第9章　経済・財務分析

9.1　経済分析

9.1.1　評価手法

下記費用項目、便益項目、および支出スケジュール、プロジェクト・ライフに基づきキャッシュ・フローを作成し、算出された各年の便益と費用を投資基準年度（初年度）の現在価値に引き直す。新規発電ユニットの建設プロジェクトでは、その費用と便益の現在価値を等しくするような投資の収益率、すなわち経済内部収益率（Economic Internal Rate of Return; EIRR）を算出する。

$$\sum_{t=1}^{n}\frac{Bt-Ct}{(1+r)^{t}}=0$$

算出したEIRRは、ハンガリーにおける社会的機会費用等と比較し、プロジェクトのフィージビリティーを判定する基準とする。 EIRRが高いということは、対象プロジェクトの当該国における優先順位が高いことを意味する。

純現在価値（NPV）と費用・便益比率法（B/C Ratio)も評価の指標として使用する。

既存施設の改善プロジェクトの場合は、改善の対象はボイラおよび関連設備のみであり、基本的には、天然ガス燃焼と微粉炭燃焼プラス外部脱硫装置という２つの選択肢となる。技術的な選択肢が限定されているいる上、評価上の技術的制約から、対象プロジェクト（分母）と代替プロジェクト（分子）の総費用の現在価値の比率を求める便益費用比率法を採用した。その比率が1.0以上になれば対象プロジェクトは経済的に妥当であるといえる。

9.1.2　経済コストへの変換

ハンガリーの通貨であるフォリント（HUF）の為替相場は、政府・中央銀行の管理の下にはあるが、資本取引、貿易取引等に基づく実際の需給を反映し頻繁に変更されている（趨勢的には、切り下げられてきている）。公表されている切り下げ幅は月間1.2%（年間14.4%）であるが、結果的には年度によって調整された幅は異なっている。95年および96年は20%前後調整（切り下げ）されており、ほぼインフレ率に見合っていると言えよう。従って、公定レートと実勢レートの乖離、あるいは実勢レートのゆがみを議論する必要はないと考えられる。また、火力発電所建設プロジェクトの経済評価では労働等の非貿易財のシェアーがコスト全体に比して小さいことから市場価格を使用している例が多い。従って、本調査においては、価格のゆがみを修正するため以下の手法をとることとする。

1) 輸入品に対する輸入関税を市場価格より取り除く。輸入課徴金制度は95年3月に導入された緊急経済対策の一環として実施されてきたが、当初の8%から現行の6%となり、97年3月からは4%になる予定である。

2) HUFの為替相場が趨勢的に切り下げられていることから、HUF建でコストを算出すると過小評価の恐れがあることから、米ドル建でコストを算出する。

1 US$ = 161.06 HUF (1997年1月2日)

9.1.3 運転計画

燃料費等を算出するための前提として、第3章 ボルショド発電所の最適開発計画にて詳述された運転時間、発電量、発熱量の関係を以下の通りまとめた。

(1) 新設ユニット

ボルショド発電所の発電計画は、新設の150MWユニットが100%復水運転にて、年間7,200時間運転された場合、2005年時点で986Gwh／年が達成されるというものである。この計画はMVMと「覚え書き」にて両者が確認しているということであった。しかし、7,200時間／年は定期点検修理等を除いた物理的に運転可能な時間の上限であり、現実的ではないので、ハンガリー発電システムで定義された、ベースロード発電レベルの利用率を適用することが妥当である。従って、本調査では6,000時間／年、年間利用率68.5%をベース・ケースとした。

(単位：年)

年間運転時間	発電量（GWh）（送電端ベース）	入熱量（TJ）
(ﾍﾞｰｽｹｰｽ) 6,000	822.0	8,248.0
(以下、感度分析) 4,000	548.0	5,498.7
5,000	685.0	6,873.3
7,200	986.4	9,897.6
(時間当り)	(137.0 MW)	(1.3747 TJ)

(2) 既存施設改善

既存施設も設備能力上は発電も可能であるが、本評価においては、既存施設は熱・蒸気供給のみの稼働を考える。供給契約熱量が2,780TJ/a とすると、ボイラの平均効率87.0%、所内消費6.0%であるから、以下の計算の通り3,399.4 TJ/aの熱量を発生させる必要がある。従

って、燃料費はこの熱量を使って計算する。また、微粉炭燃焼の場合、天然ガスよりボイラ効率は5%低いので必要な熱量はその分多くなる。

(単位：年)

供給契約熱量 (TJ)	入熱量（TJ）(天然ガス)	入熱量（TJ）(微粉炭燃焼)
(ﾍﾞｰｽｹｰｽ) 2,780	3,399.4	3,606.6
(感度分析) 10% Down	3,059.5	3,245.9

9.1.4 便 益

経済評価における便益、費用は、当該国経済全体に及ぼす便益を国民経済的観点から算出されるので、一私企業の損益上の観点からなされる財務分析とはその評価手法、計量化手法が異なる。本調査における手法は以下の通りである。

(1) 150MW新設ユニット

新設プロジェクトにおいては、選定された対象プロジェクトを実施することによって支出を免れる代替プロジェクトの総コスト（プラント・機器代金、建設コスト、維持運転費用等）を便益とする、代替設備アプローチを採用した。

代替プロジェクトは、対象プロジェクトと同等の発電能力を有し、かつ環境改善・保持の見地からも同等の水準を有する発電設備の中から、当該発電所のベース負荷、中間負荷、ピーク負荷の状況に応じて、代替プロジェクトとして最も適合した、微粉炭燃焼（湿式脱硫装置付き）形式を選定した。

燃料はどちらのケースも国内炭と海外炭とを熱量ベース比率1:1で混焼させる。

(2) 既存施設の改善

この部分（サブ・プロジェクト）の対象は既存ボイラ4基および関連機器類である。コストと便益の計上方法は新設プロジェクトと同様である。すなわち、対象プロジェクト（天然ガスと重油の混焼用に既存ボイラを改善すると共に関連設備を改造する）の実施により支出を免れる代替プロジェクト（国内炭・海外炭混合の微粉炭燃焼とし、半乾式脱硫装置を導入する）のコストを便益と見なした。

9.1.5 費 用

(1) 建設コスト

97年を基準年とする、建設コスト見積もりは第8章8.2にて以下の通り算出された。総工事費と直接工事費の差額はContingency（予備費）およびEngineering Feeの合計である。なお、経済分析では工事費には関税は含めない。

プロジェクト種別		コスト種別	百万HUF	百万US$
新設ユニット	対象プロジェクト	総工事費	24,223.8	150.402
		直接工事費	21,000.8	130.391
	代替プロジェクト	総工事費	22,623.3	140.465
		直接工事費	19,533.6	121.334
既存施設改善	対象プロジェクト	総工事費	7,435.5	46.160
		直接工事費	6,289.2	39.043
	代替プロジェクト	総工事費	9,835.6	61.068
		直接工事費	8,301.2	51.541

(2) 建設費支出スケジュール

1) 新設ユニット

建設スケジュールおよび支出スケジュールも第8章8.2にて報告の通り、建設期間は5年、建設費は以下のスケジュールにて支出される。

Year	Proposed Project (CFBC)		Alternative Project (PCF+FGD)	
		(1,000 US$)	(%)	(1,000 US$)
1st Year(1997)	0.41	620.9	0.26	369.4
2nd Year(1998)	19.30	29,020.2	18.91	26,556.6
3rd Year(1999)	41.57	62,517.1	41.78	58,686.2
4th Year(2000)	29.60	44,521.3	29.73	41,764.8
5th Year(2001)	9.12	13,722.8	9.32	13,088.3
Total	100.00	150,402.3	100.00	140,465.3

2) 既存施設改善

建設スケジュールおよび支出スケジュールは第8章 8.2にて報告の通り、建設期間は5年あるが4年目から運転開始となる。建設費は以下のスケジュールにて支出される。

Year	Proposed Project(Natural Gas)		Alternative Project(PCF+FGD)	
	(%)	(1,000 US$)	(%)	(1,000 US$)
1st Year(2001)	25.90	11,957.0	22.87	13,965.9
2nd Year(2002)	33.35	15,396.7	28.46	17,378.9
3rd Year(2003)	39.48	18,222.4	38.46	23,486.3
4th Year(2004)	0.88	404.2	0.60	367.6
5th Year(2005)	0.39	180.1	9.61	5,869.2
Total	100.00	46,160.4	100.00	61,067.9

(3) 燃料費

1) 単 価

(a) 石炭価格（国内炭） 4,563 HUF/ton
（平均熱量：9.00GJ/ton） （熱量ベースでは、507 HUF/GJ）

（海外炭） 8,141 HUF/ton
（中東欧・CIS地域からの輸入を想定） （熱量ベースでは、318 HUF/GJ）
（平均熱量：25.60GJ/ton）

(b) 天然ガス価格 18 HUF/m^3
（平均熱量：33.94MJ/m^3 （熱量ベースでは、530 HUF/GJ）

(c) 重油価格 56,000HUF/t
（平均熱量：41.00 MJ/m^3） （熱量ベースでは、1,365.85 HUF/GJ）

2) 燃料費

9.1.3 運転計画の項にて規定された入熱量と、上記 1)の単価（熱量ベース）とを掛け算して燃料費を算出した。

(a) 新設ユニット

対象プロジェクトの燃料は国内炭と海外炭を熱量ベースで 1:1 の混焼とする。微粉炭燃焼の場合は、総入熱の 90%を石炭から、残り 10%を補助燃料として天然ガスから得るものとする。また、CFBC ボイラより熱効率が 5%低いので燃料費は 5%高となる。

i) 対象プロジェクト

(507 HUF/GJ + 318 HUF/GJ)/2 x 10^3 x 8,248 TJ/y

= 3,402,300.0 thousand HUF/y

= 21,124.4 thousand US$/y

ii) 代替プロジェクト

(507 HUF/GJ+318 HUF/GJ)/2x10^3 x8,248TJ/y x90%x1.05

= 3,215,173.5 thousand HUF/y

= 19,962.6 thousand US$/y

補助燃料コスト（天然ガス）：

530 HUF/GJ x 10^3 x 8,248 TJ/y x 10%

= 437,144.0 thousand HUF/y

= 2,714.2 thousand US$/y

合計：22,676.8 thousand US$/y

(b) 既存施設改善

各燃焼方式における総入熱量の計算は以下の通りである。

総入熱量 =(供給熱量) x (ボイラ効率) x (1 — 所内消費)

天然ガス： 2,780TJ/ y／0.87／0.94 = 3,399.4 TJ/y

微粉炭燃焼： 2,780TJ/ y／0.82／0.94 = 3,606.6 TJ/y

i) 対象プロジェクト(天然ガス)

530 HUF/GJ x 10^3 x 3,399.4 TJ/a = 1,801,682 thousand HUF/y

= 11,186.4 thousand US$/y

重油は天然ガスの供給停止時等の緊急時の場合の代替燃料とみなす。常時3,000m³の備蓄を必要とするが、石炭火力の代替燃料でもあるので、ここではコストに加えないこととした。

ii) 代替プロジェクト(微粉炭燃焼、国内炭・海外炭各50%)

新設プロジェクトと同様に、総入熱の90%を石炭から、残り10%を補助燃料として天然ガスから得るものとし、かつボイラの燃焼効率は天然ガスに比べ5%低いので総入熱量が5%多いものとする。

(507+ 318)/2 HUF/GJ x 10^3 x 3,606.6 TJ/a x 90% =1,338,950.3 thousand HUF/y
= 8,313.4 thousand US$/y

補助燃料としての天然ガス： 1,186.8 thousand US$/y

合計： 9,500.2 thousand US$/y

(4) 環境対策用脱硫剤

1) 新設ユニット

脱硫剤としてlimestoneを以下の通り消費する。

	Proposed Project	Alternative Project
【価格】	1,700～2,800 HUF/t	2,900～4,100 HUF/t
消費量:	燃料1,375GJ/h当たり18.4t/h	燃料1,444GJ/h当たり13.3t/h
単価:	18.4t/h x 2,800HUF/t /1,375GJ/h = 37.47 HUF/GJ	13.3t/h x 4,100HUF/t /1,444GJ/h = 37.76 HUF/GJ

【消費額】

Proposed Project	Alternative Project
37.47 HUF/GJ x 8,248 x 10^3GJ/y	37.76 HUF/GJx8,248 x 90%x1.05x10^3GJ/y
= 309,052.6 thousand HUF/y	= 294,315.0 thousand HUF/y
= 1,918.9 thousand US$/y	= 1,827.4 thousand US$/y

2) 既存施設改善

Limestone に替えて、新設ボイラから生成される副生物を利用するのでコストは発生しない。

(5) その他の前提条件

Parameters	Proposed Project	Alternative Project
所内電力消費：		
- Power	8.7%	8.7%
- Energy	6.0%	6.0%
熱効率	87.0%	82.0%
最大稼働時	7,200 hours	7,200 hours
設備運転停止：		
- 定期修理	760 hours	760 hours
- 強制停止	800 hours	800 hours
年間運転時間 (ﾍﾞｰｽｹｰｽ)	6,000 hours	6,000 hours
(稼働率)	(68.5%)	(68.5%)
経済運転期間（年）		
新設ユニット	25 years	25 years
既存施設改善	15 years	15 years

(6) 運転維持費用

1) 新設ユニット

直接工事費（総コスト－予備費－EngineeringFee）に対する一定比率とする手法が一般的である。EGI の F/S では 2.5%／年であったが、フランス等の CFBC ボイラの運転経験を生かし、効率の向上が期待できるので 2.1%/a とする。一方、微粉炭燃焼方式は CFBC に比べ石炭粉砕機器、および脱硫装置の消耗が激しく部品の取替え費用が高いことから 2.8%/y とする。

Proposed Project	Alternative Project
2.1%/y	2.8%/y

2) 既存施設改善

通常、天然ガス燃焼方式のボイラーおよびその他機器の維持費用は、石炭火力のCFBCボイラ等に比べても低コストであるが、既存施設全体が老朽化していることを勘案通常よりは高めに設定した。

Proposed Project	Alternative Project
2.5%/y	3.2%/y

(7) 直接人件費

ここでは発電部門の人件費のみを計上し、その他間接部門費用は、(7)その他運転費用に含めた。代替プロジェクトでは脱硫装置要員（20人）が必要。

	Proposed Project	Alternative Project
【新設ユニット】	110人	110人
脱硫装置：	---	20人
給料および付帯費用：	1,209,600 HUF／人 (7,510 US$／人)	同左
合計	133,056 thousand HUF (826.1 thousand US$)	157,248 thousand HUF (976.3 thousand US$)

【既存施設改善】	55人	70人
給料および付帯費用：	1,209,600 HUF／人 (7,510 US$／人)	同左
合計	66,528 thousand HUF (413.1 thousand US$)	84,672 thousand HUF (525.7 thousand US$)

(8) その他運転費用

その他運転費用（間接・管理部門の人件費、物件費等）として、ハンガリーおよび他国のF/S事例を参考にして、維持運転費用と同じく直接工事費に対して下記の比率で計上する。湿式脱硫方式の場合（新設プロジェクトの代替案）、工業用水および副生物処理の費用が多くなることを勘案し比率を高くした。

	Proposed Project	Alternative Project
新設ユニット：	3.9%/y	4.3%/y
既存施設改善：	3.9%/y	4.3%/y

(9) 環境対策費用

150MWユニット新設の場合、CFBC案もPFC＋FGD案も燃焼後、ボイラから排出されるスラッジ・スラリーの処分が必要であり、処分場に不透水シートシステムを敷設する。この敷設費用は以下の通り1997年を第1年として6年毎に継続的に発生する。

(Unit : HUF)

環境対策費用	1997年	6年毎	Total
不透水ｼｰﾄｼｽﾃﾑ	91,267,600	90,067,600	451,538,000
(US$)	(566,668)	(559,218)	(2,803,539)

9.1.6 社会的機会費用

ハンガリー国の電力プロジェクトに適用される社会的機会費用は、世界銀行が実施した借款で採用された12.0%とした。

9.1.7 分析結果

上記の前提に基づき算定した便益および費用のフローをもとに、対象プロジェクトと代替プロジェクトのNet Present Value（便益－費用）、便益・費用比率（B／C）、および等価割引率（EIRR）の計算結果はTable 9.1.1（新設ユニット）、およびTable 9.1.2（既存施設改良）の通りであるが、概略は以下の通りである。

(1) 純現在価値（NPV）と便益費用比率（B／C）

プロジェクトの便益と費用を現在価値に引き直すための割引率は、MVMが発電所の採算を評価し、Capacity Charge等の金額を算出するために使用している8.0%とした。分析の結果は以下の通り、新設ユニット、既存施設改善、どちらの場合も、対象プロジェクトは代替プロジェクトに比べて経済的に有利である。

	NPV (thousand US$)	B／C	EIRR (%)
新設ユニット	10,377.4	1.03	17.3
既存施設改善	15,096.7	1.11	N.A.

(2) 経済的内部収益率（EIRR）

新設ユニットでは、経済的内部収益率（EIRR）は17.3%であり社会的割引率（12.0%）を大幅に上回っている。

既存施設改善の場合は、便益と見なす代替プロジェクトの建設コストおよび運転費共に対象プロジェクトを上回っているのでEIRRは算出出来ない。

上記結果より、対象プロジェクトは代替プロジェクトより優位であると判定される。

9.1.8 感度分析

新設プロジェクト、既存施設改善プロジェクトの各々について、対象プロジェクトの要因が悪化した以下のケースについて感度分析を実施した。

【新設ユニット】

	NPV (thousand US$)	EIRR (%)	B／C	Table
10%建設コスト Up	-8,413.0	3.5	0.98	9.1.3
10%石炭単価 Up	9,465.8	16.6	1.02	9.1.4
PLF Down I	6,556.8	14.3	1.02	9.1.5
PLF Down II	8,467.0	15.9	1.02	
PLF Up	12,669.8	19.0	1.03	

(Note)

Variation of Plant Load Facor (PLF): Base Case = 6,000 hrs/y
PLF Down I = 4,000 hrs/y
PLF Down II = 5,000 hrs/y
PLF Up = 7,200 hrs/y

CFBC方式の建設コストが10%up した場合はEIRR等分析結果はマイナスとなった。CFBCは燃焼効率が良いので、燃料費の上昇、および操業時間の上昇に伴い評価結果は良化することが判った。

【既存施設改善】

	NPV (thousand $)	B／C	Table
10%建設コスト Up	9,034.1	1.07	9.1.6
10%天然ガス単価 Up	9,293.1	1.07	9.1.7
10% Demand Down	11,789.1	1.10	9.1.8

既存設備の改善は技術的な選択肢が限定されており、天然ガスがどの様な条件変更の場合でも明らかに微粉炭方式より優位であることが判った。

9.1.9 環境関連プロジェクトの社会経済的評価

環境に影響を与えるプロジェクトにおける経済評価において、環境に関連する便益および費用（または損失）として一般的には以下の項目が検討されている。

【便　益】

- 地域住民の関連する疾病の減少
- 自然環境、および人間の生活面における諸環境条件の改善
- 当該投資がもたらす需要のの拡大、雇用の増加等経済上の効果
- 健康被害に対する補償等の軽減

【費　用】

・　環境対策投資によるコスト増、および価格転嫁に伴う国民購買力の低下

このようなマクロフレームでの社会・経済的影響を評価する手法は以下の２法が考えられるが、これを計量化する方法論は未だ十分に確立されておらず、学問的にも今後の課題となっている。

1)　環境影響額と環境対策実施費用（プロジェクト・コスト）との比較

環境影響額（便益）の算定のための前提に関する議論が十分でない場合は客観性に欠ける評価結果となる。

2)　環境対策投資（プロジェクト）の経済効果

環境対策投資に伴う費用は通常、価格に転嫁されるが、その場合の当該製品等の需給に及ぼす影響を算定することは現状困難である。また、当該投資を受注した産業の売上げを増加させる所得効果があるが、個々の投資から生ずる所得効果を具体的に算定することが困難である。

従って、本計画における経済・財務評価は社会・経済的影響を評価対象とはしないものとした。

Table 9.1.1 Economic Evaluation of Construction of New 150MW Unit

[Base Case]
Operation Hour: 6,000/a
Generation: 822.0GWh
8,248.0TJ/a

(Unit: 1,000 US$)

No.	Year	Proposed (CFBC) Construct. Cost	Fuel & Limestone	O & M and Other Cost	(C) TOTAL COST	Alternative (PCF+FGD) Construct. Cost	Fuel & Limestone	O & M and Other Cost	(B) TOTAL COST	(B) - (C)	Discouted Value (8%)
1	1997	620.9		566.7	1,187.6	369.4		566.7	936.1	-251.5	-251.5
2	1998	29,020.2			29,020.2	26,556.6			26,556.6	-2,463.7	-2,281.2
3	1999	62,517.1			62,517.1	58,686.2			58,686.2	-3,830.9	-3,284.4
4	2000	44,521.3			44,521.3	41,764.8			41,764.8	-2,756.5	-2,188.2
5	2001	13,722.8			13,722.8	13,088.3			13,088.3	-634.5	-466.4
6 1	2002		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	1,635.0
7 2	2003		23,043.3	9,208.8	32,252.1		24,504.1	10,150.2	34,654.4	2,402.3	1,513.8
8 3	2004		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	1,401.7
9 4	2005		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	1,297.9
10 5	2006		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	1,201.7
11 6	2007		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	1,112.7
12 7	2008		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	1,030.3
13 8	2009		23,043.3	9,208.8	32,252.1		24,504.1	10,150.2	34,654.4	2,402.3	954.0
14 9	2010		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	883.3
15 10	2011		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	817.9
16 11	2012		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	757.3
17 12	2013		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	701.2
18 13	2014		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	649.3
19 14	2015		23,043.3	9,208.8	32,252.1		24,504.1	10,150.2	34,654.4	2,402.3	601.2
20 15	2016		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	556.6
21 16	2017		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	515.4
22 17	2018		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	477.2
23 18	2019		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	441.9
24 19	2020		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	409.1
25 20	2021		23,043.3	9,208.8	32,252.1		24,504.1	10,150.2	34,654.4	2,402.3	378.8
26 21	2022		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	350.8
27 22	2023		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	324.8
28 23	2024		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	300.7
29 24	2025		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	278.5
30 25	2026		23,043.3	8,649.6	31,692.9		24,504.1	9,591.0	34,095.1	2,402.3	257.8
	TOTAL	150,402.3	576,082.3	218,476.1	945,527.4	140,465.3	612,602.8	242,012.7	995,647.5	50,120.1	10,377.4
				N.P.V. Total	376,539.2			N.P.V. Total	386,936.7		

N.P.V.	10,377.4
E.I.R.R.	17.3%
B/C	1.03

Base Case:
Generation: 3,399.4TJ/a by Natural Gas
Generation: 3,606.6TJ/a by GSA System

Table 9.1.2 Economic Evaluation of Renovation of Existing Facilities

(Unit: 1,000 US$)

No.	Year	Proposed (Natural Gas)				Alternative (PCF + FGD)					
		Construct. Cost	Fuel	O & M and Other Cost	(C) TOTAL COST	Construct. Cost	Fuel	O & M and Other Cost	(B) TOTAL COST	(B) - (C)	Discouted Value (8%)
1	1997				-				-	-	-
2	1998				-				-	-	-
3	1999				-				-	-	-
4	2000				-				-	-	-
5 1	2001	11,957.0			11,957.0	13,965.9			13,965.9	2,008.9	2,008.9
6 2	2002	15,396.7			15,396.7	17,378.9			17,378.9	1,982.2	1,835.4
7 3	2003	18,222.4			18,222.4	23,486.3			23,486.3	5,263.9	4,512.9
8 4	2004	404.2	10,627.1	2,911.9	13,943.1	367.6	9,500.2	4,391.3	14,259.0	315.9	250.8
9 5	2005	180.1	10,627.1	2,911.9	13,719.0	5,869.2	9,500.2	4,391.3	19,760.7	6,041.7	4,440.8
10 6	2006		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	239.9
11 7	2007		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	222.1
12 8	2008		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	205.7
13 9	2009		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	190.5
14 10	2010		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	176.3
15 11	2011		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	163.3
16 12	2012		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	151.2
17 13	2013		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	140.0
18 14	2014		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	129.6
19 15	2015		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	120.0
20 16	2016		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	111.1
21 17	2017		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	102.9
22 18	2018		10,627.1	2,911.9	13,538.9		9,500.2	4,391.3	13,891.5	352.5	95.3
	TOTAL	46,160.4	159,406.2	43,678.0	249,244.7	61,067.9	142,502.8	65,869.2	269,439.9	20,195.2	15,096.7

N.P.V.	15,096.7
E.I.R.R.	N.A.
B/C	1.11

Table 9.1.3 Economic Evaluation of Construction of New 150MW Unit

[Sensitivity Analysis]
Cosntruction Cost 10% Up
Operation Hour: 6,000 hours/a
Geneartion: 822.0GWh

(Unit: 1,000 US$)

No.	Year	Proposed (CFBC) Construct. Cost	Fuel & Limestone	O & M and Other Cost	(C) TOTAL COST	Alternative (PCF+FGD) Construct. Cost	Fuel & Limestone	O & M and Other Cost	(B) TOTAL COST	(B) - (C)	Discouted Value (8%)
1	1997	683.0		566.7	1,249.6	369.4		566.7	936.1	-313.5	-313.5
2	1998	31,922.3			31,922.3	26,556.6			26,556.6	-5,365.7	-4,968.2
3	1999	68,768.8			68,768.8	58,686.2			58,686.2	-10,082.6	-8,644.2
4	2000	48,973.4			48,973.4	41,764.8			41,764.8	-7,208.6	-5,722.4
5	2001	15,095.1			15,095.1	13,088.3			13,088.3	-2,006.8	-1,475.1
6 1	2002		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	1,102.5
7 2	2003		23,043.3	9,991.1	33,034.4		24,504.1	10,150.3	34,654.4	1,619.9	1,020.8
8 3	2004		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	945.2
9 4	2005		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	875.2
10 5	2006		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	810.4
11 6	2007		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	750.3
12 7	2008		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	694.8
13 8	2009		23,043.3	9,991.1	33,034.4		24,504.1	10,150.3	34,654.4	1,619.9	643.3
14 9	2010		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	595.6
15 10	2011		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	551.5
16 11	2012		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	510.7
17 12	2013		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	472.8
18 13	2014		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	437.8
19 14	2015		23,043.3	9,991.1	33,034.4		24,504.1	10,150.3	34,654.4	1,619.9	405.4
20 15	2016		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	375.4
21 16	2017		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	347.6
22 17	2018		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	321.8
23 18	2019		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	298.0
24 19	2020		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	275.9
25 20	2021		23,043.3	9,991.1	33,034.4		24,504.1	10,150.3	34,654.4	1,619.9	255.5
26 21	2022		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	236.5
27 22	2023		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	219.0
28 23	2024		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	202.8
29 24	2025		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	187.8
30 25	2026		23,043.3	9,431.9	32,475.2		24,504.1	9,591.0	34,095.1	1,619.9	173.9
	TOTAL	165,442.6	576,082.3	238,034.9	980,126.4	140,465.3	612,602.8	242,012.7	995,647.5	15,521.2	-8,413.0
				N.P.V. Total	395,349.7			N.P.V. Total	386,936.7		

N.P.V.	-8,413.0
E.I.R.R.	3.5%
B/C	0.98

[Sensitivity Analysis]
(Mixed) Coal Price: 10% Up

Table 9.1.4 Economic Evaluation of Construction of New 150MW Unit

Operation Hour: 6,000/a
Generation: 822.0GWh

(Unit: 1,000 US$)

No.	Year	Proposed (CFBC) Construct. Cost	Fuel & Limestone	O & M and Other Cost	(C) TOTAL COST	Alternative (PCF+FGD) Construct. Cost	Fuel & Limestone	O & M and Other Cost	(B) TOTAL COST	(B) - (C)	Discouted Value(8%)
1	1997	620.9		566.7	1,187.6	369.4		566.7	936.1	-251.5	-251.5
2	1998	29,020.2			29,020.2	26,556.6			26,556.6	-2,463.7	-2,281.2
3	1999	62,517.1			62,517.1	58,686.2			58,686.2	-3,830.9	-3,284.4
4	2000	44,521.3			44,521.3	41,764.8			41,764.8	-2,756.5	-2,188.2
5	2001	13,722.8			13,722.8	13,088.3			13,088.3	-634.5	-466.4
6 1	2002		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	1,555.9
7 2	2003		25,155.7	9,208.8	34,364.5		26,500.4	10,150.3	36,650.6	2,286.1	1,440.6
8 3	2004		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	1,333.9
9 4	2005		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	1,235.1
10 5	2006		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	1,143.6
11 6	2007		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	1,058.9
12 7	2008		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	980.5
13 8	2009		25,155.7	9,208.8	34,364.5		26,500.4	10,150.3	36,650.6	2,286.1	907.8
14 9	2010		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	840.6
15 10	2011		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	778.3
16 11	2012		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	720.7
17 12	2013		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	667.3
18 13	2014		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	617.9
19 14	2015		25,155.7	9,208.8	34,364.5		26,500.4	10,150.3	36,650.6	2,286.1	572.1
20 15	2016		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	529.7
21 16	2017		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	490.5
22 17	2018		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	454.1
23 18	2019		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	420.5
24 19	2020		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	389.4
25 20	2021		25,155.7	9,208.8	34,364.5		26,500.4	10,150.3	36,650.6	2,286.1	360.5
26 21	2022		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	333.8
27 22	2023		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	309.1
28 23	2024		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	286.2
29 24	2025		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	265.0
30 25	2026		25,155.7	8,649.6	33,805.3		26,500.4	9,591.0	36,091.4	2,286.1	245.4
	TOTAL	150,402.3	628,893.4	218,476.2	998,338.5	140,465.3	662,509.3	242,012.7	1,045,554.0	47,215.5	9,465.8
				N.P.V. Total	393,134.1			N.P.V. Total	402,599.9		

N.P.V.	9,465.8
E.I.R.R.	16.6%
B/C	1.02

Table 9.1.5 Economic Evaluation of Construction of New 150MW Unit

【Variation of Operation I】
Operation Hour: 4,000/a
Generation: 548.0GWh
5,498.7TJ/a

(Unit: 1,000 US$)

No.	Year	Proposed (CFBC) Construct. Cost	Proposed (CFBC) Fuel & Limestone	Proposed (CFBC) O & M and Other Cost	Proposed (CFBC) (C) TOTAL COST	Alternative (PCF+FGD) Construct. Cost	Alternative (PCF+FGD) Fuel & Limestone	Alternative (PCF+FGD) O & M and Other Cost	Alternative (PCF+FGD) (B) TOTAL COST	(B) - (C)	Discouted Value(8%)
1	1997	620.9		566.7	1,187.6	369.4		566.7	936.1	-251.5	-251.5
2	1998	29,020.2			29,020.2	26,556.6			26,556.6	-2,463.7	-2,281.2
3	1999	62,517.1			62,517.1	58,686.2			58,686.2	-3,830.9	-3,284.4
4	2000	44,521.3			44,521.3	41,764.8			41,764.8	-2,756.5	-2,188.2
5	2001	13,722.8			13,722.8	13,088.3			13,088.3	-634.5	-466.4
6 1	2002		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	1,303.6
7 2	2003		15,362.3	9,208.8	24,571.1		16,336.2	10,150.3	26,486.4	1,915.3	1,207.0
8 3	2004		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	1,117.6
9 4	2005		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	1,034.8
10 5	2006		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	958.2
11 6	2007		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	887.2
12 7	2008		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	821.5
13 8	2009		15,362.3	9,208.8	24,571.1		16,336.2	10,150.3	26,486.4	1,915.3	760.6
14 9	2010		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	704.3
15 10	2011		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	652.1
16 11	2012		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	603.8
17 12	2013		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	559.1
18 13	2014		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	517.7
19 14	2015		15,362.3	9,208.8	24,571.1		16,336.2	10,150.3	26,486.4	1,915.3	479.3
20 15	2016		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	443.8
21 16	2017		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	410.9
22 17	2018		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	380.5
23 18	2019		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	352.3
24 19	2020		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	326.2
25 20	2021		15,362.3	9,208.8	24,571.1		16,336.2	10,150.3	26,486.4	1,915.3	302.0
26 21	2022		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	279.7
27 22	2023		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	259.0
28 23	2024		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	239.8
29 24	2025		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	222.0
30 25	2026		15,362.3	8,649.6	24,011.9		16,336.2	9,591.0	25,927.2	1,915.3	205.6
	TOTAL	150,402.3	384,057.2	218,476.2	753,502.4	140,465.3	408,404.4	242,012.7	791,449.1	37,946.7	6,556.8
				N.P.V. Total	316,292.0			N.P.V. Total	322,848.7		

N.P.V.	6,556.8
E.I.R.R.	14.3%
B/C	1.02

Table 9.1.6 Economic Evaluation of Renovation of Existing Facilities

[Sensitivity Analysis]
Cosntruction Cost 10% Up
Geneartion: 3,399.4 TJ/a / 3,606.6TJ/a
(Unit: 1,000 US$)

No.	Year	Proposed (Natural Gas) Construct. Cost	Fuel	O & M and Other Cost	(C) TOTAL COST	Alternative (PCF + FGD) Construct. Cost	Fuel	O & M and Other Cost	(B) TOTAL COST	(B) - (C)	Discouted Value (8%)
1	1997				-				-	-	-
2	1998				-				-	-	-
3	1999				-				-	-	-
4	2000				-				-	-	-
5 1	2001	13,152.7			13,152.7	13,965.9			13,965.9	813.2	813.2
6 2	2002	16,936.4			16,936.4	17,378.9			17,378.9	442.5	409.7
7 3	2003	20,044.6			20,044.6	23,486.3			23,486.3	3,441.6	2,950.6
8 4	2004	444.6	10,627.1	3,161.7	14,233.4	367.6	9,500.2	4,391.3	14,259.0	25.6	20.3
9 5	2005	198.1	10,627.1	3,161.7	13,986.9	5,869.2	9,500.2	4,391.3	19,760.7	5,773.8	4,243.9
10 6	2006		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	69.9
11 7	2007		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	64.7
12 8	2008		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	59.9
13 9	2009		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	55.5
14 10	2010		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	51.3
15 11	2011		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	47.5
16 12	2012		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	44.0
17 13	2013		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	40.8
18 14	2014		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	37.7
19 15	2015		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	34.9
20 16	2016		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	32.4
21 17	2017		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	30.0
22 18	2018		10,627.1	3,161.7	13,788.8		9,500.2	4,391.3	13,891.5	102.6	27.7
	TOTAL	50,776.5	159,406.2	47,426.1	257,608.9	61,067.9	142,502.8	65,869.2	269,439.9	11,831.0	9,034.1

N.P.V.	9,034.1
E.I.R.R.	N.A.
B/C	1.07

Table 9.1.7 Economic Evaluation of Renovation of Existing Facilities

[Sensitivity Analysis]
Natural Gas Price: 10% Up
Generation: 3,399.4TJ/a by Natural Gas
Generation: 3,606.6TJ/a by GSA System

(Unit: 1,000 US$)

No.	Year	Proposed (Natural Gas)				Alternative (PCF + FGD)					
		Construct. Cost	Fuel	O & M and Other Cost	(C) TOTAL COST	Construct. Cost	Fuel	O & M and Other Cost	(B) TOTAL COST	(B) - (C)	Discouted Value (8%)
1	1997				-				-	-	-
2	1998				-				-	-	-
3	1999				-				-	-	-
4	2000				-				-	-	-
5 1	2001	11,957.0			11,957.0	13,965.9			13,965.9	2,008.9	2,008.9
6 2	2002	15,396.7			15,396.7	17,378.9			17,378.9	1,982.2	1,835.4
7 3	2003	18,222.4			18,222.4	23,486.3			23,486.3	5,263.9	4,874.0
8 4	2004	404.2	11,689.8	2,911.9	15,005.9	367.6	9,618.9	4,391.3	14,377.7	-628.1	-538.5
9 5	2005	180.1	11,689.8	2,911.9	14,781.7	5,869.2	9,618.9	4,391.3	19,879.4	5,097.7	4,046.7
10 6	2006		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-434.8
11 7	2007		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-402.6
12 8	2008		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-372.8
13 9	2009		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-345.1
14 10	2010		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-319.6
15 11	2011		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-295.9
16 12	2012		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-274.0
17 13	2013		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-253.7
18 14	2014		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-234.9
19 15	2015		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-217.5
20 16	2016		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-201.4
21 17	2017		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-186.5
22 18	2018		11,689.8	2,911.9	14,601.7		9,618.9	4,391.3	14,010.1	-591.5	-172.7
	TOTAL	46,160.4	175,346.9	43,678.0	265,185.3	61,067.9	144,283.0	65,869.2	271,220.1	6,034.8	9,293.1

N.P.V.	9,293.1
E.I.R.R.	N.A.
B/C	1.07

Table 9.1.8 Economic Evaluation of Renovation of Existing Facilites

Sensitivity Analysis :
(Contracted Demand 10% Down)
Generation: 3,059.4TJ/a by Natural Gas
Generation: 3,245.9TJ/a by GSA System

(Unit: 1,000 US$)

No.		Year	Proposed (Natural Gas)				Alternative (PCF + FGD)					
			Construct. Cost	Fuel	O & M and Other Cost	(C) TOTAL COST	Construct. Cost	Fuel	O & M and Other Cost	(B) TOTAL COST	(B) - (C)	Discouted Value (8%)
1		1997				-				-	-	-
2		1998				-				-	-	-
3		1999				-				-	-	-
4		2000				-				-	-	-
5	1	2001	11,957.0			11,957.0	13,965.9			13,965.9	2,008.9	2,008.9
6	2	2002	15,396.7			15,396.7	17,378.9			17,378.9	1,982.2	1,835.3
7	3	2003	18,222.4			18,222.4	23,486.3			23,486.3	5,263.9	4,512.9
8	4	2004	404.2	10,147.2	2,911.9	13,463.3	367.6	8,550.1	4,391.3	13,308.9	-154.4	-122.5
9	5	2005	180.1	10,147.2	2,911.9	13,239.1	5,869.2	8,550.1	4,391.3	18,810.6	5,571.4	4,095.2
10	6	2006		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-80.1
11	7	2007		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-74.2
12	8	2008		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-68.7
13	9	2009		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-63.6
14	10	2010		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-58.9
15	11	2011		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-54.5
16	12	2012		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-50.5
17	13	2013		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-46.8
18	14	2014		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-43.3
19	15	2015		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-40.1
20	16	2016		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-37.1
21	17	2017		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-34.4
22	18	2018		10,147.2	2,911.9	13,059.1		8,550.1	4,391.3	12,941.3	-117.7	-31.8
		TOTAL	46,160.4	152,208.2	43,678.0	242,046.7	61,067.9	128,250.9	65,869.2	255,188.0	13,141.3	11,789.1

N.P.V.	11,789.1
E.I.R.R.	N.A.
B/C	1.10

9.2 財務分析

9.2.1 評価手法

財務分析における評価手法は以下の２つである。

(1) 財務内部収益率（FIRR）

経済分析と同様、プロジェクト期間中に発生する費用と便益の現在価値を等しくするような投資の収益率、すなわち財務内部収益率(FIRR)を算出する。財務分析における便益は、新設プロジェクト（New 150MW Unit）の場合はMVMに対する電力販売料金、既存設備の改善プロジェクト（Facility Renovation）の場合はBorsod発電所近郊の化学工場等に対する蒸気、および家庭への熱水の販売収入である。費用は、プロジェクトの建設費（含む関税）、燃料費、維持管理費等全てのコストについて市場価格で計上する。

金利、減価償却費ファクターは一旦費用サイドに計上されるが評価の段階では除かれる。

(2) 損益計算書

燃料費、維持管理費以外に、支出項目として借入金導入の時期および残高、元本の返済スケジュールを勘案の上金融費用（金利）を算出する。更に減価償却費も加えた上で金利、減価償却費差引後の経常損益を作成する。

9.2.2 前提条件

(1) 対象プロジェクト

後出「9.2.6 ボルショド発電所の収入構造」にて報告の通り、ハンガリーの発電所の売電収入は、実費補填である燃料費等を除けば、売電先である MVM との契約に基づく Capacity Charge等固定収入部分が多く、短期的な意味では、運転状況、すなわち発電量とは直接的な関連性が薄い。また、固定収入部分は、通常の運転状況においては、熱・蒸気を生産する既存設備と発電用の新規設備（150 MW Unit）の両方をカバーするものにつき、経済分析のように対象プロジェクトを分離することは財務分析では困難である。従って、財務分析の対象を発電所全体とし、両プロジェクトを合体した評価を実施した。

対象プロジェクトの完工後、供給する電力および熱エネルギーの量は経済分析と同量とする。

(2) 建設コストおよび支出スケジュール

本財務分析においては'97 年初現在の市場価格を収益、費用に対して適用した。輸入品に対する関税は建設コストに含まれる。

Year	150MW New Unit		Facility Renovation		Total
	(%)	(1,000 US$)	(%)	1,000 US($)	(1,000 US$)
1st Year(1997/2001)	0.40	620.9	25.61	11,991.8	12,612.7
2nd Year(1998/2002)	18.98	29,603.9	33.63	15,745.7	45,349.6
3rd Year(1999/2003)	42.10	65,658.8	39.49	18,490.0	84,148.8
4th Year(2000/2004)	29.72	46,351.0	0.86	404.2	46,755.2
5th Year(2001/2005)	8.80	13,722.8	0.40	186.3	13,909.1
Total	100.00	155,957.4	100.00	46,818.0	202,775.4
（うち、直接工事費）		135,884.1		39,700.7	175,584.9

(3) 資金調達

自己資金と借入金の比率は EGI の F/S と同様 30:70 とした。計算の都合上、自己資金をまず使用し、その後不足する資金に対して借入金を充当することを前提とする。

(Unit: thousand US$)

	Total Cost	Own Fund (30%)	Loan (70%)
新設ユニット	155,957.4	46,787.2	109,170.2
既存施設改善	46,818.0	14,045.4	32,772.6
Total	202,775.4	60,832.6	141,942.8

調達先は、国際的な金融機関からの借入れを前提にする必要があること、および金利コスト節約が計れることを勘案し、日本輸出入銀行からの政府保証付き Untied Loan を想定した。具体的な借り入れ条件は以下の通りとする。

a) 借り入れスケジュール

Year	150MW New Unit	Facility Renovation	Total
	(1,000 US$)	(1,000 US$)	(1,000 US$)
1st Year(1997/2001)	0.0	0.0	0.0
2nd Year(1998/2002)	0.0	13,692.1	13,692.1
3rd Year(1999/2003)	49,096.4	18,490.0	67,586.4
4th Year(2000/2004)	46,351.0	404.2	46,755.2
5th Year(2001/2005)	13,722.8	186.3	13,909.1
Total	109,170.2	32,772.6	141,942.8

b) 金利：8.2% p.a.

('97 年 3 月 3 日現在、財投金利(3.1%)+ 0.2% + 政府・転貸銀行等の手数料等(5.0%)、為替リスクは最終借入人負担)

c) 借入期間：13～15 years（本計画は 15years とする）

d) 元金返済猶予期間：3～5 years（本計画は 5years とする）

e) 元金返済期間：10 years

なお、支払い金利の計算上、借入れは期初、返済は期末に実行されるものとする。

(4) 外国為替相場

本レポートで適用した外国為替相場は以下の通りである。

HUF/US$ ： 161.06 HUF/US$
HUF/¥ ： 138.86 HUF/100 ¥
Yen/US$ ： 116.65 Yen/US$

HUF/US$と HUF/¥はハンガリー国立銀行が公表した'97 年 1 月 2 日の Official Medium Rate、Yen/US$は東京三菱銀行が公表した'97 年 1 月 6 日の対顧客相場を適用した。原価格が SFr、DM 等 US$以外の場合は上記 Official Medium Rate に基づき US$建価格を裁定した。

(5) その他の費用

燃料価格、維持運転費用、人件費、および、その他運転費用は経済分析で用いた比率、価格を使用した。

減価償却費は、発電所の主要機器は 25 年償却の例が多いので同期間、また既存設備の改善プロジェクトはプロジェクト期間と同じ 15 年間の、それぞれ均等償却とした。残存価値はゼロとした。

(6) 便 益

1) 電力販売収入

ハンガリーの発電所は後述、9.2.6 ボルショド発電所の収入構造の項にて述べたとおり、唯一の売電先である MVM と売買電契約を締結しており、Capacity Charge を始めとする固定収入部分および燃料費等の可変収入部分における金額あるいは単価が決められている。すなわち、一旦契約が締結されてしまえば、財務上の収入は発電量とは直接的な関係は無くなる。

財務分析の目的は、所定の投資が、電力料金等一定の条件においてどれだけの収益を産み出すかを、投資額との比較において評価することであるから、上述のように投資額に比例しない収入および "Without Project" Case でも発生する収入は除外しなければならない。

本財務分析では、固定収入および可変収入を合計した収入合計を年間発電量で除して得られるポルショド発電所の平均電力単価を使うことにする。ポルショド発電所から得られた数字では、既存設備による年間発電量 327GWh に対する 97 年の平均電力単価は 17.1 HUF/kWh とのことであった。本財務分析では、新設ユニットによる年間発電量 822GWh に対する平均電力単価、14.93 HUF/kWh を、97 年 4 月 1 日から適用される Capacity Charge 等の単価・金額を用いて算出し、電力販売収入の計算に用いた。

2) 熱エネルギー販売収入

後述、ポルショド発電所の収入構造にて述べたとおり、同発電所では蒸気および熱水を包含した 97 年の平均単価は 897.79 HUF/GJ と試算しているので、この単価を使って熱エネルギー販売収入収入を計算した。

9.2.3 経常損益

FIRR 等財務上の指標を算出するために電力および熱販売収入から燃料費および維持運転経費を差引き営業損益を算出した上で、支払金利と減価償却費を差引いて経常損益を算出した。

9.2.4 分析結果

上記の前提に基づき算定した便益および費用のフローをもとに、本プロジェクトの 純現在価値（NPV）、等価割引率（財務的内部収益率；FIRR）、便益費用比率（B／C）は以下の通りとなった。

	NPV (thousand US$)	FIRR (%)	B／C	Table
Base Case	185,297.5	17.4	1.37	9.2.1

FIRR は 17.4%であり、金融機関からの借入れ利率（8.2%）を上回っている。かつ MVM が発電所と売買電契約を締結するために設定する、発電所の利益率の目処である 8.0%を大きく上回っており、本プロジェクトは財務的に魅力的であると評価できる。

9.2.5 感度分析

以下のケースについて感度分析を実施し、その結果を Table 9.2.2 ~9.2.4 にまとめた。

- 10% 建設コスト up
- 10% 燃料価格 up
- 建設コストおよび燃料価格（石炭、天然ガス共）10% up

	NPV (thousand US$)	FIRR (%)	B／C	Table
10%建設コスト Up	160,631.6	15.7	1.31	9.2.2
10%燃料費 Up	162,990.5	16.4	1.31	9.2.3
建設コストおよび燃料費共に 10% Up	138,324.6	14.7	1.25	9.2.4

以上の費用サイドの感度分析に加え、収入サイドの感度分析を電力単価、熱エネルギー単価を変更させることによって行った。

	NPV (thousand US$)	FIRR (%)	B／C
10%電力単価 Down	125,510.4	14.7	1.25
10%熱エネルギー単価 Down	176,938.8	17.1	1.36
10%電力単価、熱エネルギー単価共に Down	117,151.7	14.3	1.24

電力単価のみを 10% Down させた場合の FIRR (14.7%) は費用サイドで建設コストと燃料費を共に 10% Up させた場合の FIRR と同率であり、本プロジェクトは電力料金に対する感度が高いと判断できる。

本プロジェクトにおいて金利、減価償却費計上後の便益と費用が均衡する電力単価は約 10.3 HUF/kWh (0.06 US$/kWh) であり、本分析で用いた 14.93 HUF/kWh (0.09 US$/kWh) の約 70%となる。熱エネルギー収入が後述の通り、極めて安定していることを勘案すると、電力単価が 3 割下落しなければ財務的には採算がとれる。また、8%の純利益を得ることを最低ラインと考えても、2 割強の余裕がある。

[Base Case]

Table 9.2.1 Financial Evaluation

(Unit: 1,000 US$)

No.	Year	Cost: Construction Cost	Cost: Fuel & Limestone	Cost: O & M and Other Cost	Cost: (C) Total Cost	Cost: Payment of Interest	Cost: Depreciation	Benefit: Electricity	Benefit: Steam and Hot Water	Benefit: (B) Total Benefit	(B) - (C) Operating Result	After Int. & Depreciation
1	1997	620.9		566.7	1,187.6	-				-	-1,187.6	-1,187.6
2	1998	29,603.9			29,603.9	-				-	-29,603.9	-29,603.9
3	1999	65,658.8			65,658.8	4,025.9				-	-65,658.8	-69,684.7
4	2000	46,351.0			46,351.0	7,826.7				-	-46,351.0	-54,177.7
5 1	2001	25,714.6			25,714.6	8,952.0				-	-25,714.6	-34,666.6
6 2	2002	15,745.7	23,043.3	12,482.4	51,271.4	10,074.7	6,238.3	76,198.1		76,198.1	24,926.7	8,613.7
7 3	2003	18,490.0	23,043.3	13,041.6	54,574.9	11,590.9	6,238.3	76,198.1		76,198.1	21,623.1	3,794.0
8 4	2004	404.2	33,670.4	12,482.4	46,557.0	11,221.4	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,137.5	24,556.6
9 5	2005	186.3	33,670.4	12,482.4	46,339.0	10,454.1	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,355.5	25,541.9
10 6	2006		33,670.4	12,482.4	46,152.8	9,558.9	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,541.7	26,623.4
11 7	2007		33,670.4	12,482.4	46,152.8	8,551.4	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,541.7	27,630.8
12 8	2008		33,670.4	12,482.4	46,152.8	7,392.3	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,541.7	28,789.9
13 9	2009		33,670.4	13,041.6	46,712.0	6,229.9	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,982.5	29,393.1
14 10	2010		33,670.4	12,482.4	46,152.8	5,066.0	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,541.7	31,116.3
15 11	2011		33,670.4	12,482.4	46,152.8	3,902.0	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,541.7	32,280.2
16 12	2012		33,670.4	12,482.4	46,152.8	2,738.1	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,541.7	33,444.1
17 13	2013		33,670.4	12,482.4	46,152.8	1,574.2	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,541.7	34,608.1
18 14	2014		33,670.4	12,482.4	46,152.8	812.8	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,541.7	35,369.4
19 15	2015		33,670.4	13,041.6	46,712.0	431.6	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,982.5	35,191.4
20 16	2016		33,670.4	12,482.4	46,152.8	162.8	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,541.7	36,019.4
21 17	2017		33,670.4	12,482.4	46,152.8	6.4	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,541.7	36,175.9
22 18	2018		33,670.4	12,482.4	46,152.8	1.5	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	45,541.7	36,180.7
23	2019		23,043.3	8,979.1	32,022.4	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	44,175.6	37,937.3
24	2020		23,043.3	8,979.1	32,022.4	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	44,175.6	37,937.3
25	2021		23,043.3	9,538.4	32,581.7	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	43,616.4	37,378.1
26	2022		23,043.3	8,979.1	32,022.4	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	44,175.6	37,937.3
27	2023		23,043.3	8,979.1	32,022.4	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	44,175.6	37,937.3
28	2024		23,043.3	8,979.1	32,022.4	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	44,175.6	37,937.3
29	2025		23,043.3	8,979.1	32,022.4	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	44,175.6	37,937.3
30	2026		23,043.3	8,979.1	32,022.4	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	44,175.6	37,937.3
	TOTAL	167,949.2	735,488.5	286,837.6	1,225,101.5	110,573.5	202,775.4	1,904,951.6	232,446.6	2,137,398.1	912,296.7	598,947.8
				N.P.V. Total	496,160.4				N.P.V. Total	681,457.9		

N.P.V.	185,297.5
F.I.R.R.	17.4%
B/C	1.37

Table 9.2.2 Financial Evaluation

[Sensitivity Analysis 1]
Construction Cost 10% Up

(Unit: 1,000 US$)

No.	Year	Cost: Construction Cost	Cost: Fuel & Limestone	Cost: O & M and Other Cost	Cost: (C) Total Cost	Cost: Payment of Interest	Cost: Depreciation	Benefit: Electricity	Benefit: Steam and Hot Water	Benefit: (B) Total Benefit	(B) - (C) Operating Result	After Int. & Depreciation
1	1997	683.0		566.7	1,249.6	-				-	-1,249.6	-1,249.6
2	1998	32,564.3			32,564.3	-				-	-32,564.3	-32,564.3
3	1999	72,224.6			72,224.6	4,025.9				-	-72,224.6	-76,250.5
4	2000	50,986.2			50,986.2	7,826.7				-	-50,986.2	-58,812.8
5	1 2001	28,286.1			28,286.1	8,952.0				-	-28,286.1	-37,238.1
6	2 2002	17,320.3	23,043.3	13,595.5	53,959.0	10,187.0	6,862.1	76,198.1		76,198.1	22,239.1	5,189.9
7	3 2003	20,339.0	23,043.3	14,154.7	57,537.0	11,854.8	6,862.1	76,198.1		76,198.1	18,661.1	-55.8
8	4 2004	444.6	33,670.4	13,595.5	47,710.5	11,488.7	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	43,984.0	22,199.9
9	5 2005	204.9	33,670.4	13,595.5	47,470.7	10,722.8	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,223.8	23,205.5
10	6 2006		33,670.4	13,595.5	47,265.8	9,827.6	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,428.7	24,305.6
11	7 2007		33,670.4	13,595.5	47,265.8	8,808.9	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,428.7	25,324.3
12	8 2008		33,670.4	13,595.5	47,265.8	7,623.4	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,428.7	26,509.8
13	9 2009		33,670.4	14,154.7	47,825.1	6,434.3	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	43,869.4	27,139.7
14	10 2010		33,670.4	13,595.5	47,265.8	5,243.5	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,428.7	28,889.7
15	11 2011		33,670.4	13,595.5	47,265.8	4,052.7	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,428.7	30,080.5
16	12 2012		33,670.4	13,595.5	47,265.8	2,861.9	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,428.7	31,271.3
17	13 2013		33,670.4	13,595.5	47,265.8	1,671.1	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,428.7	32,462.1
18	14 2014		33,670.4	13,595.5	47,265.8	882.9	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,428.7	33,250.4
19	15 2015		33,670.4	14,154.7	47,825.1	474.7	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	43,869.4	33,099.3
20	16 2016		33,670.4	13,595.5	47,265.8	179.1	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,428.7	33,954.1
21	17 2017		33,670.4	13,595.5	47,265.8	7.0	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,428.7	34,126.2
22	18 2018		33,670.4	13,595.5	47,265.8	1.7	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	44,428.7	34,131.5
23	2019		23,043.3	9,794.5	32,837.7	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	43,360.3	36,498.2
24	2020		23,043.3	9,794.5	32,837.7	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	43,360.3	36,498.2
25	2021		23,043.3	10,353.7	33,397.0	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	42,801.1	35,939.0
26	2022		23,043.3	9,794.5	32,837.7	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	43,360.3	36,498.2
27	2023		23,043.3	9,794.5	32,837.7	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	43,360.3	36,498.2
28	2024		23,043.3	9,794.5	32,837.7	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	43,360.3	36,498.2
29	2025		23,043.3	9,794.5	32,837.7	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	43,360.3	36,498.2
30	2026		23,043.3	9,794.5	32,837.7	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	43,360.3	36,498.2
	TOTAL	223,052.9	735,488.5	312,282.1	1,270,823.5	113,126.5	223,052.9	1,904,951.6	232,446.6	2,137,398.1	866,574.7	530,395.3
				N.P.V. Total	520,826.3				N.P.V. Total	681,457.9		

N.P.V.	160,631.6
F.I.R.R.	15.7%
B/C	1.31

Table 9.2.3 Financial Evaluation

【Sensitivity Analysis 2 】
Fuel Cost 10% Up

(Unit: 1,000 US$)

No.	Year	Cost: Construction Cost	Cost: Fuel & Limestone	Cost: O & M and Other Cost	Cost: (C) Total Cost	Cost: Payment of Interest	Cost: Depreciation	Benefit: Electricity	Benefit: Steam and Hot Water	Benefit: (B) Total Benefit	(B) - (C) Operating Result	After Int. & Depreciation
1	1997	620.9		566.7	1,187.6	-				-	-1,187.6	-1,187.6
2	1998	29,603.9			29,603.9	-				-	-29,603.9	-29,603.9
3	1999	65,658.8			65,658.8	4,025.9				-	-65,658.8	-69,684.7
4	2000	46,351.0			46,351.0	7,826.7				-	-46,351.0	-54,177.7
5 1	2001	25,714.6			25,714.6	8,952.0				-	-25,714.6	-34,666.6
6 2	2002	15,745.7	25,155.7	12,482.4	53,383.8	10,074.7	6,238.3	76,198.1		76,198.1	22,814.2	6,501.2
7 3	2003	18,490.0	25,155.7	13,041.6	56,687.4	11,590.9	6,238.3	76,198.1		76,198.1	19,510.7	1,681.5
8 4	2004	404.2	36,845.5	12,482.4	49,732.1	11,221.4	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,962.4	21,381.4
9 5	2005	186.3	36,845.5	12,482.4	49,514.2	10,454.1	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,180.3	22,366.8
10 6	2006		36,845.5	12,482.4	49,327.9	9,558.9	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,366.6	23,448.2
11 7	2007		36,845.5	12,482.4	49,327.9	8,551.4	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,366.6	24,455.7
12 8	2008		36,845.5	12,482.4	49,327.9	7,392.3	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,366.6	25,614.8
13 9	2009		36,845.5	13,041.6	49,887.1	6,229.9	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,807.4	26,218.0
14 10	2010		36,845.5	12,482.4	49,327.9	5,066.0	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,366.6	27,941.1
15 11	2011		36,845.5	12,482.4	49,327.9	3,902.0	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,366.6	29,105.0
16 12	2012		36,845.5	12,482.4	49,327.9	2,738.1	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,366.6	30,269.0
17 13	2013		36,845.5	12,482.4	49,327.9	1,574.2	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,366.6	31,432.9
18 14	2014		36,845.5	12,482.4	49,327.9	812.8	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,366.6	32,194.3
19 15	2015		36,845.5	13,041.6	49,887.1	431.6	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,807.4	32,016.3
20 16	2016		36,845.5	12,482.4	49,327.9	162.8	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,366.6	32,844.2
21 17	2017		36,845.5	12,482.4	49,327.9	6.4	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,366.6	33,000.7
22 18	2018		36,845.5	12,482.4	49,327.9	1.5	9,359.5	76,198.1	15,496.4	91,694.5	42,366.6	33,005.6
23	2019		25,155.7	8,979.1	34,134.9	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	42,063.2	35,824.9
24	2020		25,155.7	8,979.1	34,134.9	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	42,063.2	35,824.9
25	2021		25,155.7	9,538.4	34,694.1	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	41,504.0	35,265.7
26	2022		25,155.7	8,979.1	34,134.9	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	42,063.2	35,824.9
27	2023		25,155.7	8,979.1	34,134.9	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	42,063.2	35,824.9
28	2024		25,155.7	8,979.1	34,134.9	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	42,063.2	35,824.9
29	2025		25,155.7	8,979.1	34,134.9	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	42,063.2	35,824.9
30	2026		25,155.7	8,979.1	34,134.9	-	6,238.3	76,198.1		76,198.1	42,063.2	35,824.9
	TOTAL	202,775.4	804,240.2	286,837.6	1,293,853.2	110,573.5	202,775.4	1,904,951.6	232,446.6	2,137,398.1	843,545.0	530,196.1
				N.P.V. Total	518,467.4				N.P.V. Total	681,457.9		

N.P.V.	162,990.5
F.I.R.R.	16.4%
B/C	1.31

Table 9.2.4 Financial Evaluation

[Sensitivity Analysis 3]
Construction Cost and Fuel Cost 10% Up

(Unit: 1,000 US$)

No.	Year	Cost: Construction Cost	Cost: Fuel & Limestone	Cost: O & M and Other Cost	Cost: (C) Total Cost	Cost: Payment of Interest	Cost: Depreciation	Benefit: Electricity	Benefit: Steam and Hot Water	Benefit: (B) Total Benefit	(B) - (C) Operating Result	After Int. & Depreciation
1	1997	683.0		566.7	1,249.6	-				-	-1,249.6	-1,249.6
2	1998	32,564.3			32,564.3	-				-	-32,564.3	-32,564.3
3	1999	72,224.6			72,224.6	4,025.9				-	-72,224.6	-76,250.5
4	2000	50,986.2			50,986.2	7,826.7				-	-50,986.2	-58,812.8
5	1 2001	28,286.1			28,286.1	8,952.0				-	-28,286.1	-37,238.1
6	2 2002	17,320.3	25,155.7	13,595.5	56,071.5	10,187.0	6,862.1	76,198.1		76,198.1	20,126.6	3,077.5
7	3 2003	20,339.0	25,155.7	14,154.7	59,649.4	11,854.8	6,862.1	76,198.1		76,198.1	16,548.6	-2,168.3
8	4 2004	444.6	36,845.5	13,595.5	50,885.6	11,488.7	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	40,808.9	19,024.8
9	5 2005	204.9	36,845.5	13,595.5	50,645.9	10,722.8	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,048.6	20,030.4
10	6 2006		36,845.5	13,595.5	50,441.0	9,827.6	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,253.5	21,130.5
11	7 2007		36,845.5	13,595.5	50,441.0	8,808.9	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,253.5	22,149.2
12	8 2008		36,845.5	13,595.5	50,441.0	7,623.4	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,253.5	23,334.7
13	9 2009		36,845.5	14,154.7	51,000.2	6,434.3	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	40,694.3	23,964.6
14	10 2010		36,845.5	13,595.5	50,441.0	5,243.5	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,253.5	25,714.6
15	11 2011		36,845.5	13,595.5	50,441.0	4,052.7	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,253.5	26,905.4
16	12 2012		36,845.5	13,595.5	50,441.0	2,861.9	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,253.5	28,096.2
17	13 2013		36,845.5	13,595.5	50,441.0	1,671.1	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,253.5	29,287.0
18	14 2014		36,845.5	13,595.5	50,441.0	882.9	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,253.5	30,075.2
19	15 2015		36,845.5	14,154.7	51,000.2	474.7	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	40,694.3	29,924.1
20	16 2016		36,845.5	13,595.5	50,441.0	179.1	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,253.5	30,779.0
21	17 2017		36,845.5	13,595.5	50,441.0	7.0	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,253.5	30,951.1
22	18 2018		36,845.5	13,595.5	50,441.0	1.7	10,295.4	76,198.1	15,496.4	91,694.5	41,253.5	30,956.4
23	2019		25,155.7	9,794.5	34,950.2	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	41,247.9	34,385.7
24	2020		25,155.7	9,794.5	34,950.2	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	41,247.9	34,385.7
25	2021		25,155.7	10,353.7	35,509.4	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	40,688.7	33,826.5
26	2022		25,155.7	9,794.5	34,950.2	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	41,247.9	34,385.7
27	2023		25,155.7	9,794.5	34,950.2	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	41,247.9	34,385.7
28	2024		25,155.7	9,794.5	34,950.2	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	41,247.9	34,385.7
29	2025		25,155.7	9,794.5	34,950.2	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	41,247.9	34,385.7
30	2026		25,155.7	9,794.5	34,950.2	-	6,862.1	76,198.1		76,198.1	41,247.9	34,385.7
	TOTAL	223,052.9	804,240.2	312,282.1	1,339,575.2	113,126.5	223,052.9	1,904,951.6	232,446.6	2,137,398.1	797,823.0	461,643.6
				N.P.V. Total	543,133.2				N.P.V. Total	681,457.9		

N.P.V.	138,324.6
F.I.R.R.	14.7%
B/C	1.25

Table 9.2.5 Borrowing/Repayment Schedule and Financial Cost

(Unit: 1,000 US$)

No.		Year	Borrowing (beginning)	Repayment (end)	Balance of Borrowing	Payment of Interest
1		1997	-		-	-
2		1998	-		-	-
3		1999	49,096.4		49,096.4	4,025.9
4		2000	46,351.0		95,447.4	7,826.7
5		2001	13,722.8		109,170.3	8,952.0
6	1	2002	13,692.1		122,862.4	10,074.7
7	2	2003	18,490.0	4,909.6	136,442.8	11,590.9
8	3	2004	404.2	9,544.7	127,302.2	11,221.4
9	4	2005	186.3	10,917.0	116,571.4	10,454.1
10	5	2006		12,286.2	104,285.2	9,558.9
11	6	2007		14,135.2	90,150.0	8,551.4
12	7	2008		14,175.7	75,974.3	7,392.3
13	8	2009		14,194.3	61,780.0	6,229.9
14	9	2010		14,194.3	47,585.7	5,066.0
15	10	2011		14,194.3	33,391.4	3,902.0
16	11	2012		14,194.3	19,197.2	2,738.1
17	12	2013		9,284.6	9,912.5	1,574.2
18	13	2014		4,649.5	5,263.0	812.8
19	14	2015		3,277.3	1,985.7	431.6
20	15	2016		1,908.0	77.7	162.8
21	16	2017		59.0	18.6	6.4
22	17	2018		18.6	0.0	1.5
23	18	2019				
24	19	2020				
25	20	2021				
26	21	2022				
27	22	2023				
28	23	2024				
29	24	2025				
30	25	2026				
		TOTAL	141,942.9	141,942.9		110,573.5

9.2.6 ボルショド発電所の収入構造

(1) 前 提

1995年までのハンガリーの電力セクターは同国電力会社（MVM Rt.）が発電、送電部門を概ね独占していたが（同年実績では、発電量の98.6%、送電量の92.35%をMVMがカバー）、発電部門では徐々に民営化が進み、MVMの子会社であった7発電会社の内、ボルショド発電所を含む4発電会社が1996年末までに民間に売却された。しかし、送電部門は依然としてMVMの独占状態が続いている。

同国政府は、1994年5月7日付け商工省法令（番号 48）によって、エネルギー部門の基本法である、新エネルギー法を公布した。この法令に基づき、同国のエネルギー価格の適正化を図るための検討が加えられてきた。1996年12月20日付けで、電力等エネルギー価格全般にわたる改訂を規定した施行細則とも言える、産業・通商・観光省（IKIM）法令（番号55/1996）が公布され、97年1月1日より施行された。その結果、同日より電力セクターに関しては、売・買電料金の大幅な改訂にとどまらず、特に、発電所の収入構造に関しては根本的に変更された。更に97年3月24日付のIKIM法令（番号 26/1997）で再改訂されたエネルギー価格が4月1日より施行された。本財務分析ではこの最新の価格を適用した。

収入の詳細は以下の分析をご参照いただきたいが、一言で言えば、従来はMVMに対する売電収入に依存していたが、改定後は、発電設備の運転に比例する売電収入（項目名は燃料費）は収入の一部に過ぎなくなるということである。

以下では、上記法令を参考に、ボルショド発電所の収入構造を分析した。資料原本がハンガリー語であるという制約の下、一部の項目については発電所からの聞き取り調査内容を取り入れることにした。

(2) 電力販売収入

上述の通り、ハンガリーの各発電所はMVMの持つ同国送電ネットワークへ全量売電しているが、その前提として各発電所とMVMは売買電契約（Power Purchase Agreement）を締結している。契約に基づき、各発電所が受け取る売電収入は97年4月1日より施行された上記法令により同日より以下の構成となっている。但し、各項目の金額は定期的に改訂されるとのことである。同法令に基づき平均電力単価（14.93 HUF/kWh）を算出し、この単価に送電端ベースでの発電量822GWhを掛けて電力販売収入を以下に示すように計算した。参考のために、各収入項目の説明を本項の最後にまとめた。

ボルショド発電所の収入構造と収入額の試算

IKIM法令で定められた97年4月1現在のエネルギー価格の内、ボルショド発電所に適用される電力関係の単価、または価額は以下の通りである。但し、現状の設備および能力を基にして定められている。

(固定収入)

① Capacity Charge Rate : 42.340 million HUF/MW/year

② Contracted Mining Capacity Charge : 2,313.0 million HUF/year

(可変収入)

③ Cold Start Charge : 0.086 million/start

④ Energy Charge : 2.06 HUF/kWh

具体的な収入金額は以下のように計算される。

(固定収入)

① Capacity Charge = capacity charge rate x condensing capacity tied up

= 42.340 MHUF/MW/year x 137.0 MW = 5,800.58 MHUF/year *1

② Contracted Mining Capacity Charge Rate

= 2,313.0 million HUF/year / 66.3 MW *2 = 34.886877 MHUF/MW/year

新設のCFBCボイラに対応したContracted Mining Capacity Charge*3

= 34.886877 MHUF/MW/year x 137 MW = 4,779.502 MHUF/year

(可変収入)

③ Cold Start Charge = cold start fee rate x number of start expected

= 0.086 million/start x 5 times/year = 2.06 MHUF/year

④ Energy Charge = energy fee rate x expected electricity production

= 2.06 HUF/kWh x 822 GWh *4 = 1,693.32 MHUF/year

Total Revenue = ① + ② + ③ + ④ = 12,273.832 MHUF/year

平均販売電力単価 = Total Revenue / expected electricity production

= 12,273.832 MHUF/year / 822 Gwh = 14.93 HUF/kWh

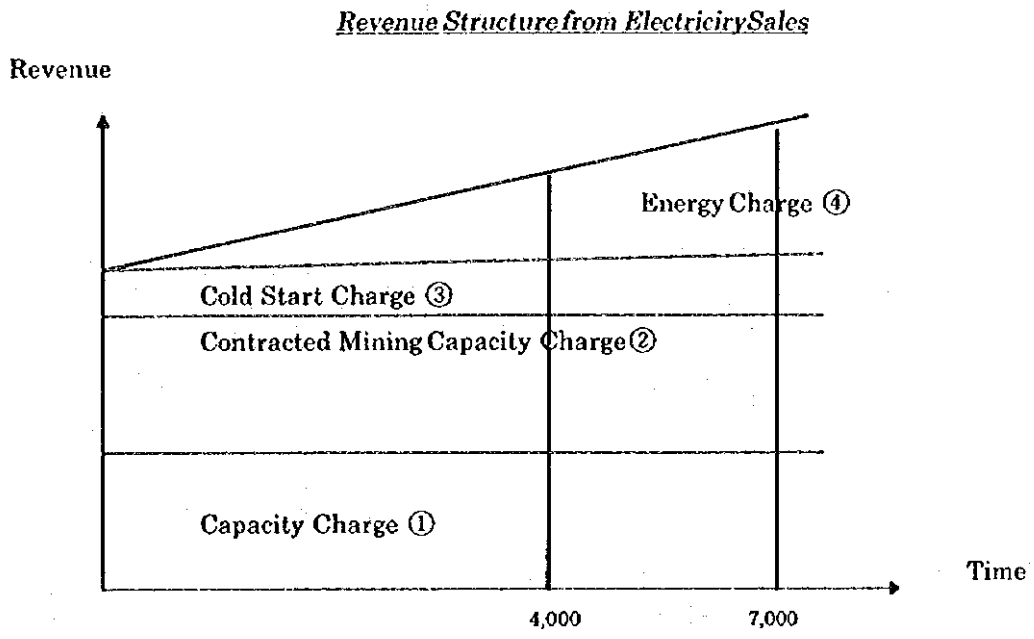
(注) ＊1：CFBCボイラの発電能力は150MWであるが、送電端では137MWである。

＊2：既存設備の送電端能力

＊3：発電能力の増大に比例しContracted Mining Capacity Chargeも増額されることを前提とした。

＊4：既存設備の送電端ベース発電量は327Gwhであるが、新設のCFBCボイラは822 Gwhを想定している。

これを図で示せば以下のようになる。



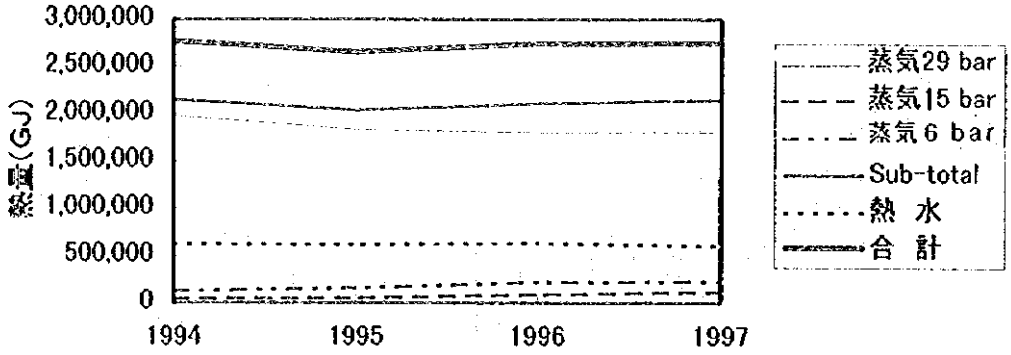
(3) 熱エネルギー販売収入

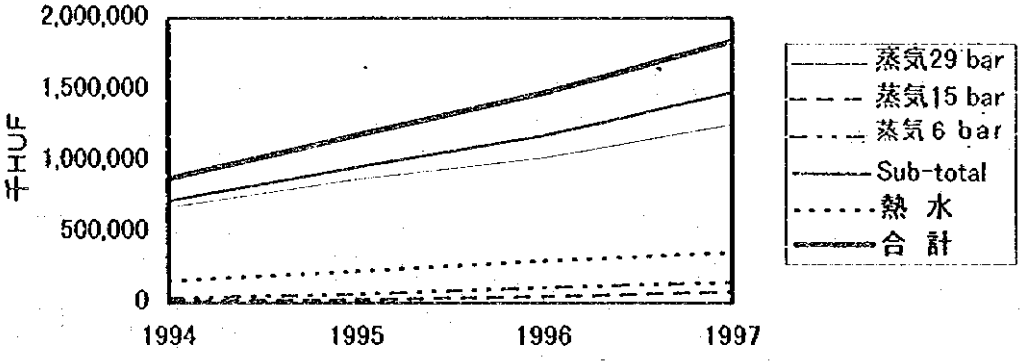
ポルショド発電所より収集した 1994～1996 年の熱エネルギー販売収入実績、および 1997 年の同計画データを基に以下の表を作成した。

熱エネルギー販売収入

		1994		1995		1996		1997 (計画)	
		熱量 (GJ)	千HUF	熱量 (GJ)	千HUF	熱量 (GJ)	千HUF	熱量 (GJ)	千HUF
蒸 気	29 bar	1,980,157	672,914	1,831,386	869,537	1,798,388	1,020,456	1,804,600	1,253,370
	15 bar	44,157	13,247	51,898	23,180	88,860	47,563	115,500	78,540
	6 bar	123,392	34,550	154,950	61,941	220,094	109,830	225,000	146,251
	Sub-total	2,147,706	720,711	2,038,234	954,658	2,107,342	1,177,849	2,145,100	1,478,161
熱 水	-	623,423	155,856	615,209	224,761	633,908	297,701	599,100	356,952
合 計	-	2,771,129	876,567	2,653,443	1,179,419	2,741,250	1,475,550	2,744,200	1,835,113

上記データを、蒸気および熱水の販売量と販売額を年度別に図で示すと以下のトレンドが得られた。





上記分析に基づき以下の結論が導き出せる。さらに、それらの結論に対し、財務分析を行う上での条件を想定した。

1） 熱エネルギー全体の販売量は、94～97年の4年間では95年の2,653,443GJが最小、94年の2,771,129GJが最大である。図よりも明らかなとおり、極めて安定的に推移している。

【財務分析上の仮定】

過去の実績を若干上回るが、第3章 Table 3.1.2で示したとおりの最適開発計画の検討で提示されたとおり本プロジェクトにおける蒸気と熱水の合計熱生産量を、2,780TJと想定する。

2） 一方、販売額は、94年が876,567千HUFで最小、97年が1,835,113千HUFで最大。この間の平均増加率は約28%／年であるが、図より明らかなとおり、コンスタントに増加している。

【財務分析上の仮定】

熱エネルギー単価は、97 年初より適用され、同年の販売計画策定のベースである 897.79HUF/GJ とする。

(4) 補論－MVM が買電契約に基づき発電所に支払う各項目の内容

本調査にて採用した IKIM 法令 26/1997(Ⅲ.24)に規定されているボルショド発電所の収入項目の内容は以下の通りである。

【Capacity Charge】

MVM と契約する各発電所が、その発電システムの利用可能性（availability）を契約先（MVM）に対してコミットすることに対する支払いであることから、この項目は "availability charge"と言うこともできる。システムのオーナーである発電所としては、MVM との売買電契約（PPA）に基づき、操業時間の長短に拘わらず、契約期間中は毎年の固定収入を確保出来る。

【Contracted Mining Capacity Charge】

ボルショド発電所の様に炭鉱を所有している発電所に対して、MVM は当該炭鉱の所有・運営することに伴う負担を軽減するために発電所に対して一定額を支払う。

【Cold Start Charge】

発電所は、定期修理等発電所固有の理由による場合以外に、国の送電システムに責任を持つ MVM の要請によっても操業を停止することがある。その停止回数はボルショド発電所の場合、年間 4～5 である。IKIM 法令は停止 1 回に対する単価を定めており、従って本項目は可変収入項目であるが、過去の停止回数は安定的であることから収入も安定的となる。

【Energy Charge】

本項目は使用燃料費の補填として支払われることから、間接的には設備稼働率に応じた支払いと言えよう。

第10章　ハンガリーの発電所開発に向けての提言

第１０章　ハンガリーの発電所開発に向けての提言

10.1　発電所の石炭燃焼技術

(1)　ハンガリーの発電所建設計画

ハンガリー国の電力需要は 1989 年から 1993 年にかけて、工業部門の不振により減少を続けたが、以後はゆるやかながら増加傾向にある。電力消費量は 1995 年の 36.5 TWh に対し、2010 年の需要予測は 43.3 ～49.3 TWh であり、最低の場合でも着実な増加が見込まれる。

一方、ハンガリーの現在の発電設備容量 約7,400MW の 74％を占める火力発電設備は、その大半が老朽化して効率が低下している上、2005 年に発効する EU 諸国並みの環境規制に適合できないため、設備の更新を迫られている。

国のエネルギー政策により、発電所近傍の炭鉱は経営的に発電所と一体化されたので、そのような発電所は自前の石炭を有効利用することにより地域の雇用にも貢献し、かつ環境保全対策を十分に行う必要がある。本調査の対象となったボルショド発電所もその１つである。

このような状況のもと MVM は、1998～2010 年の間に開発すべき発電システムについて、LCP（Least Cost Planning）手法により経済効果分析を行った。発電方式、燃料、発電容量、および建設場所の候補は表 10.1.1 に示すように選定された。

Table 10.1.1　Candidates of Power Plant Development

Site		Type of unit	Fuel	Units×MW	Total MW
Existing Plant Sites	1	C.C.+cogeneration unit	natural gas	4×100	400 MW
	2	C.C. + condensing unit	natural gas	6×225	1,350 MW
	3	FBC + cogeneration unit	coal	4×150	600 MW
	4	FBC + condensing unit	coal	6×155	960 MW
	5	Gas turbine (peak load)	light fuel oil	6×155	930 MW
	6	Oil fired large unit	heavy fuel oil	1×550	550 MW
	7	PCF large unit	coal	3×350	1,050 MW
	8	Nuclear unit	nuclear	2×630	1,260 MW
New Plant Sites	9	Gas T. with inert gas unit	inert gas	1×80	80 MW
	10	Lignite-fired unit	lignite	3×450	1,350 MW
	11	PCF unit	coal	3×550	1,650 MW
	12	Nuclear unit	nuclear	2×630	1,260 MW

Source : The Economic Efficiency Analysis of the Long Term Expansion Strategy of the Hungarian Power System, provided by MVM in March 1996.

この分析結果によると、上記候補のうち、建設が適切であると判断されたものには、150 MW程度の容量を持つ流動床燃焼(FBC)のユニットとして熱電併供用が4ユニット、復水発電用が5-6ユニット含まれ、Borsod発電所の新設ユニットは前者に属する。既存の発電所に建設されるこれらのユニットは、低品位の国産炭を使用しつつ環境保全上の要件をも満足させる必要があることから、適用炭種の範囲が広く、低品位炭や工場で発生する廃棄物、副生物も燃料として利用できる特徴を持つFBC技術が選ばれたものと考えられる。

MVMによるBorsod発電所の既往のF/Sで選定された循環式流動床燃焼(CFBC)は、FBC技術の一つであり、以下のような環境上の利点がある。

1) 脱硫剤が炉内を循環するので脱硫剤の利用率が高く、燃料中の硫黄分を効率よく除去できる（90 %以上）
2) 燃焼温度が850 °C程度と低いため、NOxの発生量が少ない。
3) 燃焼効率が高いので相対的に燃料が削減できる。

そのため、CFBCは広く実用化されつつあり、日本国内でも50 - 250 t/h程度のボイラが11基運用されている。しかし、Borsod発電所を含め、ハンガリーで計画中のこれら発電所に必要な460 t/hクラスのボイラへの適用例は少なく、世界でもアメリカ(490 t/h)、ドイツ(400 t/h)、フランス(700 t/h)にそれぞれ1例あるのみである。

本調査においてこれら3ヶ所の発電所のCFBCボイラの問題点と解決方法を調査した結果を踏まえ、灰分(35 - 45 %)と硫黄分(2 % 以上)の含有率の高いBorsod褐炭への適用には以下のような対策をとることとした。

1) 褐炭と低灰分の輸入炭とを混合し、総灰分量を減ずる
2) 灰分量に応じて適正な容量の外部熱交換機(EHE)を設置する
3) 灰分離、循環、EHEシステムを高精度に自動制御する
4) 石灰石添加量を適正化し、灰の発生量を低減する

上記対策を取り入れたBorsod発電所の新設ユニット用ボイラの概略は以下の通りである。

ユニット容量	:	150 MWe
蒸気発生量	:	460 t/h
ボイラ形式	:	循環式流動床燃焼(CFBC)ボイラ 外部熱交換機(EHE)付き
使用燃料	:	Borsod褐炭および輸入炭（発熱量ベースで1 : 1の混合）

汚染物質の予想排出濃度	:	SO_2	: 400 mg/Nm³以下
		NOx	: 200 mg/Nm³以下
		ダスト	: 50 mg/Nm³以下
関連主要設備	:	石炭・石灰石供給設備	
		石灰石粉砕プラント	
		ベッドアッシュ処理設備	
		電気集塵機	
		煙突（130 m）	
		自動制御装置	

このボイラは、上述のハンガリーで必要とされる他の150 MWクラスのユニットに共通して適用が可能と考えられるが、各発電所で使用する国産炭の品位など特有の条件を慎重に検討すべきである。

そのため、当調査での経験に基ずき、CFBC技術の適用に際して留意すべき事項を以下に提言する。

(2) CFBC技術の適用上の留意点

調査団はこれまでCFBCユニットとしては大規模な世界の3ヶ所の発電所の調査を実施し、調査結果をサポーティングレポートに示した。これら3ヶ所の発電所のうち、Goldenberg発電所（ドイツ）のCFBCユニットはEVT方式を採用しているのに対して、TNP-One発電所（米国）およびProvence発電所（フランス）のCFBCユニットではLurgi方式を採用しており、後者が外部熱交換機（EHE）を設置しているのが一番大きな違いである。以下は、EHEを設置しているTNP-OneおよびProvence発電所のCFBCユニットで生じた種々の問題を通して学んだ教訓を今後ハンガリーで計画される大規模CFBCボイラユニットの設計と運用に反映させるための提言を行う。

アメリカのTNP-Oneの運開が1991年であるのに対し、フランスのProvence発電所のCFBCユニットの運転開始は1995年で、まだ1年あまりの運転時間である。この4年の間に容量は499 t/hから700 t/hへと拡大し、同時にTNP-Oneで遭遇した様々な問題への対応策がProvence発電所のCFBCユニットに反映され、1年後の定修までのトラブルは格段に減少している。CFBC技術が次第に改善され、石炭火力では中型規模である700 t/hクラスまで実用化が進んできていると言える。こうした先進事例は、ハンガリー炭を使用する発電所でCFBC技術を採用するためには以下の事項が決定的に重要であることを示している。

1) 燃焼室から排出される灰の分離・リサイクルまたはEHEシステムの適正負荷

燃焼室から排出される灰の分離・リサイクルまたはEHEシステムの負荷量をすでに実証されているProvence発電所のCFBCユニットと同程度まで削減する。460 t/hクラスのCFBCボイラでは、ハンガリー産褐炭と輸入炭を発熱量ベースで1：1の比率で混焼することにより、発生する灰の量を約80 t/hから約44 t/hに低減する。

TNP-OneとProvence発電所のCFBCユニット両方とも、灰に起因するトラブルが一番多かったため、TNP-OneとProvence発電所のCFBCユニットの灰発生量について比較する。

TNP-Oneで使用されている石炭はTexasリグナイトであるが、脱硫剤として使用される石灰石を含めて燃焼に伴い発生する灰の量は、Texasリグナイトの専焼で27 t/hとなっている。それに対してProvence発電所のCFBCユニットで発生する灰の量はGardanneリグナイト専焼のケースで45 t/h、残渣油と1：1の混焼のケースで22 t/hとなっており、Provence発電所のCFBCで発生する灰の量がTNP-Oneの灰の発生量の約2倍になっている。こうして発生した灰の約半分がサイクロンやEHEを経て、再び燃焼室へとリサイクルされるが、TNP-OneではこのEHEの水管にトラブルが頻発した。しかし、Provence発電所のEHEでは、そうしたトラブルの発生は少なく、すべて解決されている。運開より1年間におけるトラブルは水管の溶接の不備によるリークが1回あっただけで、Gardanneリグナイト専焼のケースで発生する45 t/hの灰に十分に対応できるまで改善されたと言える。

Borsod発電所の事例では、新設CFBCユニットで予定されているLyuko炭には、36.5%もの灰分が含まれているため、大量の灰が発生する。その大量の灰の熱を有効利用し、熱効率を高めることは、極めて重要である。しかし、Lyuko炭を専焼させたケースを考えると、脱硫剤を含めた灰の発生量は80 t/hとProvence発電所のCFBCユニットの約2倍となる。Borsod発電所の新設CFBCユニットの蒸気発生量がProvence発電所のCFBCユニットの65%しかないにもかかわらず、約2倍の灰の負荷に対応して、灰分離・リサイクルまたはEHEシステムをトラブルフリーで運転させることは、これまで全く実績がなく、ほとんど不可能と考えられている。そのため、すでに実証されているProvence発電所のCFBCユニットのEHEの容量程度までに、燃焼灰の発生量を抑えることが求められる。したがって、ローカル炭中の灰分が多い場合は、輸入炭と混焼することをCFBCユニットの設計の前提とする必要がある。

以上のことを踏まえ、ローカル炭の使用を前提とするCFBCボイラユニットでは、発生する灰の量をローカル炭と輸入炭を発熱量ベースで1：1で混焼することによって極力減らすこと、灰分離・リサイクルまたはEHEシステムの灰の負荷量をすでに実証されているProvence発電所のCFBCユニットと同程度まで削減し、Provence発電所のEHE技術をフィードバックし適用することが望まれる。

2) 輸入炭の品位

混焼される輸入炭は、発熱量が25 MJ／kg以上、硫黄分が0.8－1.0%程度の高品位炭とする。

上述したように、燃焼室からの灰の発生量を減らすため、輸入炭の混焼が求められているが、その輸入炭の品位が問題となる。できるかぎり灰の発生量を抑える必要性から、高品位の石炭、例えば、発熱量が25 MJ／kg以上、石灰石の使用量をできるかぎり抑える見地から硫黄分が0.8－1.0%程度の品位の石炭を混焼することが望ましい。

3) 石灰石供給装置

TNP-Oneでは、石灰石供給装置でもトラブルが頻発しているため、これらの教訓を新設CFBCユニットに反映させる。

Provence発電所のCFBCユニットで使用されている石炭には、多量のCaOが含まれており、現在、石灰石供給装置は使用されていない。一方、TNP-Oneでは、石灰石の供給装置にトラブルが続発していることから、TNP-Oneで学んだ教訓を新設CFBCユニットにフィードバックし適用する。

4) 熱負荷のバランス

スーパーヒータ、リヒータ、灰分離・リサイクルまたはEHEシステムで行われる過熱および再熱の熱負荷のバランスに注意する。

Provence発電所のCFBCユニットの蒸気発生量が700 t／h、灰の発生量が約45 t／hであるのに対して、Borsod発電所のケースでは、蒸気発生量が460 t／h、混焼にした場合の灰の発生量が約44／hとなる。Provence発電所のケースと比較すると、新設CFBCユニットでは、相対的に灰分離・リサイクルまたはEHEシステムで行われる過熱および再熱の比重が大きくなってくるため、SH、RH、灰分離・リサイクルまたはEHEシステムで行われるSHおよびRHの熱負荷のバランスに注意しなければならない。

5) 灰分離・リサイクルまたはEHEシステムの制御

灰分離・リサイクルまたはEHEシステム、燃焼室、一次空気ファンの相互間において密接な連携が必要なので、コンピュータによりそれぞれの監視と分刻みあるいは秒刻みの自動運転制御を行う。

TNP-OneおよびProvence発電所に設置されているEHEは、共に燃焼室の温度制御に与える影響が大きく、非常に繊細な制御が求められることが、これまでの調査から判った。特に、Provence発電所のCFBCユニットでは、EHE、燃焼室、一次空気ファンの間において密接な連携、分刻みあるいは秒刻みの調整を行うため、コンピュータを使用して、それぞれを監視

し、フィードバックさせ、連動させている。Provence発電所のCFBCユニットと150MWクラスのCFBCユニットを比較した場合、150MWクラスの燃焼室のほうが小さく、灰分離・リサイクルシステムの容量がほぼ同じになることから、このシステムの燃焼室に与える影響がProvenceのケースよりさらに大きく、より繊細な制御が求められるため、灰分離・リサイクルまたはEHEシステム、燃焼室、一次空気ファンの連携には、コンピュータによる制御は欠かすことはできないと考えられる。

6) まとめ

新しい技術はスケールアップをしていく過程で発生する様々の問題を解決しながら進歩を重ねるものであり、上に述べられた問題点とその解決策を今後ハンガリーで建設が進められるCFBCボイラユニットにフィードバックしていくことが必要である。

10.2　火力発電所の環境影響調査と環境保全対策

10.2.1　火力発電所における一般的提言

(1)　火力発電所の環境影響調査

火力発電所の環境影響評価書の作成にあたっては、まず、発電所の設置場所およびその周辺地域の大気質、水質、自然環境等の現況について環境調査を実施する。次に、発電所の計画内容、環境調査結果および地域の特性を考慮して、硫黄酸化物等の大気汚染物質、温排水等について、各々環境保全対策をたて、これを踏まえて、拡散予測計算、風洞実験、温排水拡散模型実験等により運転開始後の環境への影響について予測し、評価する。また、発電所の運転開始後も、大気環境や水域環境等について追跡調査を行う環境監視計画を立案する。環境影響調査は、発電所の計画内容、環境調査結果、環境保全対策、影響予測評価、環境監視計画および総合評価を取りまとめたものである。

火力発電所の環境影響調査のフローを図 10.2.1 に示す。

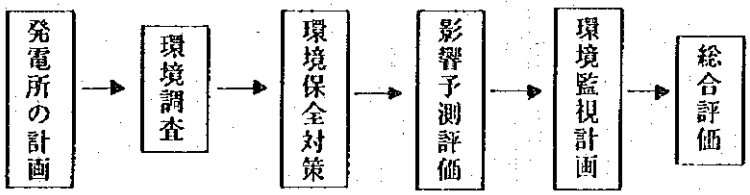


Figure 10.2.1　A Flow Diagram of the Assessment Process of the Potential Environmental Impacts of the Thermal Power Plant Project

(2)　発電所の計画概要の明確化

発電所の基本的事項として設置場所、設備、工事について明らかにすることで、以下の項目が考えられる。

- 発電出力
- 運転開始予定時期
- 使用燃料の種類
- 年間燃料使用量
- 敷地面積
- 大気に関する事項（排ガス量、煙突の高さ、SO_2・NOx・ばいじんの排出量）
- 水質に関する事項（冷却水使用水量、取放水温度差、取水方式、放水方式、一般排水量）
- 騒音振動に関する事項（ボイラ、タービン、発電機、変圧器、通風機、空気圧縮機、揚炭機、微粉炭機等）
- 土壌に関する事項
- 地下水使用の有無

(3) 環境調査

発電所の設置場所およびその周辺地域の自然環境および社会環境の現況を把握するための調査項目は、大気汚染、水質、動植物に関する項目等多岐にわたるものである。調査結果は、「環境の現況」として取りまとめ、大気汚染物質、温排水に対する環境保全対策および環境への影響予測のための基礎試料とする。

環境調査項目を表 10.2.1 に示す。

Table 10.2.1 Environmental Survey Items

項 目	調 査 内 容	範 囲 等
大気質	硫黄酸化物、窒素酸化物、浮遊粒子状物質	30 km の範囲内
水質	水温(水平・鉛直分布、取水口近傍の変化)、pH、COD または BOD、DO、SS、透明度、N、P、その他	取水口全面と温排水 1℃上昇範囲を包含する範囲
底質	COD または BOD、強熱減量、粒度分布、全硫化物、その他	
土壌汚染	汚染の現況	発電所、工事場所
騒音・振動	朝・昼・夕・夜 (振動は昼・夜のみ)	発電所境界、その周辺
地盤沈下	沈下の現況	地下水取水の場合
悪臭	悪臭の現況 (ｱﾝﾓﾆｱ濃度)	発電所境界
気象(一般)	気候、風向、風速、気温、湿度、降水量	気象官署 10～30 年
(地上)	風向、風速、気温、湿度、日射量、雲量または放射収支量、大気安定度	1 年以上の観測
(高層)	風向、風速、気温、気温減率、気圧配置等	1500 m 上空
地形・地質	標高、起伏、傾斜、地質構成、層群、岩石構成、土壌、土質	発電所および周辺地域
陸水	渓流、地下水、取水河川、湖沼	
環境保全国際条約	ﾜｼﾝﾄﾝ条約、生物多様性条約、世界遺産条約、国際湿地条約(ﾗﾑｻｰﾙ条約)等	
自然保護	自然公園、自然環境保全地域、鳥獣保護区、保安林、水産保護水面、温泉地域等	
植生	現存植生、主要な群落とその土壌、自然度と生態的重要度、貴重な植物、潜在自然植生	30 km の範囲
動物	陸生動物、水生動物、貴重な動物	
自然景観等	自然景観、主要な観光地・道路からの景観	発電所および周辺地域
地域社会	地理的位置、人口、産業活動	
交通・公共施設	交通の状況、公共施設の状況	
土地利用	土地利用状況、土地利用計画の状況	
水系利用	内水面漁業の状況、利水の状況	
文化財・ﾚｸﾘｴｰｼｮﾝ	文化財・ﾚｸﾘｴｰｼｮﾝ施設	
その他	当該地域特有の事項であり、環境保全上特に配慮する必要のある事項について	

(4) 環境保全対策

発電所の計画内容、環境調査の結果および立地地点の特性を踏まえて、環境への著しい影響が予想される項目について、自然環境と社会環境を保全するために、環境保全対策を策定する。環境保全対策の主な項目とその対策を表 10.2.2 に示す。

Table 10.2.2 Major Items of Environmental Protection Measures

項　目	主な対策
大気汚染防止対策	1. 硫黄酸化物対策 低硫黄燃料、FGD、炉内脱硫 2. 窒素酸化物対策 燃焼改善（低 NOx バーナ、二段燃焼、EGR）、排煙脱硝装置、炉内脱硝 3. ばいじん対策 EP、機械式集じん装置 4. 粉じん対策 しゃ風ネット、散水装置、植樹、ギャラリー内収納 5. ばい煙の拡散効果の向上 高煙突、集合煙突
温排水に対する対策	1. 冷却塔の設置 2. 深層取水（カーテンウォール方式） 3. 復水器バイパス（混合希釈放水） 4. 水中放水 5. 表層放水
水質汚濁防止対策	1. 総合排水処理装置の設置 2. 石炭灰処分場底部の不透水シートの敷設、余水処理装置の設置 3. 処理水の散水等の再利用
騒音・振動防止対策	1. 建家屋内収納、低騒音振動型の採用、防音壁、消音器の設置 2. 敷地境界からの隔離
生物対策	1. 植生改変面積の最小化、緑化 2. 貴重な生物の保護
景観の保全対策	1. 建家等の形状、配置、色彩への配慮 2. 修景緑化

1) 大気汚染防止対策

環境負荷を可能な限り低減させるため、低硫黄燃料や天然ガスの使用拡大、燃料改善、脱硫・脱硝装置の技術開発など、積極的な環境対策を推進する。

a) 燃料対策

火力発電所からの硫黄酸化物や窒素酸化物およびばいじんの発生を抑制するためには、低硫黄分、低窒素分の重・原油、石炭、並びに硫黄分やばいじんを含まない天然ガスなどの良質燃料を使用するよう努める。

b) 設備対策

火力発電所からの大気汚染物質の排出を抑制するには、上記a) の燃料対策の他、以下のような設備対策がとられている。

・ 硫黄酸化物対策
硫黄酸化物については、FGD の設置や炉内脱硫の可能な流動床ボイラにより、硫黄酸化物を除去することが可能である。

・ 窒素酸化物対策
窒素酸化物については、燃焼方法の改善（ボイラ：二段燃焼、EGR、低 NOxバーナ、ガスタービン：予混合燃焼）によって燃焼過程における発生を抑制する方法（Thermel NOx の排出抑制）と、発生した窒素酸化物を脱硝装置（乾式SCR法、乾式活性炭脱硝、炉内脱硝）の設置によって除去し、その排出を抑制する。各々の対策による処理後の排出濃度を表10.2.3 に示す。

Table 10.2.3 Nitrogen Oxide Reducing Options and Resultant Concentrations (ppm)

	ガス火力	石油火力	石炭火力
EGR＋二段燃焼	55～110	95～180	300～350
EGR＋二段燃焼＋低 NOxバーナ	40～100	85～180	160～300
EGR＋二段燃焼＋低 NOxバーナ＋炉内脱硝	40	50～85	-
EGR＋二段燃焼＋低 NOxバーナ＋SCR法	10～20	20～30	60

・ ばいじん対策
ばいじんについては、重原油専焼の場合の未燃炭素、石炭専焼の場合のフライアッシュが煙突から排出するのを抑制するため、集じん効率が重原油火力では 80％ 以上、石炭火力では 99％ 以上の高性能の集じん装置を設置する。

・ 粉じん対策
石炭火力における貯炭場および揚炭・運搬等、石炭のハンドリング過程からの粉じん飛散防止対策も必要である。防風のためネットの設置、植樹、またはドーム型や切妻型の屋内貯炭場が貯炭場の設置される場所に応じて採用される。また、貯炭のための用地面積が狭い場合には、単位面積当たりの貯炭量が大きいドーム方式やサイロ方式が採用されており、粉じん飛散の防止にも役立っている。

2) 温排水対策

火力発電所の復水冷却の結果放流される温排水により、水生生物の生息環境や漁業への影響が懸念されるため、その対策が必要となる。その対策として、温排水を排出しない閉鎖式湿

式冷却塔により冷却水を循環再利用する、あるいは、温排水を放出する場合でも、発電所の復水器、冷却水の取放水設備の設計にあたっては、温排水の放出による周辺水域への影響をできるできる限り少なくするため、取放水温度差を小さくしたり、取放水速度を遅くする等、立地特性に最も適した対策を講じる必要がある。

主な取放水対策として、温排水の水温上昇、魚の卵・稚仔の取水取込み影響をを抑えるための深層取水（カーテンウォール方式等）、復水器バイパス（混合希釈排水）、温排水の拡散範囲を小さくするための水中放流等があげられる。

3) 水質汚濁防止対策

発電所からの排水にあたっては、適切な処理により水域の水質汚濁を防止することが求められ、プラント排水については総合排水処理装置により、生活排水については浄化槽で処理、石炭火力発電所の灰捨場余水については沈降および中和処理した後、放流する。また、工事中および運転開始後の雨水に伴う濁水についても、沈殿池に導入し、沈殿させた上澄液を放流する。

4) 景観・緑化等の対策

発電所の立地にあたっては、自然環境について配慮するとともに、緑化を行う。具体的には、景観対策として敷地内の建物の形状、配置、色彩に配慮するとともに、土地の改変、樹木の伐採範囲を必要最小限にとどめ、敷地の外周部や施設の周囲、主要道路沿いに緑地帯を設け、郷土種を主とした緑化を積極的に行い、地域住民に開放し、発電所と地域社会との関係をより深めることも重要である。

5) 廃棄物対策

発電所から発生する廃棄物には、排水処理で発生する汚泥、石炭、重油などの燃焼に伴い発生する石炭灰や重油灰、脱硫装置の副生成物である脱硫石膏、冷却水路付着生物等があり、土壌汚染や地下水汚染を引き起こさないよう各廃棄物の性状に応じて適切な処理・処分あるいは業者への委託など適正管理が求められる。脱硫石膏を石膏ボードとして、あるいは石炭灰をセメント原料として有効利用するなど廃棄物のリサイクルも重要である。

(5) 影響予測評価

計画の内容、環境の現況および環境保全のために講じようとする対策を踏まえ、環境への著しい影響が予想される項目について、環境予測および評価を行う。

1) 大気拡散予測（大気拡散シミュレーション）

拡散計算によって、発電所の運転開始後の硫黄酸化物等の着地濃度を予測し、評価する。ま

た、ばい煙拡散の地形影響については、風洞実験により、影響の程度について把握し、評価する。

2) 温排水拡散予測（温排水拡散シミュレーション）

拡散予測計算、水理模型実験によって、温排水の拡散範囲を予測する（表層1mおよび2mの各水深毎の水温上昇の分布）

(6) 環境監視

発電所の運転開始後におけるばい煙の排出、冷却水の取放水温度差、一般排水等の監視を行うため、硫黄酸化物、窒素酸化物、SPM等の排出濃度や大気環境濃度、水温、生物等について追跡調査（モニタリング）計画を立て、この調査を行うことによって、環境影響予測の妥当性や発電所の運転による現況影響の少ないことを確認する。発電所における環境監視計画の一例を表10.2.4に示す。

Table 10.2.4 An Example of Environmental Monitoring at Thermal Power Plant

項目	主な措置
大気質	硫黄酸化物および窒素酸化物、ばいじんの常時監視
気象	連続観測
水質	水温の取水口および放水路における連続測定 水質測定（pH、CODまたはBOD、DO、SS、透明度、N、P等） 底質の測定（COD、強熱減量、粒度分布、全硫化物）
騒音	発電所敷地境界で年1回の騒音測定
振動	発電所敷地境界で年1回の振動測定
河川	流況観測
水生生物	四季別の調査(水中生物、底生生物、卵・稚仔、ﾌﾟﾗﾝｸﾄﾝ等)

10.2.2 ハンガリーの火力発電所開発に対する提言

ハンガリー国における工業開発では、深刻な公害を発生させた先進国の過去と同様に、環境への配慮が欠けていた。内陸国という地理的状況からみて、廃棄物は内陸部に埋立てせざるを得ないが、河川への投棄も行われてきた。また、ハンガリーの石炭は、一般的に発熱量が低く、灰分量が多い上にAsやHgの含有量が高いという特性を有している。このような状態を踏まえ、ハンガリー国の電力開発に係る環境保全について、以下の提言または勧告を行う。

なお、ハンガリー国内の火力発電所は、共通する問題点を多く抱えており、以下の提言と勧告は、ボルショド発電所にも概ね適用できる。

(1) 基準・規制の遵守

ハンガリー国政府は、煙道からの新しい排出基準を 2005 年 1 月 1 日に施行する予定である。発電所が環境保全対策を実施し、排出基準を十分に達成したとしても、地域によっては民生を含む他の発生源が十分な対策を行わなければ、環境基準の達成は困難となる。2005 年またはそれ以前の目標年までに SO2 等の大気質の環境基準を達成するためには、以下のことが望まれる。

1) 固定発生源に対しては、新しい排出基準を遵守するよう指導、取締りを強化する。

2) 石炭を使用する民生の施設は大気汚染にかなり寄与している。現在、家庭暖房用燃料のガス化が進行しており、1992～1993 年の JICA による Sajo Valley 地域大気汚染対策調査時点に比べて、2005 年には石炭燃料の使用は半減されよう。しかし、環境基準達成を確実なものにするためには、さらなるガス化の促進が望まれる。

3) 電力開発は、通常工業地帯に隣接する場合が多く、一般的に多くの廃棄物貯蔵場があり、また廃棄物を不法投棄した場所もある。廃棄物の処理、処分に関し、各種法令に規定された環境保護規則が遵守されるよう、指導と不法投棄の取締りを強化するべきである。

4) 作業環境の保全や建設時の環境保全は、おろそかにされがちである。関係者は、作業環境基準等を遵守するとともに、監督機関は十分な指導を行うべきである。

(2) 環境調査における配慮

1) 一般的配慮

ハンガリーには環境保全国際条約に指定された地域や自然国立公園など、多くのすばらしい自然を有した場所がある。しかし、工業地帯や都市部および観光地の一部などでは、人為的な要因で環境汚染が顕在化しており、深刻な問題となっている所がある。大気汚染は暖房期に顕著であり、住宅地では暖房汚染が大きく寄与しており、市街地では車による汚染が、工業地帯近傍では固定発生源の影響が加わり、接地逆転層の形成される気象条件と相まって、一層大気汚染を深刻なものとしている。

また、工業地帯およびその隣接する地域では、関連する企業、住宅等があり、加害者が同時に被害者になっている場合も見受けられる。

廃棄物は、有効利用できない場合、内陸部での埋立てか河川への投棄以外に方法がないことも特徴である。

ハンガリー国における発電所の開発に係る調査に当たっては、上記の特質を十分に踏まえ、環境に影響を与えると思われる地域について、自然および社会環境の現況を的確に把握することが重要である。

2) 「環境を計る」ことに対する配慮

ハンガリー国には環境関係の優秀な技術者は多いが、データのクロスチェック機能は十分とは言い難い。「環境を計る」ということは、測定によって基準に適合しているか否かを判断することにとどまらず、測定値の得られた背景を検討し、得られた結果を総合的に解析することであり、環境保全を推進していく上での基本である。

「環境を計る」ことに対しては、下記のような配慮が必要である。

a) 精度の高い測定に努める

重要な基準を厳密に設定しても測定の精度を欠けば、基準そのものの意味が薄らぐことになる。測定では、公定法に従うことを原則とすべきであるが、サンプルの性質によっては、適切な応用技術も要求されることを理解すべきである。

b) 分析者は常に精度向上に努める

分析者は、優れた機器で分析すると、その結果が一番正しいと思いがちであるが、分析や測定には常に誤差があることを認識し、分析者や分析機関間で適時クロスチェックを行い、技術レベルを確認し合うようなシステムを構築するよう提言する。問題点があれば、何が原因かを究明し、常に技術向上に努めることにより、はじめて計測機器の能力、特徴を最大限に活かすことが可能となる。

c) 広く地域住民の参加を求める

環境を改善し、また、保全するためには、発電所等の排出原因者のみではなく、広く地域住民の参加、協力が不可欠である。そのためにも、自分の都合の良いデータ、悪いデータを含めた積極的なデータの公表が大切である。

d) サンプルの代表性について

土壌サンプリング点や大気測定点を設定する場合、どのエリアを代表させようとしているのか、事前に十分に考え方を整理した上で設定する必要がある。場合によっては、分析等の誤差よりもサンプリング等の誤差の方が極めて大きい場合がある。その他、サンプルの同時性、連続性についても配慮すべきである。

(3) 環境保全対策

ハンガリーの発電所においては、環境を保全するため、以下のような対策を行うことを推奨する。

1) 石炭灰による地下水汚染防止対策には、シックスラッジ技術や遮水シート法等、さまざまな技術が考えられている。発電所等の関係者に対するヒアリングでは、燃焼残渣物による地下水汚染の防止のために、シックスラッジ技術のみで対応しようと検討している。電力用の国内炭は、先に述べたとおりの特性を有しており、灰分の少ない良質炭で良好な結果が得られたとしても、国内炭の灰で同等な結果が得られるとの保証はない。過剰な対策を講じる必要はないが、シックスラッジ技術により地下水汚染の起こらないことを事前に実証する必要がある。また、シックスラッジの輸送水の一部として、水処理施設からの塩分含有の排水を利用することは、現段階では推奨することはできない。

2) 環境を汚染した場合、これを回復させるためには、一般に相当な費用と時間を要するものである。将来に禍根を残さないためにも、実現可能な対策代替案がある場合には、これを検証不十分な対策に優先して実施すべきである。

3) 発電所の開発は地域の発展に貢献するが、その反面、他の工場とともに当該地域の環境に少なからず影響を与えるものである。今後の環境保全を考える上においては、単に環境影響を回避・軽減するのみではなく、新たに準自然環境を創造、とり戻すとともに、景観についても配慮することを提言する。例えば、開発によって失われた環境に見合った環境を新たに創造することも、積極的な環境保全対策とみなすことができる。

4) ハンガリー炭はAsやHgの含有率が高く、輸入炭に比べると発熱量当たりの含有率はさらに高くなる。Hgのほとんどは、蒸気となって飛散し、Asは灰に残留して地下水汚染の原因となる。このことを踏まえて、環境保全対策を検討する必要がある。

5) 煙突からの排出ガスが施設建屋によりダウンウォッシュを受けた場合、煙源近傍の地上に高濃度が出現する場合がある。発電所建設を計画する場合、ダウンウォッシュによる影響防止を検討する必要がある。

(4) 環境影響の予測と評価

ハンガリー国の発電所の開発において、環境に対する影響について予測・評価し、環境保全目標に照らして影響を回避・軽減する対策案を提示する必要がある。

予測・評価の手法にはさまざまな方法が考えられるが、その地域の社会的、自然的条件を十分に踏まえ、可能な限り客観的に評価できる手法を取入れるべきである。予測シミュレーション・モデルのためのパラメータの設定においても同様である。

ハンガリー国における発電所を含む今までのさまざまな工業開発においては、十分な環境影響評価が行われてこなかった経緯がある。環境影響調査と評価においては、可能な限り地域住民や専門家の参加を求め、広く意見を取入れることを推奨する。このことは、将来、事業者および地域住民の両者にとって良好な結果をもたらすものと思われる。

(5) 環境監視

一般に環境監視の目的には、緊急対策の必要性の判断、環境基準との対比、発生源対策の効果の判定、環境管理のためのデータ利用などが含まれる。ハンガリー国の発電所における監視機能を最大限発揮させるために、以下のことを提言する。

1) 現在、発生源と環境の管理は、行政的に環境省の地域監督局と公衆衛生院の地方支局に縦割りにされているため、密接な協力によりこれらの機能を統合し、迅速な対応ができるようにする。

2) 測定機器の適切な運転・維持管理のため、マニュアルの作成や実施計画の策定を行う。

3) 環境監視のための予算は優先的に確保する。

(6) 環境管理体制の整備

ハンガリー国では、電力、ガス等の基幹産業を含む企業の民営化が積極的に押し進められている。発電所では一般に、環境、ボイラ、発電、水供給等、それぞれ担当責任者を決め、対応しているが、ボルショド発電所のように最近民営化されたところでは、運営体制の一部が混乱しており、環境管理体制が十分に機能していない場合も見受けられる。

例えば、所長または環境担当部長をヘッドとする環境管理委員会を設置し、その下に環境、省エネルギー、防災小委員会等を設置し、それぞれの担当事項に関する施策の実施を推進する必要性を提言する。各小委員会には、できるだけ多くのセクションからの参加が望ましい。環境管理委員会における主題には、概ね以下の事項を含める。

1) すべての活動を通じての環境の保全と向上
2) 省エネルギーと排出物の削減、管理
3) 環境保全技術の開発と活用
4) 不測時の対応
5) 担当者とその責任の明確化
6) 地域社会との共生
7) 従業員の環境教育と啓発
8) 環境と排出源の常時監視

10.3 公的な資金協力・技術協力の可能性

(1) ハンガリーの電力セクターに対する日本の公的支援の可能性

ハンガリーを含む旧社会主義諸国では、公的セクターの役割を減らし、市場メカニズムを生かしつつ民間セクターに国の経済活動をできる限り委ねていく市場経済化を積極的に推進している。従来からの資本主義、自由主義経済諸国においても、開発途上国だけではなく先進諸国でも民間の資金・ノウハウを導入することにより、多くの経済インフラを効率よく整備する、いわゆる民活インフラ整備への期待が高まりつつある。

民間セクターの活動に基礎をおいた経済開発は、本来当該国政府と外国資本を含む民間部門によって進められるものであるが、日本政府としては、当該国の政府または民間事業者からの支援要請を前提として、当該国への寄与度が大きく、かつ民間セクターだけでは対応が困難と判断される事業については選択的に、かつ側面的に支援を行っている。

OECD 加盟国であるハンガリーに対しては、EBRD、世銀等による多国間支援を除き、我が国の 2 国間支援は当然選択的にならざるを得ないが、同国の電力セクターに対し我が国が提供可能な、公的な資金的、技術的支援は概略的に図 10.3.1 のようにまとめられる。

以下に各々の支援機関別に支援内容、スキームをまとめた。ハンガリー側の各機関および各発電所を含む電力セクターは、可能な支援スキーム、内容を熟知して、プロジェクトの形成のために我が国の援助機関およびコンサルタント等とコンタクトして行くことを提言したい。

(2) JICA

JICA の環境協力は事業形態別に以下のように分けられる。

1) 企画調査員等の派遣による被援助国の案件形成支援
2) 開発調査の実施（F／S 等の調査、提言の作成等）
3) 技術・ノウハウの移転による様々な分野での知的支援
4) 専門家派遣による事業実施支援および人材育成・支援
   （1996 年 3 月末現在累計：28 人）
5) 研修員受け入れによる人材育成
   （1996 年 3 月末現在累計：527 人）

(3) OECF 借款

事業実施者あるいは最終借入人が民営化された発電会社であっても、環境改善等環境関連プロジェクトであれば、OECF 借款を受けられる可能性がある。但し、OECF 借款は基本的に政府間の契約に基づくものであることから、ハンガリー政府の保証が得られることが前提である。借款条件は定期的にレビューされ、また個々の案件毎に決定されるものであるが、現在は、借款金利 4.0％、期間 25 年、返済猶予期間 7 年である。

環境プロジェクトとしては、電力セクターの中で発電部門が借款の対象となる可能性が高いと考えられる。民営化された発電所の場合は、特に地域環境改善事業等のサブ・プロジェクトとして、1つのサブ・ローンを発電所に供与するtwo-step-loanスキームとなることが多くなろう。

(4) 日本輸出入銀行による支援の可能性

日本輸出入銀行は、日本企業の海外における活動を支援すると同時に、受け入れ国側の経済発展にもつながることが望まれている。輸銀の支援を受けることにより、プロジェクトのポリティカル・リスク等のリスクおよび金融費用が軽減され、プロジェクトの実現の可能性が高まる。一般にUntied Loanを除き、ハンガリー政府の保証を必要としないため、OECF借款より利便性が高いと考えられる。ローンに加え、保証機能も活用した民間インフラ事業の支援が可能である。

具体的には以下のプログラムが挙げられる。

1) バイヤーズ・クレジット
2) 我が国企業がハンガリーに直接進出する場合の投資金融
3) 我が国民間金融機関が提供する融資に対する保証の供与
4) Untied Loan（ハンガリー政府保証付）
5) 我が国企業がインフラ事業等に投資する場合のプロジェクト・ファイナンス

これらは図10.3.2のように示される。

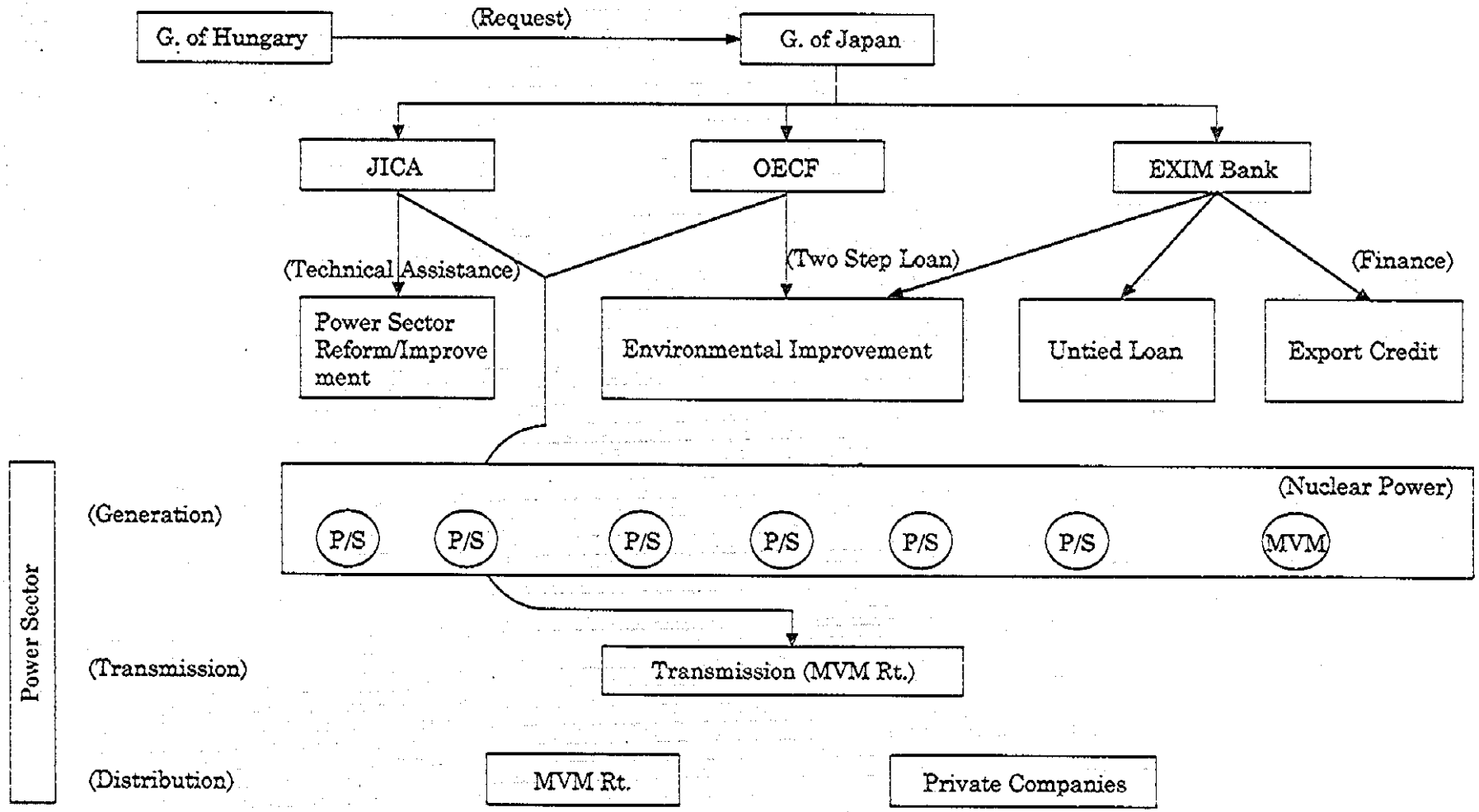
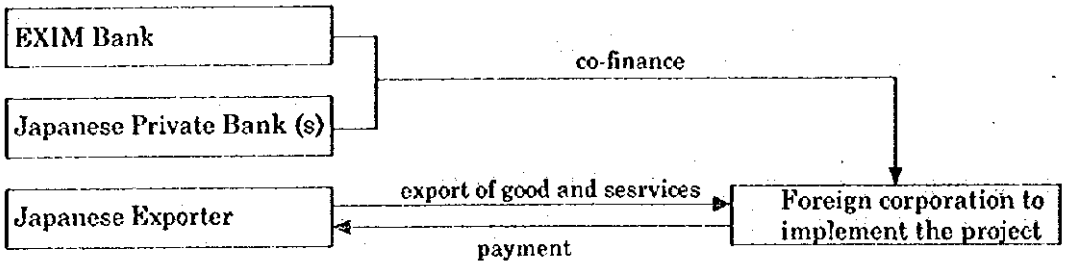
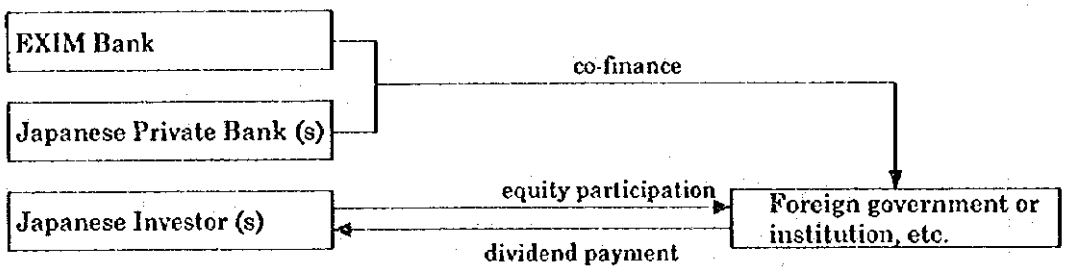


Figure 10.3.1 Possibility of Financial and Technical Assistance of Japanese Government for the Electric Power Sector in Hungary

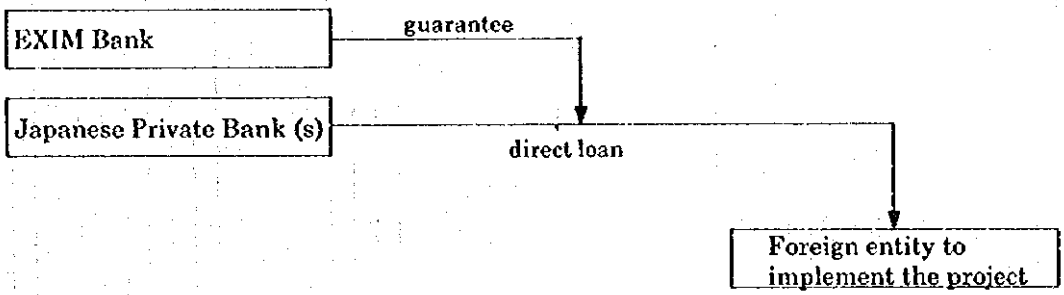
1. Buyer Credit



2. Overseas Invesgment Loan



3. Guarantee



4. Untied Loan

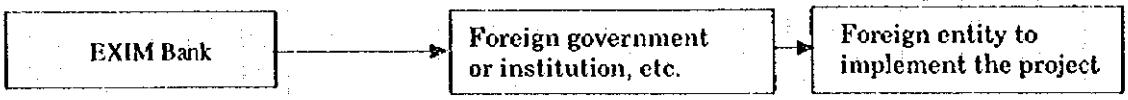


Figure 10.3.2 EXIM Bank's Facilities for Infrastructural Project Implemented by Private Sector

JICA