

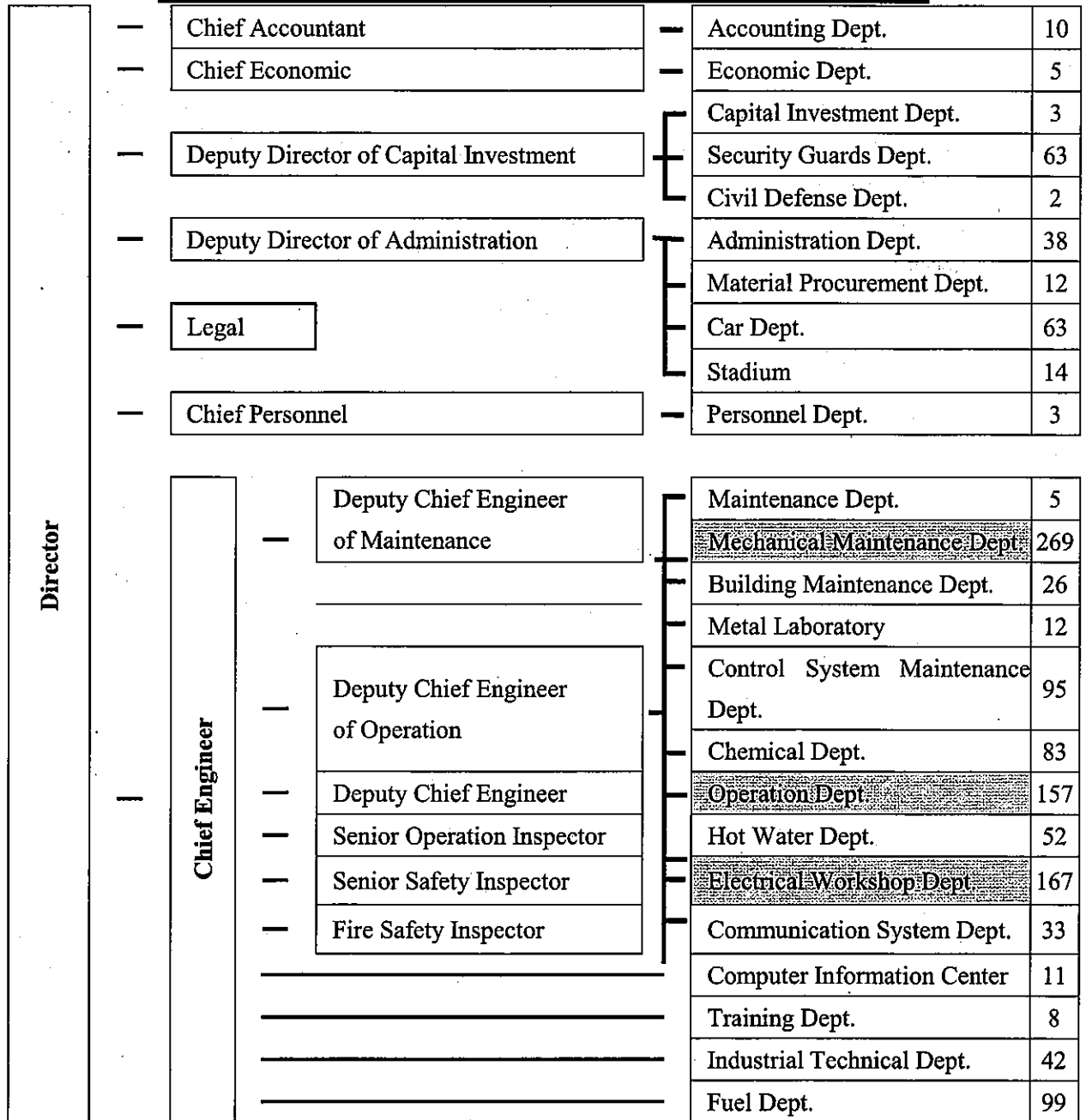
5.4 既設発電所運営管理計画

5.4.1 組織の見直し提案

発電所には2002年末現在1300名近くの職員が在籍している。その組織は、Figure 5.4-1に示す通りで、Director(発電所長)の下、所長直轄部門は各総括者と200名程度の間接部門職員、技術部門に関してはChief Engineer(技師長)が、運転・補修部門とも一人で管轄している。

発電費用に占める人件費の割合が数%程度と低いうちに、今後予想される人件費の増加を視野に入れ、一部業務の外部への委託または請負工事の発注などを総合的に勘案し人件費の削減を考えるべきである。

Organization Chart of Tashkent Thermal Power Plant



注：網掛けは以下の詳細な組織図参照

Figure 5.4-1 タシケント火力発電所組織図

(1) 技術部門の整理

技術部門は Chief Engineer 以下の組織が複雑で、Figure 5.4-1 の網掛け部分の通り、運転部門と補修部門の区分けが明確になっていない。

発電所において適材適所で優秀な人材を有効活用するためには、幅広い専門性を身に付けた人員が必要に応じて多岐に渡り能力を発揮できるような体制作りが必要である。

現状でも Chief Engineer のもと、発電部門と補修部門は別部門として存在し、それぞれに Deputy Chief Engineer がいて、一見明確に職務分担がなされているように感じる。ところが機械関係の補修部門が比較的シンプルな組織であるのに比べ、電気関係の補修部門は、発電部にある Electrical Workshop に電気補修課としてあり、また、ユニットの運転にあたる発電部交代勤務者の他に、この Electrical Workshop には電気運転課があつて、電気機器の運転監視にあたっている。

このように複雑な組織では、補修を担当する部門間での連携が取りづらく、定期補修時など、発電部から補修部へ設備を引渡す時の作業安全の確保が必要な場合に、指揮命令系統が不明瞭なために、事故に繋がる恐れが残るだけでなく、何か事故があつた場合などの責任の所在が明確でなくなる。

上記のことを考慮に入れて発電所の組織全体を見直した場合、発電部門と補修部門は明確に分離して、対等の位置付けとする組織づくりに着手するよう提案する。以下に各組織の詳細を記す。

- 1) 発電部はあくまでも発電設備の運転・監視業務とそれに付随する効率管理などの運転管理業務に一本化して設備の効率的な運用を目指す部門とする。
- 2) 補修部は作業補修の合理化をはかる目的で、日常的な小補修は補修部自ら修理を行い、定期補修などの大型工事は、外注という立場を取り、その計画立案、補修費用の予算立て、発注、施工管理を一括して行う部門とする。更に補修部は、機械グループと電気計装グループから成り、所掌する設備範囲を明確にして、特定の間が特定の設備だけを管理するのではなく、グループ員一人一人が各グループの受け持つ全ての設備に精通して、臨機応変に人員配置ができるようにする。
- 3) 更に水処理設備やその他共通設備の運転や燃料の管理を行う技術部を新設する。
- 4) 間接部門は総務部として一本化し、所長直轄の部門とする。
- 5) 後述する安全管理部門を新たに設立する。

技術部門を整理して、技術部や安全部を組織に加えた発電所新組織図の案を Figure 5.4-2 に示す。

Proposed Organization Chart of DCTASHTPP

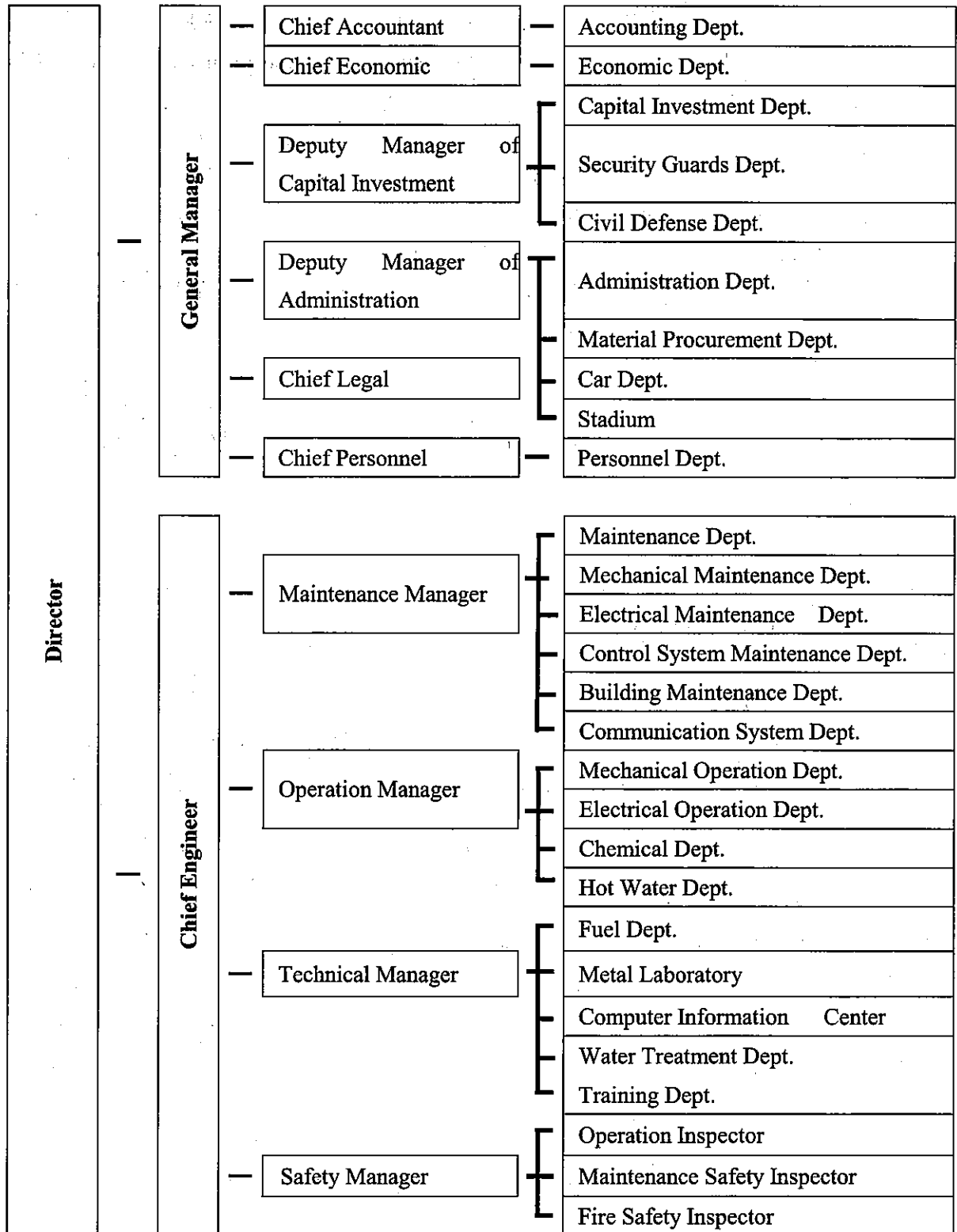


Figure 5.4-2 發電所新組織圖(案)

(2) 安全管理部門の設立

現在安全に関する部門は存在するが、職員の安全を堅持する意識が発電所全体において希薄のようである。

DCTASHTPPでの2002年の労働災害は5件あり、死亡災害も無く、特別多い数字とは言えない。

本来事故を起こさないよう職場の安全意識の高揚をはかり、不安全行動を徹底的に無くす必要がある。ユニットの高効率高稼働と同様、最重点課題として労働災害の撲滅を位置付け、安全管理の最高責任者である所長を補佐し安全で衛生的な職場環境作りを強力に推進する部門として安全管理部を所長直轄の部門として設立することを提案する。

(3) 発電部門と補修部門の相互人材交流

技術部門の人材は、一度配属された部門からそう簡単に異動することはないようである。技術部門の人間は、発電部と補修部を交互に行き来して、幅広い専門性を身に付け、双方の長所短所を他の部門から客観的に分析し改善できる人間を育成する。

(4) 補修部門の分社化

現在補修部門に在籍している職員は、設備の修理を行うだけでなく、簡単な部品であれば自ら製作してしまう。その能力は発電所内だけで活かすだけでなく、積極的に他の工場などの補修で活躍できる場面があると思われる。

5.4.2 設備運用管理

火力発電所では、設備の信頼度を維持し、常に高稼働率で、高効率に運転することが重要である。

発電設備の運転管理業務には、各機器の運転状況把握のための監視・機器巡視による運転管理、運転目標値の維持、効率管理や各機器の性能・機能確認を行う性能管理と設備を健全な状態に保つことで得られる信頼性の確保と熱効率の維持のための保守管理とがある。

(1) 運転管理

(a) 監視計器への対策

各運転操作室等で業務にあたる運転員は設備の状態を絶えず監視し、微細な変化も見逃さないよう監視計器へも絶えず細心の注意を払う必要がある。

また人間は不注意による過ちを犯す可能性をゼロにできないことを認識し、誤認、誤操作から来る事故を未然に防止するために必要な設備に対する措置を最大限講じ、事故が起きないようにすることが重要である。それらの計器類は視認性に優れ、指示計には通常指示しているべき値にマーキングを実施して、監視技術

レベルの異なる人間が見ても、良否の判断ができるようにする。

(b) 監視能力向上

設備点検の結果、それが正常か異常かを判断できるだけの知識・経験は、ユニットの運転に携わる人間には必要なことであり、補修部門と連携して、知識の幅を広げ、実経験にも劣らない技術レベルの向上をはかる。

(2) 性能管理

火力発電所における発電ユニットの性能管理の目的は、常にユニットの運転状況を正確に把握し、熱効率改善に努める。そのために各ユニットの性能を把握し、運転に反映する。

- 1) ユニットに関する代表的な数値データの標準値を設定し、これと実データとの偏差により管理する。
- 2) 毎日の運転記録から運転状況を把握するとともに、性能に影響を与える代表項目（復水器真空度偏差、排ガス温度、排ガス O_2 など）を、日・週・月単位で変化の傾向を管理する。
- 3) 定期補修時における性能および熱効率向上対策の効果を評価するために、性能試験項目（高圧タービン内部効率、空気予熱器効率、給水加熱器など）について把握するとともに、ユニット全般についても記録を取り、きめ細かく管理する。

(3) 保守管理

長時間運転を余儀なくされている発電設備において、信頼性の確保と熱効率の維持は最重要課題であると言っても過言ではない。そのためには各種事故に対する予防措置を講じ、予防保全技術・検査技術を習得して、経年劣化している発電設備に対して劣化状況・改善状況を十分に把握したうえで、適切な保守管理を行う。

(a) 予防保全技術の導入

DCTASHTPPの既設発電設備の維持管理は概ね良好に行われているが、今後とも電力需要を確実に支えていくために、特に主機では従来の事故後対応から事前に不具合を察知して不具合を事前に察知し、部品の事前交換などによる事故防止のための予防保全技術の導入は欠かせない。

火力発電設備において予防保全を実施して設備を十分点検・補修することは、設備の安全を確保すると同時に計画外停止等の防止により電力の安定供給とコストの低減を可能とする。

(b) 予防保全の必要な機器

- ・ 予防保全や余寿命診断を行うに際して、設備の状態把握は重要な要因であり、設備の状態を正確に把握するためには、発電設備の主な構成機器について精密点検を実施する必要がある。

5.4.3 安全衛生

安全衛生とは、職場における人身安全を第一に考え、発電所内で考えられる各種事故を未然に防ぎ、人身を危険から遠ざけるだけでなく、職場の作業環境を改善することで、発電所職員の健康状態を良好な状態に保つ。

このことは設備を健全な状態に維持し、ひいては発電設備を高稼働率で運転するための最も重要な要素の一つであることを、全発電所職員が認識して、日頃から安全衛生に関心を持てるよう配慮する必要がある。

(1) 作業環境

現場における適切な作業環境を整えることは、運転操作やパトロール時に他のことに煩わされず監視業務に集中できるようにするための措置である。これにより設備の不具合箇所を早期発見できるだけでなく、設備の点検補修時に微細な変調を捉えるのに役立つ。

(2) 労働安全

どの現場でも安全第一を心がけ、設備不具合やヒューマンエラーによる人身災害が起きないように安全管理部が主体となって定期的に各種パトロールを実践し、危険の未然防止、危険予知活動の徹底充実を図るだけでなく、全所員に向けた安全施策の啓蒙を行い、所員一丸となって無事故無災害に向けて取り組むことが重要である。

5.5 新設プラントの運転維持管理費及び財務経済分析

5.5.1 前提条件

下記の前提により、新設コンバインドサイクル(CCPP)の運転を発電事業と考え新設CCPPの財務諸表を作成することにより、経営の観点で分析を行うこととする。

(1) 新設コンバインドサイクル (CCPP) の性能、建設費

新設コンバインドサイクル (CCPP) は、以下のような性能であると予想される。

新設コンバインドサイクルの出力 (主変圧器 2 次側) 370 MW

燃料消費量 (ヒート・レート) 1,536 kcal/kWh

CCPP の概算建設費は付加価値税その他輸入税等も除いた金額で US\$226,500,000 程度と想定され、その建設期間は 34 月程度と予想される。

(2) 新設 CCPP の稼働予測

新設 CCPP は燃料消費量が優れているのが特徴である。実運転においては、当初の試運転性能より悪化はするものの、例え 2%–3% の燃料消費量増加があったとしても 1,567 kcal/kWh – 1,582 kcal/kWh であり、優れた性能である。燃料消費量が優れていることは、送電網の余裕等を見無視して考えた場合、ウズベキスタンの電力需要に見合う発電を行う場合に、燃料消費量の優れている設備を稼働することが全体の燃料消費を抑えることとなる。従い、長期間の平均的な P.F.(Plant Factor) および燃料消費は、以下のような数字であると想定する。

P.F. : 85% (年間実発電量 2,755,020MWh)

長期平均燃料消費量 : 1,597 kcal/kWh

P.F. は、発電量を時間と定格出力で除した割合であり、P.F.85% は定検等の停止時間と実運転出力と定格出力の差を合計で 15% と見込む。

(3) 新設 CCPP の収入予測

新設 CCPP の収入として 370MW で P.F. 85% とした場合の年間 8,760 時間の送電端発電量は 2,755,020MWh となる。2003 年 4 月 1 日の加重平均電気料金 Sum 15.83/kWh (付加価値税含む) を適用し、送配電損失 10% と発電相当部分 65% を掛け合わせる

と年間収入額 21,261 百万スム（付加価値税不含）となる。

(4) 燃料費

燃料消費量を 1,597kcal/kWh とし、天然ガス燃料発熱量を 8,780 kcal/m³ とした場合の年間送電端発電量 2,755,020MWh に対する年間天然ガス使用量は 537,803,000 m³ となる。2003 年 3 月の天然ガス価格を Sum 15.52/m³（付加価値税込み）として年間燃料費は 付加価値税不含で 6,954 百万スムとなる。

(5) 運転・保守経費

ガスタービン保守の交換部品に要する費用は在来型の一般火力よりどうしても金額的には増加する。交換部品の年間費用を予測することは困難な面があるが、概算年間費用としてガスタービンについては機器価格の 5%とし、その他の設備については建設費の 1%とするとそれぞれ US\$ 2,750,000 および US\$ 1,420,000 となり合計 US\$ 4,170,000 となる。概算交換部品の価格を 4 百万米ドルから 4.5 百万米ドルの範囲内ではないかと考えられる。なお、ガスタービンの先進高度技術に関連してガスタービンの開放点検の際にメーカーの技術者の指導・立会が必要となる。従い、合計 US\$4 百万から US\$4.7 百万がこれらの費用と見込まれるが、保守関係の費用としては US\$4,350,000 を見込むこととする。

上記に加え、2003 年ベースで人件費として 336 百万スム、保険料 680 百万スム、消耗品費 250 百万スム及びその他費用 200 百万スムを見込むこととする。

(6) 設備使用期限

CCPP の設備使用可能年限は在来型の一般火力発電所よりは短いと考えられているのが一般的である。設備寿命はメンテナンスにより相当変化すると考えられるが、25 年を設備使用期限として計算を行うこととする。

(7) その他

a. 資金コスト

財務諸表作成のためには、資金コストとその調達に係わる前提が必要となる。そこで、資本費用の 85%について金利年率 1.9%で、返済は 2012 年から 2031 年までの間で均等分割返済を行う前提を追加する。

b. 固定資産の減価償却

ウズベキスタン財務省の 1997 年 2 月 27 日付第 7 号通知には、固定資産の減価償

却率として建物年 5%、機械設備年 8%と記述されており、ウズベキスタンにおける償却方法である残存価額ゼロの定額償却を行うこととする。なお、表 5.5-2 の建設費内訳から資本支出に対する 14%が 5%償却の建物等とみなし、86%が 8%償却の機械設備であると想定して減価償却計算を行う。

c. 法人税

法人税率を 35% として、新設CCPPの営業結果を法人とみなし各年度の利益の 35%を法人税として支出することとする。なお、損失年度について法人税の課税はないが、損失金額は 5 年間繰越可能であるとする。

d. エスカレーション

米ドルベースで下記のエスカレーションを見込むこととする。

ガス	: 年率 4%
人件費	: 年率 5%
電気料金:	年率 3.8%
その他	: 年率 3%

5.5.2 予想財務諸表

財務諸表の予想を Table 5.5-1 から Table 5.5-4 に示した。期間は建設中 3 年間と稼働後の 25 年間を対象とした。

Table5.5-1	発電原価計算書
Table5.5-2	損益計算書
Table5.5-3	キャッシュフロー計算書
Table5.5-4	貸借対照表

5.5.1 の前提における資本効率(Return on Equity at Discounted Cash flow Method - ROE)は年率 2.05%であった。即ち資本効率は想定した金利率より低く投資適格とは言えないことを意味する。そこで ROE が年率 5%あるいは年率 10% となるように電気料金を毎年一定率で値上げを行うこととした場合につき計算を行った結果、下記が算出された。なお、ガス、人件費、その他経費は(1), d.の通りのエスカレーション率とし変更はないものとしている。

米ドルベースで毎年 3.80%ずつの値上げ (ベースケース)	ROE 2.05 % per year
米ドルベースで毎年 4.25%ずつの値上げ	ROE 5.03 % per year
米ドルベースで毎年 5.46%ずつの値上げ	ROE 10.00 % per year

ROE としては金利水準以上が最低限必要と考える。新設CCPPの分析のみで電気事業の全てに係わる電気料金を決定することは無理があるものの、新設発電所も長期的には事業性が確保されるような電気料金とすることは重要である。大統領令

第 UP-2812 号には民間資本や外国資本の導入も計りつつ電力セクターの健全な発展を目指すことが記載されている。民間資本や外国資本が参入しうる事業性を確保することは今後の健全な発展には重要なことであり、その為には電力料金の値上げを行って行くことが必要と考える。

(単位：千US\$)

Table 5.5-1 新設 CPP の発電原価の予想

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Total
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
ガス購入費	8,137	8,463	8,801	9,153	9,519	9,900	10,296	10,708	11,136	11,582	12,045	12,527	13,028	338,875
部品購入費	4,896	5,043	5,194	5,350	5,510	5,676	5,846	6,021	6,202	6,388	6,580	6,777	6,980	20,858
人件費	408	429	450	473	496	521	547	575	603	634	665	699	733	9,952
保険料	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	17,000
消耗品費	281	290	299	307	317	326	336	346	356	367	378	389	401	680
その他費用	225	232	239	246	253	261	269	277	285	294	303	312	321	8,207
建物・構築物原価償却費	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	458
機械設備減価償却費	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	458
発電原価合計	32,165	32,673	33,200	33,747	34,314	34,902	35,512	36,144	36,801	37,482	38,188	38,921	39,689	8,207
(支払金利を除く)														
単位発電原価(US cent/kWh)	1.17	1.19	1.21	1.22	1.25	1.27	1.29	1.31	1.34	1.36	1.39	1.41	1.45	1.15
(支払金利を除く)														
支払金利	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,201	3,018	2,835	2,652	2,469	2,286	2,286
発電原価合計	35,823	36,331	36,858	37,405	37,972	38,468	38,895	39,345	39,818	40,317	40,840	41,390	41,975	34,008
単位発電原価(US cent/kWh)	1.30	1.32	1.34	1.36	1.38	1.40	1.41	1.43	1.45	1.46	1.48	1.50	1.53	1.23
ガス購入費														20,858
部品購入費														9,952
人件費														1,317
保険料														17,000
消耗品費														680
その他費用														8,207
建物・構築物原価償却費														458
機械設備減価償却費														458
発電原価合計														32,391
(支払金利を除く)														198,974
単位発電原価(US cent/kWh)														803,701
(支払金利を除く)														
支払金利														1.17
単位発電原価(US cent/kWh)														1.23
(支払金利を除く)														
支払金利														91
発電原価合計														54,870
単位発電原価(US cent/kWh)														1.25

Table 5.5-2 新設CCPPの損益計算書の予想 (単位：千US\$)

年	1 2007	2 2008	3 2009	4 2010	5 2011	6 2012	7 2013	8 2014	9 2015	10 2016	11 2017	12 2018	13 2019
売上高	24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200	38,613
発電原価(支払利息を除く)	32,165	32,673	33,200	33,747	34,314	34,902	35,512	36,144	36,801	37,482	38,188	38,921	31,722
支払利息	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,567	3,384	3,201	3,018	2,835	2,652	2,469	2,286
税引前利益	-11,142	-10,712	-10,265	-9,801	-9,319	-8,727	-8,024	-7,301	-6,556	-5,791	-5,002	-4,190	4,605
法人税	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
税引き後利益	-11,142	-10,712	-10,265	-9,801	-9,319	-8,727	-8,024	-7,301	-6,556	-5,791	-5,002	-4,190	4,605
期首繰越利益	0	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641	-96,831
未処分利益	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641	-96,831	-92,226
配当金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
次期繰越利益	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641	-96,831	-92,226
年	14 2020	15 2021	16 2022	17 2023	18 2024	19 2025	20 2026	21 2027	22 2028	23 2029	24 2030	25 2031	Total
売上高	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	1,000,626
発電原価(支払利息を除く)	24,552	25,371	26,220	27,101	28,015	28,964	29,948	29,350	30,410	31,510	32,652	33,837	803,701
支払利息	2,103	1,920	1,738	1,555	1,372	1,189	1,006	823	640	457	274	91	54,870
税引前利益	13,425	14,313	15,227	16,170	17,142	18,144	19,178	21,864	22,964	24,100	25,272	26,481	142,055
法人税	0	6,076	5,330	5,660	6,000	6,351	6,712	7,652	8,038	8,435	8,845	9,268	78,366
税引き後利益	13,425	8,237	9,898	10,511	11,142	11,794	12,466	14,212	14,927	15,665	16,427	17,213	63,689
期首繰越利益	-92,226	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	0	0	0	0
未処分利益	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	14,385	15,665	16,427	17,213	63,689
配当金	0	0	0	0	0	0	0	0	14,385	15,665	16,427	17,213	63,689
次期繰越利益	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	0	0	0	0	0

Table 5.5-3 新設CCPPのキャッシュフロー計算書の予想 (単位: 千US\$)

年	ROE = 2.05% (年率)															
	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
売上高			24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200		
売上による収入			24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200		
発電原価			-32,165	-32,573	-33,200	-33,747	-34,314	-34,902	-35,512	-36,144	-36,801	-37,482	-38,188	-38,921		
減価償却費			17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537		
法人税の支払い			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
営業活動における支出			-14,628	-15,136	-15,663	-16,209	-16,776	-17,364	-17,974	-18,607	-19,263	-19,944	-20,651	-21,383		
営業活動によるキャッシュフロー			10,053	10,483	10,930	11,394	11,876	12,377	12,897	13,438	13,999	14,582	15,187	15,816		
固定資産の取得による支出			-50,000	-88,000	-88,500											
投資活動によるキャッシュフロー			-50,000	-88,000	-88,500											
元本借入(又は返済)			42,500	74,800	75,225	0	0	0	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626		
金利の支払い			-404	-1,518	-2,943	-3,658	-3,658	-3,657	-3,384	-3,201	-3,018	-2,835	-2,652	-2,469		
資本金払込(又は配当金支払い)			7,904	14,718	16,218	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
財務活動によるキャッシュフロー			50,000	88,000	88,500	-3,658	-3,658	-3,193	-13,010	-12,827	-12,644	-12,461	-12,278	-12,095		
キャッシュの増減高			0	0	0	6,396	7,272	7,736	8,218	-816	-113	611	1,355	2,121	2,909	3,721
期首キャッシュ残高			0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	35,631	35,519	36,129	37,484	39,605	42,514
期末キャッシュ残高			0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	35,631	35,519	36,129	37,484	39,605	42,514
年	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total
売上高	38,613	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	1,000,626		
売上による収入	38,613	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	1,000,626		
発電原価	-31,722	-24,552	-25,371	-26,220	-27,101	-28,015	-28,964	-29,948	-29,950	-30,410	-31,510	-32,652	-33,837	-803,701		
減価償却費	9,579	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	231,365	
法人税の支払い	0	0	-6,076	-5,330	-6,660	-6,000	-6,351	-6,712	-7,852	-8,038	-8,435	-8,845	-9,268	-78,366		
営業活動における支出	-22,144	-22,933	-29,827	-29,930	-31,141	-32,395	-33,695	-35,041	-37,003	-38,448	-39,945	-41,497	-43,105	-650,702		
営業活動によるキャッシュフロー	16,470	17,148	11,777	13,255	13,685	14,134	14,602	15,091	15,035	15,567	16,122	16,701	17,304	349,924		
固定資産の取得による支出																
投資活動によるキャッシュフロー																
元本借入(又は返済)	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	0	
金利の支払い	-2,286	-2,103	-1,920	-1,738	-1,555	-1,372	-1,189	-1,006	-823	-640	-457	-274	-91	-59,735		
資本金払込(又は配当金支払い)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
財務活動によるキャッシュフロー	-11,912	-11,730	-11,547	-11,364	-11,181	-10,998	-10,815	-10,632	-10,449	-10,265	-10,082	-9,899	-9,716	-9,533	-8,350	
キャッシュの増減高	4,557	5,419	230	1,891	2,504	3,136	3,787	4,459	4,565	4,585	4,585	4,585	4,585	4,585	38,840	
期首キャッシュ残高	46,235	50,792	56,211	56,441	56,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	81,518	86,363	91,358	96,403	101,508	
期末キャッシュ残高	50,792	56,211	56,441	58,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	81,518	86,363	91,358	96,403	101,508	107,043	

Table 5.5-4 新設CCPPの貸借対照表の予想 (単位: 千US\$)

年	-3 2004	-2 2005	-1 2006	1 2007	2 2008	3 2009	4 2010	5 2011	6 2012	7 2013	8 2014	9 2015	10 2016	11 2017
現金預金	0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	35,631	35,519	36,129	37,484	39,605	42,514
建物、構築物	7,057	19,589	32,391	30,772	29,152	27,532	25,913	24,293	22,674	21,054	19,435	17,815	16,196	14,576
機械設備	43,347	120,333	198,974	183,056	167,138	151,220	135,302	119,394	103,467	87,549	71,631	55,713	39,795	23,877
資産合計	50,404	139,922	231,365	220,223	209,511	199,246	189,444	180,125	161,772	144,122	127,195	111,012	95,595	80,967
借入金	42,500	117,300	192,525	192,525	192,525	192,525	192,525	192,525	182,899	173,273	163,646	154,020	144,394	134,768
未処分利益(又は損失)	0	0	0	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641
資本金	7,904	22,622	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840
負債及び資本合計	50,404	139,922	231,365	220,223	209,511	199,246	189,444	180,125	161,772	144,122	127,195	111,012	95,595	80,967
現金預金	46,235	50,792	56,211	56,441	58,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840
建物、構築物	12,956	11,337	9,717	8,098	6,478	4,859	3,239	1,620	0	0	0	0	0	0
機械設備	7,959	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
資産合計	67,150	62,129	65,928	64,538	64,810	65,694	67,210	69,378	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840
借入金	125,141	115,515	105,889	96,263	86,636	77,010	67,384	57,758	48,131	38,505	28,879	19,253	9,626	0
未処分利益(又は損失)	-96,831	-92,226	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	0	0	0	0
資本金	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840
負債及び資本合計	67,150	62,129	65,928	64,538	64,810	65,694	67,210	69,378	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840

5.5.3 財務経済分析の面から見た将来に向けての提言

(1) 電気料金の値上

上記の結果からは、現在の料金では新設CCPPは健全な事業を継続できる収入が得られず電気料金の値上げが必要であることを示している。勿論電力は国民生活と産業の基礎インフラであり、値上げをすることの影響は大きいが事業として成立せず必要な電力を供給できなくなることの悪影響は更に大きい。

既存 12 基の発電設備は現状においては現在の電気料金で事業性が成立しているが、あらゆる設備は寿命があるのであり、やがて使用不可能となる。新規設備投資は必要であり、新規設備投資の事業性は本新設CCPPと同じように電気料金の値上げなくして事業健全性の確保は困難と考える。

米ドルベースで年 4.25%の電気料金値上げを実施した場合、当初赤字が発生するがキャッシュフローの不足は生じない。前提条件を少し変化させることにより、損益やキャッシュフローの推移は異なってくるが、米ドルベース年率 4.25%は、ある程度は健全な財務状況を確保しうる一つの例かも知れない。しかし、新設CCPPの予想のみで、全てを判断することには無理があり、実際の値上げ率はウズベクエネルギー全体の収支や投資計画も勘案して検討を行う必要である。

(2) 既存設備の保守

既存設備は現状においては赤字ではなく利益貢献を行っている。利益貢献を行っている以上は、現状設備の保守を行い維持していくことは重要である。保守費用、維持費用が更に要しても現状を維持すべきと考える。

なお、今後のCCPP増設に当たり既存設備を順次撤去する案も検討されていると理解するが、下記理由により必ずしも撤去ではなくても良いと考える。

- a. どの機械から使用不可能となるかの予測が困難である。
- b. 撤去は、保守費用がかさみ発電原価が高騰する採算ラインを基準として良いと考える。
- c. 撤去を行わずに必要時に運転できるよう管理を行っておく方法もあると考える。老朽化し信頼性が低下してくるとスタンドバイ機の確保も意味ありと考える。

(3) 燃料関係

冬場においてタシケント発電所の重油使用率は高い。2002年12月のガス使用率は

28.2%であり、91,000,000 m³のガス供給を受けただけである。新設CCPPはフル稼働すると月間約50,000,000 m³のガスを使用することから現状のガス・重油割合であれば半分以上ガスを新設CCPPが使用することとなる。

新設CCPP稼働後の冬場の燃料対応についてタシケント発電所において検討すると共に、国全体の燃料計画についても再検討の必要性があるかも知れない。

(4) 将来計画

CCPPは熱効率の高い燃料の節約がはかれる発電設備である。しかし、重油燃焼には適さない。ウズベキスタン全体の石油・ガスの生産・供給計画とも照らし合わせまた隣国との国際協調も見据えて今後の発電設備の計画を行う必要がある。

(5) CCPPのメンテナンス

CCPPは高温部の部品等保守交換部品に在来型の一般火力と比べ多額の費用を要する。このことから発電所内で部品を自ら製作・加工できた既存設備とは異なる。

CCPPの高熱効率における燃料節約のためには高額な部品購入は必要であり、CCPPを常に高いアベイラビリティで運転することが重要である。部品購入、部品管理という面の管理体制の整備もCCPPには重要である。

5.6 新設プラントの運転及び保守

5.6.1 運転・保守に係る組織体制

新設プラントの運転・保守にあたり、既設の組織とは別の組織を作る必要がある。しかしそこで職務にあたる職員は現在既設プラントの運転・保守に携わっている人間から選抜され、新設プラントの試運転前から組織としての活動を始める必要がある。新設される部門としてはプラントの運転に専念する発電部と新設プラントの点検保守を専門に実施する補修部だけ新設する。

補修部には新設プラントの建設に携わる人員がそのまま残り、ガスタービン・蒸気タービン、HRSG、電気・制御の3グループを新設して、設備の保守や点検にあたる。特にガスタービンの保守は初めての経験となることが多いため、積極的にメーカー等での研修により技術の習得に万全を期する必要がある。

5.6.2 新設プラントの運転・保守

(1) コンバインドサイクル発電プラントの特徴

a. 熱効率

コンバインドサイクル発電プラントに特徴的なことは、高負荷帯では熱効率にして55%前後の高い熱効率で運転することが可能であるが、ユニットの負荷を下げるためにガスタービンを低負荷で運転する場合、低負荷ほどプラント効率が低下することである。これはガスタービン単体の効率特性に大きく依存しているため、低負荷時には従来火力と比べても熱効率が低い場合がある。従ってDCTASHTPPに新設されるプラントでは、ガスタービンの出力をできるだけ高負荷で一定にすることで、プラントとしての効率を高く保つ必要がある。

b. プラント特性

一般のガスタービンでは、排ガス流量は負荷に関係なく一定であり、排気ガス温度のみが負荷に応じて直線的に変化する。その特性とは違い、コンバインドサイクル発電プラントでは、ガスタービン圧縮機入口案内翼を制御することにより、低負荷での排ガス流量を減少させ排ガス温度を高くしHRSGでの熱回収を容易にするとともに、主蒸気温度の変化幅を小さくするように設計されている。一方HRSGの特性として、蒸気温度はガスタービンの排ガス温度によって定まってしまう。

c. コンバインドサイクル発電プラントの制御

(a) ガスタービン制御

ガスタービンの制御は大きく分けて、燃料制御と入口案内翼制御である。

燃料制御はガスタービンへの燃料流量を制御するもので、起動時における燃料プログラム制御、ガバナとしての速度/負荷制御、そして燃焼温度の制限により高温部分を保護するための温度制御から成る。

入口案内翼制御は、並列以降、HRSGからの発生蒸気の温度変化幅を小さく

するために、ガスタービンの排ガス温度を部分負荷で高くする制御である。部分負荷では入口案内翼は中間開度となり、出力増加による排ガス温度の上昇に合わせて入口案内翼が開き空気流量を増加させる。

その他に NO_x 制御がある。

(b) 蒸気サイクル系の制御

HRSGの発生蒸気はガスタービンの出力に依存して変化し、整定するまでの時間遅れがある。起動時にはガスタービンの出力上昇に伴ってドラム水位が大きな変動をきたさないよう発生蒸気を、タービンバイパス弁を介して、復水器に逃がす。タービンバイパス制御と協調して加減弁開度を調節する。

ドラム水位は基本的には水位偏差と給水流量、蒸気量から制御される。急激な熱吸収によるドラム水位の急上昇に対しては、起動時のドラム水位設定値を通常運転時より低い設定にする。また、ドラムへの給水は、復水ポンプと高圧・中圧給水ポンプを通じて直接復水器から取るため、ドラム水位変動により給水量が急変すると復水器ホットウェル水位が変動しないようシステム全体のバランスを考慮する必要がある。

5.6.3 コンバインドサイクル発電プラントの起動・停止操作

(1) 起動操作

a. 冷却水系統起動

循環水ポンプを起動後、系統内の弁を水張開度にして、配管、復水器水室の水張りを行い、水張り完了後、弁を運転開度にするまでの操作

b. 真空上昇

補助蒸気を使用してグランドシールをかけ、復水器の真空を上げる操作

c. HRSG起動(ドラム水位調整)

給水ポンプを起動し、ドラム水位を所定のレベルになるまで水張りを行う。

ドラム水位は通常水位より低めに設定して、ドラム水位調整が完了するまでにHRSG出口ダンパーの開操作を行い、ガスタービンの起動に備える。

d. ガスタービン起動

ガスタービンはパージ操作から点火するまでの間と点火後も昇速途中までは別動力による補助が必要である。点火後ガスタービンは速度制御に入り、燃料流量を調節することで制御される。

HRSGは高・中・低圧に別れているが、煙風道系としてはワンスルーであり、上流側の影響が下流側に及ぶ。また熱源がガスタービン排ガスであり、昇速時はHRSG側の要求で熱量を増減させることはできない。

e. 並列・負荷上昇

ガスタービンガバナを用い揃速して同期投入を行う。並列後、初負荷を取った後負荷上昇に移る。負荷は燃料投入量をその時々状況に応じた上昇率で増

加させる。後流のHRSGの熱応力、蒸気温度の上昇を受けた蒸気タービンの熱応力を考慮する必要がある、燃料流量の増加率、保持負荷/保持時間を適切に設ける必要がある。

蒸気タービンの代表メタル温度に対し、主蒸気温度が許容値に達した時点で通気する。通気後の蒸気加減弁の開度割合は蒸気発生に見合うように設定する必要がある。主蒸気圧力は加減弁を使って圧力制御される。加減弁の開レートは早過ぎると主蒸気圧力の低下を、遅過ぎると主蒸気圧力の急上昇を招くので、ガスタービン出力の上昇と協調を取る必要がある。

(2) 停止操作

a. 負荷降下

蒸気タービンの負荷降下は、主蒸気温度の低下の影響が出ないように、ガスタービンの出力降下に先立って加減弁を閉め始め、蒸気流量を減少させる。

b. 解列/ガスタービン停止

ガスタービンの解列後もガスタービンは燃焼を保持し、燃料を絞って回転数を降下させ、燃焼ガス温度を徐々に低下させ、かつ消火時の空気流量をなるべく少なくして、ガスタービンの受ける熱応力を低減する。

c. HRSG停止

消火以降HRSGのポンプを停止して、ドラム水位が落ち着いた段階で、深夜停止の場合はドラム水位調整を行う。点検停止の場合はドラム水のブローを行う。

d. 真空破壊

従来火力と同様である。

e. 冷却水系統停止

従来火力と同様である。

5.6.4 コンバインドサイクル発電プラントの保守

コンバインドサイクル発電プラントを保守する上で、ガスタービン以外の設備は従来の火力発電プラントの保守と変わらない。そのためここでは、コンバインドサイクル発電プラントにおいて最重要機器であるガスタービンの保守について説明を行う。

(1) ガスタービン保守管理の考え方

ガスタービンを長期に渡り良好な状態に維持し、運転していくためには、プラントの運転状態に見合ったきめ細かな短期・長期的視野に立った予防保全を積極的に進める必要がある。

a. 運転管理

ガスタービンの運転状態を把握し、常に安定した運用を維持管理するために、

主要な項目について運転管理基準を定め、毎時記録を取り、適切な運転管理を行う必要がある。

b. 日常点検

運転中の設備状況を、日常業務として継続的に点検し、異常箇所の早期発見や振動等の経時変化を監視することによる不具合発生の予知行うもので、特に起動・停止後に必要な箇所の点検を行う必要がある。各設備における点検項目は、Table 5.6-1 の通りである。

Table 5.6-1 ガスタービンの日常点検項目

設備	点検項目
ガスタービン	①振動・異音・過熱その他の異常 ②燃料ガス・潤滑油等の漏洩 ③架台・支持金具類の異常およびボルト・ナット類の緩み等
空気圧縮機	①振動・異音・過熱その他の異常 ②燃料ガス・潤滑油等の漏洩 ③架台・支持金具類の異常およびボルト・ナット類の緩み等
燃料燃焼設備	①燃料の供給圧力 ②燃料ガスの漏洩 ③振動・異音その他の異常
その他	①振動・異音・変形・漏洩その他の異常 ②架台・支持金具類の異常およびボルト・ナット類の緩み等 ③レバー・リンク等の作動状態

c. 燃焼器点検

通常、燃焼器点検は定期点検の一部として実施されるが、急激な熱衝撃、熱負荷のかかる厳しい条件下で運転されるため、他の部品と比較して、磨耗・変形・損傷が起こりやすく、プラントの運用による実績がノウハウとして蓄積され、保守管理方法が確立されるまでは、1回/半年周期の点検が望ましい。

d. 定期点検

ガスタービン設備を高効率で安定した運用を行うためには、定期的に本格検査を実施し、不具合箇所の補修、内部の点検手入れが必要となる。定期点検の時期は1回/年が望ましい。定期点検は、定期点検マニュアルに従って実施される必要がある。

e. 高温部品の保守管理

ガスタービンは金属の融点を越える温度の燃焼ガスを作動流体として使用するため、燃焼ガスに接する燃焼器内筒・尾筒、タービン動翼・静翼は経年劣化に対し、特に注意を払う必要があり、寿命管理も必須である。

(a) 高温部品の経年劣化要因

高温部品の劣化に影響を与える要因として、ガスタービン自体の特性、起動回数、運転時間等の運転モードはもちろんのこと、ガスタービンは開放サイクルであるため、使用燃料と大気の水質が劣化の進行に大きく影響する。このため、日常の保守としては燃料の微量金属元素の管理、空気取入室フィルターの定期的交換に留意する必要がある。

(b) 経年劣化・損傷の要因

ガスタービンの高温部品は、その運転環境により高温の酸化・腐食、高温・高応力下でのクリープ損傷・材料組織変化、熱サイクルによる低サイクル疲労、振動等による高サイクル疲労等、様々な経年劣化の様相を示す。ガスタービンの高温部品の劣化形態は多岐にわたり、定期点検や燃焼器点検時にそれらの劣化状態や劣化の進行状況を詳細に把握する必要がある。すなわちガスタービンの運転に支障をきたさないためにも、点検結果に基づき、部品の取替等適切な予防保全措置を講じて機器の耐力維持・向上を図る必要がある。

(c) 高温部品の点検・検査

高温部品は厳しい環境条件下で使用される関係上、亀裂・磨耗・変形等が長時間運転後発生する可能性がある。これら不具合現象の主要検査方法として、次の方法が一般的に採用される。

- ・亀裂：染色浸透探傷検査または蛍光浸透探傷検査による。ただし、高温部品の内コーティングが施工されている部分については、浸透探傷検査を行っても有効な結果を得ることが困難なため、目視または拡大鏡による検査が一般的である。
- ・磨耗：スケール、ノギスまたはディプスゲージ等により深さと範囲を測定する。
- ・変形：スケール、ノギス等により変形量を測定する。
- ・腐食・侵食：目視またはコンパウンドによる型取りで、深さと範囲を測定する。

高温部品の予備品との交換または補修を行う上で必要となる主な点検項目および経時変化管理項目は次の通りである。

a) 燃焼器内筒

- ・ 内筒本体亀裂・・・ 許容値を超える亀裂は補修
- ・ 固定部の磨耗・・・ 許容値を超える磨耗は補修
- ・ 真円度円筒度・・・ 許容値を超える変形は修正
- ・ 内面コーティング剥離・・・ 許容面積以上の剥離は再コーティング

b) 尾筒

- ・ 本体亀裂・・・ 許容値を超える亀裂は補修
- ・ 固定部シール部磨耗・・・ 許容値を超える磨耗は補修
- ・ 出口額縁部クリープ変形・ 許容値を超える変形は修正
- ・ 内面コーティング剥離・・・ 許容面積以上の剥離は再コーティング

c) タービン動翼

- ・ 表面コーティング剥離・・・ 許容面積以上の剥離は交換
- ・ 腐食・浸食・・・ 許容値を超える腐食・浸食は交換
- ・ 亀裂・・・ 許容範囲の亀裂は補修
- ・ 先端磨耗・・・ 許容値を超える磨耗は交換あるいは補修

f. 高温部品の寿命管理

ガスタービン高温部品の寿命を決定する要因としては、クリープ損傷、低サイクル疲労、高温使用環境下における材料劣化、高温腐食、浸食がある。

高温部品の寿命には、これら多数の要因が影響することに加え、高温部品の材料であるニッケル基耐熱合金・コバルト基耐熱合金の材料劣化の機構が完全に解明されていないことから、現状では高温部品の寿命予測精度は低い。従って現状の高温部品寿命管理は、当該品の使用時間により制限する方式が主流であり、この最大許容使用時間についても、運転実績のみで管理する方式あるいは、実運転時間に起動・停止等の影響を加味した等価運転時間方式が採用される。

ガスタービンの特徴の1つである短時間での起動負荷運転を行った場合にタービン動翼と静翼に発生する熱応力は、着火直後が最大になり、その後温度差が緩和されるにつれ減少し、負荷上昇に応じ徐々に増加する傾向を示す。また、材料の損傷特性としてはクリープあるいは低サイクル疲労単独より両要因の相乗効果としての影響がより大きく現れる。

従って、より高精度で寿命を予測する場合は等価運転時間方式が適している。

高温部品の寿命は各プラントの運転条件・環境条件によって大きく影響されるため、より高精度の寿命管理のためには運転実績に基づくデータの蓄積をはかり、各プラントの特性に合った寿命管理方法を確立する必要がある。

g. 高温部品の補修技術

ガスタービンの高温部品は、運用管理の面より以下のように分類できる。

a) 定期点検時、予想寿命時間に到達で交換する部品

- ・ タービン動翼
- ・ タービンシュラウドセグメント

b) 定期点検時または燃焼器点検時、補修判定基準に基づき判定し、補修が必要と判断された場合、所定の要領により補修し、総運転時間が予想寿命に到達した時点で交換する部品

- ・ タービン静翼
- ・ 燃焼器内筒

・尾筒

高温部品 b)における補修は、最低限次回定期点検までの期間、その健全性を維持しなければならない。補修後の部品の状態は完全に元に回復するわけではなく、使用材料自体の組織劣化は、運転時間、起動・停止回数の増加に伴い進む。寿命限度内であるからと言って何度でも補修可能な訳ではないため、補修費と部品の回復による予寿命延長効果を良く見極めて、経済的に最適となるように配慮する必要がある。

h. 高温部品の運用

高温部品は先に述べたように、寿命管理が必要であり、計画的な部品交換あるいは補修を行うことになる。部品交換の場合は、設計寿命と運転時間の関係をよく把握し、前もって交換部品を準備する管理が欠かせない。

タービン静翼のような補修しながら使用する部品は通常、点検期間中に補修を完了させることが工程的に困難であるため、代替部品を準備して交互に使用する運用が図られる。

i. 蒸気タービンの保守管理

蒸気タービンの保守管理は、DCTASHTPPが今まで実施してきた開放点検と補修による方法と特に変わるところはない。

j. HRSGの保守管理

HRSGは水冷壁管がないため構成がシンプルで、熱応力による伝熱管破損の心配が無い代わりに、以下のような注意が必要となる。

(a) フィンチューブ

HRSGは、従来の汽力ボイラーに比べガス温度が低く、ガスタービンの燃料は天然ガス等が主流で、排ガスが比較的クリーンであることから、伝熱管にはフィンチューブが使用されている。コンバインドサイクル発電設備は起動時間が短く、起動時に各伝熱管に生じる温度差により、管台・スタブ管溶接部に応力が生じ、クリープと熱疲労による損傷の原因となる。

(b) ドラム

ドラムは一般的に、HRSGの上部に設置され、ガスタービンからの排ガスには接触せず、また高温クリープ域で使用されることはないので、損傷原因としては疲労が考えられる。

(c) 管寄せ

高温領域で使用される管寄せ胴部では胴母材や胴端板、その長手および周方向の溶接継手部および管台・スタブ管溶接部クリープ損傷が生じやすい。

(d) 減温器

HRSGの減温器スプレー装置は、急速な負荷変動や短い起動時間など

の要求から、過酷な条件下で使用されるため、冷却水の熱衝撃による疲労損傷に対する注意が必要である。

(e) ケーシング・ダクト

HRSGのケーシングは、従来汽力ボイラーの炉壁とは異なり、缶水で冷却されないことから、より高温で使用される部位がある。

一般的にケーシング・ダクトが高温で使用される場合には疲労損傷が、低温で使用される場合には低温腐食による損傷が考えられる。

熱応力については、起動時等の排ガス温度の急激な上昇に伴い、ケーシング・ダクト板もそれに追従して温度が上昇するのに対し、外面の補強材は温度上昇が遅れるため、板と補強材との間に温度差が生じ、ケーシング・ダクトのコーナー取合部、フランジ取合部などで大きな熱応力が発生する。

k. 空気冷却式発電機の保守管理

(a) 空気冷却式発電機の特徴

冷却媒体として空気の熱容量が水素のそれより小さいため、水素冷却式発電機と比べて、同一出力では発電機とその冷却設備であるクーラーの容量が大きくなり重量が増大してしまう。また、空気の密度は水素の密度よりも大きいので、運転中の風損も大きくなるデメリットがある反面補機類がシンプルになる。更に定期点検時、補機類の点検が少なくなるだけでなく、発電機を開放する際、発電機内の水素を二酸化炭素に、二酸化炭素を空気に置換する手間がなくなる(復旧時の逆の操作もなくなる)ため、定期点検の工期が短縮され、工期の短縮に伴い、定期点検に必要な人員も削減されるなどの大きな効果が考えられる。

(b) 発電機の劣化と検査

一般的に発電機は長期間の運転により、

- i. 起動停止回数の増加による回転子における低サイクル疲労や磨耗
- ii. 起動停止を含む負荷変動が原因の熱変化の繰り返しによるコイルや絶縁物における疲労や磨耗
- iii. 回転子振動や電磁振動による回転子における高サイクル疲労と磨耗や部品の緩み
- iv. 長期運転や環境変化による回転子の経年劣化や機能低下

が起こる可能性がある。発電機や補機類の各機器の部品は、機器の性能に重大な影響を与える物や、使用条件・環境により劣化する物とそれらとは逆に影響の少ない物まで多岐にわたる多くの部品で構成されている。

第6章 ウズベキスタン国の CDM への 取組み状況

ウズベキスタン国タシケント火力発電所近代化事業詳細設計調査

ドラフトファイナルレポート要約版

目次

	<u>ページ</u>
第6章 ウズベキスタン国の CDM への取組み状況.....	6-1
6.1 UNFCCC 対応	6-1
6.2 CDM への取組み	6-1
6.3 気候変動・環境保護に係る組織、等.....	6-1
6.3.1 関係機関	6-1
6.3.2 法令と規則.....	6-1

第6章 ウズベキスタン国の CDM への取組み状況

6.1 UNFCCC 対応

ウズベキスタンは、1993年に、大気中の温室効果ガス削減と安定を目標とする国連気候変動枠組条約（UNFCCC）に調印し、続いて1998年京都議定書に調印、1999年に同議定書を批准した。また、UNFCCCへ対応するため、1993年に省庁関係機関をメンバーとする“気候変動に関するウズベキスタン共和国国家委員会”を設置、その活動の一環として気候変動状況調査が行われ、調査結果が“第一回ウズベキスタン国気候変動報告書”として纏められた。尚、水気庁が、UNFCCCへの対応担当機関とされている。

6.2 CDM への取組み

ウズベキスタン国は、地球気候変動緩和に対し、環境保護に関する法制度の整備、気候変動調査実施、温室効果ガス削減に有効な 40 ものプロジェクトを計画する等、積極的な対応を行ってきたものの、CDM に関する責任機関の指定や CDM プロジェクトを実施することは無かった。しかしながら、2003年5月30日に内閣から水気象観測機構に対し「関係省庁との検討を踏まえ、国家 CDM 担当機関創設の手続き整備、及び CDM 事案対応に関する内閣決議の素案作成」の指示が出された。このことは、国レベルでの CDM 取り組みへ、その体制、制度整備が開始されるに至ったものと考えられる。尚、この CDM に係わる議案の施行は、本年（2003年）末が想定される。

6.3 気候変動・環境保護に係る組織、等

6.3.1 関係機関

以下の機関が気候変動・環境保護に係わっている。

- 水気庁：関係機関への水及び気象の実態情報と予報、環境汚染度情報等の提供。
- 国家自然保護委員会：環境影響活動に係わる規制の主機関で、環境基準遵守監視、環境評価、汚染物質や廃棄物排出許認可、国家環境プログラム作成等を実施。
- マクロ経済省：中長期の環境影響とその保全対策に係わる費用と便益の予測等。
- 内務省、労働・安全国家委員会、農水省、国家土地委員会等：それぞれの行政担当分野における環境事案に関与。

6.3.2 法令と規則

エネルギー合理的利用、自然保護、水と水利、特別自然保護区、大気保全、動物保護と利用、植物利用、等の環境保護、天然資源に関わる約 100 の法令、規則が施行されている。