

モンゴル国

モンゴル国
ウランバートル第 4 火力発電所
改修事業協力準備調査
ファイナル・レポート

平成 24 年 12 月
(2012 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

電源開発株式会社

目 次

第1章 序 論

1.1	調査の背景	1-1
1.2	調査の目的	1-1
1.3	調査対象地域	1-1
1.4	調査期間	1-1
1.5	調査業務の内容	1-2
1.6	カウンターパート機関.....	1-2
1.7	調査団メンバー	1-2
1.8	現地調査行程	1-3

第2章 モンゴル国の経済状況

2.1	経済の基本構造	2-1
2.2	マクロ経済の動向.....	2-3

第3章 エネルギーセクターのレビュー

3.1	エネルギーセクターの体制.....	3-1
3.2	エネルギーセクターの運営状況.....	3-6
3.2.1	電源構成と電力供給状況	3-6
3.2.2	熱供給の状況	3-10
3.2.3	エネルギーセクターの事業体の経営	3-11
3.2.4	料金制度と料金水準	3-14
3.3	需要想定	3-18
3.3.1	電力需要想定	3-18
3.3.2	熱需要想定	3-20
3.4	エネルギー政策と新規電源開発.....	3-21

第4章 ウランバートル第4火力発電所(TPP4)の現状と問題点

4.1	経営状況	4-1
4.1.1	経営組織	4-1
4.1.2	営業状況	4-2
4.1.3	財務状況	4-6
4.1.4	経理上の問題点（提言）	4-12
4.2	設備状況	4-13
4.2.1	第4火力発電所設備の概要	4-13
4.2.2	ボイラ設備	4-21
4.2.3	タービン設備	4-27
4.2.4	計測制御装置（C&I）	4-30

4.2.5	電気集塵装置	4-34
4.2.6	補修	4-36
4.2.7	石炭貨車入替用ディーゼル機関車	4-37
第5章 第4火力発電所改修計画		
5.1	改修計画	5-1
5.2	フィージビリティスタディ	5-1
5.2.1	タービンガバナ電子化（機械油圧式→電子油圧式）	5-1
5.2.2	タービン自動制御装置のDCS(Distributed Control System)化	5-5
5.2.3	スーツブロワ設備	5-15
5.2.4	微粉炭機ローラの更新	5-19
5.2.5	石炭貨車入替用ディーゼル機関車の更新	5-20
5.2.6	プロジェクトスケジュール	5-22
5.3	運用指標効果	5-25
5.4	経済財務評価	5-26
5.4.1	プロジェクト費用	5-26
5.4.2	検討条件	5-33
5.4.3	経済評価	5-35
5.4.4	財務評価	5-38
5.5	結論	5-42
第6章 環境社会配慮		
6.1	環境の状況	6-1
6.1.1	土地利用	6-1
6.1.2	自然環境	6-2
6.1.3	先住民族の生活区域	6-3
6.1.4	社会経済状況	6-5
6.2	相手国の環境社会配慮制度・組織	6-6
6.2.1	環境配慮に関連する法令	6-6
6.2.2	環境基準	6-9
6.2.3	関係機関の役割	6-12
6.3	想定される環境影響評価	6-13
6.3.1	既往環境影響評価の概要	6-13
6.3.2	スコーピング	6-15
6.3.3	影響の評価および代替案（ゼロオプションを含む）の比較検討	6-15
6.3.4	用地取得、非自発的住民移転の必要性	6-18
6.4	緩和策（回避・最小化・代償）、環境モニタリングの検討	6-19
6.4.1	工事中	6-19
6.4.2	供用時	6-20

6.5	環境チェックリスト.....	6-23
-----	----------------	------

第7章 プロジェクト実施方法の策定

7.1	調達方法	7-1
7.1.1	モンゴル国における類似プロジェクトの調達事情.....	7-1
7.1.2	調達要領	7-5
7.2	EPC コントラクターの選定方針	7-8
7.3	契約マネジメント	7-9
7.4	本プロジェクトの各期間におけるリスク分析.....	7-10
7.5	施工期間中の安全対策.....	7-11
7.6	コンサルタント業務 業務指示書.....	7-12
7.6.1	背景	7-12
7.6.2	プロジェクトの概要	7-12
7.6.3	業務範囲	7-12
7.6.4	作成資料	7-14
7.6.5	コンサルタントの専門性の要求事項	7-14
7.6.6	第4火力発電所の便宜供与	7-14
7.6.7	第4火力発電所の責務	7-15

LIST OF TABLES

Table 1.7-1	Member of JICA Survey Team	1-2
Table 2.2-1	Historical Key Economic Indicators	2-4
Table 2.2-2	Foreign Exchange Reserves.....	2-5
Table 3.1-1	Energy Companies Created by New Energy Law	3-4
Table 3.2-1	Coal-fired Thermal Power Plants in Mongolia	3-6
Table.3.2-2	Import Power Max	3-10
Table 3.2-3	Subsidy from the Government, 2011 (Unit: million Tg.).....	3-14
Table 3.2-4	Tariff of Main Energy Companies	3-16
Table 3.3-1	Power Supply and Demand Balance of CES	3-18
Table 3.3-2	Power Supply and Demand Forecast of CES by ADB.....	3-19
Table 4.1-1	Number of Operation and Maintenance People of TPP4.....	4-1
Table 4.1-2	Sales and Production of TPP4.....	4-2
Table 4.1-3	Main Production Cost Components of TPP4	4-4
Table 4.1-4	Fuel-related Costs	4-5
Table 4.1-5	Balance Sheet.....	4-7
Table 4.1-6	Income Statement.....	4-8
Table 4.1-7	Cash Flow Statement	4-8
Table 4.1-8	Financial Ratio.....	4-9
Table 4.1-9	Receivables of TPP4.....	4-10
Table 4.1-10	Payables of TPP4	4-11
Table 4.1-11	Source and Application of Fund.....	4-11
Table 4.2-1	Commercial operation year of Boiler and Turbine.....	4-14
Table 4.2-2	Major Specification of Boiler	4-14
Table 4.2-3	Major Specification of Turbine	4-15
Table 4.2-4	Major Specification of Generator	4-15
Table 4.2-5	Major Specification of District Heater System	4-16
Table 4.2-6	Major Specification of Cooling Tower.....	4-16
Table 4.2-7	Boiler Operation Data	4-23
Table 4.2-8	Water Analysis	4-26
Table 4.2-9	Turbine Operation Data.....	4-28
Table 4.2-10	Maintenance Work and Frequency.....	4-32
Table 4.2-11	Details of Reasons for Turbine Shutdown	4-34
Table 4.2-12	ESP Dust Measurement Result	4-34
Table 4.2-13	ESP Inlet Dust.....	4-35
Table 4.2-14	ESP Outlet Dust	4-35
Table 4.2-15	Emission Standard of TPP4	4-36
Table 4.2-16	Major Specification of Shunting Locomotive.....	4-38

Table 5.2-1	Comparison between Mechanical-hydraulic and Electro-hydraulic Governor	5-2
Table 5.2-2	Scope of Modification Work	5-4
Table 5.2-3	General Figures of New Devices	5-9
Table 5.2-4	Control Valve List of URAL T-110 Turbine.....	5-10
Table 5.2-5	Control Valve List of LMZ T-80 Turbine.....	5-11
Table 5.2-6	Control Valve List of Turbine Common.....	5-12
Table 5.2-7	Remote Controls Implemented in DCS.....	5-13
Table 5.2-8	Instrument List for Turbine Performance Measurement.....	5-14
Table 5.2-9	Number of Soot Blower (new plan).....	5-15
Table 5.2-10	Major Specification of HD300.....	5-21
Table 5.2-11	Comparison of Fuel Cost	5-21
Table 5.2-12	Maintenance Cost.....	5-22
Table 5.4-1	Common Terms for Appraisal	5-27
Table 5.4-2	Cost Break Down for Package	5-28
Table 5.4-3	Project Cost (Cost by Item).....	5-29
Table 5.4-4	Project Cost (Cost by Year).....	5-29
Table 5.4-5	Annual Fund Requirement.....	5-31
Table 5.4-6	Project Effects	5-34
Table 5.4-7	Standard Conversion Factor.....	5-35
Table 5.4-8	Economic Evaluation with Alternative Diesel and HOB	5-37
Table 5.4-9	Financial Evaluation	5-40
Table 6.1-1	Land Use Changes Occurred in Ulaanbaatar City Before 1990 and in 2008	6-1
Table 6.1-2	Land Degradation of Recent Years in Mongolia	6-1
Table 6.1-3	Major Ethnic Groups in Mongolia	6-4
Table 6.1-4	Key Social and Economic Indicators of Ulaanbaatar.....	6-5
Table 6.1-5	Poverty Incidence (%) by Location	6-5
Table 6.2-1	Table of Current Environmental Legislation.....	6-8
Table 6.2-2	Ambient Air Quality Standards.....	6-10
Table 6.2-3	Emission Standards.....	6-10
Table 6.2-4	Surface Water Quality Standards of Mongolia (MNS 4586, 1998)	6-11
Table 6.2-5	Mongolian Standard of Limit of Radioactive Materials for Building and Construction (MNS 5072, 2001).....	6-11
Table 6.2-6	Noise Standard.....	6-11
Table 6.3-1	The Prediction of Environmental Impacts	6-16
Table 6.4-1	Implementation Plan of the Environmental Monitoring	6-20
Table 6.4-2	Natural Environment Protection Plan for the Year 2011.....	6-21
Table 6.5-1	Environmental Checklist.....	6-23
Table 7.1-1	現地施工業者およびコンサルタント会社情報収集結果	7-3

Table 7.2-1	Number of Package.....	7-9
-------------	------------------------	-----

LIST OF FIGURES

Fig.2.1-1	Employment Structure	2-1
Fig.2.1-2	GDP Structure by Industry.....	2-1
Fig.2.1-3	Mining and Manufacturing Output	2-2
Fig.2.1-4	Composition of Exports	2-2
Fig.2.1-5	Composition of Imports	2-3
Fig.2.2-1	GDP and GDP per capita	2-4
Fig.2.2-2	Inflation Rate, Interest Rate and Exchange Rate	2-5
Fig.2.2-3	Balance of International Payments	2-5
Fig.3.1-1	Power Sector of Mongolia	3-2
Fig.3.1-2	Heat Sector of Ulaanbaatar	3-3
Fig.3.2-1	Generation Mix of Mongolia	3-6
Fig.3.2-2	History of Generation, Supply and Station Use of CES.....	3-7
Fig.3.2-3	History of Station Use of 5 TPPs of CES.....	3-7
Fig.3.2-4	Utilization of Installed Capacity of CES.....	3-8
Fig.3.2-5	Utilization of Installed Capacity of Thermal Power Plants.....	3-8
Fig.3.2-6	Transmission and Distribution Loss.....	3-9
Fig.3.2-7	Import from Russia	3-9
Fig.3.2-8	History of Heat Supply of Central Region.....	3-10
Fig.3.2-9	Heat Supply by 3 TPPs in Ulaanbaatar	3-10
Fig.3.2-10	Profit and Loss of Main Energy Companies of CES	3-11
Fig.3.2-11	Profit and Loss of TPP4	3-12
Fig.3.2-12	Receivables and Payables of Main Energy Companies	3-12
Fig.3.2-13	Composition of Receivables of Energy Companies.....	3-13
Fig.3.2-14	Composition of Payables of Energy Companies.....	3-13
Fig.3.2-15	Payables to Coal mines of Main Energy Companies	3-13
Fig.3.2-16	Receivables from Main Energy Companies of Coal Mining Companies	3-14
Fig.3.2-17	History of Power Tariff	3-15
Fig.3.2-18	History of Heat Tariff.....	3-16
Fig.3.2-19	Historical Import Prices from Russia and Payments to Russia.....	3-16
Fig.3.2-20	Cash Management System of Single Buyer Model	3-17
Fig.3.2-21	History of Revenue Collection Rate of CES.....	3-17
Fig.3.3-1	Power Demand Forecast of CES by NDC	3-19
Fig.3.3-2	Heat Demand Forecast.....	3-20
Fig.3.4-1	Planned Interconnection of CES	3-24
Fig.3.4-2	Implementation Plan of TPP5	3-26
Fig.4.1-1	Organization Chart of TPP4.....	4-1

Fig.4.1-2	Sales of Power and Heat of TPP4	4-3
Fig.4.1-3	Tariff and Production Cost of Power and Heat of TPP4	4-3
Fig.4.1-4	Profit and Loss of TPP4	4-4
Fig.4.1-5	Composition of Production Cost of TPP4.....	4-5
Fig.4.1-6	Coal Purchase and Payment.....	4-5
Fig.4.1-7	Fuel Unit Costs	4-6
Fig.4.2-1	Flow Balance (Max. power and heat supply in 2011 winter).....	4-17
Fig.4.2-2	Flow Balance (Max. heat supply plan)	4-19
Fig.4.2-3	Shut down by Trouble.....	4-21
Fig.4.2-4	Boiler Availability	4-22
Fig.4.2-5	Ratio of Shutdown Hours by Major Trouble.....	4-22
Fig.4.2-6	Arrangement of Soot Blowers.....	4-24
Fig.4.2-7	Valve station.....	4-24
Fig.4.2-8	Piping to Boiler inside	4-24
Fig.4.2-9	Scrap Valves.....	4-25
Fig.4.2-10	Cross Section of Mill	4-25
Fig.4.2-11	Mill Roller before Maintenance	4-26
Fig.4.2-12	Turbine Availability	4-27
Fig.4.2-13	Ratio of Shutdown hours by Major Trouble	4-28
Fig.4.2-14	LP Rotor.....	4-30
Fig.4.2-15	HP Nozzle	4-30
Fig.4.2-16	LP Last Blade before Repair	4-30
Fig.4.2-17	LP Last Blade after Repair.....	4-30
Fig.4.2-18	Boiler Control System before Modification.....	4-31
Fig.4.2-19	Boiler Control System after Modification.....	4-31
Fig.4.2-20	Turbine Control Panel in CCR.....	4-31
Fig.4.2-21	Original Russian Control Valve and New Chinese Control Valve	4-32
Fig.4.2-22	Diverted Devices from Phase1 Renovation	4-32
Fig.4.2-23	Number of Control & Instrument Malfunction.....	4-33
Fig.4.2-24	Numbers of Unexpected Turbine Shutdown	4-33
Fig.4.2-25	#4 ESP Inner Parts	4-35
Fig.4.2-26	Safety Enclosure	4-36
Fig.4.2-27	Replacement of Boiler Water Wall.....	4-37
Fig.4.2-28	Shunting locomotive of TPP4.....	4-38
Fig.4.2-29	Coal Unloading Facility of TPP4.....	4-38
Fig.5.2-1	Scope of Modification.....	5-3
Fig.5.2-2	System Configuration of Turbine Control System.....	5-7
Fig.5.2-3	Long Retractable Soot Blower.....	5-17
Fig.5.2-4	Rotary Soot Blower.....	5-17
Fig.5.2-5	Air Heater Cleaner	5-17

Fig.5.2-6	Soot Blower Arrangement.....	5-18
Fig.5.2-7	Cross Section of Ceramic Material	5-19
Fig.5.2-8	Comparison between Existing Roller and Ceramic Roller	5-19
Fig.5.2-9	Cost Comparison.....	5-20
Fig.5.2-10	Hybrid System	5-21
Fig.5.2-11	Project Schedule.....	5-24
Fig.6.1-1	The Areas Where Major Ethnic Minorities Inhabited.....	6-4
Fig.6.2-1	Environmental Impact Assessment Process of Mongolia	6-7
Fig.6.2-2	Organization Chart of the MNET	6-12
Fig.6.3-1	Efficiency of Thermal Power Plants in Mongolia.....	6-18
Fig.6.3-2	Location of the Rehabilitation Project	6-18
Fig.6.4-1	Vegetation Cover on Filled Ash Pond	6-22
Fig.6.5-1	Results of SO ₂ , and NO _x Monitoring by TPP4.....	6-25
Fig.6.5-2	Results of SO ₂ , and NO _x Monitoring of Boilers in TPP4	6-26
Fig.7.1-1	JICA's Review during Procurement Process.....	7-7
Fig.7.1-2	JICA's Review during Consultant Selection Process	7-8

略語表

Short Title	Official Term
ACS	: Automatic Control System
ADB	: Asia Development Bank
AVR	: Automatic Voltage Regulator
B/C	: Cost Benefit Ratio
CCR	: Central Control Room
CES	: Central Energy System
CHP	: Combined Heat and Power Plant
CPU	: Central Processing Unit
CRT	: Cathode Ray Tube
CV	: Control Valve
DCS	: Distributed Control System
DSCR	: Debt Service Coverage
ECV	: Extraction Control Valve
EES	: East Energy System
EH, E/H	: Electric Hydraulic
EIA	: Environment Impact Assessment
EIRR	: Economic Internal Rate of Return
EMS	: Emergency System
EPC	: Engineering, Procurement, Construction
ERA (ERC)	: Energy Regulatory Authority (Energy Regulatory Commission)
ESP	: Electrostatic Precipitator
FIDIC	: Fédération Internationale Des Ingénieurs-Conseils
FIRR	: Financial Internal Rate of Return
HOB	: Heat Only Boiler
HPH	: High Pressure Heater
ICB	: International Competitive Bidding
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers.
IMF	: International Monetary Fund
I/O	: Input/Output
IRR	: Internal Rate of Return.
ISO	: International Organization for Standardization
JBIC	: Japan Bank for International Cooperation
JICA	: Japan International Cooperation Agency
JICA-ST	: JICA Survey Team
JIS	: Japan Industrials Standard
L/A	: Loan Agreement
LCB	: Local Competitive Bidding
LLCR	: Loan Life Coverage Ratio
LPH	: Low Pressure Heater

Short Title		Official Term
MNET	:	Ministry of Nature, Environment and Tourism
MNS	:	Mongolian National Standard
MSV	:	Main Stop Valve
NDC	:	National Dispatching Center
NETGCO	:	National Electricity Transmission Grid Company
NOx	:	Nitrogen Oxides
NPV	:	Net Present Value
ODA	:	Official Development Assistance
OEM	:	Original Equipment Manufacturer
OPS	:	Operator work Station
PCB	:	Poly Chlorinated Biphenyl
PIU	:	Project Implementing Unit
PLC	:	Programmable Logic Controller
P/Q	:	Pre-Qualification
PSR	:	Project Status Report
RI/O	:	Remote Input Output
SOx	:	Sulphur Oxides
SPM	:	Suspended Particulate Matter
Tg.	:	Tugrug (Mongolian currency)
TPP	:	Thermal Power Plant
WB	:	World Bank
WES	:	West Energy System

第 1 章

序 論

目 次

第1章 序 論

1.1	調査の背景	1-1
1.2	調査の目的	1-1
1.3	調査対象地域	1-1
1.4	調査期間	1-1
1.5	調査業務の内容	1-2
1.6	カウンターパート機関.....	1-2
1.7	調査団メンバー	1-2
1.8	現地調査行程	1-3

LIST OF TABLES

Table 1.7-1	Member of JICA Survey Team	1-2
-------------	----------------------------------	-----

第1章 序 論

1.1 調査の背景

モンゴル国（以下、「モ」国という。）では、近年の経済成長および首都ウランバートル市（人口115万人）への人口の一極集中に伴い、同市の電力・熱需要量が逼迫している状況にあり熱電施設の新設および既存施設の改修が急務となっている。そのため、「モ」国政府は、既存の非効率な発電所（第2および第3火力発電所）を廃止し、既設第4火力発電所および第5火力発電所新設（計画中）により首都圏電力/熱供給を行う計画である。第4火力発電所（1983年建設）は、ウランバートル市を中心とした中央電力系統（CES）の約70%の電力需要と、ウランバートル市の約65%の熱需要を担う基幹電/熱源である。しかしながら一部設備の老朽化等のために月平均1回以上タービンが稼働停止となる等、安定操業に課題を抱えているところ、第4火力発電所を将来も引き続き基幹電/熱源として運用するためには、早急な設備更新・改善が必要である。

「モ」国政府の長期国家開発戦略（2007～2021年）においては、エネルギー部門の効率向上と供給信頼度の確保が掲げられているほか、「モ」国政府の「政府行動計画（2008～2012）」においても、安定的な電力・熱供給の確保が政策目標として掲げられている。

以上を踏まえ、2011年11月に「モ」国政府とJICAが協議を行った結果、第4火力発電所改修等を目的とする円借款案件の形成に向けて協力準備調査を実施すべきとの共通認識に達した。その後、JICAと「モ」国政府は、協議を経て協力準備調査の内容について合意し、その内容を協議議事録に取りまとめた。

かかる経緯を踏まえ、本調査は、既存の「モ」国電力・熱供給セクター調査のレビューや、「モ」国政府機関および他ドナーからの情報収集等を通じ、主として同市における電力/熱供給セクターの現状および開発の方向性を整理するとともに、第4火力発電所の改修ニーズを整理・評価し、開発効果の高い有償資金協力候補案件の形成に資することを目的とするものである。

1.2 調査の目的

本調査はウランバートル第4火力発電所改修事業について、当該事業の必要性、目的、事業概要、事業費、実施スケジュール、実施（調達・施工）方法、事業実施体制、運営・維持管理体制、環境社会への配慮等、円借款事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的とする。

1.3 調査対象地域

モンゴル国 ウランバートル市

1.4 調査期間

本調査は、2012年2月下旬から2013年1月下旬までの期間において実施される。

1.5 調査業務の内容

- a) 調査報告書等の関連資料・情報の収集・分析
- b) インセプション・レポートの作成・説明・協議
- c) モンゴル国電力・熱供給セクターのレビュー
- d) 第4火力発電所の現状調査
- e) 第4火力発電所改修方針の検討
- f) 高優先度案件にかかるフィージビリティ調査の実施
- g) 環境社会配慮検討
- h) インテリムレポートの作成
- i) ドラフト・ファイナルレポートの作成・説明・協議
- j) ファイナル・レポートの作成

1.6 カウンターパート機関

(1) 関係官庁

鉱物資源エネルギー省 (Ministry of Mineral Resources and Energy)

(2) 実施機関

ウランバートル第4火力発電所 (Thermal Power Plant No.4 Company)

(3) カウンターパートメンバー (第4火力発電所)

Research and Development Department

Head Mr. G. Galbadrakh
 Mr. Kh. Erdenebat
 Mr. Kh. Amgalanbaatar

1.7 調査団メンバー

調査の内容、技術面の基本方針を踏まえ、本調査の実施にあたっては、各々国内外で火力発電に関する業務経験を持つ適切な団員にて取り組んだ。

Table 1.7-1 Member of JICA Survey Team

担当業務	氏 名
1. 総括 (実施計画・熱供給計画・タービン・環境対策設備)	小泉 信愛
2. 火力発電設備 A (ボイラー、タービン、環境対策設備)	橋本 勝
3. 火力発電設備 B (制御設備)	富山 剛
4. 調達・施工計画	儀間 清盛
5. 組織制度/経済・財務分析	田中 哲郎
6. 環境・社会配慮	高尾 彰
7. 電気集塵装置ばいじん測定	米須 浩二

1.8 現地調査行程

(1) 第1回現地調査

団員：小泉、橋本、富山、田中、高尾、米須

期間：2012年3月12日から2012年3月25日

Date	Visited Authority / Action
3月12日	出国、ウランバートル着
3月13日	日本大使館、JICA、鉱物資源エネルギー省
3月14日	エネルギー庁、第4火力発電所
3月15日	第4火力発電所キックオフ打合せ
3月16日	第4火力発電所社長面談、環境省
3月17日	休日
3月18日	休日
3月19日	第4火力発電所、エネルギー規制局、エネルギー庁 国家給電指令センター
3月20日	第4火力発電所、中央地域送電会社、ウランバートル配電会社 電気集塵装置ばいじん測定
3月21日	第4火力発電所、環境省、電気集塵装置ばいじん測定
3月22日	第4火力発電所、環境省、電気集塵装置ばいじん測定
3月23日	第4火力発電所、大蔵省、JICA、電気集塵装置ばいじん測定
3月24日	電気集塵装置ばいじん測定
3月25日	帰国

(2) 第2回現地調査

団員：小泉、橋本、富山、儀間

期間：2012年4月22日から2012年5月1日

Date	Visited Authority / Action
4月22日	出国、ウランバートル着
4月23日	JICA、第4火力発電所
4月24日	第4火力発電所、電気集塵装置ばいじん測定
4月25日	第4火力発電所、国家給電指令センター 電気集塵装置ばいじん測定
4月26日	第4火力発電所、電気集塵装置ばいじん測定
4月27日	第4火力発電所、日本大使館、JICA
4月28日	休日
4月29日	休日
4月30日	第4火力発電所
5月1日	帰国

(3) 第3回現地調査（ドラフトファイナルレポートの説明）

団員：小泉、橋本、田中、富山、高尾、儀間

期間：2012年6月11日から2012年6月21日

Date	Visited Authority / Action
6月11日	出国、ウランバートル着
6月12日	JICA、第4火力発電所
6月13日	鉱物資源エネルギー省
6月14日	エネルギー庁
6月15日	日本大使館、JICA
6月16日	休日
6月17日	休日
6月18日	第4火力発電所
6月19日	第4火力発電所
6月20日	財務省
6月21日	帰国

(4) 第4回現地調査（機関車の調査）

団員：小泉

期間：2012年10月14日から2012年10月20日

Date	Visited Authority / Action
10月14日	出国、ウランバートル着
10月15日	JICA、第4火力発電所
10月16日	第4火力発電所
10月17日	第4火力発電所
10月18日	第4火力発電所、JICA
10月19日	第4火力発電所
10月20日	帰国

第2章

モンゴル国の経済状況

目 次

第2章 モンゴル国の経済状況

2.1	経済の基本構造	2-1
2.2	マクロ経済の動向.....	2-3

LIST OF TABLES

Table 2.2-1	Historical Key Economic Indicators	2-4
Table 2.2-2	Foreign Exchange Reserves	2-5

LIST OF FIGURES

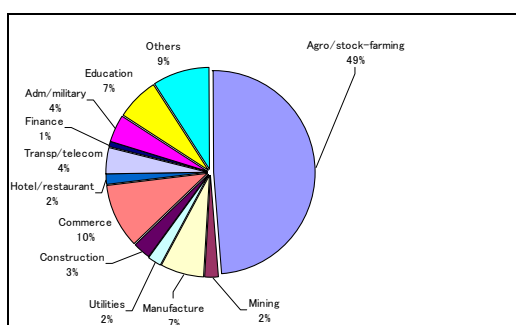
Fig.2.1-1	Employment Structure	2-1
Fig.2.1-2	GDP Structure by Industry	2-1
Fig.2.1-3	Mining and Manufacturing Output	2-2
Fig.2.1-4	Composition of Exports	2-2
Fig.2.1-5	Composition of Imports	2-3
Fig.2.2-1	GDP and GDP per capita	2-4
Fig.2.2-2	Inflation Rate, Interest Rate and Exchange Rate.....	2-5
Fig.2.2-3	Balance of International Payments	2-5

第2章 モンゴル国の経済状況

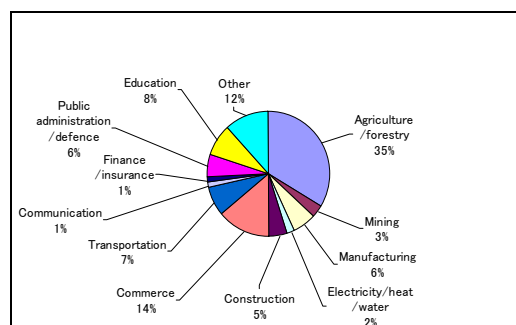
2.1 経済の基本構造

モンゴル国の面積は 1,564km²、人口は 2010 年末で 2,781 千人、人口の増加率は前年に対し 1.6% であった。都市部には 1,760 千人、地方村落には 1,020 千人が居住している。首都のウランバートルには全人口の約 40%、1,152 千人が集中しており、極端な一極集中となっている。

2010 年での生産活動人口は 1,147.1 千人で、この内就業者は 1,033.7 千人、失業率は 9.9% となっており、2009 年の 11.6% より改善されている。就業構造は Fig.2.1-1 に見られるように、35% 近くの就業者が農林牧畜に従事しており、現在においても最大の雇用先になってはいるが、2000 年では約 50% が同産業に従事していたことを考えると、下降の傾向にあることが伺える。



(1) as of 2000

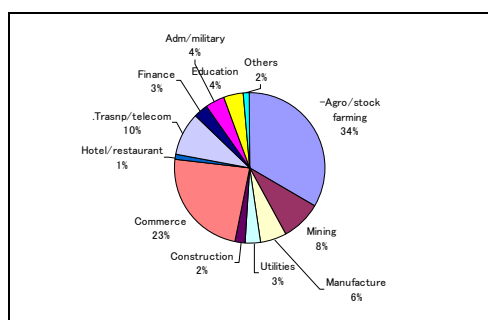


(2) as of 2010

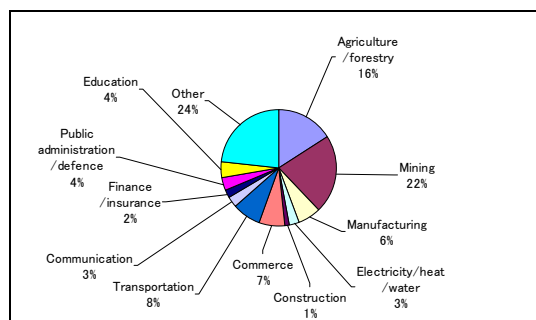
(Source: Mongolian Statistical Yearbook, 2000 & 2010)

Fig.2.1-1 Employment Structure

国内総生産から見た産業構造は Fig.2.1-2 に見られるように、鉱業が 22% を占めており最大の産業となっていることが分かる。2000 年時点では農牧畜が 34% と最大の産業であり、鉱業は 8% しか占めていなかったことを考えると、この 10 年で鉱業が急速に発展してきた一方、伝統の農牧畜が大きく下落していることが伺える。



(1) as of 2000

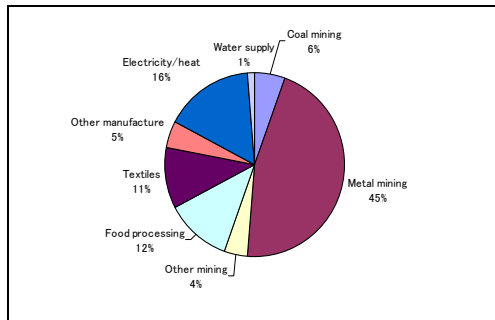


(2) as of 2010

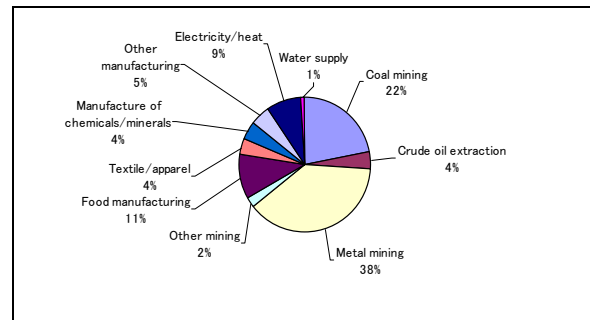
(Source: Mongolian Statistical Yearbook, 2000 & 2010)

Fig.2.1-2 GDP Structure by Industry

電力・熱・水供給を含む鉱工業生産高を Fig.2.1-3 で見ると、金属採鉱が 38%でこれに続いて石炭採掘が 22%となっている。製造業では、農牧畜業の産物の加工を主に行っていた繊維・衣料が 4%、食品加工が 11%となっている。2000 年には繊維・衣料が 11%を占めていたが、大きく下落している。2000 年当時には見られなかった原油採掘が 4%を占めている。なお、エネルギー部門の電力・熱は 9%である。



(1) as of 2000

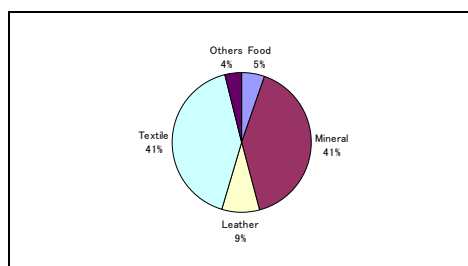


(2) as of 2010

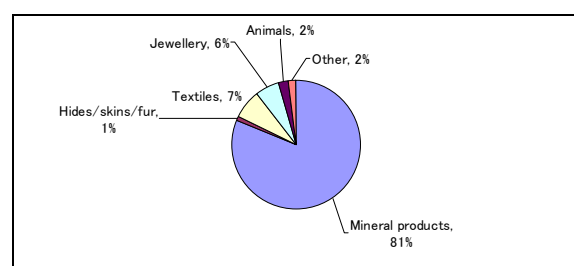
(Source: Mongolian Statistical Yearbook, 2000 & 2010)

Fig.2.1-3 Mining and Manufacturing Output

対外貿易では、Fig.2.1-4 に見られるように圧倒的に鉱産物の輸出が突出している。2000 年では鉱産物と繊維製品ともに 40%程度であったが、輸出構造が大きく変化してきていることが分かる。一方輸入では、Fig.2.1-5 で見られるように、鉱産物が 25%となっているが、これは石油製品が含まれるためである。これに続いて機械・家電製品が 21%と、輸入構造は 2000 年前と大きくは変化していない。



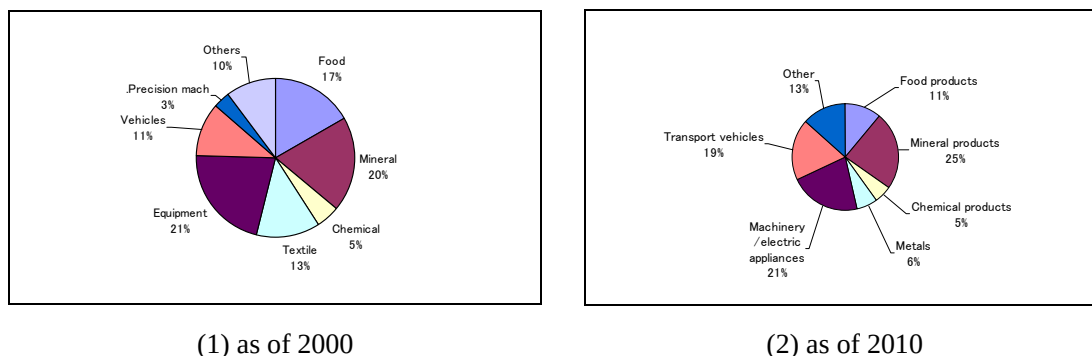
(1) as of 2000



(2) as of 2010

(Source: Mongolian Statistical Yearbook, 2000 & 2010)

Fig.2.1-4 Composition of Exports



(1) as of 2000

(2) as of 2010

(Source: Mongolian Statistical Yearbook, 2010)

Fig.2.1-5 Composition of Imports

2.2 マクロ経済の動向

モンゴル経済は、2004年に経済成長率が前年比10.6%と1990年の市場経済化以降初めて2桁の伸びを記録したのに続き、2005年は7.3%、2006年は8.6%、2007年は10.2%と推移し、1人当たりGDPは2004年から2007年までの3年間で約2倍に急増する等大幅に拡大した。しかしながら、2008年の世界的な金融危機や輸出主要産品である銅の価格暴落の直撃を受けた結果、深刻な経済危機に見舞われ、2009年の実質成長率は、2008年の前年比8.9%増から一気に同1.3%減まで落ち込むこととなった。その後、2010年に入り、鉱物資源分野の順調な発展に加え、鉱物資源の国際相場の回復が内需の拡大を後押ししたことにより、2010年の経済成長率は6.1%となり、モンゴル経済は着実に回復しつつある。

2008年の世界的な金融危機や経済危機の影響は、2008年から2009年のモンゴル経済に大きく影響を及ぼしていることが、経済成長率以外でも見られる。インフレ率は2008年に28%にも達し、政府財政では上記の2年に大きな赤字を計上している。国際収支上でも、経常収支で2008年に大きな赤字となり、外貨準備高が輸入額の2ヶ月分まで落ち込んだ。しかしながらその後は主要指標が上向いており、モンゴル経済が回復しつつあることが分かる。

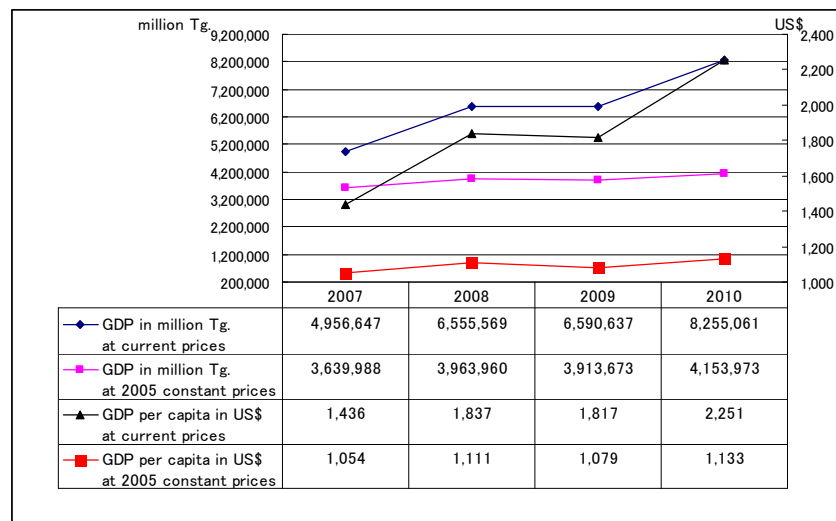
Table 2.2-1 に至近年でのモンゴルの主要経済指標の推移を示す。

Table 2.2-1 Historical Key Economic Indicators

	2007	2008	2009	2010	Average
GDP growth rate (%)	10.2%	8.9%	-1.3%	6.1%	6.0%
Inflation rate (%)	9.6%	28.0%	8.0%	10.1%	13.9%
Fiscal balance (of GDP: %)	2.69%	-4.52%	-5.20%	0.03%	-1.8%
Fiscal balance excluding grants (of GDP: %)	2.24%	-4.77%	-5.49%	-0.39%	-2.1%
Current account balance of payments (of GDP: %)	6.80%	-4.50%	12.16%	13.80%	7.1%
Current account balance of payments excluding grants (of GDP: %)	4.24%	-5.13%	10.86%	13.04%	5.8%
Foreign exchange reserves (months of import amount)	4.6	2.0	5.6	6.1	4.6
Debt service ratio (%)	2.1%	2.7%	4.7%	5%	3.6%

(Source: Mongolian Statistical Yearbook, 2010 and Bank of Mongolia & World Bank database)

Fig.2.2-1 にGDPと1人あたりのGDPの推移を示す。なお、2010年のGDPは日本円に換算¹すると約5,215億円である。GDPは現行価格で、2007年に比し約1.7倍、一人あたりでは1.6倍近くにも伸びている。



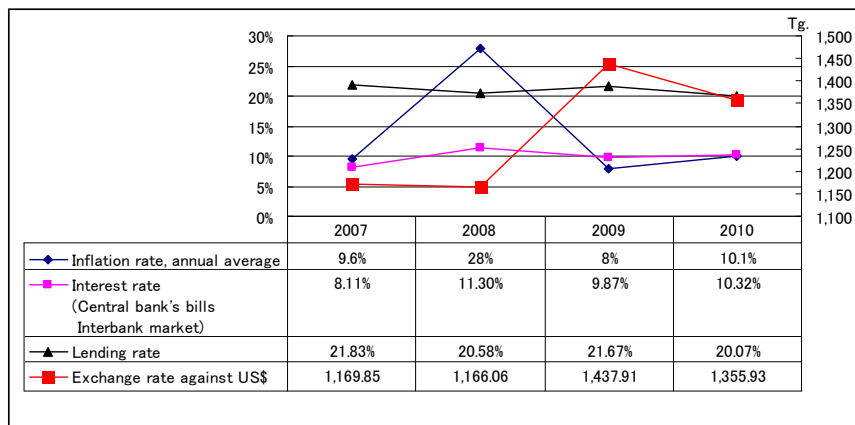
(Source: Mongolian Statistical Yearbook, 2010)

Fig.2.2-1 GDP and GDP per capita

Fig.2.2-2 にインフレ率と金利（中央銀行証券および商業銀行貸出金利）、為替レートの推移を示す。インフレ率が2008年には28%にも達したが、その後は急速に回復している。モンゴル通貨トゥグルグは2007年に比し米国ドルに対し約15%減価している。商業銀行の貸出金利が極め

¹ 2012年3月19日のレート: \$1=1,320Tg.= ¥83.38

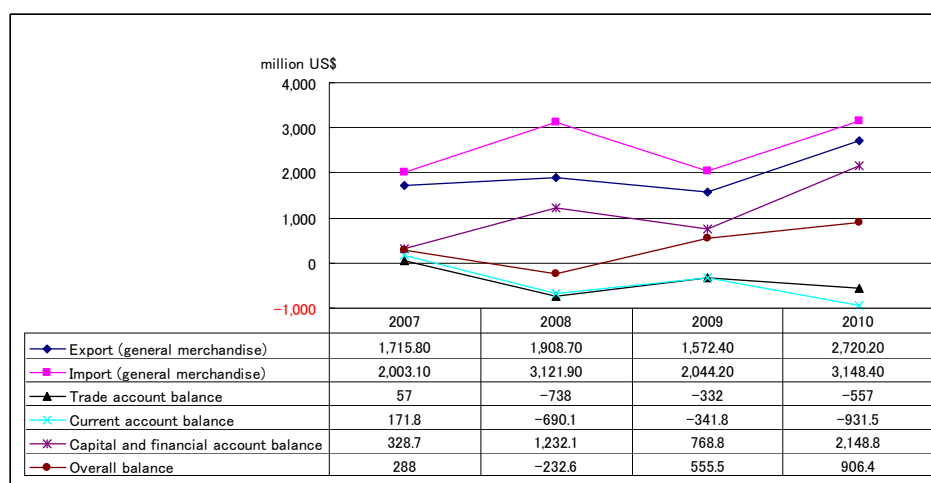
て高い水準で推移しているが、インフレ懸念のみならず、産業の信頼度がまだ低い水準にあるためと思われる。



(Source: Mongolian Statistical Yearbook, 2010 & Bank of Mongolia)

Fig.2.2-2 Inflation Rate, Interest Rate and Exchange Rate

Fig.2.2-3 に国際収支の貿易収支・経常収支・資本収支・総合収支の推移を示す。なお、経常収支の赤字を資本収支が補っているが、主要な流入は直接投資で、2010 年では資本収支の73%(US\$ 1,573.6 million)を占めている。Table 2.2-2 に外貨準備高の推移を示す。2008 年を除き外貨準備高は輸入額の4ヶ月以上を維持しており、問題のない水準である。



(Source: Mongolian Statistical Yearbook, 2010)

Fig.2.2-3 Balance of International Payments

Table 2.2-2 Foreign Exchange Reserves

	2007	2008	2009	2010
Forex reserves: US\$ million	972.4	637.2	1,145.3	2,091.2

(Source: Mongolian Statistical Yearbook, 2010)

第3章

エネルギーセクターのレビュー

目 次

第3章 エネルギーセクターのレビュー

3.1	エネルギーセクターの体制.....	3-1
3.2	エネルギーセクターの運営状況.....	3-6
3.2.1	電源構成と電力供給状況	3-6
3.2.2	熱供給の状況	3-10
3.2.3	エネルギーセクターの事業体の経営	3-11
3.2.4	料金制度と料金水準	3-14
3.3	需要想定	3-18
3.3.1	電力需要想定	3-18
3.3.2	熱需要想定	3-20
3.4	エネルギー政策と新規電源開発.....	3-21

LIST OF TABLES

Table 3.1-1	Energy Companies Created by New Energy Law.....	3-4
Table 3.2-1	Coal-fired Thermal Power Plants in Mongolia	3-6
Table.3.2-2	Import Power Max	3-10
Table 3.2-3	Subsidy from the Government, 2011 (Unit: million Tg.).....	3-14
Table 3.2-4	Tariff of Main Energy Companies	3-16
Table 3.3-1	Power Supply and Demand Balance of CES	3-18
Table 3.3-2	Power Supply and Demand Forecast of CES by ADB.....	3-19

LIST OF FIGURES

Fig.3.1-1	Power Sector of Mongolia	3-2
Fig.3.1-2	Heat Sector of Ulaanbaatar	3-3
Fig.3.2-1	Generation Mix of Mongolia	3-6
Fig.3.2-2	History of Generation, Supply and Station Use of CES.....	3-7
Fig.3.2-3	History of Station Use of 5 TPPs of CES.....	3-7
Fig.3.2-4	Utilization of Installed Capacity of CES.....	3-8
Fig.3.2-5	Utilization of Installed Capacity of Thermal Power Plants.....	3-8
Fig.3.2-6	Transmission and Distribution Loss.....	3-9
Fig.3.2-7	Import from Russia	3-9
Fig.3.2-8	History of Heat Supply of Central Region.....	3-10
Fig.3.2-9	Heat Supply by 3 TPPs in Ulaanbaatar	3-10
Fig.3.2-10	Profit and Loss of Main Energy Companies of CES	3-11

Fig.3.2-11	Profit and Loss of TPP4	3-12
Fig.3.2-12	Receivables and Payables of Main Energy Companies	3-12
Fig.3.2-13	Composition of Receivables of Energy Companies.....	3-13
Fig.3.2-14	Composition of Payables of Energy Companies.....	3-13
Fig.3.2-15	Payables to Coal mines of Main Energy Companies	3-13
Fig.3.2-16	Receivables from Main Energy Companies of Coal Mining Companies	3-14
Fig.3.2-17	History of Power Tariff	3-15
Fig.3.2-18	History of Heat Tariff.....	3-16
Fig.3.2-19	Historical Import Prices from Russia and Payments to Russia	3-16
Fig.3.2-20	Cash Management System of Single Buyer Model	3-17
Fig.3.2-21	History of Revenue Collection Rate of CES.....	3-17
Fig.3.3-1	Power Demand Forecast of CES by NDC	3-19
Fig.3.3-2	Heat Demand Forecast.....	3-20
Fig.3.4-1	Planned Interconnection of CES	3-24
Fig.3.4-2	Implementation Plan of TPP5	3-26

第3章 エネルギーセクターのレビュー

3.1 エネルギーセクターの体制

1921 年以来ソビエト連邦の社会主義体制に組み込まれ、COMECON の一員としてのモノカルチャータ的な経済構造を形成し、エネルギーについても社会主義的な国家による発送配電の一貫運営が長年にわたりなされてきていた。エネルギーを受ける側の国民も、エネルギーは国家が提供するものであるとの考えが浸透しており、その料金も名目的な低い水準のままで推移してきていた。

1990 年のソ連邦崩壊によりモンゴルは自由化を余儀なくされ、1992 年以降今日に至るまで自由化の道を歩むため、社会主義的な体制であったエネルギーセクターについても、世銀を中心とした国際援助機関からの支援を受けつつ、市場経済化に向けて様々な改革がなされてきた。主要な課題は、次の3点であった。

- A. エネルギーセクターの市場経済化に向けての体制改革
- B. エネルギーセクターの各事業者の経営課題の解消
(料金制度の改革と各事業体の累積赤字解消・料金回収の向上と三角債¹や累積売掛金・買掛金の解消)
- C. 供給力の向上とエネルギーセキュリティの確保
(既存発電所の改善・送配電ロスの減少・新規電源開発・民間の参入)

本章では、エネルギーセクターの状況をレビューする中で、この3つの課題について、これまでどのような進展が見られたのかを検討することとする。まずは、課題Aのセクター改革について見ることにする。

2001 年4月新エネルギー法が公布され、これまでの国営による発送配電の一貫体制の垂直統合から、水平分割（発電・送電・配電・給電・供給のアンバンドル化）を行い各事業体を株式会社化した。これらエネルギー企業は、同法で設立された ERA（エネルギー規制局：現在は ERC に名称変更）より事業ライセンスを取得し、ERA の規制に従う義務を負うこととなった。また、2008 年の行政改革において、全てのエネルギー部門を統括する省庁として、現在の MMRE（鉱物資源エネルギー省）が設立され、その外局の EA（エネルギー庁）が上記のうち、NDC（国家給電指令センター）を除く 18 社を管轄している。また、新規プロジェクトについても EA が管轄することとなり、既存の事業者のものではない新規プロジェクトについては、その実施組織として PIU（Project Implementation Unit）を設立することとなっている。

現在の電力セクターの体制を Fig.3.1-1 に示す。

¹ 発電所が石炭代金を未払いとなると、石炭会社は電気代を支払うことができなくなる。また、政府系の組織（公営の病院・学校も含む）が電気代を支払えない場合には、税金との相殺を行ったりしていた。

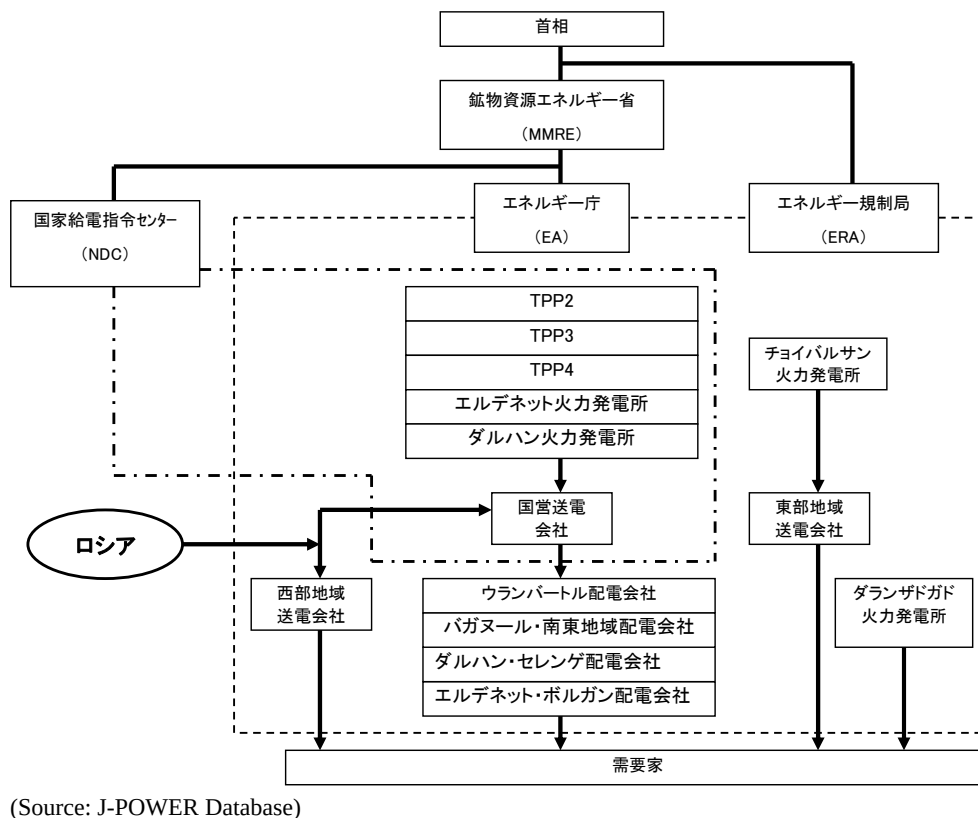


Fig.3.1-1 Power Sector of Mongolia

モンゴル全体の発電設備容量は約 920MW であり、その電力系統は主に 3 つに分かれる。首都のウランバートル市、製鉄のダルハン市、銅山のエルデネット市、炭鉱のバガヌール市を含む CES(中央電力系統)と、チョイバルサン市を中心とする EES(東部電力系統)およびロシアより常時供給を受けている西部地域の WES(西部電力系統)である。これらの電力系統と接続されていない地方では、各県(アイマグ)や郡(ソム)のアイマグ・ソムセンターにおいて公営としてディーゼル発電を行っている。

CES(中央系統)では NDC からの運転指令により、5ヶ所の発電所が運転を行い、発生した電力を送電事業者に送っている。NETGCO(国営送電会社)は電力を配電事業者 4 社に卸売りし、配電事業者が需要家に供給している。NDC はロシアとの融通電力を含め、CES のみの系統運用管理を実施している。EES(東部系統)では、送電事業者が配電事業も含め行っている。WES(西部系統)では、スタンドバイとしてディーゼル発電機が設置されているが、ロシアから輸入した電力を送電事業者が需要家に供給している。

一方熱エネルギーについては、ウランバートル市内の 3ヶ所の発電所から供給される温水はウランバートル熱供給会社、地域住宅局を経由して、需要家に供給されている。ウランバートル熱供給会社から、HCSA(地域住宅局)を経由せずに直接、需要家に供給される場合もある。HCSA 設備は所有せず、運営管理のみを行っている。Fig.3.1-2 に、現在のウランバートル市の熱供給事業体制を示す。

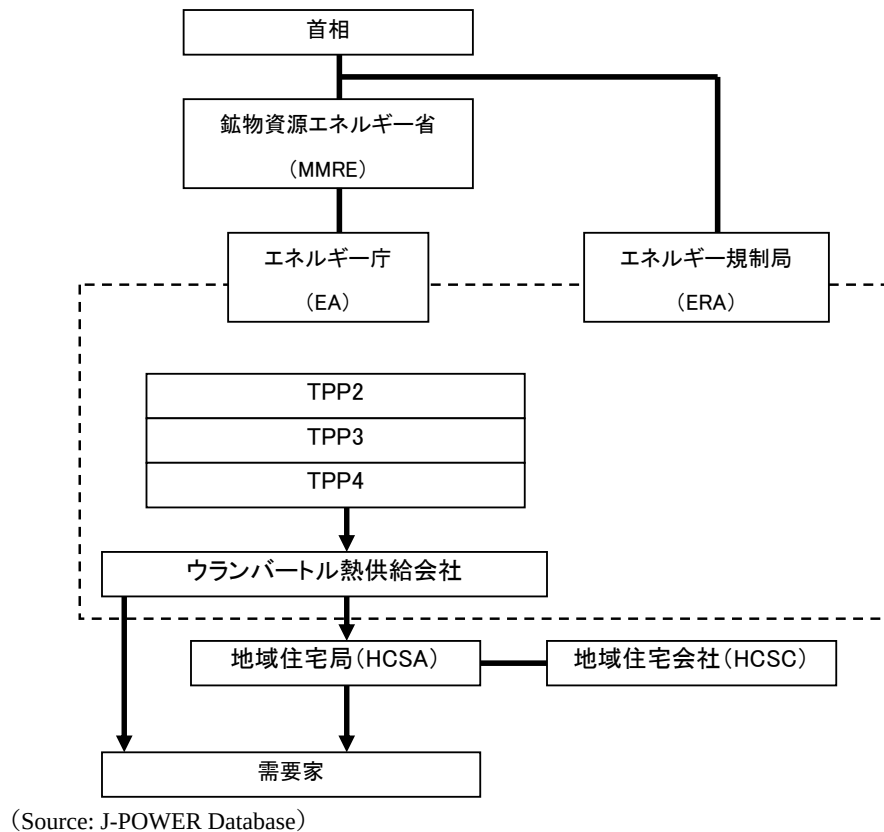


Fig.3.1-2 Heat Sector of Ulaanbaatar

エネルギー事業者は、Table 3.1-1 に示すとおり、発電7社、熱生産会社2社、給電1社、送電事業3社、配電事業4社および熱供給2社の合計19社あり、給電1社を除く18社が株式会社化された。当初は、市場経済化に向けて競争的な環境を整えようとして、民営化も考慮に入れていたが、今回の調査時点では、民営化についての進展は見られなかった。したがって、株式会社化したものの国有のままであるが、各事業者は国営時代からの意識から脱却して意識改革が進みつつあり、経営向上のための自助努力をしてくている。

現在のところ、政府関係機関の持ち株比率は、各会社に対し全て同じになっており、次に示す比率である。

- | | |
|---------------|-----|
| a) 鉱物資源エネルギー省 | 49% |
| b) 国有財産委員会 | 31% |
| c) 財務省 | 20% |

Table 3.1-1 Energy Companies Created by New Energy Law

事業種別	事業者名	事業者数
発電	ウランバートル第2火力発電所 (TPP2) ウランバートル第3火力発電所 (TPP3) ウランバートル第4火力発電所 (TPP4) エルデネット火力発電所 ダルハン火力発電所 チョイバルサン火力発電所 ダランザドガド火力発電所	7
熱生産	バガヌール熱生産会社 ナライハ熱生産会社	2
給電	国家給電指令センター	1
送電	国営送電会社 (NETGCO) 東部地域送電会社 西部地域送電会社	3
配電	ウランバートル配電会社 エルデネット・ボルガン配電会社 ダルハン・セレンゲ配電会社 バガヌール・南東地域配電会社	4
熱供給	ウランバートル熱供給会社 ダルハン熱供給会社	2
合計		19

(Source: Report on Mongolian Power Sector by Japan Electric Power Information Center Inc., 2010 Jan.)

この一連の改革により、Aの課題であるエネルギーセクターの基本的な体制改革はなされたと考えられる。しかしながら、電力セクターにおいては、NETGCOをシングルバイヤーとする改革モデルであるとしているが、発電や配電・供給事業への民間参入がなく、より安価な電力の調達を行い配電・供給会社に電力供給を行うべき NETGCO は電力供給の最終責任を負っているわけではなく、単なる発電あるいは輸入された電力の輸送を行っている状況である。運用上は NDC がロシアからの輸入を含め給電指令を出しているが、経済性に基づく指令ではなく、熱の生産を優先するためより発電原価の高い第2火力発電所や第3火力発電所の発電所をベース運用し、最も安価な第4火力発電所がこの2発電所ではカバーしきれないベース負荷とミドル・ピーク負荷に対応するよう給電指令が出されている。このため本来負荷追従性の低い石炭火力に無理な運転をしているため第4火力発電所の老朽化を早める一因ともなっている。また、第4火力発電所による供給は CES 全体の約 70% であり、より小規模の第2火力発電所と第3火力発電所等の他の発電所に対しスケールメリットによる優位性を有しているため、平等な競争にはならない。

このような現状を考えると、電力セクターの競争的環境の下での市場経済化は未だ途上半ばであるものと思われる。モンゴルの最大系統である CES においても 1,000MW にも満たない小規模な電力セクターにおいて、民間の参入があまり進展しないことも考えると、現在のような水平分割がモンゴルにとっての最適解かどうかは疑問が残るところではあるが、各事業体が国営企業体質から脱却して経営努力を行うようになってきているのは評価できるものとする。なお、モンゴル政府はエネルギーセクター改革として、Unbundling (分割) → Corporatization (株式会社化) → Commercialization (商業化) → Privatization (民営化) というステップを踏んで市場経済化を目指してきた。2013 年を、これまで行ってきた政策的な段階的な料金値上げやエネルギー企業への

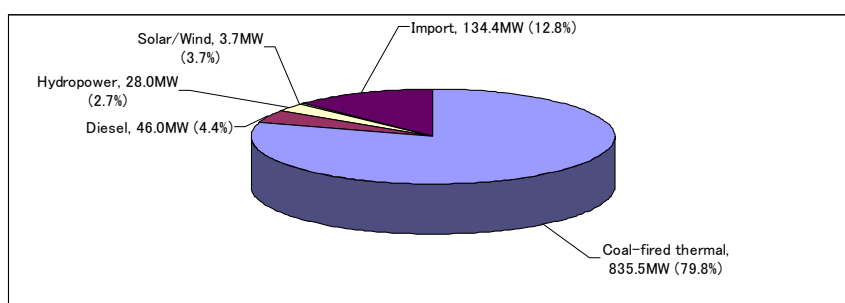
補助金の付与の最後の年とし、2014 年以降はCommercialization、Privatizationの段階として、料金を「自由化」²し民間企業のエネルギーセクターへの参入を促進したいとしている。

² ERCとしてはPrice Indexation（物価スライド制）を導入してプライスカップ規制を行う意図のようである。

3.2 エネルギーセクターの運営状況

3.2.1 電源構成と電力供給状況

モンゴル全体の MW ベースの電源構成を Fig.3.2-1 に示す。この図には、ロシアからの輸入を含めている。全体の約 80%が石炭火力で、これに続いてディーゼルが約 4%である。ロシアからの輸入が 13%近くを占めている。このことは、モンゴルの電力供給が1国のみで自立している状況にはないことを示しており、エネルギーセキュリティが確保されていないと言える。しかも、ロシアからの輸入はピーク対応として行われており、電力系統の安定に重要な役割を担っており、エネルギーセキュリティの観点からも国内での水力発電等の負荷追従性の高い電源の開発が求められている。



(Source: Presentation Material of EA General Director in May 2010)

Fig.3.2-1 Generation Mix of Mongolia

2011 年における電気事業者の発電設備容量は 916MW で、その電源構成は、石炭火力 93.5%(856MW)、水力 3.0%(28MW)、ディーゼル 2.8%(26MW)、再生可能エネルギー0.6%(6MW)と圧倒的に石炭火力の割合が大きい。

モンゴルの石炭火力発電設備を Table 3.2-1 に示す。CES では、第4火力発電所以外の発電所では、老朽化により、設備能力での発電ができていない。

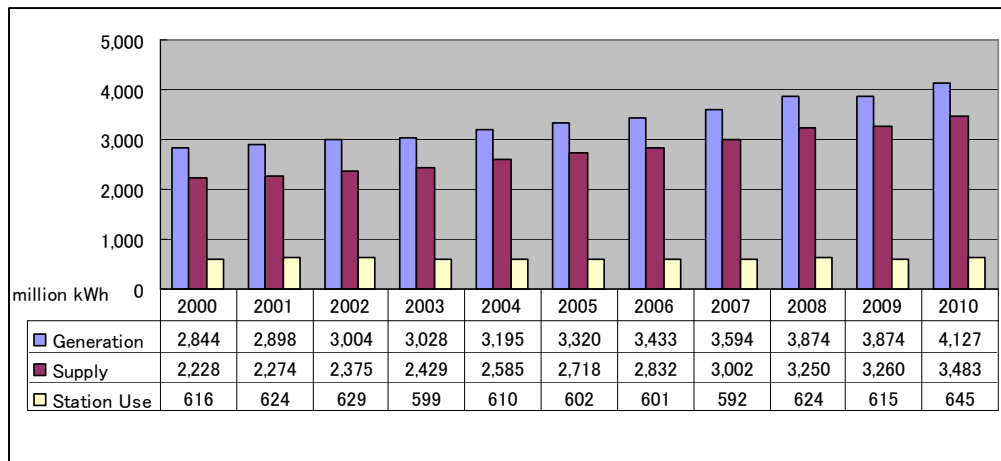
Table 3.2-1 Coal-fired Thermal Power Plants in Mongolia

System	Power & Heating Plant	Installed Capacity (MW)	Available Capacity (MW)	Start Year of Operation	Expected Years of Retirement
CES	Ulaanbaatar TPP2	21.5	18	1961 – 1969	2014
	Ulaanbaatar TPP 3	136.0	105	1968 – 1982	2015 – 2030
	Ulaanbaatar TPP4	580.0	580	1983 – 1991	After 2030
	Darkhan CHP	48.0	39	1966; 1986	After 2030
	Erdenet CHP	28.8	21	1987 1989	After 2030
	Subtotal CES	814.3	763		
EES	Choibalsan CHP	36.0	–	1969; 1979	–
	Dalanzadgad Plant	6.0	–	2001	–
	Total	856.3	–		

(Source: ADB TA NO.7502-MON 2011)

中央系統では、ウランバートル市にある第2火力発電所(21.5MW)、第3火力発電所(136MW)、第4火力発電所(580MW)の3発電所と、ダルハン発電所、エルデネット発電所の5つの石炭火力発電所により供給されており、また、ロシアからはピーク用として電力が輸入されている。

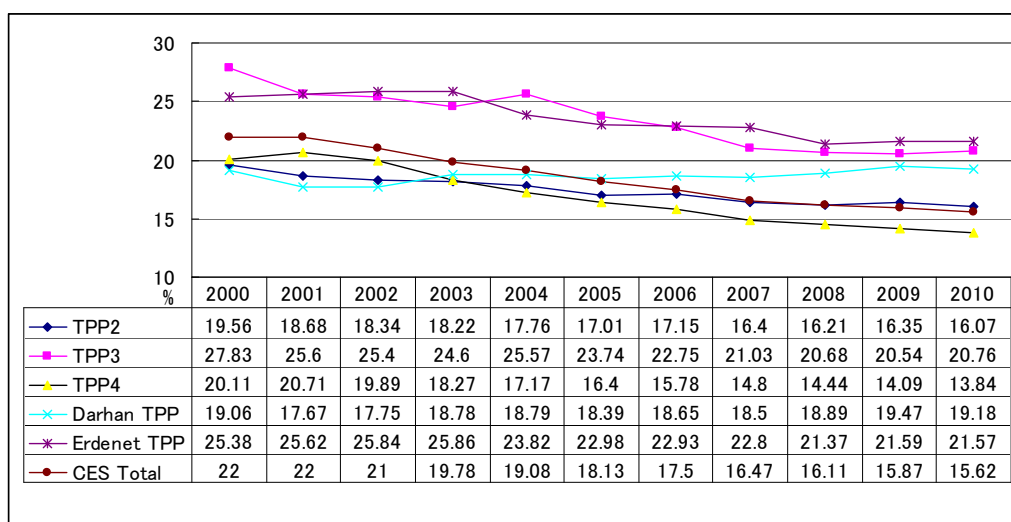
Fig.3.2-2 に中央系統における発電量と供給量と所内用使用電力の推移を示す。



(Source: ERA Statistics 2010)

Fig.3.2-2 History of Generation, Supply and Station Use of CES

発電量、供給量は需要増加、稼働率向上のため上昇傾向にある。発電電力量が増加すれば、これに比例して所内使用電力量も増加するが、所内用使用電力は横ばいに抑えられている。この所内用使用電力量を発電電力量で除した所内率を、中央系統の5つの発電所別に示したのがFig.3.2-3である。国際援助機関からの支援が多くなされてきた第3火力発電所と第4火力発電所の所内率の低下が顕著に見られる。

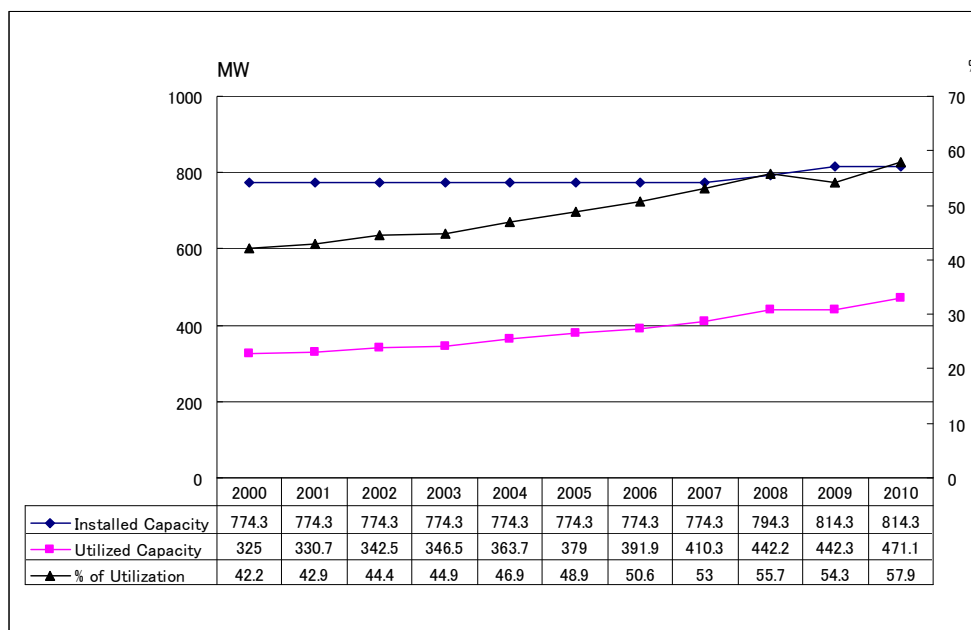


(Source: ERA Statistics 2010)

Fig.3.2-3 History of Station Use of 5 TPPs of CES

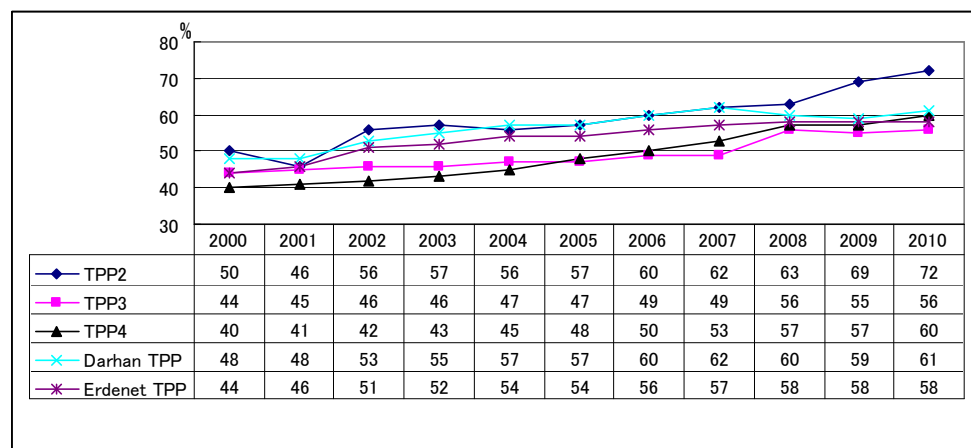
上記の2つの図に見られるように各発電所において所内率低減の努力がなされていることが伺われる。

一方、発電所の稼働率については Fig.3.2-4 に示すように上昇の傾向にあるが、2010 年でも設備出力に対し 60%に達していない。これは、老朽化による出力低下や事故停止の影響もあるが、第4火力発電所においては、事故停止ではなく、定期点検や、スタンバイによる影響が大きい。第4火力発電所の稼働率の詳細については、第4章で述べる。Fig.3.2-5 の各発電所の稼働率を見ると、個々の発電所での稼働率が上昇傾向にあり、この点でも各発電所が努力していることが伺われる。



(Source: ERA Statistics 2010)

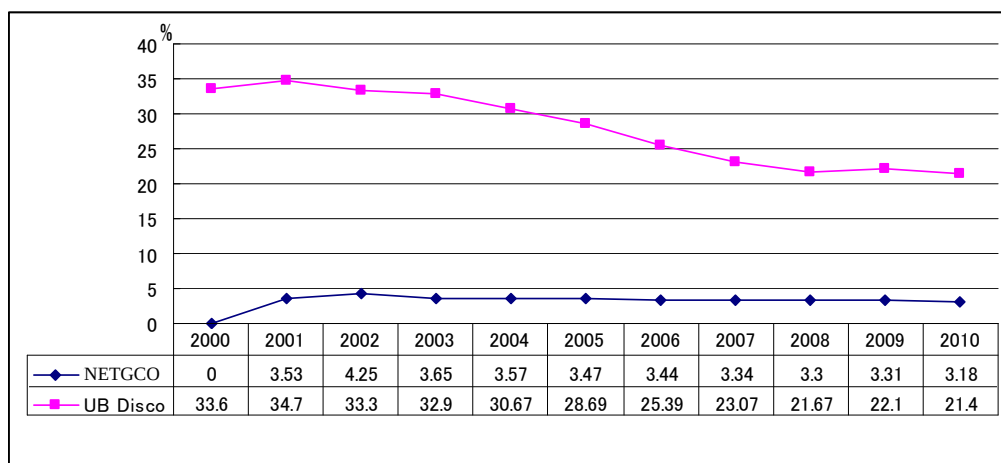
Fig.3.2-4 Utilization of Installed Capacity of CES



(Source: ERA Statistics 2010)

Fig.3.2-5 Utilization of Installed Capacity of Thermal Power Plants

次に、送配電ロスについて Fig.3.2-6 に示す。

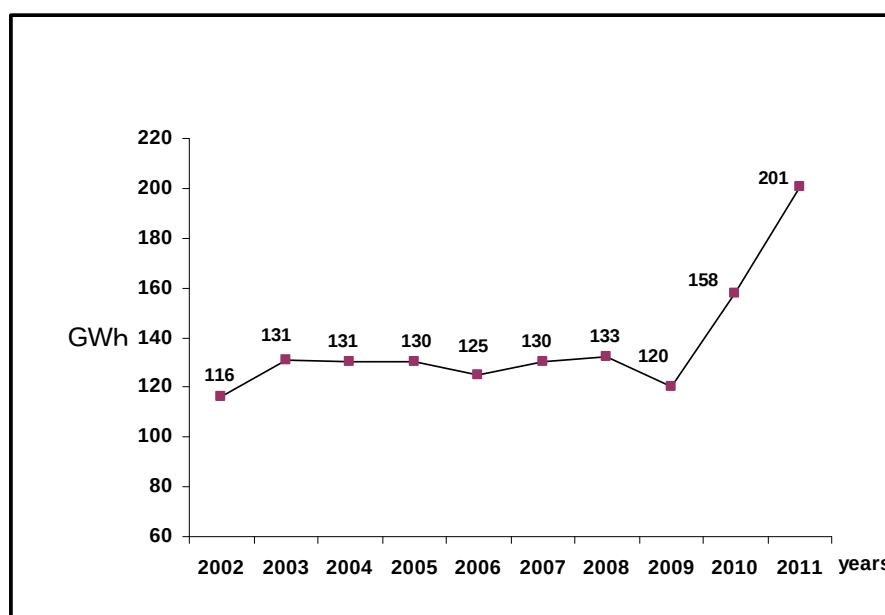


(Source: ERA Statistics 2010)

Fig.3.2-6 Transmission and Distribution Loss

上図で NETGCO の送電ロスがゼロとなっているのは、同社が未だ設立されていなかったためである。なお、ウランバートル配電会社の配電ロスは盗電もあるため 2010 年においてもまだ高い状態で、改善する余地が大きい。しかしながら、国際援助機関の支援を受けながら 10 年前の 30%以上のロスを減らしてきている努力は評価すべきものとする。

一方で、ロシアからの輸入電力に関し、年間の輸入電力量(MWh)、およびピーク時の電力(MW)をそれぞれ、Fig.3.2-7、Table.3.2-2 に示す。年間の輸入電力量については 2009 年以降、急な増加傾向が続いている一方で、ピーク電力は、増加していない。なお、ロシアと CES とは 220kV2 回線の送電線で関係されている。NETGCO に確認したところによると、送電容量は 300MW であるが、1 回線に事故が発生した場合には、CES に事故が普及する可能性があるため、CES の系統安定を考慮すると最大でも 250MW が限界とのことであった。



(Source: NDC Statistics)

Fig.3.2-7 Import from Russia

Table.3.2-2 Import Power Max

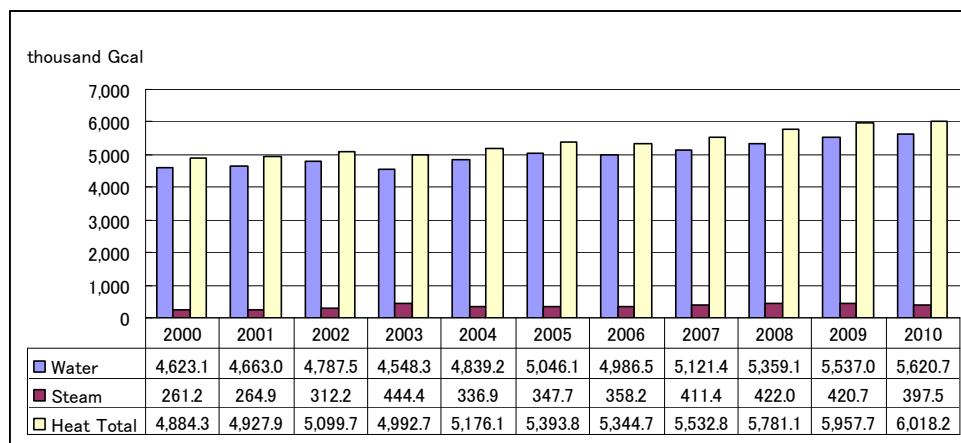
Years	MW			
	2008	2009	2010	2011
TPP4 planned maintenance	202	175	175	175
Normal regime	104	112	147	120

(Source: NDC Statistics)

以上より、課題Cの供給力の向上については、国際援助機関の支援もあって既設の電力設備の改善がなされつつあるが、近い将来供給力不足が予想されている状況には十分対応できるものではない。このため中長期的には大規模な新規電源の開発が必要である。これについては3.4項で述べることとする。

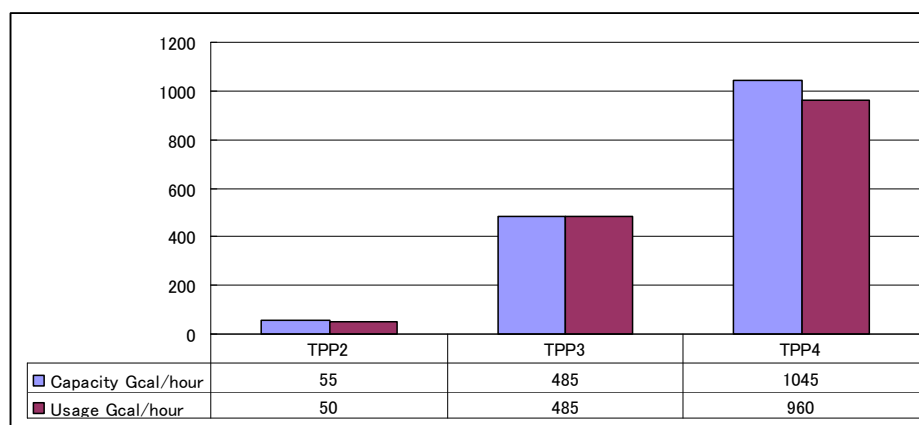
3.2.2 熱供給の状況

Fig.3.2-8 に熱エネルギーの供給の推移、Fig.3.2-9 にウランバートル市内の3発電所の供給状況を示す。



(Source: ERA Statistics 2010)

Fig.3.2-8 History of Heat Supply of Central Region



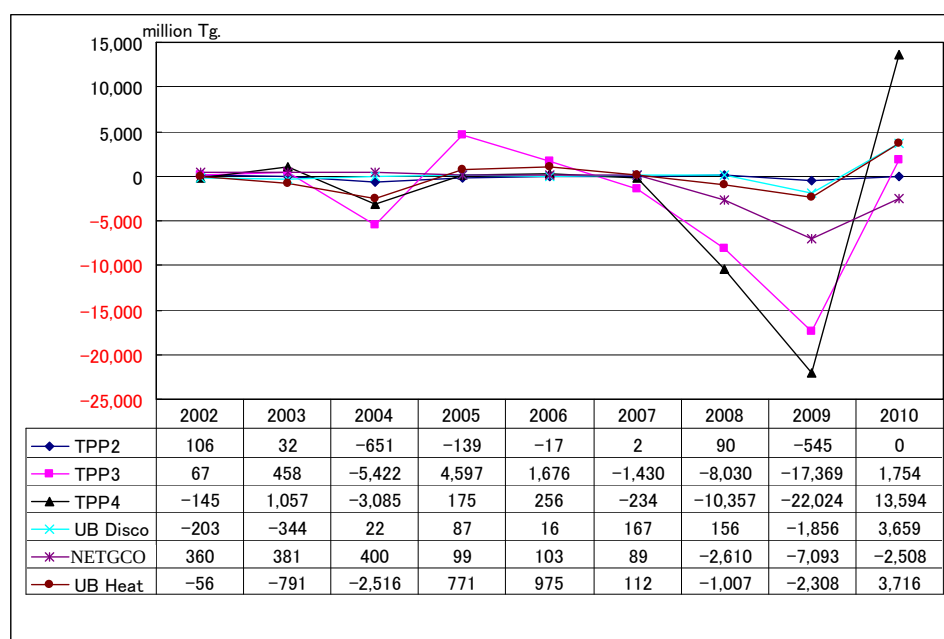
(Source: UB District Heating Co. 2011)

Fig.3.2-9 Heat Supply by 3 TPPs in Ulaanbaatar

2000年から2010年の約10年間で熱エネルギーの供給が2割程度増加している。これは同期間の電力供給の伸び率約1.6倍に比べると低く、年平均で2%程度である。しかしながら、現在ウランバートル市を中心とする地域では新規住宅地やビルの開発が続いており、熱需要は今後高くなるものと予想される。ウランバートル熱供給会社によると、新しく完成したビルに対しては、熱供給する余裕がないため、熱供給管の接続をしていないということである。また、Fig.3.2-9には、各発電所の熱供給能力と熱供給管が接続されている需要側の容量を示す。供給側から見ても第2火力発電所、第3火力発電所の各発電所ともその供給能力の限界に来ていることが示されているが、第4火力発電所については、第4章に示すとおり供給余力はある。

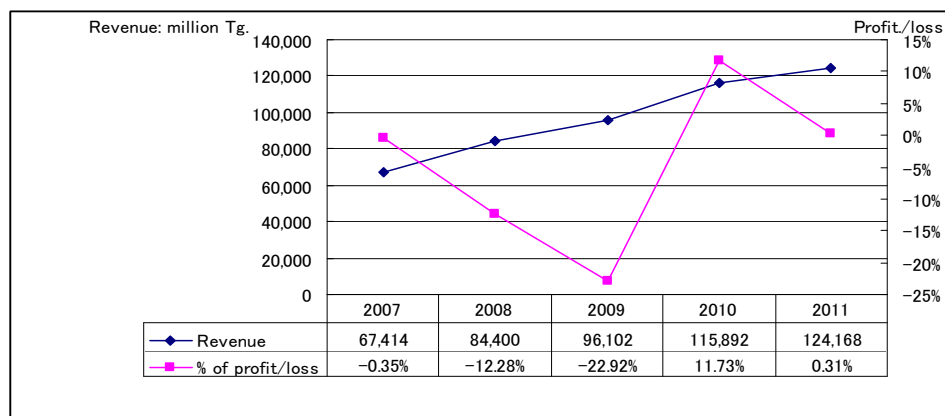
3.2.3 エネルギーセクターの事業体の経営

先に述べたように各事業体は株式会社化され、経営努力が求められているが、料金水準が低く抑えられてきたこともあり、多くの企業が長年赤字が続いてきていた。Fig.3.2-10に中央系統の主要な企業の業績の推移を示す。2010年に多くの企業が黒字転換しているが、これは料金の値上げと政府からの補助金があったことによるものと思われる。第3火力発電所や第4火力発電所でもかなりの損益の乱高下が見られるが、これは他企業に比較して収入規模が大きいことによるものであり、料金水準の変動に対し損益も大きくなるためである。近年第4火力発電所の電力・熱料金は上昇しているが、熱料金については原価を十分に賄う水準になく、電力料金で得た利潤が熱原価を補えない年に赤字となっている。因みにデータを入手した第4火力発電所の至近年の収入と利益・損失の割合を Fig.3.2-11 に示す。



(Source: ERA Statistics 2010)

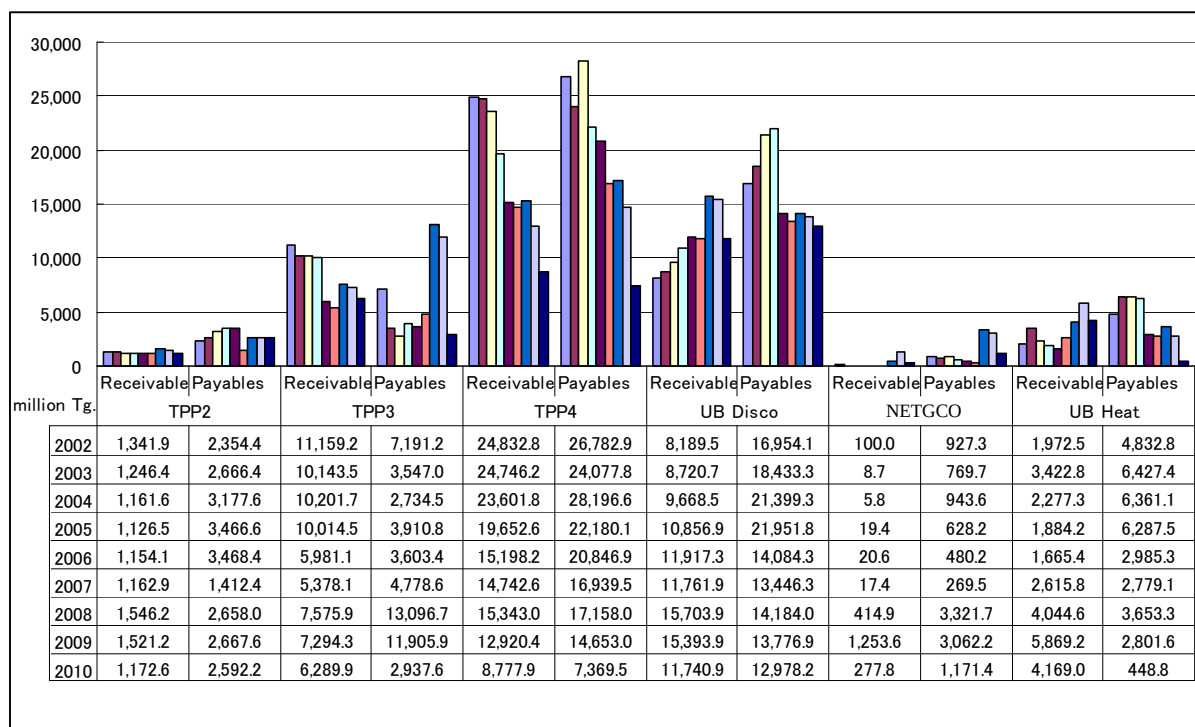
Fig.3.2-10 Profit and Loss of Main Energy Companies of CES



(Source: JICA Survey Team)

Fig.3.2-11 Profit and Loss of TPP4

次に主要なエネルギー企業の売掛・買掛の残高の推移を Fig.3.2-12 に示す。同図に示されているように、概ね減少の傾向ではあると言える。



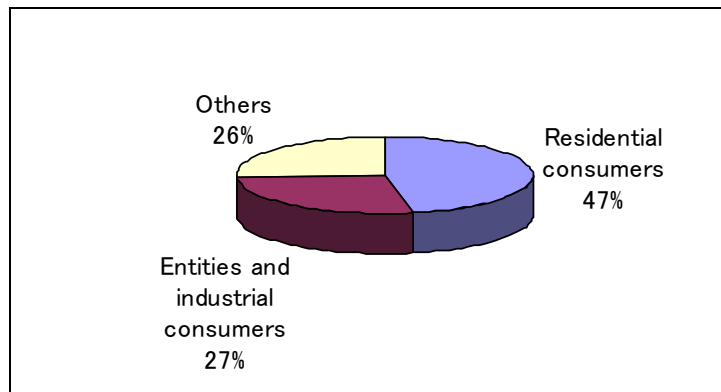
(Source: ERA Statistics 2010)

Fig.3.2-12 Receivables and Payables³ of Main Energy Companies

Fig.3.2-13、Fig.3.2-14 に売掛・買掛の相手先別の構成比率を示す。

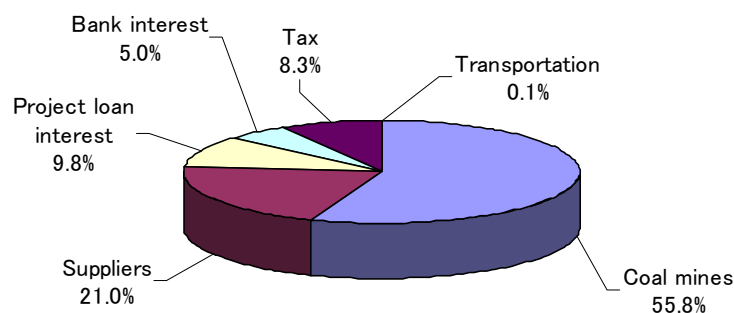
Fig.3.2-13 の売掛金は、これまでの売掛金の累積高である。1990 年代では一般家屋の電力需要が産業需要より大きく、また支払能力の低い世帯も多くあったため、一般家屋の売掛金残高も産業用に比べ大きくなっている。

³ ここで言う Payables（買掛金）には短期借入金利息や税の未払い分等を含んでいる。



(Source: ERA Statistics 2010)

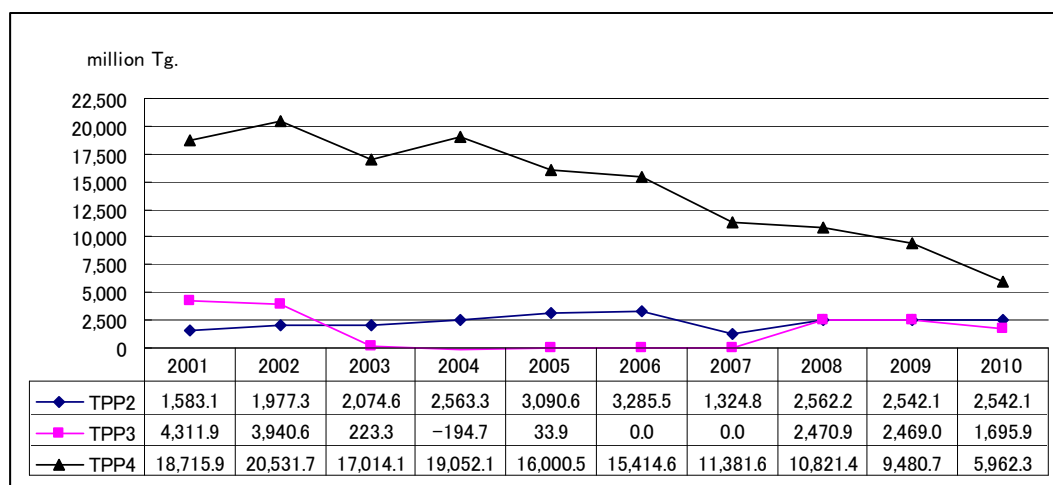
Fig.3.2-13 Composition of Receivables of Energy Companies



(Source: ERA Statistics 2010)

Fig.3.2-14 Composition of Payables of Energy Companies

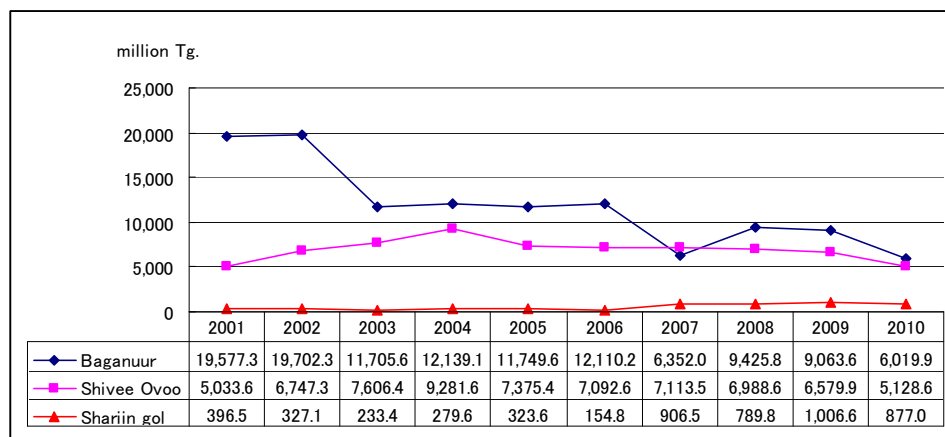
エネルギー企業の買掛金で圧倒的に大きいのが炭鉱会社に対する石炭購入代金である。主要発電所の炭鉱会社に対する石炭購入代金の買掛金の推移を Fig.3.2-15 で見てみることにする。また、併せて Fig.3.2-16 に主要炭鉱会社の主要発電会社に対する石炭販売代金の売掛金の推移を示した。



(Source: ERA Statistics 2010)

Fig.3.2-15 Payables to Coal mines of Main Energy Companies

第3火力発電所では2001年の買掛金が2010年には4割以下に、第4火力発電所では約3割にまで下がっている。第4火力発電所から入手したデータでは、2011年にはBagnuur炭鉱に対しては買掛金がゼロとなっている。また、Fig.3.2-16によると、2010年のBagnuur炭鉱の売掛金は2001年の頃の3割程度まで低下している。



(Source: ERA Statistics 2010)

Fig.3.2-16 Receivables from Main Energy Companies of Coal Mining Companies

以上から、課題 B の経営上の課題の一つとなっていた、かつて三角債と呼ばれたような売掛金・買掛金の累積問題は徐々に解消すべく努めてきていることが伺われる。しかしながら、累積赤字の課題については解消されつつあるとは未だ言えない段階である。因みに第4火力発電所の2011年度末における累積赤字額は、2010年度および2011年度に単年度黒字を計上しているものの、170億Tgとなっている。なお、第4火力発電所の累積赤字額については第4章のTable 4.1-4を参照されたい。

モンゴル政府は、料金を低く抑えてきたことによる累積赤字の対策として、Table 3.2-3に示すように2011年には中央7社に対し補助金を出している。また第4火力発電所のヒアリングによると、2011年末には同社の借入金残高の21%にあたる18.9億Tgが政府により肩代わりされたとのことである。

Table 3.2-3 Subsidy from the Government, 2011 (Unit: million Tg.)

TPP2	TPP3	TPP4	Darkhan TPP	Erdenet TPP	NETGCO	Darkhan Heat
1,080	2,980	3,738	2,280	2,280	1,800	500

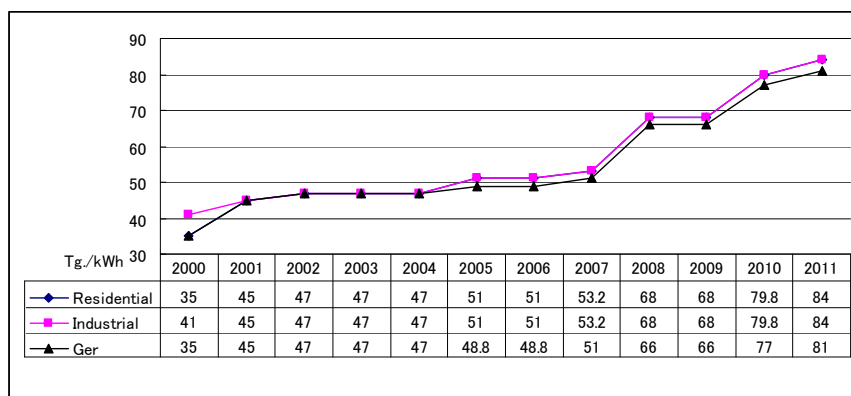
(Source: Financial and Economic Analysis 2011, ERA)

3.2.4 料金制度と料金水準

これまでの料金制度の改革は市場経済化への第1歩としての原価主義への道のりであった。2001年から導入されたInterim Method（暫定方式）や2004年に導入された現行のPermanent Methodology（恒久方式）は、ともにレートベース方式⁴を基にしている。しかしながら、政治的な配慮により、減価償却を料金原価として、十分に考慮してこなかったこともあり、エネルギー

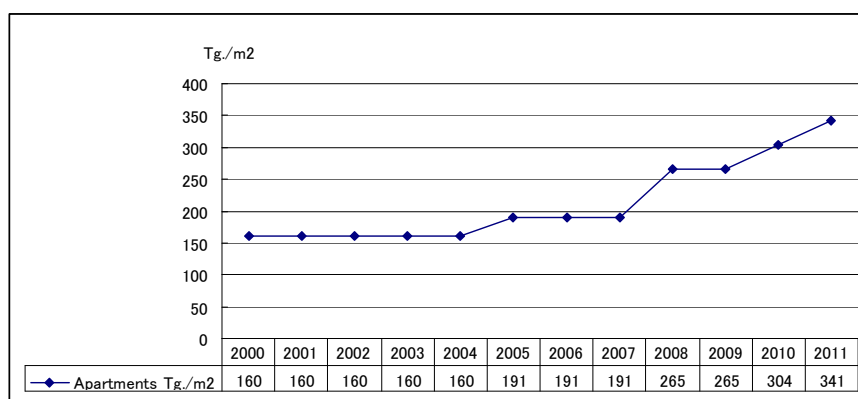
⁴ 料金原価=運転費用+利息であるが、これに適正利益として資本調達に係わるコスト率が純固定資産額に対してかけられ、原価+利益として料金が設定される方法。

料金は低い水準に抑えられてきた。Fig.3.2-17, 3.2-18 に小売電力料金と、小売熱料金の推移をそれぞれ示す。しかし、モンゴル政府としては、エネルギーセクターを市場経済化し民間の参入を促進するという政策のもと、Fig.3.2-17 に示すように 2010 年までの間に小売電力料金を 6 回値上げすることを ERA に認めてきた。しかしながら、今後はこれまでの段階的な政策的値上げは 2013 年に 115Tg./kWh に達したところで終え、2014 年以降は Price indexation（物価スライド制）によるプライスカップ規制⁵を行い、エネルギー企業の価格設定の自由度を高める意向のようである。エネルギー企業としてはプライスカップ以内であれば、各企業の原価に応じた料金を自由に設定することが可能となるが、原価が高い企業にとってはプライスカップ以内に原価を抑えることが求められることとなる。このように、プライスカップ規制は各企業の原価低減のための企業努力を促すこととなり、また価格設定の上限が明確になるので、民間からの新規参入の障壁を低くすることも意図しているものと思われる。これにより、モンゴル政府はこれまで進めてきたセクター改革を、Unbundling(分割)→Corporatization(株式会社化)から、今後は Commercialization(商業化)→Privatization(民営化)へと進めていきたいとしている。



(Source: ERA Statistics 2010)

Fig.3.2-17 History of Power Tariff



⁵ 電力や水道等の地域独占的な公益事業は原価主義による料金制度をとっている場合が多い。このため競争が働かず、料金水準の低下圧力がないため、原価低減等の企業努力を促すインセンティブがない。この欠陥の対策としてインセンティブ規制があり、原価低減をした企業には利潤を認めるという報酬を与え、十分な努力をしなかった企業にはペナルティーを与えるというものである。このインセンティブ規制の一つとして、プライスカップ規制がある。これにより上限の収入額が規制されるが、これ以下の料金設定であれば自由に価格設定が可能となる。一般的には、上限は物価上昇率から規制当局が定めた原価削減の目標率を差し引いたものとなる。

(Source: ERA Statistics 2010)

Fig.3.2-18 History of Heat Tariff

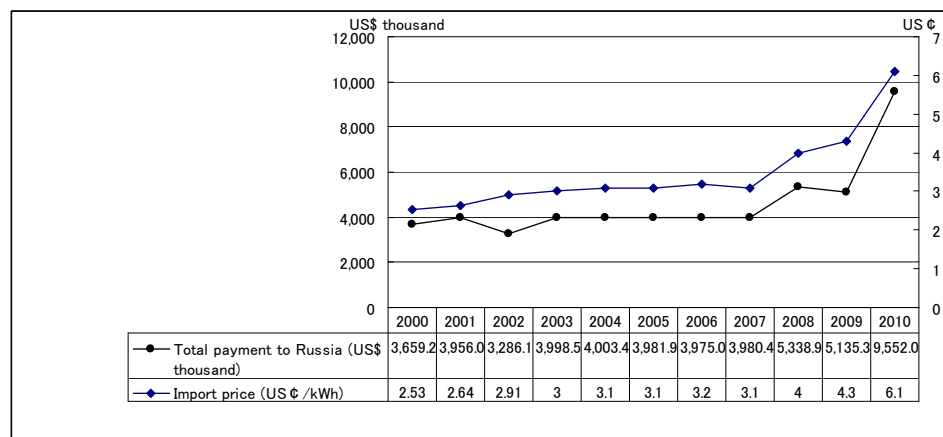
一方、生産者側の販売料金は、電力については現在 2 部料金制⁶になっており、熱については従量料金のみである。Table.3.2-4 に主要火力発電所とNETGCO、ウランバートル配電会社の料金を示す。

Table 3.2-4 Tariff of Main Energy Companies⁷

Tariff	TPP2			TPP3			TPP4			NETGCO	UB Disco
	Capacity tariff million Tg /month	Energy tariff Tg/kWh	Heat tariff Tg/Gcal	Capacity tariff million Tg /month	Energy tariff Tg/kWh	Heat tariff Tg/Gcal	Capacity tariff million Tg /month	Energy tariff Tg/kWh	Heat tariff Tg/Gcal	Energy tariff Tg/kWh	Energy tariff Tg/kWh
2001		32.21	3,550		32.94	3,550		23.05	2,550	2.04	5.94
2010		64.05	8,700		60.9	8,700		35.85	8,700	3.15	16.23
2011	262.8	54.94	*	652.7	64.52	*	1,554.80	31.95	*	4.43	20.94

(Source: ERA) note: *2050-8700 Tg./Gcal depending on season for hot water and 10,600-11,870 Tg./Gcal for steam.

Fig.3.2-19 にロシアからの輸入料金と支払額の推移を示す。



(Source: ERA Statistics 2010)

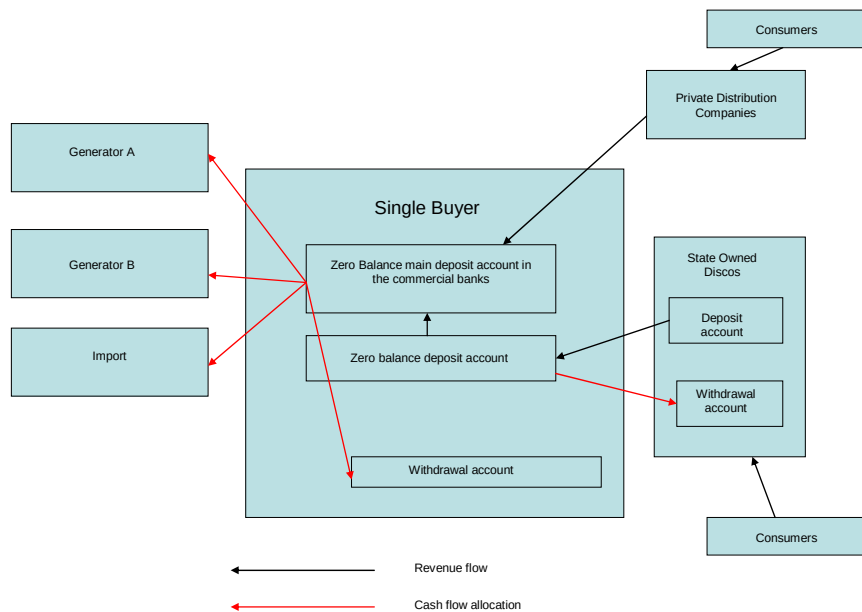
Fig.3.2-19 Historical Import Prices from Russia and Payments to Russia

上記表によると 2008 年以降輸入料金が上昇し、またこれに伴いロシアへの支払額も増加している。これは、NDC に確認したところ、2008 年にロシア側の電力料金構造が、最大電力(MW)に対応するキャパシティーチャージと電力量(MWh)に対応するエネルギーチャージの 2 部制となり、キャパシティーチャージが契約時の計画値より実際の輸入電力が超過した場合にはペナルティーとして高い料金が請求されるようになったためとのことである。この背景には近年のシベリア開発の進展によるシベリア側の需要増があるとのことであった。

料金に係わるもう一つの問題は料金回収の問題であった。現在、Cash Management System of Single Buyer Model と称した Fig. 3.2-20 に示した料金回収メカニズムを導入して効果を上げている。

⁶ 消費量とは関係なく料金が発生する基本料金と消費量に比例して発生する従量料金からなる。

⁷ 需要家に対する料金は、発電会社料金+送電会社料金+配電会社料金により決定される。なお、発電会社の料金は会社により料金が異なり、また容量料金があるため、需要化料金は、上記表の料金を単純に加算したものではない。

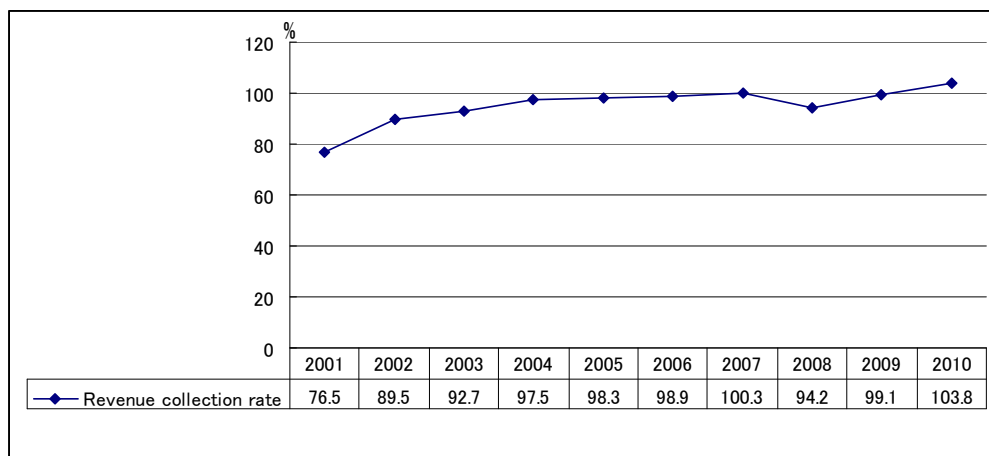


(Source: ERA Policy and Trends for Regulating Energy Prices and Power Market, 2011)

Fig.3.2-20 Cash Management System of Single Buyer Model

上記の料金回収メカニズムは、配電会社が集金した料金は一旦ゼロバランス口座という銀行口座に納められ、そこから配電会社の取り分が配電会社に送金され、残りの分がゼロバランスメイン口座に納められる。このゼロバランスメイン口座から各エネルギー企業やロシアに送金されることとなる。この支払いはコンピュータのプログラムにより自動的に行われるとのことで、これによりいずれかの企業が自己の資金繰りのために故意に支払いを滞らせることができなくなった。

中央系統での料金回収率の推移を Fig.3.2-21 に示す。



(Source: ERA Policy and Trends for Regulating Energy Prices and Power Market, 2011)

Fig.3.2-21 History of Revenue Collection Rate of CES

なお、ウランバートル配電会社の最終需要家からの料金徴収率は、ERC によると、1990 年代には 70%台であったが、2001 年以降は 100%近くになっているとのことである。

3.3 需要想定

3.3.1 電力需要想定

CES の電力需給の推移を Table 3.3-1 に示す。

Table 3.3-1 Power Supply and Demand Balance of CES

(Unit: million kWh)

	発電電力量 (発電端)	輸出入量			供給電力量
		輸入量	輸出量	輸出入差引	
	①	②	③	④ (②-③)	⑤ (①+④)
1999年	2,740	195	59	136	2,876
2000年	2,844	150	25	125	2,969
2001年	2,898	157	18	139	3,037
2002年	3,004	115	8	107	3,111
2003年	3,028	131	7	124	3,152
2004年	3,195	131	8	123	3,318
2005年	3,320	130	15	115	3,435
2006年	3,433	125	16	109	3,542
2007年	3,594	130	14	116	3,710
2008年	3,874	132	16	116	3,990

(Source: Report on Mongolian Power Sector by Japan Electric Power Information Center Inc., 2010 Jan.)

CES とロシアの電力系統は 220kV 送電線で連系されている。系統運用上、給電側としては、ベースロードを第4火力発電所以外の発電所に持たせ、これでカバーしきれないベースロードとピークロードを第4火力発電所に持たせる運用をしており、第4火力発電所で対応できないピークロードはロシアからの輸入に頼っている。

Table 3.3-1 によれば、発電電力量および供給電力量は 1999 年から年率約 4%で増加しており、これに伴い、2002 年まではロシアからの電力融通量は低下する傾向を示したが、2003 年から 2008 年までは横ばいであり、Fig.3.2-7 に示したように、2009 年以降、急激に上昇した。発電電力量の増加は発電所の稼働率上昇により賄われたものである。

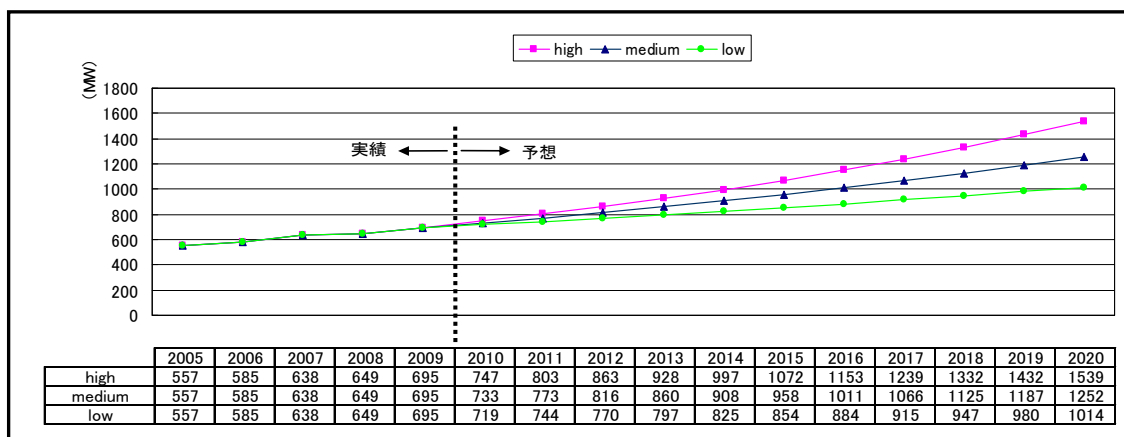
次に、2010 年に NDC が作成した、CES の需要予測を Fig.3.3-1 に示す。この予測は、2010 年以降、1 年あたりの需要増加を、1) high ケース：7.5%、2) medium ケース：5.5%、3) low ケース：3.5% として予測したものであり、2015 年に予定されている南ゴビ鋳山地区との系統連系による需要増は考慮されていない。ロシアからの最大電力輸入量を Table 3.2-2 に示す最近の最大レベルの 200MW とし、CES の発電所の最大供給可能電力を Table 3.2-1 に示す 763MW と仮定すると、供給可能電力は 963MW となるが、low ケースの場合でも 2019 年以降は、供給能力が不足するとの見方もある。

そのため、モンゴルでは、現在、次期熱併給石炭火力として PPP（官民連携）方式による第5火力発電所の建設が計画されている。2段階開発で計画されており、第1期の設備容量は次の通りである。

a) 発電 150MW×3 基

b) 熱供給 505Gcal/h

ADB(アジア開発銀行)の報告書によれば、2015 年に第5 火力発電所が運転を開始することにより、南ゴビ鉱山地区との系統連系により需要が増加しても、電力需給はバランスすると予測されている。この需給バランスを、Table 3.3-2 に示す。



(Source: JICA Report 2010)

Fig.3.3-1 Power Demand Forecast of CES by NDC

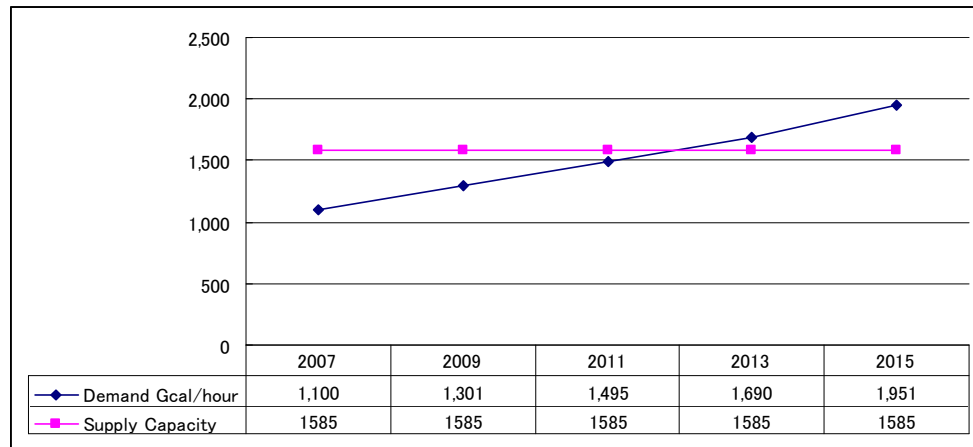
Table 3.3-2 Power Supply and Demand Forecast of CES by ADB

Years	2011	2012	2013	2014	2015*	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Central Energy System												
CHP-2 (MW)	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHP-3 (MW)	120	120	120	120	80	80	80	80	80	80	80	80
CHP-4 (MW)	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510
Erdenet CHP (MW)	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Darkhan CHP (MW)	40	40	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Total generation (MW)	695	695	715	705	665	665	665	665	665	665	665	665
Original CES Demand (MW)	762	819	862	934	1,003	1,074	1,141	1,214	1,290	1,376	1,661	1,933
CHP-5 (MW)	0	0	0	0	450	450	450	450	450	820	820	820
Import/Other sources (MW)	67	124	147	229	-112	-41	26	99	175	-109	176	448
Gobi Mining Area												
Ukhaahudag CHP (MW)	36	36	36	36	40	40	40	40	100	150	150	150
Oyutolgoi diesel plant (MW)	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Import/Other sources (MW)	83	128	181	196	270	280	302	290	235	202	219	238
Gobi area demand (MW)	143	164	217	232	310	320	342	330	335	352	369	388
Power Balance												
Total generation of existing power plant of CES (MW)	695	695	715	705	705	705	705	705	765	815	815	815
CHP-5 (MW)	0	0	0	0	450	450	450	450	450	820	820	820
Total Balance of CES (MW)	67	124	147	229	158	239	328	389	410	93	395	686
Total demand of CES (MW)	762	819	862	934	1,313	1,394	1,483	1,544	1,625	1,728	2,030	2,321

(Source: ADB TA NO.7502-MON 2011)

3.3.2 熱需要想定

ウランバートル熱供給会社は Fig.3.3-2 に示したような熱エネルギーの需要想定を行っており、2012 年から 2013 年以降、熱の供給不足が発生するとしている。



(Source: UB District Heating Co. 2011)

Fig.3.3-2 Heat Demand Forecast

ウランバートル熱供給会社のヒアリングによると、現在ウランバートル市の開発については、ウランバートル市マスタープランがあり、これに基づき 10 万戸アパート建設のための宅地開発が進められている。現在ウランバートル西郊の開発地区向けに第4火力発電所からの熱供給により 210MW(189Gcal/hour)の熱供給サブステーションを新設する計画がある。また、マイクロヒートプラント（小規模な HOB）を新たに開発された地区に設置し熱供給を行うことも考えられている。

3.4 エネルギー政策と新規電源開発

課題 C の供給力の向上のための根本的対策として新規電源開発計画がある。モンゴル政府は、2006 年に作成した「国家開発戦略」(NDS: National Development Strategy)において、エネルギー協力の重要性を強調しており、豊富な資源を背景に各国との協力関係を構築していく計画である。同戦略によると、資源外交により海外からの援助や投資を呼び込み、国内の社会・経済開発を推進する予定であり、2021 年までの 15 年間に年率 14%の経済成長を達成し、2021 年には 1 人当たりの GDP を 12,000 ドルに引き上げる計画である(2010 年の 1 人当たりの GDP は現行価格で 2,251 ドル)。

同戦略では、経済的な目標を達成するため、積極的に基盤インフラ整備を進める予定であり、エネルギー部門の優先課題として、以下の 9 点を取り上げている。

- a) 地域エネルギー協力の推進
- b) 電力系統の拡充(統一した電力系統の構築)
- c) 南部のゴビ地域への電力供給
- d) エネルギー部門の効率向上と供給信頼度の確保
- e) 石炭資源の開発と石炭ガス化・液化技術の研究・開発
- f) 再生可能エネルギーの利用拡大
- g) 地方電化の推進
- h) 大規模河川における水力開発
- i) 原子力発電の導入検討

この「国家開発戦略」(NDS)の政策目標を、エネルギーセクターにおける具体的なプロジェクトとして明確にしたものが「電力システム統一プログラム」(MIPSP: Mongolian Integrated Power System Program)である。ウランバートル市の電力需要増や南ゴビ地区の鉱山開発による需要増に対応するため、長期電力計画として作成され、2007 年 1 月に国会で承認された。この計画は、2007 年から 2040 年までの 33 年間に及ぶ開発計画で、主に中央電力系統の電源開発と全国系統の構築などについて、2007～2012 年、2012～2022 年、2022～2040 年の 3 段階に分けた開発計画が記載されている。

中央系統の短中期的な需給バランスに関係すると思われるプロジェクトが含まれる第 1 段階には、下記プロジェクトが含まれている。

- a) Egiin 河に 220MW の水力発電所建設と中央系統との 220kV 連係線敷設
- b) Oyu Tolgoi・Tsagaan Suvarga 等のゴビ地域の鉱山開発のための初期における安定電力供給のため、ウランバートルから Mandal Govi を経由して Oyu Tolgoi まで 220kV の送電線敷設。Tavan Tolgoi に 300MW 以上の山元火力発電所を建設し中央系統と連係する
- c) ウランバートルに 100MW 以上の熱併給火力発電所を建設
- d) 中部地域に 50MW 以上の揚水発電所を建設する

- e) Darhan, Erdenet の熱併給発電所の更新・増強
- f) Nyalga・Choir の褐炭鉱山地区を拠点にエネルギーコンプレックスを整備し電力輸出を図る
- g) Uvur-Khangai 県の Bayanteeg 炭鉱に 15-20MW の火力発電所を建設し、関係のため、Bayanhongor 県の変電所から Taishirin 水力発電所まで 110kV 送電線を敷設する
- h) Delger 川で Chargait 水力発電所を、Mogoi Gol 炭鉱を拠点に火力発電所をそれぞれ建設し、Zavkhan 県庁所在地の Uliastai 市まで 110kV の送電線を敷設する
- i) Uvs 県 Nuurst Hotgor 炭鉱の石炭による Acht 熱併給発電所の F/S の実施
- j) Bayan Olgii 県 Alktantsogts-Asgat 鉱山方面に 110kV 送電線を敷設する
- k) Omno Govi 県の Dalanzadgad と Tavan Tolgoi の発電所を連係する
- l) Hovd 県 Hovd 川の Erdenebureng 水力発電所の F/S の実施
- m) 地熱利用に関する本格調査の実施
- n) 風力発電施設（ウィンドファーム）を建設し、中央電力システムに接続

モンゴル政府は、この統一プログラムにしたがって具体的なプロジェクトを推進しているものと思われるが、今回の調査ではウランバートルでの 100MW 以上の熱併給火力発電所建設、ウランバートル第 5 火力発電所といくつかの送電線以外については大きな進捗は確認できなかった。このプログラムの中で中央系統の短中期的な需給バランスに大きく関係してくる 2007 年から 2012 年の第 1 期のプロジェクトのうち、下記のプロジェクトの進捗状況について調査結果を示す。

- a) ウランバートルでの 100MW 以上の熱併給火力発電所建設
- b) 水力発電所：Egiin、Orkhon、Selenge の各河川に計画されている水力発電所
- c) 鉱山開発に伴う山元火力発電所
- d) ウランバートル第 5 火力発電所(TPP5)

(1) ウランバートルでの 100MW 以上の熱併給火力発電所建設

2011 年 4 月 27 日に「Energy Sector Plan NO.139」が発令され、モンゴル政府から第 3 火力発電所、第 4 火力発電所に対し、検討を開始するように指示がでた。これを受けて、第 4 火力発電所では、2012 年 1 月に第 4 火力発電所メンバー、外部有識者から構成されるワーキンググループを設立して、敷地内に 100MW 級の蒸気タービンを設置する検討を開始した。第 4 火力発電所から聴取した検討状況を以下に示す。

- a) 2012 年 6 月までにワーキンググループの検討結果をまとめて、鉱物資源エネルギー省に提出する。
- b) 電力需要が伸びているためスケジュールを最優先して、2013 年には工事開始を予定。2014 年 3 月までに発電開始予定。
- c) タービンの候補としては、既設と同じ URAL タービン製の蒸気タービンを検討中。既設と同じなので、運転、整備の面でも慣れている。2012 年 4 月には、URAL タービンの工場を訪問して、技術説明を受け、双方協力して検討を行う趣旨の MOU に署名した。

- d) 資金についてはモンゴル政府に要請する。
- e) タービンへの蒸気量を増やすために、既設ボイラを1缶あたり約50t/h、蒸発量を増加させることをロシアの製造メーカーとともに検討中。2012年夏には、最初の1缶の改造を行う予定。2015年には8缶全部の改造を完了予定。
- f) 既設5号、6号タービンは中国のタービン工場で改造しており、中国製タービンの案もある。今後、ロシア、中国、日本の技術の比較を行う予定。
- g) 新蒸気タービンの配置や、その他技術事項、建設方法についての検討を進めている。

その後、2012年11月に、第4火力発電所とウラルタービンとの間で、この100MW級蒸気タービン建設に係る契約が締結されたとの情報を入手している。

(2) 水力開発

現在考えられている大規模な水力開発には、Egiin、Orkhon、Selengeの3地点があるが、Egiin(220MW)については2007年に詳細設計が行われているものの、その後特段の進展は見られない。また、Orkhon(118MW)Selenge(100MW)の2地点についても進展は見られないが、Selengeについては現在200MW～300MWの規模で調査中とのことである。大規模な水力開発の場合、初期投資が大きく、また大規模な土木構造物を必要とするため地質リスク・水文リスク・環境リスクが大きい。このため、資金調達も困難であり調査期間も長引くこととなる。したがって、短期的な中央系統の供給不足を解消するための方策としては考えにくい。

(3) 鉱山山元火力開発

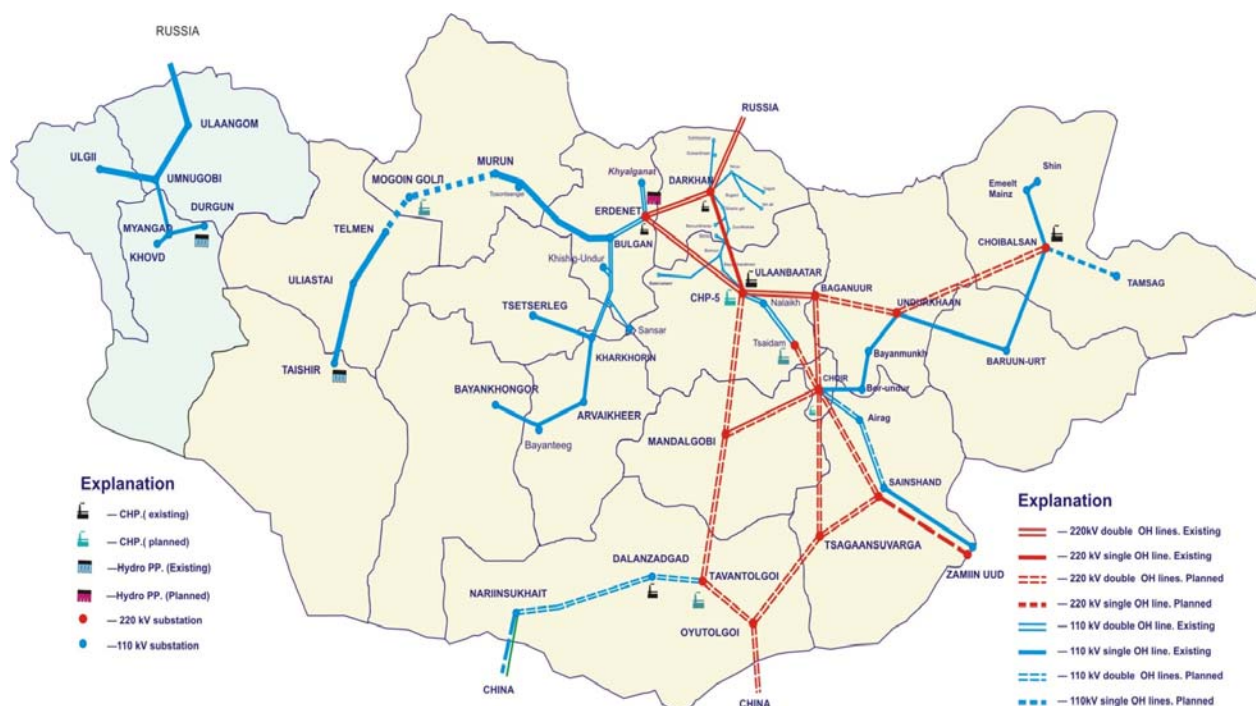
モンゴルは鉱物資源が豊富であり、とりわけ石炭・銅の鉱山開発をめぐって、中国・ロシア・韓国・米国・カナダ・日本等からの外国資本が参入あるいは関心を示している。これら鉱山開発には電力が欠かせないが、中央系統には供給余力がない現状を考えると、開発側にとって電力供給を確保するには次の3つのオプションが考えられる。

- a) モンゴル政府が発電所を建設する。
- b) 開発者が自ら自家発電所を建設する。
- c) 開発者とは別のIPP業者が発電所を建設する。

現在Chandgana火力を初めとする300MWから600MW規模の9つの山元火力発電所の計画がある。Chandgana火力については、全ての建設許認可をモンゴル政府から取得済みである。

しかしながら、a)からc)までのオプションは誰が開発主体になるにせよ、現状のモンゴル国の投資環境を考慮すると、短期間に資金調達ができるとは考えにくい。

なお、これら山元火力発電所は中央系統のようなより大きな系統との連係が発電所の運用上不可欠である。現在NETGCOでは、下図のような中央系統と各地域との連係送電線計画を持っている。



(Source: NETGCO)

Fig.3.4-1 Planned Interconnection of CES

建設中あるいは計画中の主要送電線の状況は次のとおりである。

1) Mandalgobi - Tavan tolgoi - Oyu tolgoi

約 430km の 2 回線 220 kV の送電線で、現在民間の業者が Build Transfer のスキームで受注し現在 Mandalgobi-Tavan tolgoi 間を工事中で、2012 年中あるいは 2013 年に完了の予定。工事中の工事資金は民間業者が調達し、完成後モンゴル政府がその工事費を支払うこととなる。Tavan tolgoi-Oyu tolgoi 間は 2012 年の夏に工事開始の予定

2) Ulaanbaatar-Mandalgobi 間の 260km は PPP のスキームで実施する方針であるが、現在のところ開発業者は決まっていない。

3) 東部地域電力系統の連係送電線

Choibasan-Baruun urt 間の 185km は 110kV の送電線がすでに建設されており、2008 年に政府予算で、Undurkhaan-Baruun urt 間は 110kV の送電線を 230km 建設した。今後 Baganuur-Undurkhaan-Choibalsan 間に 2 回線の 220kV 送電線を 2012 年-2016 年にわたり政府予算にて建設する予定である。

(4) ウランバートル第5火力発電所(TPP5)

新規電源開発計画の中で最近注目されているのがウランバートル第5火力発電所建設計画である。今回の調査でのヒアリングによると、応札した 23 社のうち 4 社が選定され、政府からは、2012 年 5 月中に落札者を決定するように指示が出たとのことであった。

本プロジェクトについては、ADB がフィージビリティスタディーを 2011 年 5 月に作成している。モンゴル政府は本プロジェクトを PPP（官民連携）により実施したいとの意向で ADB のレポートもこの方向で作成されている。同レポートによると I 期と II 期を合わせた 820MW の建設費は US\$1,349.5 百万で、I 期分の 450MW のみの場合には US\$666.3 百万としている。

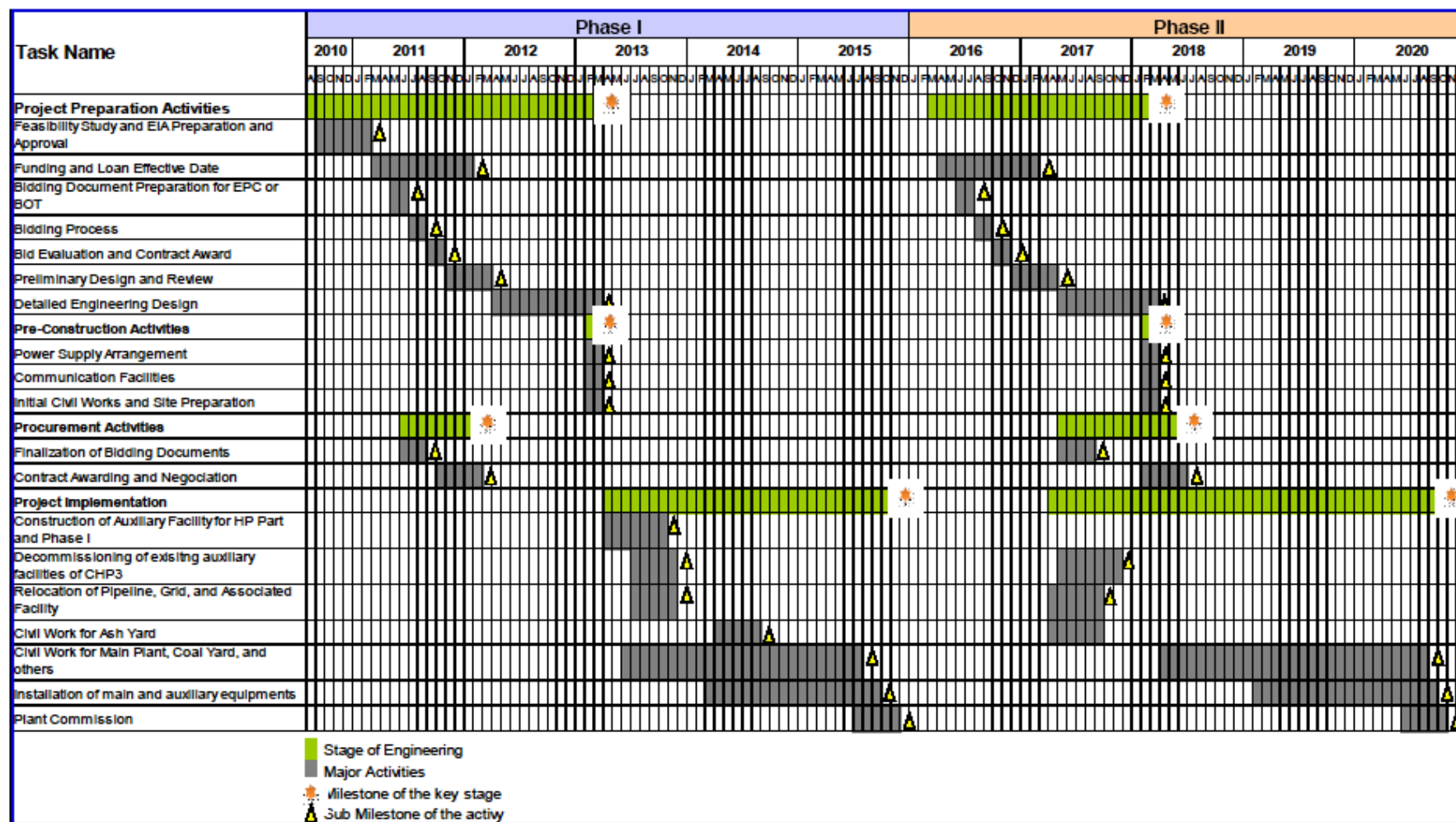
Fig.3.4-2 に同レポートに記載の実施工程を示す。2010 年に開始し I 期の竣工が 2015 年、II 期の竣工が 2020 年としている。また、これに要する資金調達のアレンジに要する期間を 1 年としている。現在、すでに 2012 年となっており、本年中に開発業者が決まったとしても、この実施工程によると I 期の完成は 2017 年となる。また、PPP による実施を前提としているが、開発業者とモンゴル政府が締結するコンセッションアグリーメント、政府保証等の様々な政府との取り決めには相当の時間がかかるものと思われる。また、名目 GDP でも 60 億ドル程度、政府財政規模も 20 億ドル程度しかない国への融資額としては極めて巨額なものであり、開発業者と外国民間銀行や国際援助機関からの融資や保証のための交渉には長時間がかかることが予想される。

その他、プロジェクトの実現に対し、次のような問題があると聴取している。

- a) 同プロジェクトの開発地点は既設の第3火力発電所近傍のサイトを利用するということで考えられているが、周辺地区への環境の悪化が懸念されており、正式な環境アセスメントは完了していない。
- b) 第3火力発電所近傍の建設予定地には、現在、工場等が操業中で、空地ではない。
- c) 石炭輸送については、鉄道しか手段がないが、輸送能力の問題が解決していない。
- d) 灰捨て場用地は確保されておらず、また、灰の有効利用の具体策もない。
- e) プラント用水の水源が確保されていない。

別の地点への変更となった場合には、更なる時間を要することとなる。

PPP により政府が関与することで信用を増大させる効果はある。しかし、モンゴル政府にとっても経験のないものであり、このプロジェクトに参加する投資家や融資銀行にとってはリスクの高いものとなる。したがって、要求する金利等のリターンも高いものになり、最終的なプロジェクトに要する金額が増加し、これが電力や熱料金に反映されることとなるので、料金が高くなることも懸念される。



(Source: ADB Ulaanbaatar Low Carbon Energy Supply Project Using a Public-Private Partnership Model Feasibility Report)

Fig.3.4-2 Implementation Plan of TPP5

第4章

ウランバートル第4火力発電所(TPP4)の 現状と問題点

目 次

第4章 ウランバートル第4火力発電所(TPP4)の現状と問題点

4.1	経営状況	4-1
4.1.1	経営組織	4-1
4.1.2	営業状況	4-2
4.1.3	財務状況	4-6
4.1.4	経理上の問題点（提言）	4-12
4.2	設備状況	4-13
4.2.1	第4火力発電所設備の概要	4-13
4.2.2	ボイラ設備	4-21
4.2.3	タービン設備	4-27
4.2.4	計測制御装置（C&I）	4-30
4.2.5	電気集塵装置	4-34
4.2.6	補修	4-36
4.2.7	石炭貨車入替用ディーゼル機関車	4-37

LIST OF TABLES

Table 4.1-1	Number of Operation and Maintenance People of TPP4	4-1
Table 4.1-2	Sales and Production of TPP4	4-2
Table 4.1-3	Main Production Cost Components of TPP4	4-4
Table 4.1-4	Fuel-related Costs	4-5
Table 4.1-5	Balance Sheet	4-7
Table 4.1-6	Income Statement	4-8
Table 4.1-7	Cash Flow Statement	4-8
Table 4.1-8	Financial Ratio	4-9
Table 4.1-9	Receivables of TPP4	4-10
Table 4.1-10	Payables of TPP4	4-11
Table 4.1-11	Source and Application of Fund	4-11
Table 4.2-1	Commercial operation year of Boiler and Turbine	4-14
Table 4.2-2	Major Specification of Boiler	4-14
Table 4.2-3	Major Specification of Turbine	4-15
Table 4.2-4	Major Specification of Generator	4-15
Table 4.2-5	Major Specification of District Heater System	4-16
Table 4.2-6	Major Specification of Cooling Tower	4-16
Table 4.2-7	Boiler Operation Data	4-23
Table 4.2-8	Water Analysis	4-26
Table 4.2-9	Turbine Operation Data	4-28

Table 4.2-10	Maintenance Work and Frequency.....	4-32
Table 4.2-11	Details of Reasons for Turbine Shutdown	4-34
Table 4.2-12	ESP Dust Measurement Result	4-34
Table 4.2-13	ESP Inlet Dust.....	4-35
Table 4.2-14	ESP Outlet Dust	4-35
Table 4.2-15	Emission Standard of TPP4	4-36
Table 4.2-16	Major Specification of Shunting Locomotive.....	4-38

LIST OF FIGURES

Fig.4.1-1	Organization Chart of TPP4.....	4-1
Fig.4.1-2	Sales of Power and Heat of TPP4	4-3
Fig.4.1-3	Tariff and Production Cost of Power and Heat of TPP4.....	4-3
Fig.4.1-4	Profit and Loss of TPP4	4-4
Fig.4.1-5	Composition of Production Cost of TPP4.....	4-5
Fig.4.1-6	Coal Purchase and Payment.....	4-5
Fig.4.1-7	Fuel Unit Costs	4-6
Fig.4.2-1	Flow Balance (Max. power and heat supply in 2011 winter).....	4-17
Fig.4.2-2	Flow Balance (Max. heat supply plan)	4-19
Fig.4.2-3	Shut down by Trouble.....	4-21
Fig.4.2-4	Boiler Availability	4-22
Fig.4.2-5	Ratio of Shutdown Hours by Major Trouble.....	4-22
Fig.4.2-6	Arrangement of Soot Blowers.....	4-24
Fig.4.2-7	Valve station.....	4-24
Fig.4.2-8	Piping to Boiler inside	4-24
Fig.4.2-9	Scrap Valves.....	4-25
Fig.4.2-10	Cross Section of Mill	4-25
Fig.4.2-11	Mill Roller before Maintenance.....	4-26
Fig.4.2-12	Turbine Availability	4-27
Fig.4.2-13	Ratio of Shutdown hours by Major Trouble	4-28
Fig.4.2-14	LP Rotor.....	4-30
Fig.4.2-15	HP Nozzle	4-30
Fig.4.2-16	LP Last Blade before Repair	4-30
Fig.4.2-17	LP Last Blade after Repair.....	4-30
Fig.4.2-18	Boiler Control System before Modification.....	4-31
Fig.4.2-19	Boiler Control System after Modification.....	4-31
Fig.4.2-20	Turbine Control Panel in CCR.....	4-31
Fig.4.2-21	Original Russian Control Valve and New Chinese Control Valve	4-32
Fig.4.2-22	Diverted Devices from Phase1 Renovation	4-32
Fig.4.2-23	Number of Control & Instrument Malfunction	4-33

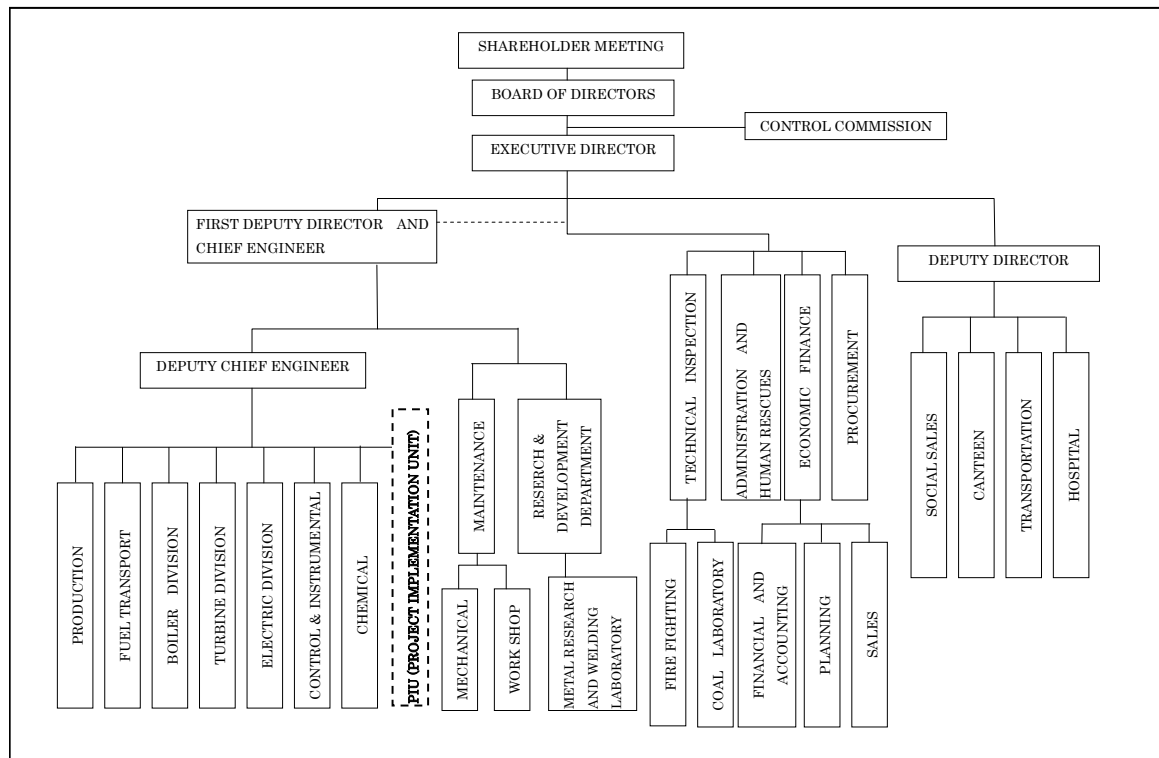
Fig.4.2-24	Numbers of Unexpected Turbine Shutdown.....	4-33
Fig.4.2-25	#4 ESP Inner Parts	4-35
Fig.4.2-26	Safety Enclosure	4-36
Fig.4.2-27	Replacement of Boiler Water Wall.....	4-37
Fig.4.2-28	Shunting locomotive of TPP4.....	4-38
Fig.4.2-29	Coal Unloading Facility of TPP4.....	4-38

第4章 ウランバートル第4火力発電所(TPP4)の現状と問題点

4.1 経営状況

4.1.1 経営組織

ウランバートル第4火力発電所の組織図を Fig.4.1-1 に示す。



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Fig.4.1-1 Organization Chart of TPP4

第4火力発電所の総従業員数は約1400名で、そのうち、オペレーションとメンテナンスに係る部署、およびそれらに従事する人数を Table 4.1-1 に示す。

Table 4.1-1 Number of Operation and Maintenance People of TPP4

NO.	DEPARTMENT	OPERATION	MAINTENANCE	OTHER	TOTAL
1	FUEL TRANSPORT	80	57	119	256
2	BOILER	105	110	78	293
3	TURBINE	90	80	27	197
4	ELECTRICAL	40	60	37	137
5	CONTROL & INSTRUMENT	40	50	8	98
6	CHEMICAL	38	14	13	65
7	MAINTENANCE	0	106	11	117
8	TOTAL	393	477	293	1163

(Source: JICA Report 2010)

第4火力発電所は現在株式会社の形態をとった国有企業で、下記の割合で国の関連組織が株式を保有し、各組織から代表者が参加して取締役会を構成している。

Ministry of Mineral Resources and Energy	: 49%
State Property Committee	: 31%
Ministry of Finance	: 20%

なお、日常の意思決定機関として各部の部長クラス 23 名が構成する Board of Directors がある。この他に問題毎に開催される諮問委員会があり、上記の取締役役に当該問題の関係者が参加することとなっている。

本業務のように、発電所において大規模な改造や増設工事を行う場合には、PIU (Project Implementation Unit) が発電所内の組織としてボイラ課、タービン課のような発電所の運営に直接係わる組織と並列の形で設立される予定である。PIU の代表となるプロジェクトマネージャは、EA (Energy Authority) が発電所外部の人材から任命することになっている。その他の PIU のメンバーは発電所から選ばれることとなるが、プロジェクトマネージャの承認が必要である。現在のところ、本案件は正式に開始してはいないため PIU は設立されていないが、調査団のカウンターパートとして 2 名が第 4 火力発電所の Research and Development Department から指名されている。

4.1.2 営業状況

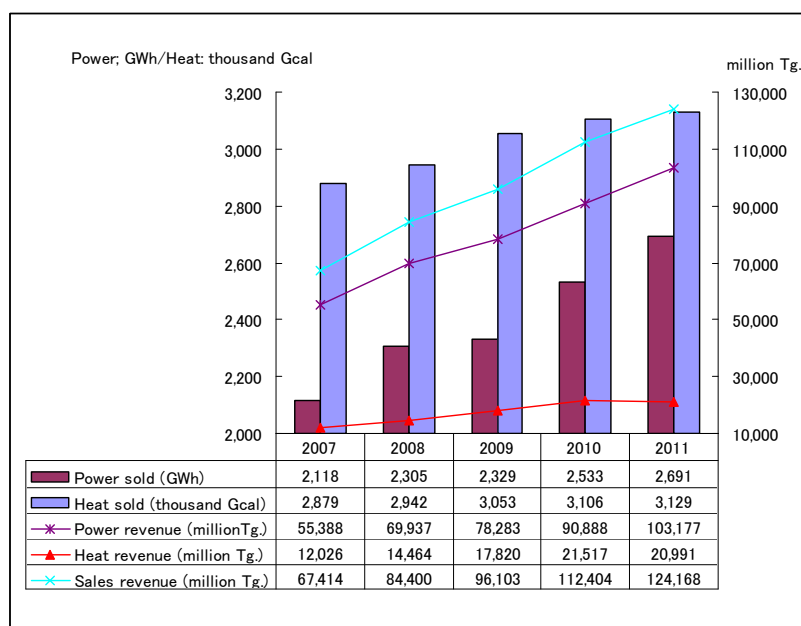
第 4 火力発電所は、電力はシングルバイヤーである NETGCO に、熱はウランバートル熱供給会社 (Ulaanbaatar District Heating Co.) に販売している。なお熱については発電所周辺の工場にも小口として販売している。至近年の販売生産状況を Table 4.1-2 に示す。

Table 4.1-2 Sales and Production of TPP4

		2007	2008	2009	2010	2011
Elec. sent	million kWh	2,118	2,305	2,329	2,533	2,691
Heat sent	thousand Gcal	2,873	2,942	3,053	3,106	3,129
Sales revenue	million Tg.	67,414	84,400	96,103	115,892	124,168
Elec.	million Tg.	55,388	69,937	78,283	90,888	103,177
Heat	million Tg.	12,026	14,464	17,820	21,517	20,991
Cost						
Elec.	Tg./kWh	21.62	25.38	29.57	32.55	32.54
Heat	Tg./Gcal	7,497	9,313	10,708	11,896	12,792
Fuel consumption	Ton	2,497,296	2,616,962	2,635,911	2,880,042	2,899,685
Station use	million kWh	369	389	382	407	411
Price						
Elec.	Tg./kWh	26.16	30.34	32.93	37.87	39.17
Heat	Tg./Gcal	4,070	4,070	5,700	6,777	6,576.6
Total expenses	million Tg.	67,317	85,914	101,560	118,571	127,587
Elec.	million Tg.	45,778	58,513	68,874	81,616	87,564
Heat	million Tg.	21,539	27,401	32,686	36,955	40,023
Profit/loss (total)	million Tg.	98	-1,514	-5,455	13,594	412
Profit/loss (power)	million Tg.	9,610	11,424	9,410	24,151	19,416
Profit/loss (heat)	million Tg.	-9,512	-12,938	-14,865	-10,557	-19,004
No. of employee	Persons	1,386	1,390	1,399	1,482	1,463

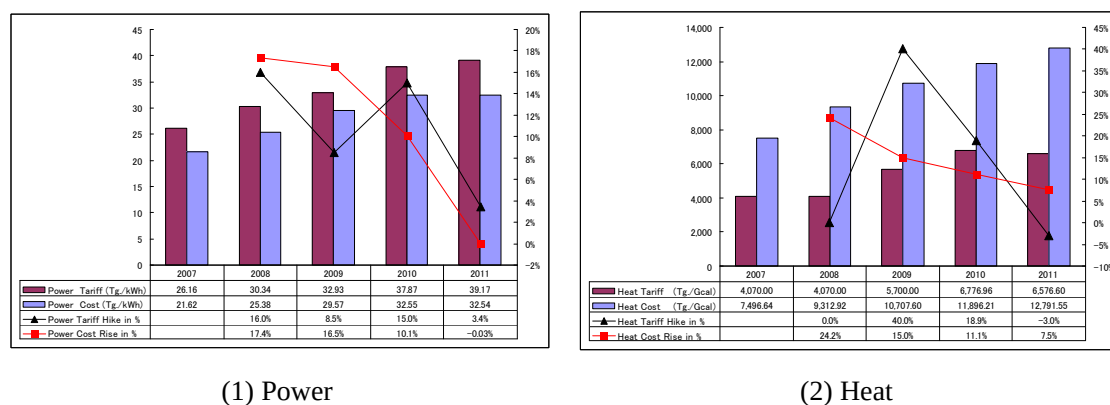
(Source: TPP4)

上記表に基づき電力と熱の販売量と収入の推移を Fig.4.1-2 に示した。販売量は、電力が 2011 年では 2007 年より 27% 増となっているのに対し、熱では 9% の増と伸び率が低くなっている。一方収入では、電力は 2011 年には 2007 年より 84% 増となっており、熱は 75% 増となっている。これは料金の値上がりの違いによるもので、Fig.4.1-3 に同期間での料金の推移とこれに対応する生産原価を示す。



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

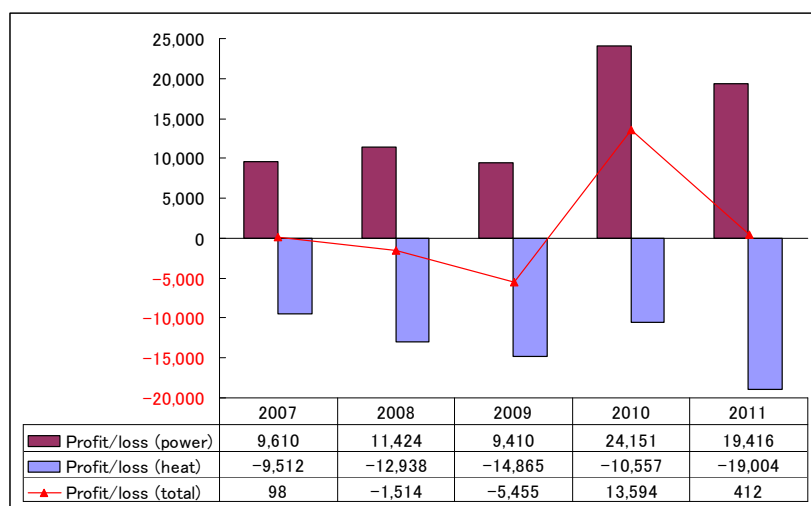
Fig.4.1-2 Sales of Power and Heat of TPP4



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Fig.4.1-3 Tariff and Production Cost of Power and Heat of TPP4

2007年と2011年を比較すると、電力料金は50%上昇したのに対し、熱料金は62%上昇している。一方生産原価は、電力が50%上昇、熱は71%の上昇となっている。電力の方は原価上昇に対し2009年を除き毎年値上げがなされてきているが、熱の方は料金の値上げと原価上昇との対応が見られない。このため、Fig.4.1-4に示すように、電力では毎年利益を計上しているが、熱では赤字となっており、全体での損益の悪化を招いている。



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Fig.4.1-4 Profit and Loss of TPP4

Table 4.1-3 に主要生産原価の推移を示す。

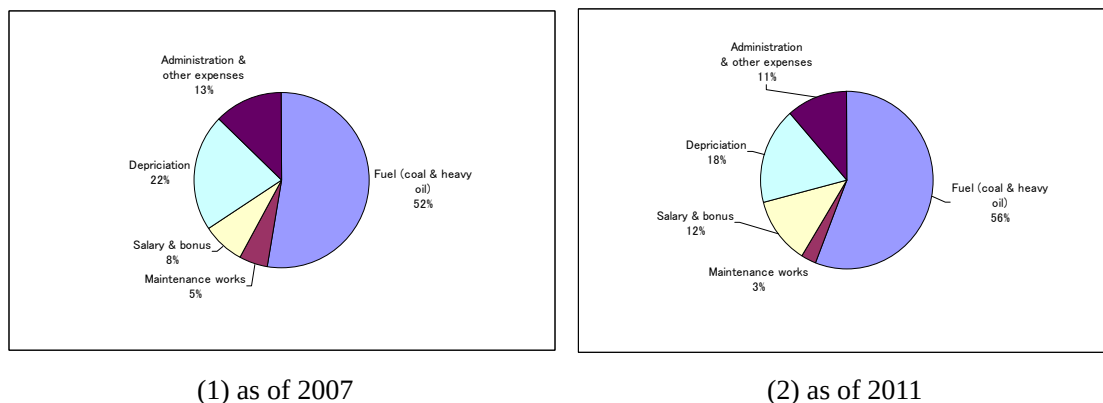
Table 4.1-3 Main Production Cost Components of TPP4

Unit: million Tg.

		Fuel (coal & heavy oil)	Maintenance works	Salary & bonus	Depreciation	Administration & other expenses	Total expenses
2007	Total	35,329	3,519	5,325	14,543	8,601	67,317
	Power	23,387	2,463	3,727	10,180	6,021	45,778
	Heat	11,942	1,056	1,597	4,363	2,581	21,539
2008	Total	46,172	2,965	7,785	18,423	10,569	85,914
	Power	30,693	2,075	5,450	12,896	7,399	58,513
	Heat	15,479	889	2,336	5,527	3,170	27,401
2009	Total	53,474	2,854	10,642	23,561	11,027	101,558
	Power	35,214	1,998	7,450	16,493	7,718	68,873
	Heat	18,260	856	3,193	7,068	3,308	32,685
2010	Total	65,348	2,553	12,375	27,680	11,964	119,920
	Power	44,360	1,787	8,662	19,376	8,375	82,560
	Heat	20,988	766	3,712	8,304	3,590	37,360
2011	Total	73,453	3,902	16,067	23,340	15,022	131,784
	Power	49,670	2,731	11,247	16,338	10,516	90,502
	Heat	23,782	1,171	4,820	7,002	4,507	41,282

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

上記表に基づき 2007 年と 2011 年の原価構成を Fig.4.1-5 に図示した。両年ともに、概ね同様の構成であり、燃料費が 50%以上を占め、次いで減価償却が 20%前後、人件費が 10%前後、修繕費が 5%以下となっている。財務上では償却不足が考えられ、また経年劣化の割には修繕費率が低いいため設備維持に懸念が残る。一方人件費は、第 4 火力発電所の規模の火力発電所としては約 1,500 名もの多くの職員を抱えていることもあり、日本に比べると大きな割合を占めている。



(Source: JICA Survey Team)

Fig.4.1-5 Composition of Production Cost of TPP4

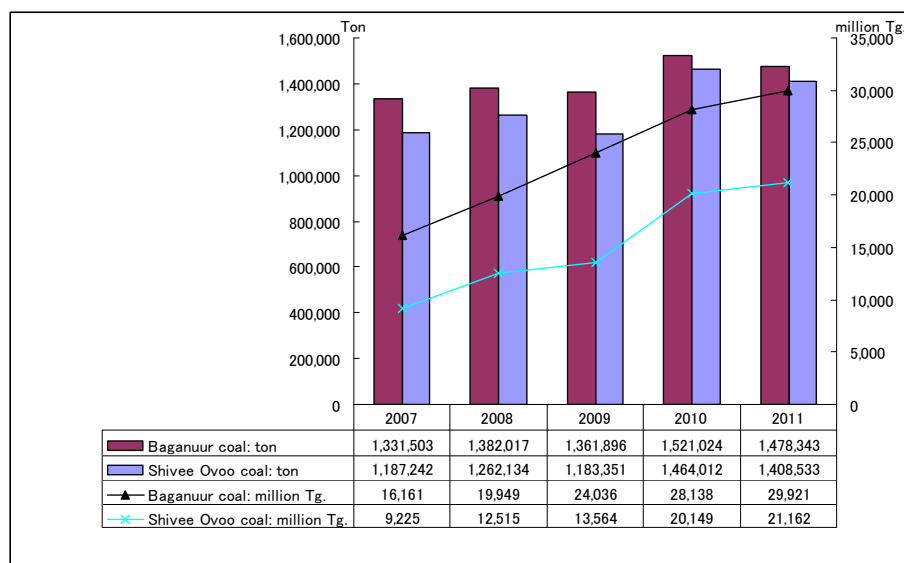
原価構成のなかで最も大きな割合を占める燃料費について Table 4.1-4 に購入石炭と重油の費用、これらを運搬するための輸送費を示す。

Table 4.1-4 Fuel-related Costs

	Heavy oil		Baganuur		Shivee Ovoo		Transportation (millionTg.)
	ton	amount (million Tg.)	ton	amount (million Tg.)	ton	amount (million Tg.)	
2007	2,070	1,095	1,331,503	16,161	1,187,242	9,225	5,759
2008	2,134	1,721	1,382,017	19,949	1,262,134	12,515	7,033
2009	594	536	1,361,896	24,036	1,183,351	13,564	7,984
2010	1,059	858	1,521,024	28,138	1,464,012	20,149	11,179
2011	1,236	1,062	1,478,343	29,921	1,408,533	21,162	13,828

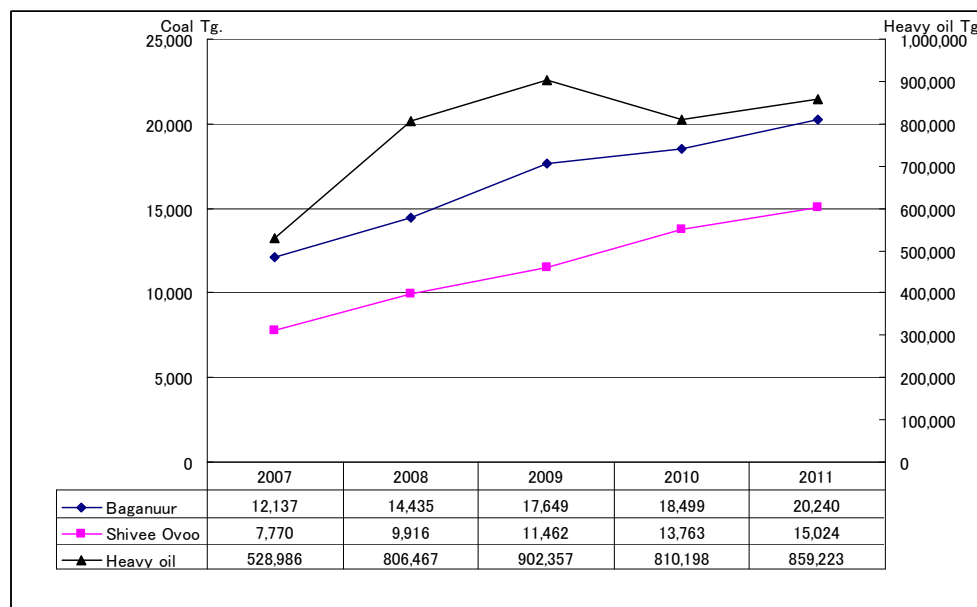
(Source: TPP4)

Fig.4.1-6 に Baganuur 炭と Shivee Ovoo 炭の購入量と購入額の推移を示す。物量では Baganuur 炭の方が10%前後 Shivee Ovoo 炭よりも多く購入している。購入額ではこの差を大きく上回る40%～80%の率で Baganuur 炭の購入額が多くなっている。これは単価差によるものと考えられるので、同図から両炭鉱の単価を算出したものを重油とあわせて Fig.4.1-7 に示す。



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Fig.4.1-6 Coal Purchase and Payment



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Fig.4.1-7 Fuel Unit Costs

Baganuur 炭は 2007 年では Shivee Ovoo 炭より 56%高かったが、2011 年にはその差は 35%に縮まっている。これは、Baganuur 炭が 2007 年に比べ 2011 年では 67%価格上昇したのに対し、Shivee Ovoo 炭は 93%も上昇しているためである。重油は 2007 年に比べ 62%上昇しているが、Table 4.1-4 を見ると消費量が 2007 年に比べ 2011 年には 60%まで減少しているため、購入額ではあまり変わらないものとなっている。また輸送費は、同表を見ると、燃料関係費の 20%前後を占めている。石炭の購入量は 2007 年に比べ 2011 年には 15%増となっているのに対し、輸送料は 2.4 倍となっており、輸送料金が値上げされたためであると思われる。

4.1.3 財務状況

Table 4.1-5 に貸借対照表、Table 4.1-6 に損益計算書、Table 4.1-7 にキャッシュフロー計算書を掲載する。

Table 4.1-5 Balance Sheet

Unit: million Tg.

	2007	2008	2009	2010	2011
Asset					
Current Assets					
Cash	958	964	650	3,811	3,693
Receivables	14,434	14,822	12,490	8,038	5,359
Doubtful Receivables	-199	-399	-379	-579	-579
Other Receivables	508	521	430	740	871
Inventory	8,231	10,151	9,412	9,706	9,344
Prepaid expenses (to maintenance co.)	1,271	4,488	4,500	1,147	8,067
Total Current Assets	25,202	30,548	27,103	22,863	26,756
Non-current Assets					
Fixed Assets	877,534	881,363	800,468	818,645	835,520
Less Accumulated Depreciation Cost	-562,687	-576,537	-515,754	-543,389	-556,906
Other Fixed Assets	2	0	0	0	0
Less Accumulated Depreciation Cost	-1	0	0	0	0
Construction in Progress	2,490	1,025	305	652	376
Intangible Assets	22	21	64	55	63
Investment and Other Assets	0	0	0	0	0
Total Non-current Assets	317,361	305,872	285,084	275,962	269,053
Total Asset	342,562	336,420	312,187	298,826	295,809
Liabilities and Owner's Equity					
Liabilities					
Short-term Liabilities					
Accounts Payable	14,363	12,818	10,415	7,362	4,063
Corporate Tax Payable					2
Withholding Personal Income Tax Payable					49
VAT Payable	252	0	93	0	0
Social Insurance Payable	49	7	0	0	0
Short-term Bank Loan	2,250	4,308	4,132	0	0
Other Payables	22	15	0	0	0
Prepaid Income (from small customers)	3	10	13	8	3
Total Short-term Liabilities	16,939	17,158	14,652	7,369	4,116
Long-term Liabilities					
Long-term Loan	100,410	108,515	129,395	108,472	89,605
Total Long-term Liabilities	100,410	108,515	129,395	108,472	89,605
Total Liabilities	117,349	125,673	144,048	115,842	93,721
Owner's Equity					
Equity (state)	66,380	66,380	66,380	66,380	74,023
Equity (private)	0	0	0	0	0
Total Equity	66,380	66,380	66,380	66,380	74,023
Additionally Paid Capital	7	7	7	7	
Assets Revaluation Reserve	166,324	165,435	146,686	146,413	145,110
Other Parts of Owner's Equity	7,498	7,560	7,643	7,643	7
Accumulated Profit (Loss)	-14,761	-28,634	-52,576	-37,459	-17,052
Current Period	-234	-10,366	-22,024	13,594	391
Previous Periods	-14,527	-18,268	-30,552	-51,053	-17,443
Total Owner's Equity	225,213	210,747	168,140	182,984	202,088
Total Liabilities and Owner's Equity	342,562	336,420	312,187	298,826	295,809

(Source: TPP4)

Table 4.1-6 Income Statement

(Unit: million Tg.)

	2007	2008	2009	2010	2011
Revenues from Main Activities					
Sales revenues	67,414	84,400	96,103	115,892	124,168
Total Revenues	67,414	84,400	96,103	115,892	124,168
Cost of Product Sold	64,795	82,659	98,807	116,100	126,553
Gross Profit (Loss)	2,619	1,741	-2,704	-207	-2,385
Operating Expenses					
Salaries and Wages	313	381	565	617	729
Social Insurance	68	51	74	82	99
Repair and Maintenance	3	14	4	3	2
Travel Expenses	4	13	12	8	9
Transportation Expenses	0	0	0	0	0
Raw Materials Expenses	73	9	12	27	29
Depreciation Expenses	47	47	39	44	48
Advertisement	2	0	0	0	4
Post and Communications Expenses	10	8	7	5	8
Fuel for Vehicles	6	8	6	7	9
Doubtful Receivables Expenses	200	200	0	203	0
Loan Interest	658	508	925	277	0
Other expenses	58	56	53	41	98
Total Operating Expenses	1,441	1,295	1,696	1,313	1,034
Main Activities Profit (Loss)	1,178	446	-4,400	-1,521	-3,418
Non-main Activities Profit (Loss)					
Revenues from Non-main Activities Sections	1,340	978	1,732	17,622	8,028
Penalties and Loss from Discounts	-9	-169	-92	-5	-43
Dividend	0	0	0	0	0
Currency Exchange Rate Profit (Loss)	-804	-8,664	-17,026	-197	-192
Other	-1,940	-2,957	-2,237	-2,306	-3,963
Total Non-main Activities Profit (Loss)	-1,412	-10,812	-17,623	15,114	3,831
Profit (Loss) before Tax	-234	-10,365	-22,024	13,594	412
Corporate Income Tax	0	0	0	0	21
Profit/Loss after Tax	-234	-10,366	-22,024	13,594	391

(Source: TPP4)

Table 4.1-7 Cash Flow Statement

Unit: million Tg.

	2007	2008	2009	2010	2011
From Operating Activities					
Cash Inflow	65,997	78,965	95,507	116,993	126,507
From Sales and Customers	65,007	77,267	94,792	114,571	125,108
From Non-main Activities	990	1,699	715	2,422	1,399
Cash Outflow	63,240	78,451	93,904	108,260	123,481
Salaries and Bonus	5,998	8,480	11,671	13,207	15,900
Social Insurance	2,155	2,533	3,218	3,672	4,449
Raw Materials	26,733	33,389	40,468	50,374	50,121
Fuel, Transportation and Spare Parts	19,066	20,586	20,586	25,272	33,033
Payments to Suppliers	5,921	8,125	12,856	9,989	15,391
Interest Paid	640	525	798	298	
Taxes Paid	2,727	4,812	4,306	5,448	4,588
Net Cashflow from Operating Activities	2,757	514	1,603	8,733	3,026
From Investment Activities					
Fixed Assets Purchased	-505	-2,436	-1,557	-1,413	-3,144
Total Cashflow from Investment Activities	-505	-2,436	-1,557	-1,413	-3,144
From Financial Activities					
Bank Loan	7,000	7,914	3,217	0	0
Loan Repayment	-9,052	-5,986	-3,578	-4,159	0
Net Cashflow from Financial Activities	-2,052	1,929	-361	-4,159	0
Total Net Cashflow	200	7	-314	3,161	-117
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Year	757	958	964	650	3,811
Cash and Cash Equivalents at End of Year	958	964	650	3,811	3,693

(Source: TPP4)

上記財務諸表をもとに財務分析を行った結果を Table 4.1-8 に示す。

Table 4.1-8 Financial Ratio

	2007	2008	2009	2010	2011
I Profitability					
1 Return on assets	-0.07%	-3.08%	-7.05%	4.55%	0.13%
2 Return on equity	-0.10%	-4.90%	-13.10%	7.43%	0.19%
2 Gross margin ratio	3.88%	2.06%	-2.81%	-0.18%	-1.92%
3 Operating profit ratio	1.75%	0.53%	-4.58%	-1.31%	-2.75%
4 Net profit ratio	-0.35%	-12.28%	-22.92%	11.73%	0.31%
5 Working ratio	55.02%	74.38%	N/A	N/A	N/A
6 Operating ratio	98.25%	99.47%	104.58%	101.31%	102.75%
II Financial soundness					
1 Current ratio	148.78%	178.04%	184.98%	310.26%	650.05%
2 Quick ratio	100.19%	118.88%	120.74%	178.55%	423.03%
3 Fixed assets to equity ratio	140.92%	145.14%	169.55%	150.81%	133.14%
4 Fixed assets to long-term capital ratio	97.46%	95.81%	95.82%	94.68%	92.24%
5 Debt ratio	52.11%	59.63%	85.67%	63.31%	46.38%
6 Debt service coverage ratio	159%	132%	55%	937%	N/A
7 Interest coverage ratio	179.03%	87.80%	-475.68%	-549.10%	N/A
8 Equity to total assets ratio	65.74%	62.64%	53.86%	61.23%	68.32%
III Asset turnover					
1 Total assets turnover ratio	0.20	0.25	0.31	0.39	0.42
turnover period	61 months	48 months	39 months	31 months	29 months
2 Fixed assets turnover ratio	0.21	0.28	0.34	0.42	0.46
turnover period	56.5 months	43.5 months	35.6 months	28.6 months	26.0 months
3 Accounts receivable turnover ratio	4.51	5.50	7.44	13.20	19.93
turnover period	2.7 months	2.2 months	1.6 months	0.9 months	0.6 months
4 Accounts payable turnover ratio	4.69	6.58	9.23	15.74	30.56
turnover period	2.6 months	1.8 months	1.3 months	0.8 months	0.4 months
5 Inventory turnover ratio	8.19	8.31	10.21	11.94	13.29
turnover period	1.5 months	1.4 months	1.2 months	1.0 months	0.9 months

(Source: JICA Survey Team)

上記表は、第4火力発電所の財務についてその収益性・安全性・効率性について見たものである。収益性に関しては、粗利益率が低いため、資産・資本に対する利益率や営業利益率も低くなっている。なお、2010年と2011年は、料金値上げと相まって、政府から3,489百万Tg、3,738百万Tgの補助金が出たことにより、粗利・営業利益の赤字に対し純利益では黒字となっている。

財務の安全性においては、流動比率・当座比率は両者ともに100%以上が望ましいが（なお、流動比率は200%程度が理想とされている）両比率とも高い率となっており望ましい状態である。これは買掛金が大きく減少していったのに対し、売掛金が同程度には減少しなかったことによるものである。また2010年と2011年については短期債務がゼロとなったことも大きな要因となっている。固定長期適合率を見ると、100%以下となっているので固定資産は資本と長期借入金で賄われておりこれまでのところは基本的には問題はないと考えられる。しかしながら、今後の資金需要如何では悪化する可能性があるため、望ましい水準である80%以下程度となるような資金調達を計画することが必要であろう。負債比率は2008年を除き40%から60%の程度の間で推移しており、資本構成比率上は安全であると考えられる。2007年には、資産の再評価を実施しており、資産の再評価金が貸借対照表の資本の部に剰余金として計上されている。なお、2011年に政府が第4火力発電所の借入金の内18.9billion Tgを肩代わりを行っている。今後は借入金返済の肩代わりの措置は行わないとの覚書が財務省との間で交わされたとのことである。また、Energy Authorityによると2014年からエネルギー料金制度にPrice Indexationを導入するということで、料金補填の意味合いを持っていた補助金についても今後行わないとのことであった。このような政府からの経済支援がなくなると、独自の資金調達が必要となってくるため、本プロジェクトが運開することによる収入増が実現されるまでの数年間は財務的に厳しい状況が予想される。

デットサービスカバレッジレシオは、純利益に減価償却費を加えたキャッシュフローが借入金の元本返済と利払いの何倍になっているかを見る指標であるが、2009 年を除き 100%を超えており安全な水準にあると判断される。なお、2011 年は元本返済も利払いも計上されていなかった。また、営業利益が利払いをどの程度カバーしているかを見るインタレストカバレッジレシオでは、営業利益でほぼゼロの 2008 年と赤字となっている 2009 年と 2010 年においては、利払いをカバーできない状況であった。

効率性に関しては、装置産業である電気事業は一般に回転率が低いが、第4火力発電所では総資産・固定資産ともに1回転に3年から5年かかっており、極めて効率の悪い状況を示している。なお、至近年では毎年改善の傾向にあることが伺える。また、売掛金・買掛金については、近年大きく減少していることもあって、回転率が向上してきている。Table 4.1-9 と Table 4.1-10 に売掛金と買掛金の残高の推移を示す。棚卸資産は主として石炭・重油の燃料類であるが、売上の1ヶ月分程度の在庫レベルで、問題はないと判断される。

Table 4.1-9 Receivables of TPP4

		Unit: million Tg.				
		2007	2008	2009	2010	2011
Total		15,395	15,342	12,920	8,778	6,230
Residential	Total	0	0	1	0	1
	Apartments					
	Ger houses	0	0	1	0	1
Industrial	Total	117	0	0	0	0
	Erdenet mines					
	Monrosvetmet Co. (metal)					
	Khutucement Co.					
	Darhan Iron facotory					
	Other	117	0	0	0	0
Commercial	Total	0	0	0	0	0
	Housing Administration Co.					
	Other					
	Total	0	0	0	0	0
Government-owned establishments incl. schools and hospitals)	State level					
	Aimag/city level					
	Soum/district level					
	Other					
Power companies	Total	14,312	14,822	12,489	8,038	5,359
	Ulaanbaatar Disco.	5,209	2,726	193	193	0
	Darkhan Selenge Disco	2,646	1,324	1,069	869	620
	Erdenet Bulgan Disco	0	0	0	0	0
	Baganuur South-east Disco	0	0	0	0	0
	Single-buyer (Transco)	4,278	9,143	10,504	6,631	4,505
	Ulaanbaatar Heating Co.	2,105	1,346	385	0	0
	Darhkan Heating Co.	75	75	75	75	71
	Other		208	264	270	162
	Total	966	521	430	740	871
Other receivables	Companies	387	407	281	282	366
	Individuals	44	30	31	29	30
	Employees	1	65	90	156	426
	Other	534	19	29	274	50

(Source: TPP4)

Table 4.1-10 Payables of TPP4

Unit: million Tg.

		2007	2008	2009	2010	2011
	Total	17,303	17,158	14,653	7,369	4,116
Coal mining	Total	11,382	10,821	9,481	5,962	3,131
	Baganuur	4,268	3,833	2,901	834	0
	Shivee Ovoo	7,113	6,989	6,580	5,129	3,131
	Shariingol	0	0	0	0	0
	Aduunchuluun	0	0	0	0	0
	Tavantolgoi	0	0	0	0	0
	Other	0	0	0	0	0
Transportation	Total	0	0	0	0	0
	Ulanbaatar Railway	0	0	0	0	0
	Other	0	0	0	0	0
Taxes	Total	337	32	93	8	53
	Corporate income tax					
	Personal income tax					49
	VAT	293	0	93	0	0
	Other taxes		26	0	8	4
	Social insurance	45	7	0	0	0
	Subsidy					
Loan and interest	Total	2,879	4,308	4,175	0	0
	Project loan principals	629	0	4,132	0	0
	Project loan interest	0	0	0	0	0
	Domestic short-term loan principal	2,250	4,308	43	0	0
	Domestic short-term loan interest	0	0	0	0	0
	Other short-term debt	0	0	0	0	0
Other	Total	2,705	1,996	905	1,399	932
	Suppliers	2,680	1,996	905	1,399	932
	Individuals					
	Wages					
	Other	25	0	0	0	0

(Source: TPP4)

前掲の貸借対照表をもとに Table 4.1-11 の資金運用表を作成し、資金分析を行った。

Table 4.1-11 Source and Application of Fund

		2008	2009	2010	2011
Long-term fund	Total Source of long-term fund	7,254	-82,511	21,556	13,754
	Depreciation	13,849	-60,783	27,635	13,517
	Capital stock/reserves	-827	-18,666	-273	-1,303
	Retained earnings	-13,873	-23,942	15,117	20,407
	Long-term borrowings	8,105	20,880	-20,923	-18,867
	Long-term notes payable				
	Long-term allowance				
	Other long-term debt				
	Total Use of long-term fund	2,363	-81,572	18,515	16,607
	Tangible fixed assets	3,829	-80,895	18,177	16,875
	Land				
	Intangible fixed assets	-1	43	-9	8
	Construction in progress	-1,465	-720	347	-276
	Deferred assests				
	Overs and shorts	4,891	-939	3,041	-2,853
Short-term fund	Total Source of short-term fund	219	-2,505	-7,283	-3,253
	Notes payable				
	Accounts payable	-1,545	-2,403	-3,053	-3,299
	Short-term borrowings	2,058	-176	-4,132	0
	Short-term allowance				
	Income taxes payable	0	0	0	51
	Other current liabilities	-294	74	-98	-5
	Allowance for bad debt				
	Notes discounted/endorsed				
	Total Use of short-term fund	5,344	-3,444	-4,240	3,892
	Cash	6	-314	3,161	-118
	Notes receivable				
	Accounts receivable	188	-2,312	-4,652	-2,679
	Securities				
	Inventory	1,920	-739	294	-362
	Other current assets	3,230	-79	-3,043	7,051
	Overs and shorts	-5,125	939	-3,043	-7,145

(Source: JICA Survey Team)

註：貸借対照表の一部(2007年と2011年)に誤りがあるため、2008年と2011年では、長期資金と短期資金の過不足額が一致していない。

2008 年においては、固定資産取得に長期借入金が使われているが、その残余金は短期資金の穴埋めに使われている。短期資金は、短期借入と長期資金の残余金により、主として棚卸資産の取得と買掛金の支払いに充当している。

2009 年では、長期借入を行ったが資金調達不足となっており、これを主に売掛金の回収による短期資金で賄っている。

2010 年では、減価償却・利益剰余金の内部留保が厚くなったが、長期借入金の返済と固定資産の取得に使用したため、残余金はわずかとなった。短期資金では、買掛金の支払いと短期借入金の返済を行ったため資金不足となっているが、売掛金の回収と長期資金の残余金により、現預金の増額と棚卸資産の取得をしている。

2011 年でも内部留保が厚くなったが、長期借入金の返済と固定資産の取得に長期資金が使われている。短期資金では、主に売掛金の回収と現預金により買掛金の支払に充てているが、その他の流動資産の取得（主としてメンテナンス会社への前払い費用）により資金不足となっている。

モンゴルでは、銀行の長期貸出は見られず、短期貸出の金利は 20% 台と高い。このため、第 4 火力発電所も資金調達では、あまり短期の借入を行っておらず、主として海外援助による長期借入に依存してきた。しかし、この至近 2 年では、長期の借入は返済が主となっており、資金調達は主として内部留保によるものである。また、売掛金の回収により買掛金の支払いに充当してきており、これにより売掛・買掛の累積額が減少してきている。

4.1.4 経理上の問題点（提言）

- a) 減価償却に関しては、モンゴルでは各機器のサービスライフ年数に関わらず、一律 40 年としている。適切な内部留保を確保するには、各機器のサービスライフに応じた合理的な償却年数とする必要がある。
- b) 生産原価計算において、電力と熱の区分は電熱比 7:3 としており、この比率を減価償却を含めほぼ一律に適用している。例えば、電力生産でしか使用しない発電機も 7:3 で熱の生産原価に振り分けられるといったようなことになっている。電力生産でしか使用しない機器や経費、熱生産でしか使用しない機器や経費、共通で使用する機器や経費に区分し、共通のものに関しては、生産した電力（熱換算した上で）と熱の比率でそれぞれ経費を振り分けていくことが望ましい。これにより、より合理的な電力と熱の料金設定が可能となると考える。
- c) 2014 年からの Price Indexation による料金規制に備えて、より厳密な原価管理を行う必要があろう。このためには、電力・熱の生産原価の厳密な把握と適正な減価償却の実施は不可欠である。上記の a)、b) の問題点もあるので、外部専門家の協力を得ながら原価管理のあり方について検討することが望ましい。

4.2 設備状況

4.2.1 第4火力発電所設備の概要

第4火力発電所は1983年から運転を開始したモンゴル国内では最大の熱併給発電所（総発電容量580MW）であり、熱供給と電力供給を担う発電所として旧ソビエトの設計で建設され、ウランバートル市を中心とした中央電力系統（CES）の約70%の電力需要と、ウランバートル市の約65%の熱需要を賄っている最も重要な設備として位置づけられている。

第4火力発電所は1983年に1号機が運転開始し、1991年に全ての設備が完成した旧ソ連製の設備であり、当初はソ連の技術者が主体となり維持管理を行っていたが、1990年のソ連崩壊後、ソ連の技術者が母国へ引き上げたために、その後の維持管理はモンゴルに委ねられたが、補修資金不足とロシア製機器の予備品/修理部品の入手難（ロシアメーカーの製造能力の低下）等により、設備老朽化が急速に進みエネルギーの安定供給に支障をきたす結果に至った。この状況下、旧ソ連崩壊後、本邦を中心に緊急的位置付けでの資金援助がJICAおよびJBICスキームにて実施されてきた。

第4火力発電所のボイラ設備については2度の有償資金援助により微粉炭機更新も含めた燃焼システム間接燃焼方式から直接燃焼方式への改善が行われ、信頼性と効率向上が図られた。

2001年から2002年にかけて実施された、「ウランバートル第4火力発電所改修計画支援開発調査」において、将来の設備維持補修計画が策定されている。この計画の中のいくつかの項目については既に解決済みであり、未実施となっているタービン制御装置の更新については、今回調査を実施した。また、海外の資金により計画が進められている計画は次の通りである。

- a) ボイラ給水ポンプ(2台)の更新と回転数制御導入(インバータ)(ドイツ)
- b) 復水器ボール洗浄装置導入(6台)(ドイツ)
- c) 石炭コンベア監視テレビ導入(チェコ)
- d) 水処理設備の更新(イオン交換式→浸透膜式)(ドイツ)
- e) 水処理設備監視装置更新(チェコ)

第4火力発電所の発電設備はFig.4.2-1に示すとおり、8基のボイラ設備と6基のタービン発電機から構成されている。日本の火力発電所では、ボイラとタービンが1対1で対応するユニットシステムが大多数を占めているが、第4火力発電所では、8基のボイラからの主蒸気は共通ヘッダーを通して各蒸気タービンに供給される構成になっており、稼動機のユニット番号は対応していない。

発電所からウランバートル市内への温水供給は、市内から戻ってくる温水を、各タービンに対応して設置されている、地域熱供給用温水ヒータ（タービン1台に対して、NO.1、NO.2の2台が設置されている）で加熱して、市内に供給している。温水ヒータの加熱源としてはタービン抽気が利用されている。冬季に、市内に供給する温水温度をさらに高くする必要がある場合には、上記の温水ヒータで加熱した温水を更に8台の補助ヒータにより、1,5,6号のLMZ製タービンからの16ata抽気蒸気を減圧した13ata蒸気で再加熱後、市内へ供給している。2,3,4号のURAL製タービンからの16ata抽気蒸気はない。

補助蒸気は、16ata と 13ata の 2 種類のヘッダーから供給され、16ata 蒸気は、発電所内の暖房用、および近隣の食品工場用蒸気を発生する蒸発器に供給される。この蒸気は食品工場で使用されるため、薬品などを含まない清水が発電所に供給され、蒸発器で蒸気に変換して食品工場に送っており、発電所から外部への直接の蒸気供給はない。13ata 蒸気は、上記の温水補助ヒータのほか、起動用重油加熱器、脱気器、石炭ミル、純水製造装置、石炭貨車（冬季に凍結した石炭を加熱する）に供給される。

脱気器は共通で 8 基あり、常用では 8 基全てを運転する方針となっている。上記の通り、脱気器加熱用蒸気は、13ata 蒸気を使用しているので、LMZ 製タービンからのみ供給される。

Table 4.2-1 に、ボイラ・タービンの運転開始年を、Table 4.2-2 にボイラの仕様を、Table 4.2-3 に蒸気タービンの仕様を、Table 4.2-4 に発電機の仕様を、Table 4.2-5 に地域熱供給（温水供給）設備の仕様を、Table 4.2-6 に冷却塔設備の仕様を示す。

Table 4.2-1 Commercial operation year of Boiler and Turbine

Boiler	Year	Turbine	Year
#1	1983	#1	1983
#2	1984	#2	1984
#3	1984	#3	1985
#4	1985	#4	1986
#5	1986	#5	1990
#6	1987	#6	1991
#7	1990	—	—
#8	1991	—	—

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Table 4.2-2 Major Specification of Boiler

Item	unit	
Maker / Type		BKZ-420-120-10S (Russia)
Steam generation	t/h	420
Pressure	MPa abs	13.73
Temperature	°C	560
Coal		Baganuur #1 - #4 Shivee Ovoo #5 - #8
Mill number per boiler		4
Firing system		Direct
Draft system		Balance
Burner		Corner firing (4×3 stage)
Air preheater		Tubular type
Dust collector		ESP EGA2-58-12-6-4 Russia
Number of Stack		1
Stack height	m	250

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Table 4.2-3 Major Specification of Turbine

Item	unit	#1, #5, #6	#2,#3,#4
Maker / Type		LMZ PT 80-130 (Russia)	URAL T-110/120-130-4 (Russia)
Type		Extraction condensing type	Extraction condensing type
Rated / Max. output	MW	80 / 100 #5 and #6 were modified to 100 MW	100 / 120
Steam flow	t/h	500	500
Pressure	MPa abs.	12.75	12.75
Temperature	°C	555	555
Extraction pressure	MPa abs.	1.27	—
Speed	r.p.m.	3,000	3,000
Condenser pressure	kPa abs.	2.942	5.688
Condenser cooling		Cooling tower water	Cooling tower water
Condenser cooling water flow	t/h	8,000	16,000
Condenser cooling water temperature	°C	20	20

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Table 4.2-4 Major Specification of Generator

Item	unit	#1, #2, #3, #4	#5,#6
Type		TVF-120-2U3	TVF-110-2U3
Generator Capacity	kVA	125,000	137,500
Generator Output Rated / Max.	MW	100	110
Power Factor		0.8	0.8
Voltage	kV	10.5	10.5
Frequency	Hz	50	50
Excitation System		Thyristor	Thyristor
Cooling System		Hydrogen Cooling	Hydrogen Cooling

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Table 4.2-5 Major Specification of District Heater System

		Unit	LMZ Turbine	URAL Turbine
(1)	NO.1 Heater			
	Number		3	3
	Hot water flow	t/h	2,000	3,500
	Inlet water temp.	°C	50	50
	Outlet water temp.	°C	80	80
	Heating capacity	Gcal/h	60	105
(2)	NO.2 Heater			
	Number		3	3
	Hot water flow	t/h	2,000	3,500
	Inlet water temp.	°C	80	80
	Outlet water temp.	°C	120	120
	Heating capacity	Gcal/h	80	140
(3)	Axially Heater			
	Number		8	
	Hot water flow	t/h	1,800	
	Inlet water temp.	°C	70	
	Outlet water temp.	°C	150	
	Heating capacity	Gcal/h	144	
(4)	NO.1 Pump	Number	5	
	Flow	t/h	3,374	
(5)	NO.2 Pump	Number	5	
	Flow	t/h	3,474	

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

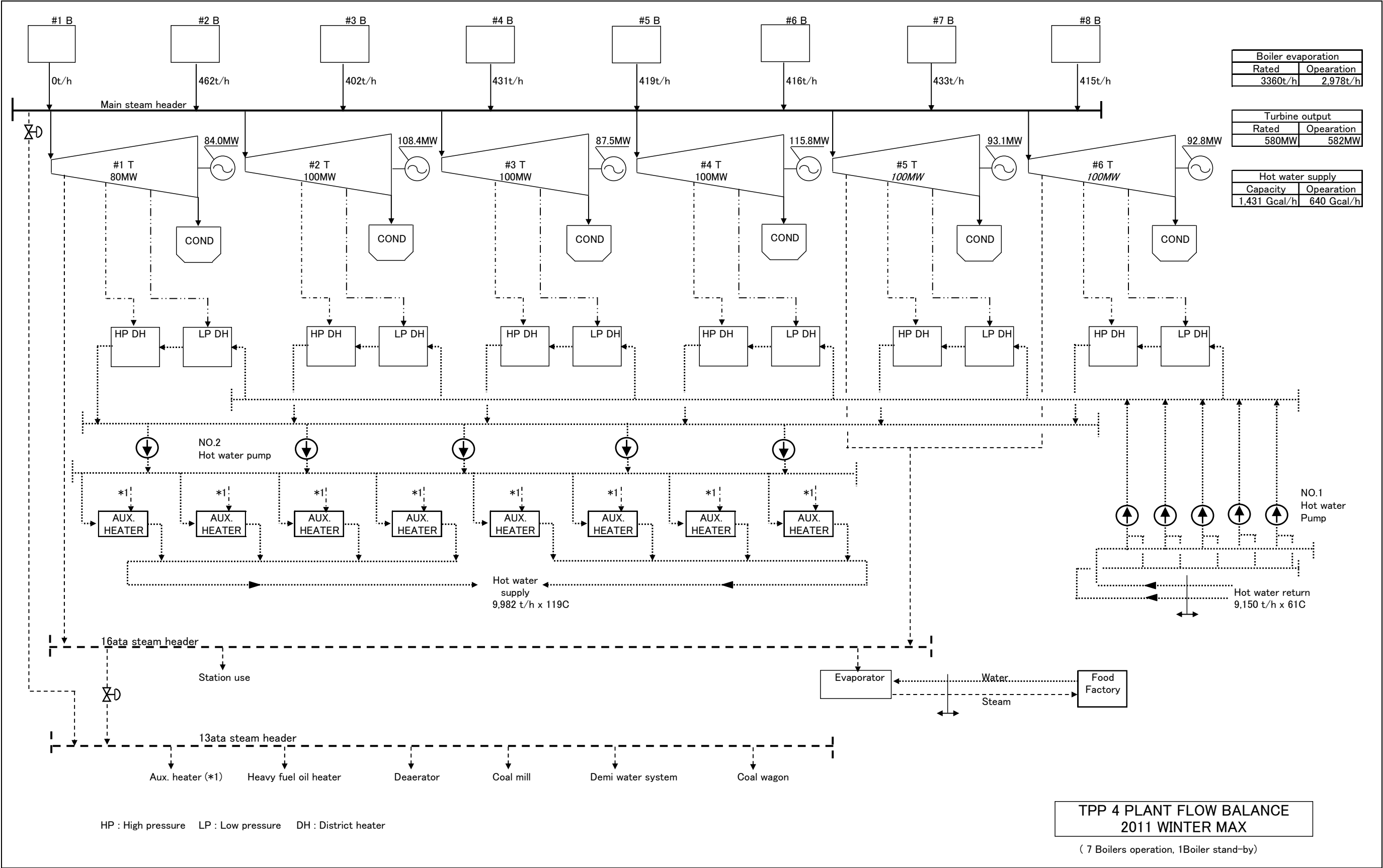
Table 4.2-6 Major Specification of Cooling Tower

	Unit	1	2	3	4
(1)	Country of origin	Russia	Russia	Russia	China
	Type	Natural draft	Natural draft	Natural draft	Natural draft
	Number	1	1	1	1
	Water flow	t/h	22,500	15,400	22,500
(2)	Cooling water pump	Large pump		Small pump	
	Number	7		3	
	Water flow	t/h	12,500	3,200	

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

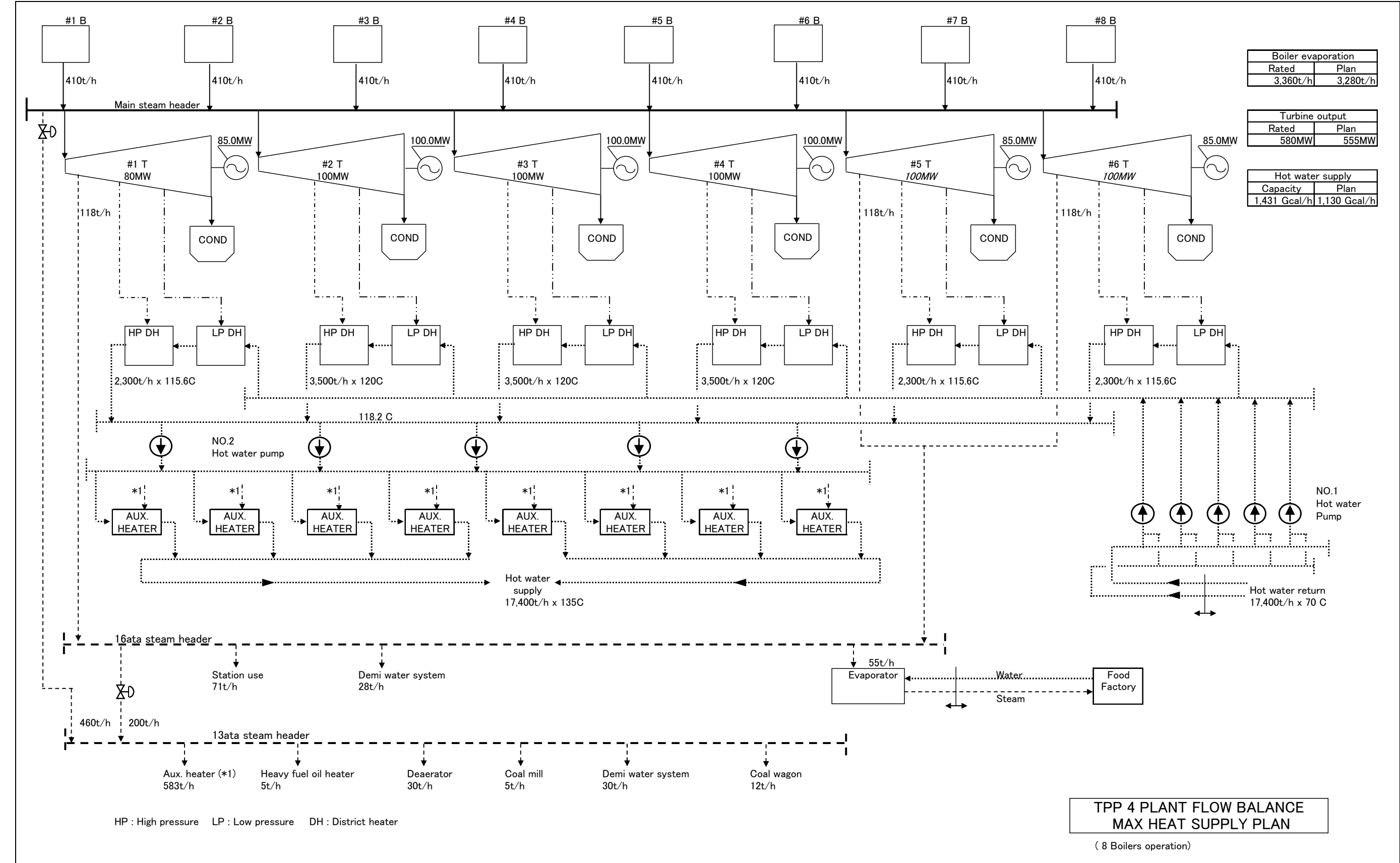
この冬の最大電力発電端出力は 582MW であり、タービン設備の定格出力の合計である 580MW を上回った。熱供給量は 640Gcal/h であった。なお、このときのボイラの運転状況は、1 缶が予備停止で、7 缶のボイラで、電力・熱供給を賄った。Fig.4.2-1 に、このときの主要運転データを示す。

また、Fig.4.2-2 には、発電所内で検討された、熱供給設備の最大容量に近い、1,130Gcal/h を達成する計画を示す。ボイラ 8 缶を全部運転することでこの計画は達成される。



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

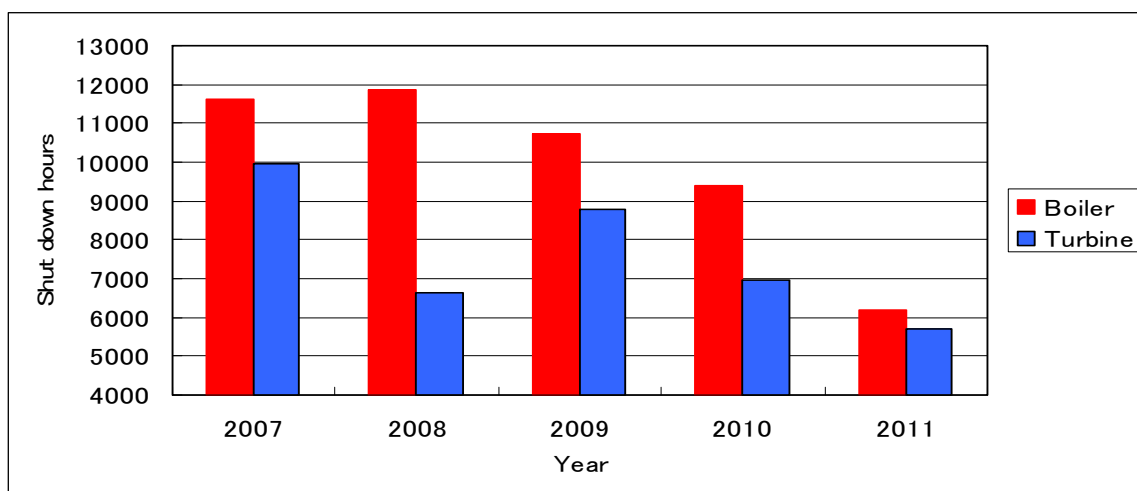
Fig.4.2-1 Flow Balance (Max. power and heat supply in 2011 winter)



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Fig.4.2-2 Flow Balance (Max. heat supply plan)

Fig. 4.2-3 に過去 5 年間の、ボイラとタービンの年間事故停止時間を示す。傾向としては、年々減少傾向にあるが、2011 年の年間の事故停止時間は、ユニット平均で、ボイラは約 33 日/缶、タービンは約 40 日/台である。日本では統計的に、このような事故停止がゼロのユニットも多数あり、仮に事故停止が起きたとしても、年間 10 日間程度であることから、日本の状況と比較すると、2011 年のデータでも、事故停止時間は非常に長い。



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

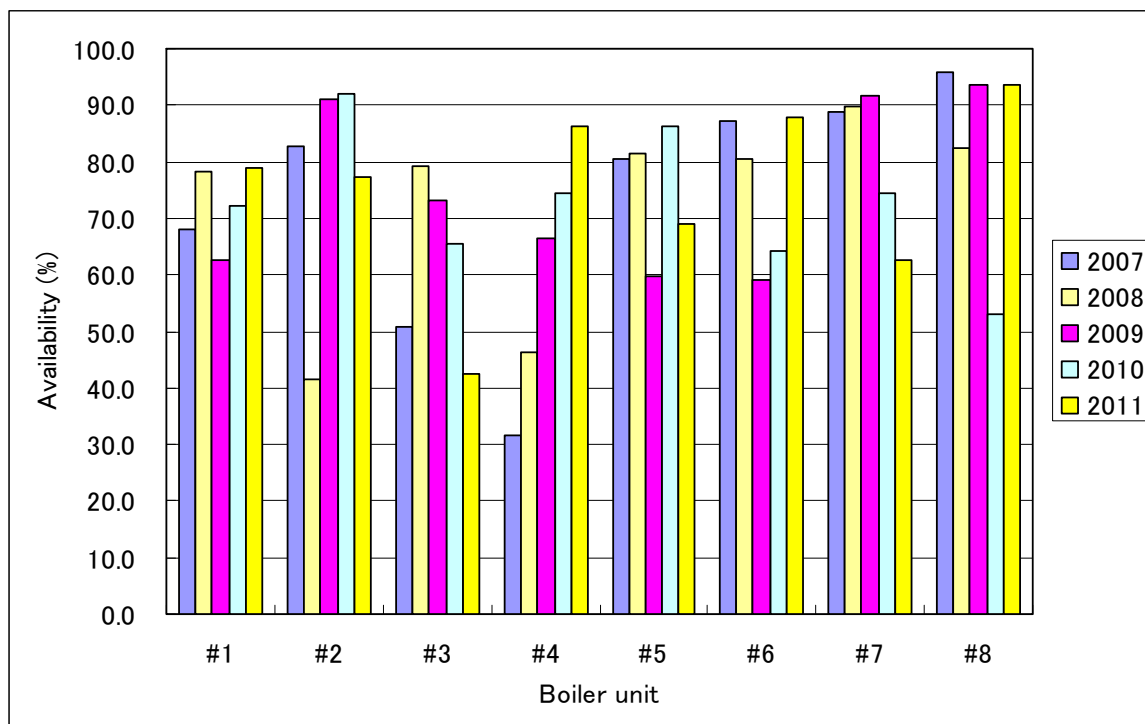
Fig.4.2-3 Shut down by Trouble

4.2.2 ボイラ設備

第4火力発電所の機器構成は、冬季の電力・熱供給の重要性を考慮して、タービンの消費蒸気量に対し、ボイラの蒸発量に余裕を持たせた設計となっており、2011年の冬季の最大電力・熱需要時期でも、ボイラ1缶は予備ボイラとして待機させている。

(1) 稼働状況

ボイラの稼働率を Fig.4.2-4 に示す。この稼働率の計算では、スタンバイ状態を稼働しているものと見なした。ユニットにより、若干異なるが、ほぼ 80～90%の稼働率となる。年度により稼働率が低い理由は主として、大規模定期点検による停止である。



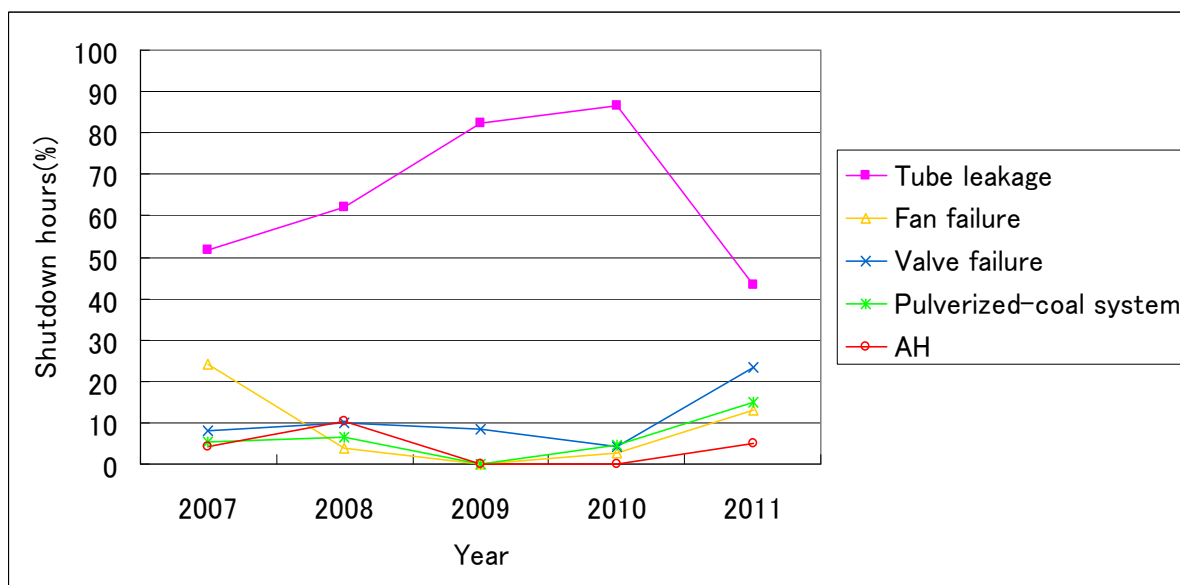
(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Availability = (operation hours + stand-by hours) / 8760 (%)

Fig.4.2-4 Boiler Availability

Fig.4.2-5 は、事故停止時間について、主要原因が占める割合をプロットしたものである。

ボイラの事故停止時間については、チューブリークが圧倒的割合を占めており、次に、弁の故障が続く。チューブリークの主な原因は、蒸発管、節炭器に発生している水側の点食によるリークと推測される。



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Availability = (operation hours + stand-by hours) / 8760 (%)

Fig.4.2-5 Ratio of Shutdown Hours by Major Trouble

Table 4.2-7 には、この冬場の最大電力発生・最大熱供給時のボイラの運転データを示す。1号ボイラはスタンバイ状態である。3,5号ボイラの蒸発量が低いが、問題があったわけではなく、定格の420t/hの蒸発量での運転は可能である。定格蒸気温度560℃と比べ、2,3,8号ボイラの主蒸気温度が、15～20℃低下している。

Table 4.2-7 Boiler Operation Data

NO.	ITEM		Design	1	2	3	4	5	6	7	8
1	Unit										
2	Time			19:00	19:00	19:00	19:00	19:00	19:00	19:00	19:00
3	Date			2011.12.25	2011.12.25	2011.12.25	2011.12.25	2011.12.25	2011.12.25	2011.12.25	2011.12.25
4	Main Steam Pressure	kg/cm2(a)	140		140	139	138	140	140	139	139
5	Main Steam Flow	t/h	420		433	333	423	393	416	424	412
6	Main Steam Temp	DegC	560		545	540	550	553	560	559	534
7	SAH Inlet Air Temp	DegC			37	35	28	33	41	33	38
8	AH Inlet Air Temp	DegC			37	35	28	33	41	48	38
9	AH Air Outlet Temperature	A DegC			292	264	261	258	299	301	296
10		B DegC			283	264	259	279	281	305	307
11	AH Gas Outlet Temperature	DegC			167	145	123	131	148	168	145
12	Eco Outlet Flue Gas O2 (Ave.)	%			4.3	3.1	3.8	3.6	3.2	3.8	3.9
13	Coal flow	A t/h			27.2	0	26.6	22.4	21.8	21.7	24.2
14		B t/h			21.4	24.5	26.6	22.3	21.5	21.8	14.4
15		C t/h			0	12.3	0	0	21.8	21.4	18.6
16		D t/h			27.5	24.6	26.6	22.6	21.7	21.7	23.9
17	Total	t/h			76.1	61.4	79.8	67.3	86.8	86.6	81.1

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

(2) 灰の伝熱面への付着（スラッシング）とスーツブロワ（煤吹き機）

ボイラには、建設当初は火炉、過熱器に合計で81台（1缶当たり）のスーツブロワが設置されており、また、後部煙道（節炭器、空気予熱器部）には鋼球散布式煤除去装置が設置されていた。Fig.4.2-6に既設スーツブロワの配置を示す。しかし、設計炭のBaganuur炭では灰の付着性が少なくスーツブロワや煤除去装置を使用する必要性もなかったことに加えて設備の保守等が十分でないため、撤去された。

現在、第4火力発電所では、Baganuur炭とShivee Ovoo炭の2種類の石炭を使用しているが、Baganuur炭と比較して発熱量が低く、安価なShivee Ovoo炭を燃焼すると、ボイラの伝熱面に灰が付着して伝熱効果を阻害する。（スラッシング）ボイラで一定の蒸気量を発生させるために必要な石炭消費量は、発熱量の低いShivee Ovoo炭を燃焼する場合、Baganuur炭を燃焼する場合より多くなるが、1～4号ボイラでは、微粉炭機の設計容量が小さく、Shivee Ovoo炭を燃焼した場合、定格の蒸発量が出せない。そのため、現状では、1～4号ボイラでBaganuur炭を使用し、微粉炭機の容量が大きい5～8号ボイラでShivee Ovoo炭を使用する運用となっている。5～8号ボイラでは、Shivee Ovoo炭燃焼によるスラッシングの問題により、2ヶ月程度連続運転をすると、ボイラ出口蒸気温度が定格まで上がらなくなり、タービンの出力が低下する問題が発生している。

現在発電所では緊急対策として、ドラムから飽和蒸気を配管で取りだし、過熱器下部などに蒸気を噴射して灰を除去する、仮スーツブロワを設置して、灰の堆積を防いでいる。この設備の開閉弁の写真をFig.4.2-7に、ボイラへの貫通部の写真をFig.4.2-8に示す。

現状の、仮スーツブロワでは、煤吹き効果が十分ではないと考えられるので、制御装置も含め、当初の設計どおり、既製のスーツブロワをボイラ全体に設置することが好ましい。

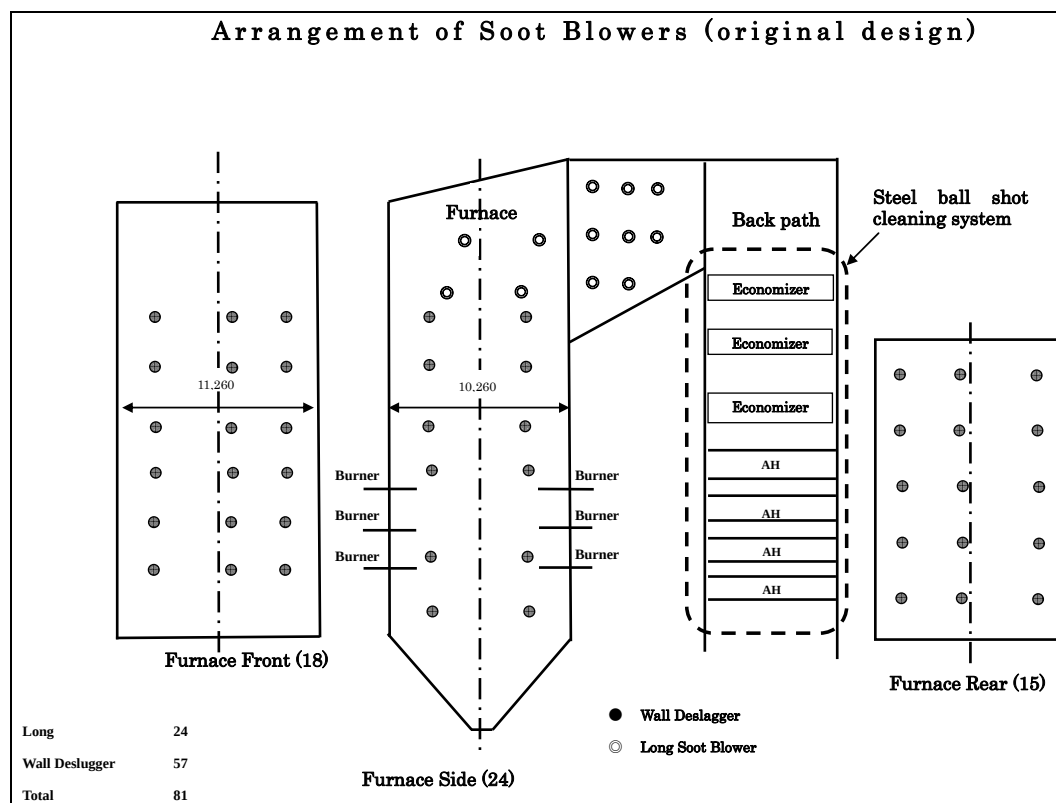


Fig.4.2-6 Arrangement of Soot Blowers



Fig.4.2-7 Valve station

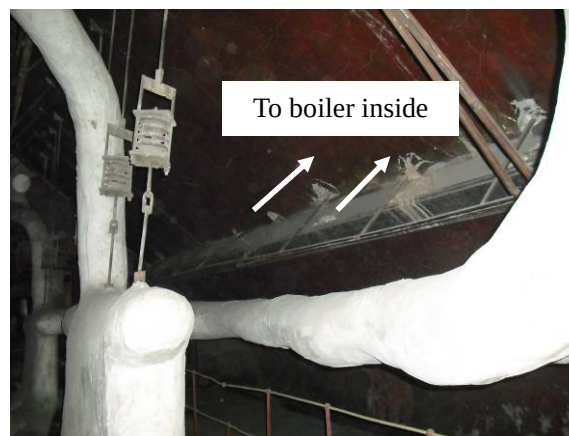


Fig.4.2-8 Piping to Boiler inside

(3) 高圧弁の故障

弁に関するトラブルは、ボイラの停止原因の第2位であるが、主に高圧高温弁からの蒸気や給水の漏れにより、ボイラを停止させている。弁は、主に、ロシア製、中国製を使用しているが、特に中国製については品質が悪く、新品でも1~2ヶ月で故障して、修理もできない状況と聴取した。Fig.4.2-9に廃棄された弁の写真を示す。品質面で問題のない、信頼性のある弁メーカーの製品を購入することが好ましい。



Fig.4.2-9 Scrap Valves

(4) 微粉炭機

第4火力発電所に設置されている微粉炭機の構造図を Fig.4.2-10 に示す。石炭は上部から投入され、テーブル上でローラにより粉砕される。

第4火力発電所の微粉炭機は、円借款プロジェクトの Phase-1（1995-2002 年）（有償）で1号～4号ボイラの微粉炭機をオーストリア製に更新、Phase-2（2001-2008 年）（有償）で5号～8号ボイラの微粉炭機を三菱重工製に更新した。

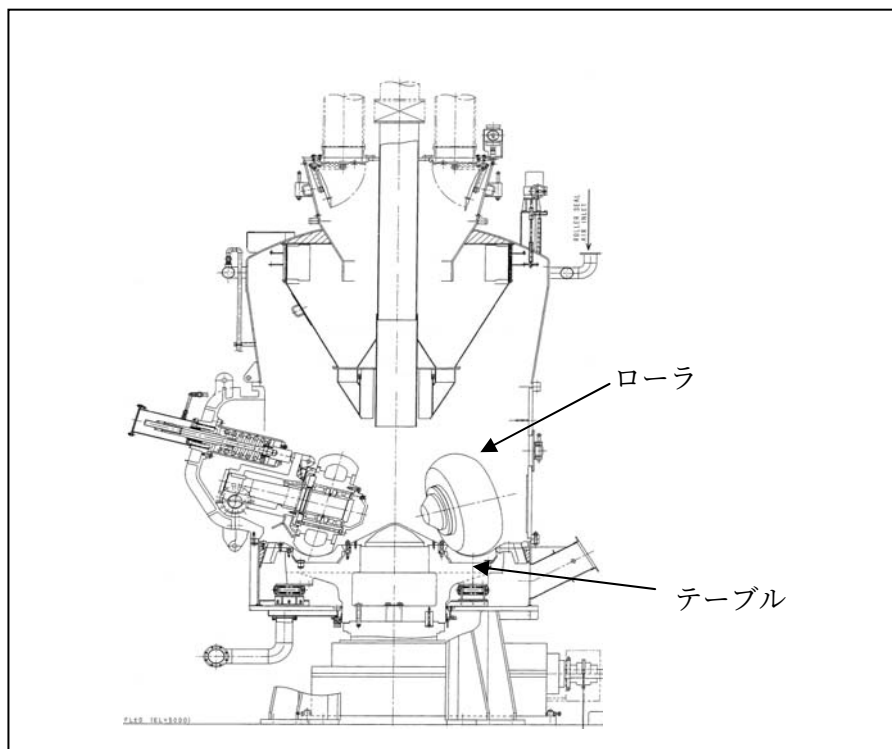


Fig.4.2-10 Cross Section of Mill

第4火力発電所で現在使用している、Baganuur 炭、Shivee Ovoo 炭は、日本に輸入される石炭に比べ、石や砂が多く含まれており、微粉炭機のローラの磨耗速度が速く、日本の平均的な磨耗速度の2倍となっている。そのために約8000時間ごとにローラの溶接肉盛補修が必要になる。補修前のローラの写真を Fig.4.2-11 に示す。母材まで磨耗が進んでおり、この場合には、新品に近くなるような修理が必要であることから、納入メーカはローラの交換を推奨している。



Fig.4.2-11 Mill Roller before Maintenance

(5) 水質管理

ボイラの停止原因の1位である、チューブリークについて、主な原因は水管の内面の腐食によるものと推定される。最近の水質データと日本の標準である JIS 規格との比較を Table 4.2-8 に示す。

Table 4.2-8 Water Analysis

Item	unit	Boiler feed water		Boiler water	
		TPP4	JIS	TPP4	JIS
Conductivity	μS/cm	3.1	0.05	—	—
Hardness	mg/l	1	0	—	—
O ₂	mg/l	0.005	0.007	—	—
Fe	mg/l	19	30	—	—
SiO ₂	mg/l	—	—	2.9	0.3

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

ボイラ給水中の電導度、硬度、およびボイラ水中のシリカが JIS 標準を上回っているので、対策が必要と考えるが、第4火力発電所では、近々、ドイツ国 KfW の資金により、水処理装置を浸透膜式に更新するので、この問題は改善できると予想される。一方で、後述するが、開放した5号タービンのブレードや給水加熱器には錆の付着が観測された。これは、おもにボイラから持ち込まれたものと想定される。第4火力発電所では、2000年ごろまで水処理装置の不具合により、悪い水質で運転を継続した履歴があり、このときに発生した錆が、いまだにボイラ水管に残っており、これが、ボイラチューブリークの主要原因と推測される。この問題の解決

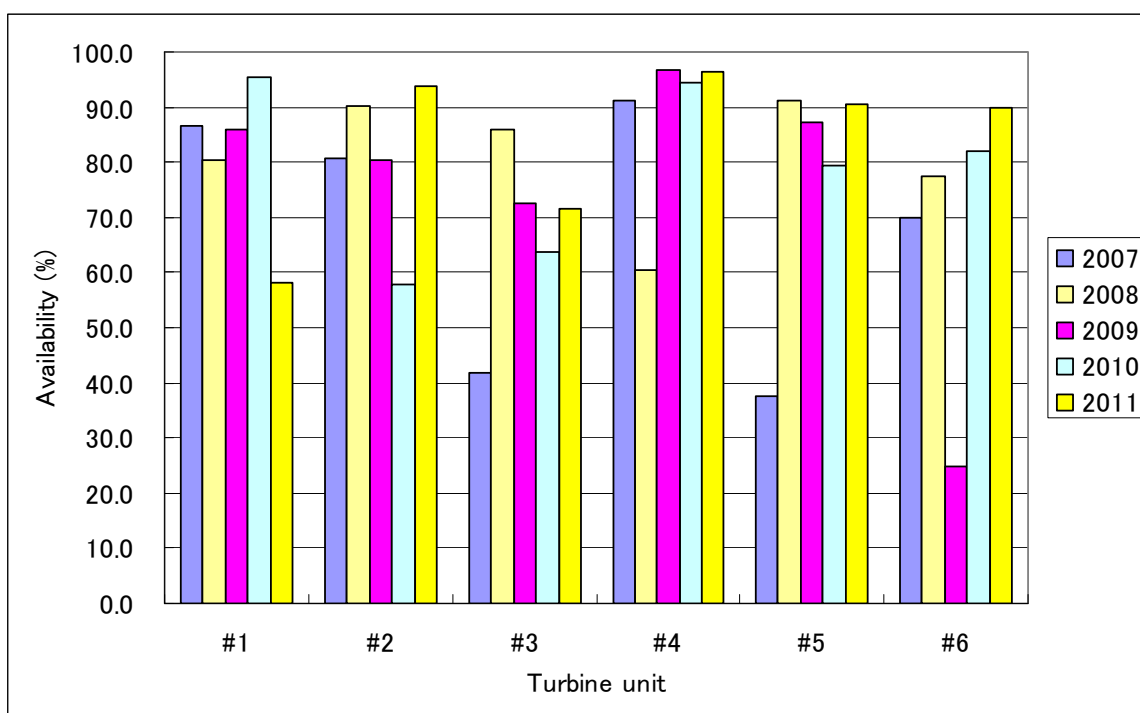
法としては、ボイラの酸洗浄および防錆処理で対応できる。第4火力発電所では、酸洗浄は実施されているが、適格な酸洗浄やその後の防錆処理が実施されていない可能性がある。日本の、酸洗浄、防錆技術は十分に確立されており、ボイラの実態を把握したうえで洗浄要領を検討するなど、きめ細かな対応が可能であり、このような技術を採用した洗浄、防錆を推奨する。

4.2.3 タービン設備

(1) 稼働状況

タービンの稼働率を Fig.4.2-12 に示す。

ボイラと同様、スタンバイ状態を稼働しているものと見なした。ユニットにより若干異なるが、ほぼ 80～90%の稼働率となっている。ボイラと同様、年度により稼働率が低い理由は主として、大規模定期点検による停止である。

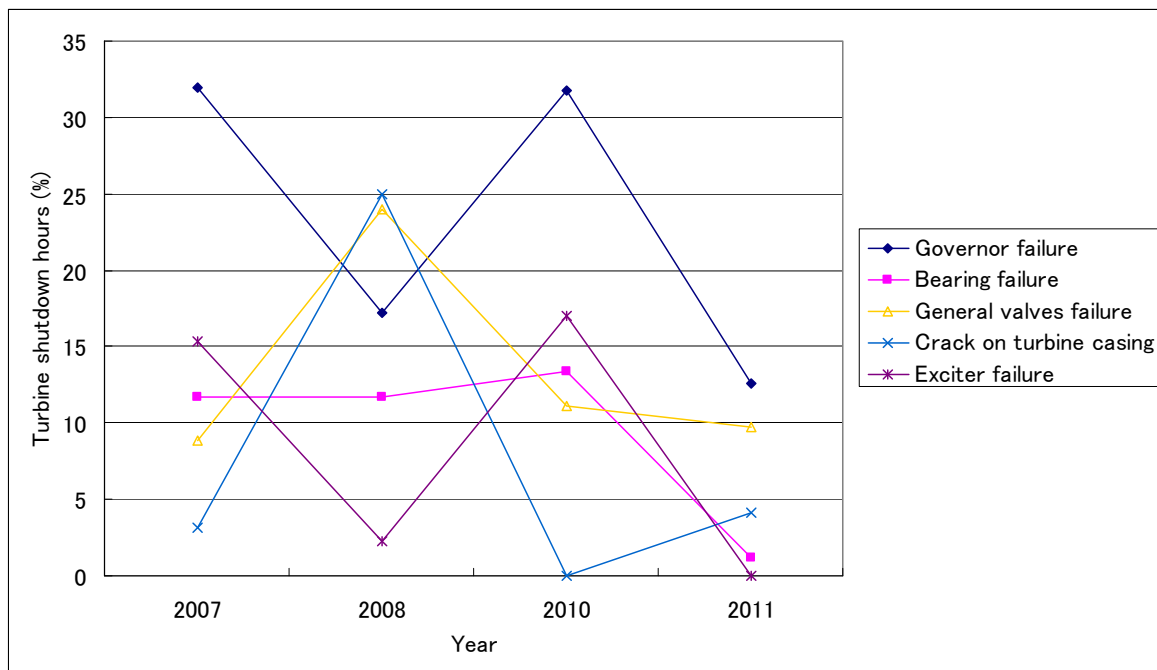


(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data) Availability = (operation hours + stand-by hours) / 8760 (%)

Fig.4.2-12 Turbine Availability

Fig.4.2-13 は、事故停止時間について、主要原因が占める割合をプロットしたものである。

タービンの事故停止時間については、ガバナトラブルと弁の故障によるものが多い。エキサイタについては、2号、5号エキサイタのトラブルが過去にあったもので、現在は解決している。



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Fig.4.2-13 Ratio of Shutdown hours by Major Trouble

Table 4.2-9 には、ボイラと同様、この冬場の最大電力発生・最大熱供給時のタービンの運転データを示す。2, 3, 4 号タービンについては、出力と入口蒸気流量の傾向があつておらず、測定計器が正しい値を標示していない可能性がある。

Table 4.2-9 Turbine Operation Data

NO.	ITEM		Design	2	3	4	Design	1	5	6
1	Unit									
2	Time			19:00	19:00	19:00	19:00	19:00	19:00	19:00
3	Date			2011.12.25	2011.12.25	2011.12.25	2011.12.25	2011.12.25	2011.12.25	2011.12.25
4	Unit Load	MW		108.4	87.5	115.8		84	93.1	92.8
5	MS Pressure	kg/cm2 (a)	130	127	132	125	130	124	128	128
6	MS Temperature	Deg C	555	537	546	558	555	531	550	532
7	MS Flow	t/h		444	504	630		496	475	475
8	HPH - 7 FW Outlet Temp	Deg C		231	225	236		252	253	246
9	LPH - 4 FW Outlet Temp	Deg C		163	156	163		159	180	167
10	Condensate Water Flow	t/h		164	265	349		260	178	205
11	Condenser Pressure	kg/cm2 (a)		0.8	0.82	0.8		0.82	0.76	0.79
12	Condenser Hotwell Water Temp	Deg C		41	42	29		35	49	35
13	Condenser Cooling Water Flow	t/h		10229	10443	8668		6681	6118	4412
14	Condenser Inlet Cooling Water Temp	Deg C		15.5	16.5	17.5		16	15	15.5
15	Condenser Outlet Cooling Water Temp	Deg C		26	27.5	31.5		27	31.5	26.5

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

(2) ガバナ制御装置

現在のガバナ制御装置は建設当初の機械油圧式で、URAL 製タービン、LMZ 製タービンでは弁の構成が異なる。

1) URAL 製タービン

- 高圧タービン、中圧タービン、低圧タービンの3車室より構成される。
- 主蒸気止め弁(MSV)1個、ガバナ弁(CV)4個、抽気制御用ダイヤフラム弁2個（ダイヤフラムは2個であるが駆動装置は1個）を有する。

- c) ダイヤフラム弁は地域熱供給用温水加熱器用抽気の下流の低圧タービン入口蒸気圧を制御するもので、この制御により、上流の温水加熱器用抽気圧力を制御して、温水加熱器出口の温水温度を制御するものである。抽気制御は自動制御でなく、オペレータが圧力を見ながら手動で制御する。
- d) 中圧タービンの入口には止め弁、制御弁とにもない。
- e) 制御油圧は 15ata である。

2) LMZ 製タービン

- a) 高圧タービン、低圧タービンの2車室より構成される。
- b) 主蒸気止め弁(MSV)1個、ガバナ弁(CV)4個、抽気調圧弁(ECV)4個、低圧抽気制御用ダイヤフラム1個を有する。
- c) ECVは16ata 蒸気の圧力を制御し、ダイヤフラムは URAL 製タービンと同様、ダイヤフラム弁は地域熱供給用温水加熱器用抽気の下流段の入口蒸気圧を制御するもので、この制御により、上流の温水加熱器用抽気圧力を制御して、温水加熱器出口の温水温度を制御するものである。
- d) 低圧タービンの入口止め弁はない。
- e) 制御油圧は 20ata である。

3) 制御油と潤滑油は同一の系統で、電動ポンプは起動用、起動用（予備）および非常用の3台で、非常用はDC駆動である。

タービンの開放点検（4年に1回）に合わせてガバナ装置のオーバーホールを行っているが、油圧機械部分の弁のスティック、パイロット部分の詰り等の不具合が多い。

装置の信頼性を向上させるには、電子油圧式の制御装置に置き換えることが有効と考える。電子油圧式では、ガバナの最も重要な機能の一部である、速度検出、信号伝達機能を、油圧利用や機械式機構から、電気信号による検出器や演算器に替えるので、装置の信頼性の向上につながり、タービンの稼働率の向上が期待できる。

(3) タービンロータ

5号タービンの開放状況を次に示す。Fig.4.2-14には低圧ロータの、Fig.4.2-15には高圧ノズルの写真を示す。赤錆の付着がひどく、低圧ロータではシュラウドが欠損している部分がある。



Fig.4.2-14 LP Rotor



Fig.4.2-15 HP Nozzle

Fig.4.2-16, 4.2-17 には低圧ロータ最終翼の写真を示す。Fig.4.2-16 は補修前のもので、この翼は、約4年前に中国メーカーにより新製されたものであるが、侵食が激しい。これは、材質の問題と考えられる。Fig.4.2-16 は補修後の写真であり、侵食部を研削している。



Fig.4.2-16 LP Last Blade before Repair



Fig.4.2-17 LP Last Blade after Repair

このような状況では、性能も劣化していることが予想されるが、第4火力発電所の蒸気タービンには、性能を計測できる計器が設置されていないため、性能を把握することが困難である。仮定の計器で測定した結果を使用した計算では、タービンの内部効率は、設計値と比較して、相対値で約6%低下している。（設計値81%、運転データからの計算値では76%）

上記の写真の通り、錆の付着や最終翼の侵食、運転開始から20年以上経過していることから、今後の延命化のためにも、最新の技術による高性能翼やシール構造を取り入れた、ロータや内部品の更新が推奨される。

4.2.4 計測制御装置（C&I）

第4火力発電所の計装制御設備は独立した8基のボイラ計装制御装置と6基のタービン計装制御装置で構成されている。ボイラ計装制御装置は、日本からの援助により1996年から2007年にかけて3回（Phase 1、Phase 2、およびフォローアップ）にわたる更新工事を行い、分散型デジタル制御装置（以下DCSと記す）が導入され、中央制御室（以下CCRと記す）から遠隔・自動制御が行われている。DCS導入の結果は既に報告¹されているが、第4火力発電所の稼働率は向上し、

¹ ウランバートル第4火力発電所改修計画支援開発調査最終報告書 国際協力事業団：電源開発，2002.9

DCS化の効果は良い評価を得ている。Fig.4.2-18 とFig.4.2-19 はボイラ計装制御装置の更新前後のCCRを示す。



Fig.4.2-18 Boiler Control System before Modification



Fig.4.2-19 Boiler Control System after Modification

一方、タービン計装制御装置は基本的に建設当初のロシア製のアナログ制御機器が使用されている。タービンの運転は CCR からの遠隔手動操作あるいは現場手動操作が主で、特にタービン起動・停止時には CCR と現場の両方で操作しているため、運転員の負荷は大きい。これに加えて、建設当初のロシア製の機器は 20 年以上が経過し信頼性が低下している。

Fig.4.2-20 に CCR のタービン制御監視盤を示す。



Fig.4.2-20 Turbine Control Panel in CCR

しかし、第4火力発電所の計装制御担当のエンジニアは、不具合の出たロシア製機器を中国製機器へ交換したり (Fig.4.2-21 参照)、あるいは Phase 1 の更新で不要になった計器の転用 (Fig.4.2-22 参照) 等々、日常の保守・監理作業を通して機器単体ベースではあるが改善の努力を行っている。Table 4.2-10 には通常の保守作業の内容と頻度を示す。



ロシア製



中国製

Fig.4.2-21 Original Russian Control Valve and New Chinese Control Valve

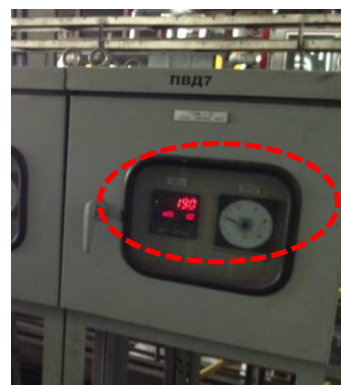


Fig.4.2-22 Diverted Devices from Phase1 Renovation

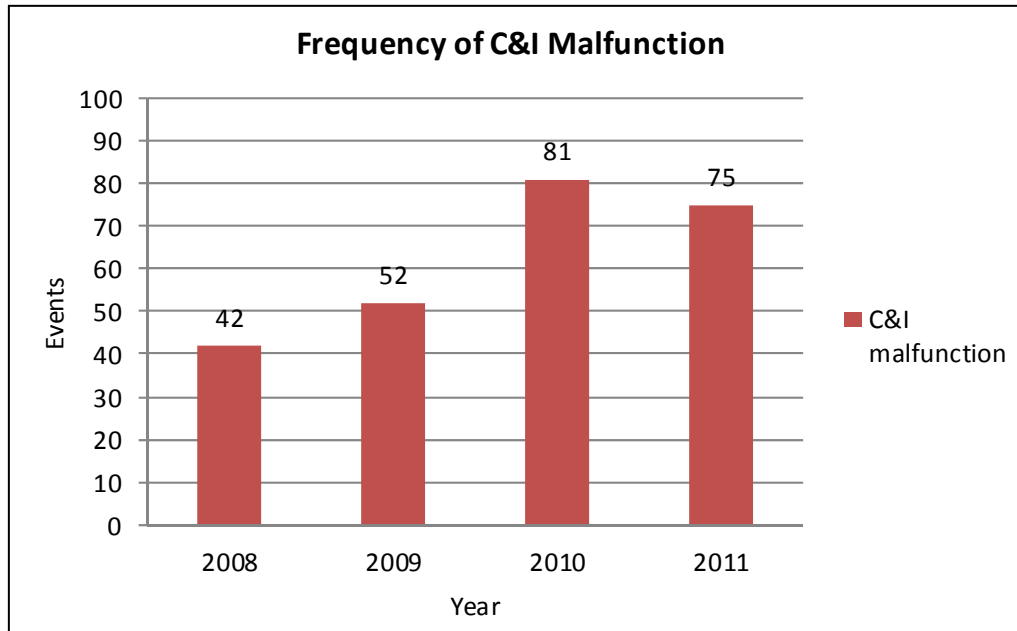
Table 4.2-10 Maintenance Work and Frequency

Maintenance Work Item	Frequency
Adjustment/calibration of instruments and controls	Once every two years
Zero and span check of field devices	Once every year
Function check of impulse piping, control valves, and shutoff valves	Once every four years
Check of control and protection systems	While the turbine is shut down for three days or more
Check of deviation in critical data from baseline (and adjustment where necessary)	Once every month

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

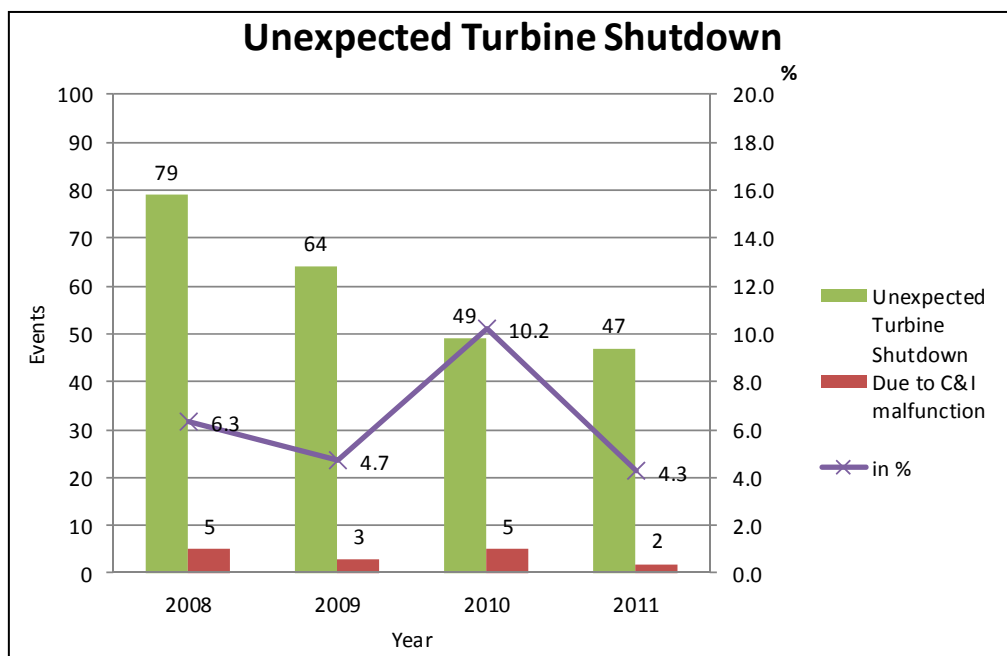
前述のような第4火力発電所のエンジニアの保守・監理作業にもかかわらず、継続して使用せざるを得ないロシア製機器には既に生産を中止したものもあり、予備品の供給もままならない状況である。したがって、保守・監理作業にも限界があり、Fig.4.2-23の年間の計器の不具合発生件数、Fig.4.2-24の年間のタービン計画外停止回数と計装制御装置に起因する計画外停止回数が示すように、機器の信頼性低下は増加傾向にあり、プラントの信頼性低下、稼働率の低下を助長する事態を発生している。Table 4.2-11はタービン停止を起こした計装制御装置の不具合内容の一覧を示したものである。

以上のことから、タービンの運転の信頼性・稼働率向上、保守・監理の改善にはタービン計測制御装置および現場機器を含めたハード面での更新が有効な手段であると判断する。加えてソフト面からタービンの自動起動・停止や電力／熱デマンドへの追従性を向上させる機能追加も推奨する。



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Fig.4.2-23 Number of Control & Instrument Malfunction



(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Fig.4.2-24 Numbers of Unexpected Turbine Shutdown

Table 4.2-11 Details of Reasons for Turbine Shutdown

Year	Times	Turbine	Cause of Shutdown
2008	1	#1	Wrong interlock action
	2	#3	Malfunction of protection controller
	3	#5	Malfunction of main steam temperature sensor
	4	Unknown	Unknown
	5	Unknown	Unknown
2009	1	#3	Step#1 Exchanger pressure transmitter
	2	#4	Vacuum drop
	3	#3	Malfunction of protection controller
2010	1	#6	Governor cable break
	2	#6	Malfunction of Vacuum transmitter
	3	#3	Malfunction of Oil temperature transmitter
	4	#4	Cable noise
	5	#1	Malfunction of protection controller
2011	1	#1	Malfunction of protection controller
	2	Unknown	Wrong action of shut off valve

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

4.2.5 電気集塵装置

第1回、第2回調査時に実施した、電気集塵装置入口出口ばいじん測定結果を、Table 4.2-12に示す。1,4号については、定期点検のため測定ができなかった。7号では出口ばいじん濃度が第4火力発電所の煙突排出ばいじん濃度規制値の200mg/m³Nを超えたが、全体の平均値では、規制値を満足している。7号のばいじん濃度が高かった原因としては、一時的な荷電制御装置の不調が疑われる。

なお、表の右側には、ボイラ負荷を100%と想定した場合、および将来予定されているボイラ容量アップ計画による50t/hボイラ蒸発量を増加させた場合の燃焼ガス量を想定した、電気集塵装置出口ばいじん濃度の予想値を示す。いずれのケースにおいても平均では、規制値を満足すると予想される。

以上の通り、電気集塵装置については、現状の規制値を満足していること、将来のボイラ蒸発量増加の場合においても、平均では規制値を満足すると予想されることから、喫緊の更新の必要はないと考えられる。

Table 4.2-12 ESP Dust Measurement Result

NO.	DATE	UNIT	Boiler load (%)	Coal	ESP Inlet (g/m ³ N)	ESP outlet (mg/m ³ N)	Efficiency (%)	ESP outlet @ 100% (mg/m ³ N)	ESP outlet @ 50t/h up (mg/m ³ N)
1	Mar. 21	7	86	Shivii Ovoo	3.9	13	99.7	20	27
2	Mar. 22	6	75	Shivii Ovoo	4.6	14	99.7	30	41
3	Mar. 23	3	100	Baganuur	7.5	163	97.8	163	203
4	Mar. 24	5	97	Shivii Ovoo	7.8	81	99.0	87	112
5	Apr. 24	2	98	Baganuur	7.1	112	98.4	117	148
6	Apr. 25	8	98	Shivii Ovoo	9.5	47	99.5	50	67
7	Apr. 26	7	94	Shivii Ovoo	8.6	233	97.3	260	318
					Regulation	200		200	200
					Average	95	98.8	104	131

Table 4.2-13, 4.2-14 に過去の測定結果を示す。出口ばいじんについては規制値を超えているケースも見られるが、ばらつきがある。

Table 4.2-13 ESP Inlet Dust

No.	Year	unit	Unit-1	Unit-2	Unit-3	Unit-4	Unit-5	Unit-6	Unit-7	Unit-8
1	2004	g/m ³ N	3.0	—	9.8	7.1	—	9.9	—	10.8
2	2005	g/m ³ N	0.0	9.4	12.2	9.5	7.6	5.1	—	—
3	2006	g/m ³ N	6.8	3.3	—	4.8	—	6.9	6.0	8.3
4	2007	g/m ³ N	5.0	3.2	4.9	4.8	6.2	4.0	2.5	5.9
5	2008	g/m ³ N	10.0	6.7	6.5	13.2	5.0	7.5	6.2	5.9
6	2009	g/m ³ N	2.6	17.6	4.6	3.3	3.8	3.6	3.1	4.4
7	2010	g/m ³ N	5.9	3.4	9.8	5.1	6.9	4.5	4.1	7.1

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

Table 4.2-14 ESP Outlet Dust

No.	Year	unit	Unit-1	Unit-2	Unit-3	Unit-4	Unit-5	Unit-6	Unit-7	Unit-8
1	2004	mg/m ³ N	117	—	152	106	—	110	—	70
2	2005	mg/m ³ N	—	444	334	1,486	164	812	—	—
3	2006	mg/m ³ N	106	143	—	233	—	213	343	31
4	2007	mg/m ³ N	285	76	167	50	185	120	67	40
5	2008	mg/m ³ N	520	124	231	193	122	158	241	33
6	2009	mg/m ³ N	163	66	165	40	18	91	59	7
7	2010	mg/m ³ N	295	3	375	9	49	216	32	25

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

4号集塵装置の内部の写真を Fig.4.2-25 に示す。集塵装置入口部では、集塵板の腐食が見られるが、入口部分のみで、集塵装置全体の劣化はない。



Fig.4.2-25 #4 ESP Inner Parts

第4火力発電所の現状の排ガス関係の規制値をTable 4.2-15 に示す。最新のモンゴルの新発電所に対する規制値、世界銀行のガイドラインも参考用に示す。新発電所に対する規制値については、SO₂、Dustの規制値は強化されている。第4火力発電所では、集塵装置以外は、環境対策機器は設置されていない。

Table 4.2-15 Emission Standard of TPP4

Item	TPP4	For New Power Plant in Mongolia	Environmental, Health, and Safety Guidelines(World Bank,2007)
CO	180 mg/m ³ (144ppm)	180 mg/m ³	N.A.
SO ₂	1,200 mg/m ³ (420ppm)	400 mg/m ³	2,000 mg/m ³
NOx	715 mg/m ³ (364ppm)	1,100 mg/m ³	650 mg/m ³
Dust (SPM)	200 mg/m ³	50 mg/m ³	50 mg/m ³

4.2.6 補修

第4火力発電所では、10年ほど前と比較すると、定期点検時の補修のレベル、安全対策は格段に向上した。補修時の安全用の仮設囲い（Fig.4.2-26）、ボイラ水管取替え作業（Fig.4.2-27）の写真を以下に示す。ボイラのチューブ材料は中国から購入し、発電所内の補修工場で加工している。

補修のレベル、安全対策が向上した理由として、以下が考えられる。

- 発電所の財務状況の改善により、補修に充当できる予算に余裕が出てきた。
- トップの方針で補修予算を増やしたことで、必要な資材が十分購入できるようになった。
- 過去の円借款プロジェクトを通じて日本企業の工事管理手法を学んだ。
- JICA 専門家を通じて最新の技術情報を入手している。



Fig.4.2-26 Safety Enclosure



Fig.4.2-27 Replacement of Boiler Water Wall

4.2.7 石炭貨車入替用ディーゼル機関車

第4火力発電所では、鉄道輸送される石炭を貨車から降ろすために、ロシア製の入替用ディーゼル機関車3台を保有している。2台は常用機で、1台は予備機である。ウランバートル鉄道により第4火力発電所構内に牽引されてきた石炭輸送列車は、12から16両ずつに分割され、入替用機関車により石炭荷降ろし装置に移動させて、石炭を貨車から降ろす。荷降ろし装置では、貨車を両側から挟みこんで回転させて石炭を降ろし、石炭は下部のホップからコンベアで貯炭ヤードに搬送される。16両の貨車から石炭を降ろすための所要時間は約1時間であり、貨車1両当たりの石炭積載量は70tonである。この回転式荷降ろし装置は、1度に2両の貨車を回転させる装置が2基設置されており、2014年には、同じものがさらに2基追設される予定である。

機関車は、発電所の1号機の運転開始と同時期に1台目（NO. 1255）が導入され、既に約30年が経過しており、25年に1回の実施が義務付けられている大修理を2009年に実施した。次回大修理は7.5年後に実施する必要がある。また、2台目のNO. 1280については、2013年に25年目の大修理を実施する予定である。この形式の機関車はすでに製造中止になっているため、交換部品の調達などに支障を来しているが、部品を長期間使用するなどして対処しており、現状、機関車の運用には問題はない。Table 4.2-16に機関車の主要仕様を、Fig.4.2-28、Fig.4.2-29に機関車の写真と、石炭荷降ろし装置の写真を示す。

Table 4.2-16 Major Specification of Shunting Locomotive

Item	unit	
Type		TEM-2 (Russia)
Year of manufacture		
NO.1255		1983
NO.1280		1987
NO.1291		1990
Track gauge	mm	1,520
Weight	ton	138
Axle arrangement		6 axles (Co-Co)
Height of coupler	mm	1,050 – 1,060
Tractive effort	kN	350
Rated engine power	kW	515
Engine capacity	cc	157,260
Cylinder		6
Max. speed	km/h	100
Major dimension		
Length	mm	16,970
Width		4,437
Height		3,120

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)



Fig.4.2-28 Shunting locomotive of TPP4



Fig.4.2-29 Coal Unloading Facility of TPP4

第 5 章

第 4 火力発電所改修計画

目 次

第5章 第4火力発電所改修計画

5.1	改修計画	5-1
5.2	フィージビリティスタディ	5-1
5.2.1	タービンガバナ電子化（機械油圧式→電子油圧式）	5-1
5.2.2	タービン自動制御装置の DCS (Distributed Control System) 化	5-5
5.2.3	スーツブロワ設備	5-15
5.2.4	微粉炭機ローラの更新	5-19
5.2.5	石炭貨車入替用ディーゼル機関車の更新	5-20
5.2.6	プロジェクトスケジュール	5-22
5.3	運用指標効果	5-25
5.4	経済財務評価	5-26
5.4.1	プロジェクト費用	5-26
5.4.2	検討条件	5-33
5.4.3	経済評価	5-35
5.4.4	財務評価	5-38
5.5	結論	5-41

LIST OF TABLES

Table 5.2-1	Comparison between Mechanical-hydraulic and Electro-hydraulic Governor	5-2
Table 5.2-2	Scope of Modification Work	5-4
Table 5.2-3	General Figures of New Devices	5-9
Table 5.2-4	Control Valve List of URAL T-110 Turbine	5-10
Table 5.2-5	Control Valve List of LMZ T-80 Turbine	5-11
Table 5.2-6	Control Valve List of Turbine Common	5-12
Table 5.2-7	Remote Controls Implemented in DCS	5-13
Table 5.2-8	Instrument List for Turbine Performance Measurement	5-14
Table 5.2-9	Number of Soot Blower (new plan)	5-15
Table 5.2-10	Major Specification of HD300	5-21
Table 5.2-11	Comparison of Fuel Cost	5-21
Table 5.2-12	Maintenance Cost	5-22
Table 5.4-1	Common Terms for Appraisal	5-27
Table 5.4-2	Cost Break Down for Package	5-28
Table 5.4-3	Project Cost (Cost by Item)	5-29
Table 5.4-4	Project Cost (Cost by Year)	5-29

Table 5.4-5	Annual Fund Requirement.....	5-31
Table 5.4-6	Project Effects.....	5-34
Table 5.4-7	Standard Conversion Factor.....	5-35
Table 5.4-8	Economic Evaluation with Alternative Diesel and HOB.....	5-37
Table 5.4-9	Financial Evaluation	5-40

LIST OF FIGURES

Fig.5.2-1	Scope of Modification.....	5-3
Fig.5.2-2	System Configuration of Turbine Control System.....	5-7
Fig.5.2-3	Long Retractable Soot Blower.....	5-17
Fig.5.2-4	Rotary Soot Blower.....	5-17
Fig.5.2-5	Air Heater Cleaner	5-17
Fig.5.2-6	Soot Blower Arrangement.....	5-18
Fig.5.2-7	Cross Section of Ceramic Material	5-19
Fig.5.2-8	Comparison between Existing Roller and Ceramic Roller	5-19
Fig.5.2-9	Cost Comparison.....	5-20
Fig.5.2-10	Hybrid System	5-21
Fig.5.2-11	Project Schedule.....	5-24

第5章 第4火力発電所改修計画

5.1 改修計画

第3章、第4章に記載した、第4火力発電所の現状と問題点、および第4火力発電所からの要望を踏まえると次に示す改修案が考えられる。

- a) 100MW 級蒸気タービン増設
- b) タービンガバナ更新
- c) タービン制御システムの DCS (Distributed Control System) 化
- d) スーツブロワ設置
- e) 微粉炭機ローラの更新
- f) ボイラ水管の洗浄、防錆
- g) タービンロータ、シールの更新
- h) 高圧弁の更新
- i) 石炭貨車入替用ディーゼル機関車の更新 (ハイブリッド化)

上記の項目のうち、a)、f)、g)、h) については、第4火力発電所側からの希望はなかった。

第4火力発電所からの要望があった、b)、c)、d)、e)、i) 項について、フィージビリティスタディを実施する。下記に、モンゴル側が希望しなかった4項目についてその理由を記載する。

- a) タービン：円借款プロセスではモンゴル側の希望の納期に間に合わないので、自国の予算で既設と同じロシア製を購入することにしたため。
- f) ボイラ水管の洗浄、防錆：理由不明。
- g) タービンロータ、シールの交換：費用対効果のメリットが出にくいため。
- h) 高圧バルブ：理由不明。

5.2 フィージビリティスタディ

5.2.1 タービンガバナ電子化（機械油圧式→電子油圧式）

既設タービンガバナ装置は4.2.3項に記述したように、建設当初の機械油圧式制御装置であり、油圧機器の不具合によりタービンの計画外停止を引き起こす事例が多く報告されている。この割合はタービン計画外停止時間の12～33%を占めており、弁の故障と並び計画外停止の主要因の一つである。

不具合箇所は第4火力発電所エンジニアによるとパイロット弁のスティック、パイロット部の油の詰り等で、油圧機器の老朽化および制御油と潤滑油が同一のシステムであることに起因する質の劣化であろうとのことであった。機械油圧式から電子油圧式に換えることにより、機械式の設備を更新して油圧機器を減らし、油圧機器の不具合からタービン停止に至る機会を少なくできると考える。しかし、油の汚れや質の劣化を避けるために制御油と潤滑油を別系統にする案は以下のような理由から優位性は少なく、現状のシステムのままで使用できると判断している。

- a) 制御油ポンプや制御油配管を追加設置することになり改造部分が多くなり建設の手間やコストが増加する。
- b) 制御油のコスト等の保守費が新たに発生すること。
- c) コスト的に不利ということから、日本においても第4火力発電所のような100MW級のタービンでの採用例はほとんどない。
- d) 日本で同様の系統を持つ発電所でも油の汚れや質の劣化はあると考えるが、十分に保守し、支障をきたしていない。

機械油圧式と比較した場合の、電子油圧式の利点を次に示す。

- a) 反応特性が良好
- b) 前圧制御、負荷制御など制御モードの切替えが可能
前圧制御：タービンの入口蒸気流量に関係なく、入口蒸気圧力を制御する機能。
負荷制御：発電機負荷を制御する機能。
- c) 設定値の変更が可能
- d) 上位のシステム（プラント制御システムやタービン制御システム）とのインターフェースが可能
- e) 冗長化が可能
冗長化：システムの一部に何らかの障害が発生した場合に備えて、障害発生後でもシステム全体の機能を維持し続けられるように予備装置を平常時からバックアップとして配置し運用しておくこと。
- f) 自動起動が可能
- g) メンテナンスが容易

また、両者の機能比較を、Table 5.2-1 に示す。

Table 5.2-1 Comparison between Mechanical-hydraulic and Electro-hydraulic Governor

No.	Item	Mechanical-hydraulic	Electro-hydraulic
1	Speed sensor	Centrifugal weight Centrifugal hydraulic	Magnetic pulse
2	Speed signal	Displacement/oil pressure	Pulse signal
3	Speed signal transmission	Linkage/oil pressure	Analog signal
4	Speed signal amplification	Oil relay, linkage	Electronic amplifier
5	Signal converter	Hydraulic pilot	Electro-hydraulic converter
6	Valve drive	Hydraulic cylinder	Hydraulic cylinder
7	Valve position feedback	Hydraulic pilot, linkage	Linear voltage differential transformer

電子油圧式への更新範囲については、Fig.5.2-1 に示すとおり、油圧シリンダー（ガバナ弁を操作するシリンダー）、パイロットアクチュエータや主塞止弁（以下MSVと記す）等々は油圧駆動のまま残し、油圧シリンダーのパイロットアクチュエータを作動させる電子油圧変換器を導入する。これは、改造範囲も少なく、多くの電子油圧式への更新では採用されており、信頼性の向上に寄与している。

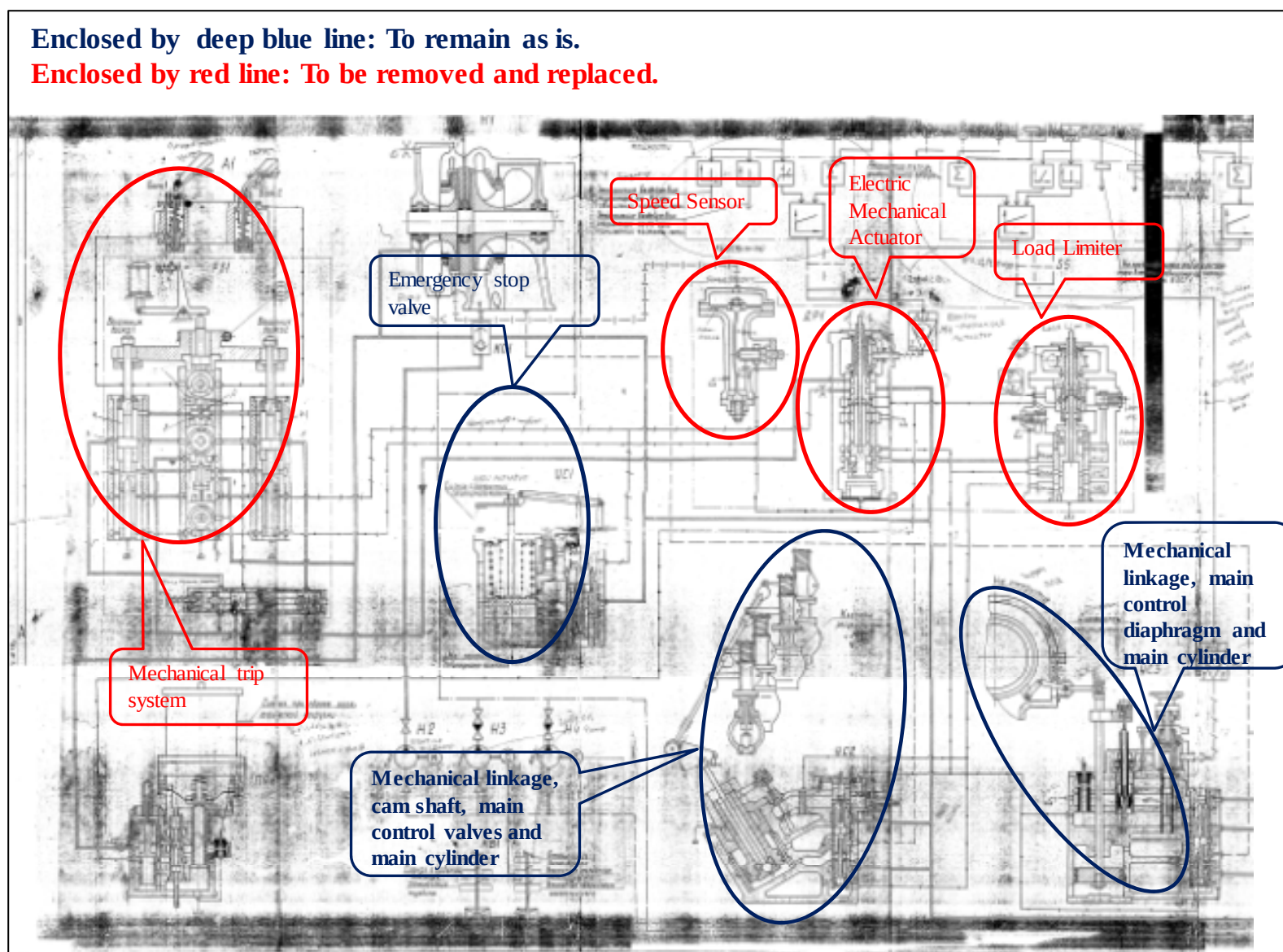


Fig.5.2-1 Scope of Modification

工事範囲を Table 5.2-2 に示す。

Table 5.2-2 Scope of Modification Work

No.	Item	Remark
1	Turbine shutdown / turning operation	
2	Removal of casing / Insulation material	Reuse
3	Removal of control valves and accessories	Ditto
4	Removal of bearing with bearing-stand	Ditto
5	Governor valve checking (maintenance work)	Ditto
6	Extraction valve checking (maintenance work)	Ditto
7	E/H convertor bracket/temporal sleeve & flange set-up	New
8	E/H convertor set-up (installing)	New
9	Removal work of existing pipeline (existing pipe cut)	Reuse and modify
10	Servo-motor set-up (installing)	New
11	Modification work of existing pipeline	Reuse and modify
12	Installation of new instrument piping	New
13	Installation of EH control panel	New
14	Installation of control desk, OPS, EMS, ACS	New
15	Installation of local panel	New
16	Installation and/or modification of conduit pipe, tray	Reuse and modify
17	Modification work of existing cables, terminals and control panels	Ditto
18	Cabling work	Ditto
19	Pre-commissioning (cable check, loop test)	
20	Re-assembling work of casing, insulation material	Reuse
21	Oil flashing	
22	Hydro pressure system, valves adjustment	
23	System step response test	
24	Interlock test	
25	Turbine start-up / no load test / synchronization	
26	EH performance test	

現場機器はガバナの電子化に伴い制御およびタービン保護に新規に必要な検出器類を更新する。また、配線と配管は更新した計器に係る箇所を更新してシステム全体の信頼性が低下しないようにする。

ガバナ電子化により、以下のような効果が期待できる。

- a) 信頼性の向上によるタービン計画外停止時間の削減。
- b) 自動化の導入でタービン起動時間の短縮と、タービン設備の稼働時間の増加。
- c) 送電量、熱供給量の増加。（タービンからの抽気（中間段から蒸気をを取り出すこと）により温水加熱を行っているため、タービンの運転時間が増加すると、熱供給量も増加する）
- d) 無形の効果として運転・保守要員の負荷軽減。

5.2.2 タービン自動制御装置のDCS(Distributed Control System)化

タービン計測制御装置は基本的に発電所建設当初のロシア製の機器が使用され、運転はCCRからの遠隔手動操作あるいは現場手動操作が主である。ロシア製の機器は20年以上が経過し信頼性が低下している。不具合の出たロシア製機器は、第4火力発電所の計装制御担当のエンジニアによって保修されるが、製造中止の機器もあり十分な保全とは言い難い。このようなことから、タービン計測制御機器の不具合からタービンの計画外停止を引き起こすことがあることは第4章4.2.4項において述べたとおりである。DCSへの更新のみでなく、現場計器を含めてハード面の更新は早急に行うべきと考える。

一方、タービン計測制御装置の機能についてみると、古いシステムであるため自動化の機能もなく運転員の負荷は大きい。また、タービンの性能管理はデータロガーを設置しているが、性能計算に必要な計器が設置されていない。このことから、運転員の負荷軽減、性能管理等々を考慮した機能追加が必要である。

以上のことから、ハードウェアとソフトウェアの両方の更新範囲について検討する。

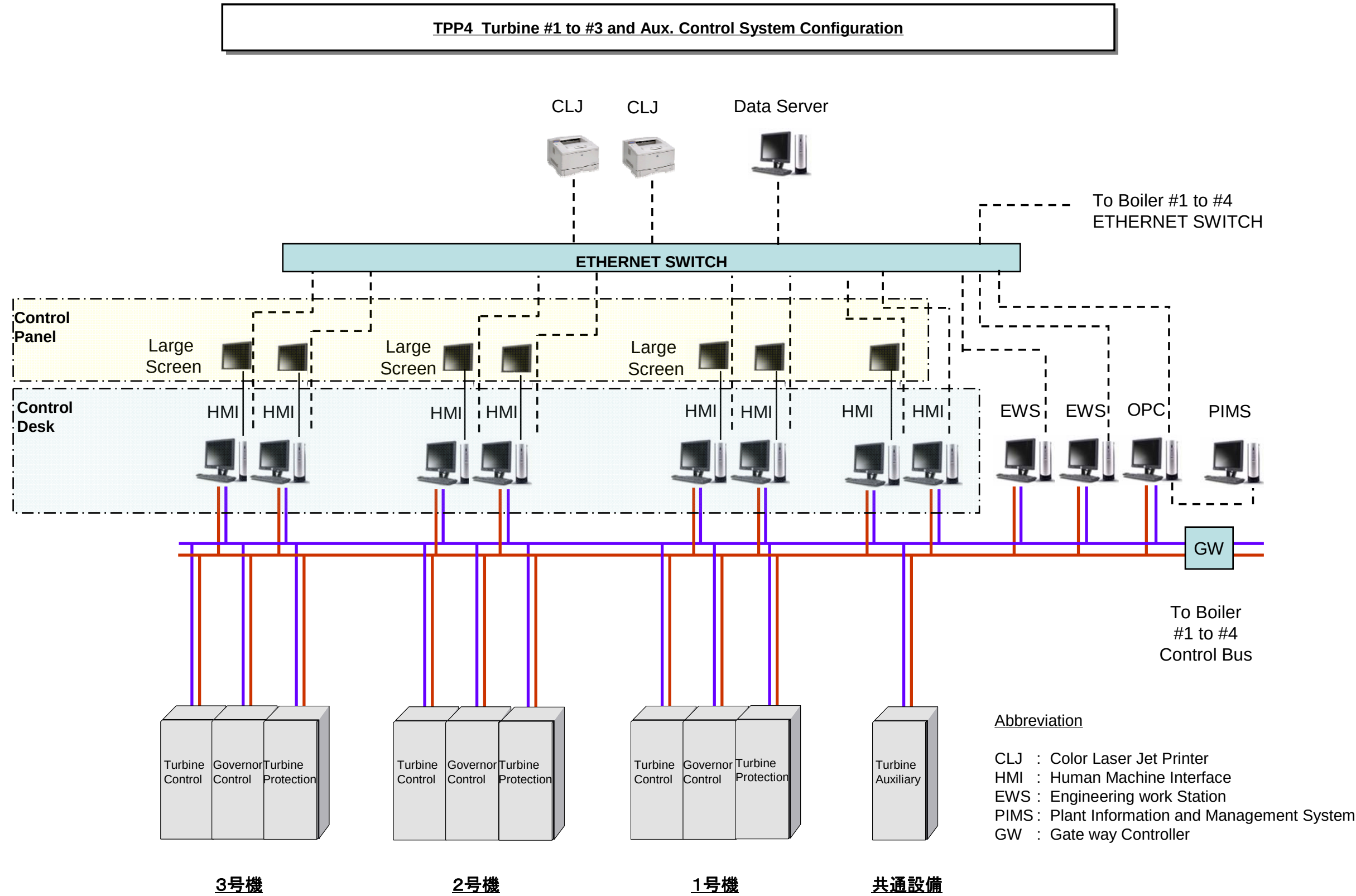
(1) ハードウェア

タービン計測制御システムはDCSを中心とした以下のような機器から構成される。

- a) タービン計測制御装置(DCS)
- b) タービン監視・操作デスクおよび盤
- c) 現場機器(現場I/O盤、温度センサ、発信器、調節弁)
- d) 上記に伴う計装配線、配管

このほか、パネル中心の操作に慣れているオペレータの訓練用として、オフラインでのトレーニングシミュレータも含める。

タービン計測制御装置(DCS)は、各タービンで分散化され、電子化されたガバナ制御装置とインターフェースが可能なことが、運転・保守の面から望まれる。更に、既設ボイラ制装置とのインターフェース機能も持つ装置を考慮する。新たなタービン計測制御装置(DCS)は、CCR内の既設タービン制御装置を撤去した後に据え付ける。Fig.5.2-2にタービン制御システムの概略構成例を示す。



Note
1. This drawing shows the turbine control system of #1 to #3 and ,for #4 to #6 turbine, the control system is similar .
2. This drawing is only for reference and subject to change in future.

Fig.5.2-2 System Configuration of Turbine Control System

タービン監視・操作デスクには操作監視用の画像表示装置（CRT）と非常用の操作スイッチを設け、後方の盤(直立盤)には大型スクリーンを取り付ける。

現場機器は、安定した運転を実現するための遠隔監視・制御・保護（保安）用の計器更新および近年第4火力発電所で更新した機器の継続使用を優先して、原則的に次のような更新範囲とする。

計器は、発信器、温度センサおよびスイッチを更新し、現場ゲージは範囲外とする。参考までに URAL 製タービン1台の概略の数量を Table5.2-3 に示す。ただし、機器組み込みの温度センサは更新範囲外とする。（例えば、電動機の巻線温度センサ等）

Table 5.2-3 General Figures of New Devices

計器	数量
伝送器（流量）	10
伝送器（レベル）	30
伝送器（圧力）	20
温度センサ（熱電対等）	80
スイッチ（流量）	5
スイッチ（レベル）	15
スイッチ（圧力）	30
スイッチ（温度）	5

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

調節弁は、老朽化に対応するため、プラント建設当初に設置されたままのロシア製品を優先して更新する。すでに更新されている中国製品の不具合も少なくなかったと第4火力発電所のエンジニアは話しているが、現時点では不具合は解決されているため更新の範囲外とする。Table 5.2-4 から Table 5.2-6 に検討対象とした調節弁の一覧を示す。表中の更新優先度は数値の小さいものほど高い。

計装配線と配管は全て更新する必要はないが、DCS の入力または出力信号となる機器に関する箇所は更新してシステム全体の信頼性が低下しないようにする。

タービン近傍にリモート入出力盤（以下 RI/O 盤と記す）を設置する。RI/O 盤には DCS の入出力信号の処理ユニットを収納し、CCR に設置される DCS の演算処理ユニット (CPU) へ信号を伝送する。この伝送には光ケーブルを使用し、全体のケーブル敷設量を減らすとともに、外部からのノイズ等の影響を軽減する。

Table 5.2-4 Control Valve List of URAL T-110 Turbine

名称	TAG No	製作国	呼び径 DN	呼び圧力 PN	更新 優先度
L P Heater#1 Level	M-513	ロシア	100/80	25	1
L P Heater#2 Level	M-514	ロシア 中国	100/80 80	25 25	1 2
L P Heater#3 Level	M-515	ロシア	80	25	1
L P Heater#4 Level	M-516	ロシア	100/80	25	1
H P Heater#5 Level	M-510	日本	100	25	3
H P Heater#6 Level	M-511	日本	100	25	3
H P Heater#7 Level	M-512	日本	100	25	3
Drainage LP Heater #2 level	M-519	中国	80	25	2
Heating Water# 1 Level	II C -500	ドイツ	200	63	3
Heating Water# 2 Level	II C -501	ドイツ	200	63	3
Sealing Steam	M-509	中国	150	63	2
Condenser Level (aux)	M-520A	中国	80	25	2
Condenser Level (main)	M-520	中国	300	25	2
Turbine Oil Temp	M-325	中国	300	25	2
From water storage tank to LP Heater#2	M-558	ロシア	50	25	1

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

注

1. L P Heater#1 Level および#2 Level 調節弁の呼び径は NO.2 タービンのみ DN100
2. L P Heater#2 Level 調節弁は NO.3 タービンのみ中国製品
3. L P Heater#4 Level 調節弁の呼び径は NO.4 タービンのみ DN80

Table 5.2-5 Control Valve List of LMZ T-80 Turbine

名称	TAG No	製作国	呼び径 DN	呼び圧力 PN	更新 優先度
L P Heater#2 Level	M-519	ロシア	150	63	1
		中国	150	25	2
L P Heater#3 Level	M-518	ロシア	80	25	1
		中国	80	25	2
L P Heater#4 Level	M-517	ロシア	80	25	1
H P Heater#5 Level	M-516	日本	100	25	3
H P Heater#6 Level	M-515	日本	100	25	3
H P Heater#7 Level	M-514	日本	100	25	3
Drainage LP Heater #2 level	M-522	ロシア	100	25	1
		中国	80	25	1
Heating Water# 1 Level	II C -500	ドイツ	150	63	3
Heating Water# 2 Level	II C -501	ドイツ	150	63	3
Condenser Level	M-523	中国	200	25	2
Sealing Steam	M-513	中国	80	40	2
Sealing Steam(outlet)	M-550	ロシア	250	25	1
		中国	250	25	2

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

注

1. L P Heater#2 Level 調節弁の呼び圧力は NO.1 タービンのみ PN63
2. L P Heater#2 Level および#3 Level 調節弁は NO.1 タービンのみロシア製品
3. Drainage LP Heater #2 level 調節弁は NO.1 タービンのみロシア製品で呼び径が DN100
4. Sealing Steam(outlet) 調節弁は NO.1 タービンのみロシア製品

Table 5.2-6 Control Valve List of Turbine Common

名称	TAG No	製作国	呼び径 DN	呼び圧力 PN	更新 優先度
Deaerator Pressure	ny-500	中国	300	25	3
- ditto -	2ny-500	中国	300	25	3
Deaerator Level	MU-557	中国	200	25	3
- ditto -	KU-557	中国	200	25	3
- ditto -	2KU-557	中国	200	25	3
Pressure Reducing 140/13K Pressure	PO-501	ロシア	175	140	1
Pressure Reducing 140/16K Pressure	PO-500	ロシア	175	140	1
Pressure Reducing 140/13K Pressure	PO-502	ロシア	175	140	1
Pressure Reducing 140/13K Temperature	PO-504	ロシア	65	230	1
Pressure Reducing 140/16K Temperature	PO-503	ロシア	65	230	1
Pressure Reducing 140/13K Temperature	PO-505	ロシア	65	230	1
Pressure Reducing 14/12K Pressure	PO-506	ロシア	250	25	1
Pressure Reducing 16/13K Pressure No1	PO-507	中国	300	25	3
Pressure Reducing 16/13K Pressure No2	PO-508	中国	300	25	3
Pressure Reducing 16/13K Pressure No3	PO-509	中国	300	25	3

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

注

1. 表中の中国製の調節弁は2012年に旧製品を交換し取り付けたものなので優先度を下げている。

(2) ソフトウェア

タービンの操作・監視・管理を強化するために、以下の機能を DCS 化に伴い実現することを考慮する。

- a) タービン自動起動・停止
- b) タービンローカル制御の遠隔制御化
- c) デマンドへの追従性の改善
- d) その他

タービン自動起動・停止は、弁等の現場機器の形式にもよるので、全自動化ではなく、運転員の現場操作・確認も一部必要となる半自動化を考慮する。したがって、詳細は更新プロジェクト実施時に決定されるべきであるが、原則としてブレイクポイント方式で CCR から操作監視となる。

タービンローカル制御の一部は、Phase1 で使用されていた計器を転用するなど、第4火力発電所エンジニアが変更・更新しているが、これら Table 5.2-7 に示す機能も DCS に取り込むものとする。

Table 5.2-7 Remote Controls Implemented in DCS

名 称	名 称
復水器水位制御	補助蒸気起動用減温減圧装置
高圧給水加熱器水位制御	補助蒸気減温減圧装置
低圧給水加熱器水位制御	補助蒸気減圧装置
脱気器水位制御	
タービン潤滑油温度制御	

(Source: JICA Survey Team based on TPP4's data)

現状、第4火力発電所ではデータロガー装置を設置しデータの管理をしているが、タービンの性能の把握に必要な計器が設置されていないので、本事業に合わせて、不足している計器の増設を行う。必要な計器を、Table 5.2-8 に示す。

Table 5.2-8 Instrument List for Turbine Performance Measurement

for 6 turbines

NO.	Item	Unit	Q'ty
1	HPH - 7 Steam Temp	Deg C	6
2	HPH - 7 Steam Press	kg/cm ²	6
3	HPH - 7 FW Inlet Temp	Deg C	6
4	HPH - 7 FW Outlet Temp	Deg C	6
5	HPH - 7 Drain Temp	Deg C	6
6	HPH - 6 Steam Temp	Deg C	6
7	HPH - 6 Steam Press	kg/cm ²	6
8	HPH - 6 FW Inlet Temp	Deg C	6
9	HPH - 6 Drain Temp	Deg C	6
10	HPH - 5 Steam Temp	Deg C	6
11	HPH - 5 Steam Press	kg/cm ²	6
12	HPH - 5 FW Inlet Temp	Deg C	6
13	HPH - 5 Drain Outlet Temp	Deg C	6
14	LPH - 4 Steam Temp	Deg C	6
15	LPH - 4 Steam Press	kg/cm ²	6
16	LPH - 4 FW Inlet Temp	Deg C	6
17	LPH - 4 FW Outlet Temp	Deg C	6
18	LPH - 4 Drain Temp	Deg C	6
19	LPH - 3 Steam Temp	Deg C	6
20	LPH - 3 Steam Press	kg/cm ²	6
21	LPH - 3 FW Inlet Temp	Deg C	6
22	LPH - 3 Drain Temp	Deg C	6
23	LPH - 2 Steam Temp	Deg C	6
24	LPH - 2 Steam Press	kg/cm ²	6
25	LPH - 2 FW Inlet Temp	Deg C	6
26	LPH - 2 Drain Outlet Temp	Deg C	6
27	13ata steam flow	t/h	3
28	HPH - 7 outlet feed water flow	t/h	6
29	Condenser Hotwell water Temp	Deg C	6
30	Condenser Inlet Cooling Water Temp	Deg C	18
31	Condenser Outlet Cooling Water Temp	Deg C	18

(Source: JICA Survey Team TPP4's data)

第4火力発電所の主蒸気システムは8基のボイラからの蒸気を共通ヘッダへ供給し、そのヘッダから各タービンへ送気する共通ヘッダ方式であり、共通ヘッダの圧力変化を検知した後、各ボイラの燃料投入量を増または減できる機能を有しており、機能の確認試験も実施されている（Phase2のフォローアップPJTで実施）。しかし、実際の運転に於いて、運転員は電力および蒸気の発生要求量（デマンド）の変化のタイミングに合わせて、各ボイラの燃料投入量の設定を手動で変更している。これは、デマンドの変化に対して自動運転ではボイラからの蒸気発生量の応答が十分早く追従できないと判断し、先行的に手動介入して共通ヘッダ蒸気圧力の変動を抑制するためのものである。タービン制御のDCS化により、運転員の操作のように先行的にデマンドの変化をボイラ制御に取り込み、共通ヘッダ蒸気圧力変化が大きくならないように制御性能の改善を図ることも可能になる。

この他、電気集塵装置（以下ESPと記す）の操作監視機能をボイラ制御装置に取り込んでほしいとの要求があった。第4火力発電所ではNO.7ボイラのESPの制御機器をロシア製のPLC（Programmable Logic Controller）に更新している。このPLCの通信（RS485）機能を使っ

てボイラ制御装置から操作監視可能となるようにする。第4火力発電所では今後も NO.7 ボイラ以外のボイラの ESP の制御機器を更新する計画があるので、ボイラ制御装置には PLC との通信ができるように機器を準備しておく。

更に、発電機の監視のため冷却用水素のリークモニタからの警報、発電機巻線温度等もタービン制御装置には入力できるようにする。

(3) 期待効果

タービン自動制御の DCS 化により、以下のような効果が期待できる。

- a) 制御装置の信頼性向上によるタービン計画外停止時間の削減。
- b) 上記により送電量、熱供給量の増加。
(タービンからの抽気(中間段から蒸気を取り出すこと)により温水加熱を行っているため、タービンの運転時間が増加すると、熱供給量も増加する)
- c) 制御性能の向上により、タービン定格圧力・温度で運転できる時間が長くなる。
- d) 無形の効果として運転・保守要員の負荷軽減

5.2.3 スーツブロワ設備

(1) 仕様

4章に記載した通り、現在では、既設スーツブロワおよび煤除去装置は全数、撤去されている。今回の計画では、第4火力発電所の要望に従い、当初計画に準じて、ボイラ全体にスーツブロワを設置する計画とした。計画のスーツブロワ数量を、Table 5.2-9 に示す。

Table 5.2-9 Number of Soot Blower (new plan)

Location	Type	Number
Furnace	Wall Deslugger	33
Front		(9)
Side		(18)
Rear		(6)
Superheater	Long Retractable (one side)	12
Economiser	Rotary	12
Air Heater	Air Heater Cleaner	16
Total		69

後部煙道には、節炭器部にロータリー式(定置式)スーツブロワを、鋼管式空気予熱器には熊手式スーツブロワ(エアヒータクリーナ)を設置する計画とした。スーツブロワを設置するためには、炉壁の開口が必要であるが、現状は開口がないので、炉壁の改造が必要になる。また、当初からスーツブロワ用の足場がない NO.7、NO.8 ボイラには、スーツブロワ用足場の追設置が必要であり、また、その他のボイラについても、後部煙道部のスーツブロワ用足場の追設置が必要になる。これらの工事は材料の供給を含め、LCB にて実施されるものとする。

蒸気源は、噴射時の減圧後のドレンが生成しないように飽和蒸気ではなく、過熱器からの蒸気を使用する。ドレンが発生すると、スーツブロワ噴射時にボイラ内の伝熱管に衝突し、伝熱管表面を侵食するため、避ける必要がある。

スーツブロワの配置としては、炉幅に対して両側に配置して両側から拔差しを行うか、片側に配置して片側から拔差しを行うかの2つの選択肢があるが、現状の約11mの炉幅に対して、技術力のあるメーカーでは片側拔差しタイプが製造可能で、全体の台数も減らせることから（両側拔差しの場合には、数量が片側拔差しの場合の2倍になる）、経済的効果、メンテナンスの低減を考慮して、片側拔差しで計画する。

配管の基本計画は、スーツブロワ供給者が実施するが、配管・弁など材料の手配も含め、配管工事もLCBにて実施されるものとする。

なお、スーツブロワのモータ駆動用などの電源として、低圧電源供給が必要になる。この電源は、既設分電盤から供給されるものとする。

Fig.5.2-3 に長拔差し型スーツブロワの写真を、Fig.5.2-4 にロータリー型スーツブロワの図を、Fig.5.2-5 にエアヒータクリーナの図を示す。また、Fig.5.2-6 に全体の計画図を示す。

(2) ICB パッケージ対応範囲

- a) ウォールデスラッグ（定置式）（33 台/ボイラ、電動機を含む）
- b) 長拔差し型スーツブロワ（12 台/ボイラ、電動機を含む）
- c) ロータリスーツブロワ（定置式）（12 台/ボイラ、電動機を含む）
- d) エアヒータクリーナ（拔差し式）（16 台/ボイラ、電動機を含む）
- b) 制御盤（1 基/ボイラ、電源盤機能も含む）

(3) LCB パッケージ対応範囲

- a) ボイラ炉壁改造工事（材料を含む）
- b) 配管・弁、工事（材料を含む）
- c) スーツブロワ用足場、支持架台
- d) スーツブロワ用電源
- e) 電気、計装配線材料、工事

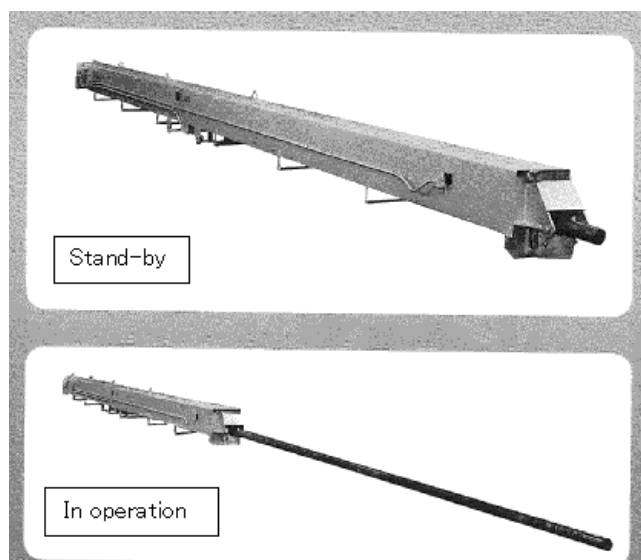


Fig.5.2-3 Long Retractable Soot Blower

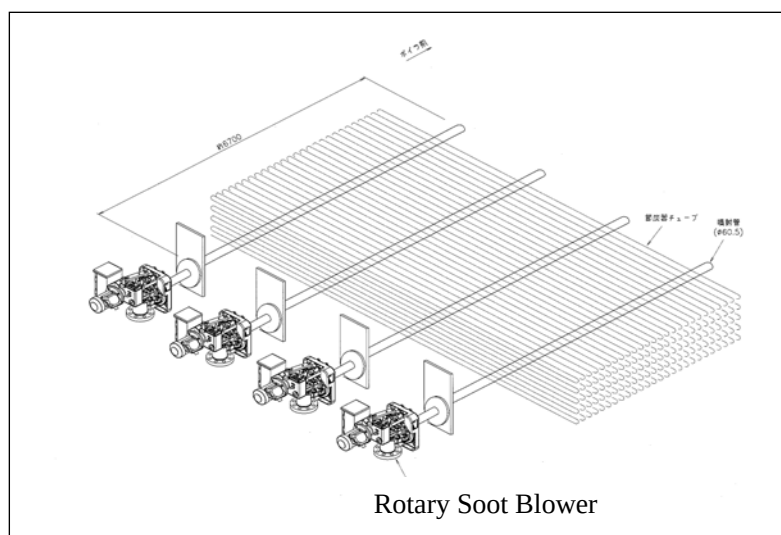


Fig.5.2-4 Rotary Soot Blower

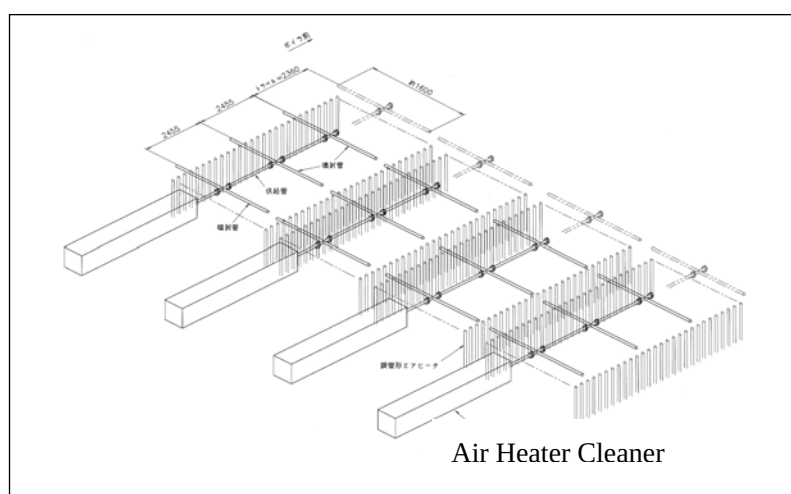


Fig.5.2-5 Air Heater Cleaner

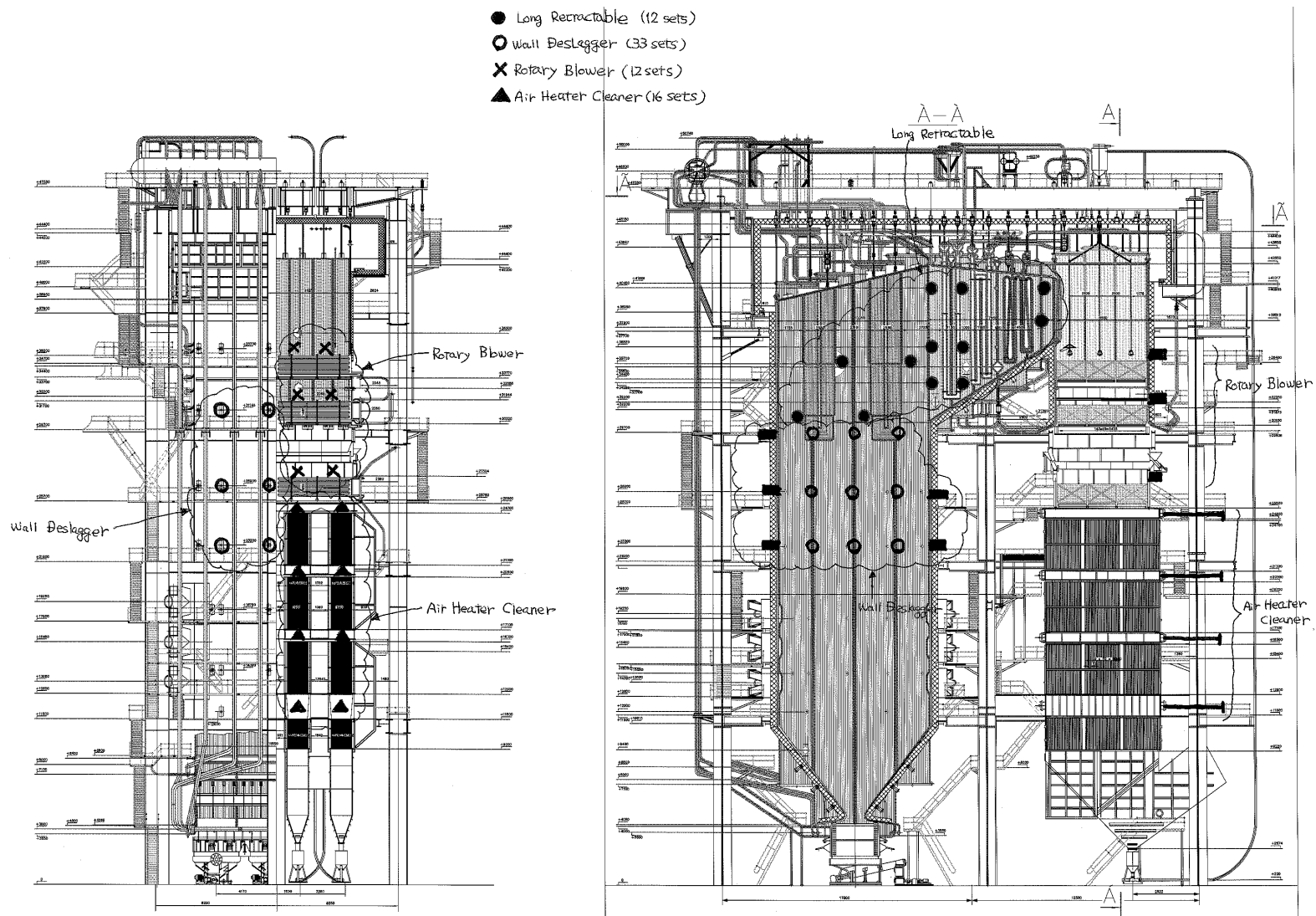


Fig.5.2-6 Soot Blower Arrangement

5.2.4 微粉炭機ローラの更新

第4火力発電所で使用している微粉炭機のローラの表面は、磨耗対策として溶接肉盛が施工されており、この補修には、かなりの手間を要するが、最近、日本のメーカーでは、溶接肉盛を施工しない、セラミックを高クロム合金に混合した、耐磨耗ローラを推奨している。材料の断面図を Fig.5.2-7 に示す。この材質はテーブルライナにも適用される。

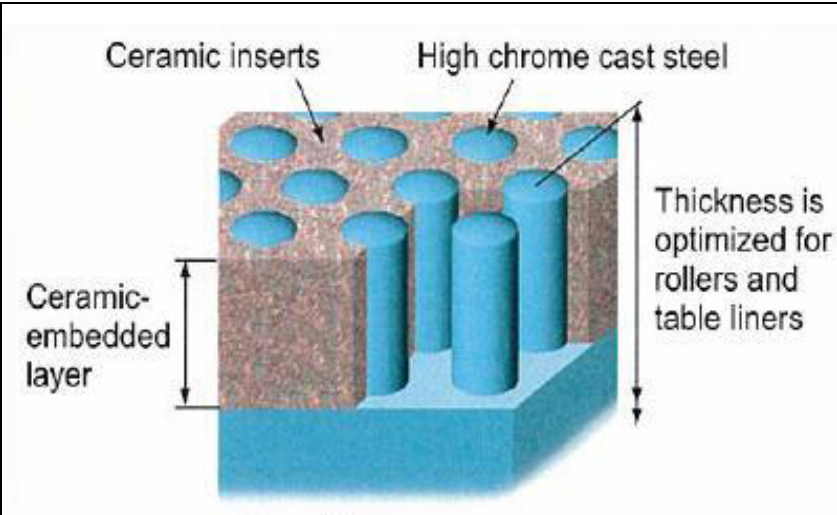


Fig.5.2-7 Cross Section of Ceramic Material

NO.5 から NO.8 ボイラの既設ローラとセラミックローラとの比較を Fig.5.2-8 に示す。右側の図における着色部の部品を更新する。ジャーナルハウジングについては、材料の変更はないが、ローラの固定方法をキー結合からルーズフィッティングに変更するので、現場で改造する計画である。

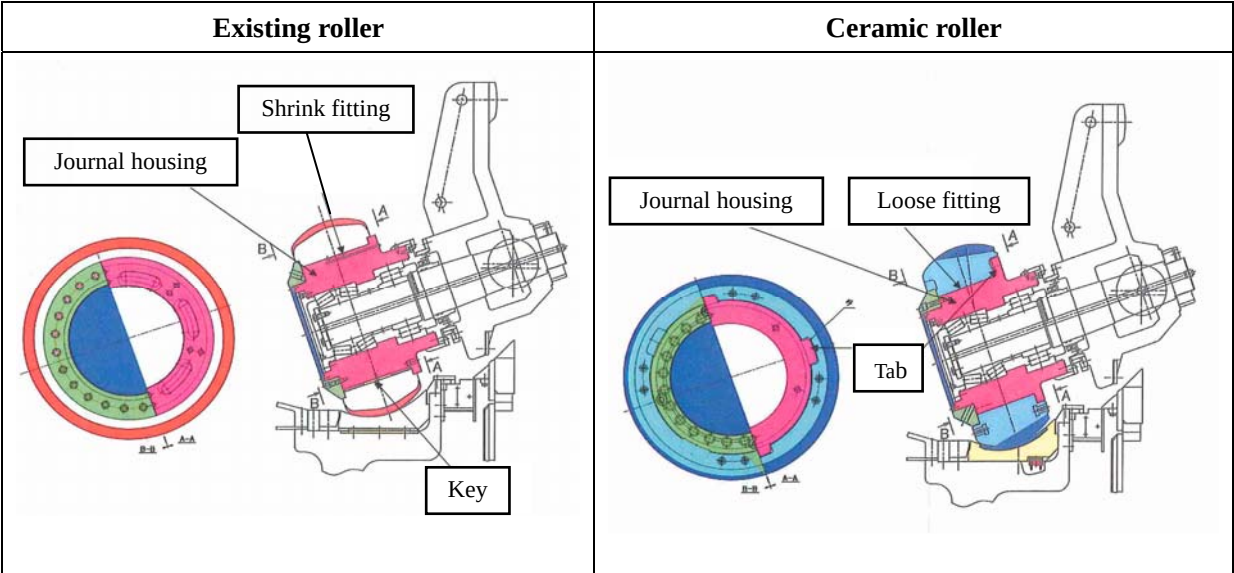


Fig.5.2-8 Comparison between Existing Roller and Ceramic Roller

微粉炭機はボイラ1缶あたり4台設置されている。ローラの形状から、NO.1 から NO.4 ボイラについてはオリジナルメーカー品ではない、安価なローラが購入できるため、セラミックロー

ラへ更新するメリットはないので、NO.5 から NO.8 ボイラを対象とする。更新するローラ、テーブルライナの数に次の数量になる。

a) ローラ

$$3\text{pcs}/\text{微粉炭機} \times 4 \text{ 台}/\text{ボイラ} \times 4 \text{ 缶} = 48 \text{ pcs}$$

b) テーブルライナ

$$1\text{set}/\text{微粉炭機} \times 4 \text{ 台}/\text{ボイラ} \times 4 \text{ 缶} = 16 \text{ sets}$$

このローラを採用した場合の概略のコスト比較例を Fig.5.2-9 に示す。既設の状況を調査した結果、溶接肉盛補修は 5 回可能、5 回の補修後交換、一方でセラミックローラは 6 年間使用可能と想定している。セラミックローラは、溶接肉盛ローラと比較し、価格は約半額であるため、ローラの費用のみでも、20 年間で、約 50%の費用低減が図れ、かつ、溶接補修は不要であるため、ローラ補修のための人件費も低減できるので、セラミックローラへの更新が有利なことは明白である。

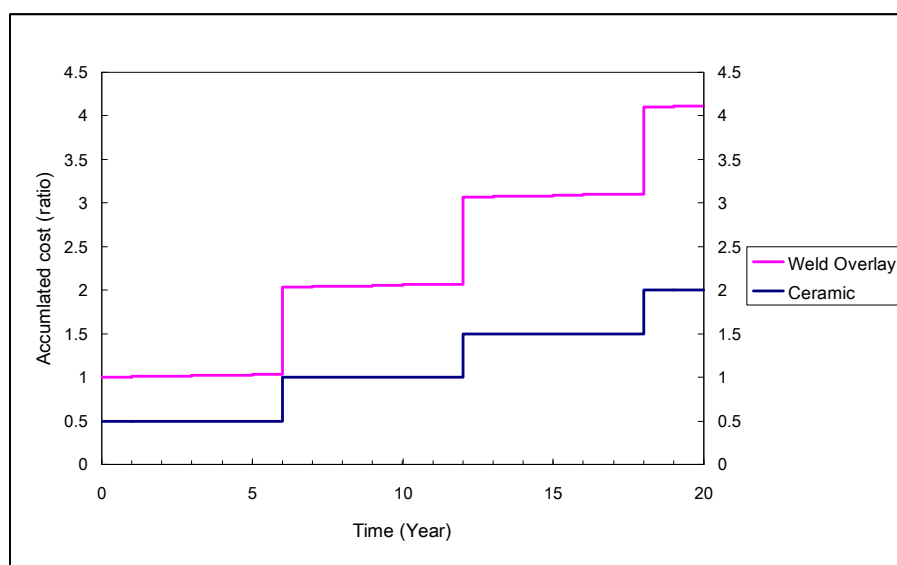


Fig.5.2-9 Cost Comparison

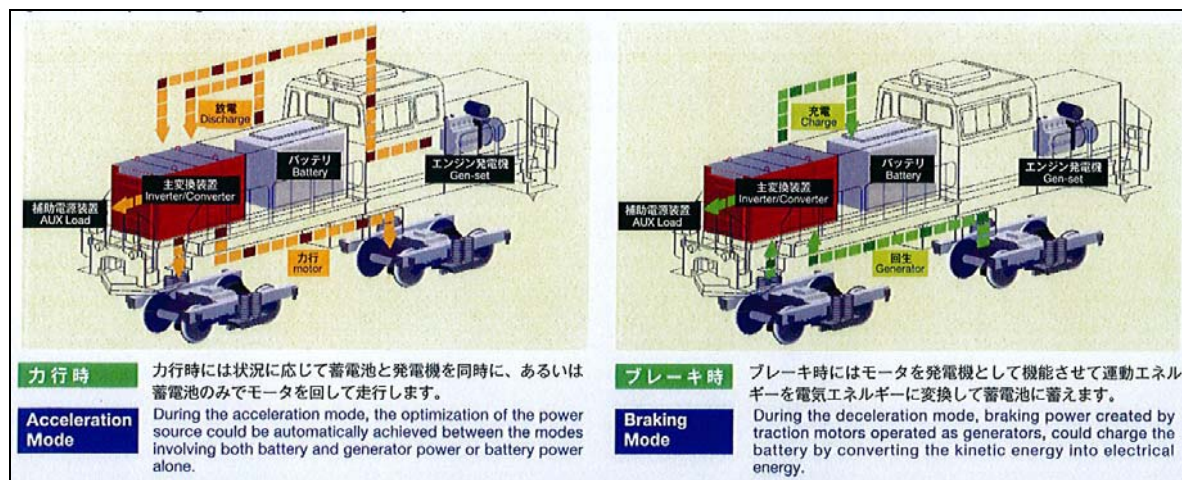
5.2.5 石炭貨車入替用ディーゼル機関車の更新

第4火力発電所からは、石炭貨車入替用機関車を、一般のディーゼル機関車からハイブリッドディーゼル機関車へ更新する要望が出された。ハイブリッドディーゼル機関車は一般のディーゼル機関車と比較して次の特長を持つ。

- 1) NO_x 排出量が少ない
- 2) 騒音レベルが低い
- 3) 燃料消費量が少ない

世界的にも実用化されているハイブリッドディーゼル機関車は、我が国の HD300 形式のみであり、主としてエンジン発電機、蓄電池、主変換装置から構成される。このシステムを Fig.5.2-10 に示す。走行時は状況に応じて、蓄電池とエンジン発電機から、または蓄電池のみから、主変

換装置を通じて電力を駆動用モータに供給する。ブレーキ時は、モータを発電機として機能させて、主変換装置を通じてモータからの発生電力を蓄電池に蓄える。



(Source: Toshiba brochure)

Fig.5.2-10 Hybrid System

HD300 の主要仕様を Table 5.2-10 に示す。

Table 5.2-10 Major Specification of HD300

Item	unit	
Type		HD300
Track gauge	mm	1,067
Weight	ton	60
Axle arrangement		4 axles (Bo-Bo)
Height of coupler	mm	880
Tractive effort	kN	196
Rated engine power	kW	500
Max. speed	km/h	110
Major dimension		
Length	mm	14,300
Width		2,950
Height		4,088

(Source: Toshiba brochure)

次に、一般のディーゼル機関車との経済比較を行う。Table 5.2-11 に燃料消費量の差によるメリットの計算結果を示す。運転時間は、第4火力発電所で使用されている機関車の最大運転時間とした。

Table 5.2-11 Comparison of Fuel Cost

Item	Operation (hr/year)	Fuel consumption (ℓ/h)	Fuel price (Yen/ℓ)	Fuel Cost/year (1000Yen)
Locomotive				
1.Diesel type (Existing type)	4500	17.00	95	7,268
2.Hybrid type	4500	10.88	95	4,651
Balance				2,617

また、Table 5.2-12 には、第4火力発電所で使用されている機関車のメンテナンス費用を採用した場合の、一般のディーゼル機関車の10年間のメンテナンス費用を示す。

Table 5.2-12 Maintenance Cost

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
Maintenannce cost (1000 Yen)	1,200	5,200	6,500	5,200	6,500	1,200	5,200	6,500	5,200	6,500	49,200

以上から、ハイブリッドディーゼル機関車のメンテナンス費用をゼロと仮定すれば、10年間のハイブリッドディーゼル機関車の燃料費、メンテナンス費のメリットは、両者の合計の約52百万円である。現時点で想定されるハイブリッドディーゼル機関車の価格は、一般のディーゼル機関車の国内販売価格の2倍程度と言われており、さらに、モンゴルの鉄道仕様に合わせるため、現状のHD300から軌間、連結器高さの改造も必要となり、開発費等の初期コストも価格に大きく影響する。そのため、上述の費用の差では、ハイブリッドディーゼル機関車の経済的なメリットは出ないと想定されるので、今回の調査ではハイブリッドディーゼル機関車については、改修案に含めないこととする。

5.2.6 プロジェクトスケジュール

(1) プロジェクト調達準備・契約

本プロジェクトの実施計画については、2013年2月末 L/A : Loan Agreement 締結を前提に計画した。

以下に、JICA 調達ガイドラインを基準に、プロジェクトの規模からみた工程案について、主な実施事項とその期間についてその概要を下記に示す。

コンサルタント選定	5ヶ月
入札図書作成	2ヶ月
入札・評価・JICA 同意・契約発効	7ヶ月
(計 14ヶ月)	

(2) 設計・製作・輸送・現地工事

ガバナ電子化、タービン制御装置のDCS化については、既設タービンを停止して工事を行う必要があるため、次の方針で計画した。

- a) 2016年に1台目の改造工事を実施して、その結果を十分に次号機に反映できるように、次号機の工事は、2017年に開始する工程とした。
- b) タービンの停止は、熱供給が必須となる、12月から2月末までの冬季には行なわないものとし、運転中に可能な屋内の準備工事は冬季にも実施しておく。

微粉炭機ローラ、スリーブブロワについては、順次ボイラを停止して、工事を行う。スリーブブロワの設置に必要な、足場、支持架台設置工事、電源工事は、可能な限りボイラ運転中に実施する。

(3) 現地工事施工

モンゴル国の気象について、充分留意する必要があるが、今回のプロジェクト項目の工事については、屋外のコンクリート工事や屋外の据付工事がなく、建屋内の工事のみとなるので、気象の影響は受けない

(4) 全体工程

JICA 調達ガイドラインを基準に検討した標準的な工程を Fig 5.2-11 に示す。

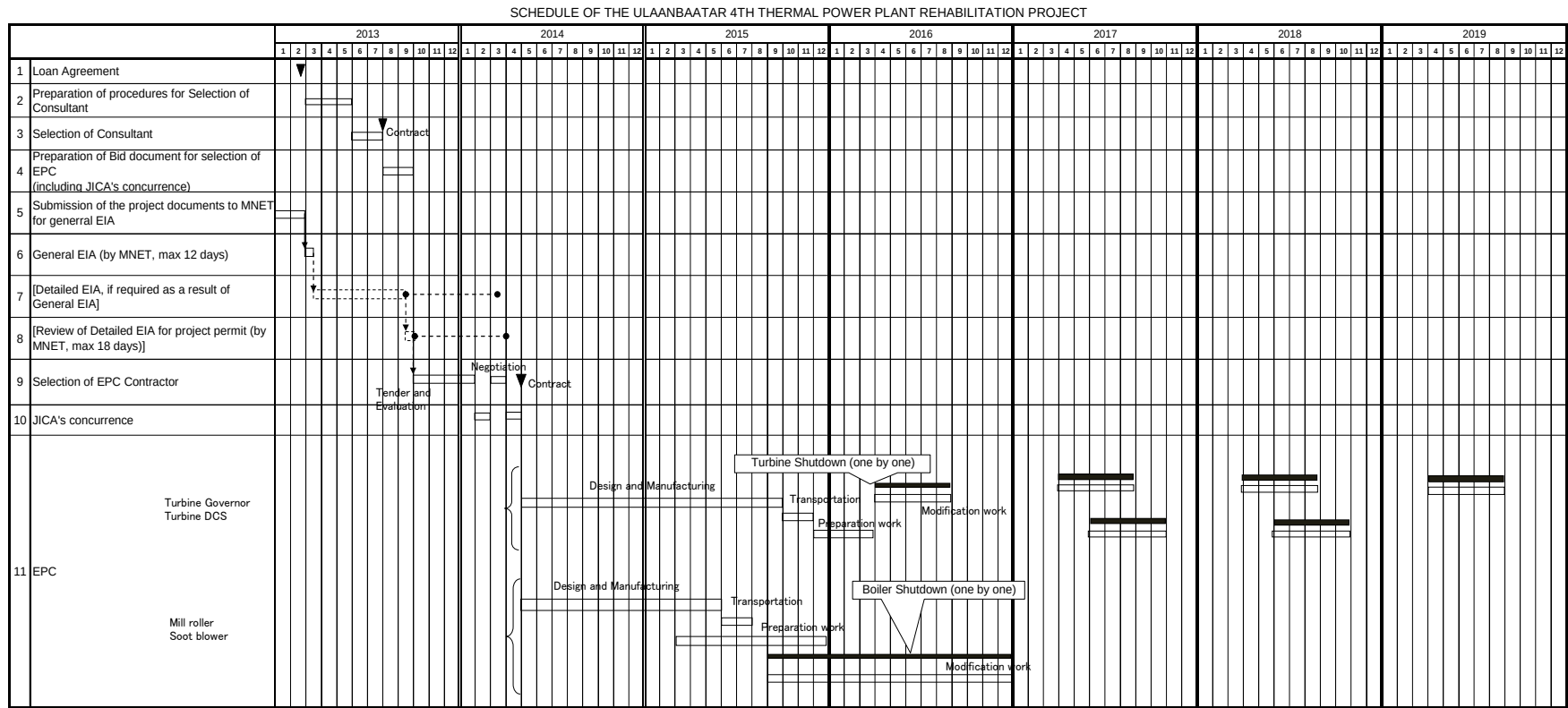


Fig.5.2-11 Project Schedule

5.3 運用指標効果

運用効果指標については、下記の通り設定する。

	指標名	現状	目標値(2021年) 【事業完成2年後】
蒸気タービン発電機 #1	稼働率(%)	58.0	61.5
	送電端発電量(GWh/年)	252.9	270.1
蒸気タービン発電機 #2	稼働率(%)	93.6	97.1
	送電端発電量(GWh/年)	699.0	724.8
蒸気タービン発電機 #3	稼働率(%)	71.6	75.0
	送電端発電量(GWh/年)	426.8	447.8
蒸気タービン発電機 #4	稼働率(%)	96.5	99.9
	送電端発電量(GWh/年)	615.1	638.1
蒸気タービン発電機 #5	稼働率(%)	90.4	93.8
	送電端発電量(GWh/年)	369.0	386.1
蒸気タービン発電機 #6	稼働率(%)	90.0	93.4
	送電端発電量(GWh/年)	428.7	447.2
ボイラー #1	稼働率(%)	79.0	80.5
ボイラー #2	稼働率(%)	77.4	79.0
ボイラー #3	稼働率(%)	42.5	43.4
ボイラー #4	稼働率(%)	86.4	88.1
ボイラー #5	稼働率(%)	69.1	70.4
ボイラー #6	稼働率(%)	87.8	89.5
ボイラー #7	稼働率(%)	62.7	63.9
ボイラー #8	稼働率(%)	93.7	95.6

稼働率は、スタンバイ時間も稼働時間に含める。

5.4 経済財務評価

前節に記載された本プロジェクトの費用と効果に基づき経済財務評価を行う。各評価の前提条件は下記のとおり。

5.4.1 プロジェクト費用

評価条件を Table 5.4-1 に、各プロジェクト項目のコスト内訳を Table 5.4-2 に示す。コストは入札の結果で決まるもので、最終的なものではない。また、Project Cost、Annual Fund Requirement を Table 5.4-3, 5.4-4, 5.4-5 に示す。

Table 5.4-1 Common Terms for Appraisal

(1) Yen/\$	US\$ 1 =	78.2	Yen
(2) LC/\$	US\$ 1 =	1394.8	Tg
(3) Yen/Tg	Tg 1 =	0.06	Yen

Price Escalation

(1) FC	2.1%	LC	9.0%
--------	-----------------------------------	----	-----------------------------------

Physical Contingency

Construction	5.0%	Consultant	5.0%
--------------	-----------------------------------	------------	-----------------------------------

Base Year for Cost Estimation:

Schedule

Start	2013/1	End	2019/12
-------	-------------------------------------	-----	--------------------------------------

Billing Rate of Consultant

	FC Yen	LC Tg
Pro-(A)	2,562,000	0
Pro-(B)	0	8,540,000
Supporting Staff	0	1,670,000

Others

Rate of Tax

VAT	10.0%	Import Tax	5.0%
-----	------------------------------------	------------	-----------------------------------

Rate of Administration Cost

	5.0%
--	-----------------------------------

Rate of Interest During Construction

Construction	1.40%	Consultant	0.01%
--------------	------------------------------------	------------	------------------------------------

Rate of Commitment Charges

	0.1%
--	-----------------------------------

Payment Method for Interest during construction and Commitment charge

	loan-covered
--	---

Fiscal Year

	Jan - Dec
--	--

Table 5.4-2 Cost Break Down for Package

Governor, DCS

item	unit	Quantity	Unit Price		Cost		Total
			Foreign	Local	Foreign	Local	
			yen	Tg	yen	Tg	
Governor	1	1	426,400,000	0	426,400,000	0	426,400,000
DCS	1	1	1,149,000,000	0	1,149,000,000	0	1,149,000,000
Erection	1	1	90,262,000	6,017,300,000	90,262,000	6,017,300,000	451,300,000
Transportation	1	1	24,000,000	600,000,000	24,000,000	600,000,000	60,000,000
Civil	0	0	0	0	0	0	0
Total					1,689,662,000	6,617,300,000	2,086,700,000

Soot blower

item	unit	Quantity	Unit Price		Cost		Total
			Foreign	Local	Foreign	Local	
			yen	Tg	yen	Tg	
Soot blower	1	8	190,000,000	500,000,000	1,520,000,000	4,000,000,000	1,760,000,000
Erection	1	1	0	4,000,000,000	0	4,000,000,000	240,000,000
Transportation	1	1	30,000,000	1,000,000,000	30,000,000	1,000,000,000	90,000,000
Civil	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0
Total					1,550,000,000	9,000,000,000	2,090,000,000

Mill roller and table

item	unit	Quantity	Unit Price		Cost		Total
			Foreign	Local	Foreign	Local	
			yen	Tg	yen	Tg	
Roller and table for #5 to #8 boiler	1	4	60,000,000	0	240,000,000	0	240,000,000
Erection	1	1	0	4,000,000,000	0	4,000,000,000	240,000,000
Transportation	1	1	10,000,000	330,000,000	10,000,000	330,000,000	29,800,000
Civil	0	0	0	0	0	0	0
Total					250,000,000	4,330,000,000	509,800,000

Table 5.4-3 Project Cost (Cost by Item)

Unit : FC, Total (Mil Yen)
LC (Mil Tg)

	Breakdown of Cost	Foreign Currency Portion			Local Currency Portion			Total		
		Total	JICA Portion	Others	Total	JICA Portion	Others	Total	JICA Portion	Others
1	Governor, DCS	1,690	1,690	0	6,617	6,617	0	2,087	2,087	0
2	Soot Blower	1,550	1,550	0	9,000	9,000	0	2,090	2,090	0
3	Mill roller and table	250	250	0	4,330	4,330	0	510	510	0
4	Price Escalation	304	304	0	7,668	7,668	0	764	764	0
5	Physical Contingency	190	190	0	1,381	1,381	0	273	273	0
6	Consulting Services	198	198	0	1,848	1,848	0	309	309	0
7	Land Acquisition	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Administration Cost	0	0	0	5,026	0	5,026	302	0	302
9	VAT	0	0	0	10,053	0	10,053	603	0	603
10	Import Tax	0	0	0	3,319	0	3,319	199	0	199
11	Interest during construction	330	330	0	0	0	0	330	330	0
12	Commitment Charge	45	45	0	0	0	0	45	45	0
13	Total	4,556	4,556	0	49,242	30,844	18,398	7,510	6,406	1,104

Table 5.4-4 Project Cost (Cost by Year)

Unit : Mil Yen

Breakdown of Cost	Total	JICA Portion	Others
2013	46	41	5
2014	1,331	1,127	204
2015	1,578	1,345	233
2016	2,087	1,772	315
2017	901	771	129
2018	936	803	133
2019	632	548	84
Total	7,510	6,406	1,104

Table 5.4-5 Annual Fund Requirement

Unit : FC, Total (Mil Yen)

LC (Mil Tg)

Item	Total			2013			2014			2015			2016			2017			2018			2019		
	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total
A. ELIGIBLE PORTION																								
I) Procurement / Construction	3,983	28,996	5,723	0	0	0	764	4,819	1,053	741	8,646	1,260	1,175	8,040	1,658	492	2,673	652	502	2,913	677	308	1,905	422
Governor, DCS	1,690	6,617	2,087	0	0	0	338	331	358	253	993	313	0	993	60	422	1,654	522	422	1,654	522	253	993	313
Soot Blower	1,550	9,000	2,090	0	0	0	310	1,800	418	310	4,500	580	930	2,700	1,092	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mill roller and table	250	4,330	510	0	0	0	50	1,732	154	100	866	152	100	1,732	204	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Base cost for JICA financing	3,490	19,947	4,687	0	0	0	698	3,863	930	663	6,359	1,045	1,030	5,425	1,355	422	1,654	522	422	1,654	522	253	993	313
Price escalation	304	7,668	764	0	0	0	30	727	73	43	1,876	155	89	2,233	223	46	891	100	56	1,120	123	40	822	89
Physical contingency	190	1,381	273	0	0	0	36	229	50	35	412	60	56	383	79	23	127	31	24	139	32	15	91	20
II) Consulting services	198	1,848	309	25	160	35	36	287	53	30	264	46	34	295	51	28	306	46	25	300	43	21	235	36
Base cost	174	1,246	249	23	140	32	33	230	46	27	194	38	29	199	41	24	190	35	21	170	31	18	122	25
Price escalation	14	514	45	0	13	1	1	43	4	2	57	5	3	82	7	3	102	9	3	115	10	3	101	9
Physical contingency	9	88	15	1	8	2	2	14	3	1	13	2	2	14	2	1	15	2	1	14	2	1	11	2
Total (I + II)	4,181	30,844	6,032	25	160	35	800	5,106	1,106	771	8,911	1,306	1,209	8,335	1,709	520	2,979	699	527	3,213	720	329	2,140	458
B. NON ELIGIBLE PORTION																								
a Procurement / Construction	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Base cost for JICA financing	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Price escalation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Physical contingency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
b Land Acquisition	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Base cost	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Price escalation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Physical contingency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
c Administration cost	0	5,026	302	0	29	2	0	922	55	0	1,088	65	0	1,424	85	0	582	35	0	600	36	0	381	23
d VAT	0	10,053	603	0	58	3	0	1,843	111	0	2,176	131	0	2,848	171	0	1,164	70	0	1,200	72	0	763	46
e Import Tax	0	3,319	199	0	0	0	0	637	38	0	618	37	0	979	59	0	410	25	0	419	25	0	256	15
Total (a+b+c+d+e)	0	18,398	1,104	0	87	5	0	3,401	204	0	3,882	233	0	5,252	315	0	2,157	129	0	2,219	133	0	1,401	84
TOTAL (A+B)	4,181	49,242	7,136	25	247	40	800	8,507	1,310	771	12,793	1,539	1,209	13,587	2,024	520	5,136	828	527	5,432	853	329	3,541	542
C. Interest during Construction	330	0	330	0	0	0	15	0	15	33	0	33	56	0	56	66	0	66	77	0	77	84	0	84
Interest during Construction(Const.)	330	0	330	0	0	0	15	0	15	33	0	33	56	0	56	66	0	66	77	0	77	84	0	84
Interest during Construction (Consul.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D. Commitment Charge	45	0	45	6	0	6	6	0	6	6	0	6	6	0	6	6	0	6	6	0	6	6	0	6
GRAND TOTAL (A+B+C+D)	4,556	49,242	7,510	31	247	46	821	8,507	1,331	810	12,793	1,578	1,271	13,587	2,087	592	5,136	901	610	5,432	936	419	3,541	632
(1000 US\$)	58,255.7	37,781.9	96,037.6	401.1	189.3	590.5	10,494.1	6,527.4	17,021.5	10,360.3	9,815.6	20,175.9	16,258.5	10,424.6	26,683.1	7,576.7	3,940.6	11,517.3	7,804.8	4,167.6	11,972.4	5,360.2	2,716.7	8,076.9
E. JICA finance portion incl. IDC (A + C + D)	4,556	30,844	6,406	31	160	41	821	5,106	1,127	810	8,911	1,345	1,271	8,335	1,772	592	2,979	771	610	3,213	803	419	2,140	548

5.4.2 検討条件

(1) 為替レート

評価における表示通貨はアメリカドルとし、通貨換算の必要がある場合には、JICA 指示の下記レートを使用した。

US\$1 = Tg.1,394.8

US\$1 = ¥78.2

Tg.1 = ¥0.06

(2) 検討条件

- a) ガバナ改造、タービン制御装置の更新については、改造による信頼性向上で、タービン1基あたり、送電端出力 91MW、熱供給 100Gcal/h を年間 300 時間追加発生できると想定した。
- b) スーツブロワの設置については、ボイラの稼働率が年間で 2%向上し、その結果、年間送電量、熱供給量が 2%増加し、合わせて各ボイラの運転時間延長により年間のボイラの停止回数が3回減るものとして、起動用重油の削減も考慮した。
- c) 微粉炭機ローラ・テーブルの更新については、既設の溶接肉盛タイプを継続して使う場合と、セラミックタイプを使う場合のメンテナンス費の差（低減分）を利得とみなして検討した。

(3) プロジェクト効果

本プロジェクトがもたらす効果とメンテナンス費用を Table 5.4-6 に示す。なお、この表には、後述する経済評価における代替案の効果についても記載している。

Table 5.4-6 Project Effects

Rehabilitation Project	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Power (GWh)	89.3	143.9	198.5	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8	225.8
Heat (Gcal)	92,000.0	152,000.0	212,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0	242,000.0
Coal consumption (1000 ton)	88.2	143.7	199.2	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0	227.0
Water consumption (1000 ton)	252.0	372.0	492.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0	552.0
Heavy oil (1000 ton)	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06
OM Cost (\$thousand)	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066
Decrease in OM Cost (\$thousand)	0	-41	-41	-41	-41	-41	-3,063	-41	-41	-41	-41	-41	-3,063	-41	-41	-41	-41	-41	-3,063	-41	-41	-41	-41	-41	-41
Diesel Power Plant																									
Power (GWh)	166.3	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0	218.0
Heavy oil (1000 ton)	38.0	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8	50.8
OM Cost (\$thousand)	2,145.5	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3	2,813.3
HOB																									
Heat (Gcal)	92,000	152,000	212,000	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994	241,994
Coal (1000 ton)	39.0	64.4	89.8	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5	102.5
Station use (GWh)	6.4	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9
OM Cost (\$thousand)	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0

5.4.3 経済評価

(1) 前提

評価手法として代替法による最小費用分析法を採用した。すなわち、本プロジェクトを実施しなかった場合には本プロジェクトと同等の効果をもたらす代替プロジェクトが必要となるが、この代替プロジェクトの評価期間中の費用（建設費＋燃料費＋OM コスト）をベネフィットストリーム、同期間中の本プロジェクトの費用（建設費＋燃料費＋OM コスト）をコストストリームとし、それぞれの現在価値を比較する。なお、現在価値算出のための割引率を 10%とした。

代替プロジェクトとして、本プロジェクトがもたらす効果である電力・熱のエネルギー生産の増加に相応する同等の能力を持ったディーゼル発電プラントと HOB を代替プロジェクトとして設定した。

評価期間は、本プロジェクトの開始年である 2013 年から、初号機のタービン DCS およびガバナ改造工事、スーツブロワ設置工事、微粉炭機ローラ交換工事が完了して運転を開始する 2017 年より設備の耐用年数である 25 年後の 2041 年までとした。

また、便益費用算出にあたり、石炭・重油の燃料費と水を除く内貨分については経済価格への転換のため次の Table 5.4-7 より算出した標準変換係数(SCF)0.98 を乗じた。

Table 5.4-7 Standard Conversion Factor

Standard conversion factor				
	2007	2008	2009	2010
Import amount (US\$ million)	2,062	3,245	2,138	3,200
Export amount (US\$ million)	1,948	2,535	1,885	2,909
Import duty (Tg. million)	96,262	132,056	111,233	193,132
(US\$ million)	82	113	77	142
Export duty (Tg. million)	6,218	8,782	4,755	190
(US \$million)	5	8	3	0
Export subsidy (Tg. million)	0	0	0	0
(US \$million)	0	0	0	0
Standard conversion factor	0.981	0.982	0.982	0.977
Exchange rate	1,169.85	1,166.06	1,437.91	1,355.93
Average SCF= 0.98				

(from Mongolian Statistical Yearbook 2010)

石炭、重油、水の価格は下記のとおりとした。

a) 石炭

石炭は、第4火力発電所のボイラおよび HOB の燃料として使用されるものを考慮した。

石炭価格は Baganuur 炭と Shivee Ovoo 炭の消費比率を 1:1 とした両炭の平均価格とする。なお、ADB の第5火力発電所の経済評価で用いられた両炭の山元価格 US\$30 をベースとし、これに輸送費として Baganuur 炭の輸送費 Tg.4,523/ton と Shivee Ovoo 炭の輸送費 Tg.5,032/ton の平均価格をドル換算した US\$ 3.43/ton を石炭価格に上乗せした US\$ 33.43/ton とした。

b) 重油

重油は第4火力発電所のボイラの起動用燃料、および代替案のディーゼル発電プラントの燃料として使用されるものを考慮した。

重油は民間業者からの購入であり、外国からの輸入であるため実際の第4火力発電所の2011年の購入価格である Tg.777,931/ton をドル換算した US\$ 558/ton とした。

c) 水

水は、タービンの復水器冷却水を冷却する冷却塔の補給水として消費されるものを考慮した。

ADB の第5火力発電所の経済評価で用いられた単価 Tg.1,000/ton をドル換算した US\$ 0.72/ton とした。

(2) 費用設定

評価費用として、5.4.1 項に記載した本プロジェクトの工事費から税金と価格予備費を除いた金額、運転維持費と燃料費を計上した。所内電力使用は発電量から差し引いている。

(3) 評価

指標は収益性を示す IRR、および超過便益額を示す NPV と便益と費用の比率である B/C とした。

下記パラメーターを設定し、結果は Table 5.4-8 のとおりとなった。

- 本プロジェクト費 100% = US\$ 69.19 million (プロジェクト費 US\$ 69.58 million の内貨分に SCF を乗じた金額)
- 代替プロジェクト費 100% = US\$ 41.5 million (プロジェクト費 US\$ 41.86 million の内貨分に SCF を乗じた金額)
- 石炭価格 = US\$ 33.43/ton
- 重油価格 = US\$ 558/ton
- 水価格 = US\$ 0.72/ton
- 割引率 = 10%

Table 5.4-8 Economic Evaluation with Alternative Diesel and HOB

(Unit: US\$ in thousands)														
No. of years from		Calendar year	Cost				Benefit					(D) - (A)		
			Rehabilitation Project				Alternative Diesel Power & HOB (B)				Other Benefit (C)		Total Benefit (D=B+C)	
Construction	COD		Constr. Cost	O & M Cost	Fuel Cost	Total (A)	Constr. Cost	O & M Cost	Fuel Cost	Total	Decrease in Maintenance Costs			NET BENEFIT
1		2013	445			445	462			462		462	17	
2		2014	13,685			13,685	4,634			4,634		4,634	-9,050	
3		2015	15,157			15,157	24,381			24,381		24,381	9,223	
4		2016	19,588	0	0	19,588	12,024	0	0	12,024	0	12,024	-7,564	
5	1	2017	7,816	768	2,913	11,497		2,273	22,490	24,763	41	24,804	13,307	
6	2	2018	7,759	1,334	4,767	13,860		2,941	30,485	33,425	41	33,466	19,607	
7	3	2019	4,744	1,420	6,621	12,785		2,941	31,334	34,274	41	34,315	21,531	
8	4	2020		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
9	5	2021		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
10	6	2022		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	3,085	37,784	28,773	
11	7	2023		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
12	8	2024		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
13	9	2025		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
14	10	2026		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
15	11	2027		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
16	12	2028		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	3,085	37,784	28,773	
17	13	2029		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
18	14	2030		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
19	15	2031		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
20	16	2032		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
21	17	2033		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
22	18	2034		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	3,085	37,784	28,773	
23	19	2035		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
24	20	2036		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
25	21	2037		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
26	22	2038		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
27	23	2039		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
28	24	2040		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
29	25	2041		1,463	7,548	9,011		2,941	31,758	34,699	41	34,740	25,729	
TOTAL			69,194	35,717	180,350	285,261	41,500	72,851	782,989	897,341	10,157	907,498	622,237	
Present Value			98,564								241,263			
											EIRR			84.65%
											NPV			142,698
											B / C			2.45

経済指標は下記のとおりとなった。

指標	結果
EIRR	85 %
NPV	US\$ 143 million
B/C	2.45

5.4.4 財務評価

(1) 前提

本プロジェクトがもたらす販売収入増をインフローとし、本プロジェクトの工事費と運転維持費および資金コストをアウトフローとしたキャッシュフローによる便益費用分析をおこなった。

なお、割引率については、通常財務評価では当該企業のWACC（加重平均資本コスト）を採用するが、第4火力発電所が国有で株式市場に上場していないこと、モンゴルではリスクフリーレートとしての10年ものような長期国債が発行されていないため、WACCの算出は出来ない。しかしながら、脚注に記載した仮定でWACCの算出式で計算すると、加重平均資本コストは8%¹となり、暫定的にこれを割引率とした。

評価期間は2013年から2041年までとした。評価における表示通貨・通貨換算レートについては経済評価と同じとした。キャッシュフロー算出にあたり使用された価格は市場価格とした。

i) 便益設定

便益であるエネルギーの販売収入増算出のため、エネルギー生産の増加量に下記の電力・熱の料金単価を乗じた。なお、料金単価については2014年から導入されるPrice Indexation（物価スライド制度）により、ERCにより規制される上限を超えない単価上昇であれば電力・熱ともにその生産原価を回収した上で一定の利潤を得ることができるようになるので、それまでに電力と熱の料金単価のアンバランスを解消するため、2011年の各々の生産原価に利潤率を10%加えた料金設定とした。

a) 電力

2011年の料金単価は Tg.39.17/kWh(US\$ 0.028)であり、同年の生産原価 Tg.33/kWh(US\$ 0.024)に対し2割近くの利潤が得られる料金水準となっている。下述したように熱の料金単価は原価回収水準に達しておらず、この電力と熱の料金単価のアンバランスを解消するため、電力の生産原価に利潤10%を加えドル換算したUS\$ 0.026を2011年の電力の料金単価とした。これを2017年の料金水準とするため、JICA指示の外貨エスカレーション率2.1%/年で上昇させて得られたUS\$ 0.029を2017年の電力料金単価とした。

b) 熱

2011年の熱の料金単価は Tg.6,576.6/Gcal(US\$ 4.71)であるが、同年の生産原価 Tg.12,792/Gcal(US\$ 9.17)の約50%しか回収できていない。このため原価回収水準の料金に利潤10%を加えたものをドル換算して得たUS\$ 10.09を同年の料金単価とした。これを2016年の料金水準とするため電力と同様に2.1%/年で上昇させて得られたUS\$ 11.4とした。

¹ $WACC = CAPM \times E/(E+D) + \text{average debt interest} \times (1 - \text{tax rate}) \times D/(E+D)$
(WACC:加重平均資本コスト CAPM:資本コスト E:資本 D:負債) (E:D=Debt Equity Ratio 第4火力発電所の場合2011年ではE:D=7:3)

$CAPM = \text{Riskfree rate} + \beta \times \text{Risk premium}$ 第4火力発電所は国有で株式市場に上場されていないが、国有であることからリスクプレミアムはないと仮定するとCAPMは長期国債利率（中央銀行債の2000年から2011年までの平均利率11%を準用）と等しくなり、加重平均するためにこの11%に7/10を乗じると7.7%となる。借入利息については現在第4火力発電所はほぼ円借のみということで、この利率を1.4%とすると法人税率(25%)の節税効果を勘案すると1%となり、これを加重平均するために3/10を乗じると0.3%が借入利率になる。従って、WACCは8%となる。

ii) 費用設定

費用として本プロジェクトの工事費と運転維持費および資金コストを計上した。石炭価格と重油価格は下記の価格を採用した。

2011年のBaganuur炭の単価がTg.20,083.8/ton、Shivee Ovoo炭がTg.14,993.4/tonであった。両炭の消費比率を1:1とし、その平均単価をドル換算したUS\$ 12.57/tonを2017年の水準とするため便益設定と同様に毎年2.1%上昇させて得られた価格US\$ 14.24/tonとした。これに、同様に算出した輸送費US\$ 3.7/tonを加えたUS\$ 17.94/tonを2016年の石炭価格とした。

重油価格は、経済評価に使用したものと同じく、US\$ 558/tonとした。

資金コストは、ODAによる借款の可能性を考慮して、下記借款条件に基づき算出した。なお、ODA借款でカバーされない部分については商業銀行からの借入とした。

a) ODA借款対象額：プロジェクト費の約85%

b) 金利：

ODA：1.4%/年（コンサルタント費用については0.01%/年）

商業銀行：11%（ADBによる第5火力発電所の財務評価での商業銀行からの想定借入利率）

c) 返済期間：

ODA：30年（うち返済猶予期間10年）

商業銀行：20年（うち返済猶予期間は工事期間）

d) 建中利子：

ODA：ODAによる借入

商業銀行：自己資金

e) コミットメントチャージ：

ODA：0.1%/年

商業銀行：0.5%/年

(2) 評価

指標は収益性を示すIRR、超過便益額を示すNPV、便益と費用の比率であるB/C、および元本返済と利払いの安全性を示すDSCRとした。

下記パラメーターを設定し、結果はTable 5.4-9のとおりとなった。

- 本プロジェクト費 100% = US\$ 96.04 million
- 電力料金単価 = US\$ 0.029/kWh
- 熱料金単価 = US\$ 11.4/Gcal
- 石炭価格 = US\$ 17.94/ton
- 重油価格 = US\$ 558/ton

- 商業銀行借入金利 = 11%
- 法人税率 = 25%
- 割引率 = 8%

Table 5.4-9 Financial Evaluation

Unit: US\$ in thousand

Years from start of construction	Years from COD	Calendar year	Cash Inflow				Cash Outflow			Cash Balance		Commercial loan coverage DSCR for loan	IRR Calculation
			Fund Injection	After-tax Profit	Depreciation	Total (A)	Disbursement	Debt Repayment	Total (B)	Yearly (A)-(B)	Accumulation		
-1		2013	590	-43	0	548	598	0	598	-50	-50		-598
1		2014	17,021	-398	0	16,623	17,316	0	17,316	-693	-743		-17,316
2		2015	20,176	-900	0	19,276	20,798	0	20,798	-1,522	-2,265		-20,798
3		2016	26,683	-1,551	0	25,132	27,748	0	27,748	-2,616	-4,881		-27,748
4	1	2017	11,517	-4,424	3,424	10,516	12,765	0	12,765	-2,248	-7,129		-11,738
5	2	2018	11,972	-3,417	3,424	11,979	13,407	0	13,407	-1,428	-8,557		-11,068
6	3	2019	8,077	-2,392	3,424	9,109	9,630	0	9,630	-521	-9,078		-6,019
7	4	2020	0	-1,034	3,424	2,390	783	0	783	1,607	-7,471		3,464
8	5	2021	0	-1,204	3,424	2,220	0	356	356	1,864	-5,607	1.78	4,247
9	6	2022	0	-1,165	3,424	2,259	0	356	356	1,903	-3,704	1.81	4,247
10	7	2023	0	-1,439	3,424	4,862	0	3,320	3,320	1,542	-2,162	1.29	6,811
11	8	2024	0	-1,045	3,424	2,378	0	3,320	3,320	-941	-3,103	0.82	4,247
12	9	2025	0	-965	3,424	2,459	0	3,320	3,320	-861	-3,964	0.83	4,247
13	10	2026	0	-884	3,424	2,540	0	3,320	3,320	-780	-4,744	0.84	4,247
14	11	2027	0	-803	3,424	2,620	0	3,320	3,320	-700	-5,444	0.86	4,247
15	12	2028	0	-723	3,424	2,701	0	3,320	3,320	-619	-6,063	0.87	4,247
16	13	2029	0	-642	3,424	2,782	0	3,320	3,320	-538	-6,601	0.88	4,247
17	14	2030	0	-561	3,424	2,862	0	3,320	3,320	-458	-7,059	0.90	4,247
18	15	2031	0	-481	3,424	2,943	0	3,320	3,320	-377	-7,436	0.92	4,247
19	16	2032	0	-400	3,424	3,023	0	3,320	3,320	-296	-7,732	0.93	4,247
20	17	2033	0	-320	3,424	3,104	0	3,320	3,320	-216	-7,948	0.95	4,247
21	18	2034	0	-239	3,424	3,185	0	3,320	3,320	-135	-8,083	0.97	4,247
22	19	2035	0	-158	3,424	3,265	0	3,320	3,320	-56	-8,139	0.98	4,247
23	20	2036	0	-78	3,424	3,346	0	3,320	3,320	26	-8,113	1.01	4,247
24	21	2037	0	2	3,424	3,426	0	3,320	3,320	106	-8,007	1.03	4,246
25	22	2038	0	63	3,424	3,486	0	3,320	3,320	166	-7,841	1.04	4,226
26	23	2039	0	123	3,424	3,547	0	3,320	3,320	227	-7,614	1.06	4,206
27	24	2040	0	184	3,424	3,607	0	3,320	3,320	287	-7,327	1.07	4,186
28	25	2041	0	244	3,424	3,668	0	2,964	2,964	704	-6,623	1.20	4,166
			96,038	-17,008	85,591	164,621	103,044	63,432	166,476	-1,856			<1%
Present value				-11,820	29,012		81,521	NPV	-47,296	Average DSCR=		1.10	
								B/C	0.42	Minimum DSCR=		0.82	

財務指標は下記のとおりとなった。

指標	結果
FIRR (after tax)	< 1%
(before tax)	< 1%
NPV (after tax)	US\$ -47.3 million
(before tax)	US\$ -46.7 million
B/C (after tax)	0.42
(before tax)	0.43
DSCR (after tax)	
Average	1.10
Minimum	0.82
DSCR (before tax)	
Average	1.12
Minimum	0.82

5.5 結論

プロジェクト項目の内容、金額、効果を下記に示す。プロジェクト項目は、ウランバートル市を中心とした CES における電力の供給量増加、電力・熱供給の信頼性の向上、メンテナンス費低減による第4火力発電所の財務状況の改善に貢献するものである。

NO.	プロジェクト項目	数量	更新/増設	内容	金額 (億円)	期待効果
1	タービンガバナ更新	6台分	更新	タービンガバナ(回転数制御装置)を現状の機械油圧式から、電子油圧式に更新する。	20.9	更新により、タービンの運転の安定性が向上し、稼働率が約3%向上する
2	タービン制御システムのDCS化	6台分	更新	タービンの制御システムを現状のアナログ式から分散型デジタル制御システム(DCS)に更新する。		更新により、タービンの運転の安定性が向上し、タービンの稼働率が約1%向上する
3	スーツブロワ設置	8缶分	増設	ボイラにスーツブロワ(蒸気でボイラ内部の煤を吹き落とす装置)を設置する。	20.9	ボイラの運転の安定性が向上し、稼働率が約2%向上する
4	微粉炭機ローラの更新	4缶分	更新	現状の溶接肉盛タイプの微粉炭機ローラ、テーブルを、セラミックを含んだ耐摩耗性材料を使用した製品に更新する。	5.1	ローラ・テーブルのメンテナンス費用が、約50%低減される

第6章

環境社会配慮

目 次

第6章 環境社会配慮

6.1	環境の状況	6-1
6.1.1	土地利用	6-1
6.1.2	自然環境	6-2
6.1.3	先住民族の生活区域	6-3
6.1.4	社会経済状況	6-5
6.2	相手国の環境社会配慮制度・組織	6-6
6.2.1	環境配慮に関連する法令	6-6
6.2.2	環境基準	6-9
6.2.3	関係機関の役割	6-12
6.3	想定される環境影響評価	6-13
6.3.1	既往環境影響評価の概要	6-13
6.3.2	スコーピング	6-15
6.3.3	影響の評価および代替案（ゼロオプションを含む）の比較検討	6-15
6.3.4	用地取得、非自発的住民移転の必要性	6-18
6.4	緩和策（回避・最小化・代償）、環境モニタリングの検討	6-19
6.4.1	工事中	6-19
6.4.2	供用時	6-20
6.5	環境チェックリスト	6-23

LIST OF TABLES

Table 6.1-1	Land Use Changes Occurred in Ulaanbaatar City Before 1990 and in 2008	6-1
Table 6.1-2	Land Degradation of Recent Years in Mongolia	6-1
Table 6.1-3	Major Ethnic Groups in Mongolia	6-4
Table 6.1-4	Key Social and Economic Indicators of Ulaanbaatar	6-5
Table 6.1-5	Poverty Incidence (%) by Location	6-5
Table 6.2-1	Table of Current Environmental Legislation	6-8
Table 6.2-2	Ambient Air Quality Standards	6-10
Table 6.2-3	Emission Standards	6-10
Table 6.2-4	Surface Water Quality Standards of Mongolia (MNS 4586, 1998)	6-11
Table 6.2-5	Mongolian Standard of Limit of Radioactive Materials for Building and Construction (MNS 5072, 2001)	6-11
Table 6.2-6	Noise Standard	6-11
Table 6.3-1	The Prediction of Environmental Impacts	6-16

Table 6.4-1	Implementation Plan of the Environmental Monitoring	6-20
Table 6.4-2	Natural Environment Protection Plan for the Year 2011	6-21
Table 6.5-1	Environmental Checklist.....	6-23

LIST OF FIGURES

Fig.6.1-1	The Areas Where Major Ethnic Minorities Inhabited	6-4
Fig.6.2-1	Environmental Impact Assessment Process of Mongolia	6-7
Fig.6.2-2	Organization Chart of the MNET	6-12
Fig.6.3-1	Efficiency of Thermal Power Plants in Mongolia.....	6-18
Fig.6.3-2	Location of the Rehabilitation Project	6-18
Fig.6.4-1	Vegetation Cover on Filled Ash Pond	6-22
Fig.6.5-1	Results of SO ₂ and NO _x Monitoring by TPP4.....	6-25
Fig.6.5-2	Results of SO ₂ and NO _x Monitoring of Boilers in TPP4	6-26

第6章 環境社会配慮

6.1 環境の状況

6.1.1 土地利用

ウランバートル市の地形は、主になだらかな起伏によって形成されている。開発のすすんだ中心部を除き主な植生はステップ草原によって構成されるが、郊外の丘陵上には針葉樹林も存在する。ウランバートルは Khentein 山のふもとに位置し、平均海拔標高はおおよそ 1,350m である。また、南側に Bogd 山(2,268m)、Songino Khaikhan 山(1,652m)、北側に Chingelte 山(1,949m)、東側に Bayan Zurkh Mountain (1,834 m)と 4つの高山に囲まれる。

ウランバートル市における近年の開発が著しく、土地利用変化を Table 6.1-1 に整理する。1990 年以前と比較すると、最も顕著な変化はゲル地区、商業地区および倉庫地区の増加である。一方、住宅地、ダムおよび水域はわずかながら減少している。

国レベルの土地利用変化も上述するウランバートルにおける変化に類似している。過去4年間の国内の土地利用の劣化を Table 6.1-2 に整理する。牧草地や林の減少が主な劣化の要因であるほか、樹林地も減少傾向にある。

Table 6.1-1 Land Use Changes Occurred in Ulaanbaatar City Before 1990 and in 2008

Land Use Class	Before 1990 (m ²)	2008 (m ²)	Changes (m ²)
Houses	7120	5214	-1906
Ger Districts	82730	147862	65132
Commercial Areas	1772	21241	19469
Central Government and Public Organizations	3850	5107	1257
Warehouse Areas	1920	55668	53748
Roads	9521	19508	9988
Dams	18000	16000	-2000
Water	23758	20758	-3000
Free Area	231001	54520	-176481
Overall	380886	380886	-

(Source: Amarsaikhan et al., 2011 Journal of Geography and Regional Planning 4: 471-481.)

Table 6.1-2 Land Degradation of Recent Years in Mongolia

	2007	2008	2009	2010
Area affected by degradation	14076.6	12341.4	11167.6	7359.6
Cultivated area	350.1	184.3	250.5	184.5
Pasture and other wood land	12305.4	11379.8	10015.4	6775.3
Cities, villages and other settlements	17.4	28.1	13.3	8.5
Forest resources land	1356.9	696.5	834.2	375.7
Water resources land	3.6	2.4	8.5	0.9
Digged and damaged land				
Due to geology exploration and prospecting	1.7	2.6	2.7	1.9
Due to mineral resources exploration	14.6	22	16.9	16.1
Due to defence and security operation	25.5	25.2	25.3	0.3
Due to construction of buildings	0.3	0.3	0.1	0.1
Due to construction and repair of roads	1.2	0.3	0.6	1

(Source: National statistical office of Mongolia., 2010 Mongolian statistical yearbook.)

6.1.2 自然環境

(1) 気象

モンゴル国は、気象条件の厳しい広大な国土(面積 156 万km²)に人口約 280 万人が生活している。国土は高緯度地域に位置しており、海拔も 1,500m以上と高い。また、海から遠く離れた内陸に位置するため、年間の気温変動が極めて大きい。特に冬季には気温が極めて低くなり、真冬(12 月下旬～1 月)は日中の気温は-10 度から-30 度で推移し、夜間は-40 度にもなる。そして、厳しい冬に対応するため、9 月中旬から 5 月中旬まで 8 ヶ月と極めて長期間にわたり暖房が必要となる。ウランバートル市は世界で最も気温の低い首都であり、年間平均気温は氷点下となる。そこに国民の半数が居住するが、市民生活において機能的暖房システムは生活および生存にとって必須であり、信頼性の高い暖房の提供が居住区だけでなく商業施設においても重要視されている。

ウランバートル市の平均年間降雨量は僅か 249-261mm 程度であり、年間降雨量の 80%近くの降雨量が、毎年 6 月後半から 9 月前半までの僅か数ヶ月の期間に集中する。一方、冬季の降水量は 5-7mm 程度であり、寒冷で乾燥した気候に起因して当地の特徴的な現象である温度逆転層が冬季にしばしば発生する。年間の 40-70 日は雨であり、25-30 日は降雪があり、140-170 日は積雪が認められる。春季にあたる 4-5 月は乾燥し風が強く、湿度は 45-47%程度となる、年平均の湿度 62%と比較して低い。

大気汚染はウランバートル市の大きな課題であり、特に冬季は、老朽化した熱電源複合供給施設や熱供給用石炭ボイラストーブからの汚染が、また春季は砂嵐の影響が、それぞれ大きい。大気汚染のおよそ 40%が居住区のストーブ利用、30%が車両からの排気ガス、20%が熱供給用ボイラ、そして 10%が石炭火力発電所に、それぞれ起因すると推定されている(Guttikunda, 2007)*。

*Guttikunda, S. (2007) Urban Air Pollution Analysis for Ulaanbaatar, The World Bank Consultant Report.

(2) 地下および表層水

モンゴル国は、他国と比べて水資源に乏しい国であり、当国の環境条件下では、水資源の開発・管理には様々な障害が存在する。年間平均降水量はおよそ 250mm であり、北部で多く(400mm)、降水量の少ない南ゴビ地域では 100mm 以下となる。これらのおよそ 90%は蒸発し、3.6%は土壤に浸透し、わずか 6.3%が水資源として利用可能な表層水として流れる。ただし、多くの河川や貯水池は年の大部分の期間凍結している。また、当年の気象条件に大きく左右され、また国内での降水量のばらつきも大きいことが特徴である。主要な水供給源は降雨であり、一方、融雪水は年間流出量の 15-20%にあたる。さらに、およそ 2/3 の表層水は国内から流出する。

(3) 地形

ウランバートル市の地層は主に各地質年代の変成岩、火山岩および碎屑性岩の複合体によって形成されている。また、山地の表層には変形・変成による形状変化によって特徴づけられる先カンブリア時代および古生代の地向斜の複合体が存在するほか、中生代の岩および新生代の堆積物が地層の褶曲や断層に見られる。さらに、様々な地点で少量の花崗岩が確認される。

(4) 生物の状況

ウランバートル市内の山々および周辺の植生は、山地森林ステップと呼ばれる、シベリアカラマツやヨーロッパカラマツなどによって構成される針葉樹林帯の1種である。ウランバートル市内の樹木学者によると、市内の森林資源の総面積は266,900ヘクタールで、このうち70%に相当する188,900ヘクタールが森林によって覆われていると言われている。これらの森林はシベリアカラマツ(*Larix sibirica*)、シベリアマツ(*Pinus sibirica*)、トウヒの1種(*Picea obovata*)、ヨーロッパアカマツ(*Pinus sylvestris*)、ヨーロッパヤマナラシ(*Populus tremula*)、シラカンバ(*Betula platyphylla*)、ポプラ(*Populus diversifolia*)、ヤナギ属(*Salix* spp.)など、さまざまな種で構成されている。

市内および周辺に生息する主な哺乳類としては、ノウサギ(*Lepus tolai*)、ハツカネズミ(*Mus musculus*)、ブランドハタネズミ(*Microtus brandtii*)、ホソガオハタネズミ(*Microtus gregalis*)、ダウリアナキウサギ(*Ochotona daurica*)、両生類は、モンゴルヒキガエル(*Bufo raddei*)、シベリアサンショウウオ(*Hynobius keyserlingi*)、ニホンアマガエル(*Hyla japonica*)、アムールアカガエル(*Rana amurensis*)、昆虫類は、イエバエ(*Musca domestica*)、ツガカレハ(*Dendrolimus superans*)、マイマイガ(*Lymantria dispar*)、蛾の1種(*Orgyia antiqua*)、オオチャバネフユエダシャク(*Erannis jacobsoni*)、ヒメシラフヒゲナガカミキリ(*Monochamus sutor*)、カラフトモモブトカミキリ(*Acanthocinus carinulatus*)、カラマツヤツバキクイムシ(*Ips subelongatus*)、シベリアキクイムシ(*Scolytus morawitzii*)が、それぞれ挙げられる。主な鳥類としては、トビ(*Milvus migrans*)、ハマヒバリ(*Eremophila alpestris*)、ハシボソガラス(*Corvus corone*)、ワタリガラス(*Corvus corax*)、ミヤマガラス(*Corvus frugilegus*)、カササギ(*Pica pica*)、カワラバト(*Columba livia*)、イエスズメ(*Passer domesticus*)、スズメ(*Passer montanus*)、ベニハシガラス(*Pyrrhocorax pyrrhocorax*)、ハイタカ(*Accipiter nisus*)、コクマルガラス(*Corvus dauuricus*)が挙げられる。トゥール川で確認された主な魚類としては、アークティックグレイリング(*Thymallus arcticus*)、シベリアドジョウ(*Nemacheilus barbatulus toni*)、ノーザンパイク(*Esox lucius*)、レノック(*Brachymystax lenok*)、スジシマドジョウ(*Cobitis taenia*)、カワミンタイ(*Lota lota*)と、ヨーロッパパーチ(*Perca fluviatilis*)が挙げられる。また、タイメン(*Hucho taimen*)、シベリアローチ(*Rutilus rutilus*)、コイ(*Cyprinus carpio*)、ナマズ(*Parasilurus asotus*)といった珍しい魚種も時折当該川で確認されている。これらの野生生物に関しては、希少生物保護の観点から、モンゴル国政府によるレッドデータブックが1999年に整備された。その後、世界銀行の資金提供を受けたオランダの研究グループにより哺乳類、魚類、および両生・爬虫類のレッドリストが2006年に更新された。さらに、2012年には鳥類のレッドリストが、モンゴルおよび日本を含む9カ国50人の研究者による共同研究チームによって更新されている。

6.1.3 先住民族の生活区域

モンゴル国では、少人数の国民が広大な地域に拡散して生活しており、行政区画は地方の県(aimag)と3つの独立した都市(ウランバートル、ダルハン、エルデネト)となっている。多くの国民は、遊牧または半牧畜の伝統を有する。Table 6.1-3に示すとおりハルハ・モンゴル族が最大のグループで国内総人口の8割以上を占める。そのほかにモンゴル系の少数民族(バルガ、バヤド、ブリヤート、ドゥルベド等諸民族)が存在する。イスラム教徒のカザフなど非モンゴル系

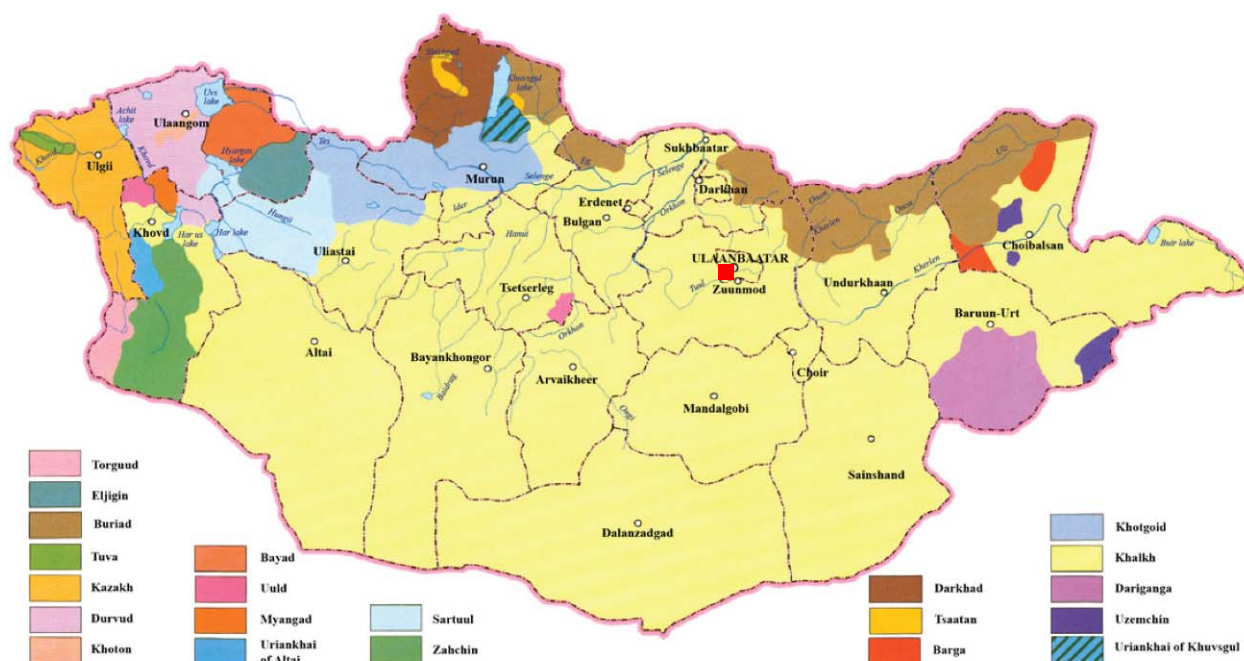
のコミュニティも西部各地に居住し、ドゥハ、エヴェンキ、トゥヴァ、ウリヤンハイなど全グループがそれぞれ異なる言語と方言を有している。

これら各民族の主な居住地域およびプロジェクトの実施位置を Fig.6.1-1 に示す。プロジェクトが対象とするウランバートル市内には少数民族の主な居住区は存在しない。

Table 6.1-3 Major Ethnic Groups in Mongolia

Ethnic group	Population, thousands	% of total population
Mongolian citizens (all)	2,365.4	99.7
Halh	1,934.7	81.5
Kazakh	103	4.3
Dorvod	66.7	2.8
Bayaad	50.8	2.1
Buriad	40.6	1.7
Dariganga	31.9	1.3
Zahchin	29.8	1.3
Urianhai	25.2	1.1
Others	82.6	3.5
Foreigners	8.1	0.3
Total	2,373.5	100

(Source: Population and Housing Census 2000 Mongolia)



■: Area of the proposed project

(Source United Nation's Trust Fund for Human Security (20011) Comprehensive community services to improve human security for the Rural disadvantaged populations in Mongolia.)

Fig.6.1-1 The Areas Where Major Ethnic Minorities Inhabited

6.1.4 社会経済状況

ウランバートル市の主な社会経済状況に係る指標を Table 6.1-3 に整理する。また、貧困指数 (poverty index) の推移を Table 6.1-4 に整理する。ウランバートル市の貧困指数は、1990 年代より国全体の貧困指数よりも低い状態が継続しているが、その傾向は 2002 年以降に顕著に見られる。

Table 6.1-4 Key Social and Economic Indicators of Ulaanbaatar

Item	Indicator
Population	Total population in UB: 1,151,500 (total population of Mongolia: 2,780,800)
Land	Total area: 1564,9 km ² with the urban area of 46 km ²
Administrative divisions	9 districts and 132 khoros in UB ; 329 soums, 1,568 bags
Economy	▪ GDP: 8255060.9 million tug (Per Capita 2,968.6) ▪ Major industrial products: wool, cigarettes, pharmaceutical ▪ Major crops: wheat, barley, corn, oats, potato, vegetables, fodder crops, technical crops ▪ Major mineral resources: coal, gold, molybdenum, copper
Education and medical service	▪ General educational schools in Mongolia: 751 (732,000 students) ▪ General educational schools in UB: 207 ▪ Vocational schools: 63 (46,100 students) ▪ Higher educational institutions, colleges and universities: 108 (240,400 students) ▪ State hospitals: 362 ▪ Private hospitals: 1,113 ▪ Family hospitals: 218

(Source: Mongolian Economic Yearbook 2010)

Table 6.1-5 Poverty Incidence (%) by Location

Lacation	1995	1998	2002	2006	2010
Urban	38.5	39.4	30.3	27.7	32.2
Ulaanbaatar	35.1	34.1	27.3	20.1	29.8
Aimag center	41.9	45.1	33.9	36.2	36.2
Rural	33.1	32.6	43.4	38.0	47.8
National average	36.3	35.6	36.1	32.6	39.2

(Source: Mongolian Economic Yearbook 2010)

6.2 相手国の環境社会配慮制度・組織

6.2.1 環境配慮に関連する法令

(1) モンゴル国の環境影響評価法

国内法はモンゴル国憲法の精神およびモンゴル国政府がこれまでに批准してきた国際条約の規定に沿って制定されてきている。モンゴル国における環境に係る法体系は、環境影響評価法および他の環境汚染を規定する法によって構成されている。

環境影響評価法(Mongolian Law on Environmental Impact Assessment: 1998年策定,2004年改正)の目的は環境保護、生態的偏りの防除、自然資源の利用の制限、事業実施に係る環境影響および事業実施に係る意思決定過程の評価にある。本法による規定は全ての新規事業および既設の工業、サービス業、建設業における拡張事業および自然資源を利用する事業に対して適用され、計画する事業の事業内容および事業規模により自然環境観光省あるいは地方自治体が評価の審議機関となる。

環境影響評価法に示される手続きの概要を Fig.6.2-1 に整理する。同法では、概略 EIA および詳細 EIA の2段階の環境影響評価が規定されている。概略 EIA の実施に当たっては、まず事業者はプロジェクトの内容を示す書類(設計図面、技術的経済的フィージビリティスタディの結果等)を自然環境観光省(MNET)(あるいは aimag 政府)に提出する必要がある。そして、それを受け MNET が専門家を招集し審査委員会を開催し、当該事業に関し、(i)詳細 EIA の必要なし、(ii)条件つき事業認可、(iii)詳細 EIA が必要、(iv)事業計画の棄却の判定を行う。この過程は無償で実施され、通常 12 日間で実施される。また、概略 EIA には詳細 EIA の実施方法が記載され、それを受けて MNET によって選定された国内専門会社が詳細 EIA を実施し、その評価結果を MNET へ報告する。評価結果は、概略 EIA の審査に関わった専門家によって審議され、事業の実施や評価の修正等の審議内容が、18 日以内に MNET(あるいは aimag 政府)に報告される。そのため、詳細 EIA の実施期間以外に MNET による審議期間が1ヶ月程度必要となる。

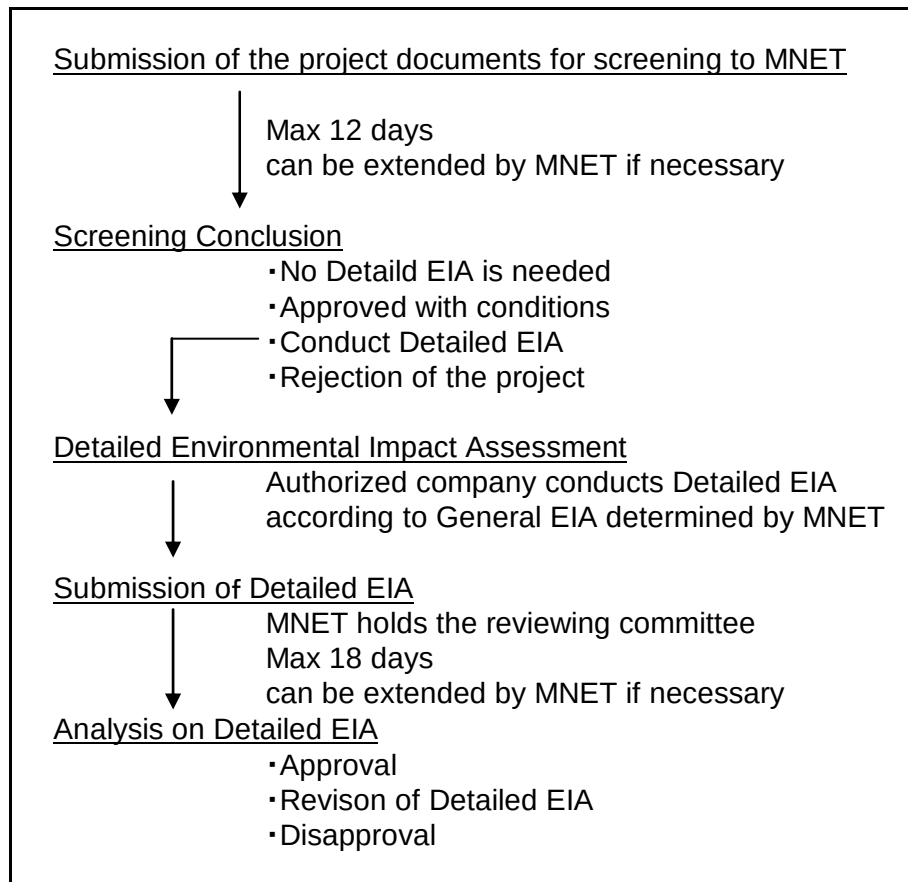


Fig.6.2-1 Environmental Impact Assessment Process of Mongolia

その他環境関連法の整備状況について、Table 6.2-1 に示す。なお、MNET 環境自然資源部に
対するヒアリングにより、現在環境影響評価法を含む 30 の法律に関して改正手続きが進行中
であるという情報が得られており、本改修事業の実施時にはこれらが改正されている可能性が
あり、状況を再確認する必要があると考えられる。

Table 6.2-1 Table of Current Environmental Legislation

Official Title of the Law	Date Adopted	Revision	English Translation Status
Mongolian Law on Environmental Protection	1995	2008	Official
Mongolian Law on Special Protected Areas	1995		Official
Mongolian Law on Buffer Zones of Protected Areas	1995		N/A
Mongolian Law on Air	1995	2010	Official
Mongolian Law on Water	1995		Official
Mongolian Law on Land	1995		Unofficial
Mongolian Law on Forest	1995		Official
Mongolian Law on Natural Plants Including List of Very Rare Plants	1995		Official
Mongolian Law on Hunting	1995	2000	Official
Mongolian Law on Wildlife	2000		N/A
Mongolian Law on Protection of Livestock Genetic Fund and Health	1994		N/A
Mongolian Law on Protection from Toxic Chemicals	1995		Official
Mongolian Law on Hydrology, Meteorology, and Environmental Monitoring	1997		N/A
Mongolian Law on the Protection of Forests and Grasslands from Wildfires	1996		N/A
Law of Mongolia for Forest Harvesting, and Wood Procurement and Use	1995		Unofficial
Mongolian Law on Underground Resources	1994		Unofficial
Mongolian Law on Mineral Resources	1994	1997	Unofficial
Mongolian Law for Water and Mineral Use	1995		Unofficial
Mongolian Law on Land Use Fees	1997		N/A
Mongolian Law on Fees for Use of Water and Mineral Water	1995		N/A
Mongolian Law on Forest Use Fees	1995	2000	N/A
Mongolian Law on Natural Plant Use Fees	1995		Unofficial
Mongolian Law on Fees for Hunting and Trapping and Licenses	1995		Unofficial
Mongolian Law on Use of Natural Resource Utilization Fees for Environmental Protection and Rehabilitation of Resources	2000		N/A

(Source The Asia Foundation (2009) A Mongolia Citizens Reference Book)

(2) 国際的な環境配慮ガイドライン

JICA 環境社会配慮ガイドラインでは、当該国の法制度のほか、世界銀行をはじめとした国際的な制度および環境基準に準拠することが求められている。ここでは、主にアジア開発銀行 (ADB) の制度を整理する。

環境影響評価上の適用可能な主な ADB の規定、規制、要求事項は ADB 環境影響評価ガイドライン (2003) および ADB セーフガード政策 (2009) である。環境影響評価上の基本事項は ADB セーフガード政策に示されるほか、基金運航規定も参考になる。セーフガード政策の目的は、ADB からの資金提供により実施されるプロジェクトが環境の観点から妥当であり、適切な規定のものに実施され、結果として重大な環境上や周辺住民の健康および安全に対する問題を引き起こさないことを保証するため、環境上の検査工程を確立することにある。セーフガード政策は一般的に、負の環境および周辺住民を含む社会影響を回避、最小化、低減するための基金運航規定と考えられている。

世界銀行の環境・健康・安全ガイドラインでは、工業分野において良好な国際企業のあり方が定められている。環境・健康・安全ガイドラインの対象とする項目は下記のとおりである。

- 1) 排気および大気質
- 2) エネルギー保全
- 3) 排水および水質
- 4) 水資源の保全
- 5) 有害物質の管理
- 6) 廃棄物
- 7) 騒音
- 8) 土壌汚染
- 9) 労働者の健康や安全性
- 10) 設備設計および運用
- 11) 情報伝達および訓練
- 12) 物理的な危険性
- 13) 化学的な危険性
- 14) 生物的な危険性
- 15) 放射物質による危険性
- 16) 個人防護用具
- 17) 特定災害
- 18) モニタリング
- 19) 地域共同体の健康・安全性
- 20) 事業施設の構造上の安全性
- 21) 生命および火災に対する安全性
- 22) 交通上の安全性
- 23) 有害物質の運搬
- 24) 疾病の防除
- 25) 緊急時の備え、応答

6.2.2 環境基準

モンゴル国における大気質の環境基準は都市地域のみを設定されている。本基準は、窒素酸化物、硫黄酸化物、一酸化炭素、粉じんであり、光化学物質、ベンゼン等の基準は含まれていない (Table 6.2-2)。当プロジェクトが対象とする火力発電所に係る排出基準に関しては、2008年にダスト等に対する基準値が設定されたほか、新規発電所および既設発電所でボイラの改修を行った場合に適用される基準値が2011年に新たに規定されている (Table 6.2-3)。

表層水の水質に係る環境基準は Table 6.2-4 に示す。ウランバートル市内の水質は都心部および郊外のいずれにおいても良好であるとは言えない。モンゴル国の市場経済への移行に伴い、多数の小規模商店が出現したが、これらからの排水は市内南部を流れるトゥール川およびその支川に直接排出されている。これらに関しては監視することは極めて難しく、その結果水質に関する上述の問題が発生している次第である。さらに、沖積低地のゲル地区の一部からは、排泄汚物によ

る地下水の汚染が発生している。このように現在表層水の汚染は環境汚染のトピックの1つとなっており、環境影響評価においても留意すべき事項となりうる。

建設資材の放射性物質に係る環境基準は Table 6.2-5 に示す。モンゴルの建設業界は、発電所および発電発熱施設から廃棄される灰を再利用したいと考えている。しかしながら、ごく少量のみが市内で再利用されているのが実情である。これは既設の発電所が、灰の処理を、放射性物質の含有量が比較的大きくなり再利用が難しい湿潤法により行っているためである。

騒音に係る環境基準を Table 6.2-6 に示す。

Table 6.2-2 Ambient Air Quality Standards

Item	Maximum allowable concentration of air pollutants in urban areas, adopted by the Ministry of Health of Mongolia (MNS4585, 1998)	Environmental, Health, and Safety Guidelines (World Bank, 2007)*
NO _x	0.085 mg/m ³ @day	0.2 mg/m ³ @hour
	0.085 mg/m ³ (absolute limit)	
SO ₂	0.15 mg/m ³ @day	0.125 mg/m ³ @day
	0.5 mg/m ³ @20minutes	
CO	1.0 mg/m ³ @day	
	3.0 mg/m ³ (absolute limit)	
Dust (SPM)	0.15 mg/m ³ @day	0.15 mg/m ³ @day
	0.5 mg/m ³ (absolute limit)	

*World Bank (2007) Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants.

Table 6.2-3 Emission Standards

Item	Maximum allowable level of air pollutants from TTP and Thermal stations adopted by the Ministry of Health, and MNET of Mongolia (MNS 5919, 2008)	Maximum allowable level in flue gas of new thermal power plant and thermal plant adopted by the Ministry of Health, and MNET of Mongolia (MNS 6298, 2011)	Environmental, Health, and Safety Guidelines (World Bank, 2007)*
NO _x	715 mg/ m ³	20% ≤ Vdaf : 450 mg/m ³ 10% ≤ Vdaf < 20% : 650 mg/m ³ <u>Vdaf < 10% : 1,100 mg/m³</u>	650 mg/m ³
SO ₂	1,200 mg/ m ³	Population density > 10/km ² : 600 mg/m ³ <u>Population density ≤ 10/km² : 400 mg/m³</u>	2,000 mg/m ³
CO	180 mg/ m ³	Population density > 10/km ² : 300 mg/m ³ <u>Population density ≤ 10/km² : 180 mg/m³</u>	
Dust (SPM)	200 mg/ m ³	<u>50 mg/m³</u> —	50 mg/m ³

N.B. Excess O₂ content is set to 6 % for solid fuel plants

Currently MNS 5919 is applied to TPP4. However, MNS 6298 will be applied when a boiler is modified

Conditions applied to the case of TPP4 are underlined.

Vdaf : Volatile Matter (dry ash-free basis)

*World Bank (2007) Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants.

Table 6.2-4 Surface Water Quality Standards of Mongolia (MNS 4586, 1998)

Sl.No	Chemical elements	Tolerance	Sl.No	Chemical elements	Tolerance
1	pH	6.5–8.5	15	Mo	0.25 mg/l
2	Dissolved oxygen (O ₂)	6 > 4 mg/l	16	Cd	0.005 mg/l
3	Biological Oxygen Demand	3 mg/l	17	Co	0.01 mg/l
4	Chemical Oxygen Demand	10 mg/l	18	Pb	0.01 mg/l
5	NH ₄ -N	0.5 mg/l	19	As	0.01 mg/l
6	NO ₂ -N	0.02 mg/l	20	Cr	0.05 mg/l
7	NO ₃ -N	9.0 µg/l	21	Cr ⁶⁺	0.01 mg/l
8	PO ₂ -P	0.1 µg/l	22	Zn	0.01 mg/l
9	Cl	300 mg/l	23	Hg	0.1 mg/l
10	F	1.5 mg/l	24	Mineral oil	0.05 mg/l
11	SO ₄	100 mg/l	25	Phenol	0.001 mg/l
12	Mn	0.1 mg/l	26	GINB	0.1 mg/l
13	Ni	0.01 mg/l	27	Benzo [a] pyren	0.005 mg/l
14	Cu	0.01 mg/l			

Table 6.2-5 Mongolian Standard of Limit of Radioactive Materials for Building and Construction (MNS 5072, 2001)

No.	Radium equivalent (Bq/kg)	Gamma ray dose (mop/h)	Type of building/ construction
I.	≤ 370	≤ 20	Living house, all kind of public buildings
II.	≤ 740	≤ 40	Only for industrial building and road construction
III.	≤ 2220	≤ 120	Road, building far from populated area and underground construction with 0.5m depth
IV.	≤ 3700	≤ 200	Only road and underground construction with 0.5m depth far from populated area
V.	> 3700	> 200	Shall not be used for any kind of buildings

Table 6.2-6 Noise Standard

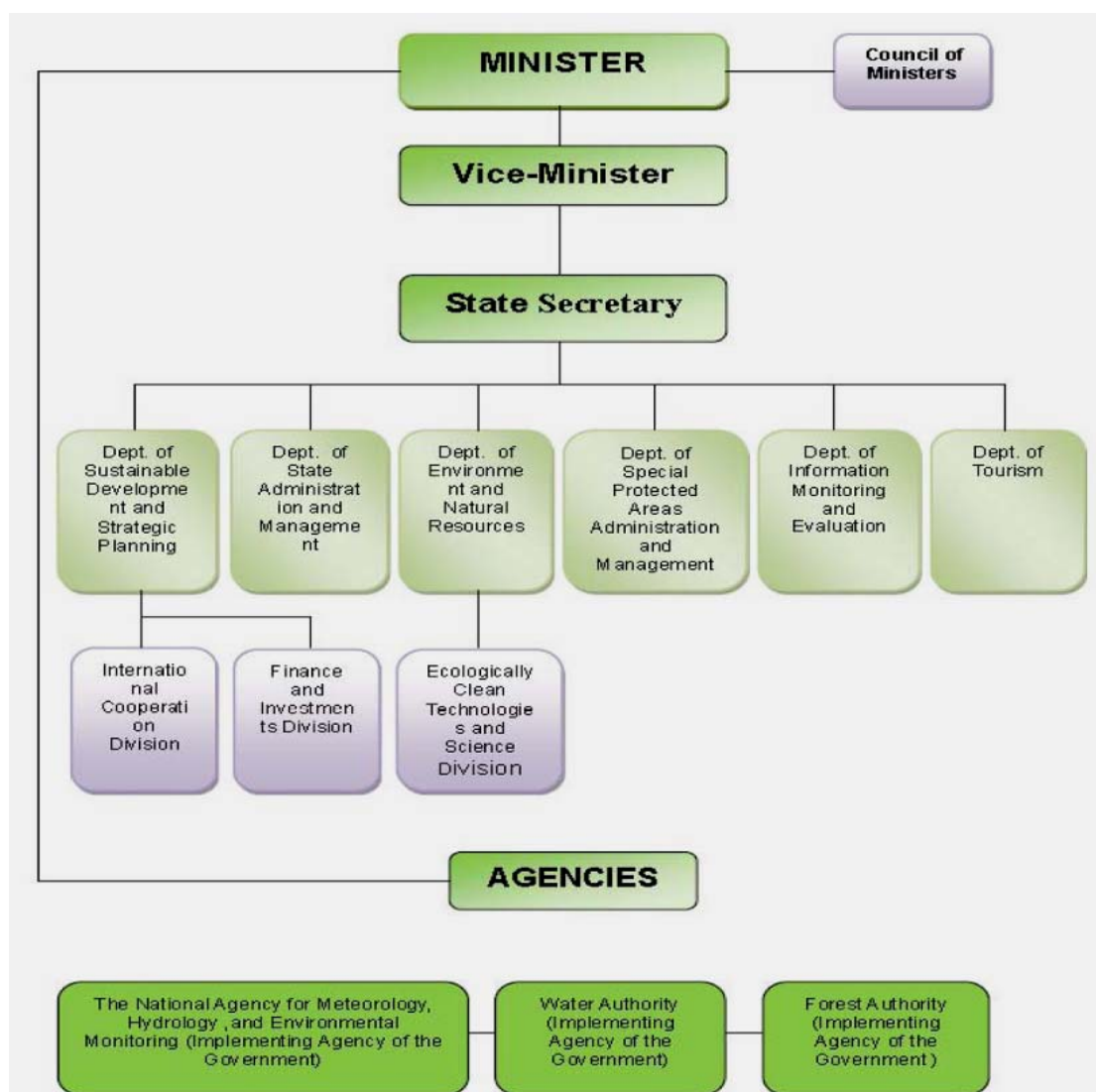
Item		Maximum allowable level of noise adopted by the Minister of Health, and MNET of Mongolia (MNS5003, 2007)	Environmental, Health, and Safety Guidelines(World Bank,2007)*
Industrial Area	Daytime (7:00-22:00)	60dB	70dB
	Nighttime (22:00-7:00)	45dB	70dB
Residential Area	Daytime (7:00-22:00)	60dB	55dB
	Nighttime (22:00-7:00)	45dB	45dB

*World Bank (2007) Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants.

6.2.3 関係機関の役割

MNET は環境政策上もっとも重要な監督機関である。MNET の組織図を Fig.6.2-2 に示す。副大臣が環境影響評価をうけた事業の許認可を行うほか、持続的開発および戦略的計画部が政策決定の責務を担うなど多くの部署が環境保護に関わる。なお、環境影響評価に関しては、MNET のほかウランバートル市も許認可の権限はないものの、報告を受ける。

また、2010 年に改正された大気法に従い、2011 年より月 1 度大気の観測結果が事業者から MNET への報告されている。地下の取水に関しては、第 4 火力発電所はウランバートル最大の水資源利用者である。第 4 火力発電所による水利用が周辺環境に及ぼす直接的あるいは間接的な影響を観測する方法はないものの、ウランバートル市全体の水の供給を司る水管理庁が毎年当年の取得総量に関して許認可を行っている。



(Source: ADB (2011) Mongolia: Ulaanbaatar Low Carbon Energy Supply Project Using a Public-Private Partnership Model)

Fig.6.2-2 Organization Chart of the MNET

6.3 想定される環境影響評価

6.3.1 既往環境影響評価の概要

現段階では当該プロジェクトによる改修事業は事業計画中の段階であり、環境影響評価上の手続きを進めることはできない。そのため、ここでは当該プロジェクトにかかり今後想定される環境影響評価の参考として、第4火力発電所において2008年に実施されたタービン出力増加に係る環境影響評価から、想定される評価の内容(期間、項目、保全措置)を整理することとした。また、第4火力発電所技術者に対するヒアリングによって明らかになった事項を適宜追記している。現状で既EIA報告より約4年が経過しているが、その間、事業地において設備に大きな変更がないことから、本改修事業に係るEIAの想定材料として適切であると判断したものである。

2008年のEIAは、モンゴル国が1998年に制定したEIA法に基づき、2007年1月から12月にかけて、国内の環境調査会社であるEKOS社が実施したものであり、調査終了後、第4火力発電所よりMNETに提出され、MNET副大臣が第4火力発電所に対し、事業活動継続承認の証として認証を与えている。

本改修事業の実施にあたっては、EIA法において1MW以上の設備規模の発電所の改修に関してEIAが必要なことが明記されており、スクリーニングの段階で詳細EIAの内容が決定されることとなる。今後、本改修事業に関して詳細な改修計画確定時点でMNETへ申請を行い、どのようなEIAを実施しなければならないかが決定されるが、概ね2008年のものの構成に沿ったEIAの実施が要求されることが想定される。2008年度のEIA報告の概要について下記に示す。

(1) 大気汚染

大気汚染に係る環境保全対策装置としては、高さ250mの煙突と電気集じん機のみであり、わが国において標準的な環境保全対策装置であるSO_x対策としての排煙脱硫装置とNO_x対策としての排煙脱硝装置は設置されていない。

(2) 水質

ウランバートル市には、発電所の運用に必要な水を供給できる河川がないことから、大部分は地下水に依存している。水は、発電所から14.5km西方の地下水のポンプ場より供給され、全部で12台のポンプが設置されている。水はウランバートル市への発電用、暖房用(温水)ならびに発電所の生活用水として利用し、使い終わった水のうち、約99%は灰処理用の水として、1%は公共下水道に排水している。

蒸気の冷却用等に利用した排水は、全てスラリーピット¹に一旦集合させ、灰と混合させたスラリー状にした後、高圧で鉄管を通して灰捨て場へ輸送されるが、輸送水に関しては重金属や有機物のモニタリングが実施されている。また、排水の約99%は灰処理用として排出されているが、灰捨て場周辺地域に住宅等がないことから周辺環境に与える影響はないが、今後仮に灰捨て場の近辺に住宅建設や工場等の開発行為が進むようなら、保全対策と常時監視の措置を検討する必要がある。

¹ スラリーピット: 灰と水の混合物の貯槽のこと

(3) 騒音、振動

発電所はウランバートル市街地より離れており、近辺には住宅、事業所がないことから、周辺環境に与える影響は少ないものと思われる。しかしながら、従業員への騒音、振動の影響があるため、毎年6月に定期健康診断を実施するとともに、再検査が必要な場合は3月に実施している。

騒音の主な発生源は蒸気用安全弁であり、日頃よりそのリークの防止および監視により、騒音の発生抑制に努めているが、今日にいたっても突発的な騒音発生時には環境基準を上回る場合があるが、抜本的な対策は実施できていないのが現状である。

(4) 粉じん

燃料に使用する石炭の貯炭場については、密閉式のコンベアを除き、屋内式ではないため、粉じんが日常的に発生するが、散水以外の特段の対策は講じられていない。一方、電気集じん機で集めた灰は一旦沈殿池にため、その都度発電所から出る排水とともに灰捨て場に輸送される。灰捨て場では覆土した上飛散防止のため木草本の植樹が実施されている。

(5) 灰捨て場の管理と灰の有効利用

石炭灰のほぼ全量は、灰捨て場に埋められてきた。石炭灰のごく一部はセメント原料として再利用されているが、大部分は有効利用できずにいる。再利用の障害となっている原因としては、
<1>灰処理方法として湿潤法が採用されており Table 6.2-5 に示す建築資材の環境基準を満たす原料の生成が容易でないこと、
<2>国内でのセメント原料等を有効利用できる市場が成熟していないことの2点が挙げられる。<1>の環境基準に関しては、2012年より乾式の灰処理方法の導入が予定されており、放射性物質含有量に関しては減少が期待される。しかしながら、市場の問題に関する評価や今後の見通しについては不明である。

(6) 土壌汚染

発電所重油使用や降下ばいじん、灰捨て場での土壌汚染に対する懸念は示されているものの、具体的に周辺環境への問題は発生していないことから、対策等について述べられていない。

(7) 廃棄物（特に PCB の管理）

第4火力発電所では、第2、第3火力発電所分も合わせて、構内で使用済となった変圧器とその絶縁油が保管されている。ただし、モンゴル国内でその無害化処理技術が確立していないこと、よって、当然に処理に関する市場がまだないことから保管に留まっている。

(8) 生態系への影響

発電所周辺に生息する動物、植物等に対する調査が行なわれた結果、動物に関してはスズメ目、ハト目といった市街地でも確認される鳥類が確認される程度であることが記載されている。また、灰捨て場の周辺の植物が確認されなくなっている旨が記載されており、生息生物相が乏しいことが伺われる。レッドデータブック等に記載される特に希少と判断される種についても確認されていない。

(9) アスベスト

モンゴルでは、アスベストの輸入および使用を禁止するモンゴル政府決議第 192 号を、2010 年 7 月 14 日に発出したが、その後 2011 年 6 月 8 日に同決議を取り消しており、アスベストの使用、処分方法を規制する法制度は現状、未整備である。

一方、アスベスト対策については、我が国の環境省と MNET の間で 2007 年より開催されている日・モンゴル環境政策対話でも、モンゴルからの協力要請がでており、2011 年 12 月 8 日に我が国の環境省と MNET との間で締結された環境協力に関する協力覚書においても、環境協力が求められる分野として明記されており、これから、国際的な協力を得つつ、法制度の整備、適切な処理を行う人材の確保、処分場の整備等が進められていくという状況である。

6.3.2 スコーピング

モンゴル国の法例では、スコーピングにおける環境影響評価項目の選定は MNET によって実施される。そのため、現段階では環境影響評価上の手続きを進めることはできないが、参考として、2008 年の環境影響評価で取り上げられた環境項目の一覧を示す。MNET の概略 EIA を踏まえ、影響評価項目としては、直接影響として、生態系、植物、地下資源、水象、地形・地質、土壌、水質、気象、大気、社会衛生、職場環境の 11 項目が、間接影響としては地質、動物、森林、食糧の 4 項目がそれぞれ挙げられている。事業内容の類似性を考慮すると、本改修事業に係る EIA においてもほぼ同様の評価項目が選定されるものと考えられる。

6.3.3 影響の評価および代替案（ゼロオプションを含む）の比較検討

現段階では、モンゴル国法令に従った環境影響評価を実施することはできないが、参考として、2008 年の環境影響評価の概要を示す。当 EIA 報告では気象、地形・地質、水文、水質、土壌、植物、動物の項目に関して定性的な予測が行われている。そして、特に影響が大きいと判断された大気、地下水、放射線等に関しては、バテルシステムと呼ばれる米国の環境監視システムで用いられる計算方法に基づき定量的な予測・評価が実施されている。この方法は、影響評価の多数の方法のうちの 1 つであるが、その特徴は評価をできるだけ、客観的に行うという利点があるとされており、Environment impact unit をプロジェクト前後で比較し、影響を予測し、また保全措置の効果に関してはその差を可能な限り減らすという観点で評価されている。

また、予備的な環境影響評価として、当事業地における過去の環境影響評価事例を参考にスコーピングで選定した各項目に関して、定性的に環境影響を予測した結果を Table 6.3-1 に示す。

Table 6.3-1 The Prediction of Environmental Impacts

分類		影響項目	評価		評価理由
			工事前 工事中	供用時	
汚染対策	1	大気	C-	D	工事中：建設機材の稼働等に伴い、一時的ではあるが、大気質悪化の可能性がある。また、既設設備の解体時にアスベストの発生が懸念される。 供用時：本改修事業の性質を考慮すると、大気への影響はほとんどないと考えられる。
	2	気象	D	D	気象への影響はほとんどないと考えられる。
	3	水質	D	D	周辺環境に影響を及ぼすような水質汚濁の発生は想定されない。
	4	土壌	D	D	土壌汚染を引き起こすような作業等は想定されない。
自然環境	5	動植物、生態系	D	D	本事業は既存施設の改修であることおよび事業対象地や周辺に希少な動物は存在しないことから、生態系への影響はほとんどないと考えられる。
	6	森林	D	D	本事業は既存施設内で実施されるため、周辺の森林への影響はほとんどないと考えられる。
	7	水象	D	D	河川等の水流や河床の変化を引き起こすような作業は想定されていない。
	8	地形、地質	D	D	既存事業地内での改修であり、大規模な切土や盛土は計画されていないことから、地形・地質への影響はほとんどないと考えられる。
	9	地下資源	D	D	地下資源に影響を及ぼすような作業は想定されない。
社会環境	10	社会衛生	C-	D	地域の社会衛生に影響を及ぼすような作業は想定されない。また、アスベスト発生にともなう健康被害が懸念される。
	11	職場環境	C-	D	工事中：建設機材・車両の稼働等による騒音が発生する可能性があるほか、工事中の事故に対する配慮が必要である。また、アスベスト発生にともなう健康被害が懸念される。 供用時：職場環境に影響を及ぼすような作業は想定されない。
	12	食糧	D	D	本事業は、既存施設の改修であり、食糧を始めとした地域活動への影響はほとんどないと考えられる。

A+/-: Significant positive/negative impact is expected.

B+/-: Positive/negative impact is expected to some extent.

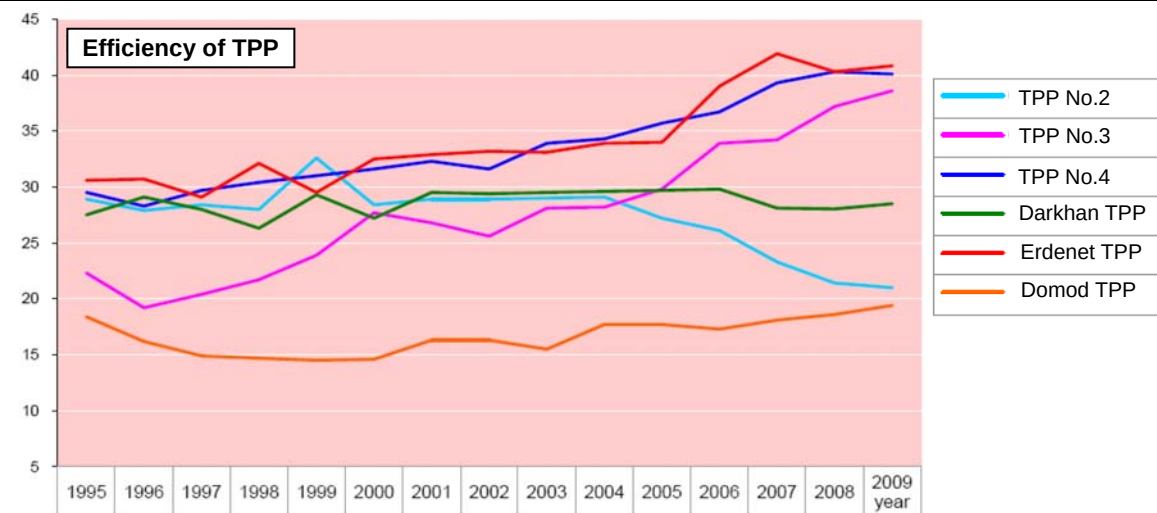
C+/-: Extent of positive/negative impact is unknown.

D: No impact is expected.

また、本改修事業に係る代替案の比較にあたっては、事業を実施しない案(No action alternative)において、ウランバートル市内の熱および電力需要を考慮すると、熱および電力供給量を増加させない方法は考えられないことに留意する必要がある。この場合、ディーゼル発電、ロシアからの電力輸入、ボイラによる熱供給の代替案が考えられる。その他、代替案としては 2008 年に実施された EIA に記載されている第2火力発電所、第3火力発電所の操業を増加させ需要分をまかなう方法が想定される。この 2008 年の EIA では各発電所で必要とされる電力供給をまかなった

場合の発生汚染物質量を算出し、算出結果に基づき環境負荷が比較的小さい第4火力発電所改修案が最適であると結論付けている。

2008年以降の状況も含み各発電所におけるエネルギー効率を整理した結果を Fig.6.3-1 に整理する。これに示されるとおり第4火力発電所のエネルギー効率は2000年以降第2火力発電所、第3火力発電所と比較して高い状態が継続しており、第4火力発電所を改修するという本改修事業案は他の代替案よりも有力な案と評価されるものと考えられる。また、発電所からの温水の供給はゲル地区からの汚染を低減させる上でも期待されており、このようなトレンドを考慮すると、本改修案はウランバートル市全体の環境負荷低減の点からも良好な案となることが想定される。なお、現在、第3火力発電所の敷地内に第5火力発電所を建設するプロジェクトが計画されているが、当改修プロジェクトよりも計画および施工に際し長期の準備期間が必要であるとされている。

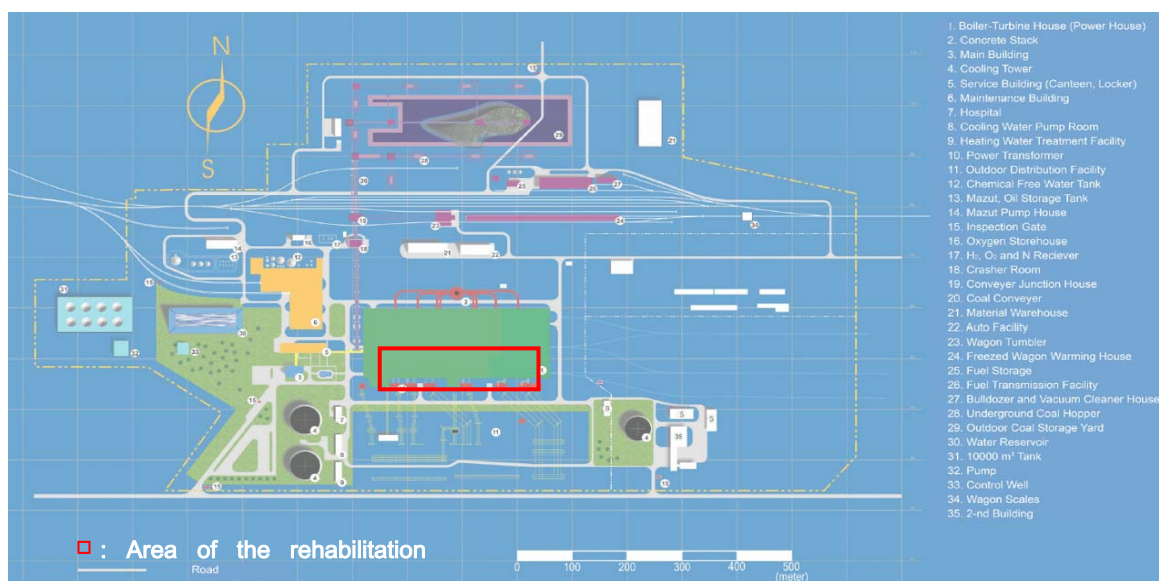


(Source: Adiyasuren and Tseyen-Oidov (2011). National Process to Establish New SO₂ Emission Standards in Mongolia. Presentation for Workshop of Trans-boundary Air Pollution in North East Asia)

Fig.6.3-1 Efficiency of Thermal Power Plants in Mongolia

6.3.4 用地取得、非自発的居民移転の必要性

事業実施予定位置図を Fig. 6.3-2 に示す。本改修事業は第4火力発電所敷地内で実施されるため、新たな用地取得は発生しない。



(Source of the layout of TPP4: ICA & Nippon Koei Co., Ltd. 2010. Survey for Promoting Aid Effectiveness in Energy Sector of Mongolia Final Report.)

Fig.6.3-2 Location of the Rehabilitation Project

6.4 緩和策（回避・最小化・代償）、環境モニタリングの検討

6.4.1 工事中

現段階では当該プロジェクトによる改修事業は事業計画中の段階であり、モンゴル国の法令に従った環境影響評価上の手続きを進めることはできない。そのため、ここでは定性的な環境影響に基づく配慮すべき留意事項を整理した。6.3.3 に示す通り、事業に係る環境影響としては、工事中の大気質の悪化や社会衛生、騒音の発生に伴う職場環境の悪化が懸念される。これらに対する緩和策として本プロジェクトの実施に当たっては、日本の例として、以下に示す各緩和策を推奨する。

(1) 大気質

1) 工事中の対策

工事関係者の通勤においては、乗り合いの徹底等により通勤車両台数を低減する。車両が集中する通勤時間帯は、極力工事用資材等の搬出入を行わない。原則として、夜間の工事は実施しない。急発進・急加速の禁止および車両停止時のアイドリングストップ等を励行する。可能な限り排出ガス対策型建設機械を使用する。定期的に会議等を行い、上記の保全措置を工事関係者へ周知徹底する。

(2) アスベスト

1) 工事中の対策

a) 工事エリアの作業区画

立ち入り禁止表示、ロープなどにより、関係者以外の立ち入りを禁止する。

b) 工事エリアと周囲の隔離

作業対象箇所（アスベストを含む断熱材、保温材のある対象物）を隔離養生材（日本ではグローブバッグという専用のビニールシートが存在する）で囲み、作業中の外部へのアスベスト飛散を防止する。

c) 工事エリア内作業員（保温等解体業者）の保護具着用

隔離された作業場所において、作業員は下記の保護具を装着する。

- ① マスクの着用（自給式空気呼吸器（空気ポンペを背中に背負うタイプ）や強制送気用マスク（圧縮空気を作業員全員にホースで分配して送気する）などを使用
- ② 保護衣の着用（全身化学防護服（防塵性能が優れた密閉服で使い捨ての保護衣）
- ③ 保護メガネ、保護手袋の着用
- ④ 保護長靴（化学防護長靴）

d) アスベスト含有材（断熱材、保温材等）の搬出

作業エリア内でアスベスト専用回収袋（日本では市販されている）に袋詰めして仮置き場に搬出する。仮置き場は、コンテナ、仮設ハウスなど、隔離できるアスベスト専用の仮置き場を設定する。

2) 廃棄物の運搬・処理方法

アスベスト仮置き場から専門の産業廃棄物業者がトラックで搬出し埋め立て廃棄する。必要に応じて適切な処理方法に関して MNET と協議を行う(モンゴル国の状況を踏まえると、仮置き場での保管が望ましい可能性も考えられる)。

(3) 騒音

1) 工事中の対策

工事関係者の通勤においては、乗り合いの徹底等により集団輸送を促進し、通勤車両台数を低減する。車両が集中する通勤時間帯は、極力資材等の搬出入を行わない。騒音の発生源となる機器については、防音カバーの取り付け、マウンドの設置等の防音対策を行う。点検、整備等により、建設機械等の性能維持に努める。

(4) 事故防止

1) 工事中の対策

必要に応じ標識、立入り防止柵の設備、交通整理員の配置等により事故の防止に努める。安全運転を徹底させ、工事用車両の通行に危険が予想される箇所については、交通安全喚起の看板やカーブミラーを設置する。

6.4.2 供用時

一方、供用時に関しては、大きな環境負荷は生じないことが予見されるが、第4火力発電所によって現在実施されている環境モニタリングの結果を確認することが望ましいと考えられる。環境モニタリングの実施状況を Table 6.4-1 に整理する。また、発電所の供用に係る緩和策として、自然環境保全計画が毎年作成され(Table 6.4-2)、灰捨場の表層に樹木や草本を植え灰の飛散を防止する等の対策がとられている(Fig. 6.4-1)。近年の自然環境保全計画の特徴としては、CSR(Corporate social responsibility)に係る項目が多数計画されていることにある。これらに必要な費用は第4火力発電所全体の予算計画上で計上されている。なお、これらの環境モニタリング結果、当年の自然環境保全計画の実施状況、および次年の自然環境保全計画は MNET およびウランバートル市の専門検査局に毎年報告されている。

Table 6.4-1 Implementation Plan of the Environmental Monitoring

Item	Contents	Responsible section	Frequency
1. Air Quality	Survey on SO ₂ , NO _x , temperature, pressure, wind velocity, wind direction at the distance of 0.1, 0.5, 1, 3.5km from the flue	Boiler parameter Section	4 times / year
	Survey on SO ₂ , NO _x , CO ₂ , CO, O ₂ , dust at the flue, and entrance and exit of ESP of each boilers		dust: twice / month, residuals: once/ week
2. Water Discharge	Survey on pH, EC, suspended solids, COD, SO ₄ , PO ₄ , crude oil at the ash pond or conjunct pipelines	Chemistry Department	4 times / year
3. Soil Contamination	Survey on pH, SO ₄ , heavy metal, crude oil at the distance of 0.5- 1 km from the crude oil tank.	Chemistry Department	4 times / year

Table 6.4-2 Natural Environment Protection Plan for the Year 2011

No.	Content	Necessary funds (million Tg)	Period
Measures to prevent air pollution			
1	Plant 200 trees around the ash storage sites	5.0	2011-
2	Restore the original conditions of the ash disposal site, plant trees	7.5	2011-12
3	As a measure of nature preservation, plant trees along the retaining wall of the ash disposal site.	7.5	2011-12
4	Install emission and wind velocity measuring equipment.	15.0	2011-15
Countermeasures for soil contamination			
1	Conduct chemical surveys of water in pits of the wastewater treatment facility every month; publicize survey results.	Power plant research laboratory	Every month
2	Cover the floor of ash storage sites with asphalt.	20.0	2012-13
3	Conduct a survey to identify the sources of soot and dust generated by boilers and turbines. As the sources are identified, monitor the conditions of soot and dust generated.	-	Every month
4	While doing restoration work, remove soil from surrounding contaminated areas, and monitor the conditions of contamination.	0.5	Second quarter
5	Conduct audits by taking note of the amount and storage of harmful chemical substances. Do work to ensure that leaks do not occur.	-	At all times
6	The heavy oil section conducts surveys to collect data necessary for installing a system which screens heavy oil coming from the drainage hole.	1.5	Third quarter
Monitor, survey, research, and training			
1	Do research on components of flue smoke; extract materials generated from the 4th thermal Power Plant, and confirm the flue smoke standard for the plant.	0.5	Every month
2	Have a research institution do research to verify whether the quality of underground water and that of drinking water comply with the human sanitation guideline. Publicize the results of this research.	0.5	Every year
3	Conduct continuous monitoring on the electrostatic precipitators to ensure that they always operate as specified in the operation standard.	-	Every month
4	Prepare and display a poster about natural environment protection to enlighten employees on the importance of environmental protection.	3.0	Third quarter
5	Conduct monitoring to collect data on the 4th ash disposal site. Based on collected data, determine the number of years the ash disposal site can continue to be used.	-	At all times
Corporate social responsibility			
1	Produce the TV programs reviewing the cause of the air pollution around Ulaanbaatar.	With MMRE	2011-12
2	Make a brochure about the relationship between the air pollution and the human health.	With MMRE	2011-12
3	Inform the mass communication medias about the achievement of the energy conservation in TPP4	-	Every year
4	Install a new heating pump for the residents around the airport.	15.0	2011-14



(Source: Photo taken by a TPP4 engineer)

Fig.6.4-1 Vegetation Cover on Filled Ash Pond

6.5 環境チェックリスト

本改修事業に係る環境社会配慮への対応状況を環境チェックリストの様式に基づき整理した結果を Table 6.5-1 に示す。

Table 6.5-1 Environmental Checklist

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
1 許認可・説明	(1) EIA および 環境許認可	(a) 環境アセスメント報告書(EIA レポート)等は作成済みか。 (b) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。 (c) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 (d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	(a) N (b) - (c) - (d) N	(a) 未作成である。 (b) (c) (d) 特に必要ない。
	(2) 現地ステークホルダーへの説明	(a) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解を得ているか。 (b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	(a) N (b) N	(a) 事業計画が決定次第、関係省庁等への説明が適宜実施される予定である。 (b) -
	(3) 代替案の検討	(a) プロジェクト計画の複数の代替案は(検討の際、環境・社会に係る項目も含めて)検討されているか。	(a) Y	(a) EIA 法の要求事項であり、4年前の類似事業に係る EIA レポートでも検討されており、実施される可能性はきわめて高いものと考えられる。
2 汚染対策	(1) 大気質	(a) 発電所操業に伴って排出される硫黄酸化物(SO _x)、窒素酸化物(NO _x)、煤じん等の大気汚染物質は、当該国の排出基準等と整合するか。また、排出により当該国の環境基準等と整合しない区域が生じるか。 (b) 石炭火力発電所の場合、貯炭場や石炭搬送施設からの飛散炭じん、石炭灰処分場からの粉じんが大気汚染を生じる恐れはあるか。汚染防止のための対策がとられるか。	(a) Y (b) Y	(a) 月 2-4 回のモニタリングにより各項目の環境基準を満たしていることが確認されている(Fig. 6.5-1、Fig. 6.5-2 参照)。 (b) 粉じんの飛散防止措置として、貯炭場における散水、ローラーによる燃料の硬化処理、輸送設備に対するカバー被覆等の処置が実施される他、灰処分場からの粉じん飛散措置としては、浸水、草本の植栽が実施されている。
	(2) 水質	(a) 温排水を含む発電所からの排水は当該国の排出基準等と整合するか。また、排出により当該国の環境基準等と整合しない区域や高温の水域が生じるか。 (b) 石炭火力発電所の場合、貯炭場、石炭灰処分場からの浸出水は当該国の排出基準等と整合するか。 (c) これらの排水が表流水、土壌・地下水、海洋等を汚染しない対策がなされるか。	(a) Y (b) Y (c) Y	(a) 発電所からの排水は灰処理場に燃焼済みの灰とともに流入する。当該箇所から直接周辺河川へと流出するわけではないが、当該箇所での予備的な観測結果は環境基準を満たしていたことが確認されている。 (b) 2011 年に実施された石炭灰処分場における予備調査では河川水の水質基準が満たされていたことが確認されている。 (c) 排水の流入する灰処理場の底面にはビニールシートが敷かれ、周辺土壌への流出が防止されている。
	(3) 廃棄物	(a) 操業に伴って発生する廃棄物(廃油、廃薬品)または石炭灰、排煙脱硫の副生石膏等の廃棄物は当該国の規定等にしたがって適切に処理・処分されるか。	(a) Y	(a) 廃油の保管される重油タンクから近年土壌への流出は確認されていない。
	(4) 騒音・振動	(a) 騒音、振動は当該国の基準等と整合するか。	(a) Y	(a) 安全弁にサイレンサーがつけられる等の低減措置により概ね基準を満たすが、突発的に基準超の騒音が発生する可能性がある。しかしながら、発電所周辺に居住区が存在しないため周辺住民に対する影響はない。
	(5) 地盤沈下	(a) 大量の地下水汲み上げを行う場合、地盤沈下が生じる恐れがあるか。	(a) N	(a) 地下水汲み上げにあたっては水管理局の許認可が必要であり、当該プロジェクト以外も取水状況も踏まえ水管理局が管理している。
	(6) 悪臭	(a) 悪臭源はあるか。悪臭防止の対策はとられるか。	(a) N	(a) アンモニア等の使用量は小さく問題は発生していない。

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
3 自然 環境	(1) 保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	(a) N	(a) プロジェクト対象地および周辺に保護区等は存在しない。
	(2) 生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地(珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等)を含むか。 (b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) 生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。 (d) プロジェクトによる取水(地表水、地下水)が、河川等の水域環境に影響を及ぼすか。水生生物等への影響を減らす対策はなされるか。 (e) 温排水の放流や冷却水の大量の取水、浸出水の排出が周辺水域の生態系に悪影響を与えるか。	(a) N (b) N (c) - (d) N (e) N	(a) プロジェクト対象地および周辺に生態学的に重要な生息地等は存在しない。 (b) プロジェクト対象地および周辺に貴重種の生息地は存在しない。 (c) 生態系への重大な影響は懸念されない。 (d) プロジェクトの実施される事業において水域環境への影響はこれまで確認されていない。 (e) プロジェクトの実施に伴う温排水の放流は発生しない。また、浸出水の排出に対する防除措置がとられるほか、浸出水に対する水質調査から周辺水域の生態系に対する悪影響は発生しないものと考えられる。
4 社会 環境	(1) 住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。 (b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。 (c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。 (d) 補償金の支払いは移転前に行われるか。 (e) 補償方針は文書で策定されているか。 (f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民族等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。 (g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。 (h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。 (i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。 (j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。	(a) N (b) - (c) N (d) - (e) - (f) - (g) - (h) - (i) - (j) -	(a) - (b) - (c) - (d) - (e) - (f) - (g) - (h) - (i) - (j) -
	(2) 生活・生計	(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響はあるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。 (b) プロジェクトの実施により必要となる社会基盤の整備は十分か(病院・学校、道路等)。不十分な場合、整備計画はあるか。 (c) プロジェクトに伴う大型車両等の運行によって周辺の道路交通に影響はあるか。必要に応じて交通への影響を緩和する配慮が行われるか。 (d) プロジェクト活動に伴う作業員等の流入により、疾病の発生(HIV等の感染症を含む)の危険はあるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮が行われるか。	(a)N (b)Y (c)N (d)N (e)N	(a) - (b) プロジェクトの対象地周辺には舗装道路が整備されており、また周辺 2km に病院および小学校等が存在する。 (c) - (d) - (e) -
	(3) 文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	(a)N	(a) プロジェクト対象地および周辺に文化遺産等は存在しない。
	(4) 景観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策は取られるか。	(a)N	(a) プロジェクト対象地および周辺に配慮すべき景観資源等は存在しない。
	(5) 少数民族、先住民族	(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。 (b) 少数民族、先住民族の土地および資源に関する諸権利は尊重されるか。	(a)- (b)-	(a) プロジェクト対象地および周辺に配慮すべき少数民族、先住民族の居住区は存在しない。 (b)

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/Noの理由、根拠、緩和策等)
4 社会 環境	(6) 労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。 (b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 (c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育(交通安全や公衆衛生を含む)の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。 (d) プロジェクトに関する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	(a) Y (b) Y (c) Y (d) Y	(a) (b) (c) PDCA サイクルに基づき個々の労働者が危険箇所を報告し、直ちに改善される体制が整えられている。 (d) 警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することはない。
5 その他	(1) 工事中の影響	(a) 工事中の汚染(騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等)に対して緩和策が用意されるか。 (b) 工事により自然環境(生態系)に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 (c) 工事により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(a) Y (b) N (c) N	(a) 散水、廃棄物の適切な処理等現在事業地で実施される緩和処置が取られる。 (b) - (c) -
	(2) 事故防止対策	(a) 石炭火力の場合、貯炭所の自然発火を防止するよう計画されるか(散水設備等)。	(a) Y	(a) 散水、燃料の硬化処理、定期的な監視が実施されている。
	(3) モニタリング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 (b) 当該計画の項目、方法、頻度等はどのように定められているか。 (c) 事業者のモニタリング体制(組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性)は確立されるか。 (d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	(a) Y (b) - (c) Y (d) Y	(a) 現在実施されているモニタリングが継続実施されるものと考えられる。 (b) モニタリングの内容はEIAレポートに記載され、環境省の審議対象となるほか、翌年のモニタリング計画が毎年環境省へ報告されている。 (c) 事業者の予算編成時に必要な体制が確保される。 (d) モニタリング結果、当年の自然環境保全計画の実施状況および翌年の事前環境保全計画が環境省へ毎年報告されているほか、大気法に基づき大気のモニタリング結果が毎月環境省へ報告されている。
6 留意 点	他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合には、送变电・配電に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること(送变电・配電施設の建設を伴う場合等)。 (b) 必要な場合は、港湾に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること(港湾設備の建設を伴う場合等)。	(a) N (b) N	(a) 当該プロジェクトでは、送变电・配電施設の建設は実施されない。 (b) 当該プロジェクトでは、港湾設備の建設は実施されない。
	環境チェックリスト使用上の注意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する(廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等)。	(a) N	(a) プロジェクト対象地および周辺に国境は存在せず、また当該プロジェクトが地球規模の環境問題に対して重大な影響を及ぼす可能性は小さい。

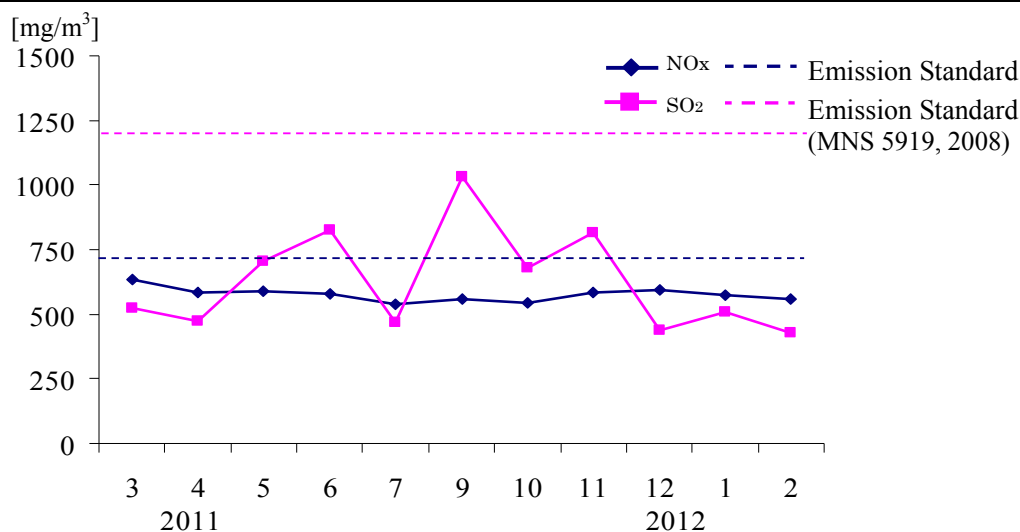


Fig.6.5-1 Results of SO₂ and NO_x Monitoring by TPP4

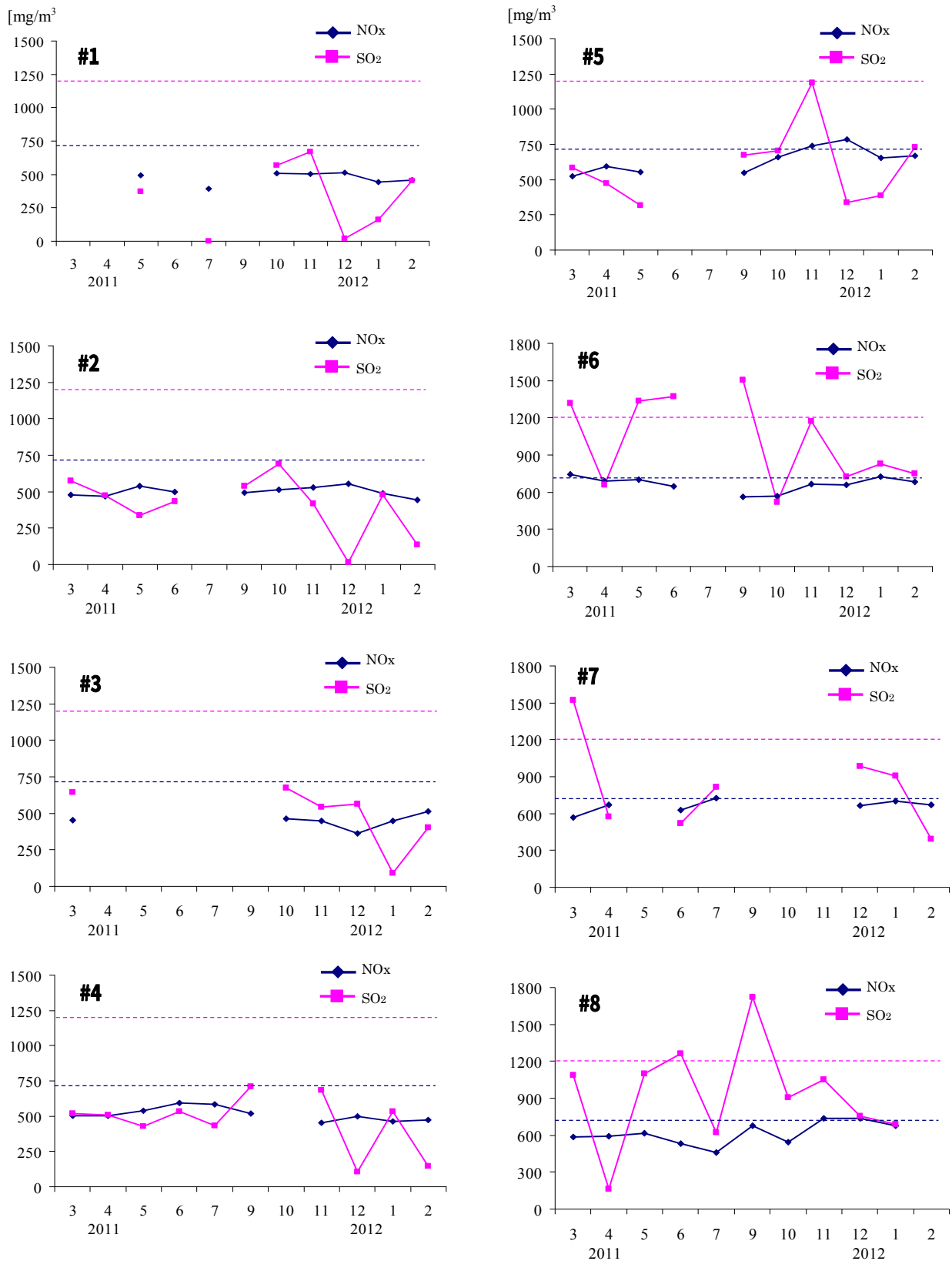


Fig.6.5-2 Results of SO₂, and NO_x Monitoring of Boilers in TPP4

*Dashed lines indicate the emissions standards(MNS 5919, 2008)

第7章

プロジェクト実施方法の策定

目 次

第7章 プロジェクト実施方法の策定

7.1	調達方法	7-1
7.1.1	モンゴル国における類似プロジェクトの調達事情.....	7-1
7.1.2	調達要領	7-5
7.2	EPC コントラクターの選定方針	7-8
7.3	契約マネジメント	7-9
7.4	本プロジェクトの各期間におけるリスク分析.....	7-10
7.5	施工期間中の安全対策.....	7-11
7.6	コンサルタント業務 業務指示書.....	7-12
7.6.1	背景	7-12
7.6.2	プロジェクトの概要	7-12
7.6.3	業務範囲	7-12
7.6.4	作成資料	7-14
7.6.5	コンサルタントの専門性の要求事項	7-14
7.6.6	第4火力発電所の便宜供与	7-14
7.6.7	第4火力発電所の責務	7-15

LIST OF TABLES

Table 7.1-1	現地施工業者およびコンサルタント会社情報収集結果.....	7-3
Table 7.2-1	Number of Package.....	7-9

LIST OF FIGURES

Fig.7.1-1	JICA's Review during Procurement Process.....	7-7
Fig.7.1-2	JICA's Review during Consultant Selection Process	7-8

第7章 プロジェクト実施方法の策定

7.1 調達方法

機器調達、コンサルタント役務提供等を網羅した円借款プロジェクトを円滑に実施するための調達方法を含むプロジェクトの実施方法について整理し、その円滑な実施に直接的な影響を与えると考えられる留意事項について検討した。具体的には、入札方法、契約条件の設定、EPC コントラクタの選定、プロジェクト遂行時の実施機関による契約マネージメントに関する留意点等について記載した。

7.1.1 モンゴル国における類似プロジェクトの調達事情

(1) 一般土木工事の入札と契約にかかる一般事情

モンゴル国内の近年の土木工事は、道路・ホテル・橋・鉱山工事等でのインフラ整備に関連するものがほとんどであり、発電設備関連の土木工事としては、Table 7.1-1 に施工業者のヒアリングを実施した結果を示しているが、過去の円借款プロジェクトで実施された第4火力発電所 Phase-1(1995-2002 年)および Phase-2(2001-2008 年)においてボイラ改修工事に係る基礎工事の実績があり、ローカルコントラクタとして入札に参加し、契約を行っている。なお、近年の入札事情として、現在第4火力発電所において行なわれている、クーリングタワーの新設工事における入札実施状況等について以下のとおり確認した。

a) 入札広告

モンゴル国内で流通している新聞2社(Daily news, Today)および、モンゴル財務省の調達 Web サイトを広告媒体として使用している。

b) 入札の参加資格

入札の参加資格は設けている。

c) 入札参加国の制限

入札参加国の制限は設けていない。

d) コンサルタントの雇用

コンサルタントは雇用していない。

e) 工事の入札評価者

第4火力発電所入札委員会が入札評価を実施している。

f) その他

工事監督は第4火力発電所のエンジニアが実施している。

(2) 現地コンサルタントの一般事情

現地コンサルタント会社のヒアリングを実施した。その結果については Table 7.1-1 に記載したとおりである。各コンサルタントとも、FS 調査の実績を多数経験しており、また、第3火力発電所および第4火力発電所でこれまで実施された発電所の改修工事（機械設備、電気、制御装置の更新を含む）でのローカルコンサルタント業務の実績を有するコンサルタントもいることから、本プロジェクトでのローカルコンサルタントとしての雇用は特に問題ないと思われる。

(3) 現地施工業者の一般事情

上記(2)と同様に、現地施工業者のヒアリングを実施した。その結果については、Table 7.1-1 に記載したとおりである。ヒアリング結果に基づき、主要3社のモンゴル国内での施工実績、重機械の保有の有無等についてまとめているが、第2火力発電所、第3火力発電所および第4火力発電所の定期点検や補修工事の実績を有しており、特に過去の円借款プロジェクトでは第4火力発電所の Phase-1 および Phase-2 のボイラ改修工事の実績があり、その際日本メーカーによる据付技術の指導、工程管理および安全衛生管理などの教育を受けた経験もあることから、本プロジェクトでの LCB での入札ならびに、国際競争入札（ICB）による選定、および施工段階における施工業者のサブコントラクターとしての雇用は問題ないものと思われる。

(4) 資機材の調達事情

鋼材、セメント、木材等の必要な資機材の国内調達事情、ならびに据付工事に必要な重機の調達事情について、現地施工業者のヒアリングにより調査を実施した。その結果については、Table 7.1-1 に記載した。鋼材の国内調達はダルハン製鉄工場からの調達が可能であり、セメントについても国内工場からの調達が可能である。また、鋼材、セメント、木材等は隣国のロシア、中国からの調達も可能である。重機の調達に関しては、国内の据付会社は大型クレーン（100ton, 200ton 級）を保有していないが、中国からの調達が可能である。したがって、本プロジェクトでの資材調達に関しては国内調達、もしくはロシア、中国からの輸入も可能である。

Table 7.1-1　現地施工業者およびコンサルタント会社情報収集結果

調査項目 会社名	事業種別	事業体制	事業内容	主な事業実績	資材調達等	備考
1.HASU　MEGAWATT 面談者 GANSUKH（副部長）	機械、電気、 土木工事	・材料手配部 ・請負工事部 ・運転管理部 従業員数　500人	1) 材料加工部門　（従業員50名） 鉄鋼・鉄骨資材等（ボイラチューブ含む）の調達、加工 2) 請負工事部門（従業員250人、エンジニア28人） a. 機械関係 ボイラ本体のメンテナンス、発電所付属設備の据付、 熱供給配管の敷設、溶接（耐圧部含む）、足場仮設、 保温施工、基礎工事 b. 電気関係 配線工事、電動機据付工事およびメンテナンス 3) 運転部門（従業員200名程度） a. 火力発電所の運転（ボイラ、コンベヤ設備の運転含む） b. 熱供給設備の運転 c. 鉱山補助設備の運転	1) TPP4 円借款 Phase1, Phase2 請負工事 （微粉炭燃焼システムの改良工事のうち、基礎工事） 2) TPP4 ボイラチューブ取替工事 3) TPP4ボイラ、コンベヤ設備運転業務 4) TPP2,3,4 ボイラ定期点検工事 5) TPP3高压蒸気配管(φ273x30mm) 敷設工事 6) ウランバートル中央熱供給配管（主配管）更新工事 7) World Bank Project Ger 地区の生活衛生設備（配管）敷設工事	1) 鉄骨、鉄筋などの鋼材 ロシア、中国	1) 発電設備の大型基礎工事(タービン基礎工事など) の実績はないが、詳細図面が提供されれば基礎工事は施工可能。 2) 南ゴビ鉱山発電所 450MW入札に関し入札者（中国の会社）から協力依頼を受けたことがある。 またウランバートル第5発電所入札に関し韓国から協力依頼があった。 3) 10t, 30t クレーンを所有。 4) エンジニアの英語能力 仕様書、図面の確認、報告書作成が可能。 5) 自社工場を有し、圧延、切断、切削、穴あけ、曲げ加工など鋼材加工に必要な大型機械を所有。
2.MEZ 面談者 TSEELEESUREN （プロジェクトビジネス調査部長）	機械、電気工事	・管理部 ・工事部 ・プロジェクトビジネス調査部 従業員数　200人	1) 工事部：150人 a. 機械関係 ボイラ本体のメンテナンス、発電所付属設備の据付、 熱供給配管の敷設、溶接（耐圧部含む）、足場仮設、 保温施工 b. 電気関係 配線工事、電動機据付工事およびメンテナンス 2) プロジェクトビジネス調査部：エンジニア 28人 エンジニアリング業務 （電気3人、機械22人、財務3人）	1) TPP4 円借款工事Phase1, Phase2 請負工事 （微粉炭燃焼システムの改良工事） 2) TPP2,3,4ボイラ改修工事 3) TPP4タービン出力増改修工事 4) ウランバートル中央熱供給配管拡張工事 5) 送電線敷設工事（35kVまで） 6) 18MW発電設備の石炭供給設備、水供給設備、 コンプレッサ、クーリングタワーの据付工事	1) 鉄骨、鉄筋などの鋼材 ダルハン（製鉄工場）、ロシア、中国 2) セメント 国内セメント工場 3) 薬品等（アンモニア、プロパンガスなど） ロシア、中国 （酸素、窒素ボンベなどは国内調達）	1) 発電設備の大型基礎工事(タービン基礎工事など) の実績はないが、詳細図面が提供されれば基礎工事は施工可能。 2) エンジニアの英語能力 仕様書、図面の確認、報告書作成が可能。 3) ライセンス 下記のライセンスを有する。 Operation liscense（ライセンス登録番号 036/09　） ・圧力80kg/cm2以上のボイラの建設、据付、保守、 メンテナンス、試運転調整 ・0.1 - 100MW 発電設備の建設、試運転調整 4) 過去2年間においては、TPP4の請負工事は全て 同社が落札している。 5) 施工業者は大型クレーン（100ton, 200ton級）は保有 していないが、中国からの調達は可能である。その 他の重機（ブルドーザ、トラック、小型クレーン （30ton前後）、バックホウなど）はウランバートル市内 で調達可能である。
3.TEDMENT 面談者 BYAMBADORJ	建築、土木工事	・建築・土木関係施工部 ・管理部（不動産業含む） 従業員数　180人	1) エンジニア　30人 電気1人、水道1人、土木・建築28人 2) 発電所建屋、機器の基礎工事、建築物の完成検査、 建築物施工コンサルタント、不動産業	1) TPP4建屋の側壁設置工事 2) 石炭コンベヤ基礎、架構設置工事 3) Tavan Tolgoi Uhaa Hu 発電所の事務所棟、ボイラ・ タービン建屋、機器の基礎、煙突配筋工事	1) 木材、鉄骨、鉄筋などの鋼材 ロシア、中国、ダルハン（製鉄工場） 2) セメント 国内セメント工場	1) エンジニアの英語能力 仕様書、図面の確認、報告書作成が可能。 2) 同会社は内蒙古に運輸会社（中国との合弁 会社 2001年設立）を所有。（従業員1600人）
4.ENERGY INTERNATIONAL 面談者 BADRAL（社長） （元エネルギー省）	コンサルティング サービスおよび 運転保守業務	エンジニア45人		1) Tavan Tolgoi発電所600MW建設のFS調査 2) Oyu Tolgoi発電所の運転保守業務、電力供給設備および、 水供給設備設置工事のコンサルタント		1) エンジニアの英語能力 英語による図面、報告書作成が可能。
5. MON ENERGY 面談者 ERDENE DALAI（社長）	コンサルティング サービス	エンジニア　25人 (機械、電気) プロジェクト毎に10名		1) 前回の円借款プロジェクトのローカルコンサルタ ント（TPP4 Phase2） 2) FS調査 ・Aduunchuluun 炭鉱石炭火力発電所300MW (石炭液化事業) ・Booroljuut 炭鉱石炭火力発電所600MW ・Tsaidamnuur 炭鉱石炭火力発電所300MW 3) 詳細設計、設計図作成 ・大地帰路配電系統 (Single Wire Earth Return ; SWER) ・Ulaangom town 熱供給設備および熱供給系統		1) エンジニアの英語能力 英語による図面、報告書作成が可能。
6.NPC （National Power Consultant） 面談者 BATTSEND（社長）	コンサルティング サービス	エンジニア　5 - 6人 (機械、電気) 計測は他の業者のエンジニアが兼務		1) FS調査 ・Mogoingol炭鉱 石炭火力発電所24MW ・南ゴビ火力発電所増設600MW ・中央熱供給系統 Pre FS 2) ローカルコンサルタント ・GTZ（ドイツ国際技術協力機構）無償援助プロジェクト 3) エネルギー法改定法案、省エネルギー法改正法案作成		1) エンジニアの英語能力 英語による図面、報告書作成が可能。
7.IPC （International Power Company） 面談者 ALTANGADAS（社長） （元TPP4　PIU プロジェクトマ ネージャー）	コンサルティング サービス	エンジニア　5人　　固定社員は2名（電気）		1) 熱供給設備のFS調査、詳細設計 2) 送電線敷設プロジェクトコンサルタント ・6kV-10kV ・220kV Chaina-Tavan Tolgoi 間600km, Tavan Tolgoi- Oyu Tolgoi 間50km, Tavan Tolgoi-Ulaanbaatar 間550km		1) エンジニアの英語能力 英語による図面、報告書作成が可能。

7.1.2 調達要領

(1) 契約約款、契約条件等の設定の基本方針等

本プロジェクトの実施に当たっては、円借款プロジェクトに要求される事項を十分に考慮する必要がある。したがって、同種施工管理に十分な経験を有する海外コンサルタントの雇用が求められる。また、JICA 機器調達ガイドラインに沿った事前資格審査（以下 P/Q と記す）、入札図書の作成、入札・評価、契約の形態をとる必要があり、これら機器の調達・役務提供に係る項目について以下に整理した。さらに、本プロジェクト期間中における円滑な実施を行うため、過去の円借款プロジェクトにおける教訓を確認するとともに、他ドナーによるプロジェクトの実施事例も踏まえ、契約マネージメント（プロジェクト期間中の実施機関）が取るべき留意点についても記載した。

1) プロジェクトに必要な資機材および役務の調達および契約形態

前述したとおり、本プロジェクトは円借款プロジェクトでのスキームで実施される。したがって、必要な資機材、役務は、JICA が公表している調達ガイドラインおよびコンサルタント雇用ガイドライン（「円借款プロジェクトの調達およびコンサルタント雇用ガイドライン（2012年4月版）」）に規定された手続きに従うものとする。

2) 機器調達

資機材調達にあたっては、上記ガイドラインにより実施されることで計画している。また、本プロジェクトの規模から下記の入札形態となる。

i) P/Q は ICB で実施する。

ii) P/Q を通過した入札者に対して、ICB にて EPC 入札を行う。

なお、各パッケージについては、EPC についてはそれぞれ据付工事分離を行わず、据付工事も含めた一括発注を念頭においている。

3) コンサルタント役務提供

本プロジェクトの実施に当たっては、先に、プロジェクト実施機関による海外コンサルタントの雇用契約を JICA ガイドラインに沿って行うことで計画している。コンサルタント選定については、同様に JICA コンサルタント雇用ガイドラインに留意した条件を取り入れたものとし、ICB により実施されるものとするが、実施機関からの要望があれば、類似業務に精通した特定のコンサルタントによる随意契約もありうるものとする。

海外コンサルタント雇用の意義を以下に示す。

i) モンゴルでは前述の第4火力発電所の Phase-2 竣工以来、今回のプロジェクト規模の発電所の改修工事は実施されておらず、ローカルコンサルタントには、モンゴル国内での同規模工事の詳細設計、入札図書作成、入札評価、契約交渉、施工監理、試運転における調整業務の経験がない。

ii) 海外コンサルタントは ICB における EPC コントラクター選定について、一般的な契約条件、契約ネゴのノウハウ、公正な評価方法に精通している。

iii) 海外コンサルタントは、海外の類似発電所の設計、施工に関する技術的知識を十分習得している。

- iv) 海外コンサルタントは、海外の類似工事の経験を通じ、施工管理上の施工業者との交渉のノウハウを習得している。

本プロジェクトでは、機器調達について、設計業務、入札図書の作成、入札評価、契約交渉、工事施工管理、試運転における調整業務等と多岐にわたる役務提供を行うものであり、その選定に当たっては、海外での類似業務の豊富な経験を有するコンサルタントの雇用が求められる。なお、コンサルタント業務の効率的運用を図る目的で、海外コンサルタントを補佐するローカルコンサルタントの雇用を行うことが望ましい。

コンサルタント役務内容を以下に示す。

- i) 入札図書作成のための設計
- ii) 入札図書作成
- iii) EPC コントラクトの事前資格審査
- iv) EPC コントラクトの評価
- v) EPC コントラクトとの契約交渉
- vi) 工事施工監理
- vii) 工事中の実施機関と EPC コントラクト間の調整
- viii) 試運転中の実施機関と EPC コントラクト間の調整

4) 入札書類

ローカルパッケージを含めた各パッケージについて、JICA 機器調達ガイドラインで規定された入札条件に準拠し、入札書類には、入札者が提供する資機材および役務に対しての入札の準備を行うために必要なすべての情報が盛り込まれるものとし、また、契約条件（一般および特記）、技術仕様、資機材のリストまたは数量明細書および図面、ならびに必要なとされるまたは受け入れられる保証の種類の詳述等の必要な付属文書を含む。なお、機器調達での技術的事項については、ICB に対応したものとし、日本工業規格（JIS）を含む国際規格を適用した内容とするが、機器や資材に係る特定のモンゴル国内の規格が適用される場合には、入札書類に明記されるものとする。

なお、入札書類の作成に当たっては、本プロジェクト実施期間中の各ステップでの全体管理を滞りなく行い且つ、効率的に運用する必要があることから、その過程においては、施工中の設計変更が生じた場合の対応について、責任の所在、対応者を明確にして入札図書へ反映することとする。なお、最終的な設計責任は EPC コントラクトが負う。本プロジェクトの各期間におけるプロジェクト実施に関するリスクを過去の事例も参考に分析し、過去の円借款における教訓を確認した上で、EPC コントラクトとプロジェクト実施機関での契約に関する紛争が生じた場合の対処についても入札図書の契約条件に反映させることとする。これらの契約条件は、過去の円借款で実施された類似プロジェクトの契約条件や、JICA 機器調達ガイドラインのみならず、アジア銀行、世界銀行のプロジェクトの入札図書で規定している契約条件並びに FIDIC 等も参考にして作成する。

さらに、工事を円滑に実施するための対策として、EPC コントラクトのエンジニアの技術レベル、工程管理、必要な資機材の確保等について問題のない状態で工事を実施する必要がある

ことから、各機器メーカーによる据付技術の現地指導、施工業者を中心とした強固な工事管理体制の確立および、用途に合った適切な重機材の提供など工事に関する要求事項も入札図書に反映する。

5) 公示

本プロジェクトの公示に係る事項については、JICA 調達ガイドラインに準拠するものとする。なお、公示内容は英文記載とする。

(2) 調達過程における JICA のレビュー

L/A 締結後の機器調達過程ならびにコンサルタント選定過程における JICA のレビューについて、それぞれ、Fig.7.1-1、7.1-2 に示す。

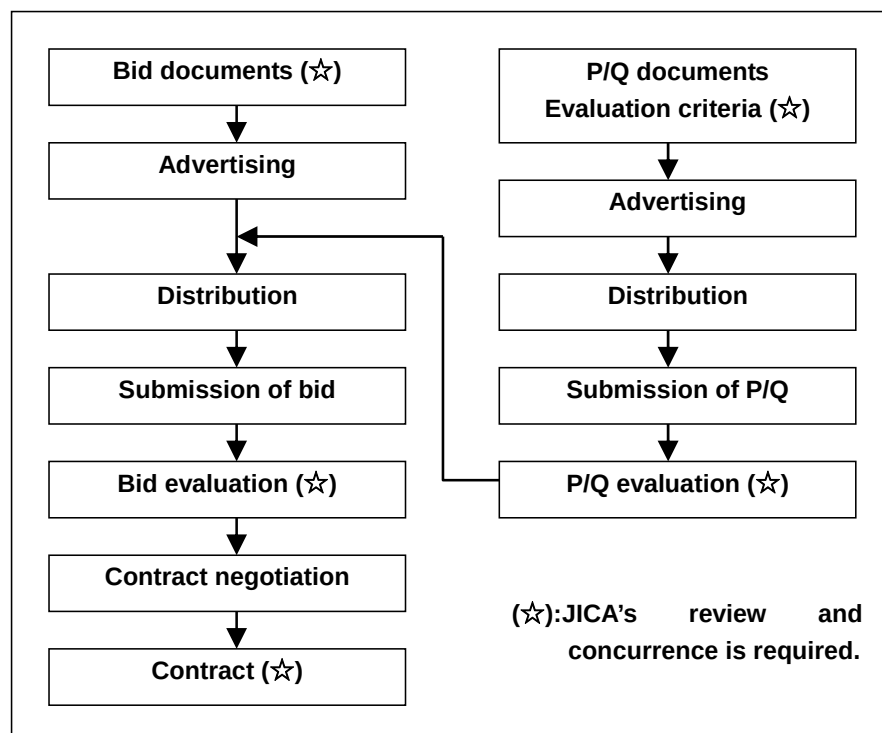


Fig.7.1-1 JICA's Review during Procurement Process

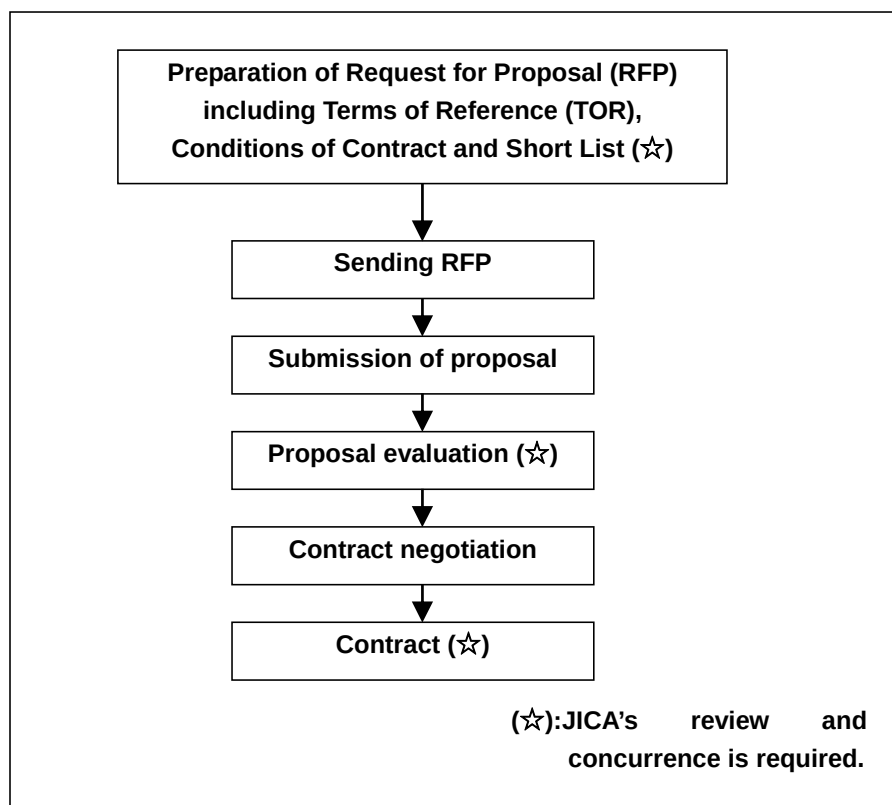


Fig.7.1-2 JICA's Review during Consultant Selection Process

7.2 EPCコントラクタの選定方針

(1) 入札者の事前資格審査

入札者の P/Q 条件は JICA 機器調達ガイドラインに定められたプロジェクト規模、項目等に準拠するが、P/Q の一例を次に示す。財務状況については、応募企業は監査された財務諸表を提出し、財務的健全性を示すものとする。

- a) 同機種の実績、および納入後数年間、問題なく稼働している実績を証明する書類を提出させる。（製品の信頼性の確保/海外メーカの排除）
- b) 自社で EPC 機能を持っており EPC 実績を有する OEM（親会社、子会社を含む）の供給である事。（直接、製造メーカと契約することにより責任を明確化する。据付工事のリスクを低減する。韓国エンジニアリング会社の排除）
- c) 既設設備の改造が必要な場合、その設計も供給範囲に含む。（機器単体の供給ではなく、関連設備の設計が可能な総合メーカと契約することで、完工リスクを低減し、中国、韓国メーカを排除する）
- d) 契約納期を守ったか、実績納期を証明する書類を提出させる。（納期リスクの低減）
- e) 会社の財務状況の健全性。（完工リスクの低減）

(2) LCB の採否

前述したとおり（7.1.1 参照）現地業者が据付工事を実施することは問題ないことを確認しており、また、円借款プロジェクトによる現地施工業者の雇用機会の促進にも繋がることから、

スーツブロワ設置に必要なボイラ炉壁改造工事などや、本体の据付工事（資機材を含む）について、LCBにて実施することで計画する。

(3) 入札パッケージ（発注規模、工種別の発注等）の考え方

機器供給と据付工事の工事全体を1つのパッケージとする1パッケージ案と、プロジェクト項目により、分割する案がある。両者の比較を Table 7.2-1 に示す。

なお、分割の場合は、次の2パッケージが好ましい。

- a) ガバナ電子化、タービン制御の DCS 化
- b) スーツブロワ設置、微粉炭機ローラの更新

Table 7.2-1 Number of Package

Case Package	Case-1 Separate package (including equipment supply , erection and commissioning)	Case-2 One package (including equipment supply , erection and commissioning)
Merit	1. It is easy for many bidders to participate in Tender. 2. Compared with Case-2, price may be reduced. 3. TPP 4 has experience of implementation.	1. Compared with Case-1, this case is beneficial for owner because coordination work between contractors can be decreased. 2. Owner's risk about coordination work decreases. 3. Compared with Case-1, more reliable and eligible bidders participate in Tender.
Demerit	1. More coordination works between contractors are necessary. 2. Owner has risk about coordination work. 3. As for modification work, Contractor has schedule risk if delay of shut down schedule of existing turbine will occur.	1. As for modification work, Contractor has schedule risk if delay of shut down schedule of existing turbine will occur.

7.3 契約マネジメント

(1) 事業の監視・管理

本プロジェクトの工程管理は、本プロジェクト開始と同時に第4火力発電所が中心となり設定する「事業監視・管理ユニット(以下 PIU と記す)」による「監視・管理」体制により効果的に実施される。

PIU は、設計、調達、発注、製造、検査、納品、建設、組み立ての各工事活動の進捗状況についての情報を EPC 契約請負業者から提出させ、さまざまな建設工事活動の進捗状況に重点をおいた月間進捗状況報告書を作成し、不十分な点を特定し、工事日程遵守のための各種の修正措置の提案を行う。

各種の工事日程の調整を行うためには、定期的に現地で工程会議を開催し、各工事関係者間の工事日程の調整を行う必要があり、各週および各月毎に工程会議を夫々定期的に開催する事により、全ての懸案事項をこれら会議の席上で協議の上、関係当事者間で、然るべく、解決する。

本プロジェクトの「建設工事日程」を遅滞なく推進するためには、PIU は、建設工事代金の支払いに必要な資金調達の保証を金融機関から取り付けて置く必要がある。

PIU は、EPC 契約請負業者が全体工事日程に照らして行う主要発電設備、および、長納期の設備機器類の発注業務の管理状況を監視する必要がある。

(2) 本プロジェクトに於ける EPC 契約の管理

本プロジェクトを円滑且つ、効率的に実施するためには、PIU により、コンサルタントおよび施工業者との十分な協議が必要である。

7.4 本プロジェクトの各期間におけるリスク分析

PIU は本プロジェクトを円滑且つ、効率的に実施するため、本プロジェクトの各期間において、想定されるリスク分析を行い、リスク回避を行うための対策を講じなければならない。

現時点で想定される「リスク」は、概ね下記の3つの「リスク」が挙げられる。

- a) 「プロジェクトのエンジニアリングを実施する際の管理・運営上に存在するリスク」とは、「設計上の不具合・不一致リスク」であり、且つ、「その後、設計全体に於いて各種の不適切さ、並びに、不具合などを誘発するリスク」である。この「リスク」は、次の「建設工事の施工・管理」の段階に於いて、更に「施工工程を遅延させるリスク」に拡大・増幅される結果をもたらす「リスク」でもある。
- b) 「プロジェクトの施工を実施する際の管理・運営上に存在するリスク」
「プロジェクトの施工を実施する際の管理・運営上に存在するリスク」とは、「施工工程を遅延させるリスク」であり、「工事の完成時期を遅延させるリスク」更には「設備投資予算金額の不足を誘発させ、その結果、追加投資を必要とさせるリスク」、或いは、「発電端に於ける発電原価を引き上げるリスク」、その結果として、最終的に「設備建設計画に投資した投資効率を引き下げてしまうリスク」である。
- c) 「運転・操業の実施段階に於いて存在するリスク」
「運転・操業の実施段階に於いて存在するリスク」とは、「運転を開始した発電所設備の運転および操業を適正に実施出来なくするリスク」であり、「当該発電所の設備が本来持つ所定の性能を発揮できなくするリスク」でもある。その結果、「当該発電所の適正な経営に必要とされる発電原価の水準を引き上げ、当該発電所の財務状況を悪化させるリスク」である。

7.5 施工期間中の安全対策

(1) 安全装備の充実および作業環境の改善

安全上の十分な装備（または設備）を確保し、作業環境を改善することが必要である。

発電所内の安全状況について以下のとおり調査を行った。

- 1) 安全第一の表示が数箇所に掲げられており、安全に対する啓蒙はなされている。
- 2) 作業場でのヘルメット、安全靴の着用は定着している。
- 3) 保護メガネ（薬品、蒸気、火花などが飛散する可能性がある作業）、防塵マスク（粉塵の多い箇所での作業、電気集塵機内部など）、および安全帯の使用（高所作業時）が徹底されていない。
- 4) 建屋内暗所部の照明の設置数が少ない。
- 5) 暗所作業時の照明の使用が徹底されていない。
- 6) 作業前の安全ミーティングは実施されていない。

(2) 安全対策

1) 安全に対する意識の向上

上記(1)より、発電所の安全に対しては更なる意識の向上が必要であり、また積極的な事故防止に努める安全活動を実施することが重要である。

- a) 発電所および請負業者に安全管理責任者を設置する。
- b) 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する。
- c) 毎朝、その日に実施する作業についてKY（危険予知活動）ミーティングを行う。
- d) 発電所および施工関係者による定期的な安全パトロールを実施する。不安全工事・不安全行為が見つかった場合は現場で指摘して早急な改善を求めるとともに他の工事への水平展開を図り発電所全体の再発防止に努める。

2) 作業時の安全装備品（または設備）の確保

- a) 保護具（保護メガネ、防塵マスク、安全帯、脚絆、耳栓等）
- b) 作業エリア、高所、開口部など危険箇所への表示札
- c) 安全ネット、防護ネット
- d) 作業場（建屋内）の照明設備
- e) 照明器具（懐中電灯、投光器）
- f) 消火器（火気使用箇所）

3) その他

- a) 緊急連絡体制の確立
- b) 安全教育マニュアルの作成

7.6 コンサルタント業務 業務指示書

7.6.1 背景

モンゴル国では、近年の経済成長および首都ウランバートル市（人口約 110 万人）への人口の一極集中に伴い、同市の電力・熱需要量が逼迫している状況にあり熱電施設の新設および既存施設の改修が急務となっている。第4火力発電所（TPP4）（1983 年建設）は、ウランバートル市を中心とした中央電力系統（CES）の約 70%の電力需要と、ウランバートル市の約 65%の熱需要を担う基幹電/熱源である。しかしながら一部設備の老朽化等のために月平均 1 回以上タービンが稼働停止となる等、安定操業に課題を抱えているところ、第4火力発電所を将来も引き続き基幹電/熱源として運用するためには、早急な設備更新・改善が必要である。

上記背景により、実施機関である第4火力発電所は電力・熱供給の能力および信頼性向上を目指し、改修事業を進める意向である。第4火力発電所はプロジェクトが問題なく実行されるために必要な専門的、技術的な業務を提供するコンサルタント会社を起用することを希望している。コンサルタント業務は円借款によって賄われるもので、詳細を以下に示す。

7.6.2 プロジェクトの概要

(1) プロジェクトの範囲

- a) 既設機械油圧式ガバナの電子油圧式ガバナへの改造（タービン 6 台に対し）
- b) 既設タービン制御装置の DCS(Distributed Control System)化（タービン 6 台に対し）
- c) 既設ミルローラ、テーブルのセラミック化（ボイラ 4 缶に対し）
- d) スーツブロワの設置（ボイラ 8 缶に対し）

(2) プロジェクト工程

プロジェクトの予定工程を以下に示す。

項目	予定
a) 資格審査書類の発行	契約の 7 ヶ月前
b) 入札書類の発行	契約の 6 ヶ月前
c) ガバナ・DCS システムの改造完了	契約後 64 ヶ月
d) ミルローラ、スーツブロワの設置完了	契約後 32 ヶ月

7.6.3 業務範囲

(1) 基本設計、エンジニアリング

コンサルタントは、契約書作成や、入札者が入札図書を作成するために必要な、基本計画、説明、図面、仕様、工程を準備する。計画には、機器の仕様、配置、機器や材料の選定を含む。

(2) 事前資格審査における第4火力発電所の支援

コンサルタントは次の業務を実施する：

- a) 事前資格審査書類の作成
- b) 事前資格審査公示における第4火力発電所の支援

- c) 応札者の提出書類の審査
- d) 評価報告書案の作成および最終評価作成における第4火力発電所の支援

(3) 入札における第4火力発電所の支援

コンサルタントは次の業務を実施する：

- a) 入札書類の作成
- b) 入札者からの質問回答の作成、追加書類作成における第4火力発電所の支援
- c) 応札書類の審査
- d) 入札者との応札内容打合せにおける第4火力発電所の支援
- e) 評価報告書案の作成および最終評価作成における第4火力発電所の支援
- f) 契約書の作成

(4) 設計監理

コンサルタントは次の業務を実施する：

- a) 契約者から提出された図面、資料、要領書のレビューと承認
- b) モンゴルで実施される契約者との設計打合せにおける第4火力発電所の支援

(5) 製造過程における検査、試験、出荷管理

コンサルタントは第4火力発電所と協同で、次の業務を実施する：

- a) 契約者から提出された品質管理計画、工程のレビューと承認
- b) 契約者から提出された製造、出荷工程の定期的なレビュー
- c) 契約者から提出された工場テスト要領書、テスト報告書のレビューと承認
- d) 主要機器の工場試験立会い

(6) 施工監理

コンサルタントは第4火力発電所と協同で、次の業務を実施する：

- a) 全ての建設工事の調整、監理、検査
- b) 現地での品質管理計画のレビューと承認
- c) 工事進捗の監視、調整、ならびに必要な応じた修正案の提案
- d) 月報の提出
- e) モンゴルで実施される契約者との工事打合せにおける第4火力発電所の支援
- f) 安全点検、安全管理

(7) 試運転・試験

コンサルタントは次の業務を実施する：

- a) 性能保証テストを含む各種試運転・試験における第4火力発電所の支援
- b) 性能保証テストを含む各種試運転・試験要領書のレビューと承認

(8) JICA への報告の支援

コンサルタントは、3 ヶ月ごとの進捗報告ならびに完了報告書を作成する。

7.6.4 作成資料

コンサルタントは次の資料を第4火力発電所に提出する：

a) 基本計画書（図面を含む）	5 部
b) 事前資格審査書類	5 部
c) 入札書類	5 部
d) 事前資格審査評価報告書案	5 部
e) 入札評価報告書案	5 部
f) 月報	10 部
g) 3 ヶ月報告	10 部
h) 完了報告	10 部

7.6.5 コンサルタントの専門性の要求事項

コンサルタント業務は海外および現地コンサルタントの混成団により提供され、メンバーには次に示すエンジニアを含む：

- 1) 海外エンジニア
 - a) プロジェクトマネージャー
 - b) 機械エンジニア
 - c) 電気エンジニア
 - d) 計装制御エンジニア
- 2) 現地エンジニア
 - a) マネージャー補佐
 - b) 機械エンジニア
 - c) 電気エンジニア
 - d) 計装制御エンジニア

7.6.6 第4火力発電所の便宜供与

第4火力発電所は次に示す設備、便宜をコンサルタントに供与する。

- a) 海外コンサルタントのビザ、労働許可の取得の支援（必要な場合）
- b) 第4火力発電所およびプロジェクトに関係したモンゴルの地域、建物、施設への立入り
- c) コンサルタントの要請に応じた、必要なデータ、資料、情報の提供、写真撮影許可、第4火力発電所のエンジニアとの打合せの準備
- d) コンサルタントの現地カウンターパートとして、上記の専門エンジニアに対応し、英語の能力を持ったエンジニアから構成された Project Implementation Unit(PIU) の設立
- e) 海外コンサルタントの免税

- f) 全てのコンサルタントメンバーを対象とした、机、椅子、照明、暖房設備、インターネット接続環境を備えた、第4火力発電所敷地内の事務所

7.6.7 第4火力発電所の責務

第4火力発電所は2012年4月のJICAの「円借款プロジェクトのコンサルタント雇用ガイドライン」を遵守する必要がある。次の事項に対し、特別な注意が必要である：

- 1) プロジェクトの適正な評価や実施に影響を与えるような専門的判断を要する重要事項について、第4火力発電所とコンサルタントの間の意見に相違がある場合には、第4火力発電所は、コンサルタントが速やかにその見解を文書で第4火力発電所に提出すると共にJICAに対して写しを送付することを認めるものとする。第4火力発電所は、その問題に関して修復できない措置がとられる前に、JICAがその文書を検討して第4火力発電所に連絡できるよう、速やかにこの文書に対するコメントを添えてJICAに提出するものとする。緊急の場合、コンサルタントは、その問題について速やかに第4火力発電所とJICAの間で討議することを第4火力発電所および／またはJICAに対して要求する権利を有するものとする。
- 2) 第4火力発電所は、コンサルタントの業務を監督し、かつコンサルタントが契約に従って業務を実施することを確保することについて責任を有する。ただし、JICAはコンサルタントまたは第4火力発電所のいずれの責任も負わないが、適切な規範に従い、かつ受け入れ可能なデータに基づき進められていることを確認するためにコンサルタントの業務を必要に応じモニターすることができる。また、JICAはそれが適切な場合には第4火力発電所とコンサルタント間の協議に参加することができる。しかしながら、JICAはこのようなモニタリング、もしくは協議への参加を理由として、事業実施に対し責任を負わないものとする。また、第4火力発電所とコンサルタントのどちらについても、JICAのモニタリング、もしくは協議への参加を理由として事業にかかる責任を免除されないものとする。