

國立交通大學

工學院永續環境科技組

碩士論文

某燃煤電廠煙氣不透光率成因研究

A Case Study of a Coal-Fired Power Plant about the Causes of
Flue Gas Opacity

研究生：葉振偉

指導教授：蔡春進 教授

中華民國九十九年五月

某燃煤電廠煙氣不透光率成因研究

A Case Study of a Coal-Fired Power Plant about the Causes of
Flue Gas Opacity

研 究 生：葉振偉
指 導 教 授：蔡春進

Student : Jen-woei Yet
Advisor : Chuen-Jinn Tsai

國 立 交 通 大 學
工 學 院 永 續 環 境 科 技 學 程
碩 士 論 文

The logo of National Chiao Tung University is a circular seal with a gear-like border. Inside the seal, there is a five-pointed star with the year '1896' at its center. The text 'NATIONAL CHIAO TUNG UNIVERSITY' is written around the inner edge of the seal.

A Thesis
Submitted to Degree Program of Sustainable Technology on
Environmental Protection
College of Engineering
National Chiao Tung University
in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of
Master of Science
In

Sustainable Technology on Environmental Protection

May 2010

Hsinchu, Taiwan, Republic of China

中 華 民 國 九 十 九 年 五 月

某燃煤電廠煙氣不透光率成因研究

學生：葉振偉

指導教授：蔡春進 教授

國立交通大學工學院永續環境科技學程

摘 要

本研究利用美國電力研究所，針對燃煤電廠煙氣及煙柱不透光問題所發展的評估手冊，利用既有的煙氣檢測數據，評估台灣某一電廠在空污設備裝設前後，煙氣不透光率的組成及影響因子。

在僅安裝靜電集塵器條件下，某電廠煙囪煙氣中小於 $1\mu\text{m}$ 細微粒佔煙氣不透光率組成的 23.3~31.6%、大於 $1\mu\text{m}$ 粗微粒佔 41.0~49.5%、二氧化氮佔 25.5~27.9%；而加裝 SCR 與濕式 FGD 設備後，小於 $1\mu\text{m}$ 細微粒佔煙氣不透光率組成的 77.7~86.2%、大於 $1\mu\text{m}$ 粗微粒佔 8.0~13.1%、二氧化氮僅佔 5.8~9.2%。

本研究發現，加裝 SCR 及 FGD 後之煙囪粒狀物質量濃度高於僅安裝 ESP 條件，且主要質量負荷集中於 0.1~1 微米細粒徑範圍，佔煙氣不透光率組成的 77.7~86.2%，為煙氣不透光率主因。安裝濕式 FGD 可去除粗微粒飛灰降低煙氣不透光率，但脫硫產物亦可受煙氣攜帶出煙囪，而增加不透光率。安裝 SCR 可降低二氧化氮濃度，但觸媒所轉化的亞硫酸與殘餘還原劑氨，會受濕式 FGD 冷凝及核化作用影響下形成細微粒，而增加粒狀物對煙氣不透光率貢獻度。

關鍵字：空氣污染控制、不透光率、粒狀空氣污染物、ESP, FGD, SCR。

A Case Study of a Coal-Fired Power Plant about the Causes of Flue Gas Opacity

Student : Jen-woei Yet

Advisor : Chuen-Jinn Tsai

Institute of Sustainable Technology on Environmental Protection
National Chiao Tung University

ABSTRACT

The thesis used the plume opacity model for the coal-fired power plant developed by the U.S. Electric Power Research Institute (EPRI) to investigate the causes of the opacity and its influencing parameters in a power plant in Taiwan. The study was based on the existing sampling and analysis data before and after the air pollution control devices were installed.

When only the electrostatic precipitator (ESP) was installed, the contribution of the opacity by fine particles with the diameter less than 1 μm , coarse particles with the diameter greater than 1 μm and nitrogen dioxide was 23.3 ~ 31.6%, 41.0 ~ 49.5%, and 25.5 ~ 27.9%, respectively. By retrofitting the selective catalytic reduction (SCR) and the wet flue gas desulfurization (FGD) after the ESP, the contribution of the opacity by fine particles, coarse particles and nitrogen dioxide was changed to 77.7 ~ 86.2%, 8.0 ~ 13.1%, and 5.8 ~ 9.2%, respectively.

This study found that by retrofitting the SCR and wet FGD, the particle concentration at the stack discharge was higher than the case when only the ESP was installed. The majority of the particulate mass loading fell in 0.1~1 micrometer range, accounting for the majority of the opacity, 77.7~86.2%. Coarse particles, such as fly ash, could be removed by the wet FGD, but the by-products from the FGD could be carried over to the stack and increased the opacity. The concentration of NO_2 could be lowered by retrofitting the SCR, but the sulfite from the SCR catalyst and slipped NH_3 could form condensible fine particles by nucleation and condensation effects of the wet FGD, resulting in an increase in the opacity of the flue gas.

Key words : Air pollution control, Opacity, Particulate pollutant, ESP, FGD, SCR.

誌 謝

本論文之完成，首要感謝指導教授蔡春進於論文下題及定筆前之指導，及博士班簡致良學長對論文寫作上之協助與修正。另需感謝 9 年前台灣電力公司提供獎學金，時任發電處環保化學組梁毅功組長的知遇之恩，提供筆者任職於台電的機會，因緣際會促使筆者日後從事與工作相關研究；及現任發電處劉源隆資深環保專業工程師，於台中電廠共識期間對筆者的照顧與提攜，感謝這些素昧平生、卻惠我良多的長官。也藉此機會感謝台北科大班導師段葉芳教授，對筆者決定回校園進修時的鼓勵及推薦。另感謝內人於工作、家庭、學業間的分憂解勞，愛女濡雅、濡昕給我精神上鼓舞，祖父母對我始終如一的支持，及父母辛苦養育之恩，愧無以回報，僅借論文完成同時記錄內心深處的感恩。



目 錄

中文摘要	某燃煤電廠煙氣不透光率成因研究.....	i
英文摘要	A Case Study of a Coal-Fired Power Plant about the Causes of Flue Gas Opacity.....	ii
誌謝	iii
目錄	iv
表目錄	vii
圖目錄	viii
符號說明	x
一、	前言.....	1
1.1	研究源起.....	1
1.2	研究目的.....	2
二、	文獻回顧.....	3
2.1	氣膠不透光率之特性.....	3
2.2	不透光率與粒狀物濃度關係之計算.....	5
2.2.1	不透光率與光學密度及穿透率之關係.....	8
2.3	影響不透光率因素.....	9
2.3.1	燃料中硫份.....	9
2.3.2	氯化銨及硫酸銨.....	12
2.3.3	飛灰化學組成.....	13
2.3.4	鍋爐設計及操作.....	14
2.3.5	選擇性觸媒還原.....	14
2.3.6	空氣預熱器.....	17
2.3.7	靜電集塵器.....	18
2.3.8	濕式煙氣脫硫.....	19
2.3.9	二氧化氮.....	20
2.3.10	水分.....	21
2.4	不透光率問題指引.....	22
2.4.1	方法指引.....	22
2.4.2	煙柱特性描述.....	22
2.4.3	細微粒散光作用.....	24

2.4.4	粒狀物吸光測試.....	25
2.4.5	二氧化氮吸光測試.....	25
2.4.6	細微粒散光問題解決方法.....	26
2.4.7	微粒吸光問題解決方法.....	27
2.4.8	二氧化氮光吸收解決方法.....	28
三、	評估方法.....	29
3.1	不透光率評估方法.....	29
3.1.1	方法介紹.....	29
3.1.2	技術原理.....	29
3.1.3	評估流程.....	30
3.2	EPRI 案例評估程序.....	30
3.2.1	評估步驟一.....	30
3.2.2	評估步驟二.....	31
3.2.3	評估步驟三.....	32
3.2.4	評估步驟四.....	35
3.2.5	評估步驟五.....	36
3.2.6	評估步驟六.....	37
3.2.7	評估步驟七.....	38
3.3	研究對象介紹.....	39
3.4	研究對象僅安裝靜電集塵器條件下煙囪不透光率組成.....	40
3.4.1	數據收集.....	40
3.4.2	數據處理說明.....	41
3.5	研究對象加裝 SCR 及 FGD 後對煙囪不透光率組成之影響.....	44
3.5.1	數據收集.....	44
3.5.2	數據資料前處理.....	45
3.6	不透光率評估數據總整理.....	48
四、	結果討論.....	50
4.1	EPRI 案例僅安裝靜電集塵器之煙氣不透光率組成.....	50
4.2	研究對象僅安裝靜電集塵器之煙氣不透光率組成.....	51
4.3	研究對象加裝 SCR 及 FGD 後之煙氣不透光率組成.....	54
4.4	煙氣不透光率主因細微粒來源.....	57

五、	結論與建議.....	58
5.1	結論.....	58
5.2	建議.....	59
參考文獻	60
附錄 A	EPRI 不透光率評估方法範例.....	62
附錄 B	研究案例原始檢測報告.....	82



表目錄

表 2.1	光學密度與不透光率換算表.....	8
表 2.2	避免煙柱水汽白煙需加熱之溫差 $^{\circ}\text{C}$	22
表 2.3	細微粒散光原因及來源確認.....	25
表 2.4	粒狀物吸光原因及來源確認.....	25
表 2.5	二氧化氮吸光原因及來源確認.....	26
表 2.6	細微粒散光問題解決方法.....	27
表 2.7	微粒吸光問題解決方法.....	27
表 2.8	二氧化氮吸光解決方法.....	28
表 3.1	EPRI 案例資料.....	30
表 3.2	EPRI 案例二氧化氮光學密度計算.....	31
表 3.3	EPRI 案例粒徑分佈計算.....	32
表 3.4	EPRI 案例粗與細微粒質量濃度計算.....	33
表 3.5	EPRI 案例粗微粒與細微粒粒徑分佈計算.....	33
表 3.6	EPRI 案例粗與細微粒粒徑描述.....	34
表 3.7	EPRI 案例粗微粒光學密度計算.....	35
表 3.8	EPRI 案例細微粒光學密度計算.....	37
表 3.9	EPRI 案例煙囪內不透光率貢獻總和.....	39
表 3.10	案例之現況基本資料.....	40
表 3.11	#3 機組檢測數據摘要.....	40
表 3.12	#3 號機數據前處理.....	42
表 3.13	#3 號機數據前處理.....	43
表 3.14	#3 號機數據前處理.....	43
表 3.15	加裝後檢測數據摘要.....	44
表 3.16	#4 號機數據料前處理.....	46
表 3.17	#5 號機數據料前處理.....	47
表 3.18	#9 號機數據料前處理.....	47
表 3.19	加裝前、後光學密度成因比例.....	48
表 3.20	加裝前、後不透光率評估結果.....	49

圖目錄

圖 1	研究案例不同觀測角度之白色煙柱.....	2
圖 2.1	單位質量微粒之比消光效率.....	4
圖 2.2	煙柱氣膠冷凝形成步驟.....	4
圖 2.3	硫酸與 $0.15 \mu\text{m}$ 細微粒之等不透光率圖.....	5
圖 2.4	不透光率與光學密度關係圖.....	8
圖 2.5	燃煤電廠燃料中硫化物轉化圖.....	9
圖 2.6	不同煙氣水分濃度及溫度下硫酸/亞硫酸轉化率.....	10
圖 2.7	亞硫酸濃度與露點溫度圖.....	11
圖 2.8	煙囪直徑對亞硫酸濃度與不透光率關係圖.....	11
圖 2.9	亞硫酸粒徑對亞硫酸濃度與不透光率關係圖.....	12
圖 2.10	飛灰中三氧化鐵含量對 SCR 進口之 SO_3 濃度影響.....	13
圖 2.11	飛灰鹼度對 SO_3 濃度影響.....	14
圖 2.12	鍋爐燃燒含 3% 硫份煤炭下 SO_2 氧化成 SO_3 ，對不同 SCR 觸媒，溫度為 700 及 750 通過 SCR 觸媒後 SO_3 增加的濃度.....	15
圖 2.13	溫度與二氧化硫氧化率關係圖.....	16
圖 2.14	燃料含硫份與觸媒層數對亞硫酸濃度影響.....	16
圖 2.15	不同含鈳量觸媒之操作時間與不透光率影響.....	17
圖 2.16	空氣預熱器及冷端靜電集塵器出口，亞硫酸濃度與溫度關係圖.....	18
圖 2.17	煙氣於煙氣脫硫設備前後之粒徑分布.....	19
圖 2.18	濕式脫硫下游煙氣中粒狀物濃度及粒徑分布對不透光率關係.....	20
圖 2.19	NO-NO_2 比率圖.....	20
圖 2.20	二氧化氮煙柱形成特性.....	21
圖 2.21	硫酸、飛灰及二氧化氮在不同距離對不透光影響.....	21
圖 2.22	煙柱特性描述圖.....	23
圖 3.1	評估流程圖.....	30
圖 3.2	EPRI 案例系統流程及煙氣溫度圖.....	31
圖 3.3	EPRI 案例質量負荷對粒徑分布分布圖.....	32

圖 3.4	EPRI 案例細微粒質量平均粒徑及 ± 1 幾何標準偏差直徑圖.....	34
圖 3.5	EPRI 案例粗微粒質量平均粒徑及 ± 1 幾何標準偏差直徑圖.....	34
圖 3.6	粗微粒光學參數 K 與質量平均粒徑關係圖.....	35
圖 3.7	煙氣水分與溫度區域及硫酸露點關係圖.....	36
圖 3.8	固體細微粒光學參數 K 與質量平均粒徑關係圖.....	38
圖 3.9	硫酸霧光學參數 K 與質量平均粒徑關係圖.....	38
圖 3.10	加裝前系統流程及煙氣溫度圖.....	41
圖 3.11	加裝前煙氣溫度與含水率區域圖.....	42
圖 3.12	加裝後系統流程及煙氣溫度圖.....	45
圖 3.13	加裝後煙氣溫度與含水率區域圖.....	46
圖 4.1	EPRI 案例之不透光率組成比率.....	50
圖 4.2	EPRI 案例粒徑分布與粒狀物質量負荷圖.....	51
圖 4.3	研究對象僅安裝 ESP 下使用澳洲煤對煙氣不透光率組成平均比率....	51
圖 4.4	研究對象僅安裝 ESP 下使用印尼煤對煙氣不透光率組成比率.....	52
圖 4.5	研究對象僅安裝 ESP 下煙氣不透光率各別成因比.....	53
圖 4.6	研究對象僅安裝 ESP 下煙囪粒徑分布與粒狀物質量負荷圖.....	53
圖 4.7	研究對象僅安裝 ESP 下不透光率評估值與粒狀物濃度之關係.....	54
圖 4.8	研究對象加裝後不透光率組成平均值.....	55
圖 4.9	研究對象加裝後不透光率各別成因比.....	55
圖 4.10	研究對象加裝後不透光率評估值與粒狀物濃度關係.....	56
圖 4.11	研究對象加裝後各機組煙囪粒徑分布與粒狀物質量負荷圖.....	56

符 號 說 明

A_p	: 微粒與入射光行徑方向垂直截面積
AH	: 空氣預熱器 (air preheater)
C_m	: 單徑微粒質量濃度
CPM	: 可冷凝性粒狀物 (condensible particulate matter)
d_p	: 微粒直徑
dL	: 氣膠微粒群長度
dI	: 光強度衰減量
E_a	: 單位時間內氣膠微粒所吸收之光能
E_e	: 單位時間內氣膠微粒所減弱之光能
E_o	: 單位時間內投射於氣膠微粒截面之光能
E_s	: 單位時間內氣膠微粒所散射之光能
EPRI	: 美國電力研究所 (electric power research institute)
FGD	: 煙氣脫硫 (flue gas desulfurization)
f_p	: 微粒粒徑頻率函數
GSD	: 幾何標準偏差 (geometric standard deviation)
I_0	: 入射光強度
LNB	: 低氮氧化物燃燒器 (low NO _x burnner)
L	: 光線通過氣膠微粒群的總長度
N	: 單位體積微粒數量
OD	: 光學密度 (optical density)
PSD	: 粒徑分布 (particle size distribution)
Q_a	: 吸光效率 (absorption efficiency)
Q_e	: 消光效率 (extinction efficiency)
Q_s	: 散光效率 (scattering efficiency)
SCR	: 選擇性觸媒還原 (selective catalytic reduction)
T	: 穿透率 (transmission)
σ_a	: 微粒之吸光係數 (absorption coefficient)
σ_e	: 微粒之消光係數 (extinction coefficient)
σ_s	: 微粒之散光係數 (scattering coefficient)

第一章 前言

1.1 研究源起

依環保署所公告之電力設施空氣污染物排放標準（環保署, 2003），研究對象依使用燃料種類及煙氣排放流率，粒狀物排放濃度需小於限制值 $32\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，且煙窗外目視煙柱不透光率需小於 20%、煙窗內不透光率 6 分鐘連續監測值，每日超過限制值 20% 不得累積超過 4 小時。

偵測不透光率之目的，係藉由光穿透特定粒狀物濃度及光徑下，光衰減特性與粒狀物呈線性關係，可換算出即時粒狀物排放濃度，代替傳統粒狀物人工取樣耗時且程序繁雜，成本過高之缺點，利用線上不透光率監測，可提供業者即時的粒狀物排放資訊，作為粒狀物控制設備操作正常與否之判斷；並可提供主管機關作為粒狀物排放管制工具。

研究對象#1~4 號機組原始設計，僅針對粒狀物排放安裝高效率靜電集塵器，而後為降低硫氧化物及氮氧化物排放及因應空污費徵收，#1~4 號機組陸續於於民國 86 年 3 月至 87 年 1 月間，採用最佳可行控制技術加裝完成濕式石灰石法脫硫（FGD）、另於民國 90 年 2 月至 92 年 5 月間，加裝完成選擇性觸媒還原設備（SCR），大幅降低改善污染物排放量，脫硫後煙氣再以熱交換器加熱至約 100°C ，避免水蒸汽凝結及並幫助污染物擴散。由歷年煙窗內粒狀物濃度檢測資料，均低於法規限制值 $32\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、煙氣於煙窗內不透光率監測數據亦小於 20%，但於鍋爐滿載運轉，氣候晴朗乾熱條件下，煙窗出口處明顯有白色煙柱形成如圖 1 所示，延綿數百公尺至數里遠，白煙現象於上午 9 點至下午 4 點最為明顯，煙柱顏色隨觀測角及天空背景顏色而改變，明顯與水蒸汽凝結所產生之煙柱不同，不透光率成因不明，雖然不透光率及粒狀物濃度側值仍符合法規標準，但可視性煙柱已造成附近民眾對電廠不良觀感及疑慮。



圖 1、研究案例不同觀測角度之白色煙柱

1.2 研究目的

本研究期望藉由美國電力研究所發展的不透光率評估方法，搭配研究案例空氣污染防治設備，加裝前後的煙囪檢測數據，比較探討其煙囪內煙氣不透光率之組成及差異，並確認不透光率造成主因，提供電廠設備操作改善建議，並作為後續研究取樣時試驗的方向，減少分析取樣的成本。

第二章 文獻回顧

2.1 氣膠不透光率之特性

大氣光學特性主要受氣懸微粒影響，微粒消光機制可以不透光率(opacity)為指標。光在真空中雖能夠暢行無阻，但是在空氣中若遇到氣膠微粒時，則可能會造成行徑的改變或者是光強度的減弱，前者謂之散射(scattering)，而後者則謂之吸光(absorption)。自然界中因為氣膠微粒存在，而造成光行徑方向改變或光強度減弱之現象。不透光率為工廠煙道可見排放物之判斷標準，影響煙柱的光學性質為細微粒的散射與吸光，及氣狀物的吸光等，其中細微粒和液滴的散射為煙柱不透光率增加的主要原因。

當煙柱冷卻，溫度低於可凝結氣體之露點，兩主要程序貢獻冷凝程序之進行，(1) 異相冷凝 (heterogeneous condensation)：當達露點溫度，可凝結氣體開始異相冷凝於一次微粒表面，冷凝速率是擴散質傳從氣側至微粒表面，與氣體濃度梯度及微粒質直徑大小有關。(2) 同相成核 (homogeneous nucleation)：當氣體異相凝結時，可凝結氣體之過飽和率可能增加或減少，與氣體之異相冷凝率及大氣連續冷卻稀釋率有關，若異相凝結所提供之表面積不足，則過飽和增加至同相核化變為可行，溫度對核化程序影響顯著，同相核化程序產生許多微細霧滴，及穩定的微粒粒徑，提供許多表面積供異相凝結進行。微粒異相凝結或同相核化造成粒徑之成長，改變微粒粒徑分佈與微粒濃度，並增加煙柱之不透光率，通常來自 0.1~1 μm 範圍之微粒貢獻，因為此粒徑範圍單位質量之微粒，具有最大之可見光消光效率。

由圖 2.1 可見粒徑小於 0.1 μm 對消光得影響雖較不顯著，但因其具冷凝粒徑成長至最大光學粒徑範圍之潛力 (0.4~0.7 μm)，次微米微粒於煙氣中決定不透光率主要原因為，微粒本身已落在光學有效粒徑範圍、或小微粒具快速成長至光學有效粒徑潛力，燃煤電廠飛灰粒徑分布，典型於 0.1~0.15 μm ，故對煙氣不透光率扮演重要角色。若煙氣中無任何固體細微粒，則酸性氣體同相核化變得十分重要，且產生許多細粒徑微粒，最終經冷凝及膠結程序，粒徑成長至有效光學粒徑範圍，細微粒之成長速率相對於煙柱之稀釋率，在決定煙柱不透光率上變得重要，對高

濃度細微粒，粒徑成長速率變快到有效光學粒徑範圍，因此劇烈地增加煙柱不透光率。圖 2.2 為煙柱氣膠冷凝形成步驟，影響氣膠冷凝形成機制，主要參數為冷凝氣濃度及固相微粒粒徑分布，特別是煙柱中次微米微粒比例。煙柱稀釋及冷卻速率決定是否有足夠時間在同相成核程序之前，進行異相冷凝程序。

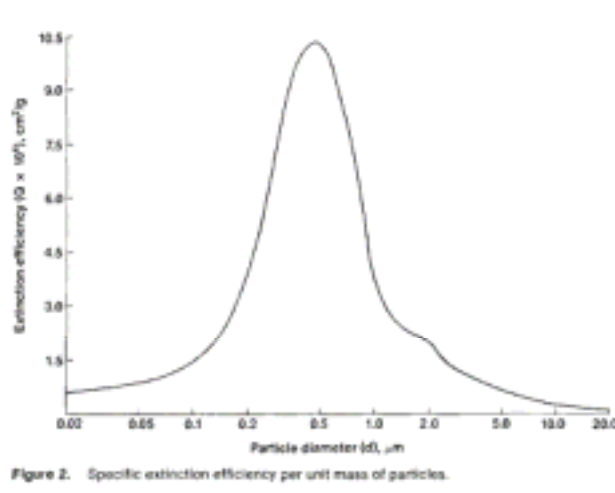


圖 2.1、單位質量微粒之比消光效率 (Damle et al.,1987)

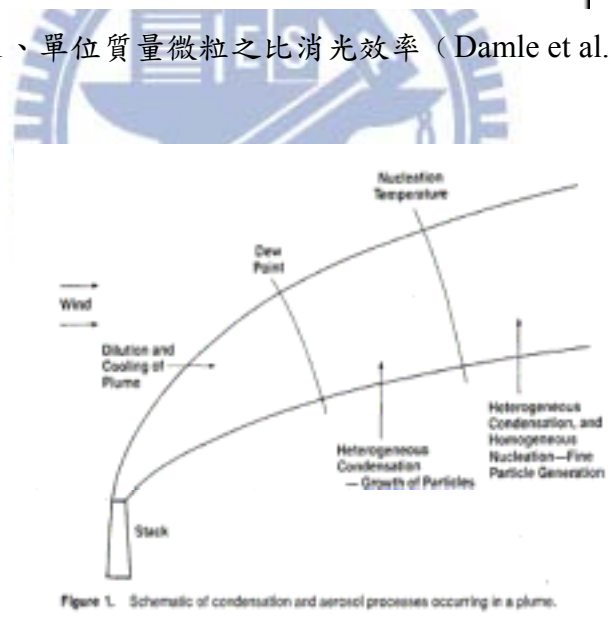


圖 2.2、煙柱氣膠冷凝形成步驟 (Damle et al.,1987)

燃燒程序形成之煙氣，在熱煙氣接觸溫度較低之大氣時，其不透光率增加之現象，使煙囪內不透光率監測之數值，低於煙囪外以目測之不透光率之現象稱為分離性煙柱。冷凝硫酸氣體及次微米微粒是造成不透光率增加主要原因。分離性煙柱之不透光率，在煙氣離開煙囪後 1~2 秒快速增加，意謂著冷凝氣膠已可能在煙囪內出現，比其他二次微粒形成機制更早發生 (Damle et al.,1987)。

從圖 2.3 之低濃度硫酸氣所造成不透光率，可僅藉由減少煙囪內細微粒濃度，而達到控制降低不透光率效果；但含較高濃度硫酸氣時，單方面減低細微粒濃度尚不足以降低煙柱不透光率（Srivastava et al.,2004）。

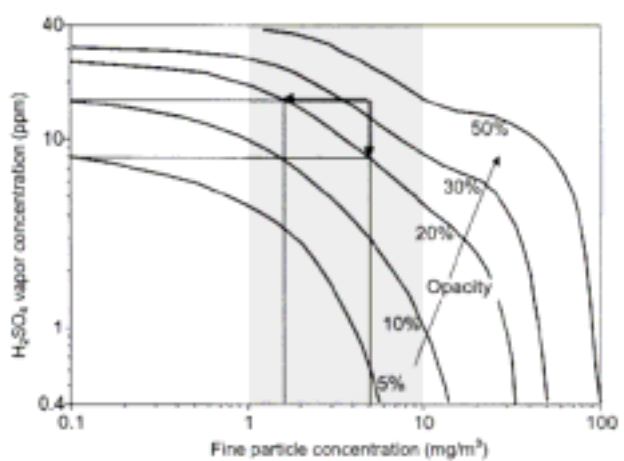


圖 2.3、硫酸與 $0.15 \mu\text{m}$ 細微粒之等不透光率圖（Srivastava et al.,2004）

2.2 不透光率與粒狀物濃度關係之計算

當入射光線被氣膠微粒阻擋，使得光被散射而改變行徑方向，或被吸收而損失能量，造成入射光方向光能的減弱的現象稱為消光(extinction)。而光能在入射方向減弱的程度可用消光效率(extinction efficiency)加以描述。消光效率(Q_e)的定義為：

$$Q_e = \frac{E_e}{E_0} \quad (2.1)$$

其中 E_e 為單位時間內被氣膠微粒減弱的光能，而 E_0 為單位時間內投射於氣膠微粒截面之光能。

消光包括散射與吸光兩種作用，因此消光效率是由散射效率(scattering efficiency) Q_s 與吸光效率(absorption efficiency) Q_a 相加而得：

$$Q_e = Q_s + Q_a \quad (2.2)$$

而散射效率與吸光效率的定義分別為：

$$Q_s = \frac{E_s}{E_0} \quad (2.3)$$

$$Q_a = \frac{E_a}{E_0} \quad (2.4)$$

其中 E_s 與 E_a 為單位時間內氣膠微粒所散射與吸收的光能。

對於粒徑較大($d_p > 4 \mu\text{m}$)的不透光氣膠微粒，光線完全被微粒橫截面阻斷，可視為單純的攔截，其消光效率等於 2。然而，對於粒徑較小的氣膠微粒，光與微粒間的互動作用相當複雜，消光效率往往大於 1，甚至高達 5 左右(Hinds, 1999)。

當光強度為 I 的平行光線通過氣膠微粒群時，在此距離內光強度的減弱量(dI)與氣膠微粒群的長度(dL)及入射強度呈正比關係：

$$dI = -\sigma_e I dL \quad (2.5)$$

其中 σ_e 為微粒消光係數(extinction coefficient)。(2.5)式積分後可得 Bouguer 定律(Bouguer's law)，或稱為 Lambert-Beer 定律(Lambert-Beer law)：

$$\frac{I}{I_0} = e^{-\sigma_e L} \quad (2.6)$$

其中 I_0 為入射光強度， L 為光線通過氣膠微粒群的總長度。

消光係數也可以表示為散射係數(scattering coefficient)與吸光係數(absorption coefficient)之和：

$$\sigma_e = \sigma_s + \sigma_a \quad (2.7)$$

其中 σ_s 與 σ_a 分別為微粒散射係數與吸光係數。

對單位體積單徑圓球形微粒的氣膠微粒群的消光係數可表示為：

$$\sigma_e = NA_p Q_e = \frac{\pi N d_p^2 Q_e}{4} \quad (2.8)$$

其中 N 為微粒的數目濃度(單位體積微粒數量)， A_p 為微粒與入射光行徑方向垂直橫截面積， d_p 為微粒直徑。

當氣膠微粒粒徑大小不同時，(2.8)式則須改寫為：

$$\sigma_e = \sum_i n_i(d_{p,i}) Q_{e,i} A_{p,i} \quad (2.9)$$

其中， $n_i(d_{p,i})$ ， $Q_{e,i}$ 與 $A_{p,i}$ 分別為粒徑為 $d_{p,i}$ 微粒的數目濃度，消光效率與垂直於入射光行徑方向的截面積。連續分佈多粒徑圓球形微粒的消光係數可以寫為：

$$\sigma_e = \int_0^{\infty} \frac{\pi}{4} d_p^2 f_p(d_p) Q_e A_p \quad (2.10)$$

其中 $f_p(d_p)$ 為微粒粒徑分佈函數。

另外，單徑微粒的質量濃度(C_m)可以表示為：

$$C_m = \frac{N \rho_p \pi d_p^3}{6} \quad (2.11)$$

其中 ρ_p 為微粒的密度。將(2.8)式及(2.11)式代入(2.6)式，Bouguer 定律可以表示為：

$$\frac{I}{I_0} = \exp(-\sigma_e L) = \exp\left(-\frac{3C_m Q_e L}{2\rho_p d_p}\right) \quad (2.12)$$

2.2.1 不透光率與光學密度及穿透率之關係

穿透率 Transmission (T) 與光學密度 Optical Density (OD)，為兩種常見描述於特定波長下光能通過一具濾波物質之通量的表示方法，光學密度定義為物質在特定波長吸光值(absorbance)，為一個數值並無單位，與穿透率的關係如(2.13)式及表 2.1

$$OD = -\log_{10} T \text{ 或 } T = 10^{-OD} \quad (2.13)$$

表 2.1、光學密度與不透光率換算表〔US EPA, 1984〕

光穿透度%	光學密度	不透光率%	Ringelman #
0	N.A.	100	5
20	0.7	80	4
40	0.4	60	3
60	0.22	40	2
80	0.10	20	1
100	0	0	0

DeFries (1994) 在評估煙囪內不透光率時指出，二氧化氮、細微粒、粗微粒之光學密度與各成份濃度成正比，光學密度可被相加，並以光學密度代表各成份不透光率貢獻度，不透光率與煙氣的總光學密度，兩者關係如 (2.14) 式及圖 2.4。

$$\text{Opacity}(\%) = 100 * (1 - 10^{-OD}) \quad (2.14)$$

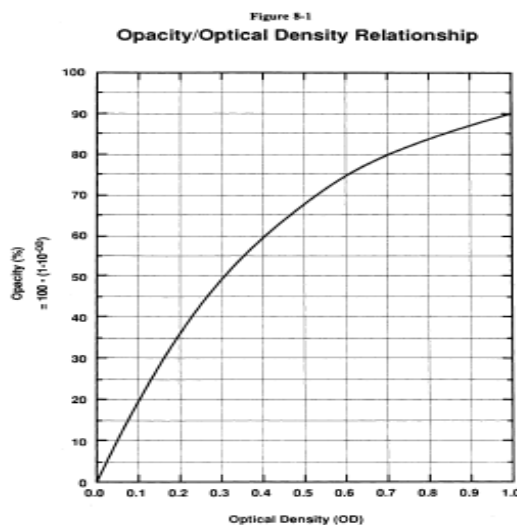


圖 2.4、不透光率與光學密度關係圖 (DeFries,1994)

2.3 影響不透光率因素

2.3.1 燃料中硫份

由圖 2.5 煤炭中的硫成份，在燃燒時因高溫作用，被氧化成 SO_2 存在煙道氣中，部分轉化成三氧化硫 SO_3 吸附在飛灰中， SO_3 生成之量與溫度、氧氣量及燃料中的含硫量有關。凝結之 SO_3 液體顆粒會形成硫酸霧，因此當製程中燃燒含有硫份之化石燃料，所造成的 SO_3 排放為影響煙柱不透光率與酸沉降的主要原因。

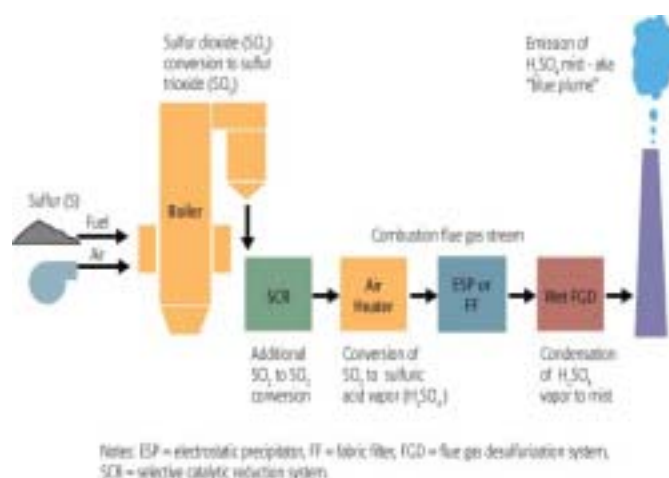


圖 2.5、燃煤電廠燃料中硫化物轉化圖

(http://www.coalpowermag.com/plant_design/31.html.)

煤炭中之硫份，經燃燒程序氧化成二氧化硫，小部份的二氧化硫分子，與氧原子自由基及第三媒介碰撞形成亞硫酸，但實際上亞硫酸轉化率小於總硫份的 3%，因為氧原子自由基，於溫度低於 1500 時的產生率非常低。當煙氣溫度低於 600，熱力學平衡轉移，大部份三氧化硫會吸收煙氣中水分形成硫酸氣體如圖 2.6。

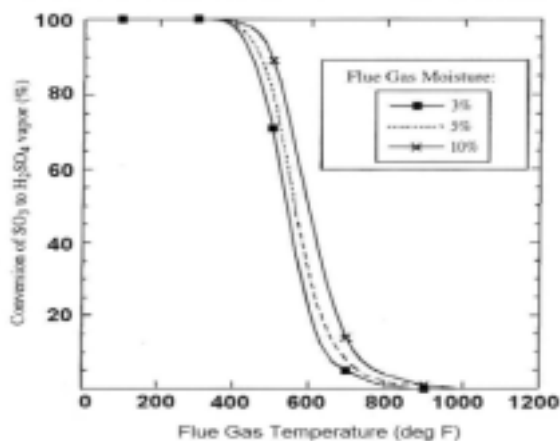


圖 2.6、不同煙氣水分濃度及溫度下硫酸/亞硫酸轉化率 (Chris and Kent)

二氧化硫與氧自由基及第三介質 (M) 如 N_2 、 CO_2 、 H_2O 、 O_2 .. 等形成亞硫酸，於爐膛溫度條件反應速率是緩慢的，參與反應之觸媒包含飛灰中之氧化鐵、SCR 成分中鈮、及 AH 及爐管之鐵金屬元件，均具 SO_3 催化轉化功用 (Chris and Emelito, 2004)。亞硫酸經由二氧化硫生成反應(2.15~2.17)式：



Blythe and Dombrowsike (2004) 指出，由圖 2.7 中煙氣中相同亞硫酸濃度下，煙氣含水率愈高，則酸露點溫度愈高，表示愈容易產生硫酸冷凝。硫酸液滴主要形成機制有 (1) 過飽和分子冷凝在既存核種、(2) 硫酸與水分子均相核化成小液滴、(3) 膠結形成新液滴。典型工業排放溫度及水氣含量下，異相冷凝於既存核種應主導液滴形成，當硫酸氣體濃度小於 100ppmv，冷凝對硫酸氣消耗率，大於同相核化過飽和消耗率數個級數。當硫酸氣體濃度大於 100ppmv，核化變成主導硫酸氣消耗率。燃煤電廠冷凝核大小分布在 0.01 至 $1\mu m$ ，總微粒數量濃度接近 $5 \times 10^{13}/acm$ (Wilder and Pilat, 1983)。大氣溫度低於 $10^\circ C$ 硫酸可為固體，高於 $10^\circ C$ 時硫酸為液體，因為具有及低的蒸氣壓，當接觸大氣時硫酸傾向於從氣相冷凝。

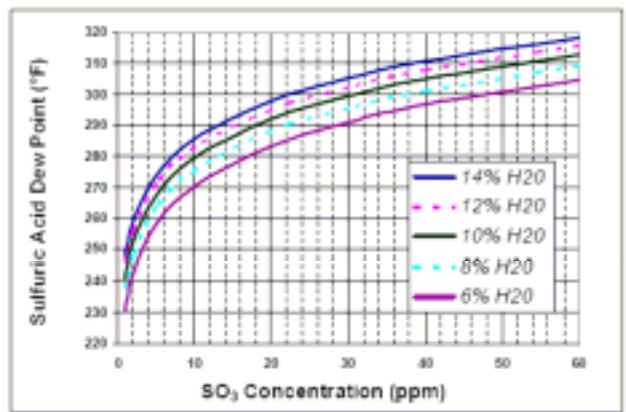


Figure 1-1
Effect of SO₂ and H₂O Levels on Sulfuric Acid Dew Point Temperature

圖 2.7、亞硫酸濃度與露點溫度圖 (Blythe and Dombrowsike,2004)

煙氣中亞硫酸對不透光率有不利之影響，雖然燃煤電廠亞硫酸濃度不高，安裝 SCR 設備電廠典型濃度小於 30ppm，煙柱不透光率由固體微粒、有色氣體、硫酸冷凝造成，尤其亞硫酸會加劇不透光問題，因為濕式脫硫的增濕降溫及粒狀物控制設備的逸散微粒，產生次微米氣膠，平均粒徑落於 0.1~1.0 μ m，接近可見光波長 0.4~0.7 μ m，具有高的消光效率。

圖 2.8 指出煙囪內雖然低亞硫酸濃度，但有高的不透光作用；且在相同亞硫酸排放濃度下，對愈大型機組而言，煙囪直徑愈大，煙柱不透光率愈高 (Blythe and Dombrowsike, 2004)。

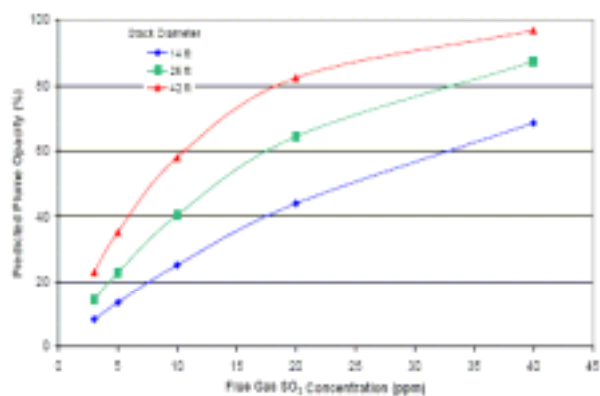


Figure 1-2
Estimated Stack Plume Opacity Due to Sulfuric Acid Mist Emissions, Showing the Effect of Stack Diameter

圖 2.8、煙囪直徑對亞硫酸濃度與不透光率關係圖
(Blythe and Dombrowsike, 2004)

圖 2.9 指出亞硫酸平均粒徑對煙柱不透光率影響，顯示 3 種粒徑粒所造成之不透光率，均隨亞硫酸濃度增加而增加；在相同亞硫酸濃度下， $0.7\mu\text{m}$ 微粒所造成不透光率，高於 $0.3\mu\text{m}$ 粒徑微粒（Blythe and Dombrowsike, 2004）。

雖然電廠亞硫酸排放未被直接規範，但卻有降低可視性煙柱的動機，間接降低亞硫酸排放，對許多熱煙氣排放（無濕式洗滌塔）煙囪，常有煙囪外部不透光率高於煙囪內情況，此種不透光率增加之分離性煙柱現象，其造成原因通常為硫酸與大氣混合冷卻，轉化成微粒造成（Farthing et al., 2004）。

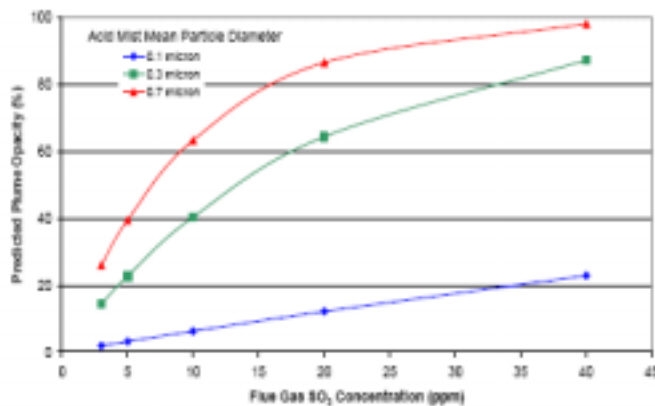


Figure 1-3
Estimated Stack Plume Opacity Due to Sulfuric Acid Emissions, Showing the Effect of Acid Mist Mean Droplet Diameter for a 25-ft (7.6-m) Diameter Stack

圖 2.9、亞硫酸粒徑對亞硫酸濃度與不透光率關係圖（Blythe and Dombrowsike,2004）

2.3.2 氯化銨及硫酸銨：

氯化銨為硫酸冷凝後與氨反應成硫酸鹽二次性粒狀物，於大氣溫度條件下為固態，熱力學平衡使氯化銨微粒，傾向再分解為為氣相前趨物氨及鹽酸，這現象發生於大氣中氣相前趨物濃度非常低時，如含氯化銨粒狀物煙柱，與大氣充分稀釋時，大氣中氣相氨及鹽酸低濃度平衡，要再形成氯化銨需要非常低溫環境，以克服排放後的濃度稀釋，氯化銨微粒若形成，可造成可視性煙柱，煙柱可能出現白色或帶藍色，因為氣體核化成小微粒（EPRI, 2008）。

硫酸銨、氯化銨屬可冷凝性粒狀，通常冷凝於煙柱與大氣接觸冷卻時，常見安裝有 SCR 者，氯化銨微粒僅於 HCL 及 NH₃ 存在，模式顯示當兩者濃度均大於 5~10ppm 時，能產生氯化銨煙柱，氨反應傾向順序為硫酸根 > 硝酸根 > 氯離子，

Meng et al.,(2000) 研究安裝有 ESP、SCR、FGD 電廠後指出，並無氯化銨產生，除非氨過量足以與全部殘餘硫酸根反應。造成氯化銨形成的操作條件，如 SCR 增加氨洩漏量、或是採用加氨法來抑制 SO_3 造成。然而儘管燃燒含高氯份煙煤，通常煙囪中仍無足夠氨與氯反應；燃用低氯份亞煙煤時，鹽酸氣則會與高鹼性飛灰中和，操作條件明顯限制氯化銨形成，氨濃度超過 25ppm 才會發生氯化銨冷凝於煙囪。煙氣中氯化銨濃度與煙囪直徑乘積超過 250ppm-ft，可能產生可視性煙柱。

2.3.3 飛灰化學組成

飛灰可扮演第三介質，飛灰中三氧化鐵含量與亞硫酸濃度成正比關係如圖 2.10 (Spencer et al.,2007)。圖 2.11 指出煤質含高鹼性度飛灰，會產生較低濃度亞硫酸，因為煙氣中飛灰鹼性物質與亞硫酸中和反應，或受沈積於過熱器的飛灰抑制生成，而有較高的亞硫酸捕捉率，飛灰具高比率鹼性物質，有助於空氣預熱器及靜電集塵器對亞硫酸之捕捉，間接改善不透光率之問題。飛灰成分具催化亞硫酸生成，亦具吸附亞硫酸雙重作用 (Srivastava et al.,2004)。

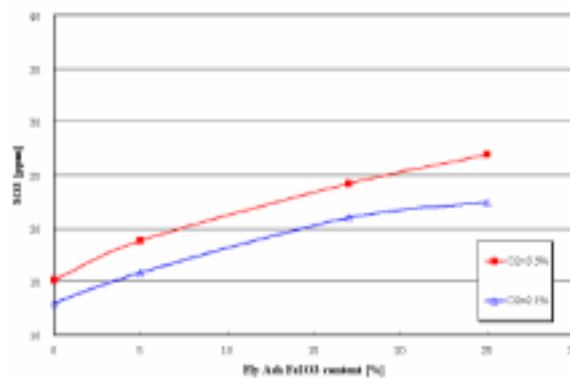


Figure 4-17
Effect of Fly Ash Fe₂O₃ Content on SO₃ Concentration at SCR Inlet

圖 2.10、飛灰中三氧化鐵含量對 SCR 進口之 SO_3 濃度影響 (Spencer et al.,2007)

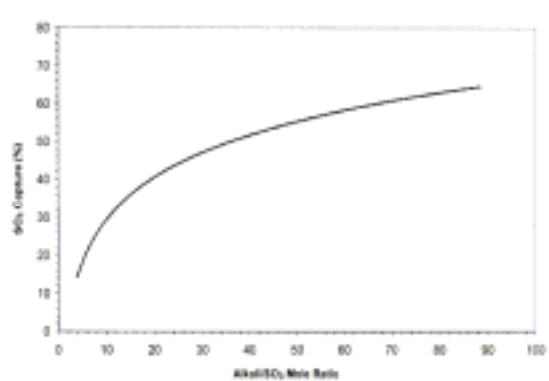


Figure 5 Fly ash SO₃ capture rate downstream of furnace

圖 2.11、飛灰鹼度對 SO₃ 濃度影響 (Srivastava et al.,2004)

2.3.4 鍋爐設計及操作

減少燃燒過程之過剩空氣比（實際空氣供給量/理論空氣量），可降低參與亞硫酸反應之氧原子自由基，能有效控制亞硫酸於燃燒生成，但煤屬於慢燃型燃料，無法於低過剩空氣下完全燃燒，因此使用低氮氧化物燃燒器，分段燃燒降低火燄溫度，除可降低氮氧化物外，亦為降低亞硫酸生成之可行方法。一般對煙煤而言過剩空氣比約 1.2~1.3，燃燒低等級煤則需較高過剩空氣比約 1.4 (Kikuchi R.,2001)。

鍋爐會影響 SO₃/SO₂ 轉化率，因為亞硫酸典型形成於過熱器煙氣溫度條件，因為形成機制需第三介質，大表面積的過熱器爐管的氧化層具催化作用，故爐管清潔度亦影響亞硫酸形成。鍋爐清潔度，連續運轉期間越久，水牆管、過熱器、再熱器結渣程度愈嚴重，增加亞硫酸產生，乾淨的爐膛產生較少量亞硫酸。

高爐膛溫度並不一定影響轉化率，二氧化硫於任何爐溫下，均為熱力學優勢物種。但高溫產生高濃度的氧原子自由基，會增加過熱器區亞硫酸濃度，當煙氣冷卻時，相對高濃度的氧原子自由基，與二氧化硫反應成亞硫酸，因此高爐膛溫度及煙氣冷卻率，應會增加亞硫酸形成 (Blythe and Dombrowsike,2004)。

2.3.5 選擇性觸媒還原

選擇性觸媒還原(selective catalytic reduction, SCR)為燃燒後去除廢氣中 NO_x 的處理技術，藉觸媒具選擇性之作用，將所注入之 NH₃ 氣體與廢氣中 NO_x 反應，分解成無害之 N₂ 及 H₂O。然而 SCR 所使用的觸媒以鈮(vanadium)為主要組成，鈮含

量越大，去除 NO_x 的效果越好，但是以鈮組成的觸媒會催化煙道氣中之 SO_2 氧化成 SO_3 ，安裝降低 NO_x 的 SCR 選擇性觸媒反應器，氮與 NO_x 藉由觸媒催化還原成氮氣及水，觸媒典型含有 (V_2O_5) Vanadium pentoxide、(TiO_2) 二氧化鈦，少量的 Molybdenum、Tungsten oxide (WO_3)，其中鈮是被認為影響亞硫酸生成主要成份。

反應器設計方面，硫酸轉化率與觸煤體積成正比，與流經反應器之煙氣流率成反比，與煙氣溫度、含氧量、二氧化硫濃度成正比。含氧量及二氧化硫濃度對轉化率之影響小於溫度影響。目前大部份 SCR 設備 SO_2 氧化成 SO_3 的轉化率為 1% 或更少。SCR 每層觸煤設計亞硫酸轉化率範圍約為 0.2~0.8%，若使用 3 層轉化率約為 0.6~2.4%，轉化率範圍隨觸煤溫度變化大，降低省煤器出口煙氣溫度，或降低觸煤操作溫度，可降低亞硫酸轉化率。許多操作因子會影響 SCR 反應器中 SO_2 氧化成 SO_3 的轉化率，包含溫度、流量及 SO_2 濃度等。溫度是影響 SO_2 氧化成 SO_3 最重要的參數，圖 2.12 表示 SO_2 轉化率和溫度之間的關係，對不同的 SCR 觸煤，當其他的影響因子固定時， SO_2 轉化率皆會隨著溫度下降而減少，然而 SCR 對 NO_x 的去除率也會隨著溫度下降而下降。因此，對大部分 SCR 的觸煤，操作溫度下降，有助於減少 SO_3 的產生，但會影響觸煤去除 NO_x 的能力(Hinton, 1996)。

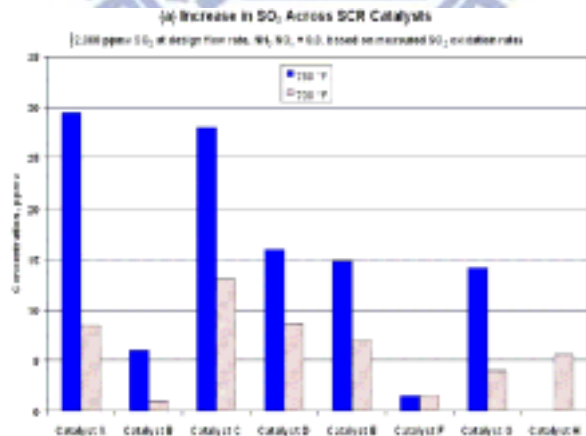


圖 2.12、鍋爐燃燒含 3% 硫份煤炭下 SO_2 氧化成 SO_3 ，對不同 SCR 觸煤，溫度為 700 及 750，通過 SCR 觸煤後 SO_3 增加的濃度(Hinton, 1996)

觸媒還原時的側反應，將二氧化硫氧化成亞硫酸轉化率與溫度有關，由圖 2.13 可得知，當 SCR 後煙氣溫度增加 50°C ，二氧化硫氧化率增高約 2 倍。圖 2.14 顯示一組 50MW 電廠，安裝高鈮含量觸煤下，採相同硫份燃料，使用 3 層觸煤運轉

500 小時，SCR 出口亞硫酸濃度，高於使用 2 層觸媒 2000 運轉小時的亞硫酸濃度，觸媒層數愈多，亞硫酸轉化率愈高。圖 2.15 為燃燒 3% 含硫量燃料，隨運轉時數增加，高含鈳含量觸媒所造成不透光率，高於低鈳含量觸媒；且觸媒鈳含量不管高或低，煙氣不透光率均隨運轉時數增加而增加 (Fanoe,2005)。

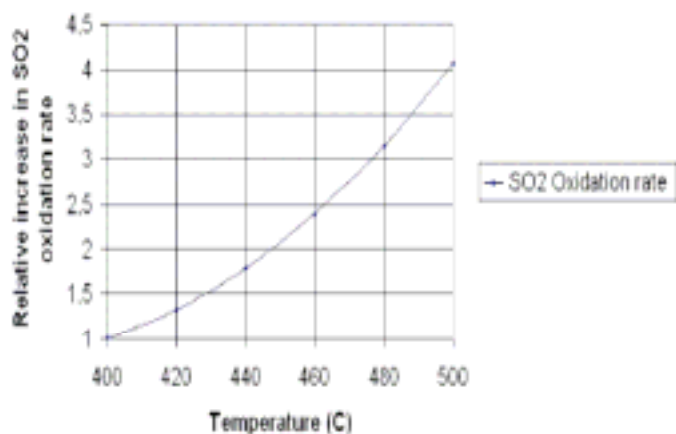


圖 2.13、溫度與二氧化硫氧化率關係圖 (Fanoe,2005)

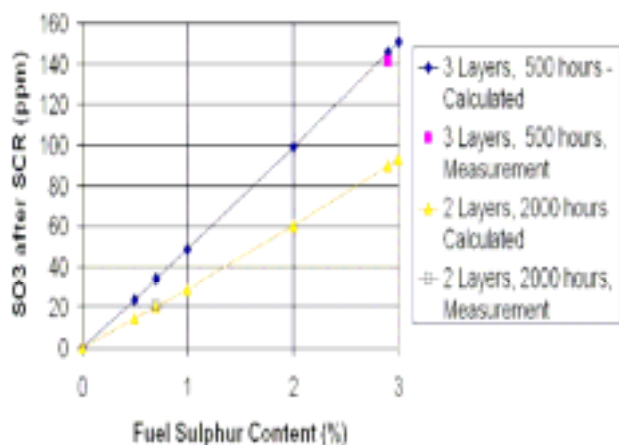


圖 2.14、燃料含硫份與觸媒層數對亞硫酸濃度影響 (Fanoe,2005)

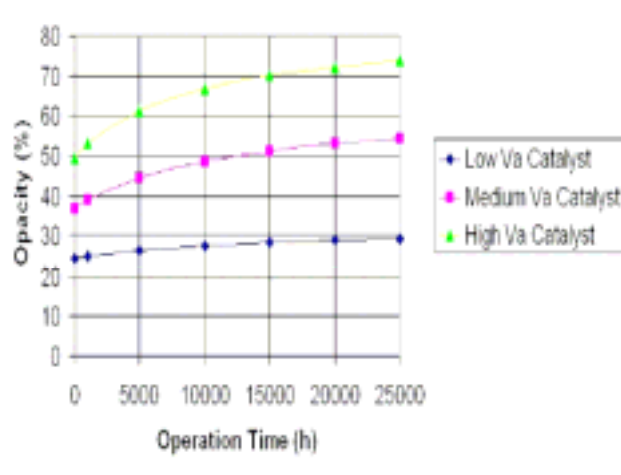


圖 2.15、不同含鈳量觸媒之操作時間與不透光率影響 (Fanoe,2005)

2.3.6 空氣預熱器

當熱煙氣進入空氣預熱器與冷空氣熱交換時，會因部份冷空氣會洩漏至煙氣側，造成區域性酸氣冷凝形成酸霧，使部份亞硫酸冷凝於空氣預熱器冷端金屬元件或與飛灰形成硫酸鹽粒狀物，隨著預熱器元件轉動，再帶入鍋爐燃燒器而破壞，因此空氣預熱器對亞硫酸的去除效果，典型空氣預熱器亞硫酸去除率約 20~30% (Moretti et al.,2006)。Farthing et al. (2004) 研究指出燃燒煙煤，空氣預熱器去除效果約 50%。

硫酸冷凝吸附於飛灰之吸附率決定於煙氣溫度、硫酸濃度、飛灰微粒之鹼度。吸附率可於空氣預熱器冷端快速增加，並延續至粒狀物控制設備前，吸附於飛灰之硫酸可藉由靜電集塵器或袋濾去除 (Srivastava et al.,2004)。

空氣預熱器若增加熱元件，提升熱交換效率，不僅可提升鍋爐燃燒空氣溫度，增加鍋爐效率，空氣預熱器冷端煙氣出口溫度可降低，對亞硫酸冷凝及去除有幫助。由圖 2.16 空氣預熱器出口亞硫酸濃度與煙氣溫度關係圖，可看出空氣預熱器出口煙氣溫度愈高，熱交換效果差，亞硫酸較不易冷凝，導致空氣預熱器出口亞硫酸濃度較高 (Walsh et al.,2006)。

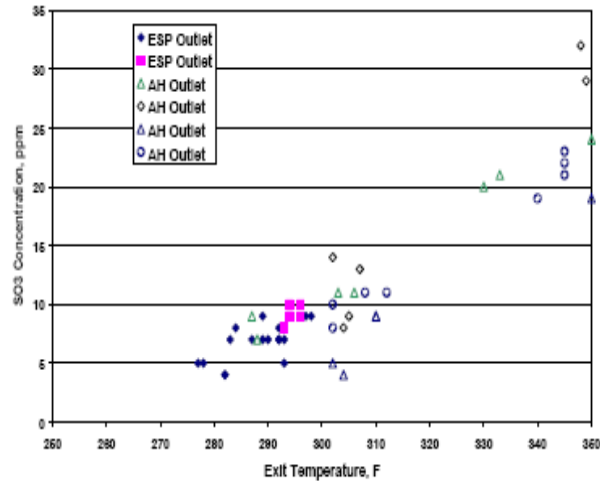


Figure 2.1. Measured SO₃ concentrations versus temperature at the exit of an air heater and cold-side electrostatic precipitator.

圖 2.16、空氣預熱器及冷端靜電集塵器出口，亞硫酸濃度與溫度關係圖

(Walsh et al.,2006)

2.3.7 靜電集塵器

Devito and Oda(1998)發現煙氣中高亞硫酸濃度，可降低灰電阻，有助於集塵效率，燃燒低硫煤產生低濃度亞硫酸，灰電阻上升不利集塵效率，造成較多微粒穿透，增加粒狀物對不透光率之貢獻，使不透光率增加。當煙氣溫度降至低於酸露點溫度，提供硫酸與飛灰經靜電集塵收集去除作用。冷端型靜電集塵器，對低硫份煙煤亞硫酸去除率約 50% ；對高硫份(>2.5%)煙煤或亞煙煤去除率約 23~27% 。

燃燒低硫份亞煙煤，其飛灰含相對較高鹼性（20~30% w/w），飛灰鹼性為飛灰中氧化鈣及氧化鎂之總摩爾和（Srivastava et al.,2004），此鹼性飛灰可吸附硫酸。煙煤含相對低灰鹼性，硫酸較不易被飛灰吸附。

粒狀物控制設備可扮演去除亞硫酸關鍵角色，如使用袋濾集塵對燃燒煙煤時亞硫酸去除率約 40% ，當燃燒亞煙煤更可去除約 90% 。煙氣溫度、集塵袋材質、酸露點、灰鹼性度均對收集效率有影響（Moretti et al.,2006）。

2.3.8 濕式煙氣脫硫

濕式煙氣脫硫具有快速冷卻煙氣效果，造成硫酸核化成次微米微粒，飛灰能提供硫酸異相冷凝核，經由微粒膠結及吸收水汽，酸性氣膠微粒成長至高散光效率之粒徑範圍(Devito and Oda,1998)。

含硫酸之煙氣進入濕式洗滌塔前，先熱交換降低煙氣溫度，以提升除硫效率，但也因此煙氣溫度低於酸露點，造成亞硫酸冷凝核化成硫酸霧，部份硫酸霧接觸洗滌液而去除，濕式煙氣脫硫對硫酸霧滴之移除效率通常約 50% (Srivastava et al.,2004)。

洗滌塔出口乾淨濕煙氣，先經除霧器去除大粒徑水汽，及可能騰帶出之脫硫石膏微粒，為避免水汽冷凝造成可視性煙柱，會以熱交換器提升洗滌塔出口煙氣溫度至 100 左右。

根據 Keeth et al.(1991)在一發電量 530MW 燃燒粉煤、煤炭含硫份 2~3.5%、安裝冷端型靜電集塵器及濕式石灰石脫硫設備的電廠，於煙氣脫硫進口及煙囪處之粒徑分布量測結果，如圖 2.17 所示，通過煙氣脫硫後粒狀物質量負荷，集中於氣動力徑小於 $1\mu\text{m}$ 。

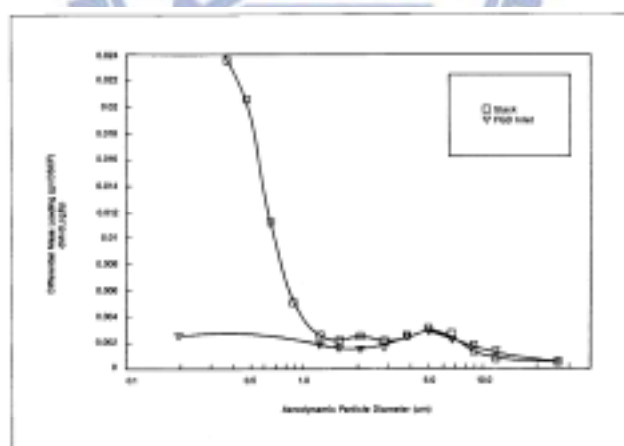


Figure 3-1. Comparison of Average Differential Particle Size Distribution Before and After the FGD System at Site 1

圖 2.17、煙氣於煙氣脫硫設備前後之粒徑分布 (Keeth et al.,1991)

煙氣脫硫後，因為微粒主要質量負荷，集中於高消光效率粒徑範圍，如圖 2.18 所示，實線以下面積代表總粒狀物質量濃度，質量負荷集中於小於 $1\mu\text{m}$ 直徑；虛線以下面積代表總不透光率，主要為小於 $1\mu\text{m}$ 直徑微粒，所造成不透光率之結果 (Keeth et al.,1991)。

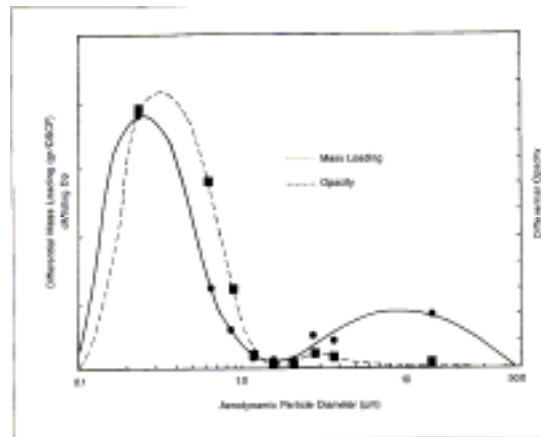


Figure B-1. Opacity Versus PSD Mass Loading Typically Found in Utility Stack Gases Downstream of a Wet FGD System

圖 2.18、濕式脫硫下游煙氣中粒狀物濃度及粒徑分布對不透光率關係

(Keeth et al.,1991)

2.3.9 二氧化氮

煙柱中 NO_2 氣體分子之吸光效應，影響不透光率，造紅棕色煙柱 (Meng et al.,2000)。化石燃料經燃燒氧化後，產生氮氧化物 NO 及 NO_2 ，典型燃燒程序煙氣中 NO 及 NO_2 比率如圖 2.19，二氧化氮約佔 5%。

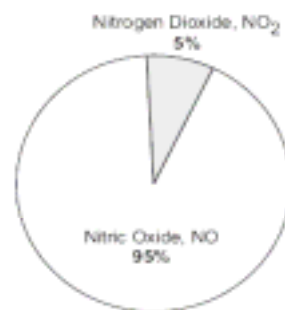


Figure 1-3. Typical NO-NO₂ emission ratios from combustion sources

圖 2.19、NO-NO₂ 比率圖 (Richards,2000)

電廠煙柱不透光率若由二氧化氮貢獻，煙柱呈現紅棕色，顏色並不受觀測角改變而影響，煙柱可屬於連續性或分離性煙柱，連續性煙柱代表燃燒過程中有相對高的二氧化氮轉化率，高過量空氣及燃燒溫度或飛灰中之金屬催化氧化造成。分離性棕色煙柱，可能為大氣中臭氧與一氧化氮，氧化反應造成的二次性 NO_2 如圖 2.20。當經由燃料中的氮及燃燒空氣之氮產生之 NO_2 濃度值 ppmv 乘以光徑長度 m，大於 60ppmv-m，可能造成可視性煙柱 (Keeth et al.,1991)。

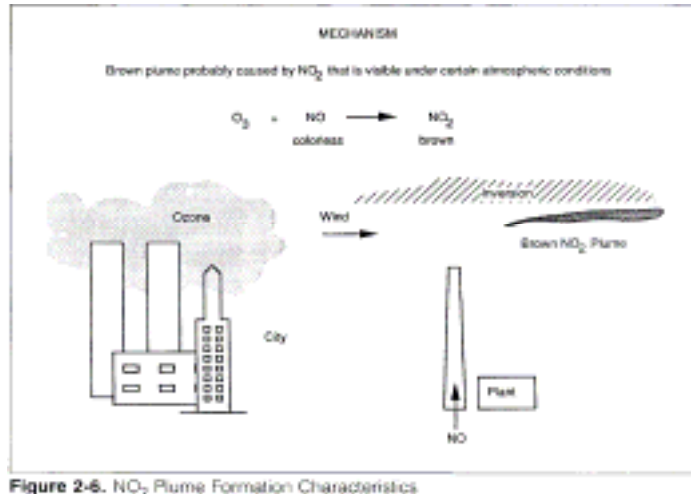


Figure 2-6. NO_2 Plume Formation Characteristics

圖 2.20 二氧化氮煙柱形成特性 (Keeth et al.,1991)

如圖 2.21 所示，影響不透光率成因與距離關係，煙氣排出煙囪後，硫酸與粒狀物對不透光率影響隨距離增加而作用降低，二氧化氮則因為一氧化氮與大氣中之臭氧反應，對不透光率貢獻比例，隨距離增加而上升。

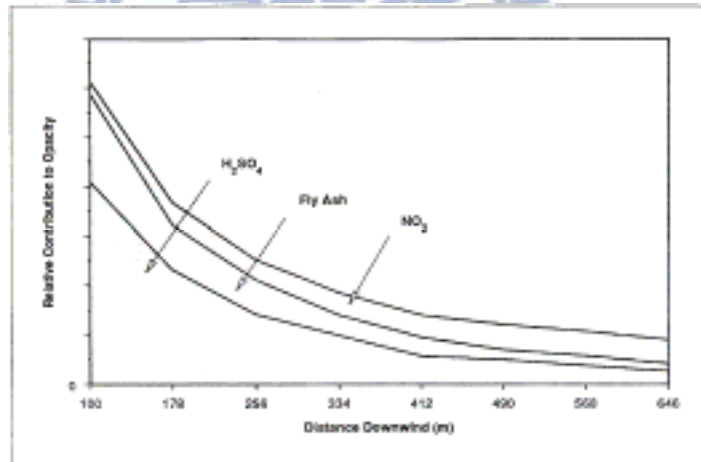


Figure C-1. Example of Opacity Modeling Results

圖 2.21、硫酸、飛灰及二氧化氮在不同距離對不透光影響 (Keeth et al.,1991)

2.3.10 水分

濕式石灰石法脫硫在脫硫反應完成後，排氣溫度降至 45 ~55 。洗滌塔出口的含飽和水蒸汽的煙氣，煙氣排至煙囪口處，若冬季溫度較低，與大氣混合後煙氣溫度降低幅度較大，當溫度降至其露點以下，其中水蒸汽就會凝結成白煙，白煙的長度隨環境溫度、相對濕度以及煙氣溫度等參數而變，可從數十米到數百

米。白煙長度對環境的相對濕度相當敏感，環境濕度越大，白煙長度越長。在低溫的冬天，若環境濕度較大，白煙長度可超過數百米甚至 1 公里，白煙長度隨環境溫度的升高而縮短。

白煙主要產生原因，為煙氣在洗滌塔內液氣混合後，絕對含濕量增大，導致露點溫度升高，當外界溫度低於其露點溫度後發生凝結，為了避免出現白煙，需要對濕煙氣加熱。若要求當環境溫度高於 5 時不能出現白煙，45 的飽和濕煙氣，需要加熱到 68.8 以上；50 的飽和濕煙氣，需要加熱到 86.2 以上；而 55 的飽和濕煙氣，則需要加熱到 108.3 以上。用熱交換器來加熱煙氣，則可使煙氣的溫度升高，達到消除白煙的目的（姚，2003）。考量以避免煙柱白煙考慮煙氣需再熱之溫度如下表 2.2：

表 2.2、避免煙柱水汽白煙需加熱之溫差（姚，2003）

煙氣 溫度	環境溫度							
	0	5	10	15	20	25	30	35
45	41.4	23.8	12.9	6.7	5.0	2.0	0.0	0.0
50	59.0	36.2	21.4	12.4	10.0	4.0	1.5	0.0
55	83.8	53.3	32.9	20.5	17.0	8.0	3.0	1.5

2.4 不透光率問題指引（Keeth et al.,1991）


2.4.1 方法指引

此方法可運用於任何電力業煙囪不透光率評估，包含安裝濕式或乾式煙氣脫硫設備，或無安裝者。當評估煙柱不透光率時，兩要素需被考慮：（1）何種特性影響煙柱，如粒狀物散色或氣體吸光。（2）若需決定控制措施及策略，造成不透光率增加的來源需被確定。

2.4.2 煙柱特性描述

煙氣排出煙囪後，不透光率會在下風處改變，水冷凝為水滴時會形成可視性煙柱，對濕式煙氣脫硫而言，煙氣出洗滌塔時被飽和於溫度 120 至 130 ，對無再

熱系統的煙氣，排出煙囪時水分会快速凝結成連續性煙柱；對有再熱系統的煙氣，飽和的煙氣被加熱至 100 左右，水蒸汽煙柱變不可視，因為在煙柱被大氣稀釋前，大氣溫度並不一定夠冷卻煙柱至水露點。在冬天或高溼度天氣，不管有無再熱系統，冷凝效果仍可能產生連續性煙柱，最初煙柱會消散，在一些情況下，在水汽消失後，產生棕-白-灰色煙柱。在擴散不良情況，煙柱混合大氣後，NO 與臭氧反應成 NO₂，煙柱略帶紅棕色。



Plume Description

	<u>Water Mist</u>	<u>H₂SO₄ Mist + FGD Entrains</u>	<u>NO → NO₂</u>
Color	White	White, Beige	Colorless → Brown
Visual Opacity	2-100%	2-20	2-40%
Range Visible	0-100 yd.	0-2 miles	2-30 miles
Key Factors	Ambient Temp Ambient Humidity Stack Dewpoint	(SO ₂) Vapor FGD Operation	Stack NO Regional Ozone Atmospheric Stability

圖 2.22、煙柱特性描述圖 (Keeth et al.,1991)

圖 2.22 為一般煙柱特性之描述，在許多案例，剛出煙囪的不透光率煙柱通常帶有水汽，與大氣擴散冷卻作用後，通常殘餘硫酸煙柱與煙氣脫硫微粒。下風幾哩處，可再因 NO₂ 出現造成不透光煙柱。

煙柱顏色隨觀測角改變，白、藍到棕色，此不透光率因次微米微粒貢獻，需聚焦於粒狀物中，細微粒的光學貢獻比例。暗黑或灰色煙柱，主要原因為粒狀物質，通常是鍋爐燃燒器與粒狀物控制裝置的問題。紅棕色煙柱且顏色不隨角度改變，主要成因為 NO₂ 造成。

不透光率造成原因的調查，需要觀察煙柱與操作條件及四季變化的關係，煙囪外可藉由 U.S. EPA Method 5，訓練合格的目判測煙，或經由煙囪內不透光率計測量（假設煙氣中水分無形成水霧，否則會干擾透視度），高不透光率原因通常與操作條件如鍋爐負載、煤質、煙氣旁通、煙囪溫度等相關。

2.4.3 細微粒散光作用

若煙柱顏色從不同觀測角度改變，此不透光率可能由粒狀物造成，煙柱若是因細微粒貢獻造成，當太陽位於觀測者之前，會出現白煙或藍煙低對比色；同樣煙柱當太陽位於觀測者之後方，煙柱呈現棕色高對比色，背景顏色改變會造成觀測者對煙柱顏色與對比明顯改變。U.S. EPA Method 9 試圖將觀測角對粒狀物光散色影響最小化，安排煙柱、太陽、與觀測者位置。當細微粒質量濃度佔大比例，粒狀物主導不透光率貢獻。

粒狀物濃度及粒徑分布需被測量於煙囪溫度條件，以取得煙氣之代表性粒狀物，粒狀物濃度可使 U.S. EPA Method 17 或相等方法，粒徑分布應使用置於煙囪內的衝擊器，區分次微米粒徑分布，U.S. EPA Method 5 收集樣品於 250 μm ，不適合用來測量。

若煙囪內計算或測量的不透光率，與煙柱的不透光率接近，則煙氣內細微粒，為造成煙柱不透光率的因素。微粒的來源可能原因如未被控制設備收集之飛灰、洗滌塔騰帶（carry over）微粒、硫酸霧。

當脫硫煙氣再熱後，溫度高於水飽和溫度，大氣相對溼度高情況下，水分排出煙囪後冷凝於粒狀物上，煙柱不透光率高於煙囪內，吸附於微粒上的水，會改變微粒大小，改變所觀測的不透光率，若煙囪內微粒濃度或不透光率，無法合理解釋煙柱的不透光率，合理的解釋細微粒是煙囪外形成。造成煙囪外形成分離性煙柱可能因素，為亞硫酸冷凝為硫酸霧，當煙囪溫度低於硫酸露點，及亞硫酸濃度高於 5ppmv 以上，可能造成 20% 不透光率的分離性煙柱，典型為燃燒高硫煤及燃油鍋爐無裝設洗滌塔。裝設濕式煙氣脫硫洗滌塔，煙氣快速冷卻及飽和，冷凝造成硫酸霧，典型粒徑為 0.3 至 0.5 μm 。

表 2.3 提供細微粒散光所造成不透光率的調查方向，次微米微粒可存在於煙囪內的煙氣中，若可視分離性煙柱發生於煙囪下風處，可能原因為煙囪外煙柱硫酸冷凝，或大氣反應（硫酸鹽、硝酸鹽）二次性微粒所造成。

表 2.3、細微粒散光原因及來源確認 (Keeth et al.,1991)

煙柱特性	可能成因	可能來源	確認測試
藍/白/棕煙柱 顏色隨觀測 角不同而改 變	1. 小微粒散光	1. 煙氣脫硫騰帶固體	1. 粒狀物分析 -EPA M17 及 SEM 2. 粒徑分布 3. 化學元素平衡 4. 硫酸/亞硫酸-控 制冷凝法 5. 大氣採樣
	連續性煙柱	2. 靜電集塵器細微粒穿透 3. 硫酸霧滴冷凝	
	2. 小微粒散光 分離性煙柱	大氣反應成細微粒	

2.4.4 粒狀物吸光測試

當煙柱不透光率因為微粒吸光造成，原因通常為不良的燃燒條件，所形成的
大量未燃碳，暗黑/灰/棕色煙柱，通常指示粒狀物控制設備或燃燒問題，造成微粒
光阻隔及細微粒光散，粒狀物吸光原因及來源確認如表 2.4 (Keeth et al.,1991)。
未燃碳粒徑通常落於 100 μ m (Farthing et al.,2004)，固體未燃碳微粒，具吸光作
用對不透光率明顯貢獻。高燃燒損失 (LOI) 通常發生於有裝設低氮氧化物燃燒器
之鍋爐，或燃燒高固定碳 (Fixed carbon) 之煙煤 (Chris and Emelito,2004)。

表 2.4、粒狀物吸光原因及來源確認 (Keeth et al.,1991)

煙柱特性	可能成因	可能來源	確認測試
暗灰或黑色	大小微粒光阻絕	1. ESP 效率不佳 2. 燃燒效率不佳	1. ESP 效率分析 2. 粒狀物測試 EPA M17

2.4.5 二氧化氮吸光測試

煙柱不透光率若由二氧化氮貢獻，煙柱呈現紅棕色，顏色並不受觀測角改變
而影響，煙柱可屬於連續性或分離性煙柱，連續性煙柱代表燃燒過程中有高二氧
化氮轉化率，高過量空氣及燃燒溫度或飛灰中之金屬催化氧化作用造成。分離性

棕色煙柱，可能為大氣中臭氧與一氧化氮氧化反應造成，二次性的 NO₂，當 NO₂ 濃度值 ppmv 乘以光徑長度 m，大於 60ppmv-m，能造成可視性煙柱。二氧化氮吸光原因及來源確認如表 2.5。

表 2.5、二氧化氮吸光原因及來源確認 (Keeth et al.,1991)

煙柱特性	可能成因	可能來源	確認測試
紅/棕-顏色	二氧化氮	連續性煙柱-	1. NO _x -U.S.EPA M7D
不隨觀測角而改變	氣體吸光	煙囪內高 NO ₂ 濃度	2.化學螢光法-NO _x 分析連續監測 3.直接良測煙囪內 NO ₂ 濃度
		分離性煙柱-	1. 探空氣球煙柱採樣
		NO 受大氣中臭氧氧化生成 NO ₂	2. NO/NO ₂ 轉化模擬 3. 煙柱顏色波長分析

2.4.6 細微粒散光問題解決方法

由煙氣脫硫洗滌塔騰帶(carry over)的粒狀物所造成之不透光率，造成原因通常為除霧器的功能不良阻塞、間距過大、煙氣流速高、除霧器清洗水質不良、漿液含高濃度懸浮及溶解性固體，當這些霧滴蒸發，形成微粒就會對不透光率影響。對洗滌塔所騰帶的粒狀物，最佳的解決方法為增加除霧器的收集效率。表 2.6 示可行的解決方法。

靜電集塵器的操作條件，需於特定範圍的煙氣流率、大小負荷、灰組成及電阻，改變任一參數均能造成收集效率降低，特別是細微粒的比率，而次微米微粒的收集效率，則可藉添加 SO₃、氨、改變敲擊順序改善，在改變煤質或煙氣流率時，通常會增加煙囪內次微米微粒濃度，而影響不透光率。

酸霧冷凝所產生之細微粒，根據 EPRI 的現場測試，當電廠燃用中高硫（大於 1.5%）煤時，所出現之冷凝硫酸霧，是煙柱不透光率主要貢獻來源，當煙氣溫度低於硫酸露點時，開始冷凝為硫酸分子團，這些團會迅速膠結、水合成次微米霧滴。有數種可行方法改善硫酸霧對於不透光率的影響如改用低硫燃料、注入鹼劑如亞硫酸 MgO、NH₃、增設濕式靜電集塵。

表 2.6、細微粒散光問題解決方法 (Keeth et al.,1991)

煙柱不透光成因	可能解決方案	複雜度/ 成本	降低不透光 成功機率	
小微粒散光	1. 煙氣脫硫 騰帶固體	1. 改良除霧器	中/中-高	
		2. 注入鹼劑	中-高	
		3. 使用較高品質水洗水	低/中 高	
	2. 靜電集塵器 細微粒穿透	1. 添加劑- SO ₃ /NH ₃ /銨鹽	低/中-高	中-高
		2. 改善靜電集塵器電力 分配/敲擊順序	低-高/低-高	低-中
	3. 硫酸霧冷凝	1. 改用低硫煤	高	高
		2. 硫酸/亞硫酸去除劑 NH ₃ /MgO	低-中	中

2.4.7 微粒吸光問題解決方法

鍋爐不良的燃燒（低過剩空氣或低負載），通常會增加低電阻的碳微粒，造成靜電集塵器出口有高粒狀物濃度，這些未燃碳會吸收光，造成黑煙狀不透光率。

表 2.7 表示微粒吸光問題可能解決方法

表 2.7、微粒吸光問題解決方法 (Keeth et al.,1991)

煙柱不透光成因	可能解決方案	複雜度/ 成本	降低不透光 成功機率
大小微粒光吸收	1.改良靜電集塵器	中-高/中-高	中-高
	2.添加劑或加濕改善集塵效率	低-中/中	中
	3.安裝新粒狀物控制設備	高/高	高

2.4.8 二氧化氮吸光解決方法

二氧化氮氣體吸光所造成之微紅棕煙柱，屬因燃燒程序高 NO₂ 轉化率，所造成連續性煙柱，及煙囪下風處大氣擴散條件不良，NO 與臭氧反應之二次性 NO₂ 所產生之分離性煙柱。降低總氮氧化物來控制 NO₂ 所造成的不透光率，需使用高效率的 NO_x 去除設備，非常低濃度的 NO₂ (5 至 20ppmv) 即可造成可視性煙柱。表 2.8 為解決二氧化氮吸光吸收可行法，但電廠若以經採用低 NO_x 燃燒器、低過剩空氣，則可選擇控制技術的彈性就減少。

表 2.8、二氧化氮吸光可能解決方法 (Keeth et al.,1991)

煙柱不透光成因	可能解決方案	複雜度/成本	降低不透光 成功機率
二氧化氮吸光- 連續性及分離性煙柱	1.分段燃燒	中-高/中-高	中
	2.降低過剩空氣	低-中/低-中	中
	3.注水	中/中	低-中
	4.改用低氮燃料	高/高	低
	5.降低負載	低/高	高
	6.SCR	高/高	高
	7.再熱系統	低/低-中	低-中

第三章 評估方法

3.1 不透光率評估方法

3.1.1 方法介紹

本次研究利用美國電力研究所，所發展之方法適用於燃煤電廠不透光率評估方法 (DeFries, 1994)，因為影響電廠煙柱不透光率的參數廣泛，如操作條件、燃料組成、煙氣組成、燃燒燃料化學、區域氣候、粒狀物與光作用、硫酸冷凝、煙柱擴散大氣成分與煙柱作用其牽涉複雜。

美國電力研究所為協助公用電力業者，解決不透光率的問題，利用 PLUME 電腦模擬軟體，所發展不透光率評估作業手冊，可使用於煙囪內及煙囪外，因 NO_2 、硫酸霧、固體粒狀物所造成之不透光率估計，提供電業之操作者，作為檢視影響不透光率因素的工具，而不需藉由複雜昂貴之測量及研究或電腦模擬，其結果可供判別問題來源，將不透光率之影響最小化。

3.1.2 技術原理

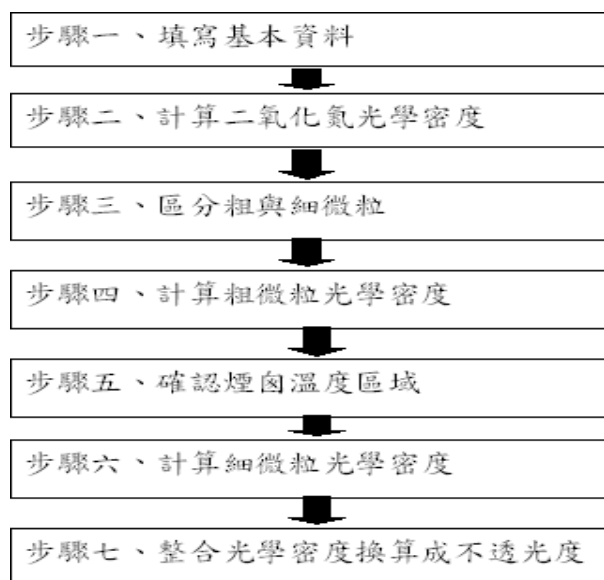
煙囪內外之不透光率為粒狀物及氣體所貢獻，有 3 種粒狀物被發現於燃燒化石燃料之電廠，對不透光率有貢獻，分別為飛灰、硫酸霧、煙氣脫硫所造成之微粒，飛灰源自燃料中之惰性組成，硫酸來自燃料之硫份，煙氣脫硫所造成微粒則來自煙氣脫硫石膏之騰帶 (carry over)。對不透光率貢獻之氣體如二氧化氮，為棕色氣體，化石燃料燃燒後氮成分大多數被氧化為一氧化氮，為無色氣體，僅有及小比例氧化成二氧化氮，但是 NO 排出煙囪後，與大氣中之臭氧濃度 (10~100ppb)，將 NO 反應成 NO_2 ，而造成分離性棕色煙柱，為二氧化氮吸光所造成之不透光率。

評估手冊呼略水霧所造成不透光率，並將影響不透光率物質分成 3 類：(1) NO_2 、(2) 細微粒 ($< 1\mu\text{m}$ 直徑)、(3) 粗微粒 ($> 1\mu\text{m}$ 直徑)，並依據圖 3.7 將煙囪溫度分成 4 區域：(1) HOT、(2) WARM、(3) COOL、(4) COLD，分別做不同微粒性質假設，計算各成份所造成光學貢獻度。

3.1.3 評估流程

圖 3.1 為 EPRI 手冊所建議的摘要評估流程圖。

圖 3.1、評估流程圖 (DeFries,1994)



3.2 EPRI 案例評估程序

3.2.1 評估步驟一

填寫繪製案例基本資料表 3.1 及系統流程及煙氣溫度圖 3.2。

表 3.1、EPRI 案例資料 (DeFries,1994)

項目	評估使用單位
鍋爐容量	200 MW
鍋爐種類	氣旋式 (Cyclone) 燃燒
燃料種類	煤
燃料硫份	2.3 %
煙囪直徑	3.6m
煙囪煙氣溫度	337°F
煙囪煙氣水分	7.3 % wet
煙氣硫酸氣濃度	8.3 ppmv wet
煙囪二氧化氮濃度	91 ppmv wet
煙囪粒狀物濃度	12.14 mg/Am ³
二氧化硫控制前濃度	1600 ppmv wet

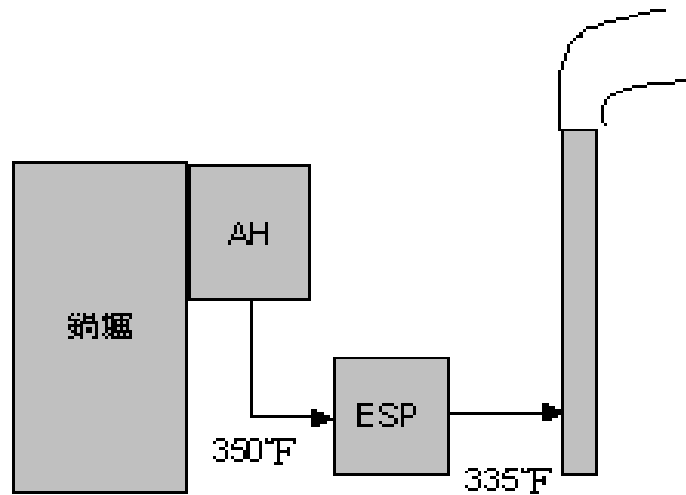


圖 3.2、EPRI 案例系統流程及煙氣溫度圖

3.2.2 評估步驟二

計算二氧化氮之光學密度，二氧化氮濃度可從實際測量，或估計濃度為氮氧化物濃度的 5%。二氧化氮對不透光率之計算使用 Lambert-Beer's Law，光學密度與二氧化氮濃度及光學長度（煙囪直徑）成正比，二氧化氮的吸光效率被二氧化氮的摩爾吸收度決定，摩爾吸收度乘以一係數與人眼所看到的顏色相關。在煙囪下風處數百公尺，煙囪所排放之 NO 可與大氣中臭氧反應成二次 NO₂，在特定大氣條件下，擴散不良則可能造成一遠距離棕色分離煙柱，此種煙柱之不透光率計算較為複雜，不在此手冊中估算。二氧化氮所造成光學密度，依(3.1)式及表 3.2 計算。

$$OD_{NO_2} = (5.74 \times 10^{-2} * \text{煙囪直徑 m} * \text{煙囪內二氧化氮濃度 ppmv} / \text{煙氣溫度} + 460) \quad (3.1)$$

表 3.2、EPRI 案例二氧化氮光學密度計算（DeFries,1994）

煙囪直徑	3.6 m
煙氣溫度	337 °F
煙囪內二氧化氮濃度	91 ppmv wet
計算二氧化氮光學密度	$OD_{NO_2} = (5.74 \times 10^{-2} * 3.6 * 91) / (337 + 460)$ $OD_{NO_2} = 0.0236 OD$

3.2.3 評估步驟三

將煙囪所測量之粒徑分布表 3.3，依表列數據處理後，繪製質量負荷與粒徑分布圖 3.3。

表 3.3、EPRI 案例粒徑分佈計算 (DeFries,1994)

煙囪粒狀物濃度 12.4 mg/Am ³				
累積粒徑分布				
截取氣動直徑 (μm)	重量少於截取氣動直徑 (%)	截取氣動直徑區間重量分佈 ΔM (%)	帶寬 (Band Width) Δlog ₁₀ D = Log ₁₀ (D _{high} /D _{low})	質量負荷 = ΔM/Δlog ₁₀ D
24.8*	100*	-	-	-
9.2 (第 1 階)	82.7	17.3	0.43	40
5.6 (第 2 階)	64.8	17.9	0.22	81
3.9 (第 3 階)	48.3	16.5	0.16	103
2.6 (第 4 階)	33.4	14.9	0.18	83
1.66 (第 5 階)	23.4	10.0	0.19	53
0.76 (第 6 階)	17.7	5.7	0.34	17
0.40 (第 7 階)	12.6	5.1	0.28	18
0.29 (第 8 階)	7.5	5.1	0.14	36
0.15**	0**	7.5	0.29	27

* 100% 截取氣動直徑 = (第 1 階截取氣動直徑)³ / (第 2 階截取氣動直徑)²

** 0% 截取氣動直徑 = (第 8 階截取氣動直徑)³ / (第 7 階截取氣動直徑)²

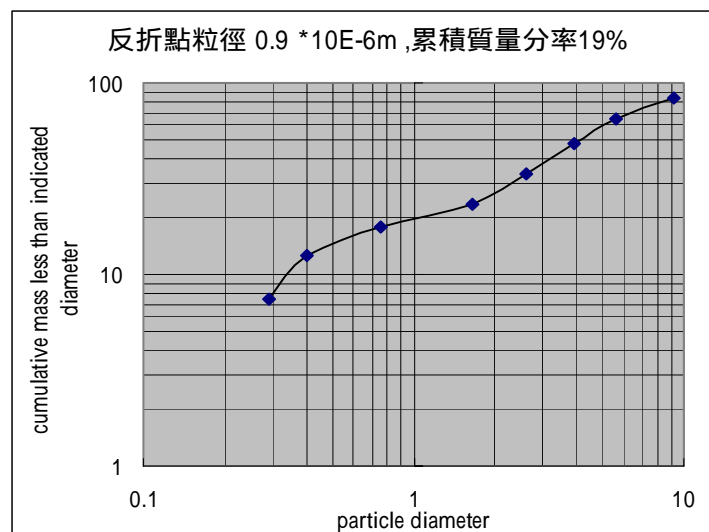


圖 3.3、EPRI 案例質量負荷對粒徑分布分布圖 (DeFries,1994)

因為粗細微粒之組成、光學貢獻與控制策略不同，粗細微粒之粒徑分布在手冊中被分開處理，分別計算粗與細微粒質量濃度如表 3.4，粗微粒與細微粒粒徑分佈比例如表 3.5，再分別填入粗、細微粒累積質量的對數分布圖 3.4 及圖 3.5 中，分別取得粗、細微粒粒徑發生於 50% 累積質量點上的幾何質量平均直徑；及±1 之 GSD 所對應直徑（累積微粒質量 84.1% 與 15.8%所對應直徑），依表 3.6 計算粗、細微粒之幾何標準偏差。

表 3.4、 EPRI 案例粗與細微粒質量濃度計算（DeFries,1994）

細微粒分率	=累積質量彎曲點 (%) /100% =0.19
粗微粒分率	=1-細微粒比例 =1-0.19=0.81
細微粒質量濃度	=煙囪粒狀物質量濃度*粗微粒比例 =12.14mg/Am ³ *0.19 =2.31mg/Am ³
粗微粒質量濃度	=煙囪粒狀物質量濃度*細微粒比例 =12.14mg/Am ³ *0.81 =9.831mg/Am ³

表 3.5、 EPRI 案例粗微粒與細微粒粒徑分佈計算（DeFries,1994）

截取氣動 直徑 (μm)	重量少於截取氣動 直徑 ΔM (%)	細微粒比例 (ΔM/0.19)	粗微粒比例 (ΔM-19/0.81)
9.2	82.7	-	79
5.6	64.8	-	57
3.9	48.3	-	36
2.6	33.4	-	18
1.66	23.4	-	5.4
0.76	17.7	17.7	-
0.40	12.6	12.6	-
0.29	7.5	7.5	-

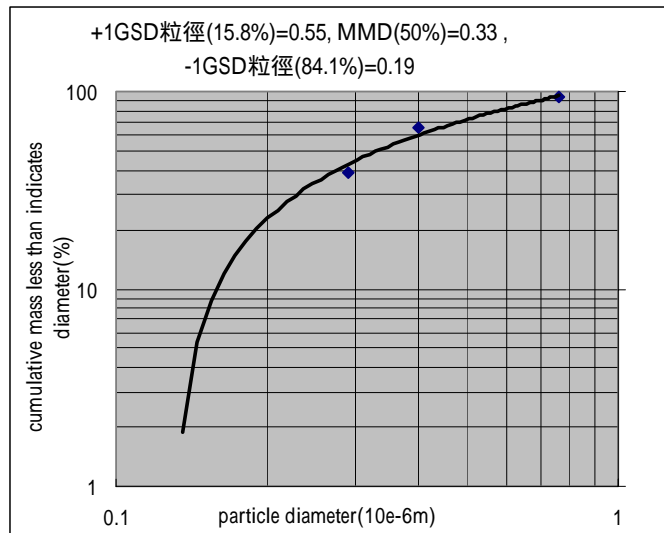


圖 3.4、EPRI 案例細微粒質量平均粒徑及±1 幾何標準偏差直徑圖 (DeFries,1994)

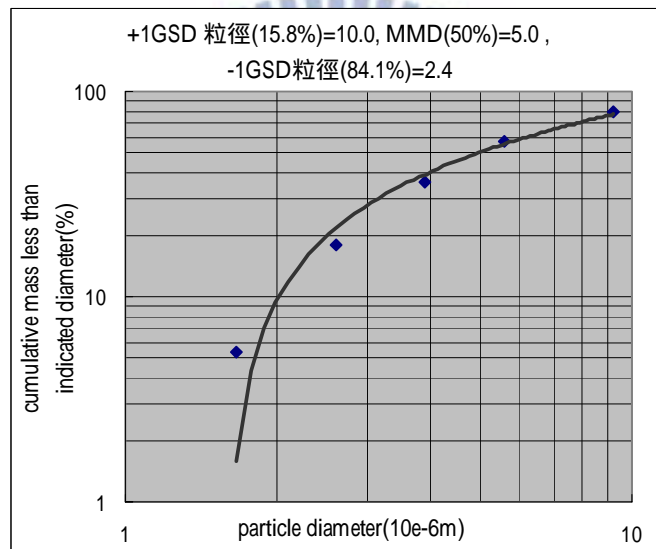


圖 3.5、EPRI 案例粗微粒質量平均粒徑及±1 幾何標準偏差直徑圖 (DeFries,1994)

表 3.6、EPRI 案例粗與細微粒粒徑描述 (DeFries,1994)

細微粒幾何標準偏差	$= \left[\left(\frac{\text{細微粒}+1 \text{ 幾何標準偏差直徑}}{\text{細微粒}-1 \text{ 幾何標準偏差直徑}} \right) \right]^{0.5}$ $= \left[\left(\frac{0.55}{0.19} \right) \right]^{0.5} = 1.7$
細微粒質量平均直徑	$= 0.33 \mu\text{m}$
粗微粒幾何標準偏差	$= \left[\left(\frac{\text{粗微粒}+1 \text{ 幾何標準偏差直徑}}{\text{粗微粒}-1 \text{ 幾何標準偏差直徑}} \right) \right]^{0.5}$ $= \left[\left(\frac{10.0}{2.4} \right) \right]^{0.5} = 2.0$
粗微粒質量平均直徑	$= 5.0 \mu\text{m}$

3.2.4 評估步驟四

假設粗微粒在煙氣與硫酸冷凝情況不明顯，因為硫酸氣偏好於冷凝於細微粒表面，因為其具較大表面積。粗微粒光學密度計算，假設微粒為圓形及均勻組成，計入粒徑分布、微粒密度、折射率。以表 3.7 計算所得實際粗微粒幾何質量平均粒徑，粗微粒幾何標準偏差，查圖 3.6 取得粗微粒光學參數 K 值，再以(3.2)式計算粗微粒光學密度。參數 K 為粒徑分布、折射率、波長之函數，尤其粒徑分布與決定 K 值的關鍵。

$$OD_{\text{粗微粒}} = (1/2303 * \text{粗微粒質量濃度 } \text{mg}/\text{Am}^3 * \text{煙囪直徑 } \text{m}) / (\text{光學參數 } K * \text{微粒密度 } \text{g}/\text{cm}^3) \quad (3.2)$$

表 3.7、EPRI 案例粗微粒光學密度計算 (DeFries,1994)

煙囪尺寸	3.6 m
粗微粒質量濃度	9.83 mg/Am ³
粗微粒質量平均直徑	5.0 μm
粗微粒幾何標準偏差	2.0
粗微粒實際質量平均粒徑	= 質量平均氣動直徑 / (微粒密度) ^{0.5} = 5.0 / (2.5) ^{0.5} = 3.2 μm
計算粗微粒光學密度(OD)	= (9.83mg/m ³ *3.6m) / (2303*0.65cm ³ /m ² *2.5g/cm ³) = 0.0095 OD

Figure 4-1
Solid Particulate Material

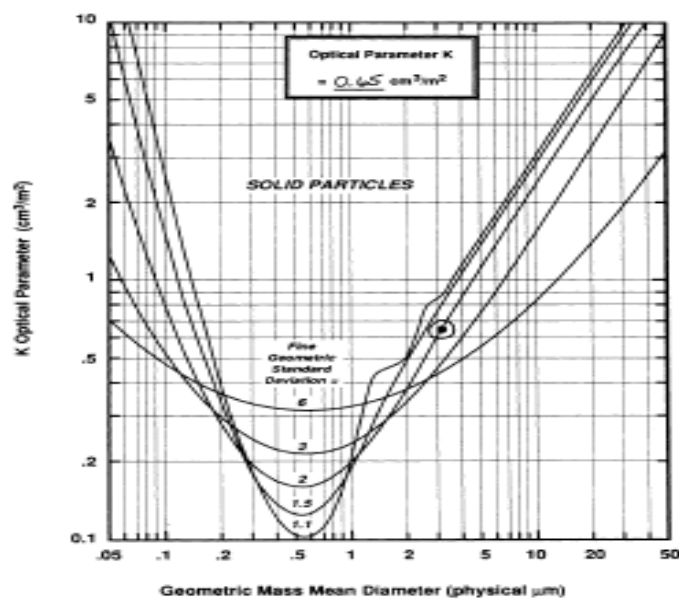


圖 3.6、粗微粒光學參數 K 與質量平均粒徑關係圖 (DeFries,1994)

3.2.5 評估步驟五

煙囪溫度反應煙氣中硫酸與水之相，因為低於酸露點溫度時，硫酸氣將冷凝，粒徑分布之串級衝擊採樣會包含硫酸霧。煙囪依溫度與水份含量，區別為 HOT、WARN、COOL、COLD 分 4 個區域如圖 3.7。電廠無安裝脫硫設備時，煙氣溫度落於 HOT 區，硫酸與水均處於氣相，極少硫酸冷凝於細微粒，細微粒被假設由固體微粒如飛灰組成。當煙氣溫度落於 WARN 區，水處於氣相，但硫酸氣可能冷凝為硫酸霧，故此區域為不穩定環境，在此區測量粒徑分布與粒狀物濃度不十分可靠，本手冊無法評估此區不透光率。電廠安裝煙氣脫硫設備，並安裝再熱裝置，煙囪溫度典型落於 COOL 區，在此區水處於氣相，所有硫酸最後冷凝為霧狀細微粒，此區測量不透光率會過量，若細微粒光學貢獻大，進一步分析微粒物理化學組成是被建議的。煙氣溫度落於 COLD 區，處於水飽和溫度以下，水氣開始冷凝成水霧，硫酸亦冷凝為硫酸霧，此區不透光率會因水霧存在而提高，此區量測粒徑分布需不包含水霧質量，若包含則細微粒的光學貢獻估計會被人為高估。

不論煙囪溫度屬任一區，當煙氣離開煙囪時，開始受大氣冷卻及擴散，冷卻會造成水氣及硫酸氣冷凝，不論是否已於煙囪內冷凝，一旦硫酸霧形成後，並不易於大氣條件下再蒸發，水氣則可於煙囪內冷凝，於排出煙囪後，可受大氣條件（如乾熱）再蒸發，煙柱中水所造成之不透光率受大氣條件影響，硫酸霧則否。

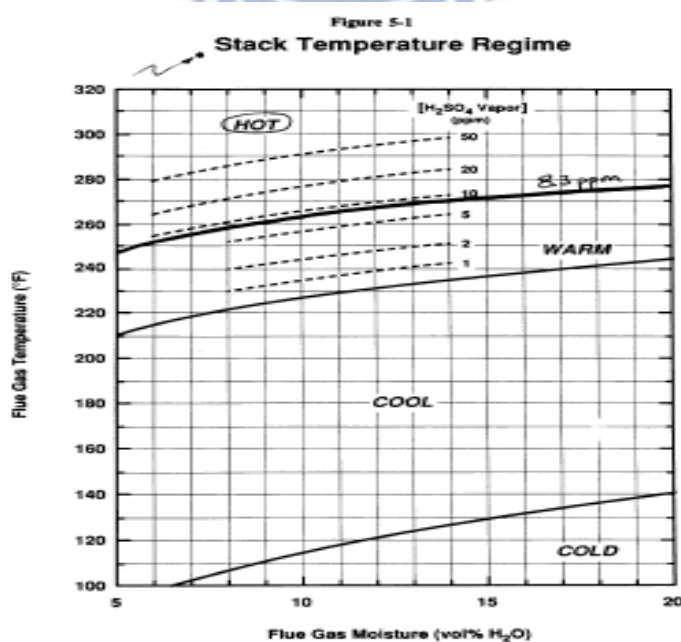


圖 3.7、煙氣水分與溫度區域及硫酸露點關係圖 (DeFries,1994)

若煙氣脫硫使用，因為煙囪溫度當然低於硫酸露點，煙囪粒徑分布測量時，已經包含硫酸霧在內，硫酸通常為電廠煙氣中主要可冷凝性粒狀物，當溫度低於酸露點，硫酸與水份開始冷凝成氣膠或霧，粒徑通常為 0.5 μm ，粒徑落於有效光散範圍，若無實測硫酸濃度情況，燃煤電廠的硫酸濃度可估計為，煙氣脫硫前二氧化硫濃度的 0.5%。

3.2.6 評估步驟六

煙囪溫度區域主要做為粒狀物性質之假設，若煙囪處於 HOT 熱區域，因為溫度高於硫酸露點，粗微粒固體主要組成份，通常為飛灰或其他固狀物質，密度假設為 2.5g/cm³，折射率假設為 1.50+0i。若煙囪溫度於 COOL 或 COLD 範圍，細微粒被假設全為硫酸霧，密度假設為 1.8g/cm³，折射率假設為 1.41+0i。粗微粒被當作飛灰，密度假設為 2.5g/cm³，折射率假設為 1.50+0i。此一假設基於同樣粒狀物濃度下，細微粒具有大表面積，作為硫酸異相冷凝核。

細微粒光學密度，用來評估煙囪內溫度 HOT、COOL、COLD 區煙囪內不透光率。以表 3.8 計算所的實際細微粒幾何質量平均粒徑，及圖 3.7 煙氣溫度區域決定，選擇細微粒假設條件，查圖 3.8 或圖 3.9 取得細微粒光學參數 K 值，再以(3.3)式計算細微粒光學密度。

$$OD_{\text{細微粒}} = (1/2303 * \text{細微粒質量濃度 mg/Am}^3 * \text{煙囪直徑 m}) / (\text{光學參數 K} * \text{微粒密度 g/cm}^3) \quad (3.3)$$

表 3.8、EPRI 案例細微粒光學密度計算 (DeFries,1994)

煙囪溫度區域	假設微粒型態	微粒密度 (g/cm ³)	折射率
HOT	固態微粒	2.5	1.50+0i
WARM	× (過度區域)	-	-
COLD	酸霧	1.8	1.41+0i
COOL	酸霧	1.8	1.41+0i
質量平均粒徑 (實際)		=質量平均粒氣動直徑 / (微粒密度) ^{0.5} =0.33 / (2.5) ^{0.5} = 0.21 μm	
計算細微粒光學密度		=(2.31mg/m ³ *3.6m)/(2303*0.29cm ³ /m ² *2.5g/cm ³) =0.0050 OD	

Figure 6-1
Solid Particulate Material

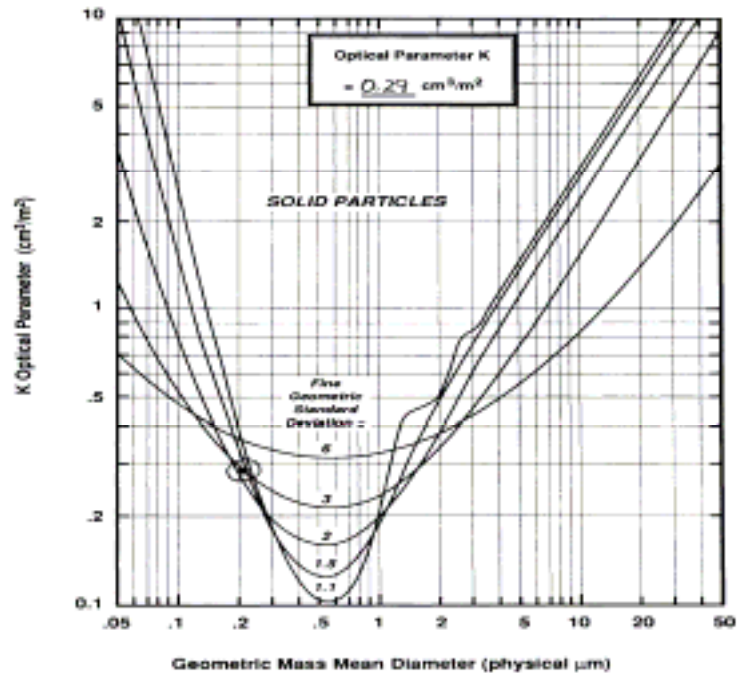


圖 3.8、固體細微粒光學參數 K 與質量平均粒徑關係圖 (DeFries,1994)

Acid Mist Particulate Material

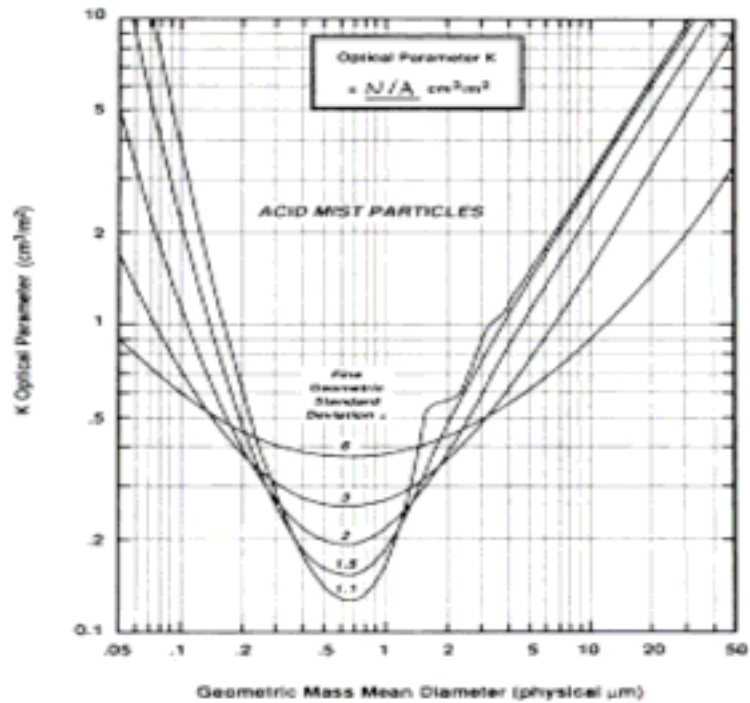


圖 3.9、硫酸霧光學參數 K 與質量平均粒徑關係圖 (DeFries,1994)

3.2.7 評估步驟七

整合煙囪內 NO₂、細微粒、粗微粒光學密度，光學密度代表各成份不透光率貢獻度，不透光率則是代表煙氣的總光學密度。將各成份光學密度總和後，依 (2.14) 式計算總不透光率，結果如表 3.9。

表 3.9、EPRI 案例煙囪內不透光率貢獻總和 (DeFries,1994)

成份	光學密度	貢獻百分比 (%)
二氧化氮	0.0236	62
細微粒	0.0050	13
粗微粒	0.0095	25
總光學密度	0.0381	100

煙囪內預測之不透光率 = 100% - (1 - 10^{-總光學密度})
= 100% - (1 - 10^{-0.0381})
= 8.4%

3.3 研究對象介紹

研究對象共有 10 部裝置容量均為 550 MW 之發電機組。鍋爐燃料煤源為來自印尼、澳洲、中國之煙煤及亞煙煤。每部鍋爐用煤量約 200 公噸/小時；每部鍋爐煙氣產生量約 1800000 Nm³/小時。

民國 78 年電廠初設 #1~4 號機組時，空氣污染防治設備原始設計僅有靜電集塵器，而後隨 #5~10 號機組擴建，受環境影響評審查，及地區性地方主管機關針對電力設施之空氣污染物排放標準加嚴、及空污費徵收因素等因素，而增設污染控制設備，選用環保署所公告最佳可行控制技術，#1~4 號機組於民國 86 年 3 月至 87 年 1 月間，加裝完成煙氣脫硫設備，採濕式碳酸鈣法將二氧化硫反應成副產品石膏，二氧化硫去除率大於 90%，控制硫氧化物排放濃度低於 100 ppm；#1~4 號另於民國 90 年 2 月至 92 年 5 月間，加裝完成選擇性觸媒還原設備，以氨為還原劑將 NO 及 NO₂ 還原為 N₂，還原率約 50~80%，控制氮氧化物排放濃度低於 100 ppm，大幅度降低硫氧化物、氮氧化物排放，並於 FGD 設備出口熱交換加熱煙氣至 100°C 左右，再以 250 米高煙囪排放，增加空氣污染物擴散效果。表 3.10 為案例現況基本資料。

表 3.10、案例之現況基本資料

機組別	#1~4	#5~8	#9~10
汽機容量(在發電機端)	550 MW		
燃燒器	水平、對牆式、粉煤燃燒式		
鍋爐形式	自然循環；水冷牆；平衡通風；再熱式		
煙氣流率 (Nm ³ /hr)	1800000		
粒狀物控制設備	ESP		
氮氧化物控制設備	LNB*+SCR(NH ₃)		
硫氧化物控制設備	FGD (CaCO ₃)		
NO _x 排放標準 (ppm)	100	100	50
SO _x 排放標準 (ppm)	100	100	50
PM 排放標準 (mg/Nm ³)	23.6**	23.6**	32
不透光率 (%)	20	20	20

*低氮氧化物燃燒器；**環評承諾加嚴值

3.4 研究對象僅安裝靜電集塵器條件下煙囪不透光率之組成

3.4.1 數據收集

本研究為比較案例空污設備裝設前後與煙氣不透光率組成的影響，採用#3 機組早期僅安裝靜電集塵器條件下，既有的煙囪檢測資料（台電電力公司，民國 83 年），作為評估加裝 SCR 及 FGD 空污設備前，煙囪內煙氣不透光率組成，其檢測時運轉條件均於鍋爐滿載輸出下分 3 次進行檢測，煙囪處數據檢測摘要如表 3.11，粒徑分布數據及前處理如表 3.12~3.14，系統流程及煙氣溫度圖 3.10。

表 3.11、#3 機組檢測數據摘要（台電電力公司，民國 83 年）

項目	評估書使用單位	備註:煤源
煙囪直徑	6.7 m	
煙囪煙氣溫度	146,138,155 °C	澳洲,澳洲,印尼
煙囪煙氣水分	9.4,8.4,10.5 %	澳洲,澳洲,印尼
煙囪粒狀物平均濃度	6.5,7.06,5.33 mg/Am ³	澳洲,澳洲,印尼
煙囪二氧化硫平均濃度	188,219,147 ppmv	澳洲,澳洲,印尼
煙囪二氧化氮平均濃度	22.2,21.7,11.2 ppmv	澳洲,澳洲,印尼
煙囪亞硫酸濃度	1.8,1.5,3.3 ppmv	澳洲,澳洲,印尼

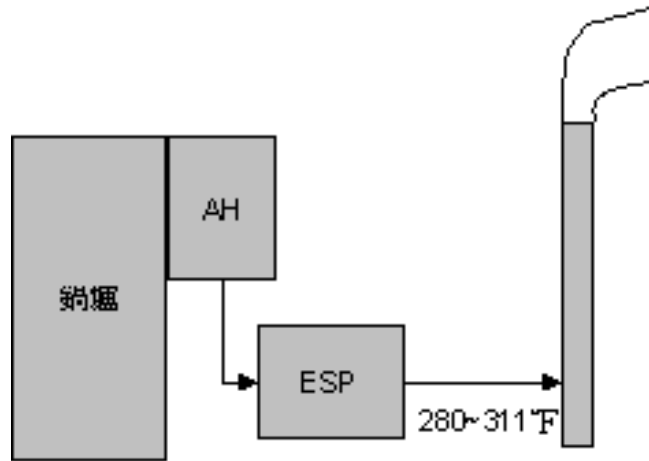


圖 3.10、研究對象加裝前系統流程及煙氣溫度圖

3.4.2 數據處理說明

#3 機組原始設計僅採靜電集塵器下，煙囪煙氣溫度落於 138~155 °F、煙氣含水率落於 8.4~10.5%，煙氣溫度與靜電集塵出口溫度接近，因無濕式洗滌塔降溫作用，煙氣溫度條件落於圖 3.11 灰色區塊，屬評估手冊之 HOT 區域，因為煙氣溫度高於硫酸露點，粗微粒固體微粒主要組成份，通常為飛灰或其他固狀物質，密度假設為 2.5g/cm^3 ，折射率假設為 $1.50+0i$ 。電廠無安裝脫硫設備時，煙氣溫度落於 HOT 區，硫酸與水均處於氣相，極少硫酸冷凝於細微粒，細微粒被假設由固體微粒如飛灰組成。二氧化氮有煙囪實際量測之濃度數據 11.2~22.2ppmv，而不需採用 EPRI 建議估計的方法。分別於 83 年 4 月 15 日鍋爐燃用 0.6% 硫份澳洲煤，及 83 年 4 月 29 日鍋爐燃用 0.1% 硫份印尼煤，煙囪採樣粒徑分布及粒狀物質量濃度數據如表 3.12~14，依照 EPRI 方法將數據前處理後，分別計算二氧化氮與細微粒及粗微粒三者光學密度後，轉換成不透光率，分析三者貢獻成因比。

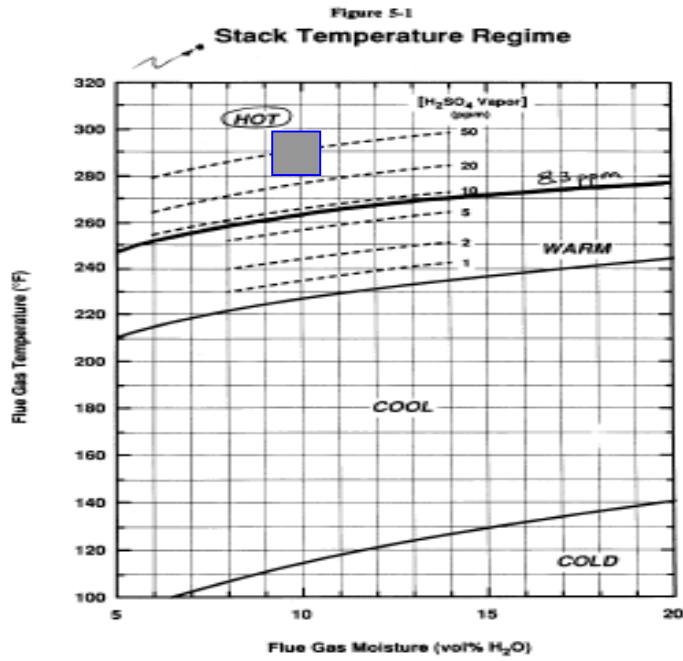


圖 3.11、加裝前煙氣溫度與含水率區域圖 (DeFries,1994)

表 3.12、#3 號機數據前處理 (台電電力公司,民國 83 年)

#3 煙囪粒狀物濃度		煤源,含硫份	檢測日期
7.8 , 5.2 mg/Am ³ (12.0,8.0 mg/Nm ³)		澳洲, 0.6%	83.04.15
#3 累積粒徑分布資料處理			
截取氣動直徑 (μm)	重量少於截取氣動直徑 (%)	截取氣動直徑區間重量分佈 ΔM (%)	帶寬 (Band Width) Δlog ₁₀ D = Log ₁₀ (D _{high} /D _{low}) 質量負荷= ΔM/Δlog ₁₀ D
26.6	100	-	-
10.4	96.2	3.8	0.41 9.3
6.5	87.2	9	44.5
4.4	76.5	10.7	0.17 63.1
3.0	64.9	11.6	0.17 69.7
1.9	45.9	19	0.20 95.8
1.0	18	27.9	0.28 100.1
0.6	10	8	0.22 36.1
0.4	3.5	6.5	0.18 36.9
0.18	0	3.5	0.35 10.1

表 3.13、#3 號機數據前處理（台電電力公司,民國 83 年）

#3 煙囪粒狀物濃度		煤源,含硫份	檢測日期	
7.3, 7.3, 6.6 mg/Am ³ (11.0,11.0,10.0mg/Nm ³)		澳洲, 0.6%	83.04.15	
#3 累積粒徑分布資料處理				
截取氣動直徑 (μm)	重量少於截取氣動直徑 (%)	截取氣動直徑區間重量分佈 ΔM (%)	帶寬 (Band Width) Δlog ₁₀ D = Log ₁₀ (D _{high} /D _{low})	質量負荷= ΔM/Δlog ₁₀ D
28.6	100	-	-	-
11.3	96.8	3.2	0.40	7.9
7.1	89.2	7.6	0.20	37.7
4.8	79.8	9.4	0.17	55.3
3.3	69.9	9.9	0.16	60.8
2.0	41	28.9	0.22	132.9
1.1	23.1	17.9	0.26	68.9
0.6	12.6	10.5	0.26	39.9
0.4	5	7.6	0.18	43.2
0.18	0	5	0.35	14.4

表 3.14、#3 號機數據前處理（台電電力公司,民國 83 年）

#3 煙囪粒狀物濃度		煤源,含硫份	檢測日期	
6.4, 5.1, 4.5 mg/Am ³ (10.0,8.0,7.0 mg/Nm ³)		印尼, 0.1%	84.04.29	
#3 累積粒徑分布資料處理				
截取氣動直徑 (μm)	重量少於截取氣動直徑 (%)	截取氣動直徑區間重量分佈 ΔM (%)	帶寬 (Band Width) Δlog ₁₀ D = Log ₁₀ (D _{high} /D _{low})	質量負荷= ΔM/Δlog ₁₀ D
27.3	100	-	-	-
10.6	81.8	18.2	0.41	44.3
6.6	62.8	19.0	0.21	92.3
4.5	39.3	23.5	0.17	141.3
3.0	30.3	9	0.18	51.1
1.9	22.3	8	0.20	40.3
1.0	15.7	6.6	0.28	23.7
0.6	10.1	5.6	0.22	25.2
0.4	4.8	5.3	0.18	30.1
0.18	0	4.8	0.35	13.8

3.5 研究對象加裝 SCR 及 FGD 後對煙囪不透光率組成之影響

3.5.1 數據收集

比較案例在加裝 SCR 及 FGD 設備下煙囪不透光率組成，收集民國 97 年#4、#5、#9 共 3 部機組既有的煙囪定期檢測資料，作為加裝 SCR 及 FGD 後對煙氣不透光率組成之影響，粒徑分布因國內尚無標準檢測方法，檢測機構正修科技大學採樣方法使用 JIS K0302 檢測法，以 8 階衝擊器區分粒徑，粒徑分布結果及不透光率評估數據前處理如表 3.16~3.18；粒狀物濃度檢測採用環保署公告檢測方法 NIEA-A101.72C，機組檢測時運轉條件，均於鍋爐滿載輸出下進行，數據摘要如表 3.15，系統流程煙氣溫度圖 3.12。

表 3.15、加裝後檢測數據摘要（4, 5, 9 號機煙囪檢測報告,民國 97 年）

項目	評估使用單位	備註:
煙囪直徑	6.7 m	
煙囪煙氣溫度	203,210,194 °F	#4,#5,#9
煙囪煙氣水分	9.22,9.57,8.91 %	#4,#5,#9
煙氣硫酸氣濃度	2.5 ppmv	依 EPRI 方法採控制前二氧化硫濃度之 0.5% 估算
煙囪二氧化氮濃度	10 ppmv	依 EPRI 方法採控制前二氧化氮濃度之 5 % 估算
煙囪粒狀物濃度	16.5,11.1,13.5 mg/Am ³ (15.0,10.0,14.0 mg/Nm ³)	#4,#5,#9
二氧化硫控制前濃度	500 ppmv	依控制後二氧化硫濃度 30ppmv，及 FGD 去除效率 94%估算
二氧化氮控制前濃度	200 ppmv	依控制後氮氧化物濃度 80 ppmv，及 SCR 還原效率 60%估算

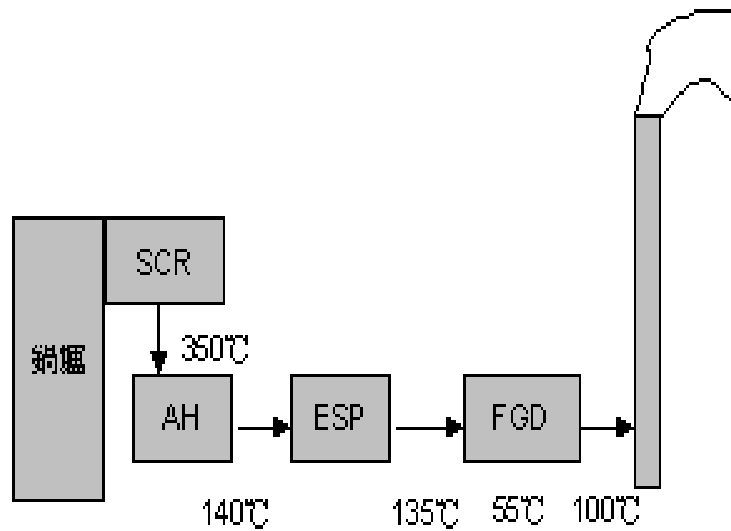


圖 3.12、加裝後系統流程及煙氣溫度圖

3.5.2 數據處理說明

研究對象採用濕式煙氣脫硫設備，出口煙氣並以熱交換器提升煙氣溫度至 93~99、含水率落於 8.91~9.57%，加裝後煙氣溫度條件落於圖 3.13 灰色區塊，屬評估手冊之 COOL 區域。因此不需得知煙氣中精確硫酸濃度，假設硫酸以同相成核膠結及飛灰異相冷凝成細微粒，以未經處理前煙氣中二氧化硫濃度約 500ppmv 之 0.005% 估算硫酸濃度；至於二氧化氮則採 SCR 前，未處理之氮氧化物總濃度約 200ppmv 之 5% 估算；將表 3.16~18 煙囪粒徑分布及粒狀物質量濃度數據前處理後，計算二氧化氮與、粗微粒三者光學密度後，轉換成不透光率，分析三者貢獻成因比。

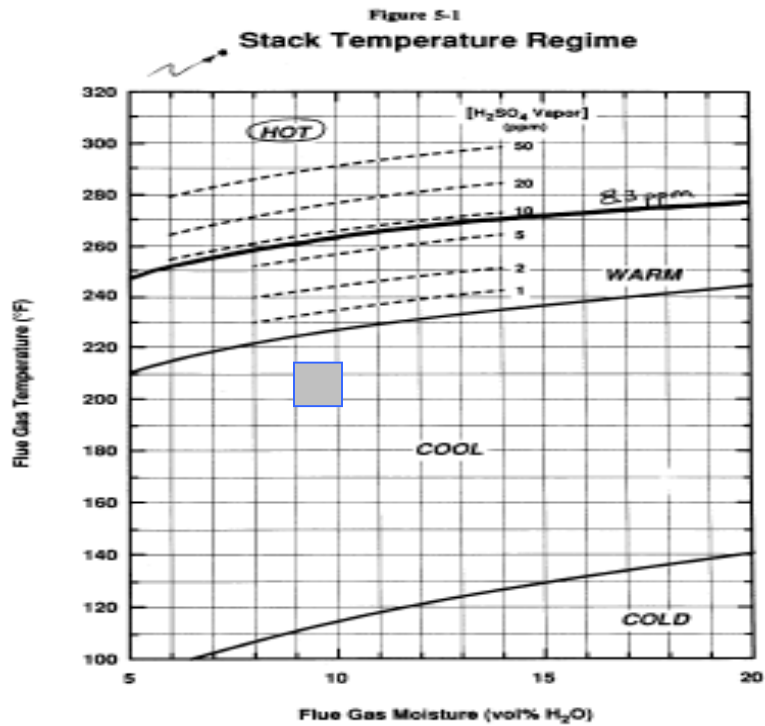


圖 3.13、加裝後煙氣溫度與含水率區域圖 (DeFries,1994)

表 3.16、#4 號機數據前處理 (4 號機煙囪檢測報告,民國 97 年)

#4 煙囪粒狀物濃度		煤炭含硫份	檢測日期
16.5 mg/Am ³ (15.0 mg/Nm ³)		0.93%	97.01.22
#4 累積粒徑分布資料處理			
截取氣動直徑 (μm)	重量少於截取氣動直徑 (%)	截取氣動直徑區間重量分布 ΔM (%)	帶寬 (Band Width) Δlog ₁₀ D = Log ₁₀ (D _{high} /D _{low})
34.6	100	-	-
13.8	92.06	7.94	0.40
8.71	86.45	5.61	0.20
5.89	78.58	7.87	0.17
3.98	72.86	5.72	0.17
2.49	64.09	8.77	0.20
1.27	56.98	7.11	0.29
0.79	36.85	20.13	0.21
0.53	19.8	17.05	0.17
0.24	0	19.8	0.35

表 3.17、#5 號機數據前處理（5 號機煙囪檢測報告,民國 97 年）

#5 煙囪粒狀物濃度		煤炭含硫份	檢測日期		
11.1 mg/Am ³ (10.0 mg/Nm ³)		0.77%	97.08.06		
#5 累積粒徑分布資料處理					
截取氣動直徑 (μm)	重量少於截取氣動直徑 (%)	截取氣動直徑區間重量分佈 ΔM (%)	帶寬 (Band Width) Δlog ₁₀ D = Log ₁₀ (D _{high} /D _{low})	質量負荷= ΔM/Δlog ₁₀ D	
33.9	100	-	-	-	
13.7	92.53	7.47	0.39	19	
8.71	83.60	8.93	0.20	45	
5.90	74.18	9.42	0.17	56	
4.00	66.47	7.71	0.17	46	
2.51	57.44	9.03	0.20	45	
1.29	46.75	10.69	0.29	37	
0.82	25.96	20.79	0.20	106	
0.56	11.76	14.20	0.17	86	
0.26	0	11.76	0.33	36	

表 3.18、#9 號機數據前處理（9 號機煙囪檢測報告,民國 97 年）

#9 煙囪粒狀物濃度		煤炭含硫份	檢測日期		
13.5 mg/Am ³ (14.0 mg/Nm ³)		0.7%	97.01.23		
#9 累積粒徑分布資料處理					
截取氣動直徑 (μm)	重量少於截取氣動直徑 (%)	截取氣動直徑區間重量分佈 ΔM (%)	帶寬 (Band Width) Δlog ₁₀ D = Log ₁₀ (D _{high} /low)	質量負荷= ΔM/Δlog ₁₀ D	
35.9	100	-	-	-	
14.2	96.25	3.75	0.40	9	
8.93	89.88	6.37	0.20	32	
5.95	83.09	6.79	0.18	39	
4.02	76.02	7.07	0.17	42	
2.55	67.59	8.43	0.20	43	
1.31	57.1	10.49	0.29	36	
0.82	40.05	17.05	0.20	84	
0.55	29.32	10.73	0.17	62	
0.25	0	29.32	0.35	85	

3.6 不透光率評估數據總整理

比對加裝前僅安裝 ESP 情境、加裝 SCR 及 FGD 後兩種條件，對不透光率之影響。評估所得到光學密度成因比率，加裝前成因比率如表 3.19 灰底色區塊數據、加裝後成因比率如表 3.19 白底色區塊數據。將加裝前後兩種條件所得總光學密度，分別以 3.1 式換算不透光率，加裝前不透光率結果如表 3.20 灰底色區塊數據、加裝後不透光率結果如表 3.20 白底色區塊數據。

表 3.19、加裝前、後光學密度成因比率

機組 編號	項目	質量 濃度 比率 %	質量 濃度 mg/m ³ 、 NO ₂ 濃 度 ppm	質量平 均氣動 直徑 μm	幾何 標準 偏差 σg	實際質 量平均 直徑 μm	光學 參數 K cm ³ /m ²	光學 密度 OD	光學 密度 比率 %
#4	細微粒	62	10.23	0.7	2.0	0.52	0.19	0.0870	86.2
	粗微粒	38	6.27	6.8	2.1	4.30	0.9	0.0081	8.0
	二氧化氮	-	10	-	-	-	-	0.0058	5.8
#5	細微粒	55	6.1	0.8	1.5	0.60	0.17	0.0580	81.5
	粗微粒	45	5.0	6.0	2.0	3.80	0.78	0.0075	10.5
	二氧化氮	-	10	-	-	-	-	0.0057	8.0
#9	細微粒	62	8.4	0.6	3.0	0.45	0.27	0.0503	77.7
	粗微粒	38	5.1	5.1	2.0	3.20	0.7	0.0085	13.1
	二氧化氮	-	10	-	-	-	-	0.0059	9.2
#3	細微粒	18	1.17	0.55	1.47	0.35	0.14	0.0097	23.3
	粗微粒	82	5.33	2.6	2.12	1.64	0.3	0.0206	49.5
	二氧化氮	-	22.2	-	-	-	-	0.0113	27.2
#3	細微粒	23	1.63	0.55	1.54	0.35	0.15	0.0126	31.1
	粗微粒	77	5.43	2.8	1.87	1.80	0.38	0.0166	41.0
	二氧化氮	-	21.7	-	-	-	-	0.0113	27.9
#3	細微粒	20	1.07	0.59	1.73	0.59	0.17	0.0073	31.6
	粗微粒	80	4.26	3.3	1.84	2.1	0.50	0.0099	42.9
	二氧化氮	-	11.2	-	-	-	-	0.0059	25.5

表 3.20、加裝前、後不透光率評估結果

機組 編號	總光學密度	不透光率%	粒狀物濃度 mg/Am ³	備註: 污染控制設備,煤含硫份
#4	0.1009	20.7	16.5	ESP+SCR+FGD,0.93%S
#5	0.0712	15.1	11.1	ESP+SCR+FGD, 0.77%S
#9	0.0647	13.8	13.5	ESP+SCR+FGD, 0.7%S
#3	0.0416	9.1	Avg=6.5	ESP,0.6%S
#3	0.0405	8.9	Avg=7.06	ESP,0.6%S
#3	0.0231	5.2	Avg=5.33	ESP,0.1%S



第四章 結果討論

4.1 EPRI 案例僅安裝靜電集塵器之煙氣不透光率組成

EPRI 案例之鍋爐容量為 200MW 之燃煤電廠，如 3.2 節所述鍋爐採氣旋式 (Cyclone) 燃燒器，燃燒含硫份 2.3% 煤，污染控制僅採用靜電集塵器，其煙氣之不透光率組成比例如圖 4.1 所示，評估結果二氧化氮貢獻不透光比例佔 62%，其次為粗微粒 25%，而細微粒僅佔 13%。不透光率主要造成原因為無安裝氮氧化物控制設備，所導致吸光性二氧化氮濃度高的結果；且 NO₂ 濃度值 91ppmv 與光徑長度 3.6m 乘積為 328ppm-v，大於 60ppmv-m，符合 2.3.9 節中所述，NO₂ 可造成可視性煙柱。

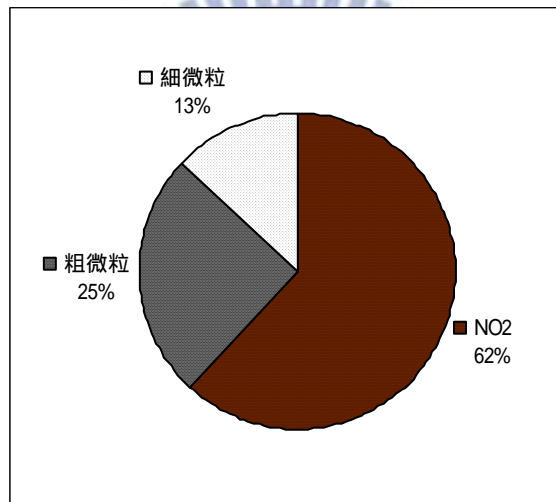


圖 4.1、EPRI 案例之不透光率組成比率

分析 EPRI 案例煙囪粒狀物之質量負荷與粒徑分布，可由圖 4.2 呈現雙峰分布圖形，主要質量負荷落於 1~10 μm 粒徑，屬於大於 1 μm 粗微粒，此粒徑範圍具有較低消光效率，而小於 1 μm 固態細微粒，雖然具有高消光效率，但因有較低的質量負荷，加上高的二氧化氮所造成不透光率，導致細微粒對不透光率的貢獻比例顯得降低不明顯。

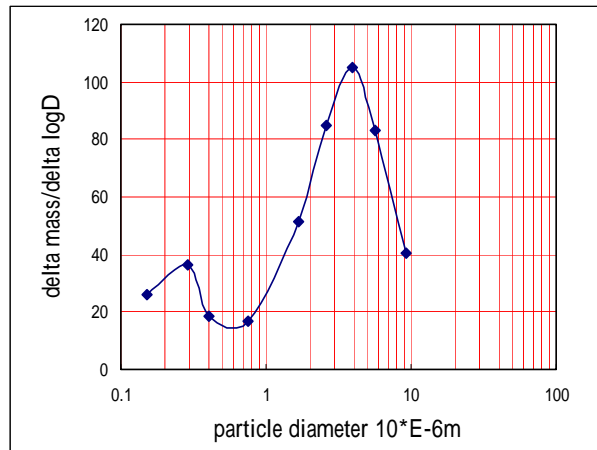


圖 4.2、EPRI 案例粒徑分布與粒狀物質量負荷圖

4.2 研究對象僅安裝靜電集塵器之煙氣不透光率組成

研究對象之鍋爐容量為 550MW，鍋爐燃燒器採對牆燃燒型式，污染控制原始設計亦僅採用靜電集塵器，由 3.4 節中#3 機組於民國 83 年 4 月 15 日，以全燃燒澳洲煤，鍋爐滿載輸出條件下，重複採樣 2 次煙囪 PSD 及粒狀物濃度，依 EPRI 不透光率評估法分析後，所得到不透光率貢獻成因比率平均值，可由圖 4.3 得知在僅安裝 ESP 及使用 0.6%含硫份澳洲煤條件，煙囪內不透光率主要成因，為大於 1 μm 之粗微粒所貢獻 45.3%，而二氧化氮佔不透光率貢獻 27.6%，小於 1 μm 之細微粒貢獻 27.2%。

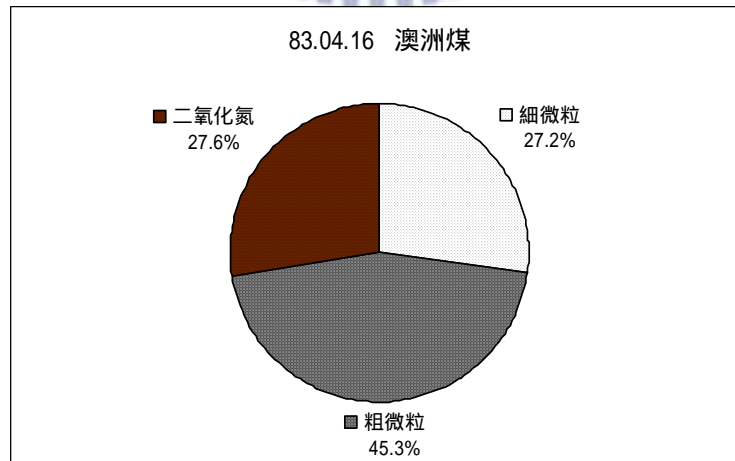


圖 4.3、研究對象僅安裝 ESP 下使用澳洲煤對煙氣不透光率組成平均比率

#3 機組另於民國 83 年 4 月 29 日，以全燃燒印尼煤，鍋爐滿載輸出條件下，評估不透光率貢獻成因比率，可由圖 4.4 得知在僅安裝 ESP 及使用 0.1%含硫份印尼煤條件，煙囪內不透光率主要為大於 $1\mu\text{m}$ 之粗微粒所貢獻 42.9%，而二氧化氮佔不透光率貢獻 25.5%，小於 $1\mu\text{m}$ 之細微粒貢獻 31.6%。

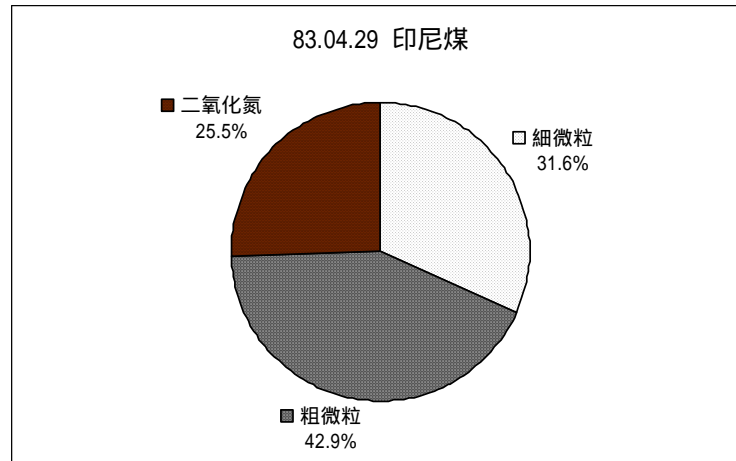


圖 4.4、研究對象僅安裝 ESP 下使用印尼煤對煙氣不透光率組成比率

#3 機組因無安裝氮氧化物污染控制設備下，燃燒澳洲煤時煙囪處二氧化氮濃度值落於 21.7~22.2ppm；燃燒印尼煤時煙囪處二氧化氮濃度值為 11.2ppm，由圖 4.5 得知，吸光性二氧化氮氣體不透光率貢獻比例落在 25.5%~27.9% 範圍，不同煤值的二氧化氮對煙氣不透光率貢獻比例接近，且研究對象煙囪直徑 6.7m 與二氧化氮濃度相乘積為 75~149ppm-v，大於 EPRI 不透光率問題指引經驗式 65ppm-m，二氧化氮對不透光率有影響。

由圖 4.5 得知，大於 $1\mu\text{m}$ 粗微粒是不透光率主要來源，粗微粒對不透光率影響落於 41.0%~49.5%；細微粒對煙氣不透光率影響落於 23.3%~31.6%。粗、細微粒來自靜電集塵器穿透微粒，與灰阻、敲擊及吹灰操作有關。另外未安裝濕式洗滌塔，煙囪煙氣溫度僅略低於 ESP 出口（138~155°C），煙氣未大幅度冷卻降溫，依煙囪亞硫酸濃度（1.5~3.3%）及煙氣含水率（8.4~10.5%），由圖 2.7 查得 121.1~126.7°C，煙氣溫度高於酸露點溫度，因此造成不透光率為固態飛灰微粒，非可冷凝性粒狀物硫酸所造成。

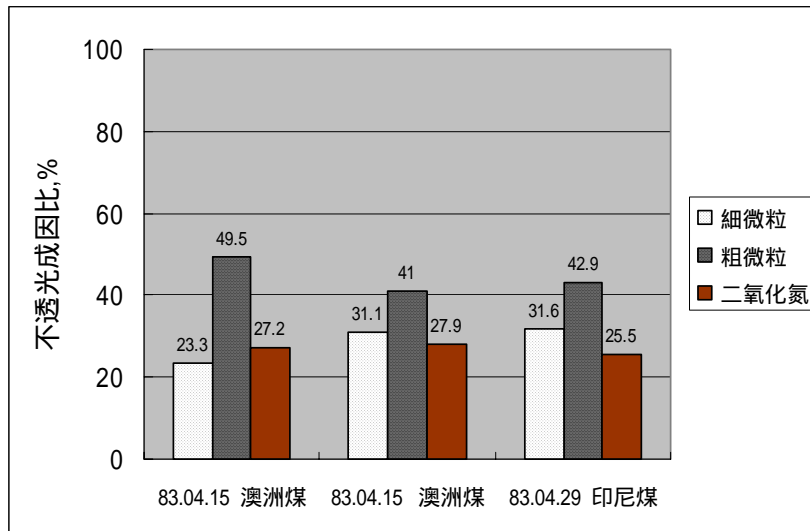


圖 4.5、研究對象僅安裝 ESP 下煙氣不透光率各別成因比

由#3 機組煙囪粒狀物質量負荷圖 4.6 顯示，因為僅安裝靜電集塵器下，煙氣溫度高於酸及水露點溫度，煙囪粒徑分布及粒狀物濃度，不含可冷凝性粒狀物；且因未安裝 FGD 洗滌塔設備，缺少進一步降低大於 $1\mu\text{m}$ 固態粗微粒效果，亦無降低煙氣溫度及促成 CPM 冷凝核化作用，粒狀物質量負荷主要集中於 $1\sim 10\mu\text{m}$ 。

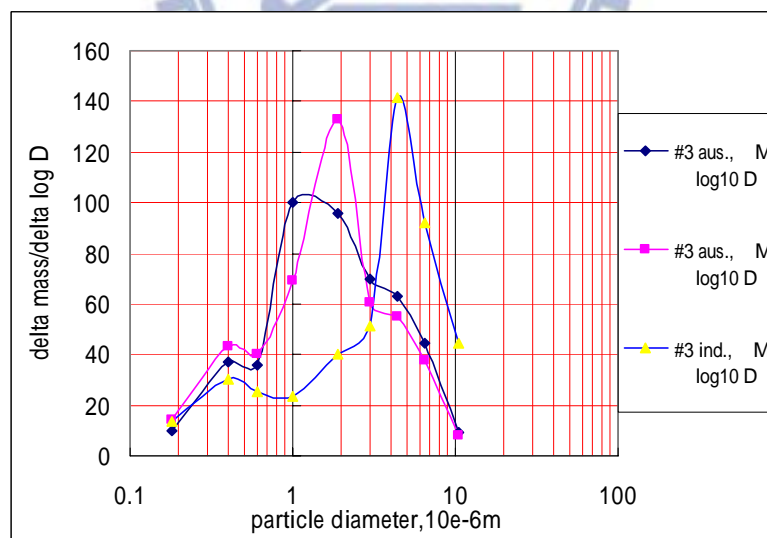


圖 4.6、研究對象僅安裝 ESP 下煙囪粒徑分布與粒狀物質量負荷圖

如圖 4.7 所示#3 機組僅安裝 ESP 下，全燃用印尼煤，煙囪粒狀物濃度為 5.33 mg/Am³，造成煙囪煙氣不透光率評估結果為 5.2%；全燃用澳洲煤，煙囪粒狀物濃度為 6.5 及 7.06mg/Am³，造成不透光率評估結果為 9.1 及 8.9%，澳洲煤除有較高粒狀物濃度外，從圖 4.6 可得知質量平均粒徑，比印尼煤更接近高消光效率粒徑（可見光波長範圍）。



圖 4.7、研究對象僅安裝 ESP 下不透光率評估值與粒狀物濃度之關係

4.3 研究對象加裝 SCR 及 FGD 後之煙氣不透光率組成

比對加裝 SCR 及 FGD 後，對煙氣不透光率影響，由 3.5 節中#4,#5,#9 機組於民國 97 年，以燃燒含硫份 0.7~0.93%煤炭，鍋爐滿載輸出條件下，評估所得到 3 部機煙氣中不透光率組成比率平均值如圖 4.8，其中細微粒平均值佔 81.8%，粗微粒及二氧化氮平均值分別貢獻 10.5% 及 7.7%。

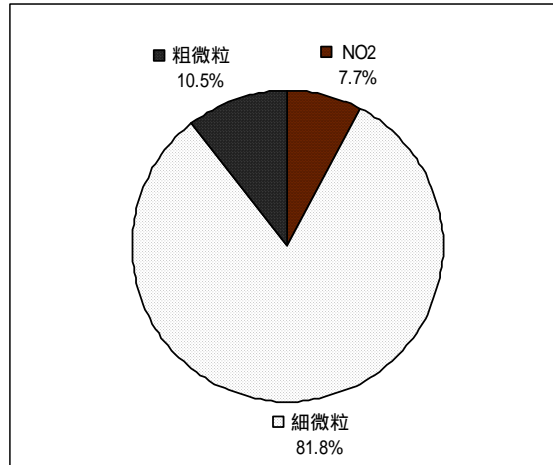


圖 4.8、研究對象加裝後不透光率組成平均值

#4,5,9 機組各別之煙氣不透光率成因評估結果如圖 4.9，3 部機組在加裝濕式洗滌塔及 SCR 設備後，不透光率主要貢獻來源均為細微粒造成，將原本不透光率的組成比例，改變成為以細微粒為主，而粗微粒及二氧化氮組成因比例變得不重要。

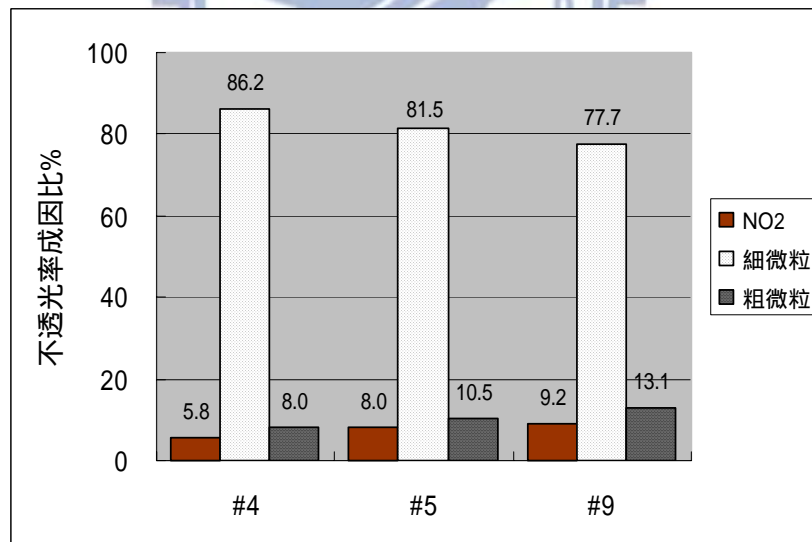


圖 4.9、研究對象加裝後不透光率各別成因比

由不透光率評估值與粒狀物濃度之關係圖 4.10，可得知#4 機有高粒狀物濃度而有高的不透光率評估值、但#9 機雖有較高粒狀物濃度，但不透光率評估值卻比#5 機高，其原因由圖 4.9 得知#9 之細微粒不透光率比率較低。

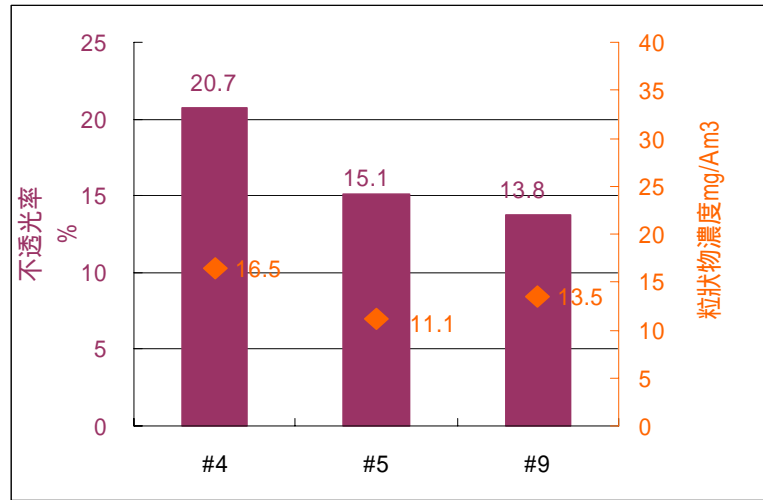


圖 4.10、研究對象加裝後不透光率評估值與粒狀物濃度關係

圖 4.10 中 3 部機組之粒狀物濃度 $11.1\sim 16.5\text{mg}/\text{Am}^3$ ，均大於未加裝前圖 4.7 數據 $5.33\sim 7.06\text{mg}/\text{Am}^3$ ，此結果為不透光率評估值高於改裝前之原因之一，可能為煙氣溫度受洗滌塔降低，煙氣溫度低於取樣器溫度 121°C ，及低於酸露點溫度，導致如硫酸等可凝粒狀物，收集於濾紙上所造成，粒狀物濃度增加。

加裝後不透光率增加另一原因，可由圖 4.11 之質量負荷對粒徑分布得知，煙囪粒狀物粒徑分布呈現多徑分布圖形，且質量負荷主要集中小於 $1\mu\text{m}$ 粒徑，因為安裝濕式煙氣脫硫設備後，除有去除粗微粒效果，並可導致亞硫酸冷凝，產生小於 $1\mu\text{m}$ 硫酸微粒數量增加，細微粒質量佔總粒狀物濃度很高比例，此細微粒徑具有高比消光效率，可由圖 2.17 及圖 2.18 得到相同結果。

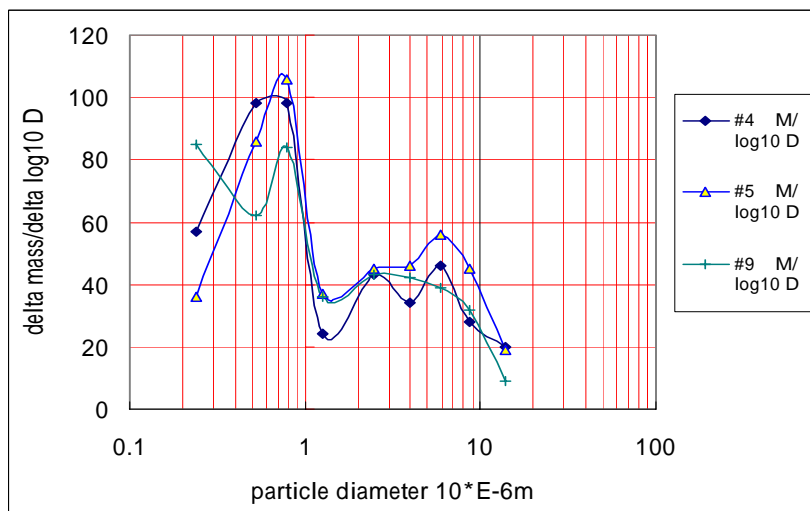


圖 4.11、研究對象加裝後各機組煙囪粒徑分布與粒狀物質量負荷圖

4.4 煙氣不透光率主因細微粒來源

分析研究對象小於 1μ 細微粒可能來源有：(1) 固狀細微粒來自靜電集塵器穿透之次微米飛灰微粒、(2) 煙氣脫硫石膏微粒騰帶(carry over)、(3) 鍋爐燃燒與 SCR 觸媒，所產生之可冷凝性硫酸微粒。研究對象加裝 SCR 雖有助於降低吸光性氣體二氧化氮濃度，但觸媒之鈦成分及觸媒層數愈多，卻會增加亞硫酸轉化率，使煙氣硫酸濃度增加影響不透光率，且當 SCR 觸媒運轉時數增加，或鍋爐燃燒溫度過高，氮氧化物濃度超過 SCR 設計去除率之餘裕值，通常需增加氨對氮氧化物摩爾比，增加注氨量以控制氮氧化物於一定濃度，導致注氨量控制問題，未完全反應之氨則會與硫酸反應形成亞硫酸氫銨，使空氣預熱器阻塞熱交換效率降低，間接造成煙氣進入 ESP 前溫度過高，靜電集塵效率下降，加上濕式 FGD 降溫增濕，所造成硫酸異相冷凝及同相核化在多重作用影響下，形成可冷凝性粒狀物增加煙囪粒狀物細微粒比例，而導致煙氣不透光率主因。



第五章 結論與建議

5.1 結論

1. 研究對象之煙氣不透光組成現況經評估後發現，小於 $1\mu\text{m}$ 細微粒成分佔不透光貢獻 77.7~86.2%、大於 $1\mu\text{m}$ 粗微粒成分貢獻佔 8.0~13.1%、二氧化氮成分貢獻 5.8~9.2%，細微粒是不透光問題主因；比較未加裝 SCR 及濕式 FGD 前，煙囪煙氣不透光率組成，細微粒成分佔不透光貢獻 23.3~31.6%、粗微粒成分貢獻佔 41.0~49.5%、二氧化氮成分貢獻佔 25.5~27.9%，粗微粒是不透光問題主因。加裝 SCR 及濕式 FGD 後，會改變對煙氣不透光組成比例，細微粒成為影響不透光率主因，而粗微粒及二氧化氮組成比例變得降低而不重要，故針對不透光率改善需針對小於 $1\mu\text{m}$ 細微粒。
2. 加裝 SCR 及濕式 FGD 後，由煙囪粒狀物粒徑分布與質量負荷分布，主要落於小於 $1\mu\text{m}$ 粒徑範圍，此粒徑範圍與可見光波長接近，具有高消光效率、且煙囪粒狀物質量濃度，因為煙氣溫度受洗滌塔降低，低於酸露點溫度，導致如硫酸等可冷凝粒狀物收集於濾紙，粒狀物濃度高於僅安裝 ESP 時濃度，導致加裝後不透光率評估反而增加。
3. 未安裝濕式脫硫設備前，煙囪煙氣溫度接近靜電集塵器出口溫度，溫度高於硫酸露點，因此亞硫酸未於煙囪內形成硫酸氣膠，但於安裝後濕式 FGD 後，煙囪煙氣溫度，低於硫酸露點溫度，加上靜電集塵器所穿透飛灰細微粒具有極大的表面，可提供硫酸氣經異相冷凝、或降溫後硫酸冷凝核化，並膠結形成次微米粒徑範圍氣膠，而影響煙柱不透光率。
4. 安裝濕式 FGD 設備，對 ESP 穿透飛灰粗微粒有去除效果，有助於不透光率，但缺點為造成可冷凝性粒狀物 (CPM) 冷凝及副產品石膏微粒受煙氣攜帶，而影響不透光率。另外安裝 SCR，可降低吸光性氣體二氧化氮對不透光的影響，但含鈮觸媒隨運轉時間增加，亞硫酸對二氧化硫轉化率會增加，加上 SCR 還原劑 NH_3 SLIP，造成可冷凝性粒狀物濃度增加，對不透光率有不良影響。

5.2 建議

1. 針對細微粒所造成不透光率問題之解決方向，除可參考第 2.4.6 節，EPRI 所提供不透光率問題指引方法外，另外參考文獻資料可提供解決方式有：靜電集塵器極板、極線、敲擊系統維護更新，提升集塵效率；空氣預熱器熱元件更新、阻塞清洗提高熱交換效率，降低出口煙氣溫度；SCR 觸媒於可接受還原效率下，儘量選擇低鈮觸媒、控制煙道各點煙氣溫度於設計值、減少觸煤層數、降低未反應氨濃度。注意 FGD 除霧器阻塞或間距過大，提升清洗水品質。燃料混拌降低煤值硫份含量，使煙氣之二氧化硫濃度降低，間接降低亞硫酸轉化濃度；另外混拌亦須考量飛灰特性，低鐵高鹼度飛灰，有助於降低煙氣中亞硫酸濃度。若以上控制設備效率及措施改善空間已經不大時，高成本選擇方案為改用袋式集塵或加裝濕式靜電集塵器。
2. 案例煙柱顏色隨觀測角度改變，與 EPRI 不透光率問題指引所述相符，造成不透光原因為細微粒散光所產生不透光率，與不透光貢獻成因評估結果相同，欲確認細微粒屬可過濾性粒狀物（FPM），或屬可冷凝性粒狀物（CPM），可進一步實際採取 ESP 出口 $\text{SO}_3/\text{H}_2\text{SO}_4$ ，因為此區域煙氣溫度尚高於硫酸露點溫度，且固體微粒濃度最低；及分析煙氣脫硫設備進出口，粒狀物質量濃度及固體微粒物理化學組成，一般測量硫酸根、氫離子、金屬（鋁、矽、鈣等），高鈣含量可能為煙氣脫硫產生之微粒；高硫份可能為硫酸冷凝；高鈣/矽可能為飛灰造成。另外若有使用氨或尿素，則須分析包含銨（ NH_4^+ ）組成。

參 考 文 獻

Blythe, G., Dombrowsike, K. (2004). SO₃ Mitigation Guide Update, EPRI, Palo Alto, CA: 2004.1004168.

Chris, R. S., Emelito, R. (2004). Controlling Opacity, SO₃, and Slagging in Oil Fired Utility Boilers: Technology & Experience, presented at the Electric Power 2004 Conference, Baltimore, MD.

Chris, R. S., Kent, R. S., Controlling SO₃ in Coal and Oil Fired Utility Boilers: Technology & Experience, Fuel Tech, inc., 512 Kingsland Dr., Batavia, IL 60510.

Devito, M. S., Oda, R. L. (1998). Flue Gas SO₃ Stratification at ESP inlets, Presented at the DOE-FETC Conference on Formation, Distribution, Impact, and Fate of Sulfur Trioxide in Utility Flue Gas Streams, Pittsburgh, PA.

Damle, A. S., Ensor, D. S., Sparks, L. E. (1987). Options for Controlling Condensation Aerosol to Meet Opacity Standards, *JAPCA*, 37, 925-933.

DeFries, T. H. (1994). Power Plant In-Stack and Near-Stack Plume Opacity: A Estimating Workbook, EPRI Research Project 2250-03.

EPRI. (2008). Ammonium Chloride as a Component of Condensable Particulate Matter., Product ID:1018105.

Farthing, W. E., Walsh, P. M., Gooch, J. P., McCain, J. D., Hinton, W. S., Heaphy, R. F. (2004). Identification of (And Responses to) Potential Effects of SCR and WET Scrubbers on Submicron Particulate Emissions and Plume Characteristics, South Research Institute, EPA-600/R-04/107.

Fanoë, O. (2005). SCR on Large Marine two Stroke Diesel Engines Design and Operational Experience, ADB POWER APS, 3437 Rev(0)05.03.01, Denmark.

Hinds, W. C. (1999). *Aerosol Technology*, John Wiley & Sons, New York.

Hinton, W. S. (1996). Demonstration of Selective Catalytic Reduction Technology for the Control of Nitrogen Oxide Emissions from High-Sulfur, Coal-Fired Boilers, DOE/PC/89652-T19 Vol. 1, U.S. Department of Energy: Morgantown, WV, Also in DOE Innovative Clean Coal Technologies Program, Report SCS C-91-000026, Southern Company Services: Birmingham, AL.

Kikuchi, R. (2001). Environmental Management of Sulfur Trioxide Emission: Impact of SO₃ on Human Health, *Environmental Management*, 27, 837-844.

Keeth, R. J., Balfour, D. A., Meserole, F. M., Defires, T. (1991). Utility Stack Opacity Troubleshooting Guide: Final Report, EPRI GS-7180 Research Project 2250-3.

Meng, R. Z., Karamchandani, P., Seigneur, C. (2000). Simulation of Stack Plume Opacity, *Journal of the Air & Waste Management Association*, 50, 869–874.

Moretti, A. L., Triscori, R. J., Ritzenthaler, D. P. (2006). A System Approach to SO₃ Mitigation, EPRI-DOE-EPA-AWWA Combined Power Plant Air Pollutant Control Mega Symposium, Babcock & Wilcox Company Technical Paper, Baltimore, Maryland.

Richards, J. R. (2000). Control of Nitrogen Oxide Emissions: Student Manual, U.S. EPA ATPI Course 418.

Spencer, H., Romero, C., Levy, E., Yao, Z., Bilirgen, H., Caram, H. (2007). Modeling of SO₃ Formation Process in Coal-Fired Boiler: EPRI, Palo Alto, CA: 2007.1012689.

Srivastava, R. K., Miller, C. A., Erickson, C., Jambhekar, R. (2004). Emissions of Sulfur Trioxide from Coal-fired Power Plants, *Journal of the Air & Waste Management Association*, 54, 750–762.

U.S. EPA METHOD 5, Determination of Particulate Matter Emissions From Stationary Sources. <http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/m-05.pdf>

U.S. EPA METHOD 17, Determination of Particulate Matter Emissions From Stationary Sources. <http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/m-17.pdf>

U.S. EPA Method-9. (1984). Determination of the Opacity of Emissions from Stationary Sources, EPA-600/4-77-027b.

Walsh, P. M., McCain, J. D., Cushing, K. M. (2006). Evaluation and Mitigation of Visible Acidic Aerosol Plume from Coal Fired Power Boilers: Final Report, South Research Institute Project No 11402, EPA-600/R-06/156.

Wilder, J. M., Pilat, M. J. (1983). Calculated Droplet Size Distributions and Opacities of Condensed Sulfuric Acid Aerosols, *Journal of the Air Pollution Control Association*, 33, 858–863.

台中電廠，「4號機、5號機、9號機煙囪檢測報告」，正修科技大學，民國97年。

姚增權，「濕煙氣的抬升與凝結」，*環保技術*，2003。

姚增權，「濕法脫硫煙氣直接排放的環境問題探討」，*電力環保技術*，2003。

圖 2.4 網頁資料，http://www.coalpowermag.com/plant_design/31.html。

環保署，「電力設施空氣污染物排放標準」，<http://ivy5.epa.gov.tw/epalaw/>，2003。

台電電力公司，「既有火力機組煙氣粒狀物排放濃度與粒狀物不透光率換算關係研究期末報告」，富威/光宇工程顧問股份有限公司，民國83年。

附錄 A

EPRI 不透光率評估方法範例



評估法流程：

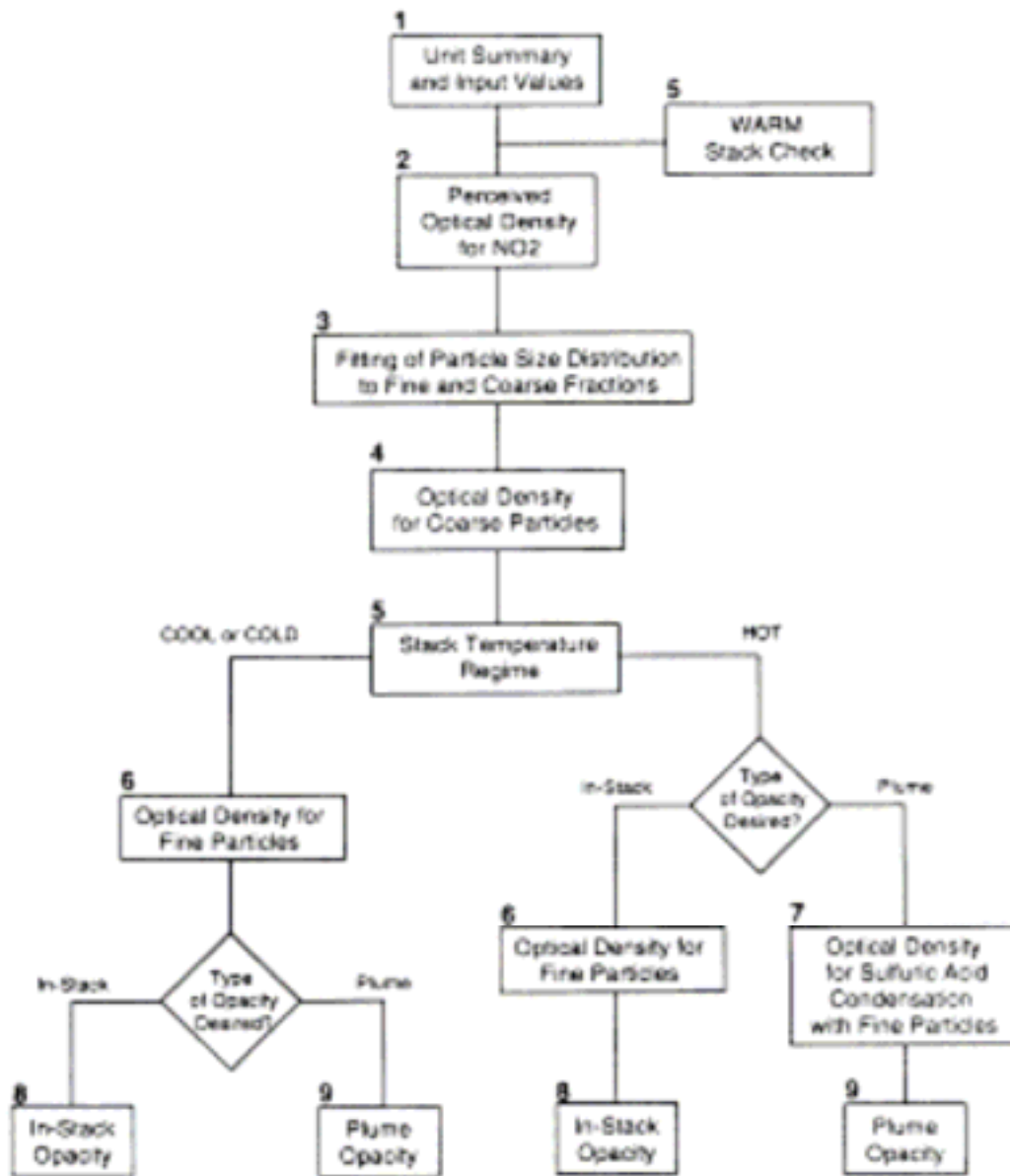


Figure 1. Opacity Workbook Flow Diagram

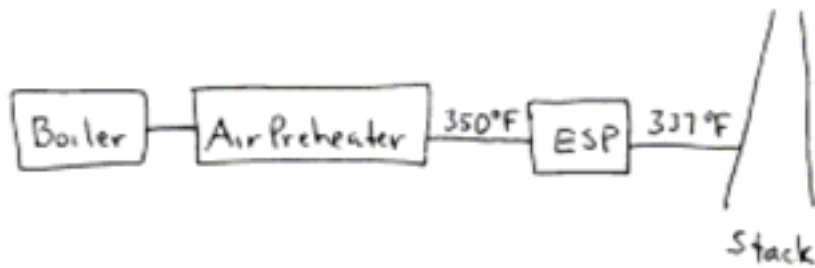
機組描述:

Worksheet 1-1

DESCRIPTION OF UNIT

Company Name	<u>XYZ Power & Light</u>
Plant Name	<u>Little River</u>
Plant Location	<u>Anywhere, NY</u>
Unit Name	<u>Unit 1</u>
Boiler Capacity	<u>200 MW</u>
Boiler Type	<u>Cyclone-fired</u>
Fuel	
Fossil Type	<u>Coal</u>
Source	<u>Jones</u>
Sulfur Content	<u>2.3 %</u>

Sketch of Flue Gas Handling System:



基本資料:

Worksheet 1-2

SUMMARY OF WORKBOOK INPUT VALUES

	Reported Units	Workbook Units
Stack Exit Diameter	<u>11.8 ft</u>	<u>3.6</u> m
Wind Speed at Top of Stack* (required for Form 7 only)	<u>21.3 ft/s</u>	<u>6.5</u> m/s
Stack Exit Velocity (required for Form 7 only)	<u>63 ft/s</u>	<u>19.2</u> m/s
Stack Flue Gas Temperature	<u>337 °F</u>	<u>337</u> °F
Stack Flue Gas Moisture	<u>7.3 % vol wet</u>	<u>7.3</u> % vol wet
Flue Gas Sulfuric Acid Vapor ³	<u>9.0 ppmv dry</u>	<u>8.3</u> ppmv wet
Stack NO ₂ Concentration ⁴	<u>98. ppmv dry</u>	<u>91.</u> ppmv wet
Stack Particulate Loading ⁴	<u>0.00863 gr/dscf</u>	<u>12.14</u> mg/m ³ actual
Flue Gas SO ₂ Before Control	<u>1700 ppmv dry</u>	<u>1600</u> ppmv wet
Stack Cumulative Particle Size Distribution ⁴	Impactor Cutpoint (aero μm)	Mass Less Than Indicated Cutpoint (%)
	<u>9.2</u>	<u>82.7</u>
	<u>5.6</u>	<u>64.8</u>
	<u>3.9</u>	<u>48.3</u>
	<u>2.6</u>	<u>33.4</u>
	<u>1.66</u>	<u>23.4</u>
	<u>0.76</u>	<u>17.7</u>
	<u>0.40</u>	<u>12.6</u>
	<u>0.29</u>	<u>7.5</u>

二氧化氮評估：

Worksheet 2-1

PERCEIVED NO₂ OPTICAL DENSITY INPUT VALUES

Stack Exit Diameter 3.6 m
Stack Flue Gas Temperature 337 °F
Stack NO₂ Concentration* 91. ppmv wet

計算二氧化氮光學密度：

Worksheet 2-2

CALCULATION OF NO₂ OPTICAL DENSITY

$$\begin{aligned} OD_{NO_2} &= k \cdot \frac{\text{Stack Exit Diameter} \cdot \text{Stack NO}_2 \text{ Concentration}}{\text{Stack Flue Gas Temperature} + 460^\circ \text{F}} \\ &= 5.74 \times 10^{-3} \cdot \frac{(\underline{3.6} \text{ m}) \cdot (\underline{91.} \text{ ppmv wet})}{\underline{337} \text{ }^\circ\text{F} + 460^\circ \text{F}} \\ &= \underline{0.0236} \text{ O.D.} \end{aligned}$$

粒徑分布數據前處理:

Worksheet 3-1

CALCULATION OF DIFFERENTIAL PARTICLE SIZE DISTRIBUTION

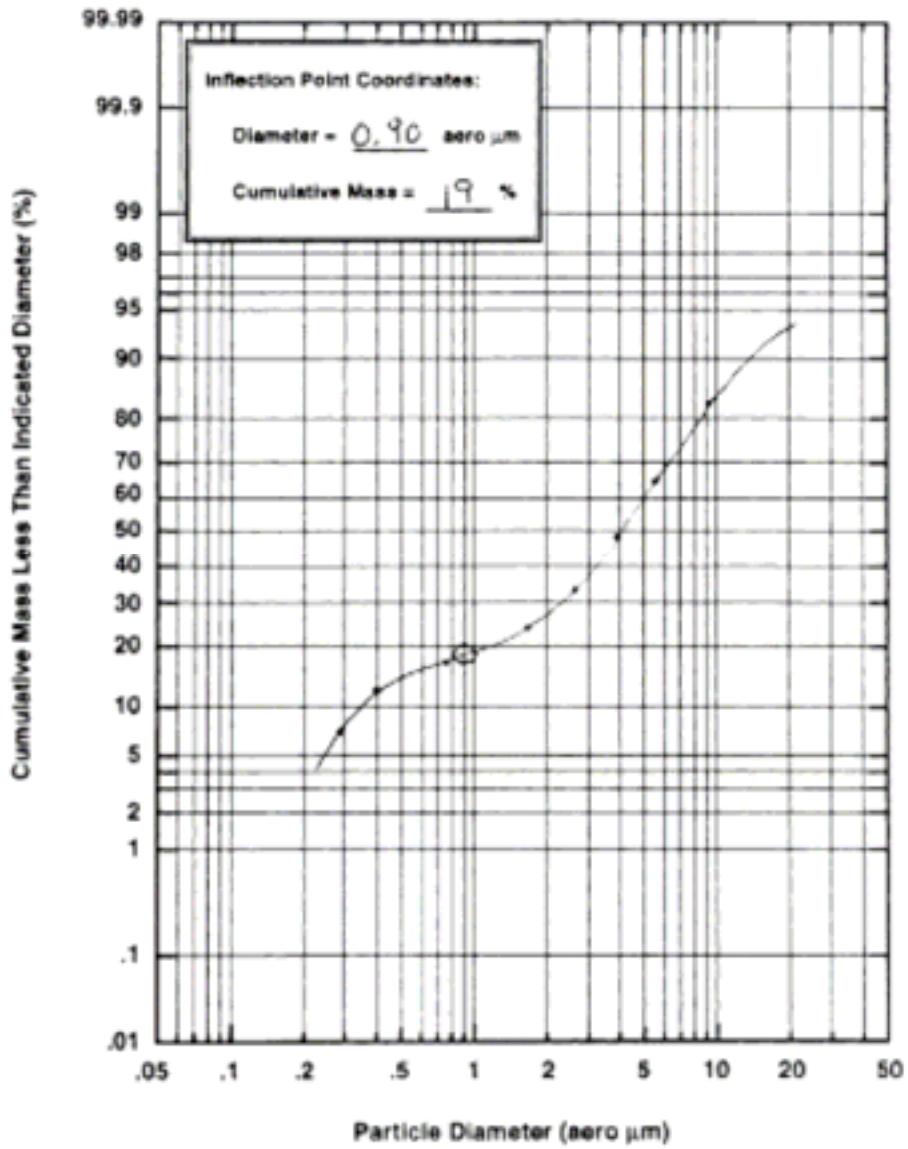
Stack Particulate Loading* 12.14 mg/m³ actual

Cumulative Size Distribution*

Impactor Cutpoint (aero μm)	Mass Less Than Indicated Cutpoint (%)	ΔM Mass in Band (%)	$\Delta \log_{10} D$ Band Width $\ln \left(\frac{D_{up}}{D_{low}} \right)$	$\frac{\Delta M}{\Delta \log_{10} D}$
<u>24.8</u>	<u>100.0</u>			
<u>9.2</u>	<u>82.7</u>	<u>17.3</u>	<u>0.43</u>	<u>40</u>
<u>5.6</u>	<u>64.8</u>	<u>17.9</u>	<u>0.22</u>	<u>81</u>
<u>3.9</u>	<u>48.3</u>	<u>16.5</u>	<u>0.16</u>	<u>103</u>
<u>2.6</u>	<u>33.4</u>	<u>14.9</u>	<u>0.18</u>	<u>83</u>
<u>1.66</u>	<u>23.4</u>	<u>10.0</u>	<u>0.19</u>	<u>53</u>
<u>0.76</u>	<u>17.7</u>	<u>5.7</u>	<u>0.34</u>	<u>17</u>
<u>0.40</u>	<u>12.6</u>	<u>5.1</u>	<u>0.28</u>	<u>18</u>
<u>0.29</u>	<u>7.5</u>	<u>5.1</u>	<u>0.14</u>	<u>36</u>
<u>0.15</u>	<u>0.0</u>	<u>7.5</u>	<u>0.29</u>	<u>27</u>

累計質量對粒徑分布繪圖：

Figure 3-2
Measured Cumulative Particle Size Distribution



計算粗微粒質量比例：

Worksheet 3-2

CALCULATION OF PARTICLE FRACTION MASS LOADINGS

$$\text{Fine Fraction} = \frac{\text{Inflection Point Cumulative Mass (\%)}}{100\%}$$

$$= \underline{0.19}$$

$$\text{Coarse Fraction} = 1 - \text{Fine Fraction}$$

$$= \underline{0.81}$$

$$\text{Fine Particle Mass Loading} = \text{Stack Particulate Loading} \cdot \text{Fine Fraction}$$

$$= \left(\underline{12.14} \text{ mg/m}^3 \text{ actual} \right) \cdot \left(\underline{0.19} \right)$$

$$= \underline{2.31} \text{ mg/m}^3 \text{ actual}$$

$$\text{Coarse Particle Mass Loading} = \text{Stack Particulate Loading} \cdot \text{Coarse Fraction}$$

$$= \left(\underline{12.14} \text{ mg/m}^3 \text{ actual} \right) \cdot \left(\underline{0.81} \right)$$

$$= \underline{9.83} \text{ mg/m}^3 \text{ actual}$$

計算粗細微粒分布：

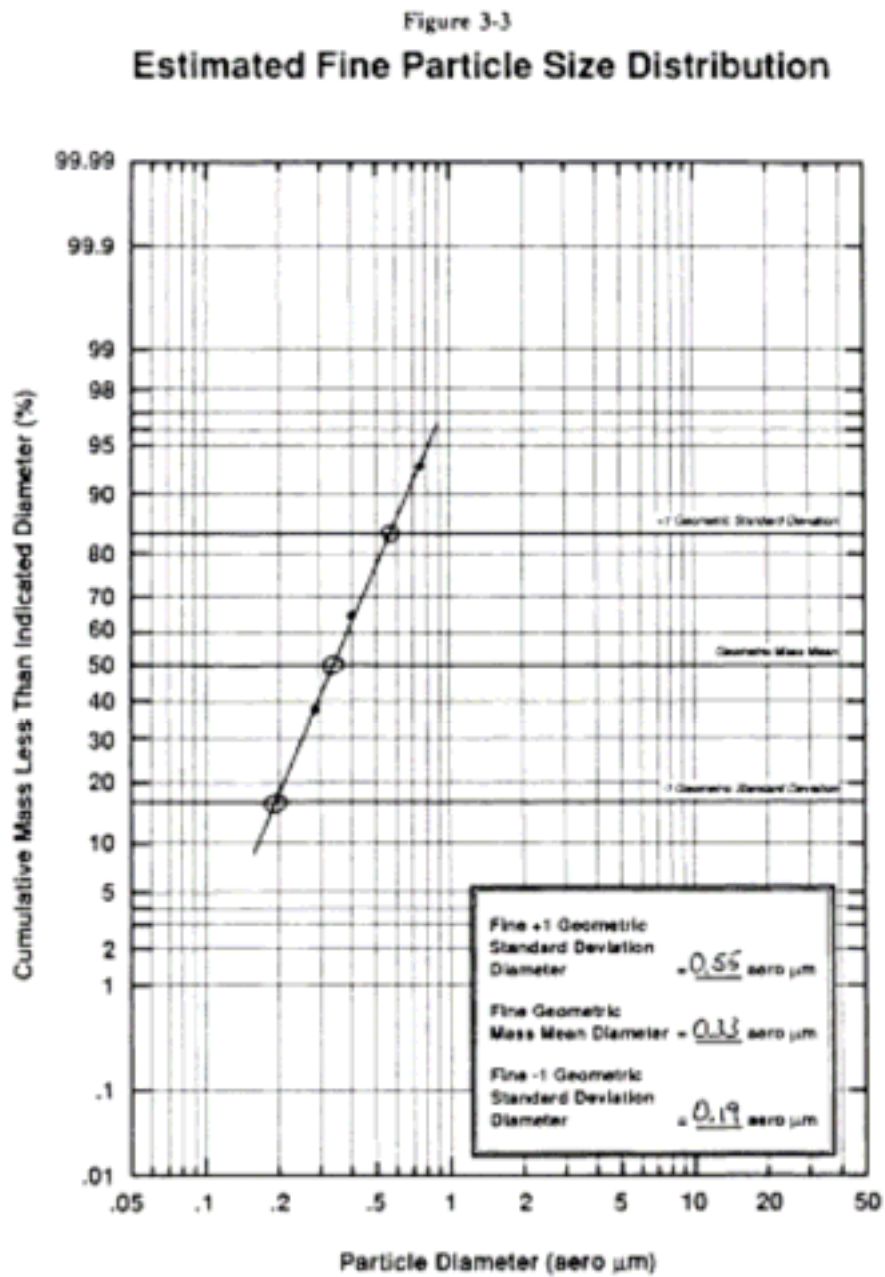
Worksheet 3-3

CALCULATION OF FINE AND COARSE PARTICLE SIZE DISTRIBUTIONS

Cumulative Mass Less than Indicated Diameter

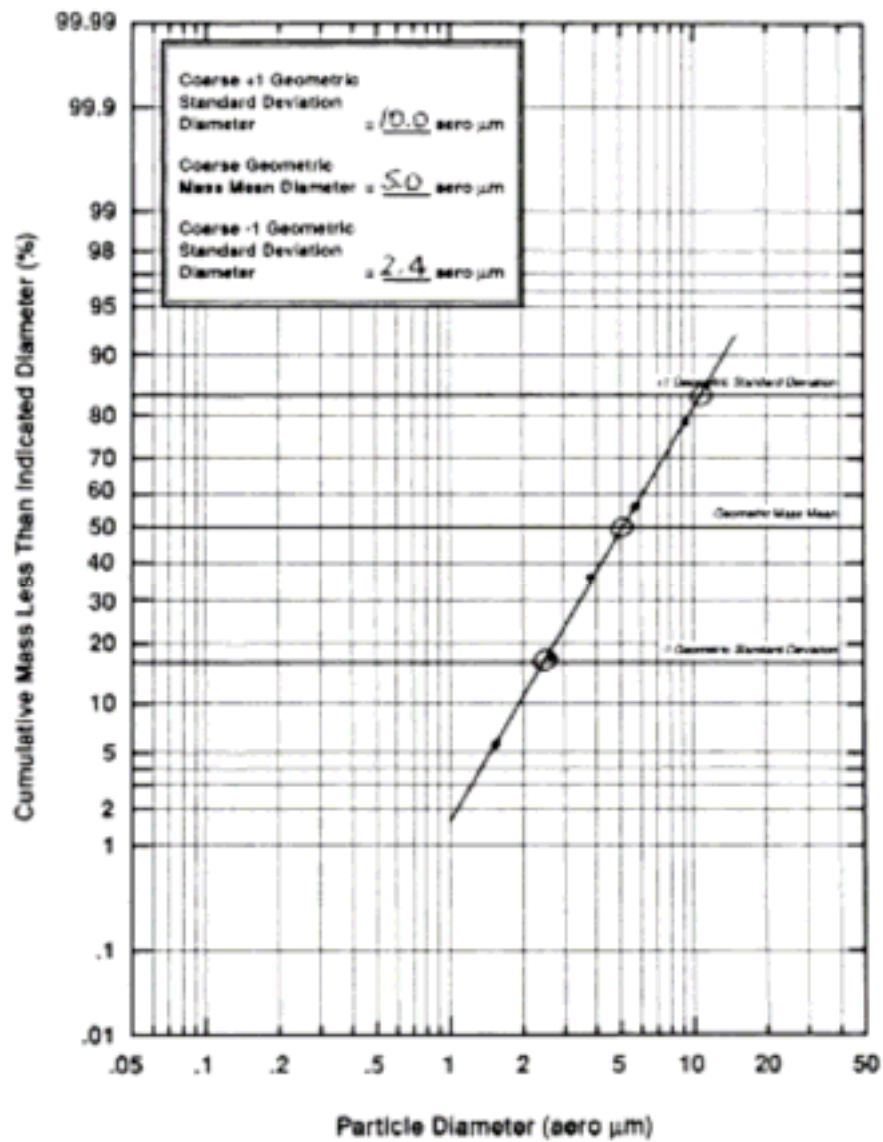
Impactor Cutpoint (aero μm)	Measured for All Particles (%)	Fine Particle Fraction		Coarse Particle Fraction	
		Work Area	(%)	Work Area	(%)
9.2	82.7			63.7	79
5.6	64.8			45.8	57
3.9	48.3			29.3	36
2.6	33.4			14.4	18
1.66	23.4			4.4	5.4
0.76	17.7	17.7	93		
0.40	12.6	12.6	66		
0.29	7.5	7.5	39		
1	2	3	4	5	6

細微粒粒徑分布：



粗微粒粒徑分布：

Figure 3-4
Estimated Coarse Particle Size Distribution



粗與細微粒粒徑分布計算：

Worksheet 3-4

DESCRIPTION OF FINE AND COARSE PARTICLE SIZE DISTRIBUTIONS

$$\begin{aligned}\text{Fine Geometric Standard Deviation} &= \sqrt{\frac{\text{Fine +1 Standard Deviation Diameter}}{\text{Fine -1 Standard Deviation Diameter}}} \\ &= \sqrt{\frac{0.55 \text{ aero } \mu\text{m}}{0.19 \text{ aero } \mu\text{m}}} \\ &= \underline{1.7}\end{aligned}$$

$$\text{Fine Particle Geometric Mass Mean Diameter} = \underline{0.33} \text{ aero } \mu\text{m}$$

$$\text{Fine Particle Mass Loading} = \underline{2.31} \text{ mg/m}^3 \text{ actual}$$

$$\begin{aligned}\text{Coarse Geometric Standard Deviation} &= \sqrt{\frac{\text{Coarse +1 Standard Deviation Diameter}}{\text{Coarse -1 Standard Deviation Diameter}}} \\ &= \sqrt{\frac{10.0 \text{ aero } \mu\text{m}}{2.4 \text{ aero } \mu\text{m}}} \\ &= \underline{2.0}\end{aligned}$$

$$\text{Coarse Particle Geometric Mass Mean Diameter} = \underline{5.0} \text{ aero } \mu\text{m}$$

$$\text{Coarse Particle Mass Loading} = \underline{9.83} \text{ mg/m}^3 \text{ actual}$$

粗微粒散光計算：

Worksheet 4-1

INPUT DATA FOR COARSE PARTICLE LIGHT SCATTERING CALCULATIONS

Stack Exit Diameter	<u>3.6</u> m
Coarse Particle Mass Loading	<u>9.83</u> mg/m ³ actual
Coarse Particle Geometric Mass Mean Diameter	<u>5.0</u> aero μm
Coarse Particle Geometric Standard Deviation	<u>2.0</u>

粗微粒幾何質量平均粒徑計算：



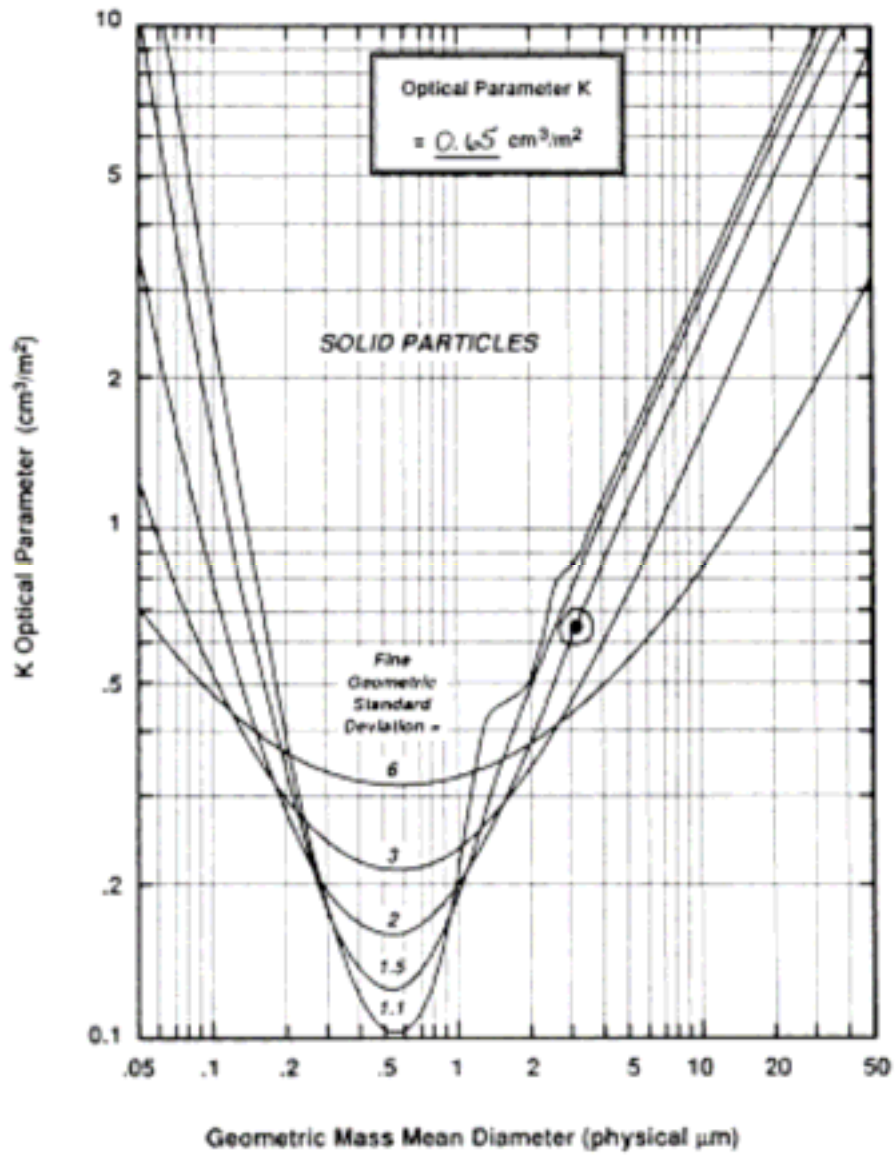
Worksheet 4-2

CALCULATION OF COARSE PARTICLE GEOMETRIC MASS MEAN DIAMETER (PHYSICAL)

$$\begin{aligned}\text{Geometric Mass Mean Diameter (physical)} &= \frac{\text{Geometric Mass Mean Diameter (aero)}}{\sqrt{\text{Particle Density}}} \\ &= \frac{\underline{5.0} \text{ aero } \mu\text{m}}{\sqrt{2.5}} \\ &= \underline{3.2} \text{ physical } \mu\text{m}\end{aligned}$$

光學參數 K 查圖：

Figure 4-1
Solid Particulate Material



計算粗微粒光學密度：

Worksheet 4-3

CALCULATION OF COARSE PARTICULATE OPTICAL DENSITY CONTRIBUTION

$$\begin{aligned} \text{OD}_{\text{Coarse}} &= k \cdot \frac{\text{Coarse Particle Mass Loading} \cdot \text{Stack Exit Diameter}}{\text{Optical Parameter} \cdot \text{Particle Density}} \\ &= \frac{1}{2303} \cdot \frac{(9.83 \text{ mg/m}^3 \text{ actual}) \cdot (3.6 \text{ m})}{(0.65 \text{ cm}^3/\text{m}^3) \cdot (2.5 \text{ g/cm}^3)} \\ &= \underline{0.0095} \text{ O.D.} \end{aligned}$$



煙囪溫度區域數據:

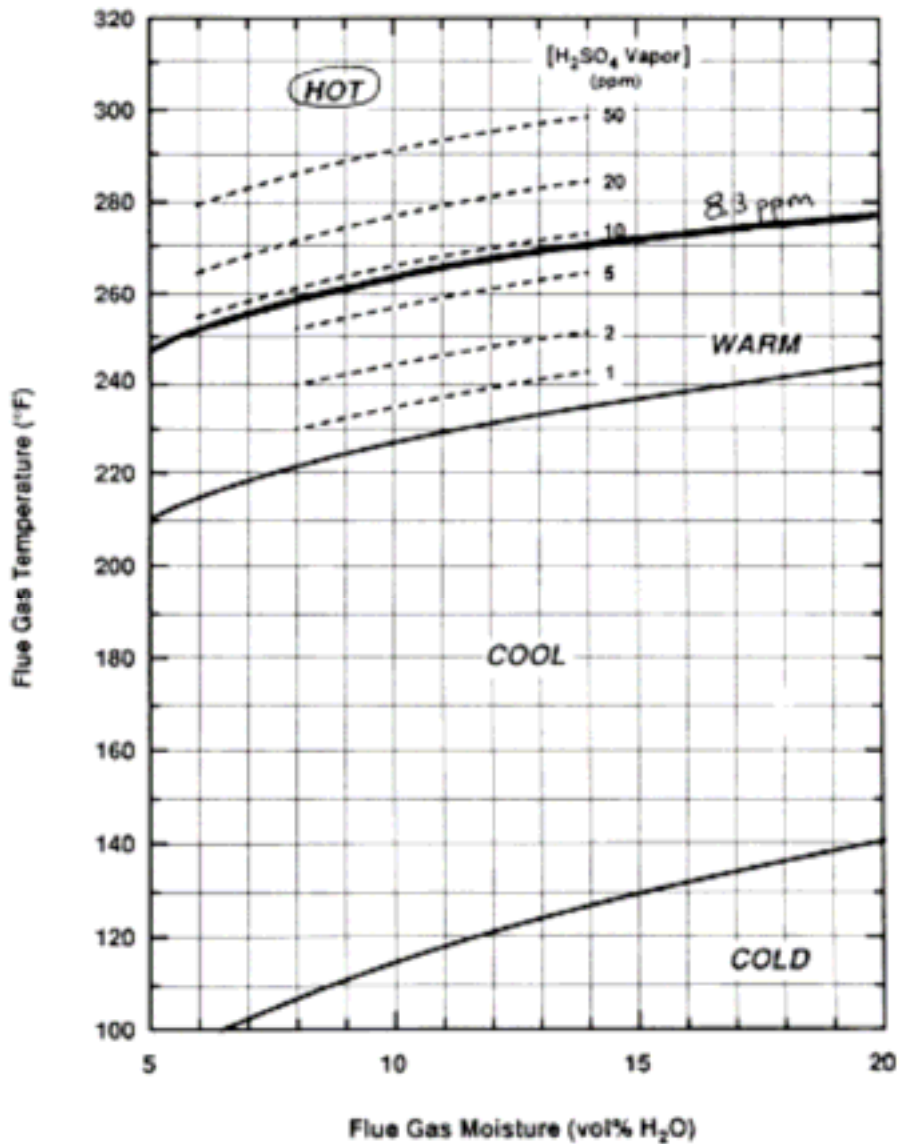
Worksheet 5-1

STACK TEMPERATURE REGIME INPUT VALUES

Stack Flue Gas Temperature 337 °F
Stack Flue Gas Moisture 7.3 % vol wet
Flue Gas Sulfuric Acid Vapor* 8.3 ppmv wet

Figure 5-1

Stack Temperature Regime



細微粒散光計算：

Worksheet 6-1

INPUT DATA FOR FINE PARTICLE LIGHT SCATTERING CALCULATIONS

Stack Exit Diameter 3.6 m
 Stack Temperature Regime **HOT** WARM COOL COLD
 Fine Particle Mass Loading 2.31 mg/m³ actual
 Fine Particle Geometric Mass Mean Diameter (aero) 0.33 aero μm
 Fine Particle Geometric Standard Deviation 1.7

細微粒幾何質量平均粒徑：



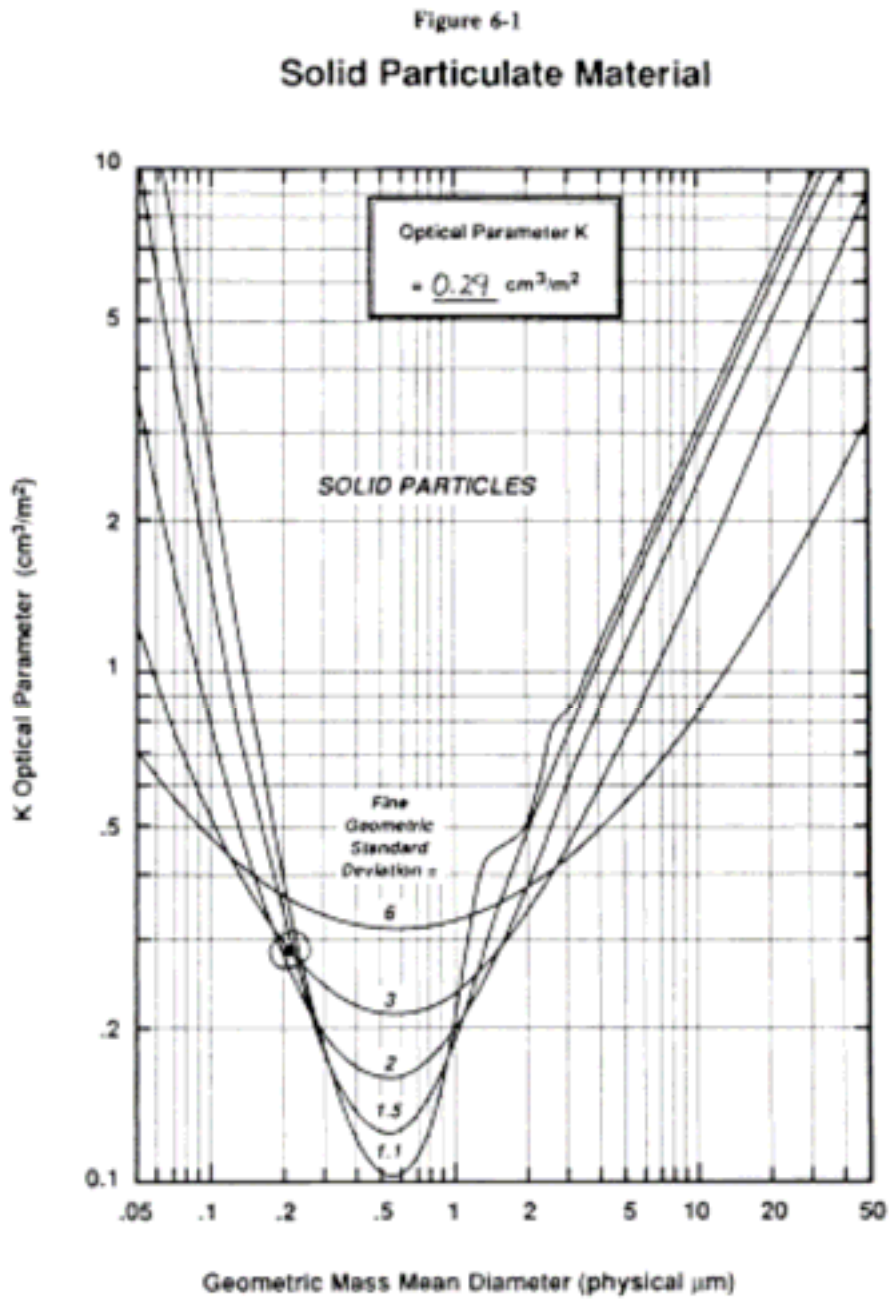
Worksheet 6-2

CALCULATION OF FINE PARTICLE GEOMETRIC MASS MEAN DIAMETER (PHYSICAL)

Stack Temperature Regime	Assumed Particle Type	Particle Density (g/cm ³)	Particle Refractive Index
HOT	Solid Particles*	2.5	1.50 + 0i
WARM	In Transition*		
COOL	Acid Mist*	1.8	1.41 + 0i
COLD	Acid Mist*	1.8	1.41 + 0i

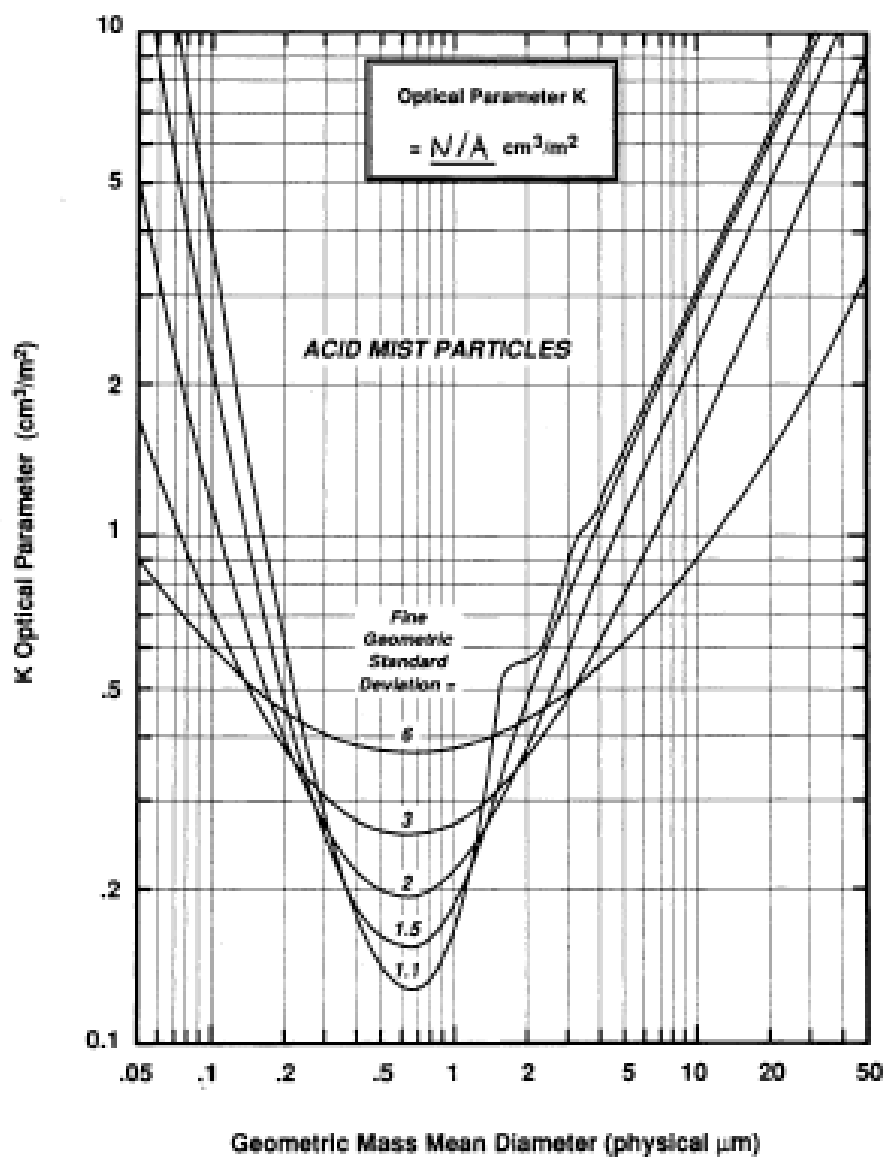
$$\begin{aligned}
 \text{Geometric Mass Mean Diameter (physical)} &= \frac{\text{Geometric Mass Mean Diameter (aero)}}{\sqrt{\text{Particle Density}}} \\
 &= \frac{0.33 \text{ aero } \mu\text{m}}{\sqrt{2.5 \text{ g/cm}^3}} \\
 &= 0.21 \text{ physical } \mu\text{m}
 \end{aligned}$$

細微粒光學參數 K 查圖：



硫酸霧光學參數 K 查圖：

Figure 6-2
Acid Mist Particulate Material



計算細微粒光學密度貢獻：

Worksheet 6-3

CALCULATION OF FINE PARTICULATE OPTICAL DENSITY CONTRIBUTION

$$\begin{aligned}
 OD_{\text{fine}} &= k \cdot \frac{\text{Fine Particle Mass Loading} \cdot \text{Stack Exit Diameter}}{\text{Optical Parameter} \cdot \text{Particle Density}} \\
 &= \frac{1}{2303} \cdot \frac{(2.31 \text{ mg/m}^3 \text{ actual}) \cdot (3.6 \text{ m})}{(0.29 \text{ cm}^2/\text{m}^2) \cdot (2.5 \text{ g/cm}^3)} \\
 &= \underline{0.0050} \text{ O.D.}
 \end{aligned}$$

光學密度貢獻比例及煙囪內不透光率計算：

Worksheet 8-1

SUMMARY OF CONTRIBUTIONS TO IN-STOCK OPACITY

Component	Optical Density	Percent Optical Contribution
NO ₂	<u>0.0236</u>	<u>62.</u>
Fine Particles	<u>.0050</u>	<u>13.</u>
Coarse Particles	<u>.0095</u>	<u>25.</u>
Total In-Stack Optical Density		<u>0.0381</u>

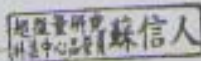
$$\begin{aligned}
 \text{Predicted In-Stack Opacity} &= 100\% \cdot (1 - 10^{-\text{Total In-Stack Optical Density}}) \\
 &= 100\% \cdot (1 - 10^{-\underline{0.0381}}) \\
 &= \underline{8.4} \% \text{ Opacity}
 \end{aligned}$$

附錄 B
研究案例原始檢測報告



安裝 ESP+SCR+FGD 下煙囪粒徑分布數據：

管制編號		L O 2 0		L O 2 0		L O 2 0		L O 2 0		
基本資料	受測單位名稱：台灣電力股份有限公司台中發電廠						採樣日期：97.05.06			
	採樣位置：四號燃煤機組煙氣排放管出口						分析人員：陳淑勤			
	採樣人員：林坤輝、李連旺、吳俊平						分析日期：97.05.18-19			
測定條件	測定點		：		1-12		點			
	測定時間		T		：		420		min	
	排氣流速		V		：		23.06		m/sec	
	排氣溫度		θ_s		：		101.42		℃	
	水份含量		Xw		：		11.90		%	
	等速吸引流量		qm		：		16.24		L/min	
	流量計讀值		終		：		12953		L	
	流量計讀值		初		：		5813		L	
	採氣總體積		Vm		：		7140		L	
	流量計溫度		θ_m		：		33.43		℃	
流量計壓力		Pm		：		752.23		mmHg		
θ_m 下之飽和水蒸汽壓		Pv		：		※		mmHg		
測定結果	層階序號 (濾紙編號)	捕集前重 (g)	捕集後重 (g)	捕集重 (mg)	百分率 (%)	累積 百分率 (%)	粒徑範圍 (μm)	補正係數： 1.110 補正後粒徑 (μm)		
	Stage 0 (3-1)	0.17052	0.17263	2.11	7.94	100.0	>12.4	>13.8		
	Stage 1 (3-2)	0.18712	0.18861	1.49	5.61	92.06	12.4	13.8		
	Stage 2 (3-3)	0.17193	0.17402	2.09	7.87	86.45	7.85	8.71		
	Stage 3 (3-4)	0.18795	0.18947	1.52	5.72	78.58	5.31	5.89		
	Stage 4 (3-5)	0.17024	0.17257	2.33	8.77	72.86	3.59	3.98		
	Stage 5 (3-6)	0.18806	0.18995	1.89	7.11	64.09	2.24	2.49		
	Stage 6 (3-7)	0.17265	0.17800	5.35	20.14	56.98	1.14	1.27		
	Stage 7 (3-8)	0.18393	0.18846	4.53	17.05	36.85	0.71	0.79		
	Stage 8 (3-9)	0.16982	0.17369	3.87	14.57	19.80	0.48	0.53		
	filter (3-11)	0.16514	0.16653	1.39	5.23	5.23	<0.48	<0.53		
50%平均粒徑：					1.10		μm			

品質審核：蘇信人 

0013

安裝 ESP+SCR+FGD 下煙囪粒徑分布數據：

煙道排氣中粒狀物粒徑分佈檢測結果

管制編號		L 0 2 0 0 4 7 3						排放管道或周界編號				P 5 0 1		
基本資料	受測單位名稱：台灣電力股份有限公司台中發電廠							採樣日期：97.05.08						
	採樣位置：五號燃煤機組煙氣排放管道出口							分析人員：陳淑勤						
	採樣人員：林坤輝、李進旺、吳俊平							分析日期：97.05.18-19						
測定條件	測定點							1~12 點						
	測定時間							T : 360 min						
	排氣流速							V : 23.55 m/sec						
	排氣溫度							θ_s : 99.82 $^{\circ}\text{C}$						
	水份含量							Xw : 12.22 %						
	等速吸引流量							qm : 16.59 L/min						
	流量計讀值							終 : 15760 L						
	流量計讀值							初 : 9469 L						
	採氣總體積							Vm : 6291 L						
	流量計溫度							θ_m : 35.28 $^{\circ}\text{C}$						
	流量計壓力							Pm : 751.35 mmHg						
	θ_m 下之飽和水蒸汽壓							Pv : ※ mmHg						
測定結果	層階序號 (濾紙編號)	捕集前重 (g)	捕集後重 (g)	捕集重 (mg)	百分率 (%)	累積 百分率 (%)	粒徑範圍 (μm)	修正係數： 1.105 修正後粒徑 (μm)						
	Stage 0 (6-1)	0.16871	0.17024	1.53	7.47	100.0	>12.4	>13.7						
	Stage 1 (6-2)	0.17279	0.17462	1.83	8.93	92.53	12.4	13.7						
	Stage 2 (6-3)	0.16839	0.17032	1.93	9.42	83.60	7.88	8.71						
	Stage 3 (6-4)	0.16857	0.17015	1.58	7.71	74.18	5.34	5.90						
	Stage 4 (6-5)	0.15472	0.15657	1.85	9.03	66.47	3.62	4.00						
	Stage 5 (6-6)	0.17169	0.17388	2.19	10.69	57.44	2.77	2.51						
	Stage 6 (6-7)	0.15280	0.15706	4.26	20.79	46.75	1.17	1.29						
	Stage 7 (6-8)	0.16626	0.16928	3.02	14.74	25.96	0.74	0.82						
	Stage 8 (6-9)	0.15737	0.15956	2.19	10.69	11.22	0.51	0.56						
	filter (6-11)	0.16083	0.16094	0.11	0.54	0.54	<0.51	<0.56						
50%平均粒徑：						1.66 μm								

0013

見簽書： 蘇信人 蘇信人

安裝 ESP+SCR+FGD 下煙囪粒徑分布數據：

報告編號：2019010102

煙道排氣中粒狀物粒徑分佈檢測結果

管制編號		L 0 2 0 0 4 7 3						排氣管道或周界編號				P 0 1 1				
基本資料	受測單位名稱：台灣電力股份有限公司台中發電廠								採樣日期：97.05.07							
	採樣位置：九號燃煤機組煙氣排氣管道出口								分析人員：陳淑勤							
	採樣人員：林坤輝、李連旺、吳俊平								分析日期：97.05.18-19							
測定條件	測定點								1-12 點							
	測定時間								T : 384 min							
	排氣流速								V : 21.69 m/sec							
	排氣溫度								θ_s : 95.70 $^{\circ}\text{C}$							
	水份含量								Xw : 12.18 %							
	等速吸引流量								qm : 15.54 L/min							
	流量計讀值								終 : 9292 L							
	流量計讀值								初 : 3143 L							
	採氣總體積								Vm : 6149 L							
	流量計溫度								θ_m : 29.82 $^{\circ}\text{C}$							
	流量計壓力								Pm : 751.00 mmHg							
	θ_m 下之飽和水蒸氣壓								Pv : 未 mmHg							
	測定結果	層階序號 (濾紙編號)	捕集前重 (g)	捕集後重 (g)	捕集量 (mg)	百分率 (%)	累積 百分率 (%)	粒徑範圍 (μm)	修正係數： 1.102	修正後粒徑 (μm)						
Stage 0 (4-1)		0.16604	0.16684	0.80	3.75	100.0	>12.9	>14.2								
Stage 1 (4-2)		0.17822	0.17958	1.36	6.37	96.25	12.9	14.2								
Stage 2 (4-3)		0.16150	0.16295	1.45	6.79	89.88	8.10	8.93								
Stage 3 (4-4)		0.17261	0.17412	1.51	7.07	83.09	5.40	5.95								
Stage 4 (4-5)		0.17298	0.17478	1.80	8.43	76.02	3.65	4.02								
Stage 5 (4-6)		0.17041	0.17265	2.24	10.49	67.59	2.31	2.55								
Stage 6 (4-7)		0.16848	0.17212	3.64	17.05	57.10	1.19	1.31								
Stage 7 (4-8)		0.17231	0.17513	2.82	13.21	40.05	0.74	0.82								
Stage 8 (4-9)		0.16788	0.17038	5.20	24.36	26.84	0.50	0.55								
filter (4-11)		0.16457	0.16510	0.53	2.48	2.48	<0.50	<0.55								
50%平均粒徑：								1.11 μm								

品質審核：蘇信人 蘇信人

0013

安裝 ESP+SCR+FGD 下煙囪粒狀物質量濃度數據：

三、檢測結果摘要

基本資料	1. 工廠名稱：台灣電力股份有限公司台中發電廠			5. 管制編號：L0200473											
	2. 地址：台中縣龍井鄉龍井路1號			6. 受測污染源(編號)：燃煤鍋爐 (E40)											
	3. 檢測用途：固定空氣污染淨化定期檢測及申報之檢測(代碼:3)			7. 採樣日期：97年01月22日											
	4. 檢測機構名稱：達利環保顧問股份有限公司			8. 採樣位置：P401											
採樣時污染淨化操作狀況	燃料量(註明單位)			燃料(註明單位)											
	名	額	當日	許可用量	名	額									
	空	力	352MW	550MW	煙煤	196T/hr									
	空	力	空	空	空	250T/hr									
採樣時污染防治設施操作狀況	A. 燃料名稱：煙煤(含硫量)0.93%，且燃料名稱：空(含硫量)空，混燒比例：空														
	空氣污染防治設施名稱			處理量(註明單位)											
	脫硝系統(A401)			名額	當日	許可量									
	第一階段放電電極電流			250mA	100-400mA	空									
	第一階段放電電極電壓			41KV	30-60KV	空									
	出口溫度			102℃	80-160℃	空									
排煙脫硫設備(A403)			石灰石粉漿流量	25m ³ /hr	3-30m ³ /hr										
空			空	空	空										
檢測結果	排氣溫度：9.22% 排氣溫度：95.0℃ 排氣速度：18.20 m/s														
	排氣量 Nm ³ /min：濕基實測值 28565.75，乾基實測值 25931.99														
	空氣污染物	排氣組成(%)			O ₂ 參考基準		污染物濃度值		濃度單位(代碼)	乾基排氣量(註明單位)	乾基排氣校正值(註明單位)	空氣污染物排放量(Kg/hr)	削減率(%)	排氣標準	合格
	檢測方法編號	CO ₂	O ₂	CO	參考基準	實測值	校正值								
	細微污染物(P1) NIEA (A101.72C)	15.7	4.2	<0.1	8%	16.5	15	mg/Nm ³ (L4)	25931.99	29943.83	26.1394	-%	(註4) 32		
	-	-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-	-%	-		
	-	-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-	-%	-		
	V.O.C 防制前	-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-	-	-		
	V.O.C 防制後	-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-	-	-		
	備註：1. "4"指檢測機構檢測本項空氣污染物之能力尚未經環保署認可。 2. "0"參考基準指校正污染物濃度之法定排氣含氧百分率參考基準。 3. "空"係指廠商無提供該項資料。 4. 廠商自行降低後之排放標準。 上述資料經本人做最終審查，確認無誤。實驗室主任簽章：郭叔隆														

頁次 3

安裝 ESP+SCR+FGD 下煙囪粒狀物質量濃度數據：

二、檢測結果摘要

基本資料	1. 公私場所：台灣電力股份有限公司台中發電廠				5. 管制編號：L0200473																
	2. 地址：台中縣龍井鄉麗水村龍昌街1號				6. 受測污染源(編號)：燃煤鍋爐 (E501)																
	3. 檢測用途：固定空氣污染防制法申報之檢測(代碼：B)				7. 採樣日期：97年08月06日																
	4. 檢測機構名稱：建利環保股份有限公司				8. 採樣位置：P501																
採樣時污染源操作狀況	進料量(註明單位)				量(註明單位)				燃料(註明單位)												
	名稱	當日	許可量	名稱	當日	許可量	名稱	當日	許可量	名稱	當日	許可量									
	※	※	※	發電量	550MW/hr	550MW/hr	煙煤	208T/hr	250T/hr	※	※	※									
	※	※	※	※	※	※	※	※	※	※	※	※									
A. 燃料名稱：煙煤(含硫量) 0.77% ; B. 燃料名稱：※(含硫量) ※% ; 混燒比例 A : B 混燒比例 A : B																					
採樣時污染防治設施操作狀況	主要操作參數(註明單位)								處理量(註明單位)												
	名稱		當日		許可量		當日		許可量		處理量										
	單階靜電集塵器(A501)		第一段放電電極電流		361mA		100-400mA		※		※										
			第一段放電電極電壓		55KV		30-60KV		※		※										
	脫硝系統(A501)		氨流量		87Kg/hr		30-225Kg/hr		※		※										
	排煙脫硫設備(A503)		出口溫度		102°C		80-160°C		※		※										
		石灰石粉漿流量		10.08m³/hr		3-30m³/hr		※		※											
檢測結果	排氣溫度：9.57% 排氣溫度：99.0 °C 排氣速度：20.89 m/s																				
	排氣量 Nm³/min：濕基實測值 32250.08、乾基實測值 29163.75																				
	空氣污染物		排氣組成(%)			O ₂ 參考基準		污染程度值		濃度單位(代碼)		乾基排氣校正量(Nm³/min)		空氣污染物排放量(Kg/hr)		削減率(%)		排放標準		合格	
	檢測方法編號		CO ₂	O ₂	CO	實測值	校正值	mg/Nm³(L4)	29163.75	31091.28	19.0148	-%	(註4) 23.5								
	粒狀污染物(P1) NIEA(A101.72C)		14.8	4.7	<0.1	6%	11.1	10													
	-		-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-%	-								
	-		-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-%	-								
	V.O.C 防制前		-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-	-								
	V.O.C 防制後		-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-	-								
	備註：1. "—"指檢測機構檢測本項空氣污染物之能力尚未經環保署認可。 2. "O ₂ 參考基準"指校正污染物濃度之法定排氣含氧百分率參考基準。 3. "※"係指廠商無提供該項資料。 4. 廠商自行降低後之排放標準。 上述資料經本人做最終審查，確認無誤。實驗室主任簽章：郭叔隆																				

郭叔隆

頁次 3

0106196

安裝 ESP+SCR+FGD 下煙囪粒狀物質量濃度數據：

檢驗專案編號： G097A7404

二、檢測結果摘要

基本資料	1. 公私場所：台灣電力股份有限公司台中發電廠				5. 管制編號：L0200473										
	2. 地址：台中縣龍井鄉龍水村龍昌路1號				6. 受測污染源（編號）：燃煤鍋爐 (E011)										
	3. 檢測用途：固定空氣污染源應急物檢測及申報之檢測(代碼:3)				7. 採樣日期：97年07月08日										
	4. 檢測機構名稱：建利環保顧問股份有限公司				8. 採樣位置：P011										
採樣時污染源操作狀況	燃料名稱： <u>煙煤</u> (含硫量) <u>0.85</u> %				燃料名稱： <u>煙煤</u> (含硫量) <u>0.85</u> %，混燒比例 <u>0</u> %										
	進料量 (註明單位)		燃料 (註明單位)		進料量 (註明單位)		燃料 (註明單位)								
	名稱	當日	許可用量	名稱	當日	許可用量	名稱	當日							
	煙煤	186T/hr	250T/hr	煙煤	186T/hr	250T/hr	煙煤	186T/hr							
採樣時污染防治設施操作狀況	主要操作參數 (註明單位)				處理量 (註明單位)										
	名稱		當日	許可用量	當日	許可量									
	第一段放電電極電流		198mA	100-400mA	※	※									
	第一段放電電極電壓		57KV	30-60KV	※	※									
	氣流量		182Kg/hr	100-398Kg/hr	※	※									
	出口溫度		98°C	80-160°C	※	※									
石灰石粉漿流量		19m ³ /hr	10-40m ³ /hr	※	※										
排氣溫度： <u>9.29</u> % 排氣溫度： <u>96.0</u> °C 排氣速度： <u>20.67</u> m/s															
排氣量 Nm ³ /min：濕基實測值 <u>32119.23</u> 、乾基實測值 <u>29135.35</u>															
檢測結果	空氣污染物		排氣組成 (%)		O ₂ 參考基準	污染物濃度值		度設單位 (代碼)	乾基排氣轉數量 (Nm ³ /min)	乾基排氣轉數量 (Nm ³ /min)	空氣污染物排氣量 (Kg/hr)	削減率 (%)	排氣標準	合格	
	檢測方法編號	CO ₂	O ₂	CO		實測值	校正值							先	否
	粒狀污染物 (P1) NIEA (A101.72C)	14.6	5.1	<0.1	6%	11.3	11	mg/Nm ³ (L4)	29135.35	30883.47	20.3834	-%	(註4) 92		
	-	-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-	-%	-		
	-	-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-	-%	-		
V.O.C 防制前	-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-	-	-			
V.O.C 防制後	-	-	-	-%	-	-	-	-	-	-	-	-			
備註：1. 「-」指檢測機構檢測本項空氣污染物之能力尚未經環保署認可。 2. 「O ₂ 參考基準」指校正污染物濃度之法定排氣含氧百分率參考基準。 3. 「※」係指廠商無提供該項資料。 4. 廠商自行降低後之排放標準。 上述資料經本人做最終審查，確認無誤。實驗室主任簽章：郭叔隆															
												頁次		3	

安裝 ESP 下煙囪粒徑分布數據：

粒徑分佈分析結果摘要表

工廠名稱： 台中火力發電廠

排放口編號： P003

採樣日期： 83.04.15 (100%MCR, Low)

分析日期： 83.04.15

層數	粒分佈 (μm)	有效直徑 (μm)	淨重 (g)	重量分佈 (%)	累積率 (%)
0	>11.3	11.3	0.0003	3.2	96.8
1	11.3~7.1	7.1	0.0007	7.6	89.2
2	7.1~4.8	4.8	0.0008	9.4	79.8
3	4.8~3.3	3.3	0.0009	9.9	69.9
4	3.3~2.0	2.0	0.0026	28.9	41.0
5	2.0~1.1	1.1	0.0016	17.9	23.1
6	1.1~0.6	0.6	0.0009	10.5	12.6
7	0.6~0.4	0.4	0.0007	7.6	5.0
底層	<0.4	-	0.0005	5.0	0.0

安裝 ESP 下煙囪粒徑分布數據：

粒徑分佈分析結果摘要表

6/P2

工廠名稱： 台中火力發電廠 排放口編號： P003

採樣日期： 83.04.29 (100%MCR, Normal) 分析日期： 83.05.05

層數	粒徑分佈 (μm)	有效直徑 (μm)	淨重 (g)	重量分佈 (%)	累積率 (%)
0	>10.6	10.6	0.0007	18.2	81.8
1	10.6~6.6	6.6	0.0007	19.0	62.8
2	6.6~4.5	4.5	0.0009	23.5	39.4
3	4.5~3.0	3.0	0.0003	9.0	30.3
4	3.0~2.0	2.0	0.0003	8.0	22.3
5	2.0~1.0	1.0	0.0002	6.6	15.8
6	1.0~0.6	0.6	0.0002	5.6	10.1
7	0.6~0.4	0.4	0.0002	5.3	4.8
底部	<0.4	—	0.0002	4.8	0.0

2010/06/05

安裝 ESP 下煙囪檢測數據：

註：①MCR:Maximum Continuous Rating;最大連續出力。
②N:Normal;正常。L:Low;低。

台中電廠 3 號機煙囪煙道氣檢測數據一覽表 (I)

燃煤種類	取樣時機	分 析 項 目											
		溫度	含氧量	濕度	流速	濕基	乾基	PM (ng/Nm ³)			SO ₂ (PPM)		
		(°C)	(%)	(%)	(m/s)	Nm ³ /min	Nm ³ /min	#1	#2	#3	#1	#2	#3
澳 洲 煤	100%MCR,N	146	5.0	9.4	22.3	30650	27769	51	11	8	1.9	1.7	1.7
	100%MCR,L	138	4.1	8.4	21.3	29859	27351	10	10	9	1.5	1.7	1.2
	75%MCR,N	131	5.5	10.2	19.8	28238	25358	9	8	10	1.0	1.4	0.9
	75%MCR,L	128	4.3	9.7	18.7	26873	24266	6	8	6	1.5	2.5	1.7
	50%MCR,N	117	5.7	9.1	13.5	19858	18051	5	4	5	1.1	0.3	0.7
	50%MCR,L	122	5.2	9.8	12.7	18450	16642	6	7	5	0.9	0.8	1.1

註：①MCR:Maximum Continuous Rating;最大連續出力。
②N:Normal;正常。L:Low;低。
③溫度、含氧量、水份、流速，均以平均值表示。
④粒狀污染物濃度依6%O₂ dry basis 校正。
⑤三氧化硫濃度未依8%O₂ dry basis 校正。

2010/06/02

1896

台中電廠 3 號機煙囪煙道氣監測數據一覽表 (II)

燃煤種類	取樣時機	分 析 項 目											
		二氧化硫 (ppm)			NO _x 一氧化氮 (ppm)			NO ₂ 二氧化氮 (ppm)			一氧化碳 (ppm)		
		#1	#2	#3	#1	#2	#3	#1	#2	#3	#1	#2	#3
澳 洲 煤	100%MCR,N	192.7	180.3	189.8	376.8	391.6	399.3	20.66	22.38	23.37	135.6	144.7	133.3
	100%MCR,L	217.5	219.3	220.7	379.4	388.8	384.2	19.99	22.28	22.72	339.6	331.0	334.4
	75%MCR,N	181.6	164.7	154.4	400.5	417.6	408.0	22.69	23.69	23.27	107.6	115.9	111.0
	75%MCR,L	188.7	195.9	200.4	427.4	437.1	437.1	25.36	24.57	24.15	191.1	184.2	212.3
	50%MCR,N	181.4	175.8	172.9	344.6	337.6	342.4	17.68	24.57	18.51	69.44	75.11	77.65
	50%MCR,L	183.6	184.7	189.2	352.6	347.3	352.2	18.94	17.89	18.67	116.0	92.09	92.04

註：①MCR:Maximum Continuous Rating;最大連續出力。
②N:Normal;正常。L:Low;低。
③監測數值係和粒狀污染物同步檢測。
④各污染物濃度均未依6%O₂ dry basis 校正。

2010/06/02 編號: CCC-83072

安裝 ESP 下煙囪檢測數據：

台中電廠 3 號機煙囪煙道氣檢測數據一覽表 (I)

燃煤種類	取樣時機	分 析 項 目											
		溫度 (°C)	含氧量 (%)	濕度 (%)	流 速 (m/s)	濕 基 Nm ³ /min	乾 基 Nm ³ /min	PM (mg/Nm ³)			SO ₂ (ppm)		
								#1	#2	#3	#1	#2	#3
印	100%MCR,N	155	4.5	10.5	24.2	32269	28881	9	7	6	4.0	3.0	3.0
	100%MCR,L	153	3.7	10.5	23.7	31749	28415	3	5	5	2.0	2.0	3.0
尼	75%MCR,N	140	5.2	10.8	20.3	27994	24971	4	4	3	1.0	1.0	1.0
	75%MCR,L	143	4.5	10.7	19.5	26695	23839	4	3	1	2.0	1.0	1.0
煤	50%MCR,N	126	5.8	10.6	14.6	20827	18619	5	3	5	1.0	1.0	1.0
	50%MCR,L	126	5.3	10.8	14.1	20117	17944	15	16	17	1.0	1.0	1.0

註：①MCR:Maximum Continuous Rating;最大連續出力。
 ②N:Normal;正常。L:Low;低。
 ③溫度、含氧量、水份、流速，均以平均值表示。
 ④粒狀污染物濃度依6%O₂ dry basis 校正。
 ⑤三氧化硫濃度未依6%O₂ dry basis 校正。

2010/06/02

台中電廠 3 號機煙囪煙道氣監測數據一覽表 (II)

燃煤種類	取樣時機	分 析 項 目											
		二氧化碳 (ppm)			一氧化氮 (ppm)			二氧化氮 (ppm)			一氧化硫 (ppm)		
		#1	#2	#3	#1	#2	#3	#1	#2	#3	#1	#2	#3
印	100%MCR,N	145.4	151.3	144.4	223.9	224.2	224.2	11.20	11.21	11.21	108.3	105.6	100.5
	100%MCR,L	147.7	150.2	160.7	215.8	219.5	221.9	10.79	12.90	13.81	346.3	353.4	361.1
尼	75%MCR,N	54.40	59.34	59.88	132.2	137.8	141.9	6.609	6.890	7.095	56.47	58.23	58.12
	75%MCR,L	63.65	66.43	68.43	120.0	123.2	122.4	6.001	6.161	6.119	623.1	445.2	526.2
煤	50%MCR,N	54.26	54.41	51.93	111.6	112.7	113.0	5.600	5.641	5.653	51.46	52.23	50.45
	50%MCR,L	53.62	54.51	55.96	108.9	108.6	109.9	5.447	5.433	5.496	187.0	199.7	212.6

註：①MCR:Maximum Continuous Rating;最大連續出力。
 ②N:Normal;正常。L:Low;低。
 ③監測數值係和粒狀污染物同步檢測。
 ④各污染物濃度均未依6%O₂ dry basis 校正。

編號：CCC-83072
2010/06/02