

No.

ウズベキスタン国
タシケント熱併給発電所近代化
事業準備調査

ファイナルレポート
(要約)

平成 21 年 6 月

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

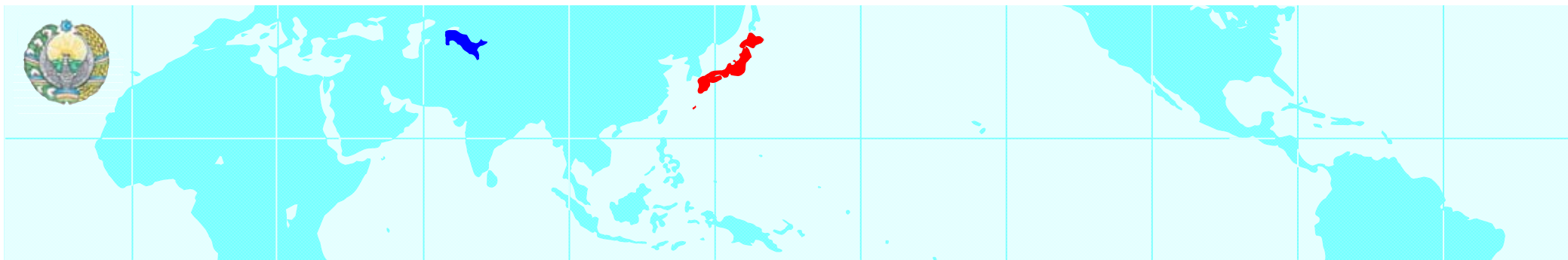
委託先

東電設計株式会社

東中

CR(5)

09-002



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

2009年6月



Japan International Cooperation Agency (JICA)



Tokyo Electric Power Services Co., Ltd. (TEPSCO)



目次 (1/3)

第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

- 1.1 「ウ」国の電力セクター概要
- 1.2 タシケント市の熱セクター概要
- 1.3 ガス・石炭セクター概要
- 1.4 電気および熱料金体系
- 1.5 円借款候補案件の概要

第2章 タシケント熱供給発電所の設備調査

- 2.1 プロジェクト地点の現況
 - 2.1.1 位置
 - 2.1.2 新設用地
 - 2.1.3 環境の現況
- 2.2 既設設備の運転状況



目次 (2/3)

第3章 円借款事業実施計画の策定

- 3.1 概念設計
- 3.2 配置計画
- 3.3 大物資機材の輸送計画
- 3.4 燃料供給計画
- 3.5 電気設備新設計画
- 3.6 NEDO事業との協調
- 3.7 事業実施スケジュール
- 3.8 プロジェクト実施体制
- 3.9 プロジェクト効果



目次 (3/3)

第4章 経済財務分析と運用効果指標

- 4.1 発電所運用条件
- 4.2 事業費の積算
- 4.3 財務分析
- 4.4 経済分析
- 4.5 経済・財務分析の結論
- 4.6 運用効果指標の策定

第5章 環境社会配慮基礎調査

- 5.1 環境関連法制度
- 5.2 環境影響評価書の概要
- 5.3 本事業の環境影響評価スケジュール

第6章 CDM関連調査

- 6.1 CDM関連手続きの概要
- 6.2 CDM適用可能性の検討

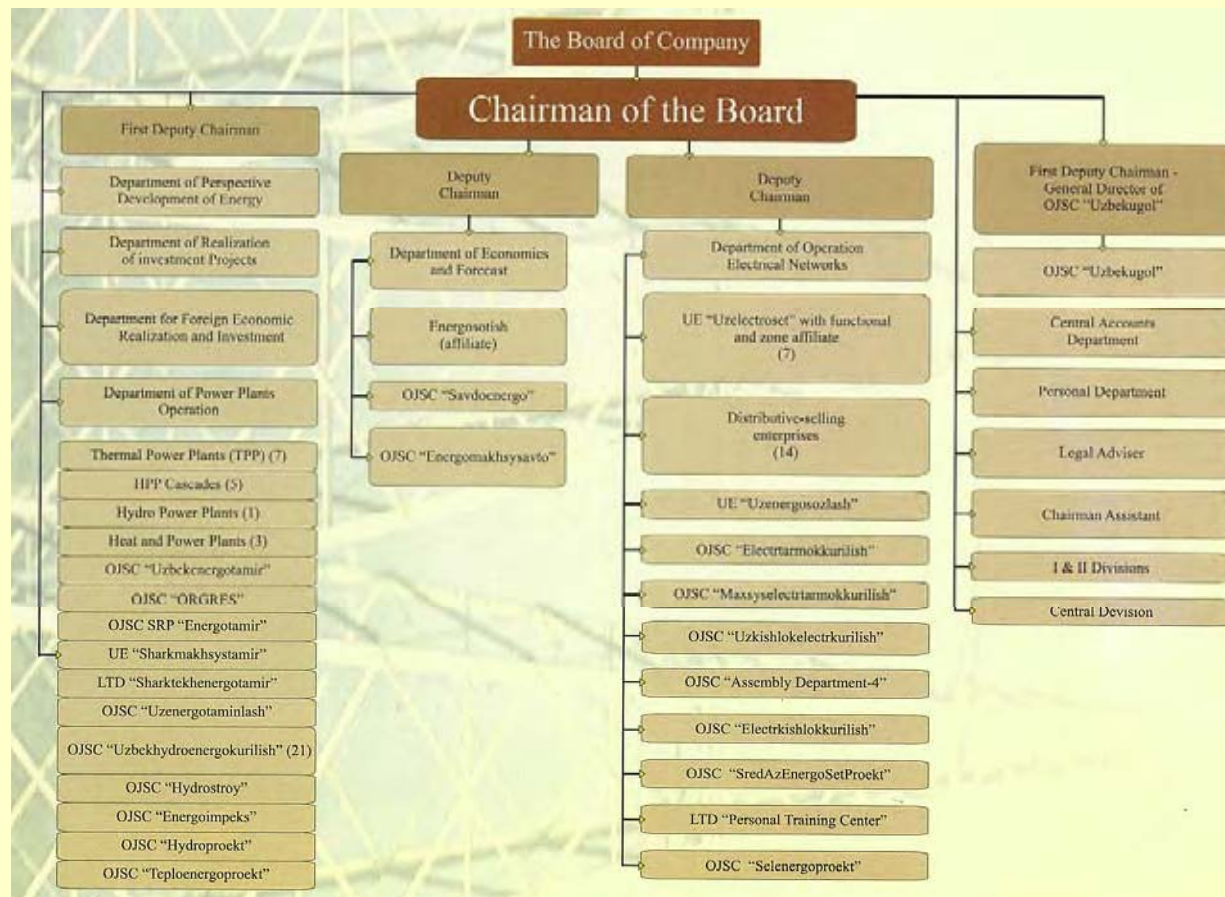
総合評価と提言



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

1.1 「ウ」国の電力セクター概要

(1) ウズベクエネルゴの組織





第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

(2) 既設火力発電設備

2009年1月現在

No.	プラント名	合計設備容量 (MW)	燃料種別	運転開始年	合計有効設備容量 (MW)	全ユニットの累積運転時間 (hours)
1	Syrdarya TPP	3,000	Gas,Oil	1972-1981	2,536	1,982,131
2	Novo-Angren TPP	2,100	Coal, Gas, Oil	1985-1995	1,381	627,188
3	Tashkent TPP	1,860	Gas,Oil	1963-1971	1,753	2,974,876
4	Navoi TPP	1,250	Gas,Oil	1963-1981	1,058	4,836,278
5	Takhiatash TPP	730	Gas,Oil	1967-1989	589	2,334,443
6	Angren TPP	484	Coal, Oil Coal gas	1957-1963	197	4,359,390
7	Fergana CHP	305	Gas,Oil	1956-1979	200	3,774,561
8	Mubarek CHP	120	Gas	1985-1986	120	5,141,650
9	Tashkent CHP	25	Gas	1937-1955	22.5	23,283,770
10	Talimardgan TPP	800	Gas	2004	800	29,869
Total		10,674			8,655	

TPP: Thermal Power Plant
CHP: Combined Heat and Power

(出所) ウズベクエネルギー

多くの発電所が運開後40～50年経過し、設備更新が必要である。

しかしながら、2004年、800MW Tarimardgan TPP運開、2005年Syrdarya TPP 7,8号機改修による300MW増強以降の設備増強はない。



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

(3) 既設水力発電設備

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

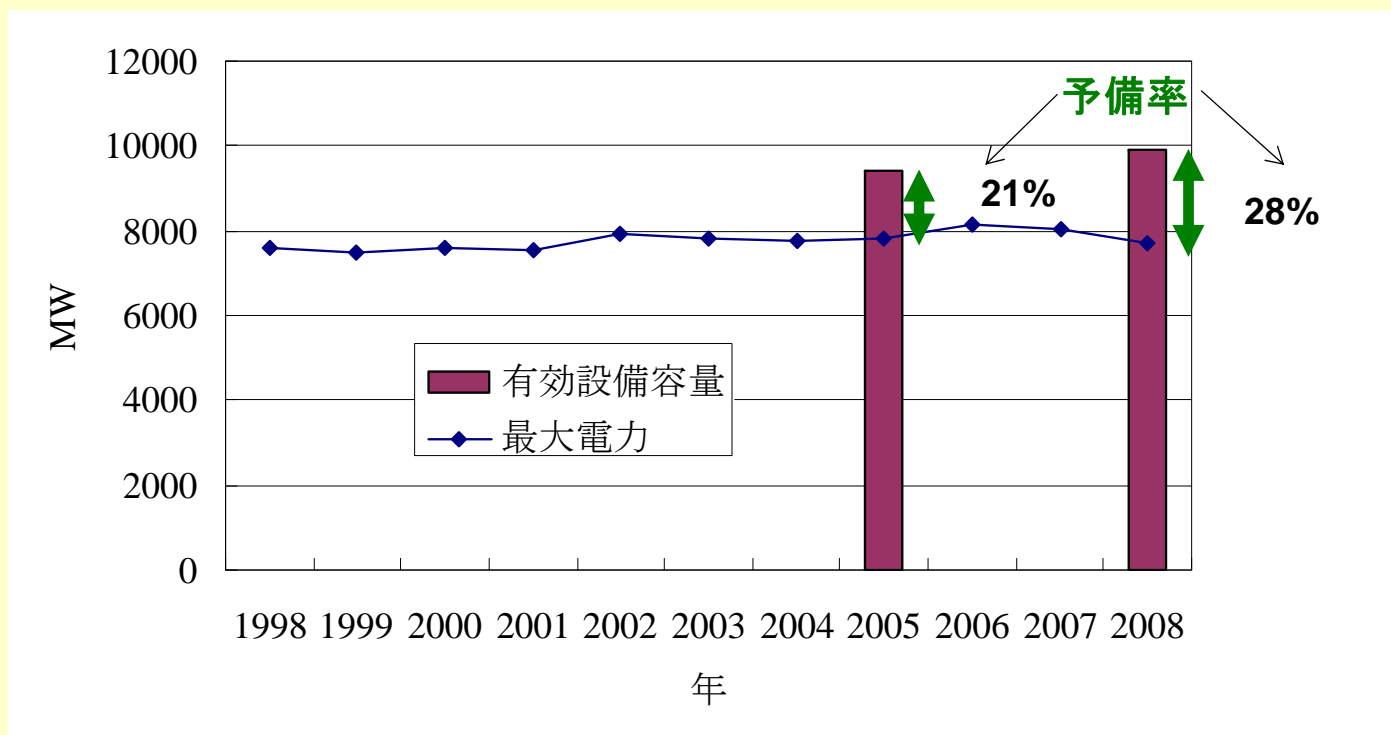
(出所) ウズベクエネルギー

1972年 Charvak HPP4号機運開以降、35年以上も設備増強なし。



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

(4) 過去10年間の最大需要の推移



(出所) ウズベクエネルギー

過去10年間、需要の変動はあまりない状況であり、発電能力(MW)の予備率も十分な値で推移している。



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

(5) 電源開発計画

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

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

(出所) ウズベクエネルギー

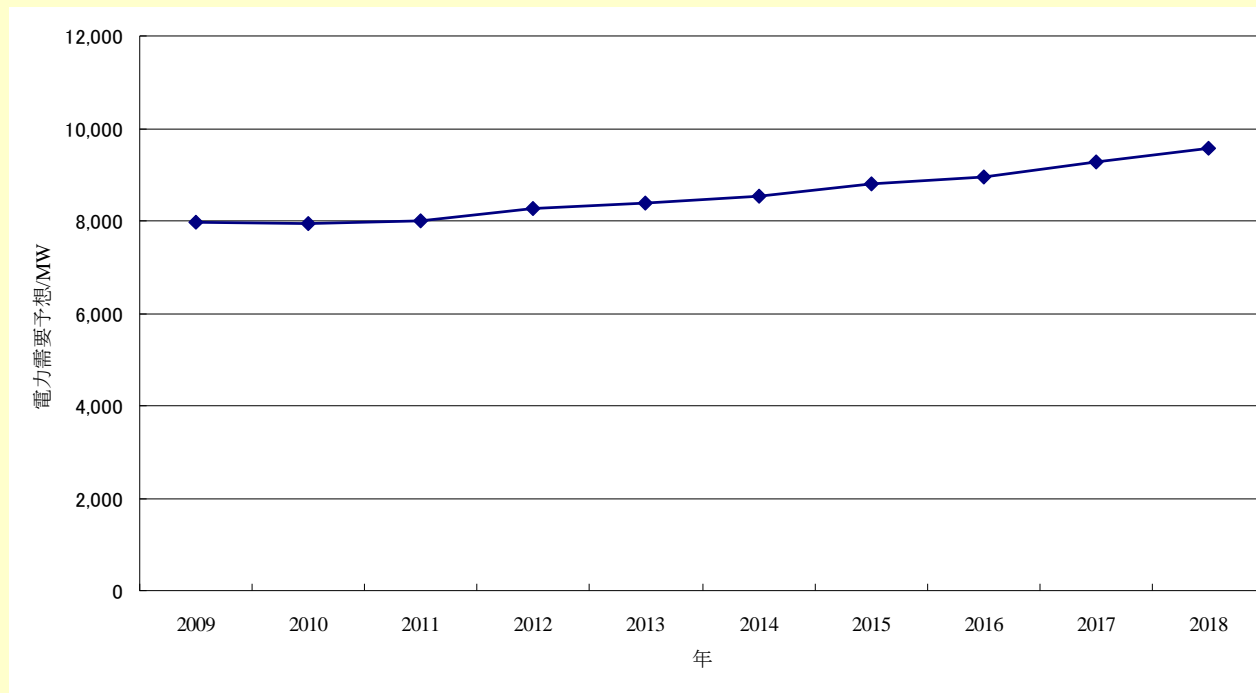
建設が遅延していたタシケント火力発電所プロジェクトが漸く着工し、他案件も実施に向けた動きが活発化してきている。

タシケント熱供給発電所はタシケント市中央に位置し、熱供給の重要性に加えて、規模は小さいものの重要な電源としての位置付けである。



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

(6) 今後10年間の需要想定



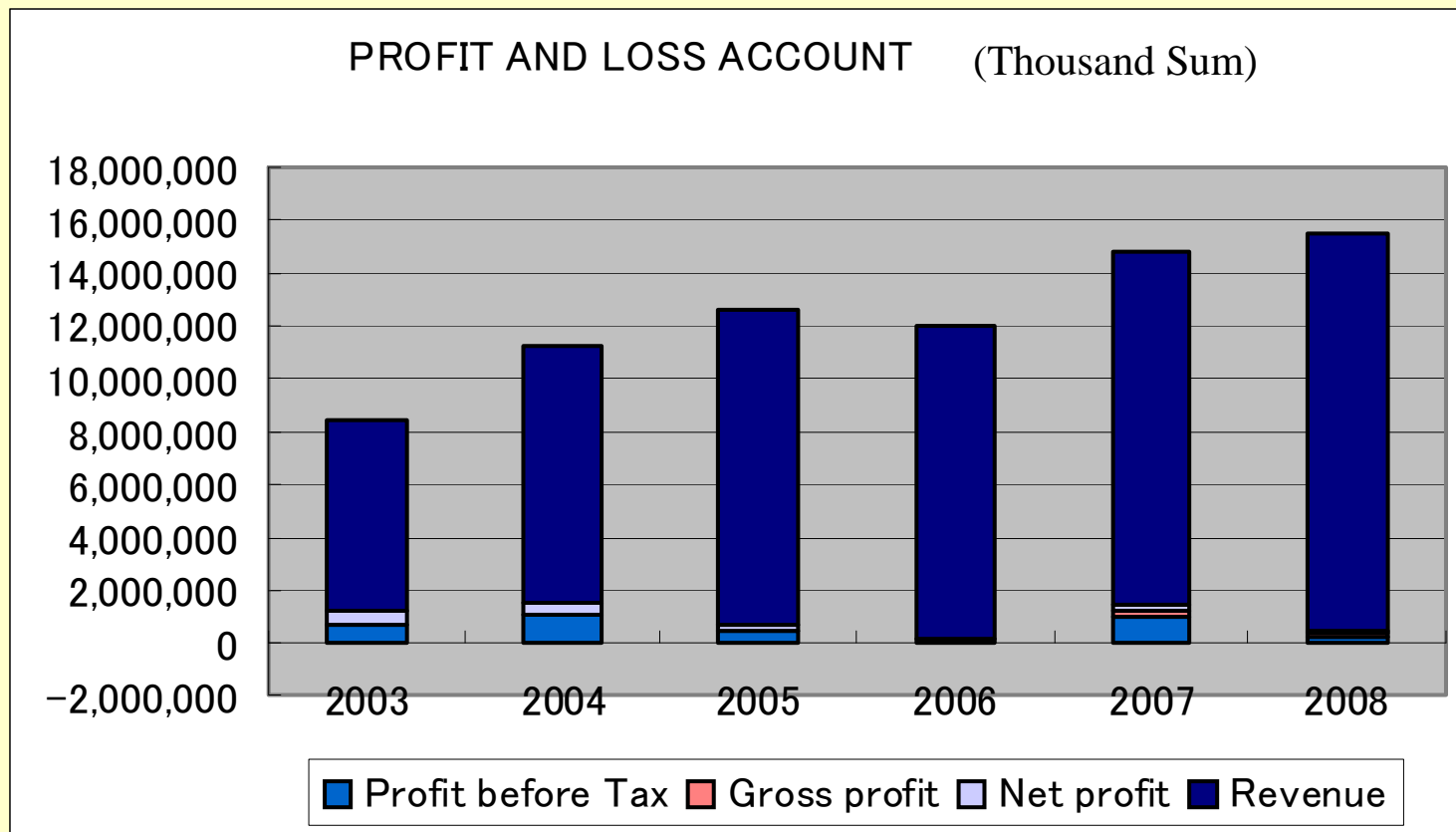
(出所)ウズベクエネルギー電力公社火力発電計画を基に調査団にて作成図

堅実な需要の伸びが想定されることから前出の電源開発計画の着実な推進が必要である。



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

(7) タシケント熱併給所の財務状況



(出所) タシケント熱併給発電所



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

1.2 タシケント市の熱セクター概要

(1) 既設熱供給設備

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

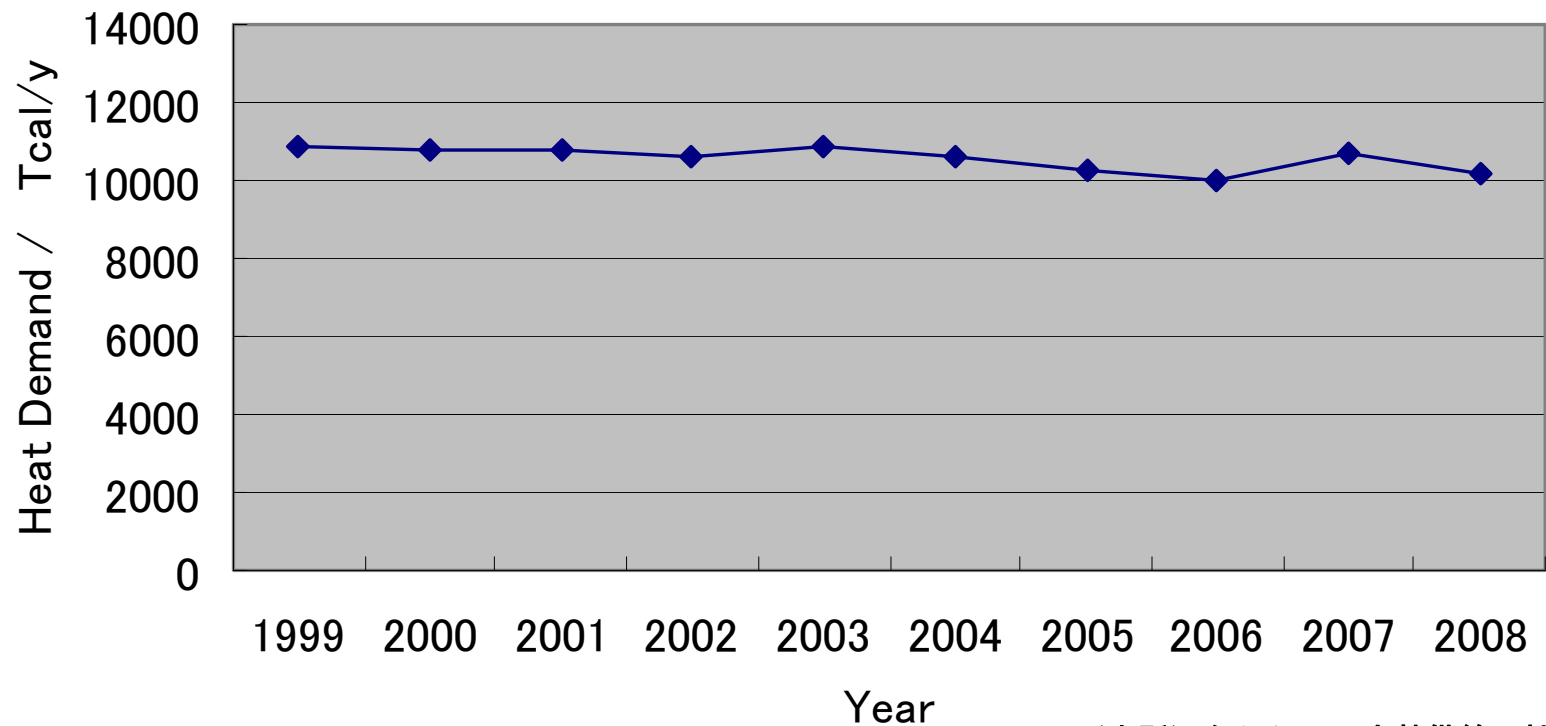
(出所) タシケント市
熱供給公社

多くの設備が運開後20-30年経過し劣化しており、設備更新が必要。
設置時の設備容量に対し、全体で約86%まで落ちている。



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

(2) 過去10年間の熱需要の推移



(出所) タシケント市熱供給公社

過去10年間ほとんど変動がなく横這いで推移している。



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

(3) 熱供給設備開発計画

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

設備更新が2001年以降行われておらず早急な対応が必要。

1.5.3項に述べるHGP-2,4,9,10に計9台のGTコージェネレーション設備を導入する事業については、まだ導入の検討がなされている段階であり、上記公式計画には反映されていない。

(出所) タシケント市熱供給公社



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

(4) 今後の熱需要想定

Year	Total Heat Energy Demand (Tcal/year)
2008	10167
2010	13943
2015	14407

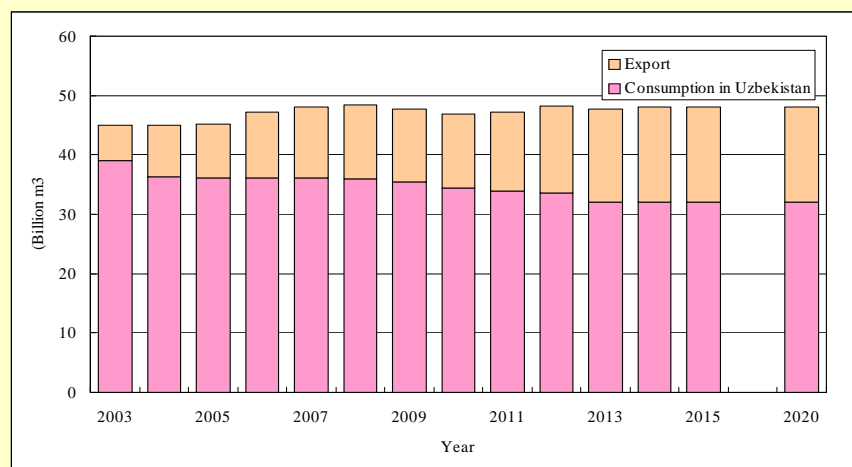
(出所) タシケント市熱供給公社

今後7年間で約42%も熱需要が増加すると想定しており、現在の熱供給システムを堅実に維持していく方向であると考えます。



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

1.3 ガス・石炭セクター概要(1/2)



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

Figure 1-3-1 天然ガス生産実績及び計画

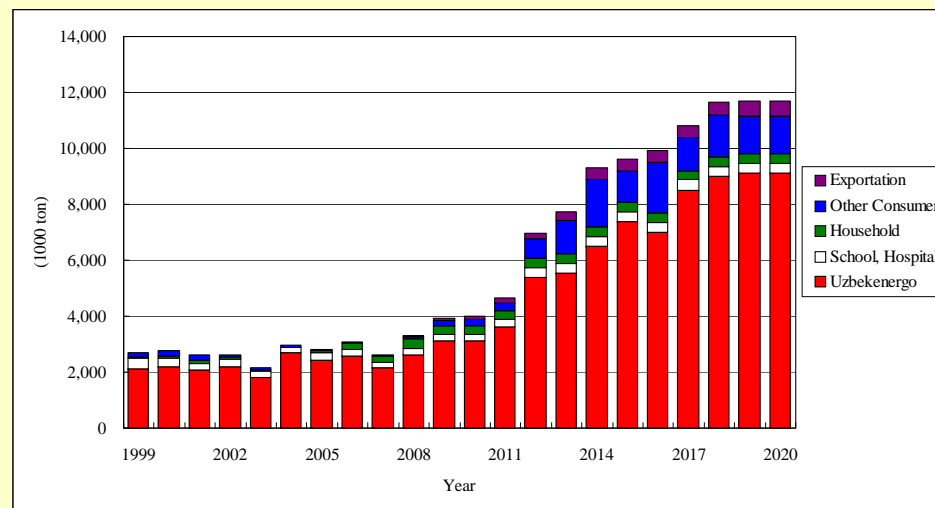
Figure 1-3-2 天然ガス消費実績及び計画

- ✓ 「ウ」国の天然ガス埋蔵量は2009年1月時点で65 Trillion Cubic Feetと豊富である。
- ✓ 天然ガスの主な輸出先は、カザフスタン、キルギスタン、タジキスタン及びウクライナである。
- ✓ 「ウ」国政府は天然ガス輸出拡大方策として、天然ガス田の発掘・開発のほかに、省エネルギーによる国内消費量の低減と石炭の生産・消費量の拡大を推進している。



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

1.3 ガス・石炭セクター概要 (2/2)



(出所) 石炭公社 (Ugol)

Figure 1-3-3 石炭供給実績及び計画

- ✓ 「ウ」国の炭鉱開発プログラムに関する閣僚閣議決定#196は計画から遅れている。
- ✓ 新しい炭鉱開発プログラムを作成し政府承認を申請中である。(2009年3月発行予定)
- ✓ 2008年の石炭生産量は3.6million ton/yearである。
- ✓ 2011年には、6.4million ton/year、2014年には11.5million ton/yearの石炭生産量の増加を計画している。



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

1.4 電気および熱料金体系

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

(出所) ウズベクエネルギー電力公社資料を基に作成

以前は、商業用から高い電気料金を徴収することで電気事業での費用を賄い、家庭用と農業用の電気料金は、政策的に低い電気料金に抑えられていたが、近年、受益者負担の原則により、公平な料金となるよう見直しが行われている。



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

1.5 円借款候補案件の概要

1.5.1 既設設備概要

	アングレン発電所	タリマルジャン発電所	タシケント市内熱供給所 (タシケント熱供給発電所を除く)
位置	タシケント市内から 南東約100km	タシケント市内から 南西約500km	タシケント市内 (No. 2, No. 4, No. 9, No.10)
既設設備	微粉炭焚きボイラ：11基 蒸気タービン：8基 発電機：8基	ガス焚きボイラ：1基 蒸気タービン：1基 発電機：1基	No. 2：ボイラ3基 No. 4：ボイラ10基 No. 9：ボイラ3基 No. 10：ボイラ3基
設備容量	484MW	800MW	No. 2：300Gcal/h No. 4：900Gcal/h No. 9：540Gcal/h No. 10：540Gcal/h
最大運転出力 (2008年)	105MW	710MW	—



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

1.5 円借款候補案件の概要

1.5.2 新設設備（要約（1/2））

	アングレン発電所	タリマルジャン発電所	タシケント市内熱供給所 (タシケント熱供給発電所を除く)
新設主要設備	石炭焚きコンベンショナル 循環流動層ボイラ：2基 蒸気タービン：1基 発電機：1基	ガス焚きコンバインドサイクル ガスタービン：2基 排熱回収ボイラ：2基 蒸気タービン：2基 or 1基 発電機：2基 or 3基	コジェネレーションシステム No. 2：GT、HRSG、GEN2基 No. 4：GT、HRSG、GEN3基 No. 9：GT、HRSG、GEN2基 No. 10：GT、HRSG、GEN2基
設備容量	電力供給：150MW 熱供給：210Gcal/h	電力供給：750～800MW (GT1基あたり容量：250MW) 熱供給：0Gcal/h	電力供給：50～75MW (GT1基あたり容量：25MW) 熱供給：40Gcal/h
用地計画	既に除却されている既設12号、13号ボイラ設備の跡地と現在撤去中の既設11号ボイラの跡地を利用して建設する予定。 (Page21参照)	建設計画は、4号機まで建設する計画であり、現在は1号機のための建設が完了しているため、新設設備用の敷地は充分ある。 (Page22参照)	1基あたりの必要用地： 30m x 60m（主要設備部分） No. 2：△（1台のみ） No. 4：△（2台のみ） No. 9, No. 10：○ (Page23～Page26参照)



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

1.5 円借款候補案件の概要

1.5.2 新設設備（要約（2/2））

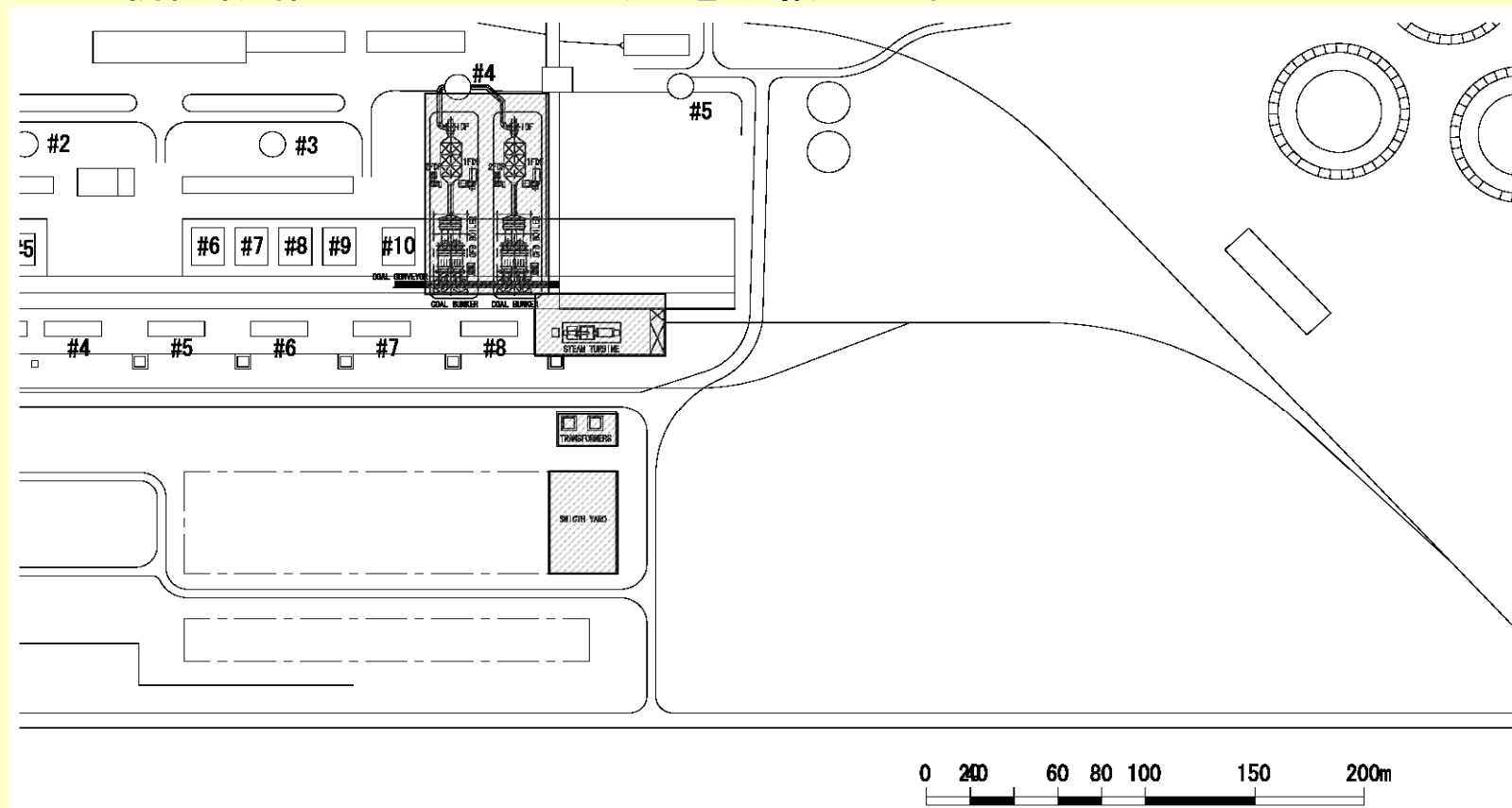
	アングレン発電所	タリマルジャン発電所	タシケント市内熱供給所 (タシケント熱併給発電所を除く)
送電計画	既設220kV送電線に連係	新設500kV変電所に連係	No. 2 : 新設110kV送電線に連係 No. 4, No. 9, No. 10 : 既設110kV送電線に連係
環境影響	増設用地は既に取得済みで、周辺は農業地帯に位置しており近隣には住居などは無く、騒音の影響は想定されない。工場が集中している地域ではなく、大気汚染の問題は特にはない。		
	既に造成済みの土地であり、動植物への影響はなく、住民移転もない。既設の各発電所では、排出ガス及び排水については、定期的にモニタリングを行い適切に管理している。		
概算事業費	250～300億円	850～900億円	550～600億円



第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

1.5 円借款候補案件の概要

1.5.2 新設設備（アングレン発電所構内配置図）

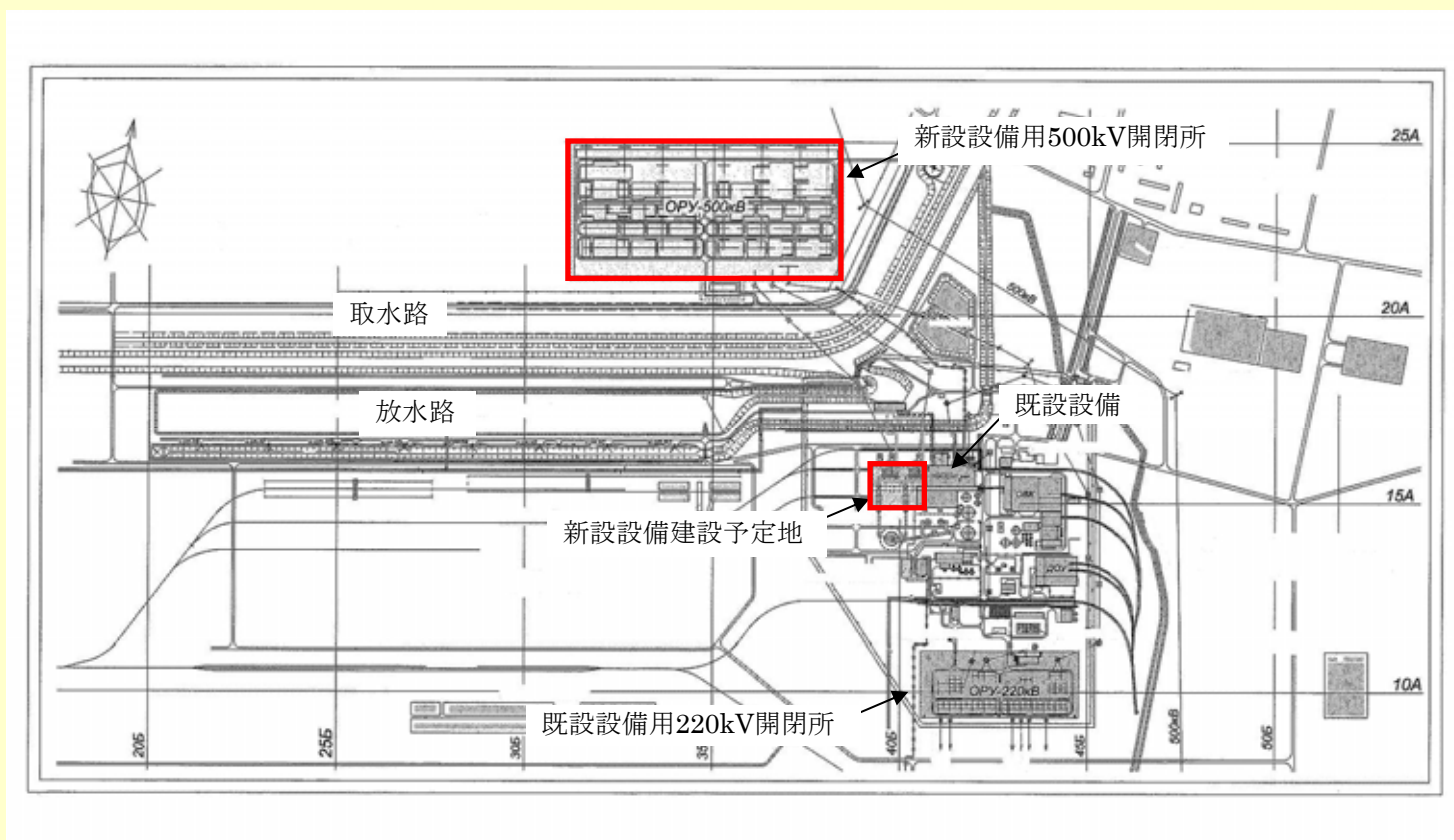




第1章 「ウ」国の熱・電力セクター概要

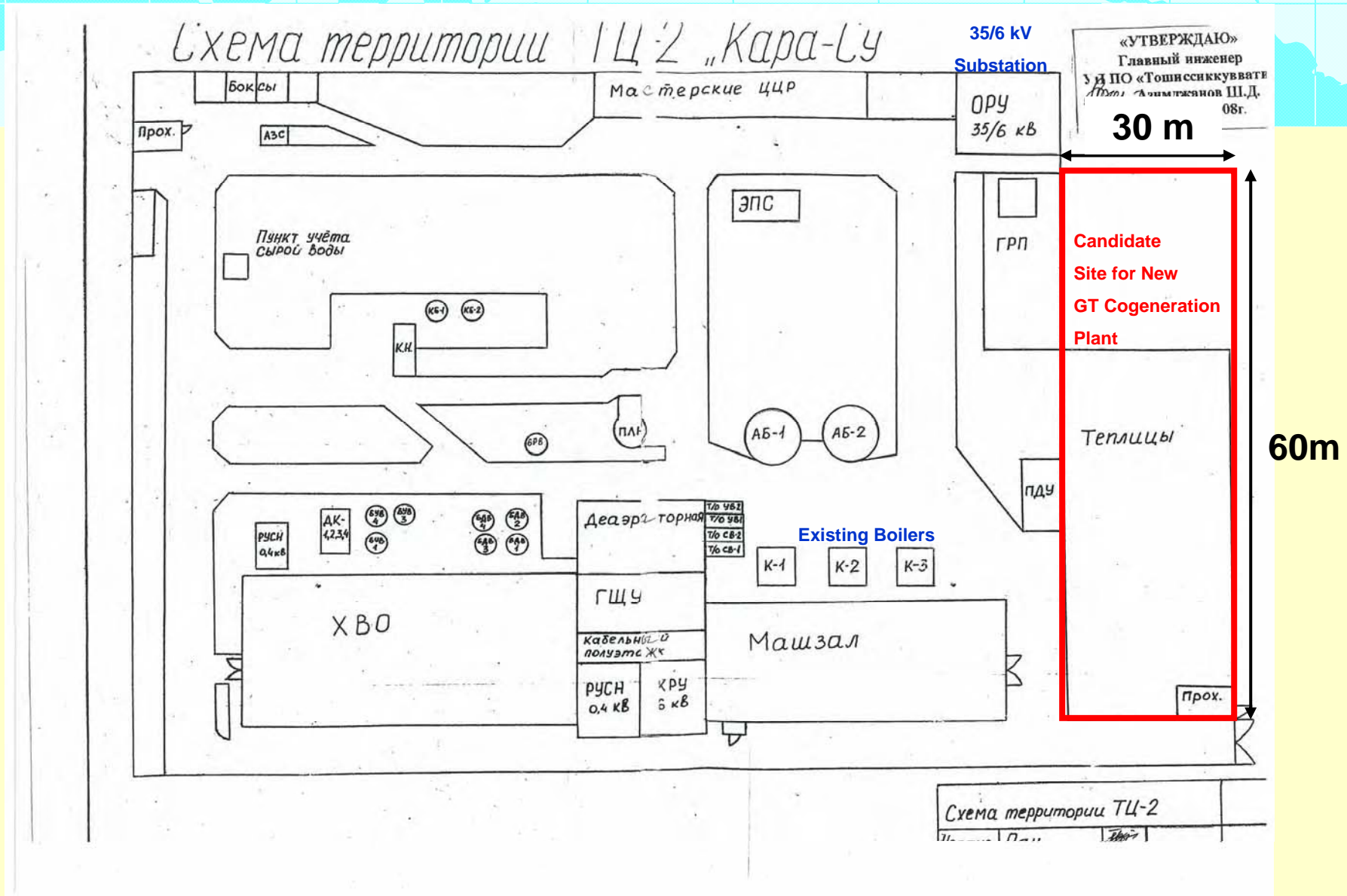
1.5 円借款候補案件の概要

1.5.2 新設設備（タリマルジャン発電所構内配置図）



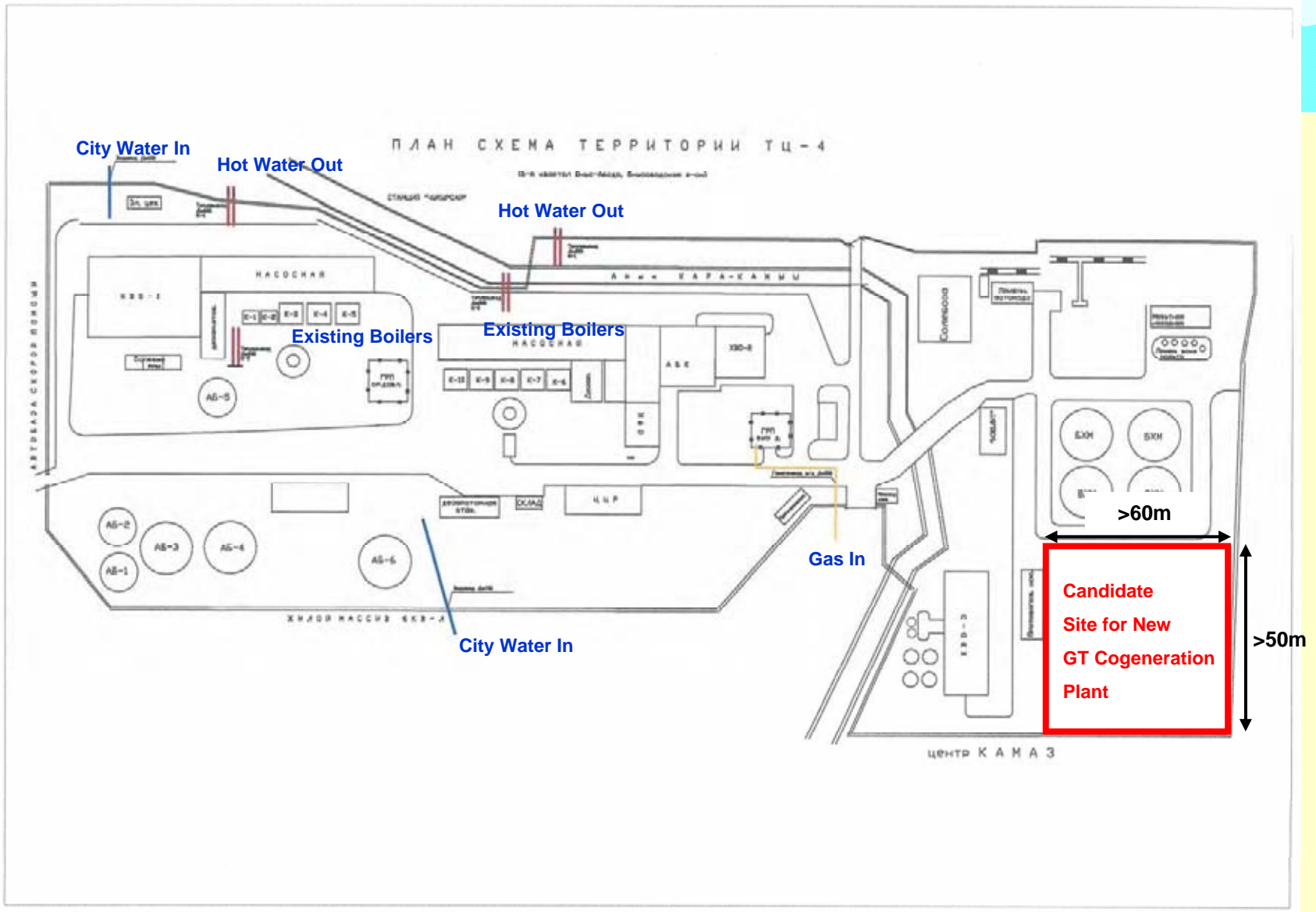


1.5.2 新設設備（タシケント市内熱供給所構内配置図）（No. 2）



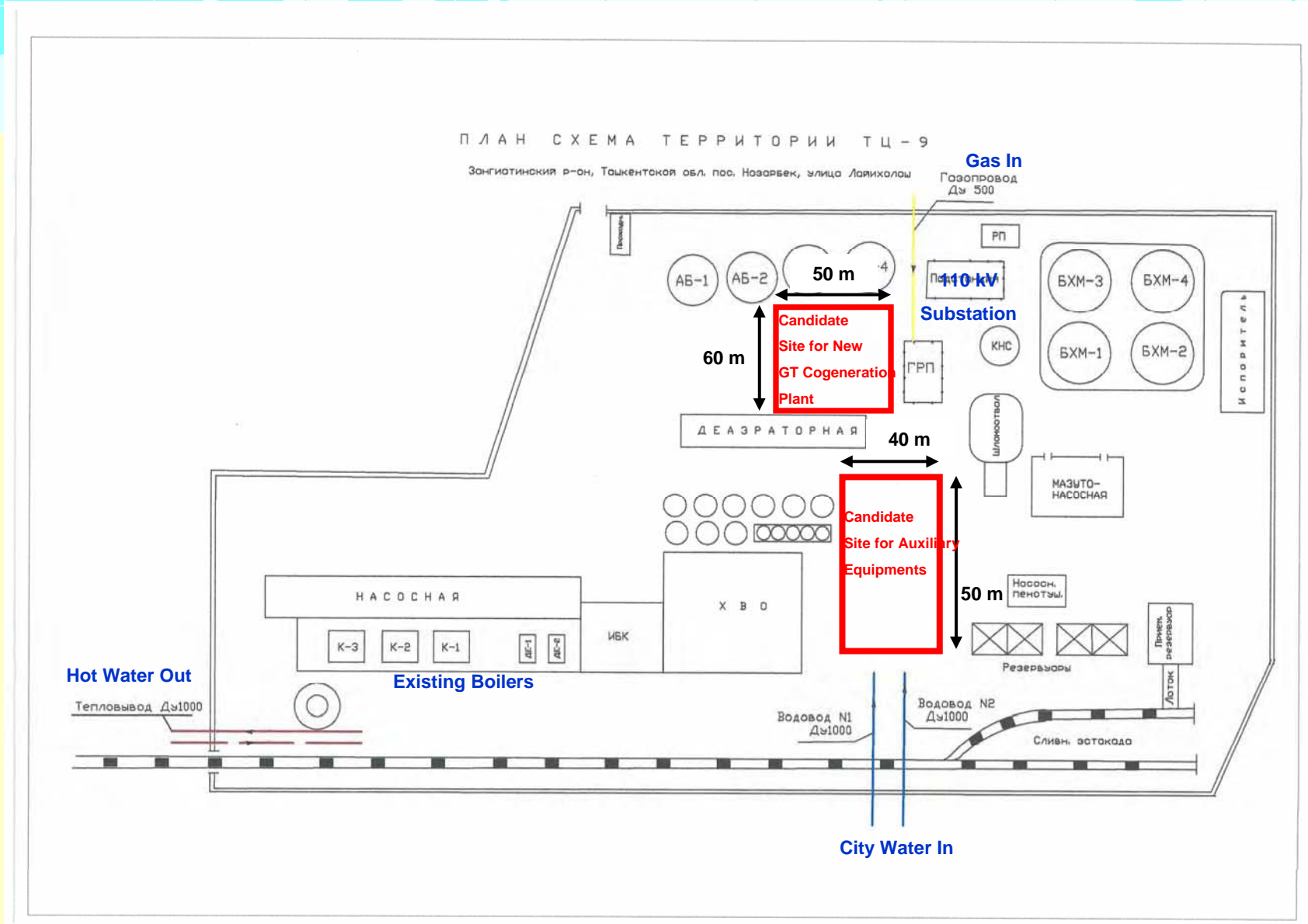


1.5.2 新設設備（タシケント市内熱供給所構内配置図）（No. 4）



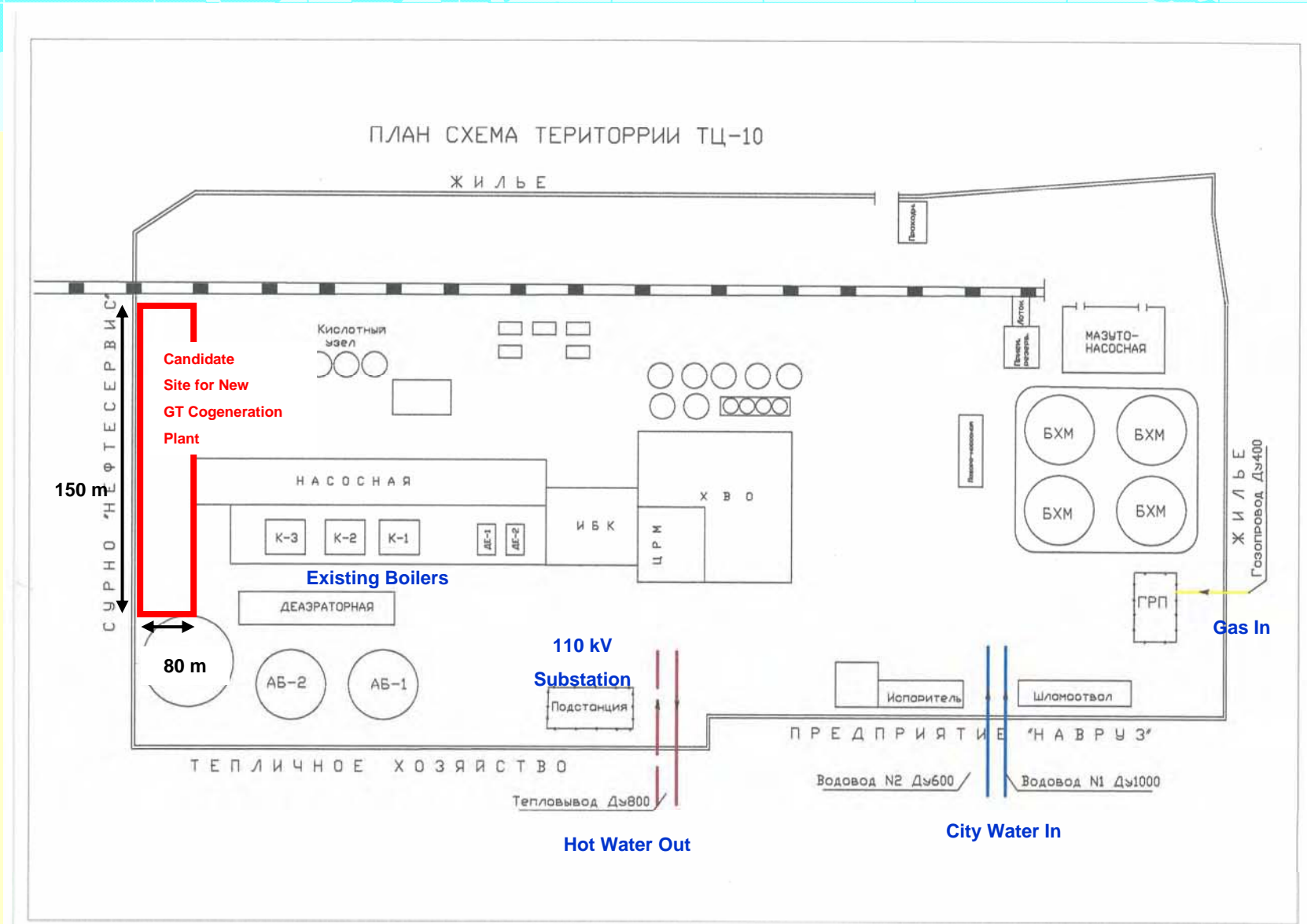


1.5.2 新設設備（タシケント市内熱供給所構内配置図）（No. 9）





1.5.2 新設設備（タシケント市内熱供給所構内配置図）（No. 10）





第2章 タシケント熱供給発電所の設備調査

2.1 プロジェクト地点の現況

2.1.1 位置

- 「ウ」国の首都であるタシケント市に11箇所ある熱供給所の内の1つである。
- タシケント中心から4.5km南、空港から2km北に位置し、空港から市の中心に向かう幹線道路に面している。
- 周辺は繊維工場、鉄道修理工場、化学会社が建ち並ぶ工場地帯である。また、業務用ビルディング、商店、民家も存在する。
- 発電所の敷地は、幹線道路の西側に面し、正門から見て左右に400m、奥行き200mの広さである。



第2章 タシケント熱併給発電所の設備調査

2.1 プロジェクト地点の現況

2.1.2 新設用地

- 新設用地は発電所敷地の西南部に位置し、北側には既設水処理施設があり、南側には繊維工場が隣接する。
- 貯炭場跡地で貯炭施設の一部と運炭用線路が残っている以外は、概ね更地状態である。
- 敷地の広さは、南北76m x 東西195mで、そこをNEDOプロジェクトと本プロジェクトで使用する計画である。
- 天然ガスは、発電所敷地南東部にガス供給セクターとの取合点があり、ガスコンプレッサ等ガス供給設備の設置スペースが新設用に確保されている。
- 110kV送電線（2005年更新）は、敷地の西側10m～15m離れて南北に通っている。



第2章 タシケント熱併給発電所の設備調査

2.1.3 環境の現況

- 既に造成済みの土地であり、動植物への影響はなく、住民移転もない。
- 既設では、排出ガス及び排水については、定期的にモニタリングを行い適切に管理している。

(最近の測定例)

排出ガス：NOxでは規制基準を満足していない。

排水：排水基準を満足しており、排水口前後の水路の水質の悪化はみられない。

- タシケント市中央部の空港近くの工業地帯に位置しており、周辺には住居もあり、騒音対策には留意する必要がある。
- 今後増設に当たっては、既設の停止も含め大気への排出量を発電所全体で増加しないよう詳細な検討が必要である。



第2章 タシケント熱供給発電所の設備調査

2.2 既設設備の運転状況

2.2.1 概要

- 発電・蒸気併用ボイラ5缶、蒸気タービン発電機1基、温水供給用ボイラ7缶が稼動している。
- 使用燃料は、1996年以降天然ガスのみで、重油は使用されていない。
- 蒸気タービン発電機の発電電力は、温水ポンプなどの所内動力として消費され、残りは近隣の工場、ビル、空港などに送電されている。
- 蒸気ボイラの発生蒸気は、発電に使用されるとともに、温水予熱と近隣工場への蒸気供給に使用されている。
- 温水ボイラは、復水器、水処理装置、温水加熱器を通して予熱された水道水と暖房用温水戻り分を合わせて加熱しタシケント市の暖房用温水として供給している。
- 既設設備は運転開始後40年～70年が経過し設備全体の劣化がかなり進行している。将来的に停止の方向であるが、当分はメンテナンスを実施しながら運転を継続する計画である。



第2章 タシケント熱併給発電所の設備調査

2.2 既設設備の運転状況

2.2.2 主要設備の仕様

Table 2-2-1 既設主要設備の仕様

設備名	蒸気ボイラ	蒸気タービン	温水ボイラ
数 量	5 缶	1 基	7 缶
容 量	蒸発量 (合計) 415t/h 出熱量 (合計) 280Gcal/h	定格出力 22.5MW 呑込蒸気量 350t/h	出熱量 (合計) 650Gcal/h 温水量 12,000t/h
運転開始	1939年～1955年	1954年	1963年～1969年
運転時間 (2009・1・1現在)	35.1～41.5万hr	41.1万hr	10.2～12.4万hr

(出所)タシケント熱併給発電所 回答



第2章 タシケント熱併給発電所の設備調査

2.2 既設設備の運転状況

2.2.3 温水・蒸気・電力の供給実績(過去10年間)

- 温水熱供給量は、全熱供給量の90%を占めるが、10年間ほぼ横ばいで推移している。
- 発電電力も10年間ほぼ横ばいで推移している。
- 蒸気供給量は最近5年間は以前に比べ大幅に減少している。

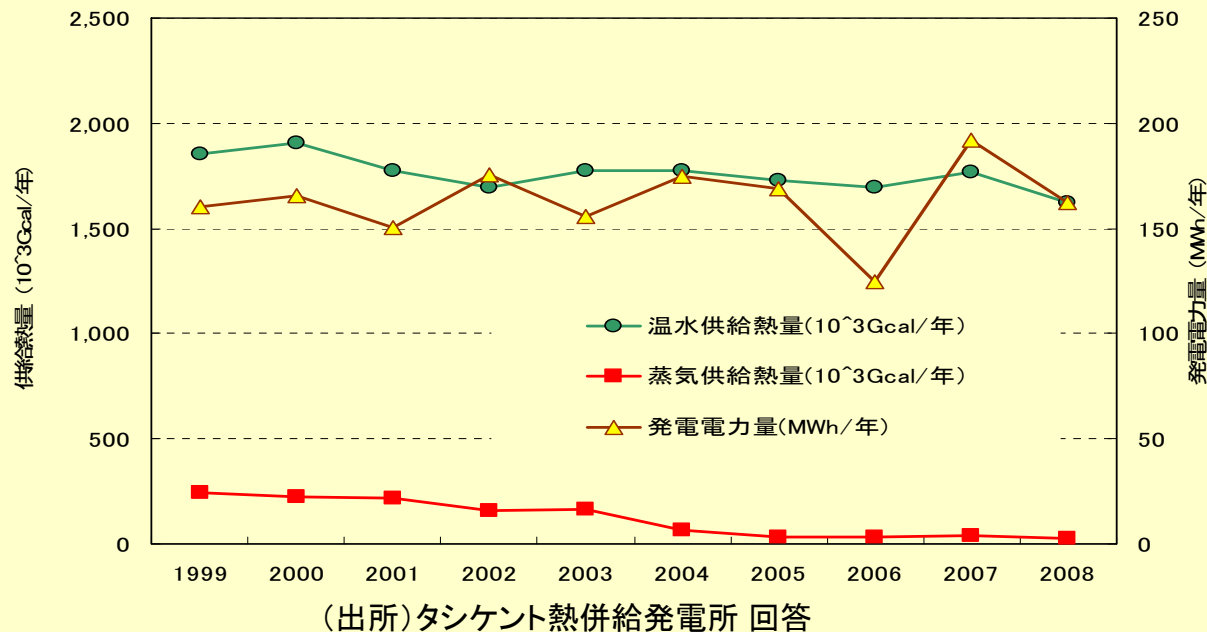


Figure 2-2-1 温水・蒸気・電力の供給実績(過去10年間)

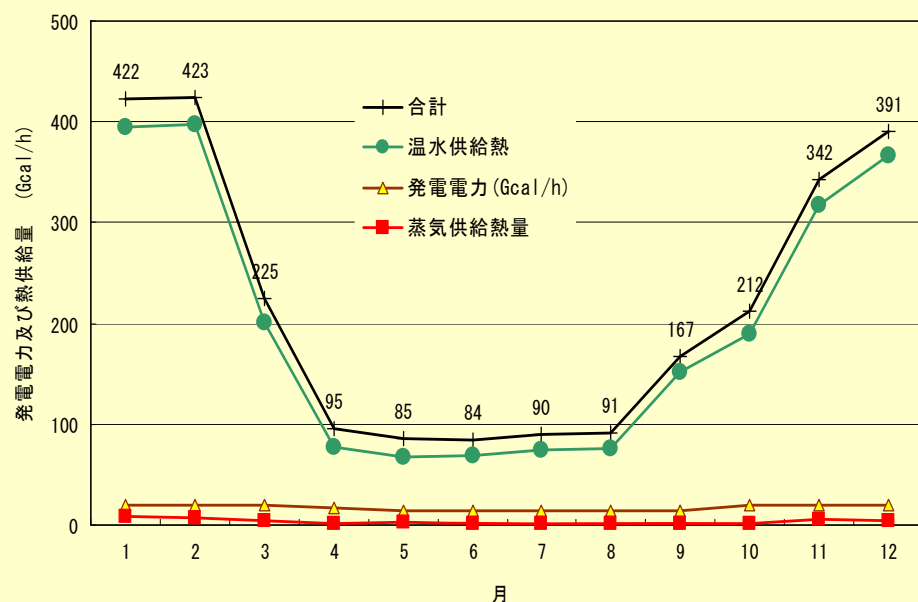


第2章 タシケント熱併給発電所の設備調査

2.2 既設設備の運転状況

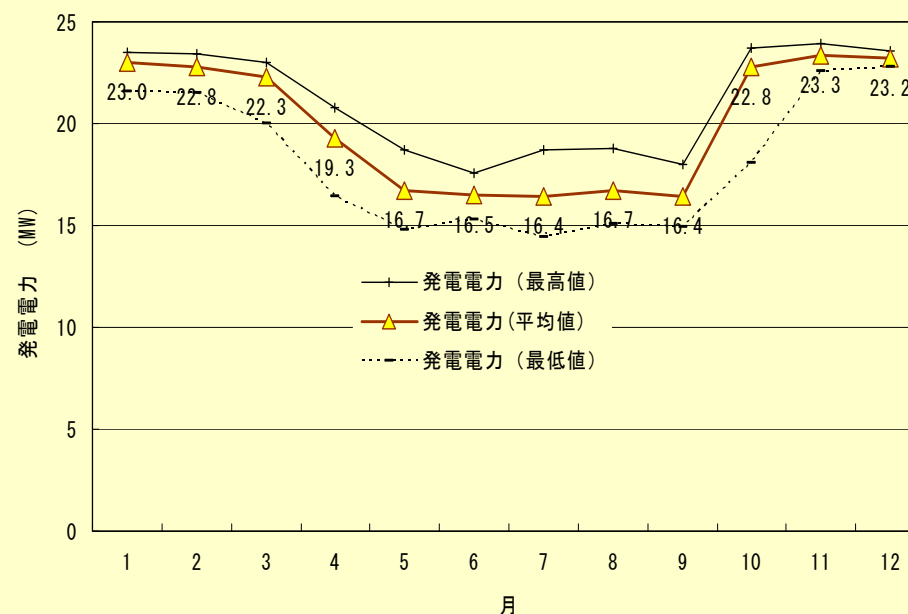
2.2.4 温水・蒸気・電力の供給量実績(2008年各月)

- 温水供給熱量は暖房期の10月～3月は増加し、暖房停止期の4月～9月では大きく落ち込んでいる。
- 発電量は、温水供給熱量の変化に応じて冬季は増加し夏季は減少する。



(出所)タシケント熱併給発電所 回答

Figure 2-2-2 温水・蒸気・電力の供給量実績(2008各月毎)



(出所)タシケント熱併給発電所 回答

Figure 2-2-3 発電機出力実績(2008年各月)

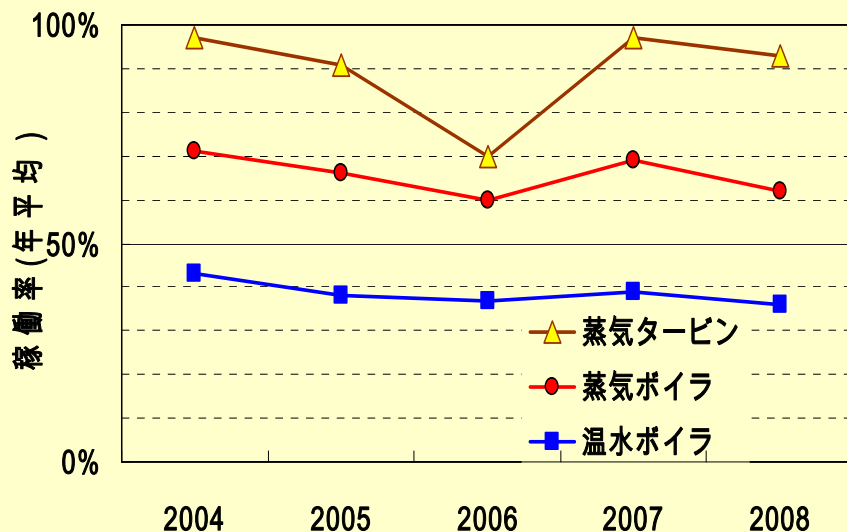


第2章 タシケント熱供給発電所の設備調査

2.2 既設設備の運転状況

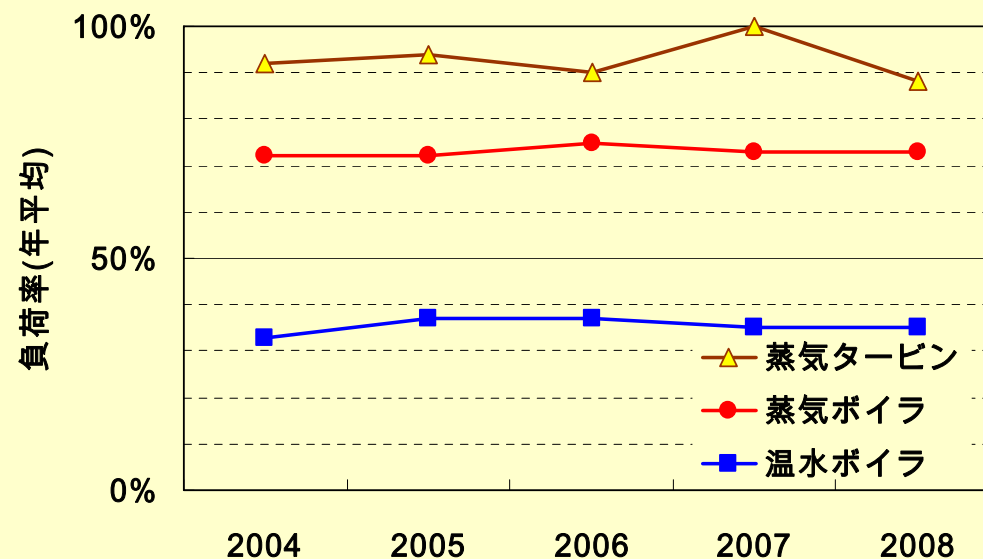
2.2.5 既設設備の稼働状況

- 蒸気タービン発電機の過去5年間の平均稼働率は90%、負荷率は93%である。
- 蒸気ボイラの過去5年間の平均稼働率は66%、負荷率は73%である。
- 温水ボイラは冬期4~5ヶ月だけ運転されるだけで、稼働率は39%、負荷率は36%と低い。
- 使用燃料は、1996年以降天然ガスのみで、重油は使用されていない。



(出所)タシケント熱供給発電所 回答

Figure 2-2-4 主要設備の稼働率実績



(出所)タシケント熱供給発電所 回答

Figure 2-2-5 主要設備の負荷率実績



第3章 円借款事業実施計画の策定

本章ではタシケント熱併給所近代化計画に対する円借款事業実施計画を策定する。

3.1 概念設計

3.1.1 前提条件

- タシケント熱併給所のGTコジェネレーションを用いた近代化計画の経緯として、2000年度NEDO実施の共同実施空事推進基礎調査「タシケント熱併給発電所近代化計画」を基に、2004年に同計画に関する円借款申請が行われた。
- 2006年に「ウ」国側で「Preliminary Feasibility Study of Investment Project of Construction of gas turbine unit at Tashkent HPGP (May2006)」(以下Pre-FS)が実施承認されている。
- このPre-FSでは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GTコジェネレーション設備(以下GTCS)3台の設置が計画された。
- その後、NEDOにより2007年度に「熱電併給所省エネルギー化モデル事業実施可能性調査」、さらに2008年度に「熱電併給所省高効率ガスタービンコジェネレーションモデル事業(ウズベキスタン)実施可能性調査」が実施され、25MW級GTCS1台の設置が実施へ向けて検討されている。
- したがって、上記経緯を踏まえタシケント熱併給発電所の円借款事業範囲として25MW級GTCS2台(電気出力50MW、熱出力70Gcal/h程度)の導入を基本として、以下の検討を行った。



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.1 概念設計

3.1.2 概要

- GTコージェネレーション設備を導入する。
本設備は既設ボイラ・タービンシステムよりも同一熱出力当たりの発電電力が大きくなる。その結果、発電システムの熱効率は最新鋭大型コンバインドサイクル発電システムを上回り、分散型電源として最適なシステムである。
- 25MWガスタービンx2基、排熱回収ボイラx2缶を設置する。
- 発電電力は、既設110kV送電線に接続し外部に送電するとともに、既設6.3kV電源と連絡して所内電力として使用する。
- 排ガス回収熱は、既設蒸気タービンの駆動、温水補給水の予熱、工場蒸気などに使用する。



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.1 概念設計

3.1.3 ガスタービン選定

- ガスタービン出力は、既設熱併給発電所が要求する熱エネルギー出力70Gcal～100Gcal/h（60MW～90MW）を考慮すると、NEDOプロジェクトを含めて3台案の場合は20MW～30MWとなる。
- 1300℃、25MW級メーカー標準形ガスタービンの性能緒言
性能数値は、Gas Turbine World 2007-2008 GTW Handbook に記載されている数値をベースデータとして、サイトの高度500mの影響を修正して求められている。

Table 3-1-2 1300℃、25MW級標準形ガスタービン性能諸元表

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



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.1 概念設計

3.1.4 ガスタービン熱供給発電設備の主要性能

本調査では、日立製作所製のH25をモデルケースとして選定し、以降の検討は類似先行プロジェクトを参考にして設定した以下の性能値を前提として進めることとする。

GT Model x 台数	Hitachi H25 x 2
Gross Power Output (@15°C, 963hPa, RH60%)	54,340 kW
Net Power Output (@15°C, 963hPa, RH60%)	48,340 kW
Net Heat Output of HRSG	73.9 Gcal/h
Fuel Flow Rate	17,160 Nm ³ /h
Fuel Heat Input (LHV)	148.92 Gcal/h
Total Net Thermal Efficiency (LHV)	77.5 %
Exhaust Gas Emission Level	
NO _x	25 ppmv (Dry, 15%O ₂)
Sox	Negligible (depends on S in fuel)
PM ₁₀	Less than 5 mg/Nm ³
Service Factor	85 %
Plant Life	30 years



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.1 概念設計

3.1.5 設備構成

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

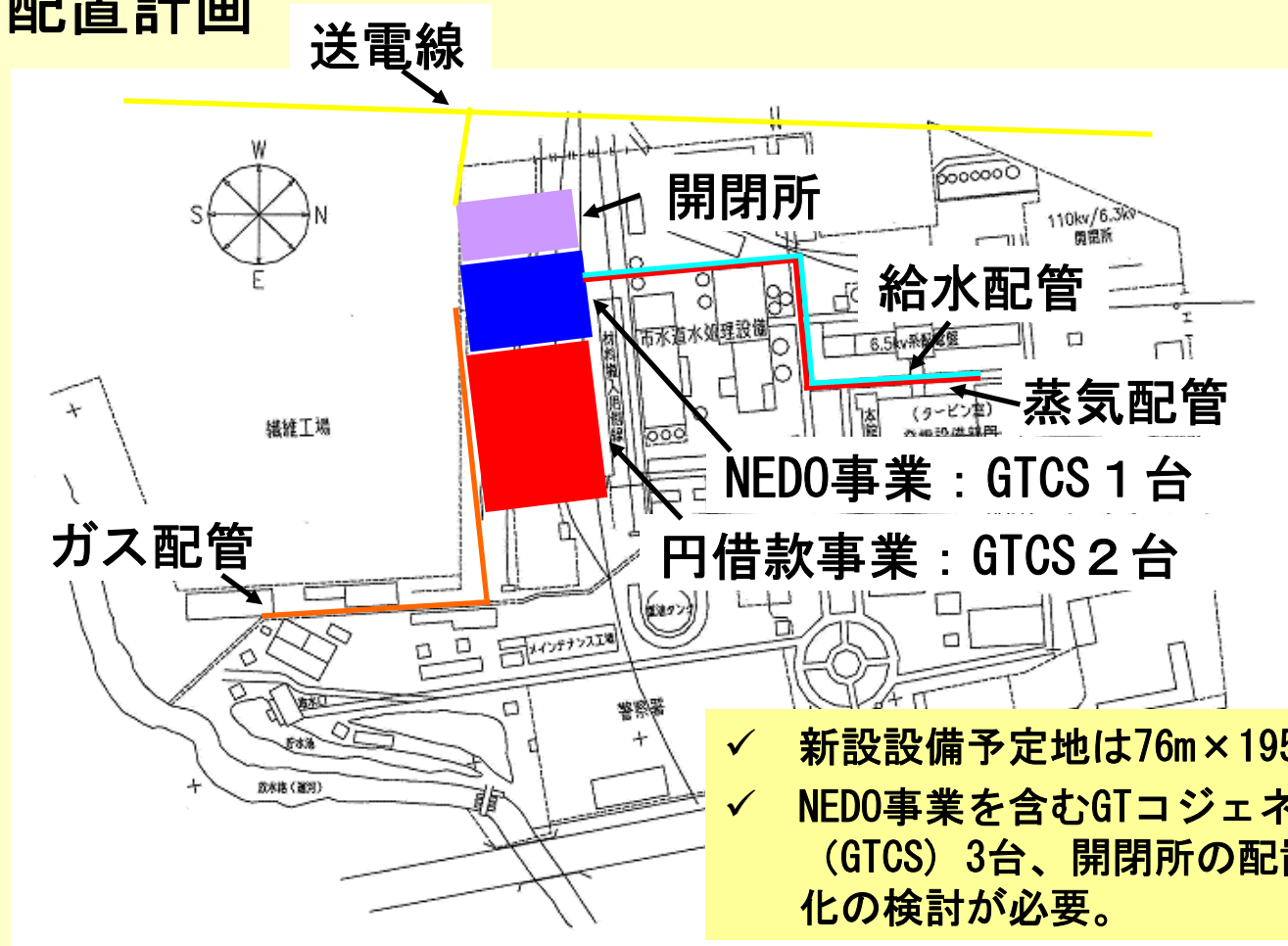
Table 3-1-3 本事業の設備範囲

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



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.2 配置計画



- ✓ 新設設備予定地は76m×195m。
- ✓ NEDO事業を含むGTコジェネレーション設備（GTCS）3台、開閉所の配置については最適化の検討が必要。



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.3 大物資機材の輸送計画

- 本プロジェクトに必要な主要設備は、全て日本から輸送するものとして計画する。
- 「ウ」国は内陸国であるため、日本から輸送される設備は、近隣国の港まで海上輸送され、そこから鉄道や車輛で陸上輸送される。
- 重量物の輸送候補経路：イリチェフスク（ウクライナ黒海沿岸）→トルクメンバシ（カスピ海沿岸）→タシケント熱併給発電所
- 重量物以外の輸送候補経路：アントワープ（ベルギー）→タシケント熱併給発電所
- EPC契約の時期によっては、上記輸送候補経路の使用が困難となるため、他の輸送経路の検討が必要となる。



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.4 燃料供給計画

- 天然ガスはタシケント市から西南西に約600km離れたブハラガス田から供給されている。
- 天然ガスの開発・供給は、ウズベキスタン採掘公社が運営している。
- 天然ガスは、タシケント熱併給発電所構内のガスステーションで1kg/cm²の圧力で取合い、各ボイラに供給している。
- 天然ガスをガスタービンで燃焼させるためには、ガス昇圧設備を設置する必要がある。
- タシケント熱併給所とウズベキスタンガス供給公社との契約による利用可能最大流量は、130,000m³/hであり、2008年の最大消費量は59,000m³/h程度であった。
- 本プロジェクトの導入により天然ガスの最大使用量は20,000m³/h程度増加されるため、天然ガスの供給量は充分確保されている。



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.5 電気設備新設計画

- 110kV送電線（2回線）は2005年に更新されている。
- 新設備25MW×3基（含・NEDO事業プラント25MW×1）は、新設開閉所の母線から昇圧変圧器を通して110kV送電線2回線ならびに、既設昇圧変圧器を流用して35kV, 6.3kVに降圧し、それぞれタシケント空港と隣接する紡績工場へ送電する予定である。6.3kVは、既設所内母線に接続する。
- 新設開閉所用地は構内敷地が狭いため、隣接する紡績工場用地の一部を購入する計画である。
- 新旧発電設備は、新設110kV開閉所の母線から架空線あるいは埋設ケーブルにて連系する。
- 以下新設開閉所の単線結線図の概略を示す。



第3章 円借款事業実施計画の策定

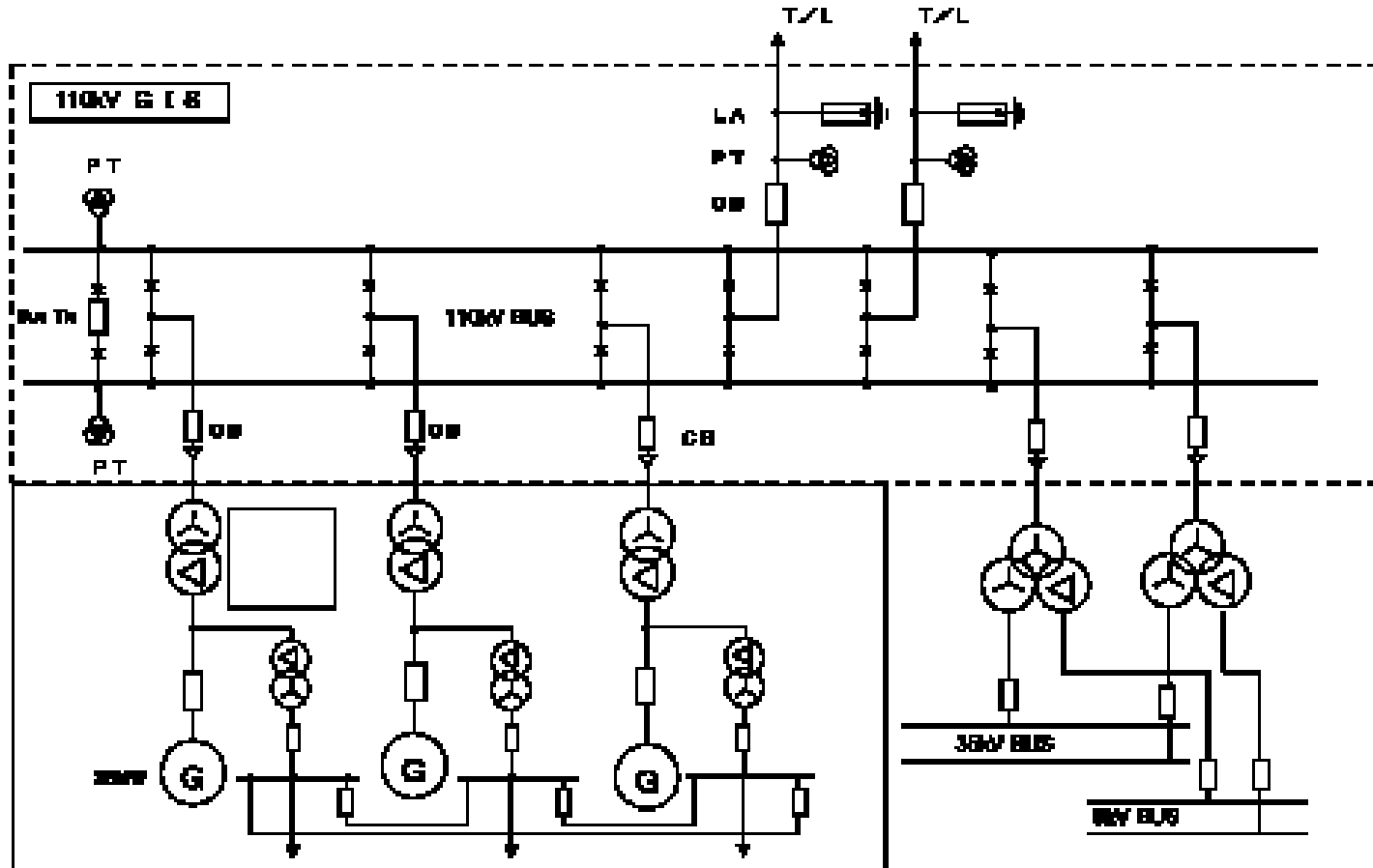


図. 新設開閉所の単線結線図の概略



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.6 NEDO事業との協調

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

特に考慮する事項は以下の通りである。

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



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.7 事業実施スケジュール

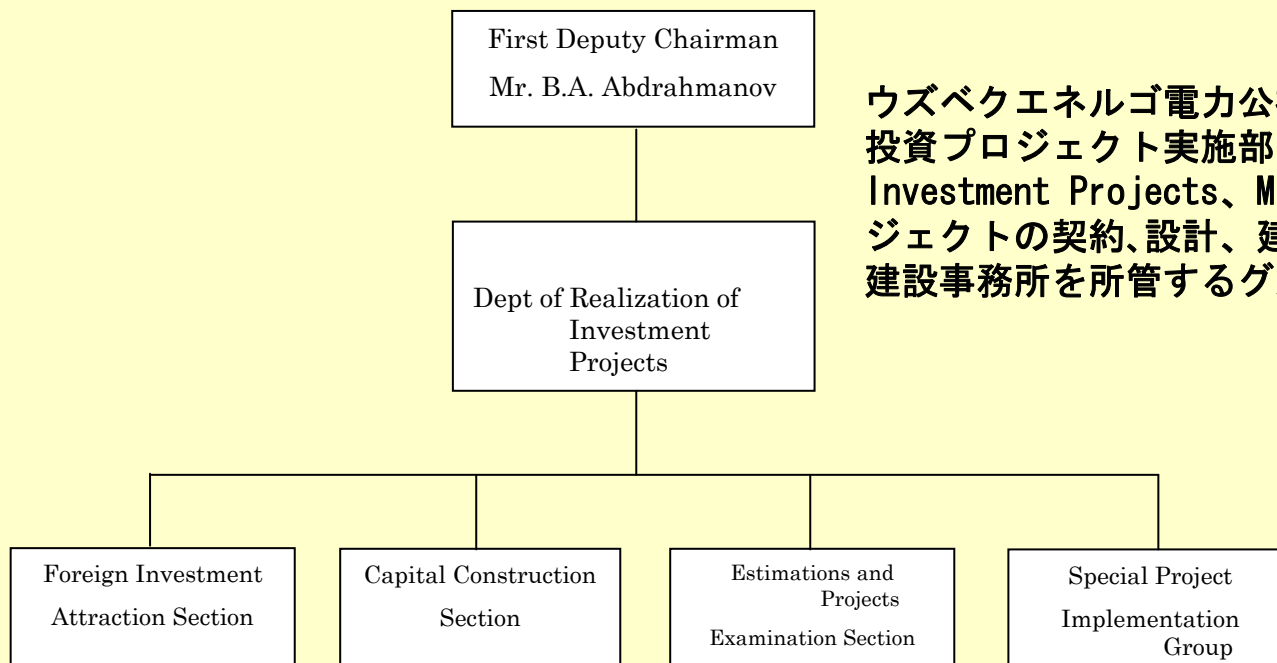


- ✓ 「コンサルタント選定」と「コントラクタ選定」は、JICA標準。
- ✓ 「コントラクタ選定」は、基本設計実施、入札仕様書準備、入札、技術評価、商務評価、契約交渉、「ウ」国政府及び日本政府承認が含まれる。



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.8 プロジェクト実施体制



ウズベクエネルギー電力公社では新設発電設備の建設を所轄する部局は、投資プロジェクト実施部（Department of Realization of Investment Projects、Mr. B. A. Abudrahmanov第1副総裁）で、プロジェクトの契約、設計、建設などの業務を所掌し、プロジェクト毎に建設事務所を所管するグループが作られる。



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.9 プロジェクト効果

3.9.1 GTコージェネ導入による省エネ効果

本プロジェクトは、需要増加を補うものではなく既設設備の代替設備であると定義し、GTコージェネレーション設備（GTCS）で生産する電力と同等の電力を既設火力発電所で生産した場合の燃料消費量とGTCSの燃料消費量の差を省エネ効果とする。

Figure 3-9-1 GTCSによる省エネ効果

項目	タシケント熱供給所			既設発電所	総合	省エネ効果
	GTCS	既設	合計			
発電電力量増減 (GWh/y)	△ 359.9	0	△ 359.9	▲ 359.9	0	494 (10 ³ Gcal/y)
熱生産量増減 (10 ³ Gcal/y)	△ 550	▲ 550	0	0	0	
燃料消費量増減 (10 ³ Gcal/y)	△ 1,109	▲ 598	△ 511	▲ 1005	▲ 494	

備考：記号“△”と“▲”は、それぞれ「増加」および「減少」を示す。

Figure 3-9-2 GTCSによる燃料毎の焚き減らし熱量

燃料種類	GTCS焚増熱量	熱供給所焚減熱量	既設発電所焚減熱量	焚減熱量合計
天然ガス (10 ³ Gcal/y)	△ 1,109	▲ 598	▲ 945 (94.1%)	▲ 435
重油 (10 ³ Gcal/y)	-	-	▲ 18 (1.8%)	▲ 18
石炭 (10 ³ Gcal/y)	-	-	▲ 41 (4.1%)	▲ 41
合計 (10 ³ Gcal/y)	△ 1,109	▲ 598	▲ 1,005 (100.0%)	▲ 494



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.9 プロジェクト効果

3.9.2 GTコージェネ導入による燃料燃き減らし量

(a) 天然ガスだけで燃き減らす場合

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

(b) 天然ガス、重油、石炭で燃き減らす場合

燃料	燃き減らし熱量	発熱量(LHV)	燃き減らし量
天然ガス	434,708 (Gcal/y)	8,159 (kcal/m ³)	53,280 (1000m ³ /y)
重油	18,188 (Gcal/y)	9,571 (kcal/kg)	1,900 (ton/y)
石炭	41,299 (Gcal/y)	2,398 (kcal/kg)	17,222 (ton/y)



第3章 円借款事業実施計画の策定

3.9 プロジェクト効果

3.9.3 GTコジェネ導入によるCO2削減効果

(a) 天然ガスだけで焚き減らす場合

燃料	焚き減らし熱量	CO ₂ 排出係数x 炭素の酸化比率係数	CO2削減量
天然ガス	2,069.1 (TJ/y)	56,100 x 0.995	115,496 (ton/y)

(b) 天然ガス、重油、石炭で焚き減らす場合

燃料	焚き減し熱量	CO ₂ 排出係数(kg-Co2/TJ) x 炭素の酸化比率係数(-)	CO2削減量
天然ガス	1,820.0 (TJ/y)	56,100 x 0.995	101,593 (ton)
重油	76.1 (TJ/y)	73,300 x 0.99	5,526 (ton)
石炭	172.9 (TJ/y)	96,100 x 0.98	16,284 (ton)
合計	2,069.1 (TJ/y)	—	123,404 (ton)



第4章 経済財務分析と運用効果指標

4.1 円借款導入設備の運用条件

日立製作所製のH25をモデルケースとして選定し、以下の運用条件を仮定して経済財務分析を行った。

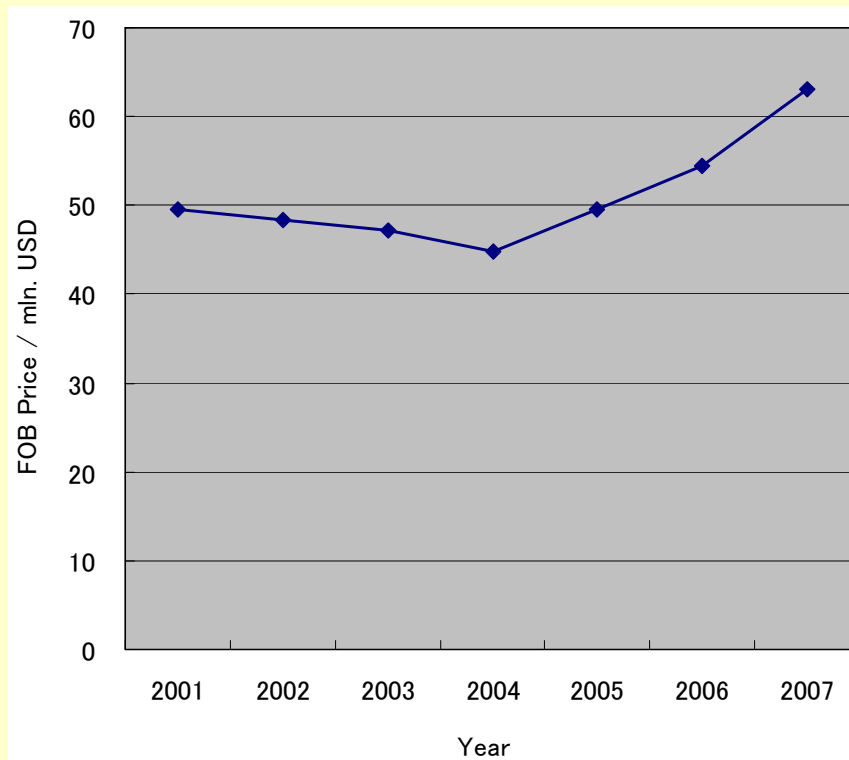
GT Model	Hitachi H25 x 2
Gross Power Output @15°C,963hPa, RH60%	54,340 kW
Net Power Output @15°C,963hPa, RH60%	48,340 kW
Net Heat Output	73.9 Gcal/hr
Total Net Thermal Efficiency (LHV)	77.5%
Construction Period	39 months
Plant Load Factor	85%
Project Life	30 years



第4章 経済財務分析と運用効果指標

4.2 事業費の積算

(1) 発電設備の価格動向



Source) Gas Turbine World GTW Handbook

Figure モデルGT(H25) 2台構成CCPPのFOB価格推移

(調査前提)

GTコージェネレーション設備の主要機器の構成はコンバインドサイクル発電設備(以下CCPP)のそれに近いためモデルGT(H25) 2台構成のCCPP発電設備の価格動向を調査した。

(評価)

2004年頃から価格が急騰し、以降3年間で約1.41倍、年率で約12%上昇している。2008年においてはさらに急激に上昇し、2008年3月時点で約100百万ドルレベルに達していると推定される。



第4章 経済財務分析と運用効果指標

(2) 事業費の積算

1円= 1500 スム

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



第4章 経済財務分析と運用効果指標

4.3 財務分析

前提条件	
便益	電気・熱料金、CO2排出削減量
費用	GTCS建設費*、維持管理費

* 前ページのA1(2)項で挙げる温水ボイラ補給水用の水処理装置および加熱器は既設温水供給システムの主要設備であり、本GTコジェネレーション設備の機器ではないため本分析に用いる建設費からは除外する。また、建中金利、関税等の各種公租公課、予備費も建設費から除外している。

NPV(割引率：12%)	B/C(割引率：12%)	FIRR
-42.3 百万ドル	0.7	3.7%



第4章 経済財務分析と運用効果指標

4.4 経済分析

前提条件	
便益	電気・熱料金、CO2排出削減量、天然ガス燃料削減量の輸出代替
費用	GTCS建設費、維持管理費

* 前ページのA1(2)項で挙げる温水ボイラ補給水用の水処理装置および加熱器は既設温水供給システムの主要設備であり、本GTコジェネレーション設備の機器ではないため本分析に用いる建設費からは除外する。また、建中金利、関税等の各種公租公課、予備費も建設費から除外している。

NPV(割引率：12%)	B/C(割引率：12%)	EIRR
121.8 百万ドル	2.0	14.8%



第4章 経済財務分析と運用効果指標

4.5 経済・財務分析の結論

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

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

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



第4章 経済財務分析と運用効果指標

4.6 運用効果指標の策定

(1) 運用指標

指標名	目標値	確認時期	評価時期	備考
定格正味電気出力	48.3 MW	毎月	毎年	定格正味電気出力はプラント保証値をベースに、運用開始時からの期間、プラントの状態等を十分考慮して定めるべきである。本発電所はGTコージェネレーションプラントであるため、GTの経年劣化による出力低下が想定される。
定格熱出力	73.9 Gcal/h	毎月	毎年	本発電所は熱供給が主であるため上記電気出力同様に重要な指標である。定格熱出力はプラント保証値をベースに、運用開始時からの期間、プラントの状態等を十分考慮して定めるべきである。
正味総合熱効率	77.5%	毎月	毎年	正味総合熱効率= (年間正味発電電力量 + 年間熱供給熱量) / 年間燃料消費量 発電電力量と熱供給熱量との合計から総合熱効率を求めることにより熱併給発電所としての効率を総合的に判断する指標となる。正味総合熱効率はプラント保証値をベースに、運用開始時からの期間、プラントの状態等を十分考慮して定めるべきである。



第4章 経済財務分析と運用効果指標

指標名	目標値	確認時期	評価時期	備考
設備利用率	85%	毎月	毎年	設備利用率 = 年間熱供給量 / (定格熱出力 x 24 x 365) x 100 本発電所は熱供給が主であるため設備利用率は熱供給の面からの評価とする。高効率 GT コージェネレーションプラントのため高利用率が想定されるが、定期検査期間は設備利用率に大きく影響するため、目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する必要がある。
人為ミスによる停止時間	0	毎年	毎年	本発電所はベースロード運転を想定している。従って、誤操作等の人為ミスが起こる機会が少ないため 0 時間を目標とする。
機器故障による停止時間	438hr	毎年	毎年	不測の機器故障による停止は不可避であり、約 18 日間 (438 時間) を想定している。
計画停止による停止時間	240hr	毎年	毎年	点検の種類により停止時間が異なり、燃焼器点検では 240 時間 / 1 回 (16,000 時間毎)、GT 点検では 456 時間 / 1 回 (32,000 時間毎)、メジャー点検では時間 672 / 1 回 (64,000 時間毎) である。左記目標は燃焼器点検実施年での設定となっている。



第4章 経済財務分析と運用効果指標

(2) 効果指標

効果指標				
定格正味 電気出力	48.3 MW	毎月	毎年	定格正味電気出力はプラント保証値をベースに、運用開始時からの期間、プラントの状態等を十分考慮して定めるべきである。本発電所はGTコージェネレーションプラントであるため、GTの経年劣化による出力低下が想定される。
年間 熱供給量	550 Tcal	毎年	毎年	年間熱供給量=73.9 Gcal/hr x 8760 hour x 0.85 定期検査期間は年間熱供給量に大きく影響する。目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する。



第5章 環境社会配慮基礎調査

5.1 環境関連法制度

●主な関連法律

自然保護法(1992)、大気保護法(1996)、自然動物保護利用法・自然植物保護利用法(1997)、環境審査法(2000)等がある。

●実施機関

環境保護の実施は国家自然保護委員会が主として行うが、この他に、産業労働安全委員会、保健省、農業水利省等も環境管理を行っている。

なお、大気汚染や水質等の状況の監視については、水象・気象院が実施している。



第5章 環境社会配慮基礎調査

●主な基準

大気－環境基準：人の健康保護のための最大許容濃度(MAC)NO₂,NO,CO,ばいじん等)

排出基準：地域ごとに設定係数×MACの濃度を上限として、最終的なEIAで公定法の
拡散予測手法で確認して設定(IFCや日本の固定基準とは異なる)

水質－環境基準：人の飲料水やリクレーション等の水利用のための最大許容濃度(MAC)
(SS、水温、pH、BOD、COD、DO、Oil、N、P等)

排水基準：排水口の下流域でのMACを上限として最終的なEIAで確認して設定
(IFCや日本の固定基準とは異なる)

騒音－一般住居環境基準：55dB(昼間)、45dB(夜間)

工場等基準：80dB(IFCや日本とほぼ同様)



第5章 環境社会配慮基礎調査

5.2 環境影響評価書の概要

ウズベキスタン国においては、環境審査法に基づく政令No.491環境審査準備(2001)によって、発電所等の主種の事業活動等については、事前に自然保護委員会に環境影響評価に係る報告書を提出、承認を得るよう定められている。

実際には、以下のように3段階の報告書を提出し承認をうける必要がある。

- 環境影響評価書草案－プロジェクトの計画段階
- 環境影響評価報告書－上記の草案の審査の反映等
- 環境影響結果報告書－プラント営業運転開始の最終計画(住民意見の反映等)



第5章 環境社会配慮基礎調査

5.3 本事業の環境影響評価スケジュール

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



第5章 環境社会配慮基礎調査

環境影響評価報告書の目次及び必要データの概要(1/2)

章		記載事項	留意点及び主なデータ入手先
1.序論	<ul style="list-style-type: none">・背景等・環境関連の規制	<ul style="list-style-type: none">・電力の需給状況等・環境影響評価に係る大気、水質、騒音、廃棄物等の規制基準や労働者や施設の安全等に係る規制・JICAのガイドラインの概要	—
2.事業及び施設の説明	<ul style="list-style-type: none">・必要性・建設計画	<ul style="list-style-type: none">・既存の発電設備等の概要、新規設備の必要性、場所及び燃料の選定理由・地点の概要、燃料供給計画、運転計画、設備計画、用水計画、保守計画、実施時期等	—
3.地点及び地域の現況	<ul style="list-style-type: none">・物理的な状況・生態学的な状況・社会・経済的特性	<ul style="list-style-type: none">・気候・気象、地形、地質、水文・水象、水質、大気質、騒音の状況、大気質及び水質の主な汚染源・土壌、植生、動物・人口、学校、病院、交通の状況	<ul style="list-style-type: none">・気象、水象、大気質：水象・気象院・水質：水象・気象院、国家自然保護委員会、保健省・科学アカデミー植物院・動物院、国家自然保護委員会・統計局、市及び県事務所
4.工事中の影響評価	<ul style="list-style-type: none">・影響の概要・大気質・水質・騒音及び振動・廃棄物及び掘削土砂・社会・経済	<ul style="list-style-type: none">・物資及び設備の輸送、設備の設置による影響・低減措置・低減措置・低減措置、必要に応じてモデル等による予測・低減措置、適正処理・低減措置、向上効果	



第5章 環境社会配慮基礎調査

環境影響評価報告書の目次及び必要データの概要(2/2)

章		記載事項	留意点及び主なデータ入手先
5.運転中の影響評価	<ul style="list-style-type: none"> ・運転中の影響の概要 ・大気質 ・水質及び水利用 ・騒音及び振動 ・有害及び固形廃棄物 ・植物、動物、陸上及び水域生態系 ・社会・経済 ・安全性 	<ul style="list-style-type: none"> ・物資及び設備の輸送、設備の設置 ・低減措置、拡散モデルによる予測 ・排水処理・低減措置、排水の影響 ・低減措置、必要に応じてモデル等による予測 ・低減措置、適正処理 ・植栽効果、排水処理等 ・低減措置、向上効果 ・事故、自然災害の検討 	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所全体で増加しない考慮が必要 ・TashTEZでは住居地の夜間の騒音レベルの確認 ・Angrenでは石炭灰のリサイクルが困難
6.環境への影響を低減する措置	<ul style="list-style-type: none"> ・排ガス制御 ・排水制御 ・有害及び固形廃棄物の管理 ・騒音及び振動の制御 ・事故、緊急時対応 ・環境管理計画 ・環境モニタリング計画 	<ul style="list-style-type: none"> ・排ガス中の汚染物質の低減措置 ・プラント排水、冷却水、含油排水、サービス排水、雨水等の処理 ・再利用等の低減プログラム、適正処理 ・低減措置 ・環境管理プログラム、各種プラン及びスケジュール、組織及び訓練、労働安全 ・工事中及び運転中の管理措置及び組織体制 ・工事中及び運転中の計画、組織体制、財源、報告措置 	<p>上記と同じ</p> <p>上記と同じ</p>
結論	—	・総合的影響評価	



第6章 CDM関連調査

6.1 CDM関連手続きの概要

CDM実施組織

省庁国有企業横断評議会
2006年、内閣の下に設置

主たる機能

- CDM適用優先分野設定
- CDMプロジェクトの選択・承認手続きの審査・承認
- DNA評価審査後のCDMプロジェクトの審査・承認
- CER分配案の審査・承認

指定国家当局（DNA）
2006年、DNAとして経済省を指定

主たる機能

- CDMプロジェクトの開発と選択
- CDMプロジェクトと京都議定書第12条、ウ国法規則等の順守について関係当局と調整
- CDMプロジェクト案の評議会への提出
- CDMプロジェクトのUN-EB提出
- CDMプロジェクト実施モニタリング
- その他CDMプロジェクト関係事項対応

事務局



第6章 CDM関連調査

6.2 CDM適用可能性の検討

TashTEZ コージェネプロジェクト

投入			プロジェクトの施設 ----- ・ガスタービン発電機 ・排熱回収ボイラー ・付帯設備	出力		
入手先		天然ガス		供給先（顧客）		
発電所外	発電所内			発電所内	発電所外	
ガス供給システム	-----	天然ガス	電力	-----	電力グリッド	
-----	既設蒸気タービン発電システム	水		蒸気	既設蒸気タービン発電システム	-----

AM0048

※UN-EB承認方法論の中でAM0048（複数顧客への電力・蒸気の供給及び高炭素燃料使用電力・蒸気グリッドの施設代替する新コージェネ施設）が最も本プロジェクトへの適用可能性が高い。

※AM0048 は、本プロジェクトへの適用に一部に逸脱要請が必要ではある。

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



第6章 CDM関連調査

6.2 CDM適用可能性の検討

代替案	<ul style="list-style-type: none"> ・本プロジェクト ・現行システム継続 	現行システム継続がベースラインとなる
-----	---	--------------------

プロジェクトの追加性の検討は、UN-CDM-EB承認ツールのAM0048が用いている「追加性評価と検証のツール」を適用

投資分析	単純コスト比較、又は投資比較分析、又はベンチマーク分析	本プロジェクトの予想FIRR は約2%であり、投資案件として魅力あるものではない。	追加性あり ※但し、感度分析を含む更なる分析が必要である。		
障害分析	投資障害	ウズベキスタンの全ての発電所は、公的所有であり、投資対象として適格とは言えない。	追加性あり ※但し、更なる検証が必要である。	追加性あり ※左に挙げた障害は現状継続の障害にはならない。	
	技術障害	ガスタービンのコジェネシステムは、ウズベキスタン国には無い。ガスタービンの技術力は高くないと思われる。	追加性あり ※但し、更なる検証が必要である。		
	普及による障害	ガスタービンのコジェネはウズベキスタンになく、普及したものではない。	追加性あり ※但し、更なる検証が必要である。		
一般事例分析	同上	N/A			
本プロジェクトへのCDM適用可能性あり。		←	GHG 排出削減 (115 千 tCO ₂ /年)	←	追加性あり

※追加性は、現保有の情報・データに基づき想定したものである。



総合評価と提言

1. 総合評価

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

1. 技術的実行可能性

(1) 建設計画

- ✓ 多くの発電設備が運開後40～50年経過し、設備更新が必要である。
- ✓ 過去10年間、最大電力需要の変動はあまりない状況であるが、今後電力需要の伸びが見込まれるため十分な予備率を考慮した電源開発が必要である。
- ✓ 一方、熱供給の面から見ると今後のタシケント市の発展に伴う熱需要の伸びに対応すべく高効率GTコージェネレーション設備を導入する意義は大きい。
したがって、電力供給および熱供給の両面から本発電所建設計画は妥当であると判断する。

(2) 導入システム

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



総合評価と提言

1. 技術的実行可能性

(3) 配置計画

- ✓ 敷地は76m×195mであり、GTコジェネレーション設備2台分として十分な広さである。
- ✓ ただし、NEDO事業を含むGTCS 3台と110kV開閉設備の配置については最適化の検討が必要である。

(4) 燃料供給

- ✓ 「ウ」国の天然ガス埋蔵量は2009年1月時点で65 Trillion Cubic Feetと豊富である。
- ✓ タシケント熱併給所とウズベキスタンガス供給公社との契約による利用可能最大流量は、130,000m³/hであり、2008年の最大消費量は59,000m³/h程度であった。
- ✓ 本プロジェクトの導入により天然ガスの最大使用量は20,000m³/h程度増加されるため、天然ガスの供給量は充分確保されている。

(5) 系統との接続

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



総合評価と提言

2. 環境社会配慮

- ✓ 既に造成済みの土地であり、動植物への影響はなく、住民移転もない。
- ✓ 既設では、排出ガス及び排水については、定期的にモニタリングを行い適切な管理がなされている。
- ✓ 今後増設に当たっては、既設の停止も含め大気への汚染物質排出量を発電所全体で増加しないよう詳細な検討が必要である。また、騒音対策には留意する必要がある。
- ✓ 詳細はEIA作成段階にて適切に検討する必要があるが、現時点では周辺環境への負荷及び住民への影響も最小限に留められると判断できる。



総合評価と提言

3. 経済的実行可能性

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

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

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



総合評価と提言

4. CDM適用可能性

- ✓ 承認ベースライン・モニタリング方法論にはAM0048 (New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels - Version2) の適用可能性が高い。
- ✓ 本プロジェクトの追加性検討を国連CDM理事会承認の“Tool for the demonstration and assessment of additionally”により投資分析、障害分析した結果、本プロジェクトは「CDM適用の可能性あり」と判断できる。



総合評価と提言

II. 提言

- ✓ NEDO事業との協調を計りながら具体的な計画を進める必要がある。
 - GTCS x 2台および110kV開閉所の配置計画の具体化と敷地の特定
 - HRSG形式（高圧蒸気案、低圧蒸気案、温水案）の最終案決定
 - 既存設備の将来的な廃止を考慮した発電所全体計画の策定

- ✓ NEDO増設分を含め使用ガス量が増加するため、ガス供給圧力の確保が必要である。

- ✓ NEDO事業用のPre-FSおよびEIAは、まもなく承認される予定である。今後、円借款による増設分について現地機関によるPre-FSおよびEIAの実施、その後の「ウ」国政府による承認が必要である。