

第 5 章 排煙脱硫装置概念設計

最適排煙脱硫方式の選定結果に基づき排煙脱硫装置の概念設計を行った。

Table 5-1 に排煙脱硫装置設計条件、Table 5-2 に排煙脱硫装置の計画性能を示す。
排煙脱硫装置の全体配置計画を Fig.5-1 に示す。

Fig.5-2 にフローダイヤグラムを示す。また各主要機器仕様を Table 5-3 に示す。

Fig.5-3 にPart II に設置する排煙脱硫装置のマテリアルバランス、及び Fig.5-4 に Part III に設置する排煙脱硫装置のマテリアルバランスを示す。

また主要設備は、以下の通りである。

- (1) 吸 収 塔 …… 1 塔式塔内酸化スプレー塔方式
・吸収塔の概略図を Fig.5-5 に示す。また吸収塔を含んだライニング材の選定一覧を Fig.5-6 に示す。
- (2) 脱硫通風機 …… 型式 固定翼軸流式
位置 A位置 (GGHの前)
- (3) 再加熱装置 …… 煙突及びダクトの腐食防止、排ガス拡散効果の改善を目的に設置し、経済性、信頼性に優れた再生回転式GGH方式とした。
- (4) 副生品処理設備… 副生品の石膏の内、年間 100,000ton は、隣接して計画している石膏ボード工場に払い出し、残余分は投棄する。
- (5) 電 気 設 備 …… Part II 既設主変圧器 2 次側 110kV母線に遮断器により接続し脱硫用変圧器を設置し電源を供給する。
- (6) 制 御 装 置 …… 最新デジタル制御装置による制御方式とした。

また、排煙脱硫装置設置のため既設の改造等が必要になるその代表的なものは次の通りである。

- (1) 煙突入口ダクト改造
- (2) 煙突内面の耐酸ライニング
- (3) 資材倉庫、石炭列車解体トンネルの移設
- (4) 灰流し管、熱水供給パイプ

Table 5-1 Design Condition of FGD Units

	Item	Unit	Design Condition	
			Part II for 1 Unit	Part III
1.	Capacity of Power Plant	MW	110	500
2.	FGD Process	-	Wet-Limestone-Gypsum	Wet-Limestone-Gypsum
3.	Total Gas Flow Rate	m ³ N/h, wet	521,000 (530,000)*	2,127,000 (2,300,000)*
	FGD Inlet Flue Gas Rate	"	417,000 (440,000)*	2,127,000 (2,300,000)*
4.	Inlet Flue Gas Temperature	°C	190	170
5.	Inlet Flue Gas Composition			
	H ₂ O	vol%	13.0	13.4
	O ₂	vol%	8.0	7.5
	SO ₂ (as O ₂ =6% & Dry base)	mg/m ³ N, dry	4,840	4,840
	HF (")	mg/m ³ N, dry	94.6	94.7
	HCl (")	mg/m ³ N, dry	19.1	19.1
	SO ₃ (")	mg/m ³ N, dry	48.4	48.8
6.	SO ₂ Removal Efficiency	%	70 (91)**	85
7.	Dust Concentration			
	Outlet of the Existing EP	mg/m ³ N, dry	<100	
8.	Absorbent	-	Limestone	
	Purity	%	96% or more	
	Grain Size	φ mm	22.5 - 80	
9.	Gypsum		To be discarded	To be used as the material of gypsum board
10.	Outlet Flue Gas Temperature at the Inlet of the Stack	°C	100	
11.	Cl Concentration in Make-up Water	mg/l	27	

* Flue gas flow rate in () is the normal value.

** Figure in () shows the value with consideration of the duct by-passing and GGH leakage.

Table 5-2 Design Performance of FGD Units

	Item	Unit	Design Performance	
			Part II for 1 Unit	Part III
1.	Capacity of Power Plant	MW	110	500
2.	Gas Flow Rate	m ³ N/h, wet	417,000	2,127,000
3.	Inlet Gas Condition			
	Temperature	°C	190	170
	SO ₂ (as O ₂ =6% & Dry base)	mg/m ³ N	4,840	4,840
	*SO ₃ (")	mg/m ³ N	48.4	48.4
	Dust Load	mg/m ³ N	100	100
4.	Outlet Gas Condition			
	Temperature	°C	100	100
	SO ₂ (as O ₂ =6% & Dry base)	mg/m ³ N	1,452	726
	SO ₃ (")	mg/m ³ N	24	24
	Dust Load	mg/m ³ N, dry	40	40
5.	SO ₂ Removal Efficiency	%	70	85
6.	Ca/S (Injected Ca/Treated S)	-	1.06	1.06
7.	Draft Loss of FGD Plant	mmAq	230	230
8.	Gypsum Slurry	t/h	4.27	22.73

Remarks: The value with the * mark is the assumption with 1% of the SO₃ conversion rate in the boiler (furnace), and it is necessary to measure the actual SO₃ concentration in flue gas at the definite design stage in order to consider the prevention measures from corrosion condition of the flue gas line (ie: inner surface of flue gas duct and GGH elements.)

Table 5-3

Specification of Major Equipment for
FGD System of Melnik Power Station

(1/9)

Equipment	Specification
[Part II]	
II - 1 Absorbing System	
1) Absorber	
Number	1 x 4 Units
Type	Spray Tower
Dia. x Height	ϕ 8.0 m x H 22.5 m
Capacity	440,000 m ³ /h
2) Absorber Recirculation Pump	
Number	4 x 4 Units
Type	Centrifugal
Capacity	30 m ³ /min
Head	20 m
Motor	145 kW
3) Absorber Bleed Pump	
Number	4 + 4 Stand-by
Type	Centrifugal
Capacity	0.55 m ³ /min
Head	15 m
Motor	45 kW
4) Agitator for Absorber Recir. Tank	
Number	2 x 4 Units
Type	Horizontal Axial Propeller
Motor	30 kW
5) Oxidation Agitator on Absorber	
Number	3 x 4 Units
Type	Horizontal Axial Propeller
Motor	30 kW
6) Oxidation Air Blower (Common for 2 Units)	
Number	2 + 1 Stand-by
Type	Rotary Blower
Capacity	22 m ³ /min
Head	0.6 kg/cm ³ g
Motor	110 kW
7) Slurry Holding Tank (Common for 4 Units)	
Number	1
Type	Vertical Cylinder
Capacity	1,770 m ³
8) Slurry Holding Tank	
Transfer Pump (Common for 4 Units)	
Number	1 + 1 Stand-by
Capacity	Centrifugal
Head	13 m ³ /min
Motor	23 m
	75 kW

Equipment	Specification
9) Absorber Area Drain Pit (Common for 2 Units) Number Type Capacity	1 x 2 Units Underground Concrete Pit 22 m ³
10) Absorber Area Drain Pump (Common for 2 Units) Number Type Capacity Head Motor	1 x 2 Units Centrifugal 2.4 m ³ /min 20 m 15 kW
11) Emergency Head Tank Number Type Capacity	1 + 4 Units Vertical Cylinder 5 m ³
II - 2 Gypsum Recovery System	
1) Centrifuge (Comon for 4 Units) Number Capacity (as dry Gypsum) Motor	4 + 1 Stand-by 1,200 kg/h/batch 160 kW
2) Centrifuge Filtrate Pit (Common for 4 Units) Number Type Capacity	1 Vertical Cylinder 88 m ³
3) Centrifuge Filtrate Pump (Common for 4 Units) Number Type Capacity Head Motor	1 + 1 Stand-by Centrifugal 2.7 m ³ /min 38 m 30 kW
4) Blow Down Tank (Common for 4 Units) Number Type Capacity	1 Vertical Cylinder 1.2 m ³
8) Blow Down Pump (Common for 4 Units) Number Type Capacity Head	1 + 1 Stand-by Centrifugal 0.01 m ³ /min 20 m

Equipment	Specification
II-3 Draft System	
1) Boost Up Fan Number Type Capacity Head Motor	1 x 4 Units Axial Flow 13,700 m ³ /min 270 mmAq 700 kW
2) Flue Gas Reheating System Number Type Capacity Motor	1 x 4 Units Rotary Regenerative type Gas to Gas Heat Exchanger 5.0 x 10 ⁶ Kcal/h 5 kW
3) Bypass Damper Number Type Material	1 x 4 Units Multi Louver Corten
4) Inlet Isolation Damper Number Type Material	1 x 4 Units Multi Louver Carbon Steel
5) Outlet Isolation Damper Number Type Material	1 x 4 Units Multi Louver Corten
II - 4 Auxiliary System	
1) Make-up Water Pump (Common for 4 Units) Number Type Capacity Head Motor	1 + 1 Stand-by Centrifugal 2.3 m ³ /min 20 m 15 kW
2) Air Compressor (Common for 2 Units) Number Type Capacity Pressure Motor	2 + 1 Stand-by Reciprocating 50 m ³ /H 7 kg/cm ² g 90 kW

Equipment	Specification
[Part III] III - 1 Absorbing System	
1) Absorber Number Type Dia. x Height Capacity	1 Spray Tower ϕ 18.1 m x H 24.8 m 2,300,000m ³ /h
2) Absorber Recirculation Pump Number Type Capacity Head Motor	8 Centrifugal 74 m ³ /min 21 m 390 kW
3) Absorber Bleed Pum Number Type Capacity Head Motor	1 + 1 Stand-by Centrifugal 2.9 m ³ /min 28 m 37 kW
4) Agitator for Absorber Recir. Tank Number Type Motor	6 Horizontal Axial Propeller 30 kW
5) Oxidation Agitator on Absorber Number Type Motor	8 Horizontal Axial Propeller 30 kW
6) Oxidation Air Blower Number Type Capacity Head Motor	1 + 1 Stand-by Rotary Blower 220 m ³ /min 0.6 kg/cm ³ g 310 kW
7) Slurry Holding Tank Number Type Capacity	1 Vertical Cylinder 2,200 m ³
8) Slurry Holding Tank Transfer Pump Number Type Capacity Head Motor	1 Centrifugal 4.3 m ³ /min 23 m 30 kW

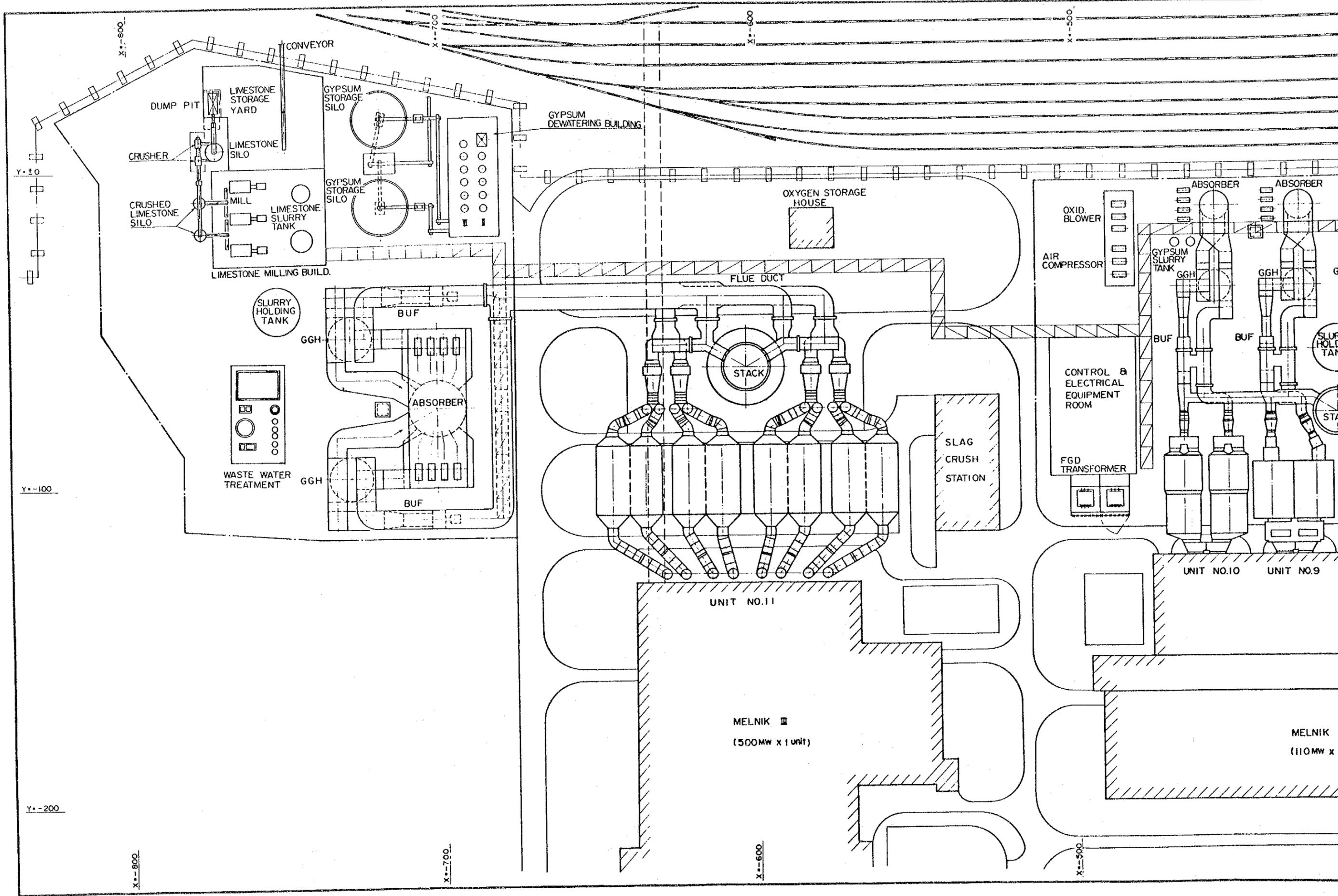
Equipment	Specification
9) Absorber Area Drain Pit Number Type Capacity	1 Underground Concrete Pit 100 m ³
10) Absorber Area Drain Pit Pump Number Type Capacity Head Motor	1 Centrifugal 5.5 m ³ /min 20 m 55 kW
11) Emergency Head Tank Number Type Capacity	1 Vertical Cylinder 22 m ³
III - 2 Gypsum Recovery System	
1) Centrifuge Number Capacity (as dry Gypsum) Motor	5 + 1 Stand-by 1,200 kg/h/batch 160 kW
2) Centrifuge Filtrate Pit Number Type Capacity	1 Vertical Cylinder 147 m ³
3) Centrifuge Filtrate Pump Number Type Capacity Head Motor	1 + 1 Stand-by Centrifugal 4.9 m ³ /min 38 m 55 kW
4) Blow Down Tank Number Type Capacity	1 Vertical Cylinder 1.2 m ³
8) Blow Down Pump Number Type Capacity Head	1 + 1 Stand-by Centrifugal 0.1 m ³ /min 20 m

Equipment	Specification
<p>III - 3 Draft System</p> <p>1) Boost Up Fan Number Type Capacity Head Motor</p> <p>2) Flue gas Reheating System Number Type Capacity Motor</p> <p>3) Bypass Damper Number Type Material</p> <p>4) Inlet Isolation Damper Number Type Material</p> <p>5) Outlet Isolation Damper Number Type Material</p>	<p>2 Axial Flow 34,200 m³N/h 290 mmAq 1,570 kW</p> <p>2 Rotary Regenerative type Gas to Gas Heat Exchanger 17.3 x 10⁶ kcal/h 22 kW</p> <p>1 Multi Louver Corten</p> <p>2 Multi Louver Carbon Steel</p> <p>2 Multi Louver Corten</p>
<p>III - 4 Auxiliary</p> <p>1) Make-up Water Pump Number Type Capacity Head Motor</p> <p>2) Air Compressor Number Type Capacity Pressure Motor</p>	<p>1 + 1 Stand-by Centrifugal 2.3 m³/min 20 m 15 kW</p> <p>1 + 1 Stand-by Reciprocating 150 m³N/h 7 kg/cm²g 170 kW</p>

Equipment	Specification
[Common for Parts II and III] C - 1 Limestone Preparation System	
1) Limestone Siro Number Type Capacity	1 Vertical Cylinder 200 m ³
2) Limestone Crusher Number Type Capacity Motor	1 + 1 Stand-by Hammer Type 24.0 t/h 130 kW
3) Crushed Limestone Siro Number Type Capacity (for Part II/Part III)	2 Vertical Cylinder 78 m ³ /90 m ³
4) Limestone Mill Number Type Capacity Motor	2 + 1 Stand-by Wet type Ball Mill 13.7 t/h 550 kW
5) Limestone Slurry Tank Number Type Capacity (for Part II/Part III)	2 Vertical Cylinder 190 m ³ /320 m ³
6) Limestone Feeder Number Capacity (for Part II/Part III)	2 10.3 t/h / 13.7 t/h
7) Limestone Feeder Number Type Capacity (for Part II/Part III)	1 Belt type 10.3 t/h / 13.7 t/h
8) Limestone Slurry Pump Number Type Capacity (for Part II/Part III) Head	2 Submerged 0.3 m ³ /min / 1.5 m ³ /min 26 m
9) Dump pit Number Type Capacity	1 Underground Concrete Pit 380 m ³
10) Limestone Storage Yard Number Capacity	1 30 m x 25 m

Equipment	Specification
C - 2 Gypsum Recovery System	
1) Gypsum Storage Silo Number Type Capacity	2 Units Vertical Cylinder φ 17.0 m x H 25 m (3,000 tons)
2) Gypsum Conveyor (from Centrifuge to Gypsum Storage Silo) Number Type Capacity	4 Belt type 108 t/h
3) Reclimer (Inside the Silo) Number Type Capacity	2 Screw type 500 t/h
4) Gypsum Conveyor (for Discharge) Number Type Capacity	2 Belt type 450 t/h
C - 3 Auxiliary System	
1) Make-up Water Tank Number Type Capacity	1 Vertical Cylinder 280 m ³
C - 4 Waste Water Treatment System	
1) Waste Water Storage Pit Number Type Capacity	1 Concrete Basin 300 m ³
2) Adjustment Coagulation Pit Number Type Capacity	1 Concrete Basin 9 m ³
3) Sedimentation Pit Number Type Capacity	1 Concrete Basin 60 m ³
4) Neutralization Pit Number Type Capacity	1 Concrete Basin 10 m ³
5) Sludge Thickner Number Capacity	1 0.4 m ³ /h

Equipment	Specification
<p>C - 5 Electrical System</p> <p>1) FGD Transformer (110 kV Incoming) Number Capacity of Windings Rated Voltage Capacity</p> <p>2) Disconnecting Switch Number Rated Voltage</p> <p>3) Switchgears Rated Voltage (M/C / P/C / MCC)</p> <p>4) Battery Number Rated Voltage Capacity</p> <p>5) Charger Number Type Capacity</p>	<p>2 Units 5 Tap 110 kV / 6 kV 35 MVA</p> <p>25 sets 110 kV</p> <p>7.2 / 0.415 / 0.415 kV</p> <p>5 sets 0.1 kV 500 AH / 10 A</p> <p>5 sets Thyristor Rectifier 50 kVA</p>
<p>C - 6 Control & Instrumentation</p> <p>1) Control Desk Number Type CRT (Cathode Ray Tube)</p> <p>2) Controller Type</p> <p>3) Relay Panels Type</p> <p>4) CVCF (Constant Voltage Constant Frequency) Number Type Capacity</p>	<p>5 Steel Plate Desk Type 1 CRT for each Desk</p> <p>Self-standing Steel Plated Digital Controller</p> <p>Self-standing Steel Plated Hard-wired Type</p> <p>5 Thyristor Inverter Type 25 kVA</p>



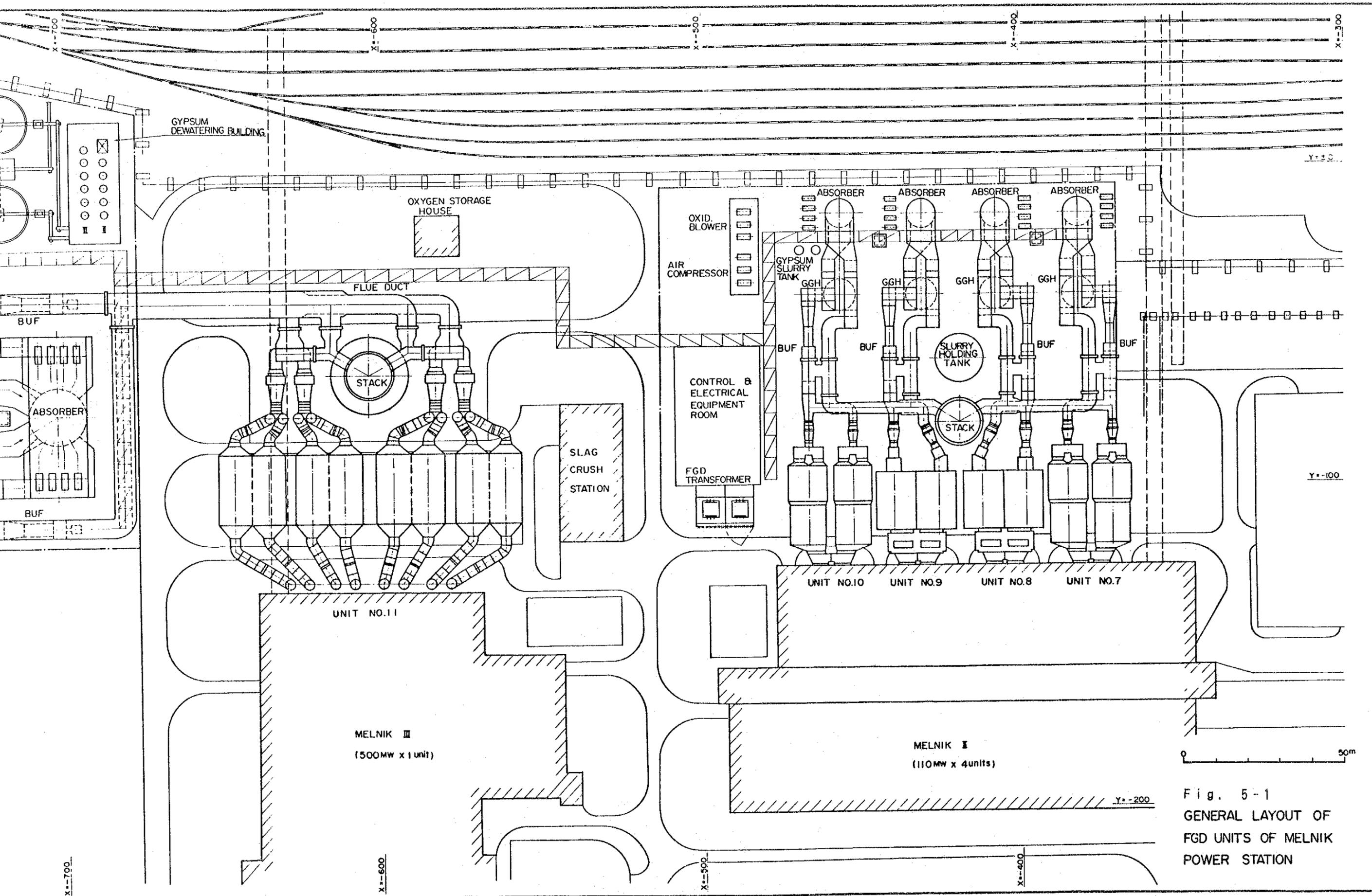


Fig. 5-1
GENERAL LAYOUT OF
FGD UNITS OF MELNIK
POWER STATION

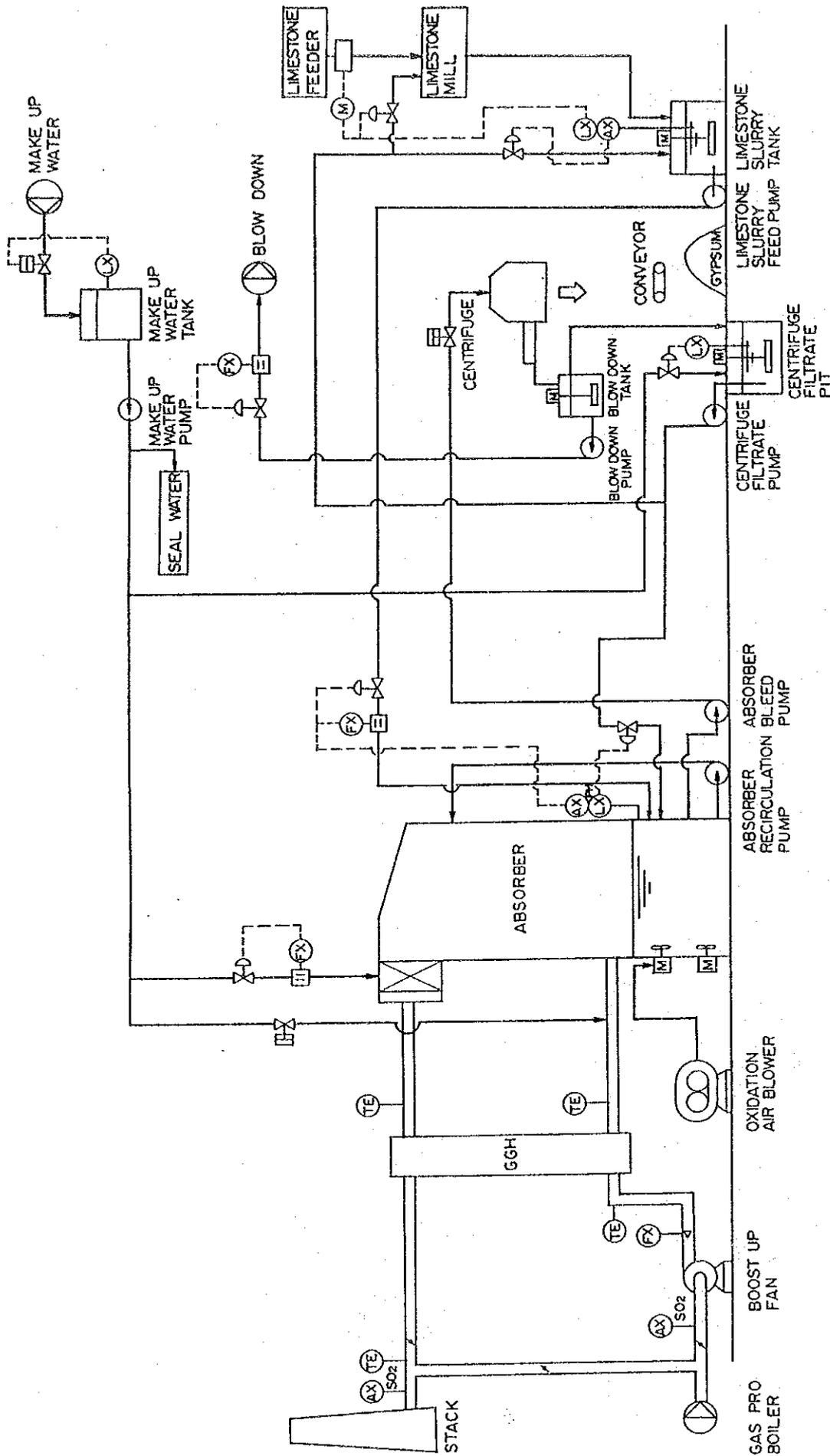
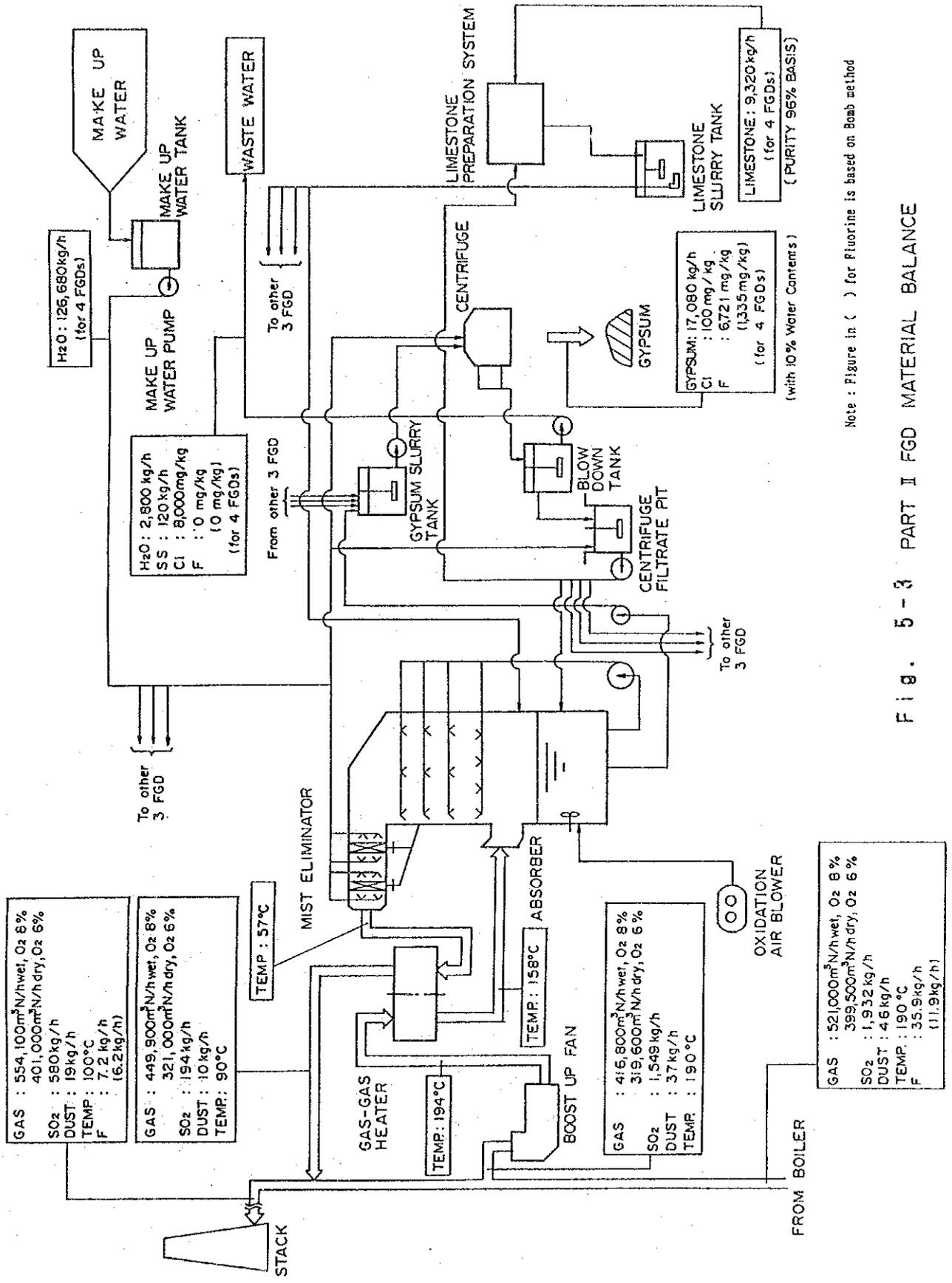
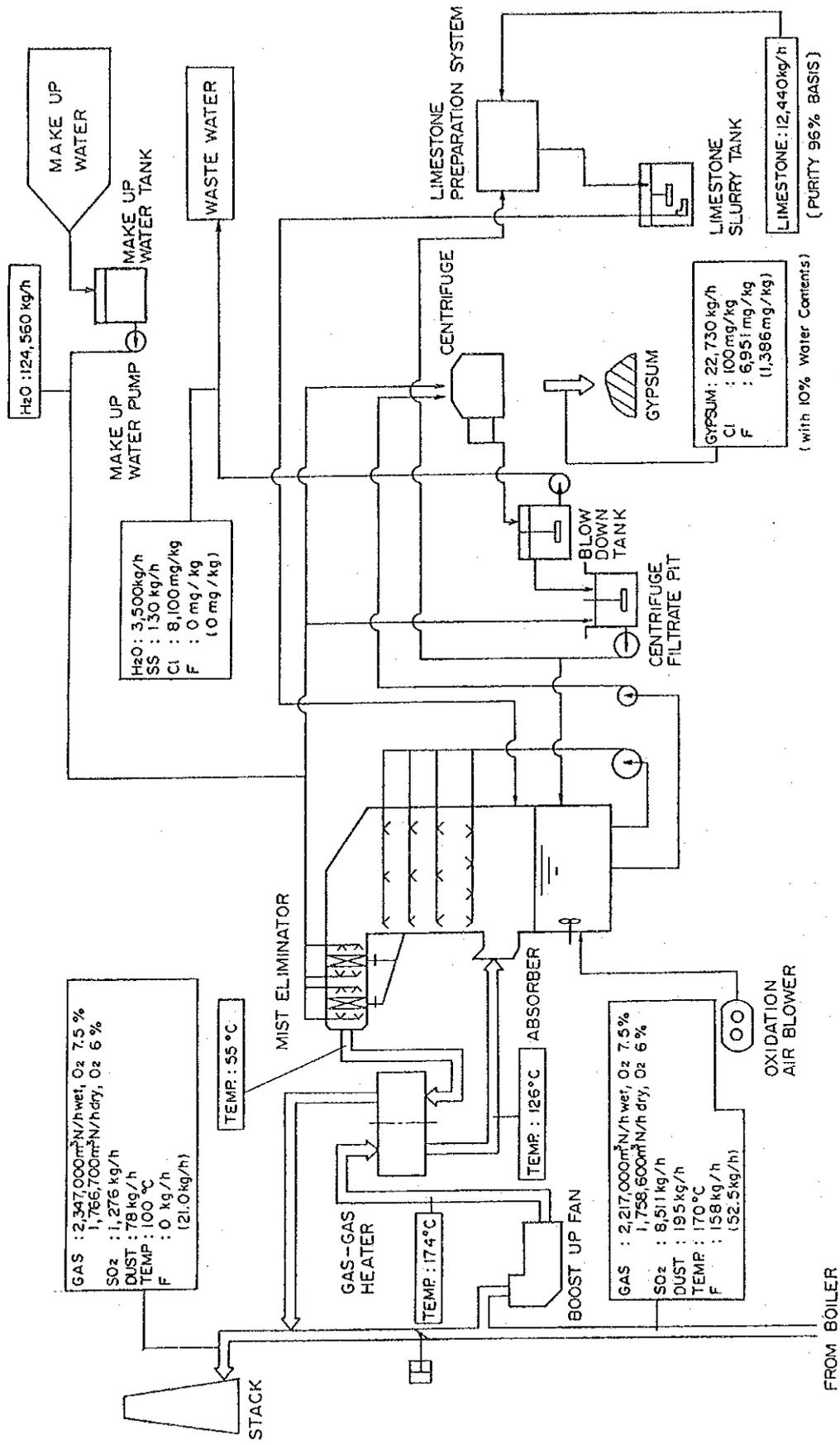


FIG. 5-2 FLOW DIAGRAM OF FGD PLANT



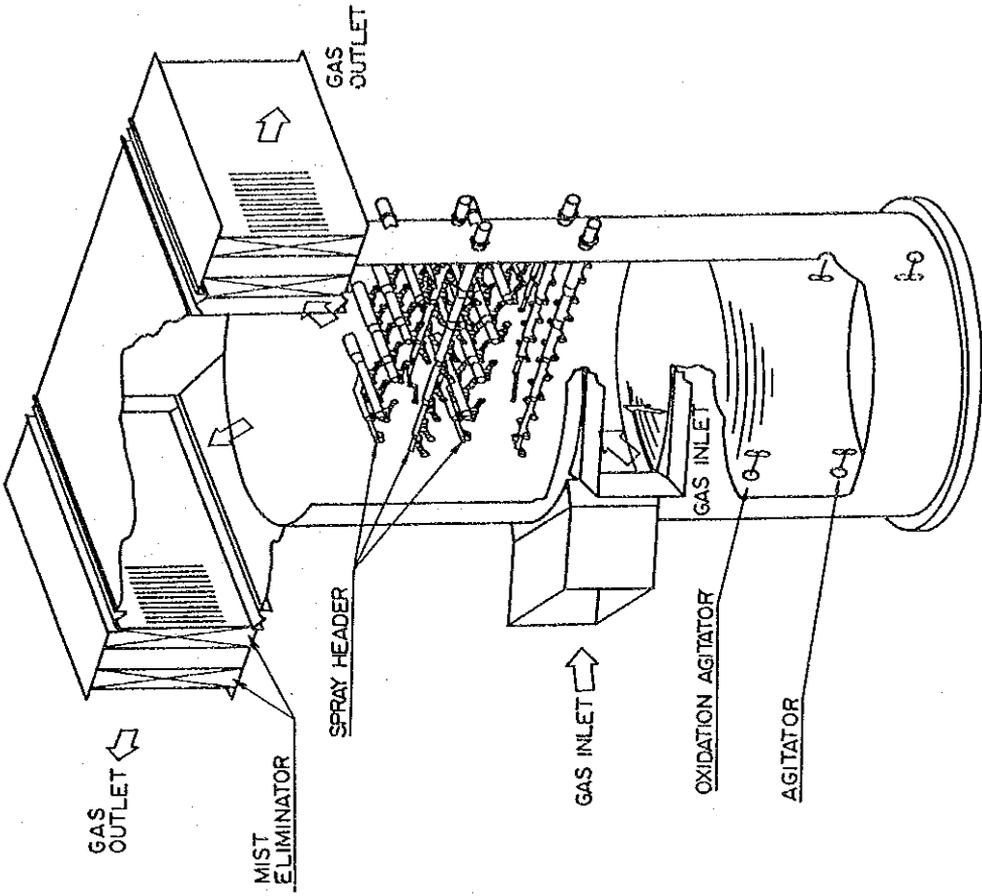
Note : Figure in () for Fluorine is based on Bomb method

Fig. 5-3 PART I FGD MATERIAL BALANCE

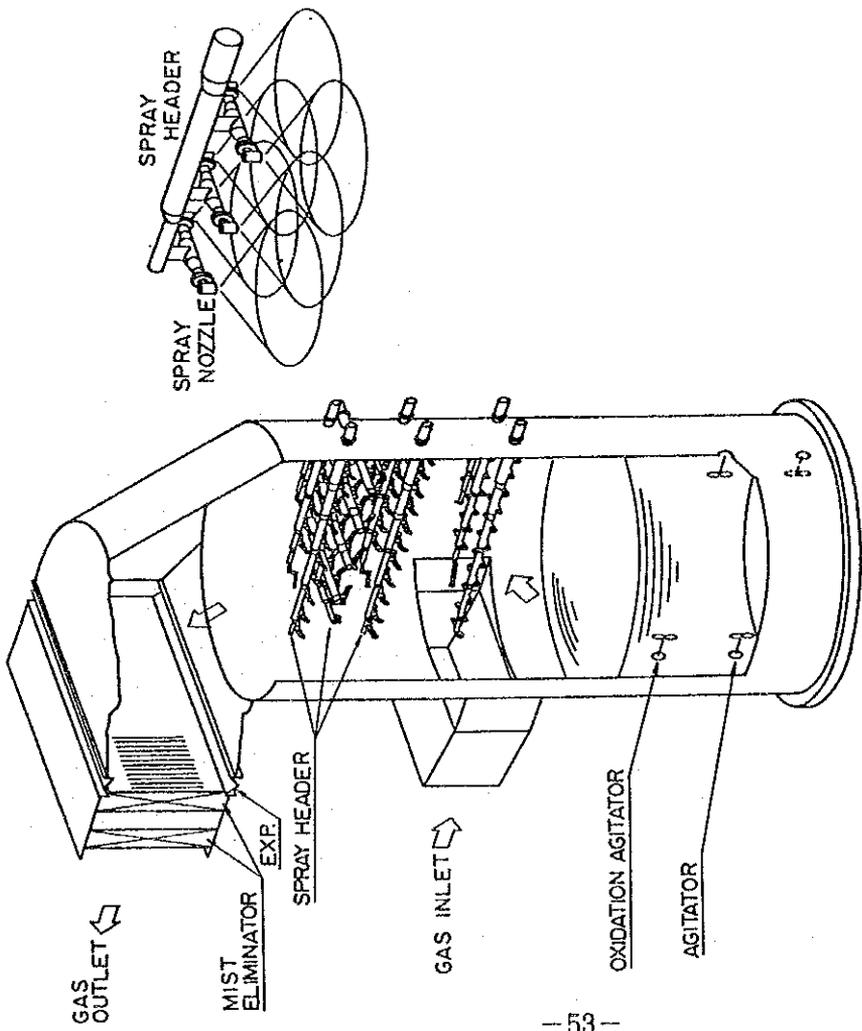


Note : Figure in () for Fluorine is based on Bomb method

Fig. 5-4 PART III FGD MATERIAL BALANCE



PART III



PART II

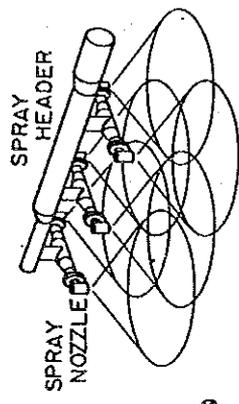


Fig. 5-5 ABSORBER BIRD'S EYE VIEW

NO.	PORTION	LINING MATERIAL
1.	FLUE	HEAT RESISTANT GLASS
	• GGH~ABSORBER INLET • ABSORBER OUTLET ~GGH INLET	GLASS FLAKE RESIN
2.	ABSORBER	HEAT RESISTANT GLASS FLAKE RESIN
	• GAS INLET TANK UPPER ZONE	INNER PIPE: GLASS FLAKE RESIN TOWER CASING: STAINLESS LINING
	• SPRAY ZONE	GLASS FLAKE RESIN
3.	• MIST ELIMINATOR	GLASS FLAKE RESIN
4.	TANK	GLASS FLAKE RESIN
	PIT	RESIN MORTAR
5.	SLURRY PIPING	FRP PIPE OR STAINLESS STEEL

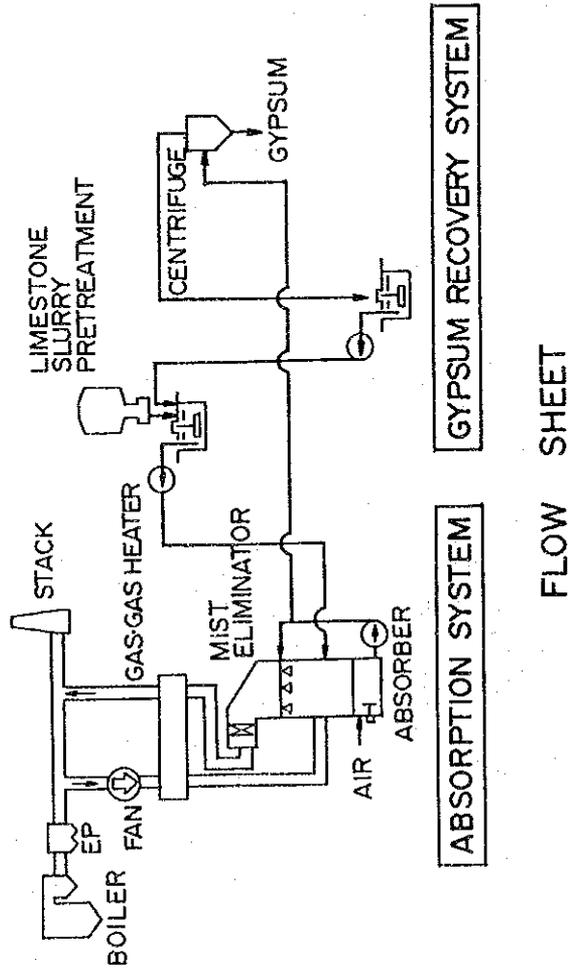


Fig. 5-6 LINING MATERIAL FOR FGD SYSTEM

第6章 排煙脱硫装置施行計画

概念設計に示した排煙脱硫装置について工事施工計画と建設工程について検討を行った。

検討の結果、1996年10月1日に Part IIIおよび Part IIの9, 10号機の排煙脱硫装置の運転を開始させるためには概略下記の工程でプロジェクトを進める必要があるとの検討結果を得た。なお、Part IIの7, 8号機については熱併給発電所への改造工事のため、1998年10月まで停止することから、運開時期を遅らせることで対応する計画とした。

	(Part III、Part IIの9, 10号機)	(Part IIの 7, 8号機)
(1) フィージビリティスタディ終了	1992年12月末	同 左
(2) 予算措置終了	1993年1月末	同 左
(3) コンサルタントの選定終了	1993年3月末	同 左
(4) 詳細設計及び入札仕様書作成終了	1993年11月末	同 左
(5) 入札評価終了	1994年4月末	同 左
(6) 発注	1994年4月末	同 左
(7) 土木工事開始	1994年9月始	1996年9月始
(8) 据付開始	1995年5月始	1997年5月始
(9) 試運転開始	1996年8月始	1998年8月始
(10) 試運転終了、引渡し	1996年9月末	1998年9月末
(11) 営業運転開始	1996年10月1日	1998年10月1日

Table 6-1 及びTable 6-2 (1)、(2)に工程を示す。

第7章 建設費及び運転経費

Part IIIに500MW容量で脱硫効率85%の排煙脱硫装置1基およびPart IIに110MW容量で脱硫効率70% (80%排ガス処理容量で脱硫効率87.5%)の排煙脱硫装置4基を設置する場合の見積り建設費は各々以下のとおりとなる。

Part II : 114,978,000 US\$ (261.3 US\$/kW相当)

Part III : 115,574,000 US\$ (231.1 US\$/kW相当)

尚、見積り時点は1992年7月1日である。

建設費と運転経費のブレイクダウンを下記に示す。

(1) 見積建設費

[Part II]	<u>×10³ Kcs</u>	<u>×10³ US \$</u>
① 脱硫装置本体及び関連設備	1,865,455	67,151
② 輸送費	55,921	2,013
③ 据付費	187,209	6,739
④ 土木建築工事	318,164	11,453
⑤ 既設設備改造	140,317	5,051
⑥ 予備品	37,364	1,345
⑦ 試運転経費	38,003	1,368
⑧ 輸入税	134,955	4,858
[直接工事費] ①~⑧	[2,777,388]	[99,978]
⑨ 技術費 [直接工事費の5%]	138,900	5,000
⑩ 予備費 ["]	138,900	5,000
⑪ 管理費 ["]	138,900	5,000
[総工事費] ①~⑪	[3,194,088]	[114,978]
[kW当り建設費]	[7,259×Kcs/kW]	[261.3 US\$/kW]

[Part III]	<u>×10³ Kcs</u>	<u>×10³ US \$</u>
① 脱硫装置本体及び関連設備	1,949,239	70,167
② 輸送費	58,505	2,106
③ 据付費	195,627	7,042
④ 土木建築工事	360,890	12,991

⑤ 既設設備改造	15,112	544
⑥ 予備品	39,086	1,407
⑦ 試運転経費	39,725	1,430
⑧ 輸入税	133,677	4,812
[直接工事費] ①～⑧	[2,791,861]	[100,499]
⑨ 技術費 [直接工事費の5%]	139,595	5,025
⑩ 予備費 ["]	139,595	5,025
⑪ 管理費 ["]	139,595	5,025
[総工事費] ①～⑪	[3,210,646]	[115,574]
[kW当り建設費]	[6,421×Kcs/kW]	[231.1 US\$/kW]

(2) 年間運転経費

[Part II]	<u>Kcs</u>	<u>US \$</u>
(1) ユーティリティ費用	24,711,000	889,525
(2) 人件費	2,275,000	81,893
(3) 補修費	95,823,000	3,449,352
(4) 副生品処理費	9,175,000	330,274
[合計]	[131,984,000]	[4,751,044]

[Part III]	<u>Kcs</u>	<u>US \$</u>
(1) ユーティリティ費用	22,186,000	798,632
(2) 人件費	1,553,000	55,904
(3) 補修費	96,319,000	3,467,207
[合計]	[120,058,000]	[4,321,743]

第 8 章 運転方法及び保守要領

(1) 運転方法

排煙脱硫装置の起動停止は、通常発電プラントの起動停止と連系して行われる。

起動順序は吸収系統 → 通風系統 → 石膏処理系統の順で行い、停止は通風系統 → 吸収系統 → 石膏処理系統の順で行う。

Fig. 8-1 にユニット方式の場合の起動、停止タイミングを示す。

起動はFGD制御室内CRTオペレーションにより各系統毎にシーケンシャルに起動する。起動フローチャートを Fig. 8-2 に示す。

停止は起動と同様に制御室よりCRTオペレーションにてシーケンシャルに行われる。また停止状態は短期停止モードと長期停止モードに分かれ、Fig. 8-3 に短期停止モードの停止手順をフローチャートにて示す。

(2) 性能管理

日常の運転における性能管理については、性能に関する項目及び運転状況を判定するために必要な項目を定めた運転日誌を作成し、これにより行うことが必要である。

これにより異常の発見・対策に資することが出来る。

(3) 保守要領

通常運転時の保守としては制御室にて運転状態を監視するだけでなく、各直毎に現場パトロールを実施し、常に機器の運転状態をチェックすること、及び週1回あるいは月1回など期間を決めて定期的に通常動かない補機の動作テストやPH計、SO₂計の校正などを行うことが必要である。

パトロールは機器の点検経路、周期、箇所、着眼点等を整理し、チェックシートを作成しそれに従い実施することが望ましい。

また、年1回排煙脱硫装置を停止し、定期点検を行う必要がある。特に湿式排煙脱硫装置では塔、槽類、ホンプ、配管等における石膏の固着やつまりが発生することがあるので各機器のオーバーホールと共に固着物の除去、清掃を行うことが重要である。

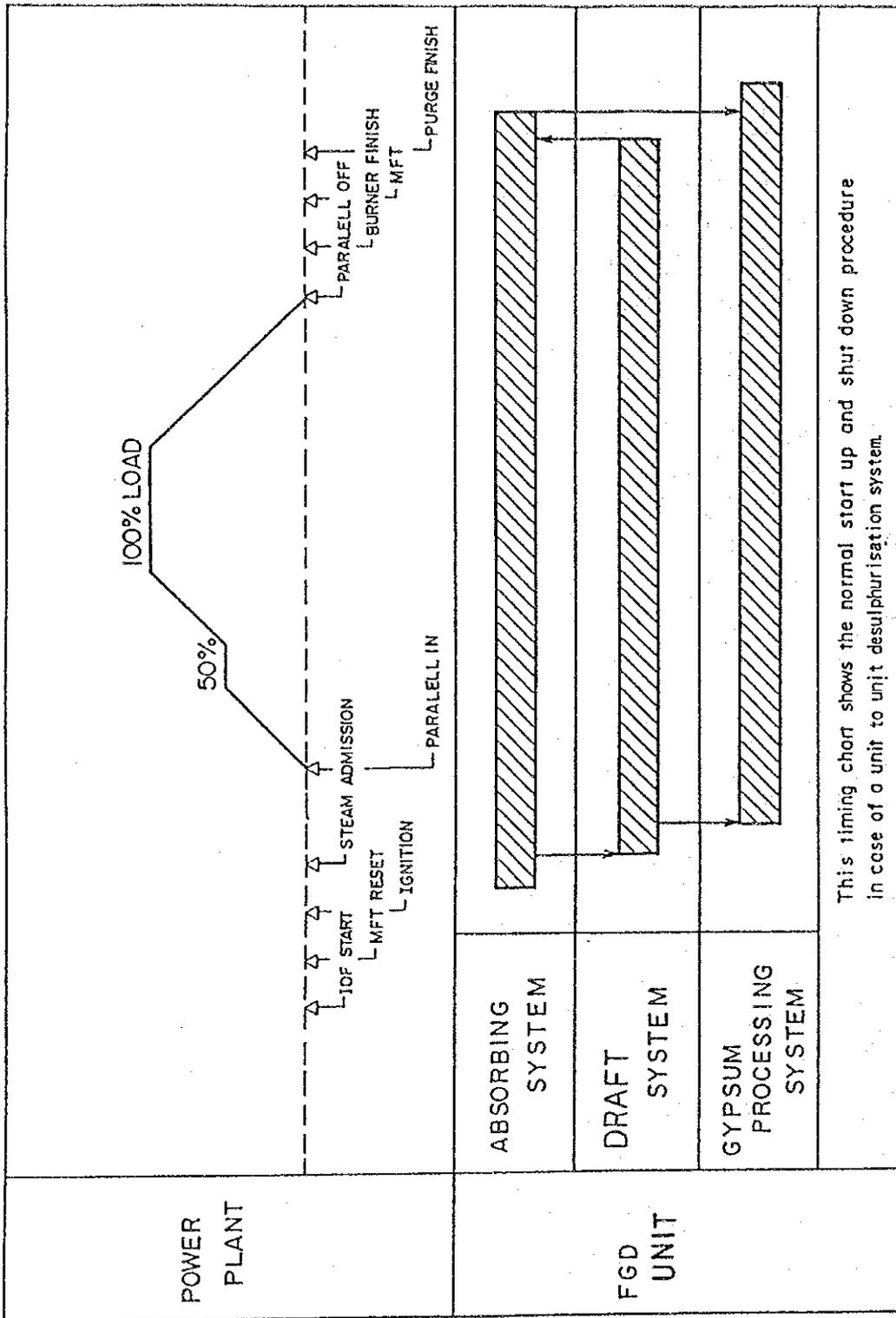


Fig. 8-1 FGD UNIT START UP SHUT DOWN TIMING CHART

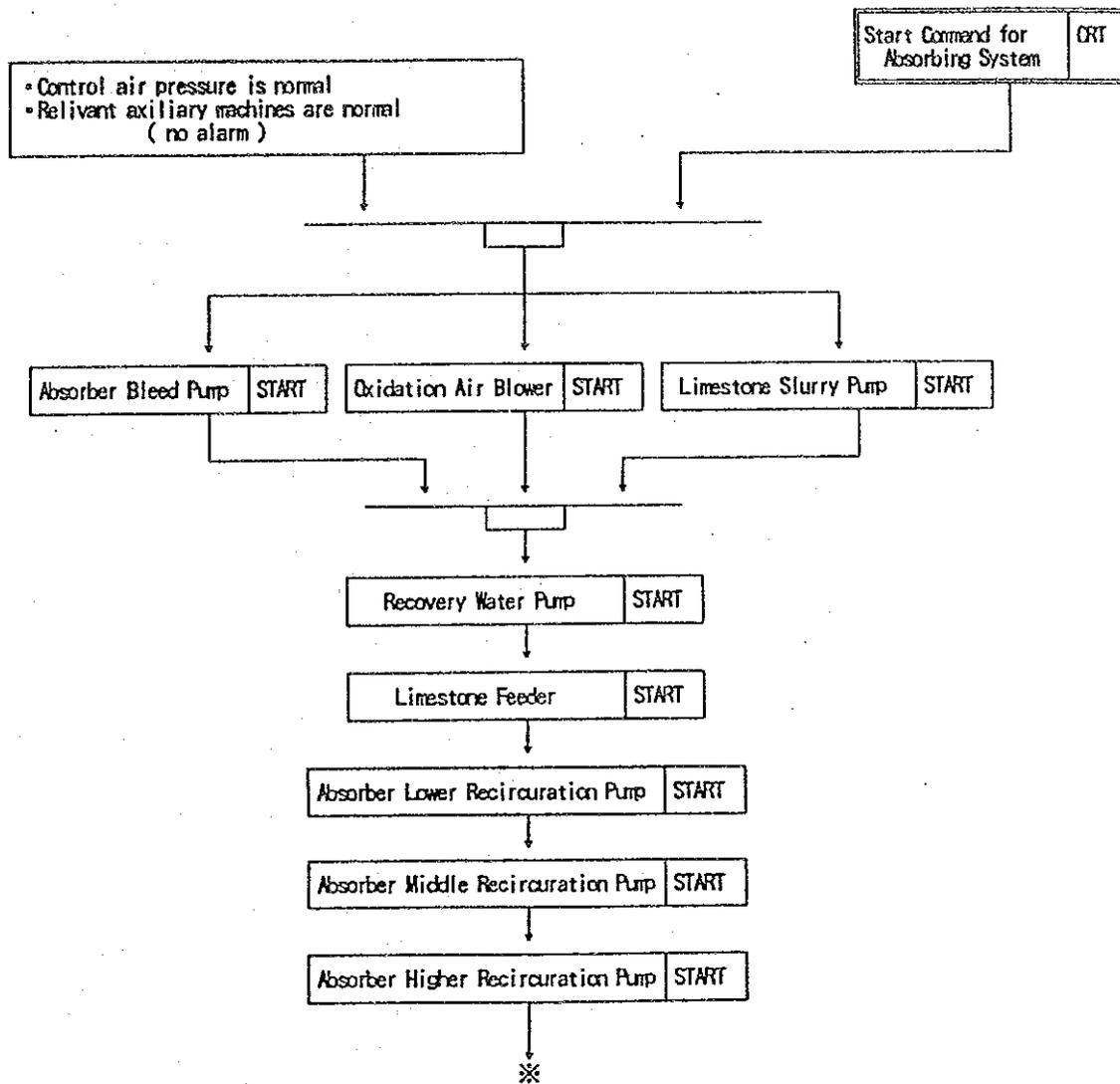
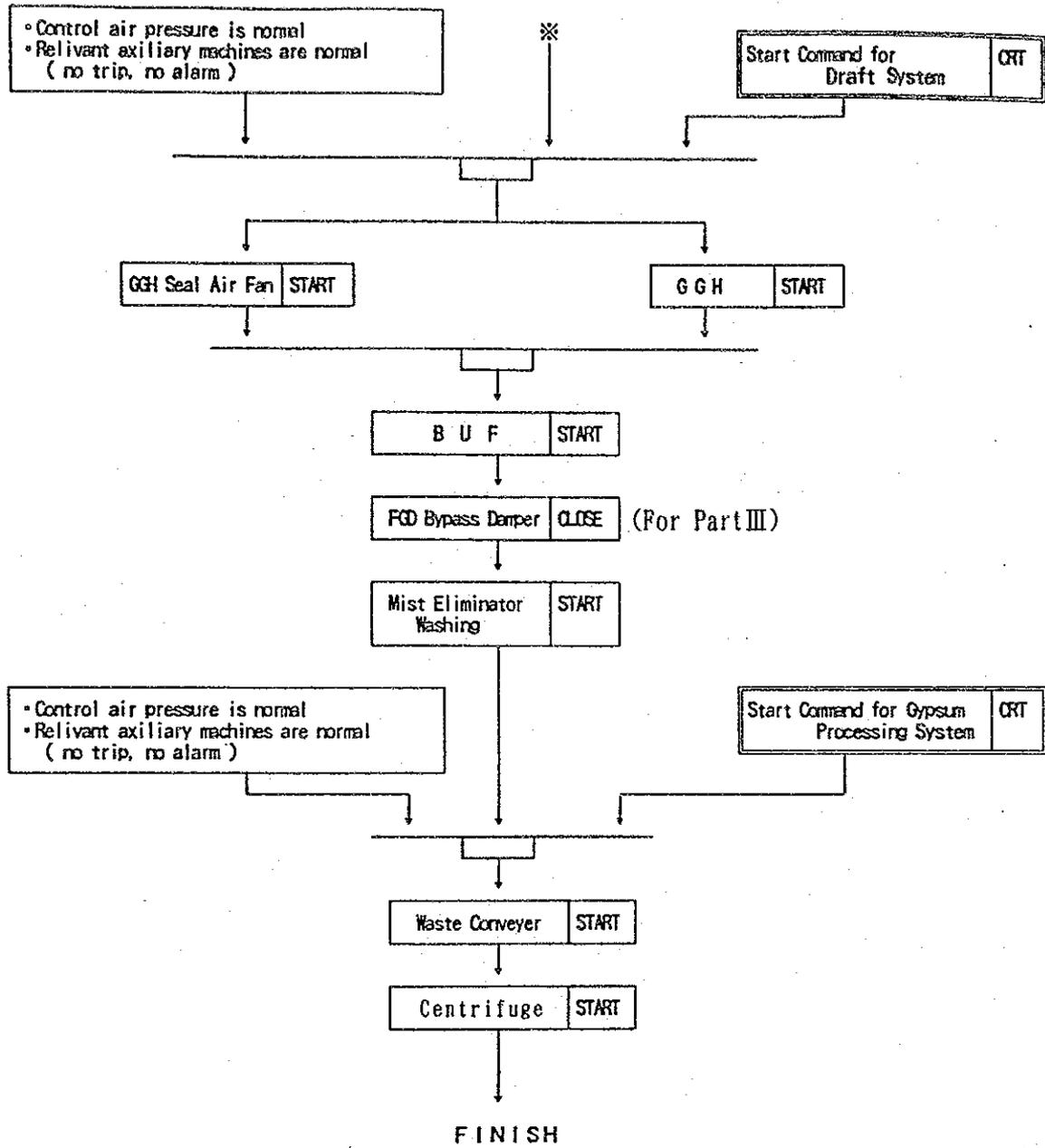


Fig. 8-2 FLOW CHART OF START UP PROCEDURE (1/2)



FLOW CHART OF START UP PROCEDURE (2/2)

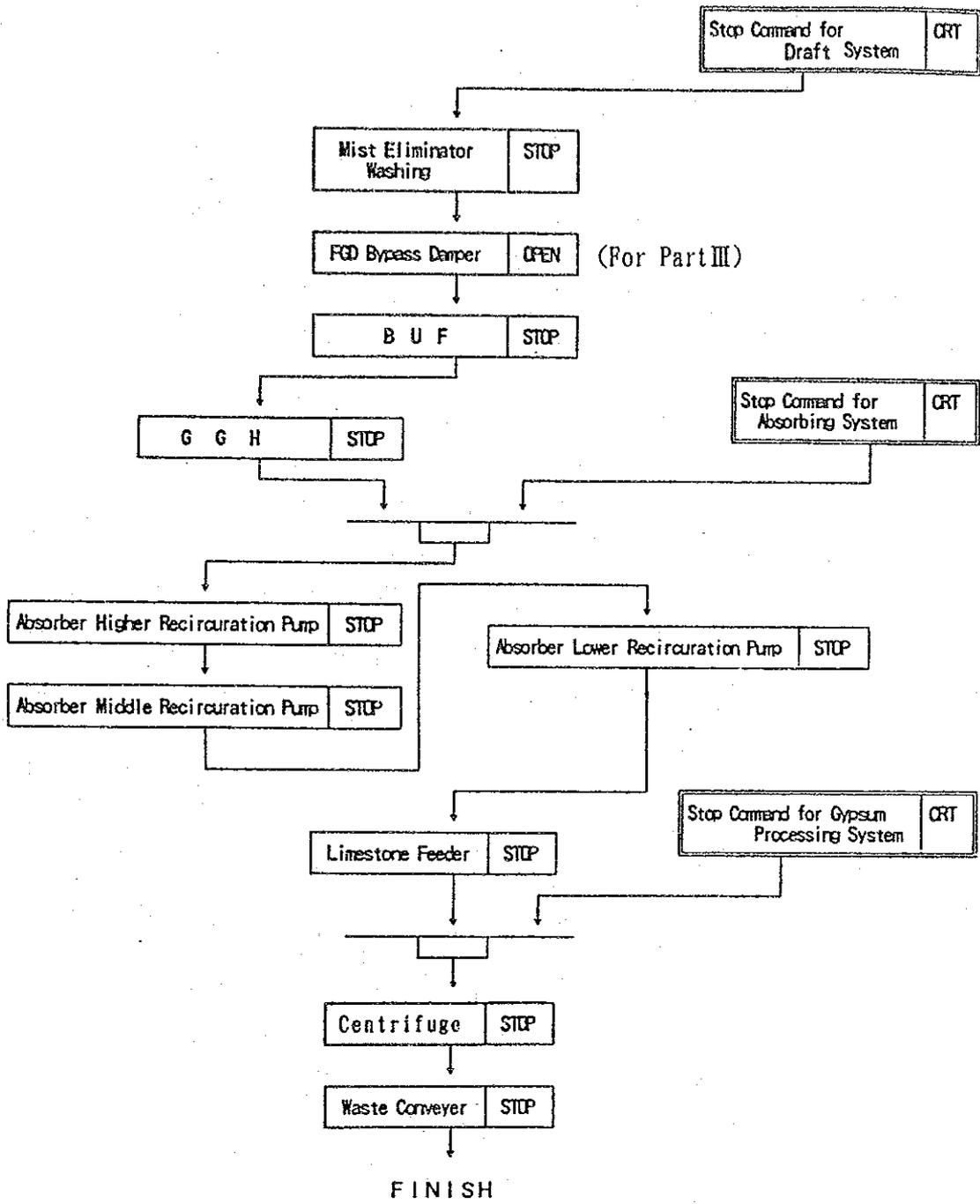


Fig. 8-3 FLOW CHART OF SHUT DOWN PROCEDURE
(SHORT TERM STOP MODE)

第9章 社会・経済的影響評価

- (1) 第7章の総工事費に基づき、建設中利子を含む工事費を選定し、これから各年の所要経費を算出した。

本計画の全工事費を Table 9-1及び9-2 に示す。

この所要経費から料金上の負担額を算出した。これによればメルニーク発電所Part IIで最大0.28~0.36Kcs/kWh (1.35~1.70円/kWh) の負担増、又Part IIIで最大0.26~0.32Kcs/kWh (1.25 ~1.53円/kWh) の負担増となるため、これを回収するための適切な料金上げが求められる。

料金の各年の推移を Table 9-3~ 9-6に示す。

(1992年7月時点価格、インフレーションは考慮せず)

- (2) 本計画の経済評価にあたっては、改造費が最も安価でかつ「新大気浄化法」による排出基準をクリアしうる天然ガスボイラーへの改造の経済費用を積算し、評価する代替設備アプローチ法を採用している。これによる便益及び費用のフローは Table 9-7 に示す通りであり、経済的内部収益率 (EIRR)、超過便益 (B-C) 及び便益費用比率 (B/C) は以下の通りである。

E I R R	39.54	%
B - C	23,322.426	$\times 10^6$ Kcs
B / C	4.929	

本計画の経済性を B-C 及び B/C から判断すると、本計画を実施し運用することは、天然ガスボイラーへの改造よりも、費用面でははるかに優位であり、また資本の機会費用を反映する社会的割引率が39.54%に達するまでこの優位性が維持されといえる。

- (3) 社会・経済的影響評価

- ① 日本では戦後の経済復興の過程において、企業の環境対策投資は企業の整備投資において3%程度のウェイトを占めるに留まっていた。

当時の日本では、公害抑制への姿勢が公害立法においても明確では無く、公害行政を担当する省庁も存していなかった。

高度成長期の最盛期にあたる1970年頃、公害は全国的な問題になった。このため公害関係立法の成立が相次ぎ、1971年には環境庁が創設されて公害行政の一元化が図られ、環境対策の強化が進むこととなる。

電力部門でも規制体系の整備が進むとともに、排煙処理技術の導入も進んだ。石炭火力への排煙脱硫設備の設置も1975年の電源開発(株)高砂火力発電所を皮切りに、現在までに殆ど全ての石炭火力並びに高硫黄重油火力の合計68基 23,450kWに行われている。

② 環境対策実施による社会・経済的影響をマクロ経済的に評価する手法は十分に確立されていないが今までに

- 1982年のローマクラブ東京大会で茅陽一東大教授が極めて大胆な仮定に基づき硫酸化物対策費用が1年あたり4,800億円に対し、被害総額6兆円と推定しており、また
- 1977年版環境白書では、1965年から1975年までの環境対策の実施にもかかわらず、実質GNPを0.9%増加させるなど良い影響もあり環境対策はマクロ経済的には殆ど影響がなかったとしている。
- 諸外国における経験もほぼ同様で、OECDでは「公害防止投資が国民総生産に与える影響は中立的ないしは無視できる程度である」としている。

③ チェッコ・スロヴァキア連邦共和国の発電所における脱硫設備の導入がもたらすマクロ経済的影響を上記の分析を基に行うと、次の通りとなる。

- 投資増に基づく経済波及効果／雇用力の拡大
- 電気料金への影響は吸収可能
- 輸出波及効果

チェッコ・スロヴァキア連邦共和国は既に十分な工業力を有している国であり、今回のプロジェクトにおいても国内での資材調達を積極的に拡大し、技術の吸収に努めることにより、その比較優位の労働力とあいまって、近隣諸国への輸出を展開することが可能である。

Table 9 - 1 Total Construction Cost [Part II]

(1,000 US\$)

Interest for Local Loan	Interest for Foreign Loan	5.0%			8.0%			Total
		Local Portion	Foreign Portion	Total	Local Portion	Foreign Portion	Total	
10.0%	C.C.	70,264	44,714	114,978	70,264	44,714	114,978	
	I.D.C.	12,955.39	4,294.84	17,250.23	12,955.39	7,047.25	20,002.64	
	Total	83,219.39	49,008.84	132,228.23	83,219.39	51,761.25	134,980.64	
15.0%	C.C.	70,264	44,714	114,978	70,264	44,714	114,978	
	I.D.C.	20,156.08	4,294.84	24,450.92	20,156.08	7,047.25	27,203.33	
	Total	90,420.08	49,008.84	139,428.92	90,420.08	51,761.25	142,181.33	

Note:

C.C. : Construction Cost

I.D.C. : Interest during Construction

Table 9 -2 Total Construction Cost [Part III]

(1,000 US\$)

Interest for Foreign Loan	5.0%			8.0%		
	Local Portion	Foreign Portion	Total	Local Portion	Foreign Portion	Total
10.0%						
C.C.	70,313	45,261	115,574	70,313	45,261	115,574
I.D.C.	9,295.38	3,176.78	12,472.16	9,295.38	5,144.80	14,440.18
Total	79,608.38	48,437.78	128,046.16	79,608.38	50,405.80	130,014.18
15.0%						
C.C.	70,313	45,261	115,574	70,313	45,261	115,574
I.D.C.	14,164.55	3,176.78	17,341.33	14,164.55	5,144.80	19,309.35
Total	84,477.55	48,437.78	132,915.33	84,477.55	50,405.80	134,883.35

Note:

C.C. : Construction Cost

I.D.C. : Interest during Construction

Table 9-3 Calculation of Tariff
 [Part II, Case of Maximum Construction Cost]

Year after completion 93.0	(USP 1000)						
	Depreciation	Interest	Utility Cost	Personnel Cost	Repair Cost	Disposal Cost	Total
1	5572.622	5943.578	494.763	40.947	1750.54	165.137	13917.535
2	5572.622	5283.180	494.763	40.947	1750.54	165.137	13257.189
3	11374.506	10885.916	889.525	81.893	3449.34	330.274	27011.454
4	11374.506	13440.464	889.525	81.893	3449.34	330.274	29586.803
5	11374.506	11950.113	889.525	81.893	3449.34	330.274	27879.651
6	11374.506	10267.762	889.525	81.893	3449.34	330.274	26302.300
7	11374.506	8681.411	889.525	81.893	3449.34	330.274	24806.949
8	11374.506	7095.060	889.525	81.893	3449.34	330.274	23280.598
9	11374.506	5508.709	889.525	81.893	3449.34	330.274	21834.247
10	11374.506	3922.357	889.525	81.893	3449.34	330.274	20477.895
11	11374.506	2336.004	889.525	81.893	3449.34	330.274	19121.542
12	11374.506	750.450	889.525	81.893	3449.34	330.274	17765.189
13	8588.195	1840.400	889.525	81.893	3449.34	330.274	15379.627
14	5801.085	1610.350	889.525	81.893	3449.34	330.274	13163.266
15	2998.942	1320.300	889.525	81.893	3449.34	330.274	9082.274
16	0.000	1150.250	889.525	81.893	3449.34	330.274	5901.232
17	0.000	920.200	889.525	81.893	3449.34	330.274	5671.232
18	0.000	690.150	889.525	81.893	3449.34	330.274	5441.182
19	0.000	460.100	889.525	81.893	3449.34	330.274	5211.132
20	0.000	230.050	889.525	81.893	3449.34	330.274	4981.082
21	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032
22	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032
23	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032
24	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032
25	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032
26	0.000	0.000	494.763	40.947	1698.30	165.137	2349.646
27	0.000	0.000	494.763	40.947	1698.30	165.137	2349.646

Annual Operation Hour 5081
 Annual Load Factor 58
 Auxiliary Loss
 Annual Net Generation(KWh) 2225640000

Table 9-4 Calculation of Tariff

[Part II、Case of Minimum Construction Cost]

Year after completion	Depreciation	Interest	Utility Cost	Personnel Cost	Repair Cost	Disposal Cost	USD 10000			
							Tariff (Yen/KWh)	Tariff (KCS/KWh)	Tariff (C/KWh)	Tariff
1	5251.146	3702.110	444.763	40.947	1750.54	165.137	11354.642	0.32	0.07	0.25
2	5251.146	3290.765	444.763	40.947	1750.54	165.137	10943.297	0.31	0.07	0.24
3	10578.259	6667.054	889.525	81.893	3449.34	330.274	21596.345	1.27	0.27	0.58
4	10578.259	8149.167	889.525	81.893	3449.34	330.274	23478.457	1.35	0.28	1.05
5	10578.259	7180.837	889.525	81.893	3449.34	330.274	22510.128	1.30	0.27	1.01
6	10578.259	6212.507	889.525	81.893	3449.34	330.274	21541.788	1.24	0.26	0.96
7	10578.259	5244.178	889.525	81.893	3449.34	330.274	20573.469	1.18	0.25	0.92
8	10578.259	4275.848	889.525	81.893	3449.34	330.274	19605.139	1.13	0.24	0.88
9	10578.259	3307.519	889.525	81.893	3449.34	330.274	18636.809	1.07	0.23	0.83
10	10578.259	2339.189	889.525	81.893	3449.34	330.274	17668.480	1.02	0.21	0.79
11	10578.259	1782.205	889.525	81.893	3449.34	330.274	17111.966	0.98	0.21	0.77
12	10578.259	1225.221	889.525	81.893	3449.34	330.274	16554.512	0.95	0.20	0.74
13	7952.686	1089.885	889.525	81.893	3449.34	330.274	13772.803	0.79	0.17	0.62
14	5327.113	952.958	889.525	81.893	3449.34	330.274	11021.994	0.63	0.13	0.49
15	2662.556	816.814	889.525	81.893	3449.34	330.274	8231.402	0.47	0.10	0.37
16	0.000	680.678	889.525	81.893	3449.34	330.274	5421.710	0.31	0.07	0.24
17	0.000	544.543	889.525	81.893	3449.34	330.274	5295.575	0.30	0.06	0.23
18	0.000	408.407	889.525	81.893	3449.34	330.274	5159.439	0.28	0.06	0.23
19	0.000	272.271	889.525	81.893	3449.34	330.274	5023.303	0.29	0.06	0.22
20	0.000	136.136	889.525	81.893	3449.34	330.274	4887.168	0.28	0.06	0.22
21	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.21
22	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.21
23	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.21
24	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.21
25	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.21
26	0.000	0.000	444.763	40.947	1698.80	165.137	2345.646	0.07	0.01	0.05
27	0.000	0.000	444.763	40.947	1698.80	165.137	2345.646	0.07	0.01	0.05

Annual Operation Hour 5081
 Annual Load Factor 50
 Auxiliary Loss
 Annual Net Generation(KWh) 202564000

Table 9-5 Calculation of Tariff
 [Part III, Case of Maximum Construction Cost]

Year after Completion	Depreciation	Interest	Utility Cost	Personnel Cost	Repair Cost	Fuel Cost	Total (USD 1000)	Tariff (Yen/KWh)	Tariff (KCS/KWh)	Tariff (G/KWh)
1	10790.669	11409.470	798.632	55.904	3467.22	0.000	26516.894	1.53	0.32	1.19
2	10790.669	10137.996	798.632	55.904	3467.22	0.000	25249.731	1.45	0.31	1.13
3	10790.669	8870.143	798.632	55.904	3467.22	0.000	23982.568	1.38	0.29	1.07
4	10790.669	7602.290	798.632	55.904	3467.22	0.000	22715.405	1.31	0.28	1.01
5	10790.669	6334.437	798.632	55.904	3467.22	0.000	21448.242	1.24	0.27	0.95
6	10790.669	5066.584	798.632	55.904	3467.22	0.000	20181.079	1.17	0.26	0.89
7	10790.669	3798.731	798.632	55.904	3467.22	0.000	18913.916	1.10	0.25	0.83
8	10790.669	2530.878	798.632	55.904	3467.22	0.000	17646.753	1.03	0.24	0.77
9	10790.669	1263.025	798.632	55.904	3467.22	0.000	16379.590	0.96	0.23	0.71
10	10790.669	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	15112.427	0.89	0.22	0.65
11	10790.669	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	13845.264	0.82	0.21	0.59
12	10790.669	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	12578.101	0.75	0.20	0.53
13	5295.234	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	11310.938	0.68	0.19	0.47
14	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	10043.775	0.61	0.18	0.41
15	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	8776.612	0.54	0.17	0.35
16	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	7509.449	0.47	0.16	0.29
17	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	6242.286	0.40	0.15	0.23
18	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4975.123	0.33	0.14	0.17
19	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	3707.960	0.26	0.13	0.11
20	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	2440.797	0.19	0.12	0.05
21	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	1173.634	0.12	0.11	0.05
22	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	0.000	0.05	0.10	0.05
23	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	0.000	0.05	0.10	0.05
24	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	0.000	0.05	0.10	0.05
25	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	0.000	0.05	0.10	0.05

Annual Operation Hour 4468
 Annual Load Factor 51
 Auxiliary Loss
 Annual Net Generation(KWh) 200400000

Depreciation Straight Method
 Residual Value 0
 Term (Year) 12.5
 Total Value 134680.257

Table 0-6 Calculation of Tariff

[Part III、Case of Minimum Construction Cost]

Year After Completion	(USD 1000)									
	Depreciation	Interest	Utility Cost	Personnel Cost	Repair Cost	Fuel Cost	Total	Tariff (Yen/RWh)	Tariff (KGS/RWh)	Tariff (c/RWh)
1	10243.682	7164.754	798.632	55.904	3467.22	0.000	21730.202	1.25	0.20	0.97
2	10243.682	6368.670	798.632	55.904	3467.22	0.000	20254.119	1.21	0.25	0.94
3	10243.682	5572.587	798.632	55.904	3467.22	0.000	20138.035	1.18	0.24	0.90
4	10243.682	4776.504	798.632	55.904	3467.22	0.000	21629.291	1.25	0.26	0.97
5	10243.682	3980.421	798.632	55.904	3467.22	0.000	20698.657	1.19	0.25	0.93
6	10243.682	3184.338	798.632	55.904	3467.22	0.000	19768.024	1.14	0.24	0.88
7	10243.682	2388.255	798.632	55.904	3467.22	0.000	18837.391	1.08	0.23	0.84
8	10243.682	1592.172	798.632	55.904	3467.22	0.000	17906.758	1.02	0.22	0.80
9	10243.682	796.089	798.632	55.904	3467.22	0.000	16976.125	0.96	0.21	0.76
10	10243.682	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	16045.492	0.92	0.19	0.72
11	10243.682	1486.042	798.632	55.904	3467.22	0.000	15910.842	0.92	0.19	0.71
12	10243.682	1345.494	798.632	55.904	3467.22	0.000	15776.393	0.91	0.18	0.71
13	5121.846	1076.395	798.632	55.904	3467.22	0.000	10519.997	0.61	0.13	0.47
14	0.000	841.846	798.632	55.904	3467.22	0.000	5863.602	0.30	0.06	0.24
15	0.000	607.296	798.632	55.904	3467.22	0.000	5129.052	0.30	0.06	0.23
16	0.000	372.747	798.632	55.904	3467.22	0.000	4994.503	0.29	0.06	0.22
17	0.000	138.198	798.632	55.904	3467.22	0.000	4859.954	0.28	0.06	0.22
18	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4725.404	0.27	0.06	0.21
19	0.000	269.099	798.632	55.904	3467.22	0.000	4590.855	0.26	0.06	0.21
20	0.000	134.549	798.632	55.904	3467.22	0.000	4456.305	0.25	0.05	0.20
21	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
22	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
23	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
24	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
25	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19

Annual Operation Hour 4968
 Annual Load Factor 51
 Auxiliary Loss
 Annual Net Generation(KWh) 223400000

Depreciation Straight Method
 Residual Value 0
 Term (Year) 12.5
 Total Value 128046.155

Table 9 - 7: Economic Evaluation

No. Year	Costs				Benefits				(Million Kcs)	
	Investment	Coal Cost	OM Cost	Total Cost (N.P.V.)	Investment	OM Cost	Fuel Cost	Total Benefit (N.P.V.)	Total Benefit	Costs
1	150.531			150.531	136.846			15.317	17.024	-135.215
2	2438.248			2438.248	2012.509			247.892	204.874	-2132.448
3	1966.689			1966.689	1477.602			200.110	150.246	-1766.572
4	675.132			675.132	481.124			62.895	46.818	-606.437
5	645.778	0.000	55.992	711.770	441.952	-7.068	1361.060	1412.700	301.522	707.930
6	148.768	0.000	55.292	204.060	120.097	-7.068	1361.060	1362.426	772.723	1156.166
7		0.000	252.042	252.042	129.337	-30.522	5365.600	5335.068	2737.732	5023.026
8		0.000	252.042	252.042	117.579	-30.522	5365.600	5335.068	2488.849	5023.026
9		0.000	252.042	252.042	106.020	-30.522	5365.600	5335.068	2262.570	5023.026
10		0.000	252.042	252.042	97.172	-30.522	5365.600	5335.068	2050.900	5023.026
11		0.000	252.042	252.042	86.323	-30.522	5365.600	5335.068	1869.903	5023.026
12		0.000	252.042	252.042	70.300	-30.522	5365.600	5335.068	1699.917	5023.026
13		0.000	252.042	252.042	73.009	-30.522	5365.600	5335.068	1545.373	5023.026
14		0.000	252.042	252.042	66.371	-30.522	5365.600	5335.068	1404.520	5023.026
15		0.000	252.042	252.042	60.337	-30.522	5365.600	5335.068	1277.173	5023.026
16		0.000	252.042	252.042	54.252	-30.522	5365.600	5335.068	1161.066	5023.026
17		0.000	252.042	252.042	49.265	-30.522	5365.600	5335.068	1055.515	5023.026
18		0.000	252.042	252.042	45.232	-30.522	5365.600	5335.068	959.597	5023.026
19		0.000	252.042	252.042	41.211	-30.522	5365.600	5335.068	872.326	5023.026
20		0.000	252.042	252.042	37.464	-30.522	5365.600	5335.068	793.024	5023.026
21		0.000	252.042	252.042	34.059	-30.522	5365.600	5335.068	720.921	5023.026
22		0.000	252.042	252.042	30.962	-30.522	5365.600	5335.068	655.292	5023.026
23		0.000	252.042	252.042	28.140	-30.522	5365.600	5335.068	595.811	5023.026
24		0.000	252.042	252.042	25.509	-30.522	5365.600	5335.068	541.646	5023.026
25		0.000	252.042	252.042	23.262	-30.522	5365.600	5335.068	492.405	5023.026
26		0.000	252.042	252.042	21.140	-30.522	5365.600	5335.068	447.641	5023.026
27		0.000	252.042	252.042	19.225	-30.522	5365.600	5335.068	406.947	5023.026
28		0.000	252.042	252.042	17.477	-30.522	5365.600	5335.068	369.931	5023.026
29		0.000	252.042	252.042	15.839	-30.522	5365.600	5335.068	336.320	5023.026
30		0.000	186.050	186.050	10.662	-23.441	4004.540	3981.076	220.150	3795.026
31		0.000	168.050	168.050	9.693	-23.441	4004.540	3981.076	207.409	3795.026
Total	6021.243	0.000	6201.050	12222.293	5935.312	-762.201	124140.800	132908.222	22257.722	121687.065

Discount Rate 10.00%

Benefit

612.86

EOR

39.541

B/C(Discount Rate=10%)

2002.426

B/C(Discount Rate=10%)

4.929

勸告

(1) 国内投資環境の整備

本プロジェクトの計画に当たっては、可能な限りのコストの低減、チェッコ・スロヴァキア連邦共和国における関連技術力、チェッコ・スロヴァキア連邦共和国全体への波及効果等を考慮して、可能な限り国内化を進める条件の下に検討を進めた。これにより、上記の効果は十分達成しうるものとなったが、一方、国内投資分の資金の調達に問題が残ることとなった。

現在の各国のODAスキーム、世界銀行等国際援助機関の融資スキームによれば、国内ポーションの融資には一定の限度があるため、その相応の部分是国内金融市場から調達することが求められるが、現在のところチェッコ・スロヴァキア連邦共和国における民間金融市場は未成熟であり、長期低利の設備投資金融をここから調達してゆくことは難しい状況にある。

従って、以下の諸方策を検討することにより、国内ポーションの資金調達の促進を図ることが、当方より提案した工程に沿ったプロジェクト実施を可能にする条件である。

- ① CEZが環境対策・原子力建設用に蓄えた自己資金の活用
- ② 政府制度金融の導入：一般国民の貯蓄をベースとした民間銀行の整備になお時間を要する場合には、税金を活用した政府による産業金融専門機関を設立して、これを通して必要な資金の提供を図る。（当面環境案件は、チェッコ・スロヴァキア連邦共和国への経済活力投入のための有効需要として相当機能しうるものと想定している。）

(2) 電力料金体系の整備

本計画実現に伴うコストについては、電気料金の形でこれを適正に消費者に負担させなければ、政府の財政赤字の拡大、インフレーション進展の原因となる。本計画実施に伴う電気料金の上昇は、調査時点（1992年度7月）価格で、CEZの売電電力量当りでは、最大0.03Kcs/MWh（0.14円/MWh）程度にすぎず、国民全体に均霑させることにより、十分吸収しうる範囲である。

現在のチェッコ・スロヴァキア連邦共和国政府において進めている補助金型料金か

ら原価主義に基づく料金への電気料金体系の見直し作業の中で、環境コストの適正な反映がなされるよう整備を図る必要がある。

(3) 副産品石膏の取扱いについて

メルニーク発電所に適用される湿式石灰石石膏法排煙脱硫装置からの副産品である石膏は、Part IIIから発生する年間約100,000 トン分が発電所に隣接して計画されている石膏ボード工場で原材料として使用する予定である。

本調査では、Part IIから発生する石膏、年間約 78,000 トン分については、フライアッシュと同様灰捨場に捨てる計画としているが、この廃棄コストは脱硫装置の運転経費に与える影響が大きいため、将来に向けて引き続き石膏市場の開拓を実施することが勧められる。



JICA

チェッコ・スロヴァキア連邦共和国

メルニーク発電所排煙脱硫対策

調査報告書

要約版

92・12

環境省

05 08 01