

5.3 将来の補修計画

発電所の寿命を40年とし2025年までの運転継続を考慮すると、10年程度利用可能な灰捨て場を第5、第6と増設する必要がある他、将来の需要増に備え故障の多い80MWタービンの改修工事や環境規制に対応する環境対策設備、その他延命工事などに必要な補修資金を計画的に手当てする必要がある。将来の補修計画を Fig. 5.3-1 に示す。

外貨による資金援助が必要な大規模改修工事として2001年～2005年に実施されるウランバートル第4火力発電所改修計画（Phase-II）に続き、2006年～2010年にランクAに選定した改善効果の大きい改修工事を実施し、その後、2011年～2015年にはランクBに選定した老朽化が予想される設備の改修工事を実施する必要がある。

上記の改修工事と並行して、現在生産原価に対して7%程度である定常修繕費をTES4が実施していくランクCに選定した設備の更新工事を含め、設備の維持や工具の整備などを計画通りに実施できるように、日本並みの10～15%に増額する。

さらに、将来の需要に対応するタービンの改修や、運転継続に不可欠な灰捨て場の増設工事は大きな費用を要するためTES4の修繕費だけでは対応できないので、外貨の援助も必要な特別修繕工事として資金手当が必要である。

大規模改修工事	Phase-II (約70億円)	ランクA (約90億円)	ランクB (約47億円)	その他 延命工事
定常修繕 (含・ランクC)	2000年; 7%(2,800MTug) (含・第4灰捨て場)	2006年; 8% 徐々に比率を上げて補修体制を整備する	2011年; 10%	2016年; 12%
特別修繕工事	80MWタービン事前調査 第5灰捨て場 (10,000MTug)	80MWタービン 改修工事	第6灰捨て場 (10,000MTug)	環境対策

Fig.5.3-1 将来の補修計画

5.3.1 施工計画

ランク A とした設備の 2005 年～2010 年までの施工計画を Fig. 5.3-2 に、ランク B とした設備の 2011～2015 年までの施工計画を Fig. 5.3-3 に示す。

施工計画は、Phase-II の施工計画をベースとしたもので、燃料・化学の共通設備も電気・計装設備と同様に関連するボイラやタービンと同一工程となるのでボイラ設備とタービン設備のみ記載した。

これは、年別資金計画用に作成したものであり実際の施工計画作成にあたっては、補修対象設備の運用状況や季節要因を考慮する必要がある。

ランク C とした設備については、TES4 で施工計画を作成し順次実施するものとした。

5.3.2 工事費積算

今回選定した補修対象設備のうち、ランク A、ランク B とした設備の工事費積算結果をそれぞれ Table 5.3-1, Table 5.3-2 に示す。ランク A に選定した設備の総額費用は約 90 億円、ランク B は約 47 億円である。

Table 5.3-1 工事費積算結果（ランク A）

単位：百万円

項目	台数	合計		
		小計	外貨分	内貨分
1) 補助蒸気起動用減温減圧装置	2式	58	-	-
2) 給水ポンプ	6台	1,328	-	-
3) 復水ポンプ	6台	343	-	-
4) エキスパンションジョイント	6式	113	-	-
5) 真空系統バルブ	6式	227	-	-
6) 真空エジェクター	6式	60	-	-
7) 高圧・低圧給水加熱器	1式	790	-	-
8) 冷却塔機械式フィルタ	3台	241	-	-
9) タービン制御装置	6式	1,527	-	-
10) FDF、IDFモータ	8式	1,261	-	-
11) 高圧配開装置(6.6kV)	89台	659	-	-
12) 低圧配開装置(0.4kV)	1式	434	-	-
13) 発電機保護継電器	6台	325	-	-
14) 発電機用高圧開閉装置(10.5kV)	6台	531	-	-
15) 発電機変圧器用高圧開閉装置(210kV/110kV)	1式	81	-	-
16) コンベヤ石炭計量器	2台	14	-	-
17) 石炭分析装置	1式	102	-	-
18) No.3, No.4コンベヤのTV監視システム	1式	22	-	-
19) 消火システム	1式	7	-	-
20) 溶存酸素計	24台	12	-	-
21) 水処理制御装置	1式	111	-	-
22) スポットクーラ	8台	2	-	-
23) Erection work	1式	800	-	-
24) Base Cost TOTAL(1~23)	1式	8,248	7,011	1,237
25) Price Escalation	1式	0	0	0
26) SUB TOTAL(23~25)	1式	8,248	7,011	1,237
27) Physical contingency	1式	412	351	62
28) SUB TOTAL(26~27)	1式	8,660	7,361	1,299
29) Consulting Service	1式	340	340	0
30) Tax & Duties	1式	0	0	0
31) Interests during construction	1式	58	58	0
32) TOTAL	1式	9,058	7,759	1,299

Table 5.3-2 工事費積算結果（ランク B）

単位：百万円

項目	台数	合計		
		小計	外貨分	内貨分
1) ESP灰リーク補修	8式	504	-	-
2) ボイラスートブロワ	800台	2,621	-	-
3) 補助蒸気減温減圧装置	1式	29	-	-
4) 湿式集塵機	4台	69	-	-
5) ブルドーザー	18台	864	-	-
6) Erection work	1式	800	-	-
7) Base Cost TOTAL(1～6)	1式	4,087	3,474	613
8) Price Escalation	1式	0	0	0
9) SUB TOTAL(7～8)	1式	4,087	3,474	613
10) Physical contingency	1式	204	174	31
11) SUB TOTAL(9～10)	1式	4,291	3,648	644
12) Consulting Service	1式	340	340	0
13) Tax & Duties	1式	0	0	0
14) Interests during construction	1式	30	30	0
15) TOTAL	1式	4,661	4,018	644

5.3.3 年別資金計画

今回選定した補修対象設備のうち、ランク A、ランク B とした設備の工事費を施工計画に合わせて年別に資金展開した結果をそれぞれ Table 5.3-3, Table 5.3-4 に示す。

Table 5.3-3 年別資金展開（ランク A）

年	2006	2007	2008	2009	2010	2011	合計
比率	10%	5%	30%	35%	15%	5%	100%
資金（百万円）	906	453	2,717	3,170	1,359	453	9,058

Table 5.3-4 年別資金展開（ランク B）

年	2011	2012	2013	2014	2015	2016	合計
比率	10%	5%	30%	35%	15%	5%	100%
資金（百万円）	466	233	1,398	1,631	700	233	4,661

5.4 経済財務評価

前節 5.2 と 5.3 で述べた補修効果及び補修計画に基づき、ランク A の補修計画につき経済・財務評価を行った。

5.4.1 経済評価

(1) 前提

評価手法として代替法による便益費用分析を採用し、割引率として国債にあたる中央銀行債の 2000 年度の加重平均利率（8.6%）に近似する 9%を採用した。

評価期間は補修計画初年度の 2006 年より TES4 の 1 号機完成から約 40 年後（モンゴル国の長期計画で採用されている火力発電所の稼働期間）の 2025 年までの 20 年間とした。評価で考慮した補修効果を下記 Table 5.4-1 に示す。

Table 5.4-1 年別補修効果

効果	年	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1 所内率低減	GWh			8.8	17.6	26.3	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1
2 真空度向上 石炭消費減	石炭 /ton			6,300	12,600	18,900	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200
3 重油消費減	重油 /ton			262.5	525	787.5	1050	1050	1050	1050	1050
4 稼働率向上	GWh			136	136	408	544	544	544	544	544

効果	年	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1 所内率低減	GWh	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1
2 真空度向上 石炭消費減	石炭 /ton	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200
3 重油消費減	重油 /ton	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050
4 稼働率向上	GWh	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544

なお、外貨の現地通貨 Tug への換算にあたっては、ドルについては 2001 年 10 月の現地紙に掲載されたレート、1,100 Tug/US\$を、円については同日のレートである 121.26¥/US\$を採用し、円・Tug 換算レートを 9.07 Tug/¥とした。

また、便益費用算出にあたっては、外貨分については経済価格転換のため 2000 年の貿易額と関税額をもとに標準変換係数 0.98 を算出し、各々の設備投資額の外貨分（投資額の 85%）と重油代に同係数を適用した。

便益・費用に関し各々設定した前提は下記の通りである。

1) 便益設定

稼働率上昇相当分の能力を持った石炭火力を代替火力とし、出力規模は 100MW とした。出力規模算定に当たっては、補修計画実施によりもたらされる発生電力量増 544GWh/年を 8760 時間で除して得られる設備出力 62MW に、所内率 10%と稼働率 70%を考慮して算出したものである。

この代替火力の建設費と運転維持費を便益とした。建設費は 1kW あたり 15 万円とし総額 120 億円 (2001 年 10 月時点での換算で約 1090 億 Tug)、建設期間を 3 年とした。

また、運転維持費を建設費の 4%とした。

さらに、補修計画による販売電力増はロシアからの電力輸入の削減をもたらし、モンゴル国の外貨流出の削減に寄与することとなるので、稼働率上昇分と所内率減少による販売電力増をロシアからの輸入単価で乗じて評価した。なお、ロシアからの輸入単価は 2001 年のものを入手していないため、2000 年の 25 US\$/MWh を採用した。

2) 費用設定

費用として、補修計画の投資額と運転維持費として投資額の 2%を計上した。補修計画効果として、復水器真空度向上による石炭消費量の削減と、事故停止回数減少に伴う起動回数の削減による重油消費量の減少に伴う費用減を考慮した。

燃料費単価は TES4 の 2001 年の実績から、石炭についてはバガヌール炭 8,050 Tug/t とシベオボー炭 5,405 Tug/t の両単価を消費実績比である 7:3 で加重平均したものに輸送費分として 20%を加えた、8,708 Tug/t とした。また重油については 2000 年の単価 (156,494Tug/t) しか入手していないため、2001 年 10 月に現地紙に掲載された重油単価 21.57 US \$ /バレルを単位換算した 159,242 Tug/t を採用した。

(2) 評価

EIRR は計算不能のため、B(代替火力)/C(改修費)を見てみると 3.21 という結果になった。従って、補修計画はモンゴルの国民経済から見て実施するに値するプロジェクトであると評価できる。(Table 5.4-2 参照)

(3) 感度分析

経済性の強固さを確認するため、補修計画投資額、代替火力投資額、燃料費、ロシアからの電力輸入単価、Tug の対ドル為替レートをパラメーターにして、感度分析をおこなった。

以上の結果を Fig. 5.4-1 に示す。いずれの場合も B/C は 2 を下ることはなく、補修計画投資額が 20%増、代替火力投資額が 20%減、ロシアからの電力輸入単価が 4 US\$/MWh 下落して、Tug の対ドルレートが 1,900 Tug/US\$に下落する各事態が同時に発生した場合でも、B/C は 2.16 と十分な経済性を有している。

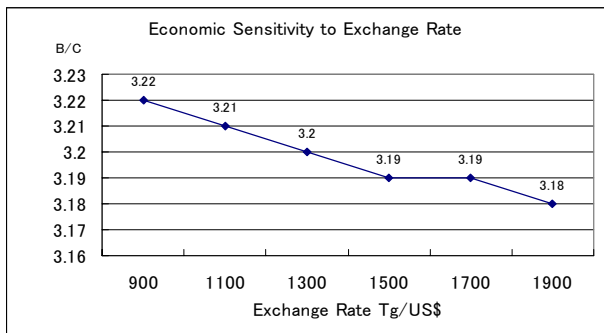
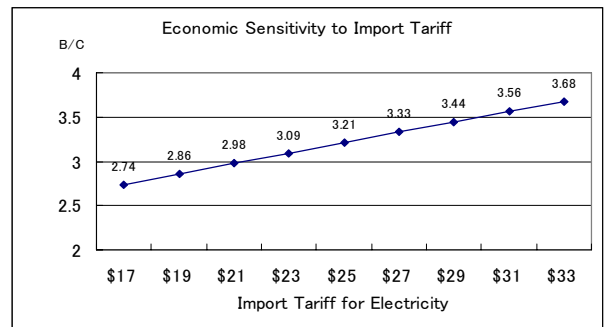
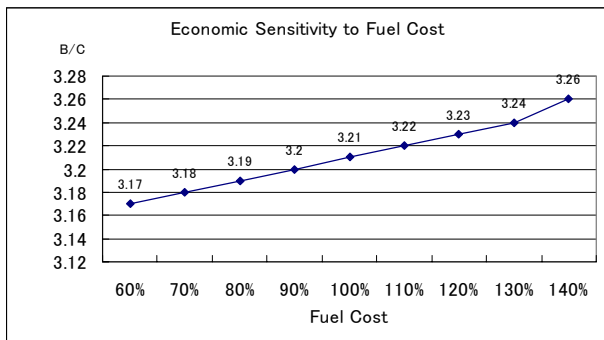
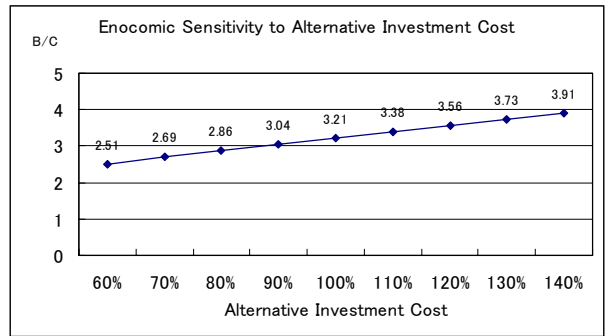
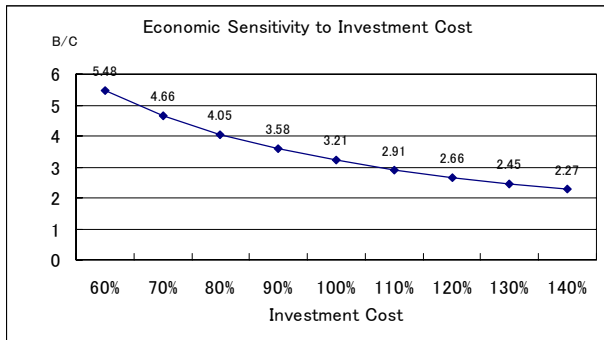


Fig. 5.4-1 經濟評估感度分析

5.4.2 財務評価

(1) 前提

評価方法は、補修計画がもたらす販売収入増と費用削減を便益として、補修計画に係わる投資と運転維持費を費用とした便益費用分析とした。財務評価の評価基準および割引率は、本来企業の資本コストを採るべきであるが、TES4 がこれまで国営企業であったこと、また、モンゴル国の金融・資本市場の未成熟さのため、適切な資本コストを求めることができないので、経済評価と同様の中央銀行債の 2000 年度の加重平均利率（8.6%）に近似する 9%を採用した。

補修計画評価期間は経済評価と同様に 2006 年から 2025 年までの 20 年間とした。また、経済評価と同様の補修計画効果を財務評価でも考慮した。

なお、便益・費用に関し各々設定した前提は下記の通り。

1) 便益設定

便益は電力・熱販売収入とした。料金単価は 2001 年度の TES4 の卸売単価、電力は 22.23 Tug/kWh、熱は 3,450.1 Tug/Gcal を採用した。販売量は補修計画がもたらす稼働率向上による販売量の増分とした。

また、補修計画の効果として所内電力が減少するので、これに相当する電力増を販売量に加算した。なお、熱については 2018 年まではウランバートル市の熱需要に抑制され生産能力の増加分が潜在化している。

2) 費用設定

変動費は 2000 年の実績から求めた変動費単価に 2001 年の石炭価格の上昇率 15%を乗じて得たものを 2001 年の変動費単価とした。2000 年の変動費単価は、電力については約 119 億 Tug の燃料費を販売電力量約 1,500 GWh で除した 7.8 Tug/kWh、熱については約 71 億 Tug の燃料費を販売熱量約 2,500 Tcal で除した 2,804 Tug/Gcal である。

これに石炭価格上昇率を乗じると、電力は 8.97 Tug/kWh 熱は 3,225 Tug/Gcal となり、これを 2001 年の変動費単価とした。

また、補修計画効果による費用減として、復水器真空度向上による石炭消費量の減少、事故停止回数減少に伴う起動回数の減少による重油消費量の減少を考慮した。

一方、補修計画で新たに設置された設備の O&M 費用を投資金額の 2%とし、費用増とした。

(2) 評価

FIRR は 3.83%であり、評価基準とした中央銀行債の利率 9%を大きく下回る結果となった。ちなみに B(改修効果)/C(改修費)は 0.69 であり企業経営からは不利であるが、先の経済評価では実施するに値するプロジェクトであるという結果が出ていることを考えると、この評価は料金水準が低いいためもたらされたものと考えられるので、TES4 の卸売価格の値上げが必要であることを示唆している。(Table 5.4-3 参照)

(3) 感度分析

上記の財務的な評価が、補修計画の投資額、燃料価格、電力・熱販売単価をパラメータにして、感度分析をおこなった。この結果は Fig. 5.4-2 のとおりである。

なお、補修計画が財務上採択可能となる IRR9%を達成するには、各パラメータ単独で、補修計画の投資額については 26%の減少、燃料価格については 52%下降、電力料金は 27.4Tug/kWh、熱料金は 11,250Tug/Gcal となる必要がある。

ちなみに、電力・熱料金を組合わせて考えた場合には、熱については原価の約半分しか料金回収できていないことを考慮して熱料金ほぼ 2 倍とした場合には、電力 25 Tug/kWh 熱 7,000 Tug/Gcal で IRR9%を達成することができる。

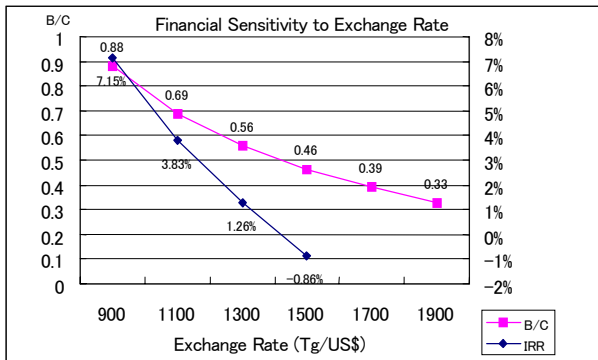
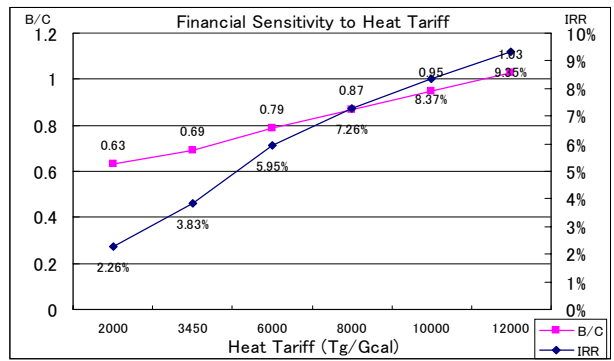
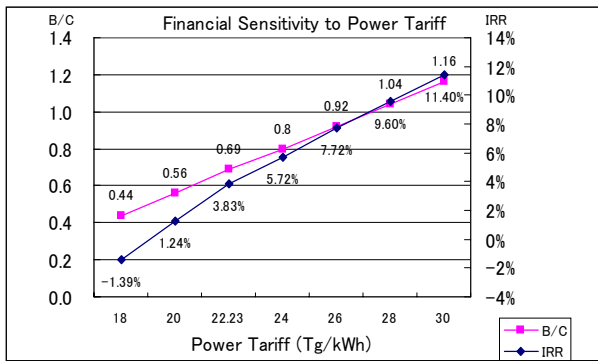
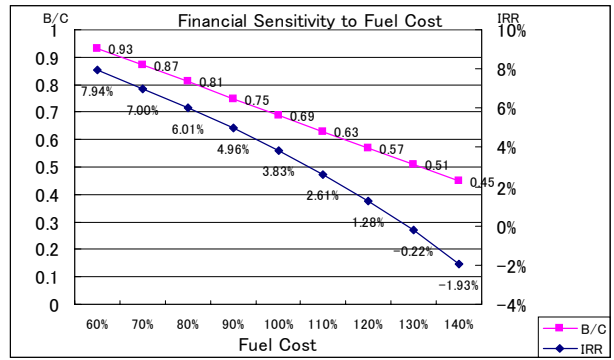
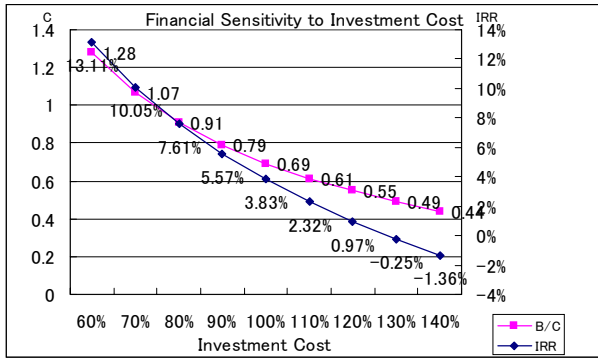


Fig. 5.4-2 財務評価感度分析

Table 5.4-3 財務評估

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
I. Revenue										
(1) Incremental Power Revenue										
(1) Power Output with Project	1,726	1,726	1,862	1,998	2,134	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270
(2) Power Output without Project	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726
(3) Incremental Power Output	0	0	136	272	408	544	544	544	544	544
(4) Unit Average Power Tariff	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23
(5) Unit Variable Cost	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97
(6) Unit Marginal Income	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26
(7) Incremental Gross Power Revenue	0	0	1,803,360	3,606,720	5,410,080	7,213,440	7,213,440	7,213,440	7,213,440	7,213,440
(8) Increase in O&M Cost		244,676	734,028	1,304,938	1,631,173	1,631,173	1,631,173	1,631,173	1,631,173	1,631,173
(9) Decrease in Oil Consumption			41,801	83,602	125,403	167,204	167,204	167,204	167,204	167,204
(10) Incremental Net Power Revenue	0	-244,676	1,111,133	2,385,383	3,904,310	5,749,471	5,749,471	5,749,471	5,749,471	5,749,471
2. Turbine Efficiency Increase			54,859	109,718	164,577	219,437	219,437	219,437	219,437	219,437
3. Incremental Heat Output										
(1) Heat Output with Project	3,059	3,192	3,310	3,474	4,150	4,279	4,412	4,547	4,686	4,828
(2) Heat Output without Project	3,059	3,192	3,310	3,474	4,150	4,279	4,412	4,547	4,686	4,828
(3) Incremental Heat Output	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(4) Unit Average Heat Tariff	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1
(5) Unit Variable Cost	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225
(6) Unit Marginal Income	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50
(7) Incremental Heat Sales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4. Reduction of Station Use			195,068	390,137	585,205	780,273	780,273	780,273	780,273	780,273
Total Revenue	0	-244,676	1,361,060	2,885,238	4,654,092	6,749,180	6,749,180	6,749,180	6,749,180	6,749,180
II Expenditure										
I. Investment Cost	8,155,866	4,077,933	24,467,597	28,545,529	12,233,798	4,077,933				
Annual Cash Flow	-8,155,866	-4,322,609	-23,106,536	-25,660,291	-7,579,706	2,671,247	6,749,180	6,749,180	6,749,180	6,749,180

FIRR 3.83%
B/C 0.69

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270
	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726
	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544
	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23	22.23
	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97	8.97
	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26	13.26
	7,213,440	7,213,440	7,213,440	7,213,440	7,213,440	7,213,440	7,213,440	7,213,440	7,213,440	7,213,440
	1,631,173	1,631,173	1,631,173	1,631,173	1,631,173	1,631,173	1,631,173	1,631,173	1,631,173	1,631,173
	167,204	167,204	167,204	167,204	167,204	167,204	167,204	167,204	167,204	167,204
	5,749,471	5,749,471	5,749,471	5,749,471	5,749,471	5,749,471	5,749,471	5,749,471	5,749,471	5,749,471
	219,437	219,437	219,437	219,437	219,437	219,437	219,437	219,437	219,437	219,437
	4,943	5,061	5,180	6,542	6,657	6,657	6,657	6,657	6,657	6,657
	4,943	5,061	5,180	5,185	5,185	5,185	5,185	5,185	5,185	5,185
	0	0	0	1,357	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472
	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1	3,450.1
	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225
	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50	225.50
	0	0	0	306,004	331,936	331,936	331,936	331,936	331,936	331,936
	780,273	780,273	780,273	780,273	780,273	780,273	780,273	780,273	780,273	780,273
	6,749,180	6,749,180	6,749,180	7,055,184	7,081,116	7,081,116	7,081,116	7,081,116	7,081,116	7,081,116
	6,749,180	6,749,180	6,749,180	7,055,184	7,081,116	7,081,116	7,081,116	7,081,116	7,081,116	7,081,116

5.4.3 資金計画

TES4 が今後 2025 年まで操業を続けるために必要な維持補修費用は、5.1,5.2 節に記載したランク A の補修計画のみならず、5.3 節で述べたように、老朽化対策として必要なランク B 補修、定常補修として必要なランク C 補修、1, 5, 6 号機のタービン改修、灰捨場増設に係わる費用等が挙げられる。

上記費用を年度展開したものが Table 5.4-4 である。なお、各補修は実施にあたり詳細な調査の上、所要金額・実施年を確定すべきものであり、同表に表示した金額・実施年はおおよその目安的なものでしかない。

また、この所要資金の調達に関しどのような問題があるか予想財務諸表を作成した。なお、作成にあたっては下記前提を設定した。

現地調査後 2001 年度の財務諸表を入手したので、これを基点として予想財務諸表を作成した。但し、2001 年度のもは現地調査後の入手のため、TES4 との間での数値の調整はなされていない。なお、2001 年度に Phase-I の円借に係わる利息合計が引当金として計上されており、この会計処理は妥当性に欠けるが、長期引当金に仮計上した。

(1) 資金計画

- 1) Phase-II の借入条件をベースとした。すなわち、円借 85% (利子 1.11%、返済期間 20 年、返済猶予 7 年間) とし、国内調達 15% (利子 35%、返済期間 5 年、返済猶予は建設期間) とした。
- 2) 建中利子は自己資金で支払うものとした。
- 3) 国内調達資金の利子率については、モンゴル中央銀行のヒアリングによると、調査時点では商業銀行の貸出は最長 1 年間のものしかなく優良企業に対する金利は 2~3%/月とのことであり、年率 35%とした。
- 4) 借入条件等の異なる下記 7 ケースを設定した。
 - ケース 1: Phase-II 円借ベース
 - ケース 2: Phase-II の円借を除き全額自己資金による調達の場合(但し、モンゴルの外貨準備が乏しく外貨分は海外から借入せざるをえないため、現実的ではない)
 - ケース 3: ケース 1 の条件の内、外貨分の金利を 30% (中央銀行統計による 2000 年の短期貸出平均金利) とした場合
 - ケース 4: ケース 3 で各年のキャッシュフロー残高をプラスとするための許容金利 10%を外貨分金利とした場合
 - ケース 5: 外貨借入条件をより現実的なものとするため、返済期間を 5 年間 (返済猶予は建設期間) 、金利を 30%とした場合

ケース 6： ケース 5 で各年のキャッシュフロー残高をプラスとするための許容金利 5.5%を外貨分金利とした場合

ケース 7： ケース 5 で各年のキャッシュフロー残高をプラスにし、また債務超過にならないようにするための最低販売単価(電力 33.35Tug/kWh 熱 6,900Tug/Gcal) とした場合

(2) 貸借対照表

- 1) 各年のネットキャッシュフローは全て現預金に計上した。
- 2) 短期投資は 2001 年の水準のまま零とした。
- 3) 売掛金は 2001 年の水準のままとした。
- 4) 棚卸資産は 2001 年の水準のままとした。
- 5) TES4 の現在の会計方法に基づき償却率 10%の定額法による減価償却とした。これにより、2000 年の簿価の 10%を減価償却費とし計上し、また各年の補修額(定常的なランク C は除く)を当該年に建設仮勘定に計上し、同額を翌年に資産計上した。なお、2000 年時点での固定資産は、簿価に対する償却率が 30%であり、2007 年には償却済みとなるので 2008 年に除却扱いとした。同様に償却年数 10 年を経過したものについても順次除却扱いとした。
- 6) 買掛金は 2001 年の水準のままとした。
- 7) その他の短期債務は 2001 年の水準のままとした。
- 8) 長期借入は補修費(定常的なランク C を除く)に係わる借入金を計上した。
- 9) 資本項目については 2001 年度に大幅な減資があり、この減資後の資本金額に変化がないものとした。

(3) 損益計算書

- 1) 販売電力・熱量は Table 3.2-2 (2)と Table 3.3-1(2)の需給予想に基づいた。但し、電力については 2011 年には発電量が TES4 の設備能力の上限に達するため、同年以降は販売電力量は一定となり、また熱については 2021 年以降は年 1.5%の伸びとした。
- 2) 販売単価はセクター改革の途上であり、今後どのような展開となるか予想できないため、また、恣意的な仮定を置くよりは、2001 年の水準で推移した場合どの

ようになるかを見極めた方が資金上の問題点が明確になるので、2001年の単価を採用した。

- 3) 燃料費は、2001年度の生産原価内訳が不明のため、2000年度の売上高比率により算出した。
- 4) 2002年以降の減価償却費は各年の補修額（定常的なランク C は除く）の10%を翌年に計上した。
- 5) 修繕費はランク C の金額を計上した。
- 6) 人件費他は2001年水準のままとした。
- 7) 一般管理費は2001年水準のままとした。
- 8) 営業外費用は補修費に係わる借入利息のみとした。
- 9) 法人税率は40%とした。

(4) 各ケース評価

1) ケース 1（円借ベース：外貨金利 1.11% 返済期間 20 年）

各年度ともキャッシュフローはプラスであるが、当期利益は2014年まで赤字で累積利益も2025年になって黒字転換する。このため政府保有の資本は2024年まで減損を生じている。また、負債率もほとんどの年で80%を超えており脆弱な財務構造となっている。一方ROAは外貨と内貸の合成借入金利の6%を超えるのは2021年以降であり、その他の年度はほとんどの年度でマイナスか6%をはるか下回る水準となっている。キャッシュベースで見た費用と売上げの比率に近似するワーキングレシオは70%前後で推移しており、やや高めとなっている。デットサービスレシオは最低1は必要であるが、2007年以降は1以下の水準となっている。自己金融比率は各年の投資額と返済額に波があるためまちまちの数値となっているが、概ね問題ないものと考えられる。

現預金として多額に蓄積されたキャッシュフローを、資金需要を見ながら買掛金や負債の早期返済に使うことにより、財務状態の改善を期待することができる。

2) ケース 2（Phase-II の円借を除き借入金なしの場合）

各年度ともキャッシュフローはプラスであるが、当期利益は2008年以降黒字転換し、また累積利益も2018年以降に黒字転換する。このため、ケース 1 よりは短期間であるものの2017年までは資本の減損を生じる。負債率は2010年までは

70%台まで達しているが、以降は毎年負債率が減少し 2025 年には 16%までに減少している。一方 ROA は 2008 年から 2014 年までは 3~4%で推移し、2015 年から 2019 年の間には 6%以上に上昇し、2020 年以降は 10%以上にまで上昇している。ワーキングレシオはほとんどの年で 60%台であり、ほぼ問題のない水準で推移している。デットサービスレシオは多くの年度で 1 以上を達成しており、また自己金融比率も借入をしていないこともあり、問題のない水準となっている。

ケース 1 と同様、資金需要を見ながらキャッシュフローを買掛金や負債の早期返済に使うことにより、さらなる財務状態の改善を期待することができる。しかしながら、このケースは外貨調達にモンゴル国内で自由にできることを前提としており、モンゴルの外貨準備の現状を考えると、海外から外貨借入をする必要があり現実的ではない。

3) ケース 3 (外貨金利 30% 返済期間 20 年)

2005 年以降キャッシュフローはマイナスであり、また債務超過となっている年度もあり、倒産状態にある。

4) ケース 4 (外貨金利 10% 返済期間 20 年)

各年度のキャッシュフローがプラスになる外貨金利としたケースであるが、2007 年以降債務超過となっている。

5) ケース 5 (外貨金利 30% 返済期間 5 年)

外貨借入条件をより現実的な条件としたものであるが、2005 年以降キャッシュフローはマイナスであり、また債務超過となっている。

6) ケース 6 (外貨金利 5.5% 返済期間 5 年)

各年度のキャッシュフローがプラスになる外貨金利としたケースであるが、2008 年以降ほとんどの年度で債務超過となっている。

7) ケース 7(外貨金利 30% 返済期間 5 年 料金:電力 33.35Tug/kWh 熱 6900Tug/Gcal)

ケース 5 の借入条件を前提に各年度ともキャッシュフローがプラスになるような料金設定したものであるが、当期利益は 2014 年までは多くの年は赤字であり、その後は黒字転換するものの、累積利益は 2021 年になって黒字転換する。このため政府保有の資本は 2020 年まで減損を生じている。また、負債率も多くの年で 80%を超えており脆弱な財務構造となっているが、2020 年以降は急速に改善している。一方 ROA は最高 25%を超える年度もあるが、外貨と内貸の合成借入金利の 31%を超える年度はない。ワーキングレシオは 2019 年まではほぼ 70%以上で推移しており、以降は 60%から 50%へと減少している。デットサービス

レシオは、2021年までは1以下の水準となっているが、2022年以降は改善している。自己金融比率は各年の投資額と返済額に波があるためまちまちの数値となっているが、多くの年度では問題ないものと考えられる。

資金需要を見ながらキャッシュフローを買掛金や負債の早期返済に使うことにより、財務状態の改善を期待することができる。

(5) 評価

ケース1、3、4は、外貨分借入れの返済期間を20年と仮定したものであるが、円借のように1%といった低い金利でないと成り立たない。将来的に円借娥供与されるかどうかは不明であり、民営化を将来的に行う場合にはケース1も有りえない選択である。

ケース2は所要資金が全て自己資金で賄うことができれば可能となるケースであるが、現実には外貨が必要であるので、このケースも成立しえない。

上記7ケースのうち、将来民営化の可能性のある株式会社として直面するケースはケース5であるが、ケース6のように非現実的な低い金利を適用しても債務超過となり成立しないため、ケース7のように料金値上げをせざるを得ない。

このためには、まず第1に、会計処理の適正化と資産再評価および減価償却年数の正常化を行い、これにより現在の財務状況をより正しく反映した財務諸表を作成することが必要である。

次にモンゴルの金融市場では事実上長期貸出が行われておらず、借入条件が不明である。このため、金融市場の整備は不可欠であり、またTES4としては、個々の借入れについての交渉の中で借入条件を明確にした上で、料金値上げの中や時期あるいは内貸を自己資金で行うか等を含考慮したうえで計画をたてる必要がある。

Table 5.4-5 資金計画 (ケース1) (単位: 百万 Tug)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
A. Asset																										
1. Current Asset																										
Ca	616	13,958	26,684	36,075	44,539	53,068	59,752	64,356	69,747	77,972	87,925	96,731	101,616	107,805	113,881	119,247	126,969	133,009	140,383	145,877	154,050	163,223	170,060	176,678	184,864	
Short-term	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Accounts	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	14,048	
Allowance for doubtful																										
Invento	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	6,833	
Prepaid	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	
Other	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	5,095	
Total Current Assets	21,497	34,639	47,565	56,956	65,420	73,949	80,633	85,227	90,628	98,653	108,809	117,612	122,427	128,696	134,762	140,129	147,890	153,890	161,264	166,758	174,931	184,104	190,841	197,559	205,745	
2. Non-current Asset																										
2.1. Tangible																										
Gross	189,386	170,197	176,977	206,847	236,897	240,527	255,397	120,158	147,628	176,168	184,068	196,647	209,917	195,097	169,367	170,037	159,877	170,597	161,127	137,097	124,857	111,467	91,417	76,367	72,057	
Accumulated	-52,396	-69,416	-87,113	-107,798	-131,487	-155,539	-181,079	-50,776	-65,538	-83,155	-97,222	-116,076	-130,288	-119,927	-106,824	-120,188	-121,285	-131,265	-119,908	-105,077	-92,323	-80,080	-68,758	-58,758	-47,654	
Construction in	811	6,780	29,870	30,040	3,640	14,870	7,080	27,470	28,540	12,240	13,380	20,050	15,050	4,310	4,310	4,510	18,000	18,000	4,510	0	0	0	0	0	0	
Livest	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total tangible asset	117,801	107,561	119,733	129,089	109,040	99,857	81,399	69,852	110,629	105,253	100,239	100,621	94,679	79,460	66,653	54,959	56,392	57,332	45,729	32,020	19,534	6,397	-7,651	-8,391	-15,597	
2.2. Intangible	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Good																										
Pat																										
Copyri																										
Organizational																										
Other intangible																										
Total intangible asset	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.3. Investment and other	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total Non-current Asset	117,801	107,561	119,733	129,089	109,040	99,857	81,399	69,852	110,629	105,253	100,239	100,621	94,679	79,460	66,653	54,959	56,392	57,332	45,729	32,020	19,534	6,397	-7,651	-8,391	-15,597	
Total	139,298	142,400	167,298	186,045	174,460	173,807	162,038	155,080	201,257	204,105	209,042	218,233	217,178	208,165	201,615	194,488	204,242	211,221	206,994	198,778	194,464	192,491	190,187	189,168	190,148	
B. Liabilities and Owners' Equity																										
1. Liabilities																										
Accounts	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	17,802	
Social and health insurance	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	
Other	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
Short-term	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	846	
Allowance for short-term																										
Total short-term liabilities	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	18,963	
Long-term	38,071	44,851	74,721	102,431	103,441	115,681	118,461	139,911	160,161	164,981	170,951	182,501	185,501	177,731	169,961	161,101	168,181	173,311	164,951	150,731	138,971	128,371	115,861	103,351	92,191	
Long-term bond																										
Other long-term	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	
Allowance to long-term	13,762	12,742	11,722	10,722	9,772	8,882	8,052	7,282	6,572	5,912	5,312	4,772	4,292	3,872	3,512	3,202	2,952	2,762	2,632	2,562	2,562	2,552	2,552	2,552	2,552	
Total long-term liabilities	53,812	59,572	86,422	115,132	115,192	128,542	128,432	148,172	168,172	172,872	178,242	189,532	191,772	183,592	175,492	169,282	173,112	178,032	169,592	155,272	143,592	132,892	120,392	107,892	96,722	
Total	72,775	78,535	107,385	134,095	134,155	145,505	147,455	167,155	187,155	187,855	197,205	208,515	210,795	202,545	194,415	185,245	192,075	197,015	188,525	174,235	162,465	151,895	139,355	128,845	115,885	
2. Owners' Equity																										
	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	
Total	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	69,998	
Total	139,298	142,400	167,298	186,045	174,460	173,807	162,038	155,080	201,257	204,105	209,042	218,233	217,178	208,166	201,615	194,488	204,242	211,221	206,994	198,778	194,464	192,491	190,187	189,168	190,148	
Retained earnings (loss)	-3,475	-6,132	-10,084	-18,047	-29,892	-41,895	-55,422	-65,043	-76,415	-87,727	-98,160	-107,279	-115,556													

