

出國報告（出國類別：實習）

黃煙及燃油起動期間臭味解決方案 實習報告

服務機關：台灣電力股份有限公司大潭發電廠

姓名職稱：尚偉賢/化學課長

派赴國家：日本

出國期間：100/10/17 至 100/10/30





報告日期：100/12/16

出國報告審核表

出國報告名稱：黃煙及燃油起動期間臭味解決方案實習報告		
出國人姓名(2人以上,以1人為代表)	職稱	服務單位
尚偉賢	化學課長	台灣電力股份有限公司大潭發電廠
出國類別	<input type="checkbox"/> 考察 <input type="checkbox"/> 進修 <input type="checkbox"/> 研究 <input checked="" type="checkbox"/> 實習 <input type="checkbox"/> 其他 _____ (例如國際會議、國際比賽、業務接洽等)	
出國期間：100年10月17日至100年10月23日		報告繳交日期：100年12月16日
出國計畫主辦機關審核意見	<input checked="" type="checkbox"/> 1.依限繳交出國報告 <input checked="" type="checkbox"/> 2.格式完整(本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」) <input checked="" type="checkbox"/> 3.無抄襲相關出國報告 <input checked="" type="checkbox"/> 4.內容充實完備。 <input checked="" type="checkbox"/> 5.建議具參考價值 <input checked="" type="checkbox"/> 6.送本機關參考或研辦 <input type="checkbox"/> 7.送上級機關參考 <input type="checkbox"/> 8.退回補正,原因: <input type="checkbox"/> 不符原核定出國計畫 <input type="checkbox"/> 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容 <input type="checkbox"/> 內容空洞簡略未涵蓋規定要項 <input type="checkbox"/> 抄襲相關出國報告之全部或部分內容 <input type="checkbox"/> 電子檔案未依格式辦理 <input type="checkbox"/> 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 <input type="checkbox"/> 9.本報告除上傳至出國報告資訊網外,將採行之公開發表: <input type="checkbox"/> 辦理本機關出國報告座談會(說明會),與同仁進行知識分享。 <input type="checkbox"/> 於本機關業務會報提出報告 <input type="checkbox"/> 其他 _____ <input type="checkbox"/> 10.其他處理意見及方式:	

說明：

- 一、各機關可依需要自行增列審核項目內容,出國報告審核完畢本表請自行保存。
- 二、審核作業應儘速完成,以不影響出國人員上傳出國報告至「政府出版資料回應網公務出國報告專區」為原則。

報告人		審核人		主管處 主管		總經理 副總經理	
-----	---	-----	---	-----------	--	-------------	---



行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：黃煙及燃油起動期間臭味解決方案實習報告

頁數 42 含附件：是 否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：台灣電力公司/陳德隆/02-23667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

尙偉賢/大潭發電廠/化學課長/03-4733777 轉 2702

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：100/10/17 至 100/10/30

出國地區：日本

報告日期：100/12/16

分類號/目

關鍵詞：熱回收鍋爐(HRSG)、大潭發電廠、複循環(Combined Cycle)，選擇性觸媒轉化器(SCR, Selection Catalytic Reduction)、黃煙(Yellow Plume)、低氮氧化物燃燒器(Low NOx Burner)。

內容摘要：(二百至三百字)

本廠六部機組分為二階段建置，第一階段為#1~2 機，具備燃油及燃氣運轉功能，第二階段為#4~6 機僅具備燃氣運轉功能，試轉過程中，第一階段機組於燃油起動期間，發生臭味逸散問題，引起周界居民關切，第一及二階段機組燃氣期間亦曾發生黃煙問題，再度引起周界居民關切，本次研習之目的即針對上述問題赴建廠承商日本三菱公司，研習相關技術，包括機組調校煙氣溫度方式，調校結果測量方式，低氮氧化物燃燒器升級及增設選擇性觸媒轉化器技術介紹等，成果期能平行展開於新設機組規劃。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網

(<http://open.nat.gov.tw/reportwork>)

報告書目次

	頁次
一、出國研習目的	3
二、出國研習過程	4
三、研習心得及內容	5
(一) 燃燒理論簡介	5
(二) 既設機組燃油氣動臭味問題發生原因	5
(三) 改善方式介紹	6
(四) 既設機組燃氣黃煙發生原因	7
(五) 改善方式介紹	9
(六) 既、新設機組黃煙問題之預防	11
(七) 既、新設機組臭味問題之預防	35
四、結論	39
五、研習心得	39
六、建議	41

一、出國研習目的

1. 目標：本次研習之目的即針對黃煙及燃油起動期間臭味問題赴建廠承商日本三菱公司，研習相關解決方案技術，平行展開於新設機組規劃。
2. 緣起：本廠六部機組分為二階段建置，第一階段為#1~2 機，具備燃油及燃氣運轉功能，第二階段為#4~6 機僅具備燃氣運轉功能，試轉過程中，第一階段機組於燃油起動期間，發生臭味逸散問題，引起周界居民關切，第一及二階段機組燃氣期間，亦曾發生黃煙問題，再度引起周界居民關切。
3. 實施要領：赴大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)實習，蒐集黃煙及燃油起動期間臭味問題解決方案的相關技術。
4. 要求成果：取得黃煙及燃油起動期間臭味問題解決方案，平行展開於新設機組規劃。

二、出國研習過程

- (1) 100年10月17日：由松山機場搭機赴日本羽田機場，再轉車至橫濱。
- (2) 100年10月18日至100年10月29日：於橫濱三菱重工發電部門總部，實習黃煙及燃油起動期間臭味解決方案等技術，並就大潭發電廠新設機組可行性評估及環評承諾內容有關黃煙及臭味問題進行討論。
- (3) 100年10月30日：由橫濱轉車至日本羽田機場返回松山機場。

三、研習心得及內容

(一) 燃燒理論簡介

1. 燃燒是一種快速之氧化反應，然而要形成燃燒的要件有三：氧氣、可燃物質及達到燃點，三者之間的關係具有化學劑量平衡關係，但在實際之燃燒條件下，氧氣的濃度都較燃料完全燃燒所需之氧氣量較多，已達成反應之驅動力，使燃燒反應達成。
2. 燃燒系統中有三種主要成分：可燃物質、氧化物及惰性物質，以天然氣燃燒程序為例，分別為 CH_4 、 O_2 及 N_2 ，過量之空氣存在時，有可能因為燃燒溫度過高而產生氮氧化物，該化合物屬燃燒之副產物，音排放至大氣中，因不利之氣象條件、地形及陽光照射而產生危害呼吸器官之物質，謂之光化學霧。
3. 完全燃燒的條件：

(1) 空氣條件（空燃比）：

< 理論空氣量，燃料燃燒不完全，產生複雜碳氫化合物或黑煙，通常發生於燃料熱值高，液態及固態燃料。

> 理論空氣量，降低爐溫，影響效率，產生過多氮氧化物，通常發生在氣態燃料，過剩空氣大之燃燒程序。

(2) 溫度條件：在氧氣存在下，可燃物質開始燃燒之最低溫度，EX： CH_4 為 537°C 。

(3) 時間條件：燃料與氧氣在爐內的停留時間（燃燒室 COMBUSTER 大小）。

(4) 混合條件：燃料與空氣充份混合程度(燃氣之紊流程度)。

(5) 臭味及黃煙的問題之解決，皆靠上述條件調整。

(二) 既設機組燃油起動臭味問題發生原因

1. 低溫燃燒：本廠各機組皆設置乾式低氮氧化物燃燒器，#1~2 機在燃用

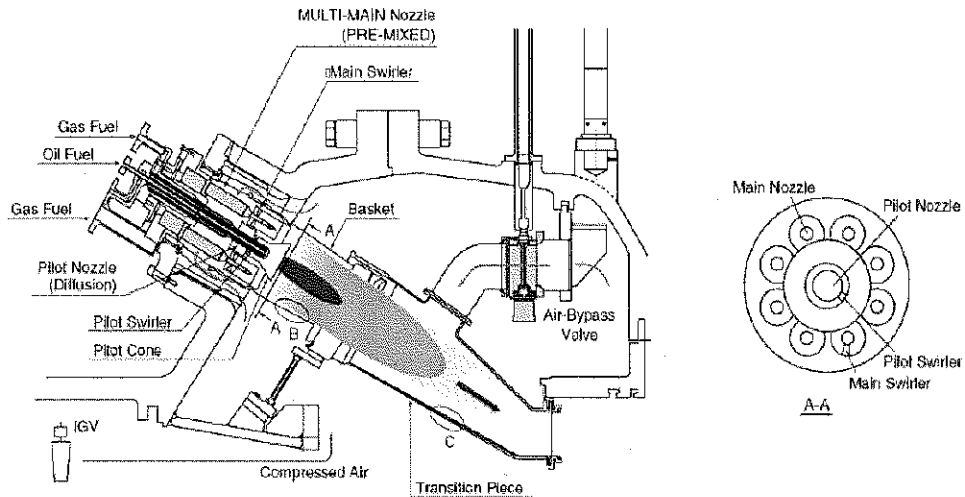
輕柴油起動時，燃燒室長時間處於低火燄溫度下，致使輕柴油燃燒不完全，產生黑煙及臭味，如安全閥測試期間、機組冷機起動等。

2. 產生臭味時間過長導致民情發生。

(三) 改善方式介紹

1. 單循環運轉以縮短低負載停留時間：提高起動負載，冷機起動期間將 HRSG (Heat Recovery Steam Generator) 產生之蒸汽大部分送入冷凝器凝結，GT (Gas Turbine) 迅速升載。(缺點：浪費能源)
2. 提高煙氣溫度：起動期間降低 IGV(空氣進口閥 inlet gas valve)開度，減少空氣量，燃空比再升高，煙氣溫度提升，煙囪臭味由 40,000 以上降低至低於 20,000。
3. 97 年後法令由 50,000 修改為 4,000，提出燃料切換 (FUEL CHANGE OVER) 一法，先以燃氣起動機組，至負載升高至 50MW 時，立即切換燃料為燃油，因建廠承商仍無法保證本法降低臭味效果，且因切換期間，需暫時關閉 CPM (Combustion Pressure Fluctuation Monitoring System) 監控，避免跳機之風險，本法無法執行，考量責任歸屬問題，仍由核火工處請三菱公司持續執行研發新法改善。
4. 因本廠申請溫室氣體自願性減量，適用之方法學要求限制燃油不得超過總燃料 1%，燃油機率低，目前大修後燃油調校及安全閥測試採先報備制，至今尚無重大民情發生。

下圖為 stage1 燃燒器示意圖，低氮氧化物燃燒器之運作模式為利用 IGV(inlet gas valve 空氣進口閥) 將壓空氣引入，利用空氣旁通閥 (air bypass valve) 釋放多餘之空氣，燃料之供給分為油、氣二系統，分別有主燃料噴嘴(main nozzle)及母火噴嘴(pilot nozzle)分別供給燃料，控之各階段適當之燃空比。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖一、stage1 燃燒器示意圖

起動期間 IGW 低開度，AIR-BYPASS 全開，因背壓高，空氣由 PILOT 及 MAIN 旁套管進入燃燒室比例低，燃空比高。逐步升載至滿載，IGW 逐步增大開度至全開，AIR-BYPASS 逐步縮小開度至全關，空氣完全由 PILOT 及 MAIN 進入，由 MAIN 產生之預混焰抑低 NO_x 濃度。

故在 BYPASS VALVE 全開無法再增大開度及燃料供給量不變之情況下，唯有降低 IGW 開度可降低空氣進量，燃空比提高，火燄溫度上升，燃燒完全而降低臭味。

(四) 既設機組燃氣黃煙發生原因

1. 氮氧化物的熱生成機制：Zeldovich' s model

$O_2 + M \rightarrow 2O \cdot + M$ 因高溫存在使得氧分子分裂為氧原子

$N_2 + O \cdot \rightarrow NO + N \cdot$ 氧原子與氮分子結合形成一氧化氮及一個氮原子

$O_2 + N \cdot \rightarrow NO + O \cdot$ 氮原子再與空氣中之氧分子結合產升一氧化氮及一個氧原子，自此循環反應形成，一氧化氮因此產生。

$N + OH \rightarrow NO + H \cdot$ 氮原子再與空氣中之氫氧分子結合產升一氧化氮及一個氫原子，自此循環反應形成，一氧化氮因此產生。

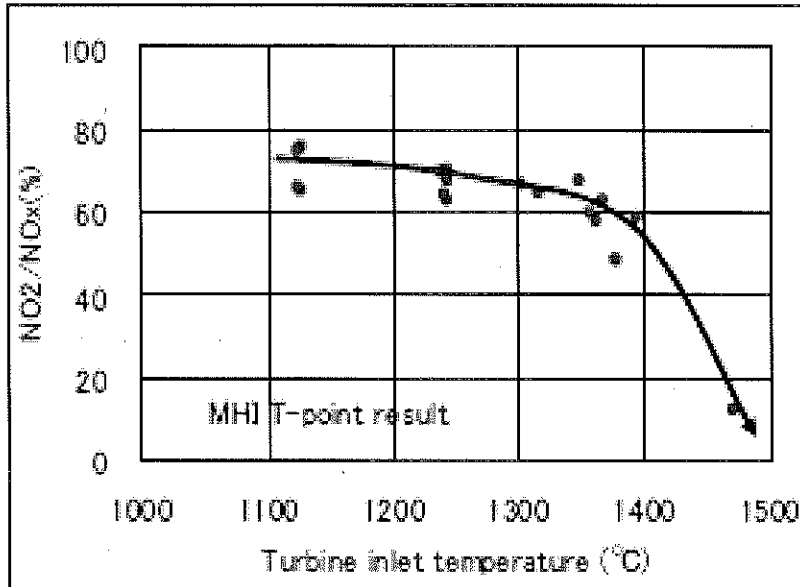
M：高溫

故高溫燃燒下，過剩空氣中之氮與氧結合產生一氧化氮。

2. 設置低氮氧化物燃燒器所致，機組在接近中間負載之特定區域，過剩空氣及低溫，使得一氧化氮與過剩空氣中之氧氣氧化生成二氧化氮
3. 二氧化氮為紅棕色氣體，在煙氣中稀釋形成黃煙，造成目視感官差，產生民情。
4. 二氧化氮生成率與溫度關係
 - (1) $N_2+O_2 \rightarrow 2NO$ (高溫) K1 (反應常數)
 - (2) $2NO+O_2 \rightarrow 2NO_2$ K2 (反應常數)
 - (3) K1 與溫度成正比，K2 與溫度成反比
 - (4) 煙氣溫度上升，NO 濃度高，NO₂ 濃度低。
 - (5) 煙氣溫度下降，NO 濃度低，NO₂ 濃度高。

NO/NO ₂ 平衡常數		
凱氏溫度	K1	K2
300	10^{-30}	10^6
1,000	7.5×10^{-9}	1.1×10^2
1,500	1.1×10^{-5}	1.1×10^{-2}
2,000	4×10^{-4}	3.5×10^{-3}

表一、一氧化氮與二氧化氮文獻資料表



圖二、二氧化氮產生與溫度關係圖（日商三菱公司實測）

（五）改善方式介紹

1. 解決標的：降低煙氣中之二氧化氮濃度

2. 解決方案：

(1) 物理性：升溫，提高黃煙區溫度，降低二氧化氮生成至煙氣透明或燃燒器進行改善，有關物理性之燃燒器改善部份於下一節「既、新設機組黃煙問題之預防」敘明。

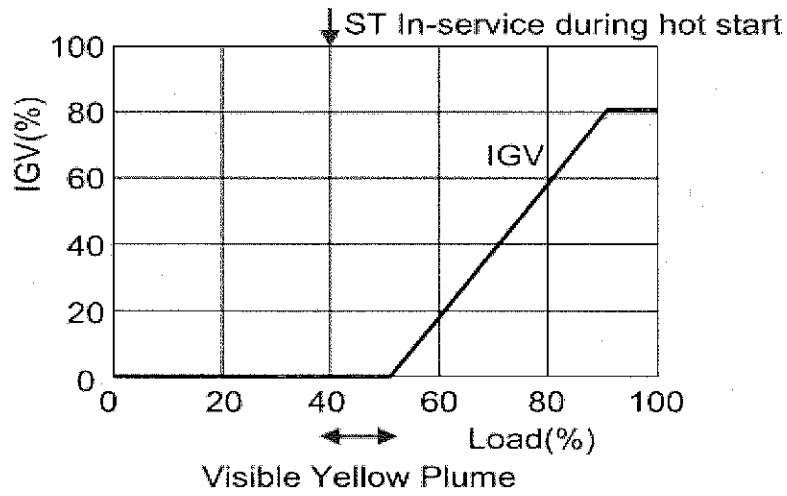
A. Stage I 黃煙發生於 40~50%LOAD 階段，IGV 處於全關，無法再關，故改善方式為修改機組起動程式，將熱機起動之汽機 IN SERVICE 階段負載，由 40% 升至 50%，縮短機組停留於黃煙區之時間。

B. Stage II 黃煙發生於 60~70%LOAD 階段，修改機組起動程式，降低該黃煙發生區 IGV 開度。

C. 綜上，降低黃煙對策皆為修改 APS 程序，縮短機組於黃煙區停留時間，縮短黃煙產生時間。

D. 惟並未徹底解決黃煙問題，機組仍有因調度需求停滯在黃煙區時，仍有黃煙產生，如機組增設 SCR（選擇性觸媒轉化器），可徹底將 NO2 去除。

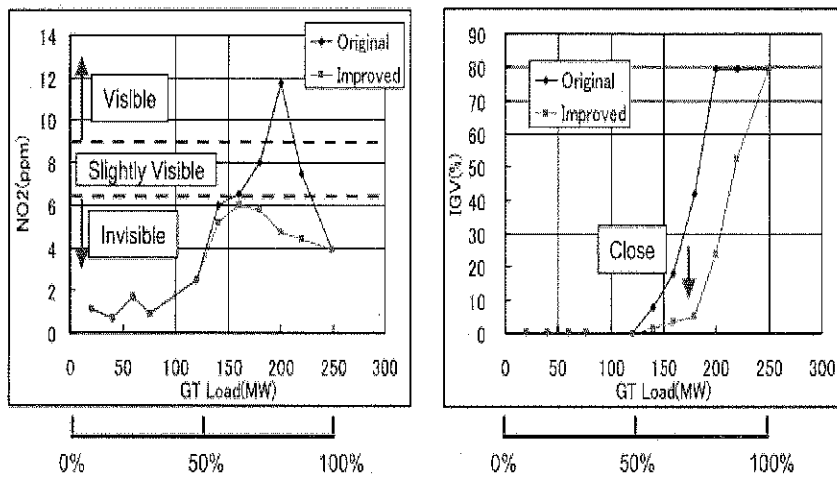
E. #1~2 機黃煙改善：調高負載，提高煙氣溫度，增加一氧化氮之濃度，降低產生黃煙濃度物質，二氧化氮濃度。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHD)提供

圖三、#1~2 機停留負載由原設 40%調高至 50%示意圖

F. #3~6 機黃煙改善：IGV 緩開



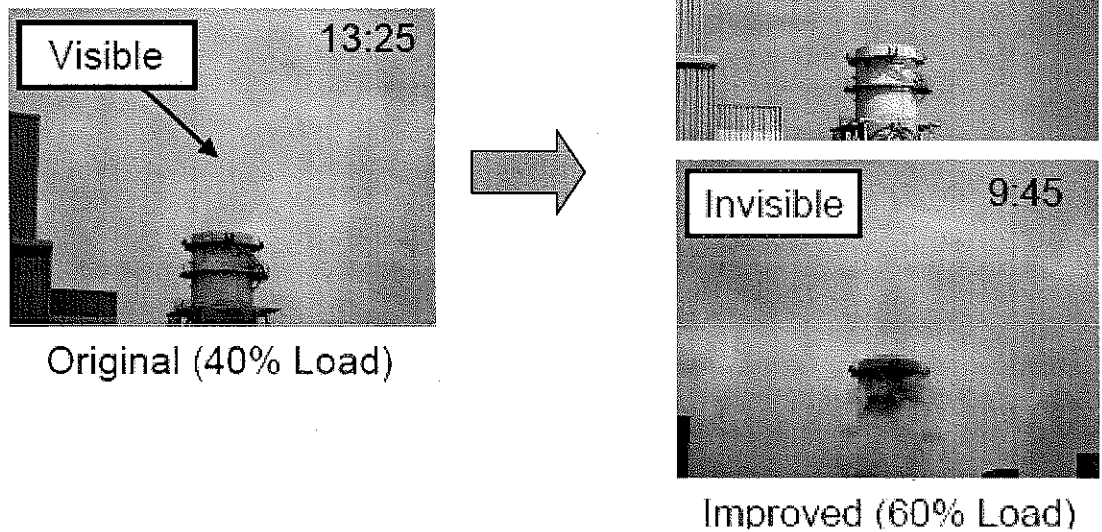
大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHD)提供

圖四、負載與黃煙關係圖

圖五、IGV 緩開煙氣溫度提升圖

G. 物理性改善前後對照

STAGE I 目視照片，確有部分效果

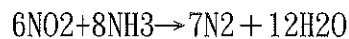


大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHD)提供

圖六、黃煙改善前後對照圖

(2) 化學性 (新、既設機組改善) : 增設觸媒轉化器, 以還原劑(氨或尿素)將二氧化氮分解為無色、無害、無味之氮氣及水。

反應方程式如下

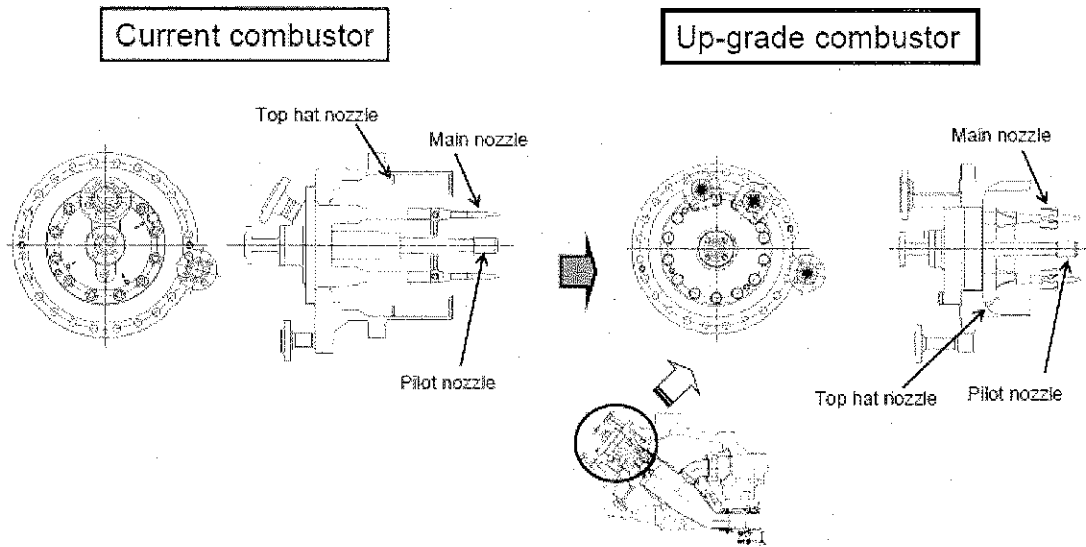


(六) 既、新設機組黃煙問題之預防

黃煙來源為煙氣中之二氧化氮, 新設機組如因環評「增加機組 NOX 排放量不得增加」要求, 將採行「既有機組改善」及「選用新設更低氮氧化物排放之機組」, 隨氮氧化物排放濃度之降低, 黃煙問題隨之解決, 而 NOX 濃度再降低之選項:

1. 低氮氧化物燃燒器升級 (物理性)

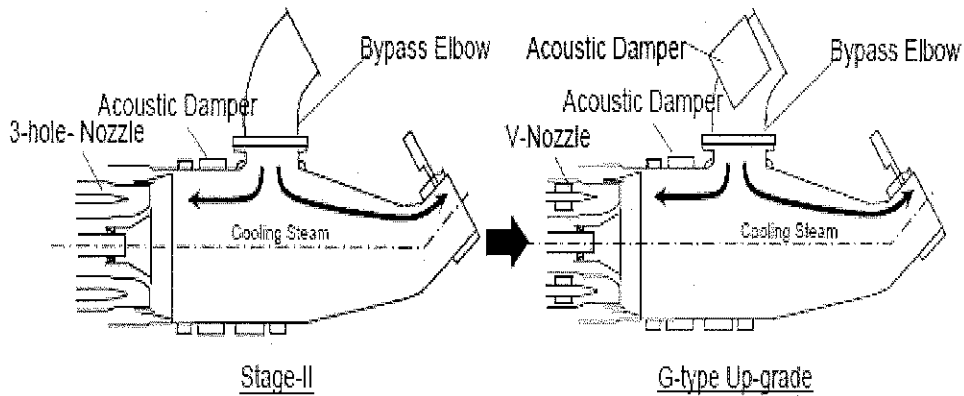
(1) 低氮氧化物燃燒器升級 (#3~6): 主燃料噴嘴增設導翼及管路更新, 相關增設位置如下圖所示。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHD)提供

圖七、stageII 燃燒器升級增設導翼位置圖

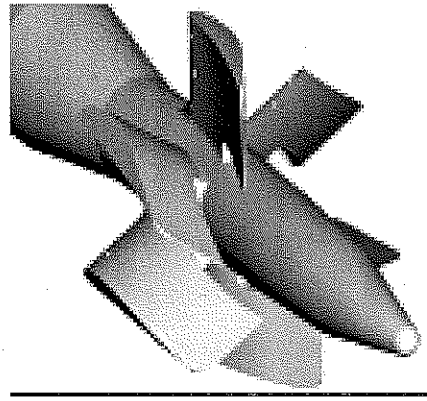
(2) GT 改善部分：增加吸音裝置，防止振動損傷燃燒氣管壁。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHD)提供

圖八、stageII 燃燒器升級增設吸音裝置位置圖

(3) 燃料噴嘴增設導翼



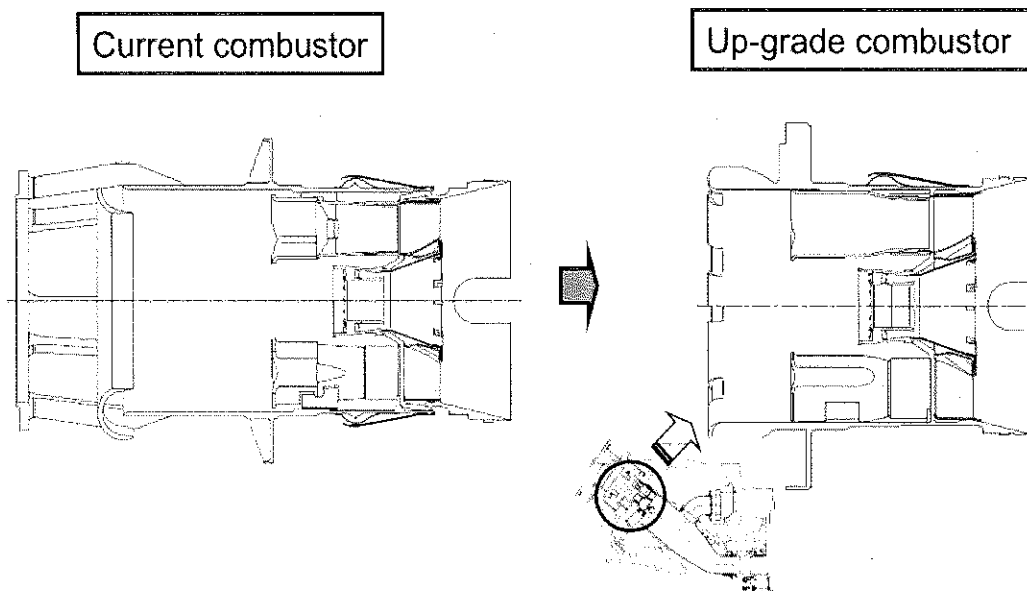
V-Nozzle

大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖九、stageII 燃燒器升級增設導翼圖

每只 Main Burner 增加 6 片導翼，每片導翼中空與燃料主管相聯，正反面皆有噴孔 2 只，共 24 只，較 G-type Main Burner 3 孔增加 21 孔，加速燃氣與空氣混合速率，火焰短，NOx 低。

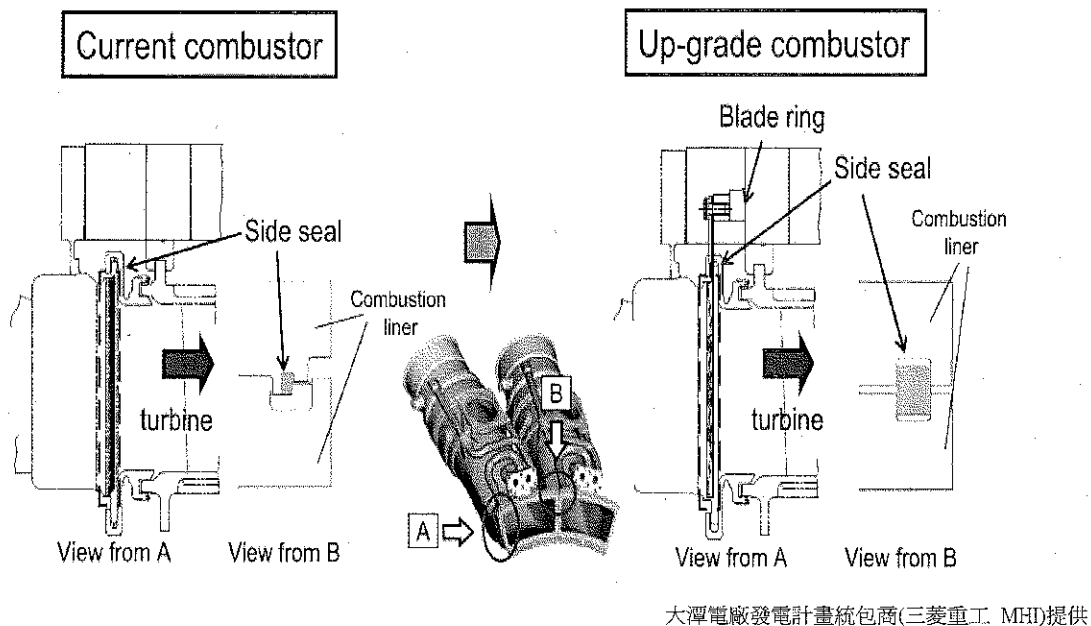
- (4) 燃燒器長度縮短：縮短火焰長度減少過剩空氣停留於高溫區之時間，產生抑低氮氧化物之濃度。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

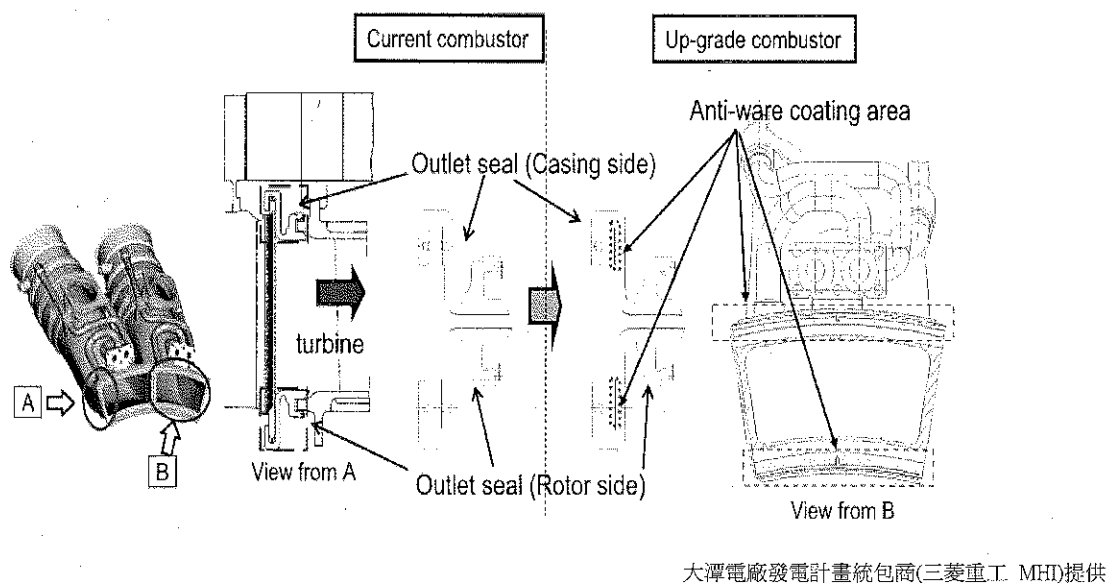
圖十、stageII 燃燒器升級增設導翼位置圖

- (5) 燃燒器降低漏氣率改善：邊封及襯墊改善



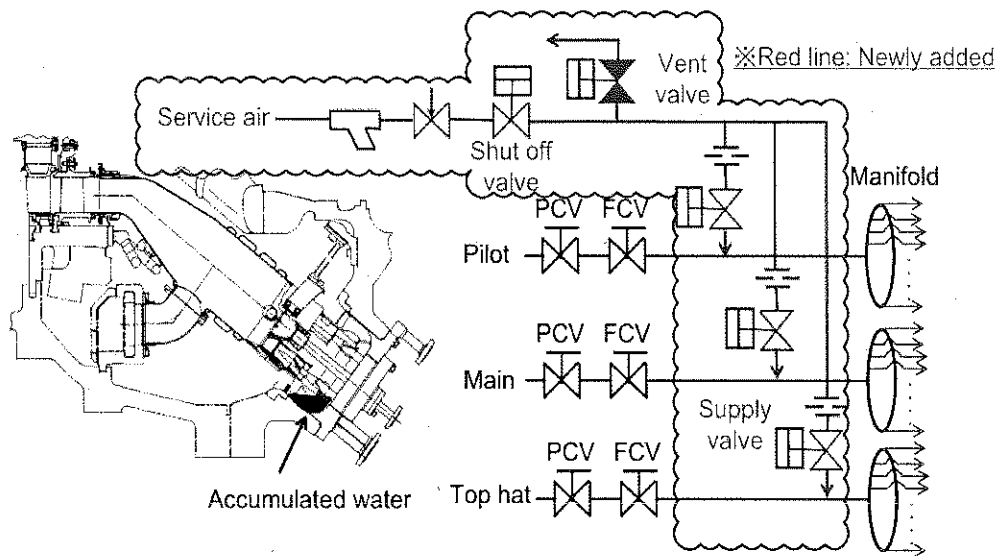
圖十一、stageII 燃燒器升級邊封及襯墊改善圖

(6) 殼側外部邊封、抗磨損塗層區，藉以防止空氣之滲入，導致氮氧化物之產生。



圖十二、stageII 燃燒器升級殼側外部邊封、抗磨損塗層區改善圖

(7) 增設廠用空氣吹乾積水(葉片清洗)，因燃燒器改善後將因燃燒器傾斜角度增加導致底部無法加將清洗葉片之積水順利排出，需增設廠用空氣將積水吹乾，相關設施改善位至如下圖。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖十三、增設廠用空氣吹乾燃燒器管路圖

(8) #3-6 機燃燒器改善部分表共八項。

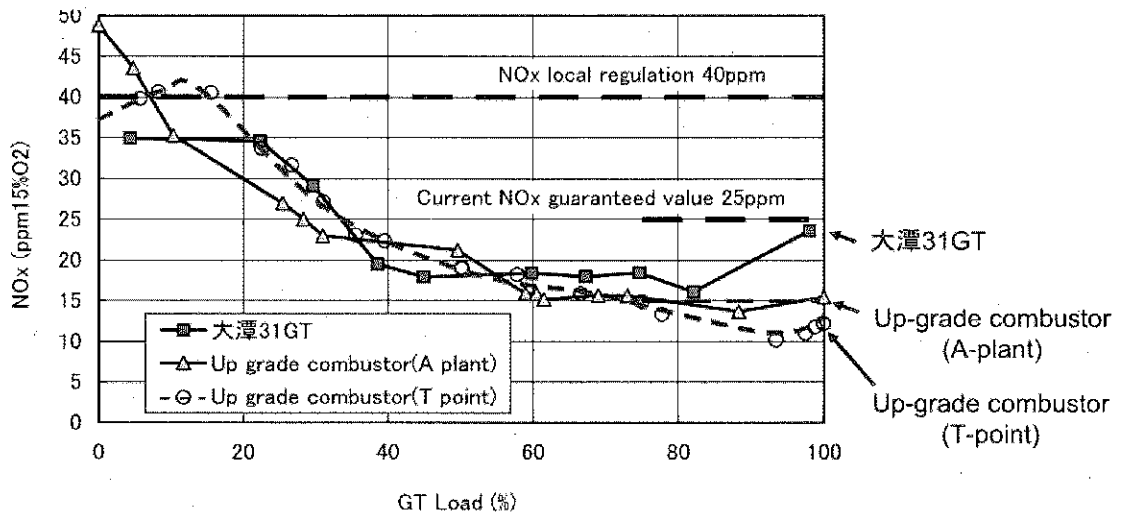
	Parts	Action
1	Nozzle	Replacement
2	Combustor Swirler Assembly	Replacement
3	Combustion liner	Modification
4	Side seal	Replacement
5	#1 Blade ring	Modification
6	Branch pipe	Replacement
7	Service air line	Addition
8	IGV more close system	Modification

大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

表二、#3-6 機燃燒器改善部分總表

(9) GT 改善績效對照(NO_x)，其中大潭發電廠 3-1GT 在滿載測試期間，氮氧化物之排放濃度為約 25ppm，而對照三菱公司於日本本國安裝之燃燒器生及後 A 電廠滿載氮氧化物測值，顯示燃燒器升級改善效果顯著，約降至 15ppm，遠低於燃燒器未升級之大潭發電廠機

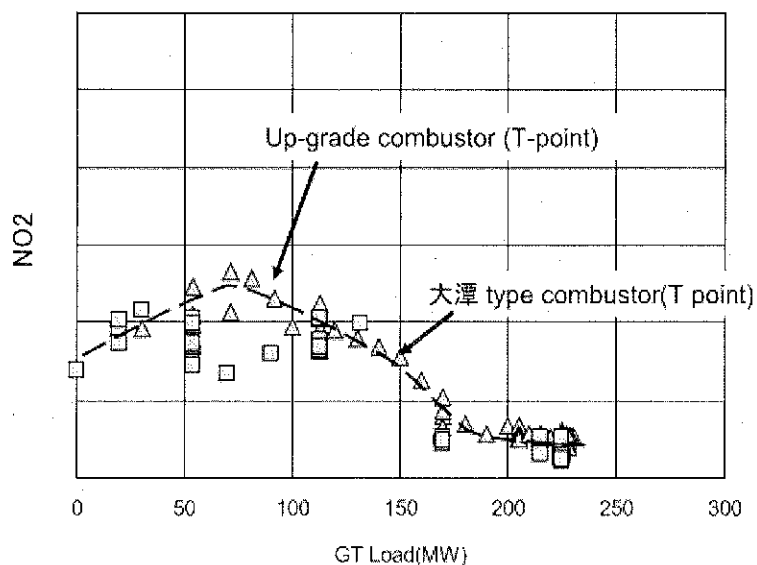
組，同樣的情形亦發生於三菱公司之 1：1 試驗工廠（T-point）燃燒器升級改善效果顯著，約降至 12ppm，如下圖所示



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖十四：燃燒器升級氮氧化物排放濃度對照表

(10) GT 改善績效對照 (NO₂ 黃煙)，再 GT 升級之將低氮氧化物濃度之效果發生於負載大於 70%之煙氣中，對照未升級之大潭發電廠 3-1GT 二氧化氮之濃度未明顯降低，故燃燒器升級之抑低黃煙效果，無明顯績效，勢必須朝向選擇性觸媒轉化器之設置方面達到降低黃煙之目的。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖十五、燃燒器改善設計對黃煙霧值二氧化氮濃度對照圖

(11) Stage1 燃燒器升級改善列表

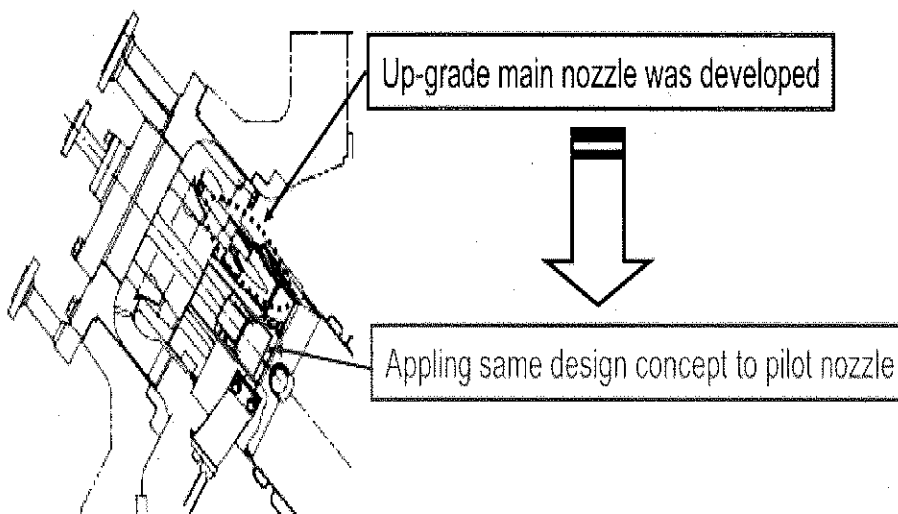
	Parts	Action	Remark
1	Combustor basket, Nozzle	Replacement	Combustor basket and nozzle are replaced with up-grade type.
2	Transition piece	Newly Development	Transition piece accommodated to up-grade combustor should be newly developed for 501F.
3	Combustor shell	Modification or Replacement	The combustor shell accommodated to up-grade combustor is necessary.
4	Top hat gas line	Addition	Top hat gas system is added for applying up-grade combustor.
5	Service air line	Addition	During off line blade washing, in order to prevent accumulated water from flowing into up-grade nozzles, it is necessary to feed service air into each fuel line.
6	Branch pipe	Replacement	The positions of nozzle flange for up-grade combustor are different from original. Therefore, all branch pipes are necessary to be replaced with new ones for up-grade combustor.
7	Fuel valve	Replacement	Fuel valve of each fuel line may be replaced.
8	Control logic	Modification	Control logic is modified with CLCSO same as Stage II.
9	A-CPFM	Replacement	A-CPFM is replaced to new type which can additionally control top hat fuel.

大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

*改善項目過多，原廠建議不改善，僅裝設 SCR 為宜。

2. 新設機組選項 (501J)

(1) 501J 型後之未來發展：氮氧化物排放濃度為 9ppm，預計三年後 (2014) 上世，主要設計原理改變為母火噴嘴(pilot nozzle)也增設導翼，使得母火之擴散焰區，因供給之空氣經過導翼而擾流，與燃料充分混合，降低母火因擴散焰高溫產生之氮氧化物排放濃度。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖十五、燃燒器母火燃料噴嘴增設導翼示意圖

(2) 新設機組選項 501J 機組 GT 燃燒器：新設機組之滿載溫度為攝氏 1600°C 較大潭發電廠 stageII 之機組溫度高約 100°C，因此效率亦高於大潭發電廠 GT501G 之設計，熱效率可高達 62%，意謂同樣質量之燃料可以發出更多的電，以此機組為新設電廠之機組，對於溫室氣體減量績效助益極大，更能提高營運收益，但是因著溫度提高，過剩空氣產生之氮氧化物亦呈現指數關係大幅增加，為此必須針對此一現象，重新設計燃燒器，故三菱公司 501J type 新型氣渦輪機將旁通空氣管完全移除，換言之，新設機之燃燒器之燃空比空控制不再藉由空氣旁通閥之開度進行調節，而是採用其他方式進行調節，經洽該公司工程人員說明，因原設之空氣旁通閥常有無法完全關死而漏氣之現象，此漏氣現象因燃氣溫度提升，將產生大量氮氧化物，超出環保法令之限制，故燃空比之控制有重大改變，其設計原理分述如下：

(3) 501J 機組低氮氧化物燃燒器原理

	501G	Up grade-501G	501J
燃料	Pilot	Pilot	Pilot
	Main	Main	Main a/b
	Tophat	Tophat	Tophat a/b
空氣	Bypass	Bypass	×

表三、三菱公司各種 GT 燃燒器相關設施比較表

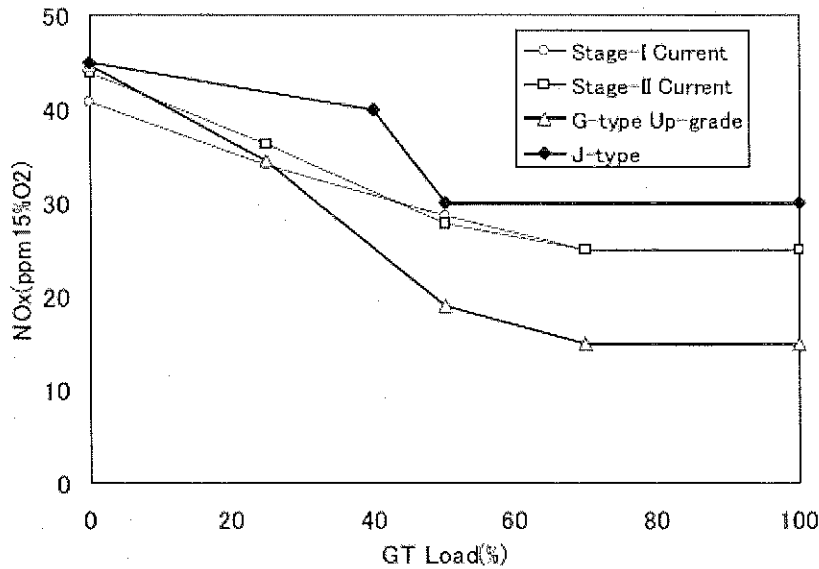
501J 型燃燒器除有母火噴嘴裝置外，另採取無旁通閥裝置，其燃空比控制採二組(a/b)tophat 及 main burner 進行控制火焰。

以一組 GT 擁有 8 組燃燒器，低載使用 a 組 (main×5)

高載用 a/b (main×8)

(4) 501J 及既設 GT 預估改善後成果如下圖示，雖經燃燒器改善之設

計，501J type 氣渦輪機在負載超過 70%至滿載情況下，氮氧化物濃度為 30ppm 如無其他抑低氮氧化物之設施存在下，將無法符合環評報告書之承諾值 25ppm，故未來台電公司如選用該機組設廠時，選擇性觸媒轉化器為必備之設施。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖十六、三菱公司 501J type 氣渦輪機氮氧化物排放濃度圖

3. 環評承諾要求：

台電公司因第四核能發電廠延遲供電及電力需求的關係，台灣電力公司預計於大潭發電廠增建新機組共四部機組，預計 102 年前完成環境影響評估工作，107 年前完成增設，惟因本國相關環保法令日趨嚴格，本公司環境保護處經多方蒐集資料，推估本廠新增機組之環評恐被環評委員要求「在不增加環境污染排放量下有條件同意增設新機組」，依據質量不滅定律，當新增四部機組煙氣排放量增加 67%（假設以新增機組煙氣排放量與既設機組平均量相當）而污染總量不變時，既設機組須減量 40% 以供給新增機組使用，以煙氣排放中氮氧化物濃度為例，原環評承諾當負載大於 70%時，氮氧化物濃度承諾限值為低於 25ppm，新設機組後，本廠所有機組之氮氧化物濃度承諾限值須修正為低於 15ppm，相關計算說明列表如下：

$$(1) \text{NOx(公噸/年) (不變) = 排放濃度 (ppm) } \downarrow \times \text{排放煙氣流量 (m}^3/\text{年)} \uparrow \times \text{煙氣密度 (公噸/m}^3)$$

上式之氮氧化物年排放濃度固定時(環評委員要求), 新增機組即代表排放煙氣流量 (m³/年) 增加, 為達質量平衡, 排放濃度須下降方可符合排放量之需求。

(2)#1~10 機皆需降低 NOx 濃度 (環保處預估環評承諾濃度)

	NOX	NH3 slip
Stage I (#1~2)	25→9ppm	5ppm
Stage II (#3~6)	25→8ppm	5ppm
#7~10 機	3ppm	3ppm

表三、環保處預估環評承諾濃度表

(3)經詢三菱公司承諾改善後 NOx：達成環評需求之設施改善，需採用氣渦輪機燃燒器升級及增設選擇性觸媒轉化器組合，其中 stageII 可採用氣渦輪機燃燒器升級及增設選擇性觸媒轉化器組合，可達成環評目標值 8ppm，而 stageI 因採用氣渦輪機燃燒器升級需更動設施極多，建議不升級而採增設選擇性觸媒轉化器以達成環評目標值。

	Fleet	Up-grade combustor	SCR	Estimated NOx under gas firing (more than GT 70% load)
Stage II	G type	O	N/A	15ppm
		N/A	O	13.5ppm
		O	O	8ppm
Stage I	F type	O	N/A	15ppm(Not recommended)
		N/A	O	9ppm

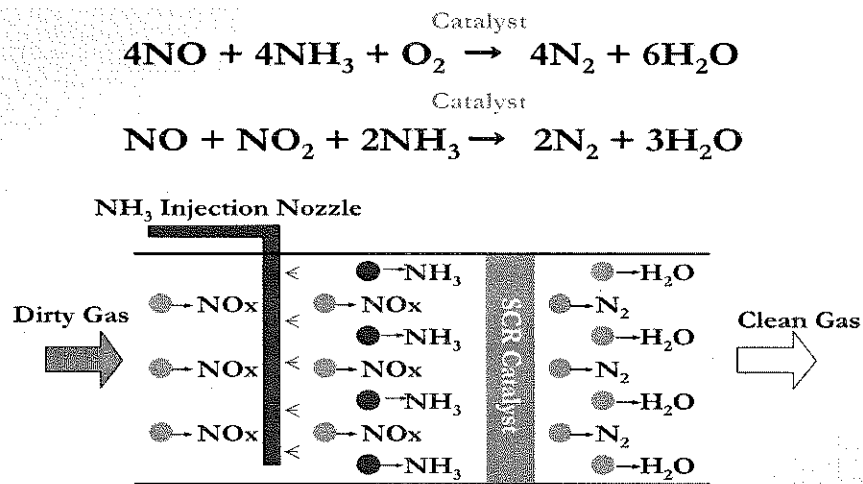
大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHD)提供

圖十七、三菱公司燃燒器改善及設置選擇性觸媒轉化器之承諾氮氧化物濃度列表

綜上所述僅以現有機組氮氧化物燃燒器改善科技無法滿足新設機組環評承諾需求濃度，需再增設觸媒轉化脫硝設備氮氧化物，以二級程序降低氮氧化物，選擇性觸媒轉化器原理及相關設計分述如後：

4. 增設選擇性觸媒轉化器（SCR 化學性）

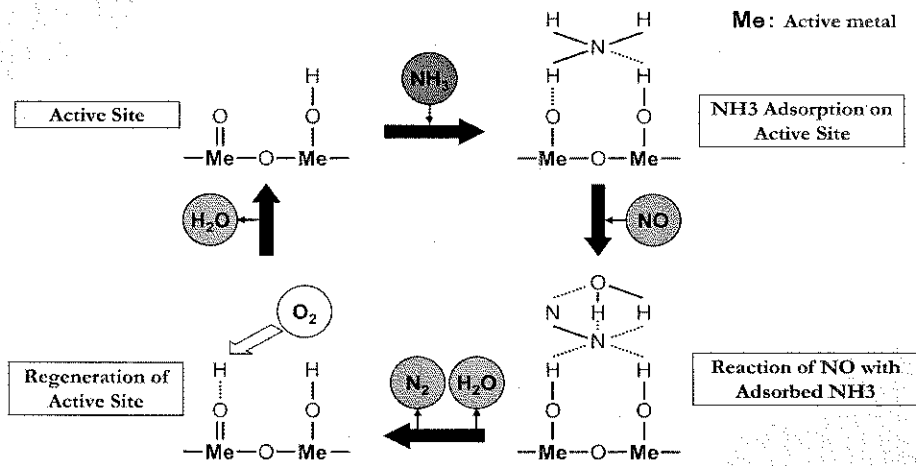
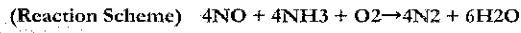
(1) SCR 脫硝原理：利用氨氣或氨水為還原劑，與煙氣中之氮氧化物產生還原作用，為降低反應溫度及提高轉化率，採取將所有反應物交由觸媒活化金屬吸附於其表面，加速反應後形成氮氣及水脫附而去，故觸媒轉化器所扮演之角色為吸附增濃器及提供降低活化能途徑劑，為促使反應達成之物質。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHD)提供

圖十八、觸媒轉化設施示意圖

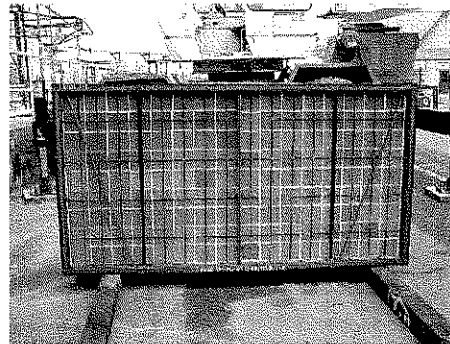
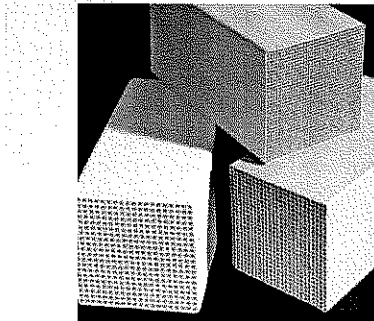
(2) 觸媒本身提供反應路徑不參與反應：觸媒本體之活性區域以塗佈之方式在載體表面，參與反應之過程為，先將注入之還原劑吸附於活性表面上，產生增濃效應，提高還原劑濃度於觸媒表面，接著在吸附煙氣中之氮氧化物，產生反應於觸媒表面，形成氮氣及水後產生脫附效應，觸媒表面活性位置完全無消耗，故可重複使用。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖十九、觸媒轉化反應機構圖

(3) SCR 模組塊：為提升觸媒之表面積及觸媒之強度，三菱公司將觸媒形狀製作成蜂巢式結構之模組塊，以觸媒床設置空間之大小為考量，設置孔洞不同大小及不同數量之模組塊，編製成組，便利於安裝及拆檢。



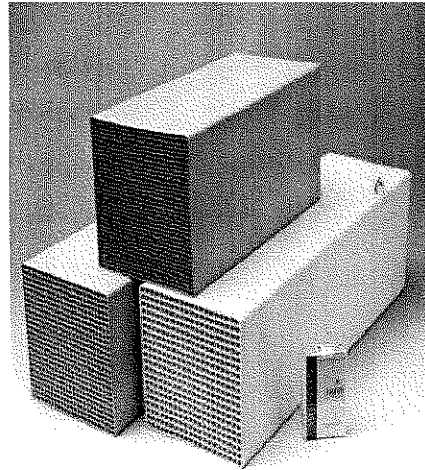
- Catalyst cell density (pitch):
2.1 mm ~ 10.0 mm
- Catalyst element size:
150 mm[□]x 1350 mmL(max.)
- Catalyst module is composed of catalyst elements and steel frames to hold them

大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖二十、蜂巢式觸媒床模組塊

(4) SCR 模組塊特性：以二氧化鈦為基材，五氧化二钒、三氧化錳為活性體，固具有高氮氧化物轉化率、高熱穩定度、無副產品產生、高抗硫氧化物及灰塵阻塞、高抗腐蝕性，分解之觸媒可利用等特性。

1. High NO_x Removal Efficiency
2. Thermal Stability
3. No By-product
4. High Resistance to SO_x and Dust
5. High Resistance to Erosion
6. Reuse of Spent Catalyst



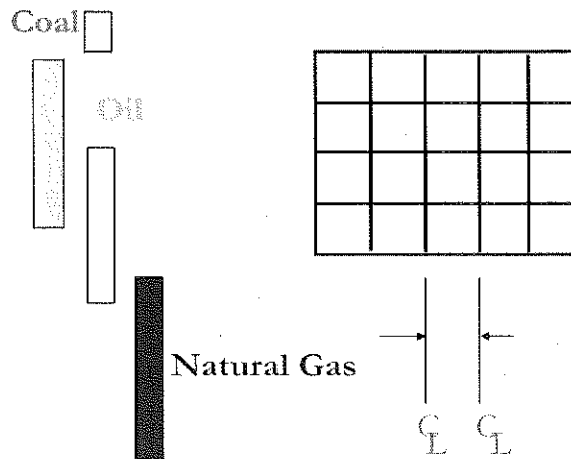
大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖二十一、蜂巢式觸媒床模組塊特性圖

(5) SCR 模組塊選用標準：考量煙氣成分之不同(灰份之高低)對觸媒孔堵塞機率及吸附表面積之大小，選擇蜂巢孔徑大小，其中燃煤機組因飛灰存在情形，只適用大孔徑，燃油機組考量硫酸氫胺之產生，適用中、大孔徑，燃氣機組因無上述問題產生，可選用小孔徑大比表面積，本廠既設機組礙於觸媒床空間極小之考量，僅能選用最小孔徑之觸媒模組塊。

Pitch

- 10.0 mm = 15 cell
- 9.2 mm = 16 cell
- 8.2 mm = 18 cell
- 7.4 mm = 20 cell
- 7.1 mm = 21 cell
- 6.9 mm = 22 cell
- 5.9 mm = 25 cell
- 4.2 mm = 35 cell
- 3.7 mm = 40 cell
- 3.3 mm = 45 cell
- 2.7 mm = 55 cell
- 2.1 mm = 70 cell



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖二十二、觸媒孔徑大小適用範圍圖

(6) SCR 模組塊特性：單位體積觸媒所擁有比表面積對照關係，與蜂巢

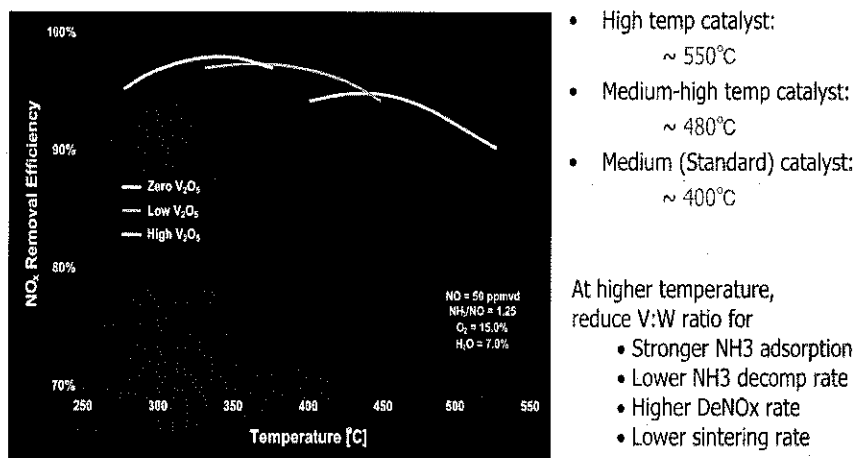
孔徑大小有關，選用最小孔徑之觸媒具有最大之比表面積，惟所產生之煙氣壓差亦屬最大，設計過程需一併考量，方能避免機組效率偏低之問題。

Catalyst Pitch	2.1	2.7	3.3	3.7
Number of Cell	70	55	45	40
Size (mm)	150	150	150	150
Wall thickness (mm)	0.22	0.26	0.34	0.47
Opening (mm)	1.9	2.4	3.0	3.2
AP Value (m ² /m ³)	1668	1312	1084	910
Pressure drop ratio (-)	2.4	1.4	1.0	0.9

大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖二十三、單位體積觸媒所擁有比表面積對照關係表

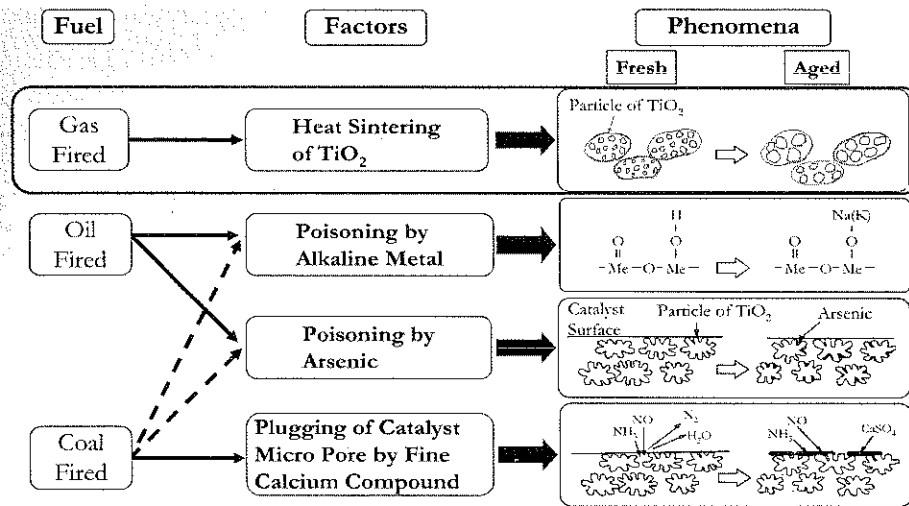
(7) SCR 觸媒適用溫度：觸媒轉化效率分布與溫度有關，溫度過低無法進行催化作用，溫度逐步上升轉化率逐步提升至最大值，煙氣溫度在升高後轉化率不升反降，故不同之觸媒成分，分別具有不同之特性曲線，各有不同之最適溫度，以三菱公司原廠技師之建議，燃氣復循環發電機組適用之觸媒最適反應溫度為攝氏 315-350°C。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖二十四、觸媒轉化率特性曲線圖

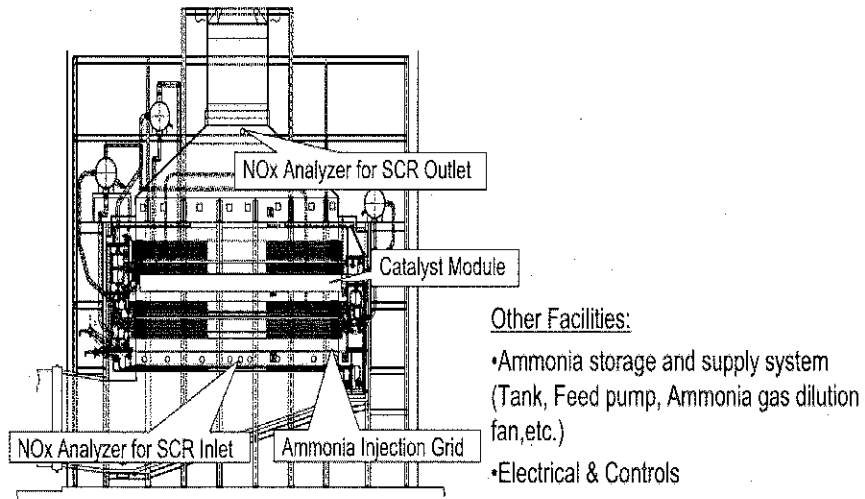
(8) 觸媒毒化原理：通過觸媒床之煙氣中除須轉化之物質外，常有部分雜質存在，其中部分雜質產生沉積於觸媒轉化反應之活性區域時，將導致觸媒活性區域減少，降低觸媒轉化率，謂之觸媒毒劑，而該現象謂之觸媒毒化現象，其中燃氣複循環發電機組常因發生溫度控制問題產生燒結現象，使觸媒喪失活性，故觸媒床設置位亦須於設計階段妥善規劃，方能避免上述情形發生。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHD)提供

圖二十五、觸媒毒化情形反應圖

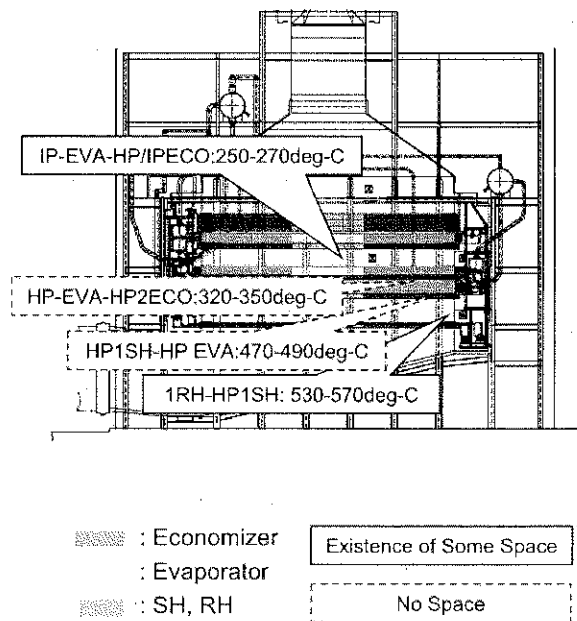
(9) StageII 安裝 SCR 位置：本廠#3~6 機屬 stageII 範圍，其廢熱回收鍋爐原無設計安裝觸媒床之位置，如計畫加裝選擇性觸媒轉化器，其適當之空間為爐管與爐管間空隙位置，如下圖所示位置，同時附加將相關還原劑注入反應等設施，包括氨氣貯存及供給設施（桶槽、泵浦及稀釋風扇等）、觸媒床前後氮氧化物分析儀器及電儀控制等設施，同時必須考量本廠既有機組之煙囪非各自獨立，設置廢熱回收鍋爐出口之氮氧化物分析儀時，必須考量監測數據之有效性，亦為監測點至少距離 0.5 個管徑以上為適當距離，改善前相關設計即需予以考量，以確認是否須進行煙囪改善。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖二十六、stageII 選擇性觸媒轉化器相關設施示意圖

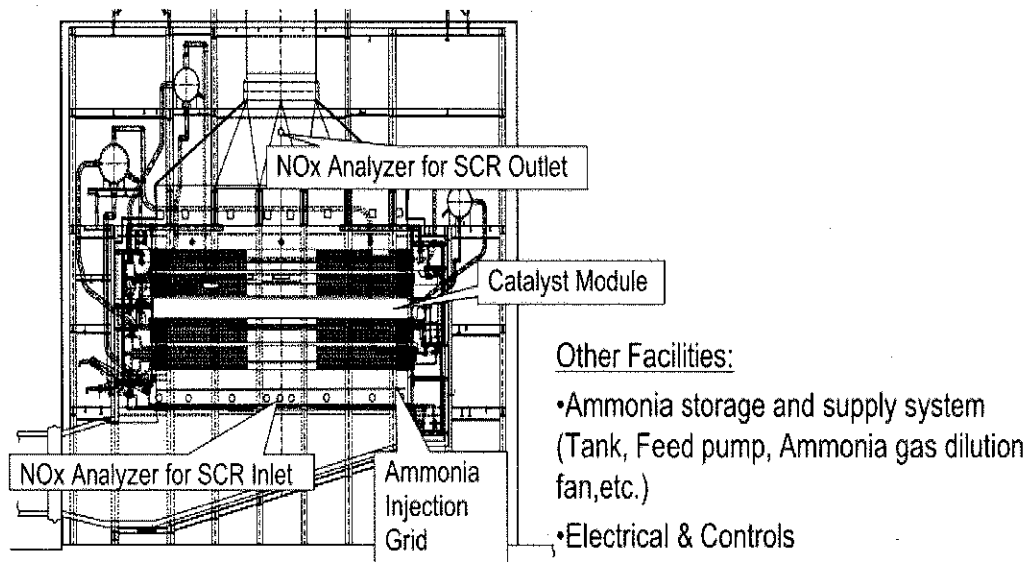
(10) Stage2 安裝 SCR 溫度位置圖：經分析廢熱回收鍋爐之相對位置排管溫度，最佳安裝觸媒床之位置為 315-350°C，屬高壓蒸發汽管排位置區，惟該區域未留置適當空間，故需另擇其他適當位置，次佳之位置為中壓蒸發器及中壓省煤器間之現有鍋爐維護空間，但因溫度範圍為 250-270°C，改善前需考量逸氨濃度高低及轉化率高低是否符合環評承諾需求。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖二十七、stageII 選擇性觸媒轉化器設置溫度分布圖

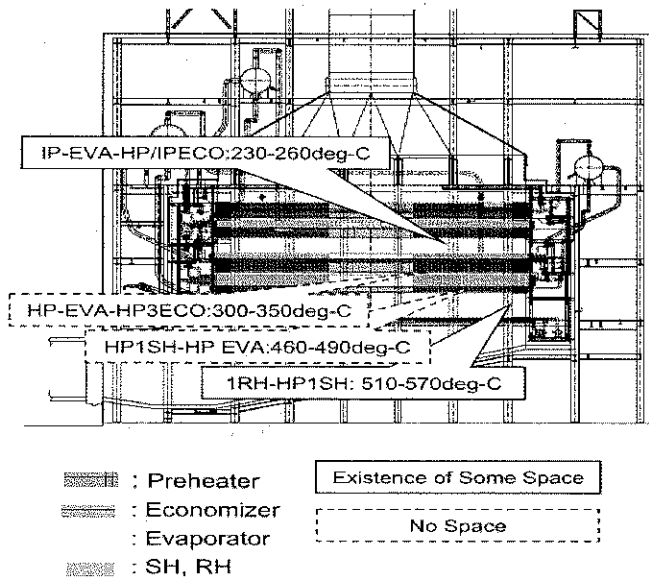
(11) StageI 安裝 SCR 位置：本廠#1~2 機屬 stageI 範圍，其廢熱回收鍋爐原無設計安裝觸媒床之位置，如計畫加裝選擇性觸媒轉化器，其適當之空間為爐管與爐管間空隙位置，如下圖所示位置，同時附加將相關還原劑注入反應等設施，包括氨氣貯存及供給設施（桶槽、泵浦及稀釋風扇等）、觸媒床前後氮氧化物分析儀器及電儀控制等設施，同時必須考量本廠既有機組之煙囪非各自獨立，設置廢熱回收鍋爐出口之氮氧化物分析儀時，必須考量監測數據之有效性，亦為監測點至少距離 0.5 個管徑以上為適當距離，改善前相關設計即需予以考量，以確認是否須進行煙囪改善。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHD)提供

圖二十八、stageI 選擇性觸媒轉化器相關設施示意圖

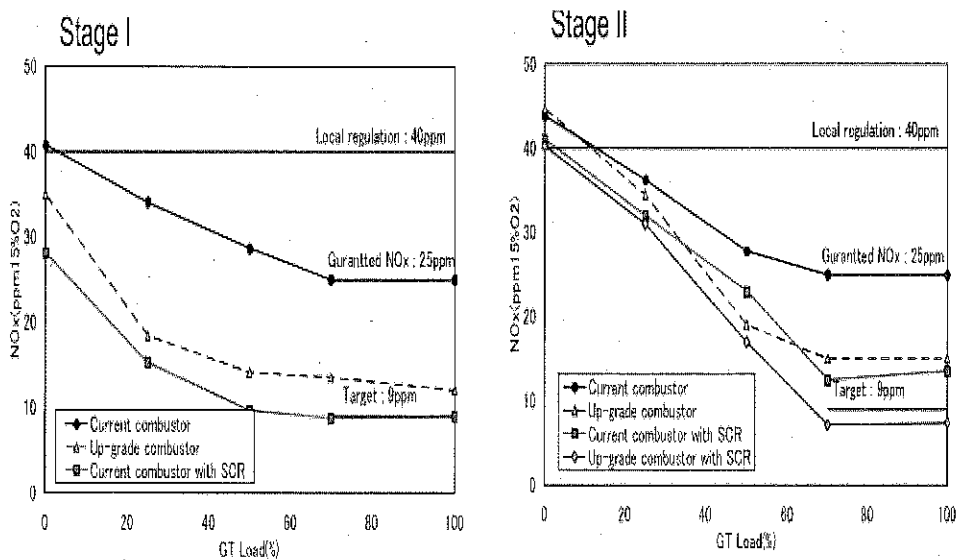
(12) StageI 安裝 SCR 溫度位置：經分析廢熱回收鍋爐之相對位置排管溫度，最佳安裝觸媒床之位置為 315-350°C，屬高壓蒸發汽管排位置區，惟該區域未留置適當空間故需另擇其他適當位置，次佳之位置為中壓蒸發器及中壓省煤器間之現有鍋爐維護空間，但因溫度範圍為 230-260°C，較 stageII 條件更為嚴峻，改善前更需考量逸氨濃度高低及轉化率高低是否符合環評承諾需求。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖二十九、stageI 選擇性觸媒轉化器設置溫度分布圖

(13) StageI 、StageII 安裝 SCR 效果比較：建廠承商日商三菱公司改善成果預估如下圖所示，stageI 設置選擇性觸媒轉化器，氮氧化物排放濃度目標值 9ppm，stageII 預估經燃燒器升級後，因進入觸媒轉化床之濃度降低，預期改善效果可低於目標值為 8ppm，起動初期之氮氧化物濃度高於 40ppm 之情形，可藉由燃燒調校降至 40ppm。

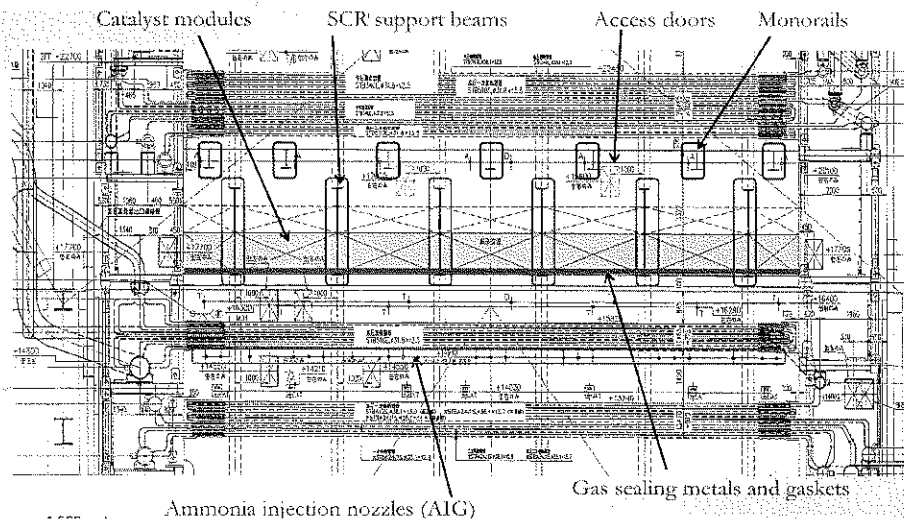


大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖三十、StageI 、StageII 安裝 SCR 效果比較圖

(14) 觸媒床設置位置示意：觸媒床及加藥設置相關位置示意，經計算

現有機組之廢熱回收鍋爐，僅須加裝部分支撐，基礎結構即可負擔新增觸媒床之重量。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖三十一、觸媒床設置位置示意圖

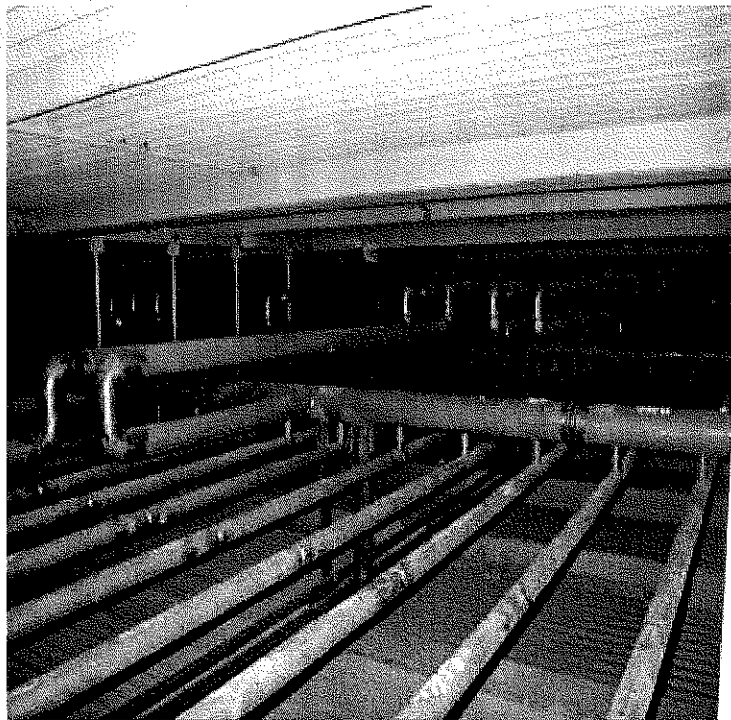
(15) 觸媒床實體：蜂巢式孔洞垂直放置，煙氣由下而上通過觸媒活性表面積。



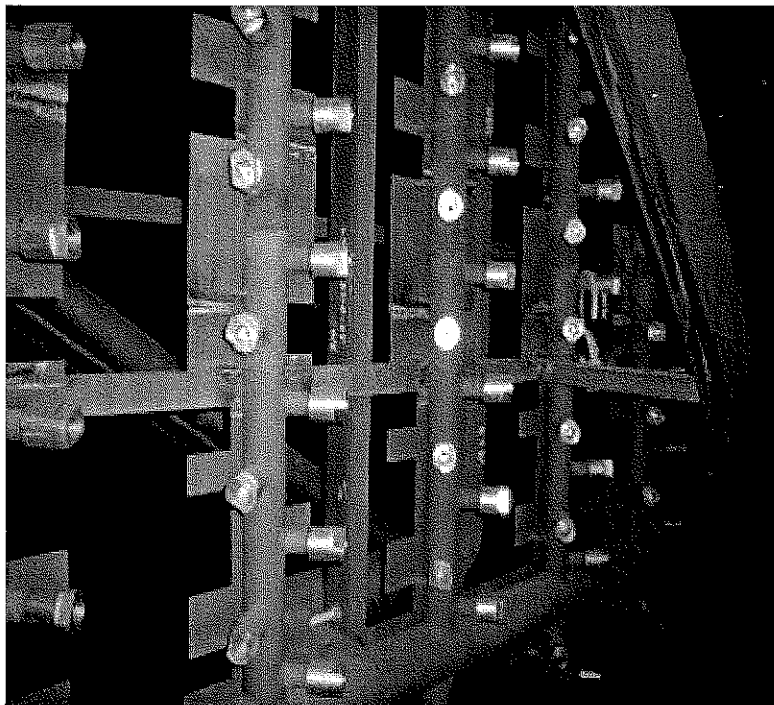
大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖三十二、觸媒床實體照片

(16) 氨氣分散器噴嘴：噴出由鼓風機出口經稀釋與煙氣中氮氧化物相當量之稀釋氨氣。



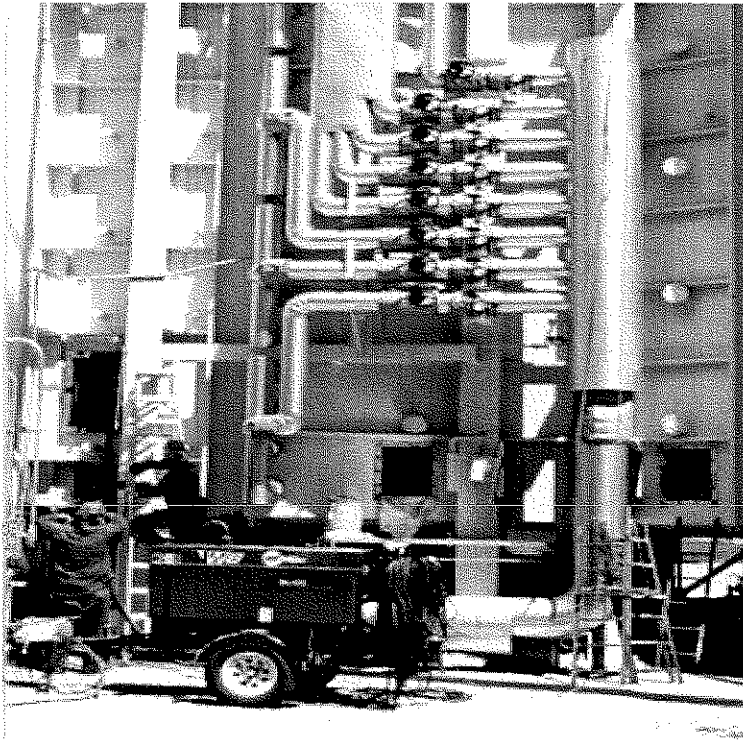
圖三十三、氨氣分散器噴嘴管排照片（一）



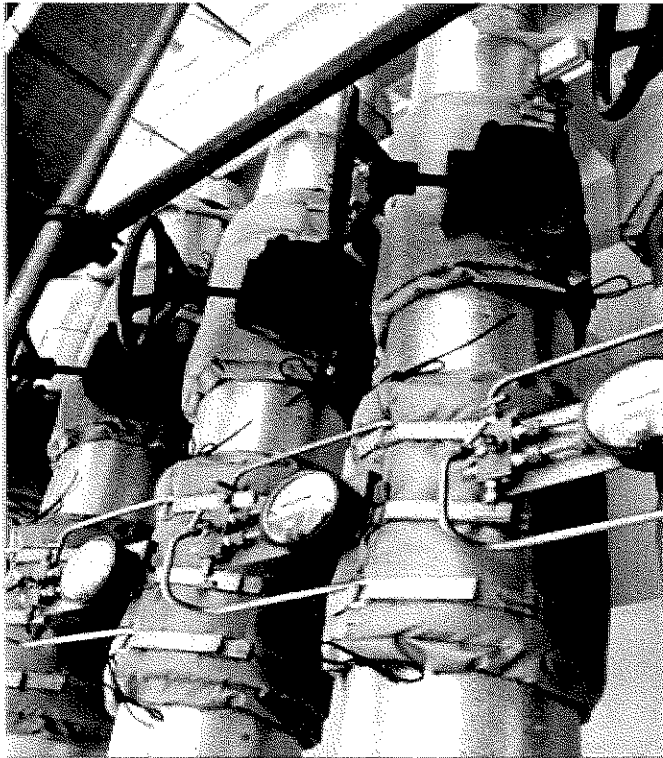
大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖三十四、氨氣分散器噴嘴管排照片（二）

(17) 氨氣外部管路：由鼓風機稀釋後之氨氣經由外部管路輸送之廢熱回收鍋爐如下圖所示。



圖三十五、氨氣外部管路照片（一）

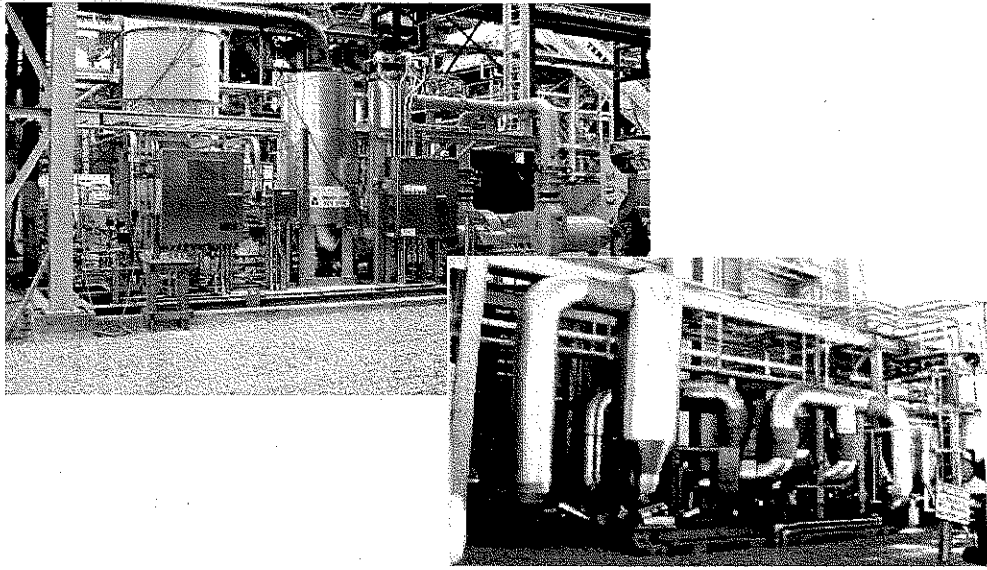


大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖三十六、氨氣外部管路照片（二）

(18) 液氨蒸發罐及鼓風機：液化氨氣需先經由電熱器加熱，完成汽化，

後由鼓風機進行稀釋，最終輸送之廢熱回收鍋爐，經過觸媒轉化床產生脫銷效果。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖三十七、液氨蒸發罐及鼓風機照片

(19) SCR 脫硝過程須避免之現象：

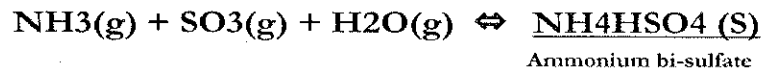
- A. 燃料中硫分越低越好：硫分燃燒後形成之三氧化硫，與氨氣反應形成硫酸氫氨，堵塞觸媒孔，Stage I 短暫期間燃油因使用超級柴油（S% < 50ppm），產生硫酸銨之情形不至影響觸媒效果。
- B. 注氨區域煙氣溫度過低：氨氣與二氧化氮形成硝酸銨化合物。
- C. 煙氣偏流：未脫硝之煙氣偏流，未通過觸媒床，降低脫硝轉化率。

(20) SCR 脫硝副反應

- Ammonium bi-sulfate generation

~200°C@gas phase

~350°C@on the catalyst



- Ammonium nitrate generation ~200°C



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖三十八、硫酸氫胺及硝酸銨生成反應

(21) 煙氣偏流脫硝效率低

- Gas bypass is a critical factor for high DeNO_x efficiency.

- Inlet NO_x 40ppm

- Outlet NO_x 2ppm (DeNO_x efficiency 95%)

- Slip NH₃ 5ppm

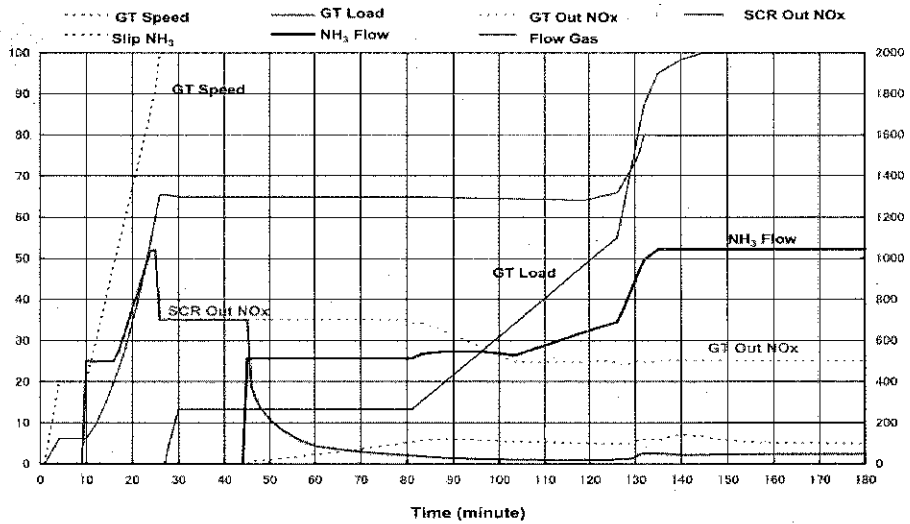
In case 2% of flue gas is bypassed,

$$40 \times 0.02 = 2\text{ppm} \dots$$

大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖三十九、煙氣偏流效應

(22) SCR 實際操作數據紀錄圖：由於選擇性觸媒轉化器在 200°C 以上即產生脫硝效果，故由下圖所示，氣渦輪機點火後 45 分鐘，選擇性觸媒轉化器開始運作，濃度由 35ppm 陡降至 10ppm 以下，隨機組升載溫度漸趨平衡，脫硝效果持續穩定，起動初期之高濃度氮氧化物將採燃燒器調校方式執行因應，目標降至 40ppm 以下。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖四十、機組起動至滿載階段氮氧化物變化圖

(23) SCR 出口氮氧化物濃度經驗值：脫硝技術能力最低值可達 4.8ppm。

	Japan Project A	Japan Project B	Japan Project C	Korea Project D
SCR Outlet (O ₂ = 15%)	4.8 ppm	4.8 ppm	6 ppm	10 ppm

大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖四十一、日商三菱公司增設選擇性觸媒轉化器經驗

(24) 增設 SCR 對黃煙去除預估效果

NO ₂ 濃度 ppm	<6	6~8	>8
目視顏色	透明	淡黃	深黃
最大濃度	8.8		

圖四十二、二氧化氮與黃煙可見度關係圖

令觸媒轉化率 95%

NO2 實測最大濃度：

$$8.8\text{ppm} \times (1-95\%) = 0.44\text{ppm} < < 6\text{ppm}$$

黃煙將看不見

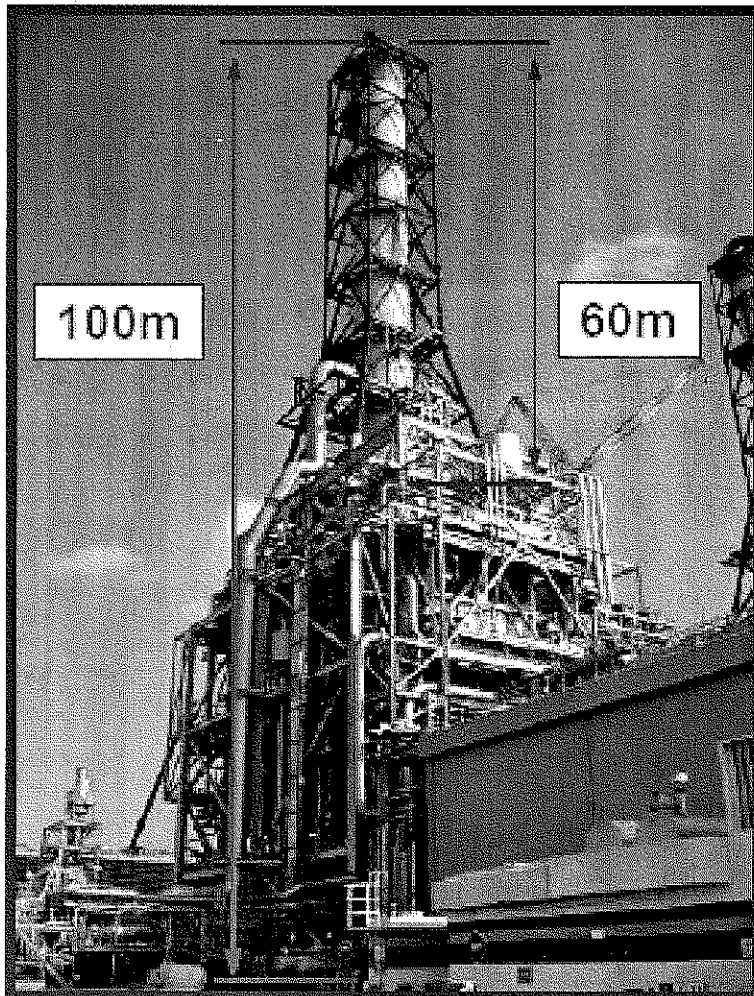
(七) 既、新設機組臭味問題之預防

1. 機組如設置 SCR，無論是用液氨或尿素為還原劑，控制不佳時，皆會產生逸氨（Ammonia slip）之問題。
2. 氨臭味閾值（order threshold）43ppb 極低（聞的到臭味之最低濃度的稀釋倍數），週界居民對逸氨臭味極其敏感，稍有不慎將再造民怨。
3. 除須於觸媒床進出口端設 NOX 連續監測儀外，亦應於煙囪增設氨氣濃度連續監測儀，控制氨氣加藥濃度至化學當量點附近，減少逸氨濃度。
4. 因#1-6 機現有煙囪為聯通型，CEMS 無法測出各部 HRSG 之 NOX 濃度，未來增設 SCR 時，煙囪須改善，以利設置監測儀器。
5. 新設機組設置方式為集束型煙囪。
6. 確認 SCR 承商逸氨保證值（MHI：5ppm）提供環保處委外做適當之大氣擴散模擬，取得正確之煙囪高度值，做為既設機組煙囪高度改善及新設機組煙囪高度設計。
7. 煙囪高度比較

DAH-TARN Stage I & II



Stack above HRSG (Domestic)



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖四十三、日商三菱公司複循環機組煙囪建設高度照片

8. 使用尿素與 NH3 為還原劑設施

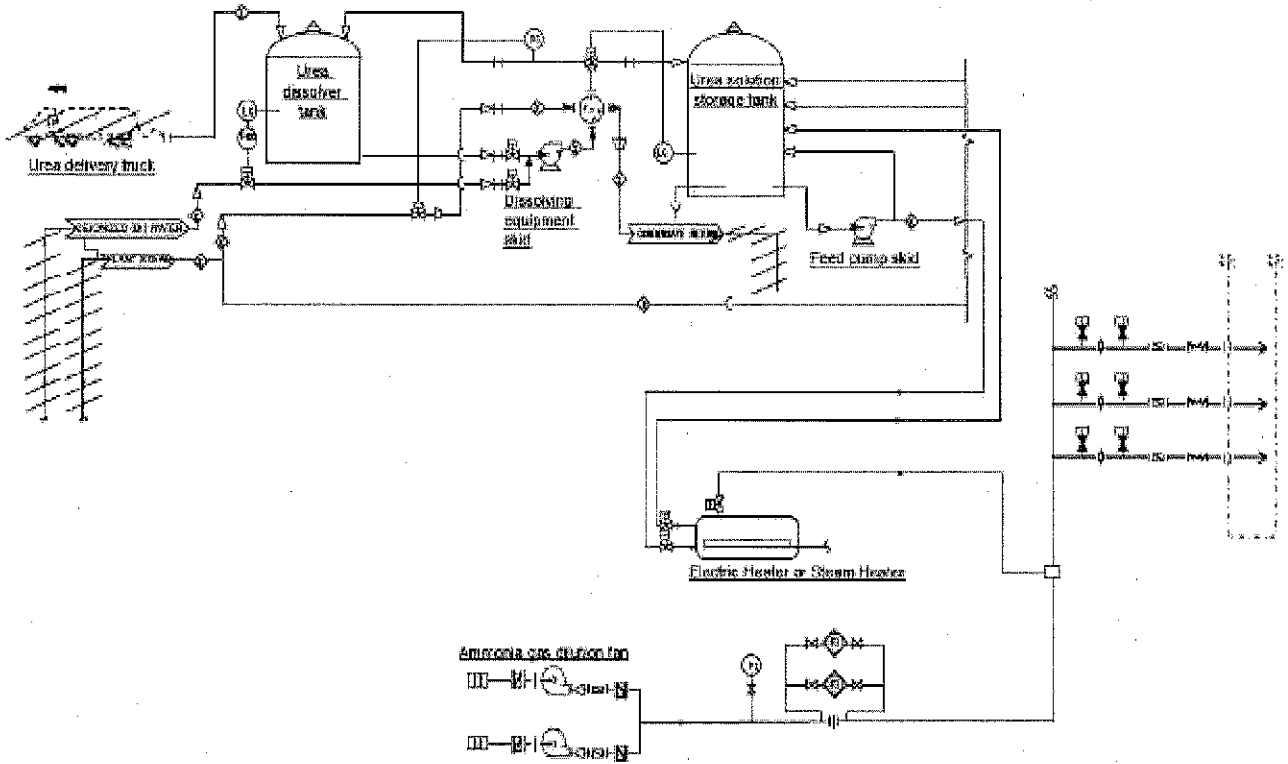
以尿素為還原劑之設計：為考量使用液氨衍生之逸散氨氣之工安危險性，本次出國期間詢問日商三菱公司，改液氨為尿素之還原劑的使用經驗，下表為液氨與尿素設施對照。

Design Criteria	Urea to Ammonia NH ₃ Consumption 57kg/h	Liquid Ammonia System		
Merits	Easy to deliver the resource: Urea to the site compared to 'Liquid ammonia system'	Reasonable to install system compared to 'Urea to ammonia conversion system'		
Steam Required for Urea Dissolving	50 psig @ 295° F, Saturated	—		
Item	Specification/Scope of Supply			
Urea Dissolver Tank	One(1) 18,900 gal for 25 ton dry Urea batch	—		
Urea Transfer Pump Skid	One(1) skid with two(2) x 100% pumps	—		
Urea Storage Tank	One(1) 12,000 gal, 7 day storage	—		
Urea Transfer Pump Skid	One(1) skid with two(2) x 100% pumps	—		
Urea Hydrolyzer (Reactor) · Heater	One(1) x 100%, 152.5 lb/hr of NH ₃ = 171 kw $(\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{NH}_3 \rightarrow \text{NH}_4\text{CO}_2\text{NH}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{NH}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O})$	—		
	Urea Concentration by Weight	Volume %NH ₃	Volume %CO ₂	Volume %H ₂ O
	40%	28.5	14.2	57.3
Urea Blowdown Tank	350 gal	—		
AFCU Skid · NH ₃ Concentration · Blower Capacity · Blower Outlet Pressure · Blower Motor · Air Heater · Heated Air Temperature	· 5% · 930 scfm · 42" wg · 20 HP · 122 kW · 350° F	—		
Piping and fittings · Ammonia vapor · Urea, DI water, and instrument air · Dilution air, steam and condensate	· 316L stainless steel · 304 stainless steel · Carbon Steel	—		
Electric heat tracing/insulation · Ammonia gas piping · Urea Solution · Blowdown and relief piping · Water	· 350° F · 80° F · 150° F · 40° F	—		
Control System	DCS	DCS		
Ammonia Storage Tank	—	Yes		
EVAPORATOR	—	Yes		
ACCUMULATOR	—	Yes		
AMMONIA GAS DILUTION FAN	Yes	Yes		
FIGURE (Ammonia supply system flow diagram)	1	2		

大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖四十四、液氨與尿素設施對照圖

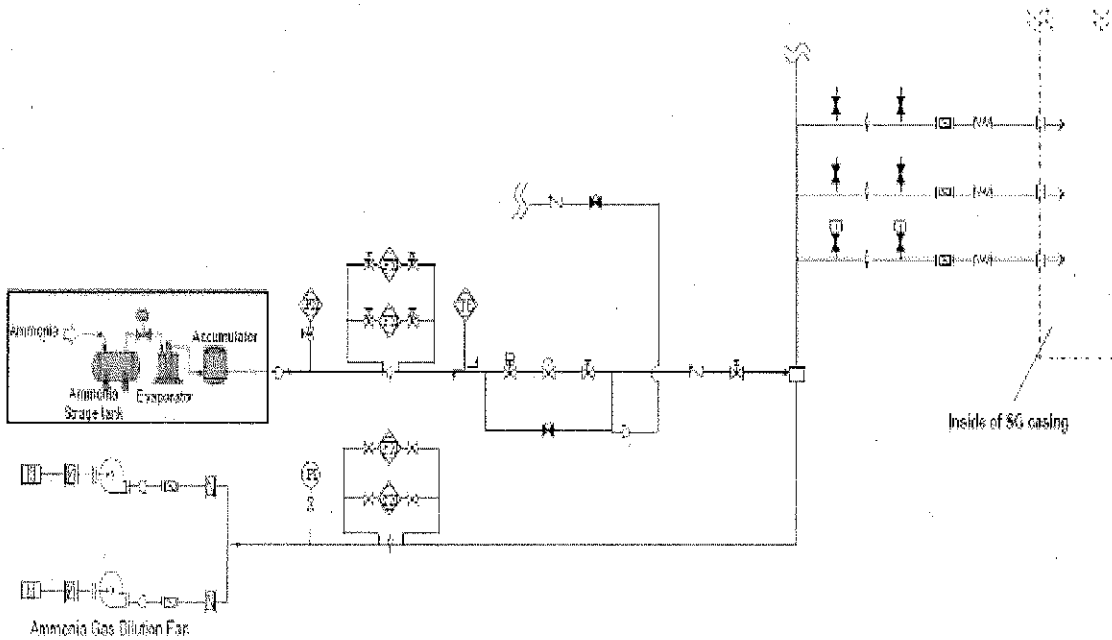
9. 下圖為尿素還原劑單元之設施流程圖，相較於液氨系統多增加尿素溶解桶槽及加熱蒸發器，較耗能源，脫硝效果則不變。



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖四十五、以尿素還原劑單元之設施流程圖

10. 以 NH₃ 為還原劑之設計



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖四十六、以液氨還原劑單元之設施流程圖

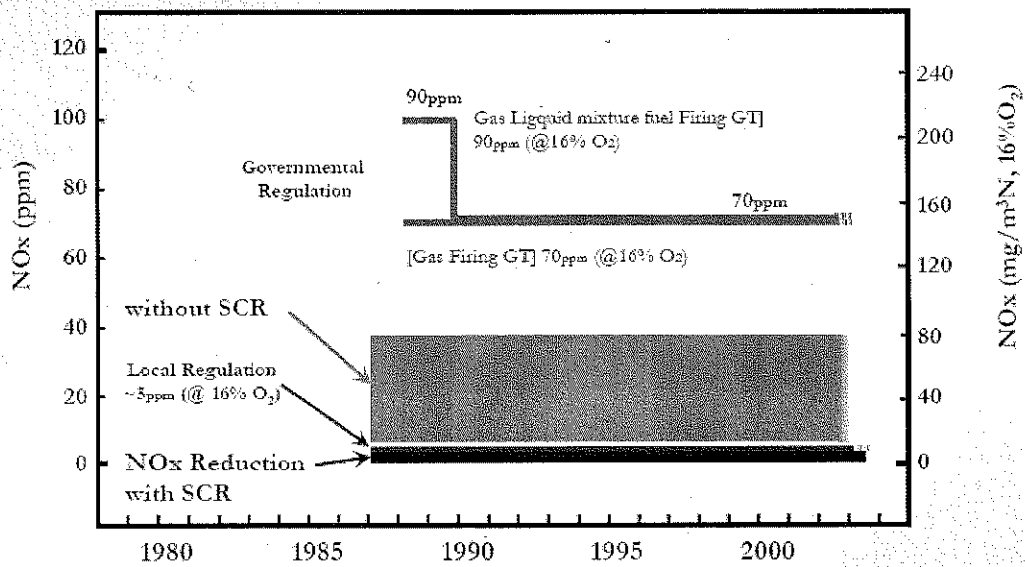
四、結論

- (一)、燃油起動臭味問題因，MHI 公司除所提燃料切換法（FUEL CHANGE OVER）外，目前尚無相關技術。
- (二)、黃煙問題藉由機組縮短黃煙區之停留時間及燃燒器升級等物理性方法，確具改善效果，惟無法徹底解決二氧化氮排出問題。
- (三)、增設選擇性觸媒轉化器，可降低黃煙排放濃度，可徹底解決黃煙問題。
- (四)、增設觸媒轉化器需注意逸氨管控問題，避免再度衍生新臭味問題（吉興公司應提供最適亦氨濃度及煙囪高度規範）。
- (五)、既設機組受限於未預留空間安置 SCR，故安裝 SCR 之轉化率無法達到 95%。
- (六)、觸媒床之安裝應結合 HRSG 煙氣偏流所導致之熱通量過高破管問題一併考量。

五、研習心得

- (一)、日商三菱公司持續致力於環保設備之研發，源至於日本國內地方政府之嚴格要求，達到法令要求與研發及生產技術能力同步，成為該公司之企業精神，除可兼顧用發電效率增加及降低污染之需求外，同時在技術能力獲得確認後，即可對外輸出產品，賺取外匯，提振經濟，一舉數得。

NOx Reduction and Governmental Regulation for Gas Fired GT in Japan



大潭電廠發電計畫統包商(三菱重工 MHI)提供

圖四十七、三菱公司脫硝系統設置演變圖

- (二)、MHI 公司選擇性觸媒轉化器(SCR)技術商品化迄今 23 年，然而本公司卻無環保法令趨嚴之評估，以本廠之建廠契約為例，並無預留增設 SCR 設施之空間，其結果將導致增建機組時，污染物排放濃度被要求降低，而陷入現有機組改善困難之窘境，故建議本廠新設機組之規範時，必須預留升級之空間，以供日後擴建機組環保趨嚴至設備改善之用。
- (三)、本公司應積極參與環保署修法工作，提供本廠看法，避免產生立法從嚴，而改善技術提升不及之現象，影響電廠營運。
- (四)、環保法令的訂定，並非無中生有，現行燃燒器技術之提升除效率、材質外，環保需求亦與效率、材質緊密配合，技術組環保知識及環保單位技術知識亦須交流密切，同步提升。
- (五)、本次赴 MHI 公司實習與該公司相關工程時進行研討，新設機組如採用 501j type，tit=1600°C，發電機組效率 62%%，full load NOx=30ppm，SCR 除硝率 90%，可透過該公司之兩級脫硝技術，將氮氧化物降低至 3ppm 以下。

- (六)、#1~2 機增設 SCR 後承諾 full load NO_x：9ppm，#4~6 機燃燒器升級及增設 SCR 後承諾 full load NO_x：8ppm，#1~10 機平均 full load NO_x：6.2ppm，NO_x 排放量約為 2006 公噸/年。
- (七)、再考量既設機組及新增機組容量因素皆為 77%（原設計為 35%），且氮氧化物年排放量不增加，氮氧化物承諾限值需續再降低至 6.8ppm，以現有機組氮氧化物燃燒器升級及增設觸媒轉化脫硝設備氮氧化物，以二級程序降低氮氧化物，確可符合。
- (八)、增設 SCR 脫硝效果卓著，但需消耗氨氣資源，以新增機組計畫為例，新增 4 部機，而 NO_x 排放量不得增加之環評承諾需求，將導致每年使用 3232 公噸逸氨，轉化等量之 NO_x，以每噸 3000 元計，每年需增加新台幣約 1000 萬元，加上設施及操作費用，增加發電成本。

六、建議

(一)、新建機組環評因分五階段進行申請：

1. 第一階段：爭取依據#1-6 機現有 NO_x 排放濃度標準適用於#7-10 機。年總排放量提升約至 8090 公噸/年，如此可節省燃燒器升級及增設 SCR 之設施費用及每年近新台幣千萬元之液氨費用。
2. 第二階段：以通霄發電廠更新計畫之環評承諾前例，#7-10 機 NO_x 排放濃度標準為 18ppm(70%負載以上)，#1-6 機現有 NO_x 排放濃度標準不變，年總排放量提升約至 7184 公噸/年，新設機組須具有新的氮氧化物燃燒器。
3. 第三階段-以通霄發電廠更新計畫之環評承諾前例，#1-10 機 NO_x 排放濃度標準為 18ppm(70%負載以上)，年總排放量提升約至 5824 公噸/年，新既設機組皆須具有新的氮氧化物燃燒器。
4. 第四階段-新設機組計畫被要求年總排放量不得提升（NO_x 約為 15ppm），新既設機組皆須具有新的氮氧化物燃燒器級增設 SCR。

5. 第五階段-再考量既設機組及新增機組容量因素皆為 77%(原設計為 35%)，且氮氧化物年排放量不增加，氮氧化物承諾限值需續再降低至 6.8ppm，以現有機組氮氧化物燃燒器升級及增設觸媒轉化脫硝設備氮氧化物，以二級程序降低氮氧化物，確可符合。

(二)、增設 SCR 降低氮氧化物，注氨系統需有備源，以免故障導致停機。

(三)、如既設機組 SCR 轉化率偏低，建議增設光觸媒脫硝設施 (TiO₂ 觸媒、常溫、紫外線光源，脫硝率 50%)，持續脫硝 (以選擇性光觸媒催化還原程序去除氮氧化物，2009 顧洋等)。