

ウズベキスタン国
タシケント熱併給発電所近代化
事業準備調査

ファイナルレポート
(本 文)

平成 21 年 6 月

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先

東電設計株式会社

東中
CR(5)
09-002

序 文

日本国政府は、ウズベキスタン国政府の要請に基づき、同国のタシケント熱併給発電所近代化事業準備調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成 21 年 2 月から平成 21 年 6 月の間に、東電設計株式会社の三賢憲治氏を団長とする調査団を現地に 1 回派遣しました。

調査団は、ウズベキスタン国政府関係者並びにウズベクエネルギー電力公社と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後、国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、当該事業の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成 21 年 6 月

独立行政法人国際協力機構
理事 永塚 誠一

平成 21 年 6 月

独立行政法人国際協力機構
理事 永塚 誠一 殿

伝 達 状

「タシケント熱併給発電所近代化事業準備調査」報告書をここに提出いたします。本調査は、貴機構との契約に基づき、東電設計株式会社が、平成 21 年 2 月から平成 21 年 6 月まで実施して参りました。

本調査では、老朽化が著しいウズベキスタン国の首都タシケント市の熱併給発電所にガスタービン・コジェネレーションシステムを導入する計画を策定しました。ガスタービン・コジェネレーションシステムの導入によって、エネルギー変換効率の向上、設備信頼性の改善および環境への影響緩和を図ることができ、延いてはウズベキスタン国の経済発展に寄与することとなります。

ウズベキスタン国政府が、本調査に基づいて作成された本報告書の提言を優先的に実現していくことを強く希望するものであります。

この機会をお借りし、多くのご指導、ご支援を賜りました貴機構ならびに外務省各位に心から感謝申し上げます。また、私どもの調査遂行にあたり、ご協力、ご支援を頂いたウズベキスタン国政府関係省庁、ウズベクエネルゴ電力公社、その他関係機関各位に深く感謝申し上げます。

タシケント熱併給発電所近代化事業準備調査
総括 三賢 憲治

目 次

総合評価及び提言

第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

1.1 「ウ」国の電力セクター概要	1-1
1.1.1 組織	1-1
1.1.2 既設発電設備概要	1-2
1.1.3 送電設備概要	1-5
1.1.4 電力需給状況	1-8
1.1.5 電源開発計画	1-10
1.1.6 電力需要予測	1-11
1.1.7 タシケント熱併給発電所の財務状況	1-12
1.2 タシケント市の熱セクター概要	1-15
1.2.1 タシケント市における熱供給の現状	1-15
1.2.2 既設熱供給設備の概要	1-15
1.2.3 熱需要の推移	1-16
1.2.4 熱需要想定と熱供給設備開発計画	1-17
1.3 電気および熱料金体系	1-18
1.3.1 料金体制	1-18
1.3.2 料金水準	1-18
1.4 ガス・石炭セクター概要	1-20
1.4.1 ガスセクター概要	1-20
1.4.2 石炭セクター概要	1-21
1.5 円借款候補案件の概要	1-22
1.5.1 アングレン発電所	1-22
1.5.2 タリマルジャン発電所	1-47
1.5.3 タシケント市内熱供給所	1-52

第2章 タシケント熱併給発電所の設備調査

2.1 事業地点の現況	2-1
2.1.1 位置	2-1
2.1.2 新設用地	2-2
2.1.3 環境の現況	2-2
2.2 既設設備の運転状況	2-2
2.2.1 概要	2-2
2.2.2 構内配置	2-3
2.2.3 主要設備仕様	2-4

2.2.4 既設熱併給発電設備の運転実績	2-11
第3章 円借款事業実施計画の策定	
3.1 概念設計	3-1
3.1.1 前提条件	3-1
3.1.2 コージェネレーションシステム	3-1
3.1.3 ガスタービンコージェネレーション設備	3-2
3.1.4 ガスタービンの選定	3-3
3.1.5 本事業の設備範囲	3-6
3.1.6 本設備の主要性能	3-6
3.2 配置計画	3-7
3.3 大物資機材の輸送計画	3-8
3.4 燃料供給計画	3-8
3.4.1 ガス源	3-8
3.4.2 供給能力	3-9
3.5 電力設備新設計画	3-9
3.6 NEDO 事業との協調	3-11
3.7 事業実施スケジュール	3-12
3.8 事業実施体制	3-12
3.9 事業効果	3-13
3.9.1 省エネルギー効果	3-13
3.9.2 温室効果ガス削減効果	3-19
3.9.3 その他環境改善等の効果	3-22
3.10 STEP 導入に向けた可能性の検討	3-23
第4章 経済財務分析と運用効果指標	
4.1 発電所運用条件	4-1
4.1.1 円借款導入設備の運用条件	4-1
4.2 事業費	4-1
4.2.1 コンバインドサイクル発電設備の価格動向	4-1
4.2.2 事業費の算出	4-3
4.3 財務分析	4-4
4.3.1 資金計画	4-4
4.3.2 財務分析の前提条件	4-4
4.3.3 財務分析の指標	4-5
4.3.4 感度分析	4-8
4.3.5 財務評価	4-8
4.4 経済分析	4-8
4.4.1 便益の算定	4-9
4.4.2 経済分析の指標	4-9

4.4.3 感度分析の指標.....	4-10
4.5 経済・財務分析の結論.....	4-11
4.6 運用効果指標の設定.....	4-11
第5章 環境社会配慮基礎調査	
5.1 環境関連法制度.....	5-1
5.1.1 環境行政.....	5-1
5.1.2 環境法規制の体系.....	5-2
5.1.3 主な環境規制.....	5-3
5.2 環境影響評価書の概要.....	5-9
5.2.1 「ウ」国の環境影響評価.....	5-9
5.2.2 環境影響評価書の概要.....	5-12
5.3 本事業の環境影響評価スケジュール.....	5-17
第6章 CDM 関連調査	
6.1 CDM 関連手続き.....	6-1
6.1.1 CDM 実施組織.....	6-1
6.1.2 CDM 手続き概要.....	6-2
6.2 CDM 適用.....	6-5
6.2.1 CDM 適用.....	6-5
6.2.2 方法論.....	6-5
6.2.3 方法論適用での検討.....	6-6
6.2.4 CDM での事業推進.....	6-12

略 語

B/C	Benefit Cost
BOP	Balance of Plant
CCPP	Combined Cycle Power Plant
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reduction
COP	Conference of Parties
COP/MOP	he Conference of Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol
CPI	Consumer Price Index
CRT	Cathode Ray Tube
DCS	Distribution Control System
DNA	Designated National Authority
DOE	Designated Operational Entity
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economic Internal Rate of Return
EPC	Engineering, Procurement and Construction
F/S	Feasibility Study
FIRR	Financial Internal Rate of Return
FOB	Free on Board
GHG	Green House Gas
GT	Gas Turbine
GTCS	Gas Turbine Co-generation System
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
IFC	International Finance Corporation
IMF	International Monetary Fund
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JETRO	Japan External Trade Organization
JICA	Japan International Cooperation Agency
MAC	Maximum Allowable Concentration
MCC	Motor Control Center
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization
NPV	Net Present Value
ODA	Official Development Assistance
PDD	Project Design Document
PIN	Project Idea Note
Pre-FS	Pre Feasibility Study
TEP	Teploelektroproekt

TashTEZ	Tashkent Heat and Power Supply Plant
UNFCCC	the UN Framework Convention on Climate Change
UPS	Uninterruptible Power Supply System

単 位

記 号	名 称	倍 数
μ	micro-	$= 10^{-6}$
m	milli-	$= 10^{-3}$
c	centi-	$= 10^{-2}$
d	deci-	$= 10^{-1}$
da	deca-	$= 10$
h	hecto-	$= 10^2$
k	kilo-	$= 10^3$
M	mega-	$= 10^6$
G	giga-	$= 10^9$
長 さ	名 称	
m	meter	
mm	millimeter	
cm	centimeter	
km	kilometer	
in	inch	
ft	feet	
yd	yard	
面 積		
cm^2	square centimeter	
m^2	square meter	
km^2	square kilometer	
ft^2	square feet (foot)	
yd^2	square yard	
ha	hectare	
体 積		
m^3	cubic meter	
l	liter	
kl	kiloliter	
重 量		
g	gram	
kg	kilogram	
t	ton (metric)	
lb	pound	
密 度		
kg/m^3	kilogram per cubic meter	
t/m^3	ton per cubic meter	

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

電 気

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

時 間

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

流 量

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

電 導

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

音 圧

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

為 替

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

付表一覧

表番号	表題
表 1-1-1	既設火力発電所の設備概要
表 1-1-2	既設水力発電所の設備概要
表 1-1-3	火力発電所における各燃料消費量の実績
表 1-1-4	送電線の総延長距離の推移
表 1-1-5	2015 年までの電源開発計画
表 1-1-6	2015 年までの火力発電計画
表 1-1-7	タシケント熱併給発電所の貸借対照表
表 1-1-8	損益計算書 (as of Jan 1, 2009)
表 1-2-1	タシケント市の各熱供給所の設備容量および供給可能容量 (2009 年 2 月現在)
表 1-2-2	タシケント市の今後の熱需要想定 (温水)
表 1-2-3	熱供給設備建設計画
表 1-3-1	小売電気・熱料金表 (2009 年)
表 1-3-2	月別平均家計支出構成の比較
表 1-5-1	主要発電設備要目
表 1-5-2	発電機設備仕様一覧表
表 1-5-3	蒸気タービン・発電機のユニット毎総運転時間
表 1-5-4	蒸気タービン・発電機の過去 5 年間の運転状況
表 1-5-5	アングレン火力発電所の過去 5 年間の運転・保守費の推移 (1,000 US\$)
表 1-5-6	温室効果ガス排出量の削減効果
表 1-5-7	大気汚染物質排出量の比較
表 1-5-8	総事業費 (2005/12 時点) (単位：千ドル)
表 1-5-9	各熱併給所の 25MW 級 GT コージェネレーション設備設置計画
表 1-5-10	各熱供給所と近隣変電所の状況
表 2-2-1	蒸気ボイラの主要仕様
表 2-2-2	蒸気タービン発電機の主要仕様
表 2-2-3	温水ボイラの仕様
表 2-2-4	ボイラ・タービンの延運転時間と現在の容量
表 2-2-5	過去 10 年間の発電電力量、温水・蒸気供給熱量
表 2-2-6	2008 年月別の発電電力、発電電力量および蒸気・温水供給熱量
表 2-2-7	過去 5 年間の各ユニット別運転記録
表 2-2-8	過去 5 年間の各ユニット別燃料消費量
表 2-2-9	過去 5 年間の運転・保守費及びエネルギー卸売単価

表 3-1-1	各 GTCS の比較
表 3-1-2	25MW 級産業用重構造標準形ガスタービン性能諸元表
表 3-1-3	15MW 級産業用重構造標準形ガスタービン性能諸元表
表 3-1-4	本事業の設備範囲
表 3-9-1	ベースラインにおけるエネルギー供給量および使用量
表 3-9-2	本事業導入後のエネルギー供給量及びエネルギー使用量
表 3-9-3	省エネルギー効果の具体量、発生期間、累積量
表 3-9-4	削減効果の具体量、発生期間、累積量
表 3-9-5	既設燃焼ボイラ NO _x 排出量原単位（仮定）
表 3-9-6	GTCS 導入前後の窒素酸化物排出量（t-NO ₂ /年）の増減
表 3-9-7	GTCS 導入前後の硫黄酸化物排出量（t-SO ₂ /年）の増減
表 4-1-1	タシケント熱併給発電所向け円借款導入設備の運用条件
表 4-2-1	事業費の見積（2009 年 3 月現在）
表 4-3-1	資金借入条件
表 4-3-2	年間 CO ₂ 削減量
表 4-3-3	FIRR（Financial Internal Rate of Return、財務的内部収益率）
表 4-3-4	感度分析
表 4-4-1	年間天然ガスの焚き減らし量
表 4-4-2	経済分析指標
表 4-4-3	感度分析
表 4-6-1	運用効果指標
表 5-1-1	発電所から排出される主な汚染物質の危険度と最大許容濃度（MAC）
表 5-1-2	大気へ排出される汚染物質の評価のための地域係数
表 5-1-3 (1)	主な大気の最大着地濃度基準値（タシケント熱併給発電所）（mg/m ³ ）
表 5-1-3 (2)	主な大気の最大着地濃度基準値（タリマルジャン火力発電所）（mg/m ³ ）
表 5-1-3 (3)	主な大気の最大着地濃度基準値（アングレン火力発電所）（mg/m ³ ）
表 5-1-4	排水の環境基準（飲料水及び水利用）
表 5-1-5	騒音の環境基準（住居地域）
表 5-1-6	騒音の基準（労働環境）
表 5-2-1	環境影響評価説明会の実施の基本スキーム
表 5-2-2	環境影響評価草案の目次、記載事項、留意点及び必要データ入手先
表 6-2-1	本事業の施設、投入と出力
表 6-2-2	AM0048 で想定される施設、投入と出力

表 6-2-3 追加性検討まとめ

付図一覧

図番号	表題
図 1-1-1	ウズベクエネルゴ電力公社組織図
図 1-1-2	火力発電所の燃料比率（2008 年）
図 1-1-3	ウズベキスタン電力系統図
図 1-1-4	ウズベキスタン系統の電力潮流
図 1-1-5	送配電損失率の推移
図 1-1-6	過去 10 年間の発電量、消費電力量の推移
図 1-1-7	過去 10 年間の輸出入電力量の推移
図 1-1-8	過去 10 年間の最大需要電力と有効設備容量の推移
図 1-1-9	今後 10 年間の最大需要電力の予測
図 1-2-1	タシケント市の過去 10 年の熱需要の推移
図 1-3-1	電気・熱料金の推移（単位：スム/kwh）
図 1-4-1	天然ガス生産実績
図 1-4-2	天然ガス消費実績
図 1-4-3	石炭供給実績及び計画
図 1-5-1	アングレン火力発電所とアングレン炭鉱との位置関係図
図 1-5-2	発電所構内全体配置図
図 1-5-3	発電所全体概略系統図
図 1-5-4	アングレン発電所の母線構成
図 1-5-5	既設設備単線結線図
図 1-5-6	新設発電設備の概略系統図
図 1-5-7	新設プラント所内単線結線図
図 1-5-8	新設設備構内配置計画図
図 1-5-9	タリマルジャン発電所位置図
図 1-5-10	タリマルジャン発電所
図 1-5-11	タリマルジャン発電所 220kV 既設開閉所単線結線図
図 1-5-12	新設単線結線図
図 1-5-13	タリマルジャン発電所構内配置図
図 1-5-14	No.2 熱供給所構内配置図
図 1-5-15	No.4 熱供給所構内配置図
図 1-5-16	No.9 熱供給所構内配置図
図 1-5-17	No.10 熱供給所構内配置図
図 2-1-1	発電所の概略位置図
図 2-2-1	タシケント熱併給発電所の構内配置図
図 2-2-2	タシケント熱併給所の系統図
図 2-2-3	既設単線結線図

- 図 2-2-4 過去 10 年間の発電電力量および温水・蒸気の供給熱量
- 図 2-2-5 2008 年月別の発電電力と温水・蒸気の供給熱量
- 図 2-2-6 2008 年月別の蒸気供給熱量
- 図 2-2-7 2008 年各月の発電電力
- 図 2-2-8 主要設備の年平均稼働率
- 図 2-2-9 主要設備の負荷率

- 図 3-2-1 新設設備配置計画
- 図 3-5-1 新設設備単線結線図
- 図 3-7-1 事業実施スケジュール
- 図 3-8-1 新設発電設備建設体制

- 図 4-2-1 H25 GT 2 台構成 CCPP の FOB 価格推移

- 図 5-2-1 プロジェクト実施者が行うべき環境影響評価関連書類の提出及び
国家自然保護委員会による承認についての手続き

- 図 6-1-1 CDM 実施組織
- 図 6-1-2 CDM プロジェクト審査手順（PIN 申請から PDD 承認審査まで）
- 図 6-2-1 追加性検討・評価の流れ

総合評価及び提言

円借款事業としてのタシケント熱併給発電所近代化事業(以下、本事業)は以下の通り技術的、経済的、環境的側面から総合的に評価して実行可能と判断する。

I. 総合評価

1. 技術的実行可能性

(1) 建設計画

タシケント熱併給発電所の多くの既存発電設備は運開後 40～50 年経過し、設備更新が必要である。「ウ」国では過去 10 年間、最大電力需要の変動はあまりない状況であるが、今後電力需要の伸びが見込まれるため十分な予備率を考慮した電源開発が必要である。一方、熱供給の面から見ると今後のタシケント市の発展に伴う熱需要の伸びに対応すべく高効率 GT コージェネレーション設備（以下、GTCS）を導入する意義は大きい。

したがって、電力供給および熱供給の両面から本事業の実施は妥当であると判断する。

(2) 導入システム

GTCS は既設ボイラ・タービンシステムよりも同一熱出力当たりの発電電力が大きくなる。その結果、発電システムの熱効率は最新鋭大型コンバインドサイクル発電システムを上回り、分散型電源として最適なシステムである。

(3) 配置計画

新設用地は 76m×195m であり、GTCS 2 台分として十分な広さである。

ただし、NEDO 事業を含む GTCS 3 台と 110kV 開閉設備の配置については最適化の検討が必要である。

(4) 燃料供給

「ウ」国の天然ガス埋蔵量は 2009 年 1 月時点で 65 Trillion Cubic Feet と豊富である。

タシケント熱併給所とウズベキスタンガス供給公社との契約による利用可能最大流量は、130,000m³/h であり、2008 年の最大消費量は 59,000m³/h 程度であった。

本事業の導入により天然ガスの最大使用量は 20,000m³/h 程度増加されるため、天然ガスの供給量は充分確保されている。

(5) 系統との接続

110kV 送電線は 2005 年に更新されているため、開閉所を新設することにより問題なく送電可能と判断する。

2. 環境社会配慮

新設用地は既に造成済みの土地であり、動植物への影響はなく、住民移転もない。既設では、排出ガス及び排水については、定期的にモニタリングを行い適切な管理がなされている。今後増設に当たっては、既設の停止も含め大気への汚染物質排出量を発電所全体で増加しないよう詳細な検討が必要である。また、騒音対策には留意する必要がある。

詳細は EIA 作成段階にて適切に検討する必要があるが、現時点では周辺環境への負荷及び住民への影響も最小限に留められると判断できる。

3. 経済的実行可能性

国家的見地に立ち、資源の最適配分がなされるような事業を選択することを目的とした経済分析の結果、EIRR（経済的内部収益率）等の算出指標により、本事業実施の必要性が確認された。

しかし、事業の採算性指標となる FIRR（財務的内部収益率）ほかの指標からは、本事業の財務収益性が十分であるとは結論付けられない。

従い、本事業の実施に伴う財務リスクを軽減する目的で、低金利や返済猶予期間を設けている ODA 借款を利用することが望まれる。現在、日本政府による円借款の年利率は 0.55% (LDC 優先条件)の水準である。仮に本事業を円借款により実施した場合、本事業の FIRR 指標値は円借款の年利率を十分に上回り、結果的に、実施機関となるタシケント熱併給発電所側の収益性を確保できるようになる。

4. CDM 適用可能性

承認ベースライン・モニタリング方法論には AM0048 (New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels - Version2) の適用可能性が高い。

本事業の追加性検討を国連 CDM 理事会承認の “Tool for the demonstration and assessment of additionally” により投資分析、障害分析した結果、本事業は「CDM 適用の可能性あり」と判断できる。

II. 提言

1. NEDO 事業との協調を計りながら具体的な計画を進める必要がある。
 - GTCS 2 台および 110kV 開閉所の配置計画の具体化と敷地の特定
 - HRSG 形式（高圧蒸気案、低圧蒸気案、温水案）の最終案決定
 - 既存設備の将来的な廃止を考慮した発電所全体計画の策定
2. NEDO 事業分を含め使用ガス量が増加するため、ガス供給圧力の確保が必要である。
3. NEDO 事業用の Pre-FS および EIA は、まもなく承認される予定である。今後、円借款による増設分について現地機関による Pre-FS および EIA の実施、その後の「ウ」国政府による承認が必要である。

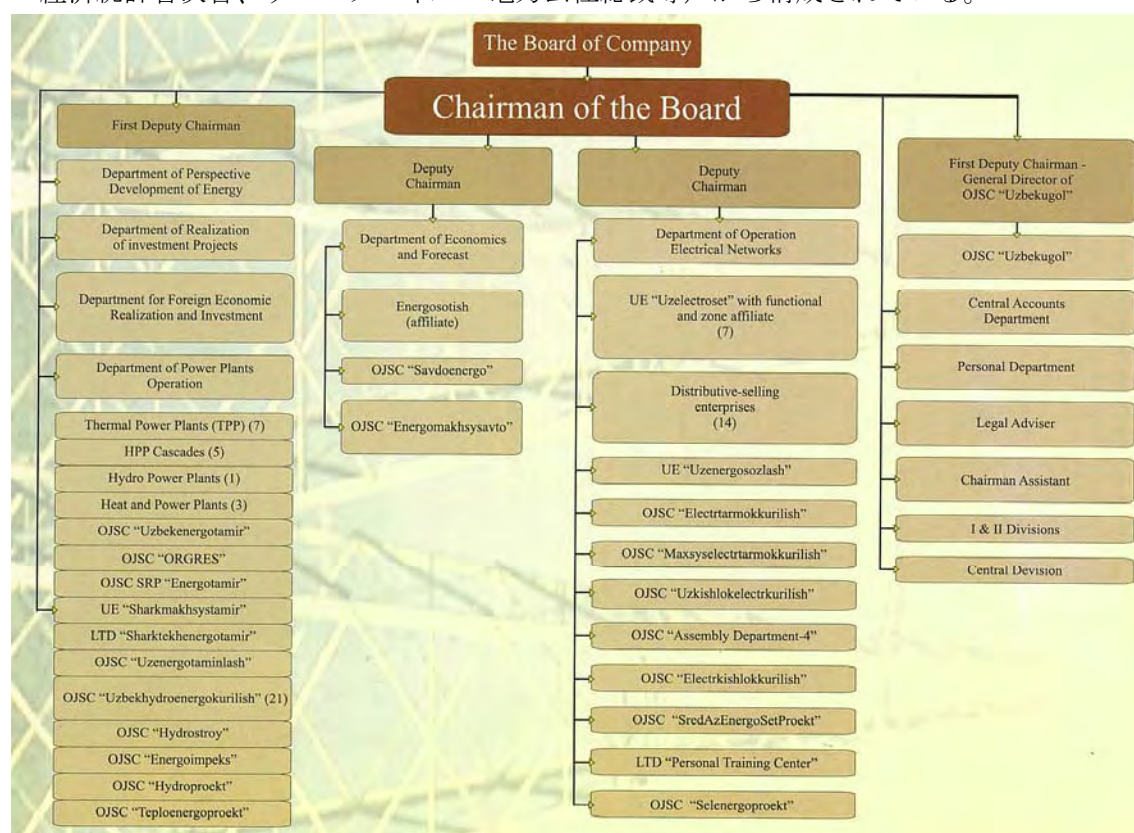
第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

1.1 「ウ」国の電力セクター概要

1.1.1 組織

ウズベキスタン共和国（以下「ウ」国）では、2001年8月に電力・電化省から、ウズベクエネルギー（Uzbekenergo）電力公社（国営持ち株会社）に組織編成替えとなった。ウズベクエネルギー電力公社の体制は図 1-1-1 に示されている通りで、発電会社、送電会社、配電会社、関連会社、及び石炭会社（Ugol）から構成されている。ウズベクエネルギー電力公社は取締役会と上部組織である評議会によって運営されている。取締役会は、ウズベキスタン共和国閣僚会議によって承認されるウズベクエネルギー電力公社の総裁と4名の副総裁で構成されている。従業員は約40,000人であるが、ウズベクエネルギー電力公社本社の部長および専門家の人数は、経営効率化の推進をはかるために、閣僚会議決定により55名に制約されている。

評議会は、関連会社を含めた会社組織の改変、定款の変更、資本の増減、清算などの決定権を有しており、11名の評議委員（副首相、国家資産委員会副委員長、財務省次官、マクロ経済統計省次官、ウズベクエネルギー電力公社総裁等）から構成されている。



（出所）ウズベクエネルギー電力公社パンフレット（2008年）

図 1-1-1 ウズベクエネルギー電力公社組織図

1.1.2 既設発電設備概要

ウズベクエネルギー電力公社は、2008 年に 50.158 GWh の電力を生産し、そのうち 799.2GWhr を輸出している。一方、898.5GWh の電力を輸入している。

ウズベキスタン全発電設備の設備容量は、12,300MW を超え、その 85.6%の火力発電所と 11.5%の水力発電所はウズベクエネルギー電力公社で、残りの 2.5%の発電設備は、他の機関で運営されている。

ウズベクエネルギー電力公社では、今後かなりの電力需要の増加を見込んでおり、それに対して新規設備の導入による自給能力の保持、電力供給の信頼性と質の向上及び、節電と燃料と電力の効率的な運用を目標としている。また、生態系の維持および地球環境改善のために、分散型発電技術や再生エネルギー源の開発も進めている。

表 1-1-1 および表 1-1-2 に既設火力発電所および水力発電所の概要を示す。ウズベキスタンの発電設備は、10 箇所の火力発電所（3 箇所は熱併給発電所）と 28 箇所の水力発電所から構成されており、総設備容量は、1,209 万 kW（火力 1,070 万 kW, 水力 139 万 kW）である。その中で、シルダリア（Syrdarya）火力発電所（設備容量 300 万 kW）、新アングレン（Navo-Angren）火力発電所（設備容量 210 万 kW）、Tashkent 火力発電所（設備容量 186 万 kW）、ナボイ（Navoi）火力発電所（設備容量 125 万 kW）の 4 つの発電所は、設備容量が 100 万 kW を超えている。また、3 箇所の熱併給発電所をはじめ火力発電所では、13 の地域に熱を供給している。

これら多くの発電設備が運開後 40～50 年経過し、老朽化が進んでいるため設備更新が順次必要となっている。しかしながら 2004 年のタリマルジャン（Tarimarjan）火力発電所の 1 号機 800MW の運転開始、2005 年の Syrdaria 火力発電所 7、8 号機改修による 300MW の設備増強以降の設備更新が行われていない状況にある。

表 1-1-1 既設火力発電所の設備概要

2009年1月現在

No.	プラント名	合計設備容量 (MW)	燃料種別	運転開始年	合計有効 設備容量 (MW)	全ユニットの 累積運転時間 (hours)
1	Syrdarya TPP	3,000	Gas,Oil	1972-1981	2,536	1,982,131
2	Novo-Angren TPP	2,100	Coal, Gas, Oil	1985-1995	1,381	627,188
3	Tashkent TPP	1,860	Gas,Oil	1963-1971	1,753	2,974,876
4	Navoi TPP	1,250	Gas,Oil	1963-1981	1,058	4,836,278
5	Takhiatash TPP	730	Gas,Oil	1967-1989	589	2,334,443
6	Angren TPP	484	Coal, Oil Coal gas	1957-1963	197	4,359,390
7	Fergana CHP	305	Gas,Oil	1956-1979	200	3,774,561
8	Mubarek CHP	120	Gas	1985-1986	120	5,141,650
9	Tashkent CHP	25	Gas	1937-1955	22.5	23,283,770
10	Talimardgan TPP	800	Gas	2004	800	29,869
	Total	10,674			8,656	

(出所) ウズベクエネルギー電力公社回答

表 1-1-2 既設水力発電所の設備概要

No.	プラント名	プラント種別	場所	ユニット数	合計設備容量 (MW)	燃料種別	運用開始年	合計有効設備 能力 (MW)
1	Charvak HPP	水力	Tashkent region	4	600	-	1970～1972	620.5
2	Khodjikit HPP	水力	Tashkent region	3	165	-	1976	165
3	Gazalkent HPP	水力	Tashkent region	3	120	-	1980	120
4	Chirchik GES	水力	Tashkent region	10	190.7	-	1941～1956	190.7
5	Kadyrya GES	水力	Tashkent region	8	44.6	-	1933～1946	44.6
6	Nizne-Bozsu GES	水力	Tashkent region	10	50.8	-	1943～1960	50.8
7	Tashkent GES	水力	Tashkent	10	29	-	1926～1954	29
8	Farkhad GES	水力	Syrdarya reg.	4	126	-	1948～1960	126
9	Sharikhan GES	水力	Andijan reg.	6	27.8	-	1943	27.8
10	Samarkand GES	水力	Samarkand reg.	9	40	-	1945	40

Note Data source : Annual report

1) Installed capacity is the rated capacity of the unit when it is installed.

2) Effective capacity is the maximum continuous capacity that the unit can generate without exceeding the manufacturer's operating

(出所) ウズベクエネルギー電力公社回答

表 1-1-3 に火力発電所（熱併給発電所を含む）における各燃料消費量の実績を示す。また、2008 年での燃料比率を図 1-1-2 に示す。天然ガスが 93.9%、重油が 1.8%、石炭が 4.1%の比率となっており、ほとんどが環境に優しい天然ガスで賄われている。

また、2008 年における火力発電所の総発電量が 45,474GWh=163,706 TJ であることから既設火力発電所の平均効率は

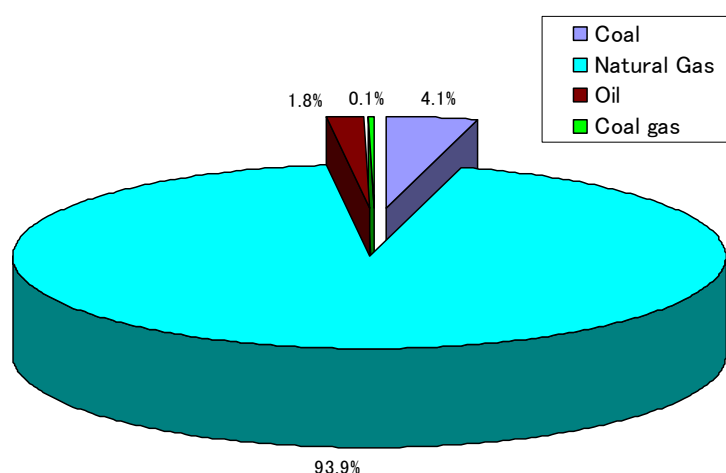
$$163,706 / 531,369 \times 100 = 30.8\%$$

となる。

表 1-1-3 火力発電所における各燃料消費量の実績

Type of Fuel	Unit	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Coal	M tons/yr	2.22	2.04	2.50	2.15	2.35	1.80	2.61	2.05	2.77	2.66	2.18
	TJ/yr	21,125	19,407	23,764	20,408	22,357	17,118	24,839	20,582	27,811	26,706	21,887
Natural Gas	G m ³ /yr	12.69	12.55	13.54	13.67	12.46	12.42	12.99	12.69	12.95	12.97	14.61
	TJ/yr	428,841	424,205	457,750	462,064	421,065	419,812	439,196	433,490	442,372	443,055	499,078
Mazut	M tons/yr	1.41	1.53	1.56	1.12	1.37	1.26	1.09	0.63	0.78	0.57	0.24
	TJ/yr	54,947	59,919	61,105	43,851	53,387	49,160	42,667	25,244	31,255	22,840	9,617
Coal gas	G m ³ /yr	0.29	0.28	0.25	0.05	0.21	0.35	0.37	0.36	0.30	0.30	0.22
	TJ/yr	1,106	1,061	937	0,186	0,788	1,343	1,387	1,289	1,074	1,074	788
Total	TJ/yr	504,914	503,532	542,620	526,323	496,810	486,091	506,703	480,605	502,511	493,676	531,369

（出所）ウズベクエネルギー電力公社回答



（出所）ウズベクエネルギー電力公社回答

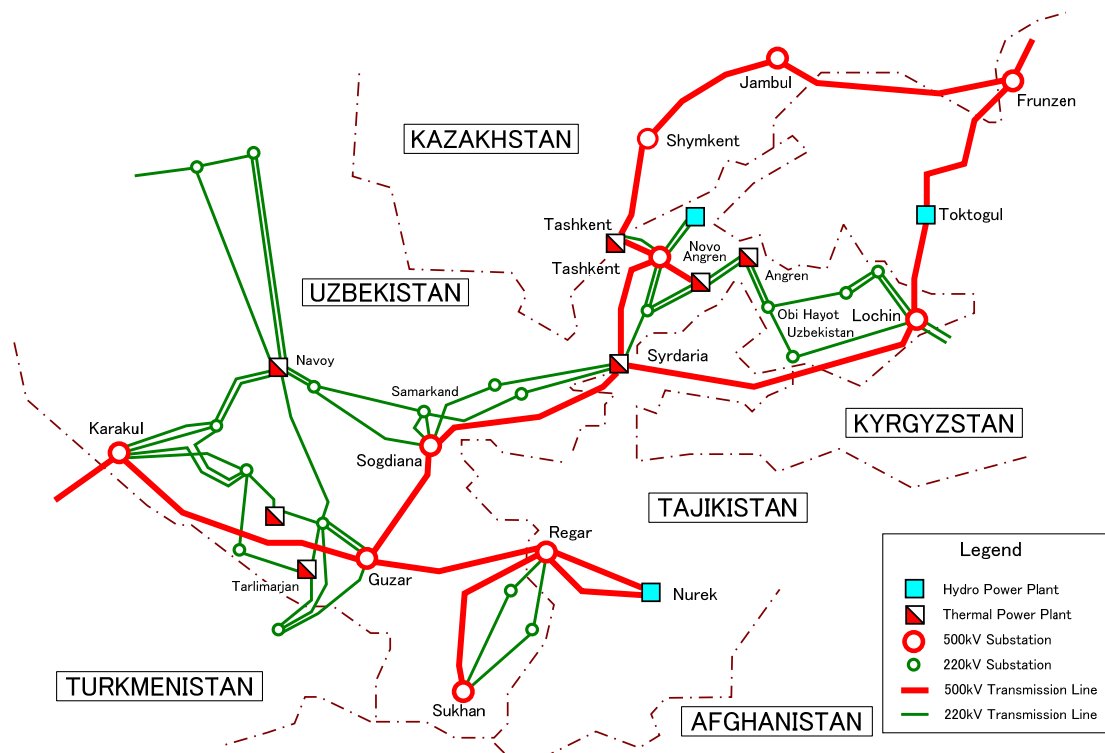
図 1-1-2 火力発電所の燃料比率（2008 年）

1.1.3 送電設備概要

(1) 電力系統

ウズベキスタンの電力系統は旧ソ連邦時代にカザフスタン、キルギスタン、タジキスタン、トルクメニスタンの 5 共和国を一体化して建設された。このため各共和国が独立した現在、国際連系系統を構成しており、500kV 送電線はキルギスタン、カザフスタンを經由ロシアとも連系しており系統規模は大きく周波数の安定運転が可能となっている。500kV ならびに 220kV が基幹系統を、110kV が地域供給系統を担っている。基幹系統の大部分は 1 回線送電線で構成されており、500kV ならびに 220kV の両者を並列運転することで送電線事故時の停電を極力回避している。

電力系統図を図 1-1-3 に示す。



(出所) ウズベキスタン国「電力セクター」に係わるセクター調査報告書 (2004 年、JBIC)

図 1-1-3 ウズベキスタン電力系統図

1.1.4 項で述べるように過去 10 年間、需要の変動はあまりない状況であり、このような需要を反映し表 1-1-4 に示すように基幹 500kV 送電線は 1991 年以降、暫く増強はなされなかった。しかし、送電損失の解消および今後の需要増加に対応するため 2007 年、2008 年と延伸され、2008 年現在の規模は 500kV 送電線 1,847km、220kV 送電線 6,173km、110kV 送電線 15,263km となっている。

表 1-1-4 送電線の総延長距離の推移

Year	Length of Transmission Lines / km		
	500kV	220kV	110kV
1998	1,657	5,689	14,818
1999	1,657	5,710	14,909
2000	1,657	5,825	14,979
2001	1,657	5,830	15,069
2002	1,657	5,911	15,049
2003	1,662	6,174	15,059
2004	1,662	6,134	15,041
2005	1,659	6,158	14,704
2006	1,659	6,152	15,173
2007	1,730	6,182	15,255
2008	1,847	6,173	15,263

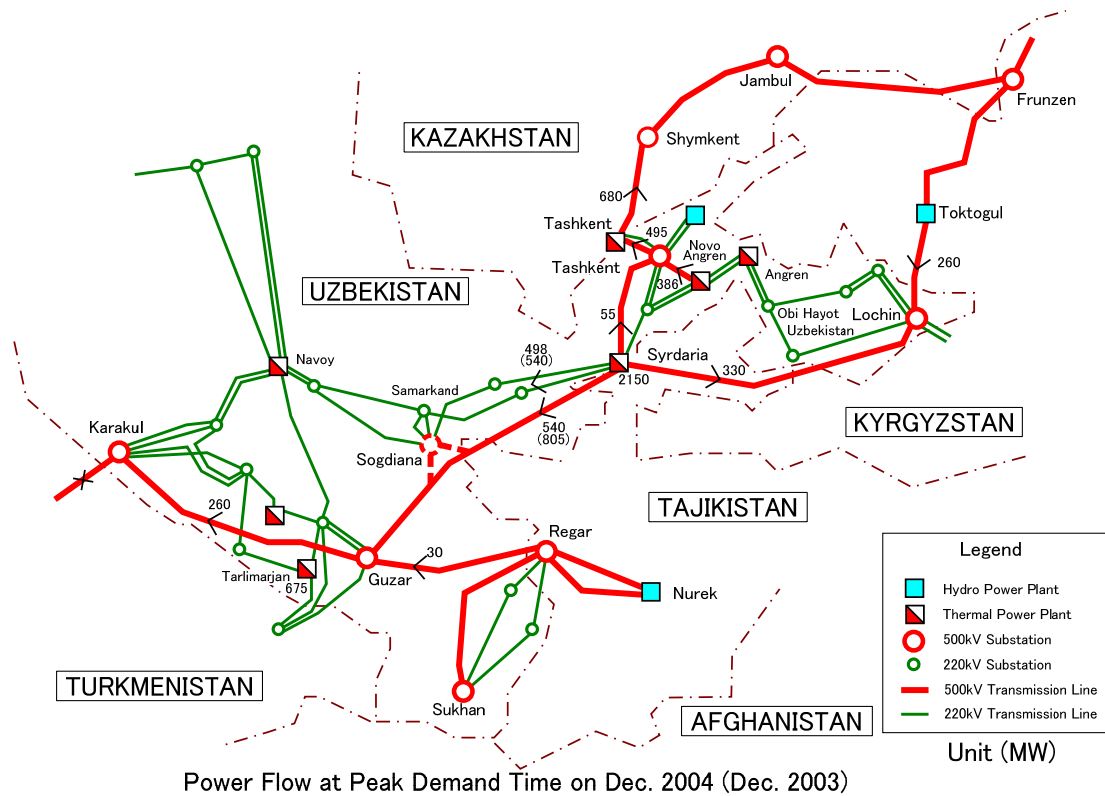
(出所) ウズベクエネルギー電力公社回答

(2) 電力潮流

電源は需要中心に立地するタシケント (Tashkent) 火力 (出力 1860MW) を始めとして新アングレン (Novo Angren) 火力 (2,100MW)、シルダリア (Syrdarya) 火力 (3,000MW) 等、全電源の 70%が北部地域に立地しており、潮流は北部から南西部へ向かう流れが顕著であり、シルダリア火力から送り出される電力は 2003 年 12 月のピーク需要時には 500kV 送電線が 805MW、220kV 送電線が 540MW の合計 1345MW であった (図 1-1-4 参照)。

しかし「ウ」国南部にタリマルジャン (Tarimarjan) 火力発電所 (出力 800MW) が 2004 年に運転を開始し南西部へ向かう潮流は軽減され 500kV 送電線が 540MW、220kV 送電線が 498MW の合計 1038MW となった。

さらに 2005 年 7 月の 500kV ソグディアナ (Sogdiana) 変電所の新設によりサマルカンド (Samarkand) を中心とする「ウ」国中央部の 220kV 送電線の重負荷を解消した。これらの対策実施により系統特性は大いに改善している。

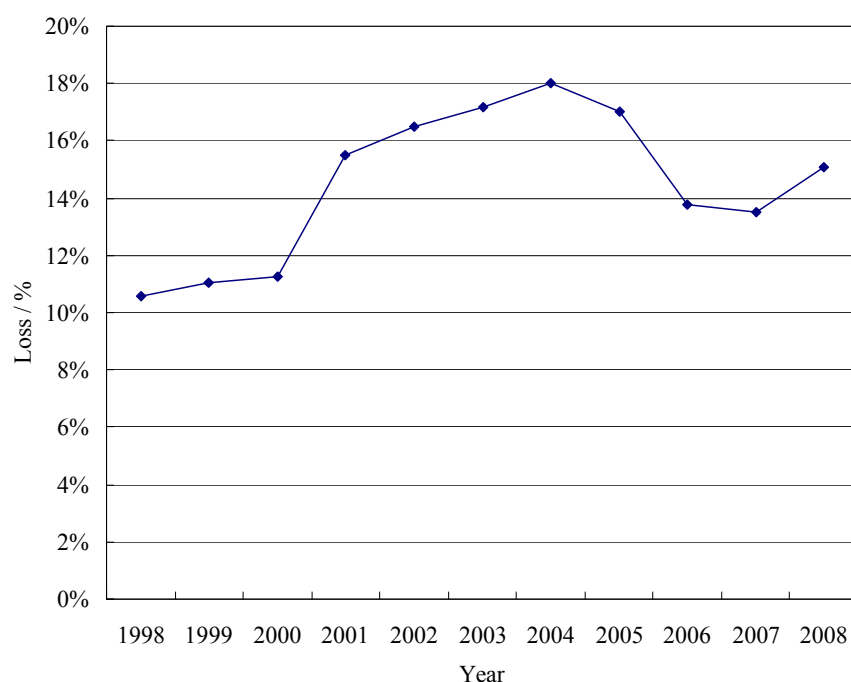


(出所) ウズベキスタン国「電力セクター」に係わるセクター調査報告書 (2004 年、JBIC)

図 1-1-4 ウズベキスタン系統の電力潮流

(3) 送配電損失

送配電損失は、技術的損失と非技術的損失に分けられる。図 1-1-5 に示す技術的損失率は 2000 年まで約 10%で推移していたがそれ以降急増している。この原因は送配電設備の老朽化によるものと考えられるが、総需要が低迷している中で急増している理由は不明である。損失率の低減は一次エネルギー使用量の削減ひいては地球環境保全に有効であり、今後、詳細な原因調査と対策の実施が必要である。



(出所) ウズベクエネルギー電力公社回答

図 1-1-5 送配電損失率の推移

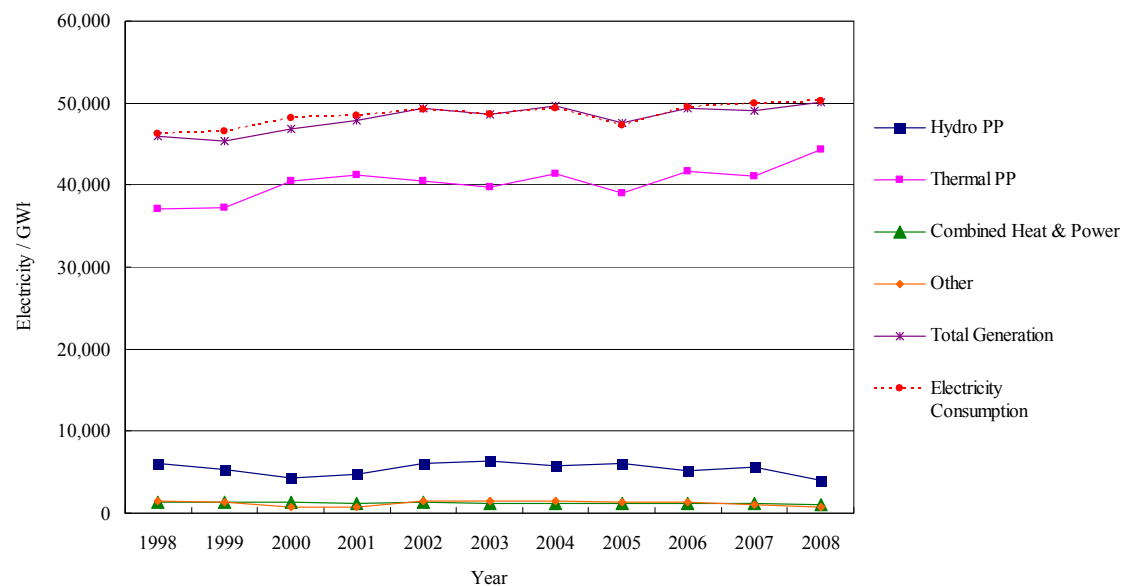
1.1.4 電力需給状況

図 1-1-6 は過去 10 年間の総需要電力量、消費電力量推移を示したものである。ウズベキスタンの総需要電力量は独立した 1991 年以降約 10 年間、経済の混乱、産業活動の停滞により年々減少していた。しかしその後は回復基調に転じ総需要電力量はわずかながら増加傾向にある。

図 1-1-7 に輸入及び輸出電力量の推移を示す。前述のように、ウズベキスタンを含む周辺諸国間では、電力の融通を行っている。輸出量は概ね安定しているが輸入量は大きく変動しており、特に 2000 年、2007 年は輸入量がここ十年で最低の年である 2002 年に対しそれぞれ 3.7 倍、2.9 倍も大きな値を示している。理由としては、周辺諸国間における電力融通は電気料金が設定しておらず、水、電気、天然ガスとのバーター取引により行われていることに起因していると考えられる。

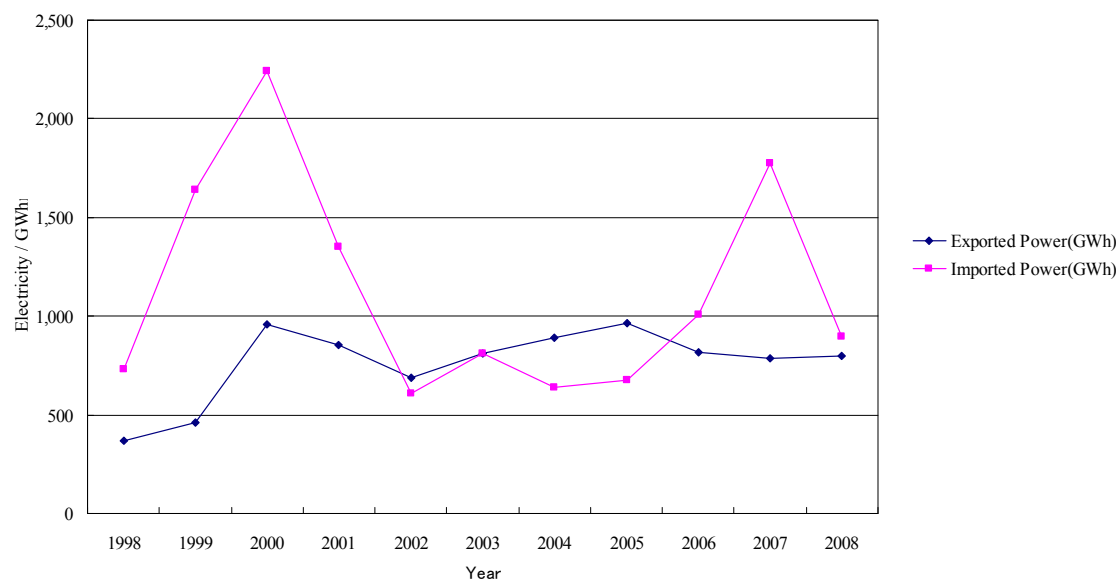
図 1-1-8 は過去 10 年間の年最大需要電力と有効設備容量（2005 年および 2008 年）の推移を示したものである。ウズベキスタン国の電力需要はソ連邦時代の 1991 年に 8608MW を記録したが同年の独立以降、減少傾向が続き 1995 年には 7,379MW まで低下した。その後、経済回復を反映し微増に転じたが、2008 年の実績は 7,727MW と過去の最大記録を更新しない状態が続いている。また、有効設備容量との比較により最大需要電力発生時の予備率（実際はメンテナンス等による停止分を差し引くがここでは簡略化して最大需要電力と有効設備容量の比率より求めた。）は 2005 年には 21%であったが 2008 年には 28%に増加してお

り十分な値で推移している。



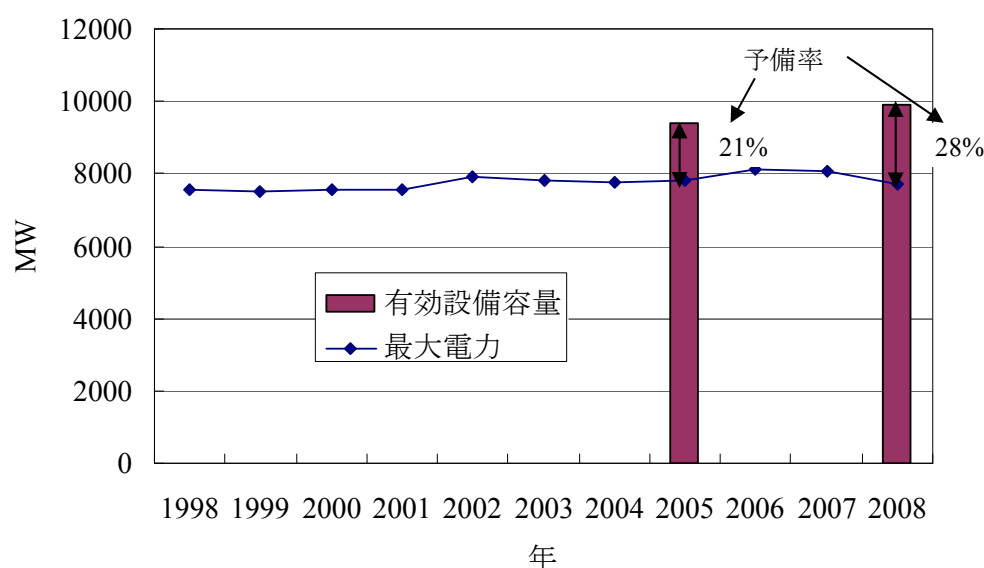
(出所) ウズベクエネルギー電力公社回答

図 1-1-6 過去 10 年間の発電量、消費電力量の推移



(出所) ウズベクエネルギー電力公社回答

図 1-1-7 過去 10 年間の輸出入電力量の推移



(出所) ウズベクエネルギー電力公社回答

図 1-1-8 過去 10 年間の最大需要電力と有効設備容量の推移

1.1.5 電源開発計画

「ウ」国においては経済の持続的発展を図るためガス開発、電源開発等国家の最重要投資案件に対し大統領令にてその位置付けを明確にしている。2008 年 10 月に発行された最新の投資案件に関する大統領令 No.969 では、2009 年に検討すべき将来の電源開発候補としてタシケント火力発電所増設、ナボイ火力発電所増設、タシケント熱併給火力発電所増設が挙げられている。また、ウズベクエネルギー電力公社では下表に示すように上記 3 案件に加え、タリマルジャン火力発電所 2 号機の建設を計画している。これらの案件の資金源としては JICA をはじめ海外援助機関からの借款を主に計画されている。また、遅延していたタシケント火力発電所建設事業が進展したため、他案件も実施に向けた動きが活発化してきている。

そのような状況下でタシケント熱併給発電所はタシケント市中央に位置し、熱供給の重要性に加え、発電所としての規模は小さいものの重要な電源としての位置付けである。従って同発電所近代化事業が円借款事業として資金調達が確保され、計画通りに建設されればタシケント市における熱および電力の安定供給に多大な貢献が期待できる。

表 1-1-5 2015 年までの電源開発計画

プロジェクト名	プラント形式	燃料種別	設備容量(MW)	運転開始年
Tashkent TPP	CC	Gas	370	2012
Navoi TPP	CC	Gas	400	2013
Tashkent CHP	GT	Gas	3 x 28	2015
TalimardganTPP	CC	Gas	2 x 400	2015
Total			1,654	

注) TPP：火力発電所 CHP：熱併給発電所 CC：コンバインドサイクル GT：ガスタービン

(出所) ウズベクエネルギー電力公社回答

1.1.6 電力需要予測

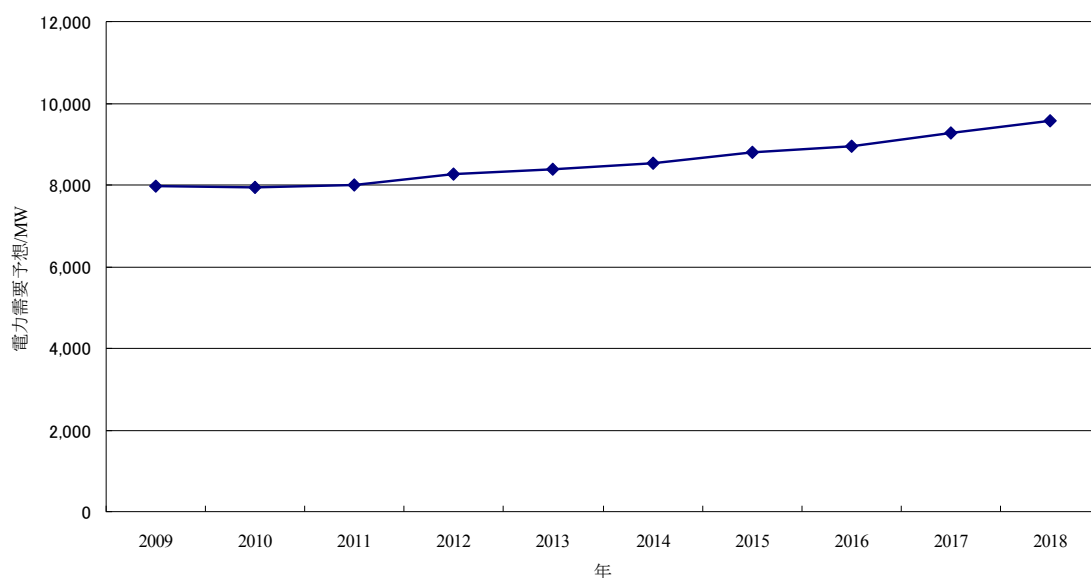
ウズベクエネルギー電力公社では、表 1-1-6 に示すように 2009 年以降 2018 年迄の火力発電計画を作成している。この間の発電量の伸び率は年平均 2.2%と想定している。この電力量の伸び率が最大需要電力の伸び率と等しいと仮定すると最大需要電力は図 1-1-9 のように予想される。

ウズベキスタン国「電力セクター」に係わるセクター調査報告書 (2004 年、JBIC) によれば、適切な供給予備率は 15%程度である。2018 年断面での最大需要電力は 9,584MW との予想から予備率 15%として必要設備容量は 11,021MW と算出される。2008 年の有効設備容量が 9,923MW なので 2018 年までには 1,096MW 分の発電設備を増強する必要がある。一方、表 1-1-5 に示した電源開発計画では 2015 年までに 1,654MW の電源を開発する計画となっている。設備更新となるプロジェクトもあるため、将来需要予測に対して安定した電力供給を維持して行くためには、上記電源開発計画の着実な推進が必要であると言える。

表 1-1-6 2015 年までの火力発電計画

in million kWh										
Power Plant	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Syrdaria TPP	16200.0	15418.0	15044.0	16321.0	16112.0	14283.0	14384.0	15300.0	15130.0	15450.0
NovoAngren TPP	6450.0	6500.0	6500.0	6716.0	7252.0	7460.0	7450.0	7021.0	7021.0	7021.0
Tashkent TPP	6546.0	7116.0	7280.0	7021.0	7021.0	7021.0	7021.0	10363.0	11890.0	13375.0
Navoi TPP	7200.0	7200.0	7620.0	7900.0	7900.0	7901.0	7500.0	9700.0	9700.0	9700.0
Takhiatash TPP	2150.0	2300.0	2348.0	2348.0	2348.0	2353.0	2408.0	2314.0	2314.0	2314.0
Angren TPP	580.0	520.0	520.0	520.0	520.0	520.0	520.0	525.0	525.0	525.0
Fergana CHP	551.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0
Mubarek CHP	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
Tashkent CHP	176.0	150.0	150.0	150.0	300.0	450.0	450.0	150.0	150.0	150.0
Talimarjan TPP	5600.0	5400.0	5500.0	5500.0	5684.0	8000.0	9800.0	5000.0	5500.0	5500.0
TOTAL	45853.0	45604.0	45962.0	47476.0	48137.0	48988.0	50533.0	51373.0	53320.0	55035.0
Growth Ratio (vs. 2008)	1.03	1.03	1.04	1.07	1.08	1.10	1.14	1.16	1.20	1.24

(出所) ウズベクエネルギー電力公社回答



(出所) 調査団にて作成

図 1-1-9 今後 10 年間の最大需要電力の予測

1.1.7 タシケント熱併給発電所の財務状況

(1) 貸借対照表

下記にタシケント熱併給発電所の貸借対照表を示す。ウズベクエネルギー電力公社と同様、資産再評価により資産額が毎年変化している。タシケント熱併給発電所に長期の負債はないが、流動資産では電気・熱料金の売掛金、流動負債では未払費用の占める割合が大

きい。

表 1-1-7 タシケント熱併給発電所の貸借対照表

Dec.31,2008 現在 単位：百万スム

資産の部		負債の部	
I. 長期資産		I. 自己資本	
固定資産:		資本金	2,089,960
初期評価額	3,742,676	剰余積立金	1,453,727
減価償却累計額	2,722,018	当期利益	2,396,355
帳簿価格	<u>1,020,658</u>		
無形資産:			
長期投資計	<u>309,833</u>		
投資有価証券	308,440		
その他長期投資	1,393		
設備資産	<u>1,058</u>		
長期資産計	1,331,549	自己資本計	5,940,042
II. 流動資産		II. 負債	
原材料	<u>1,329,682</u>	流動負債	<u>8,805,261</u>
仕掛品	<u>4,233</u>	委託業者未払費用	7,866,844
売掛金	<u>11,931,121</u>	子会社未払費用	397,912
うち、遅延売掛金	2,344	前受金	1,930
未収入金	11,369,781	補助金	233,072
子会社前払費用	500,657	国庫納税引当金	83,456
従業員前払費用	344	株式配当金	102,218
委託業者前払費用	41,450	退職給与引当金	116,067
税額前払費用	8,574	その他未払費用	3,762
その他売掛金	10,315	短期借入金	<u>2,511</u>
現金	<u>151,229</u>		
収入金	20,000		
その他現金	131,229		
流動資産計	13,416,265	負債計	8,807,772
資産の部合計	14,747,814	負債の部合計	14,747,814

(出所) タシケント熱併給発電所

(2) 損益計算書

次表に損益計算書を示す。電気・熱料金の段階的値上げにより収入が増加し、黒字を継続している。

表 1-1-8 損益計算書 (as of Jan 1, 2009)

単位：1000 スム

損益計算書	2003		2004		2005		2006		2007		2008	
	profit	loss	profit	loss	profit	loss	profit	loss	profit	loss	profit	loss
売上高	8,375,644	x	11,247,599	x	12,598,923	x	12,020,887	x	14,826,580	x	15,503,586	x
売上原価	x	6,469,580	x	8,845,871	x	10,743,892	x	10,896,292	x	12,216,512	x	13,519,558
売上総利益	1,906,064		2,401,728		1,855,031		1,124,595		2,610,068		1,984,028	
管販費計	x	805,490	x	874,778	x	1,207,006	x	1,047,872	x	1,282,443	x	1,601,744
販売費	x	9,647	x	8,319	x	10,014	x	8,550	x	9,224	x	10,461
管理費	x	139,828	x	170,781	x	183,670	x	193,613	x	218,820	x	217,191
その他費用	x	656,015	x	695,678	x	1,013,322	x	845,709	x	1,054,399	x	1,374,092
その他売上	16,410	x	16,059	x	21,135	x	35,062	x	72,499	x	68,424	x
営業利益	1,116,984		1,543,009		669,160		111,785		1,400,124		450,708	
営業外収益	4,220	x	6,257	x	4,312	x	26,538	x	1,506	x	2,247	x
受取配当金	4,150	x	6,140	x	4,312	x	26,538	x	1	x	2,247	x
受取利息	70	x	117	x		x		x		x		x
営業外費用	x	11,158	x	1,925	x	0	x	40,035	x	179,631	x	97,043
支払利息	x	11,158	x	1,925	x	0	x	40,035	x	179,631	x	97,043
経常利益	1,107,051		1,547,341		674,090		98,288		1,221,999		355,912	
所得税	x	333,319	x	366,573	x	202,877	x	34,637	x	154,694	x	67,803
その他諸税	x	61,899	x	94,461	x	37,843	x	5,996	x	85,384	x	22,869
税引後利益	711,833		1,086,307		433,370		57,655		981,921		265,240	

(出所) タシケント熱併給発電所

1.2 タシケント市の熱セクター概要

1.2.1 タシケント市における熱供給の現状

タシケント熱併給発電所からの熱及び温水は、タシケント市熱エネルギー供給公社（Tashteploenergo）へ、蒸気は発電所に近い繊維工場を始め木工所、農薬工場、鉄道会社および強化コンクリート会社へ供給されている。また、タシケント市内への温水供給は、タシケント熱併給火力発電所（供給量の12%を占める）、タシケント市中央熱供給公社（タシケント市の管轄、供給量の80%）、タシケント市熱供給公社（タシケント市の管轄、供給量の8%）がそれぞれ所有する熱供給プラントからのバルク温水を、タシケント市熱供給公社が総延長2,700kmの配水管を通して一般家庭、共同住宅、事務所、工場、公共施設（病院）等に供給している。

2009年現在の市内人口2.7百万人（伸び率1.4%）の65%に相当する供給規模は、現状維持で推移している。定められた給水ロス（テクニカル・コマーシャル・ロスを含む）基準は12%であるが、実際には18～20%を超えており、直近の3年間では一人当たり消費量の2倍を供給したことになる。こうした漏水対策を含む第2期設備投資計画（配水管の更新を含む）費用に40百万ドルが必要と見積もられている。

法規制に基づき、事務所等の建築に当たって自己給水（天然ガスボイラーによる）を希望するものは、市の許可を得る必要があり、電気による暖房等は許可されない。また、旧ソ連時代にはなかった各戸への従量メーター設置は8割ほど進んでいるが、まだ機能していないため、従来どおり、地域ごとに各戸割で料金徴収を行っている。

1.2.2 既設熱供給設備の概要

首都タシケント市内には、地域毎に10箇所の熱供給所（HP-1～10）と、熱供給と発電設備を備えたタシケント熱併給発電所1箇所がある。熱供給地域は、タシケント市の中心部をタシケント熱併給発電所が受け持ち、その周りを囲むようにHP-1からHP-10の熱供給所が配置されている。タシケント熱併給発電所は住宅、事務所、店舗等へ暖房用と給湯用のための温水を供給している。タシケント熱併給発電所ではそれ以外に近隣の工場へ蒸気を供給している。

表1-2-1にタシケント市内の各熱供給所の設備容量および供給可能容量を示す。多くの設備が運用後20-30年経過し劣化しており、供給可能容量の合計は4,765Gcal/hと設置時の全設備容量5530Gcal/hに対し、約86%まで落ちている。しかしながら2001年以降設備更新が行われていないため、順次設備更新が必要な状況にあると言える。

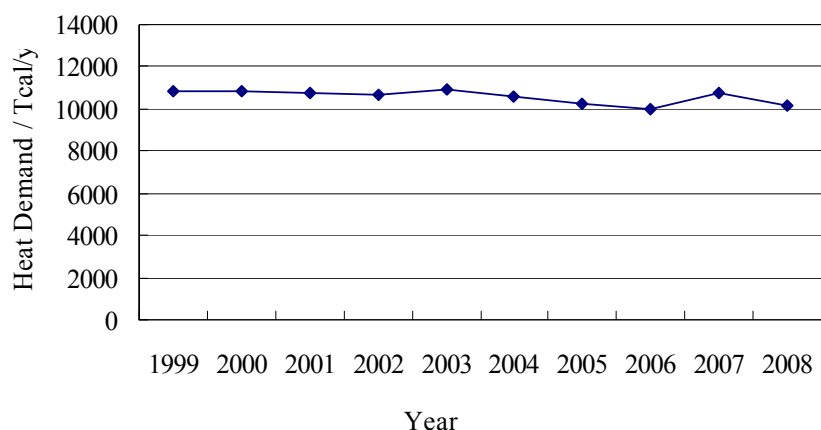
表 1-2-1 タシケント市の各熱供給所の設備容量および供給可能容量（2009 年 2 月現在）

熱供給所名		ボイラ数	燃料種別	合計設備熱容量 (Gcal/h)	合計有効設備 熱容量 (Gcal/h)	ボイラ番号、モデル、設置年											
1	HGP-1 North East Mirzo Ulugbek District	6	Natural Gas	500 (2x50+4x100)	400 (2x32+4x84)	No. 1 PTVM-50 1968	No. 2 PTVM-50 1969	No. 3 PTVM-100 1970	No. 4 PTVM-100 1975	No. 5 PTVM-100 1978	No. 6 PTVM-100 1999						
2	HGP-2 Karasu Mirzo Ulugbek District	3	Natural Gas	300 (3x100)	252 (3x84)	No. 1 PTVM-100 1978	No. 2 PTVM-100 1980	No. 3 PTVM-100 1997									
3	HGP-3 West Shaykhantohur District	5	Natural Gas	400 (2x50+3x100)	316 (2x32+3x84)	No. 1 PTVM-50 1971	No. 2 PTVM-50 1971	No. 3 PTVM-100 1972	No. 4 PTVM-100 1978	No. 5 PTVM-100 1978							
4	HGP-4 North Yunus Abad District	10	Natural Gas /Mazut Oil	900 (2x50+8x100)	832 (2x32+1x100+2x84+5x100)	No. 1 PTVM-50 1970	No. 2 PTVM-50 1970	No. 3 PTVM-100 1970	No. 4 PTVM-100 1975	No. 5 PTVM-100 1976	No. 6 PTVM-100 1981	No. 7 PTVM-100 1981	No. 8 PTVM-100 1991	No. 9 PTVM-100 1997	No. 10 PTVM-100 1998		
5	HGP-5 Chilarzar Akmal Ikramov District	8	Natural Gas	700 (2x50+6x100)	568 (2x32+6x84)	No. 1 PTVM-50 1969	No. 2 PTVM-50 1970	No. 3 PTVM-100 1971	No. 4 PTVM-100 1975	No. 5 PTVM-100 1977	No. 6 PTVM-100 1981	No. 7 PTVM-100 1981	No. 8 PTVM-100 2001				
6	HGP-6 South East Yunus Abad District	4	Natural Gas	300 (2x50+2x100)	232 (2x32+2x84)	No. 1 PTVM-50 1973	No. 2 PTVM-50 1973	No. 3 PTVM-100 1981	No. 4 PTVM-100 2000								
7	HGP-7 Aviastronitely Khamza District	5	Natural Gas	400 (2x50+3x100)	348 (2x32+1x82+2x100)	No. 1 PTVM-50 1976	No. 2 PTVM-50 1978	No. 3 PTVM-100 1980	No. 4 PTVM-100 1988	No. 5 PTVM-100 1997							
8	HGP-8 Sergeli Sergeli District	4	Natural Gas /Mazut	300 (2x50+2x100)	300 (2x50+2x100)	No. 1 PTVM-50 1980	No. 2 PTVM-50 1981	No. 3 KVGGM-180 1990	No. 4 KVGGM-100 1993								
9	HGP-9 Novo-Chilanzarskaya Tashkent Province	3	Natural Gas /Mazut	540 (3x180)	540 (3x180)	No. 1 KVGGM-180 1986	No. 2 KVGGM-180 1987	No. 3 KVGGM-180 1988									
10	HGP-10 North West Tashkent Province	3	Natural Gas /Mazut	540 (3x180)	540 (3x180)	No. 1 KVGGM-180 1986	No. 2 KVGGM-180 1987	No. 3 KVGGM-180 1988									
11	Tashkent HPGP Airport Area	7	Natural Gas /Mazut	650 (1x50+6x100)	437 (1x32+6x84)	No. 6 PTVM-50 1965	No. 7 PTVM-100 1968	No. 8 PTVM-100 1970	No. 9 PTVM-100 1970	No. 10 PTVM-100 1974	No. 11 PTVM-100 1977	No. 12 PTVM-100 1980					
合計		58	-	5530	4765												

（出所）タシケント市熱供給公社回答

1.2.3 熱需要の推移

次に、タシケント市の過去 10 年の年間熱需要の推移を図 1-2-1 に示す。2008 年におけるタシケント市全体の年間の熱供給量が 10,167Tcal/y であり、過去 10 年間ほとんど変動がなく横這いで推移している。このことは住宅への熱供給の占める割合が高いことが考えられ、また各年の変動幅は、その年の冬季外気温度の変動による熱需要の差異によるものと考えられる。



（出所）タシケント市熱供給公社回答

図 1-2-1 タシケント市の過去 10 年の熱需要の推移

1.2.4 熱需要想定と熱供給設備開発計画

ウズベキスタンの首都であるタシケントは、約 216 万人（2006 年）の人口を擁しており、給湯・暖房用温水の大きな消費地域である。この重要な首都に熱供給（温水供給）を行っているのが、タシケント市熱供給公社である。前述のように、2008 年時点の年間熱需要（温水）の実績 10,167Tcal に対して、2015 年の熱需要は、14,407Tcal と予想されている。タシケント市の人口増加に伴い今後 7 年間で約 42% も熱需要が増加すると想定しており、現在の熱供給システムを堅実に維持していく方向であると考ええる。

表 1-2-2 タシケント市の今後の熱需要想定（温水）

Year	Total Heat Energy Demand (Tcal/year)
2008	10,167
2010	13,943
2015	14,407

（出所）タシケント市熱供給公社回答

このような熱需要の増加に対して、タシケント熱供給公社では、表 1-2-3 に示されるような熱供給設備の建設を計画している。1.5.3 項で述べる No.2、4、9、10 の計 4 カ所の熱供給所に計 9 台の GT コージェネレーション設備を導入する事業については、まだ導入の検討がなされている段階であり、表 1-2-3 に示す公式計画には反映されていない。

表 1-2-3 熱供給設備建設計画

No.	Name of Heat Generation Plant:	Type of Plant	Installed Capacity (Gcal/h)	Type of Fuel	Year of Initial Operation
1	HGP-6	Rehabilitation of two boilers Installation of a new boiler	192	Natural gas	2011
2	HGP-7	Rehabilitation of two boilers	36	Natural gas	2012
3	HGP-8 (Plan 1)	Installation of three new boilers	250	Natural gas	2014
	HGP-8 (Plan 2)	Installation of a new GT cogeneration and Installation of two new boilers	271	Natural gas	2014
Total			478 / 499		

（注）HGP: Heat Generating Plant

（出所）タシケント市熱供給公社回答

1.3 電気および熱料金体系

1.3.1 料金体制

一般需要家への小売料金は、全国的に統一された料金が採用されている。料金種別は、以前は 10 種類に分かれていたが、電気料金への補助金の削減、料金改定等に合わせて、種別の見直しが行われ、2006 年現在、商工業用（750kVA 以上）、②工業用（750kVA 未満）、農業用、鉄道等、③商業用、サービス業、④家庭用（住居用）、⑤広告・照明用（小規模工業用を含む）の 5 種類となっている。工業用（750kVA 以上）は基本料金と従量料金から構成されている 2 部料金制だが、その他の種別は全て従量料金のみが適用されている。なお、逓増制や季特別料金の設定は採用されていない。表 1-3-1 に小売電気料金表を示す。

日本の料金体系と比較すると、日本でも一般家庭と事業者で区別しているが、事業者をさらに、商業と工業とに分け、双方とも契約電力 500kW を境界として基本料金に差を設けている。

表 1-3-1 小売電気・熱料金表（2009 年）

用途		基本料金 (スム/kW・年)	従量料金 (スム/kWh)
工業(750kVA 以上)		1000,000	47.55
工業(750kVA 未満)、農業、鉄道、政府機関、街路灯、熱供給		—	60.40
商業、喫茶店、レストラン、その他サービス業		—	62.00
家庭用、住居用	地域熱供給がある地区	—	60.40
	地域熱供給が無い地区	—	30.20
広告、照明		—	110.00

（出所）ウズベクエネルギー電力公社資料を基に作成

1.3.2 料金水準

中央アジア電力事情基礎調査（平成 18 年 4 月、海外電力調査会）によると、小売電気料金は、政策的に安価に抑えられていたが、電気事業への民間資本の導入を意図していることもあって、現在は、供給コストの回収が可能な料金水準とするよう見直されている。以前は、商業用から高い電気料金を徴収することで電気事業での費用を賄い、家庭用と農業用の電気料金は、政策的に低い電気料金に抑えられていた。つまり、料金種別間(需要家間)で内部相互補助が行われていたが、近年、受益者負担の原則により、公平な料金となるよう見直しが行われている。

特に、2003～2004 年は 1 回/2 か月の頻度で料金改定が行われ、家庭用や農業用などの料金が値上げされている。これにより、家庭用・農業用と、商業用との格差が小さくなっている。このように内部相互補助による需要家間の格差は解消されつつあるが、熱供給（地域暖房）を受けることのできない地区の家庭用電気料金は考慮されており、通常の家計用料金の半額程度に設定されている。

本調査で実施した簡易家計支出調査の結果を、日本と比較した数値を次表に示す。旧ソビエト諸国の公共料金は他国に比較し、依然として低めに設定されているのがわかる。また、娯楽費等他の支出項目と比べても、ウズベキスタンにおける電気・熱料金を含む公共料金の支払い余力（Affordability to Pay）は現行水準よりやや上方にあると推測できる。

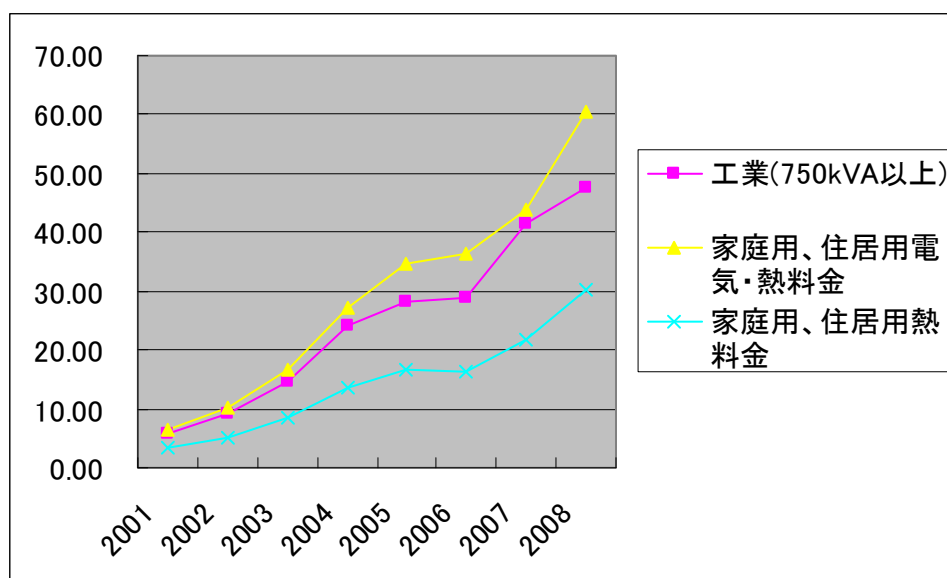
表 1-3-2 月別平均家計支出構成の比較

Monthly Average Expenditure				
Major items	Uzbekistan		Japan	
	Soum	%	Yen	%
Food and beverage	400,000	50.7%	70,352	21.7%
Communication	30,000	3.8%	15,000	4.6%
Utilities Total	33,500	4.2%	21,555	6.7%
Electricity	6,000	0.8%	7,311	2.3%
Cold water	7,100	0.9%	5,236	1.6%
Hot water/Heating	12,500	1.6%	0	0.0%
Sewage charge	5,000	0.6%	2,582	0.8%
Gas	2,900	0.4%	6,426	2.0%
Recreation and amusement	83,000	10.5%	33,166	10.3%
Others	242,600	30.7%	161,831	50.0%
Total	789,100	100.0%	323,459	100.0%

（出所）平成 20 年家計調査（日本）、簡易家計支出調査（ウズベキスタン）

上記の料金政策の見直しに加えて、インフレの影響で、近年、電気料金水準が著しく上昇している。小売電気料金の総合平均単価の推移を見ると（図 1-3-1）、2002 年 1 月の 6.7 スム/kWh から 2005 年 7 月の 31.6 スム/kWh に上昇し、この 3 年間に 4.7 倍にも高騰している（2002 年から 2005 年まで、半期に 30%程度も上昇している）。ただし、2005 年上期に上昇傾向は緩和され、半期の価格上昇率が 9.8%に落ち着いている。

財務省では、今後の小売電気料金の改定について「電力会社は、送配電ロスの低減、請求書作成システムの改善、確実な料金徴収、財務監理の徹底により、現在の料金水準から利益を生み出すべきである」としている。このため、急激な料金改定（2005 年初までに行われた料金値上げ）は実施されないと思われる。



(出所) ウズベクエネルギー電力公社提供の資料を基に調査団が作成

図 1-3-1 電気・熱料金の推移 (単位：スム/kWh)

近年、ウズベクエネルギー電力公社やタシケント熱併給発電所の電気事業収入が急増していることから、電気料金の値上げだけでなく、徐々に代金の回収率が向上していることが伺える。

1.4 ガス・石炭セクター概要

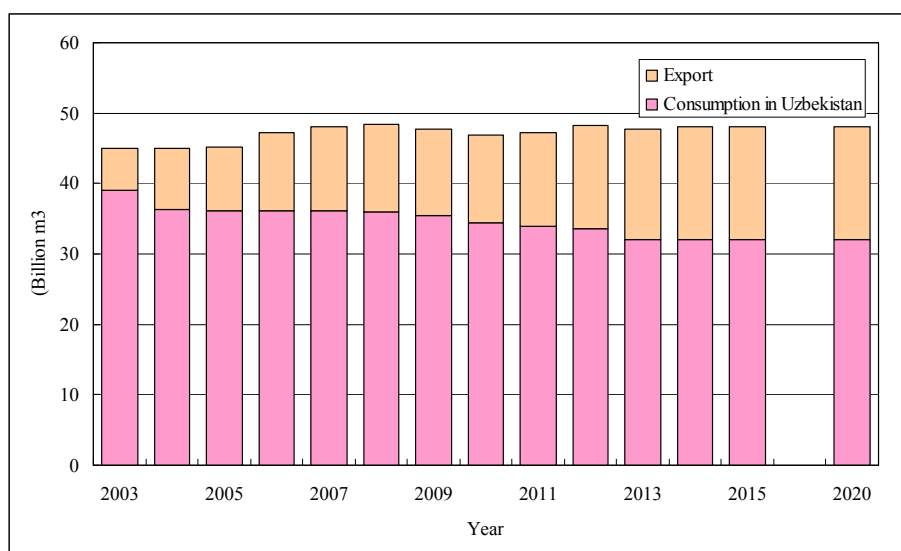
1.4.1 ガスセクター概要

「ウ」国の天然ガス埋蔵量は2009年1月時点で65 Trillion Cubic Feetと豊富であり、「ウ」国政府は、経済発展のため、天然ガス輸出拡大を目指しており、外国投資による設備増強、天然ガス田の発掘・開発生産量の増大を進めている。

天然ガスの主な輸出先は、カザフスタン、キルギスタン、タジキスタン及びウクライナである。

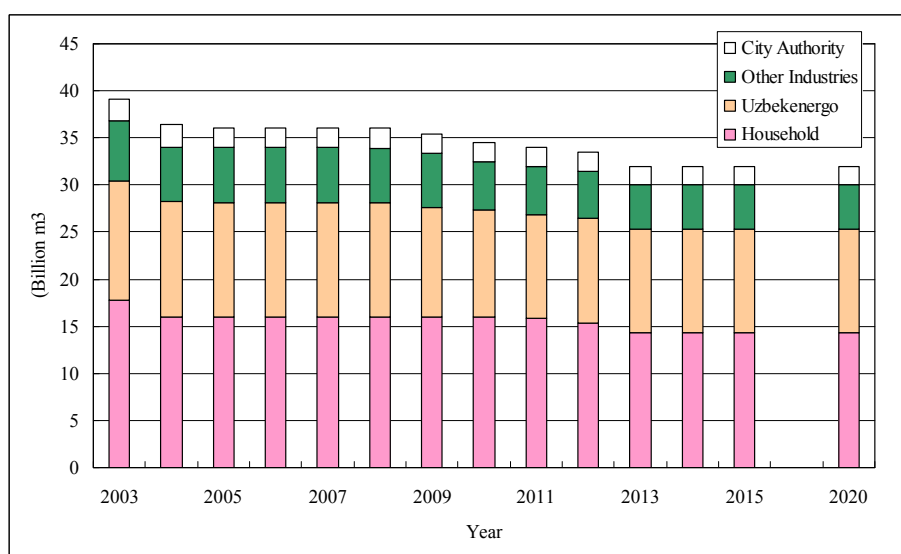
「ウ」国政府は天然ガス輸出拡大方策として、天然ガス田の発掘・開発のほかに、省エネルギーによる国内消費量の低減と石炭の生産・消費量の拡大を推進している。

天然ガス生産実績実績及び計画、天然ガス消費実績及び計画を以下に示す。



(出所) ウズベキスタン国「電力セクター」に係るセクター調査報告書 (2004 年、JBIC)

図 1-4-1 天然ガス生産実績



(出所) ウズベキスタン国「電力セクター」に係るセクター調査報告書 (2004 年、JBIC)

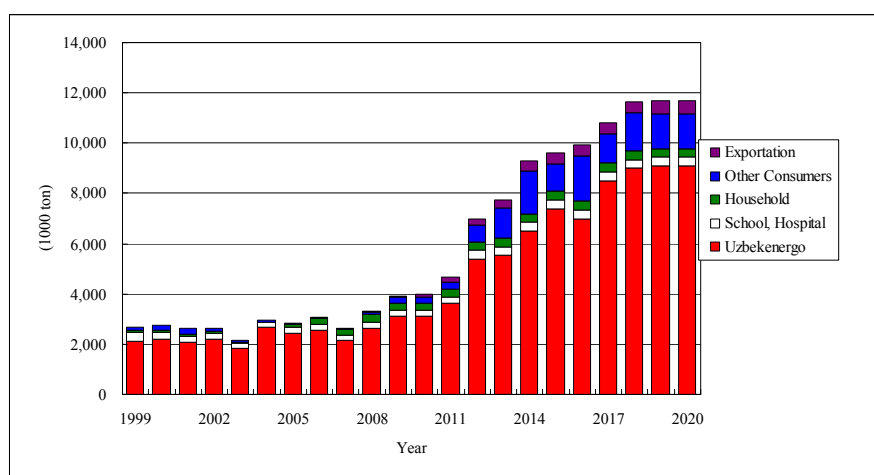
図 1-4-2 天然ガス消費実績

1.4.2 石炭セクター概要

「ウ」国では、埋蔵量が豊富な石炭の生産量の増大を計り、石炭による発電電力量の比率を 2010 年には 15%程度に拡大する方針をもとにしたウズベキスタン共和国石炭産業開発プログラムを 2002 年に閣議（閣僚会議決定#196）で制定した。

しかし、2009 年 2 月時点では、当該閣僚会議決定は大幅に遅れているため、新しい炭鉱開発プログラムを作成し政府承認を申請中であり、新しい炭鉱開発プログラムは、2009 年 3 月中に新しい閣議決定は発行される予定である。

新計画では今後はヌルハンダリア炭鉱開発の追加等、炭鉱開発の拡大を予定している。2008 年の石炭生産量は 3.6million ton/year であるが、2011 年には、6.4million ton/year、2014 年には 11.5million ton/year の石炭生産量の増加を計画している。また、生産コストは 2008 年の 15,900 スム（約 10 ドル）/ton から 7 ドル/ton へ改善する予定である。石炭供給実績及び計画を以下に示す。



（出所）石炭公社（Ugol）

図 1-4-3 石炭供給実績及び計画

1.5 円借款事業候補案件の概要

1.1.5 項で述べたように遅延していたタシケント火力発電所建設事業が進展したため、他案件も実施に向けた動きが活発化してきている。そこで本項ではタシケント熱併給火力発電所近代化事業以外の円借款事業候補案件としてアングレン発電所、タリマルジャン発電所およびタシケント市内熱供給所の更新、増設案件の概要を述べる。

1.5.1 アングレン発電所

(1) 発電所概要

アングレン火力発電所は、ウズベキスタン共和国の首都タシケント市南東のアングレン市（幹線道路に沿った距離で約 100km）の郊外に位置している。同発電所の北東約 5km には、露天掘りで採炭を行っているアングレン炭鉱がある。図 1-5-1 はアングレン市とアングレン火力発電所およびアングレン露天掘炭鉱との位置関係を示したものである。アングレン火力発電所はソビエト連邦時代にロシアの技術で設計・建設され、アングレン炭鉱からの褐炭を主燃料とする 11 基の従来形の微粉炭焚きボイラ、8 基の蒸気タービン・発電機から構成されている。発電設備能力は、建設当時は 600MW であったが、その後 8 基の蒸気タービンの中 5～8 号機から温水生産用の蒸気を抽気する改造を行っており、現在の発電設備能力は 472MW となっている。温水は、給湯・暖房用としてアングレン市に送られている。

1～3 号の 3 基のボイラについては、石炭の安定燃焼のため石炭の地下ガス化によって生産された石炭ガスが補助燃料として使われている。この石炭ガスは、アングレン火力発電所から約 5km 離れた地点に点在している石炭の地下ガス化設備によって製造され、集められて配管で発電所に送られてくる。同じように、4～11 号の 8 基のボイラでは、マズート（重質油）が補助燃料として使われている。



(出所) アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書（2006 年、JETRO）

図 1-5-1 アングレン火力発電所とアングレン炭鉱との位置関係図

1) 構内配置

アングレン火力発電所は、アングレン市内からアングレン露天掘炭鉱に向かっている幹線道路沿いの南南西から北北東に伸びた幅約 1.5km、奥行き約 0.6km の敷地内に建設されている。

敷地の左側に正門があり、それを通して暫らく進むと管理棟がある。管理棟から連絡通路を通してタービン建屋、ボイラ建屋に行くことができる。ボイラ建屋の奥には約 2.5ha の貯炭場がある。石炭は、敷地の右奥から鉄道貨車によってアングレン炭鉱から運ばれている。

ボイラからの排ガスは、脱塵装置を経てボイラ建屋と貯炭場の間に設置された 5 本の煙突（105m×3 本、120m×2 本）に入り、大気に放出されている。

アングレン火力発電所の北約 8km のところに在る人口貯水池から流れ出た冷却水は、敷地右側の奥から引き込まれている水路を経て取水口で取り込まれる。取りこまれた冷却水は、暗渠を通過してタービン建屋内の復水器に入り、それを出た冷却水は暗渠を通過して敷地の左端に設けられた放水口から放出されている。敷地の右側には、冷却水量が不足する冬期に、冷却水を循環使用して冷却水量を補うための自然通風形の冷却塔 9 基（この中 3 基は撤去されており使用不可）が設置されている。

タービン建屋と発電所前の道路との間には開閉所があり、220kV、110kV、35kV の 3 電圧階級の送電線が南南東に向かって出ている。図 1-5-2 にアングレン発電所の構内配置を示す。

2) 設備系統

11 基のボイラを出た主蒸気は、共通母管を経て 8 基の蒸気タービンに導かれ、蒸気タービンで仕事をした蒸気は復水器で冷却され水になる。復水器を出た水は復水ポンプ、給水ポンプで加圧され給水加熱器を経てボイラに入る。復水器用の冷却水には、通常水路を経て取込まれた自然水が使われている。水量が少なくなる冬期のために自然通風形冷却塔があり、復水器をでた冷却水の 1 部はその冷却塔に入り冷やされて、主水路に戻され水路で取込まれた自然水と一緒に復水器に入る。

5～8 号蒸気タービンから抽気された蒸気は共通母管を経て温水・蒸気熱交換器に入り、そこで、復水になった後ポンプを経てボイラに戻る。その熱交換器に入った給水は、蒸気によって 90℃に昇温され温水となり、ポンプで昇圧された後、温水需要者に送られる。供給温水の約 30%が温水需要者から戻されフィルターを通過して貯水槽に一旦蓄えられる。一方、約 70%の補給水と戻り水が貯水槽で混合され、再び温水熱交換器に入って、温水需要者との間を循環することになる。

(2) 発電所主要設備概要

1) 発電設備

発電設備は 3 期に分けて建設されている。1 期目には 230t/h ボイラ 5 基と 50MW 容量の蒸気タービン・発電機 4 基が、2 期目には 220t/h ボイラ 6 基と 100MW 容量の蒸気タービン・発電機 2 基が、さらに 3 期目として 4 基の 220t/h ボイラと 2 基の蒸気タービン・発電機が建設されたが、3 期目の 4 基のボイラは既に撤去され、跡地には温水生産・供給設備が設置されている。

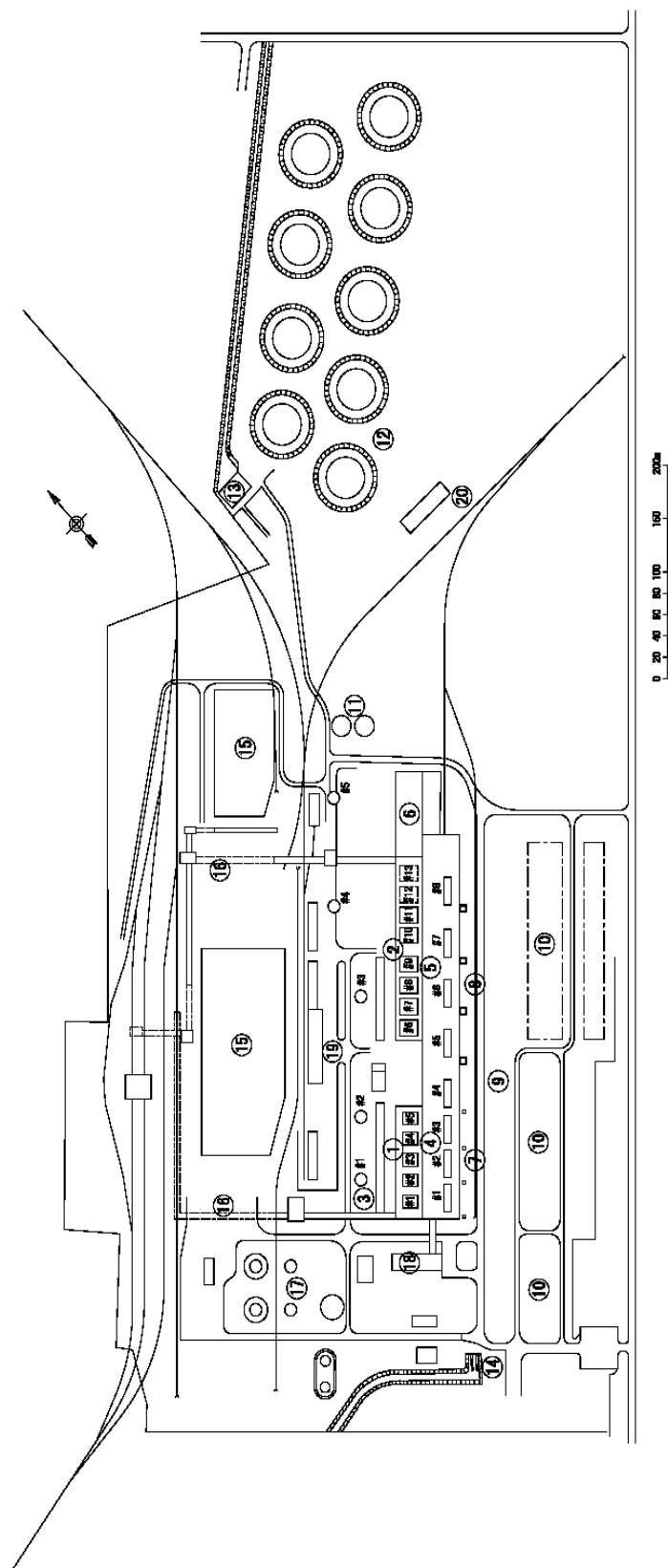
この撤去された 4 基のボイラは、もともと褐炭ではなく通常の高発熱量の瀝青炭燃焼用として設計・製造され、実験用として 10 年間の使用された後撤去された。さらに現在、12 及び 13 号ボイラは老朽化のため撤去中である。

現在、上記全てのボイラ・蒸気タービン設備は設置以来 40 年以上を経過しており、それらの積算運用時間も、ソ連邦時代に基準とされていたこの種設備の耐用時間である 20 万時間を超えている。現在幸いにも設備容量に対し実際の運用要求負荷は僅か 10～15%と低いこともあり、大きな問題は発生していない。しかし、運用負荷割合を増やすためには、低品質の石炭を効率良くかつ高い運転信頼で運用できる新しい燃焼技術を有するボイラ設備の導入が不可欠である。

a. プラント構成

現在 12 及び 13 号ボイラは撤去中であるため、現時点で当該発電所は 1 号から 11 号までの 11 基のボイラと 8 基の蒸気タービン・で運用されている。

系列的には 1-5 号ボイラと 1-4 号蒸気タービン・発電機を組合せた系列（便宜的に第 I 系列と称する）と 6-11 号ボイラと 5-8 号蒸気タービン・発電機を組合せた系列（第 II 系列と称する）となっている。両系列の主蒸気的设计条件は、圧力は同じであるが蒸気温度は 500℃、535℃と異なっている。



NO.	Description	NO.	Description
①	Boiler Shop (#1～#5)	⑪	Water Tank
②	Boiler Shop (#6～#13)	⑫	Water Cooling Tower
③	Stack (#1～#5)	⑬	Water Intake
④	Hot Water Supply System Shop	⑭	Water Discharge
⑤	Turbine Shop (#1～#4)	⑮	Coal Yard
⑥	Turbine Shop (#5～#8)	⑯	Coal Conveyor
⑦	Step-up Trans. Bay (#1～#4)	⑰	Fuel Oil Tank
⑧	Step-up Trans. Bay (#5～#8)	⑱	Administrative Office Building
⑨	Transformers Yard	⑲	Repairing Workshop
⑩	Swiath Yard	⑳	Cooling Water Pump Station

(出所) アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006 年、JETRO)

図 1-5-2 発電所構内全体配置図

しかし、両系列の主蒸気は連絡弁を介して連繋されたヘッダーシステムを構成しており、実運用上は主蒸気温度を調節することにより両系列が 1 体となった形で運用されている。

第 I 系列の各ボイラの蒸発量は 230 t/h（合計 1,150t/h）で、第 II 系列のそれは 220t/h（合計 1,320t/h）である。一方、蒸気タービン・発電機の出力は、1-4 号が 50MW で、5-8 号が 100MW で、それぞれの最大負荷時の単機の蒸気消費量は 191t/h（合計 1,150t/h）並びに 377t/h（合計 1,508t/h）となっている。

第 II 系列の 5-8 号蒸気タービンから抽気された蒸気は、温水加熱用熱交換器に導かれドレンとなり、その 100 %が蒸気タービン復水器に回収されている。

各蒸気タービンに直結されている発電機は水素冷却式で、発電された電力は昇圧トランスを介して 220kV(5～8 号発電機)、110kv 開閉所(1～4 号発電機)に供給されている。

復水器冷却水系統は全ての蒸気タービンに対し共通設備となっている。冷却水は約 8km 離れた貯水池から導かれた用水路から分流供給されている。通常は一過式システム（once through system）として運用され、復水器を出た冷却水は発電所敷地端に在る排水口にそのまま放流されている。しかし、水量の少ない冬季には冷却水としての使用量が制限されることがあるため、6 基の自然通風式湿式冷却塔を使った循環水冷却方式との併用が可能なシステムとなっている。

図 1-5-3 にアングレン火力発電所全体の概略系統図が、また、表 1-5-1 に主要設備の設計要目が示されている。

b. ボイラ設備

全てのボイラはアングレン炭鉱で採掘される褐炭が主燃料の微粉炭焚きボイラであり、約 20%容量の重油助燃バーナを有する。また、1-3 号ボイラは石炭ガスも燃焼可能な設計となっている。石炭ガスは季節に関わらず常時ほぼ一定量生産されているので、これを燃焼するため 1-3 号ボイラの内少なくとも 1 基は常に運転されていなければならない。石炭ガスの生産量は平均 4 万 Nm³/h 程度で、各ボイラには 2 万 Nm³/h 容量のガスバーナが 4 基設けられている。したがって、1 基のボイラで生産される石炭ガス全量を燃焼させることが可能である。

各ボイラにはコールバンカ 3 基（250t/基）、微粉炭ミル 4 基（4 基で 100%容量、予備なし）が設置されている。ミルの型式は横型の衝撃式ハンマーミルで石炭中に多く混在する硬い石のため磨耗が激しい。

近年、供給される石炭の品質が悪化傾向（灰分量、水分量とも増加）にあり、ボイラ効率低下、蒸発容量低下などの問題点が発生している。

c. 蒸気タービン設備

1-4 号蒸気タービンは単車室の非再熱タービン、5-8 号蒸気タービンは 2 車室タンデムコンパウンドの非再熱タービンである。

高圧・低圧の給水加熱器システムは各蒸気タービンに組み込まれた独立設備となっているが、脱気器はそれぞれの系列に共通な設備となっている。因みに給水加熱器

段数は脱気器を含めて第Ⅰ系列では５段、第Ⅱ系列では９段となっている。
給水加熱器系統には、純水製造用の蒸発器並びに補助蒸気製造用蒸気変換器も並列して組み込まれているが現在は使われていない。

d. 冷却水設備

冷却水は、発電所から約 8km 離れた石炭鉱山近くにある貯水池を水源としている。その水源から引かれた用水路から分流して発電所へ供給されている。この水路から利用可能な水量は通常 15-20m³/sec である。夏場に発電所が通常負荷で運転されているときはこの水量で必要な冷却水を十分賄えられ、一過式システムを使い、使用した冷却水はそのまま発電所外へと放流される。しかし、冬場は利用水量が制限されるために、６基の冷却塔を利用した循環方式の併用が必要となっている。主用水路から分流した水路には、最初に、大物のごみを選び分ける固定式のスクリーンが設置されており、その後流には 6 基の電動式ドラム型スクリーンが設置された取水口がある。この取水口から 1.2m 径の 3 本の鋼製冷却水管で 8 基のタービンへと冷却水を供給している。取水口と復水器のレベル差は約 8m あるため、水はポンプなしで重力にて供給される。

e. 石炭受入・貯蔵・払出設備

受け入れは 2 基のカーダンパで行われ、地下ベルトコンベヤにて屋外貯炭場へと運ばれるが、貯炭場を経ずに直接コールバンカへの供給も可能となっている。屋内貯炭設備は無い。貯炭場の面積は 25,680m² で約 19 万トンの石炭を貯蔵することができる。貯炭場への積み上げ、及び貯炭場からの払出しは 6 台のブルドーザによって行われ、払出しされた石炭は、クラッシャを経てボイラ缶前のコールバンカへとベルトコンベヤにて送られる。

貯炭場からコールバンカへの供給系統は、1-9 号ボイラグループ及び 10-13 号ボイラグループの 2 系列に分かれている。それぞれ 2 連のベルトコンベヤを備えており、クラッシャはも前者の系統に 4 台、後者に 2 台設置されている。

ボイラ建屋内へ運ばれた石炭は、ボイラ缶前コールバンカ上を走行するベルトコンベヤに移され、各ボイラのコールバンカへと分配される。1-9 号ボイラグループ及び 10-13 号ボイラグループとも 2 台の分配コンベヤが備えられている。コンベヤ上の石炭はコンベヤ上の斜め鍬 (plow) にてバンカへと落とされる。

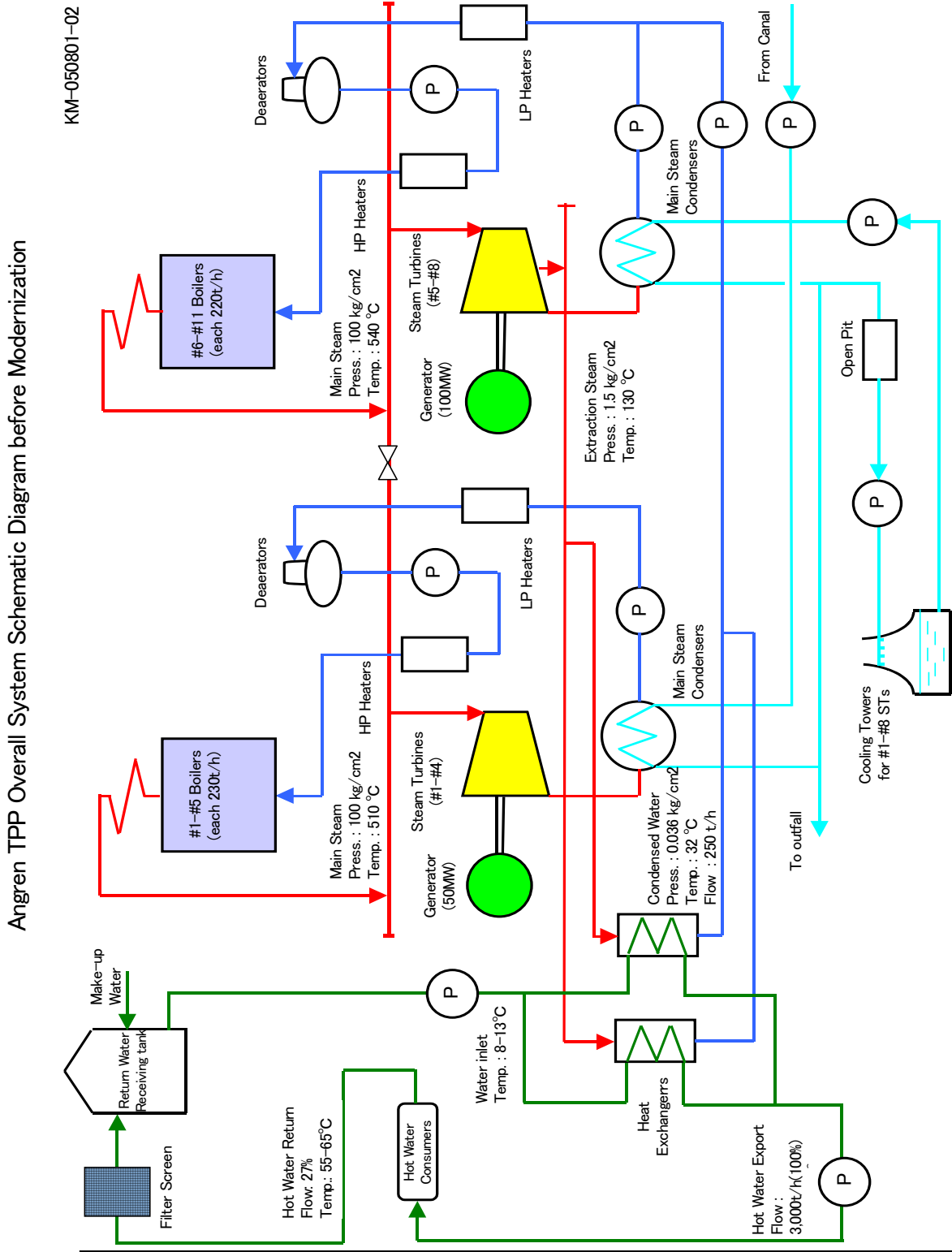
鉱山での選炭が十分に行われていないため、送られてきた石炭中には大きな石が多く混入しており、受け入れ場所や貯炭場でブルドーザや手作業で分別が行われていたが十分ではなく、かなりの量がボイラへと送られており微粉炭機の磨耗や蒸発量低下の原因となっている。

f. 熱供給設備

温水供給設備は、13 号、14 号ボイラ跡地の建屋内に据え付けられている。この設備には、ろ過水を加熱し給水処理施設に送水する設備、戻り水と補給水を加熱して市内に温水を供給する設備がある。加熱源には、5 号、6 号、7 号、8 号蒸気タービン

から抽気された蒸気が利用されている。

合計で 8 台の蒸気による温水加熱器がある。その中 6 台は通常用の 120℃温水型で、残りの 2 台は厳冬期のピーク時に用いる 150℃温水型である。



(出所) アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006 年、JETRO)

図 1-5-3 発電所全体概略系統図

表 1-5-1 主要発電設備要目

設備要目	単位	第 I 系列	第 II 系列
ボイラ設備		1-5 号ボイラ	6-11 号ボイラ
型式	—	微粉炭焚ボイラ	微粉炭焚ボイラ
定格蒸発量	t/h	230	220
主蒸気圧力	kg/cm2 ab	110	110
主蒸気温度	℃	510	540
燃料	—	1-3 号：褐炭＋石炭ガス 4-5 号：褐炭専焼	褐炭専焼
通風方式	—	平衡通風	平衡通風
排ガス処理	—	マルチサイクロン集塵器 (MC)	6-7 号：MC 8-11 号：MC + 電気集塵器
煙突			
数量	—	1-3 号共通 1 基 4-5 号共通 1 基	6-9 号共通 1 基 10-13 号共通 1 基 14-15 号（ボイラは撤去済） 共通 1 基
型式	—	コンクリート製、内部耐火煉瓦ライニング	コンクリート製、内部耐火煉瓦ライニング
頂径 x 高さ	m	6 x 105	6 x 120
蒸気タービン設備		1-4 号蒸気タービン	5-8 号蒸気タービン
型式	—	1 車室非再熱復水	2 車室非再熱復水
定格出力	MW		100
主蒸気圧力	kg/cm2 ab	90	90
主蒸気温度	℃	500	535
定格呑込蒸気量	t/h	191	377
排気圧力	kg/cm2 ab	0.034	0.034
回転数	rpm	3000	3000
給水加熱抽気段数	—	5	9
発電機設備		1-4 号発電機	5-8 号発電機
型式	—	蒸気タービン直結型同期発電機	蒸気タービン直結型同期発電機
定格出力	MW	1,2 & 4 号：50 3 号：60	100
定格容量	MVA	1,2 & 4 号：62.5 3 号：70	117.5
力率	—	0.8	0.85
端子電圧	kV	10.5	10.5
励磁方式	—	ブラシレス	ブラシレス

設備要目	単位	第 I 系列	第 II 系列
冷却方式	—	水素冷却	水素冷却
冷却水設備			
水質	—	河川水	同左
供給元	—	用水路	同左
供給方式	—	一過式システム、又は冷却塔循環方式（冬季）	同左

（出所）アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書（2006 年、JETRO）

温水加熱器の 1 台当たりの温水供給容量は 1,100t/h であり、市内への最大温水供給量が 3,000t/h であることから、最大で 3 台の温水加熱器が運転されることになる。

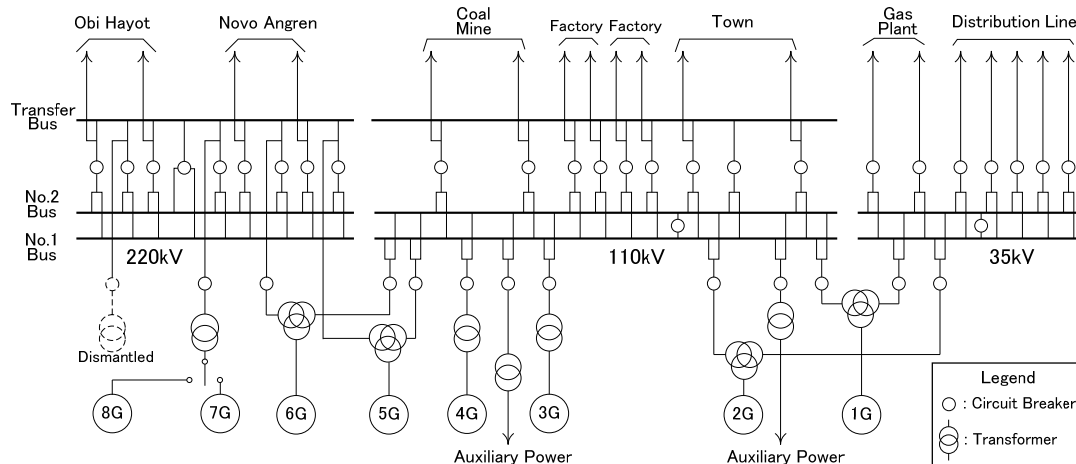
温水供給用ポンプの合計台数は 13 台で、圧力 25kg/cm²、容量 1,000t/h の冬期用温水供給ポンプが 9 台、圧力 8kg/cm²、容量 1,000t/h の夏期用温水供給ポンプが 4 台から構成されている。また、真空脱気器を通過した補給水を温水戻り水と混合させるための昇圧補給水ポンプが 7 台、ドレン回収ポンプが 10 台、ろ過水供給ポンプが 4 台ある。

屋外には容量 3,000m³ の温水補給水タンクが 2 基ある。当発電所が管理するアングレン市への温水供給・戻り配管の総延長距離は 22km であり、直径 1,020mm の地中埋管と 720mm の地上管で構成されており、アングレン市熱供給会社が管理する温水供給・戻り設備と接続されている。

2) 送変電設備

a. 母線構成

図 1-5-4 にアングレン発電所の母線構成を示す。当発電所には 220kV、110kV、35kV の 3 電圧階級が存在し、220kV は基幹系統との連系機能、110kV は大規模需要家や配電用変電所への供給機能、35kV は配電需要への供給機能を果たしている。



Bus Configuration of Switch Yard in Angren Power Plant

(出所) アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006 年、JETRO)

図 1-5-4 アングレン発電所の母線構成

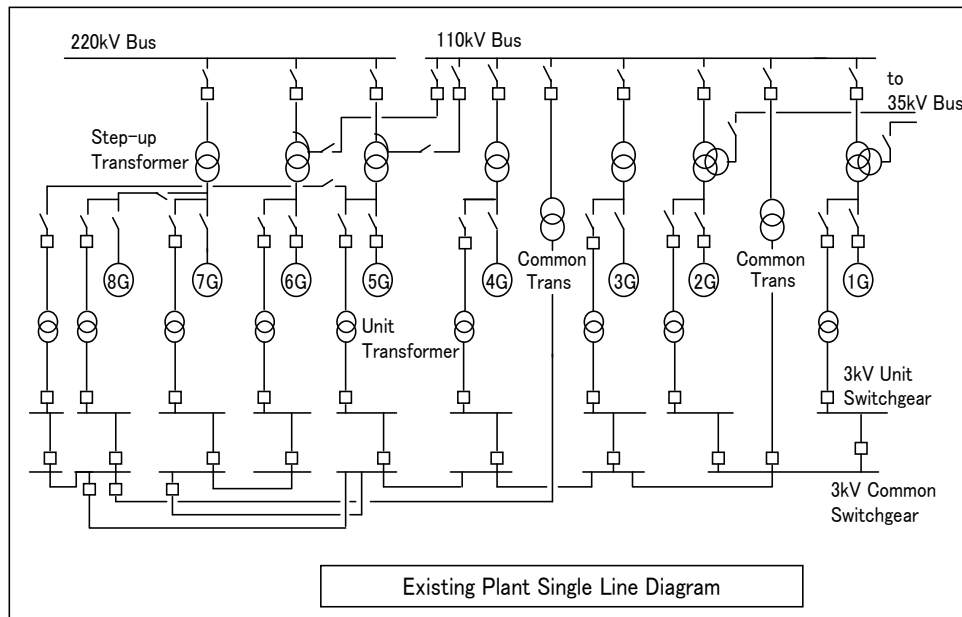
5 号ならびに 6 号発電機の昇圧用変圧器は 220/110/10.5kV の 3 巻線構造、1 号ならびに 2 号発電機の昇圧用変圧器は 110/35/10.5kV の 3 巻線構造であり、発電電圧の昇圧ならびに電圧が異なる母線の連系の両機能を果たしている。

220kV ならびに 110kV 母線は 2 つの主母線に加え補助母線 (Transfer Bus) を有しており、送電線または発電機に接続された遮断器を点検する際、主母線と補助母線間の連絡遮断器を活用し点検遮断器の代替器として用いることで、送電線または発電機の同時停止を防止し供給信頼度の低下を回避する構成となっている。

主母線と補助母線の接続方式は 220kV 母線と 110kV 母線で異なっており、110kV では主母線 1 と主母線 2 を接続する主母線間連絡遮断器、主母線と補助母線を接続する連絡遮断器はそれぞれ独立した専用遮断器が設置されている。一方、220kV では主母線間連絡用と、主母線・補助母線間連絡用に 1 台の遮断器を共用しており、当遮断器を主母線・補助母線間連絡用を使用する場合には主母線間連絡が不可能となり、主母線の分割運用あるいは 1 母線停止が必要となり信頼度が低下する。さらに作業操作が複雑であり、発電所では遮断器 1 台を増設し 110kV 母線と同様の構成としたことの要望がある。

b. 所内電気設備

発電機はタービン同様 8 基設置されており、1～4 号機は 110kV 開閉所の母線に、5～8 号機は 220kV 母線にそれぞれ主変圧器を介して接続されている。このうち 8 号主変圧器は故障したため撤去されており、8 号発電機は断路器を介して 7 号発電機の主変圧器に接続されている。したがって、7 号及び 8 号発電機の同時運転は不可能である。図 1-5-5 に既存設備の単線結線図を示す。



(出所) アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006 年、JETRO)

図 1-5-5 既設設備単線結線図

1 号、2 号、5 号および 6 号発電機の主回路には、発電機と主変圧器の間に発電機の系統への並列、解列のための発電機遮断器が設置されているが、3 号、4 号、7 号および 8 号発電機の主回路には遮断器ではなく断路器が設置されている。したがって、1 号、2 号、5 号及び 6 号発電機の並列、解列操作はこの発電機遮断器で、他の発電機の並列、解列操作は、110kV あるいは 220kV 母線側の遮断器で行われている。また、全ユニットにおいて所内変圧器の一次側には遮断器が設置されていて、所内変圧器の故障時もユニットの運転が継続できるようになっている。共通変圧器は 2 台あり、それぞれ 110kV 開閉所から受電している。

所内の高圧回路には 3kV の電圧が採用されている。各ユニットの 3kV 開閉設備は所内変圧器から受電しているユニット開閉設備と、共通変圧器から受電している共通開閉設備とから構成されており、高圧機器（電動機）及び下位の電圧回路への電源供給箇所となっている。また、この両開閉設備はお互いにバックアップできる設備となっている。

3) 発電機設備

発電機については、固定子は全発電機においてオーバーホールが、回転子については 5～7 号発電機において巻線の取替えが過去に行われており、現在は全機運転可能となっている。表 1-5-2 に発電機設備仕様一覧表を示す。

表 1-5-2 発電機設備仕様一覧表

	設備仕様						
	設備容量 (kVA)	定格出力 (kW)	電圧 (V)	電流 (A)	力 率	冷却方法	極数
# 1	62,500	50,000	10,500	3,440	0.8	水素冷却	2
# 2							
# 3	75,000	60,000		4,124			
# 4	62,500	50,000		3,440			
# 5	117,500	100,000	10,500	6,475	0.85	水素冷却	2
# 6							
# 7							
# 8							

(出所) アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006 年、JETRO)

4) 制御設備

ボイラ、タービン、発電機の制御はそれぞれ個別の箇所から行われており、1～5 号ボイラおよび 1 号～4 号タービンはそれぞれの現場操作盤から、6 号～9 号ボイラと 5、6 号タービン、10、11 号ボイラと 7、8 号タービンはそれぞれ同室に設置された制御盤から制御されている。また発電機は中央操作室から他の電気設備と共に制御されている。制御設備は初号機の運転開始が 1957 年であることから、いわゆるアナログシステムであり、運転時のデータもチャートにより管理されている。

ボイラは主蒸気圧力を一定にするように制御されており、主蒸気の圧力変動にあわせて燃料流量も調整されている。

(3) 運転・保守状況

表 1-5-3 に既設蒸気タービン・発電機のユニット毎の総運転時間を示す。これらのユニットは 1960 年前後に建設され既に 50 年前後経ており、老朽化が進んでいることが想定される。この間、運転時間の多いユニットでは 28 万時間を越えており、回転体はクリープ寿命に近づいていることも考えられる。国内で運転されている蒸気タービン・発電機では、回転体を取り替えることなく 25 万時間以上運転されている例は無い。この表から計算される年間平均運転時間は約 4,800 時間で、平均稼働率としては 55%程度であることが分かる。

表 1-5-3 蒸気タービン・発電機のユニット毎総運転時間

Unit No.	Model of Plant	Start-up Year	Installed Power Capacity (MW)	Supply Capacity of Heat Energy (Gcal/h)	Accumulated Operating Hours (Hours)
1	BK-SO-2	1957	52.5	0	277,672
2	BK-SO-2	1958	54.5	0	286,704
3	BK-SO-2	1958	53	0	236,406
4	BK-SO-2	1958	52	0	202,032
5	BK-100-6	1960	68	–	263,507
6	BK-100-6	1961	68	–	245,702
7	BK-100-6	1962	68	–	245,347
8	BK-100-6	1963	68	–	158,937
Total	–	–	484	–	1,916,307

(出所) ウズベクエネルギー電力公社

表 1-5-4 に蒸気タービン・発電機の過去 5 年間の運転状況を示す。この表から発電電力量については、2006 年をピークに昨年はこのピーク値の約 70%に落ち込んでいる。また、温水熱量については、この 5 年間で年々低下しており、昨年は 5 年前の約 50%にまで落ち込んでいることが分かる。これらの原因が、発電所設備の信頼性低下によるものなのか、周辺地域の経済活動あるいは気候の変化によるものなのかについては、今後の調査で明らかにしたいと考えている。

表 1-5-5 はアングレン火力発電所の過去 5 年間の運転・保守費 (US\$換算額) の推移を示したものである。この表で分かるように、この 5 年間に、運転・保守費は約 50%増加しているが、増加分の大半は燃料費の増加によることが分かる。表 1-5-4 で分かるように、この間アングレン火力発電所で生産されている電力と熱エネルギーの合計量はむしろ少なくなっており、この燃料費の増加は燃料単価の高騰によるものであると考えられる。修繕費については、この 5 年間 200 万\$前後で横這いの状態が続いている。この修繕費を発電量 (MWh) 当りの修繕費に換算すると、5 年間の平均値で約 0.002mils/MWh となる。この値は火力発電設備の通常の修繕費の 1/1,000 以下であり、当該発電所を高信頼で効率的に運用するための十分な保守費が投資されているとは言い難い。

表 1-5-4 蒸気タービン・発電機の過去 5 年間の運転状況

Unit NO.	2004			2005			2006			2007			2008		
	OH	PEP	EHE	OH	PEP	EHE	OH	PEP	EHE	OH	PEP	EHE	OH	PEP	EHE
1	4,341	77,030	-	36	235	-	-	-	-	182	4,982	-	-	-	-
2	4,741	87,616	-	142	1,015	-	1,684	30,348	-	2,150	35,093	-	2,122	27,559.0	-
3	248	5,990	-	58	575	-	-	-	-	-	-	-	1,384	3,029.0	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	84	3,262	-	4,796	221,976	-	5,192	261,157	-	3,908	172,129	-	3,455	123,491.7	-
6	2,872	99,411	-	4,820	224,047	-	4,720	246,636	-	4,793	213,386	-	3,512	133,536.2	-
7	4,268	190,314	-	1,679	83,482	-	1,076	49,064	-	3,211	143,198	-	3,255	118,747.0	-
8	22	654	-	103	4,898	-	768	34,648	-	-	-	-	-	-	-
Total		464,278	553,940		536,228	429,082		621,854	403,579		568,788	412,622		406,363	276,204

(出所) ウズベクエネルギー電力公社

表 1-5-5 アングレン火力発電所の過去 5 年間の運転・保守費の推移 (1,000 US\$)

Year Type of Cost	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008
Personel Expense	1,482	1,573	1,635	1,829	1,963
General Charge	3,332	2,854	3,459	4,333	4,778
Depreciation Fee	221	470	1,301	1,263	1,268
Interest Fee	0	0	0	0	0
Tax	612	749	929	1,009	1,006
Fuel Cost	11,291	12,358	14,133	14,504	15,782
Repair Fee	2,110	1,813	1,684	1,625	2,042
Others	235	342	493	501	545
Total	19,283	20,159	23,635	25,064	27,385

(出所) ウズベクエネルギー電力公社

(4) 新設発電設備の概要

1) 発電設備の概要

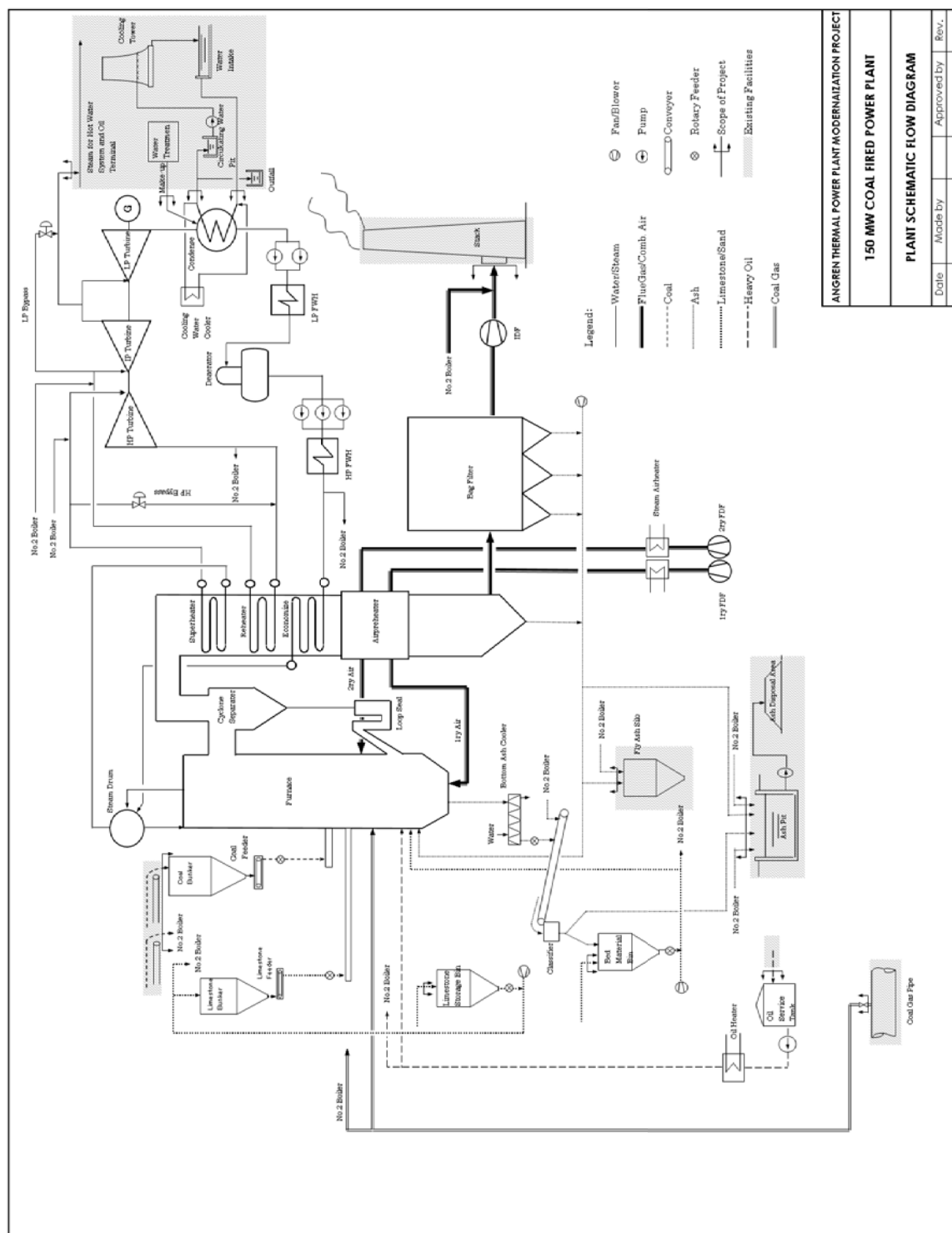
新設発電設備は、アングレン炭鉱で採取される石炭を燃料とするボイラ・蒸気タービン方式の発電設備として計画されている。外部へ熱を供給しない状態での発電出力が 150MW であるとして計画されている。ボイラにはアングレン炭鉱で採取される低品位の石炭を効率的にかつ高い運転信頼性で燃焼させるために、既設の微粉炭燃焼ボイラに代わって循環式流動層燃焼ボイラが採用されている。流動層燃焼ボイラの容量（蒸発量）としては、世界的に多くの運転実績がある 250t/h の容量のボイラが採用されることになっており、したがって、発電容量に合わせて、2 台の流動層燃焼ボイラが設置されることとなる。このように、当該発電設備では、2 台の流動層燃焼ボイラに 1 台の蒸気タービン・発電機を組合せる構成となっている。

既存設備では、総てのボイラ・蒸気タービンが共通の主蒸気ヘッダーにて連結された、ヘッダーシステムが採用されている。しかし、新設備では既存設備とは分離独立した

主蒸気系統が採用されている。既存設備の蒸気サイクルには非再熱サイクルが採用されているが、新設発電設備ではより高効率な設備とするために、1 段の再熱サイクルが適用されている。そのために、既設では 90 kg/cm² ab であった主蒸気圧力は、169kg/cm² ab に高められ、蒸気温度は主蒸気 538°C/再熱蒸気 538 °C で計画されている。下記に、当該発電設備の基本計画条件が示されている。

プラント最大発電出力	150MW（外部送気無しの状態）
プラント構成	ボイラ 2 台、蒸気タービン・発電機 1 台
サイクル構成	1 段再熱 7 段給水加熱
最大可能外部送気量	約 280t/h（210Gcal/h）
ボイラ燃焼方式	循環流動層燃焼方式
タービン復水器冷却方式	河川水 one-through 又は冷却塔循環方式
排ガス処理対策：	
NOx 対策	循環流動層による低 NOx 燃焼
SOx 対策	石灰投入による炉内脱硫
ばいじん対策	バグフィルタ設置
送電電圧	220 kV
燃料	石炭＋石炭ガス混焼、重油助燃

図 1-5-6 に新設発電設備の概略系統図を示す。



(出所) アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006 年、JETRO)

図 1-5-6 新設発電設備の概略系統図

2) ボイラ設備

アングレン火力発電所では、一般的な燃焼方式である微粉炭燃焼方式のボイラが採用されている。しかし、アングレン炭鉱で採取される比較的低融点の灰成分が多い褐炭

(リグナイト)を使用する場合には、火炉出口の温度を下げるために大きな火炉容積を必要とし経済的に不利となる。また、微粉炭の浮遊燃焼(1,200~1,300 °C)であるため、燃料性状の大きな変化があると、燃焼不安定を起こしやすい欠点がある。実際に、既設ボイラでは、最近の石炭の低カロリー化（高灰分化）に伴い燃焼が不安定になり、常時、重油又は石炭ガスの助燃がないと安定した運転が難しいと報告されている。さらに、低カロリー化による石炭使用量の増加は微粉炭機的能力不足となり、硬い土石の混入は微粉炭機の磨耗を促進している。これらの結果としての燃焼石炭の微粉度不足も燃焼不安定を加速させる一因になっていると考えられる。

以上の状況を考慮して、新発電設備では、アングレン炭鉱で採取される低品位の石炭を高効率、高信頼性で燃焼させるために、次のような利点を有する循環流動層燃焼方式のボイラを選択した。

- ✓ 灰分増加、水分変動、等の燃料性状変化に対しても、油・ガス燃料等による補助燃焼をすることなく安定した運転が期待できる。
- ✓ 燃焼温度が低(850~900 °C)く火炉や伝熱管表面での灰分のスラッシング・トラブルの心配が無い。
- ✓ 燃焼温度が低く NOx の発生濃度が低い。
- ✓ 炉内への石灰石投入により、炉内で脱硫が可能となり、排煙脱硫装置を別途設置する必要が無く環境対策面でも優れた設備となる。因みに、既設には、排煙脱硫装置は設置されていない。

3) 蒸気タービン設備

蒸気タービンには、高・中圧、低圧2車室に分割されたタンデムコンパウンド形復水式蒸気タービンが採用され、発電機と直結されている。本蒸気タービンは、夏季には完全復水タービンとして運用されるが、冬季には、地域暖房のための温水加熱用蒸気を供給するという重要な役目を担っている。温水加熱用蒸気を高・中圧タービンから低圧タービンへの連絡管から抽気できるようになっている。また、できるだけ多くの蒸気を抽気できる様に、低圧タービン入り口に制御弁を設け、送気圧力が制御できるようにになっている。

4) 冷却水設備

蒸気タービン復水器用冷却水には河川水が直接使用されているが、補機用冷却水には密閉サイクルの循環冷却水が使用されている。密閉サイクルの循環冷却水は、蒸気タービン復水器用冷却水から分岐した水を使用した冷却水クーラにより冷却されている。蒸気タービン復水器用並びに上記冷却水クーラ用を合わせた、新設発電設備に必要な冷却水量は、復水器による冷却水の温度上昇を 10°C として、約 17,000t/h である。冷却水は既設の 1.2 m 径の 2 本の冷却水配管から分岐し、2 分割された復水器の水室それぞれに供給されている。水室出口からの冷却水戻り配管は 2m 角の既設コンクリート暗渠（カルバート）へと連結される。密閉サイクル用冷却水冷却器への水は、復水器入り口冷却水管から分岐されブースタポンプにて送られ、復水器出口の冷却水戻り配

管へ回収される。

5) 発電機設備

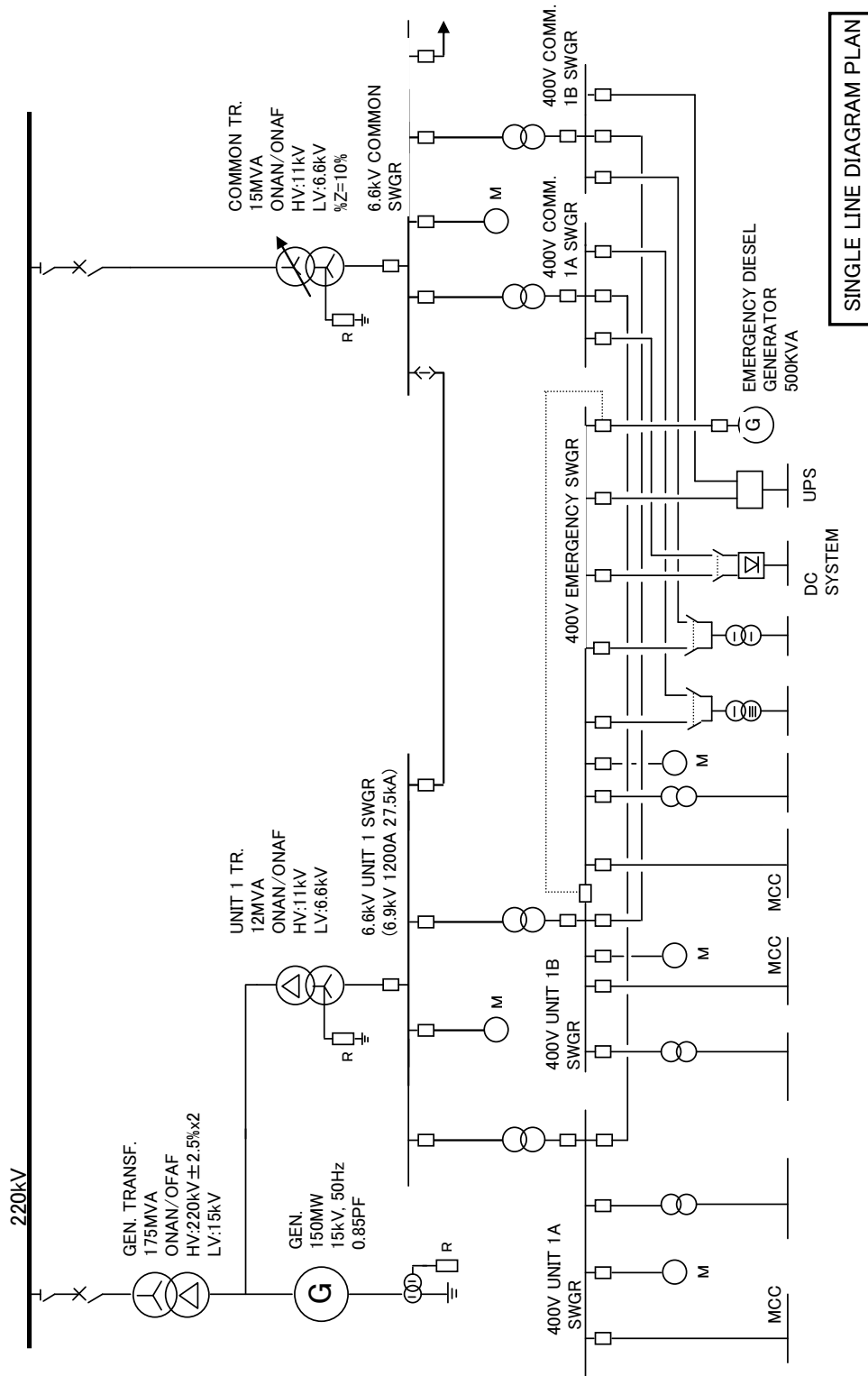
発電機は空気冷却発電機を採用する。空気冷却発電機は冷媒として水素ガスを使用しないので、発電機の軸受けからの水素ガスの漏洩を防ぐための密封油装置、水素ガス供給装置に加え、発電機内部点検時の水素ガス放出のための炭酸ガス供給装置も不要となり、建設コストならびに運転コストの低減が図れる。また、日常の運転保守も容易である。

従来、風損による損失増大の問題から空気冷却方式は小容量発電機に限られ、中・大容量発電機には水素ガスが採用されてきた。しかし近年、風損低減技術の進歩に伴い、中容量発電機の発電機効率も水素ガス冷却発電機の効率と遜色ないレベルに達し、200 MWクラスの発電機まで空気冷却方式が採用されるケースが増えてきている。

6) 所内電気設備

発電機は主変圧器を介して既設開閉所の 220kV 母線に接続する。ただし、220kV 母線の延長が必要となる。将来、本プロジェクトの実施段階において既設プラントの撤去が可能になった場合は、その空きスペースの利用を検討する。

所内の高圧回路の電圧は、既設プラントにおいては 3kV を採用しているが、3kV クラスの電気品は国内及び近隣諸国ではすでに生産されていないこと、所内電力の低減を図る等の観点から、また発電所技術者の意向も踏まえて 6kV の電圧を採用する。したがって、既設プラントと新設プラントの電圧レベルが異なるため、既設プラントとは連携せず新設プラントで単独とする。新設プラントの所内単線結線図を図 1-5-7 に示す。新設プラントの電源構成は、所内動力を賄う専用の所内変圧器とそのバックアップ用の共通変圧器をそれぞれ 1 台ずつ設置する。所内変圧器は発電機の主回路から受電し、共通変圧器は既設開閉所の 220kV 母線から受電する。ただし発電機回路と同様に 220kV 母線の延長が必要となる。本来、共通変圧器は 110kV 母線に接続したほうが経済的であるので、本プロジェクトの実施段階において 110kV 開閉所に空きスペースの確保が可能となった場合には再検討する。



(出所) アンダレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006 年、JETRO)

下位の低圧回路へは、6kV 開閉設備から動力変圧器を介して 400V で開閉設備へ給電し、さらにモーターコントロールセンター (MCC)、その他低圧機器へ給電する。プラントの電源喪失時におけるユニットの安全停止のための電源確保を目的として、非常用ディーゼル発電機を設置する。400V 開閉設備を非常用母線と通常母線に分割し、非常用母線に非常用ディーゼル発電機を接続する。プラントの安全停止に必要な機器はこの非常用母線に接続され、プラントの電源喪失時にはこの非常用母線に接続されているプラントの安全停止に必要な機器は非常用ディーゼル発電機から給電される。

7) 制御装置

既設プラントは、ボイラ、タービン、発電機はそれぞれ個別の箇所から制御されているが、新プラントにおいては BOP も含め、これらを 1 つの制御室から集中監視制御することとする。具体的には、デジタル計装制御システム (分散型制御システム: DCS) を採用する。制御室は新プラントのタービン・発電機室とボイラ室の間に設置する。DCS は監視、フィードバック制御、シーケンス制御などの機能を持つ計測制御用のデジタルシステムである。

運転操作は、プラント監視操作機器の削減と監視操作機能の集中化を図るために、CRT オペレーションシステムを採用する。また監視に関しては、大型スクリーンを採用し、多くの情報を集中かつ一元的に提供する。

8) 送変電設備

a. 新設発電機の連系電圧

新設発電機は以下の理由でアングレン発電所既設 220kV 母線に連系するものとする。定格出力が 150MW と大であり、地域供給用ではなく全系への供給用発電機と見なせること。

新設発電機の連系には既設母線の延長が必要となるが、110kV 母線は 220kV と 35kV 母線に両側を挟まれており、110kV に連系した場合には 220kV あるいは 35kV 母線の移設が必要となり工事範囲が大規模となり経済性に劣ること。

b. 新設発電機の連系場所

新設発電機を連系するための区画候補としては空きとなっている 8 号発電機昇圧用変圧器区画を利用する方法があるが、昇圧変圧器の再設置、あるいは当該区画に遮断器を増設し現在 1 台の遮断器で機能を共用している主母線間連絡と主母線補助母線間連絡の機能分離を図る構想があること等から当該区画の利用は考慮せず、母線を延長し新設発電機を連系するものとする。

(5) 用地計画

新設ボイラを、既に除却されている既設 12 号、13 号ボイラ設備の跡地と現在撤去中の既設 11 号ボイラの跡地を利用して建設することについては、特に問題が無い事を確認した。このように、既設設備除却後の跡地を有効に利用することによって、発電所構内の緑地

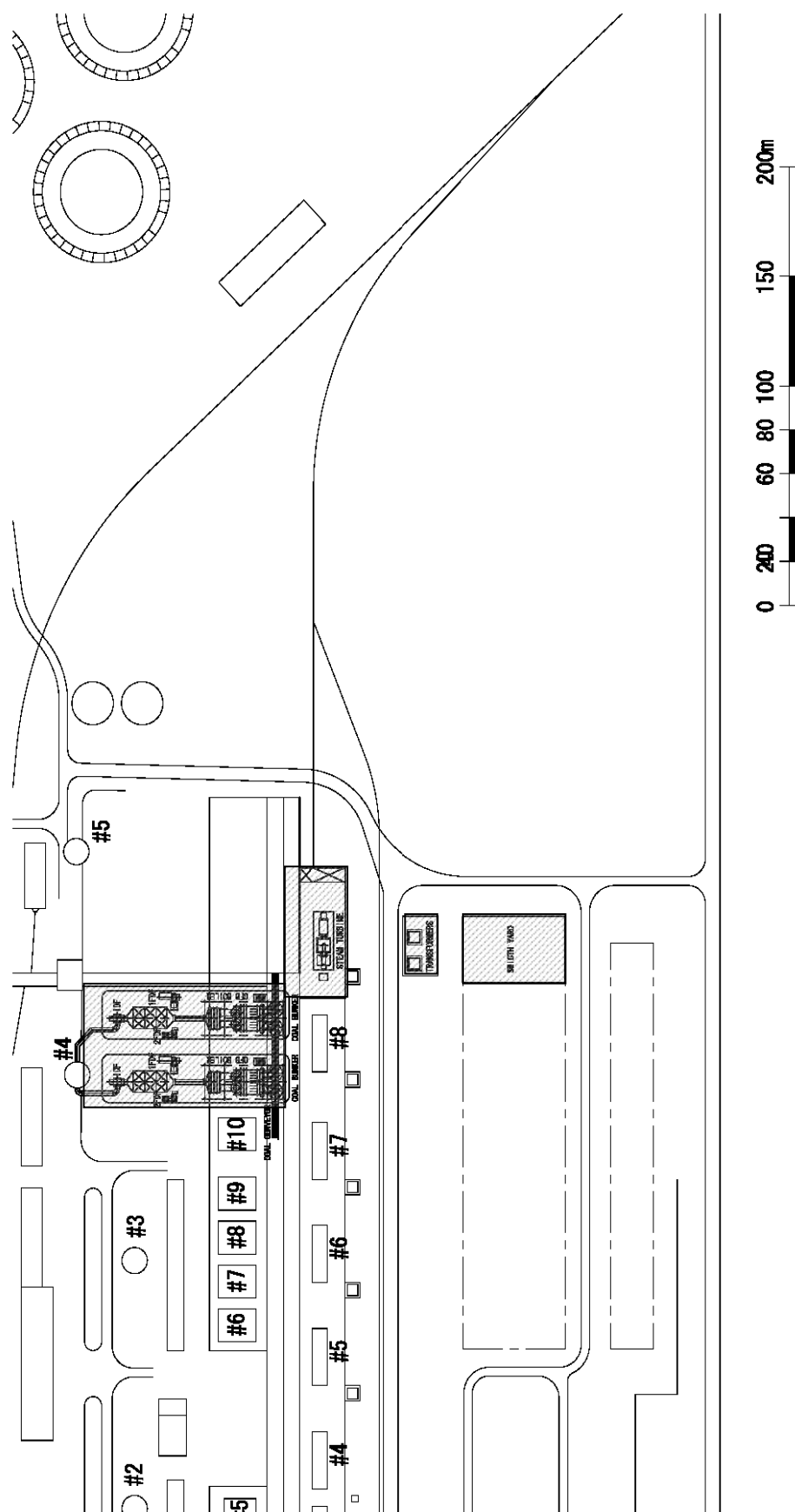
面積が維持でき、また、既存の給炭設備、煙突設備等を効果的に流用できる。更に、新設蒸気タービン設備の建設候補地やその他の既存設備に隣接しており、各接続配管などを短くすることができる等の利点がある。

新設蒸気タービン・発電機設備は、既存タービン建屋内の既設 8 号蒸気タービン・発電機設備に隣接した、過去に 9 号の蒸気タービン・発電機設備の設置が計画されていた地点に建設される計画である事を聴取し、何ら問題の無い事を確認した。そのためには、既設タービン建屋の延長が必要であること、また、その延長に当り屋外にある圧縮空気設備を移設する必要があるが、何れも問題の無い事を確認した。当該候補地点は既存の復水器冷却水の取放水設備を流用することが可能であること、また、変圧器・送受電設備候補地およびその他の既存電気設備に隣接し接続配管・ケーブル長を短にすることができるなど、多くの利点がある。このように、当該地は、新設蒸気タービン・発電機設備設置の候補地として相応しいと判断している。なお、電気・制御室については新設蒸気タービン・発電機設備とボイラ建屋の間に設置することが計画されている。

新設変圧器設備は既存変圧器設備に隣接する地点を、また新設送電設備も既存送電設備に隣接した地点を候補地として計画されていたが、何ら問題の無い事を確認した。

新設設備の設置地点については、基本的には、既存設備と接続される配管・ケーブル等の長さが最短距離となるように配慮されており、また、機器の運転のみならず、据付、搬出入、保守・点検に支障がないよう配慮されていることを確認した。

図 1-5-8 に新設設備の機器配置図を示す。



(出所) アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006、JETRO)

図 1-5-8 新設設備構内配置計画図

(6) 環境改善効果

1) 環境の現況

アングレン発電所の周辺の住居地域は、発電所から 300m 以上離れており、騒音の影響は想定されない。

増設および更新プロジェクトでは、設備を既設発電所構内の敷地に建設が可能であり、新たな用地の取得の必要はない。このため、住民移転の問題はなく、また、土地造成及び樹木の伐採等による動植物への影響はない。

また、工場が集中している地域ではなく、大気汚染の問題は少ないと考えられる。

ただし、地形的に発電所周辺は山間の地域であり、気象的には風速も比較的弱いなど、大気質の汚染が生じやすい条件を備えている。

今後増設する場合には、以上のことに留意して大気シミュレーション予測による検討も必要である。

なお、既設では、排出ガスおよび排水については、定期的にモニタリングを行い適切に管理している。

2) 温室効果ガス

新設設備では、相当する熱及び電力量を既存設備で供給する場合に比べ、プラント全体の熱効率が改善されるため、燃料使用量を低減させ二酸化炭素の排出量は削減される。ベースラインとして新設設備の発電電力量に相当する電力量を既存設備で発電する場合と、提案する新設設備で発電する場合について、一年間の二酸化炭素排出量を比較した結果が表 1-5-6 に示されている。

表 1-5-6 温室効果ガス排出量の削減効果

項 目	既存設備	新設設備
年間エネルギー使用量 TJ/year	10, 244	9, 219
年間温室効果ガス排出量 t-CO ₂ /year	1, 016, 000	914, 000
年間温室効果ガス削減量 t-CO ₂ /year	102, 000	

(出所) アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006 年、JETRO)

この表に示されているように、新しい設備の導入によって年間で約 10 万トンの温室効果ガスの削減を図ることができる。

3) 大気汚染物質

既存および新設の両設備について、大気汚染物質の排出量を比較したものを表 1-5-7 に示す。新設設備では、全ての汚染物質について削減効果があり、新設設備の導入によって環境に対する影響が改善されることが確認された。

表 1-5-7 大気汚染物質排出量の比較

汚染物質	既存設備	新設設備
二酸化硫黄 (kg/h)	1,095 ^{*1,2}	195 ^{*1}
二酸化窒素 (kg/h)	166 ^{*3}	135 以下
ダスト (kg/h)	527 ^{*4}	23

(出所) アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006 年、JETRO)

*1：石炭硫黄分量 1.0%と仮定

*2：ウズベクエネルギー出典計算式から計算

*3：二酸化窒素濃度想定値 0.28g/Nm³ (空気過剰率 1.4)

*4：石炭灰分量 13%、ダスト捕集効率 96.3%と仮定

上記表に示されているように、新設設備の導入によって、二酸化硫黄は約 1/5 に、二酸化窒素で約 20%に、また、ダストで 1/20 に削減され環境への負荷が大きく低減することが確認された。

(7) 概算事業費

アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006 年、JETRO) による当該プロジェクトの事業費が表 1-5-8 に示されている。しかし、その後の資材 (特に金属材料) の高騰などを加味した事業費の見直し作業は行われていない。仮に、その高騰分の割合を 30%とすると、現時点での総事業費は 280 億円程度と想定される。

表 1-5-8 総事業費 (2005/12 時点) (単位：千ドル)

項 目	費用
設備建設費	193,269
操業準備費	17,296
建中金利	3,041
合計	213,606

(出所) アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書 (2006 年、JETRO)

(8) 評価

ウズベキスタン国では、自国に豊富に賦存する石炭の有効利用を図るために大統領令 (2002 年制定) によって石炭の開発プログラムが進められている。そのプログラムの推進には遅れが出て現在見直しが進められており、近々それに代わる新しい開発プログラムとそのスケジュールが制定される事になっている。本プロジェクトはこのような方針にしたがって将来に亘ってウズベキスタン国のエネルギーの自立と持続的な経済発展を支えようとするためのプロジェクトであり、同国にとっては推進すべき重要なプロジェクトの 1 つである。したがって、本プロジェクトを円借款事業として推進することには意義深いものがあると判断する。

1.5.2 タリマルジャン発電所

(1) 既設発電設備の概要

タリマルジャン発電所は、「ウ」国の首都タシケントから南西約 500km に位置しており、既設発電設備は、ガス焚きボイラ 1 基、蒸気タービン 1 基、発電機 1 基のコンベンショナル発電設備で構成されており、設備容量は 800MW である。

タリマルジャン発電所は 1991 年に建設されているが、ソビエト連邦の崩壊の影響を受け、2004 年から運転開始されている。

タリマルジャン発電所の位置を以下に示す。



図 1-5-9 タリマルジャン発電所位置図



図 1-5-10 タリマルジャン発電所

(2) 操業状況

タリマルジャン発電所は、2004 年に運転開始後はベースロード運転で「ウ」国内に電力供給しているが、近隣国であるタジキスタンやトルクメニスタンにも電力供給しているため、「ウ」国内において、重要な位置付けの発電所である。

燃料ガスは、発電所近くのシュルタンガス田から 99%CH₄ の高メタンガス（処理後）を供給している。

冷却水は河川からの灌漑用水を使用しており、蒸気タービンの復水器の冷却設備は、一過式冷却設備を採用しているが、冬季 3 ヶ月間は灌漑用水が減少するため、スプリンクラーを使用して、河川への排水温度を調整している。

発電した電力は、既設 220kV 開閉所（気中遮断器式）から送電（6 回線）している。

発電所は、所長 Basidov Iskandar Sobitovich をはじめとして、総員 1,300 人程度で運転されている。

ほとんどの主要な機器類はロシア製品である。中央操作室では Siemens 社製の大型スクリーンが設置され、設備の監視と運転操作が出来る。

調査時の発電機出力は 720MW、周波数 49.17Hz であり、タービン発電機は常に低周波地域で作動している。これらはウズベキスタン南部の負荷が供給電力より大きいことを現すものである。また、機器の仕様により異なるが、通常タービンは周波数低下が 1～1.5Hz ぐらいまで連続運転が許容され、これより低下すると共振により破損事故の恐れがある。既設発電機の単線結線図を図 1-5-11 に示す。

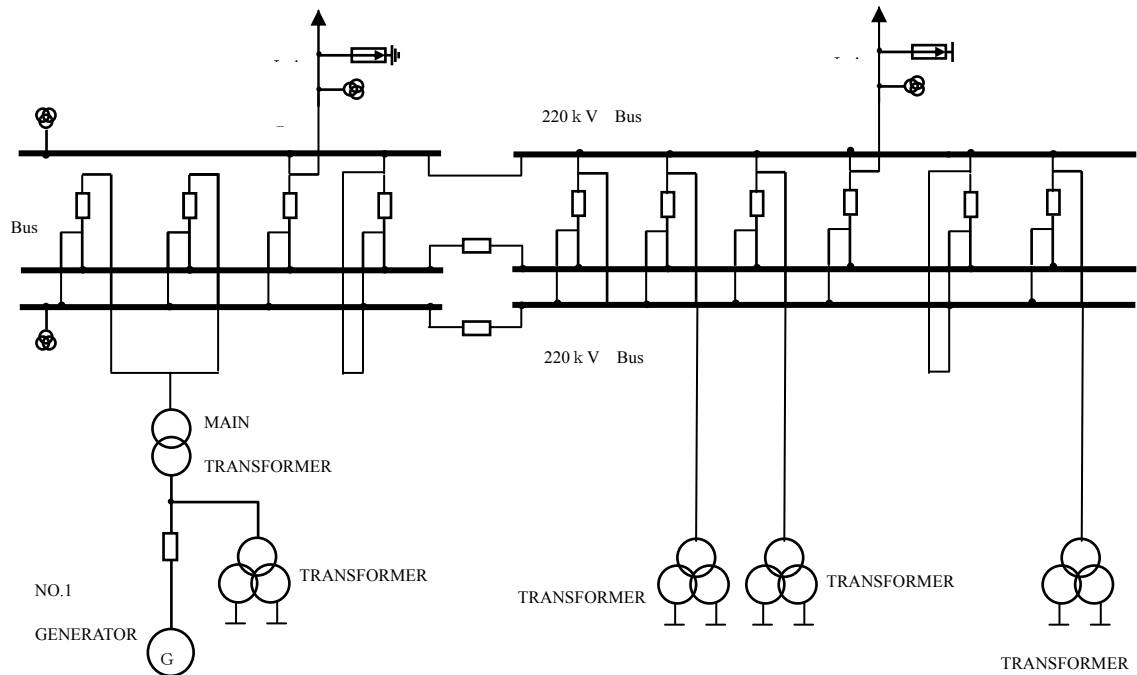


図 1-5-11 タリマルジャン発電所 220kV 既設開閉所単線結線図

(3) 新設設備の概要

タリマルジャン発電所へ導入する新設設備はコンバインドサイクル発電設備を計画している。設備容量は 800MW で計画されている。現在、「ウ」国で軸構成も含め F/S を実施中である。

軸構成については、1 軸型と多軸型が考えられるが、「ウ」国実施の F/S 結果をふまえ、今後決定していく必要があると考える。

新設 2、3 号発電機についてはベースロードとしての運用を基本とする。新設発電設備の所内電源構成として、2 台の発電機に対して軸毎の所内動力分を賄う専用の所内変圧器、ならびに起動用変圧器で構成する。現在、基本設計が 70% 終わっている。

ウズベキスタン南エリアの電源強化と隣国への電力連系の重要性を持った発電所である。新設プラントと開閉所の状況を図 1-5-12 に示す。

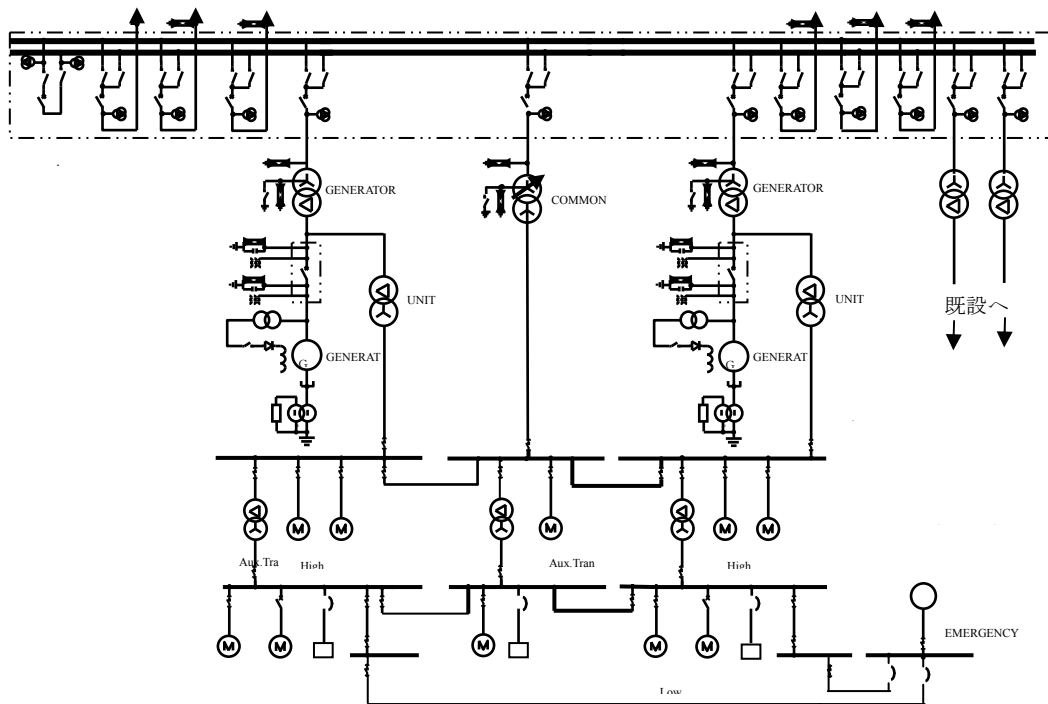


図 1-5-12 新設単線結線図

(4) 用地計画

タリマルジャン発電所の建設計画は、4号機まで建設する計画であり、現在は1号機のみ
の建設が完了しているため、新設設備用の敷地は充分であると判断する。

新設設備用の敷地は4号機まで建設する計画に基づき、既に購入済みであるため、敷地
を追加購入する必要もない。

タリマルジャン発電所の構内配置を以下に示す。

(7) 概算事業費

新設設備の設備容量は 800MW で計画されており、ガスタービン出力は 250MW クラスとなるため、当該クラスの概算事業費は実績を考慮すると、850～900 億円と想定される。

(8) 評価

タリマルジャン発電所の増設計画は、「ウ」国内及び近隣国に対する重要性、用地計画、送電計画を鑑みると、円借款候補案件として有力である。

1.5.3 タシケント市内熱供給所

(1) 新設設備の概要

1.2.1 項に既設熱供給所の概要を示したが、そのうち No.2、4、9、10 の計 4 カ所の熱供給所についてタシケント熱併給発電所に導入が検討されている 25MW 級 GT コージェネレーション設備と同様な設備を導入する構想がウズベクエネルギー電力公社とタシケント熱供給公社により提案されている。

各熱供給所への導入計画は表 1-5-9 である。

これら熱供給所を GT コージェネレーション設備建設候補地点として選んだ理由は、建設用地の確保、発電電力の繋ぎ込み、燃料ガスの供給などに対する制約条件が無いためである。

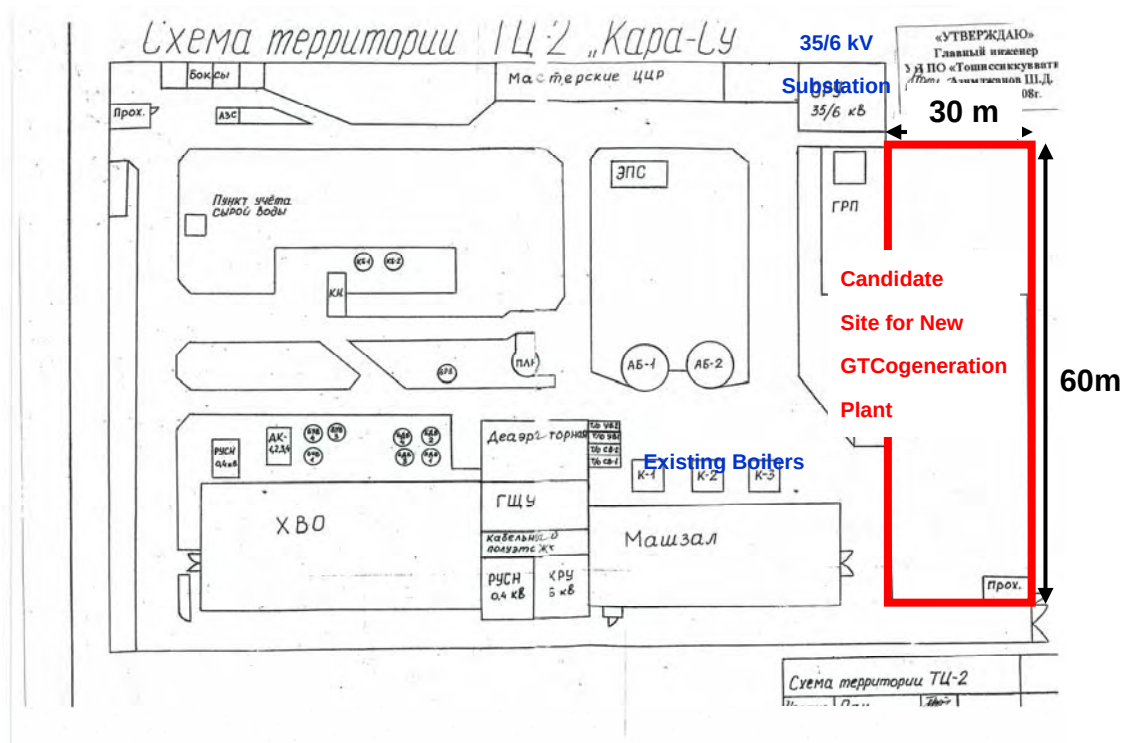
タシケント熱併給発電所の場合、排熱回収ボイラでは蒸気を発生させる計画であるのに対し、熱供給所では排熱回収ボイラを温水ボイラ型とすることにより直接温水を製造する設備とすべきである。

(2) 用地計画

25MW 級 GT コージェネレーション設備一台の主要設備の設置面積はおよそ 30m x 60 m である。各熱供給所の構内配置図を以下に示す。No.2 熱併給所については、図面で確認する限り 25MW 級 GT コージェネレーション設備の主要設備のみが配置できるスペースしかないと思われる。また、No.4 熱供給所については 3 台導入の計画があるが 2 台分のスペースしかないと思われる。その他の 2 地点は問題なく各 2 台設置可能と思われる。しかしながら、概算寸法での評価のため今後詳細な配置計画をもとに検討する必要がある。

表 1-5-9 各熱供給所の 25MW 級 GT コジェネレーション設備設置計画

熱供給所	25MW 級 GTCS 導入台数	建設予定地の面積	左記台数設置可否
No.2	2	30m x 60m	No
No.4	3	>50m x >60m	No (2 台のみ)
No.9	2	主要設備用 : 50m x 60m 付属設備用 : 50m x 40m	Yes
No.10	2	80m x 150m	Yes



(出所) タシケント熱供給公社提供資料より調査団

図 1-5-14 No.2 熱供給所構内配置図

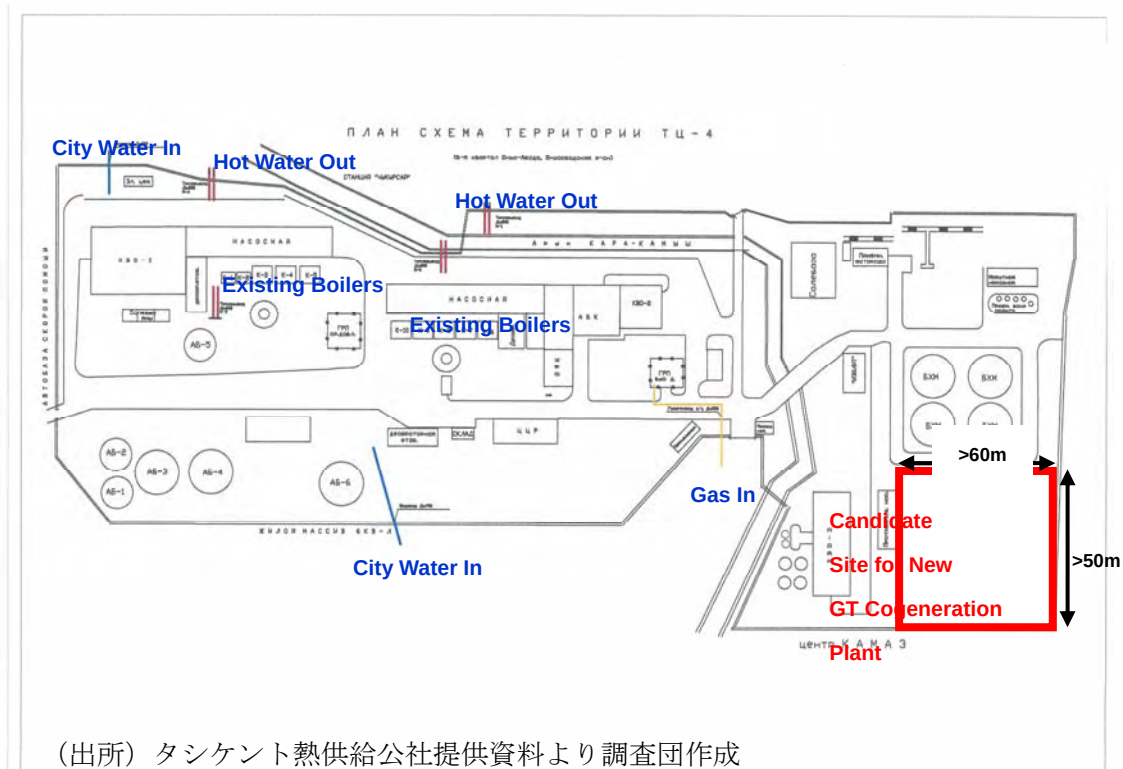
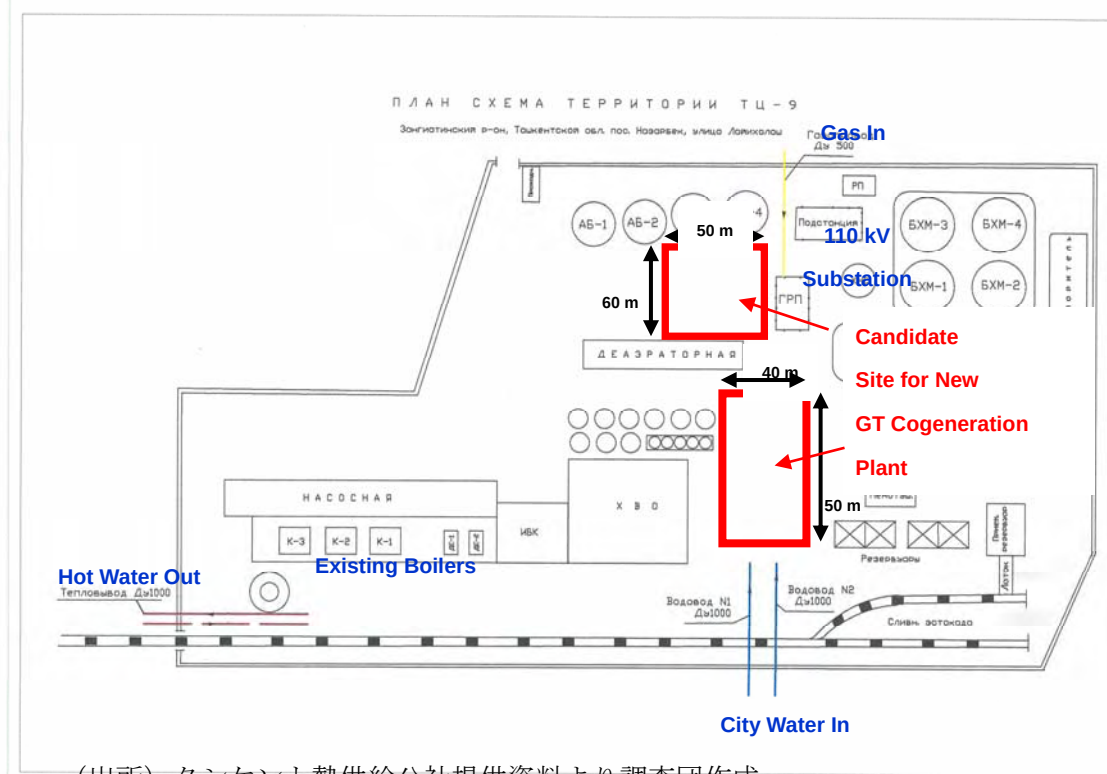
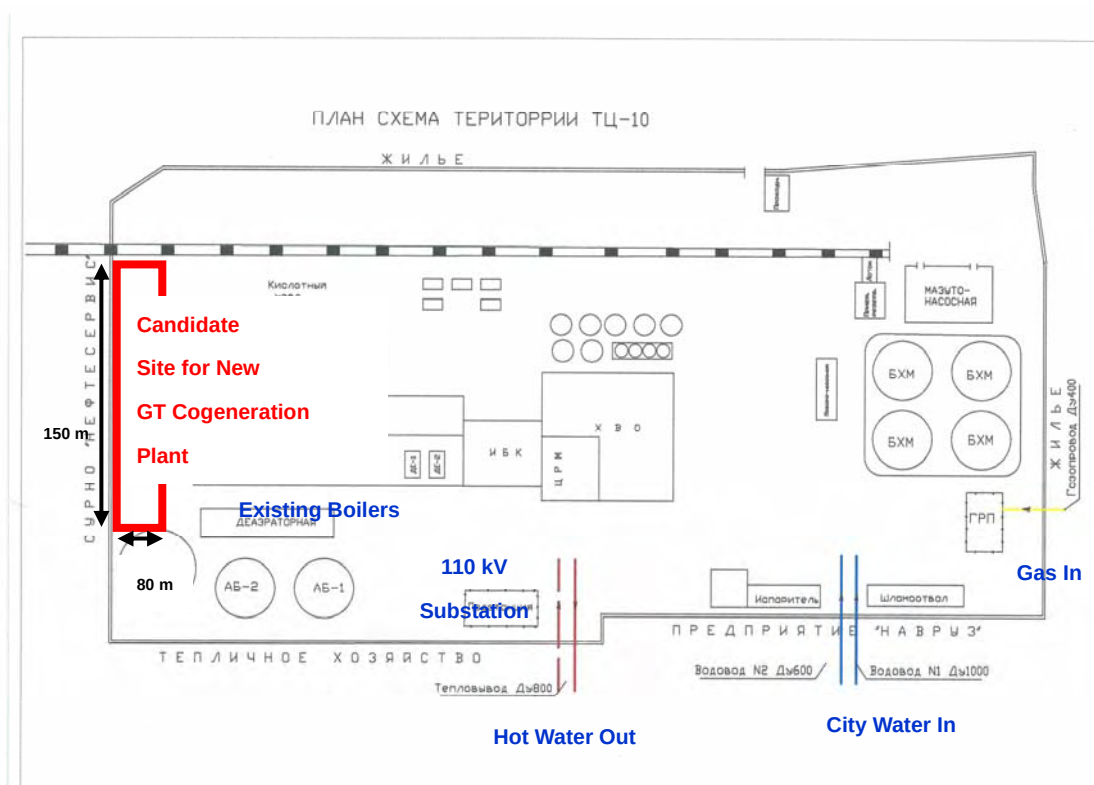


図 1-5-15 No.4 熱供給所構内配置図





(出所) タシケント熱供給公社提供資料より調査団

図 1-5-17 No.10 熱供給所構内配置図

(3) 送電計画

タシケント市熱供給所 No.2 熱供給所を除いた No.4、No.9、No.10 熱供給所の受電設備は既にウズベキエネルゴの 110kV 送電線から受電されている。

したがって熱併給発電所を設計する場合は No.2 の熱供給所と近くの変電所と熱供給所間に新たな 110kV 送電線を建設しなければならない。いずれの熱併給所の新開閉所の土地確保については問題ない。

各熱供給所と近隣変電所間の状態は表 1-5-10 の通りである。

表 1-5-10 各熱供給所と近隣変電所の状況

熱供給所 No.	供給先変電所	電圧等級
No.2	110kV 送電線受電なし	35kV
No.4	Beshkurgan 変電所から 110kV 送電線にて受電	110kV / 35kV / 10kV / 6kV
No.9	Nazarvek 変電所から 110kV 送電線にて受電	110kV / 35kV / 6kV
No.10	Shimoli - Garbiy 変電所から 110kV 送電線にて受電	110kV / 6kV

(4) 環境の現況

No.4、9、10 の 3 箇所については増設および更新プロジェクトでは、設備を既設発電所構内の敷地に建設が可能であり、新たな用地の取得の必要はない。このため、住民移転の問題はなく、また、土地造成及び樹木の伐採等による動植物への影響はない。

住居地域については、No.4 では近隣に住宅地が隣接しており、既設の設備による騒音の苦情もあることから、増設及び更新に当たっては、騒音の影響を少なくするような配置の検討が必要である。

なお、既設では、排出ガスおよび排水については、定期的にモニタリングを行い適切に管理している。

(5) 概算事業費

25MW 級 GT コージェネレーション設備を計 9 台導入するとすると概算事業費は現在の市況を考えると 550～600 億円と想定される。

(6) 評価

1.2.3 項で述べたように今後タシケント市内の熱需要は着実に伸びていくと想定されており、順次設備更新が必要である。表 1-2-3 に掲げる従来型ボイラ中心の更新計画に替え、GT コージェネレーション設備を導入することは電力供給の面から省エネルギー効果が大きく、大規模熱供給システムが発達した「ウ」国では最適な選択と考える。しかしながら昨今のプラント市況と考えると建設費が大きく、また売熱価格が低いことにより大きな収入も見込めないことから民間投資レベルの経済性は期待できないため円借款等の活用が必要と考える。

第2章 タシケント熱併給発電所の設備調査

2.1 事業地点の現況

2.1.1 位置

同熱併給発電所は、タシケント中心部から 4.5km 南、タシケント国際空港から 2km 北に位置している（図 2-1-1 参照）。周辺は繊維会社、鉄道会社や化学会社が建ち並ぶ工場地帯で、業務用ビルディング、商店、民家も存在している。同熱併給発電所は、空港から市の中心に向かう幹線道路の西側に面して南北に 400m、東西 200mの敷地の中に建てられている。

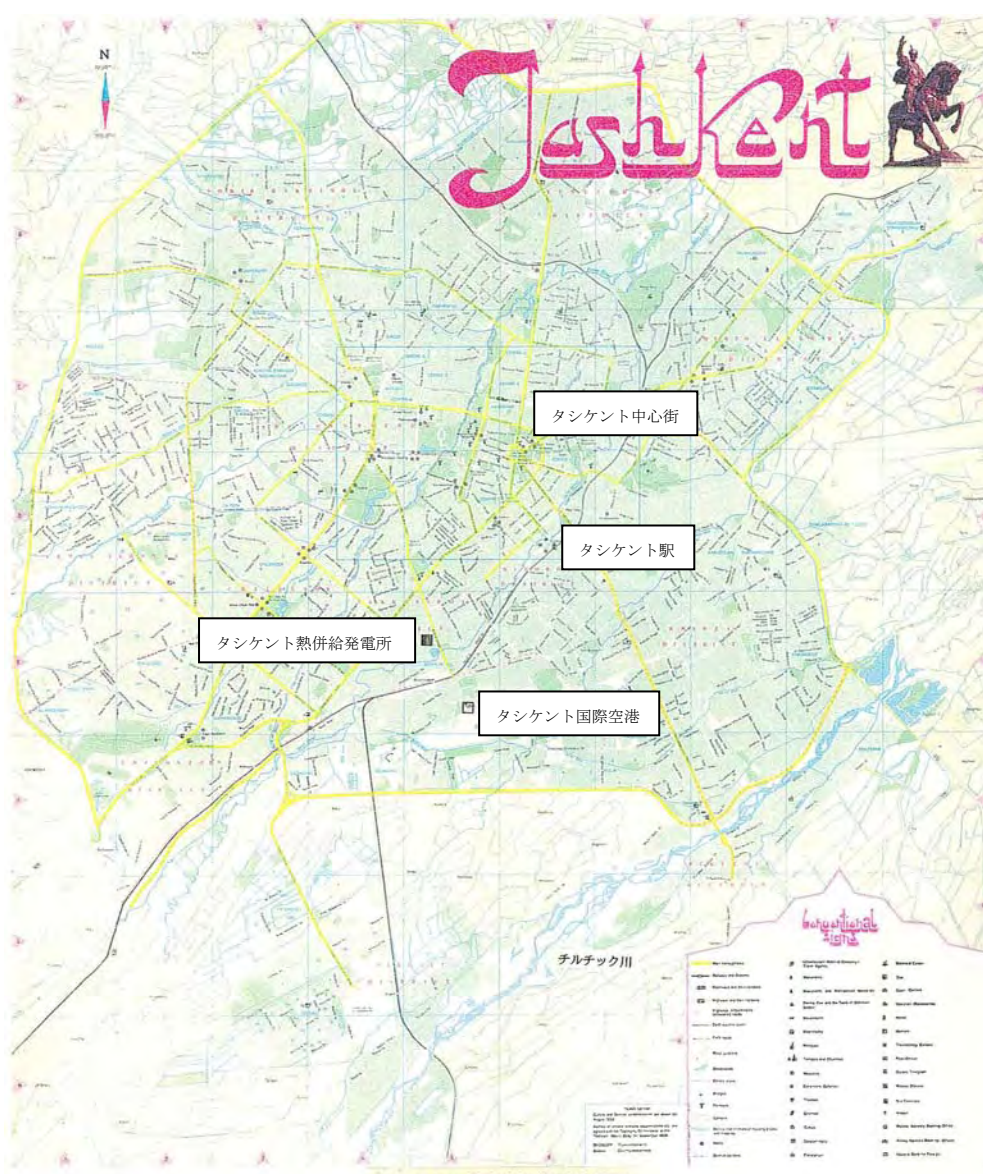


図 2-1-1 発電所の概略位置図

2.1.2 新設用地

タシケント熱併給発電所近代化事業は同熱併給発電所構内に新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 事業として 25MW 級ガスタービンコジェネレーション設備 (以下 GTCS) GTCS 1 台の新設が検討され、同時に本調査の対象となる円借款事業 (以下本事業) として 25MW 級 GTCS 2 台の新設が検討されている。新設用地は発電所敷地内の南西部に位置し、北側には既設水処理施設があり、南側には繊維工場が隣接している (図 2-2-1 参照)。この新設用地は貯炭場跡地で、貯炭設備の一部と運炭用線路が残っている以外は概ね更地状態である。新設用地は、南北 76m x 東西 195m の広さで、そこを NEDO 事業と本事業で使用する計画である。

天然ガスは、発電所敷地南東部にタシケント市ガス供給局との取合点があり、ガスコンプレッサ等ガス供給設備の設置スペースが新設用に確保されている。

110kV 送電線は、従来は発電所構内東側を南北に通っていたが、2005 年に更新され現在は発電所敷地西側境界から 10m~15m 外側を南北に通っている。

2.1.3 環境の現況

タシケント熱併給発電所プロジェクトは、タシケント市中央部の空港近くの工業地帯に位置しており、周辺には住居もあり、騒音対策には留意する必要がある。

本事業の実施にあたっては、レイアウト上 NEDO 事業との調整のため今後詳細な検討が必要である。その結果次第では、新たな用地の取得が必要となることも考えられる。

しかし、用地の取得は隣接する工場等の用地であり、居住地ではない。

このため、住民移転の問題はなく、また、土地造成及び樹木の伐採等による動植物への影響はない。

既設では、排出ガスおよび排水については、定期的にモニタリングを行い管理しているが、排ガスについては、SO₂ 及び CO については基準値を満足しているものの、NO_x については排ガス基準値を超えた排出量が確認されている。

また、タシケント市は、大気質の状況が清浄ではなく、今後増設に当たっては、既設の停止も含め排出量を発電所全体で増加しないよう詳細な検討が必要である。

NEDO が計画している増設分も含めたタシケント熱併給発電所プロジェクトの EIA は、3 月中に承認される予定になっている。

2.2 既設設備の運転状況

2.2.1 概要

タシケント熱併給発電所は、ウズベクエネルゴ電力公社によって管理されている 4 つの熱併給発電所の内の 1 つであり、独立採算性で運営されている。タシケント市ガス供給公社から供給された天然ガスで、電力と熱 (温水と蒸気) を生産・供給している。発電した電力の 30%程度は所内用電力として使われ、残りは所外へ送電されている。また、タシケン

ト市の一定の地域へ暖房・給湯用温水を供給し、かつ繊維工場等へは工場プロセス用蒸気を供給している。

発電・蒸気供給併用の蒸気ボイラ 5 缶（合計蒸発量 415t/h）が 1939 年～1955 年に、蒸気タービン発電機 1 基（定格出力 30MW）が 1954 年に、また、温水供給用ボイラ 7 缶（合計熱出力 650Gcal/h）が 1963 年～1969 年に建設され現在も稼働している。

使用燃料の内、天然ガスは、タシケント市ガス供給局（Tashgas）を經由して国営ガス供給公社（Uzbekneftegaz）から受け入れている。重油は設備としてはあるものの、1997 年以降は使用されていない。

温水ボイラは、タシケント水道局（Tashvodakanal）より受け入れた水道水を加熱してタシケント市内のセントラルヒーティングおよび給湯用としてタシケント市熱エネルギー供給公社（Tashteploenergo）に供給している。セントラルヒーティングの需要期は 10 月から 3 月に限られており、温水ボイラはこの期間だけ運転される。

蒸気タービン発電機の発電電力は、温水ポンプなどの所内動力として消費され、残りはウズベクエネルギー電力公社によって管理されている地域配電会社（The State Enterprise TashgorPEC）の電力系統とタシケント国際空港に送電されている。

蒸気ボイラの発生蒸気は、蒸気タービンへ送られ発電に使用され、一方で、減圧されて温水加熱器の加熱蒸気として使用されている。また、近隣の繊維工場（Tashkent Textile Plant）を始め木工所（Tashkent Wood-working Plant）、農業化学工場（Agrokhimplast）、鉄道会社（Rolling Stock Maintenance Dept.）、強化コンクリート会社（Ferroconcrete Material Plant）他へ供給されている。

タシケント熱併給発電所は、もともと繊維工場に蒸気を供給する目的で 1936 年に設立され、1939 年に操業を開始している。また 1948 年にはボイラ設備の増強を行なっている。1951 年までは軽工業省に属していたが、その年に 30MW 容量の発電設備に増強されたことに伴い、電力・電化省（現在のウズベクエネルギー電力公社）に編入された。その後、順次、ボイラの設備を増強し、今日に至っている。

既設設備は運転開始後 40 年～70 年が経過し設備全体の劣化がかなり進行している。蒸気ボイラと蒸気タービン発電機は将来的に停止の方向であるが、当分はメンテナンスを実施しながら運転を継続する計画である。

2.2.2 構内配置

タシケント熱併給発電所の構内配置を図 2-2-1 に示す。発電所構内は、大きく 4 つの区域に分けられる。中央部に位置する本館に隣接して北側にタービン・発電機および蒸気ボイラの発電・蒸気供給設備が設置されている。その設備の西側には発電された電力を昇圧・送電する変圧器および開閉装置設備が設置されている。最も北側には、処理した市水道水を所定の温度まで加熱し送水する、温水ボイラ設備および送水設備が設置されている。本館南側を東西に通る構内道路を挟んで本館と対峙した位置には、市水道水を処理する水処理設備が設置されている。更に、その南側には、本事業の建設が予定されている運炭設備の跡地がある。

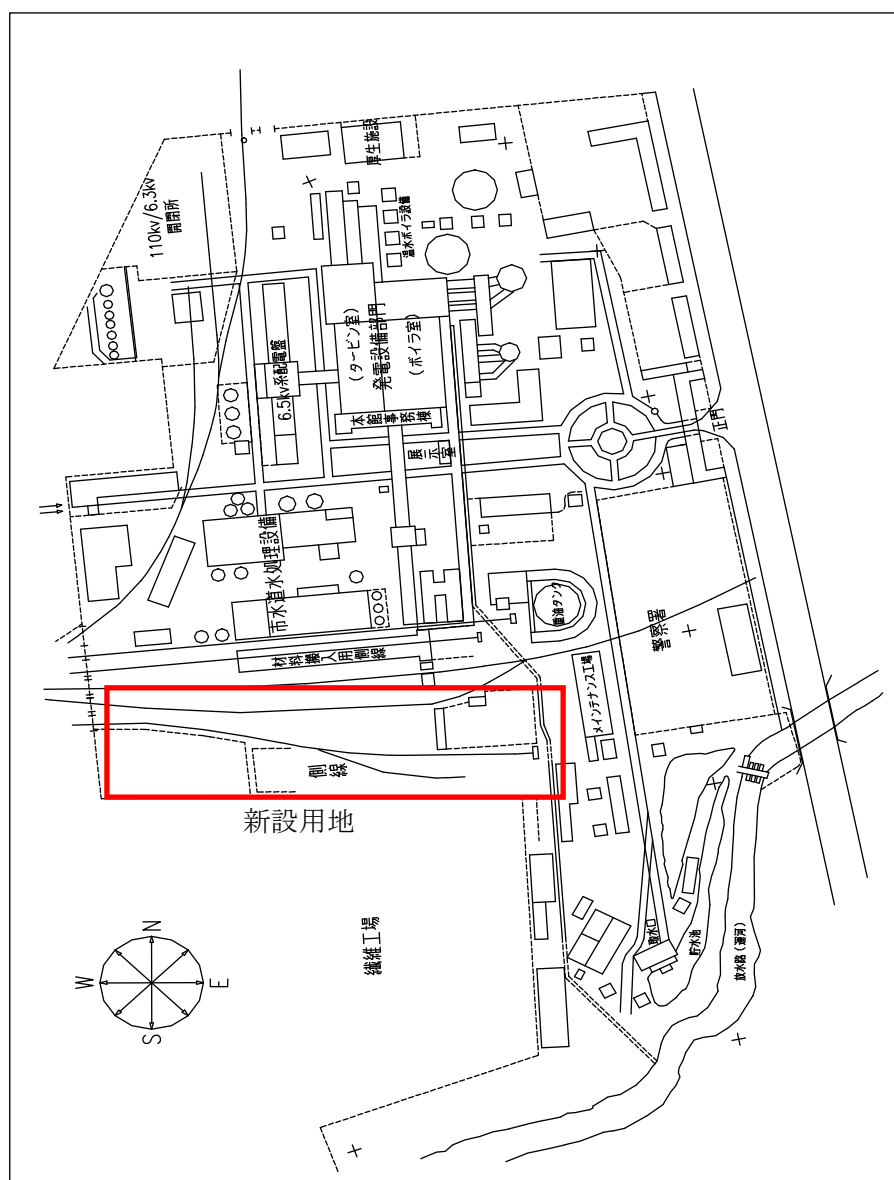


図 2-2-1 タシケント熱併給発電所の構内配置図

2.2.3 主要設備概要

(1) システム

タシケント熱併給発電所は、一種類の一次エネルギーから同時に二種類の二次エネルギーを生産している、典型的な熱併給発電所である。1 台の定格 22.5MW 抽気復水蒸気タービン発電機に必要な蒸気を供給するために、予備機を含めて 5 台の蒸気ボイラ（蒸気圧力・温度は過熱器出口にて $32\sim 36\text{kg/cm}^2\text{g}$ ・ $420\sim 425^\circ\text{C}$ ）が設けられている。建設当初、蒸気タービンの定格容量は 30MW であったが、その後タービン発電機の冷却方式が水素冷却式から空気冷却式に変更されたこと等に伴って、22.5MW に変更された。

ボイラからの蒸気は蒸気タービンに導かれて仕事（電力の発生）をした後、復水器に導かれ、復水器で凝縮水となる。凝縮水は、復水ポンプ、脱気器およびボイラ給水ポンプ

を経て再びボイラ用給水として使用される。蒸気タービンの中間段から抽気された蒸気（送気圧力 $9\text{kg/cm}^2\text{g}$ 、温度 320°C ）は工場プロセス用蒸気として繊維工場等に送気されている。

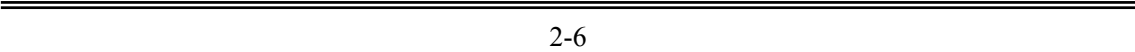
このシステムの特徴の 1 つは、温水用の市水道水が蒸気タービン復水器の冷却用水として用いられていることである。それによって、蒸気タービンからの多量の排熱エネルギーが、有効に熱回収され系外には放出されないため、システムのエネルギー変換効率が非常に高くなる。

温水用給水（最大 $3,500\text{m}^3/\text{h}$ ）は、蒸気タービン復水器で蒸気タービンからの排熱エネルギーを回収した後、水質確保のために、イオン交換樹脂により処理される。

処理された水は、温水加熱器に送られて、蒸気タービンから抽気された蒸気や蒸気ボイラから発生した蒸気を減圧した蒸気を使って 70°C 程度に加熱される。

必要に応じて、温水ボイラ（総容量 650Gcal/h ）によって、 $100^\circ\text{C}\sim 150^\circ\text{C}$ に更に加熱される。

なお、温水加熱器と温水ボイラの間の配管に、 $3,000\text{m}^3$ の貯水槽 2 基が接続されており、アキュムレータとしての機能を持たせ、温水需要の急激な変動に対して温水供給が追従できない時は、その変動分はそのアキュムレータによって吸収される。システムは、温水配管および温水補給水連付属設備一式をも装備した構成となっている。図 2-2-2 に現在のタシケント熱併給発電所の系統図を示す。



(2) 主要設備の仕様

タシケント熱併給発電所の主要設備の仕様を以下に示す。

1) 蒸気ボイラ

蒸気ボイラは、1939年に第1号ボイラが設置されて以来、順次増設が行われ、1955年に最も新しい第5号ボイラが設置されている。すべての蒸気ボイラの主な仕様を表2-2-1に示す。

表 2-2-1 蒸気ボイラの主要仕様

ユニット番号	-	K-1	K-2	K-3	K-4	K-5
ボイラ形式	-	フロント焚き、火炉水冷式、自然循環型(屋内設置)				
通風方式	-	平衡通風方式				
使用燃料	-	天然ガス /重油	天然ガス /重油	天然ガス	天然ガス	天然ガス /重油
定格蒸発量	t/h	60	60	70	75	150
主蒸気圧力 (過熱器出口にて)	MPag (kg/cm ² g)	3.14 (30.8)	3.14 (30.8)	3.43 (33.6)	3.53 (34.6)	3.33 (32.7)
主蒸気温度 (過熱器出口にて)	°C	425	425	425	420	420
給水温度	°C	105	105	105	105	105
運転開始時期	西暦	1939	1939	1948	1954	1955

2) 蒸気タービン発電設備

蒸気タービン発電設備は、No.4ボイラの建設と同時期の1954年に建設され運開し、今日に至っている。なお、蒸気タービン発電設備の主要な仕様を表2-2-2に示す。前述のように、建設当初は定格30MWであったが発電機の冷却方式の変更（水素冷却方式より空気冷却方式に変更）等により定格容量が22.5MWに変更されている。

表 2-2-2 蒸気タービン発電機の主要仕様

a. 蒸気タービン

形式	単車室軸流式抽気・復水型タービン
数量	1台
定格容量	22,500kW
タービン入口蒸気条件	2.75MPag(27.0kg/cm ² g)、400°C
抽気蒸気条件	9kg/cm ² g、320°C
工場蒸気条件	7kg/cm ² g、270°C
最大蒸気呑込量（タービン入口にて）	350t/h

最大蒸気抽気量	300t/h
復水器内真空	0.05ata

b. 発電機

形式	空気冷却式同期
数量	1 台
定格容量	37,500kVA
電圧	6,000V
極数	2
速度	3,000rpm
励磁方式	回転回磁(直流)
c. 運転時期	1954 年

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

3) 温水ボイラ

タシケント市熱エネルギー供給公社に、給湯・暖房用温水を供給するための設備として、1963 年に第 6 号ボイラ（容量 50Gcal/h）が設置されて以来、1969 年の第 12 号ボイラ（容量 100Gcal/h）までに、合計 7 台の温水ボイラ（総容量 650Gcal/h）が建設されている。温水ボイラの主要な仕様を表 2-2-3 に示す。

表 2-2-3 温水ボイラの仕様

ユニット番号	-	K-6	K-7	K-8	K-9	K-10	K-11	K-12
ボイラ形式	-	フロント焚き、火炉水冷式、貫流型(屋内設置)						
通風方式	-	平衡通風方式						
使用燃料	-	天然ガス	天然ガス	天然ガス	天然ガス	天然ガス /重油	天然ガス /重油	天然ガス /重油
定格容量	Gcal/h	50	100	100	100	100	100	100
温水出口圧力 (ボイラ出口にて)	MPag (kg/cm ² g)	2.5 (24.5)	2.0 (19.6)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)
温水出口温度 (ボイラ出口にて)	℃	150	150	150	150	150	150	150
温水入口温度 (ボイラ入口にて)	℃	70	70	70	70	70	70	70
運転開始時期	西暦	1963	1965	1965	1966	1967	1968	1969

(出所) タシケント熱併給発電所

(3) ボイラ、タービン発電機の延べ運転時間と現在の設備能力

蒸気ボイラ 5 台、温水ボイラ 7 台およびタービン発電機 1 台の延べ運転時間と現在の設備能力を表 2-2-4 に示す。

記録から判るように、蒸気ボイラおよび蒸気タービンは建設後 40～70 年経っており、延べ運転時間も 35.0～41.5 万時間に達している。また、温水ボイラも建設後 40～46 年経過しており、延べ運転時間は約 10.2～12.4 万時間に達している。

いずれの設備も老朽化が進んでいるが、タービン発電機を除けば、現在の設備能力は建設当初の設備容量を保有しており、蒸気ボイラ、温水ボイラ共に設備容量には十分な余裕（設備容量と実運転負荷の差）があり、複数のボイラを交互に使用し適宜補修することで、向こう 15 年程度の使用には耐えると考えられる。

なお、ボイラの使用燃料は、1996 年までは天然ガスを主燃料として一部重油も使用されていたが、1997 年以降は天然ガスだけが使用されている。

表 2-2-4 ボイラ・タービンの延運転時間と現在の容量

設備番号		設置時の容量	使用燃料	運転開始(年)	延べ運転時間 (2009.1.1 現在) (1000h)	現在の容量
蒸気ボイラ	K-1	60t/h	天然ガス /重油	1939	414,962	60t/h
	K-2	60t/h	天然ガス /重油	1939	411,158	60t/h
	K-3	70t/h	天然ガス	1948	372,111	70t/h
	K-4	75t/h	天然ガス	1954	351,318	75t/h
	K-5	150t/h	天然ガス /重油	1955	367,457	150t/h
温水ボイラ	K-6	50Gcal/h	天然ガス	1963	101,675	50Gcal/h
	K-7	100Gcal/h	天然ガス	1965	115,675	100Gcal/h
	K-8	100Gcal/h	天然ガス	1965	120,043	100Gcal/h
	K-9	100Gcal/h	天然ガス	1966	116,302	100Gcal/h
	K-10	100Gcal/h	天然ガス /重油	1967	120,848	100Gcal/h
	K-11	100Gcal/h	天然ガス /重油	1968	123,887	100Gcal/h
	K-12	100Gcal/h	天然ガス /重油	1969	110,660	100Gcal/h
蒸気タービン発電機 (TG-4)		30MW	-	1954	411,371	22.5MW

(出所) タシケント熱併給発電所

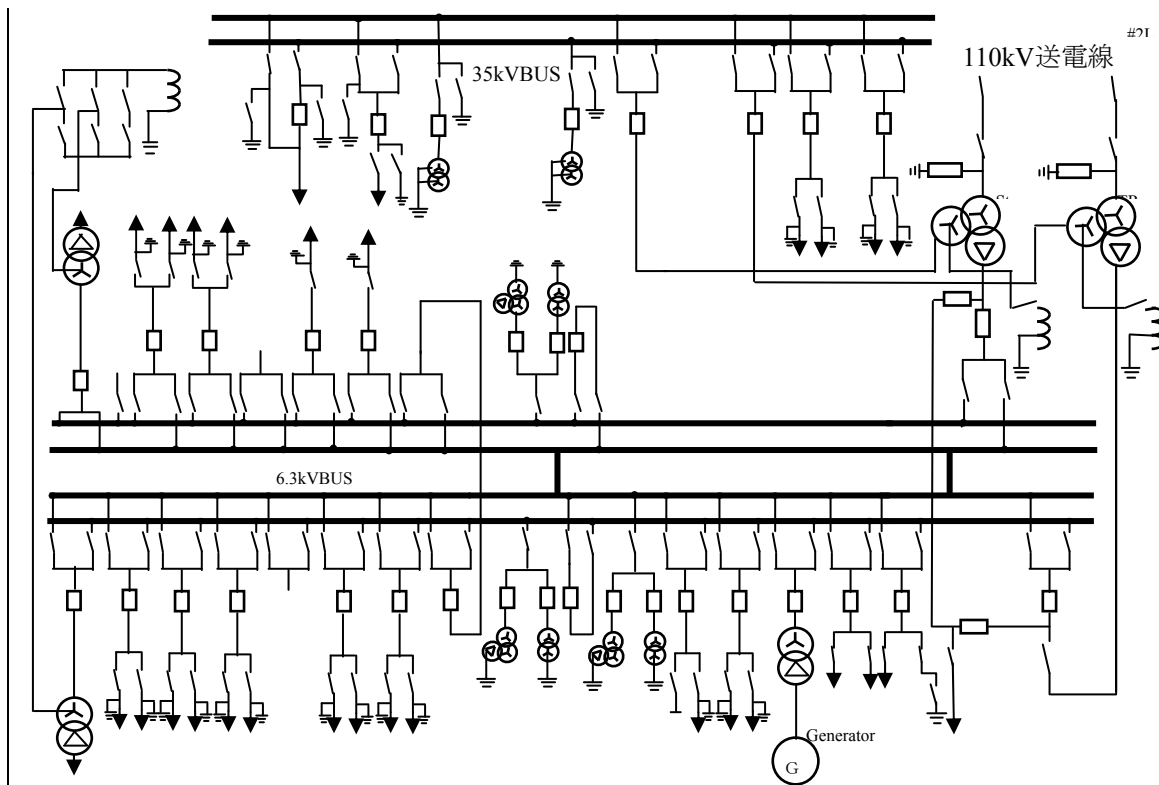
(4) 電気設備の現状

同発電所は 70 年を既に経過し、設備全体の劣化がかなり進んでいる。電気設備では保護継電器や基盤の劣化、配線の劣化等々が目立っている。

タシケント熱併給発電所で発電した電力は、同発電所に連系されている送電線により需要家と近隣の変電所へ送電される。図 2-2-3 はタシケント熱併給発電所の既設開閉所の単線結線図を示したものである。発電された電気出力は 6kV と 35kV と 110kV の送電系統により送電される。既設発電機は 6kV 母線から昇圧変圧器を介して 35kV と 110kV 母線に連系されている。6kV 母線と 110kV 母線は変圧器を介して連系されている。また 110kV 母線、35kV、6kV 母線とも二重母線で構成されている。

タシケント熱併給発電所の 35kV 母線からは、紡績工場とタシケント国際空港に直接電力を供給している。また、35kV 母線からは、110kV 送電線 L-1,2 で近隣変電所に送電している。

発生した電力の内、約 13MW がタシケント熱併給発電所内で消費され、残りの約 10MW は隣接する紡績工場やタシケント国際空港、あるいは送電系統経由で他の地域へ供給されているのが現状である。



(出所) タシケント熱併給発電所の資料を基に調査団にて作成

図 2-2-3 既設単線結線図

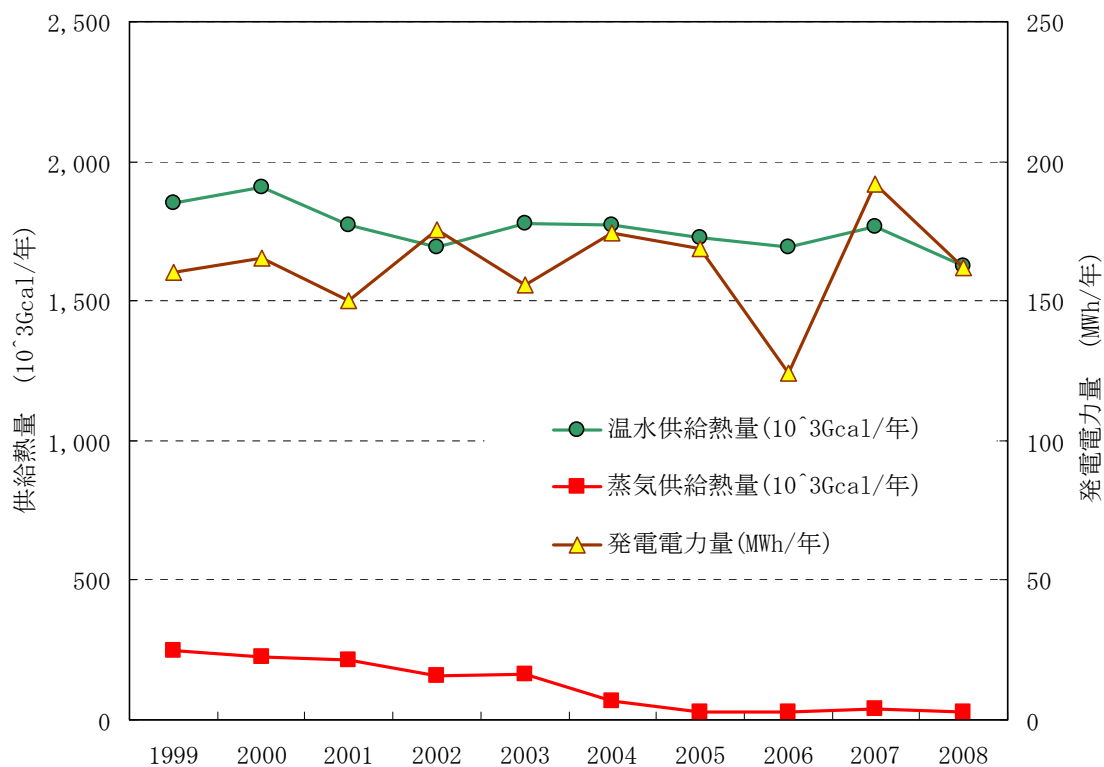
2.2.4 既設熱併給発電設備の運転実績

(1) 過去 10 年間の発電電力量と蒸気と温水の供給熱量

1) 過去 10 年間の発電電力、発電電力量および温水・蒸気供給熱量

過去 10 年間の発電電力、発電電力量および温水・蒸気供給熱量の記録を図 2-2-4 および表 2-2-5 に示す。

- ・ 最大発電電力はいずれの年も定格出力 22.5MW を上回って 22.9～24.2MW で運転されている。最小発電電力は 9.0～17.7MW である。
- ・ 発電電力量は 2006 年に 124.4MWh に落ち込んだ以外は、150～175GWh の範囲で推移し大きな変化は見られない。
- ・ 温水供給熱量も発電電力同様に 10 年間大きな変化は見られない。1620～1910 $\times 10^3$ Gcal の範囲で推移している。
- ・ 蒸気熱供給量は、前二者とは異なり、1999 年の 245.7 $\times 10^3$ Gcal から 2008 年の 28.6 $\times 10^3$ Gcal まで大きな減少傾向を示している。
- ・ 2008 年の実績では、温水 1623 $\times 10^3$ Gcal、発電電力 162GWh (1394 $\times 10^3$ Gcal)、蒸気 29 $\times 10^3$ Gcal、合計量 1791 $\times 10^3$ Gcal である。その内、温水供給が 90.6%と大半をしめ、発電電力は 7.8%、蒸気供給は 1.6%の割合となっている。



(出所) タシケント熱併給発電所

図 2-2-4 過去 10 年間の発電電力量および温水・蒸気の供給熱量

表 2-2-5 過去 10 年間の発電電力量、温水・蒸気供給熱量

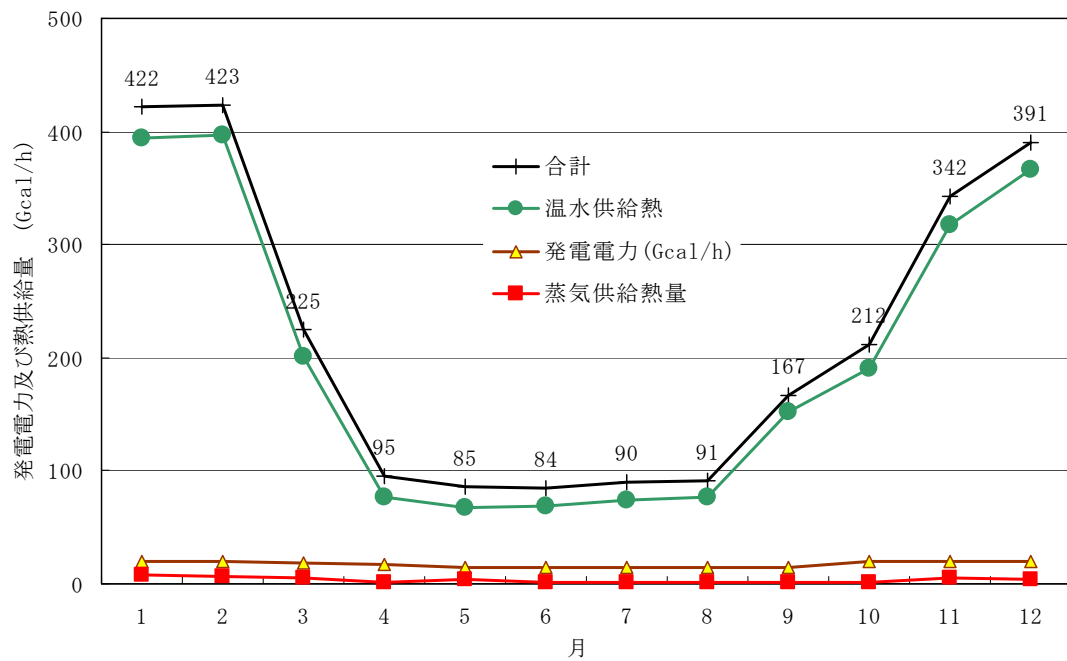
年	電力 (MW)		発電電力量 (GWh)	温水供給熱量 (10 ³ Gcal)	蒸気供給熱量 (10 ³ Gcal)
	最大	最小			
1999	23.0	9.0	160.386	1,853.6	245.7
2000	23.0	13.5	165.600	1,908.2	224.6
2001	23.8	14.8	150.070	1,772.0	216.2
2002	23.8	13.8	175.494	1,695.3	159.4
2003	22.8	15.5	155.839	1,777.2	163.2
2004	22.9	15.5	174.483	1,773.5	65.9
2005	24.2	16.0	168.599	1,729.3	31.0
2006	23.7	15.6	124.361	1,693.0	29.7
2007	23.7	17.7	191.849	1,769.1	36.7
2008	23.9	14.4	162.082	1,623.0	28.6

(出所) タシケント熱併給発電所

2) 月別の発電電力量及び温水・蒸気の供給熱量

2008 年 1 年間の月別の発電電力および温水・蒸気供給熱量の記録を表 2-2-6 に示す。

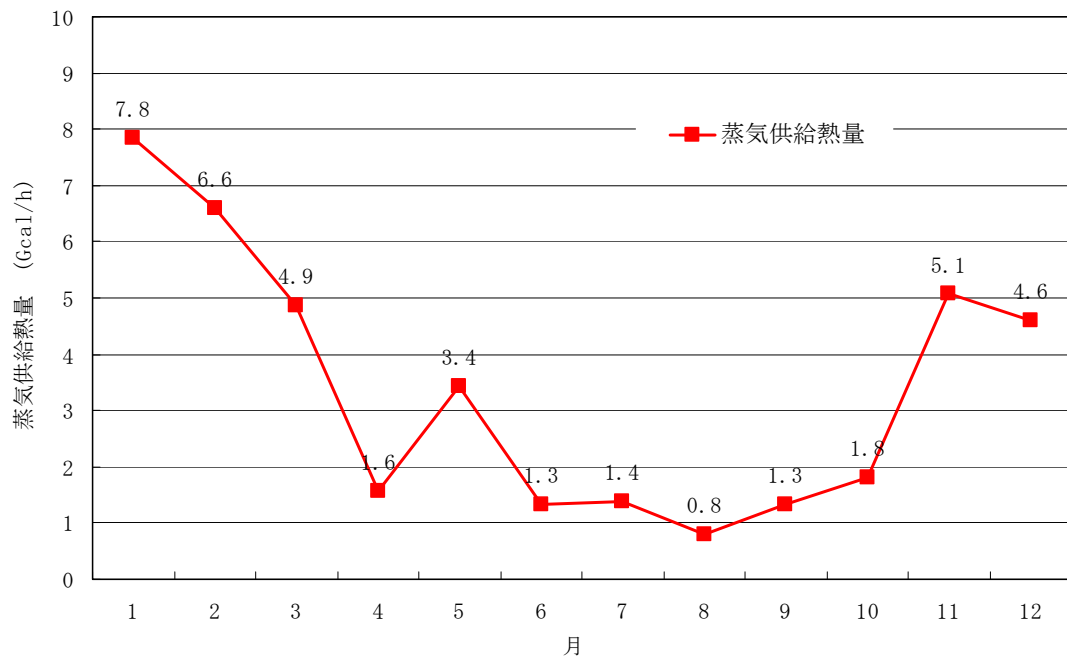
図 2-2-5 は、表 2-2-6 の月別の発電電力量と熱供給量を各月の暦時間（日数 x24h）で割って 1 時間当りの熱量（Gcal/h）で表示している。温水ボイラが停止する 4 月から 8 月は、蒸気ボイラだけで合計熱量 90Gcal/h～100Gcal/h を供給している。最も多くなる 1 月と 2 月の供給熱量は、温水ボイラと蒸気ボイラを合わせて 420Gcal/h で夏季の 4 倍以上に増加している。



(出所) タシケント熱供給発電所回答を基に作成

図 2-2-5 2008 年月別の発電電力と温水・蒸気の供給熱量

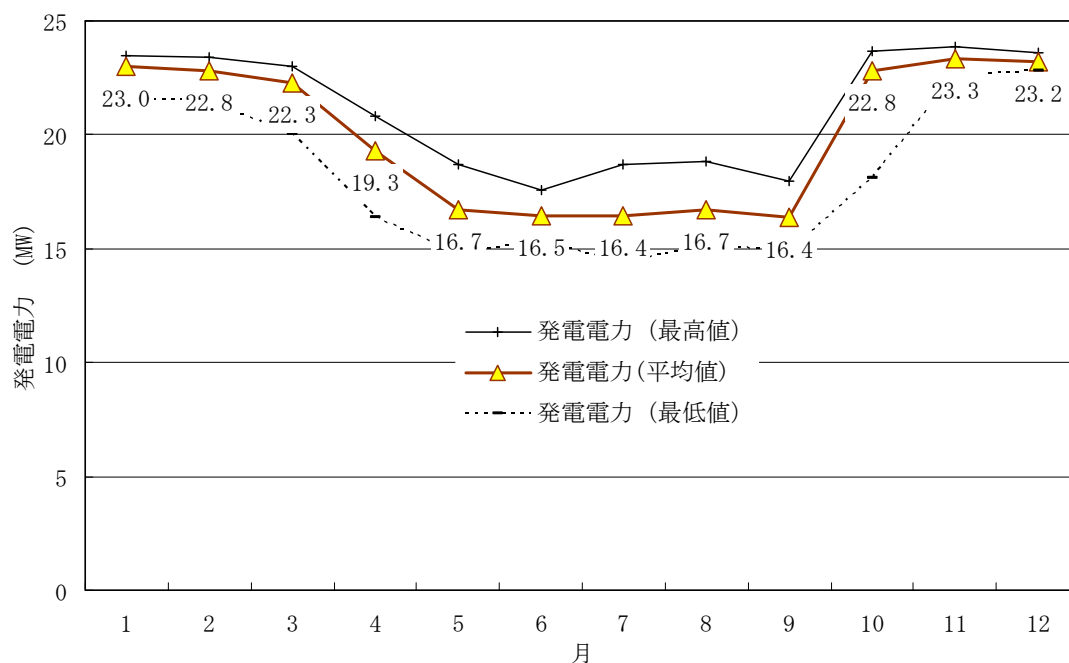
図 2-2-6 には、図 2-2-5 の蒸気供給熱量を拡大して表示している。1 月の 7.8Gcal/h に対して 8 月は 0.8Gcal/h と季節によって需要が大きく変化している。



(出所) タシケント熱供給発電所回答を基に作成

図 2-2-6 2008 年月別の蒸気供給熱量

図 2-2-7 は、表 2-2-6 の月別の発電電力量 (MWh) を同様に各月の暦時間 (日数 x24h) で割算して電力 (MW) として表示している。熱需要の多い冬期は、定格容量 22.5MW を多少超える出力で運転されているが、夏季は 16MW 台まで低下している。



(出所) タシケント熱併給発電所回答を基に作成

図 2-2-7 2008 年各月の発電電力

表 2-2-6 2008 年月別の発電電力、発電電力量および蒸気・温水供給熱量

月	発電電力 (MW)		発電電力量 (GWh)	温水供給熱量 (Gcal)	蒸気供給熱量 (Gcal)
	最大	最小			
1	23.5	21.6	17.14	293,748	5,830
2	23.4	21.5	15.86	276,521	4,591
3	23.0	20.0	16.59	149,643	3,616
4	20.8	16.4	13.89	55,674	1,127
5	18.7	14.8	12.46	50,299	2,549
6	17.6	15.3	11.86	49,652	955
7	18.7	14.4	12.22	55,308	1,023
8	18.8	15.1	12.42	56,600	592
9	18.0	14.9	5.45	50,400	441

10	23.7	18.1	10.13	84,433	799
11	23.9	22.6	16.80	228,421	3,662
12	23.6	22.8	17.27	272,338	3,425

(出所) タシケント熱併給発電所

(2) タービン発電機、蒸気ボイラおよび温水ボイラの稼働状況

1) 過去5年間の運転時間、発生熱量、発電電力量

過去5年間の設備毎の運転時間、発生熱量、発電電力量の記録を表 2-2-7 に示す。

また、過去5年間の蒸気ボイラおよび温水ボイラの燃料消費量の記録を表 2-2-8 に示す。

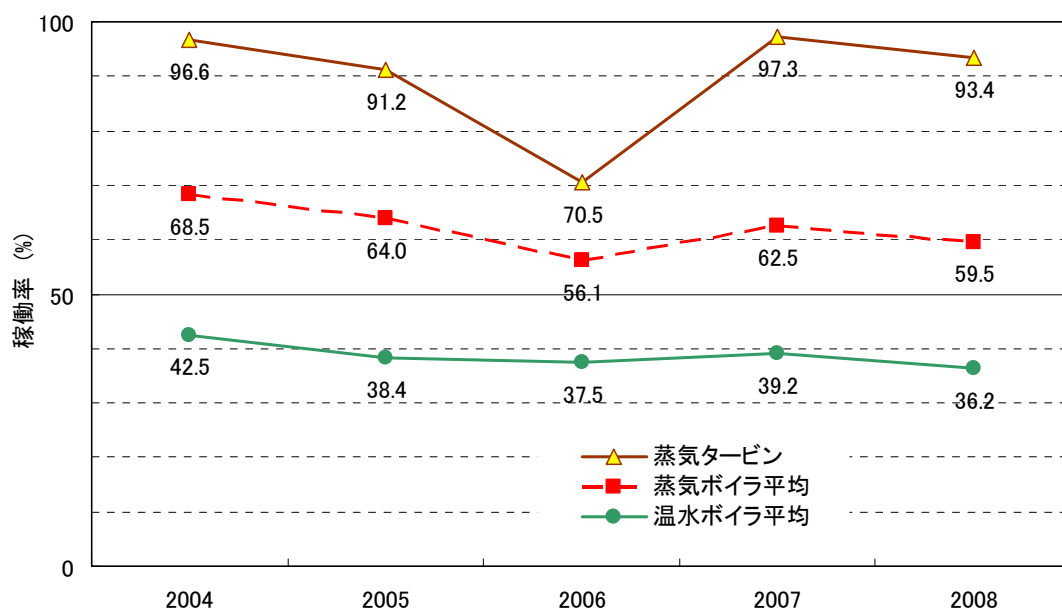
図 2-2-8 と図 2-2-9 には、上記運転記録を基にして、年間稼働率（年間運転時間/8760×100%）、年間平均負荷率（年間出熱/年間運転時間/定格容量×100%）を示している。

蒸気タービン発電機の過去5年間の平均の稼働率は90%、負荷率は93%で、他の設備に比べて非常に高い稼働状態を示している。

蒸気ボイラの過去5年間の平均稼働率は62%、負荷率は73%である。蒸気タービンに蒸気を供給する関係で蒸気ボイラ全缶での総合稼働率は蒸気タービンと同等と考えられるので、5缶での運用で予備率がある分1基しかない蒸気タービン発電機より稼働率も負荷率も低くなっている。

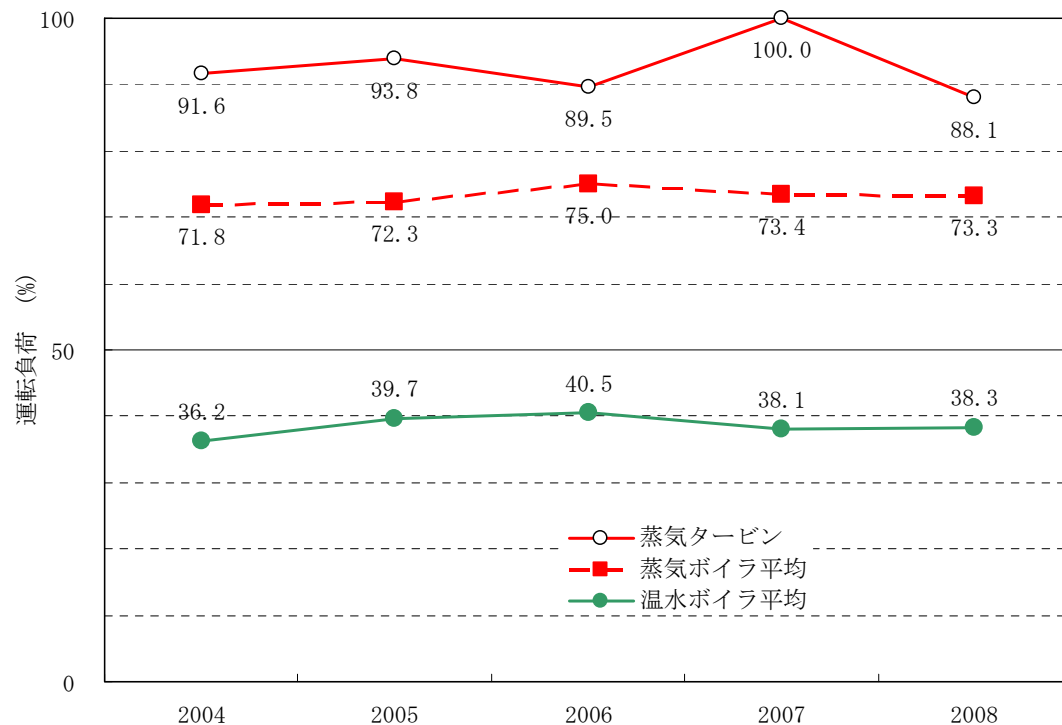
温水ボイラの過去5年間の平均稼働率と負荷率はそれぞれ39%と36%である。前述の通りタシケント市のセントラルヒーティング需要期の年間5～6ヶ月間運転されるだけなので、年間平均の稼働率は蒸気ボイラに比べて半分程度になっている。

なお、蒸気タービン発電機の2006年の稼働率は、70%と他の年に比べて20%も低下している。計画停止以外に何らかの修理作業が行われ、例年より約2.5ヶ月間長く停止したことになるが、詳細内容は今回の調査では確認できていない。



年間平均稼働率= (年間運転時間) / 8760 x 100 (%)
 (出所) タシケント熱併給発電所

図 2-2-8 主要設備の年平均稼働率



負荷率= {(年間供給量)/(年間運転時間)} / (1 時間当り定格出力)x100 (%)
 (出所) タシケント熱併給発電所

図 2-2-9 主要設備の負荷率

表 2-2-7 過去 5 年間の各ユニット別運転記録

a. 蒸気ボイラ、温水ボイラ、蒸気タービン発電機の年間運転時間

設備番号	単位	2004	2005	2006	2007	2008
<蒸気ボイラ>						
K-1	h/year	6,227	4,239	4,081	5,531	5,357
K-2	h/year	4,301	6,749	3,153	3,845	5,138
K-3	h/year	6,095	5,600	4,181	2,661	48
K-4	h/year	5,825	4,758	6,452	6,815	8,632
K-5	h/year	7,535	6,680	6,692	8,525	6,870
<温水ボイラ>						
K-6	h/year	3,295	3,462	3,852	3,111	3,023
K-7	h/year	3,755	3,336	2,682	3,331	3,452
K-8	h/year	4,093	3,202	4,123	3,458	3,201
K-9	h/year	3,726	3,946	2,986	3,829	3,096
K-10	h/year	3,687	3,304	3,190	3,526	3,375
K-11	h/year	3,716	3,034	3,095	3,426	2,880
K-12	h/year	3,781	3,275	3,095	3,343	3,199
<蒸気タービン発電機>						
TG-4	h/year	8,466	7,987	6,173	8,526	8,178

(出所) タシケント熱供給発電所

b. 蒸気ボイラ、温水ボイラの年間発生熱量

設備番号	単位	2004	2005	2006	2007	2008
<蒸気ボイラ>						
K-1	Gcal/year	201,090	119,702	125,200	161,304	154,284
K-2	Gcal/year	138,474	214,140	107,844	113,983	152,823
K-3	Gcal/year	231,679	211,335	154,038	96,651	1,900
K-4	Gcal/year	215,194	189,526	249,246	257,531	306,591
K-5	Gcal/year	470,746	440,880	473,614	627,634	498,830
<温水ボイラ>						
K-6	Gcal/year	77,278	82,246	80,811	67,223	59,790
K-7	Gcal/year	120,485	98,620	89,096	94,180	85,172
K-8	Gcal/year	118,571	93,479	131,374	119,017	110,998
K-9	Gcal/year	129,174	134,428	116,067	124,211	110,956
K-10	Gcal/year	118,872	124,067	116,037	129,114	119,382
K-11	Gcal/year	118,808	128,859	128,930	123,269	86,567
K-12	Gcal/year	128,956	136,112	123,938	130,807	157,782
合計	Gcal/year	2,069,327	1,973,394	1,896,195	2,044,924	1,845,075

(出所) タシケント熱供給発電所

c. 蒸気タービン発電機の年間発電電力量,

設備番号	単位	2004	2005	2006	2007	2008
TG-4	MWh/year	174,483	168,598	124,361	191,849	162,082

(出所) タシケント熱併給発電所

表 2-2-8 過去 5 年間の各ユニット別燃料消費量

設備番号	単位	2004	2005	2006	2007	2008
<蒸気ボイラ>						
K-1	m ³ /year	26,630	16,152	16,765	21,639	20,833
K-2	m ³ /year	18,384	28,584	14,369	15,248	20,592
K-3	m ³ /year	30,666	28,278	20,589	12,900	259
K-4	m ³ /year	28,185	24,967	32,903	33,526	40,148
K-5	m ³ /year	61,525	57,832	62,465	82,181	65,965
<温水ボイラ>						
K-6	m ³ /year	10,178	10,851	10,688	8,845	8,051
K-7	m ³ /year	15,989	12,878	11,832	12,376	11,414
K-8	m ³ /year	15,704	12,329	17,445	15,614	14,779
K-9	m ³ /year	17,117	17,768	15,409	16,306	14,801
K-10	m ³ /year	15,756	16,327	15,404	16,940	15,894
K-11	m ³ /year	15,772	16,971	17,055	16,166	11,584
K-12	m ³ /year	17,076	17,939	16,418	17,141	21,017
合計	m ³ /year	272,982	260,876	251,343	268,881	245,337
燃料の発熱量						
天然ガス	kcal/m ³	8,204	8,242	8,241	8,263	8,219
重油	Kcal/kg	-	-	-	-	-

備考：過去 5 年間は重油の使用されておらず、すべて天然ガスである。

(出所) タシケント熱併給発電所

(3) 運転保守費及びエネルギー生産単価

過去 5 年間の運転・保守費用、熱エネルギー販売コストおよび電力エネルギー販売コスト（現地通貨 Soum）が表 2-2-9 に示されている。

全ての項目で、年間コストがこの 5 年間で急激に増加しているのは、物価、一次エネルギーおよび人件費などの高騰に拠るものと考えられる。したがって、年間経費やエネルギー卸売単価の増減を単純に比較することは出来ない。

この表に示されている熱エネルギー生産コスト及び電力の発電コストは、タシケント熱併給発電所からタシケント市熱供給公社および配電会社への卸売価格であり、消費者への販売価格ではない。因みに、2008 年のコストを、2009 年 3 月現在の円換算レート（15.0Soum/円）を使って換算すると、それぞれ、630 円/Gcal、2.04 円/kWh となる。

表 2-2-9 過去 5 年間の運転・保守費及びエネルギー卸売単価

項目	単位	2004	2005	2006	2007	2008
人件費	10 ³ Soum	873,402	1,111,567	1,137,598	1,262,748	1,590,027
一般管理費	10 ³ Soum	—	—	—	—	—
給与控除額 (報酬の 24%)	10 ³ Soum	272,057	328,466	266,256	287,427	352,643
減価償却費	10 ³ Soum	119,206	256,291	246,130	190,069	156,546
利息費	10 ³ Soum	—	—	—	—	—
材料費	10 ³ Soum	171,880	252,664	259,953	258,259	193,719
税	10 ³ Soum	403,528	573,712	482,249	594,649	702,098
燃料費	10 ³ Soum	6,652,176	8,124,780	7,787,736	8,826,537	9,812,187
水使用費	10 ³ Soum	549,832	653,337	667,127	965,821	1,037,809
薬品使用費	10 ³ Soum	32,471	70,529	115,656	233,452	70,779
補修費	10 ³ Soum	475,601	352,201	619,071	593,716	810,475
その他	10 ³ Soum	172,421	227,351	389,380	465,471	492,062
運転保守費合計	10 ³ Soum	9,722,574	11,950,898	11,971,156	13,678,149	15,218,345
通貨交換率	Soum/US\$	—	—	—	—	—
熱エネルギー 生産単価	Soum/Gcal	6,396	7,260	7,239	7,804	9,444
発電単価	Soum/kWh	17.04	22.44	24.60	30.04	30.61

(出所) タシケント熱併給発電所

第3章 円借款事業実施計画の策定

3.1 概念設計

3.1.1 前提条件

タシケント熱併給発電所のガスタービンコジェネレーション設備（以下、GTCS）を用いた近代化計画の経緯として、2000 年度に NEDO により共同実施等推進基礎調査「タシケント熱併給発電所近代化計画」が実施され、2004 年に同計画に関する円借款申請が行われた。2006 年には「ウ」国側で「Preliminary Feasibility Study of Investment Project of Construction of gas turbine unit at Tashkent Heat and Power Supply Plant (May2006)」(以下 Pre-FS) が実施され、新規設備の導入規模を、電気出力 80MW、熱出力 100Gcal/h と設定し、25MW 級 GTCS 3 台の設置が計画された。その後 NEDO により 2007 年度に、「熱電併給所省エネルギー化モデル事業実施可能性調査」、さらに 2008 年度に「熱電併給所省高効率ガスタービンコジェネレーションモデル事業（ウズベキスタン）実施可能性調査」が実施され、25MW 級 GTCS 1 台の設置が実現へ向けて検討されている（以下、NEDO 事業）。

したがって、上記経緯を踏まえ円借款事業としてのタシケント熱併給発電所近代化事業（以下、本事業）の範囲は 25MW 級 GTCS 2 台（電気出力 50MW、熱出力 70Gcal/h 程度）の導入とし、以下の検討を行った。

3.1.2 コジェネレーションシステム

コジェネレーションシステムは、エネルギーのカスケード利用によって、1 種類の 1 次エネルギーから 2 種類の 2 次エネルギー(当該プロジェクトでは電気と熱)を同時に生産するシステムであり、エネルギー利用効率が極めて高いシステムである。現在実用化されているコジェネレーションシステムには、ガスタービン、ディーゼルエンジン、ボイラ・蒸気タービンを主機として発電させると共に、温水や蒸気の形で熱を供給するシステムがある。

この中でガスタービン及びボイラ・蒸気タービンを主機とするシステムでは、一般的にその熱は都市の大規模な地域熱供給用や大規模商業施設用の熱源、あるいは大企業での加熱・乾燥用の熱源として使われている。一方、ディーゼルエンジンを主機とするコジェネレーションシステムでは、発電出力に対する熱出力の比率（熱電比＝同一熱量単位の熱/電比）が小さく(1 以下)、通常、小形商業施設用や発電所内の給湯や暖房用として使われている。したがって、ディーゼルエンジンを主機とするコジェネレーションシステムは、今回の調査の検討対象からは除外した。

コジェネレーションシステムでは、熱電比が大きくなるほど、エネルギー利用効率が高くなる。したがって、熱電比はコジェネレーションシステムを選定する場合の大きな決め手となる。

ボイラ・蒸気タービンを主機とするコジェネレーションシステムでは、必要な蒸気条件の蒸気を蒸気タービンの中間段から抽気する方式が一般的に採用されている。この方式では、

熱電比 10 以上までの設計が可能であり、このシステムは、通常要求されている熱供給量が大きい場合に選定される。本事業で要求されている新設備による熱供給能力は、70Gcal/h (80MW に相当) である。したがって、ボイラ・蒸気タービンを主機とするコジェネレーションシステムでは、エネルギー利用効率を高く(80%程度)しようとする、熱電比を 10 程度とする必要があり、その結果発電設備の容量は 8～10MW 程度となる。そのような規模のコジェネレーション設備では、単位容量当りの建設費が高くなり、経済的なシステムとはなりえない。

このようなシステムに対して、ガスタービンを主機とするコジェネレーションシステムでは、上流サイクルの発電システムと下流サイクルの熱製造システムがカスケードサイクルになっており、1.5 程度の熱電比で 80～85% のエネルギー利用効率を得ることができる。つまり、100Gcal/h の熱出力に対して、75MW 程度の電気出力を有するシステムとすることができる。したがって、与えられた熱出力に対しては、ガスタービンを主機とするコジェネレーションシステムの方が、より経済的なシステムであると考えられるため、このシステムを採用することとした。このシステムと既設のボイラ・蒸気タービンを主機とするコジェネレーションシステムとをどのように融合すれば年間通してより効率的な運用ができ、かつ、より経済的な設備とすることができるかについては、次項以下に述べる。

3.1.3 ガスタービンコジェネレーション設備

GTCS には、ガスタービンからの排ガス熱エネルギーを、蒸気あるいは温水として回収する二つのシステムがある。更に、前者には、回収した蒸気の全量をそのまま熱エネルギーとして利用するシステムと、それで蒸気タービン発電機を回転させ電気エネルギーに変換すると共に、蒸気タービンの中間段から蒸気を抽気して、それを熱エネルギーとして利用する方法の二つのシステムがある。同じ特性を持ったガスタービンを使った、これらの三つのシステムについて、定性的な比較結果を表 3-1-1 に示す。

表 3-1-1 各 GTCS の比較

回収エネルギーの種類	温水	蒸気	電気/蒸気
エネルギー変換効率 (%)	80～85	78～83	65～70
熱電比	1.4～1.7	1.3～1.6	0.9～1.2
熱負荷変化対応特性	良くない	良くない	良い
保守性	基準	同等	やや難
運転性	基準	同等	やや難
建設費	基準	やや高い	高い
設置面積	基準	同等	広い

(出所) タシケント熱併給発電所近代化計画(2000 年度、NEDO 共同実施等推進基礎調査)

温水または蒸気回収方式の GTCS では、HRSG からの熱出力を制御するためにガスタービン排ガス温度または流量、あるいはその両方を制御する必要がある。

これらの 3 つの排ガス制御方法に対応した制御パラメータは次の通りである。

排ガスの制御方式	制御パラメータ
温度制御	タービン入口温度
流量制御	排ガスのバイパス量
温度・流量制御	圧縮機入口案内翼角度

温度制御方式では、ガスタービンの入口温度(電気出力)を制御することになるので、熱エネルギー需要（熱出力）低下時にはガスタービン入口温度を低下させることになり、エネルギー変換効率の低下が大きくなる。

流量制御方式では、熱エネルギー需要低下時にガスタービン出力を下げることはないが、排ガス流量の一部を大気に放出（バイパス）することになるので、やはりエネルギー変換効率の低下が大きくなる。

一方、温度・流量制御方式では、熱エネルギー需要低下時には、ガスタービン入口温度を一定にしたまま圧縮機入口案内翼（Inlet Guide Vane : IGV）を閉じて、排ガス流量を低減させる。したがって、排ガス温度はかえって高くなり、エネルギー変換効率も高くなる。

これに対して、蒸気/電気回収システムでは、熱エネルギー需要が低下した場合には、それに見合うように蒸気タービンからの抽気蒸気量を低下させ、その分を電気出力として回収できるので、エネルギー利用効率の低下を抑えることは出来る。しかし、蒸気/電気回収システムでは、他のシステムと比較してエネルギー変換効率が低く、又、建設費は蒸気タービン・発電機設備及び復水器設備の分高くなる。

本事業としては先行する NEDO 事業との協調を考慮し、蒸気回収システムを採用するものとするものとして、以降の検討を進めるものとする。尚、今後の設計段階において、温水回収方式との比較並びに最適な蒸気回収方式についての詳細検討を行うものとする。

3.1.4 ガスタービンの選定

ガスタービン設備は、GTCS の中核としての役目を果たしている最も重要な機器であり、最も高い信頼性が要求される。ガスタービンは、注文毎に設計・製造される蒸気タービンとは違って、前もって開発・設計された標準機種が各ガスタービン・メーカーによって揃えられている。注文毎に特別に開発・設計するのでは設備費が割高となり、また、そのために多くの時間が必要となる。したがって、必要となる時点でメーカーの生産ラインに乗っている標準機種の中から、要求出力に見合った適切な型式のガスタービンを選定するのが通常の方法である。

ガスタービンの選定には、そのガスタービンに要求される出力規模を設定する必要がある。しかも、その出力規模は、ガスタービンメーカーの競争を可能とするために、市場で調達可能な複数の型式のガスタービン出力に見合うものでなければならない。

要求される熱エネルギー出力を 70Gcal/h (80MW)、熱電比を 1.5 とすると、ガスタービンへの要求合計出力は、50MW 程度となる。更に、コージェネレーション・システムの運用性及び保守性を考慮すると、そのシステムは、2～3 台のガスタービンで構成されるのが好ま

しいと考えられる。1 台のガスタービンで構成される場合、そのガスタービンが定期点検、あるいは何らかのトラブルで停止すると、その間 50MW の発電出力と 70Gcal/h の熱出力が停止することになり、その熱併給発電所の運営上好ましくない。一方、4 台以上のガスタービンで構成される場合は、建設費が高くなると共に、より広い設置面積が必要となる。したがって、ガスタービン単体の出力は、2 台案の場合で 23～30MW、3 台案の場合で 15～20MW となる。表 3-1-2 及び表 3-1-2 にこのような条件に合う型式のガスタービンが選定されている。ここに選定されているガスタービンは、タービン入口温度が 1,300℃級の、市場で調達可能な各メーカーの標準形ガスタービン（産業用重構造形）である。これらの表に示されているように、2 台案、3 台案の両案とも 5 機種のガスタービンが本事業の要求仕様に見合っていることが分かる。表中の性能数値は、Gas Turbine World 2007-2008 GTW Handbook に記載されている数値をベースデータとして、サイトの高度を修正して求められたものである。

なお、選定されるガスタービンは、その運転信頼性を重視するという観点から、採用を決定する時点で少なくとも 3 台が、それぞれ 8,000 時間以上の運転実績を有していることを必須条件としている。

表 3-1-2 25MW 級産業用重構造標準形ガスタービン性能諸元表

メーカー名	BHE	日立	三菱	SMS	SMS
Model No	PG5371(PA)	H-25	MF-221	STG-600	STG-700
発電機端出力 (MW)	24.7	25.9	28.2	23.3	27.3
熱効率 (%)	28.5	33.8	32.0	34.2	36.0
燃料消費量 (m ³ /h)	9,250	8,190	9,410	7,270	8,100
排ガス流量 (ton/h)	423	323	396	295	335
排ガス温度 (℃)	487	555	533	543	518

表 3-1-3 15MW 級産業用重構造標準形ガスタービン性能諸元表

メーカー名	GE Oil & Gas	日立	Solar Turbines	川崎重工業	SMS
Model No	PGT25	H-15	Titan 130	L20A	STG-500
発電機端出力 (MW)	21.1	14.1	14.1	16.6	16.0
熱効率 (%)	36.3	32.2	38.9	34.3	32.2
燃料消費量 (m ³ /h)	6,210	4,670	3,870	5,170	5,310
排ガス流量 (ton/h)	253	192	183	212	339
排ガス温度 (℃)	524	555	496	545	486

上記性能諸元は、次の条件下での値として前掲の Gas Turbine World 2007-2008 GTW Handbook に記載の諸数値から求められたものである。

大気温度	15℃
高度	500m
燃料	天然ガス
燃料発熱量 (LHV)	33.72 MJ/m ³

なお、ガスタービンを 2 台と 3 台のいずれの台数にするかについては、最終的に決定されたコジェネレーションシステムの建設費や配置図などについて、各メーカーから提示された詳細なデータに基づき評価分析して決定される。したがって、本調査では、ガスタービンの台数を 2 台として以降の検討を進めることとする。

現在商用化されている発電用ガスタービンには、その構造面から重構造産業用形と航空転用形の 2 つの形に大きく分けられる。前者は、地上定位置設置用として上質燃料から粗悪燃料までの多様な燃料を対象として開発され、後者は、航空機用原動機として開発されたガス発生機(ジェット・エンジン)の下流に発電機駆動用の出力タービンを追加したものである。したがって、両機種間には、自ら基本的な設計思想に大きな差が見られる。

航空転用形は圧力比が高いため、ガスタービン単体での熱効率が高く、また、起動時間が短いので、通常ピーク負荷用発電設備として、また、出力タービンは広範囲の回転数変動運転が可能であり、ポンプや圧縮機などの機械駆動用として多く使われている。しかし、排ガス温度が低いため、排ガス熱エネルギーも考慮した総合エネルギー変換効率は、重構造産業用よりむしろ低くなる。また、基本設計寿命や点検間隔が短いため、保守点検費用が嵩むことになる。更に、最近の航空転用形では、多くの内部点検孔からの内視鏡による点検や普通工具による現場での開放点検が可能な構造となっているが、それらの点検は、そのガスタービンメーカーでの専門的な訓練を受けた技術者・作業者によって実施されなければならない。このような理由から本事業では、ガスタービンの機種としては重構造産業用形を採用することとする。

なお、GTCS を構成するガスタービン以外の主要機器である、発電機や排熱回収ボイラなどは、与えられた仕様に応じた設計・製作が可能である。また、実施機関もそれらの設備に関しては、十分な知識や取扱並びに保守経験を持っており、選定にあたっての特別な留意点はないと考える。

3.1.5 本事業の設備範囲

本事業の設備範囲は NEDO 事業で導入が計画されている 25MW 級 GTCS と同等設備を 2 台設置するものとする（表 3-1-4 参照）。

表 3-1-4 本事業の設備範囲

設備名称	仕様	備考
ガスタービン発電機	25MW 級 x 2 基	排ガスバイパス装置含む。
排熱回収ボイラ	高圧蒸気回収式 30 Gcal/h x 2 缶	給水ポンプ：50%x2 基含む。
燃料ガス供給設備	前処理設備：50% x 2 基 圧縮機：50% x 3 基	燃料ガス供給配管含む。
電気設備	主変圧器、所内変圧器、開閉設備	
制御設備	一式	

3.1.6 本設備の主要性能

表 3-1-2 に示す 25MW 級ガスタービン発電設備 5 モデル中で中間的な出力の（株）日立製作所製の H25 をモデルケースとして選定し、以下の主要性能を設定した。

Type of GT Model and Quantity	Hitachi H25 x 2
Type of HRSG	Steam Recovery Type
Gross Power Output	54,340 kW
Net Power Output	48,340 kW
Net Heat Output of HRSG	73.9 Gcal/hr
Fuel Flow Rate	17,160 Nm ³ /h
Fuel Heat Input (LHV)	148.92 Gcal/h
Total Net Thermal Efficiency (LHV)	77.5%
Exhaust Gas Emission Level	
NO _x	25 ppmv (Dry 15% O ₂)
SO _x	Negligible (depends on sulphur contents in fuel)
PM ₁₀	Less than 5 mg/m ³ N
Service Factor	85%
Plant Life	30 years

上記性能諸元は、先行プロジェクトの諸数値を参考に次の条件下での値として設定した

ものである。

大気温度、圧力、湿度 15℃、963hPa、60%
 燃料 天然ガス
 燃料圧力（ガス圧縮機入口） 0.10MPa (gauge)
 所内動力には燃料ガス圧縮機の動力を含む。

3.2 配置計画

タシケント熱併給発電所内に設置予定の新設設備の位置を以下に示す。NEDO 事業では 25MW 級 GTCS 1 台（HRSG 及び発電機含む）を設置する計画であるが、円借款事業では 25MW 級 GTCS 2 台（HRSG 及び発電機含む）および 110kV 開閉所を設置する計画である。110kV 送電線が新設予定地の西側を通っているため、110kV 開閉所は新設予定地の西端に配置することが望ましい。

新設予定地は 76m×195m で計画されているが、NEDO 事業を含む 25MW 級 GTCS 3 台（HRSG 及び発電機含む）と 110kV 開閉所の配置については、最適化の検討が必要である。

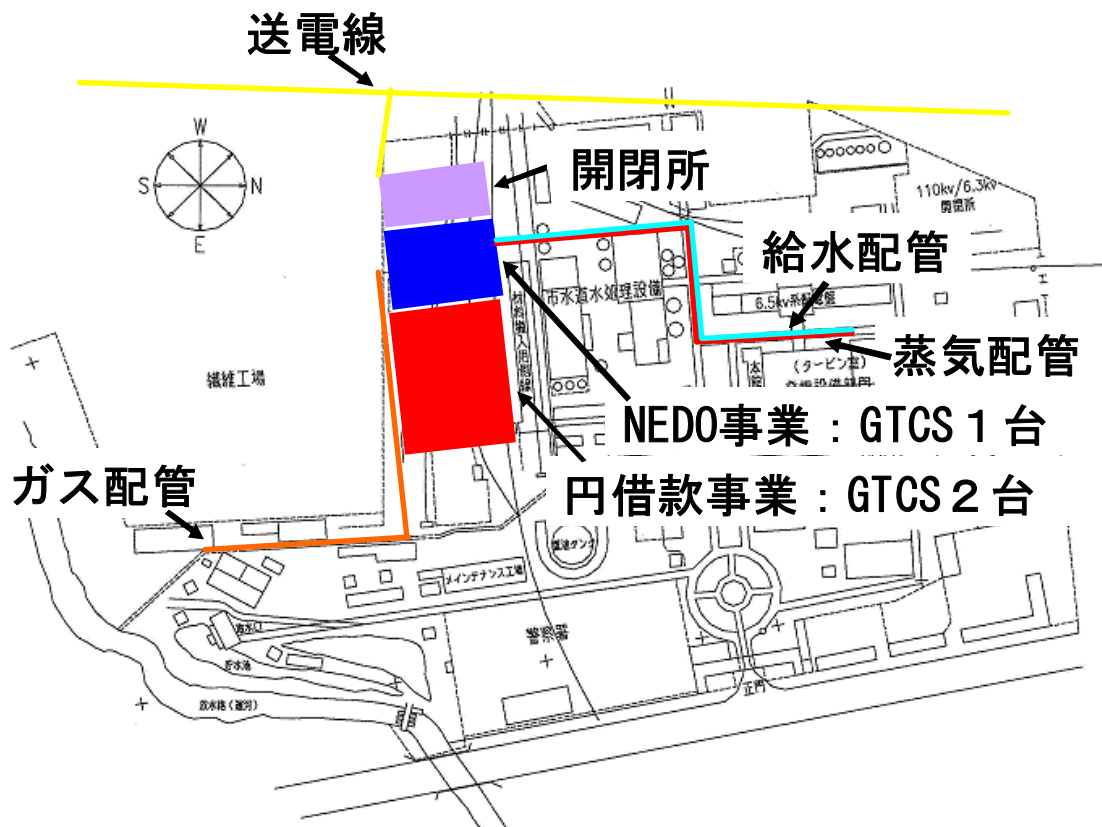


図 3-2-1 新設設備配置計画

3.3 大物資機材の輸送計画

本事業に必要な設備は、全て日本から輸送されるものとして計画する。

「ウ」国は内陸国であるため、日本から輸送される機器は、近隣国の港まで海上輸送され、そこから鉄道または車輜で陸上輸送される。

本事業で輸送される設備には、150ton を超える設備が含まれているため、これらの重量物については、十分な荷揚設備がある港を選択する必要がある。このような条件を満足する輸送候補経路を以下に示す。

重量物輸送候補経路

イリチェフスク（ウクライナ黒海沿岸）

↓ 運河輸送

トルクメンバシ（カスピ海沿岸）

↓ 陸上輸送

タシケント熱併給発電所

イリチェフスクとトルクメンバシ間の運河輸送は、9 月中旬頃から 3 月末までは、運河が氷結し運行できないため、4 月から 9 月上旬頃の期間に輸送する必要がある。

重量物以外輸送候補経路

アントワープ（ベルギー）

↓ 陸上輸送

タシケント熱併給発電所

なお、EPC 契約の時期によっては、上記輸送候補経路の使用が困難となるため、他の輸送経路の検討が必要と考える。

3.4 燃料供給計画

3.4.1 ガス源

天然ガスはタシケント市から西南西に約 600km 離れたブハラガス田から供給されている。天然ガスの開発・供給は、ウズベキスタン採掘公社が運営している。天然ガスは、タシケント熱併給発電所構内のガスステーションで $1\text{kg/cm}^2\text{g}$ で取合い、各ボイラに供給している。天然ガスをガスタービンで燃焼させるためには、ガス昇圧設備を設置する必要がある。

3.4.2 供給能力

ウズベキスタン採掘公社との契約による利用可能最大流量は、130,000m³/h であり、2008 年の最大消費量は 59,000m³/h 程度であった。

本事業の導入により天然ガスの最大使用量は 20,000m³/h 程度増加されるため、天然ガスの供給量は充分確保されている。

3.5 電気設備新設計画

(1) 所内電気設備

既設の運用に沿った形態としたい旨の現地側要望に応えるには、発電機電圧を 6kV 級とすることがあるが、新設置予定地から既設発電機出口接続部までの距離的制約が大きい。即ち長距離接続での電圧降下低減のために大きな断面積のケーブルを計画することは、ケーブル曲げ半径の制限とルート選定困難の面から実地的な計画とはならない。現地要望には沿わないが、発電機電圧は機器容量から標準的な値である 11kV を選定し、同じエリア内に昇圧変圧器（主変圧器）を介して開閉所電圧である 110kV に昇圧した後、ケーブルを埋設化して新開閉所につなぎ込む計画を推奨する。既設所内電源の 6kV 母線に給電するには、110kV 系統母線を介した後、既設昇圧変圧器を流用して 35kV と 6kV に降圧して電力融通を可能とする。

上記の新設予定地の発電機からの電力送出の場合、主機に伴う補機群やそれらの制御装置も近隣に設置するのが順当である。主たる機器構成の特徴として、機器群が既設位置から距離的に隔離されるので、既設電気設備の構成思想と相違することとなっても実運用上の不便は存在しない（ヒューマンエラーの誘発は考えにくい）。経済的合理性の面から、所内高圧回路の冗長化は行わないものとし、日本国内で多くの実績ある標準的な構成を採用する。

新設発電設備の所内電源構成として、2 台の発電機に対し、軸毎の所内動力分を賄う専用の所内変圧器を各々構成する。これらの所内変圧器は、起動変圧器を兼ねるもので、起動時には主変圧器からの逆受電フローとし、110kV 回路の開閉器（遮断器）員数を極小化する。下位の低圧系への給電は、軸専用の動力変圧器を備え、軸専用のモータコントロールセンタ（MCC）の電圧に降圧する。また、軸の独立運用性を保つために、非常電源用の非常コントロールセンターを各軸専用にするものとする。一方、3 軸に共通の負荷に対しては、共通の動力変圧器を 1 台設け、上記の所内変圧器からの電力供給を切り替えて運用可能とする。尚、非常用発電機は共通設備扱いとし、3 軸に対し 1 台設置とする。直流電源設備、UPS 設備についても非常用発電機と同様に共通設備扱いとし、元電源供給は、各軸の非常 MCC とし、頭受電部で切り替え可能とする。

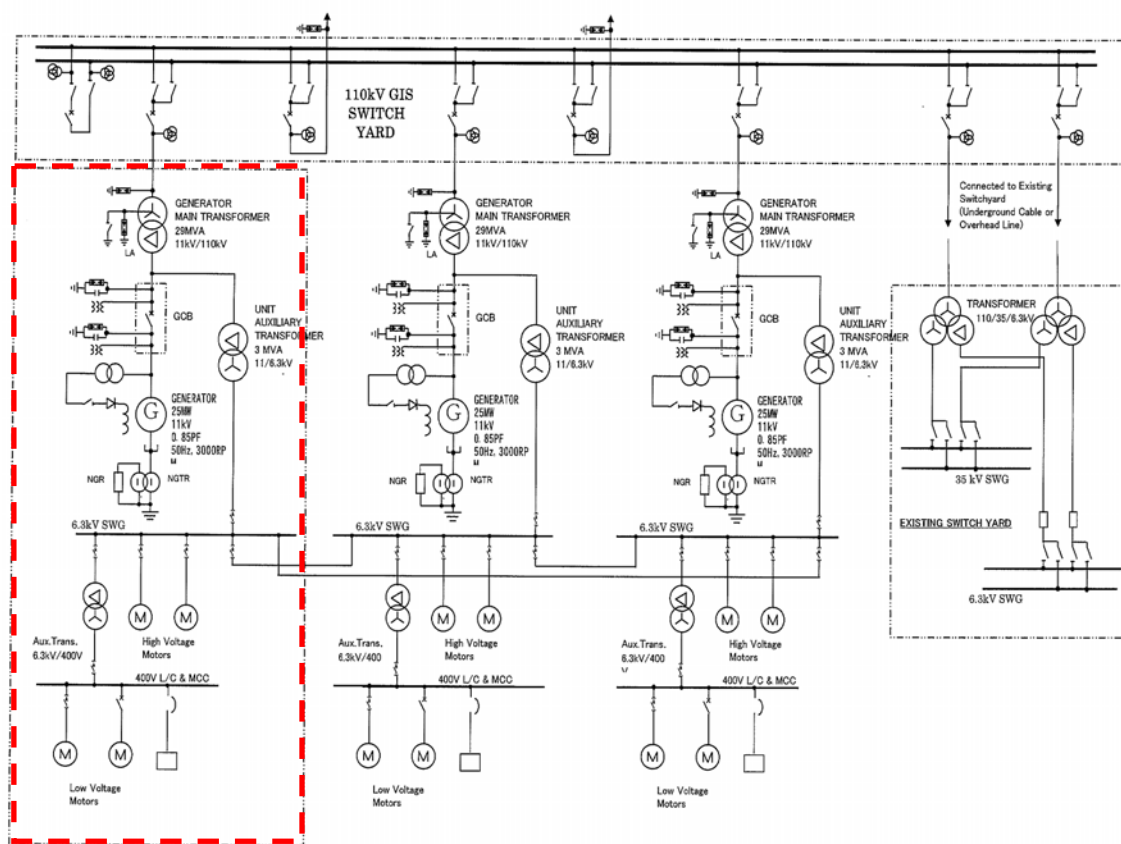
主な電源設備の概念・思想は上述のものであるが、照明・保守・他の分電盤への電源供給も類似のものか、共通 MCC 給電とする。

(2) 制御設備

新設されるガスタービン発電設備、排熱回収温水ボイラなどの運転・制御は、ガスタービン建屋に隣接して建られる、運転制御室に設けられた運転操作盤と CRT パネルによって行なわれる。これらの設備は、最新式のデジタル DCS 制御装置によって制御される。また、タシケント熱併給発電所全体の運転を行っている既設の運転制御室内に、簡易遠隔操作盤を設け、新設設備の運転状態の集中監視と、必要な操作ができるようにする。近代化後のタシケント熱併給発電所を円滑に運転制御するためには、既存設備と新設設備の間で種々の制御信号のやり取りが必要となり、そのための入出力信号変換器を設置する。

(3) 送変電設備

新設設備の建設予定地と既設開閉所までの距離的制約から連系を 110kV とする。25MW 級の新設発電機 3 台（NEDO 事業分含む）が 110kV 母線に連系された場合、これに相当する発電出力分の既設発電機を停止することもあり得る。しかし、既設発電機は既設開閉所の 6kV、35kV 母線に連系されており、この母線からは隣接する紡績工場やタシケント国際空港等の 6kV 需要家及 35kV 負荷へ電力を供給している。したがって、既設発電機を停止する場合には、110kV 母線から既設の昇降変圧器を流用し、6kV、35kV 母線経由で 6kV、35kV 負荷への送電が行われることになる。新設発電機の電力系統への影響としては、新設発電機 1 基の発電容量は約 25MW であるが、新設機がトリップしても系統に与える影響を今後検討する必要があると考える。また 110kV 母線の短地絡電流について、新設機を 110kV 母線に連系させた後も 110kV 遮断器の定格能力 31.5kA を超過しないことを今後確認する必要がある。、新設 GTCS と開閉所の状況（調査団による想定含む）を図 3-5-1 に示す。



NEDO Project

(出所) 調査団にて作成

図 3-5-1 新設設備単線結線図

3.6 NEDO 事業との協調

NEDO 事業では、本事業に先行して、25MW 級 GT x 1 台の GTCS を新設する計画である。本事業でも、25MW 級 GT x 2 台の GTCS を同じ敷地内に併設する計画であるので、機器仕様選定、配置計画、建設計画、既設との連絡など出来るだけ協調を図ることが望ましい。特に考慮する事項は以下の通りである。

- (1) 主機、BOP 機器、建屋などの配置の協調
- (2) 既設と取り合う発生蒸気・給水条件の統一
- (3) 既設と連絡する蒸気・給水配管の共有化
- (4) 燃料系統の共有化
- (5) 開閉設備の配置の協調
- (6) 電力ネットワーク接続時の問題点摘出
- (7) 既設設備の将来計画

3.7 事業実施スケジュール

本事業が円借款事業として実行される場合の事業実施期間は、両国政府間の合意、コンサルタント選定、EPC 契約の準備、EPC 契約者選定などで 27 ヶ月、ガスタービン熱供給発電設備の建設に 39 ヶ月が必要であると考えます。

円借款締結からの事業実施スケジュールを以下に示す。

なお、業務実施スケジュールを算出するにあたっての考慮事項を以下に示す。

- ・ 「コンサルタント選定」と「コントラクタ選定」は、JICA 標準とした。
- ・ 「コントラクタ選定」は、入札仕様書準備、入札、技術評価、商務評価、契約交渉、「ウ」国政府及び日本政府承認が含まれる。



図 3-7-1 事業実施スケジュール

3.8 事業実施体制

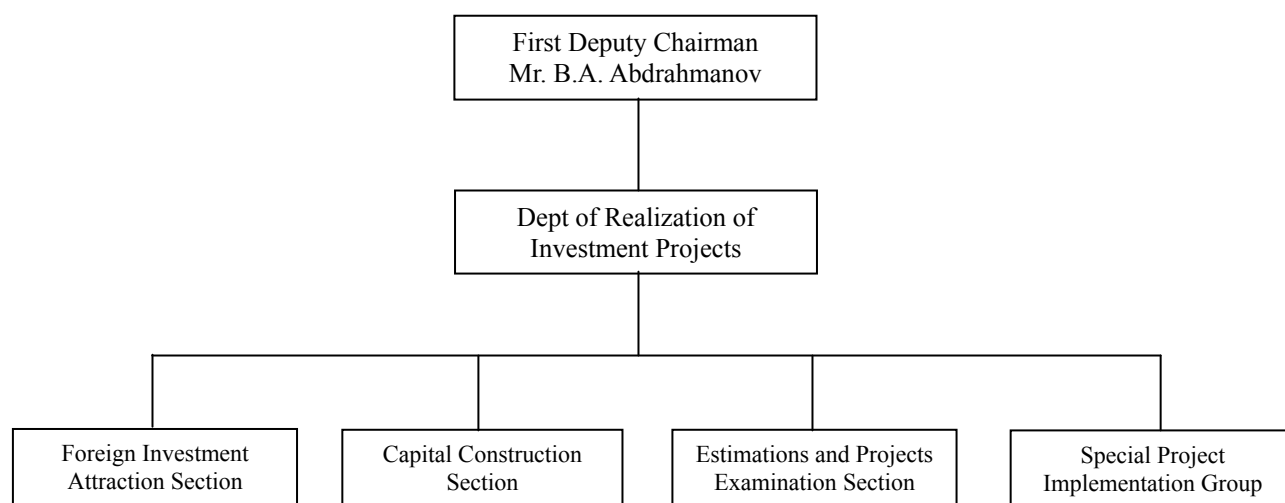
当該事業の事業主体となるウズベクエネルギー電力公社の組織は図 3-7-1 に示す通りである。本組織の中で新設発電設備の建設を所轄する部局は、投資事業実施部（Department of Realization of Investment Projects, Mr. B.A.Abudrahmanov 第 1 副総裁）で、事業の契約、設計、建設などの業務を所掌している。次頁の図 3-7-1 は新設の発電設備の建設を所管する組織を示したもので、事業毎に建設事務所を所管するグループが作られる。設計の具体的な業務は、関係会社である火力設計院が行っている。この火力設計院は、ソビエト連邦時代には中央アジア諸国全域の発電設備や熱供給設備の計画・設計業務を所管しており、これまでに数多くの火力・水力・熱併給発電所の建設に携わっている。火力設計院は発電設備の計画・

設計に係る業務の他に、商業ベースで大形建造物の設計も行っている。

新設発電設備の建設が決定されると、現場に当該設備の建設を遂行するための発電設備建設事務所が設置され、建設工事の監理を行う。この体制で、ウズベキスタンとしては最大規模の天然ガス焚きタリマルジャン火力発電所（800MW 汽力発電設備）が建設され 2004 年に運転開始した。

建設事務所が遂行する主要所管業務は次の通りである。

- ✓ 工事工程および安全管理
- ✓ 建設中の環境影響の管理
- ✓ EPC 契約者から提出される技術図書類の承認業務
- ✓ 建設に伴う対関連当局への各種手続き業務
- ✓ 試運転および運転・保守要員の育成



（出所）アングレン発電所近代化計画に係る F/S 調査報告書（2006 年、JETRO）

図 3-8-1 新設発電設備建設体制

3.9 事業効果

3.9.1 省エネルギー効果

(1) 省エネルギー効果が発生する技術的根拠

ボイラと蒸気タービン発電機から構成された従来形のコジェネレーション設備は、作動流体の温度利用範囲が 10～540℃であり、発電と熱エネルギー生産に利用される温度範囲が重なっている。これに対して GTCS は、作動流体の温度利用範囲が 120～1,300℃とより広く、高温部（ガスタービン）で発電し、低温部で熱エネルギーを発生させる。このように、熱エネルギーをカスケード利用する場合、高温部で利用できなかった熱エネルギーは、低温部で利用されるので、高温部の熱エネルギー変換効率は 100%となる。したがって、GTCS のエネルギー変換効率は、従来形のコジェネレーション設備（前者）より

高くなる。

したがって、発電設備としてのエネルギー変換効率は系統上老朽化した他の発電設備の効率より高くなる。その結果、エネルギー変換効率の差に相当する分、エネルギー使用量を削減（省エネルギー効果）することができる。

(2) 省エネルギー効果算定の基礎となるベースライン

1) ベースラインの考え方

本事業の実施によって、当該熱併給発電所の熱エネルギー供給能力には将来とも変化はないが、電力エネルギー供給能力は増加する。したがって、同一系統内の他の発電所の老朽化した蒸気タービン発電設備の利用率を削減するかまたは停止させて、本事業の実施による電力エネルギー供給能力の増加分に相当する電力エネルギー量を削減することになる。

その結果、当該熱併給発電所の現在のエネルギー使用量と、電力エネルギー供給能力の増加分を、同一系統内の他の既設火力発電所の老朽化した蒸気タービン発電設備で発電する場合のエネルギー使用量の和が省エネルギー効果算定のベースラインとなる。

2) 計算手法

a) タシケント熱併給発電所の現在のエネルギー使用量

タシケント熱併給発電所で 2008 年に消費された燃料量(天然ガス)と燃料発熱量は、表 2-2-8 に示されているように、 $245.337 \times 10^3 \text{m}^3$ と $8,219 \text{kcal/m}^3$ である。したがって、現在のエネルギー使用量は次のように計算される。

$$\text{現在のエネルギー使用量} = 245.337 \times 10^3 \times 8,219 \times 10^{-6} = 2016.4 \times 10^3 \text{Gcal/year}$$

因みに、年間に供給された温水、蒸気及び電力エネルギー量は表 2-2-5 に示されている通りである。

温水供給エネルギー	$1623.0 \times 10^3 \text{Gcal/year}$
蒸気供給エネルギー	$28.6 \times 10^3 \text{Gcal/year}$
電力供給エネルギー	$139.4 \times 10^3 \text{Gcal/year}$ (162.1GWh/year)

b) 本事業実施による電力エネルギー供給能力増加分

既存設備に GTCS を組み合わせてできた全体コジェネレーションシステムでは、温水及び蒸気の熱出力並びに既設蒸気タービン発電機端出力は、本事業実施前の値と変わらないものとする。

GTCS 2 台分の出力（送電端）は、48.34MW であるので年間の電力エネルギー量は、利用率を 85%として次のように計算される。

$$\begin{aligned} &\text{GTCS による年間電力エネルギー量} \\ &= 48.34 \times 8760 \times 0.85 \times 10^{-3} = 359.9 \text{GWh/year} \\ &1.000 \text{GWh} = 859.85 \text{Gcal} \text{ で単位換算すると} \end{aligned}$$

$$=359.9 \times 859.85 = 309.5 \times 10^3 \text{Gcal/year}$$

ここで、既設蒸気タービン発電機による年間の電力エネルギー量は、本事業実施の前後で変わらないので、上記で求められた値が、本事業実施による電力エネルギー量の供給能力増加分に相当することとなる。

c) 本事業実施による使用エネルギー増加分

GTCS 2 台分の使用エネルギー入力は、 $12,898 \text{ kJ/kWh} \times 48,340 \text{ kW} = 148.92 \text{ Gcal/h}$ であるので年間の使用エネルギー量は次のようにして計算される。

GTCS による年間使用エネルギー量

$$= 148.92 \times 8760 \times 0.85 \times 10^{-3} = 1108.9 \times 10^3 \text{Gcal/year}$$

一方、排熱回収ボイラによるガスタービン排ガスからの回収熱は、既存設備に送られて温水や蒸気の熱供給に利用される。本事業実施前後で既存設備の温水や蒸気の供給熱量は変わらないので、排熱回収ボイラによる回収熱量分は既設蒸気ボイラの一部を停止するか負荷を下げて運転され、既設蒸気ボイラの使用エネルギー量は減少する。既設蒸気ボイラの年間使用エネルギー量減少分は、次のようにして計算される。

排熱回収ボイラによる熱回収量

$$= \text{既設蒸気ボイラ出熱減量減少分}$$

$$= 36.96 \text{ Gcal/h} \times 2 \text{ 缶} = 73.92 \text{ Gcal/hr}$$

$$\text{既設蒸気ボイラの年間出熱量減少分} = 73.92 \times 8760 \times 0.85 = 550.4 \times 10^3 \text{Gcal/year}$$

既設蒸気ボイラの熱効率は、第 2 章に示す運転記録（5 年間平均熱効率 91.85%）から 92.0%として、

既設蒸気ボイラの年間使用エネルギー量減少分

$$= 550.4 \times 10^3 / 0.920 = 598.2 \times 10^3 \text{Gcal/year}$$

となる。

したがって、本事業実施によるタシケント熱併給発電所のエネルギー使用量増加分は、GTCS での増加分と既設蒸気ボイラでの減少分を総合して

$$1108.9 \times 10^3 - 598.2 \times 10^3 = 510.7 \times 10^3 \text{Gcal/year}$$

となる。

d) 他の既設火力発電所でのエネルギー使用量減少分

このエネルギー使用量減少分は、本事業実施による電力エネルギー供給能力増加分を既設の老朽化した発電設備によって発電する場合に必要なエネルギー使用量に相当する。したがって、そのエネルギー使用量を求めるためには、対象となる発電設備のエネルギー変換効率を設定する必要がある。

既存の全火力発電設備の電気エネルギーへの平均変換効率は、1.1.2 項で述べられているように 30.8%である。既設の老朽化した発電設備によって発電する場合の電気エネルギーへの変換効率は、この平均変換効率値より低いと考えられるが、この値をそのまま使用することとすると、求めるエネルギー使用量は、次のように計算される。

$$\begin{aligned} & \text{他の既設火力発電所でのエネルギー使用量減少分} \\ & = 309.5 \times 10^3 \text{ Gcal/y} \div 0.308 = 1,004.8 \times 10^3 \text{ Gcal/y} \end{aligned}$$

3) 計算結果

以上の計算から、省エネルギー効果算定のエネルギー使用量のベースラインは、

$$2,016.4 \times 10^3 \text{ Gcal/h} + 1,004.8 \times 10^3 \text{ Gcal/h} = 3,021.2 \times 10^3 \text{ Gcal/year}$$

となる。

表 3-9-1 は、ベースラインにおけるエネルギー供給量及びエネルギー使用量の計算結果をまとめたものである。

表 3-9-1 ベースラインにおけるエネルギー供給量および使用量

	エネルギー供給量	エネルギー使用量
タシケント熱併給発電所		
温水	$1,623.0 \times 10^3 \text{ Gcal/year}$	
蒸気	$28.6 \times 10^3 \text{ Gcal/year}$	
電力	$139.4 \times 10^3 \text{ Gcal/year}$ (162.1GWh/year)	
合計	$1,791.0 \times 10^3 \text{ Gcal/year}$	$2,016.4 \times 10^3 \text{ Gcal/year}$
他の火力発電所の電力	$309.5 \times 10^3 \text{ Gcal/year}$ (359.9GWh/year)	$1,004.8 \times 10^3 \text{ Gcal/year}$
総合計	$2,100.5 \times 10^3 \text{ Gcal/year}$	$3,021.2 \times 10^3 \text{ Gcal/year}$

(3) 省エネルギー効果の具体量、発生期間、累積量

1) 省エネルギー効果の考え方

省エネルギー効果は、温水、蒸気及び電気エネルギーの供給量が同じであると仮定して、本事業の導入による熱併給発電設備の運転に必要な年間エネルギー使用量と、ベースラインの年間エネルギー使用量との差として定義される。

2) 本事業実施後のエネルギー使用量

本事業実施後は、タシケント熱併給発電所の電力は GTCS の年間発電電力分 309.5×10^3 Gcal/year (359.9GWh/year) が増加する。また、温水・蒸気の供給エネルギーは排熱回収ボイラ熱回収量が 550.4×10^3 Gcal/year 増加するが、蒸気ボイラのエネルギー供給量がその分減少するので、タシケント発電所総合では増減は無い。

タシケント熱併給発電所のエネルギー使用量は、GTCS のエネルギー使用量として $1,108.9 \times 10^3$ Gcal/year が増加するが、既設蒸気ボイラのエネルギー使用量は、発生熱量を排熱回収ボイラ回収熱量相当減少させるので 598.2×10^3 Gcal/year が減少する。

一方、他の既設火力発電所では、GTCS の発電電力に相当する電力が減少し、電力の減少に伴ってエネルギー使用量も減少する。

以上の計算から、本事業実施後のエネルギー使用量は、ベースライン使用量 $3,021.2 \times 10^3$ Gcal/year に GTCS による増加分 $1,108.9 \times 10^3$ Gcal/year を加え、タシケント熱併給発電所既設の減少分 598.2×10^3 Gcal/year と他の火力発電所の減少分 1004.8×10^3 Gcal/year を差し引いた $2,527.1 \times 10^3$ Gcal となる。

表 3-9-2 は、本事業導入後のエネルギー供給量及びエネルギー使用量の計算結果をまとめたものである。

表 3-9-2 本事業導入後のエネルギー供給量及びエネルギー使用量

	エネルギー供給量	エネルギー使用量
タシケント熱併給発電所		
温水	$1,101.2 \times 10^3$ Gcal/year (1623.0+28.6-550.4) 139.4×10^3 Gcal/year (162.1GWh/year)	
蒸気		
電力		
合計	$1,240.6 \times 10^3$ Gcal/year (1791.0-550.4)	$1,418.2 \times 10^3$ Gcal/year (2,016.4-598.2)
本事業		
電力	309.5×10^3 Gcal/year (359.9GWh/year)	$1,108.9 \times 10^3$ Gcal/year
蒸気	550.4×10^3 Gcal/year	
合計	859.9×10^3 Gcal/year	
他の火力発電所の		
電力	0 Gcal/year (309.5-309.5)	0 Gcal/year (1004.8-1004.8)
総合計	$2,100.5 \times 10^3$ Gcal/year	$2,527.1 \times 10^3$ Gcal/year

3) 省エネルギー効果の具体量、発生期間、累積量

前記計算結果から、ベースライン及び本事業導入後の年間エネルギー使用量がそれぞれ、 $3,021.2 \times 10^3$ Gcal/year と $2,527.1 \times 10^3$ Gcal/year なので、省エネルギー効果の具体量

は、 $3,021.2 - 2,527.1 = 494.2 \times 10^3$ Gcal/year となる。

導入する熱併給発電設備の経済的運転耐用年数である 30 年を、事業効果の発生期間とする。したがって、30 年における累積量は、表 3-9-3 の通りとなる。なお、この間熱併給発電設備の年間の温水及び蒸気エネルギー供給量、年間発電量、各設備の性能には変化はないものとする。

表 3-9-3 省エネルギー効果の具体量、発生期間、累積量

省エネルギー効果の具体量(年間)	494.2×10^3 Gcal
発生期間	30 年
累積量	$14,726 \times 10^3$ Gcal

(4) 省エネルギー効果の具体的な確認方法

ウズベキスタンの火力発電所及び熱併給発電所では、その熱管理に必要な基本的なデータとして次のようなデータが収集・記録・管理されている。

- ・ 年間積算温水エネルギー供給量 (TJ/y)
- ・ 年間積算蒸気エネルギー供給量 (TJ/y)
- ・ 発電設備毎の年間発電量 (GWh/y)
- ・ エネルギー使用設備毎の燃料の年間使用量 (kt/y)
- ・ 使用燃料毎の単位発熱量(TJ/kt)
- ・ エネルギー使用設備毎のエネルギー年間使用量 (TJ/y)

上記データのうち、エネルギー年間使用量及び燃料の単位発熱量以外のデータは、その設備に常設されている計器によって、直接読み取ることができる。エネルギー年間使用量は、その設備に常設されている燃料積算計から読み取られる燃料の年間使用量に、使用燃料の単位熱発熱量を乗じることによって求められる。燃料の単位熱発熱量には、通常、燃料供給会社との取引契約時の値あるいは、定期的に分析される燃料の成分から理論的に計算された値が用いられている。

本事業実施後のエネルギー使用量は、当該設備の実際の運転結果として容易に把握することが可能である。しかし、本事業導入前のエネルギー使用量は、実際の運転結果として得られる値ではなく、本事業導入後と同一のエネルギー（温水、蒸気、電気）供給条件で本事業導入前の設備を運転されたものとして得られる値である。したがって、その時のエネルギー使用量は、本事業導入後と同量の温水、蒸気、及び電気エネルギーを与えて、既設設備のヒートバランス計算プログラムによって求めざるを得ない。なお、過去の運転データによって、当該ヒートバランス計算プログラムの計算精度を確認しておく必要がある。そのためには、ヒートバランス計算プログラムを作る必要がある。しかし、この方法を採用することが困難であれば、与えられた温水、蒸気及び電気エネルギーを生産するのに必要なエネルギー使用量を、過去の運転データから推定することになる。また、ガスタービン発電設備による発電量に見合う本事業導入前のエネルギー使用量は、その発電量が、当該熱供給発電所以外の既設火力発電所で発電されるものとして、計算

する必要がある。そのためには、本事業実施後休止あるいは稼働率を低減させる既設設備を特定し、その設備のエネルギー変換効率をエネルギー使用量の計算に使うこととする。

このようにして、本事業導入前後のエネルギー使用量が求めれば、その差が省エネルギー効果として確認できることになる。

3.9.2 温室効果ガス削減効果

(1) 温室効果ガス削減効果が発生する技術的根拠

熱併給発電所において発生する主な温室効果ガスである CO₂ は、エネルギーの使用によって発生するので、それを削減するには、以下に示す二つの方法がある。

- ・ エネルギー変換効率を向上させエネルギー使用量を削減する
- ・ 単位発熱量当りの炭素分の低い燃料を使用する

本事業の導入によってエネルギー変換効率が向上する技術的根拠は、3.9.1「省エネルギー効果が発生する技術的根拠」に記述されている通りである。

本事業の導入によって生産される発電量の内、これまでタシケント熱併給発電所で生産していた発電量を超える発電量に相当する分、他の既設火力発電所での発電量を減らすことができる。タシケント熱併給発電所では、天然ガスを使用することになっているが、既設火力発電所では、天然ガス、重油、石炭がある比率で使われている。したがって、既設火力発電所での発電量削減分の内、重油及び石炭による発電を天然ガスによる発電に転換できる。

以上の記述から判るように、本事業の導入によって上記の二つの方法で温室効果ガスを削減出来ることになる。

なお、発電所から排出される二酸化炭素以外の温室効果ガスとしては、天然ガス供給設備のシール部から漏洩するメタンなどが考えられる。しかし、その量を特定することは困難であり、また、その量は極めて少ないと考えられるので、本調査ではそれらのガスを検討対象外とした。

(2) 温室効果ガス削減効果算定の基礎となるベースライン

1) ベースラインの考え方

温室効果ガス (CO₂ のみ対象) の排出量は、対象となるエネルギー使用設備で使われる年間エネルギー量に、エネルギーの種類毎に定められている係数を乗ずることにより求めることができる。したがって、3.9.1「省エネルギー効果算定のベースラインの考え方」に基づいて求められるエネルギー種類毎の使用量にその係数を乗じたものが、温室効果ガス削減効果算定の基礎となるベースラインである。なお、その係数には、IPCCガイドライン (IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual / 1.4.1 Approaches For Estimating CO₂ Emission にある Basic Calculation) によって、燃料の種類毎に定められている値を用いるものとする。

2) 計算手法

温室効果ガス排出量 (tC/年) = 燃料消費量 (発熱量換算値:TJ) × 炭素排出原単位 (tC/TJ) × 炭素の酸化比率係数 × 二酸化炭素単位換算係数

ここで、各係数は、IPCC ガイドラインによって燃料の種類毎に次のように定められている。

	天然ガス	重油	石炭
炭素排出原単位 (tC/TJ)	15.3	21.1	27.6
炭素の酸化比率係数	0.995	0.99	0.98
二酸化炭素単位換算係数	44/12	44/12	44/12

3) 計算結果

a) 燃料の種類と年間エネルギー使用量 (TJ)

a. タシケント熱併給発電所

燃料の種類 天然ガス

年間使用量 $2,016.4 \times 10^3 \text{Gcal} = 8,442 \text{TJ}$ (表 3-9-1 参照)

b. 他の既設火力発電所

他の既設火力発電所で使用される合計のエネルギー量 ($1,004.8 \times 10^3 \text{Gcal} = 4,207 \text{TJ}$) は、3-9-1「省エネルギー効果のベースラインの計算手法」に記述されている通りである。しかし、使用される燃料の種類毎のエネルギー使用量は、特定されていない。したがって、天然ガス、重油、石炭のそれぞれのエネルギー使用量が、図 1-1-2「2008 年における火力発電所での燃料比率」の熱量基準消費量比率に等しいとして、燃料種類毎のエネルギー使用量を求めることとする。

計算結果は、次の通りである。

燃料の種類	天然ガス	重油	石炭
燃料使用量割合	94.1	1.8	4.1
年間使用量 (TJ)	3,959	76	172

c. 燃料種類毎のエネルギー使用量合計

燃料の種類	天然ガス	重油	石炭
年間使用量 (TJ)	12,401 (8,442+3,959)	76	173

b) ベースラインの温室効果ガス排出量

天然ガスを使用することによって排出される温室効果ガス量 = $12,401 \times 15.3 \times 0.995 \times 44/12 = 692,200 \text{tC/年}$ 。

同様に、重油及び石炭の使用による温室効果ガス排出量は、それぞれ 5,500tC/年、16,300 tC/年となる。

したがって、ベースラインの温室効果ガス排出量 $=692.2+5.5+16.3=714.0\text{kt-CO}_2$ となる。

c) 温室効果ガス削減効果の具体量、発生期間、累積量削減効果の考え方

削減効果は、温水、蒸気及び電気エネルギーの供給量が同じであると仮定して、本事業の導入によって確立される新システムによる熱併給発電設備の運転によって発生する年間の温室効果ガス排出量と、ベースラインの年間温室効果ガス排出量の差として定義される。

d) 本事業実施後の温室効果ガス排出量

本事業実施後の年間エネルギー使用量は、表 3-9-2「本事業導入後のエネルギー使用量」に記述されているように、 $2527.1 \times 10^3 \text{Gcal}=10,580 \text{TJ}$ で、使用燃料は全て天然ガスである。したがって、本事業導入後の年間温室効果ガス排出量 $=10,580 \times 15.3 \times 0.995 \times 44/12=\text{t-CO}_2=590.6\text{kt-CO}_2$ となる。

e) 削減効果の具体量、発生期間、累積量

前記計算結果から、温室効果ガスのベースライン及び、本事業導入後の年間排出量がそれぞれ、 714.0kt-CO_2 、 590.6kt-CO_2 なので、削減効果の具体量は、 $714.0-590.6=123.4\text{kt-CO}_2$ となる。

導入する熱併給発電設備の経済的運転耐用年数である 30 年を、事業効果の発生期間すなわち、本事業導入による温室効果ガスの削減効果の発生期間とする。したがって、30 年間の削減効果累積量は、表 3-9-4 の通りとなる。

なお、この間熱併給発電設備の年間の温水及び蒸気エネルギー供給量、年間発電量、各設備の性能に変化はないものとする。

表 3-9-4 削減効果の具体量、発生期間、累積量

温室効果ガス削減効果の具体量(年間)	123.4kt- CO ₂
削減効果発生期間	30 年
削減効果累積量	370.2kt- CO ₂

(3) 温室効果ガス削減効果の具体的な確認方法

エネルギー使用設備から排出される、排ガス中の二酸化炭素ガスの排出量を連続して直接計測する方法は無いが、その期間に使用された燃料量に使用燃料中の炭素比率を乗じることによって計算することができる。その燃料使用量は、各燃料使用設備に備えられている、燃料積算計から直接読み取ることが出来る。また、使用燃料中の炭素比率は、定期的に採取される燃料の分析結果から求められる。

本事業導入後は、実際の運転結果として、上記の方法により二酸化炭素ガスの年間排出

量を求めることが出来る。

しかし、本事業導入前の設備による二酸化炭素ガスの排出量は、その設備が本事業導入後と同じ運転条件で運転されると仮定して、計算によって求められなければならない。そのためには、3.9.1 項「省エネルギー効果の具体的な確認方法」に記述されている方法によって、エネルギー(燃料)使用量を求め、求められた燃料使用量と使用燃料中の炭素比率から、二酸化炭素ガスの排出量を計算する。

このように、本事業実施前後の二酸化炭素ガス排出量がそれぞれ求まれば、その差が温室効果ガスの削減効果として確認できる。

3.9.3 その他環境改善等の効果

(1) 窒素酸化物排出量の削減効果

「ウ」国既設火力発電所の燃料エネルギーの電気エネルギーへの変換効率は 2008 年の実績から 30.8%であるが、当該事業で導入を予定している GTCS をタシケント熱併給所既設設備と組み合わせて運用した場合の同変換効率は 3.9.1 項 Table 3-9-1 から 60.6% ($359.9 \times 860 / 1000 / (2527.1 - 2016.4) \times 100 = 60.6\%$)に向上する。したがって、本プロジェクト実施後はエネルギー変換効率向上によって天然ガス、重油および石炭などの燃料エネルギー使用量が減少する。

また、本事業で導入するガスタービンには低 NOx 燃焼器が採用されるので、窒素酸化物の排出量原単位を低減できる。

これら 2 つの効果によって、窒素酸化物の排出量を削減できる。

窒素酸化物排出量算定に当たって、既設燃焼ボイラの燃料毎の窒素酸化物排出量原単位を次のように仮定する。

既設燃焼ボイラ NOx 排出量原単位 (仮定)

燃料の種類	天然ガス	重油	石炭
既設燃焼ボイラ NOx 排出量原単位 (mg/MJ)	45	90	180

また、ガスタービンからの窒素酸化物排出量原単位は、排出濃度を 25ppm (O₂ 濃度 15% 換算) として求めると 42mg/MJ (使用エネルギー当り排出 NO₂ 量) となる。

燃料毎及び燃焼設備毎のエネルギー使用量は、本事業導入前後の値が表 3-9-1 および表 3-9-2 に求められているので、本事業導入前後での窒素酸化物の年間排出量の増減が求まり、その結果は以下に示すとおりである。

GTCS 導入前後の窒素酸化物排出量 (t-NO₂/年) の増減

発電所 設備	タシケント熱併給発電所			他の発電所				総合
	既設	GTCS	合計	天然ガス	重油	石炭	合計	
GTCS 導入後 増減量	-113	+195	+82	-178	-7	-31	-216	-134

したがって、本事業の導入によって、タシケント熱併給発電所としては 82 トン増加するが、他発電所では 216 トンが減少するので、総合して年間 134 トンの窒素酸化物（NO₂ として）の削減効果が得られる。

(2) 硫黄酸化物排出量の削減効果

天然ガス中には、硫黄分が殆ど含まれていないが、重油及び石炭には、硫黄分が含まれているので、それらの使用量の削減によって、大気に排出される硫黄酸化物の量が削減されることになる。仮に、天然ガス中の硫化水素（H₂S）の体積含有量が 13ppm、重油、石炭中の硫黄（S）の重量含有率が 1%であるとする、硫黄酸化物（SO₂ として）の排出削減量は、年間 380 トンと計算される。

GTCS 導入前後の硫黄酸化物排出量（t-SO₂/年）の増減

発電所 設備	タシケント熱併給発電所			他の発電所				総合
	既設	GTCS	合計	天然ガス	重油	石炭	合計	
GTCS 導入後 増減量	-3	+5	+2	-4	-38	-344	-386	-384

(3) 煤塵排出量の削減効果

重油及び石炭使用量の削減によって、ばいじん排出量の削減も期待できるが、既存設備のばいじん排出量のデータについての入手が困難であり、具体的な削減効果の計算は差し控えることとする。

3.10 STEP 導入に向けた可能性の検討

本事業の対象とする GTCS を構成している主要機器は、ガスタービン、HRSG および発電機である。

これらの機器の中で、HRSG および発電機については成熟した普遍的な技術であり、我が国事業者の固有の技術・資器材がその実現に必要なかつ実質的に活用されているとは言い難い。ガスタービンは現時点においても性能向上を目指した高温化のために、耐熱材料及び高温部の冷却技術、低 NO_x 燃焼技術などの開発によって進化を続けている。しかし、ガスタービンの進化を支えている主な技術の大部分はジェットエンジンに適応されている技術から派生したものである。また、当該事業で適用予定の 25MW 級ガスタービンには保守的な温度レベルの燃焼温度の採用されることになっている。したがって、ガスタービンについても我が国事業者の固有の技術・資器材が活用されているとは言い難い。

本事業は、1 次エネルギーを使って電気エネルギーと熱エネルギーの 2 種類のエネルギーを発生させるコジェネレーションシステムである。コジェネレーションシステムでは、通常熱エネルギー需要に合わせて運転され、電気エネルギーはその運転条件に見合った結果として出力されることになる。GTCS では、熱エネルギー需要に合わせるため、特に、低需要時期にはガスタービンを低負荷で運転せざるを得なくなり、その結果運用効率の低下を招くことになる。

そのような運用を避けるために、HRSG で発生する熱エネルギーの中の余剰分の蒸気を作動流体としてガスタービンに導入するシステムが考えられる。しかし、当該事業に参入が考えられる我が国の事業者でこのようなシステムを導入し、かつその事業者の固有の技術がそのシステムに活用される可能性は低い。

このように、当該事業に我が国事業者の固有の技術・資器材がその実現に必要なかつ実質的に活用される可能性は極めて低いと言わざるを得ない。

第4章 経済財務分析と運用効果指標

4.1 発電所運用条件

4.1.1 円借款導入設備の運用条件

経済財務分析に当たっては発電所の出力・熱効率等を想定する必要があるが、これらは発電設備納入者により若干異なってくる。また、発電設備の発注は EPC 契約とするのが通常で、EPC 契約者の選定は国際競争入札により行われる。その際、入札額の評価は見積仕様の差異や出力・熱率の性能差を加味して決定されるため、必ずしも最低価格入札者が一番札になるとは限らない。

従って、本章では表 3-1-2 に示す 25MW 級ガスタービン（以下 GT）発電設備 5 モデル中で中間的な出力の（株）日立製作所の H25 をモデルケースとして選定し、検討を行った。

経済財務分析に用いるタシケント熱併給発電所円借款導入設備の運用条件を表 4-1-1 に示す。サイト条件における同モデルの想定出力、熱効率は 3.1.4 項の検討結果を採用した。建設工期は 3.6 項で述べた推奨工期である 39 ヶ月を用いた。また、タシケント熱併給発電所はタシケント市中央部における重要な電源かつ熱供給源として計画され、高効率の GT コージェネレーション設備を採用することからベース負荷運用であると想定されるため、年間負荷率は 4.3 項で運用指標として設定した 85%をベースケースとした。事業期間は 3.1.4 項で設定した発電設備の耐用年数から 25 年とした。

表 4-1-1 タシケント熱併給発電所向け円借款導入設備の運用条件

GT Model	Hitachi H25 x 2
Gross Power Output @15°C,963hPa, RH60%	54,340 kW
Net Power Output @15°C,963hPa, RH60%	48,340 kW
Net Heat Output	73.9 Gcal/hr
Total Net Thermal Efficiency (LHV)	77.5%
Construction Period	39 months
Plant Load Factor	85%
Project Life	25 years

4.2 事業費

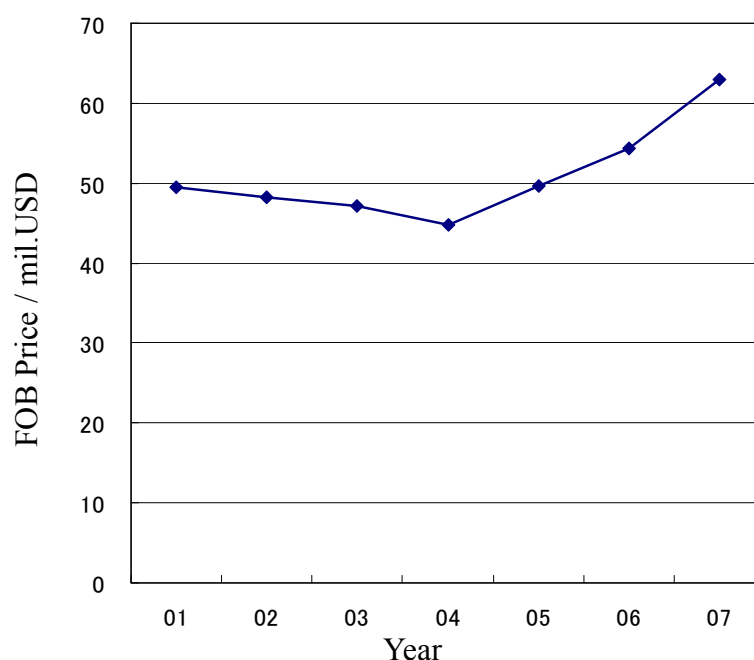
4.2.1 コンバインドサイクル発電設備の価格動向

GT コージェネレーション発電設備の主要機器の構成はコンバインドサイクル発電設備（以下 CCPP）の構成に近い。したがって、ここでは近年における CCPP 発電設備の価格動向を調査することにより GT コージェネレーション発電設備の価格動向を推測する。

両発電設備の主要機器であるガスタービン（以下 GT）はニッケル、クロム、コバルト等の

稀少金属をその高温部の主要素材として製作されるため、近年におけるそれら稀少金属やその他の鋼材の価格高騰により GT の製作費は著しく増加している。加えて、エネルギー価格の高騰により高効率 CCPP の需要は供給を凌ぐほど高いレベルにあり、CCPP の価格高騰の一因となっている。

下図に評価モデルとした日立製 H25 GT 2 台構成 CCPP の FOB 価格推移を示す。2004 年頃から価格が急騰し、以降 3 年間で約 1.41 倍、年率で約 12% 上昇している。2008 年においてはさらに急激に上昇し、2008 年 3 月時点で約 100 百万ドルレベルに達していると推定される。



(出所) Gas Turbine World GTW Handbook

注: 2002 年、2005 年はデータがないためその前後年の平均値とした。

図 4-2-1 H25 GT 2 台構成 CCPP の FOB 価格推移

世界銀行が 2008 年 6 月に作成した「Study of Equipment Price in the Energy Sector」においても上記のようなエネルギー・鋼材価格の高騰や製造者の供給能力を超えた市況等による発電設備の価格高騰を指摘している。しかし、同報告書では今後の価格動向として、2007 年のサブプライム問題以降、米国経済の減退によりここ数年の急激な価格上昇が沈静化すると予想している。したがって、本調査においては、発電設備市場を取り巻く環境が大きく変化しつつあり、発電設備価格も落ち着きを取り戻すものと推察する。

4.2.2 事業費の算出

事業費は発電所建設費、コンサルタント費、予備費、各種租税、建設中金利 およびウズベクエネルギー側で発生する直接経費から構成されているが、そのうち 2009 年 3 月現在の発電所建設費、コンサルタント費、予備費を表 4-2-1 に示す。

物理的予備費は、発電所建設費の 5%として見積った。価格的予備費について、内貨分は 2003 年から 2007 年までの「ウ」国の CPI 平均値である年率 8.1%を今後の価格上昇率（内貨分）と想定して算出した。また、外貨分は JICA 指定の年率 2.6%を採用した。関税は物品により異なるが平均的な値の 20%として算出した。付加価値税についても 20%として算出した。建中金利は発電所建設費部分に対し円借款の優先条件である年利 0.55%として算出した。コミットメントチャージについては貸付実行機関を 9 年として年利 0.1%として計算した。

前項で述べたように世界的景気減速を受けて原材料費が低下してきているが、2009 年 3 月時点では未だプラント価格の下落は顕在化しておらず、今後のプラント価格動向を注視すべきと考える。

表 4-2-1 事業費の見積（2009 年 3 月現在）

項目	内貨分		外貨分	合計	
	十億スム	百万円（等価）	百万円	十億スム（等価）	百万円
A. 発電所建設費		4,924	10,170	22,642	15,094
A1. 機器FOB価格	-	1,898	8,698	15,893	10,596
(1) 発電所主要部分	2,600	1,734	8,042	14,663	9,776
(2) 110kV 開閉所	246	164	656	1,230	820
A2. 海上輸送費および関連する保険		-	614	921	614
A3. 国内輸送費および関連する保険	677	451	-	677	451
A4. 土木建築工事費、据付工事費および関連する保険	3,863	2,576	859	5,151	3,434
B. コンサルタント費用					
（物理的および価格的予備費を含む）	207	138	688	1,240	827
C. 予備費（A項に対する）					
C1. 物理的予備費（5% of A）	2,888	1,926	1,161	4,630	3,087
C2. 価格的予備費 （外貨分:2.6%/yr, 内貨分: 8.1%/yr）	514	342	567	1,364	909
D. 公租公課					
D1. 関税（A1とA2の外貨部分の20%）	2,794	1,862			1,862
D2. 付加価値税（AとD1の20%）	5,087	3,391			3,391
E. 建中金利（Aにつき0.55%/yr）		26	53	118	79
F. コミットメントチャージ（AからEの0.1%/yr、9年間）			114	171	114
合計	11,490	12,610	12,754	30,164	25,363

注）“等価”と書かれた欄は、他通貨へ為替換算した場合の等価な金額を表す。

4.3 財務分析

本事業の財務的収益性の評価指標として、財務的内部収益率（Financial Internal Rate of Return : FIRR）ほかを用いる。これらの評価指標は、純現在価値で表される当該事業の財務費用及び財務便益からなるキャッシュフローを用いて算出する。

4.3.1 資金計画

事業建設費のうち、23,402 百万円のうち、19,892 百万円（85%）は、外国政府による借款により、残りの 3,510 百万円（15%）と建中金利は、ウズベキスタン側による自己資金により賄われるものとする。

前提条件として、外国政府の借款により融資されるプラント総建設費の 85%相当に関しては、以下の前提条件を適用する。

表 4-3-1 資金借入条件

項目	借入条件（例：LDC 優先条件）
想定金利	年利 0.55%
返済期間	30 年 プラント建設の開始後 11 年目から 40 年目まで
返済猶予期間	プラント建設開始後 10 年間

4.3.2 財務分析の前提条件

(1) 為替レート

為替の変換レートは以下の通りとする。

US\$ 1 = 100 円

US\$ 1 = 1,500 スム、2009 年 3 月現在。

(2) 売電価格

ウズベクエネルギーから提示された現在の売電価格は、US\$0.04（4.00cents）/kWh である。

(3) 売熱価格

ウズベクエネルギーから提示された現在の売熱価格は、US\$7.3/Gcal（10,920soum/Gcal）である。

(4) CO₂削減による排出権

CO₂削減による排出権を収益に加える。CO₂削減量は、天然ガス、重油、石炭で炊き減らす場合には次のとおりとなる。価格は、ECX2008 年 12 月現在の 2012 年最低取引価格€13.4/

CO₂t を用いる。

表 4-3-2 年間 CO₂ 削減量

燃料	年間焚き減らし 熱量	CO ₂ 排出係数 x	年間 CO ₂ 削減量
		炭素の酸化比率係数	
天然ガス	1,820.0 (TJ)	56,100 x 0.995	101,593 (ton)
重油	76,1 (TJ)	73,300 x 0.99	5,526 (ton)
石炭	172.9 (TJ)	96,100 x 0.98	16,284 (ton)
合計	2,069.1 (TJ)	—	123,404 (ton)

(5) 燃料価格

ウズベクエネルギーから提示された燃料価格は、US\$4.6/Gcal (US\$0.0376/N m³) である。

(6) 運転保守費

- 1) 新規設備の運転保守要員費 (21 名)、給水化学処理に関する総費用新規設備の年間修繕費を合計すると、US\$2,757,000/年となる。

(7) 税金

- 1) 輸入税 (20%) は免除されるものとする。
- 2) 付加価値税 (20%) は免除されるものとする。
- 3) 法人所得税は、課税所得の 10%とする。

(8) 物価上昇率

事業期間における物価上昇率は、考慮しない。

(9) 建設工程並びに操業期間

本分析において、建設工程並びに操業期間は、以下の通りとする。

- 1) 建設工程：4 年
- 2) 操業期間：25 年

(10) 建中金利、円借款コミットメントチャージ

財務分析では、これらを費用として算入しない。

4.3.3 財務分析の指標

事業の財務評価の分析指標には、次の 3 指標を用いる。

(1) 現在価値 (NPV : Net Present Value)

一定の割引率 (資本の機会費用：本事業では 12%と設定した) で割り引いて、事業期間

中の便益の現在価値総計と費用の現在価値総計の差を計算した指標である。NPV が 0 より大きければ、事業は妥当と判断される。

(2) 便益・費用比率 (B/C Ratio : Benefit Cost Ratio)

一定の割引率（資本の機会費用：同上）で割り引いて、事業期間中の便益の現在価値総計と費用の現在価値総計の比率を計算した指標であり、B/C Ratio が 1 より大きければ、その事業は妥当と判断される。

(3) 財務的内部収益率 (FIRR : Financial Internal Rate of Return)

「NPV=0」、すなわち、便益と費用の現在価値の合計が等しくなるような割引率を内部収益率という。FIRR が、通常、当該通貨の中期金利より大きければ、当該事業は妥当と判断される。

上述した財務費用及び財務便益から算出された事業期間(25 年間)における NPV、B/C、FIRR は表 4-3-3 に示す通りとなった（計算書を次項に示す）。

表 4-3-3 FIRR (Financial Internal Rate of Return、財務的内部収益率)

NPV(Discount Rate : 12%)	B/C(DC : 12%)	FIRR
-42.3 Mil. \$	0.7	3.7%

単一事業の採否を判断する基準となる上記の NPV、B/C Ratio、EIRR の 3 指標の関係において、NPV が 0 より小さく、B/C Ratio も 1 より小さいため、当該事業の財務的収益性は十分とは言えない。

財務分析計算書

年	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
売熱					4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017
売電					14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396
CER					1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225
収入計					19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638
燃料費					5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097
維持管理費					2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757
経費計					7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854
利益					11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784
税金(10%)					1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178
建設費	48,000	48,000	48,000	16,000										
損益	-48,000	-48,000	-48,000	-16,000	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017
14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396
1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225
19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638
5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097
2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757
7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854
11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784
1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178
10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606

4.3.4 感度分析

事業の前提となっている要因が変動した場合に、事業の収益性に与えられる影響度を検討する。事業の費用と便益に影響を与える要因について、表 4-3-4 のように、期待値からプラス、マイナスの変動幅（楽観的な場合、悲観的な場合）を設定し、財務評価指標に及ぼす影響を測定する。

表 4-3-4 感度分析

変動要因	収入	設備費	NPV(割引率：12%)	B/C(割引率：12%)	FIRR
楽観的な場合	10%	-10%	-15.9 百万ドル	0.9	5.9%
悲観的な場合	-10%	+10%	-68.7 百万ドル	0.5	1.6%

楽観的な場合においても、単一事業の収益性を判断する基準となる NPV が依然として、0 より小さく、B/C Ratio も 1 より小さいため、当該事業の財務的収益性としてのハイリターンは期待できないと判断される。

4.3.5 財務評価

- (1) 本事業の実施を仮定して算出された FIRR は、上記の通りである。しかし、これらの結果から、本事業財務収益性が高いとは、必ずしも結論づけられない。その場合、本事業導入には、ODA 借款適用の必要性が高くなってくる。現在、日本政府による円借款の年利（気候変動対策）は 0.25% の水準である。仮に本事業を円借款により実施した場合、タシケント熱併給発電所にとって収益性がより高い事業になり得る。
- (2) 収益性の指標に最も敏感なエネルギー売り単価が 10% 悪化したとしても、本事業の実現性が損なわれるほど収益性が低下するとは言えない。

4.4 経済分析

経済評価は、国家的見地に立ち、資源の最適配分がなされるような事業選択をすることを目的とし、事業に投資が実施された場合（With Project Case）と実施されなかった場合（Without Project Case）の費用と便益を比較して定量化することを原則としている。その理論の根拠となる完全競争市場では、市場価格において需給が均衡し、資源の最適配分がなされると見なされる。事業の経済評価は、国家全体の視点から資源の価格を評価するため、推定された費用と便益の市場価格（Market Price）を経済価格（Economic Price）に修正しなければならない。

本事業で計画される新設備の建設費用の大部分は外貨調達であり、保守部品の購入も外貨部分が大いと考えられるため、電気料金等全てを米国ドルに換算し、便益となる GTCS による発電電力を系統へ売電したときの収益及び CO₂ 削減効果に加え、燃料燃え減らし分の

調達費削減を考慮して分析を行う。

4.4.1 便益の算定

経済評価では、代替案が実施された場合 (With Case) と実施されなかった場合 (Without Case) とを比較して、追加的に生ずる便益を抽出して計量のうえ、追加的なコストと比較して事業の経済的妥当性を評価する。

本事業の主要な目的は、既存設備の運転利用率、設備信頼性、エネルギー変換効率の改善を進めることにある。

そのほか、本事業を実施した場合の経済的効果として以下のことが想定される。

- ・ 本事業を実施することで発電効率の向上が見込まれることにより燃料使用量が削減され、ウズベクエネルギー電力公社及びタシケント熱併給火力発電所の発電費の低減が図られる。
- ・ 安定した熱と電気の供給を継続することにより、近隣の工業施設をはじめ、当該地域の産業発展に寄与することができる。
- ・ 発電効率の向上に伴う CO₂ 排出削減や SO_x 削減など、環境保全への寄与が期待できる。
- ・ 設備工事に際して、地元での作業員等の雇用機会が創出される。
- ・ 設備工事を通じて技術移転が図られ、ウズベキスタンの技術力の向上に寄与できる。

つぎに、計量化できる経済便益の計算結果を次に示す。

天然ガスを輸出しているウズベキスタンにとって、本事業の導入によって生まれる天然ガスの削減効果は、そのまま同国に対する経済効果になると考えられる。GTCS による発電電力を系統へ売電したときの経済的便益及び CO₂ 削減効果に加え、GTCS によるウズベキスタン全体としての燃料削減分の天然ガス全量を輸出に振り向けると仮定する。この売ガスによる収入額を「事業を実施することにより得られる経済的便益相当額」とすることで便益総額を算定する。

天然ガスの輸出価格として、ロシア国ガスプロム社の 2008 年欧州向け水準 (326USD/1000m³) を用いる。省エネ効果算定結果および天然ガスの燃料単位発熱量より、GTCS 導入による年間天然ガスの焚き減らし量は次のとおりとなる。

表 4-4-1 年間天然ガスの焚き減らし量

燃料	年間焚き減らし熱量	発熱量(LHV)	年間焚き減らし量
天然ガス	494,194 (Gcal)	8,159 (kcal/ m ³)	60,571 (1000 m ³)

4.4.2 経済分析の指標

事業経済評価の分析指標には、財務分析と同様に次の 3 指標を用いる。

(1) 純現在価値（NPV：Net Present Value）

一定の割引率（資本の機会費用）で割り引いて、事業期間中の便益の現在価値総計と費用の現在価値総計の差を計算した指標である。NPV が 0 より大きければ、事業は妥当と判断される。

(2) 便益・費用比率（B/C Ratio：Benefit Cost Ratio）

一定の割引率（資本の機会費用）で割り引いて、事業期間中の便益の現在価値総計と費用の現在価値総計の比率を計算した指標であり、次式で算出される。B/C Ratio が 1 より大きければ、その事業は妥当と判断される。

(3) 経済的内部収益率（EIRR：Economic Internal Rate of Return）

「NPV=0」、すなわち、便益と費用の現在価値の合計が等しくなるような割引率を内部収益率という。EIRR が、資本の機会費用（10～12%）より大きければ、通常、当該事業は妥当と判断される。

上記の条件設定で計算した経済分析指標を表 4-4-2 に示す。本事業算出された EIRR は、標準的な資本の機会費用の 12%より大きいので、経済評価の観点からは採択されるべき事業と判断される。また、単一事業の採算性を判断する基準となる上記の NPV、B/C Ratio、EIRR の 3 指標の関係において、NPV が 0 より大、B/C Ratio が 1 より大、EIRR が資本の機会費用より大の場合、当該事業は経済的に妥当と判断される。

表 4-4-2 経済分析指標

NPV(割引率:12%)	B/C(割引率:12%)	EIRR
121.8 Mil. \$	2.0	14.8%

4.4.3 感度分析の指標

財務分析と同様に、事業の前提となっている要因が変動した場合に、事業の収益性に与えられる影響度を検討する。収益性を構成する費用と便益に影響を与える要因について、表 4-4-3 のように、基準値からプラス、マイナスの変動幅（楽観的な場合、悲観的な場合）を設定し、経済分析指標に及ぼす影響を測定した。

表 4-4-3 感度分析

変動要因	収入	設備費	NPV(割引率:12%)	B/C(割引率:12%)	EIRR
楽観的な場合	10%	-10%	165.3 百万ドル	2.5	17.8%
悲観的な場合	-10%	+10%	78.4 百万ドル	1.6	12.0%

悲観的なケースとして算定された EIRR でも、依然として資本の機会費用の 12%を確保しているので、経済評価の観点からは比較的リスクの少ない事業と判断される。

4.5 経済・財務分析の結論

国家的見地に立ち、資源の最適配分がなされるような事業を選択することを目的とした経済分析の結果、EIRR（経済的内部収益率）等の算出指標により、本事業実施の必要性が確認された。

しかし、事業の採算性指標となる FIRR（財務的内部収益率）ほかの指標からは、本事業の財務収益性が十分であるとは結論付けられない。

従い、本事業の実施に伴う財務リスクを軽減する目的で、低金利や返済猶予期間を設けている ODA 借款を利用することが望まれる。現在、日本政府による円借款の年利は 0.55% (LDC 優先条件)の水準である。仮に本事業を円借款により実施した場合、本事業の FIRR 指標値は円借款の年利率を十分に上回り、結果的に、実施機関となるタシケント熱併給発電所側の収益性を確保できるようになる。

4.6 運用効果指標の設定

次に示す運用効果指標は、発電所の性能管理モニタリング、運用保守管理そしてそれらの効果を確認するために設定される。

運用指標

- ・ 定格正味電気出力
- ・ 定格熱出力
- ・ 正味総合熱効率
- ・ 設備利用率
- ・ 人為ミスによる停止時間
- ・ 機器故障による停止時間
- ・ 計画停止による停止時間

効果指標

- ・ 定格正味電気出力
- ・ 年間熱供給量

各指標の目標値は調査団の国際経験に基づいて設定される。目標値は当初、比較的低い水準に設定してもよい。指標項目値は定期的に確認し、毎年評価し、最終目標に向けてより高い目標値を達成する。

次表に示すように、各目標値は確認、評価されるべきである。指標は「Operation and Effect Indicators Reference, 2nd Edition, Established by JBIC, October 2002」に基づいて設定された。

表 4-6-1 運用効果指標

指標名	目標値	確認 時期	評価 時期	備考
運用指標				
定格正味 電気出力	48.3 MW	毎月	毎年	定格正味電気出力はプラント保証値をベースに、運用開始時からの期間、プラントの状態等を十分考慮して定めるべきである。本発電所は GT コージェネレーションプラントであるため、GT の経年劣化による出力低下が想定される。
定格 熱出力	73.9 Gcal/h	毎月	毎年	本発電所は熱供給が主であるため上記電気出力同様に重要な指標である。定格熱出力はプラント保証値をベースに、運用開始時からの期間、プラントの状態等を十分考慮して定めるべきである。
正味総合 熱効率	77.5%	毎月	毎年	正味総合熱効率=(年間正味発電電力量 + 年間熱供給熱量)/ 年間燃料消費量 発電電力量と熱供給熱量との合計から総合熱効率を求めることにより熱供給発電所としての効率を総合的に判断する指標となる。正味総合熱効率はプラント保証値をベースに、運用開始時からの期間、プラントの状態等を十分考慮して定めるべきである。
設備 利用率	85%	毎月	毎年	設備利用率 = 年間熱供給量 / (定格熱出力 x 24 x 365) x 100 本発電所は熱供給が主であるため設備利用率は熱供給の面からの評価とする。高効率 GT コージェネレーションプラントのため高利用率が想定されるが、定期検査期間は設備利用率に大きく影響するため、目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する必要がある。
人為ミスに よる 停止時間	0	毎年	毎年	本発電所はベースロード運転を想定している。従って、誤操作等の人為ミスが起こる機会が少ないため 0 時間为目标とする。
機器故障に よる 停止時間	438hr	毎年	毎年	不測の機器故障による停止は不可避であり、約 18 日間（438 時間）を想定している。

指標名	目標値	確認 時期	評価 時期	備考
計画停止に よる 停止時間	240hr	毎年	毎年	点検の種類により停止時間が異なり、燃焼器点検では 240 時間／1 回（16,000 時間毎）、GT 点検では 456 時間／1 回（32,000 時間毎）、メジャー点検では時間 672／1 回（64,000 時間毎）である。左記目標は燃焼器点検実施年での設定となっている。
効果指標				
定格正味 電気出力	48.3 MW	毎月	毎年	定格正味電気出力はプラント保証値をベースに、運用開始時からの期間、プラントの状態等を十分考慮して定めるべきである。本発電所は GT コージェネレーションプラントであるため、GT の経年劣化による出力低下が想定される。
年間 熱供給量	550 Tcal	毎年	毎年	年間熱供給量=73.9 Gcal/hr x 8760 hour x 0.85 定期検査期間は年間熱供給量に大きく影響する。目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する。

第5章 環境社会配慮基礎調査

5.1 環境関連法制度

5.1.1 環境行政

(1) 行政区分

「ウ」国では、以下のような政府機関が環境行政としての主な役割分担を行っている。

- ✓ 大統領－環境問題について主要な決定を行い、環境保護について国際協力を推進するよう指導を行う。
- ✓ 国会－環境保護政策の明確化、議会による採決、国家自然保護委員会との協調、環境保護区域や災害区域の制定と法体制の整備等を行う。
- ✓ 内閣－環境保護政策の遂行、環境保護計画の採決と実施監督、天然資源の配分等を行う。

(2) 実施機関

上記の役割分担のもと、実際には環境管理の主な実施主体は、内閣府に1989年に設立された国家自然保護委員会（Goskomprirody）であり、国会に報告している。また国家自然保護委員会の地域組織として、「ウ」国国内各州および主要都市に地域自然保護委員会が設けられている。

国家および地域自然保護委員会によって、環境保護の管理と実施が行われている。

国家自然保護委員会は主に以下の事項に責任を持つ。

- 1) 環境保護に関する法的な監視
- 2) 環境保護計画の推進
- 3) 国が実施する環境試験の指導
- 4) 環境基準の是認
- 5) 汚染物質、産業廃棄物の排出、保管の許可証の発行と無効化
- 6) 環境測定の実施
- 7) 環境問題の国際協力体制

国家自然保護委員会の他に、産業労働安全委員会、保健省、国務省、農業水利省もそれぞれの管轄に関わる範囲で環境管理を行っている。また、国家土地利用委員会、国家森林委員会、水象・気象院等、環境保護の実施が課せられている。

一般環境中の大気質や水質のモニタリングについては、主に水象・気象院（Uzgidromet : Uzbek Hydrometeorological Institution）が、国家自然保護委員会のもとで実際の測定を行っている。

5.1.2 環境法規制の体系

「ウ」国における自然保護、天然資源の利用、環境保護に関わる法律は、法令、大統領令、政令、条例から成る。これらの環境保護に関わる法律体系は環境保護だけでなく土地、水、自然動植物の生態保護に関わる法律からも構成される。以下に環境保護に関わる基本法と成立年を示す。

- ✓ 自然保護法 (The Law of the Republic of Uzbekistan “On Nature Protection” (9 December 1992 ref. 754-XII))
- ✓ 水利用法 (The Law of the Republic of Uzbekistan “On Water and Water Use” (6 May 1993, ref. 837-XII))
- ✓ 大気保護法 (The Law of the Republic of Uzbekistan “On Ambient Air Protection” (27 December 1996, ref. 353-I))
- ✓ 自然動物保護利用法 (The Law of the Republic of Uzbekistan “On Fauna Use and Protection” (26 December 1997, ref. 545-I))
- ✓ 自然植物保護利用法 (The Law of the Republic of Uzbekistan “On Flora Use and Protection” (26 December 1997, ref. 543-I))
- ✓ 国土利用法 (Land Code of the Republic of Uzbekistan (30 April 1998, ref. 599-I))
- ✓ 森林法 (The Law of the Republic of Uzbekistan “On Forest” (15 April 1999, ref. 770-I))
- ✓ 防災法 The Law of the Republic of Uzbekistan “On Protection of Population and Areas from Emergency Conditions of Natural and Technogenic Character” (20 August 1999, ref. 824-I))
- ✓ 環境審査法 The Law of the Republic of Uzbekistan “On Environmental Audit” (25 May 2000, ref. 73-II))
- ✓ 放射物安全法 (The Law of the Republic of Uzbekistan “On Radiation Safety” (31 August 2000, ref. 120-II))
- ✓ 農作物保護法 (The Law of the Republic of Uzbekistan “On Protection of Agricultural Plants from Pests, Diseases and Agrestals” (31 August 2000, ref. 116-II))
- ✓ 廃棄物法 (The Law of the Republic of Uzbekistan “On Solid Waste Disposal” (5 April 2002, ref. 362-II))
- ✓ 土壌法 (The Law of the Republic of Uzbekistan “On Subsoil” (new edition), (13 December 2002, ref. 444-II))
- ✓ 自然保護区域法 (The Law of the Republic of Uzbekistan “On Preserved Natural Territories” (3 December 2004, ref. 710-II))

以上は主な基本法であり、具体的な規制に当たって必要となる政令や規則等が数多く出されている。

5.1.3 主な環境規制

「ウ」国の主な環境規制として、火力発電所で対象となる大気、水質、騒音についての関連する基準値及び規則を記載する。

(1) 大気

1) 環境基準

「ウ」国では人の健康保護のための最大許容濃度（MAC）が NO₂、NO、CO、煤塵等）が一般環境及び労働環境について定められている。一般環境については、30 分間及び 24 時間の基準値となっている。ガス火力発電所から排出される主な汚染物質の MAC は表 5-1-1 に示すとおりである。これらのほか、主に油や石炭を燃料とする火力発電所に関連するバナジウムやベンゾ(a)ピレンについて、MAC が設定されている。

表 5-1-1 発電所から排出される主な汚染物質の危険度と最大許容濃度（MAC）

汚染物質	最大許容濃度（MAC）, mg/m ³			危険度の分類
	最大（一回：(30 分)）	24 時間平均	労働環境	
二酸化窒素 Nitrogen dioxide (NO ₂)	0.085	0.06	5.0	2
一酸化窒素 Nitrogen oxide (NO)	0.6	0.25	-	3
二酸化硫黄 Sulphur dioxide (SO ₂)	0.5	0.2	10.0	3
一酸化炭素 Carbon oxide (CO)	5.0	4.0	20.0	4
煤塵 Soot	0.15	0.1	-	3
ベンゾピレン Benzpyrene	-	0.1 μg/100 m ³	0.00015	1

（出所）Sanitary norms, rules and hygiene normative documents of the Republic of Uzbekistan.
SanPiN No. 0015-94.

2) 排出基準

「ウ」国では、発電所などの固定発生源から排出される大気汚染物質の最大着地濃度（地表面）は、表 5-1-1 に示した最大許容濃度(MAC)に対して、表 5-1-2 に示す国家自

然保護委員会が設定する地域及び危険度クラスごとの係数（割り当て係数）を乗じて算出される濃度基準値以下でなければならない。

表 5-1-2 大気へ排出される汚染物質の評価のための地域係数

地域区分	排出される汚染物質の危険度クラスごとの割り当て係数			
	1	2	3	4
Provinces: Tashkent, Fergana, Andizhan, Namangan Cities: Navoi, Samarkand, Bukhara	0.17	0.20	0.25	0.33
Provinces: Bukhara, Djizak, Kashkadaria, Navoi, Samarkand, Syrdaria	0.20	0.25	0.33	0.50
The Republic of Karakalpakstan, the Khorezm province	0.25	0.33	0.50	1.00

（出所）“Instruction on Inventory of Pollution Sources and Rating the Pollutant Emission into Ambient Air for Enterprises of the Republic of Uzbekistan” (the Ministry of Justice ref. 1533.3 January 2006)

実際に EIA で排出された汚染物質ごとの最大着地濃度を予測計算し、上記の危険度及び地域ごとの係数と MAC から算出される濃度基準値となる場合の汚染物質の排出量が最大許容排出量となり、これが排出基準値となる。

予測計算方法は、基本的には大気のシミュレーションで用いられるガウス型の拡散モデルであり、拡散条件では建物の影響や逆転層の影響についても考慮がなされるようになっている。

今回調査したタシケント熱併給発電所、タリマルジャン及びアングレン火力発電所において、EIA で排出基準値を算定する最大着地濃度基準値は表 5-1-3 に示すとおりである。

表 5-1-3 (1) 主な大気の最大着地濃度基準値（タシケント熱併給発電所）(mg/m³)

汚染物質	MAC 最大（一回：30 分）	地域係数	最大着地濃度基準値	危険度クラス
二酸化窒素 (NO ₂)	0.085	0.2	0.017	2
一酸化窒素 (NO)	0.6	0.25	0.15	3
二酸化硫黄 (SO ₂)	0.5	0.25	0.125	3
一酸化炭素 (CO)	5.0	0.33	1.65	4
煤塵	0.15	0.25	0.0375	3

表 5-1-3 (2) 主な大気の最大着地濃度基準値（タリマルジャン火力発電所）（mg/m³）

汚染物質	MAC 最大（一回：30 分）	地域係数	最大着地濃度基準値	危険度クラス
二酸化窒素（NO ₂ ）	0.085	0.25	0.021	2
一酸化窒素（NO）	0.6	0.33	0.20	3
二酸化硫黄（SO ₂ ）	0.5	0.33	0.063	3
一酸化炭素（CO）	5.0	0.50	2.50	4
煤塵	0.15	0.33	0.050	3

表 5-1-3 (3) 主な大気の最大着地濃度基準値（アングレン火力発電所）（mg/m³）

汚染物質	MAC 最大（一回：30 分）	地域係数	最大着地濃度基準値	危険度クラス
二酸化窒素（NO ₂ ）	0.085	0.2	0.017	2
一酸化窒素（NP）	0.6	0.25	0.15	3
二酸化硫黄（SO ₂ ）	0.5	0.25	0.125	3
一酸化炭素（CO）	5.0	0.33	1.65	4
煤塵	0.15	0.25	0.0375	3

これは、IFC や日本で採用されている各汚染物質の固定的な濃度基準とは異なり、例えば、同じ規模、種類の発生源でも、煙突を高くすることで相対的に着地濃度が低くなることから、基準としての許容排出量を多くすることができる。

このような方法は、旧ソ連圏の国々で共通に見られる排出規制である。

3) 規則

「ウ」国における大気排出基準の設定に関わる規準を以下に示す。

- List of maximum permitted concentrations (MPC) of polluting substances in atmospheric air in residential areas in Uzbekistan SanPiN #0015-15-94 (Sanitary norms, rules and hygienic norms of Uzbekistan, Tashkent, 1994)
- Reference book for ecology expert. Tashkent. 1997.
- RD 118.002771435.94 Nature protection. Atmosphere. Organization and order of conducting registration of atmospheric air polluting sources. Instructions. Tashkent. Goskompriroda. 1994.
- RD 34 RUz 17.03-2004 nature protection. Atmosphere. Order for developing draft norms of maximum permitted harmful emission into atmosphere for thermal power stations. Tashkent. SJSC Uzbekenergo. 2004.
- RD 34 RUs 17.317.2002 nature protection. Atmosphere. Methodology for calculating emissions of harmful substances from thermal power stations. Tashkent. SJSC Uzbekenergo. 2002.

- RUz 34-567-2004 Methodology directions. Determining of yearly maximum permitted emissions of harmful substances into atmosphere as a shares from thermal power stations. SJSC Uzbekenergo.Tashkent. 2004.
- OND-86 Gosgidromet USSR (State hydrometeorology committee of Soviet Union) Methodology of calculations of harmful substances in atmospheric air, which are contained in emissions of industrial plants.Gidrometeoizdat 1987.
- Quotas for polluting substances emitted into atmospheric air by plants in Uzbekistan.
- RD 34 301-314-2000. Rules for organization of supervision over emissions into atmosphere at thermal power stations and boiler stations. Tashkent. Ministry of power and electrification. 2000.

(2) 水質

1) 環境基準

環境基準としては、「ウ」国では飲料水やその他水利用設備の取水箇所での水質標準 (SanPIN No.0056-98) があり、これらは表 5-1-4 に示すとおりである。

表 5-1-4 排水の環境基準 (飲料水及び水利用)

汚染物質等	飲料水の供給の場合	非飲料水 (リクリエーション) の場合
浮遊物質 (SS)	以下の許容量を超えてはならない	
	0.25mg/dm ³	0.75 mg/dm ³
	貯水池については、30 mg/dm ³ 以上の鉍物を含んでいる場合、5%の範囲で浮遊物質の許容量を増加することが認められる	
	浮遊物質の沈降速度が流水中で 0.4 mm/s、滞留水中で 0.2 mm/s 以上ある場合、排水することが禁止されている	
水面漂浮物質	水面上に漂浮物質、鉍物油、その他不純物質がないこと	
臭気	1 臭気強度以上の異臭がしないこと	
	塩素消毒、または他の消毒処理を行うこと	塩素消毒処理を行うこと
色	以下の深さで色が見えないこと	
	20cm	10cm
水温	夏季排水温度について、過去 10 年間で最高月平均値と比較し、3℃ を超えないこと	
水素指数 (pH)	6.5～8.5 以内にあること	
鉍物含有量	乾燥全重量で 1000 mg/l、塩化物イオン(Cl-) が 350mg/l、硫化物イオン(SO42-)が 500 mg/l、を超えないこと	
溶存酸素 (DO)	季節にかかわらず 4 mg/dm ³ 以上 (午後 12 時までサンプルの場合)	
生化学的酸素要求量 (BOD)	水温が 20℃で、下記の量を超えないこと	
	3.0 mgO ₂ /dm ³ 以下	6.0 mgO ₂ /dm ³ 以下
化学的酸素要求量 (COD)	水温が 20℃で、下記の量を超えないこと	
	15.0 mgO ₂ /dm ³ 以下	30.0 mgO ₂ /dm ³ 以下

汚染物質等	飲料水の供給の場合	非飲料水（リクリエーション）の場合
病気原因物質	含んではならない	
大腸菌	1dm ³ 当り 10,000 以下(個別取水箇所には適応されない)	1dm ³ 当り 5,000 以下
大腸菌ファージ	1dm ³ 当り 100 以下（個別取水箇所には適応されない）	1dm ³ 当り 100 以下
ぜん虫の卵、大腸菌のシスト	1dm ³ 当りにないこと	
化学物質	最大許容濃度以上でないこと	

2) 排水基準

発電所からの排水については、表 5-1-4 に示す下流にある水利用設備の取水箇所における水質基準を満足するよう処理しなければならない。新たに排水箇所を設ける場合には、他の排水箇所による影響も考慮し、下流にある水利用設備取水箇所における水質基準を満足させるよう、排水処理基準が定められる。

これは、IFC や日本で採用されている各汚染物質の固定的な濃度基準とは異なる。

3) 規則

「ウ」国の排水基準の設定に関わる規準を以下に示す。

- Qz RH 84.3.5:2004 “Methodological directions for calculating norms of maximum permitted discharges if contaminating substances into water facilities and to the relief considering technically achievable parameters of treatment of discharge water. Tashkent 2004.
- Qz RH 84.3.6:2004 Instruction for rating discharges of contaminating substances into water facilities and to relief considering technically achievable parameters of treatment of discharge water. Tashkent 2004.
- Qz RH 84.3.7:2004 Provision for developing and arranging draft norms of maximum permitted discharges of contaminating substances into water facilities and to relief considering technically achievable parameters of treatment of discharge water. Tashkent 2004.
- RD 118.0027714.6-92 “Provision of approving and issuing permissions for special water use” Tashkent 1992.
- Rules for protection of surface water from contamination by discharge water.

(3) 騒音

1) 環境基準

環境基準としては、住宅地域での騒音基準（KMK 2.01.08-96）があり、他の騒音源からの騒音レベルを夜間 45dB 以下とすることになっている。

ちなみに、昼間は 55dB 以下となっている。ただし、EIA での評価では夜間の運転を

考慮して 45dB 以下が採用される。

この基準に対応して表 5-1-5 に示す周波数ごとの住宅地域の音圧レベルの基準も設定されている。

また、工業地域内での労働環境としての騒音基準（SanPIN No.0120-01）があり、騒音レベルは 80dB を超えてはならないことになっている。

この基準に対応して表 5-1-6 に示す周波数ごとの労働環境の音圧レベルの基準も設定されている。

このうち騒音基準値は、IFC や日本とほぼ同程度のレベルとなっている。

表 5-1-5 騒音の環境基準（住居地域）

Octave band (Hz)	31.5	63	125	250	500	1,000	2,000	4,000	8,000
Sound pressure level (dB)	84	67	57	49	44	40	37	35	33

表 5-1-6 騒音の基準（労働環境）

Octave band (Hz)	63	125	250	500	1,000	2,000	4,000	8,000
Sound pressure level (dB)	99	92	86	83	80	78	76	74

2) 規則

「ウ」国の騒音基準に関わる規準を以下に示す。

- KMK 2.01.08-96. “Protection from noise” (State committee of Uzbekistan for architecture and construction. Tashkent. 1996) (Norms for household construction)
- GOST 12.1.003-86 Labor safety standards system. Noise. General requirements for safety (Noise norms at working places)
- KMK 2.07.01-94 paragraph 12.39. Planning and construction of urban and rural settlements. Allowed vibration levels.
- San PIN NO.0120 Sanitary Norms of allowable noise levels at working places.

(4) 廃棄物

「ウ」国では、業種に関係なく全ての経済活動において、廃棄物処理の基準を作成しなくてはならない。

最大許容廃棄量の基準値は、現状の生産設備を用いて最適な方法で製造された生産物の最終過程までに使用される材料の消費量から算出される。そして、全ての廃棄物は、それぞれ廃棄物名、排出源、物理的および科学的性質、危険レベル、生成基準を表示しなければならない。

また、最大許容保管量については、廃棄量基準、製品の製造計画、廃棄物の処理、利用の日程から、全ての廃棄物について定められる。

1) 規則

「ウ」国の廃棄物の処理や一時保管に関わる規準を以下に示す。

- RD 118.0027714.60-97 Nature protection. Treatment of waste from production and consumption. Terms and definitions. Goskompriroda of Uzbekistan. Tashkent. 1997.
- RD 118.0027714.61-97 Nature protection. Treatment of waste from production and consumption. Instructions. Organization and order for conducting inventory of wastes of production and consumption at plants. Goskompriroda of Uzbekistan. Tashkent. 1997.
- RD 118.0027714.62-97 Nature protection. Treatment of wastes from production and consumption. Metodological guidelines for defining limits for stock-piling wastes from production. Goskompriroda of Uzbekistan. Tashkent. 1997.
- RD 118.0027714.63-97 Nature protection. Treatment of wastes of production and consumption. Organization and order for developing draft limits for waste stock-piling from production and consumption.

5.2 環境影響評価書の概要

「ウ」国では、環境に悪影響を与える企業活動について環境影響評価が義務付けられており、発電所プロジェクトも法律に基づいて環境影響評価を実施する必要がある。

5.2.1 「ウ」国の環境影響評価

「ウ」国においては、環境審査法（Law on State Ecological Expertise 2000.5.25 発効）によって自然保護委員会を設置し自然保護法（Law on Nature Preservation 1992.12.9 発行）に沿って環境影響評価を行うことが規定されている。

具体的な実施方法については、内閣決議 No.491 環境審査準備（2001.12.31 発効）によって環境及び人体の健康に悪影響を与える企業活動等については、事前に自然保護委員会に環境影響評価報告書を提出、承認を得るよう定められている。

(1) 環境影響評価実施手順

環境審査法第 10 項には環境影響評価の実施順序が以下のように 3 段階に定められており、計画段階で事前評価を行い、その審査を行い、設備を運用する前に最終的な環境基準を決定する。環境影響評価の手続きを図 5-2-1 に示す。

1) 環境影響評価草案の作成

プロジェクトの計画段階において環境影響評価（Environmental Impact Statement）の草案を作成し、環境保護委員会に提出する。

2) 環境審査の反映

環境影響評価草案の環境審査結果から、必要であれば追加調査、現地調査、特殊解析、モデルシミュレーションを行い、環境保護方法を決定させ、自然保護委員会がプロジ

ェクトの可能性調査を承認する前に、環境影響評価報告書を完成させる。

環境審査法第 11 項には環境影響評価報告書の内容が以下のように定められている。

- プロジェクト導入前の環境状態、人口、土地開発についての環境分析
- 既存の住宅地域、耕作地域、生活ライン他の実施方針と計画
- 使用機器、技法、資材が環境に与える影響と緩和策を示した建設工事計画
- 最新技術を考慮し、自然保護の観点からみた計画、技術的決定事項の代替案分析
- 環境に対する悪影響の消去、低減について、体系化した科学的、技術的方法
- 緊急的な環境悪影響の状況分析、防止策の評価
- プロジェクト導入による環境変化の結果予測

3) 環境影響結果報告書の作成

設備を営業運転させる前に、環境影響結果（Statement of Environmental Consequences）報告書を作成する。

環境審査法 11 条には環境影響結果報告書の内容が以下のように定められている。

- 環境影響評価草案に対する環境審査の結果や地域住民説明の結果からの修正事項
- 設備運用時に適用する、環境標準（最大許容排出濃度、最大許容排出量、最大許容保管量等）
- 設備運用時の環境保全実施事項と体制
- 環境保全活動の主要方針

①環境影響評価草案の作成・提出・審査

- ・計画段階の EIA
 - ・EIA 実施者の責任
 - 書類作成者への必要なデータの提供
 - 国家自然保護委員会への書類の提出
 - 審査費用の支払い
- ↓
- ・国家自然保護委員会の審査
 - 審査手数料支払い書類提出から 30 日以内の発行
 - 副委員長による承認が必要
 - 資金調達には承認が必要

②環境影響評価報告書の作成・提出・審査

- ・①の審査結果反映
- ↓
- ・国家自然保護委員会の審査

③環境影響結果報告書の作成・提出・審査

- ・プラント営業運転開始前に作成



- ・国家自然保護委員会の審査

図 5-2-1 プロジェクト実施者が行うべき環境影響評価関連書類の提出及び国家自然保護委員会による承認についての手続き

以上のようにウズベキスタンでは環境影響評価の手続きは 3 段階あるが、いわゆる EIA と呼ばれるものは第 2 段階の環境影響評価報告書（Environmental Impact Statement）まである。

最後の環境影響結果報告書（Statement of Environmental Consequences）は、わが国でいえば、運転開始前の許認可申請に近い手続きとなっている。

(2) 説明会の実施

「ウ」国では電力分野に関するプロジェクトの実施にあたり、法令等での規制はないが、環境影響評価の一環として環境影響評価に関する説明会を実施している。

この説明会はプロジェクト実施者が計画を立案し実施する。実施プロセスは 5 段階に分かれており、第 1 段階では関係者に対する説明会実施の旨を周知、第 2 段階では環境影響評価要約版の作成及び関係者への配布と環境影響評価報告書の縦覧、第 3 段階では説明会の実施、第 4 段階ではアンケート実施による地域住民からの意見集約及び分析、第 5 段階で関係機関への報告をおこなうことになっている。

表 5-2-1 に説明会の実施の基本スキームを示す。

表 5-2-1 環境影響評価説明会の実施の基本スキーム

段階	実施内容
1	地方自治体、地域住民、地域自治会に対する説明会の実施
2	環境影響評価報告書要約版の作成および関係者への配布、発電所及び地域自治会での環境影響評価報告書の縦覧
3	環境影響評価説明会の実施
4	地域住民アンケートの実施と結果集約・分析
5	関係機関への報告

環境影響評価報告書要約版は公用語であるウズベク語とロシア語で作成し、関係者に配布する。また、発電所内及び地域住民自治会でも縦覧できるよう公表する。地域住民との直接対話である環境影響評価公聴会は、多数の地域住民が参加できるよう実施する。このため公聴会のスケジュールについては、新聞等の報道機関や WEB サイトを通じて公表する。

プロジェクト実施者がプロジェクトの概要および新設備の利点、環境への影響等について説明を行い、併せて質疑応答を行う。その後、地域住民にアンケート調査用紙を配布し意見の集約を行いプロジェクトの実施に対して地域住民の理解が得られていることを確認する。

関係機関への報告については、プロジェクト実施者が関係者に対し公聴会に関する総括実施報告を行い、一連の公聴会実施活動結果について報道機関を通じて公表する。

住民からの意見については、前述した最終的な環境影響結果報告書に反映されることになっている。

5.2.2 環境影響評価書の概要

(1) 環境影響評価書草案の目次及び必要なデータ

タシケント熱併給所、アングレン火力発電所、タリマルジャン火力発電所、タシケント市内の3箇所の熱供給所での増設について、いずれもEIAの手続きが必要となる。

本項では火力発電所の建設計画に伴う作成すべき環境影響評価書について、現時点で環境影響評価草案の内容について主要な目次及び検討すべき事項を整理した。

この整理に当たっては、従来の「ウ」国での調査事例、JICAガイドラインのチェックリストの事項、国家自然保護委員会や発電所の環境影響評価専門家との協議内容をも含めて検討した。

この検討では、今回調査対象とした、タシケント熱併給発電所、タリマルジャン火力発電所及びアングレン火力発電所の地域特性および燃料特性等を考慮されている。

検討結果は表 5-2-2 に示すとおりである。

旧JBICのチェックリストについて説明し、今後行われる発電所EIAの評価項目として、同様の内容が提示されることを確認した。

今後、詳細については、現地でさらに検討する必要がある。

表 5-2-2 環境影響評価草案の目次、記載事項、留意点及び必要データ入手先

目次		3 地点での共通の記載事項	留意点	必要データ入手先
前書き	・プロジェクトの背景・必要性 ・環境関連の法律および規制	・発電所の環境影響評価に係る大気、水質、騒音、廃棄物等の環境基準等の規制基準や労働者や施設の安全等に係る規制 ・JICA のガイドラインの概要		—
事業および施設の説明	・プロジェクトの背景・必要性 ・プロジェクト開発の概要 ・建設計画	・既存の発電設備等の概要、新規設備の必要性、地点及び燃料の選定理由 ・地点の概要、燃料供給計画、設計及び運転計画、ボイラー及びガスタービン（HRSNG 含む）等設備計画、用水計画、保守計画、実施スケジュール等、環境への負荷 ・建設活動、環境への負荷		—
地点及び地域の現況	・物理的な状況 ・生態学的な状況	・気候・気象、地形、地質、水文・水象、水質、大気質、騒音の状況、大気質及び水質の主な汚染源 ・土壌、植生、動物 ・人口、学校、病院、交通の状況	・アングレン火力の場合は、石炭灰の処分があるため、地下水の水質も必要	・気象、水象、大気質：水象・気象院 ・水質：水象・気象院、国家自然保護委員会、保健省 ・科学アカデミー植物院・動物院、国家自然保護委員会 ・統計局、市及び県事務所

目次		3 地点での共通の記載事項	留意点	必要データ入手先
	・ 社会・経済的特性			
工 事 中 の 影 響 評価	・ 工事中的影響の概要 ・ 大気質への影響 ・ 水質への影響 ・ 騒音及び振動 ・ 廃棄物及び掘削土砂等の処理 ・ 社会・経済への影響	・ 物資及び設備の輸送、設備の設置 ・ 低減措置 ・ 低減措置 ・ 低減措置、必要に応じてモデル等による予測 ・ 低減措置、適正処理 ・ 低減措置、向上効果		
運 転 中 の 影 響 評価	・ 運転中の影響の概要 ・ 大気質への影響	・ 物資及び設備の輸送、設備の設置 ・ 低減措置、拡散モデルによる予測	・ 発電所全体で影響が増加しない考慮が必要 ・ 拡散による着地濃度について現状より将来において低減するよう新設する施設の排出量や煙突高度等を今後検討。 ・ 既設の基準値を超える理由については、今後更なる現	—

目次		3 地点での共通の記載事項	留意点	必要データ入手先
	・ 水質および水利用への影響 ・ 騒音及び振動 ・ 有害及び固形廃棄物の処理 ・ 植物、動物、陸上及び水域生態系への影響 ・ 社会・経済への影響 ・ 安全性の分析	・ 排水処理・低減措置、排水の影響 ・ 低減措置、必要に応じてモデル等による予測 ・ 低減措置、適正処理 ・ 植栽効果、排水処理等 ・ 低減措置、向上効果 ・ 事故、自然災害の検討	地調査で原因等を調査し、既設の停止も含め可能な低減策を検討。 ・ タシケント熱併給発電所では住居地の夜間の騒音レベルの確認 ・ アングレン火力では石炭灰のリサイクルが困難	
環境への影響を低減する措置	・ 排ガス制御 ・ 排水制御 ・ 有害及び固形廃棄物の管理 ・ 騒音及び振動の制御 ・ 事故、緊急時対応	・ 排ガス中の汚染物質の低減措置 ・ プラント排水、冷却水、含油排水、サービス排水、雨水等の処理 ・ 再利用等の低減プログラム、適正処理 ・ 低減措置 ・ 管理プログラム、各種プラン及びスケジュール、組織及び訓練、労働安全	上記と同じ 上記と同じ 上記と同じ	—

目次		3 地点での共通の記載事項	留意点	必要データ入手先
	・環境管理計画 ・環境モニタリング計画	・工事中及び運転中の管理措置及び組織体制 ・工事中及び運転中の計画、組織体制、財源、報告措置		
結 論 及 び勧告	—	・総合的影響評価		

5.3 本事業の環境影響評価スケジュール

タシケント熱併給発電所近代化事業については、「ウ」国国内法に則り環境影響評価手続きが実施されるが、今後、本事業実施にむけて、JICA が環境社会配慮について確認すべき事項及び「ウ」国で実施されるべき環境影響評価スケジュールについて以下に示す。

時期	確認事項及び環境影響評価手続き	円借款供与関連事項 (仮スケジュール)
2009 年 11 月まで	JICA の環境チェックリストに基づく影響評価項目の選定、影響低減・緩和策及びモニタリング計画（項目・方法等）の作成	
2009 年 12 月	JICA の火力発電所に係る環境チェックリスト(仮)（添付資料 - 1）最終確認	アプレイザル
2010 年 1 月	—	プレッジ
2010 年 3 月	「ウ」国の環境影響評価報告書の審査終了	E/N、L/A

注：添付した環境チェックリストは旧 JBIC のものであり、現在改定中であるため（仮）としている。

添付資料－ 1

分類	環境項目	主なチェック事項	環境配慮確認結果
1 許 認 可 ・ 説 明	(1)EIA および環境許認可	① 環境影響評価報告書（EIA レポート）等は作成済みか。 ② EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。 ③ EIA レポート等の承認は無条件か。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 ④ 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。	
	(2)地域住民への説明	① プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて地域住民に適切な説明を行い、理解を得るか。 ② 住民および所管官庁からのコメントに対して適切に対応されるか。	
2 汚 染 対 策	(1)大気質	① 発電所操業に伴って排出される硫黄酸化物 (SOx)、窒素酸化物 (NOx)、煤塵等の大気汚染物質は、当該国の排出基準を満足するか。また、排出により当該国の環境基準を満足しない区域が生じないか。 ② 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塵、石炭灰処分場からの粉塵が大気汚染を生じることではないか。汚染防止のための対策がとられるか。	
	(2)水質	① 温排水を含む発電所からの排水は当該国の排出基準を満足するか。また、排出により当該国の環境基準を満足しない区域や高温の水域が生じないか。 ② 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を満足するか。 ③ 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	

分類	環境項目	主なチェック事項	環境配慮確認結果
		されるか。	
	(3)廃棄物	① 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基準に従って適切に処理・処分されるか。	
	(4)騒音・振動	① 操業に伴う騒音、振動は当該国の環境基準、労働安全基準を満足するか。 ② 石炭火力発電所の場合、揚炭設備、貯炭場、運搬設備は騒音を少なくするよう計画されるか。	
	(5)地盤沈下	① 大量の地下水汲み上げを行う場合、地盤沈下は生じないか。	
	(6)悪 臭	① 悪臭源はないか。悪臭防止の対策はとられるか。	
環境 3 自然	(1)保護区	① 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していないか。プロジェクトが保護区に影響を与えないか。	

分類	環境項目	主なチェック事項	環境配慮確認結果
	(2)生態系	① 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）を含まないか。 ② 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まないか。 ③ 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。 ④ 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さないか。水生生物等への影響を減らす対策はなされるか。 ⑤ 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ないか。	
4 社会 環境	(1)住民移転	① プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じないか。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。 ② 移転する住民に対し、移転前に移転・補償に関する適切な説明が行われるか。 ③ 住民移転のための調査がなされ、正当な補償、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。 ④ 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。 ⑤ 移転住民について移転前の合意は得られるか。 ⑥ 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。 ⑦ 移転による影響のモニタリングが計画されるか。	

分類	環境項目	主なチェック事項	環境配慮確認結果
	(2)生活・生計	① プロジェクトによる住民の生活への悪影響はないか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。 ② 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。 ③ 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ないか。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。 ④ 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）の危険はないか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮が行われるか。 ⑤ プロジェクトによる取水（地表水、地下水）や温排水の放流が、既存の水利用、水域利用（特に漁業）に影響を及ぼさないか。	
4 社会 環境	(3)文化遺産	① 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、史跡等を損なわないか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	
	(4)景 観	① 特に配慮すべき景観への悪影響はないか。 必要な対策は取られるか。	

分類	環境項目	主なチェック事項	環境配慮確認結果
5 その他	(1)工事中の影響	① 工事中の汚染（騒音、振動、濁水、粉塵、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。 ② 工事により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼさないか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 ③ 工事により社会環境に悪影響を及ぼさないか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 ④ 必要に応じ、作業員等のプロジェクト関係者に対して安全教育（交通安全・公衆衛生等）を行うか。	
	(2)事故防止対策	① 事故防止に対する安全施設の設置、作業者への安全教育等、ソフト、ハード両面にわたる適切な事故防止策、軽減策を行う計画があるか。また、事故発生時の応急措置についても十分な検討がなされるか。 ② 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）。	
	(3)モニタリング	① 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。 ② 当該計画の項目、方法、頻度等は適切なものと判断されるか。 ③ 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。 ④ 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。	
6 留意点	他の環境チェックリストの参照	① 必要な場合には、送変電・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（送電線・配電施設の建設を伴う場合等）。 ② 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）。	

分類	環境項目	主なチェック事項	環境配慮確認結果
	環境チェックリスト使用上の注意	① 石炭火力発電所の場合、下記の項目についても確認が必要である。 ・石炭の品質基準は定められるか。 ・発電設備は石炭の品質を考慮して計画されるか。 ② 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）。	

第 6 章 CDM 関連調査

6.1 CDM 関連手続き

6.1.1 CDM 実施組織

ウズベキスタン共和国は、非付属書 I 国として 1999 年に京都議定書を批准し、2006 年 12 月 6 日の大統領令 No.525 により、CDM プロジェクト実施に関する措置として、内閣の下に CDM の省庁国有企業横断評議会が設置され、経済省を CDM の指定国家当局（DNA）として国連に登録、事務局も設置される等、対外的にも CDM のプロジェクトの実施体制が整った。さらに、2007 年 1 月に CDM 投資プロジェクトの開発、実施の国内基本手続きに関する内閣決定 No.9 が発布され、CDM プロジェクトは具体的な実施段階に至っている。

(1) 省庁国有企業横断評議会

副首相が議長である省庁国有企業横断評議会は（Interagency Council）は、各省庁と国有企業の代表者 21 名をメンバーとする内閣の下にある評議会で、CDM プロジェクトの審査・承認会議体である。本評議会は、以下の役割が与えられている。

- ✓ CDM を適用する優先領域の特定
- ✓ CDM プロジェクトの選定規則と手続きの承認
- ✓ DNA の評価審査に続く CDM プロジェクトの承認審査
- ✓ CDM プロジェクト参加者間の排出削減クレジット取引契約の承認

(2) 指定国家当局

ウズベキスタンの指定国家当局（Designated National Authority, DNA）は、経済省である。DNA の役割として、大統領令に以下が示されている。

- ✓ 経済面、環境面、社会面及び技術面において「ウ」国の利益を踏まえた CDM プロジェクトの選択とデータベース整備；
- ✓ CDM プロジェクトとして提案されるプロジェクトについて、京都議定書第 12 条の条項、国際条約及び「ウ」国法規則、及び国際と国内の持続的開発への基準への準拠性についての関係省庁の評価業務の調整。
- ✓ CDM プロジェクトの省国有企業横断評議会への承認審査への申請。
- ✓ 省国有企業横断評議会により実施が承認された CDM プロジェクトの UN-CDM 理事会への通報。
- ✓ CDM プロジェクトの実施段階にあるプロジェクトの実施モニタリング。
- ✓ CDM プロジェクトの実行における問題への対応

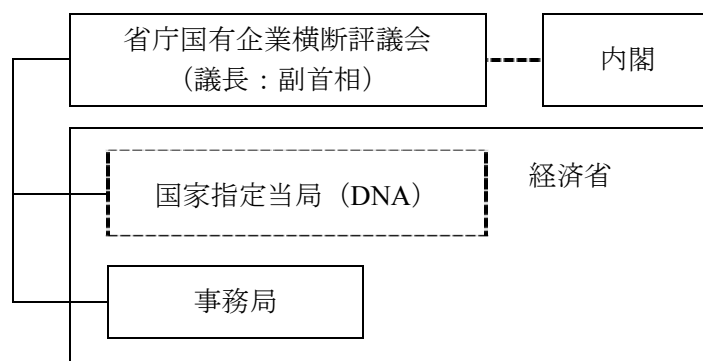


図 6-1-1 CDM 実施組織

6.1.2 CDM 手続き概要

CDM プロジェクトは、計画案審査（PIN の審査）と実施案審査（PDD 等の審査）の 2 つのステージで審査（評価審査、承認審査）が行われる。これらの審査は、両方のステージにおいて、DNA と省庁国有企業横断評議会（以下省庁評議会という）が行っている。

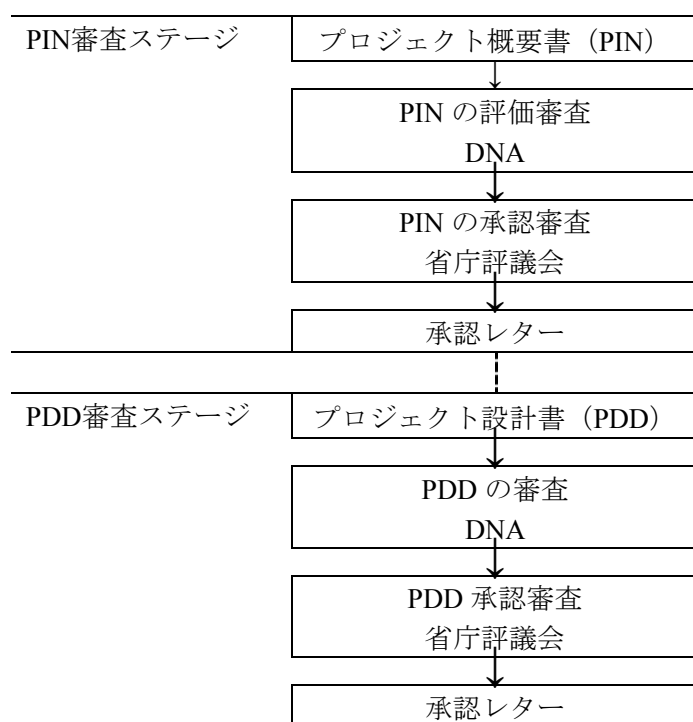


図 6-1-2 CDM プロジェクト審査手順（PIN 申請から PDD 承認審査まで）

(1) PIN の審査ステージ

プロジェクト提案者は以下の必須事項を含んだ CDM 投資プロジェクトの概要を説明するプロジェクト提案書（Project-Idea-Note、PIN）を国家自然保護委員会の承認を経てから DNA へ提出する。

- ✓ プロジェクトの目標、分野、及び活動の分類
- ✓ プロジェクトの参加者についての資産の情報を含む詳細情報
- ✓ 施設・設備の所在地
- ✓ 現行の活動に関する情報
- ✓ プロジェクトの詳細な記述
- ✓ 温室効果ガス（以下 GHG）の過年度及びベースラインの予想排出量
- ✓ 適用する技術と設備装置についての情報
- ✓ 追加投資の必要額、機器、プロジェクト費用
- ✓ 予備的計画とプロジェクト実施の時期
- ✓ GHG 削減予想量
- ✓ プロジェクトの経済効率計算結果、環境と社会への影響
- ✓ 提案資金源とプロジェクト実施のメカニズム
- ✓ 持続的開発に関する国家基準との適合性

DNA は、プロジェクト申請者の PIN が提出されてから 2 週間以内に、申請プロジェクトが以下に示す持続的開発に対する国家基準に沿ったものか（CDM の要求事項）を中心に評価審査を行う。

持続的開発の国家基準

経済：

- ✓ 製品の単位当たりの原材料とエネルギーの消費縮小；
- ✓ 製品の増加あるいは最新の技術導入によつての天然資源の使用；
- ✓ ウズベキスタン共和国における民間部門の開発での援助。

環境：

- ✓ 環境保全への貢献と退廃の防止；
- ✓ 天然資源消費の最小化と産業廃棄物の削減。；
- ✓ 再利用の技術導入、または再生可能天然資源の利用。；
- ✓ 環境への悪影響の低減。

社会：

- ✓ 雇用と国民の所得増加への貢献。；
- ✓ プロジェクトとプロジェクトサイトに居住する人々の健康改善。；
- ✓ 天然資源の合理的な使用への人々の認識増大。

DNA は、PIN にあるプロジェクトが持続的開発に資する CDM プロジェクトとして実施が可能と評価した場合、当該 PIN をプロジェクト実施方法及びプロジェクト投資者の競争入札書類要件と併せて、省庁評議会に提出する。

省庁評議会は、DNA から提出された PIN の資料を基にプロジェクト提案を審査し、プロジェクトについて承認か要改善かの評定をする。

省庁評議会が、この PIN 審査ステージでプロジェクト実施の承認（PIN 段階での承認）を

行った場合、DNA は 3 日以内に、プロジェクト提案者に対して、提案されたプロジェクト実施方法と入札書類に係る必要事項を含め、公式に書面をもって通知する。

PIN 審査ステージにおいて CDM プロジェクトが省庁評議会承認された後になるが、プロジェクトの実施において、カーボンファンドまたは国際金融機関等の手続きに沿って、PDD の作成、投資者・DOE・クレジット購入者の決定が行うプロジェクトの場合でも、以下に示す国内の審査と承認が必要である。

DNA がプロジェクトへの投資家選定について入札を必要と判断した場合、プロジェクト提案者は、投資予定者に対して、省庁国有企業横断評議会により設定された条件と要求事項に沿ったプロジェクト実施への投資入札を告知する。なお、入札参加者は数においての制限はされていない。

(2) PDD 審査ステージ

PIN 審査ステージを通過した（承認された）CDM プロジェクトについて、プロジェクト提案者は、DNA に対して以下の事項が記載されている申請書類を提出する。

- ✓ 入札結果（選択結果と最低と最高の比較表、等）
- ✓ PDD（ロシア語と英語）
- ✓ プロジェクト実施スケジュール
- ✓ 水気象サービスセンターのプロジェクトに対する肯定的意見
- ✓ 国家自然保護委員会のプロジェクトの環境影響評価の肯定的意見

プロジェクト提案者より PDD 等必要書類が提出されてから 2 週間以内に、DNA は提出された PDD を中心に CDM の基準と手続きに準拠した審査を実施し、報告書を省庁評議会に提出する。

省庁評議会は、提出された文書資料をもとに、2 週間以内に（以下の事項を中心に）審査を行い、プロジェクトの実施の可否の決定をする。可と承認された場合、DNA は、国連に当該プロジェクトの CDM プロジェクトとしての承認レターを送付する。

省庁評議会によるプロジェクト評価のポイント

- ✓ プロジェクトの経済的な実現可能性と効率性
- ✓ 環境上の順守事項への対応度
- ✓ 設備・機器の近代的な品質基準への技術追従度

(3) 登録申請

以上の国内手続きを経て、プロジェクト提案者による DOE の指名、DOE による有効化審査実施、当該プロジェクトが有効化審査で合格の場合、DOE により有効化審査報告書（PDD、ウズベキスタン国（ホスト国）の承認レター、投資国（UNFCCC 付属書 I 国）の承認レター、等）が国連 CDM 理事会への提出（CDM プロジェクト登録申請）となる。2006 年以降の CDM 推進体制、手続き整備もあり、2008 年には 6 件の CDM プロジェクトが国連に登録申請され、本年 2009 年 4 月現在で 4 プロジェクトが登録済となっている。

DOE (Designated Operating Entity、指定運営機関) : CDM 理事会からの信任に基づき COP/MOP (京都議定書締約国会合) の指定を受け、CDM プロジェクトが京都議定書 12 条や関連ガイドラインの要件を満たしているかの内容をチェックし、当該プロジェクトの実施に伴う追加的排出削減量の認証作業を行う法人ないし国際機関。

6.2 CDM 適用

6.2.1 CDM 適用

タシケント熱併給発電所及び他の (一部の) 熱併給発電所へのガスタービンコジェネレーション設備 (以下 GTCS) 導入がウズベクエネルギー電力公社の中期計画にある。このことは、政策的に GTCS 導入が図られ、その導入は CDM 適用でなくとも実現すると見ることも可能である。しかしながら、タシケント熱併給発電所のコジェネレーションについては、CDM 適用案件として DNA に PIN が申請^(*)されており、GTCS は政策的にも CDM 適用なければその導入は実現しないと看做し得る。よって、CDM 適用可能性については政策面を除いて、本事業が CDM プロジェクトとして有効か否かという観点で行うこととする。

さらに、京都議定書の第 12 条 5 項に「各事業活動から生じる排出量削減量は、--- 次の原則に基づいて認証する。 --- (c) 認証された事業活動がない場合に生じる削減に対し、追加的な排出削減がある」と規定されている。これを満足して初めてプロジェクトが CDM プロジェクトと扱えることになる。この条項に直接対応するのはベースライン方法論であり、CDM 適用可能性の検討は、ベースライン同定と追加性の検討に焦点をあてて行うこととする。

(*) タシケント熱併給発電所 GTCS の PIN : タシケント熱併給発電所の GTCS の PIN (一基) は、既に CDM プロジェクトとして概要書 (PIN) が 2007 年に DNA に提出され、省庁国有企業横断評議会の審査において承認 (PIN ステージの承認) となっている。

6.2.2 方法論

CDM の要件 (FCCC/2001/13/Add.2/Decision17/CP7paragraph37/Modalities and procedures for a clean development mechanism) にもあるように、プロジェクトのベースライン方法論及びモニタリング方法論は CDM 理事会の承認を得たものでなければならない。2009 年 3 月現在、植林、再植林を除くと CDM プロジェクトに適用可能な 77 のベースライン・モニタリング方法論 (統合方法論を含む) 及び 5 承認ツールがある。これらの方法論の中には発電に係る AM0029 (Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plants using Natural Gas)、ACM0007 (Methodology for conversion from single cycle to combined cycle power generation) もあるものの、電力と蒸気を出力する本事業への適用可能性がある方法論としては、かろうじて AM0048 (New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels – Version2) があるのみである。

よって、提案プロジェクトへの適用困難なところは逸脱の要請を行うことを前提に AM0048

を用いて、その CDM 適用の可能性を検討する。なお、この方法論を用いた CDM プロジェクトの国連登録は現在までのところない。本事業と同類のコジェネレーションプロジェクトの開発が続く可能性を考慮すると本事業のための新方法論開発も一案ではある。

AM0048 には「追加性の証明と評価のためのツール (Tool for the demonstration and assessment of additionality)」と「電力システムに関する排出係数計算ツール (Tool for calculate the emission factor for an electricity system)」の 2 つの承認済みツールが用いられており、本事業の CDM 適用可能性検討・評価にはこの追加性ツールを適用する。

6.2.3 方法論適用での検討

(1) 選択アプローチ

UNFCCC Decision CP7, Article12 Paragraph48 より、AM0048 と同様に本事業も「既存のまたは過去の排出量」を選択する。

(2) 方法論で使用する施設と顧客の定義

本事業の施設はガスタービン発電機と排熱回収ボイラーである。その顧客すなわち供給先は、蒸気は発電所内の蒸気タービン発電システムであり、電力は外部の電力グリッドである。したがって、プロジェクトの施設と顧客について、AM0048 と以下のように若干の差がある。本事業の方法論として AM0048 を用いる場合、CDM 理事会に確認が必要と考える。

本事業施設と顧客

- ✓ プロジェクト施設：ガスタービン発電機と排熱回収ボイラー
- ✓ プロジェクト顧客：発電所内の蒸気タービン発電システムと外部の電力グリッド

AM0048 の施設と顧客

- ✓ プロジェクト施設：プロジェクト活動として複数の産業、商業、住民に電力、蒸気を供給する化石燃料使用のコジェネレーション施設。
- ✓ プロジェクト顧客 (顧客)：プロジェクト施設から電力、蒸気の供給を受ける産業、商業、住民。なお、電力・蒸気グリッド運営者及び地域電力・蒸気グリッドへの供給者も顧客とすることは可。

表 6-2-1 本事業の施設、投入と出力

投入			本事業施設 ・ガスタービン発電機 ・排熱回収ボイラー、 ・付帯設備	出力		
入手先		電力		供給先（顧客）		
発電所外	発電所内			発電所内	発電所外	
ガス供給システム	---			---	電力グリッド	
---	蒸気タービン発電システム			水	蒸気	蒸気タービン発電システム

表 6-2-2 AM0048 で想定される施設、投入と出力

投入			プロジェクト施設 ・ガスタービン発電機 ・排熱回収ボイラー ・付帯設備	出力	
入手先		供給先（顧客）			
発電所外	発電所内	発電所内		発電所外	
天然ガス採取、輸送、供給システム	---	電力		---	
---	---	蒸気		---	
				電力グリッド、産業、商業、住民	
				蒸気グリッド、産業、商業、住民	

(3) 方法論の適用条件

方法論 AM0048 には適用条件として以下が掲げられている。本事業の適用方法論を AM0048 とする場合、以下の 2) の条項順守において、既設の蒸気タービン発電システムの改良、修理が問題となる可能性が高く、逸脱申請等の検討の必要がある。

- 1) 複数の顧客（グリッドとオフグリッドを含む）への電力と蒸気の供給を行う化石燃料使用のコジェネレーションプロジェクト
- 2) CDM クレジット期間中に燃料の変更や効率性に变化を齎すような電力または蒸気の所有設備の更新、または大規模修繕を行った顧客は適用外とする。
- 3) プロジェクト実施前の供給容量を前提とする。
- 4) 現在コジェネレーションを行っていない顧客を対象とする。
- 5) プロジェクト実施後、所有設備の売却を行わないことが明確な顧客のみを対象とする。

(4) ベースライン同定

本事業は、タシケント熱併給発電所に GTCS を導入するもので、施設の顧客すなわち出力の供給先は、発電所内の蒸気タービンと発電所外の電力グリッドのみであることから、以下の 2 案をベースライン候補とする。

- ✓ 案 1：本事業の実施

✓ 案 2：現状継続

本事業実施サイトがあるタシケント熱併給発電所は、主に天然ガスを燃料とした蒸気タービン発電システムを有し、タシケント市に温水供給、近隣の工場への蒸気供給を行うとともに、電力グリッドへの電力供給を併せ行っている。蒸気、温水及び電力の供給施設の中核をなすのが蒸気タービン発電システムであり、本事業の有無を問わず、今後とも現状での稼働が続く確度が高い。また、本事業が後述の追加性検討において追加性ありと評価可能となったことも踏まえ、ベースラインシナリオは、現状継続とする。

(5) プロジェクトバウンダリー

AM0048 においてプロジェクトバウンダリーの定義は、「プロジェクト施設設置のサイト及び全ての顧客のサイト」とだけ定義されている。本事業は「ガスタービン発電機、排熱回収ボイラー、及びパイプ等の付帯設備」のみをバウンダリー内とするもので、バウンダリーの定義において必ずしも一致していない。本事業の方法論として AM0048 を用いる場合は、プロジェクトバウンダリーについて逸脱申請等での CDM 理事会の事前確認の要否を検討する必要がある。

(6) 施設の耐用年数

方法論 AM0048 で耐用年数の検討はバウンダリー内の施設としている。プロジェクトバウンダリーを方法論 AM0048 の定義とおりとすると、蒸気供給先の蒸気タービン発電システムが考慮対象となる。蒸気タービン発電施設の稼働年数を考慮すると、近い将来の修繕が想定されるが、「(3) 方法論の適用条件」にもあるように、この修繕で本事業への CDM 適用が不可能となることが懸念される。受け入れられる範囲での事前の逸脱申請が必要と思われる。なお、タシケント熱併給発電所の蒸気タービン発電システムは、本事業のバウンダリーの外とする限り、蒸気タービンシステムの耐用年数の検討は必要ない。

(7) 追加性の検討

プロジェクトの追加性は、AM0048 でも適用されている CDM 理事会承認済の「追加性の証明と評価のためのツール (Tool for the demonstration and assessment of additionality)」を適用し、その検討を行う。なお、追加性の検討、評価は以下の流れで行う。

1) 代替案の特定

前述のベースライン同定にあるように、本事業の代替案は 2 案あり、案 1 が本事業、案 2 が現状継続である。

2) 法・規則順守と政策整合性

案 2 は当然のことながら、現行の法・規則の下で運営されており、法・規則、政策に沿ったものと想定する。案 1、すなわち本事業については、NEDO 事業分のタシケント熱併給発電所の GTCS 導入の PIN（設計概要書）が、DNA 及び省庁国有企業横断評議会承認されており、国の政策に沿ったものであり、法・規則を逸脱するものでない

と考える。

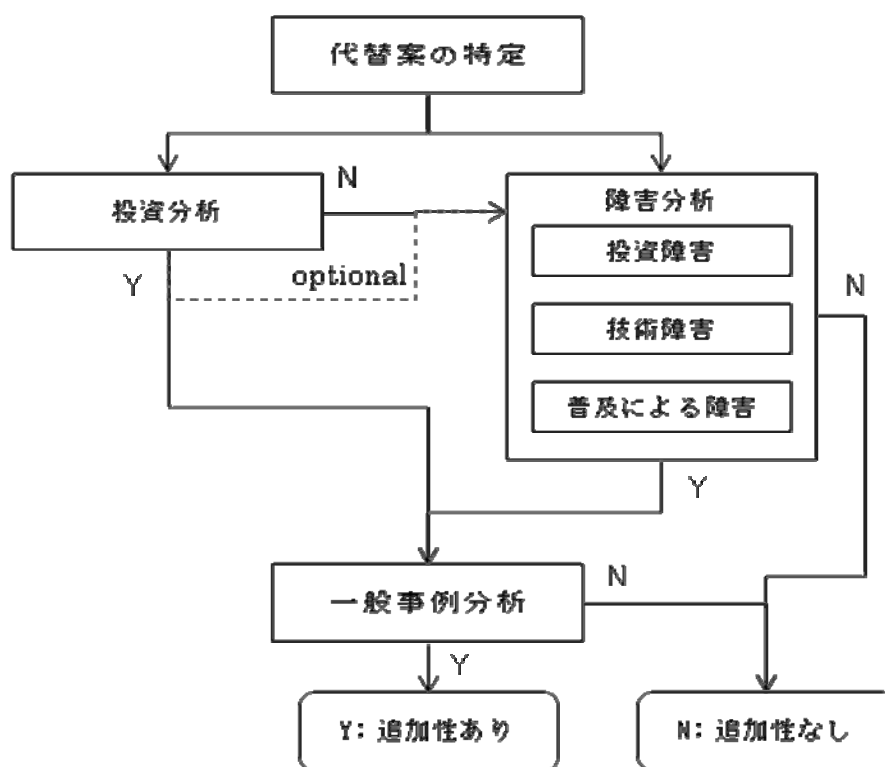


図 6-2-1 追加性検討・評価の流れ

3) 投資分析

プロジェクトの投資分析は、提案プロジェクトの投資面に追加性を分析・検討するもので、単純コスト比較、投資比較分析、ベンチマーク分析のいずれかで以下の 2 点を満足する結果が出れば追加性があることになる。(尚、投資比較分析とベンチマーク分析では感度分析を実施)

- ✓ プロジェクトは、投資対象の選好順位において二番目以降にある。
- ✓ CER 収入を加えなければ投資案件として好ましいものにならない。

本事業は FIRR が 3.7%、NPV はマイナス、また B/C 比率も 1 以下と算定され、投資案件として魅力あるものとは言えない。したがって、投資分析では追加性があると言えることになる。なお、追加性評価には更なる分析が必要と考えるが、承認方法論では、以降の障害分析で追加性が認められれば、投資分析は必ずしも必要ないとしている。

CER (Certified Emission Reduction、認証排出削減量)：京都議定書第 12 条及び同条文における要件に則って発行される単位であり、決定 2/CP3 により定められる、あるいは第 5 条に従い以降改定される、地球温暖化係数を用いて算定される二酸化炭素換算 1 メトリック・トンに相当する。

4) 障害分析

障害分析では、「CDM プロジェクト類似のプロジェクト実施に対する障害が一つ以上あること」また「これらの障害の影響を受けないプロジェクト代替案が一つ以上あること」をもって、プロジェクトに追加性があるとする。

プロジェクトの実施を阻害する障害として承認方法論で掲げられている投資障害、技術障害、普及による障害について追加性の有無を検討する。なお、投資障害、技術障害または、普及による障害のいずれかで追加性ありの評価となった場合、障害分析として追加性ありとの結論が可能ではある。

a. 投資障害

グリッドに電力を供給する発電所は、全て公的機関の所有であり、この意味から、投資障害はあり、追加性があると判断は可能と考える。

投資障害があるとする判断ポイント

- 同様の状況下で実施された類似の事業活動は、無償援助資金か公的資金で実施された。
- CDM プロジェクト実施予定国は、投資リスクが高いと国内外で広く認識されており、内外の民間投資家からの投資が期待できない。

b. 技術障害

ガスタービンのコジェネレーション発電施設は、今までウズベキスタン国で導入実績がなく、技術対応についても不明な部分も多い。したがって、本事業が導入予定のガスタービン発電に対する技術障壁はあり、本事業の追加性はあると考える。

技術障害があるとする判断ポイント

- 類似プロジェクトの施設の性能保全や故障修理能力を有する技術者不足
- 類似プロジェクトの施設・設備の導入・稼働に必要なインフラが未整備
- 類似プロジェクトの技術的失敗の危険
- 類似プロジェクトが用いる技術は近隣地域にはない

c. 普及による障害

ウズベキスタン国での火力発電の普及技術は蒸気タービンが主であり、ガスタービンは過去事例としてはなく、普及していない。よって、普及なしによる障害があり追加性はあるといえる。

普及による障害があるとする判断ポイント：

- 提案プロジェクトは初めての実施例となる。

5) 一般事例分析

提案プロジェクトには、実施された類似プロジェクトは無く、「一般事例分析」では、追加性は否定されないと考える。

(8) CDM 適用可能性

以上、現保有の情報・データを基にした分析からではあるが、本事業には追加性があるとの結論となる。更に、以下の「GHG 排出量」にあるように、本事業実施で、GHG 排出量削減が算定されることから、本事業の CDM 適用は可能性があるとと言える。

表 6-2-3 追加性検討まとめ

分析		評価	
投資分析	単純コスト比較、又は投資比較分析、又はベンチマーク分析	追加性あり	
障害分析	投資障害	追加性あり	追加性あり ※左に挙げた障害は現状継続の障害にはならない。
	技術障害	追加性あり	
	普及による障害	追加性あり	
一般事例分析		N/A	

(9) GHG 排出量

1) GHG 計算式

GHG 排出削減量の計算は、AM0048 と本事業では一部（個別供給と天然ガスのリーケージ）について異なる。GHG 排出源及び排出量の検討が必要と考えるが、AM0048 を本事業の方法論として適用する場合は、逸脱要請を行う必要はある。

<u>本事業</u>	$BE = BE_{ST} + BE_{GR}$	<u>AM0048</u>	$BE = BE_{IC} + BE_{ST} + BE_{GR}$
	$ER = BE - PE$		$ER = BE - PE - LE$

BE：ベースライン GHG 排出量

BE_{IC}：(AM0048) ベースラインにおける個々の顧客に供給する電力の発電による GHG 排出量。（本事業）供給主体はタシケント熱併給発電所 GTCS、受給主体は電力グリッド及び既設蒸気タービン発電システムであり、BE_{IC} は非該当となる。

BE_{ST}：(AM0048) ベースラインにおける顧客に供給する蒸気の生産による GHG 排出量。（本事業）ベースラインにおける蒸気タービン発電機に供給する蒸気の生産による GHG 排出量。

BE_{GR}：ベースラインにおけるグリッドに供給する電力の発電による GHG 排出量

PE：プロジェクト活動による GHG 排出量

LE：(AM0048) 天然ガスの生産、供給過程での GHG（CH₄ 等）リーケージ量。（本事業）天然ガスのリーケージについては、要検討ではあるが、相対的に少量と想定され

ることから計上はしない。

ER: GHG 排出削減量

2) GHG 排出削減量

本事業実施によりベースラインの GHG 排出が年間 123.4 千 tCO₂ 削減可能と試算される。

6.2.4 CDM での事業推進

本事業の実施は、CDM 適用如何にかかわらず、GTCS 導入により燃料（天然ガス）の焚き減らし 60,571 千 m³/年及び GHG 排出量削減 123.4 千 tCO₂/年が可能と試算される。一方、本事業を CDM 適用でなければ実現しないものとして、すなわち CDM 適用で推進する意義としては、以下が挙げられる。

- ✓ 本事業実施主体（タシケント熱併給発電所）の財務体質改善への貢献、すなわち、電力グリッドへの電力販売収入に加えて GHG 認証排出削減（*1）からの収入が期待でき、財務体質の改善が図れる。
- ✓ 本事業では、GHG 認証排出削減からの収入期待により電力グリッドへのより多くの電力供給に対するインセンティブが働き、結果的にグリッドに電力供給する他の火力発電所において、より多くの GHG 排出削減が期待できる。なお、タシケント熱併給発電所の発電容量はウズベキスタン発電設備全体の容量の 1 %にも満たず、本事業による発電電力は全量グリッドに売り渡し可能と考える。

（*1）GHG 認証排出削減（排出権）の獲得は、プロジェクトが CDM プロジェクトとして国連に登録が認められ、本事業の運開後の検証審査をパスして初めて実現するものである。

また、GTCS 導入によるタシケント熱併給発電所近代化事業は CDM 適用対象プロジェクトとして PIN の政府承認が得られていることから、本事業は「ウ」国の CDM 適用推進の政策に沿ったものと位置づけられ、また CDM の制度的にも本事業は国連 CDM 理事会承認の方法論での評価において“追加性”があるとの結論が得られていると判断できる。したがって、本事業の CDM 適用での推進が適当と思量する。

今後、「CDM 適用による本事業の実施」により、本調査の CDM 関連事項の追加調査として、以下を行うことが要請される。

- ✓ パイロット PDD の作成
- ✓ 「ウ」国の CDM プロジェクト実施の制度の調査