

5.2 既設設備の維持管理法案

5.2.1 補修設備の選定

Figure 5.2-1 に見られる通り 1995 年から以後の発電費用とそれに伴う発電単価の上昇が急激なことがわかる。発電に係る費用の急激な上昇と違い、Figure 5.2-2 から分かるように、各年の発電費用に占める内訳の比率に大きな変化が無いことから、発電単価の上昇は設備の不具合による補修費の増大や稼働時間の低下によるものではなく、インフレによる物価上昇が大きな要因であると推測できる。

DCTASHTPPにおける発電単価に対し最も大きなウェイトを占める内容は燃料費であり、以前に比べ近年その割合は減少したものの、依然として 80%台半ば以上で推移している。人件費の比率は暫増傾向にあり、今後その傾向が強まるものと思われる。それに比べ補修費用そのものは、他と同様大きく増加しているものの、比率としては若干減少傾向にあると言え、このことは設備補修の実施に対し十分な費用が割り当てられていないことの表れであり、設備を健全な状態に維持するには問題である。

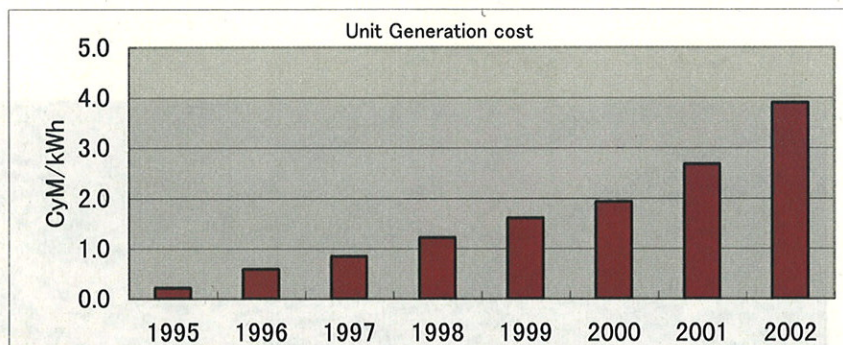


Figure 5.2-1 発電単価の推移

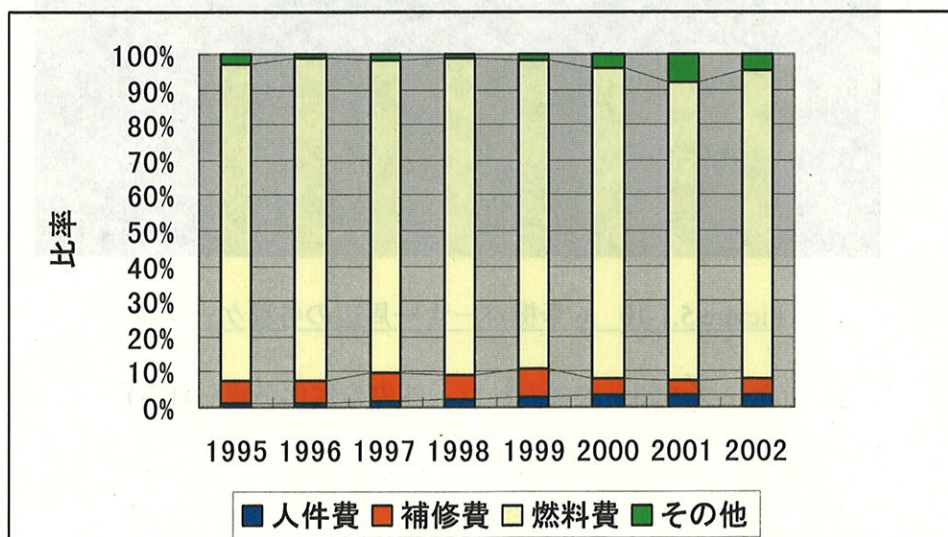


Figure 5.2-2 発電原価のコスト比率内訳

DCTASHTPPにおけるユニット効率低下の原因として、特に顕著なものは復水器真空の低下である。このような効率低下に対する対策を実施することでユニット全体の効率改善を試み、効率改善による燃料費削減分を設備の補修費に割り当てる。

5.2.2 補修改善効果

改善効果の大きいものの効果とその改善内容の主なものを以下に記す。

(1) 復水器真空度の回復

DCTASHTPPにおける復水器の設計真空度は 25.7mmHg になるよう設計されている。Figure 5.1-4 に示す復水器真空度の推移に見られる通り、真空度の低下により設計値に対し近年かなり大きな偏差が生じていることが判る。

調査団とDCTASHTPPの協議により、その主な原因として、

- 1) 復水器ホットウェル側に通ずる配管の継手部の緩みや復水器、低圧加熱器等の腐食部からの空気流入
- 2) 蒸気式真空エゼクター（真空装置）の性能劣化による侵入空気の排出能力低下
- 3) 復水器細管の内面の汚れ

が考えられるが、それらの対策として、

- 1) 真空エゼクターの更新・補修
- 2) 復水器への空気漏洩箇所の補修
- 3) 復水器細管洗浄装置の設置

が高い効果が得られる方法であるとの結論に達している。

(2) 所内率の低減

各ユニットで使用されている補機動力の削減は、所内率の低減に直接的に影響を与える。

設備が老朽化しているにも関わらず、所内率は若干の上昇傾向に留まっている。

現状は各種補機動力が通常持っている能力の上限で運転されてユニットの出力を維持していると推測できる。

ファン類の動力増加原因として

- 1) ボイラーや煙道での空気や排ガスの漏洩
- 2) エアーヒーターエレメントの詰まり

ポンプ類では、

- 3) 水・蒸気配管内部への異物付着による閉塞
- 4) ポンプインペラの経年劣化
- 5) 水・蒸気の漏洩

が考えられる。

所内で消費される電力はその殆どが補機動力であり、ファン類とポンプ類等が消費

電力の大きい補機類である。

特に冬場重油を燃焼させている時期は煤が発生するため、その煤が空気予熱器のエレメントに付着し、空気予熱器が詰まりやすくなり、IDFの消費動力を増加させることになる。

更に通常エアーヒーターでは回転体の隙間を通して正圧の空気側から負圧の排ガス側へ空気が漏れ込んでしまうと、FDFやIDFの消費動力を増加させてしまう。対策として分解点検後の組み立て時に、精度の高い計測を行い隙間が一定になるよう設置することである。

またポンプ類は液体、ここでは主に水を送り出す用途で使われているが、水が通過する配管内部に固形物などが付着物すると、配管内径を狭めてしまい流体の流れを阻害する。また蒸気や水の配管や継手からの漏洩があると、必要な流量と圧力を確保するため、ポンプでの仕事が増加して、消費電力を増加させてしまう。

(3) 設備稼働率の向上

稼働率は、ユニットの停止時間に強く影響を受けるものである。DCTASHTPPでは、新設当時に近い出力と運転時間ベースで70%を超える稼働率を実現している。

ボイラーチューブの破損箇所は、どのユニットでも認められ、かつボイラーでも各種部位で起こっているため、原因の特定は難しいが、傾向として設備の老朽化に伴う部材の劣化による強度不足と、先述の硬度成分の析出によるチューブ閉塞が引き起こす過熱膨張が考えられる。

今後数年以上設備寿命を保持して高い稼働率を維持し、修理工事を主要な原因とする停止を無くすために、設備事故が起き易い箇所の重点的な点検検査を定期補修に合わせ実施する方法を推奨する。

この方法では、検査結果に基づいて緊急を要するような不具合は、その検査工事中に修理を完了させるとともに、その他の検査結果は定期検査毎にデータを蓄積する。蓄積されたデータから機器類の劣化具合を把握して、次回検査時には寿命が殆どなくなりそうな機器を判別し、そのような設備は検査完了後にリストアップしておき、その際の修理に必要な予算を計上するとともに、修理に合わせた補修計画を立てる必要がある。この方法を実践することで、稼働率の向上が期待でき、かつ設備寿命の延命化が期待できる。

(4) 補修改善効果

a. 燃料消費量の削減

この改善による効果についてDCTASHTPPより入手した2002年の6号機の運転データを基に分析すると、

- ・ 年間発電電力量 879.3×10^6 kWh
- ・ ユニットの発電端効率 33.4 %、送電端効率 31.6 %

・ 燃料ガス使用量 $230.2 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、重油 $94.6 \times 10^6 \text{ kg}$

上記数値を用いて、年間の発電電力量や供給熱量が同じでユニットの発電端効率が1ポイント上昇して34.4%になると仮定する(1980年当時の発電端効率は35.4%)と、天然ガスの消費量は年間にして、約 $220.7 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、削減量は $9.5 \times 10^6 \text{ m}^3$ で、4.13%の削減率となる。この削減量は2002年の天然ガスの単価約 $\text{CyM}9.5/\text{m}^3$ から、年間 $\text{CyM}90.25 \times 10^6$ 、 $\text{US}\$90,250$ 相当、 $\text{¥}120/\text{US}\$$ 換算で約10.8百万円の燃料費が削減できる計算になる。

この燃料使用量削減率を発電所全体に適用すると、2002年の単純に天然ガスだけの場合、その使用量は $2,833.9 \times 10^6 \text{ m}^3$ から、 $2,716.9 \times 10^6 \text{ m}^3$ になり、 $117.0 \times 10^6 \text{ m}^3$ の削減となる。これは1,112百万スムに相当するので、2002年の発電単価3.90スム/kWhであるのに対し、3.79スム/kWhとなり、発電原価は約2.8%の引き下げが見込まれる。

削減された燃料費を補修費に割り当て設備診断を含めたより高度な設備点検補修、並びに精度の高い情報による計画的で適切な設備補修・更新を実施することが、各設備を健全な状態に保ち、設備の信頼度を向上させ、高稼働率の維持に一役買うことは言うまでもない。

また現場での作業環境を改善して人身事故を無くすことが、設備の健全性を確保するには重要であることも忘れてはならない。

b. 大気汚染物質の削減

重油の使用量削減による大気汚染物質の排出量に対する影響を考えた場合、発電所全体では2002年の重油使用量は 684.3×10^3 トンであったが、上記と同条件で熱効率が1%向上した場合、年間にして 117.0×10^3 トンの削減が期待できる。

この重油使用量の削減に伴い、発電所全体では年間 CO_2 約30.5万トン、 NO_2 約839.6トン、 SO_2 約8,424トンの削減が期待でき、それぞれの削減率はそれぞれ19.8%、16.0%、17.1%になる。

5.2.3 補修計画

(1) 補修工事の現状

DCTASHTPPで行われている補修工事は、Figure 5.2-3の補修計画表に基づいて各ユニット毎に10年先までの補修工事計画を毎年立案並びに更新している。補修工事には、3種類があり、ほぼ2年毎に"Capital Repair"、"Extended Current Repair"、"Midterm Repair"、"Capital Repair"を繰り返して補修が行われている。

**Long-term plan of capital, mid-life and extended current repairs of the main equipment
of TashTPP for the period of 2000-2010**

Unit No.	Installed capacity	Scheduled types of repairs (years)										Notes	
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009		2010
1	150		M		C		ECR		M		C		Capital repair of Unit No.11 in 2000 was done without opening of Turbine casing, which planning to be held in the middle of 2004
2	150			ECR		C		ECR		M		C	
3	150			M		C		ECR		M		C	
4	150	M		C		ECR		M		C		ECR	
5	150		C		M		M		C		ECR		
6	155				M		C		ECR		M		
7	165	M			C		ECR		M		C		
8	165	ECR			M		C		ECR		M		
9	150	C		M		M		C		ECR		M	
10	165		C		ECR		M		C		ECR		
11	155	C	ECR			M		C		ECR		M	
12	155			C		ECR		M		C		ECR	
Distribution of repair works in years		2/2/1	2/1/1	2/2/1	2/3/1	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	

Stack No.	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1						inspection		repair			
2	repair						inspection		repair		
3		inspection		repair							

Symbolic Notation: 1/2/3 1 - number of capital repairs(C)
 2 - number of midterm repairs(M)
 3 - number of extended current repairs(ECR)

Chief engineer

L.A. Eolyan

Figure 5.2-3 中長期補修工事計画表(2000~2010)

Schedule of Repair of the Plants on Tashkent Thermal Power Plant for 2002

Plant	Load (MW)	Year of last Repair	1st quarter			2nd quarter			3rd quarter			4th quarter			Period of Repair	Total Number of Repair Person	Remarks
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
Capital Repairs																	
Unit No.4	150	29/05/96												19	70	412	
Unit No.12	155	11/11/96												5	70	412	
Midterm Repairs																	
Unit No.2	150	11/07/97				7								25	30	298	
Unit No.3	150	13/12/98												2	30	298	
Extended Current Repairs																	
Unit No.9	150	10/06/90												1	70	493	
Unit No.11	155	30/11/00												8	40	493	
Capital Repairs of Transformers																	
AT-4 180000/220		07/84												1	34	8	
T-4 200000/110		10/89												1	34	8	

Remarks: 1. Unit No.9 - Rewind of Stators of Generator
 2. Unit No.11 - Opening of Turbine casing

Chief Engineer

Mr. Eolyan L.A.

Chief Engineer of "Uzbekenergotemir" Company

Kamelov S.U.

Chief Engineer of "Electrozolit" JV

Takunov S.G.

Chief Engineer of Jointstock Company "Energotemir"

Satkov R.M.

Figure 5.2-4 2003年の補修計画

工事内容の詳細は予算と共に前年までに、Maintenance Dept.において纏められ、Chief Engineer により承認されて、最終決定がなされる。最終的に承認された 2003 年の工事計画を Figure 5.2-4 に示す。

先にも述べた通り、DCTASHTPPで実施される補修工事は、読んで字の如く補修工事が主たる目的で行われているのが現状である。実際には点検マニュアルも存在していて補修工事期間中にも設備の不具合箇所の点検を行い、次回点検時の補修工事に必要な材料や日数を決定している。しかし各設備の経年的な変化を記録して、設備の経年変化の管理や余寿命診断などの予防保全的な点検は行われていない。老朽設備全体の一括取替えが望めない状況から判断して、従来の事後補修に代わる予防保全の早期導入によって、劣化部位を事前に発見し対策を講じて事故を防止することで、ユニットの稼働率の向上対策を図るべきである。

(2) 補修計画

まず先に熱効率の改善に貢献できる機器の補修に着手する。まず復水器真空度の回復に関する補修工事、更に把握されている各漏洩箇所の修理を優先的に実施する。

以後指摘されている機器の不具合を定期補修で修繕するよう計画して、段階的に設備の延命化と高効率化を図る。

以下に 6 号機の定期補修計画に従って、通常の定期補修に加えて実施すべき上記の機器の更新、補修工事や点検を盛り込んだ補修計画の一例を示す。

年	2005	2007	2009
定期補修種別	Capital Repair	Extended Current Repair	Midterm Repair
設備補修・更新内容	<ul style="list-style-type: none"> ・復水器真空装置の更新 ・復水器細管洗浄装置の導入 ・復水器周りの空気漏洩箇所の修理 ・主要機器本体やその他補機類、主要弁の精密点検 	<ul style="list-style-type: none"> ・ボイラー周辺の空気・排ガス漏洩箇所の修理 ・エアーヒーターのシール部修理 ・各種調整弁と制御装置の更新 	<ul style="list-style-type: none"> ・エアーヒーターエレメントの更新 ・ボイラー廻りの電気品の防爆化工事 ・水・蒸気系統のリーク修理 ・温水・蒸気系統の保温板金修理 ・歩廊・手摺り修理 ・照明設備の追設
概算費用	60 百万円	123 百万円	83 百万円

5.2.4 補修計画に関わる財務分析

(1) 補修の財務的観点

補修は設備の生産能力とその性能の維持、生産能力と性能の改善或いは設備の寿命延長のために行われる。

保守・補修の財務的観点は、生産能力と性能維持により得られる対価であると考えられる。古い設備は同種設備であれば古いほど保守費用が多額となる。タシケント発電所の既存設備は30年から40年を経過しており、稼働開始直後の期間と比較してその補修費用は大きくなっていると考えられる。保守・補修の費用は、過去の金額比較ではなく保守・補修で得られる収入・利益と対比することが必要である。

発電設備の建設には計画段階を含め長期間を要する。更に、あらゆる設備は機械であることから事故による停止の可能性はあり、場合によっては天災による運転不能もあり得る。この為には、予備設備も重要であり、予備設備といえども財務的価値は存在する。新規設備により代替されるとしても新規設備完成までは、保守・補修に万全を期する必要がある。

タシケント発電所はウズベキスタンの発電において重要な役割を果たしている。従い、相応な保守・補修費用を費やしても設備を維持していく必要がある。

本レポートの5.2.4、(3)項において5.2.3、(2)項の補修計画案の例について財務面の検討を行っているが、いずれの補修計画案についても設備の生産能力や性能の回復・改善の面と補修の対象となった機器の稼働率や信頼性は向上がある。設備の稼働率や信頼性向上は、それを構成する個々の機器や部品の稼働率や信頼性を上げることから始まるのである。32年から40年を経過したタシケント発電所の保守・補修においては重要である。このことから、いずれの補修計画案についても更なる詳細検討が実施されることが望ましいと考える。

補修計画案の実施は稼働率や信頼性向上を保証するものではないが、稼働率や信頼性低下のリスクを低減するものであると考えられる。完全性はあり得ないのであり、リスクという観点で評価することが重要と考える。

タシケント発電所においては、保守・補修の内容だけでなく年度毎の支出費用の予算を見積もった長期保守・補修計画を作成する必要がある。計画には、稼働率や信頼性維持の観点を忘れてはならない。そして、タシケント発電所の長期保守・補修計画はウズベキエネルゴ本社と協議の上、実行案を作成する必要がある。5.3.3節の12,838百万スム（一基当たり1,000百万スム）という数字はタシケント発電所の利益貢献を一定の仮

定条件で計算した金額であり、実際の保守・補修はウズベキエエネルギーの全設備の状態や様々な要素を加味して決定する必要があると考えるからである。

5.3 タシケント発電所(DC “TASHTPP”)の経営状況と問題点

5.3.1 生産状況

現在のタシケント発電所の12基の発電設備の現在の運転可能出力は1,750MWである。これは、ウズベキスタン国における火力・熱併給発電所・水力発電所を合計した全発電設備能力9,669MWの18%に相当し、うち火力発電所の設備能力は合計7,730MWであることから、その23%に相当する。

発電量で比較するとタシケント発電所は2002年で10,315GWh（発電端）を発電している。これは火力・熱併給発電所・水力発電所を合計したウズベキスタン国全発電量の約20%に相当し、ウズベキスタン国の国民生活と産業に大きな貢献を果たしている。

タシケント発電所の2002年における月別発電量は、表5.3-1に示しているが、冬場における発電量が夏場の発電量より多く、冬場に電力需要が大きいことがその一因である。他の要因として、夏場に水力発電が多いことがある。

Table 5.3-1 2002年におけるタシケント発電所の月別発電量

単位: kWh

月	総発電量	実発電量	所内動力比
2002年1月	1,050,343	989,594	5.78%
2002年2月	912,425	858,262	5.94%
2002年3月	908,052	855,083	5.83%
2002年4月	916,498	863,791	5.75%
2002年5月	782,334	737,082	5.78%
2002年6月	668,007	629,415	5.78%
2002年7月	657,056	619,046	5.78%
2002年8月	806,759	760,578	5.72%
2002年9月	829,186	782,398	5.64%
2002年10月	900,180	850,738	5.49%
2002年11月	897,741	845,812	5.78%
2002年12月	986,685	927,468	6.00%
合計	10,315,266	9,719,267	5.78%

ウズベキスタンを含む中央アジアの降水量は冬場に多いのであるが、これはこの地

域のダムが夏場における綿花栽培等の農業用灌漑用水確保がその主目的に含まれていることと密接な関係がある。即ち、灌漑用水が必要な夏場にダムからの放流が実施され、放流時には発電が行われ水力発電の電力が豊富となる。

ウズベキスタンの月別電力輸出入は、表 5.3-2 の 2002 年の実績の通り、冬場は電力輸出であり、夏場は電力輸入である。灌漑用水の主要取水源はシルダリヤ河とアムダリヤ河であるが、これらの水源地の大規模なダム、貯水池、水力発電所がキルギスタンとタジキスタンに多く存在する。従い、ウズベキスタン、キルギスタン、タジキスタンの 3 国は夏場におけるダムからの灌漑放水、水力発電および冬場におけるダムの貯水、水力発電量の減少に伴う電力融通の関係で国際的協力関係にある。

Table 5.3-2 2002 年のウズベキスタンの月別電力輸出入量

単位 in MWh

相手国	キルギスタン		タジキスタン		トルクメニスタン		合計	
	輸出	輸入	輸出	輸入	輸出	輸入	輸出	輸入
2002 年 1 月	63,800		32,400				96,200	0
2002 年 2 月	22,900		28,200				51,100	0
2002 年 3 月		65,500	32,400				32,400	65,500
2002 年 4 月		2,900	46,200			4,900	46,200	7,800
2002 年 5 月	50,000		1,700		6,200		57,900	0
2002 年 6 月		20,500		18,500	100		100	39,000
2002 年 7 月		207,900		49,000	300		300	256,900
2002 年 8 月		203,600		4,400		2,200	0	210,200
2002 年 9 月	59,500		37,800			800	97,300	800
2002 年 10 月	70,500		82,500			600	153,000	600
2002 年 11 月		22,800	30,600			3,300	30,600	26,100
2002 年 12 月			66,200			1,000	66,200	1,000
合計	266,700	523,200	358,000	71,900	6,600	12,800	631,300	607,900

表 5.3-3 は、2002 年におけるタシケント発電所の月別燃料消費量を示したものであり、主燃料は天然ガスであるものの、冬場特に 12 月から 2 月にかけては重油の使用割合が大きく 60%から 70%である。これは、冬場における天然ガスの一般需要の増大に対応しての供給を確保するため、並びにキルギスタン、タジキスタンの冬場のエネルギーとしてウズベキスタンからの天然ガス輸出を確保するためという理由がある。

Table 5.3-3 2002 年のタシケント発電所月別燃料使用量

月	ガス(×1000m ³)		重油 (トン)	熱量換算 (Gcal)		ガスと重油の比		ヒートレート (kcal/kWh)	
	シュルタン	プハラ		ガス	重油	ガス	重油	Gross	Net
1月	66,900	32,700	199,000	814,828	1,928,310	29.7%	70.3%	2,612	2,772
2月	88,800	19,000	155,500	881,912	1,506,795	36.9%	63.1%	2,618	2,783
3月	54,900	154,900	65,200	1,716,374	631,788	73.1%	26.9%	2,586	2,746
4月	24,800	243,700	12,900	2,196,599	125,001	94.6%	5.4%	2,533	2,688
5月	56,600	185,700	1,200	1,982,256	11,628	99.4%	0.6%	2,549	2,705
6月	101,000	107,400	0	1,704,920	0	100.0%	0.0%	2,552	2,709
7月	63,700	140,400	0	1,669,742	0	100.0%	0.0%	2,541	2,697
8月	38,600	212,400	0	2,053,431	0	100.0%	0.0%	2,545	2,700
9月	23,900	232,200	0	2,095,154	0	100.0%	0.0%	2,527	2,678
10月	49,500	226,300	0	2,256,320	0	100.0%	0.0%	2,507	2,652
11月	77,100	139,300	55,000	1,770,368	532,950	76.9%	23.1%	2,566	2,723
12月	70,400	20,600	195,500	744,471	1,894,395	28.2%	71.8%	2,674	2,845
合計	716,200	1,714,600	684,300	19,886,375	6,630,867	75.0%	25.0%	2,571	2,728

以上より、タシケント発電所はその生産活動において十分な貢献を果たしていると考えられる。

5.3.2 生産原価

2002年のタシケント発電所の月別発電原価は表 5.3-4 および表 5.3-5 の通りであり、年平均は kWh あたり 4.14 スム(タシケント発電所の変電所送電端ベース)である。うち燃料費が 3.63 スム/kWh であり燃料費以外(消耗品費、保守費、人件費、管理費、減価償却費等)が 0.51 スム/kWh である。(付加価値税不含)

燃料費については、重油の方が天然ガスよりも高く 2002年12月価格では、以下の通りとなる。

天然ガス: 4.60 スム/kWh (付加価値税込み) 3.83 スム/kWh (付加価値税不含)
 重油: 7.01 スム/kWh (付加価値税込み) 5.84 スム/kWh (付加価値税不含)

Table 5.3-4 2002年のタシケント発電所の月別発電原価

単位：千スム

月	燃料費	消耗品費	保守費	人件費	保険料	その他経費	減価償却費	合計
1月	4,222,702	65,682	76,247	95,087	36,952	34,142	30,843	4,561,654
2月	3,215,928	47,579	66,384	100,568	38,060	53,051	27,462	3,549,032
3月	2,565,067	49,166	82,762	96,020	38,915	99,813	31,501	2,963,244
4月	2,550,209	48,943	56,343	115,932	45,214	22,268	31,147	2,870,055
5月	2,121,068	71,489	70,070	113,958	44,597	87,536	27,886	2,536,604
6月	1,927,682	58,833	62,835	103,586	41,887	76,433	27,111	2,298,367
7月	1,887,833	57,833	78,624	115,504	44,430	41,454	32,140	2,257,817
8月	2,509,610	161,157	73,147	125,654	47,316	48,491	32,194	2,997,569
9月	2,560,450	97,382	84,653	126,024	48,268	55,408	32,157	3,004,340
10月	2,965,252	87,266	85,321	122,243	47,775	47,090	32,002	3,386,949
11月	3,827,357	51,275	118,056	123,862	48,634	179,516	28,406	4,377,106
12月	4,937,971	129,999	78,001	137,576	54,457	109,951	32,854	5,480,810
合計	35,291,127	926,603	932,441	1,376,013	536,506	855,153	365,703	40,283,546

Table 5.3-5 2002年のタシケント発電所の月別単位発電原価

単位：スム/kWh

月	燃料費	消耗品費	保守費	人件費	保険料	その他経費	減価償却費	合計
1月	4.27	0.07	0.08	0.10	0.04	0.03	0.03	4.61
2月	3.75	0.06	0.08	0.12	0.04	0.06	0.03	4.14
3月	3.00	0.06	0.10	0.11	0.05	0.12	0.04	3.47
4月	2.95	0.06	0.07	0.13	0.05	0.03	0.04	3.32
5月	2.88	0.10	0.10	0.15	0.06	0.12	0.04	3.44
6月	3.06	0.09	0.10	0.16	0.07	0.12	0.04	3.65
7月	3.05	0.09	0.13	0.19	0.07	0.07	0.05	3.65
8月	3.30	0.21	0.10	0.17	0.06	0.06	0.04	3.94
9月	3.27	0.12	0.11	0.16	0.06	0.07	0.04	3.84
10月	3.49	0.10	0.10	0.14	0.06	0.06	0.04	3.98
11月	4.53	0.06	0.14	0.15	0.06	0.21	0.03	5.18
12月	5.32	0.14	0.08	0.15	0.06	0.12	0.04	5.91
合計	3.63	0.10	0.10	0.14	0.06	0.09	0.04	4.14

ウズベキスタンの2002年1月から12月の期間における年間電気料金平均加重平均価格は11.56 スム/kWh(付加価値税込み)であった。これから付加価値税を控除し、さらに送配電損失を12.9%と仮定し発電電力の87.1%が供給(販売)され、収入のうち35%は送配電並びに本社管理費をカバーし、供給(販売)価格の65%が発電に帰属すると仮定すると発電所の送電端における2002年の販売平均価格は5.45 スム/kWh(付加価値税付含)となる。

5.45 スム/kWhと4.14 スム/kWhの差1.31 スム/kWhにタシケント発電所の年間合計送電量9,800GWhを掛け合わせると12,838 百万スムとなり、これがタシケント発電所の年間利益貢献額と考えられる。

5.3.3 財務上から見た問題点及び今後に向けての提言

5.3.2 節の結果によれば、タシケント発電所は2002年平均価格において12,838 百万スムの年間利益貢献である。

タシケント発電所の1号機は1963年に運転を開始し12号機が1971年であることから32年から40年を経過した設備であり、老朽化した設備である。現状使用可能であるが、いずれかの1基が使用不可能となるリスクも存在すると考えられる。使用不可能となることは、その発電機が利益貢献を行うことができなくなると同時にタシケント発電所の供給能力が低下することである。

従って、追加保守が設備の信頼性維持や設備寿命の延長につながるのであれば年間12-13 百万スムの保守費用の増加は許されると考える。

表5.3-4はタシケント発電所の2002年の保守費が932 百万スムであったことを示している。上記の考えからすると13-14 倍の保守費の支出が可能であり、むしろ既存12基のアベイラビリティや信頼性の向上を保守費の増大を恐れることなく目指すことが重要と考える。