

第 4 章

ウランバートル第 4 火力発電所（TES4）の 現状と問題点

第4章 ウランバートル第4火力発電所(TES4)の現状と問題点

4.1 経営状況

4.1.1 販売・生産状況

TES4の電力供給範囲は中央系統全域であり、中央系統送電会社を通じて各EDO(配電会社)に売電している。供給先のEDOはウランバートルEDO、エルデネット・ブルガンEDO、ダルハン・セレンゲEDO、バガヌール・東南部EDOの4社である。一方、TES4の熱供給についてはウランバートル市向けに、温水・暖房用としてウランバートルHDO(熱供給会社)に供給している。なお、わずかではあるが工業用として発電所周辺の工場等に直接蒸気を供給している。

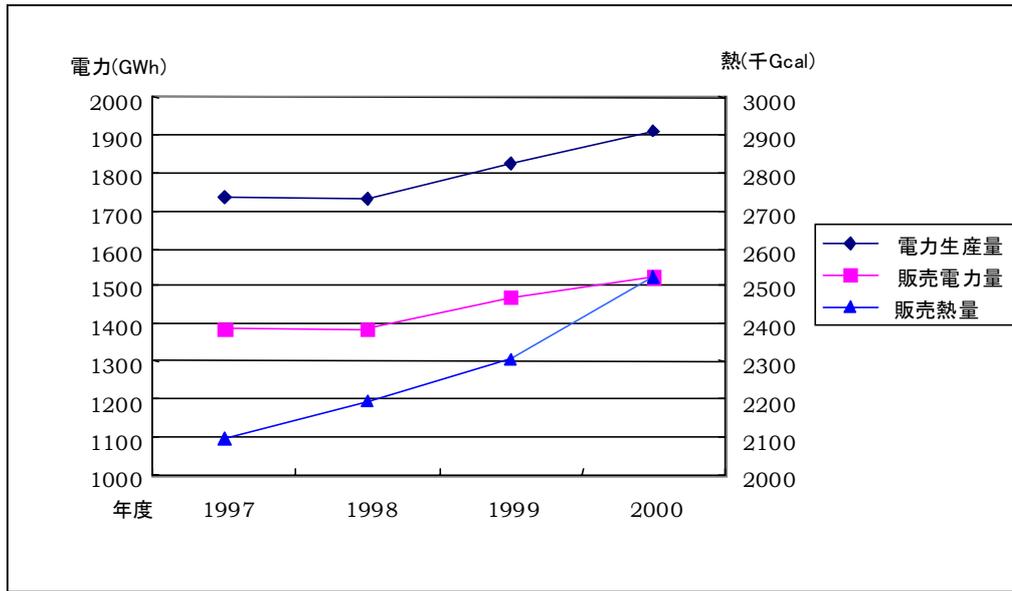
最近4年間の販売・生産状況はTable 4.1-1に示す。

Table 4.1-1 TES4 販売・生産状況

	単位	1997	1998	1999	2000
電力生産量	GWh	1,736.0	1,732.0	1,825.0	1,910.0
所内消費量	GWh	351.6	344.7	355.7	367.7
所内率	%	20.2	19.9	19.5	19.3
販売電力量	GWh	1,384.8	1,386.8	1,469.7	1,525.6
販売熱量	千 Gcal	2,097.3	2,195.6	2,307.1	2,523.1
販売収入	百万 Tug	33,282.0	39,492.0	33,757.0	36,534.0
電力販売収入	百万 Tug	29,711.0	34,172.0	28,129.0	29,745.0
熱販売収入	百万 Tug	3,570.0	5,320.0	5,628.0	6,789.0
電力販売単価	Tug/kWh	21.5	24.6	19.1	19.5
熱販売単価	Tug/Gcal	1,702.4	2,42.0	2,439.5	2,690.8
生産原価	百万 Tug	24,712.0	31,885.0	33,839.0	38,357.0
電力生産原価	百万 Tug	15,861.0	20,469.0	21,563.0	25,465.0
熱生産原価	百万 Tug	8,852.0	11,417.0	12,276.0	12,892.0
電力生産単価	Tug/kWh	11.45	14.76	14.67	16.69
熱生産単価	Tug/Gcal	4,220.66	5,199.95	5,320.97	5,109.59
消費燃料					
石炭					
消費量	t	1,979,052.0	2,050,940.0	2,075,552.0	2,109,369.0
金額	百万 Tug	9,627.0	12,639.0	13,516.0	15,221.0
重油					
消費量	t	13,897.0	10,300.0	7,280.0	4,739.0
金額	百万 Tug	1,296.0	955.0	708.0	860.0
石炭熱量					
バガヌール炭	Kcal/kg	3,330.0	3,344.0	3,401.0	3,420.0
シベオボー炭	Kcal/kg	2,790.0	2,870.0	3,081.0	3,020.0
生産従業員数	人	1,701	1,732	1,388	1,392
同給与	百万 Tug	1,631.0	1,998.0	1,769.0	2,423.0
販管費	百万 Tug		135.0	107.0	156.0
修繕費	百万 Tug	967.0	1,050.0	2,229.0	2,772.0
利益	百万 Tug	8,569.0	7,606.0	-82.0	-1,823.0

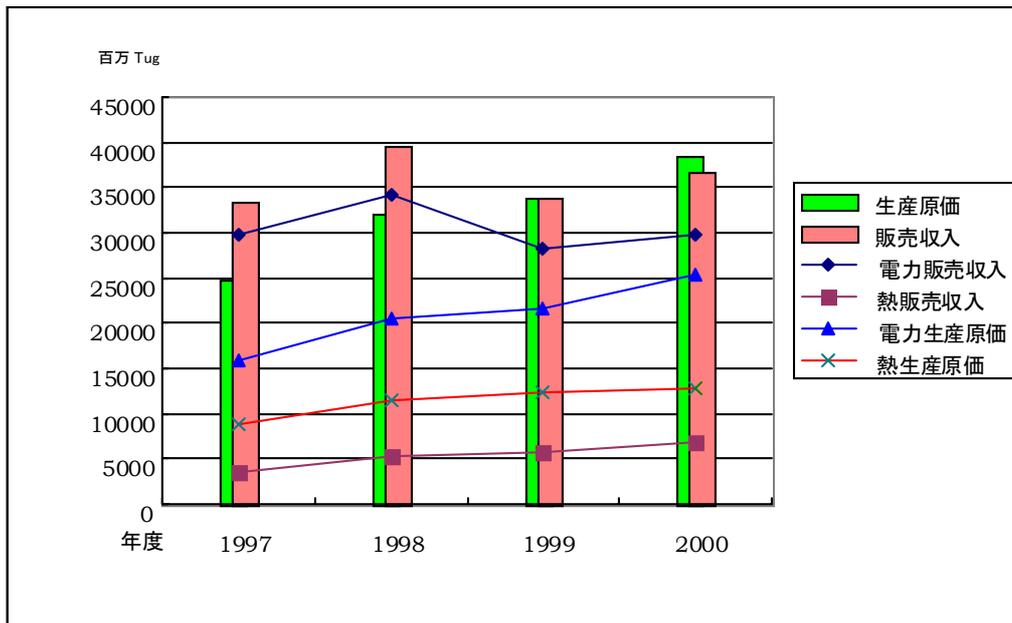
(出典：TES4)

Table 4.1-1 より販売・生産状況の推移は、次のとおりである。



(出典：TES4)

Fig. 4.1-1 電力・熱生産販売量推移



(出典：TES4)

Fig. 4.1-2 電力・熱販売収入・生産原価推移

販売量で見ると、電力は1997年を基点に2 GWh(1%)、83 GWh(6%)、56 GWh(4%)と伸びており、また熱については98 Gcal(5%)、11.5 Gcal(5%)、216 Gcal(9%)と伸びている。販売収入で見ると、電力は4,461MTug(15%)、-6,043MTug(-18%)、1,616MTug(6%)と販売量の伸びとは比例しておらず、変動が大きい。この理由は次節のTable 4.1-2で示すように、1999年に前年度に比べ5.5 Tug/kWh(22%)もTES4の卸売料金が値下げさせられたためである。

また、熱の方は、1,750 MTug(49%)、308 MTug(6%)、1,161 MTug(21%)と収入が販売量以上に伸びているが、これは1998年に44%、2000年に12%の値上げがなされたことによるものである。

一方、原価側は、1997年を基点に7,173 MTug(29%)、1,954 MTug(6%)、4,518 MTug(13%)と上昇しているが、これに見合った料金の値上げがなされていないため、収入側の伸びが6,210 MTug(19%)、-5,735 MTug(-15%)、2,777 MTug(8%)と原価上昇に追いついていないため、2000年には売上の5%にあたる18億Tugの赤字を計上している

4.1.2 販売料金と生産原価

1990年から2001年までのTES4の卸売料金水準と燃料費の推移をTable 4.1-2に示す。

Table 4.1-2 TES4 電力・熱卸売料金等推移(名目ベース)

	unit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Power	Tug/kWh	0.14	0.16	0.5	4.0	5.34	5.14	8.05	21.5	24.7	19.28	19.76	22.23
Heat	Tug/Gcal	48.14	87.4	105.3	400.4	532.4	1,000	3,582.09	1,702.4	2,445.2	2,332.6	2,600.6	3,450.1
Baganur Coal	Tug/ton	46.0	77.5	180.0	1,717.13	2,615.05	2,930.94	3,800.0	4,874.9	6,180.5	7,000.0	7,000.0	8,050.0
Shive Ovoo Coal	Tug/ton				1,451.15	1,847.3	2,326.85	2,528.64	3,500.0	4,161.2	4,747.0	4,747.6	5,406.0
Fuel oil	Tug/ton	480.0	830.0	1,260.0	43,900.0	56,700.0	57,669.47	80,353.8	93,251.28	94,234.3	97,247.4	156,494.0	
Transport.	Tug/ton			40.85	363.0	422.0	492.0	665.0	1,066.0	1,159.0	1,224.6	1,226.0	

(出典：TES4) (上記表の石炭・重油・輸送費はTES4の実績価格である)

上記名目ベースの推移をインフレ率と各価格の変動率を考慮して、1991年を基準年とした実質ベースに置き換えたものがTable 4.1-3であり、指数化したものがFig. 4.1-3である。

Table 4.1-3 TES4 電力・熱卸売料金等推移(実質ベース)

	unit	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Power	Tug/MWh	160	117.51	33.22	266.82	167.53	181.45	402.18	435.89	309.31	293.26
Heat	Tug/Gcal	87	24.75	33.25	26.6	32.59	80.74	31.85	43.15	37.42	38.64
Baganur Coal	Tug/ton	78	42.3	142.6	130.67	95.53	85.66	91.19	109.07	112.3	103.89
Fuel oil	Tug/ton	830	296.12	3,645.68	2,833.13	1,879.69	1,811.25	1,744.38	1,662.99	1,560.14	2,322.52

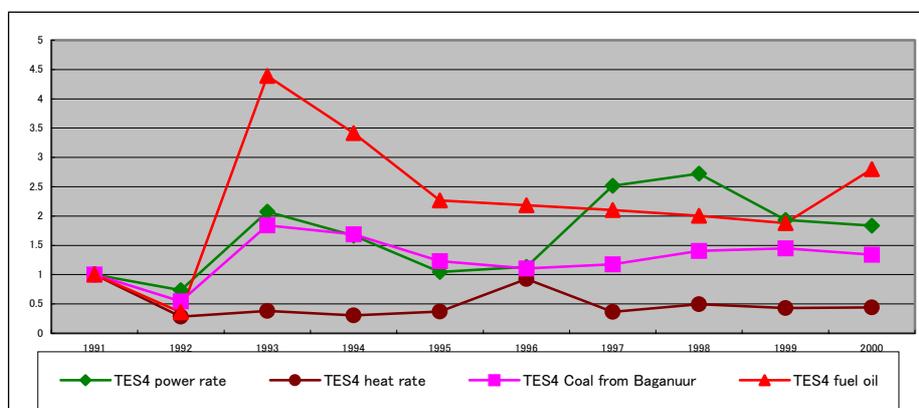


Fig. 4.1-3 TES4 電力・熱卸売料金等推移(実質ベース)

2000年断面では、1991年と比較して石炭・重油といった燃料価格がそれぞれ1.3倍、2.8倍と上昇しているのに対し、販売価格については電気は1.8倍と上昇しているが、熱は0.4倍と下落している。この傾向は、重油の急激な上昇を除いて、第3章4.1節で見た小売段階でのエネルギー平均価格とほぼ同様の傾向を示している。

これを名目ドルベースで見ると下記Table 4.1-4とFig. 4.1-4に示すように、石炭・重油が各々2.1倍、4.5倍と上昇し、販売価格は電気が3倍、熱が0.7倍となっている。熱の販売価格は燃料価格の上昇を反映したものになっていないと言える。なお、ロシアからの電力輸入価格との比較では、2000年でロシアの7割程度の価格となっており、競争力のある価格と言える。

Table 4.1-4 TES4 電力・熱卸売料金等推移(名目ドルベース)

	Unit	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Power	US\$/MWh	6.2	12.5	10.1	12.9	10.9	11.6	26.4	27.4	18.0	18.0
Import Russia	US\$/MWh						41.0	36.0	36.0	33.0	25.0
Heat	US\$/Gcal	3.4	2.6	1.0	1.3	2.1	5.2	2.1	2.7	2.2	2.4
Baganur Coal	US\$/ton	3.0	4.5	4.3	6.3	6.2	5.5	6.0	6.9	6.5	6.4
Fuel Oil	US\$/ton	32.0	31.5	110.7	136.9	121.8	115.9	114.7	104.5	90.7	142.7

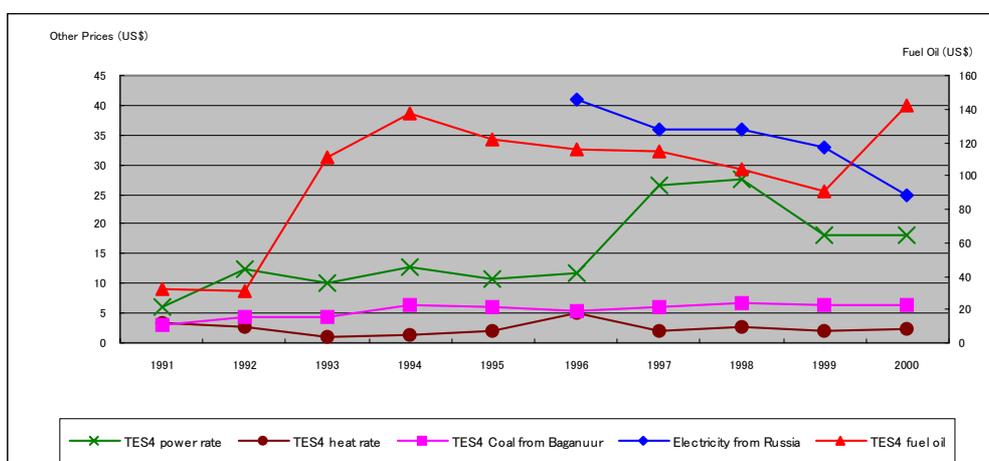


Fig. 4.1-4 TES4 電力・熱卸売料金等推移(名目ドルベース)

一方、料金と原価の関係を、Fig. 4.1-5 と Fig. 4.1-6 に示すとおり、熱については大幅な赤字となっており、料金による原価回収が半分以下しかできていない状況である。これは卸売価格の決定権が EA にあり、TES4 は EA に対する料金改訂申請を毎年 2 月に行うものの、EA からは当該年度の料金（内部取引価格）を一時的に通知されることによるためである。

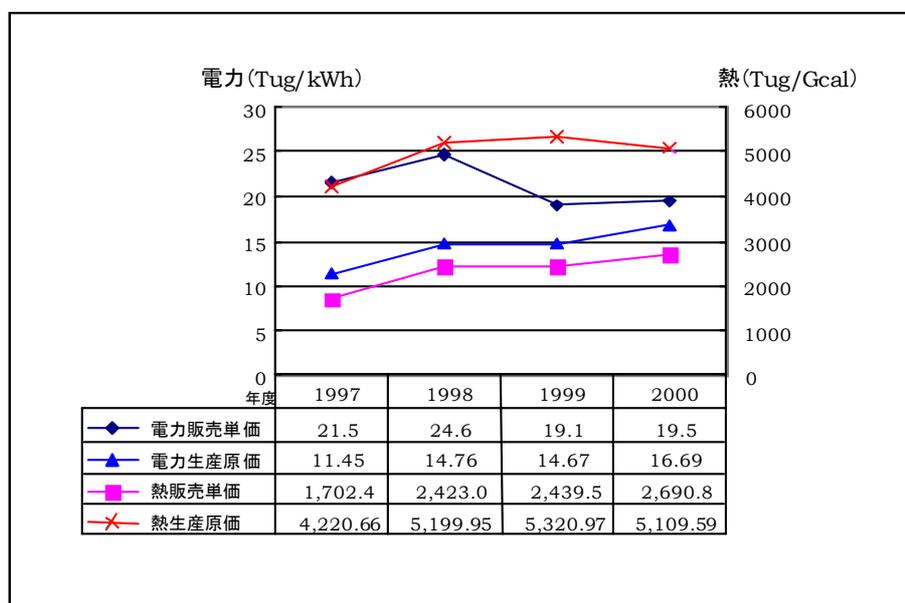


Fig. 4.1-5 電力・熱販売平均単価・生産単価推移(単位当り)

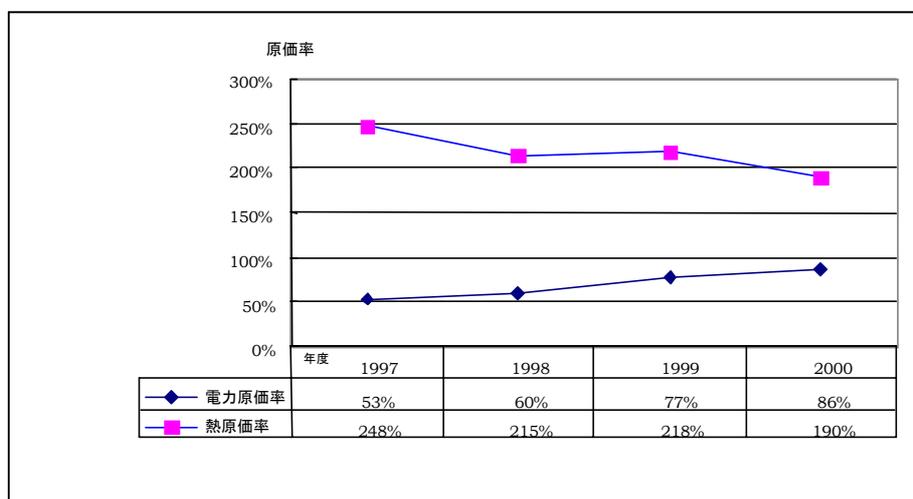
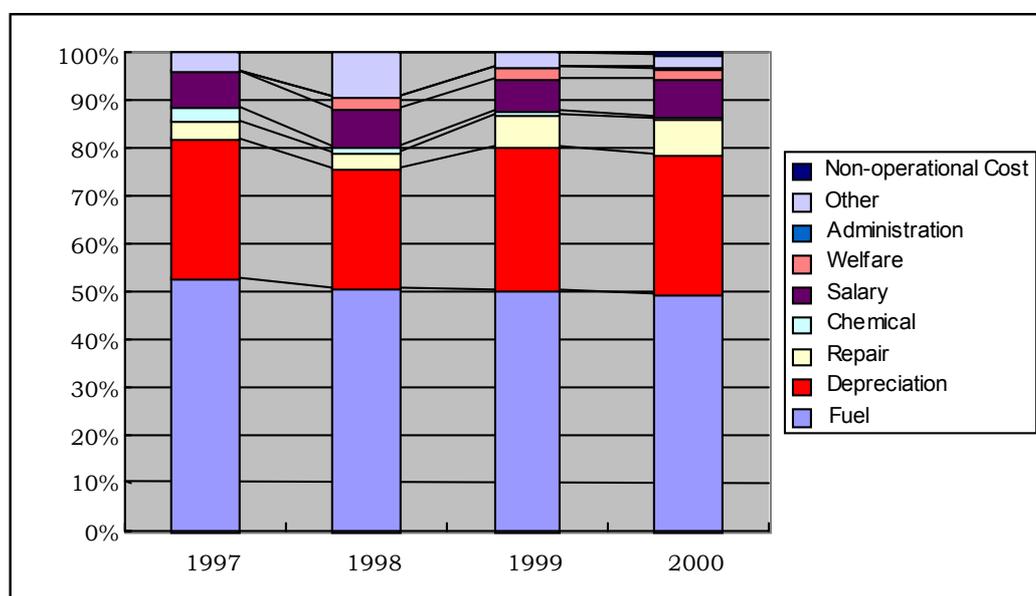


Fig. 4.1-6 電力・熱原価率推移

原価構成については Fig. 4.1-7 に示すように、2000 年時点では燃料費がほぼ 50% を占め、これに次いで減価償却 30%、人件費 8%、修繕費が 7% を占めている。1999 年には、修理・清掃・モーター巻線の部門を切離し独立会社とし、これにより従業員の約 20% にあたる 350 名ほどの人員削減を行っているが、料金値下げの影響を受け赤字決算となっている。

因みに、日本の電力会社の火力発電の平均原価構成（1999年度時点）は、燃料費44%、減価償却25%、人件費5%、修繕費15%となっており、また、石炭火力を主とする電源開発会社では、燃料費46%、減価償却23%、人件費4%、修繕費12%となっている。燃料種や負荷率、あるいは価格水準等の違いがあるので単純な比較はできないが、TES4の修繕費が経年劣化度に比べ少なく、また、人件費が多いのは500MWクラスの火力発電所で1,400名もの人員を抱えていることによるものと考えられる。（電源開発株式会社の同クラスの石炭火力発電所の人員数は関連会社も含め約260名である。）

なお、燃料費を物量で見ると、2000年には1997年と比較して生産が電力は10%、熱は20%と伸びたのに対し、石炭消費量は6.6%の伸びに留まり、また重油は66%も消費量が減少している。



(出典：TES4)

Fig. 4.1-7 生産原価構成

4.1.3 財務諸表と財務指標

国際会計基準に準じた会計報告が作成されるようになった1997年から2000年までの財務諸表をTable 4.1-5,-6,-7に示す。

Table 4.1-5 貸借対照表

(単位：百万 Tug)

	1997	1998	1999	2000
A. Asset				
1. Current Asset				
Cash	31	41	36	473
Short-term investment	10	10	10	10
Accounts receivable	13,231	32,927	25,664	37,486
Allowance for doubtful accounts				
Inventory	3,464	3,985	4,335	4,044
<i>Fuel</i>	403	560	1,312	1,204
<i>Spare parts & others</i>	3,061	3,425	3,023	2,839
Prepaid expenses				
Total Current Assets	16,735	36,963	30,045	42,012
2. Non-current Asset				
2.1 Tangible asset				
Gross Fixed Assests	105,858	107,594	139,306	142,319
Accumulated Depreciation	-9,352	-22,794	-31,449	-42,735
Construction in process	773	6,452	5,033	4,340
Livestock	36	15	13	3
Total tangible asset	97,316	91,268	112,903	103,928
2.2 Intangible asset	0	0	0	0
2.3 Investment and other asset	0	0	0	0
Total Non-current Asset	97,316	91,268	112,903	103,928
Total Asset	114,051	128,230	142,948	145,940
B. Liabilities and Owners' Equity				
1. Liabilities				
Accounts payable	1,484	5,314	11,997	15,987
Other payable	130	382	168	335
Short-term Loan			50	300
Allowance for short-term liabilities				
Total short-term liabilities	1,614	5,696	12,215	16,622
Long-term loan			25,001	25,319
Long-term bond payable				
Other long-term payable	1,016	1,016		
Allowance to long-term liability				
Total long-term liabilities	1,016	1,016	25,001	25,319
Total Liabilities	2,630	6,712	37,215	41,941
2. Owners' Equity				
<i>a) state</i>	103,800	105,550	105,799	105,920
<i>b) private</i>				
<i>c) Treasury stock</i>				
Total equity	103,800	105,550	105,799	105,920
<i>Paid in capital</i>				
<i>Revaluation surplus</i>				
<i>Other parts of owner's equity</i>				
Retained earnings (loss)	7,621	15,969	-66	-1,920
Current period	7,621	8,348	-66	-1,854
Carried over from previous period		7,621		-66
Total Equity	111,421	121,519	105,733	104,000
C. Total Liabilities and Equity	114,051	128,231	142,949	145,941

Table 4.1-6 損益計算書

(単位：百万 Tug)

	1997	1998	1999	2000
1. Revenue	33,282	39,650	33,757	36,534
1.1 Sales energy	29,711	34,254	28,297	29,745
1.2 Sales heat	3,570	5,320	5,306	6,376
1.3 Other sales		77	154	413
2. Cost of Goods Sold	24,712	30,920	32,922	37,411
2.1 Coal	9,627	12,639	13,516	15,221
2.2 Fuel Oil	1,296	955	708	860
2.3 Depreciation	7,222	8,107	10,239	11,320
2.4 Repairs	967	1,050	2,229	2,772
2.5 Personnel Cost	1,951	2,486	2,163	2,966
2.7 Others	3,649	5,683	4,067	4,272
3. Gross Profit	8,570	8,730	835	-877
4. General/Administrative/Selling Expenses	0	135	107	156
4.1 Salaries and remuneration		79	67	95
4.2 Social insurance		16	13	19
4.3 Repair and maintenance				
4.4 Utility expenses				
4.5 Rent expenses				
4.6 Business travel expenses		7	5	14
4.7 Transportation expenses				
4.8 Material supply expenses				
4.9 Depreciation expenses				
4.10 Advertising expenses				
4.11 Post and communication expenses		31	19	26
4.12 Fuel expenses		1	2	2
4.13 Other expenses				
5. Operating Profit (loss)	8,570	8,595	728	-1,033
6. Non-operating Income	39	664	19	60
6.1 Interest, penalty income				
6.2 Dividend income				
6.3 Other	39	664	19	60
7. Non-operating Expenses	988	912	813	881
7.1 Interest, penalty expenses			4	3
7.2 Welfare	981	830	806	786
7.3 TZBAX				72
7.4 Other	6	82	3	19
8. Profit from Ordinary Activities (loss)	7,621	8,348	-66	-1,854
9. Extraordinary Gains				
10. Extraordinary Loss				
11. Income from Associated or Joint Company				
12. Income Before Tax (loss)	7,621	8,348	-66	-1,854
13. Income Tax				
14. Net Income for the Period (loss)	7,621	8,348	-66	-1,854

(生産原価内訳は TES4 計画部提供の資料による)

Table 4.1-7 キャッシュフロー計算書

(単位：百万 Tug)

	1997	1998	1999	2000
1. Cash flow from operating activities				
1.1 Net income	7,621	8,348	-66	-1,854
1.2 Adjustments				
a) Depreciation expenses	5,102	13,442	8,655	11,286
b) Loss on sale of fixed asset, investment				
c) Gain on sale of fixed asset and investment				
d) Increase in receivable, inventory, prepaid expenses	-12,441	-25,860		-11,823
e) Decrease in receivable, inventory, prepaid expenses			8,333	292
f) Increase in short-term liabilities, unearned revenue		4,082	6,519	4,407
g) Decrease in short-term liabilities, unearned revenue	-1,417			
Net cash flow from operating activities	-1,136	12	23,440	2,309
2. Cash flow from investment activities				
2.1 Proceeds from sale of fixed asset				
2.2 Purchase of fixed asset	-381	-1,751	-31,709	-2,311
2.3 Proceeds from investment sold				
2.4 Purchase of investment				
Net cash used by investment activities	-381	-1,751	-31,709	-2,311
3. Cash flow from financing activities				
3.1 Bank loan received			25,001	318
3.2 State financing received	1,016			
3.3 Donations received	527	1,750	249	121
3.4 Repayment of loan			-1,016	
3.5 Repayment of current portion of long-term debt				
3.6 Issued stock				
3.7 Stocks repurchased in cash				
3.8 Payment of dividend			-15,968	
Net cash provided by financing	1,543	1,750	8,265	438
4. Total Net Cash flow	26	11	-4	436
Beginning balance of cash and cash equivalents	5	31	41	36
Ending balance of cash and cash equivalents	31	41	37	473

財務諸表 (Table 4.1-5,-6,-7) に基づき、財務分析を行った結果を Table 4.1-8 に示す。

Table 4.1-8 財務分析結果

	1997	1998	1999	2000
1. 収益性				
(1) 総資産利益率	6.7%	6.5%	0.0%	-1.3%
(2) 売上高総利益率	25.7%	22.0%	2.5%	-2.4%
(3) 売上高営業利益率	25.7%	21.7%	2.2%	-2.8%
(4) 売上高純利益率	22.9%	21.1%	-0.2%	-5.1%
(5) ワーキングレーシオ	55.5%	60.0%	69.9%	74.2%
(6) オペレーティングレーシオ	77.2%	80.4%	100.2%	105.2%
2. 財務比率				
(1) 流動比率	1037.1%	649.0%	246.0%	252.8%
(2) 当座比率	822.4%	579.0%	210.5%	228.4%
(3) 固定比率	87.3%	75.1%	106.8%	99.9%
(4) 固定長期適合率	86.6%	74.5%	86.4%	80.4%
(5) 負債構成率	2.3%	5.2%	26.0%	28.7%
(6) デットサービスレーシオ	N/A	N/A	-0.0002	144.6
(7) 自己金融比率	-160%	101%	21%	105%
3. 資産効率性(回転率・回転期間)				
(1) 総資産	0.29	0.31	0.24	0.25
	41.1 ヶ月	38.8 ヶ月	50.8 ヶ月	47.9 ヶ月
(2) 売掛債権	2.52	1.20	1.32	0.97
	4.8 ヶ月	10.0 ヶ月	9.1 ヶ月	12.3 ヶ月
(3) 棚卸資産	7.13	7.76	7.59	9.25
	1.7 ヶ月	1.5 ヶ月	1.6 ヶ月	1.3 ヶ月
(4) 固定資産	0.34	0.43	0.30	0.35
	35.1 ヶ月	27.6 ヶ月	40.1 ヶ月	34.1 ヶ月
(5) 買掛債務	16.66	5.82	2.74	2.34
	0.7 ヶ月	2.1 ヶ月	4.4 ヶ月	5.1 ヶ月

上記 Table 4.1-8 から明らかなように、収益性は2000年までの4年間を通して下落している。一方、財務の安定性は堅調であることを示している。しかし、これはモンゴル国の金融市場が未発達であり、また金利も高いため、外国からの有償資金を除いてはほとんど借入を行っていないことと、売掛債権の累積によるものである。

資産効率を見ると、総資産では1回転に39～51ヶ月かかっており、極めて効率の悪い状況を示している。売掛債権の回転期間が2000年では約12ヶ月、買掛債務では5ヶ月となっており、極めて長期間となっている。これら回転期間の異常な長さ、売掛・買掛の回転期間の大きな隔たりは、TES4の資金上の大きな問題であり、買掛の一層の増大を招くこととなる。

4.1.4 資金分析

下記の Table 4.1-9 資金運用表と上記の Table 4.1-7 キャッシュフロー計算書により資金分析を行った。

Table 4.1-9 資金運用表

(単位：百万 Tug)

		1998	1999	2000
長期 資金	減価償却費	13,442	8,655	11,286
	資本金・資本準備金	1,750	249	121
	利益準備金・剰余金	8,348	-16,035	-1,854
	長期借入金	0	25,001	318
	長期支払手形	0	0	0
	長期引当金	0	0	0
	その他固定負債	0	-1,016	0
	長期資金調達合計	23,540	16,853	9,871
	有形固定資産	1,736	31,711	3,013
	土地	0	0	0
	無形固定資産	0	0	0
	建設仮勘定・投資	5,658	-1,421	-703
	繰延資産	0	0	0
長期資金運用合計	7,394	30,290	2,311	
過不足額	16,146	-13,437	7,560	
短期 資金	支払手形	0	0	0
	買掛金	3,830	6,683	3,991
	仕入債務	3,830	6,683	3,991
	短期借入金	0	50	250
	短期引当金	0	0	0
	未払法人税	0	0	0
	その他流動負債	252	-214	167
	貸倒引当金	0	0	0
	手形割引・譲渡高	0	0	0
	短期資金調達合計	4,082	6,519	4,407
	現金・預金	10	-4	436
	受取手形	0	0	0
	売掛金	19,697	-7,264	11,823
売上債権	19,697	-7,264	11,823	
有価証券	0	0	0	
製品	0	0	0	
仕掛品	0	0	0	
原材料	157	752	-108	
貯蔵品	364	-402	-184	
棚卸資産	521	350	-292	
その他流動資産	0	0	0	
短期資金運用合計	20,228	-6,918	11,968	
過不足額	-16,146	13,437	-7,560	

1998年では、長期資金は内部留保から調達しており、工事資金使用後の残高は短期資金の穴埋めに使用されている。短期資金は主として買掛金より調達しており、長期資金の余剰分と合わせて主に売掛金に対する所要資金を充填している。

Table 4.1-7 キャッシュフロー計算書によると、財務活動での贈与分が固定資産取得に充当されたため、営業活動によるわずかなキャッシュフロー増がそのまま当年度のネットキャッシュフローになっている。

1999年では、長期資金は主として借入により調達し、固定資産に充当されているが、調達不足のため、短期資金により穴埋めされている。短期資金の調達は買掛金によりなされているが、売掛金の減少による余剰を生じたことにより、長期資金の不足分をカバーしている。

キャッシュフローでは、営業活動で 230 億 Tug ものキャッシュフローを創出しているが、固定資産取得に充当され、不足分を借款で賄うものの、これまでの累積利益を EA に納めたため、最終的にはキャッシュフローの減となっている。

2000 年は、長期資金は主として内部留保により調達し、固定資産の増分に使用された後、余剰分を短期資金の穴埋めに使用されている。短期資金は、主として買掛金から調達しているが、長期資金余剰分と併せて売掛金に充当されている。

キャッシュフローでは、営業活動により 23 億 Tug のキャッシュフローを創出したが、固定資産取得に全て充当され、借款と贈与により辛うじて当年度のキャッシュフローを生み出している。

4.1.5 財務上の問題点

前節で見たように、TES4 の収益性・効率性は低く、また資金的にも苦しい状況が続いている。これらは下記の財務上の問題によるものと考えられる。

- (1) TES4 の原価計算によると、現行の料金水準では電気については利益が出ているが、熱については原価回収ができておらず、全体として原価回収不足となっている。毎年料金改定申請が EA に対しなされてきているが、EA からはこの申請を考慮した料金決定がなされないため、原価回収を図れずにいる。

なお、電気と熱の原価区分は現在下記のように行われているが、これを見直す必要がある。

固定費分：1996 年に下記方法により電熱 7:3 と決定され、以降この割合が踏襲されている。(なお 1996 年以前は 6:4)

各設備を電熱各々に振り分け、合計資産価格に基づき算出したもの。

タービン・発電機 = 電気 100%

ボイラー (含ミル) = 熱 100%

その他設備 = 電気 50%、熱 50%

(その他設備には運輸部・計装部・化学部・工場・管理部・燃料部等所属設備がある。)

上記配分比率により減価償却等の固定費を按分。

変動費分：燃料（石炭・重油）は電熱各々単位当りに必要な燃料消費量（ノルマ）に生産した電気・熱の生産量を掛けて配分する。このノルマは実計測に基づき決定されている。

また、生産原価と一般管理費との区分についても、これまで下記のように行われており、見直す必要がある。

一般管理費に含まれるものは、インフラ省により指定された管理職 32 人の人件費・出張費・通信費・燃料費・消耗品等である。なお、燃料費は社長・チーフエンジニア・副社長 3 名の社有車に係わるもののみである。その他費用は生産原価に含まれる。

- (2) 将来の設備更新のために必要な社内留保が不十分である。これは、これまで用いられてきた原価計算が設備更新に必要な減価償却を考慮していないため、真の原価を反映したものになっていないことによるものである。このため、固定資産の再評価を行い、また現行の償却年数 10 年を以前適用していた 30 年に戻し、これに基づく減価償却を反映した原価計算と料金改定が必要である。
- (3) 売掛・買掛残高が膨大になっており、言わば各関係企業が銀行の役割を果たしている。今後売掛・買掛の相殺問題の解決方法如何によっては、TES4 に大きな財務的な影響を与える懸念がある。
- ちなみに、現在の売掛・買掛金の残高は下記 Table 4.1-10,-11 の通りであり、その構成比率を Fig. 4.1-8,-9 に示す。

Table 4.1-10 TES4 売掛金残高推移

(単位：百万 Tug)

	1997	1998	1999	2000
Energy Authority	13,058.5	32,699.6	24,903.0	17,472.3
Ulaanbaatar HDO				2,550.0
Ulaanbaatar EDO				124.2
Darhan EDO				1,142.5
Baganur EDO				1,535.4
Erdenet EDO				13,753.2
Total	13,058.5	32,699.6	24,903.0	36,577.6

(出典：TES4)

上記表で 2000 年から各 EDO/HDO 別になっているのは、同年より売上回収金の支払が、EA を通さずに、各 EDO/HDO から直接 TES4 に行われることになったためである。

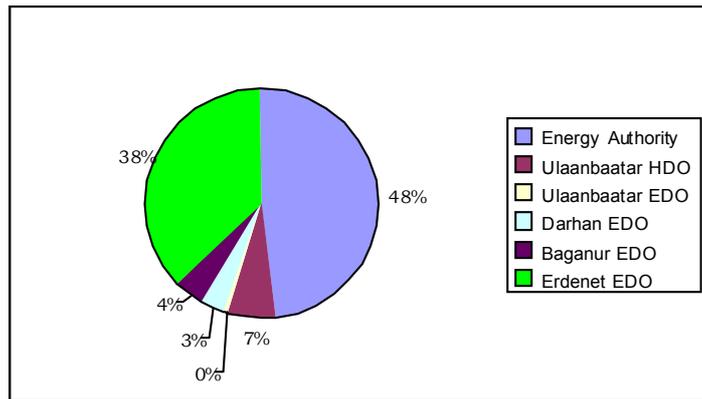


Fig. 4.1-8 TES 4 売掛金残高相手先別構成比率 (2000 年末)

Table 4.1-11 TES4 買掛金残高推移

(単位：百万 Tug)

	1997	1998	1999	2000
Baganur Coal Mine	666.2	2,999.5	7,360.9	11,474.7
Shibe-obao Coal Mine	43.9	286.1	1,247.3	2,774.2
Railway	-20.3	450.2	916.8	18.1
Total	689.8	3,735.8	9,525	14,267

(出典：TES4)

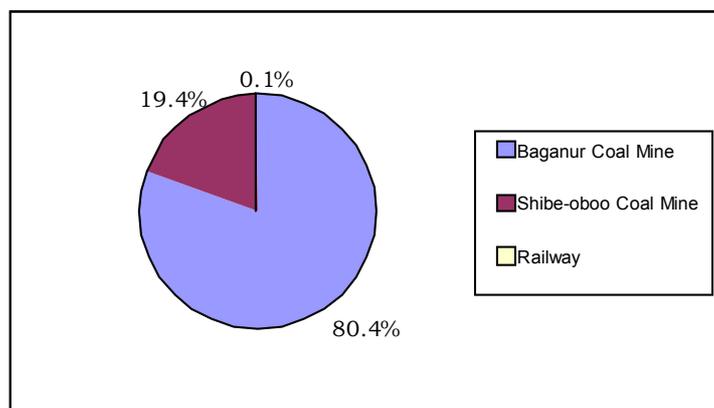


Fig. 4.1-9 TES4 買掛金残高相手先別構成比率 (2000 年末)

(出典：TES4)

企業間決済は、決済用の銀行口座を通してなされているが、手形制度も発達しておらず、また銀行の貸付利子も高いため、売掛・買掛が、前述したように、言わば金融機関に代わるある種の金融機能を果たしており、しかも事実上無利子の貸出・借入と言える。なお、破産法が十分機能しておらず、国有の公益事業ということもあり、資金不足による倒産ということが発生しない。

2001年9月に売掛・買掛の相殺について関連企業と政府機関が協議したが、最終的な結論は未だ出ていない。

EA は今後売掛・買掛問題を担当することになっているが、どのような方向で解決されるのかは定かではないとのことである。

- (4) これまで定常的に必要とされる補修費が制限されていたため、今後老朽化対策等設備維持に必要な資金について十分な資金手当てが必要である。
- (5) 株式会社化に伴い、配当や法人税（最大 40%）といった新たな費目が発生するので、このための資金も必要となる。

4.2 設備管理状況

4.2.1 全般

TES4の設備は、旧ソ連製であり、1983年に1号機が運転開始し1991年に全ての設備が完成した。当初はソ連の技術者が主体となり維持管理を行っていたが、1990年のソ連崩壊後、ソ連の技術者が母国へ引き上げたために、その後の維持管理はモンゴルに委ねられたが、補修資金不足とロシア製機器の予備品/修理部品の入手難（ロシアメーカーの製造能力の低下）等により、設備の劣化が急速に進みエネルギーの安定供給に支障をきたす様になった。

このため、ボイラ、タービン機器故障によるプラント停止時間は年々増加し、1993年には事故停止時間が年間運転時間の50%（故障率）まで上昇し、稼働率も40%に満たない状況となった。

Table 4.2-1 に発電所主要設備概要について示す。

Table 4.2-1 TES4 発電所主要設備概要

項目	Unit	
1. 設備容量	MWe	540
2. ボイラ		
ユニット数		8
蒸気生産能力（各ユニット）	t/h	420
ボイラ出口圧力	kg/cm ²	140
ボイラ出口温度	°C	560
3. タービン、発電機		
ユニット数		6
定格容量	MWt	80/100
回転数	rpm	3,000
真空度（in condenser）	%	92
発電機冷却方式		空気冷却
電圧	V	6,000
周波数	Hz	50
4. 付属設備		
貯炭場容量（運用値）	ton	150,000
煙突高さ	m	250
冷却塔面積（3基合計）	m ²	4,200

下記に1991年当時の主な設備事故の内容について示す。

- － ミルの故障（動力歯車の摩耗、電動機の焼損）
- － ボイラー制御装置の故障
- － 間接燃焼装置での微粉炭の自然発火
- － 主要制御弁の故障（開閉困難）
- － 灰処理配管の閉塞

上記状況の中、日本政府は 1992 年 6 月 JICA による第 1 次無償援助を決定し、以下の改修工事を 1992 年 11 月から 1995 年 3 月の期間に実施した。

- － 微粉炭供給システム摩耗対策
- － 灰処理システムの詰まり対策
- － 電気集塵器の改修
- － ボイラー薬液注入ポンプの改修
- － 工具、計測器具、照明、清掃設備ほかの整備

また、温水供給設備の改修工事に関してもモンゴル国から援助の要請を受け、JICA の第 2 次無償援助が、1996 年から引き続き実施された。

これらの無償援助によってかなり運転状況が改善され、停電回数も減少して中央電力系統も安定度が向上したが、発電所設備全体としてはミルの減速歯車の摩耗、ボイラー自動制御装置の不良、主要蒸気・給水弁の開閉困難等、未だ設備の主要部分に問題が多発しており、安定運転には程遠い状況にあった。

このような状態を緩和するため、JBIC は 1995 年に SAPROF 調査団を派遣し、当時最も問題であった発電所のボイラー燃焼方式、微粉炭機の型式変更、ボイラー制御装置、ボイラーチューブ更新等に対して第 1 次有償資金協力を実施する事を決定し、1996 年～1999 年にウランバートル第 4 火力発電所改修工事（Phase-I）が実施されている。

これらの援助の結果、設備利用率及び燃焼効率は徐々に向上し、さらに所内率の低減等による発電所の電力及び熱生産能力が向上し、改修プロジェクトの成果が出ている。

Fig. 4.2-1 及び Fig. 4.2-2 に、1990 年～2000 年までの TES4 の発電量と利用率推移及びボイラ蒸発量と利用率推移を示す。

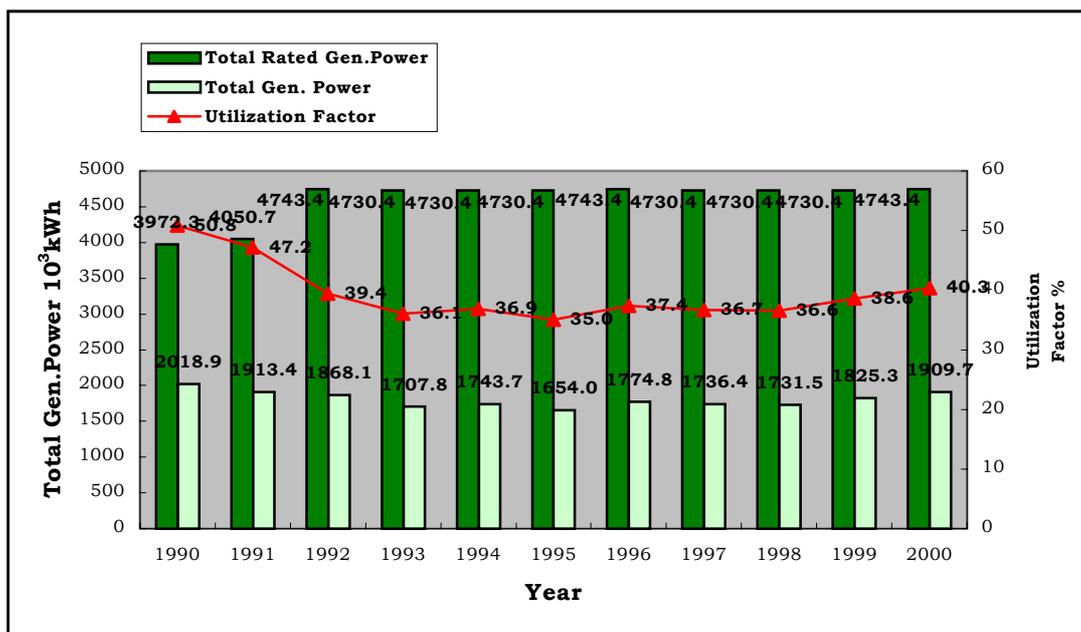


Fig. 4.2-1 発電量と利用率の推移

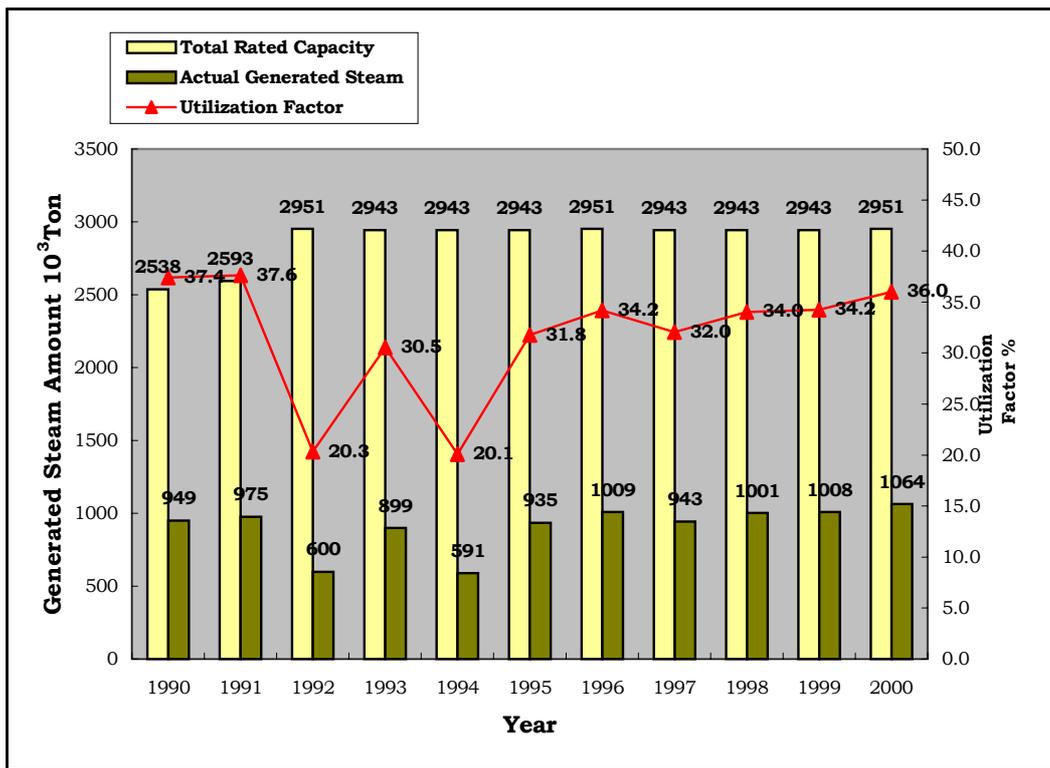


Fig. 4.2-2 ボイラ蒸発量と利用率推移

4.2.2 ボイラ設備

第1次有償資金援助により行われたウランバートル第4火力発電所改修工事 (Phase-I) は、1号ボイラ～4号ボイラの燃焼設備を主に改修工事を実施し、1999年9月に全ての工事が終了して、現在まで良好な運転状態を維持しており、特にボイラ稼働率を約44%程度まで回復させた。Fig. 4.2-3 に改修工事前後の TES4 ボイラ設備の稼働率、故障率、予備率の推移を示す。

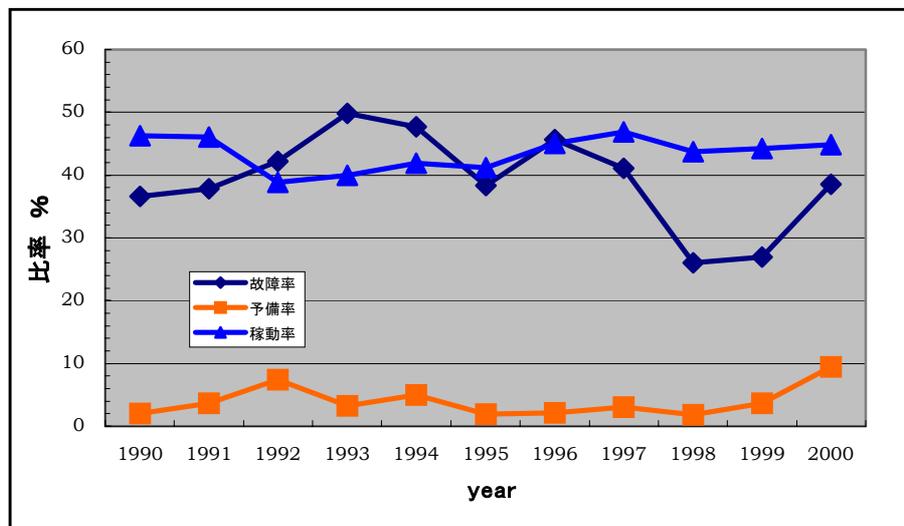


Fig. 4.2-3 ボイラ稼働率、故障率、予備率の推移

Phase-I プロジェクトによって改修されたボイラ設備の維持管理補修は、現在補修作業計画を含めて全て TES4 で実施されている。特に、主要設備である微粉炭燃焼設備、ボイラ自動制御装置の補修は、Phase-I プロジェクト中の現地据付工事、試運転期間中に各メーカーにより保守教育された発電所のエンジニアが中心となって実施している。

設備改修後の微粉炭燃焼装置では、ローラ・ファン等の予想以上の摩耗やミルローラ加圧装置用スプリング部及びパイライトホッパー（異物取出部）からの微粉炭リークが発生している。

Phase-I プロジェクトを実施したことにより、2000 年の 1 号ボイラ～4 号ボイラ（改修済）と 5 号ボイラ～8 号ボイラ（未改修）の主要トラブル要因を補修時間ベースで比較すると、1 号ボイラ～4 号ボイラでは明らかにミルシステムのトラブルの割合は少なく僅か 7%（ミル電動機故障：2%+ミル振動大：5%）であり、5 号ボイラ～8 号ボイラの 24%（ミル電動機故障：19%+ミル減速機歯車故障：5%）に対して約 3 分の 1 に改善されている。Fig. 4.2-4 に 2000 年における各ボイラの主要故障要因と補修時間割合の比較を示す。

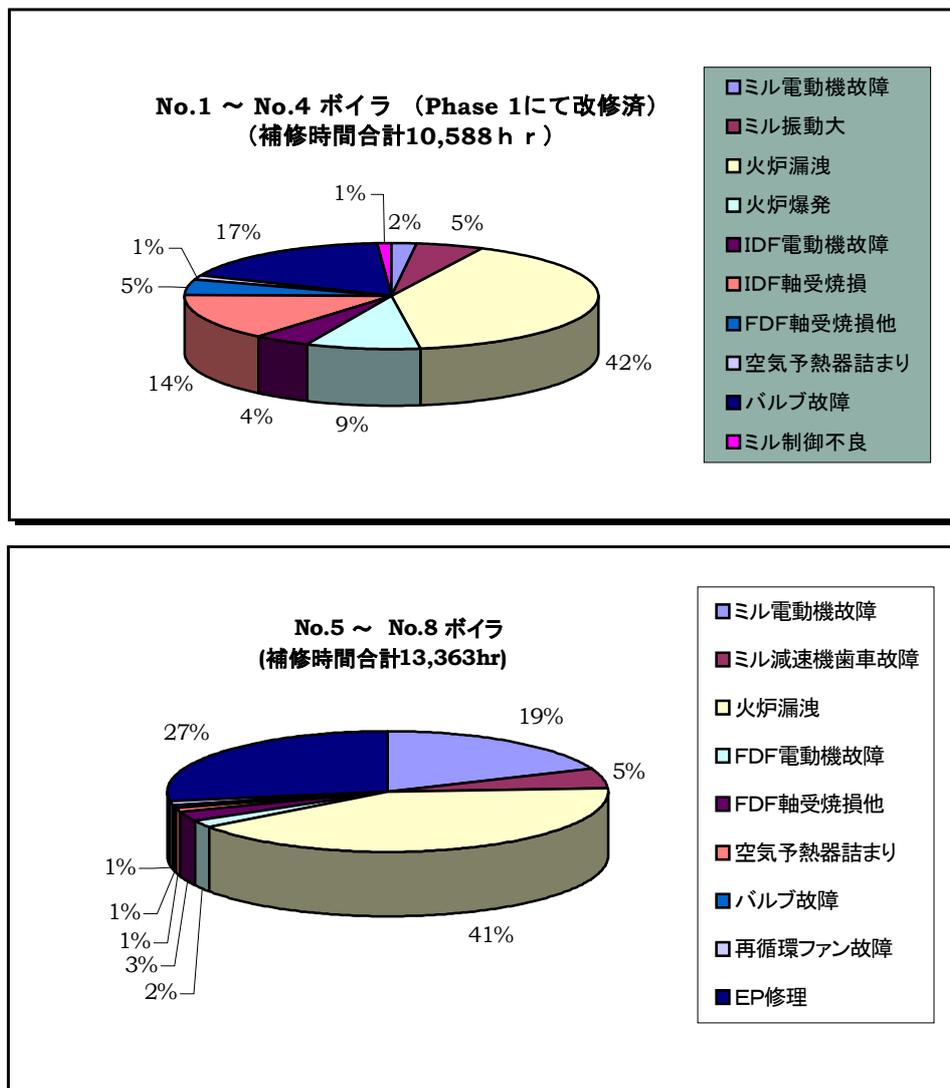


Fig. 4.2-4 2000 年ボイラ故障要因と補修時間割合比較図

5号ボイラ～8号ボイラのミルシステムのトラブルは火炉耐圧部に次ぐ 24% (19%+5%) を占めており、今後実施される Phase-II プロジェクトにより上記の問題が改善されることが期待される。火炉耐圧部の漏洩事故は全ボイラを通して 40%を超えており、現状設備において最大のトラブル要因である。

Fig. 4.2-5 にボイラ要因別停止時間割合推移について示す。改修工事開始後の 1998 年からは、主要因がボイラ耐圧部の噴破や FDF, IDF 等の主要補機の故障によるトラブルが増加しており、改修工事範囲以外の既設設備の部分に依然として問題が生じていることがいえる。

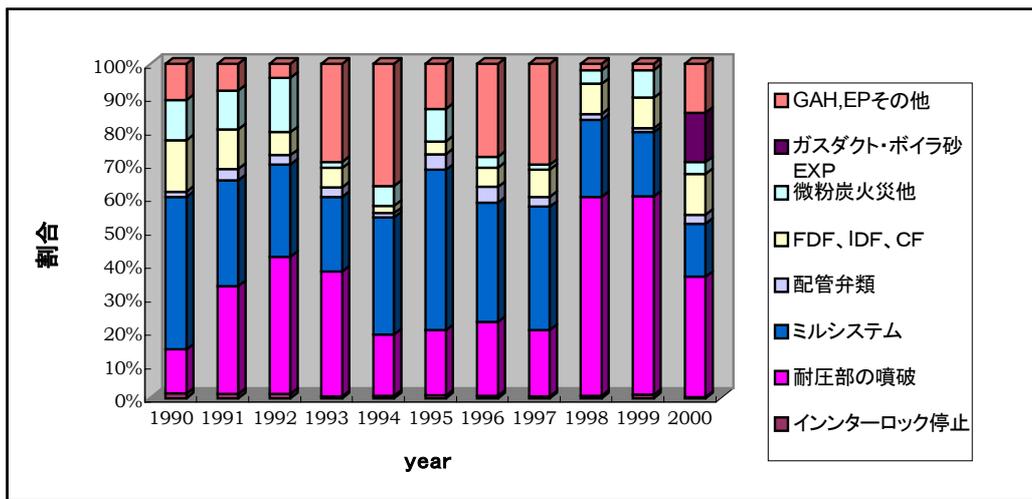


Fig. 4.2-5 ボイラ要因別停止時間割合推移

4.2.3 タービン・発電機設備

Fig. 4.2-6 に各タービン発電機の稼働率と停止時間推移を、Fig. 4.2-7 にタービン・発電機要因別停止時間割合推移を示す。タービン・発電機は定期的な保守（通常点検：2年/回、細密点検：4年/回）が実施されている。しかしながら、Fig. 4.2-6 から、タービン本体における故障修理時間の 89% を出力 80 MW の 1,5,6 号機タービンの故障が占めており、その一要因として 60 MW 機をベースに 80 MW に出力を増したという設計上の問題があると想定されることから、80 MW 機については設備延命化に向けた改修、又は、更新が必要である。

給水ポンプ及び復水ポンプ等についても、定期的に各メーカー技術員派遣により保守メンテを実施している。特に給水ポンプについては、運転状態を中央から監視出来るように改造を実施している。しかしながら、近年では設備老朽化に起因してその故障頻度が頻繁となっていることから設備更新を行う必要がある。

その他 1994 年以降、復水器の真空悪化が進行しており、その要因としてエジェクターの能力低下、真空系統の弁やエキスパンションからの大気吸込みが考えられる。

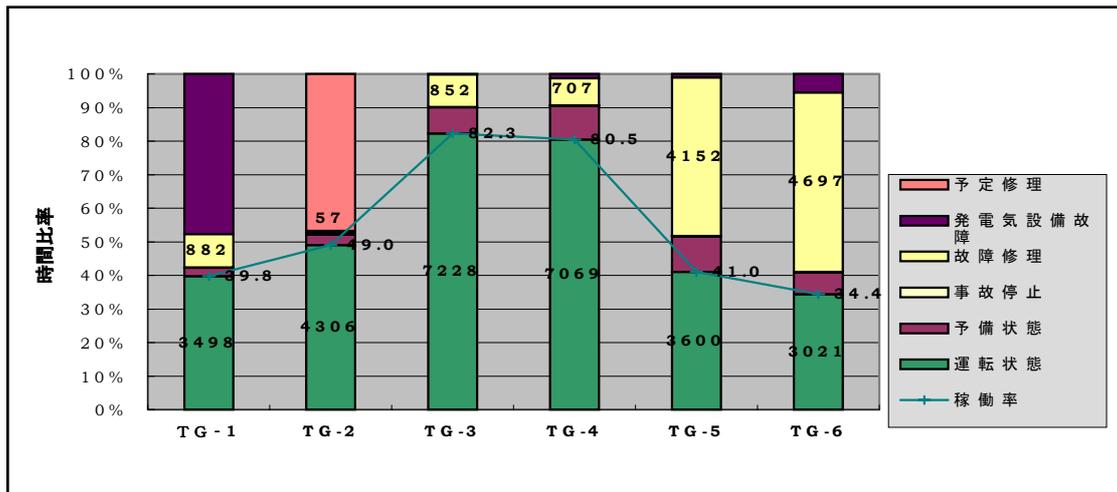


Fig. 4.2-6 タービン・発電機の稼働率と停止時間推移

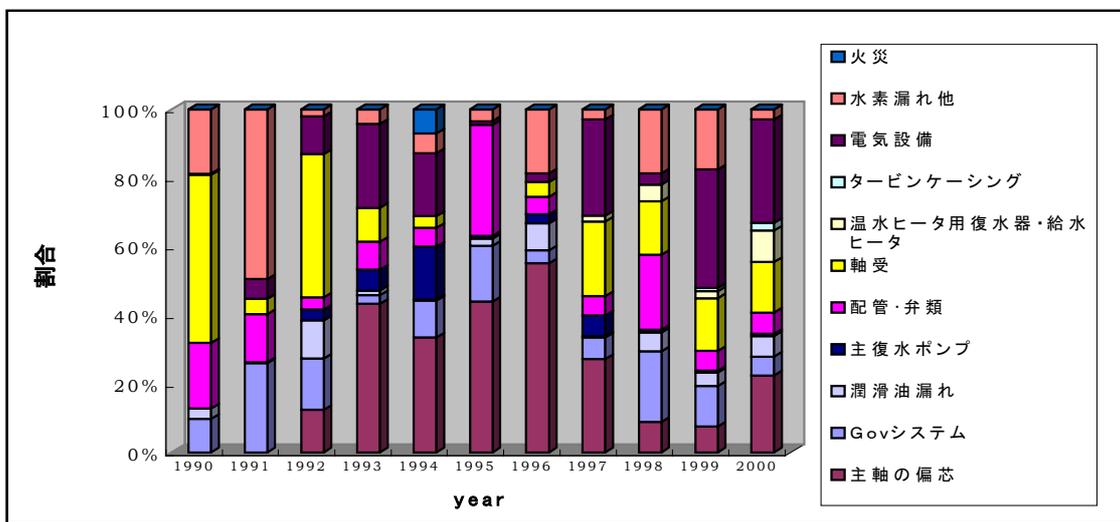


Fig. 4.2-7 タービン・発電機要因別停止時間割合推移

4.2.4 電気関係

Fig. 4.2-8 に 2000 年におけるタービン・発電機要因別修理時間割合（合計 16,258 時間）を示す。また、Fig. 4.2-9 に 2000 年電気設備別の故障回数実績を示す。Fig. 4.2-8 からわかるように、タービン発電機合計故障修理時間の内、電気設備故障の占める割合は全体の約 33%（発電機 28%、エキサイタ 4%、変圧器他 1%）に達している。このうちエキサイタについては、今回 Phase- II にて静止型に更新を計画していることから、設備不具合の改善が期待できる。

また、Fig. 4.2-9 から、2000 年に発生した電気設備の故障（合計 918 回）の内、保護装置の故障が 44%を占めており、ついで低圧モータが 15%、配電盤設備が 13%と続いている。この内、低圧モータの故障要因については、そのほとんどが絶縁劣化等による焼損事故によるものであったためコイル巻替機器の導入により、1999 年に 189 回発生していたものが、2000 年

には、その 1/4 以下の 40 回に低減されている。しかしながら、保護装置及び配電盤設備の故障については、設備の老朽化に起因するものであり、補修用の部品調達も現状困難であることから今後早い時期に設備更新を行う必要がある。

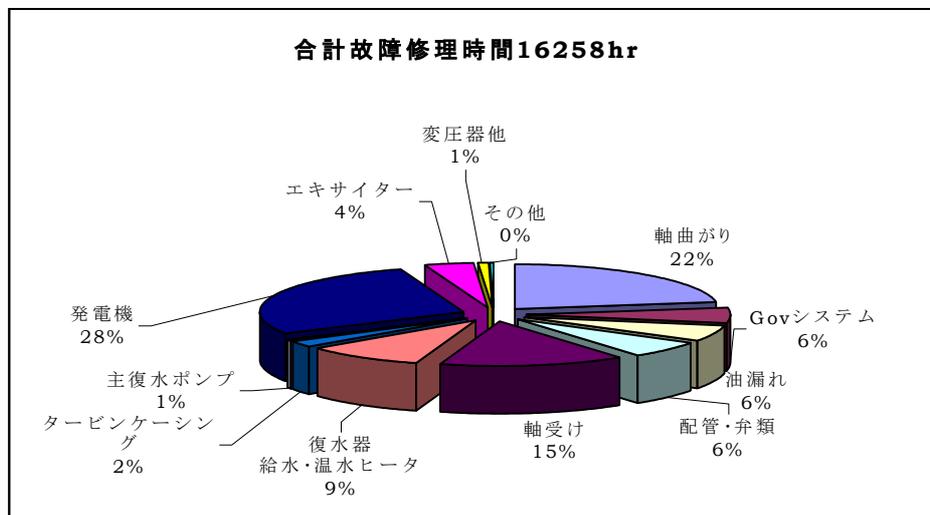


Fig. 4.2-8 2000年タービン・発電機要因別修理時間割合

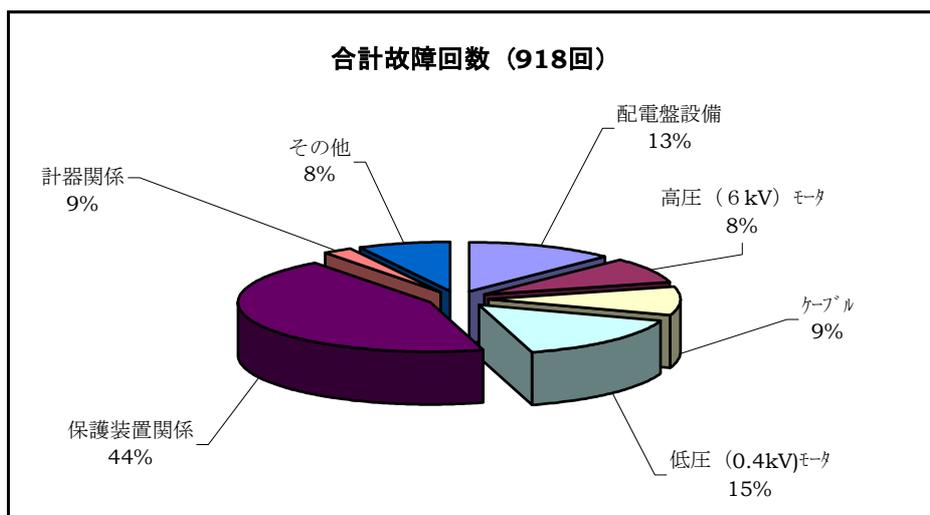


Fig. 4.2-9 2000年電気設備別の故障回数実績

4.2.5 計測関係

計測設備の現状は、タービン、発電機等の監視計器及び検出器については、一部 TES4 にて定期的に補修及び改造が実施され、中央での遠隔監視ができなかったものについても遠隔監視ができるようになってきている。しかしながら、現状設備のほとんどが旧ロシア製であり補修用の部品調達が不可能な状態にあり、現場検出器を補修しても、中央制御室に設置されている各記録計の部品交換及びチャート類の補充が出来ない状態にある。

これら監視計器はプラント経年劣化記録及び運転監視記録に重要なものであり、至近年での設備更新を必要とする。

タービン関係の電動弁及び調整弁については、現在まで改修等の設備更新が実施されておらず、特に給水加熱器系統及び復水器周りの系統について設備の老朽化が激しい状況にあり、全設備数 80 台のうち、約 20 台が故障している。これらの弁設備についても今後設備更新を行う必要がある。

4.2.6 燃料運搬設備

燃料運搬設備は発電所にとって重要な設備であり、コンベヤ等の維持管理状態は日本のそれと遜色ないが、発塵防止などの作業環境に関する設備や消火設備の保守は取り残されてる。TES4 で使用する石炭は、ウランバートル近郊で産出され貨車で搬入されているが、引込み線の保守管理も発電所が行っている。

また、炭鉱や鉄道も発電所同様にソ連崩壊後、設備の維持管理に支障をきたしており、炭鉱から送られてくる石炭中の塊炭や異物が発電所のクラッシャなどの燃料運搬設備の故障原因となっているほか、中国から借用している貨車の清掃作業など、外的要因による経費増が発生している。

炭鉱については、1997～2003 年にかけて日本の支援（NEDO、JICA、JBIC）により設備の更新・増強及び品質改良対策が実施中であり、改修された設備が一部稼動する 2002 年以降、石炭品質の向上と塊炭や異物混入の減少が期待出来る。

4.2.7 その他設備

化学運転課の所掌である水処理設備は、薬品を使用している現場であり清掃状況や注意喚起札の採用など他部の模範となる管理状況であるが、設備は著しく老朽化しており薬品の溶解から処理槽の洗浄まで手動操作で行われている。そのため薬品の濃度にばらつきが生じたり、水処理設備のライニング損傷などの弊害が発生している。

よって、薬品の溶解装置や水処理装置の運転及び洗浄の自動化と水質監視計器の整備が必要である。

4.2.8 現状評価

TES4 の設備管理状況について全体的に言えることは、日本の有償資金援助以降の更新等設備については、設備補償期間におけるメーカ技術指導員の下、発電所エンジニアの人材育成、設備補修技術向上が図られ、また、設備の維持管理補修（日常点検、定期点検、補修計画等）の体制及び点検項目等も整備されつつある。今後は、設備更新後改善された機器故障率、稼働率、ボイラ効率等発電所の品質の維持管理が必要となる。

上記以外の既設設備についても、日常点検補修は各運転課の補修班にて計画的に実施され、定期点検については、補修部により 4 年に 1 回の定期補修及び 2 年に 1 回の中間点検を定期的に計画立案し実施されている。また、ライニング材、シーリング材、高圧バルブ補修方法に関する新技術の導入も図っており、計画面、技術面から問題無い。

しかしながら、前述した各設備の故障状況に見られるように、実際には、改修実施設備以外での故障回数はその改善が見られない。

これらの主な要因としては、下記が考えられる。

- － 同類事故発生時の同機器、設備への水平展開、改善が充分でない。
- － 資金不足により定期的な補修ができていない。(ヒアリングの結果では、現状予算要求に対して承認されるのは約 50%程度に留まっている)
- － 補修工具等の不足
- － 補修に際して純正部品が調達不可、代替品の使用による補修不完全
- － 老朽設備の延命対策、設備更新に関する技術的なアドバイス不足

上記から、第 1 に部品調達困難及び老朽化が激しく通常補修での設備維持管理が不可能なものを対象に、設備更新を行う必要がある。

第 2 に、毎年実施する保守に関して適正な修繕費を調達する必要がある。この件に関しては一概には比較できないが、前章 4.1 項の図 4.1-7 で示したように、2000 年における TES4 の生産原価構成は、人件費 8%に対して修繕費が 7%(日本の火力発電 1999 年平均は修繕費 15%である。詳細は 4.1.2 項参照)に留まっており、基本的に補修部で計画された要求通りの予算調達ができれば、修繕費 14%程度の確保が見込めるものであり、日本と同レベルの保守メンテが実施されることにより、機器故障率の低減だけでなく、頻発するトラブルの対応に費やされていた人件費の削減にも繋がる。

以上の調査結果を踏まえ、今後の維持管理補修に必要不可欠である設備維持補修計画及び発電所運営管理整備計画について、第 5 章及び第 6 章にその詳細を記述する。

4.3 ウランバートル第3火力発電所の状況

他発電所の維持管理状況として、第3火力発電所 (TES3) について、現地調査を実施した。以下にその調査結果の内容について記述する。

TES3 は、TES4 と同様にウランバートル市近郊に位置し、ウランバートル市内を含む CES への主要な電力及び市内への熱供給を行っている熱併給発電所 (設備容量 148 MW) である。

1968 年より市内への熱供給を開始し、1973 年より熱供給に加えて電力の生産も開始しており、TES4 が運転開始するまではモンゴルで最大規模を誇る熱併給発電所であった。

現在は、CES の約 30% の電力及びウランバートル市の約 40% の熱供給を行っている。

Table 4.3-1 に発電所主要設備概要について示す。また、Table 4.3-2 に 2000 年の生産実績及び熱効率状況について示す。

Table 4.3-1 TES3 発電所主要設備概要

項目	Unit	LP side	HP side
1. 設備容量	MWe	100	48
2. ボイラ			
ユニット数		6	7
蒸気生産能力 (各ユニット)	t/h	75	220
ボイラ出口圧力	kg/cm ²	39	100
ボイラ出口温度	°C	440	540
3. タービン、発電機			
ユニット数		4	4
定格容量	MWt	12	25
回転数	rpm	3,000	3,000
真空度 (in condenser)	%	91	91
発電機冷却方式		空気冷却	空気冷却
電圧	V	6,000	6,000
周波数	Hz	50	50
4. 附属設備			
貯炭場容量	ton	180,000	
煙突高さ	m	100	150
冷却塔容量 (3 基合計)	m ³	4,852	

Table 4.3-2 TES3 2000 年生産実績及び熱効率状況

項目	単位	2000 年実績	備考
1. NeTugeneration of Electricity	GWh	382.1	
2. NeTugeneration of Heat			
District heating	T-cal	1,095.647	
Industrial Steam Extraction	T-cal	144.337	
3. Boiler Efficiency	%	78.2 / 75.6	LP / HP
4. Utilization Factor	%	27.8	
5. Boiler Operating Hours	h	41,485	
6. Turbine Operating Hours	h	33,836	

プラントは、2001 年現在、約 1,000 名の従業員（内 O&M 関係：約 600 名）により各組織を構成、運営されている。1996 年に、約 1,260 名であったものをこの 5 年で、約 260 名の人員削減を行っている。また、プラントの運転は、3 シフト×4 班（1 シフト約 50 名～70 名）にて交代勤務が行われている。

既設設備は、TES4 と同様に旧ロシア製であり、ロシア崩壊後、1996 年～2000 年まで主なドナーであるアジア開発銀行（ADB）の資金援助により、主に High-pressure 側のボイラについて、合計 6 基の改修工事を実施した。また、フィンランドの援助機関 Nordic Development Fund（NDF）からの資金援助により、High-pressure 側のタービン付属設備更新及び改造工事を実施している。Low-pressure 側のボイラについては、1 基を FBC ボイラに改造し、2000 年より運転を開始している。以下に改修工事の主な項目について示す。

(1) High-pressure 側ボイラ設備更新、改造項目

- － 燃焼設備更新（間接燃焼方式から直接燃焼方式への改造）
- － 計測設備、制御装置の更新
- － ボイラ主蒸気配管の更新及び emergency stop valve(ESV)の取付
- － 復水ポンプ（4 台）取替
- － タービン調整弁の取替
- － Venturi-scrubber 型集塵器の更新

(2) Low-pressure 側ボイラ設備更新、改造項目

- － No.3 ボイラを流動層ボイラに設備更新、制御装置を CRT-Operation に更新