

No.

ウズベキスタン国
タシケント熱併給発電所近代化事業
に関する NEDO 連携促進調査

ファイナルレポート
(本 文)

平成 21 年 11 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

JR

09-018

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に関する NEDO 連携促進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 8 月から平成 21 年 11 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 2 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、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 11 月

独立行政法人国際協力機構
理事 上田 善久

平成 21 年 11 月

独立行政法人国際協力機構
理事 上田 善久 殿

伝 達 状

「タシケント熱併給発電所近代化事業に関する NEDO 連携促進調査」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 8 月から平成 21 年 11 月まで実施して参りました。

本調査では、先の調査である「タシケント熱併給発電所近代化事業準備調査」の結果を踏まえ、NEDO 事業との連携を促進するためのレイアウト策定、最適プラントシステムの検討、電力系統解析を実施し、併せて EIA 作成支援業務を実施しました。本事業で計画するガスタービン・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、ウズベクエネルギー電力公社、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に関する NEDO 連携促進調査
総括 三賢 憲治

目 次

調査の目的と内容

第 1 章 レイアウト策定

1.1	NEDO 設備との共有化設備	1
1.2	送電線接続方法	4
1.2.1	既設 110kV 設備の概要	4
1.2.2	新設開閉所への引込箇所の現状	4
1.2.3	送電線引込方法の検討	6
1.2.4	開閉所引込み径間の検討	8
1.3	全体レイアウト計画	16
1.3.1	110kV 開閉所の設置計画	16
1.3.2	全体レイアウトの検討	19
1.3.3	代替案の検討	23

第 2 章 最適プラントシステムの検討

2.1	既存設備構成の確認	1
2.1.1	既存設備の仕様（機械設備）	1
2.1.2	既存設備の仕様（電気設備）	10
2.1.3	新規設備と既存設備の取り合い点	12
2.2	既存設備の運転状況	13
2.2.1	電力、温水及び蒸気の供給量	13
2.2.2	既存設備の運転状況	17
2.3	GT コージェネレーション・システムの基礎検討	20
2.3.1	概要	20
2.3.2	検討条件	21
2.3.3	検討結果	33
2.3.4	検討結果の概要	35
2.3.5	検討結果のまとめ	35
2.4	最適プラントシステムの検討	44
2.4.1	最適 GTCS システムの検討	44
2.4.2	電気設備の基本仕様	59

第 3 章 電力系統解析

3.1	基本的な技術基準	1
3.2	検討断面	5
3.3	模擬系統	5
3.4	計算プログラム	5
3.5	電力潮流・電圧解析	5
3.5.1	仮定条件	5
3.5.2	解析結果	6
3.6	短地絡電流解析	20
3.6.1	解析結果	20
3.7	結論と提言	20

第 4 章 EIA 作成支援調査

4.1	大気質、水質、騒音等の現状	1
4.1.1	大気質の現状	1
4.1.2	水質の現状	4
4.1.3	騒音の現状	5
4.1.4	植生等	8
4.2	大気質及び騒音予測結果	9
4.2.1	大気質予測結果	9
4.2.2	騒音予測結果	16
4.3	EIA に記載項目の選定	18
4.3.1	「ウ」国内の EIA の記載項目	18
4.4	工事中・供用時の影響に対する緩和策とモニタリング計画	29
4.4.1	工事中・供用時の影響に対する緩和策	29
4.4.2	工事中・供用時の影響に対するモニタリング計画	32
4.5	EIA の実施時期	33
4.5.1	EIA の手続き	33
4.5.2	住民説明会の手続き	34
4.6	ドラフト版 EIA 報告書	35
4.7	結論	36

略 語

BOP	Balance of Plant
CCPP	Combined Cycle Power Plant
CPI	Consumer Price Index
DCS	Distribution Control System
EIA	Environmental Impact Assessment
EPC	Engineering, Procurement and Construction
F/S	Feasibility Study
GT	Gas Turbine
GTCS	Gas Turbine Co-generation System
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
IFC	International Finance Corporation
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JICA	Japan International Cooperation Agency
MAC	Maximum Allowable Concentration
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization
ODA	Official Development Assistance
Pre-FS	Pre Feasibility Study
SAESP	SREDAZENERGOSETPROJECT
TEP	Teploelektroproekt
TashTEZ	Tashkent Heat and Power Supply Plant

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	NEDO 設備との共有化方針
表 1-2-1	使用電線の緒元
表 1-2-2	使用電線の緒元
表 1-2-3	がいし形状
表 1-2-4	y c 110-8 型分岐鉄塔の設計条件
表 1-2-5	最大使用張力
表 1-2-6	電線地上高及びパイプラインとの間の垂直離隔
表 2-1-1	蒸気ボイラの主要仕様
表 2-1-2	蒸気タービン発電機の主要仕様
表 2-1-3	温水ボイラの仕様
表 2-1-4	復水器の仕様
表 2-1-5	復水ポンプの仕様
表 2-1-6	蒸気ボイラ用低圧給水加熱器の仕様
表 2-1-7	蒸気ボイラ用脱気器の仕様
表 2-1-8	蒸気ボイラ用給水ポンプの仕様
表 2-1-9	水処理装置の仕様
表 2-1-10	温水ボイラ用低圧給水加熱器の仕様
表 2-1-11	温水ボイラ用低圧送水ポンプの仕様
表 2-1-12	温水ボイラ用高圧給水加熱器の仕様
表 2-1-13	温水ボイラ用脱気器の仕様
表 2-1-14	温水ボイラ用高圧送水ポンプの仕様
表 2-1-15	温水ボイラ用給水ポンプの仕様
表 2-1-16	既設蒸気ボイラ給水水質と JIS 要求値の比較
表 2-2-1	過去 10 年間の発電電力量、温水・蒸気供給熱量
表 2-2-2	夏季と冬季の電力、温水及び蒸気の供給熱量(2008 年)
表 2-2-3	蒸気ボイラの 2008 年月別の蒸発量・給水流量及び燃料消費量
表 2-2-4	温水ボイラの 2008 年月別の蒸発量・給水流量及び燃料消費量
表 2-3-1	25MW 級産業用標準形ガスタービン性能数値表
表 2-3-2	HRSG のシステム構成
表 2-3-3	ヒートバランス計算結果による各 GTCS の性能数値
表 2-4-1	年間の発電電力、温水供給量、及び蒸気供給量 (2008 年実績)
表 2-4-2	蒸気及び温水供給熱量の内訳
表 2-4-3	ガスタービン性能
表 2-4-4	排ガスボイラの性能
表 2-4-5	天然ガス価格と現在価値係数

表 2-4-6	タシケント熱併給発電所での発電電力及び送電電力
表 2-4-7	タシケント熱併給発電所での燃料消費量
表 2-4-8	他の発電所での送電電力と燃料消費量
表 2-4-9	GTCS 導入による燃料消費量削減効果
表 2-4-10	GTCS 導入による燃料消費量低減の現在価値
表 2-4-11	新設変圧器の仕様
表 3-1-1	許容事故電流最大値
表 3-1-2	電線送電容量
表 3-6-1	事故電流解析結果
表 4-1-1	大気汚染物質の測定結果及び最大許容濃度 (MAC)
表 4-1-2	排水及び流入河川の水質測定結果 (2008 年)
表 4-1-3	本事業の増設予定地での騒音レベル測定結果 (測定日:9 月 9 日昼間)
表 4-2-1	新規設備の排出パラメータ
表 4-2-2	窒素酸化物の排出濃度及び IFC の基準
表 4-2-3	二酸化窒素の最大着地濃度(mg/m ³)
表 4-2-4	修正した新規設備の排出諸元
表 4-2-5	発電設備の騒音レベル(dB)
表 4-2-6	修正した発電設備の騒音レベル
表 4-3-1	承認された環境影響評価草案 (EIS) の目次及び主な記載事項
表 4-3-2	承認された環境影響評価書の内容についての JBIC チェックリストとの整合性
表 4-4-1	工事期間中の主な環境影響とその緩和策
表 4-4-2	運転期間中の主な環境影響とその緩和策
表 4-4-3	工事中及び供用時のモニタリング項目、場所及び頻度
表 4-5-1	環境影響評価及び住民説明会の実施の基本スキーム

付図一覧

図番号	表題
図 1-1-1	NEDO 事業および JICA 事業の建設予定地（西から東方向を見る）
図 1-2-1	No.6 鉄塔
図 1-2-2	No.7 鉄塔
図 1-2-3	蒸気パイプライン
図 1-2-4	低圧配電線
図 1-2-5	2 回線 π 引込み
図 1-2-6	2 回線 T 引込み
図 1-2-7	標準的に用いられている分岐鉄塔の形状
図 1-2-8	分岐鉄塔～新設開閉所鉄構間の最下相電線とパイプラインとの離隔 検討結果
図 1-2-9	分岐鉄塔～新設開閉所鉄構間の平面図
図 1-3-1	既設送電線と開閉所接続点
図 1-3-2	管路式ケーブル埋設方法の一例
図 1-3-3	直接埋設式ケーブル埋設方法の一例
図 1-3-4	タシケント熱併給発電所の将来レイアウト図案（新設 GTCS）
図 1-3-5	タシケント熱併給発電所の将来レイアウト図案（全体図）
図 1-3-6	ホットエンドタイプとコールドエンドタイプの GTCS 概略配置
図 2-1-1	タシケント熱併給発電所の系統図
図 2-1-2	電気関係各計器類
図 2-1-3	中央操作室
図 2-1-4	発電機
図 2-1-5	Step-up 変圧器
図 2-1-6	データモニタリングシステム
図 2-2-1	過去 10 年間の発電電力量および温水・蒸気の供給熱量
図 2-2-2	2008 年月別の発電電力と温水・蒸気の供給熱量
図 2-2-3	蒸気ボイラの 2008 年月別の出熱量及び燃料消費量
図 2-2-4	温水ボイラの 2008 年月別の出熱量及び燃料消費量
図 2-3-1	脱気器なし高圧蒸気回収形 HRSG システム GTCS の簡略系統線図
図 2-3-2	脱気器あり高圧蒸気回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図
図 2-3-3	脱気器なし中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図
図 2-3-4	脱気器あり中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図
図 2-3-5	脱気器あり高・中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図
図 2-3-6	脱気器あり中・低圧蒸気回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図
図 2-3-7	脱気器なし高圧蒸気・温水回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図
図 2-3-8	脱気器なし温水回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図

- 図 2-3-9 脱気器なし高圧蒸気回収形 HRSG システム GTCS のヒートバランス線図
- 図 2-3-10 脱気器あり高圧蒸気回収 HRSG システム GTCS のヒートバランス線図
- 図 2-3-11 脱気器なし中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図
- 図 2-3-12 脱気器あり中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図
- 図 2-3-13 脱気器あり高・中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図
- 図 2-3-14 脱気器あり中・低圧蒸気回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図
- 図 2-3-15 高圧蒸気/温水回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図
- 図 2-3-16 温水回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図
- 図 2-4-1 GTCS 導入前-夏季
- 図 2-4-2 GTCS 導入前-冬季
- 図 2-4-3 GTCS(高圧蒸気方式)導入後-夏季
- 図 2-4-4 GTCS(高圧蒸気方式)導入後-冬季
- 図 2-4-5 GTCS(中圧蒸気方式)導入後-夏季
- 図 2-4-6 GTCS(中圧蒸気方式)導入後-冬季
- 図 2-4-7 GTCS(温水方式)導入後-夏季
- 図 2-4-8 GTCS(温水方式)導入後-冬季
- 図 2-4-9 タシケント熱併給発電所新設計画単線結線図 (案)
- 図 2-4-10 タシケント熱併給発電所 UPS 基本システム概要
- 図 2-4-11 タシケント熱併給発電所基本制御システム構成

- 図 3-1-1 正相インピーダンス
- 図 3-1-2 零相インピーダンス
- 図 3-5-1 潮流・電圧計算結果 (冬ピーク、単一設備事故時)
- 図 3-5-2 潮流・電圧計算結果 (冬ピーク、単一設備事故時)
事故区間：分岐鉄塔～新開閉所間
- 図 3-5-3 潮流・電圧計算結果 (冬ピーク、単一設備事故時)
事故区間：分岐鉄塔～織物工場への分岐鉄塔間
- 図 3-5-4 潮流・電圧計算結果 (夏ピーク、設備健全時)
- 図 3-5-5 潮流・電圧計算結果 (夏ピーク、単一設備事故時)
事故区間：分岐鉄塔～新開閉所間
- 図 3-5-6 潮流・電圧計算結果 (夏ピーク、単一設備事故時)
事故区間：分岐鉄塔～織物工場への分岐鉄塔間
- 図 3-5-7 潮流・電圧計算結果 (冬季軽負荷、設備健全時)
- 図 3-5-8 潮流・電圧計算結果 (冬季軽負荷、単一設備事故時)
事故区間：分岐鉄塔～新開閉所間
- 図 3-5-9 潮流・電圧計算結果 (冬季軽負荷、単一設備事故時)

- 事故区間：分岐鉄塔～織物工場への分岐鉄塔間
図 3-5-10 潮流・電圧計算結果（夏季軽負荷、設備健全時）
- 事故区間：分岐鉄塔～新開閉所間
図 3-5-11 潮流・電圧計算結果（夏季軽負荷、単一設備事故時）
- 事故区間：分岐鉄塔～新開閉所間
図 3-5-12 潮流・電圧計算結果（夏季軽負荷、単一設備事故時）
- 事故区間：分岐鉄塔～織物工場への分岐鉄塔間
- 図 4-1-1 大気質測定地点
- 図 4-1-2 排水が流入する小河川（サラ川）の状況
- 図 4-1-3 ガスコンプレッサ設置場所
- 図 4-1-4 タシケント熱併給所からの南側のアパート住宅の概観
- 図 4-1-5 既存設備周辺の緑化状況
- 図 4-1-6 ガスタービン設備設置予定地の状況
- 図 4-2-1(1) 二酸化窒素の着地濃度予測結果（現状設備）
- 図 4-2-1(2) 二酸化窒素の着地濃度予測結果（将来設備：2～4号蒸気ボイラー廃止）
- 図 4-2-2 ダウンウォッシュ現象
- 図 4-2-3 大気拡散予測結果の比較（煙突口径5m及び煙突口径2.8m）
- 図 4-2-4 騒音レベル予測結果（ガスコンプレッサ含まず）

調査の目的と内容

「ウズベキスタン国タシケント熱併給発電所近代化事業に関する NEDO 連携促進調査」(以下、本調査)の目的は以下の通りである。

- (1) 円借款事業にてタシケント熱併給発電所内に導入される機材等及び発電所内レイアウトを検討し、NEDO 事業との最適な連携を図ると共に、両事業を基にした系統解析及び熱供給キャパシティを調査し、発電所全体の効率的な運用を検討する。
- (2) 「環境社会配慮のための国際協力銀行ガイドライン」(平成 14 年 4 月)及び「ウ」国内法を満たす環境アセスメント (EIA)報告書の作成を支援する(大気質、水質、騒音等の環境の現状レベル、計算モデルによる予測結果及びそれに必要なデータの収集を、適宜行うとともに、工事中・供用時の影響に対する緩和策とモニタリング計画を検討する)。

本調査の調査内容は以下の通りである。

第 1 章 レイアウト策定

タシケント熱併給発電所近代化事業では東西 200m、南北 79m の建設予定地に NEDO 事業および円借款事業合わせて 3 台の 25MW 級ガスタービンコジェネレーション設備(以下「GTCS」)を設置し、建設予定地の西端直近を通過している既設 110kV 送電線に接続する計画である。一方、NEDO 事業用地は同建設予定地の西端部に設置する計画である。本調査では送電線接続方法および 110kV 開閉所設置スペースを検討し、NEDO 事業用地との調整を図る。

また、GTCS 建屋や中央操作室、各種配管等の NEDO 設備との共通化についても検討し、発電所全体の効率的運用が図られるよう計画する。

第 2 章 最適プラントシステムの検討

新設される GTCS の熱回収システムは、既設熱併給発電所から供給される給水を使って蒸気を発生させて既存設備で発電および温水加熱に利用する計画であるため、新設される GTCS は既存設備と有機的に結合して初めて所期の性能・機能を発揮することができる。よって、まず結合される既存設備・機器・配管等の現在の有効性能仕様・運転状況を調査する。

次に最適プラントシステムの検討としては、はじめに GTCS 単独システムの場合の最適システムを検討し、次に既設熱併給発電所との組み合わせた場合の最適プラントシステムの検討を熱バランス解析により実施する。

第3章 電力系統解析

NEDO 事業を含めた GTCS3 台導入による電力系統への影響を解析し、送変電設備に問題が無いことを確認する。はじめに新設 110kV 開閉所近傍を通過する既設 110kV 送電線に接続している上位電圧の母線及びそれと接続している既設 110kV 送電線等の設備データを収集、NEDO 事業を含めた GTCS3 台導入後の系統をモデル化する。次に、モデル化された系統について、潮流・電圧計算、短地絡電流計算を行い、既設送電線の電線容量、既設変電所の遮断器容量が十分であるか確認する。潮流、系統電圧、事故電流許容値については、ウズベクエネルギーの系統計画基準を確認し、これを満足することを確認する。

第4章 EIA 作成支援調査

「環境社会配慮のための国際協力銀行ガイドライン」(平成 14 年 4 月) 及び「ウ」国内法等を満たす環境アセスメント (EIA) 報告書の作成を支援する。支援に当たっては、大気質、水質、騒音等の環境の現状レベル、計算モデルによる予測結果及びそれに必要なデータの収集を、適宜行うとともに、工事中・供用時の影響に対する緩和策とモニタリング計画を検討する。

大気や騒音については、既設での発生源による影響と本事業による影響について十分比較検討を行い、代替案についても環境影響の程度について検討を行う。また、支援に当たっては、住民協議の内容や開催スケジュール等の大枠を関係機関に確認することにも留意する。

第 1 章 レイアウト策定

目 次

1.1	NEDO 設備との共有化設備	1
1.2	送電線接続方法	4
1.2.1	既設 110kV 設備の概要	4
1.2.2	新設開閉所への引込箇所の現状	4
1.2.3	送電線引込方法の検討	6
1.2.4	開閉所引込み径間の検討	8
1.3	全体レイアウト計画	16
1.3.1	110kV 開閉所の設置計画	16
1.3.2	全体レイアウトの検討	19
1.3.3	代替案の検討	23

第1章 レイアウト策定

1.1 NEDO 設備との共有化設備

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 年度に独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(以下「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 年にはウズベクエネルギーが「Preliminary Feasibility Study of Investment Project of Construction of gas turbine unit at Tashkent Heat and Power Supply Plant (May2006)」を実施し、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 により事業の具体化が進み、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」が実施された。そして 2009 年 7 月に 25MW 級 GTCS を 1 台設置するモデル事業（以下、「NEDO 事業」）としてウズベキスタン国（以下「ウ」国）政府と NEDO との間で基本協定書が締結され、その後 2009 年 8 月にウズベクエネルギーと東北電力株式会社との間で基本協定付属書の締結に至り、具体的事業がスタートした。

一方、国際協力機構（以下「JICA」）では「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（2009 年 6 月）（以下「フェーズ 1 調査」）」を行い、上記経緯を踏まえて円借款事業として NEDO 事業の隣接地に 25MW 級 GTCS 2 台（電気出力 50MW、熱出力 70Gcal/h 程度）を導入することを検討している。

また、ウズベクエネルギーは円借款事業化を対象とした「Preliminary Technical-Economical Assesment / Pre-Feasibility Study of Investment Project “Updating / Reengineering of Tashkent Heat and Power Supply Plant with Construction of Two Gas Turbine Installation (以下「Pre-FS」)」を作成し、現在政府へ承認申請中である。

現時点での計画によると両事業で 25MW 級 GTCS 3 台が設置予定であるが、建設予定地（図 1-1-1 参照）は東西 200m、南北 79m と手狭なため、円借款事業の実施に支障を来さないためには、先行する NEDO 事業との最適なレイアウトを策定する必要がある。フェーズ 1 調査では概略検討として建設予定地西端への 110kV 開閉所の設置提案および NEDO 事業との協調を図るべき項目の抽出が行われた。そこで本調査では NEDO 設備との共有化設備の具体的検討および送電線接続方法および 110kV 開閉所設置スペースを検討し、最終的に全体レイアウトの策定を行った。



図 1-1-1 NEDO 事業および JICA 事業の建設予定地（西から東方向を見る）

発電所設計の初期段階では設備が将来的に複数基の構成となる場合はボイラ・タービン建屋、開閉所、中央操作室、冷却水路、用水・排水処理設備、燃料供給設備、各種配管ラック、電気洞道、消火設備、照明設備、構内道路等を共通設備として合理的に配置するよう検討するのが一般的である。

また、増設計画の場合は既設のどの設備を流用するか、その設備の容量・仕様等が増設した場合に問題なく運転が可能か、など検討する必要がある。また、新設計画と同様に燃料、給水、冷却水、排水等取り合いが発生する場合、その供給条件等を確認することが重要である。

ここでは前者の観点から先行する NEDO 設備との共有化すべき設備の検討を行い、後者の検討は第 2 章で行う。

本調査では NEDO 設備との共有化を検討すべき設備として 110kV 開閉所、ボイラ・タービン建屋、中央操作室、各種配管類を抽出し、それらに対するメリット/デメリットを検討することにより表 1-1-1 に NEDO 設備との共有化方針をまとめた。

表 1-1-1 NEDO 設備との共有化方針

	共有化のメリット	共有化のデメリット	方針
110kV 開閉所	各 GTCS とも 2 回線送電が可能となり、供給信頼度が向上する。共通設備化により一元管理できる。	NEDO 設備建設時（ウズベクエネルギー所掌）に JICA 設備接続を考慮した設備設計とする必要がある。	<u>共有化を行う。</u> 敷地は建設予定地西端部。NEDO 設備建設時に JICA 設備接続用の母線も整備する。（JICA 設備建設時は遮断器等の設備を追加する。）
ボイラ・タービン 建屋	天井クレーンの共有化による設備コストの圧縮が図れる。 建屋設置スペースの合理化が図れる。 建屋内メンテナンススペースの共有化により作業性の向上が図れる。	建屋貫通工事が発生する。 JICA 設備の GT 形式によっては天井クレーンの共有化が図れず、単純に建屋が連結されただけに止まる。	<u>共有化を行う。</u> 建屋貫通工事・JICA 設備分建屋は円借款事業範囲。
中央操作室	操作員の共有化により人件費が削減できる。 運転操作・監視の一元管理が図られる。	NEDO 設備用建屋面積が若干広くなる。 JICA 設備建設時に運転中の NEDO 設備内でのケーブル布設工事が発生する。	<u>共有化を行う。</u> JICA 設備用の操作コンソールを NEDO 設備中央操作室内に併設できるようにする。（20m ³ 程度の増加）
各種配管・ケーブルトレンチ	燃料ガス配管、給水・蒸気配管等の共有化により一度の工事で布設が可能となる。	JICA 設備仕様が NEDO 設備と必ずしも同一となるとは限らないため、各流体の条件が一致しない可能性がある。	配管は個別布設とするが <u>共通架台等の設置を行う。</u> 共通架台等は NEDO 設備建設時（ウズベクエネルギー所掌）に整備する。

1.2 送電線接続方法

本節では、新設されるガスタービンコジェネレーション設備（以下「GTCS」）用地の西端直近を通過している既設 110kV 送電線への接続方法について述べる。

1.2.1 既設 110kV 設備の概要

新設用地西端直近を通過している既設 110kV 送電線は、起点のタシケント熱併給発電所から終点の 220/110kV ユックサック変電所までの亘長 4.22km、2 回線の架空送電線であり、鉄塔基数は全 36 基である。使用されている鉄塔は当初「ウ」国の電気設備設置設計規則 (PUE) に基づき、110kV 以下の送配電線設計を行う配電設計会社 (SEP) により設計されたが、その後、同設備を建設したマクシュタルモク・クリリーシュ社が当初設計を変更した。回線番号は起点側から終点側を見て右側が 1 号線 (Л-5-Ю-1 線)、左側が 2 号線 (Л-5-Ю-2 線) である。タシケント熱併給発電所から亘長 2.66km の No.13 及び No.14 鉄塔で織物コンビナート供給送電線に 2 回線 T 分岐している。使用電線線種は当初、タシケント熱併給発電所 (No.1 鉄塔) ~No.24 鉄塔間、及び No.29~No.36 鉄塔間がウズベキスタン技術基準 (GOST) で規定されている鋼芯アルミより線 AC-150、No.25~No.29 鉄塔間が AC-240 であったが、2005 年には全区間 AC-185 に張替えられている。¹

1.2.2 新設開閉所への引込箇所の現状

後述する新設 GTCS 用地内に設置予定の新設開閉所への引込箇所は、用地西端を南北に通過している上記送電線の No.6 鉄塔~No.7 鉄塔間 (径間長 68m) である。No.6 鉄塔は П r c 110-18- a T 型懸垂鉄塔で、タシケント熱併給発電所に隣接する別の工場用地内に位置する (図 1-2-1)。また、No.7 鉄塔は A y c 110-26 a - T 型耐張鉄塔であり、同鉄塔の南側に位置する別の工場との敷地境までは約 10m 程度である (図 1-2-2)。送電線 2 号線線下から東に約 11m の位置には、南北方向に織物工場へ蒸気を供給するパイプライン (高さ約 7.3m、配管直径 150mm) が設置されている (図 1-2-3)。また、同パイプラインに沿って西側に約 2m の位置に低圧配電線が架設されており、地上高約 8m~9m のコンクリート柱が配置されている (図 1-2-4)。蒸気パイプライン及び低圧配電線は、既設 110kV 送電線から新設開閉所への引込径間の電線架線上の支障となることが想定される。

¹ Preliminary Technical-Economic Assessment /Pre - feasibility study of the investment project “Updating / Reengineering of TashHPP with Construction of Two Gas-turbine Installations”, Volume I, Explanatory Note 6.4.3 Capacity output circuit



図 1-2-1 No.6 鉄塔



図 1-2-2 No.7 鉄塔



図 1-2-3 蒸気パイプライン



図 1-2-4 低圧配電線

1.2.3 送電線引込方法の検討

新設開閉所への送電線引込区間は、1.2.2 で述べた通り既設送電線の No.6～No.7 鉄塔間であるが、開閉所鉄構への引込方法としては、次の 2 通りの方法が考えられた。

- A) 当該径間内に新規に耐張鉄塔を設置し、既設送電線の起点側から同新設耐張鉄塔を介して 2 回線開閉所鉄構に引込み、終点側からも No.7 耐張鉄塔を介して 2 回線開閉所鉄構から引出す。(2 回線 π 引込み：図 1-2-5)

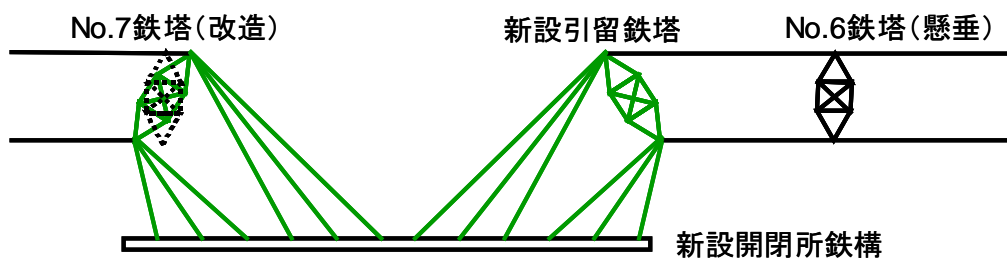


図 1-2-5 2 回線 π 引込み

- B) 当該径間内に新規に分岐鉄塔を設置し、既設線路を活用しつつ分岐鉄塔を介して 2 回線開閉所に引込む。(2 回線 T 引込み：図 1-2-6)

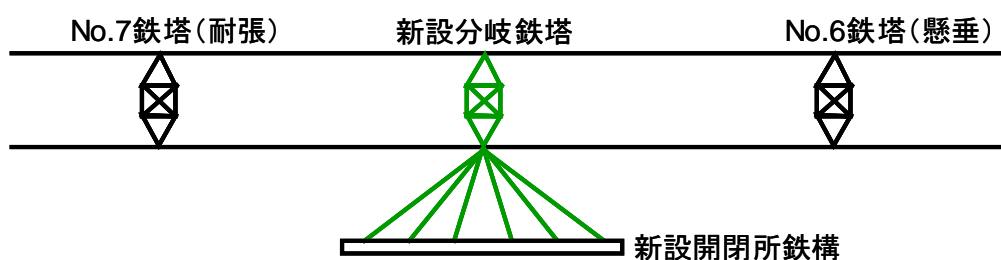


図 1-2-6 2 回線 T 引込み

A)の 2 回線 π 引込みについては、送電線の信頼度面ではメリットがあるが、次の点においてデメリットがある。

- 既設 No.7 鉄塔は耐張鉄塔ではあるが、鉄構への引込みについては水平角度が重角度となるため鉄塔の補強或いは引留構造の鉄塔へ建替が必要となる可能性がある。
- 送電線引出し、引込み用のベイ数が T 引込みの場合の 2 倍必要となるため、建設コストが T 引込みに比べて割高になる可能性がある。

一方、B)の 2 回線 T 引込みについては、次のメリットがある。

- 分岐鉄塔から線路とほぼ直角方向に鉄構への引込み区間の新規電線を架線するだけで、既設送電線を分断せずに活用できる。
- 送電線引込み用のベイ数が π 引込みの場合の半分で済むため、建設コストが割安になる可能性がある。

しかしながら、T 分岐構成の送電線は、多端子送電線となるため、信頼度を維持する為に、適切な保護リレーを選定する必要がある。

ウズベクエネルギーが所有する電圧階級が 500kV~110kV までの送電設備の設計を行っている中央アジア電力ネットワーク設計会社 (SAESP) と上記 2 案の適用可否について協議を行った所、当該区間においては既設送電ルートを分断することは認められない、今回同様の既設送電線からの分岐方法としては、標準鉄塔 (図 1-2-7) 採用による T 分岐が一般的に行われているとの回答があったことから、B)の 2 回線 T 引込みを採用することとした。



図 1-2-7 標準的に用いられている分岐鉄塔の形状

1.2.4 開閉所引込み径間の検討

(1) 設計基準

本事業に伴う開閉所引込み径間の送電線設計については、「ウ」国の電気設備設置設計規則（PUE）、ウズベキスタン技術基準（GOST）を基本に実施した。

(2) 気象条件

本設計に適用した気象条件は、以下の通りである。

[周囲温度]

最高気温	45°C
最低気温	-30°C
年平均気温	15°C
着雪時気温	-5°C

[風圧]

強風時	490Pa（風速 28m/sec 相当）
架線作業時	60Pa（風速 10m/sec 相当）

[荷重条件]

健全運用状態及び架線作業時に電線最高温度時をあわせた、以下の 8 つの条件について検討した。なお、1)～6)の条件は、PUE 2.5.34、7)の条件は PUE 2.5.36 による。

- 1) 最高気温、無風、無着雪
- 2) 最低気温、無風、無着雪
- 3) 年平均気温、無風、無着雪

- 4) 着雪時気温、無風、着雪あり（着雪厚 10mm、密度 0.9g/cm³）
- 5) 最大風速時の風圧 q_{max} 、無着雪、気温-5℃
- 6) 着雪時気温、風圧 $0.25q_{max}$ 、着雪あり（着雪厚 10mm、密度 0.9g/cm³）
- 7) 架線作業時（気温-15℃、風圧 6.25N/m²、無着雪）
- 8) 最高電線温度（100℃と仮定）、無風、無着雪

[冰雪レベル]

レベル 2

(3) 設計条件

開閉所引込み径間の送電線設計条件としては、本事業に伴い接続される既設 110kV 送電線の設計条件を参考にした。

[電線]

2005 年以前に既設 110kV 送電線に架線されていた AC-150/24 及び、現行の AC-185/24 を使用した場合の 2 通りを考慮した。
各電線の緒元は表 1-2-1 の通りである。

表 1-2-1 使用電線の緒元

線種	電線	
	AC-150/24	AC-185/24
より線構成	Al: 26/2.70mm St: 7/2.10mm	Al: 24/3.15mm St: 7/2.10mm
総アルミ断面積	149.0mm ²	187.0mm ²
外径	17.1mm	18.9mm
重量	0.599kg/m	0.705kg/m
許容引張張力	52,279N	58,075N
弾性係数	75,500MPa	111,800MPa
線膨張係数	$19.8 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$	$15.5 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$
直流抵抗 (20℃)	0.19798Ω/km	0.15701Ω/km

(出所) GOST 839-80 (SAESP 提供資料)

[架空地線]

既設 110kV 送電線から新設開閉所鉄構までの引込み区間については、同開閉所における接地抵抗値が接地規範を満足すると仮定、及び No.1～既設開閉所鉄構間で架空地線を架設していないことから、考慮していない。²

² PUE 1.7 章において、変電所の接地抵抗が接地規範を満足する値とならない場合は、変電所と最終鉄塔間に架空地線を架設することが要求されている。

[電線の安全率]

PUE 表 2.5.7 「架空線路用電線及びケーブルの許容張力 (1kV 以上)」に規定されており、表 1-2-2 の通りである。このため、最過酷時の電線張力は、最小引張荷重の 45% として計算を行った。

表 1-2-2 使用電線の緒元

線種	架線時の許容張力 (最小引張荷重の%)	
	最低気温(-30°C)における 最大荷重	年平均気温(15°C)における 最大荷重
AC-150	45	30
AC-185		

(出所) PUE 表 2.5.7 (SAESP 提供資料)

[がいし]

既設 110kV 送電線で使用されているものと同じ ПСД70E タイプを適用した。がいしは、GOST6439-93 に適合するものである。分岐鉄塔は、既設 110kV 送電線の No.6~No.7 間に位置し、気象条件、汚損条件はこれらと同じであることから、がいし連数を 1 連、連当たりの連結個数を No.6 及び No.7 鉄塔のがいし連と同じ 9 個とした。なお、がいしの形状は表 1-2-3 の通りである。

表 1-2-3 がいし形状

種類	高さ	直径	定格破壊強度
ПСД70E	146mm	270mm	70kN

がいし連長、及びがいし連重量としては、既設 No.7 耐張鉄塔に架設されているがいし装置と同じがいし連金具を適用すると仮定し、以下の通りとした。

- がいし連長 1.792m
- がいし連重量 47.3kg

[鉄塔]

PUE で規定される標準鉄塔型の中から、前述の気象条件で適用可能な 110kV、2 回線送電線用分岐鉄塔 (y c 110-8 型) を適用することとした。同鉄塔の設計データを表 1-2-4 に示す。なお、適用電線としては、AC150/24~AC240/32 までの範囲の電線が対応していることから、AC185/24 の場合にも適用可能である。また、適用可能径間長は、最大 40m までとなっている。³

³ SAESP 送電技術者への確認結果による。

表 1-2-4 y c 110-8 型分岐鉄塔の設計条件

設計気象条件		着氷雪地区	I-IV	I	II	III	IV
		風圧地区	III				
電線	種類		AC150/24	AC240/32			
	電線全長許容引張応力 (kgf/mm ²)	δ_r	13.0	12.2			
		δ_s	13.0	12.2			
		δ_y	8.7	8.1			
ルート回転最大角度		角度鉄塔	*)				
		引留鉄塔	使用なし				

(出所) SAESP 提供資料

*)分岐はルート直線部分又は外側の回転角度に接地される鉄塔から行われる。内側の回転角度での分岐は鉄塔構成要素の応力計算と張力チェックをベースにしてのみ許される。

[電線地上高及びパイプライン等との離隔]

110kV 送電線の最低電線地上高については、PUE 2.5.169 表 2.5.24 「高圧架空線と地上、パイプライン、空中ケーブルとの最小離隔」に 7m と規定されている。このため、最も電線弛度の大きくなる、無風時で電線温度が当該電線最高使用温度まで上昇した過酷条件で、最下相電線の地上高 7m が確保されることとした。

また、前述の通り、本事業地点には既設 110kV 送電線と平行してパイプライン、及び配電線が架設されている。同表 2.5.24 によれば、110kV 架空送電線と建築物及び構造物との最小離隔は 4m と規定されている。このため、最も電線弛度の大きくなる、無風時で電線温度が当該電線最高使用温度まで上昇した過酷条件で、最下相電線とパイプラインとの最低離隔 4m が確保されることとした。

(4) 開閉所引込み径間の検討

開閉所引込み径間の検討内容として、以下の項目を実施した。

- 分岐鉄塔～新設開閉所間の最大使用張力の検討
- 同径間における地上及び既設構造物との間の離隔確認
- 同径間における電線各相間の離隔確認

[分岐鉄塔～新設開閉所間の最大使用張力の検討]

分岐鉄塔～新設開閉所鉄構間は、前述の通り送電線分岐箇所用の標準鉄塔の適用を考慮することから、径間長が最大でも 40m となる。また、本事業設備用地の制約から、分岐鉄塔～新設開閉所鉄構間の径間長はより短距離であることが求められている。短距離径間においては、緊線作業時の電線取込による張力増加が顕著であり、電線張力が電線安全率を考慮した最大使用張力及び開閉所鉄構の強度を上回らないように配慮する必要がある。このため、前述の各荷重条件のいずれの場合も電線張

力が許容張力を超えないような最大使用張力を径間長毎（30m 及び 20m）について検討した。電線緊線時の取込長は 100mm を仮定した。表 1-2-5 に検討結果を示す。

表 1-2-5 最大使用張力

電線線種	径間長	
	30m	20m
AC-150	3,100N	2,100N
AC-185	2,900N	2,100N

径間長 20m の場合は 30m の場合に比べ、電線実長の変化に対する張力変化が顕著であり、電線架線工事に際してより厳密な張力管理が求められるため、注意が必要である。

[分岐鉄塔～新設開閉所間における地上及び既設構造物との間の離隔確認]
2 種類の電線（AC-150 及び AC-185）について、最大弛度時の地上高及びパイプラインとの間の垂直離隔を計算した。なお、最大弛度時の条件としては無風、無着雪、電線温度 100℃ を仮定した。また、新設開閉所鉄構の電線支持点の高さは、分岐鉄塔最下腕金高さ（10.5m）に等しいと仮定した。表 1-2-6 に計算結果を示す。

表 1-2-6 電線地上高及びパイプラインとの間の垂直離隔

径間長	電線地上高		パイプラインとの垂直離隔	
	30m	20m	30m	20m
AC-150	9.63m (0.87m)	10.00m (0.50m)	2.37m (0.83m)	2.70m (0.50m)
AC-185	9.71m (0.79m)	9.93m (0.57m)	2.45m (0.75m)	2.63m (0.57m)

※カッコ内は電線弛度を表す。

表 1-2-6 から、全ての検討ケースについて、電線地上高は PUE に規定されている 7m 以上を確保しているが、パイプラインとの垂直離隔は、必要距離の 4m を 1.37～1.63m 下回ることが分かった。図 1-2-8 に、分岐鉄塔～新設開閉所鉄構間の最下相電線とパイプラインとの離隔検討結果を示す。このため、パイプライン高さの変更、或いは新設開閉所鉄構高さを、パイプラインとの垂直離隔を確保出来るように設計するなどの対策が必要である。また、パイプラインと併行して架設されている配電線の地上高については、現地簡易測量実施時に目測で確認したのみであるため、正確な値は不明であるが、配電柱がパイプライン高さよりも高い位置にあるように見受けられた。従って、配電線及び配電柱についても正確な位置を把握し、位置変更等の対応を検討する必要がある。

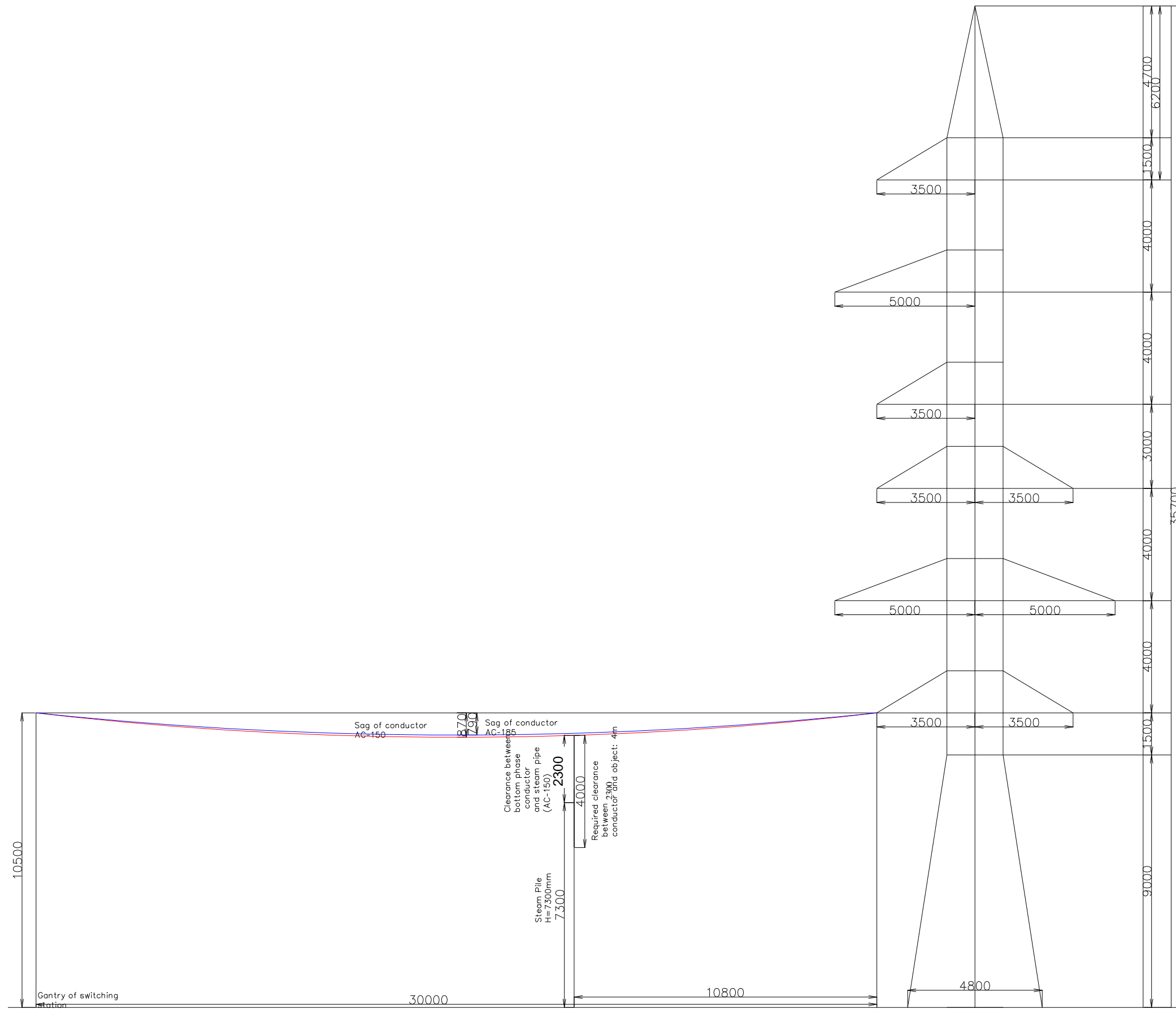


図 1-2-8 分岐鉄塔～新設開閉所鉄構間の最下相電線とパイプラインとの離隔検討結果

[分岐鉄塔～新設開閉所間における電線各相間の離隔確認]

今回検討を行った分岐鉄塔を用いた開閉所への送電線引込においては、電線を垂直配列から水平配列に捻る形態となるため、各相の線間距離が所定の絶縁間隔を満たしていることが必要となる。PUE 2.5.52 節 表 2.5.9 「懸垂がいしを適用した高压送電線用電線の最小許容離隔及び電線の水平位置」によれば、110kV 送電線で弛度が 3m までの場合は、所要最小水平距離は 3m と規定されている。また、2.5.53 節 表 2.5.11 「エリア II 内の懸垂鉄塔における隣接する水平レベルの電線最小オフセット（電線ギャロッピング頻度（普通）」によれば、110kV 送電線で垂直間隔が 4m の場合は、電線オフセットは 0m と規定されている。前述のように、検討対象径間の最大弛度は 1m 以下であり、分岐鉄塔の電線垂直間隔は 4m であるため、所望の条件を満足していると考えられる。

(5) 送電線レイアウト

上記の検討結果を基に、分岐鉄塔から新設開閉所鉄構間の平面図を作成した。分岐鉄塔～新設開閉所鉄構の径間長は 30m、新設開閉所鉄構における各相電線支持点水平間隔は、前述の所要最小水平距離から 3m としてある。また、分岐鉄塔位置は、既設 No.6 鉄塔～No.7 鉄塔間の中央とすることが望ましいが、仮に No.6 又は No.7 鉄塔方向に 5m 程度ずれた位置であっても分岐鉄塔と鉄構中心位置が 90 度方向をなしていれば、引込径間の離隔検討条件は大きく変わらない。

但し、分岐鉄塔の既設線路方向位置が極端に No.6 鉄塔又は No.7 鉄塔に近づくことは、前述の通り、電線実長変化時の張力変化が顕著になり、張力管理が難しくなること、及び線下土地利用条件（貨物用鉄道線路）との干渉が考えられるため、詳細設計時には留意する必要がある。図 1-2-9 に、分岐鉄塔～新設開閉所鉄構間の平面図を示す。

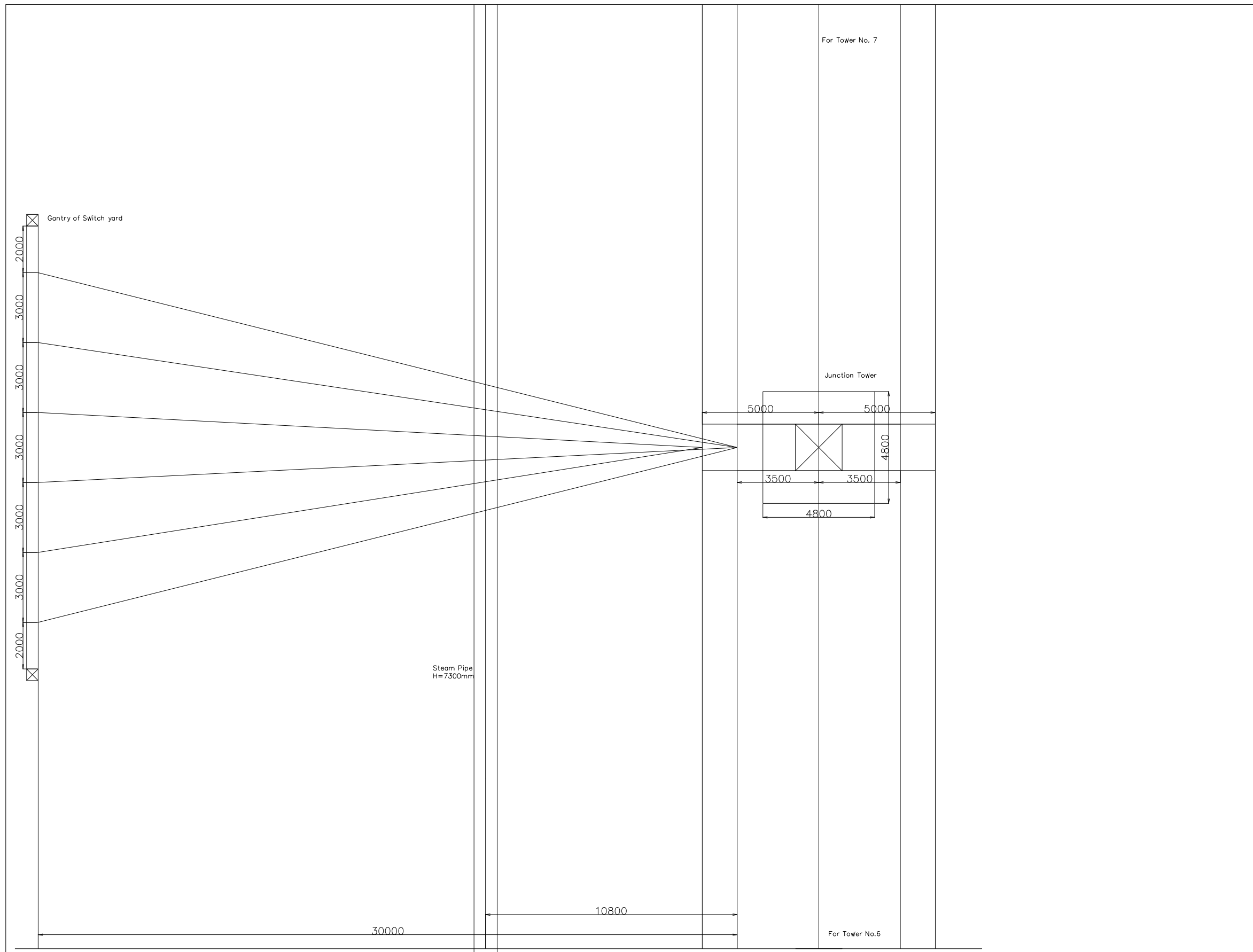


図 1-2-9 分岐鉄塔～新設開閉所鉄構間の平面図

1.3 全体レイアウト計画

1.3.1 110kV 開閉所の設置計画

(1) 送電線と開閉所の接続

一般的に発電所と電力系統との接続方式には2種類ある。1つはユニットシステムで、発電機と送電線電力系統が直接接続される方式である。もう一つは母線システムで、発電機が開閉所の母線を経由して送電系統に接続される方式である。タシケント熱併給発電所に於いては、比較的小容量の発電所であることから後者の母線システムを採用する。

単線結線図(図 2-4-9)に示したとおり、新設する開閉所の母線には発電所と YUKSAK 変電所間、亘長距離約 4.2km の区間に 110kV 2 回線の送電線により接続する。また、送電部門と発電所部門との分界点は、送電線 2 回線と接続する鉄構 (Gantry) である。

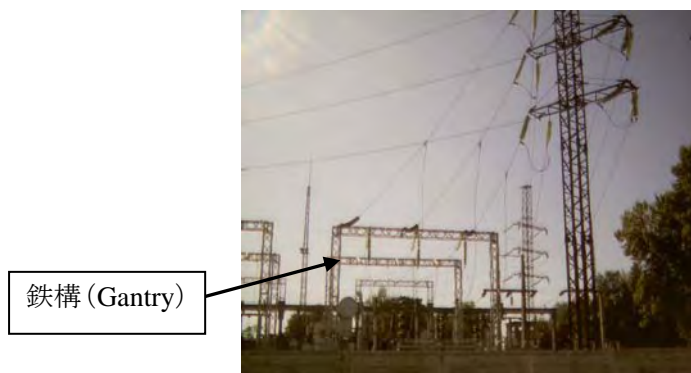


図 1-3-1 既設送電線と開閉所接続点

タシケント熱併給発電所と YUKUSAK 変電所間の送電線の亘長距離は長くはないが、捻架が行われている。捻架は交流送電において、架空送電線路の各相のインダクタンスや静電容量の不平衡を解消するための方法であり、タシケント熱併給発電所の送電線はこの方法が取られている。一般的に三相交流送電では各相 120 度ずつの位相角のずれとなり全体の位相の和が 0 となるが、架空送電において架空送電線の線路の位置が異なると、場所によって相間、もしくは大地間において、作用するリアクタンスや静電容量が異なり、力率にずれが生じる。そのため送電中で、送電線路を捻ること各相の電圧、電流のずれを解消し、三相スター結線の中性点、または変圧器の中性点に残留電圧を発生することを防ぎ、効率よく送電が行うことができる。したがって同発電所の送電線は、捻架を行うことで送電による電力損失を減少させることを目的に捻架されている。また、通信線への誘導や、コロナの発生を低減することも出来るため、とりわけタシケント熱併給発電所のような都市型発電所の送電線には最も簡易な損失削減法として用いられている。従って開閉所の鉄構地点で確認した各相配列順は送電線 2 回線のうち # 1 L が鉄塔上部から B・A・C 相 (S・R・T 相) となっている。

(2) 開閉所の基本構成

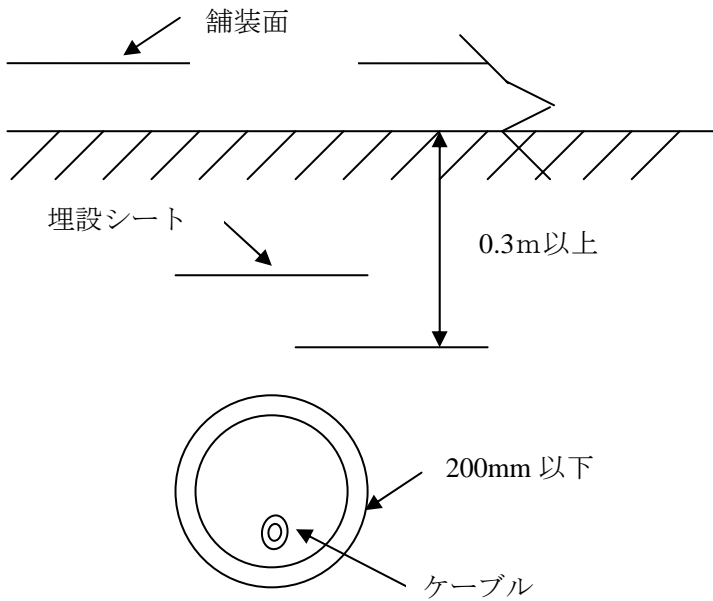
発電所の開閉所は近年、高信頼性・安全性・経済性・省スペース・不燃化などの要求から、遮断器、断路器、接地開閉器、母線等、全ての構成機器を SF6 ガス（六フッ化硫黄ガス）中に密封したガス絶縁開閉装置（GIS）が主流である。また、GIS は発電所の運転保守管理の上からも有利である。製造者によってそれぞれのタイプ・仕様があり、開閉所の限られたスペース内に収まるよう寸法等、配置について十分配慮しなければならない。とりわけタシケント熱併給発電所構内の敷地は狭く、ガス絶縁開閉装置（GIS）の設置も視野に入れて検討すべきである。しかしながら、現時点ではタシケント熱併給発電所の開閉所の主遮断器の設置計画に関し、以下の点に留意して計画する予定である。

- ✓ 開閉所の形式としては経済性に優れ、コンパクトな設計が可能な複合型 SF6 ガス遮断器を採用する予定である。
- ✓ 母線部分はガス封入機器ではなく通常の架線とすることで後続する JICA 設備の接続に考慮した構成とした。母線部分の整備はエネルゴ所掌、遮断器等機器購入は JICA 所掌となる。
- ✓ 母線の相間距離は 2m として設計した。
- ✓ 2 回線 T 引き込み式を採用するため送電側は 2 ベイとした。発電機用に 3 ベイ、母線連絡に 1 ベイとした。1.2.1 項で述べた分岐鉄塔の位置および主変圧器と所内側鉄構との距離を考慮すると、発電機用の 3 ベイは開閉所南側に配置し、その北側に送電用 2 ベイ、北端部に母線連絡用 1 ベイの配置とした。

(3) 発電所と開閉所間の接続

新設 GTCS 主変圧器二次側 110kV からの電力は、発電所敷地内西側に設置した南北 35m の開閉所への接続はウズベクエネルゴと協議の結果、地下埋設ケーブルとレンチによって接続する。地下ケーブルの埋設方法については高压ケーブルに負担をかけない配置を充分考慮する。プラントの大きさによって建屋の南北方向が制限されることも懸念され、ケーブル敷設予定箇所が狭いことも予想されることから、特に曲線部分は充分な配慮が必要である。主変圧器から開閉所電気室までの距離はおおよそ新設 GTCS 1 号機で 40m、2 号機で 75m、3 号機で 110m である。

ケーブルトレンチはウズベクエネルゴの PUE (Regulations of Electrical Installation Designing) の高压ケーブル埋設基準技術基準に従って埋設する。電力ケーブルの地中埋設の施工方法の技術基準はそれぞれ規格化されているが、これ等を遵守して施工することが重要である。以下参考に、日本における地中埋設の施工方法の様々なケースを示す。タシケント熱併給発電所では高・低压ケーブルを以下の方法を考慮して施工することを推奨する。電力ケーブルの地中埋設の施工方法には管路式、ならびに直接埋設式がある。制御ケーブルや通信ケーブル・照明用ケーブルなどの低压ケーブルは直接埋設とする。ただし車両などの圧力に充分注意しなければならない。



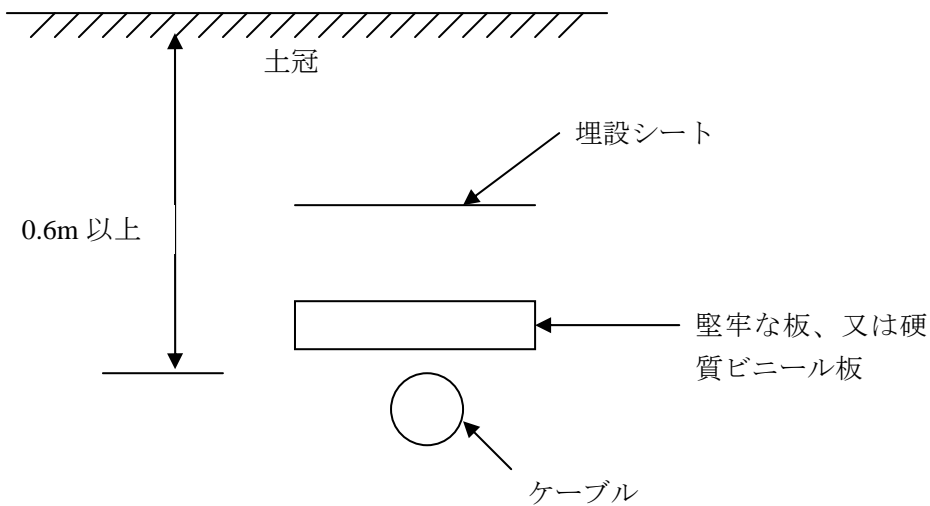
材 料

防食テープ巻き、ライニングなどの防食処理を施した配管用炭素鋼鋼管又は厚鋼電線管、ポリエチレン被覆鋼管、ケーブル保護用合成樹脂被覆鋼管、遠心力鉄筋コンクリート管、硬質ビニール電線管、硬質塩化ビニール VP

* 管路と地表面のほぼ中間に埋設シートを設置

図 1-3-2 管路式ケーブル埋設方法の一例

車両その他重量物の圧力を受ける恐れのない場所 (照明用ケーブル敷設等)



車両その他重量物の圧力を受ける恐れのある場所

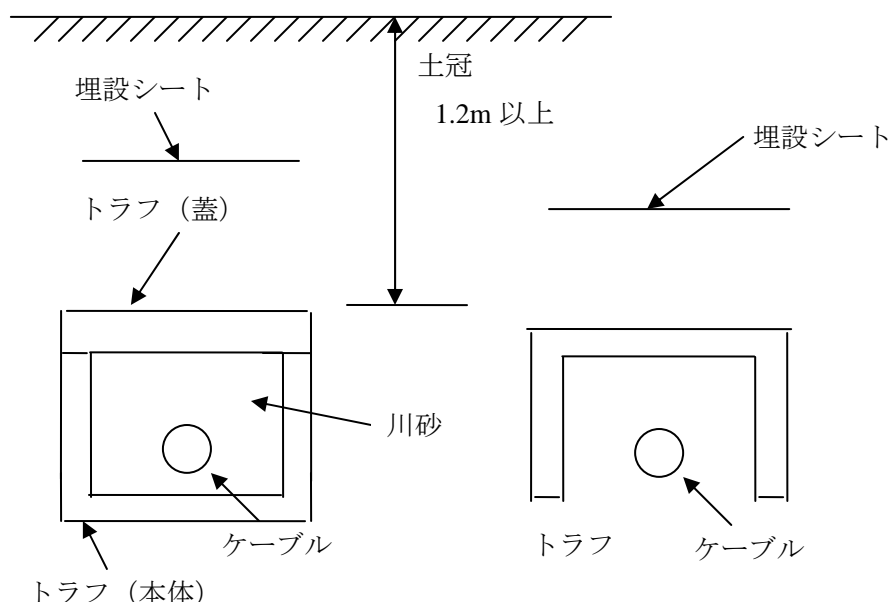


図 1-3-3 直接埋設式ケーブル埋設方法の一例

(4) 110 kV 開閉所用電気室

発電所敷地内西側に設置する開閉所に隣接して 110kV 開閉所用電気室を設置する。室内には高圧補機遮断器（メタルクラッドスイッチギア）、コントロールセンター、直流バッテリー電源、継電器盤等を収納する。

スペースが限られているため収納不可能な場合にはプラント側建屋に分散設置する。また、プラント本体設備からの距離があるため、操作性・事故時の対応等々を考慮した配置とする。

1.3.2 全体レイアウトの検討

ウズベクエネルギーでは現在政府申請中の Pre-FS の中で JICA 設備を NEDO 設備と同型機 2 台と想定してレイアウト原案を作成している。それによると共通 110kV 開閉所の敷地西端への設置がすでに計画されている。また、その東側には NEDO 設備および JICA 設備のタービン・ボイラ建屋が共有化されている（西から 1 号機 (NEDO)、2 号機 (JICA)、3 号機 (JICA)）。工場等の防災道路を規定した建設基準及び規則 II-89-80「工場等の一般設計図」によると、防災道路は建屋の出入口側壁から 12m、その他壁からは 8m、敷地境界線から 1.5m 離す必要がある。したがって、必要道路幅を 6m とした場合、建屋を共有化するこ

とにより東西方向に $12\text{m} + 6\text{m} + 12\text{m} = 30\text{m}$ 短縮して計画することができる。
本調査では表 1-1-1 の共有化方針に則り、送電線引込みスペース、110kV 開閉所設備仕様等の確認・検討を実施し、上記レイアウト原案の修正案を作成した（図 1-3-4, 図 1-3-5 参照）。

レイアウト原案からの主な修正点は以下である。

- (1) 送電線引込みスペース 30m を確保
1.2.1(3)項の検討結果から分岐鉄塔～新設開閉所鉄構の径間長を 30m とした。
これに伴いをレイアウト原案から設備全体を 10m 東へ移動した。
- (2) T 分岐接続による開閉所鉄構基数およびベイ数の変更
- (3) T 分岐鉄塔、引き込み線の追加
1.2.1(5)項および 1.3.1(2)項での検討結果を踏まえて T 分岐鉄塔、送電側ベイの位置を選定した。
- (4) 建屋位置変更による配管ルートの変更
NEDO 設備建設時に布設される配管架台が JICA 設備建設の支障にならないように変更した。

結論としてタービン・ボイラ建屋を共有化することにより省スペース化が図られ、25MW 級 GTCS 3 台および 110kV 開閉所を建設予定地内に配置することが十分可能と判断する。
今後、両事業実施時の建屋・機器配置詳細設計を経て最終レイアウトが決定される。

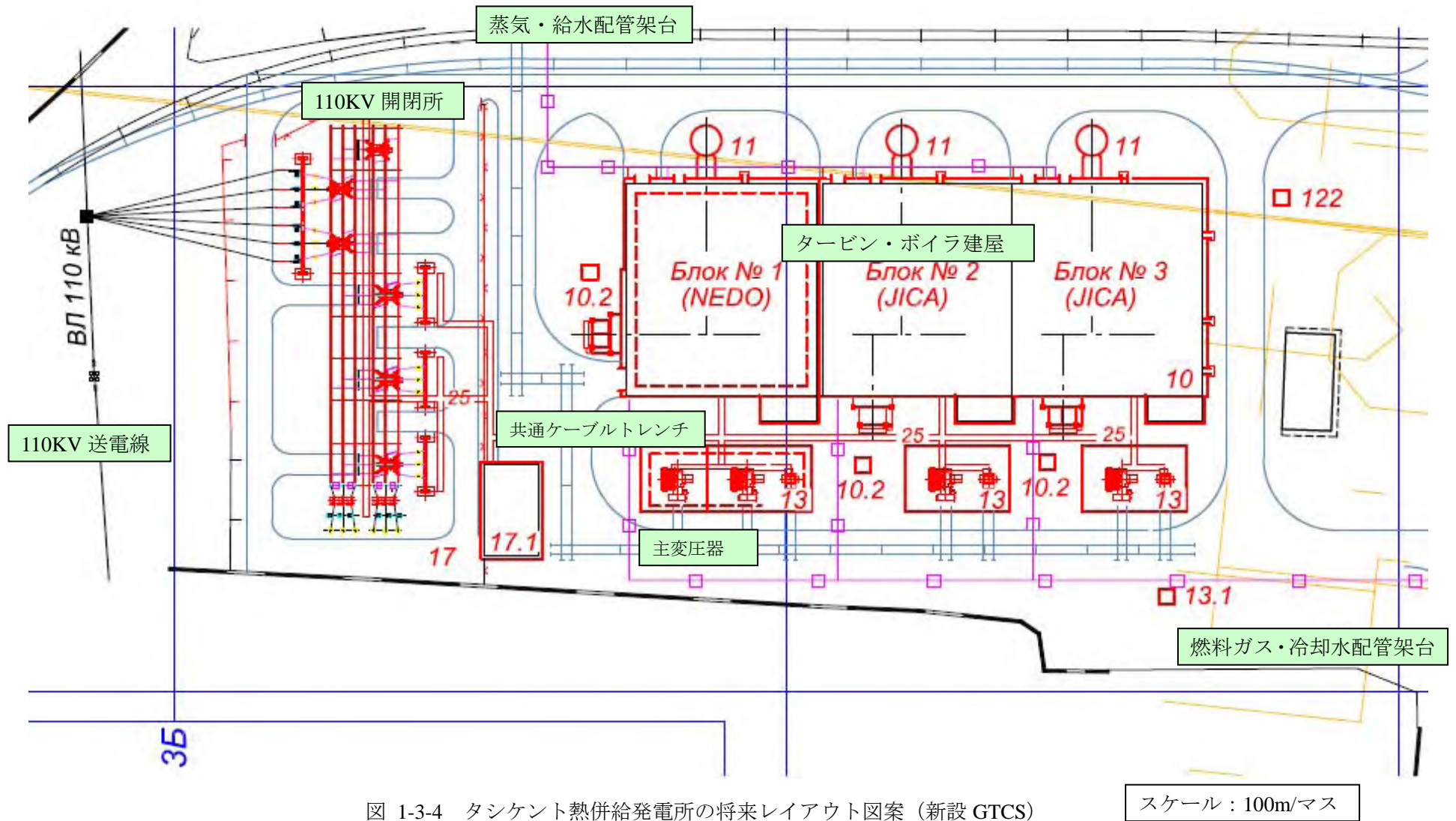


図 1-3-4 タシケント熱併給発電所の将来レイアウト図案 (新設 GTCS)

スケール：100m/マス

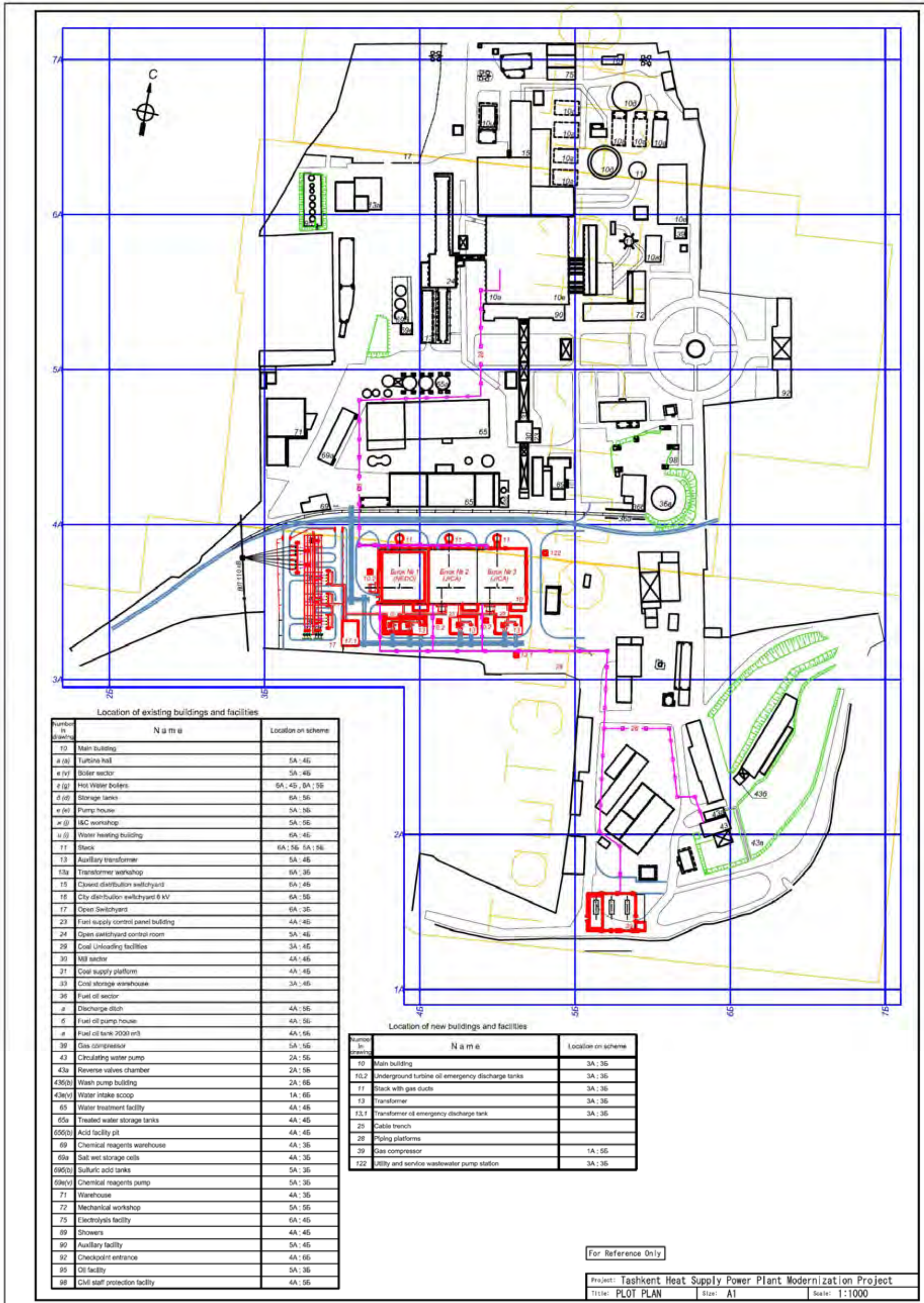
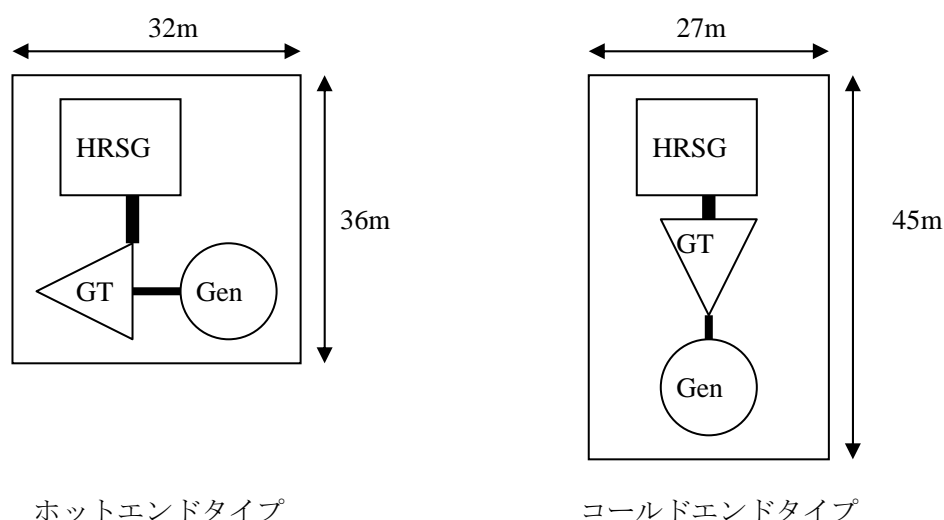


図 1-3-5 タシケント熱供給発電所の将来レイアウト図案（全体図）

1.3.3 代替案の検討

コンバインドサイクル発電設備や GT コージェネレーション設備に用いられるガスタービン発電機の配列には発電機をガスタービン排気側に接続するホットエンドタイプと吸気側に接続するコールドエンドタイプがある。NEDO 設備 GTCS はホットエンドタイプの採用が検討されており、タービン発電機軸（東西方向）に対して側方に排気ダクト、HRSG、煙突を配置する。したがって、南北方向の寸法が抑えられる反面、東西方向の長さが増加する。一例として、図 1-3-6 に NEDO 事業採用予定 GT（日立製作所製 H-25）の場合の両タイプの建屋概略寸法を示す。JICA 設備 GTCS も NEDO 設備 GTCS と同一のホットエンドタイプを採用すると NEDO 設備を含め GTCS3 台分の建屋寸法は、東西 96m (=32m x 3)、南北 36m となるのに対し、コールドエンドタイプを採用した場合は東西 86m (=32m + 27m x 2)、南北 45m（JICA 設備部分）となり、東西方向を 10m 短縮できるが南北方向は 9m ほど増加する。前項に述べたように建設基準及び規則 II-89-80「工場等の一般設計図」により、建屋から規定の離隔距離を取って防災道路を設置しなければならず、図 1-3-4 に示すようにホットエンドタイプの場合でも南北方向のスペースにあまり余裕がない。したがって、コールドエンドタイプの採用に当たっては、景観上ボイラ・タービン建屋の南側壁が揃うよう配置したほうがよいため、NEDO 設備建屋、燃料ガス・冷却水配管架台をできるだけ南側に寄せて配置したほうがよい。



注) HRSG: Heat Recovery Steam Generator

GT: Gas Turbine

Gen: Generator

記載した寸法は NEDO 事業採用予定 GT（H-25）の場合の概略建屋寸法

図 1-3-6 ホットエンドタイプとコールドエンドタイプの GTCS 概略配置

第 2 章 最適プラントシステムの検討

目 次

2.1	既存設備構成の確認.....	1
2.1.1	既存設備の仕様（機械設備）.....	1
2.1.2	既存設備の仕様（電気設備）.....	10
2.1.3	新規設備と既存設備の取り合い点.....	12
2.2	既存設備の運転状況.....	13
2.2.1	電力、温水及び蒸気の供給量.....	13
2.2.2	既存設備の運転状況.....	17
2.3	GT コージェネレーション・システムの基礎検討.....	20
2.3.1	概要.....	20
2.3.2	検討条件.....	21
2.3.3	検討結果.....	33
2.3.4	検討結果の概要.....	35
2.3.5	検討結果のまとめ.....	35
2.4	最適プラントシステムの検討.....	44
2.4.1	最適 GTCS システムの検討.....	44
2.4.2	電気設備の基本仕様.....	59

第2章 最適プラントシステムの検討

新設される GTCS の熱回収システムは、既設熱併給発電所から供給される給水を使って蒸気を発生させて既存設備で発電および温水加熱に利用する計画であるため、新設される GTCS は既存設備と有機的に結合して初めて所期の性能・機能を発揮することができる。よって、まず結合される既存設備・機器・配管等の現在の有効性能仕様・運転状況を調査する。次に、最適プラントシステムの検討としては、はじめに GTCS 単独システムの場合の最適システムを検討し、次に既設熱併給発電所との組み合わせた場合の最適プラントシステムの検討を熱バランス解析により実施する。

2.1 既存設備構成の確認

熱バランス確認を実施するために既設発電所の現状調査を行い、現状の主要既存設備の容量及び運転状況等を確認した。

2.1.1 既存設備の仕様（機械設備）

タシケント熱併給発電所の既設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。蒸気ボイラのメンテナンスは2年ごとに簡易点検、4年ごとに本格点検を実施しており機能維持が図られている。蒸気ボイラの主な仕様を表 2-1-1 に示す。

表 2-1-1 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

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(2) 蒸気タービン

蒸気タービンは、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。蒸気タービンのメンテナンスは 1 年ごとに実施されており機能維持が図られている。蒸気タービン発電設備の主要な仕様を表 2-1-2 に示す。

表 2-1-2 蒸気タービン発電機の主要仕様

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℃
抽気蒸気条件	9kg/cm ² g、320℃
工場蒸気条件	7kg/cm ² g、270℃
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

(出所) タシケント熱供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。温水ボイラのメンテナンスは蒸気ボイラと同様に 2 年ごとに簡易点検、4 年ごとに本格点検を実施しており機能維持が図られている。温水ボイラの主要な仕様を表 2-1-3 に示す。

表 2-1-3 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) タシケント熱供給発電所からの回答

(4) 復水器

蒸気タービンで使用された蒸気が導かれ温水ボイラ用給水と熱交換を行う。温水ボイラ用の給水には水道水が使用されている。復水器の主要な仕様を表 2-1-4 に示す。

表 2-1-4 復水器の仕様

項目	単位	-
型式	-	25-KIIC-6 (Cooling Surface, Moving Type)
製造者	-	Leningrad Metal Olant
冷却水の種類	-	水道水
復水器入口冷却水流量	m ³ /h	3,500
復水器入口冷却水圧力	kg/cm ² g	0.8
復水器入口冷却水温度	°C	7.9
復水器出口冷却水圧力	kg/cm ² g	0.7
復水器出口冷却水温度	°C	27.6
冷却面積	m ²	2,000
チューブ本数	pieces	4,420
チューブサイズ (長さ x 径 x 厚さ)	mm	6,050 x 24.0 x 1.0
チューブ材質	-	Brass L-68
真空度	kPa	0.05

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(5) 復水ポンプ

復水ポンプの主要な仕様を表 2-1-5 に示す。

表 2-1-5 復水ポンプの仕様

項目	単位	No. 1	No. 2
容量	t/h	125	125
全圧力	kg/cm ² g	5.5	5.5
吸込圧力	kg/cm ² g	-0.5	-0.5
吐出圧力	kg/cm ² g	4.5	4.5
水温	°C	47	47

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(6) 蒸気ボイラ用低圧給水加熱器

蒸気ボイラ用低圧給水加熱器の主要な仕様を表 2-1-6 に示す。

表 2-1-6 蒸気ボイラ用低圧給水加熱器の仕様

項目	単位	-
加熱器入口流量(復水)	t/h	50~130
加熱器入口圧力(復水)	kg/cm ² g	5.0~5.5
加熱器出口圧力(復水)	kg/cm ² g	4.5~5.0
加熱器入口圧力(蒸気)	kg/cm ² g	-0.3
加熱器出口圧力(蒸気)	kg/cm ² g	-0.6~-0.92
加熱器入口温度(復水)	°C	40~45
加熱器出口温度(復水)	°C	45~80
加熱器入口温度(蒸気)	°C	90~100
加熱器出口温度(蒸気)	°C	45~50

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(7) 蒸気ボイラ用脱気器

蒸気ボイラ用脱気器の主要な仕様を表 2-1-7 に示す。

表 2-1-7 蒸気ボイラ用脱気器の仕様

項目	単位	No.1	No.2	No.3	No.4
型式	-	加圧式	加圧式	加圧式	加圧式
脱気器入口流量(補給水)	t/h	20	20	20	20
脱気器出口流量(給水)	t/h	150	150	150	150
脱気器出口圧力(給水)	kg/cm ² g	0.5	0.5	0.5	0.5
脱気器入口温度(ドレン)	°C	117	117	117	117
器内圧力	kg/cm ² g	0.22	0.22	0.22	0.22

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(8) 蒸気ボイラ用給水ポンプ

蒸気ボイラ用給水ポンプの主要な仕様を表 2-1-8 に示す。

表 2-1-8 蒸気ボイラ用給水ポンプの仕様

項目	単位	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7
容量	t/h	100	100	150	100	150	150	150
全圧力	kg/cm ² g	53	53	53	53	53	53	53
吸込圧力	kg/cm ² g	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
吐出圧力	kg/cm ² g	48	48	48	48	48	48	48
水温	℃	105～	105～	105～	105～	105～	105～	105～
		108	108	108	108	108	108	108

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(9) 水処理装置

水処理装置は3台保有しており、そのうちの2台は温水ボイラ用に、1台は蒸気ボイラ用に使用されている。水処理装置の主要な仕様を表 2-1-9 に示す。

表 2-1-9 水処理装置の仕様

項目		単位	No. 3	No. 4	No. 5
容量		t/h	1,250	2,000	180
水処理装置 出口水質	pH(at 25℃)	-	6.5～7.5	6.5～7.5	6.5～8.5
	鉄イオン	μg/l as Fe	26～133	26～133	11～70
	全蒸発残留物	mg/l	96～110	96～110	100～118
	塩化物イオン	mg/l as Cl ⁻	3.96～7.3	3.96～7.3	3.73～9.65
	亜硫酸イオン	mg/l as SO ₃ ²⁻	21～37.03	21～37.03	19.13～43.8
	アルカリ	mg/kg	0.68～0.8	0.68～0.8	0.65～0.9
	全有機炭素	mg/kg	2.2～5.5	2.2～5.5	1.1～2.2
	浮遊物質	mg/kg	0.5	0.5	—

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(10) 温水ボイラ用低圧給水加熱器

本設備は常用設備ではなく、蒸気タービンがメンテナンス等で停止する際に使用される設備である。蒸気タービン停止時には復水器で温水ボイラ用の給水加熱が行われないため、本設備を運転して不足分の熱を給水に供給し、当該系統の下流側にある温水ボイラ用脱気器入口必要温度を確保するものである。温水ボイラ用低圧給水加熱器の主要な仕様を表 2-1-10 に示す。

表 2-1-10 温水ボイラ用低圧給水加熱器の仕様

項目	単位	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6
加熱器入口流量 (給水)	t/h	1,500～ 3,200	1,500～ 3,200	1,500～ 3,200	1,500～ 3,200	1,500～ 3,200	1,500～ 3,200
加熱器入口流量 (加熱水)	t/h	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
加熱器入口圧力 (給水)	kg/cm ² g	1～4	1～4	1～4	1～4	1～4	1～4
加熱器入口圧力 (加熱水)	kg/cm ² g	4～10	4～10	4～10	4～10	4～10	4～10
加熱器出口圧力 (給水)	kg/cm ² g	1～4	1～4	1～4	1～4	1～4	1～4
加熱器出口圧力 (加熱水)	kg/cm ² g	2～8	2～8	2～8	2～8	2～8	2～8
加熱器入口温度 (給水)	℃	25～40	25～40	25～40	25～40	25～40	25～40
加熱器入口温度 (加熱水)	℃	63～80	63～80	63～80	63～80	63～80	63～80
加熱器出口温度 (給水)	℃	<95	<95	<95	<95	<95	<95
加熱器出口温度 (加熱水)	℃	40～55	40～55	40～55	40～55	40～55	40～55

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(11) 温水ボイラ用低圧送水ポンプ

温水ボイラ用低圧送水ポンプの主要な仕様を表 2-1-11 に示す。

表 2-1-11 温水ボイラ用低圧送水ポンプの仕様

項目	単位	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6
容量	t/h	1,260	720	720	720	1,250	720
全圧力	kg/cm ² g	5	5	5	5	5	5
吸込圧力	kg/cm ² g	0.8～4	0.8～4	0.8～4	0.8～4	0.8～4	0.8～4
吐出圧力	kg/cm ² g	6.4	8.9	8.9	8.9	7.0	8.9
水温	℃	25～40	25～40	25～40	25～40	25～40	25～40

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(12) 温水ボイラ用高圧給水加熱器

温水ボイラ用高圧給水加熱器の主要な仕様を表 2-1-12 に示す。

表 2-1-12 温水ボイラ用高圧給水加熱器の仕様

項目	単位	No.3	No.4	No.5	No.9	No.10
圧力 (蒸気)	kg/cm ² g	13	7	3	14	14
圧力 (給水)	kg/cm ² g	14	15	23	23	23
温度 (蒸気)	℃	350	400	400	400	400
温度 (給水)	℃	150	150	120	150	150
容量 (蒸気)	m ³	—	4.3	7.44	8.342	8.342
容量 (給水)	m ³	—	1.96	1.95	3.017	3.017
流量 (給水)	t/h	1,000	400	725	1,800	1,800

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(13) 温水ボイラ用脱気器

温水ボイラ用脱気器の主要な仕様を表 2-1-13 に示す。

表 2-1-13 温水ボイラ用脱気器の仕様

項目	単位	No.1	No.2	No.3	No.4
型式	-	真空式	真空式	真空式	真空式
脱気器入口流量 (給水)	t/h	640	640	640	640
脱気器入口流量 (冷却水)	t/h	160	160	160	160
脱気器出口流量 (給水)	t/h	800	800	800	800
脱気器入口圧力 (給水)	kg/cm ² g	1.9	1.9	1.9	1.9
脱気器入口圧力 (冷却水)	kg/cm ² g	2.1	2.1	2.1	2.1
脱気器入口温度 (給水)	℃	75	75	75	75
脱気器入口温度 (冷却水)	℃	42	42	42	42
脱気器出口温度 (給水)	℃	68	68	68	68
器内圧力	kg/cm ² g	-0,65～ -0,75	-0,65～ -0,75	-0,65～ -0,75	-0,65～-0,75

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(14) 温水ボイラ用高圧送水ポンプ

温水ボイラ用高圧送水ポンプの主要な仕様を表 2-1-14 に示す。

表 2-1-14 温水ボイラ用高圧送水ポンプの仕様

項目	単位	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6
容量	t/h	720	1250	720	800	1,260	720
全圧力	kg/cm ² g	-	-	-	-	-	-
吸込圧力	kg/cm ² g	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
吐出圧力	kg/cm ² g	9.0	7.0	9.0	10.0	6.4	9.0
水温		65	65	65	65	65	65

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(15) 温水ボイラ用給水ポンプ

温水ボイラ用給水ポンプの主要な仕様を表 2-1-15 に示す。

表 2-1-15 温水ボイラ用給水ポンプの仕様

項目	単位	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6	No.7
容量	t/h	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
全圧力	kg/cm ² g	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17
吸込圧力	kg/cm ² g	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4
吐出圧力	kg/cm ² g	20	20	20	20	20	20	20
水温		50~60	50~60	50~60	50~60	50~60	50~60	50~60

項目	単位	No.8	No.9	No.10	No.11	No.12	No.13	No.14
容量	t/h	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
全圧力	kg/cm ² g	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17
吸込圧力	kg/cm ² g	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4
吐出圧力	kg/cm ² g	20	20	20	20	20	20	20
水温		50~60	50~60	50~60	50~60	50~60	50~60	50~60

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

(16) システム

現在のタシケント熱併給発電所の系統図を図 2-1-1 に示す。

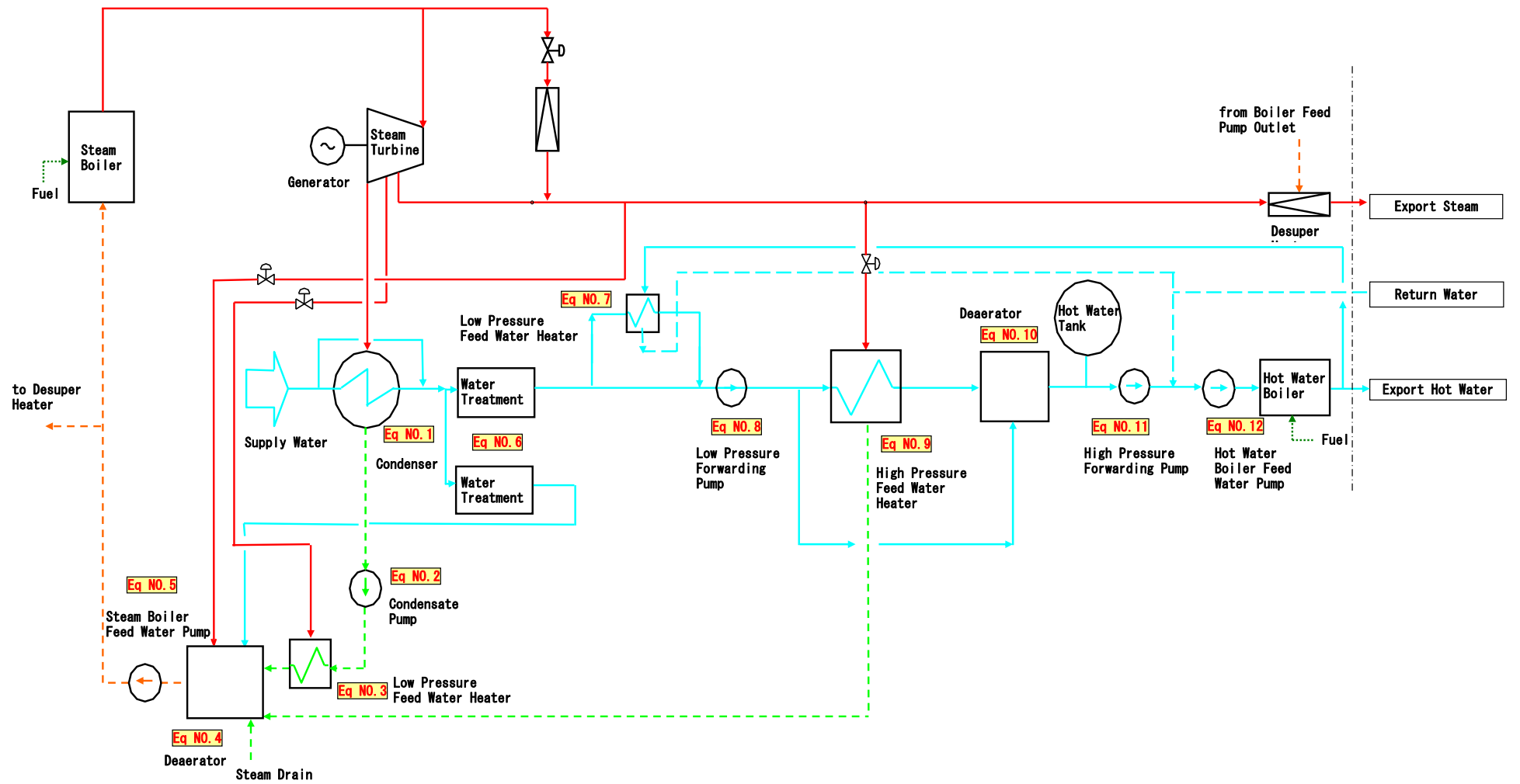


図 2-1-1 タシケント熱併給発電所の系統図

2.1.2 既存設備の仕様（電気設備）

タシケント熱併給発電所の既存設備は運転開始後 40～70 年が経過し、設備全体の劣化がかなり進行している。しかしながら、ソビエト時代からの技術の継承は、劣化した設備のメンテナンス上に充分反映されていることがうかがえる。電気設備の状況は全てが旧式なソビエト製であり、全体的に設備信頼度の低下が著しい。各高圧・低圧電気設備品はもとより、中央操作室に配置された各種メーター、操作スイッチ類に至るまで今では見ることが出来なくなった旧式の劣化が進んだタイプである。(図 2-1-2) とりわけ保護継電器などはコントロールルームの直立盤の裏側に設置された、可動接点タイプ、プランジャータイプの旧式リレー盤が設置されている。6.3kV 遮断器は旧式の気中遮断器、低圧補機類のブレーカーなども一部刃型スイッチなどが使用されている。



図 2-1-2 電気関係各計器類



図 2-1-3 中央操作室

(1) 発電機

発電機は容量 25000 k VA、1953 年ソ連ハリコフ社製の 2 極空冷冷却型発電機である。これまで数回、回転子・固定子などのコイル巻替を実施した。(図 2-1-4)

既設発電機仕様：

- ・ 定格電圧： 6.3kV \pm 5%
- ・ 絶縁等級：B 種
- ・ 長さ：16.5m
- ・ 定格電流： 2290A、回転子電流：320A 50Hz 力率：0.8
- ・ 回転数：3000rpm
- ・ 発電機端子電圧： 6.3 k V

(2) Step-up 変圧器

発電された電気出力は既設変電所 6.3kV 母線から Step-up 変圧器 2 台によって、110kV 送電系統に 2 回線で送電され YUKSAK 変電所と連系している。また Step-up 変圧器三次巻線線を介して 35kV 母線、110kV 母線に 2 回線で送電されている。(図 2-1-5)

既設変圧器仕様：

- ・ 1958 年ソ連製（油入強制冷却型）6.3kV/110kV
- ・ 容量： 31500kVA×2 結線 Yo/Yo/ 50Hz

(3) データモニタリングシステム

唯一ロシア製新システムとして、主要な発電データをコンバータで変換しデータコントロール室に取り込み、机の上に置かれた画面上で、リアルタイムに一部運転状況をモニタリング可能な設備が導入されているが、画面上に表示されたデータの印刷はできないため運転管理上不便である。(図 2-1-6)

(4) 発電機同期検定装置

発電機同期検定操作は、発電機の並列時にはオペレーターが周波数・電圧・位相を手動で操作をしている。タシケント熱併給発電所の新設備においては、近年主流である遮断器自動同期投入装置の導入を希望している。



図 2-1-4 発電機



図 2-1-5 Step-up 変圧器



図 2-1-6 データモニタリングシステム

2.1.3 新規設備と既存設備の取り合い点

(1) 給水

将来取り合う既設蒸気ボイラ入口水質を確認し、新規設備へ適用可能か確認を行った。既設蒸気ボイラ給水水質と JIS 要求値の比較を表 2-1-16 に示す。

表 2-1-16 既設蒸気ボイラ給水水質と JIS 要求値の比較

項目	単位	最小値	最大値	JIS B8223 表 4 「排熱回収ボイラの給水及びボイラ水の 水質」 10MPa 以下の欄 参照
補給水の種類	-	-		イオン交換水
pH (at 25)	-	8.5	9.5	8.5-9.7
硬度	mg/l as CaCO ₃	-	-	検出せず
油脂類	mg/l	0.13	0.2	低く保つことが望ましい
溶存酸素	μg/l	10	20	7 以下
鉄イオン	μg/l as Fe	35	90	30 以下
銅イオン	μg/l as Cu	5	15	20 以下
ヒドラジン	μg/l as N ₂ H ₄	-	-	10 以上

(出所) タシケント熱併給発電所からの回答

現状の給水水質は溶存酸素、鉄イオンでやや高い値となっているものの、当該水質にて既設ボイラが問題なく運転されているため問題ない。また給水量については既設ボイラを停止し、代替として新設ボイラを運転するため問題ない。

(2) 軸受冷却水

軸受冷却水は発電所に隣接するサラ川より取水し、フィルターにて除塵した後、各機器の軸受冷却し、未処理のままサラ川へ放流している。既設の軸受冷却水ポンプは 4 台 (290t/h×2 台、2,020t/h×2 台) を保有している。このうち 290t/h×2 台を現在使用しており、1 台常用機として、1 台予備機として運用している。また 2,020t/h×2 台のポンプについては Textile 工場向けに使用していたが、現在は送水しておらず使われていない。現在の既存設備の軸受冷却水使用量は約 150~200t/h であり、また新規設備の軸受冷却水必要量は約 700t/h (GT3 台にて) である。よって現状の設備ではポンプ容量が不足しているため、軸受冷却水ポンプを追設する若しくは空冷式を採用する必要がある。

(3) 排水

排水処理装置は保有していない。ユニット起動停止時に発生する排水等は上記軸受冷却水や雨水と同様に未処理のまま発電所に隣接するサラ川へ放流している。現状既存設備における排水水質測定の結果、排水基準を満足しており、また新規設備からの排水は既存設備と同程度のため、未処理のまま排水可能であると想定できる。

(4) 燃料ガス

NEDO が実施した「国際エネルギー消費効率化等モデル事業熱電併給所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 (平成 21 年 3 月)」(以下、NEDO21 年度報告書) では、事業実施に当たっての課題として現状の燃料ガス供給圧力が非常に小さいこと (現在 1.5kg/m²) を挙げており、「ウ」国側もより高い供給圧力確保へ向けた対策が検討されてきた。その結果、Kuylyuk ガス分配所から Yuzhny ガス分配所までの 5.6km 区間に新たにタシケント熱併給発電所向けの専用ガスパイプラインを布設する計画が立案・承認されたため技術的課題が一つ解決されることとなった。すでに工事が始まっており年末には完成し、ガス圧力は 3kg/m² に上昇する予定である。

2.2 既存設備の運転状況

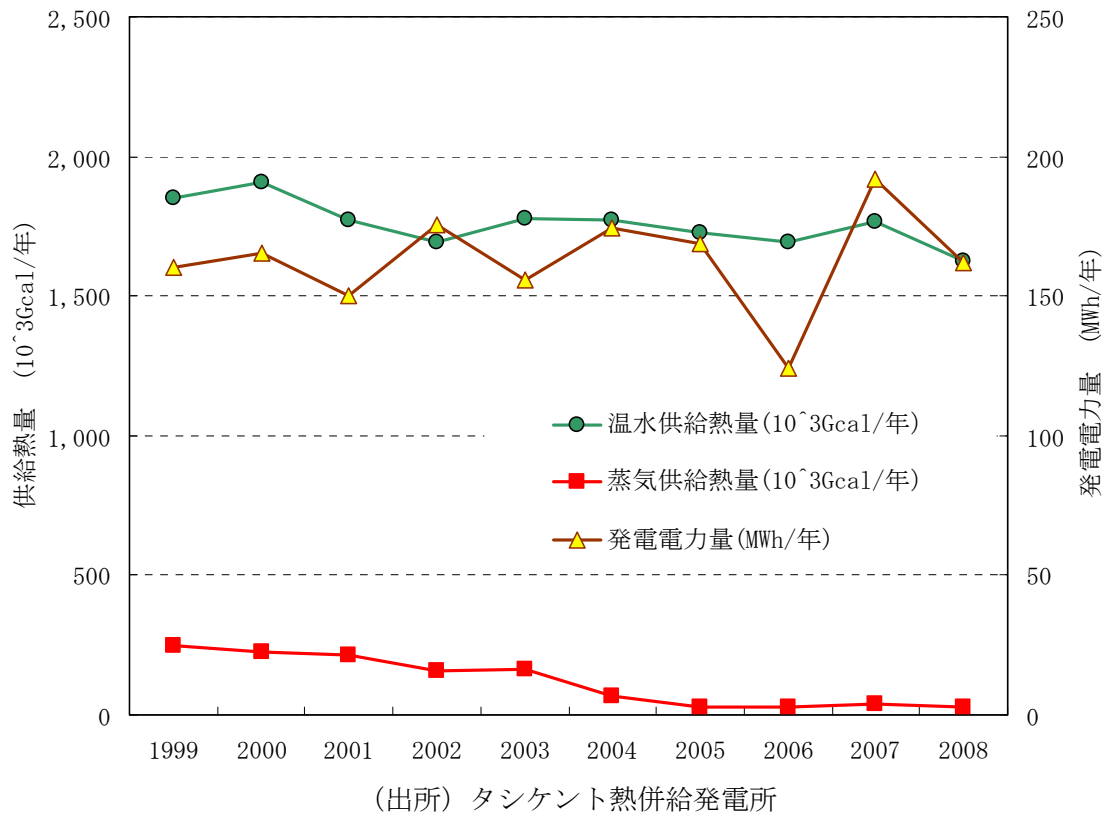
2.2.1 電力、温水及び蒸気の供給量

(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 2-2-1 および表 2-2-1 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。1620～1910x10³Gcal の範囲で推移している。
- ・ 蒸気供給量は、前二者とは異なり、1999 年の 245.7x10³Gcal から 2008 年の 28.6 x10³Gcal まで大きな減少傾向を示している。
- ・ 2008 年の実績では、温水 1623x10³Gcal、発電電力 162GWh (1394 x10³Gcal)、蒸気 29 x10³Gcal、合計量 1791x10³Gcal 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) タシケント熱供給発電所
 図 2-2-1 過去 10 年間の発電電力量および温水・蒸気の供給熱量

表 2-2-1 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

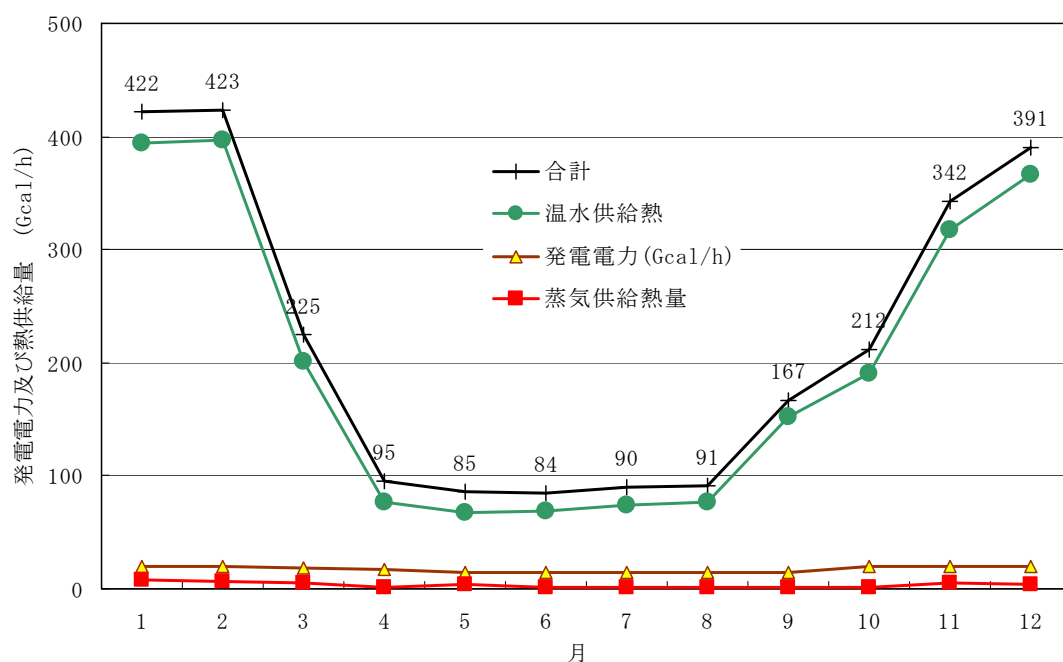
(出所) タシケント熱供給発電所

(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 2-2-2 に示す。

図 2-2-2 は、表 2-2-2 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、蒸気ボイラだけで工場用蒸気、発電用蒸気及び温水加熱蒸気を供給しており、合計熱量は 90Gcal/h～100Gcal/h である。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 2-2-2 2008 年月別の発電電力と温水・蒸気の供給熱量

(3) 夏季及び冬季の発電電力及び温水・蒸気の供給熱量

発電電力、温水供給量、及び蒸気供給量の 2008 年実績データを下にして、夏季（ここでは 4 月から 8 月の 5 ヶ月とする。）と冬季（同様に 11 月から 2 月の 4 ヶ月とする。）について、平均値及び変化幅を整理すると 表 2-2-3 に示す通りである。

温水供給量は、冬季は平均 368.8Gcal/h で運用され、夏季は平均 71.8Gcal/h と冬季に比べて大幅に減少する。

発電電力は、冬季は平均 23.1MW、夏季は平均 16.6MW で運転されている。冬季は定常的に定格出力 22.5MW を超えて運転されている。

蒸気供給熱量は、温水や電力同様に冬季に多く夏季は減少する傾向を示が、全供給熱量に占める割合は 1~2% とわずかである。

表 2-2-2 夏季と冬季の電力、温水及び蒸気の供給熱量(2008 年)

	夏季 (4 月～8 月)		冬季 (11 月～2 月)	
	平均	(最小～最大)	平均	(最小～最大)
発電電力	16.6 MW	(16.4 ~ 16.7)	23.1 MW	(22.8 ~ 23.3)
温水熱供給量	71.8 Gcal/h	(67.6 ~ 76.1)	368.8 Gcal/h	(322.3 ~ 403.9)
蒸気熱供給量	1.7 Gcal/h	(0.8 ~ 3.4)	6.0 Gcal/h	(16.4 ~ 16.7)
電力+熱供給量	87.8 Gcal/h	(84.4 ~ 91.3)	394.7 Gcal/h	(341.9 ~ 424.0)

2.2.2 既存設備の運転状況

(1) 蒸気ボイラ及び温水ボイラの運用状況

既設熱併給発電所が供給する電力及び温水及び蒸気のエネルギー需要は、5 缶の蒸気ボイラと 7 缶の温水ボイラから発生する蒸気や温水で賄われている。

蒸気ボイラの発生蒸気(30k)は、主に蒸気タービン発電機駆動用蒸気 (28k)として供給される。蒸気タービンの抽気(8k～13k)は、温水系統補給水(水道水)の加熱用蒸気として温水加熱器で消費されると共に、工場用蒸気として近隣の工場へ供給されている。蒸気タービン排気は復水器で温水系統補給水の予熱用に利用される。

温水ボイラは、温水系統補給水とタシケント市からの温水戻りを合わせて加熱する役目を担っており、そこで加熱された温水はタシケント市に供給される。

蒸気ボイラは、蒸気タービンを点検する 4 月と 9 月の 1 週間ずつ合計 14 日間停止する以外は、年間を通じて連続運転される。

一方、温水ボイラは、タシケント市の暖房設備が稼動する 11 月から 2 月の 4 ヶ月に主に運転され、4 月から 8 月の 4 ヶ月間は完全に停止される。冬季と夏季の移行期となる 3 月及び 9 月から 10 月の期間は冬季に比べて低い負荷で運転されている。

蒸気ボイラと温水ボイラの詳細な運用状況は、下記 (2) 及び (3) 項に示すとおりである。

(2) 蒸気ボイラの蒸気・温水発生熱量及び燃料使用量

蒸気ボイラの 2008 年月別の蒸気・給水流量及び燃料消費量を 表 2-2-3 に示す。

図 2-2-3 には、表 2-2-3 に基づいて計算した月別の蒸発量(t)発生熱量(Gcal)と燃料消費量(Gcal)を各月の暦時間(日数x24h)で割って 1 時間当りの流量(t/h)及び熱量(Gcal/h)として表示している。

表 2-2-3 蒸気ボイラの 2008 年月別の蒸発量・給水流量及び燃料消費量

月	蒸発量	蒸気温度	蒸気圧力	給水量	給水温度	燃料消費量	燃料発熱量	ボイラ効率
-	t	°C	kg/cm ² g	t	°C	1000m ³	kcal/m ³	%
1月	221,405	409.9	30.6	224,969	104.6	19,889	8279	90.5
2月	206,461	410.0	30.5	210,093	106.1	18,592	8271	89.9
3月	151,496	410	30.0	154,606	107.0	13,411	8,273	91.0
4月	108,650	409.9	28.1	110,673	106.0	9,533	8195	92.1
5月	99,410	408.0	28.0	101,504	105.0	8,832	8,190	92.0
6月	94,063	408.0	28.0	96,071	105.0	8,287	8,304	92.0
7月	104,611	405.7	28.3	106,659	105.5	9,127	8299	91.6
8月	105,659	404.3	28.15	107,779	105.0	9,377	8202	92.45
9月	73,722	404.0	30.0	75,222	104.0	6,556	8,302	91.0
10月	122,972	404.3	32.0	125,390	104.5	11,055	8127	91.2
11月	176,483	405.4	32.0	179,902	106.4	15,876	8132	91.1
12月	192,630	406.0	32.0	196,228	106.0	17,265	8,135	92.0
合計	1,657,562	407.2	29.7	1,689,096	105.6	14,7799	72416.8	90.8

(出所) タシケント熱併給発電所

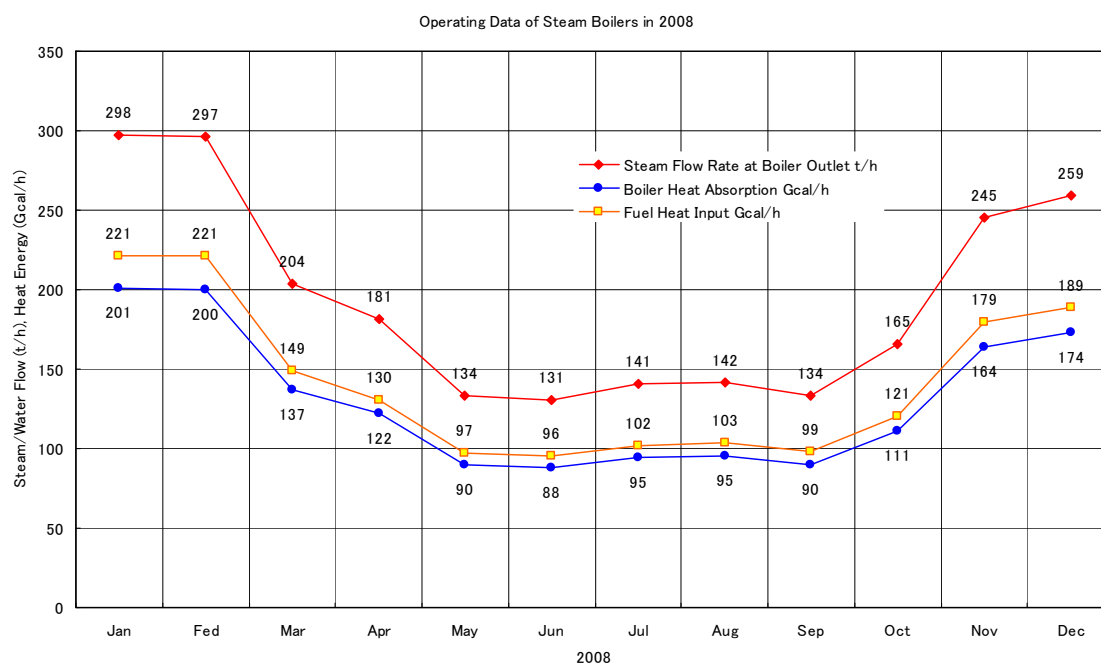


図 2-2-3 蒸気ボイラの 2008 年月別の出熱量及び燃料消費量

(3) 温水ボイラの温水加熱熱量及び燃料使用量

温水ボイラの 2008 年月別の発生熱量及び燃料消費量の実績を 表 2-2-4 に示す。

図 2-2-4 には、表 2-2-4 に基づいて計算した月別の発生熱量(Gcal)と燃料消費量 (Gcal)を各月の暦時間 (日数 x24h) で割って 1 時間当りの流量(t/h)及び熱量 (Gcal/h) として表示している。

表 2-2-4 温水ボイラの 2008 年月別の蒸発量・給水流量及び燃料消費量

	出口温水 流量	出口温水 温度	出口温水 圧力	入口温水 流量	入口温水 温度	天然ガス消 費量	天然ガス発 熱量
-	t	°C	kg/cm ² g	t	°C	1000m ³	kcal/m ³
1 月	6,448,362	83.3	10.6	6,448,362	56.2	22,883	8,279
2 月	5,578,992	88.5	11.4	5,578,992	58.5	21,564	8,271
3 月	2,089,510	85.0	11.1	2,089,510	55.3	9,397	8,273
4 月	-	-	-	-	-	-	-
5 月	-	-	-	-	-	-	-
6 月	-	-	-	-	-	-	-
7 月	-	-	-	-	-	-	-
8 月	-	-	-	-	-	-	-
9 月	331,211	75.1	11.6	331,211	53.9	954	8,302
10 月	795,803	84.8	8.4	795,803	68.8	1,815	6,095
11 月	5,334,871	86.9	12.7	5,334,871	62.0	18,047	8,132
12 月	5,626,125	93.1	12.6	5,626,125	62.5	22,882	8,135
合計	26,204,874			26,204,874		97,540	41,090

(出所) タシケント熱併給発電所

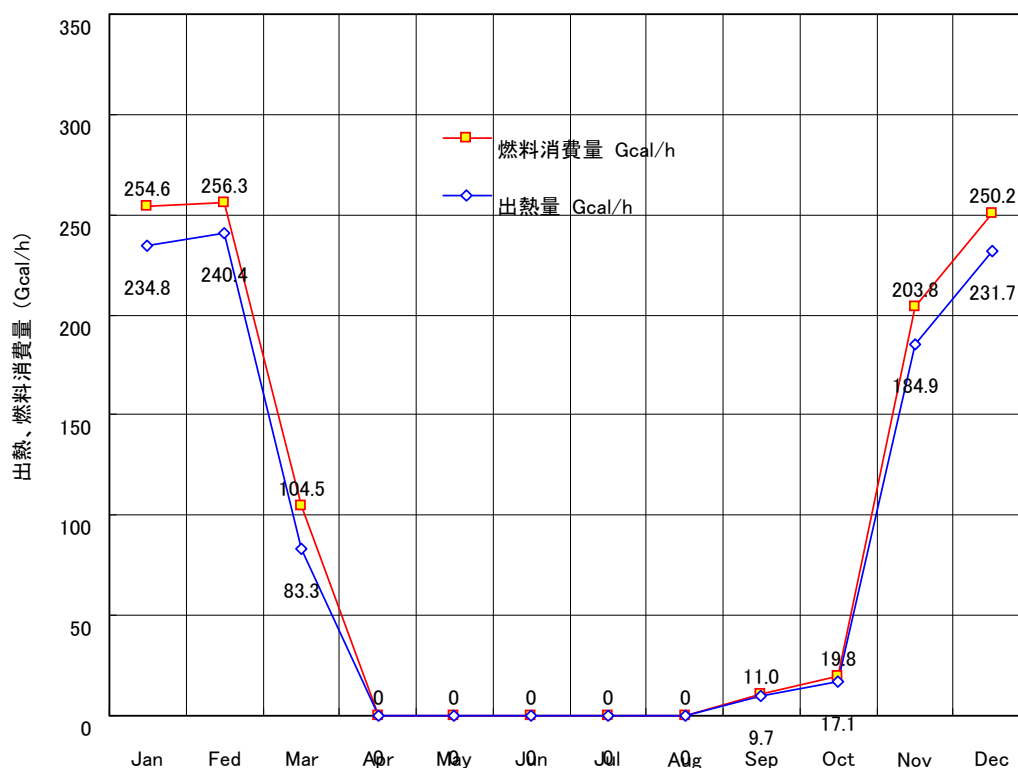


図 2-2-4 温水ボイラ の 2008 年月別の出熱量及び燃料消費量

2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討

2.3.1 概要

コージェネレーション・システムは、1 種類以上の 1 次エネルギーから 2 種類以上の 2 次エネルギーを生産するシステムと定義されている。本報告書で検討するシステムは、1 次エネルギーの天然ガスを投入して、ガスタービン発電機から電気エネルギー、ガスタービンからの排熱ガスを利用して蒸気や温水などの熱エネルギーを生産する、ガスタービン・コージェネレーション・システム(以下、GTCS)である。

GTCS では、与えられるガスタービンに対して、それからの排熱ガスを利用する排熱回収ボイラ(以下、HRSG と略語表記する)で回収する熱エネルギーの種類や HRSG システムによって、GTCS のプラント性能に大きな差が生じる。

ここでは、25MW 級ガスタービン・発電機 2 台と、それに対応する HRSG2 台からなる GTCS について、回収する熱エネルギーの種類や HRSG システムの形式を変えて、そのプラント性能を検討した。導入する GTCS は、既設の蒸気タービン・コージェネレーション(以下、STCS)との結合されることになっており、回収する熱エネルギーの仕様条件は、既設 STCS で使われている熱エネルギーのつぎの仕様に合わせることにした。

2.3.2 検討条件

GTCS のプラント性能は、それが設置される大気条件、燃料の種類・性状・発熱量、それにガスタービン・発電機の性能仕様などに左右される。したがって、プランと性能検討のためにはそれらの条件を設定して置く必要があり、その検討条件を次のように設定した。

(1) 大気条件

設置地点の年間平均の大気条件として、次のように設定した。

乾球温度	15 °C
相対湿度	60 %
気圧	93.6 kPa

(2) 燃料

種類 天然ガス
性状

成分	モル分率(%)
CH ₄	93.9
C ₂ H ₆	3.2
G ₃ H ₈	0.4
n-C ₄ H ₁₀	0.1
n-C ₅ H ₁₂	0.1
O ₂	1.0
N ₂	0.9
CO ₂	0.4
合計	100.0

尚、硫化物成分は含まれていないものとする。

低位発熱量 8,670 kcal/m³N (0 °C, 101.3 kPa)

(3) 回収熱エネルギー仕様

高压蒸気	30 kg/cm ² ab × 400 °C (蒸気タービン駆動用)
中压蒸気	10 kg/cm ² ab × 280 °C (工場送気用)
低压蒸気	3 kg/cm ² ab × 150 °C (温水加熱用)
温水	70 °C

(4) 給水温度

高压蒸気	105 °C (脱気装置無し)及び 70 °C (脱気装置有り)
中压蒸気	105 °C (脱気装置無し)及び 70 °C (脱気装置有り)
低压蒸気	70 °C (脱気装置有り)
温水	15 °C

(5) ガスタービン性能

GTCS 性能の検討には、JICA プロジェクトに先行する NEDO プロジェクトで導入予定の 25MW 級ガスタービンと同型の最新型 H25 の性能を使うこととした。次頁の表 2-3-1 は、現時点でメーカーの生産ラインに乗っている標準型 25MW 級のガスタービンの ISO 条件(天然ガス燃料)下での性能数値を示したもので、2009 年版ガスタービン・ワールド社のハンドブックから引用されたものである。

(6) HRSG システム

上記(3)に記載されているように、HRSG システムで 4 種類の熱エネルギーを回収することを検討する。したがって、どの熱エネルギーを、あるいは、同時に何種類の熱エネルギーを回収するかによって、多くの HRSG システムが考えられる。また、既存設備のどこから HRSG システムに給水するかによっても HRSG システムの構成が異なる。

表 2-3-1 25MW 級産業用標準形ガスタービン性能数値表

メーカー名	BHE	日立		三菱	SMS	SMS
Model No	PG5371(PA)	H-25 (旧)	H-25 (最新)	MF-221	STG-600	STG-700
発電機端出力 (MW)	26.3	27.5	31.0	30.0	24.8	29.1
熱効率 (%)	28.5	33.8	34.8	32.0	34.2	36.0
燃料消費量(m ³ N/h)	9,150	8,070	8,840	9,300	7,190	8,020
空気流量(ton/h)	441	317	338	389	290	328
排ガス温度(°C)	487	555	564	533	543	518

(出所) Gas Turbine World Handbook 2009

条件	大気温度	15 °C
	相対湿度	60 %
	大気圧力	101.3 kPa
	燃料	天然ガス

HRSG システムを構成する上で、既設蒸気ボイラ脱気器出口から給水する場合には、HRSG システム側には脱気器を付けず、既設蒸気ボイラ脱気器入口あるいは温水加熱器出口から給水する場合は、HRSG システム側に脱気器を付ける構成とした。こうした条件を考慮して、既設 STCS との組合せが合理的に薦められる 8 形式の HRSG システムについて検討した。表 2-3-2 はその 8 形式の HRSG システムの構成を示したものである。なお、次頁以降に各 HRSG 形式の概略系統線図を示す。

表 2-3-2 HRSG のシステム構成

No.	HRSG形式	回収熱エネルギーの形式				給水温度 (°C) 蒸気/温水	脱気器
		高圧蒸気	中圧蒸気	低圧蒸気	温水		
1	HP Stm w/o Dea	○				105/ -	
2	HP Stm w Dea	○				70/ -	○
3	IP Stm w/o Dea		○			105/ -	
4	IP Stm w Dea		○			70/ -	○
5	HP/IP Stm w Dea	○	○			70/ -	○
6	IP?LP Stm w Dea		○	○		70/ -	○
7	HP Stm/HW	○			○	105/15	
8	HW				○	- /15	

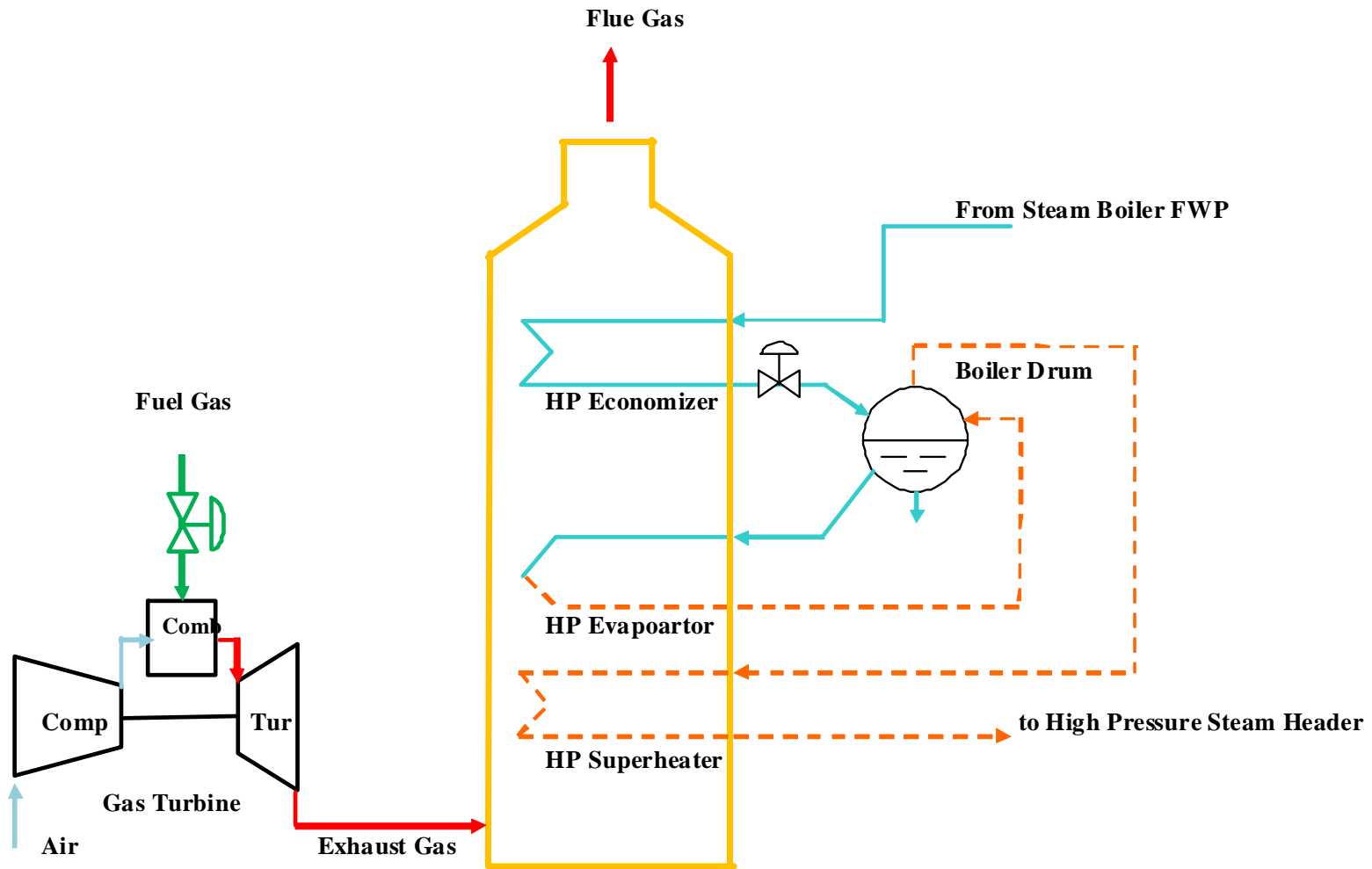


図 2-3-1 脱気器なし高圧蒸気回収形 HRSG システム GTCS の簡略系統線図

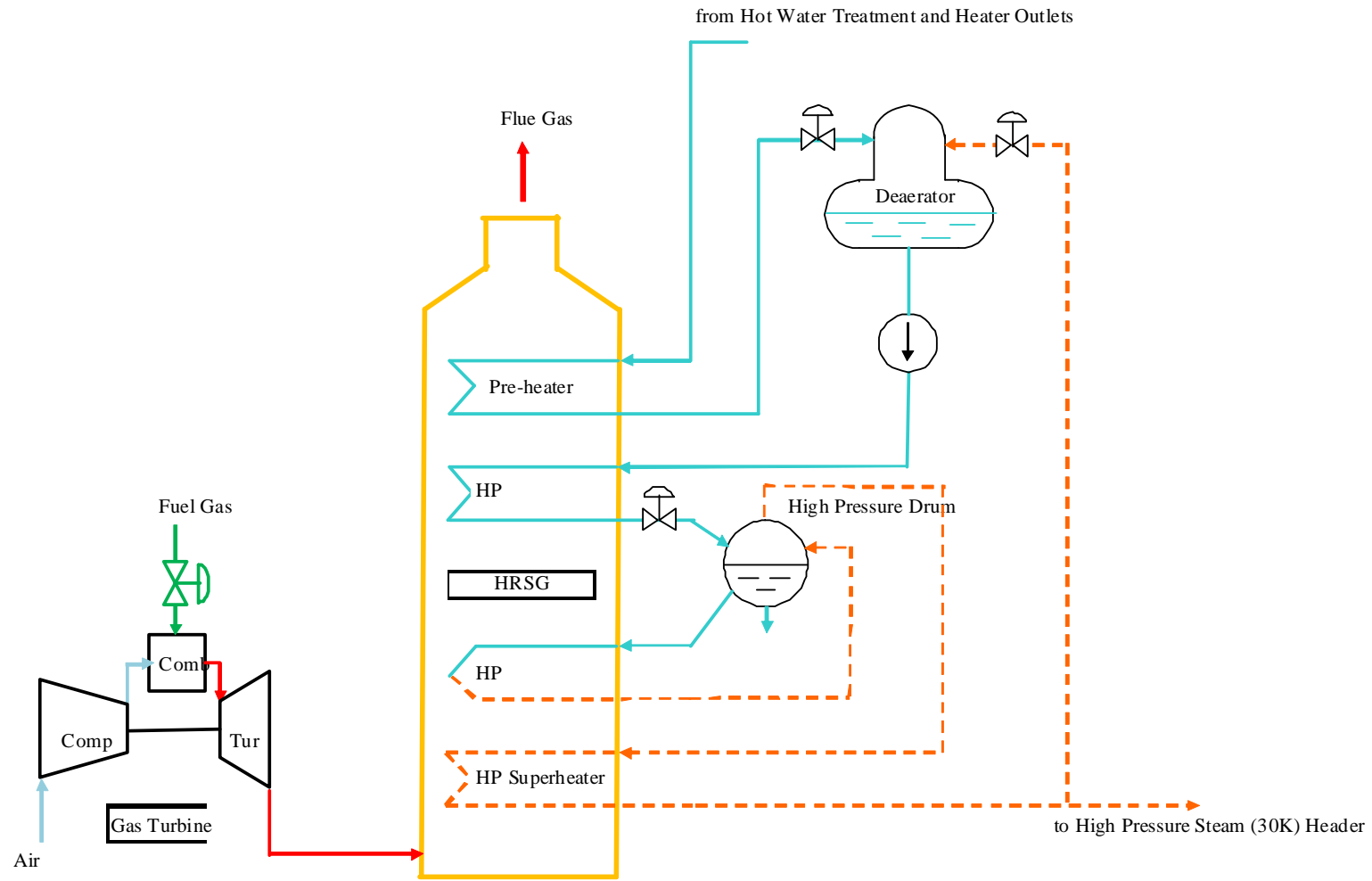


図 2-3-2 脱気器あり高圧蒸気回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図

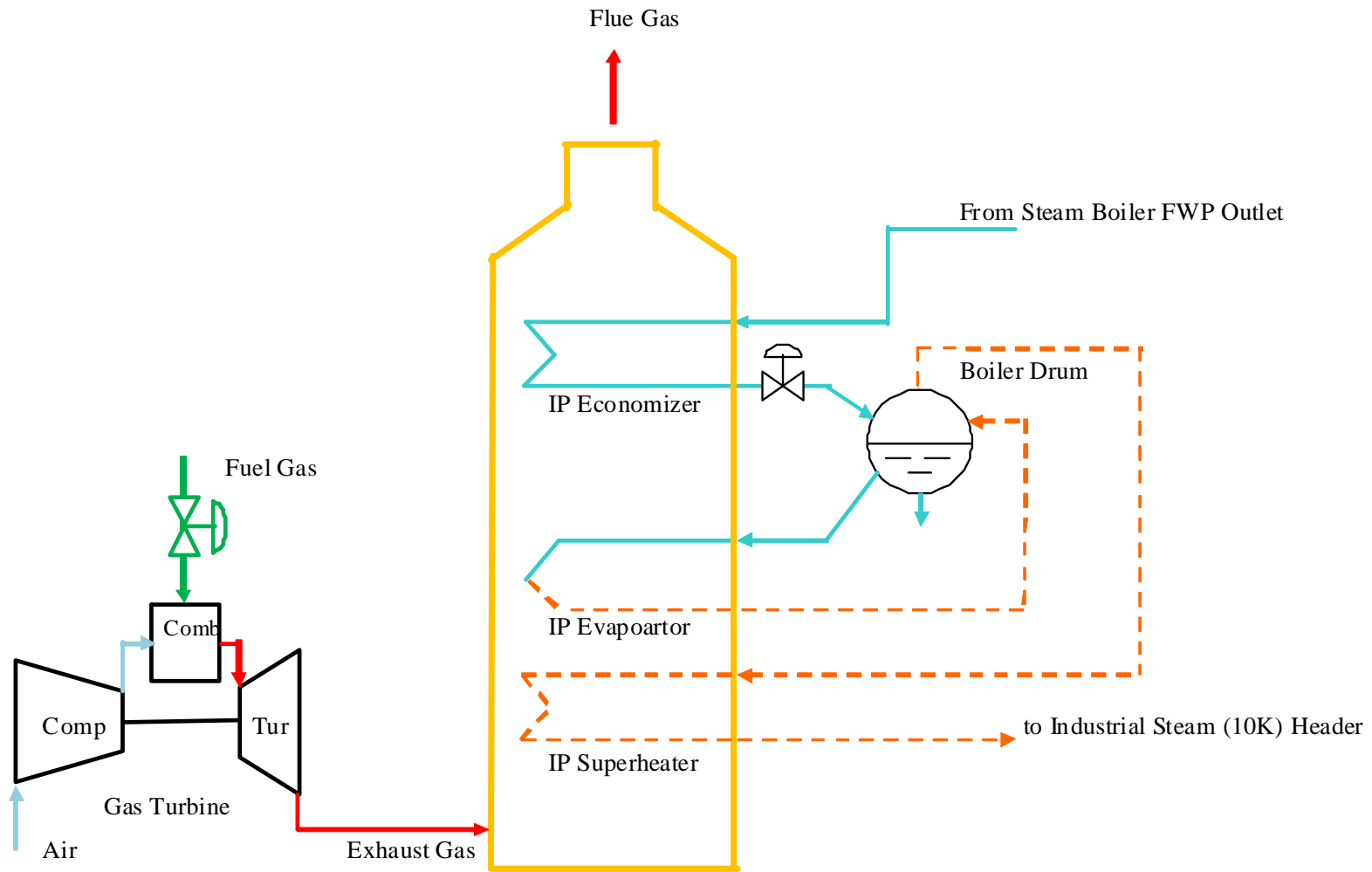


図 2-3-3 脱気器なし中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図

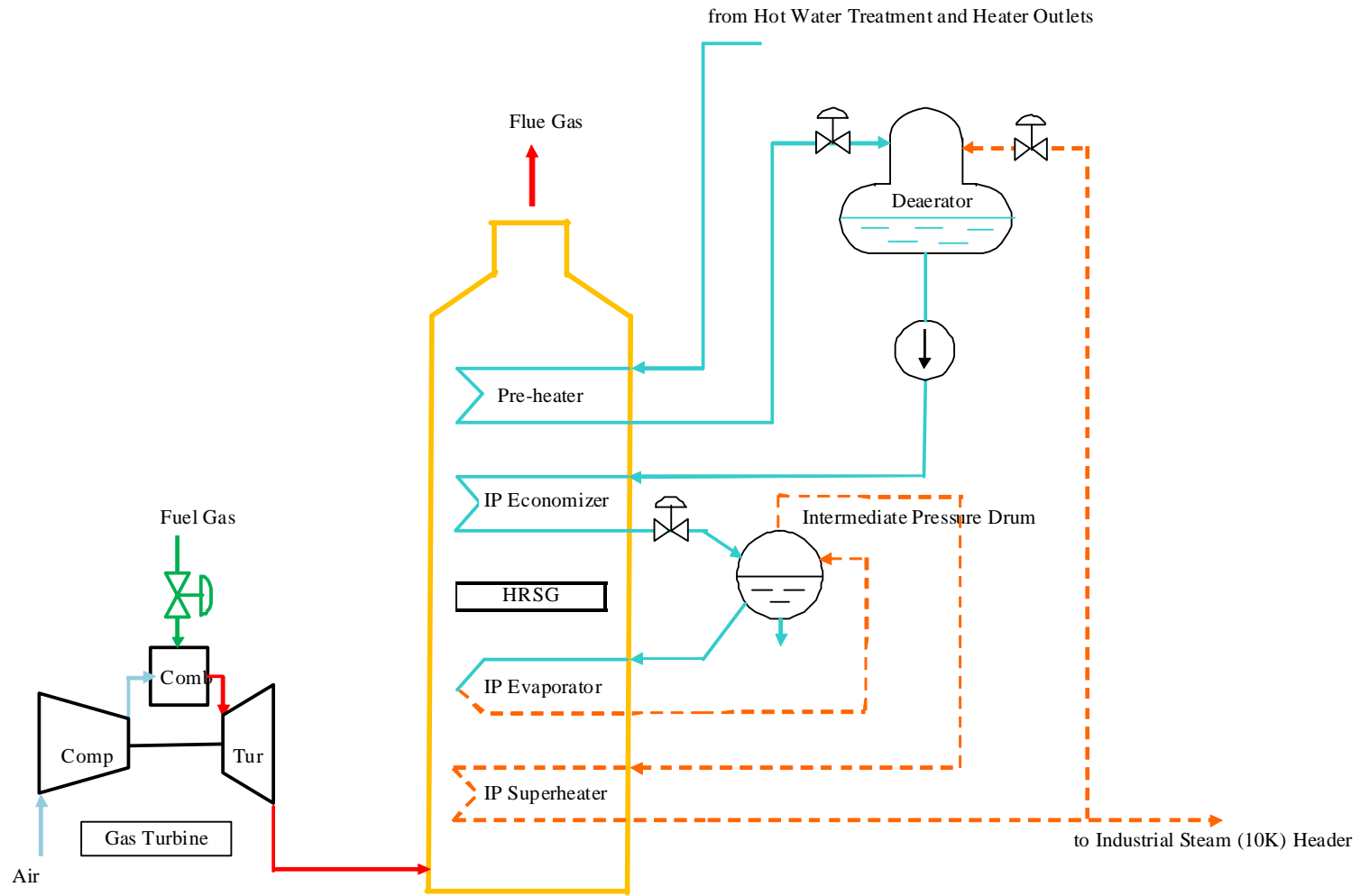


図 2-3-4 脱気器あり中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図

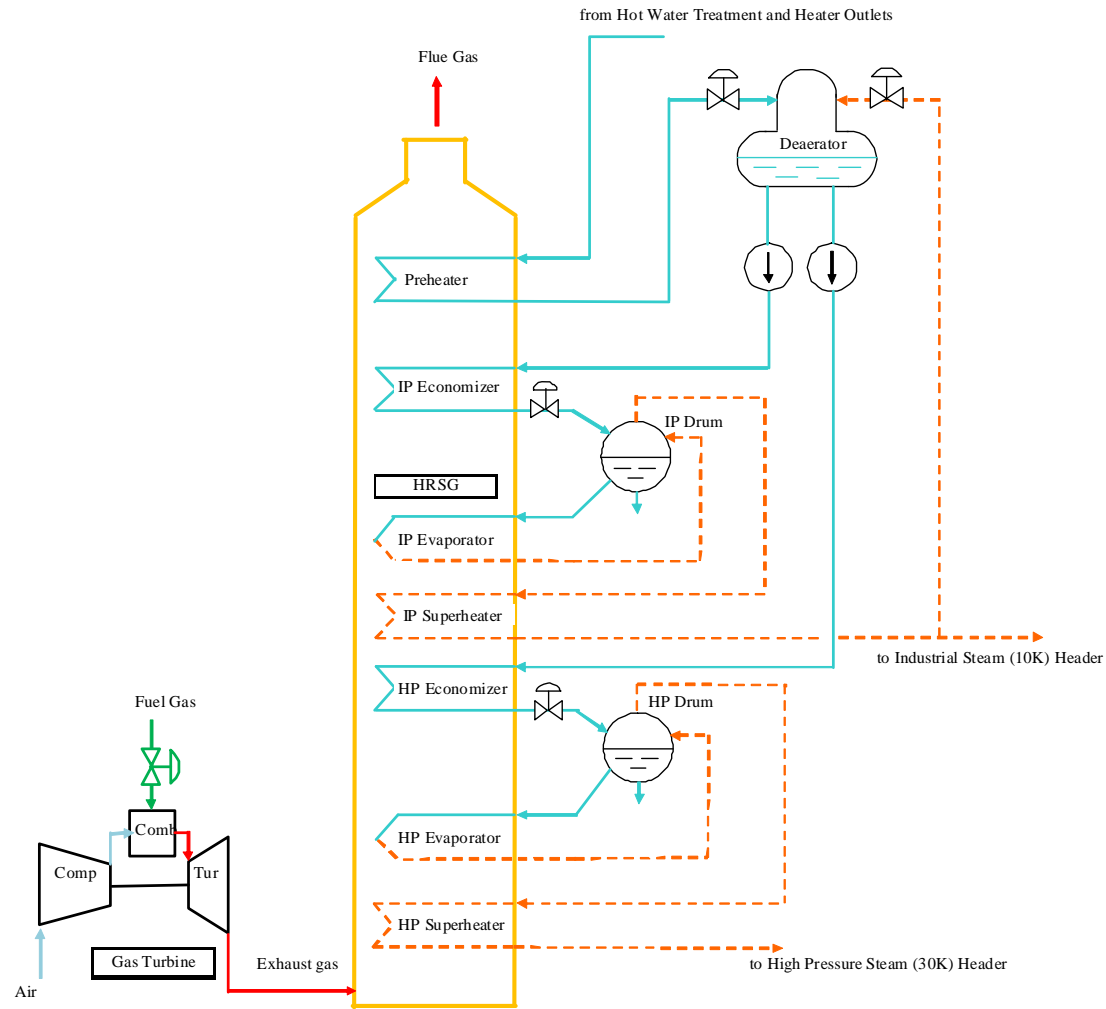


図 2-3-5 脱気器あり高・中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図

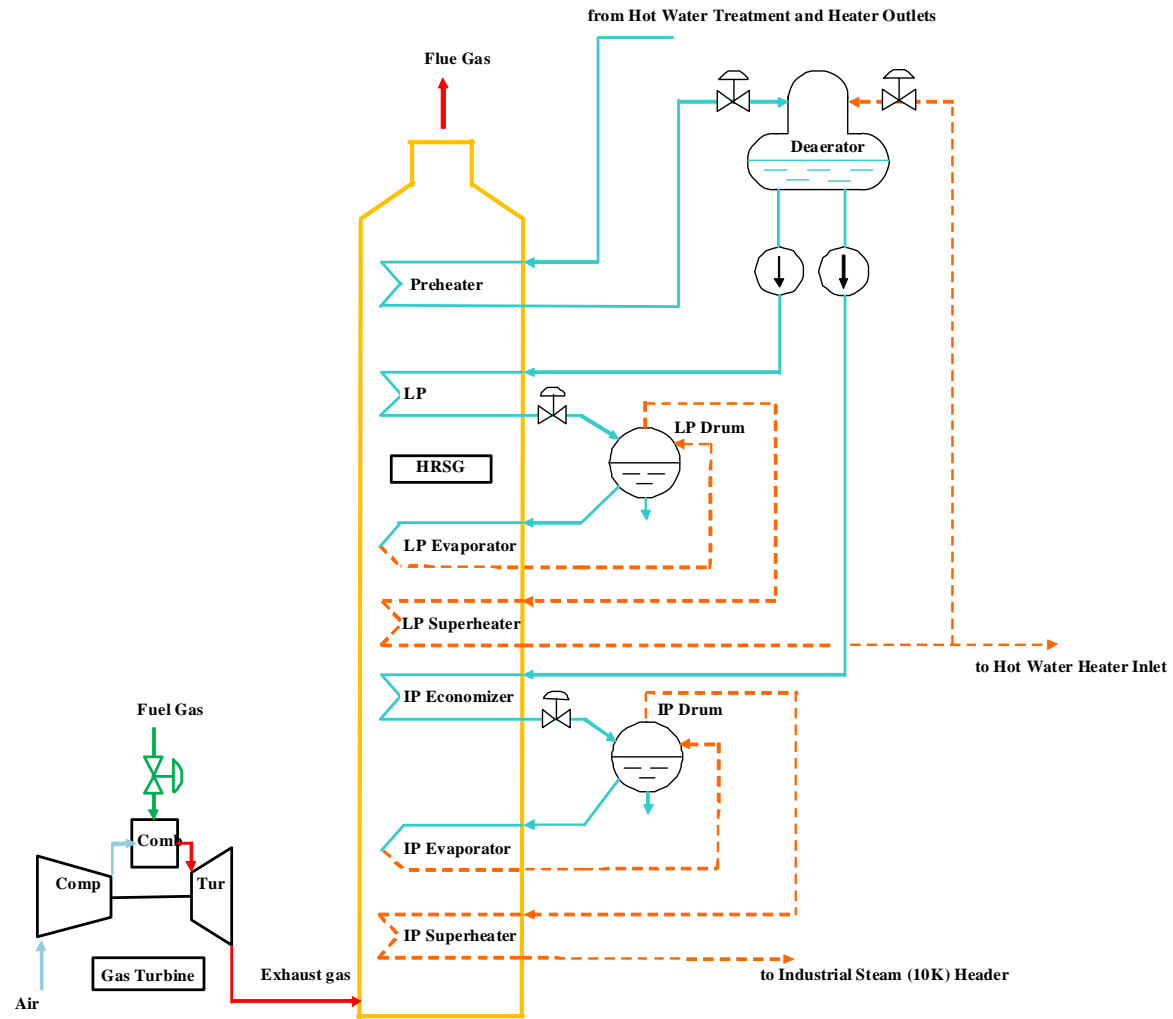


図 2-3-6 脱気器あり中・低圧蒸気回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図

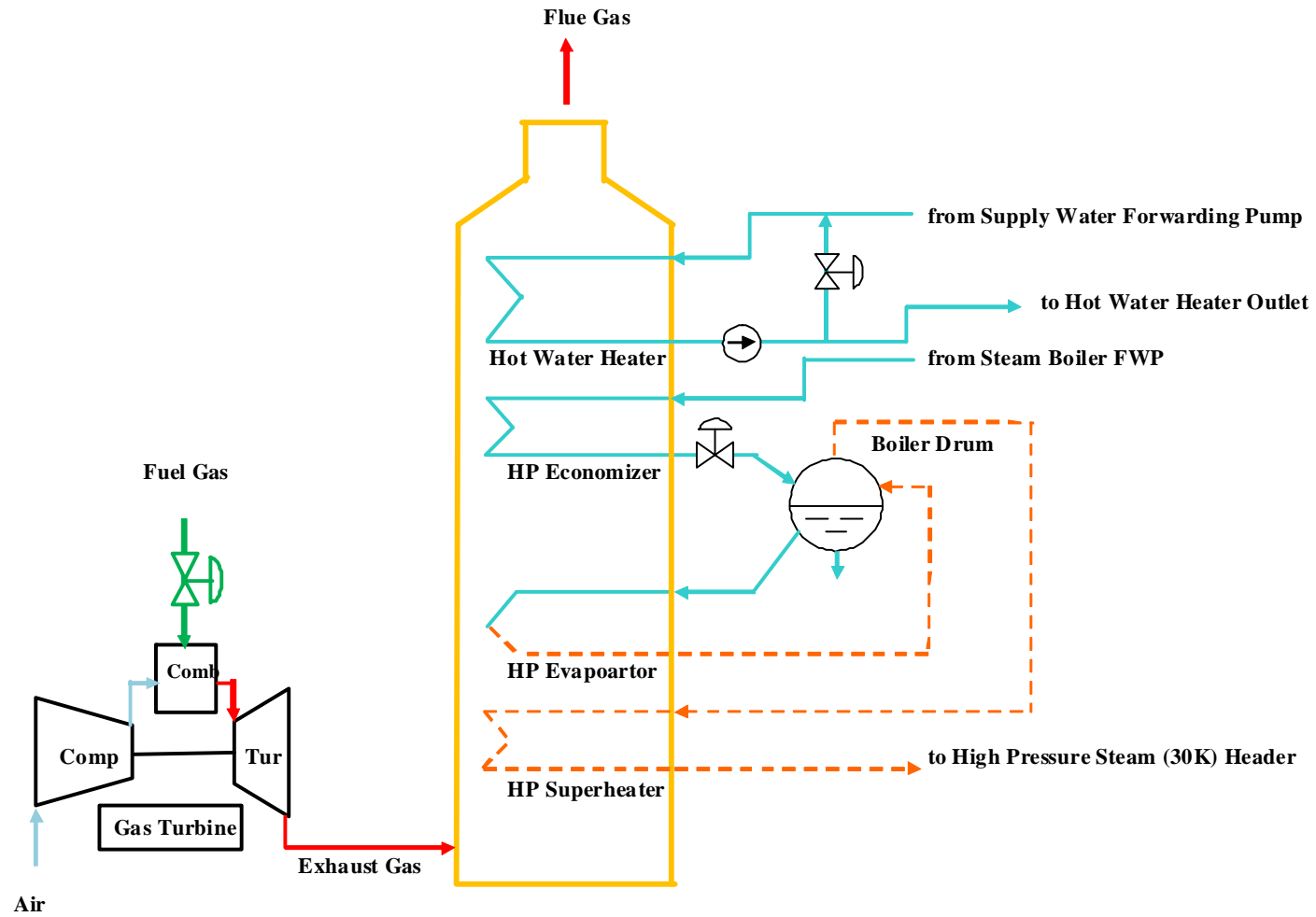


図 2-3-7 脱気器なし高圧蒸気・温水回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図

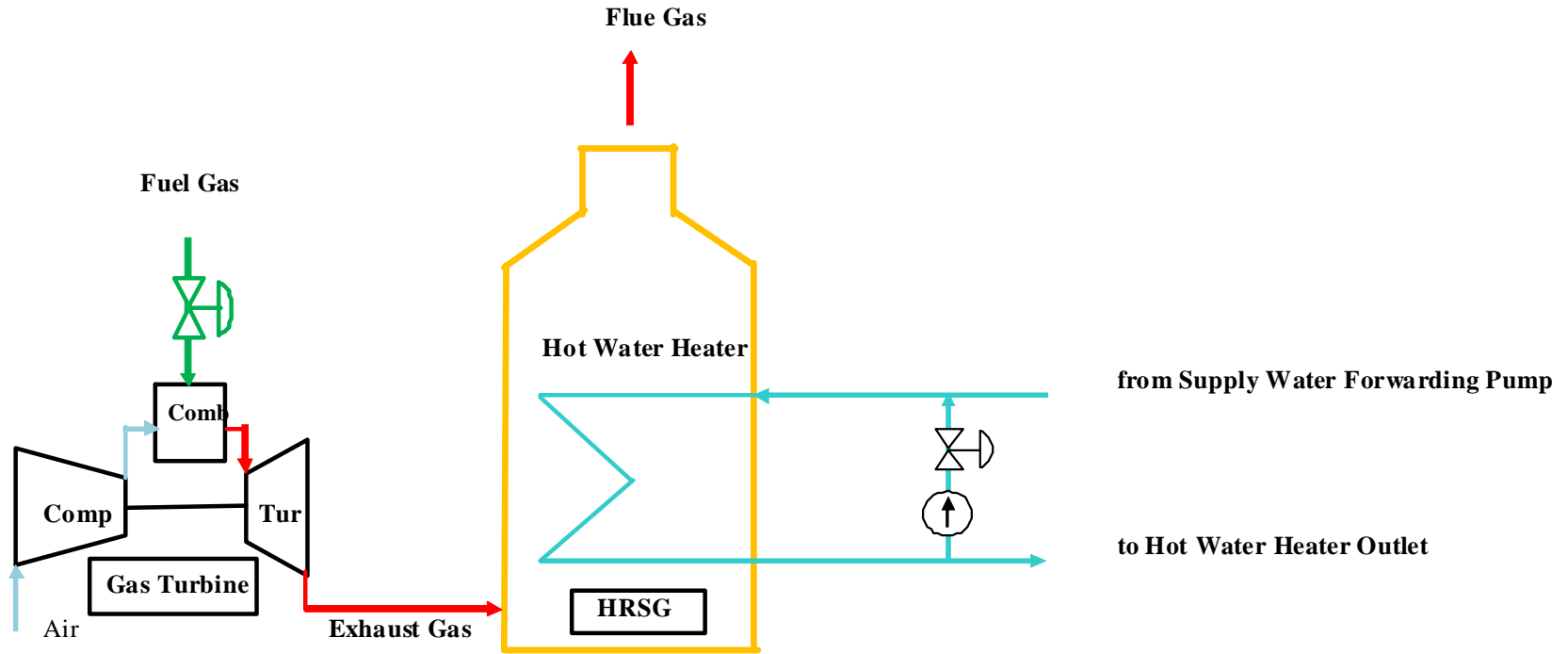


図 2-3-8 脱気器なし温水回収 HRSG システム GTCS 簡略系統線図

(7) GTCS の性能評価法

コジェネレーション・システムの性能評価方法として、通常、燃料入熱エネルギーに対する出力である電気と熱の合計の熱エネルギーの比を百分率で表現した、次に示されているプラント熱効率が採用されている。

$$\text{プラント熱効率 (\%)} = \frac{\text{電気出力} + \text{熱出力}}{\text{燃料消費量}} \times 100$$

出力が単一の熱エネルギーか、あるいは、複数の出力熱エネルギーであっても、それらの単位エネルギー当りの価値(US\$/kWh)が同じであれば、このように定義されているプラント熱効率はそのプラントの経済性を表現していることになる。しかしながら、出力の熱エネルギーが2種類(例えば、電気と蒸気)以上で、かつそれらの熱エネルギーの単位エネルギー当りの価値に差がある場合には、このように定義されたプラント熱効率は、必ずしも、そのプラントの経済性を表現しているとは言えない。

ここでは、電気と熱の2種類のエネルギーを生産するプラントの経済性に連係したプラント熱効率(以下修正プラント熱効率と呼称することとする)を提案することとした。以下に、修正プラント熱効率を導き出す過程を記述する。

プラントの経済性は、入熱燃料費に対する出熱(電気と熱)エネルギー売上高の比に連係していると考えて良い。更に、その比は次のように変形することができる。

$$\begin{aligned} & \frac{\text{出熱エネルギー売上高}}{\text{入熱燃料費}} \\ &= \frac{\text{電気エネルギー売上高} + \text{熱エネルギー売上高}}{\text{入熱燃料費}} \\ &= \frac{\text{売電単価} \times \text{電気出力} + \text{売熱単価} \times \text{熱出力}}{\text{燃料消費量} \times \text{燃料単価}} \\ &= \frac{\text{売電単価} \times (\text{電気出力} + \text{熱出力}) \times \frac{\text{売熱単価}}{\text{売電単価}}}{\text{燃料消費量} \times \text{燃料単価}} \end{aligned}$$

ここで、売電単価、売熱単価、燃料単価は一定値であり、したがって、入熱燃料費に

$$\text{対する出熱エネルギー売上高の比は} \frac{\text{電気出力} + \text{熱出力} \times \frac{\text{売熱単価}}{\text{売電単価}}}{\text{燃料消費量}}$$

なる。そして、この値の百分率表示を修正プラント熱効率と呼称することになると、次のようになる。

$$\text{修正プラント熱効率 (\%)} = \frac{\text{電気出力} + \text{熱出力} \times \frac{\text{売熱単価}}{\text{売電単価}}}{\text{燃料消費量}} \times 100$$

このように、修正プラント熱効率は経済性に連係したコージェネレーション・システムの性能評価指標であることが分かる。なお、この式から分かるように、売電単価と売熱単価が等しければ、修正プラント熱効率は通常のプラント熱効率に等しくなる。

2.3.3 検討結果

前記検討条件に基づいて、最新形 H25 ガスタービンと 8 種類の HRSG システムを組合せた 8 の GTCS についてヒートバランスを計算し、各 GTCS の性能数値(発電出力、熱出力、発電効率、プラント熱効率、修正熱効率、HRSG 出口ガス温度、HRSG 伝熱面積等)を求めた。なお、HRSG の性能を求めるに当って、ガス側の温度と蒸気・水側の温度の最小温度差は 15°C とした。HRSG のコストは概ねその伝熱面積によって決るので、HRSG システムの差による HRSG の相対的なコスト差を見究めるために HRSG の伝熱面積が計算されている。

修正プラント熱効率を計算するためには、売電単価に対する売熱単価の比が必要となり、次に示す値を採用した。

売電単価=0.04 US\$/kWh

売熱単価=7.3 US\$/Gcal=0.0063 US\$/kWh

次頁の表 2-3-3 は 8 の GTCS のヒートバランス計算結果に基づき前述の性能数値を記載したものである。その表には、2009 年 3 月の NEDO 報告書(熱電併給所高効率ガスタービン・コージェネレーションモデル事業 実施可能性調査)に基づいた既設 STCG の冬期条件下での性能数値も併せて記載されている。

表 2-3-3 ヒートバランス計算結果による各 GTCS の性能数値

プラント	既設 STCS	新設 GTCS							
		高圧蒸気 脱気器なし	高圧蒸気 脱気器あり	中圧蒸気 脱気器なし	中圧蒸気 脱気器あり	高/中圧蒸気 脱気器あり	中/低圧蒸気 脱気器あり	高圧蒸気 温水	温水
HRSG 形式	-								
発電出力 (MW)	20.7	58.2	58.2	58.2	58.2	58.2	58.2	58.2	58.2
熱出力 (Gcal/hr)	889.8	77.4	75.8	82.8	80.8	76.4	81.4	96.4	103.6
給水熱入力 (Gcal/hr)	29.0	10.6	6.9	12.1	7.9	7.2	8.1	15.3	22.4
戻入温水熱入力 (Gcal/hr)	461.8	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料入熱量 (Gcal/hr)	476.0	145.5	145.5	145.5	145.5	145.5	145.5	145.5	145.5
HRSG 排ガス温度 (°C)	90-110	177	166	154	140	163	138	90	90
HRSG 伝熱面積 (m ²) ^{注1}	-	8,326	8,554	7,678	8,044	6,493	5,765	7,739	4,470
発電効率 (%)	3.7	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4
プラント熱効率 (%)	87.6	80.3	81.8	83.0	84.5	82.0	84.8	90.2	90.2
修正プラント熱効率 (%)	16.9	41.6	41.9	42.0	42.3	41.9	42.3	43.2	43.2

尚、各 GTCS のヒートバランス線図を後続頁に添付する。

2.3.4 検討結果の概要

HRSG のシステムによって、GTCS のプラント熱効率には大きな差(80%~90%)が生じるが、修正プラント熱効率の差は僅差である。

伝熱面積の大きい HRSG システムの GTCS のプラント熱効率あるいは、修正プラント熱効率は必ずしも高いとは限らない。

高圧蒸気だけを回収する HRSG システムの伝熱面積は最大となっているが、その GTCS のプラント熱効率あるいは、修正プラント熱効率は最低となっている。

温水だけを回収する HRSG システムの伝熱面積は最小(高圧蒸気だけを回収する HRSG システムの約 50%)となっているが、その GTCS のプラント熱効率あるいは、修正プラント熱効率は最高となっている。

この表から分かるように、既設 STCS と GTCS では、HRSG システム形式によってはプラント熱効率に差はないが、修正プラント熱効率には決定的な差がある。STCS と GTCS では、燃料による熱入力に対する電気出力と熱出力の合計の熱出力の比に差は無い。しかし、GTCS と STCS では、熱出力と電気出力の比率に大きな差がある。言い換えれば、GTCS では、売価の安い熱出力に対する売価の高い電気出力の比率が高いために、STCS より修正プラント熱効率が高くなる。GT コージェネレーション・システムが従来形の ST コージェネレーション・システムより優れていると言われる理由である。したがって、本プロジェクトは、電気出力の熱出力に対する割合が大きいという GTCS の特性を利用して、タシケント熱併給発電所での熱供給量は現状のままで高効率発電を可能とし、他の既存発電所の燃料焼き減らしに繋げるものである。

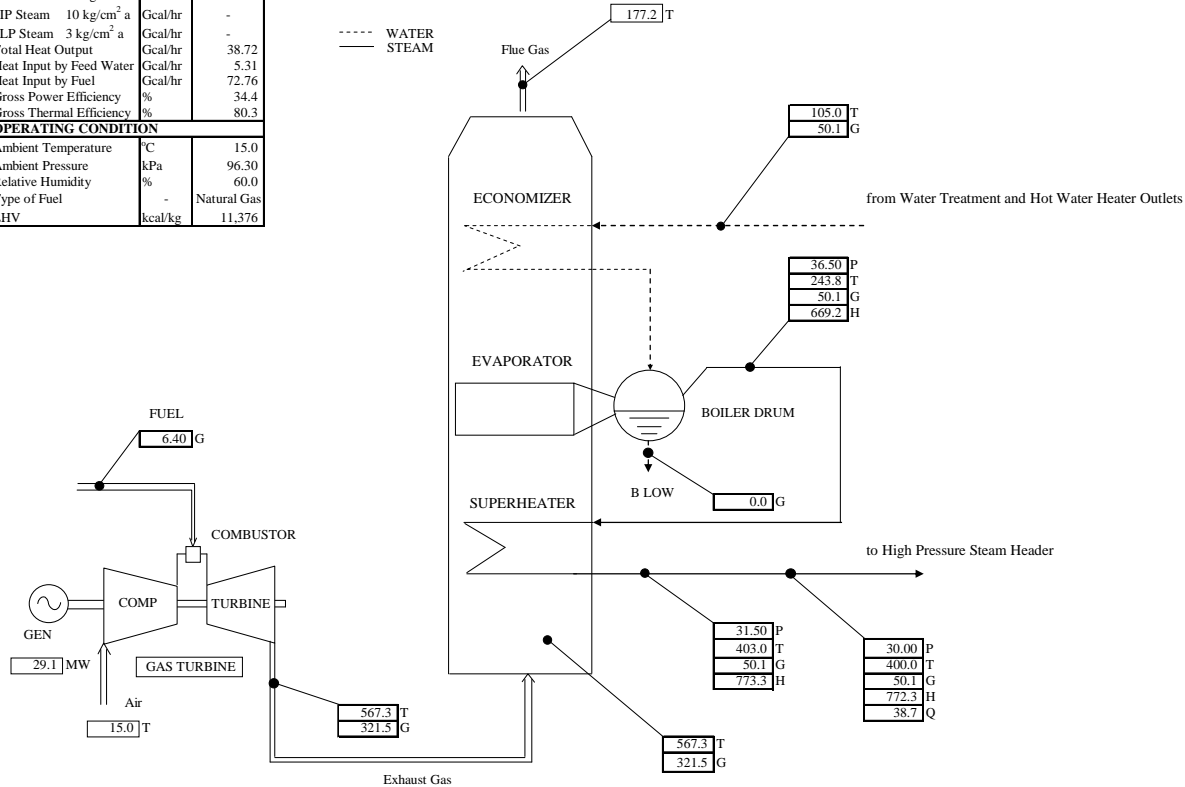
2.3.5 検討結果のまとめ

検討結果、GT コージェネレーション・システムの性能は、HRSG システムによってプラント熱効率には大きな差があることが分かる。しかし、売熱価値を評価した修正プラント熱効率には大きな差はない。GTCS の設備コストの面からは、HRSG 伝熱面積が少ない温水回収形 GTCS(HW 方式)が有利と考えられる。

しかし、本プロジェクトでは、既設 STCS との統合を考慮しており、最終的には統合されたシステムの最適化を検討する必要がある。そのために、次項で代表的な 3 つの HRSG システム(HP Stm w/o Dea, IP Stm w Dea, HW)の GTCS と既設 STCS を統合するケースについてそのヒートバランスを計算し、その結果に基づいて統合システムの性能、運用性、操作性、保守性等の観点から比較検討し、最適な統合コージェネレーション・システムを決定する。

PERFORMANCE		
GT Gross Power Output	kW	29,104
Heat Output by Steam		
HP Steam 30 kg/cm ² a	Gcal/hr	38.7
IP Steam 10 kg/cm ² a	Gcal/hr	-
LP Steam 3 kg/cm ² a	Gcal/hr	-
Total Heat Output	Gcal/hr	38.72
Heat Input by Feed Water	Gcal/hr	5.31
Heat Input by Fuel	Gcal/hr	72.76
Gross Power Efficiency	%	34.4
Gross Thermal Efficiency	%	80.3
OPERATING CONDITION		
Ambient Temperature	°C	15.0
Ambient Pressure	kPa	96.30
Relative Humidity	%	60.0
Type of Fuel		Natural Gas
LHV	kcal/kg	11,376

P kg/cm ² a	T °C
G t/hr	H kcal/kg
Q Gcal/hr	



Heat Balance Diagram
 High Pressure Steam Recovery System without Deaerator
 Type of Gas Turbine Hitachi H 25

図 2-3-9 脱気器なし高圧蒸気回収形 HRSG システム GTCS のヒートバランス線図

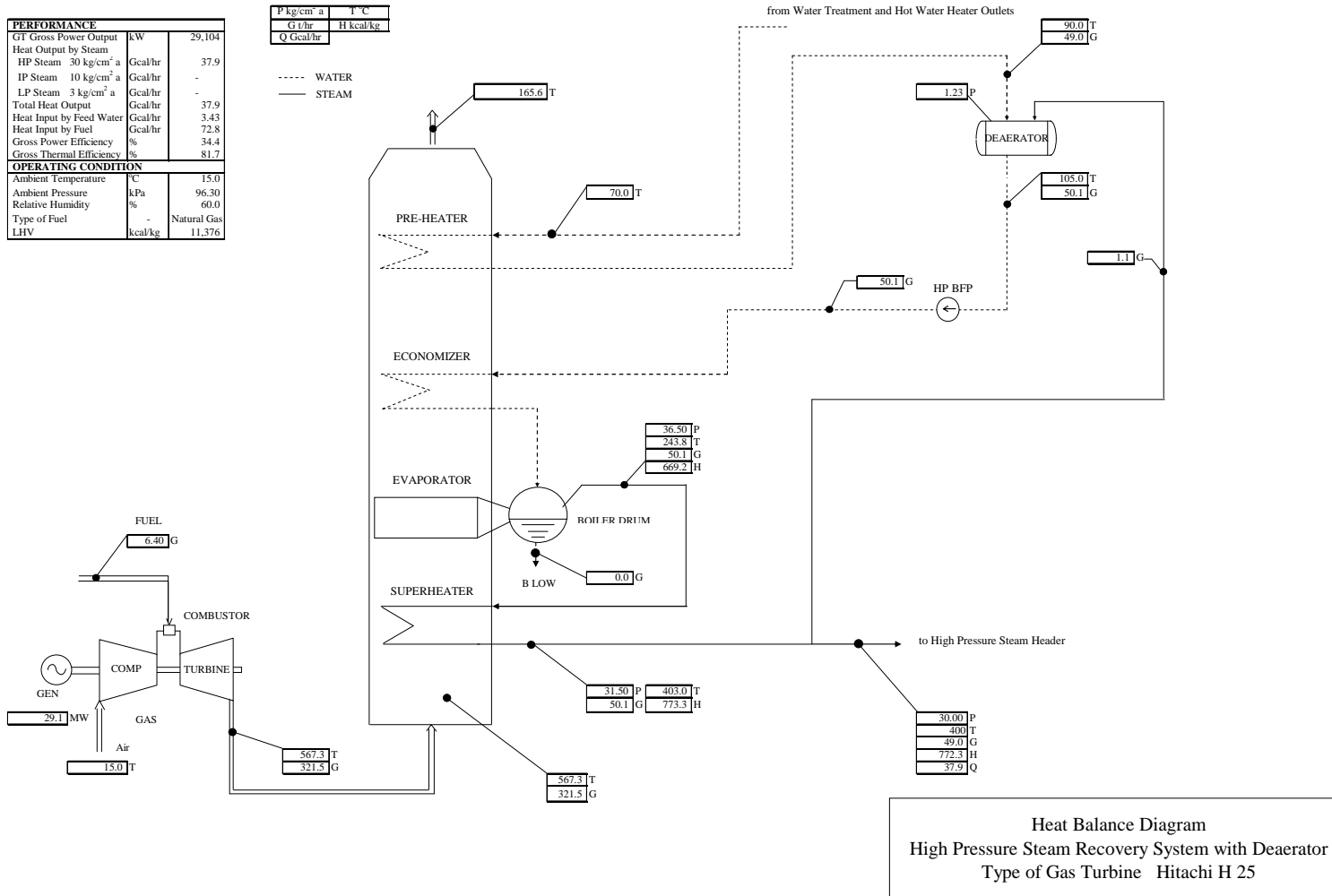


図 2-3-10 脱気器あり高圧蒸気回収 HRSG システム GTCS のヒートバランス線図

PERFORMANCE		
GT Gross Power Output	kW	29,104
Heat Output by Steam		
HP Steam 30 kg/cm ² a	Gcal/hr	41.4
IP Steam 10 kg/cm ² a	Gcal/hr	-
LP Steam 3 kg/cm ² a	Gcal/hr	-
Total Heat Output	Gcal/hr	41.4
Heat Input by Feed Water	Gcal/hr	6.07
Heat Input by Fuel	Gcal/hr	72.8
Gross Power Efficiency	%	34.4
Gross Thermal Efficiency	%	83.0
OPERATING CONDITION		
Ambient Temperature	°C	15.0
Ambient Pressure	kPa	96.30
Relative Humidity	%	60.0
Type of Fuel		Natural Gas
LHV	kcal/kg	11,376

P kg/cm ² a	T °C
G t/hr	H kcal/kg
Q Gcal/hr	

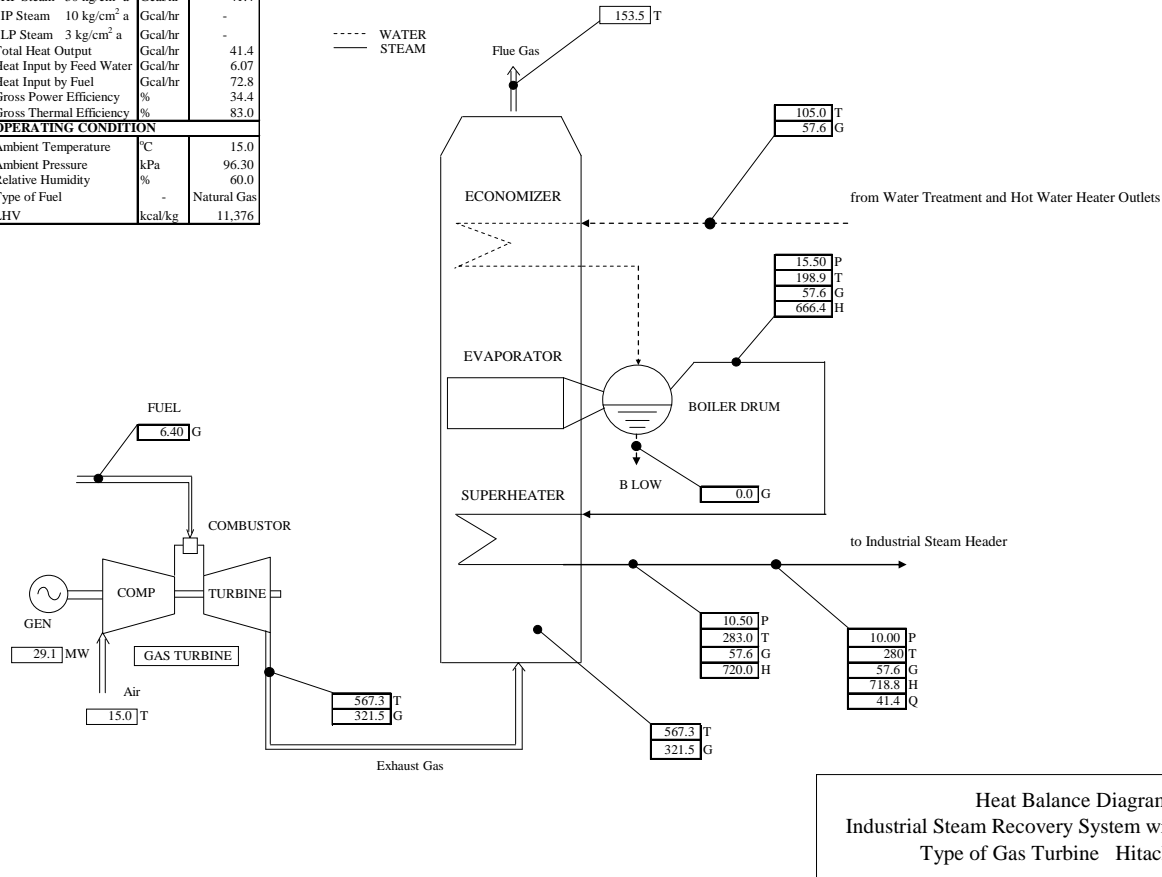


図 2-3-11 脱気器なし中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図

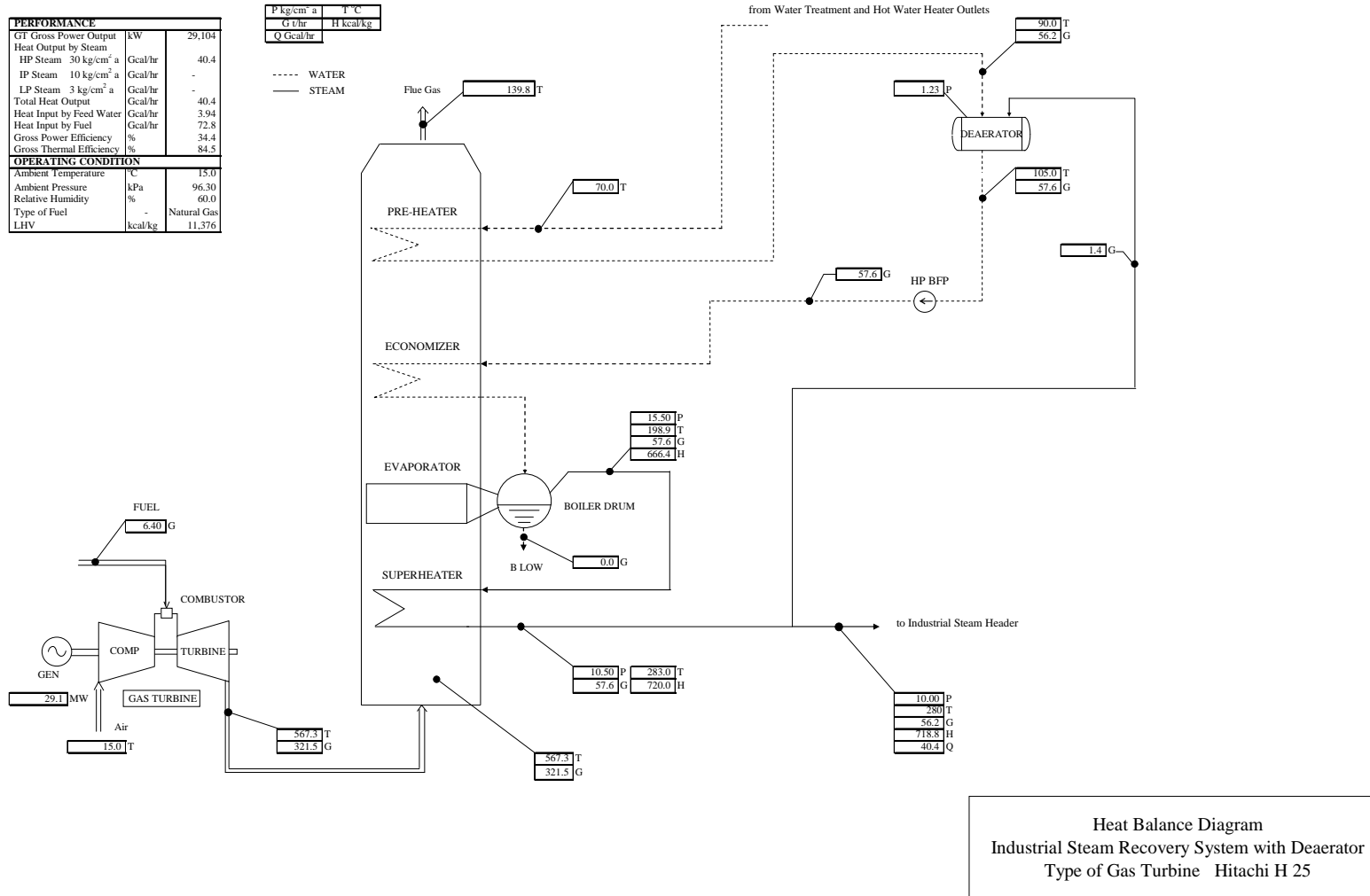


図 2-3-12 脱気器あり中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図

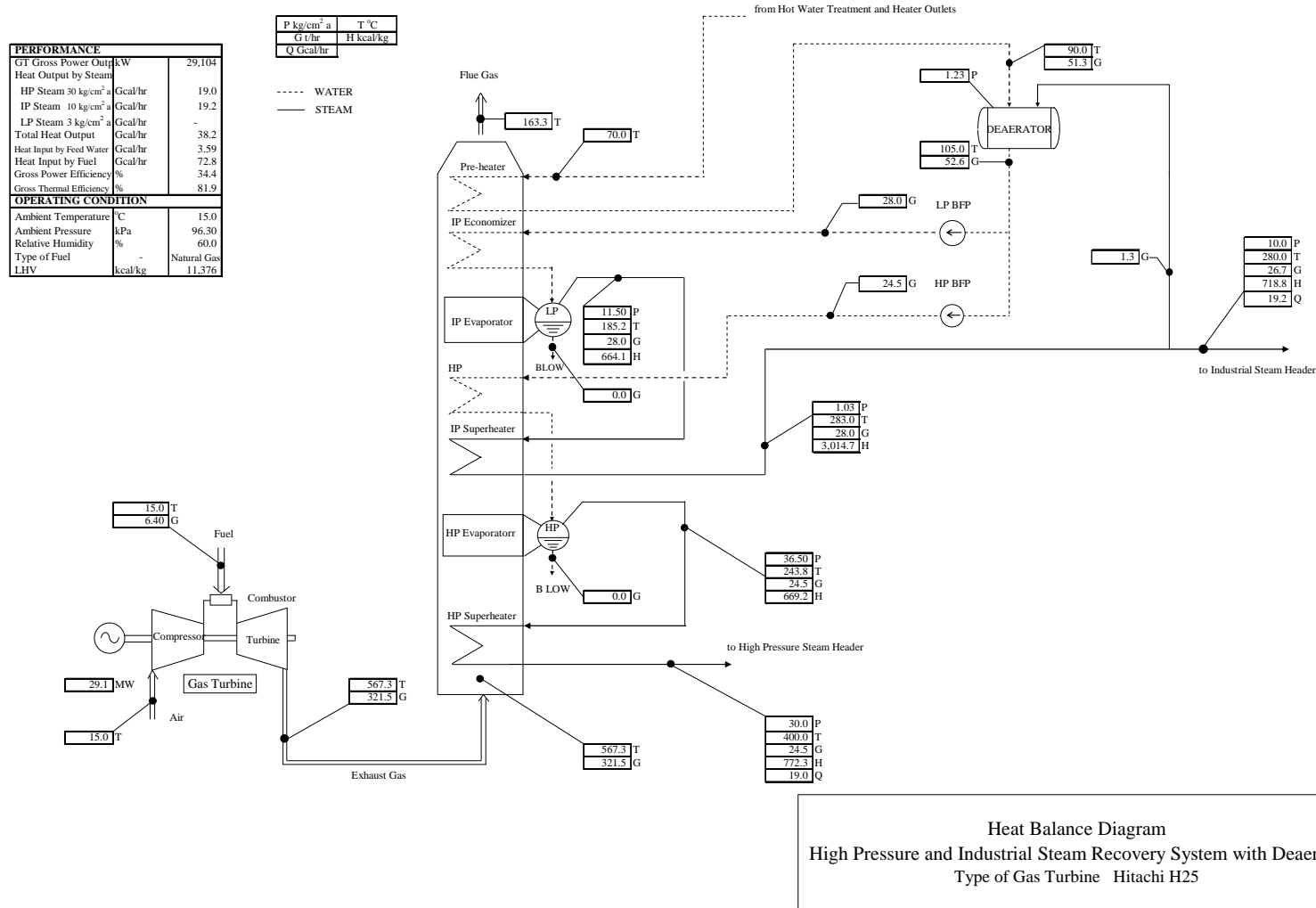


図 2-3-13 脱気器あり高・中圧蒸気回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図

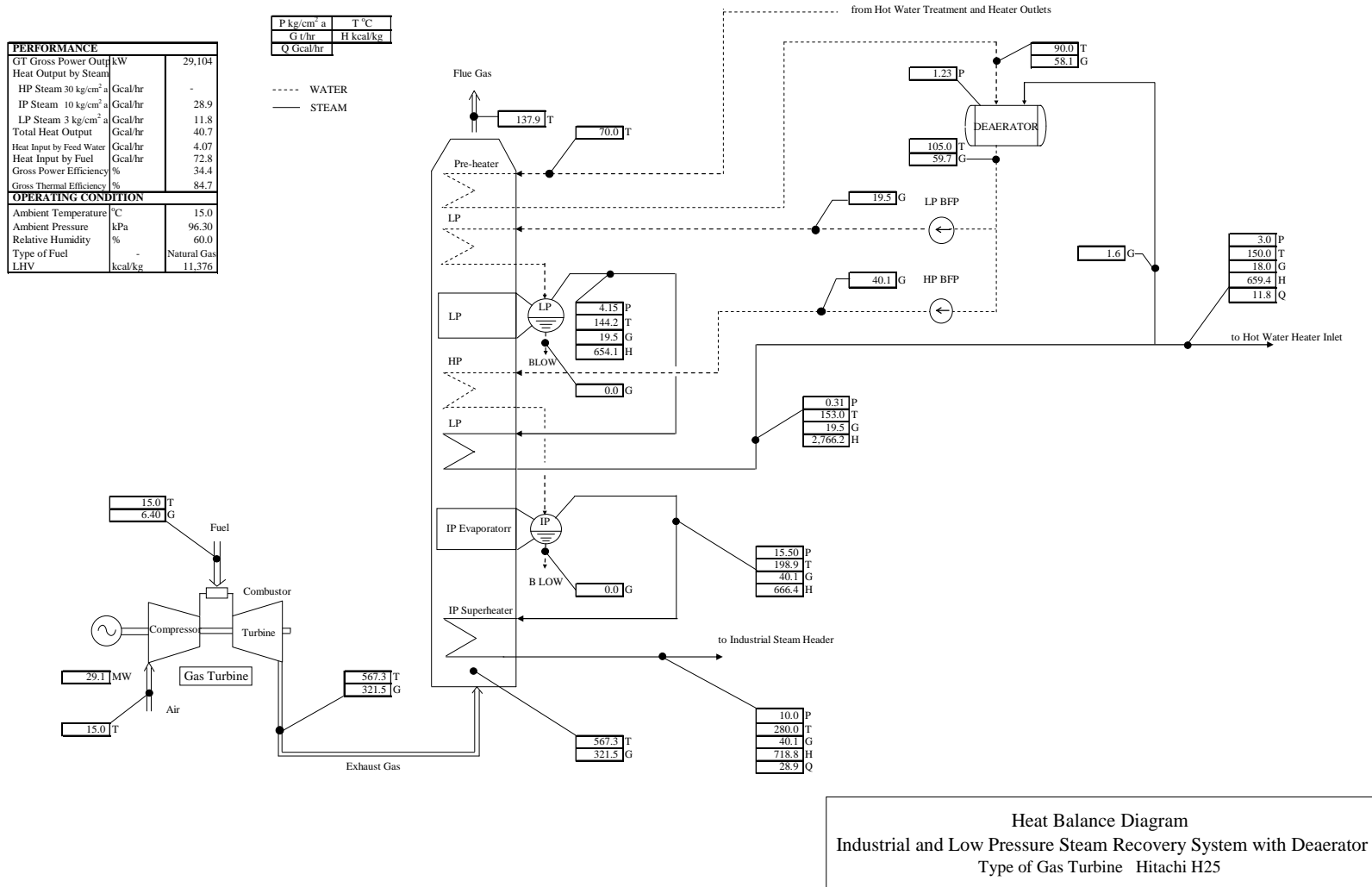


図 2-3-14 脱気器あり中・低圧蒸気回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図

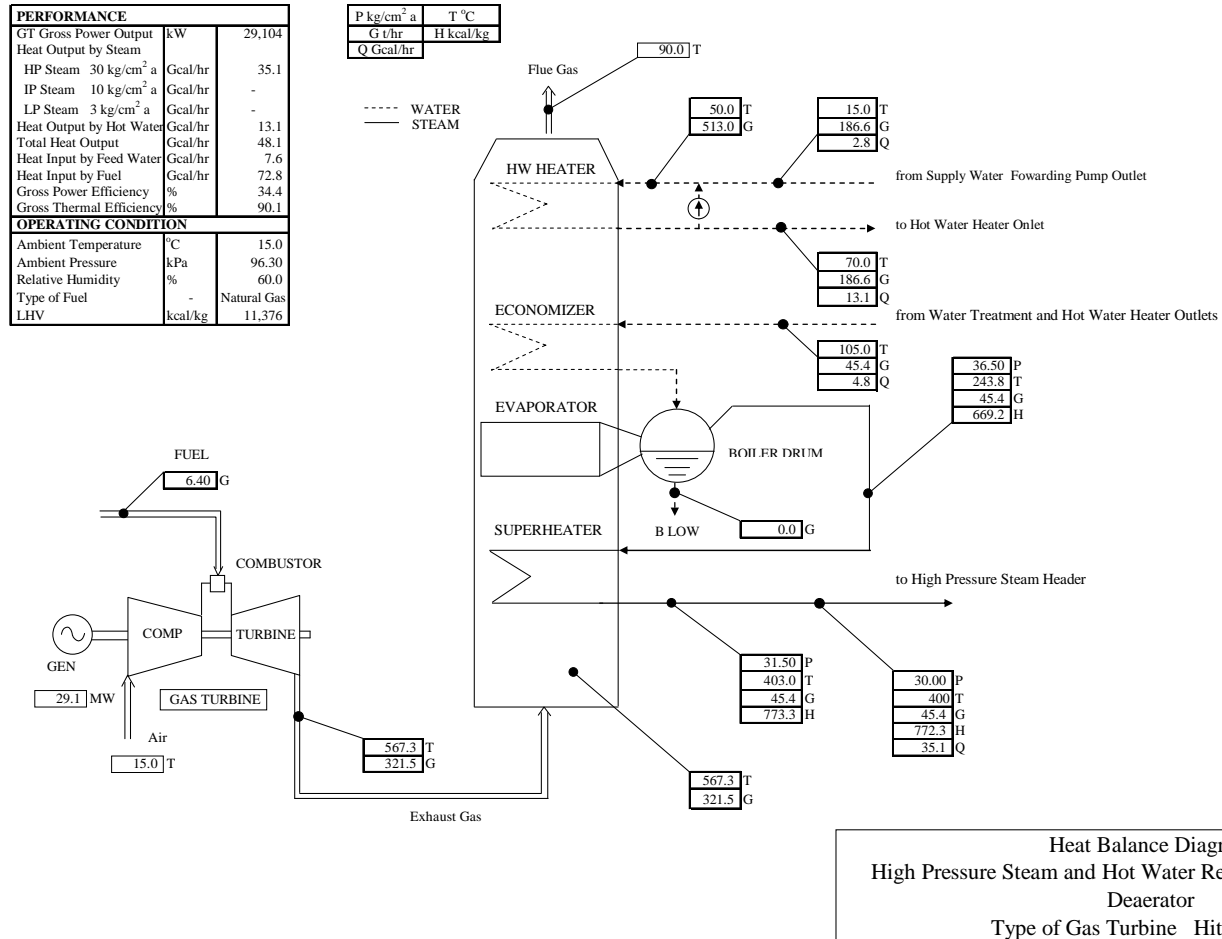
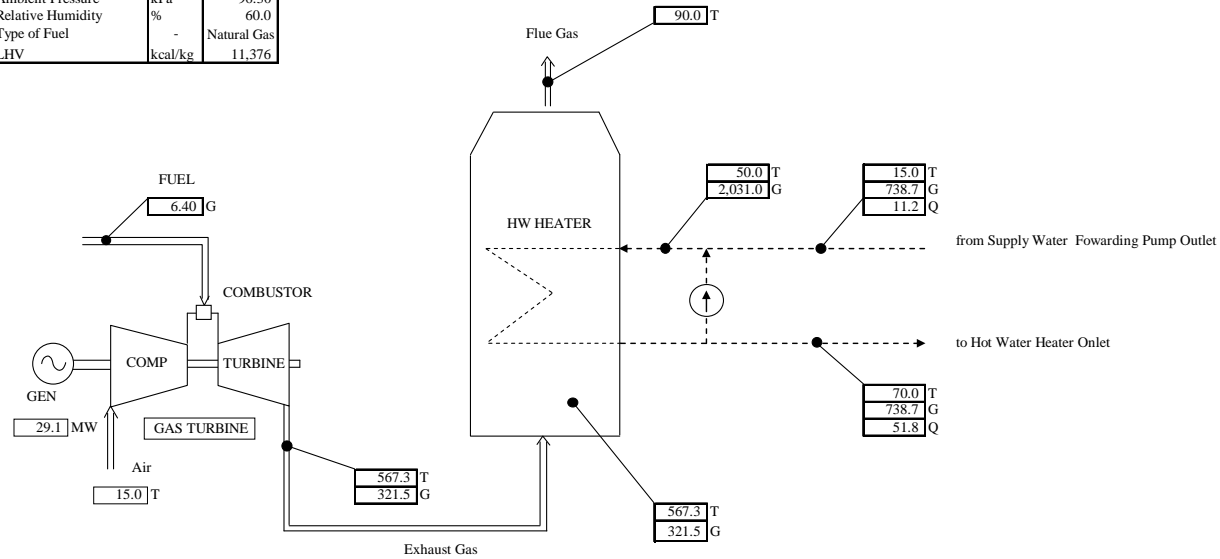


図 2-3-15 高圧蒸気/温水回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図

PERFORMANCE		
GT Gross Power Output	kW	29,104
Heat Output by Steam		
HP Steam 30 kg/cm ² a	Gcal/hr	-
IP Steam 10 kg/cm ² a	Gcal/hr	-
LP Steam 3 kg/cm ² a	Gcal/hr	-
Heat Output by Hot Water	Gcal/hr	51.8
Total Heat Output	Gcal/hr	51.8
Heat Input by Feed Water	Gcal/hr	11.20
Heat Input by Fuel	Gcal/hr	72.8
Gross Power Efficiency	%	34.4
Gross Thermal Efficiency	%	90.1
OPERATING CONDITION		
Ambient Temperature	°C	15.0
Ambient Pressure	kPa	96.30
Relative Humidity	%	60.0
Type of Fuel	-	Natural Gas
LHV	kcal/kg	11,376

P kg/cm ² a	T °C
G t/hr	H kcal/kg
Q Gcal/hr	

----- WATER
 ——— STEAM



Heat Balance Diagram
 Hot Water Recovery System without Deaerator
 Type of Gas Turbine Hitachi H 25

図 2-3-16 温水回収 HRSG システム GTCS ヒートバランス線図

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適 GTCS システムの検討

新設するガスタービン・コジェネレーション・システム (GTCS) は、ガスタービン排熱から回収した熱を既設熱併給発電所で利用することで、高効率の発電を可能とする。ここでは、高圧蒸気、中圧蒸気、及び温水の 3 ケースの GTCS を既設システムと組み合わせる場合について、経済性を比較評価する。

(1) 検討条件

a) 一般条件

- 既設の発電電力、温水供給量及び蒸気供給量は、過去 10 年間の実績調査で変化が見られないこと及び将来予測でも具体的な増加計画がないことから、GTCS 導入前後で変化しないものとする。
- NEDO の GTCS が H-25(2007 年 GTW)ガスタービン(1 台)に対し、JICA の GTCS は、納入時期の違いから最新式 H-25 型ガスタービン(2 台)を想定する。
- 年間運転日数は、既設設備は夏季に 14 日間の停止を見込み 351 日とする。GTCS は、NEDO、JICA 共に既設と同じとする。夏季と冬季の運転日数は、既設プラント熱収支計算結果から計算される年間エネルギー供給量が 2008 年実績値と合致するように 351 日を割り振った日数とする。
- プラント熱収支計算は、エネルギー供給量が季節により格差があることを考慮して、夏季 (温水ボイラ停止) と冬季 (温水ボイラ運転) に分けて検討する。
- 大気温度は夏季 25°C、冬季 5°C とする。大気圧と湿度は年間を通してそれぞれ 96.3kPa 及び 60% とする。
- 使用燃料は、既設ボイラ、新設 GTCS 共に天然ガスを使用する。
- 新設 GTCS の発電電力は、他の発電所の老朽化した設備の負荷を下げ、乃至、停止によって調整され、ウズベキスタン国合計の発電量は GTCS 導入前後で変化しないものとする。
- 経済性評価は、GTCS 導入前後のウズベキスタン国全体での年間燃料使用量を現在価値に換算したもて評価する。

b) 年間の発電電力、温水供給量、及び蒸気供給量

経済性評価を行う際の既設設備の年間の発電電力、温水供給量及び蒸気供給量は、下表に示す 2008 年実績と同等とする。

表 2-4-1 年間の発電電力、温水供給量、及び蒸気供給量 (2008 年実績)

年間の発電電力量	139.4x103Gcal/year (162.1GWh/year)
年間の温水供給熱量	1623.0x103Gcal/year
年間の蒸気供給熱量	28.6x103Gcal/year

c) タシケント熱併給発電所での蒸気及び温水供給熱量

タシケント熱併給発電所が供給する熱量は、GTCS 導入前後で変化せず、夏季及び冬季の供給熱量の内訳は NEDO21 年度報告書を引用して以下の通りとする。

表 2-4-2 蒸気及び温水供給熱量の内訳

供給熱量	単位	夏季	冬季
蒸気	Gcal/h	1.7	9.1
温水	Gcal/h	73.4	389.9
合計	Gcal/h	75.1	399.0

(出所) NEDO21 年度報告書

d) ガスタービン性能

本プロジェクトで採用を想定する 25MW 級ガスタービン H-25 型(最新型)の夏季及び冬季の性能は、Gas Turbine World 2009 年版記載の性能数値から推算し以下の通りとする。また、NEDO プロジェクトで採用する H-25(2007 年モデル)の性能は、NEDO21 年度報告書を引用したものを並べて示す。

表 2-4-3 ガスタービン性能

プロジェクト	—	本プロジェクト		NEDO プロジェクト	
型式 x 数量	—	Hitachi H-25(最新型)x2 台		Hitachi H-25(2007)x1 台	
季節	—	冬季	夏季	冬季	夏季
大気温度	℃	5.0	25.0	5.0	25.0
大気湿度	%	60		60	
大気圧力	mbar	963		963	
発電機出力	MW	30.7	27.3	28.69	25.38
燃料入熱	Gcal/h	75.6	70.2	77.49	71.68
排ガス温度	℃	561	573	552	563
空気流量	t/h	324.6	305.2	309.8	291.3
排ガス流量	t/h	331.2	311.3	323.9	304.5

(出所) 一部 NEDO21 年度報告書より引用

e) 排ガスボイラの性能

本プロジェクトのガスタービン排熱回収方式(HRSG)は、高圧蒸気、中圧蒸気、および温水の3ケースについて比較評価する。各方式の排ガスボイラの夏季と冬季の性能は以下の通りとする。また、NEDOプロジェクトのHRSG性能は、NEDO21年度報告書を引用したものを並べて示す。

表 2-4-4 排ガスボイラの性能

プロジェクト	単位	本プロジェクト						NEDOプロジェクト	
		冬季			夏季			冬季	夏季
季節		5			25			5	25
大気温度	℃	5			25			5	25
排ガス流量	t/h	331.2			311.3			323.9	304.5
排ガス温度(入口)	℃	561			573			552	563
GTCS 熱回収方式	-	高圧蒸気	中圧蒸気	温水	高圧蒸気	中圧蒸気	温水	高圧蒸気	
排ガス温度(出口)	℃	177	140	90	176	139	90	180	180
回収熱量	Gcal/h	34.0	36.9	41.2	33.2	36.0	39.8	32.0	31.4

(出所) 一部 NEDO21 年度報告書より引用

f) 経済性評価条件

経済性評価に使用する天然ガス価格(購入単価)と現在価値係数は、以下の通りとする。

表 2-4-5 天然ガス価格と現在価値係数

天然ガス購入単価(*)	40USD/Gcal
現在価値評価条件	
- 事業期間	25年
- 割引率	12%
- 現在価値係数	7.84

(*) : 天然ガス購入単価は、ロシア国ガスプロム社の2008年欧州向け天然ガス価格水準 326 US\$/1000m³ (40.0 US\$/Gcal) を使用する。

(2) 熱収支計算結果

タシケント熱併給発電所の GTCS 導入前の夏季及び冬季の熱収支 (Plant Heat Balance Diagram) は、NEDO2009 年 3 月報告書を引用した。それをベースとして、GTCS 導入後の熱収支計算を行った。

熱収支の詳細は、(図 2.4.1-1)から(図 2.4.1-8)として本項末尾に示す。

主要性能数値の計算結果は、以下の通りである。

a) タシケント熱併給発電所での発電電力及び送電電力

表 2-4-6 タシケント熱併給発電所での発電電力及び送電電力

項目		GTCS 導入前		GTCS 導入後					
				高圧蒸気方式		中圧蒸気方式		温水方式	
季節		夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
発電電力									
・ 既設蒸気タービン	MW	16.41	20.72	16.41	20.72	8.80	20.72	8.32	20.72
・ NEDO-GTCS	MW	—	—	25.38	28.69	25.38	28.69	25.38	28.69
・ JICA-GTCS	MW	—	—	52.69	61.47	42.91	61.48	40.55	61.47
・ 発電電力合計	MW	16.41	20.72	94.48	110.88	77.09	110.89	74.25	110.88
	MW	ベース	ベース	+78.1	+90.2	+60.7	+90.2	+57.8	+90.1
送電電力	MW	ベース	ベース	+69.5	+85.7	+54.0	+80.2	+51.5	+80.2
JICA-GTC 負荷率(*)	%	-	-	96.4	100	78.5	100	74.2	100

供給熱量が夏季は減少するので、JICA-GTCS の負荷率を下げ調整している。中圧蒸気方式および温水方式では既設受入れ熱量が少なくなるため、負荷率はそれぞれ 78.5%及び 74.2%で、高圧蒸気方式の 96.4%と比較して著しく低下する。

b) タシケント熱併給発電所での燃料消費量

表 2-4-7 タシケント熱併給発電所での燃料消費量

燃料消費量	単位	GTCS 導入前		GTCS 導入後					
				高压蒸気方式		中压蒸気方式		温水方式	
季節	-	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
既設蒸気ボイラ	Gcal/h	103.4	221.3	0.0	110.1	0.0	108.0	0.0	108.0
既設温水ボイラ	Gcal/h	-	254.6	-	254.6	-	254.6	-	254.6
NEDO-GTCS	Gcal/h	-	-	71.7	77.5	71.7	77.5	71.7	77.5
JICA-GTCS	Gcal/h	-	-	135.4	151.2	108.8	151.2	104.2	151.2
合計	Gcal/h	103.4	475.9	207.1	593.4	180.4	591.2	175.9	591.2
	Gcal/h	ベース	ベース	+103.7	+117.5	+77.1	+115.3	+72.6	+115.3

c) 他の発電所での送電電力と燃料消費量

タシケント熱併給発電所での GTCS 導入による送電電力増加分は、ウズベキスタン国内の他の発電所の電力量と、発電に要していた燃料を節約できる。

表 2-4-8 他の発電所での送電電力と燃料消費量

他の発電所	単位	GTCS 導入前		GTCS 導入後					
				高压蒸気方式		中压蒸気方式		温水方式	
		夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
送電端電力	MW	base	base	-69.5	-80.2	-54.0	-80.2	-51.5	-80.2
燃料消費量	Gcal/h	base	base	-194.0	-224.1	-150.8	-224.1	-143.7	-224.1

備考：送電端電力は、タシケント熱併給発電所での増加分である。燃料消費量は、ウズベキスタン国発電所の 2008 年実績送電端効率 30.8% を使用して算出している。

d) GTCS 導入による燃料消費量削減効果

ウズベキスタン国全体で供給熱量と電力量を変化させない場合、燃料消費量は GTCS 導入によって以下の通り削減される。

表 2-4-9 GTCS 導入による燃料消費量削減効果

GTCS 導入による燃料消費量削減	単位	GTCS 導入前		GTCS 導入後					
				高压蒸気方式		中压蒸気方式		温水方式	
		夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
燃料消費量	Gcal/h	base	base	-103.1	-121.7	-70.6	-123.9	-71.2	-108.8

(3) GTCS 導入による燃料消費量低減の現在価値

GTCS 導入による燃料消費量低減分を現在価値として評価すると、高压蒸気方式、中压蒸気方式及び温水方式でそれぞれ 255 百万ドル、230 百万ドル、及び 225 百万ドル現状より有利である。

また、高压蒸気方式は、中压蒸気方式より 25 百万ドル、温水方式より 30 百万ドル有利である。

表 2-4-10 GTCS 導入による燃料消費量低減の現在価値

燃料消費量低減の現在価値	単位	GTCS 導入前		GTCS 導入後					
				高压蒸気方式		中压蒸気方式		温水方式	
		夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
燃料消費量	Gcal/h	base	base	-90.3	-106.6	-73.7	-108.8		
年間運転日数(*)	Day	219	132	219	132	219	132	219	132
年間燃料消費量	103Gcal	base	base	-475	-338	-387	-345	-374	-345
	103Gcal	base		-812		-732		-719	
天然ガス単価	USD/Gcal	40		40		40		40	
年間燃料代	百万 USD	base		-32.5		-29.3		-28.7	
現在価値係数(**)	-	7.84		7.84		7.84		7.84	
燃料代現在価値	百万 USD	Base		-255		-230		-225	
	百万 USD	+255		base		+25		+30	

(*) : 年間運転日数は、既設設備の 4 月と 9 月各 7 日間停止するとして 351 日とし、GTCS は NEDO、JICA 共に既設と同じとしている。夏季と冬季の運転日数は、年間の熱出力合計(Gcal/year)が 2008 年実績と一致するように割り振った。

(**) : 現在価値係数は、事業期間 25 年、割引率 12%として 7.84 としている。

(4) GTCS 熱回収方式の経済性比較結果

GTCS 導入によって、他の効率の低い既設火力発電所で消費されていた天然ガスの燃費減らしを行うことができる。現在価値法で 25 年間の燃料費を評価すると高圧蒸気方式、中圧蒸気方式、及び温水方式の各 GTCS を導入することで、それぞれ 255 百万 USD、230 百万 USD、及び 225 百万 USD の燃料代を低減できる。

また、GTCS 各方式間で同様に比較すると、高圧蒸気方式は、中圧蒸気方式や温水方式に比べて、それぞれ 25 百万 USD 及び 30 百万 USD の燃料代を低減できる。排ガスボイラの建設費は高圧蒸気方式の場合 10 百万 USD 前後なので、中圧蒸気方式や温水方式の採用による建設費削減額は多くても数百万 USD 程度である。したがって、中圧蒸気方式や温水方式の採用による建設費の削減量は燃料費削減差 25 百万 USD 及び 30 百万 US ドルと比較してかなり小さいため高圧蒸気方式の方が経済的と評価できる。

技術的観点からは高圧蒸気方式 GTCS は、中圧蒸気方式や温水方式に比べて

- i) GTCS 用の脱気器が不要である。
- ii) 補給水設備が不要である。
- iii) 給水ポンプやボイラ循環水ポンプ(温水方式の場合)が不要である。
- iv) 既設設備と新設 GTCS の位置が 100m 以上はなれており、連絡配管サイズが小さい高圧方式が有利である。
- v) 既設蒸気タービン発電機の発電電力に対する制限が少ない。

など設備構成がシンプルで、運用性、補修性の面からも優れている。

(5) 結論

既設蒸気タービンと組み合わせたトータルシステムとしてタシケント熱併給発電所で採用する最適 GTCS は高圧蒸気方式である。

(添付資料)

経済性評価に使用した GTCS 導入前及び GTCS 導入後の熱収支図(Heat Balance Diagram)を以下に添付する。

熱収支図(Heat Balance Diagram)

- (図 2-4-1) GTCS 導入前-夏季
- (図 2-4-2) GTCS 導入前-冬季
- (図 2-4-3) GTCS(高圧蒸気方式)導入後-夏季
- (図 2-4-4) GTCS(高圧蒸気方式)導入後-冬季
- (図 2-4-5) GTCS(中圧蒸気方式)導入後-夏季
- (図 2-4-6) GTCS(中圧蒸気方式)導入後-冬季
- (図 2-4-7) GTCS(温水方式)導入後-夏季
- (図 2-4-8) GTCS(温水方式)導入後-冬季

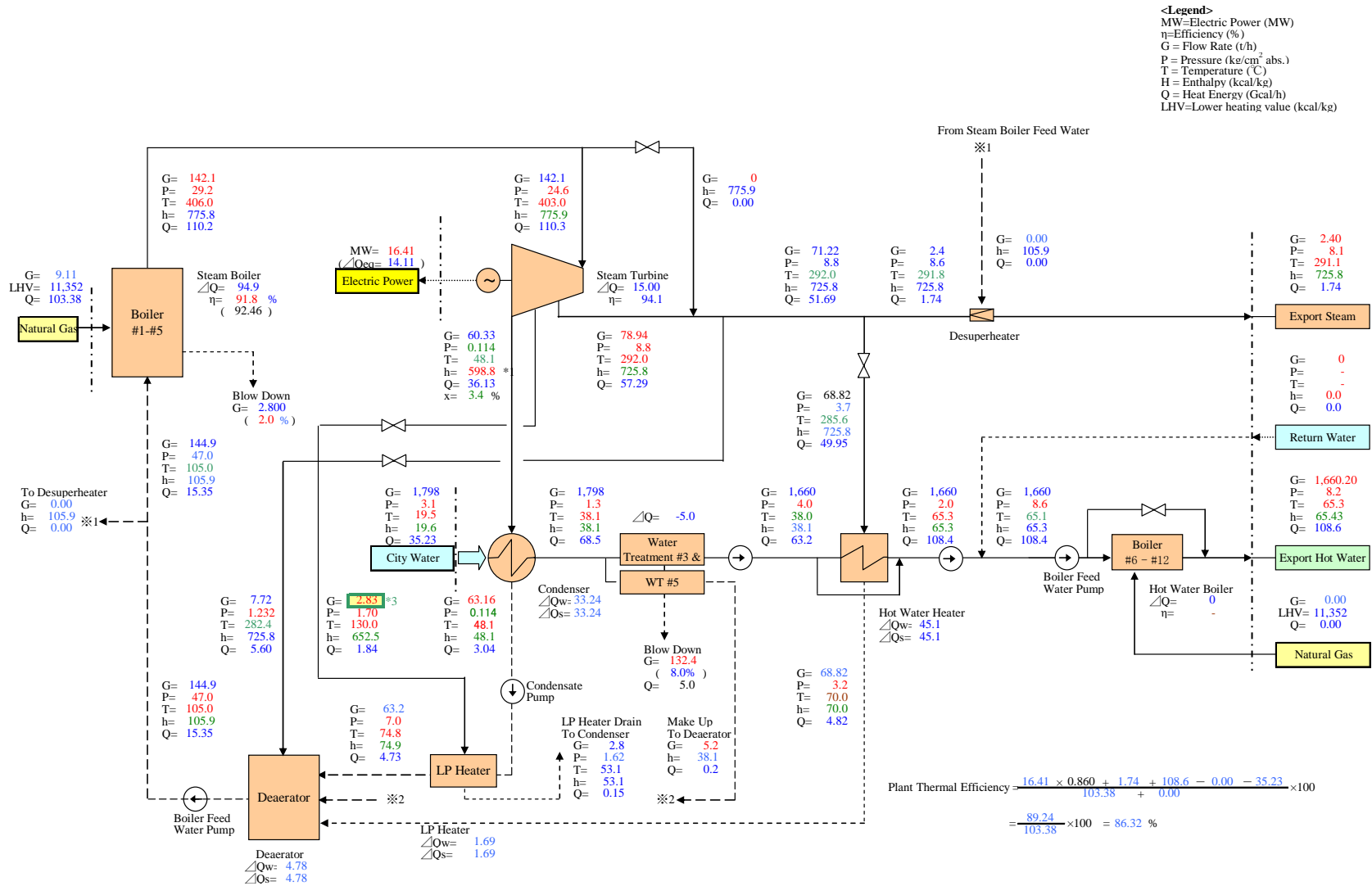


図 2-4-1 GTCS 導入前-夏季

<Legend>
 MW=Electric Power (MW)
 η=Efficiency (%)
 G = Flow Rate (t/h)
 P = Pressure (kg/cm² abs.)
 T = Temperature (°C)
 H = Enthalpy (kcal/kg)
 Q = Heat Energy (Gcal/h)
 LHV=Lower heating value (kcal/kg)

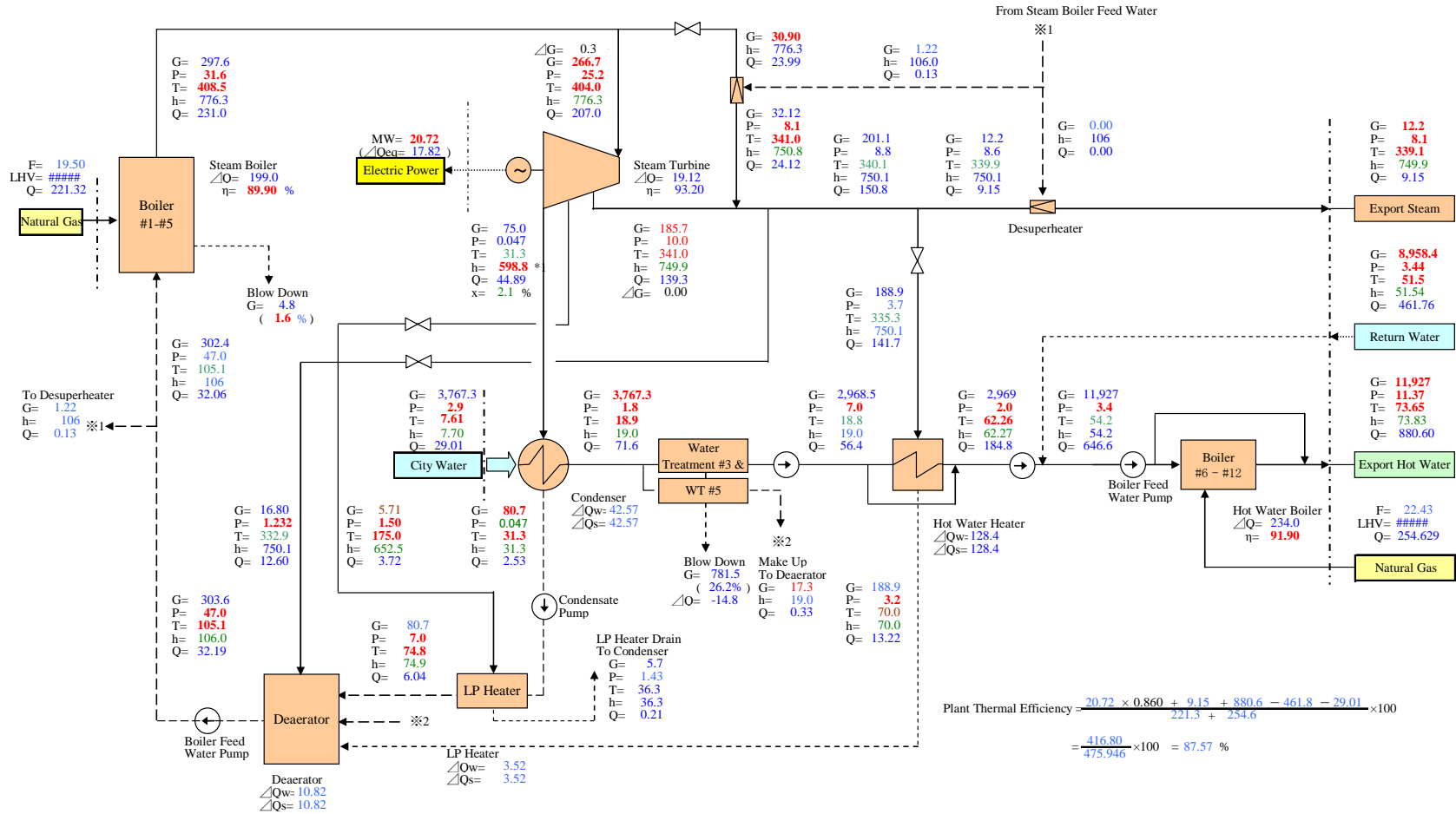


図 2-4-2 GTCS 導入前-冬季

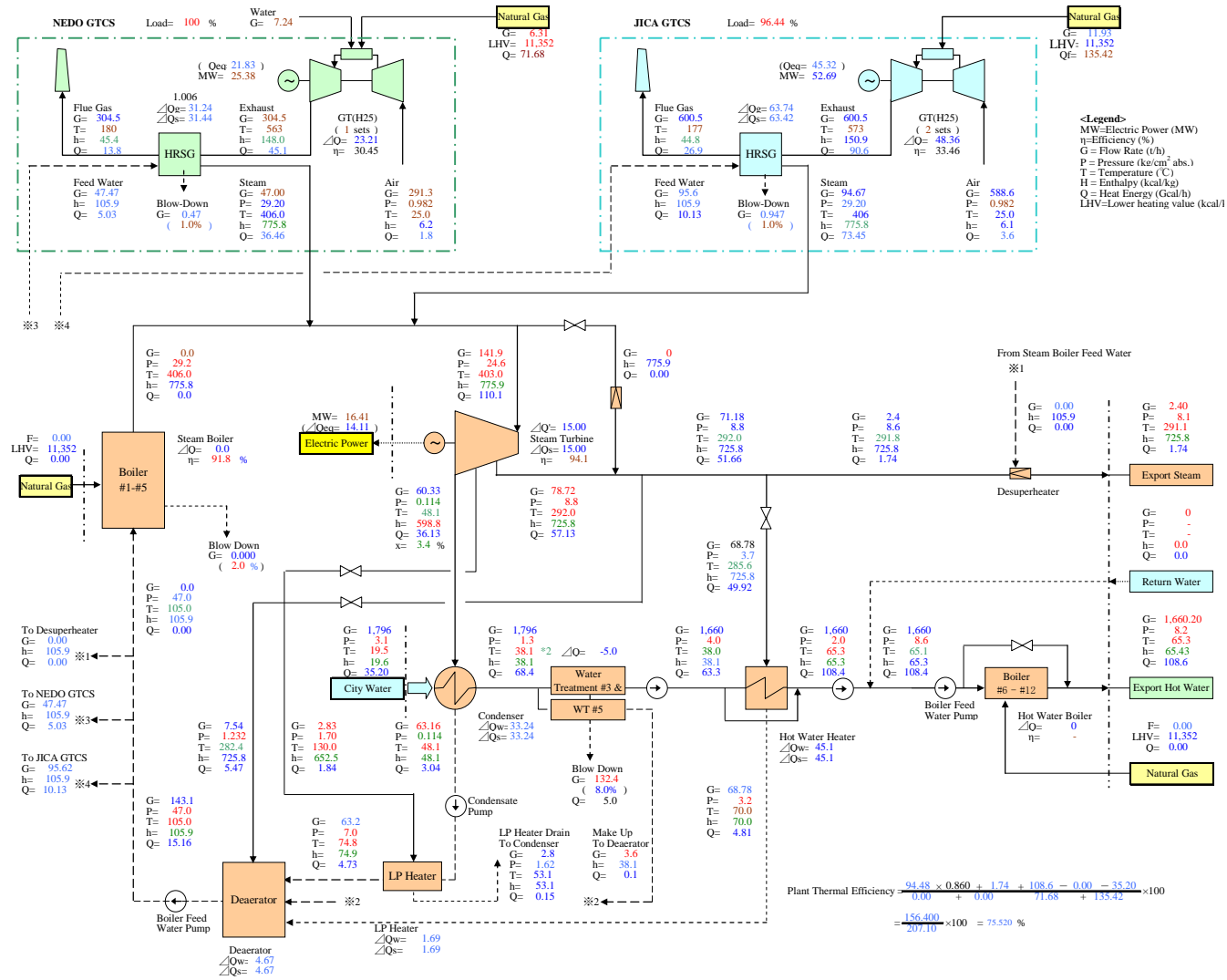


図 2-4-3 GTCS(高圧蒸気方式)導入後-夏季

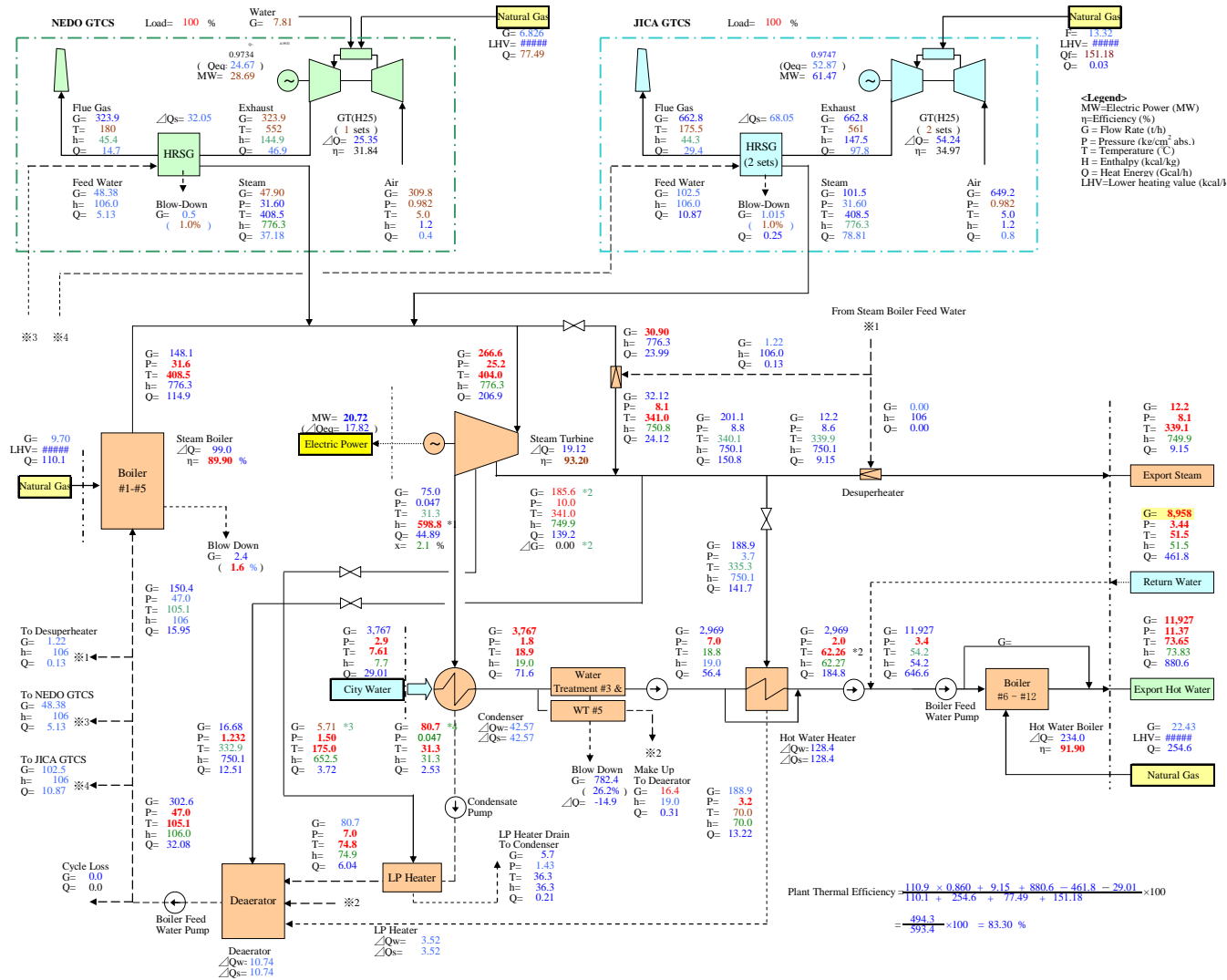


図 2-4-4 GTCS(高压蒸気方式)導入後-冬季

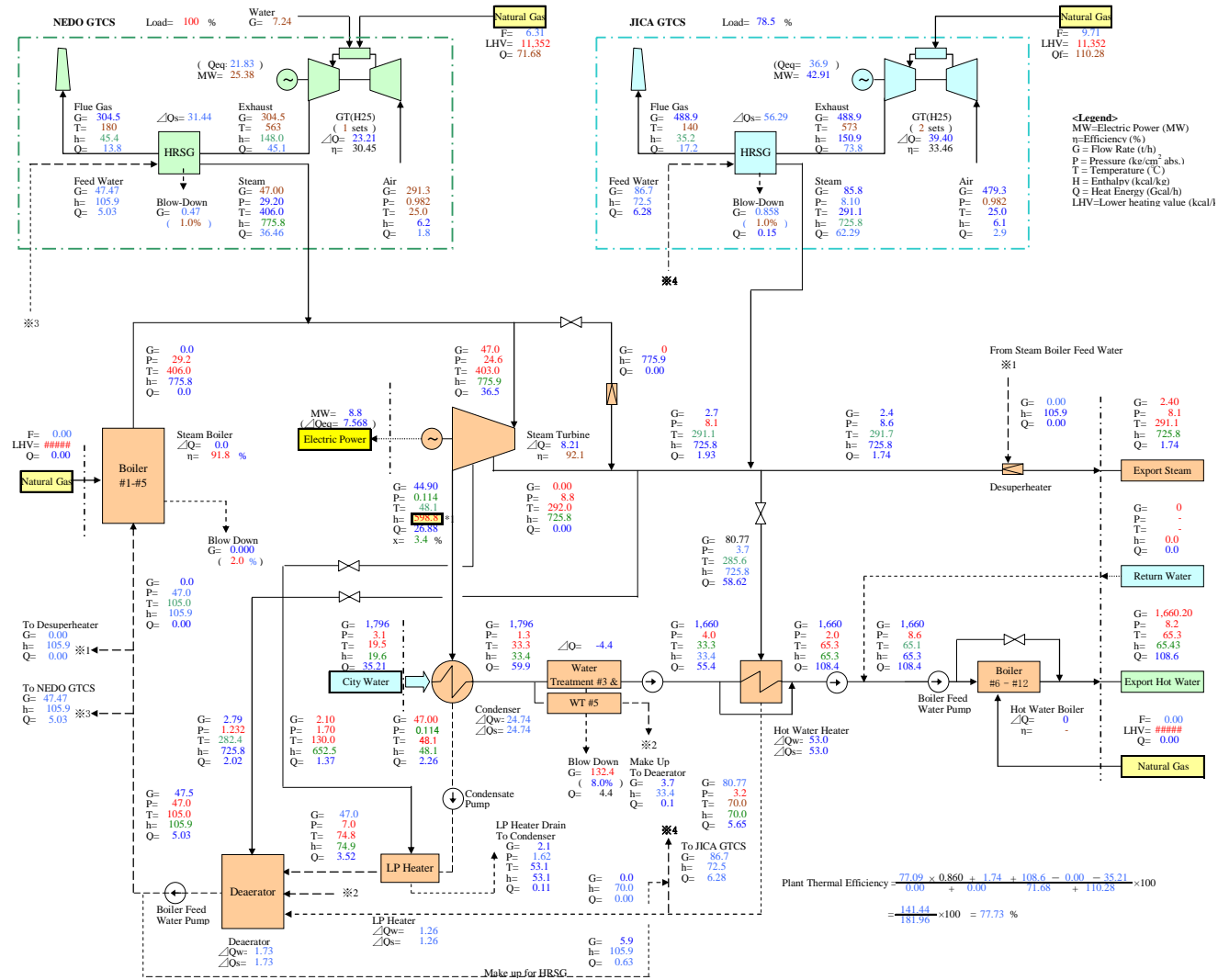


図 2-4-5 GTCS(中圧蒸気方式)導入後-夏季

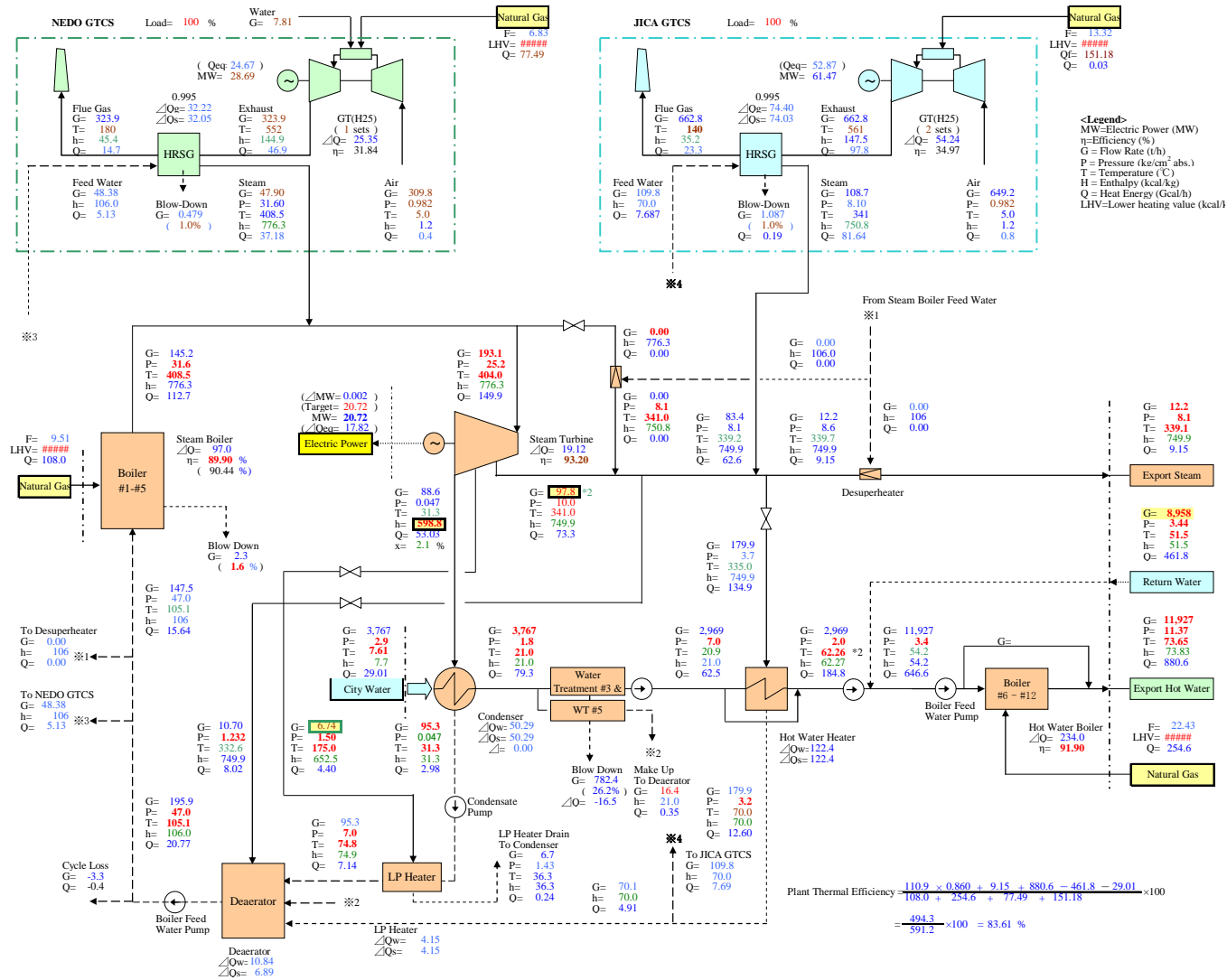


図 2-4-6 GTCS(中圧蒸気方式)導入後-冬季

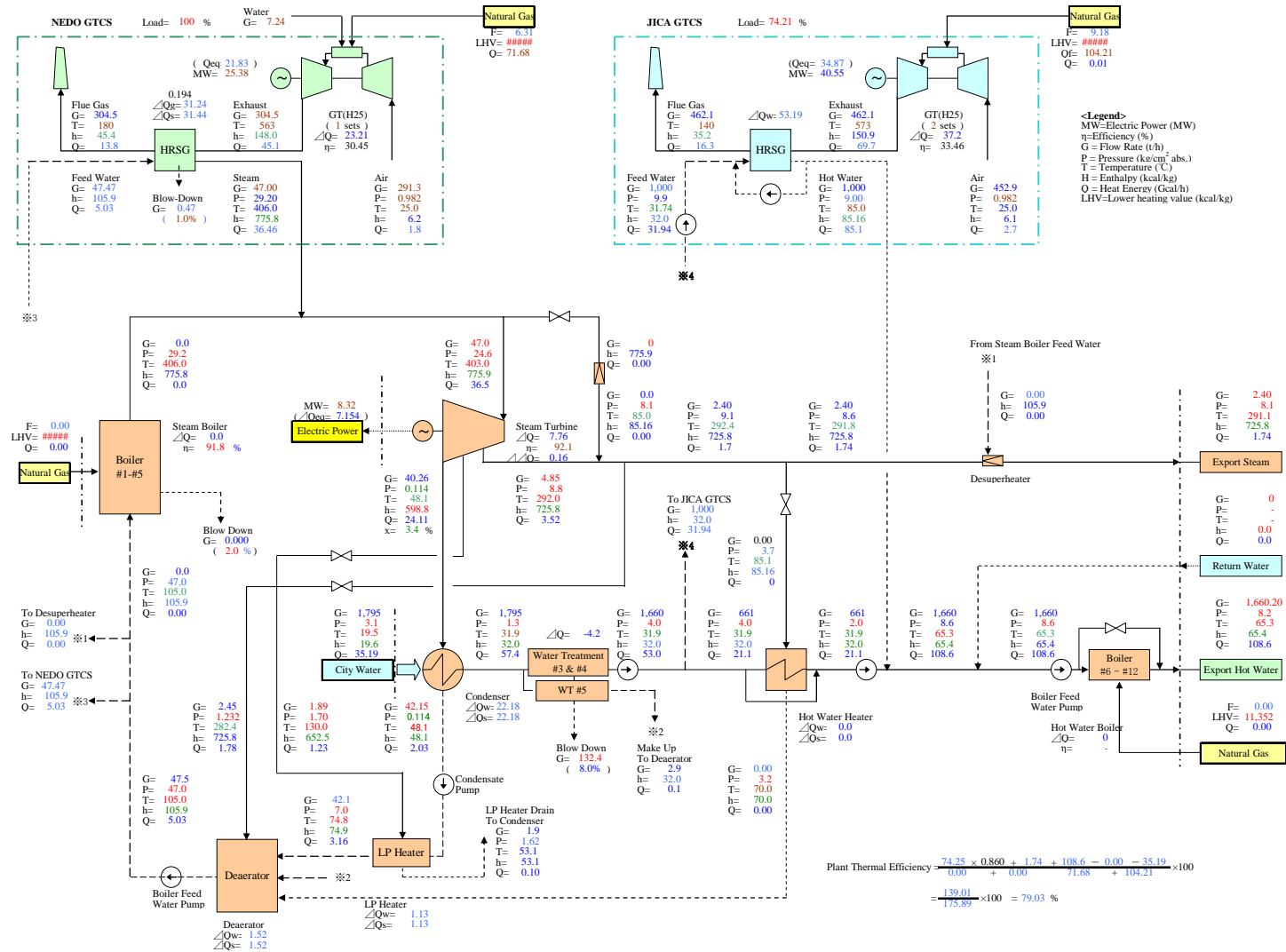


図 2-4-7 GTCS(温水方式)導入後-夏季

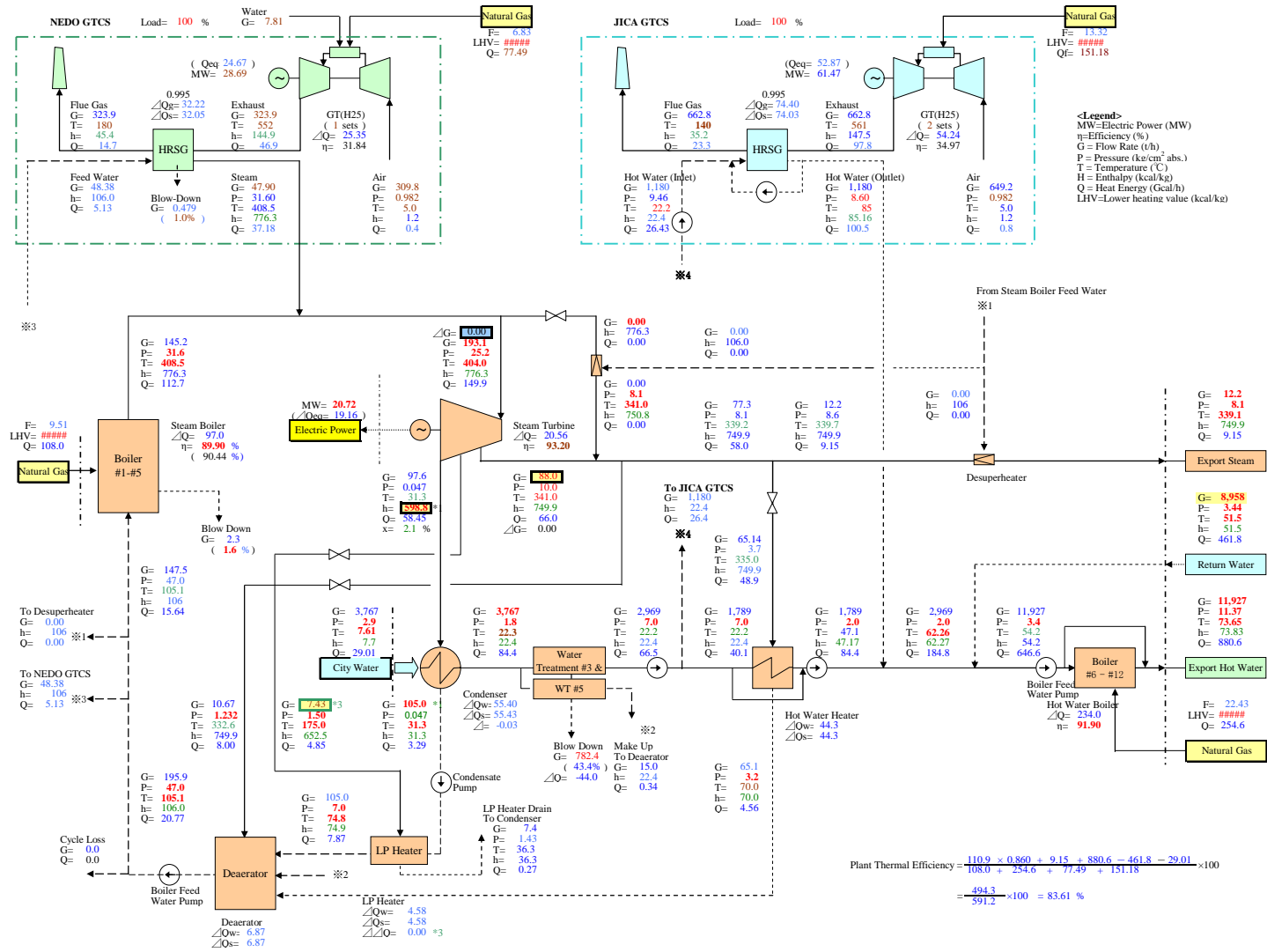


図 2-4-8 GTCS(温水方式)導入後-冬季

2.4.2 電気設備の基本仕様

(1) 基本事項

図 2-4-9 にタシケント熱併給発電所新設計画単線結線図(案)を示す。JICA プラントは、国際入札に従って機器設備メーカーの仕様が異なって来ることが考えられる。プラントのタイプによっては所内補機類等々の容量も違って来ることから、従って現段階で新設備の電気品設備仕様を決めることにはならない。しかしウズベクエネルギーの計画からおおよそのプラント設備容量を推定し、主要電気設備品の仕様などを仮に設定した。各設備の基本設計に当たっては国際標準規格、ならびに「ウ」国の設計標準規格（PUE：(Regulations of Electrical Installation Designing)）に準拠することを基本とする。以下は新発電所建設プロジェクトの主要な基本システム方式に関する確認事項である。

- TEP において作成した新設変圧器関係の計画仕様書をレビュー。
- 発電機励磁装置はブラシレス静止型システムとする。
- 非常用ディーゼル発電機を新設する。容量決定に関してのポイントをレポートして欲しいとの要望。
- プラント Step-up 変圧器の 2 次側からスイッチヤードまでの接続はケーブル埋設トレンチを採用する。ケーブル湾曲・標準埋設方法に充分留意する必要がある。
- 発電機端子電圧は既設では 6.3kV であるが、11kV とする。また、既存設備と違い所内変圧器を設置し、所内電源を供給する。
- 変圧器の%インピーダンスの算出方法についてレポートして欲しいとの要望あり。
- 開閉所に複合型 SF6 ガス遮断器を採用する。
- 中央操作室の発電機自動同期システムにて並列操作可能な設備とする。
- 熱併給プラント全体の制御特性・操作性を十分考慮し、CRT オペレーションが可能な最新の制御システムを導入する。
- 通信設備全般の基本設計を考慮して設備の新設・改修をする。
- 導入するプラント設備の機器配置に十分考慮する。

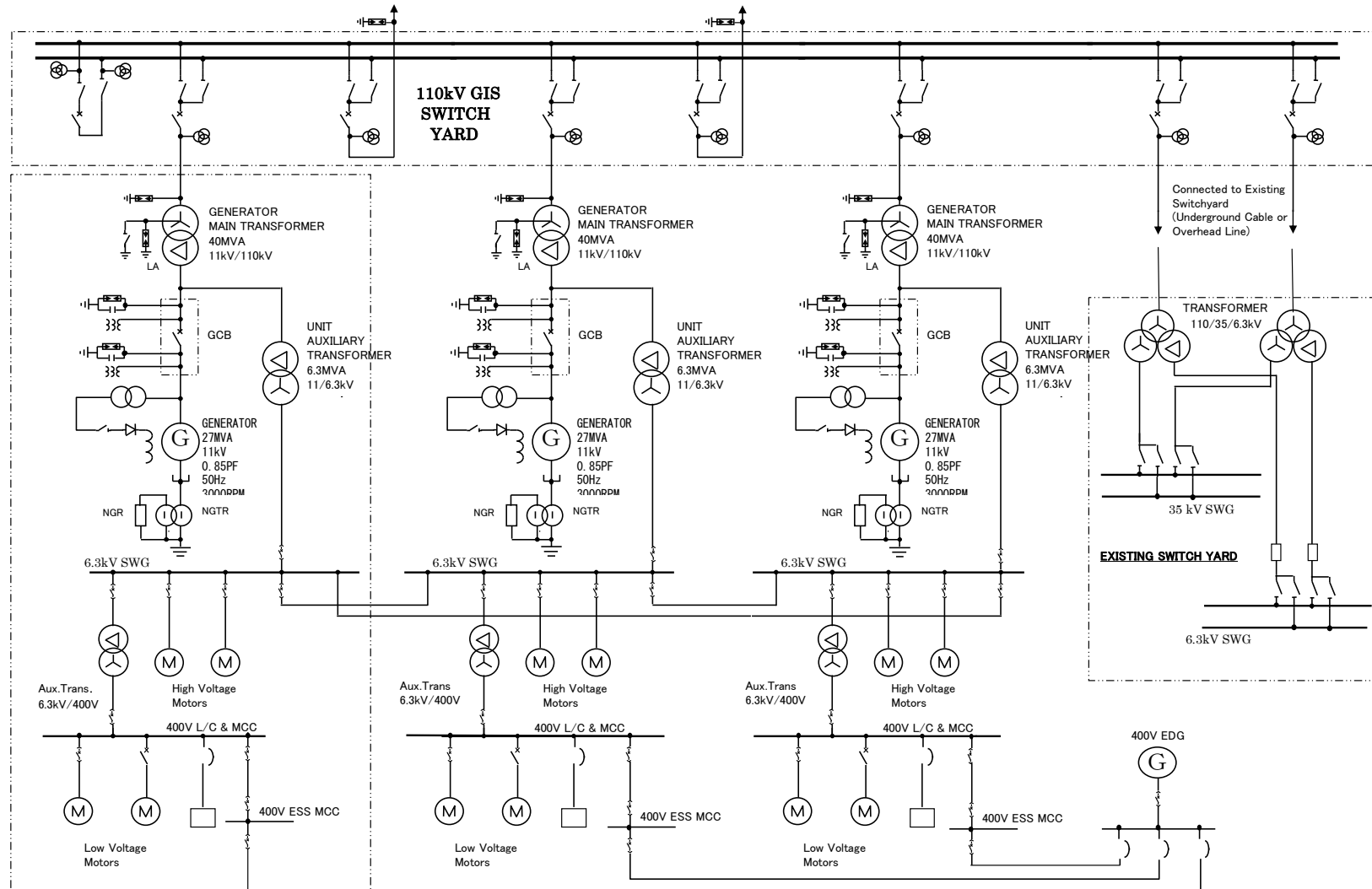


図 2-4-9 タシケント熱併給発電所新設計画単線結線図 (案)

(2) 発電機

単線結線図は現段階では NEDO モデル事業プラントの 1 号機とほぼ同様のプラント設備計画を示している。前述のとおり、JICA プラントは入札するメーカーによって仕様が異なることも予想される。しかしタシケント熱併給発電所 # 2・# 3 号機も 1 号機と同程度の仕様として 27MVA×2 台 空気冷却タイプ、50Hz、力率 0.8、の発電機として検討したものである。発電機単機容量はプラント設備全体の仕様、送電線容量、配置計画などの諸条件で決められる。

(3) 発電機励磁装置

励磁装置は発電機主回路に接続した励磁用変圧器または励磁用変流器等と半導体電力変換器とで構成される静止形励磁方式は、自励式とサイリスタ励磁方式の二つに大別されるが、では構造が簡単なブラシレスサイリスタ励磁装置を採用する。

この励磁システムは、サイリスタを使用して発電機電圧を確立する装置であり、本装置の励磁用電源は、発電機母線に励磁用変圧器を設けて、その電圧をサイリスタに供給し運転する。制御部には、IC 等の安定した素子を利用し、精度、安定度、即答性にすぐれ、発電機の電圧が下がっても（系統事故等）安定に運転できる。また、装置も小型軽量となり、安価で保守も容易であることから採用する。

また、直流大電流を遮断する界磁遮断器を設けずに、界磁回路を工夫することにより、低コストで長寿命な同期機への励磁を提供する。そのためにタシケント熱併給発電所では発電機の界磁巻線を励磁するサイリスタ整流器と、サイリスタ整流器の交流入力端子に励磁用変圧器、励磁用交流遮断器を介して接続された同期機出力回路以外の電源と、界磁巻線およびサイリスタ整流器間に直列に接続された放電抵抗と、放電抵抗に並列に接続され放電抵抗の端子間を開閉する放電抵抗短絡スイッチを備え、発電機の通常停止時は、励磁用交流遮断器を開放し、それと共に複数のサイリスタアームを一斉に点弧することにより界磁巻線に蓄えられたエネルギーが前記サイリスタアームを通して放電し、同期機の緊急停止時は、励磁用交流遮断器を開放、それと共に複数のサイリスタアームを一斉に点弧する。さらに放電抵抗短絡スイッチを開放することにより界磁巻線に蓄えられたエネルギーを放電抵抗とサイリスタアームを通して放電する。

(4) 変圧器

タシケント熱併給発電所の重要な構成機器である変圧器として、主変圧器、所内変圧器、高圧・低圧各所内動力変圧器がある。主変圧器、所内変圧器に関しての仕様に関して以下ウズベクエネルギーの要望を踏まえて記述する。

A. 主変圧器

タシケント熱併給発電所の構内敷地は大変限られた狭いスペースであることから、各変圧器の配置に考慮しなければならない。基本的に各ユニット共、発電プラント建屋の南側に近接して配置する。また発電機と主変圧器間、所内変圧器間には相分離母線によって接続されることから二次側引出しを考慮して適正な配置としなければならない。また都市型熱併給発電所であることから油入変圧器にはメンテナンス時に取り外し可能

な構造の防火壁を設けるのが一般的である。また、状況によっては防音壁・防油堤などの設置を考慮しなければならない。

2.3 号機用主変圧器の容量は以下の方式にて決定する。(入手資料参照)

- ・ 主変圧器容量＝発電機容量
- ・ 主変圧器容量＝発電機容量－所内変圧器容量
- ・ 新設 2.3 号機の主変圧器の容量は 27MVA×2 台
- ・ 尚、相分離母線 (IPB) の損失電力は少量であるので考慮しないものとする。

B. 油中ガスオンライン監視システム

変圧器は元来その信頼性を確保するために様々な管理が重要となって来る。従って基本設計段階でこれ等の管理に関するシステムを考慮する必要がある。油入変圧器の寿命は絶縁油の劣化に影響されるため変圧器の管理に当たっては定期点検の機会を利用して絶縁油の健全性を診断しなければならない。診断項目には絶縁油をサンプル採取して水分や絶縁破壊電圧、体積抵抗率や酸化の状態を数値によって測定し劣化の判断をしなければならない。尚、タシケント熱併給発電所では定期的に変圧器の絶縁油をサンプルし、ガス分析をして絶縁劣化状態を把握しているが、近年連続油中ガス分析測定システムによってリアルタイムに変圧器の運転状態を監視することができるシステムが普及していることから協議の結果採用することを決定。

絶縁油に融解した溶存ガスの量および構成比から内部異常の発生有無や異常診断、更に絶縁紙の劣化診断を行うもので、近年もっとも広く活用されている。変圧器などの油入機器の絶縁油を無停電で少量サンプリングし、油の中に含まれるガスを分析し、その種類と量から、巻線・鉄心等に生じている異常を正確に判断し、プラントの停電や機器の損傷を未然に防止することが可能である。新設備プラントにおいては連続監視システムを設置することで以下のメリットが得られる。

- ・ 絶縁油のサンプリングは運転中に行い、設備停止は不要。
- ・ Step-up 変圧器絶縁油中の水素と一酸化炭素の炭化水素系ガスの濃度変化を監視し、異常要因を示すガスを分析・検出し、要注意・異常レベルの判定が可能。
- ・ ガス分析法による絶縁劣化診断が可能。機器のわずかな異常兆候も、早期に発見可能。

変圧器絶縁油のガス分析

(a) 酸価度測定

絶縁油の劣化度を判定(変圧器が高温になると油の酸化が進む)する。酸化度が高いと、油中に劣化物質が析出される。この劣化堆積物は放熱の妨げとなり巻線の絶縁の劣化を促進させる。

(b) 絶縁破壊試験

油中に「水分や塵」が混入すると、油の絶縁耐力が低下する。これ等の水分は、巻線の絶縁体（絶縁紙）に吸収され、巻線の絶縁耐力を低下させる結果となる。これを判断するために絶縁破壊電圧を測定する。

(c) ガス分析

タシケント熱併給発電所の新設する Step-up 主変圧器の油中の微量ガスを分析して、変圧器内の部分過熱・部分放電・絶縁劣化などを判定する。これによって部分過熱・放電があると油を変質させ、微量ガスを発生させる結果に至ることから、それらのガスは油中に拡散される。これらによって同発電所の主変圧器の油中ガスの種類・量の変化を調べて絶縁劣化の状態を連続的に監視する。

C. 所内変圧器パーセントインピーダンスの選定

タシケント熱併給発電所から入手した新設備の変圧器仕様は以下の通りである。

表 2-4-11 新設変圧器の仕様

設置変圧器	Unit 主変圧器	所内変圧器	高圧補機	Back up 変圧器
設置場所 Type	外置	外置	外置	外置
形式 No.	T DH-40	TMH-6.3	TC-630	TPDH-10
相	3 相	3 相	3 相	3 相
変圧器定格電圧	115/11 kV	11/6.3 kV	6.3/0.4 kV	110/6.3 kV
容量	40000 kVA	6300 kVA	630 kVA	10000 kVA
結線方式	Y0/△-11	Y/Y0-o	△/Y0-11	Y0/△-11
%インピーダンス	10.5	8.0	5.5	10.5
CT	600/5	600/5	—	300/5

(出所) ウズベクエネルギーからの回答

前段述べたとおり、JICA プラントは国際入札に従ってメーカー設備の仕様が異なってくるということが考えられる。プラントタイプによっては所内補機類等々の容量も違って来ることから、従って現段階で新設備の電気品設備仕様を決めることにはならない。しかしウズベクエネルギーの現段階での計画からおおよそのプラント設備容量を推定し、変圧器の容量などを仮に設定した。とりわけ所内変圧器のパーセントインピーダンスの選定は難しく、ウズベクエネルギーから要請があった一般的な所内変圧器のパーセントインピーダンスの選定のポイントについて以下記述する。

(a) 変圧器パーセントインピーダンス選定条件

- ・ 所内回路における三相短絡電流が、遮断器の遮断電流以下になるようなインピーダンスであること。(下限値)
- ・ 給水ポンプ等の最大補機起動時の電圧低下率が 15%以内となるようなインピーダンスであること。(上限値)
- ・ 所内変圧器の製作マージンを+10%～-10%程度考慮する。(ウズベキスタン規定に従う)

下限値

$$F3 \times I_c > (Q_t / (\sqrt{3} \times 6.9)) \times F1 \times (100 / (Z_t + Z_1)) + (Q_m / \sqrt{3} \times 6.9) \times F2 \times 100 / Z_m$$

- F3 : 遮断器の非対称減衰係数
 I_c : 遮断器の定格遮断電流 (kA)
 Q_t : 変圧器容量 (MVA)
 F1 : 変圧器の非対称減衰係数
 Z_t : 変圧器インピーダンス (%)
 Z₁ : 変圧器 1 次側インピーダンス (%)
 O_m : 電動機合計容量 (MVA)
 F2 : 電動機の非対称減衰係数
 Z_m : 電動機拘束インピーダンス (%)

上限値

$$E > (Z_t / Q_t) \{ (R/X)(Q_t - P / \eta \times \cos\phi) \times \cos\phi' + (P / \eta \times \cos\phi) \times K' \times \cos\phi \} \\ + \{ (Q_t - P / (\eta \times \cos\phi)) \} \times \sin\phi' + (P / \eta \times \cos\phi) \times K' \times \sin\phi'$$

- E : 電圧低下率 (%)
 R/X : 変圧器リアクタンス
 P : 最大電動機の容量 (MW)
 η×cosφ : 最大電動機の効率×力率
 cosφ' : 最大電動機の始動時力率
 cosφ' : 最大電動機以外の電動機群平均力率
 K : 最大電動機の始動倍率
 K' : 最大電動機の始動時補正倍率

以上の選定式からそれぞれ下限値、上限値を算出し、ウズベキスタンにおける製作マージンを考慮して、変圧器インピーダンスは、 下限値% < Z_t < 上限値 となる。
 試算によると新プラント設備の所内変圧器の容量 6.3MVA、パーセントインピーダンスは 8%に選定される。

(5) 相分離母線

発電機出口からの一次側主回路は 11kV であり、発電機での発生電力を主変圧器、所内変圧器に送る重要な回路で、しかも、発電機回路では通電電流・短絡電流ともに大きいため、機械的・電氣的性能に優れた相分離母線を使用する。一般的にソ連製の旧式プラントではケーブル接続が主流である。コスト面から考慮すれば一次側主回路にはケーブルで接続する選択肢もあるが、長期的設備信頼度・安全性から相分離母線の採用を推奨する。

相分離母線 (IPB) は、銅又はアルミの導体が各相それぞれ別個に金属外被内に収められ、各相が完全に分離されているため、相间短絡や感電事故の恐れがなく、絶縁強度が大きく、通電能率が良い。また完全密閉構造のため機密性に優れているなどの特徴がある。大容量な場合には空気冷却器とファンによる強制冷却方式が採用されるが、タシケント熱併給発電所のプラントはそれほど容量が大きくないため IPB の冷却は自冷式を採用する。

(6) 高圧スイッチギア・P/C、C/C ブレーカー

発電所所内電源は、電圧クラスにより高圧 6kV 級メタルクラッド型配電盤 (通称メタクラ : M/C) と、低圧 400V 級パワーセンター (P/C : 別名ロードセンター : L/C) およびコントロールセンター (C/C) で構成する。閉鎖配電盤の構成要素は、遮断器・保護継電器・計器用変成器・母線などの主回路構成機器・計器・表示灯・補助継電器・操作スイッチ等の制御回路部品と、母線支持碍子・扉・シャッターなどの部品で構成する。

*メタルクラッドスイッチギア(M/C)

大型の高圧電動機や高圧負荷 (動力変圧器等) に給電するが、遮断器のタイプは様々であるが同発電所の電気室内においては真空遮断器 (VCB) を設置する。

*パワーセンター (P/C)

中容量の低圧電動機やコントロールセンター負荷および分電盤負荷などに給電する。遮断器は気中遮断器を採用する。

*コントロールセンター (C/C)

小容量の低圧電動機や電動弁および一般電源などに給電する。ノーヒューズブレーカーや電磁接触器等をフィーダー毎にユニット化する。

(7) 高圧電動機

タシケント熱併給発電所の電動機は補機駆動用に多数使用され、発電設備の重要な一翼を担っている。同発電所では、主に 3 相誘導電動機を使用し、主に 3 相誘導電動機を使用する。電圧によって高圧電動機 (6.3kV)、低圧電動機 (400V・220V) に区分し、また据付状態 (立型、横型)、巻線種別 (かご型、巻線型)、等々、用途によって様々な形式を採用。速度調整・起動トルク特性などで特殊な性能を要求される天井走行クレーン等は巻線型が使用される以外、一般的にはかご型を使用する。尚、電動機の保護は①過負荷保護 ②短絡保護 ③地絡保護が必要となる。

(8) 発電機・変圧器保護リレー

タシケント熱併給発電所の既存設備の保護継電器は中央操作室の直立盤の裏側に、ソ連製の旧式電磁型可動接点式の継電器盤が配置されている。保護リレーはプラントの保護に即応できる高い信頼度が要求される。そのため機器保護・電力系統保護の面から各リレーの性能向上が要求される。したがって、既存設備で使用されているリレーから、新設プラント設備では半導体を使用した静止型とし、十分な信頼度・特性性能が十分なシステムをリレー室に導入する。また静止型とすることによって設置スペースも大幅に縮小となる。

(9) 直流 UPS システム

UPS システムは一般制御用を使用するほか、プラント運転中に所内電源全停事故が発生した場合、ユニットを安全に停止し、補完するために重要な設備である。充電器の交流電源は、非常用発電機により給電されるコントロールセンターに接続する。UPS の基本部分は、交流を直流に変換する「コンバータ」、安定した交流電源を作り出す「インバータ」、停電時にバックアップを行う際の電源となる「蓄電池」から構成する。この他に、万一の故障に備えて「バイパス回路」とインバータとバイパス回路を無瞬断で切替える「無瞬断切替 SW」で構成する。充電器の故障や点検等を考慮して、充電器は 2 系統として、片側系統が停止した場合でもバッテリーに充電可能な系統とすることを推奨する。

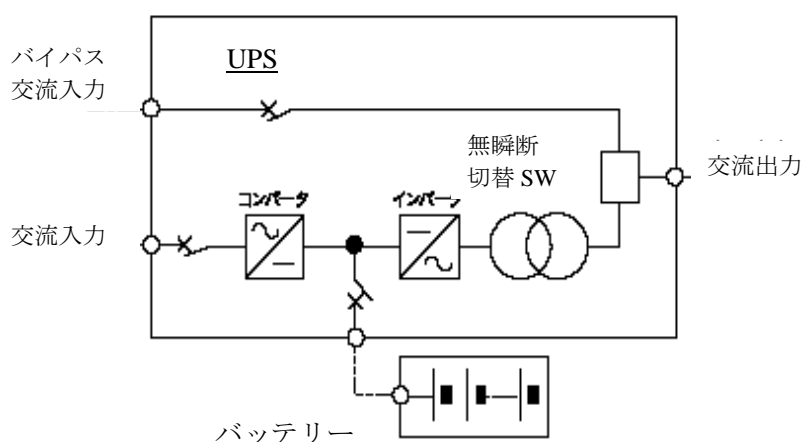


図 2-4-10 タシケント熱併給発電所 UPS 基本システム概要

(10) 非常用ディーゼル発電機

タシケント熱併給発電所が系統事故または所内電源事故等により全停止した場合に、

- ・ ユニットの安全停止
- ・ 停電中の保安用電源確保
- ・ 再受電後の早期起動準備

以上の目的にかなう容量、起動方式の非常用ディーゼル発電機を設置し事故時の早期復旧に対応し、安定供給を図る目的から設置するものとする。

もし何らかの事故によって常用電源が停止、または異常電圧降下に至った場合、不足電

圧継電器により自動起動装置に指令を与え、機関が起動して定格回転数に近づくと発電機電圧は静止励磁装置によって確立され、非常用コントロールセンターの無電圧を確認の上非常受電遮断器を自動投入させる。発電機容量の選定に当たっては対象負荷の総量を算出し発電機容量を決定する。またエンジン容量についても負荷容量をベースに決定するものとする。その場合以下の点に留意する。

- ・ 定格負荷に対しては十分な容量とする。
- ・ 電動機起動中は発電機負荷率を 150%以下とし、エンジン過負荷率を 110%以下程度とする。
- ・ 電動弁などの間欠的に運転される負荷は、小容量で短時間しか運転されず、多数が同時に運転されることはないので容量選定に当たっては無視する。
- ・ 容量決定に当たっては、各負荷を各群に分けて、第 1 群（電動機負荷、変圧器負荷、抵抗負荷）、第 2 群（電動機負荷）の設備容量をベースに決定する。定常状態での所要容量と第 1 群が投入されて定常状態に戻り、その後残りのユニットの第 1 群が投入された瞬時を計算する。次に、第 1 群が全て投入され、定常状態に戻り、第 2 群負荷が順次起動し、最後に第 2 群の中での最大容量を持った負荷（ターニング油ポンプなど）が起動した場合を計算する。

(11) 熱併給発電所の制御システム

発電プラントにおける制御設備は、プラント中枢としてプラントトータルの保護・監視・制御を行う非常に重要な設備である。発電プラントには、電力の安定供給、高効率、高運用性、環境保全など広範囲にわたる性能が要求される。このため、プラントの監視・操作は高度化が進んでおり、同時に使いやすさ、つまり、より高度な運転管理が可能なマンマシンコミュニケーションが最近の主流となっている。

タシケント熱併給発電所の新規設備ではこれ等の要求に適合したデジタル計装制御システムを導入する。基本システム構成は、図 2-4-11 である。デジタル総合計装制御システムの基本は、制御・監視・管理の各機能分散化と、情報管理の集中化である。すなわち、マイクロプロセッサの応用で、自己診断、オンライン保守、冗長化などの機能を充実させたデジタル制御装置を分散配置し、計算機をトップに効果的にこれ等を統括し、また、プラントの情報は運転管理に必要な情報に集約して中央のオペレーター監視デスクでタシケント熱併給のプラント全体を集中管理できるようなシステム構成を基本とする。

新設するタシケント熱併給発電所の制御システムの基本は、電力、蒸気、温水の安定供給・予防保全の見地から保守性・操作性・信頼性の高い最新の情報制御技術の導入、また、経済性の観点からコストミニマム化を考慮したケーブル工事、制御装置の合理化を図ることが基本的コンセプトである。そのために高信頼・次世代監視制御システムとし、保守性・操作性・信頼性と経済性を両立させる設備を導入する。次世代監視制御システムはグラフィカルな操作環境の下において各種運転操作、プラントデータ監視、警報表示、サーボ弁調整、過速度テストなどの多岐多様なメニューを備えたシステムとする。また、保守ツールとの融合により、オンラインでのロジックモニタリング、トレンドデータ表示機能を備えたシステムが望ましい。

新設発電所プラントの操作・監視は、中央操作室に設置する CRT オペレーションコンソ

ールとバックアップ操作盤で構成する。その場合、操作・監視の方式として、

- 基本的にフル CRT オペレーションとするが、非常操作用としてプラント安全停止が可能な各スイッチ等々はハードワイヤード構成として、CRT オペレータコンソール、あるいはバックアップ操作盤に設置する。
- CRT 監視機能のトラブル対応として、CRT による監視が不能状態の場合でも、一定負荷運転継続可能な記録計、指示計および警報などはハードワイヤード構成としてバックアップ操作盤に設置する。
- 発電機遮断器操作スイッチ、および同期検定用計器類はハードワイヤード構成としてバックアップ操作盤に設置する。
- 制御・監視装置は、DCS、情報管理システム、保守管理システム、ネットワークシステム、およびそれらに関連する装置によって構成する。
- 新設プラント設備の中央操作室では既存設備の主要な運転状態監視モニターを設置するかどうかについて別途協議して決定するものとする。現在運用中のデータモニターシステムとのリンクを含め、今後システムのラインナップ全体を検討する。

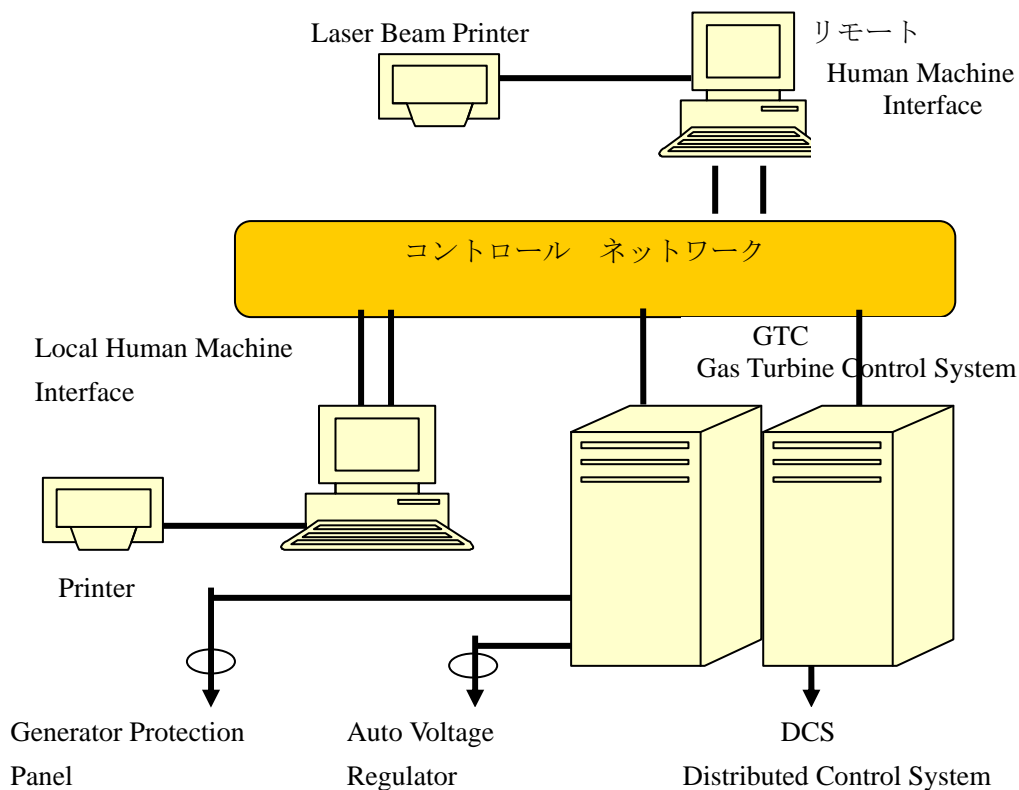


図 2-4-11 タシケント熱併給発電所基本制御システム構成

(12) 通信設備

一般的に電力通信設備は、系統保護、系統運用、設備管理のための情報を発電所、変電所、ウズベクエネルギー、給電指令所などの事業所相互間で伝達するための設備と、発電所所内での各部所間の電話、プラント現場と中央操作室間の構内拡声、現場との通話連絡装置（ページングシステム）を新設プラントに設置する。外部との通信は既設の通信設備と一部接続し、ページングシステムも流用可能であれば共有化する。しかし将来はウズベクエネルギーのセクター全体での新通信システム改造計画に合わせてタシケント熱併給発電所においてもその通信ネットワークに組み入れる必要がある。既にウズベクエネルギーではウズベクエネルギー—タシケント熱併給発電所—YUKSAK 変電所間の時代遅れとなった通信回線に光ファイバーケーブルを使用した通信システムに更新し、確実な給電指令の確立により技術信頼度の向上を図る計画を持っている。

電力用通信設備は大きく以下に分類できる。

有線設備・・・通信ケーブル

搬送設備・・・通信線搬送・同軸ケーブル伝送・電力線搬送（送電線による搬送波通信）

無線設備・・・多重無線通信・移動無線通信

タシケント熱併給発電所と給電指令所・変電所間の現在の通信手段は主に有線設備と、電力搬送波通信が主流である。電力搬送波通信での送電線は元来、通信に使用する目的ではないので、これに適合させるため、高周波的に整備する必要がある。電力線に搬送波を危険なく、また電力線本来の役割に阻害することなくキャリアを搬送する必要がある。ウズベクエネルギーでは発電所—変電所間では電力線搬送波通信が行われている。これ等の伝送回路は、電力線にどのような操作が加えられても、不通となり、伝達通話の品質低下がないように、また送電線事故でも普通にならないように配慮しなければならない。そのために分岐線にはブロッキングコイルを挿入し搬送波装置を電力線に結合している。タシケント市中の送電線、発電所開閉所などにはブロッキングコイルがいたるところで見られる。ブロッキングコイルは、送電線の高周波での損失軽減、伝送特性の安定化と他系統との混信防止を目的として送電線に直列に挿入されている。しかしながら、将来的な電力通信システムとしては、系統給電システムの近代化に合わせて、通信ケーブルによる有線設備、マイクロ波による多重無線設備と併用したシステム信頼度の高い設備近代化を図ることを推奨する。また、発電所構内での通信手段は、より最新の技術的に進歩した構内ページングシステムを配置することを合わせて推奨する。

タシケント熱併給発電所通信設備：

- ・ 発電所—ウズベクエネルギー間 電話回線
- ・ 発電所—YUKSAK 変電所間連絡電話回線
- ・ 発電所所内各部所間自動電話交換機回線
- ・ 一般外部電話回線とのリンク
- ・ LAN 回線とのリンク

- ・ 発電所－ウズベクエネルギー間各運転状態・テレメーター回線
- ・ 発電所－UKSAK 変電所間運転状態テレメーター回線
- ・ 発電所構内ページング装置
- ・ 緊急・火災報知システム構内警報
- ・ 小出力トランシーバー数台

(13) 照明設備

所内コントロールセンターから照明用主電源を供給する。 共通コントロールセンターからは、非常灯電源設備、航空障害灯、構内通路照明（低圧ナトリウム電灯）、事務所建屋、各現場機器設備・通路作業灯等々を設置する。また、必要に応じて赤外線防災監視照明設備の設置も考慮する。尚、一部の照明設備は自動 ON/OFF とし、また、省電力の観点から一部ソーラー電源供給タイプを考慮する。タシケント熱併給発電所はタシケント国際空港からも比較的近いことから航空障害灯設置は重要である。

第 3 章 電力系統解析

目 次

3.1	基本的な技術基準.....	1
3.2	検討断面.....	5
3.3	模擬系統.....	5
3.4	計算プログラム.....	5
3.5	電力潮流・電圧解析.....	5
3.5.1	仮定条件.....	5
3.5.2	解析結果.....	6
3.6	短地絡電流解析.....	20
3.6.1	解析結果.....	20
3.7	結論と提言.....	20

第3章 電力系統解析

本章では、NEDO 事業設備を含めたガスタービンコジェネレーション設備（以下、GTCS）3 台導入による電力系統への影響を確認することを目的として、潮流・電圧・事故電流に関する検討を行った。

3.1 基本的な技術基準

ここでは、電力系統解析結果の評価に用いる基準について述べる。

(1) 潮流

- 単一設備事故（N-1）時には、事故復旧操作の後、20 分以内に健全状態に復帰することとする。
- 回線数が 2 回線以上の区間における 1 回線事故時において、残回線の潮流は、周囲温度によって決まる許容潮流の 120% 以内であること。

(2) 電圧維持基準

設備健全運用時： 系統電圧±10%（変電所母線）¹
 系統電圧±5%（発電所母線）
 異常時： 系統電圧+10%（変圧器）、系統電圧+15%（開閉器）²

(3) 事故電流

許容事故電流最大値は、表 3-1-1 の通りである。

表 3-1-1 許容事故電流最大値

電圧階級	許容事故電流最大値
220kV	40kA
110kV	30kA

（出所：SAESP からの回答）

(4) 信頼度維持基準

N-1 基準

(5) 送電線、変圧器、発電機

使用送電線の定格送電容量は、表 3-1-2 に示す通りである。

¹ 変電所母線電圧は、夕刻には系統電圧+10%に上昇し、夜間は系統電圧-10%にまで低下することがあるため、このような電圧維持範囲を設定している。（ウズベクエネルギー中央給電所聴取結果）

² 発電所及び系統運用規則（Rules for Electrical Power Plant and Network Operation）表 5.3 110-750kV 系統用機器の商用周波数における許容過電圧では、過電圧の許容継続時間毎に異なる許容過電圧値が掲載されているが、本検討は実効値解析の為、同表中最長継続時間（20 分）の場合の値を掲載した。

表 3-1-2 電線送電容量

電線線種	許容電流* (通常時)	許容電流* (緊急時)	定格送電容量 (通常時)	定格送電容量 (緊急時)
AC-150	364A	436A	69MVA	83MVA
AC-185	417A	499A	79MVA	95MVA

*周囲温度 40℃での値 (通常時は 25℃の場合を 1.0 倍とすると、0.81 倍、緊急時は 0.97 倍)
(出所) ウズベクエネルギー中央給電所

送電線、変圧器、発電機のインピーダンスは、SAESP 提供による値を用いた。詳細を図 3-1-1 及び図 3-1-2 に示す。(図中の値は、115kV ベースで、単位は全て Ω である。)

(6) 周波数維持基準

設備健全運用時： 50±0.2Hz
異常時： 50±0.4Hz

なお、周波数が 48.8Hz 以下となった場合は、周波数を上げるため負荷遮断を行うこととなっている。

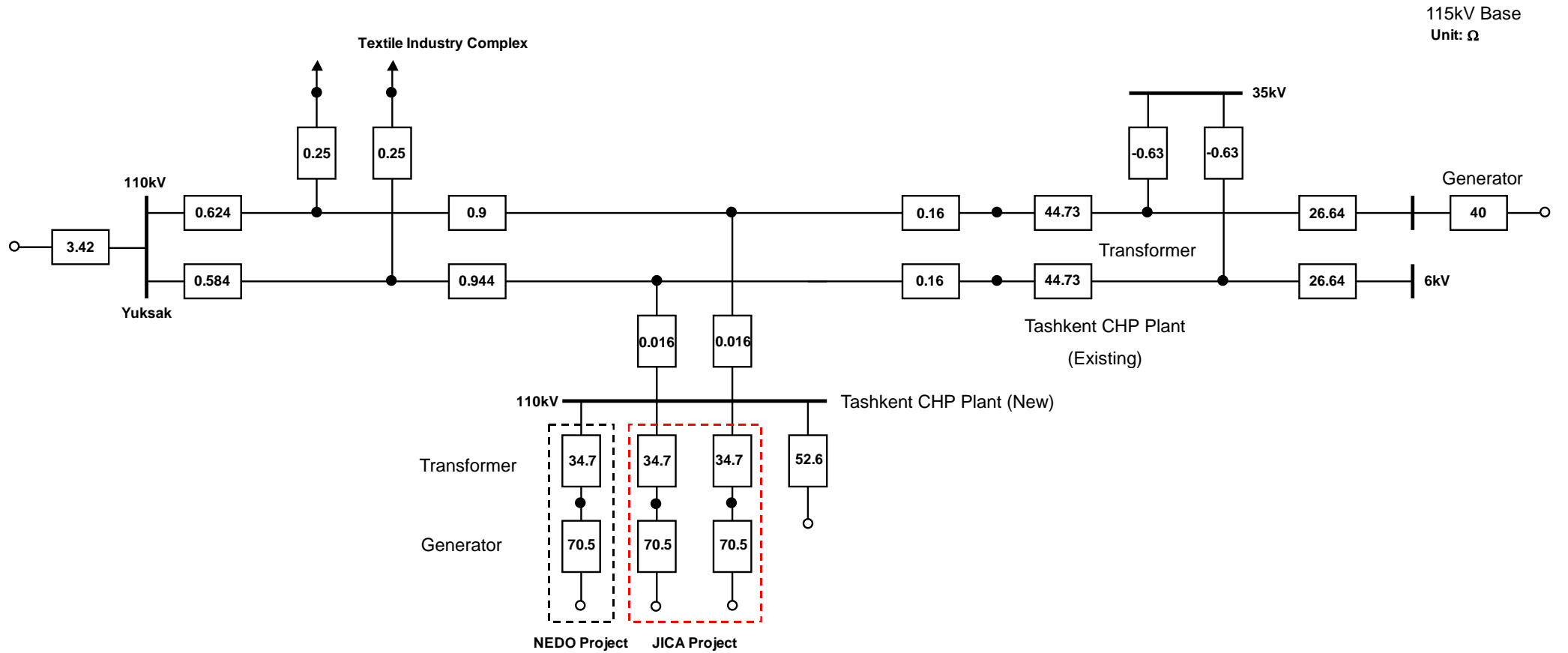


図 3-1-1 正相インピーダンス

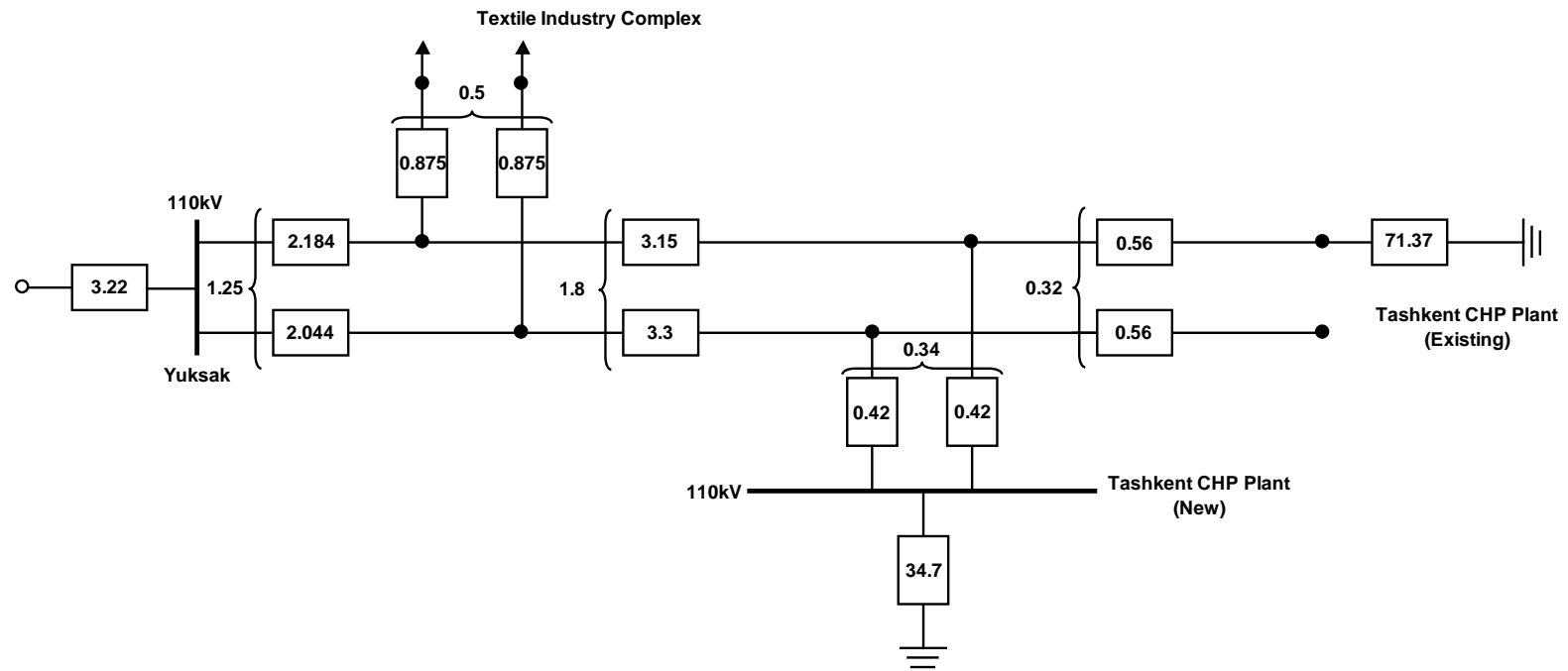


図 3-1-2 零相インピーダンス

3.2 検討断面

本事業設備の想定運転開始時期³である 2015 年断面の電力系統を模擬して計算することが望ましいが、NEDO 事業設備運転開始予定年度の 2012 年断面以降の将来計画(需要想定、電源開発計画、送電系統計画)の正確なデータが入手出来なかったことから、2012 年断面の系統に GTCS 3 台を接続した系統で検討を実施する。

計算は、潮流様相の異なる冬ピークと夏ピーク、及び夏・冬の軽負荷時の 4 断面について実施する。

3.3 模擬系統

今回模擬した NEDO 事業及び本事業設備が連系される既設 2 回線 110kV 送電系統は、既設タシケント熱併給発電所～220kV Yuksak 変電所間の 4.2km であり、タシケント熱併給発電所側から 2.66km の地点で織物コンビナート供給線路(亘長 0.55km)に 2 回線 T 分岐している。また、Yuksak 変電所の 110kV 母線より背後の系統については、背後インピーダンスのデータが与えられているのみであり、線路定数の詳細が不明のため、1 機無限大母線と仮定した。スラック母線は、Yuksak 変電所 110kV 母線とした。

3.4 計算プログラム

本系統解析は、米国の Siemens Power Technologies International (Siemens PTI)社によって開発された系統解析ソフトウェア「PSS/E (Power System Simulator for Engineering) バージョン 31」を用いて実施した。本ソフトウェアは、現在 115 カ国を超える国々において電力会社、エンジニアリング会社、教育機関などで導入されており、国際的にも汎用的なソフトウェアである。

3.5 電力潮流・電圧解析

NEDO 事業を含めた本事業の実施により GTCS 3 台が既設 110kV 送電系統に接続されることによる、潮流及び電圧への影響を検討する。

3.5.1 仮定条件

- 軽負荷時は、既設タシケント熱併給発電所から空港方面へ向かう負荷がピーク負荷の 50%と仮定した。
- 冬ピーク及び夏ピーク時における Yuksak 変電所の 110kV 母線電圧は、SAESP 提供の潮流計算結果における母線電圧に設定した。
- ピーク負荷時でも Yuksak 変電所 110kV 母線電圧は、許容最高電圧 121kV 付近まで上昇しているため、軽負荷時には母線電圧はより上昇することが考えられる。このため、Yuksak 変電所 110kV 母線電圧は、許容最高電圧に等しい 121kV に設定した。
- 単一設備事故のパターンとしては、事故時の残回線潮流への影響が大きい以下のものを

³ 国際協力機構 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, 3.7 事業実施スケジュール, p.3-12

検討対象として解析を行った。

- 新設開閉所への分岐鉄塔～新設開閉所母線間の 1 回線事故
- 新設開閉所への分岐鉄塔～織物コンビナートへの分岐鉄塔間の 1 回線事故

3.5.2 解析結果

冬季・夏季ピーク時（設備健全時、単一設備事故時）、冬季・夏季軽負荷時（設備健全時、単一設備事故時）における潮流・電圧解析結果を示す。各図において、青線は 110kV 系統、緑線は 35kV 系統、茶線は 6kV 系統を表す。また、送電線潮流が過負荷した場合及び母線電圧が許容最高電圧（121kV）を上回った場合は、橙色の線で表示している。送電線の潮流は MVA 表示としている。

(1) 冬季ピーク時

A) 設備健全時

潮流・電圧計算結果を図 3-5-1 に示す。各送電線に流れる潮流は、いずれも送電線の許容容量（79MVA 気温 40℃の場合）以内となっている。また、電圧異常も生じない。

B) 単一設備事故時

潮流・電圧計算結果を図 3-5-2、図 3-5-3 に示す。送電線の事故時における許容容量 95 MVA（気温 40℃）に対し、単一設備事故時でも残回線に流れる潮流はいずれの区間も送電線の許容容量以内となる。また、電圧異常も生じない。

(2) 夏季ピーク時

A) 設備健全時

潮流・電圧計算結果を図 3-5-4 に示す。各送電線に流れる潮流は、いずれも送電線の許容容量（79MVA 気温 40℃の場合）以内であり、電圧異常も生じない。

B) 単一設備事故時

潮流・電圧計算結果を図 3-5-5、図 3-5-6 に示す。送電線の事故時における許容容量 95 MVA（気温 40℃）に対し、単一設備事故時でも残回線に流れる潮流はいずれの区間も送電線の許容容量以内となる。また、電圧異常も生じない。

(3) 冬季軽負荷時

A) 設備健全時

潮流・電圧計算結果を図 3-5-7 に示す。送電線の過負荷は発生しないが、Yuksak 変電所 110kV 母線電圧が許容最大電圧一杯まで上昇しており、また負荷が軽いために無効電力が消費されず、織物コンビナートの変電所 110kV 母線、既設タシケント熱併給発電所 110kV 母線、及び新設開閉所 110kV 母線の全てで異常電圧（1.10pu 以上）となる。また、GTCS 3 台及び既設タシケント熱併給発電所発電機の端子電圧を最大限（1.05pu）まで上昇させても、GTCS 3 台は進相運転となる。

B) 単一設備事故時

潮流・電圧計算結果を図 3-5-8、図 3-5-9 に示す。送電線の過負荷は発生しないが、設備健全時同様に織物コンビナートの変電所 110kV 母線、既設タシケント熱併給発電所 110kV 母線、及び新設開閉所 110kV 母線の全てで異常電圧 (1.10pu 以上) となる。また、GTCS 3 台及び既設タシケント熱併給発電所発電機の端子電圧を最大限 (1.05pu) まで上昇させても、GTCS 3 台は進相運転となる。

(4) 夏季軽負荷時

A) 設備健全時

潮流・電圧計算結果を図 3-5-10 に示す。送電線の過負荷は発生しないが、Yuksak 変電所 110kV 母線電圧が許容最大電圧一杯まで上昇しており、また負荷が軽いために無効電力が消費されず、織物コンビナートの変電所 110kV 母線、既設タシケント熱併給発電所 110kV 母線、及び新設開閉所 110kV 母線の全てで異常電圧 (1.10pu 以上) となる。また、GTCS 3 台及び既設タシケント熱併給発電所発電機の端子電圧を最大限 (1.05pu) まで上昇させても、GTCS 3 台は進相運転となる。

B) 単一設備事故時

潮流・電圧計算結果を図 3-5-11、図 3-5-12 に示す。送電線の過負荷は発生しないが、設備健全時同様に織物コンビナートの変電所 110kV 母線、既設タシケント熱併給発電所 110kV 母線、及び新設開閉所 110kV 母線の全てで異常電圧 (1.10pu 以上) となる。また、GTCS 3 台及び既設タシケント熱併給発電所発電機の端子電圧を最大限 (1.05pu) まで上昇させても、GTCS 3 台は進相運転となる。

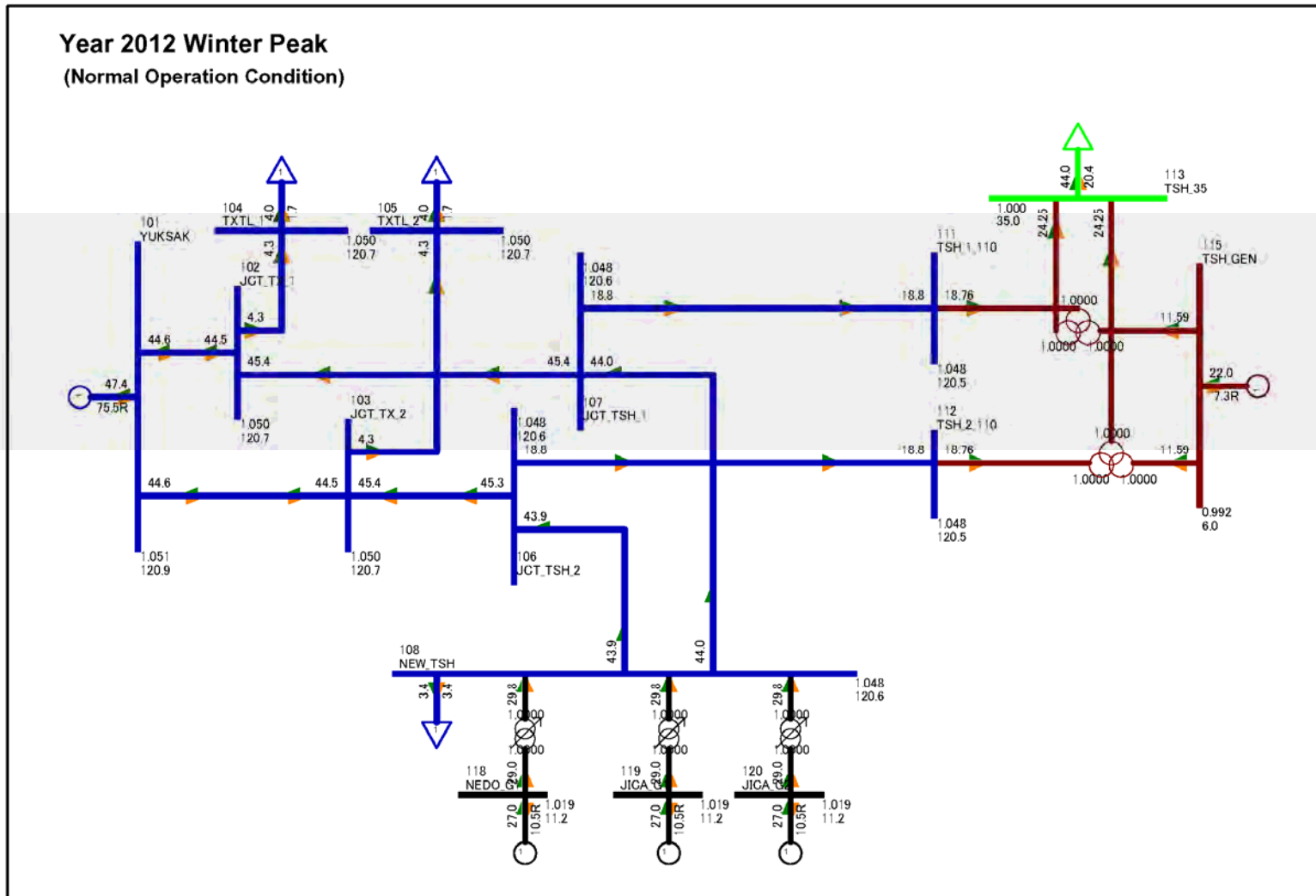


図 3-5-1 潮流・電圧計算結果（冬ピーク、単一設備事故時）

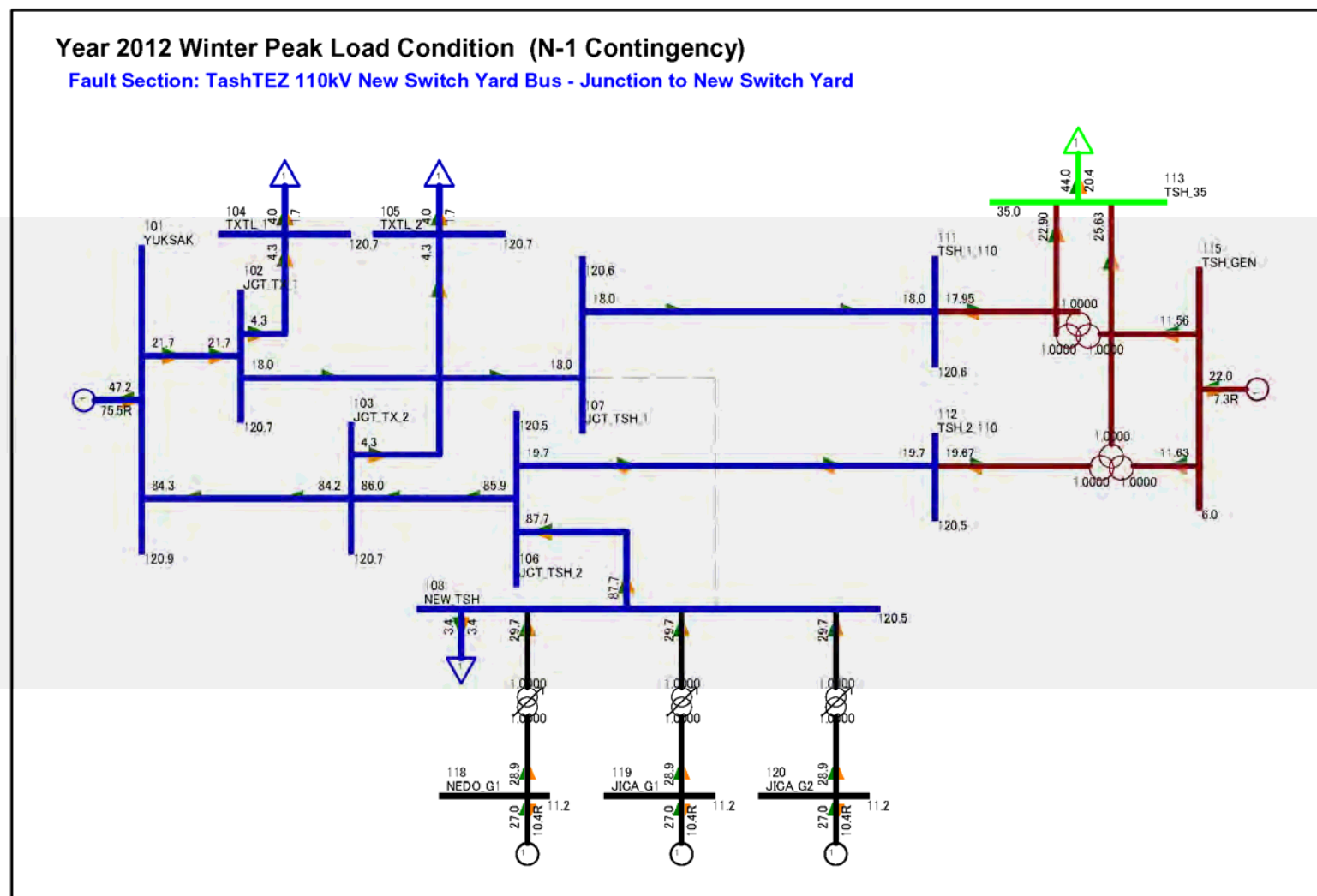


図 3-5-2 潮流・電圧計算結果（冬ピーク、単一設備事故時）

事故区間：分岐鉄塔～新開閉所間

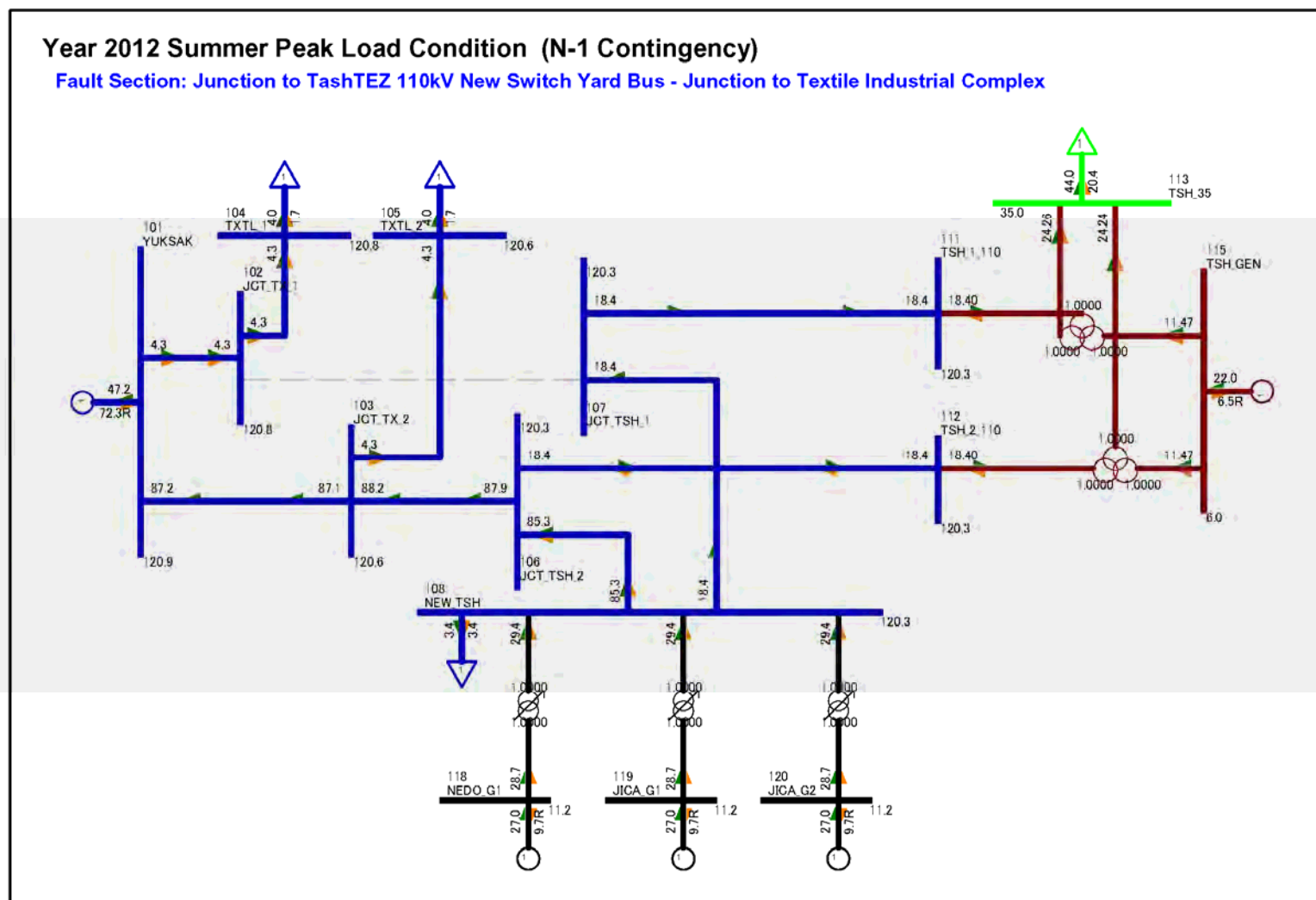
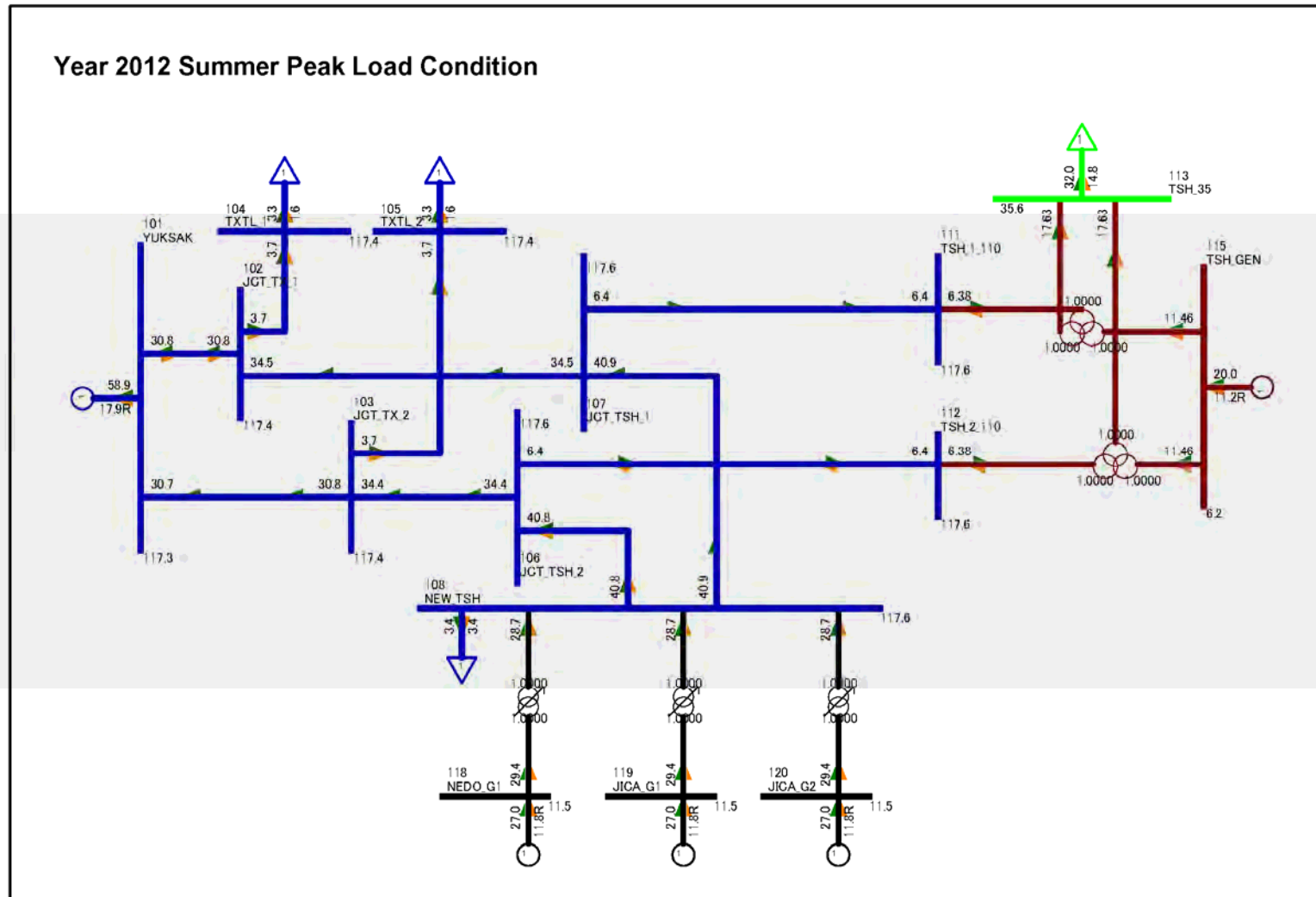


図 3-5-3 潮流・電圧計算結果（冬ピーク、単一設備事故時）

事故区間：分岐鉄塔～織物工場への分岐鉄塔間



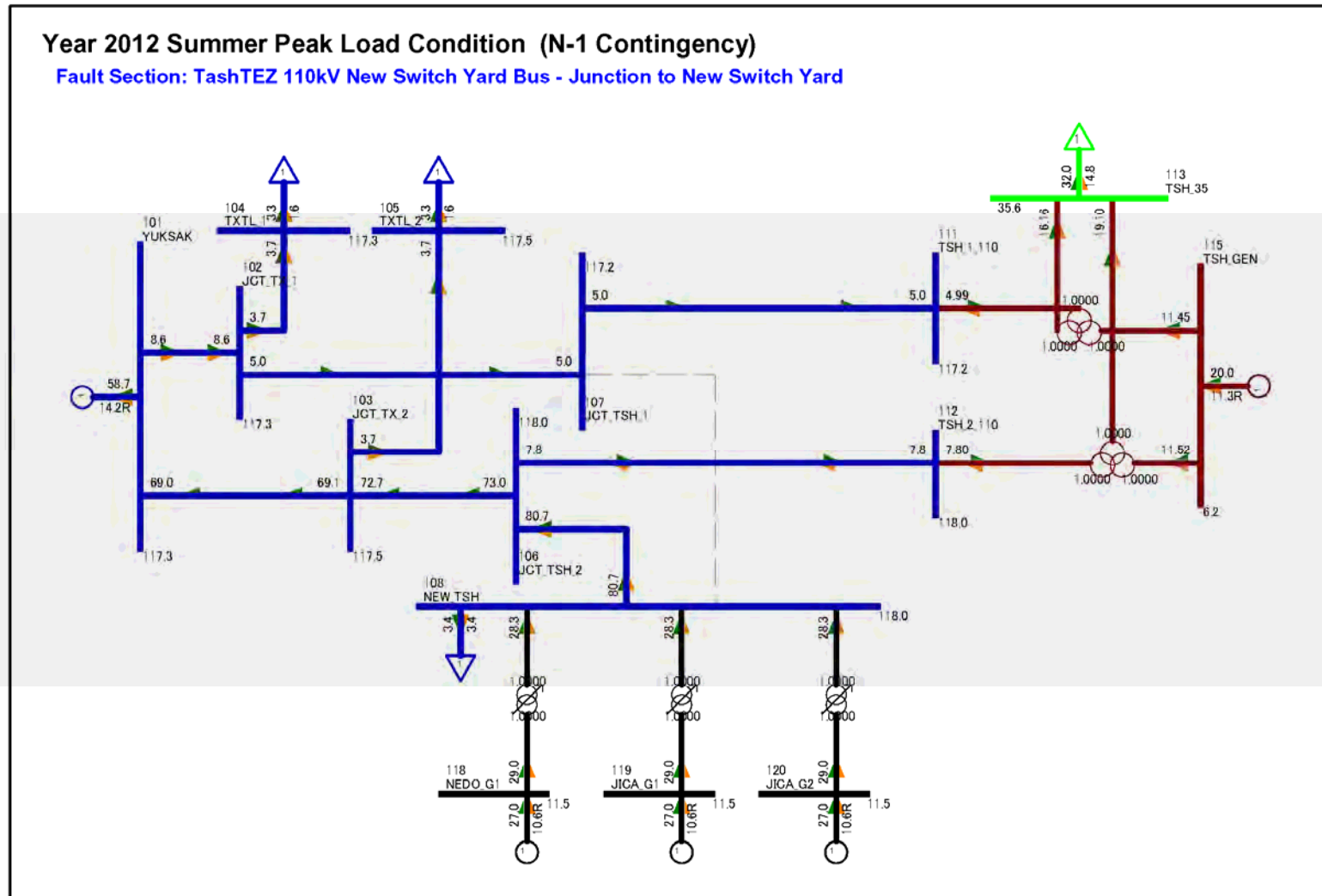


図 3-5-5 潮流・電圧計算結果（夏ピーク、単一設備事故時）

事故区間：分岐鉄塔～新開閉所間

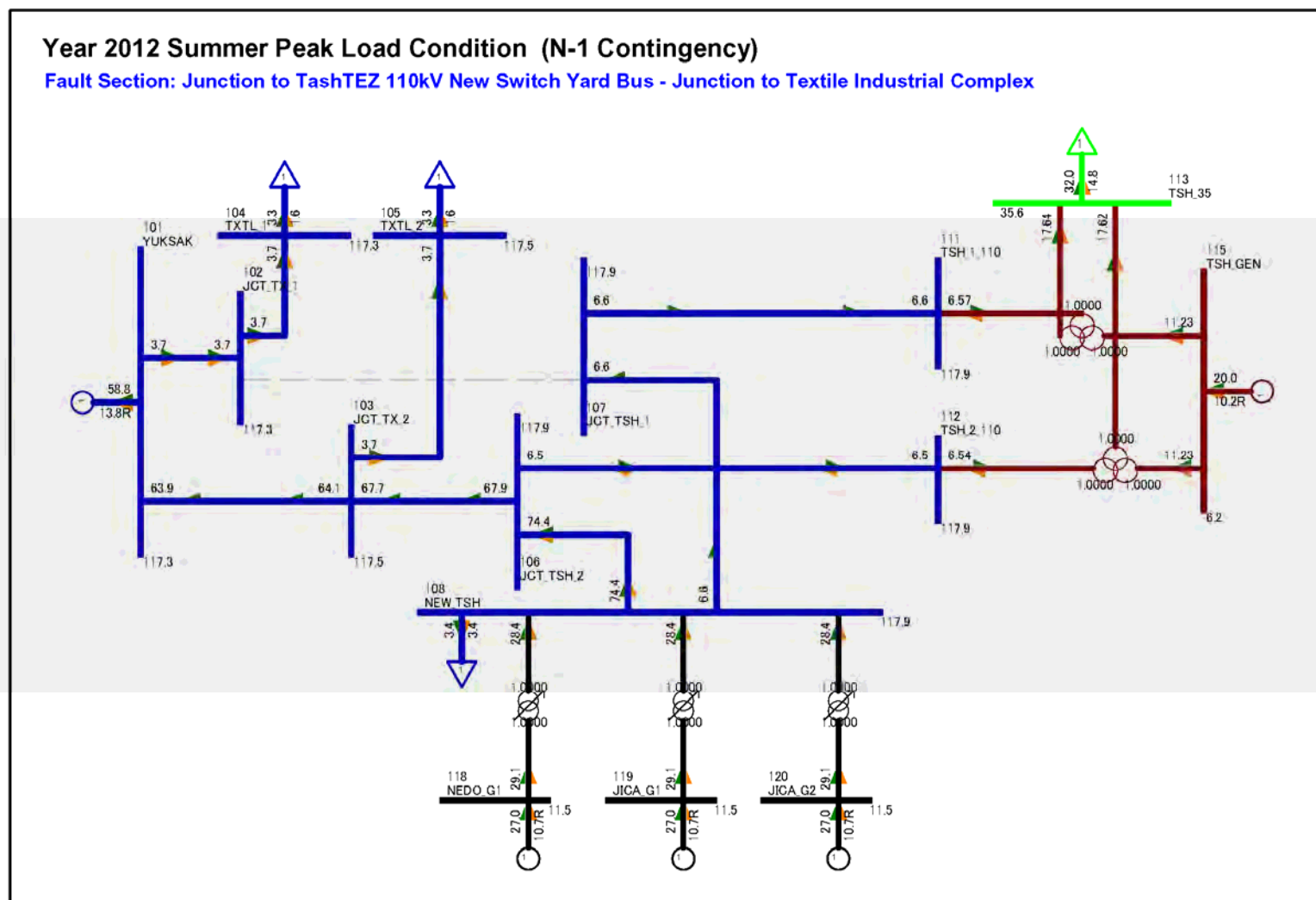


図 3-5-6 潮流・電圧計算結果（夏ピーク、単一設備事故時）

事故区間：分岐鉄塔～織物工場への分岐鉄塔間

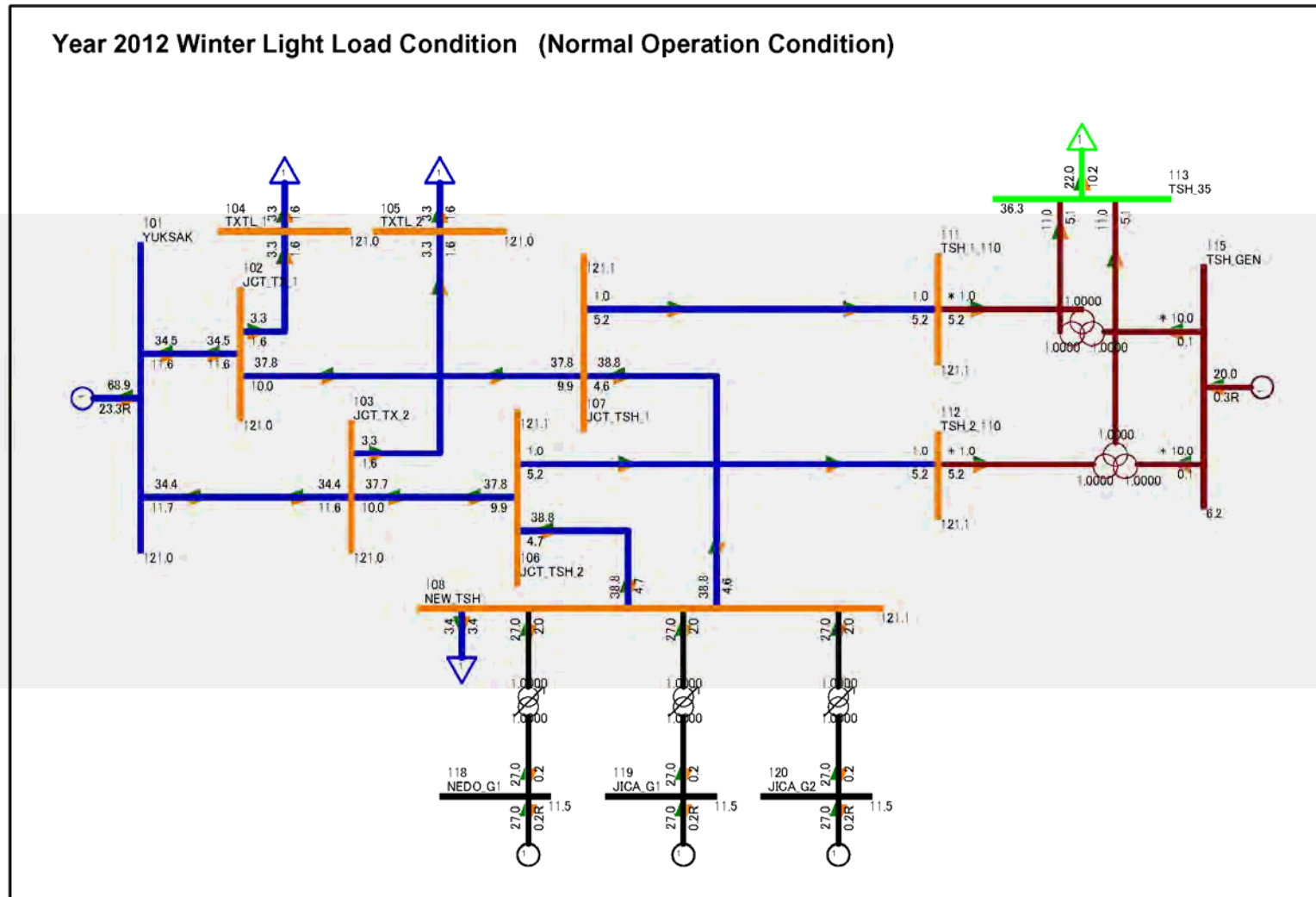


図 3-5-7 潮流・電圧計算結果（冬季軽負荷、設備健全時）

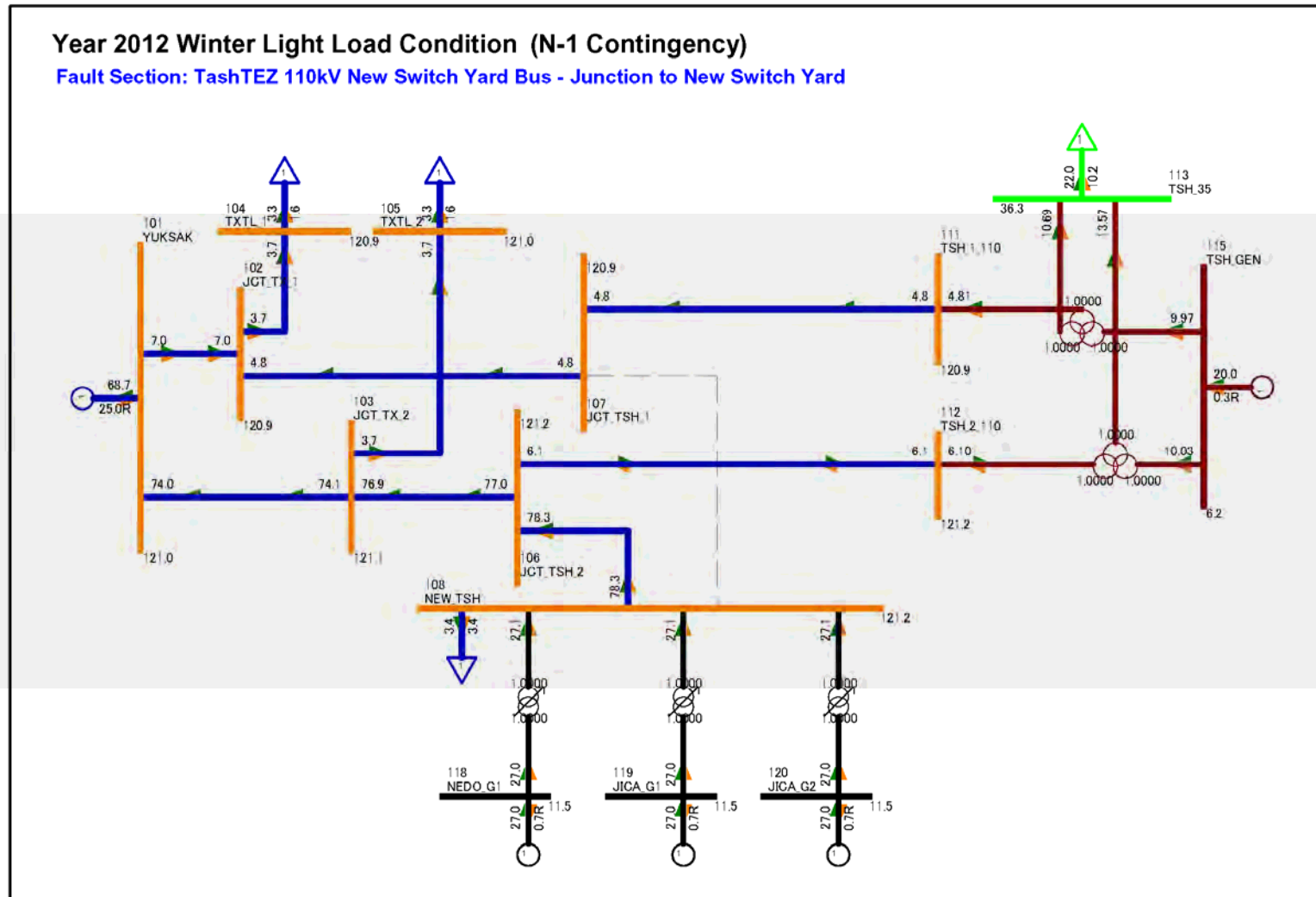


図 3-5-8 潮流・電圧計算結果（冬季軽負荷、単一設備事故時）

事故区間：分岐鉄塔～新開閉所間

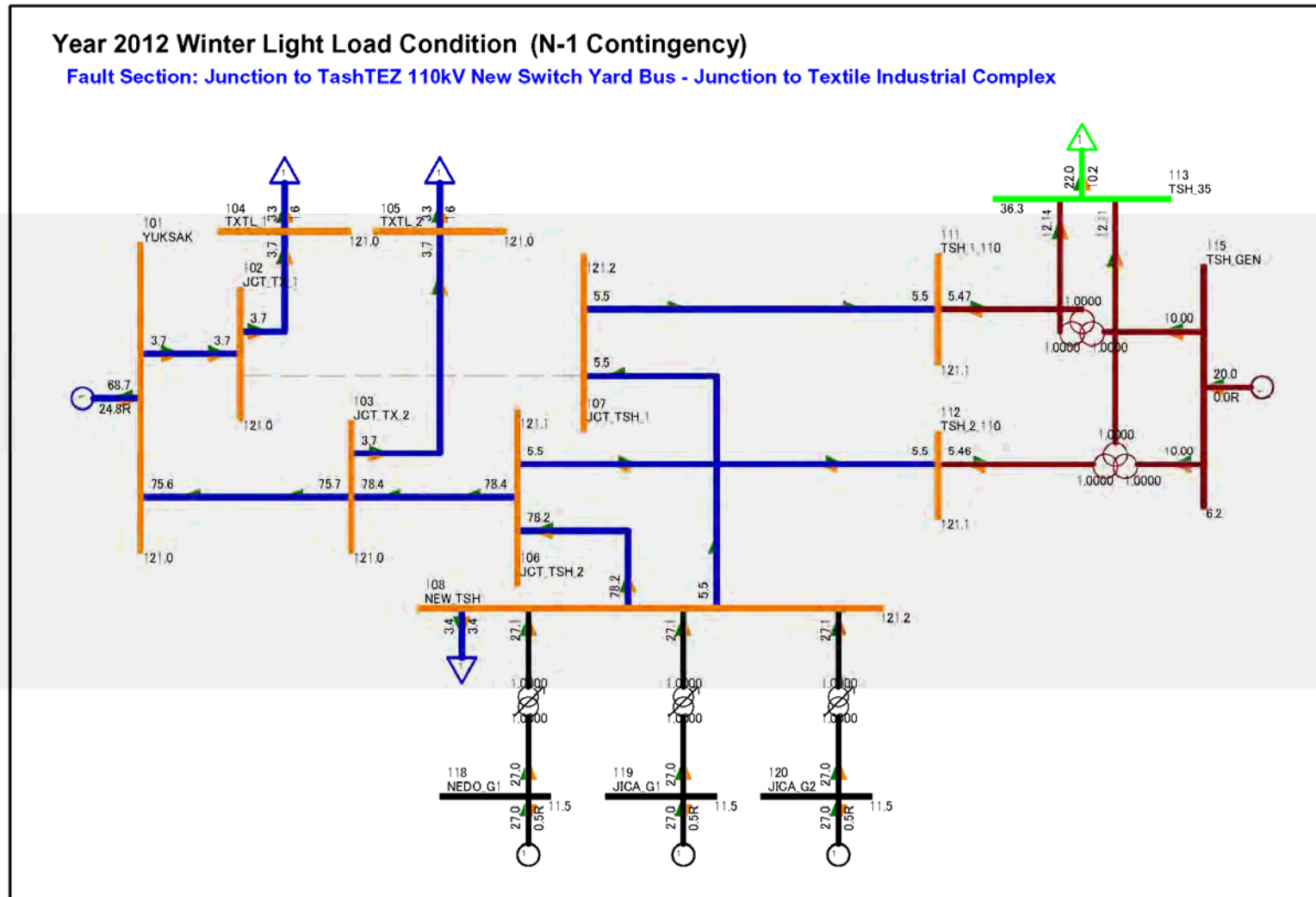


図 3-5-9 潮流・電圧計算結果（冬季軽負荷、単一設備事故時）

事故区間：分岐鉄塔～織物工場への分岐鉄塔間

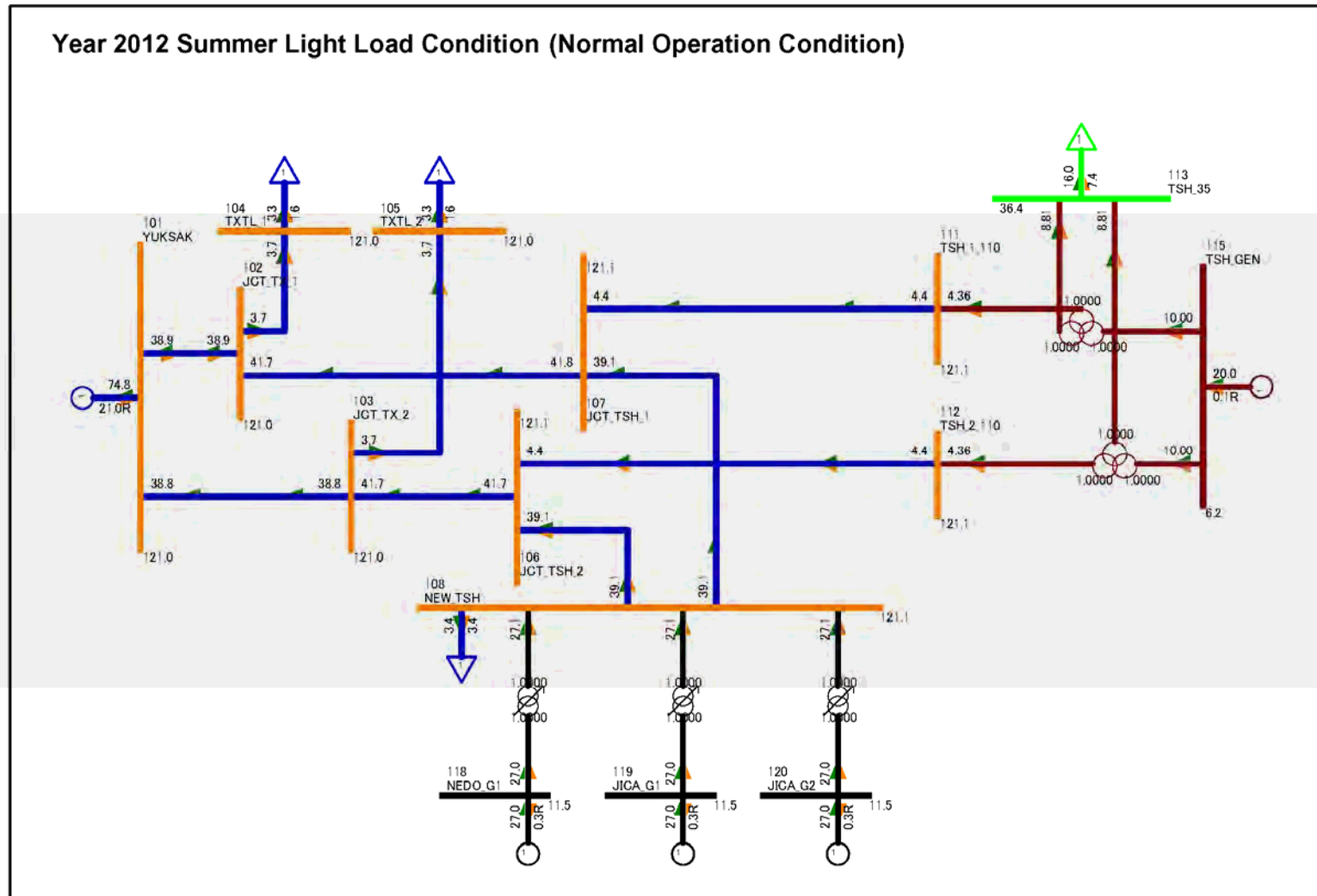


図 3-5-10 潮流・電圧計算結果（夏季軽負荷、設備健全時）

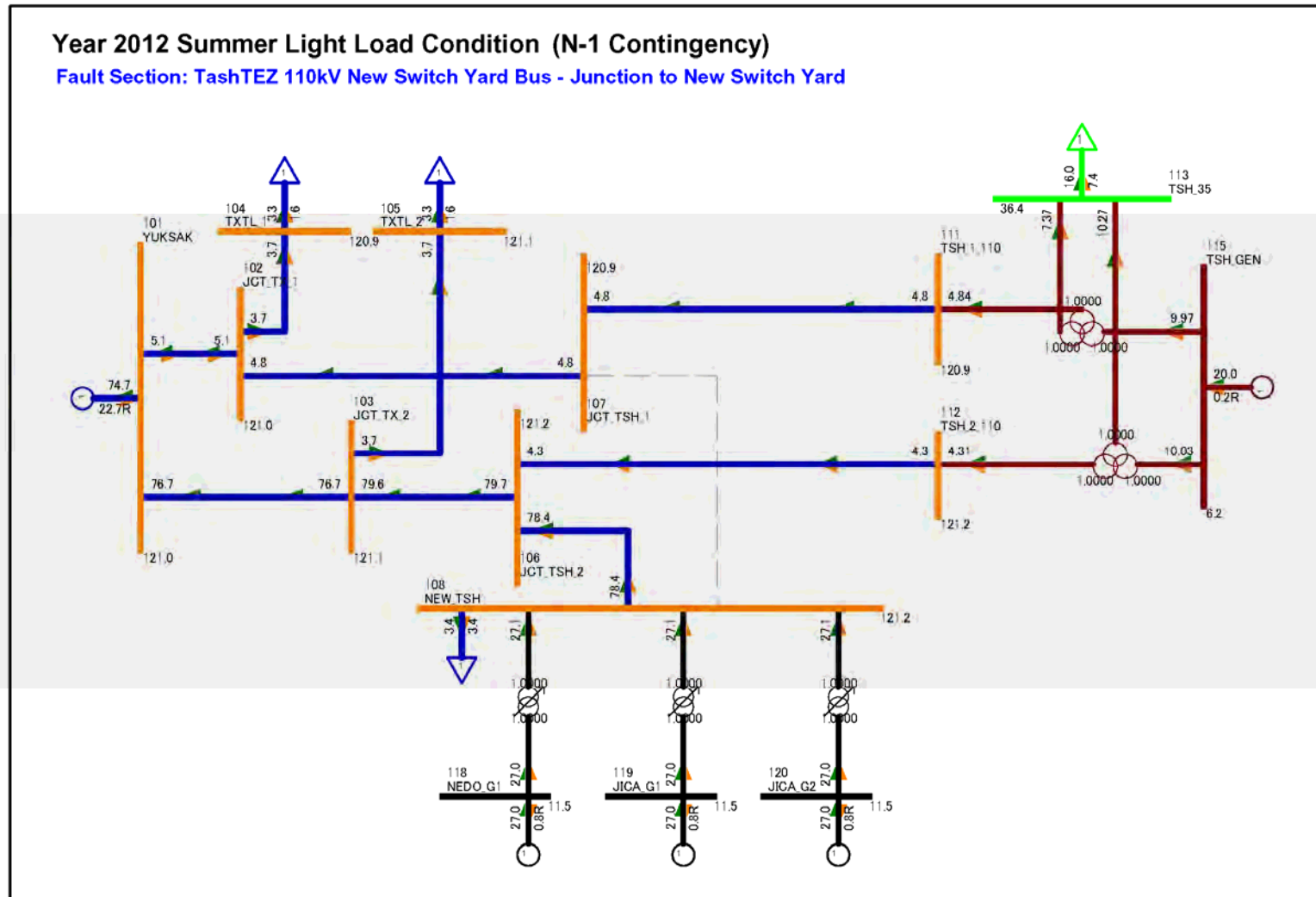


図 3-5-11 潮流・電圧計算結果（夏季軽負荷、単一設備事故時）
 事故区間：分岐鉄塔～新開閉所間

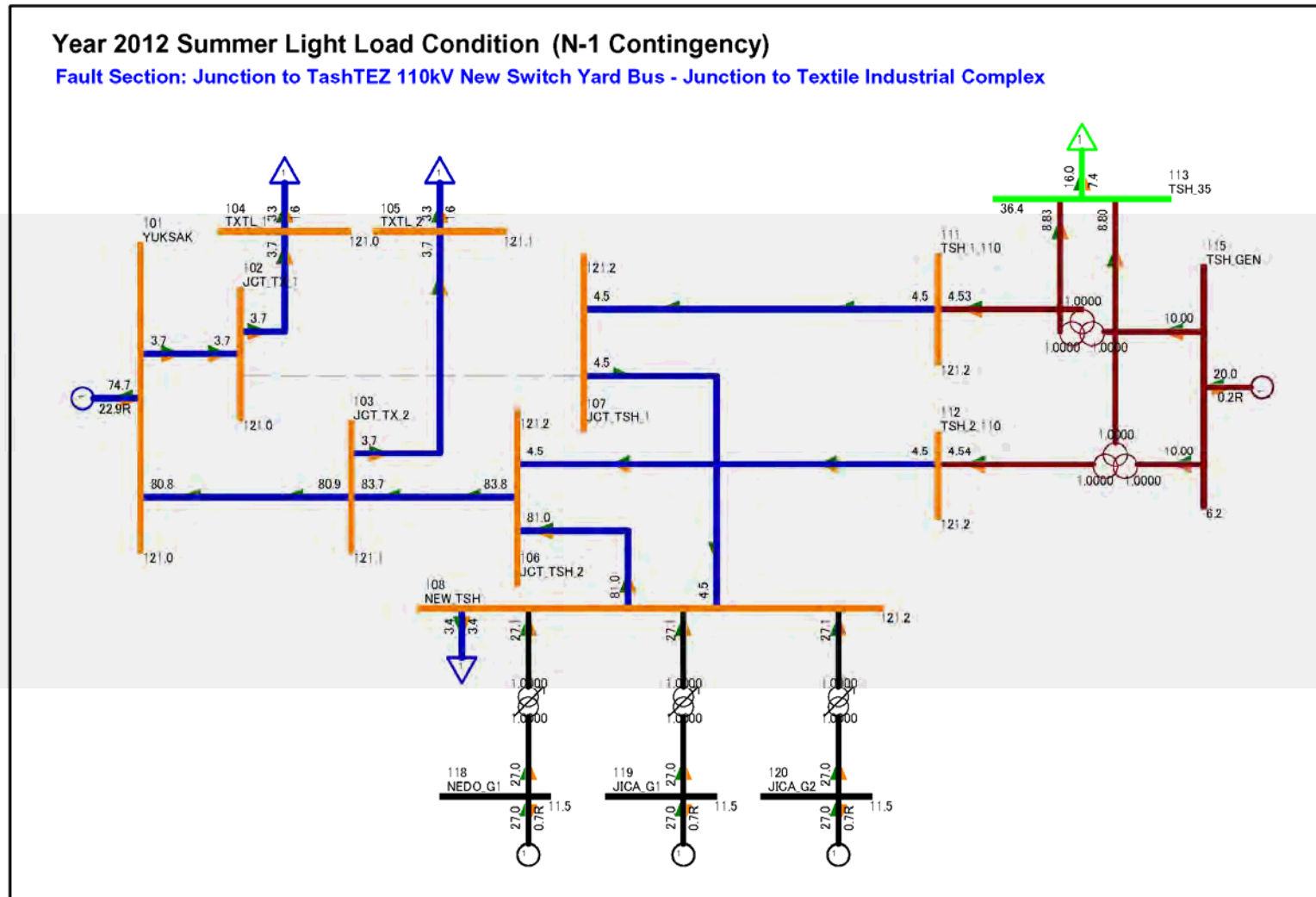


図 3-5-12 潮流・電圧計算結果（夏季軽負荷、単一設備事故時）

事故区間：分岐鉄塔～織物工場への分岐鉄塔間

3.6 短地絡電流解析

NEDO 事業を含めた本事業の実施により GTCS 3 台が既設 110kV 送電系統に接続されることによる、3 相短絡及び 1 線地絡事故電流の計算を行った。

3.6.1 解析結果

Yuksak 変電所、織物コンビナート内変電所、既設タシケント熱併給発電所 110kV 母線、新設開閉所 110kV 母線における 3 相短絡電流値及び 1 線地絡電流値は、表 3-6-1 の通りであり、GTCS 3 台の導入により、3 相短絡電流値が 3.1~5.4kA、1 線地絡電流値が 2.9~6kA 程度増加するが、110kV 用機器の定格容量の 30kA 未満であることが分かった。

表 3-6-1 事故電流解析結果

発電所名	3相短絡電流(A)		増減(A)	1線地絡電流(A)		増減(A)
	GTCS無し	GTCS有り		GTCS無し	GTCS有り	
Yuksak	20,282	23,392	3,110	20,427	23,384	2,957
Textile Industrial Complex	16,403	19,366	2,963	14,303	16,937	2,634
Tashkent CHP Plant (existing)	13,692	19,112	5,420	11,437	17,438	6,001
New Switching station	N/A	20,005	N/A	N/A	18,275	N/A

3.7 結論と提言

潮流・電圧解析結果から、GTCS 3 台が接続される既設 110kV 送電線の使用電線 (AC-185) の送電容量 (79MVA (健全時)、95MVA (異常時)) は十分であることが分かった。

次に、ピーク負荷時においても系統全体の電圧が高めで運用されており、軽負荷時には変電所で異常電圧が発生しやすい系統状態となっている。このため、軽負荷時において、Yuksak 変電所 110kV 母線電圧が許容最高電圧である 121kV まで上昇するという最過酷条件を仮定した場合に、変電所、新設開閉所母線、既設タシケント熱併給発電所 110kV 母線で異常電圧が発生し、NEDO 事業及び本事業の発電機が進相運転となる恐れがある。この問題については、必要に応じて母線電圧低減の為に並列リアクトルを導入する、Yuksak 変電所変圧器のタップを調整するなどの対策の検討を推奨する。また、軽負荷時における GTCS 出力の抑制等、NEDO 事業及び本事業設備の各発電機の運用方法に関する、より詳細な検討を推奨する。

第 4 章 EIA 作成支援調査

目 次

4.1	大気質、水質、騒音等の現状.....	1
4.1.1	大気質の現状.....	1
4.1.2	水質の現状.....	4
4.1.3	騒音の現状.....	5
4.1.4	植生等	8
4.2	大気質及び騒音予測結果.....	9
4.2.1	大気質予測結果.....	9
4.2.2	騒音予測結果.....	16
4.3	EIA に記載項目の選定	18
4.3.1	「ウ」国内の EIA の記載項目	18
4.4	工事中・供用時の影響に対する緩和策とモニタリング計画	29
4.4.1	工事中・供用時の影響に対する緩和策.....	29
4.4.2	工事中・供用時の影響に対するモニタリング計画	32
4.5	EIA の実施時期	33
4.5.1	EIA の手続き	33
4.5.2	住民説明会の手続き	34
4.6	ドラフト版 EIA 報告書	35
4.7	結論.....	36

第4章 EIA 作成支援調査

タシケント熱併給発電所で計画されている JICA 事業の環境影響評価については、フェーズ 1 調査にて EIA 報告書に記載するべき項目や関連法律等は確認できたものの、その項目について EIA 報告書を作成できるほどの情報収集に至っていなかった。

このため、本調査では、「環境社会配慮のための国際協力銀行ガイドライン」(平成 14 年 4 月)及び「ウ」国内法を満たす環境アセスメント (EIA)報告書の作成を支援として、大気質、水質、騒音等の環境の現状レベル、計算モデルによる予測結果及びそれに必要なデータの収集を、適宜行うとともに、工事中・供用時の影響に対する緩和策とモニタリング計画を検討することを目的とした。

また、「ウ」国内で承認されるべき EIA 報告書の作成・承認のために、これらの検討結果を取りまとめた報告書を作成し、住民協議の内容や開催スケジュール等についても大枠を関係機関に確認することとした。

4.1 大気質、水質、騒音等の現状

4.1.1 大気質の現状

ウズベキスタン共和国 (以下「ウ」国) では、大気質の状況については、一般環境中の大気質のモニタリングを、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。

タシケント熱併給発電所の近傍では、図 4-1-1 に示す地点で大気質の測定が行われている。TEP に依頼して入手した、この測定地点の 2006 年～2008 年の測定結果は、表 4-1-1 に示すとおりである。

これによれば、本事業により発生する二酸化窒素 (NO₂) は、年間の平均値では 0.05～0.06 mg/m³、各年の最大では 0.24～0.37 mg/m³ の濃度となっている。

各年の最大値はいずれの年も「ウ」国の最大許容濃度 (MAC) を超えており、最大値は 3.4 倍の高い値となっている。

また、年間の平均値で見ると IFC の Environmental, Health and Safety General Guidelines (2006) で国際的な基準として引用されている世界保健機構 (WHO) の基準値を超えており、タシケント熱併給発電所周辺の大気質の汚染レベルは高いものと推察される。

この他、一酸化炭素 (CO) 及び煤塵が、「ウ」国の最大許容濃度 (MAC) を若干超えるような汚染レベルとなっているが、二酸化硫黄はきわめて良好なレベルとなっている。

本事業では燃料としてガスを使用し、ガスタービンによる発電を行うことから、二酸化窒素以外の汚染物質の影響は想定されないが、二酸化窒素の影響については現状の高いレベルに十分留意する必要がある。

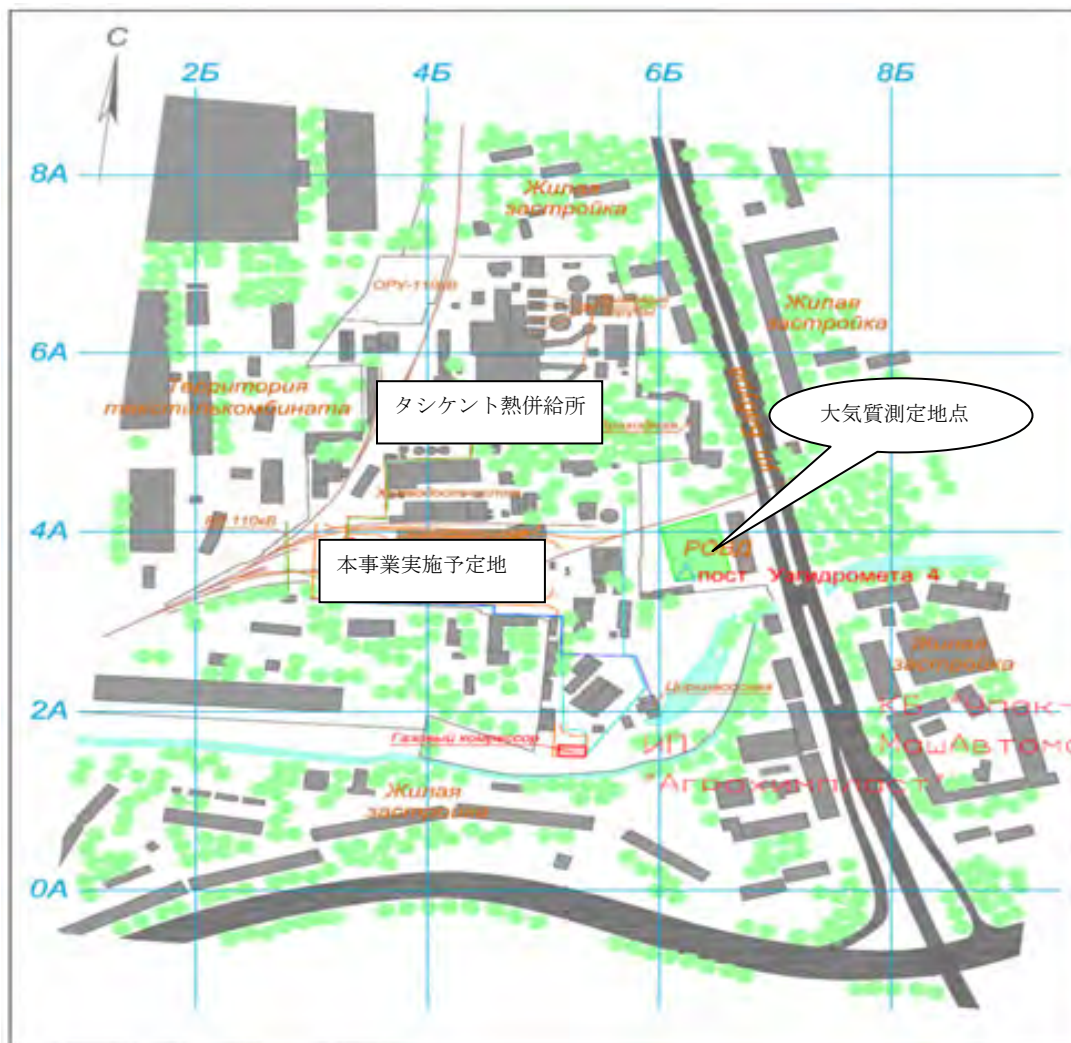


図 4-1-1 大気質測定地点

。

表 4-1-1 大気汚染物質の測定結果及び最大許容濃度 (MAC)

汚染物質	2006 年 mg/m ³		2007 年 mg/m ³		2008 年 mg/m ³		測定値最大 /MAC	「ウ」国最大 許容濃度 (MAC) mg/m ³ (30 分 値) ^{※1}	IFC Environmental, Health and Safety general guideline (2007) mg/m ³ ^{※2}
	平均	最大	平均	最大	平均	最大			
二酸化窒素 Nitrogen dioxide (NO ₂)	0.05	0.24	0.06	0.25	0.06	0.37	3.41	0.085	0.2(1 時間値) 0.04(1 年間)
一酸化窒素 Nitrogen oxide (NO)	0.04	0.18	0.04	0.19	0.05	0.19	0.28	0.6	—
二酸化硫黄 Sulphur dioxide (SO ₂)	0.018	0.06	0.004	0.029	0.004	0.023	0.07	0.5	0.5(10 分間値) 0.125(24 時間値)
一酸化炭素 Carbon oxide (CO)	1.0	10.0	1.0	5.0	1.0	8.0	1.54	5.0	—
煤塵(粒子状物 質)Soot	0.2	1.7	N/A	N/A	0.2	0.9	1.60	0.15	0.15 (24 時間値) 0.07 (1 年間)

(出所)

※ 1.Sanitary norms, rules and hygiene normative documents of the Republic of Uzbekistan. SanPiN No. 0015-94.

※ 2. 世界保健機関 (WHO)。大気質ガイドライン 2005.

4.1.2 水質の現状

タシケント熱併給発電所からの排水は、併給所の東側から南側にかけて隣接して流れる小河川のサラ川に 2 箇所から排水している。

この排水 2 箇所及び排水の上流側及び下流側の 2 箇所で、水質のモニタリングが定期的に行われている。

タシケント熱併給発電所から入手した 2008 年における測定結果は表 4-1-2 に示すとおりである。

これによれば、排水が流入している河川は濁り、窒素及び燐等は既にかかなり汚染されており、排水中の濃度よりも高くなっている。図 4-1-2 に小河川の状況の写真を示すが、かなり濁っている状況が確認できる。

このため測定結果では、排水の上流側に比べ、排水の下流側では排水の希釈効果による逆に濃度が低くなっている現象がみられる。

表 4-1-2 排水及び流入河川の水質測定結果 (2008 年)

項目	単位	タシケント熱併給発電所で設定されている排水の最大許容濃度 (MAC)	測定結果			
			排水上流側河川	排水 1	排水 2	排水下流側河川
水温	℃	10 年間最高月平均を 5℃超えないこと	16.6	35.3	24	18.5
pH	—	6.5-8.5	7.78	7.96	7.5	7.7
溶存酸素 (DO)	mg/l	4-6 以上	6.9	5.8	6.5	6.6
濁り (SS)	mg/l	15	26	14.1	14.1	24.3
アンモニア態窒素	mg/l	0.5	0.68	0.39	0.47	0.6
硝酸態窒素	mg/l	9.1	4.7	3.4	3.5	4.3
亜硝酸態窒素	mg/l	0.02	0.075	0.02	0.019	0.05
燐	mg/l	0.3	0.55	0.3	0.29	0.47



図 4-1-2 排水が流入する小河川（サラ川）の状況

4.1.3 騒音の現状

タシケント熱併給発電所では所内及び周辺での騒音の測定は行われていないことが確認された。このため、現地調査時に簡易騒音計を用いて、本事業のガスタービン増設予定地 4 箇所ですら間に騒音レベルの測定を行った。

騒音レベルの測定結果は表 4-1-3 に示すとおりであり、ガスタービンの増設予定地では、既設設備が稼働している北側以外は、概ね 45dB(A)～57dB(A)であり、ほぼ住居地域の基準を準用してもほぼ問題ない、静穏な状況である。

表 4-1-3 本事業の増設予定地での騒音レベル測定結果（測定日：9月9日昼間）

測定地点	騒音レベル	「ウ」国環境基準		IFC EHS General Guidelines(2007)	
		昼間	夜間	昼間	夜間
ガスタービン増設予定地 西側（送電線側）	54.7～56.8dB (A)	55dB(A)	45dB(A)	55dB(A)	45dB(A)
ガスタービン増設予定地 南側（隣接織物工場側）	42.6～44.3dB(A)				
ガスコンプレッサ設置予 定地(隣接アパート(10 階 建))	45.1～46.3dB(A)				
ガスタービン増設予定地 北側（既設設備側）	72.5～72.6dB(A)(機測 1 m : 73.1～73.5dB (A))				

ただ、ガスタービンに使用するガスについては、昇圧して供給する必要があり、このためガスコンプレッサを設置する予定である。

この予定地はタシケント熱併給発電所の最南端に位置しており、南側に隣接して、10 階建てのアパート住宅があるため、ガスコンプレッサによる騒音の影響を十分検討する必要がある。

図 4-1-3 にガスコンプレッサの設置場所及び隣接するアパート住宅の位置関係を、図 4-1-4 にアパート住宅の概観写真を示す。

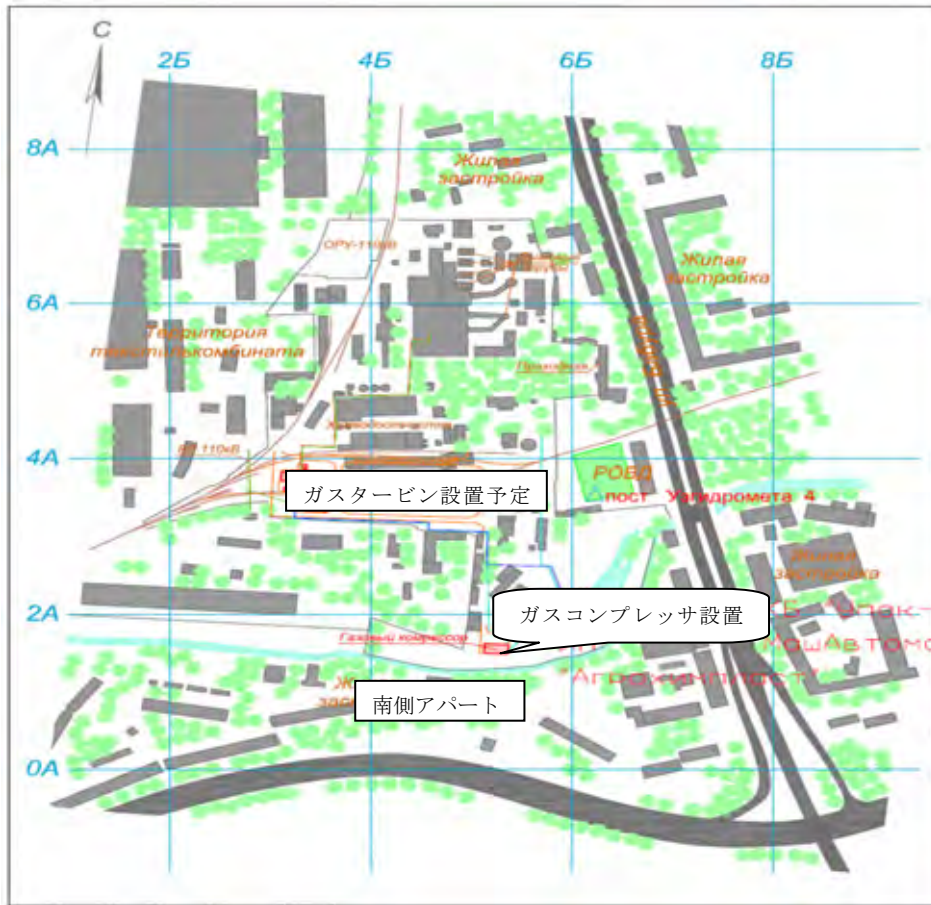


図 4-1-3 ガスコンプレッサ設置場所



図 4-1-4 タシケント熱併給発電所からの南側のアパート住宅の概観

4.1.4 植生等

タシケント熱併給発電所では既設設備周辺には、鑑賞樹木や果樹等の植栽でかなり緑化が整備されている状況が伺われる。

図 4-1-5 に既設設備周辺の緑化状況の代表的な事例を示す。

TEP により行われた植生調査では、スズカケ、ポプラ、ニワウルシ、アンズ、リンゴ、サクランボ等が植栽されており、鳥類の生息場として利用されていると推測される。



図 4-1-5 既設設備周辺の緑化状況

一方、本事業のガスタービン増設予定地は、荒地で大部分は草本類が繁茂する状況であり、動植物への影響を想定されるような状況とはなっていない。

図 4-1-6 にガスタービン設備設置予定地の状況を示す写真を示す。



図 4-1-6 ガスタービン設備設置予定地の状況

4.2 大気質及び騒音予測結果

4.2.1 大気質予測結果

(1) EIS での大気質予測結果

本事業のガスタービン 2 台のほか NEDO 事業の 1 台増設も含めた、排ガスの影響については、現状と比較して将来改善されるよう、既設の蒸気ボイラー 3 台（2～4 号）を廃止する計画を基本として、「ウ」側で TEP により作成された EIS で検討が行われている。

これらの検討では下記のケースについて、拡散シミュレーションモデルによる寄与濃度の予測を行っている。

- ・現状の蒸気ボイラー 5 台及び温水ボイラー 7 台による寄与濃度
- ・増設設備 3 台による寄与濃度
- ・将来設備（2～4 号ボイラーを除く既設設備＋増設設備）による寄与濃度

この予測で用いられた排出パラメータは、表 4-2-1 及び 4-2-2 に示すとおりである。
窒素酸化物の排ガス中の濃度は、国際的な基準である IFC の基準値に適合したものとなっている。

表 4-2-1 増設設備の排出パラメータ

項目	単位	NEDO 1 台	JICA 2 台
		天然ガス	天然ガス
燃料使用量	Nm ³ /h	9420	9420
排出ガス量 (湿り)	Nm ³ /h	220×10 ³	220×10 ³
排出ガス量 (湿り)	m ³ /s	101.46 ³	101.46 ³
排出ガス温度	°C	180	180
排出ガス速度	m/s	5.2	5.2
煙突の実高さ	m	60	60
煙突口径(直径)	m	5	5
二酸化窒素排出量	g/s	2.211	2.211
一酸化窒素排出量	g/s	0.359	2.211
二酸化硫黄排出量	g/s	0.378	0.378

注：数値は 1 台あたりの数値である。

表 4-2-2 窒素酸化物の排出濃度及び IFC の基準

項目	新設 (天然ガス)	IFC EHS guideline Thermal Power plants(2007)
窒素酸化物排出濃度	50mg/m ³	50mg/m ³

注：窒素酸化物の排出濃度は、O₂15%換算値である。

二酸化窒素の予測結果は表 4-2-3 及び図 4-2-1 に示すとおりであり、上記の 3 ケースごとの寄与濃度の予測結果についてみると、現状の既設設備の排ガスによる寄与濃度は、0.060mg/m³ (0.71MAC)、増設設備の寄与濃度は 0.010 mg/m³ (0.12MAC)、将来設備の寄与濃度は 0.043 mg/m³ (0.51MAC) となっている。

設置するガスタービンは、緩和策が十分なされた設備であり、既設の 2~4 号ボイラーを廃止することで、現状の設備からの二酸化窒素の寄与濃度 0.060 mg/m³ は、将来は 30%t 程度減少し、0.043 mg/m³ となるため大気質の改善に寄与している。

表 4-2-3 二酸化窒素の最大着地濃度(mg/m³)

汚染物質	MAC	既設	新設	将来
二酸化窒素 (NO ₂)	0.085	0.060 (0.71MAC)	0.010 (0.12MAC)	0.043 (0.51MAC)

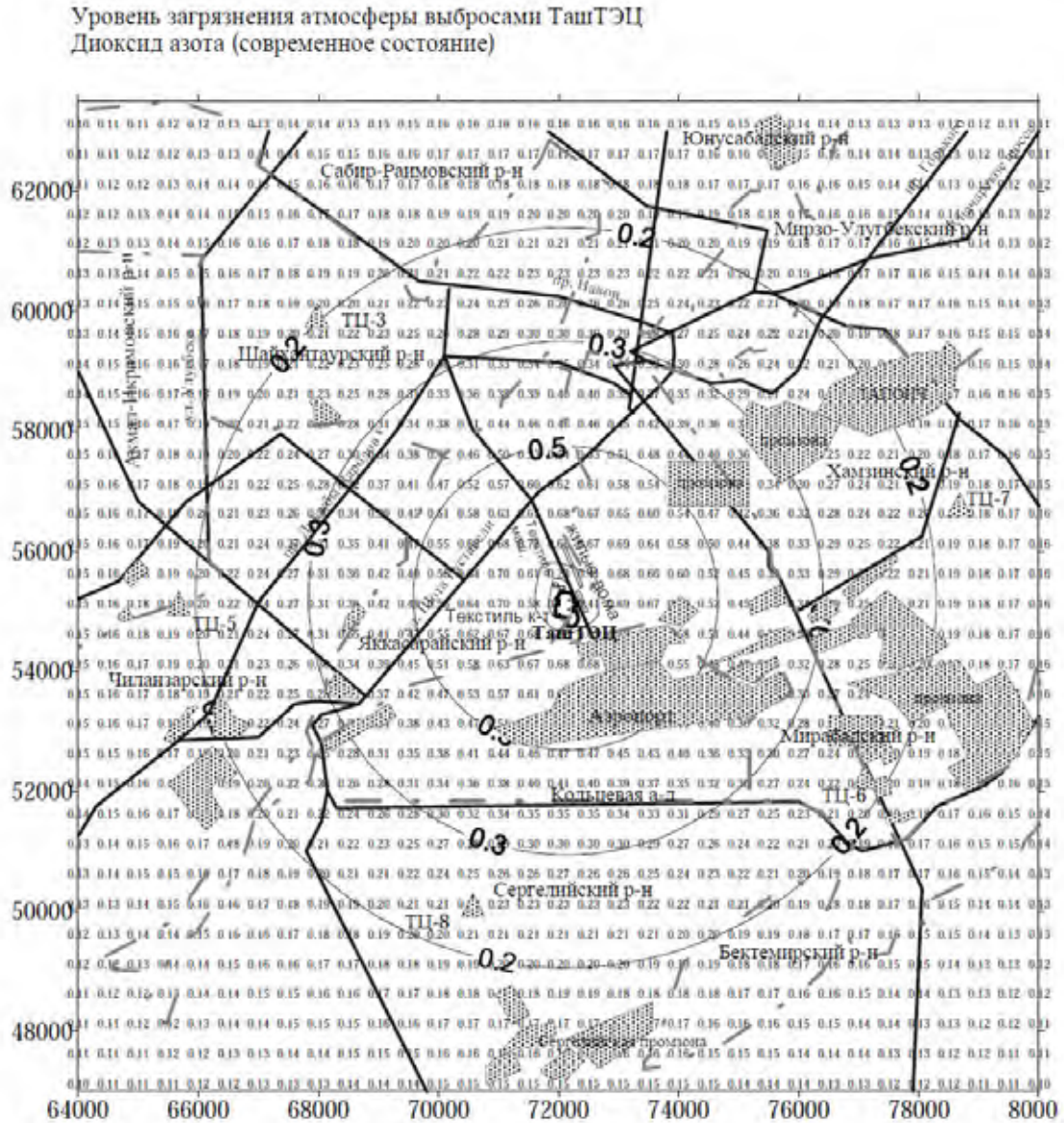


図 4-2-1(1) 二酸化窒素の着地濃予測結果 (現状設備)
(×MAC)

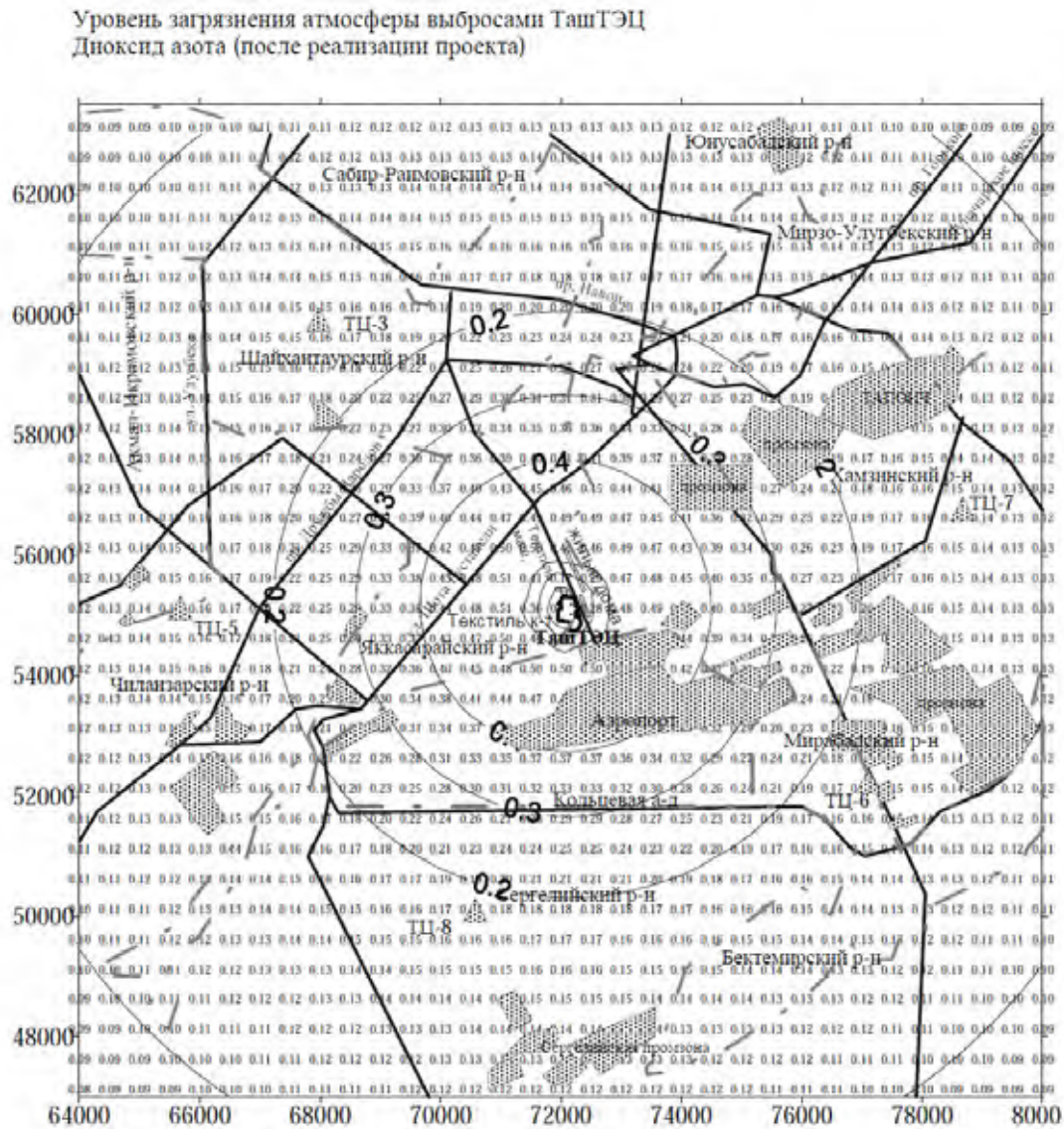


図 4-2-1(2) 二酸化窒素の着地濃度予測結果 (将来設備 : 2~4 号蒸気ボイラー廃止)
(×MAC)

ただし、この大気質の予測では、表 4-2-1 に示したとおり排出ガス速度が、一般的なガスタービンによる発電設備に比べ、かなり遅い 5.2m/s と設定されている。これは、本事業の発電規模のわりに煙突口径が広すぎることが原因と考えられた。

排出ガス速度が遅い場合、1.5 倍以上の風速が煙突出口で吹くと、図 4-2-2 のような煙突出口付近での逆流域が生じて排出ガスが上昇しないダウンウォッシュ現象が生じ、通常の拡散に比べ高濃度となる可能性があるといわれている。

当該地域の地上風速では、頻度は 1%程度と高くはないが 5m/s の風速が出現することが

EIS で記載されており、この場合、煙突出口の高度（60m）では 8m/s ぐらいの風速になる可能性があり、ダウンウォッシュ現象が生じる可能性が高い。

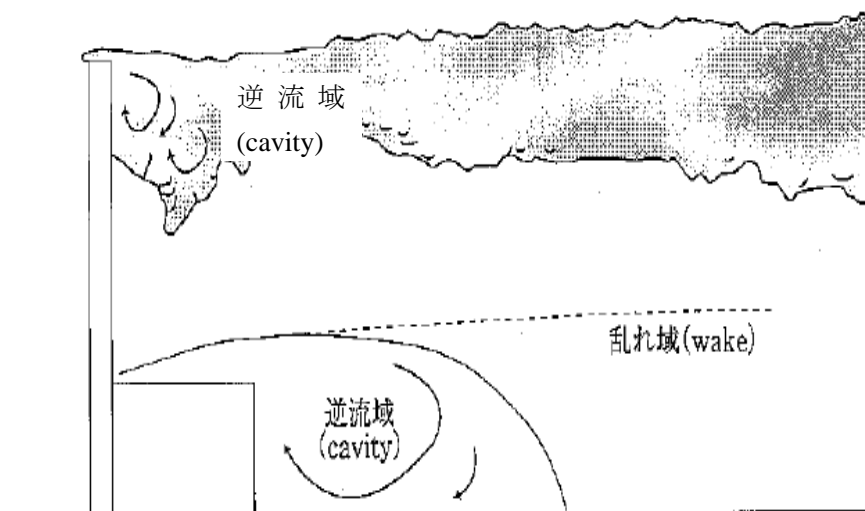


図 4-2-2 ダウンウォッシュ現象

また、タシケントでは冬場を中心に地上付近の逆転層の出現が EIS で記載されており、排出ガス速度を速くして煙の上昇効果を高めることで、逆転層による排ガスの地上部付近の滞留をなるべく減らす効果も期待される。

煙突の形状を再検討し、煙突出口の直径できる限り狭め、排出ガス速度を速くして 10～20m/s 程度とすることが必要と考えられる。

計算に必要なデータはインターネット等で入手しており、調査団から提供されたものではないため、データをより実態に即した、環境上配慮された適切なものに修正する必要がある、修正したデータでシミュレーションを再実施する必要があると判断された。

シミュレーションの再実施に当たっては、9月の現地調査時に、タシケント熱併給発電所から JICA からの正式な依頼レターの要請があり、また、調査団からの排出ガス等の諸元データの供与が、シミュレーションの実施機関である TEP より依頼された。

このため、10月の最終現地調査前に JICA から 2009年10月21日付けの依頼レター（添付資料-1）が送付され、合わせて JICA 調査団から予測諸元データも提供された。

(2) 排出諸元の修正による大気質予測

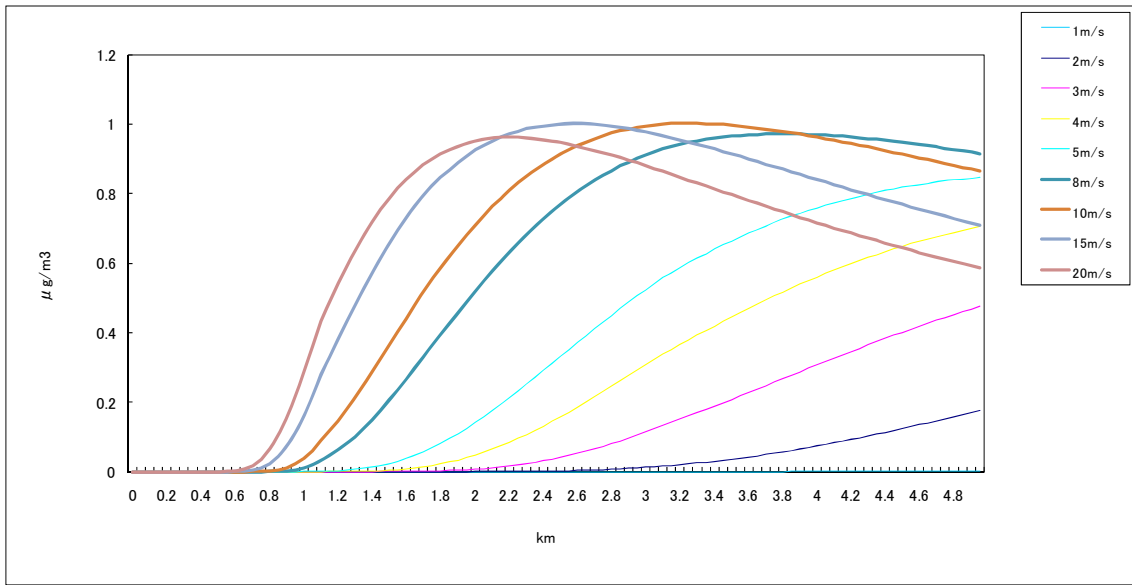
(1)で述べたように大気質の予測については、煙突の口径を狭め、排ガス速度を速めることが排出諸元の大きな変更点である。

設置される煙突頂部の口径を 5mから、日本での煙突の設置事例である 2.8mへ狭めるこ

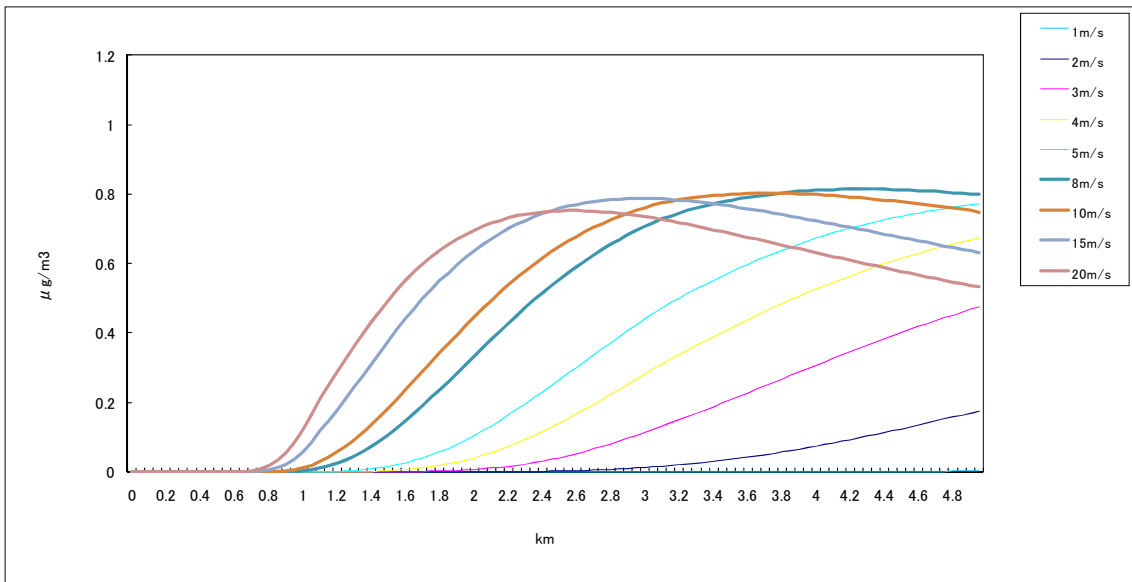
とで大気質の影響が緩和される。

調査団で行った煙突口径 5m と 2.8m の場合の、大気質の予測結果は図 4-2-3 に示すとおりであり、煙突口径を 2.8m とすることで、風速 8m/s 以上の場合、大気質の影響が緩和されることが確認されたことを説明した。

(煙突口径 5m , 排出ガス速度 5.2m/s)



(煙突口径 2.8m , 排出ガス速度 16.5m/s)



注：1.図中の凡例は煙突出口での風速条件を示す。

2.予測値は、ガスタービン 1 台あたりの数値である。

図 4-2-3 大気拡散予測結果の比較 (煙突口径 5m 及び煙突口径 2.8m)

また、煙突口径を狭め、排出ガス速度を速めることには、他に以下のようなメリットがあることについても説明した。

- ・排出ガス速度を速くすることで、冬場の地上付近の逆転層による排出ガスの地上部付近の滞留をなるべく減らす効果も期待されること。
- ・煙突の口径を狭めることで、煙突の建設コストも減少し経済的なメリットがあること。

「ウ」側での予測の再実施のため、表 4-2-4 に示すデータを TEP に供与しており、一部データへの技術的な質問があり、これについては JICA チームから回答することになっている。

今後、煙突の口径を 2.8m 程度に狭めることについては、「ウ」国の構造的な設計基準と比較検討し、実施が困難な場合、1 本の煙突への集合化等により、提案した速い排出ガス速度を保てるような措置を講じ、これに基づき TEP が予測を実施することを確認した。

表 4-2-4 修正した増設設備の排出諸元

項目	単位	NEDO 1 台	JICA 2 台
		天然ガス	天然ガス
燃料使用量	Nm ³ /h	8445	8445
排出ガス量 (湿り)	Nm ³ /h	261×10 ³	261×10 ³
排出ガス量 (湿り)	m ³ /s	120.32	120.32
排出ガス温度	°C	180	180
排出ガス速度	m/s	19.55	19.55
煙突の実高さ	m	60	60
煙突口径(直径)	m	2.8	2.8
二酸化窒素排出量	g/s	3.12	3.12
一酸化窒素排出量	g/s	0.51	0.51
二酸化硫黄排出量	g/s	0.53	0.53

注：数値は 1 台あたりの数値である。

これらの予測の再実施の条件及び予測結果は、4.5 章で後述するように、EIS の追加版として作成され、今後「ウ」国内の承認手続きが図られることになっている。

4.2.2 騒音予測結果

(1) EIS での騒音予測結果

本事業のガスタービン 2 台のほか NEDO 事業の 1 台増設も含めた 3 台による騒音予測をシミュレーションモデルにより実施している。

この予測で用いられた騒音レベルの諸元は、表 4-2-5 に示すとおりである。

表 4-2-5 発電設備の騒音レベル(dB)

機械種類	1/1 オクターブバンド中心周波数 (Hz)							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
煙突	100	83	73	59	57	56	52	42
総合空気フィルター	93	86	80	76	73	71	69	68
建屋 (ガスタービン、HRSG)	99	91	84	77	71	58	45	33

騒音レベルの予測結果は、図 4-2-4 に示すとおりである、騒音レベルは住宅地域では、30dB(A)未満と、環境基準値を十分下回っており、影響は無視できるレベルである。

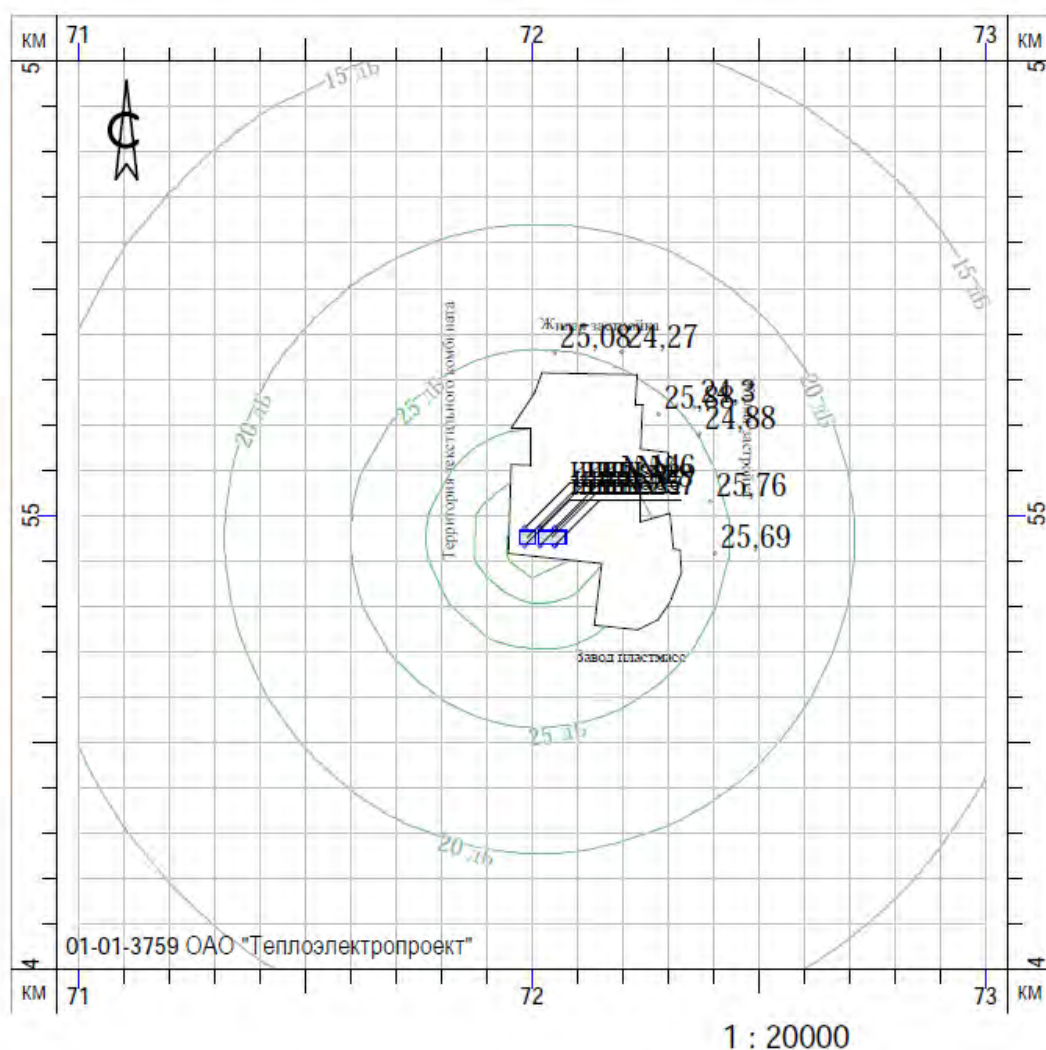


図 4-2-4 騒音レベル予測結果（ガスコンプレッサ含まず）

ただし、大気質と同様に、騒音の予測についても計算に必要なデータはインターネットで入手しているため、本事業でタシケント熱併給発電所の南側に隣接するアパート側に設置が予定されているガスコンプレッサによる騒音の影響が検討されていない。

大気質と同様データをより実態に即した適切なものにする必要があり、シミュレーションを再実施する必要があると判断され、JICA からの依頼レターの送付及び調査団からのデータ提供が行われた。

(2) 騒音諸元の修正による騒音予測

前述したガスコンプレッサを騒音源として追加するなど、より実態に即した表 4-2-6 に示すデータに基づき TEP が予測を実施することを確認した。

表 4-2-6 修正した発電設備の騒音レベル

機械種類	1/1 オクターブバンド中心周波数 (Hz)							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
煙突	76	77	71	68	61	54	52	56
総合空気フィルター	81	78	81	83	90	87	85	85
建屋 (ガスタービン、HRSG)	66	70	73	83	79	75	79	67
変圧器	63	67	72	74	73	73	75	66
給水ポンプ	49	56	68	73	78	81	77	69
ガスコンプレッサ	58	59	63	58	50	43	41	34

これらの予測の再実施の条件及び予測結果は、4.5 章で後述するように、EIS の追加版として作成され、今後「ウ」国内の承認手続きが図られることになっている。

4.3 EIA に記載項目の選定

4.3.1 「ウ」国内の EIA の記載項目

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ことになっている。

(1)環境影響評価書の作成

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

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、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項目及び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

(2) 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 (SEC: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

本調査で作成することを想定していた、環境影響評価報告書 (EIS) については、既に 2009 年 7 月 2 日に国家自然保護委員会 (Goskomprirody) にそのドラフト版が提出され、特に追加の調査やシミュレーションの必要性はなく、Goskomprirody から 2009 年 8 月 25 日に承認を受けていることが確認された。

この EIS は NEDO 事業の影響も含めた検討が行われ、既存の蒸気ボイラーのうち、2~4 号機を廃止する代わりとして承認されている。当初は 2,3 号だけの廃止条件で調整していたが最終的には 2~4 号の廃止条件で EIS を提出した。これにより、計画段階の環境影響評価の手続きは終了している。

9 月に行われた現地調査での国家自然保護委員会との協議内容を参考として下記に示す。

- プロジェクトの導入によって環境が悪化しないことが最低条件である。
- 現在、冬場には重油焚による、SPM による汚染が生じており、既設を停止ではなく撤去する条件を満足しなければ、運転開始前の最終的審査では、自然保護委員会としては承認できない。
- 重油を使用しないよう、冬場での供給ガス圧力低下があってもガスタービンが運転出来るように、ガス会社から最低圧力の保証を取り付けることが必要がある。
- タシケント熱併給発電所は居住地区に近い。ガスタービンは、ジェットエンジン同様にうるさいと思われており、十分な説明と必要な対策実施が必要がある。

EIS に記載されている内容について、今後 JICA ガイドライン、JBIC のガイドライン・チェックリストや IFC のガイドラインと整合性や設備計画や排出諸元の検討し、必要に応じて上記の追加予測のほか緩和策、モニタリング等の記載内容の追加や修正などを行い、EIS の改訂版を作成し、最終現地調査で「ウ」側での改訂版の承認手続きの法的な取り扱いに

ついて協議・確認することとなった。

入手した EIS の目次及び主な記載事項は表 4-3-1 に、JBIC チェックリストとの整合性についての検討結果は表 4-3-2 に示すとおりである。

本事業の事業特性及び環境影響を勘案すると、大気質、騒音の影響等、基本的な項目については記載されているが、JBIC のガイドラインやチェックリスト、IFC の火力発電設備の EHS ガイドラインと比較してまったく記載されていない項目として下記のものがあげられる。

- 工事中の緩和策
- 工事中のモニタリング計画
- 運転中のモニタリング計画

このうち、「ウ」国では、運転中のモニタリング計画の内容は、前述した運転開始前の環境影響結果（SEC:Statement of Environmental Consequences）報告書を用いた最終手続きで記載されることになっている。しかしながら、JICA では円借款に当たって事前の審査段階で、上記3点については、チェックされる内容である。

これらについては EIS の改訂版として追加する必要がある、また、前述したように大気質、騒音の追加予測も必要である。

9月の現地調査では、最終現地調査前に JICA からタシケント熱併給発電所に改訂版の作成と追加予測についてその旨正式な依頼レターが必要であり、また、検討した結果のコメント等を次回の調査前に早めにタシケント熱併給発電所及び TEP に知らせることも要請されている。

このため、10月の最終現地調査前に JICA から 2009 年 10 月 21 日付けの依頼レター（添付資料-1）が送付され、合わせて JICA 調査団から検討結果も提供された。

これに基づき、最終現地調査で、EIS の改訂内容及びスケジュールについて、住民説明会や予測の再実施も含め、タシケント熱併給発電所および TEP およびと協議して、以下の点を確認した。

- EIS の改訂については、承認されている EIS 全体を再度改訂版として作成するのではなく、今回 JICA チームが提案した工事中・運転中のモニタリング計画、詳細な工事中・運転中の環境影響緩和策及び大気質・騒音予測におけるパラメータ及び予測結果の変更点のみ追加 EIS として作成すること。
- 追加 EIS を、国家自然保護委員会（Goskomprirody）に提出して「ウ」国内の承認手続きを実施すること。
- 追加 EIS では、住民説明会の結果についても合わせて記載すること。

以上の EIS の改訂については、国家自然保護委員会（Goskomprirody）と協議して、最終的に問題ないことを確認している。

なお、今後追加 EIS の内容については、JICA からのコメント等による再修正による手続きの手戻りがないよう、事前に JICA による確認の必要性についてタシケント熱併給発電所から要望されている。

これらの確認の時期については、4.5 章に述べる実施スケジュールからみて本調査業務期間外となるため、今後確認方法等を検討する必要があると思われる。

表 4-3-1 承認された環境影響評価草案 (EIS) の目次及び主な記載事項

目次	主な記載事項
前書き	・プロジェクトの背景・必要性
1 章地域の自然環境の特性	<ul style="list-style-type: none"> ・物理的・地理的気候条件 ・既存の環境汚染源 ・大気質の状況 ・河川 ・土壌及び地下水 ・植生 ・騒音の状況 ・住民の健康状況 ・環境の状況の評価
2 章社会／経済的側面	<ul style="list-style-type: none"> ・電気と熱の安定供給 ・技術者の養成
3 章環境分析によるプロジェクトの決定	<ul style="list-style-type: none"> ・発電設備 ・火災防止設備 ・排ガスパラメータ (排ガス量・温度・速度、窒素酸化物濃度等) ・燃料消費量 ・水利用
4 章設計決定の代替改良分析	<ul style="list-style-type: none"> ・太陽光発電の実施状況 ・燃料消費・環境汚染・温室効果ガスの削減
5 章境影響評価	<ul style="list-style-type: none"> ・大気質 ・水質 ・騒音
6 章緊急時の環境影響評価	<ul style="list-style-type: none"> ・自動制御によるリスクの低減
7 章天然資源の利用の影響評価	<ul style="list-style-type: none"> ・土地利用 ・水利用 ・ガス利用量
8 章環境への影響緩和策及び提案	<ul style="list-style-type: none"> ・大気質への影響の削減 ・河川の水質への影響は変化なし ・自動制御システムによる危険性の低減
結論及び勧告	<ul style="list-style-type: none"> ・影響は現状に比べ低減

表 4-3-2 承認された環境影響評価書の内容についての JBIC チェックリストの整合性

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。	①本調査で作成することを想定していた、環境影響評価報告書 (EIS) については、既に 2009 年 7 月 2 日に国家自然保護委員会 (Goskomprirody) にそのドラフト版が提出された。 ②特に追加の調査やシミュレーションの必要性はなく、Goskomprirody から 2009 年 8 月 25 日に承認を受けていることが確認された。 ③EIS は NEDO 事業の影響も含めた検討が行われ、既存の蒸気ボイラーのうち、2~4 号機を廃止する代わりとして承認されている。 ④設備を営業運転させる前に、環境影響結果 (SEC:Statement of Environmental Consequences) 報告書を作成して承認をえることになっている。
	(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。	①現時点では住民説明は行っていない。 今後、ほぼ 1 カ月で説明会の開催の周知、EIS の内容の縦覧・周知等を行い、説明会の実施、実施後の意見の把握及び意見内容等の関係機関及び住民への報告といった内容が終了する予定である。 ②住民からの意見については、環境影響結果報告書で記載され、国家自然保護委員会で審査されることになっている。

分類	環境項目	主なチェック事項	環境配慮確認結果
2 汚 染 対 策	(1)大気質	<p>① 発電所操業に伴って排出される硫黄酸化物 (SO_x)、窒素酸化物 (NO_x)、煤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。</p> <p>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。</p>	<p>① ガスタービンの設置に当たっては、シミュレーションより、「ウ」国の基準を満足することを確認している。 また、設置するガスタービンは、緩和策が十分なされた設備であり、既設の 2～4 号ボイラーを廃止することで、現状の設備からの二酸化窒素の寄与濃度 0.060 mg/m³ は、将来は 30%t 程度減少し、0.043 mg/m³ となるため大気質の改善に寄与している。 ただし、当該地域の地上風速では、頻度は 1%程度ですが 5 m/s の風速が出現することが EIS で記載されており、煙突の高度 (60m) では 8m/s ぐらいの風速になる可能性がある。排ガス速度の 1.5 倍以上の風速が吹くと、ダウンウオッシュ現象で、通常の拡散に比べ高濃度となる可能性があるといわれている。シミュレーションに用いた排ガス速度が 5m/s 程度であり、できれば排ガス速度を 10m/s 以上として、上記の現象が生じないような設備とすることが必要と考えられる。 予測に用いた諸元については、一部見直しを必要とする。(修正 EIA で記載が必要)</p> <p>② 本計画は燃料としては天然ガスを使用し、石炭は使用しない。</p>
	(2)水質	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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されるか。</p>	<p>① 既設の 2～4 号ボイラーを廃止することにしており、排水量が増加することは想定されない。</p> <p>② 本計画は燃料としては天然ガスを使用し、石炭は使用しない。</p> <p>③ 既設の 2～4 号ボイラーを廃止することにしており、排水量が増加することは想定されない。</p>
	(3)廃棄物	<p>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。</p>	<p>① 季節設備では 28 種類の廃棄物が発生しているが、法に基づき適正な処理・処分が行われている。 既設の 2～4 号ボイラーを廃止することにしており、廃棄物</p>

分類	環境項目	主なチェック事項	環境配慮確認結果
			の増加は特に想定されない。
	(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。	①操業に伴う騒音レベルは、住居地域では、30dB(A)未満と予測されており、「ウ」国の環境基準値 45dB(A)を十分満足している。 ただし、大気質と同様に、騒音の予測についても計算に必要なデータはインターネットで入手しているため、本事業でタシケント熱併給発電所の南側に隣接するアパート側に設置が予定されているガスコンプレッサによる騒音の影響が検討されていない。予測に用いた諸元については、一部見直しを必要とする。(修正 EIA で記載が必要) また、労働環境については、発生源から 1m離れたところでは、「ウ」国の作業場の基準である 80dB(A)を超えないような設備とする計画である。 なお、振動については、50dB(A)を超えないレベルである。 ②本計画は燃料としては天然ガスを使用し、石炭は使用しない。
	(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。	①地下水のくみ上げはない。
	(6)悪 臭	① 悪臭源はないか。悪臭防止の対策はとられるか。	①悪臭源はない。
3 自然 環境	(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。	①本計画では増設設備はタシケント熱併給発電所内の荒地内に設置されることになっており、保護区には立地しない。
	(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。	①本計画では増設設備はタシケント熱併給発電所内の荒地内に設置されることになっており、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）とはなっていない。 ②～③ガスタービン増設予定地は、荒地で大部分は草本類が繁茂する状況であり、貴重種が生息するような状況とはなっておらず、また、生態系への重大な影響も想定されない。 ④～⑤既設の 2～4 号ボイラーを廃止することにしており、増設後の河川からの取水量は、既設の取水計画量の範囲内で

分類	環境項目	主なチェック事項	環境配慮確認結果
		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。	あり、放水量の増加も想定されない。
4 社会 環境	(1)住民移転	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>⑤ 移転住民について移転前の合意は得られるか。</p> <p>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。</p> <p>⑦ 移転による影響のモニタリングが計画されるか。</p>	①～⑦本計画では増設設備はタシケント熱併給発電所内の荒地内に設置されることになっており、住民移転は生じない。
	(2)生活・生計	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>①本計画では増設設備はタシケント熱併給発電所内に設置されることになっており、用地取得等はない。</p> <p>また、本事業では燃料効率の高い設備を採用し、タシケントでの熱需要及び電気需要に寄与できる。</p> <p>なお、雇用については、本事業の運転に伴い、研修プログラムを実施してより高い技術者を育成できる。</p> <p>②本事業計画されるタシケント熱併給発電所内は首都であるタシケントの南側に位置し、周辺には住居や官公庁や企業、工場等があり、特に社会基盤の整備の必要はない。</p> <p>③本事業の燃料はガスパイプラインで供給され、また作業員は既設と同様にバスによる通勤等となるため、特に大型車両が増加することはない。</p> <p>④特に記載はないが、既設の状況からみて、作業員には公衆衛生の配慮が行われると想定される。</p> <p>⑤既設の 2～4 号ボイラーを廃止することにしており、増設後の河川からの取水量は、既設の取水計画量の範囲内であり、放水量の増加も想定されない。</p>

分類	環境項目	主なチェック事項	環境配慮確認結果
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。	①本計画では増設設備はタシケント熱併給発電所内に設置されることになっており、用地内には遺跡、史跡等はない。
	(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。	①本計画では増設設備はタシケント熱併給発電所内に設置されることになっており、用地面積も76m×195mと小さく、併給所全体からみれば景観的に変化は小さいと想定される。
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。	①記載なし(修正 EIA で記載が必要) ②ガスタービン増設予定地は、荒地で大部分は草本類が繁茂する状況であり、貴重種が生息するような状況とはなっておらず、また、生態系への重大な影響も想定されない。 ③記載なし(修正 EIA で記載が必要) ④記載なし(修正 EIA で記載が必要)
	(2)事故防止対策	① 事故防止に対する安全施設の設置、作業員への安全教育等、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）。	①タシケント熱併給発電所内では油などのバックアップ燃料や硫酸等の薬剤は、局所的に配置している。これらの運搬に当たっては、適切な運搬経路の使用することになっている。本事業では、ガスタービンの自動制御システムを新たに採用し、季節に比べ、事故に対する危険性を減らす対策がなされている。 ②本計画は燃料としては天然ガスを使用し、石炭は使用しない。
	(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。	①～④記載なし(修正 EIA で記載が必要)

分類	環境項目	主なチェック事項	環境配慮確認結果
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）。	① 基幹送電線を使用する。 ② 「ウ」国は内陸に位置している。
	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）。	① 本計画は燃料としては天然ガスを使用し、石炭は使用しない。 ② 規模は小さいが、既設の 2～4 号ボイラーを廃止することにしており、CO2 の年間削減量は 123,400 トンとなる。

4.4 工事中・供用時の影響に対する緩和策とモニタリング計画

EIS に記載されている内容について、JICA ガイドライン、JBIC のガイドライン・チェックリストや IFC のガイドラインと整合性や設備計画や排出諸元を検討した結果、大気質、騒音の影響等、基本的な項目については概ね記載されているが、JBIC のガイドラインやチェックリスト、IFC の火力発電設備の EHS ガイドラインと比較してまったく記載されていない項目として下記のものあげられる。

- 工事中の緩和策
- 工事中のモニタリング計画
- 運転中のモニタリング計画

これらについて、現時点で想定される工事中・供用時の影響に対する緩和策とモニタリング計画を推奨案として、下記に示した。

最終現地調査ではこれらの推奨案が追加 EIS に基本的に記載され、「ウ」国内の承認手続きを受けることになることを確認している。

なお、前述したように今後追加 EIS は「ウ」国内の承認手続きに供されることになるが、内容については、JICA からのコメント等による再修正による手続きの手戻りがないよう、承認手続き前に JICA による確認の必要性があることがタシケント熱併給発電所から要望されており、今後確認方法等を検討する必要があると思われる。

4.4.1 工事中・供用時の影響に対する緩和策

(1) 工事中の影響に対する緩和策

建設工事に当たっては、タシケント熱併給発電所は、建設事業の内容を十分考慮し、必要な緩和策について、建設事業者に十分理解させ、実施する必要がある。このため、所長は、必要な組織を形成する。

特に、工事中は作業員の流入や工事車両の数も多く、周辺地域のコミュニティーへ工事内容、工事スケジュール、保全対策を十分説明し、住民の意見を把握して、必要な対策を随時変更する。

建設工事中の主な環境影響は以下のとおりである。

- 作業員の流入、工事用車両の増加
- 土砂粉塵の飛散や工事用車両・機械からの排ガス
- 工事用車両・機械からの騒音の発生

これらの緩和策については、今後建設事業者との間で十分協議して計画する。実施した内容の確認や更なる対策を検討するため、建設事業者から実施状況について、報告書を用

いた報告のスケジュールを策定する。

工事中の主な緩和策（推奨案）は表 4-4-1 に示すとおりである。

表 4-4-1 工事期間中の主な環境影響とその緩和策

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任
作業員の流入 工事用機材の搬入	安全・事故防止・ 陸上交通	<ul style="list-style-type: none"> ・通学時間帯の運行の回避 ・通学路や住宅地での減速 ・交通規則の点検、標識の設置、安全運転教育 ・安全プログラム（道路標識、速度制限、トラックの点灯、積載制限、装備の点検（ブレーキ、クラクションなど）の実施。 	建設事業者
	騒音の発生	<ul style="list-style-type: none"> ・夜間の通行の禁止 	
	車両からの排ガスや土砂粉塵の飛散	<ul style="list-style-type: none"> ・定期的な点検や維持管理の実施 ・法規制に基づく車両排ガス濃度の定期的な確認 ・作業待ち時間のエンジンの停止 ・飛散防止のためのカバー、定期的な洗車 ・定期的な周辺道路の洗浄 ・住居地域でのモニタリング 	
掘削工事および建設機械稼動	機械からの排ガスや土砂粉塵の飛散	<ul style="list-style-type: none"> ・土砂堆積場等への定期的な散水 ・住居地域でのモニタリング 	
	騒音の発生	<ul style="list-style-type: none"> ・原則として作業は昼間のみ ・低騒音型の機械の採用（消音器、マフラー等） 	
	労働安全衛生	<ul style="list-style-type: none"> ・工事用地の周囲に仮設障壁を建設する。 ・労働者の長時間に渡る騒音曝露の規制 ・個人用保護具（PPE）の使用 	
	建設廃棄物の発生	<ul style="list-style-type: none"> ・削減、再利用、リサイクルを含む廃棄物管理プログラム ・汚染物質投棄の禁止 ・種類ごとに適切な分別し、決められた処分場への処分 	
	安全・事故防止・ 陸上交通・社会基盤	<ul style="list-style-type: none"> ・安全管理計画の策定規定の策定 ・病院への迅速な搬送 ・交通規則の点検、標識の設置、安全運転教育 ・通学路や住宅地での減速 	

(2) 供用時の影響に対する緩和策

タシケント熱併給発電所は発電所に、必要な組織を形成し、緩和策としての環境管理計画を策定し実施する責任がある。

運転中の周辺地域の住民からの苦情等についても把握・対応する組織とし、住民の意見を把握して、必要な対策を行う。

地域のコミュニティと連携することを基本とし、発電所での十分な環境管理方法等の説明は重要であり、将来的には住民や学校児童の発電設備等の見学も有用である。

運転中の主な環境影響は以下のとおりである。

- 排ガスの発生
- 運転機械からの騒音の発生

環境管理計画を確実に実施するために環境管理者が上記の組織を管理しなければならない。

また、環境管理者は、発電所の建設から運転中も含めてすべての段階で環境管理計画や後述する環境モニタリングの計画や実施した内容について、併給所所長に報告し、所長が最終的にこれらに責任を持つことになる。

環境管理者は、運転開始前にまでに環境管理の内容を職員に教育し、運転中もチェックを行いながら、再教育を行う必要がある。

また、周辺住民等との対応や環境自然保護委員会等関連機関へ、環境管理、環境モニタリングおよび訓練状況についても、あわせて環境管理者が責任をもって報告を行う。

供用時の主な緩和策（推奨案）は表 4-4-2 に示すとおりである。

表 4-4-2 運転期間中の主な環境影響とその緩和策

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任
発電	排ガスの発生	<ul style="list-style-type: none"> ・天然ガスの使用 ・完全燃焼による CO,SPM の抑制 ・高煙突の採用 ・排出ガス速度の増加 ・建屋等は煙突の主風向側には配置しない ・排ガス連続監視装置の設置 ・低NOx 燃焼器の採用 ・周辺大気モニタリングの実施 	タシケント熱併給発電所
	騒音・振動の発生	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所周囲への樹木帯および防音壁の設置 ・低騒音型の機器の採用、防音カバーの設置 ・低振動型の機器の採用、基礎を強固とする ・定期的な維持管理 ・住宅地でのモニタリングの実施 ・発電施設やタービンなど高騒音の労働者による耳覆い、耳栓など聴力保護材の使用 	
	安全・事故	<ul style="list-style-type: none"> ・ガスの漏洩防止管理計画の策定し、防止機器を漏洩危機管理計画の一環として整備する。 ・固定式防火設備、消火栓、消火器、火事脱出口、火災報知機、防火区画設備、非常口などの設置 ・安全規定の策定 ・自動制御システムの採用 	

4.4.2 工事中・供用時の影響に対するモニタリング計画

工事中・供用時のモニタリング計画（推奨案）は表 4-4-3 に示すとおりである。

(1) 工事中

大気質モニタリング：測定パラメータは SPM、NO₂ とする。

測定場所は、既存の測定場所を基本とする。影響を受けやすい学校、病院等についても考慮する。

騒音モニタリング：測定パラメータは騒音レベルとする。

測定場所は、タシケント熱併給発電所境界及び住居地域を基本とする。影響を受けやすい学校、病院等についても考慮する。

(2) 供用時

排ガスモニタリング：測定パラメータは NO_x (NO, NO₂) とする。

測定場所は煙道である。

大気質モニタリング：測定パラメータは NO_x (NO, NO₂) とする。

測定場所は、既存の測定場所を基本とする。影響を受けやすい学校、病院等についても

考慮する。

騒音モニタリング：測定パラメータは騒音レベルとする。

測定場所は、タシケント熱併給発電所境界及び住居地域を基本とする。影響を受けやすい学校、病院等についても考慮する。

表 4-4-3 工事中及び供用時のモニタリング項目、場所及び頻度

区分	項目	パラメータ	場所	頻度
工事中	大気質	SPM,NO _x (NO, NO ₂)	既存の監視測定場所等	連続
	騒音	騒音レベル	タシケント熱併給発電所境界 近隣住居地域等	最も工事量が大きくなる時期に 1 週間に一度
供用時	排ガス	NO _x (NO, NO ₂)	煙道	連続 (連続監視装置)
	大気質	NO _x (NO, NO ₂)	既存の監視測定場所	連続
	騒音	騒音レベル	タシケント熱併給発電所境界 近隣住居地域	年 2 回

4.5 EIA の実施時期

4.5.1 EIA の手続き

住民説明会は行われておらず、今後行うことをタシケント熱併給発電所及び TEP と協議・確認し、内容と概略スケジュールについても協議した。

説明会のスケジュールについては、ほぼ 1 カ月で説明会の開催の周知、EIS の内容の縦覧・周知等を行い、説明会の実施、実施後の意見の把握及び意見内容等の関係機関及び住民への報告といった内容が終了することである。

4.3 章及び 4.4 章で示した内容について、今後 EIS の修正版を作成し、その内容も含めて住民に説明する必要がある、この内容が固まった段階で、行う必要がある。

最終現地調査では、この点について EIS の改訂については、承認されている EIS 全体を再度改訂版として作成するのではなく、工事中・運転中のモニタリング計画、詳細な工事中・運転中の環境影響緩和策及び大気質・騒音予測の変更点のほか、住民説明会の結果について、追加 EIS として作成し「ウ」国内の承認手続きを実施することとなった。

これらの手続きについては、国家自然保護委員会 (Goskomprirody) と協議して、最終的に問題ないことを確認している。

4.5.2 住民説明会の手続き

住民説明会は、「ウ」国ではプロジェクト実施者が、必要に応じて計画を立案し実施する。

実施プロセスは一般的に、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。

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。

最終現地調査でタシケント熱併給発電所およびTEPと協議・確認した、今後の追加シミュレーションの実施、住民説明会の開催、追加EISの作成、「ウ」国内での承認手続の実施等のスケジュールは、表4-5-1に示すとおりである。

国家自然保護委員会（Goskomprirody）と協議して、最終的に問題ないことを確認している。

ただし、Goskomprirodyは住民説明会に、研究者や専門家の招聘も想定しており、JICAとしても専門化家の派遣等、住民説明会がスムーズに実施されるような協力体制についても検討する必要があると思われる。

また、説明会へはスケジュール的に調査団は参加できないが、JICAが参加する場合には、タシケント熱併給発電所にメール等で連絡する必要がある。

なお、国家自然保護委員会は、住民説明会では、新しい設備の導入によって環境リスクの削減が計れること、重油は使用しないこと、騒音は低く出来ることの3点の説明をすることを要望している。

表 4-5-1 環境影響評価及び住民説明会の実施の基本スキーム

区分	実施内容	必要日数	スケジュール
1	シミュレーションの再実施、追加 EIS の内容 検討・報告書作成	2 ヶ月	2009 年 11 月～ 12 月
2	地方自治体、地域住民、地域自治会に対する 説明会の実施	1 ヶ月	2010 年 1 月
3	EIS 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 EIS の縦覧		
4	環境影響評価説明会の実施		
5	地域住民アンケートの実施と結果集約・分析		
6	関係機関への報告、「ウ」国における追加 EIS の承認手続き	1 ヶ月	2010 年 2 月

4.6 ドラフト版 EIA 報告書

最終現地調査では、EIS については、工事中・運転中のモニタリング計画、詳細な工事中・運転中の環境影響緩和策及び大気質・騒音予測の変更点のほか、住民説明会の結果について、追加 EIS として「ウ」国内の承認手続きを実施することが、関係機関と確認されている。

参考として今後、円借款にむけて、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の想定案を以下に示す。

時期	確認事項及び環境影響評価手続き	円借款
2009 年 12 月	「ウ」国の環境影響評価報告書 (EIS) の追加版の 検討 (シミュレーションの再実施含む)	アプレイザル
2010 年 1 月	住民説明会の実施 JICA による火力発電所に係る環境チェックリス ト最終確認	追加 EIS 内容の確認、 説明会への参加
2010 年 2 月	「ウ」国の環境影響評価報告書 (EIS) 追加版の審 査終了	プレッジ
2010 年 3 月		E/N、L/A

注：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。

4.7 結論

タシケント熱併給発電所周辺の大気質及び水質の現状レベルについては、既存の測定結果を収集した。大気質についてはタシケント熱併給発電所周辺の二酸化窒素の汚染レベルは高いことが確認され、水質については排水が流入している河川は既にかなり汚染されており、排水中の濃度よりも高くなっていることが推察された。

騒音については、熱併給発電所内及び周辺で騒音の測定は行われておらず、現地調査時に簡易騒音計を用いて測定し、概ね静穏な状況であることを確認した。

環境影響評価報告書（EIS）については、調査実施前に既に国家自然保護委員会提出され、承認を受けていることが確認された。

大気質の予測については、本事業のガスタービン 2 台のほか NEDO 事業の 1 台増設も含めた排ガスの影響が、既設の蒸気ボイラー 3 台（2～4 号）を廃止する条件で実施されており、現状と比較して将来の大気質の改善に寄与していることが確認された。

また、騒音については、本事業のガスタービン 2 台のほか NEDO 事業の 1 台増設も含めた予測が実施されており、騒音レベルは極めて小さいことが確認された。

ただし、双方の予測では不適切なパラメータや不足している設備があったため、調査団から適切なデータを TEP へ供与し、今後追加予測を実施する予定である。

また、EIS では大気質、騒音の影響等、基本的な項目については記載されているが、JBIC のチェックリストと比較して工事中の緩和策、工事中及び運転中のモニタリング計画が記載されていないことが確認された。

本調査において工事中・供用時の緩和策とモニタリング計画を推奨案として提示し、基本的な合意を得ており、この内容については上述した再実施される大気質及び騒音予測と合わせて、EIS 追加版として 2010 年 2 月を目途に承認手続きが行われる予定である。

また、実施されていなかった住民説明会については、今後実施することで内容や開催スケジュールを確認し、2010 年 1 月目途に実施され、この結果についても追加 EIS に合わせて記載される予定である。

以上のことから、本調査の目的は、概ね達成されているが、今後追加 EIS の内容の確認及び説明会の実施への協力等について適宜対応することが望まれる。

添付資料-1



Japan International Cooperation Agency

Date: 21 th October 2009
Ref. No. R3CAC/F2009-40D

OJSC Tashkent Heat and Plant,
Mr. HASHIMOV Iskandar Mubinovich
Director, TashTEZ

**RE: Study to Enhance the Collaboration with NEDO
on Tashkent Heat Supply Power Plant Modernization Project**

Dear Mr.HASHIMOV Iskandar Mubinovich

We have been considering the contents of EIS which was implemented and permitted by Uzbekistan in order to make it more adjust to JICA Guideline, JBIC Guideline and IFC Guideline. Herewith we request, on the basis of discussion of First Field Study with TashTEZ, TEP and State Committee on Environmental Protection, three points below. All of these are what we would like to discuss with related organizations on these specific contents and schedule during Second Field Study from the end of October 2009.

1. Revise of EIS

In current EIS there are fundamental information on influence of atmosphere and noise after construction, however there is little information on three points below.

- ・ Mitigation Plan during construction
- ・ Monitoring Plan during construction
- ・ Monitoring Plan during operation

Especially we would like to contain Mitigation Plans for duration of construction and operating separately in Chapter 8, and also contain additional Environmental Monitoring Plans in Chapter9.

2. Re-calculation of date for atmosphere and noise assessment.

We still lack enough information and data for atmosphere and noise assessment because it depends on data from Website. To sophisticate the simulation for this assessment, we request two things below.

- ・ In current condition of TashTEZ, there is a possibility to make Downwash Phenomenon around exit of a chimney causing high-level contamination of polluted gas. Taking into consideration that TashTEZ is located near residential area, we have to re-collect and re-calculate and re-simulate data for mitigating this Phenomenon.
- ・ As for noise assessment, there is no estimation that is taking Gas Compressors nearby apartments into account. That's why we have to re-calculate and re-simulate data far more.

3. Holding a meeting for residents near TashTEZ

You have to explain about Mitigation Plan and environmental influence to residents around TashTEZ. On First Field Study we've already discussed holding a meeting, then we request you to discuss with us more detailed contents and schedule of this meeting on Second Field Study.

All documents needed for three things above will have been prepared and distributed to TashTEZ and TEP before Second Field Study.

It would be highly appreciated if you could take our suggestion properly for effective realization of



the captioned project.

Japan International Cooperation Agency

Yours sincerely,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Fusato Tanaka', written over a horizontal line.

for Fusato Tanaka
Director, Central Asia&Caucasus Division
East and Central Asia Department

c.c.
SJSC Uzbekenergo, Chairman Mr. Teshaboev
OJSC Teploelectroproekt, Executing Director Mr. Shaismatov
JICA Uzbekistan Office, Chief Representative Mr. Ejiri