized thermal power generation unit and energy efficiency improvement measures

Thermal power generation unit	Proposed energy efficiency improvement measures	
	Initial measure proposed	Final measures selected
Singrauli #4	Air heater performance improvement	Air heater performance improvement
	Turbine seal fin replacement	—
Korba #6	Air heater performance improvement	Air heater performance improvement
	Turbine seal fin replacement	—
Rihand #2	Turbine seal fin replacement	BFP performance improvement

(3) 小規模承認済み方法論の適用

本調査においては、元来、大規模承認済み方法論の適用を想定していた。しかしながら、提案した改善策と NTPC の求めに基づき算定された排出削減量の規模を考慮することによって、3 つの PDD について大規模承認済み方法論に換えて小規模承認済み方法論である AMS II.B (供給面でのエネルギー効率向上 - 発電) に変更した。小規模承認済み方法論を適用することにより、簡易実施手順を利用することが出来る。

6.16.3 PDD Draftの概要

(1) Singrauli #4

1) 小規模プロジェクト活動の概要

a) 小規模プロジェクト活動の名称

Air Pre-Heater performance improvement at NTPC Plant, Singrauli, Uttar Pradesh

b) プロジェクト活動の内容

空気漏洩率を減少させるために実施されるエネルギー効率改善策は、以下のとおりある。

1. フローティングラジアルシールの採用 (FRS)
2. セクタープレートドライブユニットの採用 (SDU)

プロジェクトにより地域社会は、社会的、経済的、環境的、技術的な福祉の便益を得ることになり、それ故、持続可能な発展に貢献するものである。

c) プロジェクト参加者

Name of Party involved ((host) indicates a host party):..... India

Private and/or public entity(ies) Project participants (as applicable):..... NTPC Ltd.

Party involved wishes to be considered as project participant (Yes/No): No

d) 小規模プロジェクト活動の技術的内容

所在地： The project activity is located at Sonebhadra District, Uttar Pradesh, India. The project activity is located between 230 50'24" N Latitude, 820 16'12" E Longitude & 430 m above mean sea level

CDM 方法論： As per the 'Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small scale CDM project activity categories', the project falls under

セクトラルスコープ： I - Energy Industries (renewable/non-renewable)

メインカテゴリー： Type II - Energy efficiency improvement projects

サブカテゴリー： B - Supply side energy efficiency improvements - generation

技術対策：

1. フローティングラジアルシールの採用(FRS)
2. セクタープレートドライブユニットの採用(SDU)

2) ベースラインおよびモニタリング方法論の適用

- a) 小規模プロジェクト活動に適用となる承認済みベースライン・モニタリング承認方法論の名称と参照先

Type - II - Energy Efficiency Improvement Projects

Title - A.M.S II B "Supply side energy efficiency improvements - generation"

Reference - A.M.S II B (Version 9, EB 33)

- b) プロジェクトカテゴリー選択の妥当性

以下により方法論の適格性の判断基準を満たしていることが必要である。

Table 6.16-6 Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Singrauli #4

選定方法論の適格性の判断基準	プロジェクト活動がどのように適格条件を満たしたかの妥当性
本カテゴリーは、エネルギーまたは燃料消費を削減することによって電力を供給する化石燃料の発電ユニットまたは火力発電システムを改善するための技術または対策で成り立っている。	提案のエネルギー効率対策は、石炭火力発電所の効率を改善すること、それにより化石燃料の消費を削減することを目的としている。
総エネルギー節減量が年 60GWh 相当以内である。60GWh 相当の総エネルギー節減量は、発電ユニットに燃料として投入される 180GWhth の最大節減量に等しい。	プロジェクト活動による総火力エネルギー節減量は、32.18GWh _{th} である。
技術または対策は、既設設備または新設設備の一部に適用出来る。	エネルギー効率対策は、4 号機の既設ボイラーで実施される。

上記によりプロジェクトシナリオは、方法論によって設定された判断基準を満たしていることを証明している。

c) プロジェクトバウンダリーの内容

プロジェクトバウンダリーは、ボイラーと空気予熱器のサイトの範囲内である。プロジェクトバウンダリーは、貯炭を開始点とし石炭燃焼ボイラーを網羅し、タービンシステムの熱供給点までである。

d) ベースラインの特定とその開発の内容

プロジェクト活動と規制的要件がなかった場合、最も妥当なベースラインシナリオは、ボイラー効率を改善することなく発電を継続することである。

ベースライン排出量は、対象ユニットで発生する総熱負荷(kcal/kWh)に石炭の排出係数(CEA の値)とそのユニットの総発電電力量とを乗ずることで計算される。プロジェクト実施前の過去3年間の平均熱負荷データが、ベースライン排出量の計算に使用される。

プロジェクトの排出量は、そのユニットのプロジェクト後の年度に対象ユニットで発生する総熱負荷(kcal/kWh)にその石炭の排出係数(CEA の値)とそのユニットの総予想発電電力量とを乗ずることで計算される。排出削減量は、ベースライン排出量とプロジェクト排出量との差として計算される。

e) 資源による GHG の人為的排出量が、登録済み小規模プロジェクト活動がなかった場合に比べて、どのように削減されるかの内容(追加性証明の内容)

プロジェクト活動は、決定 17/CP7 の第 6 段落で述べられているように、小規模 CDM プロジェクト活動のための簡易実施手順を用いることが出来る適格性の判断基準を満たしている。決定 17/CP7 の第 43 段落においては、資源による GHG の人為的排出量が、CDM プロジェクト活動がなかった時よりも削減される場合、その CDM プロジェクト活動は追加的である。

さらに、選定された小規模 CDM プロジェクト活動カテゴリーのベースライン・モニタリング簡易方法論の附属書 B の添付文書 A によれば、プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に、少なくともリストの中にある要素の 1 つを説明しなければならない。その活動が規制または政策的要件を超えた自主的な活動なのか、もしくは、障壁の除去によって要件を遵守する改善なのかを明確な表現で特定すべきである。

投資障壁：当該プロジェクトを実施するよりも経済的に実現性がある活動が実施され、その結果として当該プロジェクトが実施される場合に比較して、排出量がより多くなる。ベストプラクティスの事例は、関連のある投資指標を採用する投資分析、ベンチマーク分析または簡易投資分析(CDM が、最終使用時のエネルギー効率で唯一の収益が受け入れられる場合)も含むものとする。そうした分析のためには、国家的規模または国際的な会計事例と基準を使用することも推奨される。

証明されたプロジェクトの IRR は、ベンチマーク相場となる収益よりも低い。新技術による対策を実施するために必要とする燃料節減の機会費用と全投資に基づく IRR 分析を導入することも可能である。プロジェクトIRRが投資収益のベンチマーク相場よりも低い場合、

そのプロジェクトは追加的である。

技術的障壁は、プロジェクト活動の追加性を証明するために使用される。

技術的障壁：技術的な不確実性によるリスクが低い技術が採用されるため、またはそのプロジェクトが採用している新技術の市場占有率が低いため、結果としてそのプロジェクトよりも技術先進性が低い活動が行われ、排出量がより大きくなる。

フローティングラジアル・シールとセクタープレートドライブユニットの採用は、インド国の石炭火力発電所においては、一般的な慣行ではない。現在使用されているシールは、コストは低いものの、空気漏洩率を継続的に低くできる信頼性を有していない。提案のエネルギー効率対策は、高コストであり、インド国において初めて実施されるものである。設計値の空気漏洩率を維持することの出来る空気予熱器の部門で使用されるFRSとSDUは、正にインド国で初めて採用される新技術である。新技術の実績データが入手できない場合は、プロジェクト活動に関連する留意すべきリスクが存在することとなる。その場合は、プロジェクト活動は、集中的に使用されている、相対的に低いリスクを持つ既設システムに置き換わってしまうことになる。

一般的慣行障壁：普及度の高い慣行、既存の規制、または政策的な要件に従うことが、より排出量の大きい技術の実施を促す。新技術を採用することをプロジェクト実施者に指示する規制や政策的な要件は存在しない。インド国における一般的慣行障壁は、空気予熱器の分野で通常のシールを使用し、それらのパフォーマンスを低下させてきた。NTPCは、国内でもっとも効率のよい電力を発生させることのできる会社の一つであり、プラントの機能を徹底して維持する高い効率のレベルを確保するため、最善の慣行に従ってきた。これまで説明してきたように、新たな技術であるFRSとSDUは、国内で最初に実施されるものであり、ボイラーシステムの全体効率を向上させることによりGHG削減を促すものである。通常のシールを使用するという一般的慣行での性能実績が、長年空気漏洩率増大によって、低下してきたことは周知の事実である。これらは、ボイラーシステムの全体効率を低下させ、それ故、高いGHG排出量を促してきた。

3) プロジェクト活動とクレジットの期間

予定プロジェクト活動の期間：10年間

プロジェクト活動のクレジット期間10年間

4) 環境への影響

インド政府の環境・森林省(MoEF)は、2006年10月14日付の環境影響評価通達第S.O.1533号に基づき、新設プロジェクトや近代化または拡張プロジェクトを立ち上げる場合に、環境問題の除去を必要とし、環境影響評価(EIA)を実行しなければならない事業活動を通達の一覧表に掲載している。本プロジェクト活動は、EIA通達の表 - に含まれていないため、EIAの実施を必要としない。

プロジェクト活動は、環境にやさしく、ボイラーで燃焼する石炭(化石燃料)の量を削減することによりGHG排出削減を促す。プロジェクト活動は、環境に重大な悪影響を与えるもので

なく、また、インド政府の環境・森林省(MoEF)のEIA 通達の規制の範囲内にはない。それ故、EIA はホスト国で計画される必要はない。

5) ステイクホルダーのコメント

ステイクホルダーは、プロジェクト活動の様々な段階でどのように関与するかにより特定されてきている。本プロジェクトに特定されるステイクホルダーは、以下のとおりである。

- 対象地域の村民と村の運営組織の代表者
- NTPC の従業員
- 教諭
- エンジニアリング実習生

NTPC は、2010 年 7 月 27 日にステイクホルダー協議会を組織した。会合は、NTPC Singrauli の構内で開催された。ステイクホルダーの出席者名簿が作成され、会合では様々な関心事と疑問点が寄せられた。疑問点は、十分に答えられ、PDD に記載された。様々な直接、間接の便益(社会面、経済面、環境面)の観点から、ステイクホルダーの協議会の中では、プロジェクトに反対する見解は、出されなかった。

(2) Korba #6

1) 小規模プロジェクト活動の概要

a) 小規模プロジェクト活動の名称

Air Pre-Heater performance improvement at NTPC Plant, Korba # 6, Chattisgarh

b) プロジェクト活動の内容

現行ユニットの空気漏洩率は、設計値 9%の空気漏洩率より高い、実態として約 46%である。その設計値まで空気漏洩率を減少させるためのエネルギー効率改善策により、0.43%までのボイラー効率の改善が見積もられる。空気漏洩率を減少させるために実施されるエネルギー効率改善策は、以下のとおりである。

1. フローティングラジアルシールの採用(FRS)
2. セクタープレートドライブユニットの採用(SDU)

プロジェクトにより地域社会は、社会的、経済的、環境的、技術的な福祉の便益を得ることになり、それ故、持続可能な発展に貢献するものである。

c) プロジェクト参加者

Name of Party involved ((host) indicates a host party):..... India

Private and/or public entity (ies) Project participants (as applicable):..... NTPC Ltd.

Party involved wishes to be considered as project participant (Yes/No): No

d) 小規模プロジェクト活動の技術的内容

所在地: The project activity is located at Korba District, Chattisgarh, India. The project activity is located between 22° 21' 0" N Latitude, 82° 40' 48" E Longitude & 304 m above mean sea level

CDM 方法論: As per the ‘Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small scale CDM project activity categories’, the project falls under

セクトラルスコープ: I - Energy Industries (renewable/non-renewable)

メインカテゴリー: Type II - Energy efficiency improvement projects

サブカテゴリー: B-Supply side energy efficiency improvements – generation

技術対策:

1. フローティングラジアルシールの採用(FRS)
2. セクタープレートドライブユニットの採用(SDU)

2) ベースラインおよびモニタリング方法論の適用

- a) 小規模プロジェクト活動に適用となる承認済みベースライン・モニタリング承認方法論の名称と参照先

Type - II - Energy Efficiency Improvement Projects

Title - A.M.S II B “Supply side energy efficiency improvements - generation”

Reference - A.M.S II B (Version 9, EB 33)

- b) プロジェクトカテゴリー選択の妥当性

以下により方法論の適格性の判断基準を満たしていることが必要である。

Table 6.16-7 Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Korba #6

選定方法論の適格性の判断基準	プロジェクト活動がどのように適格条件を満たしたかの妥当性
本カテゴリーは、エネルギーまたは燃料消費を削減することによって電力を供給する化石燃料の発電ユニットまたは火力発電システムを改善するための技術または対策で成り立っている。	提案のエネルギー効率対策は、石炭火力発電所の効率を改善すること、それにより化石燃料の消費を削減することを目的としている。
総エネルギー節減量が年 60GWh 相当以内である。60GWh 相当の総エネルギー節減量は、発電ユニットに燃料として投入される 180GWhth の最大節減量に等しい。	プロジェクト活動による総火力エネルギー節減量は、54.12GWh _{th} である。
技術または対策は、既設設備または新設設備の一部に適用出来る。	エネルギー効率対策は、6号機の既設ボイラーで実施される。

上記によりプロジェクトシナリオは、方法論によって設定された判断基準を満たしていることを証明している。

- c) プロジェクトバウンダリーの内容

プロジェクトバウンダリーは、ボイラーと空気予熱器のサイトの範囲内である。プロジェクトバウンダリーは、貯炭を開始とし石炭燃焼ボイラーを網羅し、タービンシステムの熱供給点までである。

d) ベースラインの特定とその開発の内容

プロジェクト活動と規制的要件がなかった場合、最も妥当なベースラインシナリオは、ボイラー効率を改善することなく発電を継続することである。

ベースライン排出量は、対象ユニットで発生する総熱負荷(kcal/kWh)に石炭の排出係数(CEA の値)とそのユニットの総発電電力量とを乗ずることで計算される。プロジェクト実施前の過去3年間の平均熱負荷データが、ベースライン排出量の計算に使用される。

プロジェクトの排出量は、そのユニットのプロジェクト後の年度に対象ユニットで発生する総熱負荷(kcal/kWh)にその石炭の排出係数(CEA の値)とそのユニットの総予想発電電力量とを乗ずることで計算される。排出削減量は、ベースライン排出量とプロジェクト排出量との差として計算される。

e) 資源による GHG の人為的排出量が、登録済み小規模プロジェクト活動がなかった場合に比べて、どのように削減されるかの内容(追加性証明の内容)

プロジェクト活動は、決定 17/CP7 の第 6 段落で述べられているように、小規模 CDM プロジェクト活動のための簡易実施手順を用いることが出来る適格性の判断基準を満たしている。決定 17/CP7 の第 43 段落においては、資源による GHG の人為的排出量が、CDM プロジェクト活動がなかった時よりも削減される場合、その CDM プロジェクト活動は追加的である。

さらに、選定された小規模 CDM プロジェクト活動カテゴリーのベースライン・モニタリング簡易方法論の附属書 B の添付文書 A によれば、プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に、少なくともリストの中にある要素の 1 つを説明しなければならない。その活動が規制または政策的要件を超えた自主的な活動なのか、もしくは、障壁の除去によって要件を遵守する改善なのかを明確な表現で特定すべきである。

投資障壁：当該プロジェクトを実施するよりも経済的に実現性がある活動が実施され、その結果として当該プロジェクトが実施される場合に比較して、排出量がより多くなる。ベストプラクティスの事例は、関連のある投資指標を採用する投資分析、ベンチマーク分析または簡易投資分析(CDM が、最終使用時のエネルギー効率で唯一の収益が受け入れられる場合)も含むものとする。そうした分析のためには、国家的規模または国際的な会計事例と基準を使用することも推奨される。

証明されたプロジェクトの IRR は、ベンチマーク相場となる収益よりも低い。新技術による対策を実施するために必要とする燃料節減の機会費用と全投資に基づく IRR 分析を導入することも可能である。プロジェクト IRR が投資収益のベンチマーク相場よりも低い場合、そのプロジェクトは追加的である。

技術的障壁は、プロジェクト活動の追加性を証明するために使用される。

技術的障壁：技術的な不確実性によるリスクが低い技術が採用されるため、またはそのプロジェクトが採用している新技術の市場占有率が低いため、結果としてそのプロジェクトよりも技術先進性が低い活動が行われ、排出量がより大きくなる。

フローティングラジアル・シールとセクタープレートドライブユニットの採用は、インド国の石炭火力発電所においては、一般的な慣行ではない。現在使用されているシールは、

コストは低いものの、空気漏洩率を継続的に低くできる信頼性を有していない。提案のエネルギー効率対策は、高コストであり、インド国において初めて実施されるものである。設計値の空気漏洩率を維持することの出来る空気予熱器の部門で使用されるFRSとSDUは、正にインド国で初めて採用される新技術である。新技術の実績データが入手できない場合は、プロジェクト活動に関連する留意すべきリスクが存在することとなる。その場合は、プロジェクト活動は、集中的に使用されている、相対的に低いリスクを持つ既設システムに置き換わってしまうことになる。

一般的慣行障壁：普及度の高い慣行、既存の規制、または政策的な要件に従うことが、より排出量の大きい技術の実施を促す。新技術を採用することをプロジェクト実施者に指示する規制や政策的な要件は存在しない。インド国における一般的慣行障壁は、空気予熱器の分野で通常のシールを使用し、それらのパフォーマンスを低下させてきた。NTPCは、国内でもっとも効率のよい電力を発生させることのできる会社の一つであり、プラントの機能を徹底して維持する高い効率のレベルを確保するため、最善の慣行に従ってきた。これまで説明してきたように、新たな技術であるFRSとSDUは、国内で最初に実施されるものであり、ボイラーシステムの全体効率を向上させることによりGHG削減を促すものである。通常のシールを使用するという一般的慣行での性能実績が、長年空気漏洩率増大によって、低下してきたことは周知の事実である。これらは、ボイラーシステムの全体効率を低下させ、それ故、高いGHG排出量を促してきた。

3) プロジェクト活動とクレジットの期間

予定プロジェクト活動の期間：10年間

プロジェクト活動のクレジット期間 10年間

4) 環境への影響

インド政府の環境・森林省(MoEF)は、2006年10月14日付の環境影響評価通達第S.O.1533号に基づき、新設プロジェクトや近代化または拡張プロジェクトを立ち上げる場合に、環境問題の除去を必要とし、環境影響評価(EIA)を実行しなければならない事業活動を通達の一覧表に掲載している。本プロジェクト活動は、EIA通達の表 - に含まれていないため、EIAの実施を必要としない。

プロジェクト活動は、環境にやさしく、ボイラーで燃焼する石炭(化石燃料)の量を削減することによりGHG排出削減を促す。プロジェクト活動は、環境に重大な悪影響を与えるものでなく、また、インド政府の環境・森林省(MoEF)のEIA通達の規制の範囲内にはない。それ故、EIAはホスト国で計画される必要はない。

5) ステイクホルダーのコメント

ステイクホルダーは、プロジェクト活動の様々な段階でどのように関与するかにより特定されてきている。本プロジェクトに特定されるステイクホルダーは、以下のとおりである。

- 対象地域の村民と村の運営組織の代表者

- NTPC の従業員
- 教諭
- エンジニアリング実習生

NTPC は、2010 年 7 月 23 日にステイクホルダー協議会を組織した。会合は、NTPC Korba の構内で開催された。ステイクホルダーの出席者名簿が作成され、会合では様々な関心事と疑問点が寄せられた。疑問点は、十分に答えられ、PDD に記載された。様々な直接、間接の便益（社会面、経済面、環境面）の観点から、ステイクホルダーの協議会の中では、プロジェクトに反対する見解は、出されなかった。

(3) Rihand #2

1) 小規模プロジェクト活動の概要

a) 小規模プロジェクト活動の名称

Boiler feed water pump performance improvement at NTPC Plant, Rihand, Uttar Pradesh

b) プロジェクト活動の内容

ボイラー給水ポンプの現行効率は、70.4%である。エネルギー効率対策は、ボイラー給水ポンプの効率を約 83%にまで改善し、よって、ボイラー給水ポンプシステムによる電力消費量を削減するものである。

プロジェクトにより地域社会は、社会的、経済的、環境的、技術的な福祉の便益を得ることになり、それ故、持続可能な発展に貢献するものである。

c) プロジェクト参加者

Name of Party involved ((host) indicates a host party):..... India

Private and/or public entity (ies) Project participants (as applicable):..... NTPC Ltd.

Party involved wishes to be considered as project participant (Yes/No): No

d) 小規模プロジェクト活動の技術的内容

所在地： The project activity is located at Rihand District, Uttar Pradesh, India. The project activity is located between 24°3'0" N Latitude, 82°49'60" E Longitude

CDM 方法論： As per the 'Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small scale CDM project activity categories', the project falls under

セクトラルスコープ： I - Energy Industries (renewable/non-renewable)

メインカテゴリー： Type II - Energy efficiency improvement projects

サブカテゴリー： B-Supply side energy efficiency improvements – generation

技術対策： ボイラー給水ポンプの効率向上

2) ベースラインおよびモニタリング方法論の適用

- a) 小規模プロジェクト活動に適用となる承認済みベースライン・モニタリング承認方法論の名称と参照先

Type - II - Energy Efficiency Improvement Projects

Title - A.M.S II B “Supply side energy efficiency improvements - generation”

Reference - A.M.S II B (Version 9, EB 33)

- b) プロジェクトカテゴリー選択の妥当性

以下により方法論の適格性の判断基準を満たしていることが必要である。

Table 6.16-8 Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Rihand #2

選定方法論の適格性の判断基準	プロジェクト活動がどのように適格条件を満たしたかの妥当性
本カテゴリーは、エネルギーまたは燃料消費を削減することによって電力を供給する化石燃料の発電ユニットまたは火力発電システムを改善するための技術または対策で成り立っている。	提案のエネルギー効率対策は、石炭火力発電所の効率を改善すること、それにより化石燃料の消費を削減することを目的としている。
総エネルギー節減量が年 60GWh 相当以内である。60GWh 相当の総エネルギー節減量は、発電ユニットに燃料として投入される 180GWhth の最大節減量に等しい。	プロジェクト活動による総火力エネルギー節減量は、18.64GWh _{th} である。
技術または対策は、既設設備または新設設備の一部に適用出来る。	エネルギー効率対策は、2号機の既設ボイラー給水ポンプで実施される。

上記によりプロジェクトシナリオは、方法論によって設定された判断基準を満たしていることを証明している。

- c) プロジェクトバウンダリーの内容

プロジェクトバウンダリーは、ボイラー給水ポンプシステムを含むボイラーの範囲内にある。貯炭を始めとするプロジェクトバウンダリーは、石炭燃焼ボイラーを網羅し、タービンシステムの熱供給点までである。

- d) ベースラインの特定とその開発の内容

プロジェクト活動と規制的要件がなかった場合、最も妥当なベースラインシナリオは、ボイラー給水ポンプシステムの効率を改善することなく発電を継続することである。

ベースライン排出量は、総所内電力消費発生量に石炭の排出係数を乗ずることで計算される。プロジェクト実施前の過去3年間の平均所内電力消費量が、ベースライン排出量の計算に使用される。

プロジェクトの排出量は、提案されたエネルギー効率改善策実施後の予想総所内電力消費量に石炭の排出係数を乗ずることで計算される。

排出削減量は、ベースライン排出量とプロジェクト排出量との差として計算される。

- e) 資源による GHG の人為的排出量が、登録済み小規模プロジェクト活動がなかった場合に比べて、どのように削減されるかの内容（追加性証明の内容）

プロジェクト活動は、決定 17/CP.7 の第 6 段落で述べられているように、小規模 CDM プロジェクト活動のための簡易実施手順を用いることが出来る適格性の判断基準を満たしている。決定 17/CP.7 の第 43 段落においては、資源による GHG の人為的排出量が、CDM プロジェクト活動がなかった時よりも削減される場合、その CDM プロジェクト活動は追加的である。さらに、選定された小規模 CDM プロジェクト活動カテゴリーのベースライン・モニタリング簡易方法論の附属書 B の添付文書 A によれば、プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に、少なくともリストの中にある要素の 1 つを説明しなければならない。その活動が規制または政策的要件を超えた自主的な活動なのか、もしくは、障壁の除去によって要件を遵守する改善なのかを明確な表現で特定すべきである。

投資障壁：当該プロジェクトを実施するよりも経済的に実現性がある活動が実施され、その結果として当該プロジェクトが実施される場合に比較して、排出量がより多くなる。ベストプラクティスの事例は、関連のある投資指標を採用する投資分析、ベンチマーク分析または簡易投資分析（CDM が、最終使用時のエネルギー効率で唯一の収益が受け入れられる場合）も含むものとする。そうした分析のためには、国家的規模または国際的な会計事例と基準を使用することも推奨される。

証明されたプロジェクトの IRR は、ベンチマーク相場となる収益よりも低い。新技術による対策を実施するために必要とする燃料節減の機会費用と全投資に基づく IRR 分析を導入することも可能である。プロジェクト IRR が投資収益のベンチマーク相場よりも低い場合、そのプロジェクトは追加的である。

技術的障壁は、プロジェクト活動の追加性を証明するために使用される。

技術的障壁：技術的な不確実性によるリスクが低い技術が採用されるため、またはそのプロジェクトが採用している新技術の市場占有率が低いため、結果としてそのプロジェクトよりも技術先進性が低い活動が行われ、排出量がより大きくなる。

プロジェクト活動により判明している技術的かつ運用リスクは、入念に作り上げられたものであり、CDM の収益が、これらのリスクをどのように緩和できるかを証明する必要がある。

一般的慣行障壁：普及度の高い慣行、既存の規制、または政策的な要件に従うことが、より排出量の大きい技術の実施を促す。

プロジェクト活動が、その地域では一般的な慣行ではないこと、一般的慣行がプロジェクト活動よりも高い GHG 排出を促すものであることを証明する必要がある。

3) プロジェクト活動とクレジットの期間

予定プロジェクト活動の期間：XX 年間

プロジェクト活動のクレジット期間 10 年間

4) 環境への影響

インド政府の環境・森林省(MoEF)は、2006 年 10 月 14 日付の環境影響評価通達第 S.O.1533 号に基づき、新設プロジェクトや近代化または拡張プロジェクトを立ち上げる場合に、環境問

題の除去を必要とし、環境影響評価(EIA)を実行しなければならない事業活動を通達の一覧表に掲載している。本プロジェクト活動は、EIA 通達の表 - に含まれていないため、EIA の実施を必要としない。

プロジェクト活動は、環境にやさしく、ボイラーで燃焼する石炭(化石燃料)の量を削減することにより GHG 排出削減を促す。プロジェクト活動は、環境に重大な悪影響を与えるものでなく、また、インド政府の環境・森林省(MoEF)の EIA 通達の規制の範囲内にはない。それ故、EIA はホスト国で計画される必要はない。

5) ステイクホルダーのコメント

地域のステイクホルダーとの協議はNTPC の申し出に従って実施されなかった。

6.16.4 提出と承認のためのCDM手続の準備業務スケジュールの計画

(1) CDM プロジェクト同定のための今後の道筋は以下のとおりである。

1) CDM の文書化

- a) ファイナルプロジェクト設計書(PDD)
- b) プロジェクト提案書の作成(PIN)
- c) およそのスケジュール: プロジェクトの開始(プロジェクトに携わる業務の開始時期)から4週間を要する。ただし、これは、NTPC からの必要なデータの入手を含む作業がどの程度の数量となるのかに左右される。

2) 登録の申請に先立つホスト国の承認

- a) インド国の DNA 申請に必要な文書類と説明書類の作成と提出
- b) およそのスケジュール: 必要な文書類は、NTPC または JICA から、それがどの程度で入手できるかに左右されるが、PDD が完成してから1週間以内に提出される。ホスト国の承認書(HCA)を発行するためにDNAが必要とする期間は、約3~4ヵ月である。

3) DOE の有効化審査

- a) 全世界のステイクホルダーとの協議のために開設されているUNFCCCのPDDウェブサイトへの掲示
- b) DOE による発電所現地訪問
- c) 明確化、改善行動要請(CARs)などを含む有効化審査レポートドラフトの作成
- d) 明確化、CARs などが終了した後に実施される最終有効化審査レポートの発行と CDM を登録するための UNFCCC へのプロジェクトの提出
- e) およそのスケジュール: 有効化審査レポートドラフトで発生した全ての課題の解決と最終有効化審査レポートの発行に要する期間は、およそ8~10ヵ月である。それがいつ受領されるかは、NTPC から得られる情報と必要な文書類がどのくらいで入手できるか次第である。

4) UNFCCC のプロジェクト登録

およそのスケジュール：国連 CDM 理事会から出される質問と改訂がない場合には、登録のため 4~6 カ月を要する。（完成度チェック、登録のための情報収集とレポートチェックおよび申請を含む）

Table 6.16-9 Time Estimate for the Way forward

Activity	Months ---->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
CDM Documentation															
Host country approval prior to request for registration															
Validation by DOE															
Registration of project with UNFCCC															

(2) コーディネーション・チーム

4 人のメンバによるコーディネーション・チームが、CDM プロジェクトの円滑な遂行のため NTPC に必要である。（各発電所に 3 名と本社に 1 名）

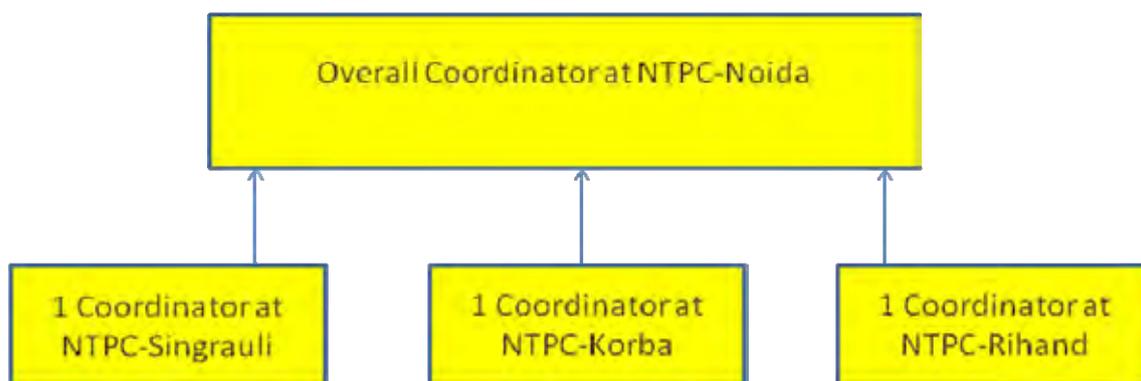


Fig. 6.16-4 Outline of the CDM

コーディネーション・チームの役割と権限は以下を含む。

- 1) データ提供と質問に対する回答に関する CDM コンサルタントとの調整
- 2) 有効化審査機関(DOE)や国連 CDM 理事会の求めに応じた調整
- 3) PDD で規定されているパラメータに係るモニタリングおよびデータ記録保管手続きを適切かつ確実に実施し遵守すること

(3) CDM の取引費用

CDM プロジェクトを登録するための手続に関する代表的な費用は、以下のとおりである。

- 1) コンサルタントへの報酬：固定報酬と成功報酬（プロジェクト実施者が受け取る CDM の収益のパーセンテージで求める）
 コンサルタントの業務内容は以下のとおり。

- a) PDD および PCN の開発
 - b) ホスト国承認業務の支援
 - c) 有効化審査対応業務の支援
 - d) 登録業務の支援
 - e) モニタリングレポートの作成、検証機関から出された質問に対する回答ならびにカーボンプレジットの発行と販売支援
- 2) 有効化審査料（1回あたり）
指定運営機関(DOE)は、プロジェクトの有効化審査の権限を有し、UNFCCC に登録の申請書を送付する。有効化審査機関に支払われる費用は、CDM プロジェクト 1 回につき、一般的に 100 万から 120 万ルピーが相場である。
- 3) UNFCCC 登録料（1回あたり）
- a) そのプロジェクトの CERs が、年あたり 15,000CER'未満の CDM プロジェクトの場合には、UNFCCC に対する登録料は発生しない。
 - b) そのプロジェクトの CERs が、年あたり 15,000CER 以上の場合、登録料は以下のとおり：15,000CER's までは、0.1\$ per CER で 15,000CER's を超えるごとに 0.2\$である。
- 4) UNFCCC 発行費用（発行ごとに）
15,000CER's までは、1CER につき 0.1\$で 15,000 CER's を超えると 1CER につき 0.2\$（既に支払った登録料との精算が実施される）である。
- 5) 検証料（検証ごとに）
第三者検証機関が行うモニタリングレポートの検証費用と UNFCCC に対する発行申請書の送付費用。検証ごとに 70 万から 100 万ルピーの費用を要する。

(4) CDM のインドでの実績

1) 登録総数

UNFCCC が登録している CDM プロジェクトの総数は、1,561 件である。2003 年にインドの DNA(MoEF)が設立されて以来、インド国では、530 件のプロジェクトが、CDM プロジェクトとして CDM 理事会によって登録されてきた。

2) UNFCCC によってプロジェクト登録が長期化している理由

UNFCCC によるプロジェクトの登録が長期化している理由は、以下のとおりである。

- a) UNFCCC の厳格なガイドラインと手続き上の要求事項
- b) DOE によるプロジェクト活動の厳格な有効化審査

3) 重要な着眼点

NTPC は、提案 CDM プロジェクトの登録を成功裡に完成させ、CDM の便益を十分に主張するため、次の重要な着眼点に基づき確実に業務を実施することが必要である。

UNFCCC のガイドラインの遵守：

- a) CDM 申請のための事前検討
プロジェクトが承認される時点でカーボンクレジットの収益が、プロジェクトに伴って発生する財務的、技術的なリスクを緩和するための重要な動機となっていることを立証することが必要である。NTPC は、適切な証拠書類の裏づけを持った、プロジェクト活動に関連する実例が記載された経緯書を配備しておくことが必要である。
- b) ベースラインデータ
ベースライン排出量を設定するために使用される、適切かつ再現可能なデータパラメータとその数値を配備しておくことが必要である。
- c) 追加性の証明
- PDD で規定されている追加性証明の論旨には、適格な証拠書類、望むらくは第三者機関による裏づけのある書類のバックアップが必要となる。
 - NTPC は、プロジェクト活動の投資障壁と技術障壁を除去するために必要不可欠な根拠と想定されるリスク評価とを備えた追加性の理論を構築しておくべきである。
- d) モニタリング手続き
NTPC は、UNFCCC のガイドラインにおけるモニタリングの手順と各々の PDD の細部にわたる記載事項とを完全な形で一体管理しておかなければならない。

略語集

AM	Approved Methodology	承認方法論
AMS	Approved Methodology of Small Scale CDM	小規模承認方法論
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CER	Certified Emission Reduction	認証排出削減量
COP	Conference of the Parties to the UNFCCC	国連気候変動枠組条約締約国会議
DNA	Designated National Authority	指定国家機関
DOE	Designated Operational Entity	指定運営機関
EB	CDM Executive Board	CDM理事会
ERPA	Emission Reduction Purchase Agreement	排出削減購入契約
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
IET	International Emission Trading	国際排出量取引
JI	Joint Implementation	共同実施
PDD	Project Design Document	プロジェクト設計書
SSC	Small Scale CDM	小規模 CDM
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	国連気候変動枠組条約

6.17 推奨案

以下に検討結果と提案事項の概要をまとめた一覧表を示す。

Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (1/5)

No.	プラント名	Efficiency					Reliability		Remaining life	
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)				
1	場所 (State)	Chattisgarh	UP	UP	MP	UP				
2	発電出力 (MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500	210				
3	タービン製造業者	KWU	#4 LMZ #6 KWU	#2 GEC	KWU	KWU				
4	ボイラー製造業者	BHEL	BHEL	#2 ICL	BHEL	BHEL				
5	定期点検範囲 (タービン)	B+IP+LP	#4: B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	#2 B+IP+LP	B	#3 B+HP+IP #2 B+LP				
6	運開年	#4 1987, #6 1989	#4 1983, #6 1986	#2 1989, #3 2004	1999	#3 1999, #2 1989				
7	定期点検期間	#4: 9 Mar -12 June 2010	#4: 27 May - 10 July 2010 #6: 18 Oct - 11 Nov 2009	#2: 10 July - 18 Aug 2010	18July - 16Aug 2009	#3: 1 Sep - 5 Oct 2009 #2: 18 Oct - 11 Nov 2009				
8	ボイラー診断	—	—	—	<p>診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wall SH 追設後においても火炉内の熱吸収は高い。 - 放射型 SH の出口排ガスの流れが不均一と推定される。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wall SH を火炉左右に追設する。 - Division SH と Platen SH の接続配管を、左右交差した形の接続にする。 	—				
9	燃焼シミュレーション	—	—	—	<p>診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - 下段ミル (ABCDEFGH) の組合せとバーナー角度を - 10° とした時の運転が燃焼ガスの左右アンバランスを抑制できる最適な条件であった。(改造工事を行わない場合) - 火炉の熱吸収は設計値と比較して高いことが判明。バーナー角度を上げると燃焼炉の熱吸収は減少する。これにより、主蒸気温度と再熱蒸気温度が設計よりも低い問題を解決できる可能性がある。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - 上記の条件 (下段ミル) を試験的に実際の運転に適用して検証すること推奨する。更に左右温度のアンバランスを抑制するため、Division SH と Platen SH の接続配管を、左右交差した形の接続に改造する。 - SH と RH の蒸気温度を設計値へ近づけるために、前部の Division SH を取り除き、同じ伝熱面を確保するために後部の Division SH を改造する。さらに、Wall SH を火炉左右に追設する。前部 Division SH を取り除くことは、蒸気温度アンバランス抑制に効果的である。 	—				

Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (2/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life	
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)			
10	ボイラー余寿命診断		<p>#6 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - 全体的には、各評価部位においてクリープボイド、クリープ歪は見受けられず、クリープによる損傷は顕著でなかった。 - Desuperheater 部の余寿命 100,000 時間がボイラー耐圧部及びヘッダーの中で最小であった。 - 主蒸気管の余寿命は 21,000 時間であった。 - ボイラー水冷壁で磨耗による減肉が、過熱器管で接触磨耗による減肉が確認された。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - 主蒸気管については 21,000 時間に達する前に外径測定とレプリカ採取を含む余寿命評価を実施することを推奨する。また、一定期間毎の継続検査も推奨する。 - ボイラーチューブ管理基準（チューブ取替基準）として tsr（必要最小肉厚）のような管理基準について検討の余地がある。NTPC は設計肉厚からの肉厚減少比率により管理しているが、日本では許容応力、設計圧力及び設計外径から計算される tsr を基準として管理している。NTPC は OEM と協議してこのような肉厚管理方法を取り入れることについて検討することを推奨する。 - ボイラー余寿命検査対象箇所について、クリープ寿命から特定される最重要部位に絞り込み、または重点的に余寿命評価を実施することを推奨する。（NTPC の場合は、全ての高温高压部を行っている） - ボイラー余寿命診断の新技术（SUS スケール調査、TOFD 検査、SEM や TEM を使った金属組織観察法など）を実際に行うために、日本にてトレーニングを受講し、習得することを推奨する。 				<p>#2 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - 全体的には、各評価部位においてクリープボイド、クリープ歪は見受けられず、クリープによる損傷は顕著でなかった。 - 最終過熱器チューブの余寿命 35,000 時間がボイラー耐圧部及びヘッダーの中で最小であった。 - 主蒸気管の余寿命は、粗粒 HAZ 部で 69,000 時間であった。また母材部の余寿命は、組織の若干の劣化が観察された程度であったが、外径計測を実施していないため、8,000 ~ 130,000 時間の間であった。 - 火炉水冷壁管にエロージョンによる磨耗減肉が観察された。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - 主蒸気管におけるより正確な余寿命評価を行うために、組織評価と共にクリープ歪（外径）測定を 8000 時間内または、現実的に実行可能な早い時期に実施することを推奨する。 - ボイラーチューブ管理基準（チューブ取替基準）として tsr（必要最小肉厚）のような管理基準について検討の余地がある。NTPC は設計肉厚からの肉厚減少比率により管理しているが、日本では許容応力、設計圧力及び設計外径から計算される tsr を基準として管理している。NTPC は OEM と協議してこのような肉厚管理方法を取り入れることについて検討することを推奨する。 - ボイラー余寿命検査対象箇所について、クリープ寿命から特定される最重要部位に絞り込み、または重点的に余寿命評価を実施することを推奨する。（NTPC の場合は、全ての高温高压部を行っている） - ボイラー余寿命診断の新技术（SUS スケール調査、TOFD 検査、SEM や TEM を使った金属組織観察法など）を実際に行うために、日本にてトレーニングを受講し、習得することを推奨する。 		
11	空気予熱器 (AH) 効率改善	<p>#6 1次 AH 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - A 側および B 側の空気漏洩率は、設計値を大きく超過した結果となっており、リーク分は AH 出口ガス/空気温度に大きく影響する。 - 1次 AH と 2次 AH の出口温度の不均衡が見られる。これはガス流の不均衡が起因しているものと推察される。 - AH 低温側出口のメタル温度は 66 度で露点温度より低く、低温腐食が懸念される。これは、1次 AH の空気漏洩とガス流の不均衡に起因しているものと思われる。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - AH シール部分について、SDU や FRS を適用した改善を推奨する。 - ガイドベーンによるガス流量分配調整に加え、1次と 2次 AH の適切なガス量分配を考慮したガスダクトの再配置（既設設備の空きスペース考慮の上）を推奨する。 - 上記推奨案を適用後に AH 低温側出口のメタル温度を確認する。 - OEM 技術指導者を活用した、定期点検項目の見直しを推奨する。 	<p>#4 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - A 側および B 側の空気漏洩率は、設計値を大きく超過した結果となっており、リーク分は AH 出口ガス/空気温度に大きく影響する。 - 温度効率が設計値よりも低くなっている。これは AH エレメントの熱交換効率の低下と不十分なスートプロアの運転に起因しているものと思われる。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - AH シール部分について、SDU や FRS を適用した改善を推奨する。 - 過去の運転データ（例えば定期点検直後からの AH 入口・出口空気/ガス温度やスートプロウ運転データ）の収集し、低い AH 温度効率の改善のために、AH エレメントの熱交換効状況の評価を実施することを推奨する。 - OEM 技術指導者を活用した、定期点検項目の見直しを推奨する。 						

Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (3/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life	
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)			
12	タービン余寿命診断	<p>#4 診断結果 - ユニットの一般的には良好な状態である - タービン、配管ともに重大な欠陥はない - 中圧ロータの余寿命は16年、中圧車室、低圧ロータ、低圧車室の余寿命は20年以上と予想される - 主蒸気配管の余寿命は20年以上、高温再熱蒸気管の余寿命は13.6年と予想される。 - 蒸気通路診断によれば、損失の90%は翼表面の粗さに起因する</p> <p>推奨案 タービン - 検査、と応力がかかっている部分の組織分析を次回定期点検で実施する - 翼表面清掃を次回定期点検で実施する - 中圧タービンの余寿命診断を5年以内実施する - 低圧最終翼は交換する</p> <p>配管 - 主蒸気管については、組織分析、厚さ計測、伸び計測、電磁超音波検査を次回の定期点検で実施する - その他の配管については5年以内に検査を実施する。 - 問題提起したハンガーの修理をする</p>	—	—	—	—	—	—	—
13	復水器真空低下調査	—	<p>#6 診断結果 - A-BFPT, B-BFPT ともにグランドシールパッキング部からの空気吸込み量が相対的に大きく、それぞれ、全体の空気吸込み量の44%、21%であった。 推奨案 - 上記箇所を調査して、必要な修理を行う。 - USAID を通じて NTPC にも復水器真空低下診断技術が導入されているが、当該ユニットに対してこの技術が効果的に摘要されなかった原因を解明する。</p>	—	—	—	—	—	—
14	ポンプ診断	<p>6B-BFP 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し5%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、他のポンプの効率測定も推奨する。</p>	<p>CWP Stage-I 09 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し11%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p>	<p>2B-BFP 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し13%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p> <p>CW-2B 診断結果 - ポンプ効率低下は設計値に対し1.6%程度低下しているが、許容範囲である。 推奨案 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p>	—	—	—	—	

Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (4/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life		
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)				
15	制御装置診断	—	—	—	—	#3 診断結果 - 運転については、一部オートではなくマニュアル運転をしていたものの、問題ないレベルであり、負荷変化試験におけるプラント制御応答性も特段問題なかった。計器の状態については、現場調査においても整然としており、動作状態等含め問題ないレベルであった。また、C&I ラボにおける校正方法、予備品管理についても問題なかった。 - 制御・計器分野 (C&I) においては、既に現状において全体的に非常に高いレベルである。 推奨案 - 現状から更なるプラント効率向上および信頼性を向上させるには、最新の技術を導入していくことを推奨する。 - ボイラーチューブリーク事故の軽減対策として、ボイラーにおける燃焼最適化やスートフロア運転の最適化を推奨する。加えて、ボイラー耐圧部の改造、運転パラメーターの検証を推奨する。				
16	発電機診断	#6 診断結果 - 適切なデータを得ることができず、絶縁診断評価はできなかった。 推奨案 - 固定子冷却水の排水・乾燥が十分に行われた条件での、試験の実施を推奨する。	#4 診断結果 - 2.0 値の PI データを考慮すると、現状の固定子絶縁の状態は、良好である - B 相の PI データは、劣化傾向グラフはないものの変動している。この間、R 相・Y 相の PI データは運転時間に沿って低下している。 - Tan の Y 相は、テスト電圧が増加するに反して理論通り小さくなっている。 推奨案 - 今後も全相において絶縁診断を定期的に行い、劣化の傾向を把握することを推奨する。 - 適切なデータを得るために、Tan 試験結果を十分に確認することを推奨する。	#2 診断結果 - 現状の PI 値平均は 3.7 値で 2.0 以上の通常値を上回っていることを考慮すると固定子絶縁の状態は、良好である。 推奨案 - 日本の技術図書によると、発電機の固定子コイル絶縁は 20~25 年以上の運転で急激な絶縁劣化が現れるケースも報告されており、Rihand#2 発電機は運転開始後約 20 年経過しているため、今後も劣化の傾向を把握するために、定期的に絶縁評価を実施することを推奨する。	—	—				
17	主変圧器の診断	#6 診断結果 - CO+CO ₂ 診断による余寿命は 39 年~54 年、フルフルラール診断による余寿命は 38 年~56 年であった。 推奨案 - 一部の試験データで技術的に整合性のないものが見受けられるので、試験結果の確認を十分に行い、正確なテストデータの収集を推奨する。 - フルフルラール診断はこれまで一度しか実施されていないため、Korba#6 がフルフルラール生成傾向を把握して、余寿命診断の精度を高めることができるように、今後も定期的に診断を実施することを推奨する。	#6 診断結果 - CO+CO ₂ 診断結果は、主要変圧器 (GT) は 2005 年 (運転開始後 18 年) の時点で既に寿命に達しており、2019 年 (運転開始後 33 年) で危険レベルに達すると想定している。 - 2006 年と 2008 年のフルフルラール測定データで極端に大きなギャップがあることが分かった。しかしながら、同期間における DGA は大きなギャップはなかった。 推奨案 - GT の状態を確認するために、実際に絶縁紙をサンプリングし、その重合度を測定することが有効な手段ではあるが、絶縁紙のサンプリングが困難な場合は、油中ガス分析の診断周期を短縮して、きめ細かな現在の状態把握や信頼性のあるフルフルラール診断を実施することを推奨する。 - 試験データの技術的な検証と正確な試験結果を得られるようにすることを推奨する。	#2 診断結果 - CO+CO ₂ 診断結果は、評価余寿命は 24 年~26 年である。 推奨案 - GT の状態を確認するために、実際に絶縁紙をサンプリングし、その重合度を測定することが有効な手段ではあるが、絶縁紙のサンプリングが困難な場合は、油中ガス分析の診断周期を短縮して、きめ細かな現在の状態把握や信頼性のあるフルフルラール診断を実施することを推奨する。 - 試験データの技術的な検証と正確な試験結果を得られるようにすることを推奨する。	—	—				
			診断結果 - 絶縁油は水分混入により度々更油されている。 推奨案 - オイルクーラーの漏水チェックを実施する事を推奨する。	診断結果 - 絶縁油は水分混入により度々更油されている。 推奨案 - オイルクーラーの漏水チェックを実施する事を推奨する。						

Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (5/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life	
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhychal #7	Unchahar #3(#2)			
18	現状性能と性能劣化状況の分析	<p>#6</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - 1次および2次側空気予熱器出口平均ガス温度(ガス量補正)は、設計値の排ガス温度に比べ高くなっている。これは、排ガス流れの不均衡によるものと推測する。 - 1次および2次 AH の空気漏洩率は、46%と 14.4%である。これらは設計値に比べると各々33.7%と 2.1%増加している。 推奨案 - 1次および2次 AH へのガス流れ不均衡の改善の実施(AH 性能改善項目参照) - 1次 AH のシール改善対策の実施(AH 性能改善項目参照)</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 高圧、中圧タービンシールフィンを取替え、高圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>	<p>#4</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - AH 出口ガス温度が設計値に比べ低下している。 - 1次および2次 AH 出口空気温度は、設計値より低くなっている。これは、熱交換効率が低下しているものと推測する。 - AH の空気漏洩率は、設計値に比べ増加している。 推奨案 - AH の熱交換効率的改善(AH 性能改善項目参照) - AH のシール改善対策の実施(AH 性能改善項目参照)</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 高圧、中圧タービンシールフィンを取替え、高圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>	<p>#2</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - 1次および2次 AH 出口の平均ガス温度(温度補正後)が設計値に比べ高くなっている。また、2次 AH 入口ガス温度は、設計値に比べて高くなっている。 - AH の空気漏洩率は、設計値に比べ増加している(設計値は推定値)。 - 節炭器(Eco)出口 O₂ 濃度が若干設計値よりも高くなっている。 推奨案 - 運転中における Eco 出口ガス温度の監視強化および調整。 - OEM との協議を踏まえた AH のシール改善対策の実施。 - 運転中における Eco 出口 O₂ の監視強化および調整(ボイラー効率の改善)</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 - 中圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 中圧タービンシールフィンを取替え、中圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の仕切板のシール溶接の点検をする - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>	—	—	—	—	—
19	従来ならびに現在の O&M 要領のレビューと改善	<p>診断結果 - 取上げた 5 種類の O&M 手順書は、マニュアルとして十分な内容を有していた。 - さらなる技術面および安全面の改善のために、いくつかの推奨案が現場パトロールを含めた運転状況のモニタリングを通して、見つけられた。</p> <p>推奨案</p> <p>安全面 - 安全装具の着用(作業服、ヘルメット、手袋、安全靴、懐中電灯) - 安全教育の実施による安全意識の向上 - 安全パトロール・KY ミーティングなどの実施 - 作業などに伴う危険表示の設置 - 入退場室管理ボードによる閉所作業入退室管理 - 真空掃除機などによる機器周りの清掃の実施 - 5S システムの現場での実施強化</p> <p>パトロールの改善 - パトロール時の点検装備(懐中電灯、聴音棒)の活用 - 回転体の異音早期発見のための聴音棒の活用 - 異常時の値を簡単に判別するための指示計への目印設置 - 安全弁等シートリークの早期発見のためのサーモラベルの貼付け</p>		—	—	—	—	—	

第7章

本邦研修

目 次

第7章 本邦研修

7.1	定期点検、効率管理、設備の状態監視と診断技術研修	7-1
7.1.1	定期点検研修コース	7-1
7.1.2	効率管理研修コース	7-3
7.1.3	設備の状態監視と診断技術研修コース	7-4
7.2	ボイラー余寿命診断研修	7-5
7.2.1	ボイラー余寿命診断研修コース	7-6
7.3	ボイラー燃焼シミュレーション研修	7-7
7.3.1	ボイラー燃焼シミュレーション研修コース	7-7
7.4	研修の評価	7-8
7.4.1	研修プログラムの評価	7-8
7.4.2	研修プログラムおよび実施の評価	7-9

LIST OF TABLES

Table 7.1-1	『定期点検研修コース』のプログラム	7-2
Table 7.1-2	『効率管理研修コース』のプログラム	7-3
Table 7.1-3	『設備の状態監視と診断技術研修コース』のプログラム	7-4
Table 7.2-1	『ボイラー余寿命診断研修コース』のプログラム	7-6
Table 7.3-1	『ボイラー燃焼シミュレーション研修コース』のプログラム	7-8

第7章 本邦研修

カウンターパート研修(国内研修)は、JICAS/W 調査(事前評価調査報告書)結果および NTPC との調整に基づき、3種類の研修プログラム(定期点検、効率管理、設備の状態監視と診断技術)を計画策定した。これに加え、2年次の調査を通して NTPC から要請のあったボイラー余寿命診断研修は、3年次に研修計画を策定した。また、同様に NTPC から要請のあった燃焼シミュレーション研修は、3年次に研修計画を策定し、調査団によって研修が行われた。

以下に3の研修について述べる。

7.1 定期点検、効率管理、設備の状態監視と診断技術研修

調査団は、JICA S/W 調査の結果(事前評価調査報告書)、調査団キックオフミーティングの結果および電子メールによる NTPC の要望調整に基づき、3種類の本邦研修計画を策定した。

本邦研修計画は関係箇所との調整の結果、JICA 中国が(株)パワー・エンジニアリング・アンド・トレーニングサービスと契約を行い、NTPC に対し本邦研修を実施することとなった。

本邦研修の実施時期と参加人数を以下に示す。

1) 定期点検研修コース(1回)

時期 : 2009年6月(実施済み)

参加人数 : 6人

2) 効率管理研修コース(2回)¹

時期 : 1回目 2009年10月(実施済み)

2回目 2010年2月(実施済み)

参加人数 : 1回目 6人

2回目 6人

3) 設備の状態監視と診断技術研修コース(1回)

時期 : 2010年8月(実施済み)

参加人数 : 6人

これらの研修プログラムを下記に、詳細計画を以下の表に示す。

7.1.1 定期点検研修コース

『定期点検研修コース』のプログラムを以下のとおり計画し、2009年6月に実施した。研修期間中、NTPC のリクエストにより三隅発電所(1,000MW 石炭火力プラント)視察が追加で実施された。

¹ 本コースは同じプログラムで、参加者を変更して2回実施された。

Table 7.1-1 『定期点検研修コース』のプログラム

ねらい			
➤ 定期点検の法制度を含めた定期点検の目的を知り、「検査基準」、「工程管理とその短縮」、「品質管理」および「安全管理」について習得すると共に、検査現場を見ることで理解を深める。			
科 目	期 間 (日)	方 法	摘 要
(1) 定期検査の目的	1.0	講 義	オリエンテーションを含む
(2) 定期検査の流れ検査工事計画立案～性能確認(準備工事、試運転を含む)			
(3) 検査項目 a. 検査部位と検査結果の反映 b. 検査実施基準 -効率に影響を与える設備の点検方法 -検査内容	1.0	講 義	
(4) 工程管理・工程短縮 a. 大工程と部分工程の整合 b. 工程会議および試運転会議の必要性 c. 標準検査日数、クリティカルパス d. 工程短縮方法(BT 強冷 他)	1.0	講 義	
(5) 品質管理 (検査項目、管理対象設備) a. 品質管理体制 b. 施工体制 (請負者、メーカー、発注者) c. 運転体制 d. 指導員派遣範囲 e. 現場での品質管理 -管理区域の設定・検査 -異物混入対策 -入所教育 f. 試運転時の試験項目 g. 不適合発生時の処置	1.5	講 義	
(6) 安全管理 a. 検査工事の安全管理 -安全管理体制 -作業主任者 -作業票保管	0.5	講 義	
(7) 発電所見学 ^(*)	4.0	現場確認	ボイラー : 2日 タービン : 1日 移動日 : 1日

*1: 3日：水島発電所(285MW×1ユニット、156MW×1ユニット、340MW×1ユニット)

(1号機：1961年営業運転開始 2009年に燃料を石炭からLNGに転換)

(2号機：1963年営業運転開始 1984年に燃料を重油から石炭に転換)

(3号機：1973年営業運転開始 2006年に燃料を重油・原油からLNGに転換)

研修実施機関：(株)パワー・エンジニアリング・アンド・トレーニングサービス

7.1.2 効率管理研修コース

『効率管理研修コース』のプログラムを以下のとおり計画し、2009年10月と2010年2月に実施した。

Table 7.1-2 『効率管理研修コース』のプログラム

ねらい			
➤ 発電所の性能を維持・把握するために管理上必要なデータおよびその処理手法（性能管理手順）を理解するとともに、性能向上対策を知り、自所設備改善につなげる。			
科 目	期 間 (日)	方 法	摘 要
(1) 効率管理の目的	1.5	講 義	オリエンテーションを含む
(2) 熱効率管理方法 a. 性能管理の着眼点 (管理項目、管理基準) b. 入出熱法・損失法 c. 入力データ(燃料量・性状) d. 出力データ(送電電力、所内電力) e. 性能管理計算プログラム			
(3) 日常管理の方法 a. 目標値、管理値および傾向による管理			
(4) 性能試験(定期) a. 性能試験の種類 b. 性能試験実施要領 -性能管理の手順(日常・定期) -データ採取方法 c. 計算による管理項目 d. プラント熱効率算出・評価 -性能計算理論 -ボイラー効率 -タービン効率 -ヒータ効率 -復水器効率 -損失の要因把握	1.5	講 義 現場確認	
(5) 性能向上対策の紹介 a. タービン翼の高効率化 b. AH 漏洩空気の低減 c. ファン・ポンプの可変翼採用 d. プラント起動損失低減	1.0	講 義	
(6) 発電所見学 ^(*)	2.0	現場確認	

*2: 1日：新小野田発電所(500MW×2ユニット、超臨界圧石炭火力)

(1号機：1986年営業運転開始、2号機：1987年営業運転開始)

1日：下関発電所(175MW×1ユニット、亜臨界圧石炭火力)

(400MW×1ユニット、亜臨界圧石油火力)

(1号機：1967年営業運転開始、2号機：1977年営業運転開始)

研修実施機関：(株)パワー・エンジニアリング・アンド・トレーニングサービス

7.1.3 設備の状態監視と診断技術研修コース

『設備の状態監視と診断技術研修コース』のプログラムを以下のとおり計画し、2010年8月に実施した。NTPCのリクエストにより、当初のプログラムから余寿命診断技術を削除し、三隅発電所(1,000MW 石炭火力プラント)視察を追加した。

Table 7.1-3 『設備の状態監視と診断技術研修コース』のプログラム

ねらい			
➤ 日常考えられる設備トラブルに基づき、設備の状態を維持するため、日常の運転・保守における監視にあたっての手法を習得する。			
科 目	期間 (日)	方 法	摘 要
(1) 目的	0.5	講 義	オリエンテーションを含む
(2) 保守管理 a. TBM (Time-Based Maintenance) b. CBM (Condition-Based Maintenance) c. RBM (Risk-Based Maintenance) d. 監視データの傾向管理	0.5	講 義	
(3) 機器診断技術 a. トラブル事例 b. 非破壊検査技術	1.0	講 義	トラブル事例を紹介し、その防止のために行う診断技術を説明する。
(4) 回転機器振動診断 a. アンバランス振動発生メカニズム b. 振動計測 c. バランス補正実習	1.0	講義・実習	アンバランス振動を中心に実施
(5) 運転管理 a. 主要警報項目・警報値の考え方 b. 日常巡視点検の頻度と対象設備	0.5	講 義	
(6) ユニット計算機の状態監視機能 a. システム構成概要 b. 機能と仕様 運転日誌、性能計算機能 他 c. 最新の監視技術	1.5	講 義	b.項では主要機能とその目的および処理プログラムについて説明。
(7) 発電所見学 ^(*)	2.0	現場確認	

*3: 1日：三隅発電所(1,000MW×1ユニット、超々臨界圧石炭火力)

(1号機：1998年営業運転開始)

1日：新小野田発電所(500MW×2ユニット、超臨界圧石炭火力)

(1号機：1986年営業運転開始、2号機：1987年営業運転開始)

研修実施機関：(株)パワー・エンジニアリング・アンド・トレーニングサービス

7.2 ボイラー余寿命診断研修

第3次現地調査時に実施されたボイラー余寿命診断の各調査の内、SUS スケール堆積検査技術、TOFD 検査技術およびレプリカ詳細観察はカウンターパートから技術習得の強い要望があったことから、3年次にこれらの先進的なボイラー余寿命診断技術に関する本邦研修計画を策定した。

本邦研修計画は関係箇所との調整の結果、JICA 九州が九電産業株式会社と契約を行い、NTPC に対し本邦研修を実施することとなった。

本邦研修の実施時期と参加人数を以下に示す。

1) ボイラー余寿命診断研修コース(1回)

時期 : 2010年8月~9月(実施済み)

参加人数 : 6人

研修プログラムを下記に示す。

7.2.1 ボイラー余寿命診断研修コース

『ボイラー余寿命診断研修コース』のプログラムを下記の通り計画し、2010年8月～9月に実施した。

Table 7.2-1 『ボイラー余寿命診断研修コース』のプログラム

ねらい			
➤ ボイラー余寿命診断・精密点検技術に関わる先進的な保守検査技術の理論および技術の習得を目的とした研修を行う。			
科 目	期 間 (日)	方 法	摘 要
(1) 目的	0.5	講 義	オリエンテーションを含む
(2) SUS ボイラーチューブのスケール堆積、検査技術 a. SUS スケール堆積検査の原理 b. 検量線の作成 c. SUS スケール堆積検査実習及び評価	1.0	講 義 実 習	
(3) 先進超音波探傷技術 a. TOFD 探傷、フェイズアレイ探傷等、厚肉溶接部の先進超音波探傷技術を含む理論 b. 試験片、校正ブロックの準備及び調整を含む実習 c. 実機欠陥内在サンプルによる実習、評価	2.0	講 義 実 習	
(4) ビデオイメージスコープによる内部検査技術 a. ビデオイメージスコープ及び先進的な技術による配管内部検査技術実演	0.5	実 演	
(5) クリープ試験 a. クリープ試験による余寿命評価方法 b. クリープ試験の実習 c. ボイラーチューブ材の余寿命評価のケーススタディ	1.5	講 義 実 習	
(6) レプリカ及び金属組織観察技術 a. レプリカ及び金属組織観察の原理 b. 観察試料の準備 c. レプリカ及び金属組織観察実習 d. レプリカ及び金属組織観察による余寿命評価実習	2.0	講 義 実 習	
(7) 発電所・研究設備等見学 ^(*) a. 発電所見学 b. 発電設備の保守技術等研究開発に関する設備見学	1.0	現場確認	

*4: 0.5日：九州電力株式会社 新小倉発電所(600MW×3ユニット、超臨界圧LNG火力)
(3号機：1978年営業運転開始、4号機：1979年営業運転開始、5号機：1983年営業運転開始)

0.5日：九州電力株式会社 総合研究所

研修実施機関：九電産業株式会社

7.3 ボイラー燃焼シミュレーション研修

第3次現地調査時に実施されたボイラー燃焼シミュレーションに関して NTPC から技術習得の強い要望があったことから、3年次に燃焼シミュレーションに関する本邦研修計画の策定と研修を行った。

本邦研修の実施時期と参加人数を以下に示す。

1) ボイラー燃焼シミュレーション研修コース(1回)

時期 : 2010年8月(実施済み)

参加人数 : 2人

研修プログラムを下記に示す。

7.3.1 ボイラー燃焼シミュレーション研修コース

『ボイラー燃焼シミュレーション研修コース』のプログラムを以下のとおり計画し、2010年8月に実施した。

Table 7.3-1 『ボイラー燃焼シミュレーション研修コース』のプログラム

ねらい			
➤ 火力発電所におけるボイラー燃焼シミュレーションの理論および解析技術の習得を目的とする。			
科目	期間 (日)	方法	摘要
(1) 導入 a. シミュレーションの目的及び燃焼で使われる解析コード b. 解析手法の概要(入力データ(空気流量、放射率、排ガス流量、石炭流量、熱変換率、炉壁面温度計算、他)空気ポートの形状サイズ、石炭ポート、燃料油、空気ポート、過熱器エリア、再熱器エリア、他)	1.0	講義	オリエンテーションを含む
(2) ボイラー模擬形状の準備、メッシュ作成および境界条件の設定 a. メッシュ作成の手順 b. ガス及び石炭フロー分布の設定手順 c. 合計エンタルピーバランスに沿った石炭パラメーターの設定 d. その他物性定数の設定			
(3) 各ケースとシミュレーションの実行時間			
(4) ベースケースのシミュレーションおよび結果に関する討議 (5) シミュレーション各ケース及び典型的な解析結果 a. 全てのシミュレーションケース(GR、酸素濃度調整、他) b. タンジェンシャル燃焼ボイラーの典型的解析結果 c. 初期段階における熱変換率の調整 (6) 火炉及びボイラーの他のエリアのケーススタディについての討議 (7) 異種産業において実施された CFD ケーススタディの紹介および結果についての討議 (8) 結論	1.0	講義	
(9) 出光興産 石炭及び環境研究所の視察 (10) ラップアップミーティング			

7.4 研修の評価

7.4.1 研修プログラムの評価

(1) 定期点検、効率管理、設備の状態監視と診断技術研修

NTPC の要望を踏まえ、当初策定した研修プログラムに発電所見学・カリキュラム（燃焼調整等）を追加した。

NTPC の要望を反映したプログラムに基づいて本邦研修を実施した結果、研修員から「本邦研修で得た知識はインドの発電所において有益で役立つものである。」等の評価を得たことから、本邦研修の目的を達成しており、本調査業務の目的の一つでもある技術移転に寄与した。

なお、今後同様の研修を実施する場合には、次の項目について改善が必要と思われる。研修員は本調査業務の関係者を想定していたが、実際には、関係者以外の研修員が参加していた。

(2) ボイラー余寿命診断研修

NTPC の要望を反映したプログラムに基づいて本邦研修を実施した結果、研修員から「本邦研修で習得したボイラー余寿命診断に関する知識は、設備の運用・保全の改善に繋がることから、インドの火力発電所において有益で役立つものであり、今後、NTPC の火力発電所において、ボイラー余寿命診断を導入・普及させる」等の評価を得たことから、本邦研修の目的を達成しており、本調査業務の目的の一つでもある技術移転に寄与した。

7.4.2 研修プログラムおよび実施の評価

(1) 燃焼シミュレーション研修

NTPC の要望を反映したプログラムに基づいて本邦研修を実施した。研修員から「本邦研修で燃焼シミュレーションの理論および解析手法について理解できた。解析結果は Vindhyachal Unit 7&8 の運転およびボイラー改造計画に役立つものである。」との評価を得たことから、本邦研修の目的を達成したものと考える。