

国際協力事業団

チェッコ・スロヴァキア連邦共和国
連邦経済省

メルニーク発電所排煙脱硫対策

調査報告書

要約版

1992年12月

電源開発株式会社

資源調査

CR (5)

92 - 183

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

資源調査

92
183

国際協力事業団

チェッコ・スロヴァキア連邦共和国
連邦経済省

メルニーク発電所排煙脱硫対策

調査報告書

要約版

JICA LIBRARY



1101511121

24387

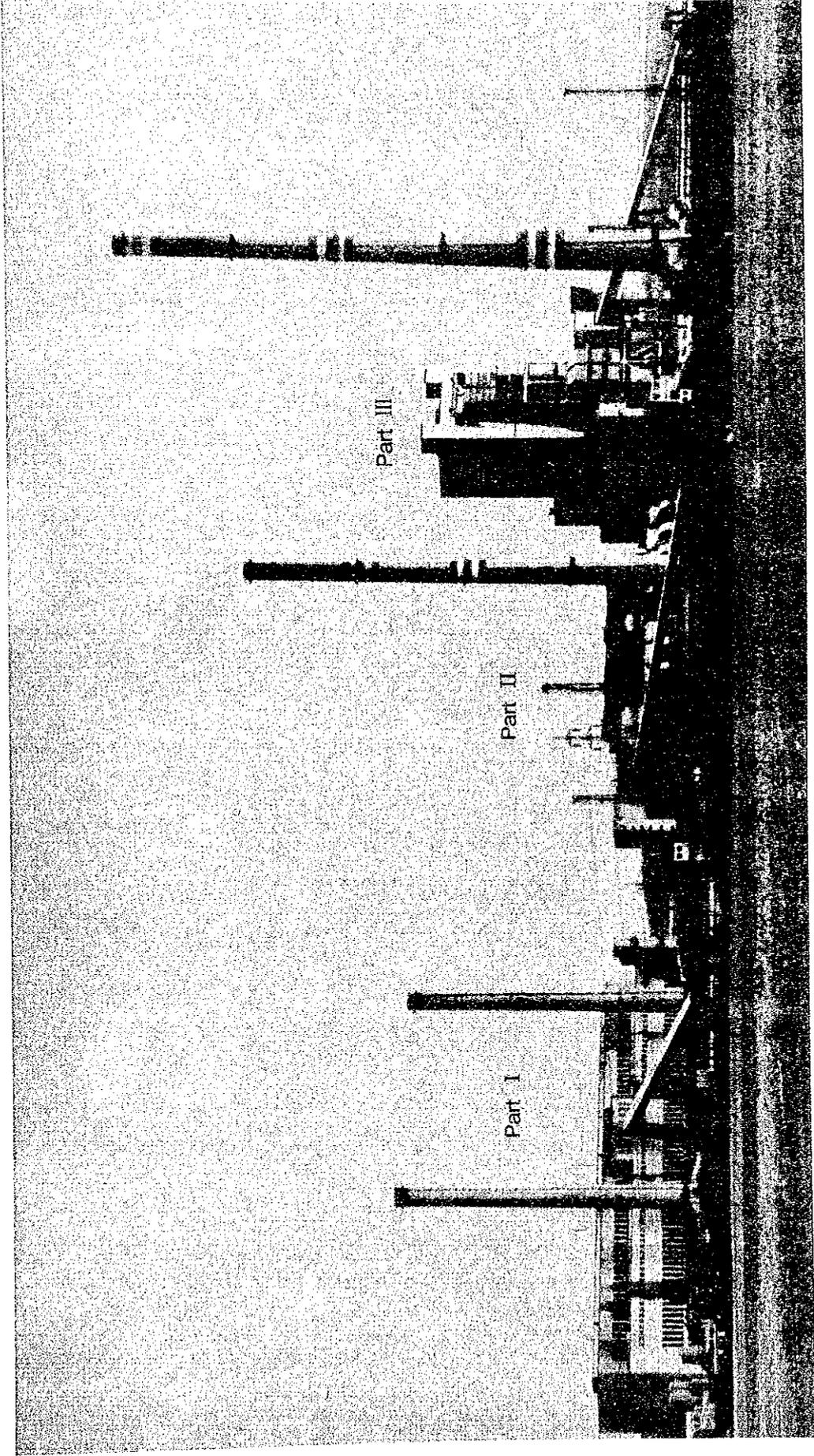
1992年12月

電源開発株式会社

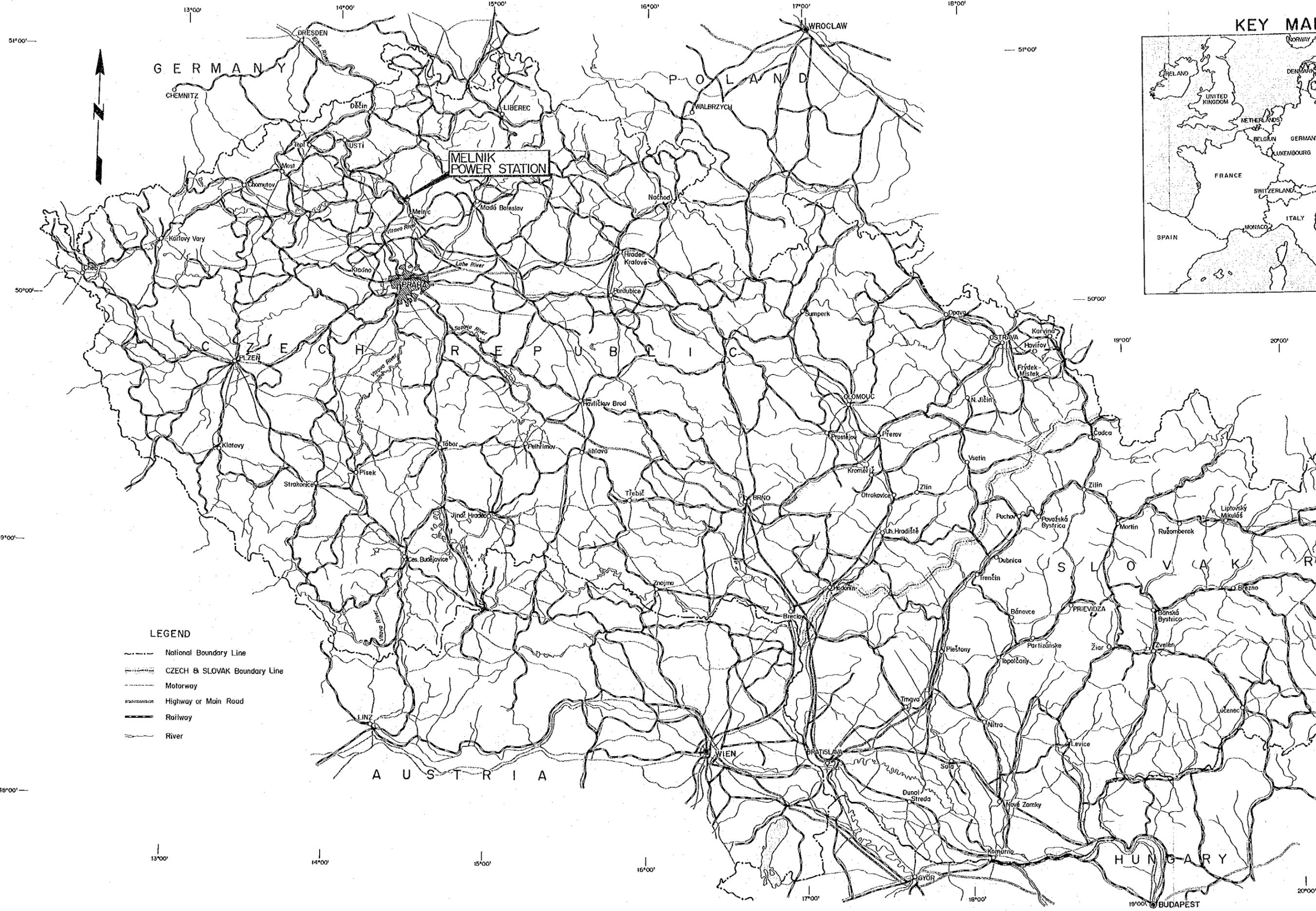


国際協力事業団

24387



THE MELNIK POWER STATION



LEGEND

- National Boundary Line
- CZECH & SLOVAK Boundary Line
- Motorway
- Highway or Main Road
- Railway
- River

KEY MAP



MELNIK POWER STATION

GERMANY

POLAND

CZECH REPUBLIC

SLOVAKIA

AUSTRIA

HUNGARY

51°00'

50°00'

49°00'

48°00'

13°00'

14°00'

15°00'

16°00'

17°00'

18°00'

51°00'

50°00'

19°00'

20°00'

13°00'

14°00'

15°00'

16°00'

17°00'

18°00'

19°00'

20°00'



BUDAPEST

WIEN

BRATISLAVA

BRNO

CHEMNITZ

DRESDEN

LIBEREC

WALBRZYCH

WROCLAW

USTI

Chomutov

Melnik

Madá Boleslav

Načod

Karlovy Vary

Kladno

Prague

Labe River

Hradec Králové

Samperk

Opava

Plzeň

Klatovy

Tábor

Pelhřimov

Jihlava

Olomouc

N. Jičín

Čadca

Strakonice

Pisek

Brno

Třebíč

Kroměříž

Zlín

Zlín

Vind. Hradec

Čes. Budějovice

Znojmo

Brno

Otrokovice

Puchov

Považská Bystrica

Liptovský Mikuláš

Linz

Brno

Brno

Brno

Brno

Piešťany

Prievidza

Banská Bystrica

Linz

Brno

Brno

Brno

Brno

Piešťany

Prievidza

Banská Bystrica

Linz

Brno

Brno

Brno

Brno

Piešťany

Prievidza

Banská Bystrica

Linz

Brno

Brno

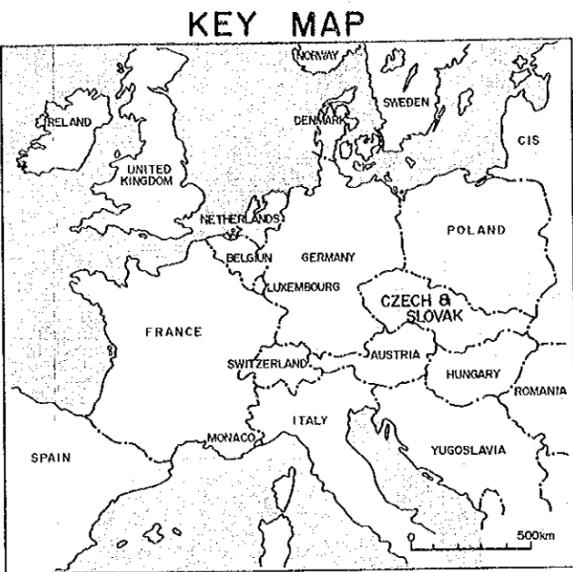
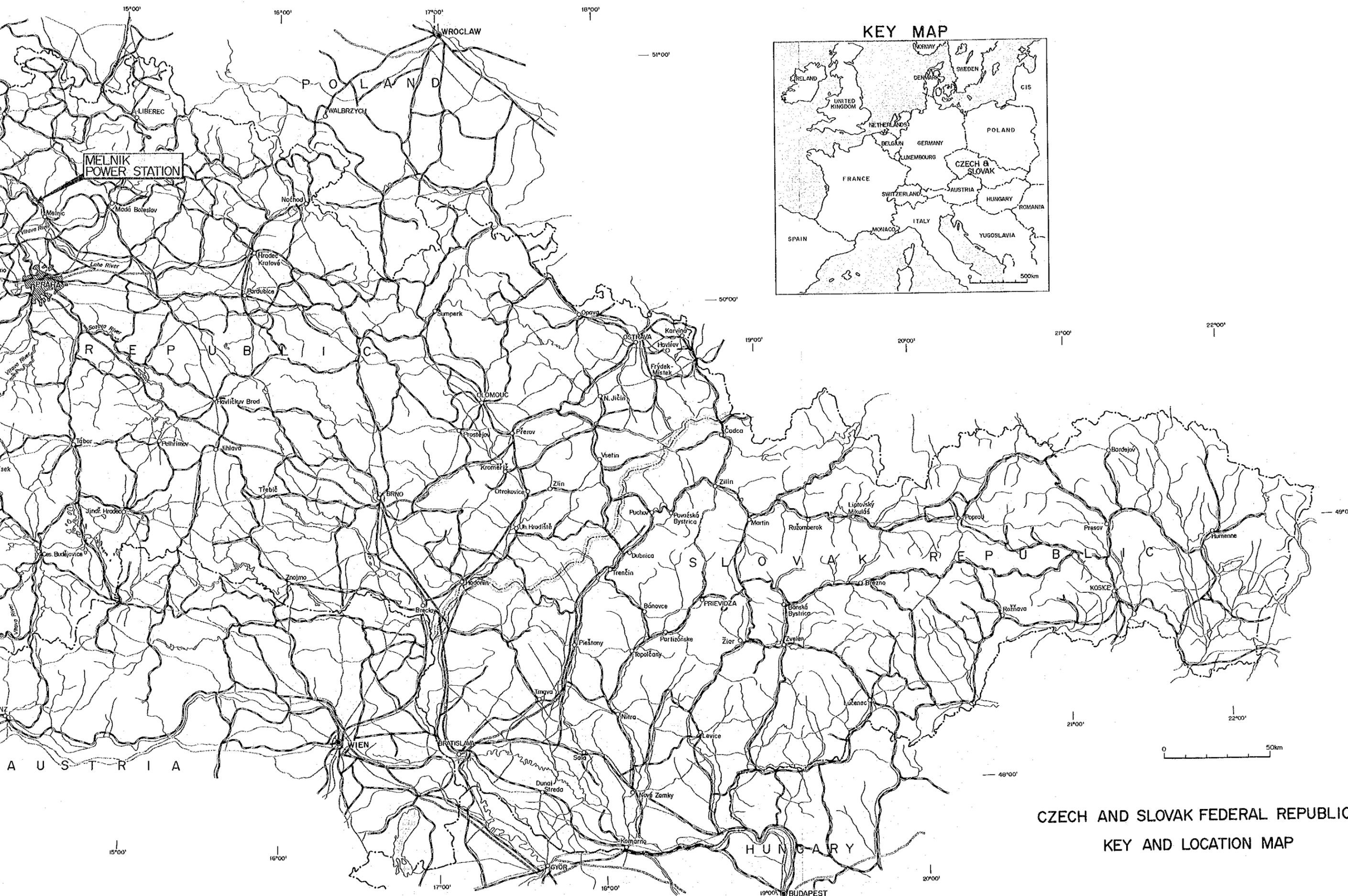
Brno

Brno

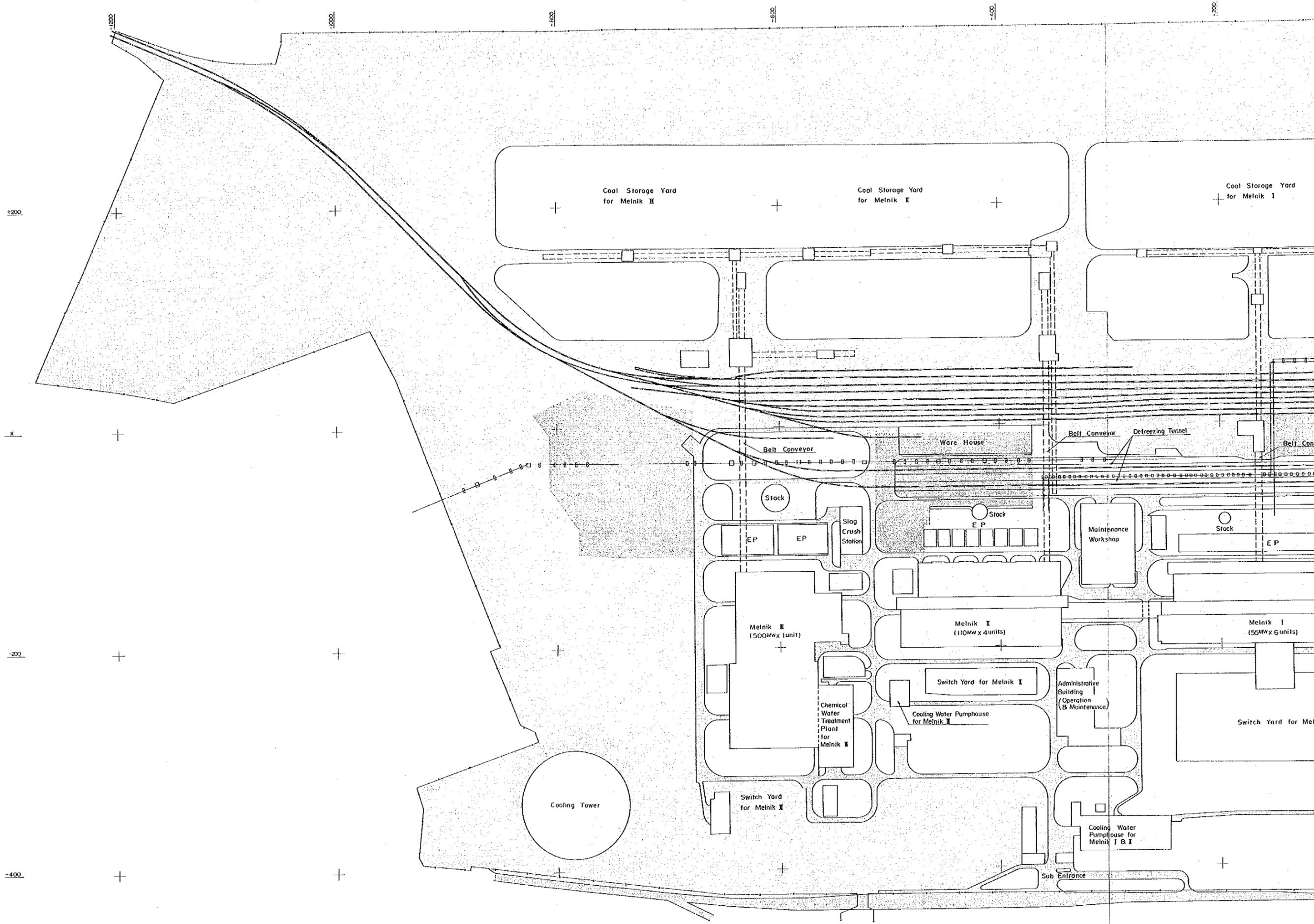
Piešťany

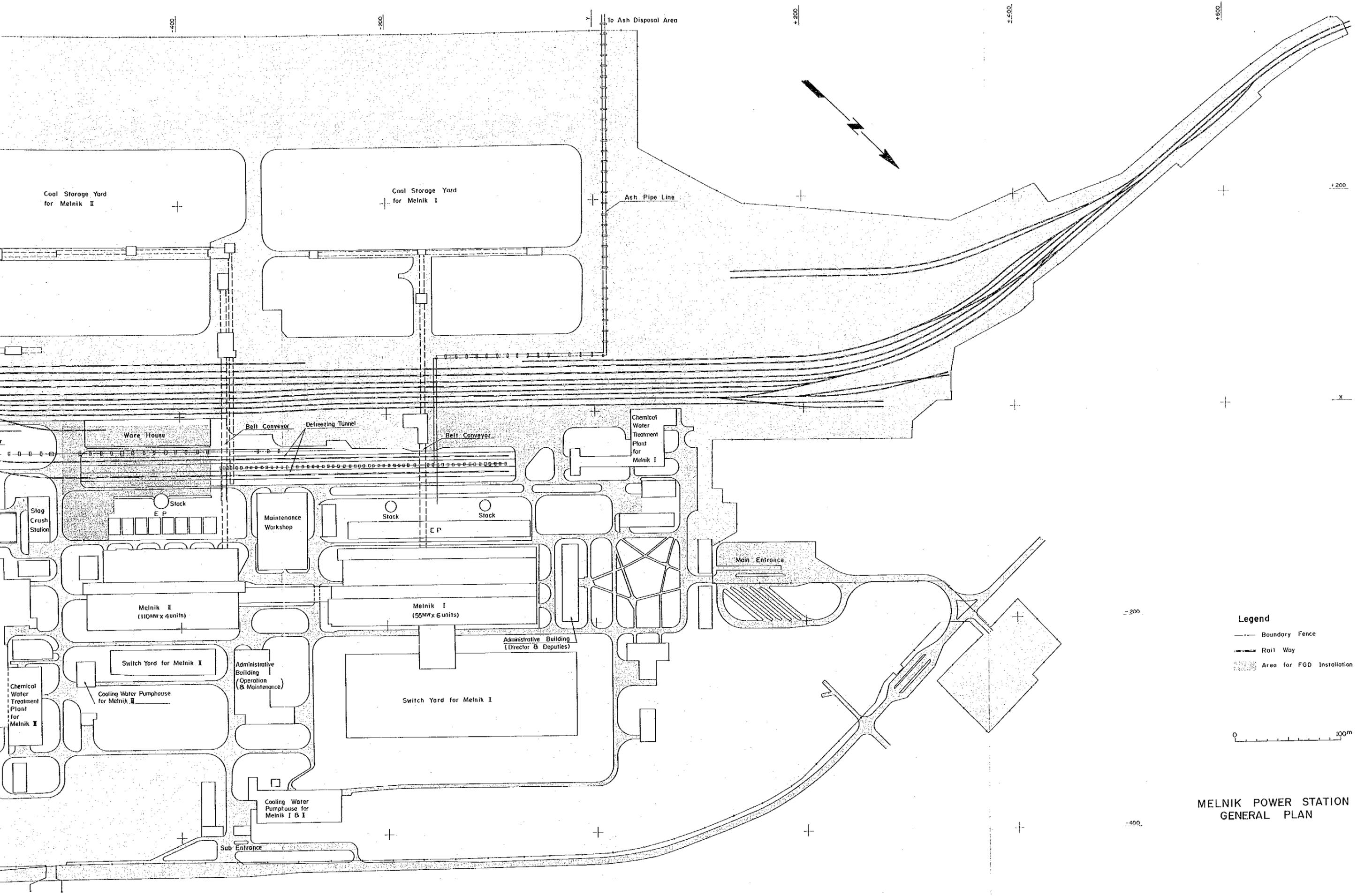
Prievidza

Banská Bystrica



CZECH AND SLOVAK FEDERAL REPUBLIC
KEY AND LOCATION MAP



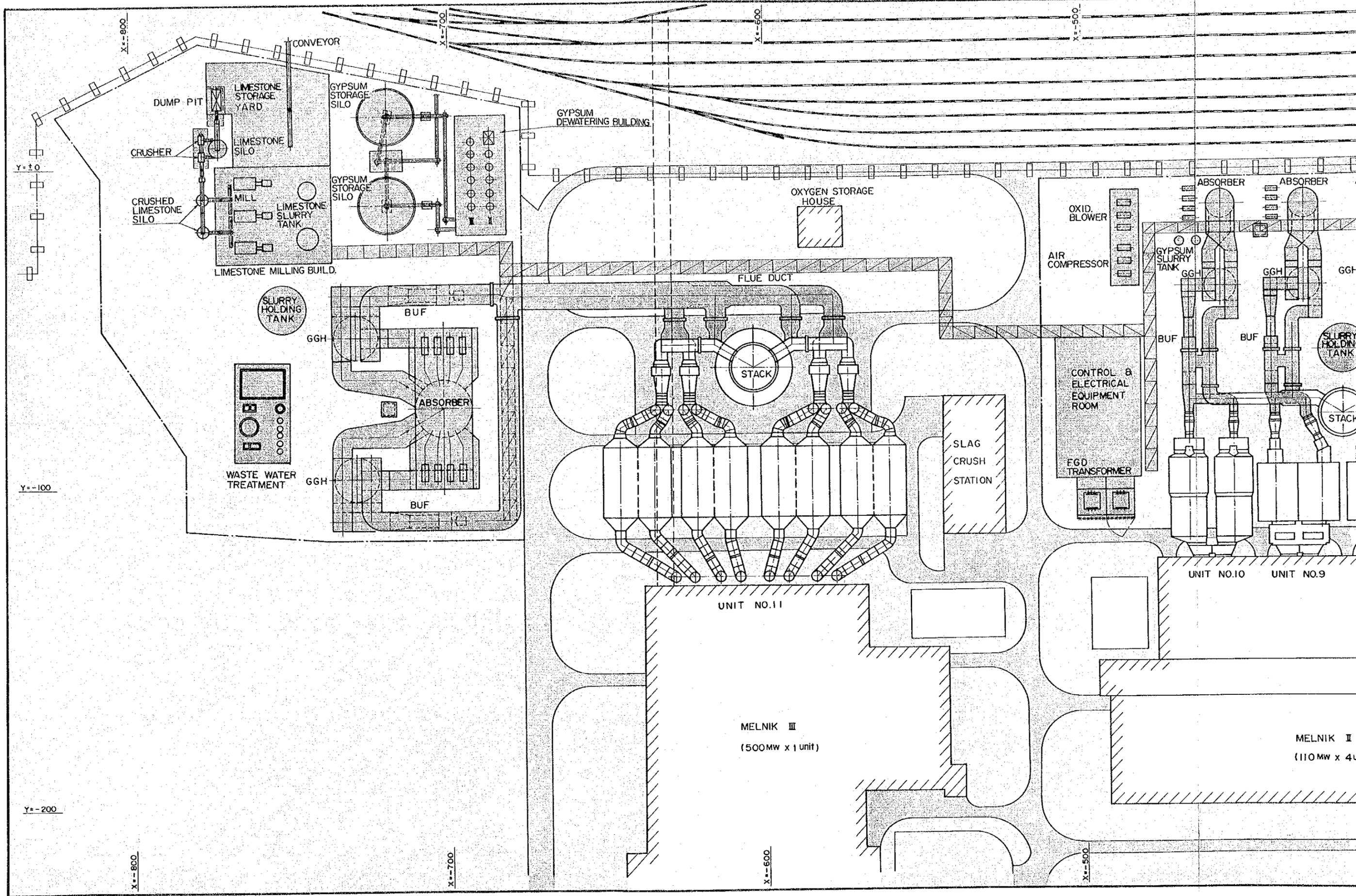


Legend

- Boundary Fence
- Rail Way
- Area for FGD Installation

0 100m

MELNIK POWER STATION
GENERAL PLAN



X=800

X=700

X=600

X=500

Y=0

Y=-100

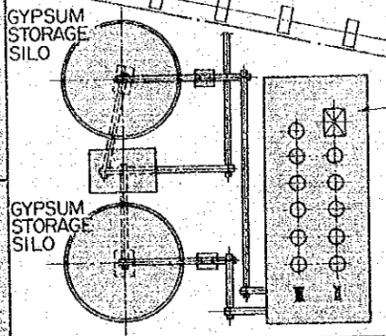
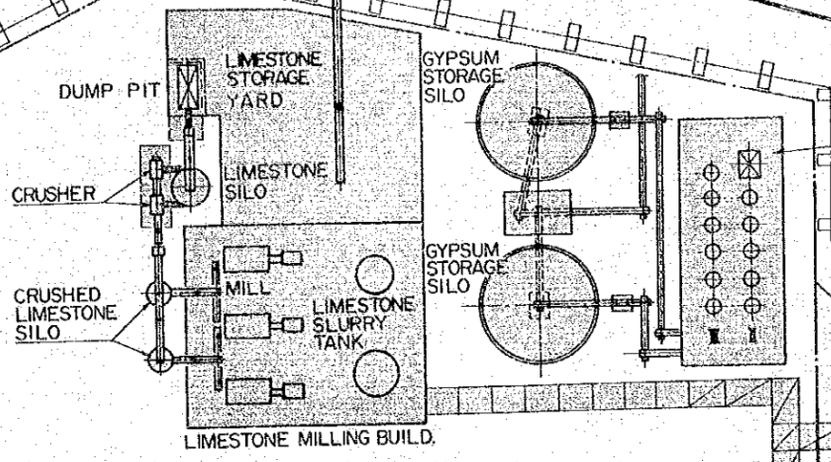
Y=-200

X=800

X=700

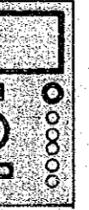
X=600

X=500

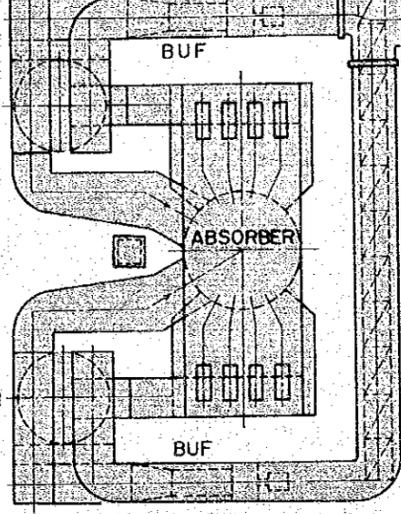


GYPSUM DEWATERING BUILDING

OXYGEN STORAGE HOUSE

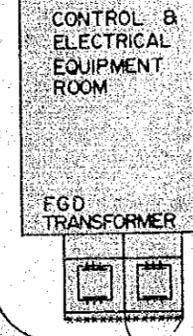
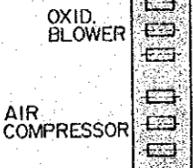


WASTE WATER TREATMENT



FLUE DUCT

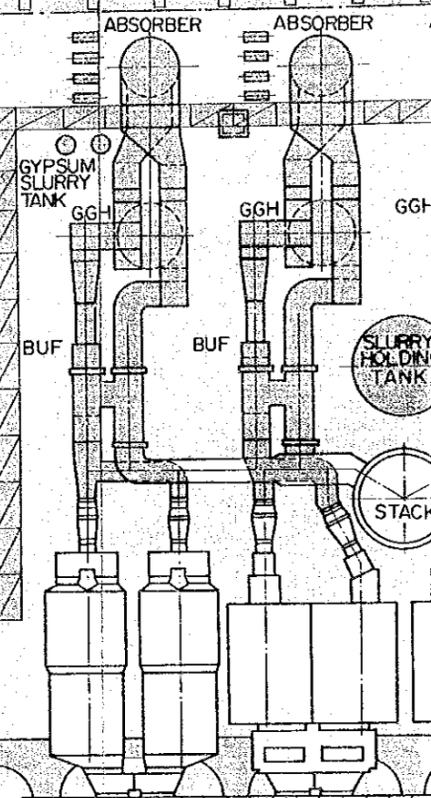
STACK



CONTROL & ELECTRICAL EQUIPMENT ROOM

EGD TRANSFORMER

SLAG CRUSH STATION



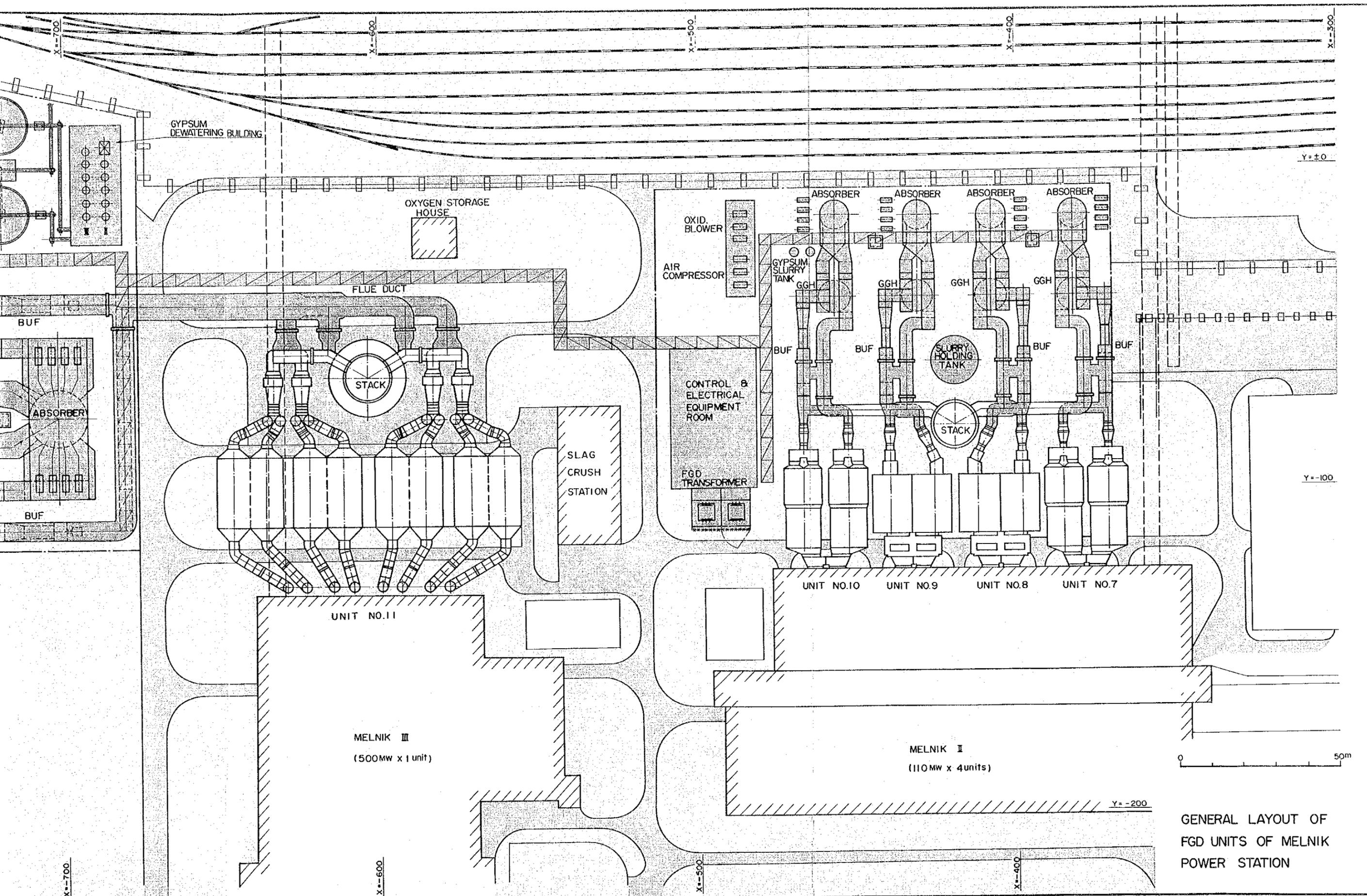
UNIT NO.10

UNIT NO.9

UNIT NO.11

MELNIK III
(500MW x 1 unit)

MELNIK II
(110MW x 4)



GYPSUM DEWATERING BUILDING

OXYGEN STORAGE HOUSE

FLUE DUCT

STACK

SLAG CRUSH STATION

OXID. BLOWER

AIR COMPRESSOR

CONTROL & ELECTRICAL EQUIPMENT ROOM

FGD TRANSFORMER

ABSORBER ABSORBER ABSORBER ABSORBER

GYPSUM SLURRY TANK

SLURRY HOLDING TANK

UNIT NO.10 UNIT NO.9 UNIT NO.8 UNIT NO.7

MELNIK III
(500MW x 1 unit)

MELNIK II
(110MW x 4 units)

0 50m

GENERAL LAYOUT OF FGD UNITS OF MELNIK POWER STATION

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

要約版目次

	page
概 要	1
第1章 社会・経済的背景	4
第2章 排煙脱硫装置計画地点の立地条件	9
第3章 最適排煙脱硫装置の選定	10
第4章 環境影響評価	36
第5章 排煙脱硫装置概念設計	37
第6章 排煙脱硫装置施行計画	55
第7章 建設費及び運転経費	59
第8章 運転方法及び保守要領	61
第9章 社会・経済的影響評価	66
勸 告	75

概 要

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に係る業務として下記項目を行った。

1st Stage

- (1) 調査に関するデータの収集と解析
- (2) 発電所から排出する硫酸化物排出量の設定及び硫酸化物排出量設定後の環境予測評価
- (3) 最適排煙脱硫方式並びに処理装置選定のための技術評価及び経済比較

2nd Stage

- (1) 調査に係わる補足現地調査
- (2) 排煙脱硫装置の概念設計
- (3) プロジェクト全体施工計画の作成

3rd Stage

- (1) 排煙脱硫装置導入による電気料金への影響評価
- (2) 経済評価
- (3) 排煙脱硫装置導入による社会、経済的な影響評価

チェッコ・スロヴァキア連邦共和国は1985年にヘルシンキ議定書を批准し、1993年までに硫酸参加物の排出量を1980年レベルの70%程度に削減することが義務づけられた。

こうした背景から1991年10月に「新大気浄化法」が施行され、煙源毎に硫酸化物の排出基準が定められた。

この排出基準を今回の調査対象であるメルニーク発電所 Part II (110MW × 4 Units) と Part III (500MW × 1 Unit) に適用させると以下の通りとなる。

1996年10月1日までに、

Part II : 110MW各Unit毎に効率70%を超える排煙脱硫装置の設置が必要

Part III : 500MWUnitに効率85%を超える排煙脱硫装置の設置が必要

である。

この排出基準が適用されることにより、メルニーク発電所全体で年間の硫酸化物排出量は、約77,300トンを17,500トンに低減されることになる。

この必要性を満たすための調査・検討を行い、Part II、Part IIIともに「湿式石灰石膏法」による排煙脱硫装置の設置を、以下の方法で行うことが適当であるとの結論に達した。

Part II : 110MW各Unit毎に効率87.5%、排ガス処理容量80%の排煙脱硫装置を4基設置する。

Part III : 500MWUnitに効率85%、排ガス処理容量100%の排煙脱硫装置を1基設置する。

上記最適排煙脱硫方式と発電プラントの組合せの検討結果に基づき 2nd Stage では補足現地調査を実施し、必要データと情報収集の補強を行い排煙脱硫装置の概念設計を行った。又、2nd Stage ではプロジェクト全体施行計画の検討も行い、1996年10月までに排煙脱硫装置の営業運転を開始するためには、1994年4月頃に機器の発注を行い、1995年5月頃から機器の据付を開始する必要があるとの検討結果を得た。

又これに必要な建設費は1992年7月1日ベースで、

Part II : 114,978,000 US\$

Part III : 115,574,000 US\$ と見積もられた。

これをkW当りの単価に直すと、

Part II : 261.3 US\$/kW

Part III : 231.1 US\$/kW となる。

上記排煙脱硫装置の設置後における発電所から排出する硫黄酸化物が環境に与える影響予測評価として拡散計算を行った結果、硫黄酸化物の最大着地濃度地点の硫黄酸化物濃度はメルニーク発電所周辺環境に適用される環境基準を十分下まわるとの結論に達した。

本計画の建設中利子を含めた所要経費から料金上の負担額を算出した結果、最大で0.26～0.36Kcs/kWhの負担増となる。

経済評価は、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た。

これによると本計画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る。

チェッコ・スロヴァキア連邦共和国の発電所における排煙脱硫設備の導入がもたらすマクロ経済的影響は、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、その比較的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。

第1章 社会・経済的背景

89年秋におこった東欧民主化の嵐はチェッコ・スロヴァキアにも吹き荒れ、いわゆる「ビロード革命」により共産党の指導体制は排除され民主化の道を歩み始めた。

対外関係についても、旧ソ連をはじめとする社会主義国に偏重していた姿勢を改め、西側への接近が進められており、90年9月にはIMF及び世銀への加盟を果たし、91年12月にはECに準加盟をなしとげている。

同国の経済革命は90年9月に策定された「経済改革のシナリオ」を基本として進められているが、89年以降の旧ソ連との関係の退潮、経済改革に伴う混乱、外部経済環境の悪化等により近年はマイナス成長に陥っている。

経済改革としてとらえられている主要な施策は次の通りである。

- (1) 価格の自由化
- (2) 貿易の自由化
- (3) 農地の変換
- (4) 対外国通貨への交換性の回復
- (5) 国営企業の民営化

チェッコ・スロヴァキア連邦共和国の1次エネルギー賦存状況については、天然ガスは少なく、石油は皆無に近く、発電用水力も豊かではない。ウラニウムについては環境に与える影響を考慮し、慎重に取り扱われており、結局9割以上は瀝青炭、褐炭に頼っている現状にある電力事業はチェッコ電力公社（CEZ）及びスロヴァキア電力公社（SEP）の2国有企業によって運営されているが、CEZは91年5月民営化され、Public Limited Companyとなり、その株式の内30%はクーポン制度を通じて本年末までに民間に移転される予定である。

1991年の発電電力量は83.4TWhでありCEZは51.6TWhをまかなっている。エネルギーソース別では、褐炭が75%、原子力23%、水力が2%となっている。

以上のように、発電用、家庭暖房用として低品位の褐炭を多量に使用しており、硫黄酸化物の排出量は256万t/年（現状値）と日本の約2.5倍にも達しており、特に北ボヘミア並びにプラハ地域においては100t/年、㎥を越え、森林の被害が著しく、また人体に与える影響も懸念される状況にある。

このような背景のもとに、同国は1985年にヘルシンキ議定書を批准し、これをうけて

1991年には新大気浄化法が施工され、全力をあげて大気汚染状況の改善に取り組むこととなったものである。

Table 1-1 にチェッコ・スロヴァキア連邦共和国の硫黄酸化物等の排出基準を示す。

メルニーク発電所の総出力1,270MWは同国全体の発電容量の約6%を占め、同国内で3番目の規模の発電所群であると同時に、首都プラハへの重要電源となっている。電力生産コストはC E Zの発電所の中では比較的低位（Part I : 535.22Kcs/MWh, II : 477.39Kcs/MWh, III : 435.59Kcs/MWh）である。

Table 1-2 にメルニーク発電所の構成、Table 1-3 にメルニーク発電所Part II、Part IIIの設備概要を示す。

Table 1-1 チェッコ・スロヴァキア排出基準

排 出 基 準				
燃料種別	Emission Limits (mg/m ³ _N)	設備容量 (MWt)		
		5 - 50	50 - 300	> 300
固体燃料	SO ₂ ※	2,500	1,700※	500※
	$\eta_{D_{SOx}}$ (%)		(70)	(85)
	NO _x (as NO ₂)	650	650	650
	Solid (Dust)	150	100	100
液体燃料	SO ₂	1,700	1,700	500
	NO _x (as NO ₂)	450	450	450
	Solid (Dust)	100	50	50
ガス燃料	SO ₂	35	35	35
	NO _x (as NO ₂)	200	200	200
	Solid (Dust)	10	10	10
備 考	<ul style="list-style-type: none"> ・※は脱硫装置なしで達成できる場合の規制値であり、これが不可能な場合は()内に示す脱硫効率を超える規制を受ける。 ・濃度は全て Dry Base, O₂=6%換算値 ・事故によるDe-SO_xなしでの運転は、最大96hr./回、360hr./年 ・1996年10月以降全ての煙源に適用 			

Table 1-2 メルニーク発電所の構成

発電所群	号機	出力	煙 突	着工年	運転開始年月日	
I	1	55MW	120m×1本	1957	1960. 9. 30	
	2	55MW			}	
	3	55MW				
	4	55MW	120m×1本		1961. 9. 27	
	5	55MW				
	6	55MW				
II	7	110MW	200m×1本	1967		1970. 12. 30
	8	110MW				1971. 5. 20
	9	110MW				1971. 9. 28
	10	110MW			1971. 11. 27	
III	11	500MW	270m×1本	1976	1981. 11. 5	

Table 1-3 メルニーク Part II、Part III設備概要

項 目	設 備 概 要	
発 電 所 群	Part II	Part III
<p>1. 主要設備</p> <p>(1) 単機出力</p> <p>(2) ボイラ</p> <p style="padding-left: 20px;">型 式 最大蒸発量 燃焼方式 燃 料 ミル型式</p> <p>(3) タービン</p> <p style="padding-left: 20px;">型 式 回転数 主蒸気圧力 主蒸気温度 再熱蒸気温度</p> <p>(4) 環境対策設備</p> <p>(5) 煙 突</p>	<p>7号機～10号機</p> <p>110MW</p> <p>ドラム・タイプ 自然循環式 350 T/H 平衡通風微粉炭焚 国内産褐炭 ファン・タイプ</p> <p>串型、再熱再生復水式3車室 3,000 rpm 129 kg/cm²g 540℃ 540℃</p> <p>電気集じん器（低温式） （180～200℃）</p> <p>7～10号機併せて1本 高 さ 200 m</p>	<p>11号機</p> <p>500MW</p> <p>ドラム・タイプ 強制循環式 1,670 T/H 平衡通風微粉炭焚 国内産褐炭 ファン・タイプ</p> <p>串型、再熱再生復水式4車室 3,000 rpm 165 kg/cm²g 540℃ 540℃</p> <p>電気集じん器（低温式） （160～180℃）</p> <p>11号機に1本 高 さ 270 m</p>
<p>2. 復水冷却水</p>	<p>発電所北東を流れるラーベ川より取水。</p>	<p>第II発電所温排水をポンプアップして取水。河川・放水温度が25℃以上になる場合はクーリング・タワーを使用。</p>
<p>3. 貯 炭 場</p>	<p>屋外貯炭方式、全3パイルで各発電所1パイル。貯炭場へは鉄道にて輸送。</p>	
<p>4. 灰 捨 場</p>	<p>発電所より南西約1.5Km地点にパイプラインにてスラリー輸送。</p>	

第2章 排煙脱硫装置計画地点の立地条件

メルニーク発電所はプラハ市の北方約35kmに位置し、Labe川（ラーベ川）の左岸に立地されている。プラハ市から発電所までの道路、鉄道は整備されており、資機材搬入の方法として有効に活用出来るものと思われる。

チェッコ・スロヴァキアの気候は、西ヨーロッパの大西洋気候と東ヨーロッパの内陸性気候の中間の性質を持ち、同緯度の西ヨーロッパに比べると夏は暑く、冬は寒い。また、降雨量は年間 530mm程度と少ない。

メルニーク発電所付近の地形は灰捨て場のある南西側の小丘からLabe川に向かって緩やかに傾斜しており、発電所位置での標高は160mである。

発電所地点の地質は主としてLabe川の河床堆積物で表面が覆われており、表層 2 mは黄土、以下標高149mまでは砂及び砂利で構成されており、それ以下は岩盤層である。

第3章 最適排煙脱硫装置の選定

チェッコ・スロヴァキア連邦共和国においては、排出基準 (Table 1-1) が1991年10月に制定されている。この排出基準は1996年10月以降に適用され、仮にこの排出基準が遵守されない場合には、煙源の強制停止が余儀無くされている。

また、この排出基準は各煙源毎 (各ボイラ毎) に適用される。

本調査の対象であるメルニーク発電所 Part II および Part III の場合以下のとおりとなる。

- メルニーク発電所 Part II 単基容量 110MWe

「効率70%を超える脱硫装置の設置」が規制として適用される。

- メルニーク発電所 Part III 単基容量 500MWe

「効率85%を超える脱硫装置の設置」が規制として適用される。

メルニーク発電所に最適な排煙脱硫装置の選定はFig. 3-1 に示すフローにより行った。

排煙脱硫方式の技術比較は、適用の可能性のあると思われる以下の方式を選定し、検討を行った。

<湿式>

- ① 石灰石石膏法 — スプレー塔方式
- ② 石灰石石膏法 — ジェットバブリング方式

<半乾式>

- ③ スプレードライヤー方式
- ④ 石灰石炉内吹込み法
- ⑤ 消石灰煙道吹込み法

<乾式>

- ⑥ 活性炭吸着方式 (再生式)
- ⑦ 電子ビーム方式 (参考)

これらの排煙脱硫方式の反応フロー及びプロセスフローをFig. 3-2 ~3-15 に示す。

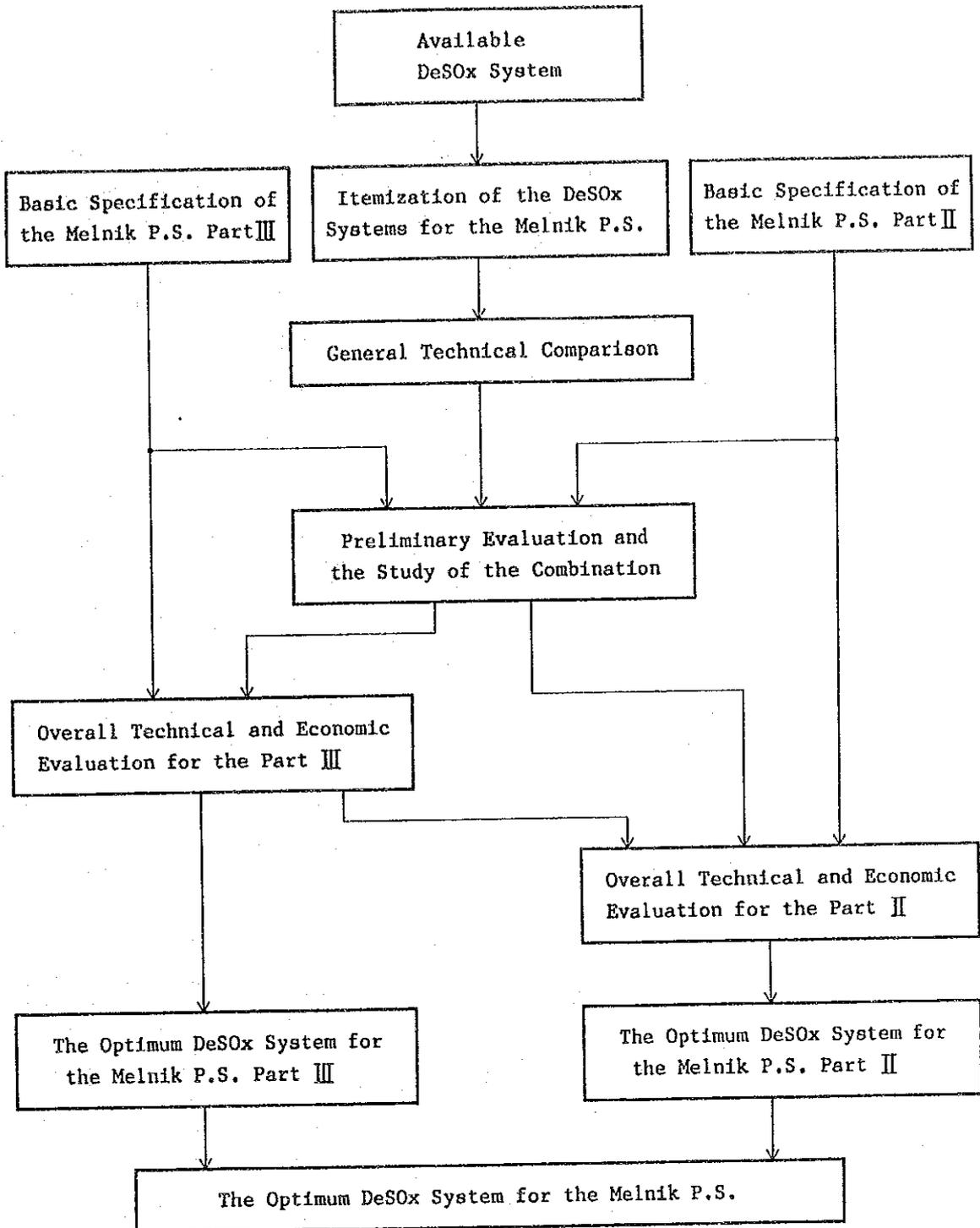


Fig. 3-1 SELECTION FLOW OF THE OPTIMUM DeSOx SYSTEM

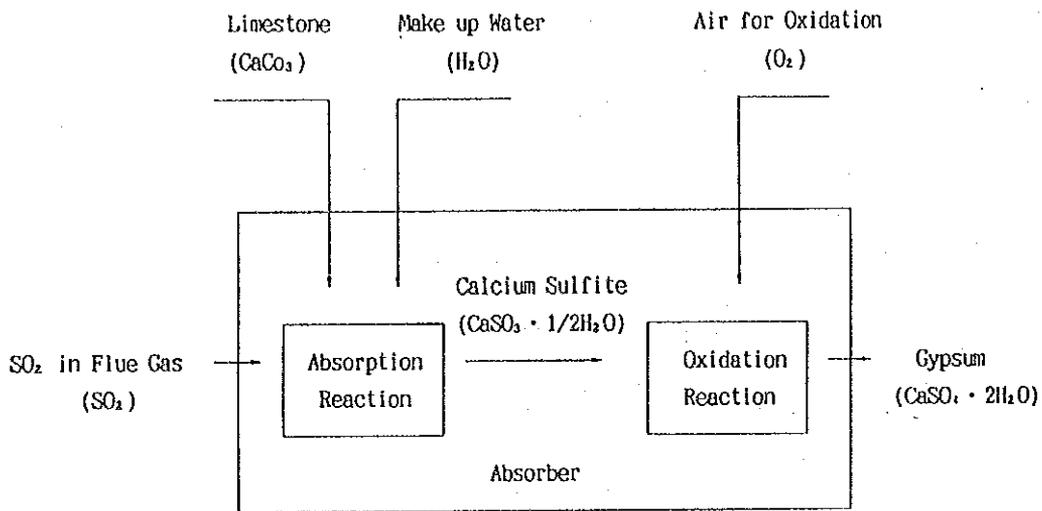


Fig. 3-2 REACTION FLOW OF WET LIMESTONE-GYPSUM PROCESS (SPRAY TOWER METHOD)

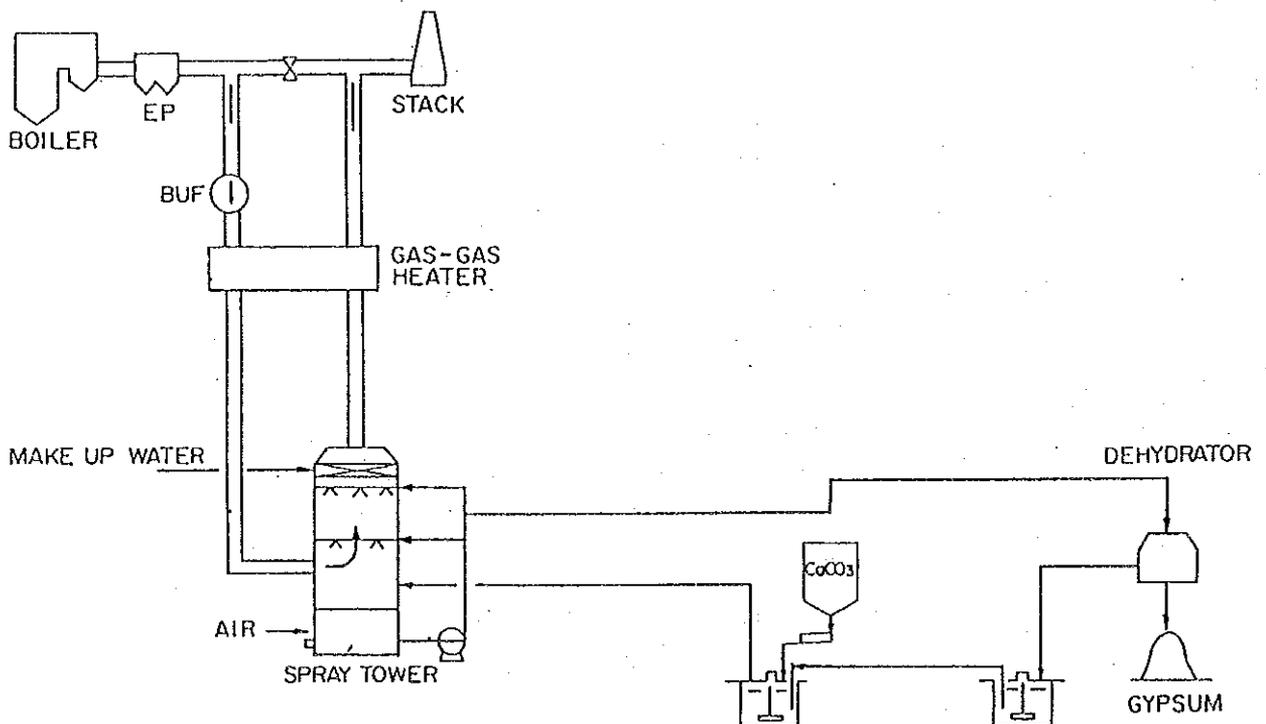


Fig. 3-3 PROCESS FLOW OF WET LIMESTONE-GYPSUM PROCESS (SPRAY TOWER METHOD)

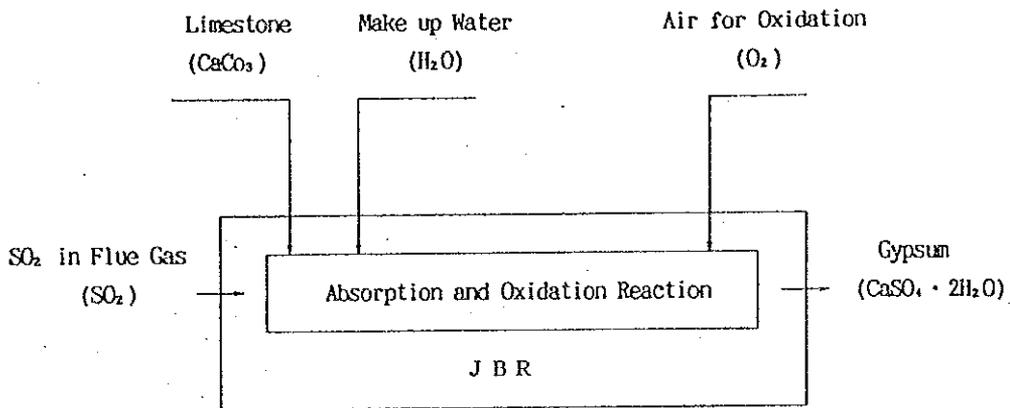


Fig. 3-4 REACTION FLOW OF WET LIMESTONE-GYPSUM PROCESS
(JET-BUBBLING METHOD)

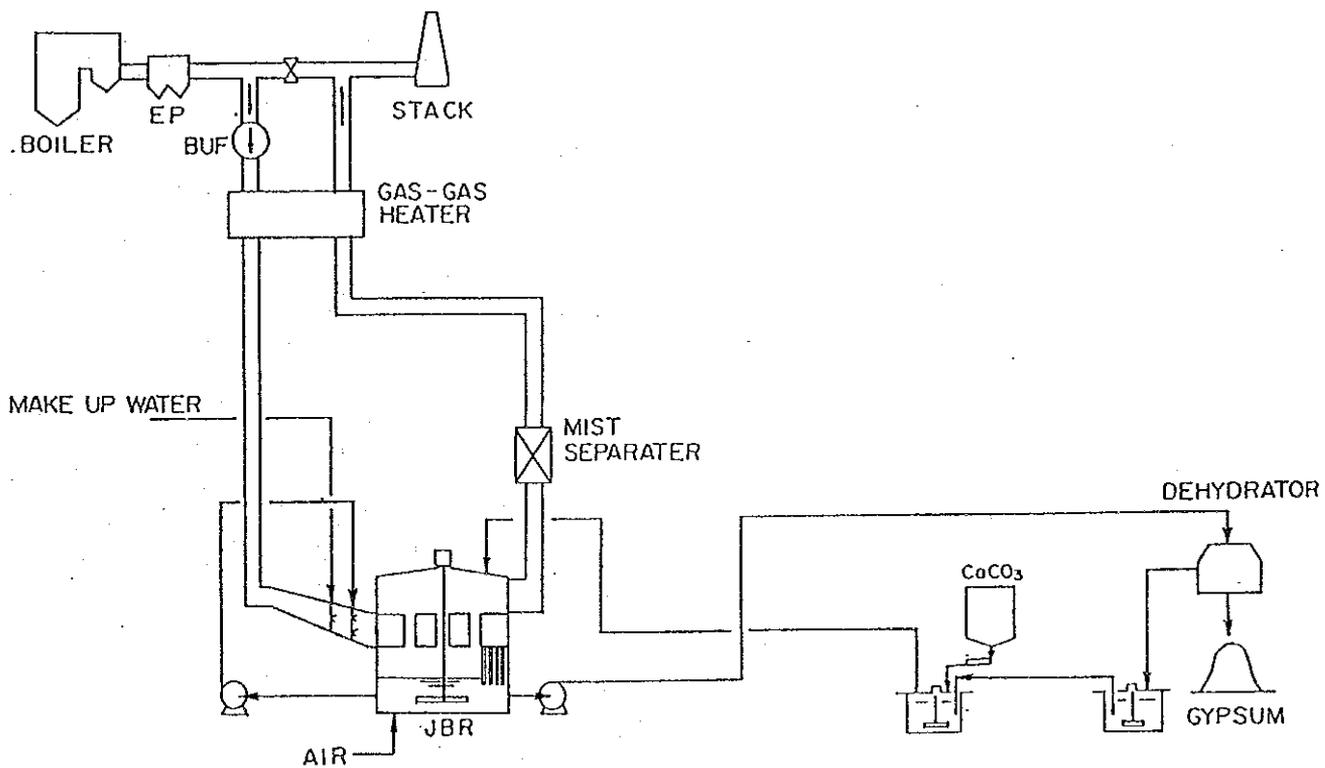


Fig. 3-5 PROCESS FLOW OF WET LIMESTONE-GYPSUM PROCESS
(JET-BUBBLING METHOD)

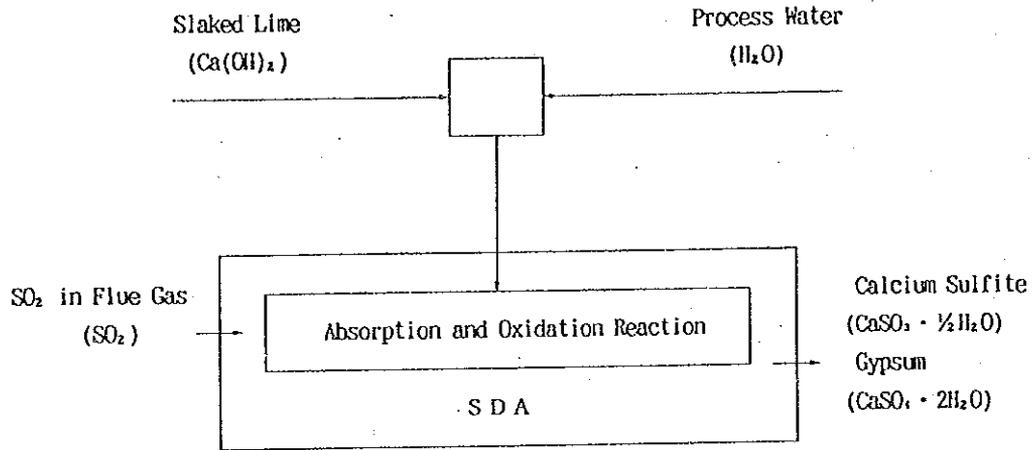


Fig. 3-6 REACTION FLOW OF SPRAY DRYER METHOD

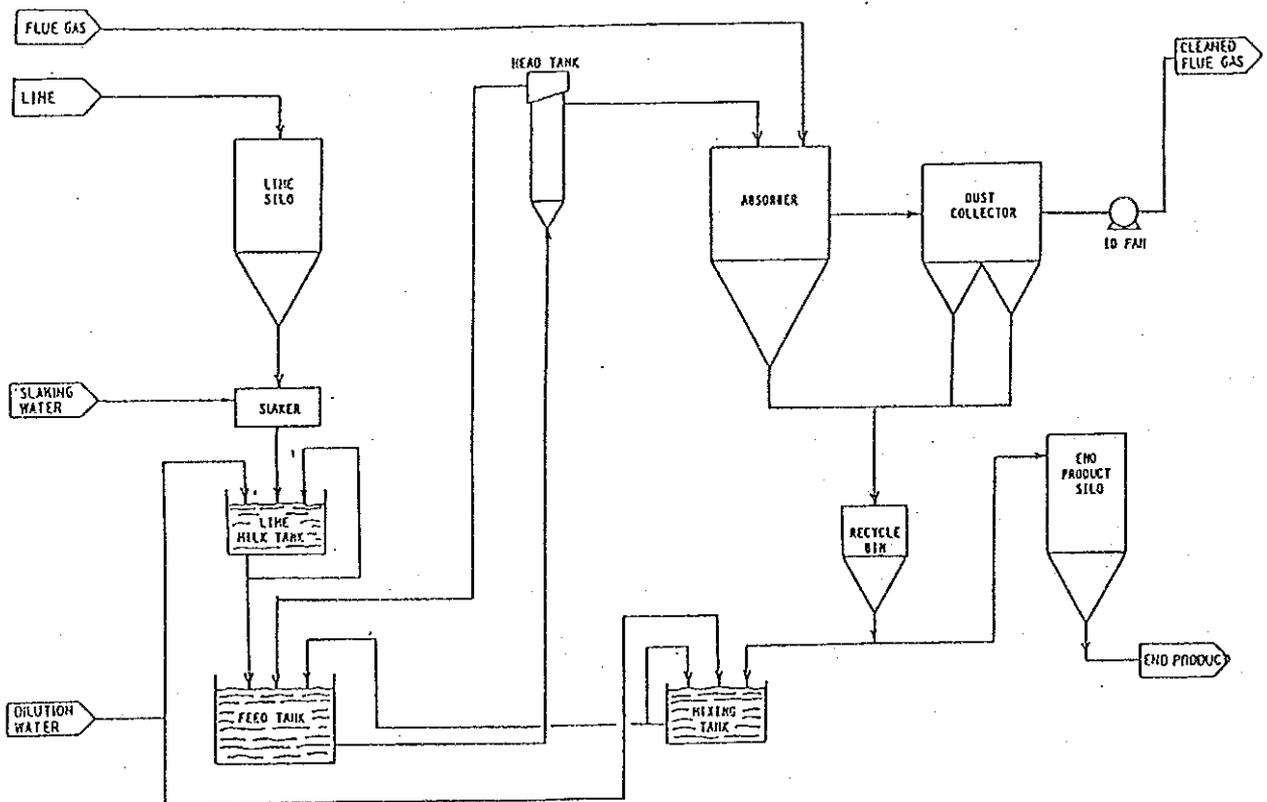


Fig. 3-7 PROCESS FLOW OF SPRAY DRYER METHOD

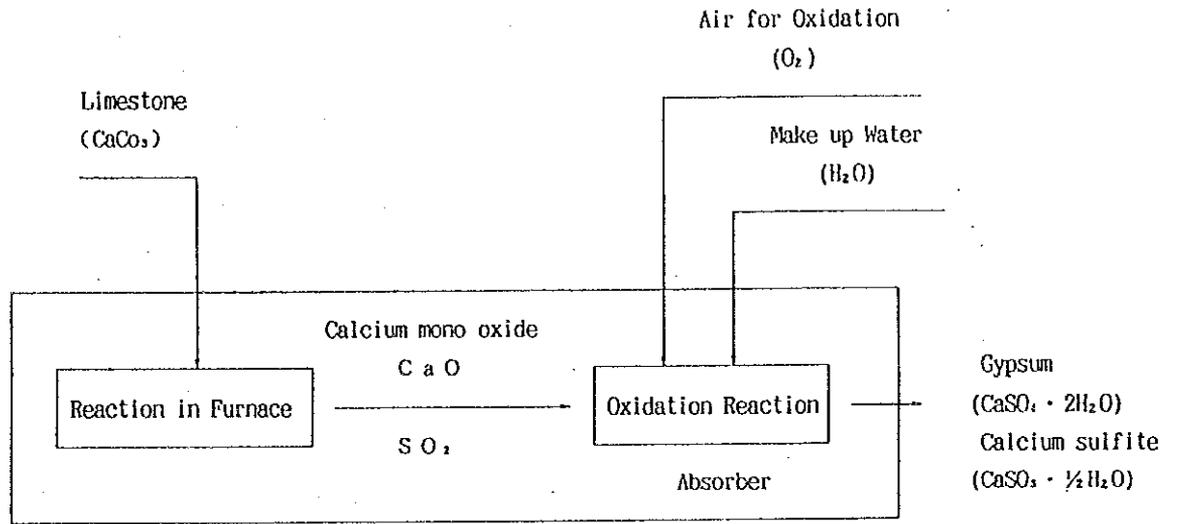


Fig. 3-8 REACTION FLOW OF DRY ABSORBENT FURNACE INJECTION SYSTEM

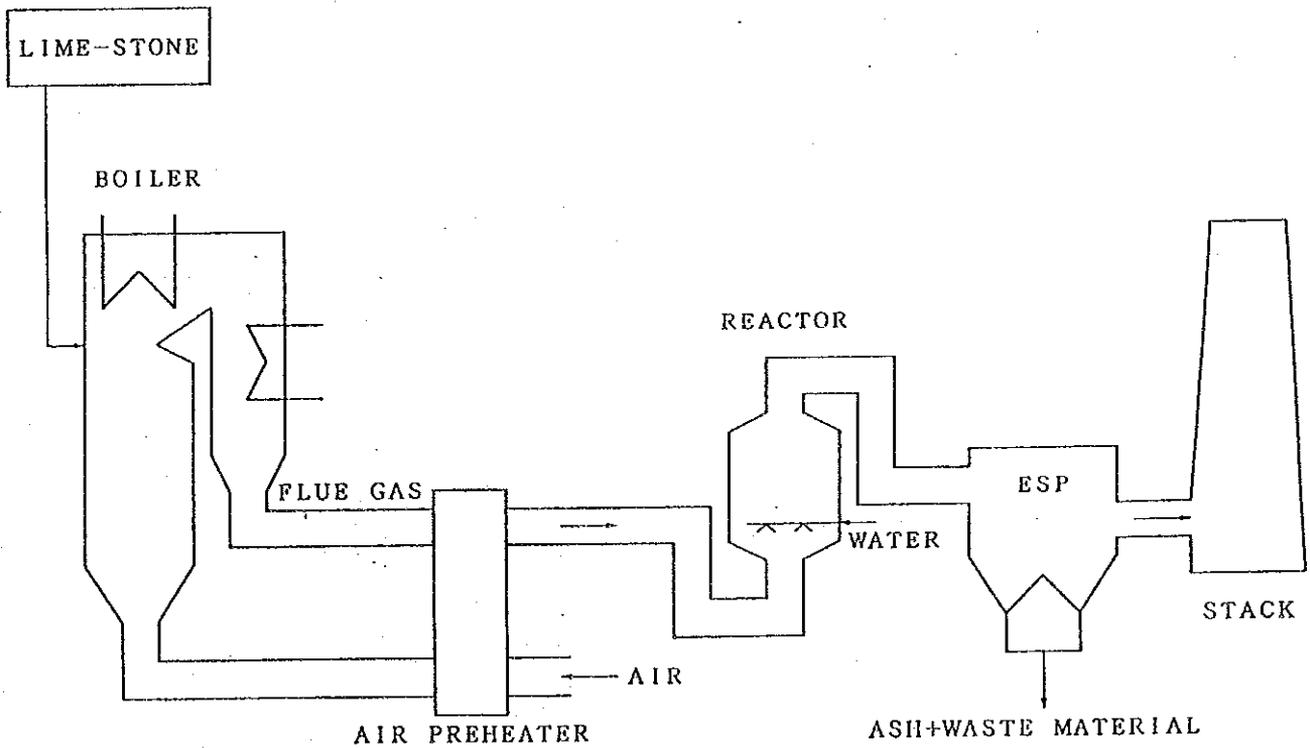


Fig. 3-9 PROCESS FLOW OF DRY ABSORBENT FURNACE INJECTION SYSTEM

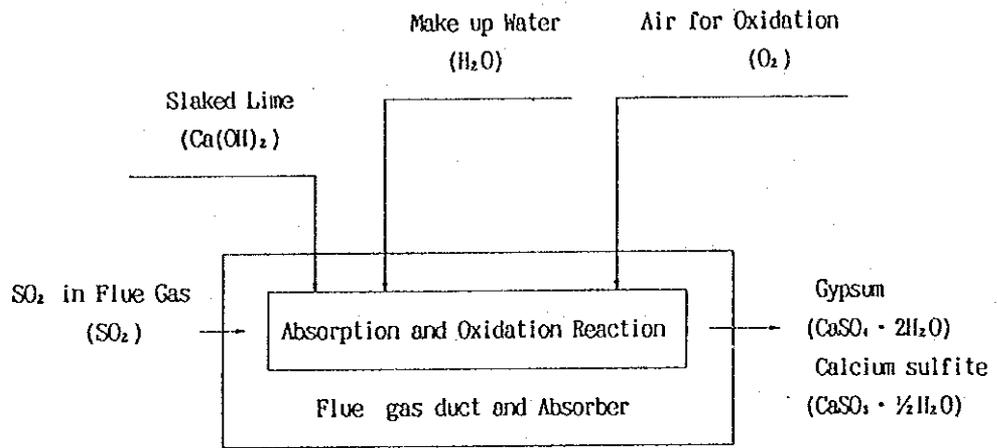


Fig. 3-10 REACTION FLOW OF DRY ABSORBENT DUCT INJECTION SYSTEM

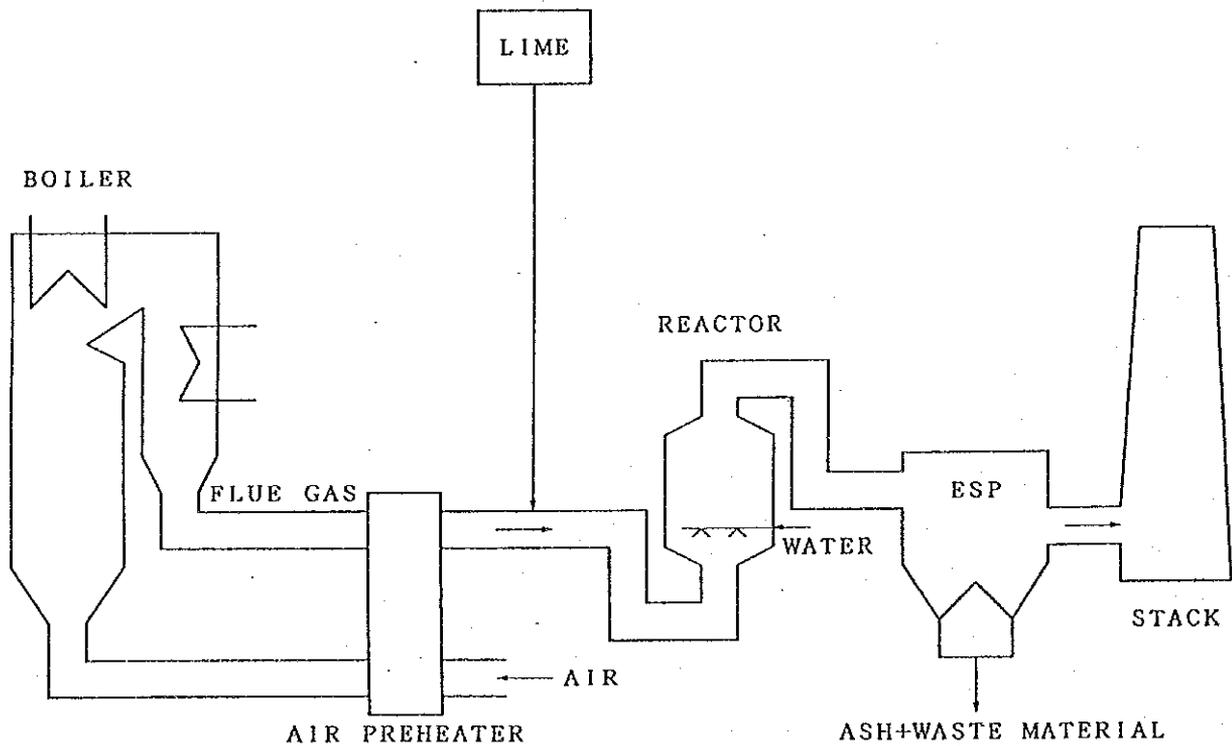


Fig. 3-11 PROCESS FLOW OF DRY ABSORBENT DUCT INJECTION SYSTEM

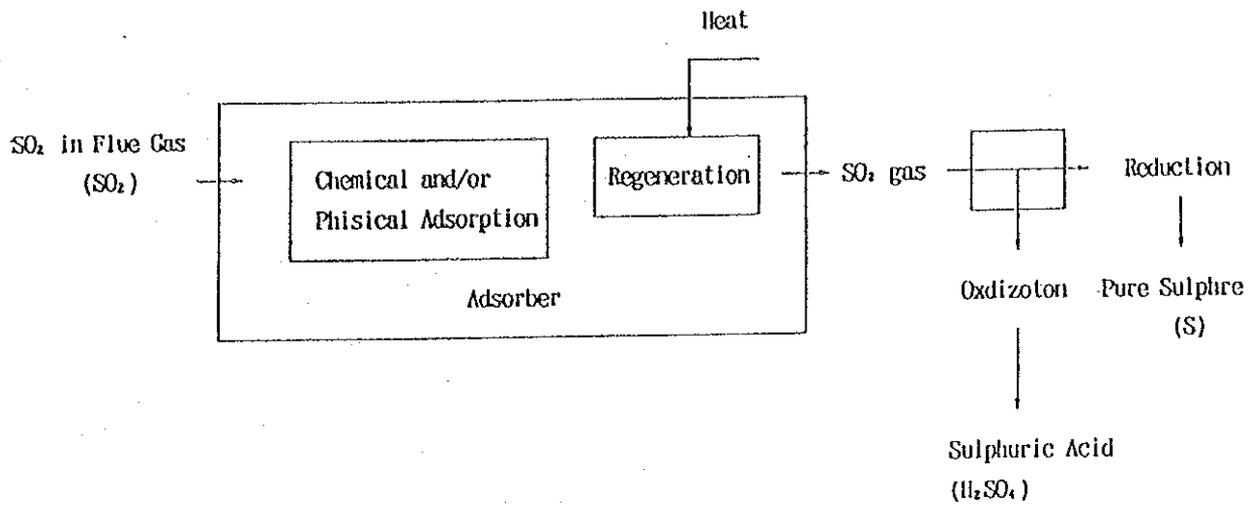


Fig. 3-12 ADSORPTION AND REGENERATION FLOW OF ACTIVATED COKE METHOD

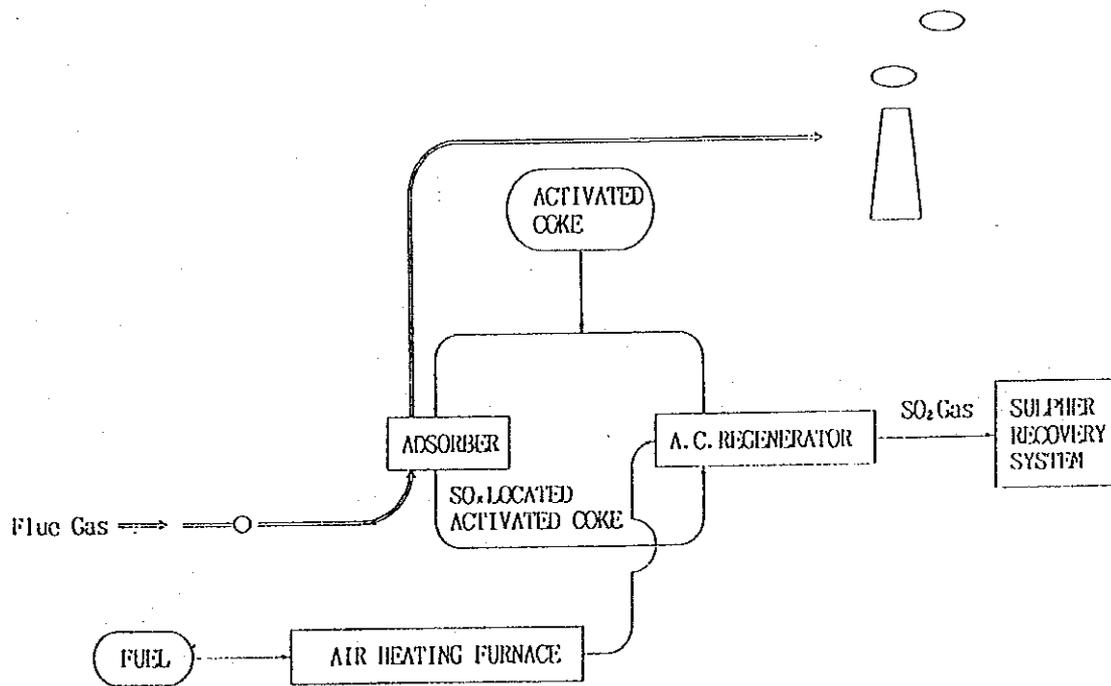


Fig. 3-13 PROCESS FLOW OF ACTIVATED COKE METHOD

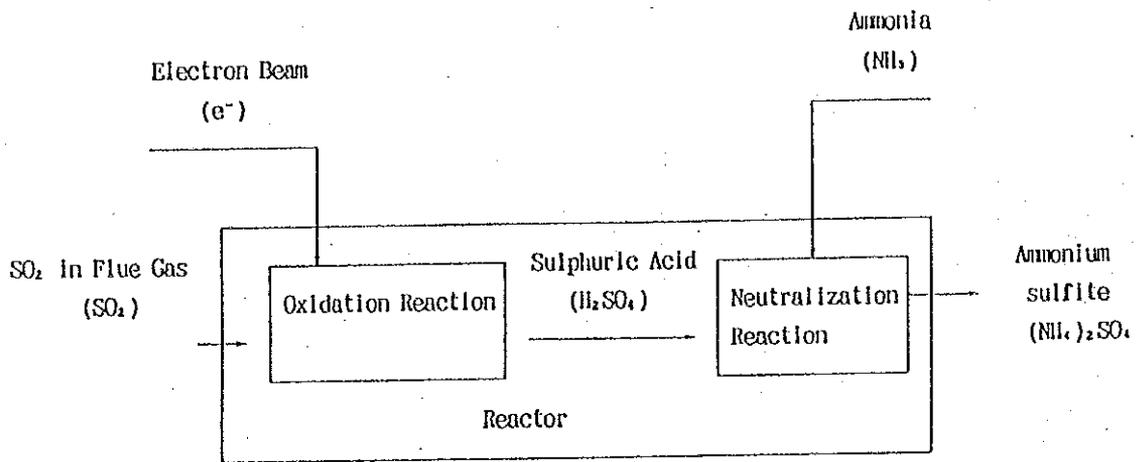


Fig. 3-14 REACTION FLOW OF ELECTRON BEAM SYSTEM WITH AMMONIA

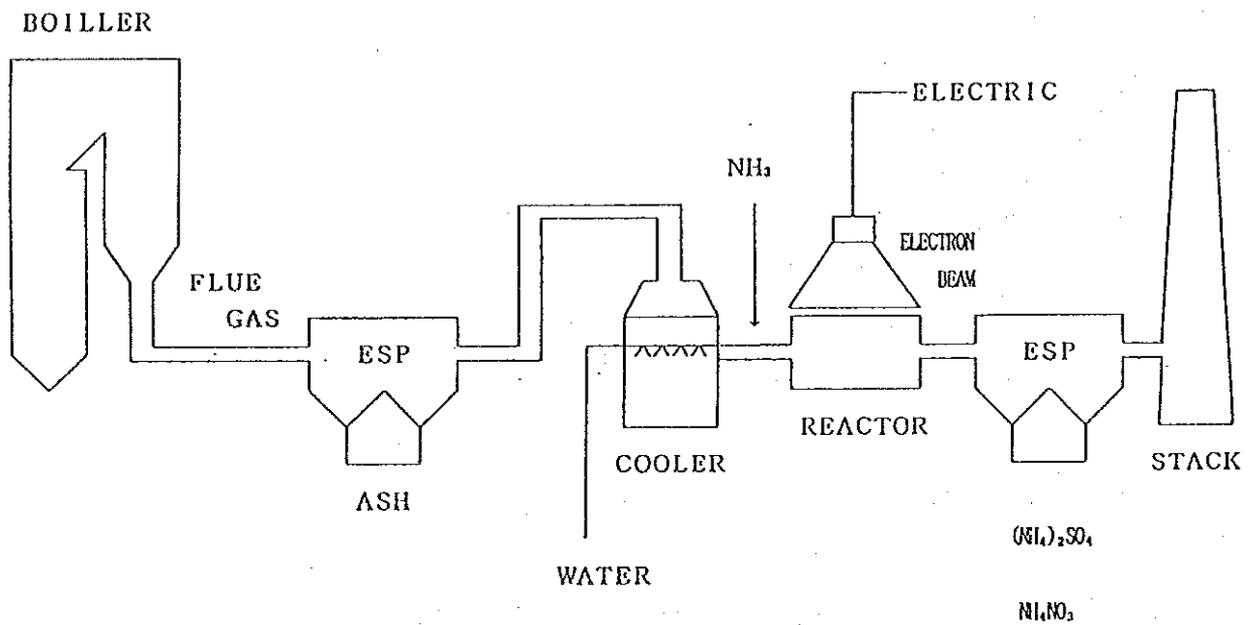


Fig. 3-15 PROCESS FLOW OF ELECTRON BEAM SYSTEM WITH AMMONIA

最適排煙脱硫装置の選定の検討に必要な諸元は次の通りである。

(1) プラント利用率

Part II 58% (定格負荷で年間 5,081時間運転相当)

Part III 51% (定格負荷で年間 4,468時間運転相当)

(2) プラント効率

Part II 35.01% (全負荷時)

33.2% (1991年のメルニーク発電所の効率計算による)

Part III 36.09% (全負荷時)

33.6% (1991年のメルニーク発電所の効率計算による)

(3) SO₂ 排出濃度と規制値

① 現在のSO₂ 排出濃度の計算値

Part II : 4,840 mg/m³_N (dry, O₂ = 6%ベース)

Part III : 4,840 mg/m³_N (dry, O₂ = 6%ベース)

② 1996年10月以降のSO₂ 排出規制値

Part II : DeSox Efficiency 70%を超えるもの

(SO₂ Concentration 1,450mg/m³_N 以下)

Part III : DeSox Efficiency 85%を超えるもの

(SO₂ Concentration 720mg/m³_N 以下)

(4) 排煙脱硫装置運転範囲

Part II 63.6%~ 100%定格負荷 (70MW~110MW 相当)

Part III 60.0%~ 100%定格負荷 (300MW ~500MW 相当)

(5) 脱硫用水取水源

水質的に問題のないラーベ川の水を使用する。

(6) 排煙脱硫装置入口条件及び出口条件

Table 3-1 に排煙脱硫装置入口条件と出口条件を示す。

(7) 石炭性状

検討に使用する石炭性状を Table 3-2 に示す。また、現地調査でサンプルした石炭の分析結果を Table 3-3 に示す。

(8) 集塵入口ダスト及び出口ダスト

① 集塵器入口ダスト量

110MW機 Max. 54.0g/m³_N Dry

500MW機 Max. 85.0g/m³_N Dry

② 排煙脱硫装置設計のための集塵器出口ダスト量

100mg/m³_N

(9) 排煙脱硫装置設置スペース

Fig. 3-16に排煙脱硫装置設置に使用可能なスペースの一般平面を示す。

(10) ユーティリティ単価

Table 3-4 に各排煙脱硫方式の経済比較に使用した1992年時点でのユーティリティの単価を示す。なお、1992年7月時点でのチェッコ・スロヴァキアコルナの換算レートは 1kcs = 4.634円、1kcs = 0.036US\$、1kcs = 0.053DM である。

(1) 副生品売却単価

① 石膏 -5DM (ドイツ、マルク) /ton

② 硫酸 0 kcs/ton

(2) 償却年数及び金利

① 償却年数 12.5年 (残存価格なし)

② 割引率 10%

Table 3-1 DeSOx Design Value (1/2)

(1) Inlet Condition

Item	Unit	Value
(1) Melnik II (1 Unit)		
Flue Gas Amount (as Wet base)	m ³ N/h	530,000
SO ₂ Concentration (as O ₂ = 6% and Dry base)	mg/m ³ N	4,840
O ₂ Concentration (ESP Outlet, as Dry base)	%	8.0
H ₂ O Concentration (ESP Outlet)	%	13.0
HCl Concentration (as O ₂ = 6% and Dry base)	mg/m ³ N	19.1
HF Concentration (as O ₂ = 6% and Dry base)	mg/m ³ N	94.6
(2) Melnik III		
Flue Gas Amount (as Wet base)	m ³ N/h	2,300,000
SO ₂ Concentration (as O ₂ = 6% and Dry base)	mg/m ³ N	4,840
O ₂ Concentration (ESP Outlet, as Dry base)	%	7.5
H ₂ O Concentration (ESP Outlet)	%	13.4
HCl Concentration (as O ₂ = 6% and Dry base)	mg/m ³ N	19.1
HF Concentration (as O ₂ = 6% and Dry base)	mg/m ³ N	94.7

DeSOx Design Value (2/2)

(2) Outlet Condition

Item	Unit	Value
(1) Melnik II (1 Unit)		
Stack Outlet Temperature	°C	100 or more
DeSOx Efficiency (at Stack)	%	70<
(Reference Value)		
SO ₂ Concentration (as O ₂ = 6% & dry base)	mg/m ³ N	1,450
(2) Melnik III		
Stack Outlet Temperature	°C	100 or more
DeSOx Efficiency (at Stack)	%	85<
(Reference Value)		
SO ₂ Concentration (as O ₂ = 6% & dry base)	mg/m ³ N	720

(3) For SO₃ Dew Point Consideration

Item	Unit	Value
SO ₃ Conversion Ratio	%	Max 1
(1) Melnik II (1 Unit)		
SO ₃ Concentration (as O ₂ = 6% and Dry base)	mg/m ³ N	48.4
H ₂ O Concentration (ESP Outlet)	%	13.0
(2) Melnik III		
SO ₃ Concentration (as O ₂ = 6% and Dry base)	mg/m ³ N	48.4
H ₂ O Concentration (ESP Outlet)	%	13.4

Table 3-2 Coal Properties

Item	Unit	Value
Calorific Value		
Air Dry Base	Kcal/kg	3,680
Dry Base	Kcal/kg	4,200
Dry Base	MJ/kg	17.84
Wet Base (as received)	Kcal/kg	2,930
Wet Base (as received)	MJ/kg	12.27
Total Moisture	%	30.2
Proximate Analysis (Air Dry base)		
Inherent Moisture	%	12.4
Volatile Component	%	30.1
Ash	%	33.4
Fixed Carbon	%	24.1
Ultimate Analysis		
Carbon	%	44.22
Hydrogen	%	3.42
Oxygen	%	12.01
Nitrogen	%	0.81
Sulfur	%	1.5
Ash	%	38.04
Chlorine	mg/kg	116
Fluorine (Tube Furnace Method) (Bomb Method)	mg/kg	587 (185)
Boron	mg/kg	43
Grindability	HGI	75

Table 3-3 Coal Analysis by EPDC

Sampling Date: May & July, 1992

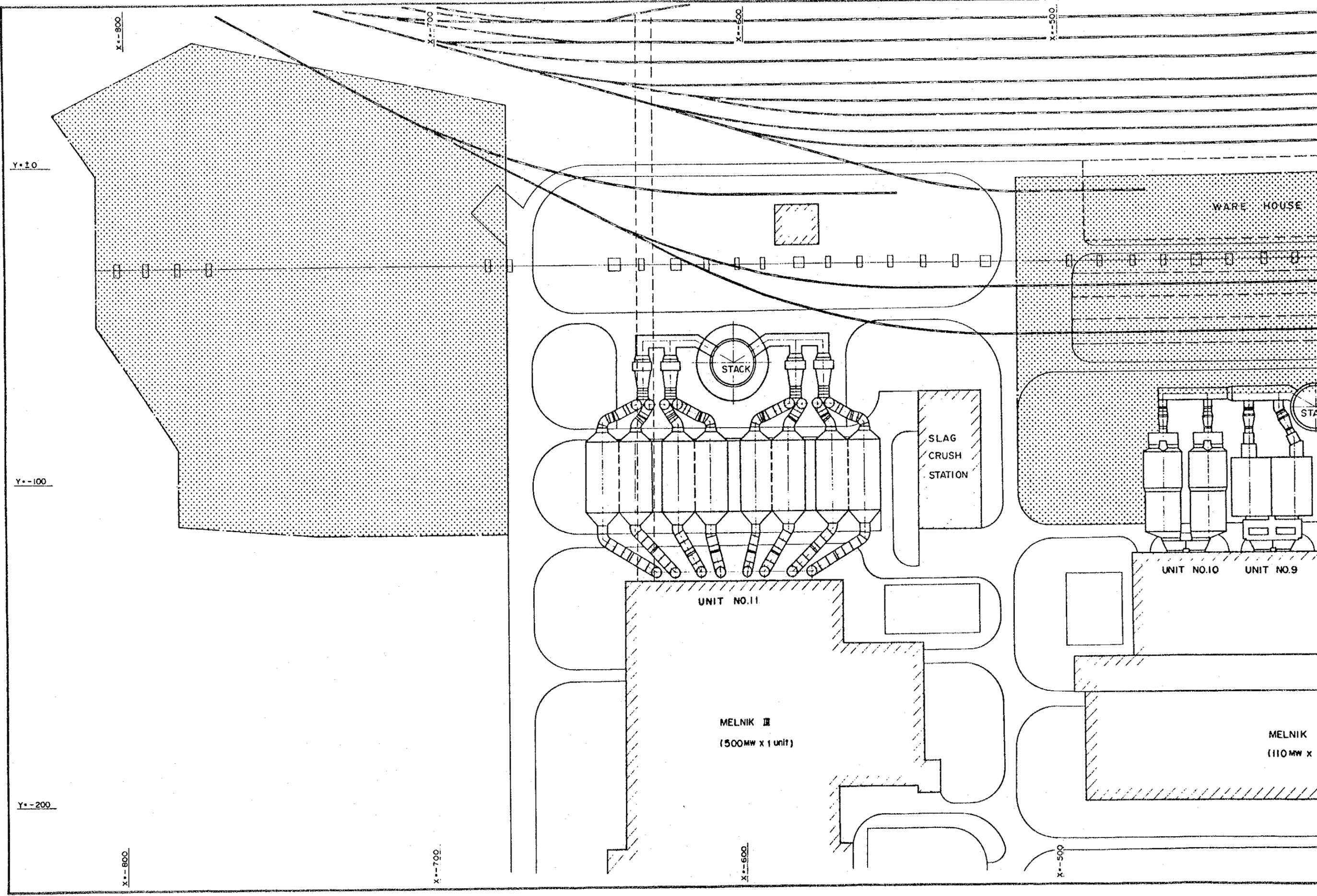
Item	Unit	Mine							
		VZOREK #2	VZOREK #3	MERKVR	LEDVICE	HERKVES	KOMORANY	Total Average	Mix Coal
Lower Heating Value (AD)	kcal/kg	3,870	3,930	3,330	4,650	2,980	3,330	3,680	4,390
Proximate Analysis (AD)									
Inherent Moisture	Z	9.3	8.8	15.5	16.8	11.5	12.7	12.4	9.6
Ash	Z	33.9	33.6	34.0	18.0	43.3	37.7	33.4	28.0
Volatile Matter	Z	31.2	32.2	29.5	33.1	26.1	28.7	30.1	35.0
Fixed Carbon	Z	25.6	25.4	21.0	32.1	19.1	20.9	24.0	27.4
Fuel Ratio (F.C/V.M)	-	0.82	0.79	0.71	0.97	0.73	0.73	0.79	0.72
Ultimate Analysis (Dry)									
Carbon	Z	44.76	44.75	41.85	58.36	35.49	40.12	44.22	50.21
Hydrogen	Z	3.41	3.56	3.10	4.19	2.98	3.25	3.42	3.86
Sulphur	Z	2.38	1.23	2.20	0.82	1.44	2.20	1.71	1.58
Nitrogen	Z	0.95	0.72	0.88	0.91	0.66	0.72	0.81	0.93
Ash	Z	37.38	36.84	40.24	21.68	48.93	43.18	38.04	30.97
Oxygen	Z	11.12	12.90	11.73	14.04	10.50	10.45	11.79	12.45
Fluorine (Tube Furnace Method) (Bomb Method)	mg/kg	500	760	600 (180)	530 (150)	610 (140)	520 (260)	587 (185)	690
Chlorine	mg/kg	154	123	102	100	117	102	116	87
Boron	mg/kg	42	37	44	27	52	57	43	32

Note: AR: As Received Base, AD: Air Dry Base

Table 3-4 Unit Price of Utilities

Item	Unit	Value	Remarks
(1) Limestone (CaCO_3)	kčs/ton	130 (= 68 + 62) 212 (= 150 + 62)	• Particle size (22.5 ~ 80 mm) • 95% purity • Crashed • 95% purity
(2) Lime (CaO)	kčs/ton	812 (= 750 + 62) 1012 (= 950 + 62)	• Pieces • Dust
(3) Slaked Lime (Ca(OH)_2)	kčs/ton	912 (= 850 + 62) 1012 (= 950 + 62)	• Pieces • Dust
(4) Activated Carbon	kčs/ton	377,000	2,000 DM, 1 kčs = 0.053 DM
(5) Caustic Soda (NaOH)	kčs/kg	3.89	based on 45% concentration
(6) Sulfuric Acid (H_2SO_4)	kčs/kg	1.90 ~ 2.00	
(7) Auxiliary Steam	kčs/ton	Part II 125 Part III 125	
(8) Auxiliary Power	kčs/kwh	Part II 0.477 Part III 0.436	
(9) Raw Water	kčs/m ³	0.54	river water

* As of end of July, 1992.



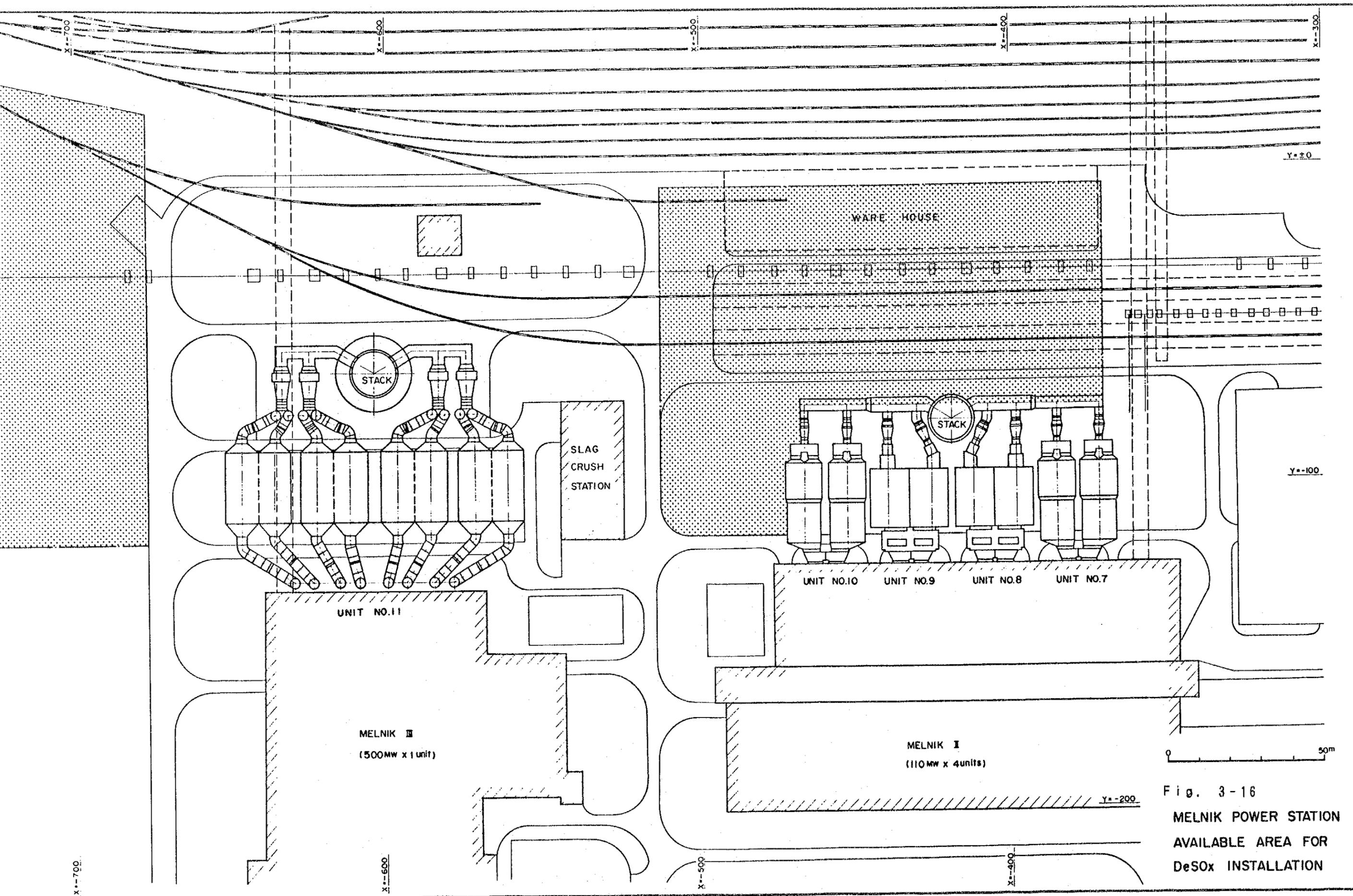


Fig. 3-16
 MELNIK POWER STATION
 AVAILABLE AREA FOR
 DeSOx INSTALLATION

メルニーク発電所の発電プラントと排煙脱硫装置の組合せの比較表をTable 3-5 に示す。

この組合せの検討に入る前に簡易脱硫方式は、下記の理由で検討比較する排煙脱硫方式より除外することとした。

吸収剤吹込み法（石灰石火炉吹込み方式および消石灰ダクト吹込み方式）では、吸収剤の炉内吹込み又はダクト吹込みのみで30～40％程度の脱硫効率が得られるが、メルニーク発電所 Part IIの排出基準を守るためには全ての発電プラントにユニット方式で排煙脱硫装置を設置する場合、70％の脱硫効率が必要である。したがって、脱硫効率を70％以上にするためには、水スプレー反応塔を追加設置する必要があるが、Part IIでは、既設ボイラハウスと集塵器の間に設置するスペースが無いので、既設電気集塵機後段に設置しなければならない。この場合、さらに後段に電気集塵機の追加設置が必要となり、改造の少ない吸収剤吹込み法のメリットが相殺されてしまう。また、Part IIIでは、85％以上の脱硫効率が必要のため吸収剤吹込み法を適用することはできない。したがって、本方式は検討比較する排煙脱硫方式より除外した。

発電プラントと排煙脱硫装置との組合せは、以下のとおりとすることが最適であるとの結論に達した。

- Part IIにおいては、
排ガスの82.5％処理容量、脱硫効率85％（バイパスラインへのリークを考慮して排ガスの80％処理容量、脱硫効率87.5％）、総合脱硫効率70％の脱硫装置を 110MWの各ユニットに1基ずつ設置する。
- Part IIIにおいては、
500MWの1ユニットに全容量処理、総合脱硫効率85％の湿式石灰石石膏法の脱硫装置を1基設置する。

Table 3-5 Combination of DeSOx Plants Installation

	Unit	Part II				Part III Unit No. 11	Remarks
		Unit No. 7	Unit No. 8	Unit No. 9	Unit No. 10		
Case I-A	Flue gas through Reactor		400 (382)			100 (95)	100% Flue gas rate in Part II is defined as the 100% load operation of 1 Unit Boiler. Figure in () shows the value calculated with consideration of GGH leakage.
	DeSOx Eff. in the Reactor		>70 (73.5)			>85 (90)	
	Total DeSOx Eff.		>70			>85	
	SO ₂ Emission	mg/m ³ N	≤1,450			≤720	
Case I-B	Flue gas through Reactor		330 (320)				
	DeSOx Eff. in the Reactor		>85 (87.5)				
	Total DeSOx Eff.		>70				
	SO ₂ Emission	mg/m ³ N	≤1,450				
Case II-A	Flue gas through Reactor	200 (191)		200 (191)			
	DeSOx Eff. in the Reactor	>70 (73.5)		>70 (73.5)			
	Total DeSOx Eff.	>70		>70			
	SO ₂ Emission	mg/m ³ N	≤1,450	≤1,450			
Case II-B	Flue gas through Reactor	165 (160)		165 (160)			
	DeSOx Eff. in the Reactor	>85 (87.5)		>85 (87.5)			
	Total DeSOx Eff.	>70		>70			
	SO ₂ Emission	mg/m ³ N	≤1,450	≤1,450			
Case III-A	Flue gas through Reactor	100 (95.5)	100 (95.5)	100 (95.5)	100 (95.5)		
	DeSOx Eff. in the Reactor	>70 (73.5)	>70 (73.5)	>70 (73.5)	>70 (73.5)		
	Total DeSOx Eff.	>70	>70	>70	>70		
	SO ₂ Emission	mg/m ³ N	≤1,450	≤1,450	≤1,450	≤1,450	
Case III-B	Flue gas through Reactor	82.5(80)	82.5(80)	82.5(80)	82.5(80)		
	DeSOx Eff. in the Reactor	>85(>87.5)	>85(>87.5)	>85(>87.5)	>85(>87.5)		
	Total DeSOx Eff.	>70	>70	>70	>70		
	SO ₂ Emission	mg/m ³ N	≤1,450	≤1,450	≤1,450	≤1,450	

各排煙脱硫方式の総合技術評価を Table 3-6に示し、Part II、Part IIIにおけるコスト比較を Table 3-7に示す。

これらの表より Part II、Part III共に、湿式石灰石石膏法もしくはスプレードライヤ方式が、メルニーク発電所に適用可能であると言える。

この2方式から最適な脱硫方式を決定するためには、現在断面での比較のみならず、将来予想も含めた総合的な判断を行う必要があり、以下に挙げる点について検討を加えることとする。

① 経済比較の面における追加検討

- a) 現在チェッコ・スロヴァキアでは実勢価格が旧西欧諸国での標準価格（市場価格）から乖離している。しかしながら今後、「経済改革のシナリオ」に沿って市場経済へ移行していく過程で実勢価格は市場価格に接近しユーティリティー費も1992年7月現在時点の価格に比べ増加することは確実である。よって、運転経費の実質格差は大きくなる方向にある。仮に実勢価格を旧西欧諸国の標準価格に置き換えた場合、Table 3-7の（ ）内に示すように、スプレードライヤ方式に比べ、湿式石灰石石膏法が経済的に有利となる。
- b) 年間経費が償却費用+運転経費であるのは、設備の償却期間（12.5年）であるが、通常考え得る設備耐用年数は30年程度であることから、残りの17.5年の年間費用は運転経費のみとなり、湿式石灰石石膏法が経済的に有利な方向となる。

なお、Part IIIは、1981年に運転を開始し、チェッコスロヴァキアにおいて最大且つ最新の発電所であり、Part IIは、1970年代の運転開始であるものの、1994年からタービン・発電機を更新し熱供給を行う計画を有していることから、両者ともに今後20～30年程度の運転は十分に考えられる。

② 技術比較の面における追加検討

- a) 本Studyにおけるメルニーク発電所の石炭中S分は、実績から1.5%に設定したが、将来の規制強化、又は石炭の性状に変化が生じた場合、湿式石灰石石膏法であれば若干の設備改造で性能確保が可能であり、将来対応が容易である。
- b) 湿式脱硫方式からの副産品（石膏）はボード材料又はセメント材料として有効利

用のさらなる拡大が図れる。本Studyでの前提条件では Part II から発生する石膏は全てスプレードライヤーの副生品同様、廃棄処分することで検討している。しかし、将来、石膏の市場が拡大されるチャンスがあるため、Part II から発生する石膏の有効利用は十分に考えられる。

一方、スプレードライヤーの副生品については研究・開発は進められているものの、現在のところ、有効利用の見通しが無い。

以上より検討結果を総合的に判断すると、メルニーク発電所に最適な排煙脱硫方式は、Part II、Part III 共に

湿式石灰石石膏法

であるとの結論に達した。

Fig. 3-17にこの結論に達するまでの全体検討の概要フローを示す。

湿式石灰石石膏法には、スプレー塔方式とジェットバブリング方式があるが、このフィジビリティスタディ段階での技術比較と経済比較に於いてはほとんど差がないので、両方式ともメルニーク発電所に適用可能と判断した。

スプレー塔方式とジェットバブリング方式との間で排煙脱硫の基本原理には大差は無い。違いは硫黄酸化物 (SO_2) を吸収させるための吸収液と排ガスの接触の方法であり、スラリー循環ポンプでスプレーし気液接触を行うのがスプレー塔方式であり、排ガスを脱硫ファンにより吸収塔中の吸収液に吹き込み気液混合するのがジェットバブリング方式である。

両方式ともメルニーク発電所に適用可能との結論に達したが、最適排煙脱硫方式の概念設計では、500MW級の排煙脱硫装置として採用実績と運転経験が多いスプレー塔方式を対象としてスタディを進めた。

Table 3-6

石炭火力発電所用排煙脱硫方式の技術評価 (メルニーク発電所に適用した場合での比較)

項目	湿式塔方式		半乾式		乾式
	① スプレッド方式	② ジェットパブリング方式	③ スプレッドライヤ吉	④ 活性炭吸着法	
1. 脱硫性能 (常用運転範囲での効率)	90%以上	90%以上	60~90%程度	90%以上	
2. 脱硫性能	90%程度	90%程度	(後段の集塵器との組合せによる)	90%程度	
3. 技術水準	商用として確立された技術水準にある。	同 左	同 左	実証プラントでの試験を終了し、商用機が実績を積んでいる段階にある。	
4. 商用機の実績 (石炭焚)	※193 基 石炭火力発電所への納入実績は300基以上あり、350MW、500MW、700MWクラスの大容量火力への納入実績も多数ある。	25 基 1992年現在石炭火力発電所への納入実績は25基である。現在運転中の大容量機は、350MW相当のものが2基ある。又、現在1993年運転開始予定の700MW容量のものも建設中であり建設中のもの全てを合わせると、26基となる。	※87 基 石炭火力発電所への納入実績は87基あり、350MW、500MWクラスの大容量の石炭火力への納入実績も多い。スプレッドライヤ吉は欧州と米国において採用実績が多い。	9 基 石炭火力発電所への納入実績は3基あり、大容量のものには1300MW相当のものが建設中である。又、350MW相当の流動床ボイラー用乾式脱硫と同様の技術概念である低温脱硫装置が建設中であり1995年7月運転開始予定である。	
5. 信頼性	技術的に確立され、信頼性は非常に高い。	技術的に確立され、信頼性はスプレッド式と同様。	湿式石灰石石膏法と同等の高い信頼性を有する。	商用機に採用されるレベルの信頼性があるが、湿式石灰石石膏法、スプレッドライヤ吉に比べると運転経路が短い。	
6. 運用特性	◎	◎	○ (低負荷での運転に制限がある)	△ (起動時+メンテナンスに時間がかかる。また、排ガス温度が高い場合は活性炭の消費に注意が必要)	
7. 保守性	○	○	○	○	
8. 副産品	商品として使用可能な石膏が Part II で26.0t/h程度回収可能となり、年間約170,000tとなる。メルニーク発電所に隣接して石膏ボード工場が計画されており、1998年以降この工場での石膏需要は Part III 分の年間約92,000tと想定し、残余分である Part II からの年間約78,000tは当面の需要がないことから、灰処分期にて焼成処分するものとして比較した。		亜硫酸石膏+石灰灰+消石灰 有効利用を研究中であるが、メルニーク発電所の場合は灰処分期に焼成処分することと比較した。	硫黄または硫酸として回収 メルニーク発電所の場合は、硫酸を回収することで比較した。	

※ 1990年4月発行の IEA Coal Research 「FGD installations of coal-fired plants」(1990年4月時点での建設中のものも含む)
 ※※ Part II の副産品、ソーデリリチ、排水量は110MW 機4基分の合計である。

記号説明 ◎ Excellent ○ Good △ Fair × Bad

石炭火力発電所用排煙脱硫方式の技術評価（メルニーク発電所に適用するとした場合での比較）

No. 2

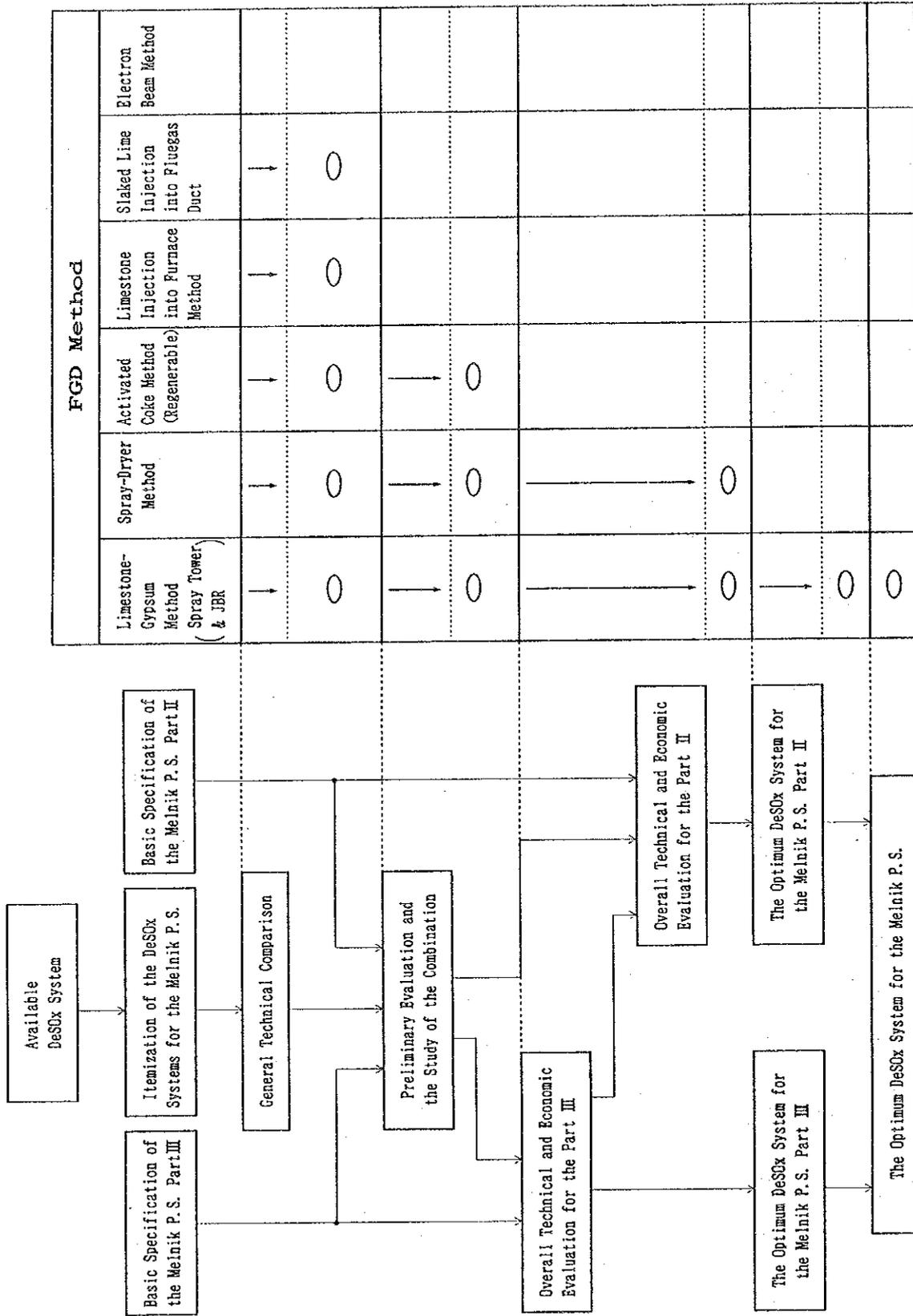
項目	湿式		半乾式		乾式
	① スプレー塔方式	② ジェットパブリング方式	③ スプレードライヤ法	④ 活性炭吸着法	
9. ニーティリファイ-					
(1) 吸収剤 又は 吸着剤	石灰石 Part II 9.2t/h 程度 Part III 12.2t/h 程度 上記の石灰石が必要であり、国内での購買が可能である。	同左	生石灰(CaO) Part II 7.8t/h 程度 Part III 10.4t/h 程度 上記生石灰が必要であり、国内での購買が可能である。本スタクデイナーでは、生石灰を購入し、スレーキング装置で消和する。	活性コークス Part II 1.2t/h 程度 Part III 1.6t/h 程度 (年間トータルで約12,900t) 上記の活性コークスが必要であるが、現在オランダやドイツ国内では供給不可能であり、全量ドイツから輸入しなければならない。	
(2) 用水 (ラニーベ川は取水)	Part II 113 t/h Part III 102 t/h	同左	Part II 106 t/h Part III 107 t/h	Part II 2.6 t/h Part III 3.4 t/h	
(3) 蒸気	Part II 6 t/h Part III 3 t/h	同左	Part II 不要 Part III 不要	Part II 0.5 t/h Part III 0.5 t/h	
(4) 電力	Part II 6,000 kW 程度 Part III 6,800 kW 程度	Part II 6,500 kW 程度 Part III 7,600 kW 程度	Part II 6,000 kW 程度 Part III 7,300 kW 程度	Part II 5,100 kW 程度 Part III 6,600 kW 程度	
10. 排水	Part II 4 t/h 程度 Part III 5 t/h 程度	同左	無	8 t/h 程度	
11. 煙突フィニッシュ 排ガス再加熱	必要	必要	不要	不要	
12. 既設設備改造	IDFと煙突間の排ガスダクトの改造	IDFと煙突間の排ガスダクトの改造	IDFと煙突間の排ガスダクトの改造	IDFと煙突間の排ガスダクトの改造	
13. 設置スペース	Part II: 石灰列車解凍トンネルと灰材倉庫を撤去することにより設置が可能。 Part III: 脱硫装置設置用として使えるスペースに設置可能	同左	同左	同左	
総合技術評価	適用可能	適用可能	適用可能	活性コークスの入手に難がある。	

Table 3-7 Cost Comparison of Various Flue Gas Desulphurisation System (Based on Application to Melnik P.S. Part II)

Item	Wet Type			Semi-Dry Type		Dry Type		Remarks
	Limestone-Gypsum Process			Spray Dryer Method	Activated Carbon Method	Dry Type		
	Spray Tower Method	Jet-Bubbling Method						
1. Estimated Conditions								
Reheat & Stack Lining	Yes	Yes		None	None	None		
By-products Recovery	[None]	[None]		None	Yes	Yes		[None] shows the remaining some possibility of By-products Recovery.
Groundwater Protection Measures at Ash Pond	Yes	Yes		Yes	None	None		
Ratio of Treated Gas Flow	82.5% (78%)	82.5% (78%)		82.5%	82.5%	82.5%		Figure in () shows the value with the consideration of GCH leakage.
SOx Removal Efficiency in Reactor	85% (90%)	85% (90%)		85%	85%	85%		
Total SOx Removal Efficiency	70%	70%		70%	70%	70%		
DeSOx Plant Size	110MW x 4	110MW x 4		110MW x 4	110MW x 4	110MW x 4		
2. Capital Cost								
Annual Payment for Investment	100% (Base)	102%		87%		118%		Annual Payment for Investment (A) = Investment x Levelizing Factor
3. Running Cost								
Annual Running Cost	100% (Base) (176)	104% (180)		193% (399)		734% (727)		Figure in () is based on the assumption of absorbent price corrected by the international market price.
Total Annual Cost	100% (Base) (100)	102% (102)		96% (107)		171% (160)		Annual Running Cost (B) = Running Cost - By-products Sale Total Annual Cost = A + B

Cost Comparison of Various Flue Gas Desulphurisation System (Based on Application to Melnik P.S. Part III)

Item	Wet Type			Semi-Dry Type		Dry Type	Remarks
	Limestone-Gypsum Process		Spray Dryer Method	Activated Carbon Method			
	Spray Tower Method	Jet-Bubbling Method					
1. Estimated Conditions							
Reheat & Stack Lining	Yes	Yes	None	None	None		
By-products Recovery	Yes	Yes	None	None	Yes		
Groundwater Protection Measures at Ash Pond	Yes	Yes	Yes	Yes	None		
SO _x Removal Efficiency	85%	85%	85%	85%	85%		100% Treated Gas Flow
DeSO _x Plant Size	500MW x 1	500MW x 1	500MW x 1	500MW x 1	500MW x 1		
2. Capital Cost							
Annual Payment for Investment	100% (Base)	101%	89%	89%	119%		Annual Payment for Investment (A) = Investment x Levelizing Factor
3. Running Cost							
Annual Running Cost	100% (Base) (241)	108% (248)	332% (711)	332% (711)	1,325% (1,327)		Figure in () is based on the assumption of absorbent price corrected by the inter- national market price.
Total Annual Cost	100% (Base) (100)	101% (101)	102% (114)	102% (114)	186% (172)		Annual Running Cost (B) = Running Cost - By-products Sale Total Annual Cost = A + B



FGD Method					
Limestone-Gypsum Method (Spray Tower) (& JBR)	Spray-Dryer Method	Activated Coke Method (Regenerable)	Limestone Injection into Furnace Method	Slaked Lime Injection into Fluegas Duct	Electron Beam Method
↓	↓	↓	↓	↓	
○	○	○	○	○	
↓	↓	↓			
○	○	○			
↓	↓				
○	○				
↓					
○					
↓					
○					

Fig. 3-17 Summarization of Evaluation Flow

第4章 環境影響評価

排煙脱硫装置設置前後におけるSO₂の最大着地濃度を拡散計算式によって求めた。但し、Part Iは将来流動床ボイラへの改造が計画されており、メルニーク発電所の環境予測には、改造後の発電所で評価した。

現状値と脱硫装置設置後の値を比較すると、

・短期予測

30分値は0.280mg/m³・SO₂ が0.093mg/m³・SO₂、1時間値は0.247mg/m³・SO₂ が0.082mg/m³・SO₂、24時間値は0.148mg/m³・SO₂ が0.049mg/m³・SO₂ に削減される。

・長期予測

1時間値の年間平均値は0.166 mg/m³・SO₂ が0.048mg/m³・SO₂ に削減される。

この結果大幅な環境改善に寄与することとなり、環境基準値の60μg/m³・SO₂を十分達成できる。さらに近隣における将来の他の煙源の対策も考慮すれば自然環境、生活環境の改善に大きく寄与するものとなる。